



Universidad Nacional de Mar del Plata
Facultad de Ingeniería Mecánica

Diseño de un sistema alternativo eólico
para generación de corriente eléctrica

TRABAJO FINAL DE GRADO

Jefe del proyecto: Javier Pasini
Director del proyecto: Ricardo Zucal

Abril 2019



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Mar del Plata 2019

Nota de aceptación:

Firma del director

Firma del jurado

Firma del jurado

Agradecimientos

En este espacio quiero hacer mención de todas aquellas personas que de una u otra manera me permitieron estudiar esta carrera. Agradezco principalmente a:

A mi novia, por ser mi cable a tierra y apoyo incondicional, la motivación de cada día.

A mis padres y hermano, por estar presentes desde el primer día, en cada situación difícil. Les agradezco por el sacrificio que hicieron durante todos estos años y por confiar en mí.

A mi familia, por su preocupación y soporte.

A mis amigos, que supieron entender lo que el estudio significa para mí y aunque no haya estado lo suficientemente presente, siempre estuvieron a mi lado cuando los necesité.

A mis profesores, por enseñarme, valorarme e impulsarme a ser mejor día a día.

A la Facultad de Ingeniería, por haberme brindado una educación de calidad, reconocida e indiscutible. A todos aquellos miembros que de alguna u otra manera, contribuyeron a que me sienta como en casa.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	7
1.1	Planteo del problema	7
1.2	Objetivos del proyecto	8
1.3	Antecedentes y situación energética en Argentina	9
1.4	Matriz energética de Argentina	9
1.5	Energías renovables y energía eólica	12
1.6	Consideraciones históricas sobre energía eólica	14
2.	CONCEPTOS TEÓRICOS	16
2.1	Generador eólico	16
2.1.2	Clasificación de generadores eólicos	17
2.1.3	Componentes de un aerogenerador	20
2.1.4	Conversión de la energía mecánica en eléctrica	22
2.1.4.1	Alternador de imanes permanentes	23
2.1.4.2	Almacenamiento	26
2.1.4.3	Circuito rectificador	28
2.1	El viento y su energía	29
2.2.1	Ley de Betz	30
2.2.2	Distribución de Weibull	32
3	CÁLCULOS DE DISEÑO DE TURBINA EÓLICA	34
3.1	Potencial eólico disponible	34
3.1.1	Objetivo	34
3.1.2	Determinación del potencial eólico	34
3.1.3	Datos del Servicio Meteorológico Nacional	35
3.1.4	Datos obtenidos experimentalmente	37
3.1.5	Correlación por altura	38
3.2	Diseño de turbina eólica	41
3.2.1	Objetivos	41
3.2.2	Concepto	41
3.2.3	Elección de turbina de tipo vertical	43
3.2.4	Características de turbina Savonius	44
3.2.5	Diseño del rotor	44
3.2.6	Concepto	44
3.2.7	Parámetros geométricos	45
3.2.8	Mejoras de rendimiento	45
3.2.9	Número de álabes	46
3.2.10	Ángulo de helicoides	47

3.2.11	Parámetros de diseño a utilizar	47
3.2.12	Material del rotor	48
3.2.13	Potencia según diseño	50
3.2.14	Cálculo de la velocidad de giro	50
3.2.15	Fuerza sobre álabes	51
3.3	Diseño de las tapas	54
3.3.1	Objetivo	54
3.3.2	Concepto	54
3.3.3	Parámetros geométricos seleccionados	55
3.4	Diseño de árbol	57
3.4.1	Objetivo	57
3.4.2	Concepto	57
3.4.3	Selección de material	57
3.4.4	Cálculo de eje	58
3.5	Diseño del generador eólico	73
3.5.1	Objetivo	73
3.5.2	Concepto	73
3.5.3	Cálculo del generador de imanes permanentes	73
3.5.4	Cálculo de torque	76
3.5.5	Cálculo de batería necesaria	77
4	SELECCIÓN DE COMPONENTES	79
4.1	Selección de rodamientos	79
4.1.1	Selección del rodamiento B	80
4.1.2	Selección del rodamiento C	82
4.1.3	Selección del montaje	82
4.2	Selección de elementos de unión	83
6	CONCLUSIÓN	84
7	RECOMENDACIONES	85
8	BIBLIOGRAFÍA	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de matriz energética en Argentina.....	11
Figura 2. Distribución de fuentes de energía	11
Figura 3. Energías Renovables	13
Figura 4. Turbina Savonius, Darrieus y Mixta.	19
Figura 5. Alternativas posibles de transformación de energía.	22
Figura 6. Ensamble de un alternador de imanes permanentes de flujo axial.	24
Figura 7. Distribución de imanes en un disco para un AIP.....	25
Figura 8. Distribución de bobinas en un estator para un AIP.	25
Figura 9. Rectificador de onda completa.	28
Figura 10. Filtros rectificadores.....	29
Figura 11. Coeficiente C_p vs Relación TSR para diferentes tipos de turbinas	31
Figura 12. Velocidad media de viento correspondiente a cada mes	36
Figura 13. Velocidades de viento correspondientes a cada mes	37
Figura 14. Anemómetro	38
Figura 15. Modelos principales de turbina Savonius	44
Figura 16. Parámetros geométricos principales.	45
Figura 17. Módulos rotados 90°	46
Figura 18. Parámetros geométricos seleccionados.....	48
Figura 19. Distancia del centro de giro al eje de rotación.....	53
Figura 20. Efecto de tapa sobre rendimiento Parámetros geométricos de tapa.....	55
Figura 21. Parámetros geométricos de la tapa	55
Figura 22. Esquema aproximado de la ubicación de las tapas	56

Figura 23. Ubicación de elementos.....	58
Figura 24. Distancias tentativas entre elementos.	59
Figura 25. Diagrama de cuerpo libre del eje.....	60
Figura 26. Diagrama de esfuerzo cortante en el eje.	62
Figura 27. Diagrama de esfuerzo torsor en el eje.....	63
Figura 28. Diagrama de esfuerzo flector en el eje.	63
Figura 29. Sección más solicitada según esfuerzos.	64
Figura 30. Sección más solicitada según desplazamiento.....	64
Figura 31. Factor de superficie para el acero	67
Figura 32. Estado tensional ante esfuerzo estático.	72
Figura 33. Desplazamiento debido a fuerza del viento.	72
Figura 34. Disposición geométrica para uno de los discos del rotor.....	74
Figura 35. Fem inducida por imán en 2 bobinas consecutivas.	76
Figura 36. Disposición y conexión propuesta para las bobinas en el estator.	76
Figura 37. Variación del tiempo disponible según potencia entregada.....	78
Figura 38. Ficha técnica batería.	78
Figura 39. Factores de cálculo para rodamientos de bolas.....	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de generador vertical y horizontal.	19
Tabla 2. Vida máxima para distintos tipos de batería.	27
Tabla 3. Velocidades medias de viento correspondientes a cada mes.	36
Tabla 4. Velocidades de viento medidas manualmente	38
Tabla 5. Rugosidad del terreno	39
Tabla 6. Velocidades de viento medidas obtenidas a través del SMN.....	40
Tabla 7. Características principales según tipo de generador vertical.	43
Tabla 9. Factor de confiabilidad	68
Tabla 10. Potencia entregable según duración.....	78
Tabla 11. Parámetros principales en la selección de rodamientos.	79
Tabla 12. Propiedades rodamiento SKF modelo 6202-2Z.....	80

RESUMEN

En este trabajo, se desarrolla un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius para aprovechar el potencial eólico disponible en el barrio Nuevo Golf, lugar propuesto para su ubicación. El dispositivo se compone de dos módulos rotados a 90°, integrado por álabes de perfil semicircular. Una vez extraída la energía mecánica del viento, se utiliza un generador de imanes permanentes para obtener energía eléctrica y cargar una batería de 12 V, la cual puede utilizarse tanto para iluminación como para la carga de teléfonos móviles.

En cuanto a lo que al diseño del sistema eólico respecta, se seleccionarán los elementos necesarios teniendo siempre en cuenta que se trata de un diseño económicamente viable y que busca satisfacer una necesidad existente en sectores de la sociedad con bajos recursos y que se encuentran aislados del centro de la ciudad. Si bien el aspecto económico es crucial, vale aclarar se que realizarán los cálculos necesarios para verificar la resistencia y el correcto funcionamiento de todos los elementos constituyentes.

El objetivo principal es presentar un diseño de un aerogenerador económico tipo Savonius que permita cargar una batería comercial, bajo las condiciones del potencial eólico disponibles en el barrio Nuevo Golf y con la posibilidad de utilizar el dispositivo en otras ubicaciones con la misma finalidad.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEO DEL PROBLEMA

La pobreza es un problema que preocupa en la Argentina. Con el transcurrir de los años y como consecuencia de las distintas políticas de estado, numerosas familias alcanzaron una condición de marginalidad. Ante esta situación, se intenta conseguir las condiciones mínimas de una vida digna de cualquier forma posible. Es así como se accede a los servicios necesarios (agua, gas, electricidad, etc) de manera poco segura, aumentando el riesgo potencial asociado en cada caso.

Si bien todos los servicios mencionados son necesarios para vivir, la situación se agrava más si se trata de viviendas ubicadas en zonas periféricas donde el acceso a ellos es aún más dificultoso. No se habla simplemente de un inconveniente de instalación del servicio sino de un problema más complejo, que involucra el incremento de asentamientos informales.

Mediante el trabajo del grupo de extensión de la Facultad de Ingeniería “Energías, una alternativa social” se ha recopilado información sobre cuáles eran las necesidades básicas en los distintos barrios. Las experiencias han demostrado que el requisito más importante, es el acceso a la energía eléctrica. Las razones directas son: la luz y la carga de teléfonos móviles. Podría resultar un tanto extraño que no se mencione al agua o a una heladera como prioridad, pero si se considera el contexto de inseguridad y la imposibilidad de comunicación, resulta una respuesta bastante racional.

En esta oportunidad, se focaliza el estudio en una vivienda en particular, ubicada en el barrio Nuevo Golf y cuyo acceso al tendido eléctrico es deficiente. Los cortes del servicio eléctrico debido a la precariedad de las conexiones son frecuentes y el período de recuperación de éste muy extenso. En consecuencia, resulta necesaria la búsqueda de una solución energética básica.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

La problemática mencionada no es una novedad y existe alrededor de todo el mundo. Con el tiempo se han encontrado diversas soluciones según cuál es el servicio al cual no se tiene acceso. Por ejemplo: ante la falta de agua caliente, se implementan colectores solares; si no hay electricidad se instalan paneles solares y generadores eólicos; si no hay calefacción se desarrollan estufas ecológicas. El uso de energías renovables ha crecido de manera exponencial en los últimos años. Son varias las alternativas disponibles en el mercado actual.

Siendo Mar del Plata y sus alrededores una zona apta para la implementación de sistemas energéticos eólicos, debido a la disposición y frecuencia de los vientos, se buscará solucionar la problemática mencionada desde este punto de vista. Esto quiere decir que se utilizará la fuerza del viento para generar energía eléctrica y así poder iluminar la vivienda y cargar los celulares en situaciones de emergencia que desafortunadamente ocurren con frecuencia.

Se propone diseñar un sistema de generación eléctrica, capaz de satisfacer las necesidades mínimas, siendo la iluminación interior y la recarga de baterías de teléfonos móviles las prioridades. Para ello se utilizarán los recursos de una manera económicamente viable, consiguiendo ventajas respecto a aquellas opciones disponibles en el mercado. A su vez, se empleará siempre la alternativa más simple posible para solucionar los inconvenientes que puedan surgir en cada etapa, logrando que la reproducción del generador sea sencilla para cualquier individuo interesado.

1.3 ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA

No es novedad que Argentina enfrenta una crisis en materia de energía, siendo su matriz energética dependiente casi en su totalidad de combustibles fósiles escasos, agotables y con costos crecientes. Si bien hubo grandes modificaciones en los últimos años, la necesidad de una planificación integral, que contemple los aspectos sociales, políticos y económicos es inminente.

Sin duda alguna, el petróleo y sus derivados no podrán conservar su condición de factor clave, ya que el agotamiento en el corto plazo elevará su precio y establecerá una oferta limitada.

Surge, por consiguiente, la necesidad de encontrar nuevas alternativas para el abastecimiento energético.

1.4 MATRIZ ENERGÉTICA DE ARGENTINA

La matriz energética sirve para representar cuantitativamente cómo es la energía que se utiliza en un país, mostrando el peso correspondiente a cada fuente (nuclear, hidráulica, solar, biomasa, geotérmica, combustibles fósiles, renovables). A su vez, esta representación sirve para analizar y comparar cómo se modifican los consumos en el tiempo en un mismo lugar o entre territorios diversos. Así se puede revertir tendencias y modificar conductas de consumo.

La Argentina utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. El petróleo y el gas alcanzan casi el 90% del total de la oferta energética del país. A diferencia de países como Estados Unidos o Alemania, Argentina no consume elevadas cantidades de carbón.

El petróleo es actualmente la fuente de energía predominante en el mundo y no es excepción en Argentina. Es una materia prima fundamental para elaborar una gran cantidad de productos de uso cotidiano y cuyas propiedades lo convierten en un material único. Presenta un alto contenido energético en relación con su

volumen y su peso, facilidad para extraerlo, transportarlo y almacenarlo. El petróleo representa alrededor del 32% de la oferta mundial de energía. Su uso es indispensable para el transporte.

En menor proporción, pero muy importante de todas maneras, está el gas natural, fuente con un gran desarrollo en la Argentina y una gran participación en nuestra matriz energética.

El reciente desarrollo de los recursos no convencionales de gas y petróleo, shale gas y shale oil, permitirá abastecer la creciente demanda de energía. Este potencial es fundamental para lograr el autoabastecimiento energético de manera sostenida.

Por otra parte, la energía hidráulica (4%) y la nuclear (2%) han crecido en los últimos cuarenta años debido fueron usadas para generar electricidad. La energía eólica y la energía solar son aún incipientes y no tienen un impacto considerable sobre la oferta total de energía del país. Sin embargo, progresivamente adquieren mayor relevancia para la generación de energía eléctrica y se espera que en los próximos años aumenten su participación en la matriz energética total.

Los escenarios mundiales presentaron muchas variaciones durante las últimas décadas y junto a ciertos contextos políticos-económicos locales provocaron una modificación sustancial en la matriz energética de Argentina [1] (Figura 1).

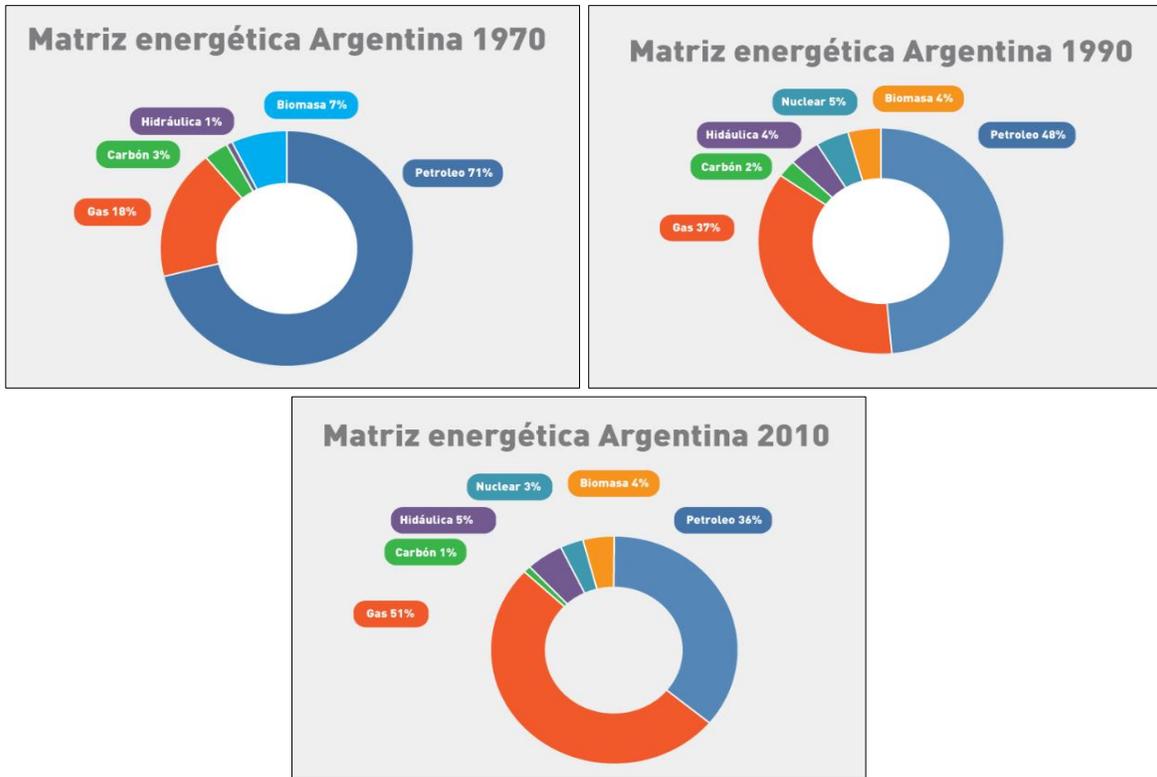


Figura 1. Evolución de matriz energética en Argentina.

La fuerte dependencia de la matriz energética en los hidrocarburos es histórica, alcanzando el 89% en el año 2016 y dejando un pequeño lugar a otras fuentes energéticas como la nuclear, la hidroeléctrica y la renovable (Figura 2).

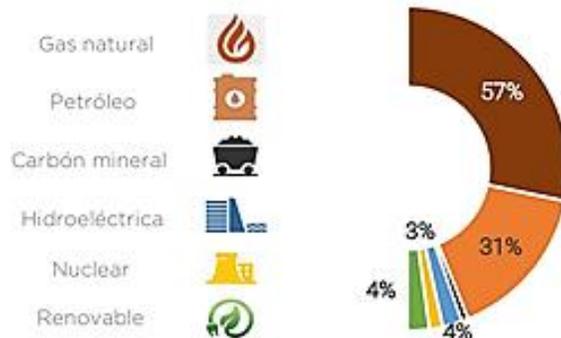


Figura 2. Distribución de fuentes de energía

Analizando los escenarios al año 2030, se plantea un incremento considerable de la participación de energías renovables, más que duplicando su porción relativa. Dicho incremento es consecuencia del impulso de la Ley 27.191 del 2015, sumado al corte de biocombustibles.

Cabe aclarar que el impulso de desarrollo de este tipo de energía tiene como objetivo no solamente la generación en sí misma, sino la modificación cultural del consumo diario, siendo regulado, eficiente y racional.

1.5 ENERGÍAS RENOVABLES Y ENERGÍA EÓLICA

Se denomina energía renovable a aquella proveniente de la naturaleza. Se considera inagotable y limpia. Su impacto ambiental es de menor magnitud ya que, no utilizan combustibles fósiles y a su vez, no generan contaminantes directos.

Por su carácter autóctono, reducen la dependencia de suministros externos y diversifican las fuentes de abastecimiento energético. Impulsan el desarrollo de nuevas tecnologías y crean nuevas oportunidades de trabajo que involucran varios sectores industriales.

Su origen es muy variado. siendo las energías renovables más conocidas las siguientes [2] (Figura 3):

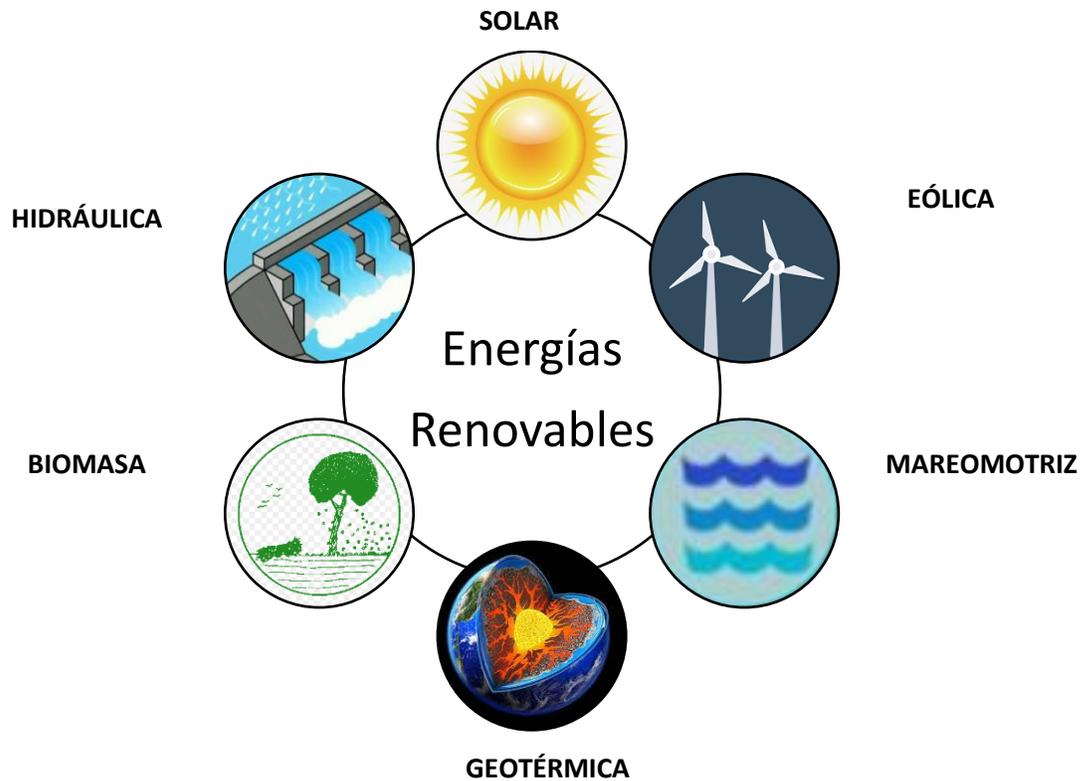


Figura 3. Fuentes de Energías Renovables.

La energía eólica tiene su origen en la energía cinética del viento y las corrientes de aire. La radiación solar sobre la tierra no es homogénea. En consecuencia, las masas de aire alcanzan diferentes temperaturas y generan corrientes de aire tanto de manera ascendente como descendente. Habiendo hecho mención de su origen, es necesario aclarar que su renovación es de manera continua y sin emitir ningún tipo de contaminante.

Según la posición geográfica de donde se quiera extraer este tipo de energía y la magnitud que se desea obtener, existen diferentes modelos que se adaptan a los requisitos impuestos. El comportamiento de las máquinas eólicas fue estudiado hace muchos años atrás.

1.6 CONSIDERACIONES HISTÓRICAS SOBRE ENERGÍA EÓLICA

Grabados de civilizaciones antiguas dejaron en evidencia el uso del viento con fines energéticos. Por lo menos 3000 años antes de cristo, ya se lo utilizaba como impulso en la navegación. Son varios los pueblos que aprovechaban dicho recurso. Desde los egipcios, pasando por los Fenicios, Romanos y muchos otros más [3].

Otro de los usos destacados es el ejercido en la molienda de granos. Se remonta a 200 años antes de Cristo, en Persia. Se estima que en el siglo XIII esas máquinas fueron introducidas en Europa y que, durante el desarrollo de la edad Media, evolucionaron y ampliaron su uso. Nuevas industrias como la textil, la maderera y la metalúrgica incorporaron este tipo de tecnología.

Los primeros molinos estaban basados en la rotación de un eje vertical. En el año 1350 fueron modificados por los holandeses, utilizando máquinas de eje horizontal y de cuatro palas, similares a los que se ven incluso hoy en día en ese país.

Si bien el uso de los molinos era muy variado, en todos los casos se transformaba la energía del viento en energía mecánica. La mejora de eficiencia de esos sistemas se logró con el desarrollo del molino “americano”, destinado casi y exclusivamente al bombeo de agua.

La aparición de los generadores eléctricos se remonta al 1900. Durante la primera mitad de siglo se desarrollaron varios diseños, generalmente de pequeño porte (hasta unos 3kW). Su principal utilización se daba en zonas rurales, donde la falta de acceso a sistemas de red eléctricos los hacía un producto necesario.

Durante la segunda guerra mundial y períodos posteriores, los tamaños evolucionaron exponencialmente. Se crearon máquinas superiores a 1000kW en distintos lugares del mundo, destacando a EEUU, Francia y Dinamarca.

El contexto económico, teniendo como protagonista a los combustibles a precios muy bajos, no motivó las inversiones en este sector energético. Además, inconvenientes tecnológicos condujeron a mantener una postura conservadora frente al uso de energías alternativas.

Como consecuencia directa de la crisis energética de los años 70, se produjo un encarecimiento del petróleo. Los países fuertemente dependientes de este recurso debieron optar por nuevas soluciones de abastecimiento. Surgieron dos conceptos: el ahorro energético y el uso de energías no convencionales.

Se desarrollaron tecnologías de aprovechamiento más eficiente. Dentro de los nuevos métodos de abastecimiento energético, se dio un gran impulso a la energía eólica, que representa hoy en día un enorme porcentaje en países como Alemania, Holanda, España y Estados Unidos.

CAPÍTULO II

2. CONCEPTOS TEÓRICOS

2.1 GENERADOR EÓLICO

La energía del viento consigue el movimiento de los álabes del elemento rotante. La forma en que se aprovecha la energía del fluido depende mucho del tipo de generador que se utilice. Es decir, en el caso de generadores eólicos de eje horizontal, se generan diferencias de presión en los álabes provocando su giro y en algunos generadores verticales se habla normalmente de un impacto de la corriente de aire sobre el álabe para generar el desplazamiento. Una vez provocada la rotación del eje, es necesaria la transmisión hacia otros componentes. Usualmente las velocidades de giro son reducidas, por lo cual se suelen utilizar cajas multiplicadoras para incrementar notablemente la velocidad. Si bien es necesaria una cierta velocidad para la generación de corriente, existen hoy en día maneras de evitar el uso de la caja multiplicadora y aun así lograr el objetivo buscado. Entonces, puede o no haber una caja de engranajes presente. El dispositivo generador eléctrico funciona bajo el concepto de un campo magnético variable sobre un determinado bobinado. Se puede lograr con un campo fijo y una rotación del bobinado o un campo variable y bobinado fijo. Según sea el caso, se deberá transmitir o no la rotación del eje al disco que posee el sistema de bobinados.

Es así como se consigue transformar la energía mecánica en eléctrica. Una vez generada la corriente eléctrica, se extrae la misma para almacenarla en una batería. A su vez, existen sistemas de control que regulan los valores de tensión generados y establecen las condiciones de funcionamiento del generador, evitando inconvenientes por valores picos intolerables por la instalación.

En conclusión, el funcionamiento es inverso al de un motor eléctrico. En éste, se entrega energía eléctrica para obtener una energía de rotación. En cambio, en el generador, se entrega energía de rotación para

obtener energía eléctrica. Si bien existen varios diseños, todos trabajan bajo el mismo principio de funcionamiento (Figura 3).

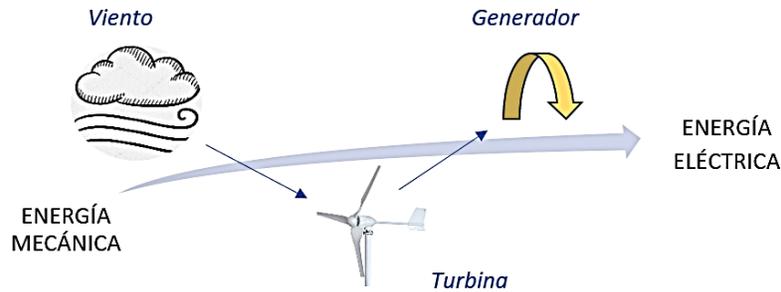


Figura 3. Principio de funcionamiento de la energía eólica

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE GENERADORES EÓLICOS

Si bien en el ámbito de la energía eólica se han desarrollado diseños de turbinas muy variados, la clasificación principal se basa en la ubicación del eje giratorio respecto a la dirección del viento. De esta manera, se diferencian dos grandes grupos: máquinas de eje vertical y máquinas de eje horizontal [4].

2.1.1.2 Máquinas de eje horizontal:

En este caso, el eje de rotación se encuentra ubicado paralelamente a la dirección del viento. Son las máquinas más comunes, las más conocidas. Dentro de esta clasificación, existen diferencias según la cantidad de álabes y las potencias generadas. (Figura 4). Por eso mismo, varían sus usos. Por ejemplo, muchas palas generan buen torque de arranque y poca velocidad, por lo cual se lo utiliza para el bombeo de agua. Por otro lado, pocas palas producen mejores velocidades, aptas para la generación de energía eléctrica.



Figura 4. Turbinas eólicas de eje horizontal.

2.1.1.3 Máquinas de eje vertical:

El eje de rotación se encuentra ubicado perpendicularmente a la dirección del viento. Los diseños disponibles en el mercado son:

- Darrieus: no son utilizados con mucha frecuencia. Generalmente entregan poca potencia y un par de arranque reducido. Constan de dos o tres palas ovaladas y aerodinámicas parecidas a las que se utilizan en los generadores de eje horizontal
- Savonius: buenas características de autoarranque y regulación. Son utilizados tanto para bombeo de agua como para generación de electricidad. Consiste en dos semicilindros cuyos ejes se ubican de manera paralela al eje vertical de giro. El viento ejerce una fuerza sobre la cara cóncava y otra fuerza distinta sobre la convexa, provocando el giro.
- Mixta: diseño que integra el modelo de Darrieus y el de Savonius. Este último actúa a velocidades más bajas. Entonces, se lo utiliza en un comienzo para luego dar lugar al accionamiento del Darrieus, que presenta mejores condiciones de funcionamiento a velocidades más elevadas.



Figura 4. Turbina Savonius, Darrieus y Mixta.

2.1.1.4 Comparación de máquinas de eje horizontal y máquinas de eje vertical [4].

Generador de eje horizontal	Generador de eje vertical
Necesita ser orientado según viento	No necesita ser orientado según viento
Componentes ubicados en altura. Difícil acceso y mayores costos asociados	Componentes ubicados sobre la base. Fácil acceso y menores costos de mantenimiento
Se ubican distantes del suelo	Se ubican en techos de edificaciones,
Autoarranque	Eficiencia de arranque reducida
Tecnología comprobada	Incertidumbres sobre eficiencia real
Amplia oferta, costos bajos	Baja oferta, costos elevados
Mayor rendimiento	Menor rendimiento
Mayores velocidades de viento	Funcionan con bajas velocidades de viento
Tienen gran impacto visual	Prácticamente no modifican la visual

Tabla 1. Comparación de generador vertical y horizontal.

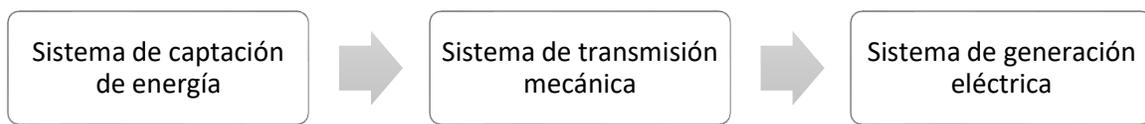
2.1.3 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

Todo aerogenerador funciona bajo el concepto de transformación de la energía del viento en energía de rotación, es decir energía mecánica. En la mayoría de los casos, la velocidad de giro no es lo suficientemente elevada como para poder producir corriente eléctrica. En consecuencia, se utiliza un dispositivo multiplicador que consigue incrementar las revoluciones de giro hasta el punto óptimo del generador eléctrico.

Si bien ya fue mencionado, las variantes existentes hoy en día son muchas. La incorporación de la tecnología de control ha optimizado el uso de los generadores eólicos, como así también elevado su costo en algunas ocasiones.

Es común hacer una primera división de los componentes de la siguiente manera [4]:

2.1.3.1 Sistemas principales



Sistema de captación de energía: aquí se consigue transformar la energía del viento en energía mecánica.

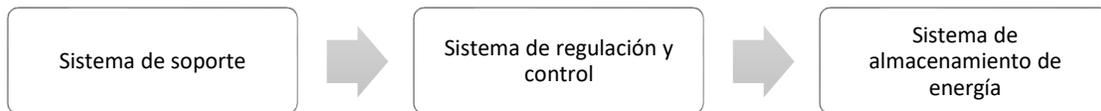
El dispositivo que lo realiza se llama rotor, siendo los álabes sus componentes principales, que producen el movimiento en el árbol acoplado.

Sistema de transmisión mecánica: compuesto por todas aquellas piezas dotadas de movimientos rotacionales: árbol de baja a la salida de la turbina; caja multiplicadora que incrementa las revoluciones de

giro del primer árbol al segundo de alta; acoplamientos que cumplen la función de conexión de las partes antes mencionadas.

Sistema de generación eléctrica: siendo el elemento principal el generador eléctrico, la tarea que se debe cumplir es la obtención de corriente eléctrica a partir de la rotación del árbol de alta mencionado en el sistema anterior. Se incluyen en esta sección todos los dispositivos eléctricos asociados a la conversión de energía mecánica en eléctrica.

2.1.3.2 Sistemas anexos



Sistema de soporte: contempla la estructura y elementos asociados a ella. Se busca garantizar la resistencia ante condiciones climáticas variables presentes en la zona de utilización del aerogenerador. Los materiales pueden ser muy diversos, según presupuestos y requerimientos del equipo en cuestión. El diseño y cálculo del sistema de soporte varía mucho según las dimensiones del dispositivo y la altura de trabajo.

Sistema de regulación y control: ante las variaciones de la velocidad del viento, resulta necesario dominar las variables de funcionamiento. El objetivo es conseguir un mejor rendimiento durante la mayor parte del tiempo posible.

Sistema de almacenamiento de energía: en algunas ocasiones se genera electricidad para ser utilizada en ese mismo momento. Si se desea, se puede almacenar la energía para un escenario futuro. Si éste es el caso, se debe contar con una batería donde sea posible acumular la energía eléctrica producida.

2.1.4 CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA MECÁNICA EN ELÉCTRICA

La transformación de la energía del viento en eléctrica puede seguir varios caminos (Figura 5). Si bien no existe ninguno perfecto, las características propias del objetivo a alcanzar hacen que una opción sea dominante sobre la otra, teniendo en cuenta la eficiencia, el costo y otras variables asociadas. De manera esquemática, se resumen a continuación las alternativas disponibles:

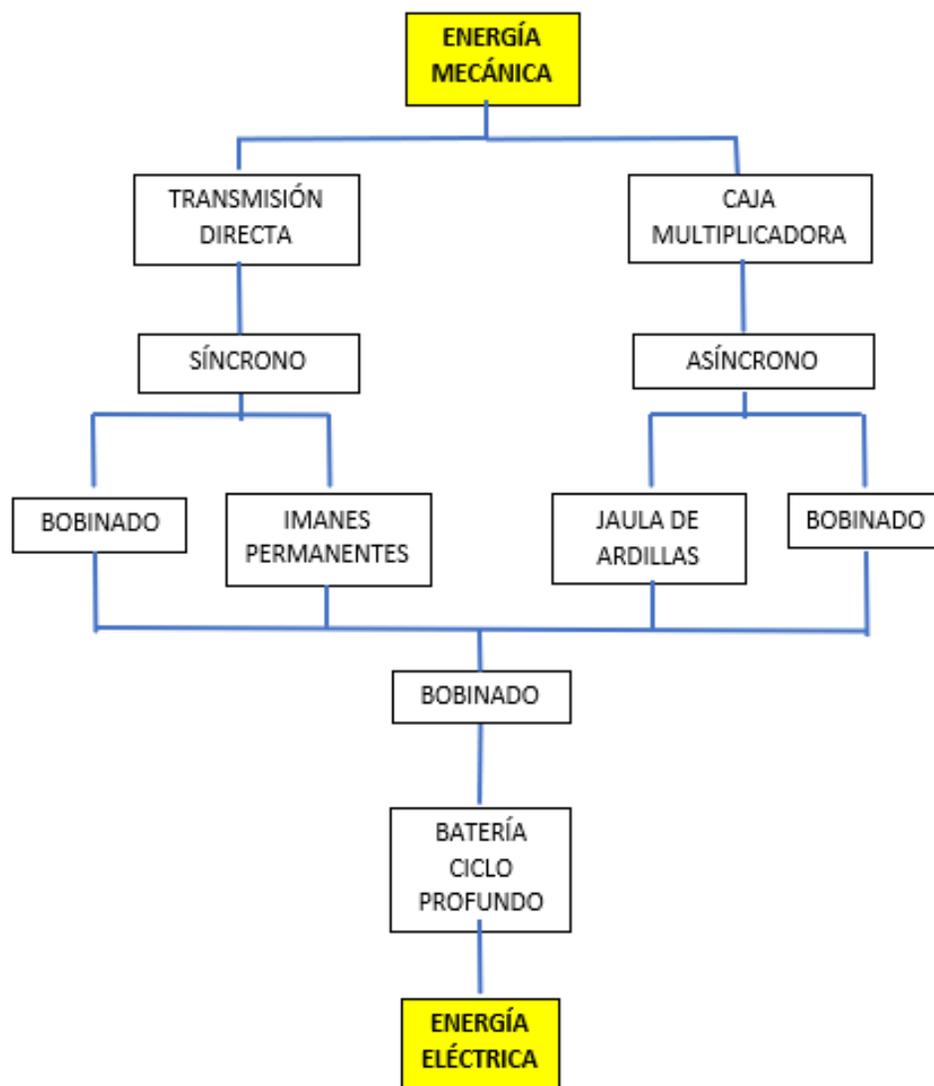


Figura 5. Alternativas posibles de transformación de energía.

El generador como dispositivo para la producción de electricidad, cumple un rol fundamental. Su eficiencia será determinante. La búsqueda de equipos existentes en el mercado local deja en evidencia el elevado costo de estos dispositivos. Ante la connotación social del proyecto, el recurso económico disponible acota las opciones.

Entre las alternativas disponibles y económicamente viables se presentan:

- Generador comercial: si bien hay una amplia variedad, casi no se encuentran disponibles dispositivos que funcionen al régimen de vueltas establecido. Presentan rendimientos elevados y muchas veces también lo es su costo.
- Rebobinado de alternador usado: la disponibilidad de alternadores usados de motos y autos es grande. Si bien el precio es una ventaja para destacar, es necesario un trabajo de rebobinado para adaptar su funcionamiento a tan pocas vueltas. Esto implica un costo y tiempo extra de trabajo, consiguiendo un rendimiento aceptable.
- Fabricación de generador de imanes permanentes: seleccionando materiales adecuados y especificando el bobinado, se consigue elevado rendimiento. Obviamente hay un trabajo asociado que incrementa los costos, pero su eficiencia lo compensa.

2.1.4.1 ALTERNADOR DE IMANES PERMANENTES

Recientemente se ha evidenciado el creciente desarrollo de modelos de alternadores sencillos y prácticos que se conciben como una herramienta valiosa en la conversión de energía eólica [5]. Presentan ventajas como:

- No necesitan escobillas y/o contactos eléctricos internos de autoinducción ya que funcionan como imanes permanentes.

- Son una solución adecuada en aplicaciones de baja potencia porque permiten generar energía en condiciones de operación a bajas rpm.
- Están contruidos con materiales que se pueden obtener en el mercado relativamente baratos.
- Su manufactura para aplicaciones de baja potencia no requiere de maquinaria especializada.

En esencia, un generador de imanes permanentes funciona con un conjunto de imanes que giran frente a unas bobinas que se consideran fijas. Existen dos tipos principales: de flujo radial, cuando el flujo del campo magnético opera perpendicular al eje de giro y de flujo axial: cuyo campo magnético opera paralelo al eje de giro (Figura 6).

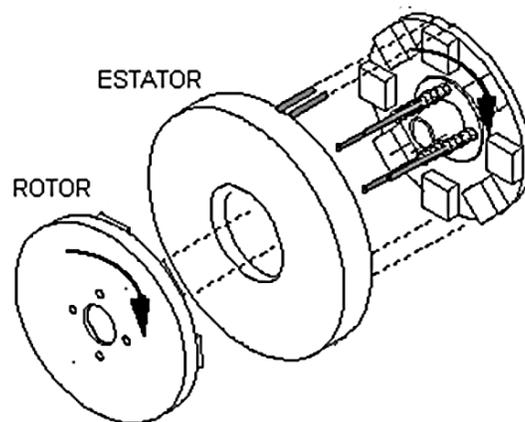


Figura 6. Ensamble de un alternador de imanes permanentes de flujo axial.

Por su sencillez de construcción y desarrollo de materias primas, el alternador de flujo axial es el más usado en aerogeneradores actualmente. La configuración estándar consta de un disco sobre el que van fijos los imanes y en cuya superficie se distribuyen de manera angular y equidistantes [6] (Figura 7).

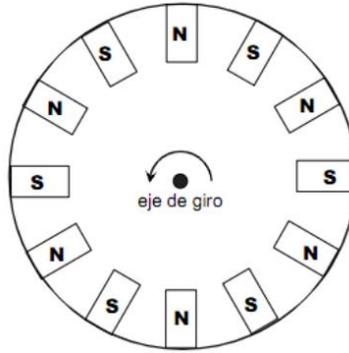


Figura 7. Distribución de imanes en un disco para un AIP.

Estos imanes giran por delante de un grupo de bobinas de N espiras cada una que, en el caso de un generador monofásico, coincide con el número de imanes (Figura 8).

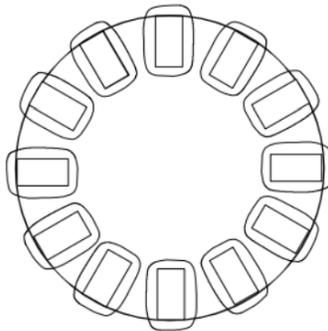


Figura 8. Distribución de bobinas en un estator para un AIP.

Por la configuración descrita anteriormente, se le denomina rotor al disco que aloja a los imanes y estator al disco que soporta al conjunto de bobinas en el alternador.

La fuerza electromotriz (fem) inducida en cada una de las bobinas de este generador, se puede obtener a partir de la expresión de Lorentz, (fem inducida en un conductor móvil en el seno de un campo magnético) puesto que, aunque son los imanes los que se mueven realmente por delante de las bobinas, puede considerarse que estos están quietos y son las bobinas quienes giran en el sentido contrario, frente a los imanes.

2.1.4.2 ALMACENAMIENTO

Hay una tendencia a subestimar la problemática de almacenamiento. Indudablemente es uno de los mayores conflictos a los que se enfrenta cualquier energía renovable, entre ellas, la eólica. Se han logrado diseñar generadores eólicos muy potentes y constantemente se logra aumentar su eficiencia. Por el otro lado, la acumulación sigue siendo una amenaza. Existen diversos métodos para solucionar esto. De todas maneras, los costos asociados suelen ser elevados, por lo cual en muchas ocasiones se opta por otro tipo de obtención de energía.

La solución está en encontrar nuevos caminos de almacenamiento, que sean más eficientes en cuanto a lo que a la energía respecta y con materiales menos costosos. Un inconveniente extra, que muchas veces no se tiene en cuenta, es el desperdicio que pueden generar algunos tipos de almacenamiento una vez que entran en desuso.

2.1.4.2.1 Almacenamiento en baterías

La batería es el último eslabón de la cadena de producción de electricidad con turbinas eólicas. Este dispositivo no puede fallar ya que, su función es la de proveer energía eléctrica cuando el sistema de abastecimiento convencional no funciona. Por esa razón, se le debe dar el trato adecuado.

Tanto en paneles fotovoltaicos como en sistemas eólicos, la batería es el elemento encargado de almacenar la energía eléctrica generada para luego entregarla al consumo cuando se lo requiera.

Existen diferentes clases de baterías de acuerdo con los materiales activos de sus placas, su electrolito, su construcción física, su capacidad, si son aptas para trabajar en ciclos profundos de carga y descarga, entre otras.

Las denominadas baterías de ciclo profundo (Deep cycle) son diseñadas para alcanzar una profundidad de uso bastante superior a 50 %. No sería apropiado utilizar baterías de uso general cuando al ciclo se lo considera profundo.

La profundidad de descarga es la relación entre la energía que tiene la batería disponible para entregar vs la energía que realmente entrega. Las baterías se dimensionan para no pasar de un 80 % de máxima profundidad de descarga.

A modo de ejemplo, se muestra una tabla con las estimaciones de vida máxima de distintas baterías según el ciclo de descarga [7].

Trojan	Visión línea Deep Cycle	Automotrices
700 ciclos al 80 % DOD	350 ciclos al 80 % DOD	120 ciclos al 80 % DOD
1200 ciclos al 50 % DOD	600 ciclos al 50 % DOD	300 ciclos al 50 % DOD
2200 ciclos al 30 % DOD	1300 ciclos al 30 % DOD	500 ciclos al 30 % DOD
7.5 años	3.8 años	1.3 años

Tabla 2. Vida máxima para distintos tipos de batería.

Si se considera el impacto económico que tiene la batería en el costo final del sistema generador, se entiende la importancia de analizar alternativas disponibles. Ya se mencionó el concepto de profundidad de descarga, por lo cual se hace evidente que la única condición en la que se podría optar por baterías que no sean de ciclo profundo, sería aquella donde el costo del dispositivo de almacenamiento sea muy reducido. Un ejemplo representativo de esa condición sería si se tuviese acceso a baterías usadas o dañadas con posibilidad de reparación.

El elemento de almacenamiento no puede alejarse de la condición de viabilidad económica mencionada en el objetivo principal, por lo cual se analizará la posibilidad de seleccionar dispositivos económicos con bajo rendimiento o incrementar el costo asociado si la eficiencia de éste lo justifica.

2.1.4.3 CIRCUITO RECTIFICADOR

La circulación de corriente se produce cuando se conecta una carga externa y el circuito se cierra. Como el flujo de aire presente en la generación de corriente mediante turbinas eólicas es variable, el voltaje en el generador sería también oscilante. Para generar un valor continuo se utiliza el dispositivo rectificador.

Uno de los circuitos rectificadores más utilizados es el denominado de onda completa.

2.1.4.3.1 Rectificador de onda completa

El voltaje en este circuito consigue ser más plano que en el rectificador de media onda (Figura 9). Los diodos D_1 y D_3 conducen durante el semiciclo positivo de entrada ac, y los diodos D_2 y D_4 , durante el semiciclo negativo [8].

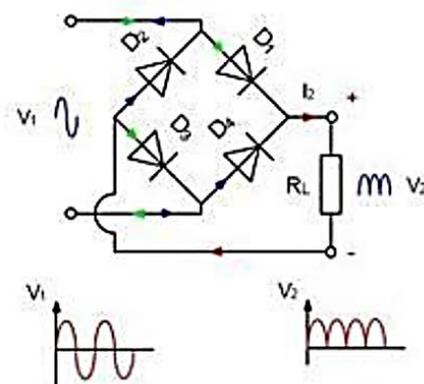


Figura 9. Rectificador de onda completa.

2.1.3.1.2 Filtrado del rectificador

Es posible eliminar prácticamente todas las componentes de frecuencia alterna utilizando filtros en la salida de los circuitos rectificadores. Para ello, se utilizan condensadores que compensan los cambios de voltaje AC e inductores en serie que suavizan los cambios de corriente AC [9] (Figura 10).

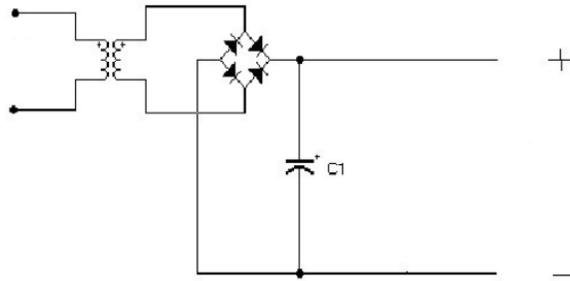


Figura 10. Filtros rectificadores.

2.1 EL VIENTO Y SU ENERGÍA

El viento definido como corriente de aire es originado en la atmósfera por condiciones naturales. Por efecto de la radiación solar, el aire incrementa su temperatura de manera no uniforme. Como consecuencia de la variación de densidad, el aire caliente se eleva, se enfría y desciende nuevamente, repitiendo el ciclo.

Entre las distintas características del viento, se destacan la velocidad y la dirección. En la primera variable, si bien es vectorial, en el estudio eólico solamente interesa la componente paralela al suelo. La segunda, trae aparejada la necesidad de un sistema que oriente la turbina en el caso de que ésta no lo pueda hacer de manera autónoma.

La velocidad del viento define de manera preponderante la potencia a extraer (Ecuación 1). A su vez, existen otras variables como la densidad del aire y el área de barrido que influyen, aunque en menor medida, en la potencia final [10].

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} (\rho A v) v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Donde

- P_d potencia disponible
- \dot{m} caudal másico
- v velocidad del viento
- ρ densidad del aire
- A área de barrido

2.2.1 LEY DE BETZ

Con la ecuación del apartado anterior se obtiene el potencial energético disponible. Si se pensara que toda esa energía del viento pudiera aprovecharse, detrás de la turbina el aire permanecería quieto. Obviamente no es lo que sucede. La teoría del límite de aprovechamiento, elaborada por Albert Betz, en la ley que lleva su nombre, establece que no puede convertirse más que el 59.3% de la energía cinética del viento, utilizando una turbina eólica [11].

Se llama coeficiente de potencia C_p a la relación entre la potencia extraída y la potencia total del fluido, que como ya se ha dicho no podrá superar el valor 0,593.

$$P_{m\acute{a}x} = 0,593 P_d \quad (2)$$

La relación anterior no contempla variables reales como la compresibilidad del fluido y la resistencia aerodinámica del fluido. Por eso, se la considera una aproximación teórica, ideal.

La curva de límite de Betz establece la necesidad de establecer un λ para hallar el C_p (Figura 11).

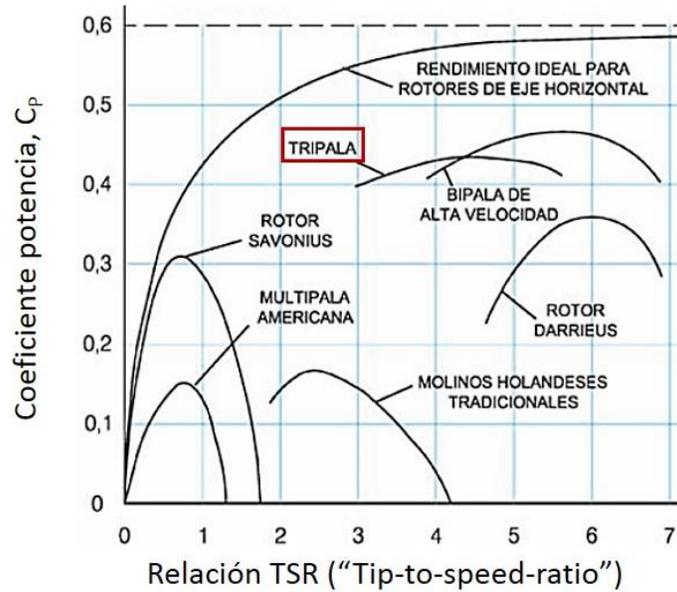


Figura 11. Coeficiente C_p vs Relación TSR para diferentes tipos de turbinas

El valor λ (Tip Speed Ratio) sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas distintas, y se define como:

$$TSR = \frac{2\pi nr}{v60} \quad (3)$$

Siendo

- r radio del generador [m]
- n revoluciones por minuto
- v velocidad del viento [$\frac{m}{s}$]

2.2.2 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Es posible afirmar que la representatividad de los datos de viento está ligada al instrumental utilizado y la manera en que se registraron los datos. Al momento de tratar estas variables, es necesario hacer consideraciones que permitan establecer de manera estadística el potencial disponible en una cierta región. Los datos suelen presentarse de manera discontinua en la escala del tiempo.

Un camino sencillo para obtener cuantitativamente el potencial disponible es encontrando una distribución que aproxime el comportamiento de la velocidad del viento en función del tiempo. Una de las más utilizadas es la denominada distribución de Weibull [12] (Ecuación 4).

$$N = 8760e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

Siendo:

- $N =$ número de horas al año en que el viento es inferior o igual a v
- $v =$ velocidad del viento
- c y $k =$ parámetros que dependen de las condiciones eólicas del emplazamiento
- $c =$ factor de escala $\left(\frac{m}{s}\right)$
- $k =$ factor de forma
- $8760 =$ cantidad de horas que tiene un año

La velocidad de diseño de la máquina será aquella a la que se obtenga una mayor ganancia energética, y conocida la velocidad de diseño se puede calcular la velocidad de régimen a la que ha de girar la turbina para que el rendimiento sea máximo.

Cabe destacar también que estos cálculos deben efectuarse cuando se cuenta con series de datos de estaciones meteorológicas, con mediciones puntuales de la velocidad del viento en horas determinadas. Las mediciones que se realizan hoy se efectúan con instrumentos que almacenan los datos obtenidos y los envían a computadoras, las que realizan los cálculos mediante softwares específicos

CAPÍTULO III

3 CÁLCULOS DE DISEÑO DE TURBINA EÓLICA

3.1 POTENCIAL EÓLICO DISPONIBLE

3.1.1 OBJETIVO

Se busca determinar la magnitud del potencial eólico en el emplazamiento mediante el método más eficiente disponible. Se utiliza la información brindada por el Servicio Meteorológico Nacional y los instrumentos y/o correlaciones necesarias para establecer con el menor error posible la capacidad energética que es posible extraer.

3.1.2 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

Ante la idea de utilizar a la energía eólica como abastecimiento sostenible, surge la necesidad de evaluar la eficacia de dicha instalación en una región determinada. No todas las zonas presentan características similares de este recurso. Se deberá comprobar que el escenario particular cumple con los requerimientos que la tecnología en cuestión involucra.

La recopilación de datos puede provenir de varias fuentes. Se enumeran los métodos existentes:

- 1) Utilización de medidas efectuadas en el lugar de estudio por otros institutos o particulares, durante un cierto período y bajo una metodología determinada
- 2) Medida de valores de velocidad del viento en el lugar donde se ubicaría el generador eólico
- 3) Utilización de medidas efectuadas por una estación meteorológica cercana y una correlación adecuada de los datos al lugar específico de estudio

La primera opción se descarta de manera directa. No existen mediciones efectuadas en el lugar de estudio o incluso, en zonas aledañas.

En el proyecto presente, se utilizan los últimos dos métodos. Mediante un anemómetro se toman valores de la velocidad del viento en distintos días y horarios del año, en un punto específico, en el barrio Nuevo Golf. Los mismos son efectuados a una altura de 2 m. Luego, se utiliza una correlación para extrapolar los datos a la altura correspondiente a la ubicación del futuro generador. Paso siguiente, se comparan los valores obtenidos con los proporcionados por el Servicio Meteorológico Nacional, para cada día y horario de medida realizada. Se encuentra un patrón de diferencia entre ambas fuentes. De esta manera, se evita la medición de las velocidades del viento en períodos prolongados. Se trabaja con los valores brindados por el SMN, entendiendo que la precisión de sus equipos es ampliamente superior a la de un anemómetro simple.

En todo momento se utilizan valores de velocidad media, mensual o anual. La razón de lo anterior es la accesibilidad a los datos de este tipo. Así se evalúa adecuadamente el régimen de viento.

3.1.3 DATOS DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL

La estación meteorológica ubicada en el aeropuerto internacional de Mar del Plata “Astor Piazzolla” reportó los valores de velocidad [m/s] del viento para cada mes [13] (Tabla 3 y Figura 12).

Mes	Velocidad (m/s)	Mes	Velocidad (m/s)	Mes	Velocidad (m/s)
Ago 17	4.2	Ene 17	4.7	Mar 18	3.6
Sep 17	4.7	Feb 17	3.9	Abr 18	4.2
Oct 17	3.9	Mar 17	3.6	May 18	3.3
Nov 17	3.6	Abr 17	3.9	Jun 18	4.2
Dic 17	3.9	May 17	2.8	Jul 18	3.6
Ene 18	2.8	Jun 17	4.2		
Feb 18	4.2	Jul 17	3.6		

Tabla 3. Velocidades medias de viento correspondientes a cada mes.

Cuya representación en gráfico de barras se dispone a continuación:

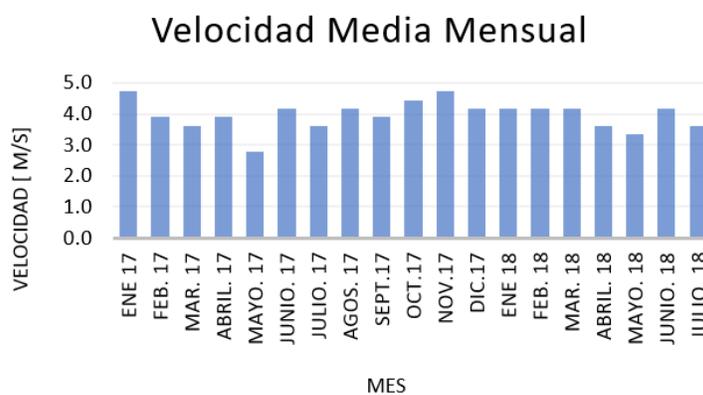


Figura 12. Velocidad media de viento correspondiente a cada mes

Los reportes del Servicio Meteorológico Nacional son efectuados en cada hora. Los datos recolectados corresponden a mediciones durante todo el año 2017 y la mitad del año 2018. Es decir, 18 meses de datos, con 24 valores por cada día.

La representación gráfica de todos los valores mencionados sirve para visualizar condiciones de velocidad extrema, picos de velocidad dispersos (Figura 13). El dispositivo a diseñar debe presentar resistencia ante estos fenómenos que, si bien tienen una probabilidad de ocurrencia reducida, podrían poner en riesgo la integridad del sistema.

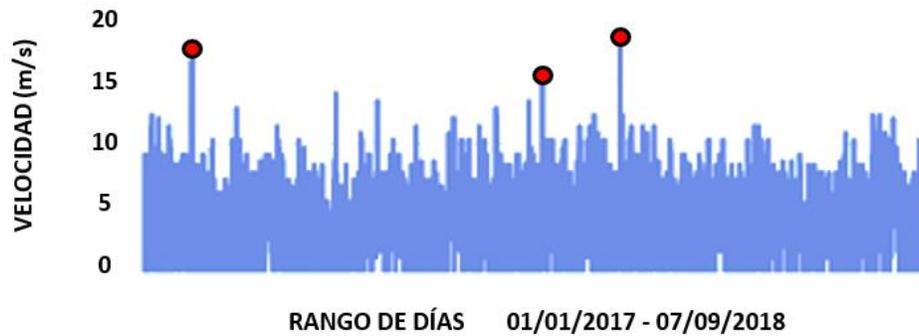


Figura 13. Velocidades de viento correspondientes a cada mes

3.1.4 DATOS OBTENIDOS EXPERIMENTALMENTE

Utilizando un anemómetro digital **MLAT**, se obtiene información sobre la velocidad del viento en el lugar donde está localizada la vivienda, distintos días y horarios (Figura 14 y Tabla 4). Al mismo instante, se obtiene el dato correspondiente que obtiene la estación meteorológica mencionada. Como resultado, se encuentran valores de velocidad medidos en distintos puntos físicos (altura y localización) al mismo tiempo. Se procede a efectuar una comparación y establecer una diferencia en porcentaje.



Figura 14. Anemómetro

Fecha - Horario	Velocidad (m/s) anemómetro	Velocidad (m/s) estación
23/7 14:00 hs	3.9	4.4
26/7 15:30 hs	5.5	7.5
06/8 13:30 hs	3.8	5
16/8 13:00 hs	6.3	9.6
25/8 12:00 hs	5.2	6.9

Tabla 4. Velocidades de viento medidas manualmente

3.1.5 CORRELACIÓN POR ALTURA

Con el objetivo de un mejor aprovechamiento del recurso eólico, la base del generador se coloca sobre la loza del establecimiento. El rotor se ubica a una altura aproximada de 48 msnm (5 m sobre superficie).

Como ya se ha hecho mención, los datos de campo obtenidos fueron a una altura de 45m (2 m sobre superficie).

Para hallar la correlación entre la velocidad del viento a las distintas alturas se aprovecha la siguiente ecuación [4]:

$$V_z = V_{zr} \cdot \frac{\ln\left(\frac{60}{Z_{or}}\right) \cdot \ln\left(\frac{Z}{Z_o}\right)}{\ln\left(\frac{60}{Z_o}\right) \cdot \ln\left(\frac{Z_r}{Z_{or}}\right)} \quad (5)$$

- V_z Velocidad media anual en el sitio donde se desea instalar la máquina
- V_{zr} Velocidad media anual en la estación de referencia
- Z Altura del eje del rotor de la máquina eólica
- Z_r Altura del anemómetro en la estación de referencia
- Z_o Altura de la rugosidad superficial en el sitio de instalación
- Z_{or} Altura de la rugosidad superficial en la estación de referencia

El parámetro Z_o hace referencia a la rugosidad del terreno y se le asigna un valor según su clasificación (Tabla 5).

Zo (m)	Clasificación	Descripción del terreno
≤ 0,0002	Mar	Agua en calma, llanuras nevadas
0,0050	Liso	Campos nevados
0,0300	Abierto	Terreno abierto y llano, hierba, algunos obstáculos aislados
0,1000	Abierto rugoso	Cultivos bajos, grandes obstáculos ocasionales
0,2500	Rugoso	Cultivos altos, obstáculos dispersos
0,5000	Muy rugoso	Parques, matorrales, obstáculos numerosos
1,0000	Cerrado	Densa cobertura regular de obstáculos: bosques
≥ 2	Caótico	Bosques irregulares con claros

Tabla 5. Rugosidad del terreno

A través de la ecuación anterior, se encontrará la variación de las velocidades obtenidas aumentando su altura.

Datos:

V_{zr} = valores medidos con anemómetro ; $Z_o = Z_{or} = 0,03$; $Z = 48m$ snm ; $Z_r = 45 m$ snm

El factor de corrección por altura es 1.008 , es decir prácticamente nulo.

Finalmente se comparan las velocidades obtenidas (Tabla 6).

Velocidad (m/s) Anemómetro	Velocidad (m/s) Correlación	Velocidad (m/s) Estación	Vel.Correlación / Vel.Estación %
3.9	3.9	4.4	89
5.7	5.7	7.5	76
4.2	4.2	5	84
8.2	8.2	9.6	85
6.2	6.2	6.9	90

Tabla 6. Velocidades de viento medidas experimentalmente, modificadas y obtenidas a través del SMN.

Por lo tanto, la velocidad del viento en el emplazamiento representa aproximadamente un 85% de la medida en la estación meteorológica.

Nuevamente, se utiliza el promedio de las velocidades mensuales y se calcula el 85 % (Ecuación 6).

$$Vel_{trabajo} = 85\% \frac{\sum Vel_{mensuales}}{19} = 3.4 \frac{m}{s} \quad (6)$$

Ésta será la velocidad a utilizar en la parte de diseño del aerogenerador.

3.2 DISEÑO DE TURBINA EÓLICA

3.2.1 OBJETIVOS

Se busca desarrollar la turbina eólica más simple capaz de satisfacer las necesidades impuestas. Se trata de un dispositivo económicamente viable cuyo diseño está restringido por las condiciones físicas de la ubicación y las necesidades técnicas de los futuros usuarios.

3.2.2 CONCEPTO

En el capítulo 1 se hizo mención de la amplia oferta de generadores en el mercado actual. No existe un diseño perfecto. Según las condiciones de trabajo específicas, un mismo modelo puede resultar eficiente en un caso y, todo lo contrario, en otro. Por ejemplo, existe una velocidad mínima de arranque del rotor. Según la disponibilidad de recurso eólico, girará o no.

Resulta conveniente establecer el contexto de trabajo:

- Potencial eólico disponible: relativamente bajo. Podría incrementarse si se aumentara la altura de trabajo. La razón por la cual no se hace está basada en los costos asociados a la estructura de soporte y al riesgo que presentaría en una zona residencial.
- Zona: casa en terreno elevado, en la periferia de Mar del Plata. Escaso acceso a servicios básicos como red eléctrica.
- Presupuesto: quizás el punto más importante. La viabilidad económica es la condición preponderante en todo análisis y decisión. Se evalúa la reducción de la potencia obtenida, siempre

que esto traiga aparejado una reducción significativa en costo, y que las necesidades energéticas estén satisfechas.

- Mantenimiento: mínimo. Considerando la posibilidad futura de que el generador sea fabricado por individuos con poco o nulo conocimiento técnico, se busca simplificar las tareas de mantenimiento necesarias y, en concordancia con el punto anterior, disminuir su costo.

Haciendo uso de las características de los distintos tipos de generadores eólicos, se analizarán uno por uno los distintos puntos de contexto de trabajo, para determinar en una primera instancia, qué tipo de generador eólico se diseñará:

- Potencial eólico disponible: aunque la eficiencia de las máquinas de eje vertical es inferior, funcionan a velocidades de viento más bajas. Se descarta la posibilidad de incrementar el recurso a través de un aumento de altura.
- Zona: el ruido asociado al generador podría no afectar si se ubicara a cierta distancia de la vivienda. Si bien no existen muchas edificaciones aledañas, es probable que la situación cambie en un corto plazo, como consecuencia de la necesidad de terrenos para construir.

En este caso, la contaminación sonora debería evitarse. Los generadores de eje vertical presentan menor ruido, y a su vez funcionan en alturas menores, disminuyendo el impacto visual.

- Presupuesto: la oferta disponible de generadores de eje horizontal es muy superior por sobre los de eje vertical. Lógicamente, a mayor oferta, menores precios. Es una tecnología ampliamente comprobada, por lo cual el riesgo es menor. El inconveniente está en la necesidad de diseñar un sistema de orientación, que podría adherir un costo.
- Mantenimiento: los componentes ubicados en altura en los generadores de eje horizontal presentan dificultades técnicas y económicas a la hora de realizar tareas de mantenimiento. Se entiende la altura como un riesgo a evitar, más aún si se trata de individuos cuya actividad principal no es ésta.

Se selecciona entonces, un generador de eje vertical.

3.2.3 ELECCIÓN DE TURBINA DE TIPO VERTICAL

Se comparan los tres modelos de turbinas verticales más importante encontrando ventajas y desventajas (Tabla 7).

Savonius	Darrieus	Mixta
Dispositivo de arrastre	Dispositivo de levantamiento	Dispositivo de levantamiento y arrastre
Bajo rendimiento X	Buen rendimiento ✓	Rendimiento óptimo ✓
Soportan bien la turbulencia ✓	Inconvenientes de turbulencia X	Inconvenientes de turbulencia X
Arrancan a velocidades bajas (Autoarranque) ✓	Requiere velocidades mayores a 4ms (Motor de arranque) X	Arranca a velocidades bajas y funciona a velocidades mayores ✓
Económica y simple de fabricar ✓	Costos mayores asociados a factores de construcción X	Costos aún mayores por fabricación híbrida X

Tabla 7. Características principales según tipo de generador vertical.

Entendiendo que la variable económica y la facilidad de fabricación dominan la toma de decisiones, se selecciona la turbina denominada “Savonius”. La principal desventaja de este diseño es el bajo rendimiento. Si bien las turbinas Savonius están caracterizadas por una forma de funcionamiento determinada, existen alternativas dentro del mismo modelo, capaces de variar la eficiencia del dispositivo.

3.2.4 CARACTERÍSTICAS DE TURBINA SAVONIUS

Actualmente existen diversos modelos de turbina Savonius. Las principales variables son: número, tamaño y forma de álabes, disposición de estos, separación entre el eje del rotor y los álabes y cantidad de módulos dispuestos en el rotor. Las variantes son prácticamente infinitas, siendo algunos modelos particulares los que presentan mayor repetitividad en el mercado (Figura 15).

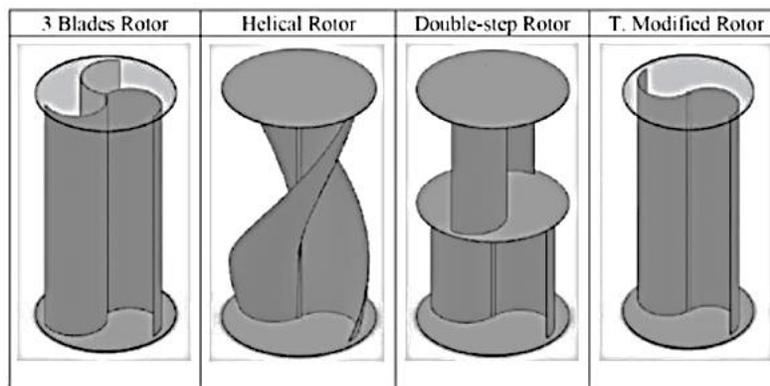


Figura 15. Modelos principales de turbina Savonius

3.2.5 DISEÑO DEL ROTOR

3.2.6 CONCEPTO

El viento interactúa con el rotor como primer elemento del conjunto. El rotor a diseñar consta de un módulo, con dos álabes y tapas circulares. Por motivos de rendimiento, todas estas partes deberán presentar bajo peso, ya que éste se traduce como carga en el eje y en la estructura.

3.2.7 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS

La geometría de los álabes es un parámetro de vital importancia en el proceso de diseño de una turbina, puesto que dependiendo de la forma del álabe se determinará qué tanta potencia se aprovecha del viento.

Parámetros principales [15] (Fig. 16):

- s *traslapo*
- s *diámetro*
- a *ancho álabe*
- e *distancia entre álabes*
- h *altura álabe*

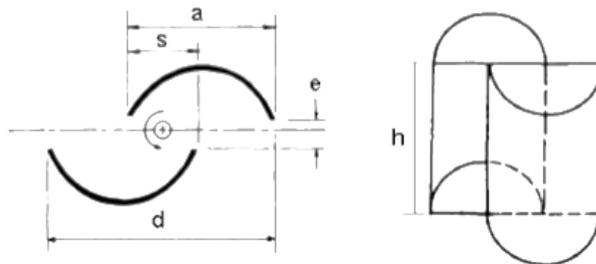


Figura 16. Parámetros geométricos principales.

3.2.8 MEJORAS DE RENDIMIENTO

Relaciones de parámetros

Con el objetivo de obtener el mayor rendimiento posible, se hace uso de la recomendación de Sandía Laboratories en el reporte SAND76-0131 [16], donde se establece que las mejores características de construcción son:

- $0.1 \leq \frac{s}{d} \leq 0.15$
- $e = 0$
- $h/d = 2$

3.2.9 NÚMERO DE ÁLABES

Se estima que el $C_{pm\acute{a}x}$ de un rotor de 2 aspas puede ser un 40% mayor que uno de 3. A medida que se incrementa el número de álabes, el $C_{pm\acute{a}x}$ se reduce [16]. La desventaja de un rotor con solamente dos aspas radica en que, el par motor presenta mayor variabilidad. No ocurre lo mismo al incrementar el número. Una solución alternativa a elevar el número de álabes es establecer varios módulos de dos aspas con cierta rotación sobre el eje. Por dicho motivo, se utilizan dos pares de álabes rotados 90° entre sí (Figura 17).

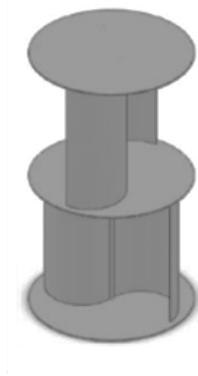


Figura 17. Módulos rotados 90° .

3.2.10 ÁNGULO DE HELICOIDE

Se ha verificado que el rango de velocidad de punta y el $C_{p\text{máx}}$ varían según el ángulo del helicoide del álabe. A 45° se encuentra el coeficiente de potencia más alto $C_p = 0.3$ [17]. La desventaja de este ángulo resulta en la aparición de un coeficiente de torque negativo, bajo la condición de $\text{TSR} = 0.8$. Para no modificar el ángulo y evitar el inconveniente anterior, se podría limitar el TSR a un valor inferior.

3.2.11 PARÁMETROS DE DISEÑO A UTILIZAR

- $0.1 \leq \frac{s}{d} \leq 0.15$
- $e = 0$
- $h/d = 2$
- número de aspas: 2
- ángulo de helicoide o torsión: 45°
-

Entonces, si se selecciona una altura $h = 500$ mm se corresponde un diámetro $d = 250$ mm. Luego se establece un traslape de $s = 30$ mm y se obtiene una relación $s/d = 0,12$.

Al definir la altura, el diámetro y el traslape (Ecuación 7 y Figura 18).

$$d - s = 2A \quad (7)$$

$$d - s = 2a = 250 \text{ mm} - 30 \text{ mm} = 220 \text{ mm}$$

$$A = 110$$

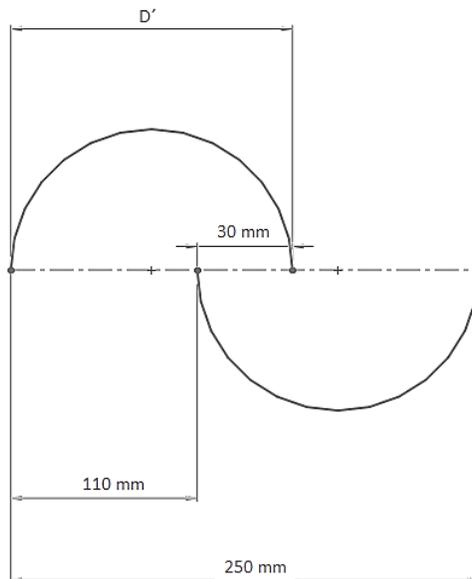


Figura 18. Parámetros geométricos seleccionados

De la figura se concluye que el diámetro del álabe es de $D' = 140$ mm.

3.2.12 MATERIAL DEL ROTOR

Ya se han mencionado las características necesarias para el material del rotor. Al requerimiento de bajo peso y resistencia, se adiciona la necesidad de un material que no se vea afectado por la corrosión y otros factores climáticos. Existen diversos materiales como aceros específicos que junto a buenas características de resistencia mecánica ofrecen resistencia frente a ambientes corrosivos. Sin embargo, PVC reúne esas cualidades a un precio considerablemente menor. Como ventaja extra, es posible modificar su color de manera simple, con el objetivo de hacerlo lucir acorde al entorno donde se va a ubicar.

En el mercado actual, se encuentran tubos con las siguientes características:

- Diámetro 140 mm
- Largo 3 m
- Espesor 2.5 / 3 mm

El largo no presenta inconvenientes. Para conseguir dos pares de álabes con las características impuestas, se requiere un largo de $L= 1000$ mm. Por las medidas comerciales disponibles, se consigue un buen aprovechamiento de material.

El peso correspondiente a los dos álabes sería aproximadamente (Ecuación 8):

$$\text{Peso} = \text{volúmen} * \text{densidad} \quad (8)$$

$$= 2 * \pi * D * \frac{\alpha}{360^\circ} * e * l * \rho$$

Siendo

- *Peso* suma de los pesos de ambos álabes
- *D* diámetro de cada álabe
- *α* ángulo de arco de álabe
- *e* espesor del tubo de pvc
- *l* largo de tramo de tubo de pvc
- *ρ* densidad del pvc

Resulta:

$$= 2 * \pi * 140\text{mm} * \frac{180^\circ}{360^\circ} * 2.5\text{mm} * 500\text{mm} * 1.4 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} = 0.77 \text{ kg}$$

3.2.13 POTENCIA SEGÚN DISEÑO

Se encuentra la potencia que será capaz de extraer el dispositivo eólico con las medidas especificadas.

Datos:

- $\eta = 0.85$ rendimiento global que se recalculará al seleccionar los dispositivos
- $c_p = 0.3$ se estima que con las modificaciones efectuadas el c_p es mayor
- $\rho = 1.23 \frac{kg}{m^3}$ a una presión atmosférica normal y T= 15°C
- $A = 0.27 m^2$ área transversal del rotor
- $v = 3.4 \frac{m}{s}$

$$P_{diseño} = \frac{1}{2} \eta c_p \rho A v^3 =$$
$$= \frac{1}{2} 0.85 * 0.3 * 1.23 \frac{kg}{m^3} * 0.27 m^2 * \left(3.4 \frac{m}{s}\right)^3 \approx 2 w$$

3.2.14 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE GIRO

La velocidad de punta, denominada TSR (Tip Speed Ratio), relaciona dicha variable en el viento con la correspondiente al extremo del álabe (dirección tangencial).

$$TSR = \frac{\omega * r}{v}; \quad \omega = 2 * \pi * n$$

Siendo

- ω velocidad angular (rad/s)
- r radio del rotor (m)

- v velocidad del viento (m/s)
- n número de revoluciones (vueltas/min)

Entonces:

$$\omega = \frac{TSR * v}{r}$$

$$n = \frac{60 * TSR * v}{r * 2 * \pi}$$

Siendo

- $TSR = 0.8$ considerando el $c_p = 0.3$
- $v = 3.4 \left(\frac{m}{s}\right)$
- $r = \frac{d}{2} = \frac{0.250 m}{2} = 0.125 m$

Luego resulta:

$$\omega = \frac{0.8 * 3.4 \frac{m}{s}}{0.125 m} = 21.8 \frac{rad}{s}$$

$$n = \frac{60 * 0.8 * 3.4 \left(\frac{m}{s}\right)}{0.125 m * 2 * \pi} = 208.8 rpm$$

3.2.15 FUERZA SOBRE ÁLABES

Una vez obtenidas las dimensiones de los álabes, se calculan los esfuerzos involucrados. De esta manera, se verifica que no se desarrollen deformaciones que puedan afectar el funcionamiento del generador. Con el objetivo de establecer una situación más desfavorable, se podría utilizar un factor de seguridad y trabajar con una velocidad mayor, considerando un caso hipotético de condición extrema de viento. De todas

maneras, al ser un dispositivo rotante, sería incorrecto considerar que el viento impacta sobre toda la superficie del rotor, por lo cual se trabaja con la misma velocidad media.

Entonces

$$v = 3.4 \left(\frac{m}{s} \right)$$

Las dos fuerzas principales que causan esfuerzos sobre los álabes son: la propia fuerza del viento y la fuerza centrífuga [16]:

- Fuerza del viento: se ejerce una presión sobre los álabes al impactar directamente contra él.

Teóricamente se calcula con la siguiente expresión (Ecuación 9):

$$P_v = \frac{1}{2} \rho v_c^2 \quad (9)$$

Siendo la densidad del aire $\rho = 1.2 \frac{kg}{m^3}$ y la velocidad del viento corregida $v_c = 3.4 \frac{m}{s}$.

La presión ejercida por el viento será:

$$P_v = \frac{1}{2} 1.2 \frac{kg}{m^3} \left(3.4 \frac{m}{s} \right)^2 = 6.9 Pa$$

- Fuerza centrífuga: como consecuencia de la rotación, existe una tendencia a que los álabes quieran alejarse del centro de giro. Se cuantifica de la manera siguiente (Ecuación 10):

$$F_c = m \omega^2 r_c \quad (10)$$

Siendo la masa total $m = 1.54 \text{ Kg}$, $\omega = 21.8 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$ y la distancia al eje de rotación r_c (Figura 19).

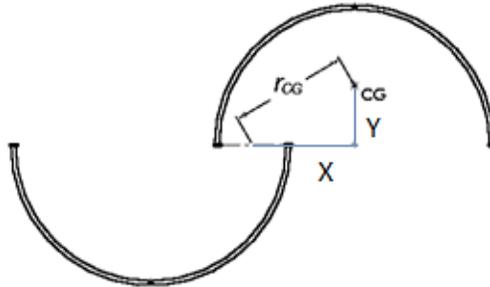


Figura 19. Distancia del centro de masa al eje de rotación

Para obtener la distancia del centro de masa al punto de giro r_{CG} conviene hacer la descomposición en vertical y horizontal (Ecuación 11, 12 y 13).

$$X = r - \frac{s}{2} \quad (11)$$

$$Y = \frac{4r}{3\pi} \quad (12)$$

$$r_{CG} = \sqrt{X^2 + Y^2} \quad (13)$$

Siendo r el radio del álabe s y el traslapo.

$$X = 70 \text{ mm} - \frac{30 \text{ mm}}{2} = 55 \text{ mm}$$

$$Y = \frac{4 * 70 \text{ mm}}{3\pi} = 29.7 \text{ mm}$$

$$r_{CG} = \sqrt{(0.055 \text{ m})^2 + (0.0297 \text{ m})^2} = 0.06 \text{ m}$$

Resulta

$$F_c = 1.54 \text{ Kg} * \left(21.8 \frac{\text{rad}}{\text{s}}\right)^2 * 0.06 \text{ m} = 43.9 \text{ N}$$

3.3 DISEÑO DE LAS TAPAS

3.3.1 OBJETIVO

Se busca desarrollar las tapas más simples capaces de cumplir la función de unión y satisfacer los requisitos de rendimiento, a un costo aceptable para las condiciones del proyecto.

3.3.2 CONCEPTO

Las tapas tienen como objetivo principal evitar que la corriente de aire que ingresó en el álabe se escape de manera rápida. Esto aumenta el rendimiento, es decir el potencial de extracción. A su vez, sirven como elemento de unión entre las partes [17] (Figura 20).

Nuevamente, sus características (dimensión, peso y material) influyen no solamente sobre la eficacia del dispositivo, sino también sobre su costo de fabricación y mantenimiento futuro.

Siguiendo la línea de trabajo, se opta por tapas del mismo material de los álabes, haciendo uso de las ventajas mencionadas en dicha sección y con determinados parámetros geométricos (Figura 21).

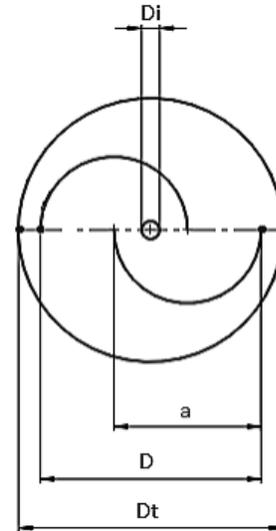
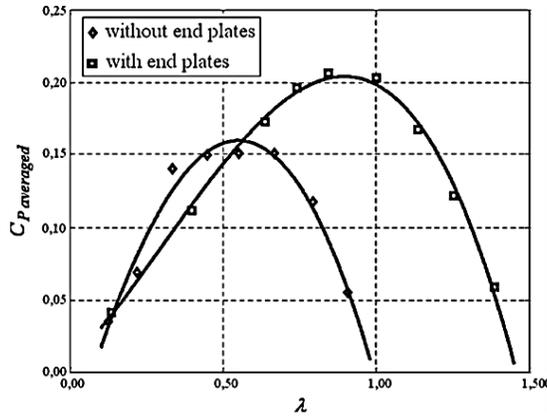


Figura 20. Efecto de tapa sobre rendimiento Figura 21. Parámetros geométricos de la tapa

3.3.3 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS SELECCIONADOS

Se recomienda una relación de diámetro de tapa con diámetro de rotor $\frac{d_t}{d} = 1.1$ [17].

Siguiendo la recomendación citada, se calcula el diámetro de la tapa a seleccionar (Ecuación 14).

$$d_t = 1.1d \tag{14}$$

Siendo el diámetro del rotor $d = 250 \text{ mm}$ resulta un diámetro de tapa:

$$d_t = 1.1 * 250 \text{ mm} = 275 \text{ mm}$$

Se seleccionan 3 tapas de la medida calculada o en su defecto, muy próxima, con el fin de evitar efectos secundarios sobre la inercia del rotor. En cuanto al espesor, se espera que, si bien debe tener cierta rigidez, su valor sea insignificante respecto a la altura del dispositivo.

Un esquema aproximado de la ubicación de las tapas es el siguiente (Figura 22):

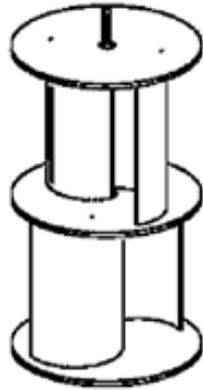


Figura 22. Esquema aproximado de la ubicación de las tapas

Considerando la cantidad, tamaño y material, resulta un peso aproximado (Ecuación 15):

$$Peso = 3 * \rho_{PVC} * A * e \quad (15)$$

Siendo ρ_{PVC} la densidad del material, A el área de la sección circular y e su espesor.

Considerando ρ_{PVC} de la sección correspondiente a los álabes, un diámetro $d_t = 275 \text{ mm}$ y un espesor asociado de $e = 3 \text{ mm}$ se calcula el peso correspondiente.

$$Peso = 3 * 1.4 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} * 593.9 \text{ cm}^2 * 0.3 \text{ cm}$$

$$Peso = 0.75 \text{ Kg}$$

3.4 DISEÑO DE ÁRBOL

3.4.1 OBJETIVO

Se busca encontrar un eje disponible en el mercado, lo suficientemente seguro y a bajo costo. Debe ser capaz de satisfacer las condiciones de servicio impuestas y no encarecer el proyecto de manera excesiva.

3.4.2 CONCEPTO

Los árboles son componentes de máquinas que cumplen la función de transmitir potencia y generalmente se presentan con secciones cilíndricas. No existen fórmulas o métodos exactos para su diseño. Sin embargo, existen recomendaciones detalladas que, siguiendo un criterio racional, establecen los pasos a seguir [18].

El árbol sirve como elemento de unión entre los distintos componentes del generador. Estará sujeto en tres puntos, siendo los dos inferiores rodamientos seleccionados para verificar las condiciones impuestas.

Se busca un diseño eficiente, sin cambios bruscos de secciones, con montaje sencillo y medidas normalizadas en lo posible.

3.4.3 SELECCIÓN DE MATERIAL

Siguiendo el lineamiento de las secciones anteriores, se busca un material comúnmente utilizado para árboles, comercialmente disponible y con buenas propiedades mecánicas. El más utilizado, tanto sea por sus propiedades como por su precio y disponibilidad es el acero. Existe la posibilidad de realizarle tratamientos térmicos y obtener mejor rendimiento en zonas localizadas.

Por las exigencias a las que será sometido, no es necesario efectuar tratamientos térmicos. El material utilizado para el eje es acero 1045.

3.4.4 CÁLCULO DE EJE

1. Establecer la ubicación relativa de los distintos elementos (Figura 23).



Figura 23. Ubicación de elementos

Siendo

- A: punto de aplicación de carga del viento
 - B: punto de aplicación de carga del viento y punto de apoyo
 - C: punto de apoyo
2. Definir el montaje a utilizar para el conjunto, considerando las piezas a colocar, la ubicación y tipo de apoyos.

En ocasiones, cuando las magnitudes de las fuerzas son razonablemente bajas, los hombros pueden construirse con anillos de retención en ranuras, manguitos entre componentes o collarines de sujeción. En los casos donde las cargas axiales son muy pequeñas, puede ser factible hacerlo sin los hombros, y confiar en ajustes de presión, pasadores o collarines con tornillos de sujeción para mantener una ubicación axial.

Es necesario tener en consideración el método de ensamblado de los componentes en el eje, y el ensamblado del eje en la estructura. Por lo general, esto requiere el diámetro más grande en el centro del eje, y diámetros progresivamente más pequeños hacia los extremos, para permitir que los componentes se deslicen hacia las puntas. Si se necesita un hombro en ambos lados de un componente, debe crearse uno de ellos mediante algo como un anillo de retención o mediante un manguito entre los dos componentes.

3. Establecer las distancias tentativas entre elementos (Figura 24).



Figura 24. Distancias tentativas entre elementos.

4. Diámetro previo

Considerando el torque máximo y una sección maciza, se calcula el esfuerzo de corte máximo que se produce. Con éste, se obtiene el valor límite que debe satisfacer el diámetro del eje.

$$S_s = \frac{T_p C}{J} = \frac{16T_N}{\pi d_e^3} \quad (16)$$

Siendo J el momento de inercia, C el radio de la sección transversal, d_e el diámetro de la sección involucrada, T_N el torque nominal aplicado y S_s el esfuerzo admisible resultante de la resistencia del material con un coeficiente de seguridad aplicado.

$$d_e \geq \sqrt[3]{\left(\frac{16T_N}{S_s \pi}\right)}$$

Reemplazando $T_N = 0.09 \text{ N.m}$ y $S_s = 22.5 \text{ Mpa}$ se obtiene:

$$d_e \geq \sqrt[3]{\left(\frac{16 * 0.09 \text{ N.m}}{22.5 \text{ Mpa} * \pi}\right)}$$

$$d_e \geq 2.7 \text{ mm}$$

Normalizando el diámetro resulta $d_e = 15 \text{ mm}$.

Si se aplica la geometría elegida y los parámetros del material seleccionado resulta una masa de eje aproximado m_e .

$$m_e = \rho_{1045} \pi \left(\frac{d_e}{2} \right)^2 l \quad (17)$$

Siendo la longitud total del eje $l = 1100 \text{ mm}$ y la densidad del material $\rho_{1045} = 7850 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$

$$m_e = 7850 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * \pi \left(\frac{0.015 \text{ m}}{2} \right)^2 * 1.1 \text{ m}$$

$$m_e = 1.5 \text{ Kg}$$

5. Hallar las reacciones en los apoyos (Figura 25).

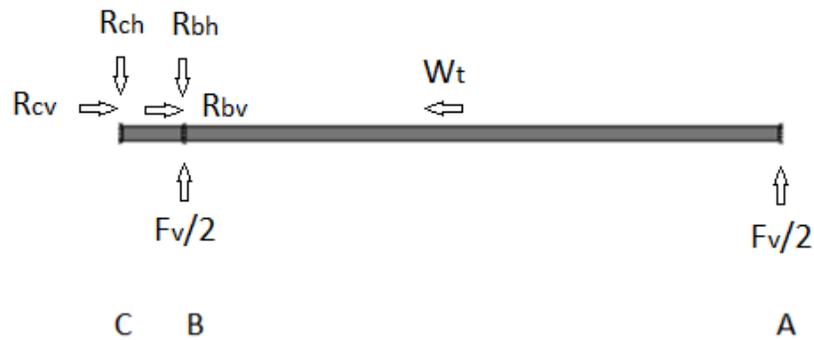


Figura 25. Diagrama de cuerpo libre del eje

Considerando que los dos puntos inferiores son los apoyos existentes, se calculan las reacciones correspondientes.

La fuerza del viento se transmite al eje en partes iguales en dos puntos: en el extremo superior, donde el eje está fijo a la tapa y en el rodamiento superior.

- Fuerza del viento F_v : se calcula utilizando la siguiente expresión (Ecuación 18):

$$F_v = P_v * A \quad (18)$$

Siendo la presión del viento $P_v = 6.9 Pa$ calculada en el apartado anterior y el área proyectada $A = 0.25 m^2$.

Resulta:

$$F_v = 6.9 Pa * 0.25 m^2 = 1.7 N$$

- Peso total W_t : equivalente a la suma de los dos pares de álabes, las tapas y el eje.

$$W_T = W_a + W_e + W_t \quad (19)$$

Siendo

W_T peso total

W_a peso par de álabes

W_e peso eje

W_t peso tapas

Resulta:

$$W_T = g * \left((2 * 1.54 \frac{Kg}{Par}) + 1.5 Kg + 0.75 Kg \right) =$$

$$W_T = 9.8 \frac{m}{s^2} * 5.3 Kg = 52.2 N$$

Haciendo sumatoria de fuerzas igual a cero en el punto C (Ecuación 20 y 21):

$$R_{bh} + R_{ch} - \frac{F_v}{2} - \frac{F_v}{2} = 0 \quad (20)$$

$$R_{cv} + R_{bv} = W_t \quad (21)$$

Haciendo sumatoria de momentos en C igual a cero:

$$\frac{F_v}{2}(l_2 + l_1) + \frac{F_v}{2}l_1 - R_{bh}l_1 = 0$$

Los resultados de las reacciones son:

- $R_{cv} = R_{bv} = 26.1 \text{ N}$
 - $R_{bh} = 10.2 \text{ N}$
 - $R_{ch} = -6.8 \text{ N}$
6. Realizar los diagramas de esfuerzos actuantes.

Esfuerzo cortante. (Fig. 26)

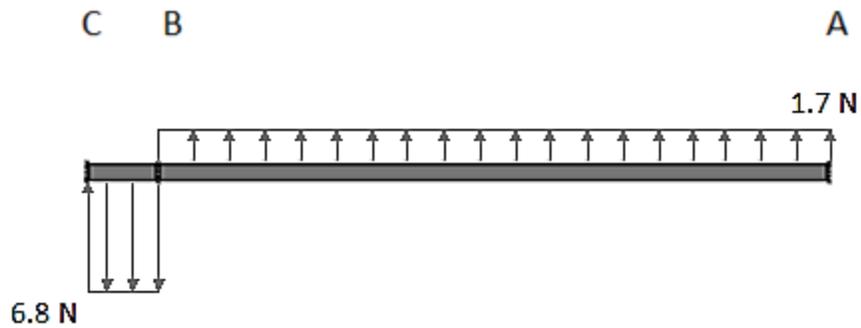


Figura 26. Diagrama de esfuerzo cortante en el eje.

Momento torsor. (Fig. 27)

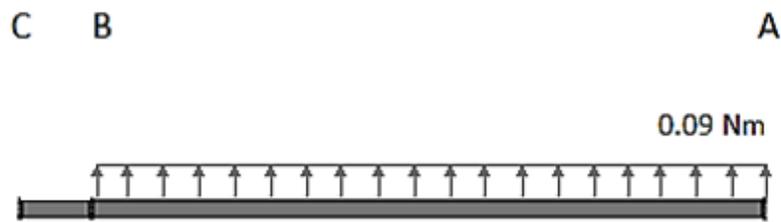


Figura 27. Diagrama de esfuerzo torsor en el eje.

Momento flector. (Fig. 28)

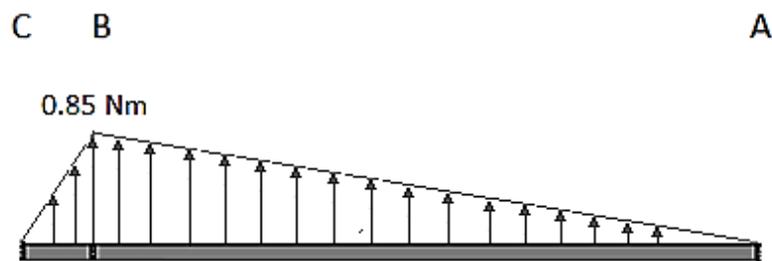


Figura 28. Diagrama de esfuerzo flector en el eje.

7. Localizar las secciones más solicitadas.

Sección con más solicitaciones: sección B)

No es necesario evaluar los esfuerzos en todos los puntos de un eje; es suficiente con hacerlo en los lugares con un riesgo potencial. Por lo general, estas ubicaciones se presentan donde el momento flexionante es grande, donde el par de torsión está presente y donde existen concentraciones de esfuerzo (Figura 29).

{	Torque	0.09 Nm
	Flector	0.85 Nm
	Corte	8.5 N



Figura 29. Sección más solicitada según esfuerzos.

Sección con más desplazamiento: sección A (Figura 30).



Figura 30. Sección más solicitada según desplazamiento.

8. Precálculo a esfuerzos combinados

Mediante el análisis estático se verifica que el eje no colapse al aplicar las solicitaciones. Se calcula el diámetro mediante la teoría de Von Mises [19] (Ecuación 22).

$$d_e = \left[\frac{16N}{\pi S_y} (4M^2 + 3T^2)^{1/2} \right]^{1/3} \quad (22)$$

Siendo

- d_e diámetro mínimo
- N factor de seguridad
- S_y tensión de fluencia

- M momento flector
- T momento torsor

Se considera el punto más solicitado, la sección B, cuyas cargas son:

- Momento flector = 0.85 Nm
- Momento torsor = 0.09 Nm

$$d_e = \left[\frac{16 * 1.5}{\pi * 400 \text{ MPa}} [4 * (0.85 \text{ Nm})^2 + 3 * (0.09 \text{ Nm})^2]^{1/2} \right]^{1/3}$$

$$d_e = 0.003 \text{ m} = 3 \text{ mm}$$

Se obtuvo un diámetro mínimo $d_e = 3 \text{ mm}$. Condición límite para la resistencia a esfuerzos estáticos combinados.

9. Verificar la pieza a esfuerzos combinados con cargas de fatiga por flexión alternativa según método de ASME B106.1M-1985

El eje debe ser capaz de soportar las cargas variables, dinámicas, asociadas tanto al arranque como a variaciones frecuentes en la velocidad del viento.

Se propone verificar la resistencia a la fatiga mediante la siguiente expresión (Ecuación 23):

$$d = \sqrt[3]{32 \frac{N}{\pi} \sqrt{\frac{3}{4} \left(\frac{M_t}{S_y}\right)^2 + \left(\frac{K_f M_f}{S_n}\right)^2}} \quad (23)$$

Siendo

- d diámetro mínimo necesario
- N coeficiente de seguridad adoptado

- M_t momento torsor actuante en sección analizada
- S_n resistencia a la fatiga corregida
- K_f concentrador de tensiones
- M_f momento flector resultante en sección de estudio
- S_y resistencia a la fatiga

Es necesario entonces el cálculo del concentrador de tensiones K_f y de la resistencia a la fatiga corregida S_n .

El concentrador se calcula con la siguiente expresión (Ecuación 24):

$$K_f = 1 + q(K_t - 1) \quad (24)$$

siendo q la sensibilidad a la entalla y K_f el valor teórico de concentración de esfuerzos. Si no se considera la existencia de un concentrados de tensiones en la sección, resulta $K_f = 1$.

La resistencia a la fatiga corregida S_n tiene en cuenta algunos aspectos geométricos y de servicio. Considerando que el material es acero y el número de ciclos al que está sometida la pieza es superior a 10^6 ciclos, se calcula el S_n utilizando la siguiente expresión (Ecuación 25):

$$S_n = K S_e \quad (25)$$

Donde si se considera que el esfuerzo de rotura $S_u = 627 \text{ Mpa} < 1380 \text{ Mpa}$, resulta (Ecuación 26):

$$S_e = 0.5 S_u \quad (26)$$

$$S_e = 313.5 \text{ Mpa}$$

Respecto al cálculo de K , se utiliza la siguiente expresión (Ecuación 27):

$$K = K_a K_b K_c K_d K_e K_{car} \quad (27)$$

Siendo

- Factor de superficie K_a

Considerando superficie mecanizada y el esfuerzo de rotura $S_u = 627 \text{ Mpa}$ se encuentra el coeficiente correspondiente, $K_a = 0.76$. (Figura 31).

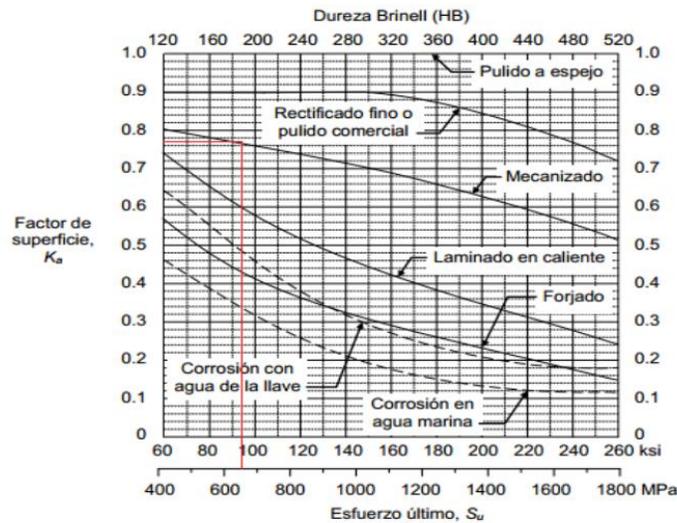


Figura 31. Factor de superficie para el acero

Factor de tamaño K_b

Para un diámetro $d_e = 15 \text{ mm}$ y utilizando la tabla siguiente se calcula el valor del coeficiente (Ecuación 28).

K_b	Relación de diámetro
1	$d_e \leq 8 \text{ mm}$
$1.189d_e^{-0.097}$	$8 \text{ mm} < d_e \leq 250 \text{ mm}$
$0.869d_e^{-0.097}$	$0.3 \text{ in} < d_e \leq 10 \text{ in}$
0.6	$d_e > 250 \text{ mm}$

Tabla 10. Factor de tamaño según diámetro

$$K_b = 1.189d_e^{-0.097} \quad (28)$$

$$K_b = 1.189(15 \text{ mm})^{-0.097} = 0.91$$

- Factor de confiabilidad K_c

Corresponde un valor de $K_c = 0.814$ para una confiabilidad de 99%. (Tabla. 9).

Confiabilidad (%)	50	90	99	99.9	99.99	99.999
K_c	1	0.897	0.814	0.753	0.702	0.659

Tabla 8. Factor de confiabilidad

- Factor de temperatura K_d

La temperatura no supera el límite establecido de 450° C por lo cual no se debe establecer ninguna corrección. Resulta $K_d = 1$.

- Factor de efectos varios K_d

Se asume una hipótesis simplificativa de no existencia de esfuerzos residuales y corrosión. En consecuencia, $K_d = 1$.

- Factor de carga $K_{car} = 1$

Finalmente, reuniendo todos los coeficientes correctivos resulta:

$$S_n = S_e K_a K_b K_c K_d K_e K_{car}$$

$$S_n = 313.5 \text{ Mpa} * 0.76 * 0.91 * 0.814 * 1 * 1 * 1$$

$$S_n = 176.5 \text{ Mpa}$$

Por lo tanto, con $S_y = 531 \text{ Mpa}$, $K_t = 1$, $M_f = 0.85 \text{ Nm}$, $M_t = 0.09 \text{ Nm}$ y $S_n = 176.5 \text{ Mpa}$, se obtiene el diámetro del árbol:

$$d = \sqrt[3]{32 \frac{1.5}{\pi} \sqrt{\frac{3}{4} \left(\frac{0.09 \text{ Nm}}{531 \text{ Mpa}}\right)^2 + \left(\frac{0.85 \text{ Nm}}{176.5 \text{ Mpa}}\right)^2}}$$

$$d = 4.2 \text{ mm}$$

Comparando el valor obtenido para satisfacer la resistencia a la fatiga con el diámetro de árbol establecido anteriormente $d = 15 \text{ mm}$, se verifica el cumplimiento.

10. Verificar que las deformaciones estén dentro de lo aconsejado

La máxima deflexión corresponde al momento flector límite $M_f = 0.85 Nm$ aplicado sobre la sección crítica, ubicada sobre el rodamiento B.

La condición para que el árbol soporte esta sollicitación viene dada por la siguiente expresión (Ecuación 29):

$$\frac{M_t}{W_x} \leq \frac{S_y}{N} \quad (29)$$

Donde, W_x es el momento de resistencia de la sección y vale (Ecuación 30):

$$W_x = \frac{\pi d_e^3}{32} \quad (30)$$

$$W_x = \frac{\pi(0.015 m)^3}{32} = 3.3 \times 10^{-7} m^3$$

Entonces reemplazando $S_y = 400 Mpa$, $N = 1.5$ y $M_f = 0.85 Nm$ resulta:

$$\frac{0.85 Nm}{3.3 \times 10^{-7} m^3} \leq \frac{400 Mpa}{1.5}$$

$$2.6 Mpa \leq 266.6 Mpa$$

Se deduce que, ante esa sollicitación máxima, soportará la deflexión que se obtiene de la manera siguiente (Ecuación 31):

$$\delta_{máx} = \frac{F_v L_{AB}^3}{48EI} \quad (31)$$

Siendo, la distancia entre rodamientos $L_{AB} = 0.1 m$, la rigidez a la flexión EI , donde la elasticidad $E = 200 GPa$ y el momento inercial I se obtiene a continuación:

$$I = \frac{\pi}{64} d_e^4 = \frac{\pi}{64} (0.015 m)^4 = 2.45 \times 10^{-9} m^4$$

Finalmente:

$$\delta_{m\acute{a}x} = \frac{1.7 \text{ N} * (1 \text{ m})^3}{48 * 200 \text{ GPa} * 2.45 * 10^{-9} \text{ m}^4} = 7.22 * 10^{-5} \text{ m}$$

La máxima deflexión del árbol $\delta_{m\acute{a}x} = 0.07 \text{ mm}$.

La máxima deflexión posible en el árbol se rige por la siguiente expresión:

$$\delta_{m\acute{a}x a} = (0.03 \dots 0.05)d$$

Por lo que $\delta_{m\acute{a}x} < \delta_{m\acute{a}x a}$ indica que se soportará la deflexión a causa del viento.

A la hora de seleccionar el rodamiento a ubicar en esa posición, se tendrá cuenta el valor permisible de deflexión del eje para satisfacer las condiciones impuestas (Ecuación 32).

$$\theta_{m\acute{a}x} = \frac{F_v L_{AB}^2}{16EI} \quad (32)$$

$$\theta_{m\acute{a}x} = \frac{1.7 \text{ N} * (1 \text{ m})^2}{16 * 200 \text{ GPa} * 2.45 * 10^{-9} \text{ m}^4} = 2.17 * 10^{-4} \text{ rad}$$

3.4.5 VERIFICACIÓN ESTÁTICA MEDIANTE MODELADO NUMÉRICO

Mediante un software de modelado numérico, se desarrolla un eje de longitud equivalente a la parte en voladizo. Se aplican las condiciones de contorno asociadas: empotramiento en lado izquierdo y la fuerza del viento distribuida en ambos extremos, tal y como se mostró en el cálculo de eje analítico. Como es de esperarse, el coeficiente de seguridad empleado es muy elevado por lo tanto verifica el esfuerzo estático y el desplazamiento máximo admisible (Fig. 32 y Fig. 33).

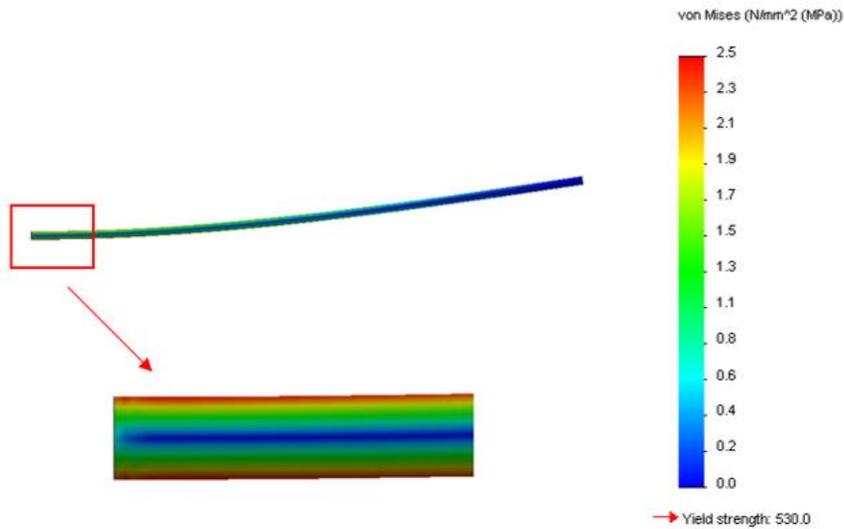


Figura 32. Estado tensional ante esfuerzo estático.

Se obtiene un valor máximo de tensión de 2.5 Mpa, por lo cual resulta por demás verificada la condición.

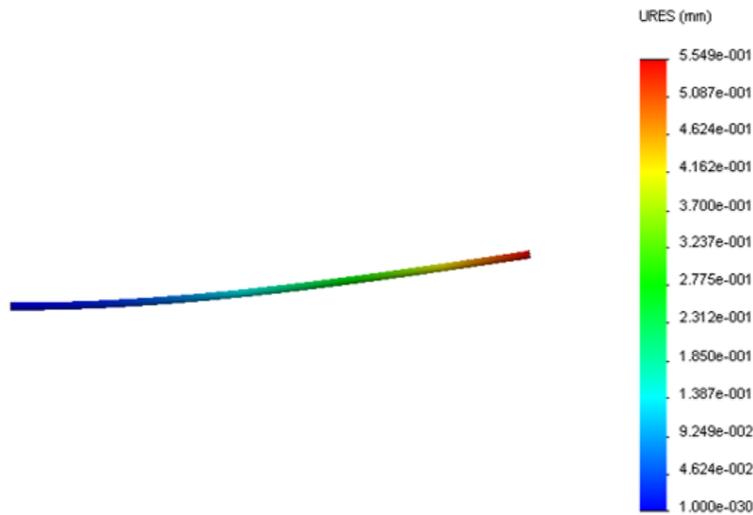


Figura 33. Desplazamiento debido a fuerza del viento.

Se obtiene un valor mayor al calculado de forma analítica, pero aún así se encuentra dentro del rango permitido, por lo que se corrobora la condición de seguridad.

3.5 DISEÑO DEL GENERADOR EÓLICO

3.5.1 OBJETIVO

Se busca utilizar diseños existentes en el mercado aplicando las modificaciones necesarias para adaptar su funcionamiento a las condiciones impuestas. Siendo un punto clave en la conversión de energía mecánica en eléctrica, se admite una pequeña desviación en el presupuesto final con el objetivo de obtener un rendimiento lo más elevado posible y así conseguir eficiencia en el dispositivo.

3.5.2 CONCEPTO

En cuanto a lo que rendimiento refiere, la fabricación del generador es la opción más viable. Si bien su complejidad se aleja en cierta medida del objetivo del proyecto, se va a hacer una excepción. El diseño de un generador vertical de bajo costo restringe de manera determinante la potencia a extraer del viento. No sería correcto admitir una pérdida extra importante en la etapa de conversión de la energía mecánica en eléctrica.

3.5.3 CÁLCULO DEL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES

El alternador estará acoplado directamente al eje de la turbina, esto con el propósito de minimizar pérdidas en la transmisión de movimiento de la turbina al alternador [20].

Los imanes que se utilizarán para la fabricación del alternador tienen las siguientes especificaciones:

- Material: Neodimio Grado N45 (tierras raras).
- Dimensiones: (largo x ancho x alto) = 46 x 21 x 10
- Campo Magnético: 5500 Gauss (0.55 T)

Con el propósito de fabricar un generador monofásico, se decide trabajar con un número de 6 imanes por disco y seis bobinas conectadas en serie. El diseño y configuración geométrica del alternador obedece a restricciones de tamaño, costos y compatibilidad con las condiciones de operación de la turbina. (Fig. 32).

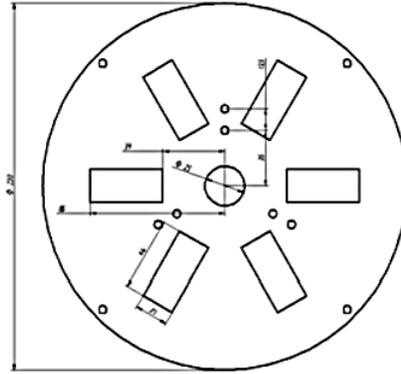


Figura 34. Disposición geométrica para uno de los discos del rotor.

La fem resultante se obtiene de la siguiente manera (Ecuación 33):

$$\varepsilon = f_c 0.074 (rpm) B (r_1 + r_2) N L \quad (33)$$

Siendo

- $f_c = 0.5$ *relación de áreas del total de imanes respecto a la corona circular*
- $rpm = 200$ *extraído de las condiciones de operación de turbina*
- $B = 0.55 T$ *datos suministrados por el proveedor*
- $r_1 = 0.039 m$ *distancia del centro del disco al principio del imán*
- $r_2 = 0.086 m$ *distancia del centro del disco al fin del imán*
- $N = 6$ *número de bobinas a desarrollar*
- $L = 0.046 m$ *longitud útil del alambre que pasa por el imán.*

El alternador se diseña para un voltaje de 12 (V) a la velocidad de diseño de la turbina (200 rpm) con el fin de poder usar la energía generada en aplicaciones de baja potencia.

Con seis bobinas la fem individual debe ser de 12 (V).

$$N = \frac{\varepsilon}{f_c 0.074 (rpm) B (r_1 + r_2) NL}$$

Reemplazando:

$$N = \frac{12 V}{0.5 * 0.074 * 200rpm * 0.55 T * (0.039 m + 0.085 m) * 0.046 m}$$

$$N = 516.9$$

Se distribuye en las seis bobinas del estator, luego:

$$N_b = \frac{516.9}{6}$$

$$N_b = 86.2 \approx 87 \text{ vueltas}$$

Para la conexión del estator se debe planear una forma de conexión por grupos de bobinas (pares e impares), ya que en un instante dado los imanes estarán pasando sobre dos tramos de bobinas contiguas y si se conectaran consecutivamente se ocasionaría un voltaje a contrafase. (Figura 33).

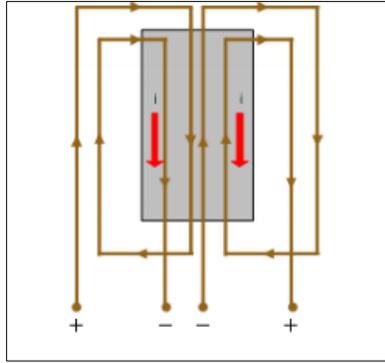


Figura 35. Fem inducida por imán en 2 bobinas consecutivas.

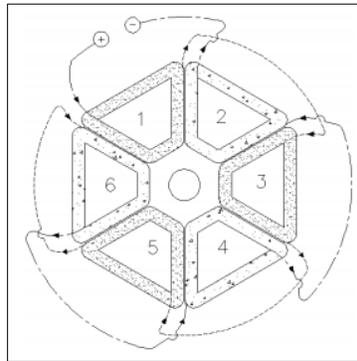


Figura 36. Disposición y conexión propuesta para las bobinas en el estator.

Esta distribución geométrica obedece a un tamaño de bobina tal que su longitud radial es mayor o igual a la longitud del imán, conocida como longitud útil de la bobina.

3.5.4 CÁLCULO DE TORQUE

Teniendo en cuenta la relación entre la potencia y la velocidad de giro, se obtiene el valor del torque (Ecuación 34).

$$T = \frac{P}{\omega} \quad (34)$$

Considerando $P = 2 \text{ w}$ y $\omega = 21.8 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$

$$T = \frac{2 \text{ w}}{21.8 \frac{\text{rad}}{\text{s}}} = 0.09 \text{ N.m}$$

3.5.5 CÁLCULO DE BATERÍA NECESARIA

Nuevamente se evalúa la posibilidad de utilizar elementos disponibles en el mercado y que puedan adaptarse al dispositivo, como lo son las baterías recicladas de motos o autos. De ser posible, la disponibilidad es amplia y por razones de oferta y demanda, los precios muy bajos.

Sin embargo, los equipos de generación eléctrica a través de energía solar y eólica utilizan baterías denominadas de “ciclo profundo” como ya se mencionó.

El inconveniente surge al momento de la búsqueda de esta clase de baterías en el mercado. La mayoría de las existentes no son pequeñas y servirían para un abastecimiento de consumo diario. Si bien esto no es un aspecto negativo en primera instancia, al dispositivo en cuestión le tomaría demasiadas horas cargar de manera completa la batería, por lo cual su uso se daría siempre en niveles de carga inferiores a los recomendados para maximizar su utilidad. Por otro lado, el costo económico que implica es varias veces más el correspondiente a una batería sellada. Por lo tanto, se descarta el uso de baterías de ciclo profundo y que si bien tienen una duración menor, son más flexibles y accesibles comercialmente.

Identificación de consumo

Si se considera que la situación más crítica ocurre durante los meses de invierno, el horario más probable de uso de electricidad para iluminación y carga de celulares se ubicaría en el rango de 18hs – 23 hs.

Se selecciona una batería **Ultracell UL 3.4-12**. A continuación, se establece en forma aproximada la capacidad de potencia entregada [21] (Tabla 10 y Figura 34).

Potencia (W)	Tiempo (Hs)
1.92	20
3.6	10
6.5	5
9.8	3
24.1	1



Tabla 9. Potencia entregable según duración

Figura 37. Variación del tiempo disponible según potencia entregada

Si se considera la utilización de LEDs de 1 W se puede visualizar de manera directa la cantidad de lámparas y el tiempo aproximado correspondiente.

Se presenta la ficha técnica brindada por el fabricante (Figura 35).



UL3.4-12

Physical Specification

Part Number: **UL3.4-12**

Length: **134 ± 2 mm (5.28 inches)**

Width: **67 ± 2 mm (2.64 inches)**

Container Height: **60.5 ± 2 mm (2.38 inches)**

Total Height (with terminal): **66.5 ± 2 mm (2.62 inches)**

Approx Weight: **Approx 1.25kg**

Specifications			
	Normal Voltage	12V	
	Normal Capacity (20HR)	3.4AH	
Terminal Type	Standard Terminal	F1	
	Optional Terminal	-	
Container Material	Standard Option	ABS	
	Flame Retardant Option (FR)	UL94:VO	
Rated Capacity	3.40 AH/0.16A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)	
	3.16 AH/0.298A	(10hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)	
	2.70 AH/0.54A	(5hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)	
	2.46 AH/0.82	(3hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)	
	2.01 AH/2.01A	(1hr, 1.60V/cell, 25°C / 77°F)	
Max Discharge Current	48.0A (5s)		
Internal Resistance	Approx 45mΩ		
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -15 ~ 50°C (5 ~ 122°F) Charge: 0 ~ 40°C (5 ~ 104°F) Storage: -15 ~ 40°C (5 ~ 104°F)	
	Nominal Operating Temp. Range	25 ± 3°C (77 ± 5°F)	
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 0.96A, Voltage 14.4V ~ 15.0V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -30mV/°C	
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -20mV/°C	
	Capacity affected by Temperature	40°C (104°F)	103%
		25°C (77°F)	100%
0°C (32°F)		86%	
Design Floating Life at 20°C	5 Years		
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C (77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.		

Figura 38. Ficha técnica batería.

CAPÍTULO IV

4 SELECCIÓN DE COMPONENTES

4.1 SELECCIÓN DE RODAMIENTOS

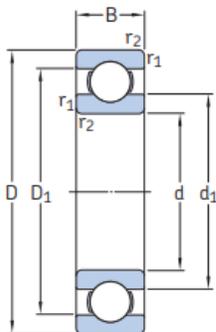
Los rodamientos son los elementos mecánicos que permiten el movimiento relativo entre el eje y la estructura de soporte. Deben ser capaces de resistir los esfuerzos radiales y axiales que se desarrollan y permitir el giro libre del eje.

Para esta selección se deben tener en cuenta algunas variables principales como: tipo de cargas a soportar, magnitud y dirección de cargas, espacio disponible para los rodamientos y principalmente el diámetro del árbol (Tabla 11).

Rodamiento	Tipo de carga	Carga axial (N)	Carga radial (N)	Espacio disponible (mm)	Diámetro Nominal (mm)
B	Radial/Axial	52.2	10.2		15
C	Radial/Axial	52.2	6.8		15

Tabla 10. Parámetros principales en la selección de rodamientos.

Por motivos económicos, se seleccionan dos rodamientos de bolas simple para ambos apoyos [22]. El rodamiento seleccionado es SKF 6202 – 2Z (Tabla 12). Para determinar si satisfacen los requerimientos impuestos por el sistema, se deben calcular las cargas dinámicas equivalentes y las cargas estáticas equivalentes y verificar.



Dimensiones principales		Capacidad de carga básica		Carga límite de fatiga	Velocidades nominales		Masa	Designaciones		
d	D	C	C ₀	P _u	Velocidad de referencia	Velocidad límite ¹⁾		Rodamientos tapados en ambos lados	un lado	
mm		kN		kN	r. p. m.		kg	-		
15	35	11	7,8	3,75	0,16	47 000	25 000	0,045	E2.6202-2Z	=
	35	11	8,06	3,75	0,16	43 000	22 000	0,048	6202-2Z	6202-Z
	35	11	8,06	3,75	0,16	43 000	22 000	0,046	6202-2RSL	6202-RSL
	35	11	8,06	3,75	0,16	=	13 000	0,046	6202-2RSH	6202-RSH
	35	14	7,8	3,75	0,16	=	13 000	0,054	62202-2RS1	=

Tabla 11. Propiedades rodamiento SKF modelo 6202-2Z

4.1.1 SELECCIÓN DEL RODAMIENTO B

Teniendo en cuenta las solicitaciones a las cuales estará sometido el rodamiento B, se evalúan la carga dinámica equivalente y la carga estática equivalente [22].

- Carga dinámica equivalente. En un rodamiento de bolas se calcula de la siguiente manera (Ecuación 35):

$$P = XF_r + YF_a \quad (35)$$

Siendo P la carga dinámica equivalente, X el factor de carga radial del rodamiento, F_r la carga radial real del rodamiento, Y factor de carga axial del rodamiento y F_a la carga axial real del rodamiento. De catálogo se extrae que, en rodamientos radiales de una hilera, una carga axial afecta la carga dinámica solamente si la relación $\frac{F_a}{F_r}$ excede un factor límite e. (Figura 35).

Rodamientos de una hilera y de dos hileras Juego normal			
$f_0 F_a/C_0$	e	X	Y
0,172	0,19	0,56	2,3
0,345	0,22	0,56	1,99
0,689	0,26	0,56	1,71
1,03	0,28	0,56	1,55
1,38	0,3	0,56	1,45
2,07	0,34	0,56	1,31
3,45	0,38	0,56	1,15
5,17	0,42	0,56	1,04
6,89	0,44	0,56	1

Figura 39. Factores de cálculo para rodamientos de bolas.

Para ingresar a la tabla se debe obtener la relación $\frac{f_0 F_a}{C_0}$, siendo f_0 un factor de cálculo.

Con los valores extraídos de catálogo se obtiene:

$$\frac{f_0 F_a}{C_0} = \frac{14 * 52.2 \text{ N}}{3.75 \text{ kN}} = 0.2 \quad (36)$$

Corresponde un valor límite $e = 0.19$. Luego se calcula la relación de cargas:

$$\frac{F_a}{F_r} = \frac{52.2 \text{ N}}{10.2 \text{ N}} = 5.1 \gg e \quad (37)$$

Finalmente se obtiene el valor de la carga dinámica equivalente utilizando la expresión citada y los factores X e Y correspondientes.

$$\begin{aligned} P &= 0.56 * 10.2 \text{ N} + 2.3 * 52.2 \text{ N} \\ &= 5.7 \text{ N} + 120 \text{ N} = 126 \text{ N} \end{aligned}$$

Considerando el valor de carga dinámica equivalente proporcionado por el fabricante y el valor de P calculado resulta $\frac{C}{P} > 1$, verificando la resistencia.

- Carga estática equivalente. En un rodamiento de bolas se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_0 &= X_0 F_r + Y_0 F_a \\ P_0 &= 0.6 * 10.2 \text{ N} + 0.5 * 52.2 \text{ N} \\ P_0 &= 6.12 \text{ N} + 26.1 \text{ N} = 32.2 \text{ N} \end{aligned}$$

Nuevamente, considerando el valor C_0 proporcionado por el fabricante en relación al valor obtenido P_0 se evalúa la condición de resistencia:

$$\frac{C_0}{P} > 1 \quad (38)$$

En conclusión, el rodamiento seleccionado soportará la carga estática equivalente a la cual está sometido.

4.1.2 SELECCIÓN DEL RODAMIENTO C

Se selecciona el mismo rodamiento que en el apartado anterior. Al estar solicitado en menor medida, no es necesario calcular la carga dinámica equivalente y la carga estática equivalente. Se deduce, de la misma manera que para el otro rodamiento, que verifica ampliamente.

4.1.3 SELECCIÓN DEL MONTAJE

En ventiladores pequeños y de tamaño medio, es corriente la disposición en voladizo de rodets, tal y como sucede en el mini generador eólico. La construcción resulta muy simple y económica, si sólo se necesita un soporte (con dos puntos de apoyo sobre rodamientos). Sin embargo, al estar tratando con un voladizo, se origina un momento de vuelco como consecuencia del peso del rodete y de la masa descentrada. Si la distancia entre los rodamientos es grande, con relación a la distancia entre el rodete y el rodamiento más próximo, las fuerzas radiales resultantes se pueden considerar pequeñas [23]. Para verificar las condiciones se recomienda el uso de soportes para rodamientos de la serie FAG V – OE.

Si bien se mencionó que su costo no se considera elevado, se optará por otro método de montaje más económico y propicio para índole del proyecto. Se utilizará un ajuste a presión, siendo el alojamiento del caño de la estructura de soporte del mismo diámetro que la parte exterior del rodamiento. Se entiende que no es la opción más eficiente (en lo que al rendimiento refiere) pero resulta eficaz de todos modos.

4.2 SELECCIÓN DE ELEMENTOS DE UNIÓN

Los dispositivos de unión son importantes a la hora de fabricar el generador ya que deben verificar ciertos requisitos de resistencia, manteniendo siempre un coeficiente de seguridad amplio. Tienen la función principal de garantizar la estabilidad de la estructura en sí misma y no deben intervenir de manera perjudicial en el desarrollo de la generación de electricidad.

Existe una amplia variedad de caminos a seguir para seleccionar los elementos de unión. Pueden establecerse uniones permanentes como lo son los remaches o las soldaduras, o dispositivos atornillados que tiene la gran ventaja de la flexibilidad y sencillez para instalarlos. Por simplicidad y aprovechando que el material es PVC, se utiliza pegamento para la unión de las tapas con los álabes. Para lograr mayor seguridad, también se emplean remaches. Para unir el eje con la tapa, se perfora el eje para introducir un perno y solidarizar el movimiento de ambos elementos.

CAPÍTULO VI

5 CONCLUSIÓN

Se realizó una investigación profunda sobre los conceptos teóricos que abarca la generación de energía eléctrica mediante el uso de aerogeneradores. Además, se encontró mucha información en diferentes artículos de revista, investigaciones y distintos prototipos que desde diferentes puntos geográficos buscan solucionar problemáticas similares.

Teniendo en cuenta la connotación social y económica del proyecto, junto a los aspectos teóricos que involucran los distintos diseños de generadores eólicos, se decidió que la mejor alternativa es diseñar un aerogenerador de eje vertical, denominado Savonius. Con el mismo criterio de decisión, se estableció que el álabe sería semicilíndrico con un ángulo determinado de helicoides. Por motivos de funcionamiento y al no generar complicaciones extra en el diseño, se optó por el uso de dos módulos de dos álabes cada uno rotados entre sí.

Se generó de manera detallada la configuración de los distintos elementos junto con los cálculos asociados para verificar tanto la resistencia como el correcto funcionamiento del dispositivo. La selección de los componentes (material de álabe y tapa, rodamientos, eje, generador, etc) se efectuó de manera minuciosa y sin perder de vista el propósito del sistema en sí mismo. La elección del material pvc para los álabes y las tapas, no solamente fue producto del aspecto económico, sino que su resistencia verifica las condiciones de servicio de manera segura.

Finalmente, si bien la potencia extraíble bajo las condiciones físicas existentes en el terreno seleccionado y el diseño escogido es baja, se puede conseguir satisfacer la carga de una batería para su posterior uso. Esto sucede de una manera más económica si se compara con otras opciones disponibles comercialmente y más aun si se considera la tendencia en alza del costo energético de los últimos tiempos. Aunque el objetivo del diseño presente no sea abastecer de energía eléctrica un consumo cotidiano sino esporádico, queda en evidencia que con la mejora de éste y de manera complementaria se podría suplir las necesidades diarias.

CAPÍTULO VII

6 RECOMENDACIONES

Habiendo investigado, encontrado los puntos más desfavorables del diseño actual y las alternativas posibles para mejorar la eficiencia del sistema generador de energía eólica, se dan recomendaciones para el desarrollo de trabajos futuros:

- Para lograr un incremento de la potencia a extraer sin modificar la ubicación del dispositivo es necesario trabajar en el perfil de los álabes. Si bien se entiende que una modificación en el diseño de éste podría traer un incremento del costo, es necesario encontrar la manera sencilla y rápida de moldear perfiles. En este caso, se podrían generar perfiles más aerodinámicos que impactarían de manera directa en el rendimiento del dispositivo.
- La velocidad del viento en la ubicación futura del generador es crucial. Un buen análisis del potencial eólico disponible es esencial para seleccionar el tipo de turbina eólica a desarrollar. Si bien se podría utilizar el diseño actual en otros emplazamientos, es probable que en algunas ocasiones sea más eficiente otro modelo, por ejemplo, Darrieus o incluso una turbina de eje horizontal si en las cercanías no hay población que se pueda ver afectada por la contaminación sonora.
- La estructura de soporte como elemento encargado de sujetar y anclar el dispositivo podría presentar una alternativa para hacer al dispositivo generador flexible y fácil de transportar. Para esto debería desarrollarse una estructura liviana, resistente y con distintos acoples para que sea capaz de sujetarse de diversos modos.
- Si bien no se utiliza caja multiplicadora y por ende se evita la disminución elevada de rendimiento, se debe trabajar en el generador eléctrico. Investigar y desarrollar nuevos diseños y utilización de

materiales que siendo más económicos y con nuevas disposiciones físicas logren mejoras en el rendimiento y así poder extraer la potencia máxima disponible.

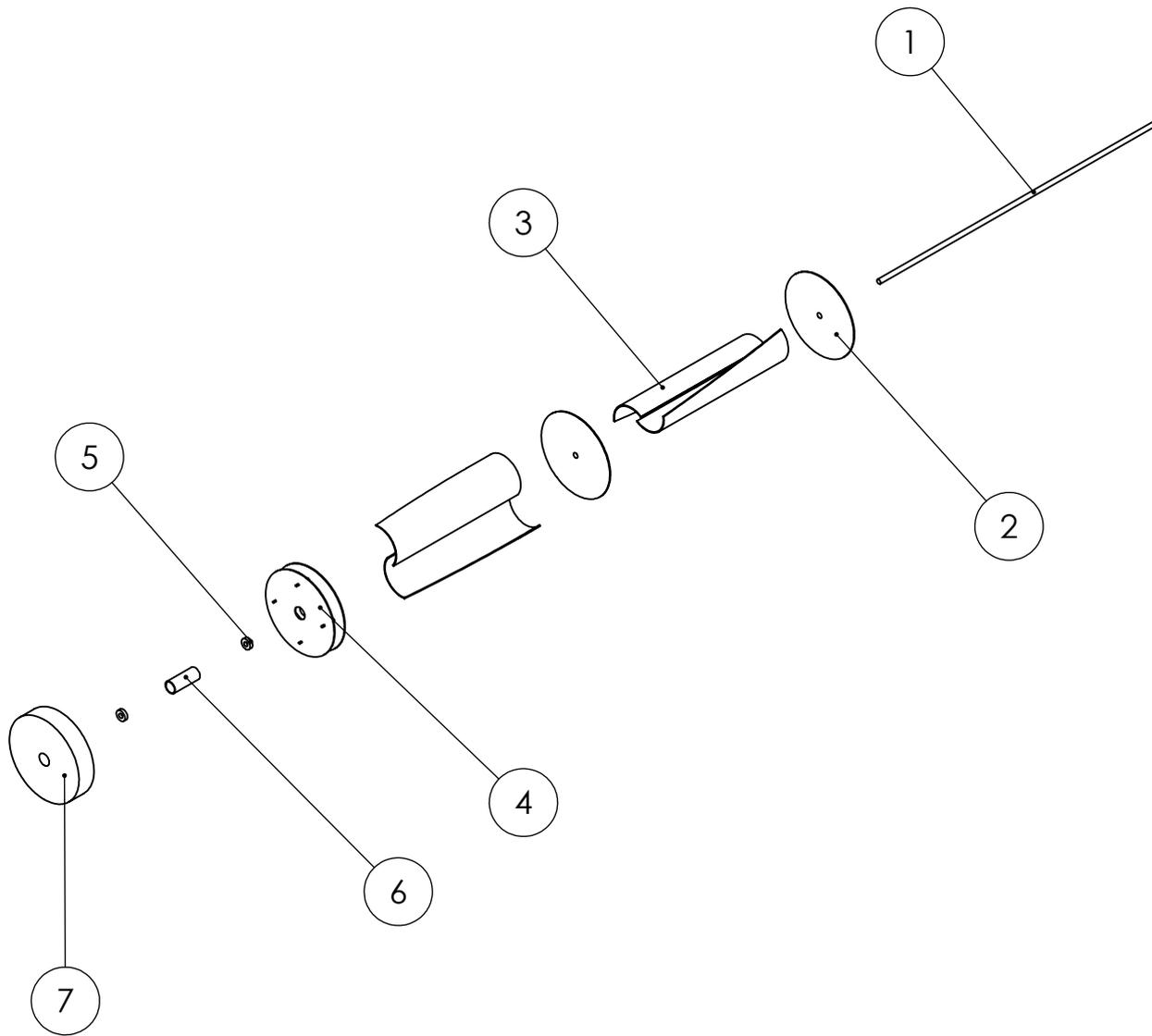
- Con el fin de evitar la construcción y ensayo de cada variante de diseño, se hace necesaria la implementación de programas de diseño y simulación, que con poco error puedan mostrar el comportamiento futuro de los generadores y, de una manera más económica y ágil desarrollar nuevas tecnologías.

CAPÍTULO VIII

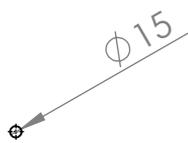
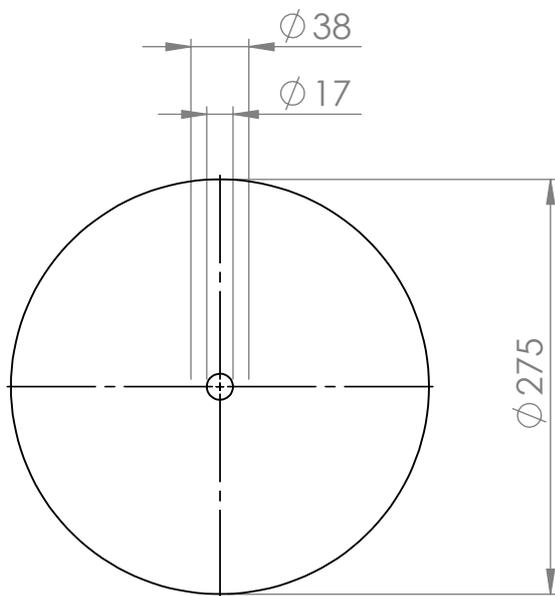
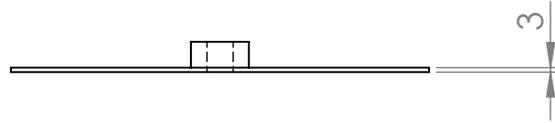
7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, “Escenarios energéticos 2030”, Argentina 2017.
- [2] Ministerio de Hacienda, Presidencia de la Nación, “¿Qué son las energías renovables?”, Argentina 2018.
- [3] Secretaría de Energía, “Energías renovables 2008, - Energía eólica”, Argentina 2008.
- [4] C. Moreno Figueredo and O. Herrera Sánchez, “Método simplificado para la determinación del potencial eólico cuando se desean instalar pequeñas máquinas eólicas,” EcoSolar, no. 24, 2008.
- [5] “Energía eólica y aerogeneradores”, <http://aerogeneradores-energia-eolica.blogspot.com>.
- [6] Joaquín Navasquillo H, “Física Aplicada y Electromagnetismo”, Universidad de Valencia.
- [7] “Baterías solares y eólicas”, <http://batibat.com.ar> .
- [8] www.mydomainwebhost.com .
- [9] “Electrón – Electricidad”, electronelectricidad.blogspot.com .
- [10] J. M. Rodriguez Devis, “Coeficientes de potencia en molinos Savonius,” Ing. e Investig., vol. 3, no. 4, pp. 62–67, 1985
- [11] 10 - DOE, Sandia Nacional Laboratories, AWEA, NREL. Wind Energy Program Overview. U.S. 1994.
- [12] Servicio Meteorológico Nacional, Argentina 2018.
- [13] R. E. Sheldahl, L. V Feltz, and B. F. Blackwell, “Wind tunnel performance data for two-and three-bucket Savonius rotors (SAND 76 - 0131),” 1978.
- [14] Jae-Hoon Lee1), Young-Tae Lee2) and Hee-Chang Lim3), “Effect of helical angle on the performance of Savonius wind turbine”, School of Mechanical Engineering, Pusan National University, Busan 609-735, Korea 3

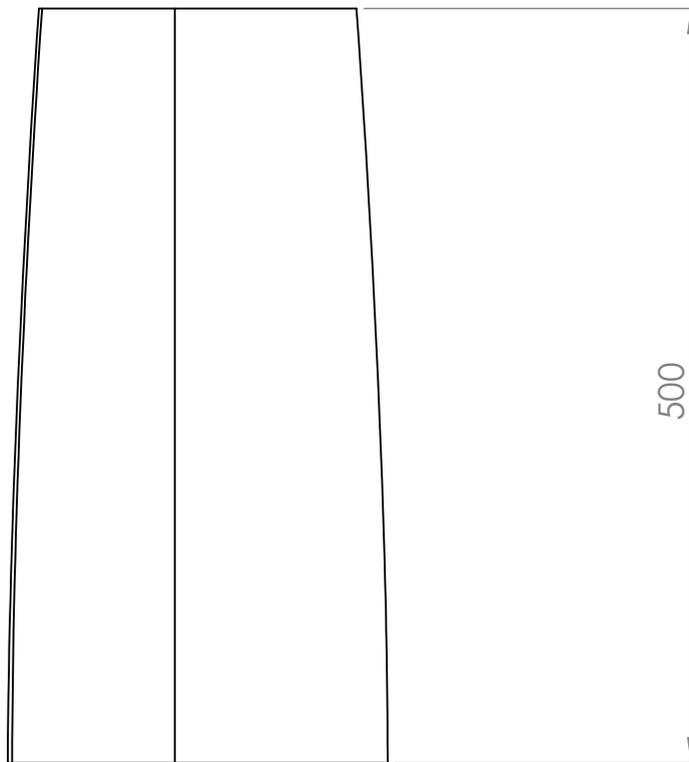
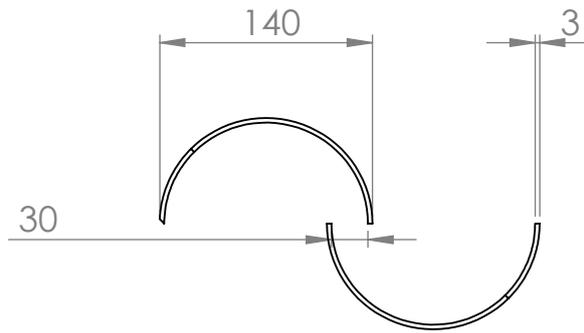
- [15] F. Beer, R. Johnston, and D. Mazurek, “Mecánica vectorial para ingenieros: Estática”, 9na ed. Mc Graw Hill
- [16] I. Ushiyama and H. Nagia, “Optimum design configurations and performance of Savonius rotors,” Wind Eng., vol. 12, pp. 59–75, 1988.
- [17] Apunte cátedra Cálculo de Elementos de Máquina, “Árboles y ejes”, Facultad de Ingeniería, UNMdP 2017.
- [18] L. Vanegas Useche, “Diseño de árboles,” in Diseño de elementos de máquinas, Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [19] Oscar Iván Orduz Berdugo & Julián Edgardo Suárez Pérez, “Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia”, Universidad Industrial de Santander.
- [20] Productos Ultracell, <http://www.ultracell.es> .
- [21] Productos SKF, <https://www.skf.com> .
- [22] Kugelfischer Schafer & CO. Schweinfurt, “Aplicaciones prácticas de rodamientos”, Alemania.



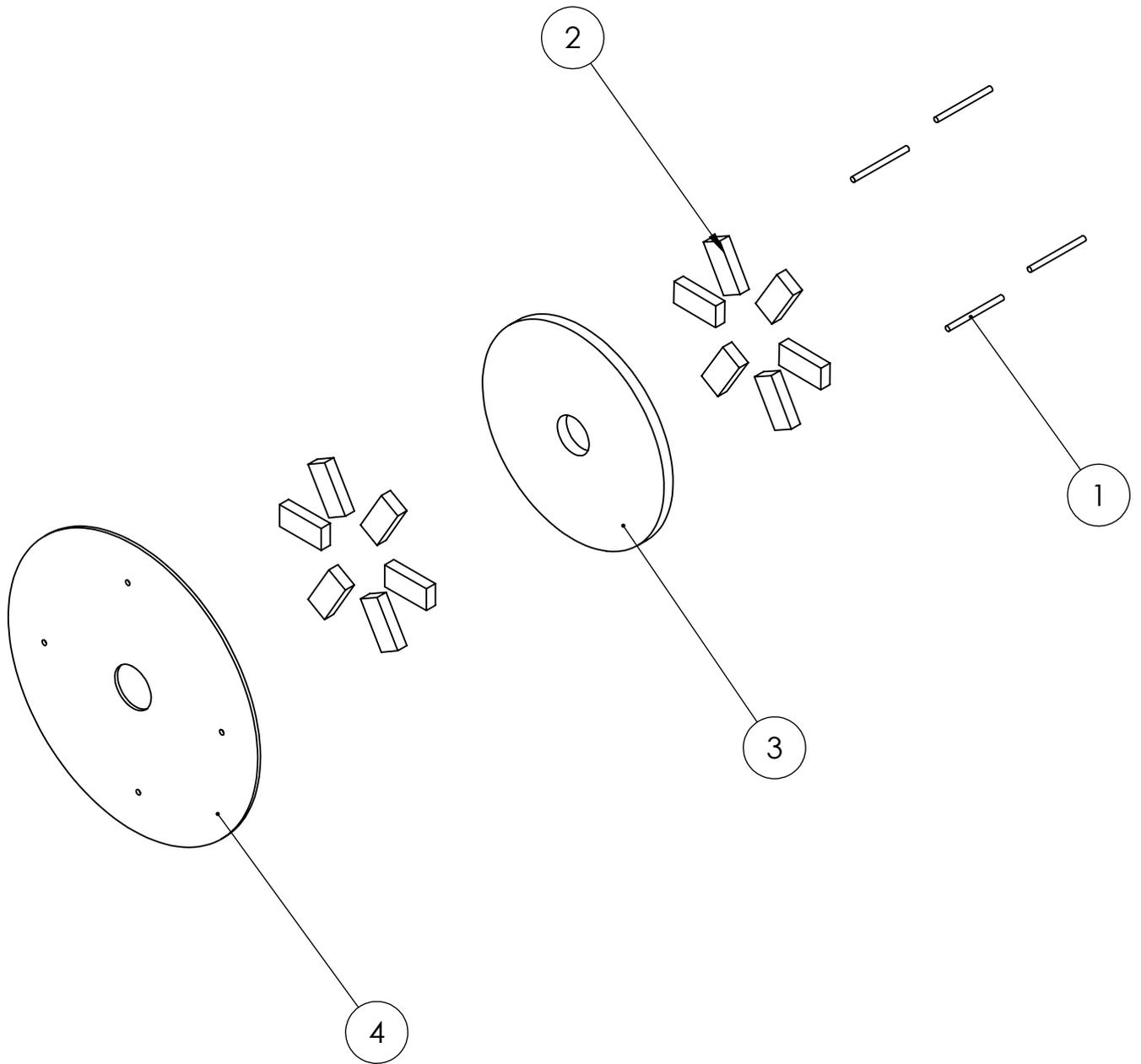
ITEM NO.	PART NUMBER	QTY.
1	Eje	1
2	Tapa	4
3	Álabe	2
4	Generador	1
5	Rodamiento	1
6	Porta rodamientos	2
7	Base	1
Despiece generador eólico vertical		
Esc 1: 20	Javier Pasini	2019



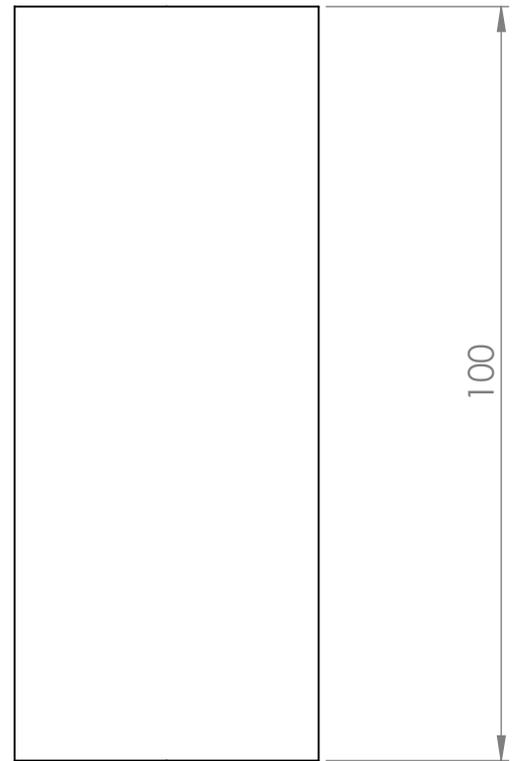
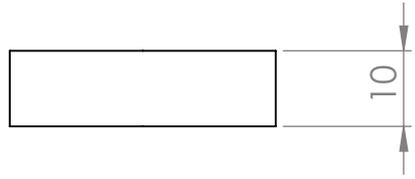
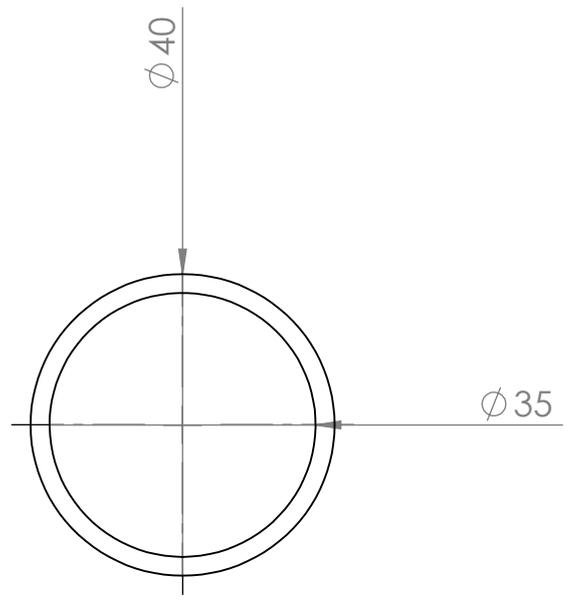
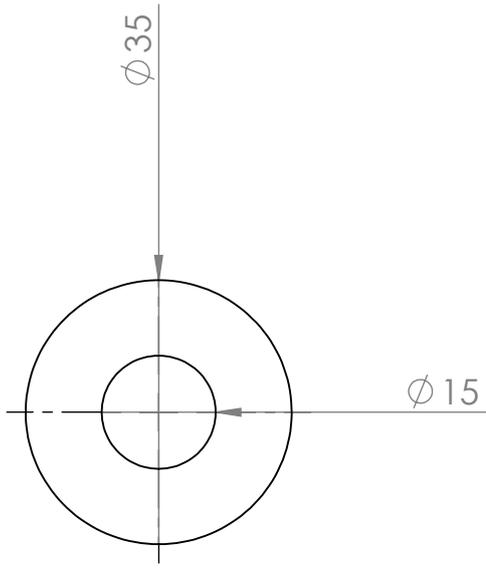
Item N°	Qty	Part
1	1	Eje
2	4	Tapa
Esc 1: 5	Javier Pasini 2019	



Item N°	Qty	Part
3	2	Álabe
Esc. 1:5	Javier Pasini 2019	



Item N°	Qty	Part
Generador		
1	4	Bulón
2	12	Imán Neodimio
3	1	Tapa con bobinados
4	1	Tapa de cierre
Esc 1:5	Javier Pasini 2019	



Item N°	Qty	Part
5	2	Rodamiento
6	1	Porta rodamientos
Esc. 1:1	Javier Pasini 2019	