

DISEÑO DE UN AEROGENERADOR COMO FUENTE PRINCIPAL DE ENERGÍA
PARA UN CLÚSTER DE EXTRACCIÓN PETROLERA EN RUBIALES DE
PUERTO GAITÁN

FABIAN DANILO FUENTES HERNANDEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2020

DISEÑO DE UN AEROGENERADOR COMO FUENTE PRINCIPAL DE ENERGÍA
PARA UN CLÚSTER DE EXTRACCIÓN PETROLERA EN RUBIALES DE
PUERTO GAITÁN

FABIAN DANILO FUENTES HERNANDEZ

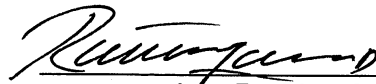
Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO MECÁNICO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2020

Nota de aceptación:



Ing. Claudio Alberto Moreno Arias



Ing. Rodrigo Sorzano Dueñas

Bogotá D.C. 29 de Enero de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería Mecánica

Ing. CARLOS MAURICIO VELOZA VILLAMIL

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Teresa Hernandez por ser un apoyo incondicional por sobre todas las cosas además de ser una inspiración de mi vida. A mi hermana Erika Daniela Fuentes por su paciencia y apoyo en los momentos difíciles.

Agradezco a todas las personas que participaron en algún momento de mi proceso formativo para llegar a culminar hoy este gran logro.

Fabian Danilo Fuentes Hernandez

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	24
1. MARCO TEÓRICO	25
1.1 TURBINAS EÓLICAS	25
1.1.1 Clasificación según su potencia.	26
1.1.1.1 Aerogeneradores de baja potencia (0 a 100 kW).	26
1.1.1.2 Aerogeneradores de media potencia (100 a 1000kW).	27
1.1.1.3 Aerogeneradores de alta potencia (>1000kW).	27
1.1.2 Clasificación según la disposición del eje.	27
1.1.2.1 Turbinas eólicas de eje vertical (VAWT).	28
1.1.2.2 Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT).	29
1.1.3 Clasificación según la velocidad del viento y la turbulencia según la norma NTC 5363.	30
1.1.4 Clasificación según su control y regulación.	30
1.1.5 Clasificación según su interconexión con la red eléctrica.	31
1.2 PARTES DE LOS AEROGENERADORES	31
1.2.1 Perfiles aerodinámicos.	31
1.2.1.1 Consideraciones aerodinámicas	32
1.2.1.2 Consideraciones estructurales.	33
1.2.1.3 Relación longitud vs peso.	33
1.2.1.4 Principios de diseño.	34
1.2.1.5 Mecanismo de falla.	36
1.2.1.6 Perfiles NACA	36
1.2.1.7 Fuerzas sobre el perfil.	40
1.2.1.8 Materiales de los alabes.	44
1.2.2 Generador eléctrico.	44
1.2.3 Caja multiplicadora..	44
1.2.4 Sistema de Freno.	45
1.2.5 Buje.	46
1.2.6 Sistema de refrigeración.	47
1.2.7 Sistema de transferencia electrógena.	48
1.2.8 Sistema de medición y orientación.	48
1.2.9 Torre soporte.	49
1.2.9.1 Tipos de torre.	49
1.3 PARAMETROS DE OPERACIÓN	49
1.3.1 Ley de Betz.	49
1.3.2 Coeficiente de potencia.	49
1.3.3 Relación de la velocidad tangencial (TSR) .	50
1.3.4 Numero de Reynolds.	50
1.4 Optimización de la instalación eólica (rendimientos)	51

1.4.1	Rendimiento individual de los componentes. D	51
1.4.1.1	Rendimiento de Betz.	51
1.4.1.2	Rendimiento del multiplicador.	51
1.4.1.3	Rendimiento del generador eléctrico.	51
1.4.2	Rendimiento Global del aerogenerador.	51
2.	CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES GEOGRAFICAS, OPERATIVAS Y REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA	53
2.1	Condiciones geográficas	53
2.1.1	Ubicación.	53
2.1.2	Direcciones de viento.	55
2.1.2.1	Rosa de vientos.	57
2.1.3	Velocidades de viento.	57
2.1.3.1	Fenómenos del Niño y de la Niña.	65
2.1.4	Temperaturas.	66
2.1.5	Humedad Relativa.	68
2.1.6	Densidad del aire.	71
2.2	CONDICIONES OPERATIVAS	72
2.3	REQUISITOS DEL SISTEMA (PARAMETROS DE OPERACIÓN)	72
2.3.1	Equipos a alimentar.	72
2.3.2	Potencia requerida.	73
2.3.3	Identificación del cliente.	80
2.3.4	Identificación de los requerimientos.	81
2.3.4.1	Requerimientos funcionales.	81
2.3.4.2	Requerimientos de costes.	81
2.3.4.3	Requerimientos de fabricación..	82
2.3.4.4	Requerimientos de seguridad.	82
2.3.4.5	Requerimientos medioambientales..	82
3.	DISEÑO CONCEPTUAL, EVALUACION Y SELECCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DEL TIPO DE AEROGENERADOR REQUERIDO	83
3.1	Diseño Conceptual	83
3.2	Alternativas del tipo de Aerogenerador	83
3.2.1	Alternativa 1 “Turbina de eje horizontal – Aero turbina rápida” .	84
3.2.2	Alternativa 2“Turbina de eje horizontal – Pendular ADES 100 kW”.	86
3.2.3	Alternativa 3 “Turbina de eje vertical – Aerogenerador PRAMAC”.	87
3.3	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN	89
3.4	Requerimientos de diseño	91
3.5	Sistemas del aerogenerador	91
3.5.1	Sistema de potencia.	92
3.5.1.1	Subsistema de captación.	93
3.5.1.2	Subsistema de transmisión.	97
3.5.2	Sistema de control.	99
3.5.2.1	Variables de entrada	100
3.5.2.2	Variables de salida	100

3.5.2.3	Subsistema de medición.	101
3.5.2.4	Subsistema de actuación.	102
3.5.3	Sistema de frenado.	102
3.5.3.1	Subsistema de frenado principal.	103
3.5.3.2	Subsistema de frenado secundario.	103
3.5.4	Sistema Estructural.	105
3.5.4.1	Subsistema de cubierta	105
3.5.4.2	Subsistema de soporte	105
3.5.5	Sistema de generación.	105
3.5.5.1	Generador Eléctrico.	106
4.	DISEÑO DETALLADO DEL TIPO DE AEROGENERADOR	107
4.1	Parámetros del aerogenerador	109
4.1.1	Cálculo de las potencias del aerogenerador	109
4.1.1.1	Estimación del área de barrido y longitud de aspas de un aerogenerador..	109
4.1.1.2	Determinación de propiedades individuales de cada aerogenerador	111
4.1.1.3	Potencia eólica disponible.	112
4.1.1.4	Potencia mecánica	113
4.1.1.5	Potencia útil.	113
4.1.1.6	Numero de aerogeneradores requeridos.	114
4.1.1.7	Potencia acumulada y potencia de ganancia.	114
4.1.2	Definición de las dimensiones de las aspas y el buje.	115
4.1.3	Rendimiento aerodinámico Γ_A o coeficiente de potencia c_p .	116
4.1.4	Relación de velocidad tangencial (TSR) o velocidad específica (λ).	116
4.1.5	Velocidad de rotación.	118
4.1.5.1	Comprobación de las características del aerogenerador. U	119
4.1.6	Factor de solidez Ω .	120
4.1.7	Área mínima de un aspa	121
4.1.8	Material de las aspas.	121
4.1.9	Masa de las aspas..	122
4.1.10	Coeficiente de par C_q .	123
4.1.11	Curva de potencia.	124
4.1.12	Distancia disponible.	125
4.2	DISEÑO DEL SISTEMA DE POTENCIA	126
4.2.1	Diseño del subsistema de captación	126
4.2.1.1	Diseño de las aspas	126
4.2.1.2	Selección del acople aspa – buje.	130
4.2.1.3	Cálculo de las fuerzas sobre el aspa	131
4.2.1.4	Cálculo del centro de gravedad del aspa.	134
4.2.2	Diseño del buje. entrando en perdida aerodinámica pasiva;	137
4.2.2.1	Comprobación de falla por momento flector	139
4.2.2.2	Comprobación de falla por fuerza cortante	141
4.2.3	Diseño del subsistema de transmisión	143
4.2.3.1	Diseño del Rotor.	143

4.2.3.2	Diseño del eje de baja velocidad.	144
4.2.3.3	Selección del soporte autoalineable y los rodamientos	155
4.2.3.4	Selección de la multiplicadora de velocidad.	156
4.3	Diseño del sistema de frenado	158
4.4	Diseño del sistema de generación	161
4.4.1.1	Selección del generador eléctrico.	162
4.4.1.2	Selección de la transferencia Electrógena.	163
4.5	DISEÑO del sistema estructural	164
4.5.1	Diseño de la góndola.	164
4.5.2	Diseño de la torre de soporte.	165
4.5.2.1	Acceso al aerogenerador.	165
4.5.2.2	Cimentación.	165
4.5.2.3	Material de la torre.	166
4.5.2.4	Dimensionado de la estructura.	166
4.5.2.5	Determinación del centro de masa del aerogenerador.	166
4.5.2.6	Estado de cargas.	171
4.5.2.7	Factores de seguridad parciales para diferentes cargas según NTC 5363.	173
4.5.2.8	Determinación de la carga mayorada.	174
4.5.2.9	Cálculo de cargas sobre la torre.	176
4.5.2.10	Calculo de la resistencia de la torre.	180
4.6	DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL	187
4.6.1	Selección del subsistema de medición	187
4.6.1.1	Selección del anemómetro	187
4.6.1.2	Selección de la veleta.	188
4.7	Transporte a sitio del aerogenerador	189
4.7.1	Transporte de la torre	189
4.7.1.1	Tramo 1	190
4.7.1.2	Tramo 2	190
4.7.1.3	Tramo 3	191
4.7.1.4	Tramo 4	192
4.7.1.5	Tramo 5	193
4.7.2	Transporte del buje.	194
4.7.3	Transporte de la góndola (Nacelle).	195
4.7.4	Transporte de las aspas.	195
5.	MANUALES DE LA MAQUINA	197
5.1	Manual de Montaje	197
5.1.1	Cavado de la cimentación.	197
5.1.2	Instalación de la torre.	198
5.1.3	Instalación del sistema eléctrico.	199
5.1.3.1	Instalación del panel de control.	199
5.1.4	Instalación del generador eólico	199
5.1.4.1	Instalación de la góndola.	200
5.1.4.2	Instalación del sistema de transmisión.	201

5.1.4.3	Instalación del sistema de frenado	203
5.1.4.4	Instalación del generador eléctrico	203
5.1.4.5	Instalación Cubierta.	204
5.1.4.6	Instalación Subsistema de Captación	204
5.1.4.7	Instalación del sistema de control.	206
5.1.5	Conexión eléctrica de los aerogeneradores.	208
5.2	Manual de operación	208
5.2.1	Puesta en marcha.	208
5.2.2	Medidas de seguridad ante calamidades.	209
5.3	Manual de mantenimiento	211
5.4	Impacto ambiental	211
5.4.1	Fase inicial de transporte e instalación de la turbina.	211
5.4.2	Traslado de personal.	212
5.4.3	Muestreo inicial.	212
5.4.4	Mantenimiento y limpieza de la turbina, áreas de trabajo, almacenamiento, equipos e infraestructura.	212
6.	DETERMINACIÓN DEL COSTO ASOCIADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR	213
6.1	Calculo de la inversión y costos con proyecto (Aerogenerador como fuente principal y respaldo del Generador Diesel)	213
6.2	Inversión inicial del proyecto con aerogenerador	223
6.3	Costos de ingeniería	224
6.4	Depreciación del aerogenerador	227
6.5	CALCULOS FINANCIEROS	227
6.5.1	Cálculo de indicadores financieros.	230
7.	CONCLUSIONES	231
8.	RECOMENDACIONES	232
	BIBLIOGRAFIA	233
	ANEXOS	233

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores.	30
Tabla 2 Eficiencias requeridas para una potencia de 280 Kw.	52
Tabla 3 Valores de viento para los meses de Enero – Junio y diferentes alturas	58
Tabla 4 Valores de viento para los meses de Julio – Diciembre	59
Tabla 5 Resultado de los datos estadísticos de la muestra.	60
Tabla 6 Periodos de la muestra analizada	60
Tabla 7 Velocidades media para los periodos analizados	61
Tabla 8 Número de días dentro de los periodos	61
Tabla 9 Resultados del tratamiento estadístico de la muestra	62
Tabla 10 Sumatoria de la velocidad media y el producto de los datos	62
Tabla 11 Cálculos estadísticos para una altura de 50 metros	62
Tabla 12 Resultados para 50 metros de altura de buje	63
Tabla 13 cálculos estadísticos para una altura de 80 metros	63
Tabla 14. Resultados para 80 metros de altura.	64
Tabla 15 Cálculos estadísticos para una altura de 100 metros	64
Tabla 16 Resultados de velocidad para 100 metros de altura de buje	65
Tabla 17 Datos de pozo de referencia	74
Tabla 18 Datos de una bomba Geremia	75
Tabla 19 Factores de perdida de carga	78
Tabla 20 Características Técnicas Aerogenerador Vestas V80/1800	85
Tabla 21 Matriz PUGH para la selección del tipo de aerogenerador	89
Tabla 22 Tabla de ponderación de aspectos más relevantes	90
Tabla 23 características del perfil NACA 4412	94
Tabla 24 características del perfil NACA 23012	95
Tabla 25 características del perfil NACA 66112	95
Tabla 26 Ponderación PUGH para la selección del perfil del aspa	96
Tabla 27 Ponderación PUGH para la selección del tipo de multiplicadora	98
Tabla 28 Cumplimiento porcentual del requerimiento con los criterios.	98
Tabla 29 PUGH para la selección de la alternativa de freno secundario	104
Tabla 30 Relación de los requerimientos individuales con el requerimiento	104
Tabla 31 Características del aerogenerador a diseñar	115
Tabla 32 Características de las divisiones del perfil diseñado.	128
Tabla 33 Catalogo de artes de bridas FF ASME B16.1 125#(2011)	130
Tabla 34 Factores k para el centro de gravedad del aspa.	133
Tabla 35 Rangos de dimensiones para la torre soporte	166
Tabla 36 Componentes, materiales y pesos del aerogenerador	167
Tabla 37 Condiciones de carga según NTC 5363	172
Tabla 38 Dimensiones y secciones de la torre soporte	176
Tabla 39 Fuerzas, áreas, presiones y velocidades para la sección torre soporte	180
Tabla 40 Explosionado de las secciones de la torre soporte	180
Tabla 41 Despiece de componentes del aerogenerador	189

Tabla 42	Requerimientos de transporte para la torre del aerogenerador	190
Tabla 43	Requerimientos de transporte para el sistema de captación.	194
Tabla 44	Requerimientos de transporte para el "Nacelle" del aerogenerador	195
Tabla 45	Requerimientos de transporte para las aspas del aerogenerador	196
Tabla 46	Categorización de tecnología y tipo de combustible según el UPME	213
Tabla 47	Codificación de las máquinas de generación eléctrica según el UPME.	214
Tabla 48	Costo de instalación y costos anuales de operación y mantenimiento de las máquinas de generación eléctrica según el UPME	215
Tabla 49	Costos de aerogeneradores al año 2015	216
Tabla 50	Costos de aerogeneradores al año 2019	216
Tabla 51	Vida útil, Capacidades y factores de tipos de generación	219
Tabla 52	Costos de la implementación de un generador Diésel	220
Tabla 53	Costos del Diesel el dólar en el año 2015	222
Tabla 54	Costos de ingeniería anuales	226
Tabla 55.	flujo de caja	228

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Turbinas eólicas de eje horizontal (sotavento y barlovento).	25
Figura 2 Molino de Santa Ponça en Calvià, añadiendo un nuevo capitel y aspas.	26
Figura 3 Molino de viento de extracción de agua en Alcúdia.	26
Figura 4 Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus	28
Figura 5 Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius	29
Figura 6 Turbina de eje horizontal	29
Figura 7 Diseño de pala con una red de corte.	32
Figura 8 Diseño de pala con dos redes de corte.	32
Figura 9 Peso de las palas Vs Longitud de las palas.	33
Figura 10 Márgenes de seguridad para actuales palas de turbinas de viento.	34
Figura 11 Curva longitudinal en pandeo de palas.	35
Figura 12 Ley de curvatura y distribución de espesor.	36
Figura 13 Terminología de perfiles aerodinámicos.	37
Figura 14 Valores típicos de parámetros de un perfil.	38
Figura 15 Perfil NACA 4412.	39
Figura 16 Perfil NACA 23012.	39
Figura 17 Perfil NACA 66(1)-212.	40
Figura 18 Efectos de un ángulo α grande en un perfil planar.	41
Figura 19 Efectos de un ángulo α pequeño en un perfil planar.	42
Figura 20 Descomposición de fuerzas sobre un perfil y partes	43
Figura 21 Incendio de una turbina tripala	45
Figura 22 Freno de Disco	45
Figura 23 Sistema de Freno Aerodinámico	46
Figura 24 Aerogenerador de eje horizontal tripala de ACCIONA, España.	47
Figura 25 Sistema de refrigeración por aire de un aerogenerador.	48
Figura 26 Ubicación geográfica del campo de petróleo	53
Figura 27 Coordenadas geográficas para la ubicación de las turbinas	54
Figura 28 Coordenadas geográficas y altura respecto la altura a nivel del mar.	55
Figura 29 Mapa de orígenes y direcciones de viento en Colombia	56
Figura 30 orígenes de velocidades de viento en Rubiales, Puerto Gaitán.	56
Figura 31 Rosa de Vientos Puerto Gaitán, Meta	57
Figura 32 Magnitudes de viento según mediciones del IDEAM	58
Figura 33 Anomalías en velocidades de viento por el fenómeno de El Niño.	65
Figura 34 Anomalías en las velocidades de viento por el fenómeno de La Niña.	66
Figura 35 Predicción del clima según el IDEAM	67
Figura 36 Predicción de humedad para septiembre de 2019	69
Figura 37 Predicción de humedad para octubre de 2019	69
Figura 38 Predicción de humedad para noviembre de 2019	69
Figura 39 Predicción de humedad SON de 2019	69
Figura 40 Humedad relativa según el pronóstico del IDEAM	70
Figura 41 mapa de densidades de aire en Colombia	72

Figura 42 Partes principales de un sistema PCP	73
Figura 43 Curva de Caudal VS RPM VS Presión	75
Figura 44 Caja negra para el diseño	83
Figura 45 Sistemas de las alternativas de solución	84
Figura 46 Aerogenerador V80/1800 IBERDROLA	85
Figura 47 Características Técnicas Aerogenerador ADES Pendular 100 kW	86
Figura 48 Aerogenerador ADES Pendular de 100 kW	87
Figura 49 Características técnicas Aerogenerador de eje vertical - 250/1000 W	88
Figura 50 Aerogenerador eje vertical Darrieus 250/1000 W	88
Figura 51 Diagrama Pareto en función del requerimiento	90
Figura 52 Diagrama de componentes básicos del aerogenerador	92
Figura 53 Subsistemas y componentes del sistema de potencia	93
Figura 54 Alternativas de diseño para las aspas	94
Figura 55 Partes del Buje	96
Figura 56 Tipos de Multiplicadora	97
Figura 57 Sistema de control con sus subsistemas y componentes	100
Figura 58 Subsistema de medición y componentes	101
Figura 59 Sistema de frenado y sus subsistemas	102
Figura 60 Diagrama Estructural del aerogenerador	107
Figura 61 Diagrama de componentes a detalle del aerogenerador	108
Figura 62 Diagrama de longitudes de las aspas y el buje del aerogenerador.	115
Figura 63 Velocidades específicas (TSR) para diferentes números de palas.	117
Figura 64 Velocidades específicas, factores de actividad y formas de perfiles NACA	118
Figura 65 curvas de relación del factor de solidez y las TSR	120
Figura 66 Propiedades de materiales Poliuretanos y Epoxi	121
Figura 67 Masa de aspas en función del radio del rotor	122
Figura 68 Propiedades geométricas del aspa según modelo CAD	123
Figura 69 graficas de turbinas rápidas (izquierda) y lentas (derecha) en función del coeficiente de par y la velocidad específica	124
Figura 70 Curva de potencia del aerogenerador	125
Figura 71 Fuerza de sustentación, resistencia y arrastre respecto a los ángulos de ataque sobre el perfil.	127
Figura 72 Corrientes de flujo según el Angulo de ataque.	127
Figura 73 Distribución de los perfiles alares en la longitud del perfil.	129
Figura 74 Distribución de ángulos del perfil diseñado	129
Figura 75 Perfil final del perfil diseñado en SolidWorks	129
Figura 76 Perfil final del perfil diseñado en SolidWorks	131
Figura 77 Vista de curvatura del aspa	131
Figura 78 División geométrica del aspa	135
Figura 79 Resultados geométricos para el centro de gravedad del aspa	136
Figura 80 Buje	138
Figura 81 Zona de esfuerzo principal del aspa	141
Figura 82 Subsistema de captación	143
Figura 83 Apoyos del eje de baja velocidad y estimación de dimensiones	144
Figura 84 Diámetros y redondeos necesarios para el eje de baja velocidad	145

Figura 85 Diagrama de fuerzas presentes en el eje	146
Figura 86 Diagrama XY de las fuerzas presentes en el eje	146
Figura 87 Fuerzas calculadas presentes en el eje	148
Figura 88 Diagramas de fuerza cortante y momento flector del eje	148
Figura 89 Zona para calcular el diámetro 1 por izquierda	150
Figura 90 Propiedades mecánicas del acero bonificado	150
Figura 91 Curva para calcular la resistencia a la fatiga	151
Figura 92 factor de material	151
Figura 93 Factores de confiabilidad	152
Figura 94 Factor de tamaño	152
Figura 95 Tabla para factores de tamaño	153
Figura 96 Soporte autoalineable de la empresa Cooper	156
Figura 97 Multiplicadora de velocidades de la empresa Bonfiglioli	157
Figura 98 variables de entrada y de salida de la multiplicadora de velocidad	158
Figura 99 Características para diferentes materiales de frenos	159
Figura 100 Datos técnicos del freno HS 075 FHM	161
Figura 101 Referencias de alternadores de la empresa WEG	162
Figura 102 Modelos de tableros de control y transferencia de KOSOV	164
Figura 103 Ubicación de cargas del aerogenerador con respecto al punto A	167
Figura 104 Ubicación del centro de masa	169
Figura 105 Ubicación del centro de masa modificado	169
Figura 106 Ubicación de las cargas con respecto al centro de masa modificado	170
Figura 107 Cargas presentes en un aerogenerador	176
Figura 108 Dimensiones de un cono truncado	177
Figura 109 Coeficientes aerodinámicos de resistencia al avance	179
Figura 110 Equivalencia de esfuerzos en la torre	184
Figura 111 Deflexión en edificios	186
Figura 112 Anemómetro de velocidad de la empresa PCE Iberica	188
Figura 113 Veleta de dirección de la empresa PCE Iberica	188
Figura 114 Transporte del tramo 1 de la torre	190
Figura 115 Transporte del tramo 2 de la torre	190
Figura 116 Cama Baja para Tramo 2 de la torre	191
Figura 117 Transporte del tramo 3 de la torre	191
Figura 118 Cama Baja para Tramo 3 de la torre	192
Figura 119 Transporte del tramo 4 de la torre	192
Figura 120 Cama Baja para Tramo 4 de la torre	193
Figura 121 Transporte del tramo 5 de la torre	193
Figura 122 Cama Baja para Tramo 5 de la torre	194
Figura 123 Transporte buje del aerogenerador	194
Figura 124 Transporte del "Nacelle" del aerogenerador	195
Figura 125 Transporte de las aspas del aerogenerador	196
Figura 126 Excavación de la cimentación	197
Figura 127 Refuerzo metálico de la cimentación	197
Figura 128 Formado de la base de la torre de soporte	198
Figura 129 Hormigonado de la cimentación	198

Figura 130 Montaje de las secciones de la torre	199
Figura 131 Instalación de la corona de orientación	200
Figura 132 Instalación del bastidor	200
Figura 133 Sección interna del bastidor	201
Figura 134 Instalación del soporte autoalineables derecho	201
Figura 135 Instalación del eje de baja velocidad	202
Figura 136 Instalación del soporte autoalineables izquierdo	202
Figura 137 Instalación de la multiplicadora de velocidad	203
Figura 138 Instalación del sistema de frenado y el generador eléctrico	203
Figura 139 Instalación de la cubierta del aerogenerador	204
Figura 140 Instalación del acople del eje de baja velocidad	204
Figura 141 Instalación del rotor al eje de baja velocidad	205
Figura 142 Instalación del buje y un aspa	205
Figura 143 Instalación de las aspas 2 y 3	206
Figura 144 Instalación terminada del sistema de potencia	206
Figura 145 Instalación del sistema de control	207
Figura 146 Aerogenerador de 60 kW de potencia	207
Figura 147 Conexión en paralelo de los aerogeneradores trifásicos en estrella	208
Figura 148 diagrama de bloques para el manual de operación	210
Figura 149 Costo por kWh de la energía	217
Figura 150 Costos de fletes para el generador Diésel	220
Figura 151 Costo del combustible Diesel por galón	221
Figura 152 Costo de licencia de Solid Edge	224
Figura 153 Costo de programa y licencia de Solidworks	224
Figura 154 Multiplicadorrecomendadoporhonorarios,escalafónyresponsabilidad	225

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Efectos de la resistencia del aire sobre una placa plana.	40
Ecuación 2. Fuerza de sustentación eólica	42
Ecuación 3. Fuerza de arrastre eólica	43
Ecuación 4. Coeficiente de potencia	50
Ecuación 5. Numero de Reynolds	50
Ecuación 6. Frecuencia relativa de la frecuencia de clase	59
Ecuación 7. Velocidad media	60
Ecuación 8. Densidad del aire con respecto a la altura y temperatura	71
Ecuación 9 Área	76
Ecuación 10 Volumen	76
Ecuación 11 Caudal Teórico	77
Ecuación 11 Caudal Teórico	77
Ecuación 11 Caudal Teórico	80
Ecuación 12 Calculo del radio (longitud de aspa)	111
Ecuación 13. Fuerza aerodinámica.	131
Ecuación 14. Fuerza aerodinámica estática.	132
Ecuación 14. Fuerza aerodinámica estática.	133

LISTA DE GRAFICOS

LISTA DE ANEXOS.

	pág.
Anexo A. Area de inercia.	236
Anexo B. Cuadro de inspecciones.	237
Anexo C. Planos constructivos.	240

RESUMEN

Este proyecto está enfocado al diseño de un aerogenerador para la zona de extracción de petróleos de Rubiales en Puerto Gaitán, Meta, el cual está asociado en análisis de la disponibilidad del potencial eólico en la zona; seguido a esto se recopiló el requerimiento de potencia que requieren los sistemas de extracción por medio de bombas PCP (Bombas de Cavidad Progresiva). Posteriormente se determinaron las variables climáticas de la zona que pudieran tener relación con el funcionamiento del aerogenerador. A continuación, se realizó el diseño a detalle de la máquina, realizando los cálculos de los elementos diseñados con su respectiva resistencia mecánica, para los elementos que fueran seleccionados se validaron con cálculos previos. Se realizó el diseño a detalle de los sistemas definidos para el aerogenerador, iniciando por la entrada de potencia (aspas) hasta culminar con el diseño funcional del generador eléctrico y la transferencia eléctrica, posterior a esto se realizó el diseño estructural para mantener el aerogenerador en la posición deseada para asegurar unas condiciones de viento óptimas para el funcionamiento.

Posteriormente se desarrollaron los manuales de montaje, operación y mantenimiento teniendo en cuenta el impacto ambiental que produce la implementación del aerogenerador en la zona.

Finalmente se desarrolló el análisis financiero de la implementación del aerogenerador teniendo en cuenta las variables de costo de instalación, costos de ingeniería, el consumo de combustible anual que se ahorra con la implementación del aerogenerador culminando con los flujos de caja con y sin la implementación del proyecto.

Palabras clave: Aerogenerador, Termo fluidos, Energía eólica, Extracción de petróleo, Bombas PCP, Diseño.

INTRODUCCIÓN

Con el aprovechamiento de la Energía eólica que es una tecnología nueva, limpia renovable y poco contaminante se logra abastecer con Energía Eléctrica mejorando la eficiencia Energética y disminuyendo los efectos de la tecnología diésel de alto impacto de ruido y contaminación ambiental.

Mientras que la eficiencia de un generador diésel es superior con respecto a la eficiencia de un aerogenerador, las consecuencias de la tecnología diésel son directamente proporcionales, como lo es, el incremento en los niveles de ruido, la emisión de gases y partículas al ambiente.

En el primer objetivo se reúnen y caracterizan las condiciones geográficas como lo son las velocidades de viento presentes en Rubiales tomando en cuenta la medición a un (1) año de referencia reunidos en el atlas de viento y energía eólica publicado por el IDEAM(Instituto de Hidrología Meteorológica y Estudios Ambientales) y el UPME(Unidad de Planeación Minero Energética) con los respectivos cálculos estadísticos para determinar la magnitud y la mayor probabilidad de velocidad de viento teniendo en cuenta esto también se obtiene la respectiva rosa de vientos que grafica la magnitud y la dirección presente del vector de viento en el punto de medición “Carimagua”, meta. Además de determinar las temperaturas presentes que pudieran afectar el funcionamiento del aerogenerador, los valores de humedad presentes que pudieran causar una corrosión considerable en el aerogenerador.

Una vez revisada la bibliografía asociada a los aerogeneradores se procedió a realizar el diseño conceptual del aerogenerador incluyendo la revisión de las técnicas de multicriterio para seleccionar la mejor alternativa de aerogenerador para que supla la potencia de 280 kW de las bombas PCP (Bombas de Cavidad Progresiva) utilizada en la extracción del petróleo.

Una vez se determinó la mejor alternativa de aerogenerador, se realizó el diseño detallado del aerogenerador iniciando desde la fuente de potencia, es decir, el viento realizando la función de la transferencia de potencia, la energía cinética proveniente del viento entregada al aerogenerador por medio de los alabes seleccionados y modificados y teniendo en cuenta las eficiencias de cada una de las transferencias de potencia para este caso la ley de Betz especifica el valor máximo de rendimiento de esta conversión de energía, se determinan las cargas entregadas al eje desarrollando así el diseño específico de eje para las cargas, en consecuencia seleccionando un sistema de transmisión de potencia a un eje de baja velocidad y realizando el diseño del mismo con el fin de entregar la velocidad requerida de funcionamiento al generador eléctrico. Una vez desarrollado el diseño principal de funcionamiento se seleccionará el freno mecánico (emergencia) para el aerogenerador.

Con el diseño a detalle culminado, se realizaron los respectivos manuales iniciando por los de montaje tanto de la estructura como del aerogenerador sin tener en cuenta el transporte de las dos estructuras, seguido por el manual de operación de aerogenerador donde se especifica la puesta en marcha, el arranque y la parada de emergencia, se desarrolló el impacto ambiental del aerogenerador para la zona teniendo en cuenta normatividad que pudiera afectar la fauna, flora y población presente en Rubiales.

El último ítem de desarrollo del proyecto fue determinar el costo asociado a la implementación del proyecto teniendo en cuenta su inversión inicial y la ganancia posterior a la instalación y puesta en funcionamiento del aerogenerador.

La excepción de este proyecto fue la construcción, el aerogenerador alimenta exclusivamente las bombas PCP, lo máximo que va a producir son 280 KW. Se realizaron los respectivos planos dimensionales de los componentes del aerogenerador y ensamble conjunto.

Para la realización del proyecto se utilizaron fuentes indexadas, libros de ingeniería, artículos publicados de ingeniería.

El presente estudio de la implementación de un sistema eólico para suplir una demanda energética previamente basada en combustibles fósiles, ayuda al incremento del uso de fuentes alternativas de generación de potencia reduciendo reacciones adversas tanto a corto como a largo plazo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar un aerogenerador como fuente principal de energía para un clúster petrolero en Caño Rubiales

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- 1) Caracterizar condiciones geográficas, operativas, y requerimientos del sistema.
- 2) Realizar el diseño conceptual, evaluación y selección de las alternativas de tipo de aerogenerador requerido.
- 3) Diseñar el tipo de aerogenerador seleccionado, calculando los componentes requeridos para cada uno de los sistemas y seleccionando componentes normalizados.
- 4) Realizar manuales (montaje, operación, y mantenimiento), y el desarrollo del impacto ambiental producido por el aerogenerador.
- 5) Determinar el costo asociado para la implementación del aerogenerador.

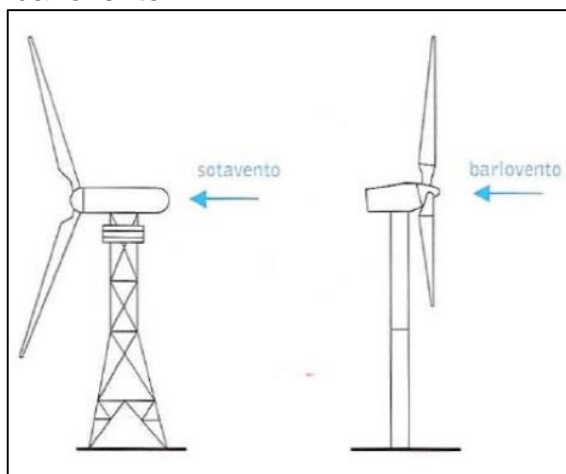
1. MARCO TEÓRICO

1.1 TURBINAS EÓLICAS

Las turbinas eólicas son máquinas empleadas para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica por medio del movimiento de un eje, para después por medio de otros elementos convertir esta energía mecánica en energía eléctrica.

Las turbinas eólicas de la misma potencia o no, suelen agruparse en zonas específicas distribuidas según las condiciones locales del viento, que se pueden proyectar para trabajar a barlovento (requiere un sistema de control de orientación del bastidor y de las palas en caso de ser variables), o a sotavento sin necesidad de control (Figura 1).¹

Figura 1 Turbinas eólicas de eje horizontal disposición de sotavento y barlovento.



Fuente. FUNEZ, JOSE. Análisis simplificado de la respuesta estructural de una pala de aerogenerador. Madrid.: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Mecánica de Medios Continuos y Teoría de Estructuras, 2009. 11 p.

¹ CREUS, ANTONIO. Aerogeneradores. Barcelona: Cano Pina, S.L. Ediciones Ceysa. 2012. 9 p. ISBN: 978-84-15884-40-8

1.1.1 Clasificación según su potencia.

1.1.1.1 Aerogeneradores de baja potencia (0 a 100 kW). Desde hace miles de años de antigüedad, las primeras aplicaciones de los aerogeneradores fue el bombeo de agua y la molienda harinera (Figura 2), hoy en día aún existen vestigios de los molinos utilizados particularmente en Holanda y Creta(Figura 3). Estados unidos aun cuenta con sistemas de bombeo de agua por medio de multi-palas de eje horizontal. El diseño de estos molinos no ha cambiado en cientos de años debido a que fueron sobre diseñados desde un comienzo.

Figura 2 Molino de Santa Ponça en Calvià, restaurado en 1995 añadiendo un nuevo capitel y aspas.



Fuente. LOS MOLINOS HEREDADOS. Los molinos de viento de Mallorca. [En Línea] <www.losmolinosheredados.wordpress.com/2016/04/15/los-molinos-de-viento-de-mallorca/>

Figura 3 Molino de viento de extracción de agua en Alcúdia.



Fuente. LOS MOLINOS HEREDADOS. Los molinos de viento de Mallorca. [En Línea] <www.losmolinosheredados.wordpress.com/2016/04/15/los-molinos-de-viento-de-mallorca/>

➤ Extracción de agua.

La extracción de aguas subterráneas se puede realizar por medio de bombas manuales (mecánicas), motobombas, electrobombas y también por maquinas aeromotores, como lo son los molinos de viento. Todas las maneras de extracción poseen ventajas y desventajas frente a la fiabilidad y eficiencia económica, pero la extracción mediante molinos de viento ha demostrado una ventaja excepcional debido a su fiabilidad mecánica, fácil mantenimiento y utilización de la energía eólica suficiente en todo el territorio nacional.²

1.1.1.2 Aerogeneradores de media potencia (100 a 1000kW). Debido al aumento de potencia de estos generadores se obliga a una robustez mayor del aerogenerador, estas mejoras comúnmente se observan en:

- La estructura de la torre.
- La góndola o barquilla.
- Las palas o alabes.
- El sistema de frenado.
- El cableado.
- La electrónica de potencia.
- Unidad de control.

Los generadores a media potencia se aplican típicamente a pueblos situados en áreas remotas e islas, esto debido a la necesidad de potencial eléctrico en zonas de difícil acceso de la ZI (Zona Interconectada)³

1.1.1.3 Aerogeneradores de alta potencia (>1000kW). Como tal un aerogenerador de alta potencia seria de un tamaño colosal lo cual se traduciría a un costo elevado para su implementación, por ello entra en la clasificación de aerogeneradores de alta potencia los parques eólicos, que son la conexión de varias turbinas eólicas para amplificar su potencia producida en el número de turbinas que se instalen.

Se encuentran incluidos los parques eólicos ya sean de tipo In-Shore (terreno plano-tierra) o de tipo Off-Shore (mar adentro).

El tipo Offshore se utiliza para aprovechar el amplio espacio disponible en la superficie marítima además del beneficio de las corrientes de viento sobre la superficie marina.

1.1.2 Clasificación según la disposición del eje.

² ZALDÍVAR, ISRAEL. Manual de agua. Biblioteca André Voisin. 21 p. [En Línea] [Consultado junio 2019]. Disponible en: <https://biblioteca.ihatuey.cu/link/libros/otros/ma.pdf>

³ CREUS, ANTONIO. Aerogeneradores. Barcelona: Cano Pina, S.L. Ediciones Ceysa. 2012. 137 p. ISBN 978-84-15884-40-8

1.1.2.1 Turbinas eólicas de eje vertical (VAWT). Las turbinas de eje vertical fueron presentadas a dar soluciones a problemas con respecto al diseño de eje horizontal, pero esto también generó otros problemas en compensación resaltando que estos sistemas no necesitan mecanismo de orientación.

Estas turbinas tienen variaciones según como se enfrentan a una corriente de viento con la particularidad de que su eje de rotación es central orientado verticalmente así;

- Turbina de eje vertical – tipo Darrieus. Este diseño se implementó con el fin de eliminar un sistema de orientación de la turbina, pero esto se compensó con un sistema de control debido al perfil aerodinámico y la simetría de las palas, adicional a esto este sistema no permite el autoarranque es decir requiere de una potencia adicional para iniciar su funcionamiento sumado a esto la implementación de tensores para garantizar la estabilidad de la estructura.

Requiere para un correcto funcionamiento, velocidades de viento de 4 a 5 metros por segundo mínimo.

Figura 4 Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus



Fuente. Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: tipos, ventajas e inconvenientes, Structuralia. [En Línea] <<https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontal-tipos-ventajas-e-inconvenientes>>

- Turbina de eje vertical – tipo Savonius. Este diseño se implementó con el fin de solucionar el problema del autoarranque en el aerogenerador, pero esto a costa del rendimiento y la entrega de una escasa velocidad de giro.

Figura 5 Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius



Fuente. Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: tipos, ventajas e inconvenientes, Structuralia. [En Línea] < <https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontal-tipos-ventajas-e-inconvenientes>>

1.1.2.2 Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT). Con el incremento de la cantidad de la potencia requerida con el pasar del tiempo se ha hecho directamente proporcional el tamaño (mayores rotores y alturas de torre), con constantes reducciones en el costo de generación por kWh.

Los aerogeneradores de eje horizontal están clasificados según su velocidad de giro o el número de palas que contenga el rotor, parámetros que hacen que se clasifiquen en dos tipos (rápidos y lentos). (Salgado, 2011, pág. 169)

Figura 6 Turbina de eje horizontal



Fuente. Horizontal – Axis Wind Turbine. Siemens Gamesa, Archi Expo. Disponible: <https://www.archiexpo.com/prod/gamesa/product-88576-2001985.html>.

1.1.3 Clasificación según la velocidad del viento y la turbulencia según la norma NTC 5363. Desde La NTC 5363 especifica una categorización de las clases de los aerogeneradores regida a las condiciones en función de los parámetros de la velocidad del viento y la turbulencia, la norma encierra 4 clases de aerogeneradores tratando de abarcar la mayor cantidad de situaciones posibles para el aerogenerador, 3 de estas con parámetros establecidos (Tabla 1) y una cuarta clase con el objetivo de dejar abierta la normalización de algún caso específico definido por el proyectista como lo son las instalaciones marinas (“Offshore”) y condiciones de viento experimentadas en tormentas tropicales (huracanes, ciclones y tifones).

Tabla 1 Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores.

Clases de aerogeneradores		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Fuente. NTC 5363 Aerogeneradores. Requisitos de diseño, ICONTEC. Editada el 24 de abril de 2013, 15 p.

Donde:

- V_{ref} Velocidad de referencia del viento promediada en 10 minutos;
- A Designa la categoría para las características de las turbulencias más altas;
- B Designa la categoría para las características de las turbulencias medias;
- C Designa la categoría para las características de las turbulencias más bajas;
- I_{ref} Valor previsto de la intensidad de turbulencia para 15 m/s.

Los valores de los parámetros están aplicados a la altura del buje.

1.1.4 Clasificación según su control y regulación. Este tipo de clasificación se identifica en la fase de diseño del aerogenerador, principalmente se utiliza como método para controlar la variación de viento a la que el aerogenerador es sometido, o sencillamente una regulación de potencia en el aerogenerador, se tienen tres tipos:

- Control por pérdida aerodinámica (Stall control) o palas de paso fijo: en este tipo de control los aerogeneradores operan a una velocidad de giro fija con palas no regulables. Se suele definir como un sistema de regulación por entrada en pérdida aerodinámica pasiva. En este caso las palas están rígidamente fijadas al buje y no cambian su ángulo de posición. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creara turbulencia que frene la velocidad de giro.

- Control por pérdida activa aerodinámica (Active Stall Control): los aerogeneradores operan a una velocidad fija con palas regulables. Con el objetivo de controlar la pérdida aerodinámica, girando la pala, se puede formar turbulencia en el extremo posterior de la pala.
- Control por variación de ángulo de paso de pala (Pitch control): los aerogeneradores operan a una velocidad de giro constante o con una velocidad variable. Se trata de un sistema de regulación por cambio de ángulo. En este caso, cada pala puede girar individualmente sobre su eje. Si el viento es demasiado fuerte, las palas se hacen girar contrario a la dirección del viento, generalmente algunas fracciones de grado. Esto reduce la sustentación o empuje, de forma que el rotor continúa generando su potencia nominal, aunque las velocidades del viento aumenten.

1.1.5 Clasificación según su interconexión con la red eléctrica. Referente a la interconexión con la red eléctrica existen dos tipos:

- Sistemas eólicos aislados (“en isla”), con o sin energía auxiliar (“híbridos”): este tipo de conexión principalmente es usada en zonas no interconectadas por la red eléctrica o de difícil acceso a conexiones físicas, los sistemas híbridos son utilizados como respaldo en caso de que las condiciones de viento no sean adecuadas para el funcionamiento del aerogenerador, pero se requiera una alimentación continua de energía por medio de un sistema auxiliar.
- Sistemas eólicos interconectados con la red eléctrica: estos sistemas suelen configurarse comúnmente en la parte del generador eléctrico para entregar unas condiciones de potencia que se puedan almacenar en baterías y que se sincronice con el voltaje, corriente y frecuencia de la red interconectada.

1.2 PARTES DE LOS AEROGENERADORES

1.2.1 Perfiles aerodinámicos. El diseño de los perfiles en turbinas de viento está regido por dos (2) consideraciones:

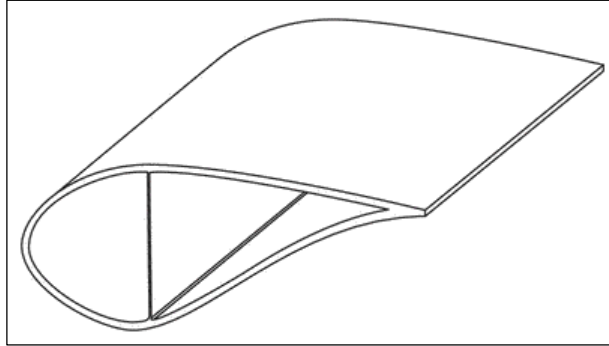
- Consideraciones aerodinámicas.
- Consideraciones estructurales.

De forma estructural los perfiles son típicamente huecos con una geometría exterior formada por dos corazas:

- 1) Una de ellas sobre el lado de succión.
- 2) Una de ellas sobre el lado de presión.

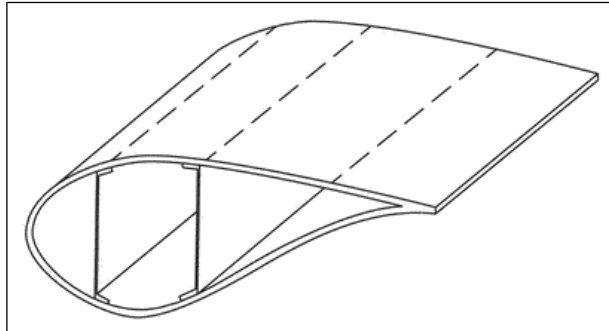
Una o más redes estructurales son equipadas para juntar las dos corazas y para transferir cargas cortantes

Figura 7 Diseño de pala con una red de corte.



Fuente. BRØNDSTED, POVL NIJSSEN, ROGIER P.L. (2013).Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials - 1.1.1 Typical Blade Designs.(pp. 5). Tomado de: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U05011/advances-in-wind-turbine/typical-blade-designs>

Figura 8 Diseño de pala con dos redes de corte.



Fuente. BRØNDSTED, POVL NIJSSEN, ROGIER P.L. (2013).Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials - 1.1.1 Typical Blade Designs.(pp. 5). Tomado de: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U05011/advances-in-wind-turbine/typical-blade-designs>

1.2.1.1 Consideraciones aerodinámicas

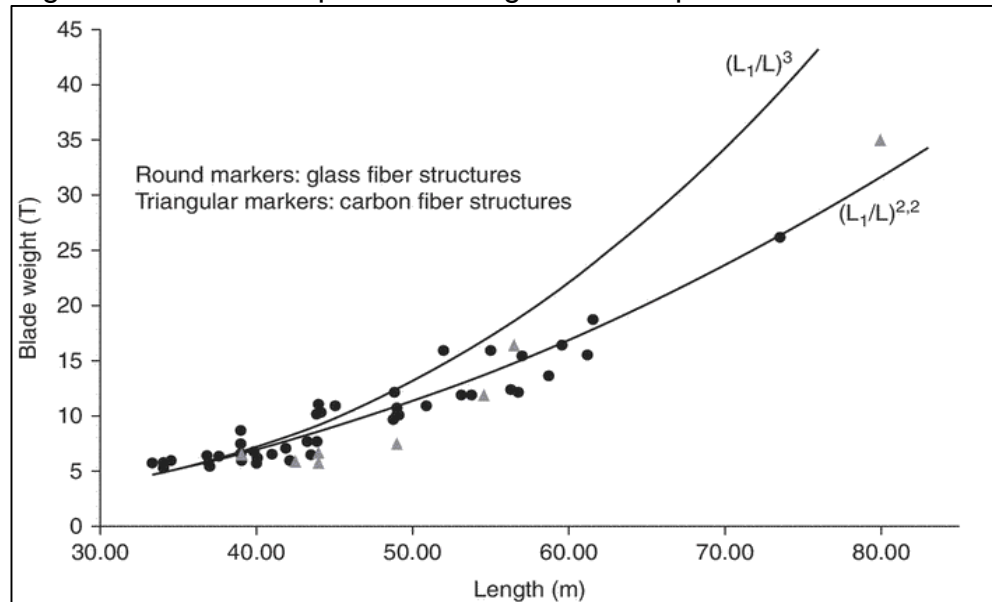
Estas consideraciones usualmente dominan el diseño de los dos tercios (2/3) exteriores de los perfiles

1.2.1.2 Consideraciones estructurales. Estas consideraciones son más importantes para el diseño del tercio (1/3) interior del perfil

1.2.1.3 Relación longitud vs peso. Las palas de las turbinas de viento son hoy en día muy largas y las cargas gravitacionales e inerciales han comenzado a dominar más que las cargas aerodinámicas. Proveniente de esto la importancia de reducir su peso.⁴

Las turbinas de viento tienen un sustancial crecimiento en el tamaño a lo largo de los años desde que las turbinas de viento comerciales fueron introducidas alrededor de 1980. Con la necesidad de incrementar la confiabilidad se realizaron diferentes configuraciones en base al tamaño de las turbinas de viento (Figura 9).

Figura 9 Peso de las palas Vs Longitud de las palas.

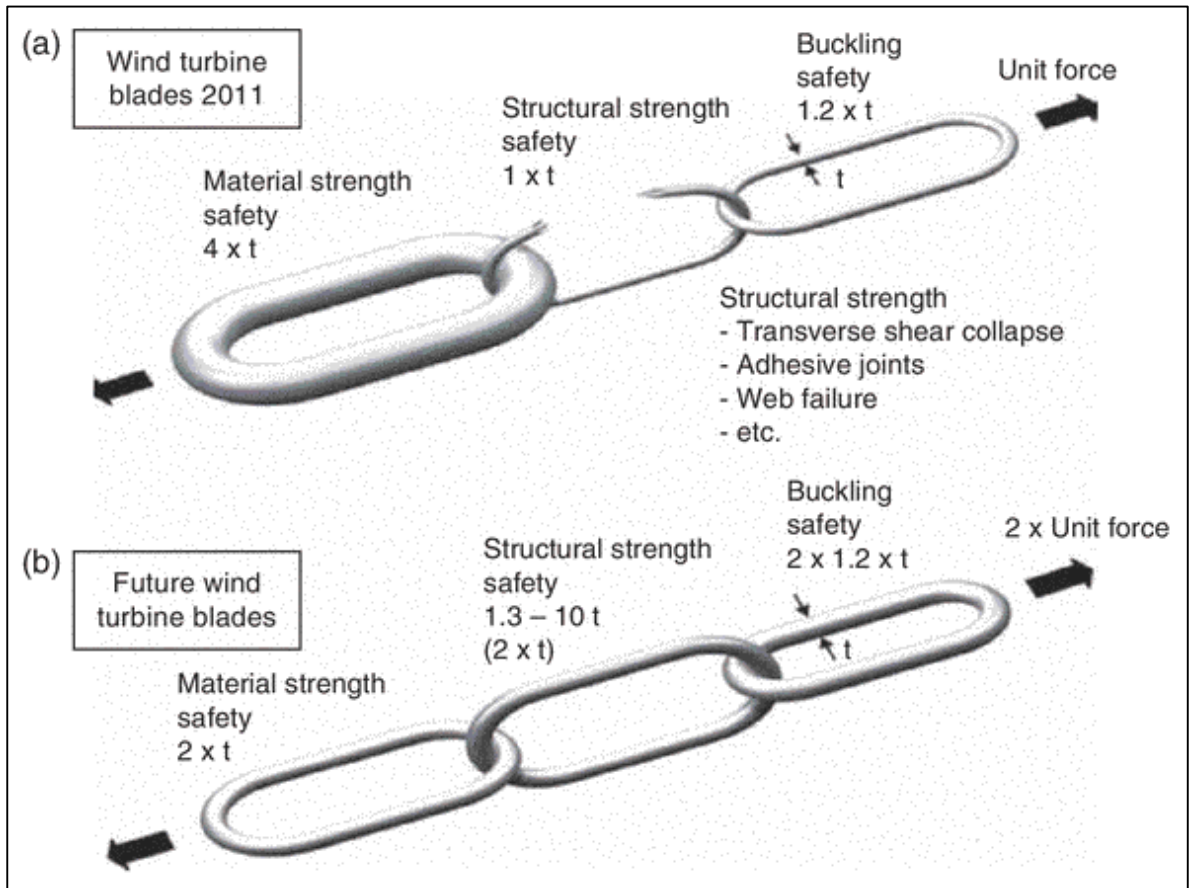


Fuente. BRØNDSTED, POVL NIJSSEN, ROGIER P.L. (2013). *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials - 1.1.1 Typical Blade Designs*. (pp. 4). Woodhead Publishing. [En Línea]: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U05011/advances-in-wind-turbine/typical-blade-designs>

⁴ BRØNDSTED, POVL NIJSSEN, ROGIER P.L. (2013). *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials - 1.1.1 Typical Blade Designs*. (pp. 3). Woodhead Publishing. [En Línea]: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U05011/advances-in-wind-turbine/typical-blade-designs>

1.2.1.4 Principios de diseño. Actualmente las palas de las turbinas de viento no son totalmente optimizadas respecto a la resistencia estructural. Por lo tanto, grandes diferencias pueden ser esperadas en el análisis seguro de varios tipos de modos de falla. Los márgenes de diferentes modos de falla en el diseño actual de las palas, incluye el material, falla estructural y por pandeo, es esquemáticamente ilustrado en la figura 10. El pandeo y la fuerza estructural se separan incluso se pensaba que ambos se relacionaban con el aspecto estructural. Esto con el fin de ilustrar la diferencia en una capacidad sin usar.

Figura 10 Ilustración de los márgenes de seguridad para actuales palas de turbinas de viento.



Fuente. BRØNDSTED, POVL NIJSSEN, ROGIER P.L. (2013).Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials – 1.2.1 Principios de diseño.(pp. 8). Woodhead Publishing. [En Línea]: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U05011/advances-in-wind-turbine-typical-blade-designs>

El parámetro “t” representa el espesor de los eslabones de la cadena ilustrando el margen de seguridad contra la falla última. Las flechas representan la seguridad de la cadena ilustrado por una unidad de fuerzas.

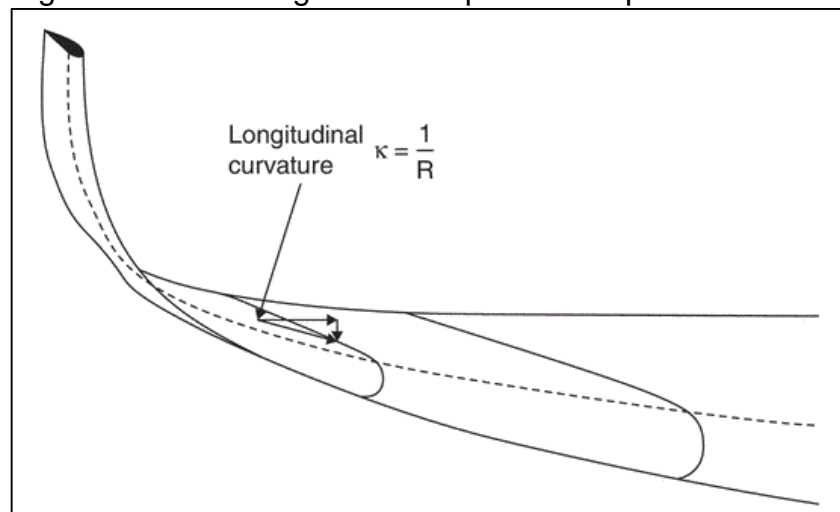
También se muestra en la figura 10 los materiales preferidos con amplio margen de seguridad en modernas palas de turbinas de viento.

Aunque los especímenes de las pruebas suelen ser similares a vigas tubulares laminadas en una típica pala de turbina de viento, las propiedades del material no son completamente representativas en palas de una turbina de viento real los especímenes son producidos en un laboratorio bajo diferentes condiciones.

La figura 10 ilustra esquemáticamente esos márgenes de seguridad (o confiabilidad) de palas optimizadas (cadena en figura 10B) que pueden llevar el doble de la carga normal de las palas de turbinas de viento (cadena en figura 10A).

En orden para usar un potencial total es importante tomar efectos de geometrías no lineales en cuenta. La sección transversal de las palas con deformaciones largas sujetas a pandeos debe ser consideradas, la compresión longitudinal y esfuerzos de tensión causados por pandeo resulta en esfuerzos transversales hacia el plano neutro de la pala (figura 11).

Figura 11 Curva longitudinal en pandeo de palas.



Fuente. BRØNDSTED, POVL NIJSSEN, ROGIER P.L. (2013). Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials – 1.2.1 Principios de diseño. (pp. 9). Woodhead Publishing. [En Línea]: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00U05011/advances-in-wind-turbine/typical-blade-designs>

Esos esfuerzos transversales causan un aplanamiento de un cilindro hueco o caja hueca. Esto entonces resulta en una reducción de la rigidez de pandeo de la sección. Esto es conocido como el Efecto Brazier⁵ y estos esfuerzos transversales son en adelante referidos como una “Presión aplastante”. Esta presión aplastante

⁵ Brazier, L. G. On the flexure of thin cylindrical shells & other thin sections. Proceedings of the Royal Society London , A 116 , pp. 104–114, 1927.

incrementa con el cuadrado de la curvatura longitudinal, entonces si las palas son diseñadas para ser más flexibles que la práctica actual, esta componente de fuerza se volverá más dominante. Para tomar esto en cuenta es necesario un modelo de elementos finitos (FEM) no lineal, pero desde otros mecanismos de falla (por ejemplo, pandeo) que son dominados por los efectos de no linealidad, los elementos finitos de la zona lineal son fuertemente recomendados.

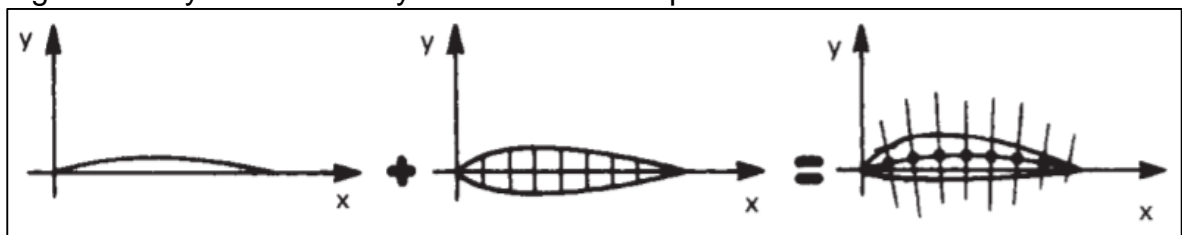
1.2.1.5 Mecanismo de falla. La falla última de la pala de una turbina de viento a menudo inicia en el régimen elástico, a partir de ahí se desarrolla el fallo del material que puede ser analizado usando mecanismos de fractura. Las fallas pueden ser estables o inestables, y en el caso de los mecanismos de falla inestable, deben considerarse márgenes extra de seguridad.

1.2.1.6 Perfiles NACA

- Nomenclatura. En los EE.UU., el NACA, National Advisory Committee for Aeronautics (absorbido por la NASA en 1958), ha llevado a cabo una investigación sistemática de diferentes tipos de perfiles, que se conocen con el nombre de perfiles NACA, seguido de una serie de números, que determinan su construcción (existen otros estudios sobre perfiles que dieron lugar a otros tipos de nomenclatura, como son el Clark Y, Götingen y RAF).

“Las cifras que van detrás del sobrenombre NACA indican, por su cantidad (cuatro o cinco cifras) y por su valor, los datos necesarios para poder determinar o construir el perfil completamente, dibujando primero la línea de curvatura media, y distribuyendo después sobre ella el espesor correspondiente a un perfil simétrico, esto es, dan una ley de curvatura y una distribución de espesor”.⁶ (Figura 12).

Figura 12 Ley de curvatura y distribución de espesor.



Fuente. CARMONA, ANÍBAL (2015). Aerodinámica y actuaciones del avión – 3.13 Nomenclatura NACA de los perfiles (pág. 114) [En Línea]: http://www.webquestcreator2.com/majwq/public/files/files_user/39429/NOMENCLATURA%20NACA.pdf

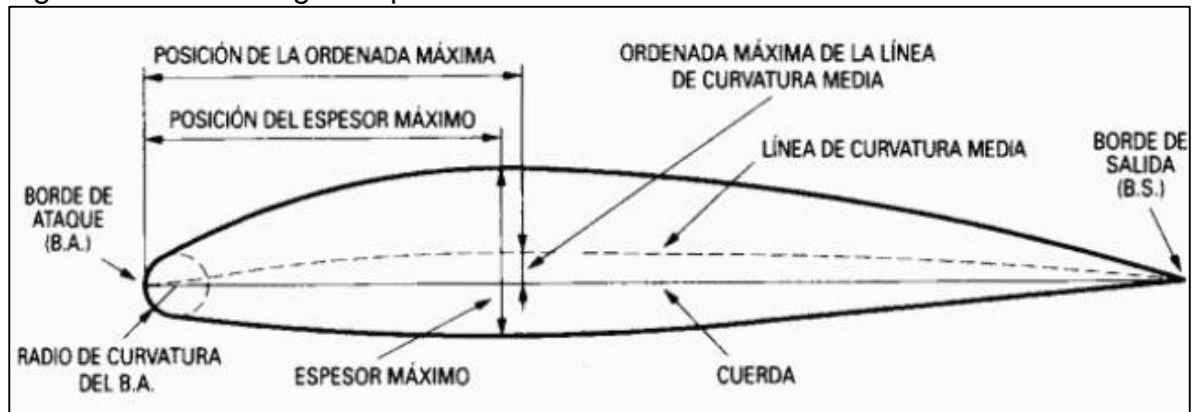
⁶ CARMONA, ANÍBAL (2015). Aerodinámica y actuaciones del avión – 3.13 Nomenclatura NACA de los perfiles (pág. 114) [En Línea]: http://www.webquestcreator2.com/majwq/public/files/files_user/39429/NOMENCLATURA%20NACA.pdf

➤ Terminología

El autor (CARMONA, 2000, pág. 79) identifica y explica cada una de las terminologías asociadas a los perfiles aerodinámicos haciendo énfasis en la gran importancia que tiene la forma y la inclinación del perfil respecto a la dirección de la corriente de aire en la distribución de presiones que da origen a la sustentación.

La figura 13 ilustra la terminología presentada por el autor:

Figura 13 Terminología de perfiles aerodinámicos.



Fuente. CARMONA, A. (2000). Aerodinámica y actuaciones del avión. ESPAÑA: Paraninfo. Pag 79

- Cuerda:** Es la línea recta que une el borde de ataque (b.a) con el borde de salida (b.s). Es una dimensión característica del perfil.
- Línea de curvatura media:** es una línea equidistante entre el extradós y el intradós. La forma de esta línea es muy importante en las características aerodinámicas del perfil; en definitiva, “fija” la curvatura del perfil. Si la línea de curvatura media, cae por encima de la cuerda como en la figura 8, se dice que la curvatura es positiva, negativa si va por debajo y de doble curvatura si va en un tramo por arriba y en otro por debajo.
- Ordenada máxima de la línea de curvatura media:** es la máxima distancia entre la línea de curvatura media y la cuerda; este valor y su posición a lo largo de la cuerda ayuda a definir la forma de la línea de curvatura media. El valor de la ordenada máxima, y su posición suelen darse en forma porcentual (%) de la cuerda.
- El espesor y la distribución de espesor:** son dos características importantes. El valor del espesor máximo y su posición se expresan en % de la cuerda. El valor del espesor varía desde un 3% en los muy delgados hasta un 18% en los muy gruesos.

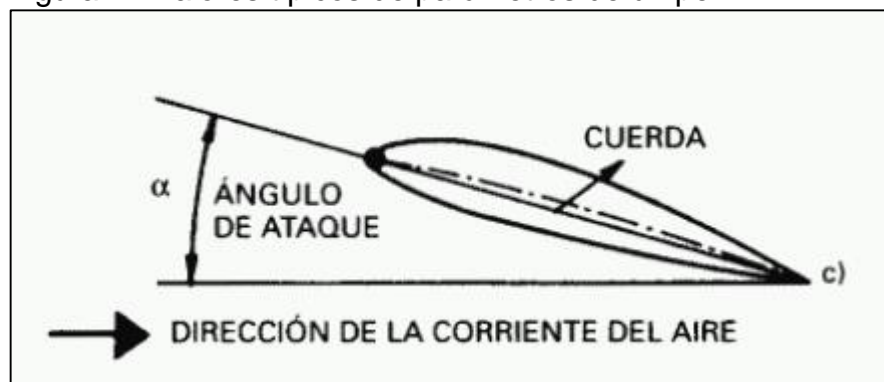
- e) El radio de curvatura del b.a.: Define la forma del b.a., y es el radio de un círculo tangente al extradós e intradós, y con su centro situado en la línea tangente en el origen a la línea de curvatura media.

Su magnitud define la agudeza del b.a. y tiene efectos importantes en las características de pérdida. Un radio de curvatura de b.a de valor pequeño significa un b.a. agudo y puede causar una separación temprana de la capa límite cerca del b.a.

- f) La acción de la corriente de aire sobre un perfil produce, por diferentes motivos, una fuerza aerodinámica. Esta fuerza es usual descomponerla en dos componentes: sustentación y resistencia. La sustentación es la componente perpendicular a la corriente libre de aire.
- g) La resistencia es la componente paralela a la corriente libre de aire.
- h) El ángulo de ataque es el que existe entre la cuerda, y la dirección de la corriente libre de aire.

Los términos corrientes libre de aire y viento relativo son equivalentes.

Figura 14 Valores típicos de parámetros de un perfil.



Fuente. CARMONA, A. (2000). Aerodinámica y actuaciones del avión. ESPAÑA: Paraninfo. Pag 80

Espesor máximo: 12% de la cuerda, y situado en el 30% de esta (a partir del b.a.).
Ordenada máxima de la línea de curvatura media: 4% y situada en el 40% de esta.

- ✓ Serie NACA de cuatro cifras. Se explicada por medio de un ejemplo con el NACA 4412:

1ª cifra (4): Expresa la ordenada máxima de la línea de curvatura media en %(porcentaje) de la cuerda – 4%

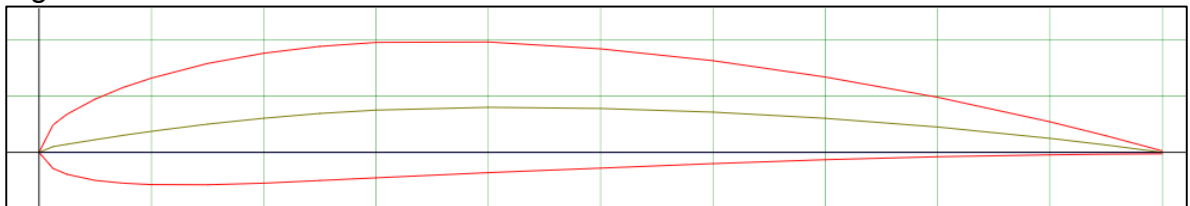
2ª cifra (4): Expresa la posición de dicha ordenada máxima en decimas de la cuerda-40%.

3ª y 4ª cifras (12): Expresan el espesor máximo del perfil en %(porcentaje) de la cuerda – 12%

Todos estos perfiles tienen el espesor máximo situado en el 30% de la cuerda, y si llamamos t al espesor máximo (en%), el radio de curvatura del borde de ataque es $r = 1,1t$. Para mayor información sobre la forma de la línea de curvatura media, que en este caso son dos parábolas que se unen en el punto de ordenada máxima, y sobre la distribución de espesor.

De esta serie de cuatro cifras han dado muy buen resultado los simétricos, como son el 0009, perfil simétrico de 9% de espesor

Figura 15 Perfil NACA 4412.



Fuente. Airfoil Tools (2019). Perfil NACA 4412 (naca4412-il) [Imagen Digital]. Recuperado de: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca4412-il>

✓ Serie NACA de cinco cifras. El autor utiliza como ejemplo el perfil NACA 23012, como perfil que ha sido más profundamente utilizado:

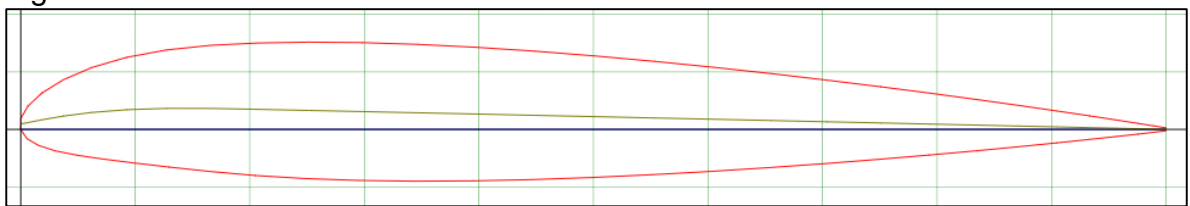
1ª cifra (2): expresa, aproximadamente, el valor de la ordenada máxima de la línea de curvatura media: 2%(porcentaje).

2ª y 3ª cifras (30): Designan el doble de la posición de dicha ordenada máxima: 15%.

4ª y 5ª cifras (12): Espesor máximo en %: 12%

“El avión DC-6, entre otros muchos, tiene un perfil NACA 23012.

Figura 16 Perfil NACA 23012.



Fuente. Airfoil Tools (2019). Perfil NACA 23012 12% (naca23012-il) [Imagen Digital]. Recuperado de: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca23012-il>

- ✓ Serie NACA de seis cifras. En ellos se mantiene el régimen laminar de la capa límite durante la mayor parte del perfil, lo que significa una disminución considerable de la resistencia de fricción. Ejemplo 66(1)-212.

1ª cifra (6): Indica el número de serie, con lo que se conoce el tipo de distribución de espesor empleada. Serie 6.

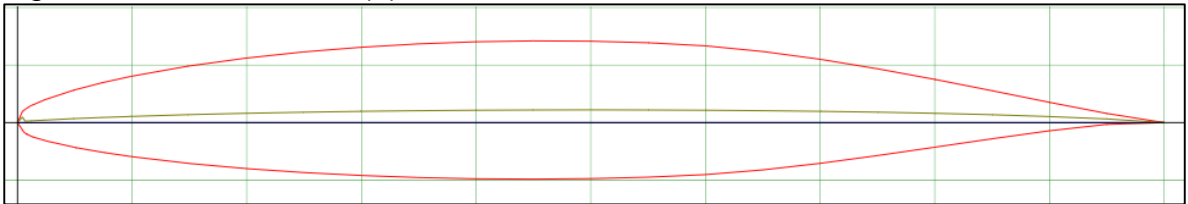
2ª cifra (6): Posición del mínimo de presión del perfil simétrico, en decimas de cuerda 60%.

3ª cifra (1): Indica en decimas la semi amplitud del intervalo alrededor del C_L ideal, para el cual la capa límite es laminar ($\pm 0,1$). Es decir, el intervalo en que se debe utilizar.

4ª cifra (2): Es el coeficiente de sustentación ideal multiplicado por 10 (C_L ideal = 0,2).

5ª y 6ª cifra (12): Espesor máximo: 12%.

Figura 17 Perfil NACA 66(1)-212.



Fuente. Airfoil Tools (2019). Perfil NACA 66(1)-212 (naca661212-il) [Imagen Digital]. Recuperado de: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca661212-il>

1.2.1.7 Fuerzas sobre el perfil. Según el autor Pedro Fernández Díez en sus publicaciones referentes a energía eólica, al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre una placa plana, se observa que la resultante R de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo punto de aplicaciones es su centro aerodinámico o centro de empuje, siendo su dirección perpendicular a la placa, su sentido el del viento, y su intensidad proporcional a la superficie S expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento, en la forma:

Ecuación 1 Efectos de la resistencia del aire sobre una placa plana.

$$R = C_w * \rho * \frac{S * v^2}{2} = k * S * v^2$$

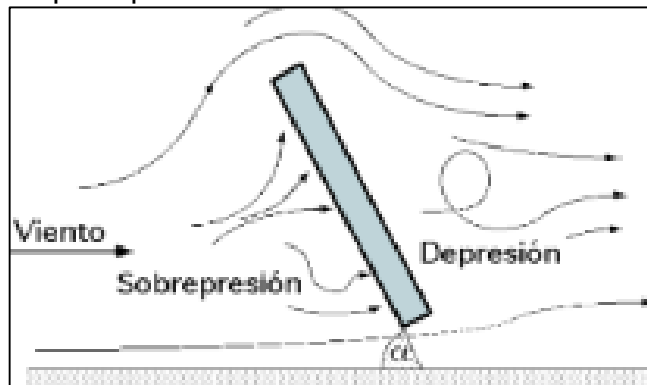
Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

En la que:

- k es un coeficiente que depende del ángulo α de incidencia, de las unidades elegidas y de la turbulencia del movimiento
- C_w es el coeficiente de resistencia (penetración)
- ρ es la densidad del aire
- S es la sección frontal del perfil

Se expresa que si el ángulo α que forma el plano de la placa con la dirección del viento es grande, se produciría una sobre presión en la parte delantera de la placa y una depresión en su parte posterior de carácter turbillionario como se muestra en la figura 18

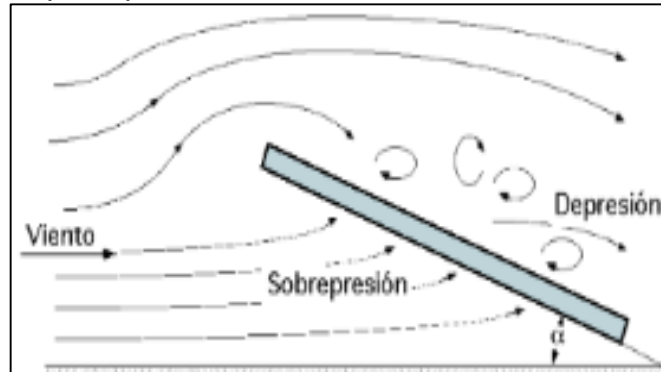
Figura 18 Efectos de un ángulo α grande en un perfil planar.



Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas. Pag 2

Por otro lado, si el ángulo de incidencia α es pequeño, la sobrepresión aparece en la parte inferior de la placa y la depresión por encima, por lo que aparece una fuerza que tiende a elevarla figura 19, conocida como fuerza de sustentación o de elevación.

Figura 19 Efectos de un ángulo α pequeño en un perfil planar.



Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas. Pag 2

- Fuerzas de sustentación y ascensorial. Desde La fuerza de sustentación es una fuerza derivada de una presión más baja en la parte superior del perfil con respecto a la fuerza producida por el viento en la cara inferior.

Debido a que la tecnología utilizada por los perfiles alares de los aerogeneradores proviene de la tecnología ya utilizada por los aviones y helicópteros, pero con algunas modificaciones, la fuerza de sustentación se puede perder debido a que la superficie del ala no es completamente uniforme, causando turbulencias en el perfil.

La fuerza de sustentación se puede calcular mediante la ecuación 2

Ecuación 2. Fuerza de sustentación eólica

$$\text{Fuerza de Sustentación} = R \cos \alpha = k_y * S * v^2$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

Donde

R es la magnitud de las fuerzas producidas por el viento

α es la dirección de la fuerza R medido desde la cuerda del perfil y la dirección de incidencia del viento

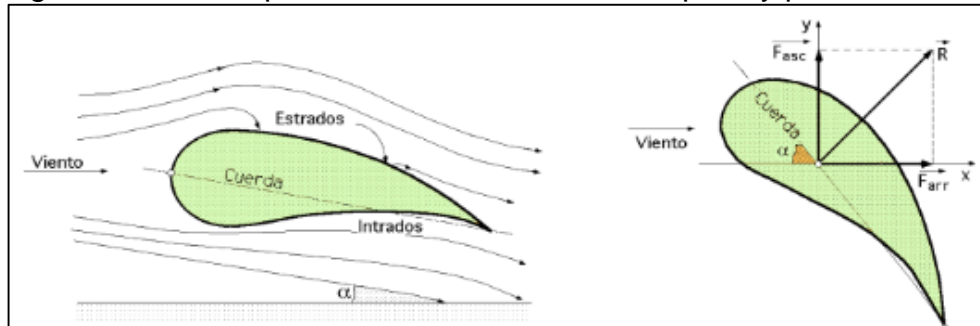
k_y es la componente escalar de la magnitud R en la dirección α perteneciente a la fuerza de sustentación

S es la sección frontal del perfil

v es la velocidad del viento

- Fuerzas de arrastre. La fuerza de arrastre es la componente del vector R (Resultante de las fuerzas aplicadas en el perfil) en la dirección del viento como lo muestra la figura 20.

Figura 20 Descomposición de fuerzas sobre un perfil y partes



Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 4.

En los perfiles de las aeronaves se prefiere mantener prioritario las fuerzas de arrastre sobre las de sustentación, pero en los aerogeneradores pese a que basan su selección de perfiles en los perfiles de aeronaves en estos es preferible mantener fuerzas de sustentación prioritariamente que las de arrastre.

Respectivamente con el diagrama las fuerzas se calcularían de la siguiente manera;

Ecuación 3. Fuerza de arrastre eólica

$$\boxed{Fuerza\ de\ Arrastre = R \sen \alpha = k_x * S * v^2}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

Donde

R es la magnitud de las fuerzas producidas por el viento

α es la dirección de la fuerza R medido desde la cuerda del perfil y la dirección de incidencia del viento

k_x es la componente escalar de la magnitud R en la dirección α perteneciente a la fuerza de arrastre

S es la sección frontal del perfil

Teniendo en cuenta lo siguiente la fuerza R es considerada normal a la cuerda del perfil, el empuje ascensional aumenta a medida que α disminuye, la cuerda se considera desde el borde de ataque del perfil, al borde de salida posterior.

Si la forma del perfil no es plana, se puede descomponer la fuerza R en función de dos tipos de componentes, k_x de arrastre y k_y de sustentación, siendo eje x paralelo a la dirección de incidencia del viento.

1.2.1.8 Materiales de los alabes. La dificultad principal de un aerogenerador son la resistencia de sus aspas/palas ya que es el elemento principal de funcionamiento de estas máquinas, estas tienden a tener problemas en la fabricación y en la resistencia de los materiales de las palas.

El material seleccionado para las aspas debe responder a una serie de ítems para darle viabilidad al aerogenerador como lo son:

- Ligero
- Perfectamente homogéneo para facilitar la producción en serie
- Indeformable
- Resistente a la fatiga mecánica
- Resistente a la erosión y a la corrosión
- De uso y producción sencillos
- Coste bajo para que el aerogenerador pueda ser construido y vendido en serie

Los materiales pueden ser:

- Maderas
- Metales
- Materiales sintéticos, resinas, fibras y otros
- Palas/aspas compuestas

1.2.2 Generador eléctrico. El generador eléctrico que realmente es un alternador, va unido a la caja multiplicadora mediante el eje de alta velocidad, su función es producir la corriente eléctrica en base a la conversión de la energía mecánica de la caja multiplicadora.

La corriente eléctrica que produce se transporta por el interior de la torre hasta el transformador eléctrico para su respectiva disposición o necesidad. Suelen ser de dos tipos, de tipo asíncrono o de inducción.

En los aerogeneradores modernos la potencia producida suele estar entre 500 y 1.500 kW.

1.2.3 Caja multiplicadora. La caja multiplicadora permite aumentar la velocidad angular o revoluciones proporcionadas por un eje de baja velocidad que a su vez recibe esta energía mecánica de la energía cinética del viento por medio de las aspas.

Es necesario para proporcionar las revoluciones necesarias para la operación del generador eléctrico.

1.2.4 Sistema de Freno. El sistema de frenado es vital en la implementación del aerogenerador, debido a que su principio de funcionamiento se basa en las aeronaves, por ello a unas determinadas condiciones el aerogenerador tiende a elevar el sistema de la góndola de su base soporte o cause siniestros en el aerogenerador y la zona circundante.

Figura 21 Incendio de una turbina tripala



Fuente. RODRIGUEZ, Ángel. Auditoria accidentes eólicos, 2019. [Imagen Digital]. Incendio de una turbina eólica tripala Disponible en: <https://www.pararrayos-pdce.com/tipos-de-auditorias/accidentes-rayos-eolicas/>.

El sistema de frenado para los aerogeneradores comúnmente se ubica en el sistema de transmisión de potencia, denominado este como el freno secundario.

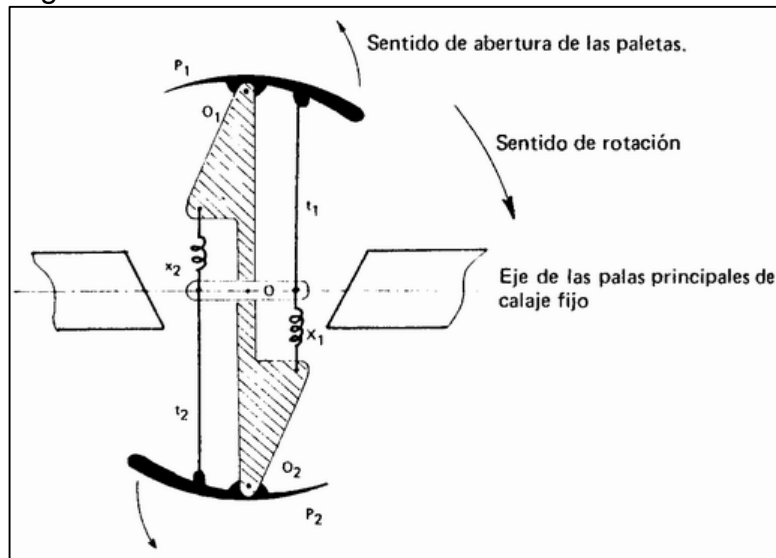
Figura 22 Freno de Disco



Fuente. Asociación Danesa de Industria Eólica, Seguridad en Turbinas, 1998. [Imagen Digital]. Sistema de Freno Mecánico. Disponible: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/safety.htm>

Por otro lado, se encuentran los equipos de frenado dinámicos que se utilizan para limitar la potencia captada del aerogenerador en caso de ser necesario, denominado este como el freno principal del sistema.

Figura 23 Sistema de Freno Aerodinámico



Fuente. Aeromotores y aerogeneradores, Cuntly Guy. Ediciones marzo 80, Barcelona, 1981

1.2.5 Buje. También conocido como el rotor: es el elemento de conexión entre las aspas y el eje de baja velocidad, este elemento no se encuentra dentro de la góndola del aerogenerador sino por el contrario se encuentra ubicado en la parte posterior de la misma.

Figura 24 Aerogenerador de eje horizontal tripala de ACCIONA, España.

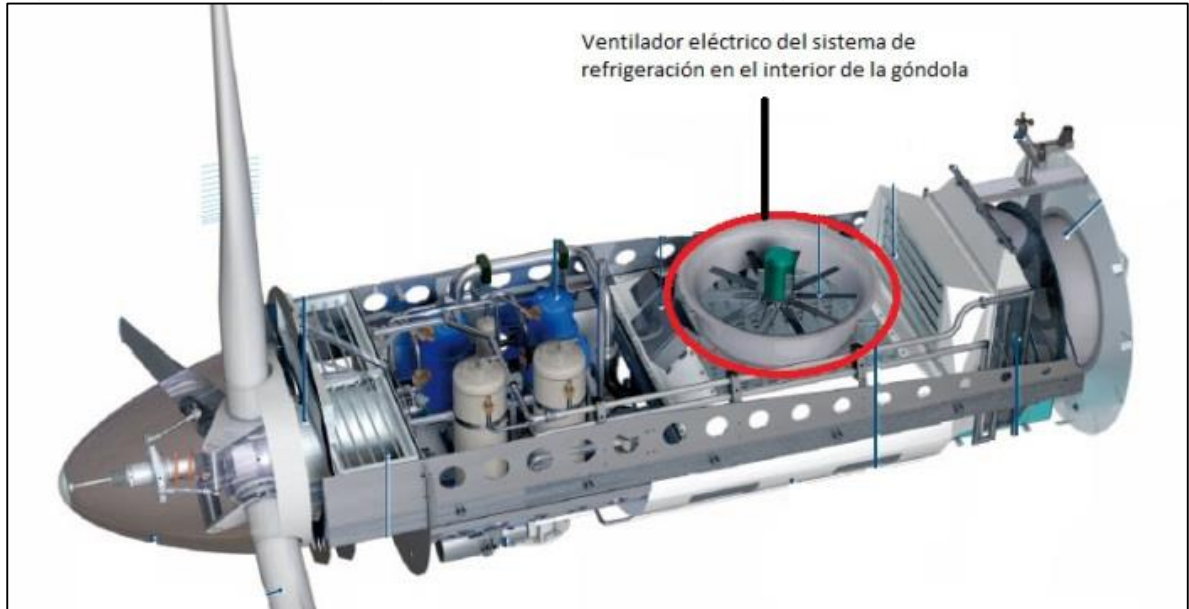


Fuente. Aerogeneradores, Acciona Windpower, 2019. [Imagen Digital]. Aerogenerador tipo eje horizontal tripala, Disponible en: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>

1.2.6 Sistema de refrigeración. El sistema de refrigeración es el encargado de controlar y regular las condiciones internas del aerogenerador como la temperatura y algunas veces la humedad relativa.

Comúnmente se encarga de enfriar el generador eléctrico, muchas veces por medio de sistemas de ventiladores de flujo cruzado por aire en los sistemas de frenado, muchas veces con refrigeración por agua de ser necesario, de lo contrario se puede utilizar el mismo sistema para el generador eléctrico.

Figura 25 Sistema de refrigeración por aire de un aerogenerador.



Fuente. TripleP97. Unidad de refrigeración, 2019. [Imagen Digital]. Sistema de refrigeración por aire al interior de un aerogenerador. Disponible en: <https://triplep97.wordpress.com/energia-eolica/aerogeneradores/partes-de-un-aerogenerador/unidad-de-refrigeracion/>

1.2.7 Sistema de transferencia eléctrica. La transferencia eléctrica o el panel de transferencia eléctrica es la forma de utilizar dos o más fuentes de energía e intermediándolas cuando una de ellas pierde o gana potencia para alimentar una sola carga, como lo es en este caso la transferencia eléctrica se encarga de controlar y distribuir la energía producida por el aerogenerador y el sistema de respaldo comprendido por el generador Diesel.

1.2.8 Sistema de medición y orientación. El sistema de medición y orientación básicamente surge con el problema de la variación del viento debido a que este cuenta con una fluctuación en todo momento por ello es fundamental controlar tanto los picos y valles de las velocidades de viento como las direcciones variables del mismo

Sistema de medición

- Anemómetro
- Controlador

Sistema de Orientación

- Corona de dirección
- Veleta

1.2.9 Torre soporte. La torre soporte es el elemento que se encarga de mantener el aerogenerador en una posición favorable respecto a las velocidades de viento incidentes en el sitio de aplicación del aerogenerador, existen diferentes configuraciones de torres para estas aplicaciones además de una variedad de materiales para asegurar la resistencia de las cargas producidas por el aerogenerador ya sean dinámicas o estáticas.

1.2.9.1 Tipos de torre. Existen distintos tipos de torre en función de sus características constructivas:

- Torre Tubular: es la más utilizada debido a su simplicidad, facilidad de fabricación y bajo coste. Este tipo de torres permite incrementar su altura en un momento dado añadiendo más tramos de tubo y cambiando la distribución de los tensores
- Torre Escalonada: Esta torre presenta la particularidad de, que además de ser abatible, permite ser trepada hasta el aerogenerador para realizar allí revisiones periódicas sin tener que abatir la torre. Las dimensiones de los tensores y de la torre serán mayores que en el tipo de torre tubular.
- Torre tipo Celosía: Este tipo de torre puede ser triangular o rectangular pero no es abatible en ninguna configuración. Es mucho más ligera que las torres auto soportadas y de menor costo, pero no son suficientemente fuertes para soportar el peso de un aerogenerador y sus esfuerzos. El tipo de esfuerzos que se utiliza para estas torres, es con tirantes, idéntico que con las abatibles.
- Torres Auto soportadas: Este tipo de torre también es muy utilizado, la característica principal de este tipo de torre es, como su nombre lo indica, que se soportan ellas mismas; no necesitan tirantes para asegurar que la torre no caiga. Son torres más robustas y pesadas que las abatibles, pero tienen el inconveniente de ser más costosas y de necesitar una grúa para su instalación.

1.3 PARAMETROS DE OPERACIÓN

1.3.1 Ley de Betz. La ley de Betz formulada por el físico alemán Albert Betz en 1919 establece que solo se puede convertir el 59% de la energía cinética del viento en energía mecánica por medio de un aerogenerador.

1.3.2 Coeficiente de potencia. El coeficiente de potencia de un aerogenerador se define como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia de la máquina;

Ecuación 4. Coeficiente de potencia

$$CP = \frac{Pa}{Pd}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

Donde;

CP = Coeficiente de potencia

Pa= Potencia aprovechable

Pd= Potencia disponible

1.3.3 Relación de la velocidad tangencial (TSR) .

La velocidad tangencial se puede interpretar como la relación de velocidad de la punta de la pala en relación con la velocidad del viento incidente, es representada por λ (Lambda), los valores típicos de una máquina que presenta un par de arranque grande y tienen muchas palas (molinos) suelen tener valores de TSR bajos destinados para el bombeo de agua y las maquinas que se categoricen como maquinas lentas. Por otro lado, para maquinas que presenten un par de arranque bajo y una velocidad en el extremo de la pala mayor suelen tener valores de TSR mayores común mente para maquinas rápidas como lo son las turbinas de menos palas (monopala, bipala o tripala) y el valor de TSR suele estar en el intervalo de 5 a 8 para unas velocidades de rotor de entre 10 a 20 RPM.⁷

1.3.4 Numero de Reynolds. Debido a que estas máquinas trabajan con un fluido están dependientes de un parámetro que es el número de Reynolds que da el criterio del régimen al cual el fluido pasa por la máquina, relacionan la velocidad del aire en este caso con la viscosidad cinemática del mismo, utilizando la siguiente expresión.

Ecuación 5. Numero de Reynolds

$$Re = \frac{v * t}{U_{aire}}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

Donde;

V (m/s) es la velocidad de la corriente

t (m) es la longitud característica del perfil

U_{aire} es la viscosidad cinemática del aire, con un valor aproximado de 0,0000143 m²/s

⁷ Miguel Villarubia, Energía Eólica, Aspectos generales, página 15

1.4 OPTIMIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN EÓLICA (RENDIMIENTOS)

1.4.1 Rendimiento individual de los componentes. Debido a que la diversidad de componentes que se pueden acoplar a un aerogenerador, siendo estos los elementos mediante el cual la energía cinética del viento es transformada a energía eléctrica y la tecnología utilizada para los mismos se presenta un porcentaje de eficiencia en relación con la energía ideal que debería transmitir o transformar cada elemento, se consideraran algunas de estas eficiencias según el libro de aeromotores y aerogeneradores del autor Guy Cuntz como se muestra a continuación

1.4.1.1 Rendimiento de Betz. La ley de Betz especifica que solo puede convertirse menos del 59% de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador, debido a que el aerogenerador se considera un sistema abierto donde solo una porción del viento incidente se hace efectivo por las palas del aerogenerador y el restante atraviesa el aerogenerador, es decir, no se aprovecha en totalidad el caudal de viento que atraviesa el aerogenerador.

1.4.1.2 Rendimiento del multiplicador. La multiplicadora de velocidad contiene un porcentaje de rendimiento dependiendo de la rigurosidad del diseño mediante el cual se diseña la multiplicadora usualmente suele perder eficiencia en la transmisión por los engranajes y según el autor suele estar en un rango entre 70 % y 98%.

1.4.1.3 Rendimiento del generador eléctrico. El generador eléctrico siendo una de las interfases donde se transforma la energía mecánica entregada por un eje de entrada al generador eléctrico excitando en enrollado de la bobina interno para producir una corriente eléctrica contiene según el autor una eficiencia entre 80% y 98%.

1.4.2 Rendimiento Global del aerogenerador. Según la literatura tomando en cuenta los rangos de rendimientos para algunos equipos para la transformación de energía desde la cinética del viento a la eléctrica producida por el generador se estiman la siguiente tabla de potencias para garantizar una potencia de salida de 280 kW para suplir la necesaria por las bombas PCP y unas eficiencias óptimas para la obtención de 300 kW una diferencia de 20 kW adicional del requerido

Tabla 2 Eficiencias requeridas para una potencia de 280 Kw.

Ítem	Eficiencia
Rendimiento Global Aerogenerador	47%
Rendimiento Generador Eléctrico	95.0%
Rendimiento Multiplicador	98.0%
Rendimiento del Rotor	85.0%
Rendimiento de Betz	59.26%

Fuente: Elaboración propia

2. CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES GEOGRAFICAS, OPERATIVAS Y REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

2.1 Condiciones geográficas

2.1.1 Ubicación. Los aerogeneradores se van a instalar en Rubiales Puerto Gaitán con los datos de longitud y latitud respectivamente de 3.7938, -71,4708 determinados por el aplicativo Magna Sirgas Pro del instituto geográfico Agustín Codazzi, en estas coordenadas se ubicará la primera instalación de los aerogeneradores para implementar el proyecto.

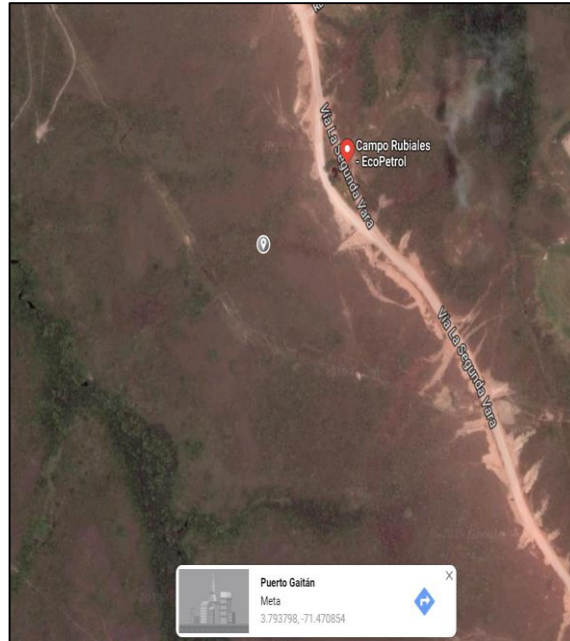
Las siguientes figuras, figura 26 de Google maps y figura 27 Google earth respectivamente son única y exclusivamente ilustrativas.

Figura 26 Ubicación geográfica del campo de petróleo para la ubicación del aerogenerador



Fuente. Google maps, Consultado el 26 de junio de 2019 [En Línea], Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/Campo+Rubiales+-+EcoPetrol/@3.8350883,-71.4699289,11.65z/data=!4m8!1m2!2m1!1scampo+rubiales!3m4!1s0x0:0x43f85b78d1e07a53!8m2!3d3.7945872!4d-71.4696264>

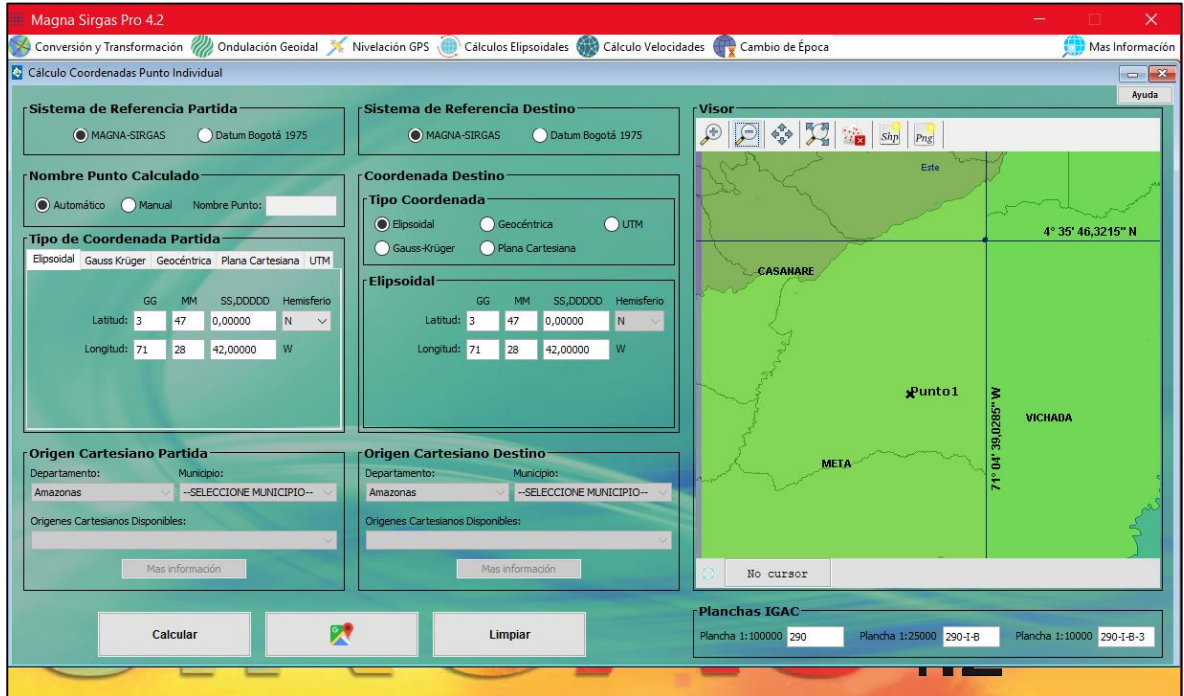
Figura 27 Coordenadas geográficas para la ubicación de las turbinas



Fuente. Google maps, Consultado el 26 de junio de 2019 [En Línea], Vista Satelite Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/Campo+Rubiales++EcoPetrol/@3.8350883,-71.4699289,11.65z/data=!4m8!1m2!2m1!1scampo+rubiales!3m4!1s0x0:0x43f85b78d1e07a53!8m2!3d3.7945872!4d-71.4696264>

Adicional a esto se estimó la altura sobre el nivel de la mar requerida para cálculos posteriores, esta fue determinada por medio de la plataforma en prueba de Geográfico Agustín Codazzi IGAC, “Magna Sirgas Pro 4.2”.

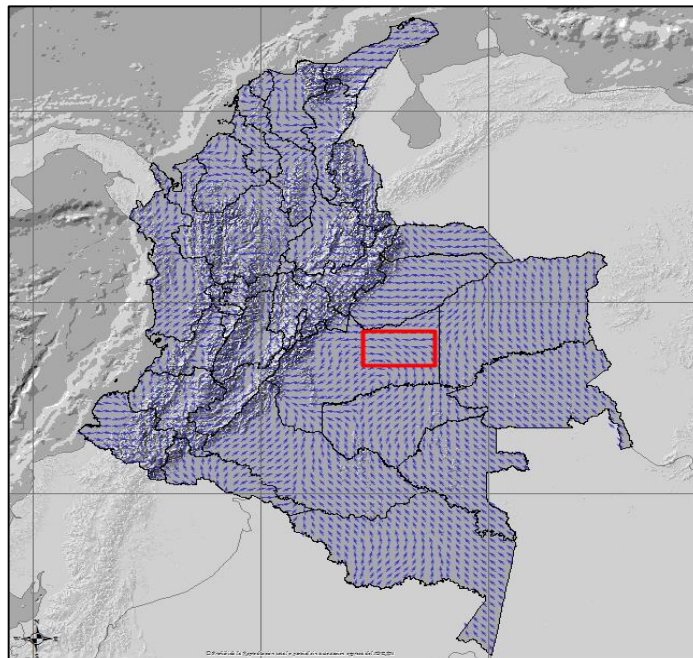
Figura 28 Coordenadas geográficas y altura respecto la altura a nivel del mar.



Fuente. Google maps, Consultado el 26 de junio de 2019 [En Línea], Vista Satelite Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/Campo+Rubiales+-+EcoPetrol/@3.8350883,-71.4699289,11.65z/data=!4m8!1m2!2m1!1scampo+rubiales!3m4!1s0x0:0x43f85b78d1e07a53!8m2!3d3.7945872!4d-71.4696264>

2.1.2 Direcciones de viento. La dirección del viento fue estimada con base a los datos del IDEAM donde presenta el origen probable durante el año de la corriente de viento como lo muestra en la siguiente figura 29

Figura 29 Mapa de orígenes y direcciones de viento en Colombia

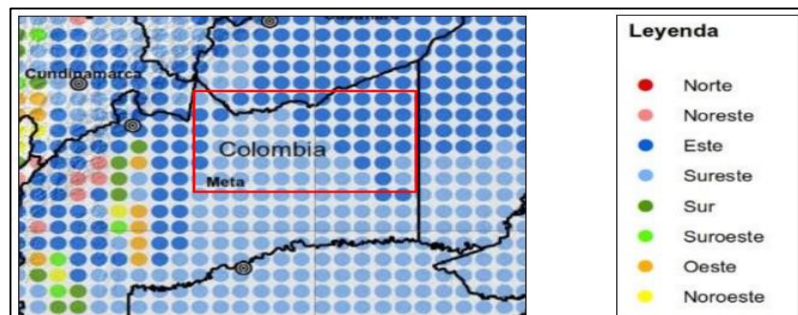


Fuente. IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

La zona demarcada en la figura 29. muestra la ubicación de los aerogeneradores debido a que en ese punto se presenta un concentrador de flujos de viento siendo apto para la instalación

Debido a esto se estima una dirección probable con base en los datos del IDEAM representado en la siguiente figura 30

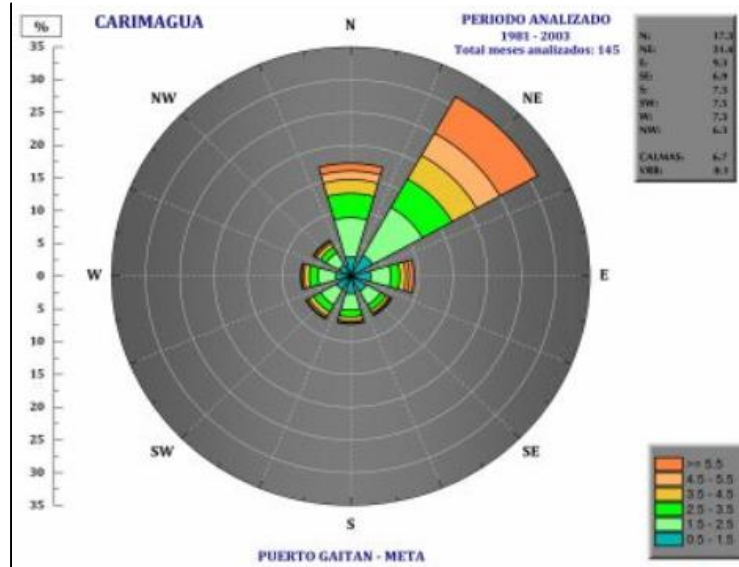
Figura 30 orígenes de velocidades de viento en Rubiales, Puerto Gaitán.



Fuente. IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

2.1.2.1 Rosa de vientos. La rosa de vientos fue tomada del punto “Carimagua” en Puerto Gaitán Predominando la magnitud de entre 4.5 y 5.5 m/s a una dirección Norte-Este, utilizando este parámetro para ubicar la dirección óptima que garantice la perpendicularidad de las corrientes de viento en las palas del aerogenerador.

Figura 31 Rosa de Vientos Puerto Gaitán, Meta

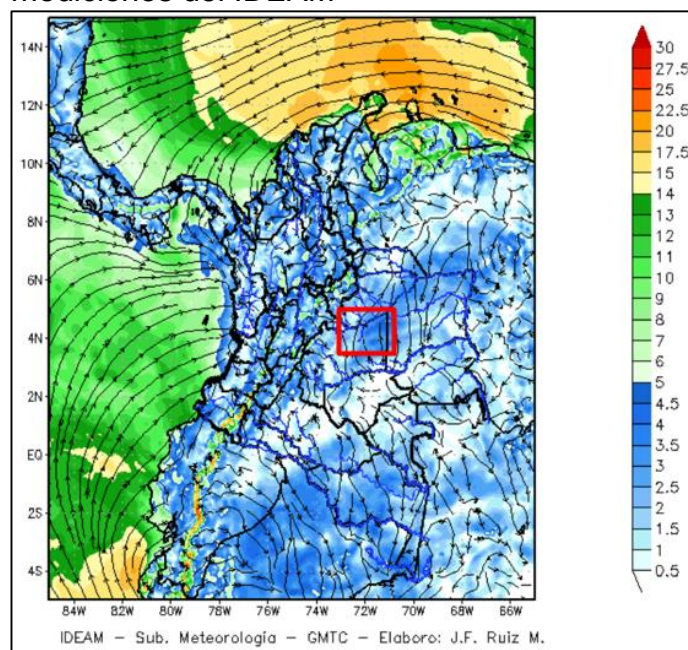


Fuente. IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

La diferencia de ubicación entre en punto de medición de Carimagua y la zona de implementación del aerogenerador es despreciable

2.1.3 Velocidades de viento. Los valores de viento fueron tomados de la página del IDEAM (Instituto de Hidrología y Meteorología y Estudios Ambientales) para los diferentes meses del año en la actualización del 2019.

Figura 32 Magnitudes de viento según mediciones del IDEAM



Fuente. IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Para el cálculo de las velocidades de viento la literatura recomienda para solventar la variación del viento realizar los cálculos con referencia a un año por medio de cálculos estadísticos

La Tabla 3 y 4 muestran los valores de viento para las alturas de 10, 50, 80 y 100 metros para los diferentes meses del año

Tabla 3. Valores de viento para los meses de Enero – Junio y diferentes alturas de medición.

Tabla 3 Valores de viento para los meses de Enero – Junio y diferentes alturas de medición.

Altura (m) \ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
10	4,5	4,5	2,5	2,5	2,5	2,5
50	6,5	6,5	4,5	2	2	2
80	7,5	7,5	5,5	4,5	4,5	4,5
100	7,5	7,5	5,5	4,5	4,5	4,5

Fuente. Elaboración propia basado en los datos suministrados por el IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Tabla 4 Valores de viento para los meses de Julio – Diciembre y diferentes alturas de medición.

Altura (m) \ Mes	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
10	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	4,5
50	2	2	2	2	4,5	6,5
80	4,5	2	2	4,5	5,5	6,5
100	4,5	4,5	4,5	4,5	5,5	7,5

Fuente. Elaboración propia basado en los datos suministrados por el IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Los siguientes cálculos estadísticos se realizaron para las 4 posibles alturas, se calculará el potencial eólico a 10 metros y por analogía las demás alturas.

Los periodos a analizar son a referencia de un (1) año ende doce (12) meses, el centro de clase son los valores promedios de los rangos entregados por el IDEAM con una sumatoria estimada de 36 m/s.

La frecuencia de clase se calcula con los valores de días pertenecientes a cada mes a referencia de 365 días.

La frecuencia relativa representado porcentualmente como la cantidad de aporte que dicho valor representa en la frecuencia de la magnitud.

Ecuación 6. Frecuencia relativa de la frecuencia de clase entre el valor de referencia

$$f! = \frac{n!}{N}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

Seguido a esto la Frecuencia relativa acumulada siendo únicamente la sumatoria de frecuencias relativas en cada periodo obtenido así en la tabla 5

Para el cálculo de la velocidad media se utilizan los valores pre calculados como lo son la frecuencia relativa como factor de las mediciones promedio de cada mes representado por la ecuación 7

Ecuación 7. Velocidad media

$$\langle v \rangle = f! * v!$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000).
Energía Eólica, II Fundamentos
aerodinámicos de las maquinas
eólicas Pag 1.

obteniendo la tabla 5 para 10 metros de altura

Tabla 5 Resultado de los datos estadísticos de la muestra.

Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Frecuencia relativa "mayor que"	Velocidad media	Producto	
Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$\langle v \rangle = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v \rangle)^2)$
Enero	4,5	31	0,0849	0,0849	0,9151	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Febrero	4,5	28	0,0767	0,1616	0,8384	0,345205479	1,55342466	1,324232576
Marzo	2,5	31	0,0849	0,2466	0,7534	0,212328767	0,53082192	0,444483917
Abril	2,5	30	0,0822	0,3288	0,6712	0,205479452	0,51369863	0,432725305
Mayo	2,5	31	0,0849	0,4137	0,5863	0,212328767	0,53082192	0,444483917
Junio	2,5	30	0,0822	0,4959	0,5041	0,205479452	0,51369863	0,432725305
Julio	2,5	31	0,0849	0,5808	0,4192	0,212328767	0,53082192	0,444483917
Agosto	2,5	31	0,0849	0,6658	0,3342	0,212328767	0,53082192	0,444483917
Septiembre	2,5	30	0,0822	0,7479	0,2521	0,205479452	0,51369863	0,432725305
Octubre	2,5	31	0,0849	0,8329	0,1671	0,212328767	0,53082192	0,444483917
Noviembre	2,5	30	0,0822	0,9151	0,0849	0,205479452	0,51369863	0,432725305
Diciembre	4,5	31	0,0849	1,0000	0,0000	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Σ	36	365						

Fuente. Elaboración propia

El siguiente tratamiento de datos inicialmente se secciona en rango de periodos tomando en cuenta el mayor valor de la medición para generar los intervalos de la siguiente manera:

Para la tabla de 10 metros de altura el calor máximo de medición promedio es de 4,5 metros /segundo lo cual delimita que existirán 5 rangos donde se encontrarán los valores de medida de la siguiente manera.

Tabla 6 Periodos de la muestra analizada

Periodos
0 < v > 1
1 < v > 2
2 < v > 3
3 < v > 4
4 < v > 5

Fuente: Elaboración propia

El siguiente valor de muestra se ubicarán el centro del rango a analizar es decir si el rango de velocidades es velocidad mayor a 0 pero menor a 1 el valor medio a analizar será de 0,5 metros / segundo de la siguiente manera:

Tabla 7 Velocidades media para los periodos analizados

Periodos	$v! \left(\frac{m}{s} \right)$
0 < v > 1	0,5
1 < v > 2	1,5
2 < v > 3	2,5
3 < v > 4	3,5
4 < v > 5	4,5

Fuente: Elaboración propia

Seguido a esto en la frecuencia de clase se va a realizar la sumatoria del número de días pertenecientes a los meses que entran dentro del intervalo de muestreo es decir si las velocidades medidas desde marzo a noviembre estuvieron comprendidas en el intervalo 2 < v > 3 la sumatoria de días de esos periodos será de 275 días análogamente la tabla 8

Tabla 8 Número de días dentro de los periodos

Periodos	$v! \left(\frac{m}{s} \right)$	$n! (días)$
0 < v > 1	0,5	0
1 < v > 2	1,5	0
2 < v > 3	2,5	275
3 < v > 4	3,5	0
4 < v > 5	4,5	90

Fuente: Elaboración propia

Análogamente como se realizó en la tabla de muestreo se calculan las frecuencias relativas, frecuencias relativas acumuladas, velocidades medias y productos generando la tabla 19

Tabla 9 Resultados del tratamiento estadístico de la muestra

Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$< v > ! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v >)^2)$
$0 < v > 1$	0,5	0	0	0	1	0	0	0
$1 < v > 2$	1,5	0	0	0	1	0	0	0
$2 < v > 3$	2,5	275	0,75342466	0,75342466	0,24657534	1,883561644	4,70890411	0,286298542
$3 < v > 4$	3,5	0	0	0,75342466	0,24657534	0	0	0
$4 < v > 5$	4,5	90	0,24657534	1	0	1,109589041	4,99315068	2,834355568

Fuente: elaboración propia.

Para terminar con el análisis de resultados se procede a realizar la sumatoria de las columnas de velocidad media y productos

Tabla 10 Sumatoria de la velocidad media y el producto de los datos

2,993150685	9,70205479	3,12065411
$< v >$	Σ	Σ

Fuente: elaboración propia

Obteniendo así que para una altura de 10 metros en Puerto Gaitán la medición promedio de velocidad de viento con referencia a un año es de 2,99 metros/segundo aproximadamente 3 metros / segundo.

Realizando los mismos cálculos para el tratamiento de datos que se utilizó para el potencial eólico a 10 metros se calculan para 50,80 y 100 metros obteniendo las respectivas tablas y resultados de viento

Tabla 11 Cálculos estadísticos para una altura de 50 metros

Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Frecuencia relativa acumulada "mayor que"	Velocidad media	Producto	
Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$< v > ! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v >)^2)$
Enero	6,5	31	0,0849	0,0849	0,9151	0,552054795	3,58835616	3,00471128
Febrero	6,5	28	0,0767	0,1616	0,8384	0,498630137	3,24109589	2,762905004
Marzo	4,5	31	0,0849	0,2466	0,7534	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Abril	2	30	0,0822	0,3288	0,6712	0,164383562	0,32876712	0,276944195
Mayo	2	31	0,0849	0,4137	0,5863	0,169863014	0,33972603	0,284469707
Junio	2	30	0,0822	0,4959	0,5041	0,164383562	0,32876712	0,276944195
Julio	2	31	0,0849	0,5808	0,4192	0,169863014	0,33972603	0,284469707
Agosto	2	31	0,0849	0,6658	0,3342	0,169863014	0,33972603	0,284469707
Septiembre	2	30	0,0822	0,7479	0,2521	0,164383562	0,32876712	0,276944195
Octubre	2	31	0,0849	0,8329	0,1671	0,169863014	0,33972603	0,284469707
Noviembre	4,5	30	0,0822	0,9151	0,0849	0,369863014	1,66438356	1,402029988
Diciembre	6,5	31	0,0849	1,0000	0,0000	0,552054795	3,58835616	3,00471128
Σ	42,5	365						

Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$< v > ! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v >)^2)$
0 < v > 1	0,5	0	0	0	1	0	0	0
1 < v > 2	1,5	214	0,58630137	0,58630137	0,41369863	0,879452055	1,31917808	0,225772786
2 < v > 3	2,5	0	0	0,58630137	0,41369863	0	0	0
3 < v > 4	3,5	0	0	0,58630137	0,41369863	0	0	0
4 < v > 5	4,5	61	0,16712329	0,75342466	0,24657534	0,752054795	3,38424658	2,347596408
5 < v > 6	5,5	0	0	0,75342466	0,24657534	0	0	0
6 < v > 7	6,5	90	0,24657534	1	0	1,602739726	10,4178082	5,913655444

Fuente. Elaboración propia

Resultados para 50 metros de altura

Tabla 12 Resultados para 50 metros de altura de buje

3,234246575	15,1212329	8,487024639
<v>	Σ	Σ

Fuente: Elaboración propia

La velocidad promedio aproximada con valor de referencia de un año para 50 metros de altura es de 3,23 metros / segundo

Tabla 13 cálculos estadísticos para una altura de 80 metros

Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Frecuencia relativa acumulada "mayor que"	Velocidad media	Producto	
Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$< v > ! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v >)^2)$
Enero	7,5	31	0,0849	0,0849	0,9151	0,636986301	4,77739726	4,000355254
Febrero	7,5	28	0,0767	0,1616	0,8384	0,575342466	4,31506849	3,678423822
Marzo	5,5	31	0,0849	0,2466	0,7534	0,467123288	2,56917808	2,151302159
Abril	4,5	30	0,0822	0,3288	0,6712	0,369863014	1,66438356	1,402029988
Mayo	4,5	31	0,0849	0,4137	0,5863	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Junio	4,5	30	0,0822	0,4959	0,5041	0,369863014	1,66438356	1,402029988
Julio	4,5	31	0,0849	0,5808	0,4192	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Agosto	2	31	0,0849	0,6658	0,3342	0,169863014	0,33972603	0,284469707
Septiembre	2	30	0,0822	0,7479	0,2521	0,164383562	0,32876712	0,276944195
Octubre	4,5	31	0,0849	0,8329	0,1671	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Noviembre	5,5	30	0,0822	0,9151	0,0849	0,452054795	2,48630137	2,094390477
Diciembre	6,5	31	0,0849	1,0000	0,0000	0,552054795	3,58835616	3,00471128
Σ	59	365						

Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$\langle v \rangle! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v \rangle)^2)$
$0 < v > 1$	0,5	0	0	0	1	0	0	0
$1 < v > 2$	1,5	61	0,16712329	0,16712329	0,83287671	0,250684932	0,3760274	0,260844045
$2 < v > 3$	2,5	0	0	0,16712329	0,83287671	0	0	0
$3 < v > 4$	3,5	0	0	0,16712329	0,83287671	0	0	0
$4 < v > 5$	4,5	153	0,41917808	0,58630137	0,41369863	1,88630137	8,48835616	2,863581756
$5 < v > 6$	5,5	61	0,16712329	0,75342466	0,24657534	0,919178082	5,05547945	3,506903277
$6 < v > 7$	6,5	31	0,08493151	0,83835616	0,16164384	0,552054795	3,58835616	3,00471128
$7 < v > 8$	7,5	59	0,16164384	1	0	1,212328767	9,09246575	6,390558253

Fuente. Elaboración propia

Tabla 14. Resultados para 80 metros de altura.

4,820547945	26,6006849	16,02659861
$\langle v \rangle$	Σ	Σ

Fuente: Elaboración propia.

Obteniendo así una velocidad media con referencia a un año de 4,8 metros / segundo para una altura de 80 metros a nivel de suelo.

Tabla 15 Cálculos estadísticos para una altura de 100 metros

Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Frecuencia relativa acumulada "mayor que"	Velocidad media	Producto	
Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$\langle v \rangle! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v \rangle)^2)$
Enero	7,5	31	0,0849	0,0849	0,9151	0,636986301	4,77739726	4,000355254
Febrero	7,5	28	0,0767	0,1616	0,8384	0,575342466	4,31506849	3,678423822
Marzo	5,5	31	0,0849	0,2466	0,7534	0,467123288	2,56917808	2,151302159
Abril	4,5	30	0,0822	0,3288	0,6712	0,369863014	1,66438356	1,402029988
Mayo	4,5	31	0,0849	0,4137	0,5863	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Junio	4,5	30	0,0822	0,4959	0,5041	0,369863014	1,66438356	1,402029988
Julio	4,5	31	0,0849	0,5808	0,4192	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Agosto	4,5	31	0,0849	0,6658	0,3342	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Septiembre	4,5	30	0,0822	0,7479	0,2521	0,369863014	1,66438356	1,402029988
Octubre	4,5	31	0,0849	0,8329	0,1671	0,382191781	1,71986301	1,440127892
Noviembre	5,5	30	0,0822	0,9151	0,0849	0,452054795	2,48630137	2,094390477
Diciembre	7,5	31	0,0849	1,0000	0,0000	0,636986301	4,77739726	4,000355254
Σ	65	365						
Periodos	$v! \left(\frac{m}{s}\right)$	$n! (días)$	$f! = n!/N$	$F!$	$1 - F!$	$\langle v \rangle! = f! * v!$	$f! * v!^2$	$(f! * (v! < v \rangle)^2)$
$0 < v > 1$	0,5	0	0	0	1	0	0	0
$1 < v > 2$	1,5	0	0	0	1	0	0	0
$2 < v > 3$	2,5	0	0	0	1	0	0	0
$3 < v > 4$	3,5	0	0	0	1	0	0	0
$4 < v > 5$	4,5	214	0,58630137	0,58630137	0,41369863	2,638356164	11,8726027	2,031955077
$5 < v > 6$	5,5	61	0,16712329	0,75342466	0,24657534	0,919178082	5,05547945	3,506903277
$6 < v > 7$	6,5	0	0	0,75342466	0,24657534	0	0	0
$7 < v > 8$	7,5	90	0,24657534	1	0	1,849315068	13,869863	7,873209911

Fuente. Elaboración propia

Obteniendo así los siguientes resultados para una altura de 100 metros de altura

Tabla 16 Resultados de velocidad para 100 metros de altura de buje

5,406849315	30,7979452	13,41206826
<v>	Σ	Σ

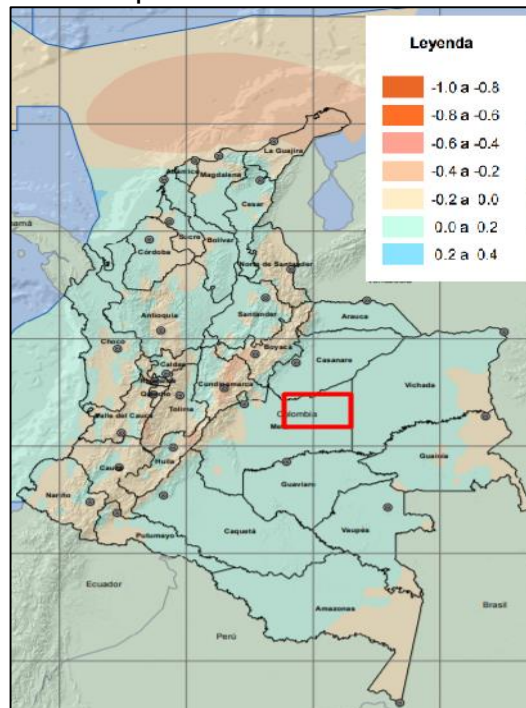
Fuente: elaboración propia

Finalmente, una velocidad media promedio para una altura de 100 metros de 5,4 metros / segundo

2.1.3.1 Fenómenos del Niño y de la Niña. Según el informe final sobre el efecto climático de los fenómenos El Niño y La Niña en Colombia del IDEAM, en la escala de variabilidad interanual en el océano pacifico tropical son posibles tres condiciones, El Niño (Calentamiento Extremo), condiciones normales y La Niña (Oscilación del sur o enfriamiento extremo) siendo esta la mayor señal de variabilidad climática en la franja tropical del océano pacifico en escala interanual.

A continuación, el atlas interactivo del IDEAM presenta las anomalías de la velocidad del viento en un evento tanto de El Niño (Figura 33) y evento de La Niña (Figura 34) presentados a continuación;

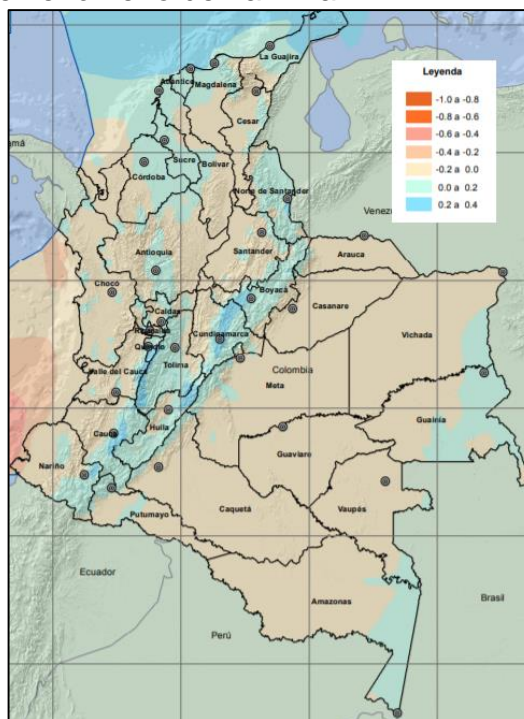
Figura 33 Anomalías en velocidades de viento por el fenómeno de El Niño.



Fuente. Atlas Interactivo, IDEAM, apartado El Niño y La Niña Consultado el 24 de octubre de

2019 [En Línea], Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Figura 34 Anomalías en las velocidades de viento causadas por el fenómeno de La Niña.



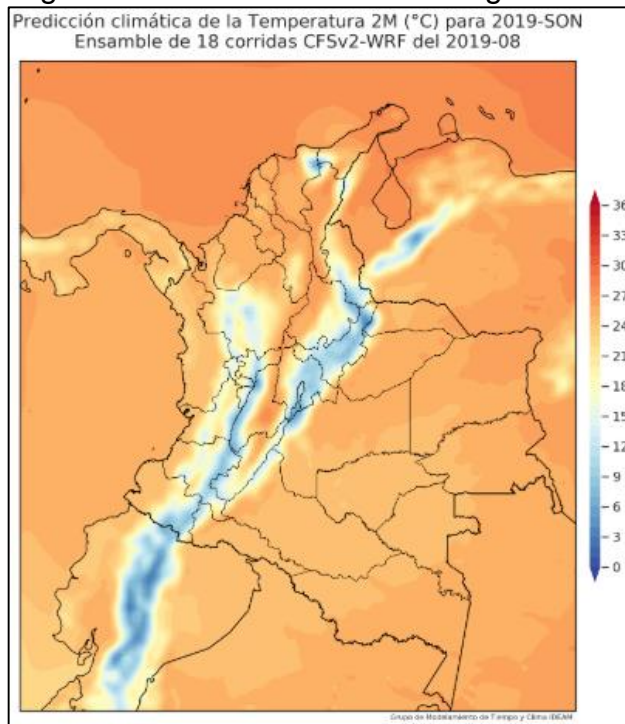
Fuente. Atlas Interactivo, IDEAM, apartado El Niño y La Niña Consultado el 24 de octubre de 2019 [En Línea], Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Según lo presentado en las figuras anteriores para la zona las velocidades en las ocasiones que se presente el fenómeno de El Niño se debe realizar una modificación de la velocidad del viento entre 0 a 0,2 m/s y para el fenómeno de La Niña una modificación entre -0.2 a 0 m/s.

2.1.4 Temperaturas. El nuevo portal web de modelo de pronósticos del IDEAM presenta un modelo dinámico para la predicción de diferentes fenómenos climáticos como lo son la precipitación, la temperatura media, humedad relativa, nubosidad, viento en superficie y radiación solar global esto permite estimar las diferentes variables que puedan afectar el funcionamiento del aerogenerador.

El fenómeno de la temperatura principalmente afecta a los aerogeneradores en su sistema de almacenamiento por baterías debido a los componentes químicos necesarios para el almacenamiento de energía eléctrica. El IDEAM en su modelo dinámico presenta la predicción del clima en tiempo real consultado en agosto de 2019

Figura 35 Predicción del clima según el IDEAM



Fuente. Simulación de pronóstico en tiempo real del clima del IDEAM, <http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/index.html>

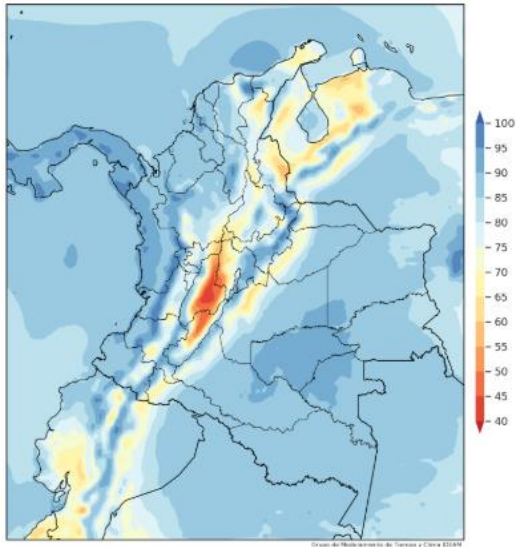
Estimando de esta manera que para un año de referencia actual en Rubiales de Puerto Gaitán se esperarían valores de entre 24 y 26 °C de temperatura en la zona importante para tener en cuenta no solo para el funcionamiento del aerogenerador sino en su fase de diseño la selección del material que no tenga una deformación térmica a estas temperaturas.

Según la NTC 5363, se deben considerar mínimo unas condiciones ambientales que pueden afectar el aerogenerador, teniendo en cuenta que la combinación de efectos puede incrementar el impacto sobre el aerogenerador y siendo la temperatura uno de los parámetros que esta considera, delimita como condición normal de funcionamiento para la temperatura un rango de entre - 10 °C hasta 40°C para el correcto funcionamiento.

2.1.5 Humedad Relativa. De igual manera que con la temperatura el IDEAM cuenta con un modelo para pronosticar el porcentaje de humedad relativa en Colombia. La forma de este modelo esta con referencia de 3 meses a la fecha de consulta (figura 36, septiembre figura 37 , octubre, figura 38, noviembre y un promediado Trimestral figura 39) desde 1981 hasta el 2010

Figura 36 Predicción de humedad para septiembre de 2019

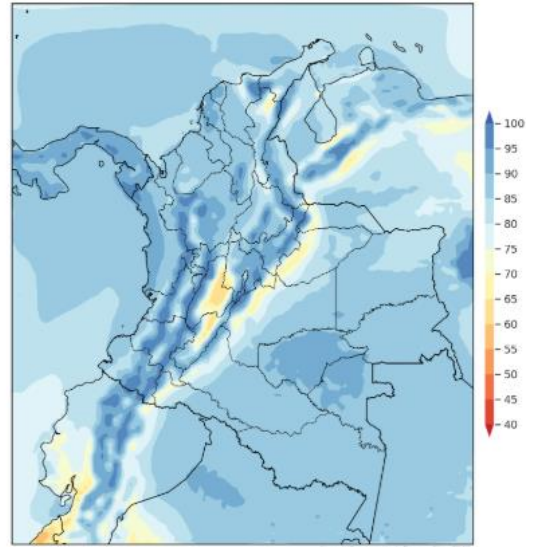
Predicción climática de la Humedad Relativa 2M (%) para 2019-Sep
Ensamble de 18 corridas CFSv2-WRF del 2019-08



Fuente: Simulación de pronóstico en tiempo real del clima del IDEAM, <http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/index.html>

Figura 38 Predicción de humedad para noviembre de 2019

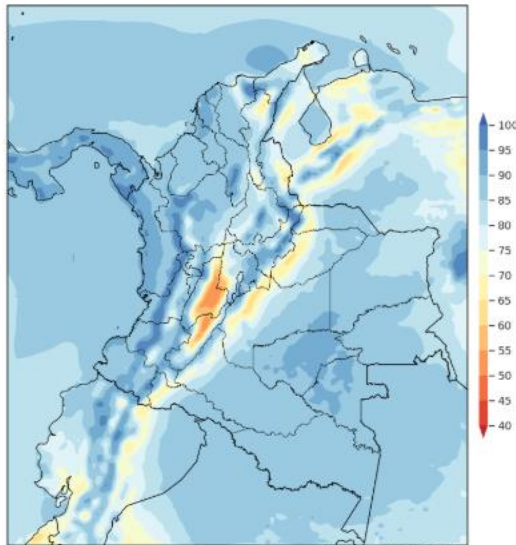
Predicción climática de la Humedad Relativa 2M (%) para 2019-Nov
Ensamble de 18 corridas CFSv2-WRF del 2019-08



Fuente. Simulación de pronóstico en tiempo real del clima del IDEAM, <http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/index.html>

Figura 37 Predicción de humedad para octubre de 2019

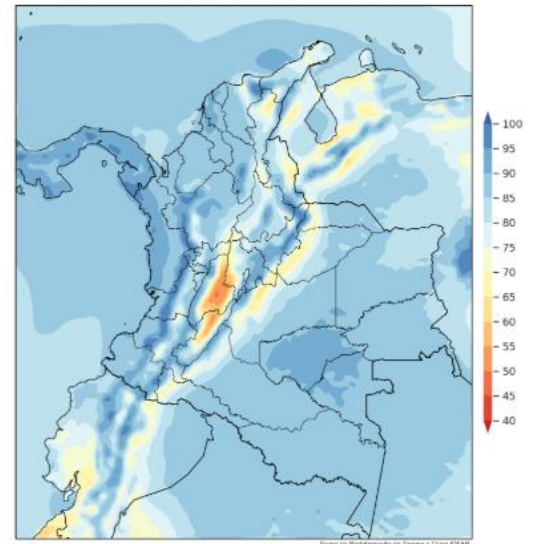
Predicción climática de la Humedad Relativa 2M (%) para 2019-Oct
Ensamble de 18 corridas CFSv2-WRF del 2019-08



Fuente: Simulación de pronóstico en tiempo real del clima del IDEAM, <http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/index.html>

Figura 39 Predicción de humedad SON de 2019

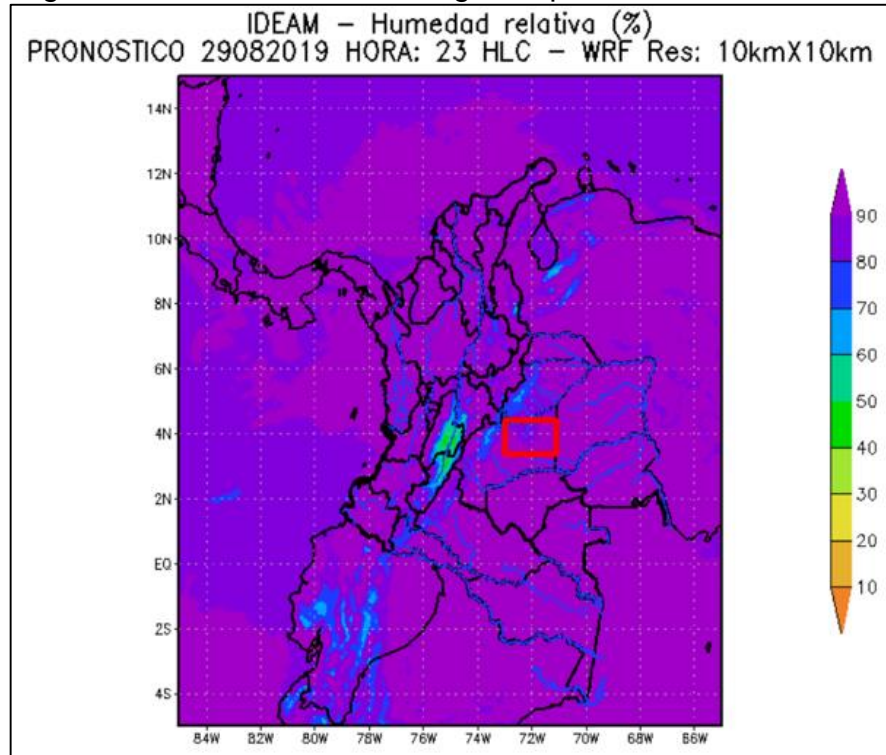
Predicción climática de la Humedad Relativa 2M (%) para 2019-SON
Ensamble de 18 corridas CFSv2-WRF del 2019-08



Fuente. Simulación de pronóstico en tiempo real del clima del IDEAM, <http://bart.ideam.gov.co/wrfideam/index.html>

Para mejor visualización el cambio de formato de presentación igualmente presentado por el IDEAM de la última medición de viento en el mes de agosto es la figura 40

Figura 40 Humedad relativa según el pronóstico del IDEAM



Fuente. Atlas Interactivo, IDEAM, apartado Humedad Relativa [En Línea], Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Identificando así que la humedad relativa presente en Rubiales de Puerto Gaitán es superior al 90%. Teniendo en cuenta que según la NTC 5363 dentro de sus parámetros de condiciones ambientales a tener en cuenta en un diseño de aerogenerador el valor permitido de humedad relativa óptimo para funcionamiento de un aerogenerador es de 95% estando dentro de los parámetros funcionales y emitidos por la norma.

Resaltando así que la importancia de tener en cuenta la humedad relativa en el diseño del aerogenerador son los efectos de corrosión que pudieran existir por medio de la cantidad de agua presente en el ambiente.

2.1.6 Densidad del aire. Para cada ubicación de una turbina eólica se tienen consideraciones diferentes y no se puede estandarizar el factor de la densidad de aire, según la norma NTC 5363 el valor nominal a tomar es de 1,225 kg/m³. Sin embargo, la densidad de aire es un parámetro dependiente de factores externos como lo son la temperatura del emplazamiento y la altura sobre el nivel del mar (msnm) del mismo.

El factor de la altura mostrado en el apartado 2.1 de condición geométrica es de 185 msnm sin olvidar tener en cuenta la altura del buje a la que se ubicara el aerogenerador.

La temperatura se mostró según el apartado 2.2.4 de temperaturas en rubiales según los datos registrados por el IDEAM la temperatura promedio del emplazamiento es de 25° C.

La fórmula para estimar el valor de densidad con base en los parámetros anteriores es:

Ecuación 8. Densidad del aire con respecto a la altura y temperatura

$$\rho = 1,225 * \left(\frac{288}{t + 273} \right) * e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas Pag 1.

Donde

ρ = Densidad de aire (kg/m³)

t = Temperatura (°C)

h = Altura sobre el nivel del mar en metros

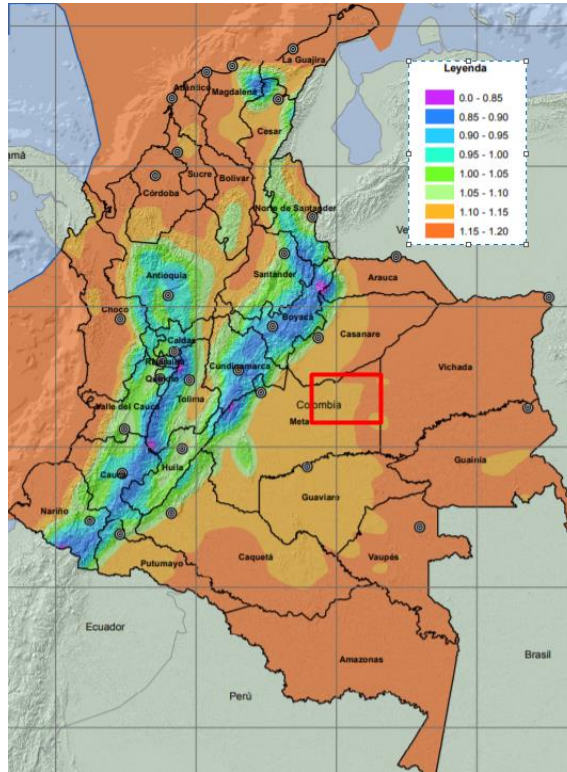
y finalmente reemplazando con los valores del emplazamiento en rubiales;

$$\rho = 1,225 * \left(\frac{288}{25\text{ }^\circ\text{C} + 273} \right) * e^{-\left(\frac{149\text{ m}}{8435}\right)} = 1,205 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Este valor está determinado a nivel de tierra una vez determinado la altura de buje del aerogenerador debe realizarse la corrección del mismo.

Notamos por la siguiente figura 41 tomada del IDEAM que es la predicción estadística de la densidad del aire que confirma el cálculo analítico del mismo según los límites determinados

Figura 41 mapa de densidades de aire en Colombia



Fuente. IDEAM, Atlas de vientos. [En Línea]. Consultado el 01 de julio de 2019. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

2.2 CONDICIONES OPERATIVAS

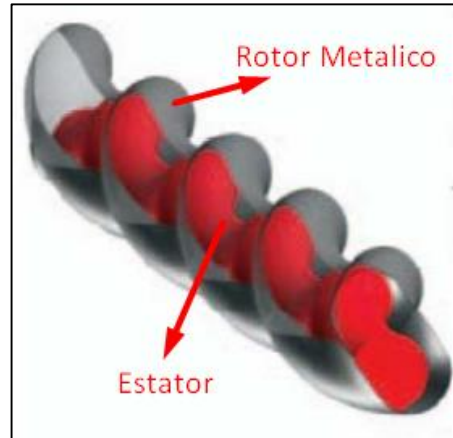
Tiempo de operación de los aerogeneradores

2.3 REQUISITOS DEL SISTEMA (PARAMETROS DE OPERACIÓN)

2.3.1 Equipos a alimentar. Los equipos a alimentar son bombas PCP (Bombas de cavidad progresiva) para la extracción del crudo de los pozos petroleros. Los sistemas de extracción por PCP están constituidos por dos piezas longitudinales en forma de hélice.

- 1) Rotor Metálico: Es la pieza interna conformada por una sola hélice.
- 2) Estator: es la parte externa constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero.

Figura 42 Partes principales de un sistema PCP



Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introduccion al sistema PCP. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

2.3.2 Potencia requerida. Para la potencia requerida por las bombas PCP se refirió al “manual de bombeo de cavidades progresivas por Marcelo Hirschfeldt, donde se especifica los parámetros para el diseño de un equipo de PCP en 9 ítems de los cuales solo 6 son necesarios para la determinación de la potencia requerida

- 1) Datos del pozo. Fueron tomados como referencia del manual pueden variar según las condiciones de pozo

Tabla 17 Datos de pozo de referencia

Variable	Magnitud
Casing	7"
Tubing	3 1/2 "
Varilla	1" X 300"
Caudal Requerido	225 m ³ /Dia
Profundidad de instalación	900 m bbdp
Nivel Dinámico	750 metros
% de Agua	98
Densidad del petróleo	0,86 gr/ml
Densidad del agua	1,01 gr/ml
Presión en boca del pozo	10 kg/cm ²

Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introduccion al sistema PCP. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

- 2) Datos de la bomba. Como se desconoce el tipo de bomba que se utiliza actualmente en la zonase opto por realizar los cálculos con una de referencia en el manual Netzsch para extracción por medio de bombas PCP siendo esta de GEREMIA PC PUMPS de Weatherford de referencia 69-1400 en métrica y 20-40-2100 como referencia anterior a esta con las siguientes características:

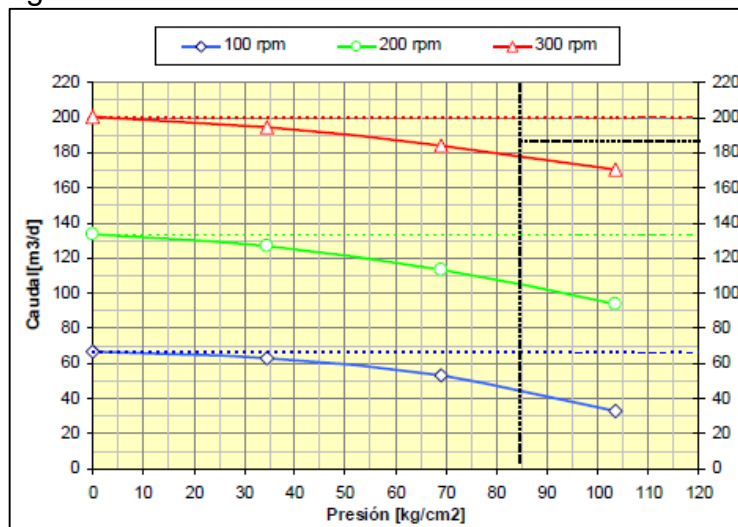
Tabla 18 Datos de una bomba Geremia

Marca GEREMIA	GEREMIA			
Modelo	20-40-2100			
Geometría	Lobular Simple			
Elastómero	NBRA (base Nitrílica)			
Denominación	Simbolo	Ecuación	Magnitud	Unidad
Excentricidad del rotor	E	Constante	10	mm
Paso del rotor	Pr	Constante	150	mm
Paso del estator	Pe	2xPr	300	mm
Diametro mayor del rotor	D	Constante	60	mm
Diametro de la sección transversal del rotor	d	D-2*E	40	mm

Fuente. Elaboración propia con base en los datos por el Manual Netzsch para extracción de petróleo por medio de Bombas PCP HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

- 3) Cálculo teórico del caudal. Según el manual se podría determinar por método grafico la constante volumétrica de la bomba por medio de la siguiente grafica

Figura 43 Curva de Caudal VS RPM VS Presión



Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Sin embargo, se pretende calcular la constante volumétrica según las dimensiones, las cuales pueden ser suministradas por el fabricante.

La sección de la cavidad generada es calculada por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 9 Área

$$A = 4 * d * E$$

Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP, Pag 6. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Reemplazando con las dimensiones de la bomba

$$A = 4 * 4 \text{ cm} * 10 \text{ mm} * \frac{1 \text{ cm}}{10 \text{ mm}} = 16 \text{ cm}^2$$

El volumen producido por cada vuelta del rotor es en función del área y de la longitud de la etapa representado por la siguiente ecuación

Ecuación 10 Volumen

$$V = A * Pe$$

Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP, Pag 6. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Donde

Pe es el paso del estator (Tabla 17)

A es el área

V el volumen por cada vuelta del rotor

Reemplazando con las variables con las que se cuenta

$$V = 16 \text{ cm}^2 * 300 \text{ mm} * \frac{1 \text{ cm}}{10 \text{ mm}} = 480 \text{ cm}^3 * \frac{(1 \text{ m})^3}{(100 \text{ cm})^3}$$

$$V = 0,00048 \text{ m}^3$$

Tomando en cuenta que el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N con la siguiente ecuación

Ecuación 11 Caudal Teórico

$$Q = V * N$$

Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP, Pag 6. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Para la velocidad de rotación N se toma en cuenta para cada revolución por minuto

$$Q = 0,00048 \text{ m}^3 * \frac{1 \text{ rev}}{\text{min}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ hora}} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ dia}}$$

$$Q = 0,6912 \frac{\text{m}^3}{\text{RPM}} \text{ como constante volumetrica } C$$

4) Cálculo de presión sobre la bomba

La presión total que se efectúa en la bomba está bajo los siguientes términos:

- a) Pbdp: Presión de la boca del pozo
- b) P. fricción: Perdida de carga por fricción entre el tubing y la varilla
- c) P. Nivel: Presión debido a la columna de líquido a elevar

El primer factor (Pbdp) es una constante dentro de los parámetros del pozo del primer apartado para este caso son 10 Pascales (kg/cm²).

El segundo factor (P.fricción) se determina mediante la siguiente ecuación;

Ecuación 12 Caudal Teórico

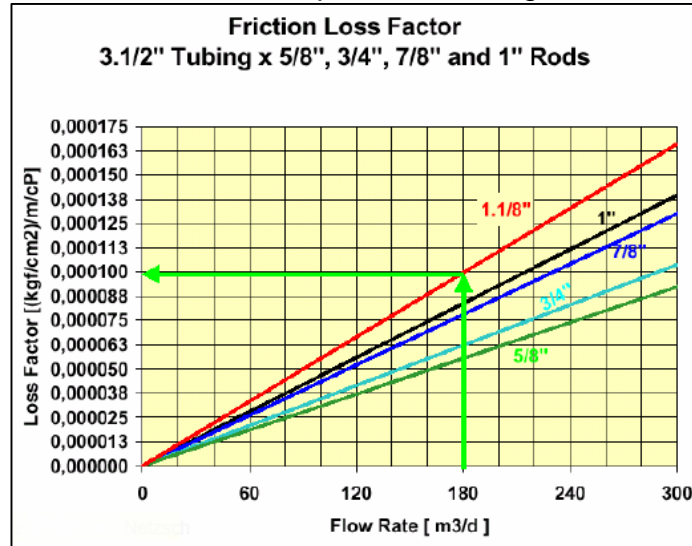
$$P. \text{ fricción} = \text{Long. Tubing} * \text{Factor de Pérdida de carga}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP, Pag 6. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

La longitud de tubing es la distancia a la que se encuentra el pozo a extraer medido desde su superficie. De la ecuación la longitud del tubing se encuentra dentro de los datos del pozo en el apartado 1, dejando como variable faltante el factor de la pérdida de carga.

El factor será tomado mediante la siguiente tabla de factores de pérdidas de carga;

Tabla 19 Factores de pérdida de carga



Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP, Anexo 1 Pag 39. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

$$P. \text{fricción} = 900 \text{ m} * 0,000107 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} * \frac{\text{m}}{\text{cp}} * 1 \text{ cp}$$

$$P. \text{fricción} = 0,0963 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

Finalmente, la presión en la boca del pozo como no se tiene un valor experimental de este dato se tomó del manual de bombas PCP referenciado para los datos iniciales en ese caso la presión en la boca del pozo es de 10 kg/cm².

Una vez determinadas las presiones sobre la bomba se procede a determinar la presión de nivel producida por la columna de líquido por encima del todo el sistema por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{nivel}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right) = \frac{\text{Nivel (m)} * \rho \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right)}{10}$$

Donde

Nivel: es el nivel dinámico catalogado en el primer apartado en metros

p: La densidad del crudo de referencia a extraer en gramos/cm³

Obteniendo el siguiente valor para la presión de nivel

$$P_{nivel} \left(\frac{kg}{cm^2} \right) = \frac{750 \text{ m} * 1.01 \left(\frac{gr}{cm^3} \right)}{10}$$

$$P_{nivel} \left(\frac{kg}{cm^2} \right) = \frac{75.75 \text{ kg}}{cm^2}$$

Con ello la presión total de la bomba sería:

$$P_{tot} = P_{bdp} + P.Friccion + P.Nivel$$

Donde según el manual para fluidos con alto porcentaje (%) de agua, la pérdida de carga entre el tubing y las varillas es despreciable por ello la presión total sería

$$P_{tot} = P_{bdp} + P.Nivel$$

$$P_{tot} = 10 \frac{kg}{cm^2} + 75.75 \frac{kg}{cm^2} = 85.75 \frac{kg}{cm^2}$$

5) Cálculo de la potencia consumida

Procediendo así a determinar la potencia hidráulica por medio de la siguiente ecuación

$$P_{hidrau} = Caudal \left(\frac{m^3}{d} \right) * Presion \left(\frac{kg}{cm^2} \right) * 0.0014$$

Donde el factor de 0.0014 es un factor de conversión para mantener la congruencia en las unidades y obtener la potencia en caballos de fuerza (HP)

$$P_{hidrau} = 225 \left(\frac{m^3}{d} \right) * 85.75 \left(\frac{kg}{cm^2} \right) * 0.0014$$

$$P_{hidrau} = 27.01125 \text{ HP}$$

Determinando así la potencia consumida por cada bomba PCP teniendo en cuenta un rendimiento de 0.6

Ecuación 13 Caudal Teórico

$$\text{Potencia Consumida} : \frac{\text{Phidrau}}{\text{Eficiencia}}$$

Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas, Introducción al sistema PCP, Anexo 1 Pag 39. [En Línea] : <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

$$\text{Potencia Consumida} : \frac{27.011125 \text{ HP}}{0.6} = 45.01875 \text{ HP}$$

Equivalentes a 33.57 kW por cada bomba a alimentar y siendo que se tiene conocimiento de 5 bombas PCP actualmente en el pozo de extracción, se debe alimentar una potencia total de 167,85 kW.

Dado que el aerogenerador a diseñar tiene considerada una potencia de 280 kW este sistema tiene una potencia residual de 112,15 kW ya sea que se requiera instalar más sistemas de extracción o alimentar una potencia auxiliar como lo es la iluminación.

2.3.3 Identificación del cliente. Para estimar un valor de calidad óptimo por medio de la matriz PUGH se requiere tomar en cuenta los requerimientos de los clientes que se beneficiarían con la implementación del proyecto debido a que pueden estar involucrados no solo el cliente final sino varios intermediarios durante el proceso que podrían afectar la percepción de calidad del proyecto.

Por ello se requiere identificar los clientes que intervendrán en la implementación de un aerogenerador como fuente principal de energía en la extracción de petróleo en Rubiales.

Los siguientes clientes que se consideran para el análisis son:

- Industria Petrolera: es el cliente principal, ya que es el usuario final de la energía producida por los aerogeneradores y que mitiga parcialmente el uso del combustible fósil utilizado para los generadores Diesel que requieren actualmente.
- Fabricantes de Aerogeneradores. Se considera un potencial cliente, el cual al ampliar las aplicaciones de generación eólica a la industria petrolera puede disponer de recursos para incursionar más en el área.
- Ecopetrol. El cual es una de las compañías en las que su ámbito principal es la explotación del recurso petrolero entre estas esta Campo Rubiales donde se

pretende aprovechar las condiciones climáticas y geográficas de la zona para la implementación de los aerogeneradores.

2.3.4 Identificación de los requerimientos. La manera en la que el método de análisis multicriterio por matriz PUGH determina los requerimientos es por medio de una encuesta directa con los clientes para intentar entregar la mejor percepción de calidad proveniente de los mismos, sin embargo, no siempre se logra atender a cada uno de los clientes que intervengan en el proyecto es por ello que se asume el papel de cliente y estimar los requerimientos que los clientes considerarían como factores importantes para satisfacer su necesidad.

2.3.4.1 Requerimientos funcionales. Este requerimiento se encarga de describir la operatividad del diseño, su relación con el hombre y el entorno, las posibilidades y posibles fallas o imprevistos que pudieran presentarse.

- **Obtener un rendimiento global del aerogenerador mínimo de 46%.** Es el ponderado de las eficiencias tanto de los componentes de la maquina como de la cantidad de energía eólica captada.
- **Intercalar el funcionamiento del aerogenerador con el generador Diésel.** Que, en caso de no haber suficiente recurso eólico para el funcionamiento del aerogenerador, de manera automática se desconecte la turbina y de paso al funcionamiento del generador Diésel.
- **Obtener una uniformidad en el voltaje entregado por la máquina.** Debido a la fluctuación del viento, el aerogenerador entrega unos valles y picos en el voltaje por ello se requiere que entregue el voltaje en un rango determinado.

2.3.4.2 Requerimientos de costes. Este requerimiento se encarga de regular los costos asociados a la implementación del proyecto evitando así un sobre diseño o costo innecesario que se pudiera evitar en la fase de diseño

- **Bajo costo de mantenimiento.** En todo conjunto mecánico donde se presente una interacción de piezas tiende a presentarse un desgaste natural o producido por el contacto con agentes externos por ello la aplicación del mantenimiento es vital para la conservación de la vida útil de los componentes de la máquina.
- **Bajo costo de montaje.** En la instalación de macro estructuras es siempre requerido la implementación de una contratación de transporte y montaje de las piezas a ser instaladas en sitio.
- **Bajo costo de fabricación.** Debido a que el aerogenerador este compuesto por varios sistemas donde algunos de ellos ya están definidos por un fabricante otros necesitan una maquinación o proceso especial para obtener características específicas del mismo.
- **Bajo costo de operación.** Utilizando aerogeneradores se pretende utilizar el recurso eólico disponible como fuente de energía sin embargo la operación de estas máquinas no debe ser más costosa que su alternativa contaminante.

2.3.4.3 Requerimientos de fabricación. Estos requerimientos son los producidos en la transformación de una materia prima por medio de algún proceso de ingeniería para obtener una pieza o componente con unas características específicas.

- **Facilidad en el montaje.** Se refiere a la forma o método mediante el cual la geometría o disposición de las piezas permiten un montaje a la maquina sin necesidad de trabajos o inversiones adicionales.
- **Diseño eficiente.** Se refiere en totalidad en obtener una máquina que desde la fase de fabricación se tenga en cuenta procedimientos que garanticen una buena eficiencia final.
- **Facilidad en el rediseño o adecuación modular.** Debido a que las tecnologías están en constante cambio se puede esperar que la maquina tenga buena receptibilidad a cualquier cambio futuro o a la adaptación de un sistema que mejore su percepción final de calidad.

2.3.4.4 Requerimientos de seguridad. Estos requerimientos son obligatorios debido a cualquier calamidad o situación en la que la integridad tanto de la máquina, estructura o cimentación comprometan al bienestar del entorno y el personal presente en sitio.

- **Seguridad en la operación.** Se requiere estimar condiciones de seguridad en el momento previo, durante y después de la operación del aerogenerador contemplando las posibles variables que pudieran afectar su funcionamiento.
- **Seguridad en operaciones de mantenimiento.** Debido a que los aerogeneradores tienden a aumentar su tamaño conforme se aumenta la potencia requerida por estos, tienen a requerir operaciones de mantenimiento en alturas por lo cual se deben considerar todas las medidas necesarias para asegurar el bienestar del personal que realice el mantenimiento.

2.3.4.5 Requerimientos medioambientales. Estos requerimientos establecen condiciones o parámetros en donde el montaje y desmontaje, operación, fabricación, mantenimiento, traslado, etc., contemple el impacto y la manera de mitigar los efectos sobre el medio ambiente.

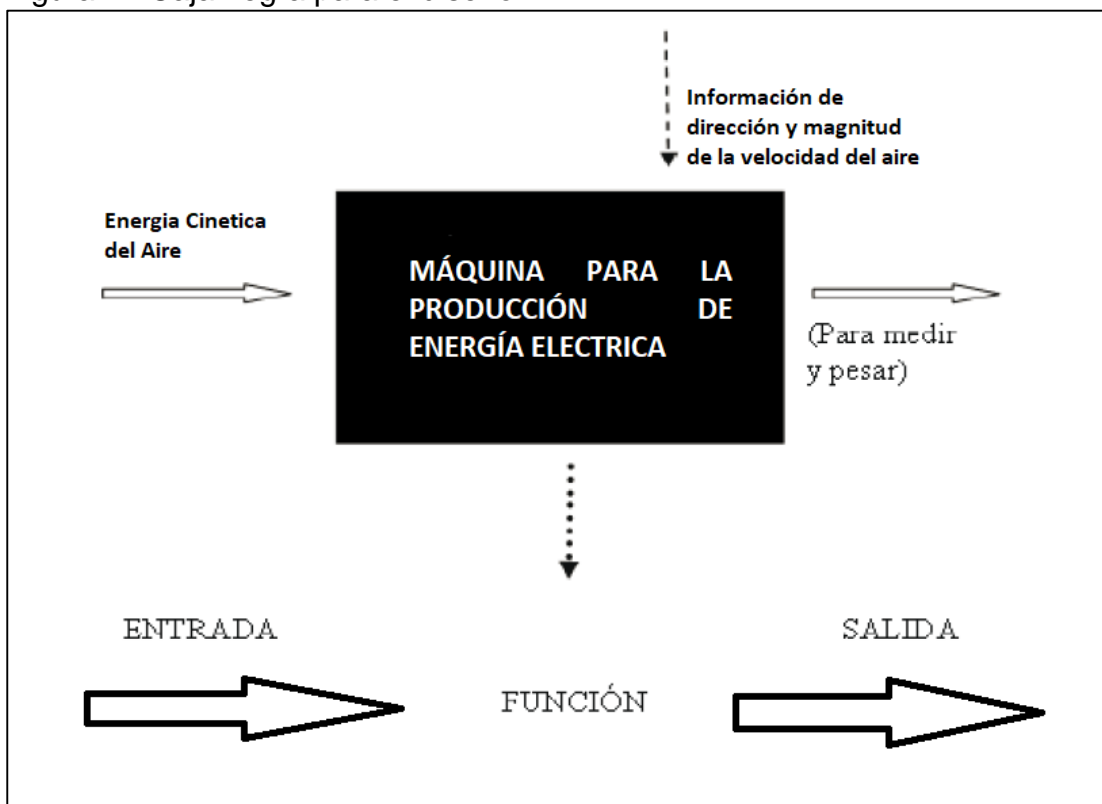
- **Tener en cuenta el material particulado presente en el viento.** Debido a que en el viento muchas veces se encuentran partículas de polvo o basura entre otros, se debe considerar el efecto de estos al impactar con el aerogenerador
- **Tener en cuenta la fauna residente o temporal presente en la zona.** Debido a que en la zona se puede presentar paso de aves tanto por solo trayecto como por migración se debe contemplar la manera de evitar siniestros debido al aerogenerador

3. DISEÑO CONCEPTUAL, EVALUACION Y SELECCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DEL TIPO DE AEROGENERADOR REQUERIDO

3.1 DISEÑO CONCEPTUAL

En función de los requisitos que debe contener la máquina para realizar la conversión de energía cinética proporcionada por el viento a una energía eléctrica aprovechable para los equipos se plantea el siguiente diagrama de caja negra de la figura 44

Figura 44 Caja negra para el diseño



Fuente. Elaboración propia

3.2 ALTERNATIVAS DEL TIPO DE AEROGENERADOR

Teniendo en cuenta las características de los aerogeneradores que puedan cumplir la capacidad de potencia para el clúster de extracción, se tuvieron en cuenta las ventajas y desventajas de los generadores de eje horizontal sobre los verticales y viceversa.

Ventajas de las turbinas de eje horizontal sobre las de eje vertical

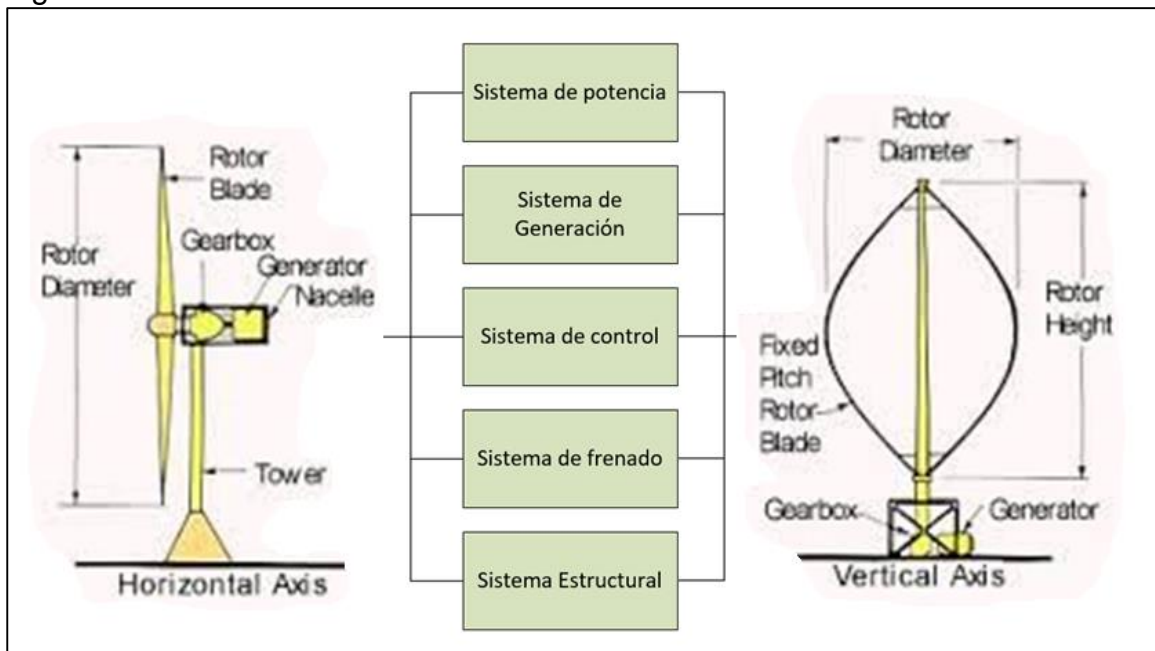
- A) Mayor Rendimiento.
- B) Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos).
- C) Menor superficie de pala S a igualdad de área barrida A.
- D) Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa.

Ventajas de las turbinas de eje vertical sobre las de eje horizontal

- A) No necesitan sistemas de orientación.
- B) Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo.
- C) No requieren mecanismos de cambio de revoluciones, por cuanto no suelen emplearse en aplicaciones que presiden una velocidad angular constante.

La figura 45 muestra los sistemas en común que existen entre los aerogeneradores según la orientación de su eje.

Figura 45 Sistemas de las alternativas de solución



Fuente. Elaboración propia basado en

3.2.1 Alternativa 1 “Turbina de eje horizontal – Aero turbina rápida” . Los aerogeneradores de eje horizontal son especialmente indicados para el uso en instalaciones “fuera de red” o más comúnmente conocidos como “instalaciones de autoconsumo” ya que son capaces de generar la energía suficiente para cargar baterías desde 300 Ah a 18.000 Ah.

Comúnmente se recomienda para aplicaciones que exigen una alta potencia eléctrica debido a que es directamente proporcional al tamaño del equipo.

Tabla 20 Características Técnicas Aerogenerador Vestas V80/1800

Características Técnicas							
Fabricante	Vestas		Clase de viento	IEC IIIA/S		Densidad de potencia	4,37 $\frac{m^2}{kW}$
Potencia	1.800	kW	compatibilidad offshore	No		Numero de palas	3 Unidades
Diametro	100	m	Area de barrido	7.854	m^2	Limitación de potencia	Pitch
Rotor							
Velocidad minima del rotor	9,3		Vuelta/min		Velocidad minima de viento	4	m/s
Velocidad maxima del rotor	16,6		Vuelta/min		Velocidad nominal de	12	m/s
Fabricante	Vestas				Velocidad maxima de viento	20	m/s
Caja de cambios							
Niveles			3				
Ratio			113				
Generador							
Tipo			ASYNCR DF				
Numero			1				
Torre							
Altura minima de la gondola			80			m	
Altura maxima de la gondola			120			m	
Fabricante			Vestas				

Fuente. Elaboración propia, basado en; The Wind Power, 2019. [En Línea] Aerogenerador V80/1800, Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_29_vestas_v80-1800.php

Figura 46 Aerogenerador V80/1800 IBERDROLA



Fuente. The Wind Power, 2019. [En Línea] Aerogenerador V80/1800, Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_29_vestas_v80-1800.php

3.2.2 Alternativa 2“Turbina de eje horizontal – Pendular ADES 100 kW”. Los modelos de aerogenerador tipo pendular o de una sola pala son diseños cuyo par motor es de interés compensar con los propios pesos del mecanismo, teniendo en cuenta que bajo una misma potencia que es dependiente de un par motor y una velocidad de rotación en estos modelos la velocidad de rotación es mucho mayor a expensas de un par rotor inferior a diferencia de las turbinas bipala o tripala.

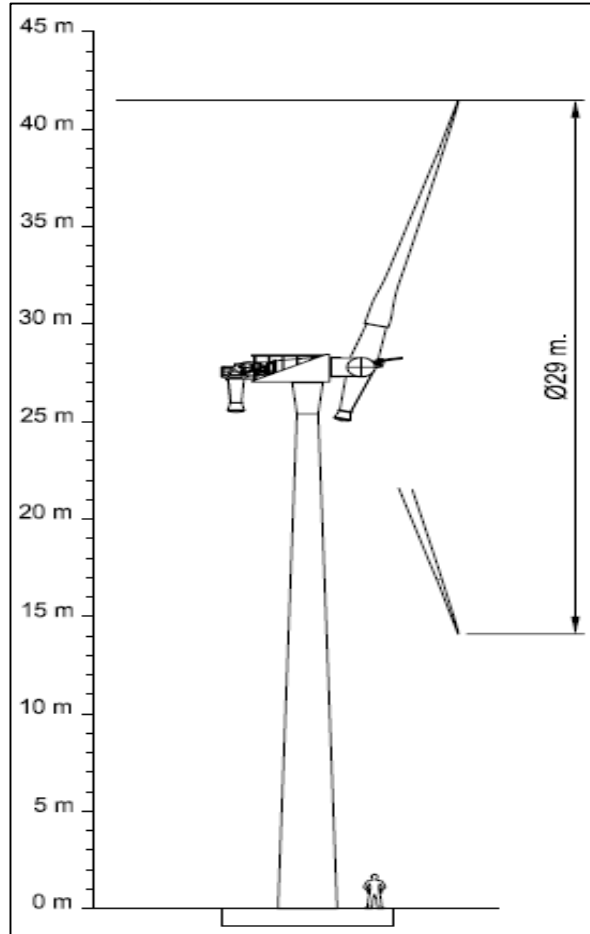
La ventaja de utilizar estos diseños es que eliminan alternamente la fatiga en las palas haciendo que las fuerzas centrifugas dominen sobre las fuerzas flectoras, de tal manera que el esfuerzo dominante sea la tracción.

Figura 47 Características Técnicas Aerogenerador ADES Pendular 100 kW

Características Técnicas								
Fabricante	ADES Wind Turbine		Clase de viento	IEC III		Densidad de potencia	6	$\frac{m^2}{kW}$
Potencia	100	kW	Temperaturas de operación	-20 °C a 45 °C		Numero de palas	1	Unidades
Diametro	29	m	Area de barrido	600	m^2	Limitación de potencia	Pitch Variable	
Rotor								
Velocidad Nominal de operación	9			m/seg	Velocidad nominal del rotor	arriba de 55	RPM	
Velocidad de corte in/out	3,5/20			m/seg	Maximo torque	21	kNm	
Fabricante	ADES Wind Turbine				Maxima fuerza	24,3	/kN	
Caja de cambios								
Eficiencia			96%					
Coeficiente de multiplicacion			15,5					
Lubricacion			Baño de aceite					
Generador								
Tipo			Squirrel-Cage Rotor					
Numero			1					
Voltaje			arriba de 500				Voltios	
Frecuencia			50/60				Hercios	
Tipo de proteccion			IP 54					
Tipo termico			F					
Torre								
Altura minima de la gondola			20				m	
Altura maxima de la gondola			25				m	
Fabricante			ADES Wind Turbine					
Peso de la torre			9900				kg	
Peso de la gondola			1800				kg	
Peso del cableado electrico			900				kg	
Nivel de ruido			72				dB(A)	

Fuente. Elaboración propia basada en la información suministrada por ADES Wind Turbine, Ades Pendular Wind Turbine 100 kW . Características de un diseño de turbina pendular de 100 kW de potencia ,[Catalogo] disponible en: http://www.ades.tv/recursos/agent.php?repository_id=1&resource_id=803

Figura 48 Aerogenerador ADES Pendular de 100 kW



Fuente. ADES Wind Turbine, Ades Pendular Wind Turbine 100 kW . Características de un diseño de turbina pendular de 100 kW de potencia ,[Catalogo] disponible en: http://www.ades.tv/recursos/agent.php?repository_id=1&resource_id=803

3.2.3 Alternativa 3 “Turbina de eje vertical – Aerogenerador PRAMAC”. Las turbinas de eje vertical se implementaron en base a las problemáticas que tenían las de eje horizontal debido a que estas responden a un incremento en su demanda de potencia aumentando el tamaño de las mismas, ahí donde se toma como variable fundamental el área disponible para instalar los equipos además de la economía de estos diseños ya que su integrado de sistemas y componentes es menor a costa de entregar una menor potencia en comparación con su contraparte de eje horizontal.

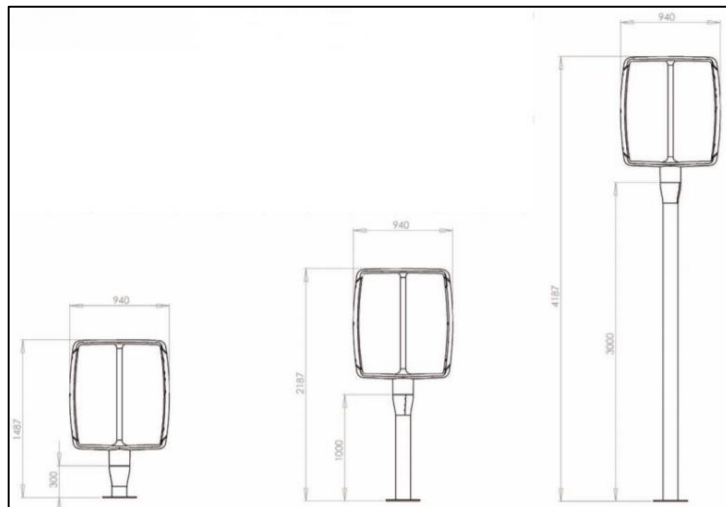
Figura 49 Características técnicas Aerogenerador de eje vertical - 250/1000 W

Características Técnicas							
Fabricante	PRAMAC		Clase de viento	IEC I		Rotor	Darrieus
Potencia	1	kW	compatibilidad offshore	No		Numero de palas	3 Unidades
Diametro	1,45	m	Area de barrido	2,1	m ²	Limitación de potencia	Pitch
Rotor							
Peso del rotor	65	kg	Vuelta/min		Velocidad de arranque	3	m/s
Sistema de frenado	Pasivo		Vuelta/min		Velocidad de parada	>15	m/s
Fabricante	PRAMAC						
Alternador							
Tipo				Imanes permanentes			
Numero de fases				3			

Fuente. Elaboración propia. Basado en. NOHANA. Eólica. Catálogo de productos. [En Línea]. Málaga, España. [Consultado 03 de octubre de 2019]. Disponible en: <http://www.nohana3000.com/wp-content/uploads/Nohana-3000-Catálogo-Eólica-2012.pdf>

Correspondiente a la siguiente figura 49;

Figura 50 Aerogenerador eje vertical Darrieus 250/1000 W



Fuente. NOHANA. Eólica. Catálogo de productos, pág. 8. [En Línea]. Málaga, España. [Consultado 03 de octubre de 2019]. Disponible en: <http://www.nohana3000.com/wp-content/uploads/Nohana-3000-Catálogo-Eólica-2012.pdf>

3.3 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

Para seleccionar la mejor alternativa del tipo de aerogenerador a diseñar se utilizará el método de selección multicriterio de la matriz PUGH donde para realizar la ponderación se utiliza la siguiente numeración.

Si el criterio es superior al diseño de referencia su valor será de +1, si es indiferente su valor será 0 y si su análisis es menor al de referencia su valor será -1, realizando una ponderación al final del análisis de los criterios para seleccionar la mejor alternativa de solución.

En la siguiente tabla 20 se relacionan los conceptos más importantes de los requerimientos de los clientes frente a la implementación del proyecto con la alternativa actual con las posibles soluciones de reemplazo;

Tabla 21 Matriz PUGH para la selección del tipo de aerogenerador

CONCEPTOS \ CRITERIOS	Grado de relevancia	Generador Diesel	TEH - Aeroturbina	TEH - Pendurar ADES	TEV - PRAMAC
Area de Instalacion	15	GE-350KVA	1	1	-1
Potencia Util	40	GE-350KVA	0	1	-1
Costo	30	GE-350KVA	-1	0	-1
Mantemiento	5	GE-350KVA	1	1	1
Vida Util	5	GE-350KVA	1	-1	0
Impacto Ambiental	5	GE-350KVA	1	0	1
Total		0	3	2	-1
Ponderado		0	120	60	-5

Fuente. Elaboración propia

Analizando los datos presentados en las tablas 20 se analiza las alternativas para el desarrollo de un diagrama de Pareto para verificar la mejor alternativa de solución presentada en la siguiente tabla 21

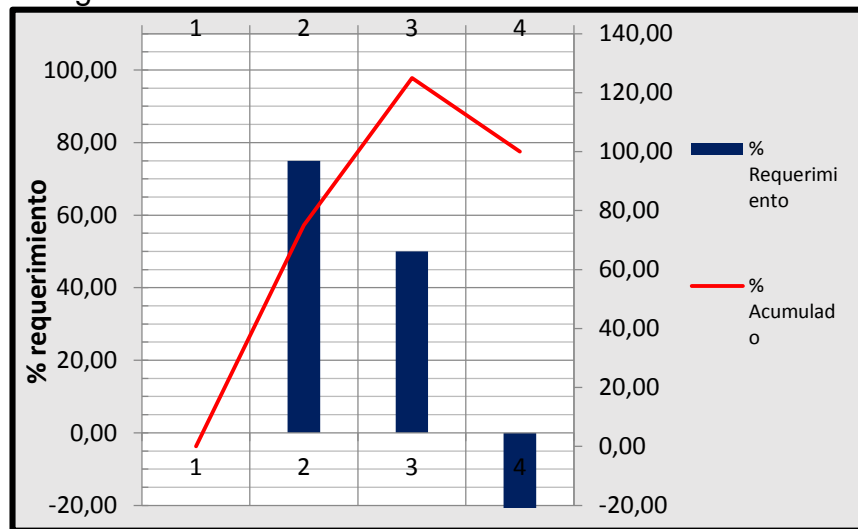
Tabla 22 Tabla de ponderación de aspectos más relevantes

	Total	% Requerimiento	% Acumulado
Generador Diesel	0	0,00	0,00
TEH - Aeroturbina	3	75,00	75,00
TEH -	2	50,00	125,00
TEV - PRAMAC	-1	-25,00	100,00
Σ	4	100,00	

Fuente. Elaboración propia

Finalmente, la representación gráfica por medio de diagrama de Pareto en función del porcentaje de requerimiento en la siguiente figura 51;

Figura 51 Diagrama Pareto en función del requerimiento para el tipo de aerogenerador



Fuente. Elaboración propia.

Teniendo como mejor alternativa de solución un aerogenerador de eje horizontal teniendo en cuenta que se debe diseñar reduciendo la potencia ya que implementar la alternativa presentada presentaría un sobre diseño a la problemática presentada.

3.4 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

- El diseño debe ser capaz de entregar una potencia eléctrica máxima de 280 Kw.
- Se debe realizar una selección adecuada de los materiales tanto del aerogenerador como de la torre soporte para cumplir con las especificaciones requeridas por la NORMA NTC
- La eficiencia global del aerogenerador debe ser la más óptima posible.
- En el diseño debe contemplarse la posibilidad de un desmontaje para traslado del mismo.
- El diseño debe considerar la posibilidad de trabajar alternamente con el sistema actual de generación de energía.
- Debe considerar las adecuaciones de seguridad y mantenimiento necesarios.

Etapas y mecanismos para la generación de energía

1. Captación y transformación de la potencia eólica disponible
2. Producción de la energía Eléctrica.
3. Controlar las condiciones eléctricas.
4. Realizar la función de frenado (aerodinámico y de emergencia).
5. Estructuralmente modular.
6. Funcionamiento intermitente con el Generador Diesel.

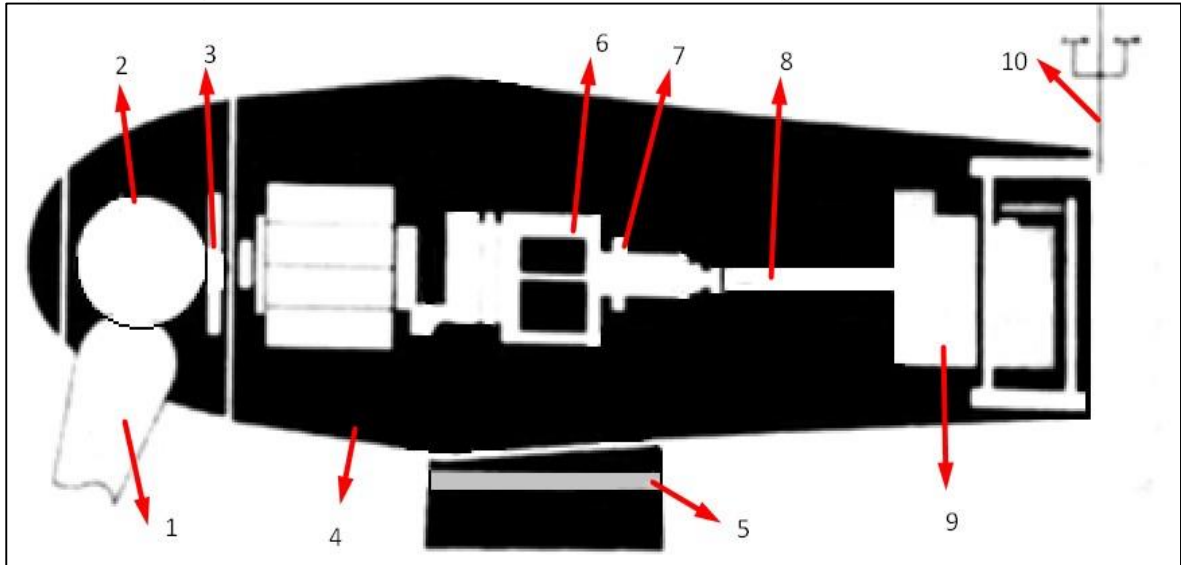
3.5 SISTEMAS DEL AEROGENERADOR

Teniendo en cuenta las siete etapas en el diseño a realizar, es probable que asociado a ellos se tenga un mecanismo encargado de realizar cada etapa de la siguiente manera:

1. Sistema de Potencia
2. Sistema de Control
3. Sistema de Frenado
4. Sistema Estructural
5. Sistema de Generación

Con los requerimientos del cliente y los parámetros determinados del objetivo anterior se puede estimar las características principales del aerogenerador que cumplan con la percepción de calidad del cliente y los parámetros de operación. Se inició con la siguiente figura 52 para identificar los componentes principales así;

Figura 52 Diagrama de componentes básicos del aerogenerador



Fuente. Elaboración propia basada en la gráfica de referencia. FERNÁNDEZ, José. Aerogeneradores. Guía Completa de la energía eólica. Primera edición, año 2011. Pag 145

Siguiendo la nomenclatura siguiente;

1. Aspas
2. Buje
3. Eje de Baja Velocidad
4. Torre
5. Corona de Orientación
6. Caja Multiplicadora
7. Freno Principal
8. Eje de Alta Velocidad
9. Generador Eléctrico
10. Veleta y Anemómetro

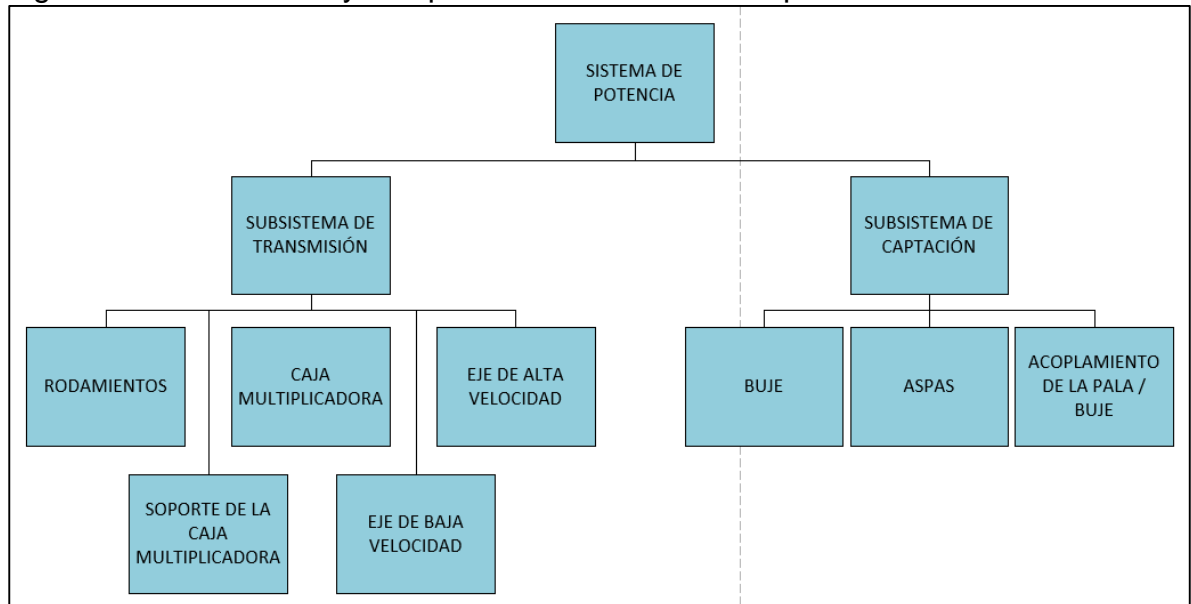
A continuación, se realizará una descripción general de cada uno de los sistemas y lo que se espera obtener de estos

3.5.1 Sistema de potencia. Basándose en el primer principio de la termodinámica, el Principio de conservación de la energía, que establece que la cantidad de energía total de un sistema ideal(es decir, aislado, sin ninguna interacción o perturbación externa) permanecerá siempre igual, exceptuando cuando se transforme en otra energía, el sistema de potencia se encarga de tomar de una fuente de energía en este caso de la energía eólica toma la energía cinética de la velocidad, densidad y volumen del aire, que posee el viento, transformándola en una energía final (eléctrica).

Pero debido a que el sistema no es aislado con otras interacciones del medio ni cuenta con equipos totalmente eficientes, la energía inicial no es totalmente transferida a la disposición final.

El sistema de potencia cuenta con subsistemas que a su vez se segmentan en componentes individuales que los componen son mostrados en la siguiente figura 53

Figura 53 Subsistemas y componentes del sistema de potencia



Fuente. Elaboración Propia

3.5.1.1 Subsistema de captación. Este subsistema es el encargado de recibir y transmitir la energía cinética del viento al subsistema de transmisión del aerogenerador, compuesto por dos componentes principales (aspas y buje) y uno de acople (pala/buje).

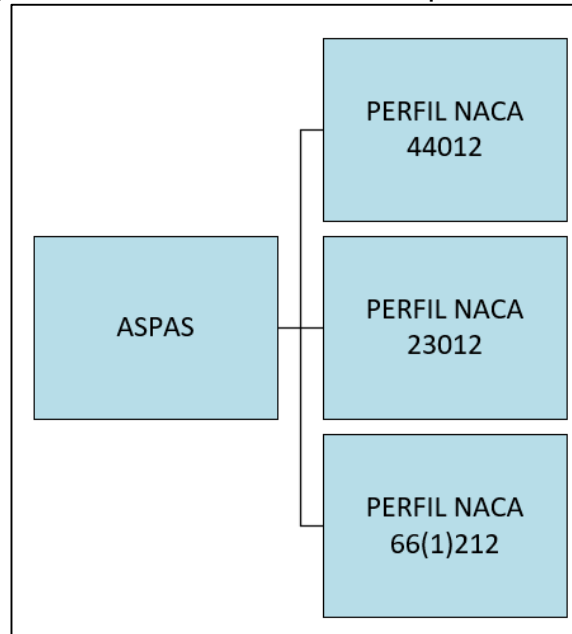
➤ Aspas. Las aspas son uno de los componentes principales en la implementación de proyectos que requieran un potencial eólico para su implementación.

Según la potencia eléctrica requerida los proyectos eólicos tienen a incrementar su tamaño por ello el tamaño de las palas tiende a ser cada vez más grande, sin embargo, estos perfiles no son de área constante por el contrario son de un área mayor en la base donde se encuentra anclado al buje y decreciendo su tamaño conforme se aleja del eje.

Los perfiles aerodinámicos son muy comúnmente adaptados de las aeronaves de vuelo convencionales con la única modificación en la base donde se instalan al buje,

se tomarán tres de los mejores perfiles aerodinámicos que hoy en día se tienen para la implementación de proyectos eólicos según la base de datos de AIRFOIL para perfiles aerodinámicos como se muestra en la siguiente figura 54;

Figura 54 Alternativas de diseño para las aspas



Fuente. Elaboración propia

Características de las alternativas de aspas

- ✓ Perfil NACA 4412

Tabla 23 características del perfil NACA 4412

PERFIL	NACA 4412
Espesor máximo	12%
Ubicación del espesor máximo con respecto al tamaño de cuerda	30%
Máxima curvatura	4%
Ubicación de la curvatura máxima con respecto a la longitud de la cuerda	40%

Fuente. Elaboración propia basado en los datos suministrados por Airfoil Tools (2019). Perfil NACA 4412 (naca4412-il) [Imagen Digital]. Recuperado de: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca4412-il>

✓ Perfil NACA 23012

Tabla 24 características del perfil NACA 23012

PERFIL	NACA 23012
Espesor máximo	12%
Ubicación del espesor máximo con respecto al tamaño de cuerda	29,8%
Máxima curvatura	1,8%
Ubicación de la curvatura máxima con respecto a la longitud de la cuerda	12,7%

Fuente. Elaboración propia basado en los datos suministrados por Airfoil Tools (2019). Perfil NACA 23012 (naca4412-il) [Imagen Digital]. Recuperado de: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca23012-il>

✓ Perfil NACA 66112

Tabla 25 características del perfil NACA 66112

PERFIL	NACA 66(1)12
Espesor máximo	12%
Ubicación del espesor máximo con respecto al tamaño de cuerda	45,0%
Máxima curvatura	1,1%
Ubicación de la curvatura máxima con respecto a la longitud de la cuerda	50,0%

Fuente. Elaboración propia basado en los datos suministrados por Airfoil Tools (2019). Perfil NACA 66 (1) 12 (naca4412-il) [Imagen Digital]. Recuperado de: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca661212-il>

Tomando en cuenta 3 criterios principales en las características de los perfiles de alabes se realizó la selección de la mejor alternativa para el tipo de perfil de la pala a utilizar.

Tabla 26 Ponderación PUGH para la selección del perfil del aspa

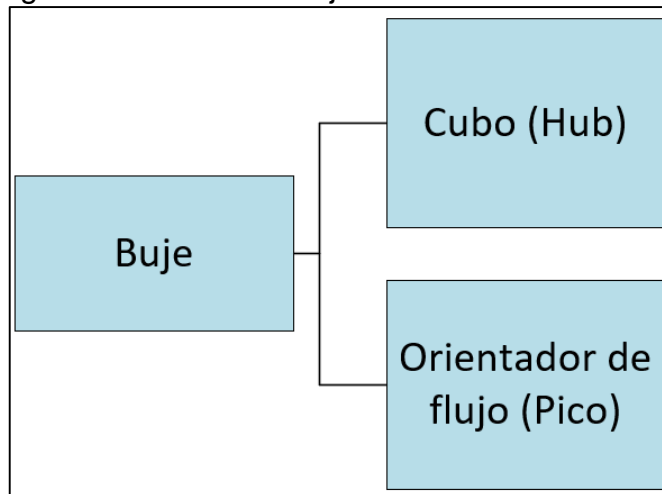
CONCEPTOS \ CRITERIOS	Grado de relevancia	REFERENCIA	NACA 23012	NACA 4412	NACA 66112
Características de pérdida	30	NACA 2412	-1	0	-1
Coefficiente de levantamiento	30		0	1	1
Sustentación a altas velocidades	40		0	0	-1
Total		0	-1	1	-1
Ponderado		0	-30	40	-40
PODIO		N/A	2	1	3

Fuente. Elaboración propia

➤ Buje, rotor y orientador de flujo. El buje como se presentó el apartado 1.2.5 es el encargado del acoplamiento de las aspas al tren de potencia del aerogenerador, comúnmente está diseñado en base a las características del alabe.

Este está constituido por dos partes como lo ilustra la figura 55 que es el buje y un acople en la parte frontal de este para direccionar las corrientes de viento que inciden sobre este hacia la base de los alabes denominado como el “pico”.

Figura 55 Partes del Buje

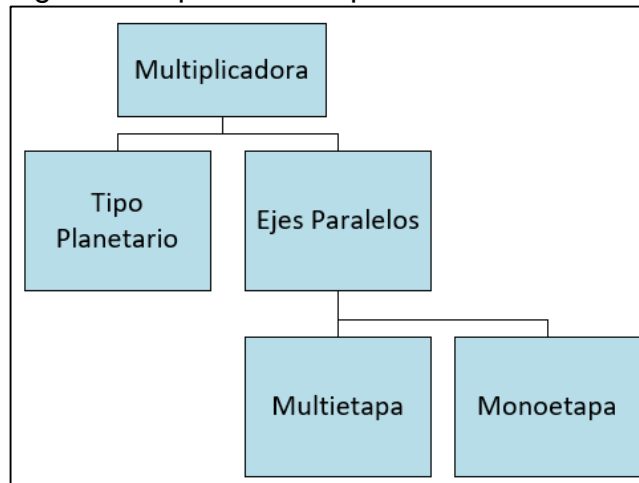


Fuente: elaboración Propia

3.5.1.2 Subsistema de transmisión. Este sistema es el encargado de recibir la energía mecánica proporcionada por el subsistema de captación, aumentar o disminuir las revoluciones de los ejes alta y baja velocidad y transmitir la energía mecánica al sistema de generación.

➤ Multiplicadora de velocidad. La multiplicadora es la encargada de aumentar las revoluciones proporcionadas por el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad para que el sistema de generación pueda operar, el tipo posible a utilizar se puede mostrar en la siguiente figura 56;

Figura 56 Tipos de Multiplicadora



Fuente: Elaboración propia

Los demás componentes del subsistema de transmisión como los ejes de baja y alta velocidad, el soporte de la caja multiplicadora y los rodamientos están sujetos al diseño del proyecto.

Siguiendo unos criterios principales de los requerimientos del cliente referente a las multiplicadoras se realizó una ponderación PUGH ilustrado en la siguiente tabla 26;

Tabla 27 Ponderación PUGH para la selección del tipo de multiplicadora requerida.

CONCEPTOS	CRITERIOS	Grado de relevancia	REFERENCIA	Tipo Planetario	Ejes Paralelos Monoetapa	Ejes Paralelos Multietapa
Relación de Transmisión		50	#	1	-1	1
Area Requerida		20		1	-1	0
Facilidad de Montaje		20		-1	1	0
Mantenimiento		10		-1	1	1
Total			0	0	0	2
Ponderado			0	0	0	20
Podio			N/A	2	3	1

Fuente. Elaboración propia

Analizando los resultados de la tabla 30 anterior se realizó la siguiente tabla 27 en función del cumplimiento porcentual del requerimiento obteniendo;

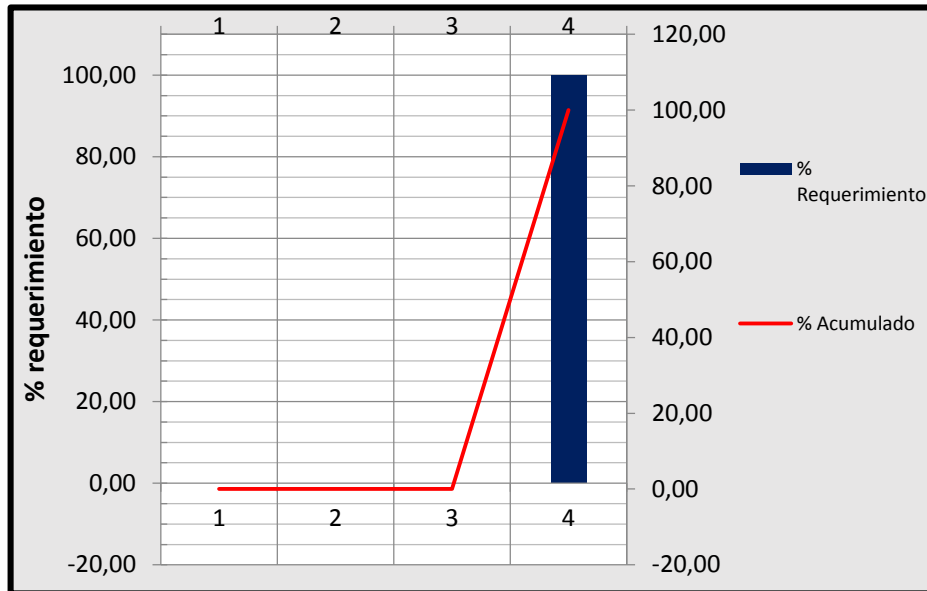
Tabla 28 Cumplimiento porcentual del requerimiento con los criterios.

	Total	% Requerimiento	% Acumulado
Relación de Transmisión	0	0,00	0,00
Area Requerida	0	0,00	0,00
Facilidad de Montaje	0	0,00	0,00
Mantenimiento	2	100,00	100,00
Σ	2	100,00	

Fuente: elaboración propia

Con base a los resultados de la tabla 27 anterior se realizó y diagrama 4 de Pareto para observar el cumplimiento de la mejor alternativa con los requerimientos de diseño así;

Diagrama 1 Pareto de la mejor alternativa del tipo de multiplicadora seleccionada.



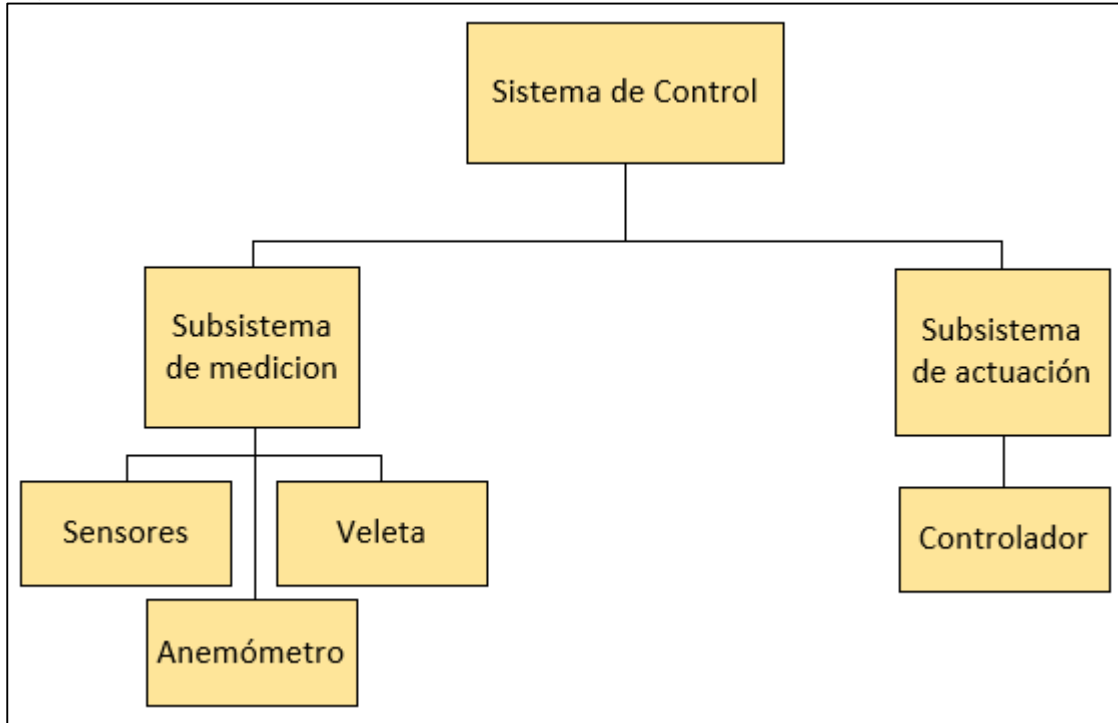
Fuente. Elaboración propia

3.5.2 Sistema de control. El sistema de control se encarga de regular y manipular las variables presentes en el aerogenerador como lo son el voltaje, la corriente eléctrica, la dirección de las aspas y el tipo de corriente entregada (AC/DC).

Adicional a esto en el sistema de control se encuentra contemplado la orientación del aerogenerador respecto a la variación de la dirección del viento.

En este sistema se encuentran divisiones asociadas a subsistemas y/o componentes que generalmente están asociados a una variable ya sea de entrada o salida que se requiera controlar o manipular de la siguiente manera e ilustrado la figura 57;

Figura 57 Sistema de control con sus subsistemas y componentes



Fuente. Elaboración Propia

3.5.2.1 Variables de entrada

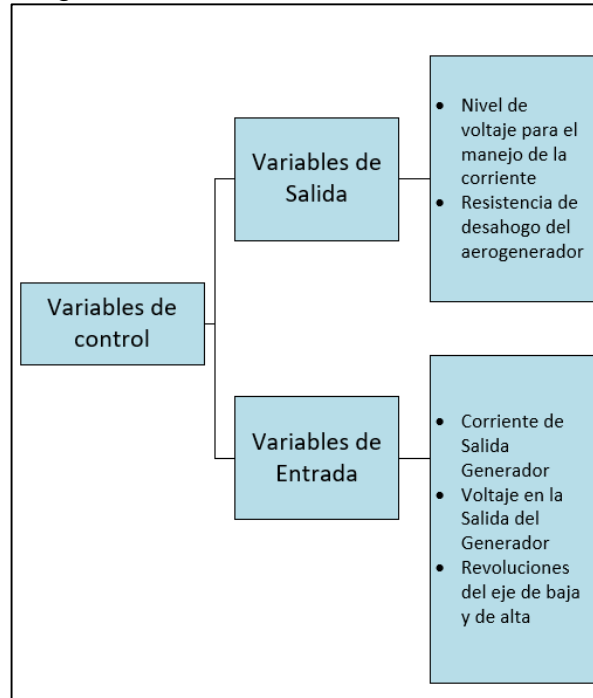
- Voltaje en la salida del Generador (Alternador)
- Corriente del Generador (Alternador)
- Corriente de salida o de carga
- Revoluciones del eje de baja

3.5.2.2 Variables de salida

- Nivel de voltaje para el manejo de la corriente
- Resistencia de desahogo del aerogenerador

Representado en el diagrama 6

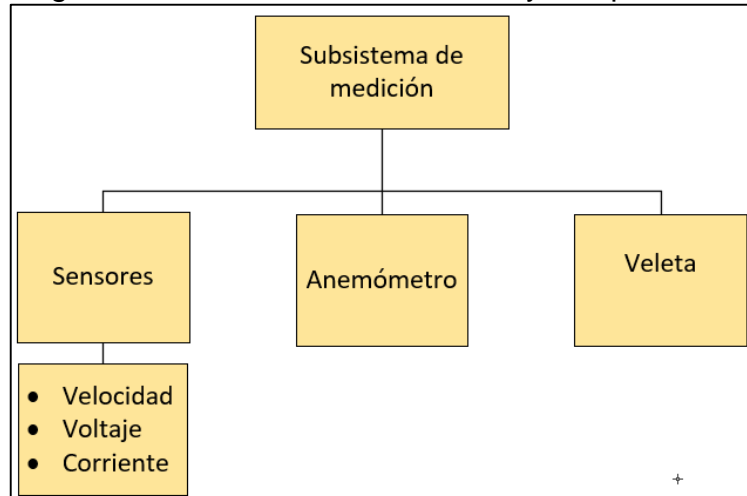
Diagrama 2 Variables de Control



Fuente. Elaboración Propia

3.5.2.3 Subsistema de medición. Este subsistema está encargado de tomar las mediciones de distintas variables de entrada y dependiendo de la magnitud medida enviara una señal al sistema de actuación. Esta segmentado en la figura 58;

Figura 58 Subsistema de medición y componentes



Fuente. Elaboración Propia

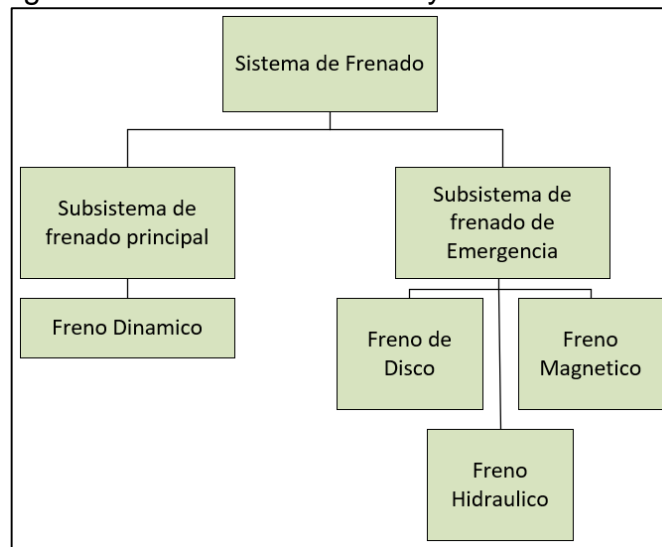
- Sensor de velocidad
- Sensor de voltaje
- Sensor de corriente
- Anemómetro
- Veleta

3.5.2.4 Subsistema de actuación. El subsistema de actuación se encarga de recibir la señal del sistema de medición en caso de ocurrir una desviación en sus medidas de consigna y enviar una señal de respuesta a los componentes como el PLC y corregir la desviación.

3.5.3 Sistema de frenado. El sistema de frenado es el encargado de detener la operación de la turbina ya sea por petición del operario para acciones de mantenimiento o reparación, como por acción automática debido a una excesiva velocidad de viento que pudiera afectar el aerogenerador lo que se realiza mediante un freno dinámico que ubica las aspas paralelas en la dirección del viento.

El sistema de frenado para este tipo de sistemas cuenta con un subsistema de desacople del sistema a frenar del sistema de potencia conocido generalmente como el embrague, estos están representados en la figura 59.

Figura 59 Sistema de frenado y sus subsistemas

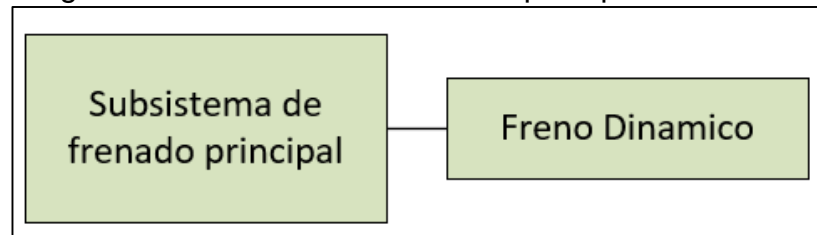


Fuente. Elaboración Propia

3.5.3.1 Subsistema de frenado principal. Según la asociación danesa de industria del viento por ley los sistemas de generación eólica deben contar con un sistema de frenado principal dinámico, este es el encargado de rotar 90 grados la disposición de las aspas para desconectarla de su fuente de energía en caso de ser necesario. Comúnmente es un sistema accionado por resortes con la finalidad de que, en el caso de un fallo en el suministro eléctrico, estos sigan funcionando.⁸

- Freno Dinámico

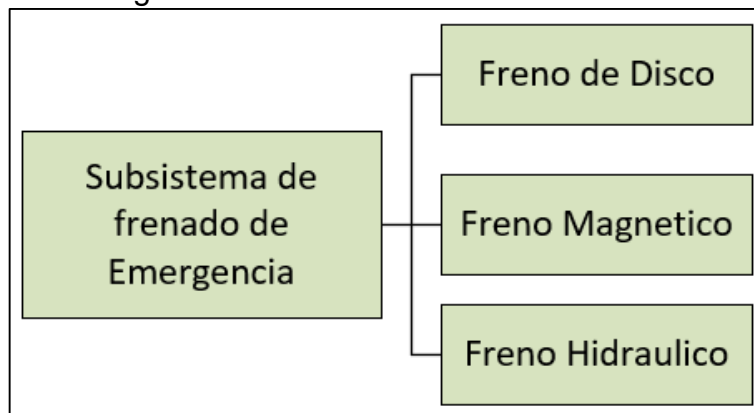
Diagrama 3 Subsistema de frenado principal



Fuente: Elaboración propia

3.5.3.2 Subsistema de frenado secundario. Este sistema tiene la finalidad de detener la operación a solicitud de un operario ya sea para alguna adecuación del aerogenerador, mantenimiento, reparación o desmontaje de la misma.

Diagrama 4 Alternativas del subsistema de frenado de emergencia.



Fuente. Elaboración propia

Para la selección del tipo de freno de emergencia a utilizar en el proyecto se utilizó la matriz PUGH para evaluar la mejor alternativa, con base en los requerimientos

⁸ DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. Seguridad en aerogeneradores. [En línea], Actualizado el 30 de julio de 2003. [Consultado el 02 de octubre de 2010]. Disponible en: <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/safety.htm>

de los clientes asociados a el tipo de frenado secundario a utilizar ilustrado en la siguiente tabla 28;

Tabla 29 Ponderación PUGH para la selección de la mejor alternativa de tipo de freno secundario

CONCEPTOS \ CRITERIOS	Grado de relevancia	REFERENCIA	Freno de disco	Freno Magnetico	Freno Hidraulico
Velocidad de frenado total	40	#	0	-1	1
Mantenimiento	20		1	0	0
Costo	30		1	-1	-1
Calor Generado	10		-1	0	-1
Total		0	1	-2	-1
Ponderado		0	20	-60	-10
Podio		N/A	1	3	2

Fuente. Elaboración propia

Con base en los datos suministrados por la tabla 28 anterior se realizó la tabla 29 para la valoración de los requerimientos individuales y el porcentaje de requerimiento del cliente cumplido de la siguiente manera;

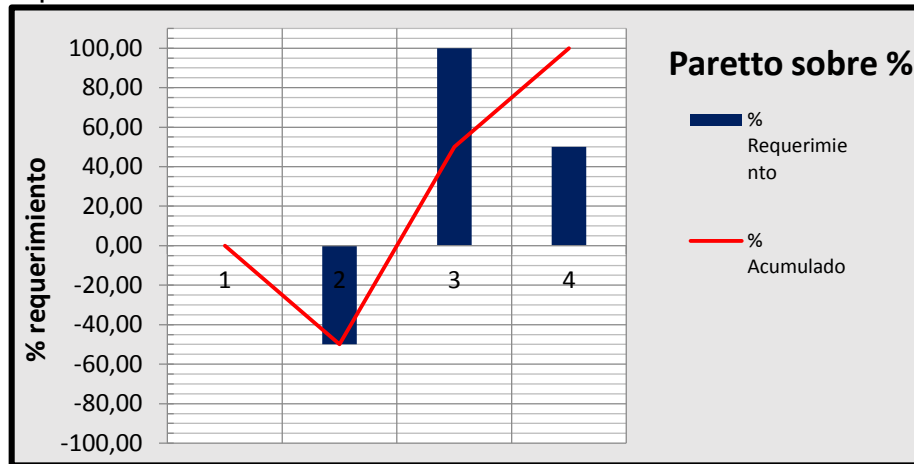
Tabla 30 Relación de los requerimientos individuales con el requerimiento del cliente

	Total	% Requerimiento	% Acumulado
Velocidad de frenado total	0	0,00	0,00
Mantenimiento	1	-50,00	-50,00
Costo	-2	100,00	50,00
Calor Generado	-1	50,00	100,00
Σ	-2	100,00	

Fuente. Elaboración propia

Teniendo en cuenta los resultados de la tabla 29 anterior se realizó el diagrama 11 de Pareto que muestra el cumplimiento de la mejor alternativa respecto a los requerimientos individuales del cliente ante los requerimientos del cliente así;

Diagrama 5 Pareto porcentual de los criterios de selección ante el requerimiento del cliente



Fuente: Elaboración propia

Determinando así que la mejor alternativa de selección del freno es el freno de disco y el diagrama de parto ilustra el cumplimiento porcentual de esta alternativa ante los requerimientos del cliente.

3.5.4 Sistema Estructural. El sistema estructural está comprendido por la coraza que contiene los elementos de funcionamiento del aerogenerador y la torre que soporta el aerogenerador a una altura determinada para su funcionamiento.

Dentro del sistema estructural se encuentra comprendido la cubierta de los componentes del aerogenerador (Góndola), la torre de soporte para el aerogenerador a una determinada altura y la cimentación del mismo.

3.5.4.1 Subsistema de cubierta

- Góndola

3.5.4.2 Subsistema de soporte

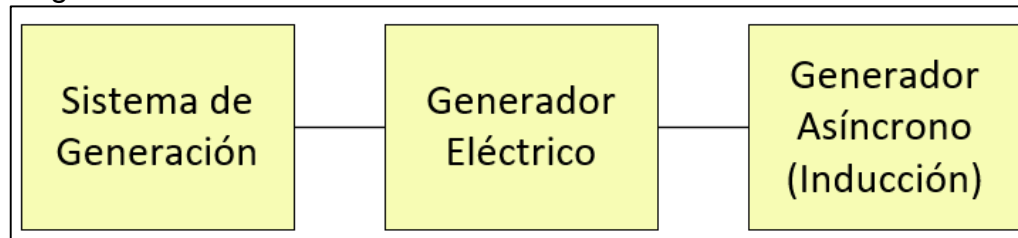
- Corona de dirección
- Torre Soporte
- Cimentación

3.5.5 Sistema de generación. El sistema de generación principalmente constituido por un generador eléctrico que utiliza la energía mecánica de los ejes de alta para excitar sus bobinas y producir una corriente eléctrica.

3.5.5.1 Generador Eléctrico. Adicionalmente en el sistema se encuentran los componentes de las interfaces de la energía eléctrica.

- Generador Eléctrico
 - Asíncrono
 - Síncrono

Diagrama 6 Sistema de Generación



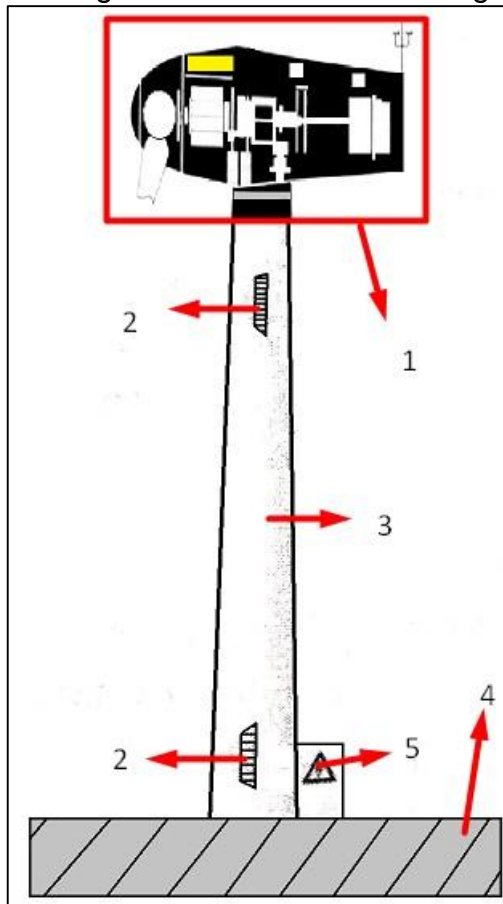
Fuente: Elaboración propia

- Transferencia electrógena: La transferencia electrógena es el elemento que se utiliza en sistemas que requieren alimentación de energía constante, para lo cual se utilizan 2 fuentes de energía (Principal y Respaldo). En el caso de este sistema la transferencia viene de fuente eólica con generador Diesel

4. DISEÑO DETALLADO DEL TIPO DE AEROGENERADOR

Para la parte de la estructura, teniendo en cuenta que se está contemplando el diseño de la torre donde se va a ubicar el aerogenerador iría en seguimiento con la figura 60.

Figura 60 Diagrama Estructural del aerogenerador

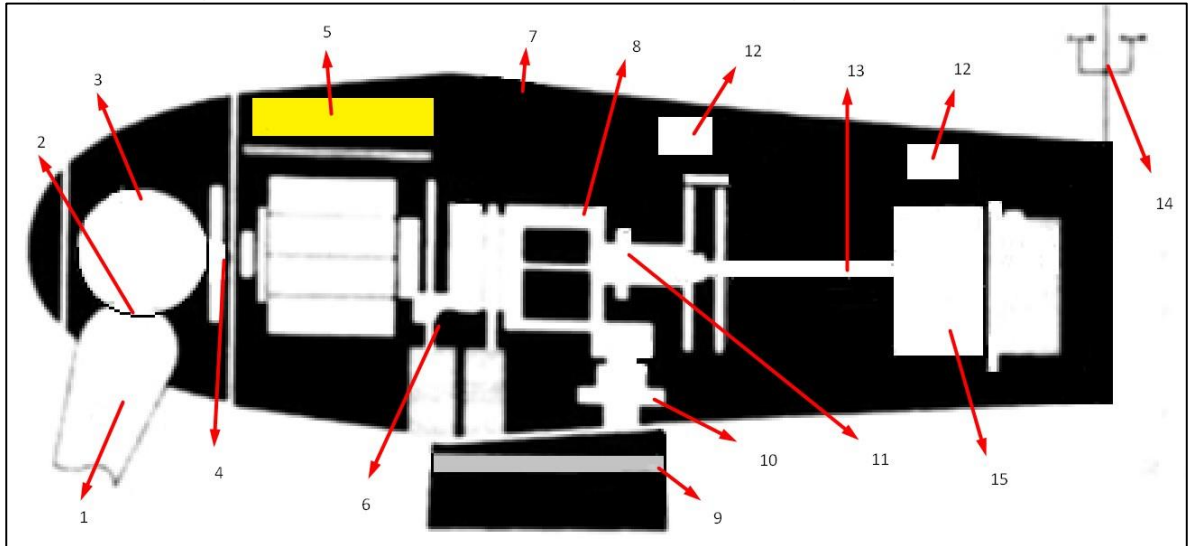


Fuente. Elaboración propia basada en la gráfica de referencia. FERNÁNDEZ, José. Aerogeneradores. Guía Completa de la energía eólica. Primera edición, año 2011. Pag 139

Siguiendo la nomenclatura siguiente

1. Góndola (explicada a detalle en la figura 61)
2. Escalera de acceso
3. Torre
4. Cimentación
5. Panel Eléctrico

Figura 61 Diagrama de componentes a detalle del aerogenerador



Fuente. Elaboración propia basada en la gráfica de referencia. FERNÁNDEZ, José. Aerogeneradores. Guía Completa de la energía eólica. Primera edición, año 2011. Pag 145

Para determinar las alternativas de solución del diseño del aerogenerador se toma en cuenta las tecnologías e investigaciones actuales y la cabida a modificaciones futuras.

La denominación respectiva a seguir es la siguiente;

1. Aspas
2. Acoplamiento de la pala
3. Buje
4. Eje de Baja Velocidad
5. Sistema de Control
6. Soporte de la Caja Multiplicadora
7. Estructura (carcasa)
8. Caja Multiplicadora
9. Corona de Orientación
10. Reductora & Embrague
11. Freno
12. Sistema de Refrigeración
13. Eje de Alta Velocidad
14. Veleta y Anemómetro
15. Generador Eléctrico

4.1 PARÁMETROS DEL AEROGENERADOR

4.1.1 Cálculo de las potencias del aerogenerador

4.1.1.1 Estimación del área de barrido y longitud de aspas de un aerogenerador. Para el cálculo del área de barrido se parte desde la ecuación de la potencia mecánica de la turbina eólica teniendo en cuenta que la potencia debido al viento está limitada a 609 Kw del apartado 1.6.3 del rendimiento global del aerogenerador.

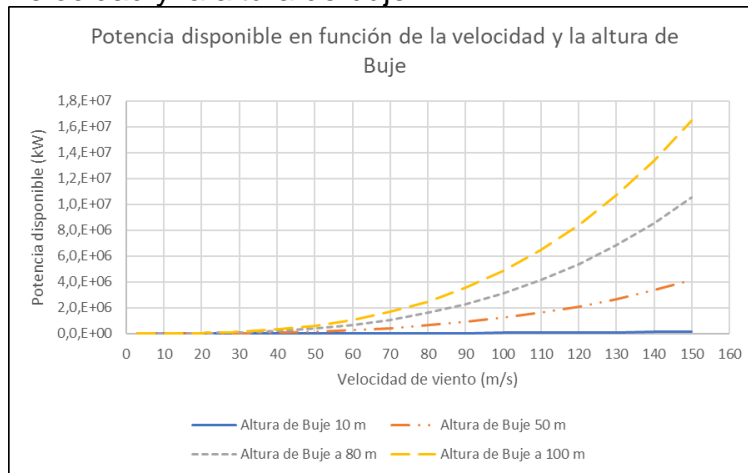
El área de barrido se determinó inicialmente por iteración, en esta iteración se asumió que toda la capacidad de potencia a suplir la va a generar un solo equipo (aerogenerador), iniciando desde la potencia útil requerida a suplir pasando por la potencia mecánica que el aerogenerador recibe en la entrada de potencia (arriba).

Una vez determinada la potencia mecánica se calcula la potencia eólica disponible en el sitio para determinar un primer valor de área de barrido.

Determinada la primera iteración, la siguiente se realizan los cálculos nuevamente, pero esta vez desde la potencia eólica disponible con todas las variables conocidas y utilizando la primera iteración del área disponible del aerogenerador.

Por medio de la ilustración 1 se seleccionará la potencia óptima para implementar en el diseño;

Ilustración 1 Potencia disponible en función de la velocidad y la altura de buje



Fuente. Elaboración propia

Se calcularán las áreas de barrido para las probabilidades de viento de 4,8 m/s y 5,4 m/s pertenecientes a 80 metros y 100 metros respectivamente de altura

Teniendo en cuenta que en el apartado 2.2.6 se estimó la densidad de aire a nivel de suelo por ende se debe tener en cuenta la altura del rotor para las alturas a analizar

$$\rho_{80} = 1,225 * \left(\frac{288}{25^{\circ}\text{C} + 273} \right) * e^{-\left(\frac{185 \text{ m} + 80 \text{ m}}{8435} \right)} = 1,1473 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\rho_{100} = 1,225 * \left(\frac{288}{25^{\circ}\text{C} + 273} \right) * e^{-\left(\frac{185 \text{ m} + 100 \text{ m}}{8435} \right)} = 1,1446 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Como se indicó en el apartado 1.5.1 los aerogeneradores no pueden captar totalmente la energía cinética del viento debido a que una parte de esta se transforma en energía mecánica y la otra atraviesa el aerogenerador, el máximo valor de coeficiente de eficiencia aerodinámica C_p es de 59,26 % de acuerdo al límite de Betz

$$A_{80} = \frac{P_w * 2}{\rho_{80} * C_p * V_w^3 @ 80 \text{ mts}}$$

Reemplazando los valores ya obtenidos;

$$A_{80} = \frac{609,258.6472 \text{ W} \left(\text{kg} * \frac{\text{m}^2}{\text{s}^3} \right) * 2}{1,1473 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 59.26\% * \left(4.8 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^3} = 16,205.76 \text{ m}^2$$

De igual manera se realizó el cálculo esperado para una altura de 100 metros;

$$A_{100} = \frac{P_w * 2}{\rho_{100} * C_p * V_w^3 @ 100 \text{ mts}}$$

$$A_{100} = \frac{609,258.6472 \text{ W} \left(\text{kg} * \frac{\text{m}^2}{\text{s}^3} \right) * 2}{1,1446 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 59.26\% * \left(5,4 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^3} = 11,408.67 \text{ m}^2$$

Con el área de barrido de la turbina se puede obtener el radio, que será la longitud de la pala con la ecuación 5 :

$$A = \pi * r^2$$

Despejando r

Ecuación 14 Calculo del radio (longitud de aspa)

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

Reemplazando los valores;

$$r_{80} = \sqrt{\frac{19,275.316 \text{ m}^2}{\pi}} = 71.82 \text{ m}$$

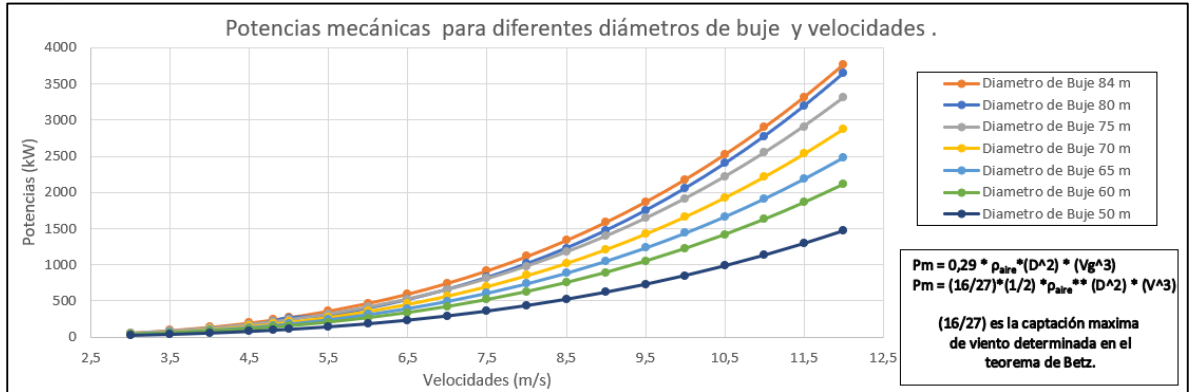
$$r_{100} = \sqrt{\frac{19,275.316 \text{ m}^2}{\pi}} = 60.26 \text{ m}$$

Determinando que para cumplir con la capacidad requerida no puede ser suministrada por un solo equipo por ende es requerido repartir la capacidad requerida en varios aerogeneradores conectados en paralelo para mantener el voltaje constante entre los equipos, pero amplificar su corriente según el número de equipos a instalar.

4.1.1.2 Determinación de propiedades individuales de cada aerogenerador. Debido que no es viable suministrar la potencia requerida con un solo aerogenerador, se graficaron los posibles datos para el tamaño de aerogenerador a diseñar.

Los datos previos se utilizaron como iteraciones base para la selección del tamaño final del tamaño de buje y número de equipos para el parque eólico, debido a que la capacidad de los 280 kW ya está considerando un factor de seguridad de la potencia utilizada según como se vio en el apartado 2.3.2. Se determinaron los posibles tamaños de buje para suplir la potencia necesaria mostrada en el siguiente diagrama 13;

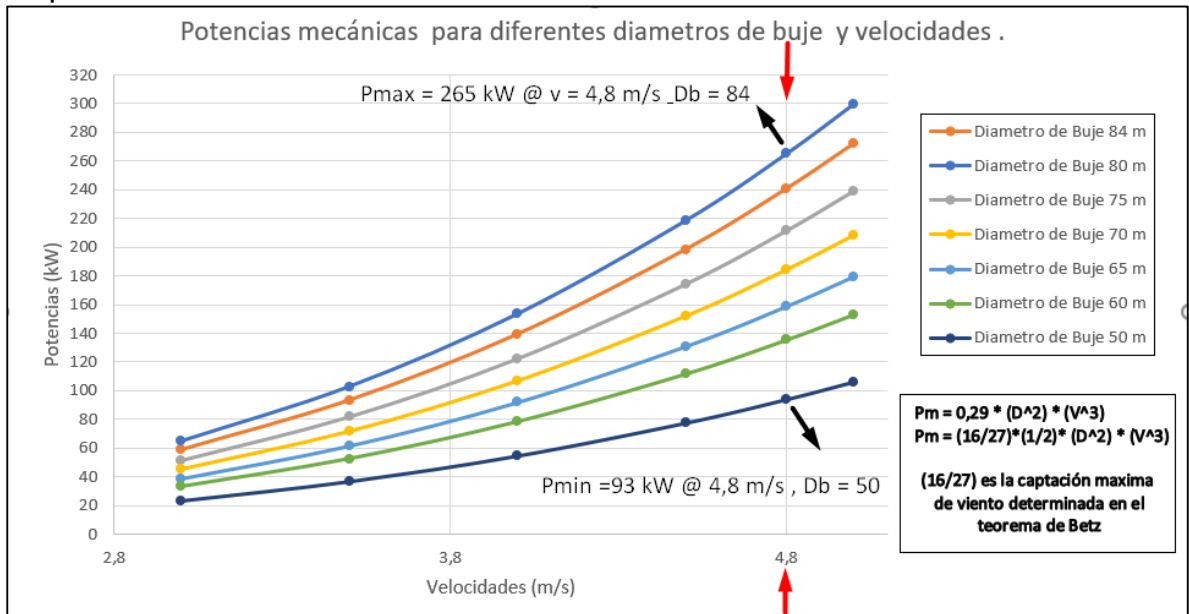
Diagrama 7 Potencias mecánicas para diferentes diámetros de buje y velocidades.



Fuente. Elaboración propia

Tomando en cuenta las velocidades de operación determinadas en el apartado 2.2.2 se limitaron los tamaños de buje para el aerogenerador mostrado en el diagrama 14 siguiente;

Diagrama 8 Potencias eólicas para diferentes diámetros y velocidades del emplazamiento.



Fuente. Elaboración propia

4.1.1.3 Potencia eólica disponible. Con base en los datos suministrador por el diagrama 14 anterior se tomó el diámetro mínimo de buje de 50 metros para suministrar la potencia requerida utilizando la siguiente ecuación;

$$P_{eólicadisponible} = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * A * V^3$$

Donde;

P= Potencia (w)

ρ_{aire} = densidad del aire en la zona (apartado 2.2.6, en kg/m³)

A= área de barrido del aerogenerador (m²)

V=Velocidad del viento en la zona (apartado 2.2.2, en m/s)

El área de barrido del aerogenerador se calcula mediante la ecuación siguiente;

$$A = \frac{\pi}{4} * D^2$$

$$A = \frac{\pi}{4} * (50 \text{ m})^2 = 1.963,4954 \text{ m}^2 \approx 1.963,5 \text{ m}^2$$

Con el área de barrido se puede determinar la potencia eólica disponible mediante la ecuación;

$$P_{eólicadisponible} = \frac{1}{2} * 1,1473 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 1.963,5 \text{ m}^2 * \left(4,8 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 = 124.566,6 \text{ kg} * \frac{\text{m}^2}{\text{s}^3} (\text{w})$$

4.1.1.4 Potencia mecánica

Como se mencionó en el apartado 1.3.1 según el límite de Betz, la máxima cantidad de potencia aprovechada por un aerogenerador es de (16/27) equivalente al 59,26% de la potencia eólica disponible y esta potencia aprovechada denominada la potencia mecánica del aerogenerador así;

$$P_{mecánica} = P_{eólica} * \eta_{Betz} = 124.566,6 \text{ w} * 59,26\%$$

$$P_{mecánica} = 73.818,17 \text{ w}$$

4.1.1.5 Potencia útil. La potencia mecánica es la potencia de entrada con la cual va a trabajar el aerogenerador, pero como se mencionó en el apartado 1.4.1, la eficiencia del aerogenerador y por ende del máximo aprovechamiento de la energía depende de la eficiencia individual de los componentes de la turbina eólica para obtener una potencia útil que alimentara a los equipos mencionados en el apartado 2.3, esta potencia útil se calcula de la siguiente manera;

$$P_{útil} = P_{mecánica} * \eta_{equipo} = 73.818,17 \text{ w} * 79,1350\%$$

$$P_{útil} = 58.416,3543 \text{ w} \approx 58,4 \text{ kw}$$

4.1.1.6 Numero de aerogeneradores requeridos. Con base en la potencia que el aerogenerador puede entregar con las condiciones seleccionadas se determina el número de equipos (aerogeneradores) requeridos para suplir la potencia de 280 kW de la siguiente manera;

$$P_{requerida} = P_{\acute{u}til} * \# \text{ Aerogeneradores}$$

$$\# \text{ Aerogeneradores} = \frac{P_{requerida}}{P_{\acute{u}til}} = \frac{280.000 \text{ w}}{58.316,35 \text{ w}}$$

$$\# \text{ Aerogeneradores} = 4,804 \text{ equipos} \approx 5 \text{ aerogeneradores}$$

4.1.1.7 Potencia acumulada y potencia de ganancia. Con el número de equipos a instalar y la potencia útil de cada aerogenerador se puede determinar la potencia acumulada del parque eólico de la siguiente manera;

$$P_{acumulada} = P_{\acute{u}til} * \# \text{ Aerogeneradores}$$

$$P_{acumulada} = 58,4 \text{ kw} * 5 \text{ Aerogeneradores} = 292,08 \text{ kw}$$

Teniendo en cuenta que no se puede instalar una fracción de aerogenerador y se redondeó el valor hacia arriba esto produciría un valor de ganancia adicional a los 280 kW requeridos, calculando la ganancia de la siguiente manera;

$$P_{ganancia} = P_{acumulada} - P_{requerida}$$

$$P_{ganancia} = 292,08 \text{ kw} - 280.000 \text{ w}$$

$$P_{ganancia} = 12.079 \text{ w}$$

Obteniendo así un margen de ganancia en la producción de energía de la siguiente forma;

$$\% \text{ ganancia} = \frac{12.079 \text{ w} * 100\%}{280.000 \text{ w}} = 4,31 \%$$

En la siguiente tabla se muestran las características previamente calculadas para el diseño del aerogenerador;

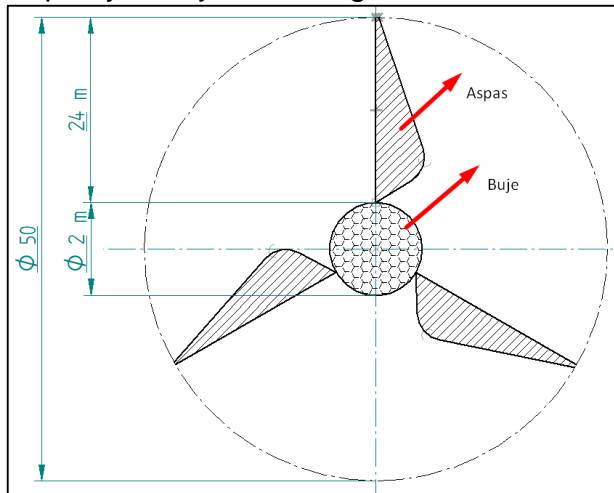
Tabla 31 Características del aerogenerador a diseñar

Numero de Aerogeneradores	5	Unidades
Longitud de aspas corregida	24	m
Radio de Buje	1	m
Radio del Rotor	25	m
Diametro del rotor	50	m
Area de Barrido Corregida	1.963,50	m ²
Potencia Eolica	124.566,31	W
Potencia Mecánica	73.818,00	W
Potencia Util	58.415,87	W
Potencia Acumulada	292.079,35	W
Potencia Requerida	280.000	W
Ganancia de Potencia	12.079,35	W
Porcentaje de ganancia	4,31	%

Fuente. Elaboración propia

4.1.2 Definición de las dimensiones de las aspas y el buje. El área de barrido obtenido en el apartado 4.1.1 está comprendido entre las longitudes 55;

Figura 62 Diagrama de longitudes de las aspas y el buje del aerogenerador.



Fuente. Elaboración propia

4.1.3 Rendimiento aerodinámico η_A o coeficiente de potencia c_p . El rendimiento aerodinámico es la relación entre la potencia real producida por el aerogenerador con la potencia máxima captada por el mismo, es decir la potencia útil en relación con la potencia eólica disponible o ideal como se muestra en la siguiente ecuación;

$$C_p = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{eólica}}}$$

$$C_p = \frac{58.415,87 \text{ w}}{124.566,31 \text{ w}} = 0,4689 \approx 0,47$$

4.1.4 Relación de velocidad tangencial (TSR) o velocidad específica (λ). Esta expresada por el cociente entre la velocidad de giro u y la velocidad de la corriente de aire V de la siguiente manera determinando la velocidad específica efectiva;

$$\lambda_{eff} = \frac{u}{V} = \frac{w * r}{V} = \tan(\gamma)$$

En este caso de la velocidad específica efectiva la velocidad V no es la velocidad de viento no perturbada V_{\square} sino aproximadamente 2/3 de la misma, en el caso del rendimiento óptimo, dando paso al termino de velocidad específica de diseño;

$$\lambda_A = \frac{\Omega_o * R}{V_{infinito}}$$

Donde;

Ω_o = velocidad de giro nominal de la maquina

R = radio desde el eje de rotación a la punta de la pala

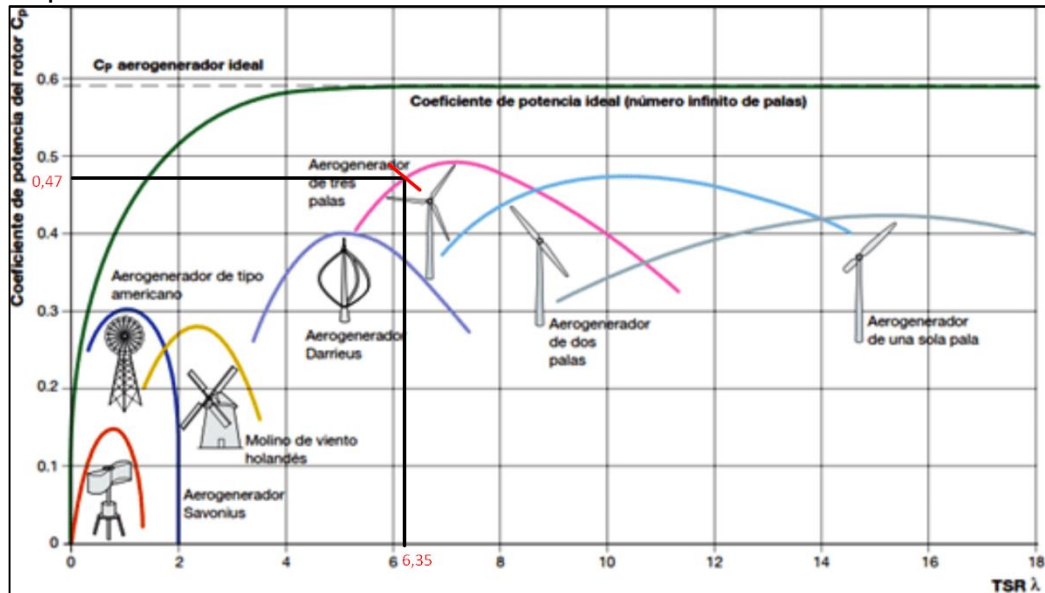
V_{\square} = velocidad de viento no perturbada

La velocidad específica es una medida usual en el diseño y el control de las maquinas eólicas, ya que puede expresar ciertas características aerodinámicas, como son el coeficiente de potencia, los coeficientes de momento y empuje de la pala, abstrayendo las condiciones de viento y velocidad de giro instantáneas de la misma.⁹

Teniendo en cuenta que el diseño seleccionado para el tipo de aerogenerador según la matriz PUGH del apartado 3.2 la mejor alternativa contiene un aerogenerador de 3 palas y por medio del siguiente diagrama 15 se determina la mejor relación de velocidades específicas según el tipo de aerogenerador y el coeficiente de potencia calculado en el apartado 4.3;

⁹ FERNÁNDEZ, José. Guía completa de la energía eólica. Primera edición. Madrid, España: amvediciones, 2011, Pag 156, ISBN: 978-84-96709-66-9

Diagrama 9 Curvas del coeficiente de potencia C_p y velocidades específicas TSR



Fuente. Edición propia basado en el diagrama de: L. Maximiliano, B. Diego, G. Sandra, Sistema de Control para Aerogeneradores Empleando Lógica Difusa, [Consultado el 13 de octubre de 2019], [En Línea]. Disponible en : https://www.researchgate.net/figure/Figura-4-Coeficiente-de-potencia-en-funcion-de-la-velocidad-especifica-y-el-angulo-de_fig3_321807468

Con base en el diagrama 15 el valor de TSR necesario debe ser mayor a 6,35 teniendo en cuenta que según el autor Macho Mier Erik en su diseño de aerogenerador contempla unos datos orientativos de la velocidad específica según el número de palas a utilizar siendo los siguientes;

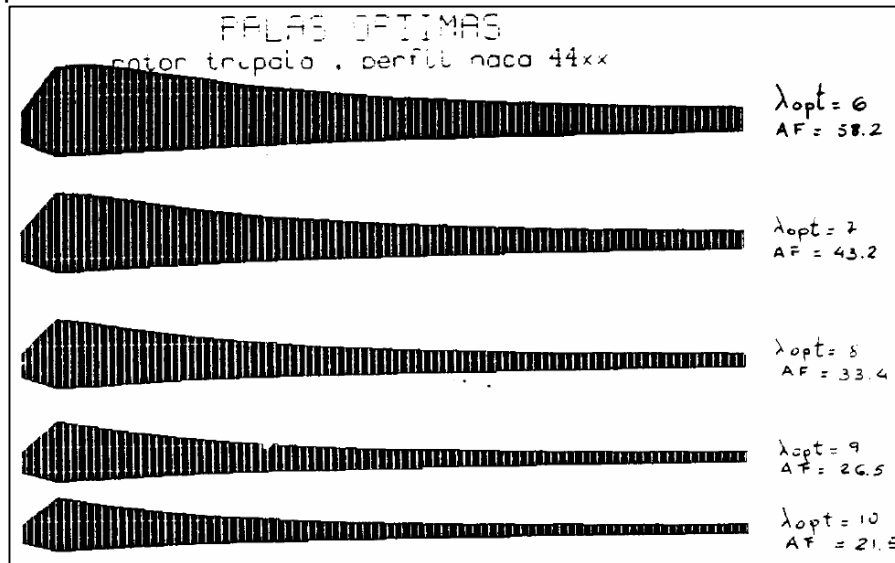
Figura 63 Velocidades específicas (TSR) para diferentes números de palas.

8 a 24 palas	$\lambda = 1$
6 a 12 palas	$\lambda = 2$
3 a 6 palas	$\lambda = 3$
2 a 4 palas	$\lambda = 4$
2 a 3 palas	$\lambda \geq 5$

Además de tener la cuenta el número de palas, el autor Millán Esteban Cornejo en su publicación de maestría titulada “El Sistema Eólico. Diseño Aerodinámico”, determino las velocidades específicas y factores de actividad para perfiles NACA 44xx de un motor tripala.

Especifica que estos valores de diseño deben estar entre 6 y 15 TSR teniendo en cuenta la velocidad específica, es inversamente proporcional al factor de actividad explicado más adelante, se muestran sus resultados en la figura 64;

Figura 64 Velocidades específicas, factores de actividad y formas de perfiles NACA 44XX



Con base en las referencias mencionadas y con esos parámetros que están a decisión del diseñador con los parámetros mencionados se diseñara con una velocidad específica λ de 7.

4.1.5 Velocidad de rotación. La finalidad del aerogenerador es convertir la velocidad lineal del viento en un movimiento rotacional transferido dentro del aerogenerador está calculada con base en la siguiente ecuación mencionada en el apartado 4.4 de la siguiente manera;

$$\lambda = \frac{\text{Velocidad de punta de la pala}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{w * r}{V} = \frac{\pi * D * n}{60 * V}$$

Una vez conocido la velocidad específica en el apartado 4.4, el diámetro determinado en el apartado 4.2.5 y la velocidad de viento del apartado 2.2.2 se despeja el número de revoluciones teniendo la siguiente ecuación;

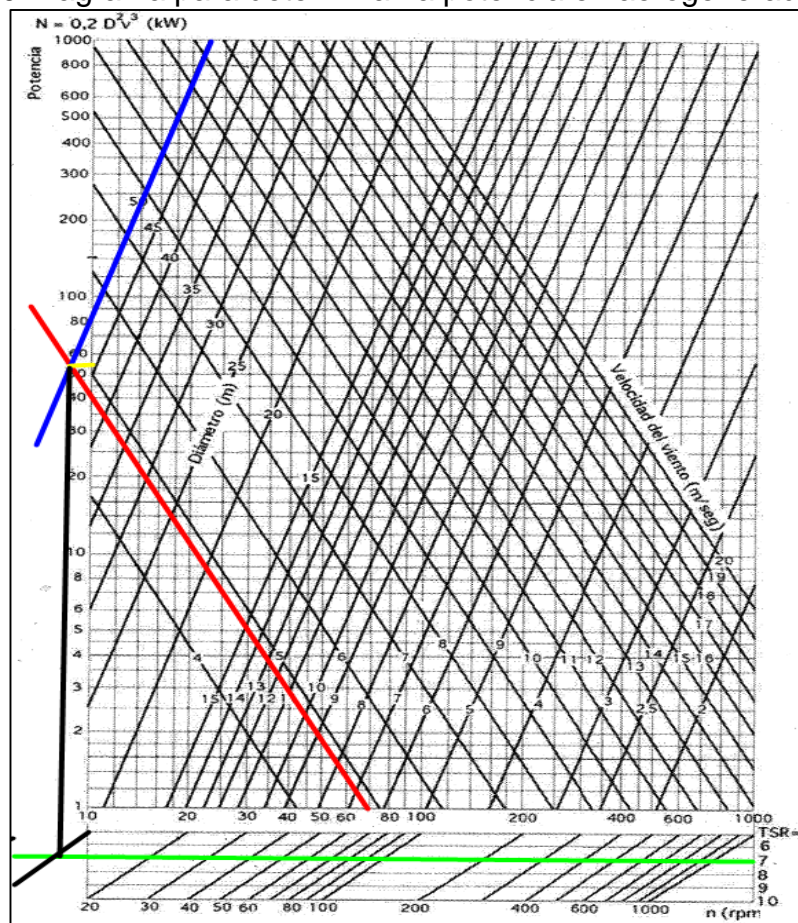
$$n = \frac{60 * V * \lambda}{\pi * D}$$

Siendo la velocidad de giro del aerogenerador a la entrada de potencia bajo las condiciones nominales de funcionamiento de;

$$n = \frac{60 * 4.8 \frac{m}{s} * 7}{\pi * 50 m} = 12,8343 \text{ RPM}$$

4.1.5.1 Comprobación de las características del aerogenerador. Utilizando el siguiente diagrama 10 para la determinación de la potencia en aerogeneradores rápidos en función del diámetro del área de barrido, la velocidad de viento, la velocidad específica o TSR y la velocidad de giro de la entrada de potencia se puede estimar gráficamente las características previamente calculadas analíticamente para suplir la potencia requerida así;

Diagrama 10 Diagrama para determinar la potencia en aerogeneradores rápidos.



Fuente. FERNÁNDEZ, José. Guía completa de la energía eólica. Primera edición. Madrid, España: amvediciones, 2011, Pag 171, ISBN: 978-84-96709-66-9

4.1.6 Factor de solidez Ω . Se trata de un cociente entre el área de las aspas en relación con el área de barrido de las mismas y sirve para determinar el área mínima de las aspas una vez determinada el área de barrido y el número de aspas. Se rige bajo la siguiente ecuación;

$$A_p = \Omega * A$$

Donde;

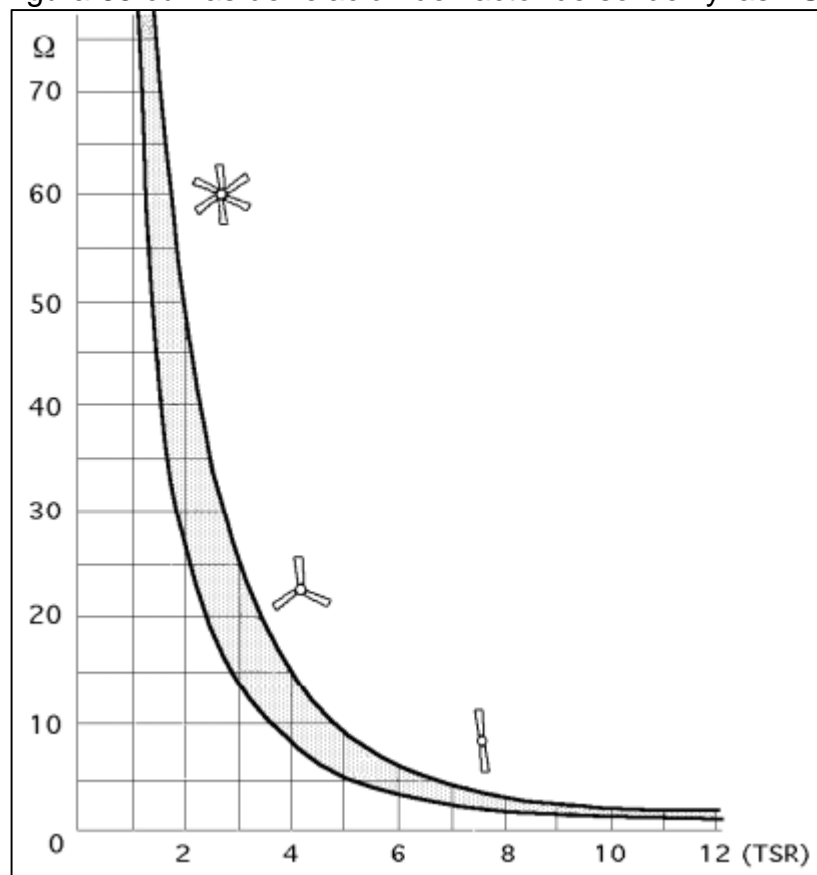
Ω es el factor de solidez (No confundir con velocidad angular)

A_p es el área total de las palas

A es el área de barrido del aerogenerador

Para determinar el factor de solidez se utiliza la siguiente figura en función de la velocidad específica del aerogenerador λ

Figura 65 curvas de relación del factor de solidez y las TSR



Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, II Fundamentos aerodinámicos de las máquinas eólicas. Pag 2

Como se determinó en el apartado anterior la velocidad específica del aerogenerador a utilizar sin afectar el factor de actividad y la estabilidad del aerogenerador se utilizó una velocidad específica de 7 siendo así que se obtenga mediante la figura anterior un factor de solidez de 5%.

Como se determinó en el apartado 4.1.1.7 el área de barrido requerida para producir la potencia requerida es de 1963,5 m² y el factor de solidez de 5% obtenemos el siguiente valor del área mínima de las palas

$$A_p = \sigma * A$$

$$A_p = 0,05 * 1963,5 \text{ m}^2 = 98,175 \text{ m}^2$$

4.1.7 Área mínima de un aspa

Siendo S la superficie de cada aspa que es únicamente la división del área mínima de las palas sobre el número de palas que contenga el aerogenerador siendo S;

$$S = \frac{A_p}{\# \text{aspas}}$$

$$S = \frac{98,175 \text{ m}^2}{3} = 32,725 \text{ m}^2$$

4.1.8 Material de las aspas. En el diseño de aspas es fundamental la utilización de un material de baja densidad para evitar fallos en el sistema por exceso de peso estructural pero que además sea dúctil debido a las cargas ejercidas sobre el aerogenerador.

En muchos proyectos de aerogeneración tiende a utilizarse resinas o compuestos de epoxi rígido por sus propiedades y baja densidad como se muestra en el siguiente catálogo del fabricante las características de uno de ellos

Figura 66 Propiedades de materiales Poliuretanos y Epoxi

	Polyurethane				Epoxy		
Características	U1911	U4291	U69-42	U6000 Free	ST1611A	ST21A	ST1626
Endurecedor	U1911B	U4291B	U69-42B	U6000B	ST1611B	CA51B	ST1626B
Viscosidad (cps)	900	500	1100	2600	2000	1500	15000
Densidad	1.11	1.05	1.44	1.50	1.1	1.6	1.15

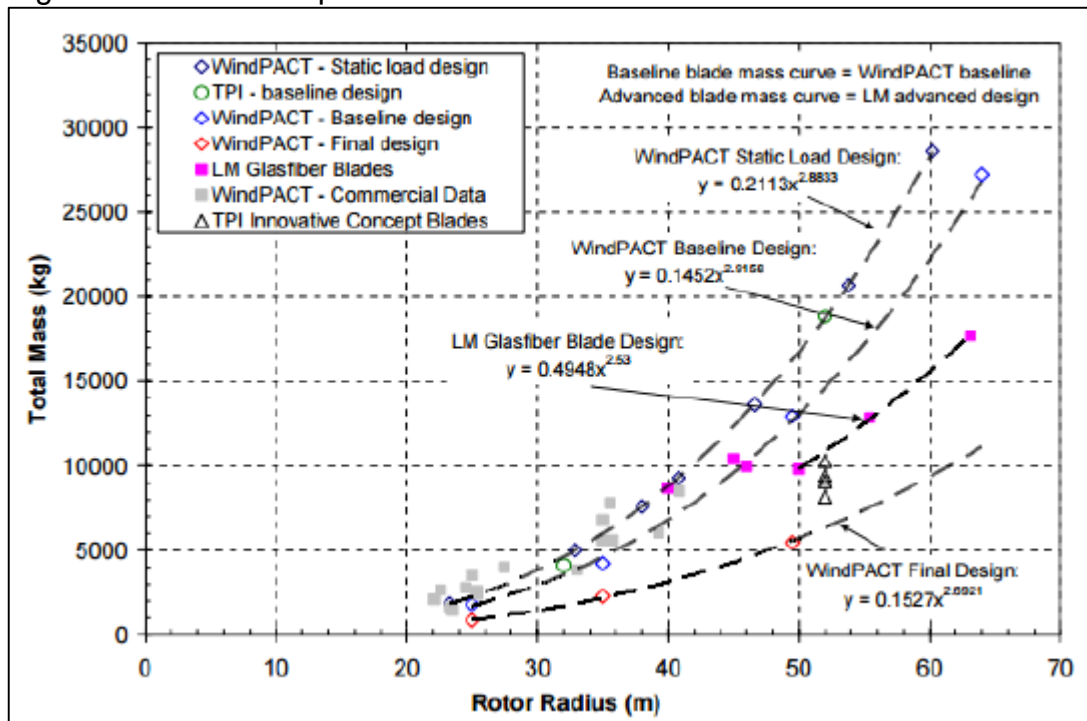
Fuente. Resinas Epoxi y Poliuretano, tipos de resinas según catalogo disponible en: <https://www.abchimie.com/es/resinas/>

Siendo las densidades usuales de las resinas epoxi entre 1100 y 1500 kg/m³, se tomará en promedio una densidad de 1300 kg/m³ para el diseño de las aspas

4.1.9 Masa de las aspas. Para la estimación de la masa de las palas debido a que este parámetro depende de la geometría, el material (puede ser de un solo material o un compuesto de varios materiales) debido que el peso es un parámetro fundamental en este tipo de diseños se busca tener el mínimo peso posible sobre la estructura soporte y ya que las aspas son el componente más grande se busca reducir su peso.

La estimación del peso se realizara por medio de la siguiente figura donde se muestra la estimación de peso de las aspas en función del radio del rotor y el material de fabricación de las aspas;

Figura 67 Masa de aspas en función del radio del rotor



Fuente. Diseño de estudio, impacto del viento en el rotor de una turbina, D.J. Malcolm disponible en : <https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/32495.pdf>

Teniendo en cuenta que el radio del rotor es de 25 m y las diferentes tendencias de peso según el material como se muestra a continuación;

$$\text{WindPACT Final Design; Masa} = 0,1527 * 25m^{2,6921} = 5723,164 \text{ kg}$$

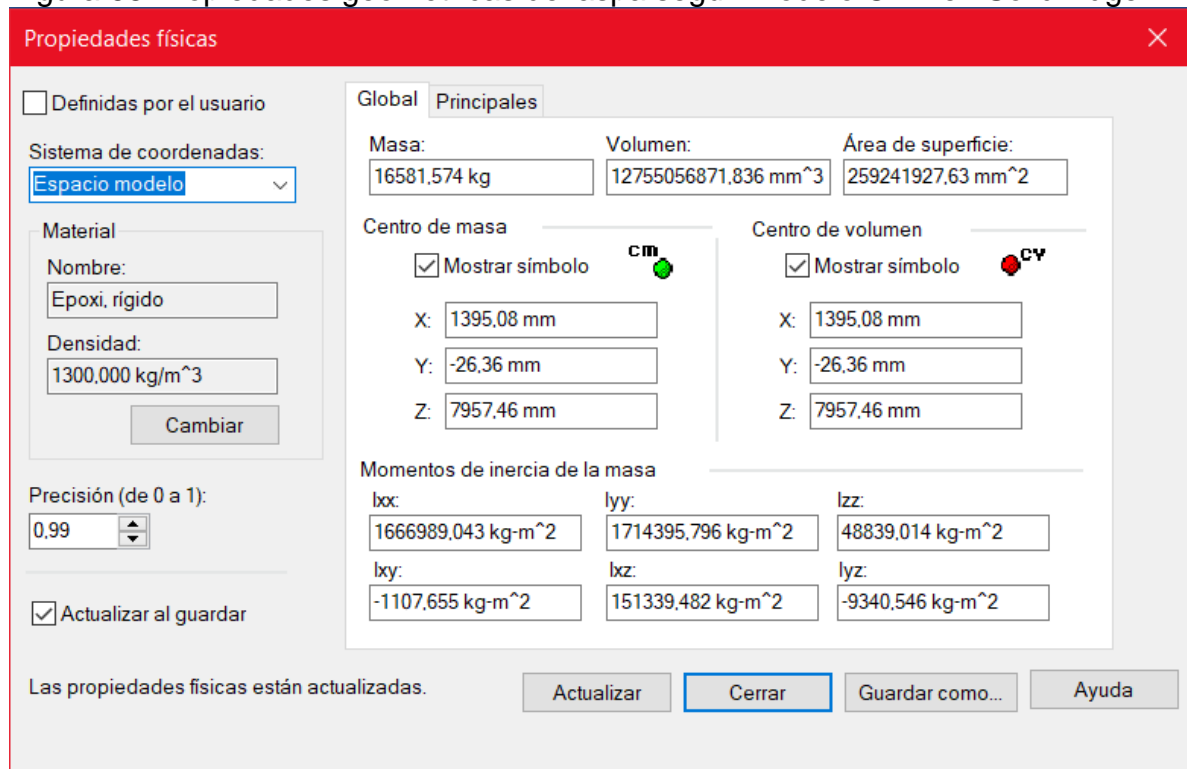
$$\text{LM Glasfiber Blade Design; Masa} = 0,4948 * 25m^{2,53} = 1703,0128 \text{ kg}$$

$$\text{WindPACT Baseline Design; Masa} = 0,1452 * 25m^{2,9158} = 13056,39724 \text{ kg}$$

WindPACT Static Load Design; Masa = $0,2113 * 25m^{2,8833} = 2267,67 \text{ kg}$

Por medio de la verificación de características del programa Solid Edge se busca estimar el peso aproximado para saber que material es correspondiente usar con respecto a la tendencia de la gráfica anterior obteniendo el siguiente resultado;

Figura 68 Propiedades geométricas del aspa según modelo CAD en Solid Edge



Fuente. Programa Solid Edge

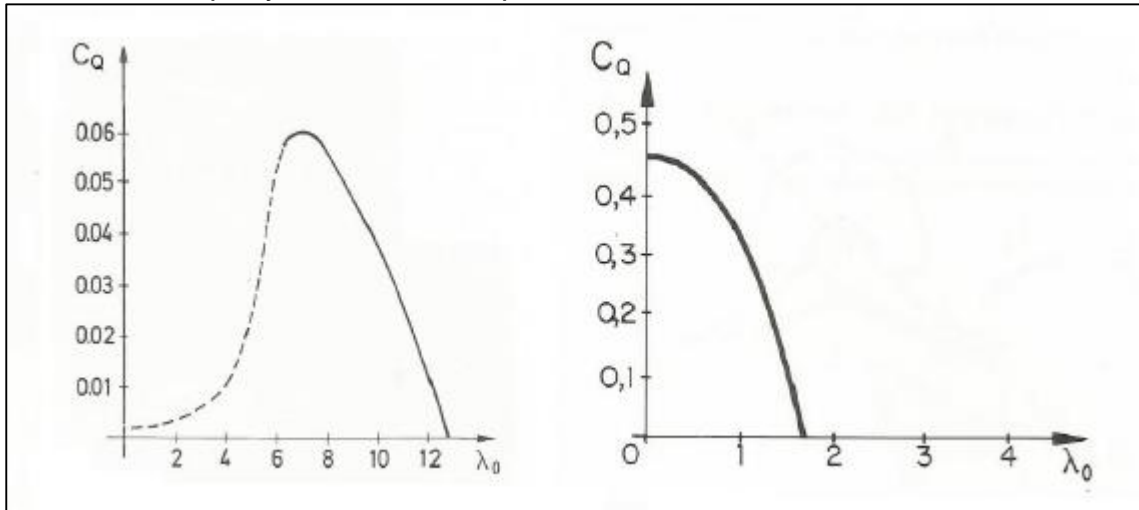
Se puede evidenciar que el material más cercano a utilizar para este diseño es un diseño con un material que se comporte como una vaselina en este caso un epoxi rígido con una densidad de 1300 kg/m^3 es el más adecuado para el diseño.

4.1.10 Coeficiente de par C_q . El coeficiente par para las maquinas eólicas de eje horizontal esta dado por la siguiente ecuación;

$$C_q = \frac{Q}{\frac{1}{2} * \rho * V^2 * \pi * R^3}$$

A lo cual existen curvas del coeficiente de par en función de la velocidad específica del aerogenerador ya sea si es de aeroturbinas de alta velocidad o de baja velocidad como se muestra en la siguiente figura 69

Figura 69 graficas de turbinas rápidas (izquierda) y lentas (derecha) en función del coeficiente de par y la velocidad específica



Fuente: elaboración propia

Como se determinó anteriormente la velocidad específica óptima para este diseño es de 7 lo cual coincide con el valor máximo del coeficiente par para el aerogenerador de alta velocidad siendo;

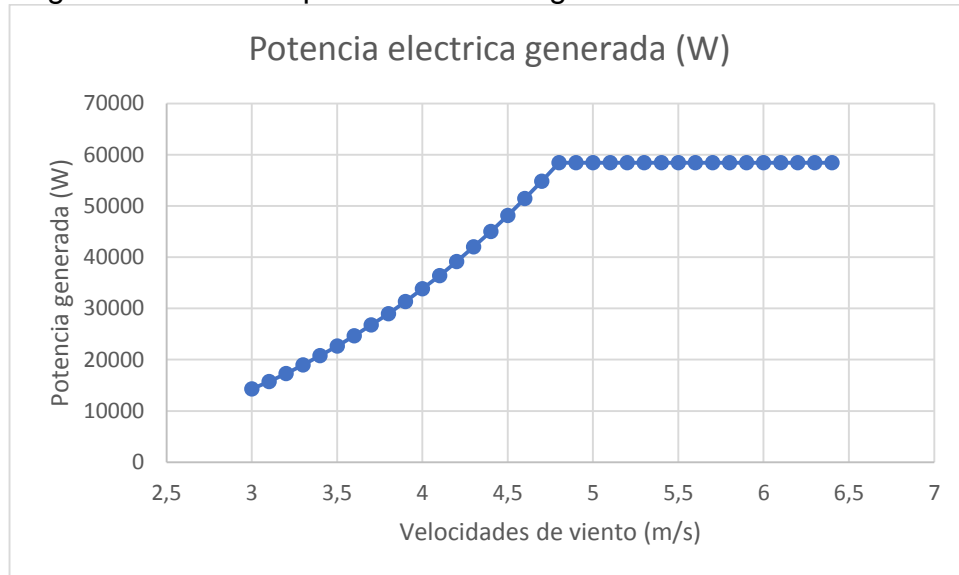
$$C_p = 0,06 \text{ para una velocidad específica } \lambda \text{ de } 7$$

4.1.11 Curva de potencia. La potencia del aerogenerador varia en relación con la velocidad de viento que sea efectiva en el rotor de acuerdo a la siguiente ecuación;

$$W = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * C_p * \eta(\text{global})$$

Como el aerogenerador produce electricidad en el rango de velocidades de viento comprendido entre 3m/s a los 25m/s, la curva de potencia se muestra a continuación

Figura 70 Curva de potencia del aerogenerador



Fuente. Elaboración propia

Debido a que el aerogenerador consigue la potencia requerida con una velocidad de 4.8 m/s está siendo su velocidad nominal. Apartir de este valor se pretende utilizar las pérdidas de rendimiento aerodinámico por medio de la curvatura de las aspas para limitar la potencia y mantener la velocidad angular constante y con ello la potencia constante Apartir de esa velocidad.

4.1.12 Distancia disponible. Debido que se requieren más de un aerogenerador para suplir la potencia de 280 kW, se opta por instalar varias unidades del mismo aerogenerador para repartir la cantidad de potencia eólica captada para generar conjuntamente los 280 kW, pero la distancia de instalación de estos aerogeneradores requiere no solo por parámetros de espacio sino por criterio aerodinámicos para evitar las turbulencias generadas por los mismos aerogeneradores que afecten la potencia de la instalación eólica por ello en la revisión de la literatura especifica que la instalación entre aerogeneradores debe ser mínima 3 veces el diámetro del rotor en promedio 8 veces como máximo el mismo diámetro para suministrar la potencia eléctrica requerida.

Con base a esto se determina una distancia mínima entre los aerogeneradores con base al diámetro de las palas de la turbina;

$$\boxed{\text{Distancia de separacion} = Ld = 5 * D_{aspas}}$$

$$Ld = 5 * (2 * 30.5m) = 305 \text{ metros}$$

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE POTENCIA

4.2.1 Diseño del subsistema de captación

4.2.1.1 Diseño de las aspas

➤ Procedimiento de diseño de las aspas. Con el perfil seleccionado en el capítulo anterior (Perfil 4412) y basados en la información suministrada por José María Fernández Salgado en su publicación titulada “Guía completa de la energía eólica”. Se procede a determinar “El perfil óptimo de Betz” para el sistema de captación de la siguiente manera

Para el diseño aproximado del perfil se realizó un total de 20 divisiones a lo largo de la longitud del aspa teniendo en cuenta las distancias para los acoples que para este diseño es por medio de bridas.

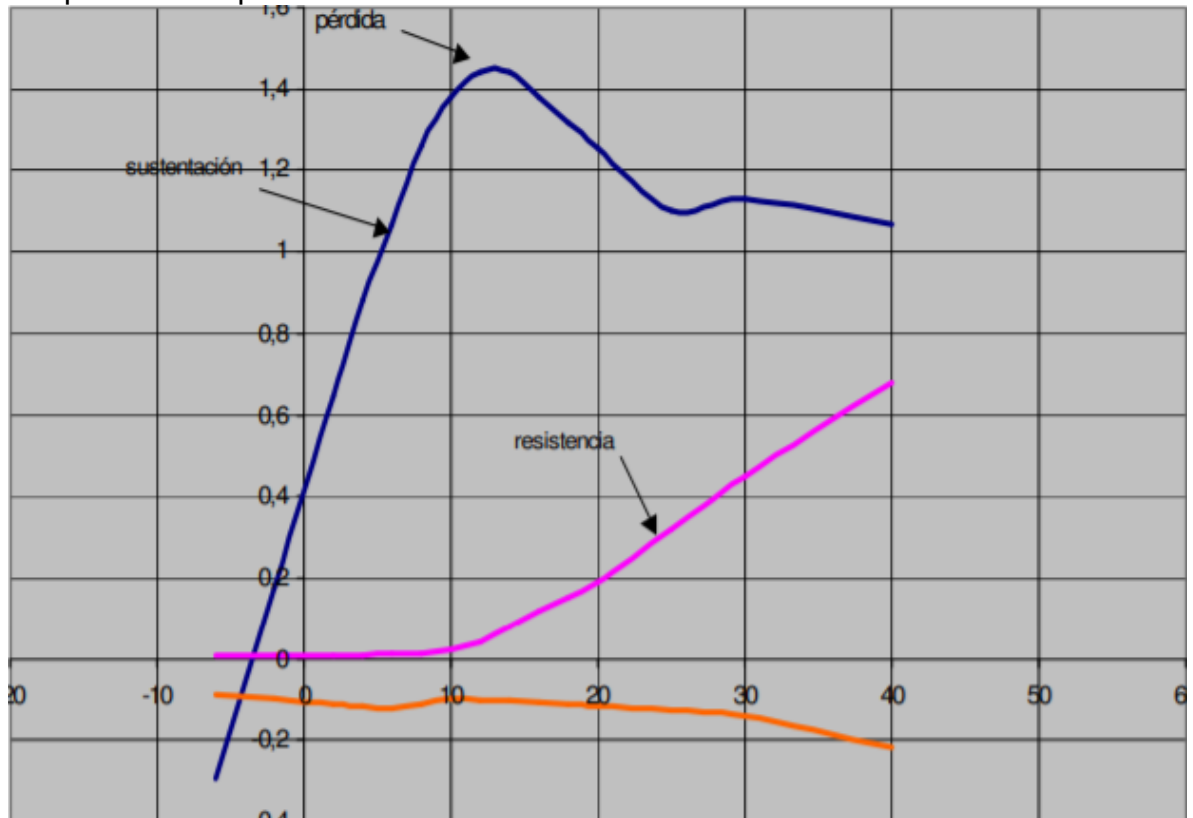
Se tomo la longitud de las aspas de 22 metros y una distancia de 1,5 metros para los acoples de las aspas al buje, lo que lleva a tener secciones individuales a través del perfil de 1.1 metros de distancia entre secciones.

Aunque el aerogenerador contenga un sistema de control para orientar la dirección de las aspas para responder a la variabilidad del viento, las aspas deben contener un perfil alabeado a lo largo de la longitud para responder eficientemente a variaciones pequeñas de viento. Este Angulo es conocido como el ángulo de ataque y es el formado entre la dirección del viento incidente y la dirección de la cuerda del perfil.

El Angulo de ataque no debe ser muy grande debido a que se puede presentar una perdida en la fuerza de sustentación del perfil, y como se ha mencionado anteriormente en diseños de aerogeneradores se toma prioritariamente la fuerza de sustentación sobre la de arrastre.

En la siguiente figura se muestran las curvas de la fuerza de sustentación, fuerza de resistencia y arrastre presentes en un perfil según el ángulo de ataque;

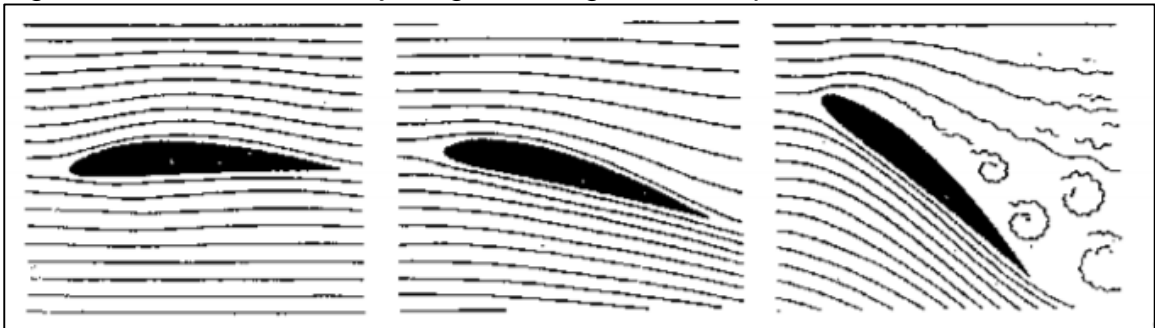
Figura 71 Fuerza de sustentación, resistencia y arrastre respecto a los ángulos de ataque sobre el perfil.



Fuente: elaboración propia.

En ángulos cercanos a 13 la fuerza de sustentación es máxima, pero a mayores ángulos se presenta una pérdida de sustentación debido a que la capa límite que el fluido lleva incidente en el perfil presenta un cambio drástico en su dirección y se desconecta del perfil creando turbulencias y teniendo una pérdida de presión en el estrados del perfil como lo muestra la siguiente figura 65;

Figura 72 Corrientes de flujo según el Angulo de ataque.



Fuente: elaboración propia.

Por ello se determinó como ángulos a través de la longitud del perfil desde 0° hasta 13° máximo, igual que la longitud como se tomaron 20 divisiones a través del perfil se cada división cuenta con un ángulo de ataque de 0,65° con respecto al ángulo anterior.

Con base en la información anterior se desarrolló la siguiente tabla 35;

Tabla 32 Características de las divisiones del perfil diseñado.

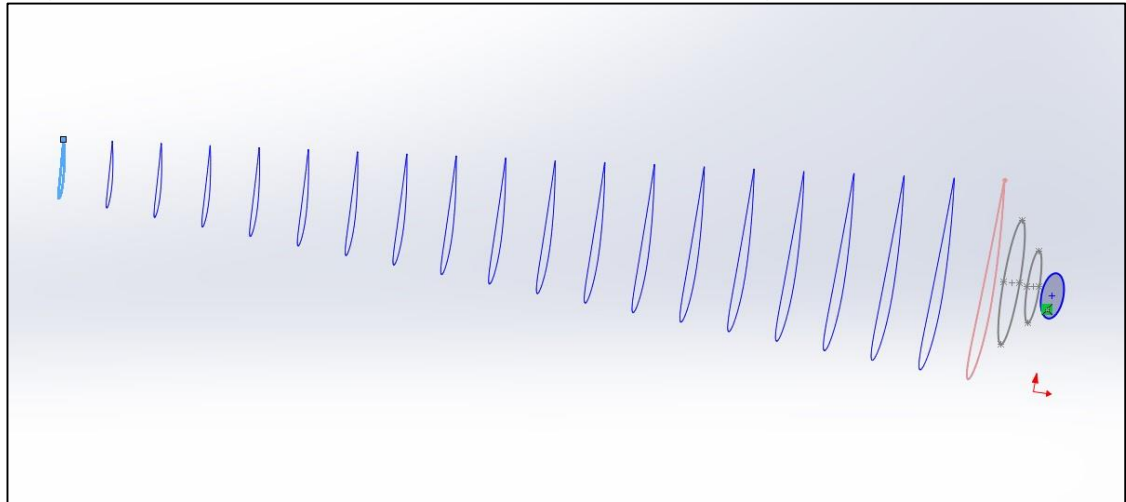
# Division	Longitudes de cada sección del aspa r (mm) desde la punta	Angulo de ataque α (°)	Reynolds	Tamaño de cuerda(mm)	Distancia desde el ajuste del buje (mm)
1	22000	0	16,783,217	4,000.0	0
2	20900	0.65		3,852.6	1100
3	19800	1.3		3,705.3	2200
4	18700	1.95		3,557.9	3300
5	17600	2.6		3,410.5	4400
6	16500	3.25		3,263.2	5500
7	15400	3.9		3,115.8	6600
8	14300	4.55		2,968.4	7700
9	13200	5.2		2,821.1	8800
10	12100	5.85		2,673.7	9900
11	11000	6.5		2,526.3	11000
12	9900	7.15		2,378.9	12100
13	8800	7.8		2,231.6	13200
14	7700	8.45		2,084.2	14300
15	6600	9.1		1,936.8	15400
16	5500	9.75		1,789.5	16500
17	4400	10.4		1,642.1	17600
18	3300	11.05		1,494.7	18700
19	2200	11.7		1,347.4	19800
20	1100	12.35		1,200	20900

Fuente. Elaboración propia

Por medio de la página de Airfoil tools, se modifican las longitudes de las cuerdas y ángulos de los perfiles en cada una de las secciones del aspa. Una vez modificadas las condiciones del perfil se puede descargar las coordenadas que conforman el perfil en X y Y la coordenada Z se da en función de la división de los perfiles como se mostró en la tabla anterior.

Por medio del programa de diseño Solidworks se ubican cada uno de los perfiles que conforman el aspa y una modificación en la base para anclarlo al buje como lo muestra la siguiente figura 74;

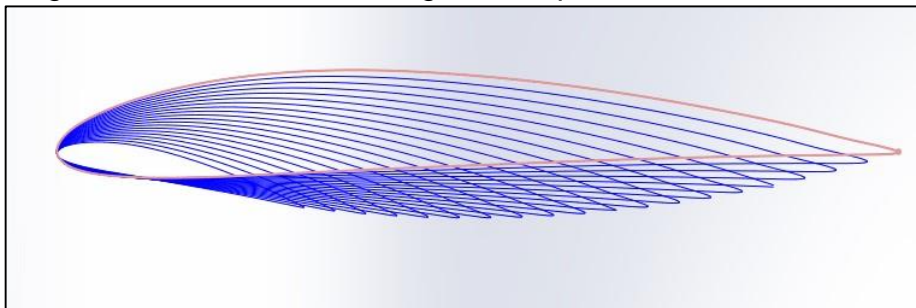
Figura 73 Distribución de los perfiles alares en la longitud del perfil.



Fuente. Elaboración propia utilizando el programa SolidWorks y las coordenadas de perfiles de Airfoil tools.

Con respecto a la variación del ángulo de ataque a lo largo del perfil como se había mencionado se muestra en la siguiente figura 75 la variación desde el anclaje hasta la punta más alejada del perfil;

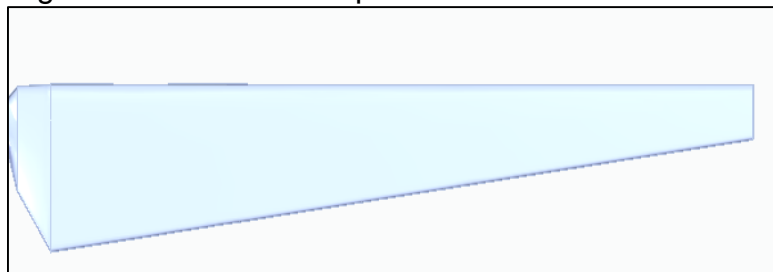
Figura 74 Distribución de ángulos del perfil diseñado



Fuente. Elaboración propia utilizando el programa SolidWorks y las coordenadas de perfiles de Airfoil tools.

Obteniendo la siguiente aspa;

Figura 75 Perfil final del perfil diseñado en SolidWorks



Fuente. Elaboración propia en el programa SolidWorks

Una vez desarrollado el perfil por facilidad de modificación de los archivos CAD se realizó la importación del perfil desde el programa SolidWorks al programa Solid Edge. Con el fin de realizar la modificación de la base para anclar posteriormente al buje.

4.2.1.2 Selección del acople aspa – buje. Para el acople del aspa al buje de soporte se utilizó el catálogo de juntas briadas de la empresa ERICA basados en el diámetro mínimo del buje que se determinó anteriormente de 2 metros de diámetro se seleccionó el tipo de brida mostrado a continuación:

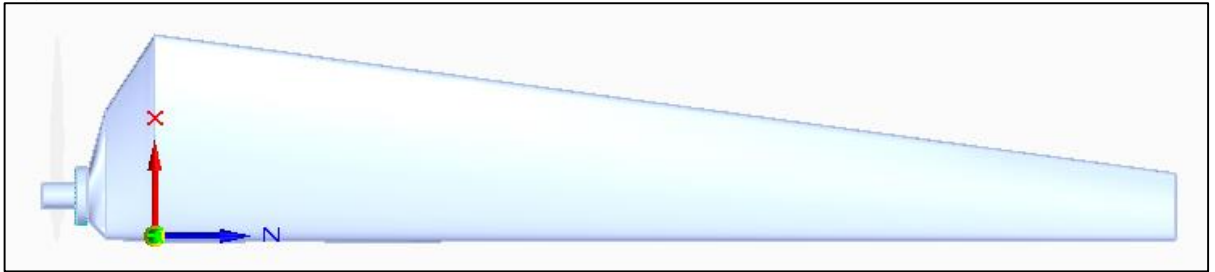
Tabla 33 Catalogo de artes de bridas FF ASME B16.1 125#(2011)

PULGADAS	ØINT.	ØEXT.	NºTAL.	ØTAL.	Ø C.T.
1"	33	108	4	16	79.4
1¼"	42	117	4	16	88.9
1½"	49	127	4	16	98.4
2"	60	152	4	19	120.7
2½"	73	178	4	19	139.7
3"	89	191	4	19	152.4
4"	114	229	8	19	190.5
5"	141	254	8	22	215.9
6"	168	279	8	22	241.3
8"	219	343	8	22	298.5
10"	273	406	12	25	362.0
12"	324	483	12	25	431.8
14"	356	533	12	28	476.3
16"	406	597	16	28	539.8
18"	457	635	16	32	577.9
20"	508	699	20	32	635.0
24"	610	813	20	35	749.3
30"	762	984	28	35	914.4
36"	914	1168	32	41	1085.9
42"	1067	1346	36	41	1257.3
48"	1219	1511	44	41	1422.4

Fuente. Dimensiones de juntas briadas de la empresa ERICA disponible en: <http://www.eric.es/web/dimensiones-juntas-bridas/>

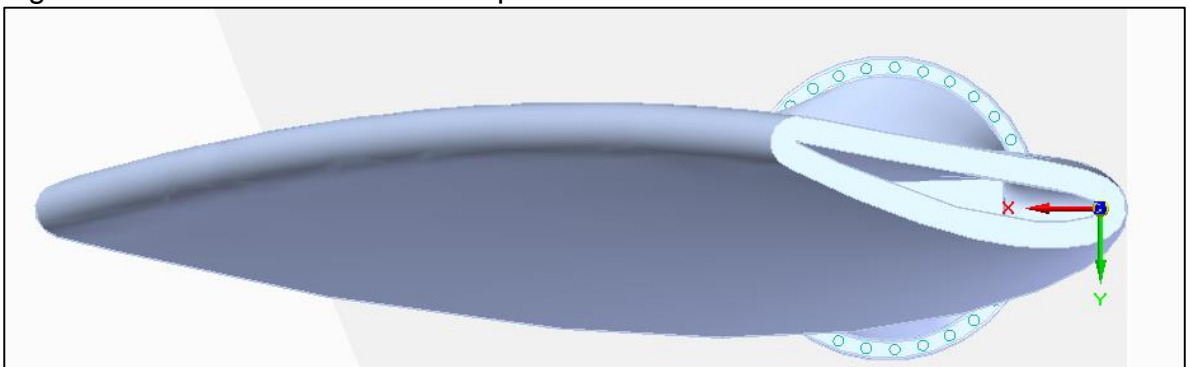
Finalmente, mediante el programa Solid Edge se presentado a continuación el diseño del buje con las juntas por bridas;

Figura 76 Perfil final del perfil diseñado en SolidWorks



Fuente. Elaboración propia en el programa SolidWorks

Figura 77 Vista de curvatura del aspa



Fuente. Elaboración propia

4.2.1.3 Cálculo de las fuerzas sobre el aspa

➤ Fuerza aerodinámica en movimiento. Es la fuerza presente estimada de un aerogenerador en rotación, inmerso en una corriente de aire a una determinada velocidad calculada de la siguiente manera

Ecuación 15. Fuerza aerodinámica.

$$F_{aerod} = 0,062 * A * v^2$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, III Cargas, orientación y regulación Pag 9.

Donde

A = área de barrido del rotor

V = velocidad de la corriente de viento que circula por el área de barrido

$$F_{aerod} = 0,062 * 1963 \text{ m}^2 * \left(4,8 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2$$

$$F_{aerod} = 2804.106 \text{ kg} = 27508,282 \text{ N}$$

Esta fuerza aerodinámica es la fuerza aerodinámica total, dividiéndola en el número de aspas que contenga el aerogenerador en este caso 3

$$F_{aerod} = \frac{27508,282 \text{ N}}{3} = 9169,4274 \text{ N}$$

➤ Fuerza estática aerodinámica. La fuerza aerodinámica anterior se debe tener en cuenta para análisis si el aerogenerador se encuentra en movimiento, sin embargo, el otro estado en el que puede estar el aerogenerador es cuando este esté totalmente detenido y la forma de calcular esta fuerza aerodinámica estática por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 16. Fuerza aerodinámica estática.

$$\boxed{F_{estatica\ aero} = 2 * \Omega * F_{aerod}}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, III Cargas, orientación y regulación Pag 10.

Donde

Ω es la solidez del rotor (apartado 4.1.6)

F_{aerod} = fuerza aerodinámica del aerogenerador en movimiento

Obteniendo

$$F_{estatica\ aero} = 2 * 0,05 * 9169,4274 \text{ N}$$

$$F_{estatica\ aero} = 916,9427 \text{ N}$$

Este valor para cada una de las palas del aerogenerador y la fuerza estática aerodinámica total del aerogenerador sería

$$3 * F_{estatica\ aero} = 2750,83 \text{ N}$$

➤ Fuerza centrífuga. Todo cuerpo que esté sometido a una rotación tiene una fuerza que tiende a empujar el cuerpo hacia afuera, en este caso esta fuerza tiende a empujar las aspas hacia afuera y por ende a arrancarlas del buje del rotor, esta fuerza viene dada por la siguiente expresión

Ecuación 17. Fuerza aerodinámica estática.

$$F_{cent} = \frac{0,1034 * G * (k * v)^2}{rG}$$

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, III Cargas, orientación y regulación Pag 10.

Donde G es el peso del aspa en kg
 K es un valor dependiendo de las unidades de las otras variables (SR)G es la relación de velocidades en el centro de gravedad
 rG es la distancia del centro de gravedad del aspa
 Fuerza en cada perno de sujeción

El peso del aspa fue determinado en el apartado 4.1.9 con un valor de 16581,574 kg.

El factor k por medio de la siguiente tabla

Tabla 34 Factores k dependiente de unidades para el centro de gravedad del aspa.

Velocidad del viento	Radio del aspa	Factor k
millas / hora	pies	1,47
pies / segundo	pies	1
metros / segundo	metros	1
kilómetros / hora	metros	3,6

Fuente. FERNANDEZ, P. (2000). Energía Eólica, III Cargas, orientación y regulación Pag 10.

Siento para este caso un valor de factor K de 1

El centro de gravedad del aspa determinado en el apartado siguiente con un valor de 10281,91614 m desde la punta inicial del aspa.

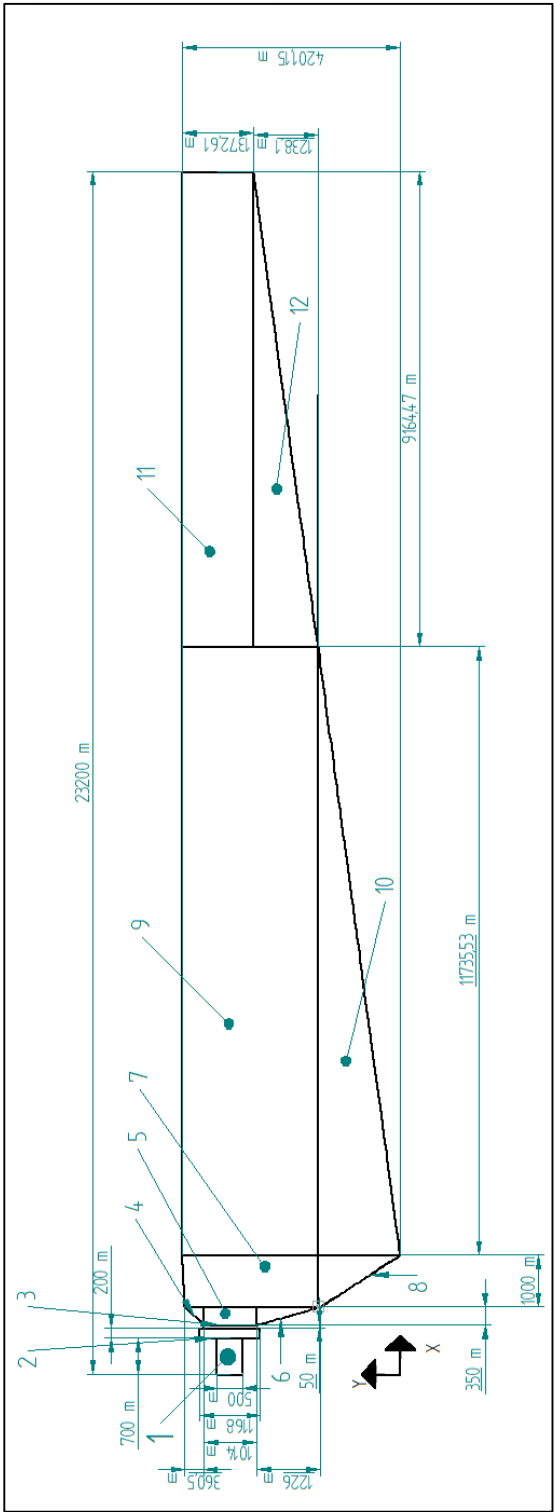
Obteniendo finalmente la fuerza centrífuga

$$F_{cent} = 3,8420 \text{ kg} = 37,69 \text{ N}$$

4.2.1.4 Cálculo del centro de gravedad del aspa. Para el cálculo del centro de gravedad del aspa se optó por utilizar el método de secciones que comprende en dividir el aspa en varias partes geométricas y por medio de sus centros de gravedad independientes y su área determinar el centro de área total de la figura de la siguiente manera;

Primero se inicia por dividir el aspa las formas geométricas conocidas


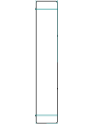
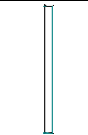


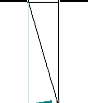
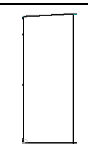





Figura 78 División geométrica del aspa



Fuente. Elaboración propia

Seguido a esto se procede a calcular los centros independientes en X y Y de cada una de las figuras junto con sus áreas de la siguiente manera;

Figura 79 Resultados geométricos para el centro de gravedad del aspa

Numero de Figura	Figura	b (mm)	h (mm)	A (mm ²)	\bar{x} (mm)	\bar{y} (mm)	$A * \bar{x}$ (mm ³)	$A * \bar{y}$ (mm ³)	I_x (mm ⁴)	I_y (mm ⁴)
1		700	500	350000	350	3279.6171	122500000	1147865984	1.0289E+12	11717798586
2		200	1168	233600	800	3279.45963	186880000	766081768	2.3513E+12	1.39924E+11
3		50	1014	50700	925	3279.59899	46897500	166275669	2.7191E+12	2.16304E+11
4		350	360.5	63087.5	1183.3333	3909.80197	74653539.6	246659632	1.9646E+12	1.2394E+17
5		350	1024	358400	1125	3277.59874	403200000	1174691390	3.3009E+12	3.88895E+11
6		350	1226	214550	1183.3333	2407.77333	253884160	516587769	4.5883E+11	9.84419E+16
7		1000	2610.5	2610500	1800	2895.69	4698900000	7559198745	3.6421E+12	1.40731E+12
8		1000	1590.44	795220	1966.66667	1060.29333	1563932667	843166465	6.5119E+10	5.17838E+16
9		11735.53	2610.71	30638065.5	8167.765	2895.79	2.5024E+11	8.8721E+10	1.6528E+13	1.31491E+14
10		11735.53	1590.44	9332328.17	6211.84333	1060.29333	5.7971E+10	9895005340	2.0568E+11	1.91949E+18
11		9164.47	1372.61	12579243.2	18617.765	3514.845	2.342E+11	4.4214E+10	6.737E+13	1.8902E+15
12		9164.47	1238.1	5673265.15	17090.3533	2415.84	9.6958E+10	1.3706E+10	6.6935E+12	3.7974E+19
Sumatoria				62898959.5			6.4672E+11	1.6896E+11	1.0633E+14	4.01697E+19

Fuente. Elaboración propia

Obteniendo por medio de la ecuación;

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=0}^{12} A * \bar{x}}{\sum_{i=0}^{12} A}$$

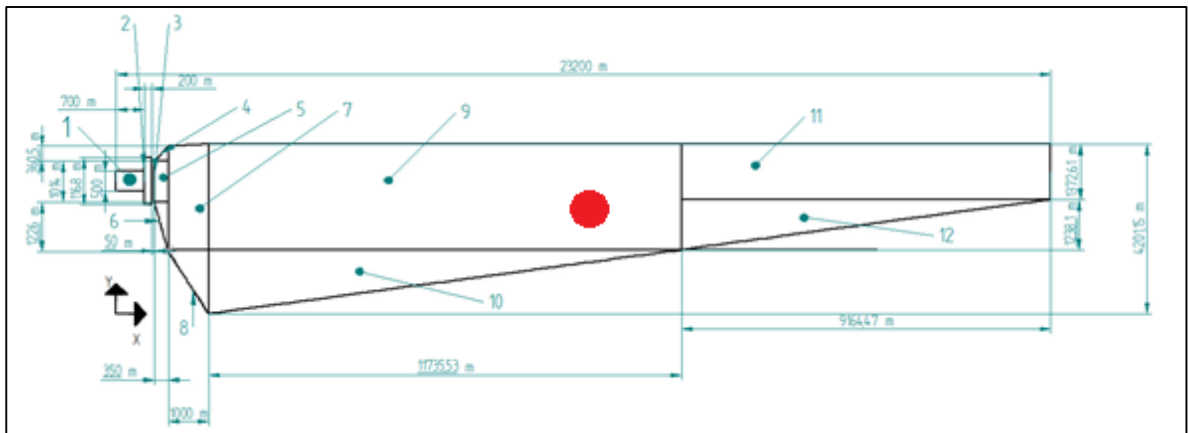
para el centro de la figura en X

$$\bar{Y} = \frac{\sum_{i=0}^{12} A \cdot \bar{y}}{\sum_{i=0}^{12} A}$$

para el centro de la figura en Y

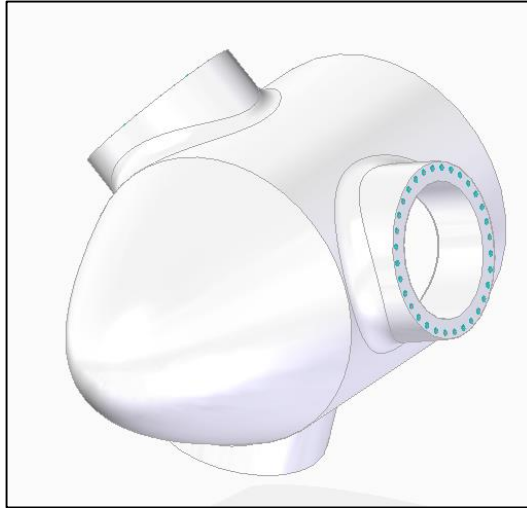
Con los siguientes resultados

Centro de gravedad Total		
XCG	10281.9161	mm
YCG	2686.16093	mm



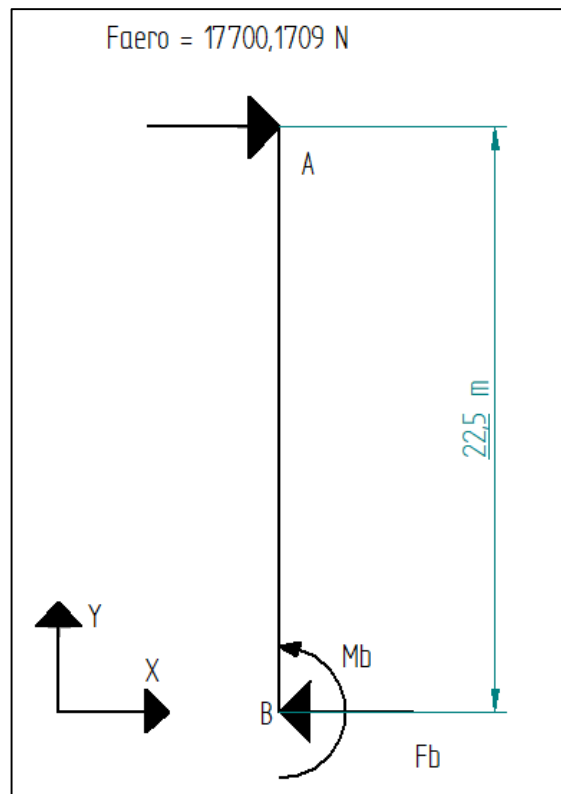
4.2.2 Diseño del buje. Teniendo en cuenta que el tamaño de las palas final fue de 22,45 metros y que al centro del buje se deben cumplir 25 metros para mantener el área de barrido requerida se diseñó el buje de 2 metros de diámetro y el mismo acople por bridas seleccionado para las aspas produciendo el siguiente plano de dimensiones en el anexo además de que el limitador de potencia utilizado para este diseño será por medio de “Passive Stall” que consiste en fijar las aspas rígidamente al buje y no variar su ángulo de posición, sin embargo el diseño del perfil del aspa debe tener una curvatura a lo largo de su longitud con la finalidad de limitar la velocidad de rotación y mantenerla constante entrando en pérdida aerodinámica pasiva;

Figura 80 Buje



Fuente. Elaboración propia

Para la validación del diseño se realizó el cálculo del momento flector y la fuerza cortante producido en la distancia del apoyo de las aspas al buje por la fuerza aerodinámica en la punta más lejana del radio del buje de la siguiente manera;



Fuente: elaboración propia.

Realizando el análisis estático del diagrama

$$\begin{aligned}\sum F_x &= 0 \\ F_{aero} - F_b &= 0 \\ 17700,1709 \text{ N} - F_b &= 0 \\ F_b &= 17700,1709 \text{ N}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sum M_b &= 0 \\ M_b^{Faero} + M_b &= 0 \\ -17700,1709 \text{ N} * 22,5 \text{ m} + M_b &= 0 \\ M_b &= 398253,84 \text{ Nm}\end{aligned}$$

Obteniendo así la fuerza cortante V y el momento flector producido por la fuerza aerodinámica en el apoyo de la base

$$\begin{aligned}V &= 17700,1709 \text{ N} \\ M &= 398253,84 \text{ Nm}\end{aligned}$$

4.2.2.1 Comprobación de falla por momento flector

Primero se optó por determinar el esfuerzo permisible para el diseño de las aspas por medio de la siguiente ecuación

$$\sigma_{Perm} = \frac{\sigma_{ultimo}}{N (\text{factor de seguridad})}$$

Debido a que tanto las aspas como el buje tienen como material el epoxi rígido con un esfuerzo último de 65,5 MPa, el esfuerzo permisible queda de la siguiente forma, teniendo en cuenta un factor de seguridad de 2;

$$\sigma_{Perm} = \frac{65,5 \text{ MPa}}{2} = 32,75 \text{ MPa}$$

Seguido a esto se determina el esfuerzo producido por el momento flector en la sección de la base por medio de la siguiente ecuación;

$$\sigma = \frac{M_{max}}{S_x}$$

Donde

M_{max} es el momento producido por la fuerza aerodinámica en el punto más alejado del apoyo

Sx es el módulo elástico de la sección donde se está presentando el momento flector o modulo resistente de sección

El módulo resistente de sección se calcula mediante la siguiente expresión;

$$S_x = \frac{I_x}{c}$$

Donde

Ix es el momento de inercia del perfil respecto al eje neutro de la sección

C es la distancia del eje neutro de la sección a la fibra más alejada de la misma

El momento de inercia Ix se calculó en base al siguiente anexo para diferentes tipos de áreas

En este caso el área circular donde se aplica el esfuerzo y se calcula de la siguiente manera;

$$I_x = \frac{\pi}{4} * R^4$$

$$I_x = \frac{\pi}{4} * (250 \text{ m})^4 = 3,0679 \times 10^9 \text{ m}^4$$

Donde el termino R proveniente del acople inferior del aspa.

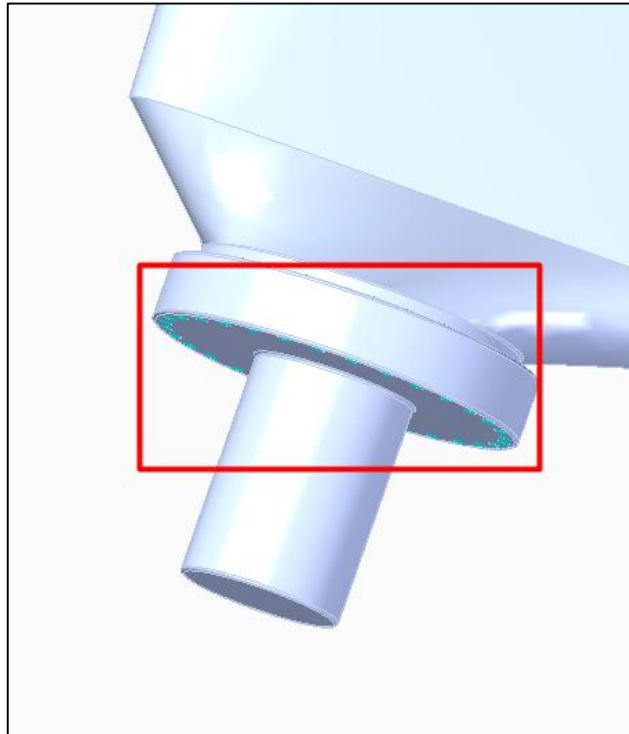
Una vez determinado el momento de inercia se procede a calcular el módulo resistente de la sección

$$S_x = \frac{3,0679 \times 10^9 \text{ m}^4}{250 \text{ m}} = 12271846,3 \text{ m}^3$$

Y finalmente el momento producido por el momento flector en la sección

Debido a que como se muestra en la siguiente figura la parte donde se está aplicando el esfuerzo es circular

Figura 81 Zona de esfuerzo principal del aspa



Fuente. Elaboración propia

$$\sigma = \frac{398253,84 \text{ Nm}}{12271846,3 \text{ m}^3} = 0,032453 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} (\text{Pa})$$

Finalmente tomando en cuenta el factor de seguridad considerado para el diseño y por ende el esfuerzo permisible de la sección

$$\begin{aligned} \sigma &< \sigma_{Perm} \\ 3,2452 \times 10^{-8} \text{ MPa} &< 32,75 \text{ MPa} \end{aligned}$$

Lo cual el elemento no falla por efecto del momento producido

4.2.2.2 Comprobación de falla por fuerza cortante

De manera análoga a la comprobación por momento flector se opta por determinar el esfuerzo cortante permisible para el diseño teniendo en cuenta el límite de fluencia del material “epoxi rígido” y el factor de seguridad para este caso se tomó de 3.

$$\tau_{Perm} = \frac{\sigma_{ultimo}}{N (\text{factor de seguridad})}$$

$$\tau_{Perm} = \frac{65,5 \text{ MPa}}{3} = 21,83 \text{ MPa}$$

Para determinar la tensión cortante máxima producida en la base del acople se utiliza la siguiente ecuación;

$$\tau_{max} = k * \frac{V_{max}}{Area}$$

Donde

Vmax = valor del cortante máximo producido en la base

K= factor perteneciente al tipo de forma donde se aplica el esfuerzo (3/2 para secciones rectangulares y 4/3 para secciones circulares)

Se procede a determinar el área donde se aplica la fuerza

$$A = \pi * r^2$$

$$A = \pi * (250 \text{ mm})^2 = 196349,5408 \text{ mm}^2 = 196,35 \text{ m}^2$$

Determinando así la tensión cortante máxima en el punto de apoyo

$$\tau_{max} = \frac{4}{3} * \frac{17700,179 \text{ N}}{196,35 \text{ m}^2} = 120,195 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} (\text{Pa}) = 1,201947 \times 10^{-4} \text{ MPa}$$

Y tomando en cuenta el esfuerzo cortante permisible para el diseño

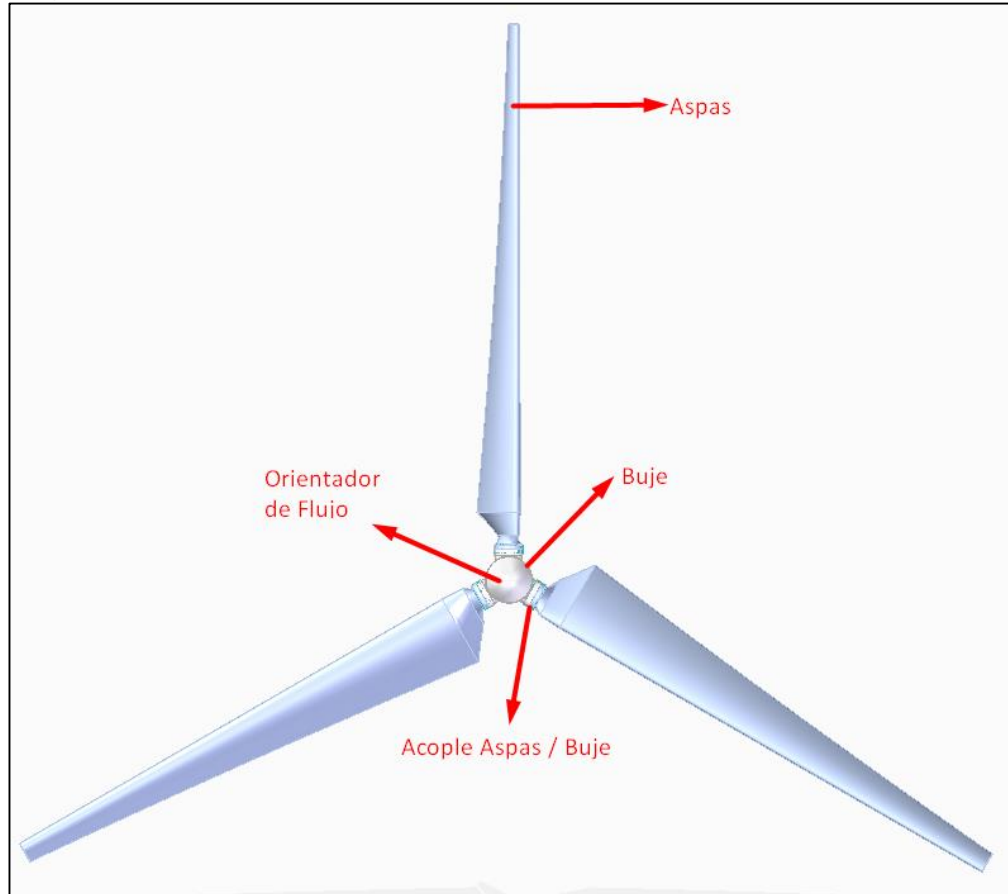
$$\tau_{Perm} > \tau_{max}$$

$$21,83 \text{ MPa} > 1,201947 \times 10^{-4} \text{ MPa}$$

Determinando así que el diseño no falla por esfuerzo cortante ni por esfuerzo flector.

Terminando finalmente el conjunto del subsistema de captación ;

Figura 82 Subsistema de captación



Fuente. Elaboración propia

4.2.3 Diseño del subsistema de transmisión

4.2.3.1 Diseño del Rotor. El diseño del rotor del aerogenerador se realiza únicamente constructivo y por medio de software CAD, teniendo en cuenta las restricciones de espacio del buje diseñado en la sección 4.3.1.5 y las aspas diseñadas en el apartado 4.3.1.1, el material utilizado para el rotor es Dural 2024, ya que es un material utilizado extensamente para la fabricación de componentes aeroespaciales y aplicaciones de ingeniería.

El Rotor cuenta con un acople frontal de 25 cm de espesor para transmitir la potencia de las aspas al eje de baja velocidad, acoplado a este por medio de 2 etapas de agujeros con una separación entre ellos menor a dos veces el diámetro del agujero.

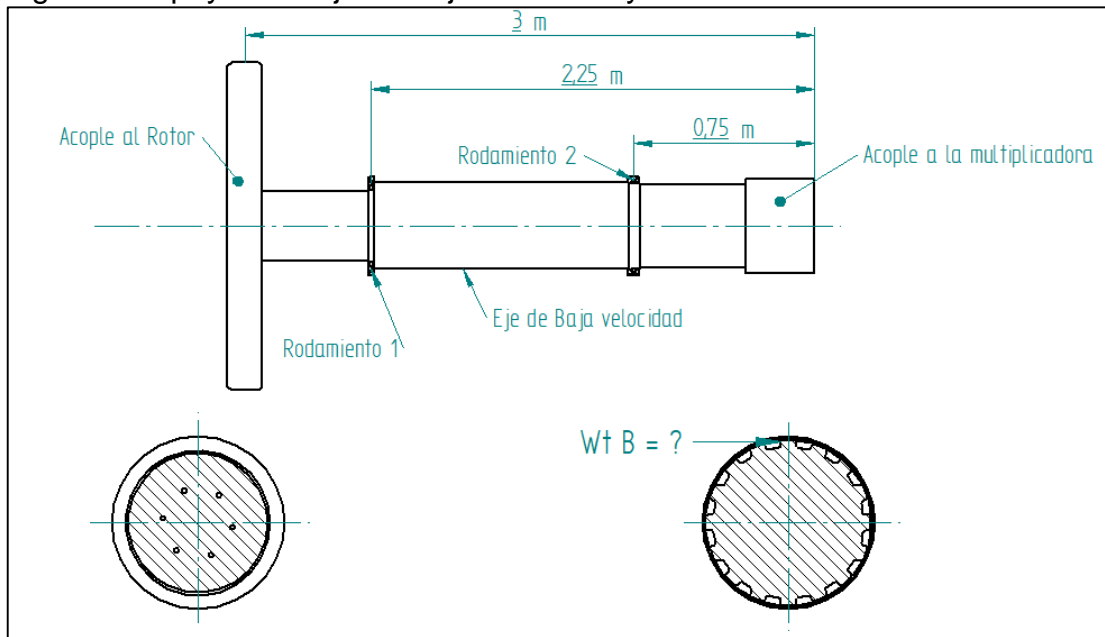
Para el diseño del rotor se tomó en cuenta el acceso de los operarios a las aspas para aplicaciones de mantenimiento y montaje, el motivo por el cual se realiza el

rotor de forma circular es simplemente la eliminación de cualquier concentrador de esfuerzos en como lo es en formas tetraédricas o cuadradas.

4.2.3.2 Diseño del eje de baja velocidad. El diseño de ejes se basó en el diseño de elementos mecánicos del autor Mott, donde especifica que requerimiento para iniciar a calcular las dimensiones mínimas de los ejes se inicia por las condiciones de potencia, torque y revoluciones que se aplicaran sobre el eje.

Posterior a esto se determina el diseño de los componentes que transmiten la potencia, u otras piezas que se montaran sobre el eje. Incluyendo la ubicación de los apoyos en este caso rodamientos que soportaran las cargas del eje como se muestra en la siguiente figura 83 en donde en el punto A se tiene un acople del rotor al eje, en la derecha en el punto B el acople de entrada a la multiplicadora de velocidad pertenecientes a la caja multiplicadora de velocidades y en los puntos C y D los rodamientos de apoyo;

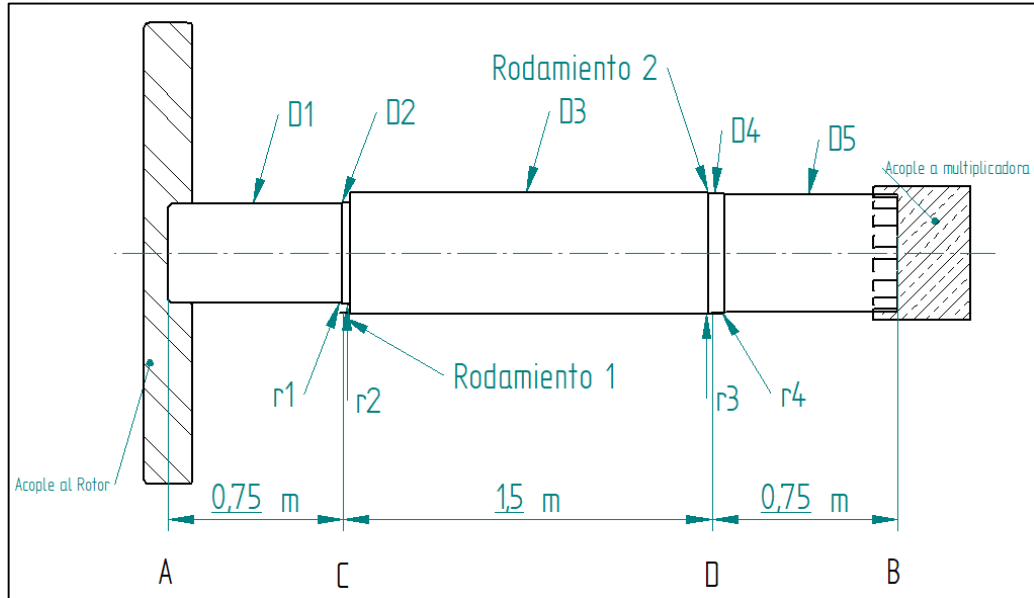
Figura 83 Apoyos del eje de baja velocidad y estimación de dimensiones



Fuente. Elaboración propia

Con base en el diagrama anterior se procede a proponer de manera general los detalles geométricos para el eje, considerando la forma de posición axial en el que se mantendrán los elementos sobre el eje como se muestra en la siguiente figura 72;

Figura 84 Diámetros y redondeos necesarios para el eje de baja velocidad

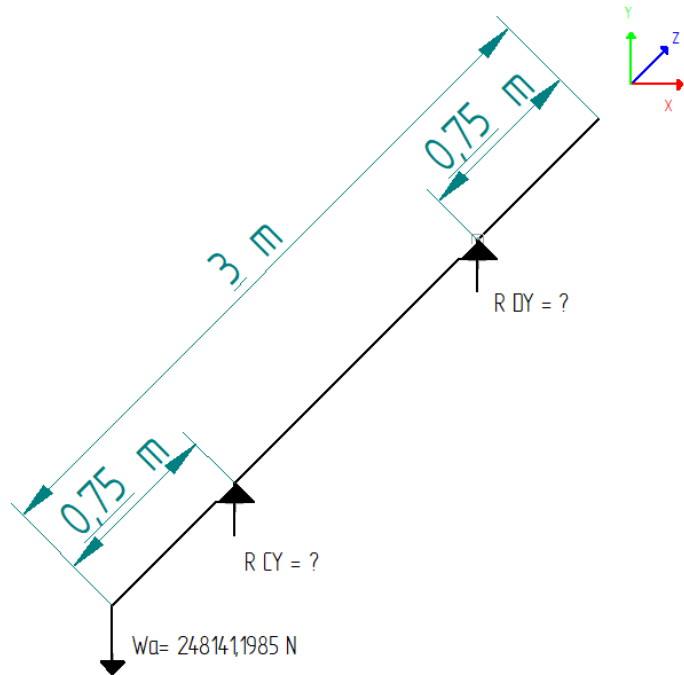


Fuente. Elaboración propia

Como se observa en la figura anterior se debe tener en cuenta el maquinado de escalones sobre el eje en las partes donde se encuentran los rodamientos para asegurar que se mantengan en su posición y tener en cuenta que ninguno a ninguno de los lados del rodamiento debe cubrir el diámetro máximo del rodamiento.

Seguido a esto con base en la figura anterior se procede a realizar un esquema de las fuerzas que actúan sobre el eje de la siguiente manera

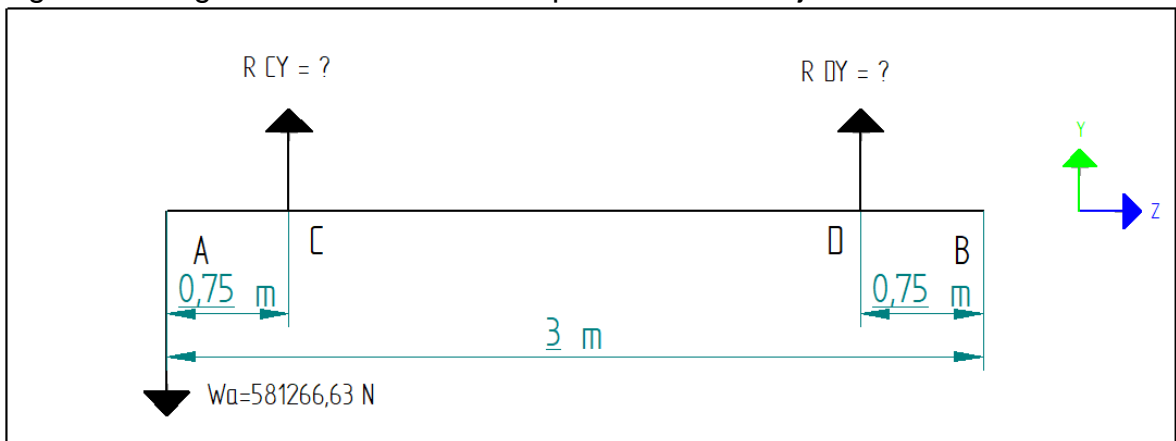
Figura 85 Diagrama de fuerzas presentes en el eje



Fuente. Elaboración propia

Seguido a esto se realiza el análisis estático de los planos XZ y YZ de la figura anterior

Figura 86 Diagrama XY de las fuerzas presentes en el eje



Fuente. Elaboración propia

Análisis estático del plano YZ

$$\sum Fy = 0$$

$$\begin{aligned} -Wa + Rcy + Rdy &= 0 \\ -581266,63 \text{ N} + Rcy + Rdy &= 0 \\ Rcy + Rdy &= 581266,63 \text{ N} \end{aligned}$$

$$\sum Mc = 0$$

$$\begin{aligned} M_c^{Wa} + M_c^{Rdy} + M_c^{Wtb} &= 0 \\ +581266,63 \text{ N} * 0,75 \text{ m} + Rdy * 1,5\text{m} &= 0 \end{aligned}$$

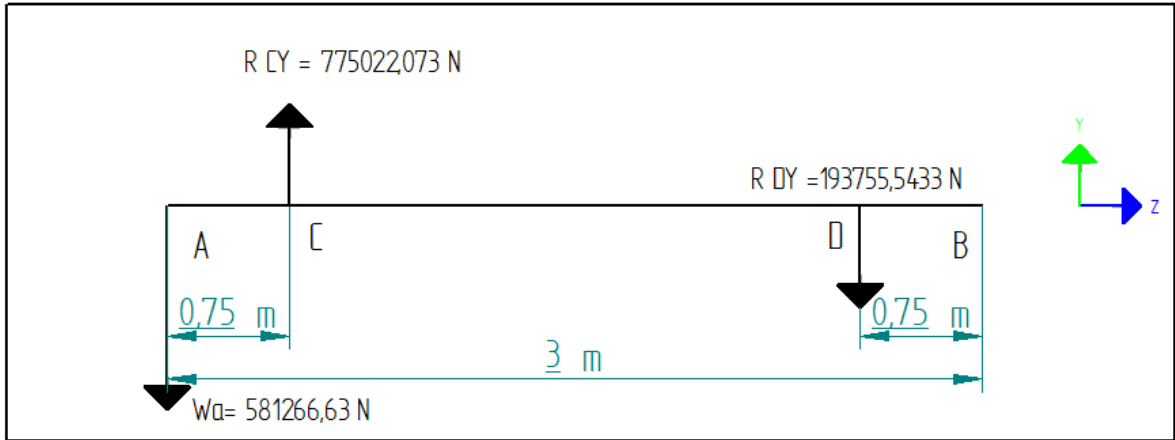
$$\begin{aligned} Rdy &= \frac{-435994,9725 \text{ Nm}}{1,5\text{m}} \\ Rdy &= -193755,5433 \text{ N} \end{aligned}$$

Determinando la reacción Rdy se puede despejar la reacción Rcy de la sumatoria de fuerzas

$$\begin{aligned} Rcy &= -Rdy + 581266,63 \text{ N} \\ Rcy &= -(-193755,5433 \text{ N}) + 581266,63 \text{ N} \\ Rcy &= 775022,0733 \text{ N} \end{aligned}$$

Obteniendo así todas las incógnitas en los sentidos correctos mostrados en la siguiente figura

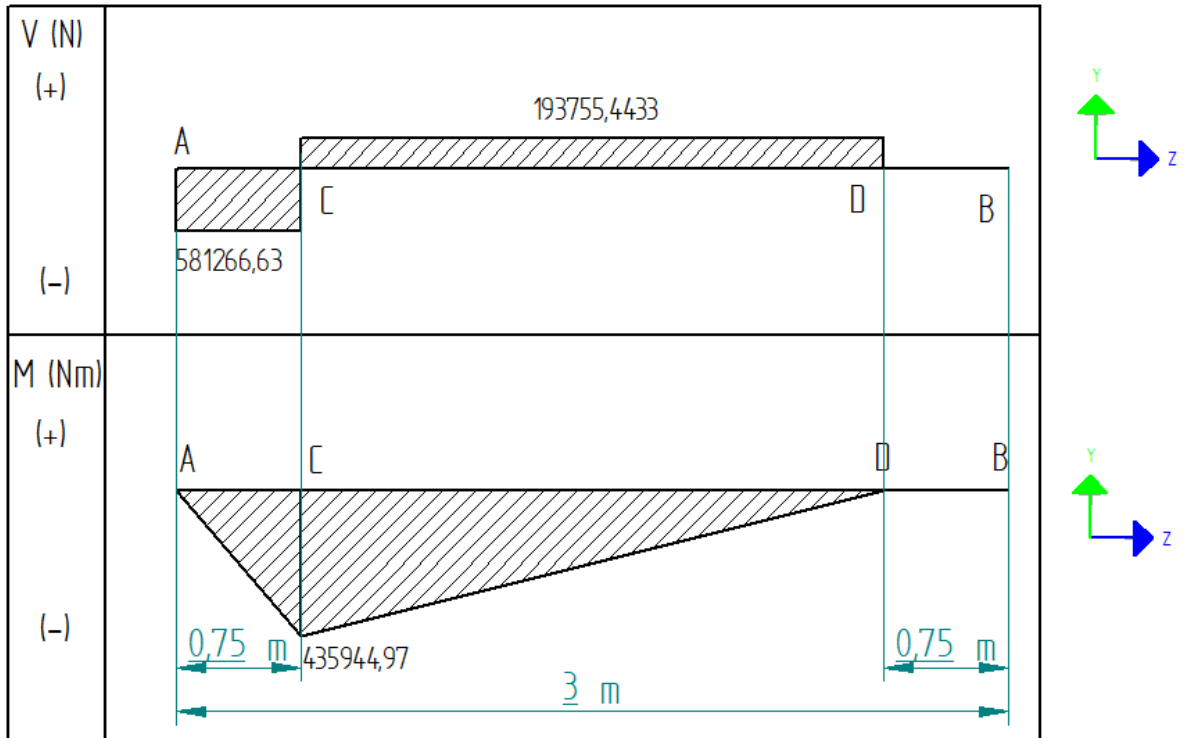
Figura 87 Fuerzas calculadas presentes en el eje



Fuente. Elaboración propia

Una vez determinadas todas las reacciones que se están aplicando sobre el eje de baja velocidad se procede a realizar los diagramas de fuerza cortante y momento flector para el plano YZ

Figura 88 Diagramas de fuerza cortante y momento flector del eje



Fuente. Elaboración propia

La finalidad de los diagramas fue determinar los momentos máximos en el plano YZ del eje determinando la norma del momento así;

$$M_{max} = 435949,9725 \text{ Nm}$$

Debido a que en el diagrama inicial se estimaron 5 diámetros para el eje estos quedaron de la siguiente manera

$$M1 = M2 = M3 = M4 = M_{max} = 435949,9725 \text{ Nm}$$

$$M5 = 0 \text{ Nm}$$

Siguiente a esto se procede a determinar los diámetros mínimos para cada sección del eje, la metodología empleada se basó en el diseño de elementos de máquinas de Mott donde especifica la siguiente ecuación para diámetros mínimos en ejes;

$$D = \left[\frac{32 * N}{\pi} * \sqrt{\left[\frac{k_t * M}{S'_n} \right]^2 + \frac{3}{4} * \left[\frac{T}{S_y} \right]^2} \right]^{1/3}$$

Donde

N = Factor de seguridad (recomendado para ejes 2,5)

Kt = factor de diseño para discontinuidades (cuñeros, escalones y ranuras)

M = Momento máximo en la sección

S'n = Resistencia estimada a la fatiga real

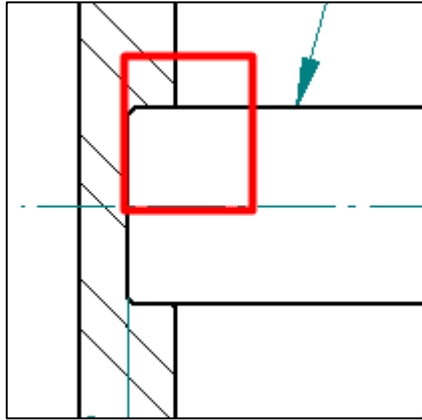
T = Torque transmitido al eje

Sy = Limite de fluencia del material del eje

En la metodología utilizada se analizan los ejes desde un punto cualquiera dentro del eje analizando los elementos que tenga este por izquierda y por derecha calculando así los diámetros mínimos requeridos

Diámetro 1 por izquierda

Figura 89 Zona para calcular el diámetro 1 por izquierda



Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar en la imagen por izquierda el eje no cuenta ninguna condición de concentrador de esfuerzo en su lateral lo cual según la literatura lleva

El material del cual se diseñó el eje es AISI SAE 4140 con las siguientes propiedades

Figura 90 Propiedades mecánicas del acero bonificado

Propiedades Mecánicas Acero Bonificado (Valores Típicos)			
Dureza Estado Bonificado (HRc)	Esfuerzo Fluencia (Kg/mm ²)	Esfuerzo Tracción (Kg/mm ²)	Elongación %
28-34	60-74	95-105	10-18

Sut = Resistencia ultima a tensión = 142,282 KSI

Sy = Limite de fluencia = 95,329 KSI

La resistencia estimada a la fatiga real S'_n se determina bajo una serie de parámetros asociados con la fabricación y propiedades del eje mediante la ecuación

$$S'_n = S_n * (C_m) * (C_{st}) * (C_r) * (C_s)$$

Donde

S_n = Resistencia estimada a la fatiga modificada

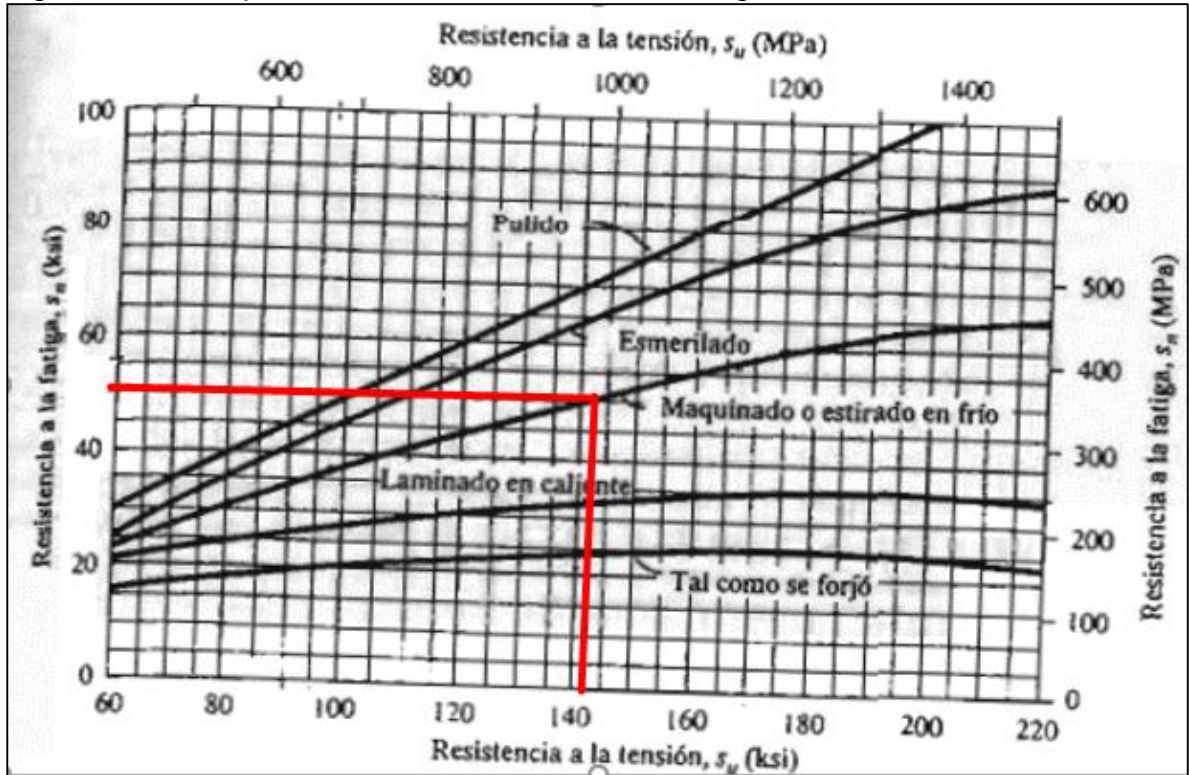
C_m = factor de material

C_{st} = Factor del tipo de esfuerzo (1 para esfuerzo flexionante y 0,8 para esfuerzo de tensión axial)

Cr = factor de confiabilidad
 Cs = factor de tamaño

Se inicia por determinar la resistencia a la fatiga modificada para lo cual se debe especificar el proceso de manufactura utilizado para producir la pieza para este caso se tomará como proceso de fabricación del eje como “maquinado o estirado en frío”.

Figura 91 Curva para calcular la resistencia a la fatiga



Fuente. Diseño de elementos de máquinas de Mott, Capítulo 5.

Para una resistencia a tensión de 142,282 KSI se estima una resistencia a la fatiga S_n de 50 KSI equivalente a 344,738 MPa

Para determinar el factor de material se sigue por la siguiente tabla

Figura 92 factor de material

Acero forjado:	$C_m = 1.00$	Hierro colado maleable:	$C_m = 0.80$
Acero colado:	$C_m = 0.80$	Hierro colado gris:	$C_m = 0.70$
Acero pulverizado:	$C_m = 0.76$	Hierro colado dúctil:	$C_m = 0.66$

Fuente. Diseño de elementos de máquinas de Mott, Capítulo 5.

Para este diseño se tomó acero forjado para un factor c_m de 1

Debido a que los esfuerzos aplicados sobre el eje son netamente radiales y por ende sometido a esfuerzos flexionante el factor de tipo de esfuerzo es de 1

Para el factor de confiabilidad se sigue la siguiente tabla

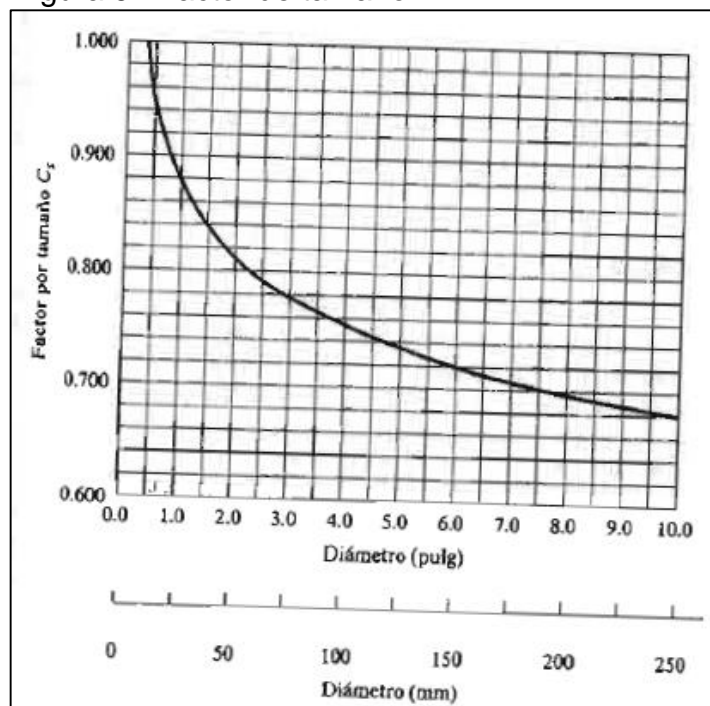
Figura 93 Factores de confiabilidad

Factores de confiabilidad aproximados C_R	
Confiabilidad deseada C_R	
0.50	1.0
0.90	0.90
0.99	0.81
0.999	0.75

Donde se trabajó con una confiabilidad deseada de 0,999 para un factor de confiabilidad de 0,75

Finalmente, el factor de tamaño la literatura lo estima con base a la figura 94 y figura 95 respectivamente

Figura 94 Factor de tamaño



Fuente. Diseño de elementos de máquinas de Mott, Capítulo 5.

Figura 95 Tabla para factores de tamaño

Unidades del Sistema Estadounidense Tradicional	
Rango de tamaño	Para D en pulgadas
$D \leq 0.30$	$C_S = 1.0$
$0.30 < D \leq 2.0$	$C_S = (D/0.3)^{-0.11}$
$2.0 < D < 10.0$	$C_S = 0.859 - 0.02125D$
Unidades SI	
Rango de tamaño	Para D en mm
$D \leq 7.62$	$C_S = 1.0$
$7.62 < D \leq 50$	$C_S = (D/7.62)^{-0.11}$
$50 < D < 250$	$C_S = 0.859 - 0.000837D$

Fuente. Diseño de elementos de máquinas de Mott, Capítulo 5.

Debido a que las dimensiones estimadas para el eje exceden el rango presentado tanto en la tabla como en la figura se tomara el valor máximo presentado por el autor Siendo $C_s = 0,64$ debido a

$$C_s = 0,859 - 0,02125 \cdot 10 \text{ in} = 0,64$$

Finalmente, la resistencia estimada a fatiga real se determina así

$$S'_n = 344,74 \text{ MPa} * (1) * (1) * (0,75) * (0,64)$$

$$S'_n = 165,4752 \text{ MPa} = 165475200 \text{ Pa}$$

Reemplazando así los valores en la ecuación para el diámetro mínimo, teniendo en cuenta que no hay k_t para concentración de esfuerzos y debido a que el torque solo existe entre elementos de potencia y a la izquierda no hay ningún elemento que produzca la torsión el valor de T por izquierda es 0

$$D_{1izq} = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{\left[\frac{435949,9725 \text{ Nm}}{165475200 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}} \right]^2 + \frac{3}{4} * \left[\frac{0}{657270000 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}} \right]^2} \right]^{1/3}$$

$$D_{1izq} = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{[2,6345 \times 10^{-3} \text{ m}^3]^2 + \frac{3}{4} * [0]^2} \right]^{1/3}$$

$$D1izq = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{6,9408x10^{-6} m^6 + \frac{3}{4} * 0} \right]^{1/3}$$

$$D1izq = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{6,9408x10^{-6} m^6} \right]^{1/3}$$

$$D1izq = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * 2,6345x10^{-3} m^3 \right]^{1/3}$$

$$Dizq = [0,0537 m^3]^{1/3}$$

$$Dizq = 0,37720 m$$

Diámetro 1 por derecha

En adelante las únicas variables distintas al primer cálculo de diámetro mínimo serán el factor kt de concentración de esfuerzos y los momentos aplicados sobre la sección, siendo para el diámetro 1 por derecha un chaflan redondeado ya que ahí no se va a alojar ningún rodamiento para un kt de 1,5 y aquí si aplica el valor T del torque igual a 46685,49 Nm siendo su diámetro mínimo así;

$$D1der = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{\left[\frac{1,5 * 435949,9725 Nm}{165475200 \frac{N}{m^2}} \right]^2 + \frac{3}{4} * \left[\frac{46685,49 Nm}{657270000 \frac{N}{m^2}} \right]^2} \right]^{1/3}$$

$$D1der = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{[3,9518x10^{-3}]^2 + \frac{3}{4} * [7,103x10^{-5}m^3]^2} \right]^{1/3}$$

$$D1der = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{1,5617x10^{-5} m^6 + \frac{3}{4} * 5,0453x10^{-9}m^6} \right]^{1/3}$$

$$D1der = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{1,5621 m^6} \right]^{1/3}$$

$$D1der = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * 3,9523x10^{-3}m^3 \right]^{1/3}$$

$$D1der = [0,0805 m^3]^{1/3}$$

$$D1der = 0,4318 m$$

Análogamente a los diámetros D2, D3, D4 y D5 se calcularán los diámetros mínimos siendo los siguientes valores con sus respectivos ajustes

D1izq = 0,3772 m
D1der = 0,4318 m
D2izq = 0,4318 m

D2der = 0,51195 m
D3 = 0,4318 m
D4izq = 0,51195 m
D4der = 0,10781 m
D5izq = 0,43 m
D5der = 0,11 m

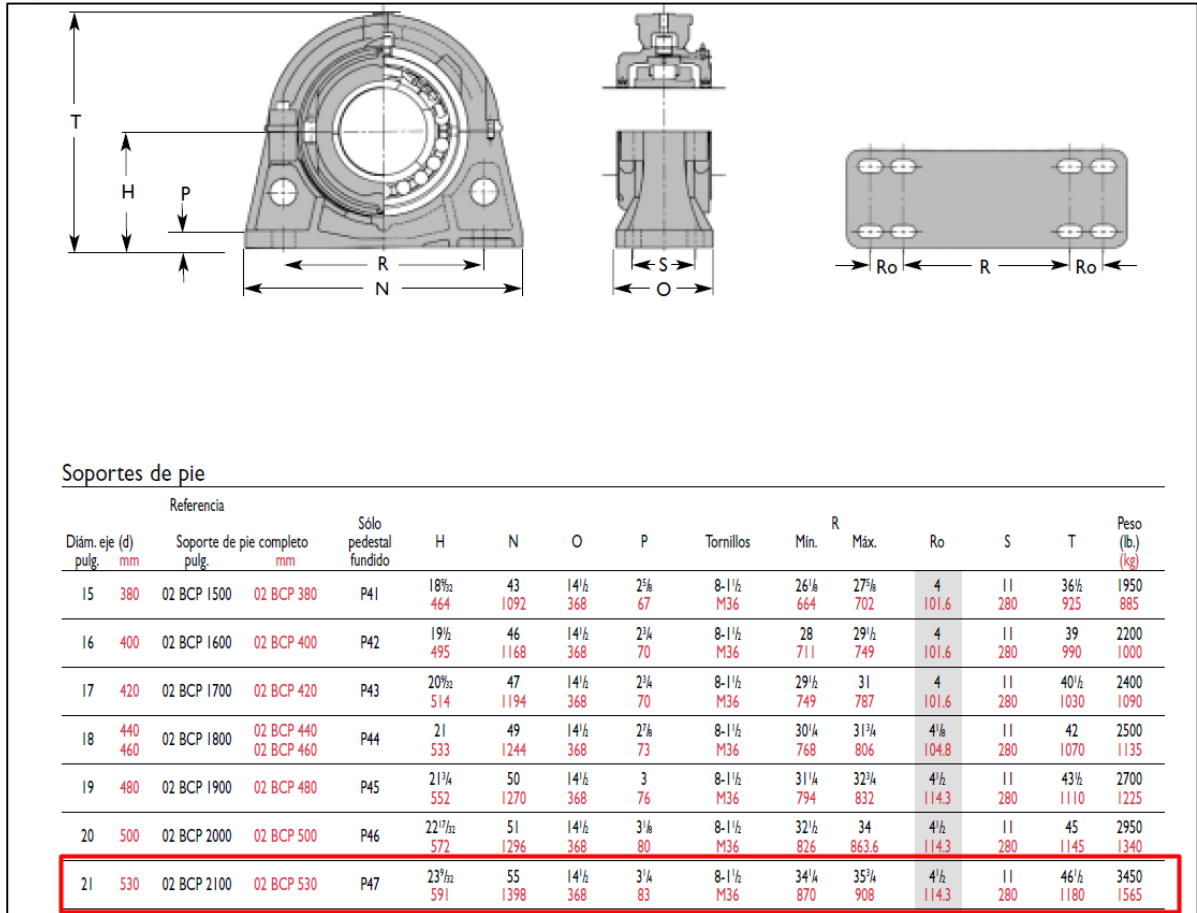
Posteriormente se ajustan los diámetros según la necesidad en este caso el principal ajuste es alinear la parte izquierda del eje al acople por nervaduras ya que este tiene un diámetro exterior de 880,31 mm y un diámetro de raíz de 801,08 mm, siendo los diámetros ajustados así

D1 = 0,44 m
D2 = 0,53 m
D3 = 0,55 m
D4 = 0,53 m
D5 = 0,44 m

4.2.3.3 Selección del soporte autoalineable y los rodamientos

Teniendo en cuenta los diámetros D2 y D4 donde se van a ubicar los soportes autoalineables con un diámetro de eje de 21 pulgadas / 530 mm para el eje diseñado previamente, el catálogo donde se encontraron los soportes autoalineables y rodamientos requeridos es de la empresa Cooper, como se muestra en la siguiente Figura 96 el soporte requerido para el eje

Figura 96 Soporte autoalineable de la empresa Cooper



Fuente: Cooper, Catálogo de productos y soluciones tomado de: https://basco.com.pe/pdf/cooper/cooper_catalogo.pdf

4.2.3.4 Selección de la multiplicadora de velocidad. La multiplicadora de velocidad es la máquina encargada de transformar valores de torque altos con velocidades angulares bajas en torques relativamente bajos con grandes velocidades, con la finalidad de utilizar el giro mecánico para producir energía eléctrica a través del generador eléctrico.

La multiplicadora requerida es de la empresa Bonfiglioli Industrial, de ejes paralelos y una relación de transmisión de 1:140 como lo muestra la siguiente figura 97, son multiplicadoras explícitamente de alta capacidad de torque y de gran tamaño debido a su configuración en paralelo y relación de transmisión requerida, el motivo de utilizar únicamente una multiplicadora de gran capacidad en vez de 2 de media capacidad es reducir el número de equipos sobre el aerogenerador y disminuyendo así también la envergadura final del mismo

Figura 97 Multiplicadora de velocidades de la empresa Bonfiglioli

HDP series

Parallel shaft gear units

The new benchmark in the parallel shaft category.
 High torque ratings, gear ratios in close progression, numerous mounting options, together with compact dimensions will facilitate the engineering of any application.
 The housing, made from nodular cast iron ensures robustness even in the harshest environment. State of the art precision ground gears help to produce an extremely quiet and vibration-free product.

Torque range
5000 ... 210000 Nm

Gear ratios
7.1 ... 500

Mounting
Foot, flange, shaft mounting

Input
Solid shaft, motor adapter

Output
Solid (single and double extension), keyed hollow, shrink disc

Options
 Fan cooling, cooling coil, heaters
 Independent cooling systems
 Backstop
 Forced lubrication
 Temperature and oil level sensors
 Drywell
 Tacnite seals



Type	Torque [Nm]
HDP 60	5190
HDP 70	7080
HDP 80	12600
HDP 90	17900
HDP 100	28200
HDP 110	31700
HDP 120	41000
HDP 125	49000
HDP 130	69500
HDP 140	87000
HDP 150	117000
HDP 160	147000
HDP 170	190000
HDP 180	210000

Fuente. <https://www.bonfiglioli.com/international/en>

En los catálogos de productos de las empresas ya se tiene considerada una eficiencia de trabajo de los equipos en este caso de un 98% a continuación se muestran las entradas y las salidas respectivas de la multiplicadora a total capacidad de eficiencia y a la eficiencia de operación

Figura 98 variables de entrada y de salida de la multiplicadora de velocidad

Empresa		HDP Series "Parallel Shadt Gear Unit"	
Eficiencia del 100%			
Entrada			
Relacion de transmision	i	142.8571	Adimensiona l
Potencia entrada	P _{in}	62745.2961	W
Torque entrada	T _{in}	46685.4882	Nm
Velocidad angular entrada	n _{in}	1.3440	rad/seg
Velocidad angular entrada	n _{in}	12.8343	RPM
Salida			
Potencia salida	P _{out}	62745.2961	W
Torque salida	T _{out}	326.7984	Nm
Velocidad angular salida	n _{out}	192.0000	rad/seg
Velocidad angular salida	n _{out}	1833.4649	RPM

Bonfiglioli Forever Forward		HDP Series "Parallel Shadt Gear Unit"	
Eficiencia del 98%			
Entrada			
Relacion de transmision	i	140.0000	Adimensional
Potencia entrada	P _{in}	62745.2961	W
Torque entrada	T _{in}	46685.4882	Nm
Velocidad angular entrada	n _{in}	1.3440	rad/seg
Velocidad angular entrada	n _{in}	12.8343	RPM
Salida			
Potencia salida	P _{out}	61,490	W
Torque salida	T _{out}	326.7984171	Nm
Velocidad angular salida	n _{out}	188.16	rad/seg
Velocidad angular salida	n _{out}	1796.795646	RPM

Fuente: elaboración propia

4.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE FRENADO

Para el diseño del freno se basó en el diseño de elementos de máquinas de Shigley donde se contemplan dos tipos agrupaciones para el freno de desgaste uniforme y de presión uniforme, debido a que no se conoce un historial para trabajar con un desgaste uniforme se procede a trabajar con una presión uniforme siguiendo la siguiente secuencia

- 1) Determinar el torque de frenado teniendo en cuenta el factor de seguridad
- 2) Seleccionar el material del freno para utilizar la presión máxima y el coeficiente de fricción aplicado en el freno
- 3) Calcular el diámetro exterior del disco de frenado
- 4) Calcular la fuerza de frenado en el disco
- 5) Seleccionar de un catálogo de fabricante de frenos con los parámetros calculados

Siguiendo la secuencia previa se inicia por determinar el torque de frenado, con un factor de seguridad de 2 y el torque aplicado en este caso a la salida de la multiplicadora de velocidad y a la entrada del generador eléctrico de 326,8 Nm

$$T_{freno} = T_{eje} * N$$

$$T_{freno} = 326,8 \text{ Nm} * 2$$

$$T_{freno} = 653,6 \text{ Nm}$$

Para seleccionar el material del freno se utilizó la siguiente figura 99 con distintos materiales y propiedades para frenos

Figura 99 Características para diferentes materiales de frenos

Características de materiales de fricción para frenos y embragues Fuentes: Ferodo Ltd., Chapehen-le-fith, Inglaterra; Scan-pac, Mequon, Wisc; Raybestos Nueva York, N.Y. y Stratford, Conn.; Gafke Corp., Chicago Ill.; General Metals Powder Co., Akron, Ohio; D.A.B. Industries, Troy, Mich.; Friction Products Co., Medina, O.

Material	Coeficiente de fricción <i>f</i>	Presión máxima <i>P</i> _{máx} psi	Temperatura máxima		Velocidad máxima, <i>V</i> _{máx} pie/min	Aplicaciones
			Instantánea, °F	Continua, °F		
Cermet	0.32	150	1 500	750		Frenos y embragues
Metal sinterizado (seco)	0.29-0.33	300-400	930-1 020	570-660	3600	Embragues y frenos de disco de yugo
Metal sinterizado (húmedo)	0.06-0.08	500	930	570	3600	Embragues
Asbesto moldeado rígido (seco)	0.35-0.41	100	660-750	350	3600	Frenos y embragues de tambor
Asbesto moldeado rígido (húmedo)	0.06	300	660	350	3600	Embragues industrial
Zapatas de asbesto moldeado rígido	0.31-0.49	750	930-1 380	440-660	4800	Frenos de disco
Que no sea asbesto moldeado rígido	0.33-0.63	100-150		500-750	4 800-7 500	Embragues y frenos
Asbesto moldeado semirígido	0.37-0.41	100	660	300	3600	Embragues y frenos
Asbesto moldeado flexible	0.39-0.45	100	660-750	300-350	3600	Embragues y frenos
Hilo y alambre de asbesto arrollado	0.38	100	660	300	3600	Embragues de autom
Hilo y alambre de asbesto tejido	0.38	100	500	260	3600	Embragues y frenos Industriales
Algodón tejido	0.47	100	230	170	3600	Embragues y frenos Industriales
Papel resiliente (húmedo)	0.09-0.15	400	300		<i>PV</i> < 500 000 psi · pie/min	Embragues y bandas de transmisión

Fuente: Diseño de elementos de máquinas, Shigley, capítulo 16, página 482

Se diseñará el freno con una presión máxima de 750 PSI y un coeficiente de fricción de 0,49 perteneciente a un material de zapatas de asbesto moldeado rígido debido a que son los valores máximos para un freno considerado en esta tabla.

Para el cálculo del diámetro exterior del disco se utilizará la siguiente ecuación

$$D = \sqrt[3]{\left(\frac{12 * T}{\pi * f * Pa}\right) + d^3}$$

Donde

T es el torque del freno

f el coeficiente de fricción

Pa la presión máxima

d el diámetro mínimo del freno (siendo este el diámetro del eje igual a 0,44 m)

Obteniendo

$$D = \sqrt[3]{\left(\frac{12 * 653,6 \text{ Nm}}{\pi * 0,49 * 5183703,54 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}}\right) + (0,055\text{m})^3}$$

$$D = \sqrt[3]{(9,829 \times 10^{-4} \text{ m}^3) + (0,055\text{m})^3}$$

$$D = \sqrt[3]{1,1493 \times 10^{-3} \text{ m}^3}$$

$$D = 0,1047 \text{ m} \approx 0,105 \text{ m}$$

Una vez determinado el diámetro exterior del disco se procede a calcular las fuerzas de frenado por medio de la siguiente ecuación

$$F = \frac{\pi * Pa}{4} * (D^2 - d^2)$$

$$F = \frac{\pi * 5183703,54 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}}{4} * ((0,105\text{m})^2 - (0,055 \text{ m})^2)$$

$$F = 4071271,24 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} * (8 \times 10^{-3} \text{ m}^2)$$

$$F = 32570,17 \text{ N} = 32,57 \text{ kN}$$

Finalmente, por medio del catálogo de productos para frenado de la empresa RINGSPANN con la fuerza de frenado y el par de frenado se selecciona el freno mostrado a continuación

Figura 100 Datos técnicos del freno HS 075 FHM

Datos técnicos

Diámetro del disco de freno mm	Freno HS 075 FHM				
	con paquete de muelles 010	con paquete de muelles 020	con paquete de muelles 030	con paquete de muelles 040	con paquete de muelles 055
Par de frenado Nm	Par de frenado Nm	Par de frenado Nm	Par de frenado Nm	Par de frenado Nm	Par de frenado Nm
520	1 500	3 000	4 400	5 900	8 100
630	1 900	3 800	5 700	7 600	10 400
710	2 200	4 400	6 600	8 800	12 100
900	3 000	5 900	8 900	11 900	16 300
1 250	4 400	8 700	13 100	17 500	24 000
1 600	5 800	11 500	17 300	23 100	31 800
2 000	7 400	14 700	22 100	29 500	40 500
Fuerza de apriete	10 kN	20 kN	30 kN	40 kN	55 kN
Presión de aceite	mín. 25 bar máx. 140 bar	mín. 50 bar máx. 140 bar	mín. 70 bar máx. 140 bar	mín. 95 bar máx. 140 bar	mín. 125 bar máx. 140 bar
Volumen de aceite	máx. 82 cm ³	máx. 82 cm ³	máx. 82 cm ³	máx. 82 cm ³	máx. 82 cm ³
Peso	95 kg	95 kg	95 kg	95 kg	95 kg

Los pares de frenado que se muestran en la tabla se basan en un coeficiente de fricción teórico de 0,4.

Fuente. Catálogo de frenos industriales de RINGSPANN tomado de <https://www.ringspann.com/en/service/downloads/product-catalogues>

4.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

➤ Cálculo de número de polos requerido. Una vez asegurado la velocidad de entrada al generador eléctrico se procede a determinar el número de polos que debe contener el generador eléctrico teniendo en cuenta que la frecuencia utilizada en Colombia para los equipos electricos es de 60 Hz, se calculan mediante la siguiente ecuación

$$N_s = \frac{120 * f}{\#P}$$

Donde

Ns es la velocidad de sincronía

f la frecuencia de la corriente

#P el número de polos del generador eléctrico

Obteniendo así

$$\#P = \frac{120 * f}{N_s} = \frac{120 * 60Hz}{1800} = 4 \text{ Polos}$$

4.4.1.1 Selección del generador eléctrico. Una vez determinado el número de polos que debe contener el generador eléctrico siendo 4, la velocidad de sincronía de 1800 RPM, el voltaje requerido de 220 V y la frecuencia de 60 Hz para alimentar los equipos por medio del catálogo de productos para generadores sincrónicos de la empresa WEG, se selecciona el generador eléctrico que se muestra a continuación

Figura 101 Referencias de alternadores de la empresa WEG

12 Leads / 4 Poles

480/240 V (60 Hz) | 440/220 V (60 Hz) 0.8 P.F.

Line	Model	ΔT	480 V - Y / 240 V - YY					440 V - Y / 220 V - YY				
			80 °C	105 °C	125 °C	150 °C	163 °C	80 °C	105 °C	125 °C	150 °C	163 °C
6T10	160SI05AS	KVA	8.5	9.6	10.6	12.0	12.5	8.0	9.0	10.0	11.0	11.6
		KW	6.8	7.7	8.5	9.6	10.0	6.4	7.2	8.0	8.8	9.3
	160SH0AS	KVA	11.5	13.0	14.4	16.0	16.8	10.5	11.5	13.1	14.5	15.0
		KW	9.2	10.4	11.5	12.8	13.4	8.4	9.2	10.5	11.6	12.0
	160MI05AS	KVA	14.0	15.6	17.5	19.5	20.5	13.0	14.5	16.3	17.5	18.8
		KW	11.2	12.5	14.0	15.6	16.4	10.4	11.6	13.0	14.0	15.0
	160MI10AS	KVA	17.0	19.0	21.3	23.5	24.5	15.5	17.5	19.0	21.0	22.5
		KW	13.6	15.2	17.0	18.8	19.6	12.4	14.0	15.2	16.8	18.0
	180SI05AS	KVA	19.2	22.0	24.0	26.3	27.4	18.0	20.0	22.5	25.0	26.0
		KW	15.4	17.6	19.2	21.0	21.9	14.4	16.0	18.0	20.0	20.8
	180SH0AS	KVA	21.4	24.5	26.7	29.2	30.5	21.0	23.5	26.3	28.8	30.0
		KW	17.1	19.6	21.4	23.4	24.4	16.8	18.8	21.0	23.0	24.0
	180SH5AS	KVA	25.0	28.1	31.3	35.0	37.5	23.0	26.0	28.8	31.0	32.5
		KW	20.0	22.5	25.0	28.0	30.0	18.4	20.8	23.0	24.8	26.0
	180SI20AS	KVA	28.0	30.0	35.0	38.5	40.0	26.0	29.0	32.5	35.0	37.5
		KW	22.4	24.0	28.0	30.8	32.0	20.8	23.2	26.0	28.0	30.0
	180SI25AS	KVA	28.2	32.3	35.2	38.6	40.2	28.9	33.2	36.2	39.6	41.3
		KW	22.6	25.8	28.2	30.9	32.2	23.1	26.6	28.0	31.7	33.0
	180MI10AS	KVA	38.0	42.5	47.5	52.5	55.0	35.0	39.0	43.8	48.0	50.0
		KW	30.4	34.0	38.0	42.0	44.0	28.0	31.2	35.0	38.4	40.0
	180MI20AS	KVA	40.0	45.0	50.0	55.0	58.0	37.0	41.5	45.0	50.0	53.0
		KW	32.0	36.0	40.0	44.0	46.4	29.6	33.2	36.0	40.0	42.4
	180MI25AS	KVA	41.1	47.1	51.4	56.3	58.7	40.0	45.0	50.0	55.0	58.0
		KW	32.9	37.7	41.1	45.0	47.0	32.0	36.0	40.0	44.0	46.4
	225SI05AS	KVA	45.0	50.0	55.0	60.0	64.0	42.0	47.0	52.5	57.5	60.0
		KW	36.0	40.0	44.0	48.0	51.0	33.6	37.6	42.0	46.0	48.0
	225SH10AS	KVA	50.0	55.0	62.5	67.5	72.5	46.0	51.5	57.5	63.0	66.5
		KW	40.0	44.0	50.0	54.0	58.0	36.8	41.2	46.0	50.4	53.2
	225SH5AS	KVA	62.5	70.0	80.0	88.0	92.5	59.0	66.0	72.5	81.0	85.0
		KW	50.0	56.0	64.0	70.4	74.0	47.2	52.8	58.0	64.8	68.0
225SI20AS	KVA	70.0	78.0	87.5	96.3	100.0	65.0	73.0	80.0	89.0	94.0	
	KW	56.0	62.4	70.0	77.0	80.0	52.0	58.4	64.0	71.2	75.2	
225MI05AS	KVA	75.0	84.0	94.0	100.0	107.5	69.0	77.5	85.0	95.0	100.0	
	KW	60.0	67.0	75.0	80.0	86.0	55.2	62.0	68.0	76.0	80.0	
225MI10AS	KVA	80.0	90.0	100.0	110.0	115.0	75.0	84.0	92.5	102.5	109.0	
	KW	64.0	72.0	80.0	88.0	92.0	60.0	67.0	74.0	82.0	87.0	
225MI15AS	KVA	90.0	100.0	112.5	125.0	130.0	83.0	93.0	104.0	114.0	120.0	
	KW	72.0	80.0	90.0	100.0	104.0	66.4	74.4	83.0	91.2	96.0	
250SI05AS	KVA	95	109	119	131	136	92	103	115	125	132	
	KW	76	87	95	105	109	74	83	92	100	106	
250SH10AS	KVA	112	125	140	150	162	103	115	127	140	150	
	KW	90	100	112	120	130	82	92	102	112	120	
250MI05AS	KVA	125	140	156	170	180	115	127	144	158	165	
	KW	100	112	125	136	144	92	102	115	126	132	
250MI10AS	KVA	140	157	175	192	203	127	144	160	175	185	
	KW	112	126	140	154	162	102	115	128	140	148	
250LI05AS	KVA	150	169	187	205	217	137	155	172	190	200	
	KW	120	135	150	164	174	110	124	138	152	160	
250LI10AS	KVA	160	180	200	220	232	147	165	182	200	210	
	KW	128	144	160	176	186	118	132	146	160	168	

Notes: ΔT = 163 °C, ambient temperature = 27 °C. For the other ΔT, ambient temperature = 40 °C.
 According to standards: IEC 60034-1 - NBR 5117 - NEMA: MG1 VDE 530 - ISO 8528 - CSA C22.2 No. 100-04.
 Altitude 1,000 meters above sea level (for all duties).
 Data subject to change without prior notice.

Fuente: Catálogo de generadores de WEG sincrónicos tomado de: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h47/hd4/WEG-alternadores-sincronicos-50042135-catalogo-espanol-dc.pdf>

4.4.1.2 Selección de la transferencia Electrógena. La transferencia electrógena o el panel de transferencia electrógena es el elemento utilizado para utilizar dos fuentes de potencia para alimentar una sola carga, intercambiando su uso según se baje o suba la potencia de una de las fuentes.

Teniendo en cuenta que se debe alimentar una potencia trifásica de 300 kW entregador por la conexión en paralelo de las 5 turbinas eólicas cada una de ellas proporcionando 60 kW individuales de potencia con un factor de corrección de 0.8 y un voltaje de 220V se procede a calcular la corriente trifásica que debe transferir el panel electrógeno por medio de la siguiente ecuación, proveniente del cálculo de la potencia en corriente alterna trifásica.

$$I(A) = \frac{P (kW) * 1000}{V * \sqrt{3} * \theta}$$

Fuente. RODRÍGUEZ, Miguel. Circuitos de corriente alterna trifásica, La potencia en corriente alterna trifásica Pag 19.

Donde

P es la potencia en kilowatts

V el voltaje

θ el factor de corrección de la corriente


Obteniendo

$$I(A) = \frac{300 kW * 1000}{220 V * \sqrt{3} * 0.8}$$

$$I(A) = 984,12 A$$


Con la corriente trifásica calculada por medio del catálogo de tableros de control y transferencias de la empresa KOSOV el modelo requerido a utilizar como se muestra a continuación

Figura 102 Modelos de tableros de control y transferencia de la empresa KOSOV



TABLERO DE CONTROL Y TRANSFERENCIA
MODELO: TCT-7320-4S
TIPO: SECCIONADOR OTM MOTORIZADO
CAPACIDADES : DE 1000 A 1600 AMPERES

Equipo Standard		Modelos	Capacidad	Peso
Panel de Control:	DSE, 7320 MKII	TCT-7320-4S800	800 amperes	145 Kgs
Unidad Básica de Transferencia:	Seccionador OTM motorizado	TCT-7320-4S1000	1000 amperes	148 Kgs
Cargador de Baterías:	DSE, 9130 5 amps.	TCT-7320-4S1250	1250 amperes	155 Kgs
Voltajes CA (disponibles):	220/127, 440/254 ó 480/277	TCT-7320-4S1600	1600 amperes	160 Kgs
Voltajes CD (disponibles):	12 ó 24 Volts			





Tablero de control y transferencia



Fuente: Catalogo de tableros y transferencias de KOSOV tomado de <https://kosov.com.mx/images/fichastecnicas/TCT-7320-4S.pdf>

4.5 DISEÑO DEL SISTEMA ESTRUCTURAL

4.5.1 Diseño de la góndola. La góndola es el elemento que contiene todos los elementos mecánicos del aerogenerador. En este diseño se limitó a realizarse de forma constructiva, utilizando los limitantes de espacio que presentara el dimensionado de los sistemas anteriores, limitando un área frontal al mínimo de la góndola con el fin de evitar esfuerzos adicionales producidos por el viento que incide sobre la góndola. En este diseño se encuentra constituido por dos partes el bastidor y la cubierta.

4.5.2 Diseño de la torre de soporte. La torre es el componente que se encarga de sostener el aerogenerador en la ubicación más favorable respecto a las condiciones de viento, además de soportar las cargas de peso de los componentes del propio aerogenerador, debe soportar las cargas del viento que inciden sobre la torre, es por ello que el material de la torre debe ser el adecuado para soportar las diferentes cargas.

Debido a que el uso del aerogenerador es para aplicaciones petroleras, lo más probable es que una vez se extraiga todo el petróleo de los pozos, las operaciones cambien de ubicación por ende se reubicarían los aerogeneradores de ser necesario, es por ello que la mejor alternativa es una torre tubular de acero, y teniendo en cuenta el tamaño del aerogenerador esta debe contener un tamaño de 78,33 metros de altura con respecto al suelo con una limitante de diámetro superior de 1164 mm debido al tamaño de la bancada que a su vez está diseñado para no colisionar con las aspas.

4.5.2.1 Acceso al aerogenerador. El acceso al aerogenerador se debe presentar por medio del interior de la torre soporte, para las funciones de mantenimiento de los componentes al interior de la góndola. Según el autor Iñaki Núñez¹⁰ cuando la torre del aerogenerador contenga una altura mayor a 30 metros esta debe contener el acceso al interior, cuando la altura es menor a los 30 metros la escalera de acceso es externa.

4.5.2.2 Cimentación. El anclaje de la torre soporte a la base del suelo es por medio de una zapata que debe soportar el peso de toda la estructura y los esfuerzos provocados por las cargas presentes en el aerogenerador (Estáticas y Dinámicas), siendo estas de unas dimensiones determinadas por la siguiente ecuación

$$DiametroZapata = 3 * Dinft$$

Donde

Dinft es el diámetro inferior de la torre soporte

Y la profundidad de esta zapata debe ser de 21 metros, la zapata debe estar reforzada por fibras de acero y rellenas con hormigón hasta cubrir la superficie de la base del aerogenerador.

¹⁰ NÚÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y la cimentación de un aerogenerador. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero mecánico. España. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao. Facultad de Ingeniería nuclear y mecánica de fluidos, 2016. Pag 15.

4.5.2.3 Material de la torre. El material con el que se debe realizar la fabricación de la torre es acero estructural, planteando utilizar un acero estructural soldable de grano fino normalizado o con laminado de normalización utilizando las propiedades proporcionados por la empresa Arcelormittal¹¹ con diferentes grados disponibles utilizando el grado S460NL con limite elástico de 410 MPA y un límite de rotura de 540 MPA.

4.5.2.4 Dimensionado de la estructura. Como se mencionó previamente la estructura presenta una disminución de tamaño a medida que se aleja del suelo. Conociendo el diámetro exterior de la parte superior debido al limitante de espacio que presenta el bastidor.

Las torres de aerogeneradores de gran tamaño suelen ser por medio de secciones debido al transporte y la instalación de la torre en el sitio de aplicación, con base en esto se plantea una estimación de las demás dimensiones no conocidas de la torre como lo son el diámetro interior y el espesor de la torre como se muestra en la siguiente tabla 33

Tabla 35 Rangos de dimensiones para la torre soporte

Dimensión	magnitud (mm)
Diámetro exterior superior	1164
Espesor	40 - 80
Diámetro exterior inferior	2000 - 3000

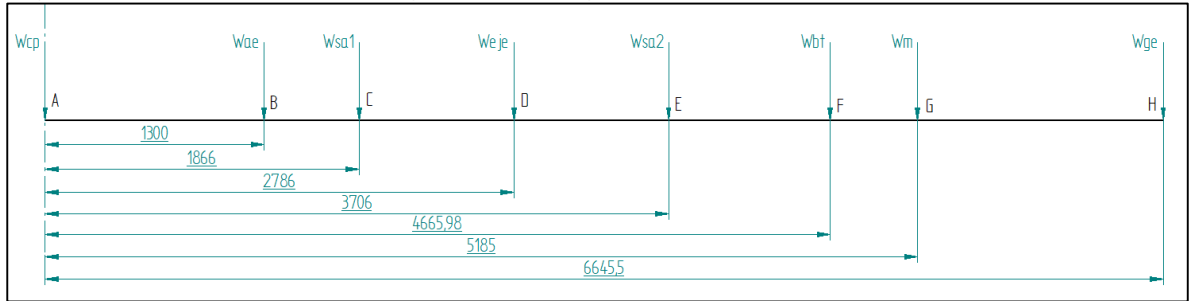
Fuente. Elaboración propia

4.5.2.5 Determinación del centro de masa del aerogenerador. Para el diseño de la torre soporte se debe tener en cuenta la ubicación de esta teniendo en cuenta la ubicación de las cargas principalmente generadas por el peso de los componentes del aerogenerador y la ubicación de estas.

Por ello se procede a determinar la distancia requerida donde la sumatoria de fuerzas y de momentos del aerogenerador son cero iniciando la siguiente figura 103

¹¹ Catalogo H41 de aceros estructurales, ArcelorMittal grados del S275N al S460NL disponible en: https://industry.arcelormittal.com/catalogue/H41/ES#grade_1908

Figura 103 Ubicación de cargas del aerogenerador con respecto al punto A



Fuente. Elaboración propia

Donde

W_{cp} es el peso del subsistema de captación (aspas, buje y rotor)

W_{ae} es el peso del acople al eje

W_{sa1} es el peso del soporte autoalineable 1

W_{eje} es el peso del eje de baja velocidad

W_{sa2} es el peso del soporte autoalineable 2

W_{bt} es el peso del bastidor y la cubierta

W_m es el peso de la multiplicadora de velocidad

W_{ge} es el peso del generador eléctrico

Los valores de los pesos se encuentran resumidos en la siguiente tabla 34

Tabla 36 Componentes, materiales y pesos del aerogenerador

Componente	Cantidad	Material	Densidad (kg/m ³)	Peso individual (kg)	Peso Total (kg)
Aspa	3	Epoxi Rígido	1300	16978,87	50936,61
Rotor	1	Dural 2024 - T4	2767	2201,49	2201,49
Buje	1	Epoxi Rígido	1300	1667,58	1667,58
Acople	1	AISI SAE 4140	7870	4334,21	4334,21
Eje	1	AISI SAE 4140	7870	4.934	4934,342
Soporte Autoalineable	2	Fabricante	Fabricante	1565	3130
Generador Eléctrico	1	Fabricante	Fabricante	137	136,918
Multiplicadora	1	Fabricante	Fabricante	15000	15000
Bastidor	1	Dural 7075 - T6	2795	17.281	17280,782
Cubierta	1	Dural 7075 - T6	2795	17.449	17449,037
				Σ	117070,969

Fuente. Elaboración propia

Procediendo a realizar la sumatoria de fuerzas y momentos producidos por estas cargas

$$\sum F = 0$$

$$-W_{cp} - W_{ae} - W_{sa1} - W_{eje} - W_{sa2} - W_{bt} - W_m - W_{ge} = 0$$

$$-54805,68 \text{ kg} - 4334,21 \text{ kg} - 1565 \text{ kg} - 4934,342 \text{ kg} - 1565 \text{ kg} - 34729,819 \text{ kg} \\ - 15000 \text{ kg} - 136,918 \text{ kg} = 0$$

$$-117070,969 \text{ kg} = 0$$

$$-1148466,206 \text{ N} = 0$$

Y la sumatoria de momentos con respecto al punto A

$$\sum M_A = 0$$

$$M_A^{wae} + M_A^{Wsa1} + M_A^{Weje} + M_A^{Wsa2} + M_A^{Wbt} + M_A^{Wm} + M_A^{Wge} = 0$$

Donde;

M_A^{wae} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_{ae}

M_A^{Wsa1} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_{sa1}

M_A^{Weje} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_{eje}

M_A^{Wsa2} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_{sa2}

M_A^{Wbt} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_{bt}

M_A^{Wm} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_m

M_A^{Wge} = Momento en el centro de masa A producido por el peso W_{ge}

$$-(4334,21 \text{ kg}) * 1300 \text{ mm} - (1564 \text{ kg}) * 1866 \text{ mm} - (4934,342 \text{ kg}) * 2786 \text{ mm}$$

$$-(1565 \text{ kg}) * 3706 \text{ mm} - (34729,819 \text{ kg}) * 4665,98 \text{ mm} - (15000 \text{ kg}) * 5185 \text{ mm}$$

$$-(136,918 \text{ kg}) * 6645,5 \text{ mm} = 0$$

$$-268833393,2 \text{ kg} * \text{mm} = 0$$

$$-2637255,588 \text{ Nm} = 0$$

Una vez determinados la sumatoria de fuerzas y momento necesario para mantener estático todo el sistema se procede a determinar la distancia a la que se presenta esta condición por medio de la siguiente ecuación

$$M = F * d$$

Obteniendo

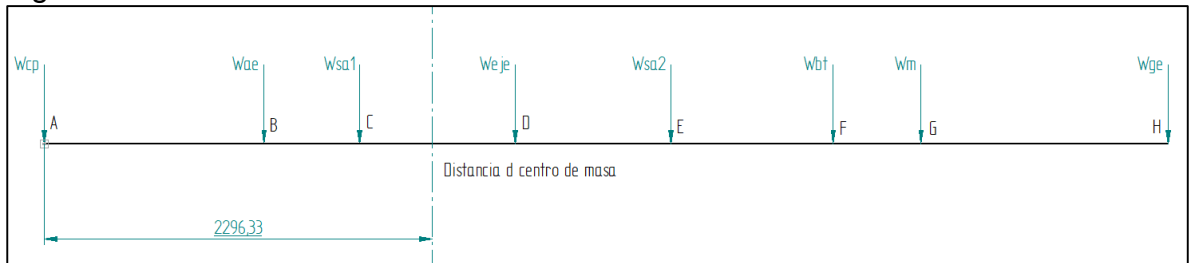
$$d = \frac{\sum M}{\sum F}$$

$$d = \frac{-2637255,588 \text{ Nm}}{-1148466,206 \text{ N}}$$

$$d = 2,2963 \text{ m}$$

Siendo esta la distancia desde el punto A de referencia donde se debe ubicar la torre soporte como se muestra a continuación

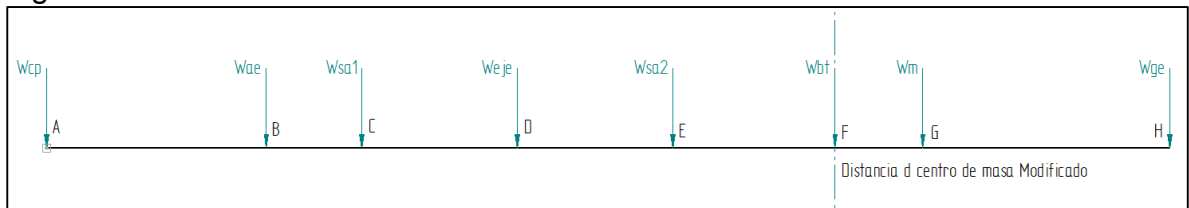
Figura 104 Ubicación del centro de masa



Fuente. Elaboración propia

Debido a que la longitud máxima de la cuerda de las aspas es de 4000 mm si se ubicara la torre en su centro de masa estático sin modificar podría colisionar cuando las aspas se encuentren en rotación por lo cual se procede a desplazar el centro de masa de su posición al centro de masa de la bancada/cubierta como se muestra a continuación

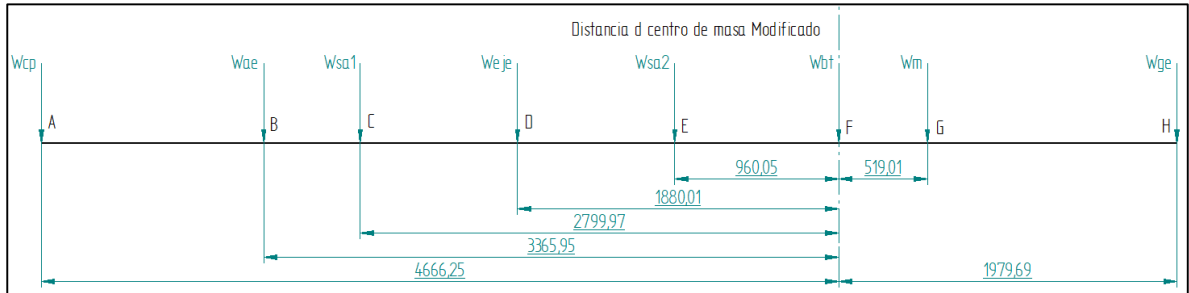
Figura 105 Ubicación del centro de masa modificado



Fuente. Elaboración propia

El desplazar el centro de masa de su posición estática mantiene la sumatoria de fuerzas, pero modifica la sumatoria de momentos calculándolo con base la siguiente figura 106

Figura 106 Ubicación de las cargas del aerogenerador con respecto al centro de masa modificado



Fuente: elaboración propia

Calculando la sumatoria de momentos que produce la desviación del centro de masa

$$\sum M_F = 0$$

$$M_F^{Wcp} + M_F^{Wae} + M_F^{Wsa1} + M_F^{Weje} + M_F^{Wsa2} + M_F^{Wm} + M_F^{Wge} = 0$$

M_F^{Wcp} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Wcp

M_F^{Wae} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Wae

M_F^{Wsa1} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Wsa1

M_F^{Weje} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Weje

M_F^{Wsa2} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Wsa2

M_F^{Wm} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Wm

M_F^{Wge} = Momento en el centro de masa F producido por el peso Wge

$$(54805,68 \text{ kg}) * 4666,25 \text{ mm} + (4334,21 \text{ kg}) * 3365,95 \text{ mm} + (1565 \text{ kg}) * 2799,97 \text{ mm}$$

$$+ (4934,34 \text{ kg}) * 1880,01 \text{ mm} + (1565 \text{ kg}) * 960,05 \text{ mm} - (15000 \text{ kg}) * 519,01 \text{ mm} - (136,918 \text{ kg}) * 1979,69 \text{ mm} = 0$$

$$+ 277430573,1 \text{ kg} * \text{mm} = 0$$

$$+ 2721593,922 \text{ Nm} = 0$$

Siendo este valor de momento calculado un momento flector considerado como un momento externo que se aplica a la torre que a su vez es considerada como una viga apoyada en un extremo (voladizo).

4.5.2.6 Estado de cargas. Teniendo en cuenta la norma técnica colombiana NTC 5363 “Aerogeneradores, Requisitos de diseño”, contempla en el diseño estructural basado en la norma ISO 2394 y con ello las cargas y situaciones de diseño presentes en los aerogeneradores.

Estas situaciones de diseño se determinan mediante una combinación de modos de funcionamiento y otras situaciones de diseño desde las condiciones de instalación, operación normal, mantenimiento y condiciones extremas a las que se pudiera ver sometido el aerogenerador, se utilizan las siguientes combinaciones para verificar la integridad estructural del aerogenerador

- Situaciones de diseño normales y condiciones externas normales o extremas apropiadas.
- Situaciones de diseño de fallas y condiciones externas apropiadas.
- Transporte, estados de diseño de la instalación y del mantenimiento y condiciones externas apropiadas.

La norma establece unas situaciones de diseño, donde establece el tipo apropiado de análisis, denominados “F” para análisis de las cargas por fatiga y “U” el análisis por cargas de rotura, teniendo en cuenta el esfuerzo del material, la deformación en la punta de la pala y la estabilidad estructural.

El análisis por carga de rotura se encuentra clasificado en 3 tipos de la siguiente manera

- N para condición normal : se espera que estas condiciones ocurran con frecuencia dentro de la vida útil del aerogenerador (20 años)
- A para condición anormal: se espera que estas condiciones ocurran con menor probabilidad durante la vida útil del aerogenerador, comúnmente corresponden a estados en donde una falla severa resultante en la activación de las protecciones internas del aerogenerador
- T para condiciones de transporte y montaje

La finalidad de determinar el tipo de estado de diseño es relacionar el factor de seguridad parcial que se aplicará a la carga de rotura, que posteriormente se utilizarán para especificar los modos de determinación de la carga mayorada.

A continuación, se muestran los casos de carga de diseño que contempla la NTC 5363 en la siguiente tabla 35

Tabla 37 Condiciones de carga según NTC 5363

Estado del proyecto	DLC	Condición de viento	Otras consideraciones	Tipo de análisis	Factores de seguridad parciales
1) Producción de energía	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Para extrapolación de eventos externos	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_t - 2 \text{ m/s}$, V_t , $V_t + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
8) Producción de energía más incidencia de faltas	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Fallo del sistema de control o pérdida de red eléctrica	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Sistema de protección o falta eléctrica interna precedente	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}	Falta eléctrica externa o interna incluyendo pérdida de red eléctrica	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protección, o faltas del sistema eléctrico incluyendo pérdida de red eléctrica	F	*
3) Arranque	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}$, $V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}$, $V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
4) Parada normal	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
5) Parada de emergencia	5.1	NTM $V_{hub} = V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
6) Inmovilizado (parado o en ralenti)	6.1	EWM Periodo de recurrencia de 50 años		U	N
	6.2	EWM Periodo de recurrencia de 50 años	Pérdida de conexión a la red eléctrica	U	A
	6.3	EWM Periodo de recurrencia de 1 año	Desalineación de la orientación extrema	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*

Fuente. NTC 5363

4.5.2.7 Factores de seguridad parciales para diferentes cargas según NTC 5363. Como se mencionó anteriormente para determinar las combinaciones de carga y la carga mayorada para la torre de soporte se debe tener en cuenta los factores de seguridad para diferentes condiciones que pueden afectar el aerogenerador, segmentados en 3 análisis que considera la norma NTC 5363 como se denomina a continuación, pero estos factores están contemplados según la clase de componente para consecuencia de falla¹²

- Componente de clase 1 : utilizado para los componentes estructurales “a prueba de falla” cuyas fallas no resultan en la falla de una parte importante de un aerogenerador, por ejemplo, rodamientos reemplazables con monitoreo.
 - Componente de clase 2: Utilizado para los componentes estructurales “no a prueba de falla” cuyas fallas pueden conducir rápidamente a la falla a una parte importante de un aerogenerador.
 - Componente de clase 3: utilizada para los componentes mecánicos “no a prueba de falla” que enlazan los actuadores y los frenos con los principales componentes estructurales, con el propósito de determinar las funciones de protección no redundantes del aerogenerador.
- Análisis por cargas de rotura “U”. Los factores de seguridad parcial para las cargas a rotura deben ser mínimo los valores mostrados a continuación

Cargas desfavorables			Cargas favorables
Tipo de estado de diseño			Todos los estados de diseño
Normal (N)	Anormal (A)	Transporte y montaje	
1,35	1,1	1,5	0,9

Y según el tipo de componente para las consecuencias de la falla

Tipo de componente	Factor de seguridad
Clase 1	0,9
Clase 2	1,0
Clase 3	1,3

¹² NTC 5363 “aerogeneradores, parámetros de diseño”, segunda actualización, clase de componentes para factores de seguridad parcial, pagina 38

- Análisis por cargas de fatiga “F”. Los factores de seguridad parcial para las cargas de fatiga deben ser mínimo 1 para cualquier estado de diseño ya sea normal (N) o anormal (A), y a continuación los factores de seguridad según el tipo de componente para las consecuencias de falla

Tipo de componente	Factor de seguridad
Clase 1	1,0
Clase 2	1,15
Clase 3	1,3

- Análisis por estabilidad. Los factores de seguridad mínimos según el estado de diseño para el análisis por estabilidad son los mismos valores para el análisis por rotura, sin embargo, los factores de seguridad para la consecuencia de falla según la clase de componente son los siguientes

Tipo de componente	Factor de seguridad
Clase 1	1,0
Clase 2	1,0
Clase 3	1,3

4.5.2.8 Determinación de la carga mayorada. Debido a que el análisis estructural de aerogeneradores contiene su propia estimación de factores de seguridad como se mostró anteriormente, el cálculo de la carga mayorada no se puede realizar de manera convencional como lo es por las combinaciones de carga para determinar la carga mayorada por el método LRFD (Diseño por factores de carga y resistencia), sin embargo, de manera similar se especifican las siguientes combinaciones de carga para aerogeneradores¹³ mostradas a continuación

1. $\gamma * DL$
2. $\gamma * DL + (\gamma * TWL + \gamma * WL)$
3. $\gamma * DL - (\gamma * TWL + \gamma * WL)$
4. $\gamma * DL + \Delta WL$ turbina (cargas de fatiga)
5. $\gamma * DL + \gamma * TWL + \gamma * WL$

¹³ Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao, Diseño y cálculo de la torre y la cimentación de un aerogenerador, 3 memoria, combinaciones de carga, pagina 42.

Donde

DL = cargas fijas (Pesos de torre, peso de nacelle, rotor y aspas)

TWL = carga del viento sobre el rotor

WL = carga del viento sobre la torre

Aplicando los coeficientes de seguridad mencionados en el apartado 4.5.2.7 obtenemos

1. $1,35 * DL$
2. $1,35 * DL + (1,35 * TWL + 1,35 * WL)$
3. $0,8 * DL - (1,35 * TWL + 1,35 * WL)$
4. $1,0 * DL + \Delta WL$ turbina (cargas de fatiga)
5. $1,0 * DL + 1,0 * TWL + 1,0 * WL$

Estado de carga 1 : en este caso se considera únicamente el peso estructural del aerogenerador sin considerar ninguna magnitud del viento efectivo en todo el sistema sometiendo la torre del aerogenerador únicamente a compresión

Estado de carga 2: en este caso se considera el peso estructural, y cargas de viento en la parte superior donde se encuentra el rotor siendo esta la carga que se considera en el área de barrido del aerogenerador y una carga producida por el viento que incide sobre el restante de la torre afectando no solo por compresión a la torre, sino que además a flexión.

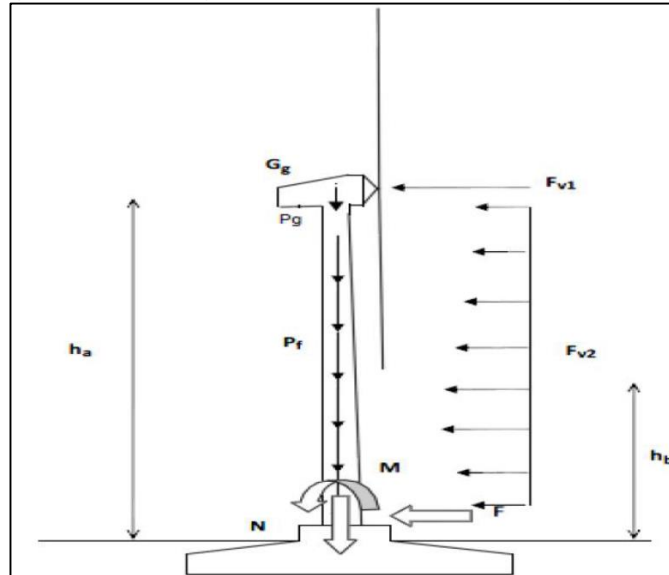
Estado de carga 3: este caso es similar al estado de carga 2 con la variación que en este no se está incidiendo el viento en la misma dirección es decir se efectúa el viento por el lado de la torre que se encuentra a tracción. Al asumir este estado de carga el propio efecto de compresión contrarrestar el efecto de tracción producido por el viento cambiando así la carga producida por el peso a condición favorable aplicando así el factor de seguridad de 0,8.

Estado de carga 4: este caso se utiliza para realizar la comprobación por fatiga como se expresó anteriormente su factor de seguridad debe ser 1 independiente de la condición que se esté analizando.

Estado de carga 5: se consideran las cargas de peso y cargas de viento sobre el rotor y la torre con el factor de seguridad para la comprobación por fatiga.

4.5.2.9 Cálculo de cargas sobre la torre. Para determinar las cargas que son efectivas sobre la torre de un aerogenerador se basara en la siguiente figura 107 donde se muestran las diferentes cargas presentes en las torres teniendo en cuenta su configuración geométrica y el acople con la cimentación de la misma

Figura 107 Cargas presentes en un aerogenerador



Fuente. NÚÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador. 2015. España

Debido a que la torre está construida por secciones se procede a determinar las alturas y numero de secciones a utilizar en el diseño de la torre teniendo en cuenta que las secciones que estén más cercanas a la base deben ser más cortas debido a que soportan más carga y son más pesadas en relación con las secciones que tengan por encima.

Diferentes autores estiman que las secciones suelen estar entre 8 a 30 metros de altura por sección, en la siguiente tabla se muestran las secciones y alturas a utilizar en este diseño

Tabla 38 Dimensiones y secciones de la torre soporte

Sección	Altura de sección (m)	Diámetro inferior (mm)	Diámetro superior (mm)
1	6	2000	1935.962
2	10	1935.962	1829.231
3	15	1829.2306	1669.134
4	19	1669.1344	1466.346
5	28.32787	1466.346	1164

Fuente. Elaboración propia

Inicialmente se procede a calcular las fuerzas producidas por el viento en la torre mediante la siguiente ecuación

$$Fvt = Apt * Pv$$

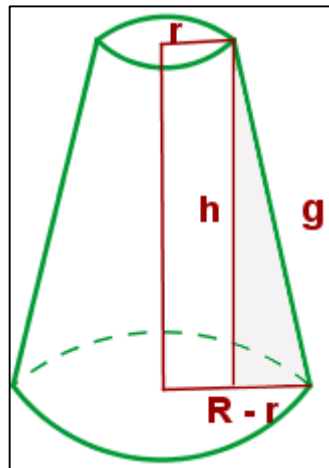
Fvt = Mayor fuerza ejercida por el viento en la torre

Apt = Proyección del área del frente de ataque

Pv = Presión ejercida por el viento en la torre

Para el cálculo del área de proyección en el frente de ataque se hace teniendo en cuenta la forma geométrica de la torre, un cono truncado como se muestra en la figura 108

Figura 108 Dimensiones de un cono truncado



Fuente. Elementos de un cono truncado, dimensiones, disponible en:

<https://www.superprof.es/apuntes/escolar/matematicas/geometria/espacio/cono-truncado.html>

Donde

H es la altura de la torre

R el diámetro mayor de la torre

r el diámetro menor de la torre

g es la generatriz o hipotenusa del triángulo formado

para el cálculo del área de un cono truncado se utiliza la siguiente ecuación

$$At = \pi * (g * (R + r) + R^2 + r^2)$$

Pero esta ecuación es para el área total de la figura, sin embargo, para el área de proyección en donde incide el viento es únicamente la mitad área lateral ya que el viento solo incide en una dirección de la torre además sin tener en cuenta las tapas superior e inferior, utilizando la siguiente modificación a la ecuación anterior

$$At = \frac{\pi * (g * (R + r))}{2}$$

Geométricamente la generatriz se calcula mediante la siguiente ecuación

$$g = \sqrt{h^2 + (R - r)^2}$$

Obteniendo

$$g = \sqrt{(78,328 \text{ m})^2 + (1 \text{ m} - 0,582 \text{ m})^2}$$

$$g = \sqrt{6135,256 \text{ m}^2 + 0,1747 \text{ m}^2}$$

$$g = \sqrt{6135,43 \text{ m}^2}$$

$$g = 78,33 \text{ m}$$

Reemplazando en la ecuación para la proyección del área frontal

$$At = \frac{\pi * (78,33 \text{ m} * (1 \text{ m} + 0,582 \text{ m}))}{2}$$

$$At = 194,65 \text{ m}^2$$

Para el cálculo de la presión del viento ejercida en la totalidad de la torre debido a que en este momento se conoce la velocidad de viento que incide en la parte superior de la torre, ya que la magnitud del viento aumenta con el cubo de la altura de manera parabólica

$$Pv = cd * \rho * v^2$$

Donde

Cd= coeficiente aerodinámico de resistencia al avance, este coeficiente depende de la sección en donde incide el viento siendo para la sección donde incide el viento media esfera con un valor de Cd de 0.42 tal y como se muestra en la figura 109

Figura 109 Coeficientes aerodinámicos de resistencia al avance según la sección

Shape	C _D	Shape	C _D
Sphere	0.47	Long Cylinder	0.82
Half-sphere	0.42	Short Cylinder	1.15
Cone	0.50	Streamlined Body	0.04
Cube	1.05	Streamlined Half-body	0.09
Angled Cube	0.80		

Fuente. Fuerza de arrastre, Coeficientes de arrastre según la forma frontal del flujo, disponible en: <https://ozanerhansha.github.io/drag-force/>

Obteniendo

$$Pv = 0,42 * 1,1473 \frac{kg}{m^3} * (4,8 \frac{m}{s})^2$$

$$Pv = 11,1022 \frac{N}{m^2}$$

Una vez determinada la presión de viento y el área donde incide esta presión se calcula la fuerza puntual de viento que se ubica en el centro de área mediante la siguiente ecuación

$$Fvt = 194,65 m^2 * 11,1022 \frac{N}{m^2}$$

$$Fvt = 2161,043 N$$

Siendo la ubicación de esta fuerza en la parte superior de la torre, a continuación, en la siguiente tabla se muestra la tabulación de fuerzas a lo largo de las 5 secciones de la torre

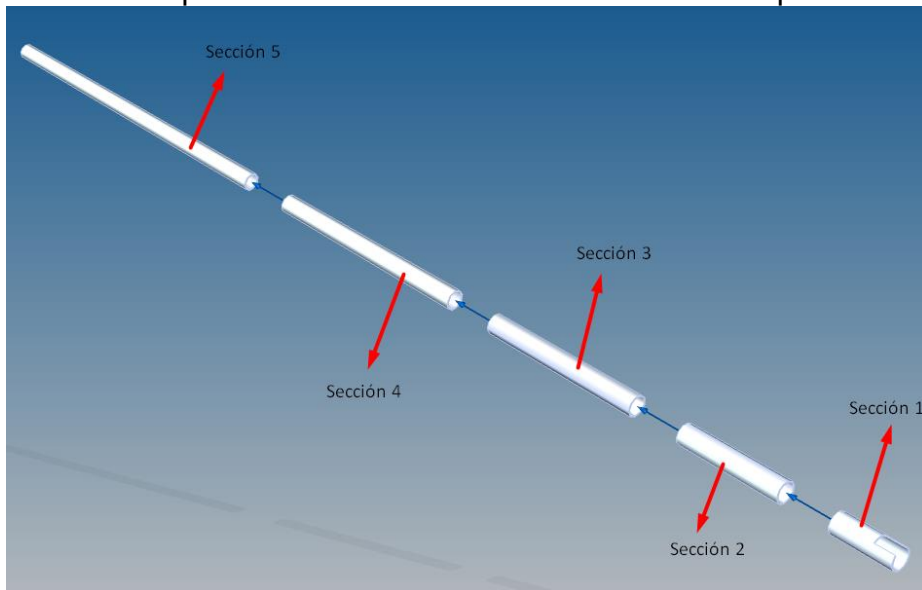
Tabla 39 Tabulación de fuerzas, áreas, presiones y velocidades según la sección de la torre soporte

h (m)	v (m/s ²)	R (m)	r (m)	G (m)	A (m ²)	P (N/m ²)	F (N)
6	2.301	1.000	0.968	6.000	18.548	2.551	47.309
16	3.039	0.968	0.915	16.000	47.315	4.451	210.621
31	3.667	0.915	0.835	31.000	85.176	6.481	551.998
50	4.200	0.835	0.733	50.000	123.130	8.502	1046.821
78.328	4.771	0.733	0.582	78.328	161.815	10.970	1775.087

Fuente: elaboración propia

Con las alturas y radios presentados en la tabla anterior, se realizó el modelo CAD de la torre por medio del programa Solidworks, terminando con el modelo CAD que se muestra a continuación

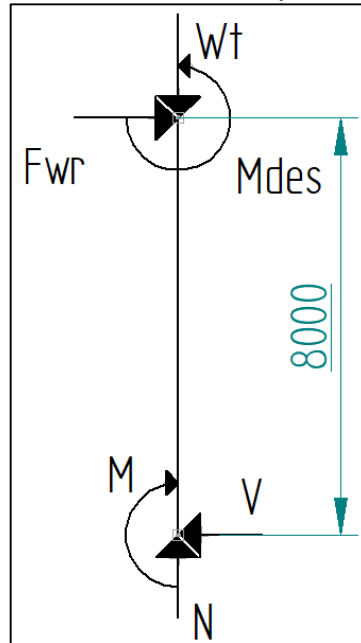
Tabla 40 Explosionado de las secciones de la torre soporte



Fuente: elaboración propia

4.5.2.10 Cálculo de la resistencia de la torre. Teniendo en cuenta que la torre soporte es en principio una viga apoyada en un solo lado o viga en voladizo se calcularán las reacciones en el apoyo producido por las cargas efectuadas en el aerogenerador con base en la siguiente figura

Diagrama 11 Diagrama de fuerzas en la torre soporte



Fuente. Elaboración propia

Donde

Mdes es el momento producido por desplazar el centro de masa del aerogenerador

Wt es la totalidad del peso del aerogenerador y la torre

Fwr es la fuerza máxima producida por el viento máximo (15 m/s) en el rotor

V es el cortante producido en la cimentación del aerogenerador

N es la reacción de empuje en la cimentación con respecto al peso

M el momento flector producido en la cimentación

- Cálculo de la fuerza máxima producida en el rotor. Utilizando el área proyectada previamente calculada en el apartado 4.5.2.9 y utilizando la ecuación de la presión producida en la torre por el aerogenerador se puede calcular la magnitud de fuerza producida por la mayor velocidad de viento en el aerogenerador

$$Pv = 0,42 * 1,1473 \frac{kg}{m^3} * (15 \frac{m}{s})^2$$

$$Pv = 108,42 \frac{N}{m^2}$$

Calculando la fuerza en el rotor

$$F_{vr} = 194,65 \text{ m}^2 * 108,42 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$F_{vr} = 21103,953 \text{ N}$$

El peso total W_t del aerogenerador es la suma del peso del aerogenerador y el peso de la torre como se muestra a continuación

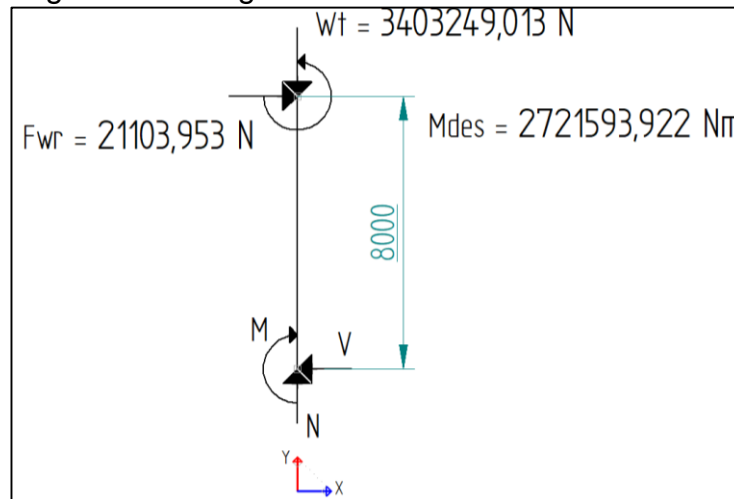
$$W_{aero} = 117070,969 \text{ kg} = 1148466,206 \text{ N}$$

$$W_{torre} = 229845,3422 \text{ kg} = 2254782,807 \text{ N}$$

$$W_t = W_{aero} + W_{torre} = 3403249,013 \text{ N}$$

Reemplazando las variables ya conocidas como se muestra a continuación

Diagrama 12 Diagrama de fuerzas conocidas en la torre soporte



Fuente. Elaboración propia

Realizando la sumatoria de fuerzas y momentos para hallar el valor de las reacciones en el apoyo

$$\sum F_x = 0$$

$$F_{wr} - V = 0$$

$$21103,953 N - V = 0$$

$$V = 21103,953 N$$

$$\sum Fy = 0$$

$$-Wt + N = 0$$

$$-3403249,013 N + N = 0$$

$$N = 3403249,013 N$$

$$\sum M = 0$$

$$M^{Fwr} + Mdes - M = 0$$

$$-21103,953 N * 8 m + 2721593,922 Nm - M = 0$$

$$2552762,298 Nm - M = 0$$

$$M = 2552762,298 Nm$$

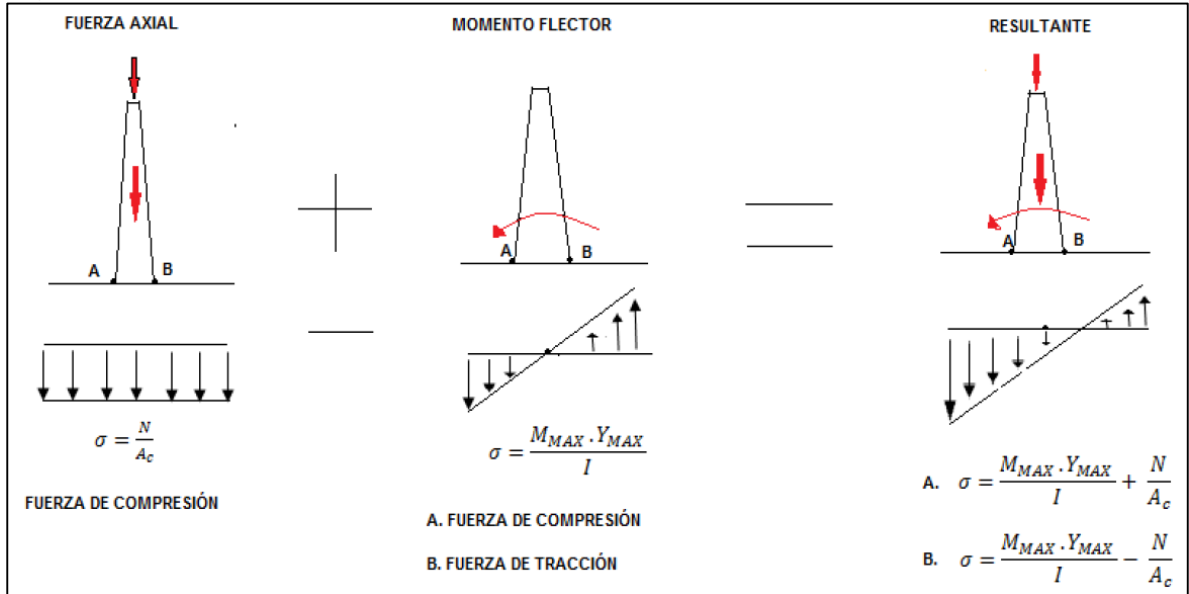
➤ Tensión máxima (σ). Como se observa en la figura 107 existe una fuerza de compresión producida por el peso del aerogenerador sobre la torre siendo el esfuerzo normal calculado por la siguiente ecuación

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

Como se puede analizar de la ecuación a medida que el área transversal aumenta, el esfuerzo normal disminuye, análogamente el esfuerzo normal máximo se presenta en la zona donde menor área transversal tenga siendo esta la parte superior de la torre que no se encuentra apoyada, asegurando esta zona a los esfuerzos producidos se da por concluido que ninguna zona de la torre fallara.

La siguiente figura XXX muestra la equivalencia de fuerzas que se pueden presentar en la torre soporte y la forma de calcular las mismas

Figura 110 Equivalencia de esfuerzos en la torre



Fuente. NÚÑEZ, Iñaki. Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador. 2015. España

Las cargas axiales que se muestran en la figura 110 son producidas por el peso del aerogenerador en la parte superior y el momento flector es producido por las fuerzas de viento incidentes sobre la torre, por lo tanto, para determinar el valor de tensión máxima en la torre, se relaciona el esfuerzo normal y el esfuerzo flector máximo a partir de la siguiente ecuación

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{\max} \cdot Y_{\max}}{I} + \frac{N}{A_c}$$

Donde

M_{\max} es el momento máximo sobre la torre

Y_{\max} es el radio inferior de la torre

I es el momento de inercia

N es el peso total del aerogenerador

A_c es el área mínima de sección transversal de la torre

Reemplazando los valores y obteniendo el valor del esfuerzo normal máximo

$$\sigma_{\max} = \frac{(2552762,298 \text{ Nm} * 1 \text{ m})}{\frac{\pi}{64} * ((1,164 \text{ m})^4 - ((1,164 \text{ m} - 2 * 0,08 \text{ m}))^4)} + \frac{1148466,206 \text{ N}}{\frac{\pi}{4} * ((1,164 \text{ m})^2 - ((1,164 \text{ m} - 2 * 0,08 \text{ m}))^2)}$$

$$\sigma_{\max} = 63447376,64 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} + 4215499,854 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$\sigma_{\max} = 67662876,49 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} = 67,663 \text{ MPa}$$

Una vez determinado el esfuerzo máximo se debe realizar la comprobación si es o no admisible para el diseño utilizando la siguiente ecuación

$$\sigma_{\max} \leq \frac{\sigma_y}{F.S}$$

Donde

σ_y es el límite elástico del material (MPa)

F.S es el factor de seguridad

Debido a que el aerogenerador tiene un peso considerablemente alto y a una altura igualmente alta se tomara un factor de seguridad elevado para asegurar las condiciones estructurales de la misma con un valor de F.S = 5, obteniendo

$$67,663 \text{ MPa} \leq \frac{410 \text{ MPa}}{5}$$

$$67,663 \text{ MPa} \leq 82 \text{ MPa}$$

La condición de seguridad para este ítem se cumple, por lo tanto, se deduce que se puede reducir el espesor de la torre para disminuir peso estructural sin afectar la integridad de la estructura.

➤ Desplazamiento horizontal. Este desplazamiento es producido por las fuerzas incidentes sobre la torre soporte provenientes del viento que recibe tanto el aerogenerador como la torre, el desplazamiento del rotor se determina mediante la siguiente ecuación

$$DespRotor = \frac{Fr * h^3}{3 * E * I}$$

Donde

Fr es la fuerza del viento sobre el rotor (N)

H es la altura de la torre (m)

E es el módulo elástico del material (Pa)

I es el momento de inercia de la torre (m⁴)

Obteniendo así el desplazamiento del rotor

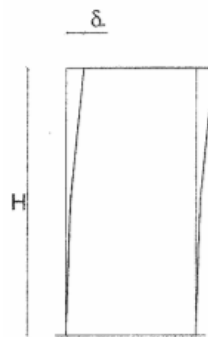
$$DespRotor = \frac{21103,953 \text{ N} * (78,32787 \text{ m})^3}{3 * (2,1 * 10^{11} \text{ Pa}) * ((1,164 \text{ m})^4 - ((1,164 \text{ m} - 2 * 0,08 \text{ m}))^4)}$$

$$DespRotor = \frac{1,014182 * 10^{10} \text{ Nm}^3}{5,16377 * 10^{11} \text{ Nm}^2}$$

$$DespRotor = 0,01964 \text{ m}$$

Respecto a la rigidez de la estructura se expresa una comprobación para desplazamientos horizontales en edificios por acciones de viento en su superficie como lo muestra la siguiente figura 111

Figura 111 Deflexión en edificios



Fuente. Ricardo Hernandez, Rigidez de Vigas disponible en : http://oa.upm.es/1506/1/MONO_AROCA_2002_04.pdf

Definiendo la siguiente ecuación

$$\frac{L}{500 * DespRotor} > 1$$

Donde

L es la longitud de la torre

Obteniendo así

$$\frac{78,32787 m}{500 * 0,01964 m} > 1$$

$$7,9762 > 1$$

Con lo cual la condición se cumple respecto al desplazamiento horizontal

4.6 DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL

4.6.1 Selección del subsistema de medición

4.6.1.1 Selección del anemómetro El anemómetro es un instrumento de medición que se utiliza para medir la velocidad del viento en función de la velocidad de rotación del instrumento, este fue seleccionado de los instrumentos de la empresa PCE Iberica encargada de gran variedad de instrumentos tanto industriales como de laboratorio.

Siento este de referencia PCE-FWS 20 mostrado en la figura

Figura 112 Anemómetro de velocidad de la empresa PCE Iberica

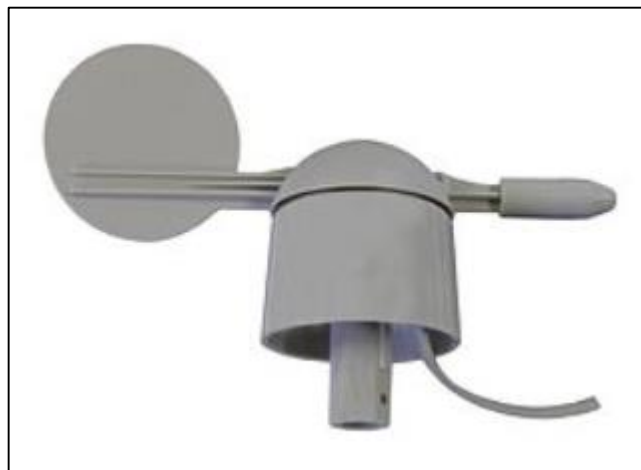


Fuente: elaboración propia

4.6.1.2 Selección de la veleta. Al igual que el anemómetro este se tomó de la empresa PCE Iberica, siendo la veleta un elemento encargado de orientarse paralelo a la dirección del viento y por medio de un dispositivo electrónico denominado Encoder para registrar la rotación de la veleta en grados de desviación del viento.

Siendo el modelo PCE- FWS 20 mostrado en la figura

Figura 113 Veleta de dirección de la empresa PCE Iberica



Fuente: elaboración propia.

4.7 TRANSPORTE A SITIO DEL AEROGENERADOR

Una de las etapas fundamentales en la implementación de aerogeneradores como fuente de alimentación, es su transporte al sitio de instalación, debido al gran tamaño de los componentes que estos sistemas poseen, se convierte en variable crítica la facilidad y viabilidad del acceso de las máquinas de transporte.

Para estimar el transporte de esta colosal máquina, se procede a determinar los componentes principales que requieren su transporte como lo son:

1. La góndola
2. Las aspas
3. Las secciones de la torre
4. El rotor
5. El buje

Se procede a realizar el despiece de las partes previamente mencionadas así:

Tabla 41 Despiece de componentes del aerogenerador

Componentes del aerogenerador		
Item	Cantidad	Partes Totales
Aspas	3	10
Rotor	1	
Gondola	1	
Secciones de Torre	5	

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta que se requieren 5 aerogeneradores para producir la potencia eléctrica necesaria para alimentar las bombas PCP, se requiere transportar un total de 50 piezas individuales al sitio de instalación (Campo Rubiales, Puerto Gaitán).

4.7.1 Transporte de la torre

Para realizar el transporte de la torre por secciones se requiere el despiece de la misma tal como se muestra a continuación:

Tabla 42 Requerimientos de transporte para la torre del aerogenerador

Sección	Peso (Kg)	Altura de sección (m)	Diámetro inferior (mm)	Diámetro superior (mm)
1	83125,3164	6	2000	1.936
2	55753,6098	10	1.936	1.829
3	44016,0078	15	1.829	1.669
4	29344,0052	19	1.669	1.466
5	17606,4031	28	1.466	1164

Fuente: elaboración propia.

El transporte de cada tramo debe realizarse por medio de camiones de cama baja o “Lowboys”, según los requerimientos de peso y dimensiones de cada torre, proponiéndolo de la siguiente forma:

4.7.1.1 Tramo 1

Figura 114 Transporte del tramo 1 de la torre



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en : https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

El primer tramo o la base de la torre es de menor longitud, pero de mayor área transversal es decir es la sección más pesada de toda la torre por ello se requeriría una cama baja de 90 toneladas de capacidad.

4.7.1.2 Tramo 2

Figura 115 Transporte del tramo 2 de la torre

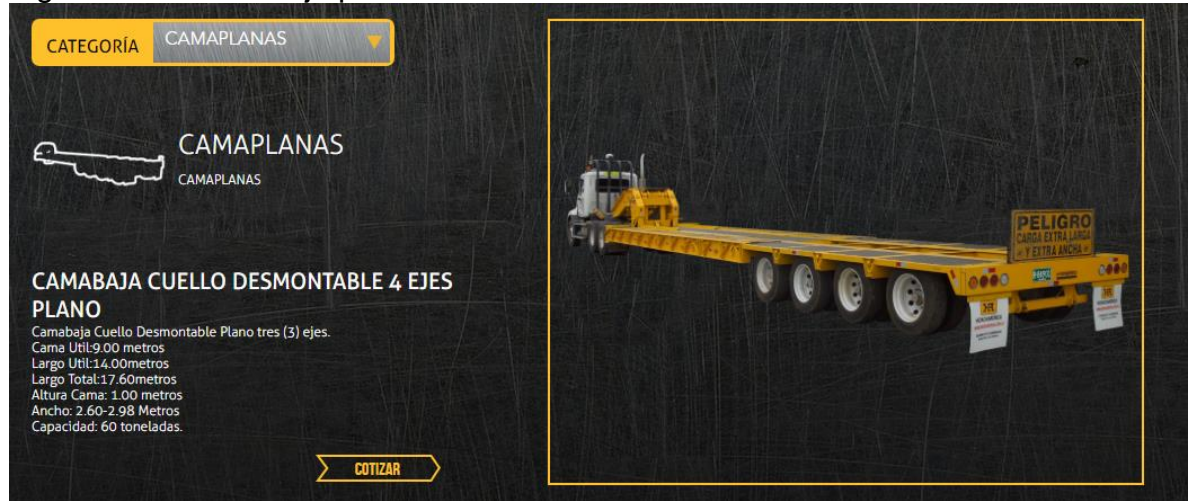


Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

Los tramos siguientes disminuyen su peso y aumentan su longitud a medida que se van alejando de la base con la finalidad de evitar cargas adicionales que pudieran afectar negativamente al aerogenerador.

Según el catálogo de productos para “Lowboys” de la empresa HIDROAMERICA, para el tramo 2 se utilizaría una cama baja con cuello desmontable de 4 ejes plano tal como se muestra en la figura 116

Figura 116 Cama Baja para Tramo 2 de la torre



Fuente. HIDROAMERICA, Catálogo de Productos, Cama Baja disponible en : <http://hidroamerica.com.co/categoria-producto/3/CAMAPLANAS>

4.7.1.3 Tramo 3

Figura 117 Transporte del tramo 3 de la torre



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

Para el tramo 3 se recomienda utilizar una cama baja con cuello fijo de 4 ejes como se muestra en la figura 118

Figura 118 Cama Baja para Tramo 3 de la torre



Fuente. HIDROAMERICA, Catálogo de Productos, Cama Baja disponible en : <http://hidroamerica.com.co/categoria-producto/3/CAMAPLANAS>

4.7.1.4 Tramo 4

Figura 119 Transporte del tramo 4 de la torre



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

El tramo 4 se recomendaría utilizar una cama baja con cuello fijo de 2 ejes como se muestra en la figura 120

Figura 120 Cama Baja para Tramo 4 de la torre



Fuente. HIDROAMERICA, Catálogo de Productos, Cama Baja disponible en : <http://hidroamerica.com.co/categoria-producto/3/CAMAPLANAS>

4.7.1.5 Tramo 5

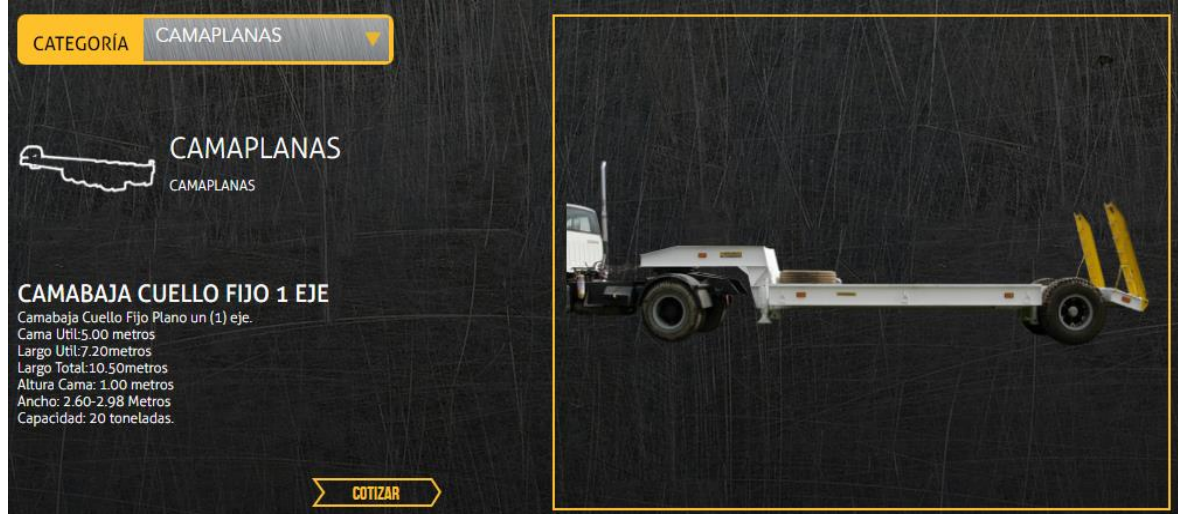
Figura 121 Transporte del tramo 5 de la torre



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

Finalmente, la sección final, siendo la más larga en longitud, pero de menor peso de toda la torre se recomendaría utilizar una cama baja con cuello fijo de un eje como se muestra en la figura 122

Figura 122 Cama Baja para Tramo 5 de la torre



Fuente. HIDROAMERICA, Catálogo de Productos, Cama Baja disponible en : <http://hidroamerica.com.co/categoria-producto/3/CAMAPLANAS>

4.7.2 Transporte del buje. El transporte del buje correspondería a la siguiente parte a trasladar a sitio después de las secciones de la torre de soporte, correspondiendo con los siguientes requerimientos para el transporte:

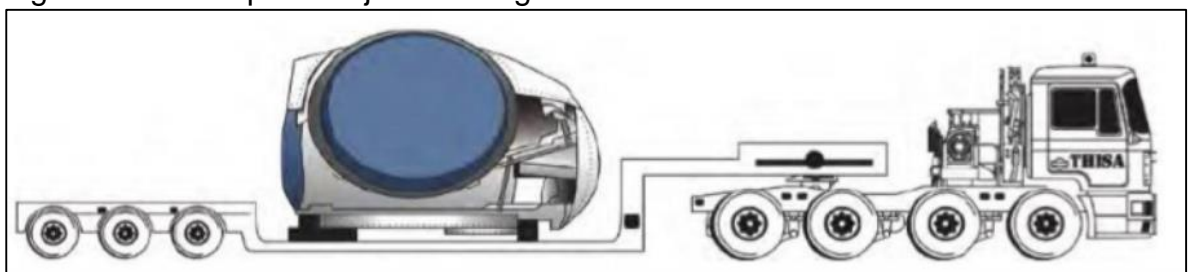
Tabla 43 Requerimientos de transporte para el sistema de captación del aerogenerador

Elemento	Peso (Kg)	Longitud (m)	Ancho (m)	Altura (m)
Buje	1667,58	3,45	2	1,9
Rotor	2201,49	1,85363	1,9	2

Fuente: elaboración propia.

El transporte del buje y el rotor se puede observar en la siguiente figura 123

Figura 123 Transporte buje del aerogenerador



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

Por los el peso tan bajo y las dimensiones del rotor y el buje se puede utilizar una cama baja de 1 eje.

4.7.3 Transporte de la góndola (Nacelle). Este componente aporta una gran cantidad de peso a la totalidad del peso del aerogenerador es por ello que también se debe tener especial atención a sus dimensiones y magnitud del peso para transportar este elemento, correspondiendo al siguiente despiece de requisitos para el transporte:

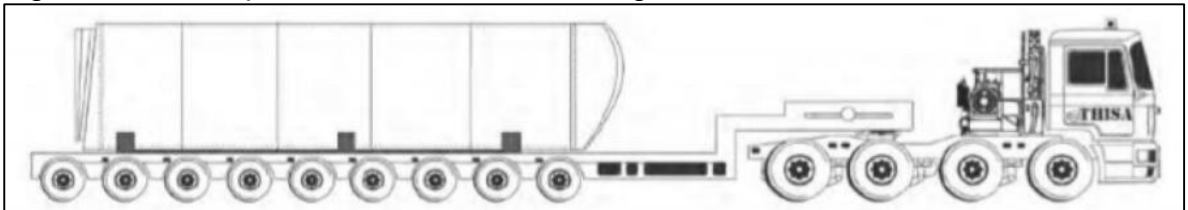
Tabla 44 Requerimientos de transporte para el "Nacelle" del aerogenerador

Elemento	Longitud (m)	Ancho (m)	Altura (m)	Peso (Kg)
Bastidor	5,97	1,7	1,1	17281
Cubierta	6,37	1,7	2	17449
Góndola (Nacelle)			Σ	34730

Fuente: elaboración propia.

El transporte de la góndola requeriría una cama baja que soporte 35 toneladas de peso además de eso de varios ejes debido a que la distribución del peso está concentrada a lo largo de toda la góndola como se muestra en la figura 124

Figura 124 Transporte del "Nacelle" del aerogenerador



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

Para este elemento se recomendaría utilizar una cama baja de 9 ejes con cabezal fijo.

4.7.4 Transporte de las aspas. Las aspas son uno de los elementos de más peso y longitud que contiene el aerogenerador, lo que conlleva a tener especial atención en los radios de giro que limitan el transporte de este elemento en algunas partes del trayecto. El despiece de las aspas corresponde a los siguientes requerimientos para el transporte.

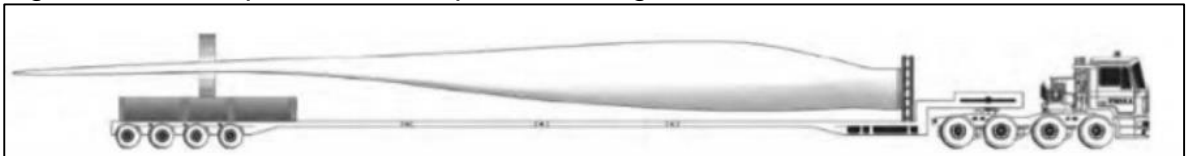
Tabla 45 Requerimientos de transporte para las aspas del aerogenerador

Elemento	Cantidad	Longitud (m)	Ancho (m)	Altura (m)	Peso (Kg)
Aspas	3	23,2	1,2	4,0	16978,87
Total Aspas				Σ	50936,61

Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta que cada aspa es de una envergadura mayor que la de los otros componentes se recomienda utilizar una cama baja de 4 ejes con cabezal móvil y soporte en la parte de atrás para mantener el aspa inmóvil en todo el trayecto tal como se muestra en la figura 125

Figura 125 Transporte de las aspas del aerogenerador



Fuente. JEDEY, Medidas de seguridad y logística para el traslado de un parque eólico, disponible en: https://articulacionyucatan.files.wordpress.com/2018/05/transporte_aerogeneradores.pdf

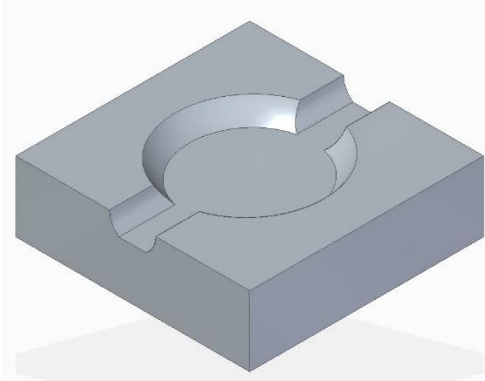
5. MANUALES DE LA MAQUINA

5.1 MANUAL DE MONTAJE

5.1.1 Cavado de la cimentación. Debido a las magnitudes de fuerzas presentes en las torres de aerogeneradores se debe considerar un trabajo previo a la instalación de los componentes del aerogenerador por concepto de adecuación del terreno donde se va a instalar el aerogenerador.

El primer paso para esto es realizar la cometida de extracción de material en donde se va a ubicar la cimentación del aerogenerador tal y como se muestra en la siguiente imagen

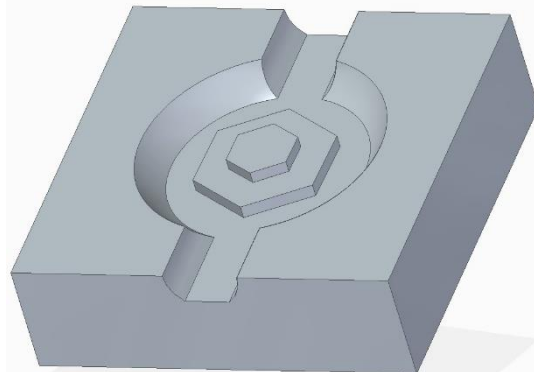
Figura 126 Excavación de la cimentación



Fuente. Elaboración propia

Posteriormente se debe realizar el refuerzo estructural por medio de un arreglo compuesto por acero de refuerzo en la base del aerogenerador como se muestra en la siguiente imagen

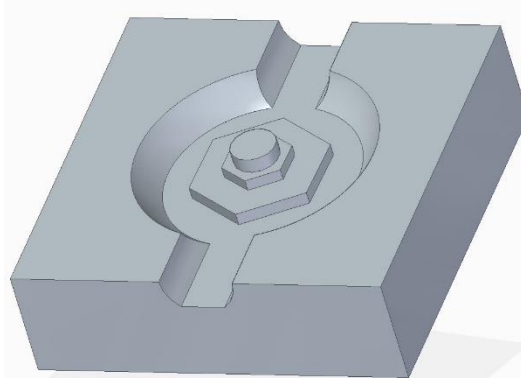
Figura 127 Refuerzo metálico de la cimentación



Fuente. Elaboración propia

En la parte superior del refuerzo se procede a formar la base de la torre para el aerogenerador a instalar

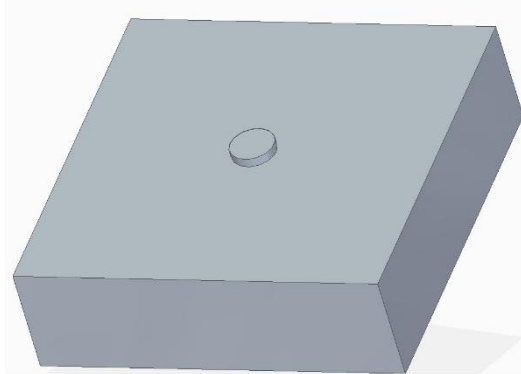
Figura 128 Formado de la base de la torre de soporte



Fuente. Elaboración propia

Una vez realizado esto se procede a realizar el llenado con hormigón de toda la base previamente explicada, obteniendo así el refuerzo en cimentación para el aerogenerador

Figura 129 Hormigonado de la cimentación



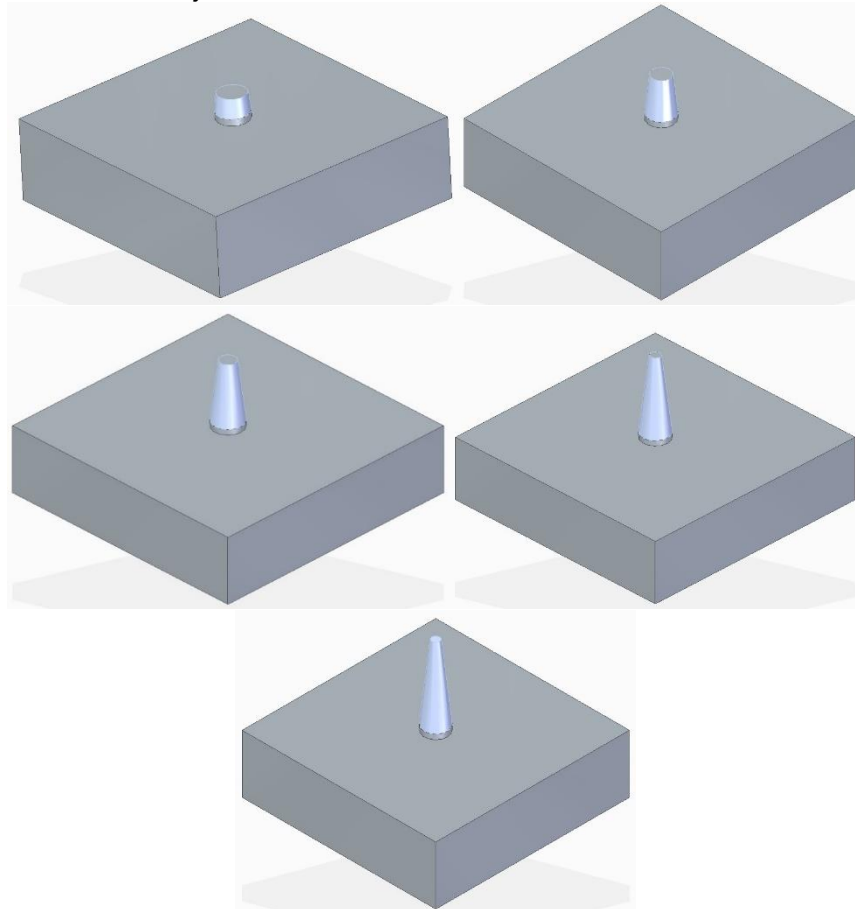
Fuente. Elaboración propia

5.1.2 Instalación de la torre. Una vez realizadas las adecuaciones de cimentación para la torre se procede a instalar las secciones de la torre del aerogenerador, teniendo en cuenta que el tamaño de las secciones depende del peso que están contengan siendo mayor en su base y disminuyendo a lo largo que la torre se aleja de su base.

Tomando en cuenta el diseño detallado explicado en el capítulo anterior se procede a denotar las siguientes secciones con sus respectivas longitudes por tramo de la torre determinadas en el capítulo 3

Se procede a instalar cada una de las secciones por individual

Figura 130 Montaje de las secciones de la torre



Fuente. Elaboración propia

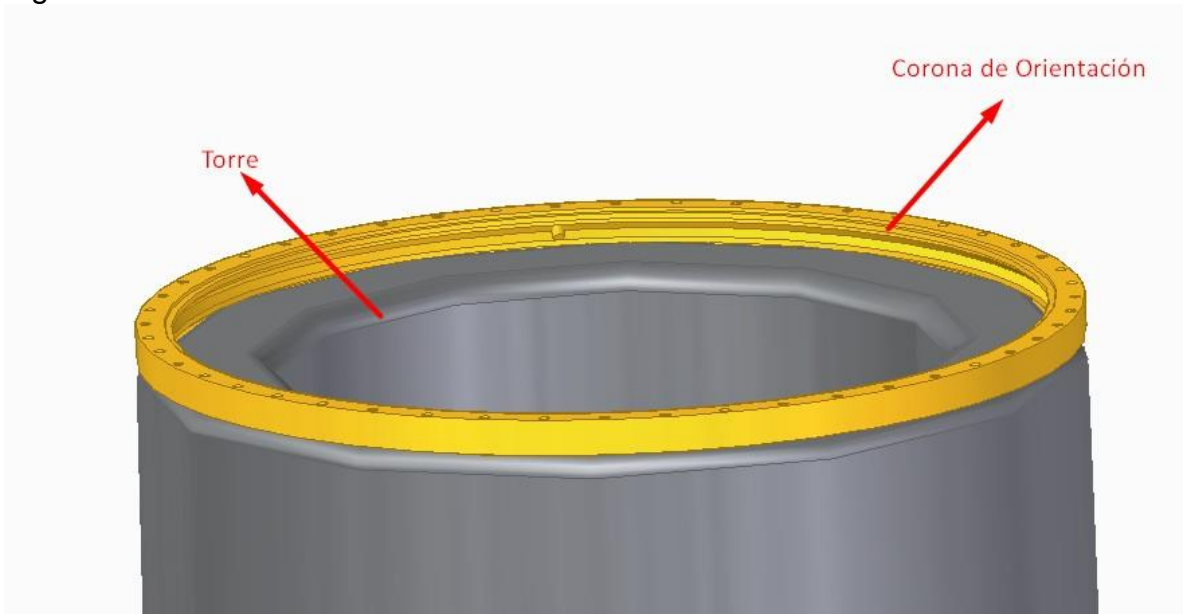
5.1.3 Instalación del sistema eléctrico. Lo referente al cableado eléctrico debe instalarse al interior de la torre desde su base donde se encuentra el panel de control hasta la parte superior donde se ubicará la turbina.

5.1.3.1 Instalación del panel de control. El panel de control debe contemplar las activaciones de la parada de emergencia, inicio de operación, visualización de los parámetros presentes en el aerogenerador

5.1.4 Instalación del generador eólico

5.1.4.1 Instalación de la góndola. Se debe iniciar por instalar la corona de orientación a la torre previamente instalada, esta corona es un rodamiento de grandes dimensiones con dentado interno con la finalidad de orientar la turbina en la mejor posición respecto a la dirección del viento como se observa en la siguiente figura

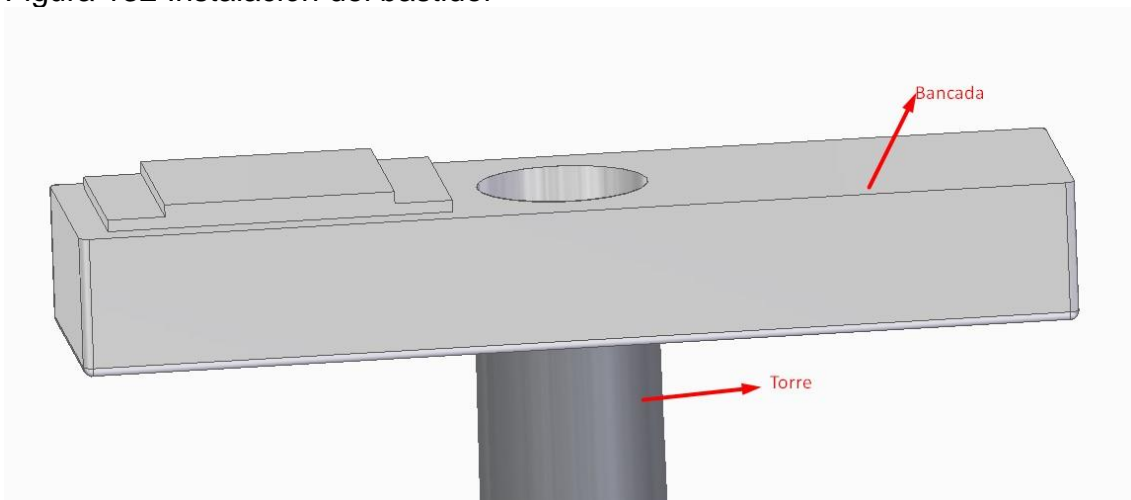
Figura 131 Instalación de la corona de orientación



Fuente. Elaboración propia

Posteriormente se procede a ubicar el bastidor de la góndola que es el elemento encargado de transmitir las fuerzas y pesos producto de la turbina.

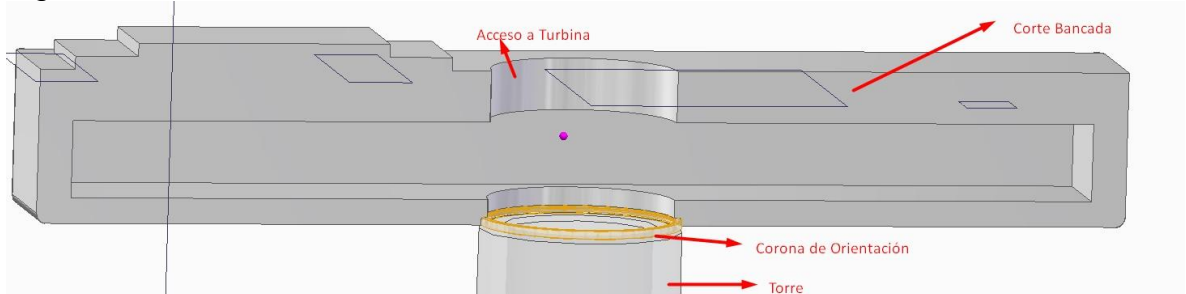
Figura 132 Instalación del bastidor



Fuente. Elaboración propia

A continuación, se mostrará la forma interna del bastidor para el acceso del operario hacia el interior del aerogenerador

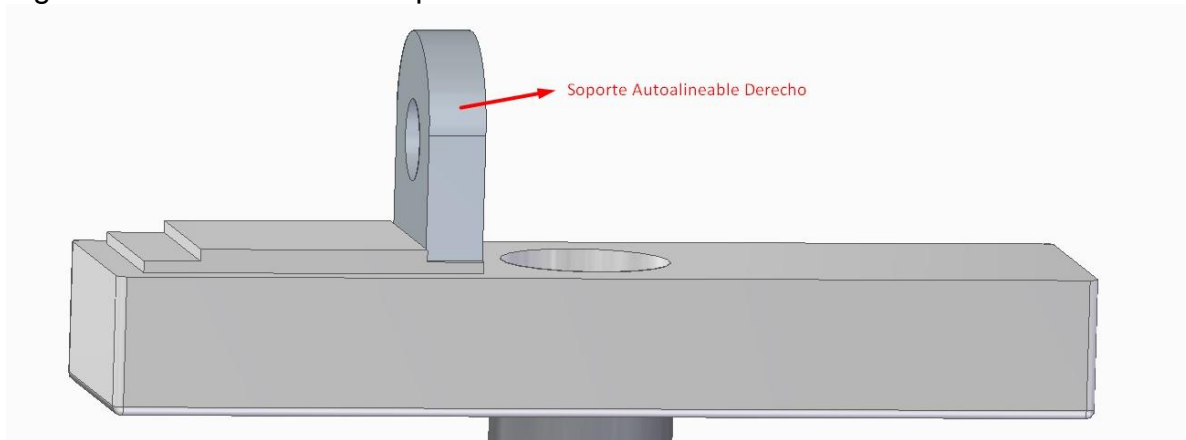
Figura 133 Sección interna del bastidor



Fuente: elaboración propia

5.1.4.2 Instalación del sistema de transmisión. Se procede a instalar el subsistema de transmisión iniciando por el montaje de los soportes autoalineables para el eje de baja velocidad

Figura 134 Instalación del soporte autoalineables derecho

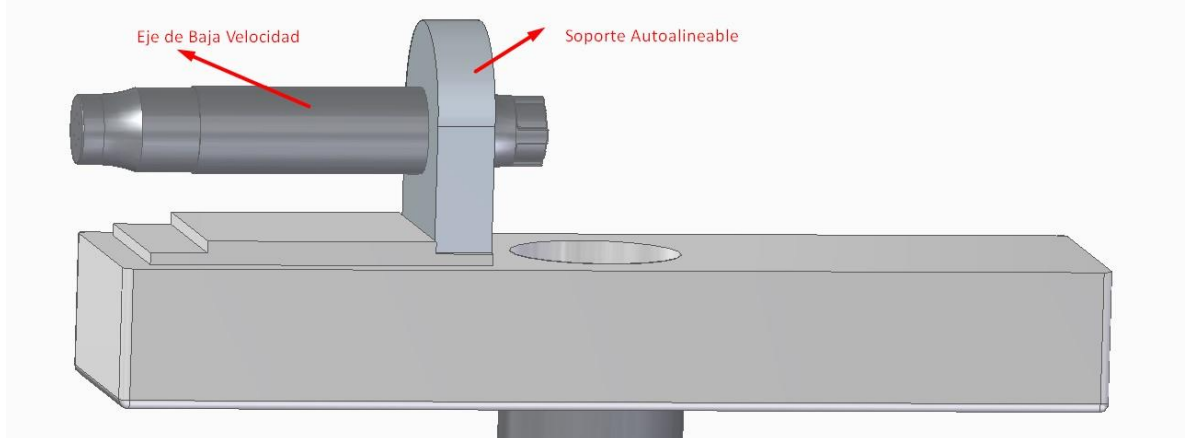


Fuente. Elaboración propia

Este se encuentra perñada según el plano anexado

Seguido a esto se monta el eje de baja velocidad en el soporte autoalineables derecho

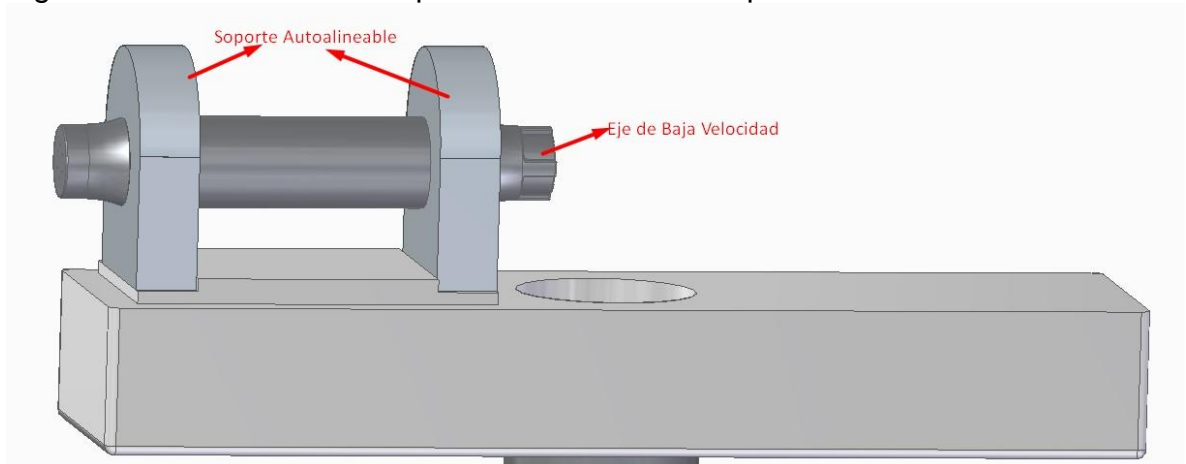
Figura 135 Instalación del eje de baja velocidad



Fuente. Elaboración propia

Acoplando el soporte autoalineables de la izquierda para terminar de montar el eje de baja velocidad

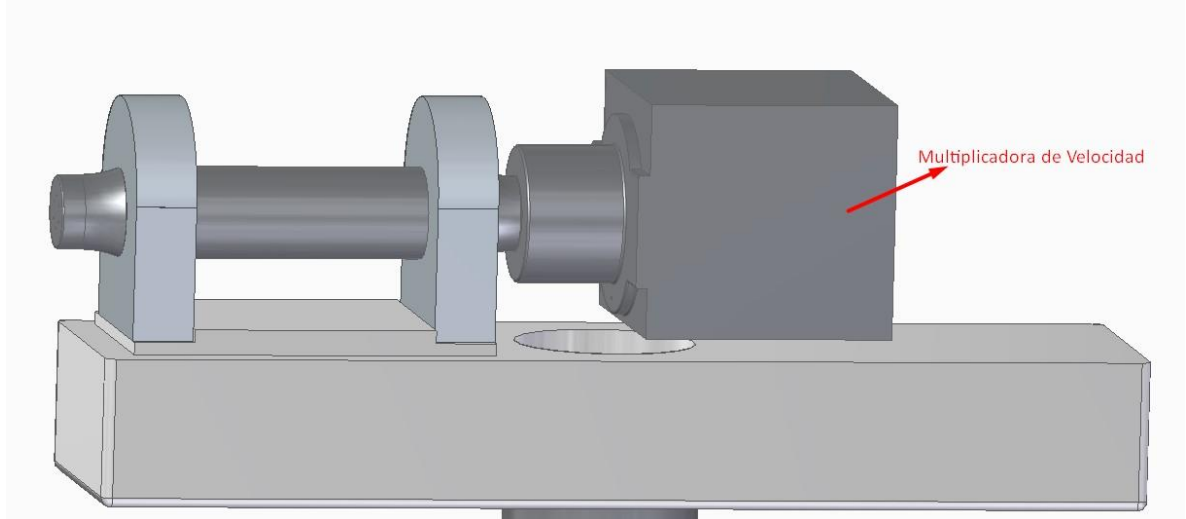
Figura 136 Instalación del soporte autoalineables izquierdo



Fuente. Elaboración propia

Se realiza el montaje de la multiplicadora de velocidad al eje de velocidad por derecha

Figura 137 Instalación de la multiplicadora de velocidad



Fuente. Elaboración propia

5.1.4.3 Instalación del sistema de frenado

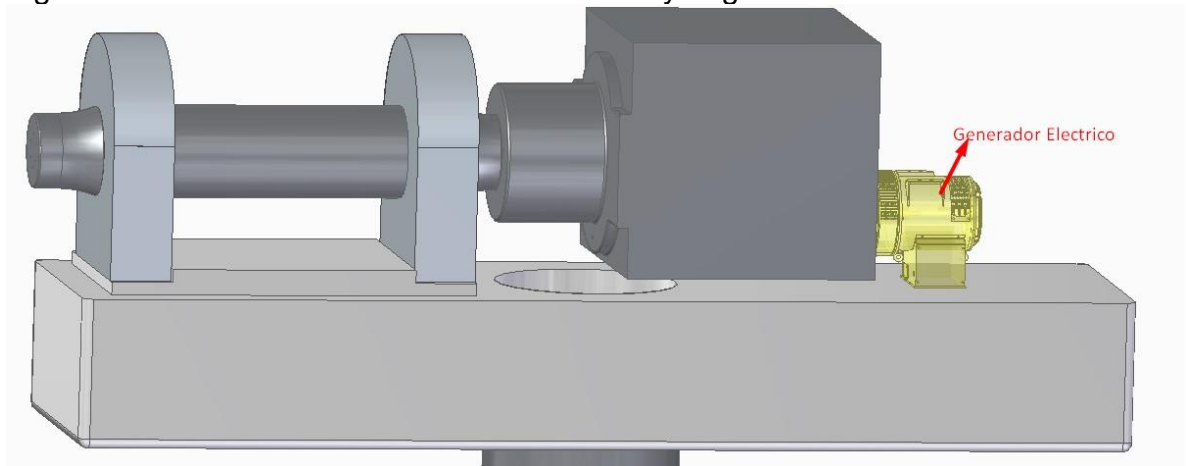
Se procede a instalar el sistema de frenado en la salida de la multiplicadora

5.1.4.4 Instalación del generador eléctrico

Con el sistema de frenado montado se procede a instalar el generador eléctrico como se muestra

La conexión de la multiplicadora al generador eléctrico directamente a la salida de la multiplicadora

Figura 138 Instalación del sistema de frenado y el generador eléctrico

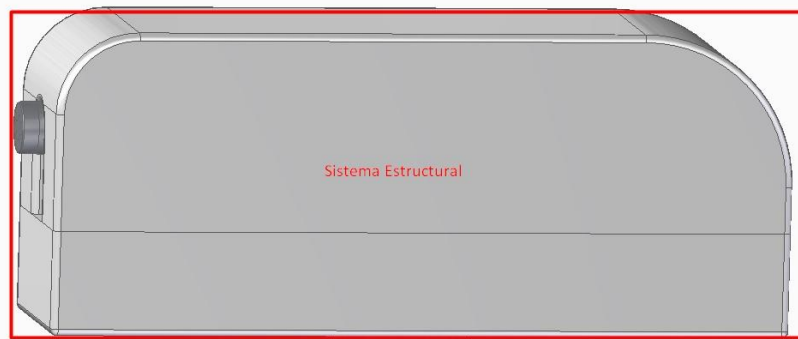


Fuente. Elaboración propia

El generador eléctrico se encuentra montado a la estructura por medio de los pernos mostrados en el anexo

5.1.4.5 Instalación Cubierta. La cubierta se encuentra ajustada por tornillos internamente al bastidor

Figura 139 Instalación de la cubierta del aerogenerador

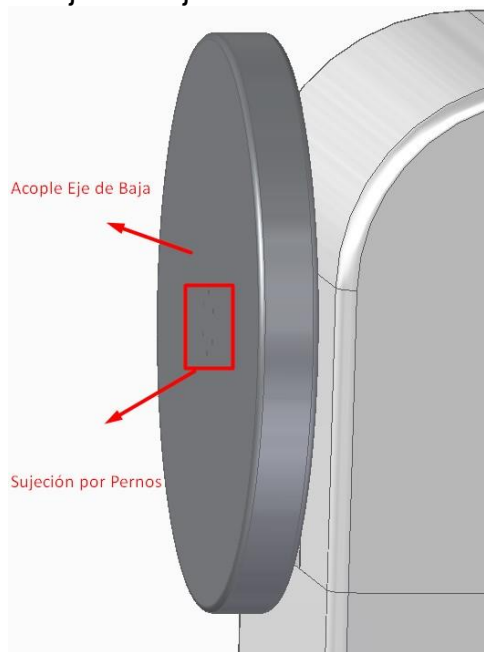


Fuente. Elaboración propia

5.1.4.6 Instalación Subsistema de Captación

Se acopla por medio de 6 tornillos de métrica el acople del subsistema de captación al subsistema de transmisión como se muestra

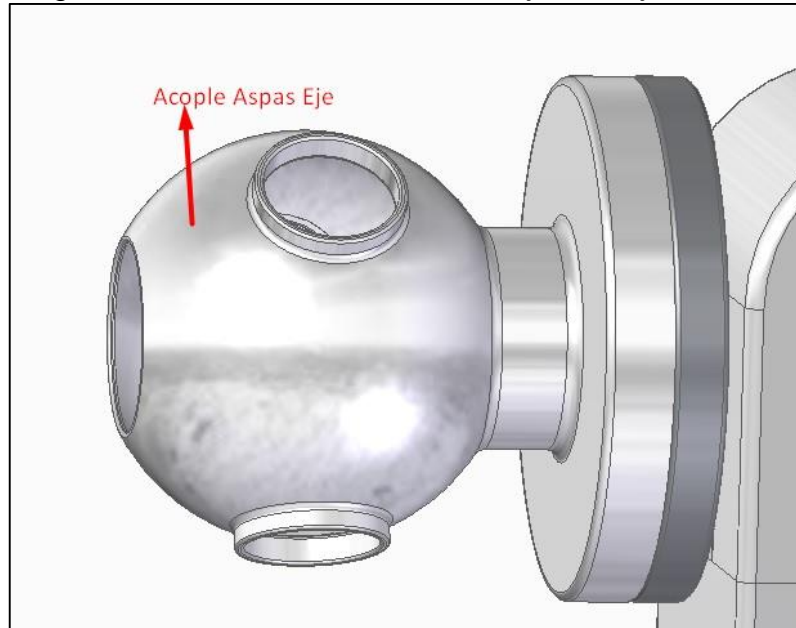
Figura 140 Instalación del acople del eje de baja velocidad



Fuente. Elaboración propia

Posterior a esto se procede a montar al acople el rotor por medio de 100 tornillos de métrica como se muestra

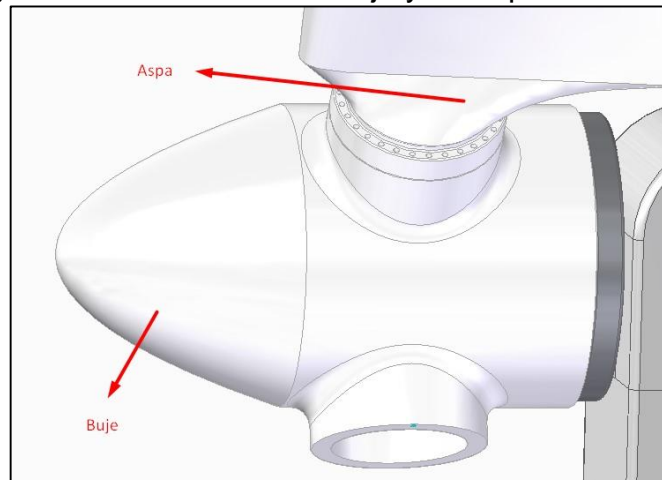
Figura 141 Instalación del rotor al eje de baja velocidad



Fuente. Elaboración propia

Seguido a esto se debe montar el buje acoplado a una de las aspas en la parte superior

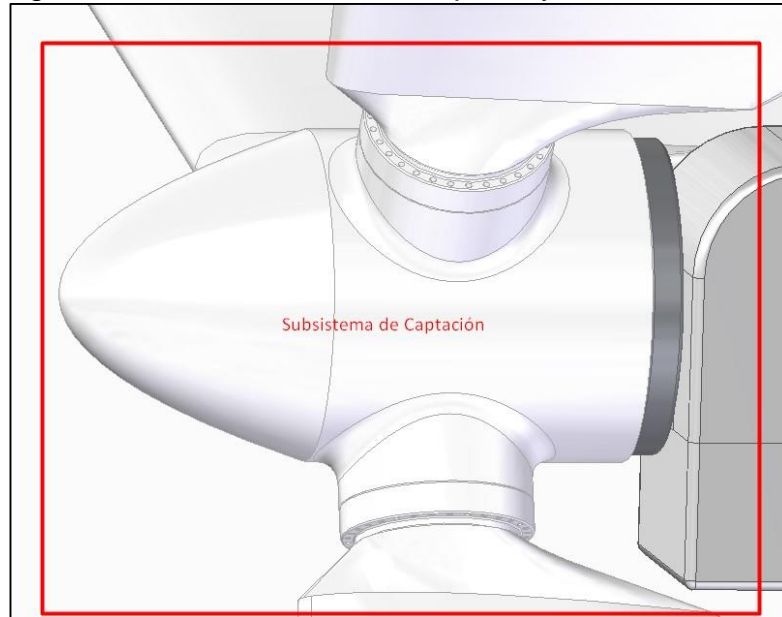
Figura 142 Instalación del buje y un aspa



Fuente. Elaboración propia

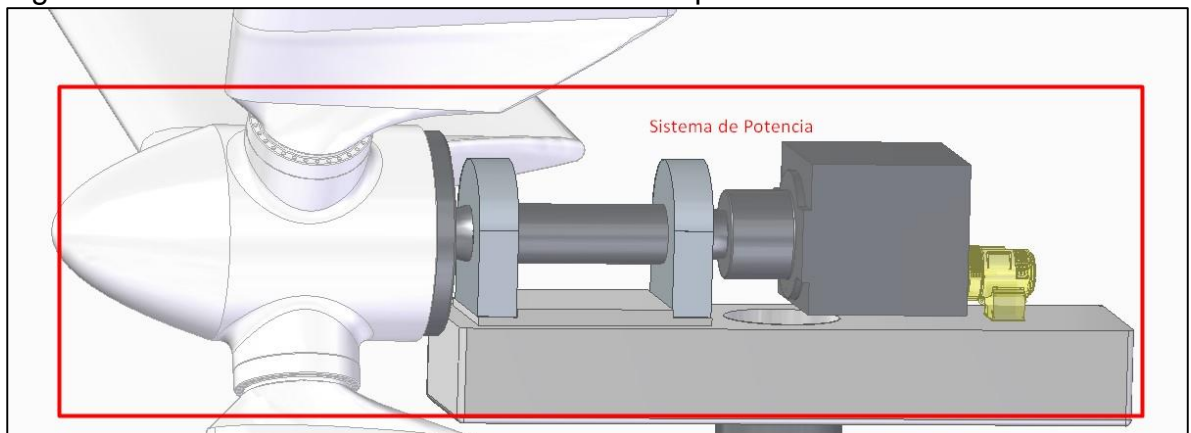
Finalmente se montan las 2 aspas restantes para terminar de instalar el subsistema de captación y por ende el sistema de potencia del aerogenerador

Figura 143 Instalación de las aspas 2 y 3



Fuente: elaboración propia

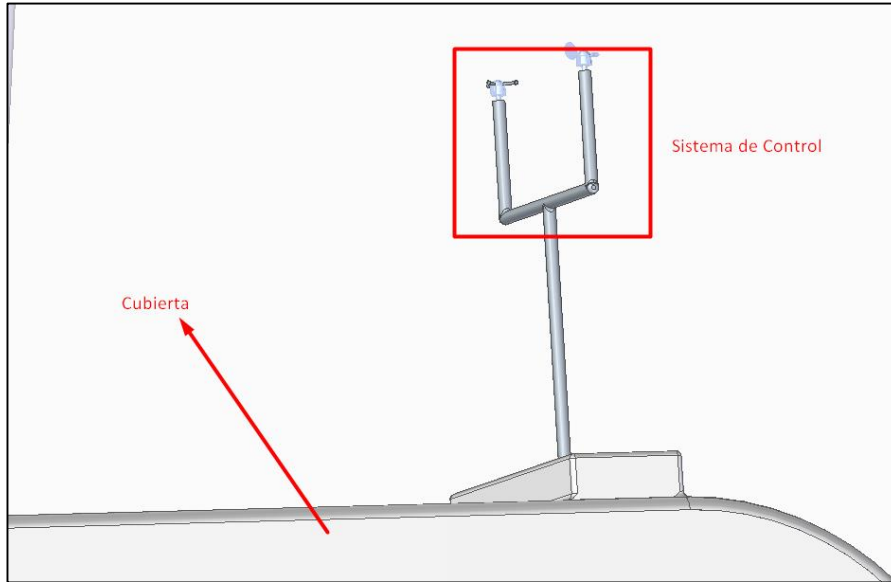
Figura 144 Instalación terminada del sistema de potencia



Fuente: elaboración propia

5.1.4.7 Instalación del sistema de control. El sistema de control se encuentra acoplado a la cubierta una vez culminados todos los sistemas previamente mostrados

Figura 145 Instalación del sistema de control



Fuente. Elaboración propia

Figura 146 Aerogenerador de 60 kW de potencia

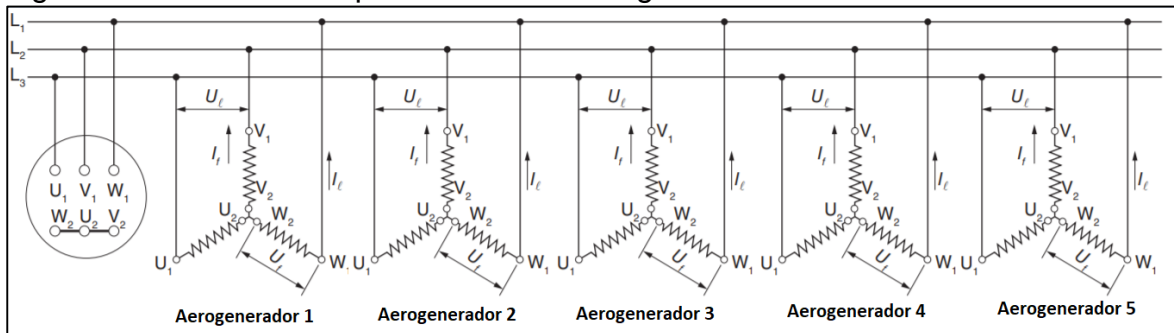


Fuente. Elaboración propia

5.1.5 Conexión eléctrica de los aerogeneradores. El conjunto de los 5 aerogeneradores requeridos para suplir la potencia requerida debe realizarse en paralelo debido a que se debe mantener el voltaje incrementando la corriente en el número de equipos instalados, la figura 138 muestra la mejor configuración para conectar los aerogeneradores siendo la conexión en estrella o Y en paralelo con el sistema a alimentar debido a que la conexión en estrella entrega una distribución uniforme entre las fases de los aerogeneradores.

Para realizar el esquema de la figura 138 se tomó en cuenta la conexión en paralelo de motores trifásicos, teniendo en cuenta que se comportan bajo el mismo principio y optando por la conexión en estrella por encima de la conexión en delta debido a que distribuye las cargas uniformemente entre las 3 fases de los equipos sin recargar trabajo a ninguna.

Figura 147 Conexión en paralelo de los aerogeneradores trifásicos en estrella



Fuente. Elaboración propia basado en la conexión de motores trifásicos en paralelo

5.2 MANUAL DE OPERACIÓN

5.2.1 Puesta en marcha. La puesta en marcha del aerogenerador debe darse continuo a la instalación del aerogenerador para comprobar el funcionamiento de todos los componentes del aerogenerador.

La puesta en marcha del aerogenerador debe realizarse con el freno del aerogenerador activo y una vez verificadas cada uno de los sistemas del aerogenerador, liberar el freno mecánico y registrar los valores de dirección, magnitud del viento, RPM del eje de baja velocidad, corriente producida por el generador eléctrico.

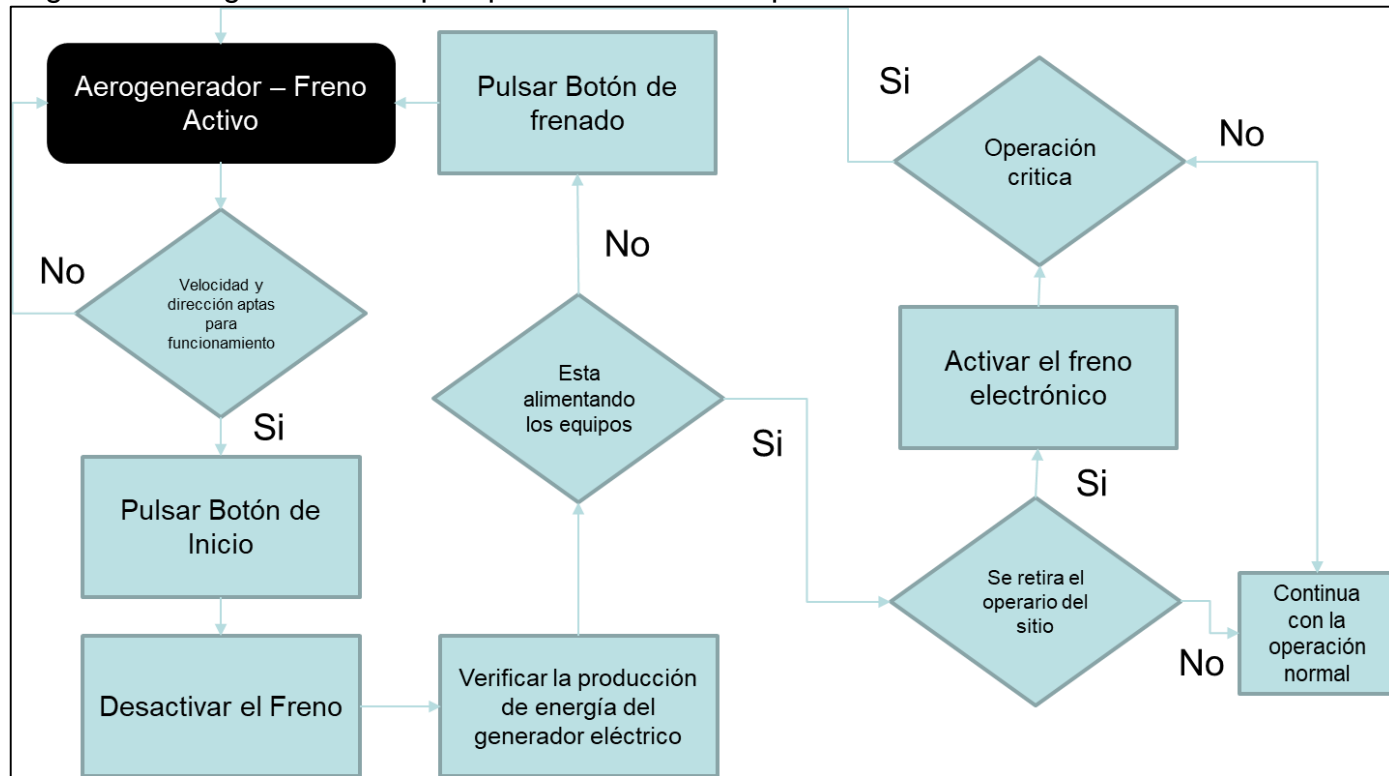
Con las variables de entrada bajo condiciones de funcionamiento, se procede al inicio de los aerogeneradores desde el panel de control, liberando el freno y permitiendo la rotación de las aspas por efecto del viento incidente en ellas.

Posterior a esto se deben verificar las variables de salida como lo son la corriente y voltaje a la salida del generador eléctrico y la potencia producida en la transferencia eléctrica.

5.2.2 Medidas de seguridad ante calamidades. Aunque el aerogenerador regula la cantidad de potencia que puede captar debido a su diseño de aspas, cuyo caso que la potencia eólica del aerogenerador sea mayor que la estimada que puede captar el aerogenerador se acciona el freno electromecánico siendo esta una condición en donde el operario hubiera tenido que alejarse del aerogenerador, se produce una baja de tensión que devuelve el contacto interno del freno que es normalmente cerrado a su posición de reposo.

Lo enunciado anteriormente responde al siguiente diagrama de bloques para el manual de operación del aerogenerador

Figura 148 diagrama de bloques para el manual de operación



Fuente. Elaboración propia

5.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO

Los aerogeneradores son máquinas con alta resistencia al desgaste es por ello que el mantenimiento se realiza en periodos largos de tiempo, pero se debe tener especial atención a las uniones por bridas y las conexiones eléctricas por medio de inspecciones frecuentes.

Para el desarrollo del manual de mantenimiento se procede a categorizar cada uno de los componentes del aerogenerador junto con la inspección y recursos necesarios.

A continuación, se muestra la debida tabla de inspecciones en función de los subsistemas del aerogenerador en el anexo 2

Con base en la tabla de inspecciones se procede a realizar la tabla de fallas, relacionando la falla que presente un componente con su respectivo recurso humano, consumibles y tecnología necesaria para solucionar la falla en el anexo 3.

5.4 IMPACTO AMBIENTAL

5.4.1 Fase inicial de transporte e instalación de la turbina. El transporte inicial de los materiales requeridos para la correcta instalación de la turbina no involucra o representa algún riesgo considerable para el ambiente en el que será alojada, salvo el consumo de energía fósil para el transporte de la misma, sin afectar de forma significativa las corrientes fluviales aledañas, los recursos hídricos o la flora y fauna del área seleccionada para la instalación. Los materiales residuales serán desechados según lo estipula el Ministerio de Ambiente en la Ley 1259 del 2008 para que de esta forma no se genere algún tipo de contaminación a corto, mediano o largo plazo en la zona.

El proceso de instalación puede afectar la estructura del terreno en el que se está llevando a cabo, junto con algunas afectaciones mínimas en las zonas aledañas, en caso tal se evacuará la zona durante la instalación y las pruebas iniciales pertinentes de funcionamiento para que sea garantizada la seguridad de la población. Durante el transcurso, también se verá afectado el paisaje de manera relevante y algunas poblaciones de aves nativas o migratorias que transitan el área donde se instalará la turbina. Adicional a ello, con la instalación del hormigón se emplearán cantidades de agua que no serán reutilizables de ninguna manera, junto con el uso de diversos tipos de maquinaria, que producirán dióxido de carbono y material particulado en el ambiente durante su manejo.

5.4.2 Traslado de personal. El proceso de traslado del personal se realizará en automóviles adaptados para grupos de personas, ya que, de esta manera no se emplearán múltiples vehículos y se reducirá la generación de gases contaminantes por combustibles fósiles, perturbando de manera mínima los hábitats, flora, biota y microbiota de los involucrados. En caso de algún derrame de materiales contaminantes, se buscarán medidas ambientales para la separación, recolección y posterior descarte de los mismos buscando siempre la mínima afectación ambiental.

5.4.3 Muestreo inicial. En la fase de muestreo inicial se emplearán vehículos transportadores de personal, que junto con la maquinaria requerida generan contaminantes atmosféricos, generalmente gases que pueden o no resultar tóxicos. Adicional a ello, se verá directamente afectada la fauna del área de trabajo (Principalmente por aves) por lo que se deberán instalar repelentes visuales para ahuyentar a estas poblaciones animales, este tipo de repelente no afecta a los individuos. También, la turbina producirá el efecto sombra acompañado de una interrupción constante en el paisaje donde será instalada, lo que repercutirá sobre la flora y los habitantes de la zona.

Igualmente, el movimiento de las hélices producirá un leve sonido que se puede catalogar como contaminación auditiva, que no afectará en gran medida a los residentes.

5.4.4 Mantenimiento y limpieza de la turbina, áreas de trabajo, almacenamiento, equipos e infraestructura. Para el mantenimiento de las áreas de trabajo, la infraestructura y la turbina, se emplearán diversos artefactos productores de Diésel y partículas contaminantes, que podrían alterar la estructura del suelo; también se utilizarán materiales cuyo vertimiento podría afectar las fuentes hídricas o fluviales cercanas al lugar donde se aloja la turbina. En lo que respecta a la limpieza, se destinará una gran cantidad de agua que no será reutilizable, además de productos químicos de desinfección que al ser desechados representarán un peligro para las especies acuáticas que habitan en los vertimientos de estos residuos. Se verán afectadas igualmente las poblaciones de habitantes con los efectos de ruidos provocados por los mantenimientos requeridos y la limpieza periódica que se realizará a la turbina. También, habrá un aumento en el consumo de recursos naturales provocado por el personal que efectuará estas labores junto con la generación de residuos ordinarios y algunos que podrían llegar ser peligrosos, que serán tratados igualmente conforme a la Ley estipulada en el Ministerio de Ambiente.

6. DETERMINACIÓN DEL COSTO ASOCIADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

Debido a que gran parte de los componentes diseñados y/o seleccionados para la implementación del aerogenerador son de pedido especial en empresas dedicadas a proyectos de energía eólica, y su consulta del precio en el mercado por componente independiente no fue posible en ninguna de las características, se optó por hacer un análisis basado en el recurso energético suministrado anualmente.

6.1 CALCULO DE LA INVERSIÓN Y COSTOS CON PROYECTO (AEROGENERADOR COMO FUENTE PRINCIPAL Y RESPALDO DEL GENERADOR DIESEL)

El presente análisis financiero se basó en la información recopilada y presentada por el UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), en su Registro de Proyectos de Generación¹⁴. Inicialmente el registro presenta la agrupación de las distintas fuentes de generación eléctrica como lo muestra la siguiente tabla 39

Tabla 46 Categorización de tecnología y tipo de combustible según el UPME

Recurso	Tipo	Tecnología	Tipo	Capacidad [MW]	Rango
AGUA	A	Filo de Agua	1	0 < 20	1
RESIDUO AGRICOLA	B	Embalse	2	20 < 100	2
CARBON	C	Ciclo Combinado	3	> 100	3
FUEL OIL No. 2	D	Ciclo Abierto	4		
FUEL OIL No. 6	E	Convencional	5		
GAS	F	Carbón Pulverizado	6		
GAS/FUEL OIL	G	Lecho Fluidizado	7		
GAS/FUEL OIL/CRUDO PESADO	H	Fotovoltaica	8		
SOL	I	Aerogenerador	9		
VIENTO	J	Flash	0		
GEOTERMIA	K	PC-IGCC	X		
FUEL OIL	L	Fermentación Metánica	Y		
DIESEL 2 / GAS	M				

Fuente. Registro de Proyectos de Generación del UPME Disponible en: http://www1.upme.gov.co/documents/registro_proyectos_generacion_ago2016.pdf

Una vez categorizados los recursos para la generación eléctrica el UPME clasifico por categorías la información de la tabla anterior según todas las posibles combinaciones que podrían generarse en donde al menos existiera 1 proyecto vigente presentado en donde el combustible de la energía eólica en este caso el viento se categoriza de tipo “J” en la siguiente tabla 40

¹⁴ Registro de Proyectos de Generación del UPME Disponible en: http://www1.upme.gov.co/documents/registro_proyectos_generacion_ago2016.pdf

Tabla 47 Codificación de las máquinas de generación eléctrica según el UPME.

RANGO RECURSO	RANGO TECNOLOGÍA	RANGO CAPACIDAD	CATEGORIA	Total
A	1	1	A11	61
		2	A12	25
		3	A13	7
	2	2	A22	2
		3	A23	10
B	5	2	B52	1
C		3	C52	3
	6	2	C53	14
		2	C62	2
	7	3	C63	4
			C73	7
X	2	CX2	1	
D	4	1	D41	2
		2	D42	1
E			3	E42
	F	3	3	E43
2			F32	1
3		F33	2	
4		1	F41	9
		2	F42	4
	3	F43	1	
G	3	2	G32	1
	4		G42	1
H	3	3	H33	2
	4		H43	1
I	8	1	I81	8
J	9		J91	1
			J92	1
L	4	2	L42	3
M			M42	1
Total general				178

Fuente. Registro de Proyectos de Generación del UPME Disponible en: http://www1.upme.gov.co/documents/registro_proyectos_generacion_ag_o2016.pdf

Esto con la finalidad de categorizar los costos por categoría en el año 2015 siendo que la energía eólica tiene tipificado su rango de tecnología en “9” y subdividido en 2 rangos de capacidades codificando los los proyectos eólicos en J91 y J92 mostrados en la siguiente tabla

Tabla 48 Costo de instalación y costos anuales de operación y mantenimiento de las máquinas de generación eléctrica según el UPME

Categoría	Costo de Instalación [USD/kW]			Costo Fijo de AOM [USD/kW]			Costos Internacionales	
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	C Inst [USD/kW]	CF AOM [USD/kW]
A11	1.236,04	2.522,36	8.869,57	0,0030	37,0460	123,0000	3431,71	66,39
A12	1.436,11	2.439,60	3.110,64	11,0434	32,0053	85,0000	3431,71	66,39
A13	0,00	2.130,26	3.000,00	0,0000	28,6079	43,4582	2161,30	51,94
A23	1.090,10	1.970,19	2.622,00	9,8047	13,0018	16,5062	2161,30	51,94
B52	1.526,49	1.526,49	1.526,49	0,0074	0,0074	0,0074	2283,98	79,80
C52	23,45	1.218,23	1.874,49	0,0018	0,0024	0,0028	1467,62	43,23
C53	0,00	1.839,13	3.255,46	0,0028	22,8981	55,5600	1467,62	43,23
C62	1.502,02	1.502,02	1.502,02	36,0000	36,0000	36,0000	1742,80	60,20
C63	1.790,57	1.969,89	2.507,85	4,2342	9,0353	23,4389	1742,80	60,20
C73	1.053,28	1.902,93	2.422,53	7,0411	30,7892	43,4609	1960,65	66,62
CX2	23,06	23,06	23,06	0,0017	0,0017	0,0017	2270,23	88,80
D41	880,33	880,33	880,33	0,0033	0,0033	0,0033	452,90	20,93
D42	440,17	440,17	440,17	27,2903	27,2903	27,2903	452,90	20,93
E42	1.100,42	1.100,42	1.100,42	0,0028	0,0028	0,0028	842,74	25,78
E43	1.638,90	1.638,90	1.638,90	34,7581	34,7581	34,7581	842,74	25,78
F32	63,48	63,48	63,48	10,3310	10,3310	10,3310	452,90	20,93
F33	591,90	751,62	911,33	14,3747	22,2991	30,2235	452,90	20,93
F41	1.009,00	1.242,94	2.146,00	4,3500	14,7944	16,1000	842,74	25,78
F42	761,02	813,01	877,80	0,0274	41,1622	79,2299	452,90	20,93
F43	303,95	303,95	303,95	0,0457	0,0457	0,0457	842,74	25,78
G32	532,96	532,96	532,96	3,1598	3,1598	3,1598	452,90	20,93
G42	1.100,42	1.100,42	1.100,42	0,1320	0,1320	0,1320	452,90	20,93
H33	842,62	868,95	895,28	0,0390	0,0390	0,0390	452,90	20,93
H43	849,68	849,68	849,68	19,9786	19,9786	19,9786	452,90	20,93
I81	0,00	763,55	2.522,00	0,0000	13,7107	63,0555	2687,58	27,29
J92	1.794,00	1.794,00	1.794,00	1.700,0000	1.700,0000	1.700,0000	1674,00	42,51
L42	666,00	666,00	666,00	0,0180	0,0180	0,0180	452,90	20,93
M42	666,00	666,00	666,00	0,0180	0,0180	0,0180	452,90	20,93

Fuente. Registro de Proyectos de Generación del UPME Disponible en: http://www1.upme.gov.co/documents/registro_proyectos_generacion_ago2016.pdf

Como se mencionó anteriormente esta información fue calculada en base al valor del dólar (USD) del 2015 que según la base de datos de Dólar Colombia¹⁵ a la fecha de cierre del año 2015 (31 de diciembre del 2015) el valor del dólar USD cerro en 3149,47 Pesos colombianos (COP), teniendo en cuenta esto y la fecha de consulta actual de valor del dólar (Sábado 16 de Noviembre de 2019), el valor del dólar según Dólar Colombia es de 3421,26 Pesos Colombianos (COP) equivalentes a un aumento en los costos presentados a la tabla anterior en un 8,6297 % con respecto al año 2015.

¹⁵ Base de datos del histórico del valor del dólar de Dólar Colombia Disponible en : <https://www.dolar-colombia.com/2015-12-31>

Tabla 49 Costos de aerogeneradores al año 2015

Costos de la categoría Eólica en USD del 2015								
Categoría	Costo de Instalación [USD/kW]			Costo fijo de AOM [USD/kW]			Costos Internacionales	
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	C Insta [USD/kW]	CF AOM [USD/kW]
J92	1794	1794	1794	1700	1700	1700	1674	42.51

Fuente. Registro de Proyectos de Generación del UPME Disponible en: http://www1.upme.gov.co/documents/registro_proyectos_generacion_ago2016.pdf

La tabla anterior muestra los costos para la codificación “J92” debido a que son los proyectos vigentes de esa tecnología y de esta se realizara la proyección a hoy teniendo en cuenta el aumento del valor del dólar a hoy. Según la tabla la produciendo la siguiente tabla de costos equivalente al incremento del valor del Dólar a hoy

Tabla 50 Costos de aerogeneradores al año 2019

Costos proyectados de la categoría Eólica en USD del 2019								
Categoría	Costo de Instalación [USD/kW]			Costo fijo de AOM [USD/kW]			Costos Internacionales	
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	C Inst [USD/kW]	CF AOM [USD/kW]
J92	1948.8169	1948.8169	1948.81692	1846.705	1846.705	1846.705	1818.46128	46.178488

Fuente. Elaboración propia basado en el Registro de Proyectos de Generación del UPME

Con la finalidad de determinar el costo de instalación del proyecto eólico al día de hoy y los costos fijos de Operación y Mantenimiento siguientes:

Costo de Instalación: 1948.82 USD/kW Instalado

Costos Anuales de Operación y Mantenimiento: 1846.705 USD

Como el aerogenerador no está en constante funcionamiento debido a la fluctuación del viento y diferentes parámetros previamente mencionados se debe calcular el tiempo en operación a las cuales trabajara el aerogenerador por medio de la siguiente formula

$$HOP = Haño * FU$$

Donde

HOP = horas de operación

Año = horas al año

Fu = factor de utilización (calculado en el capítulo 2)

Las horas al año serán calculadas a los 365 días del año equivalentes a 8760 horas al año obteniendo así las horas de operación del aerogenerador siguientes

$$HOP = 8760 \text{ Horas} * 0,2185 = 1914,06 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

Si la energía producida del aerogenerador se ofertara, presentaría unas utilidades al proyecto.

La finalidad del proyecto del aerogenerador es reemplazar el costo de la implementación de un sistema de generador Diésel, por ello sus ingresos serán calculados como energía vendida al año teniendo en cuenta los valores siguientes aprobados por la CREG (Comisión y Regulación de Energía y Gas) y ENEL Codensa en el tarifario presentado en enero de 2019.

Figura 149 Costo por kWh de la energía

ÁREAS COMUNES NIVEL DE TENSIÓN 1		
MODALIDAD (Todo consumo)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)
E1	509,5027	472,6135
E2	509,5027	472,6135
E3	509,5027	472,6135
E4	509,5027	472,6135
E5 y E6, Industrial y Comercial	611,4032	567,1362
Exenta de contribución	509,5027	472,6135

Fuente. Tarifario del año 2019 de la CREG y ENEL Codensa Disponible en: <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espas/C3%20B10/personas/1-17-1/2019/Tarifario-enero-2019.pdf>

Valor del Kwh siendo para la modalidad industrial y en propiedad del cliente es de 567,1362 \$/kWh

Calculando así el precio de la energía producida anual por medio de la siguiente ecuación

$$\$vE_{\text{anual}} = HOP * (V_{\text{kwh}} * E_p)$$

Donde

$\$vE_{\text{anual}}$ = Precio de la energía anual producida

HOP = Horas de operación

V_{kwh} = precio (COP) por kWh

E_p = Energía Producida

TRM= Tasa Representativa Monetaria

La TRM calculada por la superintendencia financiera de Colombia en base al promedio ponderado de las operaciones de compra y venta de contado de dólares de los Estados Unidos de América a cambio de la moneda legal colombiana¹⁶ equivalente 3421.26 COP por cada USD

Obteniendo así el Precio de energía anual producida por el aerogenerador al año

$$\begin{aligned} \$vE_{\text{anual}} &= 1914,06 \text{ horas} * \left(567,1362 \frac{\$ \text{COL}}{\text{kWh}} * 280 \frac{\text{kWh}}{\text{h}} \right) \\ \$vE_{\text{anual}} &= 1914,06 \text{ horas} * \left(158798,136 \frac{\$ \text{COL}}{\text{h}} \right) \\ \$vE_{\text{anual}} &= 303949160,2 \$ \text{COP} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta que a hoy se tiene estimado una vida útil de los sistemas de Aerogeneración a 20 años en el documento presentado al UPME por el Consorcio Energético CORPOEMA titulado “FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)”

¹⁶ Superintendencia financiera de Colombia, Tasa de Cambio Representativa del Mercado TRM Disponible en : <https://www.superfinanciera.gov.co/publicacion/60819>

Tabla 51 Vida útil, Capacidades y factores de tipos de generación

Tipos de Generación	Vida equipos (yr)	Fuera de red		Minired		Conectados a red	
		Capacidad (W)	Factor Capacidad (FC%)	Capacidad (kW)	Factor Capacidad (FC%)	Carga base	
						Capacidad (MW)	Factor Capacidad (FC%)
Geotermicas binarias	20			200	70		
Geotermicas binarias	30					20	90
Geotermicas flash	30					50	90
Solar FV	20, 25	50, 300	20	25	20	5	20
Centrales solares con almacenamiento	30					30	50
Centrales solares sin almacenamiento	30					30	20
Eólica - generación electricidad	20	300	25	100	20	10, 100	30
Híbridos Solar-Eólico	20	300	20	100	20		
Híbrido	20						
Gasificador de Biomasa	20			100	80	20	90
Vapor de biomasa	20					50	90
Gas de relleno sanitario	20					5	80
Biogas	20			60	80		
Hidro Pico	5	300	30				
Hidro Pico	15	1000	30				
Hidro Pico	30			100	30		
Hidro Mini	30					5	45

Debido a que el proyecto no va a proporcionar la potencia generada a la red, pero si se descontara este valor del costo anual que refiere el funcionamiento de extracción de petróleo con el generador Diésel como única fuente de alimentación, es decir las horas de operación del aerogenerador se descontaran de las horas de operación que tendrá el generador Diésel esto asumiendo que la extracción debe durar las 24 horas durante los 365 días del año.

Determinando así la proyección de los ingresos y los costos anuales de mantenimiento y operación del aerogenerador.

Determinando así el uso de combustible en los tiempos donde no se esté utilizando el aerogenerador, calculando las horas de operación del generador Diésel

$$\begin{aligned}
 HOP_{Diesel} &= H_{año} - HOP_{aero} \\
 HOP_{Diesel} &= 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} - 1914,06 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \\
 HOP_{Diesel} &= 6845,94 \frac{\text{horas}}{\text{año}}
 \end{aligned}$$

El generador Diésel utilizado para realizar la comparación financiera del proyecto es el generador 2206C -E13TAG2 – PERKINS del fabricante IGener anexado el catálogo del mismo

Como se muestra en el catálogo del generador eléctrico el costo inicial del generador es de \$35.708.472 CLP sin IVA con un valor de \$219.000 CLP, los precios equivalentes a COP mostrados en la siguiente tabla

Tabla 52 Costos de la implementación de un generador Diésel

Concepto	Precio (CLP) Sin IVA	Precio (COP) Sin IVA	Precio (CLP) Con IVA (19%)	Precio (COP) Con IVA (19%)
Compra Generador Eléctrico	35708472	156760192	42493081.7	186544629
Puesta en Marcha	219000	961410	260610	1144077.9

Fuente: elaboración propia

El valor del flete marítimo de transporte del equipo desde Chile hasta Colombia se determinó por medio de la transportadora Etraders por medio de la siguiente tabla

Figura 150 Costos de fletes para el generador Diésel

FLETE MARÍTIMO	
A- ½ Metro cúbico/500kg :	125 USD
B- 1 Metro cúbico/Tonelada:	250 USD
(*) Por cada Metro Cúbico adicional:	200 USD
(**) Por cada ¼ MC Adicional:	75 USD

Teniendo en cuenta que las dimensiones del generador eléctrico son 4400x1400x2150 mm equivalentes a 13,244 m³

$$Flete_{maritimo} = \frac{13,244 \text{ m}^3}{2 \text{ Ton}} = 6,622 \frac{\text{m}^3}{\text{ton}}$$

Equivalentes a 1374,4 USD de flete marítimo respectivamente a \$4'706.619,06 COP

Determinando así la inversión inicial del generador Diésel de la siguiente manera

$$InvGenDie = \$Maq + \$Flete + \$Marcha$$

$$InvGenDie = \$ 186'544.629 + \$4'706.619,06 + \$1'144.077,9$$

$$InvGenDie = \$ 192.395.326$$

Posteriormente se determinó la cantidad de combustible utilizado por año de operación del generador Diésel, tomando en cuenta las horas de operación del generador Diésel y el consumo de combustible del generador utilizado como referencia de la siguiente manera

$$ConsDiesel = Consmaq * HOPgenoil$$

Donde

Consdiesel = el consumo de combustible al año

Consmaq = consumo de combustible de la maquina por hora

HOPgenoil = horas de operación del generador al año

Reemplazando de la siguiente manera tanto para el proceso sin el aerogenerador y con el aerogenerador

$$ConsDieselsin = 76 \frac{L}{h} * 8760 \frac{h}{año}$$

$$ConsDieselsin = 665.760 \frac{L}{año}$$

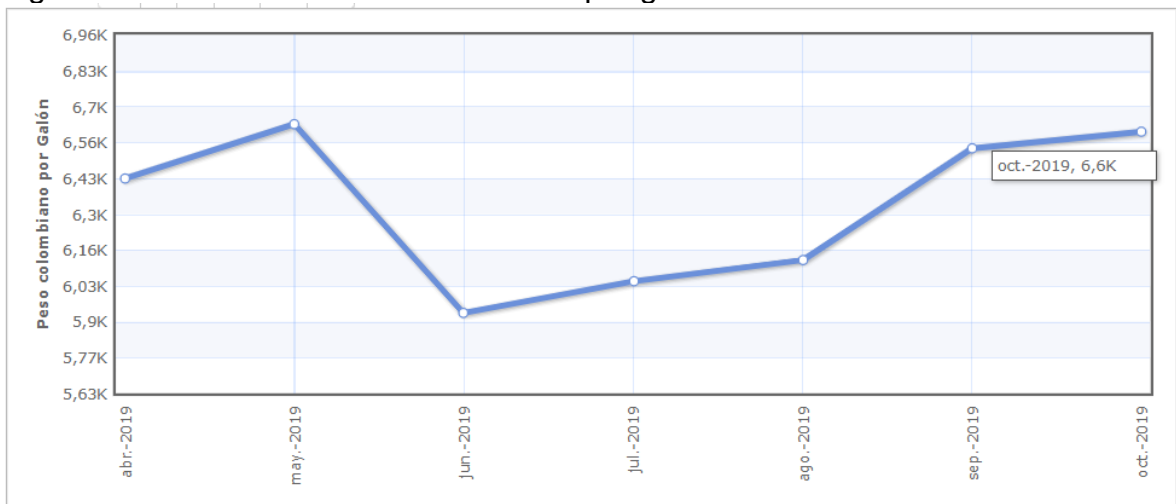
Y con el sistema del aerogenerador incluido

$$ConsDieselcon = 76 \frac{L}{h} * 6845,94 \frac{h}{año}$$

$$ConsDieselcon = 520.291,44 \frac{L}{año}$$

El precio del combustible por unidad de volumen se tomó de la página indexmundi donde se muestra la proyección a 6 meses como se muestra en la siguiente grafica

Figura 151 Costo del combustible Diesel por galón



Fuente: elaboración propia.

Siendo la última cifra registrada un valor de 6600 \$COP por galón de combustible Diesel (Gasoil o fueloil), equivalentes a 1743,5364 \$COP por litro de combustible, determinando el costo del combustible utilizado sin proyecto y con proyecto así

Con proyecto

$$\begin{aligned} \text{ConsDieselscon} &= 520.291,44 \frac{L}{\text{año}} * 1743,5364 \frac{\$COP}{L} \\ \text{ConsDieselscon} &= 907'147.064,2 \frac{\$COP}{\text{año}} \end{aligned}$$

Sin proyecto

$$\begin{aligned} \text{ConsDieselsin} &= 665.760 \frac{L}{\text{año}} 1743,5364 \frac{\$COP}{L} \\ \text{ConsDieselsin} &= 1'160.776.794 \frac{\$COP}{\text{año}} \end{aligned}$$

Si como se determinó el costo anual de mantenimiento y operación del aerogenerador se puede determinar sientto que la generación por Diesel está catalogada de Clase M en la tabla 46, siendo las propiedades para este proceso las siguientes

Tabla 53 Costos del Diesel el dólar en el año 2015

Costos de la categoría Diesel en USD del 2015								
Categoría	Costo de Instalación [USD/kW]			Costo fijo de AOM [USD/kW]			Costos Internacionales	
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	C Inst [USD/kW]	CF AOM [USD/kW]
M42	666	666	666	0.018	0.018	0.018	452.9	20.93

*Costo de Instalación = Potencia Fabricante * Precio por kW Instalado*

$$\begin{aligned} \text{Costo de Instalación} &= 280 \text{ kW} * \left(666 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * \frac{3421,26 \$ COP}{1 \text{ USD}} \right) \\ \text{Costo de Instalación} &= \$ 637.996.564,8 \text{ COP} \end{aligned}$$

Determinando así el costo fijo anual de mantenimiento y operación

$$\begin{aligned} \text{CAOGen} &= 0,018 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * 280 \text{ kW} \\ \text{CAOGen} &= 5,04 \text{ USD} = 17259,4296 \frac{\$COP}{\text{anual}} \end{aligned}$$

El valor de los flujos anuales estará comprendido por los costos anuales de mantenimiento y operación sumados a el costo del combustible utilizado anualmente sin el proyecto de la siguiente manera

Sin proyecto

$$CAUE1sin = CAOGen + ConsDiesel Sin$$

$$CAUE1sin = 17259,4296 \frac{\$COP}{año} + 1'160.776.794 \frac{\$COP}{año}$$

$$CAUE1sin = 1'160.794.053 \frac{\$COP}{año}$$

Con Proyecto

$$CAUE1con = CAOGen + CAOaero + ConsDieselcon$$

$$CAUE1con = 908'429.130,2 \frac{\$COP}{año}$$

6.2 INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO CON AEROGENERADOR

Para la inversión inicial del proyecto como se mencionó anteriormente se realizará tratando el proyecto de aerogeneración como un proyecto de una planta térmica de generación eléctrica, que se realiza por medio de una potencia ofrecida por el fabricante y el precio por kilovatio instalado requerido por medio de la siguiente ecuación

$$\text{Costo de Instalación} = \text{Potencia Fabricante} * \text{Precio por kW Instalado}$$

La potencia del fabricante debe considerar es el modelo ENAIR 800 de la empresa ENAIR donde presenta una potencia de generador de 70 kW con la corrección de la potencia instalada en sitio del aerogenerador a 60 kW reemplazando así

$$\text{Costo de Instalación} = 280 \text{ kW} * \left(1948.82 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * \frac{3421.26 \text{ COP}}{1 \text{ USD}} \right)$$

$$\text{Costo de Instalación} = 280 \text{ kW} * \left(1948.82 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * \frac{3421.26 \text{ COP}}{1 \text{ USD}} \right)$$

$$\text{Costo de Instalación} = 1'866.877.576 \$ COP$$

Dentro del costo de instalación en sitio se contemplan los costos de los materiales, fabricación, mano de obra, transporte y aranceles que el proyecto consuma incluyendo el costo de IVA (Retenciones).

6.3 STOS DE INGENIERIA

Los costos de ingeniería necesarios para la implementación del proyecto teniendo en cuenta las licencias de programas de diseño asistido por computadora (CAD) como lo Solid Edge y Solidworks de siemens incluyendo las herramientas de simulación por elementos finitos para reemplazar el costo de pruebas físicas de los modelos. Tomando el valor de licencia directamente de la página de productos de Siemens¹⁷.

Figura 152 Costo de licencia de Solid Edge

Igualmente, para la herramienta de solidworks muy útil para trabajos de compleja geometría como lo es para el diseño de las aspas del aerogenerador el precio tomado requiriendo de SOLIDWORKS premium con la totalidad de sus características

Figura 153 Costo de programa y licencia de Solidworks

DISEÑO MECÁNICO

SOLIDWORKS Standard	SOLIDWORKS Professional	SOLIDWORKS Premium
€ 6.600	€ 8.250	€ 10.950
+1.500€ de servicio de suscripción anual	+1.700€ de servicio de suscripción anual	+ 2.250€ de servicio de suscripción anual

Fuente. <https://www.cimworks.es/precios-solidworks/>

Además de incluir el costo de recurso humano necesario para la instalación de aerogeneradores proporcionado por el manual de referencia de tarifas en ingeniería proporcionado por el ACIEM (Asociación Colombiana de Ingenieros Electricos y Mecánicos)

¹⁷ Portafolio de productos de Siemens para diseños CAD y simulación Disponible en: <https://www.plm.automation.siemens.com/store/es-es/solid-edge/?ipoverride=noredirect>

Utilizando el Manual de referencia de tarifas primero se determina el grado de escalafón del personal de ingeniería requerido para el proyecto, en donde para el proyecto se optó por requerir un escalafón 2 que especifica que debe ser personal con 15 años ejerciendo con 10 años de experiencia específica en el campo.

Posterior a esto se determina el nivel de responsabilidad que se requiere para el proyecto requiriendo el nivel B de responsabilidad correspondiente a personal responsable de tomar decisiones administrativas y técnicas con reporte a una instancia superior.

Una vez determinados el escalafón y nivel de responsabilidad requerido para el proyecto se procede a estimar los honorarios a los que tiene derecho mensualmente el personal a cargo siendo para el escalafón 2 un valor de 16 Salarios mínimos mensuales legales vigentes (SMMLV).

Con respecto al nivel de responsabilidad si el ingeniero está de acuerdo con el nivel de responsabilidad al que debe aceptar para entrar a realizar el proyecto se debe aplicar un multiplicador a los honorarios de referencia según el nivel de responsabilidad y el escalafón como lo muestra la siguiente imagen

Figura 154 Multiplicador recomendado por honorarios por escalafón y responsabilidad

Multiplicador recomendado sobre los honorarios para el escalafón								
Nivel de responsabilidad	Escalafón							
	1	2	3	4	5	6	7	8
A	1,5	-	-	-	-	-	-	-
B	1,4	1,4	-	-	-	-	-	-
C	1,3	1,3	1,3	-	-	-	-	-
D	1,2	1,2	1,2	1,2	-	-	-	-
E	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-	-
F	1	1	1	1	1	1	-	-
G	1	1	1	1	1	1	1	-
H	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente. Tarifas de referencia de ACIEM

Siendo un multiplicador de 1,4 a los 16 SMMLV de honorarios del ingeniero correspondientes a 22,4 SMMLV para el nivel de responsabilidad B en escalafón 2.

El SMMLV del año 2019 en Colombia es de \$828116 Pesos colombianos según la página del banco de la república de Colombia, finalmente determinando el valor respectivo para el ingeniero encargado del proyecto del aerogenerador en rubiales de puerto Gaitán

$$\text{Salario Ing} = 22,4 * \$828116 \text{ COP} = \$18'549.798,4 \text{ COP}$$

Teniendo en cuenta que para las licencias de SolidWorks se estima un costo del programa parado únicamente en el primer año y en adelante un valor para el uso de la licencia y servicio técnico, el programa de solid Edge tiene un costo menor debido a que solo se incluye el uso de la licencia del programa en todos los meses de estimación del proyecto que para el caso de aerogeneradores la vida útil es de 20 años.

Tabla 54 Costos de ingeniería anuales

Concepto	Solid Edge	Solidworks	Otros Estimados	Salarios	Total, año
Valor	1531821.16	50298605.23	20000000	14664889	86495315.8
Unitario 1					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 2					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 3					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 4					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 5					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 6					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 7					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 8					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 9					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 10					
Valor	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Unitario 11					

Valor Unitario 12	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 13	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 14	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 15	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 16	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 17	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 18	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 19	0	0	0	2286300.2	2286300.24
Valor Unitario 20	0	0	0	2286300.2	2286300.24

Fuente. Elaboración Propia

6.4 DEPRECIACIÓN DEL AEROGENERADOR

Debido a que en la amortización del aerogenerador se tiene en cuenta desde la extracción de la materia prima para la producción de las partes del aerogenerador, la instalación en sitio de operación y un tiempo de operación durante el cual la maquina está sometida a revisiones periódicas de reparación y mantenimiento, con el estimado de la vida útil de los aerogeneradores según el UPME es de 20 años una vez instalado el aerogenerador se genera un valor de depreciación anual que sufre el equipo, devaluándose porcentualmente hasta la terminación de su proceso productivo calculando esta depreciación sobre el total del equipo de la siguiente manera

$$Depreciación = \frac{\text{Costo inicial del aerogenerador}}{\text{Vida util}}$$

$$Depreciación = \frac{100\%}{20 \text{ años}} = 5\% \text{ del costo inicial anual}$$

$$Depreciación = \frac{400.045.194,8 \$ COP}{20 \text{ años}} = 20002259,74\$ \frac{COP}{Anual}$$

6.5 CALCULOS FINANCIEROS

Con base en los flujos de efectivo definidos anteriormente se realiza la tabla de flujos de efectivo siguiente sin el proyecto del aerogenerador presentada en la siguiente tabla.

Tabla 55. flujo de caja

Flujo de caja	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos	0	-	-	-	-	-	-
Costos de producción	\$ 82,151,018.60	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262
Depreciación fijos		89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900
Utilidad antes de impuestos		- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161
Impuesto (33,1%)		- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838
Utilidad después de impuestos		- 227,914,000	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323
Depreciación fijos		89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900
INVERSIONES		-	-	-	-	-	-
Inversión fija	\$ 1,781,337,994	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto	- 1,863,489,013	-138,847,100	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423

Tabla 53. (Continuación)

6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	-	-	-	-
82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262
89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900
- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161
- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838
- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323
89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423

13	14	15	16	17	18	19	20
-	-	-	-	-	-	-	-
82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262	82,168,262
89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900
- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161	- 171,235,161
- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838	- 56,678,838
- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323	- 114,556,323
89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900	89,066,900
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423	- 25,489,423

Fuente: elaboración propia

6.5.1 Cálculo de indicadores financieros. El primer indicador a calcular el VPN o Valor presente neto que traslada todos los flujos de efectivo a través del tiempo de vida útil del aerogenerador a un valor actual por medio de la siguiente fórmula

$$VPN = -INV + \left(\frac{F1}{(1 + TIO)^1}\right) + \left(\frac{F2}{(1 + TIO)^2}\right) + \dots + \left(\frac{F20}{(1 + TIO)^{20}}\right)$$

Donde F1 hasta F20 corresponde a la totalidad del flujo de efectivo de cada periodo de vida útil del aerogenerador.

Una vez determinado el VPN se procede a distribuir ese valor en flujos anuales iguales a lo largo de la vida útil del aerogenerador por medio del indicador CAUE (Costo Anual Uniforme Equivalente), por medio de la ecuación siguiente

$$P = CAUE * \left(\frac{(1 + TIO)^n - 1}{i * (1 + i)^n}\right)$$

Teniendo en cuenta lo anterior el valor del VPN y CAUE de los flujos sin la implementación del aerogenerador son los siguientes

TIO	10%	Porcentual
VPN	-\$ 2,083,511,124	COP
CAUE	-\$ 208,351,112	

Y los respectivos valores con la implementación del aerogenerador

TIO	10%	Porcentual
VPN	-\$ 3,067,309,148	COP
CAUE	-\$ 306,730,915	

En lo que respecta a rentabilidad se utiliza la siguiente relación para saber la rentabilidad económica del proyecto

$$VPN_{con} > VPN_{sin}$$

Obteniendo así que debido al costo de inversión inicial del aerogenerador al ser tan alto produce que el ahorro en combustible anual que está produciendo será muy bajo en relación a lo invertido al inicio de los periodos.

7. CONCLUSIONES

- Se concluye que económicamente, la implementación del aerogenerador presenta un mayor costo con relación a la utilización de un generador Diesel únicamente, sin embargo, el aerogenerador está ahorrando un total de 520.291,44 Litros de combustible por año lo que deriva en 43,64 Toneladas de CO2 con una emisión de 2,3 kg de CO2 por cada litro de gasolina quemado, que no se producen anualmente por la implementación del aerogenerador. Adicionalmente según GLOBAL PETROL PRICES el valor del litro de Diesel a hoy 03 de febrero de 2020 se encuentra en 2392,340 \$COP, para una totalidad 1244,714.024 millones de pesos colombianos que se ahorran.
- La operación del aerogenerador no produce agentes contaminantes que aporten al efecto invernadero sin embargo produce agentes contaminantes a la población circundante como lo son el efecto visual teniendo en cuenta el tamaño de los aerogeneradores, el ruido (debe estar por debajo de 75 dBA tanto de día como de noche) y la utilización de suelo.
- La viabilidad de instalación de aerogeneradores para Puerto Gaitán es viable siempre y cuando la altura de los aerogeneradores sea bastante alta lo cual beneficia a la disponibilidad del espacio vertical disponible en la zona sin afectar las operaciones de excavación y extracción del petróleo.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar un sistema mejor para el acceso al aerogenerador debido a la limitante de espacio que tiene en la parte superior de la torre lo que causa que no cuente actualmente con una forma segura para la accesibilidad para operaciones de mantenimiento.
- Se recomienda realizar una optimización del diseño de las aspas para disminuir su tamaño máximo sin afectar la resistencia del aspa teniendo en cuenta que el diseño del aspa es hueco incrementando la tendencia a un efecto de pandeo en estas.
- El aerogenerador produce una potencia adicional a la que requieren los equipos de la extracción de petróleos, distribuir esta potencia adicional a la población circundante podría producir ingresos adicionales sin embargo no se recomienda debido a que esto influiría en asegurar una disponibilidad del aerogenerador y un respaldo adicional para distribuir esa potencia.

BIBLIOGRAFIA

Atlas De Viento y Energía Eólica De Colombia. Colombia: Ministerio de Minas y Energía, 2006. ISBN 9588067170

BIANCHINI, A., Balduzzi, F., Rosa, D. Di, & Ferrara, G. (2019). On the use of Gurney Flaps for the aerodynamic performance augmentation of Darrieus wind turbines. *Energy Conversion and Management*, Vol. 184, pp. 402–415. <https://doi.org/2126/10.1016/j.enconman.2019.01.068>

BIANCHINI, A., Ferrara, G., & Ferrari, L. (2015). Pitch Optimization in Small-size Darrieus Wind Turbines. *Energy Procedia*, Vol. 81, pp. 122–132. <https://doi.org/2126/10.1016/j.egypro.2015.12.067>

ELSAKKA, M. M., Ingham, D. B., Ma, L., & Pourkashanian, M. (2019). CFD analysis of the angle of attack for a vertical axis wind turbine blade. *Energy Conversion and Management*, Vol. 182, pp. 154–165. <https://doi.org/2126/10.1016/j.enconman.2018.12.054>

CREUS Solé, Antonio. Recurso Eólico. En: Aerogeneradores. Barcelona: ES: Cano Pina, 2012.

DISEÑO DE UN ALABE PARA UN ROTOR EÓLICO, DIANA García Martínez; Edgar Ernesto González; Esaú Vélez.

FERNÁNDEZ SALGADO, José María. Guía Completa De La Energía Eólica. Madrid (España): A. Madrid Vicente Ediciones, 2011. ISBN 9788496709669

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Guía metodológica para la elaboración de trabajos de grado y proyectos de investigación en pregrado. Bogotá D.C., 2011, p. 20 – 39.

J.L. RODRIGUEZ AMENEDO; J.C. Burgos Díaz; S. Arnalte Gómez SISTEMAS EÓLICOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Editorial Rueda S.L

MOTT, Robert L.; CHACÓN PAZ, Miguel y CORDOVA JUST, Arturo. Diseño De Elementos De Máquinas. México: Prentice-Hall, 1995. ISBN 9688805750

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA. Aerogeneradores. NTC 5363, Bogotá

NORTON, Robert L.; CAGIGAS CASTELLO-TÁRREGA, Carlota de, las Mercedes y SÁNCHEZ GARCÍA, Gabriel. Diseño De Máquinas. México: Prentice Hall, 1999. ISBN 9701702573

SHIGLEY, Joseph Edward y PANIAGUA BOCANEGRA, Francisco. Diseño En Ingeniería Mecánica. México: McGraw-Hill, 1978. ISBN 9686046097

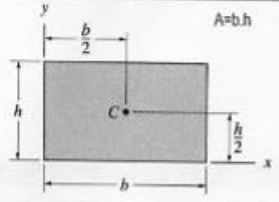
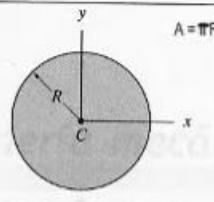
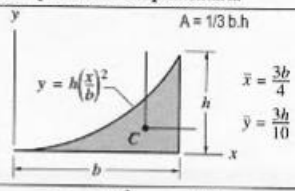
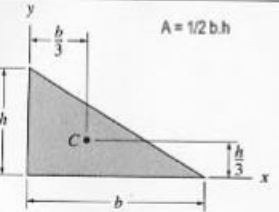
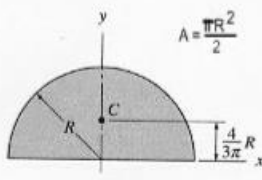
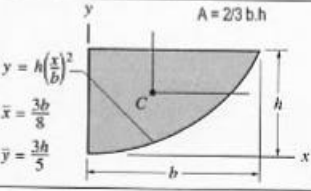
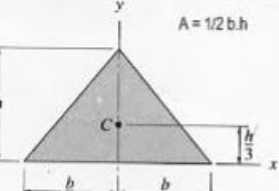
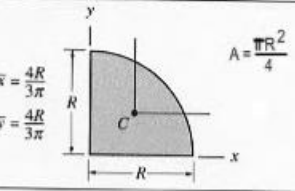
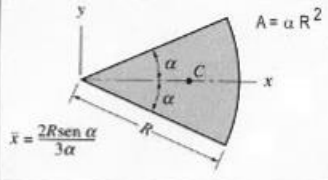
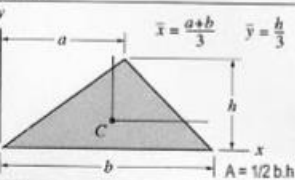
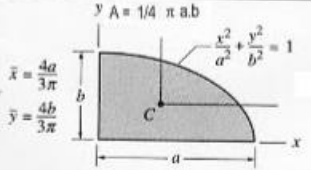
TONY BURTON, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi WIND ENERGY HANBOOK Wiley

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Integración De Las Energías Renovables no Convencionales En Colombia. 1st ed. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, 2015. 38-40

VILLARRUBIA LÓPEZ, Miguel. Ingeniería De La Energía Eólica. México Barcelona: Alfaomega : Marcombo, México Barcelona : Alfaomega : Marcombo, 2013.

ANEXOS

Anexo A.
Área de inercia.

Área momento de inercia		
<p>Rectángulo</p>  <p>$A=bh$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{bh^3}{12}$ $\bar{I}_y = \frac{b^3h}{12}$ $\bar{I}_{xy} = 0$ $I_x = \frac{bh^3}{3}$ $I_y = \frac{b^3h}{3}$ $I_{xy} = \frac{b^2h^2}{4}$</p>	<p>Círculo</p>  <p>$A=\pi R^2$</p> <p>$I_x = I_y = \frac{\pi R^4}{4}$ $I_{xy} = 0$</p>	<p>Media parabólica complementaria</p>  <p>$A = \frac{1}{3}bh$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{37bh^3}{2100}$ $I_x = \frac{bh^3}{21}$ $\bar{I}_y = \frac{b^3h}{80}$ $I_y = \frac{b^3h}{5}$ $\bar{I}_{xy} = \frac{b^2h^2}{120}$ $I_{xy} = \frac{b^2h^2}{12}$</p>
<p>Triángulo rectángulo</p>  <p>$A = \frac{1}{2}bh$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{bh^3}{36}$ $\bar{I}_y = \frac{b^3h}{36}$ $\bar{I}_{xy} = -\frac{b^2h^2}{72}$ $I_x = \frac{bh^3}{12}$ $I_y = \frac{b^3h}{12}$ $I_{xy} = \frac{b^2h^2}{24}$</p>	<p>Semicírculo</p>  <p>$A = \frac{\pi R^2}{2}$</p> <p>$\bar{I}_x = 0.1098R^4$ $\bar{I}_{xy} = 0$ $I_x = I_y = \frac{\pi R^4}{8}$ $I_{xy} = 0$</p>	<p>Media parábola</p>  <p>$A = \frac{2}{3}bh$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{8bh^3}{175}$ $I_x = \frac{2bh^3}{7}$ $\bar{I}_y = \frac{19b^3h}{480}$ $I_y = \frac{2b^3h}{15}$ $\bar{I}_{xy} = \frac{b^2h^2}{60}$ $I_{xy} = \frac{b^2h^2}{6}$</p>
<p>Triángulo isósceles</p>  <p>$A = \frac{1}{2}bh$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{bh^3}{36}$ $\bar{I}_y = \frac{b^3h}{48}$ $\bar{I}_{xy} = 0$ $I_x = \frac{bh^3}{12}$ $I_{xy} = 0$</p>	<p>Cuarto de círculo</p>  <p>$A = \frac{\pi R^2}{4}$</p> <p>$\bar{I}_x = \bar{I}_y = 0.05488R^4$ $I_x = I_y = \frac{\pi R^4}{16}$ $\bar{I}_{xy} = -0.01647R^4$ $I_{xy} = \frac{R^4}{8}$</p>	<p>Sector circular</p>  <p>$A = \alpha R^2$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{R^4}{8}(2\alpha - \text{sen } 2\alpha)$ $\bar{I}_y = \frac{R^4}{8}(2\alpha + \text{sen } 2\alpha)$ $\bar{I}_{xy} = 0$</p>
<p>Triángulo</p>  <p>$A = \frac{1}{2}bh$</p> <p>$\bar{I}_x = \frac{bh^3}{36}$ $I_x = \frac{bh^3}{12}$ $\bar{I}_y = \frac{bh}{36}(a^2 - ab + b^2)$ $I_y = \frac{bh}{12}(a^2 + ab + b^2)$ $\bar{I}_{xy} = \frac{bh^2}{72}(2a - b)$ $I_{xy} = \frac{bh^2}{24}(2a + b)$</p>	<p>Cuarto de elipse</p>  <p>$A = \frac{1}{4}\pi ab$</p> <p>$\bar{I}_x = 0.05488ab^3$ $I_x = \frac{\pi ab^3}{16}$ $\bar{I}_y = 0.05488a^3b$ $I_y = \frac{\pi a^3b}{16}$ $\bar{I}_{xy} = -0.01647a^2b^2$ $I_{xy} = \frac{a^2b^2}{8}$</p>	

Anexo B.

Cuadro de inspecciones.

Sistema	Elemento	Inspección	Falla	Periodicidad
Potencia	Eje de Baja Velocidad	Verificar por inspeccion visual el estado superficial del eje cualquier desperfecto o discontinuidad	Falla por rotura	1 año
		Verificar por inspeccion visual el estado de los acoples en ambos extremos del eje que ningun elemento este interfiriendo con el correcto funcionamiento del eje	Falla por flexion	1 año
	Rotor	Se debe verificar por inspeccion visual el estado de los acoples por tornillos y los tornillos mismos	Falla por cortante y aplastamiento	1 año
		se debe verificar por inspeccion visual el estado de la sujecion de las palas al rotor	Falla por fatiga	
			Falla por compresion	
	Buje	Se debe verificar por inspeccion visual el estado superficial del orientador de flujo del buje	Falla por picadura	5 años
		Se debe veridicar el estado del acople de las aspas	Falla por cortante y aplastamiento	
	Aspas	Se debe verificar por inspeccion visual el estado superficial de las aspas posterior a la fabricacion	Perdida de aerodinamica	5 años
		Se debe verificar el acople de las aspas al buje	Falla por cortante y aplastamiento	
	Soportes Autoalineables	Se debe verificar por inspeccion visual cualquier irregularidad perceptiva de la parte inferior del rodamiento	Falla por Fatiga	1 año
		Se debe verificar por inspeccion auditiva cualquier ruido presente en la rotacion del eje	Falla por fatiga o elementos extraños en el rodamiento	
	Multiplicadora de Velocidad	Se debe verificar por inspeccion auditiva y visual que no exista ningun ruido extraño entre el contacto de los pñones	Deformaciones, fracturas o problemas superficiales	1 año

Generación	Generador Electrico	Se debe verificar por inspeccion visual el estado superficial del generador	Ruptura del eje y bobinados del estador defectuosos	1 año
	Transferencia Electrogenera	Se debe verificar la transferencia de energia a la transferencia	Circuito abierto	1 año
Frenado	Freno de Disco	Se debe verificar por inspeccion auditiva cualquier ruido extraño que presenten las pastillas de frenado disco al contacto	Desgaste de pastillas de freno o agentes extraños en el interior	1 año
Control	PLC	Se debe verificar que todas las conexiones del PLC se encuentren en condiciones de contacto	Circuito abierto	5 años
	Anemometro	Se debe verificar que el anemometro rote en funcion del viento	Rodamiento desgastado o roto	
	Veleta	Se debe verificar que la superficie de la veleta no presente discontinuidades	Falla por rotura	
Estructural	Torre	Se debe verificar por inspeccion visual los acoples de cada una de las secciones de la torre	Falla por cortante o momento flector	1 año
	Corona de Orientacion	Se debe verificar el correcto funcionamiento del la corona	Falla por aplastamiento	
	Bancada	Se debe verificar por medio de inspeccion visual la superficie total de la bancada	Falla por cortante	

Falla	Procedimiento	Recursos	Insumos
Rotura	Identificar los elementos que detendrán su operación para reemplazar el elemento dañado, posteriormente retirar el elemento, realizar el registro del desmontaje de la pieza y reemplazar el elemento	Dependiendo del tamaño y peso de la pieza a reemplazar se requerirá, las grúas de anclaje, y mínimo 10 operarios en turno para el desmontaje y montaje de la pieza	Repuesto de la pieza (ya sea por stock de repuestos o solicitud previa del repuesto), elementos de fijación, elementos de recubrimiento y elementos de limpieza
Flexión	Identificar las causas y las consecuencias por el elemento averiado, de no ser reversible se debe reemplazar la pieza inmediatamente deteniendo la operación del aerogenerador	Si el elemento fallo por exceso de carga se debe revisar el diseño base para verificar los parámetros utilizados en la fase de diseño, se requiere mínimo 10 operarios en turno para su reemplazo	Repuesto de la pieza, elementos de fijación, elementos de medición, elementos de limpieza, reportes de mantenimiento o anomalías
Cortante	Identificar las causas del efecto cortante, puede ser exceso de carga o frenado de los componentes, verificar el estado físico de los componentes, lubricar los componentes de no solucionar, se debe reemplazar la pieza	3 personas en turno para el mantenimiento y autorización de detención del equipo	Lubricantes, repuesto de la pieza o solicitud de compra, tintas penetrantes, máquina de ultrasonido
Circuito abierto	Desconectar y reconectar todas las terminales eléctricas asegurando su contacto con las borneras, identificar puntos muertos en el cableado	3 personas en turno para la inspección	Pinza de medición de corriente, stock de cable eléctrico, cortador de cable, tappers de cable, cinta aislante

Perdida aerodinámica	verificar el funcionamiento del sistema de control del aerogenerador, verificar el estado superficial de las aspas del aerogenerador	5 personas en turno para la inspección y permiso de detención total de los aerogeneradores	máquina de ultra sonido, tintas penetrantes, cinta de refuerzo, stock de anemómetro y veleta
Corto Circuito	Verificar el plano unifilar del aerogenerador para verificar la polaridad de la conexión eléctrica	4 personas para la inspección	pinza de medición de corriente, caudín de soldadura eléctrica, estaño, stock de cable eléctrico

ANEXO C.

PLANOS CONSTRUCTIVOS.