

Diseño de una turbina mareomotriz para pico generación en la costa pacífica colombiana
empleando simulación numérica CFD

Fabian Andrés Lozano Castillo, Joseph Steven Ferreira Sánchez & Juan Martín
Santamaría Cuadrado

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Director

Juan Pablo Flórez Mera

Doctor en Ingeniería Mecánica

Codirectores

Nury Audrey Nieto Garzón

Doctora en Ingeniería Mecánica

Manuel de Jesús Martínez

Doctor en Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

2024

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo general	12
1.2 Objetivos específicos	12
2. Marco teórico	13
2.1 Energía mareomotriz	13
2.2 Industria actual y dispositivos usados	14
2.3 Las mareas y corrientes marinas	18
2.4 Tipos de mareas	19
2.5 Perfiles aerodinámicos	20
2.6 Ecuación de potencia para aerogeneradores	24
2.7 Dinámica de fluidos computacional CFD	25
2.8 Blade Element Momentum (BEM) Theory	30
3. Metodología	31
3.1 Selección de la zona y turbina a estudiar	31
3.2 Diseño de la turbina	32
3.3 Análisis hidrodinámico	35
3.4 Análisis estructural	35
3.5 Análisis económico	36
4. Estudio de zona y potencial mareomotriz	36
5. Diseño de la turbina mareomotriz	40
5.1 Selección del tipo de turbina	40
5.2 Selección de materiales	44
5.3 Selección de parámetros iniciales	48
5.4 Dimensionamiento del rotor	49

5.5	Dimensionamiento del eje.....	54
5.6	Diseño del álabe.....	65
5.7	Modelado CAD.....	68
6.	Estudio hidrodinámico.....	75
6.1	Geometría HATT y condiciones de simulación.....	75
6.2	Dominio computacional y condiciones de frontera.....	77
6.3	Generación de malla.....	79
6.4	Resultados del estudio hidrodinámico.....	81
7.	Estudio estructural.....	95
7.1	Metodología MEF y condiciones de simulación turbina mareomotriz.....	95
7.2	Dominio computacional y condiciones de frontera turbina mareomotriz....	97
7.3	Generación de malla.....	97
7.4	Resultados del estudio estructural.....	98
8.	Prefactibilidad económica.....	103
8.1	Prestación del servicio de energía eléctrica.....	103
8.2	Demanda de servicio de energía en la región.....	104
8.3	Costos asociados.....	105
8.4	Costo de capital.....	106
8.5	Costos de operación y mantenimiento.....	106
8.6	Plan de amortización inversión inicial.....	107
8.7	Estudio de viabilidad.....	109
9.	Conclusiones.....	117
10.	Recomendaciones.....	119
	Referencias bibliográficas.....	120
	Apéndices.....	124

Lista de Figuras.

	Pág.
Figura 1 Caracterización energética de zonas no interconectadas	10
Figura 2 Dispositivo tipo turbina de eje horizontal	14
Figura 3 Turbina SeaGen instalada en Irlanda del Norte.....	15
Figura 4 Dispositivo tipo turbina de eje vertical.....	16
Figura 5 Turbina Kobold instalada en el estrecho de Messina	16
Figura 6 Dispositivo tipo turbina de conductos cerrados.....	17
Figura 7 Turbina tipo venturi llamada Rotech Tidal.....	18
Figura 8 Alineación del Sol, Tierra y Luna para mareas vivas.....	19
Figura 9 Marea viva y muerta según la posición del Sol y la Luna.....	19
Figura 10 Comportamiento gráfico de las presiones y las velocidades en el perfil.....	21
Figura 11 Elementos que componen el perfil	22
Figura 12 Fuerzas que experimenta el perfil.....	22
Figura 13 Blade Element Theory aplicado a un perfil alar	31
Figura 14 Coeficiente de potencia vs TSR para diferentes tipos de turbinas	32
Figura 15 Fases para el diseño de la turbina	33
Figura 16 Diseño del álabe usando SolidWorks	35
Figura 17 Zonas potenciales para energía marítima en el pacífico colombiano.....	37
Figura 18 Mapa interactivo de corrientes superficiales DIMAR.....	39
Figura 19 Comportamiento de la velocidad de corriente.....	40
Figura 20 Ventajas y desventajas de las alternativas de energía marina	40
Figura 21 Clasificación de importancia	43
Figura 22 Matriz de decisión	44
Figura 23 Coeficiente de potencia en función del número de alabes.....	50
Figura 24 Sistema de transmisión de potencia de turbina mareomotriz	51
Figura 25 Sistema de transmisión de potencia considerando eficiencias	51
Figura 26 Estructura góndola.....	54
Figura 27 Plano en corte del eje lento.....	55
Figura 28 Fuerzas aplicadas sobre los elementos de transmisión, vista isométrica.....	56

Figura 29	Plano isométrico de las fuerzas aplicadas sobre el eje	57
Figura 30	Condiciones de simulación: Fijaciones y fuerzas	59
Figura 31	Grafica de SN para aceros	60
Figura 32	Factor de seguridad a diferentes diámetros de eje	61
Figura 33	Factor de seguridad a diferentes rangos de velocidades para un eje de 120 [mm]	61
Figura 34	Factor de seguridad en eje principal	62
Figura 35	Dimensiones en plano de caja de engranajes planetarios	63
Figura 36	Generador eléctrico de 21,5 kW	63
Figura 37	Dimensiones generador eléctrico de 21,5 kW	64
Figura 38	Regiones de un álabe	65
Figura 39	Distribución de perfiles para un álabe	66
Figura 40	Distribución de perfiles para la turbina diseñada	66
Figura 41	Cl/Cd vs Alpha para selección	67
Figura 42	Fragmento perfil S814	69
Figura 43	Puntos en formato texto para el diseño del álabe	69
Figura 44	Selección puntos del perfil	70
Figura 45	Perfiles álabe en SolidWorks	70
Figura 46	Creación del plano paralelo a la curva	71
Figura 47	Croquizado de la curva en el plano generado	71
Figura 48	Perfil con el ángulo de giro	72
Figura 49	Estructura del álabe	72
Figura 50	Álabe recubierto	73
Figura 51	Creación de la raíz del álabe	73
Figura 52	Diseño final álabe	74
Figura 53	Modelado de la estructura	74
Figura 54	Geometría turbina mareomotriz	75
Figura 55	Dominios computacionales de simulación	78
Figura 56	Dominio computacional mallado	79
Figura 57	Dominio interior mallado	80
Figura 58	Inflation generado en el alabe de la turbina	80

Figura 59	Independencia de malla: variable física torque contra número de elementos	81
Figura 60	Independencia de malla: variable física coeficiente de sustentación contra número de elementos.....	82
Figura 61	Ángulo de alabe a 0,5 metros	85
Figura 62	Ángulo de alabe a cada 0,5 metros.	86
Figura 63	Ángulo de alabe a cada 0,5 metros.	87
Figura 64	Torque a diferentes velocidades de flujo.....	91
Figura 65	Potencia a diferentes velocidades de flujo.....	92
Figura 66	Coeficiente de potencia a diferentes velocidades de flujo.....	93
Figura 67	Fuerza de sustentación a diferentes velocidades.	94
Figura 68	Coeficiente de sustentación a diferentes velocidades de flujo.	95
Figura 69	Dominio de análisis estructural	96
Figura 70	Técnica una vía (One way) en Ansys	96
Figura 71	Punto de fijación en la turbina.....	97
Figura 72	Presión sobre la góndola vista frontal	98
Figura 73	Presión sobre el álabe derecho vista frontal	99
Figura 74	Presión sobre el álabe derecho vista trasera	99
Figura 75	Deformación total en la turbina, vista frontal.....	100
Figura 76	Deformación álabe derecho vista frontal.....	100
Figura 77	Esfuerzo equivalente vista frontal	101
Figura 78	Esfuerzos álabe derecho vista frontal	101
Figura 79	Esfuerzo álabe derecho, vista trasera.....	102
Figura 80	Factor de seguridad en la turbina.....	102
Figura 81	Curva de generación simulación.....	111
Figura 82	Velocidades promedio de corriente de marea para el año 2022.....	111

Lista de tablas.

	Pág.
Tabla 1 Velocidades de corriente para diferentes puntos en el pacífico colombiano	37
Tabla 2 Potencial energético para diferentes zonas del pacífico colombiano.....	38
Tabla 3 Tabla de relación	42
Tabla 4 Tabla de clasificación.....	44
Tabla 5 Materiales usados en turbinas eólicas	45
Tabla 6 Comparación de la resistencia a la corrosión de aceros en agua salada.....	46
Tabla 7 Propiedades mecánicas del acero duplex2205	46
Tabla 8 Propiedades mecánicas para el compuesto Resina-Fibra de vidrio	47
Tabla 9 TSR óptimo para diferentes números de alabes.....	48
Tabla 10 Parametrización de fuerzas en el eje a diferentes velocidades.....	58
Tabla 11 Elementos de malla eje principal	59
Tabla 12 Dimensiones de caja de engranajes planetarios	62
Tabla 13 Parámetros iniciales	75
Tabla 14 Parámetros de convergencia.....	76
Tabla 15 Número de elementos de cada dominio para las diferentes configuraciones de malla.....	79
Tabla 16 Número de elementos por sección.	98
Tabla 17 Costo unitario prestación servicio de energía eléctrica por parte de CEDENAR septiembre 2023	104
Tabla 18 Consumo aproximado para una familia en Tumaco según el PERS.....	104
Tabla 19 Valor a pagar en la factura para un hogar en Tumaco	105
Tabla 20 Valor real a pagar en la factura para un hogar en Tumaco	105
Tabla 21 Costos asociados a la turbina mareomotriz 5kW-aproximación 2020.....	107
Tabla 22 Valor de anualidad como ejemplo Banco AV Villas	108
Tabla 23 Estimación de préstamo para inversión inicial.....	108
Tabla 24 Resultados simulación.....	110
Tabla 25 Energía generada a plena carga.....	112
Tabla 26 Energía real y a plena carga generada por la turbina	113

Tabla 27 Criterios de viabilidad económica para la turbina mareomotriz	113
Tabla 28 Criterios decisorios para la turbina mareomotriz	115

Lista de apéndices.

Apéndice A Cálculo de fuerzas	124
Apéndice B Cálculo del eje	129
Apéndice C Cálculo de cuerda y ángulo de torsión	137
Apéndice D Resultados del estudio estático para el álabe izquierdo	138
Apéndice E Velocidad en perfiles hidrodinámicos	141
Apéndice F Datos de entrada de malla para independencia.....	142
Apéndice G Datos de salida para independencia de malla	143
Apéndice H Ansys independencia de malla.....	144
Apéndice I Ansys simulación hidrodinámica.....	145
Apéndice J Tratamiento de datos simulación	146
Apéndice K Parametrización de fuerzas de las 3 condiciones críticas del eje.....	147
Apéndice L Plan de amortización Banco AV Villas.....	148
Apéndice M Plan de amortización Bancolombia.....	149
Apéndice N Plan de amortización Banco Caja Social	150
Apéndice O Plan de amortización Banco de Bogotá	151
Apéndice P Comportamiento de interés en las diferentes entidades bancarias.....	152
Apéndice Q Comportamiento de Saldo en las diferentes entidades bancarias	153
Apéndice R Comportamiento de interés y saldo	154
Apéndice S Valor presente ingresos VPI	155
Apéndice T Valor presente egresos VPE	159
Apéndice U Tiempo retorno inversión TRI	160
Apéndice V Tasa interna de retorno TIR	164

Introducción

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ha sido objeto de interés en las últimas décadas debido a la necesidad de reducir la dependencia a los combustibles fósiles, y así, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. Un ejemplo de esto es EE. UU. donde el 20.75 % de la generación de energía total corresponde a fuentes renovables (eólicas, solares, biomasa, geotermia, etc.) (Ritchie & Rosado, 2021).

Según cifras de la asociación colombiana de generadores de energía eléctrica (Acolgen), en Colombia, el 68.3 % de la energía eléctrica generada proviene de recursos hídricos renovables, siendo así, la sexta matriz energética más limpia del mundo. Sin embargo, el país cuenta con una problemática, las zonas no interconectadas (ZNI). Estas zonas corresponden al 53% del territorio nacional, donde no se tiene acceso a energía eléctrica por medio de un sistema interconectado, pero se tienen soluciones de generación local. Actualmente, la matriz energética de las ZNI se compone de 85% (Aproximadamente 262.000 kW) de energía eléctrica producida con diésel y 15% (alrededor de 49.006 kW) con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), según datos del Instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas para zonas no interconectadas - IPSE. No obstante, al 59 % del territorio de las ZNI se le suministra electricidad por menos de 10 h al día, principalmente por el difícil acceso, densidad poblacional baja y alta dispersión de las viviendas, así como de los municipios.

En la figura 1 se aprecia la distribución de la matriz energética para las zonas no interconectadas a lo largo del territorio nacional.

Figura 1*Caracterización energética de zonas no interconectadas*

Nota. Tomado de: Ministerio de minas y energía. [En línea]. Disponible en: <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

Teniendo esto en consideración, resulta claro que se requieren investigaciones y proyectos que apliquen tecnologías para la producción de energía eléctrica, utilizando fuentes que reduzcan el consumo y la dependencia de combustibles fósiles, como el diésel. Además, es esencial aprovechar los recursos disponibles en cada región. Estas fuentes, teniendo en cuenta la geografía de las regiones, principalmente las costeras, pueden ser eólicas, marítimas e hidráulicas. Sin embargo, la energía mareomotriz se presenta como alternativa principal para la costa pacífica colombiana debido a su ubicación geográfica privilegiada, la cual posee gran potencial (aproximadamente 120.000 kW) para la generación de energía eléctrica (Rueda-Bayona, 2021).

Con todo lo anterior, se desarrolló el diseño y análisis de una turbina mareomotriz para pico generación (menor a 5kW), teniendo en cuenta parámetros de operación para la costa pacífica colombiana.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Diseñar una turbina mareomotriz en la costa pacífica colombiana para pico generación (menor a 5kW) empleando simulación numérica CFD

1.2 Objetivos específicos

- Evaluar las condiciones de la turbina mareomotriz basados en el potencial para la generación de energía marítima a través de consulta de las velocidades de corriente de marea con base en datos de entidades gubernamentales y científicas para pico generación (menor a 5 kW).
- Dimensionar el rotor y seleccionar el perfil para la generación y velocidades establecidas empleando modelos analíticos y criterios de la literatura.
- Modelar numéricamente el comportamiento hidrodinámico del conjunto rotor-eje de la turbina propuesta empleando el software ANSYS para estimar el torque y potencia generada en función de la velocidad de marea disponible.
- Modelar estructuralmente el conjunto rotor-eje de la turbina propuesta empleado el software ANSYS para evaluar los esfuerzos y deformaciones estáticas sobre la superficie.
- Evaluar la prefactibilidad económica de un sistema de pico generación que opere con la turbina diseñada, estimando el tiempo de retorno del capital a partir de la capacidad de generación, los costos de implementación y el costo actual de la electricidad.

2. Marco teórico

2.1 Energía mareomotriz

Las energías sostenibles derivadas del océano resultan de la interacción entre la radiación solar y los campos gravitatorios generados por la Luna, el Sol y la Tierra en los océanos. A pesar de que los estudios e investigaciones enfocados en obtener energía a través del mar están aún en una etapa bastante temprana e incipiente en comparación con otras fuentes renovables, el potencial que tiene la energía procedente del mar es muy elevado. Los océanos cubren más del 70% de la tierra y actúan como sistemas colectores de energía que puede ser almacenada como energía térmica, cinética o en un menor porcentaje como energía química y de productos biológicos (Mendoza & Rivera, n.d.). Dentro de las diversas fuentes de energía marina se pueden encontrar:

Mareomotriz: La energía mareomotriz se produce debido a las fuerzas gravitatorias entre el Sol, la Tierra y la Luna, dando origen a las mareas, que son la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa entre estos tres. Esta energía generada por las mareas es aprovechada para producir electricidad, a pesar de ofrecer considerablemente reducir las emisiones de carbono, es poco probable que la energía oceánica logre este aporte significativo debido a la prematura etapa de desarrollo y estudio de esta. Con un potencial teórico de 7400 EJ/año y de ser aprovechado, superaría por mucho las necesidades energéticas del mundo actualmente. (Edenhofer et al., 2012)

Este tipo de energía puede ser aprovechada mediante dos tipos de tecnologías:

1. **Presas de Marea:** La tecnología empleada para obtener energía a través de presas es similar a la utilizada en las centrales hidroeléctricas. En este proceso, se construye un embalse con un dique de gran tamaño que abarca completamente el ancho del río, bahía o desembocadura. Cuando el agua sube y baja debido al efecto de las mareas, fluye a través de los conductos o túneles presentes en la estructura y establece conexión directa con las turbinas que también están acopladas por medio de un eje a un generador eléctrico el cual se encarga de producir electricidad. Durante la marea ascendente, las compuertas de la estructura se abren, y cuando alcanza su nivel máximo, se cierran para crear un espacio cerrado. Posteriormente, se abren gradualmente para permitir que el agua fluya a un ritmo controlado.

2. **Corriente de Marea:** Consiste en utilizar turbinas muy similares a las usadas en los parques eólicos dentro del mar, las cuales capturan la energía cinética de la corriente marina, con el paso de la marea o de las corrientes marinas dichas turbinas giran, produciendo energía mecánica que posteriormente se convertirá en energía eléctrica. El potencial técnico actual para las corrientes de marea en la región de Europa es de 48TW/año (0.17 EJ/año) y para la región china es de 30 TW/año (0.11 EJ/año). América del sur es una zona bastante llamativa a la hora de aprovechar el potencial energético de las corrientes de marea.

2.2 Industria actual y dispositivos usados

Los dispositivos que se emplean para el aprovechamiento de las corrientes de marea se clasifican en:

Turbinas de eje horizontal: Su funcionamiento es similar a las turbinas usadas en la energía eólica, con la diferencia que estas están sumergidas en el océano. La energía cinética del flujo de la corriente hace girar la turbina gracias a la fuerza de sustentación en sus álabes, generando electricidad por medio de este cambio de energía cinética a energía mecánica que también se va a ver convertida en energía eléctrica. En la figura 2 se aprecia este tipo de turbina.

Figura 2

Dispositivo tipo turbina de eje horizontal



Nota. Tomado de: Energía mareomotriz: Qué es, tipos y cómo funciona [En línea]. Disponible en: <https://ovacen.com/energias-renovables/mareomotriz/>

La compañía Marine Current Turbines Ltd (Reino Unido) desarrolló la turbina mareomotriz SeaGen de eje horizontal, instalada en 2008 en Irlanda del Norte (ver figura 3), siendo

la primera a escala comercial en el mundo (Rourke et al., 2010). El proyecto de 1.2MW constaba de dos turbinas de 600KW conectadas a la red (Douglas et al., 2008). En 2012 alcanzó 5GWh de producción acumulada, finalizando la fase de demostración. En 2019 fue desmantelada tras exportar más de 11.6GWh, demostrando la viabilidad comercial de esta tecnología a gran escala.

Figura 3

Turbina SeaGen instalada en Irlanda del Norte



Nota. Tomado de: SeaGen Turbine, Northern Arelando, UK [En línea]. Disponible en: <https://www.power-technology.com/projects/strangford-lough/?cf-view>

Turbinas de eje vertical: Su funcionamiento de extracción de energía al flujo de agua es similar a las turbinas mencionadas de eje horizontal. La diferencia significativa es la posición del eje de rotación con respecto a la dirección de la corriente de agua, este eje está instalado de forma perpendicular a la corriente marina. En la figura 4 se evidencia una turbina de eje vertical.

Figura 4

Dispositivo tipo turbina de eje vertical



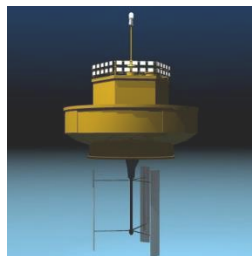
Nota. Tomado de: Energía mareomotriz: Qué es, tipos y cómo funciona [En línea]. Disponible en:

<https://ovacen.com/energias-renovables/mareomotriz/>

Como dispositivo de turbina de eje vertical que se han desarrollado encontramos la turbina Kobold desarrollada por la Italian National Institute for Naval Architecture Studies and Testing (INSEAN), Ponte di Archimede SpA. Ubicada a 150 metros de la costa en el estrecho de Messina, Italia, en una plataforma flotante, compuesta de un rotor montado sobre un eje vertical, amarrada al fondo del mar con profundidades que van desde los 18m a 35m (Ver figura 5). El diámetro del rotor de la turbina es de 6 m y tiene 3 alabes o palas de 5 m de largo cada uno. En el año 2001 fue instalada y a una velocidad de corriente de marea de 2m/s la potencia producida fue de 25Kw-30kW (potencia de diseño 80 kW) (Calcagno et al., 2006). La eficiencia global del sistema de generación incluidas las pérdidas mecánicas y eléctricas, se estimó en un 25%.

Figura 5

Turbina Kobold instalada en el estrecho de Messina



Nota. Tomado de: Turbina Kobold modelo 3d. [En línea]. Disponible en:

<https://www.turbosquid.com/es/3d-models/kobold-turbine-3d-model/305852>

Turbinas tipo Venturi: Este dispositivo se basa en una turbina de eje horizontal con palas simétricas instaladas dentro de un conducto simétrico, buscando extraer la energía de la corriente de las mareas en ambos sentidos de flujo. El conducto bidireccional está diseñado con el fin de proporcionar un aumento de la velocidad del flujo de la corriente por el diferencial de presión que existe en la garganta del conducto donde está instalado el rotor. Gracias a este sistema podemos aumentar el rendimiento de las turbinas. La figura 6 ilustra este tipo de turbinas.

Figura 6

Dispositivo tipo turbina de conductos cerrados



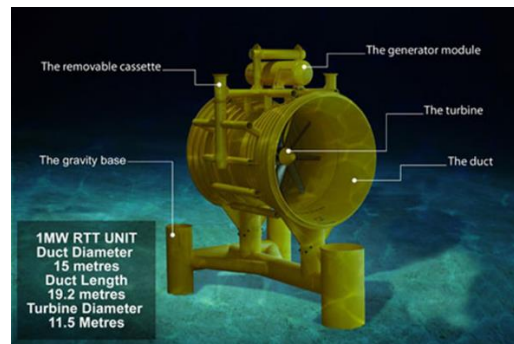
Nota. Tomado de: Energía mareomotriz: Qué es, tipos y cómo funciona [En línea]. Disponible en:

<https://ovacen.com/energias-renovables/mareomotriz/>

Como dispositivo de turbina tipo Venturi la empresa Lunar Energy Power Limited desarrolló una turbina llamada Rotech Tidal turbine con lo cual buscaban tener un dispositivo lo más robusto y sencillo posible (Ver figura 7). También fue diseñada para tener una configuración modular lo que debería reducir los costos de mantenimiento (Belloni, 2013). El diámetro de la turbina es de 11.5 m y la potencia estimada de 1MW.

Figura 7

Turbina tipo venturi llamada Rotech Tidal



Nota. Tomado de: Lunar Energy [En línea]. Disponible en:

<https://www.theguardian.com/environment/2008/sep/18/cleantech100marinepower.cleantechnology1003>

2.3 Las mareas y corrientes marinas

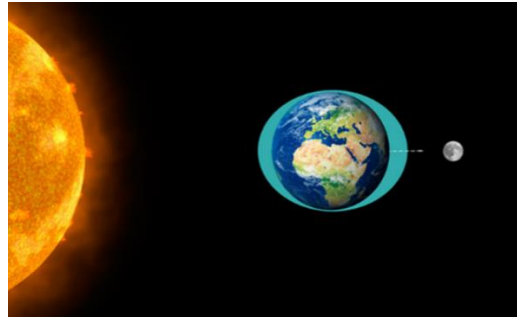
Las mareas son los movimientos periódicos de los mares, debido a la alteración de los campos gravitatorios sobre la tierra ejercidos por el sol y la luna (Ver figura 8). El efecto de la luna es mucho más fuerte, aproximadamente 2,2 veces la del sol (Shetty & Priyam, 2022), debido a la poca distancia que la separa de la tierra en comparación con el Sol, sin embargo, este último influye a causa de su gran masa. Otros factores son la forma y fisionomía del relieve de las costas y del lecho marino, los fenómenos meteorológicos, etc.

La luna ejerce atracción gravitacional al momento de seguir la trayectoria de su órbita alrededor de la tierra. Generando una atracción mayor en el lado cercano a la tierra y una atracción mucho menor en el lado lejano de la Tierra. Esta atracción gravitacional se equilibra con la fuerza centrífuga de la Tierra, debido al movimiento oscilatorio sobre su propio eje lo que ocasiona una fuerza neta que produce dos abultamientos de agua sobre la tierra, dando paso a las mareas.

En el caso del sol sucede algo similar, por su tamaño ejerce una atracción gravitacional, y como el caso de la luna y la tierra, también aparecen fuerzas de atracción por parte del sol y fuerza centrífuga por parte de la Tierra. Es por eso por lo que, en la tierra también aparecen dos abultamientos de agua, uno en el lado cercano al sol y el otro en el lado contrario al sol.

Figura 8

Alineación del Sol, Tierra y Luna para mareas vivas



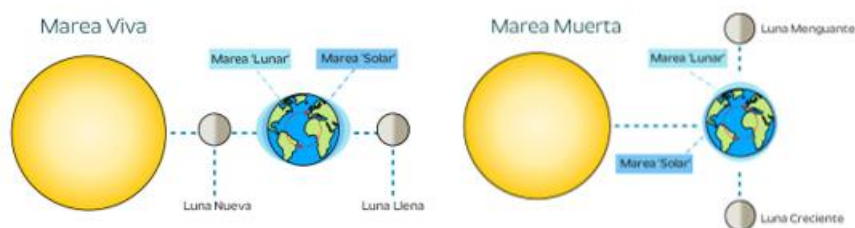
Nota. Tomado de: La marea qué es y cómo se forma, mareas vivas y mareas muertas, pleamar y bajamar [En línea]. Disponible en: <https://sailandtrip.com/la-marea/#/>

2.4 Tipos de mareas

Existen dos tipos de mareas dependiendo de la posición de los astros, durante las épocas de luna nueva y llena cuando el sol, la tierra y la luna se encuentran aproximadamente en la misma línea. Las mareas resultantes se denominan mareas vivas, alcanzando velocidades de 3.5-4 m/s, a mitad de camino entre las mareas vivas, cuando el sol y la luna están a 90° entre sí, la luna está en cuarto primero y tercero, las mareas son más bajas de lo normal, estas mareas resultantes se denominan mareas muertas y alcanzan velocidades de 2-2.5 m/s (Hagerman et al., 2006). La figura 9 ilustra los tipos de marea frente a la configuración del sol y la luna.

Figura 9

Marea viva y muerta según la posición del Sol y la Luna



Nota. Tomado de: ¿Cómo se producen las mareas? [En línea]. Disponible en:

<https://mimeturismo.com/como-se-producen-las-mareas/>

La amplitud de la marea es la diferencia entre las mareas pleamar (momento en que la marea alcanza su máxima altura) y bajamar (momento en que la marea alcanza su altura más baja). Al momento de generarse un ascenso en el mar debe haber una entrada de agua en las horas anteriores a la pleamar el cual es llamado también flujos (llenantes) y al momento de producirse un descenso en el mar debe haber una salida de agua en las horas siguientes a la pleamar que en este caso es llamado reflujos (vaciantes).

2.5 Perfiles aerodinámicos

Para poder entender cómo funcionan los perfiles hidrodinámicos es necesario entender algunos de los conceptos que rigen el comportamiento de estos a partir de las diferentes ramas de la ciencia. Principalmente la mecánica de fluidos va a ser una de las ramas de suma importancia en el desarrollo, selección y diseño de del perfil adecuado para las condiciones operacionales y requeridas de la turbina mareomotriz. Queremos evidenciar la interacción entre el fluido presente y el contorno del alabe, por eso, a continuación, se explican la variedad de conceptos para un correcto desarrollo del proyecto.

3.9.1 Perfil

El hidrofoil o hidroala, caracterizado porque las secciones transversales de un elemento que, al desplazarse en un fluido, generan una diferencia de presión y fuerza de sustentación, control y estabilidad cuando incide una corriente sobre él. Se basa en el principio aerodinámico de las alas de una aeronave. La forma del hidrofoil crea sustentación hidrodinámica al moverse en el agua.

Cuando un hidrofoil o superficie alar se mueve en un fluido a cierta velocidad, se genera una diferencia de presión entre la parte superior e inferior, como se muestra en la figura 10. Esto crea una depresión en la parte superior debido al efecto aerodinámico o hidrodinámico.

Figura 10

Comportamiento gráfico de las presiones y las velocidades en el perfil

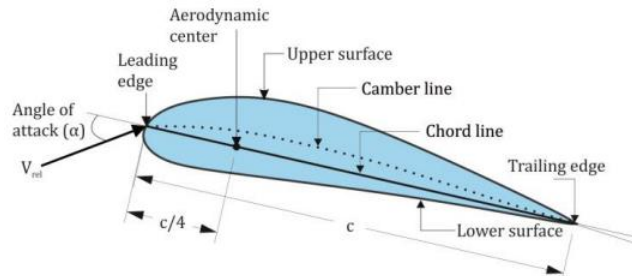


Nota. Tomado de: ¿Por qué vuelan los aviones? [En línea]. Disponible en:

<https://dikoin.com/2020/09/10/por-que-vuelan-los-aviones/?lang=es>

2.5.2 Geometría

Una hidroala tiene principalmente una superficie superior (extradós) e inferior (intradós). En su mayoría, la curvatura de la superficie superior es mayor que la de la superficie inferior. Los puntos de intersección de ambas superficies en las regiones delantera y trasera se conocen como bordes de ataque y de salida, respectivamente. La línea plana que conecta los bordes de ataque y de salida se llama línea de cuerda y se denota por la letra c . La línea que es el lugar de los puntos medios entre las superficies superior e inferior de un hidroala se conoce como línea de curvatura. La curvatura de un hidroala se define como la distancia vertical entre la línea de cuerda y la línea de curvatura, el mayor valor de esa distancia se llama curvatura máxima. La distancia entre las superficies superior e inferior medida perpendicularmente a la línea de cuerda es el espesor del hidroala (Muratoglu et al., 2015). En la figura 11 se aprecian los elementos que componen un perfil.

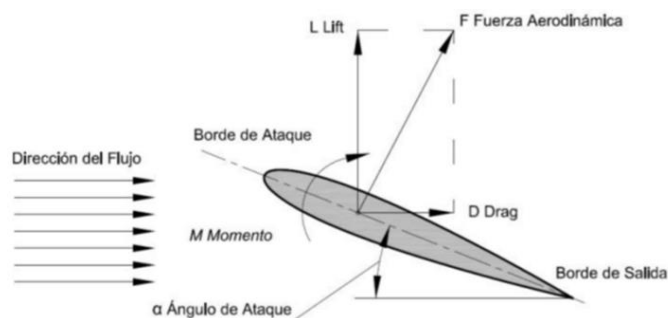
Figura 11*Elementos que componen el perfil*

Nota. Tomado de: Muratoglu, Abdullah & Yuce, Mehmet. (2015). Performance Analysis of Hydrokinetic Turbine Blade Sections. *Advances in Renewable Energy*. 2. 1-10.

Ángulo de ataque: El ángulo de ataque es el ángulo geométrico entre el vector de la velocidad relativa U_{rel} y la línea de cuerda. Este ángulo es muy relevante, porque si es muy pronunciado se genera una estela vortical mayor que puede afectar el rendimiento aerodinámico o hidrodinámico del perfil.

2.5.3 Fuerzas hidrodinámicas

Una hidroala que está sumergida en un flujo de una corriente está expuesta a diversas fuerzas debido a las variaciones de presión, velocidad y viscosidad del fluido. Estas fuerzas son: La fuerza de arrastre (Draft force F_D), fuerza de sustentación (Lift force F_L) y el momento de cabeceo (Pitching momento M_p). La figura 12 ilustra las fuerzas que experimenta un perfil.

Figura 12*Fuerzas que experimenta el perfil*

Nota. Tomado de: Hermida Damián, Menéndez Marcos & Valentina Munhos. (2021). Diseño y dimensionamiento de un hidroala aplicado al surf.

Las expresiones que representan las fuerzas hidrodinámicas son:

$$F_D = \frac{1}{2} \rho U^2 b c C_D \quad (1)$$

$$F_L = \frac{1}{2} \rho U^2 b c C_L \quad (2)$$

$$M_P = \frac{1}{2} \rho U^2 b c^2 C_m \quad (3)$$

Donde ρ es la densidad del agua de mar, b es la longitud del tramo de un hidroala, c es la longitud de cuerda, C_D es el coeficiente de arrastre, C_L es el coeficiente de sustentación, C_m es el coeficiente de momento de cabeceo y U es la velocidad del fluido.

La fuerza de arrastre es la fuerza que el fluido ejerce sobre el cuerpo, paralela a la dirección del flujo. La fricción viscosa y las presiones desiguales en la superficie inferior y superior de la hidroala aumentan dicha fuerza. La forma del perfil del ala hace que el flujo se acelere en la parte superior, disminuyendo la presión, mientras que en la parte inferior la velocidad es menor y la presión aumenta. Esta diferencia de presiones genera la fuerza de sustentación que permite el control y la elevación del hidrofoil. El momento de cabeceo sobre un hidrofoil se origina a partir de la integral de los momentos generados por las fuerzas de presión sobre las superficies del hidroala.

2.5.4 Coeficientes de sustentación, arrastre y momento

Se pueden definir coeficientes adimensionales de fuerza y momento para objetos bidimensionales o tridimensionales, que dependen del número de Reynolds. En flujos alrededor de objetos 2D, los coeficientes suelen denotarse con subíndice minúsculo C_d y las fuerzas son por unidad de longitud. Para el diseño de rotores suelen usarse coeficientes 2D, determinados para varios ángulos de ataque y números de Reynolds (J. F. Manwell et al., 2010a).

El coeficiente de arrastre bidimensional se expresa:

$$C_d = \frac{F_D/l}{\frac{1}{2} \rho U^2 c} \quad (4)$$

El coeficiente de sustentación se expresa:

$$C_l = \frac{F_L/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (5)$$

El coeficiente del momento del cabeceo se expresa:

$$C_m = \frac{M_p}{\frac{1}{2}\rho U^2 A c} \quad (6)$$

Donde ρ es la densidad del agua de mar, c es la longitud de cuerda, U es la velocidad del fluido no perturbado, A es el área proyectada del perfil hidrodinámico (longitud del tramo de la hidroala x cuerda) y l es la longitud del tramo de la hidroala.

La relación entre la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre, también llamada eficiencia aerodinámica, se define como el cociente entre ambas. Equivale a dividir los coeficientes de sustentación y arrastre. En el diseño de perfiles como las hidroalas, se busca maximizar esta relación.

$$\frac{F_L}{F_D} = \frac{C_l}{C_d} \quad (7)$$

2.6 Ecuación de potencia para aerogeneradores

Para definir la potencia que podemos obtener de la turbina, se deben considerar las ecuaciones definidas para aerogeneradores, dado que el principio de funcionamiento es similar. La potencia es definida como:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho A V^3 \quad (8)$$

Donde:

- ρ = densidad del fluido
- A = área de barrido de la turbina
- V = velocidad del flujo

Sin embargo, es importante entender el principio físico, donde se deriva la ecuación anteriormente presentada. Para esto, se inicia partiendo de la definición de energía cinética.

$$E_k = \frac{1}{2}mV^2 \quad (9)$$

Expresando la masa en términos de volumen y densidad:

$$E_k = \frac{1}{2}(v\rho)V^2 \quad (10)$$

La potencia se define como energía por unidad de tiempo, obteniendo:

$$Potencia = \frac{E_k}{t} = \frac{1}{2t}v\rho V^2 \quad (11)$$

Conociendo que el caudal es volumen sobre tiempo y a su vez, se puede expresar como velocidad por área, finalmente se obtiene:

$$\dot{P} = \frac{1}{2}Q\rho V^2 \quad (12)$$

$$\dot{P} = \frac{1}{2}VA\rho V^2 \quad (13)$$

$$\dot{P} = \frac{1}{2}pAV^3 \quad (14)$$

2.7 Dinámica de fluidos computacional CFD

Esta área del conocimiento se centra en el análisis del comportamiento de los fluidos como líquidos y gases a través de métodos numéricos y algoritmos computacionales. Es usado en diferentes industrias para realizar simulaciones y optimizar procesos y productos que involucren el flujo de fluidos. Es un área en desarrollo, la cual se enfrenta a un gran problema, la falta de ecuaciones. Para la resolución de problemas, es necesario realizar una serie de asunciones o discretizaciones del sistema, definiendo variables en función del entorno de la simulación y/o reescribiéndolas en función de otras.

Entre sus áreas de aplicación se encuentran

- Industria aeroespacial
- Industria automotriz

- Industria energética
- Ingeniería biomédica
- Ingeniería ambiental

Tiene tres fases fundamentales, las cuales se emplean para la resolución de cualquier tipo de problema, estas fases son:

2.7.1 Pre-procesamiento

En esta fase se define la geometría del problema, condiciones iniciales y discretización del sistema. Comúnmente, se emplea un software de diseño mecánico para diseñar y exportar la geometría a simular, la cual, posteriormente se dividirá en secciones o volúmenes más pequeños denominados volúmenes de control. Esta división se realiza mediante un mallado de la geometría, siendo una de las principales variables que definirá la exactitud o precisión de la simulación. En este paso, se indican los materiales de los elementos a simular y el fluido de estudio, además de los procesos físicos asociados, como la transferencia de calor, reacciones químicas, entre otras.

Las actividades principales desarrolladas en el pre-procesamiento son:

- Planteamiento de objetivos
- Generación del modelo CAD
- Mallado
- Configuración de la simulación

2.7.2 Procesamiento o cálculos:

Corresponde al momento donde el software resuelve las ecuaciones para cada uno de los volúmenes de control, iterando los resultados hasta obtener valores de error definidos por el usuario (Normalmente, del orden de 10^{-3}) los cuales se visualizan mediante los denominados diagramas de residuos.

Es posiblemente la etapa que más tiempo toma de toda la simulación y su duración depende de la capacidad de resolución del procesador y memoria disponible en el sistema. La simulación puede terminar cuando se obtengan valores muy bajos del error, lo que indica la convergencia de la solución o cuando se cumplan el número de iteraciones definidas en la configuración de esta.

2.7.3 *Post-procesamiento:*

Luego de obtener los resultados de la simulación, continúa la etapa de post procesamiento o análisis de resultados. En esta fase, los resultados se muestran mediante gráficas y/o geometrías 3D, las cuales permiten visualizar e interpretar los datos de manera rápida y sencilla. Sin embargo, es importante analizar los valores mostrados, dado que, conociendo el principio físico y teniendo en cuenta lo que se espera de la simulación, se puede interpretar si la simulación esta correctamente desarrollada, o, por el contrario, presenta errores al momento de definir la geometría, condiciones de frontera o configuración general de la simulación.

2.7.4 *Ecuaciones gobernantes*

Como se mencionó anteriormente, las simulaciones CFD solucionan numéricamente las ecuaciones de conservación, las cuales permiten la resolución del modelo estudiado, siempre y cuando se hayan realizado las suposiciones correctas para que este tenga solución. Estas ecuaciones se denominan, ecuaciones de Navier-Stokes o ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento para fluidos newtonianos.

Las ecuaciones para un fluido tridimensional son cinco, ecuación de continuidad, momento en la dirección x , y , z y la ecuación de energía.

2.7.4.1 *Ecuación de continuidad*

También llamada, ecuación de conservación de la masa, establece que la masa de un fluido no puede aumentar ni disminuir con el tiempo sin presencia de variables externas. La ecuación para fluidos incompresibles se presenta a continuación:

$$\nabla \cdot \vec{V} = 0 \quad (15)$$

Y para fluidos compresibles:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0 \quad (16)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

∇ = Operador nabra (denota el gradiente del vector)

\vec{V} = Vector velocidad del flujo

Para este proyecto, se analiza el agua de mar, es decir, un fluido incompresible.

2.7.4.2 Segunda ley de Newton para fluidos

Esta ecuación es una representación de la segunda ley del movimiento de Newton usada en mecánica clásica, aplicada a los fluidos. Define que la suma de fuerzas sobre un cuerpo en movimiento es igual al producto de su masa por su aceleración. Para el caso de los fluidos, estas fuerzas se definen como fuerzas internas y externas. Su ecuación se presenta a continuación:

$$\rho \frac{du}{dt} = -\nabla P + \mu \nabla^2 u + F \quad (17)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido

P = Presión del fluido

μ = viscosidad dinámica del fluido

u = velocidad del fluido

F = fuerzas externas sobre el fluido

La anterior ecuación define que la aceleración del fluido es igual a la suma de tres términos, el gradiente de presión, las fuerzas internas del fluido (viscosidad) y fuerzas externas sobre este (normalmente la gravedad es la única fuerza externa considerada).

2.7.4.3 Modelo de turbulencia k - ϵ

Es un modelo de turbulencia comúnmente usado en aplicaciones industriales debido a su estabilidad y bajo costo computacional. En este modelo se da solución a dos ecuaciones, transporte de energía cinética turbulenta k y la tasa de disipación de la energía cinética turbulenta ϵ . Es un modelo usado para altos números de Reynolds. Sus ecuaciones son:

$$\mu_T = C_\mu \rho \frac{k^2}{\epsilon} \quad (18)$$

$$\rho \frac{dk}{dt} + \rho(u \cdot \nabla)k = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_T}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + P_k - \rho \varepsilon \quad (19)$$

$$\rho \frac{d\varepsilon}{dt} + \rho(u \cdot \nabla)\varepsilon = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_T}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} P_k - C_{\varepsilon 2} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (20)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

k = Energía cinética turbulenta

ε = Tasa de disipación de turbulencia

μ_T = Viscosidad turbulenta

P_k = Tasa de producción

2.7.4.4 Modelo de turbulencia k - ω

Este modelo de turbulencia es similar al modelo k - ε , sin embargo, resolviendo para ω o tasa de disipación de energía cinética. Se caracteriza por resolver todo tipo de flujos hasta las paredes con bastante exactitud, sin embargo, al no ser lineal es más sensible y su convergencia más desafiante que el modelo k - ε . Sus ecuaciones son:

$$\mu_T = \rho \frac{k}{\omega} \quad (21)$$

$$\rho \frac{dk}{dt} + \rho(u \cdot \nabla)k = P_k - \rho \beta * k\omega + \nabla \cdot [(\mu + \mu_T \sigma) \nabla k] \quad (22)$$

$$\rho \frac{d\omega}{dt} + \rho(u \cdot \nabla)\omega = \nabla \cdot [(\mu + \mu_T \sigma) \nabla \omega] + \alpha \frac{\omega}{k} P_k - \rho \beta \omega^2 \quad (23)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

k = Energía cinética turbulenta

ω = Tasa específica de disipación de turbulencia

μ_T = Viscosidad turbulenta

2.7.4.5 Modelo SST

El modelo SST o Shear Stress Transport es un modelo que combina la robustez del modelo k- ϵ con la precisión del modelo k- ω . Emplea el primer modelo en las regiones libres y en flujos cercanos a la pared utiliza el segundo modelo, haciéndolo adecuado para una gran gama de aplicaciones y flujos. Sus ecuaciones son:

$$\mu_T = \rho \frac{a_1 k}{\max(a_1, \omega, S, f_{v1})} \quad (24)$$

$$\rho \frac{dk}{dt} + \rho u \cdot \nabla k = P - \rho \beta^* k \omega + \nabla \cdot [(\mu + \mu_T \sigma_k) \nabla k] \quad (25)$$

$$\rho \frac{d\omega}{dt} + \rho (u \cdot \nabla) \omega = \nabla \cdot [(\mu + \mu_T \sigma) \nabla \omega] + \alpha \frac{\omega}{k} P_K - \rho \beta \omega^2 \quad (26)$$

$$\rho \frac{d\omega}{dt} + \rho u \cdot \nabla \omega = \frac{\rho \gamma}{\mu_T} P + \rho \beta \omega^2 + \nabla \cdot [(\mu + \mu_T \sigma_\omega) \nabla \omega] + 2(1 - f_{v1}) \frac{\rho \sigma_\omega^2}{\omega} \nabla \omega \cdot \nabla k \quad (27)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

k = Energía cinética turbulenta

ω = Tasa específica de disipación de turbulencia

μ_T = Viscosidad turbulenta

Los demás términos indicados en las ecuaciones, son términos los cuáles se definen mediante interpolación entre los dos modelos anteriores.

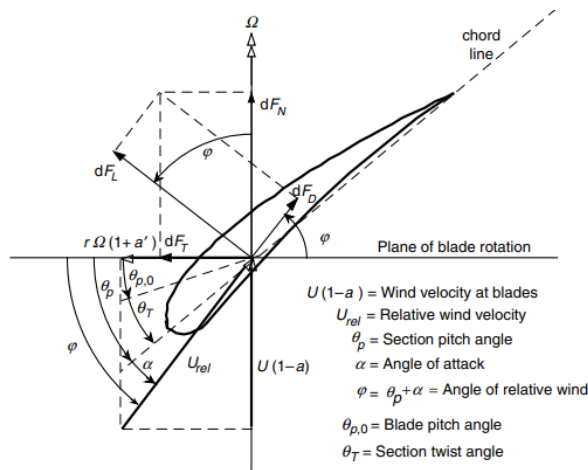
2.8 Blade Element Momentum (BEM) Theory

Es una metodología aplicada en el diseño de álabes la cual permite evaluar el desempeño y rendimiento de una turbina en función de sus parámetros geométricos y características mecánicas, así como del fluido con el que interactúa. La primera versión de esta teoría fue

planteada en 1878 por el ingeniero y arquitecto naval William Froude, el cual pretendía estudiar y analizar las turbinas de manera particular o local. Para esto, planteó dividir el álabe en secciones planas, las cuáles permiten entender como las fuerzas ejercidas sobre el álabe se relacionan con las características del flujo y geometría del álabe. La figura 13 ilustra las consideraciones del BEM aplicado a un perfil alar.

Figura 13

Blade Element Theory aplicado a un perfil alar



Nota. Tomado de: Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30)

3. Metodología

En esta sección se describen las fases del proyecto de investigación. Se abarca desde la selección de la zona, análisis hidrodinámico y estructural, incluyendo el estudio económico de la implementación del proyecto.

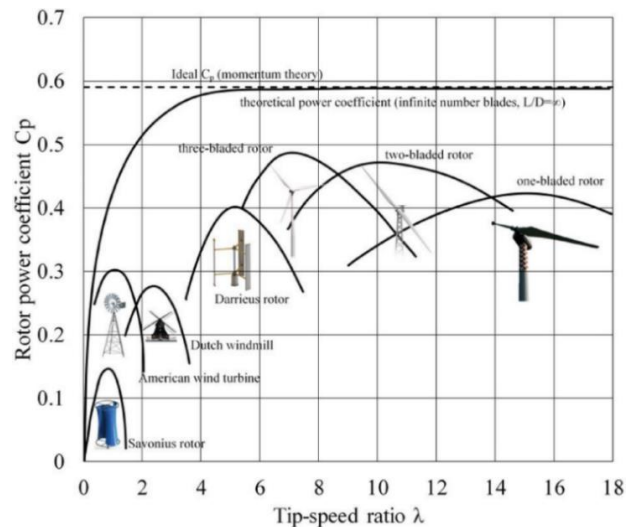
3.1 Selección de la zona y turbina a estudiar

Es fundamental que la zona elegida para el proyecto cuente con información clara y datos que respalden las velocidades de corriente, el diferencial de altura entre las mareas y esté cercana o sea una zona no interconectada. Definida la zona, se analizaron los datos encontrados y se determinó el tipo de turbina más adecuado para la zona, teniendo en cuenta parámetros como eficiencia, materiales, mantenibilidad y montaje. La literatura permitió seleccionar la turbina con

base a la relación entre la velocidad del flujo y la velocidad de la punta de la turbina, llamado Tip Speed Ratio o TSR por sus siglas en inglés y el coeficiente de potencia, tal como se ve en la figura 14.

Figura 14

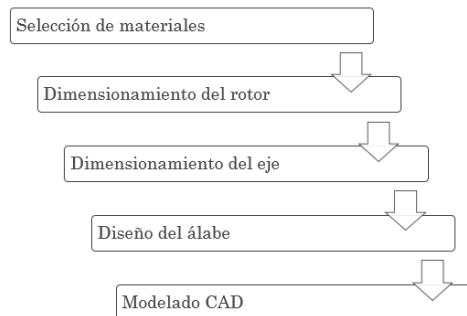
Coeficiente de potencia vs TSR para diferentes tipos de turbinas



Nota. Tomado de: H. M. Shankara Murthy, Ramakrishna N. Hegde, Ratan U. Gaonkar & Niranjana Rai (2023). A critical assessment of significant developments in wind turbine performance, International Journal of Ambient Energy.

3.2 Diseño de la turbina

Seleccionado el tipo de turbina, continúa la fase de diseño donde a partir de los parámetros de entrada, se determinaron todas las variables para el diseño del rotor y estructura de la turbina. En este proyecto, se definieron cinco fases principales, mostradas a continuación en la figura 15.

Figura 15*Fases para el diseño de la turbina*

Nota. Elaboración propia

Cada fase incluyó las ecuaciones, cálculos y consideraciones necesarias para el adecuado diseño de la turbina, todo respaldado con literatura especializada, normativa vigente y turbinas ya construidas alrededor del mundo.

3.2.1 Selección de materiales

La correcta elección del material es fundamental para garantizar el éxito del diseño. Como se ha mencionado anteriormente, la turbina estará sumergida en el mar, un ambiente extremadamente corrosivo con concentraciones altas de sal y minerales. Para esto, se realizó una investigación de los materiales más comunes empleados en aplicaciones Offshore como parques eólicos y plataformas petrolíferas, determinando las normativas que rigen los materiales recomendados y criterios de protección ante la corrosión.

3.2.2 Dimensionamiento del rotor

El diseño de la turbina se realizó a partir de las condiciones de velocidad de corriente y la potencia a generar. La siguiente ecuación describe la potencia generada por aerogeneradores en función de la densidad del fluido, el área de barrido y la velocidad del flujo.

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (28)$$

Con la ecuación 18 y los parámetros que ya se conocen, se determinó la longitud de las palas o diámetro de barrido que permitirá que la turbina genere la potencia esperada. Sin embargo, se consideró la influencia de un factor llamado “Coeficiente de potencia” el cuál es una

representación de la eficiencia en el proceso de convertir la energía cinética del flujo en energía mecánica rotacional.

3.2.3 Dimensionamiento del eje

El eje es el encargado de soportar las cargas estáticas y dinámicas generadas por la operación de la turbina, por lo que más allá de selección, se realizó un análisis que permitió determinar el diámetro mínimo para el cuál, se resista la carga aplicada durante el tiempo de operación de la turbina. Adicionalmente, se incluyó un análisis computacional, en este caso por medio del software Ansys, el cuál gracias a la herramienta de análisis estructural, contribuyó a determinar desplazamientos, tensiones, fuerzas de reacción y deformaciones unitarias en elementos sometidos a cargas estáticas.

3.2.4 Diseño del álabe

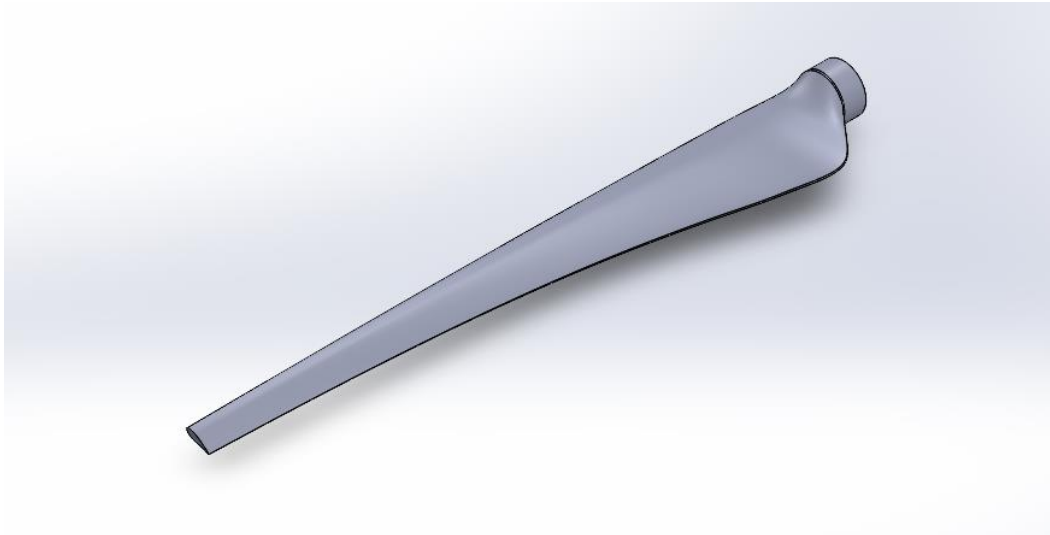
Conociendo las dimensiones y variables de entrada, se procedió con el diseño del álabe. Esto incluyó, analizar el perfil o la combinación de perfiles aerodinámicos a lo largo del álabe, definir los valores de cuerda en función de la distancia al centro de la turbina y los ángulos de ataque a lo largo de la misma. Para esto, se debió seguir los lineamientos de la literatura, dado que, al ser una tecnología nueva, la información es bastante reducida, por lo que conocer los avances de diferentes autores alrededor del globo se hace fundamental para el correcto diseño de esta.

3.2.5 Modelado CAD

En esta etapa, con los resultados obtenidos en el dimensionamiento del álabe, por medio de un software de diseño mecánico, en este caso SolidWorks, se procedió a modelar el álabe y estructura de la turbina (Ver figura 16). Es fundamental garantizar que el modelo cumpla con las necesidades y características de diseño, dado que esta geometría se exportó posteriormente para los estudios hidrodinámicos y estructurales.

Figura 16

Diseño del álabe usando SolidWorks



Nota. Elaboración propia

3.3 Análisis hidrodinámico

Estudiar el comportamiento hidrodinámico de la turbina es de utilidad para estimar la potencia que se puede generar con las condiciones locales del mar y realizar la comparación con los cálculos realizados al inicio del proyecto.

El estudio hidrodinámico se realizó mediante el software ANSYS y constó de tres fases fundamentales mencionadas anteriormente en la sección 2.8.

- Preprocesamiento
- Procesamiento
- Post-procesamiento

3.4 Análisis estructural

El análisis estructural permitió determinar la resistencia del material y la flexión de la turbina ante las cargas aplicadas. Este estudio se realizó de manera similar al análisis hidrodinámico, es decir, comprendió las mismas tres fases, sin embargo, fue mucho más práctico, dado que ANSYS permitió exportar los resultados del estudio hidrodinámico, teniendo de manera eficaz, las presiones ejercidas por el fluido sobre la superficie del álabe.

3.5 Análisis económico

El estudio económico de un proyecto de ingeniería es una herramienta que tiene como objetivo determinar la viabilidad económica de dicho proyecto. Este estudio consideró los costos y beneficios, así como los riesgos y oportunidades asociados. La importancia de este radica en que permite tomar decisiones fundamentadas sobre la viabilidad del proyecto y buscar alternativas para mitigar los puntos débiles o riesgos de este. Sin un estudio económico, el proyecto queda expuesto a no ser rentable o que no cumpla con los objetivos esperados.

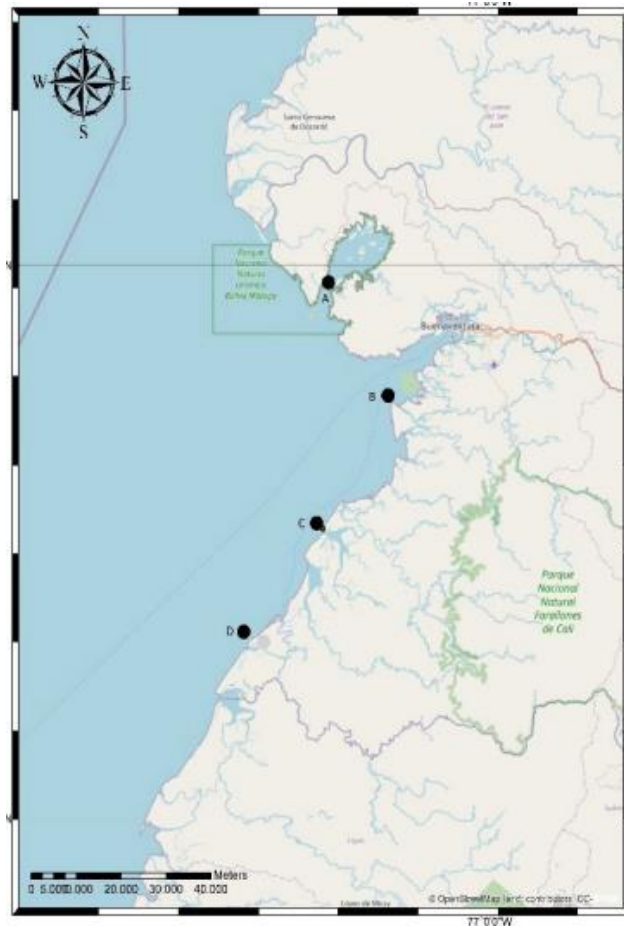
4. Estudio de zona y potencial mareomotriz

Es bien sabido que los proyectos pioneros en la industria mareomotriz se encuentran en países europeos, por ejemplo, la central eléctrica francesa La Rance, inaugurada en 1966, fue por 45 años la central mareomotriz más grande del mundo. Actualmente sigue operativa y posee una capacidad instalada de 240 MW de potencia siendo la segunda central mareomotriz más grande del mundo.

Para determinar la ubicación de análisis para el proyecto, en primer lugar, se realizó un estudio del potencial energético concentrado, según (Quintero Aguilar & Rueda Bayona, 2021) existen 4 zonas potenciales para la implementación de proyectos mareomotrices (Figura 17), dichas zonas poseen alturas y velocidades suficientes para la generación de energía marina.

Figura 17

Zonas potenciales para energía marítima en el pacífico colombiano



Nota. Tomado de: Quintero Aguilar, G. E., & Rueda Bayona, J. G. (2021). Tidal Energy Potential in the Center Zone of the Colombian Pacific Coast. *INGE CUC*, 17(2).

Sin embargo, existe otro punto clave del pacífico colombiano con velocidades mayores, aprovechamiento similar a los demás, este es bahía Tumaco ubicado en Tumaco, Nariño puntos (Moreno García H, 2016).

A continuación, se presenta un resumen de las zonas mencionadas para el análisis y sus velocidades de corriente asociadas.

Tabla 1

Velocidades de corriente para diferentes puntos en el pacífico colombiano

Zona	Velocidad máxima [m/s]	Velocidad promedio [m/s]
Bahía Málaga	1.33	0.54
Buenaventura, Umanes	1.36	0.49
Buenaventura, Punta bonita	0.77	0.31
Buenaventura, El Aticito	1.09	0.28
Bahía Tumaco	1.4	0.6

Nota. Elaboración propia

Como se observa en la tabla 1, las velocidades de corriente varían entre 0,77 y 1,36 [m/s] con velocidades promedio anual de 0,31 y 0,6 [m/s] respectivamente. Estos valores son útiles para calcular el potencial energético disponible en las diferentes ubicaciones y con base a estos valores, seleccionar la ubicación de mayor capacidad. La expresión para determinar la energía potencial disponible es:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * cp \quad (29)$$

Donde:

ρ = densidad del agua de mar [Kg/m³]

A = Área de barrido de la turbina [m²]

v = Velocidad de la corriente marina [m/s]

Cp = Coeficiente de potencia de la turbina

Obteniendo así los siguientes resultados:

Tabla 2

Potencial energético para diferentes zonas del pacífico colombiano

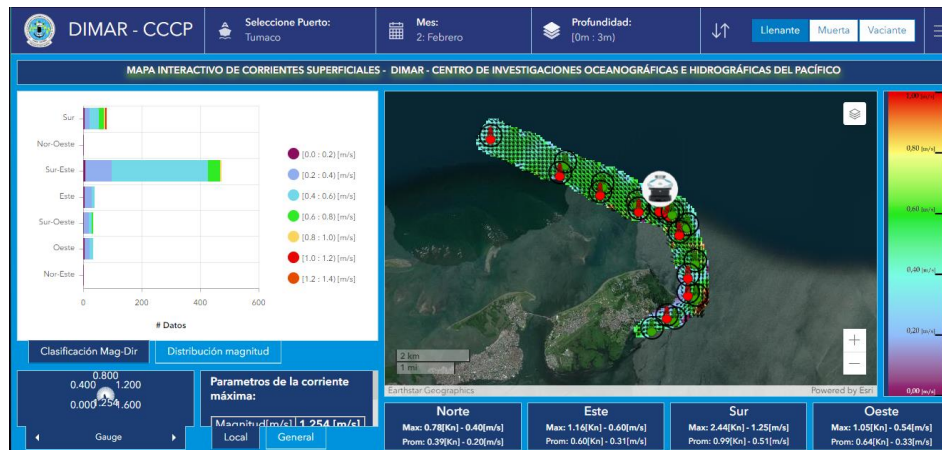
Zona	Potencial Energético [W/m ²]
Bahía Málaga	483,7
Buenaventura, Umanes	517,18
Buenaventura, Punta bonita	938,63
Buenaventura, El Aticito	266,26
Bahía Tumaco	564,17

Nota. Elaboración propia

Como se evidencia en la tabla 2, bahía Tumaco, es la zona con mayor potencial para generación de energía marítima. Sin embargo, aunque utilizar valores promedios es útil para estimar la energía disponible, es importante analizar el comportamiento de las velocidades mes a mes, lo cual, además de permitir entender el comportamiento de la energía aprovechable, es útil para desarrollar una curva de generación. Gracias al mapa interactivo de corrientes superficiales de DIMAR, se logró evidenciar el comportamiento de las corrientes superficiales mensuales (Ver figura 18).

Figura 18

Mapa interactivo de corrientes superficiales DIMAR

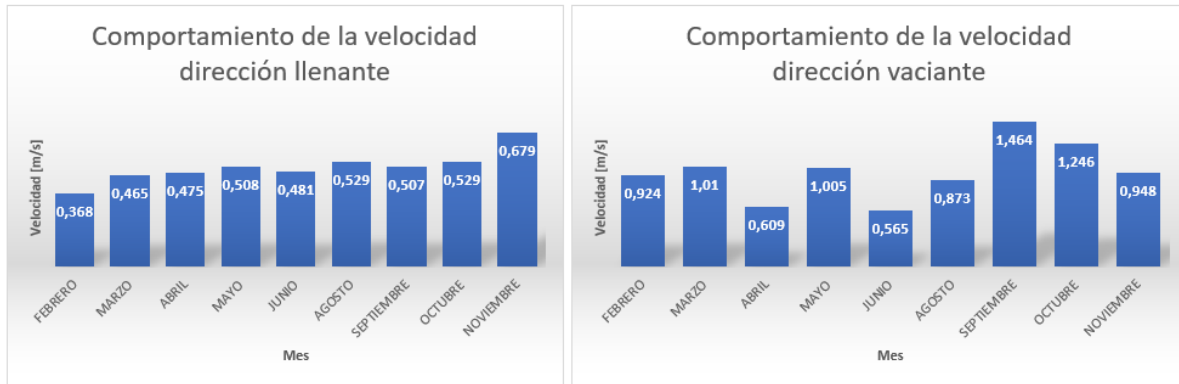


Nota. Tomado de: “Mapa interactivo de corrientes superficiales - DIMAR - Centro de investigaciones oceanográficas e hidrográficas del pacífico”. [En línea]. Disponible en: <https://dimar.maps.arcgis.com/apps/dashboards/e2bece0b1cfd4de589b1a6f8f508961f>

A continuación, en la figura 19 se muestra el consolidado de las velocidades para bahía Tumaco mensualmente.

Figura 19

Comportamiento de la velocidad de corriente



Nota. Elaboración propia

Donde los valores promedios son 0,960 [m/s] en dirección vaciante y 0,505 [m/s] en dirección llenante.

5. Diseño de la turbina mareomotriz

5.1 Selección del tipo de turbina

Como se mencionó anteriormente, existen diversas tecnologías que permiten extraer energía del mar. En esta sección, se analizaron las alternativas disponibles para definir la que mejor se adapte a la zona, contexto técnico y económico de la región.

5.1.1 Alternativas

La figura 20 presenta una comparación de ventajas y desventajas para las alternativas mencionadas en la sección 2.1, ver figura 20.

Figura 20

Ventajas y desventajas de las alternativas de energía marina

Alternativa	Ventajas	Desventajas
Presa de Marea	<ul style="list-style-type: none"> *Almacenamiento alto de energía *Contribuye a la infraestructura local 	<ul style="list-style-type: none"> *Alta inversión inicial *Altos costos de mantenimiento *Impacto ambiental significativo
Corriente de Marea	<ul style="list-style-type: none"> *Previsibilidad *Permite la creación de granjas *Impacto visual bajo 	<ul style="list-style-type: none"> *Afectación de la vida marina *Localización específica

Nota. Elaboración propia

Para este proyecto, se seleccionó entre turbinas de corriente de marea de eje horizontal y vertical y tecnología de presa de marea, a continuación, se presenta el análisis realizado para la selección.

5.1.2 Selección de alternativa

5.1.2.1 Requerimientos del proyecto

En esta sección se declaran los requerimientos del cliente y del diseñador para la selección de una de las alternativas propuestas en el capítulo 4, con el objetivo de encontrar la que mejor se adapte a los requerimientos.

Se presenta a continuación los requerimientos del cliente para la implementación del proyecto.

- Económico.
- Seguro.
- Acople sencillo.
- Disponibilidad.
- Adaptable a diferentes zonas.

Se presenta a continuación los requerimientos técnicos necesarios.

- Eficiencia de producción energética.
- Material resistente (Corrosión y esfuerzos).
- Proporción de dimensiones del rotor.
- Costo de fabricación.
- Mantenibilidad.
- Versatilidad del montaje.

5.1.2.2 Clasificación de importancia

Se lleva a cabo una discretización mediante relaciones basadas en la similitud entre los requisitos del diseñador y los requisitos del cliente. Como se muestra en la tabla 3, a una relación alta se le da un ponderado de 5, una relación media se le da un ponderado de 3 y una relación baja un ponderado de 1. Estos valores de ponderado fueron seleccionados por el propio diseñador. De la misma manera, se realizó el gráfico de clasificación de importancia mostrado en la figura 21. Con el objetivo de encontrar las variables relevantes para el diseño del proyecto de una turbina mareomotriz corriente de marea en la costa pacífica colombiana.

Tabla 3

Tabla de relación

Tipo de relación		
●	Relación alta	5
○	Relacion media	3
□	Relacion baja	1

Nota. Elaboración propia

Tabla 4

Tabla de clasificación

Tipo de clasificación	
Buena	1
Regular	0.5
Mala	0

Nota. Elaboración propia

Figura 22

Matriz de decisión

Clasificación de importancia		27	35	18	20	19	39		
Atributos técnicos	Valor obtenido								
	Clasificación de eficiencia								
	Clasificación de materiales								
Evaluación de alternativas		129	B	B	Si	B	R	R	Turbina mareomotriz corriente de marea de eje horizontal
		119	R	B	Si	R	R	R	Turbina mareomotriz corriente de marea de eje vertical
		86	R	B	Si	M	B	M	Turbina mareomotriz presa de marea de tipo Kaplan

Nota. Elaboración propia

Con base a la metodología aplicada, se decidió que la alternativa para este proyecto es la turbina mareomotriz corriente de marea de eje horizontal con un puntaje de 129/158, como se muestra en la figura 22.

5.2 Selección de materiales

Los materiales utilizados en la fabricación de aerogeneradores son diversos, desde aceros hasta materiales compuestos y fibras. Las investigaciones para mejorar sus propiedades mecánicas continúan, comúnmente agregando aditivos o variando la manera como se distribuyen las fibras.

Existen materiales de uso general para aplicaciones eólicas que pueden servir como punto de partida para definir las necesidades de un diseño marítimo. Según (J. Manwell et al., 2006) los materiales más comunes para subsistemas o componentes se relacionan tal como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5

Materiales usados en turbinas eólicas

Subsystems or components	Material category	Material subcategory
Blades	Composites	Glass fibers, carbon fibers, wood laminates, polyester resins, epoxies
Hub	Steel	
Gearbox	Steel	Various alloys, lubricants
Generator	Steel, copper	Rare earth based permanent magnets
Mechanical equipment	Steel	
Nacelle cover	Composites	Fiberglass
Tower	Steel	
Foundation	Steel, concrete	
Electrical and control system	Copper, silicon	

Nota. Tomado de: Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30).

La turbina estará sumergida en un ambiente con concentraciones altas de sal (aproximadamente 35g_sal/L_agua) y compuestos químicos tales como el cloro, sodio, magnesio etc. Esta composición rica en electrolitos actúa como conductor, acelerando el proceso de corrosión. Por lo tanto, es fundamental la elección de un material que además de cumplir con los requerimientos mecánicos y estructurales, tenga una excelente resistencia ante la corrosión, garantizando así, tiempo de vida prolongado.

Para este proyecto, la selección de materiales se dividió en dos, la estructura de la turbina y los álabes.

5.2.1 Material para la estructura

La AMPP (Association for Materials Protection and Performance) es el principal referente dedicado al estudio de la corrosión a nivel mundial. Entre sus normas destaca la NACE TR21448 (Corrosion Prevention and Control for Marine Scrubbers) y SP0108-2008 (Corrosion Control of Offshore Structures by Protective Coatings). Estas normas se centran en la prevención y control

de la corrosión en ambientes marinos, teniendo en cuenta la composición del mar nos dan una comparativa de materiales y su resistencia ante diferentes modos de falla (Ver tabla 6).

Tabla 6

Comparación de la resistencia a la corrosión de aceros en agua salada

Corrosion Mode	Alloys					
	316 SS	Duplex 2205	Superduplex	6% Mo	Ni Alloys	Ti Alloys
Uniform	R	R	R	R	R	R
Erosion Corrosion	R	R	R	R	R	R
Pitting	S	R	R	R	R	R
Crevice	S	S	S	S	S/R	R
Chloride SCC	R/S	R/S	R	R	R	R
MIC	S	S	R	S/R	R	R
Weld	S	S	S	S	R	R

R = Resistant S = Susceptible

Nota. Tomado de: National Association for Corrosion Engineers (2021). Corrosion Prevention and Control for Marine Scrubbers. Table 6.1.

Con base a lo anterior, es evidente que el material que mejor se comporta en ambientes de extremos como el mar, son las aleaciones de titanio, sin embargo, es un material en extremo costoso, ante esto, se determinó que utilizar aceros inoxidable Duplex 2205 y Superduplex es la alternativa con mayor resistencia a los diferentes modos de corrosión. En la tabla 7 se presentan las propiedades mecánicas del material en su equivalente a la norma ASTM SA-240.

Tabla 7

Propiedades mecánicas del acero duplex2205

UNS Designation	Type ^a	Tensile Strength, Min.		Yield Strength ^b Min.		Elongation in 2 in. or 50 mm, Min., %	Hardness, Max. ^c		Cold Bend ^d	
		ksi	MPa	ksi	MPa		Brinell	Rockwell B		
Duplex (Austenitic-Ferritic)										
S31200	...	100	690	65	450	25	293	31 ^d	not required	
S31260	...	100	690	70	485	20	290	
S31803	...	90	620	65	450	25	293	31 ^d	not required	
S32001	...	90	620	65	450	25	...	25 ^d	not required	
S32003	...	90	620	65	450	25	293	31 ^d	not required	
S32101	...	90	620	65	450	25	293	31 ^d	not required	
	t ≤ 0.25 in. [6.4 mm]	101	700	77	530	30	290	...	not required	
	t > 0.25 in. [6.4 mm]	95	650	65	450	30	290	...	not required	
S32205	2205 ^f	95	655	65	450	25	293	31 ^d	not required	
S32304	2304 ^f	87	600	58	400	25	290	32 ^d	not required	
S32520	...	112	770	80	550	25	310	...	not required	
S32550	255 ^f	110	760	80	550	15	302	32 ^d	not required	
S32750	2507 ^f	116	795	80	550	15	310	32 ^d	not required	
S32760	...	108	750	80	550	25	270	...	not required	
S32900	329	90	620	70	485	15	269	28 ^d	not required	
S32906	
	t < 0.4 in. [1.0 mm]	116	800	94	650	25	310	32 ^d	not required	
	t ≥ 0.4 in. [1.0 mm]	109	750	80	550	25	310	32 ^d	not required	
S32950 ^M	...	100	690	70	485	15	293	32 ^d	not required	

Nota. Adaptado de: American Society for Testing and Materials. (2007). Specification for chromium and chromiumnickel stainless steel plate, sheet, and strip for pressure vessels and for general applications.

5.2.2 *Material para el álabe*

Para el álabe, como se muestra en la tabla 5, se usan materiales compuestos, comúnmente usados en la industria de la energía eólica, sin embargo, para aplicaciones mareomotrices, teniendo en cuenta las características del ambiente de instalación, es necesario encontrar materiales que se hayan usado en proyectos previos, instalados o no instalados que cumplan los requisitos estructurales y de integridad para soportar las condiciones del mar. En la tesis desarrollada por (Manuel Adolfo García Rodríguez, 2018), se utilizan fibras alineadas al interior de una matriz estructural, y se presentan dos alternativas, resina epoxi con fibra de vidrio y resina epoxi con fibra de carbono. Las dos fibras poseen resistencia a agentes químicos, resistencia a la humedad y esfuerzos mecánicos, sin embargo, la fibra de carbono al ser más costosa es poco utilizada.

En este caso, teniendo en cuenta las conclusiones de la tesis, se optó por definir el material del álabe como un compuesto de resina epoxi con fibra de vidrio, debido a su gran resistencia y bajo coste en comparación con la fibra de carbono. En la tabla 8 se presentan las propiedades mecánicas del compuesto empleado para el diseño del álabe.

Tabla 8

Propiedades mecánicas para el compuesto Resina-Fibra de vidrio

CONSTANTES RESISTENTES		
Xt	1792	MPa
Yt	48,5	MPa
Xc	1170	MPa
Yc	90,8	MPa
SC	46,8	MPa
p	2100	Kg/m ³

Nota. Adaptado de: Manuel Adolfo García Rodríguez. (2018). Desarrollo y optimización de una pala de hélice de turbina ligera para aprovechamiento de energía mareomotriz.

Donde:

X_t = Tensión máxima de rotura a tracción dirección longitudinal

Y_t = Tensión máxima de rotura a tracción dirección transversal

X_c = Tensión máxima de rotura a compresión dirección longitudinal

Y_c = Tensión máxima de rotura a compresión dirección transversal

SC = Máxima tensión de rotura a cortadura

p = densidad

5.3 Selección de parámetros iniciales

5.3.1 TSR y número de alabes.

En el estudio de turbinas de eje horizontal, el primer paso en su diseño es la selección de la relación *Tip Speed Ratio (TSR)* que se denota por la ecuación 20.

$$TSR = \frac{R_{rotor} * \omega}{v_{flow}} \quad (30)$$

Donde se declaran variables como: la velocidad angular de la turbina [rad/s], el radio del rotor [m] y la velocidad de entrada del flujo marino [m/s]. Basado en literatura (Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006), la selección del TSR está relacionado con el número de alabes, de manera que a menor cantidad de alabes se presenta mayor TSR; Como se indica en tabla 9 elaborada por (Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006)

Tabla 9

TSR óptimo para diferentes números de alabes

Number of blades	Optimum TSR
1	12
2	6-6.5
3	4-4.5
4	3-3.5
5	2.5-3
6	2-2.5

Nota. Tomado de: Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30).

De tabla 9 se selecciona una turbina de 2 alabes, esto deduce que la relación óptima del TSR se ubica entre (6 ~ 6,5). Como resultado, se establece el valor del TSR como 6,25.

5.4 Dimensionamiento del rotor

De la sección 2.6 se obtiene la ecuación 21 de potencia para aerogeneradores.

$$Potencia_{rotor} = \frac{1}{2} * C_p * \rho * \text{Área} * v_{prom}^3 \quad (31)$$

Donde:

$$\text{Área} = \frac{\pi}{4} D_{rotor}^2 \quad (32)$$

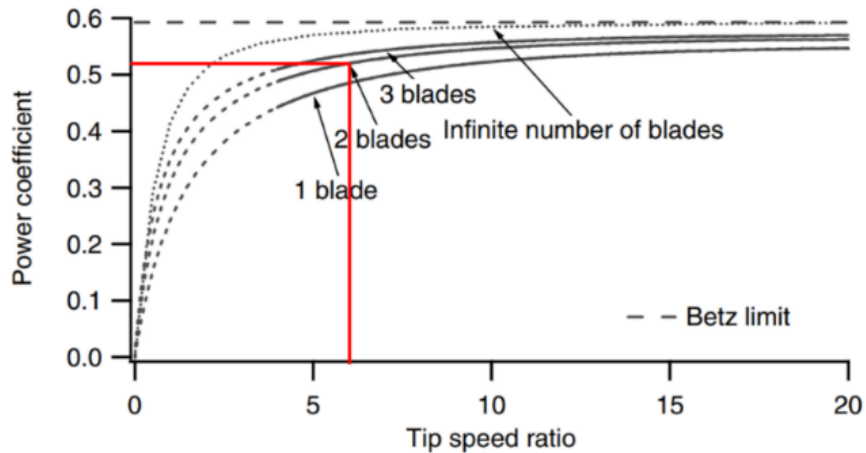
Se asume la temperatura del agua de mar de 25°C con las siguientes propiedades: una densidad de $1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]$ y una viscosidad dinámica de $0,00097 \left[\frac{Kg}{s} \right]$ (Mid – Ocean Ridge Processes Group, 2012). Además, recapitulando la sección 4 de este documento se declaró que la velocidad promedio del flujo marino equivale a $0,96 \left[\frac{m}{s} \right]$. Lo cual deja 2 variables como incógnitas ($Potencia_{rotor}$ y coeficiente de potencia (C_p)).

5.4.1 Coeficiente de potencia

De literatura (Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006), se definen las curvas características para la obtención del coeficiente de potencia, estas curvas dependen del número de alabes y la relación TSR. Esto se indica en la Figura 23 mostrada a continuación.

Figura 23

Coefficiente de potencia en función del número de alabes



Nota. Tomado de: Manwell, J., Mcgowan, J., & Rogers, A. (2006). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30).

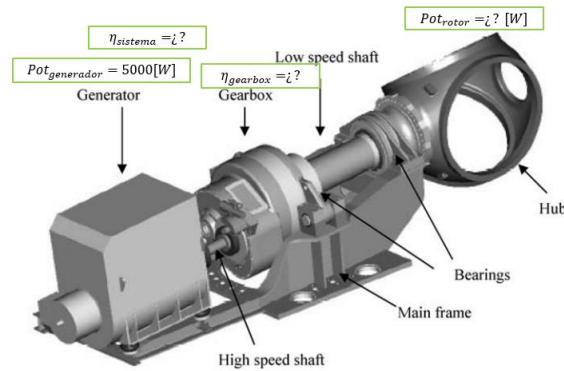
A partir de la Figura 23, al identificar la relación TSR correspondiente a 6,25 y considerando la presencia de 2 alabes, se deriva un coeficiente de potencia equivalente de 0,51. Algo a destacar de la Figura 23, es que se declara el límite teórico conocido como límite de Betz correspondiente a 0,59.

5.4.2 Potencia del rotor

Con base en los requerimientos del proyecto, se anticipa una capacidad de generación de potencia de 5kW. Sin embargo, dado que el componente responsable de alcanzar dicha potencia es el generador y considerando las pérdidas de eficiencia inherentes a los sistemas mecánicos, se busca determinar la potencia que debe generar el rotor de la turbina mareomotriz. Esta consideración se ilustra de manera detallada en la Figura 24.

Figura 24

Sistema de transmisión de potencia de turbina mareomotriz

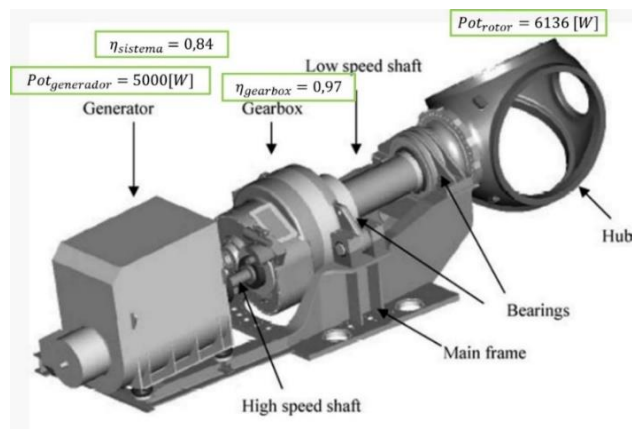


Nota. Tomado de: Manwell, J., MCGowan, J., & Rogers, A. (2006). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30).

La eficiencia de transmisión se sitúa en el rango de 97% al 99.5% ((Ibarbia et al., n.d.)), mientras que la eficiencia del sistema, que abarca factores como el rendimiento del generador y la producción de energía, varía entre el 80% y el 88%. De esta manera, se calcula la potencia correspondiente al rotor con los valores seleccionados ($\eta_{gearbox} = 0,97$; $\eta_{sistema} = 0,84$).

Figura 25

Sistema de transmisión de potencia considerando eficiencias



Nota. Tomado de: Manwell, J., MCGowan, J., & Rogers, A. (2006). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30)

De esta manera, se obtienen 6136 [W] de potencia en el rotor, para así generar 5000 [W] en el generador. Consideración que fue detallada en la Figura 25.

5.4.3 Cálculo del rotor

Sintetizando la información expuesta en la sección 5.4 y desarrollando las incógnitas presentes en la ecuación 23 de potencia generada para aerogeneradores, se procede al cálculo del diámetro del rotor.

$$Potencia_{rotor} = \frac{1}{2} C_p \rho A_{rotor} v_{prom}^3 \quad (33)$$

Donde:

$$C_p = 0,51$$

$$\rho = 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]$$

$$v_{prom} = 0,96 \left[\frac{m}{s} \right]$$

$$Potencia_{rotor} = 6136 [W]$$

Se despeja la incógnita D_{rotor} .

$$6136[W] = \frac{1}{2} * 0,51 * 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] * \frac{\pi}{4} * D_{rotor}^2 [m^2] * 0,96^3 \left[\frac{m^3}{s^3} \right] \quad (34)$$

$$D_{rotor} = 5,813[m] \quad (35)$$

Como resultado, se obtuvo un diámetro de rotor de la turbina mareomotriz equivalente a 5,813[m].

5.4.4 Cálculo de velocidad angular

Recopilando la ecuación 20 ilustrada en la sección 5.3 y el rango de velocidades expuesto en la sección 4, se procede a encontrar la velocidad angular que va a ejercer la turbina mareomotriz.

$$TSR = \frac{v_{tangencial}}{v_{flow}} = \frac{D_{rotor} * \omega_{rotor}}{2 * v_{flow_{average}}} \quad (36)$$

$$6,25 = \frac{5,813 * \omega_{rotor}}{2 * 0,96} \quad (37)$$

$$\omega_{rotor} = 2,064 \left[\frac{rad}{s} \right] \quad (38)$$

Por consiguiente, la turbina mareomotriz presentará una velocidad angular de $2,064 \left[\frac{rad}{s} \right]$ lo que equivale a $19,71 [rpm]$. Sumado a esto, el sentido de rotación de la turbina mareomotriz es antihorario.

5.4.5 Cálculo de torque

Al igual que en los libros de mecánica de fluidos, donde la potencia generada se formula en función de la densidad del flujo, la velocidad del flujo y el área transversal de la turbina, podemos igualmente expresarla en términos de torque y velocidad angular. La definición de la ecuación de potencia en estas dos variables no solo resulta práctica para investigaciones experimentales, sino que también facilita estudios numéricos y simulaciones. En este sentido, se procede al cálculo del torque necesario para satisfacer la demanda de potencia, el cual queda definido en la siguiente ecuación 30.

$$Potencia_{rotor} = Torque_{rotor} * \omega_{rotor} \quad (39)$$

$$Torque_{rotor} = \frac{Potencia_{rotor}}{\omega_{rotor}} = \frac{6136 [W]}{2,064 \left[\frac{rad}{s} \right]} \quad (40)$$

$$Torque_{rotor} = 2972 [Nm] \quad (41)$$

Dado que el sistema de la turbina produce un par motor, se procede al cálculo del torque generado por cada alabe, considerando la estimación inicial de 2 alabes para la turbina.

$$Torque_{alabe} = \frac{Torque_{rotor}}{\#alabes} \quad (42)$$

$$Torque_{alabe} = \frac{2972 [Nm]}{2} = 1486[Nm] \quad (43)$$

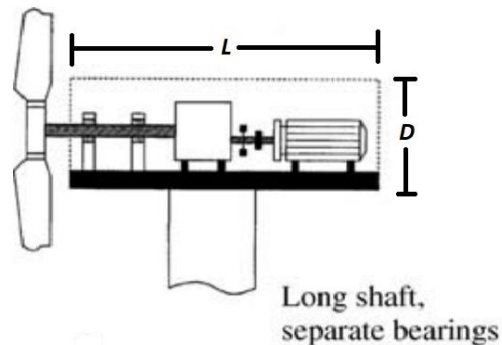
Por consiguiente, el torque que debe generar cada alabe de la turbina mareomotriz equivale a 1486 [Nm].

5.5 Dimensionamiento del eje

Para dimensionar la estructura, se utiliza una parametrización que considera un cilindro con dimensiones "L" de longitud y "D" de diámetro. La longitud "L" se determina en función de la longitud del eje principal, la caja de transmisión y las dimensiones longitudinales del generador. En contraste, el diámetro de la estructura se ajusta según las dimensiones radiales del generador o la caja de transmisión. Esto se ejemplifica en la figura 26.

Figura 26

Estructura góndola

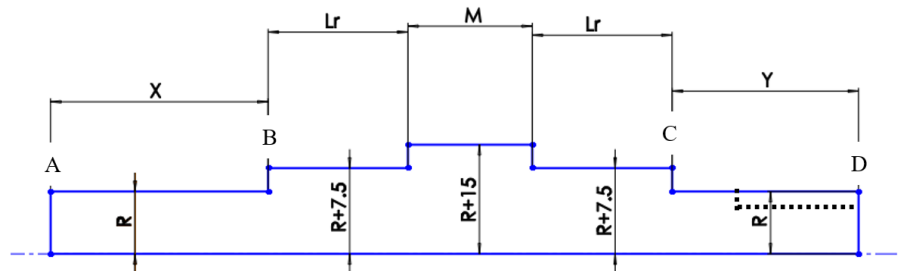


Nota. Tomado de: Manwell, J., MCGowan, J., & Rogers, A. (2006). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30)

De esta forma, se diseña el eje largo, se selecciona la caja de transmisión y finalmente se selecciona un generador de potencia.

5.5.1 Diseño de eje largo

Se sugiere el diseño del eje conforme se ilustra en la figura 27, el cual incorpora redondeos en los cambios de sección con un radio de 4 [mm]. Las dimensiones en este plano de corte están expresadas en milímetros, y se identifican los puntos clave (A, B, C y D) como ubicaciones fundamentales de elementos de transmisión.

Figura 27*Plano en corte del eje lento*

Nota. Elaboración propia

Donde X es la distancia para la colocación del acople eje-turbina, Lr es la distancia para el ancho del rodamiento, Y es la distancia para insertar el eje en la caja de transmisión y M es la distancia para asegurar las uniones a las estructuras. Dichas distancias se obtuvieron de catálogo, haciendo una aproximación en ejes desde 40 mm a 120 mm.

- Distancia X

De catálogo de acoples la distancia aproximada desde ejes de 40mm a 120mm es de 70mm de longitud del acople.

- Distancia Lr

De catalogo SKF se busca un espesor en los ejes desde 40mm hasta 120mm. La distancia seleccionada fue de 45 [mm]

- Distancia Y

Para realizar una correcta unión del eje con el cubo del engranaje se asumió una distancia de alojamiento de 60 [mm]

- Distancia M

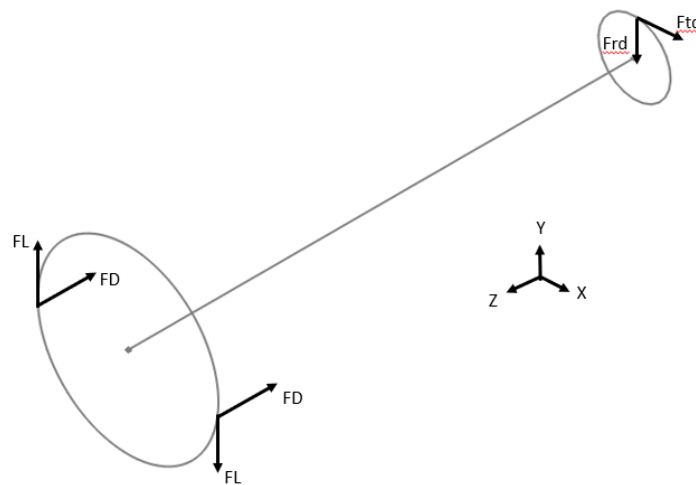
Esta distancia fue seleccionada para un correcto acople de la estructura y para un apoyo en los rodamientos ubicados en las secciones B y C. la distancia seleccionada fue de 40 [mm]

Considerando las distancias se obtuvo que la longitud total del eje es de 260 [mm].

Conociendo las dimensiones iniciales, en la posición A estará ubicado el acople de la turbina con el eje y en la posición D estará el engranaje que transmite la potencia a la caja de cambios se coloca un diagrama expresando las fuerzas, como se ilustra en la figura 28.

Figura 28

Fuerzas aplicadas sobre los elementos de transmisión, vista isométrica

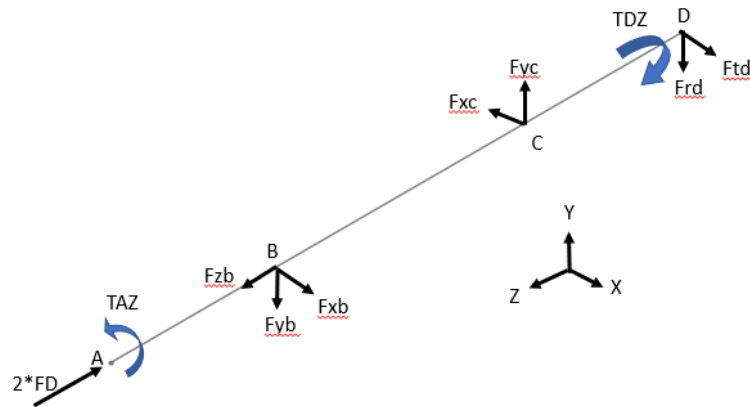


Nota. Elaboración propia

Al transferir las fuerzas generadas por los alabes al eje, se observa que la componente en Y se anulará debido a que estas fuerzas son opuestas y de igual magnitud, pero generarán un par torsor en el *eje largo*. Por otro lado, las fuerzas en el eje Z de la turbina se sumarán sin inducir momentos deflectores, esto se evidencia en la figura 29.

Figura 29

Plano isométrico de las fuerzas aplicadas sobre el eje



Nota. Elaboración propia

Como parámetros iniciales en el cálculo del eje, se declara la potencia de 6136 [W] a una velocidad angular de 2,064 $\left[\frac{rad}{s}\right]$ dejando como valor de torque equivalente a 2972 [Nm]. Estos valores fueron previamente calculados en la sección 5.4.

El primer paso implica la determinación y traslado de las fuerzas ejercidas al eje. En este proceso, se inicia considerando el engranaje. Suponiendo que se trata de un engranaje recto, se realiza una estimación para conocer las fuerzas que actúan sobre el eje. Se asume un módulo de 3 mm, un número de dientes de 72 y un ángulo de presión de 20°.

Con base a las ecuaciones presentadas en (Parada, 1990), se obtuvieron las ecuaciones de cálculo de engranajes.

$$\phi_{engranaje} = m * Z \quad (44)$$

$$\phi_{engranaje} = 3[mm] * 72 = 216[mm] \quad (45)$$

Para el cálculo de fuerzas de engranajes, solo se tienen fuerzas radiales (FDY) y tangenciales (FDX). Recapitulando la sección 6.5 se declaran las siguientes fórmulas para el cálculo de fuerzas y asumiendo un Angulo de presión ($\varphi = 20^\circ$).

$$Torque_i = F_t * \frac{\phi_{engranaje}}{2} \quad (46)$$

$$F_r = F_t * \tan(\varphi) \quad (47)$$

$$F_D = \frac{1}{2} * C_D * \rho * A_s * v_{flow}^2 \quad (48)$$

Donde A_s equivale a $0.72 [m^2]$ obtenido de variables calculadas en SolidWorks para el alabe diseñado, se parametriza y se obtienen los siguientes valores en la tabla 10.

Tabla 10

Parametrización de fuerzas en el eje a diferentes velocidades

ϕ engrane [m]	Vflow [m/s]	Torque [Nm]	Ft [N]	Fr [N]	F axial [N]
0.216	0.54	988	18296	6659	64.79
0.216	0.96	2970	27500	10009	187
0.216	1.464	6682	61870	22519	435

Nota. Elaboración propia

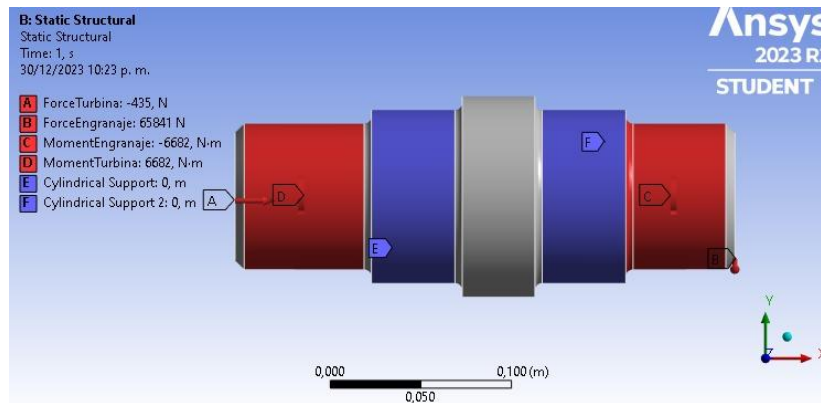
Para verificar el factor de seguridad del eje, se emplearon dos metodologías: el cálculo manual del eje y la simulación. Por razones de practicidad, en esta sección se presentarán los resultados de la simulación, mientras que el cálculo manual estará detallado en el Apéndice A y B.

El dominio computacional estará conformado por la geometría del eje principal, la cual se visualiza en la Figura 30. De acuerdo con esta representación gráfica, se identifican los puntos E y F como sujeciones cilíndricas para rodamientos. Es importante destacar que el punto F no presenta resistencia axial.

En las secciones D y C del eje se registrarán los torques generados, mientras que en las secciones A y B se cuantificarán las fuerzas originadas por la turbina y el engranaje, respectivamente. Los valores registrados se encontrarán en la tabla 11.

Figura 30

Condiciones de simulación: Fijaciones y fuerzas.



Nota. Elaboración propia

La malla del eje se define en función del tamaño de los elementos (1,5 cm) y se llevaron a cabo refinamientos en las zonas próximas a los cambios de sección. En la Tabla 11, se presenta un resumen de los elementos utilizados y sus respectivos tipos.

Tabla 11

Elementos de malla eje principal

Geometría	Numero de elementos	Numero de nodos	Tipo de elementos
Eje	25,250	39,677	Tetrahedros

Nota. Elaboración propia

Se tomará un acero AISI 9255 OQT 538°C con las siguientes propiedades obtenidas de (Parada, 1990).

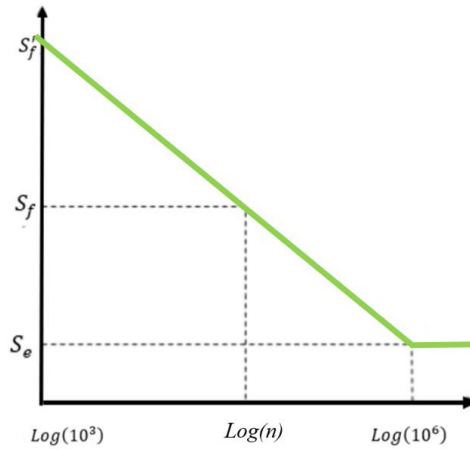
$$S_u = 180 [KSI] = 1289.32 [MPa] \quad (49)$$

$$S_y = 160 [KSI] = 1103.16 [MPa] \quad (50)$$

De la gráfica de S-N (Figura 31) y conociendo que el eje se diseña para 10^6 ciclos.

Figura 31

Grafica de SN para aceros



Nota. Elaboración propia

De la figura 31, se puede estimar que el valor a determinar es el S_e el cual se añadirá al software Ansys.

$$S_e' = 0,5 * S_u \quad (51)$$

$$S_{e_i} = K_s * K_d * K_l * K_t * K_c * K_m * S_e' \quad (52)$$

Los factores se encontrarán en Apéndice B y conociendo que el valor S_e' equivale a 644,66 [MPa].

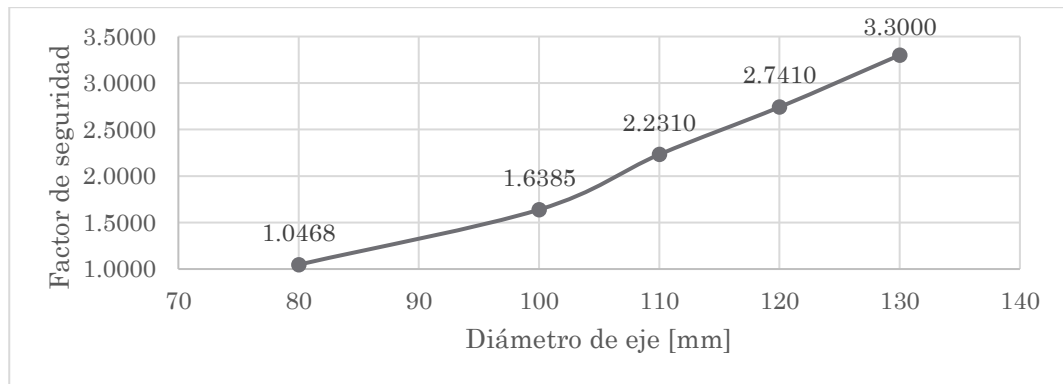
$$S_{e_c} = 0,79 * 0,714 * 0,75 * 1 * 0,888 * 1 * 644,66 \text{ [MPa]} \quad (53)$$

$$S_{e_c} = 242,2 * 10^8 \text{ [Pa]} \quad (54)$$

Como resultado, se parametriza en ANSYS para diferentes diámetros de ejes desde 80 [mm] a 120 [mm] para la máxima velocidad. Los resultados obtenidos se grafican en la Figura 32.

Figura 32

Factor de seguridad a diferentes diámetros de eje

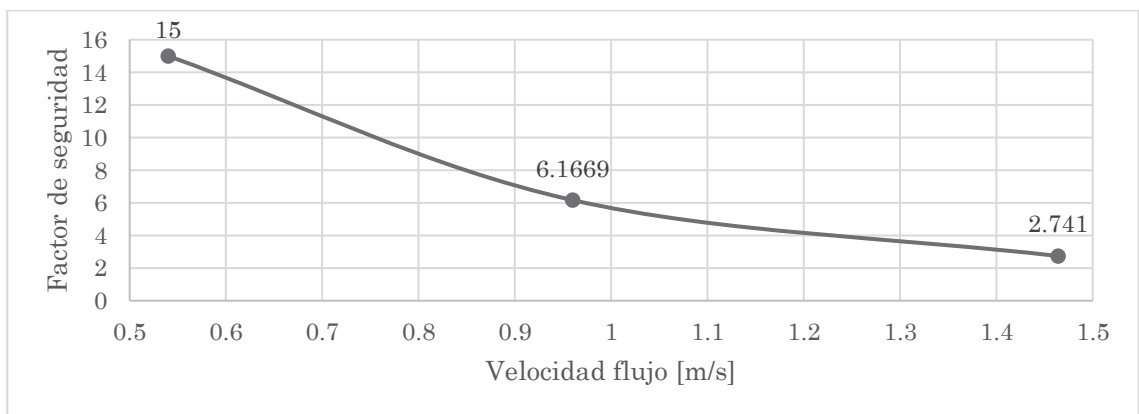


Nota. Elaboración propia

Se selecciona el diámetro de 120 [mm] y se evalúa el eje principal en las tres condiciones críticas de velocidad (mínima, promedio y máxima).

Figura 33

Factor de seguridad a diferentes rangos de velocidades para un eje de 120 [mm]

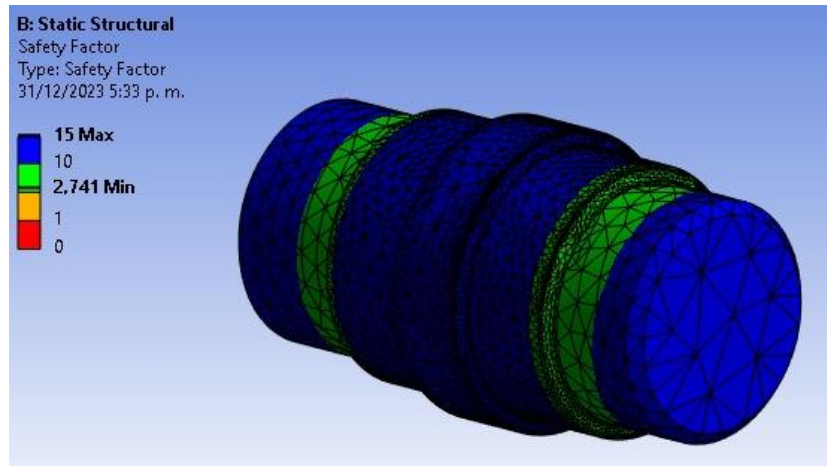


Nota. Elaboración propia

Se puede determinar de la Figura 33 que a mayor velocidad de flujo el eje disminuye su factor de seguridad, esto se debe a que debe soportar mayores cargas sobre él, sin embargo, a su máximo requerimiento el factor de seguridad se expresa de 2.7 lo cual es óptimo para este diseño. Del software ANSYS podemos observar donde se concentran los puntos críticos del eje principal.

Figura 34

Factor de seguridad en eje principal



Nota. Elaboración propia

De la Figura 34, el comportamiento de la simulación muestra una tendencia lógica, ya que el factor de seguridad disminuye en las zonas cercanas al concentrador de esfuerzo debido al cambio de sección.

5.5.2 Caja de transmisión

De literatura (J. F. Manwell et al., 2010), se recomienda el diseño de la caja de transmisión. Para este estudio, como se desea conocer las dimensiones longitudinales y radiales de los elementos se busca en catalogo referencias con ejes de 120 [mm] para obtener una estimación de dichas dimensiones. Por esta razón, se seleccionó la caja de transmisión planetaria de una sola etapa, las dimensiones se pueden encontrar en la Tabla 12 y figura 35.

Tabla 12

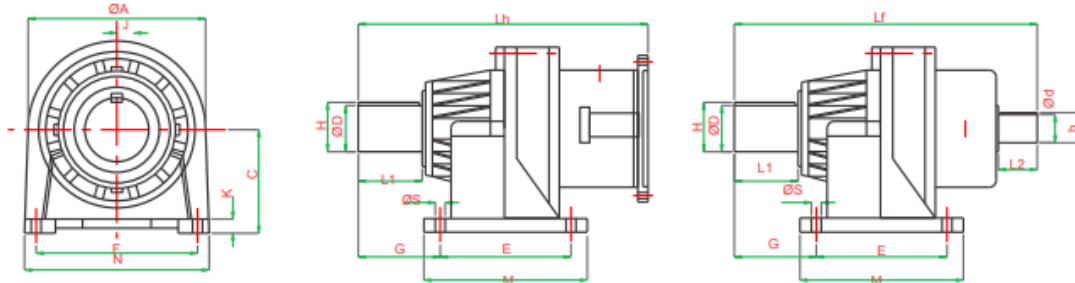
Dimensiones de caja de engranajes planetarios

SINGLE STAGE																				
Model	OUTPUT				INPUT				MOUNTING						GENERAL			Motor*		
	Dj6	H	Jp9	L1	dj6	h	jp9	L2	E	C	F	S	K	G	M	N	A	Lf	Lh	Frame
PR3511	120	125.5	22	110	50	53.5	14	70	200	160	300	18	25	137	250	350	---	530	491	---

Nota. Tomado de: PREMIUM. (n.d.). Premium planetary catalogue.

Figura 35

Dimensiones en plano de caja de engranajes planetarios



Nota. Tomado de: PREMIUM. (n.d.). Premium planetary catalogue.

5.5.3 Generador

Con respecto a los valores iniciales, se ha determinado que la potencia de salida es de 5 [kW] para una velocidad promedio en el punto seleccionado de 0,96 m/s. Sin embargo, al considerar la presencia de velocidades más elevadas (1,464 m/s) en la ubicación seleccionada, la potencia aumenta hasta alcanzar valores de 17 [kW]. En consecuencia, se ha optado por la elección de un generador eléctrico con una capacidad de 21,5 [kW] (Linz electric, 2020), con el propósito de respaldar la generación de energía en diversas velocidades, este generador requiere una velocidad angular en el rango de 1300 a 2100 RPM (Ver figura 36). Dicha velocidad angular se logra gracias a la caja de transmisión seleccionada previamente.

Figura 36

Generador eléctrico de 21,5 kW



Nota. Tomado de: Linz electric. (2020). PHASE 9 DC Alternators. www.linzelectric.com

$$\varnothing_{gondolaMin} = 350 [mm] \quad (58)$$

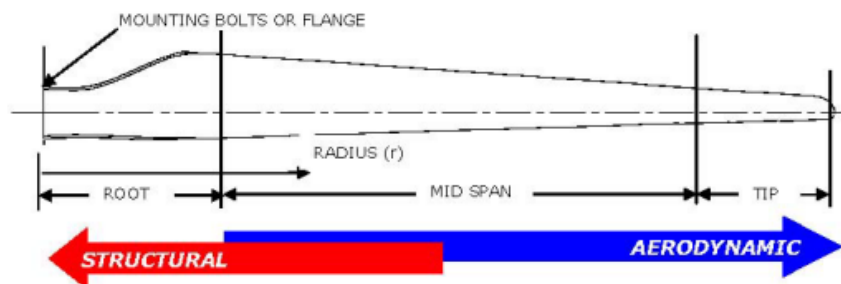
5.6 Diseño del álabe

Como se ha mencionado, el álabe es el encargado de transformar la energía cinética en energía mecánica rotacional, es por esto, que definir el perfil adecuado, ángulos de ataque, longitud de cuerda, entre otros, es fundamental para garantizar la mayor eficiencia de la turbina.

Antes de iniciar con el diseño del álabe, se definen las zonas típicas de este, las cuáles son raíz, medio y punta, como se muestra en la figura 38. El perfil cercano a la raíz, este debe ser más robusto para soportar las cargas estructurales de operación, y conforme se avance hasta la punta, los perfiles son más delgados, buscando la mayor aerodinámica posible.

Figura 38

Regiones de un álabe



Nota. Tomado de: Schubel, P. J., & Crossley, R. J. (2012). Wind Turbine Blade Design. *Energies*, 5(9), 3425–3449.

Para el diseño de la turbina, se usó como referencia la metodología descrita en (J. Manwell et al., 2006) capítulos 6 y 7.

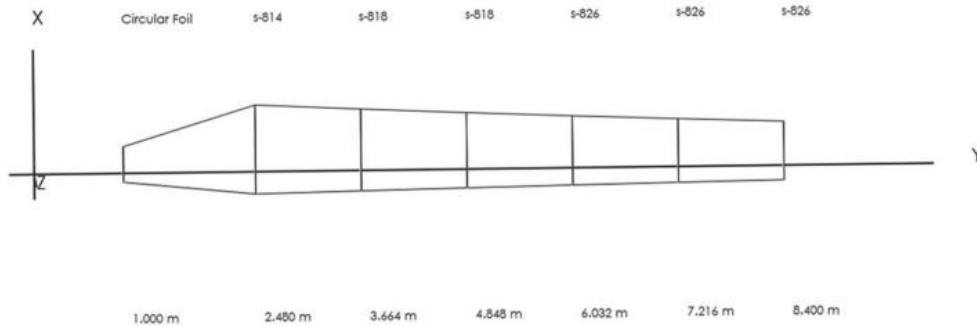
5.6.1 Selección de perfil

Para este proyecto, teniendo en cuenta los requerimientos del álabe en función de su región, se optó por un diseño compuesto por varios álabes, los cuáles van cambiando conforme aumenta la longitud del álabe. Sin embargo, dado que la selección de los perfiles es un proceso iterativo, el cuál debe contar con validación experimental, se tomará como referencia la tesis de (P. V. Arunraj Tamanna Ali & Kashyap, 2022), los cuáles diseñaron una turbina mareomotriz sumergida basándose en el reporte de investigación de (Giguere Philippe & Selig Michael Scott, 1999) para

NREL (National Renewable Energy Laboratory) donde se definió un diseño con tres perfiles distribuidos como se muestra en la figura 39.

Figura 39

Distribución de perfiles para un álabe

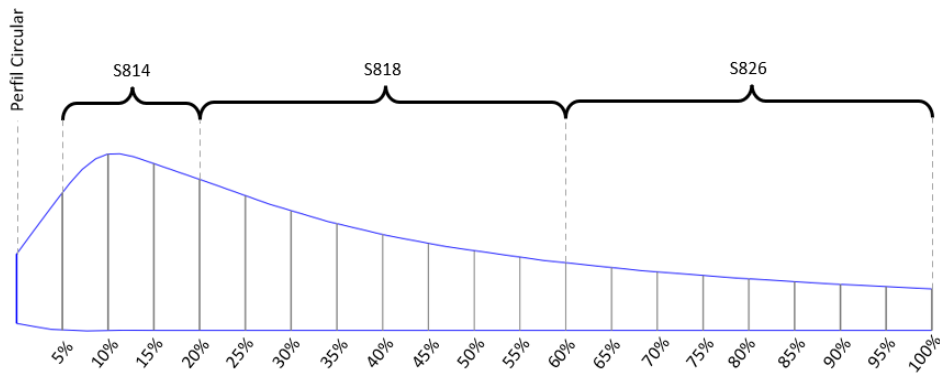


Nota. Tomado de: P. V. Arunraj Tamanna Ali, A. K. V. P., & Kashyap, N. (2022). Design and analysis of submerged tidal turbine. *International Journal of Ambient Energy*, 43(1), 2563–2567.

Con base en lo anterior, se realizó el cálculo por porcentaje de longitud para la distribución de los perfiles, dado así paso al diagrama de perfiles mostrado en la figura 40.

Figura 40

Distribución de perfiles para la turbina diseñada



Nota. Elaboración propia

5.6.2 Dimensionamiento de la cuerda y torsión del álabe

Teniendo en cuenta la teoría de Betz para el diseño de álabes óptimos descrita en el libro de (J. Manwell et al., 2006) en la sección 3.7, se define la longitud de la cuerda con la ecuación 59:

$$c = \frac{8\pi r \sin \varphi}{3BC_l\lambda_r} \quad (59)$$

Donde:

λ_r = TSR local

B = número de álabes

r = radio del álabe

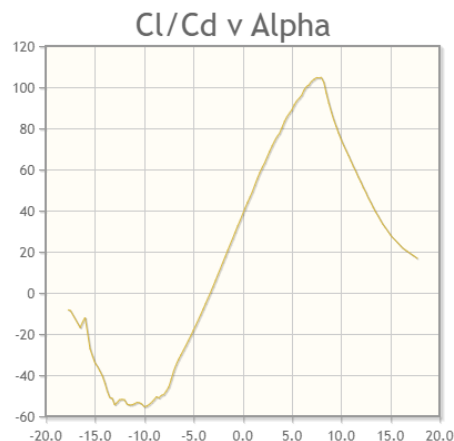
C_l = coeficiente de sustentación

φ = ángulo de viento relativo

El coeficiente de sustentación y ángulo de ataque se seleccionan de acuerdo con las gráficas ofrecidas por Airfoil Tools buscando la relación más alta entre el coeficiente de sustentación y de arrastre, como se observa en la figura 41.

Figura 41

Cl/Cd vs Alpha para selección



Nota. Tomado de: AirFoil Tools (2023). NREL's S826 Airfoil (s826-nr). [En línea]. Disponible en: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=s826-nr>

El ángulo de viento relativo se calcula con la ecuación 60.

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{2}{3\lambda_r}\right) \quad (60)$$

Nota. Los resultados del cálculo se encuentran detallados en el Apéndice C.

5.7 Modelado CAD

En esta sección se evidencia el proceso de diseño CAD de la turbina por medio del software SolidWorks.

5.7.1 Modelamiento del álabe

Con los resultados expresados en el Apéndice C, se tiene la información suficiente para modelar el álabe y posteriormente exportarlo a ANSYS para su análisis. Como primer paso, se realizará la descarga de los puntos guía para graficar los perfiles seleccionados, esto con la ayuda de AirfoilTools, una base de datos de acceso libre donde se pueden conseguir alrededor de 1700 perfiles diferentes, incluyendo los necesarios para este proyecto, el NREL S814, 816, 826.

Luego de extraer los puntos, se organizan en un documento Excel, donde posteriormente, cada punto (intradós y extradós) serán multiplicados por la cuerda obtenida anteriormente, como se evidencia en la figura 42. el cálculo de dicha profundidad se realiza dividiendo la longitud del álabe entre el número de perfiles, en este caso veinte y multiplicando este valor por el perfil en el que estamos, como se evidencia en la siguiente ecuación.

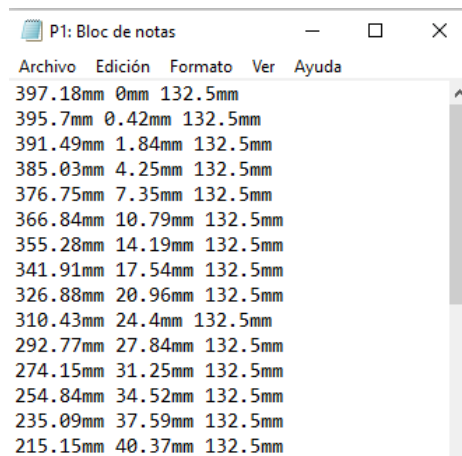
$$Profundidad_n = \frac{Longitud \text{ álabe}}{20} * n \quad (61)$$

Figura 42*Fragmento perfil S814*

C [m] 0,39717466		
NREL S-814		
397,175	0,000	132,5000
395,696	0,424	132,5000
391,486	1,841	132,5000
385,032	4,251	132,5000
376,747	7,354	132,5000
366,838	10,788	132,5000
355,275	14,191	132,5000
341,912	17,542	132,5000
326,883	20,955	132,5000
310,427	24,399	132,5000
292,772	27,844	132,5000
274,154	31,246	132,5000
254,843	34,515	132,5000
235,088	37,587	132,5000
215,147	40,369	132,5000

Nota. Elaboración propia

Con los puntos organizados, se guardan en formato texto para así, permitir la comunicación con SolidWorks, tal como se muestra en la figura 43.

Figura 43*Puntos en formato texto para el diseño del álabe*

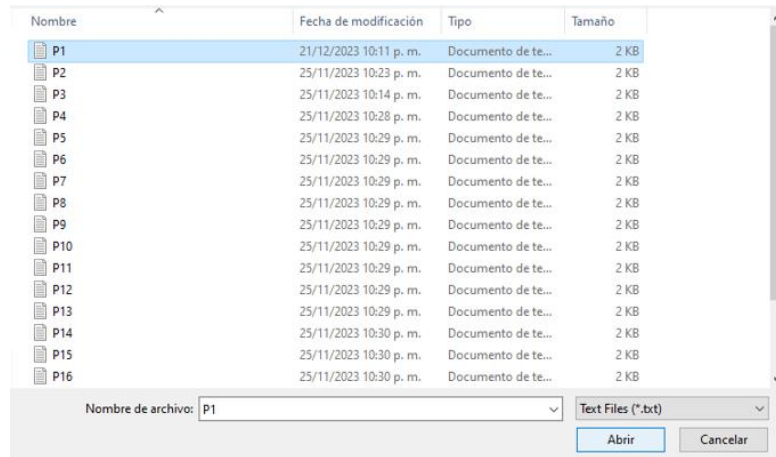
Nota. Elaboración propia

Con todos los puntos guardados, se procede a realizar el cargue en SolidWorks utilizando la herramienta “Curvas/Curvas por puntos XYZ”

Al seleccionar la opción, se abrirá una pantalla (Ver figura 44) donde podremos seleccionar el perfil deseado. (Es importante cambiar el formato de búsqueda a .txt)

Figura 44

Selección puntos del perfil

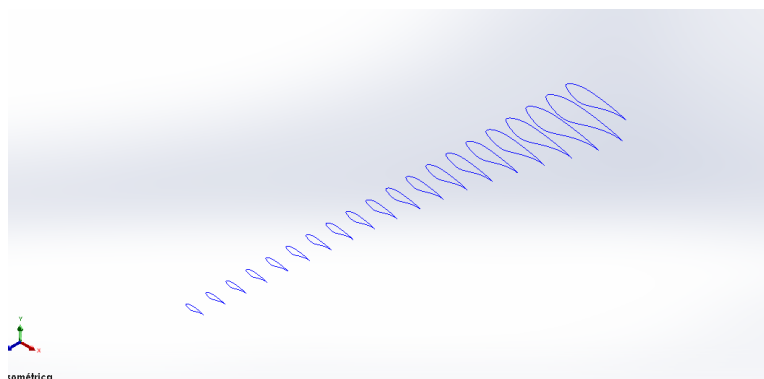


Nota. Elaboración propia

Finalmente, luego de seleccionar la opción “Abrir” se cargará el perfil en SolidWorks como se ve en la figura 45.

Figura 45

Perfiles álabes en SolidWorks



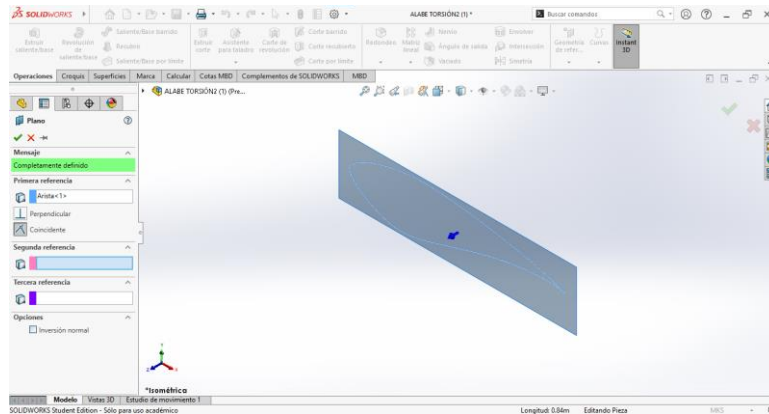
Nota. Elaboración propia

Teniendo todos los perfiles, es evidente que, aunque tienen la longitud correcta, no cuentan con el ángulo de torsión previamente calculado. Para esto, se realizarán los siguientes pasos:

- Creación de planos independientes a la altura de cada curva generada (figura 46)
- Croquizado de la curva en el plano
- Rotación de la curva generada

Figura 46

Creación del plano paralelo a la curva

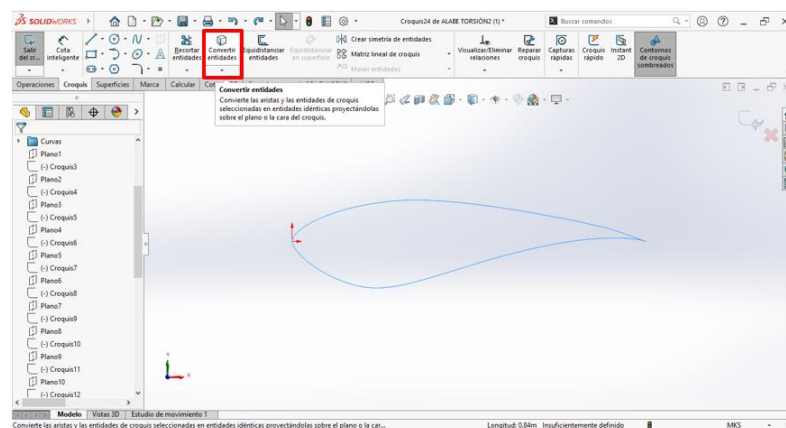


Nota. Elaboración propia

Con el plano generado, se realiza el croquizado seleccionando la curva mientras se está en el croquis del plano creado utilizando la herramienta “Convertir entidades” (Ver figura 47)

Figura 47

Croquizado de la curva en el plano generado

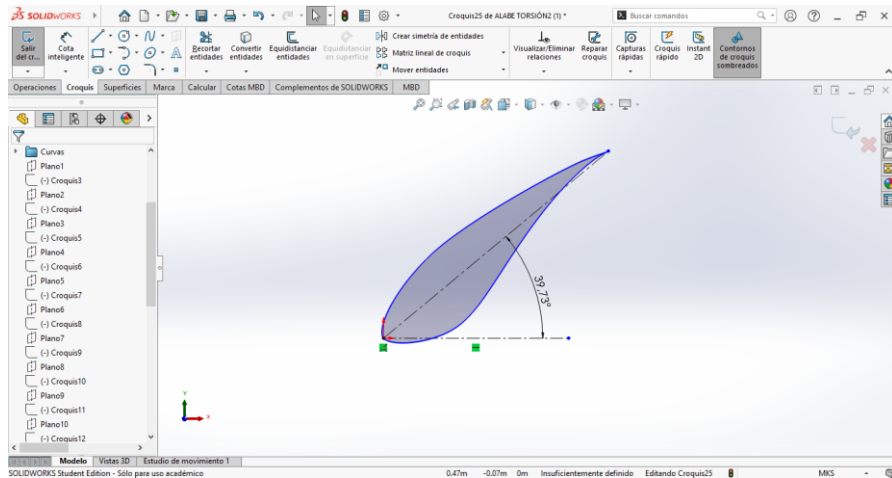


Nota. Elaboración propia

Ahora, con la herramienta “*Mover entidades/Girar entidades*” (Ver figura 48) se realizará el giro del perfil correspondiente al valor definido (Ver apéndice C).

Figura 48

Perfil con el ángulo de giro

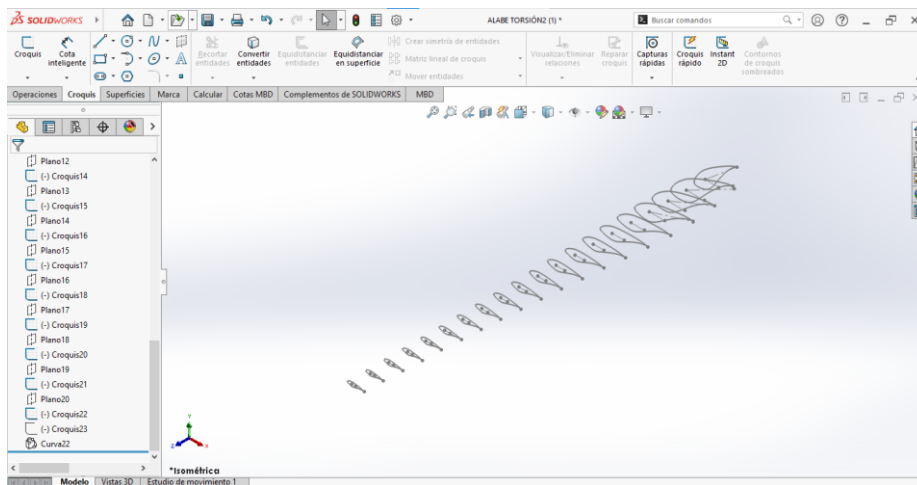


Nota. Elaboración propia

Con todos los perfiles croquizados con su respectivo ángulo de inclinación se obtiene la siguiente figura:

Figura 49

Estructura del álabe

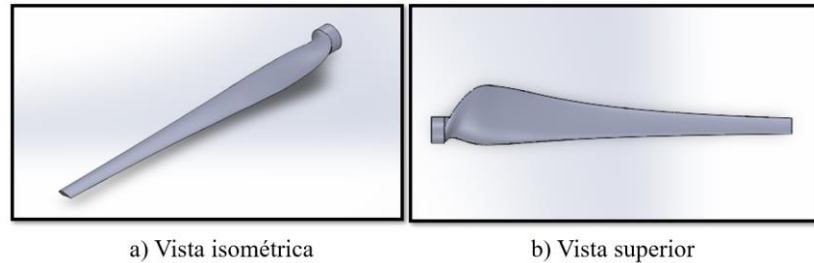


Nota. Elaboración propia

Finalmente, se obtiene el diseño final, como se muestra en la figura 52.

Figura 52

Diseño final álabes



Nota. Elaboración propia

5.7.2 Modelamiento de la estructura

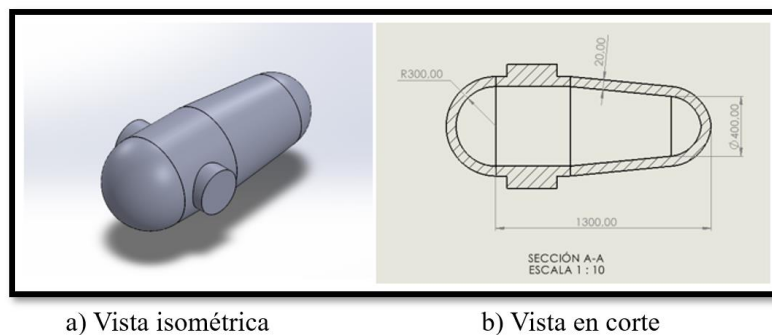
La estructura es la encargada de albergar los elementos de transmisión mecánica de la turbina, por lo cual, es fundamental garantizar espacio suficiente para la instalación de estos. El diseño parte de los valores obtenidos en la sección 5.5, como longitud mínima de la góndola y radio mínimo de la misma definidos en las ecuaciones 57 y 58.

- $L_{gondolaMin} = 1296.084 [mm]$
- $\phi_{gondolaMin} = 350 [mm]$

Teniendo en cuenta estos parámetros, se realizó el diseño mostrado en la figura 53.

Figura 53

Modelado de la estructura



Nota. Elaboración propia

Estas dimensiones, garantizan que los elementos mecánicos tengan el espacio suficiente para la instalación y correcto funcionamiento en operación.

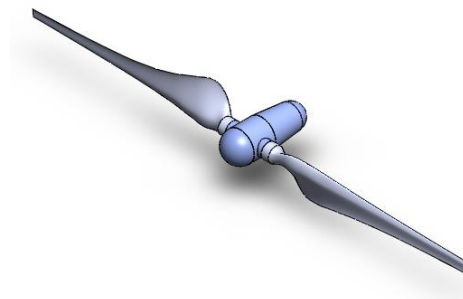
6. Estudio hidrodinámico

6.1 Geometría HATT y condiciones de simulación

En el presente estudio, se llevó a cabo un análisis mediante Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) de una turbina mareomotriz de eje horizontal con dos alabes. Este diseño específico de la turbina mareomotriz fue concebido por (Wang, 2007), y la validez del análisis CFD se respalda mediante la validación realizada por (Shi, 2013). La geometría propuesta para esta turbina se visualiza en detalle en la figura 54, mientras que los parámetros de las condiciones de la turbina se encuentran detallados en la tabla 13.

Figura 54

Geometría turbina mareomotriz



Nota. Elaboración propia

Tabla 13

Parámetros iniciales

Diametro rotor (m)	5,8	Velocidad angular promedio [rad/s]	2,064
Numero de alabes	2	Velocidad del flujo promedio [m/s]	0,96
Profundidad de ubicación de turbina [m]	6 - 8	Sentido de rotación	Antihorario

Nota. Elaboración propia

Las simulaciones CFD predicen el comportamiento de los objetos sobre un fluido en un dominio determinado, con esto claro, se pone a prueba la turbina mareomotriz para capturar los efectos del flujo como la presión con la finalidad de calcular el torque generado. En este contexto, cada elemento de la malla se trató como un medio de flujo, siendo este caso específico el agua de mar con las propiedades a 25°C, densidad de $1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]$ y una viscosidad dinámica de $0,00097 \left[\frac{Kg}{s} \right]$ (Mid-Ocean Ridge Processes Group, 2012)

Se empleó el software Ansys 2023R2 con el módulo Fluent para llevar a cabo el análisis, la simulación fue puesta a prueba en cada mes de velocidad de flujo en el año presente específicamente en el punto seleccionado, es decir, un total de 12 puntos de velocidad manteniendo el TSR constante de 6,25. Mediante la utilización del módulo Fluent, se llevó a cabo la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes, proporcionando así una solución al problema planteado. Los valores tomados como convergencia se tendrán en la tabla 14.

Tabla 14

Parámetros de convergencia

Parámetro	Valor convergencia
Velocidad X	$1 * 10^{-5}$
Velocidad Y	$1 * 10^{-5}$
Velocidad Z	$1 * 10^{-5}$
Continuidad	$5 * 10^{-4}$
K	$5 * 10^{-4}$
ω	$5 * 10^{-4}$

Nota. Elaboración propia

6.1.1 Suposiciones iniciales

Para este estudio, se consideró una densidad de flujo constante y libre de cavitación, incorporando la gravedad con un valor de $9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right]$. La simulación se llevó a cabo en modo estacionario y en tres dimensiones (3D), con una velocidad de entrada constante para el flujo y una

presión establecida de 0 a la salida. Se optó por un enfoque del tipo solucionador basado en la presión (Pressure based). Se seleccionó el solucionador Coupled por su estabilidad en la iteración de los criterios de convergencia. Aunque solucionadores como PISO y Simple mostraban inestabilidad en el inicio de sus simulaciones, se observó que convergían hacia el mismo resultado en sus instancias finales.

6.1.2 Modelo de turbulencia

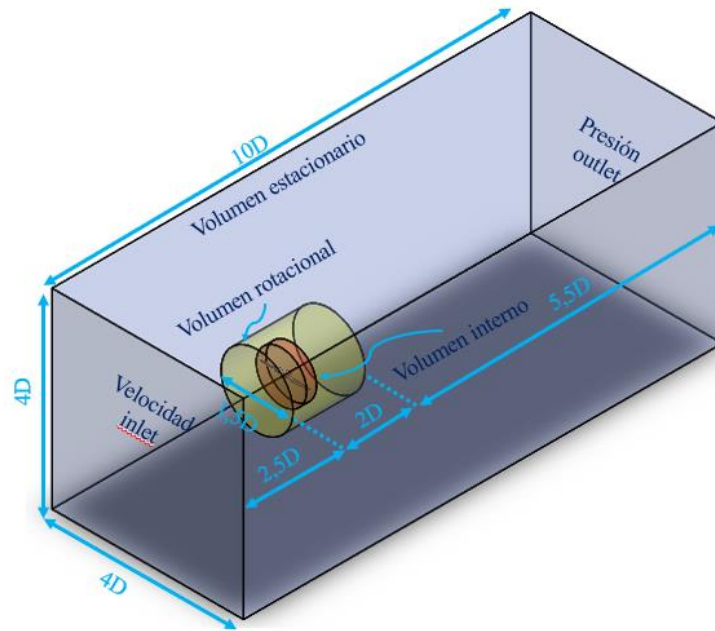
Se optó por el modelo de turbulencia K-w SST (transporte de esfuerzo cortante) en virtud de su destacado desempeño en flujos turbulentos en alabes de turbinas. Este modelo ha demostrado consistentemente resultados sobresalientes en diversos estudios CFD enfocados en turbinas eólicas y mareomotrices (Song et al., n.d.). Su elección se respalda no solo por su eficacia en la predicción numérica del rendimiento de la turbina, sino también por su amplio uso y validación en la literatura expuesta en el marco referencial.

6.2 Dominio computacional y condiciones de frontera

En la figura 55, se observa detalladamente la subdivisión del dominio computacional, cada segmento identificado con su respectivo nombre y dimensiones. El dominio computacional se compone de tres divisiones distintas: la primera es el volumen computacional, que permanece en una región estacionaria y abarca las secciones de entrada (*inlet*) y salida (*outlet*). A continuación, la segunda división se denomina volumen rotacional, caracterizado por ser una región en rotación. Finalmente, la tercera región rodea la estructura de la turbina con el propósito de facilitar un mallado más preciso. Estas divisiones se han configurado de acuerdo con las especificaciones establecidas para simular el modelo experimenta (Wang, 2007), que involucra un túnel de cavitación. Las condiciones de frontera se establecieron de la siguiente manera: para el volumen computacional se definió la velocidad de entrada como velocidad del flujo marino, presión de salida equivalente a 0 [Pa], las paredes como non-slip ya que al ser el área transversal de este dominio equivalente a $4D_{rotor}$ se asume que los efectos de energía turbulenta se han desarrollado. En cambio, el volumen rotacional e interno se configuró con *slip wall*, además, de presencia de una velocidad angular la cual equivale a la velocidad angular de la turbina.

Figura 55

Dominios computacionales de simulación



Nota. Elaboración propia

La técnica empleada para simular el rendimiento de la turbina fue la técnica de "*moving reference frame*" (MRF), la cual implica una rotación de los dominios circulares de la turbina. También conocida como "*Multiple Reference Frame*" o "*Frozen Rotor Frame*", esta técnica se caracteriza por ser una simulación rotativa estacionaria. En este enfoque, la sección interna se mueve a una velocidad rotacional mientras que el volumen computacional permanece constante. La principal ventaja radica en que esta técnica no requiere el uso de complicados movimientos de malla (*mesh motion*) y se aplica en un estado estacionario. Esto simplifica significativamente la simulación a nivel computacional, eliminando la necesidad de recursos computacionales significativos. En comparación con otras técnicas, como la "*Sliding Mesh*" que gestiona un estado transitorio, la literatura (Song et al., n.d.) afirma que no hay una gran diferencia entre las técnicas estacionarias y las no estacionarias en términos de la convergencia de resultados, haciendo que la técnica MRF sea una elección eficiente y fácilmente adaptable.

6.3 Generación de malla

La malla del volumen computacional se compone principalmente de tetraedros con un tamaño de 2 [m]. Se aplicó un refinamiento en las caras cercanas al dominio rotacional, el cual está constituido por tetraedros con una tasa de crecimiento de 1.1. Posteriormente, se realizó otro refinamiento en las zonas cercanas al volumen interno, el cual se malló con una combinación de tetraedros y hexaedros, con el objetivo de estudiar los efectos de la capa límite en áreas cercanas a la turbina.

En la tabla 15, se resumen los tipos de malla para evaluar la independencia de la malla. Asimismo, en la tabla 15, se seleccionó el tipo 3 de malla y se amplió en aquellas áreas donde presenta el mayor número de elementos y en las caras específicas, esto se evidencia en la figura 56, 57 y 58.

Tabla 15

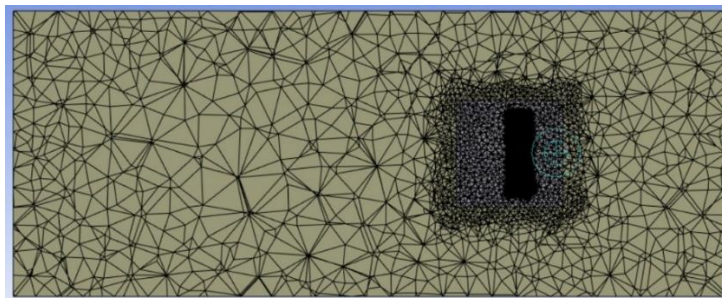
Número de elementos de cada dominio para las diferentes configuraciones de malla.

Malla	Dominio Computacional	Dominio Rotacional	Dominio interior	Numero de elementos totales
0	-	-	-	-
1	87,381.00	145,220.00	536,171.00	768,772.00
2	87,381.00	190,119.00	1,214,994.00	1,492,494.00
3	87,381.00	190,119.00	2,921,763.00	3,199,263.00
4	87,381.00	215,706.00	5,833,441.00	6,136,528.00

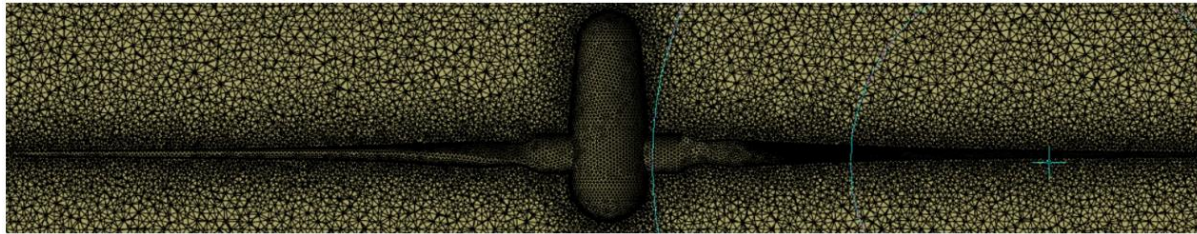
Nota. Elaboración propia

Figura 56

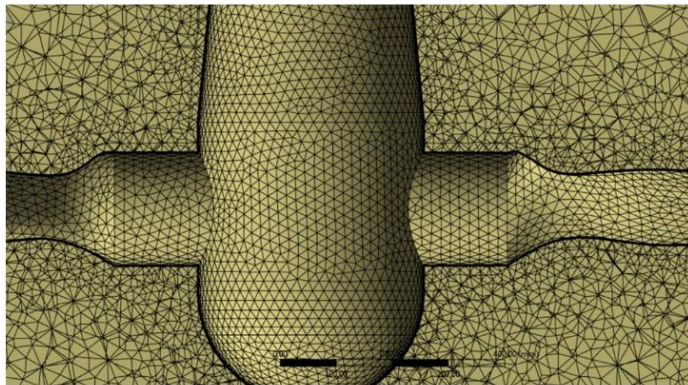
Dominio computacional mallado



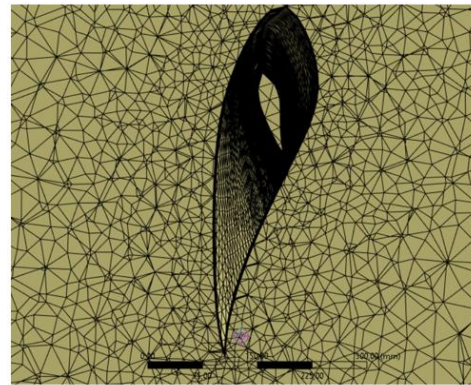
Nota. Elaboración propia

Figura 57*Dominio interior mallado*

a) Turbina mareomotriz

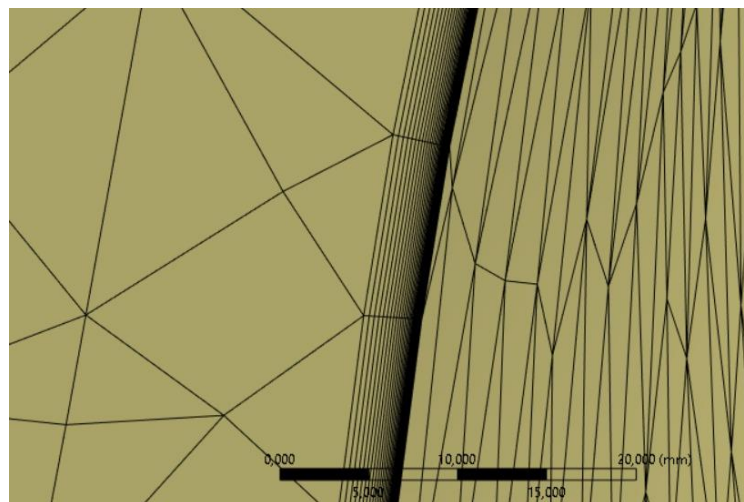


b) Estructura



c) Perfil aerodinámico

Nota. Elaboración propia

Figura 58*Inflation generado en el alabe de la turbina*

Nota. Elaboración propia

Se implementó la técnica de inflación en las paredes de la turbina mareomotriz, llevando a cabo un análisis de la teoría de la primera capa Y+ con un valor establecido en 1, con la finalidad de determinar los efectos viscosos en la capa limite. Este análisis determinó que el valor mínimo para la primera capa debe ser de $2 * 10^{-5}[m]$ y se realizó el *inflation* con la cantidad de 30 capas a una tasa de crecimiento de 1,1.

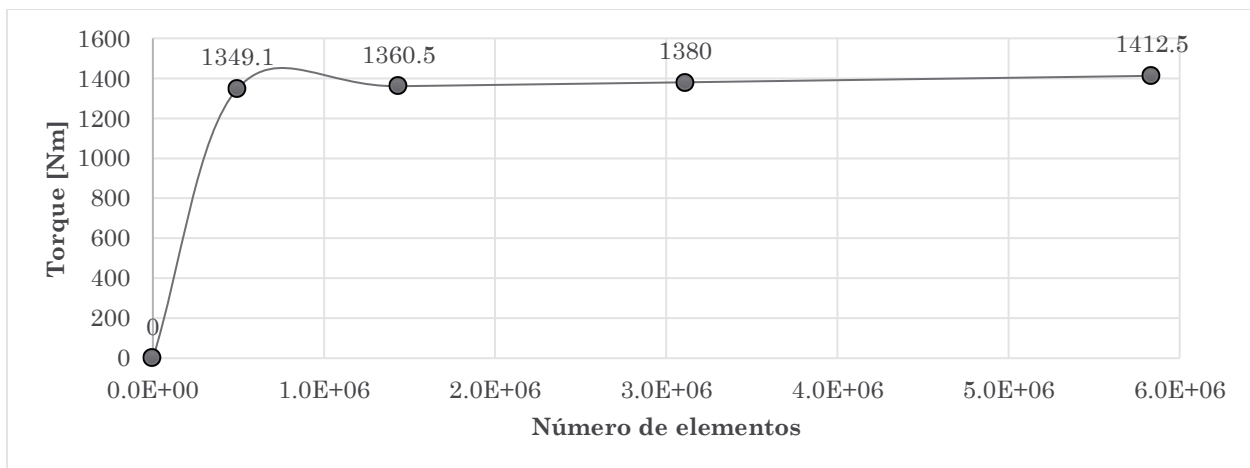
6.4 Resultados del estudio hidrodinámico

6.4.1 Independencia de malla

Es importante destacar que la determinación de la independencia de malla se realizó considerando las variables físicas del problema, específicamente, se seleccionaron el torque y el coeficiente de sustentación como tales variables. Las mallas propuestas en la tabla 15 fueron sometidas a prueba, exhibiendo el comportamiento de las variables físicas, como se ilustra en las figuras 59 y 60.

Figura 59

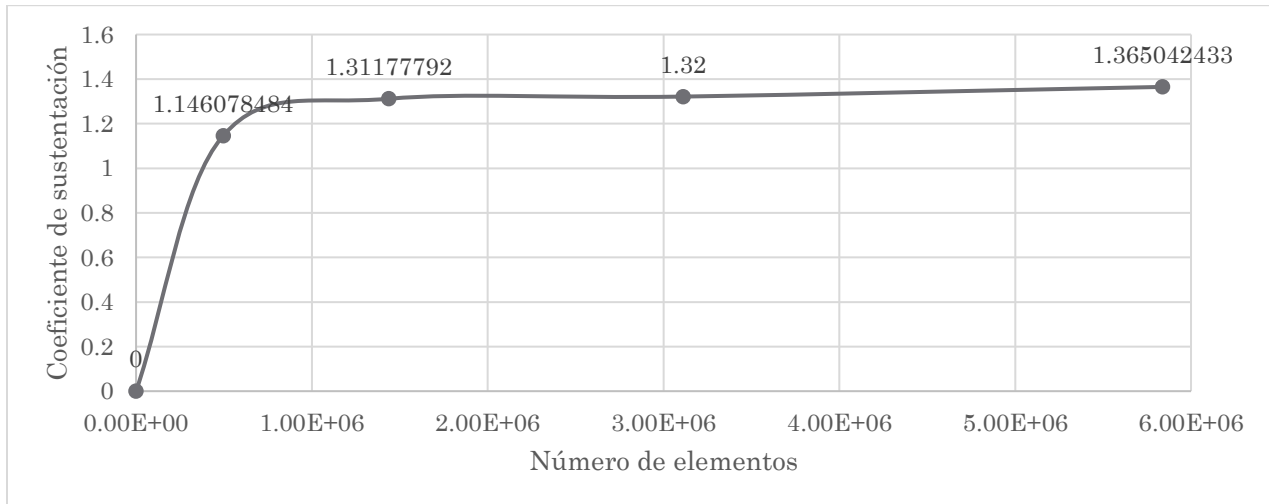
Independencia de malla: variable física torque contra número de elementos



Nota. Elaboración propia

Figura 60

Independencia de malla: variable física coeficiente de sustentación contra número de elementos.



Nota. Elaboración propia

Las figuras 59 a 60 ilustran el comportamiento de las variables físicas en función del número de elementos presentes en la malla, como también se presenta en la tabla 15. Este incremento en el número de elementos se aplicó en el dominio interior donde se ubicaba la turbina mareomotriz. El propósito de este ajuste es determinar los valores de las variables físicas que no dependan del número de elementos ni del tipo de malla.

El análisis de las figuras anteriormente mencionadas revela una convergencia en el valor cuando se alcanza un número de elementos de aproximadamente $3 * 10^6$. En relación con el tamaño del elemento de $5,9 * 10^6$, se observa que el porcentaje de error asociado a este valor es:

$$\%Error_{torqueind} = \frac{Tor_{5,8M} - Tor_{3M}}{Tor_{5,8M}} * 100 \quad (62)$$

$$\%Error_{torqueind} = \frac{1428,9 - 1380}{1428,9} * 100 \quad (63)$$

$$\%Error_{torqueind} = 3,42\% \quad (64)$$

Un porcentaje de error del 3,42% se considera aceptable para confirmar la convergencia de la variable física del torque. Este mismo procedimiento se lleva a cabo de manera análoga para el coeficiente de sustentación.

$$\%Error_{CLind} = \frac{CL_{5,8M} - CL_{3M}}{CL_{5,8M}} * 100 \quad (65)$$

$$\%Error_{CLind} = \frac{1,36 - 1,32}{1,36} * 100 \quad (66)$$

$$\%Error_{CLind} = 2,94\% \quad (67)$$

Un porcentaje de error del 2,94% se considera aceptable para afirmar la convergencia de la variable física del coeficiente de sustentación. Tras verificar que el cambio en el número de elementos después de 3 millones no afecta de manera significativa los resultados, se procede a comparar los resultados teóricos con la simulación CFD.

6.4.2 Comparación con los cálculos de la técnica BEM.

En esta sección de resultados, se pretende realizar una comparación entre las variables diseñadas en la sección 5 y los resultados obtenidos mediante la simulación CFD.

6.4.2.1 Torque

La variable física del torque fue previamente definida durante el análisis de independencia de malla. A continuación, se presenta el valor obtenido para el torque a través de la simulación CFD:

$$T_{exp_{alabe}} = 1428.9 [Nm] \quad (68)$$

El torque calculado por la teoría BEM para un alabe encontrado en la sección 5 corresponde a:

$$T_{teo_{alabe}} = 1486[Nm] \quad (69)$$

Como resultado, realizando un análisis de error se obtiene lo siguiente:

$$\%error_{torque} = \frac{T_{teo} - T_{exp}}{T_{teo}} * 100 \quad (70)$$

$$\%error_{torque} = \frac{1486 - 1428.9}{1486} * 100 \quad (71)$$

$$\%error_{torque} = 3.73\% \quad (72)$$

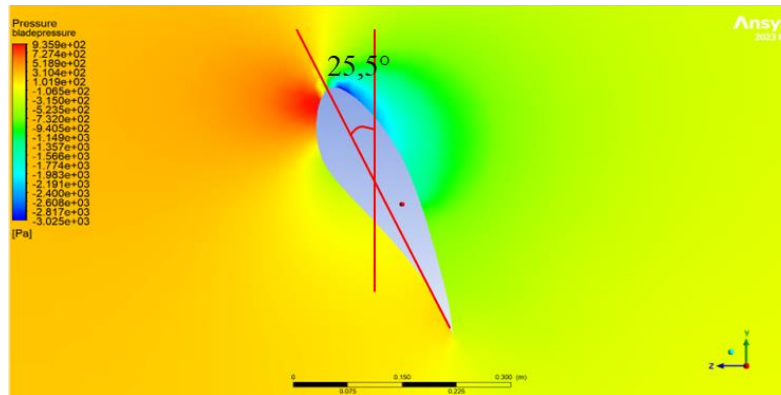
Se registró un error del 3.73%, el cual se considera aceptable dado que esta variable es el foco de estudio del problema. Además, se puede afirmar que el diseño propuesto cumple con los requisitos de torque para la producción de energía.

6.4.2.2 *Angulo de perfil hidrodinámico*

Del diseño del ángulo del *hydrofoil* el cual se encuentra detallado en la sección 5.6.2 y calculado en el apéndice C, se estiman los ángulos teóricos a los que debe estar el alabe para la producción de 5 kW. Sin embargo, según la literatura (J. F. Manwell et al., 2010), es necesario verificar los ángulos obtenidos para la producción de 5 kW, dado por las ecuaciones teóricas, mediante métodos de simulación de fluidos computacional o mediante experimentación con prototipos. Por tanto, para el análisis de esta variable, se varió el ángulo del alabe en la simulación CFD hasta encontrar la configuración de la turbina que produjera 5 kW, para luego contrastarlo con el ángulo obtenido por las ecuaciones ideales del diseño.

Con esto claro, se evaluó el ángulo calculado de la primera sección por la teoría BEM, que equivale aproximadamente a 40.17° , el cual se define como θ_{teo} , y se comparó con el primer ángulo formado que se obtiene de la simulación CFD para la producción de 5kW, este ángulo se evidencia en la figura 61.

- Radio = 0.5 [m]

Figura 61*Ángulo de alabe a 0,5 metros*

Nota. Elaboración propia

De la figura 61. Se evidencia que el ángulo del hydrofoil dado por la simulación para la producción de energía corresponde a 25.5°. Con esto claro, se calcula la diferencia porcentual de la simulación CFD respecto al valor calculado de la teoría BEM.

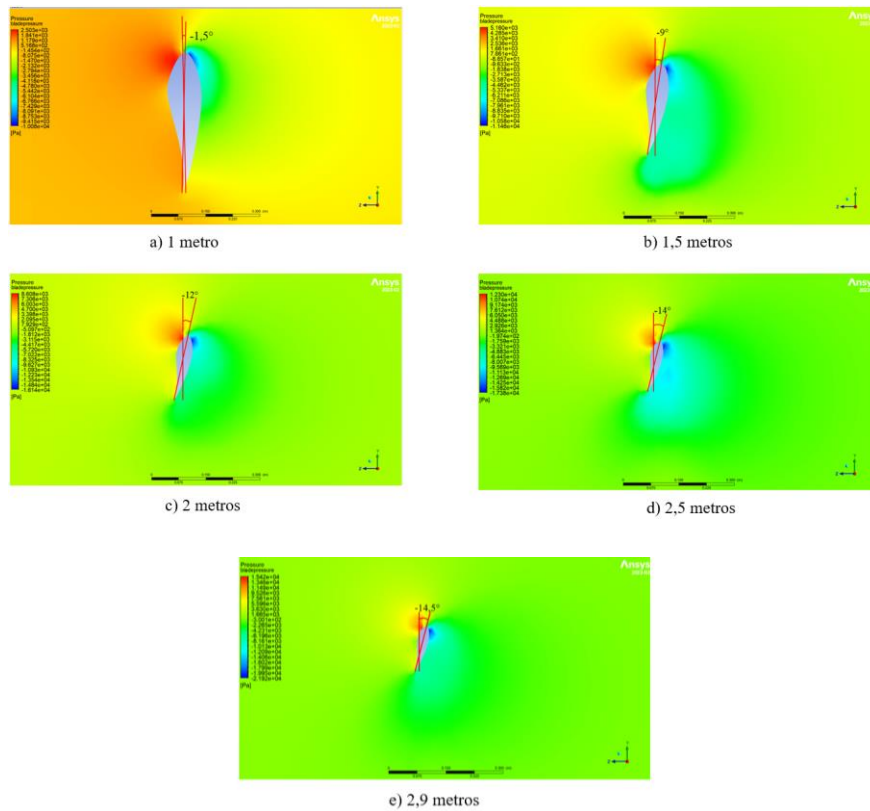
$$\%Dif_{\theta} = \frac{|\theta_{teo} - \theta_{CFD}|}{\theta_{teo}} * 100 \quad (73)$$

Utilizando la ecuación 63. La diferencia obtenida fue del 36.2%. Con todo lo anterior, se establece que el ángulo para la producción de energía de 5 kW es de 25.5° en el diseño propuesto.

Se presenta gráficamente cómo se torsiona el alabe en incrementos de 0.5 metros con respecto al centro de rotación en la figura 62.

Figura 62

Ángulo de alabe a cada 0,5 metros.

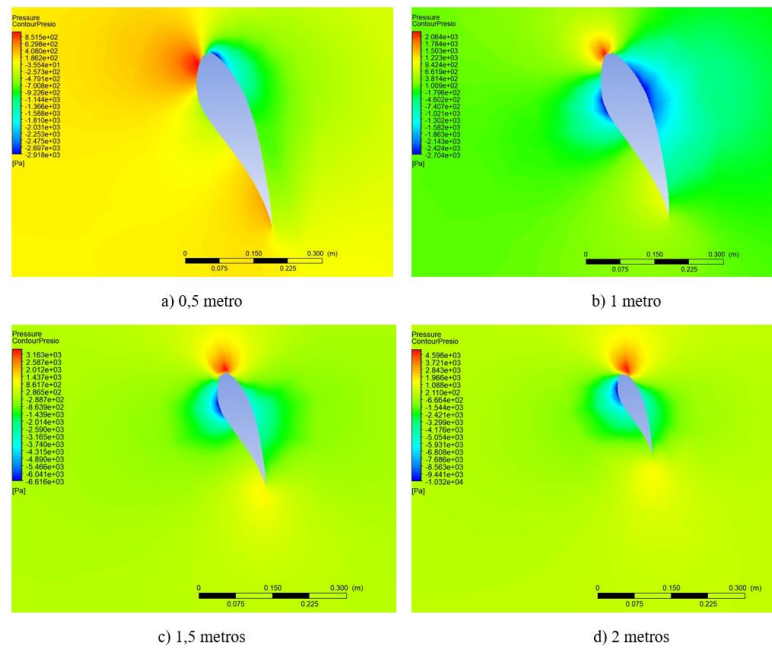


Nota. Elaboración propia

A partir de la figura 62, se observó que la torsión es determinante para permitir que el fluido ejerciera presión en el ángulo de ataque. Esta validación se llevó a cabo mediante una simulación CFD sin la torsión del alabe. Cuando el alabe no presenta torsión, la presión no se concentra en el ángulo de ataque, sino que varía en función de la distancia al centro de rotación, como se ilustra en la figura 63.

Figura 63

Ángulo de alabe a cada 0,5 metros.



Nota. Elaboración propia

6.4.2.3 Coeficiente de sustentación

La fuerza de sustentación fue calculada por medio del software Ansys. Después de realizar la respectiva independencia de malla el valor obtenido por la simulación fue de:

$$F_{CL} = 489.34 [N] \tag{74}$$

De la ecuación de fuerza de sustentación tenemos:

$$F_{CL} = \frac{1}{2} C_{L CFD} \rho v^2 A_s \tag{75}$$

Donde,

$$\rho = 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] \tag{76}$$

$$v = 0.96 \left[\frac{m}{s} \right] \tag{77}$$

$$A_s = 0.72 [m^2] \quad (78)$$

Se obtiene el CL

$$489.34 [N] = \frac{1}{2} C_{Lexp} 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] 0.96^2 \left[\frac{m^2}{s^2} \right] A_s [m^2] \quad (79)$$

$$C_{LCFD} = 1.43 \quad (80)$$

Del cálculo teórico BEM se obtiene que:

$$C_{Lteo} = 1.3 \quad (81)$$

Por ende, se realiza un análisis de error se obtiene lo siguiente:

$$\%error_{CL} = \frac{|C_{Lteo} - C_{Lexp}|}{C_{Lteo}} * 100 \quad (82)$$

El valor obtenido de la ecuación 89 equivale a 10%. Al comparar el coeficiente de sustentación C_L obtenido en la simulación C_{LCFD} con el valor teórico C_{Lteo} calculado mediante la teoría BEM, se observa un porcentaje de error del 10%. Esta discrepancia puede atribuirse a la variación del ángulo del perfil aerodinámico y las suposiciones utilizadas en el análisis teórico para la selección del coeficiente de sustentación. A pesar de esta diferencia, se puede afirmar que el diseño del perfil aerodinámico cumple con las necesidades del sistema, validando el torque que produce, el ángulo del perfil aerodinámico y su coeficiente de sustentación.

6.4.2.4 Potencia

Conociendo el torque de simulación y la velocidad angular que fue puesta la turbina.

$$T_{CFD_{alabe}} = 1428.9 [Nm]; \omega = 2.06 \left[\frac{rad}{s} \right] \quad (83)$$

Se puede obtener la potencia generada en la simulación:

$$Potencia_{CFD} = \#alabes * T_{CFD_{alabe}} * \omega_{rotor} \quad (84)$$

Donde el número de alabes corresponde a:

$$\#alabes = 2 \quad (85)$$

Entonces,

$$Potencia_{CFD} = 2 * 1428.9[Nm] * 2.06 \left[\frac{rad}{s} \right] \quad (86)$$

$$Potencia_{CFD} = 5915.15 [W] \quad (87)$$

La potencia teórica que debe generar el rotor es de

$$Potencia_{teo} = 6136 [W] \quad (88)$$

Entonces, se realiza el porcentaje de error de la potencia generada:

$$\%error_{potencia} = \frac{Potencia_{teo} - Potencia_{exp}}{Potencia_{teo}} * 100 \quad (89)$$

Efectuando la ecuación 79 se encontró una diferencia del 3,73% entre la $Potencia_{CFD}$ y la $Potencia_{teo}$ sugiere una buena concordancia, considerando posibles variaciones en las condiciones de la simulación y simplificaciones en el método teórico. Este resultado respalda la validez del método para modelar la potencia de la turbina, demostrando la capacidad de la simulación por medio de Ansys para ofrecer estimaciones más precisas en línea con los resultados teóricos.

6.4.2.5 Coeficiente de potencia

De la ecuación de potencia generada:

$$Potencia_{CFD} = \frac{1}{2} * C_{PCFD} * \rho * v_{flow}^3 * \frac{\pi}{4} * D_{rotor}^2 \quad (90)$$

Donde,

$$V_{flow} = 0.96 \left[\frac{m}{s} \right] \quad (91)$$

$$\rho = 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] \quad (92)$$

$$D_{rotor} = 5.8 [m] \quad (93)$$

Entonces,

$$5915.15[W] = \frac{1}{2} * C_{Pexp} * 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] * 0.96^3 \left[\frac{m^3}{s^3} \right] * \frac{\pi}{4} * 5.8^2 [m^2] \quad (94)$$

$$C_{PCFD} = 0.491 \quad (95)$$

Conociendo de la sección 6.4.1 el CP teórico:

$$C_{Pteo} = 0.51 \quad (96)$$

Realizando porcentaje de error:

$$\%error_{CP} = \frac{|C_{Pteo} - C_{PCFD}|}{C_{Pteo}} * 100 \quad (97)$$

$$\%error_{CP} = \frac{|0.51 - 0.491|}{0.51} * 100 \quad (98)$$

$$\%error_{CP} = 3.737\% \quad (99)$$

El coeficiente de potencia experimental C_{PCFD} muestra una pequeña desviación del 3.737% en comparación con el valor teórico C_{Pteo} . Esta discrepancia indica una alineación satisfactoria entre los resultados de la simulación y los valores teóricos, respaldando la validez del enfoque utilizado, además, el valor de C_{PCFD} no supera el límite teórico establecido por la ley de Beltz, lo cual afirma que la simulación cumple con los límites teórico alcanzables de la literatura.

6.4.3 Rendimiento de turbina a diferentes velocidades

En esta sección de resultados, se pretende evaluar el rendimiento de la turbina en diversas condiciones de operación. Es importante señalar que, en la literatura, el diseño de turbinas mareomotrices mantiene un TSR constante debido a que su velocidad no varía. Sin embargo, en este estudio particular, tras seleccionar la ubicación geográfica en la zona no interconectada de

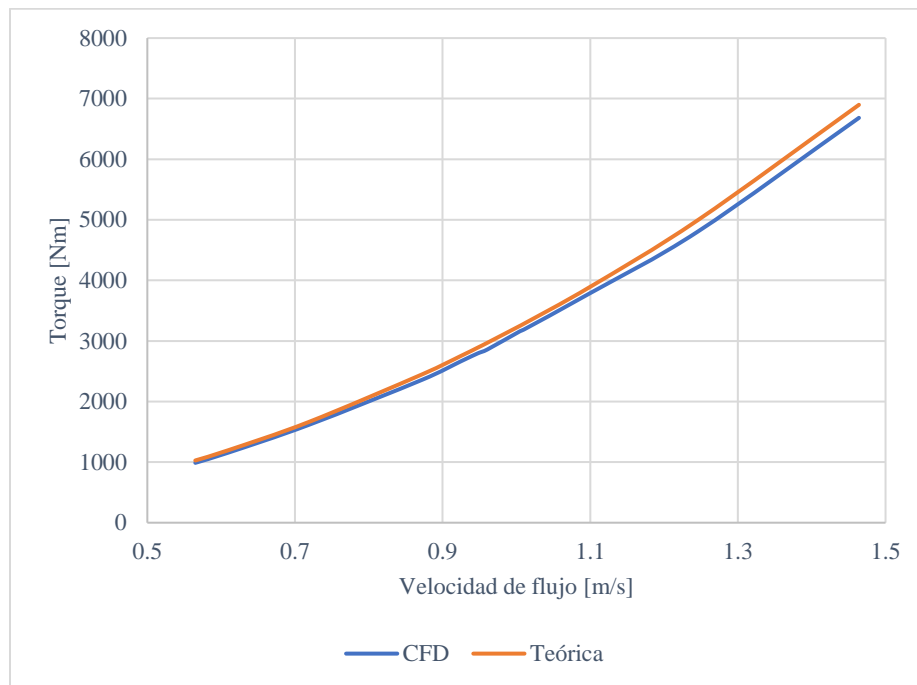
Tumaco, la velocidad varía según se muestra en la sección 4. Con esto en mente, se procede a determinar las variables físicas del problema.

6.4.3.1 Torque

Dado que la variable de potencia es indicativa de si el diseño propuesto satisface o no los requisitos establecidos, se llevó a cabo una comparación con las curvas teóricas generadas mediante el método BEM y la curva generada por medio del método CFD.

Figura 64

Torque a diferentes velocidades de flujo.



Nota. Elaboración propia

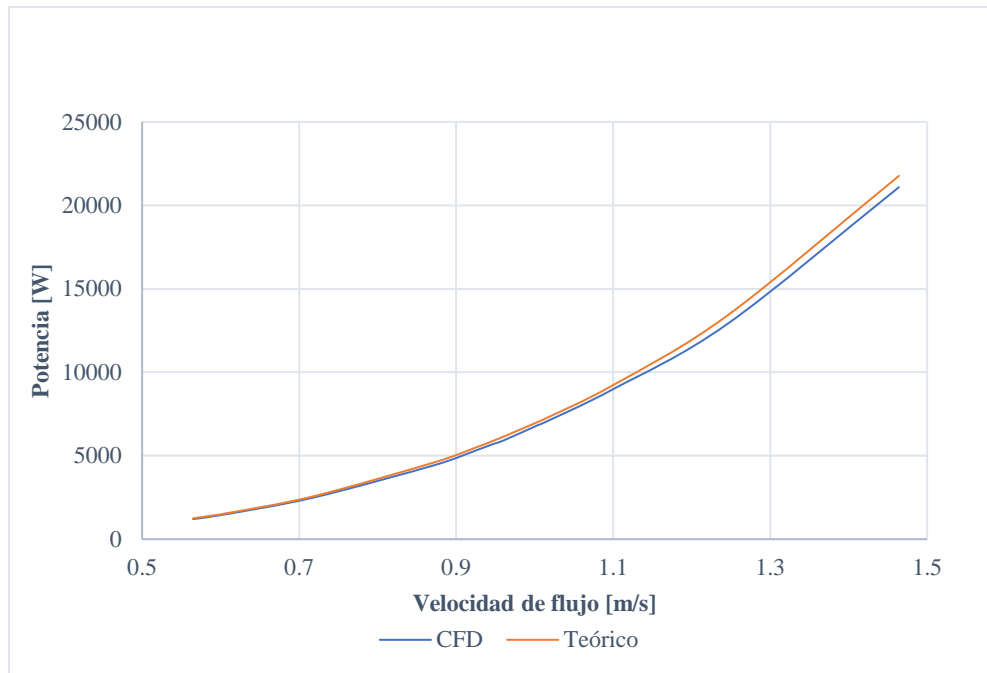
Como se evidencia en la figura 64, la discrepancia entre la curva CFD y la curva teórica es prácticamente insignificante, y solo se empieza a notar en valores elevados de velocidad de flujo. Este comportamiento nos permite afirmar que la turbina mareomotriz diseñada satisface los requisitos del sistema en las distintas velocidades del punto seleccionado, ya que debe cubrir la demanda de torque en dicho punto.

6.4.3.2 Coeficiente de potencia

Para obtener el coeficiente de potencia, lo primero a conocer es la potencia producida en cada punto de velocidad, esto se evidencia en la figura 65.

Figura 65

Potencia a diferentes velocidades de flujo



Nota. Elaboración propia

Con estos valores y de la ecuación de potencia generada que está expresada como:

$$Potencia = CP * \frac{1}{2} * \rho * \frac{\pi}{4} * D^2 * v_{flow}^3 \quad (100)$$

Donde,

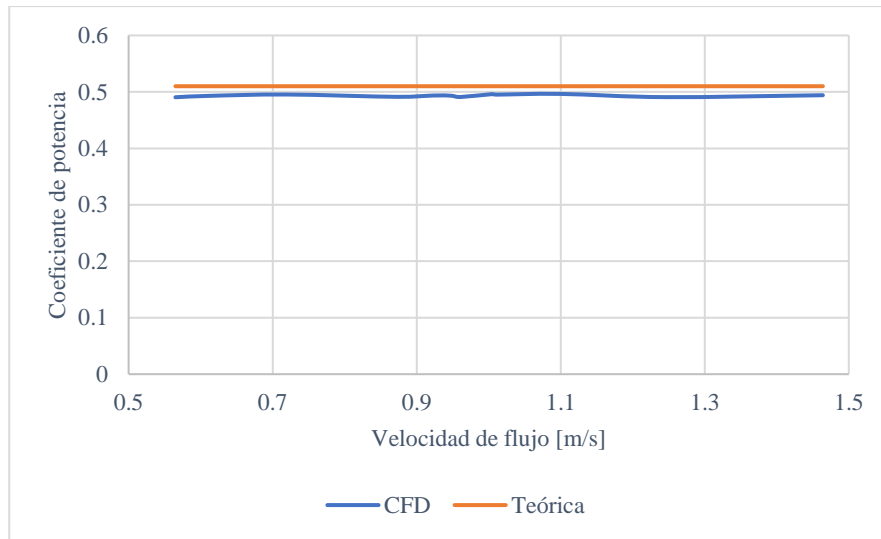
$$\rho = 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]$$

$$D_{rotor} = 5,8 [m]$$

Se procede a calcular el CP en cada punto de velocidad a la potencia encontrada. Conociendo que el valor teórico del CP debe ser constante (0.51) porque solo depende del TSR, se procede a graficar la curva obtenida de la simulación CFD (Ver figura 66).

Figura 66

Coefficiente de potencia a diferentes velocidades de flujo.



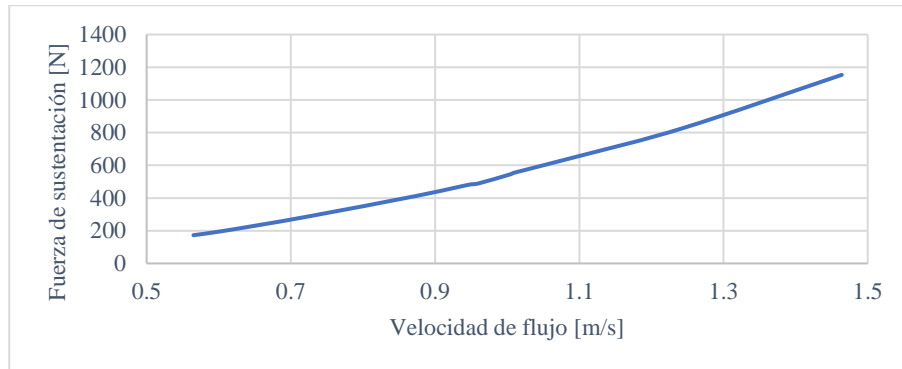
Nota. Elaboración propia

6.4.3.3 Coeficiente de sustentación

Se determina el comportamiento que tiene el coeficiente de sustentación, como primera parte se necesita obtener la fuerza de sustentación que provee la simulación CFD a diferentes velocidades de flujo, esto se muestra en la figura 67.

Figura 67

Fuerza de sustentación a diferentes velocidades.



Nota. Elaboración propia

En base en la ecuación de sustentación:

$$F_{CL} = \frac{1}{2} * CL * \rho * v_{flow}^2 * A_s \quad (101)$$

Donde,

$$\rho = 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right] \quad (102)$$

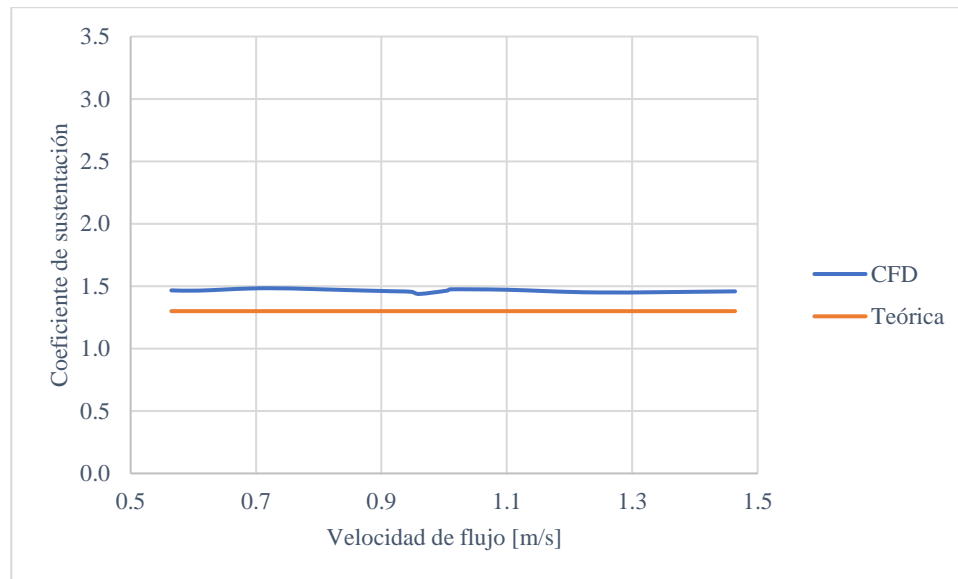
$$D_{rotor} = 5,8 [m] \quad (103)$$

$$A_s = 0.72 [m^2] \quad (104)$$

Se calcula el coeficiente de sustentación a diferentes rangos de velocidades expuesto en la figura 68. Hay que aclarar que A_s fue obtenido del Software SolidWorks considerado como el área superficial donde el fluido hace contacto.

Figura 68

Coefficiente de sustentación a diferentes velocidades de flujo.



Nota. Elaboración propia

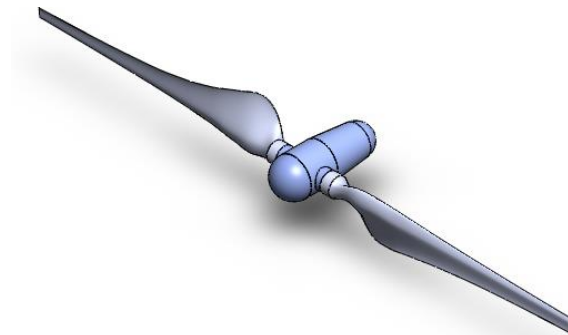
7. Estudio estructural

7.1 Metodología MEF y condiciones de simulación turbina mareomotriz.

Las simulaciones de Elementos Finitos (FEM) predicen el comportamiento de los esfuerzos en una estructura. En este contexto, se sometió a prueba la turbina mareomotriz para evaluar tanto la deformación como los esfuerzos, con la finalidad de determinar el factor de seguridad. Cada elemento de la malla se consideró como una entidad integral de la estructura, la cual se presenta visualmente en la figura 69.

Figura 69

Dominio de análisis estructural



Nota. Elaboración propia

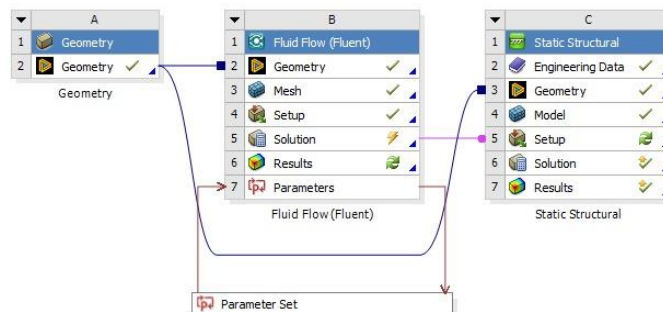
Para llevar a cabo el análisis estructural, se empleó el módulo Static Structural. La simulación se sometió a prueba en tres puntos críticos de la turbina: a la mínima velocidad, velocidad promedio y velocidad máxima. A través del uso del módulo Static Structural, se procedió a resolver las ecuaciones de equilibrio estático para proporcionar una solución integral al problema planteado.

7.1.1 Carga en el alabe

Se emplea la técnica one-way, la cual implica la transferencia de datos desde una simulación hidrodinámica hacia una simulación estructural, como se ilustra en la figura 70.

Figura 70

Técnica una vía (One way) en Ansys



Nota. Elaboración propia

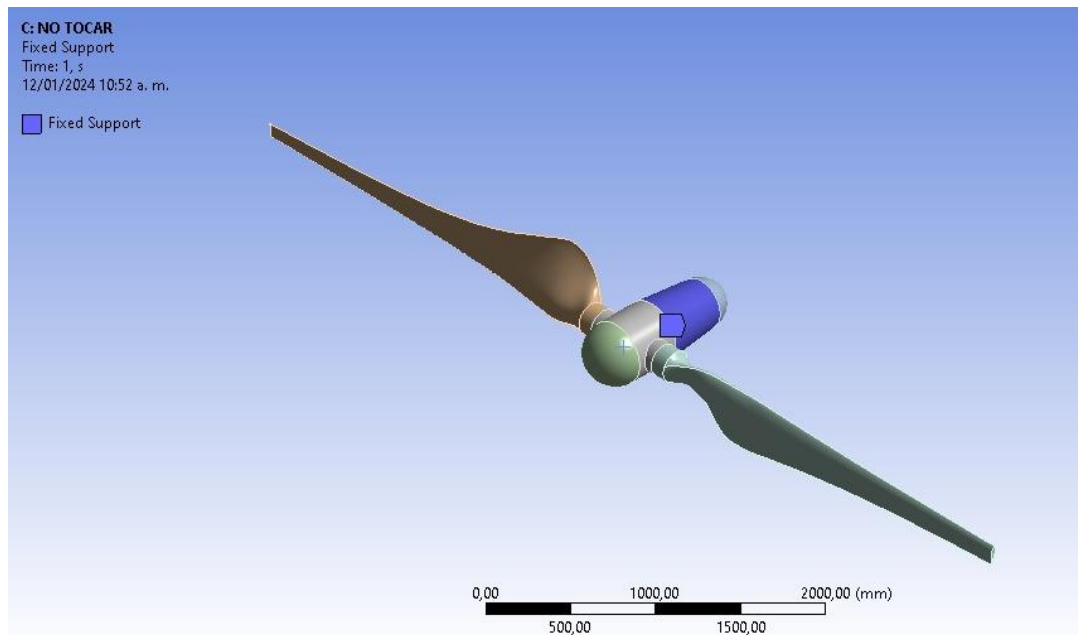
En la simulación estructural se evaluaron tres escenarios distintos: la velocidad mínima, la velocidad promedio y la velocidad máxima del flujo esto con la finalidad de tener los esfuerzos de la turbina a los diferentes rangos de operación.

7.2 Dominio computacional y condiciones de frontera turbina mareomotriz

El dominio se define a partir de la geometría de la turbina mareomotriz, ilustrada en la figura 69. Después de transferir las cargas del análisis hidrodinámico, se establece el punto de fijación, como se evidencia en la figura 71. Esta sección representa el punto de fijación apropiado y generalmente utilizado en las turbinas mareomotrices.

Figura 71

Punto de fijación en la turbina



Nota. Elaboración propia

7.3 Generación de malla

La parte estructural de la turbina, incluyendo el buje y la góndola, se mallaron con un tamaño de elemento de (25 mm), mientras que la malla en los alabes de la turbina fue de (20 mm). En la Tabla 16 se ofrece un resumen detallado de los elementos empleados

Tabla 16*Número de elementos por sección.*

Sección	# Elementos	# Nodos
Buje	7764	14059
Góndola	6436	11501
Álabe derecho	8562	16693
Álabe izquierdo	8562	16693

Nota. Elaboración propia

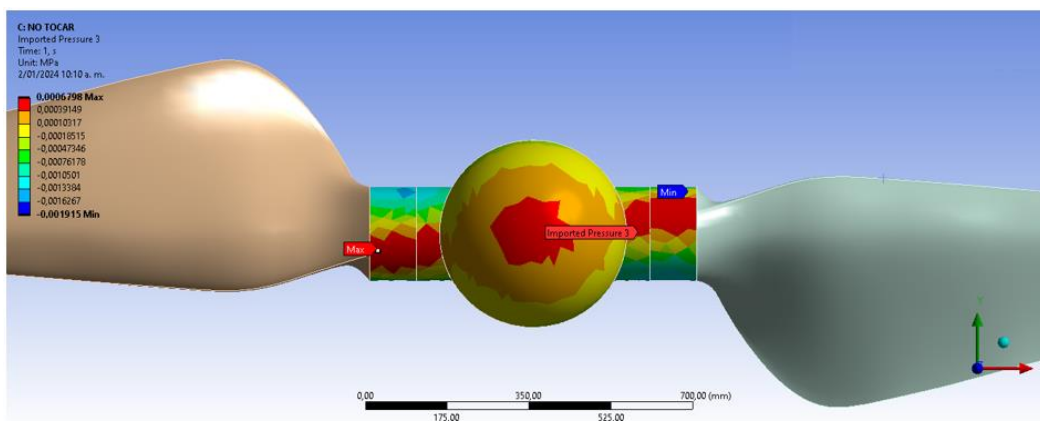
7.4 Resultados del estudio estructural

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos para el análisis estructural de la turbina y el eje principal de esta.

Producto de la interacción de la turbina con el agua en movimiento, se generan fuerzas en la superficie de la turbina, las cuales se consideran simétricas, por lo cual solo se presentan los resultados del álabe derecho (Los resultados de toda la turbina, incluyendo la parte izquierda se evidencian en el Apéndice D). A continuación, se analizará el efecto de esta fuerza, esfuerzos y deformaciones además del factor de seguridad obtenido.

7.4.1 Presión superficial

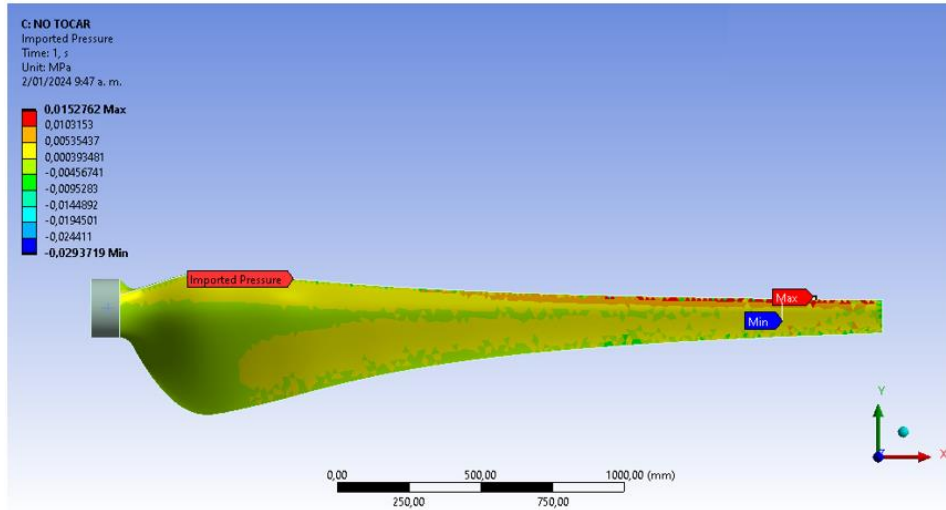
En la siguiente imagen, se muestra la distribución de la presión sobre la superficie de la turbina.

Figura 72*Presión sobre la góndola vista frontal*

Nota. Elaboración propia

Figura 73

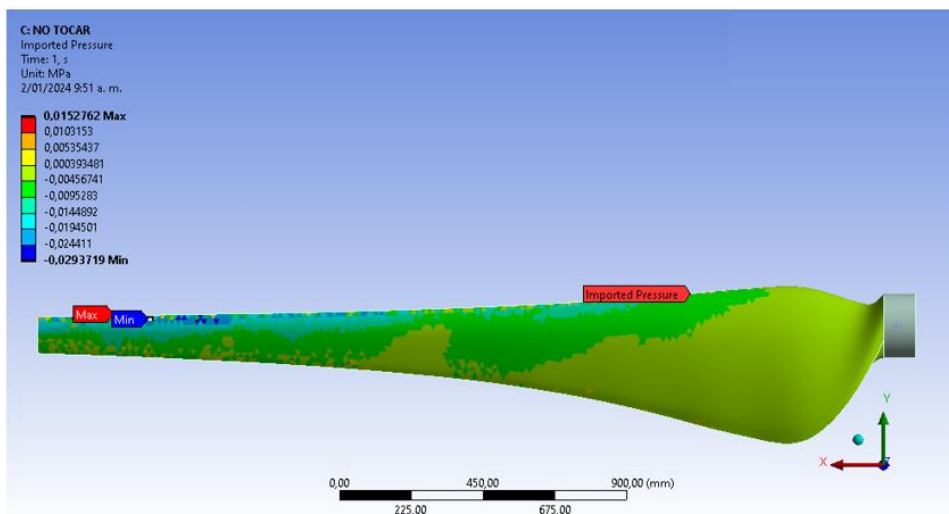
Presión sobre el álabe derecho vista frontal



Nota. Elaboración propia

Figura 74

Presión sobre el álabe derecho vista trasera



Nota. Elaboración propia

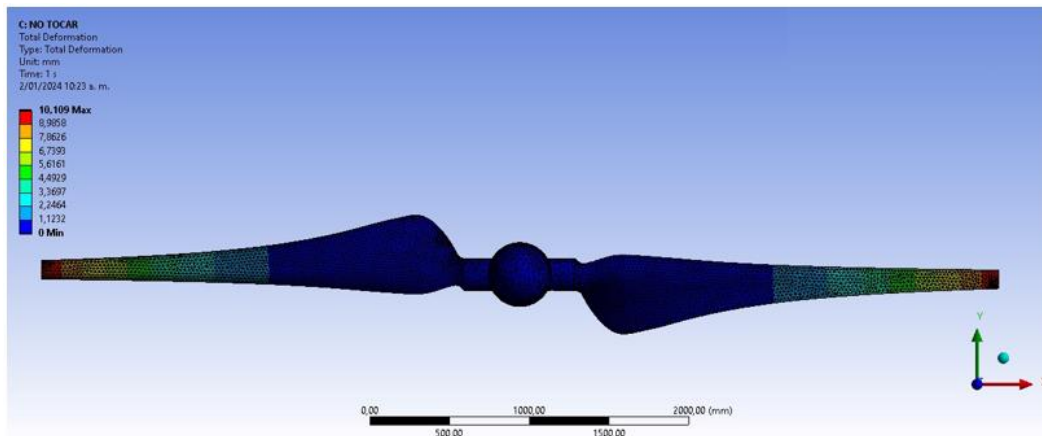
Como se observa en la figura 74, se encontró que la presión máxima se encuentra en la parte media-superior del álabe con un valor de 0,01527 MPa.

7.4.2 Deformación sobre la turbina

En la figura 75, se observa que la deformación máxima, como era de esperar, se encuentra en la punta del álabe donde las fuerzas producen el momento máximo.

Figura 75

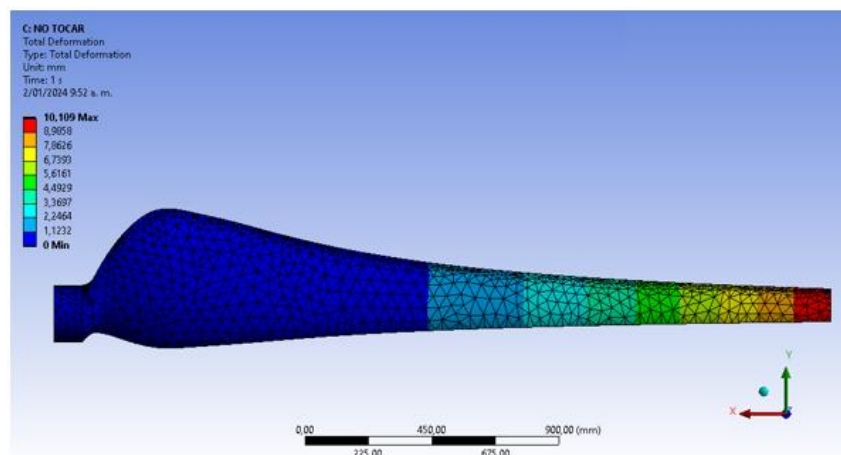
Deformación total en la turbina, vista frontal



Nota. Elaboración propia

Figura 76

Deformación álabe derecho vista frontal



Nota. Elaboración propia

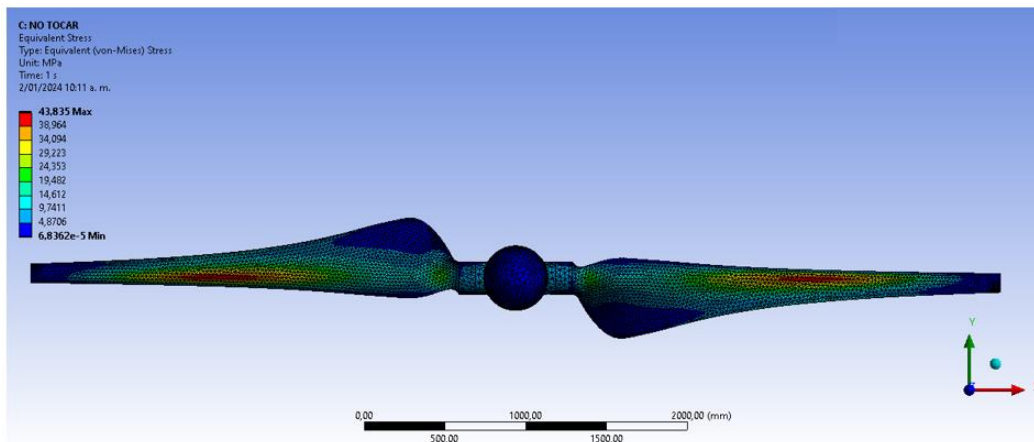
Como se evidencia en la figura 76, la deformación máxima encontrada es de 10.109mm y se encuentra en la punta del álabe.

7.4.3 Esfuerzos equivalentes

A continuación, se muestra la distribución de esfuerzos obtenida sobre la superficie de la turbina.

Figura 77

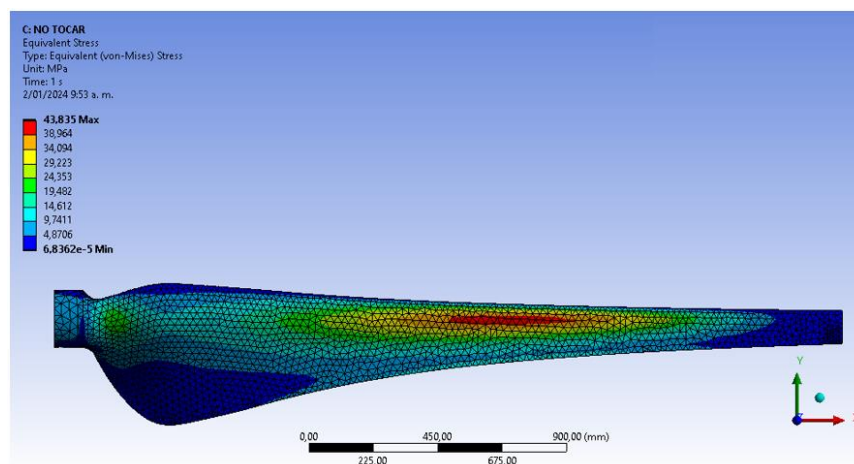
Esfuerzo equivalente vista frontal



Nota. Elaboración propia

Figura 78

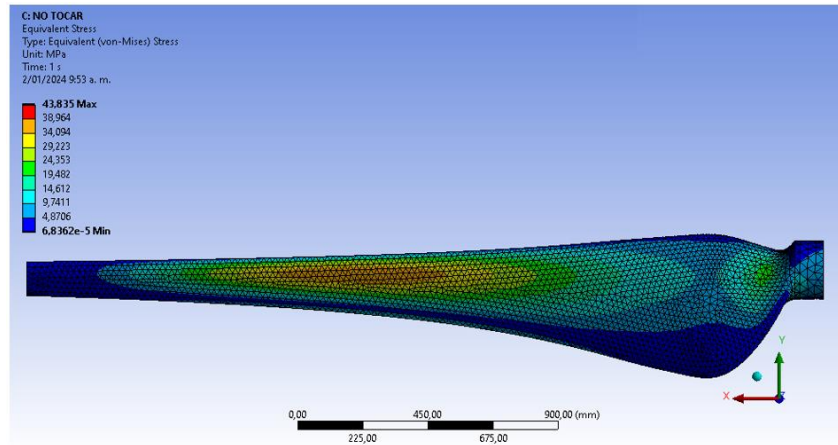
Esfuerzos álabe derecho vista frontal



Nota. Elaboración propia

Figura 79

Esfuerzo álabes derecho, vista trasera



Nota. Elaboración propia

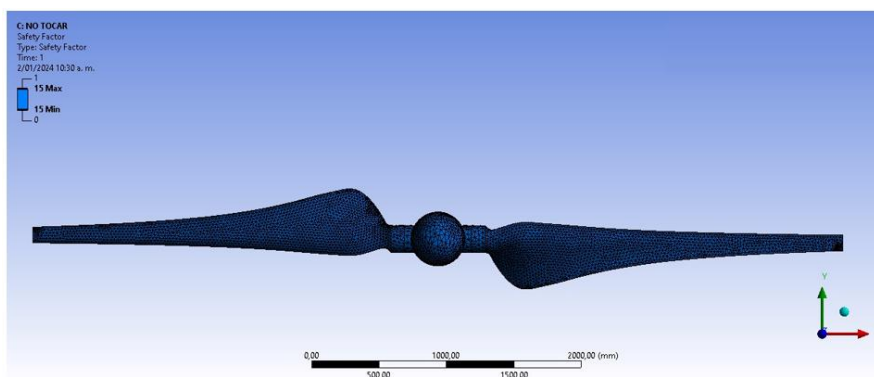
Como se observa, el esfuerzo máximo equivalente es de 43.835 MPa, ubicado en la parte media-superior del álabes.

7.4.4 Factor de seguridad

Al realizar el análisis y cálculo del factor de seguridad para la turbina, se obtiene el siguiente resultado:

Figura 80

Factor de seguridad en la turbina



Nota. Elaboración propia

Como se evidencia, el factor de seguridad es bastante alto, estos resultados son similares a los encontrados por (Manuel Adolfo García Rodríguez, 2018) e indica que la turbina se encuentra sobredimensionada. Sin embargo, esto es necesario, dado que el diseño se realiza para tener vida útil de aproximadamente 25 años, esto debido a que la turbina se ubica en zonas de difícil acceso para realizar trabajos de mantenimiento y con ambientes con condiciones de operación agresivas.

8. Prefactibilidad económica

En este capítulo se presenta un estudio de prefactibilidad económica del diseño propuesto.

Se analizaron los costos y beneficios asociados con la instalación, operación y mantenimiento de estas turbinas mareomotrices. Se exploraron variables cruciales, como costo y consumo de la electricidad en la región analizada, la inversión inicial, el tiempo estimado de retorno del capital a partir de la capacidad de generación, la vida útil esperada de las turbinas, la rentabilidad a largo plazo y su impacto en el entorno económico a nivel local y global.

8.1 Prestación del servicio de energía eléctrica

El servicio eléctrico se adapta a hogares y negocios con tarifas según consumo y capacidad de pago. Se subsidia a grupos vulnerables para reducir costos y garantizar electricidad asequible a todas las comunidades, independientemente de su situación financiera. El objetivo es que el acceso a este recurso vital no represente una carga excesiva en los gastos de ningún grupo socioeconómico.

El esquema tarifario de la energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional se basa en el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) (ver Tabla 17). Este resulta de sumar los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización (Resolución 119 de 2007). En Tumaco, Nariño, la empresa CEDENAR garantiza el suministro eléctrico regional. La empresa electrificadora estima mensualmente el Costo Unitario (CU) de prestación del servicio eléctrico, aplicando subsidios (Resolución 186 de 2010). Los subsidios se aplican a usuarios de estratos 1, 2 y 3, y no pueden superar el 60 % del CU en estrato 1, 50 % en estrato 2, y 15 % en estrato 3.

Tabla 17

Costo unitario prestación servicio de energía eléctrica por parte de CEDENAR septiembre 2023

Tarifas residenciales		Estrato 1		Estrato 2		Estrato 3	
Propiedad del activo	% subsidio	Tarifa con subsidio	% subsidio	Tarifa con subsidio	% subsidio	Tarifa con subsidio	
Del usuario	60	330.99	50	413.73	15	703.35	
						Tarifa sin subsidio CU	Valor de tarifa en \$/kWh 827.47

Nota. Elaboración propia

8.2 Demanda de servicio de energía en la región.

En Tumaco, Colombia, con estatus de zona no interconectada (ZNI), el acceso a la energía presenta desafíos particulares. Los hogares de esta región tienen un acceso limitado a la red principal, dependiendo mayormente de soluciones locales para satisfacer la demanda energética.

La demanda abarca desde electrodomésticos básicos hasta la necesidad crítica de sistemas de generación para iluminación y pequeñas empresas. Para poder caracterizar el consumo energético se investigó acerca de los dispositivos electrodomésticos que hacen parte de los hogares de la región. Según el análisis efectuado sobre la posesión de electrodomésticos, en la subregión del Pacífico sur en donde se encuentra el distrito de Tumaco, hay dispositivos presentes en más del 50% de los hogares, siendo considerados esenciales para cubrir necesidades básicas. Los electrodomésticos predominantes usados en la región por más del 50% de los hogares, incluyen iluminación, televisor, licuadora, nevera y estufa eléctrica (Triviño et al., 2014).

Tabla 18

Consumo aproximado para una familia en Tumaco según el PERS

Electrodoméstico	Potencia kW	Cantidad	Horas diarias	Días de uso al mes	Consumo total kWh/mes
Incandescente	0.06	3	3.09	30	16.686
Televisor 21"	0.2	1	4.4	30	26.4
Licuadora	0.35	1	0.022	30	0.231
Nevera 9ft ³	0.2	1	7	30	42
Estufa eléctrica	1.2	1	3.65	30	131.4
Total	2.01				216.717

Nota. Elaboración propia

Para poder hacer el cálculo aproximado del valor de la tarifa del recibo de la luz en el distrito de Tumaco existe un consumo de subsistencia de energía eléctrica regulado por el Estado

Colombiano, este consumo por subsistencia es la cantidad mínima de energía mensual que se requiere para cubrir las necesidades energéticas en un hogar. Aquellos hogares que viven en municipios de climas cálidos (por debajo de 1.000 MSNM) tienen un consumo básico subsidiado de 173 kWh/mes, los kilovatios de más que consuman en el mismo periodo no tienen subsidio y son cobrados a tarifa plena (Resolución 355 de 2004).

En la tabla 19 a continuación se calculó el valor a pagar en la factura para un hogar en la subregión del Pacífico Sur (Tumaco). Se tomó el valor dado por la electrificadora CEDENAR de \$827.74/kWh y un subsidio del 60 % por ser una zona estrato 1.

Tabla 19

Valor a pagar en la factura para un hogar en Tumaco

Electrodoméstico	Potencia kW	Cantidad	Horas diarias	Días de uso al mes	Consumo total kWh/mes	Costo de consumo	Subsidio	Total a pagar
Incandescente	0.06	3	3.09	30	16.686	\$ 13,807.16	\$ 8,284.30	\$ 5,522.87
Televisor 21"	0.2	1	4.4	30	26.4	\$ 21,845.21	\$ 13,107.12	\$ 8,738.08
Licuada	0.35	1	0.022	30	0.231	\$ 191.15	\$ 114.69	\$ 76.46
Nevera 9ft ³	0.2	1	7	30	42	\$ 34,753.74	\$ 20,852.24	\$ 13,901.50
Estufa eléctrica	1.2	1	3.65	30	131.4	\$ 108,729.56	\$ 65,237.73	\$ 43,491.82
Total	2.01				216.717		Total factura	\$ 71,730.73

Nota. Elaboración propia

Al estimar el consumo total del hogar en 216.717 kWh/mes y superar el valor de 173 kWh/mes de consumo básico de subsistencia el cual es subsidiado, el valor restante debe cobrarse a tarifa plena y debe ser sumado al total de la factura.

Tabla 20

Valor real a pagar en la factura para un hogar en Tumaco

Consumo total kWh/mes	Factura	Total a pagar
216.717	Total factura	\$ 71,730.73
173	Total subsidiado	\$ 57,260.92
43.717	Tarifa plena	\$ 36,174.51
Pago total para una familia		\$ 93,435.43

Nota. Elaboración propia

8.3 Costos asociados

El desarrollo de turbinas mareomotrices conlleva costos de investigación, diseño, construcción, instalación y mantenimiento que deben evaluarse para garantizar la viabilidad

económica. La estimación precisa de costos en proyectos de grado es un desafío por la escasez de estudios económicos específicos dada la novedad de esta tecnología. La limitada información disponible dificulta evaluar factores como costos de fabricación, instalación y mantenimiento. Debido a que la energía mareomotriz es una tecnología emergente sin suficientes referencias, este proyecto requiere hacer estimaciones de costos asociados lo más precisas posible para obtener una evaluación fundamentada.

8.4 Costo de capital

La implementación de turbinas mareomotrices como fuente de energía sostenible implica consideraciones económicas cruciales, siendo la inversión inicial un componente central. Este estudio se centra en analizar detalladamente los costos asociados con el costo del dispositivo de generación en sí (materiales, componentes y mano de obra en los procesos de fabricación), los costos asociados con su instalación (implementación), los costos de su mantenimiento en estación (cimentaciones o amarres); y los costos de conexión a la red (cables, sistemas de transmisión, sistemas de control). Este costo de capital depende de la cantidad de turbinas construidas, instaladas y de su ubicación.

Con respecto al costo de capital de la energía mareomotriz, se estimaba que en el año 2008 los costos de inversión estaban entre US\$6000/kW y US\$7800/kW y se proyectaba que para el año 2020 los costos de capital serían de aproximadamente US\$5000/kW (Lako, 2010), valor que se usó para una estimación del valor inicial del proyecto. Se tomó como tasa de cambio US\$1=COP\$3989.47.

8.5 Costos de operación y mantenimiento

La implementación exitosa de turbinas mareomotrices no solo depende de la inversión inicial, sino también de una gestión eficiente de los costos de operación y mantenimiento. Este estudio se centra en analizar detalladamente los costos asociados con la operación continua, rendimiento de los dispositivos, costo de mantenimiento, tanto planificado como no planificado, revisiones, licencias o seguros. Al igual que los costos de capital, los costos de O&M también dependen del tamaño de las instalaciones, la ubicación y es muy probable que también varíen de un año a otro.

Con respecto al costo de O&M de la energía mareomotriz, se estima que sea de US\$115/kW/anual. Se tomó como tasa de cambio US\$1 = COP\$3989,47.

Tabla 21*Costos asociados a la turbina mareomotriz 5kW-aproximación 2020*

Costo de capital	\$Dolares/kW	Valor	Valor pesos colombianos
Dispositivo de generación			
Materiales			
Componentes			
Trabajo de obra en procesos de fabricación	5000	\$ 25,000.00	\$ 99,736,750.00
Instalación			
Implementación			
Cimentaciones o amarres			
Conexión a la red			
Costos de O&M-anual	\$Dolares/kW-a		
Mtto planificado			
Mtto no planificado	115	\$ 575.00	\$ 2,293,945.25
Revisiones			

Nota. Elaboración propia

8.6 Plan de amortización inversión inicial

Para proyectos de energía mareomotriz, gestionar eficientemente la inversión inicial es clave, siendo el plan de amortización una herramienta vital. Analizar opciones de financiamiento a través de préstamos bancarios permite evaluar condiciones, tasas y plazos para estructurar un plan que maximice la eficiencia financiera y viabilidad a largo plazo. Una amortización óptima combina recursos iniciales y beneficios futuros de la generación sostenible de energía.

Para construir el plan de amortización con el valor de la deuda inicial, se calcula la anualidad A , que es una cuota fija en la amortización. La anualidad consiste en pagos iguales durante un periodo determinado desde el momento inicial (n_i) hasta el final (n_f).

Se realizó el estudio comparativo de amortización de préstamos en cuatro bancos para elegir la mejor opción de financiamiento para el estudio de prefactibilidad. Se revisaron las tasas de interés y plazos máximos de cada banco, estimando un plazo común de 78 meses. Se calculó la cuota mensual fija o anualidad para cada caso. En los Apéndices L, M, N y O se muestra las tablas con el desglose del pago del préstamo para cada banco, incluyendo la cuota mensual, intereses, abono a capital y saldo restante para cada periodo. El objetivo es elegir la mejor opción de financiamiento para el estudio de prefactibilidad entre los cuatro bancos analizados. Por medio de la ecuación 95 se calculó el valor de la anualidad para el banco AV Villas.

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (105)$$

Tabla 22

Valor de anualidad como ejemplo Banco AV Villas

Banco AV Villas	
Préstamo	\$ 99,736,750.00
Interés	1.45% mensual
Períodos	78 meses
Anualidad A	\$ 2,143,578.90

Nota. Elaboración propia

Al considerar un préstamo bancario, es importante evaluar cuidadosamente las diferentes opciones disponibles. Cada banco ofrece condiciones variadas, incluyendo cuotas mensuales y seguros, lo que complejiza la decisión. Se debe analizar no sólo el valor de la cuota mensual sino también el impacto total del préstamo en el tiempo, considerando cualquier seguro adicional. Este proceso de evaluación permite seleccionar la opción que mejor se ajuste a las necesidades financieras del proyecto, con claridad sobre los costos asociados, para asegurar una gestión financiera sólida e informada.

Tabla 23

Estimación de préstamo para inversión inicial

Institución	Crédito	Nºcuotas	Tasa de intereses	Seguro de vida mensual	Cuota	Cuota final	Total crédito
Banco AV Villas	\$ 99,736,750	78	1.47%	\$ -	\$ 2,157,272.59	\$ 2,157,272.59	\$ 168,267,262.28
Bancolombia	\$ 99,736,750	78	2.21%	\$ 53,169.00	\$ 2,693,832.85	\$ 2,747,001.85	\$ 214,266,144.37
Banco caja social	\$ 99,736,750	78	1.45%	\$ 17,900.00	\$ 2,143,578.90	\$ 2,161,478.90	\$ 168,595,354.01
Banco de Bogotá	\$ 99,736,750	78	2.96%	\$ 36,775.00	\$ 3,290,347.47	\$ 3,327,122.47	\$ 259,515,552.30

Nota. Elaboración propia

En el proceso de elegir la mejor alternativa de préstamo entre diversas entidades bancarias, uno de los enfoques se centra en una evaluación exhaustiva del comportamiento tanto del valor pagado en intereses como del saldo pendiente a lo largo del tiempo. Esta metodología permitió comprender la verdadera implicación financiera de cada opción. Al analizar cómo se distribuyen los pagos de intereses y cómo evoluciona el saldo a lo largo de la duración del préstamo, se tomó

una decisión informada que no solo considera la cuota mensual, sino que también anticipe y gestione eficientemente los costos totales asociados con cada entidad bancaria. Este enfoque asegura una selección consciente y estratégica que respalde los objetivos financieros a largo plazo.

En este caso se revisaron cuatro casos de préstamos de diferentes entidades bancarias, un mismo valor base de COP\$99,736,750 y diferentes tasas de interés, el periodo evaluado común 78 meses para las cuatro opciones. Se determinó como el Banco AV Villas y Banco Caja Social son excelente opción por su menor tasa de interés viéndose reflejado en cada pago mensual y en el valor total del crédito. Banco AV Villas, a pesar de tener mayor la tasa de interés que el banco Caja social, se ahorra cerca de COP\$1,414,100 en el seguro que si exige este último.

En el Apéndice R se muestran las gráficas del comportamiento del interés y del saldo para cada entidad bancaria a lo largo de los 78 meses del préstamo.

Banco AV Villas tiene la tasa de interés más baja, lo que se refleja en pagos de interés menores y una amortización del capital más rápido durante los 78 meses del préstamo, según muestra la gráfica. Su comportamiento del saldo es similar a Caja Social por sus tasas parecidas, disminuyendo más rápido que en los otros bancos analizados. En conclusión, la baja tasa de AV Villas lo convierte en la mejor opción por sus menores pagos de interés y amortización más rápida del préstamo.

8.7 Estudio de viabilidad

8.7.1 Curva de generación

La generación de energía en sistemas mareomotrices depende de la relación entre la velocidad del flujo de agua y la potencia generada por las turbinas. Generalmente, a mayor velocidad del agua se genera más potencia. Sin embargo, cada turbina tiene un rango óptimo de velocidades donde opera de manera más eficiente, detallado en su curva de generación. Esta curva es esencial para entender el rendimiento de la turbina en diferentes condiciones de marea.

En este caso, a partir de variables como torques, velocidades angulares de la simulación previa y datos de velocidades de mareas, se determinó la potencia generada en kWh/mes.

8.7.2 Curva de generación de la simulación numérica

La curva de generación de la simulación se obtuvo calculando la potencia a partir de los valores de torque, velocidad angular extraídos de la misma, además, de los valores de $\eta_{gearbox} =$

0,97 eficiencia de transmisión y $\eta_{sistema}=0,84$ eficiencia del sistema (generador y producción de energía) mencionados en el capítulo 5. Tras calcular la potencia generada de la turbina mareomotriz, se determinó la generación en kWh/mes. A diferencia de fuentes convencionales, estas turbinas dependen de las mareas. En la zona costera del Pacífico colombiano específicamente en la región de Tumaco el patrón es semidiurno, con dos mareas altas y dos bajas en 24 horas. Esto implica un tiempo efectivo de operación de ~12 horas/día distribuidas en ambos ciclos de marea (Instituto de Hidrología, 2012). Por esto, la potencia calculada se multiplica por 12 horas/día y 30 días/mes para hallar los kWh/mes.

Obteniendo así los siguientes resultados:

Tabla 24

Resultados simulación

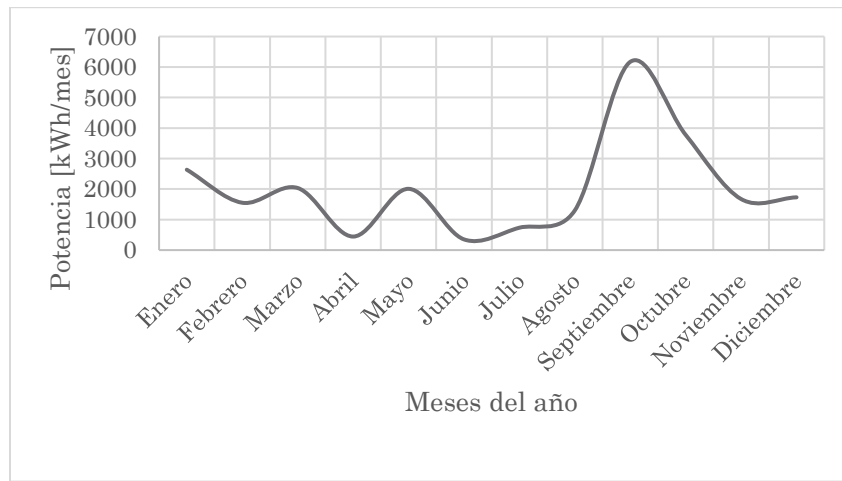
Velocidades	Mes	Torque N-m	Vel.angular rad/s	Rpm	Potencia kW	kWh/mes
1.1	Enero	3790.8	2.37	22.63	7.32	2635.12
0.924	Febrero	2659.8	1.99	19.00	4.31	1552.47
1.01	Marzo	3187.8	2.18	20.79	5.65	2035.50
0.609	Abril	1153.7	1.31	12.53	1.23	444.13
1.005	Mayo	3162.2	2.17	20.68	5.58	2008.95
0.565	Junio	988.22	1.21	11.60	0.98	352.08
0.719	Julio	1616.52	1.55	14.80	2.04	734.91
0.873	Agosto	2362.8	1.88	17.92	3.61	1300.74
1.464	Septiembre	6683.6	3.15	30.06	17.14	6170.18
1.246	Octubre	4808	2.68	25.58	10.49	3777.83
0.948	Noviembre	2797.4	2.04	19.48	4.65	1673.81
0.9604	Diciembre	2857.8	2.06	19.71	4.81	1730.07

Nota. Elaboración propia

La respectiva curva de simulación:

Figura 81

Curva de generación simulación

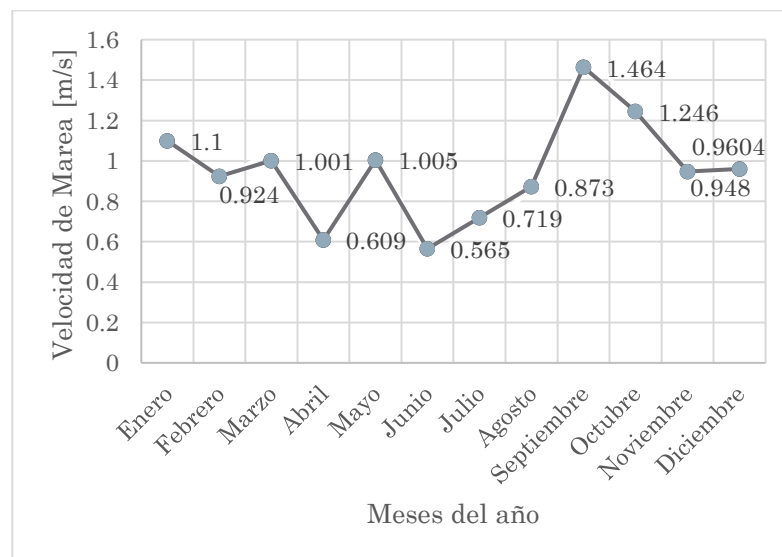


Nota. Elaboración propia

La curva del comportamiento de las velocidades mes a mes durante todo el transcurso del año se presenta a continuación:

Figura 82

Velocidades promedio de corriente de marea para el año 2022



Nota. Elaboración propia

8.7.3 Criterios decisorios

Los egresos del proyecto constan de la inversión inicial de COP\$99,736,750 y los costos de operación y mantenimiento anual de COP\$2,293,945.25. Es por eso por lo que con lo dicho anteriormente se buscó un préstamo con una entidad bancaria para invertir inicialmente. El factor de capacidad de una planta de generación es la relación entre la energía producida en un período específico y la máxima energía que podría producir si estuviera funcionando a su máxima capacidad durante todo el tiempo evaluado. Para el proyecto propuesto, la máxima capacidad sería de 5Kw. En este caso, al haber realizado una curva de generación de la simulación de la turbina, fue posible determinar el valor del factor de capacidad del diseño de esta, sumando los kWh/mes respectivos de la tabla 24, que representan 24,415.79kWh/añual de energía real generada por la turbina. En el caso de la energía a plena carga generada (ideal) de la turbina, la cual no es afectada por las eficiencias ni por el periodo ~12 horas/día de las mareas semidiurnas, la suma de los kWh/mes respectivos de la tabla 25, representa 43200 kWh/añual.

Tabla 25

Energía generada a plena carga

Velocidades	Mes	Potencia teórica kW	kWh/mes
1.1	Enero	5.00	3600.00
0.924	Febrero	5.00	3600.00
1.01	Marzo	5.00	3600.00
0.609	Abril	5.00	3600.00
1.005	Mayo	5.00	3600.00
0.565	Junio	5.00	3600.00
0.719	Julio	5.00	3600.00
0.873	Agosto	5.00	3600.00
1.464	Septiembre	5.00	3600.00
1.246	Octubre	5.00	3600.00
0.948	Noviembre	5.00	3600.00
0.9604	Diciembre	5.00	3600.00

Nota. Elaboración propia

El factor de capacidad de la turbina se calcula con la ecuación (96), obteniendo un factor de capacidad de 56,5% (ver Tabla 26). El valor obtenido de factor de capacidad está coherente para plantas de generación mareomotriz conforme lo presentado por Coles et al. (2021).

$$FP = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Energía a plena carga}} \quad (106)$$

Tabla 26

Energía real y a plena carga generada por la turbina

Energía real generada kWh/año	Energía a plena carga kWh/año	Factor de capacidad
24415.79	43200	56.5%

Nota. Elaboración propia.

El valor del kWh de la región de Tumaco es de 827.47 \$/kWh y la tasa de oportunidad del proyecto es la tasa brindada en el préstamo del banco AV Villas de 1.47% mensual.

Aprovechar la fuerza de las mareas para generar electricidad no solo impulsa la autosuficiencia energética, sino que también puede traducirse en beneficios económicos a largo plazo. En la tabla 27, se plasmaron parámetros técnicos de la turbina, valor y ganancia de producción anual.

Tabla 27

Criterios de viabilidad económica para la turbina mareomotriz

Criterios de viabilidad	
Equipo	Turbina
Pot Nominal kW	5
Factor capacidad	56.5%
Produccion energía anual kWh/año	24415.79
\$/kWh	827.47
Ganancia anual	\$ 20,203,333.75

Nota. Elaboración propia.

Se deben considerar los criterios decisorios de inversión y estos tienen que estar vinculados a nuestras cantidades, sumas o valores básicos: (Presente P, Futuro F, Anualidad A, tasa de interés i , periodos en el tiempo n), considerando el valor en el tiempo y las expectativas de rendimiento.

Se analizaron los ingresos y egresos en el proyecto de la turbina mareomotriz, con vida útil de 25 años (Finnegan et al., 2021). Cada ingreso mensual, resultado del producto entre la generación de energía mes a mes kWh/mes de la figura 81 contra el \$/kWh de la tabla 27, se llevó a valor presente VP respectivamente, la sumatoria de todos los valores presente de cada mes es el valor presente total VPI (Determina el valor en este momento de los ingresos de dinero en el futuro en el periodo “0” usando la tasa de oportunidad del proyecto). (ver Apéndice S). Los egresos consideran la inversión inicial en el periodo 0 y el costo de O&M cada 12 meses durante la vida útil del proyecto, cada egreso se llevó a valor presente VP respectivamente, la sumatoria de todos los valores presente de cada mes son el valor presente total VPE (Determina el valor en este momento de los egresos de dinero en el futuro en el periodo “0” usando la tasa de oportunidad del proyecto). (ver Apéndice T).

$$P = \left[\frac{F}{(1 + i)^n} \right] \quad (107)$$

El análisis busca determinar el flujo de caja del proyecto trayendo todos los ingresos y egresos futuros a valor presente, utilizando la tasa de oportunidad, para evaluar la viabilidad del proyecto en el periodo 0.

El valor presente neto (VPN) resulta de restar el valor presente de los ingresos menos el de los egresos. En los Apéndices S y T se muestran las tablas con el desglose de ingresos y egresos del proyecto, incluyendo el valor futuro neto VFN y el valor anual neto VAN. También se calcula parámetro Beneficio/Costo (VPI/VPE) que indica cuántos pesos se recuperan por cada uno invertido. Los resultados de este primer análisis financiero del proyecto se presentan a continuación.

Tabla 28*Criterios decisorios para la turbina mareomotriz*

Criterios decisorios		
VPI	\$	112,078,776.12
VPE	\$	111,571,451.04
VPN	\$	507,325.07
VFN	\$	1,217,795.33
VAN	\$	12,783.94
B/C		1.00

Nota. Elaboración propia

Se observó como el valor presente de ingresos es solamente un poco mayor al de egresos, lo cual arroja una diferencia pequeña, por tanto, el valor futuro neto como el valor anual neto también son positivos, pero aún muy pequeños, lo cual indica que los ingresos y egresos son muy cercanos y, aunque hay un pequeño excedente de ingresos sobre egresos, no es suficiente para generar una rentabilidad significativa. En este caso, podría indicar una rentabilidad marginal o muy ajustada del proyecto. En el caso de la relación beneficio costo sucede algo similar, cuando $B/C=1$ implica que los beneficios son justamente suficientes para cubrir los costos, ya sea que no hay excedente alguno o en este caso el excedente es un valor muy insignificante teniendo en cuenta la inversión inicial y el periodo de tiempo analizado.

8.7.4 TRI Y TIR

Para calcular el tiempo estimado de recuperación de la inversión TRI, con la diferencia entre los egresos y los ingresos totales en todos los meses durante los 25 años de vida útil, cada valor de diferencia se llevó a un valor presente, luego, se calcula cada saldo sumando el saldo anterior más la diferencia presente del periodo que se está revisando. Al tener un saldo inicial en el periodo "0" con valor negativo, que representa la inversión inicial de -COP\$99,736,750 se busca determinar en qué periodo del proyecto hay un cambio de signo de negativo a positivo en el valor del saldo, lo cual indica que se están obteniendo ganancias positivas a partir de ese periodo específico.

En nuestro caso en particular, durante los 300 meses que conforman los 25 años de vida útil de la turbina, se logra evidenciar un cambio de signo en el mes 277 del estudio. El hecho de

que el cambio de signo ocurra ~año 23 sugiere que la inversión inicial y los egresos asociados no se recuperan completamente hasta ese punto. Esto indica que el proyecto tarda bastante en generar beneficios netos positivos y que el valor del dinero actualmente al cumplir los 25 años de vida útil del proyecto tan solo representa COP\$ 507,325.07 (ver Apéndice U).

En el caso de la tasa interna de retorno TIR, como parámetro que permite conocer la rentabilidad del proyecto, mediante el cálculo de la diferencia entre los gastos actuales y los ingresos proyectados en el futuro, con el fin de estimar las ganancias esperadas de una inversión. Al igual que con el tiempo de recuperación de la inversión TRI se analizaron los periodos durante los 25 años, en el periodo 0 se tomó la inversión inicial y a partir del periodo 1 hasta periodo 300 se coloca la diferencia entre los ingresos y egresos, esas diferencias se pasan a presente con un valor de tasa sin definir aún. Se suman todos los valores presentes desde el periodo 1 y se compara con la inversión inicial, por medio de la función buscar objetivo del Excel, la casilla de sumatoria de todos los valores presente se debe igualar con el valor de la inversión de COP\$99,736,750 cambiando la celda destinada para la tasa que estaba previamente por definir.

Como resultado del proyecto se obtiene un tasa interna de retorno de 1.47% lo cual indica que se tiene una tasa igual a la tasa de oportunidad de 1.47% del proyecto antes planteada, indicando que la inversión o proyecto está generando un rentabilidad que es justamente suficiente para igualar la tasa de oportunidad utilizada en el análisis financiero, al tener los criterios VPN, VFN y VAN casi en \$0 no se logra compensar adecuadamente el riesgo y la pérdida de valor del dinero con el tiempo, por lo cual el proyecto podría no ser considerado financieramente viable. (Ver Apéndice V)

9. Conclusiones

Basándonos en estudios gubernamentales, se determinó que la región de Tumaco sería el punto de ubicación para el proyecto, principalmente por ser un área de alto potencial mareomotriz. La selección específica de este punto se realizó en las coordenadas X:753706, Y 201799 (Coordenadas de la plataforma DIMAR) a una profundidad de 6-9 metros, con una velocidad media de 0.96 [m/s].

El diseño propuesto es una turbina mareomotriz de corriente de marea con eje horizontal, con diámetro de rotor de 5.8 metros. Se seleccionaron los perfiles (S814, S818, S826) con un ángulo inicial de 25.5° y un ángulo final de -14.5° , y la longitud de su estructura es de 1.6 metros para garantizar espacio suficiente para los elementos de transmisión.

Mediante el módulo *Fluent* del software ANSYS, se evaluó el desempeño de la turbina mareomotriz en la zona de Tumaco, considerando diversas velocidades del punto seleccionado y analizando las variables físicas del problema, como el torque, la potencia generada y el coeficiente de sustentación. Las discrepancias identificadas en la simulación no son relevantes e indican que el diseño propuesto cumple con los requisitos para la generación de energía eléctrica.

Mediante el módulo *Static Structural* del software ANSYS, se logró evaluar el desempeño estructural del eje principal en las tres condiciones críticas del sistema (velocidad mínima, promedio y máxima). Este análisis asegura que el eje principal es capaz de soportar las cargas producidas por el fluido, identificando un factor de seguridad mínimo de 2.741 en áreas donde se presentan cambios de sección y un factor de seguridad máximo de 15 en el resto de su estructura, garantizando así la transmisión eficiente de la potencia generada en el rotor hacia el generador de energía.

A través del módulo *Static Structural* del software ANSYS, se logró evaluar el rendimiento estructural de la turbina mareomotriz bajo diversas condiciones del fluido sobre la estructura, encontrando que su máxima deformación se encuentra en la punta del álabe con una magnitud de 10,109 mm y un esfuerzo máximo equivalente ubicado en la sección media del alabe con magnitud máxima de 43,835 MPa. Además, se verifica que el diseño propuesto de la turbina cumple con un factor de seguridad mínimo de 15 para los 25 años de vida útil de esta.

En el análisis de prefactibilidad económica se logró evidenciar que el proyecto no es potencialmente viable, principalmente por la elevada inversión inicial y porque aún no se produce masivamente. El VPN, muestra un valor ligeramente positivo de COP\$ 507,325.07, esa modesta magnitud de rentabilidad resalta una recuperación tardía de la inversión. La relación B/C es igual a 1, generando un equilibrio. El tiempo de retorno de la inversión (TRI) de 277 meses y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual que la tasa de oportunidad evidenciando que la turbina mareomotriz no es económicamente viable en las condiciones actuales.

En el análisis de la curva de generación de potencia; se logró determinar que septiembre, el mes con mayor capacidad de producción energética abastecería aproximadamente a 28 familias, mientras que junio, el mes con menor capacidad de producción cubriría las necesidades de alrededor de 1.5 familias.

10. Recomendaciones

Se recomienda hacer validación experimental de la turbina con equipo especializado como túneles de agua, para contrastar las variables de operación y validar la generación eléctrica obtenida en métodos numéricos computacionales y pruebas de resistencia para los materiales seleccionados para analizar la velocidad de corrosión, y determinar si el material cumple con el tiempo de vida estimado para la turbina.

Para futuros proyectos, se recomienda analizar el comportamiento de la turbina frente a cargas dinámicas, analizando los efectos del cambio de dirección del flujo y vibraciones producidas por el fluido sobre la estructura.

Se sugiere la inclusión en el análisis económico del incremento anual de la producción de energía en la bahía de Tumaco. Además, considerando un posible avance tecnológico, la madurez en la producción de energía y disminución de costos de fabricación, para que el proyecto alcance la recuperación de su inversión inicial.

Referencias bibliográficas

- Belloni, C. (2013). *Hydrodynamics of Ducted and Open-Centre Tidal Turbines*.
- Calcagno, G., Salvatore, F., Greco, L., Moroso, A., & Eriksson, H. (2006). *Ambasciata d'Italia Bollettino della Comunità Scientifica in Australasia An Experimental Investigation and a Theoretical and Computational Methodology to Study an Innovative Technology for Marine Current Exploitation: the Kobold Turbine*.
- Coles, D., Angeloudis, A., Goss, Z., & Miles, J. (2021). Tidal stream vs. Wind energy: The value of cyclic power when combined with short-term storage in hybrid systems. *Energies*, 14(4). <https://doi.org/10.3390/en14041106>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (Diciembre 21, 2007) *Resolución 119 de 2007. Por La Cual Se Aprueba La Fórmula Tarifaria General Que Permite a Los Comercializadores Minoristas de Electricidad Establecer Los Costos de Prestación Del Servicio a Usuarios Regulados En El Sistema Interconectado Nacional*. DO. 46881. https://gestornormativo.creg.gov.co/Gestor/Entorno/Docs/Resolucion_creg_0119_2007.Htm.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (Diciembre 30, 2010) *Resolución 186 de 2010. Por la cual se da cumplimiento a lo establecido en el artículo 10 de la Ley 1428 de 2010 por la cual se modifica el artículo 30 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería*. DO. 47938. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0186_2010.htm.
- Douglas, C. A., Harrison, G. P., & Chick, J. P. (2008). Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, 222(1), 1–12. <https://doi.org/10.1243/14750902JEME94>
- Edenhofer, Ottmar., Pichs Madruga, R., Sokona, Y., United Nations Environment Programme., World Meteorological Organization., Intergovernmental Panel on Climate Change. Working Group III., & Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. (2012).

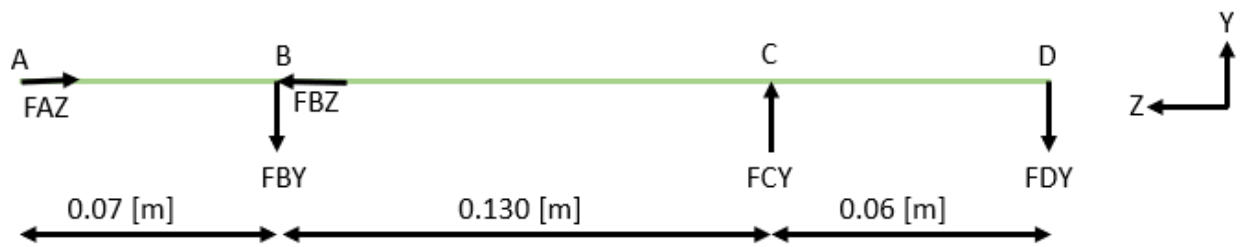
- Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University Press.
- Finnegan, W., Allen, R., Glennon, C., Maguire, J., Flanagan, M., & Flanagan, T. (2021). Manufacture of High-Performance Tidal Turbine Blades Using Advanced Composite Manufacturing Technologies. *Applied Composite Materials*, 28(6), 2061–2086. <https://doi.org/10.1007/s10443-021-09967-y>
- Giguere Philippe, & Selig Michael Scott. (1999). *Design of Twisted and Tapered Blade for NREL Combined Experiment Rotor.*
- Hagerman, G., Polagye, B., Bedard, R., & Previsic, M. (2006). *Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices.*
- Ibarbia, A. D., Fernández, A., Rincón, D., Santamaría, M. I., García Fernández, P., De Juan De Luna, A. M., & Rueda, F. V. (n.d.). *Análisis de la eficiencia en transmisiones de engranajes rectos corregidos.*
- Instituto de Hidrología, M. y E. Ambientales. (2012). *Pronóstico de pleamares y bajamares en la Costa Pacífica colombiana año 2013.* Ideam.
- Lako, P. (n.d.). *Lako, P. (2010). Marine Energy. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP).* www.oceanlinx.co
- Linz electric. (2020). *PHASE 9 DC Alternators.* www.linzelectric.com
- Manuel Adolfo García Rodríguez. (2018). *Desarrollo y optimización de una pala de hélice de turbina ligera para aprovechamiento de energía mareomotriz.* Universidad Politécnica de Valencia.
- Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2006). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. In *Wind Engineering* (Vol. 30). <https://doi.org/10.1260/030952406778055054>
- Mendoza, R. C., & Rivera, D. V. (n.d.). *energía undimotriz, alternativa para la producción de energía eléctrica en la provincia de santa elena.*

- Mid-Ocean Ridge Processes Group. (2012, March 30). *Propiedades de agua de mar*. UW School of Oceanography.
- Moreno Garcia H, E. (2016). *Determinación del lugar. Estudio de pre-factibilidad para generación de energía mareomotri*.
- Muratoglu, A., Üniversitesi, B., Yuce, M. I., & Yuce, M. I. (2015). *Performance Analysis of Hydrokinetic Turbine Blade Sections. Advances in Renewable Energy*, 2, 1-10. <https://www.researchgate.net/publication/289531220>
- P. V. Arunraj Tamanna Ali, A. K. V. P., & Kashyap, N. (2022). Design and analysis of submerged tidal turbine. *International Journal of Ambient Energy*, 43(1), 2563–2567. <https://doi.org/10.1080/01430750.2020.1712253>
- Parada, A. (1990). *Fatiga*.
- Ritchie, H., & Rosado, P. (2021, December 17). *Energy: Key Charts*. <https://ourworldindata.org/energy-key-charts>
- Rourke, F. O., Boyle, F., & Reynolds, A. (2010). Marine current energy devices: Current status and possible future applications in Ireland. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 14, Issue 3, pp. 1026–1036). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.012>
- Rueda-Bayona, J. (2021, December). *Avances de la energía mareomotriz y eólica marina en colombia*. <https://doi.org/10.26359/EPOMEX.CEMIE052021>
- Shetty, C., & Priyam, A. (2022). A review on tidal energy technologies. *Materials Today: Proceedings*, 56, 2774–2779. <https://doi.org/10.1016/J.MATPR.2021.10.020>
- Song, S., Shi, W., Demirel, Y. K., & Atlar, M. (n.d.). *The effect of biofouling on the tidal turbine performance*.
- Triviño, D., Castillo, Á., & Pantoja, A. (2014). *Diagnóstico energético y social del departamento de Nariño Análisis de Información Primaria*.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (Julio 8, 2004) Resolución 355 de 2004. *Por la cual se modifica el consumo de subsistencia del servicio de energía eléctrica*. DO. 45611.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0355_2004.htm.

Apéndices

Apéndice A Cálculo de fuerzas



Analizando el plano ZY.

Declarando la ecuación de sumatoria de fuerzas en Y.

$$FBY + FDY = FCY$$

Declarando la ecuación de sumatoria de momentos en B, siendo el sentido antihorario positivo.

$$0,13 * FCY = FDY * 0,19$$

Conociendo que FDY tiene como valor 20037.4[N]

De la ecuación de momentos:

$$FCY = \frac{20037,4 * 0,19}{0,13} = 29285[N]$$

De la ecuación de sumatoria en Y:

$$FBY = FCY - FDY = 29285 - 20037.4 = 9248[N]$$

Declarando la ecuación de sumatoria de fuerzas en el eje Z:

$$FBZ = FAZ = 2 * F_D$$

Donde para determinar FD se declara la ecuación de fuerza de arrastre.

$$F_D = \frac{1}{2} * C_D * \rho * A_s * v_{flow}^2$$

Donde,

$$C_D = 0.3$$

$$\rho = 1025 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]$$

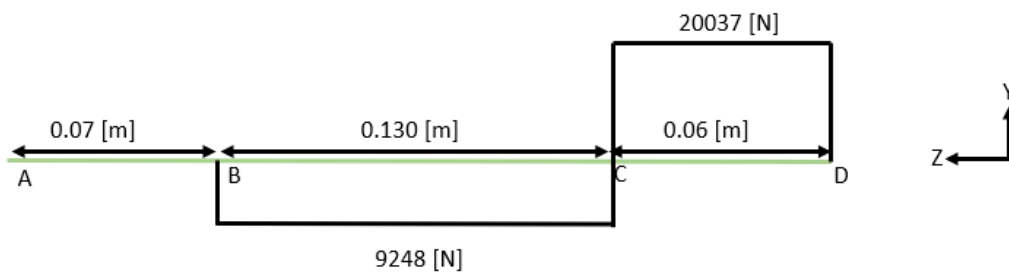
$$v_{flow} = 0.96 \left[\frac{m}{s} \right]$$

$$A_s = 0.72 [m^2]$$

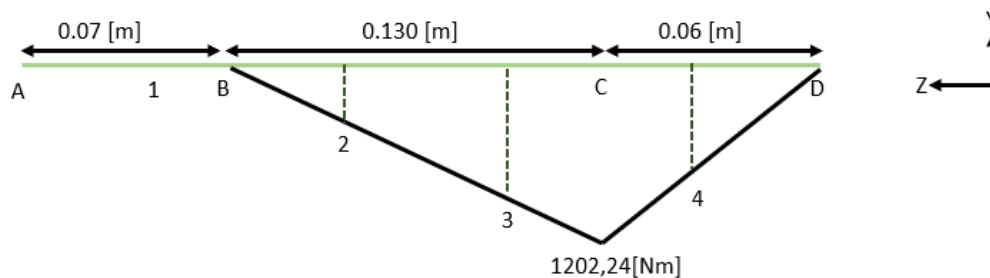
Entonces,

$$FBZ = FAZ = 187 [N]$$

Una vez obtenidas las fuerzas se realizan los diagramas de fuerza y momento presentes en el eje en el plano ZY.

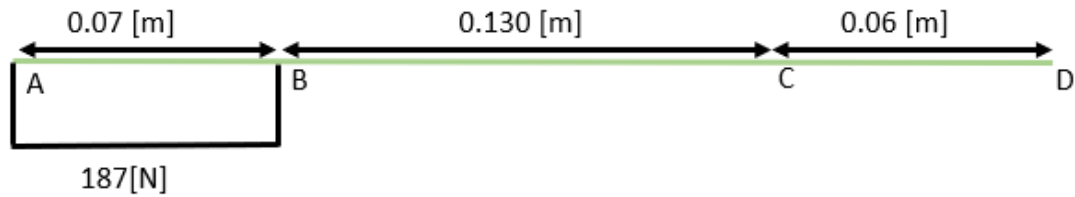


Nota. Elaboración propia



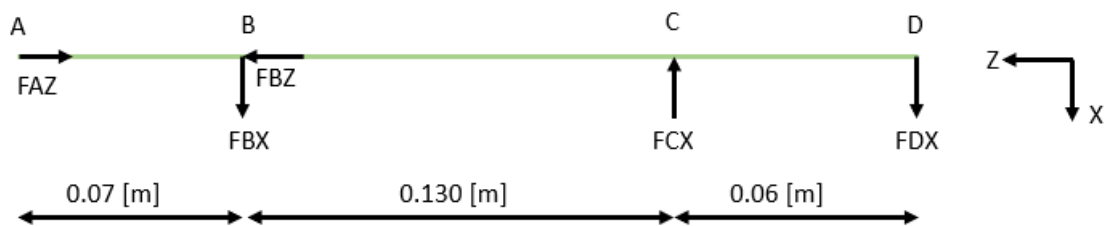
Nota. Elaboración propia

Analizando el diagrama de carga axial.



Nota. Elaboración propia

Analizando el plano ZX:



Nota. Elaboración propia

Se declara la ecuación de sumatoria en X:

$$FBX + FDX = FCX$$

Declarando la ecuación de sumatoria de momentos en B, siendo el sentido antihorario positivo.

$$0,13 * FCX = FDX * 0,19$$

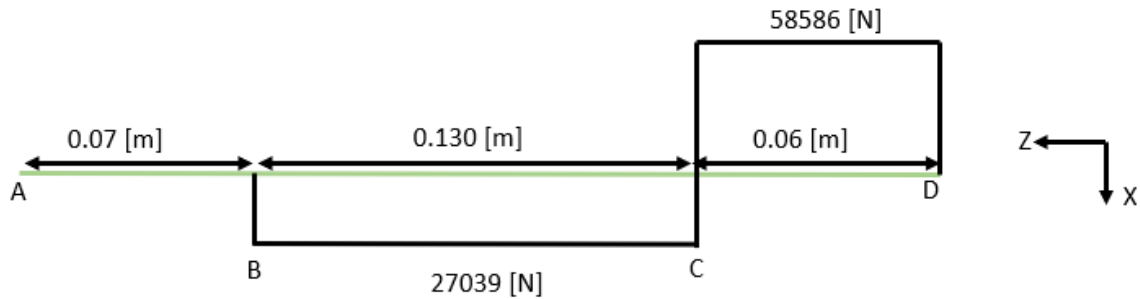
De la ecuación de momentos:

$$FCX = \frac{FDX * 0,19}{0,13} = \frac{58585.55 * 0,19}{0,13} = 85625 [N]$$

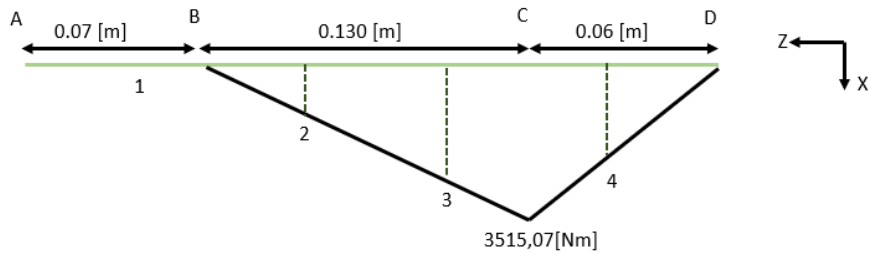
De sumatoria en Y:

$$FBX = 85625 - 58585.55 = 27039 [N]$$

Una vez obtenidas las fuerzas se realizan los diagramas de fuerza y momento presentes en el eje en el plano ZX.

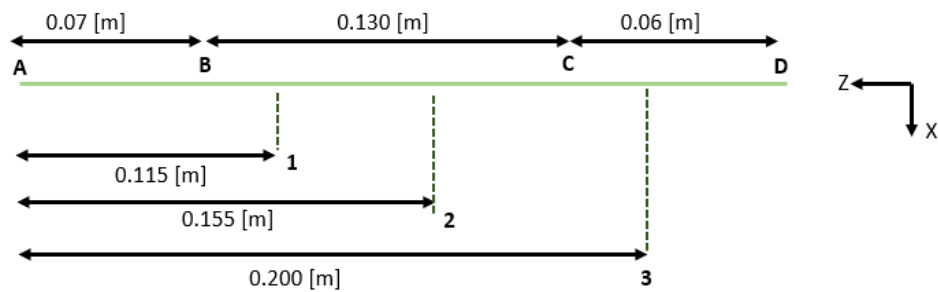


Nota. Elaboración propia



Nota. Elaboración propia

Una vez revisado que los planos cerraran correctamente y las cargas estuvieran balanceadas se define los puntos de cambio de sección y la ubicación a la que están.



Nota. Elaboración propia

De la figura anterior. El punto 1 y 2 son cambios de sección. Por otro lado, el punto 3 es el inicio de una chumacera.

De literatura (Parada A, 1990), se obtiene las siguientes ecuaciones para obtener el momento flector en X y Y de los concentradores de esfuerzos.

$$M_{ix} = M_{(i-1)x} + (Medida * F_i)$$

$$M_{iy} = M_{(i-1)y} + (Medida * F_i)$$

Teniendo en cuenta los momentos calculados en las figuras previas. Se calcula el momento en cada concentrador de esfuerzo.

Punto 1.

$$M_{2x} = 0 + (0,045 * 27039) = 1217[Nm]$$

$$M_{2y} = 0 + (0,045 * -9248) = -416,2[Nm]$$

Punto 2.

$$M_{3x} = 0 + (0,085 * 27039) = 2298 [Nm]$$

$$M_{3y} = 0 + (0,085 * -9248) = -786,1 [Nm]$$

Punto 3.

$$M_{4x} = 3515 - (0,0225 * 58586) = 2197[Nm]$$

$$M_{4y} = -1202 + (0,0225 * 20037) = -751,4 [Nm]$$

Apéndice B *Cálculo del eje*

Por consiguiente, se procede al cálculo del eje expuesto en la sección 5.5.

Además, se realizará el análisis para una vida infinita del eje con una confiabilidad del 95%.

$$Ciclos = 1 * 10^6$$

$$K_c = 98,5\%$$

Se asume un diámetro de eje equivalente a 8[cm].

Siguiendo la referencia literaria (Parada, 1990), se presentan las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_f = \frac{M_R * C}{I}$$

$$\sigma_{axial} = \frac{F_A}{\frac{\pi}{4} * D}$$

$$\tau = \frac{T * R}{J}$$

$$I = \frac{\pi * D^4}{64}$$

$$J = \frac{\pi * D^4}{32}$$

Teniendo presente que $C = \frac{R}{2}$. Se realiza una tabla de variables mostrada en la siguiente tabla

Ubicación	Faxial [N]	Tz [Nm]	Mr [Nm]	D [mm]	I [m ⁴]	J [m ⁴]	C [m]
Punto A	187	3000	0	0,08	2,01062E-06	4,021E-06	0,04
Punto B	187	3000	0	0,095	3,9982E-06	7,996E-06	0,0475
Punto C	0	3000	3715	0,095	3,9982E-06	7,996E-06	0,0475
Punto D	0	3000	0	0,08	2,01062E-06	4,021E-06	0,04
Punto 1	0	3000	1286	0,095	3,9982E-06	7,996E-06	0,0475
Punto 2	0	3000	2429	0,095	3,9982E-06	7,996E-06	0,0475
Punto 3	0	3000	2322	0,08	2,01062E-06	4,021E-06	0,04

Nota. Elaboración propia

Todos los concentradores de esfuerzos fueron obtenidos del libro de Alfredo parada, 1990.

- Punto A.

Tomando en cuenta que el punto A no presenta cambio de sección ni chavetero.

$$K_{ff} = 1 ; K_{fs} = 1 ; K_{fa} = 1$$

- Punto B (Cambio de sección).

$$\frac{r}{D} = \frac{3}{95} = 0,0315 \quad \frac{D}{d} = \frac{95}{80} = 1,187$$

Por pag 37, $k_{tf} = 1,18$

Por pag 40, $k_{ts} = 1,51$

Por pag 36, $k_{ta} = 1,96$

Por pag 10, $S_{ut} = 152$ [KSI] $\rightarrow q_t = 0,92$, $q_s = 0,94$

$$k_{ff} = 1 + q_t(k_{tf} - 1) = \mathbf{1,736}$$

$$k_{fs} = 1 + q_s(k_{ts} - 1) = \mathbf{1,479}$$

$$k_{fa} = 1 + q_t(k_{ta} - 1) = \mathbf{1,883}$$

- Punto C (Cambio de sección).

$$\frac{r}{D} = \frac{3}{95} = 0,0315 \quad \frac{D}{d} = \frac{95}{80} = 1,187$$

Por pag 37, $k_{tf} = 1,18$

Por pag 40, $k_{ts} = 1,51$

Por pag 36, $k_{ta} = 1,96$

Por pag 10, $S_{ut} = 152$ [KSI] $\rightarrow q_t = 0,92$, $q_s = 0,94$

$$k_{ff} = 1 + q_t(k_{tf} - 1) = \mathbf{1,736}$$

$$k_{fs} = 1 + q_s(k_{ts} - 1) = \mathbf{1,479}$$

$$k_{fa} = 1 + q_t(k_{ta} - 1) = \mathbf{1,883}$$

- Punto D (Chaveta).

Para los concentradores de esfuerzos, se toma de la página 25 del libro Alfredo Parada

$$k_{ff} = \mathbf{1,6} \quad k_{fs} = \mathbf{1,3} \quad k_{fa} = \mathbf{1,6}$$

- Punto 1 (Cambio de sección).

$$\frac{r}{D} = \frac{3}{110} = 0,027 \quad \frac{D}{d} = \frac{110}{95} = 1,16$$

Por pag 37, $k_{tf} = 1,18$

Por pag 40, $k_{ts} = 1,51$

Por pag 36, $k_{ta} = 1,96$

Por pag 10, $S_{ut} = 152$ [KSI] $\rightarrow q_t = 0,92$, $q_s = 0,94$

$$k_{ff} = 1 + q_t(k_{tf} - 1) = \mathbf{1,736}$$

$$k_{fs} = 1 + q_s(k_{ts} - 1) = \mathbf{1,479}$$

$$k_{fa} = 1 + q_t(k_{ta} - 1) = \mathbf{1,883}$$

- Punto 2 (Cambio de sección).

$$\frac{r}{D} = \frac{3}{110} = 0,027 \quad \frac{D}{d} = \frac{110}{95} = 1,16$$

Por pag 37, $k_{tf} = 1,18$

Por pag 40, $k_{ts} = 1,51$

Por pag 36, $k_{ta} = 1,96$

Por pag 10, $S_{ut} = 152$ [KSI] $\rightarrow q_t = 0,92$, $q_s = 0,94$

$$k_{ff} = 1 + q_t(k_{tf} - 1) = \mathbf{1,736}$$

$$k_{fs} = 1 + q_s(k_{ts} - 1) = \mathbf{1,479}$$

$$k_{fa} = 1 + q_t(k_{ta} - 1) = \mathbf{1,883}$$

- Punto 3 (Chaveta).

Para los concentradores de esfuerzos, se toma de la página 25 del libro Alfredo Parada

$$k_{ff} = \mathbf{1,6} \quad k_{fs} = \mathbf{1,3} \quad k_{fa} = \mathbf{1,6}$$

Se procede a encontrar las incógnitas de esfuerzos, esto se ilustra en la siguiente tabla

Ubicación	σ_m	σ_a	τ_m	Kff	Kfs	Kfa
Punto A	0	3,72E+04	2,98E+07	1	1	1
Punto B	0	2,64E+04	1,78E+07	1,736	1,517	1,874
Punto C	4,41E+07	0	1,78E+07	1,736	1,517	1,874
Punto D	0	0	2,98E+07	1,6	1,3	1,6
Punto 1	1,53E+07	0	1,78E+07	1,736	1,517	1,874
Punto 2	2,89E+07	0	1,78E+07	1,736	1,517	1,874
Punto 3	4,62E+07	0	2,98E+07	1,6	1,3	1,6

Nota. Elaboración propia

Se seleccionan como puntos críticos aquellos ubicados en el Punto C, Punto 3, Punto 2 y Punto A debido a que manifiestan esfuerzos elevados, asumiendo que uno de ellos podría ser crítico. De acuerdo con la literatura (referencia), se declara la ecuación para calcular el factor de seguridad Soderberg-Mohr.

$$\frac{1}{N} = \left[\left(\frac{\sigma_{medio}}{Su_t} + \frac{kf * \sigma_{alt}}{Se} \right)^2 + 3 \left(\frac{\tau_m}{Su} + \frac{kfs * \tau_a}{Se} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

Se ve la necesidad de hallar los siguientes factores de cada punto ($\sigma_m, \sigma_a, \tau_m$). Para este caso, $\tau_a = 0$ [MPa] ya que no presenta variación

Se comienzan hallando primero todos los factores necesarios para encontrar el Se que permanecerán constantes en todos los puntos críticos a analizar:

- **Ks:** Factor de acabado superficial para todos los aceros

Se toma un valor de $K_s = 0.79$ obtenido de la gráfica en la página 9 del libro de Alfredo Parada

- **Kl:** Factor de carga

Como el eje soporta carga combinada, se considera $K_l = 0,75$

- **Kt:** Factor de temperatura

Como el sistema se encuentra a temperatura ambiente, se considera un $K_t = 1$

- **Kc:** Factor de confiabilidad

$$A = (\% \text{ conf. exigida} - 50\%) = 98,5\% - 50\% = 48,5\% = 0,485$$

Con este resultado, se entra en la tabla A-14 de Alfredo Parada para encontrar un valor de Z más cercano a 0,485. Se toma $Z=1,4$

$$K_c = 1 - 0,08Z = 1 - (0,08 * 1,4)$$

$$K_c = 0,888$$

- **Km:** Factor misceláneo

$$K_m = 1$$

- **Se':** Límite de endurancia

Para aceros, se considera Se' de la siguiente manera:

$$Se' = 0,5 * S_{ut} = 0,5 * (1289,32 \text{ MPa})$$

$$Se' = 644,66 \text{ [MPa]}$$

Los valores encontrados previamente son constantes en los diferentes puntos seleccionados. A continuación, se encontrarán valores que varían entre cada punto. Sin embargo, se hará un cálculo tipo para el punto C para verificar la obtención de parámetros.

- **Kd:** Factor de tamaño, Como el d es mayor a 8mm y menor a 250mm se usa la siguiente expresión

$$Kd_i = 1.189 * (d_i)^{-0,112}$$

Se obtiene el diámetro.

$$Kd_c = 1.189 * (95)^{-0,112}$$

$$Kd_c = 0,714$$

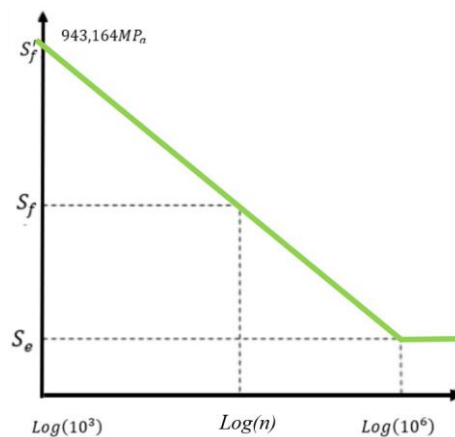
Las fórmulas presentadas a continuación se expresan del libro de Alfredo Parada. Se procede a calcular el Se para los diferentes puntos aplicando la metodología presentada a continuación:

$$Se_i = Ks * Kd * Kl * Kt * Kc * Km * Se'$$

De los factores encontrados previamente y conociendo que el valor Se' equivale a 524,145 [MPa]

$$Se_c = 0,79 * 0,714 * 0,75 * 1 * 0,888 * 1 * 644,66 [MPa]$$

$$Se_c = 2,242 * 10^8 [Pa]$$



Nota. Elaboración propia

Como el número de ciclos está diseñado para vida infinita, es decir, n igual a $1 * 10^6$ el valor buscado S_f será igual al valor de S_e

Se calcula el esfuerzo medio del punto C.

$$\sigma_{\max} = \sigma_{m_i} + \sigma_{a_i}$$

De tablas anteriores se obtiene el σ_{m_i} y σ_{a_i} .

$$\sigma_{maxC} = 4,41 * 10^7 + 0$$

$$\sigma_{maxC} = 4,41 * 10^7 [Pa]$$

Se calcula el esfuerzo mínimo del punto C.

$$\sigma_{mini} = -\sigma_{m_i} + \sigma_{a_i}$$

De tablas anteriores se obtiene el σ_{m_i} y σ_{a_i} .

$$\sigma_{minC} = -4,41 * 10^7 [Pa] + 0$$

$$\sigma_{minC} = -4,41 * 10^7 [Pa]$$

Se calculo el esfuerzo medio.

$$\sigma_{medio_i} = \frac{\sigma_{max_i} + \sigma_{min_i}}{2}$$

$$\sigma_{medioC} = \frac{4,41 * 10^7 - 4,41 * 10^7}{2} = 0 [Pa]$$

Se calcula el esfuerzo alternativo del punto C.

$$\sigma_{alt_i} = \frac{\sigma_{max_i} - \sigma_{min_i}}{2}$$

$$\sigma_{altC} = \frac{4,41 * 10^7 - (-4,41 * 10^7)}{2} = 4,41 * 10^7 [Pa]$$

Como la potencia es constante, el torque será constante, por ende

$$\tau_{max_i} = \tau_{m_i}$$

De tablas anteriores se obtiene τ_{m_i} .

$$\tau_{maxC} = 1,78 * 10^7 [Pa]$$

$$\tau_a = 0$$

Se procede a hallar el factor de seguridad:

$$\frac{1}{N} = \left[\left(\frac{\sigma_{medio}}{Su_t} + \frac{kf * \sigma_{alt}}{Se} \right)^2 + 3 \left(\frac{\tau_m}{Su} + \frac{kfs * \tau_a}{Se} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\frac{1}{N} = \left[\left(\frac{0 [Pa]}{1289,29 * 10^6} + \frac{1,77 * 4,41 * 10^7}{2,422 * 10^8} \right)^2 + 3 \left(\frac{1,78 * 10^7}{1289,29 * 10^6} + \frac{1,517 * 0 Pa}{2,422 * 10^8} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$N = 3,0943$$

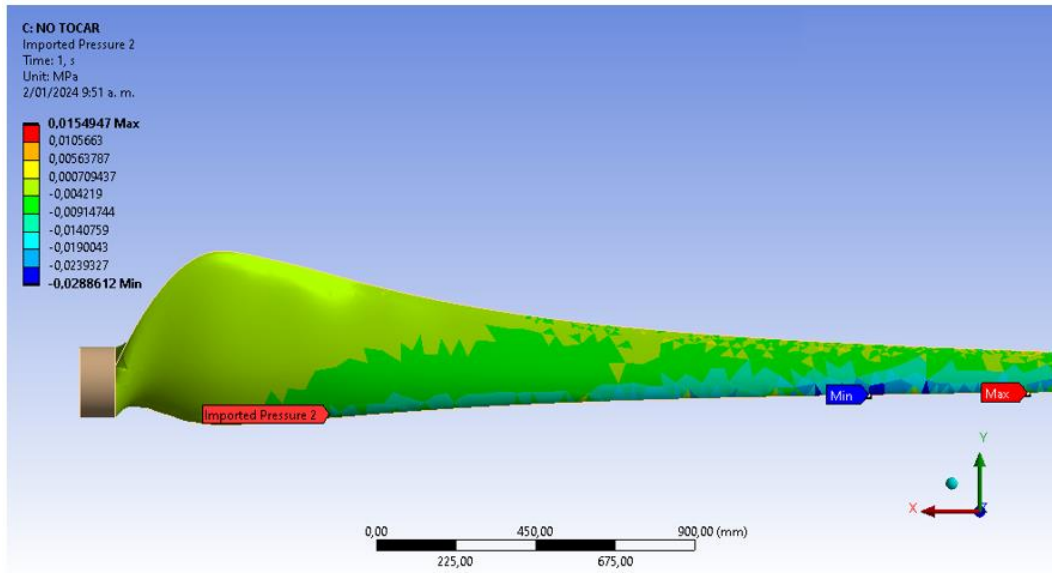
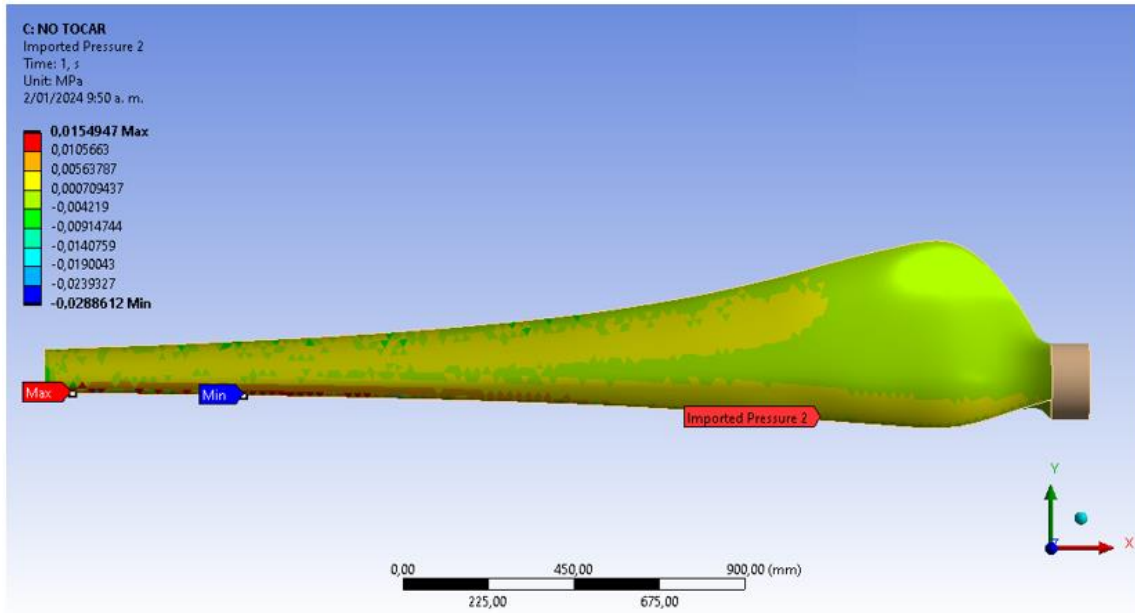
Se obtuvo un factor de seguridad de 3,0942. Este es un valor aceptable considerando que la turbina presentará mayor torque a mayores velocidades de flujo.

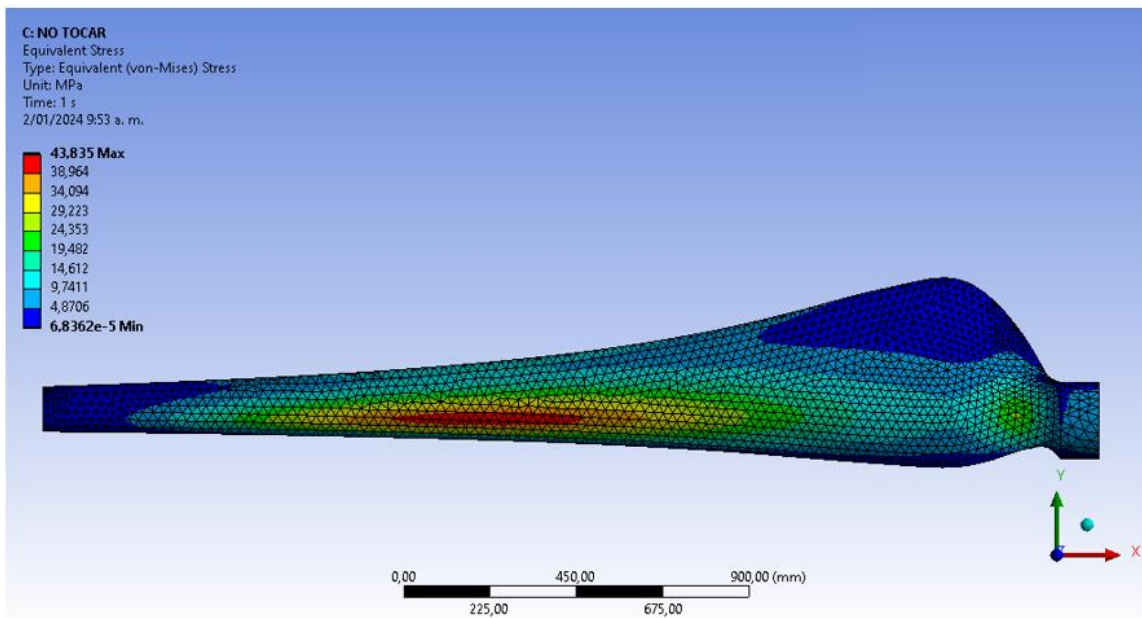
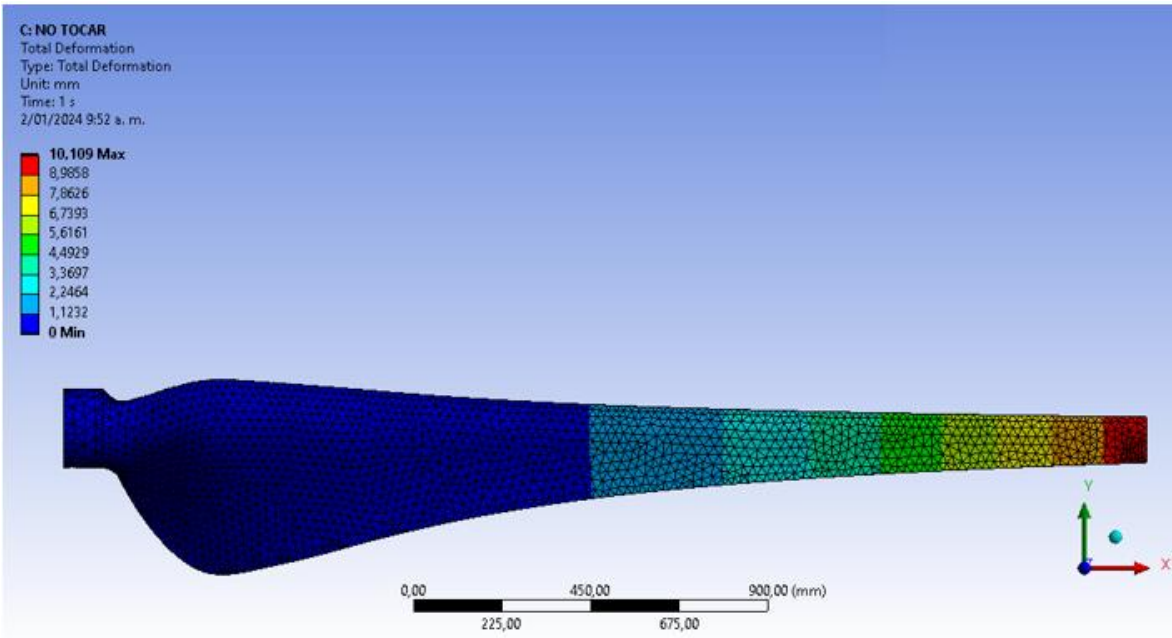
Apéndice C *Cálculo de cuerda y ángulo de torsión*

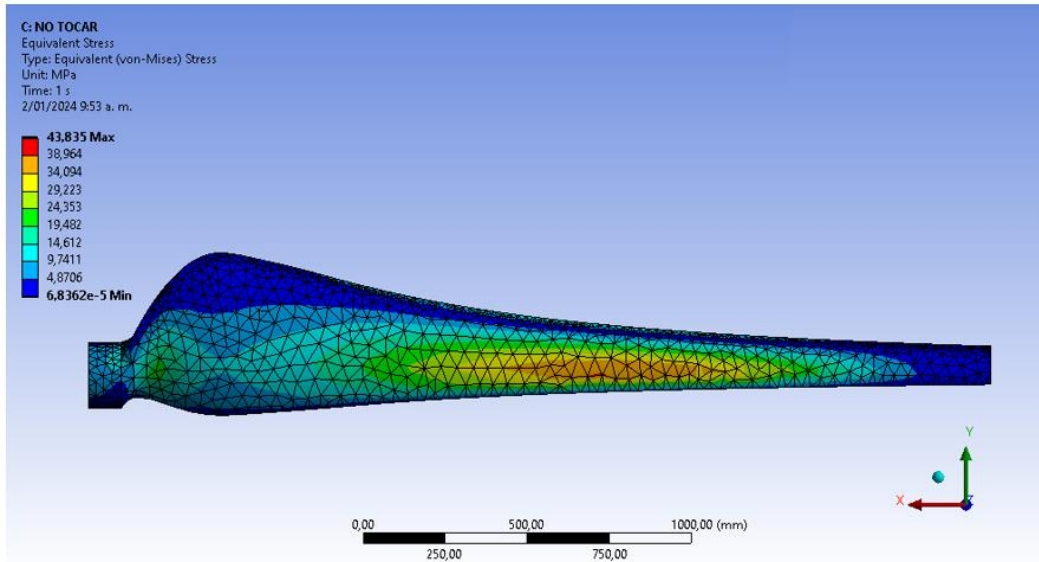
Vwater [m/s]	0,96
D [m]	5,8
λ	6,25
B	2
# Secciones	20

N° Sección	Perfil	Cl	r [m]	alpha [°]	λ_r	ϕ	ϕ_p	c [m]
1	S814	1,4	0,445	8,5	0,959	30,952	22,452	0,569
2	S814	1,4	0,59	8,5	1,272	25,583	17,083	0,519
3	S814	1,45	0,735	8,5	1,584	21,617	13,117	0,448
4	S814	1,45	0,88	8,5	1,897	18,627	10,127	0,399
5	S818	1,45	1,025	9	2,209	16,318	7,318	0,358
6	S818	1,45	1,17	9	2,522	14,494	5,494	0,323
7	S818	1,45	1,315	9	2,834	13,022	4,022	0,293
8	S818	1,45	1,46	9	3,147	11,813	2,813	0,268
9	S818	1,45	1,605	9	3,459	10,803	1,803	0,247
10	S818	1,45	1,75	9	3,772	9,949	0,949	0,228
11	S818	1,45	1,895	9	4,084	9,218	0,218	0,212
12	S818	1,45	2,04	7,5	4,397	8,585	1,085	0,198
13	S826	1,45	2,185	7,5	4,709	8,033	0,533	0,186
14	S826	1,45	2,33	7,5	5,022	7,546	0,046	0,175
15	S826	1,45	2,475	7,5	5,334	7,114	-0,386	0,165
16	S826	1,45	2,62	7,5	5,647	6,729	-0,771	0,156
17	S826	1,45	2,765	7,5	5,959	6,383	-1,117	0,149
18	S826	1,45	2,91	7,5	6,272	6,070	-1,430	0,141
19	S826	1,45	3,055	7,5	6,584	5,786	-1,714	0,135
20	S826	1,45	3,2	7,5	6,897	5,528	-1,972	0,129

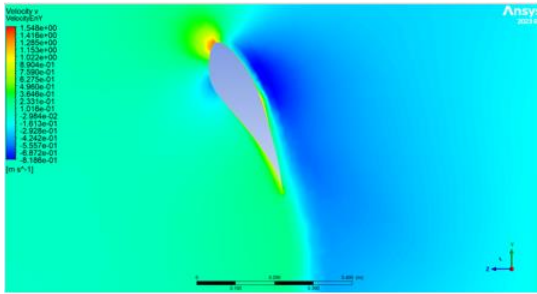
Apéndice D Resultados del estudio estático para el álabe izquierdo



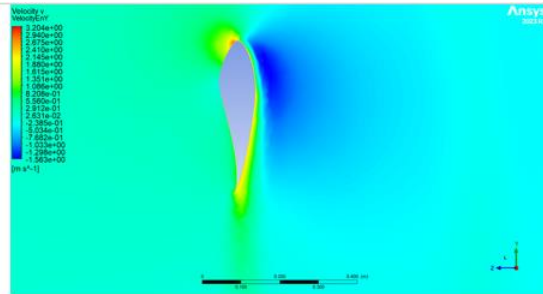




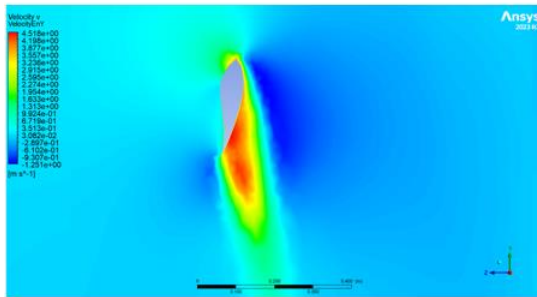
Apéndice E *Velocidad en perfiles hidrodinámicos*



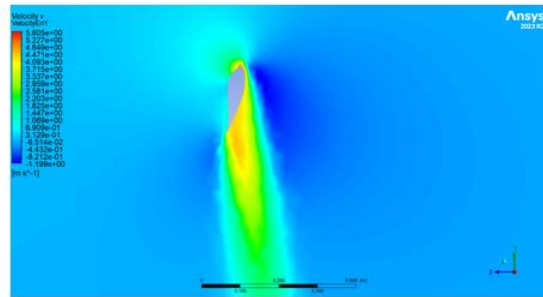
a) 0,5 metros



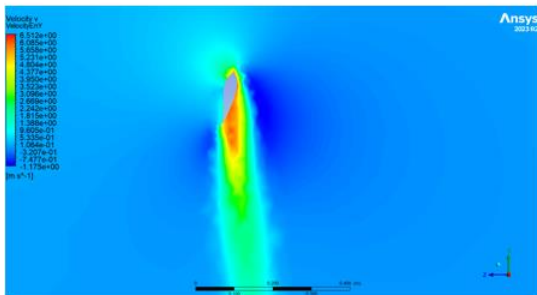
a) 1 metro



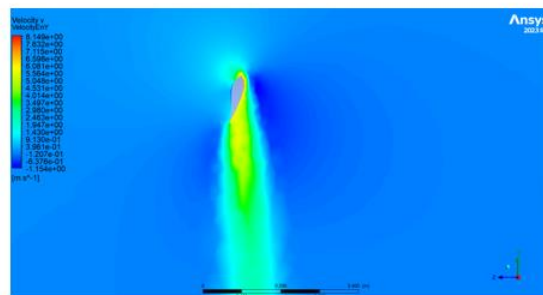
b) 1,5 metros



c) 2 metros



d) 2,5 metros



e) 2,9 metros

Apéndice F *Datos de entrada de malla para independencia*

Caso	Layers of inflation	Face turbine	Body interior	Body Rot	Refinamiento / Rot/Comp	W [rad/s]	V [m/s]
0	0	0	0	0	0	0	0
1	20	50	100	0.65	2	2.064	0.96
2	25	30	80	0.65	3	2.064	0.96
3	30	30	50	0.65	3	2.064	0.96
4	30	20	40	0.6	3	2.064	0.96

Apéndice G *Datos de salida para independencia de malla*

Elementos de malla	FDragStructure	FDragBlade	FLiftBlade	CL	TorqueBlade	V_Angular	V_flow	Potencia
0	0	0	0	0	0	2.0689655	0.96	0
495,410	90.44	3903.6	411.4	1.1460785	1349.1	2.0689655	0.96	5582.483
1,437,200	81.18	4696.3	470.88	1.3117779	1360.5	2.0689655	0.96	5629.655
3,110,900	90.72	4812.89	474.4	1.3215839	1380	2.0689655	0.96	5710.345
5,838,400	88.81	4673.7	490	1.3650424	1412.5	2.0689655	0.96	5844.828

Apéndice H *Ansys independencia de malla*

Name	P1 - Vangular	P2 - Vflow	P14 - FaceTurbine Element Size	P15 - InflationTurbine Maximum Layers	P16 - BodyInterior Element Size	P17 - RefinementInRot Refinement	P18 - BodyRotacional Element Size	P7 - torqued-op	P9 - lift-op	P10 - drag-op
Units	radian s ⁻¹	m s ⁻¹	mm		mm		mm	J	N	N
DP 12	2,064	0,96	45	20	100	2	650	-1349,1	-411,4	-3903,6
DP 13	2,064	0,96	30	25	80	3	650	-1360,5	-470,88	-4656,3
DP 14	2,064	0,96	30	30	50	3	650	-1373,2	-474,4	-4812,9
DP 15	2,064	0,96	20	30	40	3	600	-1412,5	-490,68	-4673,7

Apéndice I *Ansys simulación hidrodinámica*

1	Name	P1 - Vangular	P2 - Vflow	P7 - torqued-op	P8 - torquel-op	P9 - lift-op	P10 - drag-op	Ret...	Retained Data	Note
2	Units	radian s ⁻¹	m s ⁻¹	J	J	N	N			
3	DP 0 (Current)	2,064	0,96	-1428,9	-1395,1	-489,34	-4673,6	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
4	DP 1	3,1475	1,464	-3341,8	-3249,3	-1153,3	-10891	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
5	DP 2	2,6789	1,246	-2404	-2339,5	-830,51	-7902,5	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
6	DP 3	1,8769	0,873	-1181,4	-1147,3	-411,98	-3851,6	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
7	DP 4	1,2147	0,565	-494,11	-477,4	-172,71	-1611,5	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
8	DP 5	1,55	0,719	-808,26	-778,82	-283,03	-2610,8	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
9	DP 6	2,04	0,948	-1398,7	-1364,5	-482,42	-4557,3	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
10	DP 7	2,166	1,005	-1581,1	-1537,9	-545,81	-5145,6	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
11	DP 8	1,3125	0,609	-576,85	-559,91	-200,44	-1874,4	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
12	DP 9	2,177	1,001	-1593,9	-1539,7	-555,12	-5161,7	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
13	DP 10	1,99	0,924	-1329,9	-1295,1	-459,55	-4329,9	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	
14	DP 11	2,37	1,1	-1895,4	-1829,9	-656,95	-6168	<input checked="" type="checkbox"/>	✓	

Apéndice J *Tratamiento de datos simulación*

Velocidad flujo (m/s)	Velocidad angular (rad/s)	Potencia BEM	Torque BEM	CP BEM	CL BEM
0.565	1.218	1251.123	1027.471	0.510	1.300
0.609	1.313	1566.774	1193.733	0.510	1.300
0.719	1.550	2578.346	1663.912	0.510	1.300
0.873	1.881	4615.272	2453.020	0.510	1.300
0.924	1.991	5472.307	2747.999	0.510	1.300
0.948	2.043	5909.893	2892.606	0.510	1.300
0.960	2.070	6144.846	2968.772	0.510	1.300
1.005	2.166	7041.299	3250.908	0.510	1.300
1.010	2.177	7146.916	3283.336	0.510	1.300
1.100	2.371	9232.783	3894.556	0.510	1.300
1.246	2.685	13418.646	4996.992	0.510	1.300
1.464	3.155	21765.959	6898.501	0.510	1.300

Potencia CFD	%Error POT	Torque CFD	%Error Torque	CP CFD	%Error CD	DragForce	LiftForce	CL CFD	%ErrorCL
1203.304	3.822	988.200	3.822	0.491	3.822	1611.500	172.710	1.466	12.785
1514.231	3.354	1153.700	3.354	0.493	3.354	1874.400	200.440	1.465	12.663
2504.444	2.866	1616.220	2.866	0.495	2.866	2610.800	283.030	1.484	14.131
4445.527	3.678	2362.800	3.678	0.491	3.678	3851.600	411.980	1.465	12.688
5296.671	3.210	2659.800	3.210	0.494	3.210	4329.900	459.550	1.459	12.207
5715.378	3.291	2797.400	3.291	0.493	3.291	4557.300	482.420	1.455	11.902
5915.153	3.738	2857.800	3.738	0.491	3.738	4673.600	489.340	1.438	10.595
6849.162	2.729	3162.200	2.729	0.496	2.729	5145.600	545.810	1.464	12.652
6938.961	2.910	3187.800	2.910	0.495	2.910	5161.700	555.120	1.475	13.442
8986.810	2.664	3790.800	2.664	0.496	2.664	6168.000	656.950	1.471	13.182
12911.138	3.782	4808.000	3.782	0.491	3.782	7902.500	830.510	1.450	11.516
21086.648	3.121	6683.200	3.121	0.494	3.121	10891.000	1153.300	1.458	12.174

Apéndice K *Parametrización de fuerzas de las 3 condiciones críticas del eje*

\varnothing engrane [m]	Vflow [m/s]	Ft [N]	Fr [N]	FZ [N]	N	Deformación [mm]	Esfuerzo [Pa]
0.216	0.54	18296	6659	64.79	15	3.11E-03	1.31E+07
0.216	0.96	27500	10009	187	6.1669	9.38E-03	3.92E+07
0.216	1.464	61870	22519	435	2.741	2.10E-02	8.83E+07

Apéndice L Plan de amortización Banco AV Villas

Nro	Cuota	Interés	Abono a capital	Saldo	Seguro
0				\$ 99,736,750.00	\$ -
1	\$ 2,157,272.59	\$ 1,466,130.23	\$ 691,142.37	\$ 99,045,607.63	\$ -
2	\$ 2,157,272.59	\$ 1,455,970.43	\$ 701,302.16	\$ 98,344,305.47	\$ -
3	\$ 2,157,272.59	\$ 1,445,661.29	\$ 711,611.30	\$ 97,632,694.17	\$ -
4	\$ 2,157,272.59	\$ 1,435,200.60	\$ 722,071.99	\$ 96,910,622.18	\$ -
5	\$ 2,157,272.59	\$ 1,424,586.15	\$ 732,686.45	\$ 96,177,935.73	\$ -
6	\$ 2,157,272.59	\$ 1,413,815.66	\$ 743,456.94	\$ 95,434,478.79	\$ -
7	\$ 2,157,272.59	\$ 1,402,886.84	\$ 754,385.76	\$ 94,680,093.04	\$ -
8	\$ 2,157,272.59	\$ 1,391,797.37	\$ 765,475.23	\$ 93,914,617.81	\$ -
9	\$ 2,157,272.59	\$ 1,380,544.88	\$ 776,727.71	\$ 93,137,890.10	\$ -
10	\$ 2,157,272.59	\$ 1,369,126.98	\$ 788,145.61	\$ 92,349,744.49	\$ -
11	\$ 2,157,272.59	\$ 1,357,541.24	\$ 799,731.35	\$ 91,550,013.14	\$ -
12	\$ 2,157,272.59	\$ 1,345,785.19	\$ 811,487.40	\$ 90,738,525.74	\$ -
13	\$ 2,157,272.59	\$ 1,333,856.33	\$ 823,416.26	\$ 89,915,109.48	\$ -
14	\$ 2,157,272.59	\$ 1,321,752.11	\$ 835,520.48	\$ 89,079,588.99	\$ -
15	\$ 2,157,272.59	\$ 1,309,469.96	\$ 847,802.64	\$ 88,231,786.36	\$ -
16	\$ 2,157,272.59	\$ 1,297,007.26	\$ 860,265.33	\$ 87,371,521.02	\$ -
17	\$ 2,157,272.59	\$ 1,284,361.36	\$ 872,911.23	\$ 86,498,609.79	\$ -
18	\$ 2,157,272.59	\$ 1,271,529.56	\$ 885,743.03	\$ 85,612,866.76	\$ -
19	\$ 2,157,272.59	\$ 1,258,509.14	\$ 898,763.45	\$ 84,714,103.31	\$ -
20	\$ 2,157,272.59	\$ 1,245,297.32	\$ 911,975.27	\$ 83,802,128.03	\$ -
21	\$ 2,157,272.59	\$ 1,231,891.28	\$ 925,381.31	\$ 82,876,746.72	\$ -
22	\$ 2,157,272.59	\$ 1,218,288.18	\$ 938,984.42	\$ 81,937,762.31	\$ -
23	\$ 2,157,272.59	\$ 1,204,485.11	\$ 952,787.49	\$ 80,984,974.82	\$ -
24	\$ 2,157,272.59	\$ 1,190,479.13	\$ 966,793.46	\$ 80,018,181.35	\$ -
25	\$ 2,157,272.59	\$ 1,176,267.27	\$ 981,005.33	\$ 79,037,176.03	\$ -
26	\$ 2,157,272.59	\$ 1,161,846.49	\$ 995,426.11	\$ 78,041,749.92	\$ -
27	\$ 2,157,272.59	\$ 1,147,213.72	\$ 1,010,058.87	\$ 77,031,691.05	\$ -
28	\$ 2,157,272.59	\$ 1,132,365.86	\$ 1,024,906.73	\$ 76,006,784.32	\$ -
29	\$ 2,157,272.59	\$ 1,117,299.73	\$ 1,039,972.86	\$ 74,966,811.45	\$ -
30	\$ 2,157,272.59	\$ 1,102,012.13	\$ 1,055,260.47	\$ 73,911,550.99	\$ -
31	\$ 2,157,272.59	\$ 1,086,499.80	\$ 1,070,772.79	\$ 72,840,778.19	\$ -
32	\$ 2,157,272.59	\$ 1,070,759.44	\$ 1,086,513.15	\$ 71,754,265.04	\$ -
33	\$ 2,157,272.59	\$ 1,054,787.70	\$ 1,102,484.90	\$ 70,651,780.14	\$ -
34	\$ 2,157,272.59	\$ 1,038,581.17	\$ 1,118,691.43	\$ 69,533,088.72	\$ -
35	\$ 2,157,272.59	\$ 1,022,136.40	\$ 1,135,136.19	\$ 68,397,952.53	\$ -
36	\$ 2,157,272.59	\$ 1,005,449.90	\$ 1,151,822.69	\$ 67,246,129.84	\$ -
37	\$ 2,157,272.59	\$ 988,518.11	\$ 1,168,754.48	\$ 66,077,375.35	\$ -
38	\$ 2,157,272.59	\$ 971,337.42	\$ 1,185,935.18	\$ 64,891,440.18	\$ -
39	\$ 2,157,272.59	\$ 953,904.17	\$ 1,203,368.42	\$ 63,688,071.75	\$ -
40	\$ 2,157,272.59	\$ 936,214.65	\$ 1,221,057.94	\$ 62,467,013.81	\$ -
41	\$ 2,157,272.59	\$ 918,265.10	\$ 1,239,007.49	\$ 61,228,006.32	\$ -
42	\$ 2,157,272.59	\$ 900,051.69	\$ 1,257,220.90	\$ 59,970,785.42	\$ -
43	\$ 2,157,272.59	\$ 881,570.55	\$ 1,275,702.05	\$ 58,695,083.38	\$ -
44	\$ 2,157,272.59	\$ 862,817.73	\$ 1,294,454.87	\$ 57,400,628.51	\$ -
45	\$ 2,157,272.59	\$ 843,789.24	\$ 1,313,483.35	\$ 56,087,145.15	\$ -
46	\$ 2,157,272.59	\$ 824,481.03	\$ 1,332,791.56	\$ 54,754,353.59	\$ -
47	\$ 2,157,272.59	\$ 804,889.00	\$ 1,352,383.60	\$ 53,401,970.00	\$ -
48	\$ 2,157,272.59	\$ 785,008.96	\$ 1,372,263.63	\$ 52,029,706.36	\$ -
49	\$ 2,157,272.59	\$ 764,836.68	\$ 1,392,435.91	\$ 50,637,270.45	\$ -
50	\$ 2,157,272.59	\$ 744,367.88	\$ 1,412,904.72	\$ 49,224,365.74	\$ -
51	\$ 2,157,272.59	\$ 723,598.18	\$ 1,433,674.42	\$ 47,790,691.32	\$ -
52	\$ 2,157,272.59	\$ 702,523.16	\$ 1,454,749.43	\$ 46,335,941.89	\$ -
53	\$ 2,157,272.59	\$ 681,138.35	\$ 1,476,134.25	\$ 44,859,807.64	\$ -
54	\$ 2,157,272.59	\$ 659,439.17	\$ 1,497,833.42	\$ 43,361,974.22	\$ -
55	\$ 2,157,272.59	\$ 637,421.02	\$ 1,519,851.57	\$ 41,842,122.65	\$ -
56	\$ 2,157,272.59	\$ 615,079.20	\$ 1,542,193.39	\$ 40,299,929.26	\$ -
57	\$ 2,157,272.59	\$ 592,408.96	\$ 1,564,863.63	\$ 38,735,065.62	\$ -
58	\$ 2,157,272.59	\$ 569,405.46	\$ 1,587,867.13	\$ 37,147,198.50	\$ -
59	\$ 2,157,272.59	\$ 546,063.82	\$ 1,611,208.78	\$ 35,535,989.72	\$ -
60	\$ 2,157,272.59	\$ 522,379.05	\$ 1,634,893.54	\$ 33,901,096.18	\$ -
61	\$ 2,157,272.59	\$ 498,346.11	\$ 1,658,926.48	\$ 32,242,169.70	\$ -
62	\$ 2,157,272.59	\$ 473,959.89	\$ 1,683,312.70	\$ 30,558,857.00	\$ -
63	\$ 2,157,272.59	\$ 449,215.20	\$ 1,708,057.40	\$ 28,850,799.60	\$ -
64	\$ 2,157,272.59	\$ 424,106.75	\$ 1,733,165.84	\$ 27,117,633.76	\$ -
65	\$ 2,157,272.59	\$ 398,629.22	\$ 1,758,643.38	\$ 25,358,990.39	\$ -
66	\$ 2,157,272.59	\$ 372,777.16	\$ 1,784,495.43	\$ 23,574,494.95	\$ -
67	\$ 2,157,272.59	\$ 346,545.08	\$ 1,810,727.52	\$ 21,763,767.43	\$ -
68	\$ 2,157,272.59	\$ 319,927.38	\$ 1,837,345.21	\$ 19,926,422.22	\$ -
69	\$ 2,157,272.59	\$ 292,918.41	\$ 1,864,354.19	\$ 18,062,068.03	\$ -
70	\$ 2,157,272.59	\$ 265,512.40	\$ 1,891,760.19	\$ 16,170,307.84	\$ -
71	\$ 2,157,272.59	\$ 237,703.53	\$ 1,919,569.07	\$ 14,250,738.77	\$ -
72	\$ 2,157,272.59	\$ 209,485.86	\$ 1,947,786.73	\$ 12,302,952.04	\$ -
73	\$ 2,157,272.59	\$ 180,853.39	\$ 1,976,419.20	\$ 10,326,532.84	\$ -
74	\$ 2,157,272.59	\$ 151,800.03	\$ 2,005,472.56	\$ 8,321,060.28	\$ -
75	\$ 2,157,272.59	\$ 122,319.59	\$ 2,034,953.01	\$ 6,286,107.27	\$ -
76	\$ 2,157,272.59	\$ 92,405.78	\$ 2,064,866.82	\$ 4,221,240.46	\$ -
77	\$ 2,157,272.59	\$ 62,052.23	\$ 2,095,220.36	\$ 2,126,020.10	\$ -
78	\$ 2,157,272.59	\$ 31,252.50	\$ 2,126,020.10	\$ 0.00	\$ -

Apéndice M *Plan de amortización Bancolombia*

Nro	Cuota	Interés	Abono a capital	Saldo	Seguro
0				\$ 99,736,750.00	\$ 53,169.00
1	\$ 2,693,832.85	\$ 2,204,182.18	\$ 489,650.68	\$ 99,247,099.32	\$ 53,169.00
2	\$ 2,693,832.85	\$ 2,193,360.90	\$ 500,471.96	\$ 98,746,627.37	\$ 53,169.00
3	\$ 2,693,832.85	\$ 2,182,300.46	\$ 511,532.39	\$ 98,235,094.98	\$ 53,169.00
4	\$ 2,693,832.85	\$ 2,170,995.60	\$ 522,837.25	\$ 97,712,257.73	\$ 53,169.00
5	\$ 2,693,832.85	\$ 2,159,440.90	\$ 534,391.96	\$ 97,177,865.78	\$ 53,169.00
6	\$ 2,693,832.85	\$ 2,147,630.83	\$ 546,202.02	\$ 96,631,663.76	\$ 53,169.00
7	\$ 2,693,832.85	\$ 2,135,559.77	\$ 558,273.08	\$ 96,073,390.68	\$ 53,169.00
8	\$ 2,693,832.85	\$ 2,123,221.93	\$ 570,610.92	\$ 95,502,779.76	\$ 53,169.00
9	\$ 2,693,832.85	\$ 2,110,611.43	\$ 583,221.42	\$ 94,919,558.34	\$ 53,169.00
10	\$ 2,693,832.85	\$ 2,097,722.24	\$ 596,110.61	\$ 94,323,447.73	\$ 53,169.00
11	\$ 2,693,832.85	\$ 2,084,548.19	\$ 609,284.66	\$ 93,714,163.07	\$ 53,169.00
12	\$ 2,693,832.85	\$ 2,071,083.00	\$ 622,749.85	\$ 93,091,413.23	\$ 53,169.00
13	\$ 2,693,832.85	\$ 2,057,320.23	\$ 636,512.62	\$ 92,454,900.61	\$ 53,169.00
14	\$ 2,693,832.85	\$ 2,043,253.30	\$ 650,579.55	\$ 91,804,321.06	\$ 53,169.00
15	\$ 2,693,832.85	\$ 2,028,875.50	\$ 664,957.36	\$ 91,139,363.70	\$ 53,169.00
16	\$ 2,693,832.85	\$ 2,014,179.94	\$ 679,652.91	\$ 90,459,710.79	\$ 53,169.00
17	\$ 2,693,832.85	\$ 1,999,159.61	\$ 694,673.24	\$ 89,765,037.55	\$ 53,169.00
18	\$ 2,693,832.85	\$ 1,983,807.33	\$ 710,025.52	\$ 89,055,012.03	\$ 53,169.00
19	\$ 2,693,832.85	\$ 1,968,115.77	\$ 725,717.09	\$ 88,329,294.94	\$ 53,169.00
20	\$ 2,693,832.85	\$ 1,952,077.42	\$ 741,755.43	\$ 87,587,539.51	\$ 53,169.00
21	\$ 2,693,832.85	\$ 1,935,684.62	\$ 758,148.23	\$ 86,829,391.28	\$ 53,169.00
22	\$ 2,693,832.85	\$ 1,918,929.55	\$ 774,903.30	\$ 86,054,487.98	\$ 53,169.00
23	\$ 2,693,832.85	\$ 1,901,804.18	\$ 792,028.67	\$ 85,262,459.31	\$ 53,169.00
24	\$ 2,693,832.85	\$ 1,884,300.35	\$ 809,532.50	\$ 84,452,926.81	\$ 53,169.00
25	\$ 2,693,832.85	\$ 1,866,409.68	\$ 827,423.17	\$ 83,625,503.64	\$ 53,169.00
26	\$ 2,693,832.85	\$ 1,848,123.63	\$ 845,709.22	\$ 82,779,794.42	\$ 53,169.00
27	\$ 2,693,832.85	\$ 1,829,433.46	\$ 864,399.39	\$ 81,915,395.03	\$ 53,169.00
28	\$ 2,693,832.85	\$ 1,810,330.23	\$ 883,502.62	\$ 81,031,892.41	\$ 53,169.00
29	\$ 2,693,832.85	\$ 1,790,804.82	\$ 903,028.03	\$ 80,128,864.38	\$ 53,169.00
30	\$ 2,693,832.85	\$ 1,770,847.90	\$ 922,984.95	\$ 79,205,879.43	\$ 53,169.00
31	\$ 2,693,832.85	\$ 1,750,449.94	\$ 943,382.92	\$ 78,262,496.52	\$ 53,169.00
32	\$ 2,693,832.85	\$ 1,729,601.17	\$ 964,231.68	\$ 77,298,264.84	\$ 53,169.00
33	\$ 2,693,832.85	\$ 1,708,291.65	\$ 985,541.20	\$ 76,312,723.64	\$ 53,169.00
34	\$ 2,693,832.85	\$ 1,686,511.19	\$ 1,007,321.66	\$ 75,305,401.98	\$ 53,169.00
35	\$ 2,693,832.85	\$ 1,664,249.38	\$ 1,029,583.47	\$ 74,275,818.51	\$ 53,169.00
36	\$ 2,693,832.85	\$ 1,641,495.59	\$ 1,052,337.26	\$ 73,223,481.25	\$ 53,169.00
37	\$ 2,693,832.85	\$ 1,618,238.94	\$ 1,075,593.92	\$ 72,147,887.34	\$ 53,169.00
38	\$ 2,693,832.85	\$ 1,594,468.31	\$ 1,099,364.54	\$ 71,048,522.80	\$ 53,169.00
39	\$ 2,693,832.85	\$ 1,570,172.35	\$ 1,123,660.50	\$ 69,924,862.30	\$ 53,169.00
40	\$ 2,693,832.85	\$ 1,545,339.46	\$ 1,148,493.39	\$ 68,776,368.91	\$ 53,169.00
41	\$ 2,693,832.85	\$ 1,519,957.75	\$ 1,173,875.10	\$ 67,602,493.81	\$ 53,169.00
42	\$ 2,693,832.85	\$ 1,494,015.11	\$ 1,199,817.74	\$ 66,402,676.07	\$ 53,169.00
43	\$ 2,693,832.85	\$ 1,467,499.14	\$ 1,226,333.71	\$ 65,176,342.36	\$ 53,169.00
44	\$ 2,693,832.85	\$ 1,440,397.17	\$ 1,253,435.68	\$ 63,922,906.68	\$ 53,169.00
45	\$ 2,693,832.85	\$ 1,412,696.24	\$ 1,281,136.61	\$ 62,641,770.06	\$ 53,169.00
46	\$ 2,693,832.85	\$ 1,384,383.12	\$ 1,309,449.73	\$ 61,332,320.33	\$ 53,169.00
47	\$ 2,693,832.85	\$ 1,355,444.28	\$ 1,338,388.57	\$ 59,993,931.76	\$ 53,169.00
48	\$ 2,693,832.85	\$ 1,325,865.89	\$ 1,367,966.96	\$ 58,625,964.80	\$ 53,169.00
49	\$ 2,693,832.85	\$ 1,295,633.82	\$ 1,398,199.03	\$ 57,227,765.77	\$ 53,169.00
50	\$ 2,693,832.85	\$ 1,264,733.62	\$ 1,429,099.23	\$ 55,798,666.54	\$ 53,169.00
51	\$ 2,693,832.85	\$ 1,233,150.53	\$ 1,460,682.32	\$ 54,337,984.22	\$ 53,169.00
52	\$ 2,693,832.85	\$ 1,200,869.45	\$ 1,492,963.40	\$ 52,845,020.82	\$ 53,169.00
53	\$ 2,693,832.85	\$ 1,167,874.96	\$ 1,525,957.89	\$ 51,319,062.93	\$ 53,169.00
54	\$ 2,693,832.85	\$ 1,134,151.29	\$ 1,559,681.56	\$ 49,759,381.37	\$ 53,169.00
55	\$ 2,693,832.85	\$ 1,099,682.33	\$ 1,594,150.52	\$ 48,165,230.85	\$ 53,169.00
56	\$ 2,693,832.85	\$ 1,064,451.60	\$ 1,629,381.25	\$ 46,535,849.60	\$ 53,169.00
57	\$ 2,693,832.85	\$ 1,028,442.28	\$ 1,665,390.57	\$ 44,870,459.03	\$ 53,169.00
58	\$ 2,693,832.85	\$ 991,637.14	\$ 1,702,195.71	\$ 43,168,263.32	\$ 53,169.00
59	\$ 2,693,832.85	\$ 954,018.62	\$ 1,739,814.23	\$ 41,428,449.09	\$ 53,169.00
60	\$ 2,693,832.85	\$ 915,568.72	\$ 1,778,264.13	\$ 39,650,184.96	\$ 53,169.00
61	\$ 2,693,832.85	\$ 876,269.09	\$ 1,817,563.76	\$ 37,832,621.20	\$ 53,169.00
62	\$ 2,693,832.85	\$ 836,100.93	\$ 1,857,731.92	\$ 35,974,889.28	\$ 53,169.00
63	\$ 2,693,832.85	\$ 795,045.05	\$ 1,898,787.80	\$ 34,076,101.48	\$ 53,169.00
64	\$ 2,693,832.85	\$ 753,081.84	\$ 1,940,751.01	\$ 32,135,350.47	\$ 53,169.00
65	\$ 2,693,832.85	\$ 710,191.25	\$ 1,983,641.61	\$ 30,151,708.86	\$ 53,169.00
66	\$ 2,693,832.85	\$ 666,352.77	\$ 2,027,480.09	\$ 28,124,228.78	\$ 53,169.00
67	\$ 2,693,832.85	\$ 621,545.46	\$ 2,072,287.39	\$ 26,051,941.38	\$ 53,169.00
68	\$ 2,693,832.85	\$ 575,747.90	\$ 2,118,084.95	\$ 23,933,856.44	\$ 53,169.00
69	\$ 2,693,832.85	\$ 528,938.23	\$ 2,164,894.62	\$ 21,768,961.81	\$ 53,169.00
70	\$ 2,693,832.85	\$ 481,094.06	\$ 2,212,738.79	\$ 19,556,223.02	\$ 53,169.00
71	\$ 2,693,832.85	\$ 432,192.53	\$ 2,261,640.32	\$ 17,294,582.70	\$ 53,169.00
72	\$ 2,693,832.85	\$ 382,210.28	\$ 2,311,622.57	\$ 14,982,960.12	\$ 53,169.00
73	\$ 2,693,832.85	\$ 331,123.42	\$ 2,362,709.43	\$ 12,620,250.69	\$ 53,169.00
74	\$ 2,693,832.85	\$ 278,907.54	\$ 2,414,925.31	\$ 10,205,325.38	\$ 53,169.00
75	\$ 2,693,832.85	\$ 225,537.69	\$ 2,468,295.16	\$ 7,737,030.22	\$ 53,169.00
76	\$ 2,693,832.85	\$ 170,988.37	\$ 2,522,844.48	\$ 5,214,185.74	\$ 53,169.00
77	\$ 2,693,832.85	\$ 115,233.50	\$ 2,578,599.35	\$ 2,635,586.39	\$ 53,169.00
78	\$ 2,693,832.85	\$ 58,246.46	\$ 2,635,586.39	\$ 0.00	\$ 53,169.00

Apéndice N *Plan de amortización Banco Caja Social*

Nro	Cuota	Interés	Abono a capital	Saldo	Seguro
0				\$ 99,736,750.00	\$ 17,900.00
1	\$ 2,143,578.90	\$ 1,446,182.88	\$ 697,396.02	\$ 99,039,353.98	\$ 17,900.00
2	\$ 2,143,578.90	\$ 1,436,070.63	\$ 707,508.26	\$ 98,331,845.71	\$ 17,900.00
3	\$ 2,143,578.90	\$ 1,425,811.76	\$ 717,767.13	\$ 97,614,078.58	\$ 17,900.00
4	\$ 2,143,578.90	\$ 1,415,404.14	\$ 728,174.76	\$ 96,885,903.82	\$ 17,900.00
5	\$ 2,143,578.90	\$ 1,404,845.61	\$ 738,733.29	\$ 96,147,170.53	\$ 17,900.00
6	\$ 2,143,578.90	\$ 1,394,133.97	\$ 749,444.92	\$ 95,397,725.60	\$ 17,900.00
7	\$ 2,143,578.90	\$ 1,383,267.02	\$ 760,311.88	\$ 94,637,413.73	\$ 17,900.00
8	\$ 2,143,578.90	\$ 1,372,242.50	\$ 771,336.40	\$ 93,866,077.33	\$ 17,900.00
9	\$ 2,143,578.90	\$ 1,361,058.12	\$ 782,520.78	\$ 93,083,556.55	\$ 17,900.00
10	\$ 2,143,578.90	\$ 1,349,711.57	\$ 793,867.33	\$ 92,289,689.22	\$ 17,900.00
11	\$ 2,143,578.90	\$ 1,338,200.49	\$ 805,378.40	\$ 91,484,310.82	\$ 17,900.00
12	\$ 2,143,578.90	\$ 1,326,522.51	\$ 817,056.39	\$ 90,667,254.43	\$ 17,900.00
13	\$ 2,143,578.90	\$ 1,314,675.19	\$ 828,903.71	\$ 89,838,350.72	\$ 17,900.00
14	\$ 2,143,578.90	\$ 1,302,656.09	\$ 840,922.81	\$ 88,997,427.91	\$ 17,900.00
15	\$ 2,143,578.90	\$ 1,290,462.70	\$ 853,116.19	\$ 88,144,311.71	\$ 17,900.00
16	\$ 2,143,578.90	\$ 1,278,092.52	\$ 865,486.38	\$ 87,278,825.34	\$ 17,900.00
17	\$ 2,143,578.90	\$ 1,265,542.97	\$ 878,035.93	\$ 86,400,789.41	\$ 17,900.00
18	\$ 2,143,578.90	\$ 1,252,811.45	\$ 890,767.45	\$ 85,510,021.96	\$ 17,900.00
19	\$ 2,143,578.90	\$ 1,239,895.32	\$ 903,683.58	\$ 84,606,338.38	\$ 17,900.00
20	\$ 2,143,578.90	\$ 1,226,791.91	\$ 916,786.99	\$ 83,689,551.39	\$ 17,900.00
21	\$ 2,143,578.90	\$ 1,213,498.50	\$ 930,080.40	\$ 82,759,470.98	\$ 17,900.00
22	\$ 2,143,578.90	\$ 1,200,012.33	\$ 943,566.57	\$ 81,815,904.41	\$ 17,900.00
23	\$ 2,143,578.90	\$ 1,186,330.61	\$ 957,248.28	\$ 80,858,656.13	\$ 17,900.00
24	\$ 2,143,578.90	\$ 1,172,450.51	\$ 971,128.38	\$ 79,887,527.75	\$ 17,900.00
25	\$ 2,143,578.90	\$ 1,158,369.15	\$ 985,209.75	\$ 78,902,318.00	\$ 17,900.00
26	\$ 2,143,578.90	\$ 1,144,083.61	\$ 999,495.29	\$ 77,902,822.72	\$ 17,900.00
27	\$ 2,143,578.90	\$ 1,129,590.93	\$ 1,013,987.97	\$ 76,888,834.75	\$ 17,900.00
28	\$ 2,143,578.90	\$ 1,114,888.10	\$ 1,028,690.79	\$ 75,860,143.95	\$ 17,900.00
29	\$ 2,143,578.90	\$ 1,099,972.09	\$ 1,043,606.81	\$ 74,816,537.14	\$ 17,900.00
30	\$ 2,143,578.90	\$ 1,084,839.79	\$ 1,058,739.11	\$ 73,757,798.03	\$ 17,900.00
31	\$ 2,143,578.90	\$ 1,069,488.07	\$ 1,074,090.83	\$ 72,683,707.21	\$ 17,900.00
32	\$ 2,143,578.90	\$ 1,053,913.75	\$ 1,089,665.14	\$ 71,594,042.06	\$ 17,900.00
33	\$ 2,143,578.90	\$ 1,038,113.61	\$ 1,105,465.29	\$ 70,488,576.78	\$ 17,900.00
34	\$ 2,143,578.90	\$ 1,022,084.36	\$ 1,121,494.53	\$ 69,367,082.24	\$ 17,900.00
35	\$ 2,143,578.90	\$ 1,005,822.69	\$ 1,137,756.21	\$ 68,229,326.04	\$ 17,900.00
36	\$ 2,143,578.90	\$ 989,325.23	\$ 1,154,253.67	\$ 67,075,072.37	\$ 17,900.00
37	\$ 2,143,578.90	\$ 972,588.55	\$ 1,170,990.35	\$ 65,904,082.02	\$ 17,900.00
38	\$ 2,143,578.90	\$ 955,609.19	\$ 1,187,969.71	\$ 64,716,112.31	\$ 17,900.00
39	\$ 2,143,578.90	\$ 938,383.63	\$ 1,205,195.27	\$ 63,510,917.04	\$ 17,900.00
40	\$ 2,143,578.90	\$ 920,908.30	\$ 1,222,670.60	\$ 62,288,246.44	\$ 17,900.00
41	\$ 2,143,578.90	\$ 903,179.57	\$ 1,240,399.32	\$ 61,047,847.12	\$ 17,900.00
42	\$ 2,143,578.90	\$ 885,193.78	\$ 1,258,385.11	\$ 59,789,462.00	\$ 17,900.00
43	\$ 2,143,578.90	\$ 866,947.20	\$ 1,276,631.70	\$ 58,512,830.30	\$ 17,900.00
44	\$ 2,143,578.90	\$ 848,436.04	\$ 1,295,142.86	\$ 57,217,687.45	\$ 17,900.00
45	\$ 2,143,578.90	\$ 829,656.47	\$ 1,313,922.43	\$ 55,903,765.02	\$ 17,900.00
46	\$ 2,143,578.90	\$ 810,604.59	\$ 1,332,974.30	\$ 54,570,790.71	\$ 17,900.00
47	\$ 2,143,578.90	\$ 791,276.47	\$ 1,352,302.43	\$ 53,218,488.28	\$ 17,900.00
48	\$ 2,143,578.90	\$ 771,668.08	\$ 1,371,910.82	\$ 51,846,577.46	\$ 17,900.00
49	\$ 2,143,578.90	\$ 751,775.37	\$ 1,391,803.52	\$ 50,454,773.94	\$ 17,900.00
50	\$ 2,143,578.90	\$ 731,594.22	\$ 1,411,984.68	\$ 49,042,789.26	\$ 17,900.00
51	\$ 2,143,578.90	\$ 711,120.44	\$ 1,432,458.45	\$ 47,610,330.81	\$ 17,900.00
52	\$ 2,143,578.90	\$ 690,349.80	\$ 1,453,229.10	\$ 46,157,101.71	\$ 17,900.00
53	\$ 2,143,578.90	\$ 669,277.97	\$ 1,474,300.92	\$ 44,682,800.78	\$ 17,900.00
54	\$ 2,143,578.90	\$ 647,900.61	\$ 1,495,678.29	\$ 43,187,122.50	\$ 17,900.00
55	\$ 2,143,578.90	\$ 626,213.28	\$ 1,517,365.62	\$ 41,669,756.88	\$ 17,900.00
56	\$ 2,143,578.90	\$ 604,211.47	\$ 1,539,367.42	\$ 40,130,389.45	\$ 17,900.00
57	\$ 2,143,578.90	\$ 581,890.65	\$ 1,561,688.25	\$ 38,568,701.20	\$ 17,900.00
58	\$ 2,143,578.90	\$ 559,246.17	\$ 1,584,332.73	\$ 36,984,368.47	\$ 17,900.00
59	\$ 2,143,578.90	\$ 536,273.34	\$ 1,607,305.55	\$ 35,377,062.92	\$ 17,900.00
60	\$ 2,143,578.90	\$ 512,967.41	\$ 1,630,611.49	\$ 33,746,451.43	\$ 17,900.00
61	\$ 2,143,578.90	\$ 489,323.55	\$ 1,654,255.35	\$ 32,092,196.08	\$ 17,900.00
62	\$ 2,143,578.90	\$ 465,336.84	\$ 1,678,242.05	\$ 30,413,954.03	\$ 17,900.00
63	\$ 2,143,578.90	\$ 441,002.33	\$ 1,702,576.56	\$ 28,711,377.46	\$ 17,900.00
64	\$ 2,143,578.90	\$ 416,314.97	\$ 1,727,263.92	\$ 26,984,113.54	\$ 17,900.00
65	\$ 2,143,578.90	\$ 391,269.65	\$ 1,752,309.25	\$ 25,231,804.29	\$ 17,900.00
66	\$ 2,143,578.90	\$ 365,861.16	\$ 1,777,717.74	\$ 23,454,086.55	\$ 17,900.00
67	\$ 2,143,578.90	\$ 340,084.25	\$ 1,803,494.64	\$ 21,650,591.91	\$ 17,900.00
68	\$ 2,143,578.90	\$ 313,933.58	\$ 1,829,645.31	\$ 19,820,946.59	\$ 17,900.00
69	\$ 2,143,578.90	\$ 287,403.73	\$ 1,856,175.17	\$ 17,964,771.42	\$ 17,900.00
70	\$ 2,143,578.90	\$ 260,489.19	\$ 1,883,089.71	\$ 16,081,681.71	\$ 17,900.00
71	\$ 2,143,578.90	\$ 233,184.38	\$ 1,910,394.51	\$ 14,171,287.20	\$ 17,900.00
72	\$ 2,143,578.90	\$ 205,483.66	\$ 1,938,095.23	\$ 12,233,191.96	\$ 17,900.00
73	\$ 2,143,578.90	\$ 177,381.28	\$ 1,966,197.61	\$ 10,266,994.35	\$ 17,900.00
74	\$ 2,143,578.90	\$ 148,871.42	\$ 1,994,707.48	\$ 8,272,286.87	\$ 17,900.00
75	\$ 2,143,578.90	\$ 119,948.16	\$ 2,023,630.74	\$ 6,248,656.13	\$ 17,900.00
76	\$ 2,143,578.90	\$ 90,605.51	\$ 2,052,973.38	\$ 4,195,682.75	\$ 17,900.00
77	\$ 2,143,578.90	\$ 60,837.40	\$ 2,082,741.50	\$ 2,112,941.25	\$ 17,900.00
78	\$ 2,143,578.90	\$ 30,637.65	\$ 2,112,941.25	\$ 0.00	\$ 17,900.00

Apéndice O Plan de amortización Banco de Bogotá

Nro	Cuota	Interés	Abono a capital	Saldo	Seguro
0				\$ 99,736,750.00	\$ 36,775.00
1	\$ 3,290,347.47	\$ 2,952,207.80	\$ 338,139.67	\$ 99,398,610.33	\$ 36,775.00
2	\$ 3,290,347.47	\$ 2,942,198.87	\$ 348,148.60	\$ 99,050,461.74	\$ 36,775.00
3	\$ 3,290,347.47	\$ 2,931,893.67	\$ 358,453.80	\$ 98,692,007.94	\$ 36,775.00
4	\$ 3,290,347.47	\$ 2,921,283.43	\$ 369,064.03	\$ 98,322,943.91	\$ 36,775.00
5	\$ 3,290,347.47	\$ 2,910,359.14	\$ 379,988.33	\$ 97,942,955.58	\$ 36,775.00
6	\$ 3,290,347.47	\$ 2,899,111.49	\$ 391,235.98	\$ 97,551,719.60	\$ 36,775.00
7	\$ 3,290,347.47	\$ 2,887,530.90	\$ 402,816.57	\$ 97,148,903.04	\$ 36,775.00
8	\$ 3,290,347.47	\$ 2,875,607.53	\$ 414,739.94	\$ 96,734,163.10	\$ 36,775.00
9	\$ 3,290,347.47	\$ 2,863,331.23	\$ 427,016.24	\$ 96,307,146.86	\$ 36,775.00
10	\$ 3,290,347.47	\$ 2,850,691.55	\$ 439,655.92	\$ 95,867,490.94	\$ 36,775.00
11	\$ 3,290,347.47	\$ 2,837,677.73	\$ 452,669.73	\$ 95,414,821.21	\$ 36,775.00
12	\$ 3,290,347.47	\$ 2,824,278.71	\$ 466,068.76	\$ 94,948,752.45	\$ 36,775.00
13	\$ 3,290,347.47	\$ 2,810,483.07	\$ 479,864.39	\$ 94,468,888.06	\$ 36,775.00
14	\$ 3,290,347.47	\$ 2,796,279.09	\$ 494,068.38	\$ 93,974,819.68	\$ 36,775.00
15	\$ 3,290,347.47	\$ 2,781,654.66	\$ 508,692.80	\$ 93,466,126.88	\$ 36,775.00
16	\$ 3,290,347.47	\$ 2,766,597.36	\$ 523,750.11	\$ 92,942,376.77	\$ 36,775.00
17	\$ 3,290,347.47	\$ 2,751,094.35	\$ 539,253.11	\$ 92,403,123.66	\$ 36,775.00
18	\$ 3,290,347.47	\$ 2,735,132.46	\$ 555,215.01	\$ 91,847,908.65	\$ 36,775.00
19	\$ 3,290,347.47	\$ 2,718,698.10	\$ 571,649.37	\$ 91,276,259.28	\$ 36,775.00
20	\$ 3,290,347.47	\$ 2,701,777.27	\$ 588,570.19	\$ 90,687,689.09	\$ 36,775.00
21	\$ 3,290,347.47	\$ 2,684,355.60	\$ 605,991.87	\$ 90,081,697.22	\$ 36,775.00
22	\$ 3,290,347.47	\$ 2,666,418.24	\$ 623,929.23	\$ 89,457,767.99	\$ 36,775.00
23	\$ 3,290,347.47	\$ 2,647,949.93	\$ 642,397.53	\$ 88,815,370.46	\$ 36,775.00
24	\$ 3,290,347.47	\$ 2,628,934.97	\$ 661,412.50	\$ 88,153,957.96	\$ 36,775.00
25	\$ 3,290,347.47	\$ 2,609,357.16	\$ 680,990.31	\$ 87,472,967.65	\$ 36,775.00
26	\$ 3,290,347.47	\$ 2,589,199.84	\$ 701,147.62	\$ 86,771,820.03	\$ 36,775.00
27	\$ 3,290,347.47	\$ 2,568,445.87	\$ 721,901.59	\$ 86,049,918.44	\$ 36,775.00
28	\$ 3,290,347.47	\$ 2,547,077.59	\$ 743,269.88	\$ 85,306,648.56	\$ 36,775.00
29	\$ 3,290,347.47	\$ 2,525,076.80	\$ 765,270.67	\$ 84,541,377.89	\$ 36,775.00
30	\$ 3,290,347.47	\$ 2,502,424.79	\$ 787,922.68	\$ 83,753,455.21	\$ 36,775.00
31	\$ 3,290,347.47	\$ 2,479,102.27	\$ 811,245.19	\$ 82,942,210.02	\$ 36,775.00
32	\$ 3,290,347.47	\$ 2,455,089.42	\$ 835,258.05	\$ 82,106,951.97	\$ 36,775.00
33	\$ 3,290,347.47	\$ 2,430,365.78	\$ 859,981.69	\$ 81,246,970.28	\$ 36,775.00
34	\$ 3,290,347.47	\$ 2,404,910.32	\$ 885,437.15	\$ 80,361,533.14	\$ 36,775.00
35	\$ 3,290,347.47	\$ 2,378,701.38	\$ 911,646.08	\$ 79,449,887.05	\$ 36,775.00
36	\$ 3,290,347.47	\$ 2,351,716.66	\$ 938,630.81	\$ 78,511,256.24	\$ 36,775.00
37	\$ 3,290,347.47	\$ 2,323,933.18	\$ 966,414.28	\$ 77,544,841.96	\$ 36,775.00
38	\$ 3,290,347.47	\$ 2,295,327.32	\$ 995,020.14	\$ 76,549,821.82	\$ 36,775.00
39	\$ 3,290,347.47	\$ 2,265,874.73	\$ 1,024,472.74	\$ 75,525,349.08	\$ 36,775.00
40	\$ 3,290,347.47	\$ 2,235,550.33	\$ 1,054,797.13	\$ 74,470,551.95	\$ 36,775.00
41	\$ 3,290,347.47	\$ 2,204,328.34	\$ 1,086,019.13	\$ 73,384,532.82	\$ 36,775.00
42	\$ 3,290,347.47	\$ 2,172,182.17	\$ 1,118,165.29	\$ 72,266,367.53	\$ 36,775.00
43	\$ 3,290,347.47	\$ 2,139,084.48	\$ 1,151,262.99	\$ 71,115,104.54	\$ 36,775.00
44	\$ 3,290,347.47	\$ 2,105,007.09	\$ 1,185,340.37	\$ 69,929,764.17	\$ 36,775.00
45	\$ 3,290,347.47	\$ 2,069,921.02	\$ 1,220,426.45	\$ 68,709,337.72	\$ 36,775.00
46	\$ 3,290,347.47	\$ 2,033,796.40	\$ 1,256,551.07	\$ 67,452,786.65	\$ 36,775.00
47	\$ 3,290,347.47	\$ 1,996,602.48	\$ 1,293,744.98	\$ 66,159,041.67	\$ 36,775.00
48	\$ 3,290,347.47	\$ 1,958,307.63	\$ 1,332,039.83	\$ 64,827,001.84	\$ 36,775.00
49	\$ 3,290,347.47	\$ 1,918,879.25	\$ 1,371,468.21	\$ 63,455,533.63	\$ 36,775.00
50	\$ 3,290,347.47	\$ 1,878,283.80	\$ 1,412,063.67	\$ 62,043,469.96	\$ 36,775.00
51	\$ 3,290,347.47	\$ 1,836,486.71	\$ 1,453,860.75	\$ 60,589,609.21	\$ 36,775.00
52	\$ 3,290,347.47	\$ 1,793,452.43	\$ 1,496,895.03	\$ 59,092,714.17	\$ 36,775.00
53	\$ 3,290,347.47	\$ 1,749,144.34	\$ 1,541,203.13	\$ 57,551,511.05	\$ 36,775.00
54	\$ 3,290,347.47	\$ 1,703,524.73	\$ 1,586,822.74	\$ 55,964,688.31	\$ 36,775.00
55	\$ 3,290,347.47	\$ 1,656,554.77	\$ 1,633,792.69	\$ 54,330,895.62	\$ 36,775.00
56	\$ 3,290,347.47	\$ 1,608,194.51	\$ 1,682,152.96	\$ 52,648,742.66	\$ 36,775.00
57	\$ 3,290,347.47	\$ 1,558,402.78	\$ 1,731,944.68	\$ 50,916,797.98	\$ 36,775.00
58	\$ 3,290,347.47	\$ 1,507,137.22	\$ 1,783,210.25	\$ 49,133,587.73	\$ 36,775.00
59	\$ 3,290,347.47	\$ 1,454,354.20	\$ 1,835,993.27	\$ 47,297,594.47	\$ 36,775.00
60	\$ 3,290,347.47	\$ 1,400,008.80	\$ 1,890,338.67	\$ 45,407,255.80	\$ 36,775.00
61	\$ 3,290,347.47	\$ 1,344,054.77	\$ 1,946,292.69	\$ 43,460,963.10	\$ 36,775.00
62	\$ 3,290,347.47	\$ 1,286,444.51	\$ 2,003,902.96	\$ 41,457,060.14	\$ 36,775.00
63	\$ 3,290,347.47	\$ 1,227,128.98	\$ 2,063,218.49	\$ 39,393,841.66	\$ 36,775.00
64	\$ 3,290,347.47	\$ 1,166,057.71	\$ 2,124,289.75	\$ 37,269,551.91	\$ 36,775.00
65	\$ 3,290,347.47	\$ 1,103,178.74	\$ 2,187,168.73	\$ 35,082,383.18	\$ 36,775.00
66	\$ 3,290,347.47	\$ 1,038,438.54	\$ 2,251,908.92	\$ 32,830,474.25	\$ 36,775.00
67	\$ 3,290,347.47	\$ 971,782.04	\$ 2,318,565.43	\$ 30,511,908.83	\$ 36,775.00
68	\$ 3,290,347.47	\$ 903,152.50	\$ 2,387,194.96	\$ 28,124,713.86	\$ 36,775.00
69	\$ 3,290,347.47	\$ 832,491.53	\$ 2,457,855.94	\$ 25,666,857.93	\$ 36,775.00
70	\$ 3,290,347.47	\$ 759,738.99	\$ 2,530,608.47	\$ 23,136,249.46	\$ 36,775.00
71	\$ 3,290,347.47	\$ 684,832.98	\$ 2,605,514.48	\$ 20,530,734.98	\$ 36,775.00
72	\$ 3,290,347.47	\$ 607,709.76	\$ 2,682,637.71	\$ 17,848,097.27	\$ 36,775.00
73	\$ 3,290,347.47	\$ 528,303.68	\$ 2,762,043.79	\$ 15,086,053.48	\$ 36,775.00
74	\$ 3,290,347.47	\$ 446,547.18	\$ 2,843,800.28	\$ 12,242,253.20	\$ 36,775.00
75	\$ 3,290,347.47	\$ 362,370.69	\$ 2,927,976.77	\$ 9,314,276.43	\$ 36,775.00
76	\$ 3,290,347.47	\$ 275,702.58	\$ 3,014,644.88	\$ 6,299,631.54	\$ 36,775.00
77	\$ 3,290,347.47	\$ 186,469.09	\$ 3,103,878.37	\$ 3,195,753.17	\$ 36,775.00
78	\$ 3,290,347.47	\$ 94,594.29	\$ 3,195,753.17	\$ 0.00	\$ 36,775.00

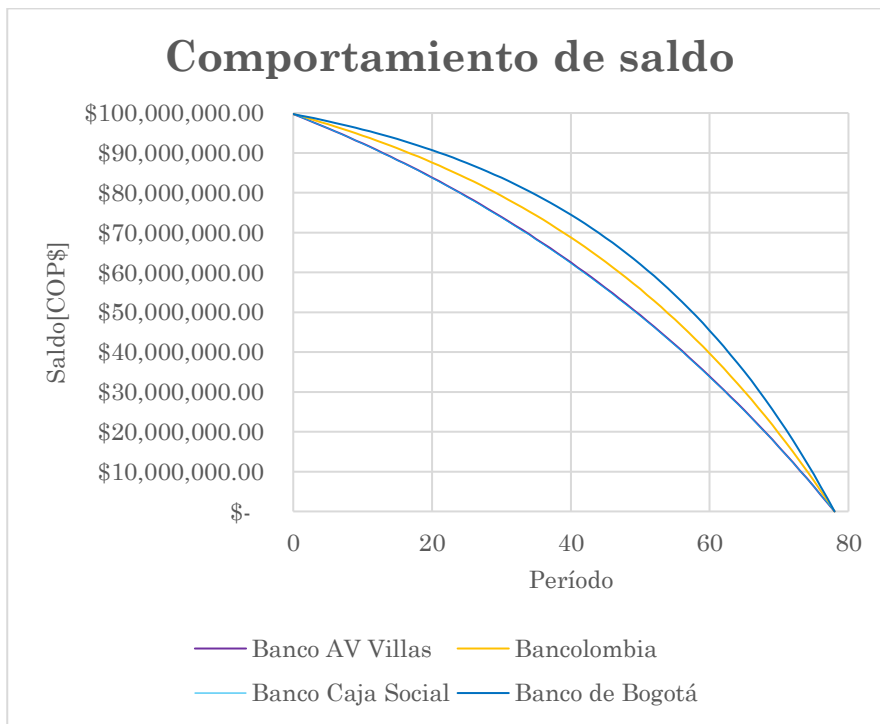
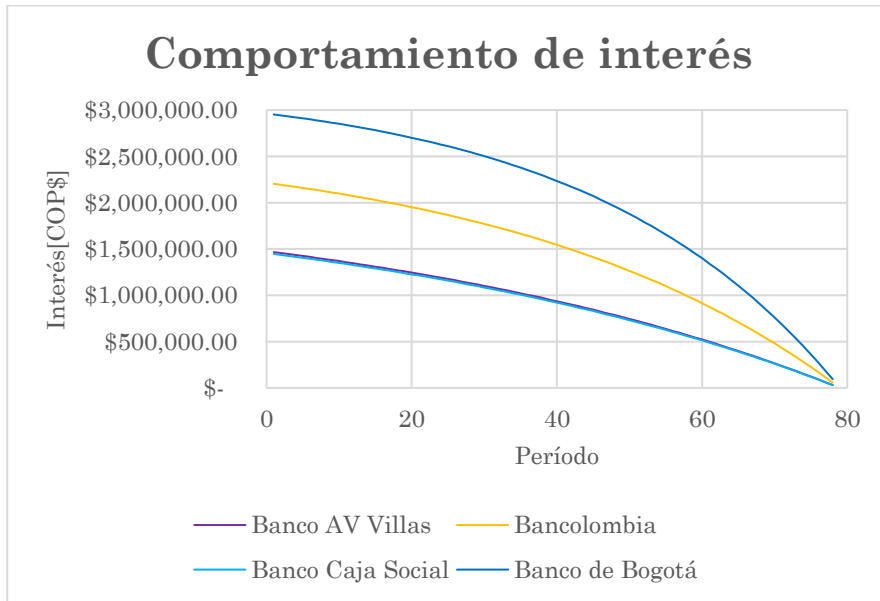
Apéndice P *Comportamiento de interés en las diferentes entidades bancarias*

Nro	Banco AV villas	Bancolombia	Banco caja social	Banco de bogotá
0				
1	\$ 1,466,130.23	\$ 2,204,182.18	\$ 1,446,182.88	\$ 2,952,207.80
2	\$ 1,455,970.43	\$ 2,193,360.90	\$ 1,436,070.63	\$ 2,942,198.87
3	\$ 1,445,661.29	\$ 2,182,300.46	\$ 1,425,811.76	\$ 2,931,893.67
4	\$ 1,435,200.60	\$ 2,170,995.60	\$ 1,415,404.14	\$ 2,921,283.43
5	\$ 1,424,586.15	\$ 2,159,440.90	\$ 1,404,845.61	\$ 2,910,359.14
6	\$ 1,413,815.66	\$ 2,147,630.83	\$ 1,394,133.97	\$ 2,899,111.49
7	\$ 1,402,886.84	\$ 2,135,559.77	\$ 1,383,267.02	\$ 2,887,530.90
8	\$ 1,391,797.37	\$ 2,123,221.93	\$ 1,372,242.50	\$ 2,875,607.53
9	\$ 1,380,544.88	\$ 2,110,611.43	\$ 1,361,058.12	\$ 2,863,331.23
10	\$ 1,369,126.98	\$ 2,097,722.24	\$ 1,349,711.57	\$ 2,850,691.55
11	\$ 1,357,541.24	\$ 2,084,548.19	\$ 1,338,200.49	\$ 2,837,677.73
12	\$ 1,345,785.19	\$ 2,071,083.00	\$ 1,326,522.51	\$ 2,824,278.71
13	\$ 1,333,856.33	\$ 2,057,320.23	\$ 1,314,675.19	\$ 2,810,483.07
14	\$ 1,321,752.11	\$ 2,043,253.30	\$ 1,302,656.09	\$ 2,796,279.09
15	\$ 1,309,469.96	\$ 2,028,875.50	\$ 1,290,462.70	\$ 2,781,654.66
16	\$ 1,297,007.26	\$ 2,014,179.94	\$ 1,278,092.52	\$ 2,766,597.36
17	\$ 1,284,361.36	\$ 1,999,159.61	\$ 1,265,542.97	\$ 2,751,094.35
18	\$ 1,271,529.56	\$ 1,983,807.33	\$ 1,252,811.45	\$ 2,735,132.46
19	\$ 1,258,509.14	\$ 1,968,115.77	\$ 1,239,895.32	\$ 2,718,698.10
20	\$ 1,245,297.32	\$ 1,952,077.42	\$ 1,226,791.91	\$ 2,701,777.27
21	\$ 1,231,891.28	\$ 1,935,684.62	\$ 1,213,498.50	\$ 2,684,355.60
22	\$ 1,218,288.18	\$ 1,918,929.55	\$ 1,200,012.33	\$ 2,666,418.24
23	\$ 1,204,485.11	\$ 1,901,804.18	\$ 1,186,330.61	\$ 2,647,949.93
24	\$ 1,190,479.13	\$ 1,884,300.35	\$ 1,172,450.51	\$ 2,628,934.97
25	\$ 1,176,267.27	\$ 1,866,409.68	\$ 1,158,369.15	\$ 2,609,357.16
26	\$ 1,161,846.49	\$ 1,848,123.63	\$ 1,144,083.61	\$ 2,589,199.84
27	\$ 1,147,213.72	\$ 1,829,433.46	\$ 1,129,590.93	\$ 2,568,445.87
28	\$ 1,132,365.86	\$ 1,810,330.23	\$ 1,114,888.10	\$ 2,547,077.59
29	\$ 1,117,299.73	\$ 1,790,804.82	\$ 1,099,972.09	\$ 2,525,076.80
30	\$ 1,102,012.13	\$ 1,770,847.90	\$ 1,084,839.79	\$ 2,502,424.79
31	\$ 1,086,499.80	\$ 1,750,449.94	\$ 1,069,488.07	\$ 2,479,102.27
32	\$ 1,070,759.44	\$ 1,729,601.17	\$ 1,053,913.75	\$ 2,455,089.42
33	\$ 1,054,787.70	\$ 1,708,291.65	\$ 1,038,113.61	\$ 2,430,365.78
34	\$ 1,038,581.17	\$ 1,686,511.19	\$ 1,022,084.36	\$ 2,404,910.32
35	\$ 1,022,136.40	\$ 1,664,249.38	\$ 1,005,822.69	\$ 2,378,701.38
36	\$ 1,005,449.90	\$ 1,641,495.59	\$ 989,325.23	\$ 2,351,716.66
37	\$ 988,518.11	\$ 1,618,238.94	\$ 972,588.55	\$ 2,323,933.18
38	\$ 971,337.42	\$ 1,594,468.31	\$ 955,609.19	\$ 2,295,327.32
39	\$ 953,904.17	\$ 1,570,172.35	\$ 938,383.63	\$ 2,265,874.73
40	\$ 936,214.65	\$ 1,545,339.46	\$ 920,908.30	\$ 2,235,550.33
41	\$ 918,265.10	\$ 1,519,957.75	\$ 903,179.57	\$ 2,204,328.34
42	\$ 900,051.69	\$ 1,494,015.11	\$ 885,193.78	\$ 2,172,182.17
43	\$ 881,570.55	\$ 1,467,499.14	\$ 866,947.20	\$ 2,139,084.48
44	\$ 862,817.73	\$ 1,440,397.17	\$ 848,436.04	\$ 2,105,007.09
45	\$ 843,789.24	\$ 1,412,696.24	\$ 829,656.47	\$ 2,069,921.02
46	\$ 824,481.03	\$ 1,384,383.12	\$ 810,604.59	\$ 2,033,796.40
47	\$ 804,889.00	\$ 1,355,444.28	\$ 791,276.47	\$ 1,996,602.48
48	\$ 785,008.96	\$ 1,325,865.89	\$ 771,668.08	\$ 1,958,307.63
49	\$ 764,836.68	\$ 1,295,633.82	\$ 751,775.37	\$ 1,918,879.25
50	\$ 744,367.88	\$ 1,264,733.62	\$ 731,594.22	\$ 1,878,283.80
51	\$ 723,598.18	\$ 1,233,150.53	\$ 711,120.44	\$ 1,836,486.71
52	\$ 702,523.16	\$ 1,200,869.45	\$ 690,349.80	\$ 1,793,452.43
53	\$ 681,138.35	\$ 1,167,874.96	\$ 669,277.97	\$ 1,749,144.34
54	\$ 659,439.17	\$ 1,134,151.29	\$ 647,900.61	\$ 1,703,524.73
55	\$ 637,421.02	\$ 1,099,682.33	\$ 626,213.28	\$ 1,656,554.77
56	\$ 615,079.20	\$ 1,064,451.60	\$ 604,211.47	\$ 1,608,194.51
57	\$ 592,408.96	\$ 1,028,442.28	\$ 581,890.65	\$ 1,558,402.78
58	\$ 569,405.46	\$ 991,637.14	\$ 559,246.17	\$ 1,507,137.22
59	\$ 546,063.82	\$ 954,018.62	\$ 536,273.34	\$ 1,454,354.20
60	\$ 522,379.05	\$ 915,568.72	\$ 512,967.41	\$ 1,400,008.80
61	\$ 498,346.11	\$ 876,269.09	\$ 489,323.55	\$ 1,344,054.77
62	\$ 473,959.89	\$ 836,100.93	\$ 465,336.84	\$ 1,286,444.51
63	\$ 449,215.20	\$ 795,045.05	\$ 441,002.33	\$ 1,227,128.98
64	\$ 424,106.75	\$ 753,081.84	\$ 416,314.97	\$ 1,166,057.71
65	\$ 398,629.22	\$ 710,191.25	\$ 391,269.65	\$ 1,103,178.74
66	\$ 372,777.16	\$ 666,352.77	\$ 365,861.16	\$ 1,038,438.54
67	\$ 346,545.08	\$ 621,545.46	\$ 340,084.25	\$ 971,782.04
68	\$ 319,927.38	\$ 575,747.90	\$ 313,933.58	\$ 903,152.50
69	\$ 292,918.41	\$ 528,938.23	\$ 287,403.73	\$ 832,491.53
70	\$ 265,512.40	\$ 481,094.06	\$ 260,489.19	\$ 759,738.99
71	\$ 237,703.53	\$ 432,192.53	\$ 233,184.38	\$ 684,832.98
72	\$ 209,485.86	\$ 382,210.28	\$ 205,483.66	\$ 607,709.76
73	\$ 180,853.39	\$ 331,123.42	\$ 177,381.28	\$ 528,303.68
74	\$ 151,800.03	\$ 278,907.54	\$ 148,871.42	\$ 446,547.18
75	\$ 122,319.59	\$ 225,537.69	\$ 119,948.16	\$ 362,370.69
76	\$ 92,405.78	\$ 170,988.37	\$ 90,605.51	\$ 275,702.58
77	\$ 62,052.23	\$ 115,233.50	\$ 60,837.40	\$ 186,469.09
78	\$ 31,252.50	\$ 58,246.46	\$ 30,637.65	\$ 94,594.29

Apéndice Q *Comportamiento de Saldo en las diferentes entidades bancarias*

Nro	Banco AV villas	Bancolombia	Banco caja social	Banco de bogotá
0	\$ 99,736,750.00	\$ 99,736,750.00	\$ 99,736,750.00	\$ 99,736,750.00
1	\$ 99,045,607.63	\$ 99,247,099.32	\$ 99,039,353.98	\$ 99,398,610.33
2	\$ 98,344,305.47	\$ 98,746,627.37	\$ 98,331,845.71	\$ 99,050,461.74
3	\$ 97,632,694.17	\$ 98,235,094.98	\$ 97,614,078.58	\$ 98,692,007.94
4	\$ 96,910,622.18	\$ 97,712,257.73	\$ 96,885,903.82	\$ 98,322,943.91
5	\$ 96,177,935.73	\$ 97,177,865.78	\$ 96,147,170.53	\$ 97,942,955.58
6	\$ 95,434,478.79	\$ 96,631,663.76	\$ 95,397,725.60	\$ 97,551,719.60
7	\$ 94,680,093.04	\$ 96,073,390.68	\$ 94,637,413.73	\$ 97,148,903.04
8	\$ 93,914,617.81	\$ 95,502,779.76	\$ 93,866,077.33	\$ 96,734,163.10
9	\$ 93,137,890.10	\$ 94,919,558.34	\$ 93,083,556.55	\$ 96,307,146.86
10	\$ 92,349,744.49	\$ 94,323,447.73	\$ 92,289,689.22	\$ 95,867,490.94
11	\$ 91,550,013.14	\$ 93,714,163.07	\$ 91,484,310.82	\$ 95,414,821.21
12	\$ 90,738,525.74	\$ 93,091,413.23	\$ 90,667,254.43	\$ 94,948,752.45
13	\$ 89,915,109.48	\$ 92,454,900.61	\$ 89,838,350.72	\$ 94,468,888.06
14	\$ 89,079,588.99	\$ 91,804,321.06	\$ 88,997,427.91	\$ 93,974,819.68
15	\$ 88,231,786.36	\$ 91,139,363.70	\$ 88,144,311.71	\$ 93,466,126.88
16	\$ 87,371,521.02	\$ 90,459,710.79	\$ 87,278,825.34	\$ 92,942,376.77
17	\$ 86,498,609.79	\$ 89,765,037.55	\$ 86,400,789.41	\$ 92,403,123.66
18	\$ 85,612,866.76	\$ 89,055,012.03	\$ 85,510,021.96	\$ 91,847,908.65
19	\$ 84,714,103.31	\$ 88,329,294.94	\$ 84,606,338.38	\$ 91,276,259.28
20	\$ 83,802,128.03	\$ 87,587,539.51	\$ 83,689,551.39	\$ 90,687,689.09
21	\$ 82,876,746.72	\$ 86,829,391.28	\$ 82,759,470.98	\$ 90,081,697.22
22	\$ 81,937,762.31	\$ 86,054,487.98	\$ 81,815,904.41	\$ 89,457,767.99
23	\$ 80,984,974.82	\$ 85,262,459.31	\$ 80,858,656.13	\$ 88,815,370.46
24	\$ 80,018,181.35	\$ 84,452,926.81	\$ 79,887,527.75	\$ 88,153,957.96
25	\$ 79,037,176.03	\$ 83,625,503.64	\$ 78,902,318.00	\$ 87,472,967.65
26	\$ 78,041,749.92	\$ 82,779,794.42	\$ 77,902,822.72	\$ 86,771,820.03
27	\$ 77,031,691.05	\$ 81,915,395.03	\$ 76,888,834.75	\$ 86,049,918.44
28	\$ 76,006,784.32	\$ 81,031,892.41	\$ 75,860,143.95	\$ 85,306,648.56
29	\$ 74,966,811.45	\$ 80,128,864.38	\$ 74,816,537.14	\$ 84,541,377.89
30	\$ 73,911,550.99	\$ 79,205,879.43	\$ 73,757,798.03	\$ 83,753,455.21
31	\$ 72,840,778.19	\$ 78,262,496.52	\$ 72,683,707.21	\$ 82,942,210.02
32	\$ 71,754,265.04	\$ 77,298,264.84	\$ 71,594,042.06	\$ 82,106,951.97
33	\$ 70,651,780.14	\$ 76,312,723.64	\$ 70,488,576.78	\$ 81,246,970.28
34	\$ 69,533,088.72	\$ 75,305,401.98	\$ 69,367,082.24	\$ 80,361,533.14
35	\$ 68,397,952.53	\$ 74,275,818.51	\$ 68,229,326.04	\$ 79,449,887.05
36	\$ 67,246,129.84	\$ 73,223,481.25	\$ 67,075,072.37	\$ 78,511,256.24
37	\$ 66,077,375.35	\$ 72,147,887.34	\$ 65,904,082.02	\$ 77,544,841.96
38	\$ 64,891,440.18	\$ 71,048,522.80	\$ 64,716,112.31	\$ 76,549,821.82
39	\$ 63,688,071.75	\$ 69,924,862.30	\$ 63,510,917.04	\$ 75,525,349.08
40	\$ 62,467,013.81	\$ 68,776,368.91	\$ 62,288,246.44	\$ 74,470,551.95
41	\$ 61,228,006.32	\$ 67,602,493.81	\$ 61,047,847.12	\$ 73,384,532.82
42	\$ 59,970,785.42	\$ 66,402,676.07	\$ 59,789,462.00	\$ 72,266,367.53
43	\$ 58,695,083.38	\$ 65,176,342.36	\$ 58,512,830.30	\$ 71,115,104.54
44	\$ 57,400,628.51	\$ 63,922,906.68	\$ 57,217,687.45	\$ 69,929,764.17
45	\$ 56,087,145.15	\$ 62,641,770.06	\$ 55,903,765.02	\$ 68,709,337.72
46	\$ 54,754,353.59	\$ 61,332,320.33	\$ 54,570,790.71	\$ 67,452,786.65
47	\$ 53,401,970.00	\$ 59,993,931.76	\$ 53,218,488.28	\$ 66,159,041.67
48	\$ 52,029,706.36	\$ 58,625,964.80	\$ 51,846,577.46	\$ 64,827,001.84
49	\$ 50,637,270.45	\$ 57,227,765.77	\$ 50,454,773.94	\$ 63,455,533.63
50	\$ 49,224,365.74	\$ 55,798,666.54	\$ 49,042,789.26	\$ 62,043,469.96
51	\$ 47,790,691.32	\$ 54,337,984.22	\$ 47,610,330.81	\$ 60,589,609.21
52	\$ 46,335,941.89	\$ 52,845,020.82	\$ 46,157,101.71	\$ 59,092,714.17
53	\$ 44,859,807.64	\$ 51,319,062.93	\$ 44,682,800.78	\$ 57,551,511.05
54	\$ 43,361,974.22	\$ 49,759,381.37	\$ 43,187,122.50	\$ 55,964,688.31
55	\$ 41,842,122.65	\$ 48,165,230.85	\$ 41,669,756.88	\$ 54,330,895.62
56	\$ 40,299,929.26	\$ 46,535,849.60	\$ 40,130,389.45	\$ 52,648,742.66
57	\$ 38,735,065.62	\$ 44,870,459.03	\$ 38,568,701.20	\$ 50,916,797.98
58	\$ 37,147,198.50	\$ 43,168,263.32	\$ 36,984,368.47	\$ 49,133,587.73
59	\$ 35,535,989.72	\$ 41,428,449.09	\$ 35,377,062.92	\$ 47,297,594.47
60	\$ 33,901,096.18	\$ 39,650,184.96	\$ 33,746,451.43	\$ 45,407,255.80
61	\$ 32,242,169.70	\$ 37,832,621.20	\$ 32,092,196.08	\$ 43,460,963.10
62	\$ 30,558,857.00	\$ 35,974,889.28	\$ 30,413,954.03	\$ 41,457,060.14
63	\$ 28,850,799.60	\$ 34,076,101.48	\$ 28,711,377.46	\$ 39,393,841.66
64	\$ 27,117,633.76	\$ 32,135,350.47	\$ 26,984,113.54	\$ 37,269,551.91
65	\$ 25,358,990.39	\$ 30,151,708.86	\$ 25,231,804.29	\$ 35,082,383.18
66	\$ 23,574,494.95	\$ 28,124,228.78	\$ 23,454,086.55	\$ 32,830,474.25
67	\$ 21,763,767.43	\$ 26,051,941.38	\$ 21,650,591.91	\$ 30,511,908.83
68	\$ 19,926,422.22	\$ 23,933,856.44	\$ 19,820,946.59	\$ 28,124,713.86
69	\$ 18,062,068.03	\$ 21,768,961.81	\$ 17,964,771.42	\$ 25,666,857.93
70	\$ 16,170,307.84	\$ 19,556,223.02	\$ 16,081,681.71	\$ 23,136,249.46
71	\$ 14,250,738.77	\$ 17,294,582.70	\$ 14,171,287.20	\$ 20,530,734.98
72	\$ 12,302,952.04	\$ 14,982,960.12	\$ 12,233,191.96	\$ 17,848,097.27
73	\$ 10,326,532.84	\$ 12,620,250.69	\$ 10,266,994.35	\$ 15,086,053.48
74	\$ 8,321,060.28	\$ 10,205,325.38	\$ 8,272,286.87	\$ 12,242,253.20
75	\$ 6,286,107.27	\$ 7,737,030.22	\$ 6,248,656.13	\$ 9,314,276.43
76	\$ 4,221,240.46	\$ 5,214,185.74	\$ 4,195,682.75	\$ 6,299,631.54
77	\$ 2,126,020.10	\$ 2,635,586.39	\$ 2,112,941.25	\$ 3,195,753.17
78	-\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00

Apéndice R *Comportamiento de interés y saldo*



Apéndice S Valor presente ingresos VPI

Mes	Produccion energia	Ingresos totales	Ingresos Presente
0			
1	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 2,148,891.67
2	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 1,247,668.49
3	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 1,612,163.06
4	\$ 367,504.25	\$ 367,504.25	\$ 346,664.87
5	\$ 1,662,345.86	\$ 1,662,345.86	\$ 1,545,363.75
6	\$ 291,335.64	\$ 291,335.64	\$ 266,909.98
7	\$ 608,115.98	\$ 608,115.98	\$ 549,059.59
8	\$ 1,076,323.33	\$ 1,076,323.33	\$ 957,718.09
9	\$ 5,105,638.84	\$ 5,105,638.84	\$ 4,477,204.11
10	\$ 3,126,040.99	\$ 3,126,040.99	\$ 2,701,552.05
11	\$ 1,385,027.56	\$ 1,385,027.56	\$ 1,179,611.38
12	\$ 1,431,581.02	\$ 1,431,581.02	\$ 1,201,595.62
13	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 1,803,669.35
14	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 1,047,228.88
15	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 1,353,166.91
16	\$ 367,504.25	\$ 367,504.25	\$ 290,972.70
17	\$ 1,662,345.86	\$ 1,662,345.86	\$ 1,297,099.00
18	\$ 291,335.64	\$ 291,335.64	\$ 224,030.54
19	\$ 608,115.98	\$ 608,115.98	\$ 460,852.44
20	\$ 1,076,323.33	\$ 1,076,323.33	\$ 803,859.40
21	\$ 5,105,638.84	\$ 5,105,638.84	\$ 3,757,935.30
22	\$ 3,126,040.99	\$ 3,126,040.99	\$ 2,267,544.10
23	\$ 1,385,027.56	\$ 1,385,027.56	\$ 990,105.24
24	\$ 1,431,581.02	\$ 1,431,581.02	\$ 1,008,557.68
25	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 1,513,907.46
26	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 878,990.17
27	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 1,135,778.84
28	\$ 367,504.25	\$ 367,504.25	\$ 244,227.54
29	\$ 1,662,345.86	\$ 1,662,345.86	\$ 1,088,718.31
30	\$ 291,335.64	\$ 291,335.64	\$ 188,039.73
31	\$ 608,115.98	\$ 608,115.98	\$ 386,815.88
32	\$ 1,076,323.33	\$ 1,076,323.33	\$ 674,718.31
33	\$ 5,105,638.84	\$ 5,105,638.84	\$ 3,154,217.98
34	\$ 3,126,040.99	\$ 3,126,040.99	\$ 1,903,260.12
35	\$ 1,385,027.56	\$ 1,385,027.56	\$ 831,043.51
36	\$ 1,431,581.02	\$ 1,431,581.02	\$ 846,531.54
37	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 1,270,696.21
38	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 737,779.22
39	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 953,314.45
40	\$ 367,504.25	\$ 367,504.25	\$ 204,992.06
41	\$ 1,662,345.86	\$ 1,662,345.86	\$ 913,814.26
42	\$ 291,335.64	\$ 291,335.64	\$ 157,830.90
43	\$ 608,115.98	\$ 608,115.98	\$ 324,673.39
44	\$ 1,076,323.33	\$ 1,076,323.33	\$ 566,323.92
45	\$ 5,105,638.84	\$ 5,105,638.84	\$ 2,647,488.65
46	\$ 3,126,040.99	\$ 3,126,040.99	\$ 1,597,498.84
47	\$ 1,385,027.56	\$ 1,385,027.56	\$ 697,535.26
48	\$ 1,431,581.02	\$ 1,431,581.02	\$ 710,535.12
49	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 1,066,557.17
50	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 619,254.01
51	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 800,163.21
52	\$ 367,504.25	\$ 367,504.25	\$ 172,059.82
53	\$ 1,662,345.86	\$ 1,662,345.86	\$ 767,008.78
54	\$ 291,335.64	\$ 291,335.64	\$ 132,475.15
55	\$ 608,115.98	\$ 608,115.98	\$ 272,514.18
56	\$ 1,076,323.33	\$ 1,076,323.33	\$ 475,343.22
57	\$ 5,105,638.84	\$ 5,105,638.84	\$ 2,222,166.07
58	\$ 3,126,040.99	\$ 3,126,040.99	\$ 1,340,858.52
59	\$ 1,385,027.56	\$ 1,385,027.56	\$ 585,475.29
60	\$ 1,431,581.02	\$ 1,431,581.02	\$ 596,386.71
61	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 895,213.33
62	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 519,770.02
63	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 671,615.93
64	\$ 367,504.25	\$ 367,504.25	\$ 144,418.18
65	\$ 1,662,345.86	\$ 1,662,345.86	\$ 643,787.80
66	\$ 291,335.64	\$ 291,335.64	\$ 111,192.84
67	\$ 608,115.98	\$ 608,115.98	\$ 228,734.41
68	\$ 1,076,323.33	\$ 1,076,323.33	\$ 398,978.70
69	\$ 5,105,638.84	\$ 5,105,638.84	\$ 1,865,172.12
70	\$ 3,126,040.99	\$ 3,126,040.99	\$ 1,125,447.81
71	\$ 1,385,027.56	\$ 1,385,027.56	\$ 491,417.90
72	\$ 1,431,581.02	\$ 1,431,581.02	\$ 500,576.39
73	\$ 2,180,482.75	\$ 2,180,482.75	\$ 751,396.12
74	\$ 1,284,622.35	\$ 1,284,622.35	\$ 436,268.28
75	\$ 1,684,315.19	\$ 1,684,315.19	\$ 563,719.93

76	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	121,217.20
77	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	540,362.43
78	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	93,329.56
79	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	191,987.92
80	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	334,882.24
81	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	1,565,529.73
82	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	944,643.12
83	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	412,470.96
84	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	420,158.12
85	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	630,683.33
86	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	366,181.20
87	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	473,157.57
88	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	101,743.50
89	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	453,552.48
90	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	78,336.05
91	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	161,144.81
92	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	281,082.96
93	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	1,314,025.29
94	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	792,884.94
95	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	346,206.95
96	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	352,659.16
97	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	529,363.21
98	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	307,353.70
99	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	397,144.18
100	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	85,398.27
101	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	380,688.67
102	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	65,751.26
103	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	135,256.68
104	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	235,926.61
105	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	1,102,925.37
106	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	665,506.92
107	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	290,588.34
108	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	296,003.99
109	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	444,320.30
110	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	257,976.92
111	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	333,342.43
112	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	71,678.92
113	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	319,530.53
114	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	55,188.23
115	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	113,527.51
116	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	198,024.68
117	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	925,738.94
118	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	558,592.34
119	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	243,904.94
120	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	248,450.56
121	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	372,939.65
122	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	216,532.58
123	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	279,790.53
124	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	60,163.61
125	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	268,197.52
126	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	46,322.17
127	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	95,289.17
128	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	166,211.75
129	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	777,017.74
130	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	468,853.74
131	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	204,721.28
132	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	208,536.64
133	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	313,026.40
134	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	181,746.33
135	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	234,841.81
136	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	50,498.24
137	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	225,111.23
138	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	38,880.45
139	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	79,980.83
140	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	139,509.61
141	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	652,188.81
142	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	393,531.76
143	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	171,832.54
144	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	175,034.95
145	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	262,738.29
146	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	152,548.54
147	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	197,114.16
148	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	42,385.63
149	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	188,946.81
150	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	32,634.25

151	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	67,131.81
152	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	117,097.21
153	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	547,413.80
154	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	330,310.36
155	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	144,227.41
156	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	146,915.35
157	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	220,529.03
158	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	128,041.41
159	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	165,447.50
160	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	35,576.33
161	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	158,592.26
162	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	27,391.52
163	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	56,346.99
164	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	98,285.39
165	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	459,471.05
166	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	277,245.56
167	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	121,057.08
168	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	123,313.21
169	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	185,100.75
170	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	107,471.39
171	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	138,868.14
172	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	29,860.94
173	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	133,114.20
174	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	22,991.03
175	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	47,294.77
176	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	82,495.71
177	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	385,656.41
178	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	232,705.69
179	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	101,609.10
180	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	103,502.78
181	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	155,364.07
182	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	90,205.97
183	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	116,558.79
184	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	25,063.74
185	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	111,729.22
186	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	19,297.49
187	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	39,696.80
188	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	69,242.66
189	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	323,700.19
190	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	195,321.21
191	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	85,285.46
192	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	86,874.92
193	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	130,404.62
194	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	75,714.26
195	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	97,833.46
196	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	21,037.22
197	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	93,779.78
198	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	16,197.32
199	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	33,319.46
200	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	58,118.74
201	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	271,697.32
202	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	163,942.60
203	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	71,584.24
204	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	72,918.35
205	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	109,454.95
206	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	63,550.66
207	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	82,116.39
208	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	17,657.56
209	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	78,713.93
210	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	13,595.20
211	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	27,966.64
212	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	48,781.88
213	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	228,048.79
214	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	137,605.00
215	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	60,084.14
216	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	61,203.92
217	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	91,870.86
218	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	53,341.16
219	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	68,924.28
220	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	14,820.85
221	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	66,068.43
222	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	11,411.12
223	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	23,473.77
224	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	40,945.01
225	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	191,412.44

226	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	115,498.57
227	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	50,431.54
228	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	51,371.43
229	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	77,111.69
230	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	44,771.83
231	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	57,851.50
232	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	12,439.86
233	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	55,454.45
234	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	9,577.90
235	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	19,702.67
236	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	34,367.14
237	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	160,661.78
238	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	96,943.57
239	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	42,329.65
240	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	43,118.54
241	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	64,723.59
242	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	37,579.18
243	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	48,557.58
244	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	10,441.38
245	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	46,545.62
246	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	8,039.20
247	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	16,537.41
248	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	28,846.01
249	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	134,851.25
250	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	81,369.46
251	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	35,529.33
252	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	36,191.49
253	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	54,325.66
254	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	31,542.03
255	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	40,756.74
256	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	8,763.96
257	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	39,068.00
258	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	6,747.69
259	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	13,880.66
260	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	24,211.86
261	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	113,187.22
262	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	68,297.35
263	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	29,821.50
264	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	30,377.28
265	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	45,598.17
266	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	26,474.76
267	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	34,209.12
268	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	7,356.02
269	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	32,791.68
270	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	5,663.67
271	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	11,650.71
272	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	20,322.19
273	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	95,003.54
274	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	57,325.29
275	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	25,030.63
276	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	25,497.13
277	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	38,272.76
278	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	22,221.56
279	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	28,713.38
280	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	6,174.26
281	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	27,523.65
282	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	4,753.79
283	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	9,779.01
284	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	17,057.41
285	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	79,741.09
286	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	48,115.90
287	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	21,009.43
288	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	21,400.98
289	\$	2,180,482.75	\$	2,180,482.75	\$	32,124.19
290	\$	1,284,622.35	\$	1,284,622.35	\$	18,651.64
291	\$	1,684,315.19	\$	1,684,315.19	\$	24,100.53
292	\$	367,504.25	\$	367,504.25	\$	5,182.36
293	\$	1,662,345.86	\$	1,662,345.86	\$	23,101.94
294	\$	291,335.64	\$	291,335.64	\$	3,990.09
295	\$	608,115.98	\$	608,115.98	\$	8,208.00
296	\$	1,076,323.33	\$	1,076,323.33	\$	14,317.11
297	\$	5,105,638.84	\$	5,105,638.84	\$	66,930.58
298	\$	3,126,040.99	\$	3,126,040.99	\$	40,386.02
299	\$	1,385,027.56	\$	1,385,027.56	\$	17,634.24
300	\$	1,431,581.02	\$	1,431,581.02	\$	17,962.88
				VPI	\$	112,078,776.12

Apéndice T *Valor presente egresos VPE*

Mes	Cuota inversión inicial	Egresos de O&M	Egresos totales	Egresos Presente
0	\$ 99,736,750.00		\$ 99,736,750.00	\$ 99,736,750.00
12	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 1,925,419.88
24	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 1,616,098.61
36	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 1,356,470.21
48	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 1,138,551.46
60	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 955,641.65
72	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 802,116.54
84	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 673,255.45
96	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 565,096.06
108	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 474,312.63
120	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 398,113.67
132	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 334,156.18
144	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 280,473.54
156	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 235,415.09
168	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 197,595.34
180	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 165,851.39
192	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 139,207.14
204	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 116,843.33
216	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 98,072.29
228	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 82,316.85
240	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 69,092.54
252	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 57,992.73
264	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 48,676.12
276	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 40,856.24
288	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 2,293,945.25	\$ 34,292.63
300	\$ -	\$ -	\$ 2,293,945.25	\$ 28,783.47
			VPE	\$ 111,571,451.04

Apéndice U *Tiempo retorno inversión TRI*

Mes	Ingreos totales	Egresos totales	Diferencia	Diferencia presente	Saldo
0		\$ 99,736,750.00	-\$ 99,736,750.00	-\$ 99,736,750.00	99,736,750.00
1	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 2,148,891.67	97,587,858.33
2	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 1,247,668.49	96,340,189.84
3	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 1,612,163.06	94,728,026.78
4	\$ 367,504.25	\$ -	\$ 367,504.25	\$ 346,664.87	94,381,361.91
5	\$ 1,662,345.86	\$ -	\$ 1,662,345.86	\$ 1,545,363.75	92,835,998.16
6	\$ 291,335.64	\$ -	\$ 291,335.64	\$ 266,909.98	92,569,088.18
7	\$ 608,115.98	\$ -	\$ 608,115.98	\$ 549,059.59	92,020,028.59
8	\$ 1,076,323.33	\$ -	\$ 1,076,323.33	\$ 957,718.09	91,062,310.50
9	\$ 5,105,638.84	\$ -	\$ 5,105,638.84	\$ 4,477,204.11	86,585,106.39
10	\$ 3,126,040.99	\$ -	\$ 3,126,040.99	\$ 2,701,552.05	83,883,554.34
11	\$ 1,385,027.56	\$ -	\$ 1,385,027.56	\$ 1,179,611.38	82,703,942.97
12	\$ 1,431,581.02	\$ 2,293,945.25	-\$ 862,364.23	-\$ 723,824.26	83,427,767.23
13	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 1,803,669.35	81,624,097.88
14	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 1,047,228.88	80,576,868.99
15	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 1,353,166.91	79,223,702.08
16	\$ 367,504.25	\$ -	\$ 367,504.25	\$ 290,972.70	78,932,729.38
17	\$ 1,662,345.86	\$ -	\$ 1,662,345.86	\$ 1,297,099.00	77,635,630.38
18	\$ 291,335.64	\$ -	\$ 291,335.64	\$ 224,030.54	77,411,599.85
19	\$ 608,115.98	\$ -	\$ 608,115.98	\$ 460,852.44	76,950,747.41
20	\$ 1,076,323.33	\$ -	\$ 1,076,323.33	\$ 803,859.40	76,146,888.01
21	\$ 5,105,638.84	\$ -	\$ 5,105,638.84	\$ 3,757,935.30	72,388,952.72
22	\$ 3,126,040.99	\$ -	\$ 3,126,040.99	\$ 2,267,544.10	70,121,408.61
23	\$ 1,385,027.56	\$ -	\$ 1,385,027.56	\$ 990,105.24	69,131,303.38
24	\$ 1,431,581.02	\$ 2,293,945.25	-\$ 862,364.23	-\$ 607,540.93	69,738,844.31
25	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 1,513,907.46	68,224,936.84
26	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 878,990.17	67,345,946.68
27	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 1,135,778.84	66,210,167.83
28	\$ 367,504.25	\$ -	\$ 367,504.25	\$ 244,227.54	65,965,940.29
29	\$ 1,662,345.86	\$ -	\$ 1,662,345.86	\$ 1,088,718.31	64,877,221.98
30	\$ 291,335.64	\$ -	\$ 291,335.64	\$ 188,039.73	64,689,182.24
31	\$ 608,115.98	\$ -	\$ 608,115.98	\$ 386,815.88	64,302,366.37
32	\$ 1,076,323.33	\$ -	\$ 1,076,323.33	\$ 674,718.31	63,627,648.05
33	\$ 5,105,638.84	\$ -	\$ 5,105,638.84	\$ 3,154,217.98	60,473,430.08
34	\$ 3,126,040.99	\$ -	\$ 3,126,040.99	\$ 1,903,260.12	58,570,169.96
35	\$ 1,385,027.56	\$ -	\$ 1,385,027.56	\$ 831,043.51	57,739,126.45
36	\$ 1,431,581.02	\$ 2,293,945.25	-\$ 862,364.23	-\$ 509,938.67	58,249,065.12
37	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 1,270,696.21	56,978,368.91
38	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 737,779.22	56,240,589.69
39	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 953,314.45	55,287,275.23
40	\$ 367,504.25	\$ -	\$ 367,504.25	\$ 204,992.06	55,082,283.17
41	\$ 1,662,345.86	\$ -	\$ 1,662,345.86	\$ 913,814.26	54,168,468.90
42	\$ 291,335.64	\$ -	\$ 291,335.64	\$ 157,830.90	54,010,638.01
43	\$ 608,115.98	\$ -	\$ 608,115.98	\$ 324,673.39	53,685,964.62
44	\$ 1,076,323.33	\$ -	\$ 1,076,323.33	\$ 566,323.92	53,119,640.70
45	\$ 5,105,638.84	\$ -	\$ 5,105,638.84	\$ 2,647,488.65	50,472,152.05
46	\$ 3,126,040.99	\$ -	\$ 3,126,040.99	\$ 1,597,498.84	48,874,653.21
47	\$ 1,385,027.56	\$ -	\$ 1,385,027.56	\$ 697,535.26	48,177,117.95
48	\$ 1,431,581.02	\$ 2,293,945.25	-\$ 862,364.23	-\$ 428,016.34	48,605,134.29
49	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 1,066,557.17	47,538,577.12
50	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 619,254.01	46,919,323.12
51	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 800,163.21	46,119,159.90
52	\$ 367,504.25	\$ -	\$ 367,504.25	\$ 172,059.82	45,947,100.09
53	\$ 1,662,345.86	\$ -	\$ 1,662,345.86	\$ 767,008.78	45,180,091.30
54	\$ 291,335.64	\$ -	\$ 291,335.64	\$ 132,475.15	45,047,616.15
55	\$ 608,115.98	\$ -	\$ 608,115.98	\$ 272,514.18	44,775,101.97
56	\$ 1,076,323.33	\$ -	\$ 1,076,323.33	\$ 475,343.22	44,299,758.75
57	\$ 5,105,638.84	\$ -	\$ 5,105,638.84	\$ 2,222,166.07	42,077,592.69
58	\$ 3,126,040.99	\$ -	\$ 3,126,040.99	\$ 1,340,858.52	40,736,734.17
59	\$ 1,385,027.56	\$ -	\$ 1,385,027.56	\$ 585,475.29	40,151,258.88
60	\$ 1,431,581.02	\$ 2,293,945.25	-\$ 862,364.23	-\$ 359,254.94	40,510,513.82
61	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 895,213.33	39,615,300.49
62	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 519,770.02	39,095,530.46
63	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 671,615.93	38,423,914.54
64	\$ 367,504.25	\$ -	\$ 367,504.25	\$ 144,418.18	144,418.18
65	\$ 1,662,345.86	\$ -	\$ 1,662,345.86	\$ 643,787.80	788,205.97
66	\$ 291,335.64	\$ -	\$ 291,335.64	\$ 111,192.84	899,398.82
67	\$ 608,115.98	\$ -	\$ 608,115.98	\$ 228,734.41	1,128,133.23
68	\$ 1,076,323.33	\$ -	\$ 1,076,323.33	\$ 398,978.70	1,527,111.93
69	\$ 5,105,638.84	\$ -	\$ 5,105,638.84	\$ 1,865,172.12	3,392,284.05
70	\$ 3,126,040.99	\$ -	\$ 3,126,040.99	\$ 1,125,447.81	4,517,731.86
71	\$ 1,385,027.56	\$ -	\$ 1,385,027.56	\$ 491,417.90	5,009,149.76
72	\$ 1,431,581.02	\$ 2,293,945.25	-\$ 862,364.23	-\$ 301,540.16	4,707,609.60
73	\$ 2,180,482.75	\$ -	\$ 2,180,482.75	\$ 751,396.12	5,459,005.72
74	\$ 1,284,622.35	\$ -	\$ 1,284,622.35	\$ 436,268.28	5,895,274.00
75	\$ 1,684,315.19	\$ -	\$ 1,684,315.19	\$ 563,719.93	6,458,993.93

76	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	121,217.20	\$	6,580,211.13
77	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	540,362.43	\$	7,120,573.56
78	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	93,329.56	\$	7,213,903.13
79	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	191,987.92	\$	7,405,891.05
80	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	334,882.24	\$	7,740,773.29
81	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	1,565,529.73	\$	9,306,303.02
82	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	944,643.12	\$	10,250,946.13
83	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	412,470.96	\$	10,663,417.09
84	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	\$	862,364.23	\$	253,097.33	\$	10,410,319.77
85	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	630,683.33	\$	11,041,003.09
86	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	366,181.20	\$	11,407,184.29
87	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	473,157.57	\$	11,880,341.86
88	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	101,743.50	\$	11,982,085.36
89	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	453,552.48	\$	12,435,637.84
90	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	78,336.05	\$	12,513,973.89
91	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	161,144.81	\$	12,675,118.70
92	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	281,082.96	\$	12,956,201.66
93	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	1,314,025.29	\$	14,270,226.95
94	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	792,884.94	\$	15,063,111.89
95	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	346,206.95	\$	15,409,318.84
96	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	\$	862,364.23	\$	212,436.91	\$	15,196,881.93
97	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	529,363.21	\$	15,726,245.14
98	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	307,353.70	\$	16,033,598.84
99	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	397,144.18	\$	16,430,743.01
100	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	85,398.27	\$	16,516,141.28
101	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	380,688.67	\$	16,896,829.96
102	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	65,751.26	\$	16,962,581.21
103	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	135,256.68	\$	17,097,837.89
104	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	235,926.61	\$	17,333,764.50
105	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	1,102,925.37	\$	18,436,689.87
106	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	665,506.92	\$	19,102,196.79
107	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	290,588.34	\$	19,392,785.13
108	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	\$	862,364.23	\$	178,308.63	\$	19,214,476.49
109	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	444,320.30	\$	19,658,796.80
110	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	257,976.92	\$	19,916,773.71
111	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	333,342.43	\$	20,250,116.15
112	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	71,678.92	\$	20,321,795.07
113	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	319,530.53	\$	20,641,325.60
114	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	55,188.23	\$	20,696,513.83
115	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	113,527.51	\$	20,810,041.34
116	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	198,024.68	\$	21,008,066.03
117	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	925,738.94	\$	21,933,804.97
118	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	558,592.34	\$	22,492,397.31
119	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	243,904.94	\$	22,736,302.24
120	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	\$	862,364.23	\$	149,663.11	\$	22,586,639.13
121	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	372,939.65	\$	22,959,578.79
122	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	216,532.58	\$	23,176,111.37
123	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	279,790.53	\$	23,455,901.89
124	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	60,163.61	\$	23,516,065.50
125	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	268,197.52	\$	23,784,263.02
126	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	46,322.17	\$	23,830,585.19
127	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	95,289.17	\$	23,925,874.36
128	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	166,211.75	\$	24,092,086.11
129	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	777,017.74	\$	24,869,103.85
130	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	468,853.74	\$	25,337,957.59
131	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	204,721.28	\$	25,542,678.87
132	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	\$	862,364.23	\$	125,619.53	\$	25,417,059.34
133	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	313,026.40	\$	25,730,085.74
134	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	181,746.33	\$	25,911,832.07
135	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	234,841.81	\$	26,146,673.88
136	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	50,498.24	\$	26,197,172.12
137	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	225,111.23	\$	26,422,283.36
138	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	38,880.45	\$	26,461,163.80
139	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	79,980.83	\$	26,541,144.64
140	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	139,509.61	\$	26,680,654.25
141	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	652,188.81	\$	27,332,843.06
142	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	393,531.76	\$	27,726,374.82
143	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	171,832.54	\$	27,898,207.35
144	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	\$	862,364.23	\$	105,438.59	\$	27,792,768.76
145	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	262,738.29	\$	28,055,507.06
146	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	152,548.54	\$	28,208,055.60
147	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	197,114.16	\$	28,405,169.75
148	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	42,385.63	\$	28,447,555.39
149	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	188,946.81	\$	28,636,502.20
150	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	32,634.25	\$	28,669,136.45

151	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	67,131.81	\$	28,736,268.26
152	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	117,097.21	\$	28,853,365.47
153	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	547,413.80	\$	29,400,779.27
154	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	330,310.36	\$	29,731,089.63
155	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	144,227.41	\$	29,875,317.04
156	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	88,499.74	\$	29,786,817.30
157	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	220,529.03	\$	30,007,346.33
158	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	128,041.41	\$	30,135,387.75
159	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	165,447.50	\$	30,300,835.25
160	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	35,576.33	\$	30,336,411.58
161	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	158,592.26	\$	30,495,003.83
162	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	27,391.52	\$	30,522,395.35
163	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	56,346.99	\$	30,578,742.34
164	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	98,285.39	\$	30,677,027.73
165	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	459,471.05	\$	31,136,498.77
166	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	277,245.56	\$	31,413,744.33
167	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	121,057.08	\$	31,534,801.41
168	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	74,282.14	\$	31,460,519.28
169	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	185,100.75	\$	31,645,620.03
170	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	107,471.39	\$	31,753,091.42
171	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	138,868.14	\$	31,891,959.56
172	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	29,860.94	\$	31,921,820.50
173	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	133,114.20	\$	32,054,934.70
174	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	22,991.03	\$	32,077,925.73
175	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	47,294.77	\$	32,125,220.50
176	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	82,495.71	\$	32,207,716.21
177	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	385,656.41	\$	32,593,372.62
178	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	232,705.69	\$	32,826,078.31
179	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	101,609.10	\$	32,927,687.41
180	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	62,348.61	\$	32,865,338.80
181	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	155,364.07	\$	33,020,702.86
182	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	90,205.97	\$	33,110,908.83
183	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	116,558.79	\$	33,227,467.62
184	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	25,063.74	\$	33,252,531.36
185	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	111,729.22	\$	33,364,260.59
186	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	19,297.49	\$	33,383,558.08
187	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	39,696.80	\$	33,423,254.88
188	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	69,242.66	\$	33,492,497.55
189	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	323,700.19	\$	33,816,197.74
190	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	195,321.21	\$	34,011,518.95
191	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	85,285.46	\$	34,096,804.41
192	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	52,332.23	\$	34,044,472.19
193	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	130,404.62	\$	34,174,876.81
194	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	75,714.26	\$	34,250,591.07
195	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	97,833.46	\$	34,348,424.53
196	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	21,037.22	\$	34,369,461.75
197	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	93,779.78	\$	34,463,241.53
198	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	16,197.32	\$	34,479,438.85
199	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	33,319.46	\$	34,512,758.31
200	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	58,118.74	\$	34,570,877.05
201	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	271,697.32	\$	34,842,574.37
202	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	163,942.60	\$	35,006,516.97
203	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	71,584.24	\$	35,078,101.21
204	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	43,924.98	\$	35,034,176.22
205	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	109,454.95	\$	35,143,631.17
206	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	63,550.66	\$	35,207,181.83
207	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	82,116.39	\$	35,289,298.22
208	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	17,657.56	\$	35,306,955.78
209	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	78,713.93	\$	35,385,669.71
210	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	13,595.20	\$	35,399,264.91
211	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	27,966.64	\$	35,427,231.56
212	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	48,781.88	\$	35,476,013.44
213	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	228,048.79	\$	35,704,062.23
214	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	137,605.00	\$	35,841,667.22
215	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	60,084.14	\$	35,901,751.36
216	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	36,868.38	\$	35,864,882.98
217	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	91,870.86	\$	35,956,753.85
218	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	53,341.16	\$	36,010,095.01
219	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	68,924.28	\$	36,079,019.29
220	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	14,820.85	\$	36,093,840.14
221	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	66,068.43	\$	36,159,908.57
222	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	11,411.12	\$	36,171,319.69
223	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	23,473.77	\$	36,194,793.45
224	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	40,945.01	\$	36,235,738.46
225	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	191,412.44	\$	36,427,150.91

226	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	115,498.57	-\$	1,881,265.06
227	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	50,431.54	-\$	1,830,833.52
228	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	30,945.42	-\$	1,861,778.94
229	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	77,111.69	-\$	1,784,667.25
230	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	44,771.83	-\$	1,739,895.42
231	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	57,851.50	-\$	1,682,043.92
232	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	12,439.86	-\$	1,669,604.06
233	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	55,454.45	-\$	1,614,149.61
234	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	9,577.90	-\$	1,604,571.70
235	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	19,702.67	-\$	1,584,869.03
236	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	34,367.14	-\$	1,550,501.89
237	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	160,661.78	-\$	1,389,840.11
238	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	96,943.57	-\$	1,292,896.54
239	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	42,329.65	-\$	1,250,566.89
240	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	25,974.00	-\$	1,276,540.89
241	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	64,723.59	-\$	1,211,817.30
242	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	37,579.18	-\$	1,174,238.12
243	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	48,557.58	-\$	1,125,680.54
244	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	10,441.38	-\$	1,115,239.16
245	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	46,545.62	-\$	1,068,693.54
246	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	8,039.20	-\$	1,060,654.34
247	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	16,537.41	-\$	1,044,116.92
248	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	28,846.01	-\$	1,015,270.91
249	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	134,851.25	-\$	880,419.66
250	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	81,369.46	-\$	799,050.20
251	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	35,529.33	-\$	763,520.87
252	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	21,801.24	-\$	785,322.11
253	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	54,325.66	-\$	730,996.45
254	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	31,542.03	-\$	699,454.42
255	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	40,756.74	-\$	658,697.68
256	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	8,763.96	-\$	649,933.72
257	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	39,068.00	-\$	610,865.72
258	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	6,747.69	-\$	604,118.02
259	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	13,880.66	-\$	590,237.37
260	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	24,211.86	-\$	566,025.51
261	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	113,187.22	-\$	452,838.29
262	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	68,297.35	-\$	384,540.94
263	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	29,821.50	-\$	354,719.45
264	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	18,298.84	-\$	373,018.29
265	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	45,598.17	-\$	327,420.12
266	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	26,474.76	-\$	300,945.36
267	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	34,209.12	-\$	266,736.24
268	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	7,356.02	-\$	259,380.22
269	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	32,791.68	-\$	226,588.55
270	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	5,663.67	-\$	220,924.88
271	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	11,650.71	-\$	209,274.17
272	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	20,322.19	-\$	188,951.98
273	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	95,003.54	-\$	93,948.44
274	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	57,325.29	-\$	36,623.15
275	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	25,030.63	-\$	11,592.52
276	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	15,359.11	-\$	26,951.63
277	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	38,272.76	\$	11,321.14
278	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	22,221.56	\$	33,542.70
279	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	28,713.38	\$	62,256.07
280	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	6,174.26	\$	68,430.34
281	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	27,523.65	\$	95,953.98
282	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	4,753.79	\$	100,707.78
283	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	9,779.01	\$	110,486.78
284	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	17,057.41	\$	127,544.19
285	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	79,741.09	\$	207,285.28
286	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	48,115.90	\$	255,401.19
287	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	21,009.43	\$	276,410.62
288	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	12,891.65	\$	263,518.97
289	\$	2,180,482.75	\$	-	\$	2,180,482.75	\$	32,124.19	\$	295,643.16
290	\$	1,284,622.35	\$	-	\$	1,284,622.35	\$	18,651.64	\$	314,294.80
291	\$	1,684,315.19	\$	-	\$	1,684,315.19	\$	24,100.53	\$	338,395.33
292	\$	367,504.25	\$	-	\$	367,504.25	\$	5,182.36	\$	343,577.69
293	\$	1,662,345.86	\$	-	\$	1,662,345.86	\$	23,101.94	\$	366,679.63
294	\$	291,335.64	\$	-	\$	291,335.64	\$	3,990.09	\$	370,669.72
295	\$	608,115.98	\$	-	\$	608,115.98	\$	8,208.00	\$	378,877.71
296	\$	1,076,323.33	\$	-	\$	1,076,323.33	\$	14,317.11	\$	393,194.82
297	\$	5,105,638.84	\$	-	\$	5,105,638.84	\$	66,930.58	\$	460,125.41
298	\$	3,126,040.99	\$	-	\$	3,126,040.99	\$	40,386.02	\$	500,511.42
299	\$	1,385,027.56	\$	-	\$	1,385,027.56	\$	17,634.24	\$	518,145.66
300	\$	1,431,581.02	\$	2,293,945.25	-\$	862,364.23	-\$	10,820.59	\$	507,325.07

Apéndice V *Tasa interna de retorno TIR*

TIR	0,0147	1.47%
Valores por igualar	-\$ 99,736,750.00	\$ 99,736,750.00
Mes	Diferencia	Diferencia presente
0	-\$ 99,736,750.00	
1	\$ 2,180,482.75	\$ 2,148,724.14
2	\$ 1,284,622.35	\$ 1,247,473.97
3	\$ 1,684,315.19	\$ 1,611,786.04
4	\$ 367,504.25	\$ 346,556.78
5	\$ 1,662,345.86	\$ 1,544,761.47
6	\$ 291,335.64	\$ 266,785.16
7	\$ 608,115.98	\$ 548,760.04
8	\$ 1,076,323.33	\$ 957,120.95
9	\$ 5,105,638.84	\$ 4,474,063.78
10	\$ 3,126,040.99	\$ 2,699,446.70
11	\$ 1,385,027.56	\$ 1,178,600.21
12	-\$ 862,364.23	\$ 723,147.42
13	\$ 2,180,482.75	\$ 1,801,842.26
14	\$ 1,284,622.35	\$ 1,046,086.50
15	\$ 1,684,315.19	\$ 1,351,585.41
16	\$ 367,504.25	\$ 290,609.97
17	\$ 1,662,345.86	\$ 1,295,381.04
18	\$ 291,335.64	\$ 223,716.37
19	\$ 608,115.98	\$ 460,170.30
20	\$ 1,076,323.33	\$ 802,606.97
21	\$ 5,105,638.84	\$ 3,751,787.88
22	\$ 3,126,040.99	\$ 2,263,658.26
23	\$ 1,385,027.56	\$ 988,331.46
24	-\$ 862,364.23	\$ 606,405.24
25	\$ 2,180,482.75	\$ 1,510,959.68
26	\$ 1,284,622.35	\$ 877,210.26
27	\$ 1,684,315.19	\$ 1,133,390.59
28	\$ 367,504.25	\$ 243,695.00
29	\$ 1,662,345.86	\$ 1,086,259.63
30	\$ 291,335.64	\$ 187,600.45
31	\$ 608,115.98	\$ 385,882.15
32	\$ 1,076,323.33	\$ 673,037.15
33	\$ 5,105,638.84	\$ 3,146,113.47
34	\$ 3,126,040.99	\$ 1,898,221.85
35	\$ 1,385,027.56	\$ 828,778.97
36	-\$ 862,364.23	\$ 508,509.48
37	\$ 2,180,482.75	\$ 1,267,036.08
38	\$ 1,284,622.35	\$ 735,596.76
39	\$ 1,684,315.19	\$ 950,420.31
40	\$ 367,504.25	\$ 204,353.80
41	\$ 1,662,345.86	\$ 910,898.00
42	\$ 291,335.64	\$ 157,314.95
43	\$ 608,115.98	\$ 323,586.80
44	\$ 1,076,323.33	\$ 564,384.58
45	\$ 5,105,638.84	\$ 2,638,216.84
46	\$ 3,126,040.99	\$ 1,591,780.11
47	\$ 1,385,027.56	\$ 694,984.04
48	-\$ 862,364.23	\$ 426,417.63
49	\$ 2,180,482.75	\$ 1,062,490.58
50	\$ 1,284,622.35	\$ 616,844.81
51	\$ 1,684,315.19	\$ 796,988.06
52	\$ 367,504.25	\$ 171,363.70
53	\$ 1,662,345.86	\$ 763,846.08
54	\$ 291,335.64	\$ 131,918.62
55	\$ 608,115.98	\$ 271,348.17
56	\$ 1,076,323.33	\$ 473,272.47
57	\$ 5,105,638.84	\$ 2,212,313.11
58	\$ 3,126,040.99	\$ 1,334,809.16
59	\$ 1,385,027.56	\$ 582,788.45
60	-\$ 862,364.23	\$ 357,578.39
61	\$ 2,180,482.75	\$ 890,966.13
62	\$ 1,284,622.35	\$ 517,263.72
63	\$ 1,684,315.19	\$ 668,325.33
64	\$ 367,504.25	\$ 143,699.39
65	\$ 1,662,345.86	\$ 640,533.66
66	\$ 291,335.64	\$ 110,622.18
67	\$ 608,115.98	\$ 227,542.75
68	\$ 1,076,323.33	\$ 396,869.16
69	\$ 5,105,638.84	\$ 1,855,165.67
70	\$ 3,126,040.99	\$ 1,119,322.63
71	\$ 1,385,027.56	\$ 488,705.29
72	-\$ 862,364.23	\$ 299,852.29
73	\$ 2,180,482.75	\$ 747,131.93
74	\$ 1,284,622.35	\$ 433,758.63
75	\$ 1,684,315.19	\$ 560,433.42

76	\$	367,504.25	\$	120,501.11
77	\$	1,662,345.86	\$	537,128.34
78	\$	291,335.64	\$	92,763.75
79	\$	608,115.98	\$	190,809.11
80	\$	1,076,323.33	\$	332,800.11
81	\$	5,105,638.84	\$	1,555,674.76
82	\$	3,126,040.99	\$	938,623.43
83	\$	1,385,027.56	\$	409,810.56
84	-\$	862,364.23	-\$	251,445.27
85	\$	2,180,482.75	\$	626,517.79
86	\$	1,284,622.35	\$	363,734.28
87	\$	1,684,315.19	\$	469,959.17
88	\$	367,504.25	\$	101,047.87
89	\$	1,662,345.86	\$	450,416.37
90	\$	291,335.64	\$	77,788.32
91	\$	608,115.98	\$	160,005.61
92	\$	1,076,323.33	\$	279,074.12
93	\$	5,105,638.84	\$	1,304,532.52
94	\$	3,126,040.99	\$	787,095.62
95	\$	1,385,027.56	\$	343,652.30
96	-\$	862,364.23	-\$	210,852.90
97	\$	2,180,482.75	\$	525,375.13
98	\$	1,284,622.35	\$	305,014.40
99	\$	1,684,315.19	\$	394,090.75
100	\$	367,504.25	\$	84,735.08
101	\$	1,662,345.86	\$	377,702.86
102	\$	291,335.64	\$	65,230.47
103	\$	608,115.98	\$	134,174.91
104	\$	1,076,323.33	\$	234,021.45
105	\$	5,105,638.84	\$	1,093,933.74
106	\$	3,126,040.99	\$	660,029.89
107	\$	1,385,027.56	\$	288,174.37
108	-\$	862,364.23	-\$	176,813.61
109	\$	2,180,482.75	\$	440,560.56
110	\$	1,284,622.35	\$	255,774.03
111	\$	1,684,315.19	\$	330,470.23
112	\$	367,504.25	\$	71,055.77
113	\$	1,662,345.86	\$	316,727.94
114	\$	291,335.64	\$	54,699.91
115	\$	608,115.98	\$	112,514.22
116	\$	1,076,323.33	\$	196,241.92
117	\$	5,105,638.84	\$	917,333.22
118	\$	3,126,040.99	\$	553,477.17
119	\$	1,385,027.56	\$	241,652.60
120	-\$	862,364.23	-\$	148,269.49
121	\$	2,180,482.75	\$	369,438.13
122	\$	1,284,622.35	\$	214,482.84
123	\$	1,684,315.19	\$	277,120.37
124	\$	367,504.25	\$	59,584.80
125	\$	1,662,345.86	\$	265,596.59
126	\$	291,335.64	\$	45,869.36
127	\$	608,115.98	\$	94,350.35
128	\$	1,076,323.33	\$	164,561.37
129	\$	5,105,638.84	\$	769,242.43
130	\$	3,126,040.99	\$	464,125.91
131	\$	1,385,027.56	\$	202,641.12
132	-\$	862,364.23	-\$	124,333.42
133	\$	2,180,482.75	\$	309,797.44
134	\$	1,284,622.35	\$	179,857.54
135	\$	1,684,315.19	\$	232,383.11
136	\$	367,504.25	\$	49,965.65
137	\$	1,662,345.86	\$	222,719.68
138	\$	291,335.64	\$	38,464.39
139	\$	608,115.98	\$	79,118.79
140	\$	1,076,323.33	\$	137,995.20
141	\$	5,105,638.84	\$	645,058.84
142	\$	3,126,040.99	\$	389,199.18
143	\$	1,385,027.56	\$	169,927.50
144	-\$	862,364.23	-\$	104,261.51
145	\$	2,180,482.75	\$	259,784.92
146	\$	1,284,622.35	\$	150,822.02
147	\$	1,684,315.19	\$	194,868.06
148	\$	367,504.25	\$	41,899.39
149	\$	1,662,345.86	\$	186,764.66
150	\$	291,335.64	\$	32,254.84

151	\$	608,115.98	\$	66,346.15
152	\$	1,076,323.33	\$	115,717.78
153	\$	5,105,638.84	\$	540,922.99
154	\$	3,126,040.99	\$	326,368.34
155	\$	1,385,027.56	\$	142,495.05
156	-\$	862,364.23	-\$	87,429.93
157	\$	2,180,482.75	\$	217,846.23
158	\$	1,284,622.35	\$	126,473.89
159	\$	1,684,315.19	\$	163,409.30
160	\$	367,504.25	\$	35,135.31
161	\$	1,662,345.86	\$	156,614.08
162	\$	291,335.64	\$	27,047.74
163	\$	608,115.98	\$	55,635.48
164	\$	1,076,323.33	\$	97,036.74
165	\$	5,105,638.84	\$	453,598.43
166	\$	3,126,040.99	\$	273,680.67
167	\$	1,385,027.56	\$	119,491.19
168	-\$	862,364.23	-\$	73,315.57
169	\$	2,180,482.75	\$	182,677.96
170	\$	1,284,622.35	\$	106,056.42
171	\$	1,684,315.19	\$	137,029.12
172	\$	367,504.25	\$	29,463.20
173	\$	1,662,345.86	\$	131,330.90
174	\$	291,335.64	\$	22,681.26
175	\$	608,115.98	\$	46,653.90
176	\$	1,076,323.33	\$	81,371.50
177	\$	5,105,638.84	\$	380,371.22
178	\$	3,126,040.99	\$	229,498.70
179	\$	1,385,027.56	\$	100,200.99
180	-\$	862,364.23	-\$	61,479.78
181	\$	2,180,482.75	\$	153,187.12
182	\$	1,284,622.35	\$	88,935.08
183	\$	1,684,315.19	\$	114,907.66
184	\$	367,504.25	\$	24,706.77
185	\$	1,662,345.86	\$	110,129.33
186	\$	291,335.64	\$	19,019.68
187	\$	608,115.98	\$	39,122.27
188	\$	1,076,323.33	\$	68,235.19
189	\$	5,105,638.84	\$	318,965.53
190	\$	3,126,040.99	\$	192,449.30
191	\$	1,385,027.56	\$	84,024.92
192	-\$	862,364.23	-\$	51,554.72
193	\$	2,180,482.75	\$	128,457.17
194	\$	1,284,622.35	\$	74,577.73
195	\$	1,684,315.19	\$	96,357.40
196	\$	367,504.25	\$	20,718.20
197	\$	1,662,345.86	\$	92,350.47
198	\$	291,335.64	\$	15,949.22
199	\$	608,115.98	\$	32,806.52
200	\$	1,076,323.33	\$	57,219.56
201	\$	5,105,638.84	\$	267,472.95
202	\$	3,126,040.99	\$	161,381.02
203	\$	1,385,027.56	\$	70,460.25
204	-\$	862,364.23	-\$	43,231.92
205	\$	2,180,482.75	\$	107,719.53
206	\$	1,284,622.35	\$	62,538.19
207	\$	1,684,315.19	\$	80,801.83
208	\$	367,504.25	\$	17,373.54
209	\$	1,662,345.86	\$	77,441.76
210	\$	291,335.64	\$	13,374.44
211	\$	608,115.98	\$	27,510.36
212	\$	1,076,323.33	\$	47,982.25
213	\$	5,105,638.84	\$	224,293.13
214	\$	3,126,040.99	\$	135,328.28
215	\$	1,385,027.56	\$	59,085.42
216	-\$	862,364.23	-\$	36,252.72
217	\$	2,180,482.75	\$	90,329.70
218	\$	1,284,622.35	\$	52,442.26
219	\$	1,684,315.19	\$	67,757.49
220	\$	367,504.25	\$	14,568.82
221	\$	1,662,345.86	\$	64,939.86
222	\$	291,335.64	\$	11,215.32
223	\$	608,115.98	\$	23,069.19
224	\$	1,076,323.33	\$	40,236.18
225	\$	5,105,638.84	\$	188,084.10

226	\$	3,126,040.99	\$	113,481.39
227	\$	1,385,027.56	\$	49,546.89
228	-\$	862,364.23	-\$	30,400.22
229	\$	2,180,482.75	\$	75,747.22
230	\$	1,284,622.35	\$	43,976.18
231	\$	1,684,315.19	\$	56,818.98
232	\$	367,504.25	\$	12,216.88
233	\$	1,662,345.86	\$	54,456.21
234	\$	291,335.64	\$	9,404.76
235	\$	608,115.98	\$	19,344.99
236	\$	1,076,323.33	\$	33,740.60
237	\$	5,105,638.84	\$	157,720.51
238	\$	3,126,040.99	\$	95,161.39
239	\$	1,385,027.56	\$	41,548.23
240	-\$	862,364.23	-\$	25,492.52
241	\$	2,180,482.75	\$	63,518.87
242	\$	1,284,622.35	\$	36,876.83
243	\$	1,684,315.19	\$	47,646.34
244	\$	367,504.25	\$	10,244.64
245	\$	1,662,345.86	\$	45,665.01
246	\$	291,335.64	\$	7,886.49
247	\$	608,115.98	\$	16,222.01
248	\$	1,076,323.33	\$	28,293.65
249	\$	5,105,638.84	\$	132,258.71
250	\$	3,126,040.99	\$	79,798.89
251	\$	1,385,027.56	\$	34,840.84
252	-\$	862,364.23	-\$	21,377.11
253	\$	2,180,482.75	\$	53,264.63
254	\$	1,284,622.35	\$	30,923.58
255	\$	1,684,315.19	\$	39,954.49
256	\$	367,504.25	\$	8,590.78
257	\$	1,662,345.86	\$	38,293.02
258	\$	291,335.64	\$	6,613.33
259	\$	608,115.98	\$	13,603.19
260	\$	1,076,323.33	\$	23,726.03
261	\$	5,105,638.84	\$	110,907.37
262	\$	3,126,040.99	\$	66,916.46
263	\$	1,385,027.56	\$	29,216.27
264	-\$	862,364.23	-\$	17,926.07
265	\$	2,180,482.75	\$	44,665.79
266	\$	1,284,622.35	\$	25,931.39
267	\$	1,684,315.19	\$	33,504.39
268	\$	367,504.25	\$	7,203.92
269	\$	1,662,345.86	\$	32,111.14
270	\$	291,335.64	\$	5,545.70
271	\$	608,115.98	\$	11,407.14
272	\$	1,076,323.33	\$	19,895.79
273	\$	5,105,638.84	\$	93,002.90
274	\$	3,126,040.99	\$	56,113.72
275	\$	1,385,027.56	\$	24,499.70
276	-\$	862,364.23	-\$	15,032.15
277	\$	2,180,482.75	\$	37,455.11
278	\$	1,284,622.35	\$	21,745.13
279	\$	1,684,315.19	\$	28,095.57
280	\$	367,504.25	\$	6,040.94
281	\$	1,662,345.86	\$	26,927.24
282	\$	291,335.64	\$	4,650.42
283	\$	608,115.98	\$	9,565.62
284	\$	1,076,323.33	\$	16,683.89
285	\$	5,105,638.84	\$	77,988.87
286	\$	3,126,040.99	\$	47,054.94
287	\$	1,385,027.56	\$	20,544.56
288	-\$	862,364.23	-\$	12,605.42
289	\$	2,180,482.75	\$	31,408.50
290	\$	1,284,622.35	\$	18,234.68
291	\$	1,684,315.19	\$	23,559.93
292	\$	367,504.25	\$	5,065.72
293	\$	1,662,345.86	\$	22,580.21
294	\$	291,335.64	\$	3,899.67
295	\$	608,115.98	\$	8,021.38
296	\$	1,076,323.33	\$	13,990.50
297	\$	5,105,638.84	\$	65,398.64
298	\$	3,126,040.99	\$	39,458.57
299	\$	1,385,027.56	\$	17,227.93
300	-\$	862,364.23	-\$	10,570.45