

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO

**FACULTAD DE CIENCIAS
APLICADAS A LA INDUSTRIA**

PROYECTO FINAL

**ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA TURBINA HIDROCINÉTICA
A NIVEL PREFACTIBILIDAD PARA LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA EN ZONAS LOCALES**

Autores:

BÜLHER, Federico

CRAMERO, Matías

GIMENEZ, Aldana

Título al que se aspira:

Ingeniero Mecánico

Director/a del proyecto:

Ing. BONINO, Analía

San Rafael, Mendoza, Argentina

2025

**ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA TURBINA HIDROCINÉTICA A NIVEL PREFACTIBILIDAD
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN ZONAS LOCALES**

AUTORES:

BÜLHER, Federico Nicolás – CRAMERO, Matías Jesús – GIMENEZ, Aldana Macarena

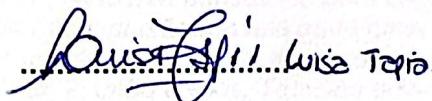
DIRECTOR/A:

Ing. BONINO, Analía

CARRERA:

Ingeniería Mecánica

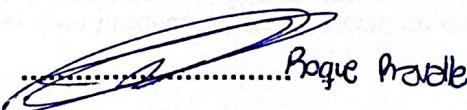
Aprobado por:



Firma Presidente

31/10/2025

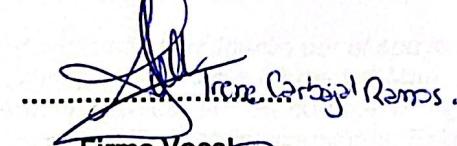
Fecha



Firma Vocal

31/10/2025

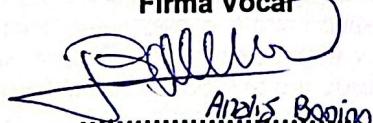
Fecha



Firma Vocal

31/10/2025

Fecha



Analía Bonino

Firma Director/a

31/10/2025

Fecha

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO
Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria
San Rafael, Mendoza – Argentina
2025**

AGRADECIMIENTOS

De Federico:

Quiero extender mi más profundo agradecimiento a mi familia, especialmente a mis padres, por haberme guiado y acompañado incondicionalmente a lo largo de toda la carrera, en especial durante los momentos de mayor esfuerzo. Al resto de mi familia, quienes en mayor o menor medida estuvieron a mi lado en este recorrido: mi recuerdo y reconocimiento para cada uno de ellos. A mis compañeros de proyecto final, Aldana y Matías, por su compromiso, dedicación y compañerismo. Sin ellos, este trabajo no habría sido posible. A nuestra directora de proyecto, Analía, por su entrega, predisposición y acompañamiento constante durante los últimos meses. A los compañeros y amigos que fueron parte de este camino en esta querida casa de estudios, y con quienes compartí momentos de alegría, aprendizaje, tristeza y más de un mate que quedará en la memoria. A la Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria, que supo ser mi segundo hogar durante estos años. A cada uno de sus integrantes, por brindarme su tiempo, apoyo y conocimiento, permitiéndome crecer tanto en lo personal como en lo profesional. A todos ellos, gracias por tanto, perdón por tan poco.

De Matías:

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que, de una u otra forma, me acompañaron a lo largo de este camino. En primer lugar, a mis padres y hermanos, por su apoyo incondicional durante todos estos años. Gracias por brindarme las herramientas, la motivación y la fuerza necesarias para seguir adelante en cada etapa de mis estudios. A mis abuelos y tíos, que fueron una parte fundamental de mi formación personal y académica. Su ejemplo, cariño y dedicación marcaron un antes y un después en mi vida, y gran parte de lo que logré se lo debo a ellos. También quiero agradecer a mis amigos y compañeros de la facultad, con quienes compartí momentos inolvidables, desafíos y aprendizajes. Su compañía hizo que este recorrido sea mucho más enriquecedor y llevadero. A todos ellos, gracias por ser parte de este proceso y por contribuir, de distintas maneras, a que hoy pueda alcanzar esta meta.

De Aldana:

Agradezco de corazón a mi familia por el apoyo incondicional que hizo posible la culminación de este proyecto; en especial a mi madre, Mari, y a mi padre, Ariel, por su constante fe en mí, y a mi hermana, Danisa, por su compañía. Agradezco también a Lucas, mi novio, por su paciencia, comprensión y apoyo constante. Extiendo mi gratitud a mis amigos por las pausas y el ánimo necesario, y a mis compañeros de proyecto, Federico y Matías, por el trabajo en equipo, la dedicación compartida y el valioso soporte durante el desarrollo de este trabajo. Finalmente, agradezco a la Ing. Analía Bonino por su invaluable dirección y guía experta, y a la Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria por la formación y los recursos proporcionados.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	2
ÍNDICE DE CONTENIDO	3
ÍNDICE DE FIGURAS	9
ÍNDICE DE TABLAS	13
ÍNDICE DE ANEXOS	14
RESUMEN EJECUTIVO	15
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	16
1.1 Introducción	16
1.2. El potencial de la energía hidrocinética	16
1.3 Características principales de las turbinas hidrocinéticas	18
1.4. Clasificación de turbinas hidrocinéticas	21
1.4.1. Turbinas de flujo axial	22
1.4.2. Turbinas de flujo cruzado	22
1.5. Historia y estado del arte	24
1.5.1. Historia	24
1.5.2. Estado del arte	26
CAPÍTULO 2: ESTUDIO DE MERCADO	30
2.1. Introducción	30
2.2. Tendencia de la aplicación de tecnologías para la generación de energía	30
2.2.1. Tendencia mundial	30
2.2.2. Tendencia nacional	34
2.3. Análisis de disponibilidad del recurso	38
2.4. Estudio de mercado del producto	41
2.4.1. Dinámica del mercado de convertidores hidrocinéticos	42
2.4.2. Impulsores del mercado	42
2.4.3. Oportunidades de mercado	42
2.4.4. Desafíos del mercado	42
2.5. Mercado competidor mundial	43
2.5.1. GKinetic Energy	43
2.5.2. Smart Hydro Power (SMART)	44
2.5.3. Hydrokinetic Energy Corp. (HEC)	45
2.6. Mercado competidor nacional	45
2.6.1. CMM Ingeniería	45
2.6.2. Génesis Hydrokinetic Energy	47
2.7. Estudio del mercado proveedor	47
2.6 Conclusión	48
CAPITULO 3: ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN	49



3.1. Introducción.....	49
3.2. Marco teórico	49
3.2.1. Definición y características de canales abiertos	49
3.2.2. Clasificación del régimen de flujo	49
3.2.3. Ecuación fundamental: la fórmula de Manning	50
3.2.4. Método de Brown Gibson	50
3.3. Metodología y criterios de selección	51
3.3.1. Preselección de potenciales lugares	51
3.3.2. Factores determinantes para la selección final.....	52
3.3.3. Estudio y aplicación de la ecuación de Manning	53
3.3.4. Aplicación del Método Brown Gibson	53
3.4. Resultados	55
3.5. Conclusión	55
CAPÍTULO 4: DISEÑO HIDROCIÉNÉTICO	56
4.1. Introducción.....	56
4.2. Marco teórico	56
4.2.1. Elección del tipo de turbina	56
4.2.1.1. Turbinas de eje vertical.....	56
4.2.1.2 Turbinas de eje horizontal	56
4.2.2 Teoría fluidodinámica	57
4.2.2.1 Número de Reynolds para el diseño de perfiles	57
4.2.2.2. Potencia de una turbina hidrocinética	58
4.2.2.3. Perfil aerodinámico	63
4.2.2.4. Generación de la sustentación	67
4.2.3 Método del momento del elemento de la pala (BEM)	73
4.2.3.1 Teoría del elemento de pala	73
4.2.3.2 Teoría del momento	74
4.3. Metodología de diseño y simulación	76
4.3.1. Selección del perfil	76
4.3.2. Diseño del rotor	76
4.4. Resultados	78
4.4.1. Resultado de la elección del perfil	78
4.4.2. Resultados del diseño del rotor	79
4.4.2.1. Estrategia de diseño y mitigación de cavitación	79
4.4.2.2. Definición de parámetros de diseño	80
4.4.2.3. Geometría final y distribución radial óptima	81
4.4.2.4 C_p y potencia hidráulica:.....	82
4.4.2.5 Determinación del coeficiente de cavitación	83

4.5. Validación	84
4.5.1. Validación de la capacidad predictiva de C_p	84
4.5.2 Validación de la geometría óptima	85
4.5.3. Verificación de esfuerzos sobre el álabe	86
4.6. Conclusión	88
CAPÍTULO 5: SELECCIÓN DE COMPONENTES ELÉCTRICOS	89
5.1. Introducción.....	89
5.2. Elección del generador.....	89
5.2.1. Tipos de generadores.....	89
5.2.1.1. Generador de CC (dinamo)	90
5.2.1.2 Generadores asincrónos de inducción electromagnética	90
5.2.1.3. Generador síncrono de imanes permanentes.....	90
5.2.2. Comparativa de generadores	91
5.2.3. Elección de generador.....	92
5.3. Generador síncrono de imanes permanentes	92
5.3.1. Posibles elecciones comerciales	93
5.3.2. Generador de imanes permanentes seleccionado	94
5.4. Descripción cadena de transmisión de energía.....	94
5.5. Selección convertidor activo MPPT	95
5.6. Selección inversor	95
CAPÍTULO 6: DISEÑO MECÁNICO, ENSAMBLE Y FABRICACIÓN	97
6.1. Introducción.....	97
6.2. Álabes	97
6.2.1. Estudio comparativo de tecnologías de fabricación de álabes	97
6.2.2. Diseño junta empernada	98
6.3. Disco	100
6.4. Cúpula hidrodinámica.....	101
6.5. Eje de transmisión.....	101
6.5.1 Análisis de esfuerzos eje	102
6.5.2 Diseño de chaveta.....	103
6.6. Selección de rodamientos	105
6.6.1 Rodamiento axial de bolas	105
6.6.2 Unidad de rodamiento radial de bolas con pestaña.....	106
6.7. Carcasa	106
6.8. Acople	107
6.9. Generador	107
6.10. Columna de sujeción.....	108
6.10.1. Análisis de esfuerzos columna	108

6.11. Ensamble conjunto.....	109
CAPÍTULO 7: ASPECTOS JURÍDICOS.....	112
7.1. Introducción.....	112
7.2 Aspectos legales referidos a la autorización administrativa para la instalación de minicentrales.....	112
7.2.1 Departamento General de Irrigación	112
7.2.2 Poder Ejecutivo Provincial.....	112
7.2.3 EPRE (Ente Provincial de Regulación Eléctrica)	113
7.2.4 Permiso o concesión de servicio público de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.....	113
7.3 Ley Nacional 27.191 (Modificación Ley 26.190).....	113
7.4 Ley Nacional 27.424 (Régimen de Generación Distribuida de Energía Renovable).....	114
7.5 EPRE - San Rafael, Mendoza.....	114
7.5.1 Resolución EPRE 001-2022	114
7.5.2 Resolución EPRE N°019-2015.....	115
7.6. CAMMESA.....	115
7.6.1. Resolución 1281/2006	115
7.6.1.1. Servicio "Energía Plus"	116
7.6.1.2. Contratos y precios.....	116
7.6.1.3. Priorización en situaciones de escasez	116
7.7. Comparación normativa CAMMESA vs Generación Distribuida.....	116
7.8 Conclusión	117
CAPÍTULO 8: ASPECTOS AMBIENTALES.....	118
8.1. Introducción.....	118
8.2. Marco legal ambiental	118
8.3. Descripción de la metodología de la evaluación de impacto ambiental.....	119
8.3.1. Instalación	119
8.3.2. Operación.....	119
8.3.3. Cierre y abandono.....	119
8.4. Matriz de impacto ambiental	120
8.5. Gestión de residuos peligrosos	122
8.6. Impactos positivos.....	122
8.7. Conclusión	123
CAPÍTULO 9: HIGIENE Y SEGURIDAD	124
9.1. Introducción.....	124
9.2 Ley 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo - Decreto reglamentario 351/79...124	124
9.2.1 Decreto Reglamentario 351/79 - Características Constructivas	124
9.3. Condiciones generales del ambiente	124
9.3.1. Ruidos	125



9.3.2. Ventilación.....	125
9.3.3. Iluminación	125
9.4. Elementos de protección personal	125
9.5 Elementos de protección en la turbina	126
9.6 Capacitaciones.....	126
9.7. Plan de mantenimiento preventivo	126
9.7.1. Mantenimiento preventivo a elementos de máquina presentes	126
9.7.2 Colocación de cartelería.....	128
CAPÍTULO 10: ANÁLISIS DE RIESGO	129
10.1. Introducción.....	129
10.2. Riesgos identificados	129
10.2.1. Riesgos físicos	129
10.2.2. Riesgos mecánicos	129
10.2.3. Riesgos eléctricos	130
10.2.4. Riesgos tecnológicos.....	131
10.2.5. Riesgos económicos	131
10.3 Matriz de riesgo.....	131
10.4 Conclusión	133
CAPITULO 11: EVALUACIÓN ECONÓMICA	134
11.1. Introducción.....	134
11.2 Tasa de descuento.....	134
11.3. Costos	135
11.3.1. Costos de materiales – materia prima - componentes.....	135
11.3.2 Costos de mano de obra	136
11.3.3 Costos de mantenimiento.....	137
11.4. Beneficios.....	138
11.4.1. Energía generada anualmente	138
11.5. Flujo de caja.....	139
11.5.1. Caso 1	139
11.5.1. Caso 2	140
11.6. Conclusión	141
CAPÍTULO 12: PROPUESTA DE MEJORAS	142
12.1. Importancia de la colocación de un ducto	142
12.1.1. Tipos de conductos	143
12.2. Implementación de una jaula para protección	144
12.3. Instalación de varias turbinas hidrocinéticas conectadas en serie.....	145
12.3.1 Ventajas y desventajas.....	145
12.4 Otras mejoras.....	146

ANEXOS	147
Anexo I – Código Octave: Diseño del rotor utilizando método de BEM	147
Anexo II – Plano Álabe	151
Anexo III – Plano Carcasa	152
Anexo IV – Plano Cúpula Hidrodinámica	153
Anexo V – Plano Disco	154
Anexo VI – Plano Eje	155
Anexo VII – Plano Soporte Generador	156
BIBLIOGRAFÍA	157

ÍNDICE DE FIGURAS

- Fig. 1.1 Esquema general de una turbina hidrocinética de eje horizontal.
- Fig. 1.2 Partes de una turbina hidrocinética de flujo horizontal/axial y con generador sumergido.
- Fig. 1.3 A) y C) Base de Aspa de Hidrogenerador - B) Base de Aspa de Aerogenerador.
- Fig. 1.4 Tipos de turbinas hidrocinéticas
- Fig. 1.5 Clasificación de rotores de turbinas.
- Fig. 1.6 Turbinas de eje horizontal.
- Fig. 1.7 Turbina de flujo cruzado y eje horizontal.
- Fig. 1.8 Tipos de turbinas hidrocinéticas de eje vertical.
- Fig. 1.9 De izq. a der. Turbinas hidrocinéticas de eje vertical colocadas en serie en un canal de riego. Nueva Zelanda - Turbina hidrocinética comercial, 35 kW, Río Mississippi, EE.UU. - Turbina de marea HS1000.
- Fig. 1.10 Modelo Amazon Aquacharger.
- Fig. 1.11 Modelo de turbina hidrocinética de Verdant Power 2011.
- Fig. 1.12 Modelo de turbina hidrocinética para ríos de LEA.
- Fig. 1.13 Turbina SeaFlow (izquierda) y Turbina SeaGen (derecha).
- Fig. 1.14 Fotografía de prototipo instalado por INVAP en Canal San Martín - Depto. Luján de Cuyo.
- Fig. 1.15 Prototipo de turbina hidrocinética presentada en Neuquén.
- Fig. 2.1 Porcentaje de aumento de la generación mundial de electricidad, 2003-2024.
- Fig. 2.2 Variación anual de la generación mundial de electricidad por fuente. 2023 – 2024.
- Fig. 2.3 Combinación de generación de electricidad para regiones seleccionadas, 2024.
- Fig. 2.4 Total de adiciones de capacidad renovable por tecnología, 2019 – 2024.
- Fig. 2.5 Distribución de la generación eléctrica mundial 2024.
- Fig. 2.6 Generación de electricidad en el mundo porcentual.
- Fig. 2.7 Potencia instalada por tecnología de generación eléctrica.
- Fig. 2.8 Potencia instalada porcentual por tecnología de generación eléctrica.
- Fig. 2.9 Porcentaje de cobertura de generación de energía eléctrica renovable en Argentina contra demanda 2005 – 2024.
- Fig. 2.10 Participación por fuente de energía renovable.
- Fig. 2.11 Costos medios por fuente de generación de energía eléctrica en Argentina en 2024.
- Fig. 2.12 Red de distribución del Río Diamante.
- Fig. 2.13 Red de distribución del Río Atuel.
- Fig. 2.14 Tamaño y alcance del mercado global de convertidores hidrocinéticos.
- Fig. 2.15 Características técnicas de turbina hidrocinética del fabricante GKinetic.
- Fig. 2.16 Modelo de turbina hidrocinética SMART Monofloat.
- Fig. 2.17 Modelo de turbina hidrocinética SMART Monofloat.

- Fig. 2.18 Prototipo de turbina hidrocinética HEC.
- Fig. 2.19 Prototipo avanzado de turbina hidrocinética HEC.
- Fig. 2.20 Modelo SHF1 de CMM.
- Fig. 2.21 Modelo SHF4 de CMM.
- Fig. 2.22 Características técnicas turbinas hidrocinéticas de Génesis Hydrokinetic Energy.
- Fig. 3.1 Área y dimensiones del canal.
- Fig. 3.2 Canal Marginal Izquierdo (izquierda) – Canal Matriz (derecha).
- Fig. 3.3 Canal Marginal Derecho.
- Fig. 4.1 Superficie de cuerpo.
- Fig. 4.2 Diferentes zonas que se presenta en una turbina hidrocinética
- Fig. 4.3 Variación de la velocidad antes, en el plano y después del rotor.
- Fig. 4.4 Representación del Límite de Betz a través de la demostración realizada.
- Fig. 4.5 Partes de un perfil aerodinámico.
- Fig. 4.6 Representación Fuerzas en el perfil.
- Fig. 4.7 Punto de aplicación de las fuerzas con respecto a la cuerda.
- Fig. 4.8 Representación dimensiones perfil de acuerdo con la cuerda.
- Fig. 4.9 Variación presión y velocidad en un tubo Venturi.
- Fig. 4.10 Similitud Tubo Venturi y Perfil Aerodinámico.
- Fig. 4.11 Visualización de diferencias de presión.
- Fig. 4.12 Visualización del cambio del C_p con respecto al ángulo de ataque.
- Fig. 4.13 Variación de los coeficientes de acuerdo al aumento del ángulo de ataque.
- Fig. 4.14 Representación flujo laminar y turbulento con respecto al punto de transición.
- Fig. 4.15 Pérdida de sustentación (STALL).
- Fig. 4.16 Gráfico ángulo de ataque vs coeficiente de sustentación.
- Fig. 4.17 Patrón de líneas de flujo sobre un perfil aerodinámico.
- Fig. 4.18 Variación coeficientes con respecto al Reynolds.
- Fig. 4.19 Representación en tres dimensiones del alabe.
- Fig. 4.20 Diagrama de esfuerzos presentes en el alabe.
- Fig. 4.21 Superposición de los perfiles aerodinámicos candidatos, mostrando la variación en el espesor y la línea de curvatura. Elaboración propia.
- Fig. 4.22 Comparación de la eficiencia hidrodinámica (C_L/C_D vs α) de los perfiles candidatos en el rango de Reynolds operativo. Elaboración propia.
- Fig. 4.23 Coeficiente mínimo de presión negativo en función de α . Elaboración Propia.
- Fig. 4.24 Geometría óptima de alabe y rotor de alabes resultante del proceso de optimización de Octave (configuración $\lambda = 3$).
- Fig. 4.25 Geometría óptima de alabe y rotor de alabes resultante del proceso de optimización de Octave (configuración $\lambda = 4$).
- Fig. 4.26 Comparación entre el C_p y α . Elaboración Propia.

Fig. 4.27 Comparación entre el C_p y el TSR. Elaboración Propia.

Fig. 4.28 Comparación entre el C_p y λ . Elaboración Propia.

Fig. 4.29 Geometría óptima de álate y rotor de álates resultante del proceso de optimización nativo del software QBlade. Elaboración propia.

Fig. 4.30 Comparación entre el C_p y el TSR con diferencias geometricas. Elaboración Propia.

Fig. 4.31 Simulación esfuerzos críticos en el álate. Elaboración propia.

Fig. 4.32 Detalle esfuerzo críticos en el álate. Elaboración propia.

Fig. 5.1 Cadena de transmisión de energía de un convertidor hidrocinético. Elaboración propia.

Fig. 5.2 Esquema generador síncrono de imanes permanentes.

Fig. 5.3 Generador de imanes permanentes Huizhitengda.

Fig. 5.4 Generador de imanes permanentes Lvsedtal.

Fig. 5.5 Cadena de transmisión de energía de un convertidor hidrocinético. Elaboración propia.

Fig. 5.6 Convertidor activo MPPT.

Fig. 5.7 Inversor grid-tie Victron Multiplus II.

Fig. 6.1 Sistema de sujeción álate. Elaboracion propia.

Fig. 6.2 Ubicación del centroide en el alate. Elaboración propia.

Fig. 6.3 Reacciones en ellos tornillos. Elaboración propia.

Fig. 6.4 Disco de vinculación de álates. Elaboración propia.

Fig. 6.5 Cúpula hidrodinámica. Elaboración propia.

Fig. 6.6 Eje. Elaboración propia.

Fig. 6.7 Representación esquemática del eje con chavetero. Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley.

Fig. 6.8 Arandela de empuje ISK Bearing.

Fig. 6.9 Unidad de rodamiento de bolas con pestaña.

Fig. 6.10 Carcasa y tapa de carcasa. Elaboración propia Fig. 6.10 Acople rígido con tornillos de fijación.

Fig. 6.11 Acople rígido con tornillos de fijación.

Fig. 6.12 Generador y sus soportes. Elaboración propia.

Fig. 6.13 Columna de sujeción. Elaboración propia.

Fig. 6.14 Resultados esfuerzos máximos en columna. Elaboración propia.

Fig. 6.15 Resultado desplazamiento máximo en columna. Elaboración propia.

Fig. 6.16 Detalle ensamble disco y álates. Elaboración propia.

Fig. 6.17 Detalle ensamble interno carcasa. Elaboración propia.

Fig. 6.18 Ensamble completo. Elaboración propia.

Fig. 6.17 Ensamble completo. Elaboración propia.

Fig. 12.1 Límites del tubo de corriente con y sin ducto.

Fig. 12.2 Formas de canales de aumento (vista superior y lateral).

Fig. 12.3 Modelo de protección con jaula realizada por un autor.

Fig. 12.4 Imagen representativa de turbinas en serie [Internet].

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 3.1 Lugares potenciales.
- Tabla 3.2 Diferentes parámetros para las distintas alternativas de canales.
- Tabla 3.3 Método Brown Gibson.
- Tabla 3.4 Factores objetivos de Brown Gibson.
- Tabla 3.5 Factores subjetivos de Brown Gibson.
- Tabla 3.6 Resultados finales con respecto a la localización.
- Tabla 4.1 Relación de velocidad punta con el número de alabes recomendados.
- Tabla 4.2 Comparación tipos de perfiles aerodinámicos.
- Tabla 4.3 Resumen de los parámetros geométricos del perfil.
- Tabla 4.4 Distribución radial optima.
- Tabla 4.5 Distribución radial óptima para $\lambda = 4$.
- Tabla 4.6 Potencia extraída*: sin considerar rendimientos.
- Tabla 4.7 Parámetros para la determinación del coeficiente de cavitación.
- Tabla 4.8 Análisis del coeficiente de cavitación y V_{rel} con diferentes λ .
- Tabla 4.9 Comparación de los λ con respecto al C_p con diferentes métodos de análisis.
- Tabla 5.1 Ventajas, desventajas y componentes adicionales en la instalación de los tipos de generadores. Elaboración propia.
- Tabla 5.2 Comparativa precios distintos tipos de generadores. Elaboración propia.
- Tabla 6.1. Comparativas tecnologías de fabricación de álabes. Elaboración propia.
- Tabla 6.2. Características del elemento de fijación.
- Tabla 6.3. Características del acero AISI 4140.
- Tabla 6.4. Momento flector máximo.
- Tabla 8.1. Matriz de impacto Ambiental.
- Tabla 10.1. Matriz de Riesgos para la operación de la turbina hidrocinética.
- Tabla 11.1 Costos de materiales Caso 1. Elaboración propia.
- Tabla 11.2 Costos de materiales adicionales para Caso 2. Elaboración propia.
- Tabla 11.3 Costos de mano de obra para fabricación e instalación Caso 1. Elaboración propia.
- Tabla 11.4 Costos de mano de obra adicionales para Caso 2. Elaboración propia.
- Tabla 11.5 Factores de cálculo para obtener beneficios. Elaboración propia.
- Tabla 11.6 Beneficios mensuales por generación de energía eléctrica. Elaboración propia.
- Tabla 11.7 Flujo de caja, caso 1. Elaboración propia.
- Tabla 11.8 Flujo de caja, caso 2. Elaboración propia.
- Tabla 11.9 Depreciaciones. Elaboración propia.

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo I Lugares potenciales.

Tabla 3.2 Diferentes parámetros para las distintas alternativas de canales.

Tabla 3.3 Método Brown Gibson.

Tabla 3.4 Factores objetivos de Brown Gibson.

Tabla 3.5 Factores subjetivos de Brown Gibson.

Tabla 3.6 Resultados finales con respecto a la localización.

Tabla 4.1 Relación de velocidad punta con el número de alabes recomendados.

Tabla 4.2 Comparación tipos de perfiles aerodinámicos.

Tabla 4.3 Resumen de los parámetros geométricos del perfil.

Tabla 4.4 Distribución radial optima.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto aborda el diseño y el análisis de la viabilidad de una turbina hidrocinética de eje horizontal para la generación de energía eléctrica, buscando el aprovechamiento de un recurso no utilizado: el flujo constante de agua en los canales de riego de Mendoza. El Estudio de Localización identificó como emplazamiento óptimo el Canal Matriz, seleccionado por sus condiciones hidráulicas estables (velocidad promedio $V=4.0$ m/s) y su favorable impacto institucional. El Diseño Hidrocinético empleó la Teoría del Elemento de Pala y Momento (BEM), seleccionando el perfil NACA 4415 por su resistencia estructural y tolerancia a las variaciones de flujo. El diseño priorizó la seguridad operativa frente al fenómeno de cavitación, optando por una configuración conservadora de relación de velocidad de punta ($\lambda=3$), que asegura un coeficiente de potencia (CP) de 0.41 y una potencia mecánica estimada de 5.06 kW. El Diseño Mecánico detalló la arquitectura robusta del sistema, incluyendo álabes de acero inoxidable (CA-6NM) fabricados mediante fundición con patrón 3D, un eje de transmisión de acero AISI 4140, y un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) seleccionado por su alta eficiencia a bajas revoluciones, evitando así la necesidad de una caja reductora. El Análisis Económico, proyectado a 10 años con una tasa de descuento del 19.63%, confirmó la rentabilidad del proyecto en ambos escenarios evaluados, alcanzando una Tasa Interna de Retorno (TIR) mínima del 21.19% (Caso 2). A nivel general, el sistema se alinea con el emergente mercado de convertidores hidrocinéticos y el régimen de Generación Distribuida (Ley 27.424), garantizando la mitigación de riesgos operativos, mecánicos y ambientales mediante un plan de mantenimiento preventivo exhaustivo. **PALABRAS CLAVES:** Turbina Hidrocinética, Generación Distribuida, Diseño BEM, Canal Matriz, Análisis Económico, NACA 4415.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

El desarrollo de este proyecto se basa en el diseño y análisis de la viabilidad de una turbina hidrocinética para la generación de energía eléctrica en zonas locales. En este capítulo se describe la situación a la que intentaremos dar solución, las características principales del producto a desarrollar, y un breve resumen de la historia y estado del arte de la tecnología de generación de energía hidrocinética.

1.1 Introducción

El rol de la generación de energía eléctrica es fundamental en la sociedad, ya que es la base del desarrollo económico y tecnológico, y permite funciones esenciales como iluminación, comunicación y transporte, así como el funcionamiento de industrias, servicios de salud y sistemas domésticos. Su disponibilidad es fundamental para el confort, la seguridad y la mejora del nivel de vida, además de ser un motor clave para la reducción de la pobreza y el desarrollo sostenible global.

Para la obtención de energía eléctrica, el proceso empleado debe tener el menor impacto posible sobre el medio ambiente y debe ser seguro y viable desde el punto de vista económico. Por lo tanto, el diseño de cualquier planta, sistema o convertidor de energía tiene que basarse en la obtención del mayor beneficio posible garantizando para ello la seguridad y reduciendo al mínimo las emisiones y residuos.

La producción de energía eléctrica a partir de la energía cinética de flujos de agua es una propuesta que busca aprovechar y transformar un recurso natural abundante pero primordial, esencial pero controvertido en su administración y manejo, el agua, un capital de alto valor.

1.2. El potencial de la energía hidrocinética

En la actualidad, la crisis energética constituye una preocupación creciente, evidenciada tanto a nivel local como nacional. Se han registrado daños locales en infraestructuras clave, como las centrales hidroeléctricas, junto con demoras en los plazos de reparación y cortes de suministro eléctrico generalizados en distintas épocas del año. Este escenario revela las limitaciones de una matriz energética que, con el paso del tiempo, ha experimentado un deterioro significativo, sin que se hayan impulsado de manera sostenida procesos de innovación y desarrollo tecnológico.

Frente a esta situación, se plantea un interrogante fundamental: ¿cómo satisfacer la demanda energética en un contexto de restricciones estructurales y coyunturales? Si bien existen diversos factores económicos y políticos que han influido en la configuración del sistema energético actual - y que no serán abordados en el presente trabajo - resulta pertinente examinar alternativas tecnológicas viables que permitan diversificar las fuentes renovables de generación de energía eléctrica.

Una opción destacada en este sentido es el aprovechamiento de recursos hídricos mediante tecnologías que minimicen el impacto ambiental y los costos de infraestructura. Su principal representante es la energía hidráulica, única entre las fuentes renovables en haber alcanzado una participación histórica significativa en el abastecimiento energético mundial, actualmente proporciona el 17% de la electricidad mundial y en Argentina dada la geografía, disponibilidad de recurso hídrico y distribución de la población es un actor principal produciendo alrededor del 22% de la demanda de electricidad en el país.

Sin embargo, este crecimiento se ha visto limitado por la creciente sensibilidad ambiental frente a los impactos asociados al represamiento de ríos y los altos costos de transporte de electricidad a largas distancias. No se han construido nuevas centrales

hidroeléctricas en el país con potencias considerables (mayores a 100MW) en los últimos 20 años.

En la provincia de Mendoza la última obra relevante fue el complejo Potrerillos en el año 2003 con una potencia instalada conjunta de 181 MW. En la zona sur, que constituye la ubicación de estudio de nuestro proyecto, no se han registrado obras desde 1983 (Reyunos), lo que implica más de 40 años sin inversiones en generación de energía.

A diferencia de las centrales hidroeléctricas convencionales, que requieren grandes infraestructuras civiles como presas y aprovechan principalmente la energía potencial generada por un salto de presión, las turbinas hidrocinéticas operan utilizando directamente la energía cinética del flujo de agua. Estas últimas no necesitan caídas hidráulicas significativas ni instalaciones complejas, lo que permite su implementación en canales y ríos de caudal constante con pendientes suaves. La menor energía potencial disponible en estos entornos cumple un rol fundamental en el establecimiento del caudal a partir de las condiciones geográficas del sitio, permitiendo el escurrimiento del agua gracias a la pendiente del terreno. Esta característica, junto con su menor impacto ambiental y la posibilidad de generar energía de manera distribuida o en zonas aisladas, posiciona a las turbinas hidrocinéticas como una alternativa eficiente, económica y ambientalmente sustentable frente a las limitaciones de los sistemas hidroeléctricos tradicionales.

Además, el concepto de generación a pequeña escala, mediante dispositivos que no dependen de obras civiles complejas, ha ganado popularidad debido a su bajo costo, facilidad de instalación y mantenimiento, y su capacidad para adaptarse al entorno sin modificarlo sustancialmente. Estas tecnologías están diseñadas para generar energía directamente en el lugar donde se consume, lo cual reduce las pérdidas por transporte y mejora la eficiencia del sistema energético en su conjunto, e inclusive permite la inyección de energía al sistema de transporte eléctrico en ubicaciones cercanas al tendido existente, ampliando así sus posibilidades de aplicación.

Mientras que los sistemas de energía hidrocinética de generación eléctrica a pequeña escala son conjuntos que operan en un entorno de “flujo libre” que no requiere represas ni desvíos de los ríos. El despliegue del flujo libre no altera los ecosistemas naturales ni interfiere con los recursos acuáticos y la vida marina. Además, existe la posibilidad de diseñar sistemas operados de manera flexible con conjuntos de unidades múltiples, que extraen energía del flujo de corriente de agua similar a un parque eólico con el flujo de aire, esto determinado por las condiciones del sitio, la profundidad del lecho o canal y el flujo de agua. Al igual que otras fuentes de energía renovables, la energía hidrocinética es variable, porque la generación cambia con las fluctuaciones de la velocidad del agua. A diferencia de la energía eólica y solar, la variabilidad de la potencia hidrocinética es altamente predecible según las estadísticas estacionales. Aunque una turbina hidrocinética tiene un menor impacto ambiental, todavía no puede reemplazar el papel de las centrales hidroeléctricas convencionales, por lo que son muy recomendables para comunidades remotas, costeras o lugares en donde el recurso esté disponible gratuitamente y exista una oportunidad de consumo in-situ.

En nuestro país, el estudio de este tema es limitado y su potencial permanece poco valorado. Aunque se han propuesto algunos diseños de turbinas hidrocinéticas, todavía no se dispone de una teoría específica, recurriendo a la teoría de turbinas eólicas para orientar el diseño de turbinas destinadas a ríos. Tampoco existe un procedimiento establecido y claro para el desarrollo de este tipo de turbinas; es por esto por lo que el presente estudio tiene también como objetivo indirecto establecer un procedimiento para su diseño óptimo que permita obtener la mayor cantidad de energía a partir de la energía de la corriente de los canales en las localizaciones a evaluar.

1.3 Características principales de las turbinas hidrocinéticas

La turbina hidrocinética puede definirse como una máquina que convierte energía cinética contenida en el agua en energía mecánica. Esto significa que el flujo del cual se extrae la energía rodea completamente a la turbina, incluidos su carcasa y sus álabes.

A diferencia de otras turbinas, en las que la energía se obtiene a partir de una corriente conducida hacia los álabes mediante un distribuidor —lo que implica una infraestructura más compleja—, las turbinas hidrocinéticas operan de manera más simple y eficiente en entornos naturales, sin necesidad de grandes obras civiles. Generalmente, una turbina hidrocinética tiene la configuración mostrada en la Figura 1.1:

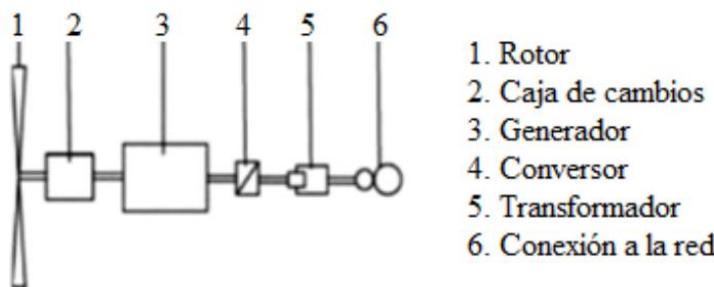


Fig. 1.1 Esquema general de una turbina hidrocinética de eje horizontal. [2]

La tecnología empleada es un avance en relación con los impactos ambientales debido a que no es necesario almacenar energía potencial en lagos artificiales con el uso de diques de agua y, consecuentemente, no se necesita interferir con el curso natural de los ríos; por lo que se considera una forma no convencional para generar electricidad, que emplea una fuente renovable de energía.

Del mismo modo que en la aerogeneración, existen turbinas hidrocinéticas de eje horizontal y de eje vertical. Las más usuales son las de eje horizontal, debido a su mayor eficiencia y a la posibilidad de optimizar la geometría de los álabes, incrementando su alargamiento hasta alcanzar configuraciones similares a las de los aerogeneradores. Esto permite una mayor área de barrido y, por ende, una mayor capacidad de extracción de potencia. No obstante, una diferencia fundamental con la aerogeneración radica en la densidad energética del medio: la energía contenida en corrientes de agua es considerablemente superior a la de las corrientes de aire.

Como toda turbomáquina, las turbinas hidrocinéticas cuentan con componentes principales como el rodete o rotor, en el cual se ubican los álabes responsables de extraer la energía disponible en la corriente. Además, disponen de elementos internos imprescindibles para la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, entre los cuales se destacan la carcasa, el cubo del rotor, el pilón o estructura de sujeción, la caja reductora y el sistema de transmisión.

La potencia que generan está directamente relacionada con el área de influencia de la hélice, la longitud de las palas y el número de álabes.

En el diseño y operación de estas turbinas, es fundamental considerar fenómenos hidrodinámicos que pueden afectar su eficiencia y durabilidad. Uno de los más relevantes es la cavitación, cuya aparición puede comprometer seriamente el rendimiento y la integridad de los componentes mecánicos.

Para que una turbina hidrocinética pueda realizar dicha conversión de la energía cinética del río en energía eléctrica para consumo humano, requiere de un conjunto de componentes tales como:

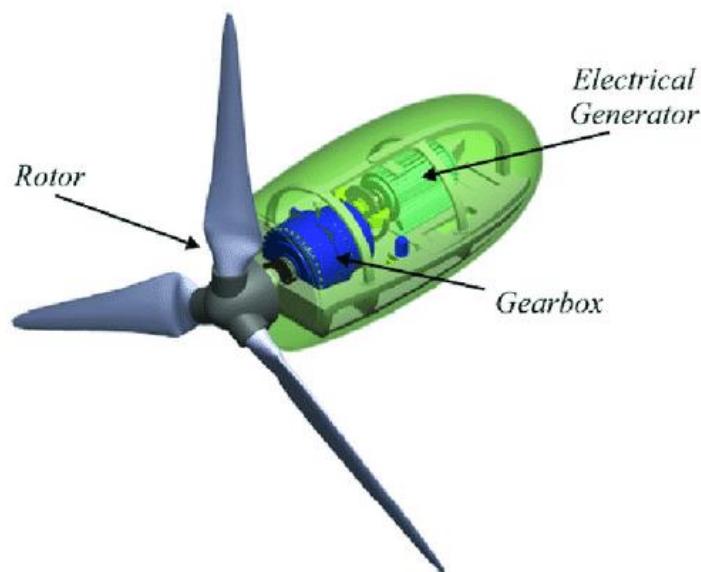


Fig. 1.2 Partes de una turbina hidrocinética de flujo horizontal/axial y con generador sumergido. [4]

- **Rotor:** es el componente más importante de la turbina, ya que su función es extraer del río una fracción de su energía cinética convirtiéndola en energía mecánica que será entregada luego a un generador eléctrico. Hay dos tipos básicos de rotor que operan bajo diferentes principios: las máquinas que tienen sus superficies efectivas moviéndose en la dirección de la corriente y que son empujados por el arrastre del agua (resistencia al avance), por ejemplo, una rueda hidráulica y las máquinas que tienen sus superficies efectivas moviéndose a un ángulo de la dirección de la corriente del agua y que opera bajo fuerzas de sustentación.
- **Álabes del rotor:** los álabes del rotor son los elementos encargados de extraer parte de la energía cinética del río y transformarla en energía mecánica en el eje de transmisión mediante su giro. Para su diseño, generalmente se emplean perfiles estándar, como los perfiles NACA gruesos y combados. Debido a la alta velocidad necesaria para acoplarlos a los generadores eléctricos, se requiere un cálculo hidrodinámico detallado, realizado de forma iterativa y sección por sección, considerando distintas posiciones del álabe a lo largo de su radio.

El álabe, junto con el generador, es uno de los componentes más relevantes del sistema, ya que su eficiencia impacta directamente en la producción eléctrica. Originalmente, estos elementos se diseñaron para trabajar en medios como el aire, donde los esfuerzos mecánicos generados son menores. Sin embargo, en ambientes subacuáticos, el agua ejerce una presión significativamente mayor sobre la pala, provocando mayores flexiones y exigencias estructurales. En el caso de las aspas provenientes de equipos de generación eólica, su geometría incluye una base con un espacio cilíndrico en el rotor, denominado cubo, de gran diámetro, originalmente diseñado para alojar un generador de imanes permanentes radiales. En las turbinas hidrocinéticas, este espacio no se utiliza, por lo que se refuerza añadiendo material en la base del aspa (ver Figura 1.3), con el objetivo de aumentar su resistencia frente al torque ejercido por el flujo de agua en dirección axial.

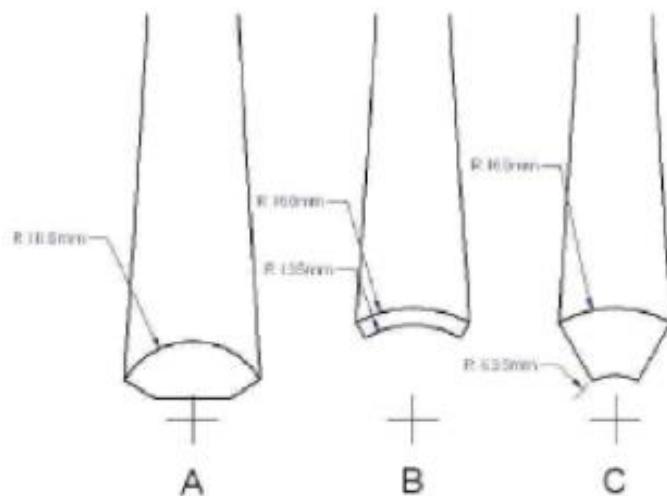


Fig. 1.3 A) y C) Base de Aspa de Hidrogenerador - B) Base de Aspa de Aerogenerador. [5]

Del mismo modo, en base a la investigación realizada, en varios proyectos de turbinas hidrocinéticas los álabes que constituyen el rotor pueden ser elaborados de:

- Acero inoxidable.
- Aleación de aluminio sólido.
- Madera noble (dura) laminada revestida con plástico reforzado de fibra de vidrio.
- Madera noble sin tratamiento.
- Fibra de vidrio y resina.
- Fibra de carbono y resina.

En los proyectos analizados, todas estas alternativas han sido probadas satisfactoriamente desde el punto de vista estructural, excepto la madera sin tratamiento, que tiende a deformarse y agrietarse en contacto con el agua.

Desde el punto de vista funcional, el acabado superficial de los álabes es crítico, cualquier deterioro puede reducir significativamente la potencia entregada al eje. Los únicos materiales que conservan adecuadamente su acabado y mantienen un buen rendimiento a largo plazo son el acero inoxidable y las aleaciones de aluminio.

Los perfiles de los álabes son formas de contorno que, al ser inmersas en un fluido, generan una distribución de presiones que produce fuerzas de sustentación y arrastre.

- Carcasa: la carcasa de la turbina hidrocinética cumple un rol estructural fundamental, ya que en su interior aloja todos los demás elementos descritos y contiene los sistemas y subsistemas que componen la turbina. Su diseño debe minimizar las perturbaciones del flujo, dado que se encuentra aguas arriba o abajo del rotor dependiendo el diseño de la turbina, al cual está parcialmente solidaria. Las alteraciones innecesarias en el flujo causadas por la geometría de la carcasa no solo aumentan la resistencia de forma y, en consecuencia, las cargas sobre los elementos de sujeción, sino que también afectan negativamente la eficiencia del rotor. Dependiendo de las características de la máquina y las condiciones de operación, esta disminución en el rendimiento puede ser considerable. Por este motivo, la geometría de la carcasa debe asemejarse a la de cuerpos fuselados, con curvas suaves y sin aristas o bordes pronunciados.

- **Estructura de sujeción:** la estructura de sujeción fija la turbina en su lugar y permite en ciertos casos, su regulación de altura. Esto resulta especialmente relevante en entornos donde la dirección del flujo puede variar, ya que contar con un sistema de reorientación previene pérdidas de eficiencia causadas por una alineación inadecuada con la corriente.
- **Caja reductora y transmisión:** la caja reductora y el árbol de transmisión conforman el sistema encargado de transferir la energía mecánica generada por el rotor. Su función principal es adaptar la velocidad de rotación del cubo del rotor a la velocidad requerida por el generador, correspondiente a la frecuencia de la red. La eficiencia de este sistema de transmisión influye directamente en la cantidad de energía disponible para su conversión en energía eléctrica, por lo que debe ser lo más alta posible.
- **Generador eléctrico:** el generador eléctrico tiene la función de convertir la energía mecánica disponible en el eje del rotor en energía eléctrica, a una frecuencia adecuada para la red. Este proceso de conversión implica pérdidas asociadas, aunque, gracias a la tecnología actual, dichas pérdidas son mínimas.
- **Circuitos eléctricos y sistemas de control:** como en toda máquina de generación, la energía eléctrica debe ser transportada a través de conductores y la regulación de la máquina para ajustarla a las variaciones de caudal y velocidad de la corriente se realiza a través de componentes eléctricos y sistemas de control asociados como conversor, inversor y protecciones eléctricas correspondientes.

1.4. Clasificación de turbinas hidrocinéticas

Existen variados diseños de turbinas hidrocinéticas, pero un gran porcentaje de estas aún se encuentran en etapa conceptual o como modelos a escala. En esta sección nos enfocamos en los diseños presentes en la industria con potencial para producción a escala “comercial”. Las turbinas hidrocinéticas se pueden clasificar teniendo en cuenta distintos criterios: según su orientación respecto al flujo de agua y según el recurso empleado.

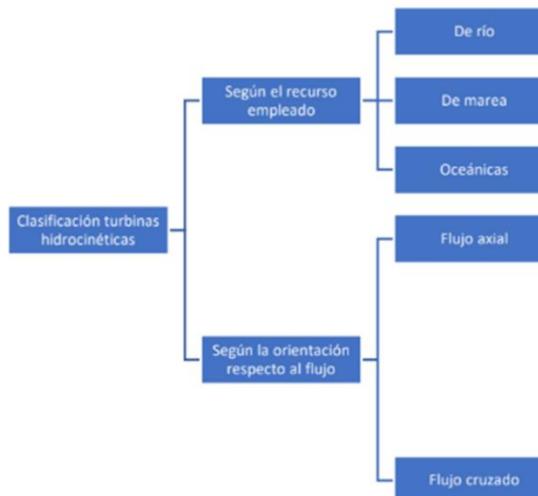


Fig. 1.4 Tipos de turbinas hidrocinéticas. [6]

De manera más detallada, la clasificación según su orientación respecto al flujo del agua:

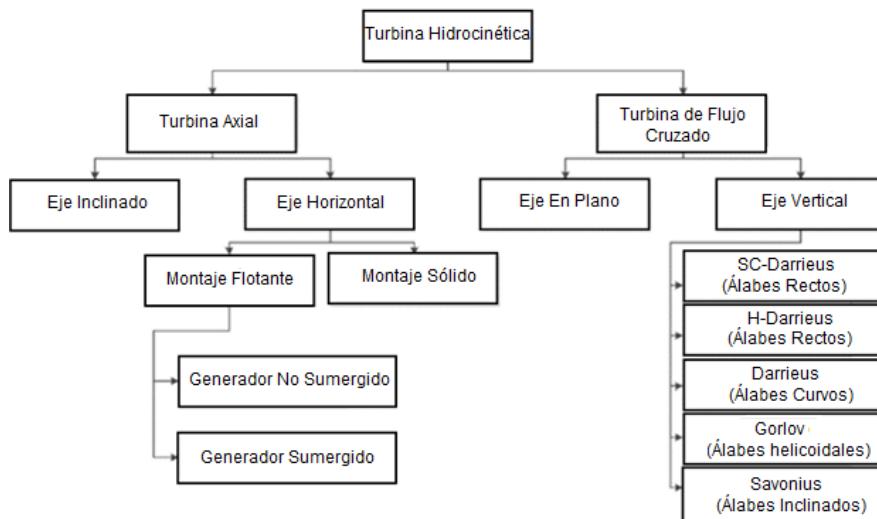


Fig. 1.5 1 Clasificación de rotores de turbinas. [2]

1.4.1. Turbinas de flujo axial

La aplicación de este tipo de turbina se presenta con mayor frecuencia en convertidores que utilizan las corrientes oceánicas para la generación. El eje del rotor en este caso es paralelo a la corriente de agua. La estructura puede estar abierta o canalizada mediante un difusor o ducto para incrementar la velocidad de la corriente. Desde el punto de vista conceptual y de diseño, son similares a las turbinas de generación eólica. En la Fig. 1.6 se ven las diferentes variantes que se pueden encontrar para turbinas horizontales – de flujo axial.

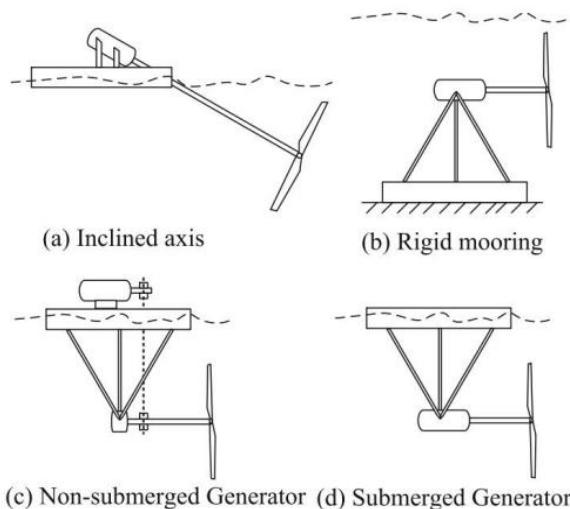


Fig. 1.6 Turbinas de eje horizontal. [2]

1.4.2. Turbinas de flujo cruzado

Son turbinas con el eje perpendicular a la corriente de agua. Dentro de las turbinas de flujo cruzado, se puede distinguir entre turbinas de eje horizontal y turbinas de eje vertical.

- Eje horizontal

Están constituidas por un rotor que se asemeja a un tambor, con una sección rectangular de boquilla alargada, que es usada para dar dirección a la corriente del agua contra las paletas, las cuales se curvan de forma cilíndrica.

Este tipo de turbina tiene mejor aplicación en flujos largos de agua y cabezas bajas, por cuanto permiten que el agua fluya en una primera etapa, hacia el interior de las cuchillas y en una segunda cruzando de dentro hacia fuera. La variación del flujo entre las dos etapas genera pérdidas significativas de choque, razón por la cual este tipo de turbinas es menos eficiente que las convencionales.



Fig. 1.7 Turbina de flujo cruzado y eje horizontal. [6]

- **Eje vertical**

El eje de rotación de este tipo de turbina es perpendicular a la dirección de la corriente de agua y a la superficie, disposición que facilita la colocación de los demás mecanismos requeridos para la generación de energía (generador, caja de engranajes, cojinetes) sobre el nivel del agua.

Se pueden distinguir distintos tipos de turbinas de eje vertical: Darrieus, SC-Darrieus, H-Darrieus, Gorlov y Savonius.

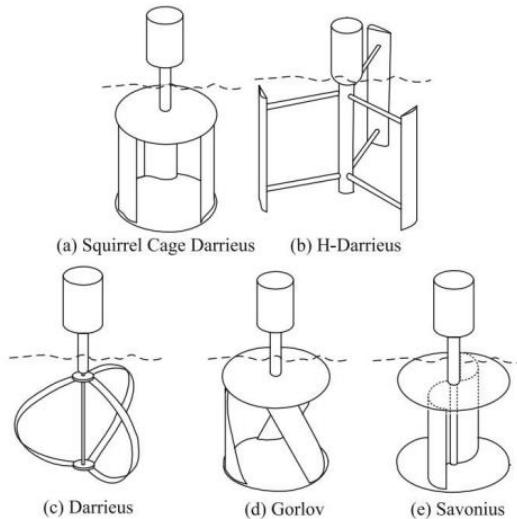


Fig. 1.8 2Tipos de turbinas hidrocinéticas de eje vertical. [2]

Según el recurso hídrico aprovechado las turbinas hidrocinéticas se pueden clasificar en turbinas de:

- **Canal:** diseñadas para aprovechar la velocidad en el flujo de agua en canales de riego.
- **Río:** diseñadas para aprovechar la energía de las corrientes fluviales.
- **De marea/oceánicas:** Generalmente situadas en estuarios para capturar la energía de las mareas.



Fig. 1.9 De izq. a der. Turbinas hidrocinéticas de eje vertical colocadas en serie en un canal de riego. Nueva Zelanda - Turbina hidrocinética comercial, 35 kW, Río Mississippi, EE.UU. - Turbina de marea HS1000. [7][8]

1.5. Historia y estado del arte

1.5.1. Historia

Los orígenes de las turbinas hidráulicas se remontan a más de tres mil años, en civilizaciones como Egipto, Mesopotamia y China, donde se inventó la primera rueda hidráulica con paletas, utilizada para aprovechar la energía de los ríos. En la misma época surgieron en Persia los primeros molinos de viento, difundidos luego hacia el siglo VII d.C.

El diseño de la rueda hidráulica permaneció sin cambios significativos hasta el siglo XVII, cuando Antoine Parent (1666–1716) estableció la relación entre la velocidad de la corriente y la rotación de la rueda. En 1754, Leonhard Euler formuló la teoría de las máquinas de reacción, base de las turbomáquinas modernas.

Más tarde, Claude Burdin (1790–1873) desarrolló la teoría de las turbomáquinas hidráulicas de alta velocidad y acuñó el término “turbina”. Su discípulo Benoît Fourneyron (1802–1867) construyó la primera turbina hidráulica de alta velocidad, del tipo radial centrífugo, con inyección total y tubo de aspiración.

Durante los siglos XIX y XX

surgieron las turbinas Pelton y Francis, seguidas por los modelos Turgo (1914), Kaplan (1915), Banki (1918), Deriaz (mediados del siglo XX) y Bulbo (1970), marcando la evolución de las turbinas hidráulicas modernas.

La primera turbina de río fue diseñada por Peter Garman para el bombeo de agua en zonas áridas de Sudán y Egipto. Tras múltiples pruebas, su tecnología demostró una eficiencia un 7 % superior a los sistemas tradicionales, consolidándose como una solución técnica y socialmente viable.

Esta tecnología dio origen a los Sistemas de Conversión de Energía de Corriente de Río (RCECS), o turbinas hidrocinéticas, desarrolladas por Thropton Energy Services, fundada por Garman y Bárbara Sexon. La empresa fabricó turbinas de 1.8 a 4.0 m de diámetro, con potencias cercanas a 2 kW y eficiencias del 12–14 %.

Posteriormente, en colaboración con MARLEC (Reino Unido), se creó la turbina AQUACHARGER, orientada a la recarga de baterías o alimentación directa de inversores. Este modelo, más eficiente y compacto, podía operar con velocidades de corriente entre 0.45 y 1.5 m/s, generando hasta 500 W gracias a un alternador de baja fricción y palas aerodinámicas.

A continuación, se detallan todos los avances y desarrollos innovadores, destacando que se incluyeron tecnologías principalmente con aplicaciones en corrientes submarinas, las cuales son atractivas por su gran capacidad de generación pero que no son comparables en potencias generadas con el proyecto, pero creemos que resulta significativo dejar registrado el potencial de la obtención de energía a partir del flujo de agua en distintos entornos.

- Marlec / Thropton Energy Services, UK (Quispe, F.M., 2005)

Es la turbina mencionada anteriormente, llamada "Amazon Aquacharger" y como se mencionó está construida específicamente para cargar bancos de hasta 6 baterías de 12V que por medio de inversores pueden operar aplicaciones a 240V. Su instalación solo necesita una plataforma flotante anclada a cierta distancia de la orilla donde se puede alcanzar una velocidad de corriente importante.



Fig. 1.10 Modelo Amazon Aquacharger.

- Verdant Power, Llc Y Verdant Power Canada ULC, Canadá y USA (Castro Castrillón, J.M., 2011)

El sistema consiste en un generador de flujo axial con rotor tripala de 5 metros de diámetro rateado para 35 kW. En la Fig. 1.11 se muestra que el generador y el multiplicador están contenidos en un compartimento anexo al rotor y al igual que este, están sumergidos bajo la superficie del río, por lo que, su tipo de montaje es sumergido y anclado sobre el lecho fluvial y cuenta con un mecanismo de viraje que permite mantener el rotor completamente perpendicular al flujo en todo momento. Trabaja a velocidades menores a 1.0 m/s pero para mayor eficiencia se recomienda trabajar a velocidades mayores a 2.0 m/s y profundidades de al menos 6.5 m.



Fig. 1.11 Modelo de turbina hidrocinética de Verdant Power 2011.

- Brasil (Chávez, H.A., 2013).

El laboratorio de Energía y Ambiente (L.E.A) de dicho país ha construido turbinas hidrocinéticas del tipo axial, como el de la Fig. 1.12, para apoyar la generación de electricidad en zonas rurales aisladas en el Amazonas, en donde la transmisión de energía del sistema se hace poco rentable y de difícil acceso. La turbina es introducida al río mediante el uso de un brazo con un pivote en la ribera del río como se muestra en la figura.



Fig. 1.12 Modelo de turbina hidrocinética para ríos de LEA.

- Marine Current Turbines

Empresa perteneciente a Siemens, desarrolla turbinas hidrocinéticas de corrientes de marea. Por ejemplo, la turbina de flujo axial SeaGen, la cual llegó a una potencia nominal de 1,2 MW, entregando un total de 11,6 GWh a la red entre los años 2008 y 2019. El prototipo anterior, SeaFlow, llegó a una potencia nominal de 300 kW.



Fig. 1.13 Turbina SeaFlow (izquierda) y Turbina SeaGen (derecha). [6]

1.5.2. Estado del arte

Actualmente, las energías renovables han alcanzado competitividad y eficacia, siendo la hidroeléctrica un aliado clave en la generación de energía limpia. Sin embargo, en el ámbito de las turbinas hidrocinéticas, la investigación y el desarrollo aún se encuentran en una fase activa.

Se ha observado que existen pocos estudios en la literatura abierta sobre turbinas hidrocinéticas aplicadas a ríos y prácticamente ninguno para canales. Trabajos iniciales incluyen el prototipo "cata-agua" del INPA en Brasil (1985). La turbina Gorlov, inventada entre

1996 y 1998, con sus álabes helicoidales, representa un avance al reducir las fluctuaciones de par y mejorar la capacidad de autoarranque.

La información disponible para el diseño y desarrollo de estas turbinas es muy especializada, algo dispersa y está enfocada en casos particulares. Para el caso concreto de la zona de influencia de nuestro análisis de prefactibilidad no se tienen reportes ni conocimiento de estudios previos. Por tanto, se considera un trabajo innovador y que se constituye en el punto de partida para el estudio de una nueva línea de investigación en turbo máquinas y mecánica de fluidos.

El uso de programas informáticos de análisis por elementos finitos (FEA), como Comsol Multiphysics y ANSYS (CFX, Fluent), es una herramienta poderosa y en constante evolución que permite el diseño y la optimización virtual de turbinas. Esto ha logrado reducir significativamente el tiempo y los costos desde la concepción del producto hasta su fabricación, al permitir la creación de prototipos virtuales y la evaluación de su comportamiento sin necesidad de ensayos físicos extensos.

Actualmente se trabaja sobre una mejora continua del diseño geométrico de los álabes, aprovechando un mejor entendimiento de las fuerzas de sustentación y arrastre. Se reconoce la importancia de contar con fuentes de información actualizadas (artículos, estudios de posgrado de los últimos cinco años) para asegurar una base científica sólida en el desarrollo de estas tecnologías. A pesar de los avances, la reducción de los costos de fabricación y la expansión a un mercado más amplio siguen siendo desafíos clave para el desarrollo industrial de las THC.

Los países más activos en el desarrollo de esta tecnología son el Reino Unido, Irlanda, Francia, España, China, Japón, Corea del Sur, Canadá y los Estados Unidos. Europa está en la vanguardia de las tecnologías hidrocinéticas, con la mayor parte del desarrollo concentrado en el Reino Unido debido a sus abundantes recursos hidrocinéticos y undimotrices. El Centro de Energía Marina Europea (EMEC, por sus siglas en inglés) se encuentra en Orkney, Escocia, y es el principal sitio mundial de prueba de dispositivos. EMEC ha desarrollado también los primeros estándares y lineamientos internacionales para la prueba y certificación de dispositivos hidrocinéticos y undimotrices.

La mayoría de los desarrolladores privados y de los investigadores trabajan en tecnologías de gran versatilidad de aplicación. La modularidad y escalabilidad de los dispositivos son dos de los principales criterios de diseño. Están en desarrollo dispositivos de aplicaciones múltiples que pueden ser instalados en ambientes muy diversos, como por ejemplo en ríos, estuarios, canales artificiales, canales de fuga en centrales hidroeléctricas y descargas industriales.

La maximización de la potencia extraíble del flujo es uno de los principales focos de investigación y el objetivo de este estudio.

La revisión bibliográfica evidenció una limitada cantidad de publicaciones tradicionales sobre turbinas hidrocinéticas, debido a las particularidades del tema. Las primeras fuentes consultadas fueron proyectos finales y tesis de grado con enfoques similares, a partir de los cuales se identificaron numerosos artículos científicos internacionales. En general, la bibliografía especializada consultada se relaciona con la generación de energía eólica.

Cada trabajo presenta un diseño altamente personalizado, condicionado por las características hidráulicas de cada río o canal. Se destacan aportes teóricos y prácticos en estudios realizados en España y Ecuador, este último con mayor número de instalaciones efectivas. En el ámbito nacional, se identificó un trabajo final de la Facultad de Ingeniería de la UNLP sobre una turbina de baja potencia y una tesis doctoral de FIUBA orientada a la optimización de turbinas hidrocinéticas de eje horizontal.

A continuación, se mencionan los proyectos de instalaciones y prototipos de turbinas hidrocinéticas en Argentina.

- En Mendoza se está desarrollando una innovadora alternativa tecnológica para aprovechar los canales de riego —como el Canal San Martín— mediante miniturbinas hidrocinéticas. Este proyecto, liderado por la UNCUYO junto al CONICET (y con participación de INVAP y Talleres Metalúrgicos), ha logrado construir un prototipo de 4,5 kW dentro de una carcasa aerodinámica de 300 mm de diámetro, con rotor de 450 mm y tres álabes, sujetado sobre una viga transversal apoyada en bases independientes de hormigón. La instalación requiere mínimas obras civiles, ya que el canal está revestido en hormigón y tiene caudales y velocidades adecuadas (entre 3,1 y 4,3 m/s para caudales de 10 a 35 m³/s). Las primeras estimaciones indican que el tramo piloto de 19 km del canal San Martín podría aprovechar más de 20 000 kW, suficiente para abastecer unas 20.000 viviendas con un factor de uso de 0,5.



Fig. 1.14 Fotografía de prototipo instalado por INVAP en Canal San Martín - Depto. Luján de Cuyo. [9]

Este prototipo fue instalado en el año 2014. No se encontró más información al respecto sobre posteriores desarrollos, aunque recientemente se publicó un proyecto por parte de uno de los integrantes del grupo de investigación acerca del desarrollo de una turbina de 40 kW por lo que entendemos que aún existe una línea de desarrollo e investigación.

- En la ciudad de Allen, Río Negro, se instaló en 2011 una turbina hidrocinética experimental desarrollada por INVAP en conjunto con Aguas Rionegrinas (ARSA). Esta turbina fue ubicada en un canal de desagüe de la planta potabilizadora local, con el objetivo de evaluar su eficiencia para generar energía aprovechando la corriente del agua sin necesidad de represas. El diseño busca validar el uso de estos dispositivos en entornos rurales o urbanos, favoreciendo la generación distribuida con bajo impacto ambiental y mínima intervención en la infraestructura existente. No se encontraron imágenes ni información de características más específicas, aunque por las imágenes entendemos que se trata de un prototipo.
- A su vez en la Universidad Nacional del Comahue (Labriola, Kirs y Lagos, 2009), existe un proyecto de turbina hidrocinética. A continuación, se muestra parte de la turbina en

un periodo de elaboración y según informes la turbina está dimensionada para una potencia máxima entregada de 136 W.



Fig. 1.15 Prototipo de turbina hidrocinética presentada en Neuquén. [10]

CAPÍTULO 2: ESTUDIO DE MERCADO

2.1. Introducción

El estudio de mercado del presente análisis de prefactibilidad contempla tanto la competitividad de la implementación de la tecnología respectiva como también de nuestro producto entendiendo que será diseñado en una macro localización ya predefinida desde la concepción de este estudio por lo que ciertos parámetros competitivos y de oportunidad económica que se mencionan no terminarán siendo determinantes para nuestro producto final pero sí serán importantes para evaluar la competitividad del producto.

Se buscará descubrir las características generales del mercado, se mencionan las principales empresas que intervienen en cada uno de los mercados de estos productos y principales competencias (para los dos enfoques mencionados anteriormente).

La finalidad de realizar este estudio es obtener información para poder tomar decisiones sobre el desarrollo y perfeccionamiento al momento de diseñar el producto óptimo para el análisis, como también predecir de cierta manera cómo evolucionará esta tecnología en un futuro, el desarrollo local y la implementación de esta.

2.2. Tendencia de la aplicación de tecnologías para la generación de energía

2.2.1. Tendencia mundial

A modo de breve resumen para poner en contexto la situación mundial de generación y consumo de energía eléctrica, es acertado aportar el siguiente dato:

- La demanda mundial de electricidad aumentó un 4,3% en 2024, un cambio radical con respecto al crecimiento del 2,5% observado en 2023. El ritmo promedio de crecimiento de la demanda de electricidad de 2010 a 2023 fue del 2,7%, el doble de la tasa de crecimiento de la demanda total de energía durante el mismo período. [11].

Una vez determinado el contexto energético global, resulta pertinente analizar la situación actual de la generación eléctrica a nivel mundial. En 2024, la producción global de electricidad aumentó en más de 1.200 TWh respecto al año anterior. Reflejando el aumento de la demanda de electricidad, este aumento anual del 4% representa una aceleración significativa de la tasa de crecimiento promedio del 2,6% observada entre 2010 y 2023. El aumento de la generación a partir de energías renovables y energía nuclear representó más del 80% del crecimiento mundial, un paso adelante con respecto a 2023, cuando representaron dos tercios del crecimiento total.

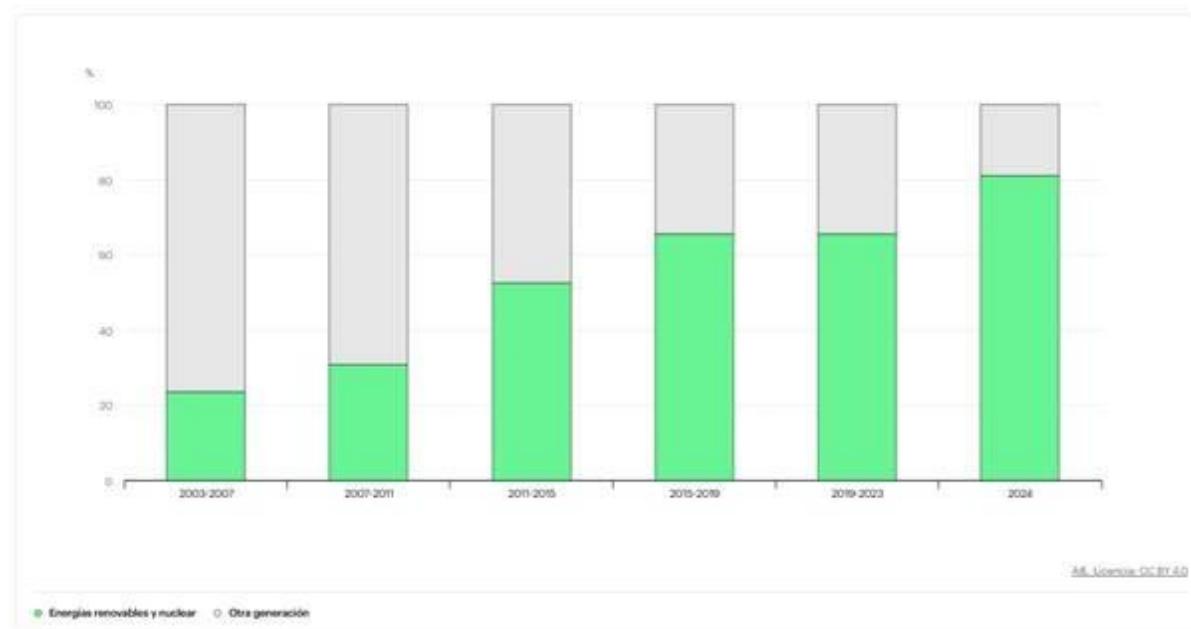


Fig. 2.1 Porcentaje de aumento de la generación mundial de electricidad, 2003-2024. [11].

Se observa como la participación porcentual ha aumentado a lo largo de los últimos 20 años. En 2024, las energías renovables por sí solas representaron casi tres cuartas partes del aumento general de la generación de energía. La energía solar fotovoltaica lideró el camino, aumentando en aproximadamente 480 TWh, la mayor cantidad de cualquier fuente y superando con creces el año anterior. La generación global de energía solar fotovoltaica se ha duplicado aproximadamente cada tres años desde 2016, y lo hizo nuevamente entre 2021 y 2024. La energía eólica se expandió en unos 180 TWh en 2024 a medida que se pusieron en marcha nuevos proyectos. Sin embargo, la tasa de crecimiento anual del 8% fue la más baja de las últimas dos décadas debido a una base alta, así como a los desafíos de permisos y licencias en varias regiones.

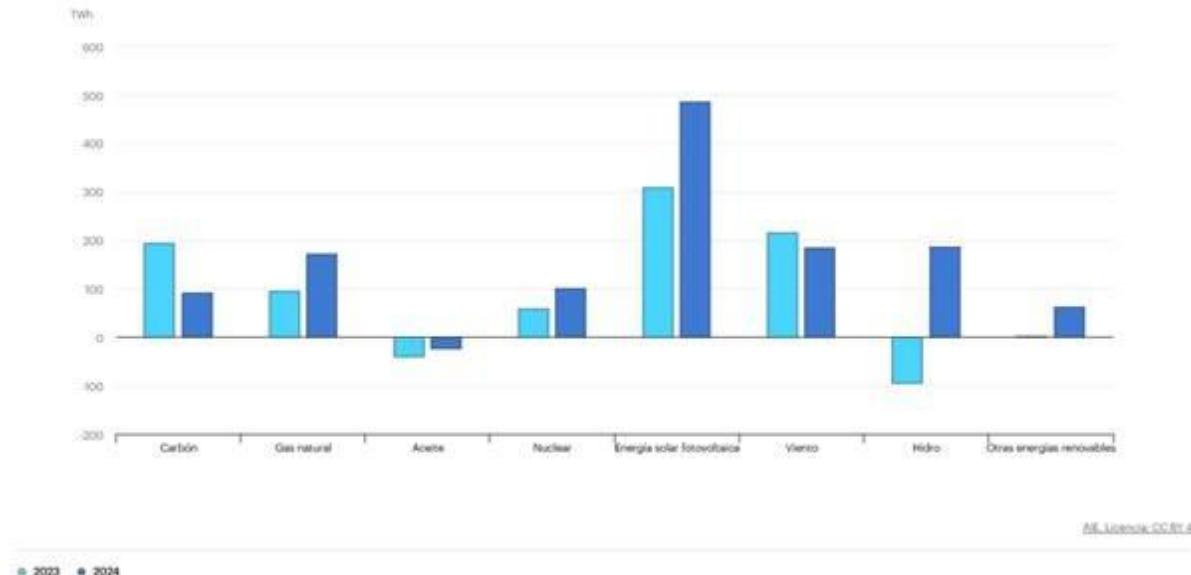


Fig. 2.2 Variación anual de la generación mundial de electricidad por fuente. 2023 – 2024. [11]

La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles aumentó algo más del 1% en 2024, lo que representa menos de una quinta parte del crecimiento mundial de la generación de electricidad. La generación de gas natural aumentó alrededor de un 2,5% interanual, significativamente más que en 2023, con reducciones en los precios del gas natural en la mayoría de los principales mercados y un impulso al clima cálido en algunas regiones. La producción de las centrales eléctricas de carbón aumentó menos del 1% en 2024, la mitad de la tasa de crecimiento observada el año anterior.

Los combustibles fósiles representaron casi el 60% de la generación de electricidad en 2024, pero la combinación de energía está evolucionando.

El carbón siguió siendo la mayor fuente de generación de electricidad del mundo, una posición que ha mantenido durante más de 50 años. En 2024, representó el 35% de la generación total de energía. El gas natural fue la segunda fuente más grande de electricidad, marcando más de dos décadas en las que ha proporcionado más del 20% de la electricidad mundial. Las centrales eléctricas de petróleo generaron solo un pequeño porcentaje del total.

Sin embargo, la combinación de poder global está evolucionando. Por primera vez, la generación de energía a partir de energías renovables y nucleares cubrió dos quintas partes de la generación mundial total en 2024. Las energías renovables representaron colectivamente un tercio de la generación de electricidad, lideradas por la energía hidroeléctrica (14% de la generación total de electricidad), la eólica (8%), la solar fotovoltaica (7%) y la bioenergía y los residuos (3%). La energía nuclear cubrió el 9% de la generación mundial de electricidad.

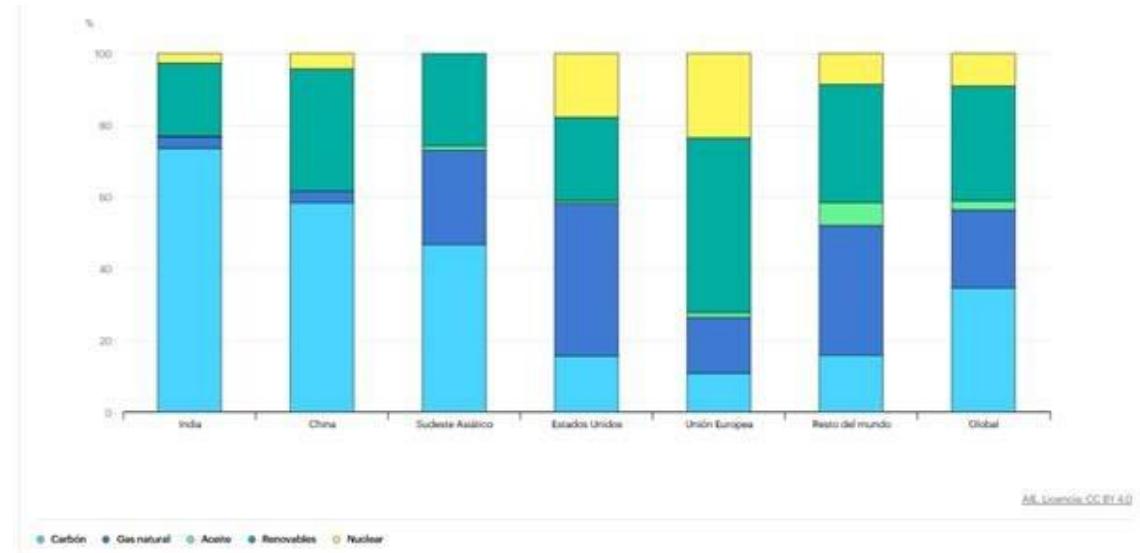


Fig. 2.33 Combinación de generación de electricidad para regiones seleccionadas, 2024.
 [11]

En 2024, las adiciones anuales de capacidad renovable global aumentaron en un 25% a alrededor de 700 GW, marcando el 22º año consecutivo en que las energías renovables han establecido récords de expansión. La energía solar fotovoltaica representó más de las tres cuartas partes de las adiciones de capacidad renovable, seguida de la eólica (17%) y la hidroeléctrica (4%), con bioenergía, geotermia, energía solar concentrada y marina que constituyen el resto.

Las adiciones de energía solar fotovoltaica en 2024 aumentaron casi un 30% año tras año, totalizando alrededor de 550 GW. Con este crecimiento, la capacidad solar fotovoltaica instalada en todo el mundo alcanzó un estimado de 2,2 teravatios (TW). Las adiciones eólicas anuales se mantuvieron estables en alrededor de 120 GW. Juntos, la energía solar

fotovoltaica y la eólica representaron el 95% del crecimiento total de la capacidad renovable en 2024.

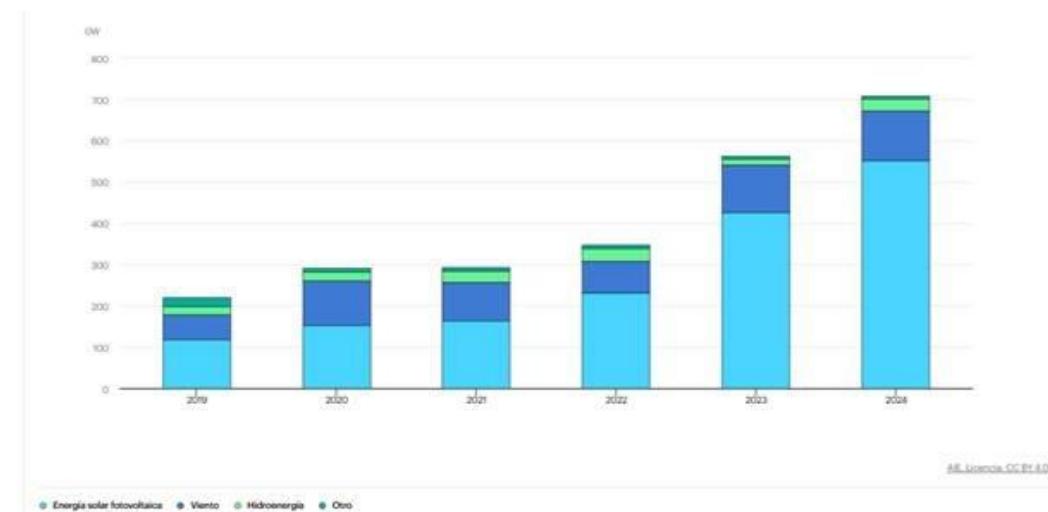


Fig. 2.44 Total de adiciones de capacidad renovable por tecnología, 2019 – 2024. [11]

Se aprecia como la adición de instalaciones generadoras de energía eléctrica renovable han aumentado de manera considerable en los últimos cinco años. Si bien se mantiene una fuerte predominancia de energía solar fotovoltaica, las otras tecnologías no se han quedado atrás.

A continuación, se muestra la situación actual mundial de generación de energía.

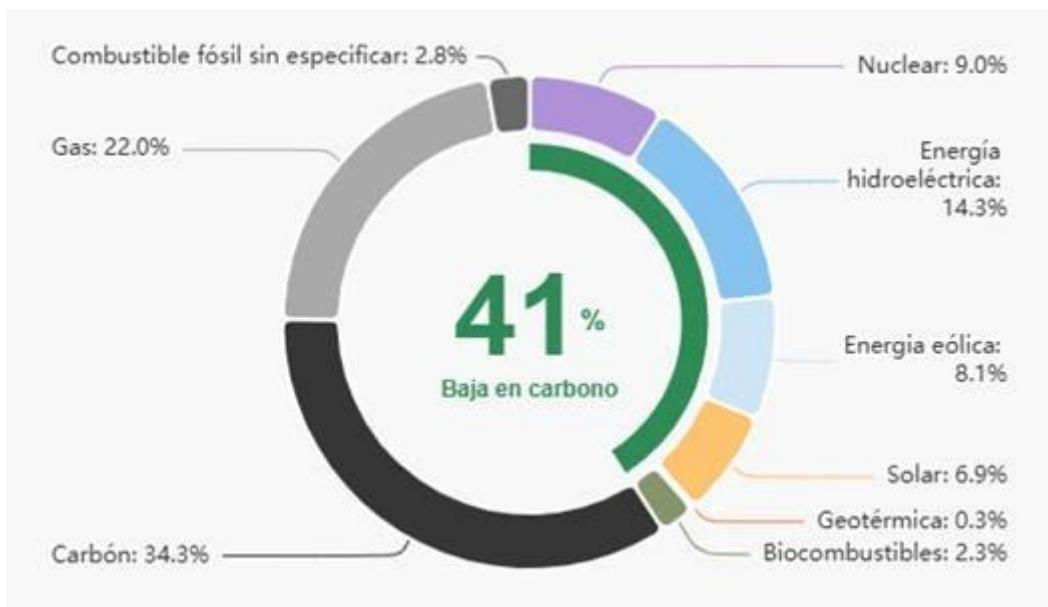


Fig. 2.5 Distribución de la generación eléctrica mundial 2024. [12]

Se observa cómo a pesar de todo el trabajo mencionado anteriormente en la inversión e instalación de nuevos centros generadores de energía eléctrica renovables todavía más de la mitad de la generación eléctrica proviene de combustibles fósiles, representando un 59%. Aunque si se examina la evolución en los últimos 10-15 años, el mundo ha dado un gran paso hacia una transformación de la matriz energética, percibiendo que todavía queda mucho por hacer.

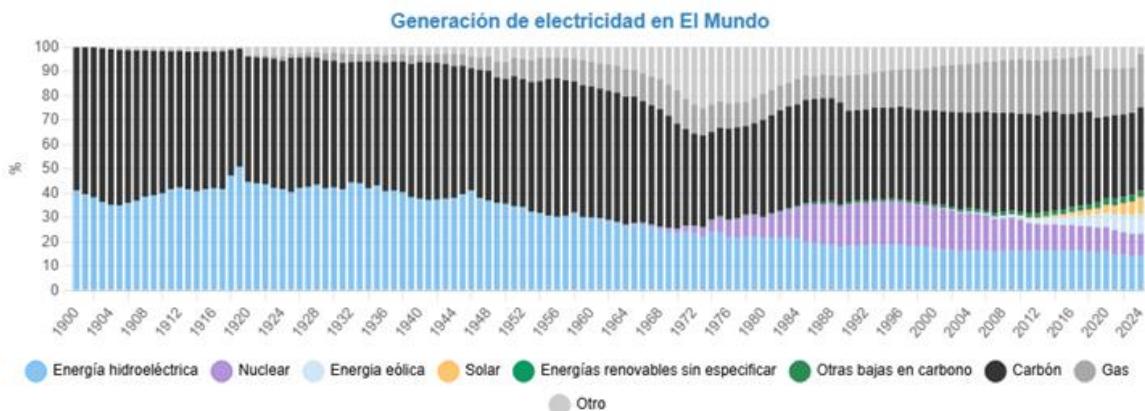


Fig. 2.65 Generación de electricidad en el mundo porcentual. [12]

2.2.2. Tendencia nacional

En esta sección se hará un estudio similar al anterior, pero en lo que respecta a nuestro país. El fin de este apartado es conocer la situación actual de Argentina y saber si se encamina en una dirección similar o no a la del mundo.

El sistema energético argentino actual enfrenta varios desafíos interconectados y multifacéticos, con causas financieras, técnicas, estructurales y sociopolíticas. Uno de los mayores retos es la dependencia alta hacia los combustibles fósiles, básicamente petróleo y gas, que actualmente representan 58% de la potencia instalada. Frente a este contexto, y ante la necesidad de una disminución drástica de emisiones de gases de efecto invernadero, el país enfrenta un gran desafío en la incorporación de fuentes alternativas y limpias.

La creciente conciencia de los impactos humanos sobre el clima que llevó a la creación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), que es un órgano científico intergubernamental encargado de la tarea de examinar y evaluar la información científica más reciente sobre el cambio climático. Algunas de las conclusiones alarmantes que el IPCC publicados como evidencia científica que revelan la destrucción que los seres humanos están causando al medio ambiente.

- Se atribuye la mayor parte del aumento de las temperaturas mundiales al aumento de las emisiones GEI, generadas por los seres humanos.
- El calentamiento global y el mar y su elevación del nivel continuará durante siglos, incluso si las emisiones de gases de efecto invernadero se estabilizan en un futuro próximo. [37]

En esta línea, las energías renovables están cada vez más asociadas a un nuevo modelo basado en la denominada generación distribuida. Este concepto no es en absoluto nuevo, y aunque no existe una única definición, en general se asocia a la generación que se ubica más próxima a los puntos de consumo, opuesto a lo que hoy sucede con las plantas de generación termoeléctrica, las centrales nucleares, o las grandes presas hidroeléctricas en Argentina. Su definición puede variar, también, según el tipo de tecnología, la capacidad instalada, el impacto ambiental, o la titularidad.

A pesar de que la generación distribuida es independiente del tipo de tecnología, se considerarán como instalaciones de energía renovable que se ubican próximos a los puntos de consumo, y que se conectan exclusivamente a la red de distribución, pudiendo ser su potencia de unos pocos kW hasta decenas de MW.

Es importante abordar las incipientes pero disruptivas experiencias de transición hacia modelos locales de generación eléctrica en Argentina, y comparar las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica en Argentina para evaluar la competitividad de las turbinas hidrocinéticas en un mercado tan indispensable y crucial como el energético.

Se considera que en la implementación de esta y otras tecnologías innovadoras para la generación de energía deben involucrarse tres actores fundamentales. En primer lugar, las provincias, que desde la reforma constitucional de 1994 poseen el control de las reservas energéticas. Además, las provincias tienen potestad sobre sus redes de distribución eléctrica, aspecto clave para regular la conexión de la generación en baja tensión.

Una viva imagen de lo mencionado es el caso de estudio en cuestión, en la provincia de Mendoza, donde el Departamento General de Irrigación —organismo público descentralizado encargado de administrar el recurso hídrico, reglamentar y fiscalizar su uso— demuestra cómo la participación provincial resulta fundamental.

En segundo lugar, se destacan las cooperativas eléctricas, muchas de las cuales planean ampliar su participación en el mercado eléctrico. Actualmente, la mayoría actúa como agente de distribución, pero buscan reappropriarse de la generación mediante proyectos basados en energías renovables y distribuidas.

Finalmente, los usuarios de la red también cumplen un papel relevante, ya que desde la sanción de la Ley 27.424, en 2017, tienen la posibilidad de convertirse en prosumidores; es decir, usuarios que, según las condiciones del día, pueden ser productores o consumidores netos de energía eléctrica.

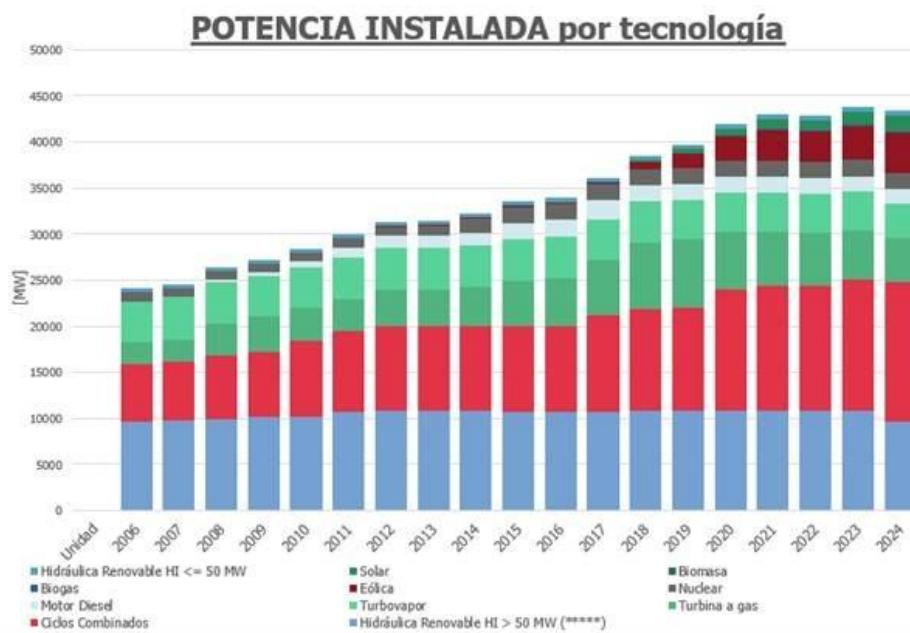


Fig. 2.7 Potencia instalada por tecnología de generación eléctrica. [12]

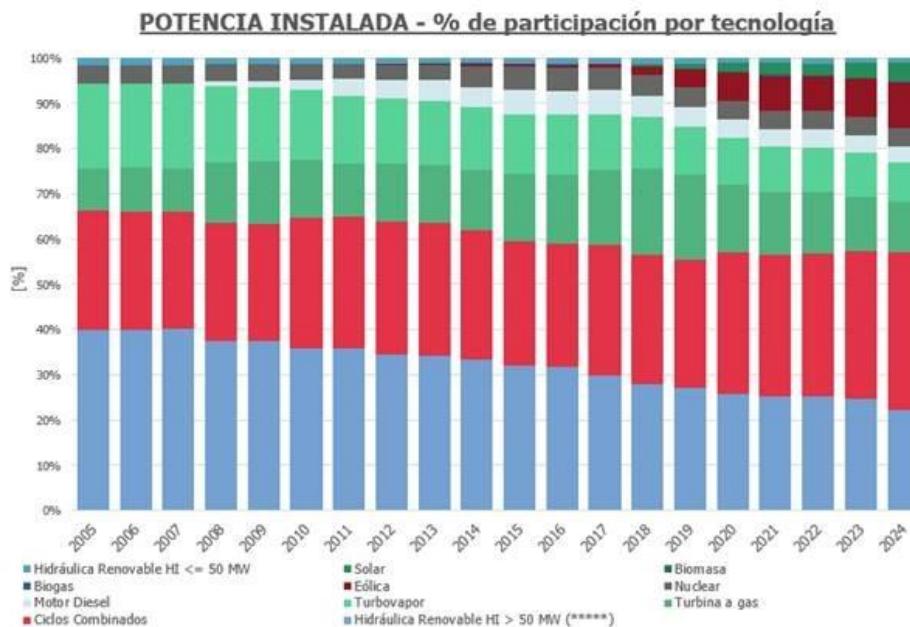


Fig. 2.8 Potencia instalada porcentual por tecnología de generación eléctrica. [12]

Las tecnologías renovables muestran un nivel de madurez y competitividad económica que las coloca entre las opciones más dinámicas del mercado. Se incluye además un cúmulo de beneficios fiscales y garantías de pago, los cuales disminuyen la incertidumbre asociada a la capacidad de pago de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA), encargada de coordinar los despachos y el funcionamiento del sector eléctrico en general.

Más allá de que el programa RenovAr se apuntó dentro de los compromisos asumidos en el Acuerdo de París en 2015 para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y forme parte de los mecanismos de desarrollo sustentable, podemos ver en las siguientes dos figuras el hecho de que la cantidad de energía térmica licitada por el Estado, desde que se inició el programa, ha sido mayor a la renovable, esto da la pauta para considerar que la promoción de estas energías verdes no estuvo motivada por una política ambiental genuina, sino por garantizar la renta energética a los grandes actores globales del campo de la energía renovable.

En este marco, se considera que el país desaprovecha la oportunidad de sentar las bases de una transición hacia nuevos modelos energéticos. Pensar esto es ir más allá de cambios cuantitativos en la matriz energética, del reemplazo de combustibles fósiles contaminantes y finitos, por otros limpios e inagotables: se trata de concebir a las tecnologías de energía renovable como motores de un nuevo paradigma energético, involucrando generación descentralizada y de baja potencia (microgeneración).

Si bien la generación directa se refiere a una opción técnica y tecnológica, antes que política, es claro que esta podría generar condiciones para desarrollar el uso de fuentes de energías renovables y a la vez cuestionar el modelo centralizado predominante. En Argentina, este modelo ha avanzado históricamente en zonas aisladas (fuera del mapa), donde esta tecnología representa la única posibilidad de acceso a la energía eléctrica para los pobladores, pero para que el impacto sea relevante la GD debe llegar donde los consumos son más importantes, es decir, los centros urbanos.

Actualmente Argentina se encuentra en la siguiente situación:

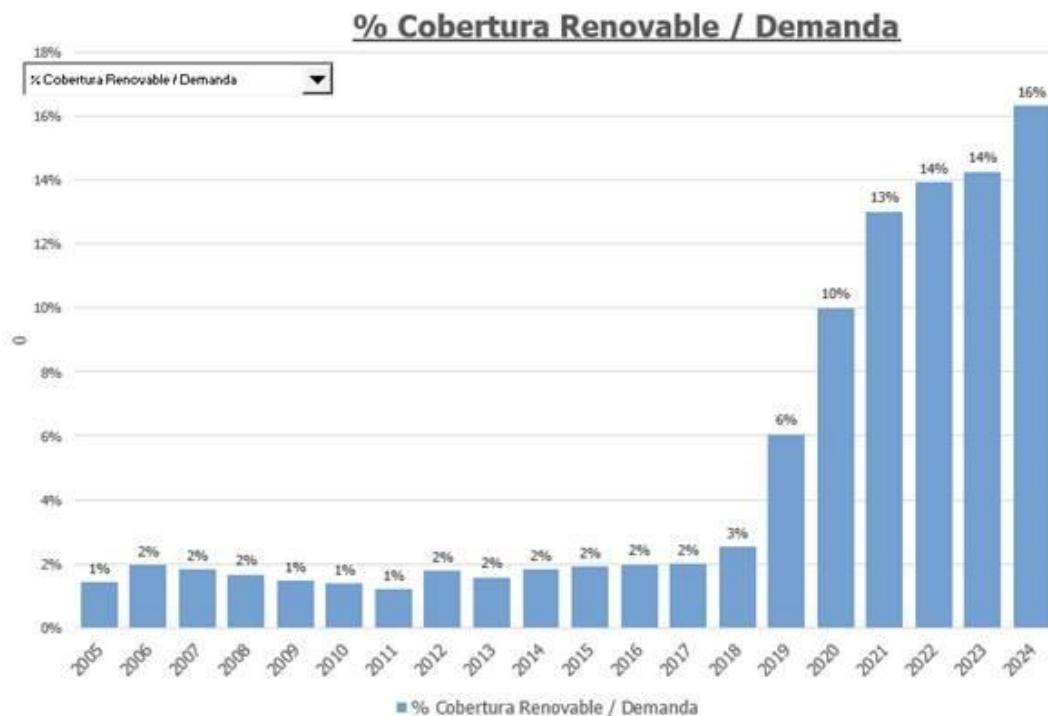


Fig. 2.9 Porcentaje de cobertura de generación de energía eléctrica renovable en Argentina contra demanda 2005 – 2024. [13]

Esta disposición a lo largo del tiempo ha evolucionado como lo refleja la Figura 2.10, con un marcado aumento de participación de proyectos de generación eólica y solar, en coherencia con lo que observamos anteriormente en el análisis mundial de los últimos años.

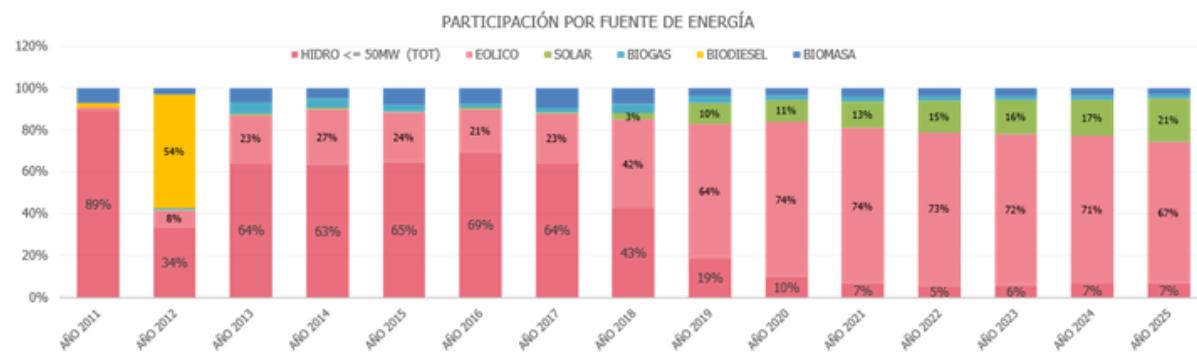
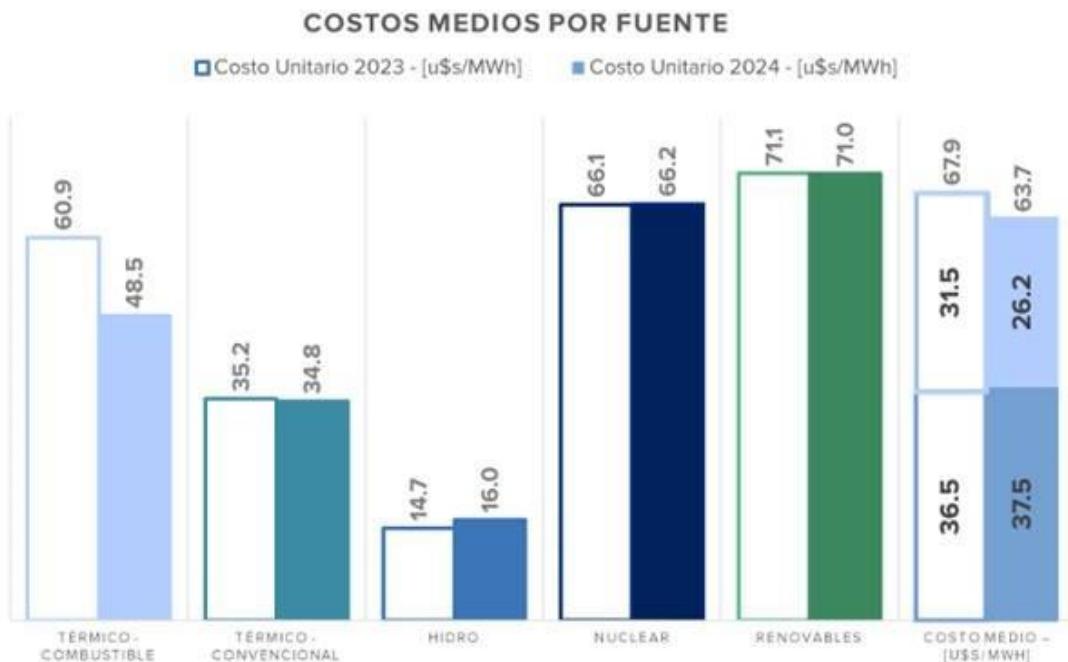


Fig. 2.10 Participación por fuente de energía renovable. [14]

Para formular un estudio de mercado más certero y amplio, se debe cuantificar el pago del sistema interconectado a cada uno de sus participantes por la energía que suministran.



(*) No contiene gastos relacionados al intercambio de energía, transporte ni gastos adicionales relacionados al combustible (logística, impuestos).

Fig. 2.11 Costos medios por fuente de generación de energía eléctrica en Argentina en 2024. [15]

Cabe destacar que los datos incluidos en la Fig. 2.11 no contienen gastos relacionados al intercambio de energía, transporte ni gastos adicionales, por lo que la presente propuesta de generación distribuida en igualdad de valores de costos sería una propuesta superior. Se entiende también que la disparidad de costos entre los tipos de tecnología está dada por la capacidad de generación, la disponibilidad inmediata de entrar o salir del sistema interconectado, el rendimiento individual de cada central, la disponibilidad propia del recurso que utilizan y demás factores y condiciones contractuales de Cammesa. No haremos hincapié en estos últimos ya que no es el objetivo de este estudio de mercado, como tampoco se proyecta por el momento que nuestra tecnología se compare en términos nominales de generación de energía eléctrica a las que vemos evaluadas en la Fig. 2.11. Pero de igual manera se deja aquí registrado para evaluar a futuro qué tan competitivos podemos ser.

2.3. Análisis de disponibilidad del recurso

El principal recurso para la implementación de la tecnología de turbinas hidrocinéticas es obviamente, la disponibilidad de un corriente de agua constante ya sea desde el aprovechamiento de una marea oceánica hasta el curso de un río o canal.

Desde sus inicios este proyecto se planteó para zonas locales, en específico dentro del Departamento de San Rafael, a diferencia del estudio de tecnologías de generación de energía eléctrica mundial y nacional hechos hasta el momento, el análisis de disponibilidad del recurso se hará solo en la macrozona ya elegida para este proyecto.

En la provincia de Mendoza, Argentina, existe una extensa red de canales de riego con una considerable cantidad de energía cinética que podría ser transformada en energía eléctrica. Dado que los canales de riego tienen mucho caudal y poco salto de altura, el uso de turbinas hidrocinéticas resulta ideal. Específicamente para el oasis sur y particularmente San Rafael nos encontramos con dos cuencas y ríos principales.

Por un lado, tenemos el Río Diamante con un caudal promedio de 55 m³/s en el mes de enero y de 7 m³/s para el mes de junio de un año medio según indica el Departamento General de Irrigación. El agua es distribuida por un sistema primario que consta de un canal principal, denominado canal Matriz río Diamante sobre el que se encuentra instalada la central de paso Los Coroneles y desde donde se abastece al canal Serú Civit, la hijuela El chilcal y la toma para el emprendimiento San Rafael Arcángel. El canal Matriz se divide en dos canales, que completan el sistema primario, el canal Marginal Izquierdo y el canal Marginal Derecho. Del primero de estos se abastecen los canales secundarios ubicados en general al norte del río, con excepción de los canales Sauce de Las Rosas y Matriz Goudge. Del canal Marginal Derecho se derivan el resto de los canales que riegan al sur del río Diamante.

Tanto el canal Matriz río Diamante como el canal Marginal Derecho se encuentran revestidos en hormigón en toda su longitud, en tanto que el canal Marginal Izquierdo está revestido hasta la derivación de la Hij. N°2 del Canal Elena y desde allí se encuentra excavado en terreno natural hasta su finalización. El total de extensión de la red de distribución del oasis productivo del Río Diamante es de 2.628 km, contemplando entre red primaria, red secundaria y red terciaria, de la cual se encuentra impermeabilizada en la actualidad 249 km, es decir aproximadamente un 9 %.



Fig. 2.12 Red de distribución del Río Diamante. [16]

Por otro lado, tenemos el Río Atuel con un caudal medio del río que asciende a los 48 m³/s cuando comienza el deshielo, y decrece en invierno hasta los 3 m³/s para un año medio.

La red de riego del río Atuel es extensa, lo que indica una relación importante de la infraestructura con respecto a la zona servida. La mayoría de los canales que originan la red primaria de distribución tenían toma libre sobre el río hasta el año 2012, cuando se habilitó en forma completa el Canal Marginal del Atuel. Estas tomas no poseían mecanismo de regulación de caudales en el punto de captación de manera eficiente, sino que aguas abajo, en los canales, existían compuertas manuales que servían para regular la cantidad de agua.

Cabe destacar que el sistema de la red de riego del río Atuel tiene una longitud superior a los 2.530 km encontrándose revestidos 93 km, mientras que la longitud de drenajes principales supera los 950 km, lo que representa más del 40% del total de la red de drenaje provincial.

En el área irrigada por el río Atuel adquiere especial relevancia la acción de los drenajes, ya que controlan la influencia de la freática en los cultivos, alimentada desde sectores de recarga. En tal sentido, la red existente está formada por colectores primarios de gran capacidad conductiva.

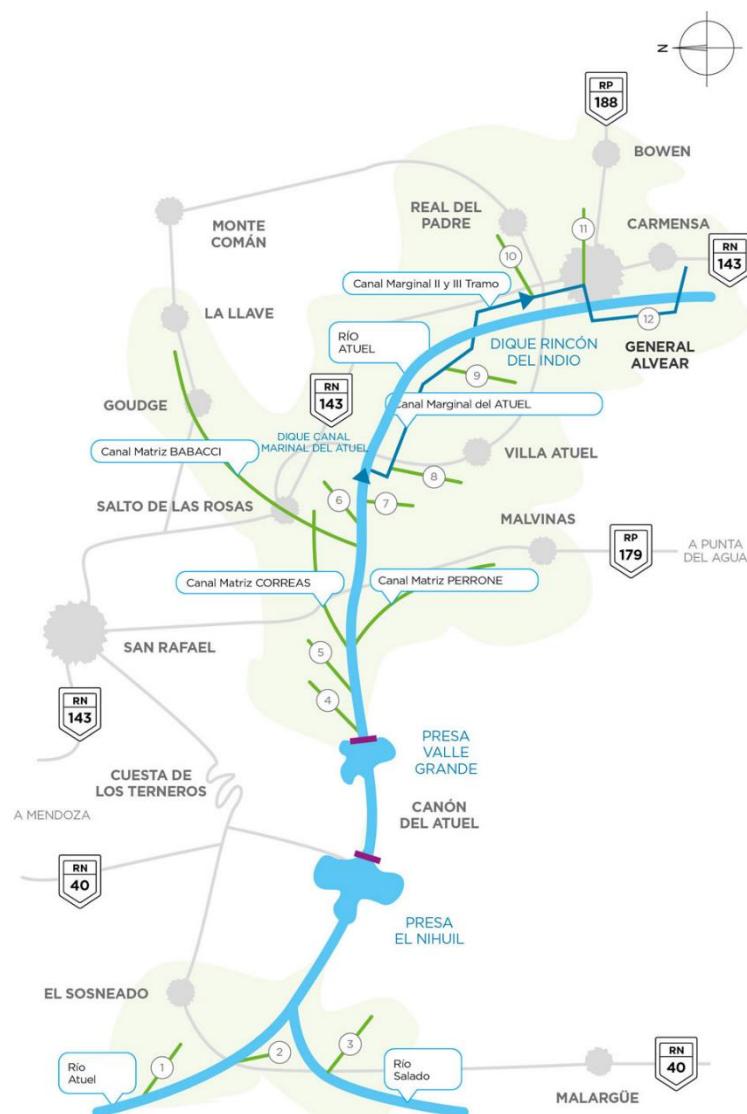


Fig. 2.136 Red de distribución del Río Atuel. [16]

La suma de ambos sistemas de distribución da un total de 342 km de canales revestidos con viabilidad para colocar una o varias turbinas hidrocinéticas lo cual implica un potencial incalculable (o muy difícil hacerlo de manera certera) de generación de energía eléctrica.

Cabe destacar esa última aclaración, debido a que existen demasiados posibles puntos de instalación, más adelante se establecerán criterios de localización y sus correspondientes aplicaciones para reducir esta incertidumbre. Una vez estimada la potencia a generar de la turbina hidrocinética a desarrollar, podremos tener un valor más aproximado del potencial total de la zona sur.

2.4. Estudio de mercado del producto

El mercado de convertidores hidrocinéticos se refiere al sector dedicado al desarrollo, fabricación e implementación de tecnologías diseñadas para capturar energía del agua que fluye, como ríos, flujos de marea y corrientes oceánicas. Este mercado emergente está impulsado por el impulso global hacia soluciones de energía renovable y la creciente demanda de fuentes de energía sostenibles. El mercado de convertidores hidrocinéticos ha cobrado un impulso significativo, impulsado por las innovaciones tecnológicas y el cambio global hacia alternativas de energía limpia.

El tamaño del mercado de convertidores hidrocinéticos se situó en USD 450 millones en 2024 y se prevé que alcance los USD 1,2 mil millones para 2033, registrando una TCAC (tasa de crecimiento anual compuesto) del 12,5 % de 2026 a 2033.

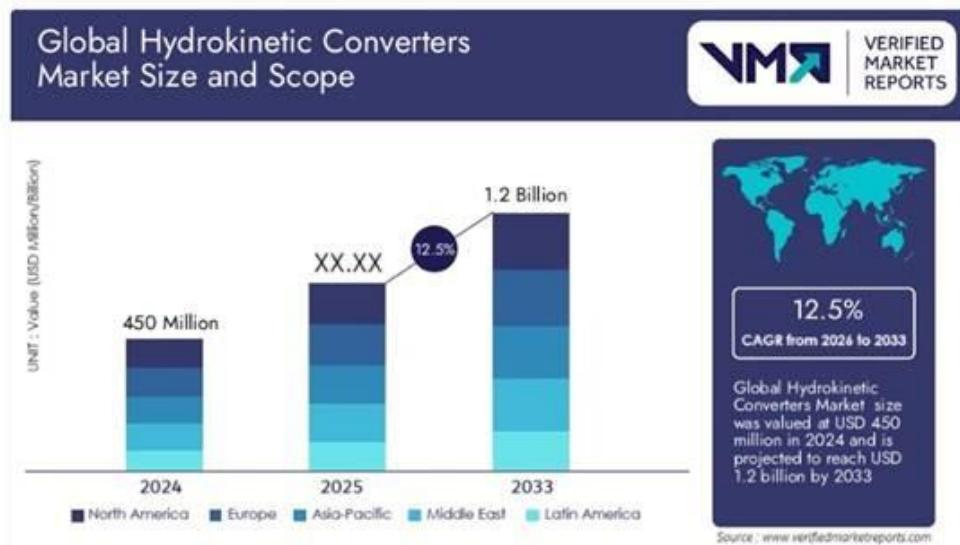


Fig. 2.14 Tamaño y alcance del mercado global de convertidores hidrocinéticos. [17]

A medida que los países continúan buscando fuentes de energía sostenibles, el mercado de convertidores hidrocinéticos está preparado para un crecimiento sustancial. Los avances tecnológicos, como el desarrollo de turbinas más eficientes y rentables, han hecho posible aprovechar el poder de las corrientes de baja velocidad tanto en los sistemas de mareas como en los fluviales. Esto ha ampliado las áreas geográficas adecuadas para proyectos hidrocinéticos, incluidas las regiones con agua de movimiento más lento. El tamaño del mercado global de energía hidrocinética se valoró en alrededor de USD 375 millones en 2020 y se espera que crezca a una tasa de crecimiento anual compuesta (TCAC) del 20% de 2021 a 2030. También se espera que las iniciativas e incentivos gubernamentales destinados a promover la energía renovable impulsen la adopción de tecnologías hidrocinéticas en los próximos años.

El mercado está experimentando un mayor interés tanto de las naciones desarrolladas como de las en desarrollo, particularmente aquellas con importantes sistemas fluviales y recursos de mareas. Como parte de esta evolución, el sector también está siendo impulsado por diversas iniciativas de investigación y desarrollo destinadas a mejorar la eficiencia y la escalabilidad.

Los convertidores hidrocinéticos están encontrando aplicaciones en varias industrias, que van desde la generación de energía hasta el transporte marítimo. En la industria del transporte, se están investigando convertidores hidrocinéticos para impulsar embarcaciones y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Además, esta tecnología se está utilizando para proporcionar energía suplementaria a las granjas acuícolas, lo que ayuda a compensar el consumo de energía en los sistemas agrícolas basados en el agua. La creciente versatilidad de estos convertidores en múltiples industrias está contribuyendo significativamente a la expansión general del mercado.

2.4.1. Dinámica del mercado de convertidores hidrocinéticos

El mercado de convertidores hidrocinéticos ha ganado una tracción significativa en los últimos años, impulsado por la creciente demanda de fuentes de energía renovables. A medida que se intensifica el enfoque global en la reducción de la huella de carbono, los convertidores hidrocinéticos presentan una solución cada vez más importante. Se espera que el mercado continúe su trayectoria ascendente, debido a la necesidad de soluciones energéticas más limpias y al advenimiento de tecnologías avanzadas diseñadas para mejorar la eficiencia y la rentabilidad.

2.4.2. Impulsores del mercado

Varios factores están impulsando el crecimiento del mercado de convertidores hidrocinéticos. El primero y más importante es la creciente demanda de fuentes de energía sostenibles y limpias. Con los gobiernos de todo el mundo estableciendo objetivos ambiciosos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, las tecnologías de energía renovable como los convertidores hidrocinéticos se están convirtiendo en parte integral de las políticas energéticas. Durante la última década, los convertidores hidrocinéticos han evolucionado significativamente en términos de diseño y eficiencia. Estas mejoras han hecho que la tecnología sea más asequible, mejorando su viabilidad comercial. Esto abre nuevas vías para proyectos hidrocinéticos, particularmente en naciones insulares y regiones en desarrollo donde el acceso a la electricidad es limitado.

2.4.3. Oportunidades de mercado

El mercado de convertidores hidrocinéticos ofrece importantes oportunidades de crecimiento impulsadas por la creciente demanda mundial de energías renovables. La expansión de proyectos de energía mareomotriz, especialmente en países como el Reino Unido y Canadá, está consolidando un mercado sólido para estas tecnologías. Paralelamente, economías emergentes como India e Indonesia exploran soluciones hidrocinéticas para diversificar su matriz energética. Además, el desarrollo de sistemas híbridos que combinan convertidores hidrocinéticos con energía solar o eólica promete un suministro más estable y eficiente, aumentando la viabilidad y atractivo de estas tecnologías para proyectos a gran escala.

2.4.4. Desafíos del mercado

Uno de los principales desafíos que enfrenta el mercado de convertidores hidrocinéticos es la incertidumbre regulatoria. Dado que la energía hidrocinética sigue siendo una tecnología emergente, aún se están desarrollando marcos regulatorios en torno a su uso y despliegue. Esto crea un nivel de imprevisibilidad para las empresas que buscan invertir en proyectos de energía hidrocinética.

Además, obtener los permisos y licencias necesarios para instalar convertidores hidrocinéticos en cuerpos de agua, cauces de ríos o redes artificiales de riego puede ser un proceso largo y complejo. Los gobiernos y los organismos reguladores deben establecer regulaciones más claras y racionalizadas para fomentar la adopción generalizada de esta tecnología. Por último, la percepción pública y la conciencia de la tecnología hidrocinética pueden presentar desafíos. Muchos clientes potenciales siguen sin estar familiarizados con la tecnología y la información errónea puede dificultar la adopción. Educar a los consumidores y las partes interesadas sobre los beneficios de la energía hidrocinética es esencial para el crecimiento del mercado. Las asociaciones con gobiernos, instituciones de investigación y líderes de la industria pueden ayudar a aumentar la conciencia y fomentar una mayor aceptación de la tecnología.

2.5. Mercado competidor mundial

Se mencionan a continuación los principales fabricantes de turbinas hidrocinéticas que ofrecen productos similares en potencia generada al que este proyecto tiene como meta estimada. Se dejan de lado los fabricantes con presencia más fuerte económica de mercado e innovación ya que si bien son una referencia, no serían parámetro al momento de evaluar nuestra competitividad y posible ingreso al mercado tanto mundial como nacional en un principio. Fueron descartados aquellos proyectos de investigación y desarrollo como por ejemplo el llevado adelante por la empresa Verdant en Nueva York con una inversión de 4 millones de dólares dada la disparidad de recursos financieros a destinar o el sistema modular diseñado para corrientes fluviales y estuarios denominado RivGen por parte de la empresa ORPC que cuenta con unas dimensiones y peso de equipo disruptivas para nuestro estudio.

2.5.1. GKinetic Energy

Ofrece una gama de soluciones que generan energía a partir de activos hídricos que fluyen libremente, como ríos, canales y estuarios. Operando en profundidades tan bajas como 50 cm y ancho mínimo de 3 metros. Se consultó el precio y su disponibilidad pero no recibimos respuesta.



Potencia nominal [kW]	3kW	12kW
Profundidad mínima del agua para el funcionamiento [metros]	0,5 m	1,4 m
Calado mínimo para flotante [metros]	0,7 m	1,9 m
Velocidad nominal para una salida máxima [metros por segundo, m/s]	2,2 m/s	2,2 m/s
Velocidad de corte [m/s]	0,6 m/s	0,6 m/s
Velocidad de corte [m/s]	2,5 m/s	3,3 m/s
Peso [tonelada]	0,25	2
	Folleto de 3kW	Folleto de 12kW

Fig. 2.15 Características técnicas de turbina hidrocinética del fabricante GKinetic. [18]

2.5.2. Smart Hydro Power (SMART)

Ofrece soluciones de turbinas in-stream para ríos y canales, enfocadas a la electrificación descentralizada. También brinda paquetes inteligentes con un equipamiento más completo. En lo que a generación hidrocinética respecta, sus dos productos principales son:

- Smart Monofloat Turbine: promete generar entre 250W y 5000W con un funcionamiento óptimo para velocidades de agua de 2.8 m/s. Tiene una dimensión aproximada de 3m x 1.6m x 2m y un peso de 380 kg. Se ofrece a un precio de €14.580.

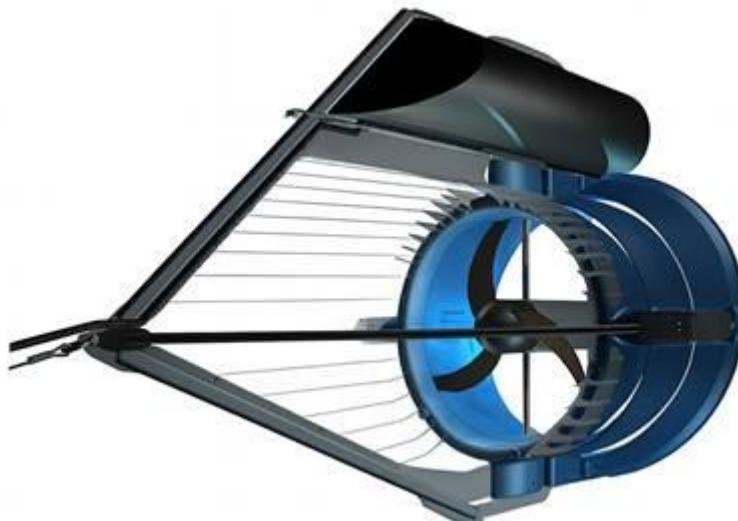


Fig. 2.16 Modelo de turbina hidrocinética SMART Monofloat. [3]

- SMART Free Stream Turbine: promete generar entre 250W y 5000W con un funcionamiento óptimo para velocidades de agua de 3.1 m/s. Tiene una dimensión aproximada de 2.6m x 1.1m x 1.1m y un peso de 300 kg. Se ofrece a un precio de € 12,490.

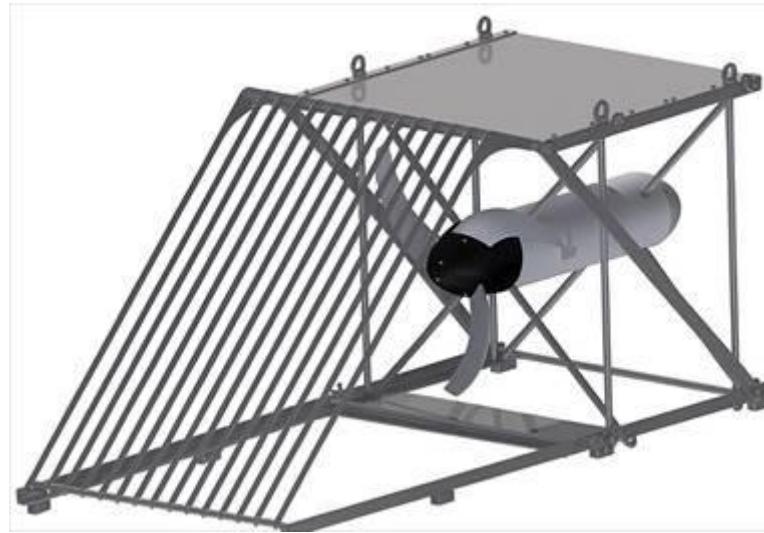


Fig. 2.17 Modelo de turbina hidrocinética SMART Monofloat. [3]

2.5.3. Hydrokinetic Energy Corp. (HEC)

Se enfocan en desarrollos de turbinas hidrocinéticas diseñadas para flujo en corrientes, con proyectos y documentación técnica. Poseen actualmente un solo diseño que ya posee un prototipo en fase de testeo y esperan construir y comercializar en el futuro. Su modelo luce así actualmente:

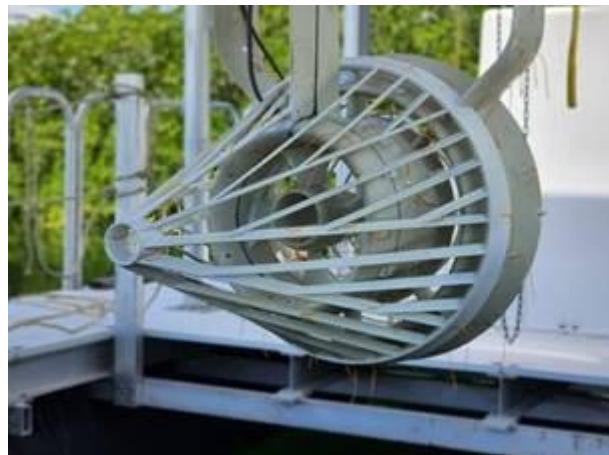


Fig. 2.18 Prototipo de turbina hidrocinética HEC. [3]



Fig. 2.19 Prototipo avanzado de turbina hidrocinética HEC. [3]

Es de importancia resaltar que la mayoría de los fabricantes o desarrolladores, no posee un catálogo preciso de qué productos ofrecen, se entiende que no trabajan con la venta de productos en grandes volúmenes, en la generalidad de veces solo aportan información de los proyectos en los que han trabajado y si bien nos contactamos con cada uno de ellos para solicitar una cotización de sus productos, en la mayoría de los casos no recibimos respuesta.

2.6. Mercado competidor nacional

Ahora se focalizará en los fabricantes y desarrolladores nacionales para conocer los precios actuales de los productos existentes hoy en el mercado local. Como es de esperar luego de todo lo desarrollado hasta el momento, hay realmente escasos constructores de turbinas hidrocinéticas en el país.

2.6.1. CMM Ingeniería

Es una empresa de desarrollos electromecánicos fundada en Bella Vista – Prov. Bs. As. Posee y ofrece una amplia gama de productos y servicios en el negocio de generación y distribución de energía. En lo que respecta a turbinas hidrocinéticas ofrece paquetes de generación completos (sin baterías incluidas):

- **Turbina SHF1:** con rotor axial de 825mm, sumergido al menos 1 metro, de tipo flotante sobre pontones o fija bajo puente en canales. Genera hasta 0,6 kW, con velocidad de corriente 2,5 m/s. Tiene un precio de USD 3765. El mismo producto también está disponible en escala reducida con un rotor axial de 420 mm, sumergido al menos 0.8 m, similar rango de velocidades de corriente. Genera 0,2 kW. Tiene un precio de USD 1141.



Fig. 2.20 Modelo SHF1 de CMM. [19]

- **Turbina SHF4:** al igual que su predecesora, está disponible en dos dimensiones. Se fabrica con diámetros de rotor de 1420 y 1835 mm. Promete generar hasta 4 kW y 8 kW para velocidades de funcionamiento entre 1 m/s y 2.7 m/s y una profundidad necesaria de 1.8 y 2 m respectivamente. Sus valores son USD 12706 para la turbina de 4 kW y USD 19765 para la turbina de 8 kW.

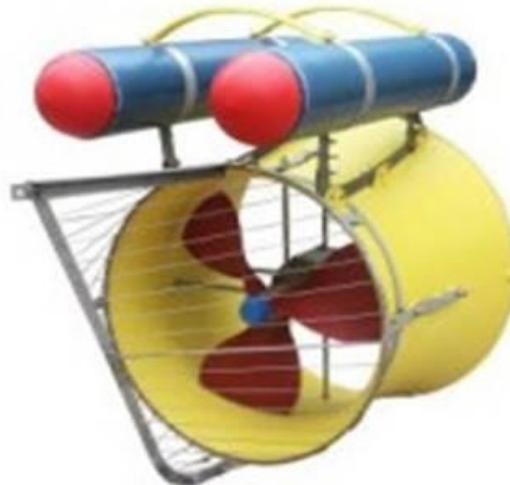


Fig. 2.21 Modelo SHF4 de CMM. [19]

En su página web también mencionan la oferta de turbinas hidrocinéticas de rotor vertical tipo Darrieus para potencias de entre 5 y 250 kW pero al consultar sobre su precio nos informaron que aún se encuentran en fase de desarrollo.

2.6.2. Génesis Hydrokinetic Energy

Con sede en la ciudad de Rosario – Prov. Santa Fe es una empresa dedicada al desarrollo de turbinas hidrocinéticas pensadas para ríos de llanura. Con potencias de 0.5 a 5 kW de potencia con el principal objetivo de abastecer municipios ribereños. También cuentan con turbinas para canales de riego o arroyos de montaña. En la actualidad su página web y sus redes no lucen activas, pero se pudo recolectar la siguiente información.

	TURBINAS HAHT	TURBINAS VAHT
TIPO DE TURBINA	EJE HORIZONTAL	DOBLE ROTOR EJE VERTICAL
RANGOS DE POTENCIA		0,5-10 kW
PROFUNDIDAD MÍNIMA	2 m	0,7 m
VELOCIDAD NOMINAL DEL RÍO	1,2 m/s	1,5 m/s
RANGO DE VELOCIDAD DEL RÍO	0,8-2,5m/s	1-4 m/s
DIMENSIONES	SEGÚN MODELO	
ESTRUCTURA FLOTANTE	OPCIONAL	

Fig. 2.22 Características técnicas turbinas hidrocinéticas de Génesis Hydrokinetic Energy [20]

2.7. Estudio del mercado proveedor

No se ahondará en el estudio tradicional del mercado consumidor, ya que como se ha visto, las turbinas hidrocinéticas son un producto innovador inmersos en un mercado emergente el cual tiene un potencial incalculable. Tampoco se detallará el mercado distribuidor del producto en estudio, primero y principal porque la macrozona de aplicación ya está definida y porque el desarrollo de productos de este tipo y en especial este, es altamente customizado en base a las especificaciones del proyecto por lo que no está orientado a ser producido en masa.

Lo que sí se precisa a continuación es el mercado proveedor, el cual se considera es de importancia que todo lo relacionado con la fabricación e intervención de mano de obra pertenezca al mercado local para fortalecer la economía de la zona en la cual está ubicado nuestro proyecto y de no ser posible, dentro del mercado nacional. Como todavía no se conoce el material del que vamos a diseñar nuestros álabes, la potencia que va a generar, y otros factores claves, por el momento solo se mencionarán empresas y fabricantes que pertenezcan a los rubros detallados a continuación:

- **Fabricantes de álabes:** en la provincia de Mendoza la principal referencia de fabricación industrial de turbinas y álabes es IMPSA S.A. Luego aparecen empresas como Metalgear y Tassaroli que ofrecen servicios de mecanizado general y si bien no se dedican específicamente a la fabricación de álabes, poseen el equipamiento y la mano de obra para hacerlo. Si nos extendemos al resto del país nos encontramos con Microwatt en la provincia de Río Negro con una amplia experiencia en la fabricación de mini-centrales hidráulicas. En base a los desarrollos observados hasta el momento es relevante también la posibilidad de fabricar los álabes de fibra de vidrio. Esta oportunidad nos lleva a encontrarnos con empresas como Friplast en San Rafael e Industrias plásticas Serrano en Maipú. Luego en el resto de Argentina hallamos ya empresas de mayor renombre como Mer-plast en General Pacheco, Masa PRFV S.A. en Bahía Blanca y ARCPlast en Buenos Aires. Si bien en su mayoría, estas empresas se dedican a fabricar tanques de almacenamiento y de transporte, poseen la tecnología y el know-how necesario para poder llevar adelante nuestra futura solicitud.

- Proveedores de generadores eléctricos: los principales fabricantes de motores eléctricos y generadores son WEG, Meccalte, Stamford entre otros. Y si bien solo la primera tiene representación, asesoramiento y puntos de venta en solo algunos lugares del país, existen comercios y distribuidores locales autorizados que suelen inclusive tener más de una marca con licencia y ofrecen una amplia gama de productos. Algunos además brindan asesoramiento personalizado y tienen tienda en línea.
- Obra civil: se buscarán presupuestos en pequeñas y medianas empresas constructoras locales de la ciudad de San Rafael. Al ser una obra muy pequeña, no vamos a nombrar las principales del rubro dedicadas a la construcción de grandes edificios ya que posiblemente de hacerse, termine siendo mediante una pyme.

2.6 Conclusión

A nivel global y local es posible advertir experiencias donde la transición hacia energías renovables tiende también a un desplazamiento en la concepción de la energía en general, induciendo modelos más de tipo local o comunitario donde emerge la posibilidad de fortalecer las opciones de generación más cercanas al consumo, y de pensar el pasaje de una dimensión societal pasiva respecto de la cuestión energética a una activa.

Argentina cuenta con un potencial significativo de recurso hídrico para explotar la tecnología en estudio, en especial la Provincia de Mendoza, con su red de canales revestidos día a día más extensa, pero se cuenta con escasos desarrollos para impulsar este método de generación de energía eléctrica. La implementación de esta tecnología puede generar una autonomía energética a baja escala (por el momento) y disminuir los costos de consumo energético. Si bien nuestro país está en correlación con la implementación de energías renovables con el resto del mundo, también lo está en el porcentaje de uso de combustibles fósiles para generar energía eléctrica y esto debe ser un aspecto por modificar a futuro.

Se ha tomado como referencia el estudio de mercado de turbinas hidrocinéticas en su totalidad dado el escaso mercado existente de turbinas hidrocinéticas para ríos y canales. Pero con el conocimiento de que estas últimas presentan una valoración unitaria y proporción en el mercado mucho menor por el momento.

Las turbinas hidrocinéticas son una alternativa renovable y sostenible que tienen mucho camino por recorrer hasta establecerse en un mercado que se demostró es joven e incipiente y en el que hay campo para que muchos actores se desarrollen.

CAPITULO 3: ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN

3.1. Introducción

Este capítulo presenta la metodología empleada y los resultados obtenidos en el estudio destinado a determinar el emplazamiento óptimo de la turbina hidrocinética, con el objetivo de asegurar su adecuado desempeño y la factibilidad del proyecto.

3.2. Marco teórico

Esta sección presenta los conceptos hidráulicos que describen el comportamiento del flujo de agua en el sistema de riego, los cuales constituyen la base para el cálculo de la velocidad y la potencia disponible en la turbina. Además, se describe el método de decisión multicriterio empleado para determinar el emplazamiento óptimo.

3.2.1. Definición y características de canales abiertos

Se define el canal abierto como un conducto donde el líquido fluye con una superficie libre expuesta a la atmósfera, constituyendo la interfase entre fluidos de distinta densidad (agua y aire) [21,22]. Los flujos en estos canales son predominantemente turbulentos y están gobernados por la gravedad y la resistencia al flujo. El régimen de flujo se evalúa en función de parámetros clave como la velocidad (V), la profundidad (h), el caudal (Q) y las variaciones estacionales.

3.2.2. Clasificación del régimen de flujo

La clasificación del flujo es importante para aplicar las ecuaciones de diseño correctas. Se utilizan dos números adimensionales:

Número de Froude (Fr): Indica si el flujo es subcrítico, crítico o supercrítico.

$$Fr = \frac{V}{(g * h)^{\frac{1}{2}}} \quad (3.1)$$

Donde V es la velocidad, g es la aceleración de la gravedad y h es la profundidad hidráulica.

- Flujo Subcrítico ($Fr < 1$): Lento y profundo; las perturbaciones se propagan aguas arriba. Es el régimen ideal para la instalación de la turbina, ya que es más estable y controlado.
- Flujo Supercrítico ($Fr > 1$): Rápido y poco profundo; las perturbaciones solo se propagan aguas abajo.

Número de Reynolds Re : es un parámetro adimensional utilizado en mecánica de fluidos para caracterizar el tipo de flujo de un fluido, ya sea laminar o turbulento. Se calcula relacionando las fuerzas de inercia que tienden a mantener el flujo en movimiento con las fuerzas viscosas que tienden a frenarlo. Si el número de Reynolds de un fluido es pequeño, la fuerza de la viscosidad es más grande que la fuerza inercial en el flujo.

$$Re = \frac{V * h}{\nu} \quad (3.2)$$

Donde ν es la viscosidad cinemática del agua. En los canales de riego, el régimen es generalmente turbulento ($Re \gg 400$), lo cual es consistente con la naturaleza del flujo y la aplicación de fórmulas empíricas como la de Manning.

3.2.3. Ecuación fundamental: la fórmula de Manning

Para estimar la velocidad del flujo, se utiliza la fórmula empírica de Manning [23], válida para el flujo uniforme en canales abiertos:

$$V = \frac{1}{n} * R_h^{\frac{2}{3}} * S^{\frac{1}{2}} \quad (3.3)$$

Siendo:

- V es la velocidad del flujo en metros por segundo [m/s]
- R_h es el radio hidráulico en metros [m], definido como el cociente entre el área transversal del flujo y el perímetro mojado:

$$R_h = A/P \quad (3.4)$$

- S es la pendiente del canal
- n es el coeficiente de rugosidad de Manning, que depende del material y condiciones del canal.

Para el cálculo del radio hidráulico, se definen los siguientes parámetros:

- Área transversal del flujo A , donde b y B son los anchos inferior y superior del canal respectivamente, y h es la profundidad del flujo:

$$A = \frac{b + B}{2} * h \quad (3.5)$$

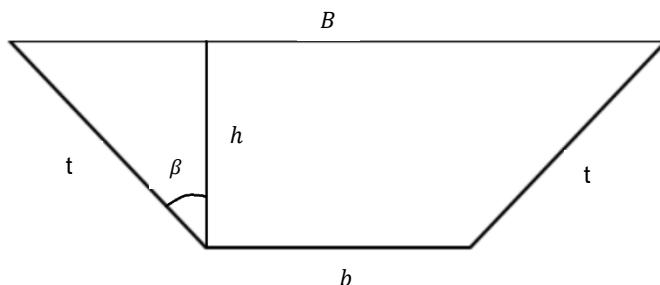


Fig. 3.1 Área y dimensiones del canal. Elaboración propia.

- Perímetro mojado, donde t representa la longitud de los lados mojados (taludes) del canal:

$$P = b + 2 * t \quad (3.6)$$

3.2.4. Método de Brown Gibson

El Método de Brown y Gibson constituye una herramienta muy utilizada para la Toma de Decisiones Multicriterio (MCDA). Fue seleccionado por su capacidad para integrar de manera ponderada los factores objetivos (FO) y los factores subjetivos (FS) en una métrica de evaluación [22Fi]. A diferencia de su aplicación original, donde los FO se basan en la minimización de costos, en este proyecto el foco se desplaza a la maximización del beneficio (potencia) y la viabilidad técnica. Por lo tanto, el modelo se adapta para que los factores de mayor rendimiento (ej., alta velocidad) resulten en una mayor puntuación.

$$MPL_i = k * FO_{total,i} + (1 - k) * FS_{total,i} \quad (3.7)$$

Siendo:

MPL_i = Medida de preferencia de localización. La alternativa con el mayor MPL es la óptima

k = Ponderación global de FO

$FO_{total,i}$ = Combina los factores objetivos mediante sus ponderaciones individuales, se obtiene mediante la suma ponderada de las puntuaciones normalizadas de sus componentes ($X_{j,i}$):

$$FO_{total,i} = \frac{\sum_{j=1}^n w_j * X_{j,i}}{\sum_{j=1}^n w_j} \quad (3.8)$$

$FS_{total,i}$ = Puntuación normalizada de 0 a 1 que combina los factores subjetivos mediante sus ponderaciones individuales. Se determina mediante la combinación de la calificación asignada ($R_{k,j}$) con su ponderación interna normalizada ($w_{s,k}$):

$$FS_{total,i} = \frac{\sum_{f=1}^m w_s * X_{j,i}}{\sum_{f=1}^m w_s} \quad (3.9)$$

3.3. Metodología y criterios de selección

Esta sección detalla el proceso para reducir las opciones de sitio a la ubicación final, integrando diferentes factores determinantes.

3.3.1. Preselección de potenciales lugares

En conjunto con el Departamento General de Irrigación (DGI) del Río Diamante, se identificaron tres tramos primarios con el potencial hidráulico y social requerido para la instalación de la turbina hidrocinética:

Canal	Ubicación referencial	Justificación social y propósito de la generación
Canal Marginal Izquierdo	Cercano al Barrio "El Molino"	Potencial para generación de electricidad destinada a una comunidad vulnerable, contribuyendo a la mejora de la calidad de vida o la electrificación de servicios básicos.
Canal Marginal Derecho	Cercano al Barrio "Echevarría"	Similar al Marginal Izquierdo, se busca el beneficio directo a un sector urbano de bajos recursos, fomentando la descentralización energética.
Canal Matriz	Cercano a la Escuela N° 1-368 "Profesor José Ramón Amoroso"	Prioriza el impacto institucional, proveyendo energía a un centro educativo, que puede servir como modelo de energía limpia y punto de educación ambiental.

Tabla 3.1 Lugares potenciales.



Fig 3.2. Canal Marginal Izquierdo (izquierda) – Canal Matriz (derecha).



Fig. 3.3 Canal Marginal Derecho.

3.3.2. Factores determinantes para la selección final

La evaluación final del lugar se basa en una matriz de decisión que considera:

- 1) Factores hidráulicos:
 - Velocidad de la Corriente (V): Directamente proporcional a la potencia generada ($P \propto V^3$)
 - Altura mínima (h): Limitación de diseño
- 2) Factores operacionales y sociales:
 - Impacto social: Evalúa el valor institucional, educativo y de visibilidad del proyecto. Esto incluye la aceptación comunitaria, la demanda energética y el valor de la ubicación.
 - Mantenimiento y seguridad: Evalúa la facilidad de operación a largo plazo. Esto incluye la estabilidad estructural del canal, la facilidad de acceso para la instalación y el mantenimiento, y la cercanía a la infraestructura de interconexión

3.3.3. Estudio y aplicación de la ecuación de Manning

En esta sección se aplica el modelo hidráulico de Manning, utilizando datos de campo y registros históricos del DGI, para determinar la velocidad y profundidad en los tramos preseleccionados.

Se establecieron criterios geométricos e hidráulicos, garantizando la validez de los cálculos:

- Tramos rectos y uniformes: Los tramos elegidos (entre 50 y 200 metros) son de pendiente constante (S) y sección transversal fija, minimizando turbulencias y pérdidas de carga no uniformes.
- Ausencia de entradas o salidas laterales que alteren el caudal.
- Flujo en régimen subcrítico ($Fr < 1$) condición validada a posteriori con el cálculo del número de Froude.

La velocidad del flujo (V) y la altura del agua (h) en cada canal se calcularon resolviendo la Ecuación de Manning en conjunto con la Ecuación de Continuidad ($Q = A * V$). Este proceso se implementó mediante un código iterativo en Octave, en el cual encontró la altura (h) que satisface el caudal histórico ($Q_{histórico}$). Con este código se extrapolaron los datos de los posibles caudales y se calcularon los rangos de velocidades y alturas.

Canal	Q_{max} ($m^3/2$)	Velocidad (m/s)	Profundidad (h)	Q_{min} (m^3/s)	Velocidad (m/s)	Profundidad (h)
Canal Matriz	54	5	1.4	22	3.8	0.87
Marginal Izquierdo	23.4	4.5	1.47	4.35	3.5	0.89
Marginal Derecho	10.4	4	0.5	4.35	3	0.33

Tabla 3.2 Diferentes parámetros para las distintas alternativas de canales.

Se debe considerar el cese total de operación de la turbina durante los meses de mayo, junio y julio (sujeto a variación del régimen hídrico anual).

3.3.4. Aplicación del Método Brown Gibson

Para determinar el emplazamiento con mayor potencial, se utilizó el Método de Brown y Gibson, una herramienta multicriterio diseñada para ponderar factores técnicos y cualitativos.

Factor	Descripción	Ponderación	Tipo de factor
Velocidad de Flujo (V)	Impacto directo en la potencia ($\propto V^3$)	0.4	Objetivo
Profundidad y Estabilidad (h, Q)	Viabilidad operacional: Riesgo de cavitación y aireación.	0.3	Objetivo
Impacto Social	Valor institucional, educativo y de visibilidad.	0.20	Subjetivo

Mantenimiento y Seguridad	Facilidad de operación a largo plazo.	0.10	Subjetivo
SUMA TOTAL		1	

Tabla 3.3 Método Brown Gibson.

Factores objetivos:

$$FO_{total,i} = \frac{0.4 * V_{norm},i + 0.3 * h_{norm,i}}{0.7} \quad (3.10)$$

Canal	Velocidad (m/s)	V_{norm}	Profundidad (h)	h_{norm}	FO_{total}
Canal Matriz	5.000	0.370	0.870	0.416	0.390
Marginal Izquierdo	4.500	0.333	0.890	0.426	0.373
Marginal Derecho	4.000	0.296	0.330	0.158	0.237
Total	13.5	1	2.09	1	1

Tabla 3.4 Factores objetivos de Brown Gibson.

*norm: Valor normalizado

Factores subjetivos

La puntuación subjetiva (FS_{total}) se calculó como la suma ponderada de las calificaciones de impacto social (Peso interno 0.6) y mantenimiento/seguridad (Peso interno 0.4).

Factores subjetivos	Canal Matriz	Canal Marginal Izquierdo	Canal Marginal Derecho	w_s
Impacto Social	0.5	0.5	0	0.6
Mantenimiento y Seguridad	1	0	0	0.4
FS_{total}	0.7	0.3	0	1

Tabla 3.5 Factores subjetivos de Brown Gibson.

Combinación de factores:

El resultado final se obtiene aplicando la ecuación general del método Brown-Gibson, donde $k = 0.7$:

$$MPL_i = 0.7 * FO_{total,i} + (1 - 0.7) * FS_{total,i} \quad (3.11)$$

3.4. Resultados

A continuación, se presentan los resultados finales de la Medida de Preferencia de Localización (MPL):

MPL	
Canal Matriz	0.483
Marginal Izquierdo	0.351
Marginal Derecho	0.165

Tabla 3.6 Resultados finales con respecto a la localización.

3.5. Conclusión

El Estudio de Localización determinó que el Canal Matriz, ubicado en la proximidad de la Escuela N° 1-368 “Profesor José Ramón Amoroso”, es el lugar óptimo para la turbina hidrocinética, por reunir condiciones favorables en cuanto a la viabilidad técnica, la seguridad operativa y el impacto institucional.

El estudio de ponderación (Método Brown y Gibson) confirmó que la estabilidad operacional y la gestión de riesgos del Canal Matriz superan los beneficios sociales localizados de las otras opciones:

- **Estabilidad y Rendimiento:** El Canal Matriz obtiene la puntuación más alta por sus condiciones hidráulicas (alto Q y h), lo que garantiza una operación más constante y un mayor factor de capacidad de generación de energía.
- **Seguridad y protección de activos:** Mientras que los canales marginales transitan por zonas urbanas de alta densidad y tránsito, incrementando el riesgo de vandalismo, robo de componentes y manipulación de la infraestructura, el emplazamiento cercano a la Escuela N° 1-368 ofrece un entorno más controlado.
- **Impacto Institucional:** La provisión de energía a la Escuela N° 1-368 establece el proyecto como un modelo educativo y tecnológico de alta visibilidad para el municipio, maximizando el valor de la investigación y la concientización ambiental.

En conclusión, el Canal Matriz es la mejor alternativa al ofrecer el equilibrio entre el potencial energético ($V = 4.0 \text{ m/s}$) y la mitigación de riesgos operativos y de seguridad.

CAPÍTULO 4: DISEÑO HIDROCINÉTICO

4.1. Introducción

El diseño de una turbina hidrocinética requiere decisiones que aseguren tanto la eficiencia energética como la confiabilidad operativa.

Primero, es necesario seleccionar el tipo de turbina más adecuado para las condiciones del emplazamiento, considerando factores como dirección del flujo, profundidad, facilidad de instalación y riesgo de cavitación. A continuación, se selecciona el perfil alar y se optimiza la geometría del rotor, integrando criterios de eficiencia y seguridad.

Este capítulo desarrolla primero la teoría y criterios de selección del tipo de turbina, luego la selección del perfil alar dentro del marco de los diseños hidrocinéticos, y finalmente describe la metodología y los resultados del diseño del rotor mediante la teoría del Elemento de Pala y Momento (BEM) con correcciones tridimensionales.

4.2. Marco teórico

4.2.1. Elección del tipo de turbina

La elección entre turbinas de eje vertical (VAWT) y eje horizontal (HAWT) determina la arquitectura general del sistema y condiciona las etapas posteriores del diseño del rotor.

4.2.1.1. Turbinas de eje vertical

Estas turbinas poseen un eje perpendicular al flujo del agua.

Ventajas:

- Funcionan con flujo en cualquier dirección, sin sistemas de orientación.
- Simplificación de diseño y fabricación, menor costo inicial.
- Instalación de generador en superficie y facilidad de mantenimiento.
- Adecuadas para canales poco profundos o con flujo inclinado.

Desventajas:

- Menor eficiencia (20–30%).
- Variaciones cíclicas del ángulo de ataque, generando cargas de fatiga y fluctuaciones de torque
- Bajo par de arranque; mayor riesgo de cavitación.
- Menor madurez tecnológica frente a las de eje horizontal.

4.2.1.2 Turbinas de eje horizontal

Estas turbinas poseen un eje paralelo al flujo del agua y se basan en el aprovechamiento de la sustentación.

Ventajas:

- Mayor eficiencia y estabilidad operativa.
- Torque predecible, reducción de fatiga mecánica
- Menor riesgo de cavitación
- Base tecnológica consolidada y métodos de control avanzados.

Desventajas:

- Mayor complejidad de diseño y fabricación de palas.
- Instalación submarina del generador, mayor dificultad de mantenimiento.
- Costos iniciales y operativos más altos.

4.2.2 Teoría fluidodinámica

Para introducir la teoría fluidodinámica, es importante recordar que las turbinas hidrocinéticas son un tipo de turbinas hidráulicas que operan sin caída de altura, aprovechando directamente la energía cinética de la corriente de agua para generar energía. Su principio de funcionamiento es análogo al de las turbinas eólicas, con un diseño similar que permite transformar la energía del flujo en trabajo mecánico a través de la acción de las palas.

La diferencia más notable entre las turbinas hidrocinéticas y las eólicas radica en la densidad del fluido. El agua posee una densidad mucho mayor que el aire, lo que permite extraer potencialmente más energía por unidad de área. Sin embargo, la velocidad de las corrientes de agua ya sea en ríos o en mares, es significativamente menor que la del viento en un buen emplazamiento. Como resultado, los números de Reynolds alcanzados en ambos tipos de turbinas se encuentran en rangos similares, lo que permite comparaciones hidrodinámicas equivalentes entre turbinas de viento e hidrocinéticas.

Teniendo en consideración la teoría de semejanza de las máquinas hidráulicas se pueden utilizar los mismos perfiles aerodinámicos para ambos casos. Además, las turbinas hidrocinéticas pueden ser analizadas y diseñadas haciendo uso de las mismas técnicas de flujo incompresible que se usan en las turbinas de viento. El único punto importante es realizar el diseño correspondiente para el perfil aerodinámico, así pueda resistir los esfuerzos del caudal en el río o canal.

Una ventaja de las turbinas hidrocinéticas sobre las eólicas es que, al operar en un régimen de fluido donde la dirección es más predecible, se pueden omitir/eliminar algunos mecanismos, tales como la veleta.

4.2.2.1 Número de Reynolds para el diseño de perfiles

En el contexto del diseño de las palas de la turbina hidrocinética, el número de Reynolds se utiliza para caracterizar el comportamiento del flujo sobre el perfil de la pala. La longitud característica en este caso es la cuerda del perfil, mientras que la velocidad relevante es la velocidad relativa del flujo sobre la pala.

El valor de Re determina aspectos críticos del rendimiento del perfil, como la separación del flujo, la aparición de turbulencia en la capa límite, la eficiencia aerodinámica e hidrodinámica, y los coeficientes de sustentación y resistencia (C_L y C_D). Conocer el número de Reynolds permite seleccionar un perfil adecuado que funcione de manera eficiente dentro del rango de velocidades esperado en el canal, asegurando un diseño robusto frente a variaciones del flujo.

$$Re = \frac{\rho \cdot D \cdot V}{\mu} = \frac{V \cdot D}{\nu} \quad (4.1)$$

Donde:

- ρ = Densidad del fluido
- D = Diámetro del canal
- V = Velocidad del fluido
- μ = Viscosidad dinámica del fluido
- ν = Viscosidad cinemática del fluido

El flujo sobre el perfil aerodinámico puede ser dividido en dos regiones, una donde los efectos de la fricción son despreciables y otra donde los efectos de la fricción son significativos, esta última es para el fluido ubicado justo sobre el cuerpo y es llamada capa límite. Cuando un fluido viscoso pasa por un cuerpo este se adhiere a la superficie y las

fuerzas de fricción producen una delgada capa de fluido junto a las superficies superior e inferior, a estas capas se les denomina capas límite.

La capa límite puede ser laminar o turbulenta, aunque se da el caso en el que estos dos tipos de flujo coexisten. El flujo laminar es suave y uniforme, se asemeja al flujo libre de fricción lejos del cuerpo, pero el flujo turbulento es aleatorio y desordenado. El flujo laminar se desestabiliza y cambia a flujo turbulento cuando ciertas condiciones físicas en la capa límite son alcanzadas.

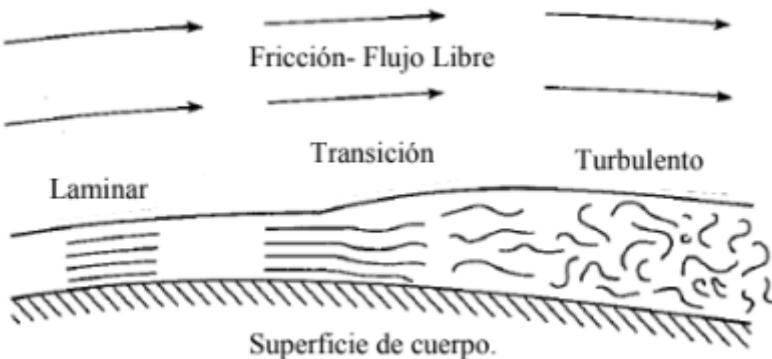


Fig. 4.1 Superficie de cuerpo. [25]

La capa límite laminar genera una fuerza de fricción relativamente baja mientras que la capa límite turbulenta genera una fuerza de fricción alta. Esta es la razón por la que el flujo laminar es deseado en la mayor longitud de cuerda posible sobre el perfil, al generar menos fuerza de fricción genera también menos fuerza de arrastre, esto está fuertemente relacionado con el ángulo de ataque que se le dé al perfil. Esta última parte se verá con mayor profundidad a la hora de seleccionar el perfil [25].

4.2.2.2. Potencia de una turbina hidrocinética

Las turbinas hidrocinéticas aprovechan la energía de corrientes de agua en movimiento para generar electricidad. Para comprender su desempeño, es importante estudiar primero la potencia disponible en la corriente de agua, que depende de la densidad del fluido, su velocidad y el área que intercepta la turbina.

Potencia de una masa de agua en movimiento

Una masa de agua que se mueve a cierta velocidad contiene la siguiente potencia por unidad de superficie o potencia específica, perpendicular a la dirección del flujo [25].

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 [W/m^2] \quad (4.2)$$

Se considera que la superficie de agua barrida es $A [m^2]$, la potencia que tiene dicha masa de agua es:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V^3 [W] \quad (4.3)$$

Este valor de potencia corresponde a la energía ideal contenida en la corriente, pero en la práctica no es posible extraerla en su totalidad. Por ello, resulta necesario determinar qué fracción de esa potencia puede ser realmente aprovechada por una turbina hidrocinética.

Este porcentaje de aprovechamiento está limitado por principios físicos fundamentales, que se describen a través del denominado límite de Betz

Ley de Betz

Las turbinas hidrocinéticas extraen la energía cinética del fluido contenido en un tubo de corriente, y por lo tanto reducen la velocidad del flujo libre. Esta reducción de la velocidad del flujo inducida por la presencia de la turbina ocasiona por continuidad la expansión del tubo de corriente aprovechable y un incremento de la presión aguas arriba del rotor.

Cuando el agua atraviesa el plano del rotor, se produce una reducción de la presión del flujo inmediatamente aguas abajo. Esta zona se conoce como "estela" ("wake" en inglés), y se caracteriza por tener un mayor grado de vorticidad y turbulencia que el flujo libre. A una distancia significativa aguas abajo del rotor ("estela distante"), la presión aumenta lentamente hasta llegar a la presión del flujo no perturbado. Este incremento de presión se logra a partir de una reducción adicional de la energía cinética, y por lo tanto también de la velocidad del flujo [26].

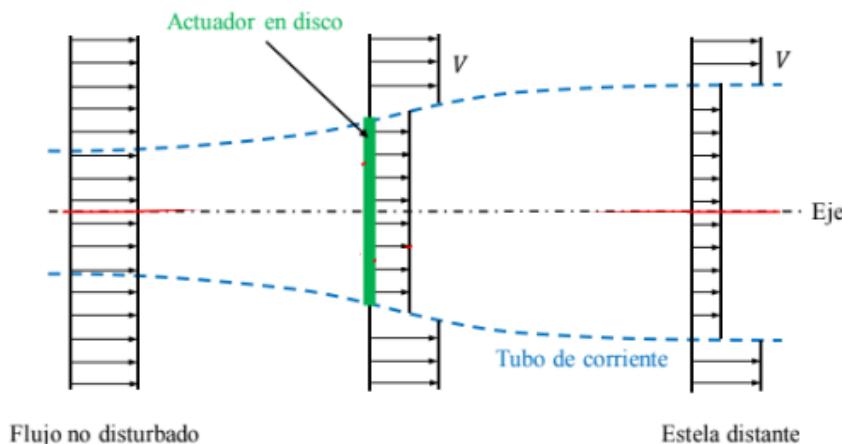


Fig. 4.2 Diferentes zonas que se presenta en una turbina hidrocinética. [26]

Cuanto mayor es la energía cinética que la turbina extrae del flujo, mayor es la desaceleración que experimenta el fluido aguas abajo. Sin embargo, si la extracción fuese total, la velocidad en la estela se reduciría a cero, lo que implicaría una acumulación de fluido detrás del rotor y, por lo tanto, la interrupción del flujo entrante. Esto no es físicamente posible, ya que el fluido debe seguir desplazándose para garantizar la continuidad del movimiento. Para describir este fenómeno, Betz desarrolló en 1920 la teoría del "actuador en disco", en la cual el rotor se representa como un disco permeable idealizado que permite el paso del flujo. En este modelo se asume que las velocidades y presiones en la superficie del actuador en disco son uniformes, y que las fuerzas friccionales son despreciables frente a los cambios de presión y de cantidad de movimiento.

Las corrientes constantes de aire o agua llevan grandes cantidades de energía, al tratar de aprovechar dicha energía del fluido mediante una turbina se tendrá que la velocidad disminuye de v_1 a v_2 y la sección del tubo de corriente aumenta debido a la interacción con la máquina. El rotor de la turbina frena el fluido para transformar su energía cinética en rotacional [26].

Esta diferencia de velocidad provoca un salto de presión dando a lugar el movimiento del rotor. En la siguiente figura se muestra esta relación de velocidades del fluido delante, durante su paso por el rotor y detrás del mismo.

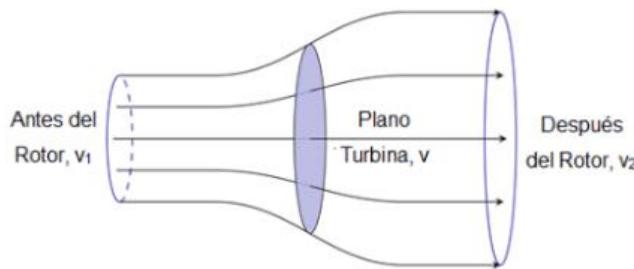


Fig. 4.3 Variación de la velocidad antes, en el plano y después del rotor. [26].

Donde:

- v_1 : velocidad del fluido delante del rotor
- v : velocidad del fluido a la altura del rotor
- v_2 : velocidad detrás del rotor
- Siendo de este modo $v_2 < v < v_1$

Las corrientes constantes de aire o agua contienen grandes cantidades de energía. Al intentar aprovechar dicha energía mediante una turbina, la velocidad del flujo disminuye de v_1 a v_2 , mientras que la sección del tubo de corriente aumenta debido a la interacción con la máquina. El rotor de la turbina frena el fluido para transformar su energía cinética en energía rotacional.

Esta diferencia de velocidad provoca un salto de presión que da lugar al movimiento del rotor. En la siguiente figura se muestra esta relación de velocidades del fluido delante, durante su paso por el rotor y detrás del mismo [26].

Cuando se hace referencia a la velocidad delante y detrás del rotor, se alude a la velocidad del fluido (agua) a una distancia suficiente como para que ésta se haya estabilizado nuevamente. Esto ocurre aproximadamente entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor.

La energía que puede obtenerse de un fluido en movimiento depende de su densidad, su velocidad y de la sección transversal de la turbina que está inmersa en él. El máximo coeficiente de potencia extraíble se conoce como límite de Betz. Para un rotor ideal solo se puede aprovechar hasta el 59,26% de la energía, mientras que en un rotor real (donde influyen factores como la resistencia de las palas y las pérdidas mecánicas) el coeficiente de potencia global se sitúa entre un 30% y un 50%.

El límite de Betz se establece bajo las siguientes hipótesis:

- El rotor no presenta pérdidas mecánicas ni aerodinámicas y posee un número infinito de palas óptimamente diseñadas.
- El fluido es incompresible y libre de fricción.
- La corriente delante y detrás del rotor es laminar, con líneas de flujo paralelas entre sí y perpendiculares al plano del rotor. En estas condiciones, la presión estática delante y detrás del rotor coincide con la del flujo circundante.
- No existe flujo rotacional en el disco.

Demostración límite de Betz

Puede calcularse su eficiencia ideal, la cual está limitada físicamente, y dicho límite es conocido como el “límite de Betz”, el cual impone un límite de eficiencia para hélices, dado que ninguna hélice podrá tener una eficiencia superior 59.26 %, correspondiente a la de una hélice ideal [25].

Según la ecuación de la continuidad de la masa de fluido, que establece que la masa que entra es igual a la masa que sale:

$$m \cdot = \rho \cdot v' \cdot A \text{ [kg/s]} \quad (4.4)$$

Donde:

- ρ = Densidad del fluido
- v' = Velocidad del fluido a la altura del rotor
- A = Área del rotor

La fuerza axial que actúa sobre el rotor es:

$$F_X = m \cdot (v - v_2) \text{ [N]} \quad (4.5)$$

Y la correspondiente potencia extraída por el rotor o turbina es:

$$P = X \cdot v' = m \cdot (v - v_2) \cdot v' \text{ [W]} \quad (4.6)$$

La energía que pierde el viento es:

$$P_w = \frac{m \cdot (v_2 - v^2_2)}{2} \quad (4.7)$$

Si se asume que no hay otras pérdidas de energía, y se iguala la energía que pierde el viento y la energía ganada por la turbina o el rotor:

$$P = P_w \quad (4.8)$$

$$\frac{m \cdot (v_2 - v^2_2)}{2} = m \cdot (v - v_2) \cdot v' \quad (4.9)$$

$$v' = \frac{v + v_2}{2} \text{ [m/s]} \quad (4.10)$$

Esta es la prueba desarrollada por Betz que muestra que la velocidad del flujo en el plano del rotor es la media de las velocidades delante y detrás del rotor. Hay que tener en cuenta que las pérdidas que se dan por la turbulencia detrás del disco actuador son ignoradas por esta ecuación.

Betz denomina la siguiente relación como el factor de ralentización a la altura del rotor (factor de inducción de flujo axial) [25]:

$$a = \frac{v - v'}{v} \quad (4.11)$$

Con esta relación se calcula la potencia que el fluido cede al rotor según Betz, ésta es la potencia que aprovecha el rotor del viento.

$$P_w = 2 \cdot \rho \cdot F \cdot v^2 \cdot (v - v_2) [W] \quad (4.12)$$

$$P_w = 2 \cdot \rho \cdot a \cdot F \cdot v^3 \cdot (1 - a)^2 [W] \quad (4.13)$$

En la teoría de aerogeneradores se usa el concepto de coeficiente de potencia que es el cociente entre la potencia que se aprovecha respecto de la que se podría aprovechar (potencia que entrega en forma ideal la masa de agua), eso es:

$$C_p = \frac{P_w}{P_{ext}} \quad (4.14)$$

Donde:

$$C_p = \frac{P_w}{P_{ext}} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (4.15)$$

Derivando e igualando a cero la ecuación se tiene:

$$\frac{dC_p}{da} = 4 \cdot (1 - a) \cdot (1 - 3a) = 0 \quad (4.16)$$

La solución es dos raíces ($a=1/3$ y $a=1$), usando el primer valor, el coeficiente de potencia máximo será [25]:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (4.17)$$

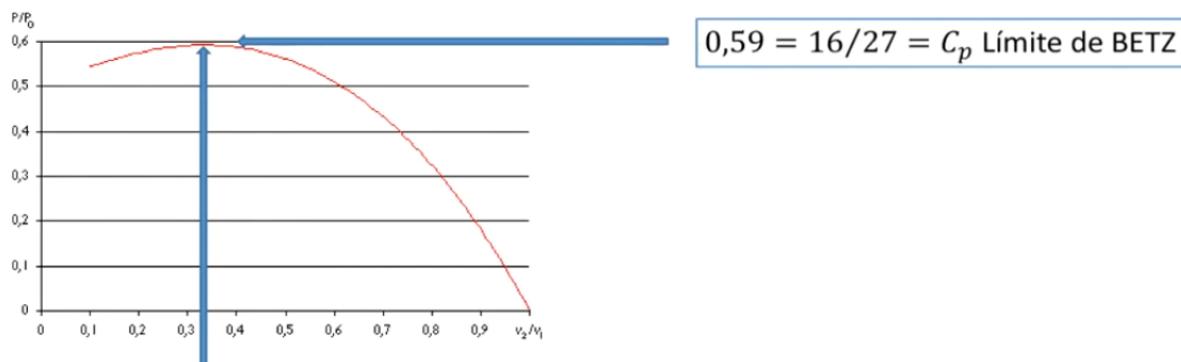


Fig. 4.4 Representación del Límite de Betz a través de la demostración realizada. [27]

Donde $\frac{P}{P_{ext}}$ es C_p y $\frac{V_2}{V_1}$ es a

Siendo este el valor máximo del coeficiente de potencia para un rotor ideal, entonces un rotor ideal aprovechará solo el 59.26% de la energía que puede entregar el fluido de trabajo al rotor.

4.2.2.3. Perfil aerodinámico

Un perfil aerodinámico es un objeto que posee una geometría característica, dicha geometría generalmente adopta una forma curva. Al desplazarse un fluido sobre este perfil se genera una diferencia de presiones que provoca su sustentación y fuerzas aerodinámicas. En la siguiente figura se podrá observar la sección transversal de la geometría sustentadora que resulta de cortar un álabe por medio de un plano para conocer su estructura [28]

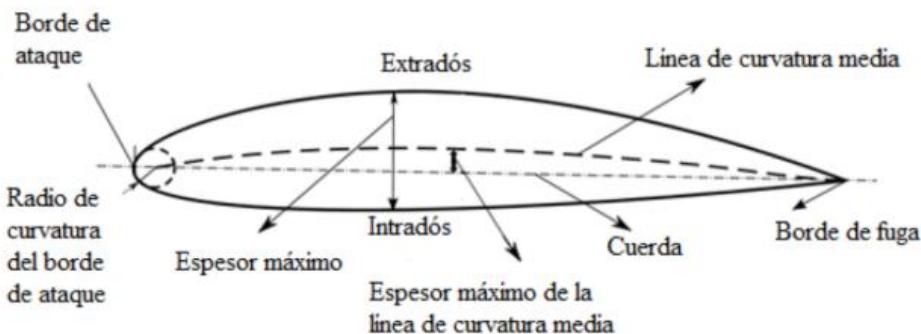


Fig. 4.5 Partes de un perfil aerodinámico. [28]

A continuación, se definen las siguientes características del perfil aerodinámico:

- **Borde de ataque:** Es la parte anterior del perfil es el primer lugar donde incide la corriente del fluido.
- **Borde de salida:** Parte posterior de un perfil, es el lugar donde sale la corriente después de juntarse la corriente de la parte superior (extradós) e inferior (intradós) de un perfil.
- **Extradós:** Es la superficie curva exterior del perfil aerodinámico
- **Intradós:** Corresponde a la superficie curva interior del perfil aerodinámico
- **Cuerda:** Línea recta imaginaria que conecta el borde de ataque con el borde de salida.
- **Línea de curvatura media:** Es la línea que une los puntos equidistantes entre el extradós y el intradós, también llamado combadura media
- **Espesor máximo:** Distancia máxima entre el extradós y el intradós. Normalmente se divide este espesor entre la longitud de la cuerda para obtener valores adimensionales expresados en tanto por ciento.
- **Radio de curvatura del borde de ataque:** Es el radio de la curvatura que define la forma del borde de ataque.
- **Espesor máximo de la línea de curvatura media:** Distancia máxima entre la línea de curvatura media y la cuerda. También se suele dividir este valor por la longitud de la cuerda para obtener valores adimensionales expresados en tanto por ciento.
- **Ángulo de ataque:** Es el ángulo que forma la dirección de la corriente de fluido de trabajo y la cuerda del perfil

Los perfiles aerodinámicos se caracterizan por conocer su desempeño aerodinámico y encontrar la mejor aplicación de acuerdo a la velocidad de giro, velocidad nominal del fluido, fuerzas involucradas, torsión y selección de material.

Además, el estudio de estos perfiles son de suma importancia ya que la eficiencia y funcionamiento del rotor depende de la geometría del perfil de álabe.

Fuerzas presentes

El giro del rotor se produce gracias al perfil aerodinámico, que genera la fuerza de sustentación $[F_L]$, la cual resulta fundamental. No obstante, esta no es la única fuerza presente: también actúan la fuerza de arrastre $[F_D]$, la fuerza normal o resultante $[F_N]$ y el momento $[M]$.

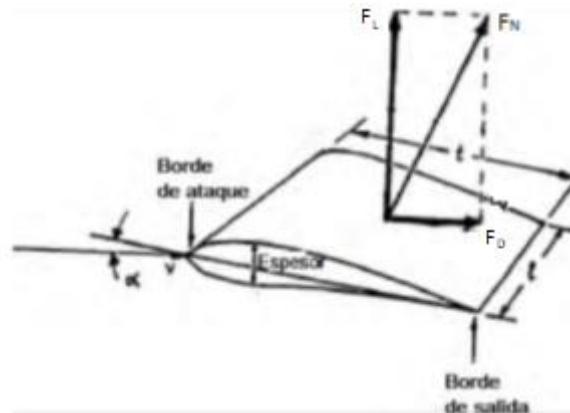


Fig. 4.6 Representación Fuerzas en el perfil. [25]

Cada fuerza viene relacionada con su respectivo coeficiente, el cual fue obtenido a través de pruebas en el túnel de viento, y estos son coeficiente de sustentación $[C_L]$, coeficiente de arrastre $[C_D]$ y coeficiente de momento $[C_M]$.

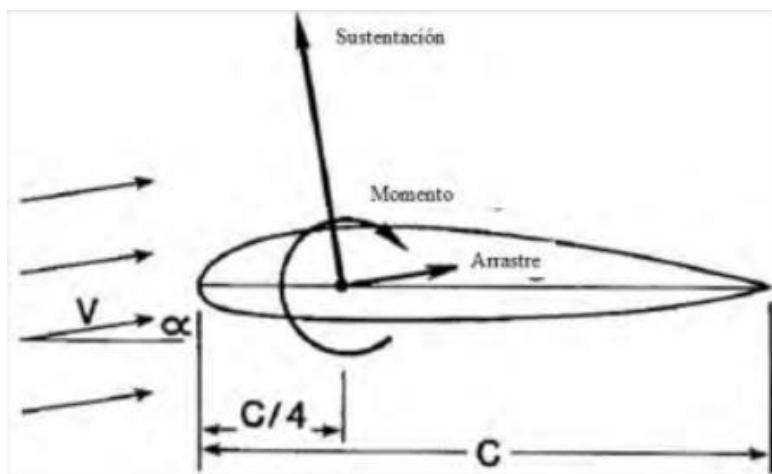


Fig. 4.7 Punto de aplicación de las fuerzas con respecto a la cuerda. [25]

Estas fuerzas tienen su punto de aplicación en el centro aerodinámico, el cual se expresa en porcentaje de cuerda del perfil y se considera su ubicación en el 25% de la cuerda desde el borde de ataque del ala.

a) Fuerza de Sustentación

Es la fuerza perpendicular a la dirección de la corriente fluida. Se genera por la incidencia de la corriente del fluido sobre el perfil con cierto ángulo de ataque [25].

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot C_L \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (4.18)$$

Donde:

- ρ = Densidad del fluido
- C_L = Coeficiente de sustentación
- A = Área sección transversal
- V = Velocidad del fluido

b) Fuerza de Arrastre

La fuerza de arrastre es una fuerza paralela al flujo que actúa en sentido opuesto al avance, es decir, “tira hacia atrás”. Su magnitud depende de varios factores, tanto relacionados con la sustentación como independientes de ella, tales como la forma del perfil, la fricción superficial, las interferencias entre flujos y la formación de vórtices.

Se la considera una fuerza dinámica, ya que surge de la presión ejercida por el fluido en movimiento. El arrastre genera un bloqueo al flujo de agua y, cuanto mayor es dicho bloqueo, mayor será el coeficiente de arrastre. Dado que esta fuerza siempre se opone al movimiento, su valor depende también del régimen de flujo, ya sea laminar o turbulento. Por esta razón, es muy importante buscar el punto de operación en el cual la resistencia total sea mínima.

La fuerza de arrastre se compone principalmente de tres contribuciones: arrastre por fricción, arrastre por presión y arrastre inducido. La suma de estos tres componentes constituye la fuerza de arrastre total [25].

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (4.19)$$

Donde:

- ρ = Densidad del fluido
- C_D = Coeficiente de arrastre
- A = Área sección transversal
- V = Velocidad del fluido

c) Momento

Se genera por la variación de la presión sobre el perfil y es conocido con la simbología $[M]$, el parámetro característico establecido en las polares del perfil es el coeficiente de momento $[C_m]$. El momento de cabeceo aerodinámico depende del valor de la sustentación, que resulta de la distribución de presión, y del punto respecto al cual se toma el momento. Existe un punto sobre el perfil, para el cual el valor del coeficiente de momento es constante, a este punto se le denomina centro aerodinámico, el que se sitúa a 25% de la cuerda aerodinámica [25].

$$M = \frac{1}{2} \cdot C_m \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (4.20)$$

Donde:

- ρ = Densidad del fluido
- C_m = Coeficiente de momento
- A = Área sección transversal
- V = Velocidad del fluido

El C_m (coeficiente de momento) es convencionalmente tomado en el sentido negativo, su dirección se localiza entrante al plano de la Fig. 4.7. Un negativo corresponde a un perfil

con borde de ataque inclinado hacia abajo. Un positivo corresponde al perfil con el borde de ataque hacia arriba.

Los coeficientes de sustentación, arrastre y momento no pueden ser calculados teóricamente, son obtenidos mediante pruebas en túnel de viento, a una velocidad constante de viento y a un determinado ángulo de ataque, utilizando el perfil deseado. Se miden las fuerzas L , F_T y M haciendo uso de las fórmulas anteriormente mencionadas, se obtiene el coeficiente de sustentación, arrastre y momento, respectivamente.

Perfiles NACA

Los "perfiles NACA" se refieren a una serie de perfiles aerodinámicos estandarizados desarrollados por el Comité Asesor Nacional para la Aeronáutica (NACA), predecesor de la NASA, que se utilizan ampliamente en el diseño de alas de aviones y otras funciones. Estos perfiles se identifican mediante un código numérico que describe sus características geométricas. Para los perfiles NACA de 4 dígitos, cada uno de los dígitos representa una propiedad geométrica del perfil.

Los dos últimos dígitos representan el máximo espesor respecto de la cuerda en porcentaje de esta. El segundo dígito, empezando del extremo izquierdo, representa el máximo espesor en décimas de cuerda. El primer dígito representa la posición de máxima curvatura en porcentaje de cuerda. La línea de curvatura está definida por una parábola desde el borde de ataque hasta la posición de máxima curvatura, seguido por otra parábola que llega hasta el borde de salida. Esto hace que este tipo de perfiles sean poco flexibles para generar mayor curvatura en el borde de ataque de tal modo que se tengan mejores distribuciones de presión.

Por ejemplo, un perfil NACA 2412 corresponde que el primer dígito tiene una comadura máxima del 2% con respecto a la longitud de la cuerda, mientras que el segundo dígito representa que la comadura máxima se ubica a una distancia del 40% de la longitud de la cuerda, partiendo del borde de ataque. Con respecto al 12, representa que el espesor máximo del perfil es el 12% de la longitud de la cuerda [29].

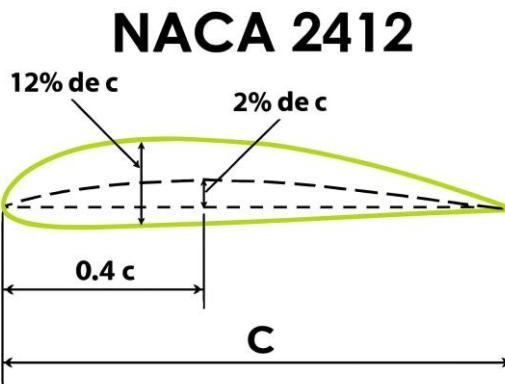


Fig. 4.8 Representación dimensiones perfil de acuerdo con la cuerda. [29]

Relación de velocidad de punta

La relación de velocidad de punta, también conocida como Tip Speed Ratio (TSR) y representada por λ , es un parámetro fundamental en turbinas hidrocinéticas y eólicas. Este índice indica cuántas veces la velocidad tangencial de la punta de la pala del rotor supera la velocidad del flujo. En otras palabras, λ mide la eficiencia con la que la turbina convierte la velocidad del fluido en rotación del rotor:

$$\lambda = \frac{\text{Velocidad tangencial de la pala}}{\text{Velocidad del flujo}} = \frac{\omega * R}{V} \quad (4.21)$$

Donde:

- ω es la velocidad angular del rotor [rad/s],
- R es el radio del rotor [m],
- V es la velocidad del flujo [m/s].

4.2.2.4. Generación de la sustentación

Unas de las formas de justificar el fenómeno de sustentación son a través del principio de Bernoulli. Este establece que, para un fluido ideal en movimiento dentro de un sistema cerrado, la suma de la presión estática, la presión dinámica y la presión debida a la altura se mantiene constante. En términos prácticos, esto significa que, si la velocidad del fluido aumenta, la presión disminuye, y viceversa. Un ejemplo clásico de esta relación se observa en el tubo de Venturi, donde la reducción de la sección de paso provoca un aumento de velocidad acompañado de una disminución de presión [30].

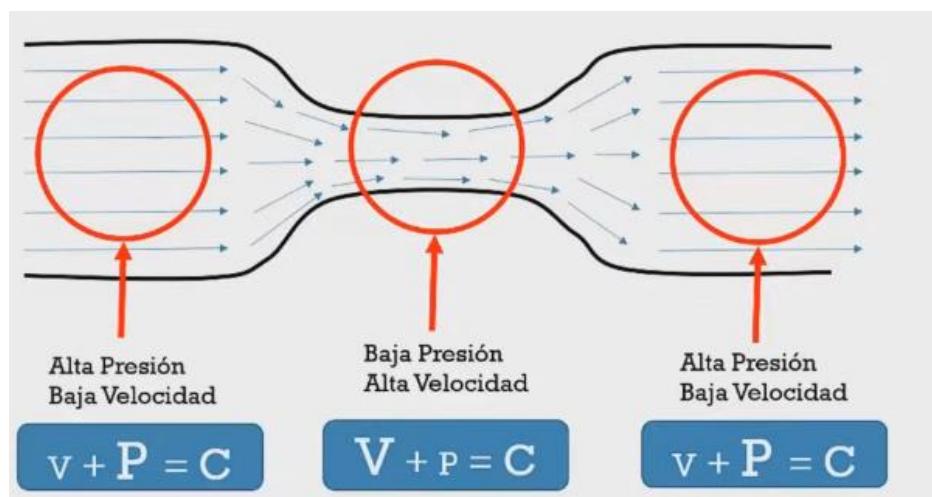


Fig. 4.9 Variación presión y velocidad en un tubo Venturi. [30]

De manera similar, este fenómeno se presenta en un perfil aerodinámico o perfil alar, constituyendo una de las explicaciones más importantes del origen de la sustentación.



Fig. 4.10 Similitud Tubo Venturi y Perfil Aerodinámico. [30]

En la parte superior (extradós) se genera una caída de presión acompañada de un aumento de velocidad, mientras que en la parte inferior (intradós) ocurre lo contrario: se genera una caída de velocidad con un aumento de presión. Como resultado de esta diferencia de presiones, aparece una fuerza neta dirigida hacia arriba, denominada fuerza de sustentación.

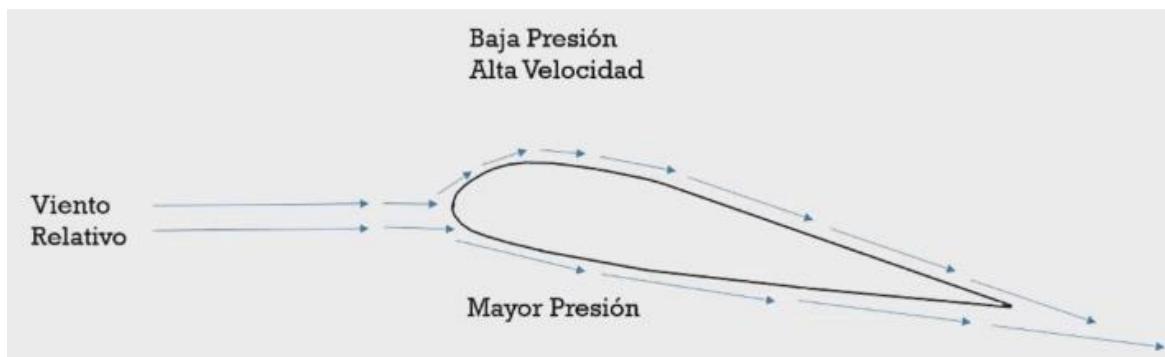


Fig. 4.11 Visualización de diferencias de presión. [30]

La sustentación se ve ejercida en un punto en el perfil aerodinámico llamado centro de presión (C_p), y este depende del ángulo de ataque presente en el perfil. Si se aumenta el ángulo, el C_p se mueve hacia el borde de ataque, por lo que la diferencia de presiones también aumentará.

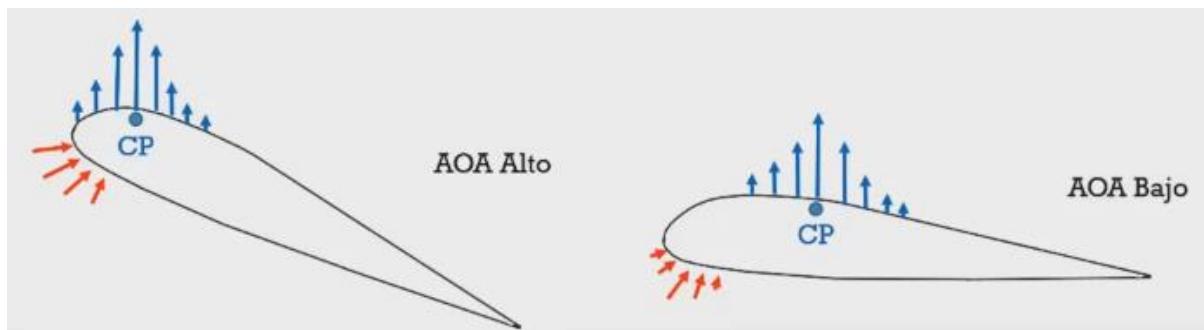


Fig. 4.12 Visualización del cambio del C_p con respecto al ángulo de ataque. [30]

Además, al cambiar el ángulo de ataque de nuestro perfil se irán modificando los coeficientes de sustentación y de arrastre, por lo que podremos obtener una gráfica de 3 ejes donde podremos visualizar el cambio de ambos coeficientes [31].

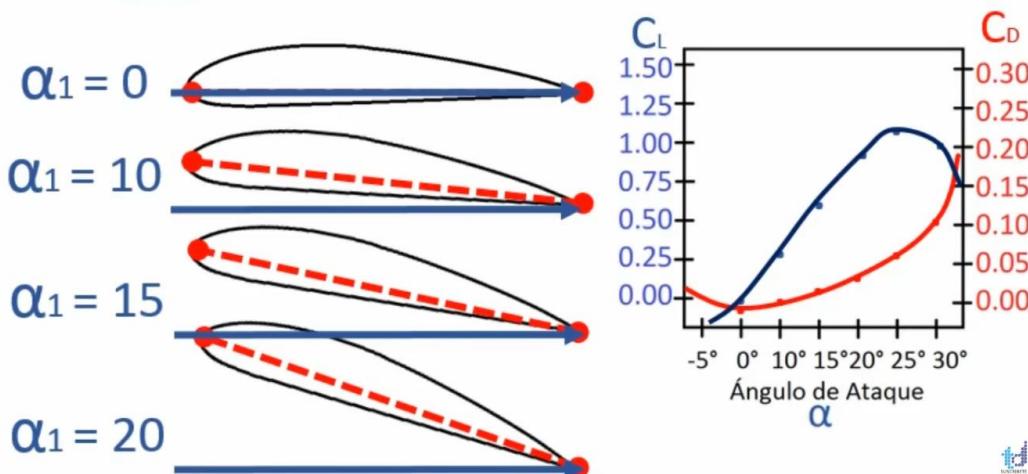


Fig. 4.13 Variación de los coeficientes de acuerdo al aumento del ángulo de ataque. [31]

Si observamos la figura anterior y su respectiva gráfica, podemos ver que el coeficiente de sustentación alcanza un valor máximo; sin embargo, al seguir aumentando el ángulo de ataque este coeficiente comienza a disminuir.

Recordemos que la adherencia del fluido sobre la superficie del perfil determina sus características aerodinámicas, por lo que la capa límite juega un papel fundamental. En un perfil alar, inicialmente el flujo es laminar, pero a partir de un punto específico, denominado punto de transición, el flujo se vuelve turbulento, lo que provoca un aumento de la resistencia en el perfil.

Con un ángulo de ataque bajo predomina el flujo laminar y el punto de transición se ubica cerca del borde de salida. En cambio, al aumentar el ángulo de ataque, dicho punto se desplaza hacia el borde de ataque, generando un incremento del flujo turbulento en el extradós.

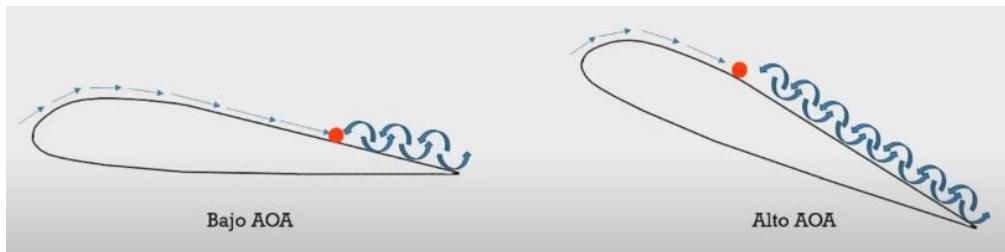


Fig. 4.14 Representación flujo laminar y turbulento con respecto al punto de transición. [30]

El aumento del ángulo de ataque dificulta que el flujo laminar siga la superficie del extradós, lo que provoca la separación de la capa límite y su transición a un flujo turbulento.

En conclusión, cuando se produce una separación total de la capa límite en el extradós, ocurre una pérdida abrupta de sustentación (efecto stall). En este punto desaparece el flujo laminar y se anula la diferencia de presiones responsable de generar la sustentación.

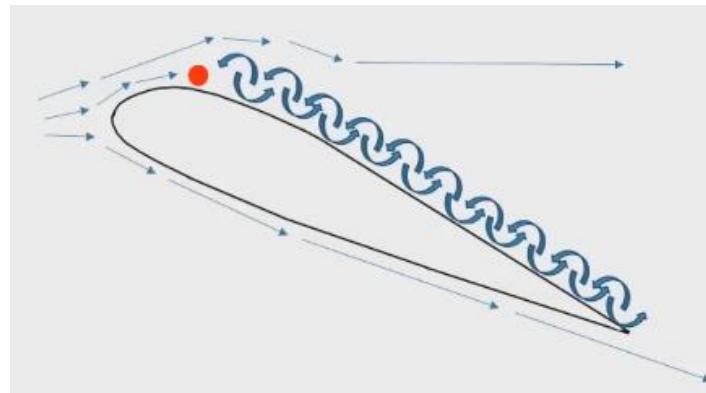


Fig. 4.15 Pérdida de sustentación (STALL). [30]

El ángulo máximo dependerá de cada tipo de perfil y es de suma importancia saber cuál es su valor, por lo que es un valor crítico a la hora de realizar la elección del perfil. Este valor vendrá acompañado de un coeficiente de sustentación crítico (C_{Lmax})

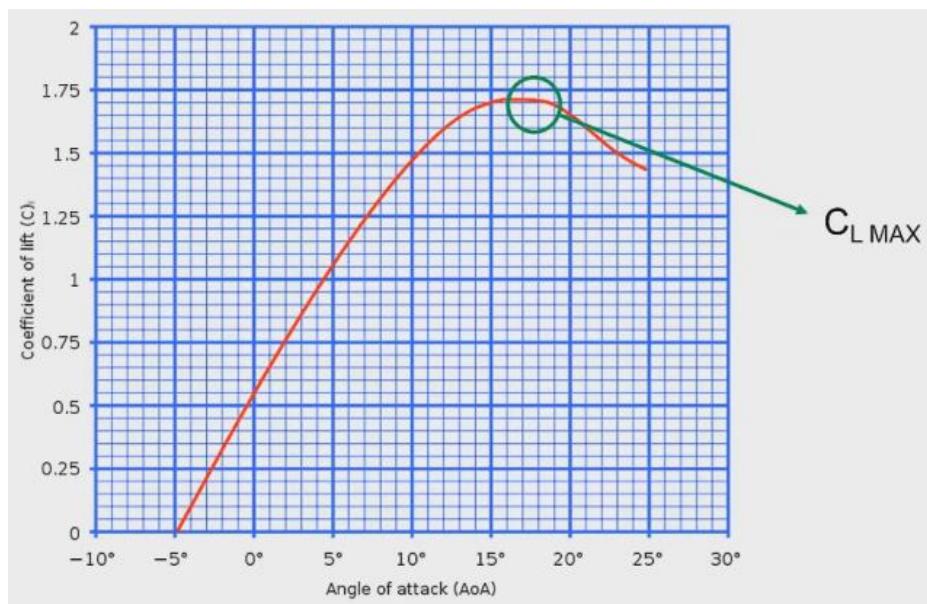


Fig. 4.16 Gráfico ángulo de ataque vs coeficiente de sustentación. [30]

Gradientes de presión en el perfil

La capa límite, tanto laminar como turbulenta, se ve afectada por el gradiente de presión del flujo, es decir, la variación de la presión en la dirección del mismo. Un gradiente de presión favorable se produce cuando la presión disminuye a lo largo del flujo, mientras que un gradiente de presión adverso ocurre cuando la presión aumenta en la dirección del flujo.

A partir de la ecuación de Bernoulli, se observa que un gradiente de presión favorable acelera el flujo, mientras que un gradiente adverso lo desacelera. Considerando la ecuación entre dos puntos:

- Si la presión aumenta del punto 1 al punto 2 ($P_1 < P_2$), la velocidad disminuye ($V_1 > V_2$), correspondiendo a un gradiente de presión adverso.
- Si la presión disminuye del punto 1 al punto 2 ($P_1 > P_2$), la velocidad aumenta ($V_1 < V_2$), correspondiendo a un gradiente de presión favorable.

La región que tiene un gradiente de presión favorable, beneficia el flujo del fluido debido a que las presiones aguas abajo son inferiores que las respectivas aguas arriba, esto produce una aceleración del flujo que gracias al frente curvado del perfil se incrementa hasta llegar al punto de inflexión donde empieza la región del gradiente de presión adverso, aquí el flujo comienza a desacelerarse y, consecuentemente la presión aumenta hasta llegar a un valor muy cercano a su valor inicial; debido a la viscosidad no se llega alcanzar el valor que originalmente tenía.

En otras palabras, el fluido tiende a ir de áreas de mayor presión hacia áreas de menor presión por lo que a partir de este punto de inflexión el fluido tiende a volver, generando un flujo turbulento. En la siguiente figura se muestran las regiones donde los gradientes de presión son favorables y adversos [31].

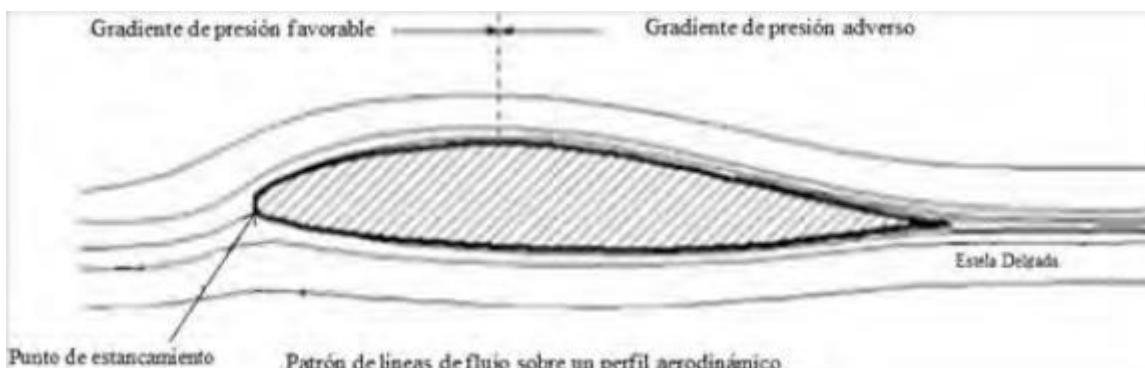


Fig. 4.17 Patrón de líneas de flujo sobre un perfil aerodinámico. [25]

La variación de velocidad sobre el perfil es función de su forma y ángulo de ataque. Cuando el ángulo crece, la velocidad sobre la superficie superior también crece y en la superficie inferior disminuye. Tomándolo desde el punto de vista de la presión de flujo, esta decrece en la superficie superior y crece en la superficie inferior causando un incremento en la sustentación. Cuando, por el contrario, el ángulo de ataque decrece el comportamiento de la velocidad y presión de flujo son de manera inversa.

El objetivo del perfil aerodinámico es reducir el gradiente de presión adverso que ocurre detrás del punto de máximo espesor. Esto retarda la separación de la capa límite y por ello reduce el arrastre de presión.

Número de álabes

Los álabes de una turbina son claramente la parte más importante del diseño y una vez ya seleccionado el perfil hidrodinámico y diseñado el alabe asignando las dimensiones calculadas mediante las teorías citadas a toda su geometría, es necesario definir el número de álabes que formarán parte del rotor de la turbina; teniendo en cuenta que, de dicho número, será función directa la potencia que pueda extraerse del flujo.

Según investigaciones empíricas, a medida que aumenta el número de álabes, se necesitaran menos revoluciones en el rotor para extraer la misma potencia, lo cual genera menores cargas dinámicas que terminan siendo reflejadas en la resistencia de los materiales que se requieran para su construcción, peso de la estructura, o costos, aunque este razonamiento también está limitado por el espacio geométrico necesario para evitar la interferencia fluidodinámica entre cada uno de los álabes que afecta el rendimiento de la turbina.

La razón de la utilización de cierto número de álabes radica principalmente en la estabilidad que pueda aportar frente a posibles cambios en la dirección y velocidad del flujo, dado que no se presenta un perfil de velocidades constante e invariable en el plano de incidencia del flujo aguas arriba del rotor. Suponiendo la utilización de un rotor que contiene solo dos álabes, debido a su orientación y a su incremento de tamaño con el objetivo de mantener la potencia de extracción invariable, la diferencia en las cargas absorbidas por cada uno es tal que es más propenso a generar cargas por inestabilidad fuera del plano de rotación que un rotor con un número de álabes impar de menores dimensiones, ya que la carga se distribuiría en el último caso de manera simétrica disminuyendo la distancia angular entre álabes con una distribución más uniforme; por esta razón se opta por la implementación de número de álabes impar, aumentando la estabilidad dinámica del rotor [25].

Con el fin de extraer la energía del flujo lo más eficientemente posible, los álabes deben interactuar lo máximo posible con el fluido que atraviesa el área de barrido del rotor.

Una turbina con gran cantidad de álabes interactúa a muy baja razón de velocidad de punta (λ), si la razón de punta es demasiado baja, parte del fluido que pasa a través del área de barrido del rotor viajaría sin interactuar con los álabes.

Sin embargo, si la razón de velocidad de punta es demasiado alta, la turbina ofrece mucha resistencia al fluido y parte de este pasará bordeándolo.

Un rotor de dos álabes más ligero, con el mismo ancho de uno de tres, tendrá una razón de velocidad de punta un tercio mayor que el rotor de tres álabes. Por lo tanto los rotores de turbinas con mayor número de álabes deben ser más eficientes, pero la interferencia de un álar con otro imposibilita que se cumpla.

Una forma de poder saber el número de álabes es consultando con la tabla con el número de álabes recomendado. La relación de velocidad de punta λ o velocidad específica, que se escoge a conveniencia del diseño a desarrollar (velocidad en la punta de la pala), para poder generar electricidad se trabaja con valores de λ de al menos 5.

Relación de velocidad de punta λ_0	Nº de álabes recomendados (Z)
1	6-20
2	4-12
3	3-6
4	2-4
5-8	2-3

Tabla 4.1 Relación de velocidad punta con el número de alabes recomendados. [25]

Rugosidad del álar

La rugosidad es una propiedad de la superficie de un material que describe cuán irregular o áspera es esa superficie a una escala microscópica o macroscópica. Es un factor clave en la dinámica de fluidos, especialmente cuando hablamos de la capa límite, que es la región del flujo cercana a una superficie sólida donde los efectos de la viscosidad son importantes.

Si la rugosidad aumenta causa una notable reducción en el coeficiente de sustentación máximo y aumenta el coeficiente de arrastre. Cabe resaltar que el arrastre aumenta, también con la disminución del número de Reynolds, esto debe, en parte, a que el espesor de la capa límite varía inversamente con el número de Reynolds.

Un número de Reynolds bajo hace que la capa límite sea relativamente gruesa.

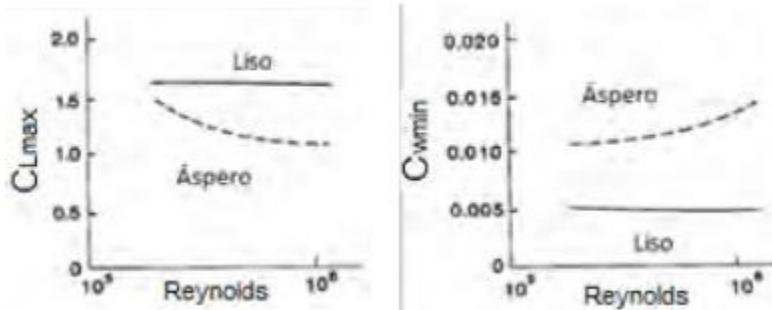


Fig. 4.18 Variación coeficientes con respecto al Reynolds. [25]

Es por ello que el material de los álabes debe ser de una baja rugosidad. De los elementos mencionados en el Capítulo 1, la rugosidad aproximada es de:

- Acero Inoxidable: 0.001 – 0.01 mm
- Aleación de Aluminio Sólido: 0.001 – 0.015 mm
- Madera Noble (Dura) laminada revestida con plástico reforzado de fibra de vidrio: 0.01 – 0.03 mm
- Madera Noble sin tratamiento: 0.05 – 0.2 mm
- Fibra de vidrio y resina: 0.005 – 0.02
- Fibra de Carbono y resina: 0.001 – 0.01

4.2.3 Método del momento del elemento de la pala (BEM)

El método del momento del elemento de la pala (BEM, por sus siglas en inglés Blade Element Momentum Theory) combina dos enfoques complementarios: la teoría del momento y la teoría del elemento de pala. Este método se utiliza en el diseño y análisis de rotores, tanto eólicos como hidrocinéticos, ya que permite evaluar de manera precisa la distribución de fuerzas y el rendimiento del rotor a partir de información aerodinámica bidimensional del perfil.

Para su aplicación, el rotor se divide en una serie de anillos o secciones radiales independientes. En cada uno de estos elementos se calcula el equilibrio entre las fuerzas aerodinámicas generadas por el perfil (sustentación y arrastre) y las variaciones de momento en el flujo. De esta manera, el modelo asume que no existe intercambio de energía ni flujo entre anillos, por lo que cada sección se analiza de forma aislada.

El principal atractivo del método BEM radica en su simplicidad y capacidad de incorporar correcciones empíricas que permiten representar fenómenos tridimensionales como la rotación de estela o las pérdidas de punta, manteniendo un equilibrio entre exactitud y costo computacional. Por este motivo, es el método estándar en el diseño preliminar de rotores.

4.2.3.1 Teoría del elemento de pala

Esta teoría considera el rotor dividido en un número finito de anillos o secciones radiales independientes entre sí. En cada sección, la pala se comporta como un perfil aerodinámico bidimensional, sobre el cual actúan fuerzas de sustentación y arrastre generadas por la interacción con el flujo incidente [32]. Este enfoque permite calcular las fuerzas locales a lo largo del radio, considerando la geometría específica del perfil, el ángulo de calado (θ), el ángulo de ataque (α) y la velocidad relativa del flujo (V_{rel}).

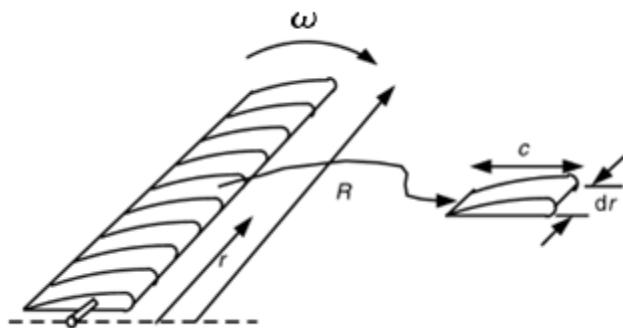


Fig. 4.19 Representación en tres dimensiones del alabe. – [32]

A partir del planteo de las velocidades y fuerzas sobre un elemento dado, puede escribirse la sumatoria vectorial de las mismas en las direcciones de interés, dirección normal correspondiente al empuje, y dirección tangencial a la rotación correspondiente al conjunto de fuerzas que da origen al torque.

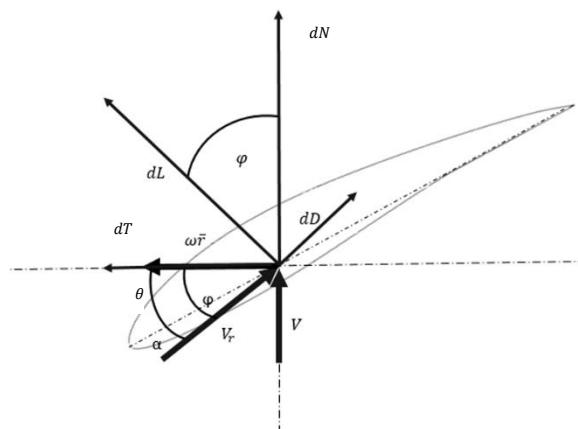


Fig. 4.20 Diagrama de esfuerzos presentes en el alabe. [32]

$$dN = dF_L * \cos(\phi) + dF_D * \sin(\phi) \quad (4.22)$$

$$dT = dF_L * \sin(\phi) - dF_D * \cos(\phi) \quad (4.23)$$

Siendo dF_L y dF_D las fuerzas de sustentación y arrastre en forma diferencial ya planteadas en la sección 4.2.2.3 con el objetivo de ser integradas a lo largo de la envergadura a partir de la cuerda.

$$dF_L = \frac{1}{2} * C_L * \rho * V_{rel,i}^2 * C * r_i \quad (4.24)$$

$$dF_D = \frac{1}{2} * C_D * \rho * V_{rel,i}^2 * C * r_i \quad (4.25)$$

Donde ρ es la densidad del agua, c es la cuerda local, y C_L y C_D son los coeficientes del perfil alar (NACA 4415).

Para encontrar las fuerzas normales y tangenciales totales se integran las ecuaciones.

$$F_N = \int dN dr \quad (4.26)$$

$$F_T = \int dT dr \quad (4.27)$$

4.2.3.2 Teoría del momento

La teoría del momento parte de la conservación de la cantidad de movimiento en un flujo que atraviesa un disco actuador. Este disco representa al rotor y se asume como una superficie que impone una caída de presión sobre el fluido, extrayendo energía cinética [33,34].

A partir de esta simplificación se definen los factores de inducción que cuantifican cómo la presencia del rotor altera el flujo:

- Factor de inducción axial (a): indica cuánto se reduce la velocidad axial del flujo al pasar por el rotor.

$$a = \frac{1}{1 + \frac{\vartheta * \cos \phi}{8 * \pi * (\sin \phi)^2}} \quad (4.28)$$

- Factor de inducción tangencial (a'): cuantifica la rotación impartida al flujo en la estela.

$$a' = \frac{1}{1 - \frac{\vartheta}{8 * \pi * \cos(\phi)}} \quad (4.29)$$

El equilibrio entre las fuerzas aerodinámicas (Teoría del elemento) y los cambios en el momento del flujo (Teoría del momento) permite determinar la distribución de cargas y el rendimiento del rotor a través de un proceso iterativo que converge a los valores de a y a' .

Correcciones tridimensionales: el factor de Prandtl

El modelo BEM es de naturaleza cuasi-tridimensional y requiere la incorporación de correcciones empíricas para representar los fenómenos físicos reales.

Uno de los fenómenos más relevantes en este contexto es la pérdida de punta [4]. Este efecto se produce porque la presión en el lado de succión de la pala es menor que en el lado de presión, lo que genera un flujo transversal de fluido alrededor del extremo de la pala. Dicho flujo tiende a igualar las presiones, reduciendo la sustentación local y, en consecuencia, la contribución de la región cercana a la punta a la producción total de potencia. Cuanto menor es el número de palas o más angosta es la pala, más significativa resulta esta pérdida.

Para tener en cuenta este fenómeno en la teoría BEM, se introducen factores de corrección empíricos. El más utilizado es el factor de pérdida de punta de Prandtl, que ajusta las ecuaciones de fuerza y momento incorporando la reducción de sustentación hacia los extremos de la pala. Este factor, comúnmente representado por F , depende del número de palas, de la posición radial y del ángulo relativo del flujo sobre el rotor. Su valor siempre se encuentra entre 0 y 1, donde $F = 1$ representa un rotor ideal sin pérdidas y valores menores indican una mayor pérdida aerodinámica en los extremos.

$$F = \frac{2}{\pi} * \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{\left(\frac{B}{2} \right) * \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right) \right]}{\left(\frac{r}{R} \right) * \sin \theta} \right\} \right) \right] \quad (4.30)$$

La inclusión de este factor permite que el modelo BEM reproduzca con mayor precisión el comportamiento real del rotor, especialmente en regiones cercanas a la punta, donde los gradientes de presión y los efectos tridimensionales son más pronunciados.

Fenómeno de cavitación y criterios de diseño

En turbinas hidrocinéticas, el fenómeno de cavitación representa el principal riesgo de falla estructural y reducción de la eficiencia [36]. Ocurre cuando la presión estática local del agua desciende por debajo de la presión de vapor (P_v) del fluido, provocando la formación de burbujas de vapor en las zonas de baja presión, típicamente en el borde de ataque o en la cara de succión del perfil alar.

El colapso violento de estas burbujas, al entrar nuevamente en zonas de alta presión, genera microchorros y ondas de choque que causan erosión y fatiga severa en el material de la pala.

A. Coeficiente de cavitación (σ)

El riesgo de cavitación se cuantifica mediante el coeficiente de cavitación (σ), un número adimensional que compara las fuerzas que previenen la cavitación (presión estática efectiva) con las fuerzas que la promueven (presión dinámica):

$$\sigma = \frac{P_{estática} - P_v}{\frac{1}{2} * \rho * V_{rel}^2} \quad (4.31)$$

Donde $P_{estática}$ es la presión estática local efectiva (incluyendo la presión atmosférica y la presión hidrostática por inmersión) y V_{rel} es la velocidad relativa del flujo sobre la pala. La cavitación ocurre teóricamente cuando σ se acerca a cero.

B. Criterio de presión mínima

Para predecir si un perfil entrará en cavitación, el coeficiente σ se compara con el Coeficiente de Presión Mínima (Cpr_{min}) del perfil. El Cpr_{min} es el valor de presión adimensional más bajo que experimenta el perfil en su superficie (usualmente un valor negativo). El criterio de diseño establece que la cavitación comenzará cuando:

$$Cpr_{min} = -\sigma_{local} \quad (4.32)$$

Para garantizar la seguridad operativa, el diseño debe ser conservador, manteniendo el $-\sigma_{local}$ siempre mayor que Cpr_{min} para el ángulo de ataque óptimo del perfil. Este análisis se realiza en la condición de mayor velocidad ($V_{max} = 5.0$ m/s), ya que esta maximiza la velocidad relativa (V_{rel}) y, por lo tanto, reduce el coeficiente σ .

4.3. Metodología de diseño y simulación

4.3.1. Selección del perfil

Para seleccionar el perfil alar del rotor, se calculó el número de Reynolds operativo (Re)aproximado correspondiente a las condiciones del emplazamiento. Las velocidades medias del canal varían entre 3,8 y 5,0 m/s, según la época del año (ver sección 3.2.3) lo que afecta directamente al régimen de flujo y, por tanto, al comportamiento hidrodinámico del perfil.

Se desarrolló un código en Octave para estimar el número de Reynolds a partir de distintas combinaciones de velocidad de flujo (V) y relación de velocidad de punta (λ). Esto permitió identificar el rango operativo de la turbina y preseleccionar perfiles que combinaran buena eficiencia hidrodinámica con robustez frente a variaciones de velocidad.

Para la evaluación de los perfiles preseleccionados se utilizó el software XFLR5, una herramienta de código abierto especializada en el análisis aerodinámico de perfiles. Este programa permitió obtener los coeficientes de sustentación (C_L), resistencia (C_D) y presión mínima Cpr_{min} en función del ángulo de ataque (α) y del número de Reynolds (Re).

El procedimiento incluyó la generación de las curvas polares y la comparación de los resultados entre distintos perfiles, considerando como criterios de selección:

- Maximizar la relación C_L/C_D en torno al ángulo de diseño.
- Mantener $-Cpr_{min} \leq 1,5$ para evitar cavitación incipiente.

4.3.2. Diseño del rotor

La metodología de diseño se basa en un proceso de optimización de dos fases implementado mediante un algoritmo BEM desarrollado en Octave (y validado con QBlade). Este enfoque buscó determinar la geometría óptima que maximice el rendimiento (CP) en la

condición de operación más frecuente ($V_{\text{diseño}} = 4.0 \text{ m/s}$) y garantice la seguridad hidrodinámica bajo la condición extrema ($V_{\text{max}} = 5.0 \text{ m/s}$).

El proceso se estructuró de la siguiente manera:

- Fase de diseño geométrico inicial: Se utilizó la Teoría de Betz para calcular la distribución óptima de torsión (θ) y la cuerda (C) a lo largo del radio.
- Fase de Análisis BEM Iterativo: La geometría inicial se sometió a un bucle de convergencia para determinar los factores de inducción reales (a y a') en cada elemento, incorporando el factor de corrección de Prandtl para las pérdidas de punta. Para cada elemento radial, el diseño de la pala se rige por la condición de rendimiento óptimo que iguala las fuerzas obtenidas de la Teoría del Elemento y la Teoría del Momento. Esto permite calcular los parámetros geométricos clave en función de los factores de inducción (a y a'), y el Factor de Prandtl F .

Fase de diseño geométrico ideal

A. Ángulo de calado y ángulo de ataque óptimos

El ángulo de calado (ϕ) se calcula relacionando la velocidad de avance con la velocidad angular local. Posteriormente, el ángulo de ataque óptimo (α) se obtiene restando el ángulo de torsión local (θ) del ángulo de calado:

$$\phi_{\text{opt}} = \frac{2}{3} * \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (4.33)$$

B. Distribución radial óptima de la cuerda (C)

La cuerda local se dimensiona para producir la fuerza de sustentación requerida en cada elemento, considerando la condición de flujo óptimo. Para un α dado (generalmente el de mayor Cl/Cd), la cuerda se calcula como:

$$C(r) = \frac{8 * \pi * r * (1 - \cos(\phi))}{B * C_L} \quad (4.34)$$

Donde B es el número de palas y r es la posición radial.

C. Distribución radial óptima de la torsión (la torsión local (θ) se diseña para mantener un ángulo de ataque constante y óptimo (α_{opt}) a lo largo de todo el radio, lo que maximiza la sustentación. La distribución de torsión se calcula a partir del ángulo de flujo y el α_{opt} :

$$\theta(r) = \phi(r) - \alpha_{\text{opt}} \quad (4.35)$$

Fase de análisis BEM iterativo

Esta fase corresponde a la implementación práctica del modelo de flujo y las correcciones aerodinámicas. Su propósito es encontrar el par de factores de inducción (a y a') que satisfacen el equilibrio de fuerzas (Ecuación 4.26 y 4.27) para cada elemento radial de la pala, considerando las pérdidas de punta y las variaciones en el ángulo de ataque real (α).

La geometría inicial obtenida en la Fase 3.2.3 se somete a un proceso iterativo que determina los valores reales y convergentes de a y a' . Este bucle asegura que la solución final equilibre las fuerzas elementales y las pérdidas de punta. El algoritmo se inicializa con estimaciones de los factores de inducción ($a_0 = 0.3$ y $a_0' = 0.01$) y sigue los siguientes pasos hasta que se alcanza una convergencia de error ($\epsilon < 10^{-4}$) entre los valores nuevos y anteriores:

Proceso de convergencia

1. Cálculo de flujo relativo: Utilizando los factores a y a' de la iteración anterior, se calcula el ángulo de flujo (ϕ) y, por diferencia con la torsión del elemento (θ), el nuevo ángulo de ataque (α).
2. Loop de coeficientes: Se interpolan los coeficientes aerodinámicos (C_L, C_D) del perfil NACA 4415 para el nuevo α , y se transforman en las componentes Normal F_N y Tangencial F_T de la fuerza.
3. Corrección de Prandtl (F_{arg}): Se calcula el factor de pérdida de punta, F , para modelar la reducción de sustentación cerca del radio ($r = R$).
4. Aplicación de ecuaciones de equilibrio: Se calculan los nuevos factores de inducción (a_{new} y a_{new}') utilizando las ecuaciones de equilibrio del BEM definidas en la sección 4.2.3.2
5. Verificación: Se compara a_{new} con a_{old} . Si la diferencia es mayor que ϵ , el ciclo se repite.

4.4. Resultados

4.4.1. Resultado de la elección del perfil

Se presentan los resultados obtenidos y la metodología de selección del perfil aerodinámico óptimo para este proyecto. Al calcular el número de Reynolds Re con el código desarrollado en Octave, se obtuvieron valores que oscilan entre 250000 y 350000. Dada esta franja de Re operativa, se procedió a una evaluación de los mejores perfiles disponibles en la literatura y bases de datos.

Perfil	Tipo de perfil	Observaciones
NACA 4412	Asimétrico	Perfil clásico, buen equilibrio entre sustentación y resistencia.
NACA 4415	Asimétrico	Más robusto que 4412, adecuado para variaciones de flujo
NACA 63018	Asimétrico	Bajo arrastre, eficiente en un rango amplio de Reynolds
S833	Asimétrico	

Tabla 4.2 Comparación tipos de perfiles aerodinámicos. Elaboración propia.

La Figura 4.21 presenta una visualización de los perfiles aerodinámicos seleccionados (NACA 4412, NACA 4415, NACA 63018, S833, y SG6043). Esta superposición permite observar directamente sus características geométricas más importantes: la distribución del espesor y la posición de la línea de curvatura.

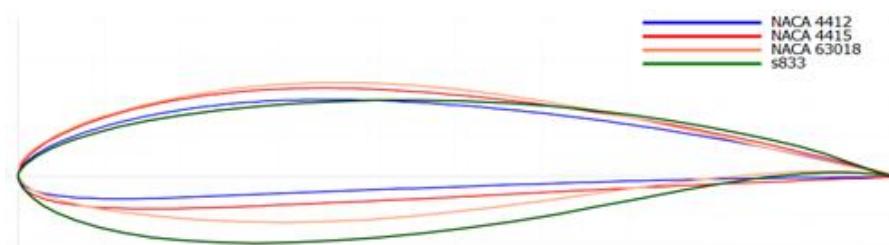


Fig. 4.21 Superposición de los perfiles aerodinámicos candidatos, mostrando la variación en el espesor y la línea de curvatura. Elaboración propia.

En la figura 4.22 se observa el factor más importante para la eficiencia hidrodinámica, el cociente entre el factor de sustentación y el factor de arrastre, (C_L/C_D), también llamado fineza (ϵ).

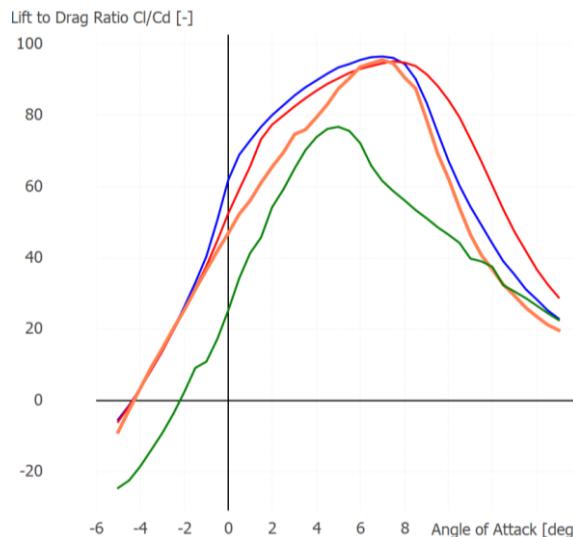


Fig. 4.22 Comparación de la eficiencia hidrodinámica (C_L/C_D vs α) de los perfiles candidatos en el rango de Reynolds operativo. Elaboración propia.

Con esta información, se descartaron inicialmente los perfiles optimizados para regímenes laminares debido a su falta de estabilidad en condiciones reales:

- S833: Descartado por su baja relación de coeficientes (C_L/C_D).
- NACA 63018: Ofrecía un desempeño inferior a los perfiles NACA 44xx en los criterios de eficiencia en el rango de Re estudiado.

La elección final se definió entre el NACA 4412 y el NACA 4415. El NACA 4415 fue seleccionado ya que su mayor espesor (15%) proporciona una resistencia superior a las cargas hidráulicas y muestra una curva de eficiencia más plana, siendo más tolerante a las variaciones del flujo y a los errores de fabricación.

4.4.2. Resultados del diseño del rotor

El diseño de la geometría del rotor se basó en la optimización del rendimiento bajo dos restricciones fundamentales: la limitación geométrica impuesta por el emplazamiento y la restricción hidrodinámica respecto a la cavitación. La necesidad de asegurar una operación libre de daños fue priorizada sobre la máxima eficiencia potencial.

4.4.2.1. Estrategia de diseño y mitigación de cavitación

El criterio fundamental para evitar la cavitación es que el Coeficiente de Cavitación (σ) sea siempre mayor que el Coeficiente mínimo de presión negativa ($-C_{prmin}$) del perfil alar en las secciones de la pala ($\sigma \geq -C_{prmin}$).

El primer paso fue establecer un umbral de riesgo aceptable reduciendo el valor de ($-C_{prmin}$). La bibliografía sugiere que para velocidades de flujo elevadas ($V \geq 4.0 \text{ m/s}$), un coeficiente de presión negativa ($-C_{prmin}$) superior a 1.6-1.8 en el punto de diseño representa un riesgo de cavitación incipiente demasiado alto para una aplicación prolongada, especialmente en un emplazamiento con condiciones de presión de vapor variables. Por lo tanto, se estableció como objetivo de diseño que el pico de succión fuese $-C_{prmin} \leq 1.5$.

El ángulo de ataque que ofrece máxima eficiencia en el NACA 4415 ($\alpha \approx 7.5^\circ$) genera un pico de succión $-C_{prmin} \approx 2.0$, el cual supera el umbral de seguridad. Para alcanzar el

objetivo de $-C_{prmin} \approx 1.5$, se optó por un ángulo de ataque constante de $\alpha = 6^\circ$ para la generación de la geometría óptima.

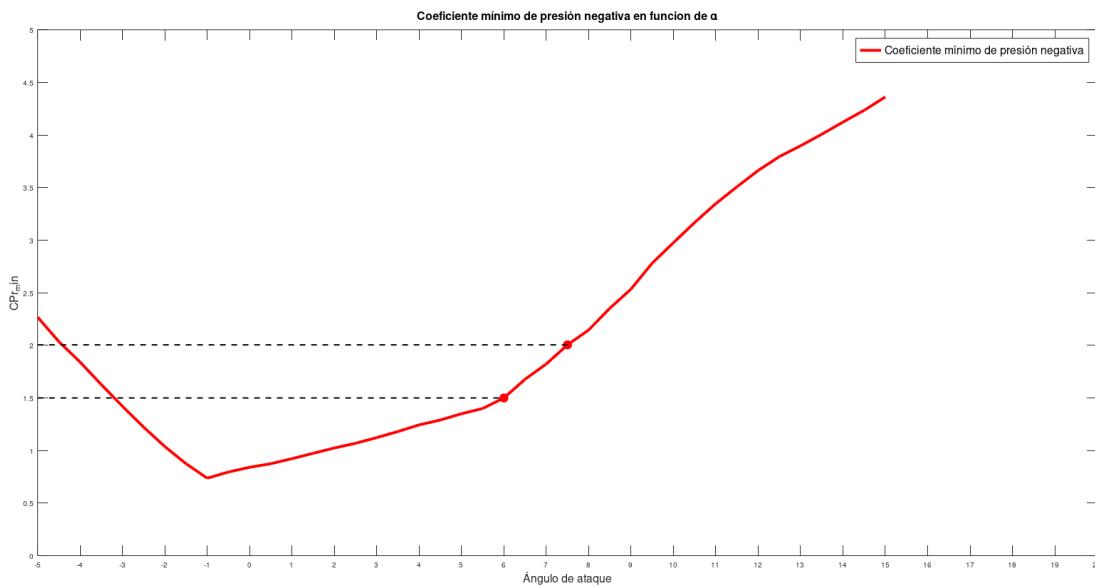


Fig. 4.23 Coeficiente mínimo de presión negativo en función de α . Elaboración Propia.

4.4.2.2. Definición de parámetros de diseño

Una vez que se establecieron la restricción geométrica y el ángulo de ataque por seguridad, el código BEM se configuró para analizar dos escenarios de Relación de Velocidad de Punta (λ) que permitieran maximizar el rendimiento bajo la nueva restricción de $-C_{prmin} \leq 1.5$.

Parámetro	Valor de Diseño	Justificación
Radio máximo restringido	0.4m	Restricción física crítica: Limitación impuesta por la altura mínima del agua en el Canal Matriz para evitar la aireación en la superficie libre.
Radio de rotor seleccionado	0.375 m	El diseño final utiliza un radio conservador (0.75 m de diámetro) para incluir un margen de seguridad operativo y estructural dentro de la restricción del radio máximo
Velocidad de diseño	4.0 m/s	Punto de máxima eficiencia esperado dentro del rango operativo (3.8 m/s a 5.0 m/s).
λ	3 o 4	Se compararán ambos escenarios para ver las diferencias en el C_p esperando que alguna cumpla con los requisitos de cavitación
α	6	Definido en sección 4.3.2.1
Perfil alar	NACA 4415	Justificado en sección 4.3.1 para $Re \approx 300000$.

Tabla 4.3 Resumen de los parámetros geométricos del perfil.

4.4.2.3. Geometría final y distribución radial óptima

El rotor se discretizó en 10 elementos radiales para el cálculo BEM. La siguiente tabla presenta la distribución óptima de la cuerda (C) y la torsión (θ), obtenida de la Fase 1 de diseño (Teoría de Betz), necesaria para mantener $\alpha = 6^\circ$ a lo largo del álabe:

Geometría para $\lambda = 3$

Estación	R (m)	r/R (m/m)	λ_r	Φ ($^\circ$)	θ ($^\circ$)	C (m)
1	0,065	0,1857	0,5571	40,5840	34,5840	0,1182
2	0,095	0,2714	0,8143	33,8964	27,8964	0,1221
3	0,125	0,3571	1,0714	28,6834	22,6834	0,1160
4	0,155	0,4429	1,3286	24,6456	18,6456	0,1068
5	0,185	0,5286	1,5857	21,4912	15,4912	0,0973
6	0,215	0,6143	1,8429	18,9906	12,9906	0,0885
7	0,245	0,7000	2,1000	16,9756	10,9756	0,0807
8	0,275	0,7857	2,3571	15,3258	9,3258	0,0739
9	0,305	0,8714	2,6143	13,9550	7,9550	0,0681
10	0,335	0,9571	2,8714	12,8007	6,8007	0,0630

Tabla 4.4 Distribución radial optima.

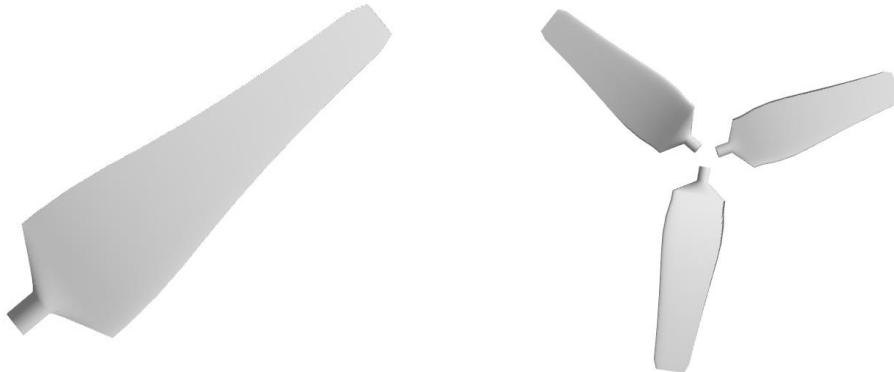


Fig. 4.24 Geometría óptima de álabe y rotor de álabe resultante del proceso de optimización de Octave (configuración $\lambda = 3$).

Geometría para $\lambda = 4$

Estación	r (m)	$\frac{r}{R}$ (m/m)	λ_r	Φ ($^\circ$)	θ ($^\circ$)	C (m)
1	0,065	0,1857	0,7429	35,5953	29,5953	0,0918
2	0,095	0,2714	1,0857	28,4311	22,4311	0,0866

3	0,125	0,3571	1,4286	23,3280	17,3280	0,0773
4	0,155	0,4429	1,7714	19,6303	13,6303	0,0681
5	0,185	0,5286	2,1143	16,8753	10,8753	0,0602
6	0,215	0,6143	2,4571	14,7635	8,7635	0,0537
7	0,245	0,7000	2,8000	13,1025	7,1025	0,0482
8	0,275	0,7857	3,1429	11,7667	5,7667	0,0437
9	0,305	0,8714	3,4857	10,6716	4,6716	0,0399
10	0,335	0,9571	3,8286	9,7589	3,7589	0,0367

Tabla 4.5 Distribución radial óptima para $\lambda = 4$.

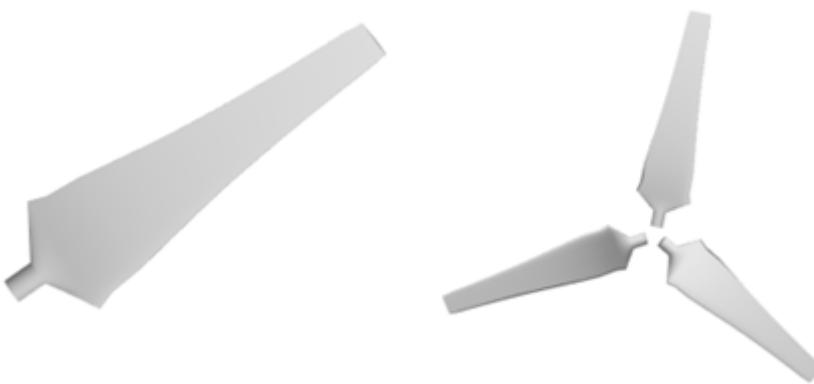


Fig. 4.25 Geometría óptima de álabes y rotor de álabes resultante del proceso de optimización de Octave (configuración $\lambda = 4$).

La geometría para $\lambda = 4$ presenta una distribución de cuerda radial menor que la geometría para $\lambda = 3$. Esto se debe a que, al aumentar la Relación de Velocidad de Punta (λ), la velocidad relativa del flujo (V_{rel}) sobre la pala es mayor, lo que obliga al algoritmo de diseño a reducir la cuerda ($C \propto 1/V_{rel}^2$) para generar la fuerza de sustentación óptima requerida. Esta menor área total implica un rotor más ligero, pero con mayor riesgo de cavitación debido a la velocidad (V_{rel}) más alta.

4.4.2.4 C_p y potencia hidráulica:

Una vez generadas las geometrías óptimas para los dos escenarios de λ bajo la restricción de $\alpha = 6^\circ$, se evaluó su rendimiento potencial máximo utilizando el código BEM propio. La Figura 4.26 muestra las curvas características de potencia. Se observa lo siguiente:

- Diseño con $\lambda = 4$: La curva azul alcanza su máximo C_{pmax} en $\lambda \approx 4.0$, con un valor de 0.44. Este resultado confirma que esta geometría maximiza la extracción de energía hidráulica.
- Diseño con $\lambda = 3$: La curva roja alcanza su máximo C_{pmax} en $\lambda \approx 3.0$, con un valor de 0.41. Este valor representa la máxima eficiencia que se puede alcanzar operando con el margen de seguridad dictado por $\alpha = 6^\circ$.

La diferencia de $\Delta Cp = 0.03$ (del 7%) entre ambos diseños es el costo en eficiencia que se debería asumir para operar con una velocidad relativa del flujo (V_{rel}) menor.

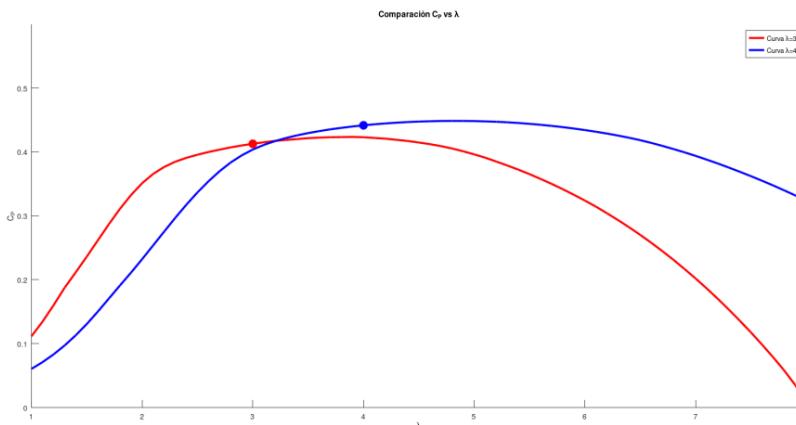


Fig. 4.26 Comparación entre el Cp y λ . Elaboración Propia.

Con estos coeficientes, y dada la densidad (ρ) y la velocidad del flujo (V), es posible determinar la potencia mecánica potencial extraíble del rotor:

$$P_{ext} = Cp \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 [W/m^2] \quad (4.37)$$

Opciones de diseño	Cp	Potencia extraída*
$\lambda = 4$	0.4454	5.5kW
$\lambda = 3$	0.41	5.06kW

Tabla 4.6 Potencia extraída*: sin considerar rendimientos.

4.4.2.5 Determinación del coeficiente de cavitación

La selección del punto de diseño se basó en el análisis de cavitación a la velocidad máxima del flujo ($V_{max} = 5.0 \text{ m/s}$). Los cálculos se basan en los siguientes parámetros constantes:

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Presión Atmosférica	P_{atm}	101325	Pa
Profundidad de la Sección	z	0.05	m
Densidad del Agua	ρ	1000	kg/m ³
Presión de Vapor	P_v	2339	Pa
Umbral de Seguridad (Diseño)	Cp_{min}	1.5	-

Tabla 4.7 Parámetros para la determinación del coeficiente de cavitación.

λ	V_{rel}	Coeficiente de Cavitación (σ)
$\lambda = 4$	14.40	0.96
$\lambda = 3$	11.02	1.65

Tabla 4.8 Análisis del coeficiente de cavitación y V_{rel} con diferentes λ .

Se observa que la condición correspondiente a $\lambda = 4$ presenta un valor de $\sigma = 0.96$, inferior al límite establecido por ($C_{pr\min} = 1.5$). Esto indica que, si bien esta configuración ofrece mayor rendimiento hidráulico y potencia generada, no resulta segura desde el punto de vista de la cavitación, ya que la presión mínima local podría descender por debajo de la presión de vapor del fluido. En cambio, la condición $\lambda = 3$ ($\sigma = 1.65$) permanece dentro del margen seguro, lo que la convierte en una opción más estable para la operación, aunque con un rendimiento ligeramente menor.

4.5. Validación

El propósito de la validación fue doble: confirmar la precisión predictiva del coeficiente de potencia (C_p) de nuestro código BEM realizado en Octave y evaluar la consistencia de la geometría generada frente a un optimizador estándar (QBlade).

4.5.1. Validación de la capacidad predictiva de C_p

El objetivo fue validar el módulo de cálculo del C_p en el código BEM desarrollado en Octave. Para lograrlo, se siguió una metodología de validación cruzada:

- 1) Generación de geometría óptima: Se ejecutó la primera fase del código de Octave para obtener la distribución de cuerda y ángulo de calaje (geometría) basadas en la Teoría Óptima de Betz para las diferentes Relaciones de Velocidad de Punta ($\lambda = 3$ y $\lambda = 4$)
- 2) Cálculo cruzado: Esta geometría óptima, obtenida en Octave, fue exportada e introducida como geometría en el software QBlade.
- 3) Comparación de C_p : Se calculó el C_p en QBlade utilizando la corrección de pérdidas de Prandtl, y el resultado fue comparado con el C_p predicho por el código propio de Octave.

A continuación, se presentan las curvas de rendimiento C_p vs λ obtenidas de ambos análisis. La Figura 4.27 muestra el C_p calculado por QBlade, mientras que la Figura 4.28 muestra el resultado del código propio. Las curvas son visualmente consistentes en su forma y posición de los picos. La curva roja es el diseño optimizado para $\lambda = 3$ y la azul para $\lambda = 4$.

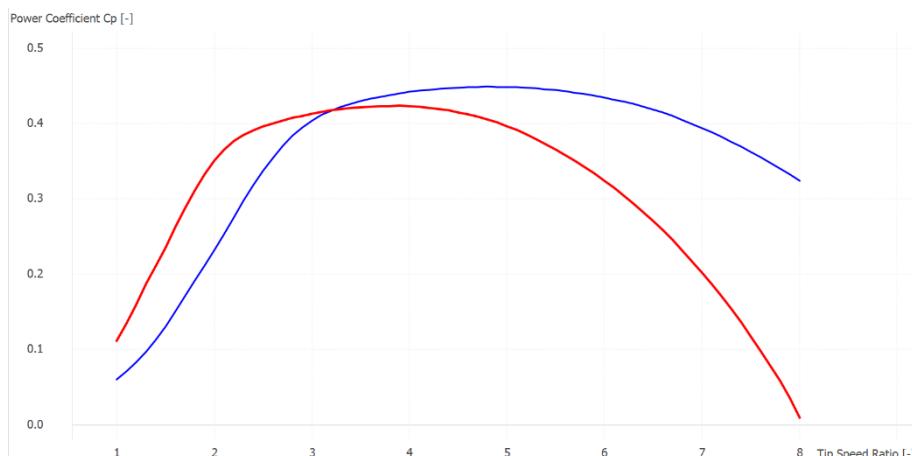


Fig. 4.27 Comparación entre el C_p y el TSR. Elaboración Propia.

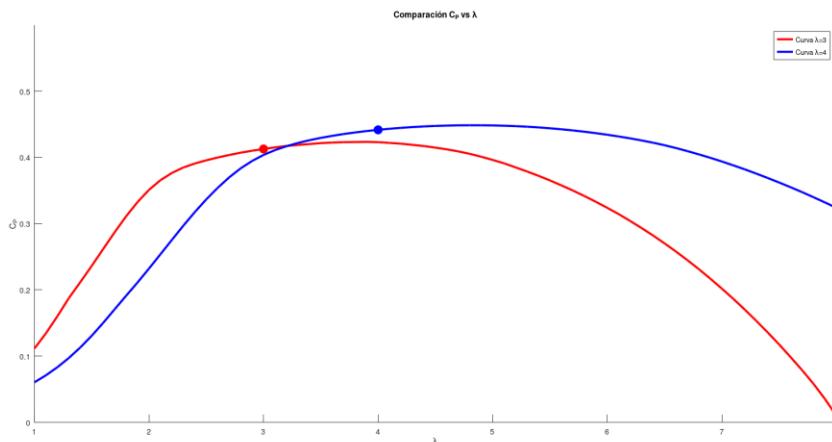


Fig. 4.28 Comparación entre el C_p y λ . Elaboración Propia. Elaboración Propia.

Por último, se obtienen los valores de los picos de las respectivas curvas de rendimiento, que coinciden con los puntos de diseño óptimos ($\lambda = 3$ y $\lambda = 4$) y se calcula el error relativo entre los dos modelos:

$$\text{Error relativo: } \frac{\text{Diseño Octave} - \text{Diseño Qblade}}{\text{Diseño Qblade}} * 100 \quad (4.37)$$

λ	CP Octave	CP Qblade	Error relativo
$\lambda=3$	0,41599	0,4129	0,75%
$\lambda=4$	0,4462	0,4417	1,02%

Tabla 4.9 Comparación de los λ con respecto al C_p con diferentes métodos de análisis.

El error relativo es consistentemente bajo para ambos puntos de operación (Tabla 4.9). Este bajo margen de error confirma que el código BEM de Octave presenta una buena fiabilidad predictiva en el cálculo del coeficiente de potencia y reproduce fielmente los resultados obtenidos por QBlade bajo las mismas condiciones de geometría y correcciones aerodinámicas.

4.5.2 Validación de la geometría óptima

El proceso de validación final se centró en evaluar la consistencia de la geometría óptima generada por el código de Octave frente a la obtenida mediante la herramienta de optimización de QBlade.

Se comparó visualmente la pala óptima obtenida por Octave (Figura 4.24) y la optimizada por QBlade (Figura 4.29) para el punto de diseño de $\lambda = 3$. Aunque la distribución de la cuerda presenta variaciones entre ambas (el álabe de Octave tiende a un estrechamiento más progresivo, mientras que el de QBlade puede concentrar más cuerda en la parte de la raíz), la concordancia aerodinámica es lo que se debe validar.

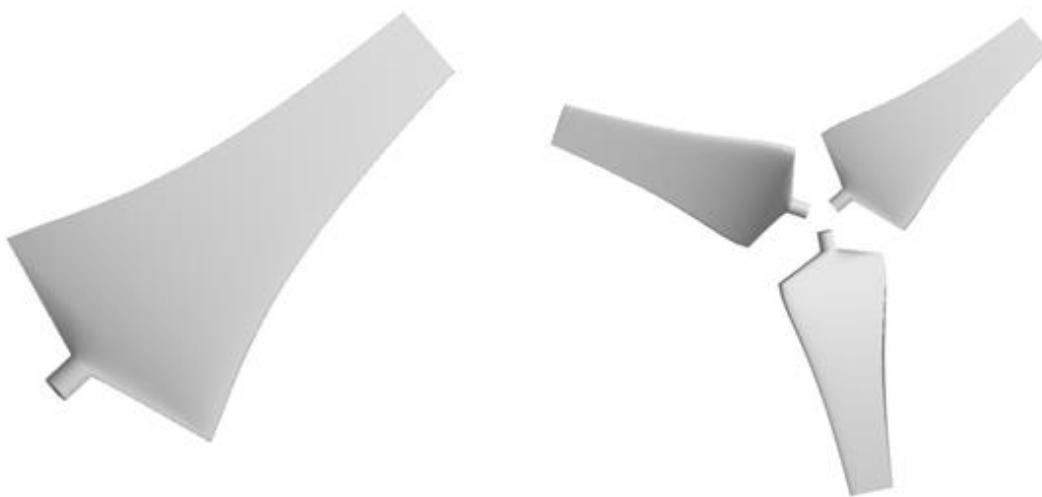


Fig. 4.29 Geometría óptima de álate y rotor de álates resultante del proceso de optimización nativo del software QBlade. Elaboración propia.

Para confirmar esta equivalencia, se simularon las curvas de rendimiento (C_p vs λ) de ambas geometrías en las mismas condiciones. La Figura 4.30 muestra la superposición de las curvas, donde la curva de Octave (verde) y la de QBlade (roja) son casi idénticas. Esta proximidad visual demuestra que, aunque los métodos de optimización (Teoría de Betz en Octave vs. optimizador numérico en QBlade) generen palas con diferencias físicas, ambas soluciones alcanzan el mismo rendimiento máximo en el punto de diseño ($\lambda = 3$).

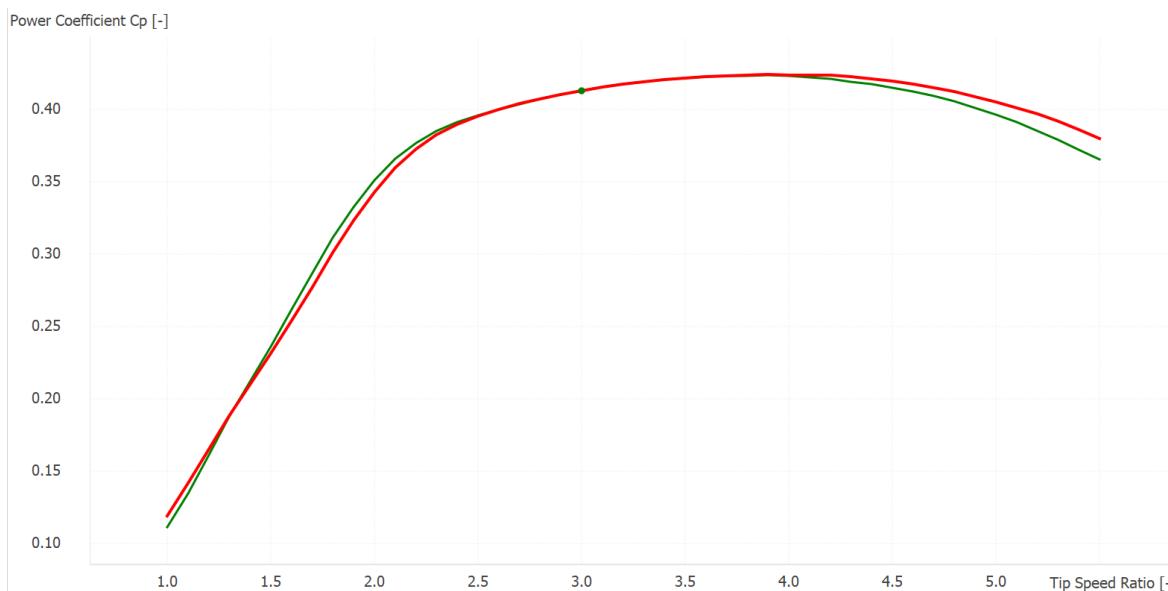


Fig. 4.30 Comparación entre el C_p y el TSR con diferencias geométricas. Elaboración Propia. Elaboración Propia.

Se observa que, las diferencias geométricas locales no afectan significativamente el rendimiento global, ya que la potencia extraída depende del torque integrado sobre el radio. Esto confirma que distintas distribuciones pueden ser aerodinámicamente equivalentes.

4.5.3. Verificación de esfuerzos sobre el álate

Los esfuerzos que recibe el rotor estar dados por las cargas hidrodinámicas. Para calcularlas se usarán los elementos del alabe antes mencionados y se optará por considerar

el momento más crítico que es el arranque o bloqueo de la turbina. En ese momento se considera como que el alabe está empotrado y solo recibe la fuerza de empuje del agua.

Se utilizó Autodesk Inventor para realizar un análisis FEM. Se optó por simular una presión a lo largo del alabe con un valor generado a partir de la división de la fuerza calculada respecto al área resistente al esfuerzo generado por el flujo. Se aplicaron fijaciones en la posición de ambos tornillos y los resultados fueron los siguientes.

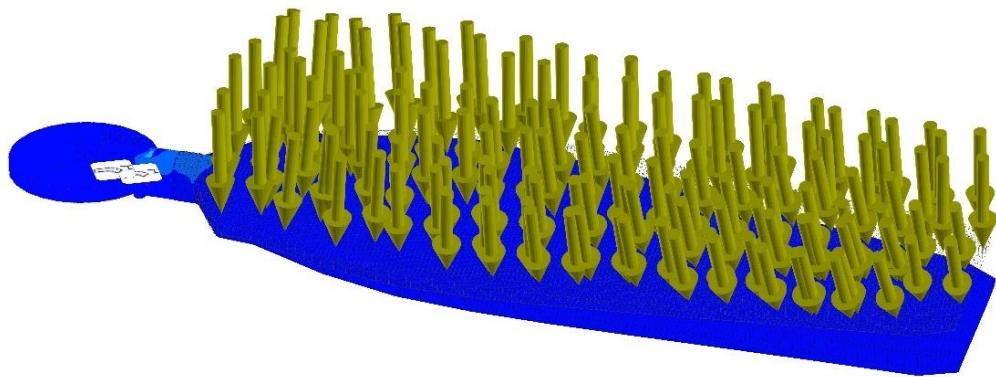


Fig. 4.31 Simulación esfuerzos críticos en el alabe. Elaboración propia.

El esfuerzo crítico se ubica en la base del alabe, más específicamente en la zona de transición desde los tornillos hacia el inicio de la geometría exportada de Q-Blade pasando por el final del disco. Se ve más en detalle en la figura 4.32 y el valor del esfuerzo máximo es de 31,63 MPa. Esto verifica ampliamente para el material elegido el diseño de los álabes.

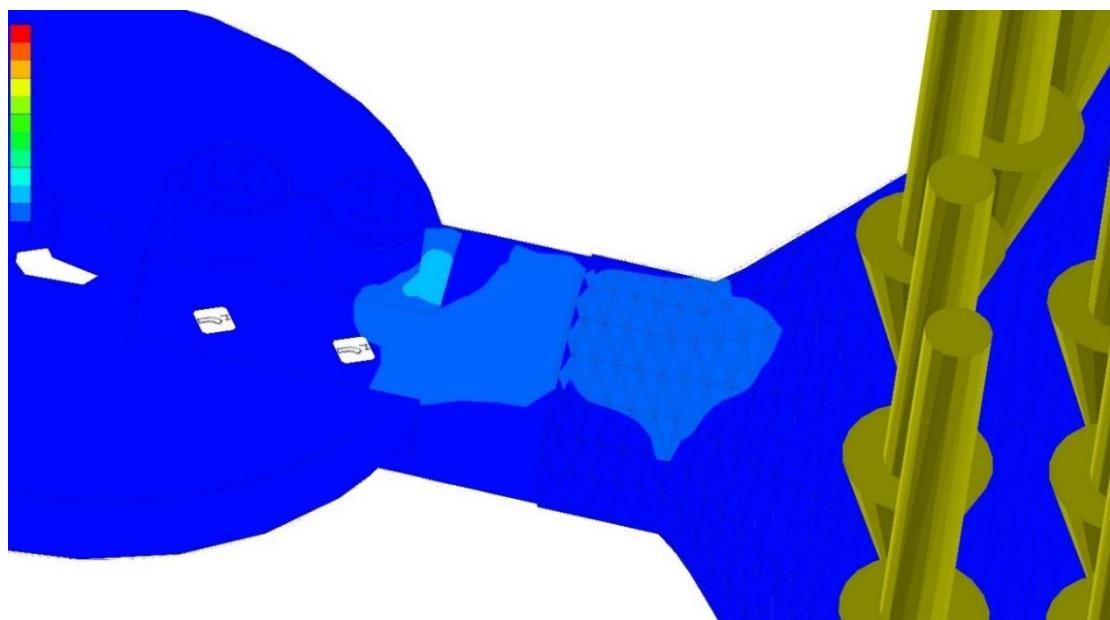


Fig. 4.32 Detalle esfuerzo críticos en el alabe. Elaboración propia.

4.6. Conclusión

- Selección de perfil:

Para $Re = 300000$ se descartaron los perfiles laminares por su inestabilidad en condiciones reales. El S833 presentó baja eficiencia (C_L/C_D) y el NACA 63018 un rendimiento inferior. El NACA 4415 fue el más adecuado por su mayor espesor (15%), mejor resistencia estructural y mayor tolerancia a variaciones del flujo.

- Diseño de rotor:

Riesgo de $\lambda = 4$: Se llegó a la conclusión de que utilizar una relación de punta mayor ($\lambda = 4$) produce una velocidad relativa (V_{rel}) más alta. Esto reduce el valor del Coeficiente de Cavitación (σ), introduciendo el fenómeno de cavitación con un σ_{Local} menor que el coeficiente de presión mínima del álabe.

Ajuste del ángulo de ataque: Se optó por elegir un ángulo de ataque más bajo ($\alpha_{opt} = 6^\circ$), siendo que el ángulo más eficiente es de 7.5° . Esta medida es también una estrategia para evitar el pico de presión negativa (succión) y mitigar el tema de cavitación.

Se elige ser más conservadores y seleccionar un diseño con un λ menor ($\lambda = 3$). Aunque esto resulta en una menor eficiencia potencial porque el CP es menor (0.41 vs. 0.44), se mitiga la posibilidad de cavitación, fenómeno poco estudiado en el emplazamiento y cuyo daño producido no se podría estimar con precisión.

CAPÍTULO 5: SELECCIÓN DE COMPONENTES ELÉCTRICOS

5.1. Introducción

Como se mencionó anteriormente, este proyecto no tiene como finalidad profundizar en el ámbito eléctrico, el diseño detallado de equipos ni el estudio exhaustivo del proceso mediante el cual la potencia generada mecánicamente por la turbina se transporta hasta el punto de conexión con la red. Sin embargo, comprendiendo la relevancia de este aspecto para evaluar el producto final y su viabilidad —ya que una turbina instalada en un flujo de agua sin conexión eléctrica carecería de sentido y aplicación práctica—, se procederá a seleccionar los principales componentes de la cadena eléctrica de transmisión de energía. Además, se estimarán los costos asociados, con el objetivo de incorporarlos posteriormente a la evaluación económica del proyecto.

Se seleccionará el generador más adecuado para este desarrollo, priorizando que sus dimensiones sean lo más reducidas posible y que cumpla con los requisitos de potencia y velocidad de giro previamente determinados. Asimismo, se elegirán el inversor y el puente rectificador necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

Finalmente, se considerarán los gastos estimados en protecciones, líneas de transmisión, servicios profesionales especializados y demás elementos complementarios derivados de la implementación de la turbina. Una vez alcanzados estos objetivos, se procederá al diseño de la carcasa de la turbina junto con todos sus componentes internos y la columna estructural mencionada.

5.2. Elección del generador

Ya se conoce la potencia teórica a generar por los álabes diseñados, ahora se debe seleccionar un generador eléctrico para colocar dentro de la carcasa y que este nos entregue la energía eléctrica y luego de esto, dependiendo el tipo de generador elegido, deberemos o no seleccionar un reductor o multiplicador de giro para cumplir los requerimientos del generador.

Para ser más ilustrativos, la cadena de transmisión de energía en un diagrama de bloques se ve así:



Fig. 5.1 Cadena de transmisión de energía de un convertidor hidrocinético. Elaboración propia.

Si se utiliza un generador asíncrono de inducción, es necesario un par de engranajes o un sistema de transmisión entre el generador y la turbina para producir la frecuencia correspondiente cuando el flujo de agua se encuentra en el mínimo de funcionamiento, pero si por ejemplo elegimos un generador síncrono de imán permanente, este se puede conectar directamente a la turbina.

5.2.1. Tipos de generadores

Los generadores se utilizan para convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Se pueden conectar diferentes generadores a una turbina hidrocinética como generadores de CC (dinamo), generadores síncronos de CA (de imán permanente) y generadores asíncronos de CA (de inducción electromagnética). El rango de potencia, la velocidad del rotor, los tipos de carga, el mantenimiento y el costo son las consideraciones para seleccionar el generador adecuado del sistema hidrocinético.

5.2.1.1. Generador de CC (dinamo)

Es un generador eléctrico que produce corriente continua. Debido al alto mantenimiento del conmutador y al problema de sobredimensionamiento, los generadores de CC rara vez se aplican en los grandes sistemas de generación de energía o en las aplicaciones de energía renovable. Otra desventaja del generador de CC es que los dispositivos inversores utilizados con el generador de CC a su salida, para convertir el voltaje continuo en voltaje alterno no son eficientes ni económicos. Por lo tanto, el generador de CC no es apropiado para un sistema hidrocinético.

5.2.1.2 Generadores asincrónos de inducción electromagnética

Se utilizan popularmente debido a sus numerosas ventajas para aplicaciones eólicas e hidrocinéticas. Se aplican ampliamente comercializadas en el sistema de generación de energía eléctrica debido a su disponibilidad y bajos costos. La máquina de inducción puede funcionar como generador o como motor. Cuando la velocidad de giro del eje es menor que la velocidad síncrona de la máquina, ésta funciona como un motor. En cambio, cuando la velocidad de giro del eje gira más rápido que la velocidad síncrona, la máquina funciona como generador. Debido a su capacidad para producir energía a velocidad variable, las máquinas de inducción se utilizan a menudo en el ámbito de la energía eólica y en algunas aplicaciones micro-hidráulicas. A diferencia del generador síncrono, las máquinas de inducción dependen de la carga y no pueden utilizarse por sí solas para el control de la frecuencia de la red. La principal desventaja de usar una máquina de inducción como generador es que se debe introducir un sistema de engranajes o transmisión en el sistema hidrocinético dado que la velocidad de la turbina es demasiado baja para igualar la velocidad síncrona de la máquina de inducción. El sistema de transmisión puede generar ruido, pérdidas y aumentar el coste del sistema por mantenimiento.

5.2.1.3. Generador síncrono de imanes permanentes

Estos dispositivos se usan principalmente para convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Poseen la característica de que su campo de excitación es proporcionado por un conjunto de imanes permanentes. Los imanes permanentes se pueden utilizar para reemplazar el devanado de excitación en las máquinas síncronas debido a la reducción del precio de los imanes y las mejoras de las características de los materiales magnéticos. En las últimas décadas, los generadores de imanes permanentes se han vuelto cada vez más populares debido a su mayor eficiencia. Además, la tecnología de generadores de imanes permanentes está avanzando con un bajo mantenimiento y alta confiabilidad para aplicaciones a largo plazo, lo que reduce los costos operativos. Pueden conectarse directamente al eje de la turbina a baja velocidad sin necesidad de un sistema de transmisión, esta es una solución perfecta para sistemas a pequeña escala con velocidad variable como aquellos impulsados por viento o agua. Otra ventaja es que garantiza que la frecuencia del voltaje de salida sea proporcional a la velocidad del rotor, lo cual en principio es importante para el método de seguimiento del punto de máxima potencia.

5.2.2. Comparativa de generadores

Las posibilidades principales de elección de un sistema de generación de energía a las que llegamos son las siguientes:

Tipo de generador	Ventajas	Desventajas	Componentes adicionales en la instalación
Generador de CC	<ul style="list-style-type: none"> -Salida DC directa (fácil para baterías). -Control de voltaje sencillo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Mantenimiento frecuente de escobillas y colector de delgas. -Menor eficiencia y vida útil en ambiente húmedo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Rectificador/ regulador si se quiere convertir a AC. -Inversor para sincronizar a la frecuencia de la red. -Filtros y protecciones. -Sistema de puesta a tierra y aislamiento.
Generador asíncrono de inducción	<ul style="list-style-type: none"> -Muy robusto y económico. -Diseño simple y muy estudiado. 	<ul style="list-style-type: none"> -Requiere velocidad cercana a la síncrona (implementación de sistema de transmisión). -Necesita una corriente de excitación para el rotor. -Menor par a bajas rpm comparado con el generador síncrono de imanes permanentes. 	<ul style="list-style-type: none"> -Acoplamiento mecánico adecuado (multiplicador de velocidad). -Banco de condensadores para auto-excitarse y generar potencia reactiva para el rotor. -Protecciones y filtros de armónicos. -Convertidor de potencia para sincronizar y controlar potencia y voltaje.
Generador síncrono de imanes permanentes	<ul style="list-style-type: none"> -Alta densidad de potencia y elevado par a bajas rpm. -Muy eficiente y bajo mantenimiento. -Buen comportamiento a velocidad variable. 	<ul style="list-style-type: none"> -Mayor costo inicial (imanes). -Requiere electrónica de potencia para acondicionar la salida. -Gestión térmica crítica. 	<ul style="list-style-type: none"> -Puente rectificador. -Inversor para sincronizar con la red. -Filtro para armónicos. -Sistemas de control. -Protecciones. -Transformador en ciertos casos.

Tabla 5.1. Ventajas, desventajas y componentes adicionales en la instalación de los tipos de generadores. Elaboración propia.

La componente económica que los diferencia se basa en varios puntos:

- Costo de los materiales magnéticos: los imanes permanentes de alta densidad (NdFeB o SmCo), imanes de neodimio, hierro y boro - imanes de samario y cobalto representan una porción significativa del costo de un generador de imanes permanentes. Un imán de neodimio de calidad industrial cuesta entre 30 y 70 dólares/kg dependiendo del recubrimiento y rareza del material. Mientras que un generador asíncrono utiliza un rotor jaula de ardilla de aluminio o cobre fundido mucho más barato, en torno a los 5-10 dólares/kg.
- Escala de producción del mercado: la producción masiva de generadores asíncronos de inducción ha abaratado sus costos enormemente. En cambio, los generadores síncronos de imanes permanentes son tecnología más recientes y especializadas con volúmenes de producción menores y costos unitarios más altos.

Tomando referencias de mercado en 2024-2025:

Tipo de generador	Rango de costo típico para 5 kW	Costo relativo
Generador asíncrono trifásico estándar	300-600 USD	1x
Generador CC (con escobillas)	400-800 USD	1.2x
Generador síncrono de imanes permanentes	800-1500 USD	2-3x

Tabla 5.2 Comparativa precios distintos tipos de generadores. Elaboración propia.

5.2.3. Elección de generador

En base a lo expuesto hasta el momento, se considera que para una turbina hidrocinética de 5kW, la opción más conveniente es un generador síncrono de imanes permanentes. Este tipo de generador ofrece una alta eficiencia y un elevado par a bajas revoluciones, lo que permite acoplarlo directamente al eje de la turbina sin necesidad de un multiplicador de velocidad. Además, al no utilizar escobillas ni anillos rozantes, requiere un mantenimiento mínimo, una característica clave en nuestro proyecto ya que no se pueden permitir interrupciones durante la época de funcionamiento programada de nuestra turbina. Aunque su costo inicial es superior al de un generador de inducción o de corriente continua, la mayor fiabilidad y la facilidad de integración con sistemas electrónicos modernos compensan ampliamente esa diferencia.

5.3. Generador síncrono de imanes permanentes

Un generador síncrono de imanes permanentes es un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica de manera directa, utilizando la interacción entre un campo magnético y un conjunto de conductores devanados. La energía mecánica, proveniente de una turbina de agua, del viento u otro sistema de movimiento, hace girar el rotor del generador, el cual contiene imanes permanentes. Este rotor en movimiento genera un campo magnético rotante que atraviesa los devanados del estator.

A medida que el campo magnético rota, induce una corriente eléctrica en los conductores del estator gracias al principio de la inducción electromagnética.

Esta corriente es alterna y puede ser trifásica, lo que la hace apta para la mayoría de aplicaciones industriales y domésticas. La intensidad y frecuencia de la corriente dependen de la velocidad de rotación del rotor, de modo que la energía mecánica se transforma de forma directa en electricidad sin necesidad de una fuente de excitación externa.

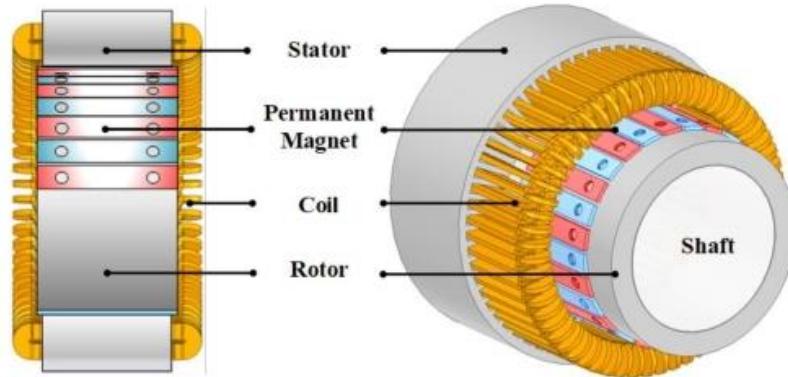


Fig. 5.2 Esquema generador síncrono de imanes permanentes. [41]

5.3.1. Posibles elecciones comerciales

Los dos modelos comerciales disponibles que serían aptos para nuestro proyecto son los siguientes:

1. Generador síncrono de imanes permanentes HUIZHITENGDA 5000W - 48V - 300 rpm. 825 USD.



Fig. 5.3 Generador de imanes permanentes Huizhitengda. [39].

2. Generador síncrono de imanes permanentes LVSEDTAL 5000W - 48V - 500rpm. 915 USD.



Fig. 5.4 Generador de imanes permanentes Lvsedtal. [40].

5.3.2. Generador de imanes permanentes seleccionado

La información técnica de ambos productos se encuentra disponible por parte de sus fabricantes y/o distribuidores comerciales, pero para ser breves, ambos generadores presentan similares características, con una leve diferencia en la velocidad de giro de trabajo indicada y precios muy similares entre sí. Como se planea escoger un rectificador activo con MPPT, y nuestra velocidad de giro nominal de la turbina está en torno a 327 rpm para su punto de funcionamiento con menor caudal operativo, es más acertado escoger la opción 1, el generador de 300 rpm ya que nos aseguraremos siempre estar produciendo la potencia nominal al voltaje de trabajo indicado. Si bien cuando la turbina gire más rápido, al tratarse de un generador síncrono de imanes permanentes, el voltaje y la frecuencia aumentarán proporcionalmente, esto se corregirá más adelante con el convertidor activo y luego con el inversor.

A modo de comentario adicional, se ha observado el generador 1 publicado para su venta por diferentes distribuidores y el fabricante se especializa en turbinas eólicas de eje vertical, por lo que es un participante reconocido en el rubro de energías renovables.

5.4. Descripción cadena de transmisión de energía

Debido al tipo de generador eléctrico escogido, ahora la cadena de transmisión de energía quedó de la siguiente manera:

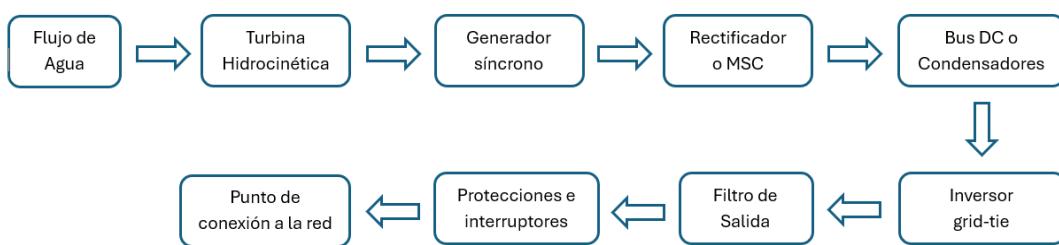


Fig. 5.5 Cadena de transmisión de energía de un convertidor hidrocinético. Elaboración propia.

A la salida del generador se tiene una señal alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable, dependientes de la velocidad de giro de la turbina. Si bien el valor nominal son 48V y 5kW, esto no siempre será exacto ya que la velocidad del agua no es un valor físico fijo. En este punto, la señal aún no es apta para conectarse a la red.

Luego se debe colocar un rectificador o convertidor. Su función es convertir la salida variable alterna del generador a voltaje continuo. Puede ser un rectificador pasivo (puente de diodos) o un convertidor activo con control vectorial. El beneficio de utilizar el convertidor activo es que permite implementar MPPT (Maximum Power Point Tracking), optimizando la extracción de energía de la turbina y controlando el par del generador.

Seguidamente se ubican condensadores de enlace con el propósito de estabilizar la tensión continua y suavizar las ondulaciones provenientes del rectificador. Le proporciona un voltaje estable al inversor grid-tie, protege los transistores de este y mejora la calidad de la onda alterna final.

A continuación, llegamos al inversor grid-tie. Este inversor es el corazón del sistema, permite que la energía variable de la turbina se convierta en corriente usable por la red. Convierte la tensión continua estable en alterna sincronizada con la red de 220V y 50 Hz. Ajusta la inyección según demanda y normativa controlando el factor de potencia.

Después del inversor se colocan filtros de salida (LC o LCL) cuyo objetivo es atenuar los armónicos generados por la commutación del inversor. Asegura que la energía inyectada al sistema cumpla con las normas de calidad de la red.

En penúltimo lugar, nos encontramos con las protecciones de seguridad e interruptores de maniobra necesarios. Algunas de éstas van colocadas antes del punto de conexión a la red y otras en puntos intermedios mencionados en este capítulo recientemente. Hallamos:

- Interruptor de corriente continua para proteger el bus DC, y se coloca a la salida del MSC.
- Interruptor AC (disyuntor) para proteger la línea alterna contra sobrecargas o cortocircuitos.
- Protección diferencial para las personas contra descargas.
- Protección contra sobretensiones para la electrónica de picos transitorios.
- Relé anti-islanding, integrado en el inversor o externo, desconecta la generación si la red falla.

5.5. Selección convertidor activo MPPT

Comenzaremos seleccionando el convertidor activo con control MPPT. Se seleccionó un modelo desarrollado para recibir energía de un generador eólico (que genere corriente trifásica) como de paneles solares (que generan corriente continua). Se escogió la potencia nominal de trabajo y un voltaje de 48V, el cuál es perfecto para luego poder ingresar al inversor. No lo especifica en su hoja técnica pero el convertidor seguramente tenga condensadores de salida o similares para entregar una tensión continua adecuada.

- MPPT Wind/Solar Hybrid System Controller. USD 233.



Fig. 5.6 Convertidor activo MPPT. [42]

5.6. Selección inversor

Luego del controlador MPPT, parecieran ser muchos dispositivos que seleccionar, pero el conjunto comprendido desde los condensadores hasta el filtro de salida ya viene compactado en los conocidos inversores con conexión a la red ampliamente populares en el mundo de la generación fotovoltaica. Son dispositivos que cumplen perfectamente con nuestros requisitos, nosotros seleccionaremos uno de la marca Victron Energy, líder y con amplia experiencia en el mercado nacional, pero si se busca en los catálogos del resto de fabricantes establecidos, todos tienen disponible un modelo que seguramente cumpla con las necesidades de nuestro proyecto.

- Victron Multiplus II 48/5000/70-50. \$1.843.300.



Fig. 5.7 Inversor grid-tie Victron Multiplus II. [43]

CAPÍTULO 6: DISEÑO MECÁNICO, ENSAMBLE Y FABRICACIÓN

6.1. Introducción

El presente capítulo aborda el proceso completo de diseño de componentes fundamentalmente mecánicos, sistema de ensamblaje y métodos de fabricación de los componentes desarrollados. A lo largo del capítulo se detallan las decisiones y criterios técnicos adoptados durante el diseño, los criterios para la selección de materiales y componentes, así como las herramientas y métodos utilizados para su manufactura y montaje.

El equipo debe ser capaz de soportar cambios de caudal y velocidad del canal, resistir impactos de partículas y ser altamente resistente a la corrosión. Se busca un diseño que sea económico de fabricar y que permita un fácil mantenimiento. La disponibilidad local de piezas también es un factor importante a tener en cuenta. La estructura debe ser lo suficientemente robusta para soportar las condiciones del canal y las cargas hidrodinámicas.

El objetivo de este apartado es mostrar de manera clara y ordenada la evolución del proyecto desde su fase inicial de modelado hasta la obtención del prototipo final. De esta forma, se busca evidenciar la aplicación de criterios de ingeniería orientados a la eficiencia operacional, la practicidad de funcionamiento y la viabilidad constructiva del diseño.

6.2. Álabes

El [4.6] se finalizó con el diseño y verificación estructural de los álabes de la turbina, ahora se prosigue con el resto del diseño que permite su ensamblaje. Se le practicará en la base cilíndrica una ranura de 6 mm a cada álar en el sentido transversal al de aplicación de la fuerza por parte del flujo de agua. Y se le efectuarán dos orificios de 5 mm de diámetro a lo largo de la base del álar en su dirección más longitudinal. Posteriormente se fresarán levemente las superficies superiores e inferiores de los agujeros para asegurar el correcto ajuste de los tornillos.

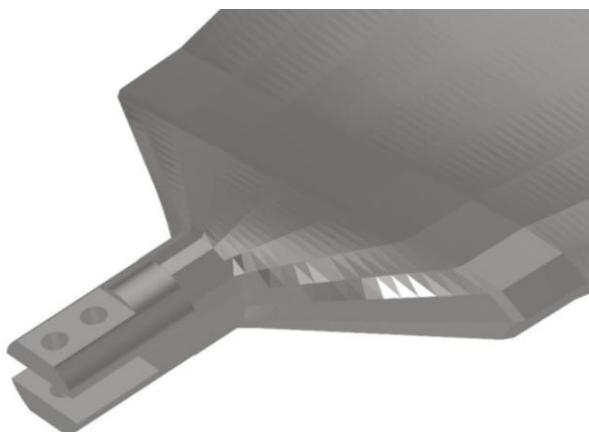


Fig. 6.1 Sistema de sujeción álar. Elaboración propia.

Debido a su compleja geometría, se analizarán las diferentes metodologías posibles de fabricación de álabes.

6.2.1. Estudio comparativo de tecnologías de fabricación de álabes

- Materia prima: para la fabricación de los álabes de la turbina se seleccionó el acero inoxidable martensítico CA-6NM, una aleación de composición aproximada (13% Cr – 4% Ni – 0.06% C – Mo), utilizada en componentes hidráulicos y turbomáquinas debido a su buen equilibrio entre resistencia mecánica, tenacidad y resistencia a la corrosión.

La selección del proceso de fabricación es un compromiso entre la precisión geométrica (importante para el rendimiento hidrodinámico y la prevención de cavitación) y el costo. Para la construcción del prototipo del rotor de la turbina se analizaron tres posibles tecnologías para trabajar con acero inoxidable.

Tecnología de fabricación	Descripción	Ventajas	Desventajas
Mecanizado completo (A partir de bloque sólido)	El álabe se fabrica completamente a partir de un bloque sólido de acero inoxidable usando fresado CNC de 5 ejes.	Máxima precisión geométrica y acabado superficial (Ra bajo). Propiedades del material ideales.	Costo de material altísimo (por la cantidad de desperdicio). Tiempo de máquina CNC muy largo (mayor costo operativo).
Fundición de precisión (cera perdida)	Se utiliza un patrón de cera inyectada y un molde cerámico. Genera piezas cercanas a la forma final	Excelente precisión dimensional y buen acabado superficial inicial. Mínimo mecanizado final requerido.	Costo de utilaje (moldes) muy alto para un prototipo o lote pequeño. Mayor tiempo de ciclo de fundición.
Fundición en arena con patrón 3D y mecanizado final	Se utiliza un patrón impreso en 3D (bajo costo de prototipado) para un molde de arena. Se requiere un mecanizado posterior.	Costo de utilaje (patrón) muy bajo para el prototipo. Alta versatilidad y rapidez para el prototipo.	Necesidad de mecanizado final para alcanzar el acabado superficial necesario

Tabla 6.1. Comparación de tecnologías de fabricación de álabes. Elaboración propia.

Se selecciona la tecnología de fundición en arena con patrón 3D y mecanizado final por las siguientes razones:

- Menor costo de prototipado: El uso de un patrón 3D elimina el alto costo de utilaje (moldes permanentes o inyectores) asociado a la fundición de precisión (Cera Perdida) o al mecanizado de bloques grandes.
- Flexibilidad de diseño: Permite realizar modificaciones rápidas y económicas al patrón entre iteraciones de diseño, algo vital en la fase de prototipado de turbinas.

El conjunto de tres álabes fabricados en acero inoxidable CA-6NM posee una masa aproximada de 7.3 kg.

6.2.2. Diseño junta empernada

Se efectuó el diseño y la verificación de la junta empernada que sujetó el álabe al disco. Esta unión es crítica y está sometida a una carga excéntrica generada por la resultante de la fuerza tangencial y el peso del álabe, cuantificada como una fuerza (F_{Total}) que genera un momento de corte M

$$F_{Total} = F_t + W \quad (6.1)$$

$$M = F_{Total} * d_{centroide} \quad (6.2)$$

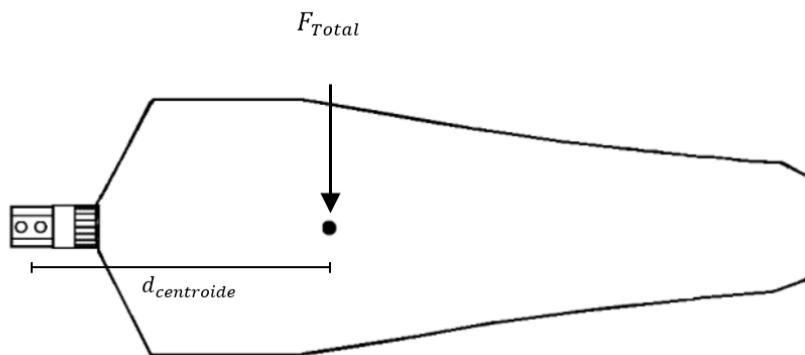


Fig. 6.2 Ubicación del centroide en el alabe. Elaboración propia.

Las reacciones de los tornillos se pueden observar en la figura 6.3.

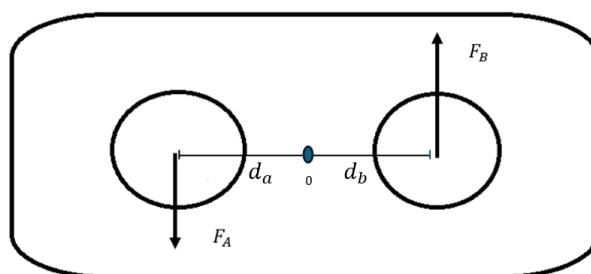


Fig. 6.3 Reacciones en ellos tornillos. Elaboración propia.

Para que el sistema se encuentre en equilibrio se debe satisfacer dos condiciones:

1. Suma de fuerzas verticales

$$F_b = F_A + F_{total} \quad (6.3)$$

2. Suma de Momentos

$$0 = M - F_b * d_b - F_a * d_a \quad (6.4)$$

El dimensionamiento tiene que ser tal para que la resistencia al esfuerzo cortante (cizallamiento) sea suficiente para soportar la fuerza máxima resultante generada por la combinación del corte directo y el momento.

$$\tau = \frac{F_b}{A} \quad y \quad \tau = \frac{F_a}{A} \quad (6.5)$$

Selección de pernos

Las fuerzas de diseño calculadas sobre los pernos, resultantes de la carga excéntrica ($F_{total} = 296N$ y $M = 47.3 N.m$) determinaron que la fuerza máxima de operación sobre el perno más solicitado es $F_b = 4.3kN$

El espaciamiento limitado en la junta restringió el diámetro máximo del perno a M5. Con este diámetro y la fuerza máxima F_b se calculó el esfuerzo de operación por corte al que estará sometido el material $\tau = 220Mpa$

Se seleccionó el siguiente elemento de fijación:

Datos	
Elemento	Bulón M5
Grado	10.9
Material	Acero martensítico
Resistencia mínima a la fluencia	940 Mpa
Resistencia al cortante	535.8Mpa
Resistencia mínima a la tensión	1040 Mpa

Tabla 6.2. Características del elemento de fijación.

Con un factor de seguridad de 2.5.

6.3. Disco

Se necesita un dispositivo que vincule los tres álabes. Se optó por un disco de acero SAE 4140 de 6 mm de espesor y 65 mm de diámetro para que pueda introducirse dentro de los álabes y asegurarse con los dos tornillos Allen de 5 mm de diámetro ya mencionados, esto para restringir los grados de libertad ya que uno solo permitiría el giro de los álabes respecto al disco. Se debe tener en cuenta al momento del montaje que los tres álabes se coloquen con su cara adecuada respecto al flujo del agua y no en sentido contrario. Además, el disco posee un orificio central de 18 mm de diámetro para su vinculación con el eje que transmitirá el movimiento. Este se asegurará con un chavetero de 6mm de alto (conjunto eje-disco), 6mm. de ancho y 10 mm de largo según norma DIN 6885 para chavetas paralelas.

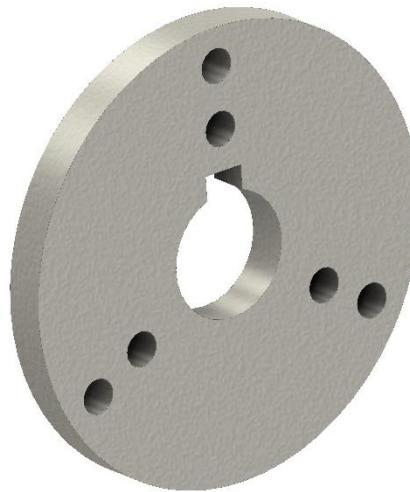


Fig. 6.4 Disco de vinculación de álabes. Elaboración propia.

El método de fabricación más abreviado sería tomar una barra del material elegido del diámetro exterior adecuado y con operaciones de corte, refrentado, agujereado y fresado del chavetero obtener la pieza diseñada. Se pronostica que este componente pese alrededor de 0.138 kg.

6.4. Cúpula hidrodinámica

Con el objetivo de reducir la turbulencia en la parte frontal de la turbina en su zona central, es decir, evitar que el agua impacte directamente contra el disco, se diseñó una cúpula hidrodinámica con forma hemisférica la cuál es sujetada con los mismos tornillos ya descritos hasta el momento y girará en conjunto con los álabes. Su principal función es redireccionar el flujo que generaría un esfuerzo completamente axial en la turbina y que éste ingrese a la geometría de los álabes por su base. Se diseñó con un radio de 50 mm y fabricado en poliestireno de alto impacto totalmente maciza. En su interior, para evitar tornillos extremadamente largos y también el correcto apoyo de los mismos, tiene un escalón para que apoyen la cabeza de éstos.

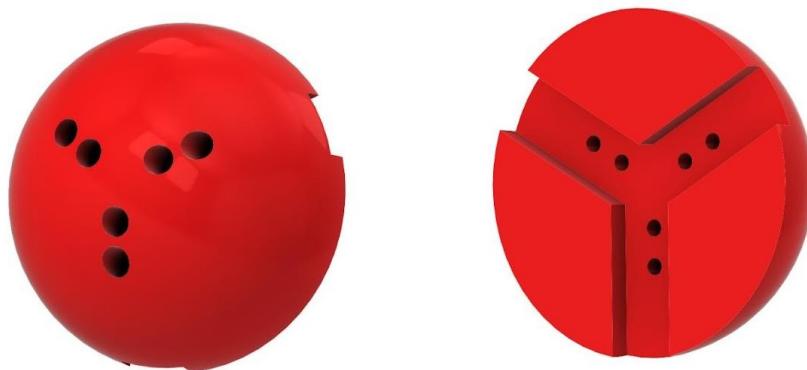


Fig. 6.5 Cúpula hidrodinámica. Elaboración propia.

Debido a que no será una pieza de fabricación en serie, fabricarla mediante moldeo por inyección es poco rentable por lo que la mejor opción es a partir de una plancha o barra extruida previamente, mecanizarla hasta obtener las dimensiones deseadas. Como ventajas principales se presentan una buena precisión al finalizar por mecanizado, permitiendo fabricar piezas grandes y únicas y no se requiere un molde. En contraparte, se desperdicia bastante material y aumenta el tiempo de mecanizado. La pieza finalizada debe pesar alrededor de 0.236 kg.

6.5. Eje de transmisión

Se diseñó un eje con cuatro secciones principales, la primera de 18 mm de diámetro que se vincula mediante el chavetero con el disco (Sección 6.3), luego posee una sección de 28 mm de diámetro que se justifica en las dimensiones del próximo componente que se seleccionará, luego pasa a 15 mm de diámetro sin radio de acuerdo para el correcto apoyo con la arandela de empuje, esta misma sección será el asiento del eje en la unidad de rodamiento descrita más adelante, y en el extremo opuesto tiene 14 mm de diámetro para ser acoplado al eje del generador mediante un acople rígido. Se calcula hacerlo de acero AISI 4140 templado y revenido a 200° con un posterior tratamiento de cincado o galvanizado en su superficie para evitar oxidación y corrosión. Se recomienda en el primer y último cambio de diámetro practicar radios de acuerdo para disminuir tensiones en puntos críticos. También se propone a futuro el diseño y selección de un sello o junta tórica para el primer escalón.

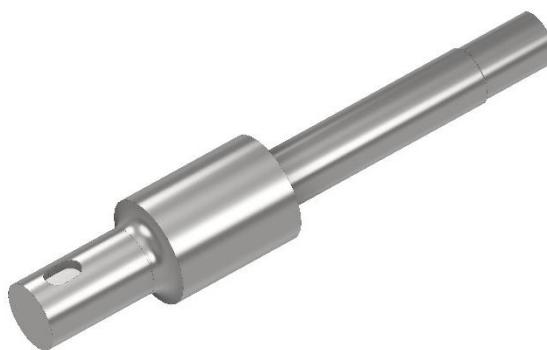


Fig. 6.6 Eje. Elaboración propia.

Para fabricarlo se propone partir de una barra cilíndrica de diámetro exterior igual o superior a 28 mm para luego ser mecanizado en un torno para obtener las dimensiones finales y fresado para crear el chavetero. Peso estimado: 0.350 kg.

6.5.1 Análisis de esfuerzos eje

Evaluación estática

Para la evaluación de la resistencia estática, se consideran los esfuerzos máximos que el eje puede experimentar durante la operación normal de la turbina. En un eje circular macizo sometido a torsión pura, el esfuerzo cortante máximo se determina mediante la expresión:

$$\tau_{max} = \frac{16 * M_t}{\pi * d^3} \quad (6.6)$$

Donde M_t es el momento torsor aplicado y d es el diámetro del eje

Este esfuerzo se compara con el límite elástico cortante del material (S_{sy}), aplicando un factor de seguridad (k) adecuado según las condiciones de servicio.

$$S_{sy} = 0.5 * S_y * k \quad (6.7)$$

Resultado evaluación estática

Se verificó el diámetro mínimo del eje utilizado con la ecuación 6.6 dando resultados favorables.

Datos para acero AISI 4140	
S_y	1640 MPa
M_t	146 N * m
Factor de seguridad (k)	3
Diámetro mínimo	14mm

Tabla 6.3. Características del acero AISI 4140.

Evaluación dinámica

En la evaluación dinámica, se analizan los posibles efectos de cargas cíclicas o alternantes que podrían inducir fenómenos de fatiga en el eje. Durante la operación estable de la turbina, las fuerzas tangenciales ejercidas por los álabes se compensan mutuamente, generando una carga alterna de magnitud muy reducida. Del mismo modo, los momentos flectores derivados de desequilibrios menores o vibraciones transitorias resultan significativamente inferiores al momento torsor principal transmitido. La fuerza que resta por analizar es el peso de los álabes, el cual genera un momento flector máximo M_{fmax} en el rodamiento.

$$M_{fmax} = W * d_1 \quad (6.8)$$

Siendo: W la fuerza peso y d_1 la distancia desde los álabes hasta el rodamiento.

Resultados

El momento flector máximo se produce en el rodamiento radial; sin embargo, su magnitud resulta despreciable en comparación con el momento torsor medio. Por lo tanto, no se considera necesaria la evaluación de fatiga.

Datos	
W	73,5 N
M_{fmax}	5,1 N * m

Tabla 6.4. Momento flector máximo.

6.5.2 Diseño de chaveta

La chaveta es el elemento encargado de transmitir el momento torsor generado por los alabes hacia el eje de la turbina. Su función es asegurar la unión mecánica entre ambos componentes, evitando el deslizamiento relativo durante la transmisión del par.

El diseño de la chaveta requiere analizar los esfuerzos de corte y de aplastamiento que actúan sobre ella bajo las condiciones de carga de operación. Además, debe considerarse la concentración de tensiones que el mecanizado del chavetero introduce en el eje, ya que puede reducir su resistencia a fatiga.

En este caso, el dimensionamiento se realiza para garantizar que la chaveta soporte de forma segura el par transmitido por los alabes, considerando tanto el material de la chaveta como el del eje.

Esfuerzos de corte

La falla por corte a lo largo del área ab (Fig. 6.7) ocurre cuando el esfuerzo cortante en la chaveta excede la resistencia al corte del material.

$$\tau = \frac{F}{t * l} \quad (6.10)$$

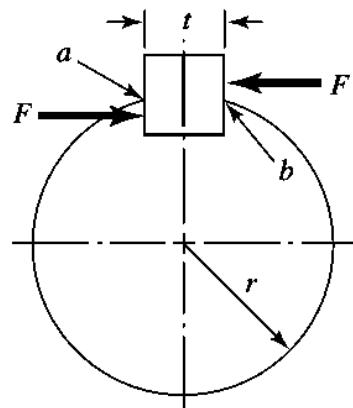


Fig. 6.7 Representación esquemática del eje con chavetero. Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley,

Siendo t la cara de la cuña, y F la fuerza de corte en el eje.

La fuerza de corte F se obtiene a partir del momento torsor aplicado M_t y el radio del eje r_{eje} mediante la relación:

$$F = \frac{M_t}{r_{eje}} \quad (6.11)$$

Para un diseño seguro, el valor obtenido se compara con la resistencia al corte admisible, que suele tomarse como el 50% del límite de fluencia del material de la chaveta y además se utiliza un factor de seguridad k mayor a 1.5:

$$\tau_{adm} = k * 0.5 * S_y \quad (6.12)$$

Por aplastamiento:

La falla por aplastamiento ocurre cuando la presión de contacto entre la chaveta y las paredes del chavetero excede el límite permisible del material. Este tipo de esfuerzo se evalúa sobre el área $A = \left(\frac{h}{2}\right) * l$, siendo h la altura de la chaveta y l es la longitud efectiva de contacto.

$$\sigma = \frac{F}{\frac{h}{2} * l} \quad (6.13)$$

Selección del chavetero

El dimensionamiento de la chaveta se realizó siguiendo las recomendaciones de la norma DIN 6885, que establece las dimensiones normalizadas de las chavetas paralelas y los ajustes entre el eje y el cubo, asegurando una transmisión adecuada del par sin riesgo de falla por corte o aplastamiento. Se seleccionó una chaveta de acuerdo con la norma DIN de dimensiones $6 \times 6 \times 10$ mm, la cual cumple satisfactoriamente con los requerimientos de esfuerzo, siendo el aplastamiento el esfuerzo crítico a considerar.

6.6. Selección de rodamientos

Al momento de seleccionar un rodamiento, existen dos criterios fundamentales a tener en cuenta que son:

- Carga estática equivalente

La carga estática en los rodamientos es la carga que actúa sobre un rodamiento cuando no está girando. Esta carga puede provenir de varias fuentes, incluido el peso de la maquinaria, las fuerzas externas o la precarga aplicada al rodamiento. La carga estática puede ser radial, axial o una combinación de ambas. La capacidad de carga estática de un rodamiento es la carga máxima que el rodamiento puede soportar sin deformación permanente. Esta clasificación es proporcionada por el fabricante del rodamiento y es fundamental para garantizar el rendimiento del rodamiento en condiciones estáticas.

- Carga dinámica equivalente

La carga dinámica se refiere a la carga que actúa sobre un rodamiento durante su funcionamiento. A diferencia de la carga estática, la carga dinámica varía en magnitud y dirección a lo largo del tiempo, lo que provoca tensiones cíclicas en el material del rodamiento. Estas tensiones cíclicas pueden provocar fatiga y, en última instancia, fallas en los rodamientos. La capacidad de carga dinámica es la carga máxima que un rodamiento puede soportar en condiciones dinámicas sin experimentar fatiga prematura. Esta clasificación se determina a través de pruebas estandarizadas y es crucial para predecir la vida útil del rodamiento bajo cargas operativas.

Cada fabricante proporciona su método de cálculo para estos valores con sus correspondientes factores para seleccionar rodamientos. Incluso dependiendo del tipo de rodamiento varía la metodología de cálculo provista por el fabricante.

6.6.1 Rodamiento axial de bolas

Debido a los esfuerzos axiales generados por la fuerza de empuje de la corriente de agua, se selecciona un rodamiento axial de bolas. El propósito principal de este rodamiento es permitir el giro del eje que se aloja en su interior, absorbiendo cualquier esfuerzo axial que se produzca. La decisión de colocar un rodamiento axial de bolas y no un rodamiento radial se tomó debido a que comercialmente no hay disponible una unidad de rodamiento que cumpliera con la capacidad de carga estática básica requerida por nuestro mecanismo.

Se seleccionó una arandela de empuje tipo plano 51102 de la marca ISK Bearings, de diámetro interior 15 mm, exterior 28 mm y un espesor de 9 mm. Es por esto por lo que se toma la decisión del tramo intermedio del eje hacerlo de esta medida para que apoye correctamente sobre toda la arandela de empuje y funcione correctamente. El fabricante indica que la arandela resiste hasta 835 kgf de carga dinámica básica y 1420 kgf de carga estática básica. Por lo que se cumple con nuestro requerimiento de absorber una fuerza axial pura de 2372N.



Fig. 6.8 Arandela de empuje ISK Bearings. [39]

6.6.2 Unidad de rodamiento radial de bolas con pestaña

Para el apoyo principal del eje, se seleccionó una unidad de rodamiento radial de bolas con pestaña (Fig. 6.8) y se coloca dentro de la carcasa. Posee un diámetro interno de 15 mm y se asegura con 4 tornillos de 11.5 mm de diámetro a la carcasa. Verifica los esfuerzos axiales (ya cancelados por la arandela de empuje axial) y radiales, ya que la fuerza radial a la que está sometido es de 73,5 N y la hoja técnica de SKF indica una capacidad de carga dinámica básica de 9,56 kN. El peso del dispositivo según su hoja técnica es de 0.383 kg.



Fig. 6.9 Unidad de rodamiento de bolas con pestaña. [44]

6.7. Carcasa

Se denomina carcasa al cuerpo sumergido encargado de contener al generador dentro suyo. Debe ser lo más reducida y liviana posible pero sin comprometer su función principal. Se diseñó de acero al carbono estándar, con una tapa trasera desmontable del mismo material, a la cual también se propone la colocación de un sello. Sus dimensiones son 155 mm x 165 mm x 260 mm y una pared de 5 mm de espesor. Tiene perforaciones en el frente para colocar la unidad de rodamiento, debajo para asegurar el generador, en su cara superior para que la columna pueda sujetarla (en conjunto con su correspondiente agujero para poder colocar cables) y en su marco trasero para la colocación de la tapa.

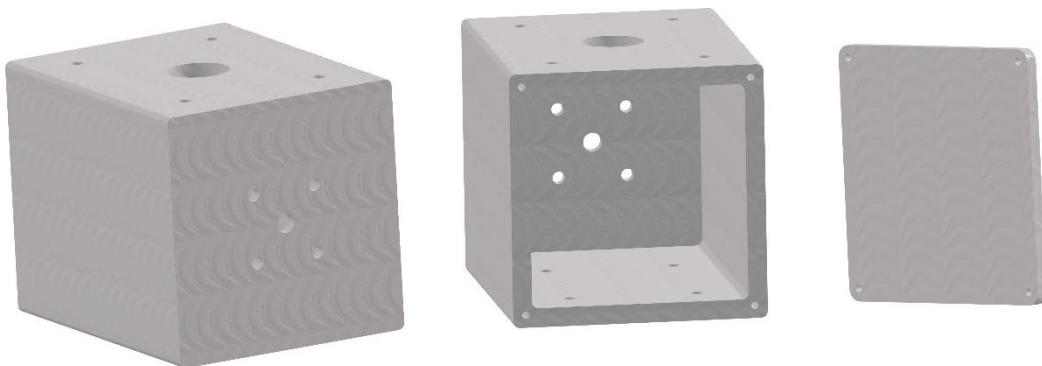


Fig. 6.10 Carcasa y tapa de carcasa. Elaboración propia.

Para fabricarla se procura comenzar a partir de chapas de acero del espesor de pared mencionado y elaborar la carcasa soldando recortes a medida de chapa. No es de necesidad la precisión exacta en las dimensiones exteriores de la carcasa, una opción para asegurar esta variable sería cortar la chapa con una cortadora láser de metal CNC. Sí es fundamental asegurar el paralelismo entre la cara superior e inferior y la correcta ejecución de todos los agujeros ya indicados. El peso estimado de la carcasa con su tapa es de 8 kg.

6.8. Acople

Luego de la unidad de rodamiento, el eje se comunica mediante un acople rígido de acero inoxidable de diámetros 14 mm. interior, 34 mm. exterior y una longitud de 50 mm. Se seleccionó de acuerdo con el par que se transmite. Se necesita una correcta alineación y ejecución del montaje ya que este tipo de acople permite tolerancias muy acotadas. El peso del dispositivo según su hoja técnica es de 0.295 kg.



Fig. 6.11 Acople rígido con tornillos de fijación. [38]

6.9. Generador

Al generador ya seleccionado con sus correspondientes soportes, se le realizó una pequeña modificación en la altura de estos para que el eje del conjunto coincidiera con el centro de la carcasa y por lo tanto con el otro eje de ensamble [6.5]. El peso del generador según la información proporcionada por el distribuidor, más el estimado de los dos soportes es de 10 kg.



Fig. 6.12 Generador y sus soportes. Elaboración propia.

6.10. Columna de sujeción

Todos los elementos descritos hasta el momento irán sujetados al puente y/o estructura civil correspondiente mediante una columna, debido a que en nuestro producto ésta se encuentra luego de los álabes, no debe ser hidrodinámica por lo que se propuso realizarla con un tubo estructural de acero de 5 pulgadas con un espesor de 5 mm. En sus dos extremos se soldarán pletinas, para ser fijadas tanto a la carcasa como a la estructura superior. Las pletinas disponen de orificios a través de los cuales se podrán montar los cables del generador hacia el tablero eléctrico exterior. Por el momento no se prevé un sistema de elevación y descenso de la turbina. El peso del conjunto se estima en 25 kg.



Fig. 6.13 Columna de sujeción. Elaboración propia.

6.10.1. Análisis de esfuerzos columna

Se verificará en Autodesk Inventor el esfuerzo a flexión de la columna que le origina sostener todo el peso del conjunto y la fuerza producida por el empuje del agua. Se la considera a la columna empotrada en su extremo superior (atornillada al puente o estructura civil asociada).

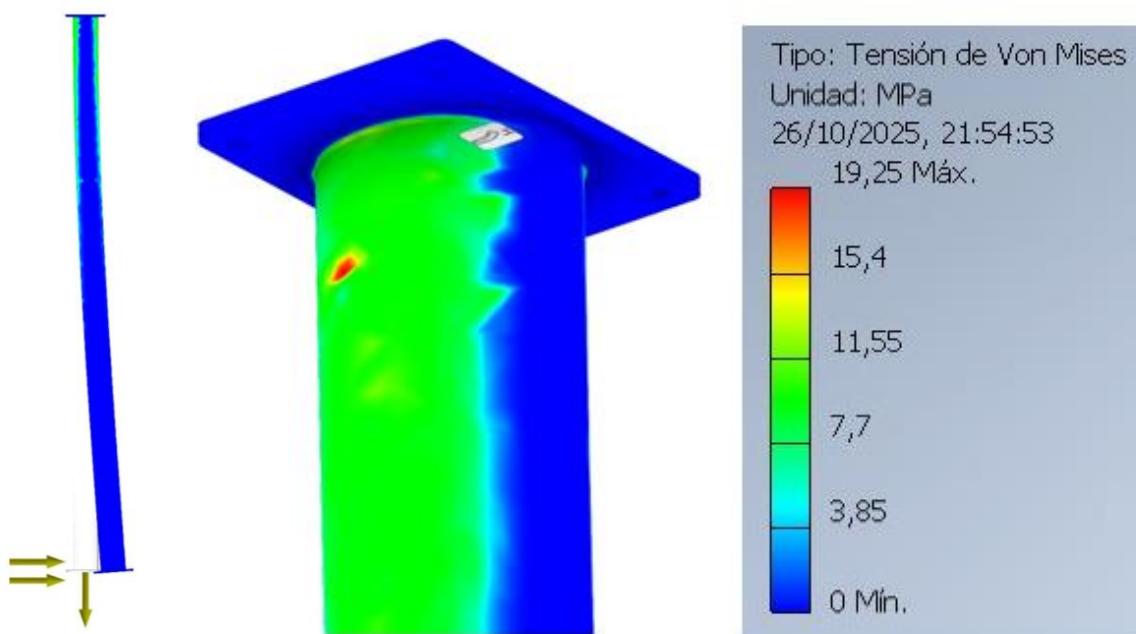


Fig. 6.14 Resultados esfuerzos máximos en columna. Elaboración propia.

El punto de tensión máxima detallada en la Fig. 6.14 tiene un valor de 19,25 MPa. Mientras que como se observa en la Figura 6.15 vemos el desplazamiento generado en el extremo que se vincula con todo el conjunto de carcasa y álabes. Este valor es 2.735 mm., se considera totalmente aceptable para una columna de 2.8 m. de largo y verifica ampliamente para el material seleccionado para la columna.

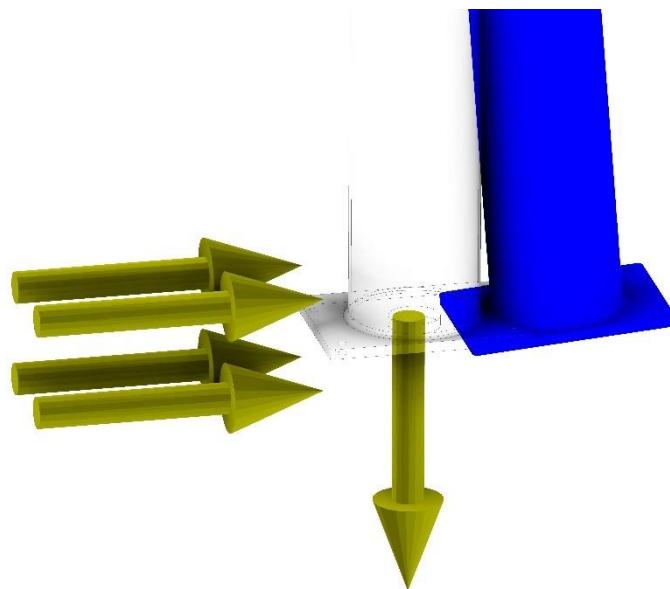


Fig. 6.15 Resultado desplazamiento máximo en columna. Elaboración propia.

6.11. Ensamble conjunto

Hasta aquí se mencionan los principales elementos constituyentes de la turbina hidrocinética diseñada, aquellos como toda la tornillería asociada al ensamblaje de este que se verá a continuación, las juntas de estanqueidad mencionadas y demás componentes adicionales inherentes al montaje, serán discriminadas directamente en los costos dentro del capítulo correspondiente al análisis económico del producto.

Se deja constancia del ensamble parcial y enteramente. Sumando la tornillería correspondiente el peso total aproximado del ensamble es de entre 50 y 55 kg.

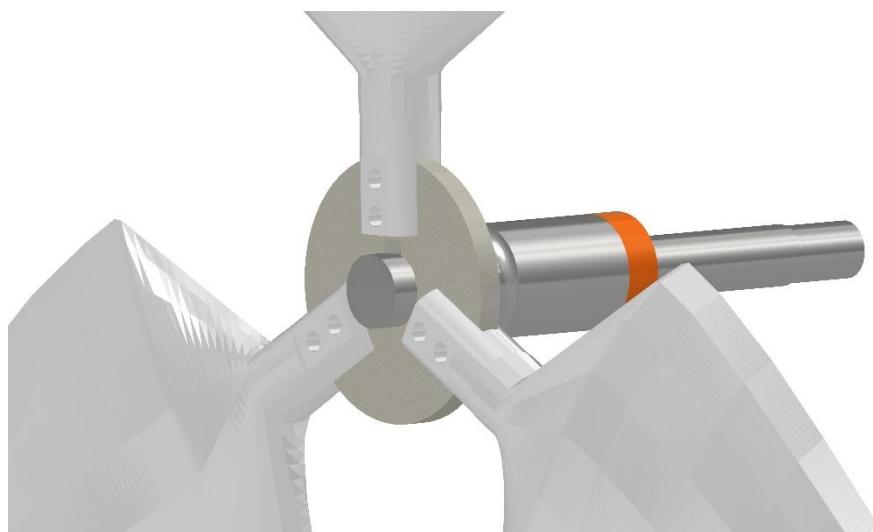


Fig. 6.16 Detalle ensamble disco y álabes. Elaboración propia.

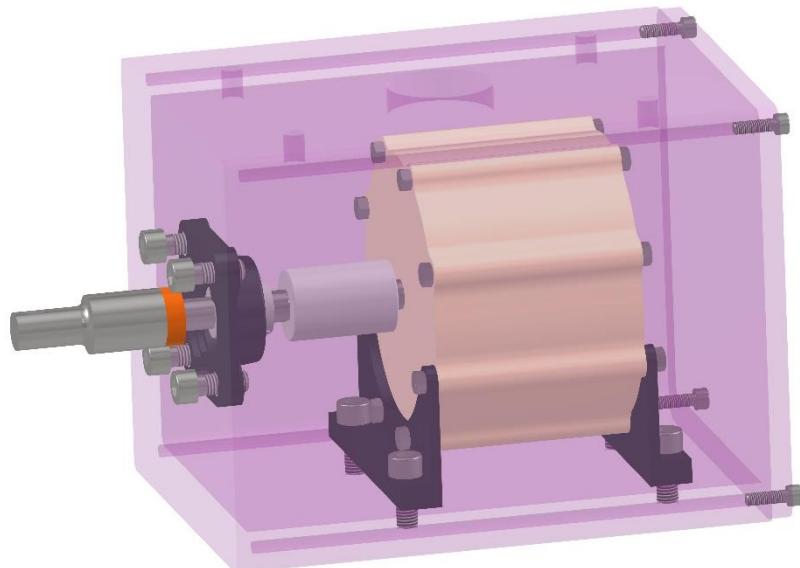


Fig. 6.17 Detalle ensamble interno carcasa. Elaboración propia.

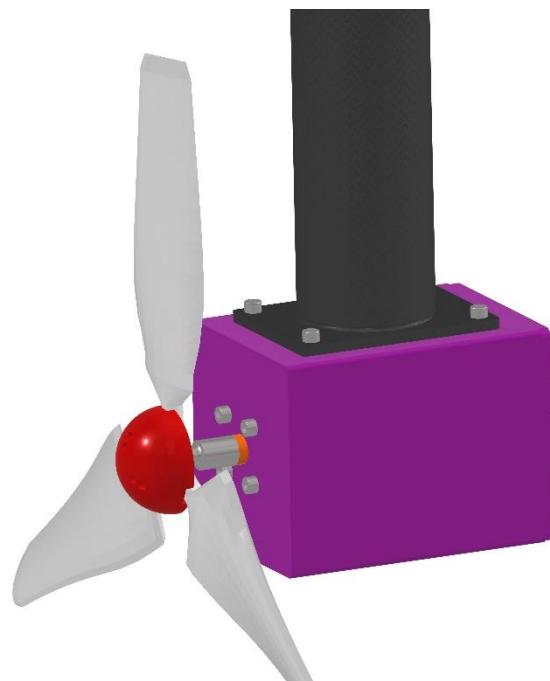


Fig. 6.18 Ensamble completo. Elaboración propia.

En la última figura no se incluye la columna completa ya que sus dimensiones son desproporcionadas y no favorecen la correcta visualización.

CAPÍTULO 7: ASPECTOS JURÍDICOS

7.1. Introducción

En este capítulo se analizarán los aspectos jurídicos relacionados con la instalación de la turbina hidrocinética diseñada. Para ello, se revisarán las normativas presentes referidas al incentivo de la instalación de estos generadores, además de desarrollar un estudio exploratorio para evaluar la viabilidad de instalar generadores hidroeléctricos en áreas estratégicas de la provincia de Mendoza.

7.2 Aspectos legales referidos a la autorización administrativa para la instalación de minicentrales.

Se aclarará la delimitación de competencias y funciones de las Autoridades del Estado para autorizar la instalación de las minicentrales. La superposición de funciones y competencias crea gran incertidumbre que afectan tanto a los posibles inversores como a las mismas autoridades involucradas. Se individualizará el campo de acción de cada uno de los organismos con competencia en la materia, teniendo en cuenta la integridad del sistema jurídico.

7.2.1 Departamento General de Irrigación

En Mendoza, el Departamento General de Irrigación goza de autonomía institucional y financiera. Tiene exclusividad en el manejo de la irrigación y puede elaborar su propio presupuesto anual, sin depender jerárquicamente del Poder Ejecutivo y sujeto únicamente al control de legalidad del Tribunal de Cuentas provincial.

Se estructura en tres órganos principales: el Consejo, la Superintendencia y el Tribunal Administrativo. La autoridad ejecutiva máxima es el Superintendente, designado por el Poder Ejecutivo con acuerdo del Senado y con un mandato de cinco años. Esta duración, superior al período del gobernador, otorga continuidad institucional y estabilidad en la gestión del recurso hídrico, asegurando que la administración del agua trascienda los cambios de gobierno.

Ejerce la administración integral del recurso hídrico en la provincia, abarcando no solo la irrigación agrícola, sino también los usos industriales y energéticos. Su función principal es garantizar una gestión equilibrada del agua, promoviendo el aprovechamiento sostenible del recurso en todas sus aplicaciones. Esta amplitud de competencias permite que proyectos como las minicentrales hidroeléctricas se desarrollen bajo un marco de control técnico y ambiental que asegura la compatibilidad entre la generación energética y la preservación del sistema hídrico provincial.

7.2.2 Poder Ejecutivo Provincial

El marco regulatorio eléctrico de la provincia establece que la generación, transporte y distribución de energía dentro del territorio mendocino son de jurisdicción provincial, lo que otorga a la provincia la potestad de autorizar y supervisar este tipo de actividades. Este principio resulta clave, ya que garantiza que los proyectos energéticos, incluso los de pequeña escala como las minicentrales hidroeléctricas, se desarrollen bajo criterios y normativas adaptadas a las necesidades y políticas locales.

A su vez, el Poder Ejecutivo provincial, a través del Ministerio de Infraestructura, Transporte y Vivienda, es el responsable de planificar y fomentar el desarrollo del sistema eléctrico, promoviendo el uso eficiente de la energía, la incorporación de fuentes renovables y la innovación tecnológica. Esto refuerza el propósito de impulsar inversiones en generación sustentable, asegurando que las iniciativas energéticas contribuyan tanto a la diversificación de la matriz eléctrica como al desarrollo regional equilibrado.

7.2.3 EPRE (Ente Provincial de Regulación Eléctrica)

Se encuentra en el ámbito del Ministerio de Infraestructura, Transporte y Vivienda y goza de autarquía y plena capacidad para actuar en el Derecho público y privado. Sus atribuciones, entre otras, son proteger los derechos del usuario, controlar la prestación de los servicios, intervenir en el otorgamiento de concesiones, hacer cumplir las obligaciones del concesionario, dictar los reglamentos en materia de seguridad, procedimientos técnicos, facturación, etc., prevenir conductas antimonopólicas, proponer cuadros tarifarios, y organizar, reglamentar, aplicar el régimen de audiencias públicas.

7.2.4 Permiso o concesión de servicio público de generación, transporte y distribución de energía eléctrica

La actividad no podrá comenzar a funcionar hasta tanto se cumplan las exigencias legales correspondientes establecidas en el art. 22 Ley 6497 modificado por Ley 7543. Dicha calificación no obsta al otorgamiento del permiso de uso de agua.

7.3 Ley Nacional 27.191 (Modificación Ley 26.190)

La Ley 27.191, sancionada en 2015 por el Congreso de la Nación Argentina, modifica la Ley 26.190 realizada en el 2006 para establecer un Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Esta ley tiene como objetivo promover la diversificación de la matriz energética nacional mediante el uso de fuentes limpias y sostenibles, estableciendo metas progresivas de incorporación de energías renovables, beneficios fiscales y financieros, e instrumentos regulatorios y de financiación. La ley abarca desde metas de consumo y promoción de inversiones hasta aspectos de importación, exención impositiva y participación de usuarios.

La norma actualiza definiciones y amplía el alcance del régimen de fomento de energías renovables, incluyendo un listado de fuentes y fijando un límite de 50 MW para proyectos hidroeléctricos. Se crea un Régimen de Inversiones para nuevas obras con beneficios fiscales como devolución anticipada del IVA, amortización acelerada, exención de la ganancia mínima presunta y ventajas adicionales por uso de componentes nacionales, aplicables a proyectos iniciados hasta fines de 2017.

Se establece una segunda etapa del régimen (2018–2025) con el objetivo de que el 20% del consumo eléctrico nacional provenga de fuentes renovables al 31 de diciembre de 2025. Los beneficios fiscales se extienden a nuevos proyectos de ese período, ajustando plazos de devolución del IVA y amortización según el año de inversión.

El uso de fuentes renovables no estará sujeto a tributos, cánones o regalías hasta 2025, salvo por tierras fiscales. La energía renovable intermitente se despachará como las hidroeléctricas de pasada, sin exigir respaldo físico de potencia; el costo del respaldo lo asumirá el sistema.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, podemos concluir que para la instalación de una turbina hidrocinética en un canal de riego, deben considerarse los siguientes aspectos legales:

- Si la potencia del proyecto es inferior a 50 MW y utiliza energía hidráulica, se encuadra dentro de las fuentes renovables promovidas.
- Puede acceder a beneficios fiscales y financieros si inicia la ejecución según los plazos establecidos.
- La energía generada puede ser despachada como fuente intermitente sin respaldo físico obligatorio.
- Es importante coordinar con autoridades locales si la provincia o municipio adhirió a la ley.

El proyecto deberá tener en cuenta esta ley debido a que es la norma vigente y más actualizada. Establece nuevas metas nacionales, define con mayor claridad los incentivos fiscales, beneficios impositivos, mecanismos de contratación, y responsabilidades de los distintos actores.

7.4 Ley Nacional 27.424 (Régimen de Generación Distribuida de Energía Renovable).

Establece el régimen nacional de fomento para la generación distribuida de energía renovable, orientada al autoconsumo con posible inyección de excedentes a la red eléctrica pública en Argentina.

Su propósito es permitir que los usuarios de la red eléctrica puedan producir su propia energía, consumirla e inyectar los excedentes al sistema, obligando a los distribuidores a facilitar esa conexión y garantizar el libre acceso. Declara esta actividad de interés nacional, destacando objetivos como la eficiencia energética, la reducción de pérdidas, la disminución de costos, la protección ambiental y la equidad entre usuarios.

La ley reconoce el derecho de los usuarios a instalar equipos de generación renovable dentro de los límites de su potencia contratada, siempre que cumplan con los requisitos técnicos, y establece categorías de usuario-generador según la capacidad instalada. También dispone que los nuevos edificios públicos nacionales incorporen sistemas de generación distribuida con evaluación de impacto ambiental.

Para conectarse a la red, se requiere autorización previa del distribuidor, quien no puede rechazar la solicitud si los equipos están certificados, mientras que el ente regulador local debe garantizar la seguridad técnica del sistema.

En cuanto a la facturación, la norma implementa el balance neto, que permite compensar la energía consumida con la energía inyectada. Los excedentes generan créditos que pueden aplicarse a futuras facturas, solicitar su devolución tras seis meses o incluso transferirse entre usuarios dentro de una misma red.

En síntesis, podemos concluir que para la Ley 27.424 se establece un marco normativo para promover la generación eléctrica renovable a pequeña escala en Argentina, reconociendo derechos de los usuarios-generadores, facilitando su conexión, regulando la compensación económica mediante balance neto y creando instrumentos financieros e incentivos fiscales para impulsar proyectos. El éxito efectivo de la ley depende de una reglamentación eficiente y la adhesión provincial, así como la aplicación coherente de los incentivos previstos.

7.5 EPRE - San Rafael, Mendoza

Es el organismo encargado de regular y controlar el servicio público de distribución de energía eléctrica. Actúa como un ente regulador público, creado para asegurar el cumplimiento de las normativas vigentes en materia eléctrica en la provincia de Mendoza.

7.5.1 Resolución EPRE 001-2022

Esta resolución del EPRE Mendoza es importante porque establece cómo pueden conectarse, operar y facturar los usuarios que generen su propia energía renovable dentro de la red eléctrica provincial. En términos prácticos, marca las reglas para quienes deseen instalar sistemas como paneles solares o turbinas pequeñas y aprovechar la posibilidad de vender o compensar la energía que producen.

Define condiciones técnicas y comerciales claras, lo que brinda seguridad y previsibilidad tanto a los usuarios como a las empresas distribuidoras. También determina cómo se calculan los créditos por la energía inyectada a la red y qué valores se aplican en la facturación, utilizando el sistema de Net Billing: la energía excedente que el usuario genera

se paga, pero a un precio menor que el de la energía consumida. Ese valor se descuenta luego en la factura.

Otro aspecto relevante es que permite instalar el equipo de generación en el punto de consumo o en otro lugar distinto, ofreciendo flexibilidad en los proyectos. Además, toda la gestión de la facturación corre por cuenta de la distribuidora, simplificando los trámites para el usuario.

En resumen, esta resolución es clave porque facilita la integración de la generación distribuida en Mendoza, da certeza sobre cómo se compensa la energía generada y promueve la adopción de tecnologías renovables, brindando un marco práctico para que más usuarios puedan convertirse en generadores de su propia energía.

7.5.2 Resolución EPRE N°019-2015

Es importante porque fue la primera en regular cómo los usuarios con equipos de generación pueden inyectar sus excedentes de energía a la red eléctrica en Mendoza, estableciendo las condiciones técnicas, de operación, mantenimiento, medición y facturación necesarias para hacerlo de forma segura y ordenada.

Su propósito principal es facilitar la incorporación de sistemas de generación distribuida y redes inteligentes, permitiendo que los usuarios puedan aprovechar la energía que producen —por ejemplo, con paneles solares o pequeñas turbinas— y devolver a la red el excedente que no utilizan, contribuyendo así a una matriz energética más sustentable.

Desde el punto de vista práctico, la resolución define cómo debe funcionar la conexión y la medición de energía entre el usuario y la distribuidora, y cómo se realiza la compensación económica por la energía inyectada (a través del sistema de *net billing*).

Un aspecto relevante que aclaró esta norma es el tratamiento impositivo: el Ente consultó a la autoridad fiscal provincial (ARCA) y se determinó que la energía que un usuario genera y vuelca a la red no se considera una venta, sino una “devolución” de energía, por lo que no está alcanzada por el IVA. Esto simplifica el proceso, ya que el usuario no necesita emitir factura por la energía que entrega, y la distribuidora realiza directamente la compensación en la factura de consumo.

En síntesis, esta resolución fue clave porque abrió el camino para que los usuarios mendocinos puedan generar y volcar energía renovable a la red, estableciendo reglas claras de operación y facturación, y resolviendo cuestiones fiscales que facilitaron la adopción de la generación distribuida a nivel provincial.

7.6. CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., es una empresa privada argentina encargada de la gestión del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Su función principal es asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, coordinando la generación, transporte y distribución para evitar interrupciones en el suministro.

7.6.1. Resolución 1281/2006

Esta resolución se aplica a Grandes Usuarios Mayores (GUMA) y Grandes Usuarios Menores (GUME) con demanda igual o superior a 300 kW en el MEM, incluyendo distribuidoras que actúen por cuenta de esos usuarios.

También regula la figura del autogenerador distribuido, que puede incluir proyectos renovables de mediana potencia conectados a la red, por lo que si un proyecto aporta energía que cubre consumos o excedentes en esa escala, podrían encuadrarse como GUME/GUMA o autogenerador distribuido, y así participar en el esquema de energía adicional.

7.6.1.1. Servicio "Energía Plus"

Se creó el Servicio Energía Plus, destinado a generación adicional que no estaba interconectada al MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) al momento de emisión de la resolución o habilitada comercialmente después de la fecha (4-septiembre-2006). Esta generación, con la turbina hidrocinética nueva, puede participar vendiendo potencia/energía bajo ese esquema especial si cumple con todos los requisitos regulatorios.

La principal diferencia entre estar en el servicio "Energía Plus" de CAMMESA y no estar, tiene que ver con a quién se le vende la energía, a qué precio, y bajo qué condiciones se opera dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La Resolución 1281/2006 no crea un mercado nuevo separado del MEM, sino que establece condiciones especiales dentro del MEM para gestionar la demanda adicional y nueva generación, como la que proviene la turbina hidrocinética. Es decir, que este servicio de energía plus es un segmento específico dentro del MEM.

Si el objetivo es inyectar energía a la red nacional bajo normas de CAMMESA, la vía para nuevos proyectos pequeños/medianos como una turbina en canal de riego es justamente este Servicio de Energía Plus, que te abre las puertas al MEM pero con reglas distintas. Esto es recomendable siempre y cuando el cliente requiera como máximo la energía producida por la turbina, es decir para bajas potencias.

7.6.1.2. Contratos y precios

El generador y el demandante (puede ser una empresa distribuidora o un gran usuario) firman contratos por la potencia adicional, a precio monómico que incluye costos y un margen de utilidad. Estos contratos requieren aprobación del Organismo Encargado de Despacho (OED), y el margen debe ser ratificado por la Secretaría de Energía. El punto de entrega de potencia se define como el "centro de cargas del sistema", y los cargos de transporte deben pagarse por ambas partes según tramos: generador hasta nodo, y demandante desde el nodo hasta el punto de consumo.

7.6.1.3. Priorización en situaciones de escasez

En caso de restricción o escasez de suministro, se aplica un orden de prioridad para abastecimiento en mercado spot: primero usuarios residenciales (< 30 kW), luego usuarios hasta 300 kW, y finalmente los ≥ 300 kW sin respaldo contractual.

Participar bajo el Servicio Energía Plus te permite estar priorizado en el despacho en restricción, mejor que si operas en mercado spot sin contrato.

Cuando se firma un contrato con un cliente quien es el que consume la energía producida por la turbina, el acuerdo establece que el generador va a abastecer una cierta cantidad de energía (o potencia) desde tu turbina hidrocinética.

Ahora, si el cliente consume más energía de la que puede generar la turbina, ese exceso debe ser comprado en el mercado spot (el mercado mayorista libre), pero a un precio muy alto que establece CAMMESA como penalización. Este precio se conoce como Precio de Referencia para la Demanda No Respaldada (PRDNR) y suele ser muy superior al precio normal de mercado. Es una forma de castigar que un gran usuario consuma sin cobertura contractual.

7.7. Comparación normativa CAMMESA vs Generación Distribuida

- Participación en CAMMESA mediante "Energía Plus" (Resolución 1281/2006)

Sus principales ventajas son que se puede vender energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), acceder a contratos con precios monómicos y condiciones especiales dentro del MEM y en condiciones de escasez, tendremos cierta prioridad de despacho si firmás contratos. Pero con respecto a sus desventajas, esto está pensado para grandes

usuarios (GUMA/GUME) o generadores medianos que ya están o quieren entrar al MEM. Se requiere infraestructura técnica, cumplimiento de normas operativas del MEM, contratos de transporte, despacho, mediciones, etc. Para una turbina de baja potencia como la del proyecto, es una escala demasiado pequeña para justificar los costos administrativos, técnicos y regulatorios que implica entrar a CAMMESA.

- Generación Distribuida para autoconsumo e inyección de excedentes (Ley 27.424)

Con respecto a esta opción, se tienen ciertas ventajas que pueden beneficiar a este proyecto. Está específicamente pensada para pequeños generadores renovables (hasta 50 kW, y en algunos casos más). Se puede usar la energía para el consumo propio y vender los excedentes a la red, recibiendo una compensación. En Mendoza, ya está implementado el régimen de generación distribuida. Se tramita ante el EPRE (Ente Provincial Regulador Eléctrico). No se necesita firmar contratos complicados ni pagar transporte o despacho por lo que el proceso es más fácil, menos costoso y regulado a nivel provincial con soporte técnico.

7.8 Conclusión

Para la instalación de una turbina hidrocinética, se recomienda estar dentro de la categoría de generación distribuida. Puede ser usado para autoconsumo o inyectar excedentes a la red bajo esquemas de generación distribuida. En Argentina, esto está regulado por la Ley 27.424 (Régimen de Generación Distribuida de Energía Renovable). Nos permite usar la energía para ahorrar en la factura de la luz, inyectar excedentes a la red y recibir compensaciones mediante medición neta (net billing). Por lo que estar dentro de Cammesa no sería lo conveniente en términos legales cuando debido a la gran cantidad de requisitos y la baja potencia de entrega la turbina. La tecnología de generación eléctrica hidrocinética utilizada se alinea con políticas energéticas sustentables, siendo una fuente de generación limpia y sin emisiones. Finalmente, se señala que el proyecto es compatible con los marcos legales y normativos vigentes en la provincia, tanto en términos de uso del agua como de regulación ambiental, siempre y cuando se obtengan las autorizaciones pertinentes de los organismos responsables.

CAPÍTULO 8: ASPECTOS AMBIENTALES

8.1. Introducción

El análisis del impacto ambiental es una herramienta preventiva para gestionar las posibles alteraciones que una intervención humana puede ocasionar en un medio, ya sean estas favorables o no. Su aplicación resulta de alta importancia en etapas tempranas de desarrollo, ya que permite identificar riesgos potenciales, implementar medidas de mitigación, perfeccionar el diseño técnico y operación del proyecto. En el caso de la instalación de la turbina hidrocinética en un canal, la dimensión ambiental adquiere un gran protagonismo. Este tipo de tecnología, que se vincula directamente con el aprovechamiento de recursos naturales, requiere no solo cumplir con los parámetros técnicos y económicos establecidos, sino también ajustarse rigurosamente a la normativa ambiental vigente y sostener un vínculo con el entorno y la comunidad.

Dado que la generación de energía renovable se presenta como una alternativa sustentable, también está sujeta a una exposición de críticas elevadas. Cualquier deficiencia en la gestión ambiental puede derivar en conflictos sociales, legales o pérdida de apoyo de la comunidad pública. Por ello, el respeto por las exigencias ambientales no debe ser visto como una obligación normativa, sino como un componente estratégico importante para garantizar la continuidad y la buena imagen del proyecto.

Este capítulo abordará una evaluación inicial de los posibles efectos ambientales vinculados con las distintas etapas del proyecto, desde su fase de preparación, instalación, pasando por la operación, hasta una posible fase de finalización, con el objetivo de ofrecer una visión general sobre su desempeño ambiental.

8.2. Marco legal ambiental

El objetivo de este apartado es identificar y describir las principales normativas ambientales que deben considerarse para el desarrollo de este proyecto. Se abordarán las disposiciones vigentes a nivel nacional, provincial (Mendoza) y departamental (San Rafael), mencionando las leyes más relevantes y presentando una breve descripción de cada una. Si bien no se analizarán en detalle, es fundamental comprender que la instalación de este tipo de proyectos requiere el cumplimiento de una serie de normas ambientales específicas que aseguran su desarrollo responsable y sostenible.

- Ley General del Ambiente — Ley N° 25.675 (Nacional): Establece principios ambientales, evaluación de impacto ambiental a nivel nacional. Esto es útil para criterios generales y derechos/obligaciones ambientales.
- Normativa provincial de Mendoza sobre Evaluación de Impacto / Ley Provincial N° 5961: La Provincia exige EIA o una DIA. Esto dependerá de la categoría del proyecto. Hay trámites más simples y otros que no.
- Leyes de protección de bosques nativos / especies: Si la obra impacta con vegetación nativa o hábitats protegidos en la zona.
- Ley Nacional de Residuos Peligrosos — Ley N° 24.051: Regula manejo, transporte y disposición de residuos peligrosos (aceites, baterías, fluidos, pinturas).
- Ley de Información Ambiental (Ley N° 25.831): Establece el derecho de acceso a la información ambiental, promoviendo la transparencia y la participación ciudadana en la gestión ambiental
- Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para el Manejo de Residuos Industriales (Ley N° 25.612): Regula la gestión de residuos industriales, estableciendo estándares para su tratamiento y disposición.

8.3. Descripción de la metodología de la evaluación de impacto ambiental

Dado que la naturaleza de la obra no implica la construcción de embalses ni modificaciones estructurales permanentes en el cauce del canal, y considerando que este canal ya forma parte de un sistema antrópico de distribución de agua, el estudio concluye que no resulta necesario realizar un procedimiento completo de Evaluación de Impacto Ambiental. En su lugar, será suficiente presentar una matriz que identifique los posibles impactos y las medidas de mitigación correspondientes, junto con una breve descripción de cada uno. A continuación, se analizarán los principales impactos ambientales potenciales que podrían generarse durante las etapas de instalación, operación y cierre o abandono de la turbina.

8.3.1. Instalación

- Generación de residuos de obra: restos metálicos o plásticos que quedan como desechos.
Plan de mitigación: acumulación y retiro diario a gestor autorizado.
- Derrames de combustibles y aceites (residuos peligrosos): fugas durante la instalación, como en el mantenimiento de la turbina.
Plan de mitigación: kits de absorción, manipulación fuera del cauce y gestión de los residuos peligrosos
- Perturbación a fauna local: presencia de personal que provoque ruidos, lo que llegaría a espantar a aves o mamíferos.
Plan de mitigación: reducir permanencia de personal en el sitio, evitar trabajar en épocas reproductivas.
- Riesgo de caída de materiales al canal: elementos de la turbina o herramientas pueden caer accidentalmente en el canal.
Plan de mitigación: uso de amarres y redes de contención.

8.3.2. Operación

- Colisión de animales o personas con el rotor: contacto físico que puede dañar la fauna acuática como personas que estén en el canal.
Plan de mitigación: colocación de la reja protectora (propuesta de mejora) aguas arriba del rotor, como así también avisos de zona peligrosa con su respectivo perímetro cerrado.
- Fugas de lubricantes: pérdida de aceites de cojinetes o del generador.
Plan de mitigación: revisiones semanales visuales al sistema de juntas. Esto irá respaldado a través de un plan de mantenimiento preventivo anual.
- Acumulación de basura flotante: objetos arrastrados por el agua pueden quedar atrapados en la reja protectora.
Plan de mitigación: limpieza semanal y colocación de reja de pre-filtrado.

8.3.3. Cierre y abandono

- Generación de residuos grandes y peligrosos: metales, cables, aceites y componentes eléctricos.
Plan de mitigación: reciclaje de los diferentes elementos para luego ser tratados o reutilizados.
- Riesgo de caída de materiales al cauce: piezas pesadas pueden caer durante el desmontaje.

Plan de mitigación: uso de redes y amarres.

- **Reconstrucción del paisaje:** que los alrededores en donde estuvo la turbina vuelvan a estar en las condiciones iniciales antes de la instalación.

Plan de actuación: tomar como referencia fotografías antes de la instalación para tener una referencia del estado previo.

Además, para el análisis general del proyecto pueden considerarse criterios relevantes como la extensión, la duración y la reversibilidad de los impactos. En este sentido, los impactos ambientales previamente mencionados serán evaluados según los siguientes criterios:

- **Extensión:** se refiere al área de influencia del impacto ambiental en relación con el entorno del proyecto. Para el caso de este proyecto será del tipo localizado ya que el impacto se encuentra dentro del área de influencia directa de las operaciones, no afecta otras áreas.
- **Duración:** se refiere al tiempo que dura la afectación del impacto. Este proyecto será del tipo temporal debido a que se presenta en forma intermitente o continuada sólo mientras dura la actividad, es decir mientras esté funcionando la turbina.
- **Reversibilidad:** representa la posibilidad de reconstruir las condiciones iniciales una vez producido el impacto ambiental. Este será reversible ya que es aquel en el que la alteración pueda ser asimilada por el entorno, medible a corto, mediano o largo plazo. Todo el sistema de estructura y la propia turbina será de tipo desmontable, por lo que no deberá aplicarse una remediación al terreno.

8.4. Matriz de impacto ambiental

Se realizará una matriz de impacto ambiental para poder valorizar mejor los distintos tipos de impactos presentes para las etapas de instalación, operación y el posible abandono de la turbina hidrocinética. Esta matriz se verá categorizada por las etapas, impacto identificado, probabilidad de ocurrencia, importancia y la medida de mitigación.

Tanto la probabilidad como la importancia de cada impacto ambiental están calificados bajo un criterio subjetivo, con medidas de baja, media y alta. Se deberá definir cada una de ellas para poder establecer un criterio de evaluación.

- **Probabilidad baja:** se considera baja cuando la ocurrencia del impacto depende principalmente de la falta de cumplimiento de estándares establecidos como las medidas de gestión básicas y obligatorias (planes de mantenimiento, protocolos de seguridad). Es decir, si se siguen las prácticas previstas, el impacto es poco probable.
- **Probabilidad media:** se asigna media cuando aún el cumplimiento de los estándares establecidos correspondientes a las medidas de control, existe una posibilidad de ocurrencia debido a factores externos a la actividad (condiciones climáticas, interacción con fauna, manipulación de combustibles).
- **Probabilidad alta:** se considera alta cuando el impacto es inevitable por la propia naturaleza de la actividad, o bien porque se repite de manera frecuente, incluso aplicando las medidas de prevención.
- **Importancia baja:** se considera baja cuando aún en caso de ocurrir, el impacto genera pequeños efectos, de corta duración y reversibles, sin comprometer la calidad ambiental ni la seguridad.
- **Importancia media:** se asigna media cuando el impacto genera efectos notorios, que requieren acciones correctivas, pudiendo afectar temporalmente al ambiente o la seguridad. Su recuperación es posible con medidas de mitigación.

- **Importancia alta:** se considera alta cuando el impacto produce consecuencias severas e irreversibles, con riesgos importantes para la calidad del agua, la fauna o la seguridad de las personas, y cuya corrección implica un alto esfuerzo ya sea físico como económico.

Matriz de Impactos Ambientales para etapas de instalación, operación y abandono				
Etapas	Impactos ambientales identificados	Probabilidad	Importancia	Medida de mitigación
Etapa de instalación	Generación de residuos de obra	Baja	Alta	Acopio, clasificación y retiro diario a gestor autorizado.
	Derrames de combustibles y aceites	Media	Alta	Kits de absorción, manipulación fuera del cauce. Instructivos, procedimientos, capacitación del personal a cargo de la operación.
	Perturbación a fauna local	Media	Media	Reducir permanencia de personal en el sitio, evitar épocas reproductivas.
	Riesgo de caída de materiales al canal	Alta	Media	Uso de amarres y redes de contención.
Etapa de operación	Colisión de animales o personas con el rotor	Media	Media	Rejillas protectoras.
	Fugas de lubricantes	Baja	Alta	Lubricantes biodegradables y revisiones periódicas.
	Acumulación de basura flotante	Alta	Baja	Limpieza periódica y reja de pre-filtrado.
	Interferencia electromagnética	Baja	Baja	Blindaje adecuado de cableado o restringir el área.
Etapa de abandono	Generación de residuos grandes y peligrosos	Baja	Alta	Reciclaje y disposición con gestor autorizado.
	Riesgo de caída de materiales al cauce	Media	Media	Uso de redes y amarres.

	Derrames de aceites residuales	Media	Alta	Vaciado previo y kits de contención. Gestión de RP.
--	--------------------------------	-------	------	---

Tabla 8.1. Matriz de Impacto Ambiental

8.5. Gestión de residuos peligrosos

En este apartado se considera la generación de residuos peligrosos provenientes del uso de aceites, lubricantes y otros insumos necesarios para el funcionamiento de los sistemas de engranajes y rodamientos de la turbina hidrocinética. Estos residuos deberán ser gestionados de forma responsable mediante una empresa tercierizada y debidamente certificada, encargada de su tratamiento, disposición final y, cuando corresponda, su separación y clasificación según la naturaleza de cada material.

La empresa contratada deberá garantizar la trazabilidad del proceso, entregando la documentación que respalde la recepción, manipulación y tratamiento de los residuos, asegurando así el cumplimiento de la normativa ambiental vigente y la minimización de impactos negativos sobre el entorno.

Estos residuos se generarán principalmente durante las tareas de mantenimiento preventivo, en el reemplazo de componentes con lubricantes y en la etapa de cierre o abandono del proyecto, momento en el cual se deberá realizar el retiro y disposición adecuada de todos los desechos.

8.6. Impactos positivos

Este tipo de proyecto contribuye en mayor medida a generar importantes impactos positivos ya sean a nivel social o ambiental, lo que puede generar un gran incentivo ya sean a empresas públicas como privadas para la generación de corriente eléctrica a partir de la utilización de energías renovables. Este aumento del incentivo viene acompañado por los grandes impactos positivos generados, como pueden ser los siguientes:

- Energía limpia y renovable: la turbina produce electricidad sin procesos de combustión, reduciendo emisiones de gases efecto invernadero (GEI) y contaminantes atmosféricos. Este impacto se considera uno de los más importantes, teniendo en cuenta que el siglo XXI ha sido marcado por un aumento notorio en la conciencia sobre el medio ambiente y la ecología. La preocupación por el cambio climático y la contaminación del aire son temas que han cobrado mayor relevancia en la sociedad.
- Bajo impacto físico en la zona: la instalación no requiere represas ni grandes obras, evitando alteraciones masivas en el entorno.
- Demostración y promoción: sirve como caso demostrativo para fomentar la implementación de energías renovables en la región.
- Diferentes usos: la energía puede destinarse a iluminación pública, centros comunitarios o sistemas de bombeo.
- Educación ambiental y tecnológica: el proyecto puede ser un recurso educativo para escuelas y universidades sobre energías limpias.
- Reducción de costos energéticos locales: al generar parte de la electricidad de forma local y renovable, disminuye la dependencia de la red y reduce la factura energética.
- Atracción de inversiones: la visibilidad de este proyecto puede atraer el interés de inversores para distintos tipos de energías renovables.

8.7. Conclusión

En las diferentes etapas de este proyecto y del canal evaluado, se presentan grandes ventajas, siempre y cuando se implementen de manera estricta las medidas de mitigación previstas. El análisis muestra que los impactos ambientales negativos pueden ser prevenidos o minimizados mediante acciones concretas y de bajo costo, sin comprometer la viabilidad técnica ni económica de la iniciativa. Por otro lado, los beneficios ambientales y sociales son de gran magnitud ya que pueden generar un incentivo a seguir instalando o mejorando este tipo de sistemas de energías renovables. Además, genera un refuerzo el compromiso con un modelo de desarrollo sostenible.

La clave para el éxito de la instalación y operación de este proyecto radica en mantener un enfoque preventivo, una gestión responsable de los recursos y una comunicación transparente con la comunidad, garantizando así que el proyecto sea tanto eficiente como social y ambientalmente aceptado.

CAPÍTULO 9: HIGIENE Y SEGURIDAD

9.1. Introducción

Para poder operar de manera sostenible y eficiente en toda prestación de servicios se debe ajustar a la normativa vigente en prevención de riesgos laborales, para así asegurar las condiciones de trabajo seguras. La implementación de medidas de higiene y seguridad es un factor clave para identificar los riesgos propios de cada actividad y aplicar acciones preventivas que minimicen la ocurrencia de incidentes y/o incidentes. Esto no solo protege la salud y la integridad de los trabajadores, sino que también contribuye a mejorar la eficiencia operativa y a reducir los costos derivados de posibles accidentes.

Un ambiente de trabajo seguro favorece el bienestar del personal. Para asegurar estas condiciones, el marco legal establece estándares mínimos de protección en función de la actividad desarrollada. En Argentina, este conjunto normativo está compuesto principalmente por la Ley 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, su Decreto Reglamentario 351/79 y la Ley 24.557 sobre Riesgos del Trabajo. Estas normas fijan obligaciones y responsabilidades tanto para empleadores como para trabajadores.

9.2 Ley 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo - Decreto reglamentario 351/79

La Ley 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo tiene como finalidad asegurar condiciones laborales que resguarden la salud y la integridad física de los trabajadores. Esta normativa establece deberes específicos para todo el personal, con el propósito de fomentar la prevención frente a accidentes y enfermedades laborales. Su cumplimiento es supervisado por la autoridad laboral competente. Por su parte, el Decreto Reglamentario 351/79 complementa esta ley definiendo los aspectos técnicos necesarios para su aplicación práctica. Además, se regulan las condiciones mínimas en materia de ventilación, iluminación, señalización, y el uso obligatorio de elementos de protección personal. Además, exige la capacitación adecuada del personal.

9.2.1 Decreto Reglamentario 351/79 - Características Constructivas

En el contexto de la Ley 19.587, el Decreto Reglamentario 351/79 define los requisitos constructivos básicos que deben cumplir los lugares de trabajo para asegurar entornos seguros e higiénicos. Este decreto contempla aspectos clave como la utilización de pisos resistentes y antideslizantes, y la adecuada conformación de techos y paredes. Asimismo, establece la necesidad de contar con iluminación natural y artificial suficiente, una ventilación eficiente y condiciones térmicas que garanticen el confort de los trabajadores. También se regulan la correcta distribución de los espacios, la accesibilidad, la disponibilidad de salidas de emergencia y una señalización adecuada, todo con el objetivo de minimizar riesgos y salvaguardar la integridad física del personal.

9.3. Condiciones generales del ambiente

Según lo establecido en el Decreto 351/79, todo espacio destinado al trabajo debe reunir condiciones mínimas tanto sanitarias como constructivas para resguardar la salud y seguridad de quienes lo ocupan. Las estructuras deben ser sólidas, con pisos firmes, resistentes al desgaste, antideslizantes y de fácil limpieza. Además, los espacios deben estar diseñados de manera tal que permitan una circulación fluida y segura del personal. En este marco, se abordarán a continuación los aspectos más relevantes vinculados a las tareas de operación y mantenimiento de la turbina hidrocinética, particularmente durante las intervenciones programadas por parte del personal capacitado.

9.3.1. Ruidos

Según el Art. 85 del decreto, los niveles de ruido en los lugares de trabajo no deben superar los 85 decibeles (dB) como valor límite permitido para una jornada de 8 horas. Si se superan estos niveles, se debe implementar medidas de control como aislamiento acústico, reducción del tiempo de exposición, y en casos necesarios, proporcionar protectores auditivos. Al momento de realizar la inspección visual semanal prevista, se esperan niveles de ruidos mucho menores al límite establecido.

9.3.2. Ventilación

El decreto establece que los ambientes laborales deben contar con sistemas de ventilación natural o forzada que aseguren una adecuada renovación del aire. Esto es esencial para evitar la acumulación de vapores, gases, humos, polvo o contaminantes que puedan afectar la salud. En tareas específicas, como soldadura o manipulación de productos químicos, se requiere extracción localizada. Para la realización del mantenimiento preventivo se realizará en el aire libre, sobre la misma plataforma donde estará ubicada la turbina, por lo que será más que suficiente para el momento de estar en la zona de trabajo.

9.3.3. Iluminación

Regulación de la iluminación en los lugares de trabajo. Se establece que debe ser suficiente y adecuada para la tarea a realizar, evitando zonas de penumbra o exceso de brillo. La iluminación puede ser natural, artificial o mixta, y debe evitar deslumbramientos, sombras intensas. Como los trabajos de mantenimiento serán realizados en la intemperie, no existirán problemas de iluminación ya que estos serán programados para que sean de día. En el caso de existir un inconveniente en horarios nocturnos, se deberá contar con algún artefacto lumínico (reflector) que alumbe la zona de trabajo.

9.4. Elementos de protección personal

De acuerdo con lo establecido del Decreto 351/79, es responsabilidad del empleador proveer, de forma gratuita, los elementos de protección personal (EPP) adecuados según el tipo de riesgo al que estén expuestos los trabajadores.

El uso de estos elementos es obligatorio en aquellos casos en los que no sea posible eliminar el riesgo mediante medidas técnicas o administrativas. Entre los EPP más comunes se incluyen cascos, guantes, anteojos de seguridad, protectores auditivos, calzado con refuerzo y vestimenta resistente a productos químicos o al fuego, entre otros. Todos estos elementos deben cumplir con las normas de calidad vigentes, ya sean IRAM u otras equivalentes a nivel internacional. Además, deben conservarse en condiciones óptimas y los trabajadores deben recibir la capacitación necesaria para su correcta utilización, colocación y mantenimiento.

Uno de los puntos más importantes al momento de realizar el mantenimiento preventivo es el sistema de sujeción de los trabajadores. Esto es de suma importancia ya que los operarios deberán estar arriba de un canal donde puede llegar a tener o no una gran cantidad de caudal, dependiendo de la época del año. Por lo tanto, el personal deberá tener un Equipo de Protección Personal para Trabajos en Altura, es decir que por obligación el operario deberá tener un sistema de arneses con mosquetones lo que mantendrán al trabajador en su sitio, lo hará subir y bajar con seguridad y se evitarán las caídas. Esto es una parte de lo que se conoce como "sistema de detención de caídas". Cabe mencionar que cuando se realicen trabajos con la utilización de este sistema, será obligatorio la presencia de otro operario por si llega a surgir el atrapamiento del trabajador con este sistema ya sea la etapa en la que se encuentre. Esto es para que el operario presente pueda ayudar al trabajador en situación de atrapamiento.

9.5 Elementos de protección en la turbina

El decreto 351/79 establece que toda maquinaria, equipo o instalación utilizada en el ámbito laboral debe estar provista de dispositivos de seguridad industrial que permitan reducir al mínimo los riesgos asociados a factores mecánicos, eléctricos, térmicos, químicos, entre otros. Entre los elementos de seguridad obligatorios se destacan: resguardos para partes móviles, sistemas de parada de emergencia, señalización clara en zonas de riesgo, alarmas tanto visuales como sonoras, y sistemas automáticos de corte o control ante eventuales fallas.

9.6 Capacitaciones

La capacitación del personal es una de las herramientas más eficaces en la gestión del riesgo. Todo trabajador debe conocer los peligros del entorno, los procedimientos de trabajo seguro, y la respuesta ante emergencias. El plan de formación debe incluir una introducción general en seguridad y salud ocupacional, cursos específicos por puesto de trabajo, talleres sobre primeros auxilios y simulacros periódicos de evacuación para evacuar la zona de trabajo.

Algunos de los temas que se deberán de abordar en las capacitaciones son sobre el uso correcto de los sistemas de anclaje antes mencionados en las tres etapas de trabajo (instalación, cierre y abandono), sobre cómo realizar el levantamiento de carga de una forma segura tanto en el montaje y abandono del equipo y por último los elementos que deben de tener los operarios al momento de realizar algún trabajo. La participación es obligatoria, con registros auditables.

9.7. Plan de mantenimiento preventivo

Un mantenimiento preventivo es un conjunto de acciones planificadas que se realizan para prevenir fallas y prolongar la vida útil de los equipos. Consiste en inspeccionar, limpiar, lubricar, ajustar, reparar o reemplazar componentes antes de que ocurran fallas, evitando así tiempos de inactividad no planificados y costos elevados por reparaciones mayores.

En este capítulo se abordarán los componentes principales de la turbina hidrocinética que requieren ser considerados dentro del plan de mantenimiento. Como paso inicial, se deberá implementar una capacitación para comprender el principio de funcionamiento de la turbina, así como identificar y conocer los distintos elementos que lo integran. Luego, se establece la necesidad de realizar revisiones periódicas, idealmente durante su operación normal, y también al momento de reactivar el sistema tras períodos de inactividad, como los ocasionados por las estaciones del año con bajo caudal. Esta planificación busca asegurar el correcto funcionamiento de la turbina y prevenir posibles fallos derivados del desgaste o del tiempo fuera de servicio.

9.7.1. Mantenimiento preventivo a elementos de máquina presentes

- **Carcasa:** requiere una inspección visual periódica para detectar corrosión, fisuras o desprendimientos. Se recomienda aplicar una pintura epóxica o poliuretánica resistente al agua y a la intemperie al menos una vez al año o cuando se detecten desprendimientos. Si la carcasa es metálica, se deberá hacer un tratamiento anticorrosivo, incluyendo el uso de primer con base inhibidora de óxido antes del pintado. También se debe revisar que las uniones de la carcasa estén selladas correctamente para evitar filtraciones.
- **Álabes:** deben limpiarse regularmente para remover sedimentos, algas o suciedad adherida que pueda afectar su rendimiento. Es importante verificar si presentan deformaciones, grietas o desgaste en los bordes, lo cual puede provocar pérdida de eficiencia. Cualquier desequilibrio debe corregirse para evitar vibraciones que afecten el sistema completo.

- **Eje:** debe mantenerse alineado y sin corrosión. Se realiza una inspección visual para verificar desgaste por fricción o rayado. Se sugiere aplicar grasa industrial resistente al agua en los puntos de contacto y apoyar su funcionamiento con retenes. Además, debe revisarse su balanceo dinámico si hay vibraciones. Cualquier juego axial o radial debe corregirse para evitar daños en otros componentes.
- **Rodamientos:** deben lubricarse con grasa específica para entornos húmedos, como una grasa con base de litio-calcio con aditivos anticorrosivos. Se recomienda la relubricación anual, y el reemplazo según condición. Deben inspeccionarse mediante análisis de vibración para detectar desgaste o roturas internas. También se deben proteger con sellos en buen estado para evitar el ingreso de agua y partículas.
- **Generador:** se debe limpiar con aire seco en los períodos de mantenimiento, para evitar acumulación de polvo o humedad en el bobinado. Es esencial verificar la continuidad y la resistencia de aislamiento del bobinado con un megohmetro. Los rodamientos del generador también deben lubricarse, y si están sellados, se debe controlar que no generen ruido.
- **Sistema de sujeción:** debe revisarse para verificar que los pernos, bulones o abrazaderas estén firmemente ajustados. En zonas expuestas al agua, se deben usar materiales inoxidables o tratados para evitar la corrosión. Cualquier elemento suelto o aflojado debe ajustarse para evitar vibraciones estructurales o desalineaciones.
- **Sistema de acoplamiento:** debe inspeccionarse el estado del acoplamiento flexible o rígido que conecta el eje con el generador. Se controla el desgaste, la alineación y la presencia de grietas o deformaciones. Si el acoplamiento es elástico, se debe revisar la integridad del material (goma, polímero, etc.). También es importante verificar el centrado o alineación entre ambos ejes para evitar sobrecargas mecánicas.

Además, se deberán tener en cuenta las siguientes situaciones que puedan llevar a provocar una falla en el correcto funcionamiento de la turbina:

- **Cambio de retenes (oring):** los retenes deben inspeccionarse por pérdidas o filtraciones, especialmente en zonas de unión entre partes móviles. Su reemplazo debe realizarse al menos una vez al año o ante cualquier pérdida de estanqueidad. Es importante usar o-rings compatibles con agua y productos químicos si están expuestos (como aceites y lubricantes). Antes del montaje, se recomienda lubricarlos para facilitar el asentamiento sin dañarlos.
- **Sujeción de tornillos:** los tornillos deben reapretarse con torquímetro para garantizar que se encuentren dentro del rango recomendado por el fabricante. Se recomienda el uso de fijadores de rosca en zonas de alta vibración. En zonas expuestas al agua, se deben usar tornillos de acero inoxidable o aplicar grasa anticorrosiva en la rosca antes de montarlos.
- **Sistema de sellado:** las uniones deben tener juntas o sellos adecuados. Se recomienda inspeccionar visualmente si hay filtraciones. Para superficies planas se usan juntas de goma, mientras que para uniones roscadas se puede aplicar cinta teflón. El mantenimiento incluye limpiar la superficie de contacto, revisar la integridad del sello y reemplazar si hay deterioro.
- **Limpieza general:** toda la estructura debe mantenerse libre de sedimentos, algas, barro, insectos o material orgánico que pueda acumularse y provocar obstrucciones o interferencias mecánicas. Se puede usar agua a presión o cepillos suaves.
- **Sistema eléctrico:** los bornes deben revisarse para detectar sulfatación, aflojamiento o deterioro. Se debe limpiar con limpiadores dieléctricos y ajustar si están flojos. Se

recomienda verificar que los cables no presenten cortocircuitos, cortes o sobrecalentamiento.

9.7.2 Colocación de cartelería

La colocación de cartelería de seguridad es fundamental para prevenir accidentes y garantizar un entorno de trabajo seguro. Estos avisos permiten identificar rápidamente los riesgos, indicar el uso obligatorio de elementos de protección personal y delimitar zonas restringidas o peligrosas. A continuación, se detallarán una lista de algunos de los avisos importantes que deberíamos tener en consideración.

1. Peligro de alta tensión
2. Uso obligatorio de arnés de seguridad (trabajos en altura)
3. Uso obligatorio de guantes de seguridad
4. Uso obligatorio de protección ocular
5. Uso obligatorio de protección auditiva
6. Prohibido el paso a personal no autorizado
7. Superficie mojada

Además, según las normas IRAM, estos carteles deben ser claros, visibles, con pictogramas normalizados y colocarse en zonas estratégicas donde exista el riesgo.

CAPÍTULO 10: ANÁLISIS DE RIESGO

10.1. Introducción

En este capítulo se presenta un estudio de los riesgos asociados a la instalación y operación de la turbina hidrocinética, con el propósito de identificar y evaluar los distintos tipos de riesgos que pueden presentarse a lo largo del desarrollo del proyecto.

El análisis busca determinar la probabilidad de ocurrencia y la magnitud de cada riesgo, priorizando aquellos que requieren acciones preventivas o medidas especiales de mitigación, y proponiendo además un plan de contingencia ante posibles eventos no deseados.

Más allá de su carácter técnico y operativo, el análisis de riesgos también tiene una dimensión económica, ya que su correcta comprensión permite incorporar factores críticos en las proyecciones financieras y de rentabilidad del proyecto. De esta manera, se pueden anticipar y gestionar los impactos que un riesgo materializado podría generar tanto en el desempeño económico como en el entorno social del proyecto.

10.2. Riesgos identificados

Se seleccionarán y analizarán las variables más relevantes para este proyecto, con el propósito de enfocar el estudio en los aspectos de mayor importancia. Esta delimitación busca acotar el alcance del análisis, ya que abordar la totalidad de los riesgos implicaría un nivel de detalle que excede los objetivos del presente trabajo.

Para facilitar su evaluación, los riesgos se clasificarán en cinco categorías principales: físicos, mecánicos, eléctricos, tecnológicos y económicos. En cada una de ellas se identificarán los posibles riesgos, se describirán sus características y se establecerá un plan de contingencia básico orientado a su prevención o mitigación.

10.2.1. Riesgos físicos

- Velocidad excesiva

Una velocidad del agua superior debido a lluvias intensas puede causar un aumento en los esfuerzos presentes en la turbina, provocando vibraciones, desbalanceo o incluso desprendimiento de componentes.

Plan de contingencia: a partir del pronóstico climático, ante la posibilidad de la presencia de fuertes lluvias, se deberá realizar la desconexión de la turbina.

- Presencia de sólidos flotantes

Los sólidos flotantes como residuos, ramas o sedimentos arrastrados por el agua pueden impactar contra el rotor o contra la estructura de soporte, reduciendo la eficiencia, provocando desgaste prematuro.

Plan de contingencia: está propuesta una mejora que incluye un sistema de rejas (diseñadas de manera tal que no afecte la eficiencia del equipo) para evitar el impacto de sólidos flotantes.

10.2.2. Riesgos mecánicos

- Falla sistema de anclaje

Si el sistema de anclaje no está correctamente instalado, puede soltarse o desplazarse con el flujo del agua, provocando daños en la estructura de soporte o pérdida de alineación de la turbina, lo que reduce la eficiencia.

Plan de contingencia: revisar periódicamente el estado del sistema de fijación como así la correcta supervisión del técnico que esté a cargo de la instalación.

- Corrosión

La exposición constante al agua, junto con la presencia de partículas en suspensión y elementos flotantes, puede generar desgaste en las superficies metálicas, provocando pérdida de material y una reducción en la vida útil de los componentes. Además, dado que el agua de la zona no es completamente pura y contiene sales disueltas, existe el riesgo de formación de sarro e incrustaciones, lo que puede afectar el rendimiento y la durabilidad del sistema.

Plan de contingencia: utilizar materiales anticorrosivos o recubrimientos. Establecer ciclos de inspección, limpieza y reemplazo preventivo.

- Colapso de la estructura de soporte

Una estructura mal instalada genera vibraciones lo cual se da a la posibilidad a que ceda la estructura general, inutilizando el sistema y generando costos de reparación significativos.

Plan de contingencia: validar diseño estructural por ingeniería especializada. Realizar mantenimiento estructural regular.

- Falla de rodamientos

Los rodamientos permiten el giro suave de los componentes móviles. Su falla, por fatiga, falta de lubricación o ingreso de agua, puede provocar bloqueos, ruidos y daños mayores en el eje o generador.

Plan de contingencia: implementar programa de lubricación periódica. Utilizar rodamientos sellados. Reemplazar ante cualquier indicio de desgaste o ruido anómalo.

10.2.3. Riesgos eléctricos

- Cortocircuito

Puede producirse por humedad, filtraciones, sobrecargas o mala instalación, y conlleva riesgo de incendio, daños al generador o al sistema eléctrico en general.

Plan de contingencia: uso de protecciones eléctricas (disyuntores, fusibles). Mantenimiento regular del sistema eléctrico.

- Fallas en el sistema de puesta a tierra

Una mala conexión a tierra puede provocar acumulación de cargas eléctricas peligrosas, comprometiendo la seguridad del personal y de los equipos conectados.

Plan de contingencia: verificar continuidad de la puesta a tierra periódicamente. Utilizar electrodos adecuados según norma IRAM. Para un aumento de la conductividad, colocar gel conductor.

- Fallas en el aislamiento

Los materiales aislantes pueden degradarse por humedad o envejecimiento, provocando fugas de corriente, pérdida de eficiencia o descargas eléctricas peligrosas.

Plan de contingencia: seleccionar cables e insumos de alta calidad, alta resistencia ambiental y que puedan trabajar con humedad. Revisar periódicamente el estado de los aislantes.

10.2.4. Riesgos tecnológicos

- Defecto en el generador

Un mal funcionamiento del generador ya sea por fallos de fábrica, mala instalación o desgaste, puede reducir la eficiencia del sistema o detener completamente la generación eléctrica, como también provocar una sobrecarga.

Plan de contingencia: probar el generador antes de la instalación y realizar pruebas periódicas de carga.

10.2.5. Riesgos económicos

- Caudal insuficiente

Los cambios estacionales, manejo del canal o sequías pueden reducir el nivel del agua por debajo del mínimo necesario, afectando la cantidad de energía generada y retrasando el retorno de la inversión.

Plan de Contingencia: este proyecto tiene en cuenta el ajuste financiero contemplando la estacionalidad. La generación será en una época del año.

10.3 Matriz de riesgo

A continuación, se presentará una matriz de riesgos que permitirá visualizar de manera clara los distintos tipos de riesgos asociados a la instalación y operación de la turbina hidrocinética. La matriz incluirá para cada caso la categoría o aspecto del riesgo, la descripción del riesgo identificado, su probabilidad de ocurrencia, su nivel de importancia y las medidas de mitigación correspondientes.

Matriz de Riesgos para Instalación y Operación de la Turbina Hidrocinética				
Categorías	Riesgos identificados	Probabilidad	Importancia	Medida de mitigación
Riesgos físicos	Velocidad excesiva	Media	Alta	Visualizar pronóstico para desconectar turbina
	Presencia de fluidos flotantes	Alta	Alta	Supervisión del sistema de rejillas, mantenimiento preventivo.
Riesgos mecánicos	Falla sistema anclaje	Baja	Alta	Revisión periódica, plan de mantenimiento preventivo.
	Corrosión y erosión	Media	Media	Plan mantenimiento preventivo
	Colapso estructura soporte	Baja	Alta	Revisión periódica, plan de mantenimiento
	Falla rodamientos	Media	Media	Plan mantenimiento preventivo



Riesgos eléctricos	Cortocircuito	Baja	Media	Revisión de mediciones y estado de elementos de protección
	Fallas sistema puesta a tierra	Baja	Media	Medición valor puesta a tierra y supervisión de la conexión
	Fallas en el aislamiento	Baja	Media	Plan mantenimiento preventivo
Riesgos tecnológicos	Defecto generador	Media	Alta	Revisión periódica de valores de potencia entregada al sistema
	Defecto transformador	Baja	Alta	Comunicación constante con la empresa distribuidora para mantenimiento preventivo.
Riesgos económicos	Caudal insuficiente para generación	Alta	Media	Desconexión de la turbina en épocas de poco caudal
	Altos costos mantenimiento no previstos	Media	Media	Seguir con constancia el plan de mantenimiento preventivo.

Tabla 10.1. Matriz de Riesgos para la operación de la turbina hidrocinética

Tanto la probabilidad como la importancia de cada riesgo identificado están calificados bajo un criterio subjetivo, con medidas de baja, media y alta. Se deberá definir cada una de ellas para poder establecer un criterio de evaluación.

- **Probabilidad baja:** el riesgo se considera poco probable, ya que su ocurrencia depende de fallas o incumplimientos puntuales de los planes de mantenimiento y supervisión.
- **Importancia baja:** el riesgo en caso de ocurrir genera consecuencias menores, fácilmente controlables y sin comprometer de forma significativa la seguridad de las personas, el equipo y del sistema.
- **Probabilidad media:** el riesgo tiene una posibilidad moderada de ocurrencia la que puede presentarse en determinadas condiciones operativas, ambientales o técnicas, aun cuando se apliquen las medidas preventivas. **Importancia media:** el riesgo genera efectos de mayor importancia que pueden afectar de manera temporal el funcionamiento de la turbina, la seguridad o los costos operativos. Se requieren medidas correctivas, pero siendo recuperables en plazos razonables.
- **Probabilidad alta:** el riesgo es altamente probable, ya sea por causas externas a la operación de la turbina como el clima, caudal y el entorno aumentan notablemente la posibilidad de que suceda.

- **Importancia alta:** el riesgo genera consecuencias graves o críticas, como daños importantes a la infraestructura, interrupciones prolongadas del servicio, elevados costos económicos o amenazas directas a la seguridad de personas y bienes.

10.4 Conclusión

Todos los riesgos identificados pueden minimizarse mediante un plan de mantenimiento riguroso y constante de las distintas partes de la turbina hidrocinética. Para ello, es fundamental que el personal esté capacitado para ejecutar estas tareas y que informe de inmediato cualquier inconveniente, permitiendo una respuesta rápida y la resolución efectiva de los problemas. Los detalles completos del plan de mantenimiento se presentan en el capítulo 9.

Se prestará especial atención a los riesgos de importancia media y alta, con el fin de prevenir fallas que puedan comprometer el funcionamiento de la turbina y ocasionar pérdida de eficiencia.

CAPITULO 11: EVALUACIÓN ECONÓMICA

11.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es evaluar la viabilidad económica de la instalación de una turbina hidrocinética en el canal Matriz del Río Diamante ubicado en San Rafael, Mendoza a partir de la información desarrollada en los capítulos anteriores, considerando costos de fabricación, instalación y mantenimiento e ingresos a partir del beneficio de la energía inyectada en la red eléctrica.

Se determinará mediante el análisis del Valor Actual Neto (VAN), que representa el valor presente de los flujos de efectivo futuros durante un período de 10 años (horizonte de evaluación), y la Tasa Interna de Retorno (TIR), que indica la tasa de recuperación de inversión.

Es de importancia que se evaluarán dos posibilidades de inversión, denominaremos “Caso 1” a la opción que solo considera la inversión necesaria para la obtención del producto turbina hidrocinética y la instalación en la localización escogida en [3.5]. Mientras que “Caso 2” contempla el tendido eléctrico desde la localización escogida hasta la Escuela Prof. José Ramón Amoroso, dentro de estos costos se reflejan los materiales adicionales, el costo de mano de obra y alquiler de maquinaria necesaria para llevar adelante la obra.

11.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento de un proyecto representa el porcentaje empleado para estimar el valor actual de los flujos de efectivo que se generarán en el futuro. En otras palabras, es la tasa de interés o rendimiento mínimo exigido que permite conocer cuánto vale hoy el dinero que se recibirá más adelante. Este valor refleja el costo de oportunidad del capital invertido, es decir, la rentabilidad que se dejaría de obtener al no destinar esos fondos a otra inversión con un nivel de riesgo equivalente.

El procedimiento más utilizado para determinar la tasa de descuento se basa en el modelo de valoración de activos de capital, conocido por sus siglas en inglés como CAPM (Capital Asset Pricing Model).

$$r = R_f + (R_m - R_f) \beta + R_p \quad (11.1)$$

Para el cálculo de la tasa de descuento a través de este método se tiene en cuenta:

- **Tasa libre de riesgo (R_f):** es la tasa de rendimiento que se espera obtener de una inversión libre de riesgo, como los bonos del gobierno estadounidense. Representa el costo de oportunidad de no invertir en un activo libre de riesgo. La tasa libre de riesgo (R_f), toma un valor de 4,5%.
- **Tasa de rentabilidad esperada en el mercado (R_m):** es el rendimiento esperado promedio de todos los activos del mercado. Se considera que esta tasa es aproximadamente 9% anual nominal histórico ajustado por inflación, basado en el índice S&P 500 de EE.UU., incluyendo dividendos. Estimaciones recientes más modestas proyectan rendimientos futuros cercanos al 7% anual nominal dadas las condiciones actuales del mercado. Por lo que se toma un valor de 8%.
- **Sensibilidad (β):** relaciona el riesgo del proyecto con el riesgo del mercado. Se utiliza para capturar la sensibilidad del proyecto a los movimientos del mercado y cada área de inversión y desarrollo tiene su propio valor. Para el proyecto se tomó una beta igual a 1.18, el cual está actualizado a septiembre del 2025.
- **Riesgo país (R_p):** es un porcentaje que se adiciona a la tasa de descuento para medir el retorno adicional esperado por invertir en el país donde se está evaluando la inversión. Actualmente en Argentina el riesgo país es de 1081 puntos, pero el valor

promedio histórico de los últimos 15 años se ubica en 1144 puntos, muy cercano a la realidad actual del país.

Cálculo de la tasa de descuento aplicable a este proyecto:

$$r = Rf + (Rm - Rf) \beta + Rp \quad (11.2)$$

$$r = 4.5 + (8 - 4.5) \times 1,18 + 11.00 = 19.63\% \quad (11.3)$$

La tasa de descuento aplicable a nuestro proyecto será 0,1963

11.3. Costos

11.3.1. Costos de materiales – materia prima - componentes

Para la estimación del costo de materiales, en específico el referido a la materia prima para la fabricación de los álabes, se consideró un precio de referencia de 15 USD/kg, acorde a cotizaciones de proveedores metalúrgicos para pequeñas producciones o piezas fundidas. Cada álate presenta una masa aproximada de 2.5 kg, a la cual se adicionó aproximadamente 50 % de material extra para contemplar pérdidas durante la fundición y el sobre-material necesario para el mecanizado, obteniendo una masa efectiva de 4 kg por álate. Así, el costo de materia prima por álate se estimó en aproximadamente 60 USD.

Para el resto de las materias primas que se comercializan por peso / metro cuadrado y que necesitan una posterior manufacturación, se tomaron valores mercado proporcionales con un leve incremento al ser adquiridos parcialmente y no por bulto o pieza completa.

Mientras que, para aquellos componentes de comercialización unitaria, se registraron precios de distribuidores tanto locales como online y se tomó un promedio de estos.

Ítem	Descripción	Cant.	Costo unitario (ARS)	Subtotal (ARS)
Álabes	Acero inoxidable fundido (x kg)	12	\$ 22.500,00	\$ 270.000,00
	Molde impreso 3D	3	\$ 50.000,00	\$ 150.000,00
Eje y rodamientos	Acople rígido 14-14 mm acero inoxidable	1	\$ 195.000,00	\$ 195.000,00
	Barra redonda AISI 4140 TyR 200 °C (x metro)	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
	Unidad de rodamiento de bolas con pestaña 15 mm	1	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00
	Arandela de empuje axial 14 mm	1	\$ 12.500,00	\$ 12.500,00
	Disco 65 mm. diámetro acero AISI 4140	1	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00
Carcasa y cúpula	Chapa de acero estándar de 15 mm de espesor (x m2)	0,5	\$ 105.000,00	\$ 52.500,00
	Poliestireno de alto impacto	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00

Sistema de sujeción y ensamble	Tornillería, tuercas, chaveta, herramiental competente	1	\$ 150.000,00	\$ 150.000,00
	Caño estructural redondo 5" 5 mm espesor (x metro)	3	\$ 37.000,00	\$ 111.000,00
Sistema de generación eléctrica	Inversor Victron Multiplus II	1	\$ 1.843.300,00	\$ 1.843.300,00
	Generador síncrono	1	\$ 1.233.000,00	\$ 1.233.000,00
	Gabinete metálico estanco	1	\$ 499.671,00	\$ 499.671,00
	Convertidor MPPT	1	\$ 330.000,00	\$ 330.000,00
	Disyuntor Diferencial Bipolar 25A	1	\$ 20.656,00	\$ 20.656,00
	Indicadores luminosos - Ojo de buey	2	\$ 6.700,00	\$ 13.400,00
	Interruptor tipo golpe de puño	1	\$ 8.942,00	\$ 8.942,00
	Llave térmica bipolar 25A	1	\$ 5.179,00	\$ 5.179,00
Subtotal materiales				\$ 5.010.148,00

Tabla 11.1. Costos de materiales Caso 1. Elaboración propia.

Ítem	Descripción	Cantidad	Costo unitario (ARS)	Subtotal (ARS)
Cable	Cable subterráneo IMSA aluminio 2x25mm2 (x metro)	725	\$ 3.315,00	\$ 2.403.375,00
Pisoducto	Bandeja Portacable Pisoducto 50 Mm X 3 Mts	242	\$ 8.941,00	\$ 2.163.722,00
Obra civil	Materiales necesarios	1	\$ 400.000,00	\$ 400.000,00
Subtotal materiales				\$ 4.967.097,00

Tabla 11.2. Costos de materiales adicionales para Caso 2. Elaboración propia.

11.3.2 Costos de mano de obra

Se estimaron los costos de mano de obra considerando los sueldos actuales y convenios colectivos de trabajo de los distintos rubros participantes. Aquellos costos que involucran mano de obra directa calificada con uso de maquinaria asociada se contemplan dentro del mismo ítem.

Ítem	Cantidad de horas	Costo por hora (ARS)	Subtotal (ARS)
Servicios de ingeniería de proyecto	140	\$ 20.000,00	\$ 2.800.000,00
Servicios de ingeniería eléctrica	40	\$ 25.000,00	\$ 1.000.000,00
Mecanizado CNC	16	\$ 42.000,00	\$ 672.000,00
Ensamble e instalación mecánica	25	\$ 12.500,00	\$ 312.500,00
Servicios de construcción para adaptar la localización	35	\$ 10.000,00	\$ 350.000,00
Instalación eléctrica	15	\$ 17.500,00	\$ 262.500,00
Servicios de ingeniería - Dirección Técnica	15	\$ 15.000,00	\$ 225.000,00
Soldadura y fabricación carcasa y sistema de sujeción	4	\$ 25.000,00	\$ 100.000,00
Fabricación cúpula hidrodinámica	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
Subtotal mano de obra			\$ 5.772.000,00

Tabla 11.3. Costos de mano de obra para fabricación e instalación Caso 1. Elaboración propia.

Ítem	Cantidad de horas	Costo por hora (ARS)	Subtotal (ARS)
Excavación para tendido eléctrico subterráneo	60	\$ 45.000,00	\$ 2.700.000,00
Servicios de ingeniería - Dirección Técnica	40	\$ 15.000,00	\$ 600.000,00
Subtotal mano de obra			\$ 3.300.000,00

Tabla 11.4. Costos de mano de obra adicionales para Caso 2. Elaboración propia.

Para el Caso 1, el costo total de inversión (materiales más mano de obra) es de \$ \$ 10.564.348,00 mientras que para el Caso 2 asciende a \$ 18.831.445,00.

11.3.3 Costos de mantenimiento

Se consideró un mantenimiento anual del 20% de la inversión inicial (depreciable y no depreciable) para el Caso 1, se usará el mismo valor para ambos casos ya que los gastos extras relacionados al Caso 2, no generan trabajo extra de mantenimiento.

En este costo se considera la disponibilidad de un encargado del correcto funcionamiento de la turbina, que se encargue de inspecciones visuales semanales, en especial luego de contingencias climáticas severas para asegurar el adecuado funcionamiento como así también del relevamiento de velocidades de flujo, dispositivos eléctricos y estructura general. Este trabajador se propone sea un técnico capacitado, posea una carga horaria semanal acotada (1 hora semanal) pero esté de guardia y con disponibilidad ante cualquier emergencia. El mismo debe residir en la zona e incluso ser personal de la escuela para fortalecer la vinculación con la institución.

También contempla posibles reemplazos menores que no se prevé sean necesarios los primeros años, pero sobre los últimos posiblemente sea necesaria la acumulación de éstos.

11.4. Beneficios

11.4.1. Energía generada anualmente

La potencia se calculó aplicando el coeficiente de potencia CP diferenciado para cada régimen de flujo:

- Se usó el CP de diseño $CP = 0,413$ a la velocidad nominal $V = 4m/s$
- Se aplicó un CP más bajo $CP = 0,40$ para las velocidades fuera de diseño, lo que refleja la caída de la eficiencia aerodinámica del álate en regímenes no óptimos.
- Las potencias brutas fueron ajustadas por el rendimiento mecánico η_{mec} y el rendimiento eléctrico η_{elec} para obtener la potencia neta.

El beneficio se calcula utilizando el costo unitario de la energía eléctrica, obtenido de EDEMSA, que es de $\$ 211/kWh$.

DATOS	
CP fuera de diseño	0,4
CP diseño	0,413
ρ	1000
R^2	0,1225
η_{mec}	0,8
η_{elec}	0,9
Precio kWh	$\$ 211,00$
Horas por mes	720

Tabla 11.5. Factores de cálculo para obtener beneficios. Elaboración propia.

Se destaca el impacto de la estacionalidad en el recurso hídrico:

- Cese de flujo: la turbina presenta un cese total de operación durante los meses de mayo, junio y julio (período de corte).
- Período operativo: la suma de la producción neta durante los nueve meses de operación efectiva resulta en una energía anual generada.

Mes	V_promedio [m/s]	Potencia generada (W)	kWh	Beneficio
Enero	5	6927,211801	4987,5925	\$ 1.052.382,02
Febrero	4,9	6519,83633	4694,28216	\$ 990.493,54
Marzo	4	3662,001247	2636,6409	\$ 556.331,23
Abril	3,8	3040,879728	2189,4334	\$ 461.970,45
Mayo	0	0	0	\$ 0,00
Junio	0	0	0	\$ 0,00
Julio	0	0	0	\$ 0,00
Agosto	4	3662,001247	2636,6409	\$ 556.331,23
Septiembre	4	3662,001247	2636,6409	\$ 556.331,23
Octubre	4	3662,001247	2636,6409	\$ 556.331,23
Noviembre	4,7	5753,631287	4142,61453	\$ 874.091,67
Diciembre	4,9	6519,83633	4694,28216	\$ 990.493,54
TOTAL ANUAL		43409,40046	31254,7683	\$ 6.594.756,12

Tabla 11.6. Beneficios mensuales por generación de energía eléctrica. Elaboración propia.

11.5. Flujo de caja

El flujo de caja corresponde a la diferencia entre los ingresos y los egresos generados por una empresa o individuo, y refleja el dinero disponible que puede reinvertirse en la operación o proceso productivo. Este indicador muestra la cantidad neta de efectivo con la que se cuenta para afrontar los costos y gastos, permitiendo mantener un margen de seguridad durante el desarrollo del proyecto, siempre que el flujo sea positivo. En este análisis, se considera el flujo de caja proyectado para un período de 10 años, que constituye el horizonte de evaluación del proyecto.

Se diferenciará entre los activos (bienes de uso) tangibles necesarios para llevar adelante el proyecto los cuales se depreciarán en un período de 10 años y por otro lado los gastos de mano de obra que no son factibles de depreciación ya que son gastos operativos.

11.5.1. Caso 1

Rubro	Año				
	0	1	2	3	4
Beneficios		6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756
Costos fijos de mantenimiento		-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870

Inversión inicial materiales	-4.792.348				
Inversión inicial mano de obra	-5.772.000				
Flujo de caja del proyecto	-10.564.348	4.481.887	4.481.887	4.481.887	4.481.887
5	6	7	8	9	10
6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756
-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870
4.481.887	4.481.887	4.481.887	4.481.887	4.481.887	6.815.195

Tabla 11.7. Flujo de caja, caso 1. Elaboración propia.

El flujo de caja arroja los siguientes resultados:

- VAN: \$ 8.853.019
- TIR: 41,38%

11.5.1. Caso 2

Rubro	Año				
	0	1	2	3	4
Beneficios		6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756
Costos fijos de mantenimiento		-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870
Inversión inicial materiales	-9.759.445				
Inversión inicial mano de obra	-9.072.000				
Flujo de caja del proyecto	-18.831.445	4.481.887	4.481.887	4.481.887	4.481.887
5	6	7	8	9	10
6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756	6.594.756
-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870	-2.112.870
4.481.887	4.481.887	4.481.887	4.481.887	4.481.887	9.795.454

Tabla 11.8. Flujo de caja, caso 2. Elaboración propia.

El flujo de caja arroja los siguientes resultados:

- VAN: \$ 1.082.346
- TIR: 21,19%

Se consideró la depreciación a 25 años de todos los materiales extras utilizados en el Caso 2 como así también para ambos casos los comprendidos en "Sistema de generación eléctrica" de la Tabla 11.9. Esto no se hizo con el objetivo de disminuir la carga impositiva ya que no existe tal, sino de obtener el valor residual al final del año 10 y sumarlo en ambos flujos de caja.

Rubro	Valor de Adquisición	Período de Depreciación	Cuota de Depreciación	Año		
				0	1	2
Tendido eléctrico	4967097	25	198683,88		198683,88	198683,88
Sistema de generación eléctrica	3888848	25	155553,92		155553,92	155553,92
Año						
3	4	5	6	7	8	9
198683,88	198683,88	198683,88	198683,88	198683,88	198683,88	198683,88
155553,92	155553,92	155553,92	155553,92	155553,92	155553,92	155553,92
Año	Valor Residual					
10						
198683,88	2980258,2					
155553,92	2333308,8					

Tabla 11.9 Depreciaciones. Elaboración propia.

11.6. Conclusión

Observando los resultados de ambos flujos de caja se concluye que considerando las condiciones económico-financieras proyectadas para Argentina y el contexto internacional, y manteniendo el horizonte temporal de 10 años, el proyecto resultaría rentable tanto para el Caso 1 y como para el Caso 2. Por supuesto con menor rentabilidad en el Caso 2 ya que tiene una mayor inversión en materiales como en mano de obra, pero no se debe olvidar el componente social que esta variable conlleva.

Es importante señalar que el escenario planteado puede experimentar variaciones, no solo en los resultados económicos (nuevos subsidios al consumo eléctrico y pérdida de rentabilidad, por ejemplo), sino también en aspectos como la confiabilidad esperada del proyecto o nuevas normativas regulatorias.

CAPÍTULO 12: PROPUESTA DE MEJORAS

Si se analiza minuciosamente cada detalle del proyecto, se descubren ciertas limitaciones que reducen el rendimiento. Factores como la forma de las aspas, la resistencia de los materiales, la manera en que se ubica dentro del canal o incluso el mantenimiento que requiere, elementos de protección y ductos terminan influyendo de manera directa en la potencia generada y en la vida útil del sistema. Por esa razón, resulta necesario pensar en distintas mejoras que puedan aplicarse al sistema hidrocinético.

El objetivo es lograr equipos más duraderos, fáciles de mantener y adaptables a diferentes condiciones de caudal. En este capítulo se plantean una serie de propuestas y alternativas que buscan justamente eso: aumentar la eficiencia, reducir las pérdidas y asegurar que la turbina pueda usarse de manera práctica y sostenible en el tiempo.

12.1. Importancia de la colocación de un ducto

Las turbinas de flujo abierto extraen energía del fluido mediante la reducción de la velocidad del flujo con poca reducción de presión a medida que el fluido atraviesa el rotor de la turbina, generando solo una pérdida de energía local en el flujo. La ecuación de continuidad de masa determina que los límites del tubo de corriente que definen el volumen de agua aprovechable por la turbina se deben por lo tanto expandir al atravesar el rotor en forma proporcional al cambio de velocidad del flujo. Existe un balance entre el área del tubo de corriente aguas arriba de la turbina, la reducción de la velocidad del flujo impuesta por la turbina y el porcentaje de la energía extraída. [40]

Los límites del tubo de corriente de una turbina de flujo abierto se esquematizan en azul en la Fig. 12.1.

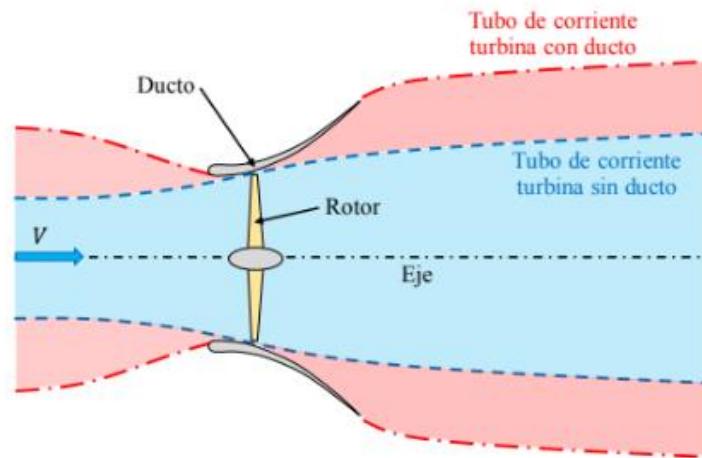


Fig. 12.1 Límites del tubo de corriente con y sin ducto [6]

El Ing. Darrieus (creador de la turbina epónima) propuso por primera vez en 1931 ubicar las turbinas dentro de ductos para incrementar la velocidad del flujo y aumentar la potencia extraíble para un determinado tamaño de turbina.

Si se coloca un ducto alrededor de la turbina como se indica en la figura anterior, se genera una zona de baja presión en su interior que acelera el flujo. Los límites del tubo de corriente inducido y la expansión del flujo aguas abajo son determinados por la geometría del ducto. La mayor dimensión del tubo de corriente aprovechable permite generar diseños de mayor eficiencia hidráulica. Se mencionan incrementos de eficiencia de más de cuatro veces (400%) en turbinas colocadas dentro de un difusor.

El uso de ductos presenta las siguientes ventajas:

- En sitios de instalación donde exista la posibilidad de que objetos flotantes impacten en la turbina, permite la colocación de una barrera aguas arriba, vinculada al ducto, protegiendo al rotor. Esto puede resultar particularmente importante en turbinas diseñadas para ser usadas en ríos o canales.
- Elimina las pérdidas generadas por la vorticidad en la punta de la pala (“tip vortex” en inglés), aumentando la eficiencia.
- Se genera una zona de baja presión en su interior que acelera el flujo por lo que podremos obtener una mayor velocidad.

El uso de ductos presenta las siguientes desventajas:

- Los ductos son más sensibles a obstrucción con objetos flotantes, requiriendo mantenimiento más frecuente.
- Es necesaria una mayor profundidad de agua en el sitio de instalación, de manera de evitar la entrada de aire en el ducto.
- Las cargas en una turbina con ducto son tres a cuatro veces mayores que en una turbina de flujo abierto, por lo cual el sistema de montaje debe ser más robusto.
- Incremento del costo y peso adicional de la turbina.

12.1.1. Tipos de conductos

Los canales de aumento inducen una presión subatmosférica dentro de un área restringida y, por lo tanto, aumentan la velocidad del flujo. Si se coloca una turbina en un cierto canal, la velocidad del flujo alrededor del rotor es mayor que la de un rotor libre. Esto aumenta significativamente la posible captura total de potencia. Además, puede ayudar a regular la velocidad del rotor e imponer menores restricciones de diseño del sistema, ya que se reduce el límite superior de la velocidad del flujo. Estos dispositivos se han probado ampliamente en el ámbito de la energía eólica. Términos como conducto, cubierta, lente eólica, tobera, concentrador, difusor y canal de aumento se utilizan como sinónimos para estos dispositivos.

Los conductos de las turbinas de eje horizontal suelen tener formas cónicas (para operar con flujo unidireccional), a diferencia de las turbinas verticales, donde los canales tienen una sección transversal rectangular. Esto impone una asimetría de diseño y la consiguiente vulnerabilidad estructural en el primer tipo. El menor número de ampliaciones de conductos que se consideran para las turbinas de eje horizontal puede atribuirse a este problema.

Estos resultados solo indican la experiencia acumulada y la comprensión de las opciones de ampliación de conductos para turbinas de eje horizontal y vertical, tal como se perciben hasta la fecha. Se cree que una mayor I+D en esta área irá de la mano con el desarrollo de las turbinas. [41]

En la figura 12.2 se presenta una clasificación simplificada de diversos diseños de canales. Un canal simple puede consistir en una sola boquilla, un cilindro (o trayectoria recta) con ala o un difusor.

En un diseño híbrido, las tres opciones pueden incorporarse en una sola unidad, un ejemplo de forma se muestra en la Fig. 12.2a. En la bibliografía encontramos trabajos donde se ha reportado un factor máximo de aumento de velocidad de 1,67 (es decir, el coeficiente de potencia 1 aumenta 4,63 veces). Se experimentan varios modelos híbridos con trayectorias rectilíneas (Fig. 12.2b). Los difusores con hidroalas multiunidad (Fig. 12.2c) también son posibles cuando se requiere una mayor eficiencia. Un modelo recto con ala (Fig. 12.2d) puede tener un factor de amplificación de velocidad de 1,32.

Los resultados analíticos y de pruebas de varios modelos de difusores rectilíneos (Fig. 12.2e) también se pueden encontrar en la bibliografía citada. Se ha descubierto que un difusor con entrada y borde ofrece el mejor rendimiento en esta categoría. También nos podemos encontrar información sobre varios modelos de difusores anulares en forma de anillo (Fig. 12.2f). Se ha demostrado que es posible alcanzar un coeficiente de potencia de hasta 1,69, superando el límite de Betz de 0,59.

Cada uno de estos modelos presenta ventajas y limitaciones de diseño únicas. Por ejemplo, los modelos híbridos ofrecen un mejor rendimiento a expensas de un mayor tamaño (hasta 6 veces el diámetro del rotor). Las formas anulares también ofrecen un excelente rendimiento cuando las formas hidrodinámicas se diseñan de forma óptima. Sin embargo, la investigación detallada sobre el tamaño, la forma y el diseño óptimos sigue siendo un problema sin resolver.

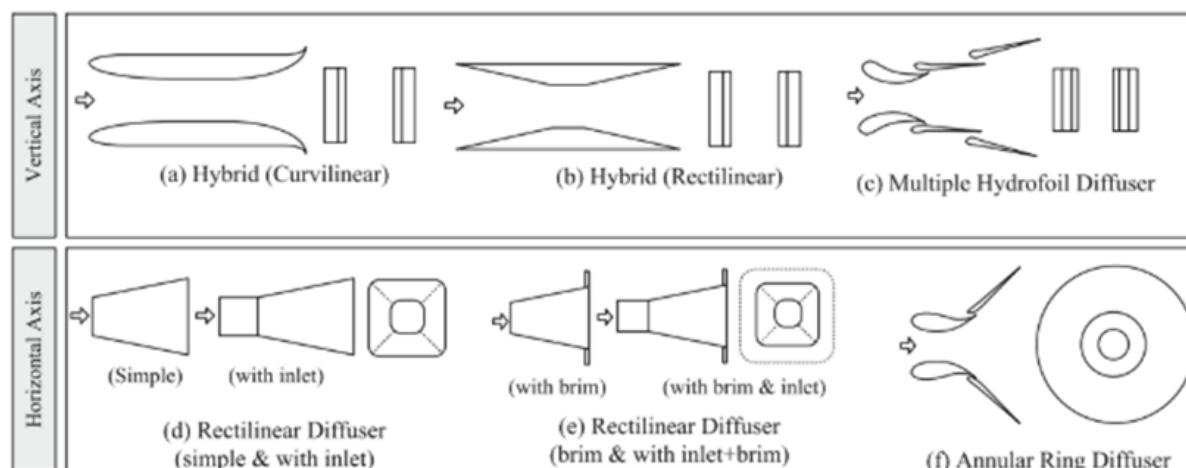


Fig. 12.2 Formas de canales de aumento (vista superior y lateral) [16]

La elección del tipo de conducto para nuestra turbina sería similar al caso “d” (difusor recto) debido a la simplicidad del diseño y el gran aumento de velocidad que obtendremos.

12.2. Implementación de una jaula para protección

Para poder evitar las obstrucciones como algas marinas u objetos que puedan dañar la turbina, se propone realizar una jaula protectora de cables de acero inoxidable para evitar el paso de materiales flotantes que deterioren los álabes, además cuenta con un canalizador de flujo para acelerar la corriente de agua hacia el rotor.



Fig. 12.3 Modelo de protección con jaula realizada por un autor [2]

Se elige este modelo debido a las siguientes cuestiones:

1. El sistema debe contar con elementos mecánicos y eléctricos que generen las menores pérdidas para cumplir con la demanda objetivo.
2. El sistema debe operar sin intervenir de forma peligrosa en las actividades cotidianas de los usuarios.
3. El sistema debe contar con la capacidad de adaptarse a los cambios de nivel del río.
4. El sistema debe permanecer en el lugar de instalación y evitar que la corriente del fluido genere cambios de orientación para una operación estable.
5. Evitar el paso de materiales que deterioren los álabes y disminuyan la eficiencia.
6. Gracias al sistema del ducto, se puede tener una mayor velocidad para aumentar la generación de corriente.

A través de varias pruebas hechas por CFD de algunos autores, se llega a la conclusión de que los contornos de velocidad generados debido a la interacción del fluido con la jaula protectora, no se genera una disminución de la eficiencia del sistema, esto por la generación del flujo turbulento. Es decir, con la presencia de la jaula no se afecta a la dirección de los vectores de velocidad. [26]

12.3. Instalación de varias turbinas hidrocinéticas conectadas en serie

Al principio de la investigación de este proyecto, una idea era la instalación de varias turbinas dentro del mismo canal, en una formación serie, es decir, una seguida de la otra. En base a la escasa información sobre este tipo de instalaciones, exponemos que beneficios y contras podríamos llegar a tener si se plantea esta situación.



Fig. 12.4 Imagen representativa de turbinas en serie [Internet]

12.3.1 Ventajas y desventajas

Como principal ventaja tendremos un aumento de la producción total de energía. Sin embargo, al ubicarlas en serie, la energía que extrae la primera turbina modifica el flujo que reciben las siguientes, lo que influye directamente en la eficiencia y la potencia total generada.

Como principales desventajas observaremos una disminución rápida de potencia en las turbinas posteriores, la primera turbina extrae gran parte de la energía cinética, reduciendo la velocidad y turbulencia del flujo para las siguientes. Una solución sería que entre turbinas tenga una separación lo suficientemente alejadas para que el flujo se vuelva a normalizar. El problema con este tipo de instalaciones es el aumento de la turbulencia y desgaste: la generación de turbulencia en la primera turbina reducirá la eficiencia de la siguiente y

aumentará la fatiga mecánica en las turbinas siguientes. Esto se puede ver mejor como una gran pérdida de carga en el canal.

Con respecto a los costos, se verá un gran aumento en los servicios de mantenimiento como así que cada turbina deberá tener su plataforma de soporte, por lo que la inversión inicial será mayor.

En conclusión, la instalación en serie dentro de un canal no es la configuración más eficiente, ya que la potencia generada por cada turbina se reduce considerablemente a medida que se avanza en la fila. Aunque ofrece ventajas en términos de aprovechamiento del espacio y ganancia de potencia, la pérdida de eficiencia, el aumento de turbulencias y los problemas de operación hacen que su aplicación práctica sea limitada.

12.4 Otras mejoras

A continuación, se detallan otras mejoras que se podrían realizar al diseño de la turbina, como pueden ser:

1. Sensores de calibración: una estructura mal instalada genera vibraciones lo cual se da a la posibilidad de que ceda la estructura general, inutilizando el sistema y generando costos de reparación significativos. Para ello una solución es instalar sensores de vibración o deformación si es necesario para poder monitorear el estado de la estructura, para así evitar futuros problemas.
2. Sistema de elevación y descenso: La automatización de la posición de una turbina hidrocinética permite retirarla momentáneamente del flujo cuando la velocidad del agua excede condiciones seguras, protegiendo la máquina y optimizando la vida útil. La idea es retirarla de servicio cuando las condiciones no sean las óptimas como si fuera de épocas en donde la altura del agua no es la suficiente.

ANEXOS

Anexo I – Código Octave: Diseño del rotor utilizando método de BEM

```

% ----- DATOS -----
clc; close all; clear all

lambda = 3; % Relación de Velocidad de Punta (TSR)
R = 0.35; % Radio [m]
r_hub = 0.05; % Radio del eje (Hub) [m]
B = 3; % Nº de palas
alpha_opt_deg = 6; % Ángulo de ataque óptimo del perfil
alpha_opt_rad = deg2rad(alpha_opt_deg);
U = 4; % Velocidad del agua del canal [m/s]
rho = 1000; % Densidad del agua [kg/m³]
omega = lambda * U / R; % Velocidad angular [rad/s]
ver = omega;

% --- DISCRETIZACIÓN ---
N_elementos = 10;
dr = (R - r_hub) / N_elementos;
r = (r_hub + dr/2) : dr : (R - dr/2);
r1 = linspace(0.05, 0.35, N_elementos);
lambda_r = lambda * (r / R);

% --- CARGA DE DATOS DEL PERFIL ---
data = load('datos_4415_Re0.300.txt');
alpha_data = data(:,1);
Cl_data = data(:,2);
Cd_data = data(:,3);
Cl_opt = interp1(alpha_data, Cl_data, alpha_opt_deg, 'linear', 'extrap');
CLCD = Cl_data ./ Cd_data;

% Fase 1: DISEÑO DE LA PALA
theta_deg = zeros(size(r));
cuerda = zeros(size(r));
sigma = zeros(size(r));
for i = 1:N_elementos
  phi_opt = (2/3) * atan(1 / lambda_r(i));
  theta_rad = phi_opt - alpha_opt_rad;
  theta_deg(i) = rad2deg(theta_rad);
  c_betz = 8 * pi * r(i) * sin(phi_opt)^2 / (3 * B * Cl_opt * cos(phi_opt));

```

```

cuerda(i) = 8 * pi * r(i) * (1 - cos(phi_opt)) / (Cl_opt * B);
sigma(i) = B * cuerda(i) / (2 * pi * r(i));
end
% Fase 2: ANÁLISIS BEM ITERATIVO
a_final = zeros(size(r));
a_prima_final = zeros(size(r));
Cp_elemento = zeros(size(r));
for i = 1:length(r)
  theta_i_rad = deg2rad(theta_deg(i));
  sigma_i = sigma(i);
  a = 0.3; a_prima = 0.01;
  error = 1; max_iter = 100; iter = 0;
  while error > 1e-4 && iter < max_iter
    iter = iter + 1;
    phi = atan((1 - a) / (lambda_r(i) * (1 + a_prima)));
    alpha_deg = rad2deg(phi - theta_i_rad);
    Cl = interp1(alpha_data, Cl_data, alpha_deg, 'linear', 'extrap');
    Cd = interp1(alpha_data, Cd_data, alpha_deg, 'linear', 'extrap');
    if abs(Cl) < 1e-4, Cl = 1e-4; end
    Cn = Cl * cos(phi) + Cd * sin(phi);
    Ct = Cl * sin(phi) - Cd * cos(phi);
    f_arg = (B / 2) * (R - r(i)) / (r(i) * sin(phi));
    F = (2 / pi) * acos(exp(-f_arg));
    if F < 1e-4, F = 1e-4; end
    denom_a = 4 * F * sin(phi)^2 / (sigma_i * Cn);
    denom_a_prima = 4 * F * sin(phi) * cos(phi) / (sigma_i * Ct) - 1;
    a_new = abs(denom_a) > 1e-4 ? 1 / (1 + denom_a) : a;
    a_prima_new = abs(denom_a_prima) > 1e-4 ? 1 / denom_a_prima : a_prima;
    error = max(abs([a_new - a, a_prima_new - a_prima]));
    a = a_new; a_prima = a_prima_new;
  end
  a_final(i) = a;
  a_prima_final(i) = a_prima;
  V_rel_sq = U^2 * ((1 - a)^2 + (lambda_r(i) * (1 + a_prima))^2);
  dQ_dr = 0.5 * rho * V_rel_sq * cuerda(i) * B * Ct * r(i);
  P_disponible = 0.5 * rho * U^3 * pi * R^2;

```

```

dP_dr = omega * dQ_dr;
Cp_elemento(i) = (dP_dr * dr) / P_disponible;
end
Cp_total = sum(Cp_elemento);
Potencia_total = Cp_total * P_disponible;
fprintf('\n--- RESULTADOS DEL ANÁLISIS BEM CON CUERDA c1 ---\n');
fprintf('CP Total: %f\n', Cp_total);
fprintf('Potencia Total (W): %f\n', Potencia_total);
figure(1);
subplot(3,1,1);
plot(r, rad2deg(theta_deg), '-o');
title('Ángulo de Calaje (\theta) vs Radio (r)');
xlabel('Radio, r (m)'); ylabel('Ángulo de Calaje (\theta, deg)');
grid on;
subplot(3,1,2);
plot(r, cuerda, '-o');
title('Distribución de Cuerda (c) vs Radio (r)');
xlabel('Radio, r (m)'); ylabel('Cuerda, c (m)');
grid on;
subplot(3,1,3);
plot(r, a_final, '-o', r, a_prima_final, '-*');
title('Factores de Inducción vs Radio (r)');
xlabel('Radio, r (m)'); legend('a (Axial)', 'a" (Tangencial)');
grid on;
% Fase 3: Cálculo de fuerzas
FN_elemento = zeros(size(r));
FT_elemento = zeros(size(r));
M_elemento = zeros(size(r));
disp('-----');
disp('Fase 3: Cálculo de Fuerzas');
for i = 1:N_elementos
  a = a_final(i);
  a_prima = a_prima_final(i);
  theta_i_rad = deg2rad(theta_deg(i));
  phi = atan((1 - a) / (lambda_r(i) * (1 + a_prima)));
  alpha_deg = rad2deg(phi - theta_i_rad);

```

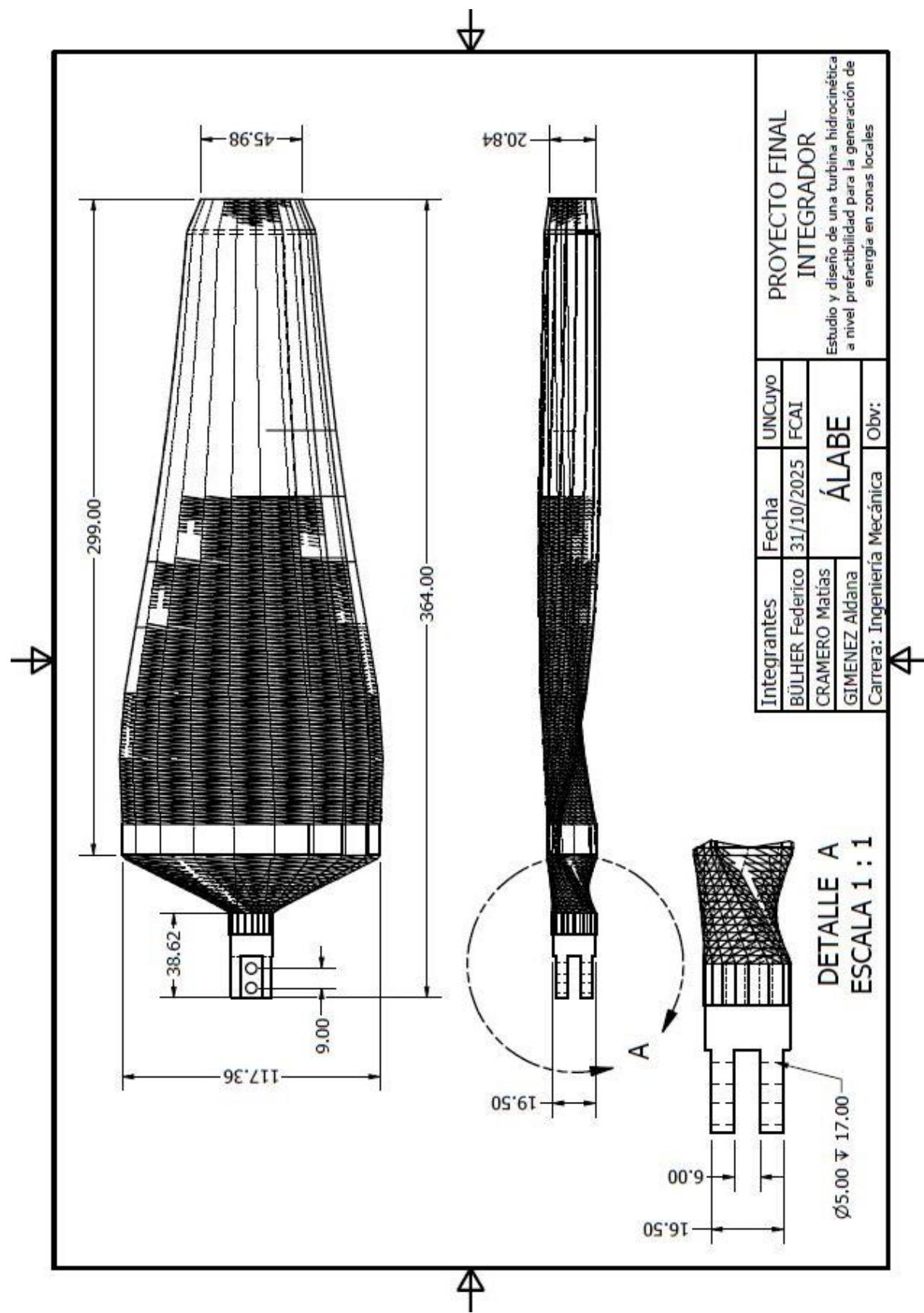
```

Cl = interp1(alpha_data, Cl_data, alpha_deg, 'linear', 'extrap');
Cd = interp1(alpha_data, Cd_data, alpha_deg, 'linear', 'extrap');
Cn = Cl * cos(phi) + Cd * sin(phi);
Ct = Cl * sin(phi) - Cd * cos(phi);
V_rel_sq = U^2 * ((1 - a)^2 + (lambda_r(i) * (1 + a_prima))^2);
dFN_dr = 0.5 * rho * V_rel_sq * cuerda(i) * B * Cn;
FN_elemento(i) = dFN_dr * dr;
dFT_dr = 0.5 * rho * V_rel_sq * cuerda(i) * B * Ct;
FT_elemento(i) = dFT_dr * dr;
M_elemento(i) = FT_elemento(i) * r(i);
end
FN_total = sum(FN_elemento);
FT_total = sum(FT_elemento);
M_total = sum(M_elemento);
Potencia_verif = M_total * omega;
disp(['Suma de las Fuerzas Normales Totales (Empuje) FN [N]: ', num2str(FN_total, 4)]);
disp(['Suma de las Fuerzas Tangenciales Totales FT [N]: ', num2str(FT_total, 4)]);
disp(['Suma de los Momentos (Torque) Totales M [Nm]: ', num2str(M_total, 4)]);
disp(['Potencia (M * omega) P [W]: ', num2str(Potencia_verif, 4)]);
disp(['Potencia (C_P * P_disp) P [W]: ', num2str(Potencia_total, 4)]);
disp('-----');
% CÁLCULO DE PRESIONES Y COEFICIENTES DE CAVITACIÓN
z = 0.05;
Patm = 101325; g = 9.8;
P_estatica = Patm + rho * g * z;
Pv = 2339;
for i = 1:2
  V_rel_sq = [14.39 11.02];
  sigma_local(i) = (P_estatica - Pv) / (0.5 * rho * V_rel_sq(i)^2);
  Cp_min_local = -1.4;
  Cp_min_critico(i) = -sigma_local(i);
  factor_seguridad(i) = -Cp_min_local / sigma_local(i);

```

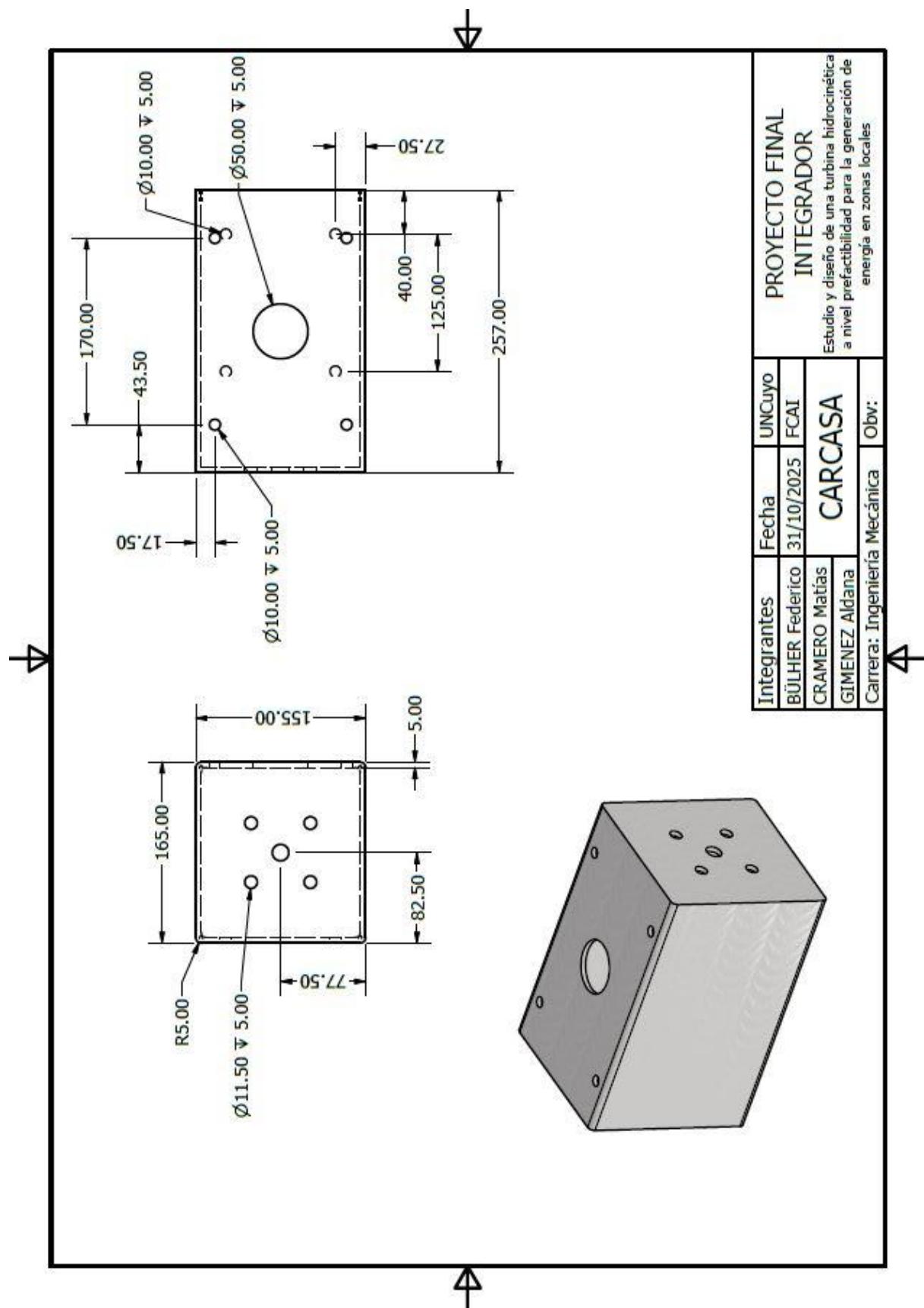


Anexo II – Plano Álabe



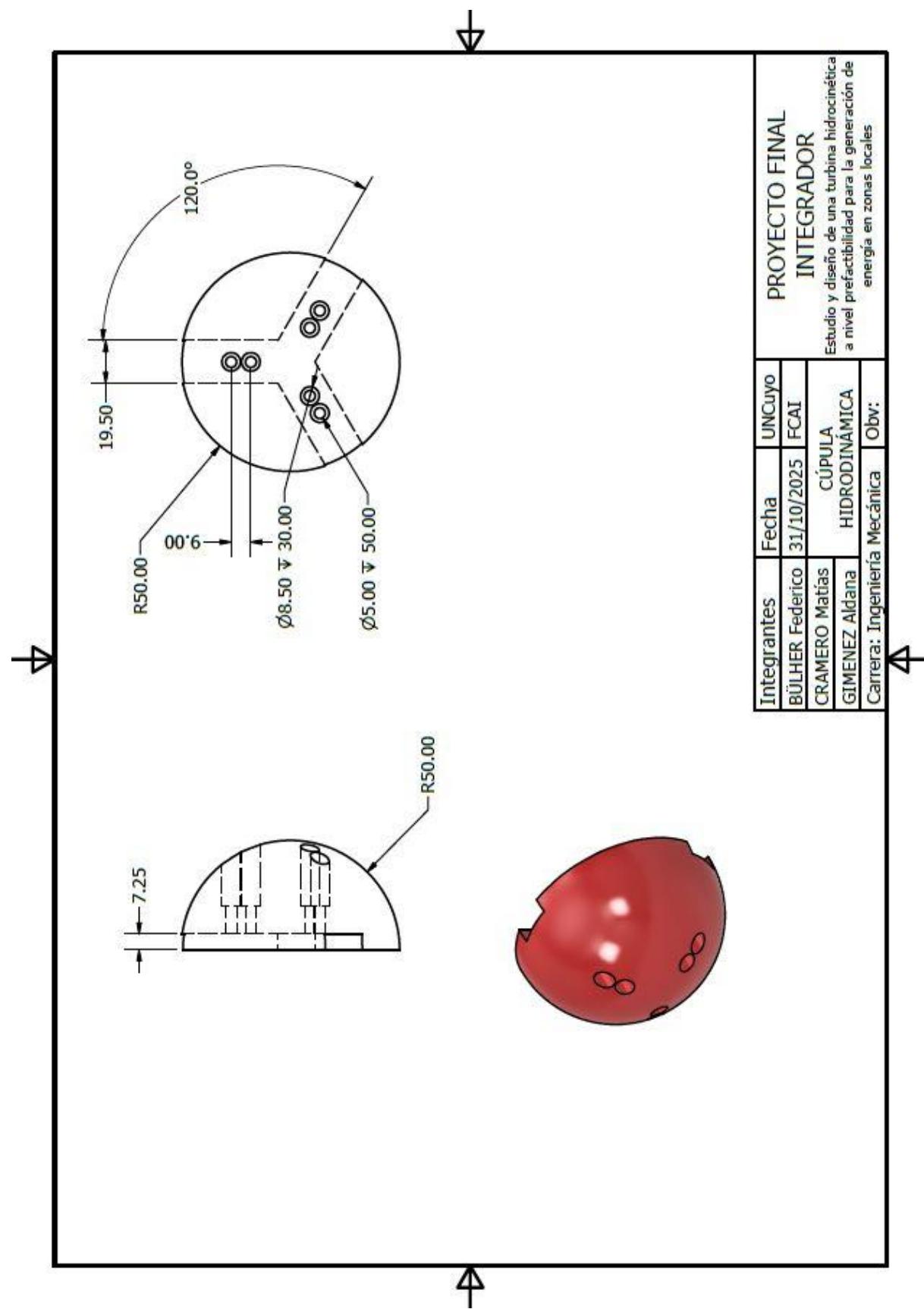


Anexo III – Plano Carcasa



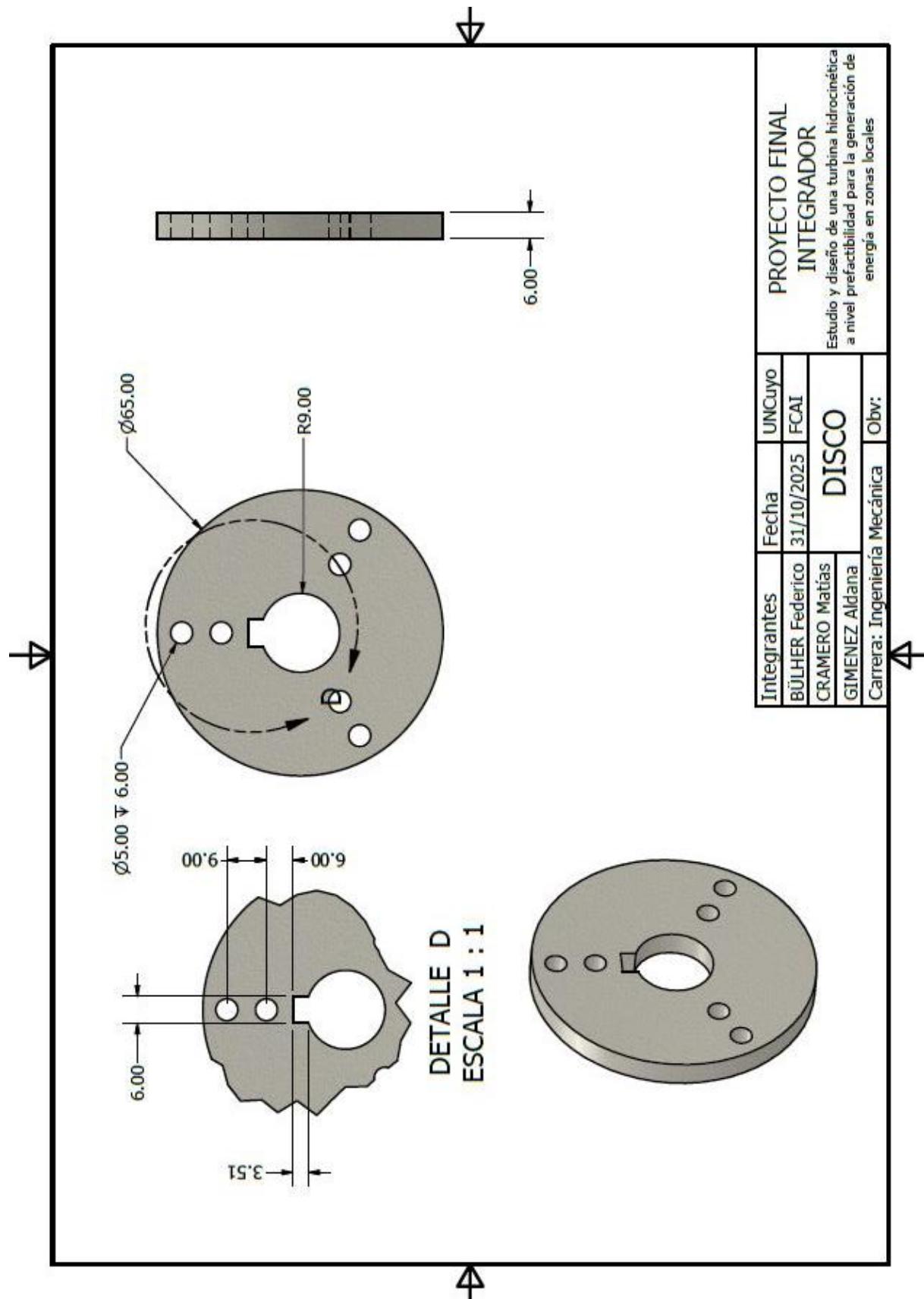


Anexo IV – Plano Cúpula Hidrodinámica



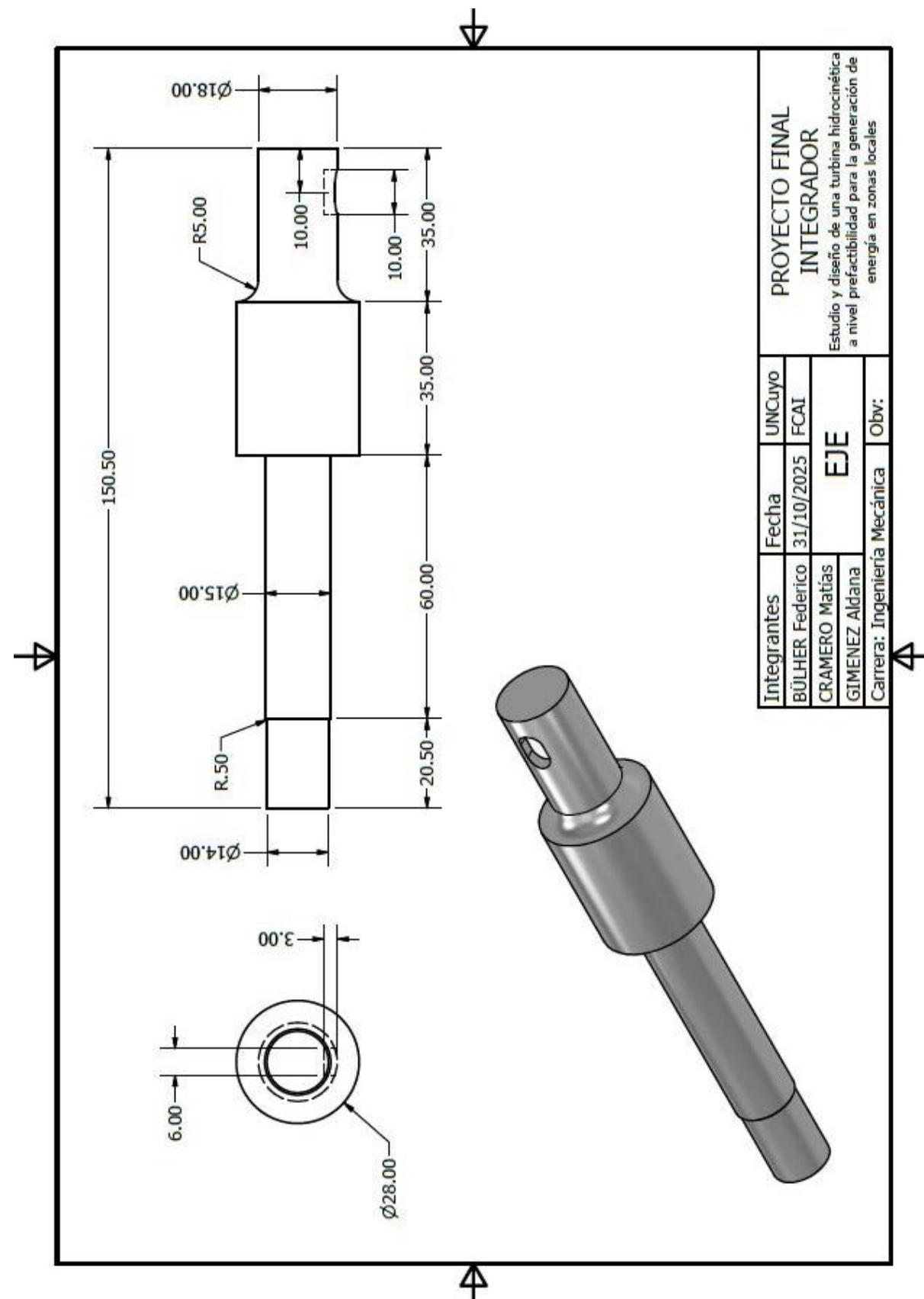


Anexo V – Plano Disco



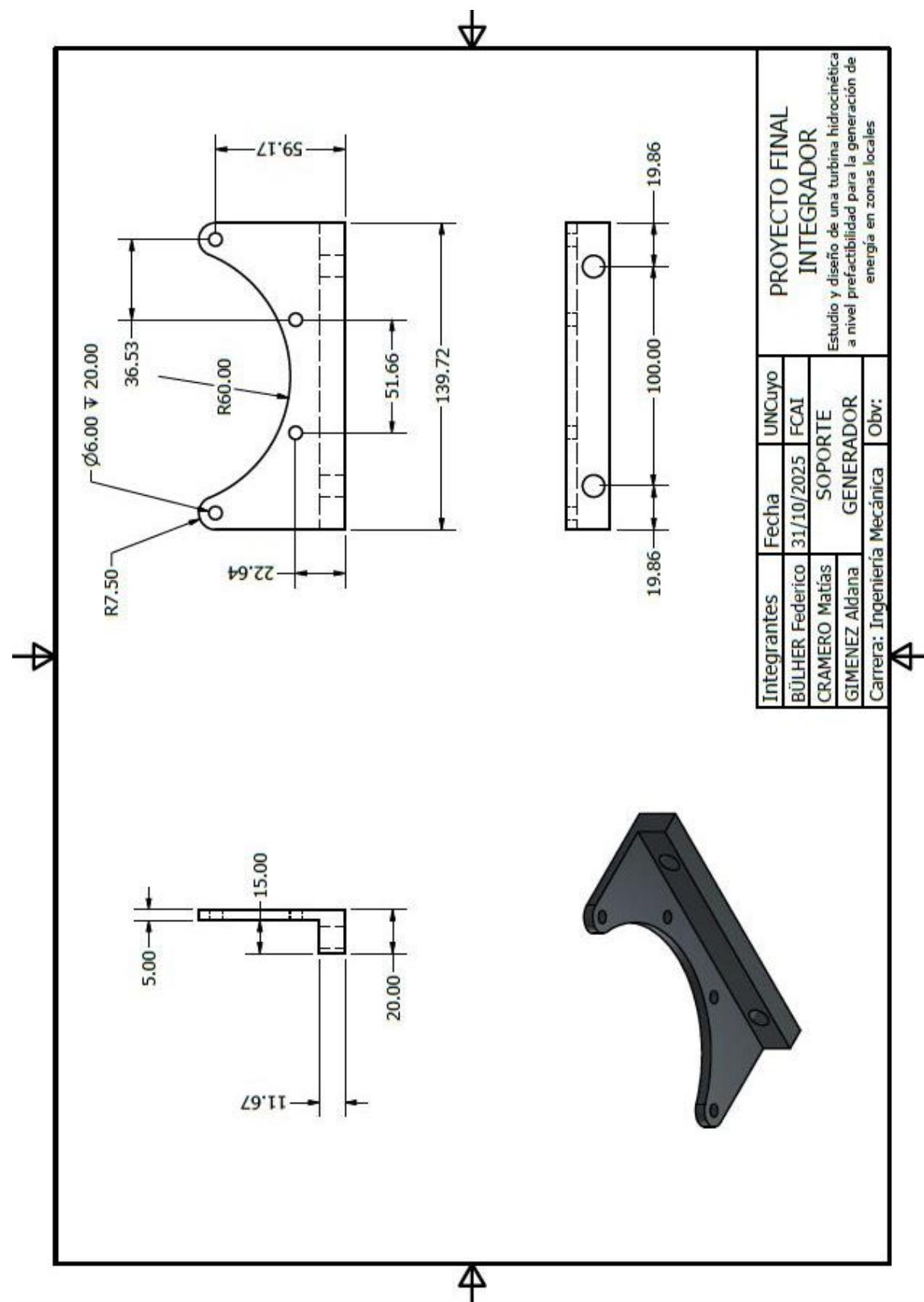


Anexo VI – Plano Eje





Anexo VII – Plano Soporte Generador



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Emiliano Marozzi, Agustina Lesce y Micaela Baratto (2024). Resumen anual de las principales variables MEM.
- [2] Micolta Aragón, G. A. (2021). Diseño de una turbina hidrocinética de eje horizontal para ríos.
- [3] Smart Hydro Power GmbH (2025) - Diseño de turbinas hidrocinéticas inteligentes
- [4] Vásquez, F. A. M., de Oliveira, T. F., & Junior, A. C. P. B. (2016). On the electromechanical behavior of hydrokinetic turbines. *Energy Conversion and Management*, 115, 60-70.
- [5] Vitorino, M. E., Labriola, C. V. M., & Moyano, H. A. (2016). Sistemas conversores fluido-Dinámicos de energía renovable para la Patagonia Argentina. *Informe Científico Técnico UNPA*, 8(2), 113-138.
- [6] Echeverría Beriain, A. (2022). Estudio, diseño y análisis de una turbina hidrocinética gorlov.
- [7] Ecoinventos - Green Technology (2023). Emrgy quiere llenar de turbinas hidrocinéticas sumergibles todos los canales de agua infrautilizados
- [8] Efraín Mateos, Joshua Cabello Lugo, Julio Sergio Santana y Edmundo Pedroza (2022). Dispositivos para la Obtención de Energía por Corrientes Situación Actual
- [9] UNCUYO, INVAP (2014). Probaron una turbina hidrocinética que producirá energía renovable
- [10] Neuquén Informa (2015). Presentarán una turbina hidrocinética y una valija para niños en la muestra innovadora
- [11] IEA ORG (2025). Electricity Global Energy Review - Analysis
- [12] Low Carbon Power ORG (2024). Matriz Energética Global por Fuente 2024
- [13] Base de datos. (2024). Estadísticas Anuales 2005-2024 de las principales variables MEM
- [14] Base de datos. (2025). Base de datos de las Energías Renovables 2008-2025 (Generación y Demanda)
- [15] CAMMESA (2024). Informe Anual 2024 del Mercado Electrico Mayorista (Estadísticas y Control)
- [16] Aguabook - Irrigación (2025). Programa de educación para la valoración y el uso eficiente del recurso hídrico
- [17] Verified Market Reports (2025). Global Hydrokinetic Converters Market Size By Technology Type (Horizontal Axis Turbines, Vertical Axis Turbines), By Application (Energy Generation, Water Desalination), By System Location (Onshore Systems, Offshore Systems), By Deployment Type (Standalone Systems, Integrated Systems), By End-User (Commercial, Industrial), By Geographic Scope And Forecast
- [18] Kinetic Energy (2025). Future-proof your energy security with GKinetic
- [19] CMM Ingeniería, Bella Vista Argentina (2024). SAVOIA Kinetic Hydroturbines
- [20] Genesis Hidrokinetic Energy (2025). Producción de turbinas hidrocinéticas de alta eficiencia y simple operación.
- [21] Yunus A. Cengel John M. Cimbala (2004). Mecánica de los fluidos: fundamentos y aplicaciones . PDF 1 Edicion
- [22] Chow, V. T. (1994). Hidráulica de canales abiertos (Ven Te Chow). pdf (1 Edición; ME Suárez, Ed.). Santa Fé de Bogotá, Colombia.

- [23] Aldama, Á. A., & Ocón, A. R. (2002). Resistencia al flujo en canales y límites de aplicabilidad de la fórmula de Manning. *Tecnología y ciencias del agua*, 17(1), 107-155.
- [24] Carro, R., & González Gómez, D. A. (2012). Localización de instalaciones.
- [25] Peña García, V. (2013). Diseño de una turbina hidro-cinética para aprovechamiento energético de ríos no caudalosos.
- [26] Silva Váscone, J. E., & Lucio Vásquez, J. F. (2018). Diseño y simulación de turbina hidrocinética destinada al río Santiago de la provincia de Morona Santiago. Silva.
- [27] Etelvina Andreu Sanchez (2016). Video explicativo sobre la Ley de Betz en la generación eólica
- [28] Micolta Aragón, G. A. (2021). Diseño de una turbina hidrocinética de eje horizontal para ríos.
- [29] HangarEdu (2021). Video explicativo del Perfiles Aerodinámico. Partes y Nomenclatura de perfil alar NACA 4 Dígitos
- [30] Mundo Aeronáutico (2017). Video explicativo sobre el fenómeno de sustentación en aerodinámica
- [31] TecnoDesarrollo (2016). Video explicativo sobre el diseño de los generadores eólicos
- [32] Manwell, JF, McGowan, JG y Rogers, AL (2010). Energía eólica explicada: teoría, diseño y aplicaciones . John Wiley & Sons.
- [33] Voneschen, M. F. (2009). Introducción a la teoría de las turbinas eólicas. España: LA VERITAT ISBN, 3-7625.
- [34] Anyi, M. y Kirke, B. (2011). Álabes de turbinas hidrocinéticas: Diseño y técnicas de construcción local para comunidades remotas. *Energía para el Desarrollo Sostenible* , 15 (3), 223-230.
- [35] Zhong, W., Shen, WZ, Wang, T. y Li, Y. (2020). Un modelo de corrección de pérdida de punta para la predicción del rendimiento aerodinámico de turbinas eólicas. *Energías Ren*
- [36] Barona Mejía, A., Gómez Díaz, S., Aguilar Bedoya, J., Rubio Clemente, A., & Chica Arrieta, E. L. (2021). Cavitación en perfiles hidrodinámicos para turbinas hidrocinéticas.
- [37] Lee, H., Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P., ... & Park, Y. (2023). IPCC, 2023: Climate change 2023: Synthesis report, summary for policymakers. Contribution of working groups i, II and III to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change [core writing team, h. Lee and j. Romero
- [38] Ruland Rm (2025). Catálogo de acoplamientos rígidos de tornillo de fijación.
- [39] ISK Bearings (2025). Catalogo de cojinetes axiales de bolas. Modelo y aplicaciones de rodamientos. Distrito de Taoyuan, China.
- [40] Ing. David Menendez Aran (2022). Optimización de turbinas hidrocinéticas de eje horizontal. Tesis Doctoral de la Facultad de Ingeniería de Buenos Aires
- [41] Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaicoe, J. E. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied energy*, 86(10), 1823-1835.