

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA

ERDWIN ALEXIS GOMEZ TORRES

JEAN CARLOS SANDOVAL PEREZ

LEONEL FERNANDO MOLINA GUEVARA

NATALIE ORDONEZ KANDIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2010

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA

ERDWIN ALEXIS GOMEZ TORRES

JEAN CARLOS SANDOVAL PEREZ

LEONEL FERNANDO MOLINA GUEVARA

NATALIE ORDONEZ KANDIA

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

Director

Ing. OMAR ARMANDO GELVEZ AROCHA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

En esta instancia es preciso expresar nuestro sentido de gratitud a la Universidad Industrial de Santander por ser líder en la formación integral de profesionales. A la Escuela de Ingeniería Mecánica y su planta docente por ofrecer las herramientas necesarias para nuestra formación.

A nuestro director de proyecto, Ingeniero Omar Armando Gelvez Arocha, por su dedicación, asesoría y orientación en el desarrollo y culminación exitosa de este proyecto de grado.

Este gran logro está dedicado a:

Mis padres María Nelly Torres Ramírez (Q.E.P.D) y Rafael Gómez Sanabria (Q.E.P.D) mis tíos Jairo Torres, Cecilia Torres, Miriam Torres y en especial a Flor Alba Torres, mi hermano Rafael Ricardo Gómez y a todos mis compañeros y amigos que estuvieron presentes durante esta etapa de mi vida a todos ellos

Mil Gracias

Erdwin Alexis Gómez Torres

La culminación de esta fase de mi vida está dedicada con mucho amor y sinceridad a:

A Jehová Dios por brindarme la sabiduría necesaria para afrontar las adversidades que se me presentaron durante esta etapa de mi vida

A mis padres Ana Isabel Pérez Aldana y Rito Arturo Sandoval Maldonado por su apoyo incondicional, paciencia y gran esfuerzo para darme las herramientas necesarias para alcanzar este logro

A todos mis queridos hermanos, Yazmín, Johanna, Ela, Sulay; Darwin; Martha y en especial a mi hermano Gonzalo por ser como una mano derecha.

A mis compañeros de trabajo de grado, al personal docente y demás personas que contribuyeron a la realización de esta meta.

Jean Carlos Sandoval Pérez

*Primero que todo doy gracias a dios por darme fuerza y no
permíirme perder la esperanza ante tanto tropiezo,
brindándome la oportunidad de aprender de cada una de
ellos.*

*Esta etapa que culmino se debe al esfuerzo y a la entrega de
cada unas de las personas que siempre estuvieron a mí lado:*

A mi padre Pedro Molina

A mi madre Nelly Esperanza Guevara

A mis hermanos Pedro Alexander (Q.E.P.D), Carlos Javier, Jose

Luis, Sílvia Juliana, María Alejandra y Johan Andrés

y esa personita que nunca he dejado de pensar y que amo más

que a nadie, mi hija Danna Alexandra.

A mis amigos gracias.

Leonel Fernando Molina

La culminación de esta etapa de formación en mi vida es posible gracias a un gran número de personas, que contribuyeron de una u otra forma.

Para todos ellos es dedicado este trabajo como muestra de mi eterna gratitud, en especial:

A mi madre, Claudia Patricia Kandía, que con su Paciencia, sabiduría y apoyo incondicional fue Siempre luz en mi largo camino.

A mi padre, Jesus Alfonso Ordoñez, ejemplo de lucha, perseverancia y trabajo.

A mis hermanas, Daniela, Catalina y Anita, por su cariño y respaldo.

A mis tíos, Ernesto y Cecilia, que decidieron patrocinar este sueño, confiando plenamente en mí y sobretodo con el amor y el compromiso como el de unos padres con un hijo.

A mis tíos Tere y Miguel que confiaron en mí, y en general al apoyo de toda mi familia.

A mis amigos, Alejandra, Ángela Patricia, Jhony y Andrés, siempre presentes, en las buenas y en las malas. Fieles e incansables

Nunca terminare de aprender y seguiré adelante con el orgullo y sabiduría que todos; Familia, Amigos, Profesores sembraron en mí, para ser la prueba de los sueños realizados.

Natalie Ordoñez Kandía.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN	3
1.1. QUÉ ES EL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN	3
1.2. OBJETIVO DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN	4
1.3. VENTAJAS DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN	5
1.4. CARACTERÍSTICAS	6
1.5. ORGANIZACIÓN DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN	7
1.5.1 Tema del seminario de investigación	9
1.5.2 Dirección del seminario de investigación en energía eólica.....	10
1.5.3 Descripción de los roles	10
1.6. METODOLOGÍA	11
2. PLANEACIÓN	12
2.1. ESTUDIO Y SELECCIÓN DEL MATERIAL BIBLIOGRÁFICO	13
2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SUBTEMAS	19
2.3 PLANEACIÓN DE LAS SESIONES	25
3. EJECUCIÓN	29
3.1 DOCUMENTACIÓN PARA LOS SUBTEMAS	29
3.2 DESARROLLO DE UNA SESIÓN	29
3.3 ACTA	31
4. FINALIZACIÓN.....	34
4. PRESENTACIONES Y DOCUMENTO	34

4.1. PRESENTACIONES.....	34
4.2. DOCUMENTO	36
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	38
ANEXOS.....	44
A. INTRODUCCIÓN E HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	46
A.1 INTRODUCCIÓN.....	46
A.2 ENERGÍAS RENOVABLES.....	47
A.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA.....	47
A.2.2 CRECIMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA	49
A.2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA	51
A.2.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS SISTEMAS EÓLICOS SEGÚN SU POTENCIA NOMINAL	55
A.2.4.1 Prototipos.	55
A.2.4.2 Aerogeneradores estándar (producción en masa)	58
A.3 ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA	59
A.3.1 CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO.....	59
A.3.2 ESTUDIOS EN COLOMBIA	62
A.3.3 ESTADO DEL ARTE Y SITUACIÓN ACTUAL	63
A.3.3.1 Características de la Tecnología en Colombia	63
A.3.3.2 Componentes y Características del Aerogenerador NORDEX N60/1300 KW	67
A.3.3.3 Costos de Instalación y Generación en Colombia	70
A.3.3.4 Costos de Pequeños Sistemas Aislados	71
A.4 CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA EN EL MUNDO	71

A.4.1 AEROGENERADORES EN EL MERCADO EÓLICO	72
B. ENERGÍA APROVECHABLE DEL VIENTO.....	75
B.1 INTRODUCCIÓN.....	75
B.2 ORIGEN DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	76
B.3 POTENCIA DEL VIENTO.....	80
B.4 PARÁMETROS IMPORTANTES.....	84
B.4.1 DENSIDAD DEL AIRE Y ÁREA DE BARRIDO DEL ROTOR.....	85
B.4.2 VELOCIDAD DEL VIENTO.....	86
B.4.3 DESVIACIÓN DEL VIENTO POR EL AEROGENERADOR.....	91
C. TIPOS DE AEROGENERADORES	94
C.1 DEFINICIÓN.....	94
C.2 CLASIFICACIÓN.....	95
C.2.1 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.....	97
C.2.1.1 Clasificación Según Número de Palas	98
C.2.1.2 Clasificación Según Posición del Rotor Respecto a la Torre.....	100
C.2.2 Aerogeneradores de Eje Vertical.....	103
C.2.2.1 Rotor Savonius.....	105
C.2.2.2 Rotor Darrieux	106
D. DESCRIPCIÓN GENERAL Y COMPONENTES DEL SISTEMA EÓLICO	109
D.1 DEFINICIÓN.....	109
D.2 PARTES GENERALES DE UN AEROGENERADOR.....	109
D.2.1 LA TORRE	110
D.2.1.1 Torres Tubulares de Acero.....	111

D.2.1.2 Torres de Celosía	111
D.2.1.3 Torres de Mástil Tensado con Vientos	112
D.2.2 CIMENTACIÓN	113
D.2.3 ROTOR	113
D.2.3.1 Buje o Cubo.....	114
D.2.3.2 Palas	114
D.2.4. Góndola.....	114
D.2.4.1 Eje principal.....	115
D.2.4.2 Multiplicador	115
D.2.4.3 Generador	115
D.2.4.4 Eje de Alta Velocidad y Freno Mecánico	116
D.2.4.5 Controlador electrónico	116
D.2.4.6 Anemómetro.....	116
D.2.4.7 Veleta	117
D.2.4.8 Mecanismo de Orientación.....	117
D.2.4.9 Unidad de Refrigeración.....	118
D.2.5.0 Sistema hidráulico	118
D.3 COMO FUNCIONA UN AEROGENERADOR	118
D.4 SISTEMA EÓLICO	120
D.4.1 SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN	121
D.4.2 SUBSISTEMA DE ORIENTACIÓN	121
D.4.3 SUBSISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL.....	122
D.4.4 SUBSISTEMA DE TRANSMISIÓN	123

D.4.5	SUBSISTEMA DE APROVECHAMIENTO	123
D.4.6	SUBSISTEMA DE SUSTENTACIÓN	125
E.	DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE VIENTOS EN LA ATMÓSFERA	127
E.1	DEFINICIÓN.....	127
E.1.1	ORIGEN DEL VIENTO	127
E.1.2	FUERZAS QUE RIGEN AL VIENTO	128
E.1.2.1	Fuerza del Gradiente de Presión (FGP)	128
E.1.2.2	Fuerza de Coriolis	129
E.1.2.3	Fricción.....	131
E.2	CLASIFICACIÓN DE VIENTOS EN LA ATMOSFERA.....	133
E.2.1	VIENTOS PLANETARIOS.....	134
E.2.1.1	Vientos Alisios	134
E.2.1.2	Vientos del Oeste o Contra Alisios	136
E.2.1.3	Vientos Circumpolares o Polares del Este.....	137
E.2.2	VIENTOS CONTINENTALES.....	137
E.2.2.1	Brisas.....	138
E.2.2.2	Vientos catabático y anabático	140
E.2.2.3	Vientos ciclónicos	142
F.	OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS DEL VIENTO	144
F.1	INTRODUCCIÓN.....	144
F.2	OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS DE VIENTO (DETERMINÍSTICO)	145
F.2.1	INSTRUMENTACIÓN.....	145
F.2.1.1	Anemómetros Totalizadores	146

F.2.1.2	Instalación de Pequeños Equipos Eólicos.....	150
F.2.1.3	Elección de los Instrumentos de Medida.....	151
F.2.2	FORMA DE MEDICIÓN.....	152
F.2.2.1	Frecuencia y Duración de las Medidas	152
F.2.2.2	Ubicación de los Sensores.....	153
F.2.3	METODOLOGÍAS	154
F.2.3.1	Información Empírica	154
F.2.3.2	Método de Correlación	157
F.2.3.3	Adquisición de Datos en Tiempo Real.....	158
F.2.3.4	La rosa de los vientos	159
F.2.3.5	Distribución de Weibull.....	161
G.	FLUJO EXTERNO SOBRE SUPERFICIES.....	169
G.1	INTRODUCCIÓN	169
G.2	FLUJO ALREDEDOR DE CUERPOS ROMOS.....	173
G.2.1	FUERZAS ORIGINADAS POR EL FLUJO DE AIRE.....	173
G.2.2	COEFICIENTES DE ARRASTRE Y SUSTENTACIÓN.....	174
G.3	SUSTENTACIÓN Y ARRASTRE EN SUPERFICIES AERODINÁMICAS.....	175
G.3.1	MÉTODO EMPÍRICO.....	175
G.3.2	MÉTODO TEÓRICO-ANALÍTICO	177
G.3.2.1	Herramientas en aerodinámica	178
G.3.2.1.1	Relaciones vectoriales	178
G.3.2.1.1.1	Gradiente de un campo escalar	178
G.3.2.1.1.2	Divergencia de un campo vectorial	179

G.3.2.1.1.3 Rotacional de un campo vectorial	179
G.3.2.1.2 Ecuaciones de flujo	179
G.3.2.1.2.1 Ecuación de continuidad	180
G.3.2.1.2.3 Ecuación de la conservación de la energía	181
G.3.2.1.3 Conceptos básicos para la implementación de las ecuaciones de flujo	182
G.3.2.1.3.1 Derivada sustancial	182
G.3.2.1.3.2 Línea de corriente	182
G.3.2.1.3.5 Circulación	185
G.3.2.1.3.7 Función potencial de velocidad (Φ) [m^2/s].....	187
G.3.2.2 Teoría de flujo potencial	188
G.3.2.2.1 Flujos simples	190
G.3.2.2.2 Superposición	191
G.3.2.3 Teoría de capa límite.....	194
H. PERFILES AERODINÁMICOS	195
H.1 INTRODUCCIÓN	195
H.2 TERMINOLOGÍA EMPLEADA EN PERFILES	196
H.3 VARIABLES GEOMÉTRICAS EN LOS PERFILES.....	197
H.4 FUERZAS SOBRE UN PERFIL	198
H.4.1 EFECTOS EN EL NÚMERO REYNOLDS: VISCOSIDAD.....	201
H.4.2 FUERZAS DE ARRASTRE Y SUSTENTACIÓN.....	203
H.5 CLASIFICACIÓN DE LOS PERFILES NACA.....	204
H.5.1 PERFILES NACA	205

H.5.2 SERIE NACA DE 4 DÍGITOS	206
H.5.3 SERIE NACA DE 5 DÍGITOS	211
H.5.4 OTROS PERFILES NACA	213
H.5.5 PERFILES AERODINÁMICOS EMPLEADOS EN TURBINAS DE VIENTO	213
H.6 EFICIENCIA AERODINÁMICA.....	215
I. FUNDAMENTOS AERODINÁMICOS	217
I.1 INTRODUCCIÓN	217
I.1.1 Velocidad relativa del viento	219
I.1.2 Ángulos en un perfil aerodinámico.....	220
I.2 ENERGÍA CONTENIDA DEL VIENTO	221
I.3 LÍMITE DE BETZ	223
I.3.1 Características de la ecuación de Betz.....	227
I.4 CURVA DE POTENCIA DE AEROGENERADORES	228
I.5 VELOCIDAD ESPECÍFICA O TSR (Tip- Speed-Ratio).....	229
I.6 COEFICIENTE DE POTENCIA (C_p).....	231
I.7 TORQUE AERODINÁMICO.....	232
J. AERODINÁMICA DE LA TURBINA EÓLICA	233
J.1 INTRODUCCIÓN	233
J.2 TEORÍA DEL MOMENTO PARA UNA TURBINA IDEAL 1-D.....	234
J.3 TEORÍA CLÁSICA DE MOMENTO PARA UN ELEMENTO DE PALA.....	251
J.3.1 CORRECCIONES AL ALGORITMO BEM.....	257
J.3.1.1 Factor de pérdida en punta de Prandtl.....	257
J.3.1.2 Corrección de Glauert para altos valores de a	258

J.3.2 INTEGRACIÓN DE LAS CARGAS TANGENCIALES	260
K. GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	262
K.1 FUNDAMENTOS DE ELECTROMAGNETISMO Y ELECTRICIDAD	262
K.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	287
K.2.1 Procedimientos químicos.....	288
K.2.2 Procedimientos mecánicos.....	289
K.3 TIPOS DE GENERADORES ELÉCTRICOS	291
K.3.1 GENERADORES DE CORRIENTE CONTINUA	291
K.3.2 GENERADORES DE CORRIENTE ALTERNA.....	292
K.3.2.1 Generadores síncronos	292
K.3.2.1.1 Generadores síncronos de excitación clásica	292
K.3.2.1.2 Generadores síncronos de excitación con imanes permanentes	295
K.3.2.2 Generadores asíncronos	298
k.3.2.2.1 Generadores asíncronos de jaula de ardilla.....	301
K.3.2.2.2 Generadores asíncronos doblemente alimentado	303
K.4 GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN EÓLICA.....	305
K.5 CONFIGURACIONES TÍPICAS	308
L. CONTROL DE LA POTENCIA A TRAVÉS DE SISTEMAS MECÁNICOS	313
L.1 INTRODUCCIÓN.....	313
L.2 OBJETIVOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA DE CONTROL MECÁNICO	313
L.3 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONTROL	314
L.3.1 CONTROL PASIVO	315
L.3.1.1 Sistema de regulación de velocidad	315

L.3.2 CONTROL ACTIVO	324
L.3.2.1 Sistema de regulación de velocidad	324
L.3.2.2 Sistema de orientación.....	329
M. ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA	333
M.1 INTRODUCCIÓN	333
M.2 RECURSO EÓLICO	334
M.2.1 RECURSO EÓLICO EN ALEMANIA	334
M.2.2 RECURSO EÓLICO EN COLOMBIA.....	335
M.2.3 PROYECTOS POTENCIALES EN COLOMBIA.....	341
M.2.3.1 Proyectos eólicos.....	341
M.2.3.2 Proyectos Hidráulicos	342
M.2.4 SITUACIÓN ENERGÉTICA EÓLICA E HIDRÁULICA	344
M.3 LA ENERGÍA EÓLICA Y LAS POLÍTICAS GUBERNAMENTALES Y REGULATORIAS.....	347
M.3.1 ALEMANIA, ASPECTO POLÍTICO Y REGULADOR	347
M.3.1.1 Regulaciones Prescritas por la Ley De Energías Renovables (LER)....	348
M.3.2 COLOMBIA, ASPECTO POLÍTICO Y REGULADOR	349
M.4 LA ENERGÍA EÓLICA Y EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	358
M.4.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ALEMÁN	359
M.4.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL COLOMBIANO	361
M.5 LA ENERGÍA EÓLICA Y EL SISTEMA OPERATIVO DE LA RED	365
M.5.1 ALEMANIA Y LA OPERATIVIDAD DE LA RED.....	365

M.5.1.1	Perturbaciones que Afectan a los Sistemas de Generación Eólicos.....	366
M.5.1.2	Implementación de FACTS	369
M.5.2	COLOMBIA Y LAS PROPUESTAS DE OPERACIÓN	374
N.	SIMULACIÓN DEL SISTEMA MECÁNICO DE UN AEROGENERADOR...	376
N.1	MODELAMIENTO DEL VIENTO	377
N.2	MODELAMIENTO DE LA AERODINÁMICA DEL AEROGENERADOR	382
N.3	MODELAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN MECÁNICA	386
N.4	REGULACIÓN DE POTENCIA POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO	401

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Subtemas del seminario.....	18
Tabla 2. Asignación de roles por subtemas	26
Tabla 3. Desarrollo de una sesión del seminario	30
Tabla 4. Impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad (en toneladas por GWh producido)	54
Tabla 5. Costos de instalación y generación en Colombia.	70
Tabla 6. Variación de la potencia eólica específica.....	84
Tabla 7. Clases de rugosidad	89
Tabla 8. Valores estimados de la eficiencia.....	104
Tabla 9. Escala de Beaufort para la intensidad de viento	156
Tabla 10. Funciones de los flujos potenciales	191
Tabla 11. Relación numérica entre a , a' y x	249
Tabla 12. Comparación de Glauert entre los cálculos para el coeficiente óptimo de potencia incluyendo la rotación en la estela con el límite de Bezt	250
Tabla 13. Modos de funcionamiento de una máquina rotativa.....	299
Tabla 14. Velocidades de un generador en función del número de polos.....	306
Tabla 15. Estado de los recursos renovables en Colombia	336
Tabla 16. Densidad de energía eólica a 50 m de altura, de las diferentes regiones de Colombia.....	340
Tabla 17. Proyectos potenciales eólicos.....	341
Tabla 18. Proyectos potenciales hidráulicos.....	342

Tabla 19. Proyectos potenciales hidráulicos (embalse)	343
Tabla 20. Generación eólica e hidráulica y la demanda nacional	347
Tabla 21. Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional	362

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Acta de la sesión	33
Figura 2. Formato de presentación	36
Figura 3. Crecimiento de la potencia eólica instalada en el mundo (MW)	49
Figura 4. Aerogeneradores (a) Smith-Putnam, (b) Gedser	56
Figura 5. Aerogenerador TVIND	57
Figura 6. Capacidad efectiva neta a 31/12/2008: 13456 MW	60
Figura 7. Dos turbinas eólicas de 1.3 MW. Jepírachi, La Guajira	64
Figura 8. Ubicación del parque eólico Jepírachi, La Guajira	65
Figura 9. Componentes y características del aerogenerador Nordex N60	67
Figura 10. Potencia emitida por el sol a la tierra	77
Figura 11. Temperatura superficial del mar	79
Figura 12. Ciclos atmosféricos del globo	80
Figura 13. Porción cilíndrica de aire que pasa a través del rotor del aerogenerador	81
Figura 14. Potencia específica contra velocidad de viento	83
Figura 15. Área de barrido del rotor	85
Figura 16. Masa de aire a través del rotor	86
Figura 17. Mapa velocidad del viento	87
Figura 18. Clases de rugosidad	88
Figura 19. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno	91

Figura 20. Tubo de corriente.....	92
Figura 21. Esquema general de un aerogenerador	95
Figura 22. Aerogeneradores de eje horizontal de diferente numero de palas	99
Figura 23. (a) Aerogenerador a barlovento (b) Aerogenerador a sotavento	101
Figura 24. Turbina eólica a barlovento y sus componentes.....	102
Figura 25. Rotor Savonius	105
. Figura 26. Diferentes opciones de diseño del rotor Savonius.....	106
Figura 27. Rotor Darrieux	107
Figura 28. Diseño compuesto por rotor Darrieux y Savonius.....	107
Figura 29. Partes de un aerogenerador	110
Figura 30. Torre tubular	111
Figura 31. Torre de celosía.....	111
Figura 32. Torre de mástil tensado	112
Figura 33. Cimentación de una de las torres del parque jepirachi	113
Figura 34. Rotor de un aerogenerador (palas + buje).....	114
Figura 35. Fuerzas resultantes sobre una sección de pala.....	119
Figura 36. Sistema pasivo	122
Figura 37. Gradiente de presión atmosférica en el hemisferio norte.....	129
Figura 38. Efecto Coriolis.....	129
Figura 39. La desviación de los vientos de gran escala en los hemisferios norte y sur.....	130
Figura 40. Balance de fuerzas producidas por el viento geostrófico	131
Figura 41. La fuerza de Coriolis actúa con la fricción para equilibrar la fuerza horizontal del gradiente de presión	132

Figura 42. Variación del viento según la altura sobre diferentes superficies	132
Figura 43. La espiral de Ekman del viento	133
. Figura 44. Representación del patrón global de circulación de vientos	134
Figura 45. Zona de Convergencia Intertropical	136
Figura 46. Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)	138
Figura 47. (a) Brisa terrestre, (b) brisa marina o viento diurno.....	139
Figura 48. (a) Viento catabático, (b) viento anabático.....	140
Figura 49. (a) Viento catabático en montaña, (b) viento anabático en montaña ..	141
Figura 50. Ciclones y anticiclones.....	143
Figura 51. Anemómetro THIES “FIRST CLASS”	146
Figura 52. Dirección del viento.....	147
Figura 53. Vector fuerza resultante sobre las superficies cóncava y convexa de un anemómetro de cazuelas.....	148
Figura 54. (a) Anemómetro de recorrido, (b) Estación especializada	148
Figura 55. Partes básicas de un sistema eólico pequeño para la producción de electricidad.....	151
Figura 56. Deformación causada en Árbol de Pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada	155
Figura 57. Árbol deformado	156
Figura 58. Rosa de los vientos de la estación meteorológica de La Virgen del Camino (España)	160
Figura 59. Variación del factor de forma	162
Figura 60. Variación del factor de escala	163

Figura 61. Distribución típica de Weibull.....	164
Figura 62. Velocidad media en la distribución de Weibull.....	165
Figura 63. Velocidad promedio en la distribución de Weibull.....	166
Figura 64. Potencias de entrada, potencia aprovechable y la potencia real producida por la turbina	167
Figura 65. Clasificación de flujo externo	170
Figura 66. Flujo externo sobre esfera	171
Figura 67. Capa límite en un perfil aerodinámico.....	172
Figura 68. Fuerzas sobre un cuerpo romo.....	173
Figura 69. Coeficiente de arrastre para el cilindro y esfera.....	175
Figura 70. Coeficiente de sustentación y arrastre en un perfil aerodinámico.....	176
Figura 71. Coeficientes a). Sustentación, b) Arrastre	176
Figura 72. Herramientas básicas en aerodinámica.....	178
Figura 73. Derivada sustancial.....	182
Figura 74. Partícula de fluido	183
Figura 75. Vorticidad en una partícula de fluido.....	184
Figura 76. Flujos a) Irrotacional b) Rotacional	185
Figura 77. Circulación	185
Figura 78. Función corriente	186
Figura 79. Función potencial y función corriente.....	188
Figura 80. Teoría de flujo potencial.....	189
Figura 81. Cuatro flujos potenciales.....	190
Figura 82. Flujo alrededor de un cilindro rotatorio.....	192
Figura 83. Puntos de estancamiento en un cilindro rotatorio	193

Figura 84. Nombres de los perfiles según la geometría.....	196
Figura 85. Terminología básica en perfiles	197
Figura 86. Perfil situado en el seno de una corriente fluida	199
Figura 87. Viento sobre una placa plana inclinada	199
Figura 88. Coeficiente k para algunos perfiles semiesféricos	200
Figura 89. Rango del número de Reynolds a condiciones atmosféricas	202
Figura 90. (a) Desarrollo capa límite, (b) Perfil de velocidad en la capa límite	203
Figura 91. Fuerzas sobre (a) un cuerpo romo, (b) una superficie aerodinámica .	204
Figura 92. Terminología empleada en perfiles.....	206
Figura 93. Contorno del perfil NACA 2412.....	207
Figura 94. Comparación de algunos perfiles NACA 241X	207
Figura 95. Nomenclatura de un perfil NACA	208
Figura 96. Programa en Excel para dibujar un perfil NACA de 4 dígitos	211
Figura 97. Contorno del perfil NACA 23012.....	212
Figura 98. Perfiles NACA para aerogeneradores.....	214
Figura 99. Variación de la velocidad y presión en el rotor	218
Figura 100. Fuerzas aerodinámicas sobre la sección de una pala del rotor	218
Figura 101. Fuerzas resultantes ejercidas sobre el perfil aerodinámico	219
Figura 102. Velocidad relativa del viento	220
Figura 103. Ángulos en un perfil aerodinámico.....	221
Figura 104. Potencia disponible del viento	223
Figura 105. Modelo de Betz.....	224
Figura 106. Curva de eficiencia de Betz	227

Figura 107. Curva de potencia de un aerogenerador	229
Figura 108. Rendimiento Vs velocidad especifica.....	230
Figura 109. Rendimiento de un aerogenerador	231
Figura 110. Esquema de los métodos para el análisis aerodinámico de un aerogenerador	233
Figura 111. Ilustración de las líneas de flujo a través del rotor	235
Figura 112. Velocidad axial y presión aguas arriba y aguas abajo del rotor	235
Figura 113. Volumen de control circular alrededor de una turbine de viento	237
Figura 114. Volumen de control alternativo alrededor de una turbine de viento ..	239
Figura 115. Los coeficientes de potencia y par C_p y C_T en función del factor de inducción a para un aerogenerador de eje horizontal	241
Figura 116. Medidas del coeficiente de par C_T en función del factor de inducción axial a y el estado correspondiente del rotor.....	242
Figura 117. Expansión de la estela y salto de velocidad para el modelo ideal de una turbina de viento 1-D.....	243
Figura 118. Vista esquemática de una estela turbulenta inducida por el fluido inestable en el borde de la estela	244
Figura 119. Efectos de la rotación de la estela	244
Figura 120. Rotación de la estela ω opuesta a la rotación de las palas Ω	245
Figura 121. Eficiencia de una turbina óptima con rotación en la estela	251
Figura 122. Grafica del volumen de control como un elemento anular para ser usado en el modelo BEM.....	252
Figura 123. Velocidades en el plano del rotor	254
Figura 124. Fuerzas locales en la pala	255

Figura 125. Diferentes expresiones para el coeficiente de empuje C_T Vs el factor de inducción axial a .	259
Figura 126. Una variación lineal de la carga es asumida entre 2 diferentes posiciones radiales r_i y r_{i+1} .	260
Figura 127. Interacciones entre cargas de igual y distinta naturaleza	263
Figura 128. Fuerzas electrostáticas. En (a) las dos cargas son positivas o negativas; en (b) una es positiva y la otra, negativa.	264
Figura 129. Módulo, sentido y dirección del campo eléctrico. La carga (a) es positiva y la (b), negativa.	265
Figura 130. Campo magnético B producido por un flujo de cargas eléctricas a través de un conductor	266
Figura 131. Representación de la ley de Biot-Savart	267
Figura 132. Fuerza magnética sobre cargas eléctricas	268
Figura 133. Variables geométricas de una resistencia eléctrica	270
Figura 134. Construcción típica de un condensador	272
Figura 135. Geometría de una bobina circular	273
Figura 136 Parámetros característicos de una onda senoidal	274
Figura 137. Voltaje efectivo	275
Figura 138. Voltaje promedio	276
Figura 139. Circuito resistivo puro	277
Figura 140. Voltaje y corriente v_s tiempo en un circuito resistivo puro	278
Figura 141. Circuito inductivo puro	278
Figura 142 Voltaje y corriente v_s tiempo en un circuito inductivo puro	279
Figura 143 Circuito Capacitivo puro	280

Figura 144. Voltaje y corriente v_s tiempo en un circuito capacitivo puro	281
Figura 145. Triangulo de potencias.....	285
Figura 146. Triangulo de potencias (a) para una carga inductiva, (b) para una carga capacitiva	286
Figura 147. Triangulo de potencias modificado.	286
Figura 148. Esquema interno de una batería.....	288
Figura 149. Generadores de corriente (a) corriente alterna, (b) corriente continúa	290
Figura 150. Generador de corriente trifásica	290
Figura 151. Generador síncrono	292
Figura 152. Partes fundamentales de un generador síncrono (a) estator, (b) rotor	293
Figura 153. Esquema general de un generador síncrono	294
Figura 154. Generador síncrono de imanes permanentes.....	295
Figura 155 Generador de imanes permanentes (a) configuración radial, (b) configuración axial.	298
Figura 156 Curva de operación de una maquina rotativa.	300
Figura 157. Tipos de rotores (a) jaula de ardilla, (b) devanado.	301
Figura 158. Generador asíncrono de jaula de ardilla	302
Figura 159. Generador asíncrono de rotor devanado o doblemente alimentado.	303
Figura 160. Imanes estatóricos de un generador.....	305
Figura 161. Conexión de los imanes de un estator (a) un par de polos, (b) dos pares de polos.	306
Figura 162. Conexión de un generador a la red (a) Directa, (b) indirecta.	307

Figura 163 Acondicionador electrónico de potencia	308
Figura 164. Parque eólico con generador de inducción a velocidad fija	309
Figura 165. Parque eólico con generador de inducción doblemente alimentado de velocidad variable	310
Figura 166. Parque eólico con generador sincrónico multipolo de velocidad variable	312
Figura 167. Parque eólico con generador sincrónico de velocidad variable	312
Figura 168. Clasificación general de los sistemas de control	314
Figura 169. Esquema general del mecanismo de regulación por Furling	317
Figura 170. Esquema del funcionamiento de la regulación por Furling	318
Figura 171. Regulación por cabeceo	319
Figura 172. Regulación del ángulo de inclinación de las palas por acción de la fuerza centrífuga, (Windcharger)	320
Figura 173. Stall control	321
Figura 174. Efecto de entrada en pérdida en un aerogenerador de velocidad y paso fijos.....	322
Figura 175. Orientación del rotor mediante timón de cola	323
Figura 176. Regulación por cambio de paso “pitch control” con ángulos positivos	325
Figura 177. Coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$	326
Figura 178. Coeficiente de sustentación y curva de potencia para una turbina según el paso de pala.....	327
Figura 179. Principio del control de entrada en pérdidas asistida.....	328

Figura 180. Coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre para una turbina con paso de pala variable (entrada en pérdidas asistida –ángulos de paso θ negativos	329
Figura 181. Aerogenerador controlado por una pequeña turba	330
Figura 182. Sistema de orientación mediante motor.....	331
Figura 183. Mapa de los parques eólicos en Alemania	334
Figura 184. Proyección de la capacidad acumulada de energía eólica hacia 2020	335
Figura 185. Mapa de densidad de energía eólica a 50 m de altura	339
Figura 186. Potencial eólico Vs capacidad efectiva eólica.....	344
Figura 187. Potencial hidroeléctrico Vs capacidad efectiva hidroeléctrica	345
Figura 188. Demanda eléctrica nacional Vs generación eólica	345
Figura 189. Demanda eléctrica nacional Vs generación hidroeléctrica.....	346
Figura 190. Red enmallada.....	358
Figura 191. Red radial	359
Figura 192. Sistema Eléctrico Alemán con sus operadores de red.....	360
Figura 193. Refuerzos de transmisión requeridos en líneas de tensión de 380 KV 2010-2015.....	361
Figura 194. Capacidad y demanda del Sistema Eléctrico Colombiano.....	363
Figura 195. Situación del Sistema Eléctrico Nacional Colombiano.....	364
Figura 196. Representación grafica del efecto de los dispositivos FACTS.....	370
Figura 197. FACTS integrado en aerogenerador.....	373
Figura 198. Dispositivo FACTS en subestación.....	374
Figura 199. Montaje para la simulación de un aerogenerador	377

Figura 200. (a) Tiempo de muestra 0.005 seg, (b) Tiempo de muestra 3 seg.	378
Figura 201. (a) Longitud de escala 100 m, (b) Longitud de escala 1000 m.	379
Figura 202. (a) Inten. Turbulencia de 10%, (b) Inten. Turbulencia de 40%.....	380
Figura 203. (a) Velocidad media de 11m/s, (b) Velocidad media de 15 m/s.....	381
Figura 204. (a) Diámetro de rotor 60m (Jepírachi), (b) Diámetro de rotor 100m..	382
Figura 205. Característica C_p (λ , β) trazadas en función de aproximaciones numéricas	383
Figura 206. Comportamiento $T_{ae} - V_{media}$ para distintos β trazadas en función de aproximaciones numéricas	384
Figura 207. Comportamiento $T_{ae} - \beta$ para distintas V_{media} trazadas en función de aproximaciones numéricas	385
Figura 208. Comportamiento $T_{ae} - \omega_{tur}$ para distintas V_{media} trazadas en función de aproximaciones numéricas.....	386
Figura 209. Sistema de transmisión mecánica	387
Figura 210. Sistema rotatorio y equivalencia	391
Figura 211. Eje macizo	392
Figura 212. Modelamiento de la transmisión mecánica	394
Figura 213. Velocidad angular del rotor	396
Figura 214. Velocidad angular del generador	397
Figura 215. Variación del coeficiente de rigidez a la torsión	398
Figura 216. Variación del momento de inercia del rotor.....	399
Figura 217. Variación del coeficiente de amortiguamiento torsional	400
Figura 218. Diagrama en bloques.....	402
Figura 219. Velocidad angular del rotor (rad/seg).....	404

Figura 220. Potencia mecánica (w).....404
Figura 221. Variación del ángulo de paso (grados)405
Figura 222. Razón de cambio del ángulo de paso (grados/s).....406

GLOSARIO

Actuaciones (*performance*): conjunto de características funcionales del aerogenerador en función de parámetros operacionales y variables ambientales.

Aerobomba (*wind turbine pump*): aeroturbina en la que la potencia mecánica desarrollada se transforma en fuerza impulsora, mediante accionamiento directo de una bomba de pistón, para extraer generalmente agua dulce del subsuelo.

Aerogenerador (*wind turbine generator system*): aeroturbina en la que la energía mecánica producida se transforma en energía eléctrica. Se compone de torre, góndola y rotor.

Aeroturbina (*wind turbine*): máquina giratoria para la obtención de energía mecánica a partir de la energía del viento. Existen de eje horizontal o vertical, según la orientación del eje del rotor. En nomenclatura anglosajona a veces aparece con el acrónimo WECS (*wind energy conversion system*) aunque dicha acepción es más extensa.

Ángulo de ataque (*aerodynamic angle of attack*): ángulo que forma la cuerda del perfil con la corriente de aire incidente relativa al perfil.

Área barrida (*swept area*): superficie del círculo cuyo radio es el semidiámetro del rotor especificado en la ficha de características técnicas de la Aeroturbina. Se utiliza para adimensionalizar.

Barlovento (*upwind*): parte de donde viene el viento, respecto a un punto o lugar determinado.

Borde de ataque (*leading edge*): punto anterior del perfil sobre el cual incide la corriente aérea.

Borde de salida (*training edge*): punto posterior del perfil sobre el cual abandona la corriente aérea.

Buje (*hub*): elemento de la aeroturbina en el que van fijadas las palas y que conecta con el sistema de transmisión. La altura del buje se toma como referencia en una aeroturbina para calcular, entre otras variables, velocidades de viento.

Cambio de paso (*pitch change*): variación del ángulo de ataque de las palas con el objeto de regular la potencia suministrada por las aeroturbinas de paso variable.

Coefficiente de potencia (*power coefficient*): coeficiente que mide la eficiencia de la aeroturbina. Se obtiene dividiendo la potencia suministrada por la aeroturbina entre la energía eólica por unidad de tiempo (potencia eólica contenida en la corriente incidente sin perturbar) que atraviesa una superficie equivalente al área barrida por el rotor.

Cortadura (*wind shear*): variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo. Se representa mediante el perfil vertical de viento.

Cuerda (*chord*): línea recta imaginaria que une el borde de ataque y el borde de salida de un perfil.

Curva de potencia (*power curve*): representación gráfica de la potencia neta, corregida por densidad atmosférica, en función de la velocidad de viento incidente sin perturbar a la altura del buje, promediadas ambas variables simultáneamente cada 10 minutos.

Distribución de Weibull (*Weibull probability distribution*): función de probabilidad, representada mediante una curva, que muestra en tanto por ciento la

distribución de la velocidad de viento (a una altura sobre el nivel del suelo dada) a lo largo de un período de tiempo en un lugar determinado. En muchos casos la curva aproxima fielmente la distribución real de viento y es representativa del emplazamiento si el período de tiempo analizado es suficientemente largo (más de 10 años).

Disponibilidad (*availability*): porcentaje de tiempo en un período determinado que una máquina ha estado lista para funcionar.

Envergadura (*span*): Longitud de la pala.

Estela (*wake*): Zona situada a sotavento de la aeroturbina cuyo campo fluido se encuentra perturbado por la presencia de esta.

Extradós (*suction face, upper section*): Parte superior del perfil.

Fatiga (*fatigue*): Mecanismo de fallo de los materiales que aparece como consecuencia de la aplicación de cargas repetidas. Las grietas originadas por fatiga, si no se controla su crecimiento, pueden provocar fallos catastróficos inesperados, ocasionando la destrucción del equipo directamente afectado

o la disminución generalizada de seguridad que puede llevar al colapso del sistema en su integridad. Para evitarlo, los componentes se diseñan y construyen con criterios de “vida segura a fatiga” que garantizan que durante un período de tiempo determinado no van a fallar por fatiga.

Góndola (*nacelle*): Plataforma cubierta soportada por la torre del aerogenerador cuya estructura se denomina chasis o bastidor y en la que se sitúan generador eléctrico, multiplicadora y demás equipos auxiliares. No incluye al rotor.

Guiñada (*yawing*): Giro de la góndola alrededor del eje de la torre con el objeto de enfrentar en todo momento, en operación normal, el rotor al viento incidente

Horas equivalentes (*equivalent-hours*): Número de horas que un aerogenerador tendría que haber estado funcionando a la potencia nominal para producir la misma cantidad de energía en el período de tiempo considerado (por lo general un año). Se calcula dividiendo la energía generada en ese período entre la potencia nominal.

Larguero (*spar*): Es la parte que confiere resistencia estructural a la pala. Se construye de una pieza y abarca toda la envergadura, desde la raíz (*root*) hasta la punta (*tip*). Los más ligeros y resistentes, aunque más costosos, se fabrican con fibra de carbono.

Intradós (*pressure face, lower section*): Parte inferior del perfil.

Límite de Betz (*Betz limit*): Máximo valor del coeficiente de potencia alcanzable por el rotor de una aeroturbina. Fue establecido por el físico alemán Albert Betz en el año 1919 y su valor es el 59,3%.

Mantenimiento correctivo (*corrective maintenance*): El que se lleva a cabo una vez producido el fallo mediante la reparación o sustitución de la pieza averiada.

Mantenimiento preventivo (*preventive maintenance*): El que se lleva a cabo de forma periódica o programada de acuerdo con una planificación previa, establecida generalmente en el manual de mantenimiento de los equipos. Permite normalmente anticiparnos al fallo evitando males mayores.

Mantenimiento predictivo (*on-condition maintenance*): El que se realiza basándose en el seguimiento continuo de la vida de los equipos, aplicando generalmente ensayos no destructivos mediante el análisis exhaustivo de las series temporales, previamente registradas y almacenadas, de las variables más significativas del funcionamiento del sistema. Permite aumentar la vida de los

equipos y evitar la paralización de la actividad. En ocasiones se aplican técnicas de inteligencia artificial (redes neuronales, *fuzzy logic*).

Mantenimiento productivo total (*total productive maintenance*): Es aquel que busca maximizar la eficacia de los equipos durante toda su vida mediante el compromiso hacia la mejora continua del personal involucrado en el mismo. Es costoso y lento de implementar, aunque los resultados a la larga suelen ser sorprendentemente satisfactorios. Su lema es: “cero averías en los equipos, cero defectos en la producción y cero accidentes laborales”.

Mapa eólico (*wind map*): Mapa en donde se representan sobre un determinado territorio velocidades medias del viento, direcciones predominantes, ráfagas, etc. Las líneas del mapa que unen puntos de igual velocidad media se denominan isoventas.

Pala (*blade*): Elemento del rotor con forma aerodinámica que produce las fuerzas necesarias para mover el rotor y producir potencia.

Parque eólico (*wind farm*): Instalación, de titularidad única, compuesta por dos o más aerogeneradores agrupados, que vierte la energía producida en un mismo punto de la red eléctrica.

Parque eólico marino (*offshore wind farm*): Parque eólico situado mar adentro.

Parque eólico terrestre (*onshore wind farm*): Parque eólico situado en tierra firme.

Pérdida aerodinámica (*stall*): Separación física de la capa límite fluida (*boundary layer*) de una superficie aerodinámica cuando se supera un determinado ángulo de ataque, provocando una caída brusca de sustentación (*lift*) y un aumento de resistencia aerodinámica (*drag*). Este fenómeno se utiliza para regular la potencia

suministrada en aeroturbinas de paso fijo y en algunas de paso variable (*active stall*).

Perfil (*Airfoil profile*): Cada una de las secciones transversales que conforman la pala, perpendiculares al larguero de la misma. Su forma se puede simular mediante la superposición de la línea media del perfil (*centre line*), curvatura (*camber*) y distribución de espesor (*thickness*).

Posición de bandera (*feathering*): Posición de seguridad de las palas del rotor, prácticamente perpendicular al plano del mismo, de tal manera que no se produce sustentación, ni consecuentemente par motor, ni giro apreciable del rotor. Se emplea como método de parada normal de la aeroturbina.

Potencia neta (*net power*): Potencia eléctrica suministrada por el aerogenerador en la cual están descontadas las potencias eléctricas de los equipos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento (regulación, control, iluminación, etc.). Se suele medir en baja tensión, en la base de la torre antes de la conexión al transformador de media tensión.

Potencia nominal (*rated power*): Potencia neta especificada por el fabricante en la placa de características del aerogenerador. Coincide con la máxima potencia neta del aerogenerador en régimen de funcionamiento permanente.

Ráfaga (*gust*): Viento fuerte, repentino y de corta duración.

Revestimiento (*skin*): Es la parte de la estructura de la pala que le confiere su forma aerodinámica. Su función es captar lo más eficientemente posible la energía cinética del viento. Su acabado superficial debe ser extraordinariamente fino.

Rosa de vientos (*wind rose*): Representación mediante un diagrama polar del porcentaje de ocurrencia del viento según la dirección de incidencia hacia el observador. Se suelen representar 16 direcciones.

Rotor (*wind turbine rotor*): Sistema de captación de la energía cinética del viento. Se compone de palas y buje.

Sotavento (*downwind*): La parte opuesta a aquella de donde viene el viento con respecto a un punto o lugar determinado.

Torre (*tower*): Estructura que sostiene la góndola y el rotor de la aeroturbina. Existen dos tipos: tubulares y de celosía. Las torres tubulares se fabrican de acero u hormigón o de una combinación de ambos. Junto con la cimentación constituye la estructura soporte de la aeroturbina.

Torsión (*geometrical twist*): Ángulo geométrico que forma la cuerda de un perfil determinado con la cuerda del perfil situado en punta de pala.

Turbulencia (*turbulence*): Variación temporal y espacial de la velocidad del viento.

Velocidad de arranque (*start-up wind speed*): Velocidad de viento más baja a la altura del buje a la cual la aeroturbina inicia su movimiento rotacional. Es inferior a la velocidad de acoplamiento.

Velocidad de acoplamiento (*cut-in wind speed*): Velocidad de viento diezminutal mínima a la altura del buje a la cual la aeroturbina produce energía.

Velocidad nominal (*rated wind speed*): Velocidad de viento diezminutal mínima a la altura del buje a la cual la aeroturbina produce la potencia nominal.

Velocidad de desconexión (*cut-out wind speed*): Velocidad de viento diezminutal máxima a la altura del buje de funcionamiento de la aeroturbina. Por encima de ella, mediante el accionamiento de ciertos mecanismos, el rotor deja de suministrar potencia al eje motor.

Velocidad de parada (*shutdown wind speed*): Velocidad de viento a la altura del buje a la cual el sistema de control de la aeroturbina provoca la parada del rotor, usualmente mediante la puesta en bandera de las palas.

Velocidad de referencia (*reference wind speed*): Velocidad de viento más alta a la altura del buje, promediada en períodos de 10 minutos, que se puede presentar en un período de recurrencia de 50 años y que se utiliza para definir, según la normativa, la “Clase” de un aerogenerador. Por ejemplo, para un aerogenerador Clase I la velocidad de referencia es 50 m/s (180 km/h).

Velocidad de viento extrema (*extreme wind speed*): Velocidad de viento más alta a la altura del buje, promediada en períodos de 3 segundos, que la aeroturbina o sus elementos está(n) diseñada para soportar. Para aerogeneradores Clase I dicho valor es 70 m/s (252 km/h).

Velocidad de punta de pala (*tip-speed*): Velocidad lineal del extremo de la pala. Se calcula multiplicando la velocidad de rotación del rotor (*rotor speed*) por el radio de la aeroturbina. Un aerogenerador de 50 m de diámetro cuyo rotor gire a 30 r.p.m. obtiene una velocidad punta de pala de 78 m/s (283 km/h) mientras que otro de 100 m de diámetro que gire a 18 r.p.m. alcanza 94 m/s (339 km/h), este último para ubicación mar adentro.

Vida de diseño (*design lifetime*): Período de tiempo durante el cual se garantiza el funcionamiento seguro y fiable de una aeroturbina diseñada según normas, siempre y cuando se siga el programa de Operación y Mantenimiento recomendado por el fabricante. Cualquier aerogenerador de características no

especiales (*offshore*, vientos extremos,...) diseñado siguiendo la normativa IEC 61.400-1 deberá operar de forma segura y fiable durante al menos 20 años.

RESUMEN

TITULO: SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA¹

AUTORES²: ERDWIN ALEXIS GOMEZ TORRES
JEAN CARLOS SANDOVAL PEREZ
LEONEL FERNANDO MOLINA GUEVARA
NATALI ORDONEZ KANDIA

PALABRAS CLAVES: Energías alternativas, energía eólica, aerodinámica, viento, generación eólica, control de aerogeneradores.

DESCRIPCIÓN:

El continuo aumento de las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera debido al uso indiscriminado de combustibles fósiles, acompañado del alto precio y progresivo agotamiento de los mismos, han provocado el calentamiento global, para mitigar este efecto se han desarrollado estrategias a nivel mundial lideradas por las grandes potencias que están enfocadas en el uso de energías renovables. Entre estas se destaca la energía eólica que además de ser inagotable, limpia y gratis se encuentra en un nivel tecnológico que le permite competir económicamente con las tecnologías convencionales de producción energética. El desarrollo eólico por parte de una región se ve afectado en una menor o mayor medida por varios factores entre ellos: las condiciones geográficas, la demanda energética, la normatividad a nivel técnico y la legislación política.

El presente trabajo de grado desarrollado a través de la modalidad de seminario de investigación, busca difundir el uso de su contenido para el estudio e investigación en temas relacionados con la energía eólica tanto en la comunidad estudiantil de pregrado como en el personal de ingeniería interesado en el campo de las energías renovables, fortaleciendo el vínculo universidad – industria. Es con este objetivo que se brinda una guía que pueda facilitar el conocimiento de los parámetros involucrados en el aprovechamiento del recurso eólico.

¹ Trabajo de grado

² Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director: Ing. Mecánico, Omar Arocha Gelves

SUMMARY

TITLE: SEMINARY OF INVESTIGATION IN WIND ENERGY³

AUTHORS⁴: ERDWIN ALEXIS GOMEZ TORRES
JEAN CARLOS SANDOVAL PEREZ
LEONEL FERDINAND MOLINA GUEVARA
NATALÍ ORDONEZ KANDIA

KEY WORDS: Alternative energy, wind power, aerodynamics, wind, eolian generation, control of aerogenerators.

DESCRIPTION:

Continue increase of the emissions from contaminating gases to the atmosphere due to the indiscriminate use of fossil fuels, accompanied of the high cost and progressive exhaustion of the same, these have provoked global warming, in order to mitigate this effect strategies to worldwide level led for the big potencies that are focused on the use of renewable energies have been developed. Between these the wind power stands out in addition to be inexhaustible, clean and free this is in a technological level who permits itself compete economically with the conventional technologies of energetic production. The aeolian development on behalf of a region looks affected in a minor or bigger measure for several factors among themselves: The geographic conditions, the energetic request, the technical standards and the political legislation.

The present thesis developed through the variety of fact-finding seminary, it has like purpose to spread out the use of his contents for the study and investigation in themes related with the wind power so much in the student community as in the professional people interested in at the field of the renewable energies, strengthening the link university – industry. Being this the main purpose offers a guide that can make easy the knowledge implicated of the parameters in the use of the aeolian resource.

³ Trabajo de grado

⁴ Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director: Ing. Mecánico, Omar Arocha Gelves

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de fortalecer y aportar a una de las líneas de investigación de la escuela de ingeniería mecánica e incursionar en una nueva modalidad de trabajo de grado, se optó por realizar un seminario de investigación en energía eólica.

El tema desarrollado fue la energía eólica, debido al creciente interés que ha surgido en el desarrollo de energías renovables, principalmente a causa de la contaminación ambiental, el alza en los precios de combustibles fósiles, el agotamiento de los mismos y la creciente demanda energética.

Este documento está estructurado en cinco capítulos. El primer capítulo inicia con una descripción general de un seminario de investigación, a continuación se relacionan los principales objetivos, ventajas, características, entre otros.

El segundo capítulo expone el proceso de planeación donde establecen los lineamientos bajo los cuales se desarrollo el seminario.

El tercer capítulo presenta la ejecución del seminario, es decir, el desarrollo de lo establecido en la planeación.

El cuarto capítulo abarca la finalización de seminario, exponiéndose las herramientas utilizadas para la elaboración de los documentos y presentaciones.

El quinto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones acerca del desarrollo del seminario como modalidad de trabajo de grado y de las síntesis y análisis realizados durante el mismo.

Para finalizar se encuentra una sección de 14 anexos, los cuales corresponden a la síntesis de los subtemas desarrollados en las sesiones. Los primeros seis

anexos (A-F), son una introducción general a la energía eólica; comenzando con la historia y desarrollo, un análisis del potencial eólico, una descripción detallada de los tipos de generadores y una general de las partes que conforman una turbina eólica, clasificación de los vientos presentes en nuestra atmósfera y por último un estudio y tratamiento del viento como herramienta para seleccionar el emplazamiento.

Los siguientes cuatro anexos (G-J) tratan la aerodinámica correspondiente a los aerogeneradores.

Los anexos K y L, exponen en detalle los generadores eléctricos y los sistemas de regulación y control en los aerogeneradores.

En el anexo M se hace un análisis comparativo de la energía eólica, legislación, normatividad, transmisión de la red eléctrica e impacto ambiental entre un país experimentado como Alemania y otro novato como Colombia.

El último anexo (N), presenta los resultados obtenidos de un simulador de aerogeneradores elaborado en Matlab-simulink en un trabajo de grado anterior.

Este documento fue elaborado durante el desarrollo del seminario y tiene como propósito principal dejar una guía para futuros proyectos relacionados con la energía eólica y de esta forma aportar un grano de arena al desarrollo e impulso de este tipo de energía alternativa en nuestro país.

Capítulo 1

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN

1. GENERALIDADES DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN

1.1. QUÉ ES EL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN⁵

El Seminario de Investigación, también conocido como Seminario Alemán, es una actividad académica, cuyo origen se dio a finales del siglo XVIII en la Universidad de GOTTINGEN de Alemania, para renovar las estrategias de estudio y formación de los investigadores, y demostrar que la docencia y la investigación se pueden unir y complementar para obtener mejores resultados.

Consiste en estudiar, discutir e intercambiar experiencias acerca de un tema en particular, en un grupo, en el cual sus participantes, se intercomunican exponiendo dicho tema (la Relatoría), complementándolo, evaluándolo (Correlatoría), aportando entre todos (la Discusión), sacando conclusiones y planteando nuevos interrogantes permitiendo que todo ello quede en la memoria escrita (el protocolo).

El Seminario de Investigación se programa por temas los cuales son seleccionados con la orientación del director del seminario, quien con su experiencia y conocimiento del tema central, guía la selección con la debida

⁵ Universidad Industrial de Santander. Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado. Vicerrectoría académica. Septiembre de 2007

pertinencia, actualidad y ubicación en el contexto. Los temas son desarrollados en sesiones planificadas, en las cuales, los miembros del grupo deben asumir diferentes roles, de acuerdo con la descripción anterior, manteniendo una relación de interés y compromiso con el conocimiento, sin jerarquías, en un clima de colaboración y participación activa.

1.2. OBJETIVO DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN

Formar a los participantes para la investigación científica mediante el desarrollo de habilidades específicas aplicadas al asumir los diferentes roles dentro del seminario. Dichas habilidades están orientadas a desarrollar la capacidad de lector crítico de resultados de investigación en cualquiera de las áreas del conocimiento, a fortalecer la capacidad de observar e identificar los problemas presentes en temas bajo análisis, a buscar respuestas a preguntas claves y sustentarlas teórica y metodológicamente en forma verbal y por escrito, y a identificar las relaciones del problema objeto de estudio con el contexto económico, político o social, a fin de enriquecer con una mirada de integralidad, el conocimiento para el grupo de estudiantes. Para ello se programan y ejecutan ejercicios estructurados que permiten a los estudiantes desarrollar competencias iniciales de investigador, avanzar en el conocimiento y aportar buenas revisiones y análisis sobre tópicos que pueden facilitar el desarrollo de la investigación.

Para alcanzar dicho objetivo es preciso que haya una formación desde el trabajo personal hacia el trabajo en equipo; para esto, cada participante debe reconocer sus intereses, estilos de aprendizaje, su capacidad para aprender en interacción con pares; debe apropiarse de la metodología e instrumentos con los cuales trabajará, con el fin de lograr, al interactuar con los demás miembros del grupo en

las sesiones del seminario, compartir, criticar y corregir las ideas que surjan de él, en un ambiente de la colaboración mutua.

Los seminarios de investigación, no se enfocan hacia la repetición de trabajos ya realizados, sino hacia la búsqueda de respuestas con nuevos argumentos; por tal razón los trabajos que se deriven del cumplimiento del objetivo del Seminario, deben caracterizarse por su originalidad y estar acordes al nivel científico de formación de sus participantes.

1.3. VENTAJAS DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN

El seminario de investigación, como herramienta para el desarrollo integral, presenta las siguientes ventajas:

- Permite a los participantes contar con un director (profesor) durante el seminario, el cual les guía hacia la consecución de los propósitos establecidos, y además, resuelve las dudas e inquietudes o en su defecto, orienta sobre las fuentes de consulta y ayuda a los miembros del grupo en la búsqueda para suplir las necesidades de información.
- Fortalece el hábito de documentarse acerca del tema bajo estudio. Para esto los participantes recurren a fuentes bibliográficas, bases de datos, textos de referencia obligada; este ejercicio refuerza el desarrollo de las competencias interpretativas, argumentativas y propositivas; les permite apropiarse y aprender de los métodos que emplearon los autores de los artículos y textos, así como también, reconocer su valor y aporte a la investigación.

- Permite que los participantes desempeñen diferentes roles dentro del grupo, desarrollando habilidades comunicativas y de relaciones interpersonales, complementarias para la formación tanto personal como profesional.
- Fomenta el aprendizaje como una experiencia grupal, permite experimentar la eficiencia del trabajo en equipo y si el grupo está conformado con estudiantes de diferentes áreas del conocimiento, la riqueza de la interdisciplinariedad, características todas aplicables y necesarias en el desempeño laboral del mundo de hoy.
- Permite el uso de distintas herramientas didácticas de apoyo al desarrollo de las sesiones, así como un control sobre la planificación establecida de éstas.
- Es una metodología integradora centrada en el estudiante, con amplio potencial para fortalecer la habilidad de aprender a aprender, fundamental para tomar el perfil del ciudadano del siglo XXI, quien deberá asumir el compromiso de aprender a lo largo de la vida, como la plantea J. Delors⁶. Sus ventajas la hacen aplicable a todas las áreas del conocimiento humano y no solo a algunas como equivocadamente pudiera pensarse⁷.

1.4. CARACTERÍSTICAS

El seminario de investigación posee las siguientes características:

- Participación activa de todos los miembros del seminario, puesto que no sólo el director (profesor) interviene, sino también todos los integrantes del grupo

⁶ Jaques Delors et al. La Educación Encierra un Tesoro. Informe a la UNESCO de la Comisión Internacional sobre la educación para el siglo XXI. París, 1996.

⁷ Carlos M. Vélez S, Resumen El Seminario Investigativo, basado en el Simposio permanente sobre la Universidad 1990-1992 ASCUN.

realizan su aporte desde el rol que estén desempeñando. En este proceso los participantes siendo discípulos empiezan a recorrer el camino hacia Maestros.

- El Seminario de Investigación está conformado por un grupo reducido, de aprendizaje activo y cooperativo, inducido a investigar, reflexionar, descubrir y concluir.
- Empleo del diálogo permanente para compartir los conocimientos adquiridos
- Ambiente amable y cooperativo fomentando la mayor participación de los integrantes del grupo.
- Sesiones desarrolladas utilizando medios didácticos de apoyo al aprendizaje.
- La estructura del seminario y todas las actividades y parámetros para desarrollarlas, son planificados en la primera sesión.
- El seminario de investigación exige a los participantes una alta responsabilidad para lograr la preparación adecuada, que les permita tener bases para llevarlo a cabo.

1.5. ORGANIZACIÓN DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN

El Seminario de Investigación se compone de las siguientes actividades: la Relatoría, la Correlatoría, la Discusión y el Protocolo, las cuales deben girar en torno a un tema, del que se desprenden los subtemas que se trataran durante las sesiones.

Dichas actividades son responsabilidad de los integrantes del grupo, por lo cual a cada uno de ellos es asignado un rol de carácter rotativo; es así como una persona que en una sesión asume el rol de correlator podrá ser el protocolante en la siguiente, es decir, el responsable del protocolo.

La organización del seminario también implica establecer el lugar donde se llevará a cabo, el número de sesiones y las fechas para realizarlo; así como la duración de cada una de las actividades (Relatoría, Correlatoría, Discusión y Protocolo).

El seminario de investigación en Energía eólica está compuesto por:

Director: Ing. Omar Armando Gélvez Arocha

Participantes: Erdwin Alexis Gomez Torres

Jean Carlos Sandoval Perez

Leonel Fernando Molina Guevara

Natalie Ordonez Kandia

A los participantes se les asigna un rol para cada sesión. Las sesiones se llevan a cabo en el salón 206 de la Escuela de Ingeniería Mecánica. El número de sesiones depende del tema y los subtemas mostrados en la tabla 1. Las sesiones están programadas para una duración de una hora y 45 minutos.

1.5.1 TEMA DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN

El tema del seminario de investigación fue sugerido por el director buscando fortalecer y aportar a las líneas de investigación sugeridas por la escuela de ingeniería mecánica en el área de energías alternativas.

El tema tratado en el seminario de investigación es la “Energía eólica”. La energía eólica es la energía obtenida del viento, o sea, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, se usa principalmente para la generación de energía eléctrica mediante los aerogeneradores o turbinas de viento.

Es una energía abundante, renovable y limpia, que ayuda a disminuir los efectos de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde.

Dada las ventajas de la energía eólica y la necesidad de buscar energías que hagan los países menos dependientes del petróleo, la energía eólica toma cada vez más fuerza, esto se puede apreciar en gráficos donde se nota el crecimiento sorprendente que ha tenido esta energía en los últimos años a nivel mundial.

Actualmente en el mundo hay un poco más 120 GW de energía eólica instalados, lo que representa aproximadamente el 1,5% de la energía generada a nivel mundial.

Algo muy importante son los resultados que han arrojado recientes estudios donde se concluyen que aun hay muchísimo potencial eólico por aprovechar, por lo que se puede decir que apenas estamos comenzando a aprovechar la energía que contiene el viento, y que el desarrollo de la energía eólica y su implementación están comenzando y seguirán por mucho tiempo.

1.5.2 DIRECCIÓN DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA EÓLICA

La dirección del seminario de Investigación en Energía eólica estuvo a cargo del profesor: Ing. Omar Armando Gélvez Arocha quien cuenta con amplia experiencia en docencia y ha dirigido trabajos de grado anteriores relacionados con energías alternativas como la energía eólica y la energía solar.

Su principal función fue orientar y liderar la investigación, brindando la asesoría requerida para encaminar los trabajos y tareas hacia el cumplimiento de lo programado.

1.5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ROLES

Relatoría:

La relatoría o relación es el procesamiento a través del cual el RELATOR expone el tema correspondiente en la sesión del seminario. El relator tiene como misión principal enriquecer, como resultado de su investigación y estudio, el saber de los demás, buscando por medio de una argumentación rigurosa, aportar algo nuevo que permita avanzar en el conocimiento sobre el objeto de estudio.

Correlatoría:

Consiste en la complementación y enriquecimiento de la relatoría por parte de un correlator, el cual debe estar muy atento a la exposición del relator, pues no debe repetir lo expuesto, sino evaluar el contenido, la claridad y el manejo de la exposición, con el fin de plantear su reflexión personal, y su posición frente a la relatoría, de una manera crítica, destacando los aportes más relevantes de la relatoría motivando a los participantes al debate.

Discusión

Es el medio a través del cual los participantes con base en lo expuesto en la relatoría y la argumentación del correlator, confrontan sus concepciones y apreciaciones sobre el tema. Esta dinámica se desarrolla a manera de discusión, la cual se caracteriza por ser de carácter positivo, argumentativo y enfocado al enriquecimiento del trabajo en grupo. La discusión requiere participación oportuna y respeto por las opiniones de los demás, criticándolas constructivamente.

Protocolo

El protocolo es la evidencia escrita de cada sesión del seminario y un insumo para la elaboración del informe final. Éste debe ser leído antes de comenzar cada sesión, ya que es un acta de registro de lo ocurrido en la anterior y de los compromisos planteados. Su autor es el protocolante, el cual plasma en un documento las actividades tal y como fueron desarrolladas, utilizando una redacción clara y concisa.

1.6. METODOLOGÍA

Para desarrollar el seminario de Investigación en Energía eólica satisfactoriamente y garantizar la claridad de las sesiones y cumplimiento de los objetivos planteados, se escogió una metodología contenida en tres fases: planeación, ejecución y finalización; las cuales se relacionan entre sí dependiendo cada una de la anterior. Fases que se explicarán en los siguientes capítulos.

Capítulo 2

2. PLANEACIÓN

En esta etapa se establecen los lineamientos bajo los cuales se desarrolla el seminario, se definen los alcances y resultados que se esperan obtener mediante la selección del tema, el estudio bibliográfico, los subtemas; y la planificación de las sesiones.

Los alcances y objetivos del seminario son:

- Elaborar un documento síntesis original donde se recojan los resultados de la investigación y la discusión realizada en cada sesión a partir de los resúmenes, las relatorías recopiladas y los protocolos en el seminario de investigación de acuerdo a los subtemas especificados en la tabla 1.
- Realizar presentación en Power Point de los temas investigados basada en el documento síntesis obtenido de los resúmenes, las relatorías recopiladas y los protocolos de cada sesión.
- Análisis crítico de los contenidos tecnológicos y científicos estudiados en los temas definidos anteriormente y de los aspectos que puedan afectar la implementación de este tipo de energía tales como ambientales, políticos, económicos, legales y regulatorios, contextualizándolos al entorno colombiano.

- Dar continuidad y uso a trabajos de grado anteriores relacionados con la energía eólica.

2.1. ESTUDIO Y SELECCIÓN DEL MATERIAL BIBLIOGRÁFICO

La bibliografía se definió antes de iniciar el seminario. Esta se basó en la búsqueda exhaustiva de material como: libros, revistas, páginas web, monografías, memorias de congresos y papers. Sin embargo, a pesar de la bibliografía previamente establecida, durante el desarrollo del seminario si el estudiante lo hacía necesario, podía recurrir a otras fuentes que aportaran algo nuevo a la investigación.

Para estudiar el tema seleccionado, la bibliografía es la siguiente:

LIBROS

- ✓ **Ministerio de minas y energía, IDEAM-UPME.** *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia.*

En este libro encontramos una completa colección de mapas que muestra la distribución espacial del viento en superficie y el potencial eólico de Colombia. Se aporta, a la vez, información local del comportamiento del viento para algunos sitios de referencia para dimensionar futuros proyectos como parques eólicos para la generación de energía eléctrica o sistemas de aerobombeo, particularmente en aquellas zonas donde las redes de transporte y distribución de energía no son asequibles.

✓ **FERNÁNDEZ DIEZ, PEDRO.** *Energía eólica.*

Este libro proporciona una información muy completa sobre los antecedentes históricos de la energía eólica, los parámetros más importantes de diseño, fundamentos aerodinámicos y un análisis comparativo de las características más relevantes de los aerogeneradores americanos y los europeos.

✓ **HANSE, Martin O.L** *Aerodynamics of wind turbine Rotors, Loads And Structure, James &James Ltd., London 2006*

Es un texto establecido como esencial para las soluciones fundamentales en el diseño eficiente de los aerogeneradores. Los temas cubiertos incluyen el aumento de flujo másico a través de la turbina, el rendimiento a velocidades de viento bajas y altas, la evaluación de las condiciones extremas en las que la turbina se realiza y la teoría para calcular la vida útil de la turbina. El método clásico Blade Element Momentum (BEM) también está cubierto, al igual que el comportamiento dinámico de una turbina. Es de referencia para los estudiantes de ingeniería o personas con un interés profesional o académica en la física y la tecnología que hay detrás de los aerogeneradores de eje horizontal.

✓ **MUR AMADA, Joaquín** *Introducción al control de aerogeneradores, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza*

Este documento inicia con una descripción de lo que es un sistema de control de aerogeneradores, sus funciones, las distintas estrategias, los elementos que normalmente lo componen y los parámetros principales de la máquina que deben medirse, supervisarse y controlarse. A continuación se desarrolla un breve análisis de los métodos de regulación de potencia haciendo hincapié en los sistemas de regulación de potencia mediante el cambio de ángulo de paso de la pala. Realiza un sencillo análisis aerodinámico del método de regulación de potencia mediante cambio de ángulo de paso como complemento explicativo de este método de

control. Por último presenta el sistema de orientación de góndola, su función y los métodos de control del mismo finalizando al igual que en la descripción anterior con el método actual más ampliamente utilizado.

- ✓ **MUKUND R,PATEL.** *Wind and solar power system. 2 ed. London: Taylor & Francis, 2006.*

En este libro se exponen generalidades con respecto al diseño, análisis y operación de sistemas eólicos y solares. Es útil para la comprensión de la distribución de weibull.

- ✓ **POTTER, Merle.** *Mecánica de fluidos. 3 ed. Ciudad de Mexico;Ciencias en ingenierías,2002.*

En el capítulo 8 de este libro da una introducción básica a la aerodinámica sobre superficies. erodinamicas y con geometrías definid.

MONOGRAFIAS

- ✓ **USCÁTEGUI CRISTANCHO, Omar Giovanni – PRADA PARRA, Darío.** *Modelado y simulación del sistema mecánico de un generador eólico de eje horizontal con tres palas-Universidad Industrial de Santander 2007.*

Este trabajo de grado muestra el modelamiento y simulación de un aerogenerador horizontal de tres palas bajo cualesquiera condiciones mediante un software aplicativo de gran interés.

- ✓ **BERNAL, Johnny - ORJUELA HERRERA Juan.** *Sistema conversor de energía eólica de baja potencia. Diseño y construcción del prototipo. Bucaramanga 2008.*

En este trabajo de grado es interesante porque muestra el diseño y construcción de un pequeño aerogenerador ubicado en el departamento de Santander-Colombia.

- ✓ **ANTEZANA NUÑEZ, Juan Cristóbal.** *Diseño y construcción de un prototipo de aerogenerador eólico de eje vertical-Universidad de Chile 2004.*

En este trabajo de grado se puede apreciar todo el diseño y construcción de un aerogenerador muy particular; de eje vertical. Muestra los tipos, características, ventajas, desventajas de este tipo de aerogeneradores.

REVISTAS

- ✓ Revista investigaciones aplicadas ISSN: 2011-0413 Volumen 4. La energía eólica en Alemania: experiencias a tener en cuenta para el caso colombiano. Isaac Idi Amin. Biechl Helmuth. Wilson Jorge.
- ✓ Revista Empresas Públicas de Medellín Volumen 15. El parque eólico jepírachi: modelo de gestión. Gaviria Juan Felipe
- ✓ Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas Volumen 1. Manual de Aplicación de la Energía Eólica. Pinilla Alvaro

MEMORIAS DE CONGRESOS

- ✓ Foro EE.PP.M– Julio 7,2009 – Medellín, Colombia. Elementos Para el Desarrollo de la Energía Eólica en Colombia
- ✓ Primer simposio Internacional de energía eólica – Septiembre 16-19,2009 – Medellín, Colombia.

PAGINAS WEB

- ✓ **EMPRESAS FABRICANTES DE AEROGENERADORES**

www.enercon.de/es/_home.htm

www.nordex-online.com/en

www.vestas.com/es/

www.gamesacorp.com/es

Son las páginas de los principales fabricantes de grandes aerogeneradores a nivel mundial. Muestran la más alta tecnología aplicada a los aerogeneradores.

- ✓ **DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION**

www.windpower.org

Es una página danesa que muestra todo lo relacionado a la energía eólica de una forma didáctica y pedagógica facilitando de esta forma su comprensión.

Una vez realizado el estudio bibliográfico por cada uno de los participantes del seminario, se prosigue a dividir el tema del seminario en varios bloques con sus respectivos subtemas, con el fin de profundizar en aspectos relevantes y llegar a un análisis detallado que permita comprender de manera integral el tema general. Los subtemas son mostrados en la tabla 1.

Tabla 1. Subtemas del seminario

TEMAS	SUBTEMAS
1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción e historia de la energía eólica • Energía aprovechable del viento • Tipos de generadores • Descripción general y componentes de un aerogenerador convencional • Definición y clasificación de los vientos en la atmósfera • Obtención y tratamientos de datos del viento
2. AERODINÁMICA PARA AEROGENERADORES	<ul style="list-style-type: none"> • Flujo externo sobre superficies • Perfiles aerodinámicos • Fundamentos aerodinámicos • Aerodinámica de turbinas eólicas

Tabla 2. Subtemas del seminario (continuación)

TEMAS	SUBTEMAS
3. GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMAS DE CONTROL EN AEROGENERADORES	<ul style="list-style-type: none"> • Generación eléctrica • Control de potencia a través de sistemas mecánicos
4. RECURSO, NORMATIVIDAD, LEGISLACIÓN, TRANSPORTE Y OPERACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de la factibilidad de la energía eólica en Colombia
5. VALIDACIÓN Y ESTUDIO DE UN SIMULADOR DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL Y TRES PALAS EN MATLAB-SIMULINK	<ul style="list-style-type: none"> • Modelamiento del viento • Aerodinámica de la turbina de viento • Sistema de transmisión mecánica • Sistema de control de velocidad

2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SUBTEMAS

2.2.1 Introducción a la energía eólica

Introducción a la energía eólica da una visión de lo que es la energía eólica en general, se explica la energía eólica como esa energía limpia cuya fuerza motriz es el viento que debe ser estudiado previamente para analizar su potencial y así contemplar la posibilidad de desarrollar proyectos en los que se pueda aprovechar esa energía contenida en el viento. Da a conocer que esta energía se ha utilizado desde hace mucho tiempo y que hoy en día se utiliza para la generación de energía eléctrica a través de unas turbinas de viento conocidas como aerogeneradores de los que hay muchas clases pero el más usado es el de eje horizontal y tres palas.

Este primer tema general se divide en seis subtemas:

- **Introducción e historia de la energía eólica:** se trata la historia de la energía eólica y su desarrollo a nivel mundial, desde la edad antigua en que se aprovechaba la energía del viento para bombear agua hasta nuestros tiempos en que países como España, Estados Unidos, Alemania, India y Dinamarca mediante grandes aerogeneradores fabricados por los más grandes fabricantes como Gamesa, Enercon, Vestas y Nordex usan este potencial del viento para la generación de la energía eléctrica.

También se muestra el estado actual de esta energía en nuestro país (Colombia), centrandó la atención en los 20 MW instalados actualmente en el departamento de la Guajira.

- **Energía aprovechable del viento:** se trata el viento como esa fuerza motriz capaz de mover grandes palas y generar energía eléctrica, se muestra teóricamente el potencial energético contenido en el viento y se exponen resultados y aproximaciones de estudios donde se da a saber el potencial eólico sin aprovechar que hay en el mundo y el cubrimiento que se tendría si usáramos parte de él.
- **Tipos de generadores:** se expone la clasificación general de acuerdo a diferentes parámetros de diseño (disposición del eje rotor, potencia nominal, entre otros), entrando luego a definir las características, ventajas y desventajas de cada tipo de aerogenerador.
- **Descripción general y componentes de un aerogenerador convencional:** se trata en forma detallada cada una de las partes de un aerogenerador de eje horizontal y tres palas, se describen las partes y funciones de los componentes de este último por ser el más usado a nivel mundial. Más del 90% de los aerogeneradores instalados actualmente son de este tipo.
- **Definición y clasificación de los vientos en la atmósfera:** se expone el estudio del viento, identificando su origen, propiedades y relaciones físicas, proporcionando herramientas que permitan entender su caracterización climatológica local, regional y continental.
- **Obtención y tratamiento de los vientos:** se trata la forma y los dispositivos para medir el viento, generando de esta forma diagramas importantes como son la distribución de Weibull y la rosa de los vientos que me van a determinar en gran medida si es viable en todas las formas aprovechar con tecnología la energía del viento en un lugar en particular.

2.2.2 Aerodinámica para aerogeneradores

Se trata la aerodinámica para aerogeneradores citando la forma empírica y teórica para el cálculo de las fuerzas que produce el flujo de aire sobre las palas del rotor.

Se dan a conocer fundamentos básicos en aerodinámica como, velocidad específica, ángulos en perfiles aerodinámicos, nomenclatura para los perfiles, el límite de Betz, entre otros, con la finalidad de comprender de una mejor forma el tema.

Este segundo tema general se divide en los siguiente subtemas:

- **Flujo externo sobre superficies:** es el estudio del desarrollo del flujo externo sobre cuerpos romos como esferas y cilindros, y superficies aerodinámicas como las palas de un aerogenerador. Se expone el flujo externo aproximándolo a un flujo no viscoso, sin embargo, los efectos viscosos se confinan y se analizan en una delgada capa adherida a la superficie del cuerpo llamada *capa límite*.

Se expone la forma teórica-analítica de calcular las fuerzas de sustentación y arrastre creadas por el flujo de aire sobre el cuerpo y la forma empírica mostrando la dependencia de los coeficientes de arrastre y sustentación del ángulo de ataque del viento.

- **Perfiles aerodinámicos:** se trata la nomenclatura usada por la NACA (National Advisory Commitee for Aeronautics) para nombrar los perfiles aerodinámicos y su significado, además se dan los pasos necesarios para el trazado de perfiles aerodinámicos de acuerdo a su nomenclatura.

- **Fundamentos aerodinámicos** : son los conceptos básicos necesarios como; ángulos de cuerda ,límite de Betz , coeficiente de potencia, velocidad específica, coeficiente de torque, curva de potencia, sustentación , arrastre ,fuerza aerodinámica , necesarios en el estudio de aerodinámica de aerogeneradores.
- **Aerodinámica de turbinas eólicas:** se trata la aerodinámica partiendo del modelo unidimensional hasta el modelo de la teoría clásica para un elemento de pala la cual incluye aspectos como vorticidad, factores de inducción y efectos de rotación en la estela.

2.2.3 Generación eléctrica y sistemas de control en aerogeneradores

Este tema general se divide en los siguientes subtemas:

- **Generación eléctrica:** inicialmente se exponen los conceptos básicos electromagnéticos necesarios para la comprensión del funcionamiento básico de los generadores eléctricos y la forma como estos producen energía eléctrica a partir de una entrada de potencia mecánica.

Luego se explica en forma detallada los tipos de generadores eléctricos; características principales, construcción, funcionamiento, ventajas y desventajas, usados en turbinas de viento y las distintas configuraciones que estos toman junto con la red.

- **Control de potencia a través de sistemas mecánicos:** A partir del tamaño de los aerogeneradores se expuso una clasificación general, sistemas de control pasivos para pequeños aerogeneradores y sistemas de control activo para grandes aerogeneradores. En cada uno de estos se

trataron dos variables principales de control, velocidad y orientación, y los mecanismos más comunes para controlarlas con el objetivo optimizar el rendimiento y proteger los componentes de la turbina de viento.

2.2.4 Recurso, normatividad, legislación, transporte y operación de la energía eólica en Colombia

Se expone de manera paralela la situación de Alemania y Colombia con respecto al marco regulatorio, normatividad, recurso, transporte y operatividad de la red relacionada con la generación eólica, dejando claro las causas y circunstancias que han generado la posición de cada país con respecto al uso de energías renovables.

2.2.5 Validación y estudio de un simulador de un aerogenerador de eje horizontal y tres palas en matlab-simulink

Se muestra el modelado y simulación del sistema mecánico de la turbina de viento con la finalidad de representar el comportamiento dinámico de los diferentes sistemas que conforman la turbina.

Este tema general se divide en cuatro subtemas que son:

- **Modelamiento del viento:** se trata el viento como la suma de una parte determinística y una estocástica, donde la parte determinística se compone de la velocidad promedio del viento a la altura del cubo del rotor obtenido de medidas experimentales , y la parte estocástica está formada por la turbulencia rotacional vista desde una pala rotando o una suma de armónicos.

- **Aerodinámica de la turbina de viento:** se expone la forma como se obtiene el torque aerodinámico a partir de la velocidad del viento, velocidad angular de la turbina y el ángulo de paso si la turbina es controlada por pitch control.
- **Sistema de transmisión mecánica:** se exponen cinco modelos de transmisión mecánica, cada uno con diferente grado de aproximación a lo real. En este modelamiento se obtienen las velocidades angulares del rotor y generador a partir del torque aerodinámico y del torque del generador.
- **Sistema de control de velocidad:** se presenta el modelo de control para la regulación de potencia por variación de ángulo de paso teniendo como variable de entrada la velocidad angular del rotor, y se analizan los resultados del mismo.

2.3 PLANEACIÓN DE LAS SESIONES

El número de sesiones (17) se determinó de acuerdo a los subtemas seleccionados. Se asignó a cada participante un subtema para exponer, de forma que quedaran equilibradas las cargas en los subtemas, a la vez se definieron los roles de cada participante (Relator, Correlator, Protocolante, Asistente), dichos roles se rotaron de manera equitativa con el objeto de que cada participante desarrollara las destrezas requeridas para cada rol, como se muestra en la tabla 2. Ya definido el número de sesiones se organizaron las respectivas fechas de tal modo que hubiera un lapso de tiempo prudente para la preparación de los subtemas. Las fechas de las relatorías se escogieron de acuerdo a la disponibilidad horaria, tanto para el director como para los participantes, y también por la disponibilidad de herramientas necesarias para el desarrollo de cada sesión como el vídeobeam y el lugar de desarrollo de la sesión.

Tabla 3. Asignación de roles por subtemas

TEMA	RELATOR	CORRELATOR	PROTOCOLANTE
<p>1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Introducción y historia de la energía eólica • Energía aprovechable del viento • Tipos de Aerogeneradores • Descripción general y componentes de un aerogenerador convencional • Definición y clasificación de vientos en la atmósfera • Obtención y tratamiento de datos del viento 	<p>Alexis Gómez</p> <p>Natalie Kandia</p> <p>Leonel Molina</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Leonel Molina</p> <p>Alexis Gómez</p>	<p>Natalie Kandia</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Alexis Gómez</p> <p>Leonel Molina</p> <p>Alexis Gómez</p> <p>Natalie Kandia</p>	<p>Leonel Molina</p> <p>Alexis Gómez</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Natalie Kandia</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Leonel Molina</p>

Tabla 4. Asignación de roles por subtemas (continuación)

TEMA	RELATOR	CORRELATOR	PROTOCOLANTE
<p>2. AERODINÁMICA PARA AEROGENERADORES</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujo externo sobre superficies • Perfiles aerodinámicos • Fundamentos aerodinámicos • Aerodinámica para turbinas eólicas 	<p>Jean Sandoval</p> <p>Natalie Kandia</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Natalie Kandia</p>	<p>Leonel Molina</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Leonel Molina</p> <p>Jean Sandoval</p>	<p>Natalie Kandia</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Natalie Kandia</p> <p>Alexis Gómez</p>
<p>3. GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMAS DE CONTROL</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generación eléctrica • Control de potencia a través de sistemas mecánicos 	<p>Alexis Gómez</p> <p>Natalie Kandia</p>	<p>Natalie Kandia</p> <p>Jean Sandoval</p>	<p>Leonel Molina</p> <p>Alexis Gómez</p>

Tabla 5. Asignación de roles por subtemas (continuación)

TEMA	RELATOR	CORRELATOR	PROTOCOLANTE
<p>4. ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de la factibilidad de la energía eólica en Colombia 	Leonel Molina	Alexis Gómez	Jean Sandoval
<p>5. ESTUDIO DE UN SIMULADOR DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL EN MATLAB-SIMULINK</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modelado del viento • Aerodinámica de la turbina de viento • Sistema de transmisión mecánica • Sistema de control de velocidad 	<p>Alexis Gómez</p> <p>Leonel Molina</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Natalie Kandia</p>	<p>Natalie Kandia</p> <p>Alexis Gómez</p> <p>Alexis Gómez</p> <p>Jean Sandoval</p>	<p>Leonel Molina</p> <p>Jean Sandoval</p> <p>Leonel Molina</p> <p>Alexis Gómez</p>

Capítulo 3

3. EJECUCIÓN

Esta etapa consistió en llevar a cabo lo establecido en la planeación del seminario; la preparación de un documento por parte del relator de cada subtema y el desarrollo de cada sesión.

3.1 DOCUMENTACIÓN PARA LOS SUBTEMAS

El relator de cada uno de los subtemas elaboró un documento en formato de texto y su respectiva presentación en Power Point, con normas técnicas y metodología científica acerca de su exposición, producto de la actividad investigativa, propositiva y argumentativa. Antes de cada sesión este documento se sometió a una exhaustiva revisión por parte del director para su respectiva aprobación.

Previo a cada una de las sesiones, los miembros del grupo; indiferentemente del rol que desempeñaron, conocieron y estudiaron dicho documento y la bibliografía definida, con el propósito de estar preparados para participar y aportar al desarrollo de la sesión.

3.2 DESARROLLO DE UNA SESIÓN

Cada una de las sesiones del seminario, a diferencia de la primera, por no tener predecesora, se desarrolló de manera fluida siguiendo el orden de las actividades que aparecen en la tabla 3. Los roles de la primera sesión fueron designados al

azar y a partir de ahí se rotaron para que cada integrante del grupo tuviera la oportunidad de desempeñar los diferentes roles de forma ordenada y secuencial.

Tabla 6. Desarrollo de una sesión del seminario

	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	RESPONSABLE	DURACIÓN (Minutos)
1	Apertura de la sesión	<ul style="list-style-type: none"> • Lectura del plan de trabajo. • Verificación de la asistencia. • Confirmación o asignación de roles. • Asignación de los roles para la próxima sesión. 	Profesor (Director)	5
2	Lectura del protocolo	<ul style="list-style-type: none"> • Lectura del protocolo. • Se abre una sesión de preguntas aclaratorias del texto del protocolo. Los ajustes quedaran consignados en el protocolo siguiente. 	Protocolante	10
3	Relatoría	<ul style="list-style-type: none"> • Exposición del tema. • Entrega el trabajo escrito. 	Relator	60
4	Correlatoría	<ul style="list-style-type: none"> • Se complementa y evalúa la relatoría. • Se induce a la discusión. 	Correlator	10

Tabla 7. Desarrollo de una sesión del seminario (continuación)

5	Discusión	<ul style="list-style-type: none"> • Se realizan preguntas, intervenciones y aclaraciones sobre el tema. • Se valida el conocimiento demostrado por el relator. 	Todos los participantes	10
6	Conclusión	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de la sesión • Síntesis del trabajo • Redacción del protocolo • Aprobación de la síntesis y el protocolo 	Participantes Director Protocolante	5

3.3 ACTA

El acta es un documento escrito donde se hace constar el tema de la sesión, la relación de los roles de los participantes en cada una de éstas y las observaciones y conclusiones. El documento modelo que se llevó durante todas las sesiones se observa en la figura 1. La estructura del acta se relaciona a continuación.

Encabezado: Incluye el nombre del seminario, el nombre de la universidad y el logo de la escuela de ingeniería mecánica.

Numeración: corresponde al número de cada sesión

Fecha: día-mes-año en que se desarrolla la sesión

Hora: inicio y finalización de la sesión

Lugar: sitio en el cual se desarrollo la sesión

Relator: Nombre del relator.

Correlator: Nombre del correlator.

Discusión: Nombre del director y demás personas presentes diferentes al relator, correlator y protocolante.

Protocolo: Nombre del protocolante. Es la persona que se encarga de elaborar la evidencia escrita de cada sesión del seminario y la cual servirá de insumo para la elaboración del informe final.


Tema a desarrollar: Título de la exposición

Síntesis de la sesión: Breve descripción del desarrollo de la sesión que expresa lo tratado sin describir detalles intrascendentes.

Observaciones: Espacio en el cual se registra la validación del conocimiento demostrado por el relator y las preguntas, intervenciones y aclaraciones sobre el tema realizadas por los participantes.

Conclusiones: Consiste en un comentario o idea final que resume los aspectos más importantes del tema desarrollado en la sesión.

Figura 1. Acta de la sesión

SEMINARIO DE INVESTIGACION EN ENERGIA EOLICA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	
Acta N°	
Fecha:	
Hora de inicio:	
Hora de finalización:	
Lugar:	
RELATOR:	
CORRELATOR:	
DISCUSIÓN:	
PROTOCOLO:	
Tema a desarrollar:	
Síntesis de la sesión:	
Observaciones	
Conclusiones	
<hr/>	
Ing. Omar Armando Gelvez Arocha.	

Capítulo 4

4. FINALIZACIÓN

4. PRESENTACIONES Y DOCUMENTO

4.1. PRESENTACIONES

Es sabido que las personas en una exposición totalmente verbal y sin apoyo audiovisual mantienen una retención de un 60% inferior comparado a una con apoyo audiovisual, porque al usar una guía visual agradable se logra mantener la atención de la audiencia y se crea un soporte para el entendimiento. Por esta razón para cada documento de texto se elaboró una presentación en Power Point, teniendo en cuenta que la intención principal era explicar y desarrollar una serie de ideas y así transmitir las de manera clara y convincente a los demás.

Para cumplir con estos objetivos las presentaciones se realizaron teniendo en cuenta lo siguiente:

- ❖ Las diapositivas deben ser bien diseñadas, simples y legibles por cualquiera en la audiencia, no debe haber nada de información superflua, deben tener "espacio en blanco" evitando caer en la tentación de llenar cada espacio con algún logo, tabla o gráfico (mucho menos texto) que no contribuyan a un mejor entendimiento.

- ❖ Se decidió no usar las plantillas prediseñadas de PowerPoint para garantizar un producto único que se adaptara a las necesidades del proyecto.
- ❖ En lo posible ser visual, usando una gran cantidad de imágenes y fotografías, que refuercen la idea principal y generen una respuesta en la audiencia, evitando de esta forma el uso excesivo de texto.

Para el formato de la presentación se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- ❖ Un fondo blanco para generar una sensación agradable a la vista y letras negras para generar contraste y facilitara su lectura.
- ❖ En la parte superior se incluyó el logo de la universidad con una franja del color institucional para que los participantes de la sesión puedan identificar la institución educativa a la cual pertenecen los autores.
- ❖ Para ubicar fácilmente a la audiencia en el tema del seminario, se utilizó una marca de agua en el fondo y un título en la parte inferior alusivos a la energía eólica.

Figura 2. Formato de presentación



4.2. DOCUMENTO

El documento de texto constituye la síntesis del trabajo de investigación y análisis realizado por los participantes del seminario cuando ejercían el rol de relator, incluyendo los aportes realizados por el correlator y las conclusiones de la discusión. El documento se ciñe a las normas técnicas colombianas ICONTEC⁸.

⁸ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas para libros, folletos e informes. 2 ed. Bogotá : ICONTEC, 1996. p 12 (NTC 1160)

Este documento está dividido en catorce (14) síntesis que se incluyen como anexos del presente libro. Es una recopilación de todos los subtemas expuestos durante las sesiones contenidas en la Tabla1 siguiendo el mismo orden para tener continuidad y conexión entre ellos.

Como procesador de texto para la elaboración del documento se utilizó Microsoft office Word 2007, el cual es un procesador de texto ampliamente utilizado debido a su sencillez, versatilidad y que se ejecuta en una interfaz amigable al usuario.

Para la parte de diagramas, gráficas y esquemas taxonómicos se utilizaron herramientas como Microsoft Office Excel 2007 y Microsoft Office Visio 2007. Excel 2007 es útil para la creación de hojas de cálculo que me permiten originar análisis y conclusiones, además permite elaborar gráficos y tablas muy útiles porque compactan una idea principal generando mayor comprensión por parte del lector. Adicional a esto Excel es compatible con un modulo de programación (Visual Basic) que se usó para el trazado de los perfiles NACA de 4 dígitos.

Visio 2007 es útil para generar esquemas y gráficas relacionadas con elementos de ingeniería, además para la elaboración de diagramas de flujo y mapas conceptuales.

Capítulo 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se realizó el seminario de investigación de energía eólica de acuerdo a los lineamientos establecidos para esta modalidad de proyecto de grado pudiéndose resaltar las siguientes conclusiones:

- ❖ En relación a la formación de los integrantes :
 - ✓ La modalidad de seminario de investigación es una excelente herramienta que incorpora en los estudiantes estrategias de estudio propias de un investigador, promoviendo la capacidad de observar, discutir, argumentar y proponer soluciones a un problema determinado, potencializando la investigación y producción científica en aras del desarrollo tecnológico de una país en vía de desarrollo como Colombia.
 - ✓ Fomentó el trabajo grupal como herramienta para el aprendizaje, permitiendo experimentar la eficiencia del trabajo en equipo y desarrollar valores como la tolerancia y el respeto que fueron la clave para construir un ambiente agradable y cooperativo dirigido hacia la crítica constructiva.
 - ✓ Se estudiaron los diferentes conceptos pertinentes a la implementación de sistemas eólicos a través del análisis teórico de los fenómenos físicos,

enfocado al desarrollo de las habilidades necesarias para tender un puente entre el conocimiento básico y las posibles aplicaciones de esta tecnología.

- ✓ En el desarrollo del tema que hizo parte del seminario de investigación, motivó a los integrantes del seminario a participar en el primer encuentro internacional de energía eólica en nuestro país, resultando beneficioso y enriquecedor por la información actualizada adquirida y las relaciones que se establecieron con personas experimentadas en el tema.

- ❖ En cuanto a la aplicabilidad de la energía eólica se puede concluir que:

Factores positivos

- ✓ Los factores más importantes que promueven el desarrollo de la industria eólica en las últimas décadas, son el alto precio de los combustibles fósiles y los impactos originados durante su extracción, transformación, transporte y combustión, los cuales generan resultados negativos desde el punto de vista ambiental en contra parte con la energía eólica que es limpia, inagotable, gratuita, y contribuye a evitar el cambio climático.

- ✓ El desarrollo tecnológico actual de la industria eólica permite encontrar en el mercado máquinas con capacidad nominal de hasta 6MW (Diámetro rotor de 114m) con eficiencias de hasta un 45% y programas de simulación que permiten evaluar la turbina bajo distintas condiciones de operación. Entre los fabricantes más importantes se encuentran: la firma danesa Vestas que posee una participación del 34% en el mercado seguido de la empresa española Gamesa con un 18% y en un tercer puesto la compañía alemana

Enercon con un 13% (estos porcentajes se basan en la cantidad de vatios instalados por cada uno de los fabricantes en el mundo).

Factores negativos

- ✓ La ubicación idónea de un proyecto de energía eólica no solo depende de buenas condiciones a nivel de potencial eólico, sino también de factores constructivos y de accesibilidad, los cuales influyen decisivamente sobre la viabilidad y, por ende, la rentabilidad de la inversión.
- ✓ Una característica particular de la generación eólica es la necesidad de implementar la electrónica de potencia para garantizar el suministro de energía de alta calidad (pequeñas variaciones de frecuencia,) a la red eléctrica, con el fin de evitar alteraciones de esta última y posibles fallas.
- ✓ Con el objetivo principal de aumentar el rendimiento y vida útil de los aerogeneradores es necesario incluir sistemas de control que permitan contrarrestar la variabilidad del viento no solo en magnitud sino también en dirección. La determinación del tipo de sistema ya dependerá de un análisis de rentabilidad.
- ✓ Las instalaciones eólicas tienen como factor positivo la disponibilidad de casi el total de la superficie (alrededor del 99 %) de emplazamiento para otros usos (agricultura y ganadería), sin embargo, le afectan problemas inherentes a la generación eólica como el impacto visual de su imponente infraestructura, impacto sonoro derivado al ruido mecánico procedente del generador, la caja multiplicadora y las conexiones y ruido de naturaleza

aerodinámica, producido por el movimiento de las palas, inconveniente biológico debido al problema de colisión de aves y consideraciones socio culturales concernientes.

- ❖ En relación al estado actual de la energía eólica en Colombia:
 - ✓ Los bajos costos de generación de la energía hidráulica (US\$ 0,018 /KWh), el alto potencial de generación (96 GW de los cuales solo se han instalado 8,6 GW) y la experiencia nacional en el arte con el que cuenta en Colombia, mantiene marginada a la energía eólica de los proyectos de generación eléctrica en el país compitiendo con costos de generación de US\$ 0,043-0,056 /KWh y con un potencial eólico de 20 GW.
 - ✓ La poca experiencia en el ámbito técnico y operacional en el campo de las instalaciones eólicas además de los inconvenientes que implica depender de fabricantes extranjeros afecta sin lugar a duda los costos de construcción, operación y mantenimiento de este tipo de proyectos.
 - ✓ Debido el precario estado del SIN (sistema interconectado nacional) en la región Caribe, lugar donde se encuentra el mayor potencial de energía eólica en nuestro país, es necesario fortalecer las líneas de transmisión en la red Colombiana, para garantizar a futuro su buen desempeño en el caso que se realizaran proyectos para la generación de la energía eléctrica.
 - ✓ Colombia cuenta en su franja norte (Península de la Guajira) con un alto potencial eólico (alrededor de 10 GW, de los cuales solo hay 20MW instalados), con vientos de hasta 10 m/s a 50m de altura con densidades de

energía entre 1000 y 1331 W/m² ofreciendo buenas condiciones para el desarrollo de proyectos eólicos; en el resto del país las zonas de mayor aprovechamiento de potencial eólico son : Gachaneca en Boyacá (con velocidad promedio del viento de 5,5 m/s), La Legiosa en Huila (con velocidad promedio del viento de 4,1 m/s), Villa Carmen en Boyacá (con velocidad promedio del viento de 3,9 m/s) entre otras, consisten en puntos aislados cuyo aporte energético no es considerable comparado con los emplazamientos en la franja norte del país a pesar de contar con periodos de tiempo diurno y anual durante los cuales se podría disponer de condiciones eólicas propicias para el aprovechamiento del recurso viento.

- ✓ El Marco Regulatorio en Colombia presenta un esquema conformado por reglas generales e imparciales en el tema de producción de electricidad tanto a las centrales de generación de fuentes renovables como a las no renovables, con el fin de favorecer al usuario, de tal manera que no permiten a las energías renovables como la eólica, con sus altos costos de instalación competir con las fuentes convencionales.

- ❖ Como productos tangibles del desarrollado del seminario se :
 - ✓ Aporta un documento donde se plasman los resultados de las investigaciones y discusiones realizadas en cada una de las sesiones, que sirve como guía para trabajos posteriores en el campo de la energía eólica y de esta manera se fortalece una de las líneas de investigación sugeridas por la escuela de la ingeniería mecánica.

 - ✓ Realizaron presentaciones en Microsoft Power Point a partir de los documentos generados para cada sesión, brindando de esta forma un

medio alternativo para facilitar la comprensión y que sirvan como apoyo para posibles cursos que pueda ofrecer la universidad.

Anexos

FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

Apéndice A

Sesión 1

A. INTRODUCCIÓN E HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

A.1 INTRODUCCIÓN

La disponibilidad de los recursos energéticos es uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico de las naciones. A su vez, el desarrollo tecnológico determina la utilización de ciertos tipos de energía y, por lo tanto, la disponibilidad de ese recurso. Los recursos energéticos son usados por el hombre para satisfacer algunas de sus necesidades básicas en forma de calor y trabajo.

El aprovechamiento por el hombre de las fuentes de energía, entre ellas la energía solar, eólica e hidráulica, es muy antiguo; desde muchos siglos antes de nuestra era ya se utilizaban y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada de la "Revolución Industrial", en la que, debido al bajo precio del petróleo, fueron desplazadas.

Durante los últimos años, debido al incremento del coste de los combustibles fósiles y los problemas ambientales derivados de su explotación, nuevamente se está abriendo campo al uso de las energías renovables.

Las energías renovables son inagotables, limpias y se pueden utilizar de forma autogestionada (ya que se pueden aprovechar en el mismo lugar en que se producen). Además tienen la ventaja adicional de complementarse entre sí,

favoreciendo la integración entre ellas. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica suministra electricidad los días despejados, mientras que en los días fríos y ventosos, frecuentemente nublados, son los aerogeneradores los que pueden producir mayor energía eléctrica⁹.

A.2 ENERGÍAS RENOVABLES

Uno de los grandes problemas de la humanidad es su dependencia de los combustibles fósiles, ya que provocan un fuerte impacto ambiental además de diversos trastornos económicos. El reto está en conseguir que las energías alternativas y renovables vayan sustituyendo paulatinamente a esos combustibles. La principal ventaja de las energías renovables es la de su menor impacto ambiental ya que reducen el número de contaminantes a la atmósfera, además su distribución territorial es más dispersa y menos concentrada.

A.2.1 Clasificación de las Fuentes de Energía

Las fuentes de energía se pueden dividir en dos grandes subgrupos: permanentes (renovables) y temporales (no renovables).

Energías No Renovables. Es un término genérico referido a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable, o la producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo. Estas fuentes agotables son:

⁹ <http://www.monografias.com/trabajos61/biocombustibles/biocombustibles.shtml>

- Petróleo
- Carbón
- Gas
- Nuclear

Energías Renovables. Las fuentes renovables de energía se basan en los flujos y ciclos naturales del planeta. Son aquellas que se regeneran y son tan abundantes que perdurarán por cientos o miles de años, se usen o no; además, usadas con responsabilidad no destruyen el medio ambiente. Entre ellas encontramos

- Geotérmica
- Solar (térmica y eléctrica)
- Eólica
- Biomasa
- Hidráulica
- Mareomotriz

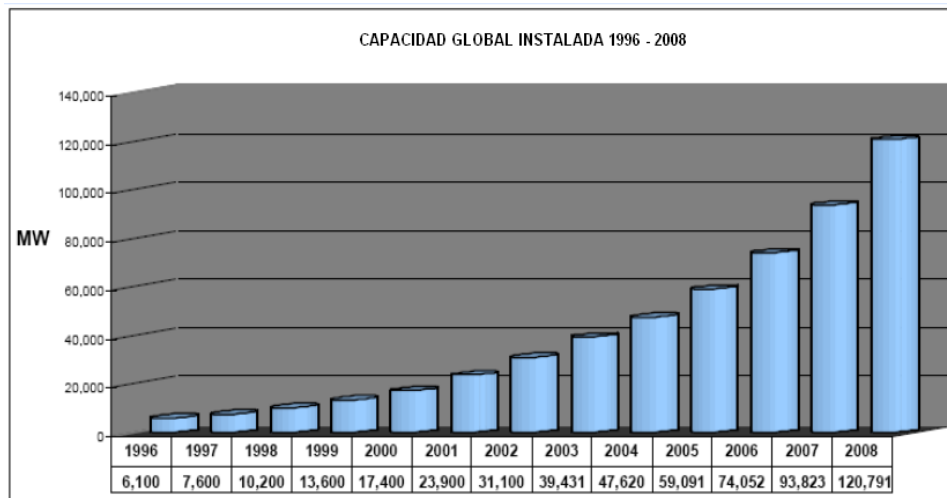
Incrementar la participación de las energías renovables, asegura una generación de electricidad sostenible a largo plazo, reduciendo la emisión de CO₂. Aplicadas de manera responsable, pueden ofrecer oportunidades de empleo en zonas rurales y urbanas y promover el desarrollo de tecnologías locales.

El mayor interés que existe actualmente es la producción de electricidad a partir del viento con el fin de sustituir los costosos y cada vez más escasos combustibles fósiles. En general la energía eólica conjuntamente con otras fuentes de energía no convencionales, tendrán importancia en la contribución al suministro mundial de energía en el futuro, el cual deberá aprovechar todas las fuentes que sean razonablemente utilizables¹⁰.

A.2.2 Crecimiento de la Energía Eólica

En la Figura 3 se hace evidente el avance en la utilización de este tipo de energía en el mundo y como una muestra aun más contundente de la importancia que le han dado países desarrollados como Estados Unidos, países Europeos y asiáticos que se han consolidado como los líderes del mercado.

Figura 3. Crecimiento de la potencia eólica instalada en el mundo (MW)



¹⁰ <http://www.sivrenovables.es/>

A principios de 2009 los Estados Unidos se ha puesto cabeza a cabeza con Alemania, país históricamente líder en obtener energía del viento. Según datos estadísticos Alemania se encuentra en el segundo puesto de producción de este tipo de energía, por otra parte China ha doblado su capacidad eólica por cuarto año consecutivo.

Existe una gigantesca demanda a nivel mundial de **energía eólica**. La **energía eólica** es la única tecnología que puede lograr la reducción necesaria de emisiones de dióxido de carbono para el 2020, momento que se prevé como crítico por el “**cambio climático**” Los 120 GW globales de **energía eólica** con los que se cuenta producirán unos 260 TWh/año, ahorrando la emisión de 158 millones de toneladas de CO₂ anuales.¹¹

Por otro lado las emisiones mundiales de CO₂ están por el orden de 10.000 millones de toneladas de las que 8.500 millones se deben al uso de combustibles fósiles y el resto a la deforestación. Con esto la energía eólica en la actualidad tan solo ahorraría el 6% de las emisiones mundiales de CO₂.

La concentración de CO₂ en la atmósfera aumentó en 2,6 partes por millón (ppm) en 2008, hasta alcanzar 386 ppm. El año anterior, el alza fue de 2,2 ppm.

A 386 ppm, los niveles de CO₂ superan en un 37% los registrados en 1750, al comienzo de la revolución industrial, con la explotación masiva del carbón, del petróleo y del gas. “El nivel actual de concentración es el más alto desde los 650.000 últimos años y probablemente desde hace 20 millones de años”. Los

¹¹ Steve Sawyer, Secretario General del Grupo Mundial de Energía Eólica GWEC (Global wind energy group)

científicos también recalcaron que las emisiones aumentaron mucho desde comienzos de siglo, a un ritmo promedio de 2 ppm por año entre 2000 y 2007 contra 1,3 ppm/año en los años 1970, 1,6 ppm en los 80 y 1,5 ppm/año en los 90¹².

A.2.3 Ventajas y Desventajas de la Energía Eólica

En las últimas décadas, los problemas ambientales globales y la necesidad de ampliar la canasta energética, han incentivado la exploración de nuevas alternativas de producción de electricidad, entre las cuales se destaca la tecnología para el aprovechamiento de energía eólica o del viento.

Esta tecnología ha experimentado un acelerado desarrollo y crecimiento, y actualmente se abre paso como una nueva opción que puede llegar a competir económicamente con las tecnologías convencionales de producción energética, con la ventaja adicional de que el viento es una fuente renovable e inagotable de energía.

La energía eólica ofrece, entre otras, las siguientes ventajas y oportunidades:

- Es una fuente de energía renovable e inagotable que cada vez gana mayor competitividad en el sector eléctrico para la producción de energía a gran escala, ampliando de esta forma las alternativas de suministro y optimización de la canasta energética de un país o región.

¹² <http://www.laflecha.net>

- La energía eólica es limpia y compatible con el ambiente, no contamina y puede frenar parcialmente el uso y agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático, ya que generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión conlleva a una reducción de emisiones de gases efecto invernadero.
- La distribución espacial de aerogeneradores se adapta fácilmente a las condiciones, restricciones y usos del terreno, no ocupa grandes espacios y es compatible con otros usos del suelo como agricultura, ganadería y pastoreo.
- En comparación con proyectos energéticos convencionales, la planificación y construcción de instalaciones eólicas requieren períodos muy cortos de formación.
- La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad no presenta incidencias sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante, ni requiere de grandes movimientos de tierra.
- Los proyectos de energía eólica responden con mayor flexibilidad al incremento de la demanda energética, pues un parque eólico existente puede ampliarse fácilmente con la incorporación de nuevas turbinas.
- Al finalizar la vida útil de la instalación, el desmantelamiento no deja huellas.

- Es una tecnología madura de aprovechamiento, que ha resuelto muchos de sus inconvenientes asociados con costos e impactos ambientales y que ofrece grandes posibilidades de desarrollo para mejorar y abaratar su desempeño.

Entre las desventajas principales de esta tecnología se destacan:

- La energía eólica no es almacenable y varía constantemente con el tiempo por la intermitencia del viento. En consecuencia, por sí sola no está en condiciones de atender una demanda continua en forma confiable, restringiendo su uso a una participación limitada dentro de un sistema de generación que incluya otras fuentes energéticas.
- El aire, por ser un fluido de pequeño peso específico, exige fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Desde el punto de vista estético, el tamaño de estos generadores produce un impacto visual inevitable, con la consecuente alteración sobre el paisaje.
- Aunque se habla del ruido como impacto ambiental, los aerogeneradores modernos han reducido considerablemente sus emisiones, llegando a niveles casi imperceptibles para el hombre a distancias del orden de 100 m.
- La muerte de aves en accidentes contra las palas de los aerogeneradores ha sido uno de los temas más polémicos sobre la compatibilidad ambiental de esta tecnología. Por ello es importante adelantar estudios sobre la presencia de hábitats o corredores para la localización de parques eólicos.

Es de anotar que este impacto es cada vez menor debido a la baja velocidad de rotación de las grandes máquinas modernas¹³.

En el siguiente cuadro hace una comparación del impacto de las diferentes formas de producir electricidad:

Tabla 8. Impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad (en toneladas por GWh producido)

FUENTE DE ENERGÍA	CO ₂	NO ₂	SO ₂	PARTÍCULAS	CO	HIDROCARBUROS	RESIDUOS NUCLEARES	TOTAL
Carbón	1.058	3	2,971	1,626	0,267	0,102	-	1.066,10
Gas Natural (ciclo combinado)	824	0,251	0,336	1,176	-	-	-	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	-	5,9

¹³ <http://www.eppm.com>

**Tabla 9. Impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad
(en toneladas por GWh producido) (continuación)**

Biomasa	0	0,61 4	0,15 4	0,512	11,36 1	0,768	-	13,4
Geotérmica	56,8	-	-	-	-	-	-	56,8
Eólica	7,4	-	-	-	-	-	-	7,4
Solar Térmica	3,6	-	-	-	-	-	-	3,6
Hidráulica	6,6	-	-	-	-	-	-	6,6

A.2.4 Evolución Histórica de los Sistemas Eólicos Según su Potencia nominal

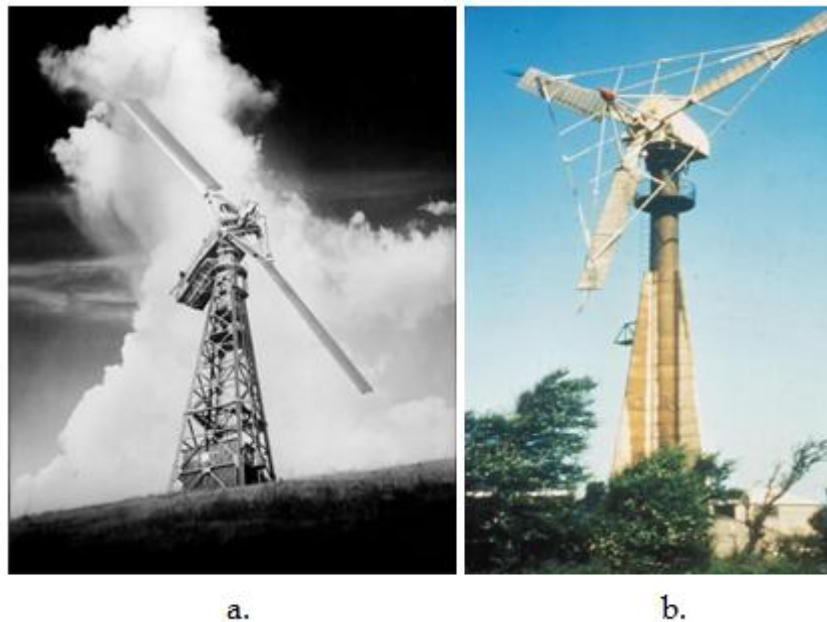
En esta clasificación cabe aclarar que se divide en dos grupos, uno que fueron aquellos aerogeneradores que marcaron la historia y fueron producidos en grandes cantidades (aerogeneradores estándar) y otro que tan solo fueron prototipos los cuales por tecnologías de la época no tuvieron gran éxito.

A.2.4.1 Prototipos.

La primera generación de electricidad a partir del viento fue debida a la máquina construida por Charles F. Brush, en Cleveland, Ohio, en 1888. Su potencia nominal o de diseño fue de 12 KW, y producía corriente directa, funcionando por unos 20 años como cargador de baterías.

Entre los años 1891 y 1918, Poul La Cour construyó más de cien aerogeneradores de potencia nominal entre 20-35 KW. El diseño se basó en las experiencias de los viejos molinos de viento daneses y holandeses, pero en realidad fueron máquinas a nivel de prototipos, sin llegar a un nivel tecnológico tal que permitiera su producción en masa. A partir de estos aerogeneradores se produjo hidrógeno de forma experimental, que fue empleado principalmente en la iluminación.

Figura 4. Aerogeneradores (a) Smith-Putnam, (b) Gedser



La producción de corriente directa continuó en sistemas de pequeña escala, aislados de la red, hasta 1930 cuando la primera turbina eólica de gran escala y de corriente alterna se construyó en Estados Unidos. Conocida como la máquina Smith-Putnam, fue instalada en Grandpa's Knob, Vermont. Con una potencia nominal de 1,25 MW, con solo dos palas, fue la turbina de mayor potencia construida durante muchos años. Desgraciadamente, este aerogenerador resultó muy grande para aquellos primeros años, debido al limitado conocimiento sobre la

ingeniería de las turbinas eólicas. La máquina sufrió un fallo en una de las palas en 1945, y el proyecto fue abandonado.

Después de la Segunda Guerra Mundial, en 1958, un alumno de Poul La Cour, Johannes Juul, instaló una turbina conocida como Gedser, de 200 KW, en el sudeste de Dinamarca. El aerogenerador Gedser constituyó un proyecto de relevancia histórica en el desarrollo de las turbinas eólicas. Este novedoso aerogenerador funcionó durante 11 años sin mantenimiento.

Posteriormente, también en Dinamarca, el aerogenerador TVIND comenzó a operar en 1977, con una potencia nominal de 2 000 KW, y constituyó otro hito histórico y tecnológico, ya que fue una prueba convincente de que la energía eólica podía ser utilizada a gran escala.

Figura 5. Aerogenerador TVIND



A.2.4.2 Aerogeneradores estándar (producción en masa).

Basados en el concepto danés aparecieron las primeras turbinas estándar a principio de los años ochentas. Una de las turbinas más famosa fue la de la firma VESTAS de una potencia nominal de 55 KW (conocida por VESTAS V15-55), que se convirtió en la representante de esta clase estándar en esos años, lo que facilitó su producción en serie. Los fabricantes daneses comercializaron miles de turbinas de este tipo para su mercado interno y para los campos eólicos de California en los años ochentas. Además del VESTAS V15-55, se vendieron otros modelos, entre ellos los siguientes:

- NORDTANK 150 XLR de una potencia nominal de 150 KW
- WIND WORLD W-2700 de una potencia nominal de 150 KW
- VESTAS V27-225 de una potencia nominal de 225 KW

Todos de fabricantes daneses.

Los fabricantes daneses fueron los líderes del mercado mundial a principios de los años noventas, con turbinas en el rango de 150 a 300 KW. El concepto danés se difundió entre otros fabricantes, tanto daneses como de otros países, y cada uno le añadió alguna innovación. Sin embargo, la firma VESTAS renunció a una de las características del concepto danés (el control de potencia por pérdida aerodinámica) para sus grandes turbinas. Para su aerogenerador de 225 KW y mayores, el control de la potencia del rotor en las altas velocidades se empezó a realizar mediante la variación del ángulo de las palas (pitch control).

Finalmente, la que primero rompió con el concepto danés completamente y de manera exitosa, fue la firma alemana ENERCON con su máquina denominada ENERCON E-40 de 500 KW. En 1996, esta firma produjo la máquina E-66 de 1

500 KW y actualmente posee la mayor máquina del mundo, de 6 MW, puesta en marcha en el 2007¹⁴.

A.3 ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA

A.3.1 Caracterización del Sector Energético Colombiano

La estructura del Sector Eléctrico Colombiano se modificó sustancialmente con la reforma convenida en 1994 por la Ley de Servicios Públicos (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143). Con la reforma se permite la participación de diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos en las actividades del sector, mientras al Estado que en el pasado desempeñaba una actividad administrativa y económica por ser el único inversionista, se le confiere la responsabilidad de regular y controlar las actividades del sector, con el objetivo de tener un sistema eléctrico nacional eficiente, seguro y confiable.

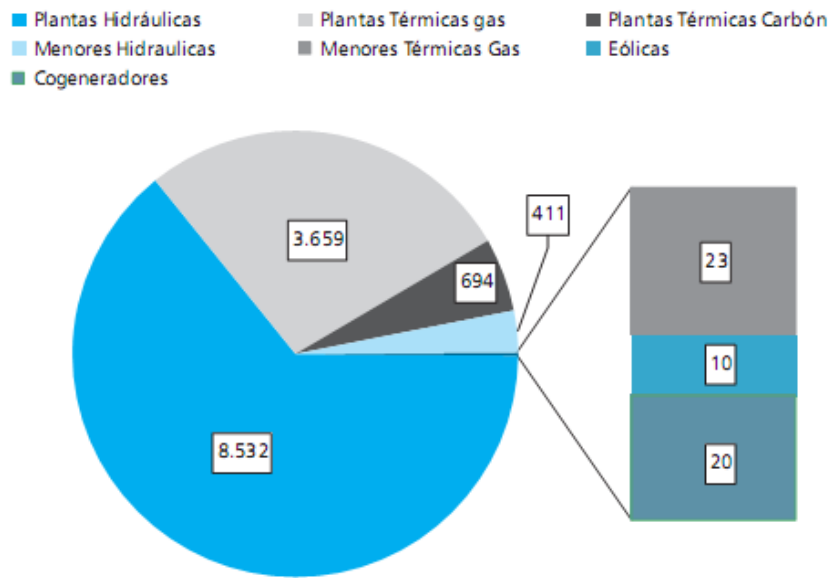
La capacidad efectiva neta instalada a 31 de diciembre de 2008 era de 13456 MW. Del total de capacidad efectiva al final del 2008, las plantas Hidráulicas constituyen el 63,4%; las térmicas a gas el 27,41% y a carbón el 5,2%. Las plantas menores hidráulicas el 3,08% y las menores a gas el 0,17%. Los cogeneradores representan el 0,17% y la planta eólica el 0,07%.

Es evidente que el sistema colombiano depende de la generación hidráulica, rasgo que lo hace vulnerable a fenómenos hidroclimáticos que pueden eventualmente restringir la disponibilidad del recurso agua, tal como sucedió en años pasados y en particular con los fenómenos El Niño que se presentaron

¹⁴ <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia33/HTML/articulo04.htm>

en 1991-1992 y 1997-1998, llevando al racionamiento en el primer periodo y a precios bastante altos de la energía en el segundo.

Figura 6. Capacidad efectiva neta a 31/12/2008: 13456 MW
(Valores en MW)



El potencial energético de Colombia está aún por desarrollar. De entre los recursos fósiles, las reservas probadas de petróleo según el sistema de información de petróleo y gas colombiano (SIPG) para mayo de 2008 están alrededor de 1542 millones de barriles¹⁵, con una relación reservas/producción equivalente a 8 años teniendo reservas hasta el año 2015. Estos volúmenes son pequeños si se comparan con las de otros países exportadores de petróleo. Las

¹⁵ Fuente: [CIA World Factbook](#) 16 de mayo del 2008

reservas probadas de gas natural eran 3800 GPC, equivalentes a 23 años a los niveles actuales de producción.¹⁶

Colombia tiene las mayores reservas de carbón de América Latina. Posee el 0.7% de las reservas mundiales de carbón (7.000 millones de toneladas métricas) de reservas medidas, equivalentes a 250 años de producción.

Para el gas natural, la creciente demanda por parte de los consumidores finales y los centros de transformación energética (refinerías y generación eléctrica), producirán un rápido deterioro de la relación Reservas/Producción, hasta el punto que en el año 2010, esta será de tan sólo 10 años.

Las soluciones para suministro de electricidad en zonas rurales se han concentrado en la generación de electricidad mediante plantas diesel en zonas no interconectadas y la extensión de redes de distribución rurales. Las plantas diesel presentan costos muy altos, difícil mantenimiento, problemas ambientales y alta indisponibilidad de los equipos. Las redes rurales son también muy costosas debido principalmente a la dispersión y condiciones económicas de los clientes.

Es necesario considerar otras opciones tecnológicas para este propósito, así como evaluar alternativas para el uso de energéticos sustitutos en aquellos usos que lo permitan. Con este panorama es de esperarse que en poco tiempo la crisis energética se acreciente y por ende la búsqueda de soluciones viables y no contaminantes, de tal forma que la Energía Eólica cumple y cumplirá un papel importante para el mundo y por consiguiente para Colombia.

¹⁶ Fuente: Ministerio de Minas y Energía (para datos de Minería),Ecopetrol (Para datos de hidrocarburos)

A.3.2 Estudios en Colombia

En Colombia se han hecho diferentes estudios sobre energías alternativas y en el caso de la energía eólica ha habido un gran avance, esto ha provocado la primera instalación de un parque eólico en Colombia en el departamento de la Guajira, con una potencia cercana a los 20MW. Sin embargo la transmisión de la energía sigue siendo la clave para recurrir a turbinas de baja potencia que puedan ser ubicadas en lugares distantes evitando la transmisión a largas distancias.

En Colombia la empresa EPM (empresas públicas de Medellín) ha desarrollado los siguientes trabajos que han sido prácticamente los únicos que sean llevados a cabo en el país.

- **1998 Energía eólica. situación actual y perspectivas**

- ✓ Estudio del estado del arte, evolución y tendencias de la Energía Eólica en el mundo y perspectivas en Colombia.
- ✓ Estudios del potencial eólico en Colombia Identificación y evaluación gruesa de parques en la Guajira

- **1999 Estudio de aprovechamiento eólico alta guajira**

- ✓ Reconocimiento y Viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque eólico Piloto de 20 MW (Finaliza en agosto 2002)

- **2001 Convenio de asistencia técnica con la GTZ**
 - ✓ Mediciones de viento. Estudios de Factibilidad - Diseño (Fin 2002)
Programa general de energía eólica fondo prototipo del carbono

- **2002 Decisión de construcción parque eólico piloto¹⁷**

- **2008 Estudio de aprovechamiento eólico alta guajira por parte de ISAGEN S.A. -WAYÚU S.A.**
 - ✓ Diseño preliminar, estudio de impacto ambiental, concertación con las comunidades, estudio de Conexión.

A.3.3 Estado del Arte y Situación Actual

A.3.3.1 Características de la Tecnología en Colombia

“Jepírachi,” significa “vientos que vienen del nordeste en dirección del Cabo de la Vela” en Wayuunaiki, la lengua nativa Wayuu. Fue inaugurado oficialmente el 21 de diciembre de 2003 e inició operación plena en abril de 2004.

¹⁷ <http://www.eppm.com>

Figura 7. Dos turbinas eólicas de 1.3 MW. Jepírachi, La Guajira



Jepírachi está conformado por 15 aerogeneradores Nordex N60/250 de 1300 KW, para una capacidad instalada total de 19,5 MW de potencia nominal y produce alrededor de 80 GWh/año (Energía media anual).

Los aerogeneradores están compuestos por un rotor de 60 m de diámetro y un generador instalado sobre una torre de 60 m de altura; su distribución es de dos filas de 8 y 7 aerogeneradores respectivamente, separadas aproximadamente 1Km.

La distancia promedio entre aerogeneradores es de 180 m, pero por circunstancias propias de cada sitio en particular, se requirió variar la separación entre aerogeneradores y la dirección de la línea, conservando una orientación de - 10° Norte (Azimut 170°).

La zona que ocupan las turbinas comprende un área rectangular de aproximadamente 1 Km de ancho (en dirección paralela a la costa) por 1,2 Km de largo, al norte de la ranchería Kasiwolin y al occidente de la ranchería Arutkajui.

Figura 8. Ubicación del parque eólico Jepírachi, La Guajira.



Los aerogeneradores están interconectados entre sí por una red subterránea a una tensión de 13,8 KV, la cual conduce la energía hacia la subestación eléctrica localizada en el centro del perímetro sur del área ocupada por el parque. Dicha subestación dispone de un transformador que eleva el voltaje a una tensión de 110 KV, y es el punto de partida de la línea de 800 m de longitud, con la que se conecta el parque a la torre 20 de la línea Cuestecitas - Puerto Bolívar, de propiedad de Carbones del Cerrejón, que suministra la energía para el puerto.

Además de las 15 máquinas, se encuentran en el lugar una estación de meteorología y los equipos de control y monitoreo. Adicional a esto se realizó un contrato con la firma alemana Nordex Energy GmbH que contempló los procesos de capacitación y entrenamiento del personal de EE.PP.M. involucrado en el proyecto, la supervisión de la operación y mantenimiento, la evaluación y monitoreo del desempeño del parque durante un año y recomendaciones para el desarrollo de futuros parques eólicos en la zona del proyecto.

El parque eólico Jepírachi puede ser monitoreado y operado vía satélite, en tiempo real, desde el Centro de Control Generación Energía (CCG) de EE.PP.M en Medellín. También puede ser monitoreado desde la sede del fabricante en Alemania, como parte de la transferencia tecnológica¹⁸.

Características de un Aerogenerador NORDEX N60/1300 KW

- Eje horizontal de tres aspas, cara frontal al viento Regulación de potencia: Stall Potencia nominal: 1.300-250 KW.
- Frecuencia nominal: 60Hz
- Velocidad del viento para arranque: 3-4 m/s
- Protección por mínima velocidad del viento: 2,5 m/s
- Protección por máxima velocidad del viento: 25 m/s
- Velocidad del viento para potencia nominal: 15 m/s
- Vida útil calculada: 20 años.
- Rango de temperatura ambiente de trabajo: -20°C a +40°C

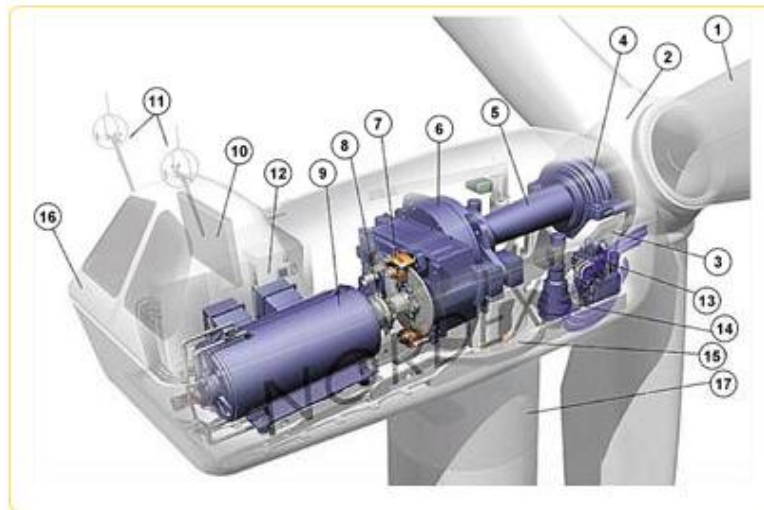
Generador

- Potencia nominal del generador: 1.300 KW/250 KW
- Voltaje nominal: 690 V
- Frecuencia: 60 Hz.
- Velocidad: 1.815 /1.212 r.p.m.
- Polos:4/6
- Peso aproximado: 5.5 toneladas

¹⁸ <http://www.epm.com.co>

A.3.3.2 Componentes y Características del Aerogenerador NORDEX N60/1300 KW

Figura 9. Componentes y características del aerogenerador Nordex N60



El siguiente es el listado de los componentes de un aerogenerador Nordex N60 que se ilustra en la Figura 9.

- | | |
|--------------------------|-----------------------------------|
| 1. Alabes del rotor | 10. Radiador de enfriamiento |
| 2. Manzana | 11. Sistema de medición de viento |
| 3. Estructura de soporte | 12. Sistema de control |

- | | |
|-------------------------|---|
| 4. Cojinete de rotor | 13. Sistema hidráulico |
| 5. Eje de rotor | 14. Comando de rotación del aerogenerador |
| 6. Caja de engranaje | 15. Cojinete de rotación |
| 7. Disco de freno | 16. Cubierta del aerogenerador |
| 8. Acople del generador | 17. Torre |
| 9. Generador 1.300 KW | |

En el área de las turbinas de baja potencia se han hecho estudios a nivel universitario tanto en pregrado como en posgrado, quedando estos a nivel académico y no se aplican a las necesidades de las zonas no interconectadas del país, las cuales son un 65% del territorio, según la UPME, (Unidad de Planeación Minero Energética). De este porcentaje hay potencial eólico en zonas como la costa y los llanos orientales, así como en puntos específicos de algunos departamentos, lo cual da pie para la aplicación de esta propuesta.

Teniendo en cuenta los diferentes estudios de vientos en Colombia (mapas y rosas de los vientos de los diferentes aeropuertos) se puede comprobar que la región correspondiente al departamento de Santander no posee un alto potencial eólico, sin embargo, en estos estudios no se tienen en cuenta vientos específicos,

como son los vientos de montaña, que son vientos con características propicias para la generación de mediana y baja potencia.¹⁹

Por otra parte los estudios hechos sobre el viento en la costa atlántica tienen como resultado los siguientes datos comparados con un estudio hecho en Alemania²⁰:

Velocidad Promedio del viento presentada en:

- Alta guajira

Velocidad de viento de 10 m/s a una altura de referencia de 60 m.

- Parques en Alemania

Velocidad de viento de 8 m/s a una altura de referencia de 80 m.

Con estos datos se concluye que la Alta Guajira se muestra como una alternativa muy atractiva para la generación de energía eléctrica a gran escala en Colombia a mediano plazo.

- 25% más en velocidad = 95% más en energía $E = f(v^3)$
- Menor altura de torre: Ventajas económicas y constructivas

¹⁹ Sistema conversor de energía eólica de baja potencia. universidad industrial de Santander 2008

²⁰ <http://www.eppm.com>

A.3.3.3 Costos de Instalación y Generación en Colombia

La Tabla 5 muestra los costos que tienen el montaje y la generación de las tecnologías convencionales para la producción de energía eléctrica en Colombia.

Tabla 10. Costos de instalación y generación en Colombia.

TECNOLOGÍA	Instalación	Generación
	US\$ / KW	US\$ / KW-h
Hidroeléctrica (porce iii)	1200	36.00
Termo gas c. abierto 200 mw + imp	530	47.27
Termo gas c. comb 200 mw + imp	706	37.11
Termo carbón	1700	45.54
Geotermia	1750	42
Dendroenergía	1970	66
Eólica (guajira)	1300	39- 50

A.3.3.4 Costos de Pequeños Sistemas Aislados

De acuerdo a la tecnología usada los costos de instalación son los siguientes:

- Eólica 3500 USD/KW
- Solar 8000 USD/KW
- Minihidro 3000 USD/KW

A.4 CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA EN EL MUNDO

A nivel mundial se ve un gran desarrollo de este tipo de tecnología y esto lo evidencia el aumento en la capacidad instalada, la potencia nominal por aerogenerador y la reducción de costos en la fabricación de estos.

Actualmente las cifras de capacidades instaladas y las especuladas están por alrededor de:

- Para el período 2003 – 2007: 83.000 MW
- Para el período 2007 – 2012: 177.000 MW

En tecnología podemos encontrar una gran variedad de fabricantes y algunas diferencias entre ellos, las cuales se listan a continuación:

Potencia Nominal /Unidad:	0,8 a 5,0	MW
Diámetros de rotor:	54 a 110	m
Altura de torre:	45 a 120	m

Peso total:	150 a 400	Ton
Velocidad de rotación:	12 a 20	RPM
Costo instalación:	900 a 1300	US\$/kW

Los costos de generación estarán alrededor de estos valores según World Wind Energy Association.

- US\$ 0,026 / KW-h para el año 2010
- US\$ 0,021 / KW-h para el año 2020

A.4.1 Aerogeneradores en el Mercado Eólico

El recurso eólico crece en Europa a un ritmo importante y por ello se hace referencia de las máquinas que hoy en día se ofrecen en el mercado eólico europeo. Entre los principales fabricantes con sus más representativos productos se encuentran:

- **ACCIONA WINDPOWER**

AW-1500. (En clases I, II y III, Para parques en tierra, con diámetros de rotor certificada por GL para de 70, 77 y 82 metros) 1.500 kW diferentes clases de viento (I, II y III)

AW-3000 (en desarrollo). 3.000 kW Para parques en tierra

- **ENERCON**

E-33	330 kW
E-44	900 kW
E-48	800 kW. Altura buje 50/76 m
E-53	800 kW. Altura buje 73 m
E-70	2.300 kW

- **GAMESA**

Gamesa G52	850 kW
Gamesa G58	850 kW
Gamesa G80	2,0 MW
Gamesa G83	2,0 MW
Gamesa G87	2,0 MW
Gamesa G90	2,0 MW

- **Nordex**

N60	1.300 kW Tierra
S70	1.500 kW Tierra
S77	1.500 kW Tierra
N80	2.500 kW Tierra
N90	2.300 kW Tierra
N90 LS	2.500 kW Tierra
N90 HS	2.500 kW Tierra/Mar

- **Vestas**

V52	850 kW Tierra
V82	1.650 kW Tierra
V80	1.800 kW Tierra
V80	2.000 kW Tierra/Mar
V90	1.800 kW Tierra
V90	2.000 kW Tierra

Apéndice B

Sesión 2

B. ENERGÍA APROVECHABLE DEL VIENTO

B.1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica es la energía obtenida del viento, o sea, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

Las principales ventajas de la energía eólica son que no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto.

Pero en la práctica la determinación precisa del recurso eólico es una tarea difícil e incierta, especialmente cuando se compara con la energía solar o la energía hidráulica.

Las razones de esto son las siguientes:

- Una gran variabilidad de velocidades de viento se encuentra en las diferentes regiones del mundo, desde un promedio anual de velocidad de 2

m/s hasta 4 a 7 m/s en lugares con mucho viento. Esta variación en viento implica una mayor variabilidad en la potencia disponible, desde 40 a 200 W/m².

- Influencia de la topografía del terreno y su rugosidad.
- Es difícil medir el potencial eólico con precisión. El viento, generalmente, se mide como su velocidad y dirección. La potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento ($P \cong \frac{1}{2} v^3 * \rho * \pi * r^2$), significando esto que un pequeño error en su medición causa un mayor error en la potencia calculada.

Por ejemplo, la potencia eólica en un viento de 5 m/s es el doble que en un viento de 4 m/s ($5^3/4^3 = 125/64 \sim 2$). Un error del 10% en la medición de la velocidad del viento implica un error del 33% en la potencia eólica calculada.

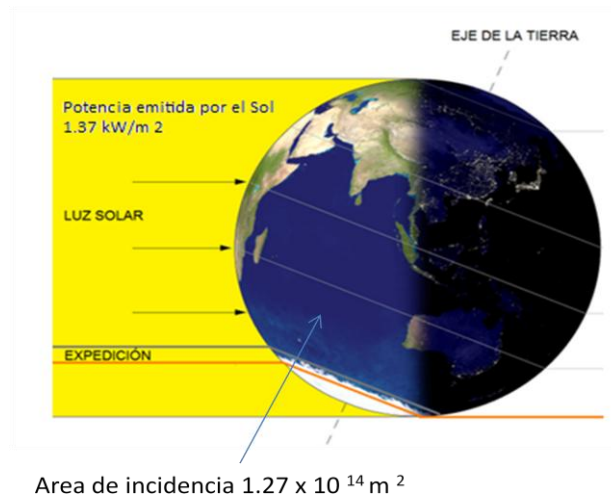
Por estas razones no es posible presentar, en general, una metodología simple y directa para la evaluación del recurso eólico. Sin embargo se dará aquí una introducción a los aspectos principales y la terminología típicamente utilizada.

B.2 ORIGEN DE LA ENERGÍA EÓLICA

Las fuentes de energías renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. La potencia emitida por el Sol sobre la superficie de la esfera que tiene al Sol como su centro es de 1.37 KW/m². La potencia incide sobre un disco circular con

un área de $1.27 \times 10^{14} \text{ m}^2$. La potencia emitida a la Tierra es, por tanto, de $1.74 \times 10^{17} \text{ W}$.

Figura 10. Potencia emitida por el sol a la tierra



Alrededor de 1% a 2% por ciento de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica, se estaría hablando de 2616 TWh/año de energía eólica disponible en promedio. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra. En promedio, la producción primaria neta de las plantas está alrededor de 4.95×10^6 calorías por metro cuadrado y por año. Esto es la producción primaria neta global, es decir, la cantidad de energía disponible en todos los posteriores eslabones de la cadena alimenticia/energética. El área de la superficie de la Tierra es de $5.09 \times 10^{14} \text{ m}^2$. Así pues, la cantidad de potencia neta almacenada por las plantas es de 19,1 TWh/año.

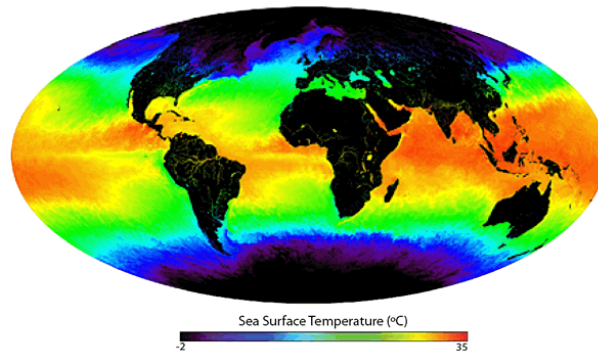
Para hacernos una idea de los enormes recursos eólicos disponibles en el planeta podríamos hacer un simple ejercicio teórico, Si se colocan seis aerogeneradores imaginarios de última tecnología (1,5 MW de potencia y 77 metros de diámetro de

rotor) en cada kilómetro cuadrado de las áreas terrestres con los mejores vientos del planeta, la potencia eléctrica que se obtendría sería de 72 teravatios (TW), que son 72 billones de vatios, y podría reemplazar 54.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Es decir: el aprovechamiento del viento cubriría 5 veces el consumo de electricidad primaria mundial del año 2008 el cual fue de 11294,9 Mtep. Para ello, habría que colocar nada menos que 48 millones de turbinas, en un espacio de 8 millones de km², una extensión equivalente al área del continente europeo. Si bien el terreno realmente afectado por infraestructuras eólicas no superaría los 250.000 km²: Es decir 0,0005 veces toda la superficie del planeta.²¹

Ahora bien, esta energía llega a la superficie terrestre como una masa de aire en movimiento la cual es conocida como viento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre. Esta desigualdad es generada por que las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo terraqueo. Estas áreas calientes están indicadas en colores cálidos, rojo, naranja y amarillo, en esta imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar (tomada de un satélite de la NASA 2001b, Mayo de 2001). Ver Figura 10.

²¹ ALVARES, Clemente: Manual de energías renovables: Energía eólica. Madrid, Instituto para la diversificación y ahorro de energía.

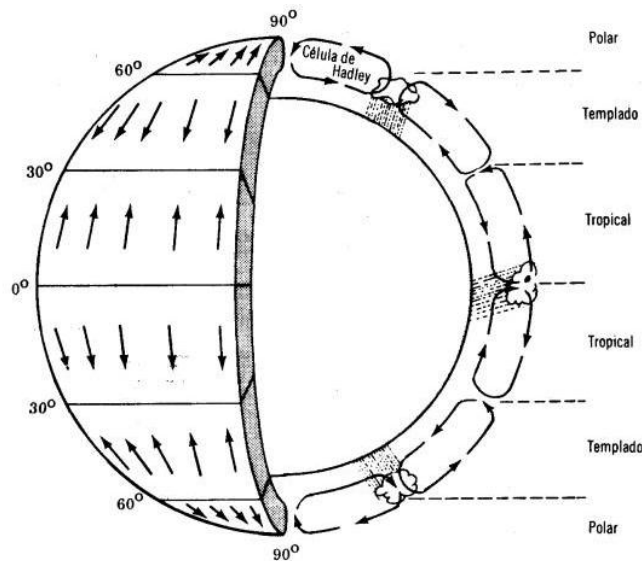
Figura 11. Temperatura superficial del mar



Los factores más importantes que determinan el comportamiento del viento son la radiación solar y la rotación de la tierra. Las variaciones estacionales son debidas al ángulo de inclinación del eje relativo de la tierra y por lo tanto su posición con respecto al sol. Esto es lo que rige el comportamiento a nivel macroscópico y de ahí se pueden estimar algunos sitios como los más probables a contar con fuertes viento.

El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá.

Figura 12. Ciclos atmosféricos del globo



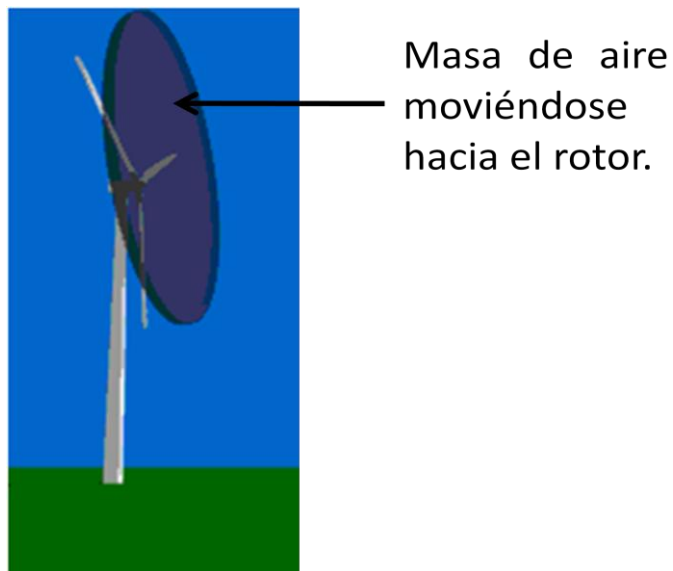
En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debidas al aire frío (ver Figura 12)²².

B.3 POTENCIA DEL VIENTO

En el caso de turbinas eólicas se usa la energía de frenado del viento, por lo que si se dobla la velocidad del viento se tiene dos veces más porciones cilíndricas de viento moviéndose a través del rotor cada segundo, y cada una de esas porciones contiene cuatro veces más energía, se trata básicamente de la segunda ley de la cinética de Newton.

²² <http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/index.htm>

Figura 13. Porción cilíndrica de aire que pasa a través del rotor del aerogenerador



$$E = \frac{1}{2} * m * v^2 = \frac{1}{2} * \rho * V * v^2$$

Donde:

- m = masa del viento
- V = volumen de la masa del viento = $1 \text{ metro} \times A(\text{area del rotor})$
- v = velocidad del viento

Teniendo en cuenta lo anterior la potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de un área circular es:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * \pi * r^2$$

Donde

- P = potencia del viento medida en W (vatios).
- ρ = (rho) = densidad del aire seco = 1.225 medida en kg/m³ (kilogramos por metro cúbico, a la presión atmosférica promedio a nivel del mar y a 15° C).
- v = velocidad del viento medida en m/s (metros por segundo).
- r = radio (esto es, la mitad de un diámetro) del rotor medido en m (metros).

En la Figura 14 se muestra que con una velocidad del viento de 8 metros por segundo obtenemos una potencia de 307 W por cada metro cuadrado expuesto al viento (viento incidiendo perpendicularmente al área barrida por el rotor). A 16 m/s obtendremos una potencia ocho veces mayor, esto es, 2.509 W / m². La tabla 6 contiene la potencia por metro cuadrado de superficie expuesta al viento para diferentes velocidades del viento²³.

²³ <http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/enrspeed.htm>

Figura 14. Potencia especifica contra velocidad de viento

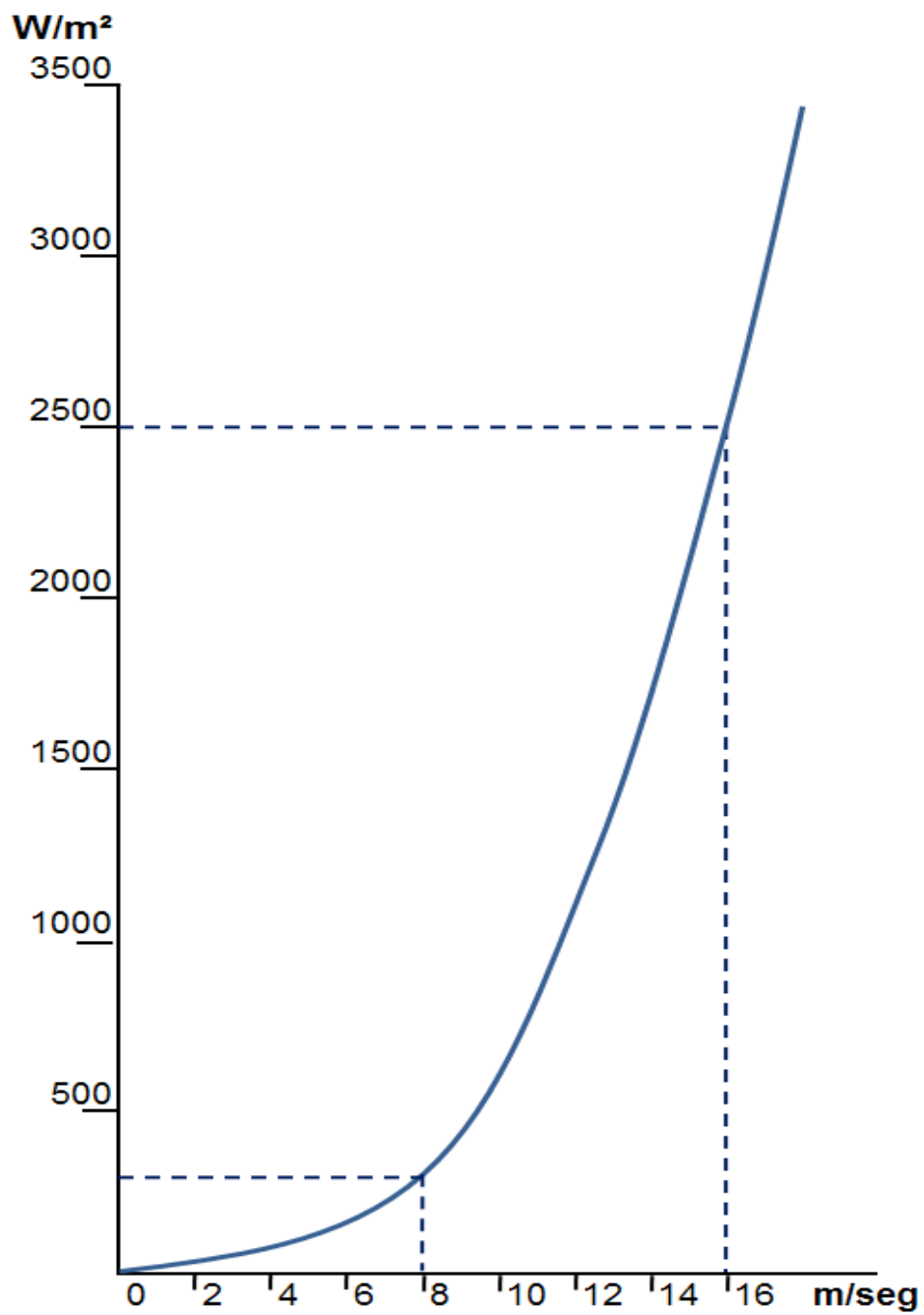


Tabla 11. Variación de la potencia eólica específica

VARIACIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA ESPECIFICA	
Velocidades del viento en m/s	Potencia especifica W/m ²
2	5
3	16
4	38
5	75
6	130
7	206
8	307
9	437
10	600
11	800
12	1040

B.4 PARÁMETROS IMPORTANTES

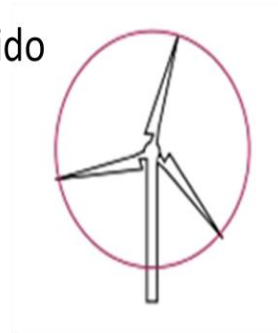
Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

B.4.1 Densidad del Aire y Área de Barrido del Rotor

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina. A presión atmosférica normal y a 15° C el aire pesa unos 1,225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

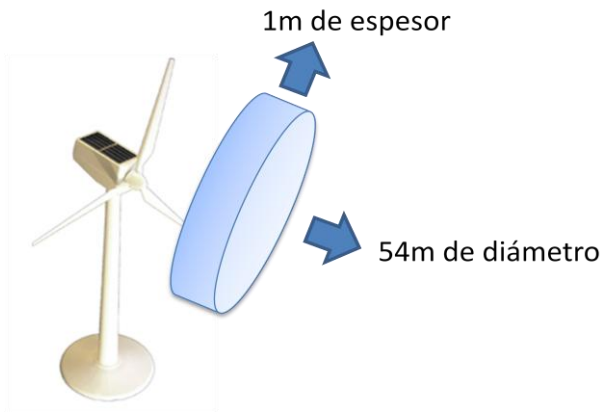
Figura 15. Área de barrido del rotor

Área de barrido



En la Figura 16 se muestra cómo una porción cilíndrica de aire de 1 metro de espesor pasa a través del rotor de un aerogenerador típico de 1.000 KW con un rotor de 54 metros de diámetro, cada cilindro pesa realmente 2,8 toneladas, es decir, 2.300 veces 1,225 kg.

Figura 16. Masa de aire a través del rotor

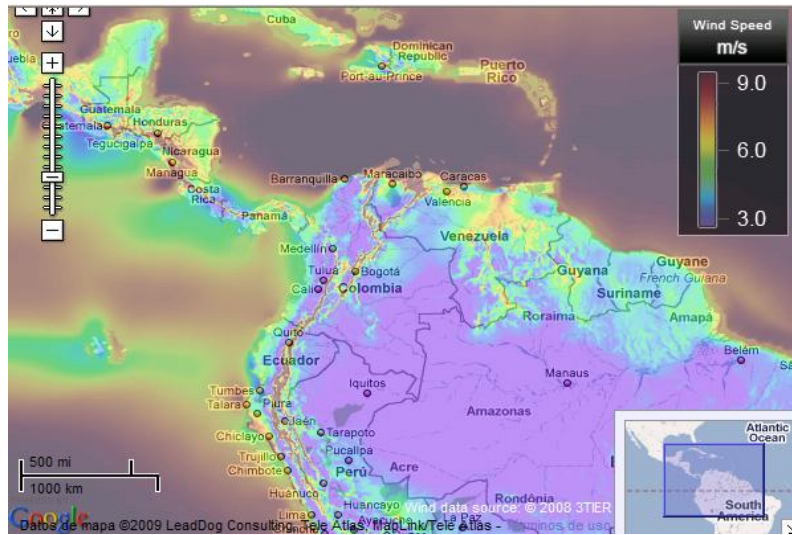


Un aerogenerador típico de 1.000 KW tiene un diámetro del rotor de 54 metros, lo que supone un área del rotor de unos 2.300 metros cuadrados. El área del rotor determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá cuatro veces más energía.

B.4.2 Velocidad del Viento

La velocidad a la que el aire pase por las palas resulta determinante, pues la energía cinética del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve. Por ejemplo si la velocidad se duplica, la energía será ocho veces mayor.

Figura 17. Mapa velocidad del viento



En la actualidad encontramos compañías como 3TIER, un líder mundial en la evaluación de energía eólica, que brinda una herramienta disponible en línea que de manera instantánea nos proporciona la velocidad promedio anual para casi cualquier lugar en el hemisferio dando como resultado el mapa eólico más avanzado del momento. Ver Figura 17.

De manera empírica podemos calcular la velocidad del viento a una altura requerida por medio de la siguiente fórmula:

$$V = V_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

En donde:

- $v_{ref.}$ = Velocidad de referencia
- z = altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada
- z_0 = longitud de rugosidad en la dirección de viento

La longitud de rugosidad depende del tipo del terreno, este valor aumenta según la cantidad de obstáculos que encuentre el viento en su recorrido. Estos valores se encuentran tabulados y están clasificados según el siguiente criterio:

Figura 18. Clases de rugosidad

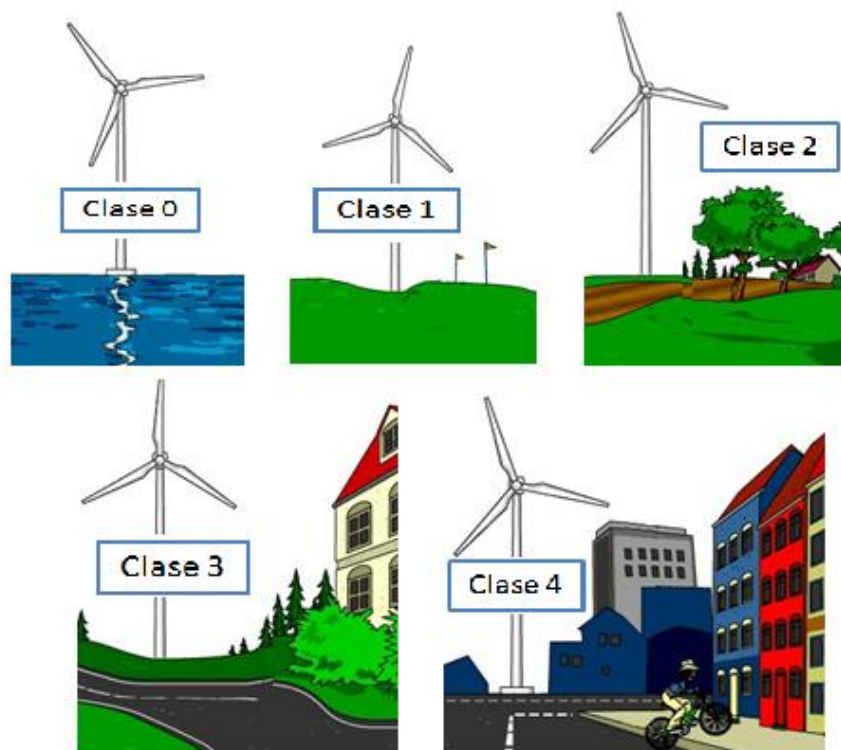


Tabla 12. Clases de rugosidad

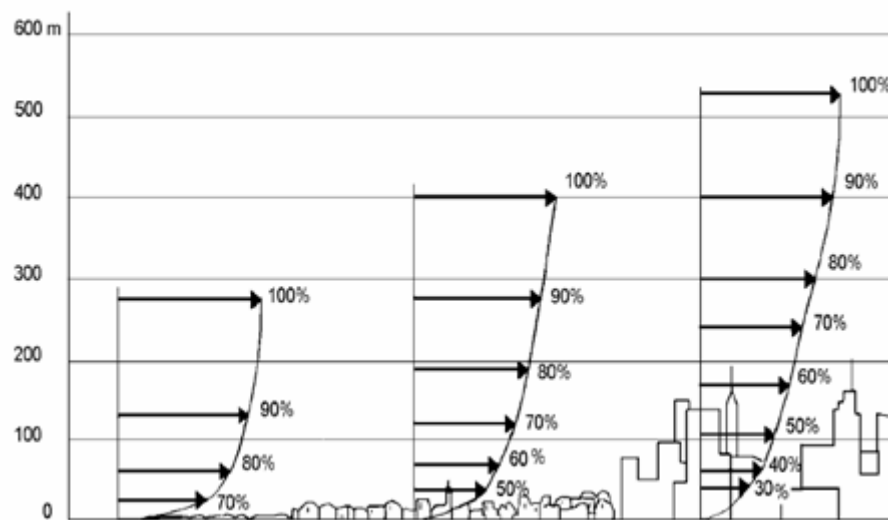
CLASE DE RUGOSIDAD	LONGITUD DE RUGOSIDAD M	ÍNDICE DE ENERGÍA (%)	TIPO DE PAISAJE
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.

Tabla 13. Clases de rugosidad (continuación)

2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

La Figura 19 indica que la velocidad del viento aumenta con la altura en cada uno de los tres tipos de terrenos representados. Las áreas urbanas con construcciones densas y edificios altos ejercen una fuerza de fricción elevada sobre el viento haciendo que disminuya, cambie de dirección y se haga más turbulento. Por consiguiente, los vientos de gradiente (esto es, los que no se ven afectados por la fricción) se encuentran a mayor altura cuando se producen sobre áreas urbanas que cuando lo hacen sobre superficies menos densas en vegetación e infraestructura.

Figura 19. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno



B.4.3 Desviación del Viento por el Aerogenerador

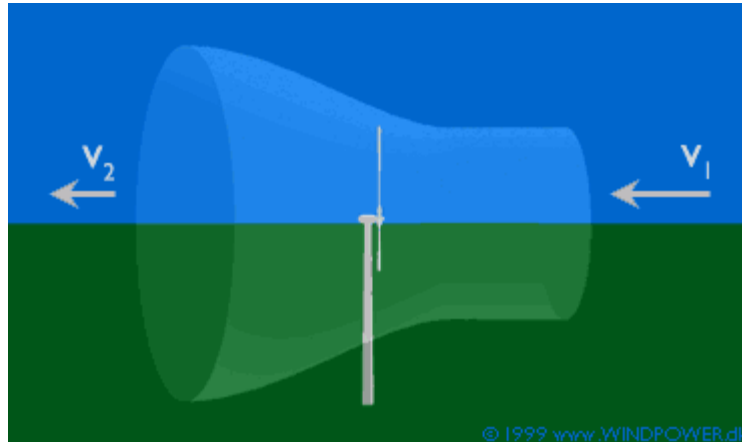
En la realidad, un aerogenerador desviará el viento antes incluso de que el viento llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador.

En la Figura 20 tenemos el viento que viene desde la derecha y usamos un mecanismo para capturar parte de la energía cinética que posee el viento (en este caso usamos un rotor de tres palas, aunque podría haberse tratado de cualquier otro mecanismo).

El rotor de la turbina eólica debe obviamente frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se

moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha, es decir $v_2 < v_1$.

Figura 20. Tubo de corriente



Dado que la cantidad de aire que pasa en un determinado tiempo a través del área barrida por el rotor desde la derecha debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor. Este efecto puede apreciarse en la Figura 20, donde se muestra un tubo imaginario, el llamado tubo de corriente, alrededor del rotor de la turbina eólica. El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor.

El viento no será frenado hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. La reducción de velocidad se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que la velocidad llegue a ser prácticamente constante.

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la reducción de velocidad que sufrirá el viento.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través del tubo sin ser para nada perturbado. En este caso tampoco habríamos extraído ninguna energía del viento.

Así pues, podemos asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté en medio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple, un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial. Para entender el porqué, se tendrá que usar la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores, la ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.²⁴

²⁴ <http://guidedtour.windpower.org/es/tour/wres/tube.htm>

Apéndice C

Sesión 3

C. TIPOS DE AEROGENERADORES

C.1 DEFINICIÓN

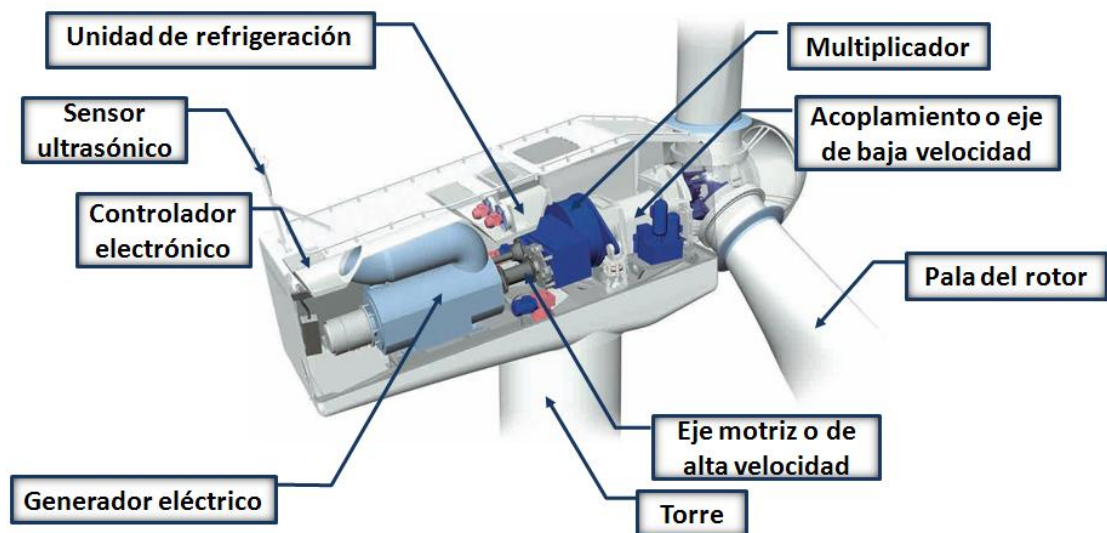
Un aerogenerador es un generador eléctrico accionado por una turbina movida por el viento (turbina eólica). En este caso la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que a través de un sistema de transmisión mecánico hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador, el número de palas entre otros.²⁵

Figura 21. Esquema general de un aerogenerador



C.2 CLASIFICACIÓN

Los aerogeneradores pueden clasificarse de diversas maneras:

²⁵ <http://es.wikipedia.org>

- **Por tipo de eje:**
 - ✓ De eje vertical
 - ✓ De eje horizontal

- **Por tamaño**
 - ✓ **Mayor a un megavatio.** Generalmente son conectados a las redes de distribución nacional de electricidad, brindando su aporte directo y continuo a la misma.
 - ✓ **Medios (entre 100 KW y 1 MW).** Se encuentran conectados tanto a la red de distribución nacional como a complejos industriales o medianas poblaciones.
 - ✓ **Pequeños, con potencias bajas desde 1 KW a 100 KW.** Hacen parte de pequeñas instalaciones de uso doméstico o agrario.

- **Por sistemas de regulación**
 - ✓ **Yaw control.** Actúa girando el rotor de la turbina con el fin de alterar la perpendicularidad de este con la dirección del viento disminuyendo la proporción de energía en el viento.

- ✓ **Stall.** (ángulo de paso fijo y entrega en pérdida aerodinámica) permite que cuando la velocidad del viento es alta, se produzca una turbulencia en la parte de las aspas en donde no da el viento, evitando que esta fuerza influya sobre el rotor.

- ✓ **Pitch regulation.** (ángulo de paso variable) Permite girar las palas del rotor en contra o favor del viento, manteniendo el ángulo para un óptimo desempeño.

Ahora, teniendo en cuenta el diseño mecánico, se ha decidido identificarlos según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento en:

- Aerogeneradores de eje horizontal
- Aerogeneradores de eje vertical

C.2.1 Aerogeneradores de Eje Horizontal

La función de los aerogeneradores de eje horizontal abarca casi por completo la generación de electricidad, en donde son convenientes las altas revoluciones del rotor permitiendo posibles modificaciones en el diseño tales como la reducción en el tamaño, el peso del generador eléctrico y del sistema multiplicador, llevando por lo tanto el proyecto a un menor costo.

Dentro de las diferentes clases de aerogeneradores se encuentran aspectos estrechamente relacionados, en donde el número de revoluciones junto con el diámetro de rotor, el perfil del alabe y la velocidad del viento priman en el diseño.

Una de las principales relaciones hace referencia de que a menor número de aspas en el rotor, mayor velocidad de giro en el eje del mismo.

En los aerogeneradores de eje horizontal, el rotor está constituido por un número no superior de cuatro palas en donde los perfiles utilizados normalmente guardan semejanza con el perfil de ala de avión, brindando de esta manera ventaja gracias al amplio estudio e investigación que se tiene de estas.

Además del rendimiento aerodinámico y los costos que acarrea la elección del número de palas en el diseño de un aerogenerador, se debe tener en cuenta la estabilidad dinámica tanto del conjunto como de cada una de las hélices, su peso y el nivel de emisión de ruido el cual aumenta de forma acelerada con la velocidad en punta de pala.

C.2.1.1 Clasificación Según Número de Palas

Turbina eólica monopala. De acuerdo al análisis que se ha llevado, al considerar una turbina eólica monopala se obtienen altas velocidades de giro lo cual es conveniente para tareas de generación, asimismo se reducen costos en elementos como son el generador eléctrico y el multiplicador además de contar con una sola pala en su diseño aunque requiera de un contrapeso que permita el balance del conjunto. Mas sin embargo, contando con masas balanceadas por diseño existe un desequilibrio en momentos y fuerzas axiales al girar, produciendo esfuerzos por fatiga requiriendo complicados diseños en el rotor para controlar la estabilidad de la maquina.

Otro percance que trae consigo el tipo monopala es el elevado nivel de ruido debido a las altas velocidades en punta de pala (comparadas con las velocidades de los generadores de tres palas vendrían a ser aproximadamente el doble) a lo que se suma el impacto visual del malestar que genera ver girar una sola pala.

Figura 22. Aerogeneradores de eje horizontal de diferente numero de palas



Turbina eólica bipala. Las hélices bipala y monopala comparten en cierto modo los inconvenientes de ser conjuntos dinámicamente inestables, requiriendo un diseño más complejo con un rotor basculante (bujes oscilante) permitiendo al rotor inclinarse con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre²⁶; del mismo modo cuentan con altas velocidades de punta de pala generando niveles de ruido no deseables así como también el impacto visual negativo debido a su diseño.

²⁶ <http://www.windpower.org>

Turbina eólica tripala. Una de las razones principales para la utilización de tres palas en la hélice es el momento debido a Coriolis constante, casi nulo, del rotor respecto a los movimientos operacionales alrededor del eje longitudinal de la torre. Todos los rotores con tres o más palas tienen esta favorable propiedad. Por consiguiente no induce ninguna carga sobre la estructura debido a éste fenómeno lo que permite una simplificación estructural y reducción en los costos de fabricación.

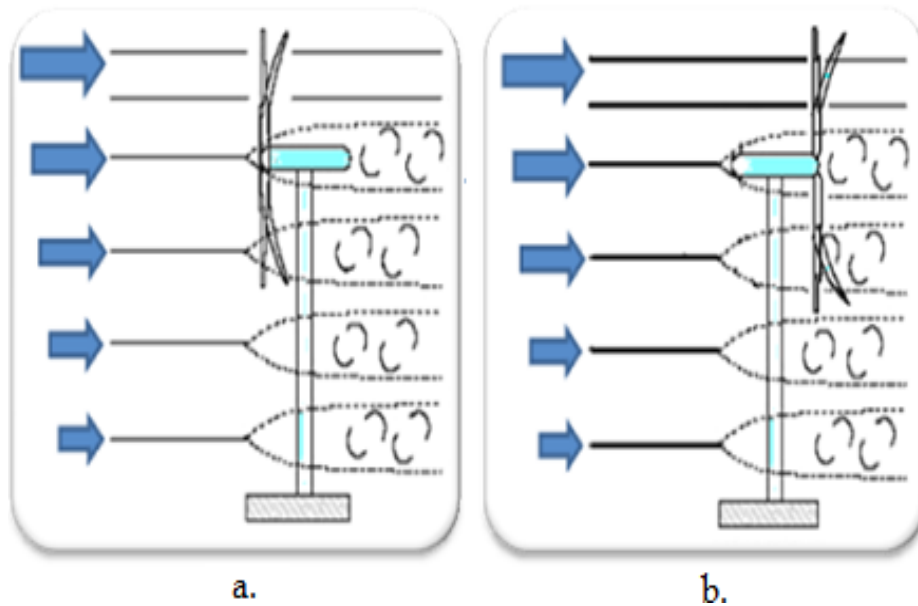
De manera diferente a las hélices mono y bipalas las de tres palas gozan de una gran aceptación pública en cuanto al impacto visual que ocasionan.

Con respecto al peso se cuenta hoy en día con materiales livianos como las resinas epóxicas infundidas sobre fibra de vidrio o de carbono conocidos como FVRP o FCRP que además resisten las enormes cargas variables que sufren los alabes.

C.2.1.2 Clasificación Según Posición del Rotor Respecto a la Torre

Las turbinas de eje horizontal se dividen a la vez en aquellas en las que el rotor gira frente a la torre (barlovento) y las que rotan detrás de la torre (sotavento).

Figura 23. (a) Aerogenerador a barlovento (b) Aerogenerador a sotavento

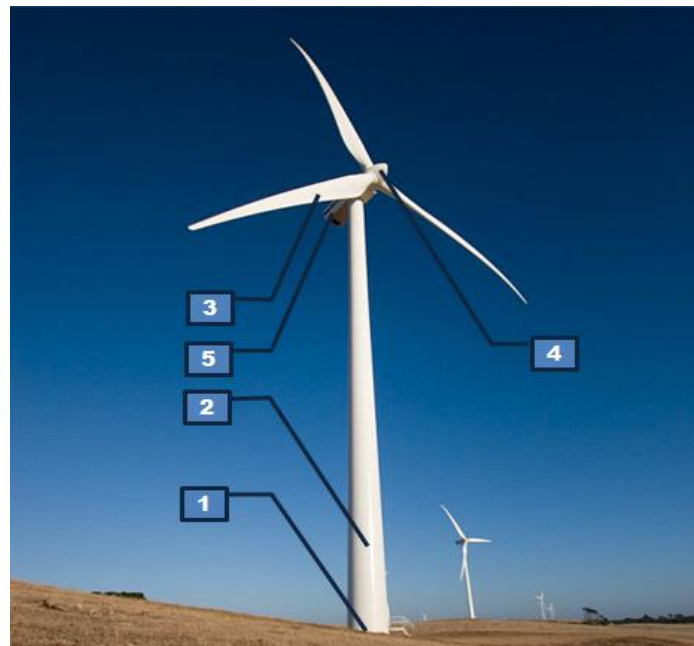


Rotor a barlovento. Los componentes de una turbina eólica a barlovento se muestran en la Fig C4. Estas máquinas se componen de cimiento (1), torre (2), álabes (3), rotor (4), góndola con tren de fuerza (5), además de un sistema eléctrico junto con el transformador, en donde este último no hace parte de la turbina pero es pieza fundamental en los sistemas eólicos al convertir la tensión o voltaje que entrega el generador eléctrico de la turbina a la red eléctrica. Esta configuración es la de mayor aplicación en la industria de la generación de energía.

Con el rotor a barlovento, se evita en gran medida las perturbaciones del viento detrás de la torre pero a su vez, requiere un rotor más rígido, situado a cierta distancia de la torre, de otro modo existe el riesgo de interferencia con la misma debido a los esfuerzos que tienden a flexionar las palas en dirección hacia la torre.

Esto aumenta considerablemente el costo de las mismas al requerir materiales con mejores propiedades mecánicas.

Figura 24. Turbina eólica a barlovento y sus componentes



Además se es necesario un sistema para la orientación del rotor que lo mantenga enfrentando al viento. Tales sistemas pueden ser activos o pasivos. Un sistema de orientación activo necesita utilizar sensores de dirección y accionamientos motorizados que guíen al rotor automáticamente hacia la dirección del viento.

Un sistema de orientación pasivo en una turbina de rotor a barlovento son los que utilizan veletas estabilizadoras.

Rotor a sotavento. La principal ventaja de esta configuración consiste en no requerir un mecanismo de orientación, si se consigue diseñar de modo que la góndola siga al viento de forma pasiva. Pero de aquí surge un inconveniente, si la

góndola sigue al viento y el aerogenerador no tiene mecanismo de orientación, los cables por donde se conduce la corriente podrían sufrir una torsión excesiva. Debemos añadir como ventaja a esta posición que el rotor puede ser más flexible, con lo que el peso y la dinámica de potencia serán ventajosos para la máquina²⁷.

La principal desventaja que se presenta en estos diseños es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre. Esto trae consigo mayores cargas de fatiga sobre la misma turbina que un sistema a barlovento.

C.2.2 Aerogeneradores de Eje Vertical

A diferencia de los aerogeneradores de eje horizontal este tipo de turbina no requiere de una orientación precisa con respecto al viento para su funcionamiento, proporcionando además la energía mecánica a nivel del suelo evitando si así lo desea elevadas estructuras de soporte teniendo como resultado construcciones más sencillas y funcionamiento económico, más sin embargo la eficiencia que brinda estos diseños continua siendo menor que las maquinas de eje horizontal (ver tabla 8).

²⁷ <http://feedraider.com>

Tabla 14. Valores estimados de la eficiencia

MAQUINA EOLICA	EFICIENCIA EN %	
	Construcción simplificada	Diseño optimo
Bomba de agua multipala	10	30
Bomba de agua de palas de tela	10	25
Bomba de agua Darrieux	15	30
Aeromotor Savonius	10	20
Prototipo de aeromotores de menos de 2KW	20	30
Prototipo de aeromotores de 2 a 10 KW	20	30
Prototipo de mas de 10 KW	30 a 40
Generador eólico Darrieux	15	35

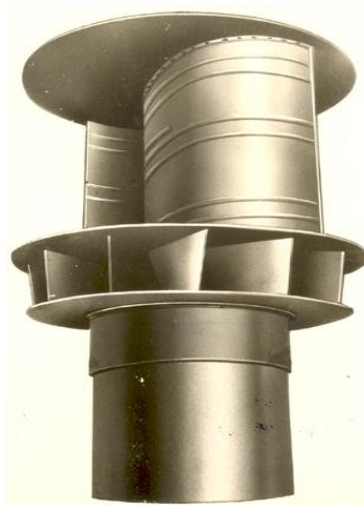
Los diseños representativos de las turbinas de eje vertical se podría decir que son solo dos, el tipo Darrieux y el Savonius, de los cuales se derivan otros mas, ya sea tomando características por separado de cada uno de ellos o, utilizando los dos diseños. Ejemplos de ello encontramos el rotor de ciclogiro o giromill y el sistema tornado.

Lo que se había considerado como ventaja en costos y montaje gracias a la funcionalidad a bajas alturas termina siendo un inconveniente, teniendo en cuenta

que las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas por lo cual no se dispone de un alto potencial para la generación de energía.

C.2.2.1 Rotor Savonius. Este tipo de aerogenerador fue inventado en el año 1924 y patentado en 1929. Su diseño consiste básicamente en una lámina en forma de S sujeta por medio de placas en sus extremos fig. C6, en donde las fuerzas no equivalentes que ejerce el viento en la parte cóncava y convexa hacen que el sistema gire alrededor de un eje.

Figura 25. Rotor Savonius

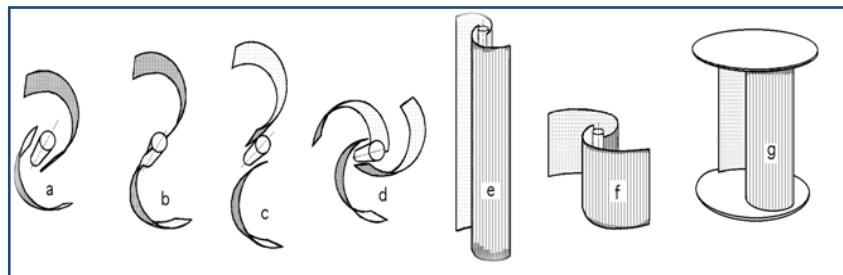


Este tipo de turbina opera con vientos de baja velocidad además, requiere de poco esfuerzo para iniciar su movimiento. El diseño con el que cuenta difícilmente le permite adquirir velocidades que superen las 200 r.p.m. Se emplean para generar potencias que van de los 200 W a los 4 MW sobre todo en lugares que

cuenten con fuertes vientos turbulentos, factor que no pone en riesgo la estructura de la maquina²⁸.

Las turbinas eólicas Savonius encuentran gran aceptación en aplicaciones de bombeo de agua y molienda de grano debido a la lenta rotación y alto par.

. **Figura 26. Diferentes opciones de diseño del rotor Savonius**



C.2.2.2 Rotor Darrieux. Este aerogenerador ha sido la única maquina de eje vertical comercialmente fabricada en todas las escalas. Debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieux, quien patentó el diseño en 1931 (fue producida por la compañía estadounidense FloWind, que quebró en 1997). La máquina Darrieux se caracteriza por sus palas en forma de C, que le hacen asemejarse a un batidor de huevos requiriendo para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5 metros por segundo como mínimo, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento. Normalmente se construye con dos o tres palas²⁹.

²⁸ www.uv.es/~navasqui/Aerogen-vertical.pdf

²⁹ www.windpower.org

Figura 27. Rotor Darrieux



Figura 28. Diseño compuesto por rotor Darrieux y Savonius



La turbina Darrieux presenta inconvenientes en el arranque, por lo que suelen ir acompañados de modelos Savonius sobre un mismo eje, permitiendo que estos actúen en la apertura del movimiento y el rotor Darrieux se ocupe de la generación de energía para mayores velocidades de giro (ver Figura 28).

Apéndice D

Sesión 4

D. DESCRIPCIÓN GENERAL Y COMPONENTES DEL SISTEMA EÓLICO

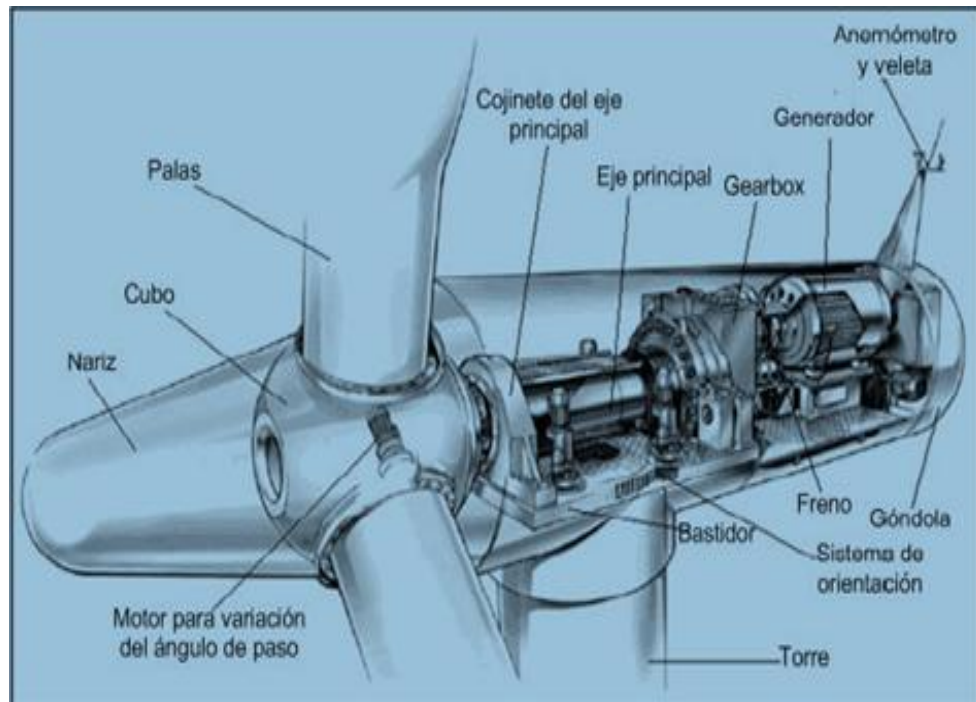
D.1 DEFINICIÓN

Un sistema eólico es un conjunto de máquinas eólicas (Aerogeneradores) accionadas por el viento que son capaces de suministrar electricidad a gran escala o a viviendas, granjas o pequeños núcleos rurales.

D.2 PARTES GENERALES DE UN AEROGENERADOR

Las principales partes de un aerogenerador de eje horizontal de tres palas se pueden apreciar en la Figura 29. Se muestran las partes de este tipo de aerogenerador por ser el más común (más del 90 % de aerogeneradores instalados en el mundo son de este tipo).

Figura 29. Partes de un aerogenerador



D.2.1 La Torre

Es la estructura que sostiene la góndola y el rotor del aerogenerador. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las torres tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños.

D.2.1.1 Torres Tubulares de Acero

Figura 30. Torre tubular



La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

D.2.1.2 Torres de Celosía

Figura 31. Torre de celosía



Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de

celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible) y por ser incómodas e inseguras para los trabajadores. En cualquier caso, por razones estéticas y de seguridad, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.

D.2.1.3 Torres de Mástil Tensado con Vientos

Figura 32. Torre de mástil tensado



Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de costo. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas. Finalmente, este tipo de torre es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

D.2.2 Cimentación

Se denomina cimentación al conjunto de elementos estructurales cuya misión es transmitir las cargas del aerogenerador al suelo.

**Figura 33. Cimentación de una de las torres del parque jepirachi
(Guajira-Colombia)**



D.2.3 Rotor

Conjunto formado por las palas y el buje que las une. Sirve para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida del rotor mayor será la producción. Los rotores pueden ser de paso variable (que permiten girar sobre sí mismas a las palas) o de paso fijo (en el que no pueden girar).

Figura 34. Rotor de un aerogenerador (palas + buje)



D.2.3.1 Buje o Cubo

Centro del rotor donde se encastran las palas.

D.2.3.2 Palas

Son los elementos con una forma particular aerodinámica que producen las fuerzas necesarias para mover el rotor y producir potencia. Son muy parecidas a las alas de un avión.

D.2.4. Góndola

Plataforma cubierta soportada por la torre del aerogenerador cuya estructura se denomina chasis o bastidor. En su interior contiene los dispositivos que van a

transformar la energía mecánica del rotor en energía eléctrica (generador eléctrico, caja multiplicadora y demás equipos auxiliares). Además en su exterior cuenta con un anemómetro y una veleta que facilitan información continua a todo el sistema para su control.

D.2.4.1 Eje principal

Eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 KW el rotor gira bastante lento, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.).

D.2.4.2 Multiplicador

Sistema mecánico encargado de elevar la velocidad de giro del sistema mediante un conjunto de engranajes, desde la velocidad de la turbina (20-30 rpm) a la velocidad del generador (1000-1500 rpm).

D.2.4.3 Generador

Transforma la energía mecánica en energía eléctrica tal y como lo hace el dinamo en una bicicleta, aunque generando normalmente corriente alterna. Este puede ser síncrono o asíncrono. El síncrono suministra energía de mayor calidad pero es más caro y complejo. Esta es la razón por la que el asíncrono es el más extendido en uso entre los dos.

D.2.4.4 Eje de Alta Velocidad y Freno Mecánico

Es el eje que conecta el multiplicador y el generador .Gira aproximadamente a 1,500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Soporta cargas pequeñas comparadas con las que soporta el eje principal, razón por la cual es de menor diámetro que el eje principal. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

D.2.4.5 Controlador electrónico

Es un ordenador que controla continuamente las condiciones de funcionamiento del aerogenerador mediante el análisis de señales captadas por múltiples sensores que miden temperaturas, presiones, velocidad y dirección del viento, entre otras.

El controlador orienta la góndola en contra del viento y permite que el rotor empiece a girar cuando el anemómetro le dice que hay viento suficiente.

D.2.4.6 Anemómetro

Mide la velocidad del viento, envía señales continuamente al controlador electrónico conectando el aerogenerador cuando el viento alcance la velocidad de arranque, Si la velocidad es superior a la de corte, el ordenador parará el aerogenerador para evitar los desperfectos.

Los más usados son los anemómetros de rotación o de cazoletas. En estos el giro de las cazoletas es proporcional a la velocidad del viento.

D.2.4.7 Veleta

Mide la dirección del viento. Esta se posiciona a si misma de acuerdo a la dirección del viento. Envía señales al controlador electrónico mediante un sensor que esta al pie de esta, de forma que hace girar el aerogenerador en contra del viento utilizando el mecanismo de orientación.

D.2.4.8 Mecanismo de Orientación

Utilizado para mantener el rotor de la turbina en posición contra el viento (perpendicular a la dirección del viento) para que a través del rotor pase la mayor cantidad posible de energía eólica.

Se compone del motor de orientación y la corona de orientación en los grandes aerogeneradores, para pequeños aerogeneradores el mecanismo de orientación es por veleta de cola.

- **Motor de Orientación**

El motor de orientación hace girar la góndola de forma que el rotor se oriente hacia el viento. Tiene una rueda dentada que encaja en una gran corona dentada de orientación.

El controlador le indica al motor de orientación cuando debe girar la góndola.

- **Corona de Orientación**

La gran corona dentada se monta sobre la torre. La rueda dentada del motor de orientación engrana con la rueda dentada grande y gira la góndola con el rotor de cara al viento.

D.2.4.9 Unidad de Refrigeración

Compuesta por un ventilador eléctrico y una unidad de refrigeración de aceite, el primero enfría el generador eléctrico y el segundo enfría el aceite del multiplicador, otras turbinas tienen generadores enfriados por agua.

D.2.5.0 Sistema hidráulico

Se compone de elementos auxiliares que permiten el accionamiento de las palas sobre su eje, así como el freno del rotor o el giro y frenado de la góndola.

D.3 COMO FUNCIONA UN AEROGENERADOR

Los aerogeneradores son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. La captación de la energía eólica se produce mediante la acción del viento sobre las palas. El principio aerodinámico por el cual el conjunto

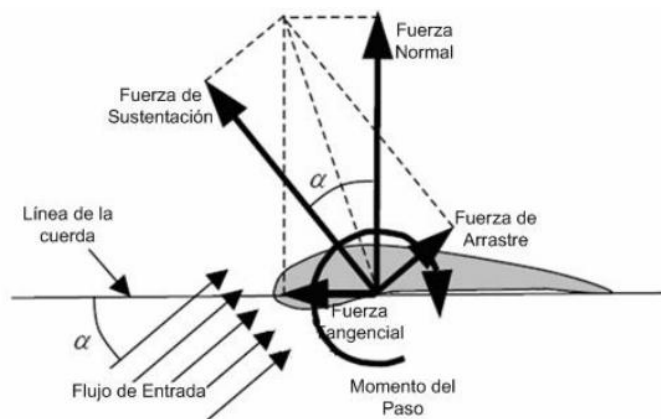
de palas gira, es similar al que hace que los aviones vuelen. Según este principio, el aire es obligado a fluir por las caras superior e inferior de un perfil inclinado, generando una diferencia de presiones entre ambas caras, y dando origen a una fuerza resultante que actúa sobre el perfil.

Al descomponer esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

- Fuerza de sustentación, o simplemente sustentación de dirección perpendicular al viento.
- Fuerza de arrastre, de dirección paralela al viento.

Estas fuerzas se muestran en la figura 35 .

Figura 35. Fuerzas resultantes sobre una sección de pala



Según cómo estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente de arrastre o de sustentación.

Con excepción de los molinos de eje vertical, hoy en todos los aerogeneradores la fuerza dominante es la de sustentación, pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área de rotor.

Para que un aerogenerador se ponga en marcha necesita de un valor mínimo del viento para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil, a este valor mínimo se le denomina velocidad de conexión, sin la cual no es posible arrancar un aerogenerador (esta velocidad está comprendida entre 3-5 m/s). A partir de este punto empezará a rotar convirtiendo la energía cinética en mecánica, hasta que alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar. Llegado aquí empiezan a actuar los mecanismos activos o pasivos de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las que no fue concebida. Aunque continúe operando a velocidades mayores, la potencia que entrega no será diferente a la nominal y esto se producirá hasta que alcance la velocidad de corte, donde, por razones de seguridad se detiene (esta velocidad se considera a partir de 25 m/s).

D.4 SISTEMA EÓLICO

El sistema eólico está formado por un conjunto de subsistemas que interaccionan entre sí para el buen funcionamiento de la máquina. A continuación se detallan estos:

- Subsistema de captación
- Subsistema de orientación
- Subsistema de regulación y control
- Subsistema de transmisión
- Subsistema de aprovechamiento
- Subsistema de sustentación

D.4.1 Subsistema de captación

El subsistema de captación lo constituye la rueda o turbina eólica propiamente dicha. Su tarea es transformar la energía cinética del aire en energía mecánica (giro de un eje, con una cierta potencia).

La posición del eje que soporta la rueda eólica determina una primera clasificación de estas máquinas en máquinas de eje horizontal y de eje vertical, cada uno de estos grupos se subdivide en otros grupos, según la forma de las palas o elementos de captación. Así se tienen de nuevo dos grupos:

- Con palas de sección constante (normalmente, con forma de chapas, planas o curvadas).
- Con palas de sección variable (de perfil aerodinámico tipo ala de avión").

Otras clasificaciones son igualmente válidas, ejemplo de ellas es teniendo en cuenta el número de palas en la rueda (monopala, bipala, tripala, multipala) y por otro lado según la posición de la rueda respecto del viento (rotor a barlovento y rotor a sotavento).

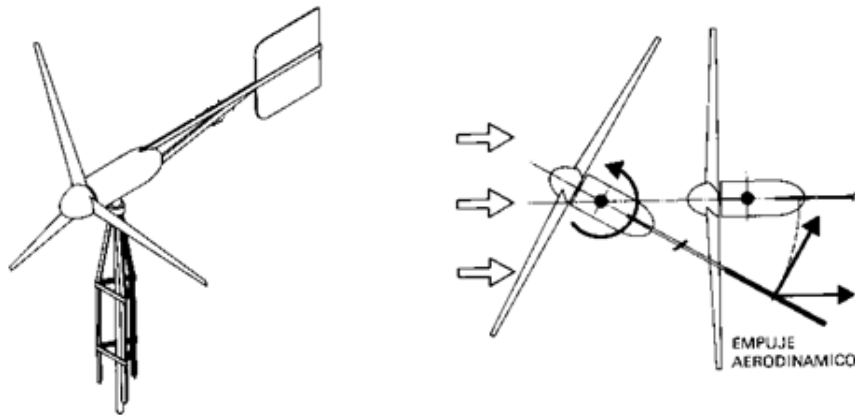
D.4.2 Subsistema de orientación

Dada la variabilidad en la dirección del viento, la misión del subsistema de orientación es hacer que la turbina eólica se mantenga siempre con su plano perpendicular a la dirección del viento, de manera que la superficie enfrentada a éste sea siempre la máxima. Evidentemente, este subsistema sólo es necesario en las máquinas de eje horizontal, y no en las de eje vertical, que son

"neutras" a la dirección del viento.

Los sistemas de orientación son de tipo **'pasivo'** (mecánicos), o de tipo **'activo'**, (eléctricos y electrónicos). Dentro de los primeros el más común es el basado en una veleta.

Figura 36. Sistema pasivo



Los sistemas activos constan de un controlador, motor de orientación, corona de orientación y un sensor que indica en todo momento la dirección del viento,

D.4.3 Subsistema de regulación y control

Dada la variabilidad en la intensidad del viento, así como la de la carga aplicada a la máquina eólica, en muchos casos se precisa de un sistema que permita regular la velocidad de funcionamiento evitando:

- Posibles embalamientos:
 - ✓ por exceso de viento bajo carga constante
 - ✓ por descensos en la carga

- Perdidas de velocidad
 - ✓ por falta de viento con la carga plenamente aplicada
 - ✓ por aumentos repentinos de la carga aplicada

De esta importante misión se encarga el sistema de regulación.

Por otro lado, también existe un sistema de control, que permite parar y arrancar la máquina a voluntad, pararla automáticamente en caso de averías y otras situaciones según sea el caso. De estos aspectos se encarga el sistema de control.

D.4.4 Subsistema de transmisión

Es el encargado de transmitir la potencia en el eje de la turbina eólica hasta el subsistema de aprovechamiento (generador eléctrico, bomba de pistones, etc.). Normalmente esta transmisión puede ser directa o a través de una caja multiplicadora.

D.4.5 Subsistema de aprovechamiento

Es el encargado de efectuar un trabajo útil partiendo de la energía captada

por la turbina. Los subsistemas de aprovechamiento pueden clasificarse en dos grandes grupos: sistemas mecánicos y eléctricos.

- **Sistemas mecánicos**

Entre los sistemas de aprovechamiento mecánicos se encuentran los sistemas mecánicos directos:

- ✓ una polea perteneciente al subsistema de transmisión que permite accionar directamente una máquina herramienta.
 - ✓ las bombas hidráulicas que permiten a partir de ellas accionar motores hidráulicos o el bombeo de agua en pozos.
 - ✓ los compresores de aire u otro gas, a partir del cual se pueden accionar sistemas neumáticos.
- Entre los sistemas de aprovechamiento eléctrico pueden emplearse: los generadores de corriente continua y los de corriente alterna síncronos y asíncronos.
 - ✓ **Generadores de c.c.:** poco empleados excepto para carga directa de baterías; la tensión generada depende de la velocidad de giro de la turbina, lo cual es un aspecto a tener en cuenta. Por otro lado, no requieren ninguna conexión eléctrica exterior y generan corriente aún para bajas velocidades de giro, por lo que son idóneos para suministro eléctrico a lugares aislados, con pocos requerimientos energéticos.
 - ✓ **Generadores síncronos (alternadores):** dado que la corriente de excitación (para generar el campo magnético) es corriente continua de procedencia externa, la frecuencia de la corriente alterna producida

depende de la velocidad de giro de la turbina eólica, por lo que cuando se precisen frecuencias estabilizadas es necesario disponer de sistemas de regulación de la eólica muy precisos.

Por otro lado, también se precisan sistemas de regulación de tensión, dado que ésta se elevará para velocidades de giro altas. Sin embargo, como la corriente de excitación es fácil de obtener de la corriente del propio generador síncrono, previamente rectificadas, estos aerogeneradores son idóneos para su colocación en lugares aislados (no conectados a la red eléctrica general).

- ✓ **Generadores asíncronos:** la corriente de excitación ha de ser alterna, por lo que necesitan estar conectados a una red eléctrica, que facilite esta corriente de excitación, por lo que su utilización aislada es complicada (para estos casos se utilizan sistemas de convertidores alterna-continua-alterna).

Presentan la ventaja de su extrema sencillez constructiva y de que la frecuencia de la corriente generada es constante (la misma que la de la corriente de excitación).

D.4.6 Subsistema de sustentación

El subsistema de sustentación es el encargado de elevar la turbina eólica sobre el suelo, permitiendo no sólo su giro, sino lo que a veces es más importante, colocando la rueda a una altura en la que la velocidad del viento es más elevada. En las máquinas de eje vertical el subsistema de sustentación es un simple pedestal, en el que se alojan todos los subsistemas y que soporta el

eje vertical de giro de la turbina.

En las máquinas de eje horizontal el subsistema de sustentación tiene dos partes fundamentales:

- La góndola (donde se alojan normalmente los subsistemas de transmisión ,aprovechamiento, regulación y captación)
- La torre (sobre la que se apoya la góndola).

Apéndice E

Sesión 5

E. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE VIENTOS EN LA ATMÓSFERA

E.1 DEFINICIÓN

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento³⁰.

E.1.1 ORIGEN DEL VIENTO

A causa de la esfericidad de la tierra la radiación solar se absorbe en mayor medida en el ecuador que en los polos, presentándose variaciones de temperatura que provocan cambios en la densidad de las masas de aire, forzando a estas últimas al desplazamiento en diferentes latitudes. Estas traslaciones se realizan desde las zonas en donde la densidad del aire es alta en dirección a las de baja densidad.

La dirección del viento se ve afectada además por fuerzas inerciales que se ejercen perpendicularmente a la dirección del movimiento de las masas de aire (hacia la derecha en el hemisferio norte, y hacia la izquierda en el hemisferio sur), debido al movimiento de rotación del planeta.

³⁰ Pedro Fernández Díez. Energía eólica, pág. 4.

Sin embargo estos desplazamientos presentan alteraciones usualmente a causa de tormentas, superficies irregulares tales como valles, cadenas montañosas, zonas de baja y alta presión entre otros, viéndose afectada no solamente la dirección sino también la velocidad de los vientos.

E.1.2 FUERZAS QUE RIGEN AL VIENTO

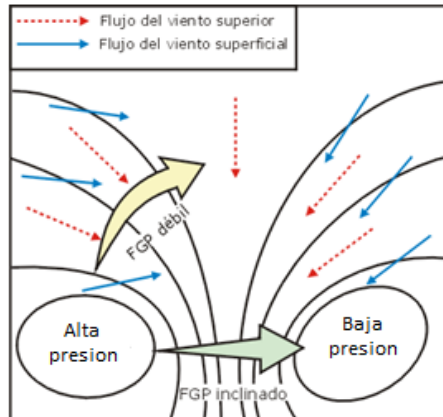
El movimiento, en general, ocurre como resultante de la acción de una o varias fuerzas sobre un cuerpo. En el caso de la atmósfera, el viento se origina bajo la acción de distintas fuerzas que intervienen sobre la masa de aire. Fundamentalmente se reconocen las fuerzas del Gradiente de presión, Coriolis, fricción y centrífuga³¹.

E.1.2.1 Fuerza del Gradiente de Presión (FGP)

El gradiente de presión es la tasa y la dirección del cambio de presión, el cual tiene como resultado una fuerza neta conocida como la " fuerza del gradiente de presión", FGP que se dirige desde las altas hacia las bajas presiones, provocando el movimiento inicial de aire (ver Figura 37).

³¹ Ideam. Sector Ozono

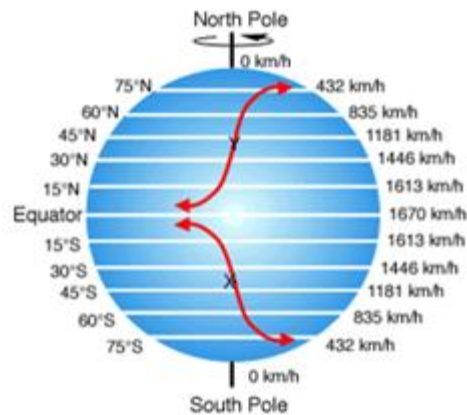
Figura 37. Gradiente de presión atmosférica en el hemisferio norte



E.1.2.2 Fuerza de Coriolis

Se trata de la fuerza que se ejerce sobre cualquier masa que se desplace sobre un cuerpo en rotación por lo tanto, cualquier objeto en movimiento sobre la superficie terrestre, sufrirá un ligero desvío de su trayectoria en sentido horario en el Hemisferio Norte y anti horario en el Sur.

Figura 38. Efecto Coriolis



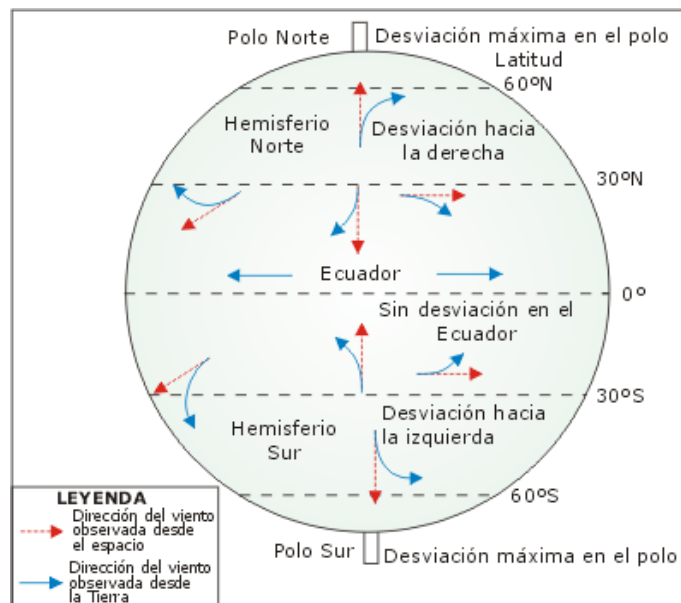
La fuerza de Coriolis aumenta a medida que se incrementa la velocidad del viento, permanece en ángulos rectos en relación con la dirección del viento y crece cuando la latitud aumenta (es decir, la fuerza es mayor en los polos y casi nula en el ecuador), conforme la siguiente ecuación:

$$F_c = 2 * \omega * v * \text{sen}\varphi$$

En donde

- F_c = Fuerza de Coriolis (m/seg²)
- ω = Velocidad angular (rad/seg)
- V = Velocidad del cuerpo dentro del sistema en rotación (m/seg)
- φ = Latitud del lugar

Figura 39. La desviación de los vientos de gran escala en los hemisferios norte y sur

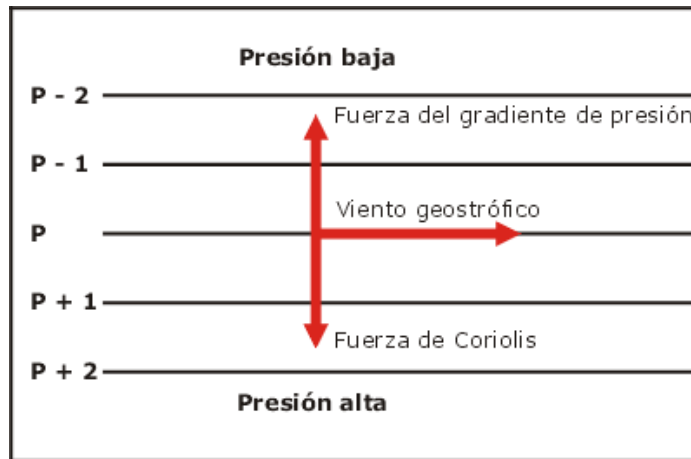


E.1.2.3 Fricción

Se define como **capa limite planetaria o atmosférica** a la sección de la atmosfera en la que actúa la fuerza de fricción. Su rango de acción comprende desde la superficie terrestre hasta alcanzar altitudes aproximadas de 500 a 1000 metros.

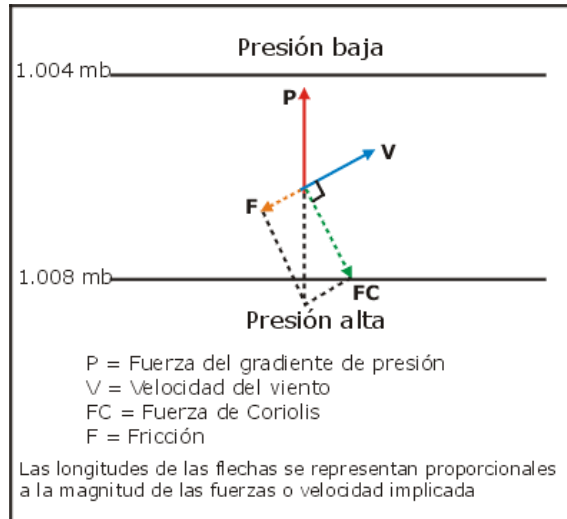
Por encima de la capa limite planetaria las fuerzas de gradiente de presión y la de Coriolis permanecen balanceadas creando así un viento que sopla paralelamente con las isobaras, llamado **viento geostrófico** (ver Figura 40). En el hemisferio norte las presiones bajas se producirán a la izquierda del viento. En el hemisferio sur sucederá lo contrario.

Figura 40. Balance de fuerzas producidas por el viento geostrófico (Hemisferio norte)



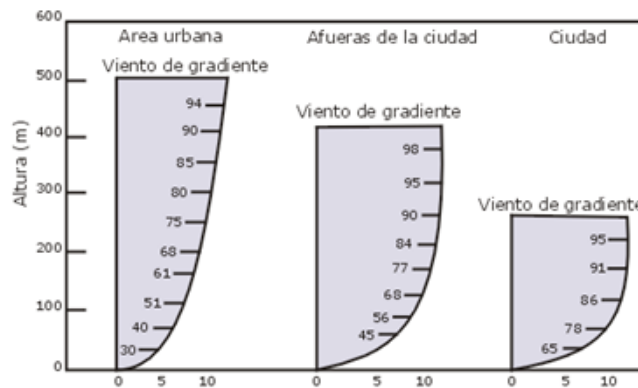
Dentro de la capa limite planetaria, las tres diferentes fuerzas, gradiente de presión, Coriolis y fricción participan en el dominio del viento (ver Figura 41).

Figura 41. La fuerza de Coriolis actúa con la fricción para equilibrar la fuerza horizontal del gradiente de presión



La fuerza de fricción afecta la velocidad del viento, reduciendo su magnitud a medida que se desciende dentro de la capa de fricción, de igual manera la afecta las irregularidades en la superficie terrestre produciendo el perfil del viento con altura (Figura 42).

Figura 42. Variación del viento según la altura sobre diferentes superficies (Las imágenes son porcentajes de los vientos de gradiente).

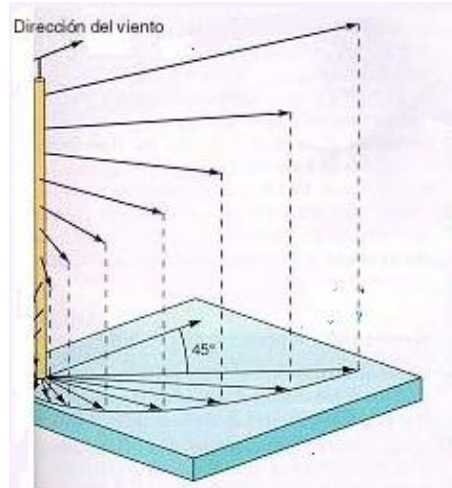


La fuerza de fricción además de reducir la velocidad del viento altera su dirección. Lo anterior se debe a la relación de proporción directa existente entre la fuerza de

Coriolis y la velocidad del viento que al verse afectada por la fricción decrece en comparación con la fuerza del gradiente de presión permitiendo una mayor influencia de esta última, desplazando el viento hacia la presión baja; este comportamiento tiende a disminuir a medida que se asciende presentándose un balance entre la fuerza de Coriolis y la fuerza del gradiente de presiones en el extremo superior de la capa límite planetaria debido a la ausencia de acción de la fricción dando paso a los vientos geostróficos.

El cambio en la dirección del viento debido al fenómeno anteriormente escrito dentro de la capa de fricción a diferentes altitudes se denomina **espiral de Ekman** (ver Figura 43).

Figura 43. La espiral de Ekman del viento



E.2 CLASIFICACIÓN DE VIENTOS EN LA ATMOSFERA

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen

factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo³².

Podemos clasificar los vientos en la atmosfera en:

- Vientos Planetarios
- Vientos Continentales

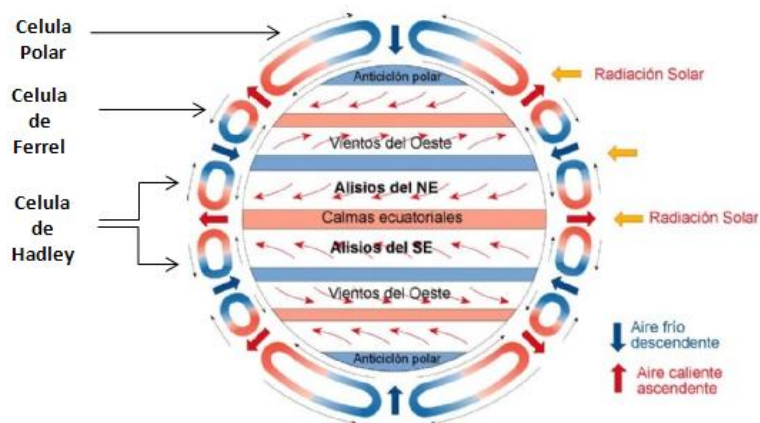
E.2.1 VIENTOS PLANETARIOS

Dentro de esta clasificación se encuentran:

- Vientos Alisios
- Vientos del Oeste o Contra Alisios
- Vientos Circumpolares o Polares del Este

E.2.1.1 Vientos Alisios

. **Figura 44. Representación del patrón global de circulación de vientos**



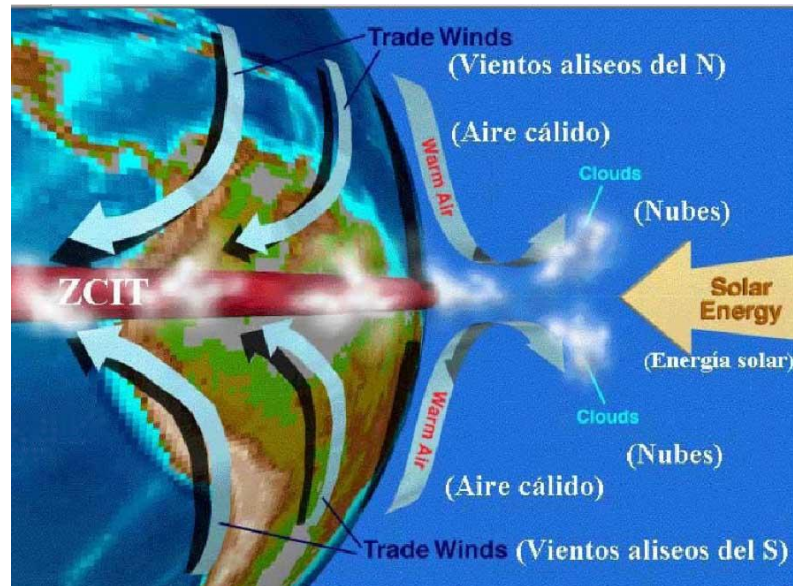
³² Pedro Fernández Díez. Energía eólica, pág. 9.

Debido al movimiento de rotación del planeta se interrumpe el modelo de circulación hipotético del viento desde el ecuador a los polos por causa de gradientes de presión, otorgándole a este desplazamiento alteraciones significativas. Partamos del hecho de la influencia de la fuerza de Coriolis en el comportamiento de los vientos y de la no uniformidad de radiación solar sobre el globo terrestre.

En el ecuador se produce un ascenso masivo de aire cálido, originando una zona de bajas presiones que viene a ser ocupada por otra masa de aire que proporcionan los alisios (Figura 44). Las masas de aire caliente que ascienden, se van enfriando paulatinamente y se dirigen a elevadas alturas en sentido contrario a los Alisios, hacia las latitudes subtropicales (aproximadamente a latitud 30°), de donde proceden éstos. Los vientos alisios forman parte de la circulación de Hadley que transporta el calor desde las zonas ecuatoriales hasta las subtropicales reemplazando el aire caliente por aire más frío de las latitudes superiores. La rotación terrestre es la que produce la desviación hacia el oeste de estos vientos, desviación que se debe a la fuerza o efecto de Coriolis (ver Figura 45)³³.

³³ wikipedia.org

Figura 45. Zona de Convergencia Intertropical



Los vientos alisios convergen alrededor del ecuador en una región denominada la **zona intertropical de convergencia (ZITC)** (Figura 45). Este aire ecuatorial convergente se calienta y se eleva a lo largo del ciclo. La ZITC se ubica aproximadamente a latitud 8° N en verano y en latitud 1° S en Abril.

E.2.1.2 Vientos del Oeste o Contra Alisios

Se denominan **vientos del oeste** (Westerlies en inglés) a los vientos constantes o planetarios que se producen de oeste a este en las latitudes subtropicales y medias de las zonas templadas en latitudes entre 30 y 60 grados de ambos hemisferios (Figura 44). A grandes rasgos, su trayectoria coincide con la de las corrientes oceánicas cálidas de las zonas templadas y vienen a cerrar hacia las altas latitudes del bucle iniciado por los alisios del lado del ecuador.

Los vientos del oeste pueden ser en particular fuertes, especialmente en el hemisferio austral, donde hay menos tierra en las latitudes intermedias que causen fricción y retarde los vientos. Estos vientos alcanzan su máxima intensidad entre los 40° y los 50° de latitud en ambos hemisferios. Al llegar cerca de las costas europeas, por ejemplo, la distinta presión atmosférica, temperatura y humedad entre el océano y el continente, genera frentes cálidos procedentes de los océanos, tormentas y galernas de gran intensidad.

E.2.1.3 Vientos Circumpolares o Polares del Este

Los vientos polares del Este, son vientos que ocurren entre cada polo y los 60 grados latitud de su respectivo hemisferio. Estos vientos polares del este son causados por el movimiento de aire frío más pesado de los polos hacia el ecuador. Los vientos polares del este soplan hacia el ecuador, y por lo tanto el efecto Coriolis los obliga a soplar en una dirección general de este a oeste. No son vientos estables como los alisios, sino masas de aire frío y seco que, al encontrarse con los vientos del Oeste en la zona sub-polar, crean tormentas ciclónicas y anticiclónicas en las latitudes medias.

E.2.2 VIENTOS CONTINENTALES

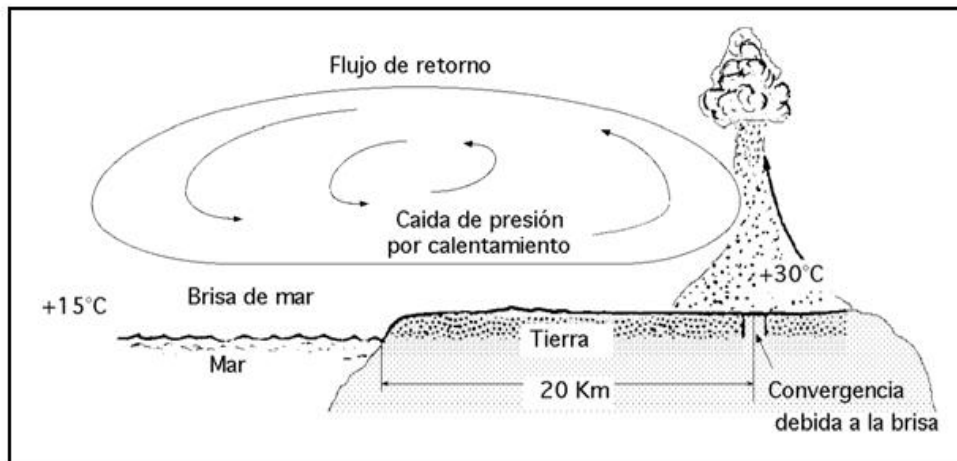
Dentro de esta clasificación se encuentran:

- Brisas
- Vientos catabático y anabático
- Vientos ciclónicos

E.2.2.1 Brisas

Corresponde al movimiento del aire en la interfaz **tierra-agua**, producida por la diferencia de presión ocasionada por gradientes de temperatura; lo anterior se debe a que las propiedades térmicas de la Tierra y el agua son substancialmente diferentes permitiendo un calentamiento y enfriamiento de la tierra en un corto tiempo comparado a lo que acontece con el agua (ver Figura 46).

Figura 46. Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)

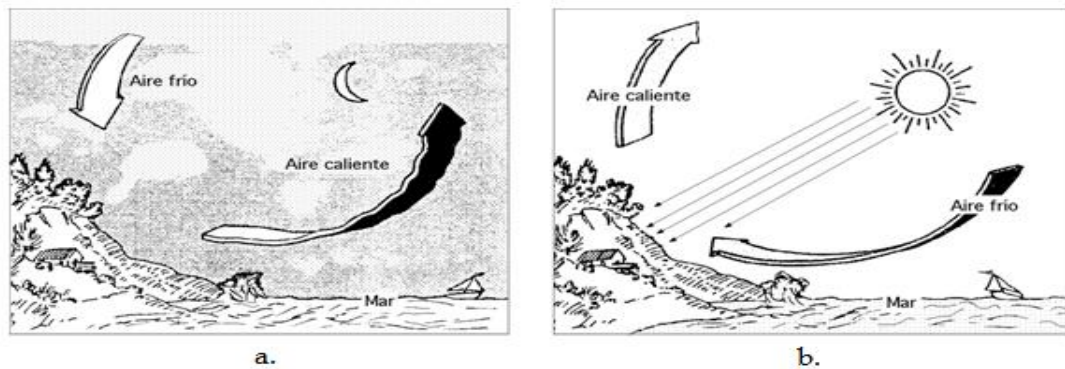


-
- **Brisa marina o viento diurno**

Consiste en el descenso de masas de aire hacia la Tierra debido al gradiente de presión ocasionado por el calentamiento del aire cercano a la Tierra, haciéndolo menos denso y que ascienda; la superficie del mar

adyacente no se calienta de igual manera, presentando una menor temperatura permitiendo que el aire frío sobre el agua sea atraído tierra adentro a baja altura (Figura 47b).

Figura 47. (a) Brisa terrestre, (b) brisa marina o viento diurno



-
- **Brisa terrestre**

En la noche se crea un flujo de retorno debido a que el gradiente de temperatura se invierte al presentarse un rápido enfriamiento de la tierra comparado al espacio adyacente del agua (Figura 47a).

La brisa terrestre ofrece por lo regular ligeras velocidades de viento; mientras que la brisa marina puede llegar a presentar aceleraciones considerables.

E.2.2.2 Vientos catabático y anabático

Estos vientos corresponden al movimiento del aire en la interfaz **montaña-valle**, en donde el tamaño, la forma y la orientación de los rasgos geográficos de la superficie terrestre definen la dirección y comportamiento del desplazamiento de masas de aire restando al viento relación con las isobaras.

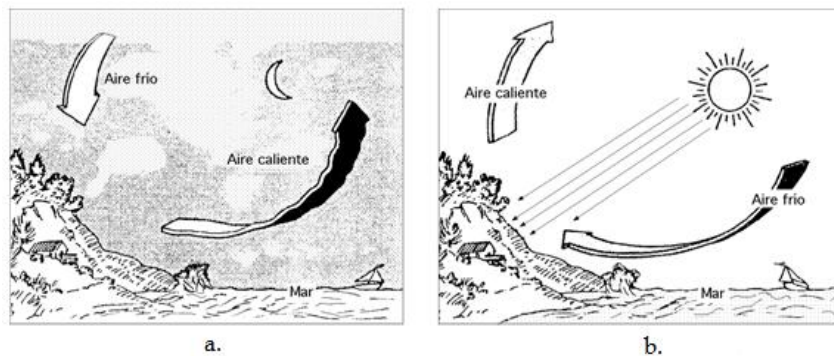
La interfaz montaña-valle involucra una amplia gama de terrenos montañosos presentándose además la de valles que incluyen una sola montaña o que se extiendan en un terreno plano, un valle profundo entre montañas o una cordillera.

- **Viento catabático o Brisa de montaña**

Se manifiesta con el descenso de aire fresco en forma de brisas, desde zonas elevadas o intermedias a través de laderas y valles (Figura 48a); el desplazamiento se presenta durante la noche en donde el aire frío de las grandes elevaciones en montañas y cerros producen masas de aire descendiente.

Los vientos catabáticos se caracterizan por ser ligeros, pero bajo buenas condiciones geográficas se pueden lograr vientos más rápidos.

Figura 48. (a) Viento catabático, (b) viento anabático

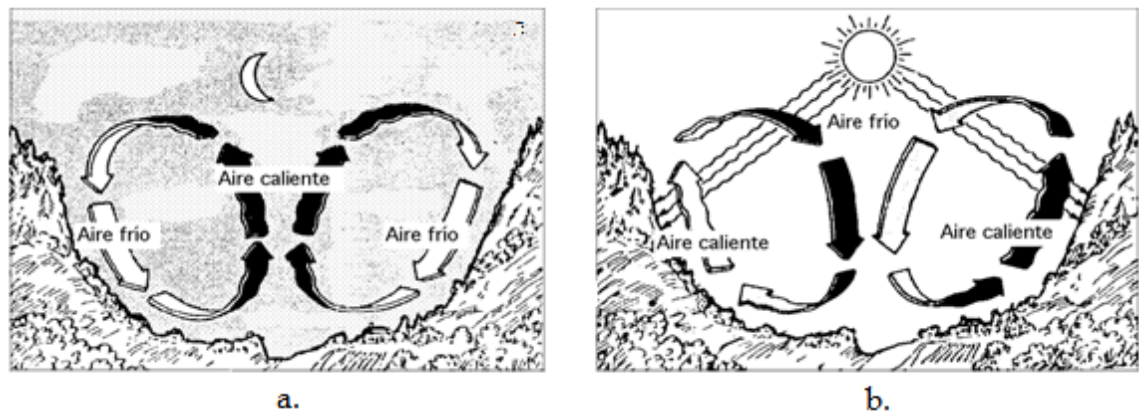


- **Viento anabático o Brisa de valle**

El viento anabático es el que presenta una componente ascendente, siendo el término opuesto a catabático (Figura 48b). El desplazamiento se lleva a cabo en el día. Debido al rápido calentamiento que sufre el aire en las zonas más altas comparadas con las del valle se produce un viento húmedo y fresco en este último que se eleva por la ladera y que a su paso se condensa provocando la formación de nubes en la cima, creándose una región de aun más baja presión, permitiendo que el flujo de aire ascienda.

Otra manera de observar este tipo de desplazamiento se debe a la no uniformidad de calentamiento de montañas y valles por causa del movimiento del sol (Figura 49).

Figura 49. (a) Viento catabático en montaña, (b) viento anabático en montaña



Las montañas y los valles se calientan de manera desigual debido al movimiento del sol en el cielo. Por la mañana el sol calienta e ilumina un lado de una montaña

o valle. El otro lado todavía está oscuro y frío. El aire se eleva sobre el lado iluminado y desciende sobre el oscuro. Al mediodía, "cae" sobre ambos lados y los calienta. Al final de la tarde, la situación es similar a la de la mañana. Después de la oscuridad, a medida que el aire se enfría debido al enfriamiento radial, el aire desciende al valle desde las colinas más altas.

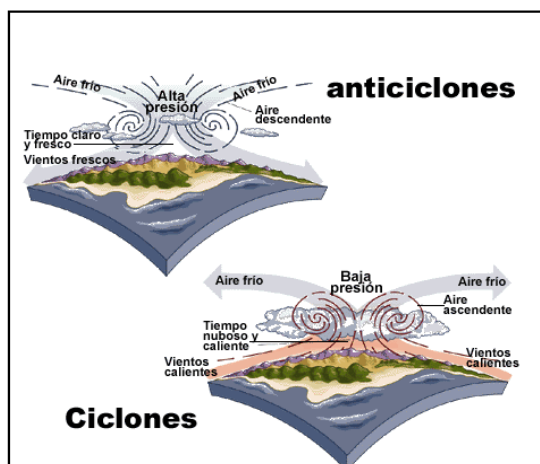
E.2.2.3 Vientos ciclónicos

- **Ciclones**

Se refiere a un área de baja presión o mínimo de presión, constituida por isobaras cerradas, en la que la presión aumenta desde el centro hacia la periferia, es decir, lo contrario de un anticiclón o área de alta presión o máximo de presión. Por oposición a los anticiclones, los ciclones o depresiones son centros de convergencia de los vientos al nivel del suelo, siendo éstos tanto más fuertes cuanto mayor es el gradiente o pendiente barométrica, o sea cuanto más juntas estén las isobaras. Debido a la rotación de la tierra, el viento que entra en un ciclón (como todo cuerpo puesto en movimiento) y se mueve en la dirección de las agujas del reloj en el hemisferio Sur y en sentido contrario en el hemisferio Norte³⁴.

³⁴ nimbus.com.uy, Pdf cap. 8, pág.7

Figura 50. Ciclones y anticiclones



- **Anticiclones**

Región de la atmósfera en donde la presión es más elevada que la de sus alrededores para el mismo nivel. Las isobaras presentan por lo general un espacio amplio, mostrando la presencia de vientos suaves que llegan a desaparecer en las proximidades del centro. El aire se mueve en la dirección contraria de las agujas del reloj en el hemisferio sur y en sentido opuesto en el hemisferio Norte. El movimiento del aire en los anticiclones se caracteriza por los fenómenos de convergencia en los niveles superiores y divergencia en los inferiores. La subsidencia³⁵ de más de 10.000 m significa que el aire que baja se va secando y calentando adiabáticamente, por lo que trae consigo estabilidad y buen tiempo, con escasa probabilidad de lluvia. En invierno, sin embargo, el aire que desciende puede atrapar nieblas y elementos contaminantes bajo una inversión térmica³⁶.

³⁵ subsidencia se refiere al movimiento descendente de aire

³⁶ *Ibidem*, pág. 8

Apéndice F

Sesión 6

F. OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS DEL VIENTO

F.1 INTRODUCCIÓN

Las mediciones de viento se utilizan en muchas áreas, por ejemplo, para el boletín meteorológico, para la meteorología agraria, para propósitos industriales (energía eólica) o para diferentes áreas de la ciencia.

Los parámetros más comunes a medir en la industria eólica son:

- Variaciones diurnas
- Velocidades máximas
- Variaciones estacionales
- Velocidad promedio anual del viento
- Dirección del viento

Con los datos previamente establecidos del comportamiento y características del viento se procede a determinar el potencial eólico de acuerdo a la siguiente metodología:

- Identificación de posibles emplazamientos.
- Estimación de los recursos eólicos en el lugar donde no existen registros de viento disponibles.
- Estimación de la energía eólica a la altura de rotor del aerogenerador.

- Estimación de los recursos eólicos a largo plazo en un lugar donde se dispone de datos a un periodo corto de medidas.

F.2 OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS DE VIENTO (DETERMINÍSTICO)

Se requiere un amplio conocimiento sobre recursos eólicos para analizar la producción de energía y la tasa de rentabilidad de un proyecto de energía eólica.

Este conocimiento se suele basar en mediciones detalladas obtenidas a partir de diversos métodos; comenzando por la identificación de posibles potenciales eólicos (información empírica), complementado con las técnicas convencionales para tener una mejor estimación del misma.

F.2.1 INSTRUMENTACIÓN

Los instrumentos de medida necesarios en energía eólica son:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección.
- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión atmosférica ambiental.

En general, la señal que proviene de los instrumentos de medida está conectada a un sistema de registro de diversos tipos:

- Un dispositivo de integración.
- Un indicador.
- Un dispositivo de grabación, por ejemplo, el soporte magnético o electrónico.

F.2.1.1 Anemómetros Totalizadores

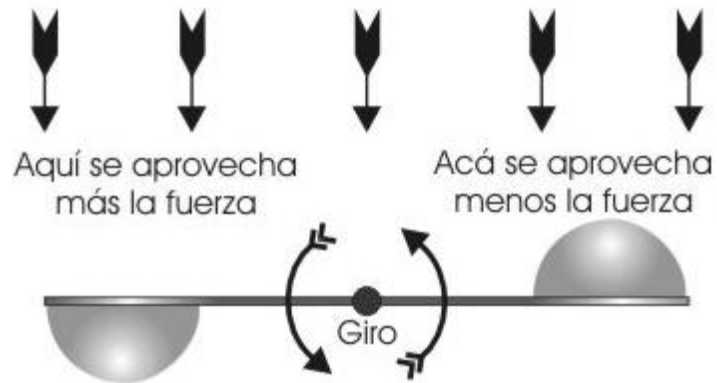
Figura 51. Anemómetro THIES “FIRST CLASS”



Una manera efectiva de determinar los valores promedios globales del comportamiento del viento es por medio de la instalación de anemómetros totalizadores. Estos elementos son anemómetros de cazoletas con un medidor de revoluciones que al ser accionados por el viento miden el recorrido equivalente que ha pasado a través del instrumento. Al estar conectado al odómetro se podrá entonces establecer para un período dado de tiempo, el número de metros o kilómetros de recorrido. Esta relación entre el recorrido y el tiempo de medida, permite entonces conocer la velocidad promedio del viento. Así por ejemplo, si el período de medida del recorrido del viento es de una hora y se registran que han pasado 16.2 Km de viento, la velocidad horaria será de 16.2 Km. por hora (4.5 m/s promedio horario).

La Figura 52 es una ilustración de cómo se aprovecha más la fuerza del viento en una superficie cóncava que en una convexa en un anemómetro³⁷.

Figura 52. Dirección del viento



La dificultad de este sistema radica en que el anemómetro deberá estar localizado en un lugar donde las condiciones sean limpias, con muy pocos obstáculos a su alrededor; y estar por lo menos a 10 metros de altura sobre la superficie del terreno. Así pues al realizarse la lectura, el visualizador del odómetro deberá estar localizado muy cerca del suelo, ya que las torres para la instalación de anemómetros, por lo general, no son lo suficientemente robustas para sostener el peso de una persona que ascienda para realizar las lecturas.

³⁷ <http://www.guitron.net>

Figura 53. Vector fuerza resultante sobre las superficies cóncava y convexa de un anemómetro de cazuelas.

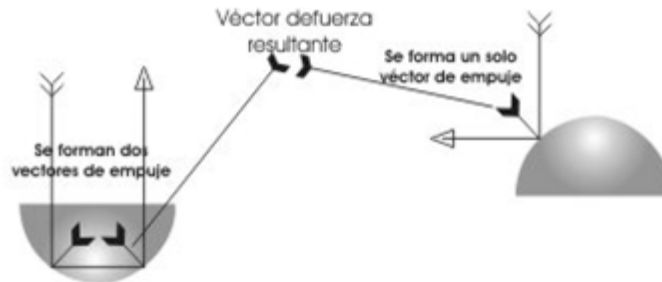


Figura 54. (a) Anemómetro de recorrido, (b) Estación especializada



Con la recopilación de esta información totalizada y con promedios de velocidad de viento, se caracteriza formalmente el régimen de vientos presente en un lugar, identificándose con gran certeza las variaciones tanto diurnas como mensuales o estacionales.

Idealmente, mediciones de la distancia de viento recorrido a través del anemómetro en períodos de una hora serian de mucha utilidad, no obstante

períodos más largos pueden ser utilizados, con la correspondiente pérdida de información para evaluar el recurso eólico.

Cuando se compra algo a menudo obtendrá un producto acorde a lo que ha pagado por él. Esto también se aplica a los anemómetros. Se pueden conseguir anemómetros sorprendentemente baratos de los principales proveedores del mercado para cuando realmente no se necesita una gran precisión, estos pueden ser adecuados para aplicaciones meteorológicas, y lo son también para ser montados sobre aerogeneradores.

Sin embargo, los anemómetros económicos no resultan de utilidad en las mediciones de la velocidad de viento que se llevan a cabo en la industria eólica, dado que pueden ser muy imprecisos y estar pobremente calibrados, con errores en la medición de quizás el 5%, e incluso del 10%.

Si está pensando construir un parque eólico puede resultar un desastre económico si dispone de un anemómetro que mide las velocidades de viento con un error del 10%. En ese caso, se expone a contar con un contenido energético del viento que es $(1,1^3 - 1) * 100 = 33\%$ más elevado de lo que es en realidad. Si lo que tiene que hacer es recalcular sus mediciones para una altura de buje del aerogenerador distinta (digamos de 10 a 50 metros de altura), ese error podrá incluso multiplicarse por un factor del 1,3, con lo que sus cálculos de energía acabarán con un error del 75%.

Se puede adquirir un anemómetro profesional y bien calibrado, con un error de medición alrededor del 1%, por unos 800-1000 dólares americanos, lo que no es nada comparado con el riesgo de cometer un error económico potencialmente desastroso. Naturalmente, el precio puede no resultar siempre un indicador fiable

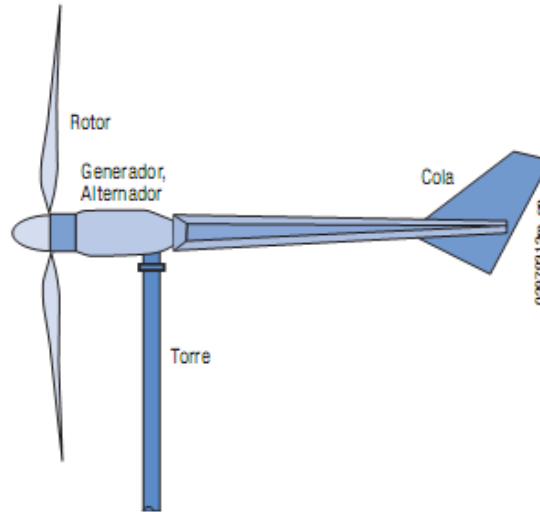
de la calidad, por lo que deberá informarse de cuáles son los institutos de investigación en energía eólica bien reputados y pedirles consejo en la compra de anemómetros³⁸.

F.2.1.2 Instalación de Pequeños Equipos Eólicos

Otra manera utilizada para evaluar el recurso eólico en un lugar, se realiza mediante la instalación de un pequeño equipo eólico y la medición de su funcionamiento sobre una base regular de tiempo. Este método permite relacionar la característica del equipo con el régimen de vientos. Sin embargo, este método confía producir resultados adecuados, cuando el equipo eólico es accionado por el viento dentro de los rangos de operación predeterminados por el fabricante. En cierta medida, este método permite adquirir confianza sobre la generación eléctrica, ya que se obtiene un resultado dual (medición de vientos y generación de energía) para la evaluación del recurso en un lugar seleccionado. Claro está, que la selección del lugar donde debe estar instalado el equipo eólico se basa en el conocimiento empírico del régimen de vientos de los habitantes del lugar, ó de la característica de la vegetación alrededor del lugar.

³⁸ <http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/wndspeed.htm>

Figura 55. Partes básicas de un sistema eólico pequeño para la producción de electricidad



F.2.1.3 Elección de los Instrumentos de Medida

Los factores fundamentales a tener en cuenta en la elección de un instrumento son los siguientes:

- Rango de trabajo
- Velocidad de supervivencia
- Calibración adecuada, con el fin de garantizar la fiabilidad de los datos
- Robustez, soportar posibles daños
- Tipo de señal.
- Precio

F.2.2 FORMA DE MEDICIÓN

Cada cuanto, como y donde son preguntas que frecuentemente se hacen cuando se necesite hacer una medición del viento. En esta sección se tratarán algunos de los aspectos más importantes a tener en cuenta cuando se hagan estas mediciones. Entre ellos están:

- Frecuencia y duración de las medidas
- Ubicación de los sensores

F.2.2.1 Frecuencia y Duración de las Medidas

La frecuencia de las medidas depende fundamentalmente del uso destinado de los datos. Por ejemplo, la presión atmosférica que varía muy lentamente, basta con realizar medidas cada 3 horas; con las temperaturas son suficientes los valores horarios.

En cambio, para una evaluación precisa del potencial eólico, es recomendable tomar muestras de valores de viento con una frecuencia de 5 a 10 segundos, y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora. Para análisis detallados del funcionamiento de máquinas eólicas o estudios específicos de características de viento, como las ráfagas o turbulencias, se requieren frecuencias de toma de datos iguales o superiores a 1 Hz o intervalos de promedio del orden de 1 minuto³⁹.

La duración de las medidas también depende directamente del propósito de las mismas. Si queremos instalar aerogeneradores en un determinado emplazamiento, las directrices a seguir serán:

³⁹ Alvaro Pinilla S., Ph.D., M.Sc., Ingeniero, Manual de aplicación de la energía eólica

- Medir durante un periodo de tiempo lo más largo, práctica y económicamente posible.
- Intentar medir en cada estación del año, dado que los patrones de la velocidad y dirección del viento son relativamente estacionales.
- Comparar con las medidas de otros lugares vecinos donde estén disponibles datos correspondientes a largos periodos de tiempo.
- Comparar las medidas con las tendencias regionales a largo plazo, ya que existen evidencias de que ocurren variaciones climatológicas significativas en la velocidad del viento.

F.2.2.2 Ubicación de los Sensores

La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de rotor esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente.

Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlos en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre.

Los sensores han de estar ubicados en lugares bien expuestos a todas las direcciones y sin obstáculos en los alrededores. La altura estándar de medición es de 10 metros sobre el suelo, con el fin de poder establecer comparaciones homogéneas.

F.2.3 METODOLOGÍAS

Existen diferentes metodologías para determinar el potencial eólico presente en un sitio determinado. Pasando por información que se tiene de los habitantes de la región hasta metodologías estadísticas. Entre las más utilizadas están:

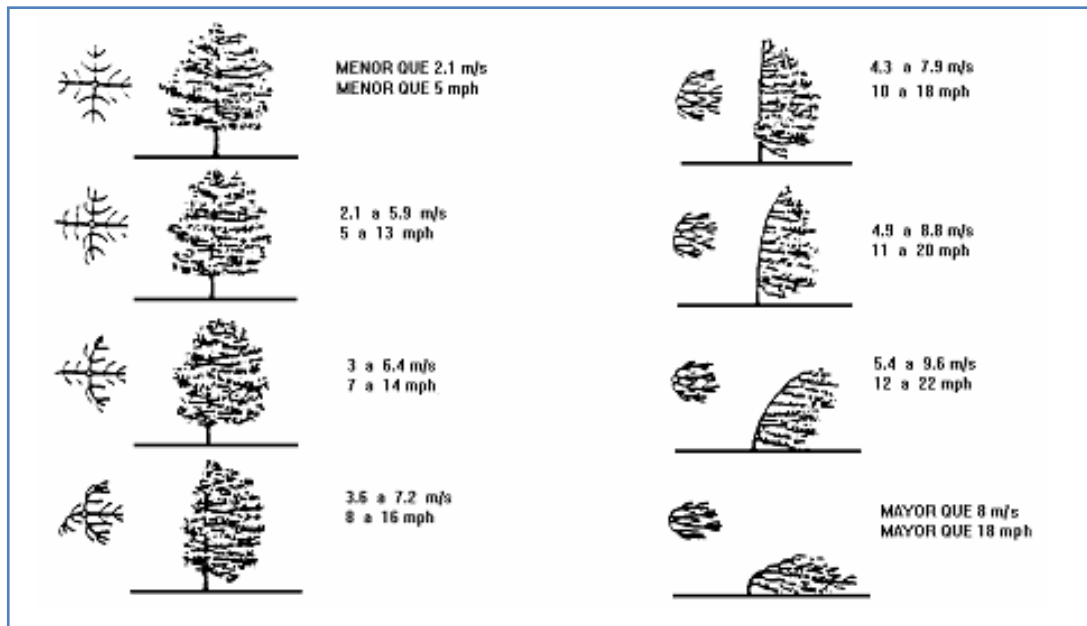
- Información Empírica
- Método de Correlación
- Adquisición de datos en tiempo real
- La Rosa de los vientos
- Distribución de Weibull

F.2.3.1 Información Empírica

Esta información se recoge con base a visitas realizadas al lugar, donde las condiciones de topografía, de vegetación y la información que los habitantes de la región aportan en la identificación de lugares con altos niveles de velocidad de viento. Por ejemplo, la constante incidencia del viento en los árboles a lo largo del tiempo, o sobre la vegetación, hacen que estos crezcan inclinados en la dirección predominante del viento (Figura 55 ilustra la deformación causada en árboles de pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada)⁴⁰.

⁴⁰ Alvaro Pinilla S., Ph.D., M.Sc., Ingeniero, Manual de aplicación de la energía eólica

Figura 56. Deformación causada en Árbol de Pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada



Información empírica puntual puede ser deducida, además, a partir de tablas como la escala de Beaufort que se presenta en la tabla 9, en ella solo se indica las características de incidencia del viento en tierra, sin embargo existe una correspondencia con fenómenos sobre el mar, la cual no se incluye.

Figura 57. Árbol deformado



Tabla 15. Escala de Beaufort para la intensidad de viento

Numero beaufort	Velocidad de viento(m/s)	Efectos observados en tierra
0	0 - 0.2	<ul style="list-style-type: none">• Calma, humo asciende verticalmente.
1	0.3 – 1.5	<ul style="list-style-type: none">• El humo indica la dirección del viento, aspas de molino no se mueven.
2	1.6 – 3.3	<ul style="list-style-type: none">• Se siente en viento en la cara; se mueven las hojas de los arboles; aspas de molinos se empiezan a mover.
3	3.4 - 5.4	<ul style="list-style-type: none">• Hojas y ramas pequeñas se mueven constantemente; banderas livianas se extienden.
4	5.5 – 7.9	<ul style="list-style-type: none">• Polvo, hojas y papel en el piso se levantan; ramas se mueven.

Tabla 16. Escala de Beaufort para la intensidad de viento (Continuación)

5	8 – 10.7	<ul style="list-style-type: none">• Pequeños arboles comienzan a bambolear
6	10.8 – 13.8	<ul style="list-style-type: none">• Ramas grandes de los arboles en movimiento, silbido emana de cuerdas.
7	13.9 – 17.1	<ul style="list-style-type: none">• Todo el árbol se mueve; resistencia fuerte al caminar contra el viento
8	17.2 – 20.7	<ul style="list-style-type: none">• Ramitas y ramas de los arboles se rompen; caminar es difícil

La escala de Beaufort va hasta el número 17 donde se indican velocidades de viento hasta de 60 m/s

Análogamente, la presencia de algunos molinos de viento instalados años atrás, dan un verdadero indicio de que el lugar presenta un régimen adecuado de viento, para profundizar en su evaluación. Es claro que la información empírica, así recogida, no permite conocer un valor aproximado de velocidad promedio anual del viento, pero si permite identificar sitios para futura evaluación del recurso.

F.2.3.2 Método de Correlación

Este método de estimación permite combinar mediciones realizadas en un lugar específico con registradores de velocidad de viento de cualquier tipo; con los datos publicados y suministrados por el servicio de meteorología en estaciones aledañas al lugar.

Se puede realizar mediciones de viento por un período corto de tiempo en un lugar (por ejemplo: algunos cuantos meses) y al comparar con datos obtenidos

simultáneamente en una estación meteorológica cercana al lugar, se pueden producir coeficientes numéricos de proporcionalidad a través de comparar los valores promedios medidos (diurnos y/o mensuales) con los datos publicados por el servicio de meteorología. Si se da una buena correlación (Consistentes y similares valores numéricos), por ejemplo con promedios mensuales de viento y se cuenta con varios años de información meteorológica, se aproximará mucho más a una estimación real del potencial eólico en el lugar. También se podrá realizar una ponderación de los coeficientes numéricos cuando la correlación no es tan directa, al comparar mes a mes, así que los valores obtenidos permitan tener mayor certidumbre en la toma de decisión de una instalación eólica.

En este método de correlación, deberá tener en cuenta las variaciones de la dirección del viento, ya que pueden existir factores de correlación para diferentes direcciones del viento⁴¹.

F.2.3.3 Adquisición de Datos en Tiempo Real

Este método de evaluación es el más confiable y al mismo tiempo costoso para análisis del recurso. La oferta de equipos de adquisición de datos es cada vez mayor y fundamentalmente consiste de un pequeño computador que almacena la información permanentemente, dependiendo de la necesidad del usuario, de manera que se pueden registrar promedios meteorológicos desde el rango de segundos hasta horas en las variables correspondientes.

Entre más preciso sea el equipo (promedio en tiempo menor y registros de memoria extendida) este se hace más costoso. La mayoría de los equipos de adquisición de datos comerciales vienen provistos con almacenamiento de

⁴¹ Alvaro Pinilla S., Ph.D., M.Sc., Ingeniero, Manual de aplicación de la energía eólica

memoria removible e intercambiable, con capacidad de acumular información hasta por seis meses continuos de registro. Algunos equipos permiten extraer la información a través de telefonía celular desde cierta distancia hasta el lugar donde se está realizando la evaluación del recurso. Los resultados de una evaluación con esta metodología garantizan un preciso y adecuado dimensionamiento de equipos eólicos para suministro de energía.

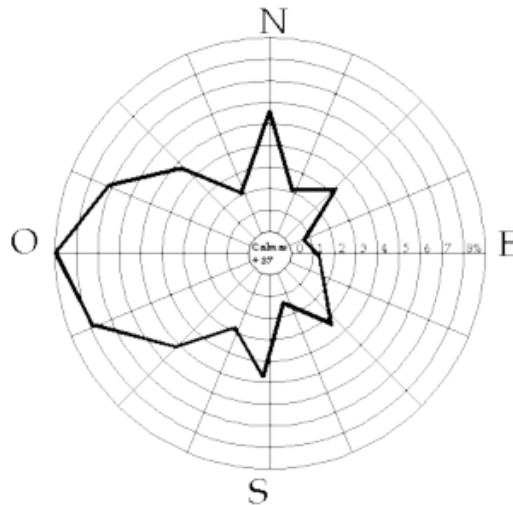
Como primera instancia al recurrir a cualquier método de medición del recurso eólico, se recomienda utilizar registradores que permitan conocer la velocidad promedio del viento en períodos de una hora, a lo largo de por lo menos un año de medición. Esta información permitirá conocer variaciones diurnas, velocidades máximas, variaciones estacionales y la velocidad promedio anual del viento, sobre la base de datos horarios⁴².

F.2.3.4 La rosa de los vientos

Como se vio previamente, los fuertes vientos suelen tener una dirección determinada. Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa de los vientos basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento. Las rosas de los vientos varían de un lugar a otro, siendo una especie de huella meteorológica.

⁴² Alvaro Pinilla S., Ph.D., M.Sc., Ingeniero, Manual de aplicación de la energía eólica

Figura 58. Rosa de los vientos de la estación meteorológica de La Virgen del Camino (España)



La división de la rosa de los vientos depende de cada sector, por ejemplo para el Atlas Eólico Europeo se hacen 12 divisiones aunque en otras ocasiones se pueden hacer de 8 o 16 como se muestra en la Figura 57.

El radio de las puntas de la rosa de los vientos (las más externas), proporciona la frecuencia relativa de cada una de las 16 direcciones del viento, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde esa dirección.

Si se observa la Figura 57 en detalle, la dirección primaria del viento en la estación meteorológica de La Virgen del Camino es la oeste, queriendo decir que prácticamente toda la energía del viento proviene del oeste por lo tanto no se prestara mayor atención a las otras direcciones.

Haciendo hincapié una vez más, la rosa de los vientos sólo indica la distribución relativa de las direcciones del viento, y no el nivel real de la velocidad media del viento.

Un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para situar aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, cuando se instale una turbina eólica en el paisaje, se deseara tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible.

Sin embargo los modelos eólicos pueden variar de un año a otro, así como el contenido energético (normalmente alrededor de un 10 por ciento). Por lo tanto, lo más conveniente es tener datos de varios años para poder obtener una media confiable. Los proyectistas de grandes parque eólicos cuentan normalmente con un año de medidas locales y utilizan observaciones meteorológicas a largo plazo de las estaciones climáticas cercanas para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo fiable⁴³.

F.2.3.5 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull es un análisis que representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad viento.

La distribución de Weibull se encuentra en función de dos parámetros: el factor de forma y el factor de escala.

K = factor de forma

⁴³ <http://www.talentfactory.dk>

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1.086}$$

σ = Desviación típica
 V_m = velocidad media

$$C = \frac{V_m}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{K} \right)}$$

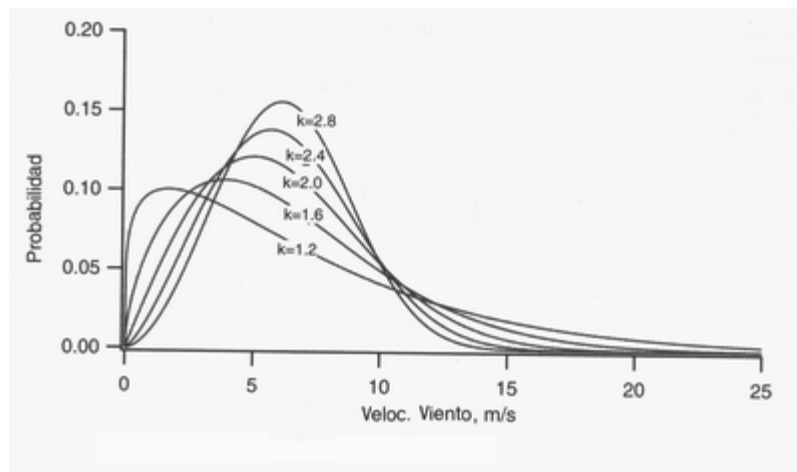
C = factor de escala
 Γ = Función tabulada Gamma

A partir de estos parámetros (K y C) obtenemos la distribución de Weibull.

En donde $P = f(v)$ representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad.

$$P(V) = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C} \right)^{K-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{C} \right)^k \right]$$

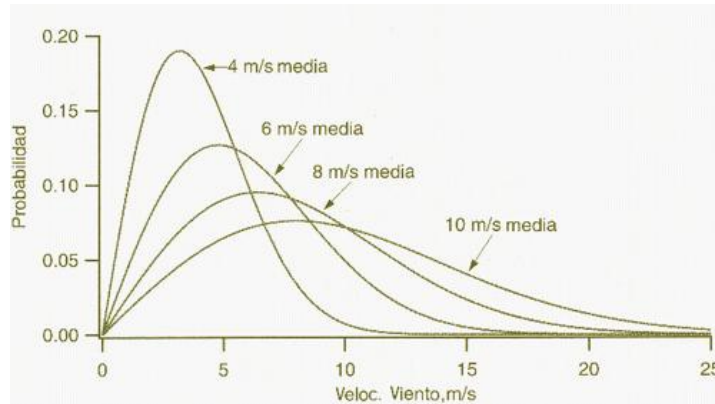
Figura 59. Variación del factor de forma



El valor de k determina la forma de la curva y por tal motivo es llamado el factor de forma. Conforme aumenta el valor de k la grafica se desplaza hacia la derecha

indicándonos un régimen de viento más constante, es decir, la velocidad del viento tiene poca desviación con relación a su valor promedio (Figura 58).

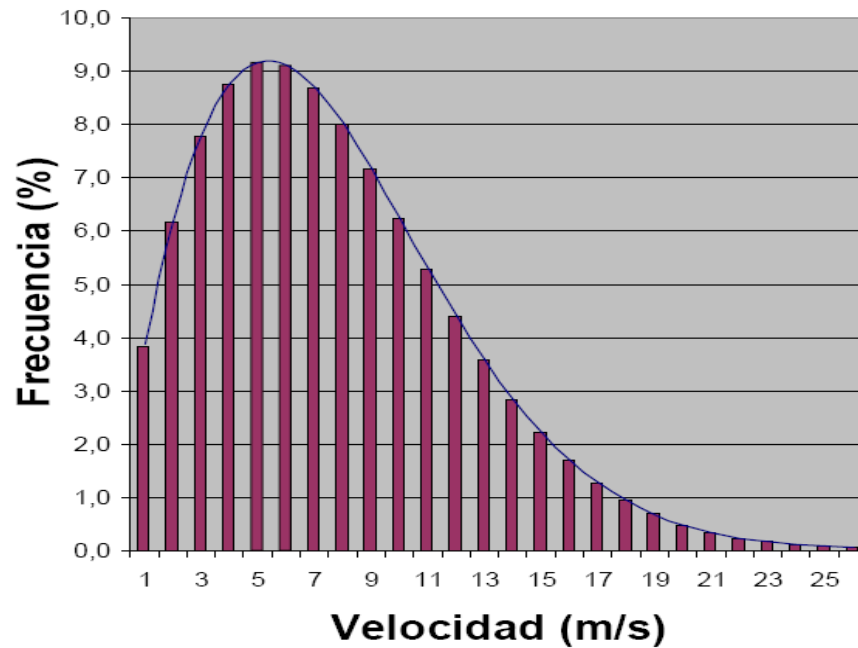
Figura 60. Variación del factor de escala



El valor del factor de escala (C) está relacionado con la velocidad más alta para un valor de forma (K). El valor del factor de escala (C) esta desplazado a la derecha de la velocidad máxima de una distribución. A medida que el valor del factor de escala (C) aumenta, la curva de distribución es desplazada a la derecha, es decir a velocidades del viento más altas (Figura 59).

A continuación se muestra una curva típica de la distribución de Weibull con sus respectivos valores.

Figura 61. Distribución típica de Weibull



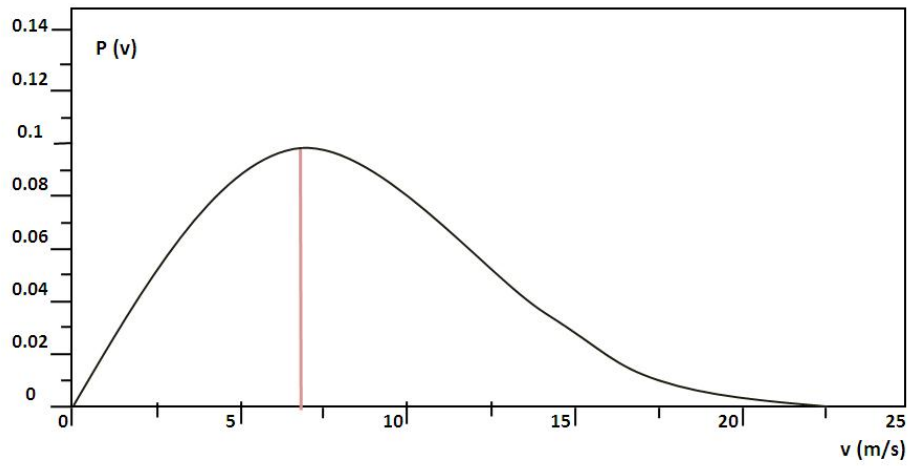
- ✓ velocidad media = 7.69 m/s
- ✓ factor de forma (K) = 1.76
- ✓ Gamma ($1+1/K$) = 0.89
- ✓ Factor de escala = 8.64

F.2.3.5.1 Otros parámetros importantes

Además del factor de forma y el factor de escala se encuentran otros parámetros importantes dentro de la distribución de Weibull como son la velocidades media, promedio, media cubica y la densidad de potencia.

- **Velocidad Media (Mode Speed)**

Figura 62. Velocidad media en la distribución de Weibull



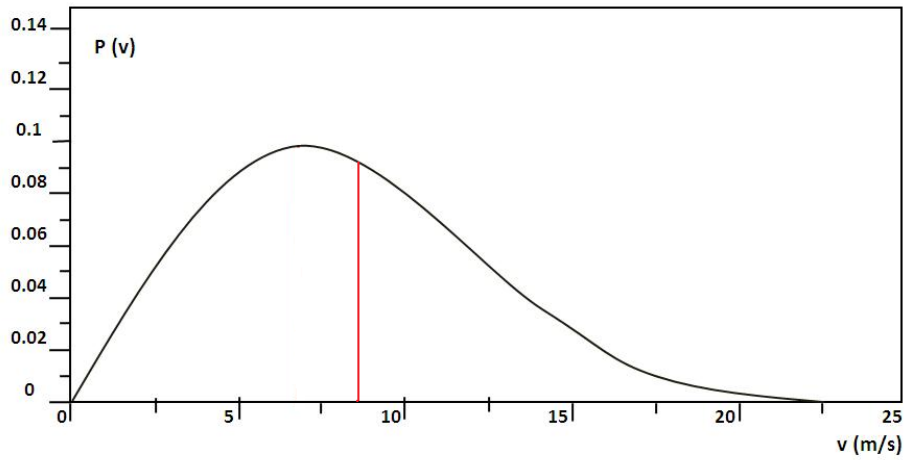
Está definida como la velocidad correspondiente a la joroba en la grafica de la distribución de Weibull. Es la velocidad que presenta mayor frecuencia en el tiempo de medida.

- **Velocidad Promedio (Mean Speed)**

Está definida como el área total bajo la curva $P = (v) v_s v$ (distribución de weibull) integrada desde 0 hasta ∞ y dividido por el número total de horas en el periodo. (Para un año el número de horas es 8760).

$$V_{mean} = \frac{1}{8760} \int_0^{\infty} Pvdv$$

Figura 63. Velocidad promedio en la distribución de Weibull



- **Velocidad Media Cubica (RMC)**

Está definida como la raíz cubica de la energía colectada en un año. La velocidad media cubica es utilizada para hacer una estimación rápida del potencial energético anual en un sitio, de esta forma se puede conocer la potencia promedio anual (w/m^2).

$$v_{rnc} = \sqrt[3]{\frac{1}{8760} \int_0^{\infty} hv^3}$$

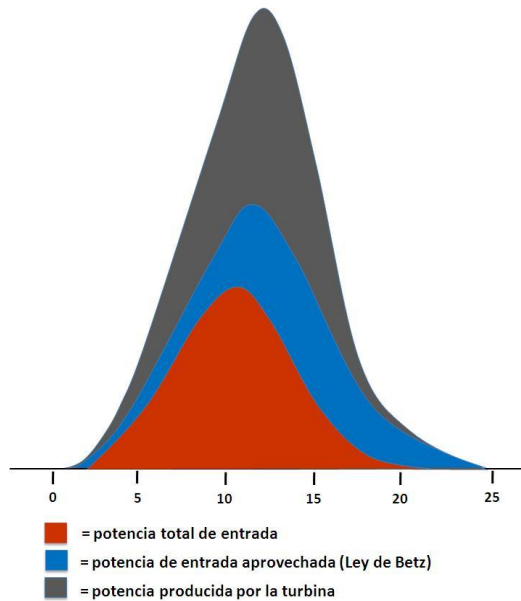
Velocidad media cubica

$$P_{rnc} = \frac{1}{4} \rho v_{rnc}^3$$

Potencia media anual

- **Densidad de Potencia**

Figura 64. Potencias de entrada, potencia aprovechable y la potencia real producida por la turbina



Si multiplicamos la potencia de cada velocidad del viento con la probabilidad de cada velocidad del viento de la gráfica de Weibull, habremos calculado la distribución de energía eólica a diferentes velocidades del viento es decir la densidad de potencia.

-
- **Aplicaciones de las Ecuaciones de Weibull**

La distribución de Weibull permite analizar diferentes propiedades del viento en función de los parámetros c y k , entre las que pueden destacarse:

- ✓ Probabilidad de que existan velocidades de viento superiores a una dada, v_x :

$$P(v \geq V_x) = e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k}$$

- ✓ Probabilidad de que existan velocidades de viento entre dos límites de interés:

$$p(V_x \leq V \leq V_y) = e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_y}{c}\right)^k}$$

- ✓ La velocidad media se obtiene de la distribución de Weibull mediante:

$$\bar{V} = C\Gamma(1+1/K)$$

- ✓ La velocidad media cúbica:

$$\bar{V}^3 = C^3\Gamma(1+3/K)$$

- ✓ El factor de potencia eólica (FPE):

$$FPE = \frac{v^3}{\bar{v}^3} = \frac{\Gamma(1+3/k)}{\Gamma^3(1+3/k)}$$

Apéndice G

Sesión 7

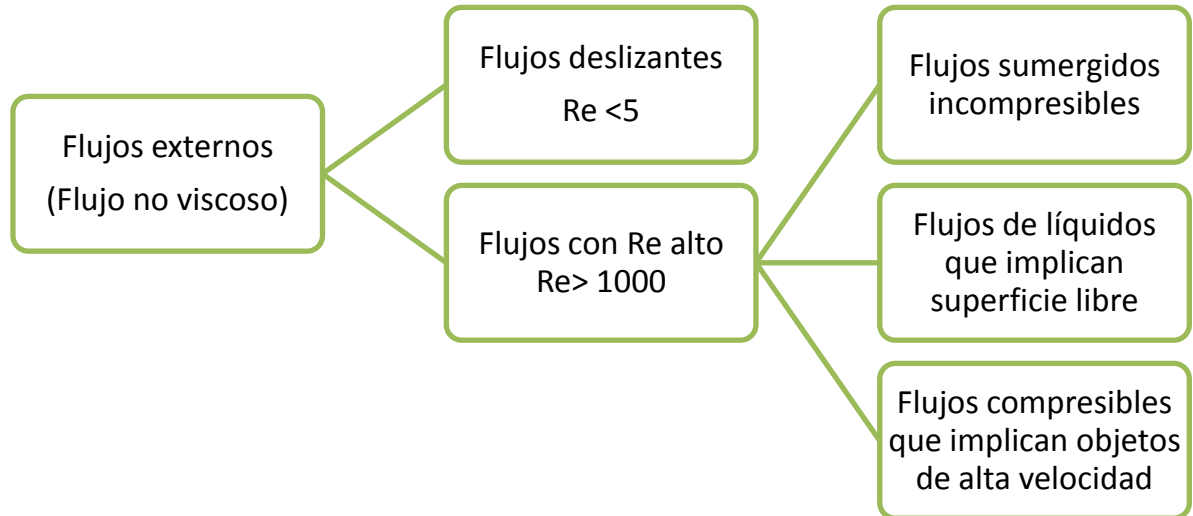
G. FLUJO EXTERNO SOBRE SUPERFICIES

G.1 INTRODUCCIÓN

El estudio de los flujos externos es de particular importancia para el ingeniero en el análisis del flujo de aire alrededor de diversos cuerpos. Existen muchos ejemplos de flujos externos alrededor de cuerpos como es el caso de los automóviles, edificios, chimeneas y muchos más, pero se tratará con más detalle el flujo de aire a través de las palas del rotor de un aerogenerador.

Para simplificar el estudio de flujos externos sobre los cuerpos, se considera flujos con número de Reynolds bajo ($Re < 5$, más o menos) y flujos con número de Reynolds alto ($Re > 1000$). Los flujos con número de Reynolds bajo son llamados flujos deslizantes, rara vez se presentan en aplicaciones de ingeniería. La atención se dirige a los flujos con número de Reynolds alto, ya que en este grupo se encuentra los flujos externos alrededor de aerogeneradores. (Ver figura 65)

Figura 65. Clasificación de flujo externo



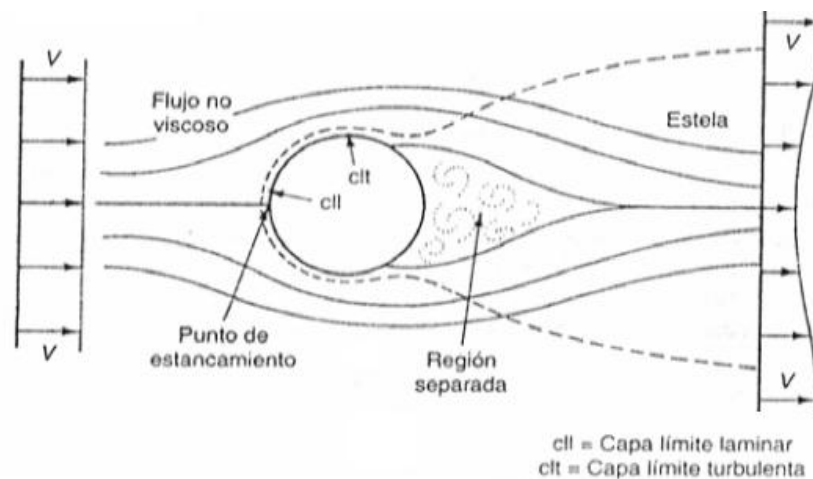
Como se puede ver en la Figura 65 los flujos con número de Reynolds alto se dividen en tres categorías: 1) flujos sumergidos incompresibles que implican automóviles, helicópteros, aviones de baja velocidad, edificios y palas de aerogeneradores; 2) flujos de líquidos que implican superficie libre como en el caso de un barco; y 3) flujos compresibles que implican objetos de alta velocidad tales como aviones, proyectiles balísticos y balas.

Los flujos sumergidos incompresibles con número de Reynolds alto se dividen en dos categorías: flujos alrededor de cuerpos romos (esferas, cilindros) y flujos alrededor de cuerpos aerodinámicos (perfiles de palas de aerogeneradores, alas de aviones).

Sin importar si el cuerpo en estudio es romo o aerodinámico, el flujo externo sobre estos puede modelarse como un flujo no viscoso obteniéndose buenos resultados. Los efectos viscosos se confinan a una delgada capa, llamada capa límite.

Esta capa límite, la región de flujo no viscoso y otras regiones que se desarrollan cuando un fluido recorre externamente un cuerpo se muestran en la Figura 66:

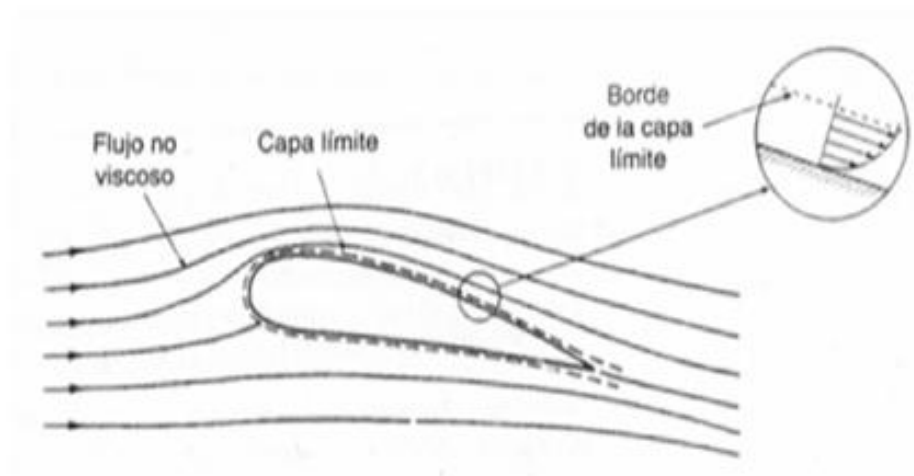
Figura 66. Flujo externo sobre esfera



En la figura 66 se muestra el flujo externo de aire sobre un cilindro, y también las regiones que se desarrollan, estas regiones son:

- 1. Región de flujo no viscoso:** es una región de flujo en el exterior de un cuerpo donde se desprecia los efectos de la viscosidad del fluido.
- 2. Capa límite:** es una región de flujo adyacente a la superficie del cuerpo donde se confina los efectos viscosos del fluido.

Figura 67. Capa límite en un perfil aerodinámico



Es aquella región en la que la velocidad del fluido respecto al sólido en movimiento varía desde cero hasta el 99% de la velocidad de la corriente no perturbada.

La capa límite puede ser laminar o turbulenta, la capa límite laminar aparece en el comienzo del flujo sobre el cuerpo y luego ocurre una transición de laminar a turbulenta.

3. Región separada y estela: la región separada es una región de flujo recirculante donde el flujo se ha separado del cuerpo.

La estela es una región de defecto de velocidad que con el tiempo desaparece.

El punto de estancamiento no es una región, es un punto en la superficie del cuerpo que se caracteriza porque en este punto el fluido presenta una presión máxima y una velocidad nula.

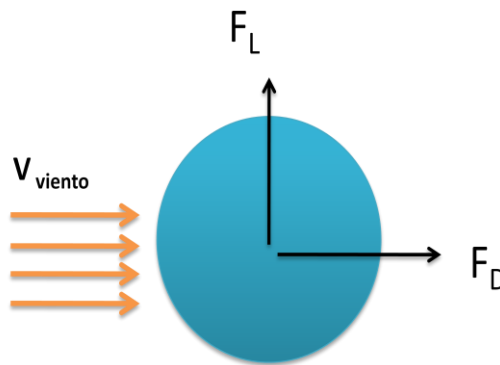
G.2 FLUJO ALREDEDOR DE CUERPOS ROMOS

El flujo alrededor de un cuerpo romo en general se trata empíricamente. Es mucho más sencillo tratarlo empíricamente que teóricamente y además los resultados obtenidos tienen gran exactitud.

G.2.1 Fuerzas originadas por el flujo de aire

La fuerza que crea un flujo de aire al moverse sobre la superficie de un cuerpo es la fuerza aerodinámica, que se descompone en dos fuerzas muy conocidas: la fuerza de sustentación que es la resultante de las fuerzas que actúan normal al flujo de entrada, y la fuerza de arrastre que es la resultante de las fuerzas que actúan paralelas al flujo de entrada.

Figura 68. Fuerzas sobre un cuerpo romo



Para superficies aerodinámicas es de interés la fuerza de sustentación, ya que esta es la responsable del giro del rotor en los aerogeneradores y de que los aviones se mantengan volando y no se caigan por efecto de la gravedad.

Por el contrario, con la fuerza de arrastre se debe buscar los valores más bajos posibles.

G.2.2 Coeficientes de arrastre y sustentación

Las fuerzas de sustentación y arrastre se obtienen a partir de los coeficientes de sustentación (C_L) y coeficiente de arrastre (C_D). Estos coeficientes son adimensionales y se definen de la siguiente forma:

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2}\rho V^2 A} \quad \text{y} \quad C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2}\rho V^2 A}$$

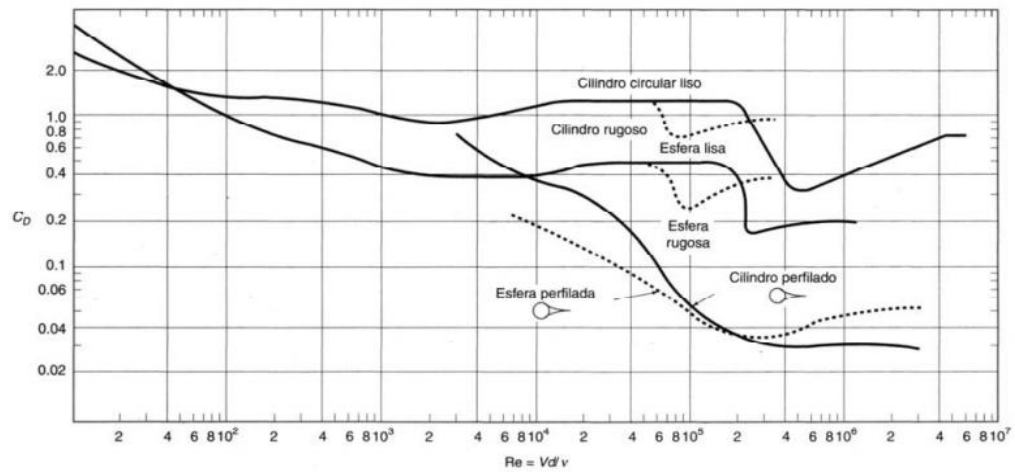
Donde:

- C_D es el coeficiente de arrastre
- C_L es el coeficiente de sustentación
- F_D es la fuerza de arrastre
- F_L es la fuerza de sustentación
- V es la velocidad del fluido
- ρ es la densidad del fluido

A es el área proyectada (proyectada sobre un plano normal a la dirección del flujo)

Estos coeficientes se encuentran en gráficas para las distintas formas geométricas (Figura 69). En esta grafica se puede observar que el coeficiente de arrastre es dependiente del número de Reynolds y de la geometría del cuerpo, aunque en cierto intervalo de número de Reynolds, el coeficiente de arrastre de la esfera y cilindro liso no depende de este.

Figura 69. Coeficiente de arrastre para el cilindro y esfera



La gráfica deja ver que se presentan menores coeficientes para una esfera lisa que con un cilindro liso. También se puede observar que la aspereza en los cuerpos disminuye el coeficiente de arrastre para un intervalo del número de Reynolds, esta es la razón por la que la pelota de golf presenta hoyuelos en su superficie.

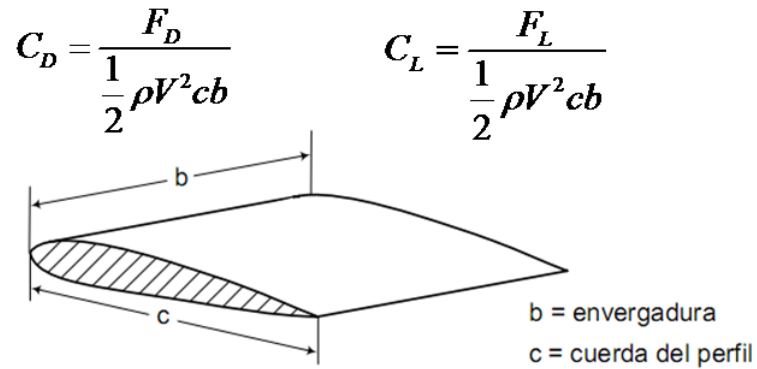
G.3 SUSTENTACIÓN Y ARRASTRE EN SUPERFICIES AERODINÁMICAS

La determinación de las fuerzas de sustentación y arrastre sobre superficies aerodinámicas se puede realizar de manera empírica o teórica. La forma empírica es la más utilizada, sin embargo la forma teórica se verá más adelante.

G.3.1 Método empírico

De la misma forma que para cuerpos romos, se definen los coeficientes de arrastre y sustentación.

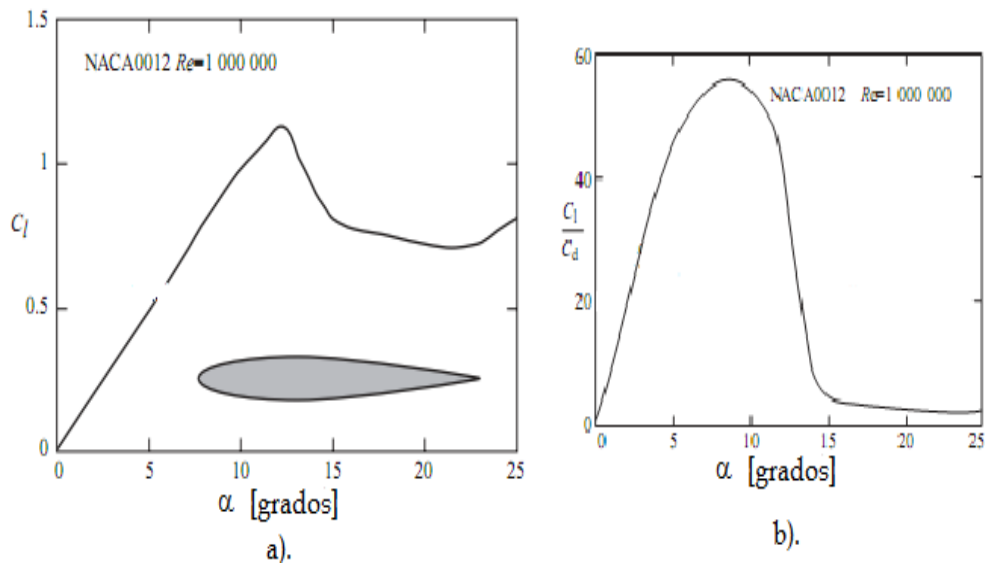
Figura 70. Coeficiente de sustentación y arrastre en un perfil aerodinámico



Sin embargo los valores de los coeficientes en superficies aerodinámicas son muchos más pequeños si se compara con los que se presentan en cuerpos romos, esto debido a que se tienen áreas mucho más grandes (Figura 70).

Los valores de los coeficientes de sustentación y arrastre se encuentran consignados en gráficas para cada perfil en particular.

Figura 71. Coeficientes a). Sustentación, b) Arrastre



Por ejemplo en Figura 71 a) se muestra el coeficiente de sustentación en función del ángulo de incidencia (α , ir anexo I.1.2) y para un número de Reynolds particular. Se puede apreciar que la sustentación es directamente proporcional al ángulo de incidencia hasta un cierto valor (13°) y a partir de ahí cae. Esta situación de pérdida de sustentación se conoce como *stall*, una condición de flujo en la que ocurre separación de flujo en el cuerpo. Esta condición es indeseable en aviones en condiciones de crucero, sin embargo en muchos aerogeneradores se usa como un mecanismo de regulación de velocidad.

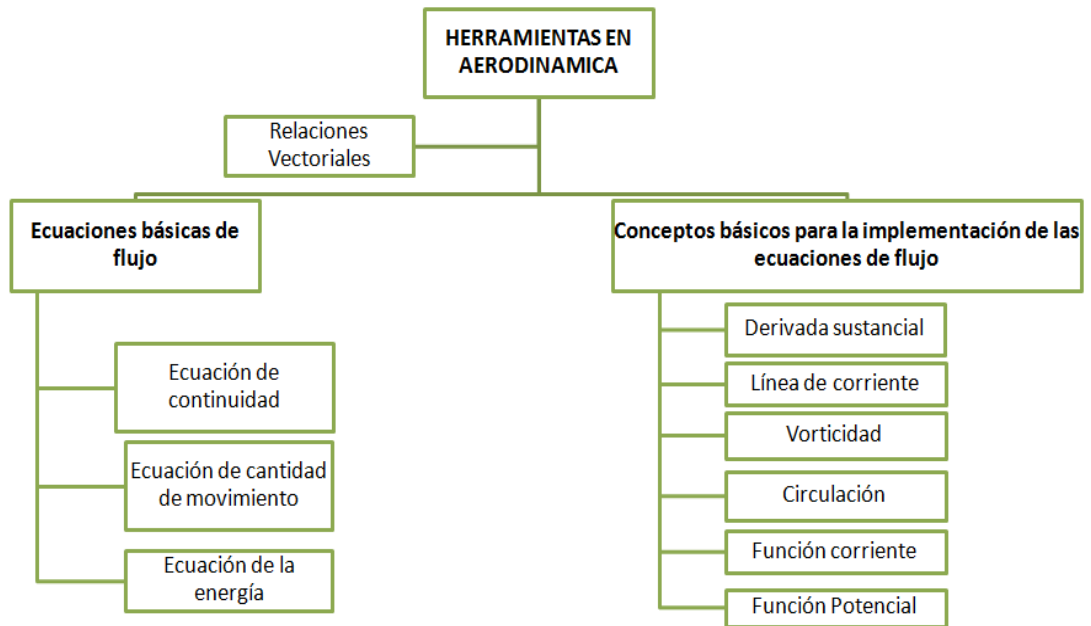
Una vez determinado el coeficiente de sustentación, usamos otra gráfica (Figura 71 b) que nos permite encontrar el coeficiente de arrastre.

Al analizar esta gráfica se concluye que los coeficientes de arrastre son muchos menores que los de sustentación y que lo ideal es que el perfil se encuentre trabajando a un ángulo de incidencia tal que la relación de la sustentación al arrastre sea la máxima.

G.3.2 Método teórico-analítico

Antes de entrar en detalle a este método se hace necesario recurrir a unas herramientas que son la base para el entendimiento y mejor comprensión de mismo.

Figura 72. Herramientas básicas en aerodinámica



G.3.2.1 Herramientas en aerodinámica

G.3.2.1.1 Relaciones vectoriales

A parte de los productos vectoriales producto cruz y producto punto se utilizan las siguientes relaciones:

G.3.2.1.1.1 Gradiente de un campo escalar

Considere el campo escalar $p = p_1(x, y, z)$, el gradiente de p se denota como Δp , es definido como un vector tal que su magnitud es la máxima tasa de cambio de p por unidad de longitud de la coordenada espacial en el punto dado.

$$\nabla p = \frac{\delta p}{\delta x} \mathbf{i} + \frac{\delta p}{\delta y} \mathbf{j} + \frac{\delta p}{\delta z} \mathbf{k} \quad \text{gradiente de } p$$

G.3.2.1.1.2 Divergencia de un campo vectorial

Sea el campo vectorial $\mathbf{V} = \mathbf{V}(x, y, z) = V_x \mathbf{i} + V_y \mathbf{j} + V_z \mathbf{k}$. La divergencia de un vector es una cantidad escalar y se define como:

$$\nabla \cdot \mathbf{V} = \frac{\delta V_x}{\delta x} + \frac{\delta V_y}{\delta y} + \frac{\delta V_z}{\delta z} \quad \text{divergencia de un campo vectorial}$$

G.3.2.1.1.3 Rotacional de un campo vectorial

Es un vector que muestra la tendencia de un campo vectorial a inducir rotación alrededor de un punto y se define de la siguiente forma:

Sea el vector $\mathbf{V} = \mathbf{V}(x, y, z) = V_x \mathbf{i} + V_y \mathbf{j} + V_z \mathbf{k}$, el rotacional de \mathbf{V} se escribe como $\nabla \times \mathbf{V}$ y se define :

$$\nabla \times \mathbf{V} = \left(\frac{\delta V_z}{\delta y} - \frac{\delta V_y}{\delta z} \right) \mathbf{i} + \left(\frac{\delta V_x}{\delta z} - \frac{\delta V_z}{\delta x} \right) \mathbf{j} + \left(\frac{\delta V_y}{\delta x} - \frac{\delta V_x}{\delta y} \right) \mathbf{k}$$

G.3.2.1.2 Ecuaciones de flujo

Aquí se encuentran tres ecuaciones básicas; la ecuación de continuidad o conservación de la masa, la ecuación de la cantidad de movimiento y la ecuación de la conservación de la energía.

G.3.2.1.2.1 Ecuación de continuidad

La masa en un sistema permanece constante. Esta ecuación, al igual que las otras dos básicas, se puede escribir en forma diferencial o integral.

$$\frac{D\rho}{Dt} + \rho \left(\frac{\delta u}{\delta x} + \frac{dv}{dy} + \frac{d\omega}{dz} \right) = 0$$

Donde ρ es la densidad del fluido y u, v y ω son las componentes de la velocidad de flujo. Si el flujo es incompresible, la densidad permanece constante, entonces

la ecuación de continuidad se convierte en: $\frac{\delta u}{\delta x} + \frac{dv}{dy} + \frac{d\omega}{dz} = 0$

Si se compara esta última ecuación con la definición de divergencia de un vector se obtiene:

$$\nabla \cdot \vec{V} = 0$$

G.3.2.1.2.2 Ecuación de la cantidad de movimiento

Es la segunda ley de Newton utilizada para determinar fuerzas inducidas por el flujo. En forma diferencial son las famosas ecuaciones de Euler y en forma integral para un flujo continuo y uniforme a través de un dispositivo con una entrada y una salida es:

$$\sum \vec{F} = \dot{m} (\vec{V}_2 - \vec{V}_1)$$

Donde \dot{m} es el flujo másico y \vec{V}_2, \vec{V}_1 son las velocidades de salida y entrada al dispositivo.

G.3.2.1.2.3 Ecuación de la conservación de la energía

La ley de la conservación de la energía constituye el primer principio de la termodinámica y afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de energía. La energía puede ser transferida a un sistema por calor, trabajo y por flujo de masa.

Asumiendo varias simplificaciones a la ecuación general de la energía, se obtiene la famosa ecuación de Bernoulli la cual expresa que la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido. La ecuación se puede escribir entre dos puntos (aguas arriba y aguas abajo) de una línea de flujo como:

$$\frac{V_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g} + z_2 = \frac{V_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho g} + z_1$$

Donde:

- V: es la velocidad del fluido en la sección considerada
- g : es la aceleración de la gravedad
- p: presión a lo largo de la línea de corriente
- z: altura en la dirección de la gravedad desde el origen de referencia
- ρ : es la densidad del fluido

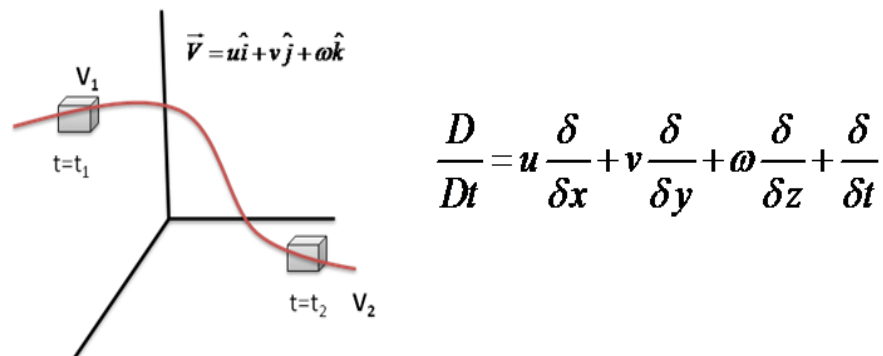
G.3.2.1.3 Conceptos básicos para la implementación de las ecuaciones de flujo

G.3.2.1.3.1 Derivada sustancial

También se conoce como derivada material y se le da este nombre y símbolo especial porque se sigue una partícula de fluido especial, es decir, se siguió la sustancia.

Representa la velocidad de cambio de una propiedad de la partícula de fluido seguida a lo largo de su trayectoria.

Figura 73. Derivada sustancial



Es distinto que $\frac{\partial}{\partial t}$, ya que $\frac{\partial}{\partial t}$ representa la velocidad de cambio de una propiedad en un punto fijo.

G.3.2.1.3.2 Línea de corriente

La **línea de corriente** en un campo de flujo es una línea que se caracteriza porque el vector velocidad es tangente a la línea de corriente. Por tal definición se

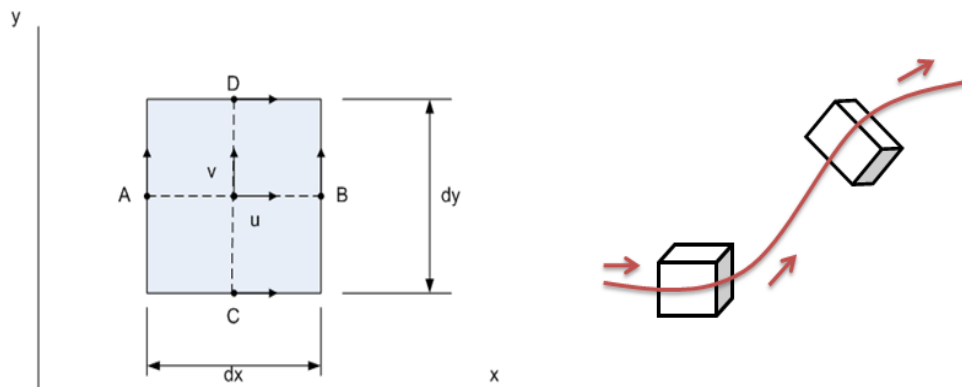
cumple que el producto cruz del vector velocidad con un vector de línea de flujo es cero.

$$\vec{V} \times d\vec{r} = 0$$

G.3.2.1.3.3 Velocidad angular

Es la velocidad angular promedio de dos segmentos de línea perpendiculares de una partícula de fluido

Figura 74. Partícula de fluido



Considerando las otras dos caras del elemento de fluido y la definición de velocidad angular se obtiene:

$$\vec{\omega} = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\delta \omega}{\delta y} - \frac{\delta v}{\delta z} \right) \mathbf{i} + \left(\frac{\delta u}{\delta z} - \frac{\delta \omega}{\delta x} \right) \mathbf{j} + \left(\frac{\delta v}{\delta x} - \frac{\delta u}{\delta y} \right) \mathbf{k} \right]$$

G.3.2.1.3.4 Vorticidad

Es un vector con el doble de la magnitud de la velocidad angular y la misma dirección. Se denota con la letra griega minúscula xi.

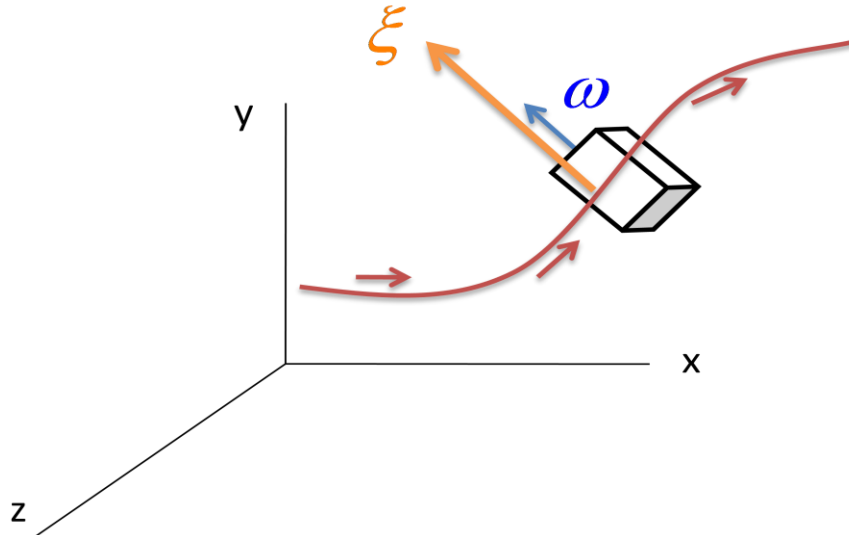
Multiplicando por dos la velocidad angular se tiene:

$$\xi = 2\omega \Rightarrow \vec{\xi} = \left(\frac{\partial \omega}{\partial y} - \frac{\partial v}{\partial z} \right) \mathbf{i} + \left(\frac{\partial u}{\partial z} - \frac{\partial \omega}{\partial x} \right) \mathbf{j} + \left(\frac{\partial v}{\partial x} - \frac{\partial u}{\partial y} \right) \mathbf{k}$$

Si comparamos esta ecuación de vorticidad con la definición de rotacional de un vector se obtiene:

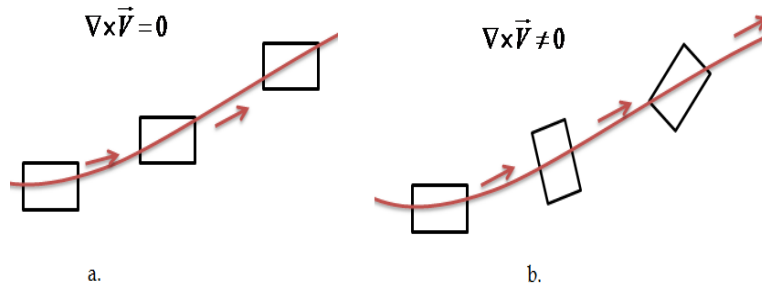
$$\xi = \nabla \times \vec{V}$$

Figura 75. Vorticidad en una partícula de fluido



Con la definición de vorticidad como el rotacional del vector rotacional tenemos dos tipos de flujos; flujo rotacional y flujo irrotacional. En el flujo rotacional las partículas de fluido rotan en el irrotacional no lo hacen.

Figura 76. Flujos a) Irrotacional b) Rotacional



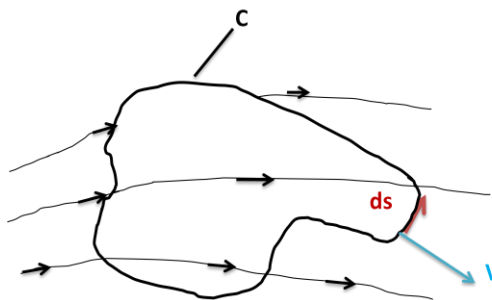
G.3.2.1.3.5 Circulación

La circulación, se denota con la letra griega mayúscula gamma (Γ), es definida como:

$$\Gamma = -\oint_C \vec{V} \cdot d\vec{s} \left[\frac{m^2}{s} \right]$$

Donde V es el vector de velocidad de flujo y ds es el vector de longitud que describe la forma del cuerpo.

Figura 77. Circulación

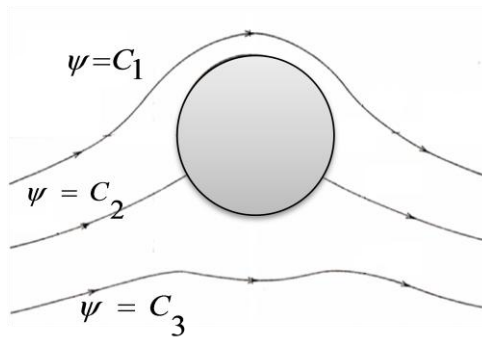


Si se recurre al cálculo en el cual se establecen relaciones entre integrales de línea y superficie se obtiene que si el flujo es irrotacional ($\nabla \times V = 0$), la circulación $\Gamma = 0$.

G.3.2.1.3.6 Función corriente (ψ)

- Es una función ψ (X, Y) que cuantifica el flujo transportado en una región del espacio.
- Es constante a lo largo de una línea de corriente, luego da la ecuación de una línea de corriente.
- Provee un medio matemático para dibujar e interpretar campos de flujo

Figura 78. Función corriente



Lo más importante de la función corriente es que la velocidad de flujo puede ser obtenida al diferenciar la función corriente tal como se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$u = \frac{\delta\psi}{\delta y} \quad , \quad v = -\frac{\delta\psi}{\delta x}$$

G.3.2.1.3.7 Función potencial de velocidad (Φ) [m²/s]

Es una función $\Phi(x,y,z)$ cuya derivada con respecto a la distancia en cualquier dirección proporciona la velocidad en dicha dirección.

Es de útil uso en el campo de flujos externos ya que la velocidad de flujo se puede representar como el gradiente de la función potencial.

$$\vec{V} = \nabla\phi$$

$$u\mathbf{i} + v\mathbf{j} + w\mathbf{k} = \frac{\delta\phi}{\delta x}\mathbf{i} + \frac{\delta\phi}{\delta y}\mathbf{j} + \frac{\delta\phi}{\delta z}\mathbf{k}$$

De la comparación de estas dos ecuaciones se obtienen las ecuaciones que me dan las componentes de la velocidad de flujo:

$$u = \frac{\delta\phi}{\delta x} \quad v = \frac{\delta\phi}{\delta y} \quad w = \frac{\delta\phi}{\delta z}$$

G.3.2.1.3.8 Función potencial de velocidad Vs función corriente

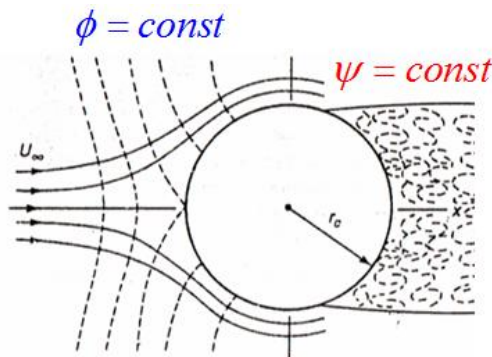
Como se ha visto hasta ahora, las funciones potenciales de velocidad y función corriente son muy necesarias para el facilitar en análisis de flujos externos.

De acuerdo a sus definiciones se puede apreciar que estas guardan algunas relaciones que se nombran a continuación:

- Las velocidades de flujo son obtenidas por diferenciación de Φ en la misma dirección de las velocidades, mientras en la función corriente ψ es diferenciando en la dirección normal de la velocidad. Esto es $u = \frac{\delta\phi}{\delta x} = \frac{\delta\psi}{\delta y}$

- La función potencial solo es definida para flujos irrotacionales, en cambio la función corriente puede ser usada en flujo irrotacionales y rotacionales.
- La función potencial aplica para flujos en tres dimensiones, la función corriente solo en dos dimensiones.
- La función potencial es perpendicular a la función corriente.

Figura 79. Función potencial y función corriente

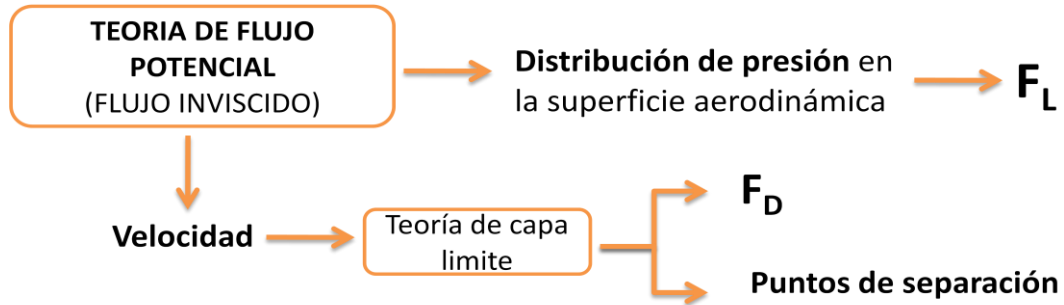


G.3.2.2 Teoría de flujo potencial

Como se pudo notar anteriormente, afuera de la capa límite existe un flujo no viscoso y la estela. Para una superficie aerodinámica la capa límite es bastante delgada, y el flujo no viscoso da una buena aproximación del flujo propiamente dicho; se utiliza para predecir la distribución de presión en la superficie, la cual da una buena estimación de la sustentación. También dará la velocidad a utilizar como condición límite en la solución de capa límite, solución con la cual se estima el arrastre y se predice posibles puntos de separación. Por consiguiente, la solución de flujo no viscoso (inviscido) es muy importante en el estudio de flujos

externos y la determinación de las fuerzas de sustentación y arrastre se puede ver en la Figura 80.

Figura 80. Teoría de flujo potencial



Al flujo potencial también se le conoce como flujo irrotacional, es decir el flujo potencial es un flujo con vorticidad cero: $\xi = \nabla \times \vec{V} = 0$

El campo de velocidad de un flujo irrotacional está definido por el gradiente de la función potencial de velocidad: $\vec{V} = \nabla \phi$

Con la velocidad dada por el gradiente de la función potencial, la ecuación diferencial de continuidad (Ecuación de Laplace), para un flujo incompresible es

$$\nabla \cdot \nabla \phi = \nabla^2 \phi = 0$$

Esta ecuación expresada en coordenadas rectangulares se escribe

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0$$

Con las condiciones limite apropiadas esta ecuación es resuelta. Sin embargo, los problemas tridimensionales son bastante difíciles, por lo se presta atención a flujos planos. Con esta consideración la ecuación se convierte en:

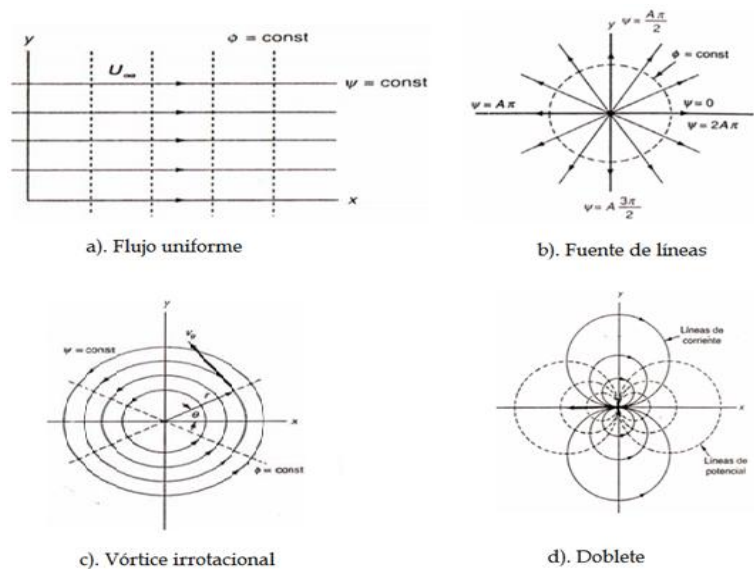
$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} = 0$$

Aun con esta simplificación, la ecuación de Laplace⁴⁴ no se resuelve, se recurre al uso de las funciones corriente y potencial y se identifican algunas funciones simples que satisfacen la ecuación de Laplace y luego se superponen para crear flujos de interés.

G.3.2.2.1 Flujos simples

A continuación, se identifican algunas funciones simples que satisfacen la ecuación de Laplace, ilustradas en la Figura 81.

Figura 81. Cuatro flujos potenciales



⁴⁴ Pierre Simon Laplace, astrónomo, físico y matemático francés.

Las funciones correspondientes a los cuatro flujos potenciales se muestran en la tabla 10.

Tabla 17. Funciones de los flujos potenciales

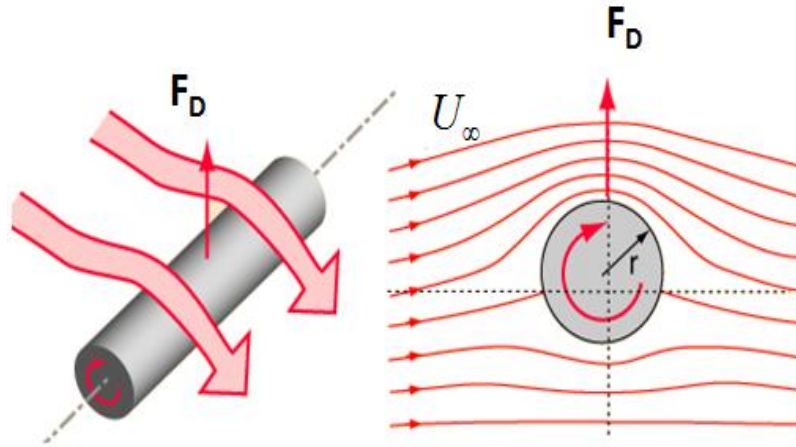
FLUJO	FUNCIONES	
Uniforme	$\psi = U_{\infty}y$	$\phi = U_{\infty}x$
Fuente de líneas	$\psi = \frac{q}{2\pi}\theta$	$\phi = \frac{q}{2\pi}\ln r$
Vórtice irrotacional	$\psi = \frac{\Gamma}{2\pi}\ln r$	$\phi = \frac{\Gamma}{2\pi}\theta$
Doblete	$\Psi = \frac{\mu \operatorname{sen}\theta}{r}$	$\phi = -\frac{\mu \operatorname{cos}\theta}{r}$

Con estos flujos simples y sus funciones se pueden construir flujos planos complicados.

G.3.2.2.2 Superposición

Los flujos simples presentados anteriormente son de particular interés porque pueden ser superpuestos entre sí para formar flujos más complicados de importancia en el campo de la ingeniería.

Figura 82. Flujo alrededor de un cilindro rotatorio



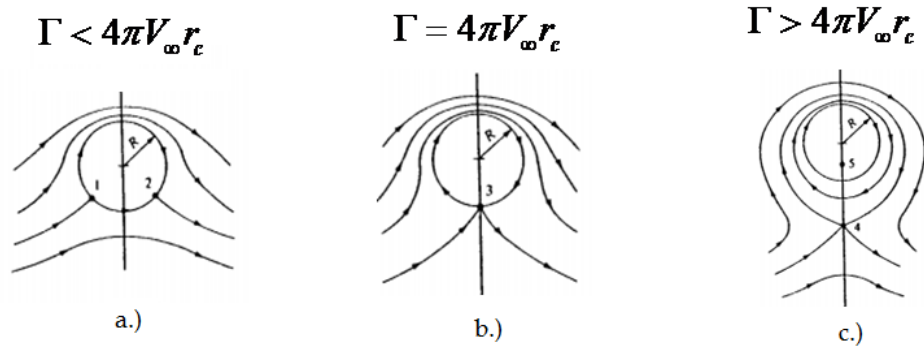
Por ejemplo, el flujo alrededor de un cilindro rotatorio se puede construir superponiendo el flujo uniforme + el doblete + vórtice irrotacional, el resultado es

$$\Psi = U_{\infty} r \sin\theta - \frac{\mu \sin\theta}{r} + \frac{\Gamma}{2\pi} \ln r$$

De la función corriente se tiene $v_{\theta} = -\frac{\delta\psi}{\delta r}$, y si se iguala a cero esta velocidad se podrían localizar los puntos de estancamiento del flujo superpuesto como se muestra en la Figura 83:

$$v_{\theta} = -\frac{\delta\psi}{\delta r} = -2U_{\infty} \sin\theta - \frac{\Gamma}{2\pi r_c} = 0 \Rightarrow \sin\theta = -\frac{\Gamma}{4\pi U_{\infty} r_c}$$

Figura 83. Puntos de estancamiento en un cilindro rotatorio



En la Figura 83 a) hay dos puntos de estancamiento sobre el cilindro, en b) solo hay un punto de estancamiento para $\theta = 270^\circ$ y en c) la circulación es suficientemente grande que solo hay un punto de estancamiento y esta fuera del cilindro.

Ahora la ecuación de Bernoulli entre el punto de estancamiento y un punto aguas abajo da la distribución de presión:

$$p_c = p_o - \rho \frac{v_\theta^2}{2} \Rightarrow p_c = p_o - \rho \frac{1}{2} \left(2U_\infty \sin\theta + \frac{\Gamma}{2\pi r_c} \right)^2$$

Y si se integra esta p_c desde 0 a 2π se obtiene la Fuerza de sustentación por unidad de longitud como

$$F_L = - \int_0^{2\pi} p_c \sin\theta r_c d\theta = \rho U_\infty \Gamma$$

Esta última expresión da una excelente expresión de la sustentación en todos los cilindros, lo más importante, incluida las superficies aerodinámicas. Esta expresión forma el teorema de Kutta-Joukowski.⁴⁵

G.3.2.3 Teoría de capa límite

Una capa límite que se desarrolla sobre una superficie aerodinámica plana, tal como una superficie aerodinámica, en general es muy delgada de modo que la curvatura de la superficie puede ser ignorada y el problema se aborda como una capa límite desarrollada sobre una placa plana con un gradiente de presión no cero.

El arrastre se obtiene integrando el esfuerzo cortante viscoso en la pared. Para predecir el cortante en la pared, se debe conocer el gradiente de velocidad en la pared. Este gradiente se obtiene de la solución de flujo inviscido.

En la solución de teoría de capa límite se debe tratar por en dos partes; la capa límite laminar y la capa límite turbulenta. la región de transición por ser tan corta, se omite en los cálculos.

⁴⁵ Martin Kutta, alemán que impulsó el desarrollo de la aerodinámica a principios del siglo xx.

Apéndice H

Sesión 8

H. PERFILES AERODINÁMICOS

H.1 INTRODUCCIÓN

El elemento básico de un aerogenerador o turbina de viento es el rotor, que está formado por una o varias hélices o palas, (su teoría de cálculo elemental es análoga a la de las hélices de avión).

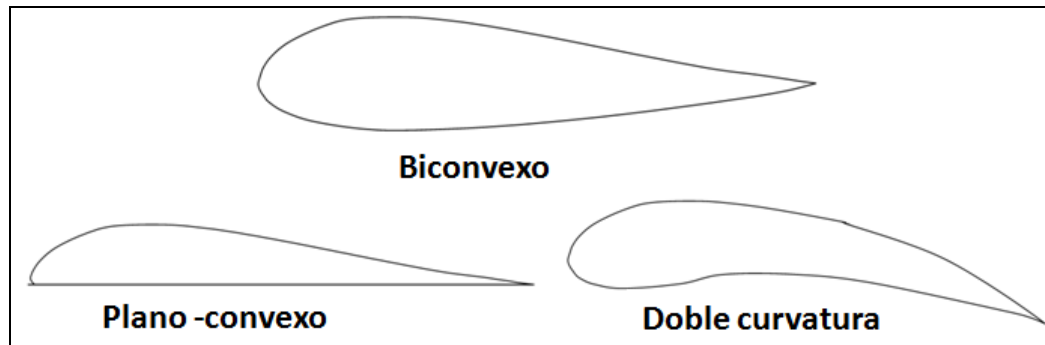
En el rotor están situadas las palas, cuyo número es variable según los casos; cada pala tiene un perfil que tiene forma aerodinámica; éstos perfiles tienen un extremo romo, que es el borde de ataque mientras que el otro extremo, de forma afilada, es el borde de salida (Figura 84).

Los perfiles tienen distintos nombres según su geometría y se denominan:

- Biconvexos si el intradós y el extradós⁴⁶ son convexos
- Plano-convexos si tienen el extradós convexo y el intradós plano
- Doble curvatura si el intradós y el extradós son cóncavos.

⁴⁶ El extradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en depresión, y el intradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en sobrepresión.

Figura 84. Nombres de los perfiles según la geometría



Los perfiles empleados en las palas de las turbinas de viento son similares a los empleados en una sección del ala de un avión.

H.2 TERMINOLOGÍA EMPLEADA EN PERFILES

En el diseño de palas es necesario mantener claro una serie de conceptos:

- La línea de cuerda es una línea recta que une el borde de ataque y el borde de fuga del perfil.
- La cuerda es la longitud de la línea anterior. Todas las dimensiones de los perfiles se miden en términos de la cuerda.
- La línea de curvatura media es la línea media entre el extradós y el intradós.
- Curvatura máxima es la distancia máxima entre la línea de curvatura media y la línea de cuerda. La posición de la curvatura máxima es importante en la determinación de las características aerodinámicas de un perfil.

- Espesor máximo es la distancia máxima entre la superficie superior e inferior (extradós e intradós). La localización del espesor máximo también es importante.
- Radio del borde de ataque es una medida del afilamiento del borde de ataque. Puede variar desde 0, para perfiles supersónicos afilados, hasta un 2% (de la cuerda) para perfiles más bien achatados.
- Borde de ataque

Figura 85. Terminología básica en perfiles



H.3 VARIABLES GEOMÉTRICAS EN LOS PERFILES

En la geometría de un perfil existen cuatro variables principales:

- Configuración de la línea de curvatura media. Si esta línea coincide con la línea de cuerda, el perfil es simétrico. En los perfiles simétricos la superficie superior e inferior tiene la misma forma y equidistan de la línea de cuerda.
- Espesor.
- Localización del espesor máximo.
- Radio del borde de ataque.

H.4 FUERZAS SOBRE UN PERFIL

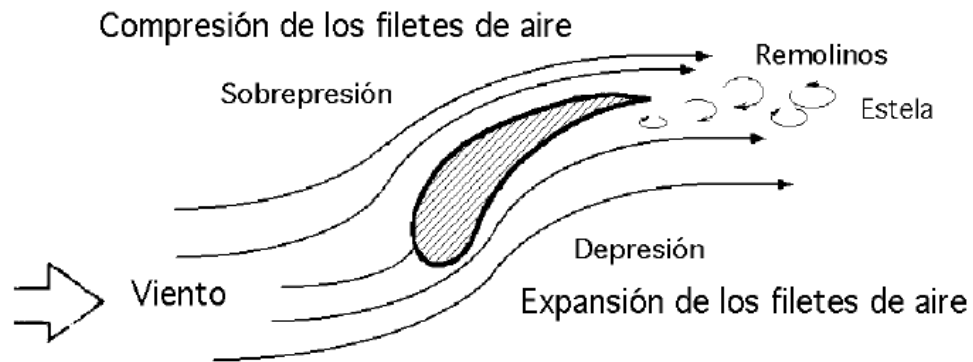
Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance, deformando los filetes fluidos; esto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento, Figura 85.

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 aplicación es su centro aerodinámico, (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 v , en la forma:

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

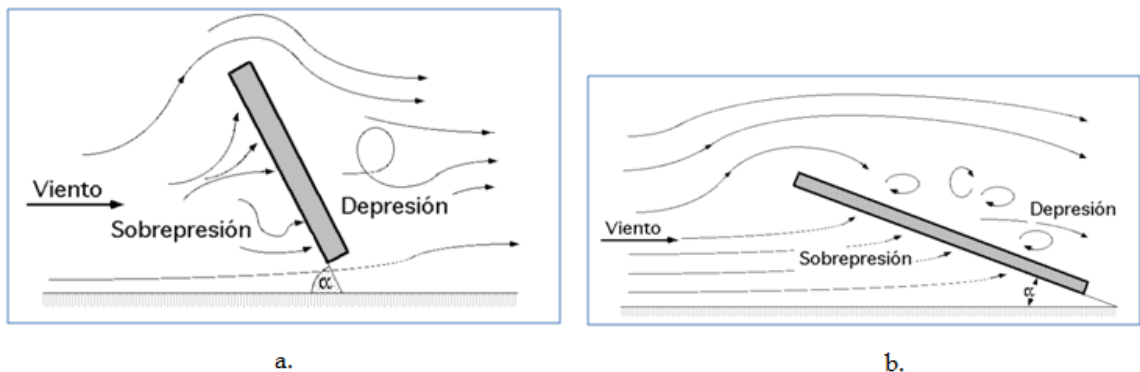
en la que k es un coeficiente que depende del ángulo α de incidencia, de las unidades elegidas y de la turbulencia del movimiento; C_w es un coeficiente de resistencia (penetración), ρ es la densidad del aire y S la sección frontal del perfil.

Figura 86. Perfil situado en el seno de una corriente fluida



Si el ángulo α que forma el plano de la placa con la dirección del viento es grande, existe una sobrepresión en la parte delantera de la placa y una depresión en su parte posterior, Figura 87a; 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 87b, conocida como fuerza de sustentación o de elevación.

Figura 87. Viento sobre una placa plana inclinada



Para perfiles planos (fijos) de longitud L paralelos a la velocidad v del viento y con la densidad del aire y viscosidad evaluados, el valor del número de Reynolds es:

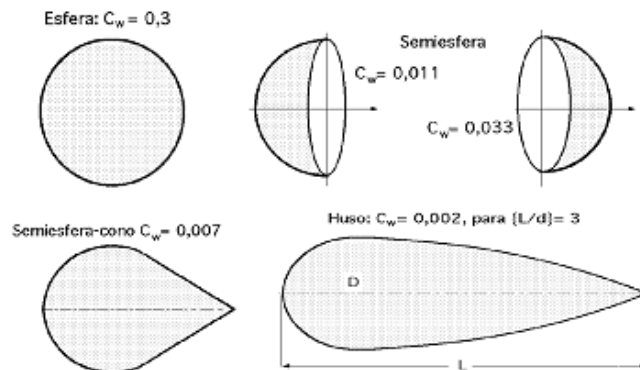
$$Re = \frac{\rho v L}{\mu}$$

El valor de C_w viene dado por

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{regimen laminar } C_w = \frac{1.328}{\sqrt{Re}} : Re < 10^5 \\ \text{regimen turbulento } \left\{ \begin{array}{l} C_w = \frac{0.074}{Re^{1/5}} : 10^5 < Re < 10^7 \\ C_w = \frac{0.455}{(\log Re)^{-2.58}} : Re > 10^7 \end{array} \right. \end{array} \right.$$

Para otros perfiles no planos con su eje de simetría paralelo a la dirección del viento, se indica en la Figura 88 el valor del coeficiente C_w .

Figura 88. Coeficiente k para algunos perfiles semiesféricos



Si la placa no está perfilada convenientemente, las turbulencias originadas sobre el extradós disminuyen la energía cinética del aire. Si se permite que la placa se desplace bajo el efecto de la fuerza ejercida por el viento, producirá un cierto

trabajo recuperable en forma de energía mecánica; cuanto menor sea la turbulencia, mayor será este trabajo.

H.4.1 Efectos en el Número Reynolds: Viscosidad

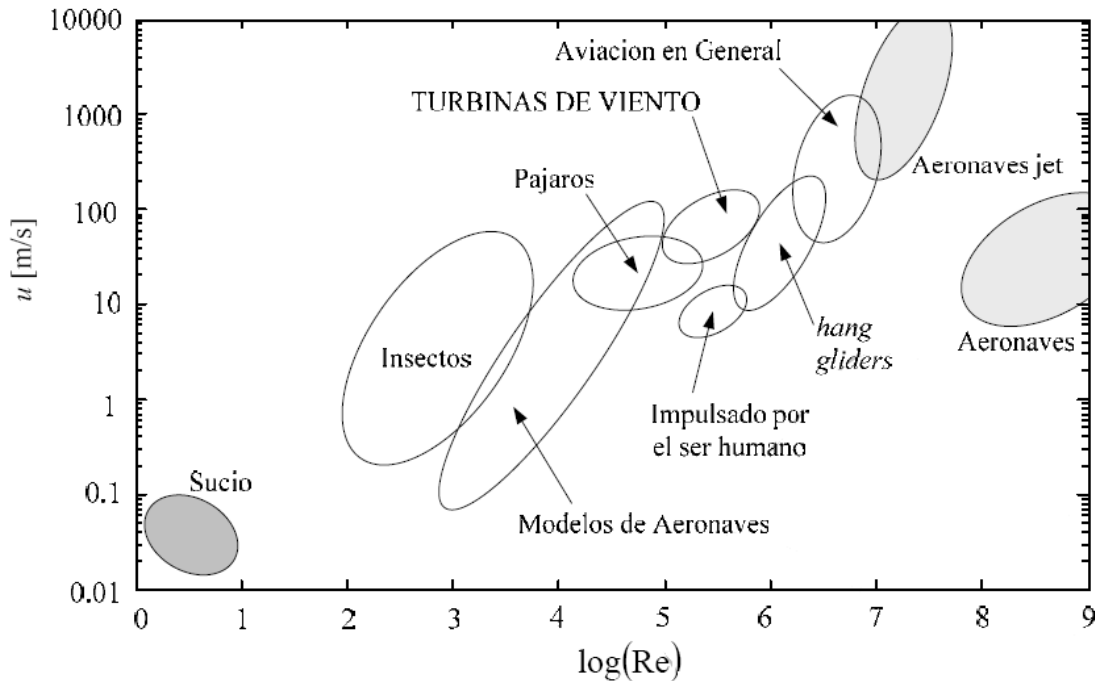
El número de Reynolds (Introducido por L. Prandtl) domina los efectos viscosos definiendo el tamaño de las capas límite. La mayoría de todos los flujos aerodinámicos ocurren a altos números de Reynolds, lo cual implica fenómenos viscosos que son limitados por capas límite estrechas. La noción de datos es algo arbitrario, aunque un valor de 0.5×10^6 es frecuentemente el límite de cambio.

Flujos a números de Reynolds de $0.1 \times 10^6 < Re < 0.5 \times 10^6$, son llamados números de Reynolds Bajos en la aerodinámica. Flujos a números de Reynolds muy bajos son denominados por la viscosidad y son mejor descritos con el uso del número de Stanton. Esos flujos (algunas veces llamados movimientos de arrastre o flujo Stokes) no son considerados dominio apropiado de la aerodinámica.

La siguiente figura muestra algunos rangos de números de Reynolds para algunos casos bien conocidos.

Las áreas sombreadas denotan muy altas y muy bajas velocidades.

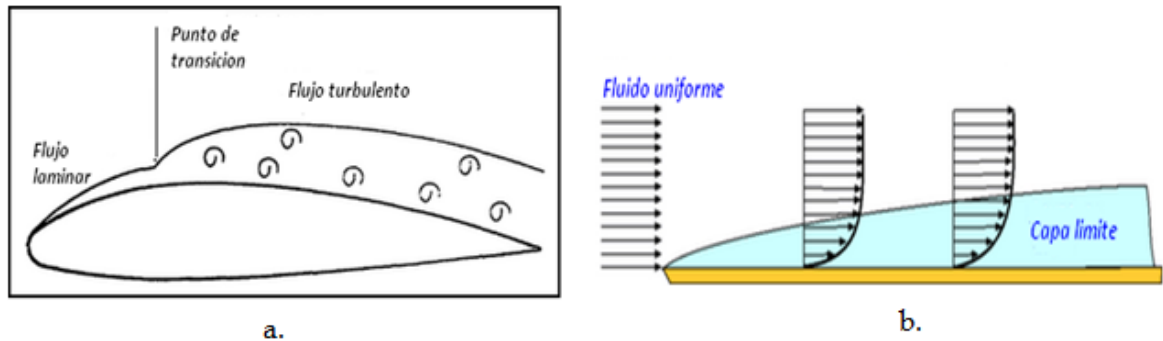
Figura 89. Rango del número de Reynolds a condiciones atmosféricas



Existen dos tipos de capa límite: la capa límite laminar y la capa límite turbulenta. La segunda es ligeramente más gruesa que la primera, y como el fluido se mueve en todas direcciones, disipa mayor energía, por lo que la fuerza de fricción derivada de ella es mayor. Así que, en principio, a un aerogenerador le interesa que su capa límite sea siempre laminar

Sin embargo, una capa límite turbulenta tiene una ventaja muy importante frente a una capa límite laminar. El flujo laminar va perdiendo velocidad a lo largo de la capa límite, hasta que finalmente se para o incluso retrocede, provocando que la capa límite se desprenda y el flujo ya no siga la forma de la superficie. Este efecto es especialmente perjudicial en el aerogenerador, ya que la sustentación depende de que el flujo siga la forma del perfil del ala.

Figura 90. (a) Desarrollo capa límite, (b) Perfil de velocidad en la capa límite



Una capa límite turbulenta, en cambio, hace que parte de la energía cinética de la zona exterior se transmita al interior, estimulando el avance de las zonas de menor velocidad. Además, cuando la capa límite se desprende, la sección efectiva del objeto aumenta de una manera considerable debido a que el fluido no sigue su forma, de modo que la resistencia también es mucho mayor. Cuanto menor sea el desprendimiento, menor será dicha sección efectiva, y por tanto menor será la resistencia (el aire tendrá que desviarse menos para rodear el obstáculo).

H.4.2 Fuerzas de arrastre y sustentación

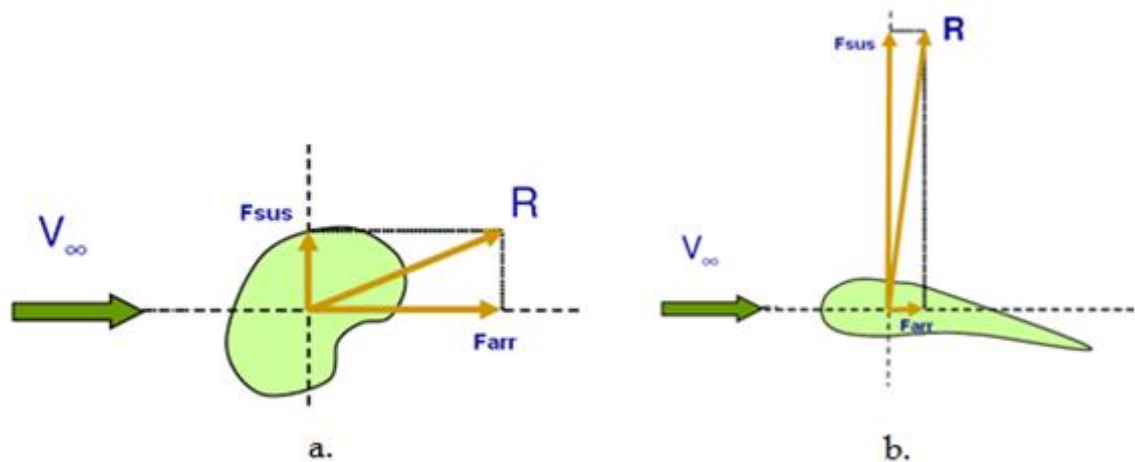
La componente de R en la dirección del viento es la fuerza de arrastre F_{arr} , mientras que la componente de R perpendicular a la fuerza de arrastre es la fuerza ascensional o de sustentación F_{sus} :

$$F_{arr} = R \operatorname{sen} \alpha \quad , \quad F_{asc} = R \operatorname{cos} \alpha$$

La fuerza R es siempre normal a la cuerda del perfil, que es al mismo tiempo su longitud característica; 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.

Figura 91. Fuerzas sobre (a) un cuerpo romo, (b) una superficie aerodinámica



En el diseño de aerogeneradores se busca que la fuerza de sustentación sea mucho más grande que la fuerza de arrastre, por ejemplo, para perfiles en aviones y grandes aerogeneradores la relación de fuerza de sustentación a fuerza de arrastre esta alrededor de 120, en aerogeneradores pequeños alrededor de 30 y en aerobombas alrededor de 10.

H.5 CLASIFICACIÓN DE LOS PERFILES NACA

La mayor parte del desarrollo de perfiles en los Estados Unidos ha sido realizado a partir de 1929 por el Comité Nacional de Aeronáutica (NACA -National Advisory Committee of Aeronautics), que fue precursor de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA) y vienen definidos por un conjunto de números

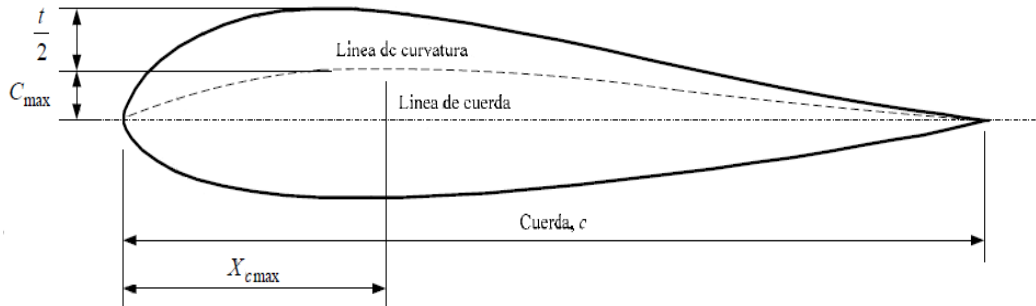
que definen su geometría. Las primeras series estudiadas fueron las llamadas “de cuatro dígitos”. El primero de los dígitos daba la curvatura en porcentaje de la cuerda; el segundo daba la posición de la curvatura máxima en décimas de la cuerda y los dos últimos dígitos el espesor máximo en porcentaje de la cuerda.

El desarrollo posterior llevó a las series de cinco dígitos, series 1, y, con la llegada de altas velocidades, los denominados de flujo laminar. Estos corresponden a las series 6 y 7 y resultan del desplazamiento hacia atrás del punto de espesor máximo y la reducción del radio de borde de ataque. De este diseño se obtiene dos resultados principales; en primer lugar se desplaza hacia atrás el punto de presión mínima, aumentando con ello la distancia desde el borde de ataque en la que existe flujo laminar y reduciendo la resistencia y en segundo lugar, aumenta el número crítico de Mach, permitiendo incrementar la velocidad del avión sin la aparición de problemas de compresibilidad. En los perfiles de serie 6, el primer dígito indica la serie y el segundo la posición de presión mínima en décimas de la cuerda. El tercer dígito representa el coeficiente de sustentación en décimas y los dos últimos dígitos el espesor en porcentaje de la cuerda.

H.5.1 Perfiles NACA

Los perfiles son generados por polinomios que describen la forma de la línea de curvatura (camber line) y la distribución de espesor (thickness distribución). La línea de curvatura es definida como el punto medio entre la superficie superior e inferior y es determinado por polinomios que especifican su distancia desde el punto de cuerda.

Figura 92. Terminología empleada en perfiles



Las superficies del perfil son calculadas agregando una distribución de grosor a la línea de curvatura, con la distribución de espesor especificada por un polinomio adicional. El grosor es agregado en una dirección localmente normal a la línea de curvatura.

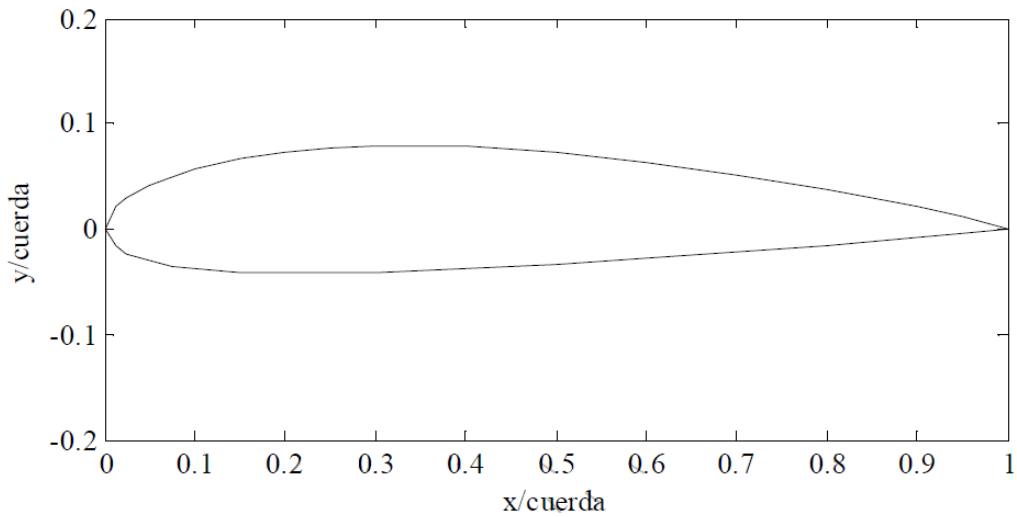
H.5.2 Serie NACA de 4 dígitos

Son basados en criterios de geometría, con los dígitos de la máxima curvatura, X_{cmax} , y el máximo grosor t . Los cuatro dígitos definen:

- La primera cifra tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en porcentaje %, proporcionando la máxima curvatura C_{max} .
- La segunda cifra tiene un significado geométrico e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media o máxima curvatura X_{cmax} .
- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo en porcentaje respecto a la cuerda.

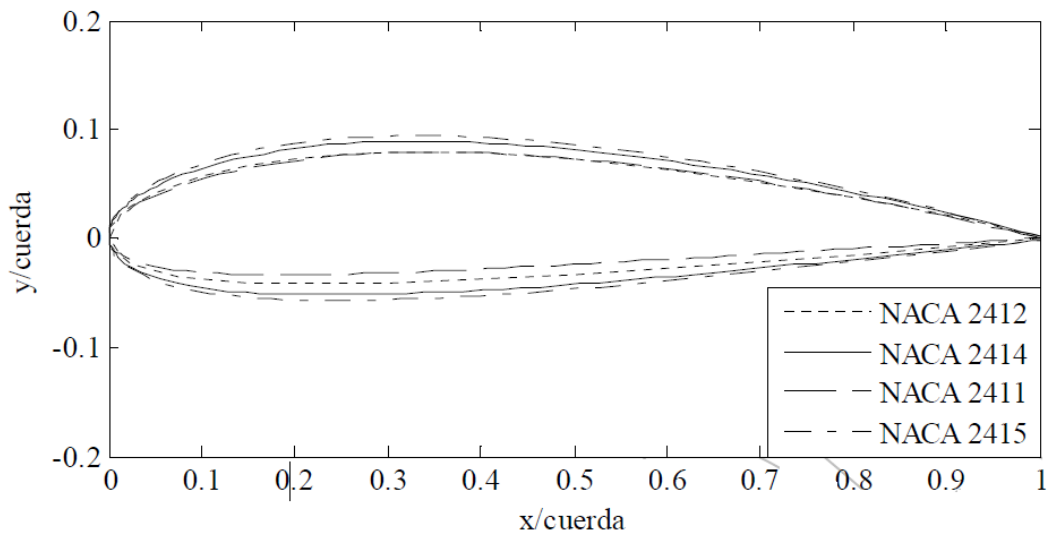
El perfil se obtiene mediante dos parábolas tangentes en el punto de máxima línea media como se muestra en la Figura 93.

Figura 93. Contorno del perfil NACA 2412



Por ejemplo, un perfil NACA 2412 tiene la curvatura máxima del 2 % de la cuerda, situada en el punto del 40 % de la cuerda (medido desde el borde de ataque) y con un espesor máximo del 12 % de la cuerda. El perfil NACA 0012 es un perfil simétrico (de curvatura 0).

Figura 94. Comparación de algunos perfiles NACA 241X



H.5.21 Pasos para dibujar un perfil aerodinámico NACA de cuatro dígitos.

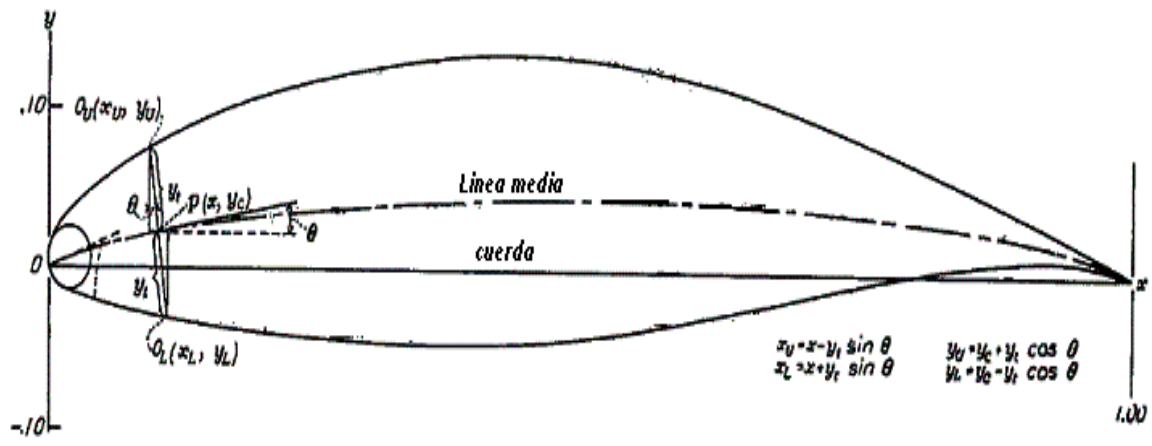
Antes de mostrar las formulas para el trazado del perfil se debe recordar que:

El primer dígito (m) expresa la curvatura máxima en porcentaje de la cuerda. Curvatura máxima es la distancia máxima entre la línea de curvatura media y la línea de cuerda.

El segundo dígito (p) nos indica la posición en la que ocurre la curvatura máxima expresada en decimas de la cuerda medidas desde el borde de ataque.

Los dos últimos dígitos (t) expresan el máximo espesor (máxima distancia entre extradós e intradós), expresado en porcentaje de la cuerda.

Figura 95. Nomenclatura de un perfil NACA



Teniendo claro la nomenclatura seguimos los pasos sugeridos por la NACA:

1) **Determinar la línea de curvatura media.** Esto se logra mediante una función a trozos o por parte:

$$y_c = m \frac{x}{p^2} \left(2p - \frac{x}{c} \right) \quad \text{para } 0 < x \leq p.c$$

$$y_c = m \frac{c-x}{(1-p)^2} \left(1 + \frac{x}{c} - 2p \right) \quad \text{para } p.c < x \leq c$$

2) **Determinar la distribución de espesor del perfil.**

Usar la siguiente fórmula:

$$y_t = \frac{t}{0,20} \left[0,2969 \sqrt{\frac{x}{c}} - 0,1260 \left(\frac{x}{c} \right) - 0,3516 \left(\frac{x}{c} \right)^2 + 0,2843 \left(\frac{x}{c} \right)^3 - 0,1015 \left(\frac{x}{c} \right)^4 \right]$$

La distribución de espesor (y_t) se mide desde la línea de curvatura media (mean line) hacia los extradós y hacia los intradós (Figura 95), esto explica el porqué de los signos “+” y “-“ en la ecuación, además se observa que las distribuciones de espesor son perpendiculares a la tangente a la línea de curvatura media (mean line), por ello presentan cierta inclinación, que varía a lo largo del eje x . Se aclara que no es necesario trazar (y_t) ya que es tan solo un paso intermedio en nuestro cálculo.

3) **Determinar el ángulo θ que forman las tangentes a la línea de curvatura media con la línea de cuerda para cada punto.**

En cálculo al derivar la función de línea de curvatura media con respecto a x , se obtiene:

$$\theta = \arctan\left(\frac{dy_c}{dx}\right)$$

$$\tan(\theta) = \frac{2m}{p^2} \left(p - \frac{x}{c}\right) \quad \text{para } 0 < x \leq p.c$$

$$\tan(\theta) = \frac{2m}{(1-p)^2} \left(p - \frac{x}{c}\right) \quad \text{para } 0 < x \leq p.c$$

Por lo tanto al aplicar la tangente inversa a la $\tan(\theta)$ obtendremos θ .

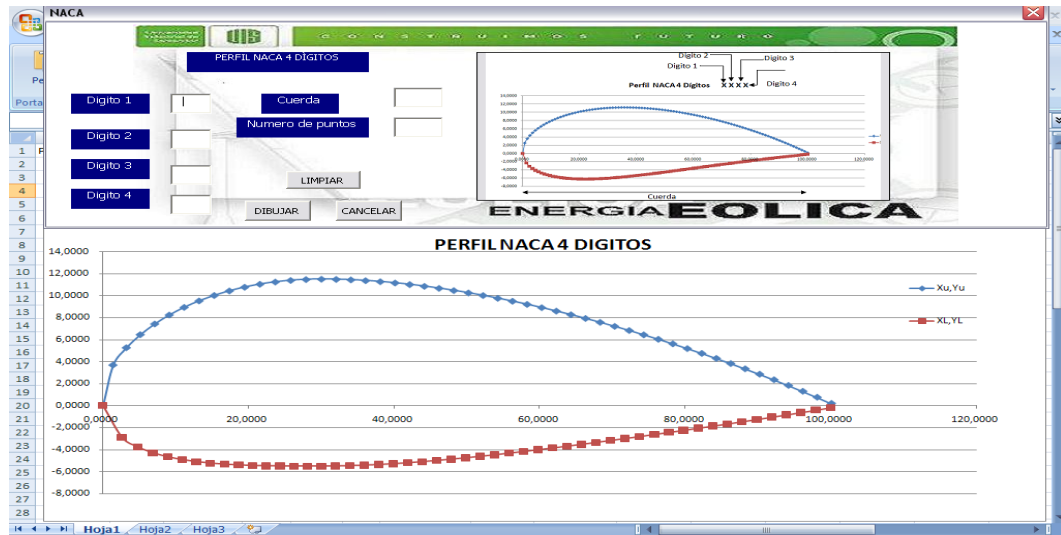
4) Finalmente se obtienen los pares (x_u, y_u) y (x_L, y_L) con las siguientes formulas.

$$\begin{aligned} x_u &= x - y_t \text{ sen } \theta & y_u &= y_c + y_t \cos \theta \\ x_L &= x + y_t \text{ sen } \theta & y_L &= y_c - y_t \cos \theta \end{aligned}$$

Dibujando estos pares en un eje XY y uniendo los puntos obtendremos el perfil deseado.

Para este proyecto se elaboro un programa básico en Excel (Figura 96) para graficar los resultados, de tal manera que solo es necesario ingresar los cuatro dígitos la longitud de la cuerda y el número de puntos que se quieren graficar.

Figura 96. Programa en Excel para dibujar un perfil NACA de 4 dígitos



H.5.3 Serie NACA de 5 dígitos

La serie de perfiles NACA de 5 dígitos fueron derivados para proveer un desempeño aerodinámico específico.

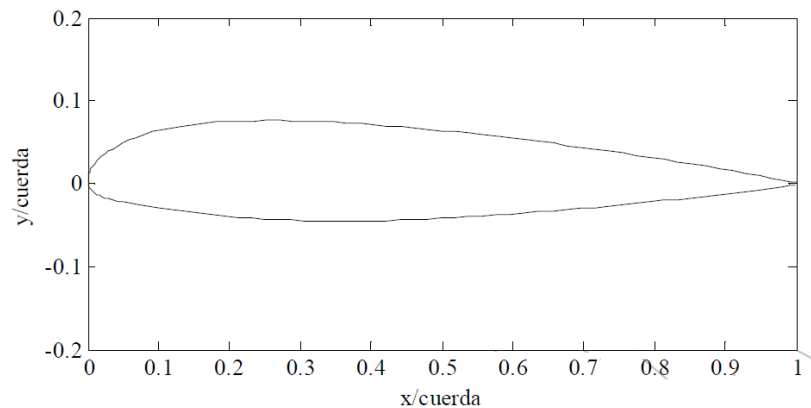
- La primera cifra indica el valor del coeficiente de sustentación ideal de la curvatura del perfil, multiplicado por 20 y dividido por 3.
- Las dos cifras siguientes indican el doble de la posición de la flecha máxima de la línea media (curvatura) en % de la cuerda.
- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo de la cuerda en %, igual al del perfil NACA de 4 cifras

El perfil se obtiene mediante una parábola cúbica conectada a una línea recta que llega hasta el borde de salida.

Debido a que los perfiles de la serie NACA de 5 dígitos, son destinados para un desempeño aerodinámico específico, aquí se empleará a manera de comentario solamente la serie NACA 2X0XX. El sistema de numeración de la serie es basado en un criterio menos geométrico y más un criterio empírico. Los dígitos designan la forma de la línea de curvatura, y el máximo grosor, respectivamente.

Los dos primeros dígitos especifican la forma de la línea de curvatura, los valores de C_{max} y X_{cmax} son empíricamente determinados para proveer una condición deseada para la condición de crucero en aeronaves. La línea de curvatura es definida por dos polinomios, uno delante X_{cmax} y uno después de X_{cmax} , y esos polinomios requieren algunas constantes definidas empíricamente. Las constantes son solamente definidas para la series de perfiles NACA 210XX, 220XX, 230XX, 240XX, y 250XX.

Figura 97. Contorno del perfil NACA 23012



Los últimos dos dígitos especifican el máximo grosor, como en el caso de la serie NACA de 4 dígitos, y la distribución de grosor es la misma que en la serie de 4 dígitos. El dígito central no posee significado en las series de 5 dígitos, y debe ser cero.

H.5.4 Otros perfiles NACA

Se encuentra además de las series de 4 y 5 dígitos otras series de perfiles NACA, sin embargo, estos son los perfiles que únicamente son fáciles de describir por ecuaciones algebraicas con el uso de algoritmos de ajuste de curvas.

Existen modificaciones a los perfiles NACA de 4 y 5 cifras en las cuales se adicionan dos cifras más a la nomenclatura básica, cuyo significado es el siguiente:

- La primera indica el radio de curvatura de la distribución de espesores en el borde de ataque con una escala entre 0 y 8, tal que el número 6 indica perfil no modificado
- La segunda cifra indica la posición de máximo espesor en décimas de cuerda, no estando localizado en el 30%.

Existen otros tipos de perfiles como los de la serie NASA (antecesora de la NACA), Göttinger, Clark, que incluyen en su nomenclatura no sólo características geométricas, sino también su comportamiento aerodinámico.

H.5.5 Perfiles aerodinámicos empleados en turbinas de viento

Las palas del rotor de una turbina de viento son semejantes a las alas de un avión. De hecho, los diseños de palas de rotor usan a menudo perfiles clásicos empleados en el diseño de ala de avión, como sección transversal en la parte exterior de la pala. Sin embargo, los perfiles gruesos de la parte interior de la pala suelen estar específicamente diseñados para turbinas de viento.

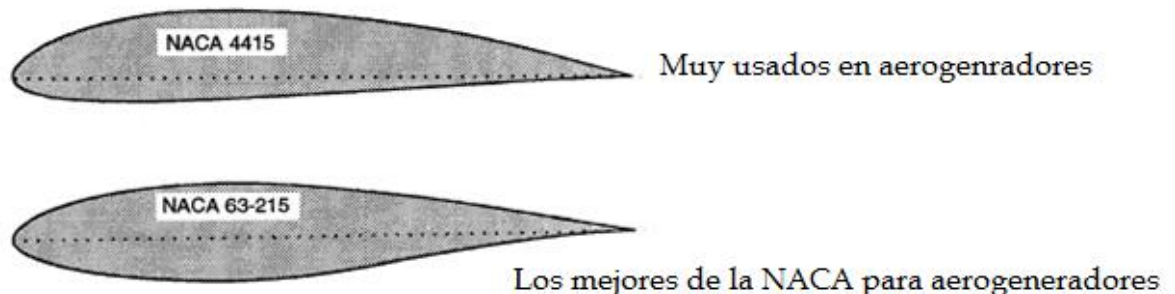
De los típicamente empleados en aviación, algunos perfiles NACA son empleados en las máquinas eólicas rápidas, siendo la serie 230XX muy utilizada en rotores para este tipo de turbinas, por ser perfiles simétricos, biconvexos, indicando la relación XX del espesor máximo.

El laboratorio Risø, indica que hay tres sub-familias de secciones de ala NACA, que son útiles en el diseño de turbinas de viento: NACA63, NACA 54 y NACA 65. Estas se diferencian las unas de las otras por la posición de la cuerda de la mínima presión. Entonces, el tercer dígito indica el coeficiente de sustentación. Los perfiles pueden ser distinguidos por su grosor, lo cual es dado por los últimos dos dígitos.

Dentro de cada familia se encuentran perfiles comúnmente usados en la industria eólica; a continuación se listan algunos de ellos:

- NACA 63-215, NACA 63-218, NACA 63-221
- NACA 63-415, NACA 63-418, NACA 63-421
- NACA 64-415, NACA 64-421
- NACA 65-415, NACA 65-421

Figura 98. Perfiles NACA para aerogeneradores



El propio laboratorio Risø, ha diseñado un perfil para diseño de turbinas de viento como lo es la familia RISØ-AX, que fue desarrollada por el Risø National Laboratory para el uso de turbinas de viento. Los perfiles de mayor uso son:

– RISØ-A1-18

– RISØ-A1-21

– RISØ-A1-24

De igual modo la familia de perfiles aerodinámicos FFA-W3-XXX son fabricados y equipados por FFA The Aeronautical Research Institute of Sweden.

H.6 EFICIENCIA AERODINÁMICA

Las fuerzas sobre el perfil normalmente son caracterizadas por coeficientes adimensionales, los coeficientes de sustentación y de arrastre, C_L y C_D respectivamente, están definidos como:

- **Coeficiente de sustentación :**
$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2}\rho V^2 A}$$

- **Coeficiente de arrastre:**
$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2}\rho V^2 A}$$

La selección del tipo de perfil debe estar basada en la relación C_L/C_D máxima que pueda llegar a alcanzarse y a su vez compatible con geometrías de pala comerciales; la relación C_L/C_D es denominada eficiencia aerodinámica.

Perfiles convencionales como los de la serie 230XX, 44XX o NACA6 tienen valores C_L/C_D en el intervalo 100-120 con un C_L de operación de 1.0 - 1.1. Perfiles avanzados como Wortmann o Liebeck tienen C_L/C_D por encima de 150 y C_L de operación de 1.5. Perfiles Whitcomb muestran C_L/C_D de 85 a 90 para C_L de 0.8.

Apéndice I

Sesión 9

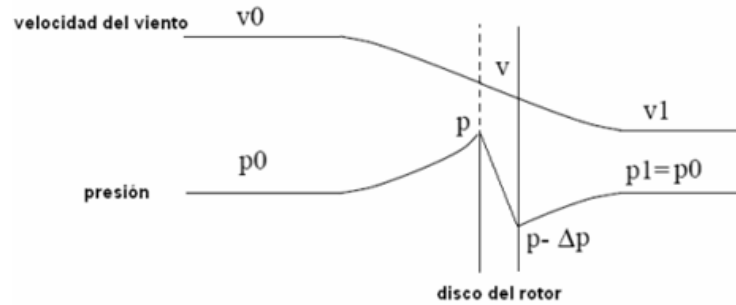
I. FUNDAMENTOS AERODINÁMICOS

I.1 INTRODUCCIÓN

La turbina de viento es una máquina para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas del rotor de la turbina rotan atravesando un campo de viento muy complejo el cual varía con la posición en el plano del rotor y con el tiempo.

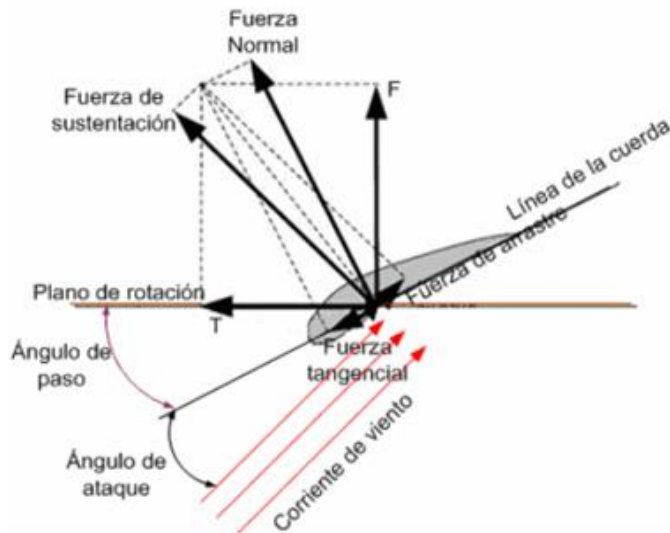
Todas las turbinas de viento, cualquiera sea su diseño, extraen la energía de presión del aire de la siguiente manera. El rotor de la turbina primero causa que el viento que se aproxima reduzca su velocidad gradualmente, lo que resulta en un aumento de la presión estática. A través del área barrida por el rotor hay una caída en la presión estática, lo que hace que la presión esté por debajo de la presión atmosférica. Como el viento continúa aguas abajo, la presión vuelve a subir a la presión atmosférica, causando más desaceleración del viento. Entonces, entre puntos alejados aguas arriba y aguas abajo no hay cambio en la presión estática pero existe una reducción considerable de energía cinética.

Figura 99. Variación de la velocidad y presión en el rotor



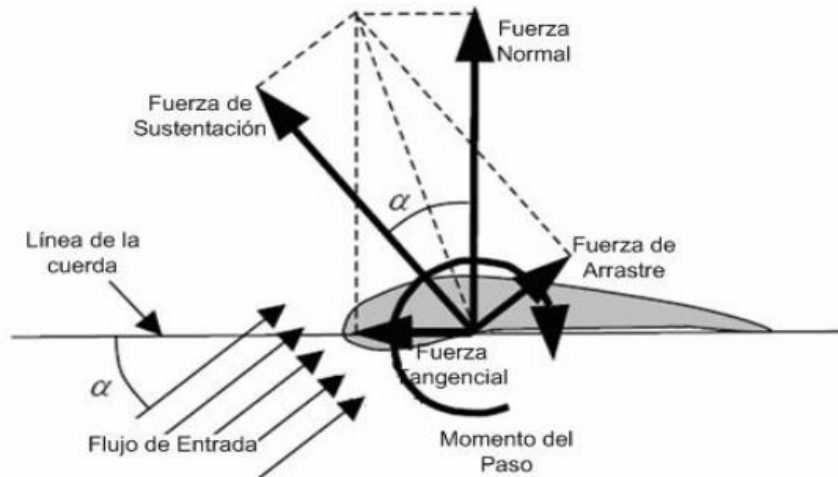
El cambio de presión induce una fuerza aerodinámica la cual es generalmente descompuesta en una fuerza de sustentación y una de arrastre, y estas fuerzas a su vez se transforman en dos fuerzas, una normal y otra tangencial como se observa en las Figuras 100 y 101.

Figura 100. Fuerzas aerodinámicas sobre la sección de una pala del rotor



Solo la fuerza T (descomposición de la fuerza total en dirección al plano de rotación) produce un torque de giro alrededor del eje del rotor. La fuerza F (perpendicular a T) solo produce pandeo en la torre y palas del rotor.

Figura 101. Fuerzas resultantes ejercidas sobre el perfil aerodinámico



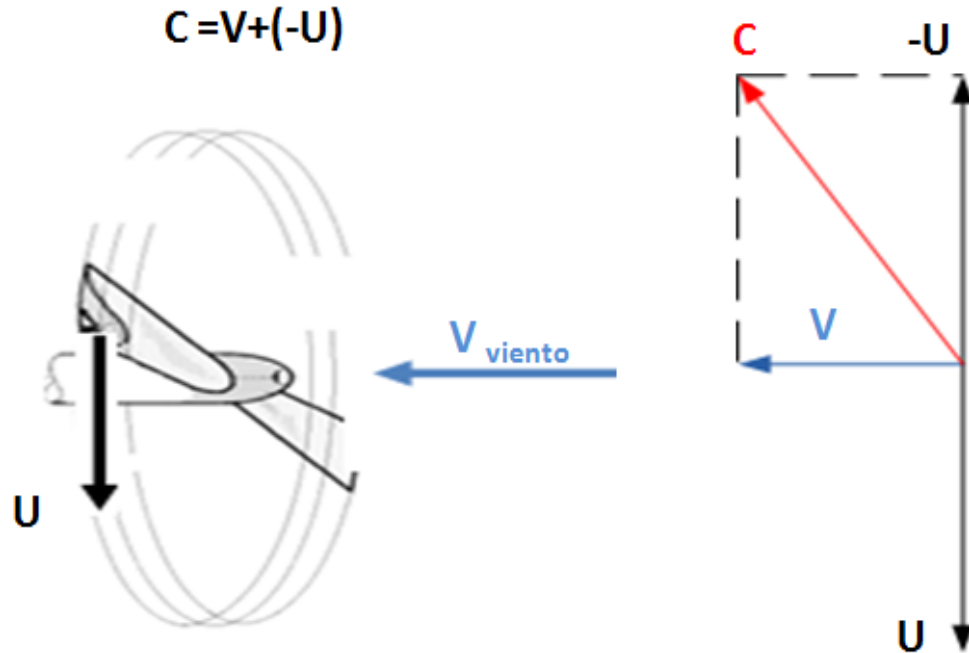
I.1.1 Velocidad relativa del viento

El viento que llega a las palas del rotor de un aerogenerador no viene de la dirección en la que el viento sopla en el entorno, es decir, de la parte delantera de la turbina. Esto es debido a que las propias palas del rotor se están moviendo.

Se necesita entonces encontrar la velocidad del viento vista desde las palas del rotor, para esto recurrimos al concepto de velocidad relativa. Recordemos que para encontrar cualquier velocidad se desarrolla una suma vectorial y se utilizan unas herramientas trigonométricas.

En la Figura 102 se puede apreciar la velocidad relativa del viento (C) como la resultante de la velocidad absoluta del viento (V) y el vector negativo de la velocidad de punta de pala.

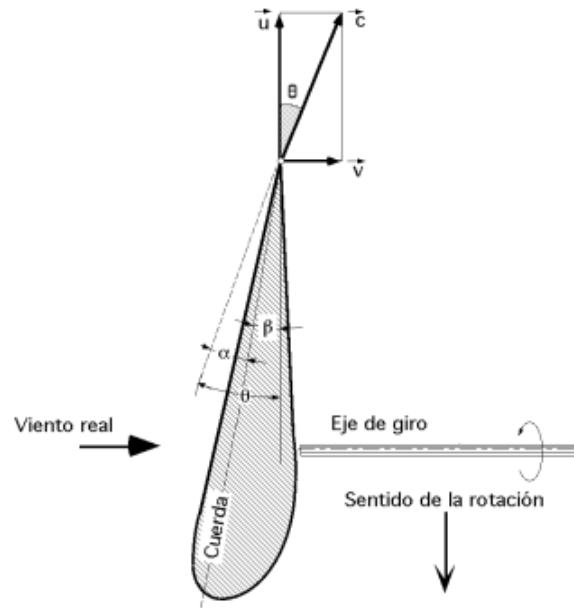
Figura 102. Velocidad relativa del viento



I.1.2 Ángulos en un perfil aerodinámico

Para el estudio de la aerodinámica de aerogeneradores es importante familiarizarse con algunos ángulos muy utilizados en cálculos eólicos. Antes de nombrar los ángulos se define la cuerda (ver Figura 103) de un perfil como aquella línea imaginaria que va desde el borde de ataque hasta el borde de salida en un perfil aerodinámico.

Figura 103. Ángulos en un perfil aerodinámico



β = Ángulo que forma una cuerda cualquiera del perfil con el plano de rotación, conocido como el ángulo de inclinación o calaje.

α = Ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad relativa del viento, conocido como ángulo de incidencia o ataque.

θ = Ángulo que forma el plano de rotación con la dirección aparente del viento que pasa por el borde de ataque, se conoce como ángulo aparente del viento.

I.2 ENERGÍA CONTENIDA DEL VIENTO

El viento es una masa de aire en movimiento, al considerar la energía cinética asociada a este tenemos:

$$E = \frac{1}{2} m \times v^2 \quad (1)$$

Donde:

E : Energía cinética [J]

m : Masa del aire [kg]

v : Velocidad del aire [m/seg]

Si dividimos por el tiempo la ecuación anterior obtenemos la potencia del viento:

$$P_{vient} = \frac{1}{2} \times \dot{m} \times v^2 \text{ [watt] (2)}$$

Donde:

\dot{m} = Cantidad de masa en unidad de tiempo [kg/seg]

$$\dot{m} = \rho \times v \times A \text{ (3)}$$

Donde:

$$\rho = \text{Densidad del aire} \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

A = Area de barrido del rotor [m^2]

Reemplazado la ecuación (2) en (3) tendremos:

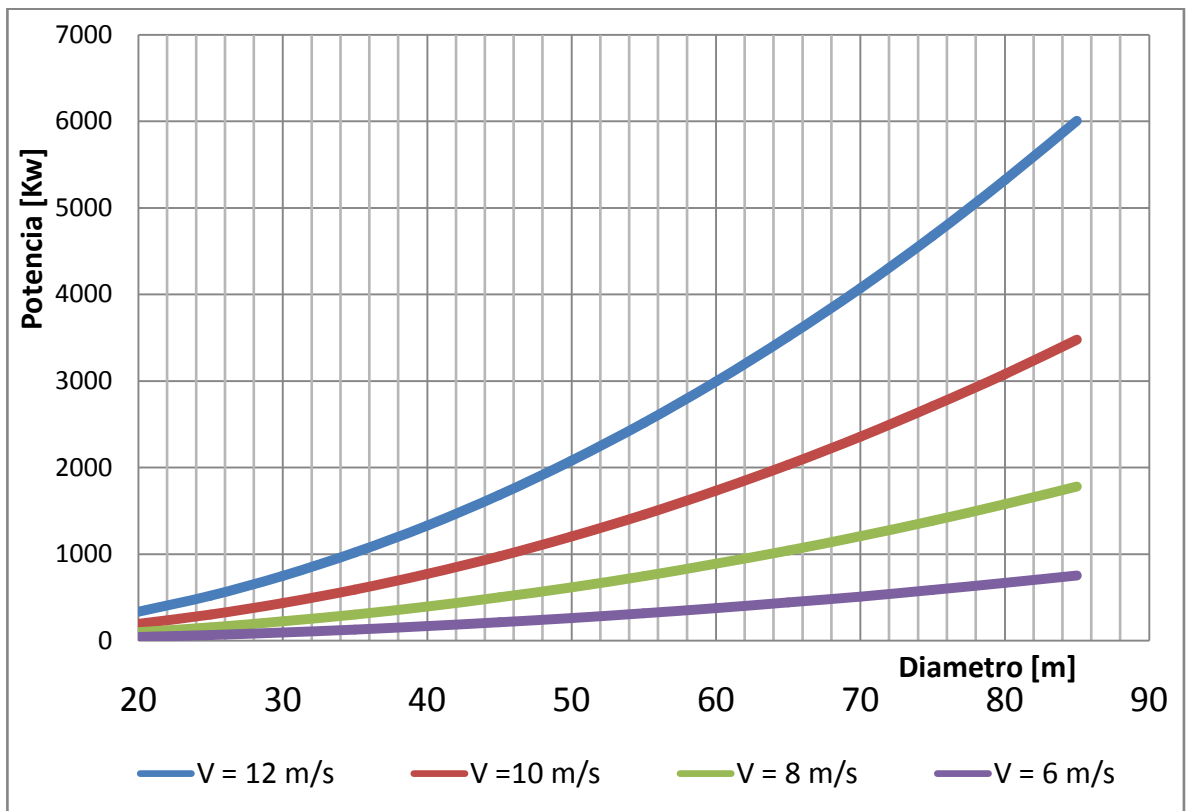
$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho \times A \times v^3 \text{ [Watt] (4)}$$

Esta ecuación representa la potencia en función del cubo de la velocidad del viento y proporcional a la superficie de la sección. En esta ecuación la potencia

representa un comportamiento cuadrático respecto al diámetro del aerogenerador si se considera la velocidad del viento constante.

En la Figura 104 se puede apreciar como varia la potencia del viento en función de la velocidad del viento y el diámetro del rotor.

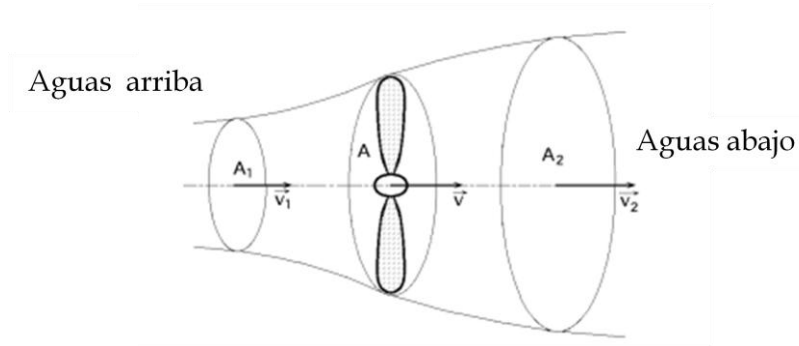
Figura 104. Potencia disponible del viento



I.3 LÍMITE DE BETZ

La ley de BETZ fue formulada por el físico alemán Albert Betz en 1919. Define la potencia captada por un aerogenerador que frena el libre movimiento del viento. (Figura 105).

Figura 105. Modelo de Betz



La hélice se supone inmersa en una corriente de aire de velocidad \vec{v}_1 , que aguas abajo posee una velocidad no nula \vec{v}_2 , lo que permite asegurar que no es posible la transformación y recuperación total de la energía del viento en otra forma de energía.

Se supondrá que aguas arriba de la hélice, el aire que circula por el tubo de corriente indicado en la Figura 105, posee una velocidad \vec{v}_1 en la sección transversal ficticia A_1 , que es la velocidad del viento sin perturbar, mientras que la velocidad \vec{v}_2 corresponde con otra sección transversal ficticia A_2 aguas debajo de la zona en que se encuentra la hélice.

En el plano que contiene la hélice, la sección transversal barrida por la misma sería un disco imaginario de sección A , siendo v la velocidad útil en la misma.

Si el disco fuese capaz de captar toda la energía cinética del viento, aguas abajo del mismo el aire estaría en reposo, y por lo tanto la velocidad \vec{v}_2 sería = 0.

Se supone que el flujo másico que circula por el tubo es constante:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}$$

La potencia captada por el aerogenerador se define como la diferencia instantánea de la energía cinética del viento antes y después de pasar por el obstáculo en un tiempo t :

$$P_{captada} = \frac{E_{cin1} - E_{cin2}}{t} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (5)$$

Donde el flujo másico es:

$$\dot{m} = \rho A v = \rho A \left(\frac{v_1 - v_2}{2} \right)$$

Reemplazando este flujo másico en la ecuación (5) tenemos:

$$P_{captada} = \frac{E_{cin1} - E_{cin2}}{t} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \left(\frac{v_1 - v_2}{2} \right) = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2)(v_1 + v_2)(v_1 - v_2)$$

De la ecuación (4) se tiene $P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3$

Se define la razón entre la potencia captada y la potencia del viento:

$$\frac{P_{captada}}{P_{viento}} = \frac{1}{4} \rho A \frac{(v_1 + v_2)(v_1 + v_2)(v_1 - v_2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{1}{2} \frac{(v_1 + v_2)(v_1 + v_2)(v_1 - v_2)}{v_1 \cdot v_1 \cdot v_1}$$

$$\frac{P_{captada}}{P_{viento}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left(1 - \frac{v_2}{v_1} \right) = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right)$$

$$\frac{P_{captada}}{P_{viento}} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (6)$$

La potencia extraída por el aerogenerador habitualmente se expresa como una fracción de la potencia del viento aguas arriba.

$$P_{captada} = P_{viento} \times C_p \quad (7)$$

Donde C_p se denomina coeficiente de potencia del rotor o eficiencia del rotor.

Graficando la ecuación (6) tomando como referencia que $0 < \frac{v_2}{v_1} < 1$ se obtiene la Figura 106. La curva define un máximo para $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$, si reemplazamos este valor en la ecuación (6) se obtiene:

$$P_{captada} = 0,59 P_{viento} \quad (8)$$

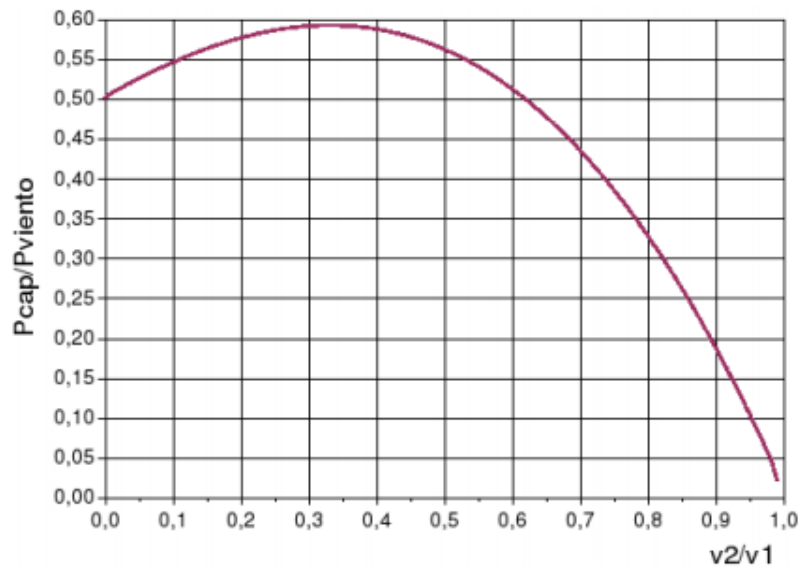
Esta ecuación (8) se denomina Ley de Betz, y representa la máxima cantidad de energía del viento que se puede transformar en energía mecánica rotacional.

Esta ecuación es un límite teórico ideal ya que no considera los siguientes factores reales de operación:

- Resistencia aerodinámica de las palas

- Compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

Figura 106. Curva de eficiencia de Betz



I.3.1 Características de la ecuación de Betz

- Representa la máxima cantidad de energía del viento que se puede transformar en energía mecánica rotacional.
- Es un límite teórico ideal ya que no considera los siguientes factores reales de operación como la resistencia aerodinámica de las palas, compresibilidad del fluido e interferencia de las palas.
- Entrega un resultado de suma importancia para el desarrollo de todo tipo de máquinas eólicas

- Es imposible alcanzar este valor en la práctica. Actualmente los valores que se llegan a obtener están entre 0,4 y 0,5.

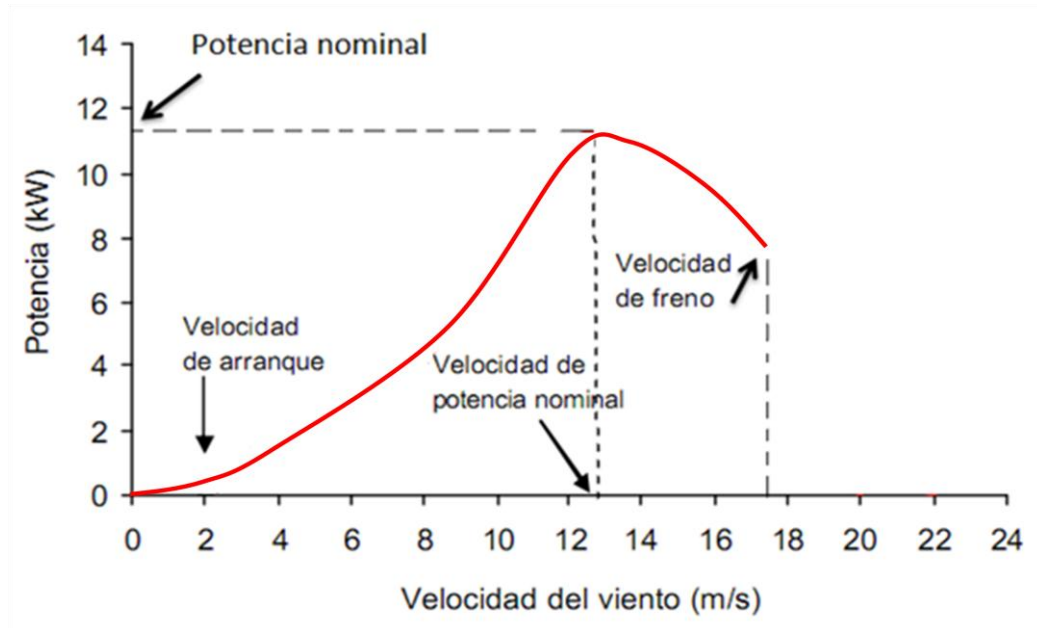
I.4 CURVA DE POTENCIA DE AEROGENERADORES

Es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Dicha curva es una de las características más significativas de los aerogeneradores, ya que cada tipo de aerogenerador tiene su propia curva de potencia. En la Figura 107 se muestra una curva típica de un aerogenerador de pequeña potencia, en esta curva se pueden observar cuatro parámetros que son:

- Velocidad de arranque: velocidad del viento a partir de la cual el aerogenerador comienza a producir electricidad.
- Potencia nominal: Potencia neta especificada por el fabricante en la placa de características del aerogenerador. Coincide con la máxima potencia neta del aerogenerador en régimen de funcionamiento permanente.
- Velocidad de freno o de corte: velocidad del viento a la cual el rotor se detiene por acción de los sistemas de regulación y control para evitar el riesgo de sufrir un daño dada la alta velocidad del viento.
- Velocidad nominal: velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, con un anemómetro y la medición directa de la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador.

Figura 107. Curva de potencia de un aerogenerador



I.5 VELOCIDAD ESPECÍFICA O TSR (Tip- Speed-Ratio)

Es una relación de velocidad tangencial, este término sustituye a las rpm de la turbina eólica; sirve para comparar el funcionamiento de maquina eólicas diferentes, por lo que también se le suele llamar velocidad específica.

Se conoce con la letra griega λ y se define como:

$$\lambda = \frac{r_{aerg} \times \omega_{aerg}}{v_{viento}} = \frac{v_{punta\ pala}}{v_{viento}}$$

Donde:

r_{aerg} = radio del aerogenerador [m]

$$w_{aerg} = \text{velocidad angular de la turbina en } \left[\frac{\text{rad}}{\text{seg}} \right]$$

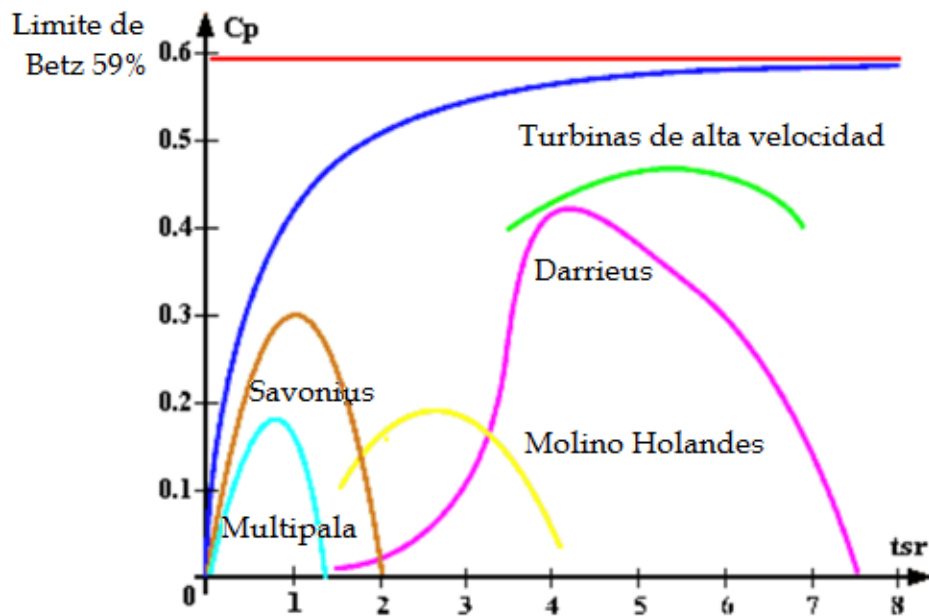
$$v_{vient} = \text{velocidad del viento en } \left[\frac{\text{m}}{\text{seg}} \right]$$

El TSR indica que la periferia de la pala circula a una velocidad TSR veces mayor que la velocidad del viento.

La eficiencia del rotor varía con la velocidad específica como muestra la Figura 108.

Se puede apreciar que el coeficiente de potencia o eficiencia del rotor que se necesita para la mayor extracción de energía al viento es cerca a 1 para aerogeneradores multipalas y verticales tipo Savonius, y cerca a 6 para aerogeneradores de alta velocidad.

Figura 108. Rendimiento Vs velocidad específica



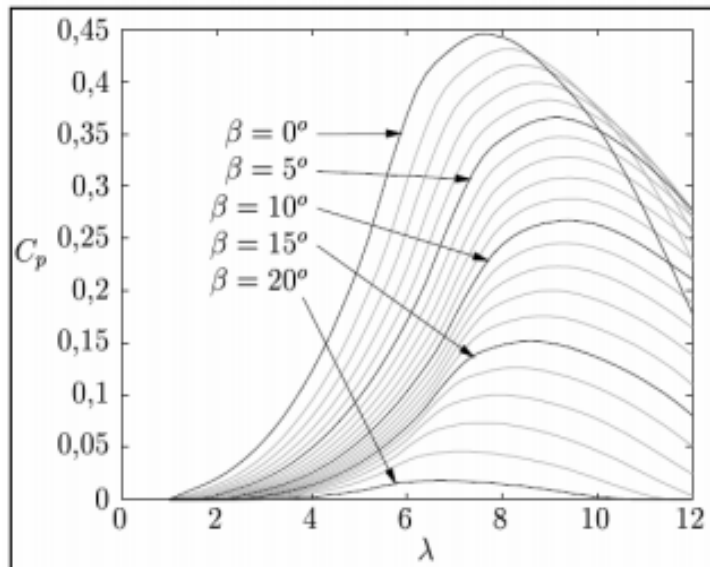
I.6 COEFICIENTE DE POTENCIA (C_p)

El coeficiente de potencia de un aerogenerador es el rendimiento con el cual este funciona. Expresa que fracción de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor de dicho aerogenerador para ser transformada en energía rotacional.

De acuerdo a su definición, se podría evaluar con ayuda de la curva de potencia dividiendo la potencia de salida del aerogenerador con la potencia disponible del viento a su respectiva velocidad.

La ingeniería en aerogeneradores se proyecta hacia nuevos diseños con valores cada vez más altos de coeficiente de potencia, sin embargo se recuerda que el valor máximo teórico que se puede alcanzar es el 59,2%, que es el límite de Betz.

Figura 109. Rendimiento de un aerogenerador



El coeficiente de potencia es función de la velocidad específica λ y del ángulo de paso β . Tal dependencia se puede apreciar en la Figura 109. Esta figura muestra el coeficiente de potencia para un aerogenerador en particular, ya que cada aerogenerador tiene su propia gráfica. Este aerogenerador presenta un rendimiento máximo para un ángulo de paso de 0° y un λ de aproximadamente 7. A medida que el ángulo de paso aumenta, el rendimiento disminuye.

I.7 TORQUE AERODINÁMICO

Es el torque que hace girar el rotor gracias a la fuerza que hace el viento sobre las palas del rotor. Se puede estimar dividiendo la potencia del rotor por la velocidad angular del eje de la turbina;

$$T = \frac{P_{captada}}{\omega_{aerog}} = \frac{\frac{1}{2} \rho A v^3 \times C_p}{\omega_{aerog}}$$

Siendo el área del rotor $A = \pi \times r_{aerog}^2$

También se puede expresar el torque como: $T = \frac{1}{2} \pi \rho v^2 r^3 C_q$

Donde $C_q = \frac{C_p}{\lambda}$ se define como el coeficiente de torque y teóricamente es el coeficiente de potencia dividido por la velocidad específica.

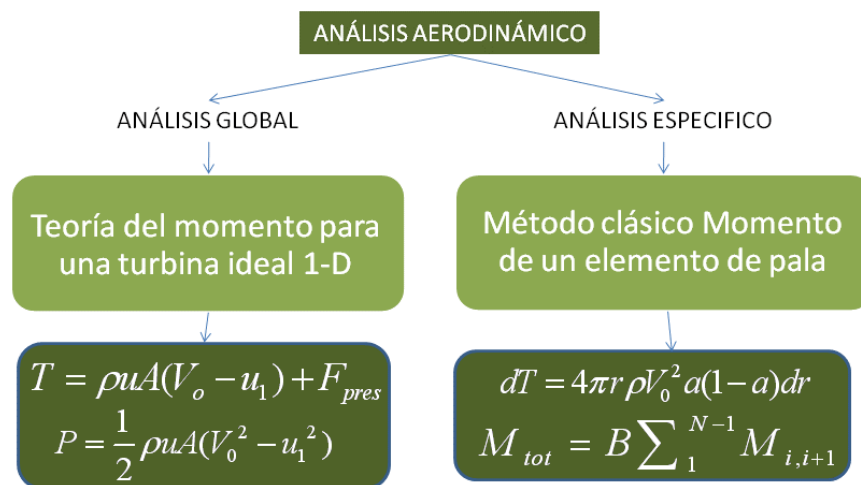
Apéndice J

Sesión 10

J. AERODINÁMICA DE LA TURBINA EÓLICA

J.1 INTRODUCCIÓN

Figura 110. Esquema de los métodos para el análisis aerodinámico de un aerogenerador

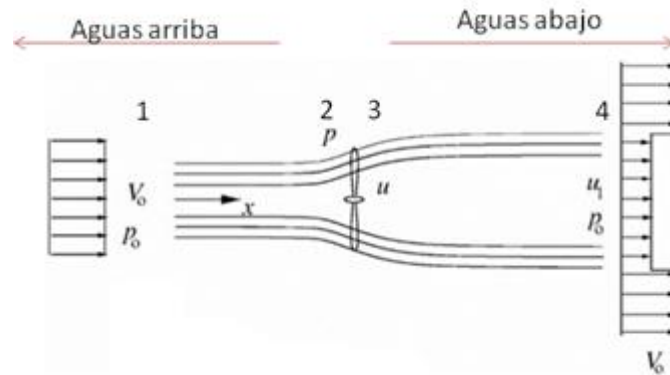


En esta sesión se trataran los métodos más utilizados para el análisis aerodinámico de un aerogenerador. El objetivo principal de este análisis aerodinámico es determinar el torque y la potencia transmitidas por el rotor al eje de la transmisión mecánica.

J.2 TEORÍA DEL MOMENTO PARA UNA TURBINA IDEAL 1-D

Antes de que se derive el método de momento de un elemento de pala es útil examinar el modelo unidimensional (1-D) para un rotor ideal. Un aerogenerador extrae energía mecánica de la energía cinética del viento. El rotor en este modelo simple 1-D es un disco permeable. El disco se considera ideal, en otras palabras, es carente de fricción y no hay ningún componente de la velocidad de rotación en la estela. El disco del rotor actúa como un dispositivo de arrastre reduciendo la velocidad de viento de v_o aguas arriba lejos del rotor a u en el plano del rotor y u_1 en la estela. Por lo tanto, las líneas de corriente deben apartarse. El arrastre se obtiene mediante una caída de presión en el rotor. Aguas arriba del rotor hay un pequeño aumento de la presión de la atmósfera p_o a p antes de una caída de presión discontinua Δp sobre el rotor. Aguas abajo del rotor la presión se recupera de manera continua al nivel de la atmósfera. El número de Mach es pequeño y la densidad del aire es constante y por lo tanto la velocidad axial debe disminuir continuamente de v_o a u_1 . El comportamiento de la presión y la velocidad axial se muestra gráficamente en la Figura 111.

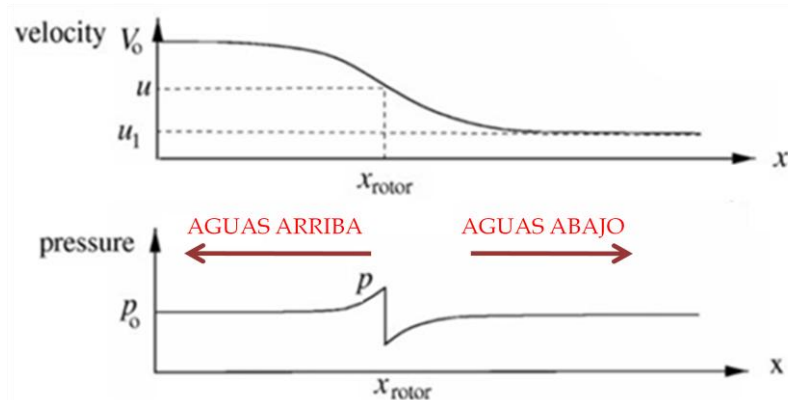
Figura 111. Ilustración de las líneas de flujo a través del rotor



De la Figura 111

- V_0 = Velocidad del viento sin perturbar
- P_0 = Presión lejos del rotor aguas arriba y lejos de rotor aguas abajo
- P = Presión justo antes del rotor
- u = Velocidad del viento en el rotor
- u_1 = velocidad del viento aguas abajo

Figura 112. Velocidad axial y presión aguas arriba y aguas abajo del rotor



Al usar la hipótesis de un rotor ideal, es posible derivar relaciones simples entre las velocidades V_o , u_1 y u , el empuje y la potencia P absorbida por el eje. El empuje T es la fuerza en la dirección resultante de la caída de presión en el rotor, y se utiliza u_1 para reducir la velocidad del viento de V_o a u_1 :

$$T = \Delta p A \quad (1)$$

Donde $A = \pi R^2$ es el área del rotor. El flujo es estacionario, incompresible, sin rozamiento y sin actos de fuerza externa sobre el fluido aguas arriba o aguas abajo del rotor. Por lo tanto la ecuación de Bernoulli es válida desde aguas arriba (1) hasta justo en frente del rotor (2) y del punto justo detrás del rotor (3) hasta aguas abajo (4), Figura 111:

Bernoulli aguas arriba (1-2)

$$\rho_0 + \frac{1}{2} \rho V_0^2 = \rho + \frac{1}{2} \rho V_a^2 \quad (2)$$

Y Bernoulli aguas abajo (3-4)

$$\rho - \Delta p + \frac{1}{2} \rho V_a^2 = \rho_0 + \frac{1}{2} \rho V_1^2 \quad (3)$$

Al combinar las ecuaciones (2) y (3) tenemos:

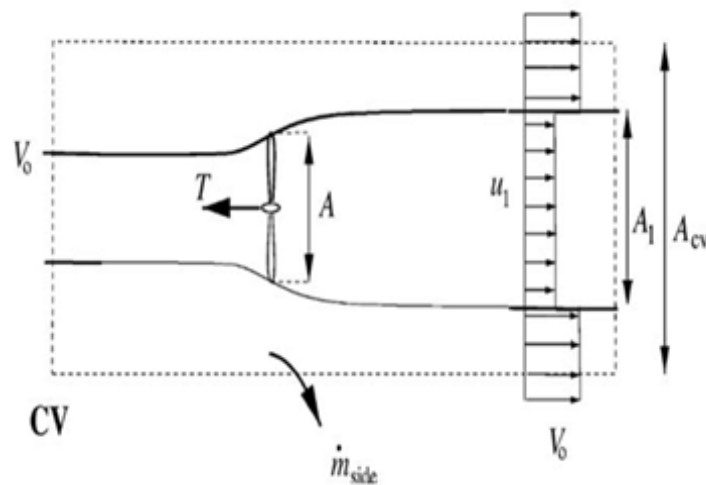
$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (V_0^2 - V_1^2) \quad (4)$$

Aplicando la forma integral de la ecuación axial de momento en el volumen circular de control con una sección de área A_{cv} dibujada con la línea punteada en la Figura 113 obtenemos:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_{cv} \rho u(x, y, z) dx dy dz + \iint_{cs} u(x, y, z) \rho \mathbf{V} \cdot d\mathbf{A} = F_{ext} + F_{pres} \quad (5)$$

dA es un vector que apunta hacia el exterior en la dirección normal de una parte infinitesimal de la superficie de control con una longitud igual a la superficie de este elemento. F_{pres} es la componente axial de las fuerzas de presión que actúan sobre el volumen de control. El primer término en la ecuación (5) es cero ya que el flujo se asume que es estacionaria y el último término es cero ya que la presión atmosférica tiene el mismo valor en el extremo y actúa sobre un área igual. Además, en el límite lateral del volumen de control como se muestra en la Figura 113 la fuerza de la presión no tiene componente axial.

Figura 113. Volumen de control circular alrededor de una turbine de viento



De la Figura 113:

- A = área del rotor
- A_{cv} = área del volumen de control
- A_1 = área aguas abajo del rotor

- T = Empuje

Usando las simplificaciones asumidas para un rotor ideal en la ecuación (5) entonces obtenemos:

$$\rho u_1^2 A_1 + \rho V_0^2 (A_{cv} - A_1) + \dot{m}_{side} V_0 - \rho V_0^2 A_{cv} = -T \quad (6)$$

\dot{m}_{side} puede ser encontrada al aplicar la conservación de la masa:

$$\rho u_1 A_1 + \rho V_0 (A_{cv} - A_1) + \dot{m}_{side} = \rho V_0 A_{cv} \quad (7)$$

Obtenemos:

$$\dot{m}_{side} = \rho A_1 (V_0 - V_a) \quad (8)$$

De la conservación de masa obtenemos también la relación entre A y A1:

$$\dot{m} = \rho u A = \rho u_1 A_1 \quad (9)$$

Combinando las ecuaciones (8), (9) y (7) tenemos:

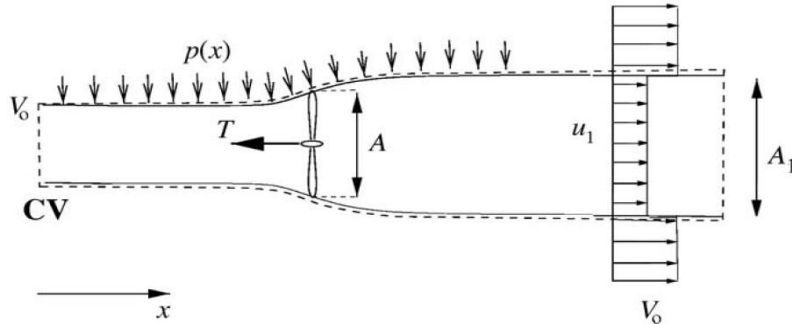
$$T = \rho u A (V_o - V_1) = \dot{m} (V_o - V_1) \quad (10)$$

Si el empuje se sustituye por el diferencial de presión en el rotor a partir de la ecuación (1) y el diferencial de presión se toma de la ecuación (4), se observa algo interesante:

$$u = \frac{1}{2} (V_o + V_1) \quad (11)$$

Se ve que la velocidad en el plano del rotor es la media de la velocidad del viento V_0 y el valor final en la estela u_1 . Un volumen de control alternativo al usado en la Figura 113 se muestra en la Figura 114.

Figura 114. Volumen de control alternativo alrededor de una turbine de viento



La distribución de la fuerza de presión a lo largo de las paredes laterales $F_{\text{press,lateral}}$ del volumen de control es desconocida y por lo tanto también lo es la contribución neta de la presión F_{pres} . En este volumen de control alternativo no hay flujo de masa a través de los límites laterales, ya que está alineado con las líneas de corriente. De la ecuación de movimiento axial (5) y con lo mencionado anteriormente tenemos que:

$$T = \rho u A (V_0 - V_1) + F_{\text{pres}}' \quad (12)$$

Dado que el problema físico es el mismo, si se aplica el volumen de control de la Figura 113, o el de la Figura 114, se puede ver comparando las ecuaciones (10) y (12) que la fuerza neta de presión sobre el volumen de control siguiendo las líneas de corriente es cero. El flujo se supone que es carente de fricción y no hay por tanto ningún cambio de la energía interior, es decir de a dentro hacia afuera y la potencia P en el eje se puede encontrar usando la ecuación de energía para el volumen de control como se muestra en la Figura 114:

$$P = \dot{m} \left(\frac{1}{2} V_0^2 + \frac{P_0}{\rho} - \frac{1}{2} u_1^2 - \frac{P_0}{\rho} \right) \quad (13)$$

ya que $\dot{m} = \rho u A$ podemos simplificar la ecuación (13):

$$P = \frac{1}{2} \rho u A (V_0^2 - V_1^2) \quad (14)$$

El factor de inducción axial se define a partir de la siguiente expresión:

$$u = (1-a)V_0 \quad (15)$$

Combinando las ecuaciones (14) y (11) obtenemos la velocidad final u_1

$$u_1 = (1-2a)V_0 \quad (16)$$

Podemos introducir estos valores en la ecuación para la potencia P (14) y para el empuje T (10), y obtenemos:

$$T = 2\rho V_0^2 a(1-a)^2 A \quad (17)$$

$$P = 2\rho V_0^3 a(1-a)^2 A \quad (18)$$

Usando las ecuaciones (16) y (17) la potencia y el par para una turbina ideal en 1-D pueden ser escritos como:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (19)$$

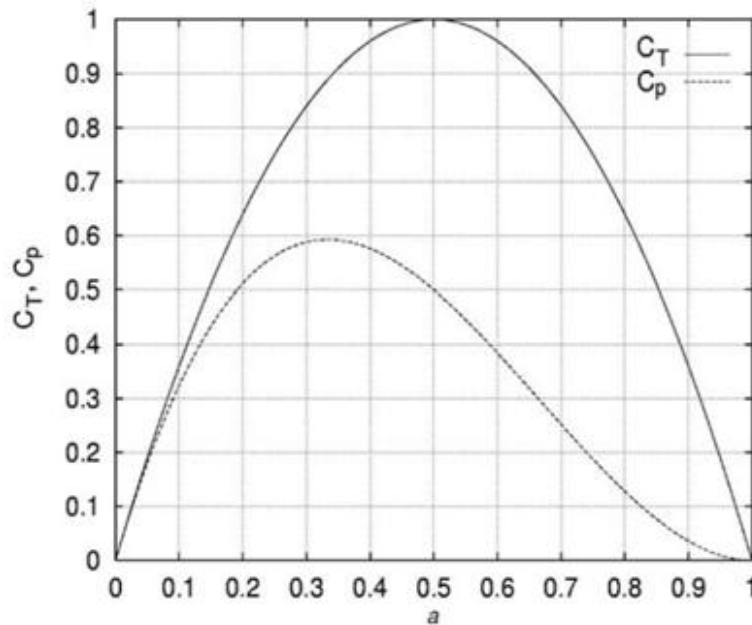
$$C_T = 4a(1-a) \quad (20)$$

Derivando C_p respecto al factor de inducción axial (a) tenemos:

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)(1-3a) \quad (21)$$

Es fácil ver que el $C_{pmax}=16/27$ para $a=1/3$. Las ecuaciones (19) y (20) son graficadas en la Figura 115. Este límite teórico es lo que se conoce como límite de Betz.

Figura 115. Los coeficientes de potencia y par C_p y C_T en función del factor de inducción a para un aerogenerador de eje horizontal



Experimentos han demostrado que el asumir una turbina ideal para obtener la ecuación (20) solo es válido para valores bajos de el factor de inducción axial a aproximadamente hasta 0.4. Esto se ve en la Figura 116, la cual muestra a C_T en función de a para un rotor en diferentes condiciones. Si la teoría de momento fuera

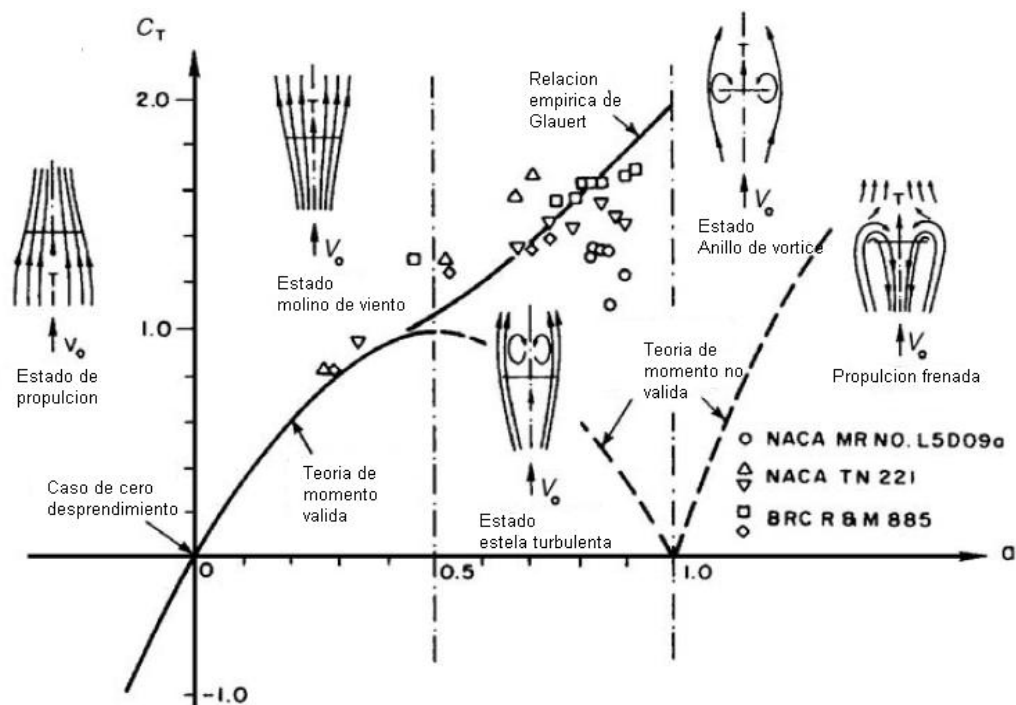
válida para altos valores de a , la velocidad en la estela podría llegar a ser negativa como puede ser comprobado en la ecuación (16).

Al incrementar C_T , incrementa la expansión de la estela, en consecuencia también el salto de velocidad de V_0 a u_1 , ver Figura 117.

La relación entre las áreas A_0 y A_1 en la Figura 117, puede ser encontrada directamente a partir de la ecuación de continuidad:

$$\frac{A_0}{A_1} = 1 - 2a \quad (22)$$

Figura 116. Medidas del coeficiente de par C_T en función del factor de inducción axial a y el estado correspondiente del rotor.



Para una turbina de viento, un alto coeficiente de par, y por lo tanto un alto factor de inducción axial a , está presente a bajas velocidades de viento. La razón por la cual la teoría de momento no es válida para grandes valores de a aproximadamente a partir de 0,4, es que la capa de corte libre en el borde de la estela se vuelve inestable cuando ocurre un salto de velocidad de V_o a u_1 demasiado alto y se forman remolinos los cuales transportan momento del fluido externo en la estela. Esta situación se denomina estado turbulento, ver las Figuras 116 y 118.

Figura 117. Expansión de la estela y salto de velocidad para el modelo ideal de una turbina de viento 1-D.

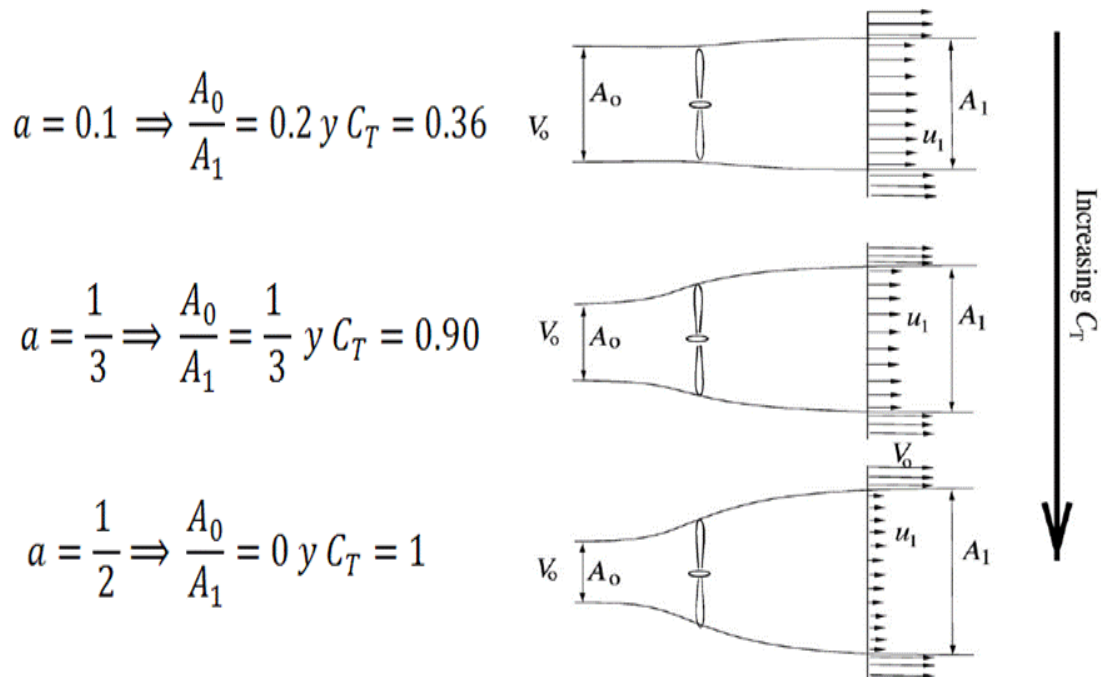
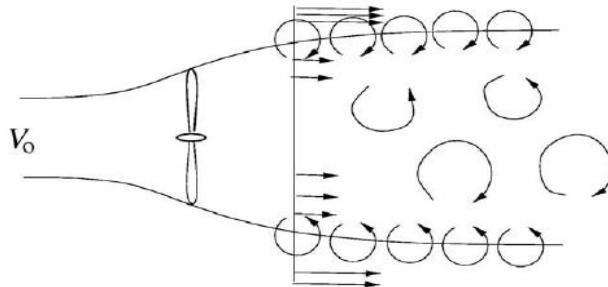


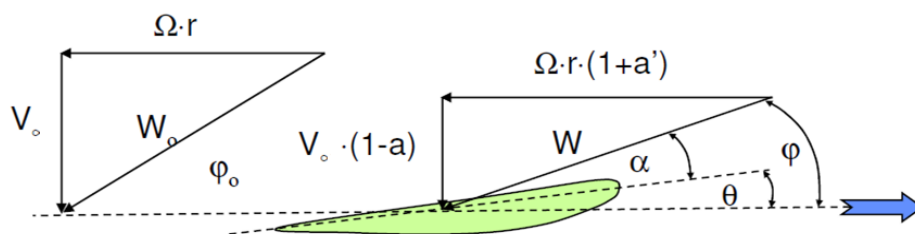
Figura 118. Vista esquemática de una estela turbulenta inducida por el fluido inestable en el borde de la estela



J.2.1 Efectos de la rotación en la estela

Los principales efectos de la rotación de la estela en un aerogenerador real son el frenado axial de la velocidad V_∞ por la extracción de energía cinética y el incremento velocidad tangencial por la reacción sobre la estela.

Figura 119. Efectos de la rotación de la estela



De la Figura 119 y a partir de la definición mostrada con anterioridad del factor de inducción axial a obtenemos que:

La velocidad inducida axial (V_a) es:

$$V_a = (1-a)V_o \quad (23)$$

Y la Velocidad inducida tangencial (V_{rot}) es:

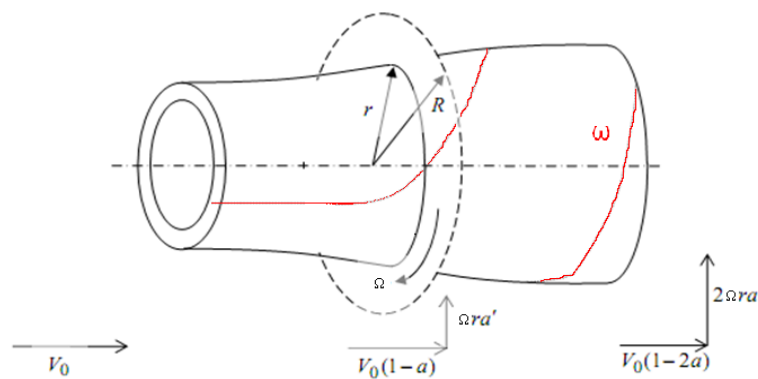
$$V_{rot} = (1+a')\omega r \quad (24)$$

En la cual (a') se denomina el Factor de inducción tangencial en el rotor:

$$a' = \frac{\Omega}{\omega} \quad (25)$$

Donde ω corresponde a la velocidad de rotación de la estela y Ω es la velocidad de rotación del rotor, Figura 120.

Figura 120. Rotación de la estela ω opuesta a la rotación de las palas Ω



En un rotor ideal se considera no existe rotación en la estela, en otras palabras que a' era cero. En un rotor real si tenemos esta rotación. Se sabe que el torque

ejercido en el rotor M es igual al cambio del momento angular de la estela, para una sección anular, se tiene:

$$\text{Momento de inercia, } I = mr^2 \quad (26)$$

$$\text{Momento Angular, } L = I\Omega_1 \quad (27)$$

$$\text{Torque, } M = \frac{dL}{dt} \quad (28)$$

Por lo tanto tenemos que el torque es igual a:

$$dM = d \dot{m}(\Omega_1 r)(r) \quad (29)$$

De la Figura 120 podemos observar que el factor de inducción axial para la parte de la estela corresponde a:

$$a' = \frac{\Omega}{\omega} = \frac{\Omega_1}{2\omega} \quad (30)$$

Remplazando en la ecuación (29) tenemos:

$$dM = d \dot{m}(a' 2\omega r)(r) \quad (31)$$

Para obtener la potencia se multiplica por la velocidad angular del rotor ω :

$$dP = \omega dM \quad (32)$$

Si se aplica este concepto a un diferencial d_r como el que se muestra en la Figura 120 tenemos:

$$dP = d \dot{m} (a' 2\omega r)(r)\omega \quad (33)$$

$$dP = d \dot{m} C_\theta(r)\omega = 2\pi r^2 \rho u \omega C_\theta dr \quad (34)$$

Donde C_θ es la componente acimutal de la velocidad absoluta $\mathbf{C} = (C_r, C_\theta, C_a)$ después del rotor y u la velocidad axial a través del rotor.

De la ecuación (34) se ve que para una potencia P y una velocidad del viento dada la componente de velocidad acimutal en la estela C_θ disminuye al aumentar la velocidad de rotación del rotor ω . Desde el punto de vista de eficiencia es conveniente para una turbina de viento una velocidad de rotación elevada para minimizar la pérdida de energía cinética contenida en la estela de rotación.

Tomando el valor de la velocidad del viento de la ecuación (15) la ecuación (34) queda:

$$dP = 4\pi\rho\omega^2 V_o a'(1-a)r^3 dr \quad (35)$$

La potencia total es encontrada integrando dP de 0 a R :

$$dP = 4\pi\rho\omega^2 V_o \int_0^R a'(1-a)r^3 dr \quad (36)$$

O en forma a dimensional:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)x^3 dx \quad (37)$$

Donde:

- $\lambda = \frac{\Omega R}{V_o}$ es la relación de velocidad de punta
- $x = \frac{\Omega r}{V_o}$ es la velocidad local de rotación a dimensional a un radio r respecto a la velocidad del viento V_o .

De las ecuaciones se desprende (36) y (37) que para optimizar la potencia es necesario maximizar la expresión:

$$f(a, a') = a'(1-a) \quad (38)$$

Mediante un proceso matemático⁴⁷ se determina que la relación óptima entre a y a' , es:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (39)$$

En la tabla (Tabla 11) se relacionan a , a' y x . a' es dado por la ecuación (39) para un a específico y entonces x es calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$x^2 a'(1+a') = a(1-a) \quad (40)$$

Puede verse como al incrementar la velocidad de rotación, así mismo $x = \Omega r / V_o$ se incrementan y el valor óptimo para a tiende a 1/3, lo cual es consistente con la teoría del rotor ideal. Usando los valores de la tabla, el óptimo valor del coeficiente de potencia C_p es encontrado al integrar la ecuación (37)⁴⁸. Se tiene que para

⁴⁷ HANSEN, Martin: Aerodynamics of Wind Turbines. London • Sterling, VA pp 37-39.

⁴⁸ Glauert, H. (1935) 'Airplane propellers', in W. F. Durand (ed) Aerodynamic Theory, vol 4, Division L, Julius Springer, Berlin, pp169-360

diferentes relaciones de velocidad de punta $\lambda = \Omega R / V_o$; Glauert comparo estos cálculos para la potencia optima con el límite de Betz de 16/27, el cual es derivado para cuando la rotación en la estela es cero $a'=0$ (ver Tabla 11). En la Figura 121 se grafican los valores de la Tabla 11, puede verse que las pérdidas debidas a la rotación son pequeñas para valores de relación de la velocidad de punta mayores a aproximadamente 6.

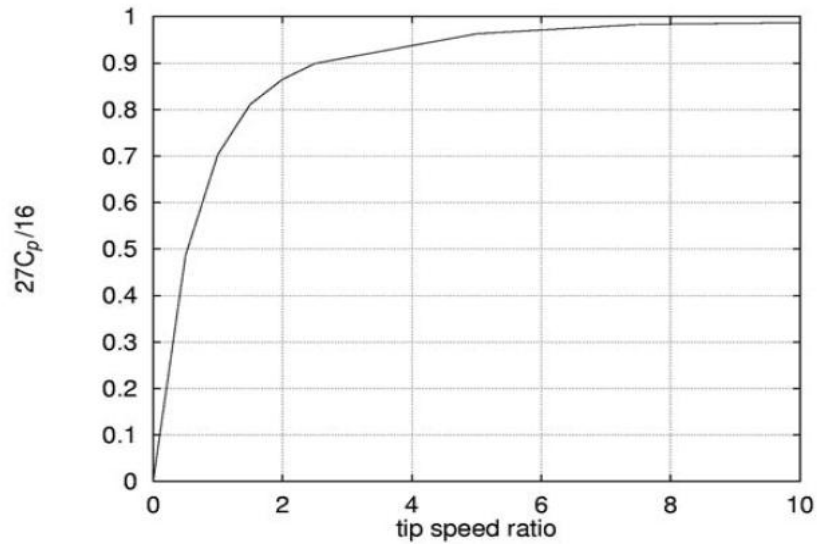
Tabla 18. Relación numérica entre a , a' y x

	a'	x
0.26	5.5	0.073
0.27	2.375	0.157
0.28	1.333	0.255
0.29	0.812	0.374
0.30	0.500	0.529
0.31	0.292	0.753
0.32	0.143	1.15
0.33	0.031	2.63
0.333	0.00301	8.58

Tabla 19. Comparación de Glauert entre los cálculos para el coeficiente óptimo de potencia incluyendo la rotación en la estela con el límite de Bezt

$\lambda = \Omega R / V_o$	$27C_p / 16$
0.5	0.486
1.0	0.703
1.5	0.811
2.0	0.865
2.5	0.899
5.0	0.963
7.5	0.983
10.0	0.987

Figura 121. Eficiencia de una turbina óptima con rotación en la estela



J.3 TEORÍA CLÁSICA DE MOMENTO PARA UN ELEMENTO DE PALA

La teoría clásica de momento para un elemento de pala conocida por sus siglas en inglés BEM (the Blade Element Momentum) fue introducida por Glauert (1935). Con este modelo es posible calcular la carga constante y por lo tanto también el empuje y la potencia para diferentes configuraciones de velocidad del viento, la velocidad de rotación y el ángulo de paso.

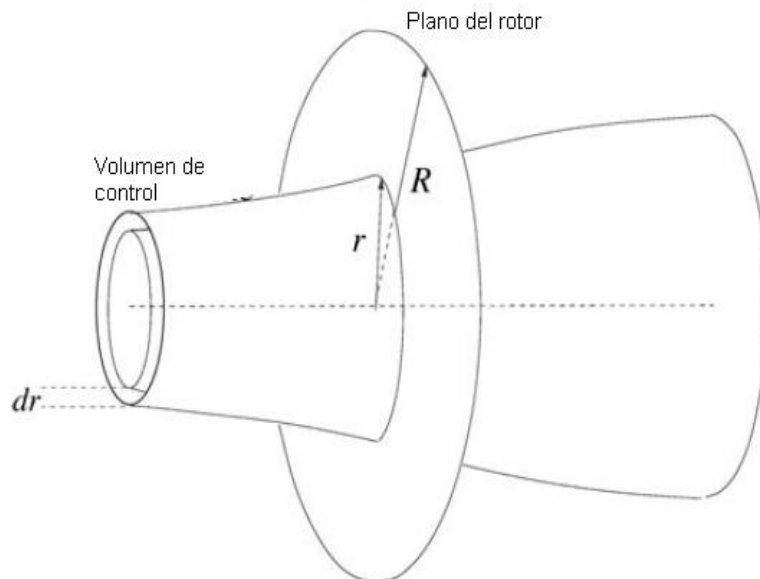
Para este modelo se debe discretizar el tubo de corriente que se presentó en el modelo 1-D en N elementos anulares de altura dr , como se muestra en la Figura 122. El límite lateral de estos elementos consiste en líneas de corriente, en otras palabras, no hay flujo a través de los elementos.

En el modelo BEM se supone para los elementos anulares, lo siguiente:

- No hay dependencia radial en otras palabras, lo que ocurre en uno de los elementos no se puede sentir por los demás.
- La fuerza de las palas en el flujo es constante en cada elemento anular; esto corresponde a un rotor con un número infinito de palas.

Para esta ultima suposición se introdujo posteriormente la corrección conocida como factor de pérdida de punta de Prandtl, a fin de calcular un rotor con un número finito de palas.

Figura 122. Grafica del volumen de control como un elemento anular para ser usado en el modelo BEM.



Para iniciar el análisis se debe aplicar la ecuación integral de momento para un área del volumen de control en el plano del rotor con sección transversal $2\pi r dr$ teniendo que el empuje, esta dado por:

$$dT = (V_o - V_1) d\dot{m} = 2\pi r \rho u (V_o - V_1) dr \quad (41)$$

El par dM en el elemento anular se encuentra a partir de la ecuación integral de momento evaluada desde una velocidad de rotación cero aguas arriba hasta una velocidad de rotación C_θ en la estela, obteniendo:

$$dM = r C_\theta d\dot{m} = 2\pi r^2 \rho V_a C_\theta dr \quad (42)$$

Al Utilizar los conceptos anteriores sobre el factor de inducción axial y tangencial, se tiene:

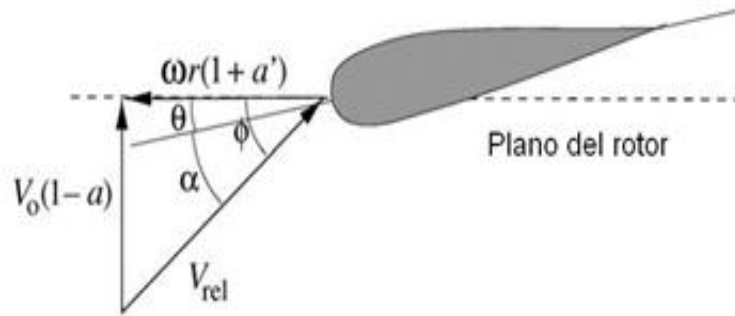
$$dT = 4\pi r \rho V_o^2 a(1-a) dr \quad (43)$$

$$dM = 4\pi r^3 \rho V_o \omega (1-a) a' dr \quad (44)$$

En la Figura 123 se observa que la velocidad relativa V_{rel} es una combinación de la velocidad axial y la velocidad tangencial y además se puede obtener una relación para el ángulo entre la velocidad relativa y el plano del rotor ϕ :

$$\tan \phi = \frac{(1-a)V_o}{(1+a')\omega r} \quad (45)$$

Figura 123. Velocidades en el plano del rotor



Las fuerzas por unidad de longitud de sustentación y arrastre, serían respectivamente:

$$L = \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c C_l \quad (46)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c C_d \quad (47)$$

Dado que es de interés sólo, la fuerza normal y tangencial al plano del rotor, la sustentación y el arrastre se proyectan en estas direcciones (ver Figura 124):

$$p_N = L \cos \theta + D \sin \theta \quad (48)$$

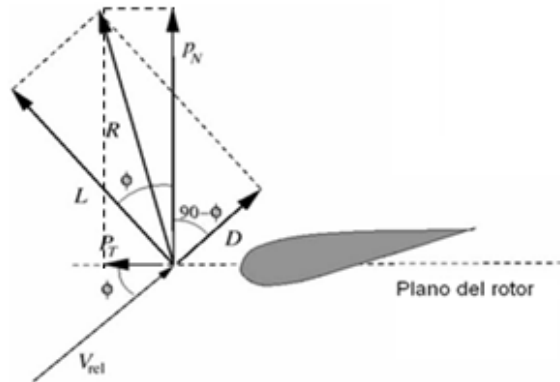
$$p_T = L \sin \theta - D \cos \theta \quad (49)$$

Las ecuaciones (48) y (49) se normalizan con respecto a $\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c$ obtenemos:

$$C_n = C_l \cos \theta + C_d \sin \theta \quad (50)$$

$$C_t = C_l \sin \theta - C_d \cos \theta \quad (51)$$

Figura 124. Fuerzas locales en la pala



De la Figura 124

- P_N = Componente normal de R
- P_T = Componente tangencial de R
- L = Sustentación
- D = Arrastre
- ϕ = Es el ángulo entre la velocidad relativa y el plano del rotor

En la Figura 123 se ve fácilmente a partir de la geometría que:

$$V_{rel} \sin \phi = V_o (1 - a) \quad (52)$$

$$V_{rel} \cos \phi = \omega r (1 - a') \quad (53)$$

Definiendo la solidez σ , como la fracción del área anular en el volumen de control la cual está cubierta por la pala:

$$\sigma(r) = \frac{c(r)B}{2\pi r} \quad (54)$$

En la cual B corresponde al número de palas, $c(r)$ es el valor local de la cuerda y r es la posición radial del volumen de control.

A partir de estas definiciones se encuentra una expresión para el factor de inducción axial:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (55)$$

Y para el factor de inducción tangencial tenemos:

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (56)$$

Ahora, todas las ecuaciones necesarias para el modelo de BEM se han obtenido y el algoritmo puede resumirse en 8 pasos como se verá a continuación. Dado que los diferentes volúmenes de control se suponen independientes, cada uno puede ser tratado por separado y la solución para cada radio se puede calcular por separado; en otras palabras, para cada volumen de control se aplica el siguiente algoritmo.

Paso 1. Iniciar a y a' , por lo general $a = a' = 0$.

Paso 2. Calcular el ángulo de flujo ϕ utilizando la ecuación (45).

Paso 3. Calcule el ángulo de ataque local $\alpha = \phi - \theta$.

Paso 4. Determinar $C_l(\alpha)$ y $C_d(\alpha)$.

Paso 5. Calcule C_n y C_t de las ecuaciones (50) y (51).

Paso 6. Calcular a y a' de las ecuaciones (55) y (56).

Paso 7. Si a y a' han cambiado más de una cierta tolerancia, se va al paso (2) o de lo contrario se termina.

Paso 8. Calcular la carga local en el segmento de las palas.

J.3.1 Correcciones al algoritmo BEM

El algoritmo descrito en la sección anterior es en principio, el método BEM, pero a fin de obtener buenos resultados es necesario aplicar dos correcciones al algoritmo.

- a) Factor de pérdida en punta de Prandtl, que corrige la hipótesis de un número infinito de palas.
- b) La corrección Glauert una relación empírica entre el coeficiente de empuje C_T y el factor de inducción axial a para valores de a mayores a 0,4, donde la relación derivada de la teoría del movimiento tridimensional ya no es válida.

J.3.1.1 Factor de pérdida en punta de Prandtl

Para contrarrestar la consideración de un número infinito de palas Prandtl obtuvo un factor de corrección F para las ecuaciones (43) y de (44):

$$dT = 4\pi r \rho V_o^2 a(1-a) F dr \quad (57)$$

$$dM = 4\pi r^3 \rho V_o \omega(1-a) a' F dr \quad (58)$$

F se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(e^{-f}) \quad (59)$$

Donde:

$$f = \frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin \theta} \quad (60)$$

B es el número de palas, R es el radio total del rotor, r es el radio local y θ es el ángulo de flujo. Utilizando las ecuaciones (59) y (60) en lugar de las ecuaciones (43) y (44) en la deducción de las ecuaciones de \mathbf{a} y \mathbf{a}' se obtiene:

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \theta}{\sigma C_n} + 1} \quad (61)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin \theta \cos \theta}{\sigma C_t} - 1} \quad (62)$$

Las ecuaciones (61) y (62) deben ser utilizadas en lugar de las ecuaciones (45) y (46) en el paso 6 del algoritmo de BEM y un paso adicional para el cálculo del factor de pérdida de Prandtl F debe ser puesto después del paso 2.

J.3.1.2 Corrección de Glauert para altos valores de \mathbf{a}

Cuando el factor de inducción axial es mayor que aproximadamente 0.4, La teoría del momento no es válida como lo vimos anteriormente. Para corregir esto, diferentes relaciones empíricas entre el coeficiente de empuje C_T y \mathbf{a} pueden ser hechas, por ejemplo:

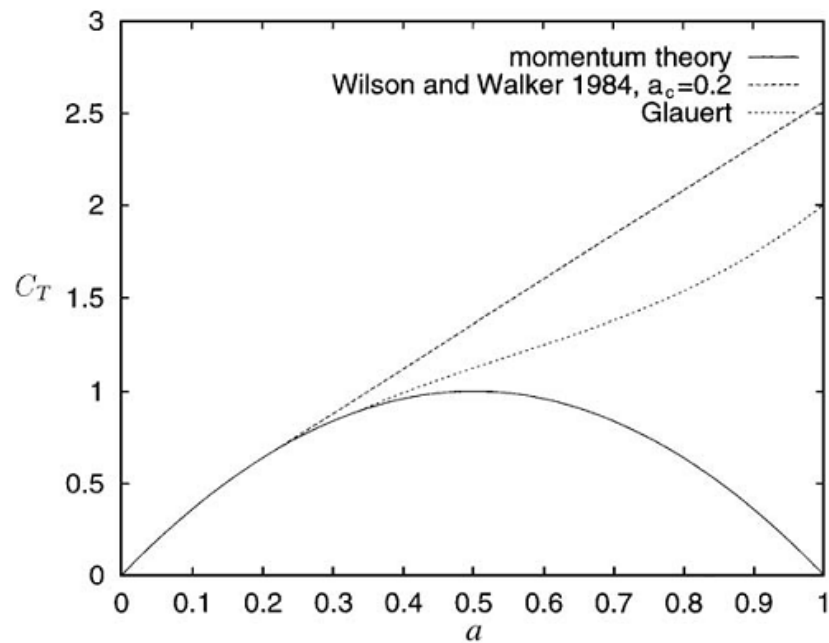
$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & a \leq \frac{1}{3} \\ 4a \left[1 - \frac{1}{4}(5-3a)a \right] F & a \geq \frac{1}{3} \end{cases} \quad (63)$$

o

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & a \leq a_c \\ 4 \left[a_c^2 + (1-2a_c)a \right] F & a \geq a_c \end{cases} \quad (3.24)$$

La última expresión se encuentra en Spera (1994) y a_c es de aproximadamente 0,2. F es el factor de pérdida de Prandtl. En la Figura 125 las dos expresiones de $C_T(a)$ se trazan para un valor de $F = 1$ y se comparan con la teoría del momento.

Figura 125. Diferentes expresiones para el coeficiente de empuje C_T Vs el factor de inducción axial a .



J.3.2 Integración de las cargas tangenciales

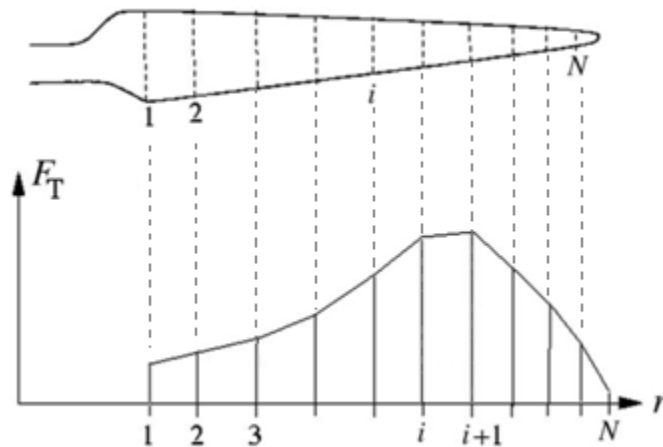
Después de aplicar el algoritmo BEM para todo el volumen de control, la distribución tangencial y normal de la carga puede ser determinada. Al igual que la potencia mecánica. Sin embargo hay que ser cuidadosos al integrar las cargas tangenciales para obtener el torque del eje. La fuerza tangencial por unidad de longitud P_T , es conocida para cada segmento a un radio r_i y una variación lineal entre r_i y r_{i+1} es asumida (ver figura 126). La carga P_T entre r_i y r_{i+1} es entonces:

$$p_T = A_i r + B_i \quad (65)$$

Donde:

$$A_i = \frac{P_{T,i+1} - P_{T,i}}{r_{i+1} - r_i} \quad (66) \quad Y \quad B_i = \frac{P_{T,i+1} r_{i+1} - P_{T,i} r_i}{r_{i+1} - r_i} \quad (67)$$

Figura 126. Una variación lineal de la carga es asumida entre 2 diferentes posiciones radiales r_i y r_{i+1}



El par de dM para una parte infinitesimal de la pala de longitud dr es:

$$dM = r p_T dr = (A_i r^2 + B_i r) dr \quad (68)$$

Y la contribución de $M_{i,i+1}$ para el torque total del eje a partir de la variación lineal de la carga tangencial entre r_i y r_{i+1} es la siguiente:

$$M_{i,i+1} = \left[\frac{1}{3} A_i r^3 + \frac{1}{2} B_i r^2 \right]_{r_i}^{r_{i+1}} = \frac{1}{3} A_i (r_{i+1}^3 - r_i^3) + \frac{1}{2} B_i (r_{i+1}^2 - r_i^2) \quad (69)$$

El par de torsión total en el eje es la suma de todas las contribuciones $M_{i,i+1}$ a lo largo de una pala multiplicado por el número de palas:

$$M_{tot} = B \sum_1^{N-1} M_{i,i+1} \quad (3.30)$$

Apéndice K

Sesión 11

K. GENERACIÓN ELÉCTRICA

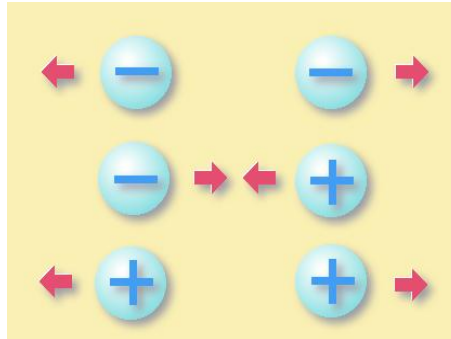
K.1 FUNDAMENTOS DE ELECTROMAGNETISMO Y ELECTRICIDAD

Cargas eléctricas

La esencia de la electricidad es la **carga eléctrica**. Esta cualidad existe en dos clases distintas, que se denominan **cargas positivas y negativas**. Las cargas eléctricas de la misma clase o signo se repelen mutuamente y las de signo distinto se atraen.

En realidad, la carga eléctrica de un cuerpo u objeto es la suma de las cargas de cada uno de sus constituyentes mínimos: moléculas, átomos y partículas elementales. Por ello se dice que la carga eléctrica está **cuantiada**. Además, las cargas se pueden mover o intercambiar, pero sin que se produzcan cambios en su cantidad total.

Figura 127. Interacciones entre cargas de igual y distinta naturaleza



En el estado normal de los cuerpos materiales, las cargas eléctricas mínimas están compensadas, por lo que dichos cuerpos se comportan eléctricamente como **neutros**. Hace falta una acción externa para que un objeto material se electrice.⁴⁹

Fuerza eléctrica

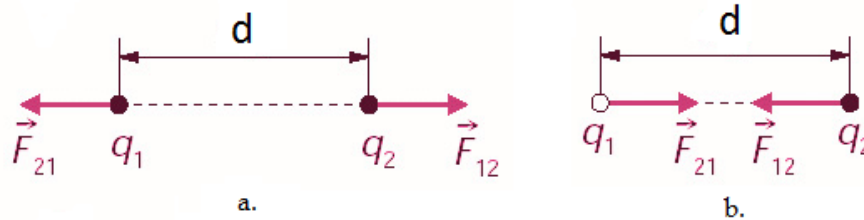
Los fenómenos de la **electrización** y la **conducción** pueden explicarse como el resultado de la acción de **fuerzas eléctricas**. Entre dos cargas próximas inicialmente en reposo siempre se establece un tipo de fuerzas, llamadas **electrostáticas**, de tal forma que, si las partículas cargadas son suficientemente pequeñas como para que puedan considerarse **puntuales**, se cumple en las siguientes condiciones:

- La fuerza establecida entre ambas tiene una dirección que coincide con una línea recta imaginaria que une las dos cargas.
- La fuerza ejercida sobre una carga apunta hacia la otra cuando las dos tienen distinto signo (**fuerza atractiva**).

⁴⁹ <http://www.hiru.com/es/fisika>

- El sentido de la fuerza se dirige hacia el lado opuesto de la carga cuando ambas tienen el mismo signo (**fuerza repulsiva**).

Figura 128. Fuerzas electrostáticas. En (a) las dos cargas son positivas o negativas; en (b) una es positiva y la otra, negativa.



Ley de Coulomb

La magnitud de las fuerzas eléctricas de atracción y repulsión entre cargas se rige por el **principio fundamental de la electrostática**, también llamado **ley de Coulomb**. Esta ley establece que la fuerza de atracción (o repulsión) entre dos cargas eléctricas puntuales de distinto (o igual) signo es directamente proporcional al producto del valor de sus cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que las separa⁵⁰:

$$F_e = \frac{k \times q_1 \times q_2}{d^2}$$

Donde:

- k = la constante de Coulomb (8.9875×10^9 [N*m²/C²])
- q_2 = valor de carga 1 [C]
- q_1 = valor de carga 2 [C]
- d = distancia de separación entre las cargas [m]

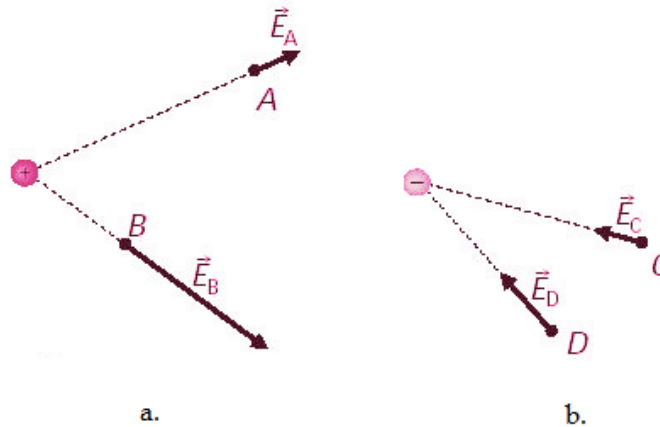
⁵⁰ <http://www.hiru.com/es/fisika>

Campo eléctrico

La presencia de una o varias cargas eléctricas en el espacio induce en su entorno un campo eléctrico (E), que influye en el comportamiento de otras cargas circundantes. El valor cuantificado de esta interacción se determina por la intensidad de campo eléctrico, que se define como la fuerza que actúa en un punto dado del campo por unidad de carga positiva.

$$E = \frac{F_e}{q_o}$$

Figura 129. Módulo, sentido y dirección del campo eléctrico. La carga (a) es positiva y la (b), negativa.



El **campo eléctrico** es una magnitud vectorial cuyas características son:

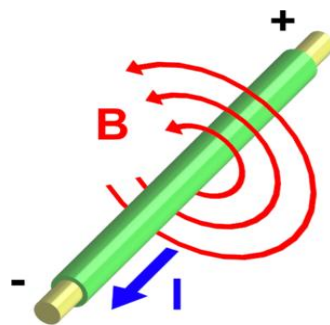
- La **dirección del campo** es la de la recta que une la posición de la carga que lo genera con la del punto donde se mide el campo.
- El **sentido del campo** es, por convenio, repulsivo cuando la carga origen es positiva y atractivo si dicha carga es negativa.

- El **módulo del campo** depende del valor de la carga que lo crea, su signo, el medio y la distancia de dicha carga a aquella en la que se mide la perturbación⁵¹.

El campo magnético

Es una región del espacio en la cual una carga eléctrica puntual de valor q que se desplaza a una velocidad v , sufre los efectos de una fuerza que es perpendicular y proporcional tanto a la velocidad como al campo, llamada inducción magnética o densidad de flujo magnético.

Figura 130. Campo magnético B producido por un flujo de cargas eléctricas a través de un conductor



El campo magnético es una región del espacio en la cual una carga eléctrica puntual de valor q que se desplaza a una velocidad v , sufre los efectos de una fuerza que es perpendicular y proporcional tanto a la velocidad como al campo, llamada inducción magnética o densidad de flujo magnético.

Para determinar la expresión del campo magnético producido por una corriente se emplean dos leyes: la ley de Biot-Savart y la ley de Ampère.

⁵¹ <http://www.hiru.com/es/fisika>

Ley de Biot-Savart

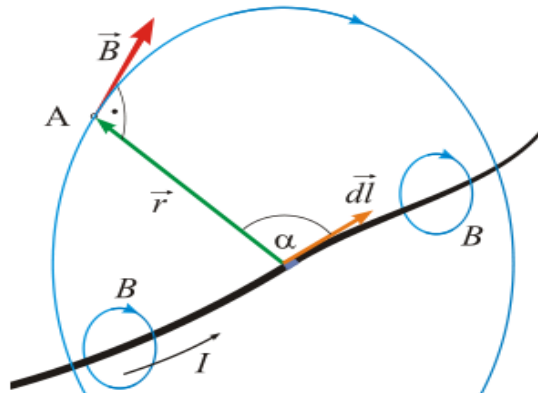
La ley de Biot-Savart indica el campo magnético creado por corrientes estacionarias. En el caso de corrientes que circulan por circuitos cerrados, la contribución de un elemento infinitesimal de longitud $d\vec{l}$ del circuito en el cual pasa una corriente I crea una contribución elemental de campo magnético, $d\vec{B}$, en el punto situado en la posición que apunta el vector \vec{U}_r a una distancia R respecto de $d\vec{l}$, quien apunta en dirección a la corriente I :

$$d\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{I d\vec{l} \times \vec{U}_r}{R^2}$$

Donde μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío y U_r es el vector unitario⁵²

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} [\text{NA}^{-2}]$$

Figura 131. Representación de la ley de Biot-Savart

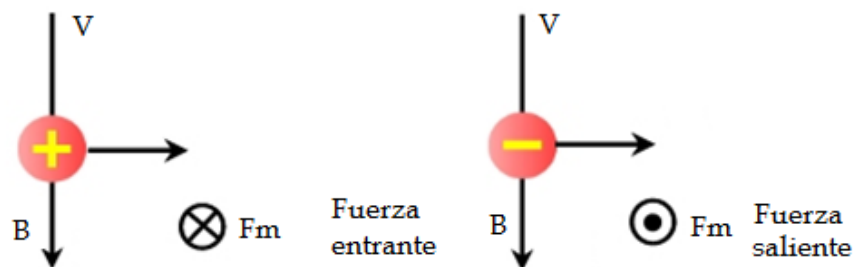


⁵² <http://es.wikipedia.org>

Fuerza magnética (fm)

Sobre una carga eléctrica en movimiento que atraviese un campo magnético aparece una fuerza denominada Fuerza Magnética. Ésta modifica la dirección de la velocidad, sin modificar su módulo.

Figura 132. Fuerza magnética sobre cargas eléctricas



Su magnitud se calcula de acuerdo a la ecuación $F_m = q \cdot v \times B$ de donde:

- q = Valor de la carga
- v = Velocidad de la carga
- B = Campo magnético

Campo magnético en un solenoide

El campo magnético B de un solenoide es la suma vectorial de los campos magnéticos producidos por todas las vueltas que constituyen el solenoide. El campo que produce un solenoide se calcula según la ecuación: $B = \mu_0 \cdot i_o \cdot n$ en donde:

Donde:

- μ_0 = constante de permeabilidad ($4\pi \times 10^{-7}$ [Tm/A])

- i_0 = corriente en el solenoide [A]
- n = numero de vueltas

Corriente directa o continua

La corriente directa (CD) o corriente continua (CC) es aquella cuyas cargas eléctricas o electrones fluyen siempre en el mismo sentido en un circuito eléctrico cerrado, moviéndose del polo negativo hacia el polo positivo de una fuente de fuerza electromotriz (FEM), tal como ocurre en las baterías, las dinamos o en cualquier otra fuente generadora de ese tipo de corriente eléctrica.

Corriente eléctrica

Lo que conocemos como corriente eléctrica no es otra cosa que la circulación de cargas o electrones a través de un circuito eléctrico cerrado, que se mueven siempre del polo negativo al polo positivo de la fuente de suministro de fuerza electromotriz (FEM).

El voltaje, tensión o diferencia de potencial es la presión que ejerce una fuente de suministro de energía eléctrica o fuerza electromotriz (FEM) sobre las cargas eléctricas o electrones en un circuito eléctrico cerrado, para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica.

A mayor diferencia de potencial o presión que ejerza una fuente de FEM sobre las cargas eléctricas o electrones contenidos en un conductor, mayor será el voltaje o tensión existente en el circuito al que corresponda ese conductor.

Resistencia eléctrica

Resistencia eléctrica es toda oposición que encuentra la corriente a su paso por un circuito eléctrico cerrado, atenuando o frenando el libre flujo de circulación de

las cargas eléctricas o electrones. Cualquier dispositivo o consumidor conectado a un circuito eléctrico representa en sí una carga, resistencia u obstáculo para la circulación de la corriente eléctrica.

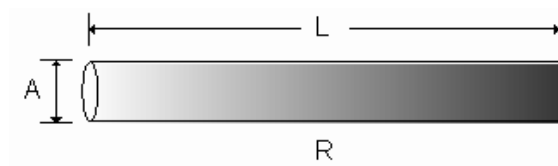
La resistencia eléctrica de un material depende de:

$$R = f(\text{geometria}, \text{material}, \text{temperatura})$$

- Geometría: la resistencia dependerá de las dimensiones del material, tanto su área transversal como su longitud hacen que la resistencia del mismo varíe.

$$R_o = \rho \times \frac{L}{A}$$

Figura 133. Variables geométricas de una resistencia eléctrica



- Material: la resistencia de cada material dependerá de su densidad como se denota en la ecuación anterior.
- Temperatura: conforme el material de la resistencia eléctrica cambia de temperatura el valor de la misma aumenta como se observa en la siguiente ecuación:

$$R_t = R_o(1 + \alpha\Delta T)$$

Donde α es el Coeficiente olveriano y varía según sea el tipo de material.

La ley de ohm

La Ley de Ohm es una de las leyes fundamentales de la electronica, estrechamente vinculada a los valores de las unidades básicas presentes en cualquier circuito eléctrico como son:

- Tensión o voltaje "V", en volt (V)
- Intensidad de la corriente " I ", en ampere (A)
- Resistencia "R" en ohm (Ω) de la carga o consumidor conectado al circuito

El Postulado general de la Ley de Ohm se enuncia así:

$$I = \frac{V}{R}$$

El flujo de corriente en ampere que circula por un circuito eléctrico cerrado, es directamente proporcional a la tensión o voltaje aplicado, e inversamente proporcional a la resistencia en ohm de la carga que tiene conectada.

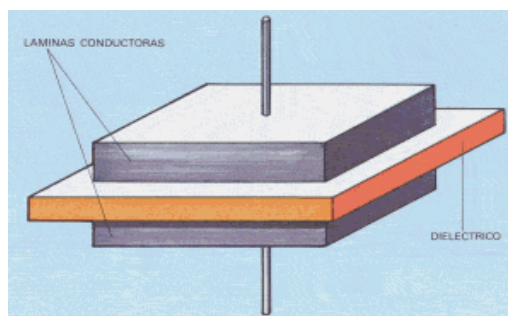
Capacitancia

La capacitancia es una propiedad de los condensadores o capacitores. La capacitancia de un dispositivo es una medida de su capacidad para almacenar carga y energía potencial eléctrica. La unidad de capacitancia del SI es el farad (f).

$$C = \frac{Q}{V}$$

Donde Q es la carga eléctrica y V es la diferencia de potencial entre las placas de un condensador.

Figura 134. Construcción típica de un condensador

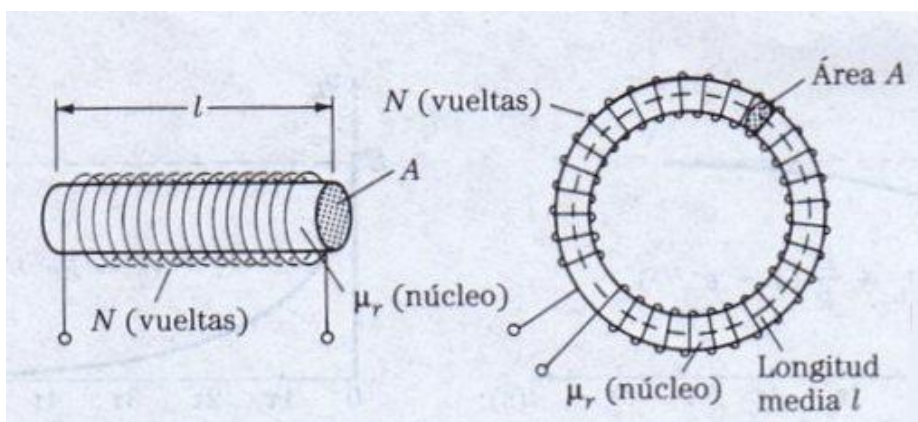


Inductancia

La inductancia al igual que la capacitancia es una propiedad de un circuito o elemento de un circuito (bobinas). La inductancia es una tasa de la velocidad de cambio del flujo magnético establecido por un cambio de la corriente que circula por el inductor.

Este valor dependerá de la construcción de cada elemento o bobina y su unidad es el Henrio (H). Para entender con más claridad a continuación se muestra un ejemplo de un tipo particular de bobina.

Figura 135. Geometría de una bobina circular



Matemáticamente se calcula la inductancia según el tipo de bobina. Para la bobina de la figura anterior la inductancia se calcula según la siguiente ecuación:

$$L = \frac{N^2 \mu A}{L}$$

Donde

N = número de vueltas

μ = permeabilidad del núcleo

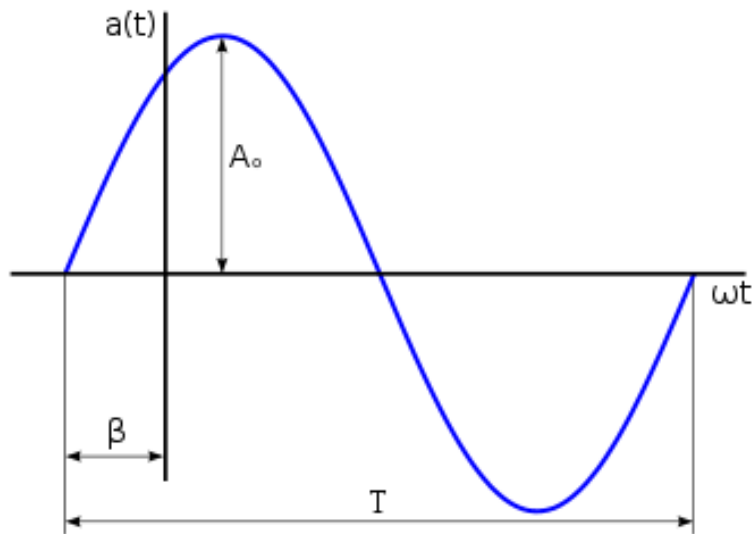
A = Área del núcleo

L = longitud del núcleo

Onda senoidal

También llamada onda Sinusoidal. Se trata de una señal analógica, debido a que existen infinitos valores entre dos puntos cualesquiera del dominio. A continuación, podemos ver en la imagen de una onda senoidal la cual describe una curva continua.

Figura 136 Parámetros característicos de una onda senoidal



Los parámetros característicos de una onda senoidal se ilustran en la Figura 136.

Donde

- A_0 = Es la amplitud de la grafica
- β = Es el ángulo de fase
- ω = frecuencia angular

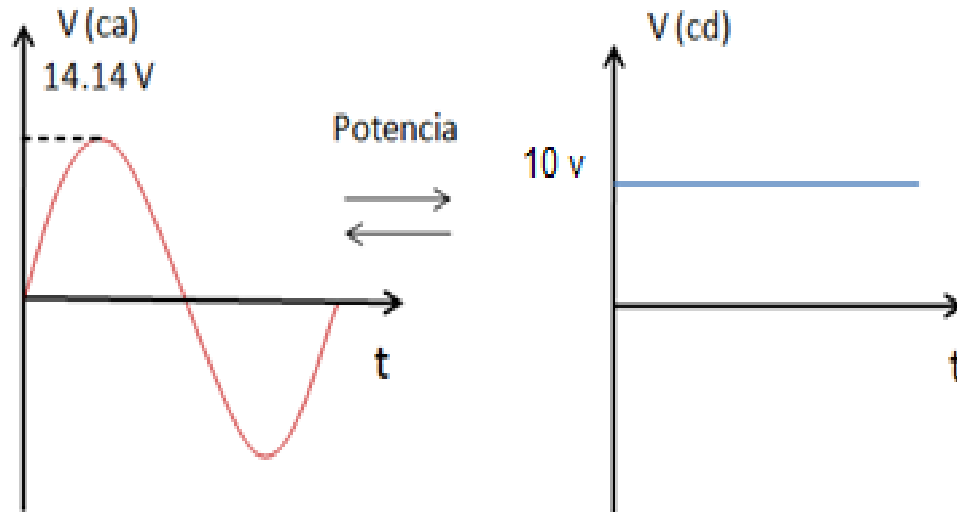
Valor efectivo (rms)

El valor efectivo o rms (Root Mean Square – Raíz Media Cuadrática), es el valor de una cantidad (corriente o voltaje) sinusoidal (CA) que debe aplicarse para entregar la misma potencia que un voltaje determinado de corriente directa. Este valor se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$V_{cd\text{ equivalente}} = V_{ef} = 0.707V_{\max} = \frac{1}{\sqrt{2}}V_{\max}$$

$$I_{cd\text{ equivalente}} = I_{ef} = 0.707I_{\max} = \frac{1}{\sqrt{2}}I_{\max}$$

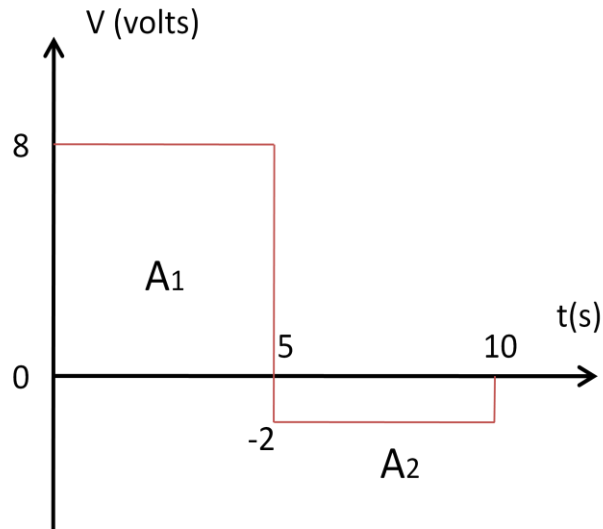
Figura 137. Voltaje efectivo



Valor promedio

El valor promedio se define como la suma de las áreas que se encuentran arriba del eje, menos la suma de las que se hallan abajo de este. Para entender mejor este concepto se hace a continuación un ejemplo.

Figura 138. Voltaje promedio



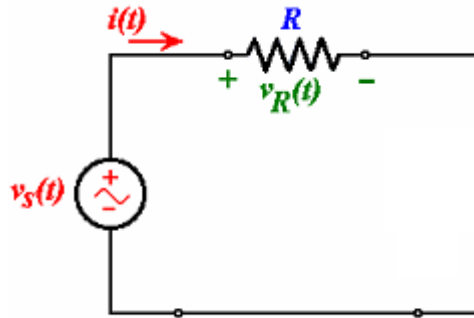
En donde el valor promedio de la grafica anterior es:

$$G(\text{valor promedio}) = \frac{\text{Area}(\text{suma algebraica})}{T(\text{periodo})} = \frac{A1 - A2}{10\text{seg}}$$

Circuito resistivo puro

El circuito resistivo puro consiste en una conexión fuente + resistencia como se ilustra en la siguiente grafica:

Figura 139. Circuito resistivo puro



A continuación se muestra como se aplica la ley de ohm para este tipo de circuito eléctrico.

$$V_{(t)} = V_o \text{sen}(\omega t)$$

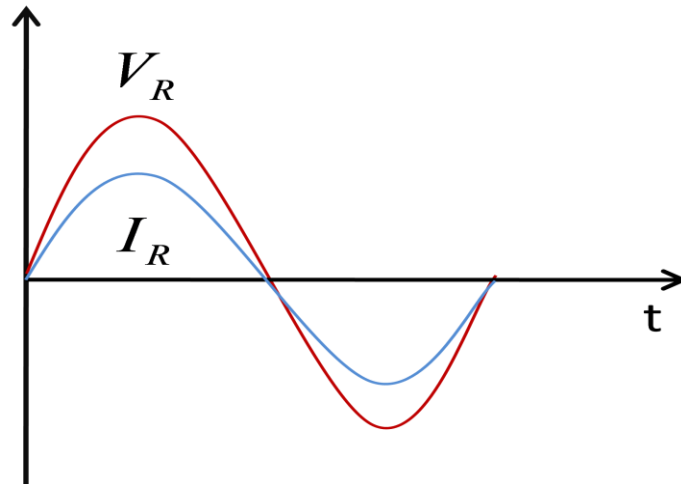
Aplicando la ley de ohm $I = \frac{V}{R}$ obtenemos la ecuación de la corriente como:

$$I_{(t)} = \frac{V_o}{R} \text{sen}(\omega t) \quad \text{en donde} \quad I_{\max} = \frac{V_o}{R} \quad \text{y dando como resultado:}$$

$$I_{(t)} = I_{\max} \text{sen}(\omega t)$$

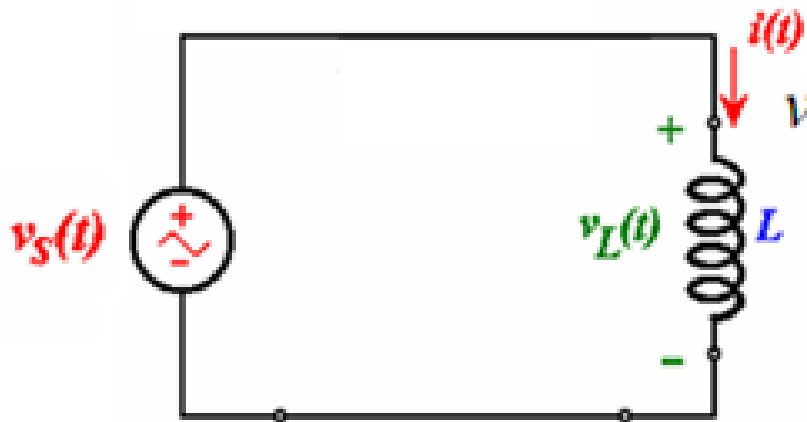
Finalmente se concluye que el resistor no introduce ningún desplazamiento de fase por lo que se dice que voltaje y la corriente están en fase, esto se ilustra en la siguiente grafica.

Figura 140. Voltaje y corriente v_s tiempo en un circuito resistivo puro



Circuito inductivo puro

Figura 141. Circuito inductivo puro



El circuito inductivo puro consiste de una bobina conectada a una fuente de voltaje, como se observa en la Figura 141.

Para la batería se tiene que, $V_{(t)} = V_o \text{sen}(\omega t)$ y para la bobina $V_{(t)} = L \frac{di}{dt}$, aplicando

la ley de voltajes de kirchhoff tenemos que:

$$V_o \text{sen}(\omega t) - L \frac{di}{dt} = 0 \rightarrow V_o \text{sen}(\omega t) = L \frac{di}{dt}$$

$$V_o \text{sen}(\omega t) = L \frac{di}{dt} \rightarrow \text{despejando } di \text{ de esta ecuacion}$$

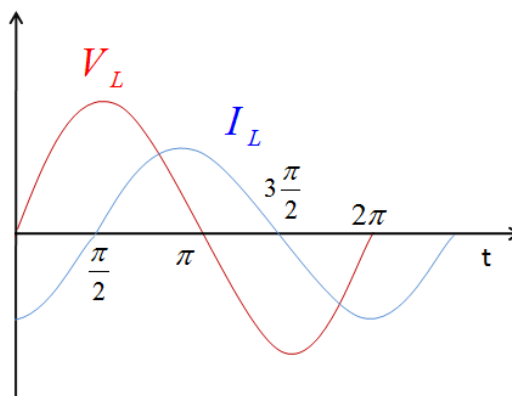
$$di = \frac{V_o}{L} \text{sen}(\omega t) dt \rightarrow \text{Integrando se obtiene}$$

$$I_{(t)} = -\frac{V_o}{\omega L} \cos(\omega t) \text{ Por trigonometria } \rightarrow I_{(t)} = \frac{V_o}{\omega L} \text{sen}\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right)$$

Comparando esta ecuación con los resultados de un resistor puro, se concluye:

- **El efecto neto de una bobina en un circuito es la de atrasar la corriente $\frac{\pi}{2}$ con respecto al voltaje, esto se ilustra a continuación:**

Figura 142 Voltaje y corriente v_s tiempo en un circuito inductivo puro



- Haciendo la analogía entre la ecuación para la corriente de un circuito resistivo puro con la corriente de un circuito inductivo puro se concluye:

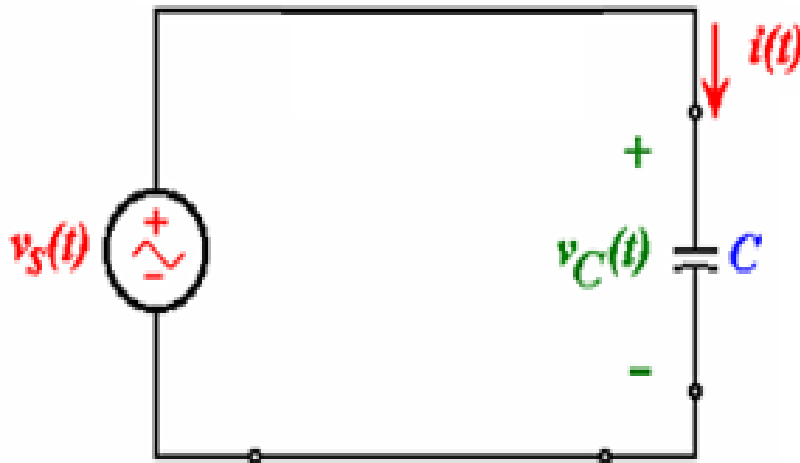
$$I_{(t)} = \frac{V_o}{\omega L} \text{sen}\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \qquad I_{(t)} = \frac{V_o}{R} \text{sen}(\omega t)$$

En un circuito inductivo puro existe una resistencia equivalente llamada resistencia inductiva conocida como X_L representada de forma fasorial:

$$X_L = 0 + j\omega L = \omega L e^{j\frac{\pi}{2}}$$

Circuito capacitivo puro

Figura 143 Circuito Capacitivo puro



El circuito capacitivo puro consiste de un condensador conectado a una fuente de voltaje, como se observa en la Figura 143.

Para la batería se tiene que, $V_{(t)} = V_o \text{sen}(\omega t)$ y para el condensador $V_{(t)} = \frac{q}{C}$, aplicando la ley de voltajes de kirchhoff tenemos que:

$$V_o \text{sen}(\omega t) - \frac{q}{C} = 0 \rightarrow V_o \text{sen}(\omega t) = \frac{q}{C} \rightarrow q = CV_o \text{sen}(\omega t)$$

Para el condensador $i(t) = \frac{dq}{dt}$

entonces, $i(t) = C \frac{d(V_o \text{sen} \omega t)}{dt}$

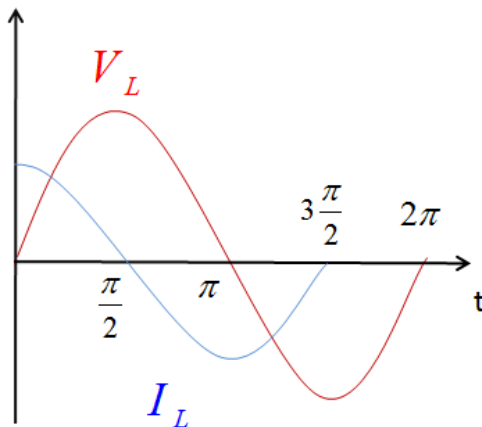
Derivando $\rightarrow i(t) = CV_o (\cos \omega t) \omega$

por trigonometria $i(t) = \omega CV_o \text{sen}(\omega t + \frac{\pi}{2}) = \frac{V_o}{1/\omega C} \text{sen}(\omega t + \frac{\pi}{2})$

Comparando esta ecuación con los resultados de un resistor puro, se concluye:

- El efecto neto de un condensador en un circuito es la de adelantar la corriente $\frac{\pi}{2}$ con respecto al voltaje, esto se ilustra a continuación:

Figura 144. Voltaje y corriente v_s tiempo en un circuito capacitivo puro



- Haciendo la analogía entre la ecuación para la corriente de un circuito resistivo puro con la corriente de un circuito inductivo puro se concluye:

$$I_{(t)} = \frac{V_o}{1/\omega C} \text{sen}(\omega t + \frac{\pi}{2}) \qquad I_{(t)} = \frac{V_o}{R} \text{sen}(\omega t)$$

\uparrow

\uparrow

En un circuito capacitivo puro existe una resistencia equivalente llamada resistencia capacitiva conocida como X_C representada de forma fasorial:

$$X_C = 0 - j \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{\omega C} e^{-j\frac{\pi}{2}}$$

Potencia⁵³

Del mayor o menor retraso o adelanto que ocasione cualquier equipo eléctrico en la corriente (**i**) que fluye por un circuito, en relación con el voltaje o tensión (**v**), así será el factor de potencia o $\cos \varphi$ que tenga dicho equipo.

En un circuito eléctrico de corriente alterna se pueden llegar a encontrar tres tipos de potencias eléctricas diferentes:

- Potencia activa (P) (resistiva)
- Potencia reactiva (q) (inductiva)
- Potencia aparente (s) (total)

Potencia activa o resistiva (P)

Cuando se conecta una resistencia (r) o carga resistiva en un circuito de corriente alterna, el trabajo útil que genera dicha carga determinará la potencia activa que tendrá que proporcionar la fuente de fuerza electromotriz (fem). La potencia activa

⁵³ <http://www.asifunciona.com/>

se representa por medio de la letra (P) y su unidad de medida es el watt (W). Para calcular la potencia activa que consume un equipo eléctrico cuando es conectado a un circuito monofásico de corriente alterna se utiliza la siguiente ecuación:

$$P = VI \cos \varphi$$

De donde:

- P es la potencia de consumo eléctrico, en watt (W)
- I es intensidad de la corriente que fluye por el circuito, en ampere (A)
- $\cos \varphi$ es el valor del factor de potencia

En los dispositivos que poseen solamente carga resistiva, el factor de potencia es siempre igual a 1, mientras que en los que poseen carga inductiva o carga capacitiva ese valor será siempre menor 1.

Potencia reactiva o inductiva (Q)

Esta potencia la consumen los circuitos de corriente alterna que tienen conectadas cargas reactivas, como los son los motores, transformadores y cualquier otro dispositivo similar que tenga bobinas o enrollados. Esos dispositivos no sólo consumen la potencia activa que suministra la fuente de de fuerza electromotriz fem, sino también potencia reactiva.

La potencia reactiva o inductiva no proporciona ningún tipo de trabajo útil, pero los dispositivos que poseen enrollados de alambre de cobre, requieren ese tipo de potencia para poder producir el campo magnético con el cual funcionan. La unidad de medida de la potencia reactiva es el volt-ampere reactivo (var).

Para calcular la potencia reactiva que consume un equipo eléctrico cuando es conectado a un circuito eléctrico se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

De donde:

- Q es el valor de la carga reactiva o inductiva, en volt-ampere reactivo (var)
- S es el valor de la potencia aparente o total, en volt-ampere (va)
- P es el valor de la potencia activa o resistiva, en watt (w)

Potencia aparente o total (S)

La potencia aparente (S), llamada también "potencia total", es el resultado de la suma geométrica de las potencias activa y reactiva. Esta potencia es la que realmente suministra una planta eléctrica cuando se encuentra funcionando al vacío, es decir, sin ningún tipo de carga conectada, mientras que la potencia que consumen las cargas conectadas al circuito eléctrico es potencia activa (P).

La potencia aparente se representa con la letra "S" y su unidad de medida es el volt-ampere (VA). La fórmula matemática para hallar el valor de este tipo de potencia es la siguiente:

$$S = VI$$

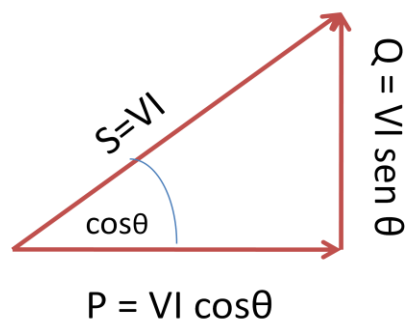
De donde:

- S es la potencia aparente o total, expresada en volt-ampere (VA)
- V es el voltaje de la corriente, en volt (V)
- I es la intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A)

Factor de potencia.

El llamado triángulo de potencias es la mejor forma de ver y comprender de forma gráfica qué es el factor de potencia o $\cos \varphi$ y su estrecha relación con los tipos de potencia previamente mencionados y que se encuentran presentes en un circuito eléctrico de corriente alterna.

Figura 145. Triangulo de potencias



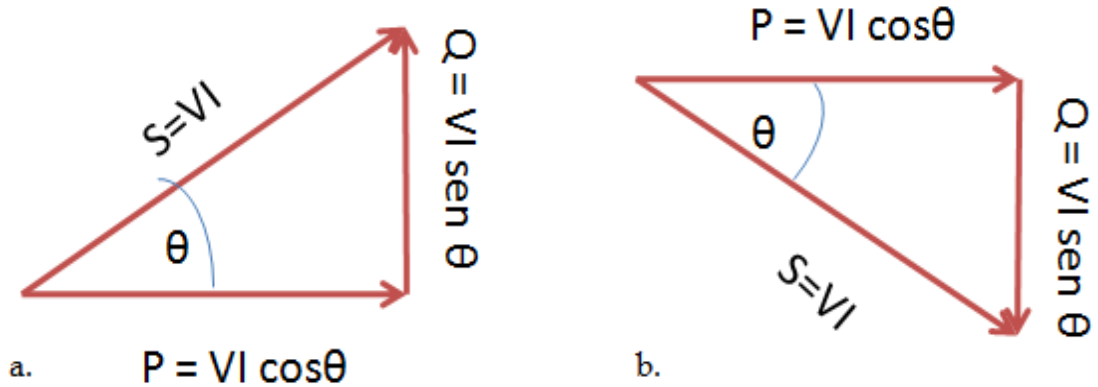
Como se observa en el triángulo de potencia de la Figura 145 el factor de potencia o $\cos \varphi$ representa el valor del ángulo que se forma al representar gráficamente la potencia activa (P) y la potencia aparente (S).

Matemáticamente esta relación se puede representar por medio de la siguiente fórmula:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

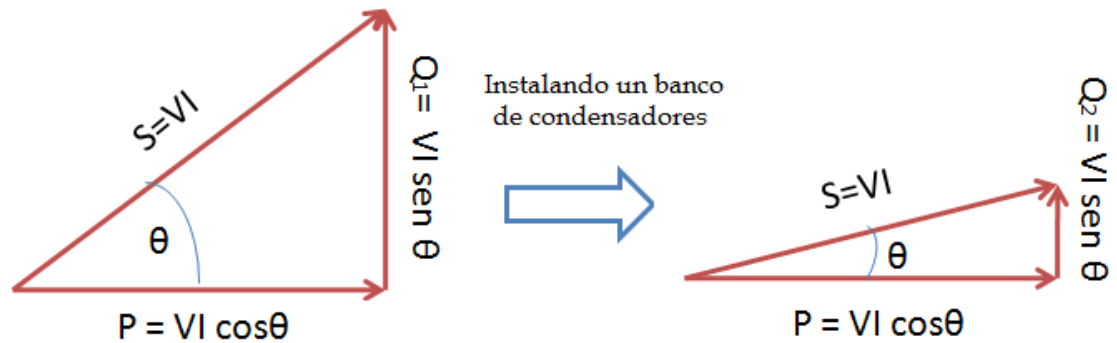
Usualmente el valor del factor de potencia puede oscilar entre 1 y 0. Lo ideal sería que el valor del factor de potencia fuese siempre 1, pues así existiría un mejor aprovechamiento del consumo de energía eléctrica. En la siguiente figura se observa cómo influyen una carga inductiva y una capacitiva en el triángulo de potencias.

Figura 146. Triangulo de potencias (a) para una carga inductiva, (b) para una carga capacitiva



Los excesivos consumos de energía reactiva pueden ser compensados por medio de capacitores. Estos son elementos eléctricos que, instalados correctamente y con el valor adecuado, compensan la energía reactiva necesaria requerida por la instalación interior, elevando el Factor de Potencia (valores cercanos a la unidad) por sobre los valores exigidos. En la Figura 147 se observa cómo se modificó el valor del factor de potencia (cercano a la unidad) cuando se integro un capacitor a un circuito eléctrico.

Figura 147. Triangulo de potencias modificado.



K.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. En la actualidad las formas más comunes de producir energía eléctrica es la hidroelectricidad y la termoelectricidad.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en:

- Termoeléctricas
- Hidroeléctricas
- Nucleares
- Eólicas
- Solares termoeléctricas
- Solares fotovoltaicas
- Mareomotrices

En la producción de energía eléctrica a escala doméstica e industrial se utilizan múltiples fuentes y procedimientos (mecánicos y químicos):

- Procedimientos químicos
 - Las pilas y las baterías

- Procedimientos mecánicos

Las dinamos

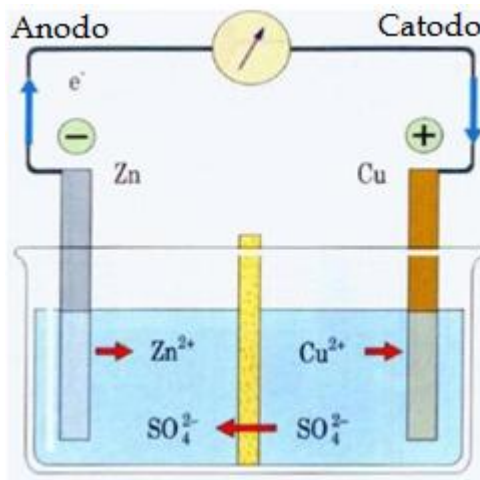
Los generadores industriales

K.2.1 Procedimientos químicos

- Las pilas y las baterías

Una pila eléctrica es un dispositivo que convierte energía química en energía eléctrica por un proceso químico transitorio. Esta energía resulta accesible mediante dos terminales que tienen las pilas, llamados polos, electrodos o bornes; uno de ellos es el polo negativo o ánodo y el otro es el polo positivo o cátodo.

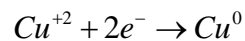
Figura 148. Esquema interno de una batería



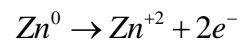
Las pilas básicamente son dos electrodos metálicos conectados y sumergidos en un líquido, sólido o pasta que se llama electrolito como se observa en la Figura 148; el electrólito es un conductor de iones.

Cuando los electrodos reaccionan con el electrolito, en uno de los electrodos (el ánodo) se producen electrones (oxidación), y en el otro (cátodo) se produce un defecto de electrones (reducción). A continuación se observan las reacciones químicas que ocurren en el ánodo y cátodo de una batería:

reaccion en el catodo (reduccion)



reaccion en el anodo (oxidacion)



K.2.2 Procedimientos mecánicos

- Las dinamos

Una dinamo o dínamo es un generador eléctrico destinado a la transformación de energía mecánica en eléctrica mediante el fenómeno de la inducción electromagnética, generando una corriente continua.

- Los generadores industriales

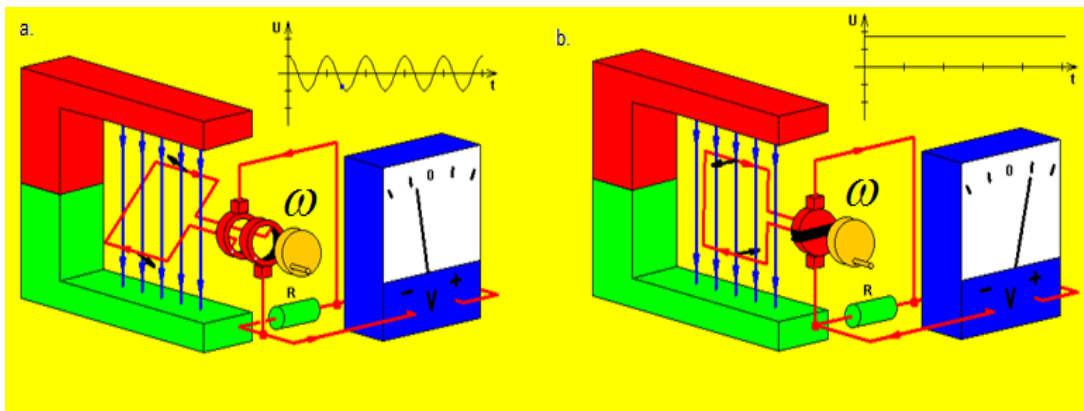
Estos dispositivos constituyen el medio industrial más común de producción de energía eléctrica. Estos dispositivos al igual que las dinamos se basan en el aprovechamiento de los fenómenos de la inducción electromagnética.

Basados en la inducción electromagnética se puede generar energía eléctrica por dos métodos:

- ✓ Campo magnético constante produciendo corriente alterna y continua.

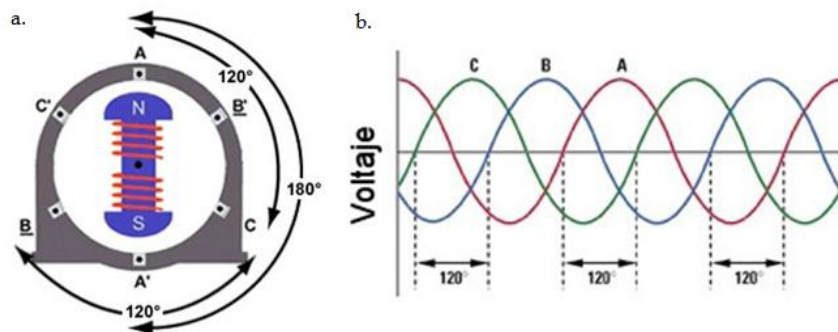
En este método el campo magnético constante es suministrado por un imán permanente y haciendo girar un conductor se induce una corriente sobre este último como se muestra en la siguiente figura.

Figura 149. Generadores de corriente (a) corriente alterna, (b) corriente continua



✓ Campo magnético variable produciendo corriente alterna.

Figura 150. Generador de corriente trifásica



En este método la corriente es inducida sobre el bobinado del estator de un generador cuando el rotor gira. Esto ocurre cuando el campo magnético del rotor se acerca o se aleja de cada par de polos. En la Figura 150 se muestra un generador de corriente trifásica.

K.3 TIPOS DE GENERADORES ELÉCTRICOS

Los generadores eléctricos se pueden clasificar básicamente de acuerdo al tipo de señal eléctrica que producen:

- **generadores de corriente continúa**
- **generadores de corriente alterna**

K.3.1 GENERADORES DE CORRIENTE CONTINUA

Los aerogeneradores con generador eléctrico de corriente continua o dinamos están totalmente descartados para máquinas de alta potencia, ya que sólo se pueden conectar a la red eléctrica mediante convertidores electrónicos que conviertan la corriente continua a alterna.

Básicamente este tipo de generadores se utilizan en aplicaciones aisladas de baja potencia, en donde el sistema de acumulación eléctrica utilizado es una batería. El alto precio de la máquina y el alto coste de mantenimiento (cambio de escobillas, anillos colectores entre otros) hacen que su uso sea menor y hayan sido sustituidos por alternadores síncronos de imanes permanentes que junto a un puente rectificador son muy útiles para aplicaciones en corriente continua.

K.3.2 GENERADORES DE CORRIENTE ALTERNA

Dentro de esta clase de generadores se establece la siguiente clasificación según la fuente de alimentación para la excitación:

- Generadores excitados (síncronos)
- Generadores auto excitados (asíncronos)

K.3.2.1 Generadores síncronos

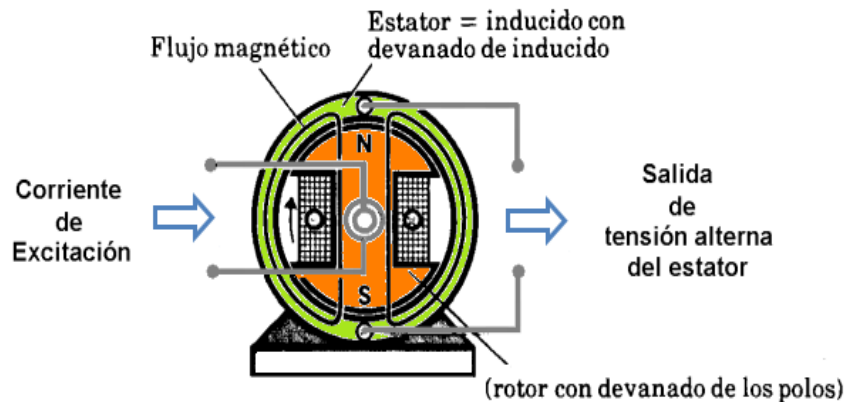
Los generadores síncronos se pueden dividir en dos tipos:

- Generadores síncronos de excitación clásica
- Generadores síncronos de excitación con imanes permanentes

K.3.2.1.1 Generadores síncronos de excitación clásica

En la Figura 151 se observan las partes fundamentales de un generador síncrono de excitación clásica; en esta se ilustra en color verde el estator y en color naranja el rotor.

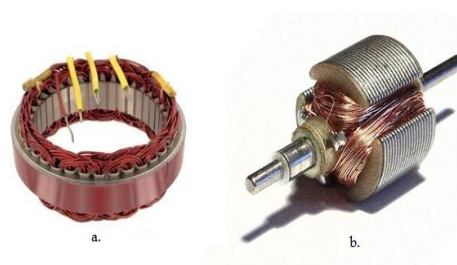
Figura 151. Generador síncrono



El estator es una parte fija de una máquina rotativa, y está compuesto por una o varias bobinas montadas sobre un núcleo metálico (ranuras).

El rotor es el componente que gira en una máquina eléctrica, está formado por un eje que soporta un grupo de bobinas enrolladas sobre un núcleo magnético.

Figura 152. Partes fundamentales de un generador síncrono (a) estator, (b) rotor



Funcionamiento

El bobinado del rotor es alimentado por una fuente externa, en este caso una batería de corriente continua; este genera un campo magnético constante. Cuando se hace girar el rotor dentro del estator, el campo magnético giratorio induce una corriente sobre las espiras del estator cuya amplitud dependerá del nivel de corriente de excitación y su frecuencia de la velocidad mecánica de giro del rotor. Esto se puede apreciar claramente en la Figura 153.

Velocidad de sincronismo (N_s)

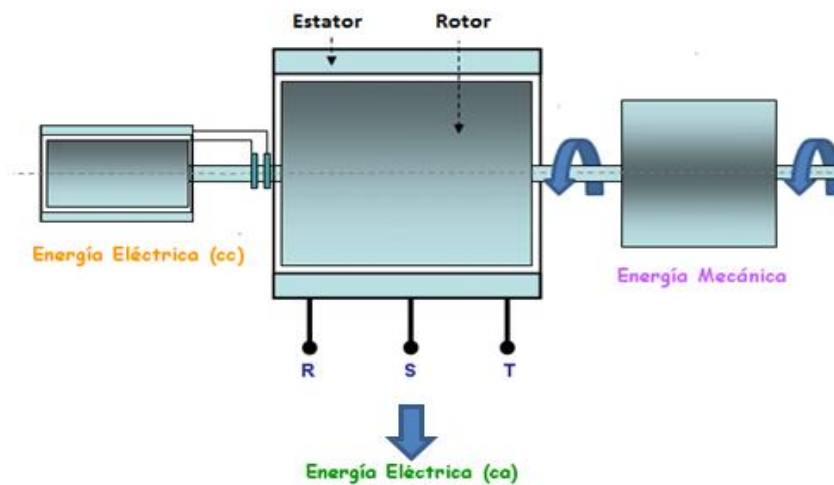
Se refiere a la velocidad del generador cuando está girando de forma síncrona con la frecuencia de red. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$N_s = \frac{120f}{n}$$

De donde

- f = frecuencia de la red eléctrica (60 Hz para Colombia)
- n = Numero de polos del generador
-

Figura 153. Esquema general de un generador síncrono



Este tipo de generador es el más utilizado en la generación de electricidad a nivel industrial.

Ventajas

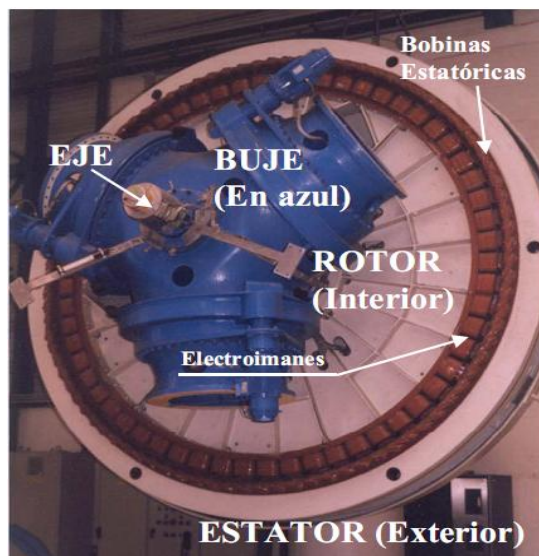
- Un punto a favor del generador síncrono de excitación clásica es que no requieren de potencia reactiva de la red, reflejado en una mejor calidad de la potencia en la interconexión con la red.

Desventajas

- Uno de los principales inconvenientes de este tipo de generador es que funciona a una velocidad constante que depende de la frecuencia de la red lo cual lo hace inapropiado para usos eólicos, debido a la variabilidad del viento.
- Debido a la constante variabilidad del viento hace que el suministro de este tipo de generadores sea en alterna a frecuencia variable, por lo tanto se hace necesario el uso de la electrónica de potencia para mantener constante la frecuencia de salida.
- Otro de los inconvenientes de esta máquina eléctrica es el uso de escobillas de deslizamiento con anillos colectores para el rotor, los cuales necesitan de mantenimiento.

K.3.2.1.2 Generadores síncronos de excitación con imanes permanentes

Figura 154. Generador síncrono de imanes permanentes



Como se observa en la figura anterior la construcción y el funcionamiento del generador de imanes permanentes es similar al generador síncrono de excitación clásica. En el rotor se encuentran alojados una serie de electroimanes los cuales proporcionan el campo magnético necesario para inducir una corriente sobre el bobinado del estator.

Existen múltiples tipos de materiales para sintetizar los imanes siendo los más importantes los siguientes: Alnico, Ferrita, Neodimio-Hierro-Boro, Samario-Cobalto.

A continuación se mencionan algunas de las principales propiedades y características de los materiales mencionados anteriormente.

- **ALNICO** (cobalto, aluminio y níquel): Estos imanes están fabricados por fundición o sinterización. Poseen el mejor comportamiento a temperaturas elevadas. Tienen una elevada remanencia, pero su coercitividad es bastante baja.
- **FERRITA**: Este tipo de imanes se obtienen sobre todo por sinterización. Son los más utilizados por su relación calidad/precio. Existen muchas calidades diferentes. Presentan buena resistencia a la desimantación.
- **NEODIMIO-HIERRO-BORO**: Son los imanes con las mejores características magnéticas existentes en la actualidad. Su comportamiento en función de la temperatura ha mejorado bastante. Se pueden utilizar para aplicaciones de hasta 150°C.
- **SAMARIO-COBALTO**: Estos imanes están fabricados a partir de elementos de la familia de las tierras raras. Sus características magnéticas

permiten reducir sus medidas. Su producto de energía es considerablemente elevado Tienen un comportamiento muy bueno a temperaturas elevadas.

Ventajas

- Al igual que los generadores síncronos de excitación clásica los generadores de imanes permanentes no necesitan de potencia reactiva de la red.
- Este tipo de generador evita el uso de caja multiplicadora debido a que al disponer de un gran número de polos, su velocidad de sincronismo es baja y perfectamente compatible con la velocidad del rotor del aerogenerador.
- Debido a lo reducido de su peso y volumen al utilizar imanes de alto magnetismo, este tipo de generadores se están utilizando cada vez más en aerogeneradores de gran potencia. El único fabricante que ha implementado el uso de este tipo de generadores en la industria eólica es la firma ENERCON.
- Su mantenimiento se hace casi nulo ya que carecen de escobillas de deslizamiento con anillos colectores.

Desventajas

- Son máquinas muy caras, sobre todo debido a los materiales del rotor y de los imanes permanentes, materiales que provienen de aleaciones de

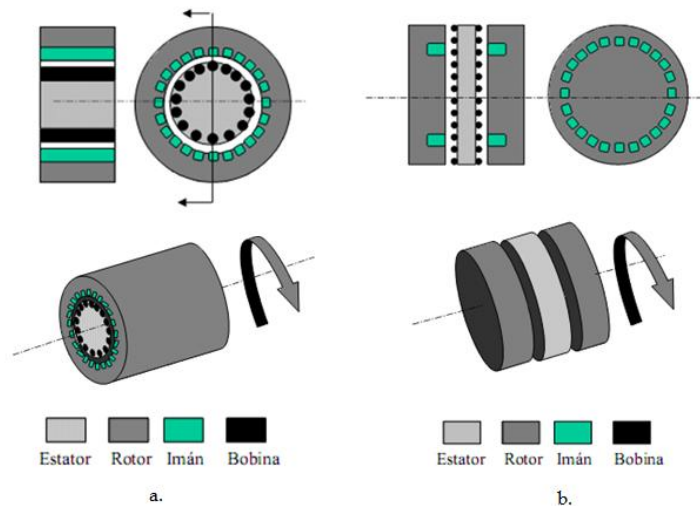
elementos de las tierras raras y que encarecen muchísimo la construcción de estas máquinas.

Existen diferentes configuraciones de generadores de imanes permanentes. La mayor diferencia entre ellos radica en el camino de flujo magnético.

Este puede ser:

- radial (normalmente en generadores de pequeña potencia)
- axial.
-

Figura 155 Generador de imanes permanentes (a) configuración radial, (b) configuración axial.



K.3.2.2 Generadores asíncronos

Los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan en forma inversa haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo.

$$N_r \geq N_s$$

Donde

N_r = Velocidad del rotor

N_s = Velocidad de sincronismo

El deslizamiento (S)

El termino deslizamiento en una máquina eléctrica es la diferencia relativa entre la velocidad del campo magnético (velocidad de sincronismo) y la velocidad del rotor (velocidad mecánica).

$$S = \left(\frac{N_s - N_r}{N_s} \right) \times 100$$

Dependiendo del valor del deslizamiento, se distinguen tres zonas distintas que caracterizan tres modos de funcionamiento:

- Motor
- Generador
- Freno

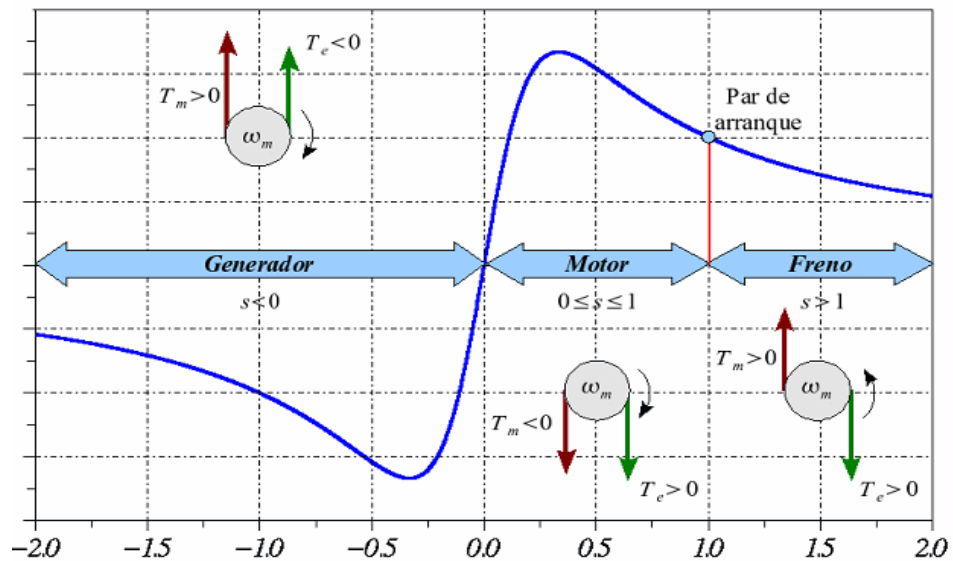
Tabla 20. Modos de funcionamiento de una maquina rotativa

MODO	DESLIZAMIENTO	VELOCIDADES
Motor	$0 < S < 1$	$N_r < N_s$
Generador	$S < 0$	$N_r > N_s$
Freno	$S > 1$	$N_r < 0$

En la Figura 156 se observa la curva de operación de una maquina rotativa, en ella se aprecia los tres modos de operación. El eje de las X representa el valor del

deslizamiento; para generadores menores de 1 MW el valor del deslizamiento es aproximadamente $S = 0.02$ y para generadores de potencias mayores de 1MW el valor del deslizamiento es cercano a $S = 0.005$.

Figura 156 Curva de operación de una maquina rotativa.



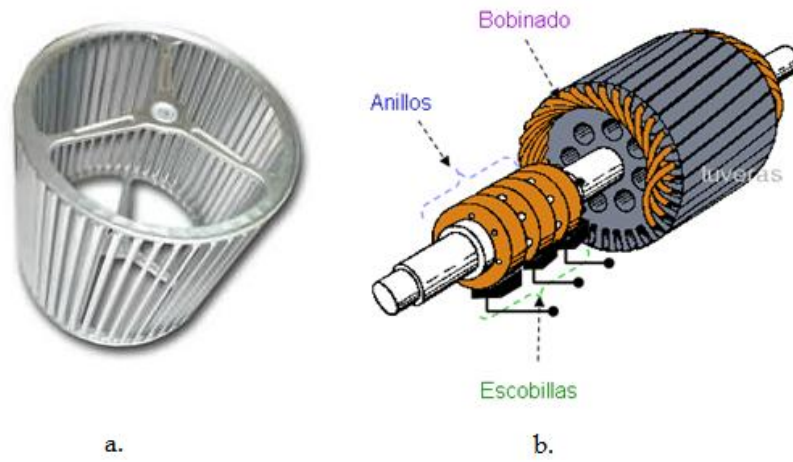
En este tipo de máquina eléctrica, el campo magnético giratorio se crea a través del estator, cuyos devanados deberán estar conectados a una fuente exterior de tensión alterna (Red eléctrica).

Esta es la razón básica por la que la máquina asíncrona es consumidora de energía reactiva, ya que al ser el bobinado una carga inductiva, para generar el campo magnético consumirá corriente desfasada de la tensión.

Los generadores asíncronos se clasifican en dos grupos dependiendo del tipo de rotor:

- Rotor Jaula de ardilla
- Rotor devanado o doblemente alimentado (DFIG)
-

Figura 157. Tipos de rotores (a) jaula de ardilla, (b) devanado.

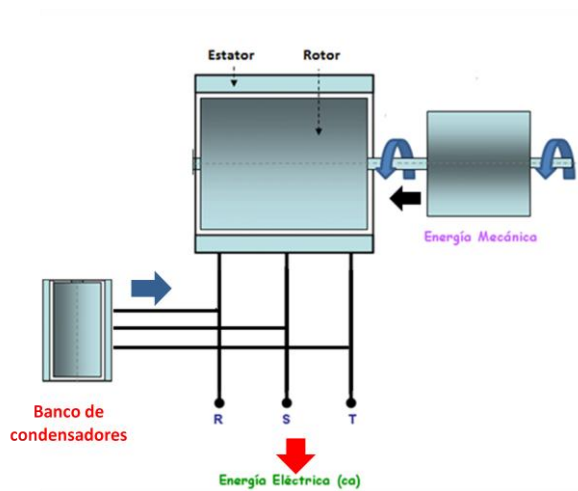


k.3.2.2.1 Generadores asíncronos de jaula de ardilla

Como anteriormente se menciona este tipo de generadores absorbe energía reactiva de la red para la excitación (magnetización del rotor) por tal motivo van equipados con un banco de condensadores que puede regularse por pasos al objeto de obtener un $\cos \theta$ cercano a la unidad. A su vez estos generadores suelen estar conectados directamente a la red como se ilustra en la Figura 158.

Algunos modelos están equipados con dos generadores, uno de la potencia nominal el otro de potencia mitad, para funcionar a bajas velocidades de viento (con el fin de aprovechar la inversión realizada y conseguir una tasa de disponibilidad de funcionamiento elevada), por lo que se puede reducir bruscamente la potencia de salida.

Figura 158. Generador asíncrono de jaula de ardilla



Ventajas

- Su fabricación es ampliamente conocida ya que son idénticos a los motores de jaula de ardilla usados normalmente, por lo que el precio es el más bajo de todas las tecnologías existentes.
- En cuanto a su mantenimiento se puede decir que es prácticamente inexistente.

Desventajas

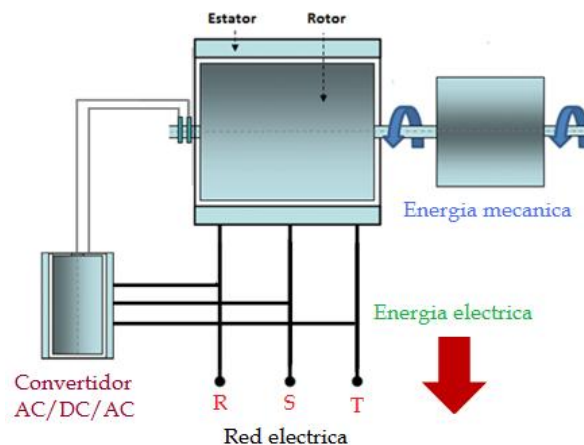
- Este tipo de generador consume energía reactiva de la red eléctrica para la excitación lo cual hace necesario el uso de un banco de condensadores.
- Estos generadores transmiten las variaciones de potencia de entrada del viento a red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida a red es muy variable.

- Asimismo estas bruscas variaciones de potencia afectan grandemente a la caja multiplicadora, que está sometida a continuos esfuerzos variables de par, lo que origina problemas mecánicos en dicho elemento.

K.3.2.2.2 Generadores asíncronos doblemente alimentado

El generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) es una máquina de inducción de velocidad variable, muy utilizada en generadores eólicos. Se trata de una máquina de inducción de rotor bobinado con los bobinados del estator directamente conectado a la red, y los del rotor conectados a la misma a través de un convertidor AC/DC/AC como se observa en la Figura 159.

Figura 159. Generador asíncrono de rotor devanado o doblemente alimentado



La velocidad del generador puede ser mayor o menos a la velocidad sincrónica. Puede obtenerse una variación de $\pm 30\%$ de la velocidad sincrónica por el uso de un convertidor de potencia de 30% de la potencia nominal.

El rotor del generador de inducción de rotor bobinado es alimentado por el convertidor trifásico lado-red que aplica un sistema trifásico de tensiones de

frecuencia variable. La modificación de la frecuencia de las corrientes del rotor da como resultado la modificación de la velocidad de giro del rotor, cuyo objetivo es que la turbina eólica trabaje en el punto de máximo rendimiento cuando cambia la velocidad del viento (TSR óptimo).

El convertidor electrónico tiene dos convertidores acoplados a través de un condensador. El convertidor del lado de la red se puede utilizar para generar o consumir potencia reactiva.

Ventajas

- La regulación de frecuencia es asimismo posible actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor (rectificador), que hace variar el par y por consiguiente la potencia entregada, permitiendo una salida de la misma regular y constante si se desea, o viene impuesta.
- Los conversores controlan el voltaje del rotor en magnitud y fase con lo cual controlan la potencia activa y reactiva.

Desventajas

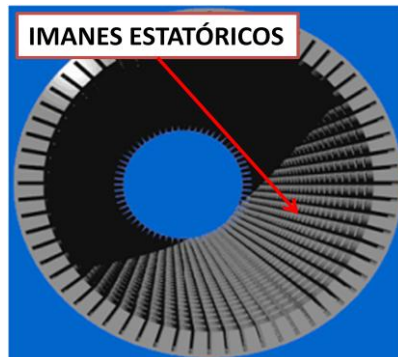
- Una desventaja de este tipo de generador son las pérdidas asociadas al sistema de control antes mencionado, que se diseña para un 30% de la potencia nominal de la máquina, obteniendo por tanto peores rendimientos (~ 95 %).
- Al implementar un convertidor AC/CD/AC hace que su costo sea elevado.
- El mantenimiento es más complicado, posiblemente el más complicado de todos los anteriores, sobre todo en lo referente a las escobillas de los anillos rozantes.

K.4 GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN EÓLICA

El **funcionamiento de los aerogeneradores** es muy sencillo, el viento mueve las hélices que conectadas a un generador transforman la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Cuando un aerogeneradores está en funcionamiento se observa que la velocidad de movimiento de las hélices es muy lenta. La velocidad de giro del rotor de un aerogenerador esta en el rango de 20 a 100 rpm para generadores con potencias nominales mayores a 1 MW y de 100 a 400 rpm para aerogeneradores con potencias nominales menores a 1 MW.

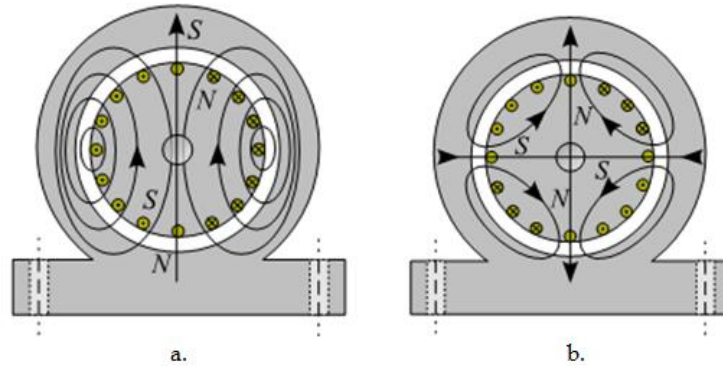
Figura 160. Imanes estáticos de un generador



Mediante la caja de engranajes esa velocidad lenta de las palas es elevada para alimentar al generador, el cual posee una velocidad de sincronismo que puede variar desde 750 a 3000 rpm que dependerá del número de polos que tenga este.

Todos los generadores poseen una gran cantidad de imanes estáticos (Figura 160). Cada imán está compuesto por un par de ranuras y la lamina que las separa. El problema de proveer de más polos a un generador asíncrono se reduce a conectar de distinta forma los imanes del estator (Figura 161).

Figura 161. Conexión de los imanes de un estator (a) un par de polos, (b) dos pares de polos.



Como se indicó previamente según el número de polos el generador se moverá a diferentes velocidades, estos valores se encuentran en la siguiente tabla.

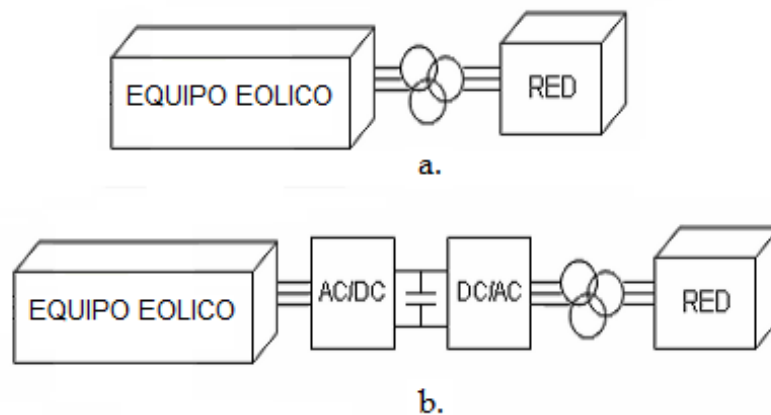
Tabla 21. Velocidades de un generador en función del número de polos

Número de polos	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

La tensión a la salida del generador suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica. Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador vinculado a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje entre 10 y 30 KV, dependiendo del estándar de la red eléctrica local. Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz como 60 Hz (para la red eléctrica de América).

Las turbinas eléctricas pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión, directa o indirecta a red. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna. La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos electrónicos antes de ser enviada a la red.

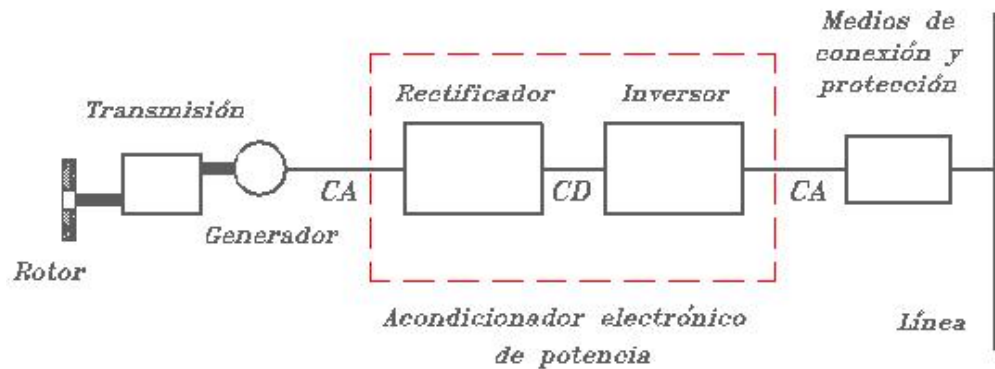
Figura 162. Conexión de un generador a la red (a) Directa, (b) indirecta.



Estos dispositivos electrónicos son utilizados para mejorar la calidad de la energía que se envía a la red eléctrica, y se conocen como acondicionadores electrónicos de potencia (CA/CD/CA). Están compuestos por un rectificador y un inversor.

El rectificador es el encargado de convertir la corriente en alterna con frecuencia variable a la salida del generador en corriente directa. El inversor transforma de nuevo la corriente continua en corriente alterna a una frecuencia fija que en este caso será la de la red. Desgraciadamente, su costo aún es muy alto (cerca de 150 USD/Kw para la electrónica de potencia, mientras que el costo de los generadores eléctricos es de 25 a 28 USD/Kw, para capacidades mayores a 250 Kw).

Figura 163 Acondicionador electrónico de potencia



La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido. Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable y no suele resultar caro.

K.5 CONFIGURACIONES TÍPICAS⁵⁴

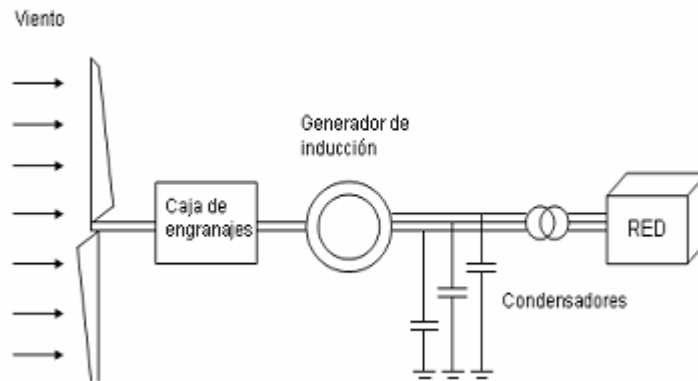
Dependiendo del tipo de generador involucrado y de la velocidad (fija o variable) a la cual funciona el sistema, se tienen distintas configuraciones de generadores eólicos. Entre las configuraciones más usadas en la actualidad están:

- Generadores de inducción a velocidad fija
- Generador de inducción doblemente alimentado a velocidad variable
- Generador síncrono multipolo a velocidad variable
- Generador síncrono a velocidad variable

⁵⁴ Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC. Luis S. Vargas, Claudia Rahmann, Rodrigo Palma-Behnke

K.5.1 Generadores de inducción a velocidad fija

Figura 164. Parque eólico con generador de inducción a velocidad fija



En este caso la turbina opera a velocidad fija, transfiriendo la potencia generada directamente al sistema eléctrico.

Tal como se menciona anteriormente, los generadores de inducción demandan potencia reactiva que debe ser suministrada ya sea por la red eléctrica, o a través de la instalación de equipos de compensación como bancos de condensadores o equipos de electrónica de potencia. Con el fin de mantener los costos lo más bajo posibles.

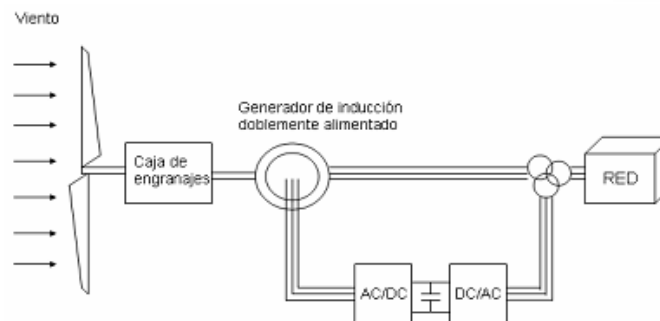
En algunas configuraciones, es necesaria una compensación reactiva especial en el límite del parque eólico definido por el punto de acoplamiento común o PCC por sus siglas en inglés, como por ejemplo compensación reactiva variable. En otros casos, los niveles/variaciones de voltaje en el PCC pueden demandar un transformador con cambiador de derivación bajo carga. Generalmente los condensadores son diseñados para proporcionar un factor de potencia bueno a una cierta velocidad de viento.

Las variaciones de la potencia activa y reactiva en los sistemas de velocidad fija debido a las variaciones en la velocidad del viento, son un importante problema de operación que ha hecho poco a poco más frecuente el uso de sistemas de velocidad variable.

Por su parte, la operación a velocidad variable presenta beneficios tales como el de reducir las fluctuaciones de voltaje en el PCC y el de un control independiente de la potencia activa y reactiva entregada a la red. Otro beneficio es que la velocidad del rotor puede ser ajustada en función de la velocidad del viento, de forma tal de mantener la relación entre la velocidad lineal de las aspas y la velocidad del viento (TSR) en su valor óptimo. La mayor desventaja es la de un mayor costo de la turbina en comparación a las de operación a velocidad fija debido principalmente al uso de la electrónica de potencia.

K.5.2 Generador de inducción doblemente alimentado a velocidad variable

Figura 165. Parque eólico con generador de inducción doblemente alimentado a velocidad variable



En la Figura 165 presenta los principales componentes de un parque eólico de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado. La principal característica de la máquina es la de ser excitada tanto desde el estator

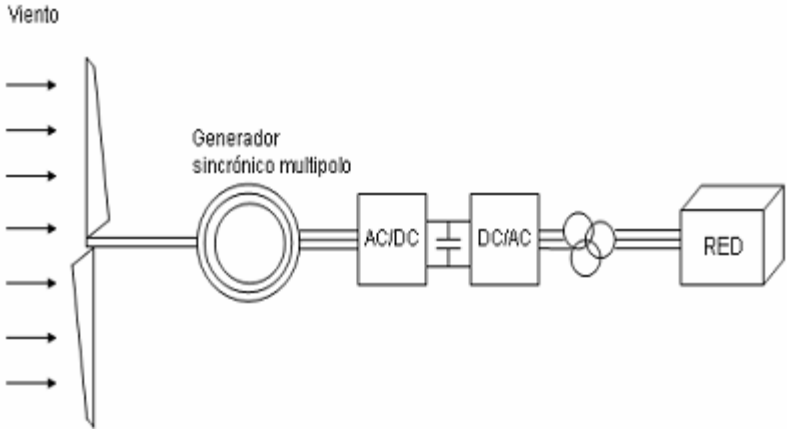
como del rotor. Esto se aprecia claramente en la Figura 165, donde los devanados del estator están directamente conectados a la red mientras que los del rotor se conectan a esta mediante un convertidor de potencia bi-direccional. El conversor del lado de la red trabaja siempre a la frecuencia de la red, mientras que el conversor del lado del rotor lo hace a frecuencia variable dependiendo del punto de operación.

Las variaciones de la velocidad de la turbina típicamente están en el rango de ± 10 a ± 25 dependiendo de las dimensiones del conversor. Con la finalidad de cubrir un amplio rango de operación, el generador de inducción doblemente alimentado está en condiciones para trabajar como generador tanto en la zona con deslizamiento positivo ($0 > s$) como negativo ($0 < s$). Dado lo anterior, el conversor electrónico en el lado del rotor debe poder operar con flujos de potencia en ambos sentidos, razón por la cual en estas configuraciones se usa un conversor bi-direccional.

K.5.3 Generador síncrono multipolo a velocidad variable

La Figura 166 muestra otro esquema típico de tecnología de velocidad variable con un conversor que desacopla totalmente el generador de la red. Este esquema usa un generador sincrónico multipolo donde puede ser removida la caja de engranajes entre la turbina y el generador. Un problema con esta configuración es el tamaño relativamente grande del generador comparado con los generadores estándar y por lo tanto son de mayor precio.

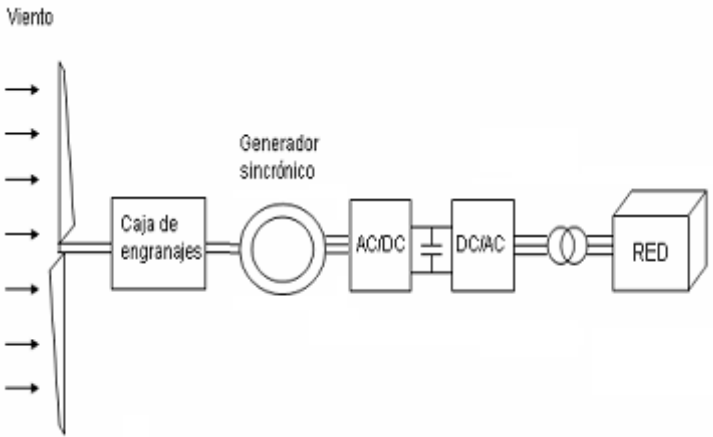
Figura 166. Parque eólico con generador sincrónico multipolo de velocidad variable



K.5.4 Generador síncrono a velocidad variable

Esta configuración es similar a la anterior pero con un generador sincrónico clásico donde se debe incluir una caja de engranajes . En ambos casos, el convertor se puede usar para controlar la potencia activa y reactiva en forma independiente.

Figura 167. Parque eólico con generador sincrónico de velocidad variable



Apéndice L

Sesión 12

L. CONTROL DE LA POTENCIA A TRAVÉS DE SISTEMAS MECÁNICOS

L.1 INTRODUCCIÓN

En esta sesión del Seminario de Investigación en Energía Eólica se dará una visión general del de control de potencia en los aerogeneradores de eje horizontal por medio de sistemas mecánicos.

Se hará una breve descripción de cada sistema, su funcionamiento, principales ventajas y desventajas.

L.2 OBJETIVOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA DE CONTROL MECÁNICO

- Conseguir que la turbina funcione en consonancia con el viento y así maximizar el rendimiento del sistema.
- Proteger al sistema (frente a sobrevelocidades, enrollamientos de los cables de interconexión, embalamientos y otros imprevistos) para aumentar la vida útil del aerogenerador.

L.3 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

El sistema de control deberá ser diferente en función del tamaño del aerogenerador. Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo, por el contrario, para grandes máquinas -media y alta potencia-, el sistema de control será más complicado debido a los múltiples parámetros a medir y el aumento de precisión requerido, comúnmente denominado control activo el cual representará un costo, que aunque sea alto, es pequeño en comparación con el costo total del sistema.

Así, los controles pasivos hacen sus medidas de la manera más simple posible y utilizan fuerzas naturales para actuar, mientras que los sistemas de control activos utilizan sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, neumáticos o combinaciones de los anteriores para alcanzar su propósito.

Figura 168. Clasificación general de los sistemas de control



L.3.1 CONTROL PASIVO⁵⁵

Es en el cual el sistema es diseñado para que la dinámica y o la orientación de los componentes mecánicos (materiales aeroelásticos, contrapesos, etc) realicen integralmente la función de control que se busca (el sensor y el actuador están integrados mecánicamente).

Se utilizan en sistemas aislados de la red eléctrica. La mayor parte de los aerogeneradores en el mercado son aerogeneradores de eje horizontal a barlovento, si bien existen modelos comerciales en el mercado de eje horizontal a sotavento, así como de eje vertical (Solavent, Windside).

Normalmente no disponen de multiplicadora, siendo la unión directa del rotor con el generador. Generalmente se utilizan alternadores de imanes permanentes de 4 a 10 polos (Bergey, Westwind, Proven, LMW). En el rango de 3 a 30 Kw a veces se utilizan generadores de inducción (Australian Energy 5 kW, Wenus Inventus, Vergnet). Asimismo existen algunos diseños con generadores de reluctancia variable (A.O.C.).

L.3.1.1 Sistema de regulación de velocidad

La norma UNE-EN 61400-2 (Seguridad de los aerogeneradores pequeños) indica textualmente: “Deben utilizarse uno o más sistemas de protección si es necesario para mantener el aerogenerador dentro de los límites de diseño. En particular, deben existir medios disponibles para prevenir que se supere la velocidad límite de rotación de cálculo”. Existe una gran variedad de soluciones utilizadas para

⁵⁵ **MUR AMADA, Joaquín** Introducción al control de aerogeneradores, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza

regular la potencia y la velocidad de giro en los pequeños aerogeneradores. Entre ellas se incluyen:

A) Sin regulación

En este caso el aerogenerador se diseña para soportar las cargas que se produzcan en todas las condiciones de operación, incluidas las velocidades de giro que puedan presentarse en funcionamiento en vacío.

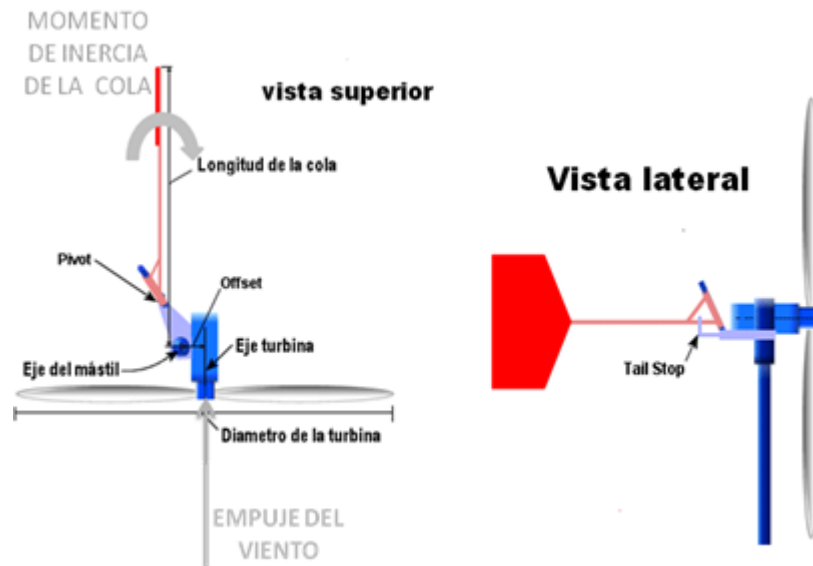
B) Con regulación

- Regulación por variación del área de captación “furling”
- Regulación por cabeceo
- Regulación por cambio de paso “Pitch control”
- Regulación por pérdida aerodinámica “stall”
-

Regulación por variación del área de captación “furling”

Consiste en reducir el área de captación o área del rotor en posición perpendicular a la corriente de aire incidente cuando la velocidad supera cierto valor crítico o de corte, desviando la máquina de la acción directa del viento. Para lograr esto se localiza el eje de giro del aerogenerador en una posición excéntrica con respecto al eje de giro del rotor, Figura 169.

Figura 169. Esquema general del mecanismo de regulación por Furling



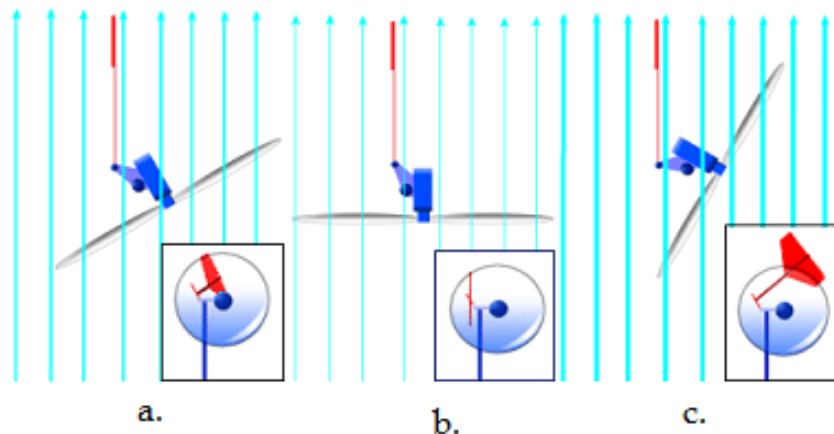
Ante la presencia de vientos ligeros (No Furling) el momento de inercia de la cola es mayor que el de la fuerza de viento contra la turbina, por lo tanto la cola descansa en el soporte y apunta directamente hacia atrás Figura 170a.

Cuando se presentan vientos medios, (comenzando el furling) el momento de la fuerza del viento en contra de la turbina es mayor que el momento de la cola, de modo que la cola se levanta. Esto gira la turbina fuera del viento y el sistema se equilibra. La cola siempre apunta aguas abajo Figura 170b.

Cuando los vientos son muy fuertes la fuerza del viento contra la turbina es tan grande que la cola está casi en el mismo ángulo que la turbina. Es decir se pliega casi en su totalidad, El furling es entonces un equilibrio entre el peso de la cola y el empuje de la turbina Figura 170c.

El principal inconveniente en este sistema es una fuerte vibración que induce peligrosos esfuerzos de fatiga de naturaleza irregular en toda la estructura. El viento incidente no posee un comportamiento estable en el tiempo y por tanto las cargas sobre el rotor también serán irregulares; de este modo a velocidades cercanas a la crítica se presentara una inestabilidad en el equilibrio, provocando oscilaciones desde la posición del eje del rotor, que golpean el tope del soporte. Por este motivo sólo se emplea en aerogeneradores con potencias < 5kw.

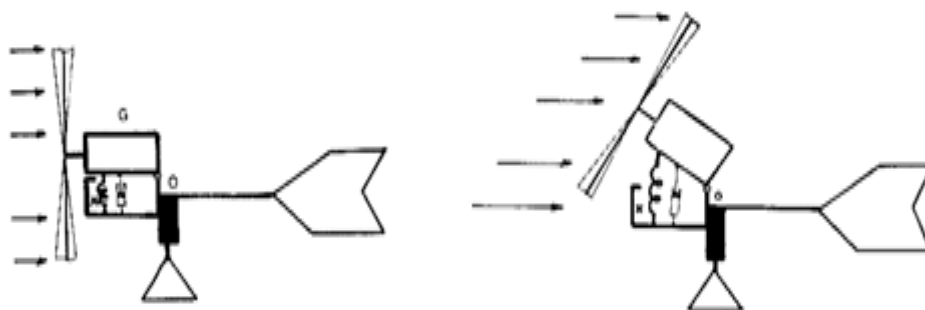
Figura 170. Esquema del funcionamiento de la regulación por Furling



Regulación por cabeceo

El viento ejerce una presión sobre las hélices; cuanto más fuerte es el viento, más fuerte es la presión ejercida en el rotor. Cuando esta presión llega a cierto punto, el aerogenerador se inclina hacia atrás, es decir, el rotor se mueve verticalmente. El efecto es reducir el área de enfrentamiento del rotor en función de la magnitud de la velocidad del viento, Figura 171.

Figura 171. Regulación por cabeceo

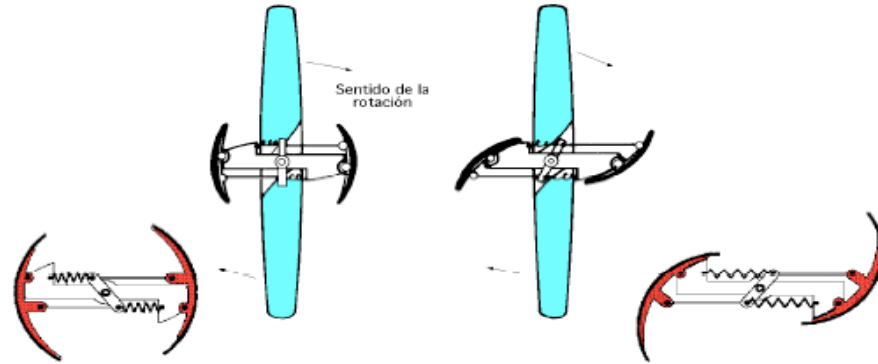


Este sistema no funciona si el aerogenerador está desconectado de las baterías. Cuando el aerogenerador gira en vacío, sin estar conectado a una carga, las hélices apenas ofrecen resistencia, las palas aceleran su rotación, pero la presión ejercida en el rotor no es suficiente para vencer el peso del aerogenerador. En estos casos el bobinado puede quemarse, y los esfuerzos en la torre, eje, rodamientos y hélices, pueden implicar roturas importantes.

Regulación por cambio de paso (pitch control):

Es un sistema similar al empleado en los grandes aerogeneradores, pero con la diferencia de que los pequeños usan sistemas de cambio de paso pasivos, en los que la variación del ángulo de paso de las palas se produce mediante mecanismos centrífugos. El ajuste del ángulo de la pala cambia el ángulo de ataque y se reduce la fuerza de sustentación sobre la pala, Figura 172.

Figura 172. Regulación del ángulo de inclinación de las palas por acción de la fuerza centrífuga, (Windcharger)



Regulación por pérdida aerodinámica (stall)⁵⁶:

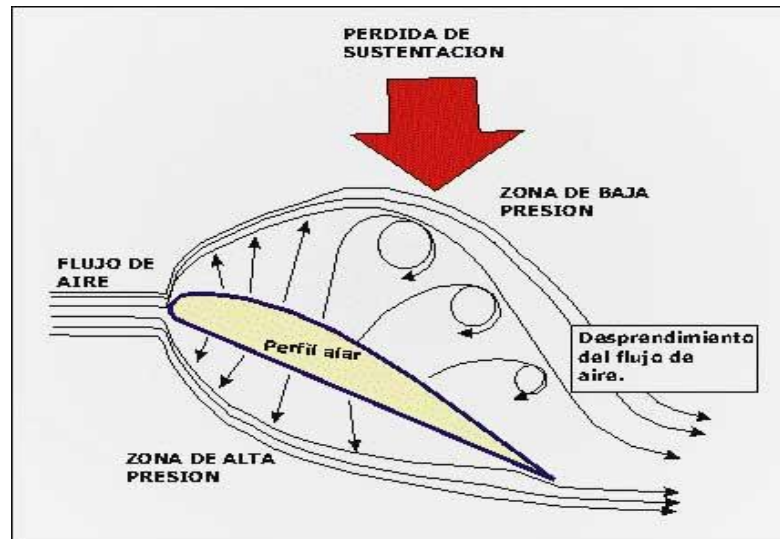
Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento⁵⁷, Figura 173.

Las ventajas de este tipo de regulación son la ausencia de potentes sistemas hidráulicos o eléctricos y grandes partes móviles, con el consiguiente aumento de fiabilidad y disminución de costos. Este sistema permite además el diseño de bujes más sencillos, ya que la raíz de la pala se ancla fija al rotor. No obstante, se tiene que prever una ventana o portezuela a mitad de la torre del aerogenerador para poder hacer acceder al aerofreno durante el mantenimiento.

⁵⁶ MUR AMADA, Joaquín *Introducción al control de aerogeneradores*, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza

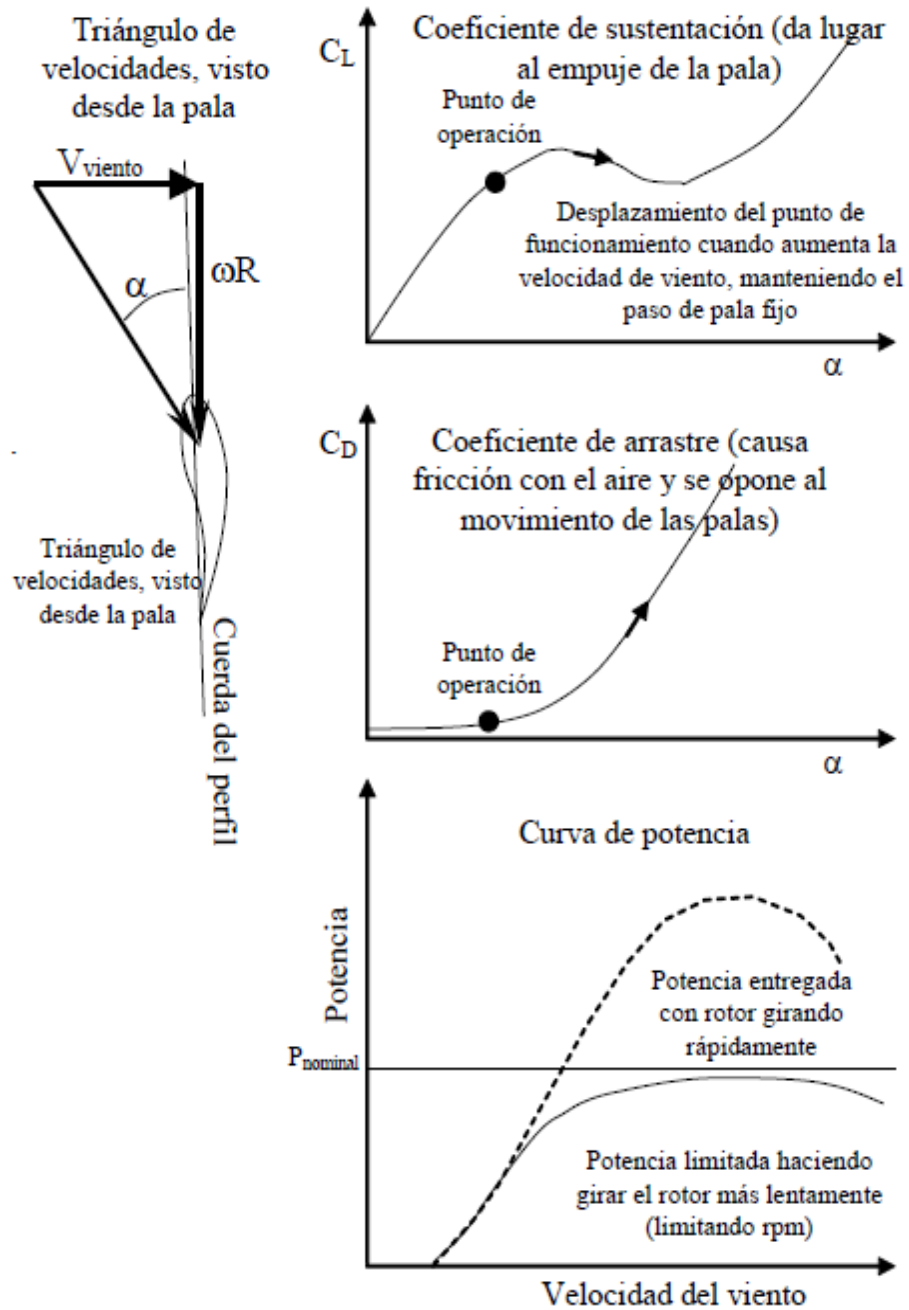
⁵⁷ RAGHAB, M, Control of de wind turbine, pag 4

Figura 173. Stall control



Como inconvenientes está la obtención de una curva de potencia menos regular para valores de viento superiores al nominal si comparamos con sistemas de regulación de paso variable (esto puede producir un decremento de producción para vientos bastante fuertes). Las palas, al no poderse alinear con el viento, sufren una carga estática mayor. Estas turbinas también necesitan más viento para que las aspas empiecen a girar, ya que el par de arranque es alto (por tanto tienen menor producción con vientos suaves). La amortiguación de oscilaciones aerodinámicas es pobre, por lo que presenta problemas de fatiga con turbinas de más de 50 m de radio o 1 MW de potencia. Por tanto, habrá que estudiar el potencial eólico del emplazamiento y los costos de mantenimiento para determinar el ahorro en costo y mantenimiento de estas turbinas frente a una ligera pérdida de producción con vientos suaves (cerca de la velocidad de conexión) y fuertes (más de 3 m/s por encima de la velocidad nominal).

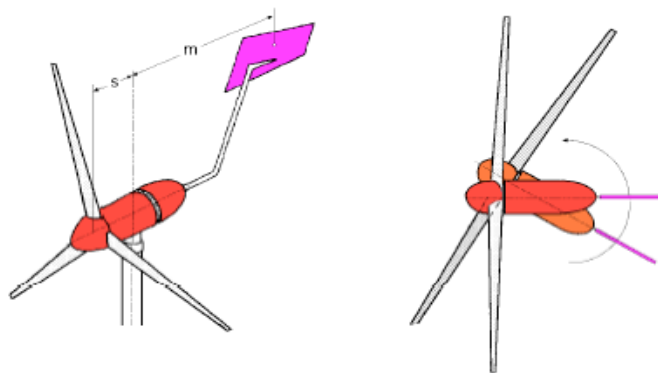
Figura 174. Efecto de entrada en pérdida en un aerogenerador de velocidad y paso fijos



L.3.1.2 Sistema de control por orientación

En los aerogeneradores a sotavento la orientación se produce por la acción del viento sobre el rotor. En los aerogeneradores a barlovento el sistema de orientación es por veleta de cola. El timón-veleta de orientación utilizado es, indistintamente, recto o elevado (con el fin de disminuir la acción de la estela del rotor sobre el timón); está situado en la prolongación del eje del rotor y tienen por misión orientar el aerogenerador en la dirección del viento, Figura 175.

Figura 175. Orientación del rotor mediante timón de cola



Están constituidas por una superficie plana metálica o de madera, sobre la que el viento ejerce una presión en el momento en que no están orientadas paralelamente en la dirección del mismo, provocando un par de giro que orienta la máquina.

Para las dimensiones del timón-veleta debemos tener en cuenta que:

- Siendo m , la distancia entre el centro de gravedad de la placa que conforma la veleta y el eje de giro vertical de la máquina
- S , la distancia entre el plano barrido por las palas y el eje de giro se debe cumplir que ($m = 4 s$), Figura 175.

L.3.2 CONTROL ACTIVO

Para el cumplimiento de la función de control activo se requieren tres bloques separados sensor, controlador y actuador. Normalmente la etapa de sensado se realiza mediante transductores que envían señales eléctricas a un controlador de tipo electrónico programable que a su vez determina la acción del actuador que puede ser de tipo eléctrico, hidráulico o mecánico.

Este tipo de sistema de control se utiliza en sistemas grandes conectados a la red e implican un alto costo el cual deberá ser evaluado frente a los beneficios, adicional a esto requiera personal especializado para su funcionamiento y mantenimiento.

L.3.2.1 SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

Los tipos más comunes de regulación de velocidad son:

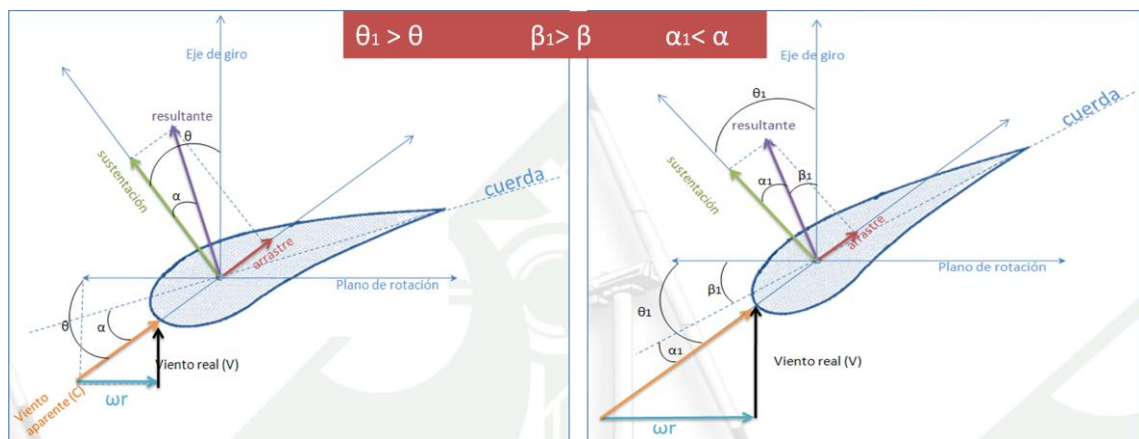
- Regulación por cambio de paso “pitch control” con ángulos positivos
- Entrada en pérdidas asistida ” stall activo “ con ángulos negativos

Regulación por cambio de paso “pitch control” con ángulos positivos

En turbinas comerciales cada vez se utiliza más la regulación del paso de palas, aumentando el ángulo de paso cuando aumenta el viento, ya que las cargas

mecánicas sobre las palas se reducen cuando aumenta el viento. Además, este sistema amortigua mejor las oscilaciones aerodinámicas y proporciona un par de arranque mayor que cuando el paso de palas es fijo. Los esfuerzos mecánicos se disminuyen, pues al reducir el ángulo de ataque α también se disminuye la sustentación (principal fuerza aerodinámica).

Figura 176. Regulación por cambio de paso “pitch control” con ángulos positivos



El efecto que tiene el ángulo β en la potencia del aerogenerador, es fácilmente apreciable en la gráfica 3.9, en la cual se representan a manera de ejemplo las curvas del coeficiente de potencia C_p en función de la velocidad específica λ y el ángulo de paso β para un perfil de alabe particular.

Ventajas

- ✓ Control de la potencia activa bajo todas las condiciones de viento. Mejor eficiencia aerodinámica
- ✓ Evita las vibraciones de pala

- ✓ Bajos niveles de ruidos
- ✓ Facilidad de arranque de la máquina a bajas velocidades de viento ajustando el ángulo a un valor adecuado.
- ✓ No necesita de fuertes frenos mecánicos para detener el rotor en caso de emergencia.
- ✓ Disminución y uniformidad de las cargas sobre las palas para elevadas velocidades de viento

Inconvenientes

Requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado (unos pocos grados cada vez que el viento cambie) y mantener el ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento

Figura 177. Coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$

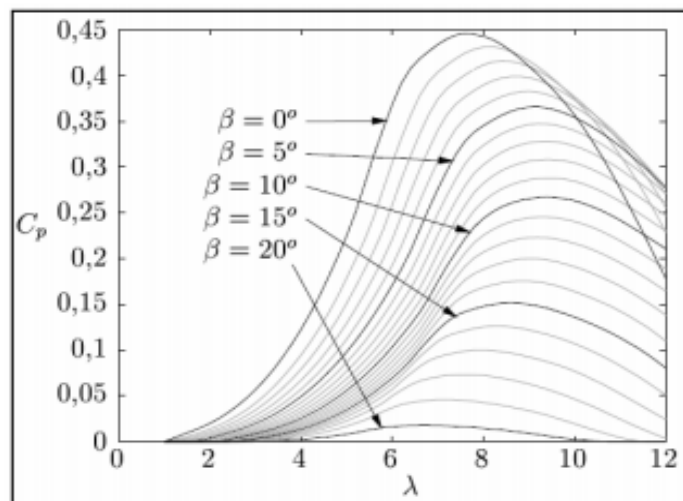
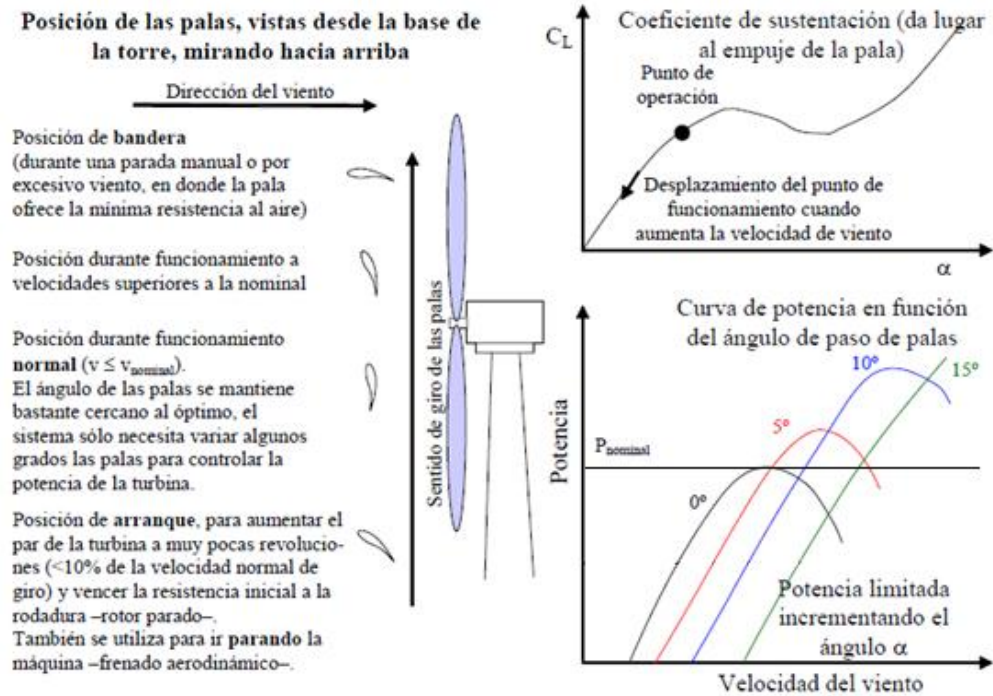


Figura 178. Coeficiente de sustentación y curva de potencia para una turbina según el paso de pala

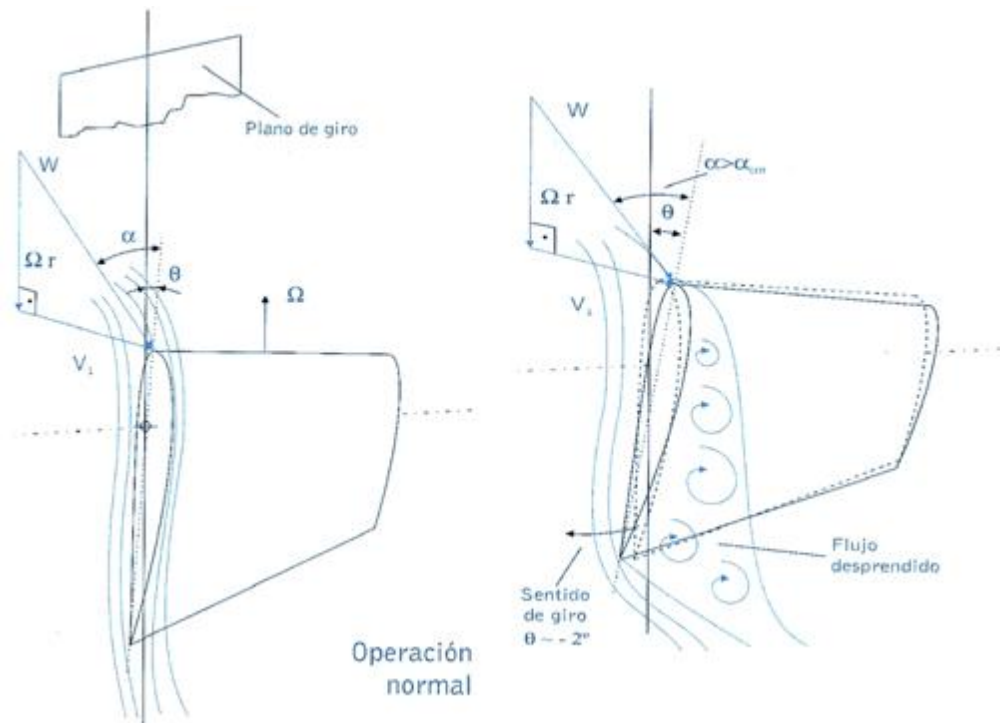


Entrada en pérdidas asistida” stall activo “con ángulos negativos

En comparación con los sistemas de entrada en pérdida convencionales, la pérdida aerodinámica activa tiene la ventaja de limitar la potencia a un valor determinado, independientemente de agentes externos como variaciones de la densidad del aire, polvo, insectos o hielo que puede modificar la rugosidad de la pala.

En este sistema se limita la potencia utilizando ángulos paso de pala negativos. De esta forma, el sistema de control puede forzar a que las palas entren en pérdida, sin tener que utilizar perfiles especiales diseñados para que esto se produzca a una determinada velocidad (la limitación de potencia es mejor que en el caso con paso fijo y se pueden escoger perfiles de pala que produzcan menos ruido y que tengan un rendimiento ligeramente superior) Figura 179.

Figura 179. Principio del control de entrada en pérdidas asistida.

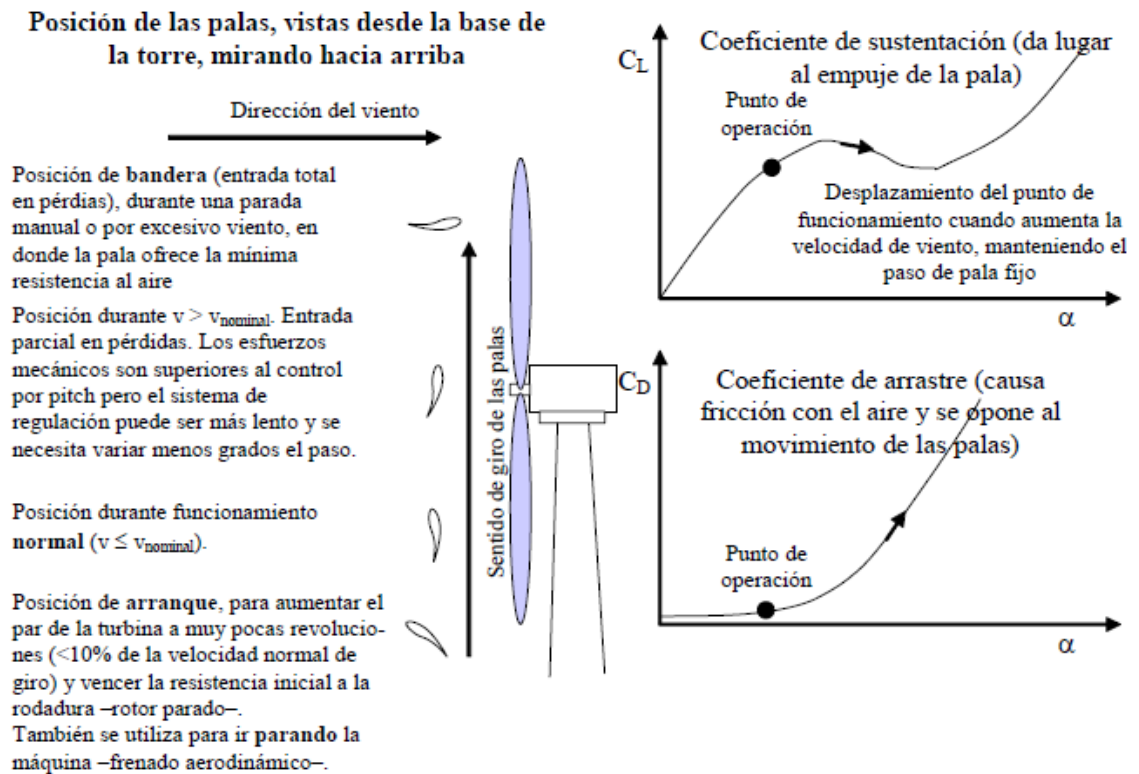


Los sistemas de pérdida aerodinámica activa frente a los sistemas de cambio de paso tradicionales presentan la ventaja de ser más sensibles en cuanto a la regulación se refiere, un pequeño cambio de ángulo de paso en la dirección opuesta a la velocidad del viento produce reducciones significativas de potencia, esto hace que la pala se gire menos veces y ángulos más pequeños, lo cual aumenta significativamente la vida útil del mecanismo de paso. Dada la elevada sensibilidad del control de potencia este tipo de sistemas se pueden utilizar con generadores de velocidad fija.

En la actualidad varios fabricantes de grandes aerogeneradores (BUNUS, NEGMICON, etc.) utilizan este tipo de sistemas. No obstante, la entrada en pérdidas activa (regulación con pasos de palas negativos) tiene una pobre amortiguación de las oscilaciones aerodinámicas (al entrar el perfil en pérdidas, se

producen mayores turbulencias en las palas y por tanto, mayores problemas de fatiga en ellas).

Figura 180. Coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre para una turbina con paso de pala variable (entrada en pérdidas asistida –ángulos de paso θ negativos



).

L.3.2.2 SISTEMA DE ORIENTACIÓN

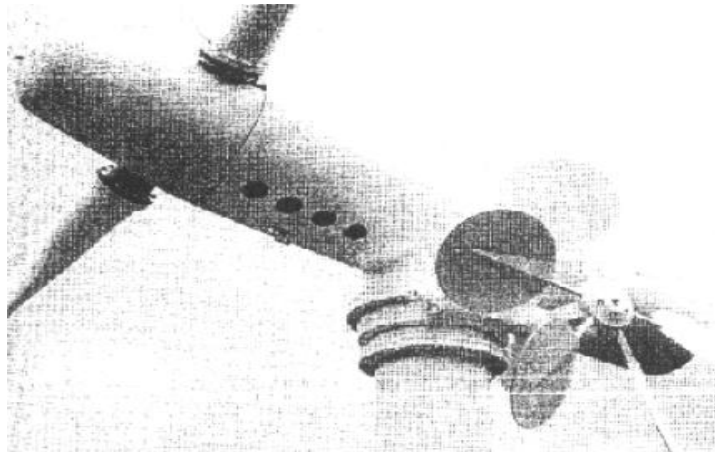
El aerogenerador deberá estar siempre situado en la dirección en la cual la velocidad del viento sea mayor. Para conseguirlo existen diversos métodos, unos más sencillos, normalmente mecánicos como los vistos en la sección de control

pasivo y otros más sofisticados en los cuales se aplican elementos activos (servomotores, etc).

Orientación mediante pequeñas turbinas

Estas pequeñas turbinas se colocan en el eje vertical y con la fuerza del viento provocan el giro del aerogenerador sobre el eje vertical⁵⁸. De esta forma las aspas de este sistema dejarán de ejercer fuerza cuando la dirección del viento sea perfectamente perpendicular a ellas y en este caso el aerogenerador quedará orientado en la dirección correcta. Esta dirección es la misma que la dirección del viento.

Figura 181. Aerogenerador controlado por una pequeña turba



Como se puede ver en la Figura 181 la ventaja de este sistema es que sus dimensiones no son muy grandes incluso para grandes aerogeneradores. Esto provoca que hasta hace unos años fuesen muy utilizadas por la industria danesa.

⁵⁸ GIPE, paul: Wind energy comes on age, John Wiley & Sons, Inc New York .

El inconveniente de este sistema es que se añaden elementos móviles incrementando su complejidad y su coste por lo tanto. Además se ha observado que la adaptación de la turbina hacia la dirección del viento es algo lento y está sujeta a las turbulencias provocadas por la torre⁵⁹.

Orientación mediante motor

Este es mecanismo de orientación más utilizado en la actualidad. Para ello es necesaria una veleta que da la dirección del viento a un transductor y este a su vez a un motor eléctrico que hace girar la góndola del aerogenerador adaptándose al viento.

Figura 182. Sistema de orientación mediante motor



⁵⁹ MARTIJA, Iñigo, TRIZ aplicado a los sistemas de orientación en los aerogeneradores, Marzo 2005.

Como es imaginable el principal inconveniente de este sistema es su complejidad además del consumo de energía por el motor y los posibles fallos de funcionamiento de este. De hecho es una de las mayores fuentes de problemas para el mantenimiento del aerogenerador. Además hay que añadir los posibles errores debidos a los movimientos rápidos de la veleta y que esta pueda deteriorarse⁶⁰.

⁶⁰ HAU, Erich Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics

Apéndice M

Sesión 13

M. ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA

M.1 INTRODUCCIÓN

El tema de generación de energías limpias adquiere cada vez mayor interés por parte de las esferas gubernamentales con políticas de reducción de CO2 además de entrar o continuar participando en proyectos de este tipo debido al elevado precio de los combustibles fósiles y al aumento del consumo de energía.

Una de las opciones con mayor aceptación consiste en la generación eólica, que como cualquier otro método de producción de energía no son ajenos a algún tipo de inconveniente más aun, cuando consiste de una tecnología la cual se ha intensificado su uso de una manera acelerada en las dos últimas décadas, consolidándose como proyectos que manejan altos intereses políticos y económicos.

Para evitar obtener una idea equivocada teniendo en cuenta los criterios polarizados que se encuentran con respecto a la implementación de la energía eólica, el presente artículo se encarga de exponer las experiencias de la nación Alemana, país que encabeza en el campo tecnológico, marcos regulatorios para el

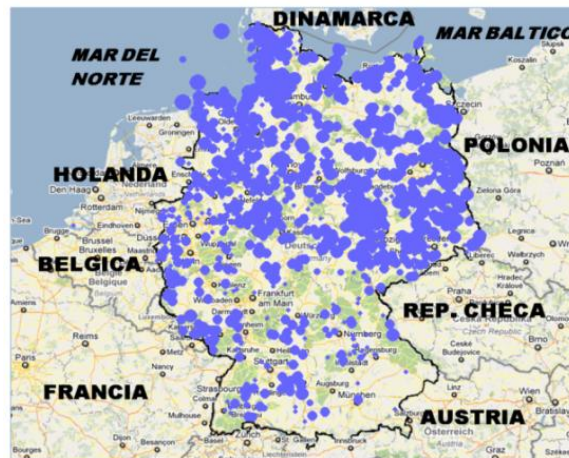
mercado y experiencia en el ámbito operacional además que después de EE.UU lidera en capacidad total instalada de energía del viento, con más 23.000 MW⁶¹ sirviendo de referencia en el caso de la situación Colombiana.

M.2 RECURSO EÓLICO

M.2.1 RECURSO EÓLICO EN ALEMANIA

Alemania muestra la tendencia de utilizar cada zona de su extenso territorio que presenta un apreciable potencial eólico forzándolos a llevar a cabo proyectos off-shore en los mares del Norte y Báltico. Lo anterior se puede apreciar en la Figura 181 en donde se registran los parques Eólicos (puntos azules) instalados en la nación alemana.

Figura 183. Mapa de los parques eólicos en Alemania

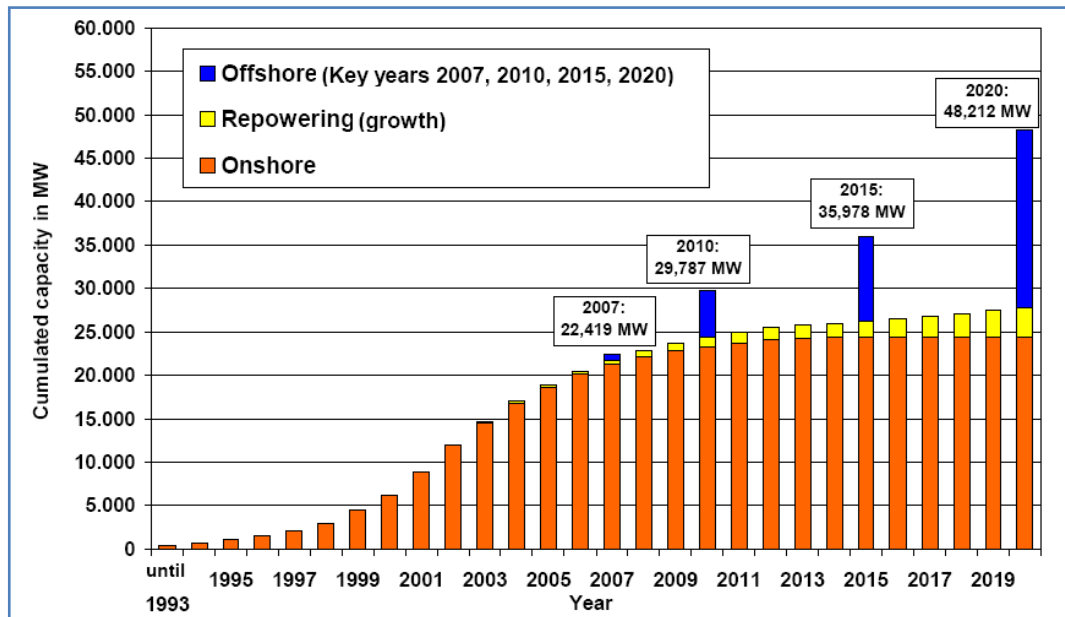


No solo se cuenta con los recursos naturales necesarios para la ejecución de estos proyectos, ejemplo de ello son las favorables condiciones de viento en la zona norte del país, en donde se llegan a presentar velocidades de 8 m/seg a 80

⁶¹ < <http://www.terra.org/articulos/art02052.html> >

m de altura⁶² , sino además se ha apostado por la inversión en el estudio y la investigación en la materia.

Figura 184. Proyección de la capacidad acumulada de energía eólica hacia 2020



El desarrollo de plantas off-shore y el plan de repotenciación es el pronóstico de una proyección ambiciosa de 48.000 MW de capacidad instalada para el 2020 es decir, duplicar su potencia actual en un poco más de una década².

M.2.2 RECURSO EÓLICO EN COLOMBIA

Generalizando un poco lo que tiene que ver con los recursos energéticos con que cuenta la nación tomando por ejemplo el potencial hidroeléctrico que oscila alrededor de 96 GW y el recurso carbonífero probado que llega a la cifra de

⁶² INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGS TECHNIK ISET (2008), Kassel: Research Alpha Ventus (RAVE)

7,067.58 millones de toneladas⁶³ nos brinda una idea del porque se han realizado pocos esfuerzos a nivel gubernamental por implementar energías renovables (a excepción de la hidráulica por supuesto).

Tabla 22. Estado de los recursos renovables en Colombia

FUENTE	CONOCIMIENTO DEL RECURSO	APLICACIONES	ESTADO	CAPACIDAD INSTALADA
Solar	<p>Atlas de radiación solar de Colombia.</p> <p>(distribución de radiación anual y mensual)</p>	<p>Sistemas fotovoltaicos.</p> <p>Colectores solares</p>	<p>Aplicada con problemas de calidad y de eficiencia</p>	>2MW
Geotérmica	<p>Mapas de recursos geotérmicos.</p> <p>Estudios preliminares de zonas de interés</p>	<p>Generación eléctrica.</p> <p>Suministro de calor</p>	No se aplica	N.D

⁶³ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA DE COLOMBIA, Plan Nacional de Expansión de Generación y Transmisión de Referencia 2008-2020. Bogotá

Tabla 23. Estado de los recursos renovables en Colombia (Continuación)

Biomasa	<p>Estimativos preliminares.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bagazo de Caña • Cascarilla Arroz • Rellenos Sanitarios • Palma de Aceite 	<p>Calderas.</p> <p>Cogeneración</p> <p>Obtención de Biodiesel</p>	<p>Alguna aplicación</p>	<p>>25 MW solo bagazo</p> <p>Excelente producción de aceite de palma, suficiente para suplir potencialmente el 5% de la demanda nacional de ACPM</p>
Eólica	<p>Atlas de energía eólica y vientos de Colombia.</p> <p>(velocidades y densidades energéticas)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo de agua • Generación sistemas aislados • Interconectada SIN 	<p>Se aplica</p>	<p>50 KW marginal</p> <p>19.5 MW (Jepirachi)</p>

Tabla 24. Estado de los recursos renovables en Colombia (Continuación)

PCH	Información abundante de caídas, caudales y recursos hídricos	Generación eléctrica a baja escala	Se aplica a costos altos	>168 MW
------------	--	---	---------------------------------	-------------------

En la Tabla 15 se aprecia las cifras más representativas en cuanto a energías renovables en Colombia evidenciando así su escasa implementación.

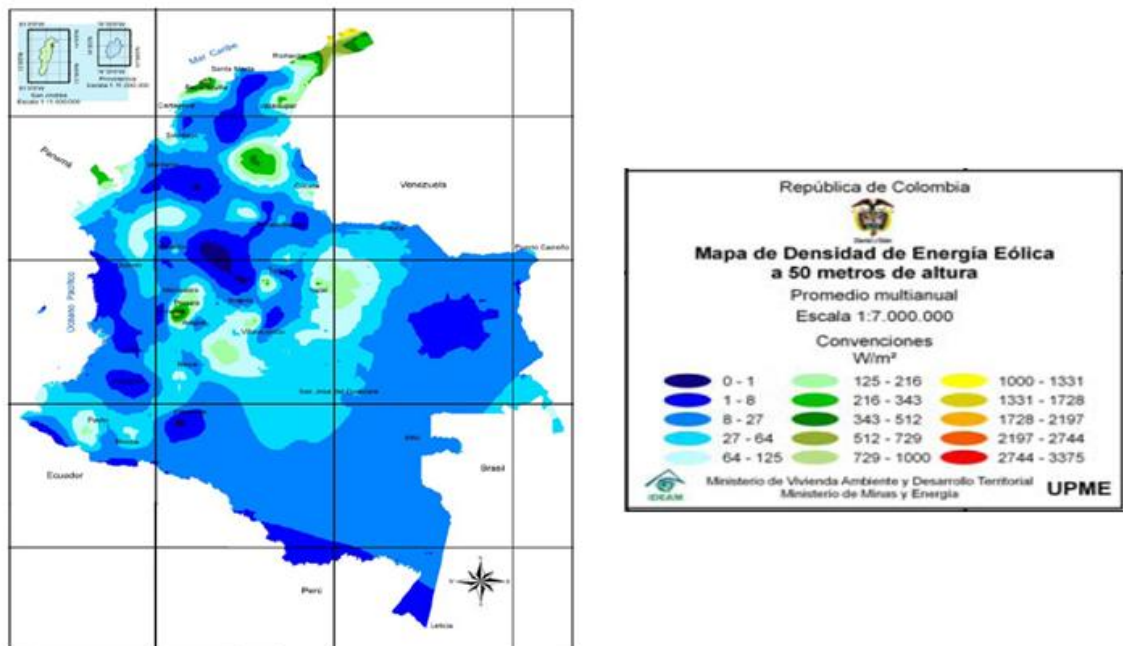
En lo relacionado con la energía eólica cabe destacar la publicación del Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia, el cual permite estimar a través del territorio nacional el potencial así como otras condiciones como son la velocidad del viento, su dirección y distribución de frecuencia de velocidades.

Como se podrá observar en la Figura 185 la región de mayor interés en el ámbito eólico es la costa atlántica, en donde también se destacan otros lugares como el departamento de Arauca y algunas zonas de los altiplanos en las cordilleras.

Para la zona más eficiente (península de la Guajira) se registran velocidades que promedian los 10 m/seg a una altura de 60 m, además de condiciones favorables como lo son la estabilidad en la dirección de los vientos facilitando la distribución óptima de los aerogeneradores de un parque eólico, además de una distribución

de frecuencias de velocidad del viento más estrechas, reduciendo los rangos de potencia en la operación⁶⁴.

Figura 185. Mapa de densidad de energía eólica a 50 m de altura



Hablando en términos de densidad de energía la península de la Guajira comprende densidades entre 1.000 y 1.331 W/m², para una altura de 20 m, y de 2.744 y 3.375 W/m² para extrapolaciones a 50 m (cifras por encima de los registros en parques Alemanes)⁶⁵.

Tomando datos del Plan Energético Nacional y realizando cálculos aproximados, se pueden obtener fácilmente potenciales del orden de 5000-6000MW sólo en la

⁶⁴ REVISTA EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN : Enero - Junio 2004, Vol. 15, No. 1

⁶⁵ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA DE COLOMBIA, Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia, Bogotá, 1 ed.

Guajira, sin tener en cuenta las plantas off-shore⁶⁶. Cifras tope de 20.000MW también son manejadas desde el Ministerio de Minas y Energía⁶⁷.

Tabla 25. Densidad de energía eólica a 50 m de altura, de las diferentes regiones de Colombia

DENSIDAD DE ENERGÍA EÓLICA [W/m²]	
GUAJIRA	200 - 1700
REGIÓN ANDINA	125 - 700
COSTA ATLÁNTICA	8 - 700
ORINOQUIA	0 -200
AMAZONIA	0 -120
COSTA PACIFICA	1 -64

⁶⁶ RODRIGUEZ, L. Programa General Para el Desarrollo de la Energía Eólica en Colombia: 2004, *Letras Jurídicas*, 9

⁶⁷ MARTINEZ, H. Panorama Energético de Colombia: Medellín, 2007, Conferencia Jornada Técnica Ingeniería Eléctrica, Universidad Pontificia Bolivariana

M.2.3 PROYECTOS POTENCIALES EN COLOMBIA

Teniendo en cuenta los proyectos de generación eléctrica en el país se observa de una manera más clara el interés de aumentar la capacidad instalada de plantas hidroeléctricas por parte del gobierno nacional.

En el Registro de Proyectos de Generación de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) para proyectos potenciales, se hallan inscritos:

- 9930 MW Proyectos Hidráulicos con Embalse
- 2258 MW Térmico de Gas
- 438,96 MW Hidráulicos de Mediana y Pequeña Central
- 100 MW Térmico a Carbón
- 25 MW Cogeneración
- 20 MW Eólico

A continuación se presenta los proyectos potenciales eólicos e hidráulicos que se encuentran en desarrollo y en etapas avanzadas de estudio, reflejando la inclinación por el aprovechamiento del recurso hídrico presente en el país.

M.2.3.1 Proyectos eólicos

Tabla 26. Proyectos potenciales eólicos

EOLICO Capacidad registrada: 20 MW			
PROYECTO	CARACTERÍSTICAS		
	CAPACIDAD [MW]	DEPARTAMENTO	POSIBLE FECHA DE ENTRADA
<i>JOUKTAI</i>	20	Guajira	Sin confirmar

M.2.3.2 Proyectos Hidráulicos

Tabla 27. Proyectos potenciales hidráulicos

HIDROELÉCTRICA			
(MEDIANA Y PEQUEÑA CENTRAL) Capacidad registrada: 438,96 MW			
PROYECTO	CARACTERÍSTICAS		
	CAPACIDAD [MW]	DEPARTAMENTO	POSIBLE FECHA DE ENTRADA
ENCIMADAS	94	Antioquia	Sin confirmar
CAÑAVERAL	68	Antioquia	Sin confirmar
BUGALAGRAN DE	40,5	Valle	Dic. 2009
AMAIME	18,6	Valle	Dic. 2009
AMOYA	78	Tolima	II Sem. 2010
TRASVASE GUARINO	--	Caldas	Jun. 2010
TRASVASE MANSO	--	Caldas	Ene. 2011
GUANAQUITAS	9,5	Antioquia	Jun. 2010
BARROSO	19,9	Antioquia	Dic. 2010
LA CASCADA	2,3	Antioquia	Sin confirmar
PCH DE NEUSA	2,91	Cundinamarca	Sin confirmar
AGUA FRESCA	4	Antioquia	Sin confirmar
CUCUANA	88	Tolima	Sin confirmar
COELLO 1,2,3	3,75	Tolima	Sin confirmar

Tabla 28. Proyectos potenciales hidráulicos (embalse)

HIDROELÉCTRICA (EMBALSE)		Capacidad registrada: 9930 MW	
PROYECTO	CARACTERÍSTICAS		
	CAPACIDAD [MW]	DEPARTAMENTO	POSIBLE FECHA DE ENTRADA
ANDAQUI	705	Cauca y Putumayo	Sin confirmar
QUIMBO	400	Huila	2015
FONCE	520	Santander	Sin confirmar
CABRERA	600	Santander	Sin confirmar
SOGAMOSO	840	Santander	2016
PESCADERO -	2400	Antioquia	2017
PORCE III	660	Antioquia	Sep. 2010
PORCE IV	400	Antioquia	Jun. 2015
CHAPASIA	800	Boyacá	2015

M.2.4 SITUACIÓN ENERGÉTICA EÓLICA E HIDRÁULICA

Continuando con el estudio en paralelo de la experiencia de la nación alemana con respecto al uso de energías renovables y el desarrollo de estas en Colombia, se plantea de manera grafica la situación energética eólica e hidráulica de ambos países.

Figura 186. Potencial eólico Vs capacidad efectiva eólica

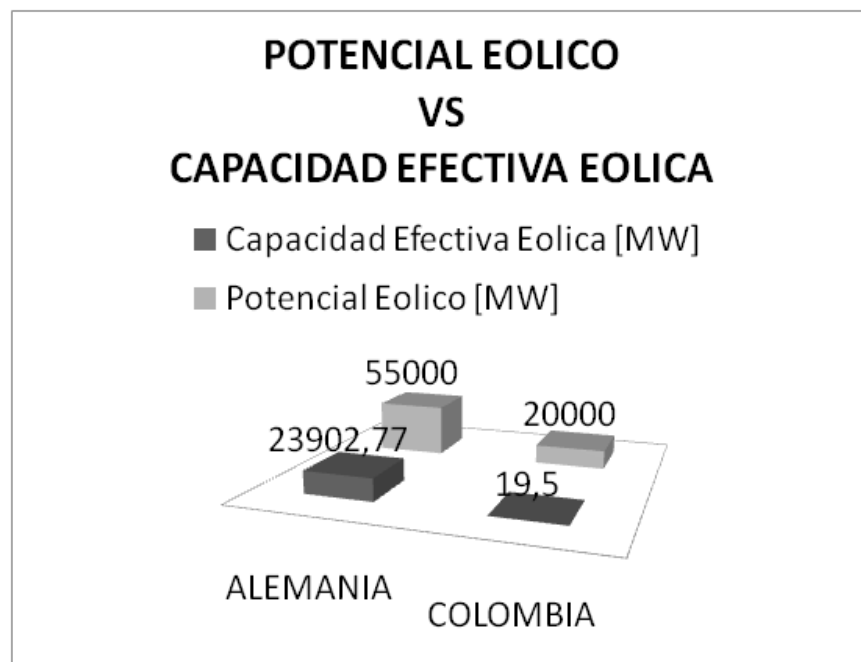


Figura 187. Potencial hidroeléctrico Vs capacidad efectiva hidroeléctrica

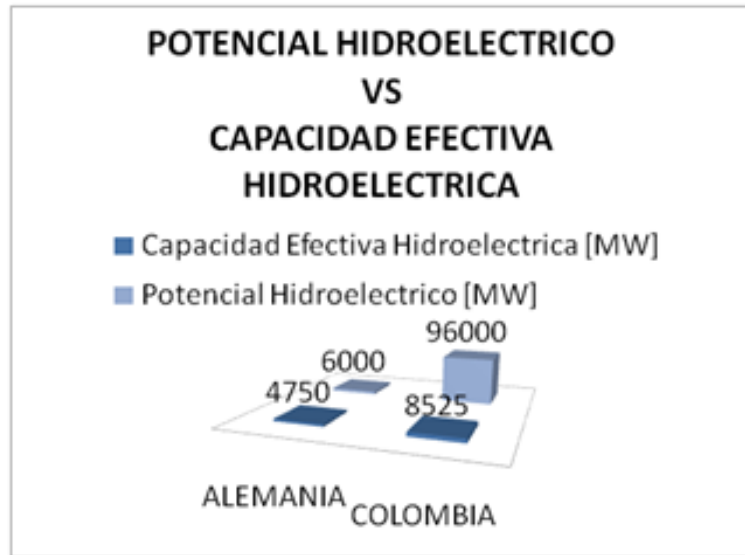


Figura 188. Demanda eléctrica nacional Vs generación eólica

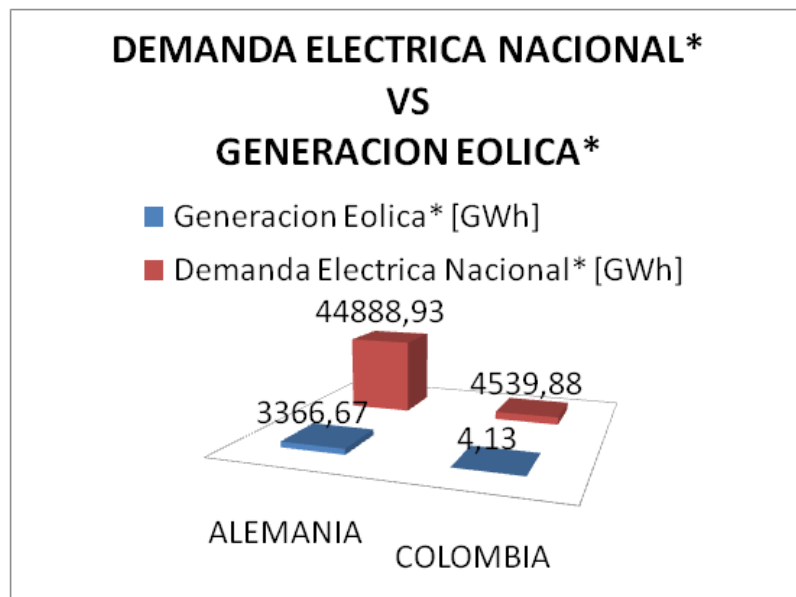
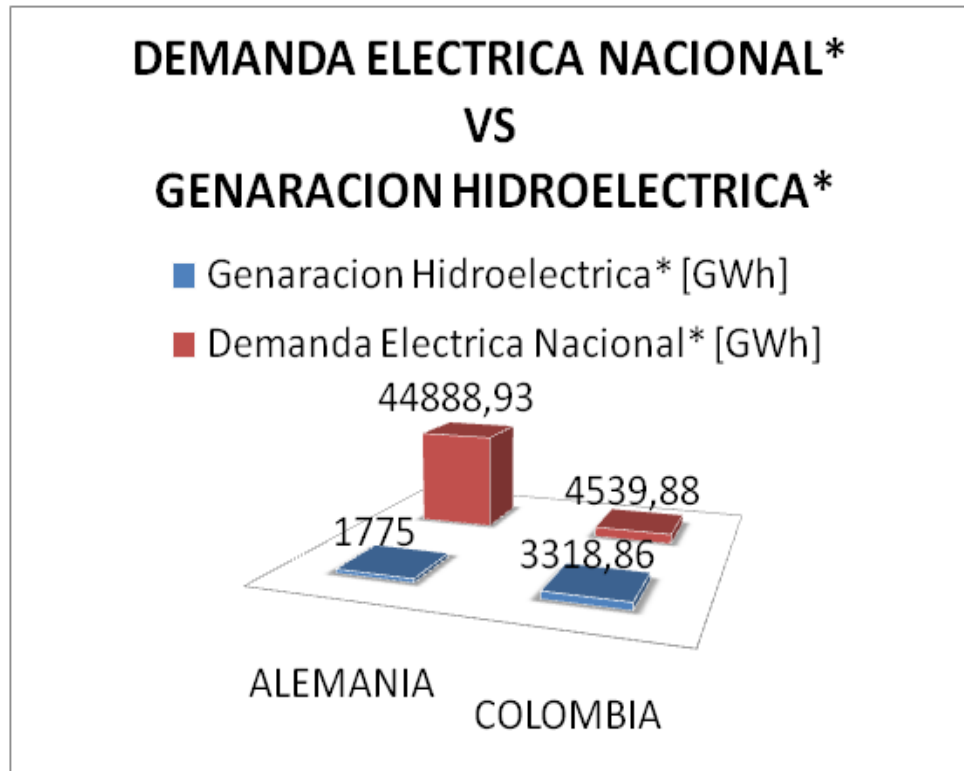


Figura 189. Demanda eléctrica nacional Vs generación hidroeléctrica



De esta forma se logra evidenciar la considerable penetración de generación eólica al **SEN** (sistema eléctrico nacional) de Alemania así como su interés por un creciente desarrollo de esta tecnología a diferencia del caso colombiano, en donde se hacen grandes esfuerzos por la implementación de plantas de generación hidráulica debido a las virtudes y ventajas de este tipo de energía así como el alto potencial hídrico que posee el país (Tabla 19).

Tabla 29. Generación eólica e hidráulica y la demanda nacional

ALEMANIA		COLOMBIA	
<u>Generación Eólica</u> Demanda Eléctrica Nacional	<u>Generación Hidráulica</u> Demanda Eléctrica Nacional	<u>Generación Eólica</u> Demanda Eléctrica Nacional	<u>Generación Hidráulica</u> Demanda Eléctrica Nacional
7,5 %	3,95 %	0.09 %	73,1 %

M.3 LA ENERGÍA EÓLICA Y LAS POLÍTICAS GUBERNAMENTALES Y REGULATORIAS

M.3.1 ALEMANIA, ASPECTO POLÍTICO Y REGULADOR

La energía eólica en Alemania es controlada directamente por el Ministerio Federal del Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear; este organismo, en asocio con el parlamento y contando con la participación activa de los operadores de las redes de transmisión (TSO) y otros agentes del sector, han definido reglas de juego que garantizan la implantación actual y futura no sólo de parques eólicos, sino también de una amplia gama de energías renovables.

La reestructuración del sector energético Alemán tuvo inicio con la promulgación de la ley de alimentación de electricidad (StrEG) que se remonta a enero de 1991. Por su precariedad en materia de energías renovables fue sustituida en abril de 2000 por la Ley de Energías Renovables (LER). A partir de su instauración, la LER fue modificada en los años 2004 y 2008, este último complemento entrará en vigencia en enero de 2009. El objetivo de las modificaciones introducidas a la LER, especialmente de la última, fue garantizar la total consonancia de la política

energética alemana con los objetivos vinculantes que fueron firmados por la Unión Europea en la declaración del 9 de marzo de 2007, donde se elevaban las metas de penetración de energías renovables hasta un 20% para el año 2020 (EU, 2005).

Tal fue el impulso que la legislación brindó al sector de energías renovables de Alemania, que se alcanzaron las metas trazadas fácilmente, siendo necesario redefinirlas: para el 2010 se esperaba tener un 12.5% del consumo total satisfecho a través de estos recursos y fue elevado al 15%, para el 2020 se espera un 27% y para el 2030 un 45%⁶⁸.

M.3.1.1 Regulaciones Prescritas por la Ley De Energías Renovables (LER)

La Ley De Energías Renovables **LER** tiene como objetivos elevar los objetivos de la LER de incrementar la proporción de las energías renovables en el suministro de electricidad en el año 2020 de un mínimo del 20% a un mínimo del 27% fijándose como meta un mínimo del 45 % para el año 2030.

En cuanto gestión de alimentación:

- Obligación de los operadores de red de aplicar una gestión de introducción que garantice la mayor alimentación en red posible de la electricidad generada a partir de las energías renovables y en las centrales de cogeneración de electricidad y calor existentes.
- Obligación de los operadores de centrales de energías renovables y de cogeneración de electricidad y calor de garantizar que en casos de atascos de red sus centrales puedan ser operadas a distancia por los gestores de red.

⁶⁸ REVISTA INVESTIGACIONES APLICADAS: No. 4, 2008, p. 49-60. Publicada en línea por la Universidad Pontificia Bolivariana: < <http://convena.upb.edu.co/revistaaplicada>>

- Vinculación del uso de la gestión de alimentación al aprovechamiento de todas las posibilidades técnicas aplicables para la optimización de la red.

Energía eólica y estabilidad de la red:

- Reducción de la tasa de degradación anual para la retribución de los nuevos parques eólicos en tierra del 2% al 1,0%.
- Mejoramiento del estímulo de repotenciación anclado en el artículo 10, párrafo 2.
- Mejoramiento de la retribución para los parques eólicos en el mar (offshore; a partir de octubre de 2008) según artículo 10, párrafo 3 mediante el aumento de la retribución inicial de 8,74 a 11-14 céntimos por kilowatio/hora; mientras se reduce la tasa mínima de retribución de 5,95 céntimos por kilowatio/hora a 3,5 céntimos por kilowatio/hora.
- Elevar la estabilidad de la red mediante el mejoramiento de las cualidades técnicas de los parques eólicos en tierra.

Como medida adicional se elimina el plazo fijado en el artículo 118, párrafo 7 de la Ley sobre Economía Energética (inicio de construcción hasta el 31 de diciembre de 2011) para que los operadores de red conecten los parques eólicos offshore a las redes.

M.3.2 COLOMBIA, ASPECTO POLÍTICO Y REGULADOR

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad encargada de diseñar, reglamentar e implementar el actual marco constitucional y regulatorio del sector eléctrico en el país; fue creada en Julio de 1994 por el Congreso de la República mediante la aprobación de la Ley Eléctrica –LE. Debido a la reforma colombiana el marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las actividades que

desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica⁶⁹.

Esta entidad se encuentra constituida por ocho miembros integrada por el Ministro de Minas y Energía quien la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director de Planeación Nacional y cinco expertos nombrados por el Presidente de la República.

Por otro lado el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) es el responsable de promover, desarrollar y guiar la aplicación de Normas Técnicas Colombianas (NTC) y otros documentos normativos.

Esta institución se encuentra conformada por la vinculación voluntaria de representantes del Gobierno Nacional, de los sectores privados de la producción, distribución y consumo, el sector tecnológico en sus diferentes ramas y por todas aquellas personas jurídicas y naturales que tengan interés en pertenecer a él⁷⁰.

En el campo de la generación de energías no convencionales en Colombia, la normatividad y la legislación sufrieron de un estancamiento para los años 90's debido a la poca visión de implementar este tipo de tecnologías como alternativas viables y necesarias en el ámbito energético nacional e internacional; Fue entonces que ante la puesta en marcha de proyectos de este tipo se busco abrir camino en medio de leyes y decretos que por su generalidad y poca fundamentación no permitían el avance de los procesos. Para el 2002 el decreto 1728 del mismo año reglamento el título VIII "DE LAS LICENCIAS AMBIENTALES" de la ley 99 (1993) sustituyendo lo dicho por el artículo 1753 (1994) capítulo II "LA LICENCIA AMBIENTAL: NATURALEZA, MODALIDADES Y

⁶⁹ <www.energy-strategies.org/dialogue/Chahin.pdf>

⁷⁰ www.icontec.org.co/

EFFECTOS” permitiendo así de que los proyectos de energía eólica entre otras no requerirían licencias ambientales, pero a cambio tramitarían permisos para el uso y aprovechamiento de recursos naturales en el lugar de emplazamiento del proyecto. Para el mismo año la ley 788 (2002) en su artículo 18 aplica beneficios tributarios por un término de 15 años a aquellas empresas que vendan energía eléctrica generada con bases eólicas, biomasa o residuos agrícolas; de esta manera se viene despejando de limitantes legislativas y normativas el proceso de implementar este tipo de generación de energías no convencionales en el país más sin embargo sigue siendo el mayor obstáculo por presentar vacíos determinantes que impiden el desarrollo de proyectos a gran escala.

M.3.2.1 Marco Legal y de Normalización

- ***Ley 697 de 2001 (Octubre 3)***

Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas.

Artículo 2°. El Estado debe establecer las normas e infraestructura necesarias para el cabal cumplimiento de la presente ley, creando la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos, URE (Uso Racional y Eficiente de la Energía), a corto, mediano y largo plazo, económica y ambientalmente viables asegurando el desarrollo sostenible, al tiempo que generen la conciencia URE y el conocimiento y utilización de formas alternativas de energía⁷¹.

- ***Ley 788 de la reforma tributaria 2002 (Diciembre 27)***

CAPITULO II “Impuesto sobre la renta y complementarios”

⁷¹ DIARIO OFICIAL 44573: Bogotá, D. C., 3 de octubre de 2001.

Por medio de esta reforma se obtienen incentivos económicos mediante exenciones tributarias, para algunas tecnologías concernientes a la generación de energía.

Artículo 18. Otras rentas exentas. Adicionase el Estatuto Tributario con el siguiente artículo:

Artículo 207-2. Otras rentas exentas: Son rentas exentas las generadas por los siguientes conceptos, con los requisitos y controles que establezca el reglamento:

1. Venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto;

b) Que al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador⁷².

- ***Ley 1099 de 2006 (Noviembre 10)***

Po la cual se prorroga la vigencia del artículo 81 de la ley 633 de 2000, manteniendo el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (Fazni), hasta el 31 de Diciembre de 2014 así como, la posibilidad

⁷² DIARIO OFICIAL. AÑO CXXXVIII. N. 45046. 27, DICIEMBRE, 2002,p. 11

del reembolso parcial o total por medio del mismo Fondo de Apoyo en los costos de preinversión de planes, programas y proyectos de este tipo.

- **Documento Conpes 3453 de 2006 (Diciembre 11)**

Documento de Política Económica y Social que da recomendaciones para que gestores calificados presten el servicio con los suficientes incentivos que logren aumentar la cobertura, mejorar la calidad y horas de prestación del servicio, introducir tecnologías basadas en energías renovables y utilizar mecanismos para el URE, entre otros.

- **Ley 1117 de 2006 (Diciembre 27)**

Por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2.

- **Certificación NTC ISO 9001:2000 2006**

Certificación del proceso de gestión del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas-IPSE con respecto a la norma internacional ISO 9001:2000 – NTC-ISO 9001-2000, respecto a la evaluación técnica y gestión de recursos financieros para la construcción de proyectos para la energización rural, basados en tecnologías convencionales y no convencionales de generación de energía eléctrica. Asesoría administrativa y técnica a los entes prestadores del servicio de energía en las zonas no interconectadas.

- **Convenio UPME – ICONTEC – AENE 2003**

Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energía alternativas.

- ✓ El proyecto logra reestructurar el programa de normalización técnica,

permitiendo una mayor dinámica de trabajo.

- ✓ Ofrece herramientas de carácter normativo para el sector productivo en la implementación de estas tecnologías en zonas no interconectadas de Colombia.
- ✓ Elaboración de anteproyectos de normas y guías técnicas, tomando como base normativas internacionales y consulta de expertos en la materia.

El anteproyecto es un documento base para ser estudiado por un comité técnico; A continuación se presentan los anteproyectos elaborados:

Anteproyectos de normas.

- ✓ Sistemas de generación eólica. Requisitos de seguridad
- ✓ Sistema de generación eólica. Ensayo de la curva de potencia

Anteproyectos de guías o prácticas recomendadas.

- ✓ Guía para la utilización de la Energía Eólica para generación de energía eléctrica
- ✓ Guía para la utilización de la Energía Eólica para bombeo de agua

- **Comité 185 “Energía Eólica” – 2003**

Guías Técnicas Colombianas (GTC) elaboradas:

- ✓ TC 113 2004/12/01 Guía para la Utilización de Energía Eólica para Bombeo de Agua

(Elaborada con la información suministrada por el comité)

Provee una fuente de información de referencia para la selección, instalación, operación y mantenimiento de aerobombas, dirigida a aquellas

personas interesadas en utilizar y promover la energía eólica para bombeo de agua a pequeña escala.

- ✓ GTC 172 Energía Eólica. Guía para Generación de Energía Eléctrica

(Elaborada con la información suministrada por el comité)

Suministra información de referencia para aquellas personas interesadas en utilizar la energía eólica para producir electricidad y contempla aspectos relacionados con la selección, instalación, operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

- ✓ GTC 139 2006/08/30 Sistemas de Aerogeneradores Protección Contra Descargas Eléctricas Atmosféricas

(Documento de referencia: IEC 61400-24: 2002)

Esta Guía busca informar a los diseñadores, compradores, operadores, agencias de certificación e instaladores de aerogeneradores acerca de los últimos avances tecnológicos en cuanto a protección de aerogeneradores contra descargas atmosféricas.

- Normas Técnicas Colombianas (NTC) elaboradas:
- ✓ NTC 5343 2005/05/25 Aerogeneradores. Ensayo de Curva de Potencia (Documento de referencia. IEC 61400-12)

Esta norma especifica el procedimiento para la medida de las características de la curva de potencia de un aerogenerador individual, y puede ser aplicada al ensayo de aerogeneradores de cualquier tipo y tamaño conectado a una red eléctrica. Es aplicable para determinar tanto las características de las curvas de potencia de un aerogenerador, como las

diferencias entre las características de las curvas de potencia de varios tipos de configuraciones de aerogeneradores.

- ✓ NTC 5363 2005/08/24 Aerogeneradores. Requisitos de Seguridad

(Documento de referencia. IEC 61400-1: 2005)

Esta norma se aplica a aerogeneradores con una área de barrido igual o mayor a 40 m². Su propósito es proporcionar el nivel apropiado de protección contra daños provenientes de todos los peligros propios de estos sistemas durante su tiempo de vida planeado. Esta norma tiene que ver con todos los subsistemas tales como mecanismos de control y protección, sistemas eléctricos internos, sistemas mecánicos, estructuras de soporte y el equipo de interconexión eléctrica.

- ✓ NTC 5412 2006/03/22 Aerogeneradores. Medida y Evaluación de las Características de la Calidad de Suministro de las Turbinas Eólicas Conectadas a la Red

(Documento de referencia. IEC IEC 61400-21: 2001)

Esta norma comprende:

- ❖ la definición y especificación de las magnitudes a determinar para caracterizar la calidad de suministro de una turbina eólica conectada a una red;
- ❖ los procedimientos para evaluar la conformidad con los requisitos de calidad de suministro, incluida la estimación de la calidad de suministro esperada de un tipo de turbina eólica, una vez instalada en un lugar específico y eventualmente en grupos.

- ✓ NTC 5467 2007/02/21 Aerogeneradores. Técnicas de Medida de Ruido Acústico

(Documento de referencia. IEC IEC 61400-11: 2002)

Esta Norma presenta procedimientos de medida que permiten caracterizar emisiones de ruido de un aerogenerador.

Están destinados a facilitar la caracterización del ruido del aerogenerador con respecto al rango de velocidades de viento y de direcciones.

Proyectos de Normas actualmente en estudio dentro del comité:

- *Aerogeneradores. Seguridad de Aerogeneradores Pequeños.*

(Documento de referencia: IEC 61400-2: 2006)

Esta norma aplica a aerogeneradores con una área de barrido del rotor inferior a 200 m² y que generan una tensión inferior a 1000 V c.a o a 1500 V c.c. Aborda aspectos de aseguramiento de calidad, así mismo especifica los requisitos de seguridad para aerogeneradores pequeños, incluyendo diseño, instalación, mantenimiento y operación en condiciones externas específicas.

- *AEROGENERADORES. DISEÑO Y ESPECIFICACIÓN DE CAJAS MULTIPLICADORAS*

(Documento de referencia: ISO 81400-4: 2005)

Esta norma se aplica a cajas multiplicadoras para aerogeneradores con capacidades de potencia que van de 40 kW a 2 MW. Las disposiciones tomadas

en esta norma se basan en experiencia en campo con aerogeneradores con las capacidades de potencia mencionadas.

Proyectos de Normas programadas para su estudio en corto plazo:

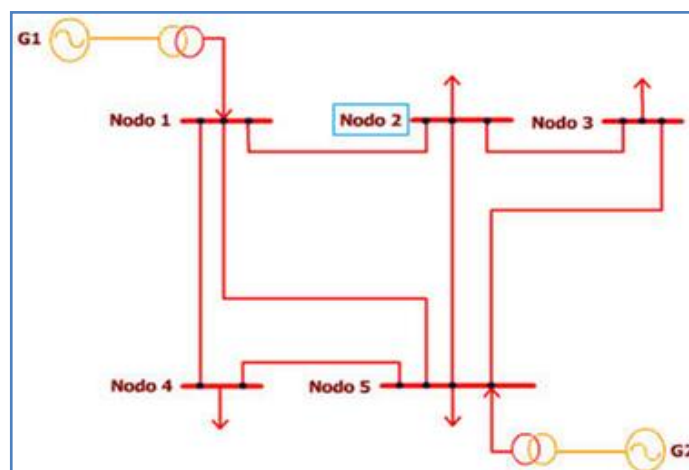
- Aerogeneradores. Medidas de cargas mecánicas. (Documento de referencia: IEC 61400-13: 2001)
- Aerogeneradores. Ensayo estructural de palas de rotores. (Documento de referencia: IEC 61400-23: 2001)

M.4 LA ENERGÍA EÓLICA Y EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Con el fin de obtener una idea más clara sobre la topología de la red eléctrica de Alemania y Colombia, empezaremos por definir red enmallada y red radial.

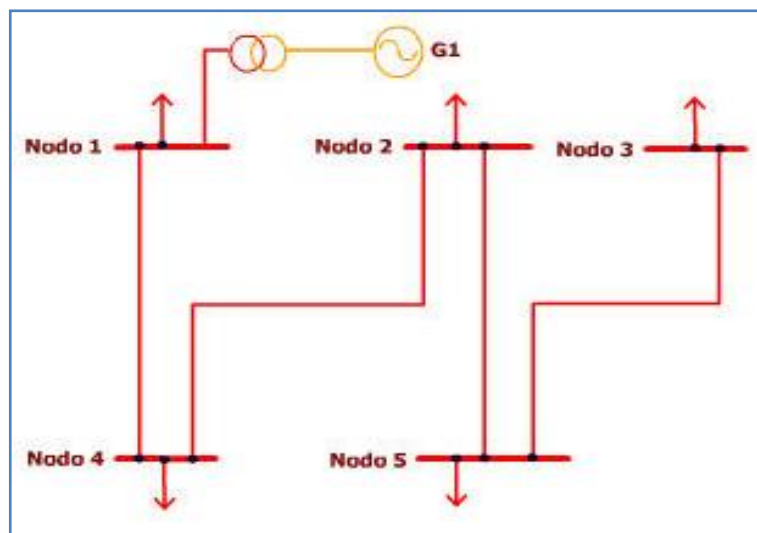
Red enmallada: consiste en un sistema de redes con múltiples interconexiones en donde las cargas siempre estarán alimentadas (ver Figura 190), sin llegar a presentar inconvenientes por causa de la falla de las líneas de interconexión brindando por lo tanto una alta confiabilidad en la transmisión.

Figura 190. Red enmallada



Red radial: En el sistema radial la corriente eléctrica, a diferencia que en el sistema enmallado circula en una sola dirección (ver Figura 191), ofreciendo un control sencillo del flujo ya que es realizado únicamente del centro de alimentación pero tiene el inconveniente de su baja confiabilidad al llegar a presentarse fallas en la línea (posibles soluciones al respecto por medio de elementos reconectores) además de posibles saturaciones de flujo de potencia en la red.

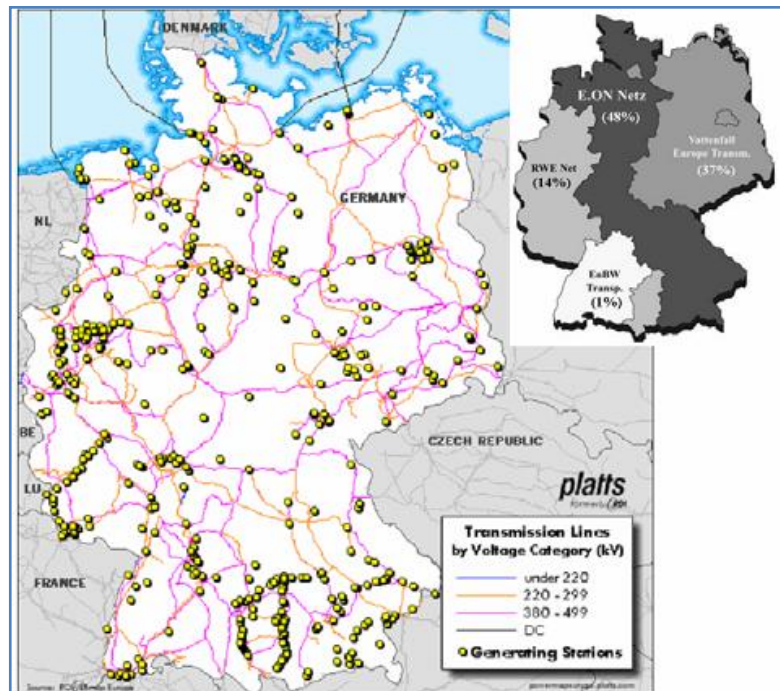
Figura 191. Red radial



M.4.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ALEMÁN

El sistema de red enmallado (ver Figura 192) además del alto nivel técnico con el que cuenta el sistema de transmisión Alemán parece competir con el vertiginoso crecimiento de la generación eólica la cual, aparte de saturar tierra firme se aventura a la colonización de su superficie marítima.

Figura 192. Sistema Eléctrico Alemán con sus operadores de red

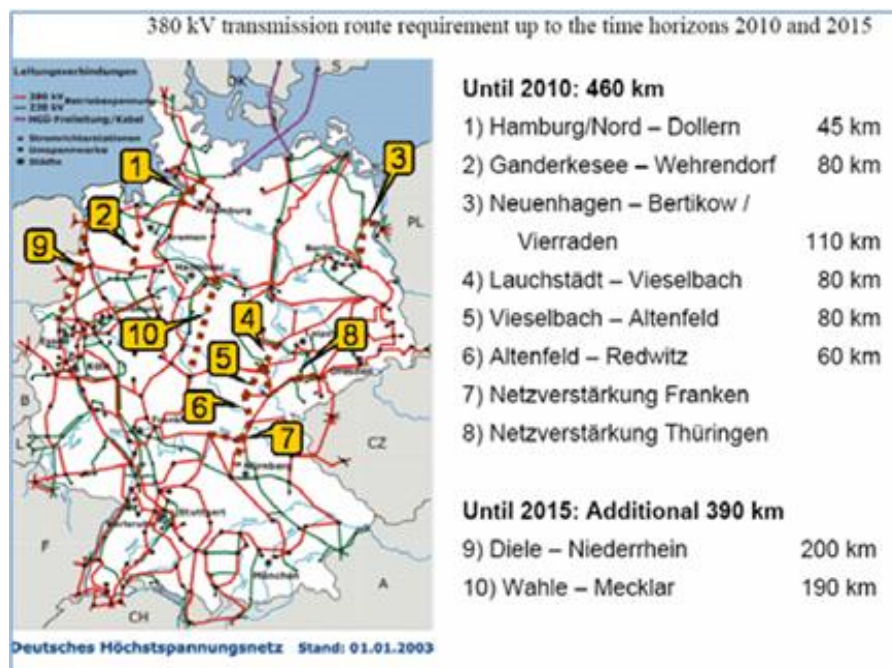


Tomando como principio el concepto de que a energía demandada, energía generada es decir un equilibrio entre demanda y oferta, la inestabilidad del potencial eólico acompañada de la considerable generación (más de 22.200 MW de capacidad instalada) se convierte en un riesgo trayendo consigo problemas operativos (por ejemplo, provocar caídas de tensión y cortes de suministro ante la escasez de electricidad en períodos de demanda elevada) a pesar de las garantías que ofrece la red y la tecnología usada, demandando del Sistema Eléctrico Alemán condiciones de desempeño en régimen normal y de falla bastantes exigentes.

Los inconvenientes en el sistema de transmisión que trae consigo el significativo aumento de generación eólica lo sufre con mayor intensidad la franja nor-central en donde se han sobrepasado los límites térmicos de las líneas, dando paso a los denominados *cuellos de botella* evidenciando la necesidad de repotenciación de

líneas de transmisión. Es claro que ante un mercado en crecimiento se han tomado medidas al respecto reforzando algunos corredores críticos así como proyectos a futuro inmediato (Figura 193) además de la instalación de líneas de extra alta tensión (380-400 KV) para los proyectos off-shore.

Figura 193. Refuerzos de transmisión requeridos en líneas de tensión de 380 KV 2010-2015



M.4.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL COLOMBIANO

A diferencia de Alemania los proyectos de generación eólica que se implementan actualmente en Colombia están prácticamente aislados del Sistema de Transmisión Nacional aparte de que no aportan de una manera significativa en la capacidad de generación instalada como se aprecia en la Tabla 21.

Tabla 30. Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional

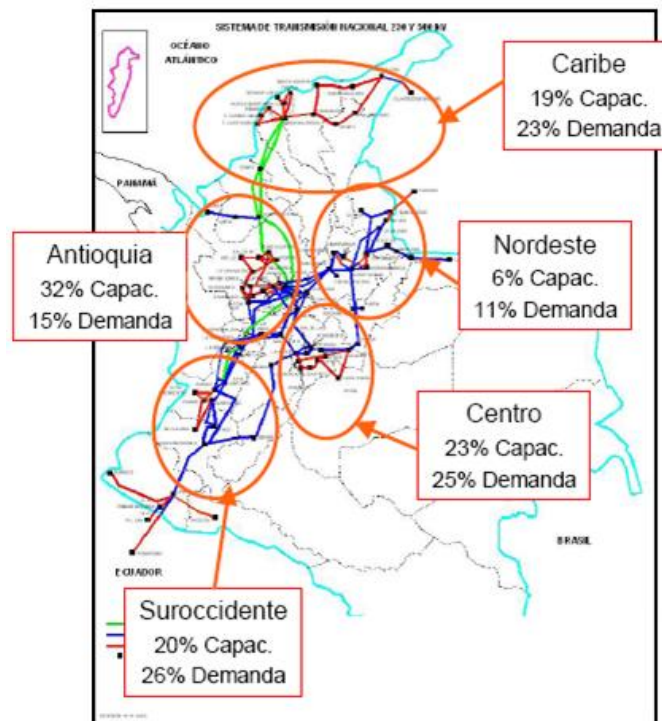
TIPO DE RECURSO	MW	%
Hidráulica	8.525	63,4
Térmica	4.343	32,3
Gas	2.757	
Carbón	967	
Menores	564,3	4,2
Hidráulica y Térmica	545,8	
Eólica	18,4	
Cogeneración	24,5	0,2
Total SIN	13.456,8	100

El Sistema Eléctrico Colombiano presenta un modelo centralizado, en donde la mayor parte de generación y demanda se radica en la zona andina, como se aprecia en la Figura 194, destacándose ciudades como Medellín, Cali y por

supuesto la capital, Bogotá, además de ello y como consecuencia existe una topología enmallada de la red (ver Figura 195) ofreciendo mayor eficiencia en la transmisión, virtud que no ostenta el modelo radial presente en la zona norte, caracterizada por sus pobre capacidad en la red de transporte, pero con el más alto potencial eólico como se muestra en la Figura 185.

En lo que refiere a interconexiones internacionales se cuenta con la integración de redes con los países de Ecuador y Venezuela, manteniendo en desarrollo proyectos de interconexión con Panamá abriendo el mercado colombiano de ese recurso a Centroamérica y México.

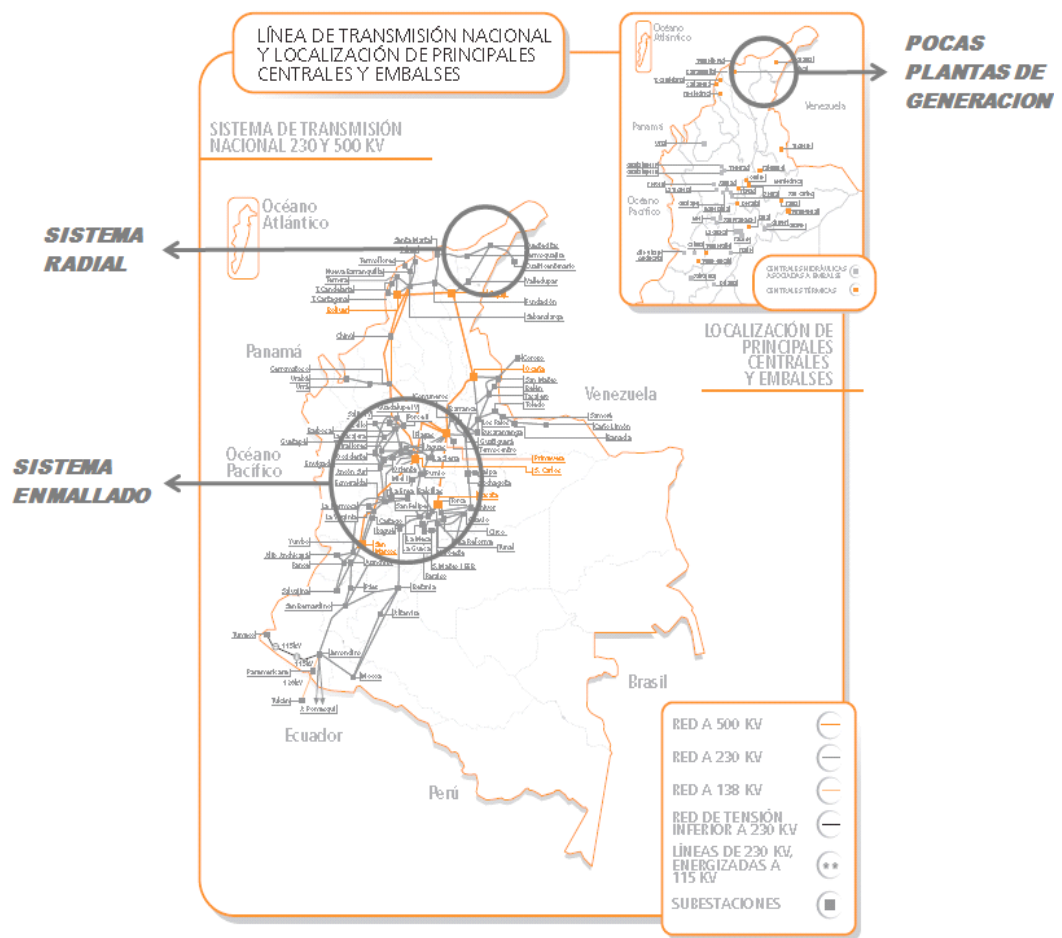
Figura 194. Capacidad y demanda del Sistema Eléctrico Colombiano



Ahora, teniendo en cuenta la topografía de la red eléctrica Colombiana, las precarias condiciones de la red en la zona norte del país así como el saturado mercado que soporta el sistema enmallado en la zona andina (situación a la que

no es ajena los sistemas europeos altamente enmallados) y los inconvenientes que presenta esta debido a su topografía y distancia a puertos (costos de transporte) para la implementación de proyectos eólicos hablar de generación eólica y su vinculación a la red nacional demandaría al Sistema de Transmisión Nacional ampliar la red, fortalecer por medio de líneas de alto voltaje la transmisión a los sitios de mayor carga y de alta generación, mantenimiento de equipos mecánicos y eléctricos entre otros requerimientos en cuanto a la operación de la red, todo lo anterior acompañado desde un principio por un análisis que permita gaantizar la seguridad del sistema.

Figura 195. Situación del Sistema Eléctrico Nacional Colombiano



M.5 LA ENERGÍA EÓLICA Y EL SISTEMA OPERATIVO DE LA RED

En el apartado anterior se da una visión general sobre las condiciones del sistema eléctrico de interconexión y a lo que tendría que apostar a nivel de transporte las diferentes entidades encargadas para la entrada y/o el sostenimiento en el mercado nacional de la generación eólica; ahora se expondrá los inconvenientes que presenta incorporar este tipo de energía a la red de transmisión nacional así como los esfuerzos realizados para su operatividad.

M.5.1 ALEMANIA Y LA OPERATIVIDAD DE LA RED

Como se expuso anteriormente, Alemania maneja en conexión a la red un alto potencial eólico que junto a su inestable conducta obliga al Sistema Eléctrico Alemán a investigar y diseñar herramientas que logren solucionar los problemas operativos en la transmisión, superando las restricciones de tipo eléctrico así como la de establecer criterios y soluciones que sean de conformidad para los cuatro grandes operadores (Figura 192), teniendo en cuenta además las diferentes conexiones internacionales según la UCTE (Unión para la Coordinación de Transporte de Electricidad).

Como herramienta, Alemania cuenta con un Código de Red, documento de carácter reglamentario o normativo que define los requisitos para el funcionamiento de la red sin fallas, en segundo lugar, en la importancia de la operación de la planta de generación de acuerdo con los requisitos para la conexión a la red, no sólo en su operación normal sino también, y aun más importante, en relación con su respuesta ante fallas típicas que se pueden presentar en los sistemas eléctricos⁷³.

⁷³ E.ON Netz GmbH, Grid Connection Regulations for High and Extra High Voltage, Abril 2006

El Código de Red trata los requerimientos concernientes a la potencia activa, estabilidad de frecuencia, el intercambio de potencia reactiva y la estabilidad del voltaje, desconexión de la planta de generación de la red, protecciones eléctricas y restauración de la oferta.

M.5.1.1 Perturbaciones que Afectan a los Sistemas de Generación Eólicos⁷⁴

Las características ideales (amplitud, forma, frecuencia y simetría) de la onda de tensión producida por las centrales generadoras pueden verse alteradas por diversas causas. Estas desviaciones de alguno de los parámetros de la onda sinusoidal ideal se conocen como perturbaciones. Estas perturbaciones pueden llegar a los sistemas de generación eólica causando diferentes consecuencias.

Huecos de tensión

Un hueco de tensión es una súbita reducción de la tensión de alimentación a un valor entre un 90% y un 1% de la tensión nominal, seguida de una recuperación luego de un período corto de tiempo. Convencionalmente la duración de un hueco de tensión es entre 10 mseg y 1 minuto. La profundidad de un hueco de tensión se define como la diferencia entre el valor RMS mínimo durante el hueco y la tensión nominal. Cambios de tensión que no reducen la tensión de alimentación a menos del 90 % de la tensión nominal no se consideran como huecos.

⁷⁴ JOSE L. OLABARRIETA R.: Técnica Industrial. Aplicaciones de los dispositivos FACTS en generadores eólicos. Agosto 2008.

Microcortes

Interrupción del suministro entre algunos milisegundos hasta 10 s. Suelen ocurrir por faltas en la red cercana.

Impulsos

Elevaciones bruscas del valor instantáneo de duraciones inferiores a algunos milisegundos. Pueden ser causados por maniobras en la red de alimentación o por conexión de baterías de condensadores en la red.

Sobretensión temporal

Una sobretensión temporal es una sobretensión, en algún punto, de relativamente larga duración, a la frecuencia de 50 Hz. Las sobretensiones temporales usualmente se originan por cierre o apertura de interruptores, o fallas (por ejemplo, reducciones súbitas de carga, fallas asimétricas o conexión de carga no lineales).

Sobretensión transitoria

Es una sobretensión de corta duración, oscilatoria o no, usualmente muy amortiguada, y con una duración de algunos milisegundos. Las sobretensiones transitorias son causadas usualmente por rayos, conmutación u operación de fusibles. El tiempo de establecimiento de una sobretensión transitoria puede variar desde menos de un microsegundo hasta algunos milisegundos.

Subtensión

Es un descenso del valor eficaz de la tensión por debajo del valor especificado en la Norma de Niveles de Tensión. También se puede definir como variación del valor rms por más de 10 segundos.

Flicker

Las fluctuaciones de tensión pueden causar cambios de luminancia de lámparas incandescentes, las cuales pueden crear el fenómeno visual llamado *flicker* (parpadeo). Por encima de cierto umbral el *flicker* se vuelve perceptible. Dicha percepción crece muy rápidamente con la amplitud de la fluctuación. A ciertas frecuencias del fenómeno aún muy pequeñas amplitudes pueden ser percibidas. Puede definirse como variación del valor rms, varias veces por segundo.

Armónicos de tensión

Es una tensión sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental (50 Hz) de la tensión de suministro.

Los armónicos de la tensión de suministro son causados principalmente por cargas no lineales pertenecientes a los clientes, conectadas a cualquier nivel de tensión.

Armónicos de corriente

Es una corriente sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental (50 Hz). Los armónicos de corriente que fluyen a través de la impedancia del sistema dan lugar a armónicos de tensión. Los armónicos de corriente y las impedancias del sistema, y en consecuencia los armónicos de tensión en los terminales de suministro, son variables en el tiempo.

Desequilibrios de tensión

En un sistema trifásico, es una condición en la cual los valores eficaces de las tensiones de fase o los ángulos entre fases consecutivas no son iguales.

Corte de suministro

Interrupción del suministro por un tiempo superior a 10 segundos. Suelen ser causados por indisponibilidades forzadas o programadas en la red de alimentación.

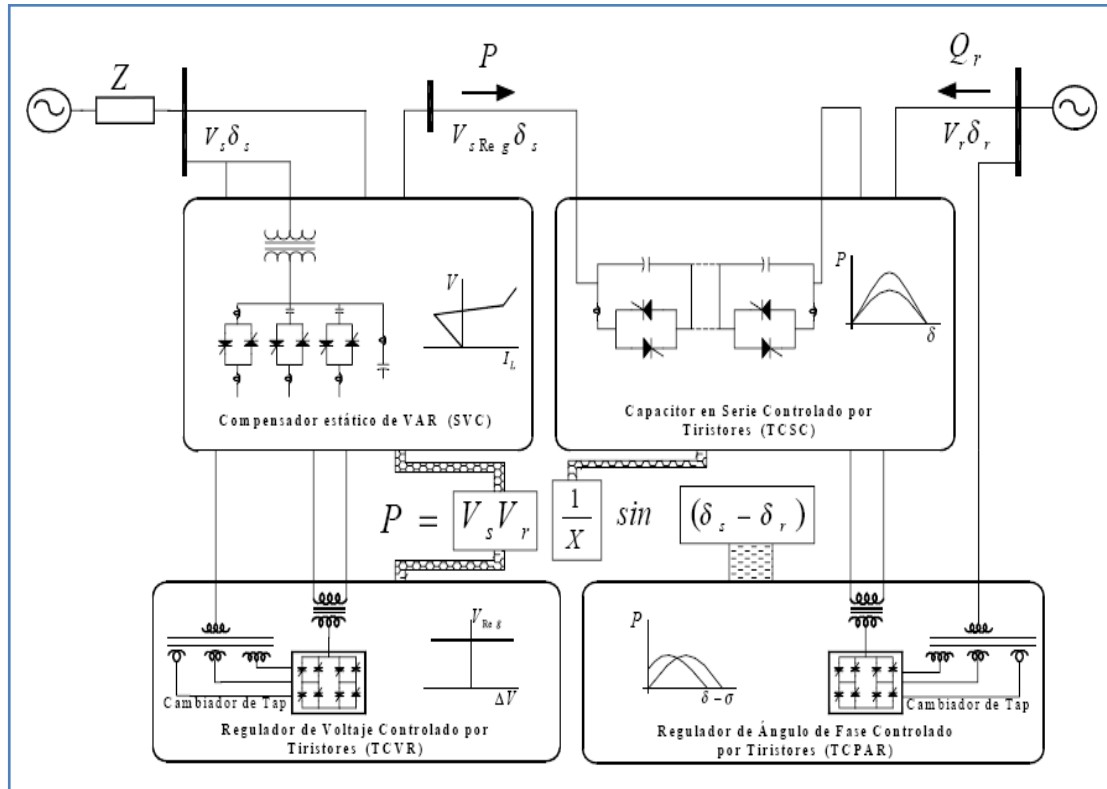
Variación de frecuencia

Frecuencia distinta de 50 Hz. Se producen por grandes desequilibrios entre generación y demanda.

M.5.1.2 Implementación de FACTS

En la red de transmisión se han presentado una serie de inconvenientes como son la sobrecarga y subutilización del potencial de transmisión, cuellos de botella y oscilaciones de potencia. Dado todo lo que conlleva la construcción de nuevas líneas de transmisión, se ha impulsado el desarrollo de tecnologías que reduzcan estos efectos en la red.

Figura 196. Representación grafica del efecto de los dispositivos FACTS



Como se sabe, las líneas de transmisión disponen de poca o nula posibilidad de control en el flujo de potencia debido a que los parámetros (voltaje en los extremos de la línea, reactancia de la línea y la diferencia angular entre los voltajes extremos) y la configuración de la red son fijos, añadiéndose el hecho de presentar una lenta respuesta ante contingencias, dificultándose el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad.

La implementación de tecnologías como la de compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) y de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) hacen parte de las soluciones para mejorar la respuesta dinámica

(capacidad de volver al estado de funcionamiento normal o estable después de haber sido sometido a algún tipo de perturbación⁷⁵).

Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) utilizan dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros antes mencionados (ver Figura 196) permitiendo trabajar las líneas cerca de su límite térmico o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas aumentando la capacidad de transporte de potencia en las actuales redes.⁷⁶

Objetivos de los FACTS⁷⁷

Como se menciona anteriormente, los objetivos de los FACTS son, por una parte, aumentar la capacidad de transmitir potencia en los sistemas eléctricos de distribución y, por otro lado, aumentar el margen de estabilidad controlando el flujo de potencia activa y reactiva.

Los principales beneficios de usar dispositivos FACTS son:

1. Mejor control sobre el flujo de potencia, guiándola a través de determinados caminos (menos cargado)
2. Posibilidad de operación con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
3. Mayor capacidad de transferencia de potencia en áreas controladas, con la consiguiente reducción del margen de reserva en generación.

⁷⁵ B.M.WEEDY: Sistemas Eléctricos de Gran Potencia, P.269

⁷⁶ IXTLAHUATL CORONADO, Pavel Zúñiga, Juan M. Ramírez: FACTS, soluciones modernas para la industria eléctrica. Avance y Perspectiva vol. 20

⁷⁷ JOSE L. OLABARRIETA R.: Técnica Industrial. Aplicaciones de los dispositivos FACTS en generadores eólicos. Agosto 2008.

4. Aumento de la seguridad del sistema, aumentando el límite de estabilidad transitoria y restringiendo las corrientes de cortocircuito y las de sobrecarga.
5. Atenuación de las oscilaciones de potencia del sistema, las cuales son dañinas para los sistemas y equipamientos conectados a la red.
6. Actuación rápida ante cambio en las condiciones de la red, proporcionando un control del flujo de la potencia real y efectivo.
7. Mayor seguridad en las conexiones entre líneas de distintas compañías y diferentes áreas.

Principal aplicación de los FACTS en generación eólica: solución ante huecos de tensión⁷⁸

La presencia de una perturbación en la red eléctrica puede causar el desacoplo de un aerogenerador de la red eléctrica a la que evacua la energía generada. Si es un único el aerogenerador que se desacopla de la red, el daño no es cuantioso, pero si hablamos de todo un parque eólico, las consecuencias pueden ser fatales. Hay momentos puntuales en los que la generación eólica es fundamental (por ejemplo en épocas en las que la demanda de energía es altísima, como invierno o verano) y los picos de demanda de energía son abastecidos por generación eólica. En esos casos, la desconexión de un par-que eólico puede generar un fallo en cadena, por la insuficiencia de energía ante tal demanda.

La principal aplicación de los dispositivos FACTS en la generación eólica es la solución de los generadores eólicos ante huecos de tensión. Durante el hueco de tensión se producen unas corrientes extremadamente elevadas que pueden dañar partes sensibles de electrónica de potencia. Antes de que suceda esto, el

⁷⁸ JOSE L. OLABARRIETA R.: Técnica Industrial. Aplicaciones de los dispositivos FACTS en generadores eólicos. Agosto 2008.

aerogenerador pasa a estado de emergencia, estado en el que se desacopla de la red eléctrica. Este estado no es deseado por las últimas normativas europeas (entre ellas por supuesto la Alemana) de integración de parques de generadores eólicos en la red. Para que el aerogenerador no se desacople de la red eléctrica ante una corriente elevada caben dos posibilidades: colocar un dispositivo integrado en cada aerogenerador (Figura 197), o bien colocar un dispositivo FACTS en el punto donde todo el parque eólico se conecta a la red eléctrica donde se evacua la energía, en el punto de conexión a red (Figura 198).

Figura 197. FACTS integrado en aerogenerador

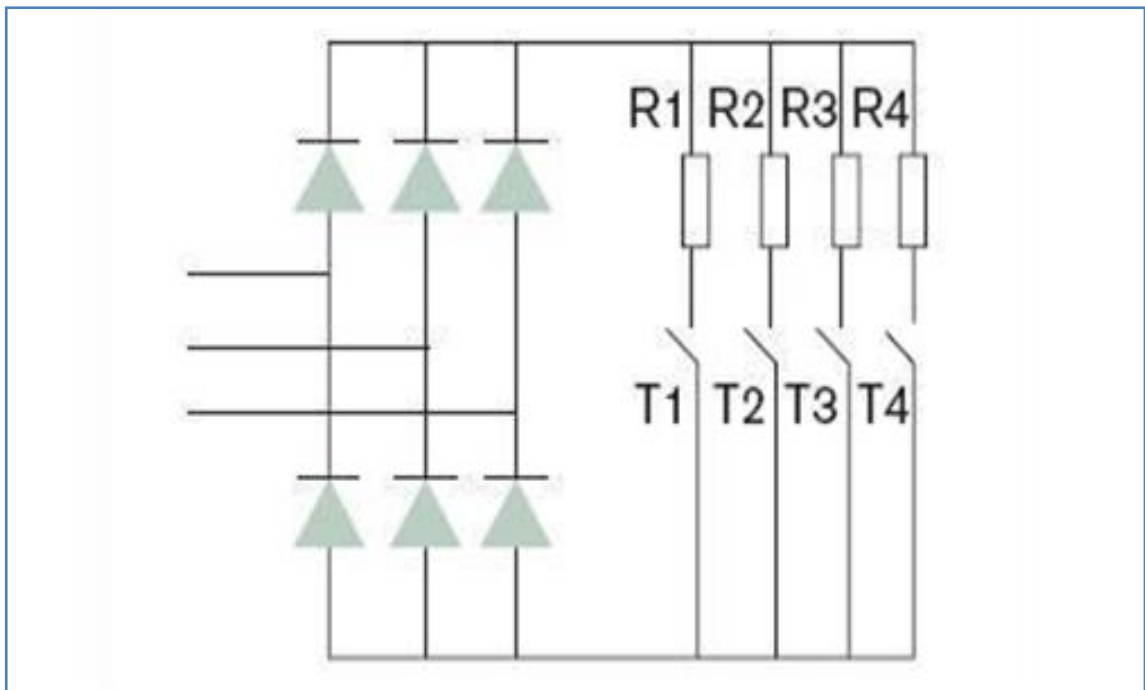
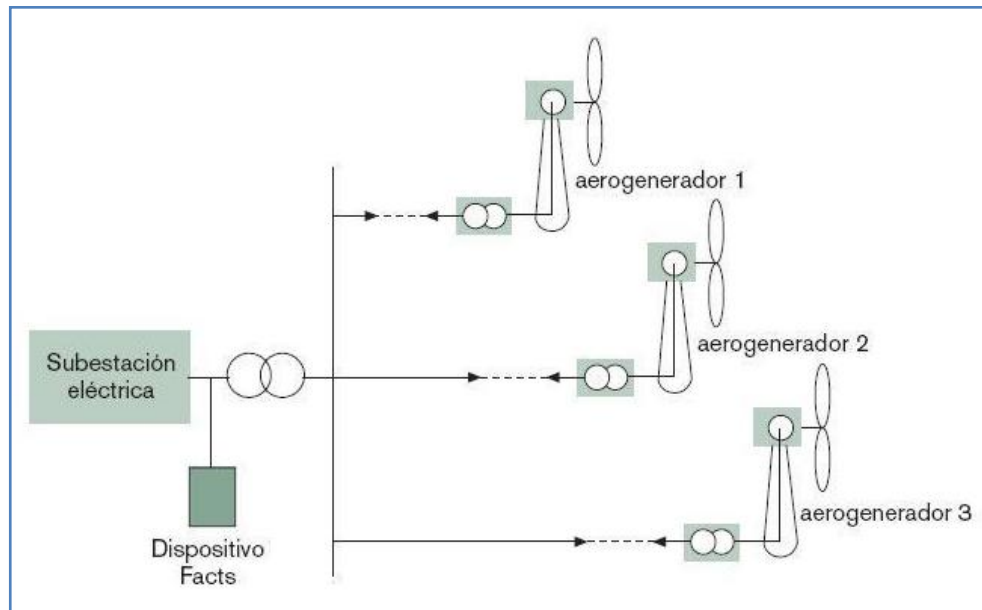


Figura 198. Dispositivo FACTS en subestación



M.5.2 COLOMBIA Y LAS PROPUESTAS DE OPERACIÓN

No solo el hecho de que la generación eólica en Colombia no se encuentre vinculada a la red de transmisión eléctrica nacional sirve de obstáculo para que se tomen medidas que amortigüen los inconvenientes de huecos de tensión, microcortes, impulsos, sobretensión temporal entre otros relacionados con la conexión a la red, sino además la riqueza en recursos como el carbón mineral y el potencial hídrico hacen de la generación eólica un tema de poca relevancia a pesar de que se cuenta con un elevado potencial eólico.

La necesidad de implementar controles de potencia de mayor eficiencia y de mayores atributos no solo es de interés para el campo de la generación eólica, sino de gran prioridad en la generación, transporte y distribución de energías de origen convencional y no convencional, como lo menciona el documento “La

Generación Distribuida y su Posible Integración al Sistema Interconectado Nacional⁷⁹” realizado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en donde se enlistan variedad de tecnologías necesarias para el manejo estable de transmisión y operación de la red nacional, así también como el estudio efectuado por la Universidad Pontificia Bolivariana con el título de “Metodología para la Planeación del Sistema Eléctrico Colombiano Mediante Facts⁸⁰” en donde se planea la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica en Colombia con nuevas tecnologías FACTS.

⁷⁹ RODRIGUEZ HERNANDEZ, Alberto. La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional: Bogotá, D.C. noviembre 2009.CREG.

⁸⁰ WILSON GONZALES, Jorge. Metodología Para la Planeación del Sistema Eléctrico Colombiano Mediante Facts. Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Apéndice N

Sesiones 14 -17

N. SIMULACIÓN DEL SISTEMA MECÁNICO DE UN AEROGENERADOR

El objetivo de este apéndice es simular cada uno de los cuatro subsistemas que constituyen el programa montado en Matlab-Simulink que hace parte del trabajo de grado “Modelado y Simulación del Sistema Mecánico de un Generador Eólico de Eje Horizontal con Tres Palas”⁸¹ y además, identificar el comportamiento dinámico de los diferentes sistemas mecánicos que intervienen en la transformación de energía cinética del viento en energía eléctrica en un aerogenerador.

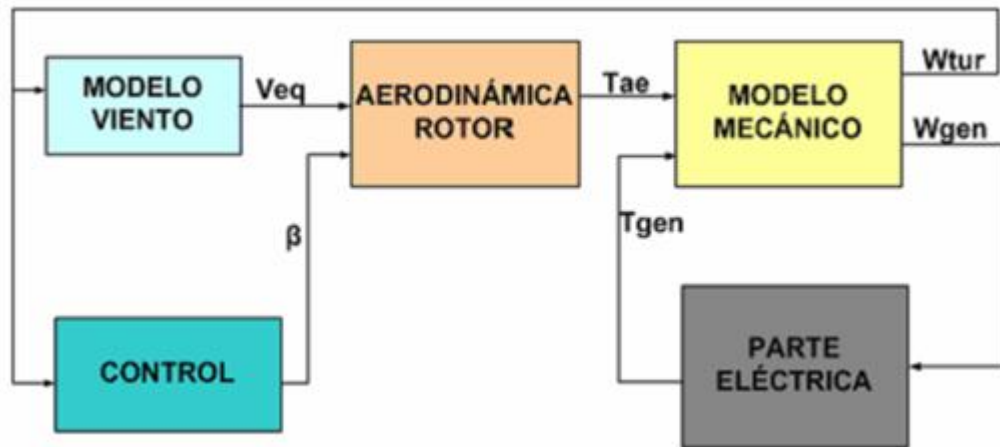
Los subsistemas comprometidos en el modelamiento son:

- Modelo del viento.
- Aerodinámica del rotor.
- Sistema de transmisión mecánica.

⁸¹ USCATEGUI CRISTANCHO, Omar Geovanny, PRADA PARRA, Darío. Simulación del Sistema Mecánico de un Aerogenerador. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico Mecánicas.

- Sistema de control para turbinas por control por ángulo de paso y por diseño aerodinámico.

Figura 199. Montaje para la simulación de un aerogenerador



N.1 MODELAMIENTO DEL VIENTO

Del modelamiento del viento realizado en Matlab-Simulink hacen parte las siguientes variables:

- Tiempo de muestra
- Longitud de la escala
- Intensidad de la turbulencia
- Velocidad media del viento
- Diámetro del rotor

La simulación consta de cuatro puntos, en donde se tiene como método el cambio de magnitud (dentro de un rango) de un parámetro diferente en cada punto mientras las otras cuatro permanecen constantes (dando valores predeterminados), determinando de este modo la relación que guarda la salida del bloque (velocidad incidente en las aspas del rotor) con cada una de las variables.

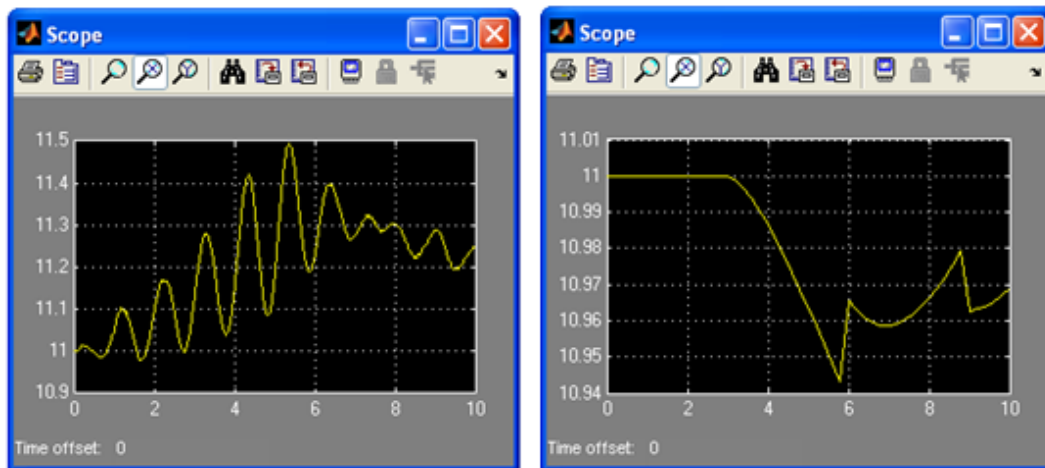
Dentro de las variables se diferencian dos grupos:

- Variables internas del programa
- Variables externas (datos del viento y aerogenerador)

Variables internas

- Tiempo de Muestra

Figura 200. (a) Tiempo de muestra 0.005 seg, (b) Tiempo de muestra 3 seg.



a.

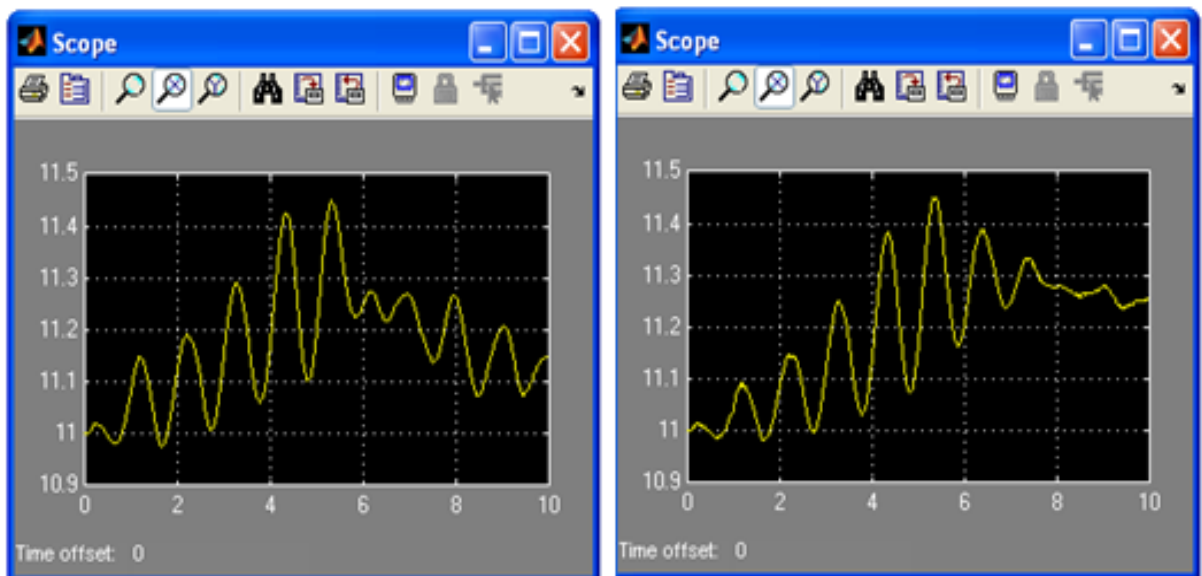
b.

Este parámetro determina el intervalo de tiempo en el cual el programa toma los datos de la función Random y los asocia a la simulación.

La Figura 200a muestra una típica variación de la velocidad del viento en el tiempo, evidenciando un comportamiento lineal con el aumento del parámetro de tiempo de muestra (Figura 200b).

- Longitud de la Escala

Figura 201. (a) Longitud de escala 100 m, (b) Longitud de escala 1000 m.



a.

b.

La longitud de la escala es un parámetro interno de Matlab que no presenta mayor importancia en la respuesta (aun aplicando valores elevados de este). Se observa en las dos graficas anteriores que la variación del viento con el tiempo no implica diferencias apreciables alterando la longitud de la escala casi 10 veces.

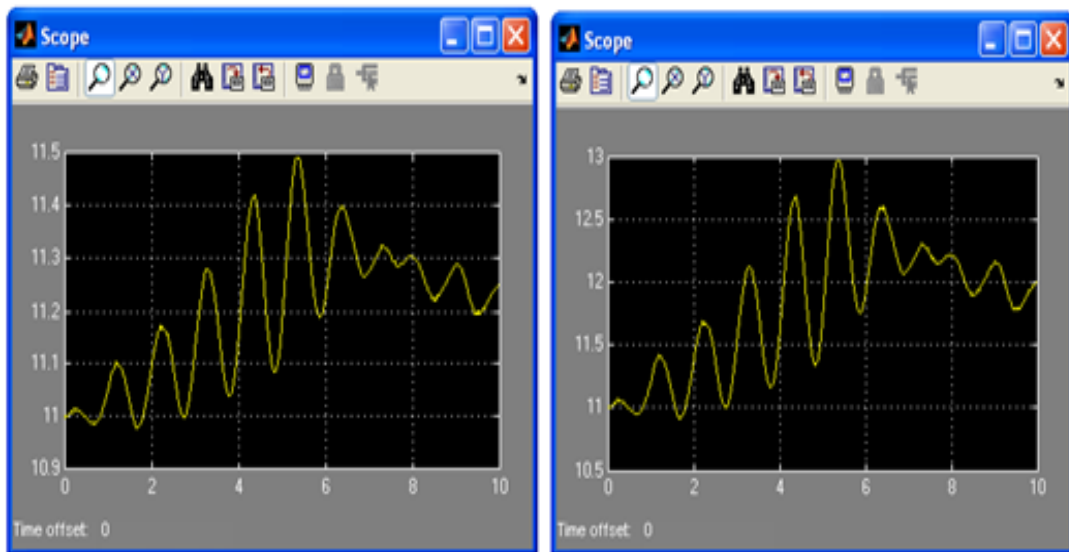
Variables externas

- Intensidad de la Turbulencia

La intensidad de la turbulencia está dada en porcentaje (en la práctica este valor oscila entre 10% y 40%) y depende de la topología de terreno.

En la simulación se tomaron los valores extremos de intensidad de la turbulencia. Como resultado de ello podemos observar en las Figuras 202a y 202b que la velocidad del viento presenta mayor alteración a mayores valores de intensidad de la turbulencia, obteniendo picos más altos de velocidad.

Figura 202. (a) Inten. Turbulencia de 10%, (b) Inten. Turbulencia de 40%.



a.

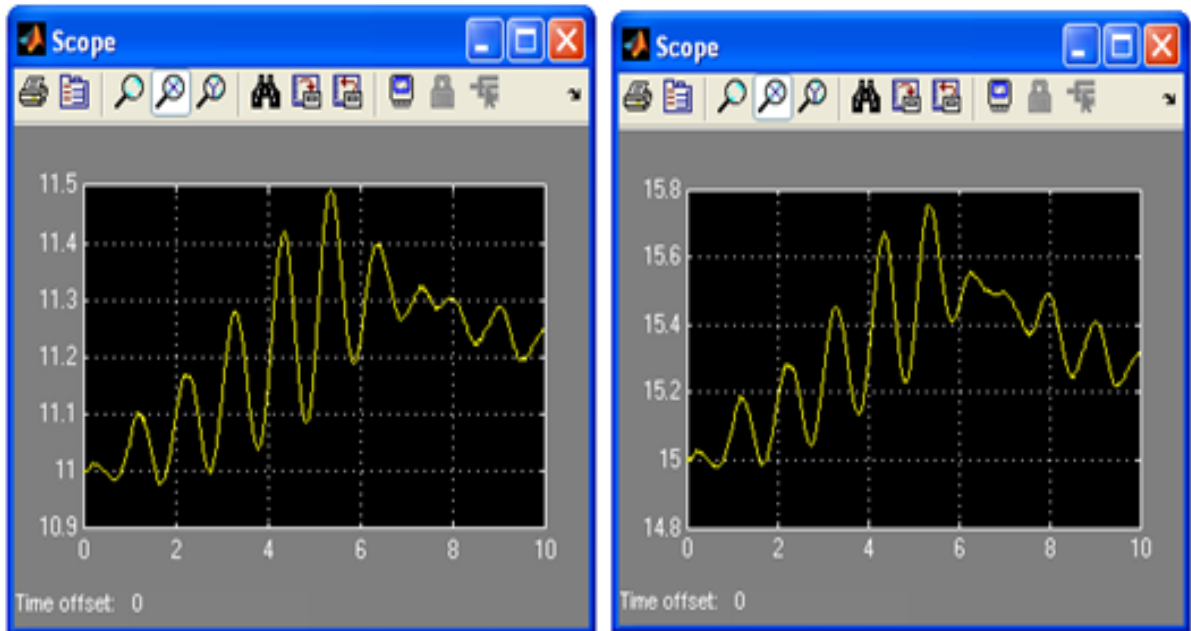
b.

-
-
-

- Velocidad Media del Viento

-

Figura 203. (a) Velocidad media de 11m/s, (b) Velocidad media de 15 m/s



a.

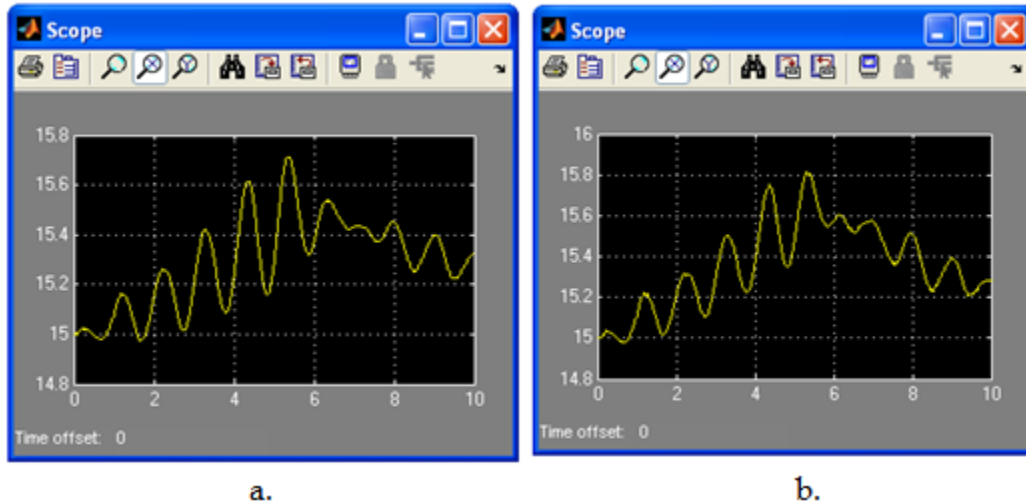
b.

La velocidad media del viento se determina por métodos estadísticos (método determinístico). La velocidad media del viento se refiere a la velocidad predominante que se presenta en el tiempo en el que se lleva a cabo la medición.

-
-
-
-

- Diámetro del Rotor

Figura 204. (a) Diámetro de rotor 60m (Jepírachi), (b) Diámetro de rotor 100m



Este dato depende de cada aerogenerador. En la simulación este dato no produce variaciones en la salida del bloque como se observa en las Figura 204a y 204b respectivamente.

N.2 MODELAMIENTO DE LA AERODINÁMICA DEL AEROGENERADOR

La operación con ángulo de paso (β) constante en aerogeneradores no solo se presenta en aquellos sistemas controlados por pérdida aerodinámica, también se halla en sistemas controlados por variación de ángulo dentro de la etapa de trabajo que comprende el arranque de la aerogeneradores hasta el desarrollo de su velocidad angular nominal.

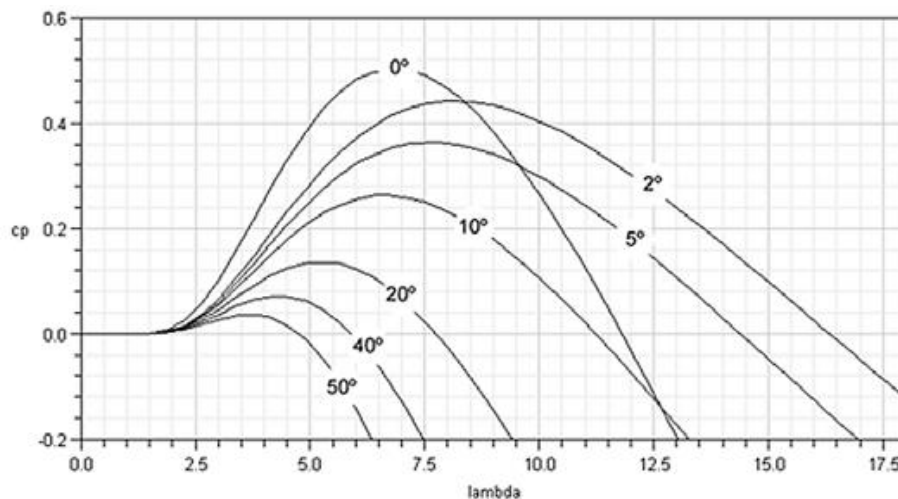
La decisión de mantener un ángulo de paso constante en los casos anteriormente mencionados se debe al dominio de altas eficiencias representadas por el C_p para

un amplio rango de velocidades de viento y de velocidades angulares de la maquina ($\lambda = \omega \cdot r / V_{\text{viento}}$) para un β en particular (en este caso de $\beta = 0$).

Así mismo, en la siguiente grafica se aprecia que para valores λ inferiores a 8.4 el perfil con ángulo de paso $\beta = 0$ tendría la mayor eficiencia; si por el contrario el valor de λ se incrementa por encima de 8.4, inclinaciones del perfil mayores de 0° tendrían una mayor eficiencia; en conclusión, el dominio de altas eficiencias (C_p) para $\beta = 0$ se ve interrumpido por ángulos de paso un poco mayores ($\beta \leq 10^\circ$) para valores elevados de λ .

La curva que determina el comportamiento del C_p para un mismo ángulo no coincide precisamente con la curva del torque aerodinámico T_{ae} de un mismo aerogenerador.

Figura 205. Característica C_p (λ , β) trazadas en función de aproximaciones numéricas

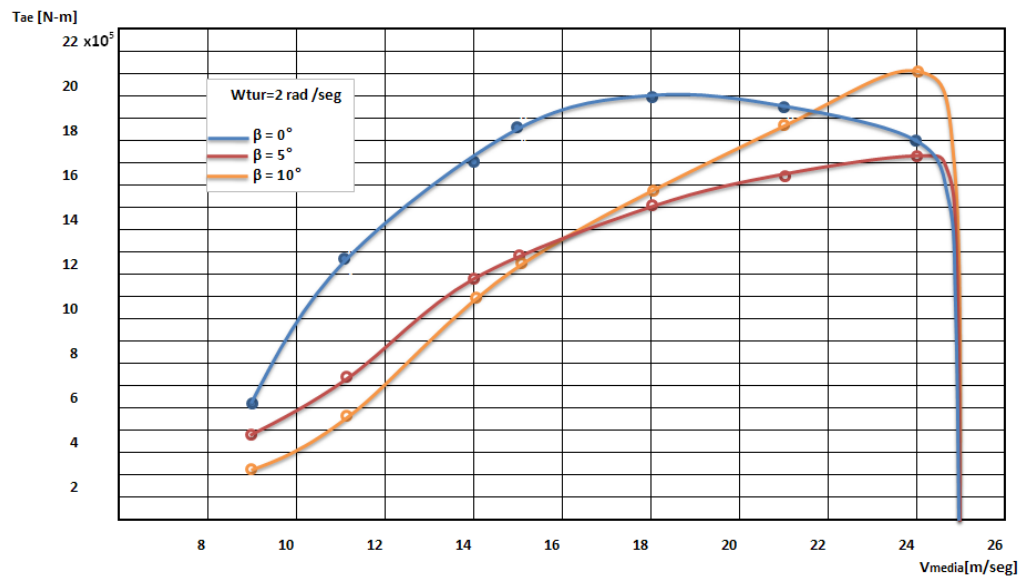


Esta conducta no semejante de las curvas de C_p y del T_{ae} se debe a que esta última no solo se encuentra en función del C_p sino además de la función exponencial V_{eq}^2 , según la ecuación:

$$T_{ae} = \left(\frac{1}{2\lambda}\right) \rho \pi R^3 V_{eq}^2 C_p(\lambda, \beta)$$

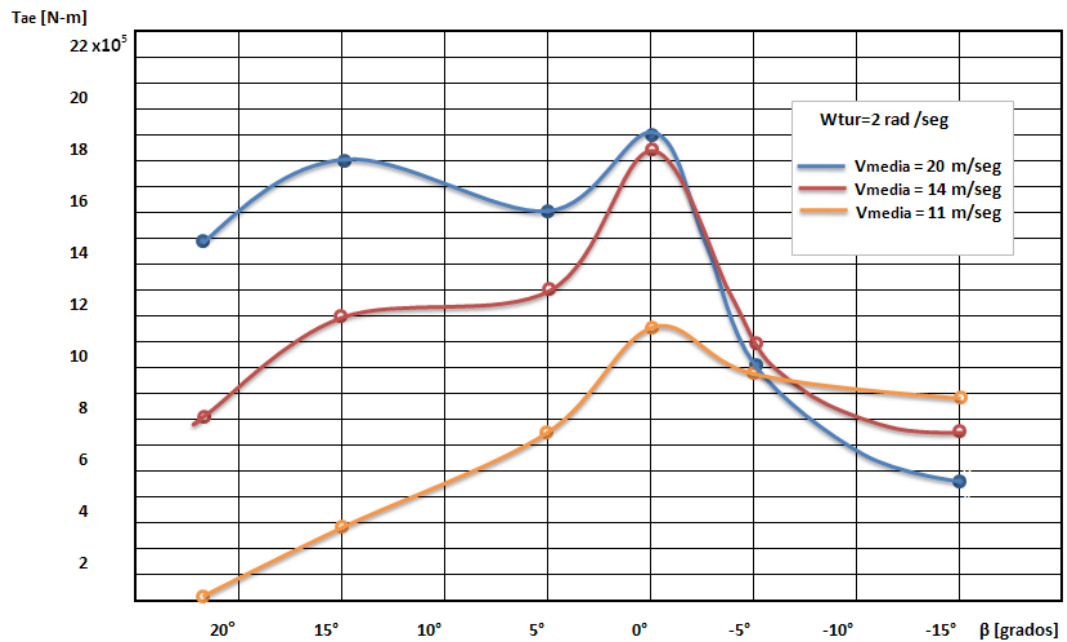
De igual manera encontramos en las curvas de T_{ae} para un ángulo de paso constante, que estas no mantienen un dominio completo a lo largo de las distintas velocidades de viento aprovechables para la generación de energía eólica como lo demuestra la grafica siguiente.

Figura 206. Comportamiento T_{ae} – V_{media} para distintos β trazadas en función de aproximaciones numéricas



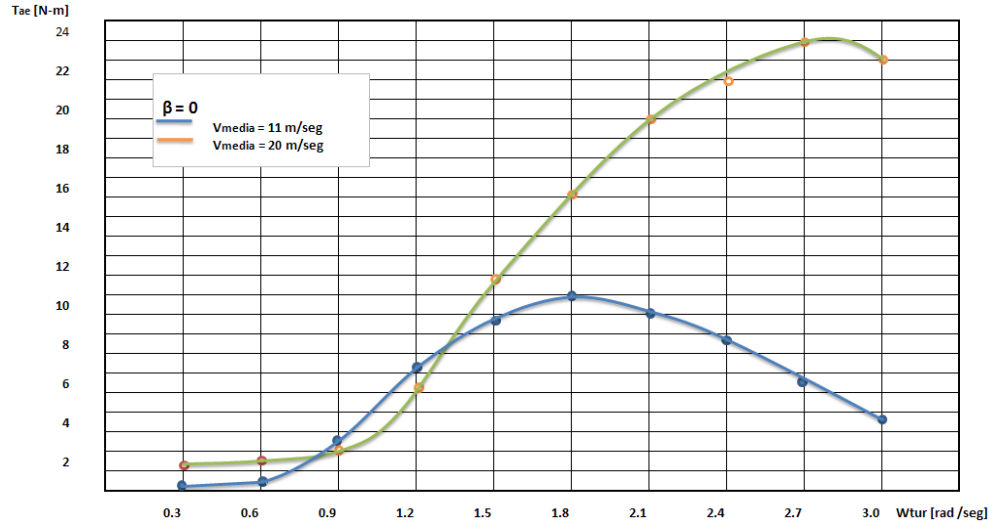
En la siguiente figura se hace evidente un punto óptimo ($\beta=0$) para la turbina en el cual se extrae el máximo T_{ae} .

Figura 207. Comportamiento $T_{ae} - \beta$ para distintas V_{media} trazadas en función de aproximaciones numéricas



Como ha de suponerse, la intensidad de viento determina la velocidad angular de la turbina a la cual se logra el máximo torque aerodinámico del sistema.

Figura 208. Comportamiento $T_{ae} - \omega_{tur}$ para distintas V_{media} trazadas en función de aproximaciones numéricas



En conclusión, la selección del ángulo de paso como parámetro de diseño debe estar estrechamente ligada a altos valores de C_p dentro del rango de velocidades de operación de tal forma que representen en lo posible elevados torques aerodinámicos.

N.3 MODELAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN MECÁNICA

Antes de iniciar con el modelamiento del sistema es pertinente el conocimiento de temas que involucren el modelamiento de sistemas mecánicos así como su fundamentación básica, por lo tanto se adicionara información al respecto de acuerdo al siguiente orden:

- Sistema de transmisión mecánica
- Fundamentación básica

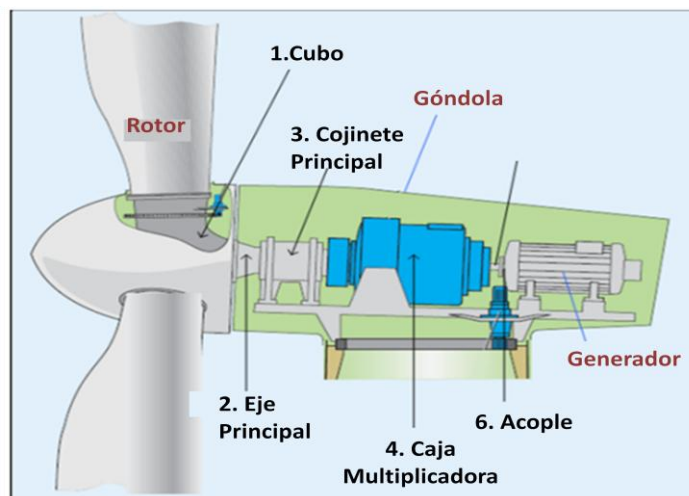
- Segunda ley de newton
- Modelamiento de sistemas mecánicos

SISTEMA DE TRANSMISIÓN MECÁNICA

Es el conjunto de elementos que se encargan de conectar el rotor de la turbina con el generador, transmitiendo la potencia desde el eje del rotor hasta el generador.

La transmisión puede ser directa o a través de una caja multiplicadora. Normalmente en la transmisión de todos los generadores viene una caja multiplicadora, aunque el fabricante de aerogeneradores ENERCON es el único que ofrece aerogeneradores modernos sin este elemento, representando esta novedad una gran ventaja respecto a los aerogeneradores con transmisiones convencionales.

Figura 209. Sistema de transmisión mecánica



El sistema de transmisión mecánica generalmente se compone de:

- **El cubo:** el cubo del rotor es el elemento donde se unen las palas y mediante el cual la potencia que extrae el rotor al viento se transmite al eje principal. Puede ser rígido o basculante, siendo el primero el usado en aerogeneradores tripalas y el basculante en aerogeneradores bipalas. Este último (basculante) permite un desplazamiento angular de unos $2,5^\circ$ respecto al plano normal del eje de rotación con la finalidad de reducir las cargas dinámicas que se presentan en los aerogeneradores bipalas.
- **Eje principal:** es el elemento que transmite el movimiento de rotación desde el rotor hasta la caja multiplicadora. Generalmente se forja en un acero al carbono SAE 1045 y posteriormente se le hace un tratamiento de temple y revenido.
- **Cojinete principal:** es el elemento que soporta el eje principal y generalmente es de tipo de rodillo cilíndrico de doble fila. Es seleccionado para soportar cargas radiales debidas al peso del rotor y del eje principal, y cargas axiales debidas a la presión del viento sobre el rotor.
- **Caja multiplicadora:** se ubica entre el eje principal y el generador, es la encargada de elevar la velocidad del eje principal hasta la velocidad del generador. Generalmente en grandes aerogeneradores suele venir de engranajes cilíndricos helicoidales o de engranajes planetarios o una combinación de estas dos. Las relaciones de multiplicación oscilan entre 50 a 70, dándose esta multiplicación generalmente en tres etapas.
- **Eje de alta velocidad:** también es conocido como eje pequeño o eje rápido. Hace parte integral de la caja (salida) y se fabrica del mismo material e igual forma que el eje principal, aunque es de menor longitud y

diámetro que este último debido a que está sometido a un torque mucho menor.

- **Acople:** está situado entre la caja y el generador, su función es solamente es la de transmitir el torque de la salida de la caja al generador. Generalmente se usan acoples flexibles para permitir un leve desalineamiento entre la caja y el generador.

Fundamentación básica

Segunda ley de Newton

La segunda ley de Newton aplicada a la rotación para un cuerpo rígido que rota alrededor de un eje fijo se escribe de la siguiente forma:

$$\sum T_G = I_G \alpha \quad (1)$$

Donde $\sum T_G$ es la suma de todos los torques ejercidos por las fuerzas externas que actúan en un cuerpo alrededor de un eje dado, I_G es el momento de inercia del cuerpo alrededor de ese eje y α es la aceleración angular.

Esta ley de Newton es la base para la formulación de ecuaciones que sirven para realizar simulaciones en algún software de algunos sistemas dinámicos, en el caso nuestro, la transmisión mecánica de un aerogenerador.

Modelamiento de sistemas mecánicos

En el modelamiento matemático de sistemas mecánicos pueden necesitarse tres tipos de elementos básicos: elementos de inercia, de resorte y elementos amortiguadores.

- **Elementos de inercia:** por elementos de inercia se entienden las masas y los momentos de inercia.

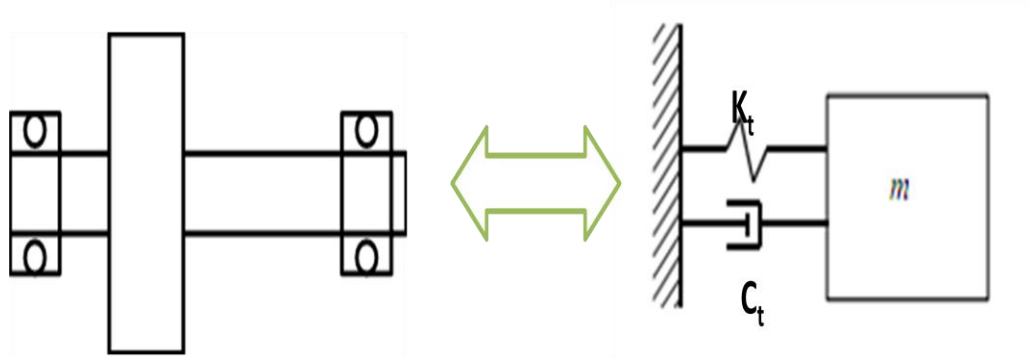
Los momentos de inercia se pueden evaluar de forma teórica o experimental, teórica cuando son cuerpos con geometrías definidas, y empírica en el caso de cuerpos de formas muy irregulares.

- **Elementos de resorte:** puede ser un resorte lineal si el movimiento del sistema en estudio es solo traslacional, o un resorte de torsión cuando el movimiento es rotacional. En cualquiera de los dos casos los resortes cumplen con la ley de Hooke.

- **Elementos amortiguadores:** un amortiguador es un elemento mecánico que disipa energía en forma de calor en lugar de almacenarla. Puede ser amortiguador traslacional o rotacional.

El amortiguador es un elemento que provee resistencia en el movimiento mecánico.

Figura 210. Sistema rotatorio y equivalencia



En la Figura 210 se muestra un sistema mecánico rotatorio (lado izquierdo); un eje-rotor montado sobre dos cojinetes y su sistema equivalente para el modelamiento (lado derecho). En el sistema equivalente se puede apreciar el resorte de torsión y el amortiguador viscoso de torsión.

De la misma forma que un resorte lineal ejerce una fuerza restauradora en el sistema, un resorte de torsión ejerce un torque restaurador debido a la rigidez del sistema. Este torque se puede evaluar con la siguiente ecuación:

$$T = K_t \theta \quad (2)$$

Donde K_t es el coeficiente de rigidez torsional y tiene unidades de [N.m/rad], y θ es el desplazamiento angular neto y se expresa en [rad].

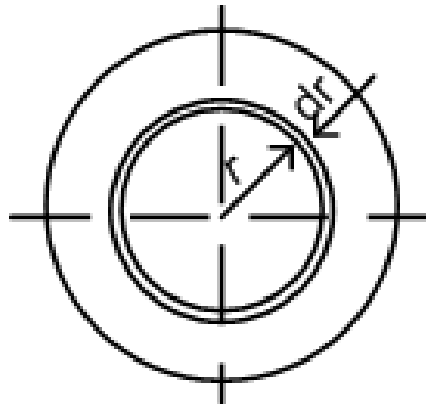
Para encontrar el valor de esta constante en un sistema mecánico real, como por ejemplo la transmisión mecánica del aerogenerador, se recurre a la resistencia de materiales; donde se encuentra que la deformación causada a un eje debido a un torque externo está dada por:

$$\theta = \frac{TL}{GJ} \quad (3)$$

Donde T es el torque externo aplicado, L es la longitud del eje, G es modulo de elasticidad a cortante (propiedad del material) y J es el momento polar de inercia que se puede evaluar aplicando su definición (ver Figura 211):

$$J = \int r^2 dA \quad (4)$$

Figura 211. Eje macizo



Desarrollando la integral de la definición de momento polar para un eje macizo se obtiene:

$$J = \frac{\pi D^4}{32} \quad (5) \quad \text{en donde D es el diámetro del eje.}$$

Combinando las ecuaciones (2) y (3) se obtiene el coeficiente de rigidez para un eje:

$$K_t = \frac{GJ}{L} \quad (6)$$

Si se analiza la ecuación (6) se puede concluir que a pesar que los ejes de la transmisión (principal y de alta velocidad) sean del mismo material, el eje principal tiene un mayor coeficiente de rigidez a la torsión debido a que su momento polar es mucho mayor con respecto al eje de alta velocidad.

Por otra parte el amortiguador viscoso torsional ejerce un torque de amortiguamiento debido a la presencia de sistema en el aceite. Este torque se puede evaluar con la siguiente ecuación:

$$T_a = C_t \omega$$

Donde C_t es el coeficiente de amortiguamiento a la torsión, ω es la velocidad angular. Aunque se sabe que el coeficiente de amortiguamiento depende de la viscosidad del aceite, área de contacto, radio del eje y otros parámetros de menos importancia, el valor del coeficiente de amortiguamiento se determina empíricamente hallando la relación entre el torque aplicado y la velocidad angular del sistema en particular.

Modelamiento de la Transmisión Mecánica

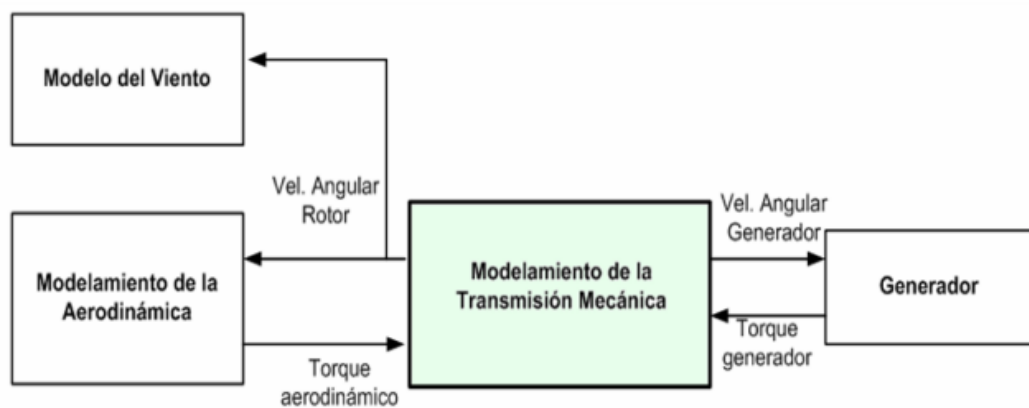
El modelamiento de la transmisión mecánica en Matlab-Simulink hace una abstracción del sistema real que permite una formulación matemática más sencilla pero con alto grado de precisión y similitud con el sistema real.

En el modelamiento de la transmisión mecánica se encuentran cinco modelos diferentes, cada uno con diferente grado de aproximación al sistema real. Los modelos desarrollados para la transmisión mecánica son:

- **Modelo 1:** una sola masa rotando sin tener en cuenta las características específicas de los ejes, pero se tiene en cuenta la relación de la caja.
- **Modelo 2:** dos masas rotando sin tener en cuenta las características específicas de los ejes, pero se tiene en cuenta la relación de la caja.
- **Modelo 3:** Igual al modelo anterior, solo difiere en que se tiene en cuenta la rigidez del eje principal.
- **Modelo 4:** Igual al modelo anterior, solo difiere en que se tiene en cuenta el amortiguamiento en el eje principal.
- **Modelo 5:** es el más completo de todos, considera cuatro masas, rigidez y amortiguamiento en los dos ejes.

A pesar de la diferencia que existe entre cada modelo, todos los modelos tienen las mismas entradas y salidas como se muestra en la Figura 212.

Figura 212. Modelamiento de la transmisión mecánica



Simulación y resultados

La evaluación del modelo se aplico para un aerogenerador controlado por entrada en pérdida cuyos datos principales y demás información necesaria para la simulación se conocen.

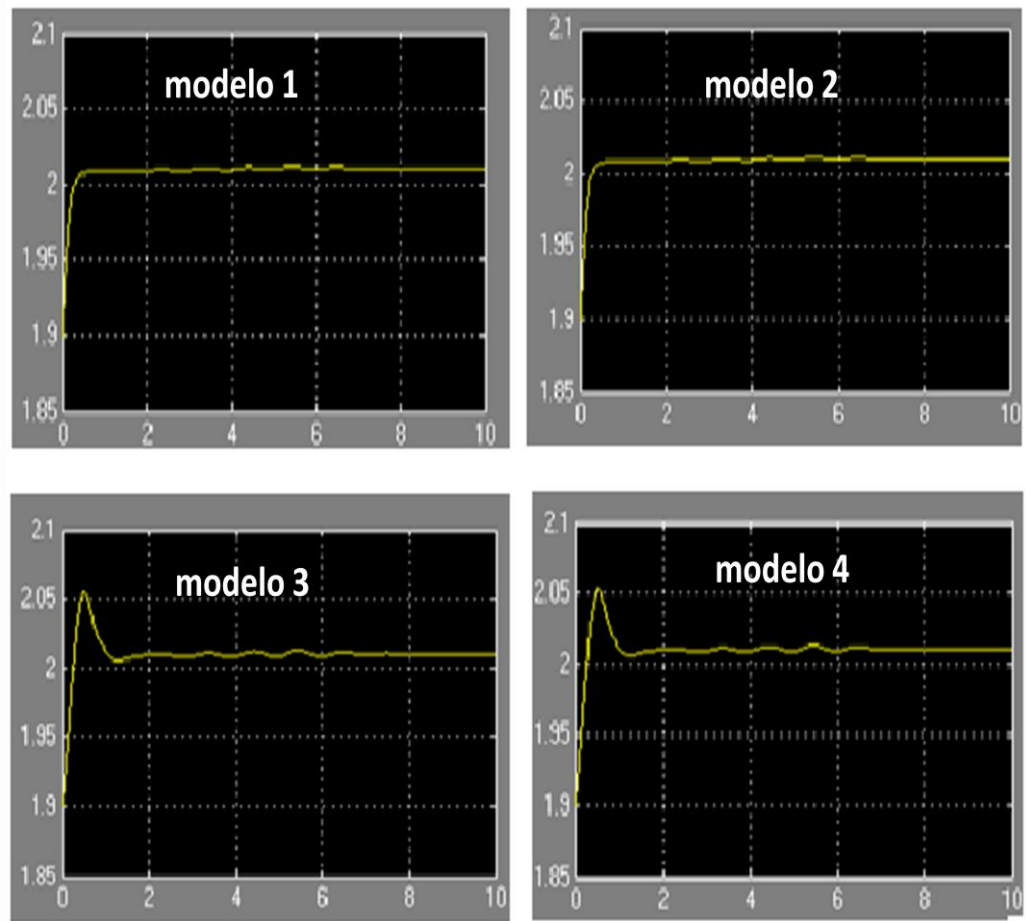
La prueba se desarrollo en dos partes; la primera consiste en observar la diferencia de los modelos al apreciar los resultados arrojados por el programa (Velocidades angulares del rotor y generador). Esto se realizo modificando solamente el bloque de la transmisión mecánica implementando cada uno de los modelos (excepto el modelo 5).

La segunda parte se desarrollo sobre el modelo tres, observando los resultados al variar la rigidez del eje principal, coeficiente de amortiguamiento y momento de inercia del rotor.

Los resultados arrojados por el simulador son los siguientes:

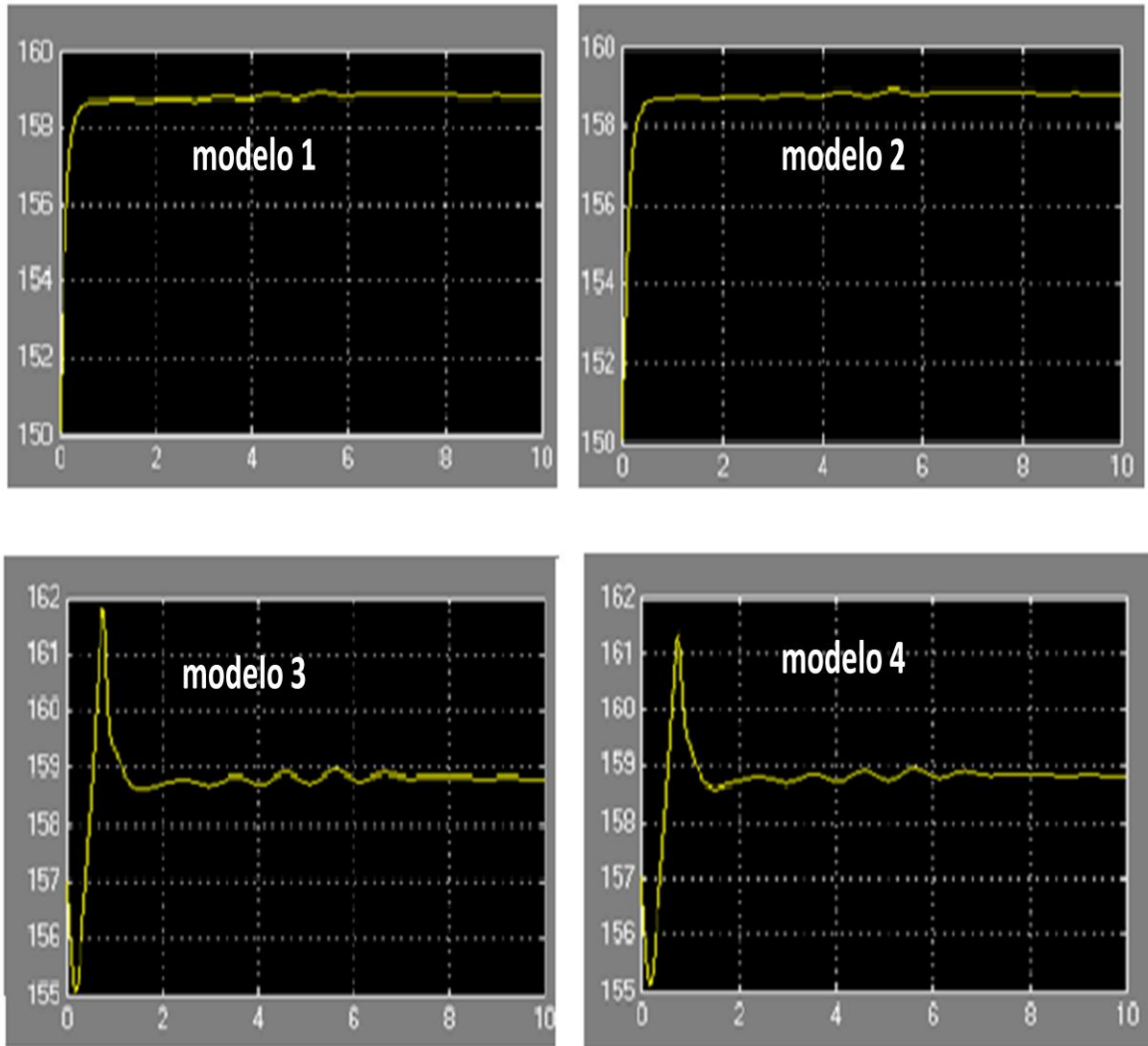
a) Primera parte (ω rotor [rad/s])

Figura 213. Velocidad angular del rotor



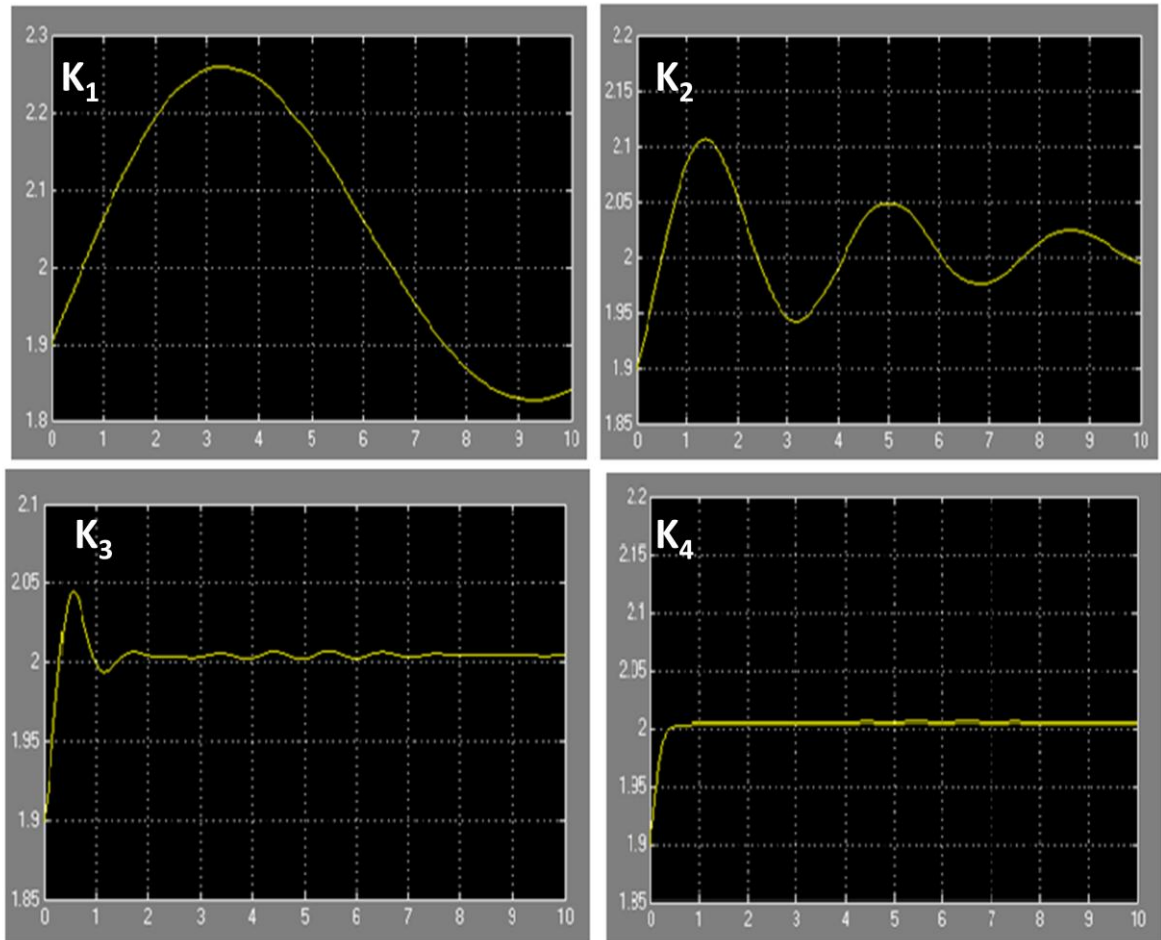
b) Primera parte (ω generador [rad/s])

Figura 214. Velocidad angular del generador



c) Segunda parte (ω rotor [rad/s]). Variación del coeficiente de rigidez

Figura 215. Variación del coeficiente de rigidez a la torsión

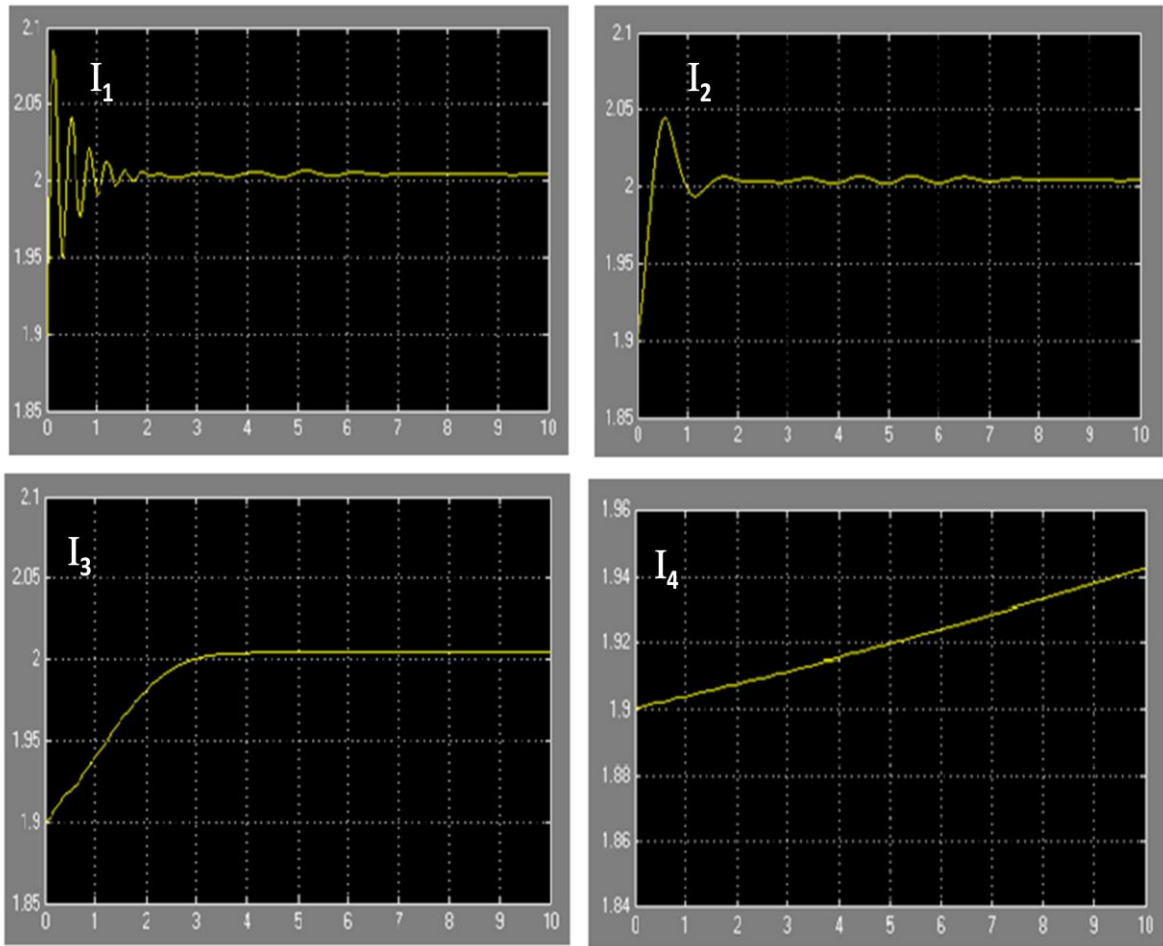


Donde $K_1 = 1,5e6$ N.m/rad $K_2 = 1,5e7$ N.m/rad

$K_3 = 1,5e8$ N.m/rad $K_4 = 1,5e10$ N.m/rad

d) Segunda parte (ω rotor [rad/s]). Variación del momento de inercia del rotor

Figura 216. Variación del momento de inercia del rotor

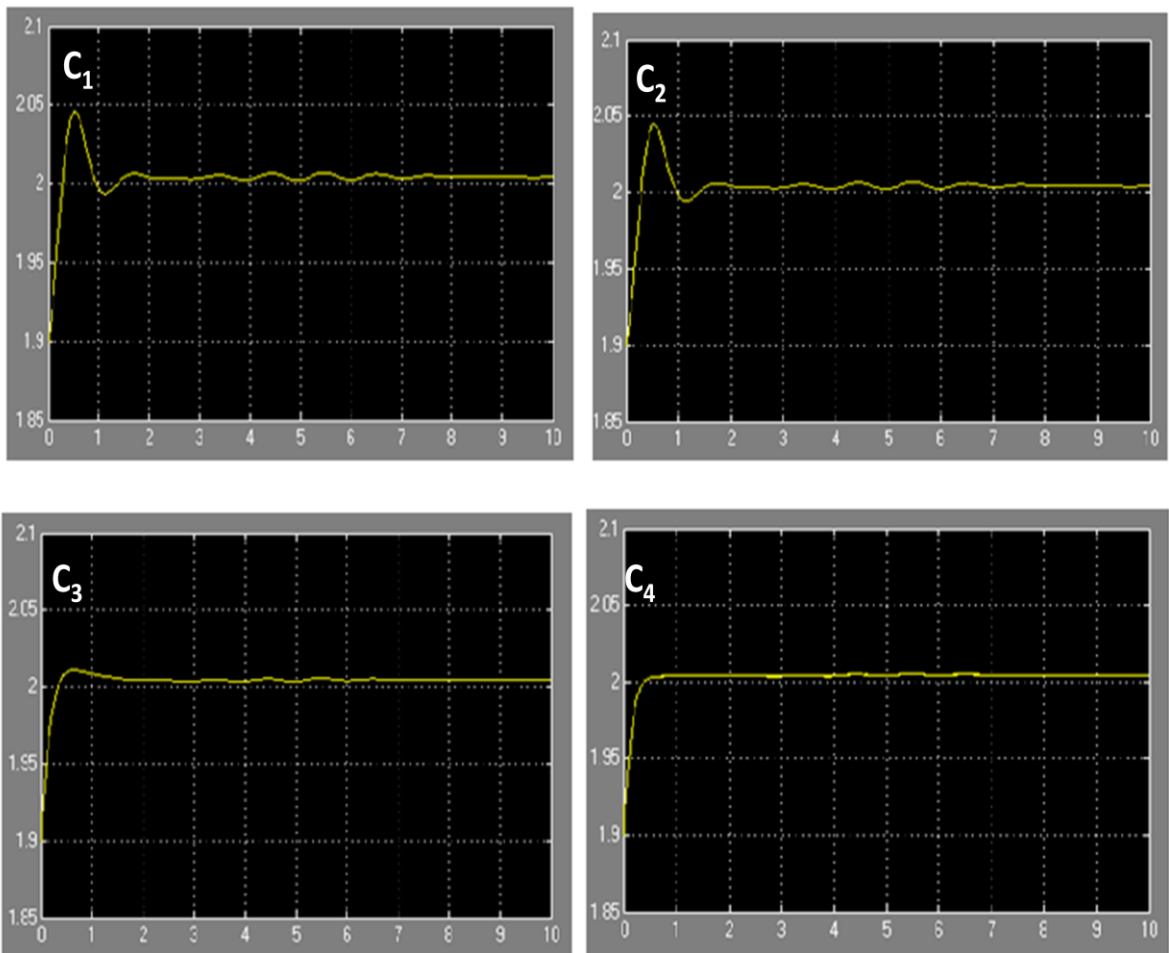


Donde $I_1=50e4 \text{ kg.m}^2$ $I_2=50e5 \text{ kg.m}^2$

$I_3=50e6 \text{ kg.m}^2$ $I_4=50e7 \text{ kg.m}^2$

e) Segunda parte (ω rotor [rad/s]). Variación del coeficiente de amortiguamiento

Figura 217. Variación del coeficiente de amortiguamiento torsional



Donde $C_1= 8e3$ N.m.s/rad $C_2=8e5$ N.m.s/rad

$C_3=8e7$ N.m.s/rad $C_4=8e9$ N.m.s/rad

Conclusiones

- Los resultados de la simulación son los esperados, ya que son coherentes y concuerdan con los de la turbina real.
- La relación entre la velocidad angular del generador y la del rotor es prácticamente la relación de la caja, resultado que era de esperar.
- Entra mayor sea el coeficiente de rigidez a la torsión del eje principal, mas rápido se va a estabilizar la velocidad del rotor.
- La variación del momento de inercia del rotor tiene un gran efecto en los resultados. Entre mayor es este más tiempo tardara la turbina en alcanzar la velocidad de régimen.
- El coeficiente de amortiguamiento no tiene un efecto tan significativo en los resultados como el coeficiente de rigidez y el momento de inercia del rotor, sin embargo los resultados que se muestran son los esperados.
- El modelo 3 es una muy buena aproximación para la simulación de aerogeneradores.

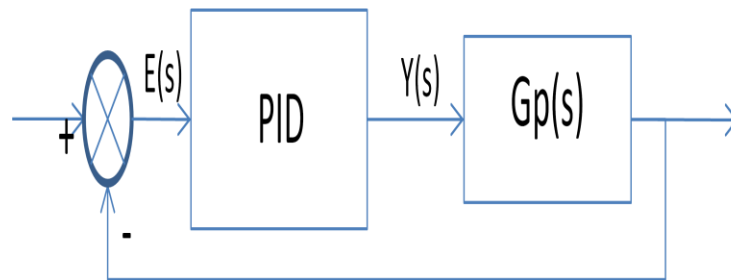
N.4 REGULACIÓN DE POTENCIA POR VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO

En esta parte de la simulación se verifico el funcionamiento del modulo correspondiente al sistema de control por variación de ángulo de paso, el cual es usado para controlar la velocidad y la potencia del aerogenerador.

El simulador emplea controladores de tipo PID de los cuales se hará una breve descripción a continuación:

Consideremos un lazo de control de una entrada y una salida (SISO) de un grado de libertad:

Figura 218. Diagrama en bloques



Los miembros de la familia de controladores PID, incluyen tres acciones: proporcional (P), integral (I) y derivativa (D). El termino básico es el termino proporcional, P, que genera una actuación de control correctivo proporcional al error, el termino integral, I, genera una corrección proporcional a la integral del error. Esto asegura que si aplicamos un esfuerzo de control suficiente, el error de seguimiento se reduce a cero y el termino derivativo, D, genera una acción de control proporcional al cambio de rango del error. Esto tiende a tener un efecto estabilizante pero por lo general genera actuaciones de control grandes⁸².

El PID es una acción combinada que reúne las ventajas de cada una de las tres acciones de control individuales. La ecuación de un controlador de este tipo se obtiene mediante:

⁸² MAZZONE, Virginia: Controladores PID, Universidad Nacional de Quilmes, Marzo del 2002.

$$y(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt + K_D \frac{d e(t)}{dt}$$

$$y(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt + K_p T_D \frac{d e(t)}{dt}$$

Organizando se obtiene la función de transferencia del bloque:

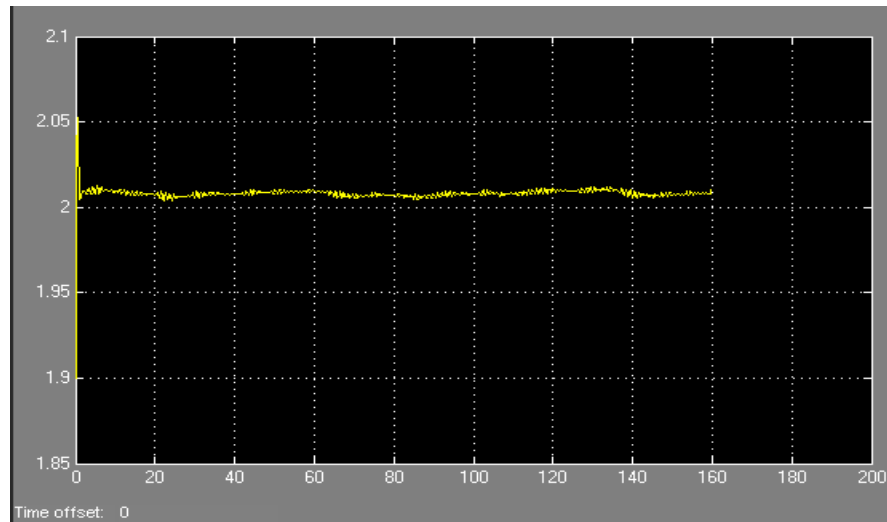
$$\frac{y(s)}{E(s)} = K_p \cdot \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot s} + T_D \cdot s \right)$$

Resultados de la simulación:

El bloque de control por variación de ángulo de paso es un bloque fijo, no ofrece la posibilidad de modificar sus parámetros, internamente se podrían cambiar los valores de las constantes para los diversos controladores pero con esto solo se conseguiría generar errores y oscilaciones en el sistema.

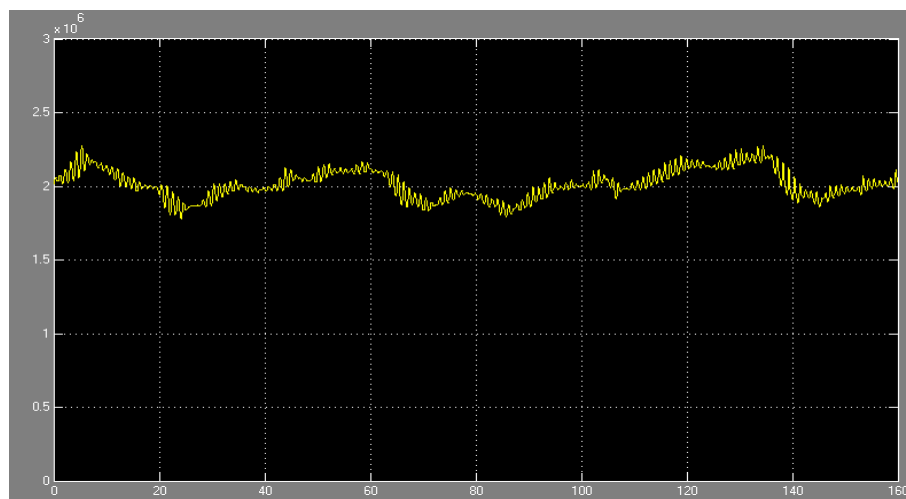
De este modulo se obtienen graficas que nos confirmen que efectivamente se están regulando la potencia y la velocidad angular, mediante el cambio del ángulo de paso.

Figura 219. Velocidad angular del rotor (rad/seg)



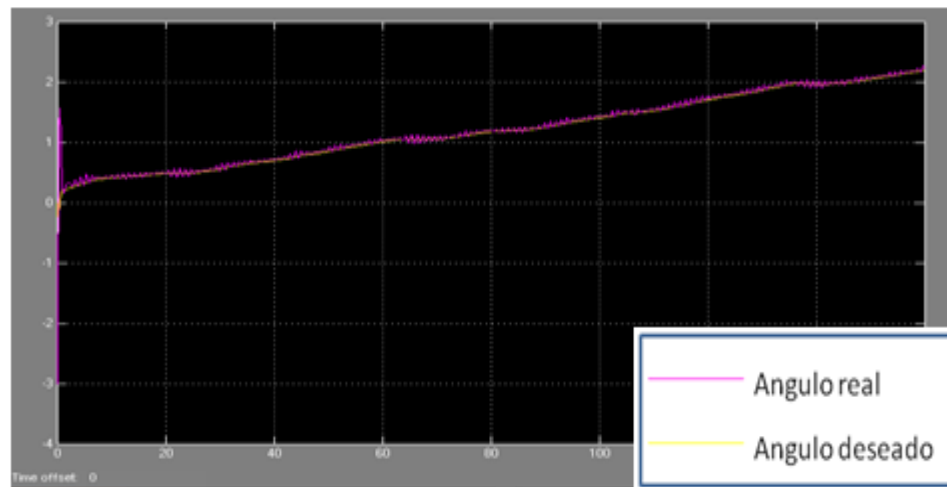
En la Figura 219 se puede observar como después del arranque en el cual se generan oscilaciones, el controlador logra mantener una velocidad angular constante por encima de los 2 rad/seg.

Figura 220. Potencia mecánica (w)



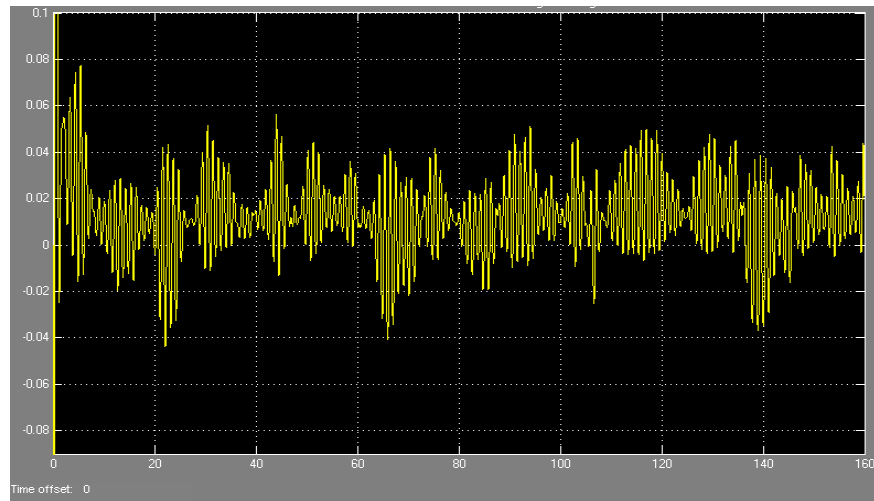
Esta Figura 220 corresponde a la variación de potencia en el tiempo. El controlador tiende a mantener la potencia alrededor de los 2 Mw, las desviaciones se mantienen en un rango aceptable y son generadas por la velocidad de respuesta del sistema.

Figura 221. Variación del ángulo de paso (grados)



En la figura anterior se observa como efectivamente el ángulo de paso esta variando, la grafica amarilla corresponde al ángulo que el controlador determino es el correcto para garantizar que la potencia sea constante y la grafica rosada corresponde al ángulo que realmente se está obteniendo por medio del actuador, la diferencia entre estos dos es debida al que tiempo de respuesta del actuador es mayor que el del controlador.

Figura 222. Razón de cambio del ángulo de paso (grados/s)



Se observa como la razón de cambio del ángulo de paso se mantiene muy por debajo del límite que son 10 grados/s