



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD ADOLFO LÓPEZ MATEOS

PROYECTO DE INGENIERÍA

**“PROPUESTA DE MICROGENERACIÓN EN EL
SISTEMA COLECTIVO METRO”**

PRESENTA:

LUIS ÁNGEL ARISTA ORTIZ

ASESORES DE TESIS:

ING. JAVIER CASTRO LÓPEZ

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

CIUDAD DE MÉXICO, DICIEMBRE 2016



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

T E M A D E T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. LUIS ANGEL ARISTA ORTIZ

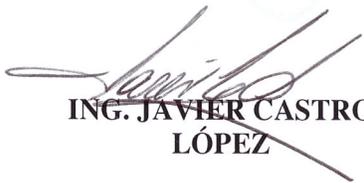
“PROPUESTA DE MICROGENERACIÓN EN EL SISTEMA COLECTIVO (METRO)”

ANALIZAR LA FACTIBILIDAD DE INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE AEROGENERACIÓN ELÉCTRICO APROVECHANDO EL RECURSO DE VIENTO QUE LOS TRENES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO METRO GENERAN AL PONERSE EN MARCHA.

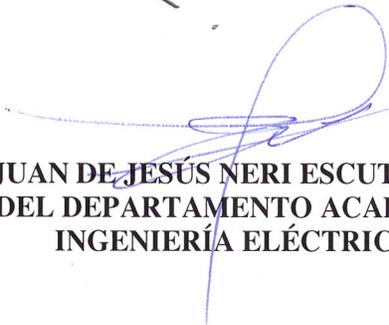
- ❖ INTRODUCCIÓN
- ❖ GENERALIDADES DE LOS AEROGENERADORES
- ❖ ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS
- ❖ CONDICIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO METRO
- ❖ DESARROLLO PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE AEROGENERACIÓN
- ❖ ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO DEL SISTEMA PROPUESTO DE AEROGENERACIÓN
- ❖ CONCLUSIONES

CIUDAD DE MÉXICO, A 28 DE NOVIEMBRE DE 2016.

A S E S O R E S


ING. JAVIER CASTRO
LÓPEZ


DR. DAVID SEBASTIAN
BALTAZAR


ING. JUAN DE JESÚS NERI ESCUTIA GÓMEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA INGENIERIA ELECTRICA



Dedicatoria

A mis padres

Por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

A mis profesores

A quienes admiro y respeto por transmitirme su conocimiento, por ser ejemplo a seguir y que con sus valiosas aportaciones me ayudaron a crecer como persona y como profesionalista.

A mis amigos

Por haberme alegrado la vida como estudiante de ingeniería, por su gran apoyo que me han brindado en el trayecto de mi formación profesional y por alentarme a mirar hacia adelante y fijarme nuevas metas.

A mi alma máter

Por haberme permitido ser parte de esta gran institución, haberme permitido formarme como profesionalista y brindarme las herramientas necesarias para ser una persona competitiva y seguir enalteciendo con orgullo el nombre de la ESIME en donde quiera que me encuentre.

ÍNDICE

Introducción	IX
Planteamiento del problema	X
Objetivos particulares.....	XIV
Justificación.....	XV
Estado del arte	XVI
Capítulo 1	17
1. Generalidades de los aerogeneradores	17
1.1 Introducción	17
1.2 Aerogeneradores.....	17
1.3 Clasificación de los aerogeneradores	18
1.3.1 Aerogenerador de eje vertical.....	19
1.3.2 Aerogenerador de eje horizontal.....	22
1.3.2.1 Por la posición a la que se encuentra con respecto al viento	23
1.3.2.2 Por el número de palas.....	25
1.3.2.3 Por su potencia nominal.....	28
1.3.2.4 Según la forma de producir energía eléctrica	30
1.3.2.5 Por su velocidad.....	32
1.4 Partes y sistemas generales de los aerogeneradores	33
1.4.1 Góndola	33
1.4.2 Buje	34
1.4.3 Rotor.....	34
1.4.4 Eje de baja velocidad.....	35
1.4.5 Sistema de cambio de paso.....	35
1.4.6 Caja de engranajes (cambios) y tren de impulso	36
1.4.7 Eje de alta velocidad.....	36
1.4.8 Generador eléctrico	37
1.4.9 Unidad de refrigeración.....	38
1.4.10 Palas del rotor.....	38
1.4.11 Sistema de orientación	38
1.4.12 Convertidor	39
1.4.13 Controlador electrónico.....	39
1.4.14 Torre de sustentación	39

1.4.15	Anemómetro y veleta	40
1.5	Generador eléctrico	41
1.5.1	Conversión de energía electromecánica	41
1.5.2	Leyes fundamentales	41
1.6	Características de las palas	48
1.6.1	Palas perfiladas	48
1.6.2	Ángulos de la cuerda	49
1.6.3	Coefficiente de Potencia y Relación de Velocidades.....	52
1.6.4	Número de Palas.....	53
1.6.5	Tamaño de la Hélice.....	55
1.7	El recurso del viento.....	56
1.7.1	Cómo se forma el viento.....	56
1.7.2	Energía del viento.....	57
1.7.3	Obtención de la relación de velocidad de viento y coeficiente de potencia de la máquina	60
1.7.4	Determinación del tamaño y capacidad del generador eléctrico	64
1.7.5	Variación de la velocidad del viento con la altura.....	64
1.7.6	Variación de la velocidad del viento con la orografía del terreno	66
1.7.7	Variación de la velocidad del viento con la existencia de obstáculos	66
Capítulo 2	69
2.	Aspectos constructivos de los generadores eléctricos.....	69
2.1	Generador síncrono	69
2.1.1	Construcción de generadores síncronos	69
2.1.2	Velocidad de rotación de un generador síncrono	72
2.1.3	Tensión interna generada por un generador síncrono.....	73
2.1.4	Circuito equivalente de un generador síncrono	74
2.1.5	Potencia y par en los generadores síncrono.....	79
2.2	Generador asíncrono (inducción).....	82
2.2.1	Máquina de inducción	82
2.2.2	Construcción de la máquina de inducción.....	83
2.2.3	Deslizamiento del rotor	83
2.2.4	Frecuencia eléctrica en el rotor.....	84
2.2.5	Circuito equivalente del motor de inducción.....	85
2.2.6	Modelo transformador del motor de inducción	85

2.2.7	Circuito modelo del rotor	87
2.2.8	Circuito equivalente final	89
2.2.9	Pérdidas en el motor de inducción.....	90
2.2.10	Generador de inducción	91
2.2.10.1	Pérdidas eléctricas y eficiencia del generador de inducción de rotor devanado	92
2.3	Generador de imanes permanentes.....	95
2.3.1	Pérdidas	96
Capítulo 3	98
3.	Condiciones operativas del Sistema de Transporte Colectivo Metro.....	98
3.1	Sistema de transporte colectivo metro.....	98
3.2	Línea 7 del Sistema de Transporte Colectivo metro	98
3.3	Descripción del problema.....	99
3.4	Normatividad.....	100
Capítulo 4	103
4.	Desarrollo para evaluar la factibilidad del sistema de aerogeneración	103
4.1	Metodología a seguir.....	103
4.2	Características de la zona de aplicación	104
4.3	Características y elección de la alternativa más viable	106
4.4	Características operativas del STC.....	108
4.5	Velocidad promedio de los trenes del sistema de transporte colectivo	115
4.6	Comportamiento de parámetros del aerogenerador.....	116
Capítulo 5	125
5.	Análisis de costo-beneficio del sistema propuesto de aerogeneración.....	125
Conclusiones	128
Referencias	129

Figura 1.1. Principio de operación de un aerogenerador.....	18
Figura 1.2. Aerogenerador de eje vertical	19
Figura 1.3. Rotor Savonius.....	20
Figura 1.4. Aerogenerador Darrieux	21
Figura 1.5. Molino vertical de palas tipo giromill.....	21
Figura 1.6. Modelos de turbinas Windside. a) WS-030 b) WS-015.....	22
Figura 1.7. Aerogenerador de eje horizontal.....	23
Figura 1.8. Aerogenerador a barlovento.....	24
Figura 1.9. Aerogenerador a sotavento	25
Figura 1.10. Aerogenerador de una pala	26
Figura 1.11. Aerogenerador de dos palas	26
Figura 1.12. Aerogenerador de tres palas.....	27
Figura 1.13. Aerogenerador multipala	28
Figura 1.14. Sistema eólico aislado.....	31
Figura 1.15. Parque eólico Piedra Larga Tehuantepec.....	32
Figura 1.16. Góndola de un aerogenerador	34
Figura 1.17. Buje de un aerogenerador	34
Figura 1.18. Rotor de un aerogenerador.....	35
Figura 1.19. Caja de velocidades	36
Figura 1.20. Generador eléctrico.....	38
Figura 1.21. Palas del aerogenerador	38
Figura 1.22. Mecanismo de orientación	39
Figura 1.23. Torre de sustentación	40
Figura 1.24. Veleta y anemómetro	40
Figura 1.25. Conductor de longitud L que se mueve a través de una densidad de flujo magnético B generando una fem	42
Figura 1.26. Efectos de la variación de la concatenación del flujo sobre la fem inducida en un conductor.....	44
Figura 1.27. Regla de Fleming de la mano derecha para determinar el sentido de la fem inducida (corriente convencional).....	45
Figura 1.28. Ilustración de la ley de Lenz.....	47
Figura 1.29. Fem generada por una bobina que se mueve en un campo uniforme	48
Figura 1.30. Fuerzas que actúan sobre un elemento de pala en rotación	50
Figura 1.31. Pala de hélice de avión.....	51
Figura 1.32. Pala de hélice de aerogenerador.....	51
Figura 1.33. Relación de velocidad contra coeficiente de potencia	53
Figura 1.34. Rendimiento aerodinámico C_p vs λ para diferente número de palas.....	54
Figura 1.35. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura	59
Figura 1.36. Soluciones complejas conjugadas.....	62
Figura 1.37. Soluciones reales.....	63
Figura 1.38. Perfil vertical de la velocidad del viento. Fuente: Diseño estructural de aerogeneradores	65
Figura 1.39. Efecto de un obstáculo no aerodinámico sobre el flujo del viento	67
Figura 1.40. Zona de perturbación y turbulencia originada por edificios y arbolado	67

Figura 4.1. Frente de la cabina del tren 357	104
Figura 4.2. Parte inferior donde se encuentra el buggy del tren 357.....	105
Figura 4.3. Área potencialmente explotable.....	106
Figura 4.4. Curva de velocidad en función de la distancia y recta ajustada.....	111
Figura 4.5. Ajuste pironimial de la gráfica de distancia contra velocidad de los trenes del STC ..	114
Figura 4.6. Comportamiento de la corriente con respecto a la velocidad del tren	118
Figura 4.7. Comportamiento de la potencia con respecto a la velocidad del tren	121
Figura 4.8. Grafica de comportamiento del factor de potencia con respecto a la velocidad	124
Tabla 1. Porcentaje de la capacidad efectiva mediante fuentes de energía renovable	X
Tabla 2. Porcentaje de generación eléctrica mediante fuentes de energía renovable.....	X
Tabla 3. Emisión de contaminantes por sector.....	XII
Tabla 1.1 Clases y longitudes de rugosidad	65
Tabla 3.1. Consumo de energía de la línea 7, 2015.....	99
Tabla 3.2. Subestaciones eléctricas de la línea 7.....	99
Tabla 5.1. Horarios de tarifas desl STC	125
Tabla 5.2 Costo del kwh por horario.....	126

Introducción

En la actualidad la generación por medio de fuentes renovables ha adquirido una gran relevancia en países como Alemania, España, Japón, etc. debido a la preocupación sobre el calentamiento global y tomando en cuenta que los hidrocarburos se agotarán en algún momento. Por tal motivo las fuentes de energía renovable se han planteado como un medio para obtener energía eléctrica sin emisiones al medio ambiente y como una solución al posible agotamiento de los hidrocarburos.

El presente trabajo consiste en el análisis de la factibilidad de un sistema de micro generación en el Sistema De Transporte Colectivo Metro por medio del uso del recurso eólico que genera el convoy al estar en movimiento.

La propuesta tiene como objetivo almacenar la energía generada para que esta sea utilizada en los servicios propios del tren o para su uso en emergencias, en este caso el sistema de iluminación, con la finalidad de reducir el consumo de energía eléctrica suministrada por la Comisión Federal De Electricidad (CFE), proporcionar iluminación en casos de emergencia y contribuir a la reducción de emisión de dióxido de carbono generado por las plantas generadoras convencionales y contribuyendo en alguna proporción a la sustentabilidad del Sistema De Transporte Colectivo Metro.

Las consideraciones más importantes tomadas en cuenta para realizar el análisis de factibilidad son la cantidad de carga eléctrica que puede aportar el sistema de micro generación y las características de la circulación de viento que generan los trenes del STC.

Para justificar la factibilidad del sistema de micro generación se realizan pruebas técnicas para determinar la cantidad de energía eléctrica que el sistema es capaz de generar junto con un análisis económico que pudieran determinar se con las pruebas de factibilidad, tomando en cuenta los costos de producción de la microgeneración y el tiempo de recuperación del capital invertido.

Planteamiento del problema

El problema actual que se tiene con la generación de energía eléctrica con centrales generadoras convencionales es la cantidad de contaminación que emiten durante su operación. Sin embargo, aun cuando las tecnologías de energías renovables son muy limitadas, ya que en la actualidad comparado con las formas convencionales de generación suministran una pequeña cantidad de energía.

Sin embargo, los avances tecnológicos en materia de energías renovables tienen un crecimiento considerable y proyectan una gran perspectiva para tratar de sustituir la forma actual de generación de energía eléctrica y cambiarlo a sistemas que hagan uso de las energías renovables como fuente de energía y dejar a tras la dependencia de los combustibles fósiles y así contribuir a la disminución de emisión de contaminantes.

En México los tipos y participación de las energías renovables en la generación de electricidad al 31 de diciembre de 2012 son como se muestran en la tabla 1 y 2:

Tabla 1. Porcentaje de la capacidad efectiva mediante fuentes de energía renovable [15]

Fuente de energía	Meta	Resultado (%)	Resultado (MW)	Grado de cumplimiento
Eólica	4.34%	2.09%	1,304.5	48%
Minihidráulica	0.77%	0.72%	449.7	93%
Geotermia	1.65%	1.30%	811.6	79%
Biomasa y biogás	0.85%	0.93%	581.0	109%
Global	7.60%	5.04%	3,146.8	66%

Tabla 2. Porcentaje de generación eléctrica mediante fuentes de energía renovable [15]

Fuente de energía	Meta		Resultado (%)	Resultado (MW)	Grado de cumplimiento
Eólica	1.74%-	2.91%	1.29%	3,666.6	74%
Minihidráulica	0.36%-	0.61%	0.63%	1,784.0	174%
Geotermia	2.19%-	2.74%	1.94%	5,511.0	88%
Biomasa y biogás	0.19%-	0.32%	0.37%	1,050.9	194%
Global	4.48%-	6.58%	4.22%	12,011.5	94%

En la tabla 1 se muestran los porcentajes de incremento deseados para aumentar la capacidad instalada de las plantas de generación renovables mientras que en la tabla dos se muestra que cantidad de

energía se pretendía generar y cuál fue la que realmente se produjo con el aumento de la capacidad instalada.

Las columnas sombreadas son los valores de referencia para determinar el grado de cumplimiento.

Estas dos tablas esquematizan la cantidad de electricidad que aportan las energías renovables en el año 2012, además se proporciona información sobre qué cantidad se desea aumentar la participación de estas energías renovables en la contribución de energía eléctrica al sistema eléctrico nacional, y muestra cuanto realmente se logró aumentar dicha contribución en porcentaje, cuanto representa este porcentaje en mega watts y el porcentaje que se logró avanzar.

Derivado de esto y para lograr dicho objetivo es importante buscar alternativas para que los sistemas que utilizan la energía eléctrica aprovechen los recursos renovables de su entorno y disminuyan en la medida de lo posible la demanda de energía dependiente de las fuentes de generación convencionales.

Por otra parte, la implementación de sistemas eléctricos que hagan uso de energías renovables contribuye a la disminución de emisión de contaminantes dañinos para la salud de las personas.

El informe más reciente de emisiones de contaminantes realizado por el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) muestra la cantidad de contaminantes emitidos por sector como se muestra en la tabla 3:

Tabla 3. Emisión de contaminantes por sector [34]

Sector		Emisiones			
No	Descripción	Total	Aire	Agua	Suelo
1	Petróleo y petroquímica	28885268.937	28885246.25	22.482	0.201
2	Química	10759640.080	10759570.07	42.582	27.431
3	Pinturas y tintas	10759640.080	491952.896	3.618	4.054
4	Metalurgia (incluye la siderurgia)	25158969.590	25158938.79	28.455	2.349
5	Automotriz	6338952.588	6338947.732	2.183	2.673
6	Celulosa y papel	2464767.418	2464764.238	3.026	0.155
7	Cemento y cal	29485083.288	29485080.67	0.154	2.468
8	Asbesto	13351.747	13351.747	1.80637E-05	0.00000599
9	Vidrio	2116634.137	2116633.661	0.333	0.143
10	Generación de energía eléctrica	113630816.220	113630470.5	344.833	0.933
11	Tratamiento de residuos peligrosos	66536.734	66536.72	0.000278046	0.014
12	Alimenticio y/o de consumo humano	1448639.349	1448588.651	35.418	15.28
13	Artículos y productos compuestos de diferentes materiales	130007.714	130003.879	3.823	0.013
14	Artículos y productos metálicos	58573.853	58571.524	0.149	2.179
15	Artículos y productos plásticos	27302.603	27302.183	0.144	0.276
16	Equipos y artículos electrónicos, eléctricos y domésticos	522363.109	522317.108	45.687	0.314
17	Madera y Productos	74010.507	74010.502	0.001	0.003
18	Servicios de salud y de asistencia	345.511	341.213	4.277	0.02
19	Textiles, fibras e hilos	8023.442	8014.421	4.277	3.88
20	Bebidas y tabaco	862880.447	862871.959	7.477	1.011
21	Vidrio y cristal				2.69069E-05
22	Otros	312389.416	312307.846	71.822	9.748

De la tabla anterior se tiene que, de las emisiones totales, las emisiones por generación de energía eléctrica corresponden a un 48.74 %, mientras que las emisiones al aire, agua y suelo corresponden a un 50.98%, 55.55% y 1. 27% respetivamente.

Objetivo general

Analizar la factibilidad de un sistema de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del viento obtenido al paso del convoy del tren “metro”, utilizándolo como fuente de energía mecánica.

Objetivos particulares

- Analizar la adaptación de una mini turbina de viento para generar energía eléctrica.
- Realizar un estudio de la factibilidad para instalar mini turbinas de viento en los trenes del sistema de transportes colectivo metro con la finalidad de generar energía eléctrica.
- Cuantificar la cantidad de energía eléctrica a generar para abastecer los servicios propios del tren.
- Determinar la cantidad de carga con la que cuentan los trenes del STC metro para determinar qué porcentaje de ella es posible alimentar con el sistema propuesto.
- Realizar el estudio económico del proyecto para la implementación.

Justificación

Debido a la tendencia del uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica, y así como la creciente demanda de la misma y el cuidado del medio ambiente, es fundamental buscar la manera de hacer que los sistemas que utilizan energía eléctrica sean más eficientes y aprovechen los recursos renovables que tienen a su disposición.

Tomando en cuenta lo anterior una propuesta puede ser micro generación de energía eléctrica realizada en los medios de transporte, como lo es el Sistema De Transporte Colectivo metro (STC), el cual brinda servicio a millones de usuarios diariamente.

El sistema de micro generación hace posible el uso de los recursos renovables disponibles en el medio de transporte, que aproveche la fuerza del viento que se genera cuando el tren comienza a moverse, ya que genera una circulación de viento que bien puede ser aprovechada para llevar a cabo la micro generación y abastecer de energía eléctrica servicios propios o de emergencia del tren.

La implementación de este sistema de generación será un parte aguas para aplicar en otros sistemas de transporte para contribuir a la microgeneración y ayudar a disminuir las emisiones de gases efecto invernadero producidos por la operación de las centrales generadoras convencionales.

Este sistema de microgeneración contribuye a reducir la demanda de energía eléctrica por parte de los trenes de sistema de transporte colectivo metro y de esta forma disminuir la demanda de carga al sistema eléctrico.

Estado del arte

Durante la investigación realizada sobre los aerogeneradores se encontraron casos diversos de estudio, por ejemplo, diseño y construcción de aerogeneradores con la finalidad de electrificar zonas rurales en Chile. Dicho proyecto se centró en el diseño del generador eléctrico que se tendría el aerogenerador considerando las características aerodinámicas de una hélice modelo [8].

Por otra parte, también se encontró el desarrollo de un trabajo de diseño de un aerogenerador de eje vertical de baja potencia, desarrollado por alumnos de la Universidad Industrial de Santander en Colombia, el cual logró generar aproximadamente 44W, debiendo estar en lugares con velocidades de viento de aproximadamente 10m/s. La cantidad de energía eléctrica proporcionada por este prototipo es insuficiente para suplir la dependencia de compañía suministradora por parte del usuario, sin embargo, se propuso la optimización del equipo para aumentar la energía generada [9].

También se encontró un trabajo realizado en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicaciones en España, el cual tuvo como finalidad realizar el diseño de un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius para electrificar zonas rurales [10]

Además, se encontró un trabajo de diseño de micro generador de eje vertical realizado por alumnos de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), el cual tuvo como objetivo fundamental el aprendizaje e investigación en la creación de un aerogenerador [11].

Por último, otro artículo encontrado en la red y el cual inspiró el desarrollo de este trabajo es un artículo sobre alumnos de la Universidad de Delhi en la India, los cuales proponían colocar pequeñas turbinas de viento en una sección de la red de metro de Delhi. Según los estudios realizados por el equipo de trabajo se espera lograr generar la cantidad de 4.8kW al día [35].

Con la documentación de los trabajos anteriormente mencionados se propuso la presente tesis el cual difiere a los otros, ya que en este se propone la adaptación de una turbina en el STC pero no en los túneles como se propuso en la india sino sobre el tren mismo para alimentar los servicios propios del tren.

Capítulo 1

Generalidades de los aerogeneradores

1.1 Introducción

En este capítulo se mencionan los conceptos de aerogeneradores, su clasificación, sus partes principales, las características de las palas, como también las características del viento, además de describir brevemente el principio de funcionamiento del generador eléctrico.

En este capítulo se pretende proporcionar conocimientos básicos sobre los diferentes tipos de aerogeneradores que existen, para su selección y aplicación en el presente trabajo. Se explican brevemente las partes generales de los aerogeneradores. Por otra parte, se describen las características del viento que influyen directamente la potencia generada por a los aerogeneradores.

1.2 Aerogeneradores

Un aerogenerador es una máquina que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica que posteriormente es aprovechada para convertirla en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico [1]. Suelen clasificarse según el tipo de fuerza aerodinámica que provoca el giro del rotor [2]. De igual manera que los generadores eléctricos, los aerogeneradores pueden conectarse a redes eléctricas. Estas redes pueden ser circuitos para carga de baterías, sistemas de distribución de energía eléctrica [1].

El principio de operación de un aerogenerador se basa en dos procesos de conversión de la energía, los cuales son llevados a cabo por sus principales componentes (rotor), el primer proceso consiste en extraer la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica en el eje. Mientras que el segundo proceso está compuesto por el sistema de generación, el cual convierte la energía mecánica en energía eléctrica tal como se muestra en la figura 1.1 [3].

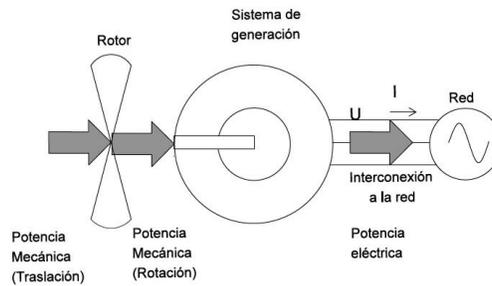


Figura 1.1. Principio de operación de un aerogenerador [3]

Los aerogeneradores son impulsados por la fuerza de **arrastre aerodinámico**, es la fuerza ejercida por el fluido en dirección contraria a la fuerza que ejerce el cuerpo en movimiento, en otras palabras sería una fuerza que el fluido opone contrarrestando el movimiento de un cuerpo, y otros por la **fuerza de sustentación aerodinámica** que es la fuerza desarrollada por un perfil aerodinámico moviéndose en el aire, ejercida de abajo hacia arriba, y cuya dirección es perpendicular al viento relativo. Los primeros se caracterizan por su operación con elevado par aerodinámico y baja velocidad. Esto es, **la velocidad tangencial de las palas es menor a la velocidad del viento**. Por otro lado, los aerogeneradores de alta velocidad están impulsadas por la fuerza de sustentación aerodinámica, y tienen el mismo principio de funcionamiento que los perfiles alares de los aviones. Los aerogeneradores modernos son de este tipo, principalmente debido a su mayor eficiencia (Walker y Jenkins, 1997) [2].

1.3 Clasificación de los aerogeneradores

Las máquinas eólicas han sido ampliamente estudiadas de forma intensiva y en la actualidad existe una gran variedad de modelos de aerogeneradores, diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada que van desde pequeñas potencias, hasta las grandes máquinas de varios MW, como también por el número de palas o incluso la manera de generar energía eléctrica.

Son numerosos los dispositivos que permiten el aprovechamiento de la energía eólica, pudiéndose hacer una clasificación de los mismos según la posición de su eje de giro respecto a la dirección del viento, la potencia de generación, la velocidad, la fuerza aerodinámica, la forma de generar energía eléctrica, entre otros [4][5].

1.3.1 Aerogenerador de eje vertical [5]

Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Este tipo de aerogeneradores también son llamados “VAWTs”, por siglas en inglés “Vertical Axis Wind Turbines”. Existen tres tipos de estos aerogeneradores los cuales son:

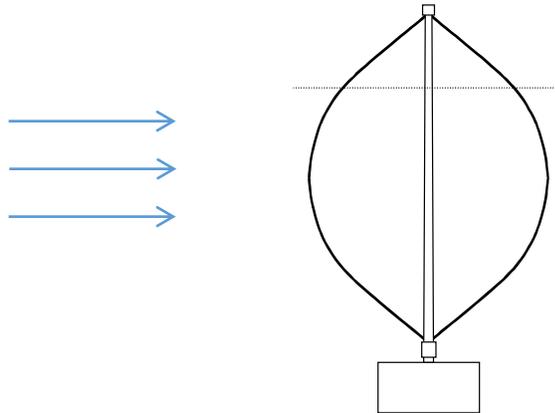


Figura 1.2. Aerogenerador de eje vertical

El aerogenerador Savonius

Este aerogenerador puede arrancar con poco viento, siendo muy sencilla su fabricación; tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo.

El rotor de este aerogenerador está formado por dos semicilindros cuyos ejes están desplazados entre sí, como se muestra en la figura 1.3 el desplazamiento entre los ejes facilita el cambio de dirección del flujo, además de la acción de las fuerzas de origen aerodinámico se aprovecha la variación de la cantidad de movimiento del viento.

En el rotor savonius los coeficientes de potencia y de par dependen de la relación que existe entre la separación y el diámetro. Para una relación de $1/6$ se encuentran los valores más elevados de potencia, que se hace máximo para una velocidad específica de entre 0.9 y 1.



Figura 1.3. Rotor Savonius [16]

El aerogenerador Darrieux o de catenaria

Este aerogenerador requiere para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5 m/s como mínimo, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento, se construyen con 2 o 3 hojas.

El rotor está formado por un conjunto de álabes, que pueden girar alrededor de un eje vertical cuya sección recta tiene forma de un perfil aerodinámico como se muestra en la figura 1.4.

Los álabes están arqueados parecida a la que adopta una cuerda al girar alrededor de un eje. Los álabes son biconvexos y la superficie de estos puede tener diferentes formas: esférica, parabólica, cilíndrica entre otras. El momento de giro del rotor se debe a las fuerzas aerodinámicas que se desarrollan en los álabes.

El par de arranque del aerogenerador Darrieux es pequeño, y requiere un arranque auxiliar. Este tipo de aerogenerador tiene un coeficiente de potencia mayor al del aerogenerador Savonius y su valor máximo se alcanza para una velocidad específica más lenta (de 4 a 6 mientras que en el aerogenerador Savonius es de aproximadamente 1).



Figura 1.4. Aerogenerador Darrieux [17]

El molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro

Este aerogenerador deriva de los dos generadores anteriormente mencionados y tiene entre 2 y seis palas.

El modelo Darrieux arranca lentamente, mientras que el Savonius puede ponerse en funcionamiento con una pequeña brisa; debido a ello se puede hacer una combinación sobre un mismo eje de ambas máquinas como se muestra en la figura 1.5, de forma que un rotor Savonius actúe durante el arranque y un rotor Darrieux sea el que genere la energía para mayores velocidades del viento.

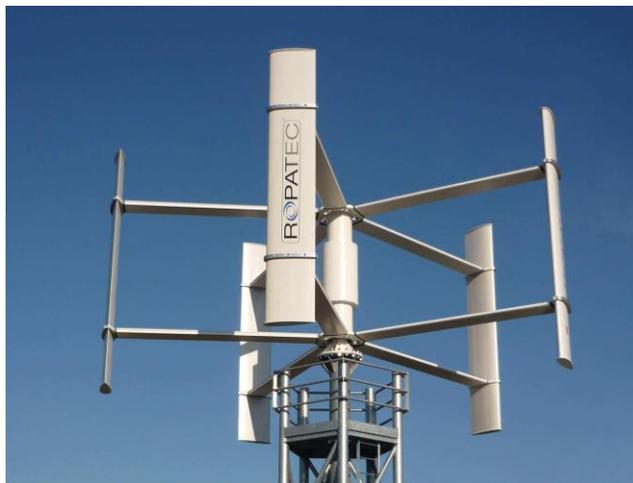


Figura 1.5. Molino vertical de palas tipo giromill [18]

Prototipo WINDSIDE [38] [39]

Este aerogenerador es desarrollado por la empresa finlandesa WINDSIDE, este aerogenerador presenta un giro helicoidal que permite obtener un par de giro más uniforme a lo largo de toda la revolución. La hélice de este aerogenerador utiliza los principios de funcionamiento Savonius, con la ventaja de que cada una de las caras realiza un giro de 180° a lo largo del eje, así la fuerza de empuje no se pierde, si no que se desplaza por la longitud del eje principal a medida que su velocidad aumenta.

En los rotores Savonius el empuje máximo sólo se produce cuando la parte cóncava se encuentra situada de cara al viento.

Este novedoso aerogenerador es capaz de comenzar a producir energía a partir de una velocidad de viento de 2.5m/s (modelo WS-4), es completamente omnidireccional y auto orientable.

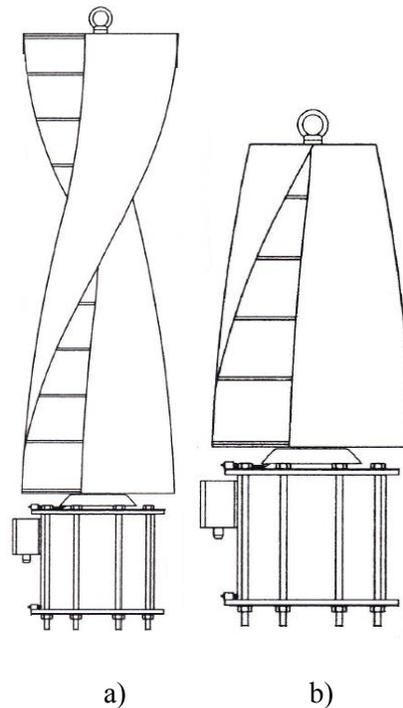


Figura 1.6. Modelos de turbinas Windside. a) WS-030 b) WS-015 [39]

1.3.2 Aerogenerador de eje horizontal [4]

Son los más habituales y en ellos se han centrado los esfuerzos de diseño en los últimos años. Este tipo de aerogeneradores también son conocidos como “HAWTs”, por sus siglas en inglés “Horizontal Axis Wind Turbines”.

Los aerogeneradores de eje horizontal se suelen clasificar según su velocidad de giro en rápidas y lentas o según el número de palas que lleva el rotor, aspectos que están íntimamente relacionados. Los aerogeneradores de velocidad rápida tienen un número de palas no superior a 4 y los aerogeneradores de velocidad baja pueden tener hasta 24 palas.

Dentro de estos aerogeneradores de eje horizontal existen unas subclasificaciones como son:

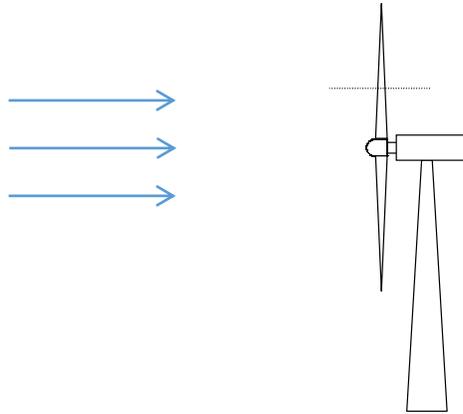


Figura 1.7. Aerogenerador de eje horizontal

1.3.2.1 Por la posición a la que se encuentra con respecto al viento

Esta clasificación se refiere a la forma en la que el viento golpea a las palas del aerogenerador, si las golpea directamente o indirectamente, es decir, si el viento golpea primero a las palas o a la torre de sustentación para que estas se muevan y el aerogenerador comience a generar energía eléctrica.

A barlovento (upwind)

Es aquella donde el viento viene de frente hacia las palas, teniendo el sistema de orientación detrás, aguas abajo como se muestra en la figura 1.8.

La máquina corriente arriba es aquella que tiene el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre (es el diseño más utilizado).

Por otro lado, también se presenta un poco de abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento comienza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador disminuye ligeramente.

La principal desventaja de esta máquina es que requiere de un mecanismo de orientación para mantener al rotor de cara al viento.



Figura 1.8. Aerogenerador a barlovento [19]

A sotavento (downwind)

Es aquella en la que el viento incide sobre las palas de forma que éste pasa primero por el mecanismo de orientación y después actúa sobre la hélice como se muestra en la figura 1.9.

Las máquinas corrientes abajo tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre.

La ventaja teórica que tiene es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, ya que el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga el viento pasivamente. Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. Si la máquina ha estado orientándose de manera pasiva en la misma dirección durante un largo periodo de tiempo y no cuenta con un mecanismo de orientación, los cables pueden llegar a sufrir una torsión excesiva.

Un aspecto más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en peso como de dinámica de potencia de la máquina con respecto al aerogenerador a barlovento, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que quitarán parte de la carga a la torre.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba.

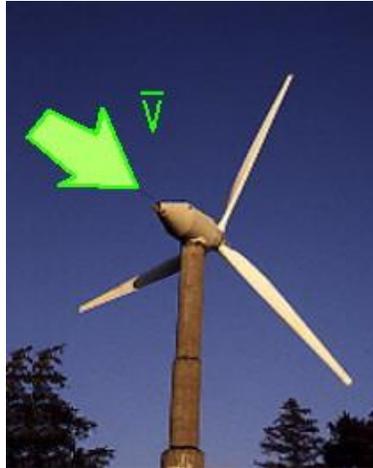


Figura 1.9. Aerogenerador a sotavento [19]

1.3.2.2 Por el número de palas

Esta clasificación describe algunas características de los aerogeneradores en función del número de palas con las que este cuenta. Una de las características directamente relacionadas con el número de palas que tiene un aerogenerador es el par mecánico que puede proporcionar.

Una pala

Al tener solo una pala, estos aerogeneradores precisan un contrapeso en el otro extremo para equilibrar. La velocidad de giro es muy elevada. Su gran inconveniente es que introducen en el eje un esfuerzo muy variable, lo que acorta la vida de la instalación. El aerogenerador de una sola la pala se muestra en la figura 1.10.



Figura 1.10. Aerogenerador de una pala [20]

Dos palas

Los diseños bipala tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por supuesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido y el aspecto visual. El aerogenerador de dos palas se muestra en la figura 1.11.



Figura 1.11. Aerogenerador de dos palas [21]

Tres palas

En la actualidad la mayoría de los aerogeneradores cuentan con este diseño con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos en su mecanismo de orientación. El aerogenerador de tres palas se muestra en la figura 1.12.



Figura 1.12. Aerogenerador de tres palas [22]

Multipalas

Se trata del llamado modelo americano. Debido a que una de sus primeras operaciones fue la extracción de agua en pozos en el continente americano. Su rotor cuenta con un elevado número de palas que van desde 12 y 24 como se muestra en la figura 1.13.

Estos basados en la fuerza de arrastre sobre las palas, cuyo efecto en este tipo de diseño es más importante que el de la fuerza de sustentación. De esta forma aprovecha la componente de la fuerza del viento perpendicular a la superficie de sus palas.

Las palas del rotor están fabricadas por placas metálicas de perfil no aerodinámico, debidamente orientadas para optimizar la acción del viento, que provoca una fuerza de arrastre que a su vez origina el par en el eje del rotor.

Dado el bajo valor de velocidad específica, del orden de la unidad, también se clasifican como aerogeneradores lentos. El diámetro de su rotor tiene como máximo 10m, ya que el peso de rotores de mayor tamaño dificultaría el arranque y operatividad de la máquina. Su rendimiento no supera el 30% pero puede arrancar a baja velocidad de viento, de 2 a 3m/s, con un elevado par de arranque



Figura 1.13. Aerogenerador multipala [23]

Por la manera de orientación

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento. Se dice que la turbina tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento.

Un error de orientación implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor. Por tanto, la eficiencia del mecanismo de orientación es fundamental para mantener el rendimiento de la instalación.

1.3.2.3 Por su potencia nominal

Los aerogeneradores también se pueden clasificar dependiendo de la cantidad de energía eléctrica que son capaces de producir, la clasificación de estos aerogeneradores es la siguiente:

Micro aerogeneradores (<3kW) [6]

Son utilizados por pequeños consumidores de energía, generalmente generan electricidad que sirve para la carga de baterías de almacenamiento. El generador eléctrico es de imanes permanentes y se acciona directamente por la turbina eólica, sin que haya caja multiplicadora de velocidad entre el eje del rotor del aerogenerador y el generador eólico.

En general son eólicas rápidas de eje horizontal preferentemente de tres palas, con pequeños diámetros (de 1 a 5cm), que trabajan en velocidad de rotación elevada y generalmente variable (la velocidad lineal de la punta de la pala puede alcanzar velocidades de 100 a 120m/s). La electricidad generada en corriente alterna de frecuencia variable es rectificadora y almacenada en las baterías para

posteriormente ser convertida nuevamente en corriente alterna por medio de un inversor con frecuencia constante de 60Hz.

A este tipo de micro turbinas pertenecen las eólicas lentas de eje horizontal con multipalas, cuya curva característica par-velocidad es adecuada para el accionamiento directo de bombas hidráulicas para la extracción de agua de pozos.

Pequeños aerogeneradores (<50kW)

Cubre el mismo tipo de demanda que el micro aerogenerador, pero con mayor potencia. Además, se utilizan en sistemas hidráulicos para abastecer cargas aisladas. Estos sistemas combinan la energía eólica con algún otro tipo.

En el rango de 2 a 10kW, el sistema de accionamiento y el tipo de generador eléctrico suelen ser igual que en el caso anterior. En los aerogeneradores de alta potencia se introducen cajas de engranajes entre el eje del rotor y el del generador eléctrico para aumentar la velocidad del rotor. El generador eléctrico es síncrono o asíncrono, pero funciona con una velocidad mucho mayor que la del rotor de la turbina. En estas condiciones, los aerogeneradores suelen trabajar en régimen de rotación constante.

Grandes generadores (<850kW)

Su función es la de producir electricidad para su inyección a la red eléctrica.

Son aerogeneradores rápidos de eje horizontal preferentemente con rotor tripala. La mayoría de estos están comprendidos en un rango de potencias nominales entre 200 y 850kW, con diámetros entre 25 y 55m. En general el rotor gira a velocidad constante (entre 15 y 50 RPM) y la velocidad de la punta no supera los 65 a 70m/s para limitar la emisión de ruido y la acción de la fuerza centrífuga. Van dotados de caja de engranajes para aumentar la velocidad y accionar el generador eléctrico.

Las palas del rotor están provistas de algún sistema de regulación mediante el cual se controla la potencia del rotor en función de la velocidad de viento.

Mega aerogeneradores (1 a 5 MW)

Cuentan con un diámetro de entre 50 y 90m y altura el buje (centro de giro del rotor) entre 60 y 100m, son grandes máquinas que iniciaron su introducción comercial desde el año 2000 y en particular en instalaciones marinas.

Asimismo, en función de su utilización, se distinguen dos grandes campos de aplicación de las máquinas eólicas.

Las ventajas de los aerogeneradores de eje vertical frente a los de eje horizontal, son:

1. No necesitan sistemas de orientación.
2. Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden estar situados a nivel del suelo.
3. No requieren mecanismos de cambio de revoluciones, por lo tanto no suelen emplearse en aplicaciones que precisen una velocidad angular constante.

Las ventajas de los aerogeneradores de eje horizontal respecto de los de eje vertical son:

1. Mayor rendimiento.
2. Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos).
3. Menor superficie de pala a igualdad de área barrida.

Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa.

1.3.2.4 Según la forma de producir energía eléctrica

Esta clasificación se divide en dos: en conexión directa a la red de distribución convencional o de manera aislada:

Sistemas aislados o autónomos

Son formados por micro turbinas o pequeños aerogeneradores, tienen como función principal cubrir la demanda de energía de pequeños consumidores, en general núcleos aislados.

La demanda es en forma de energía eléctrica, para los cuales se utilizan sistemas auxiliares de alimentación (baterías eléctricas), o en forma de energía mecánica directa por el bombeo de agua de pozos (con balsas o depósitos de almacenamientos).

En muchos casos estos sistemas, están asistidos por otras fuentes de energía dando lugar a los llamados sistemas híbridos. Otras veces la energía de apoyo la reciben directamente de la red eléctrica.

Se distinguen dos grandes grupos de máquinas, todas ellas de eje horizontal: las eólicas lentas (multipala), usadas para el bombeo directo de agua, y las eólicas rápidas (bipala o tripala), empleadas para la producción de electricidad a través de un generador eléctrico síncrono accionado por el rotor de la máquina eólica.



Figura 1.14. Sistema eólico aislado [24]

Parques eólicos

Los parques eólicos están formados por un conjunto de aerogeneradores de gran potencia, y su función es la de actuar como una central de producción eléctrica para su inyección a la red de alta tensión.

Actualmente se usan aerogeneradores de capacidad nominal de 500 a 850kW, en un número que puede variar entre 10 a 100, de manera que se consiguen parques de potencia nominal instalada entre unos 5 y 50 MW. En un futuro próximo, la tendencia se orienta hacia el uso de mega aerogeneradores.

Se distinguen dos grandes grupos de parques eólicos: los ubicados en la superficie terrestre (onshore) y los instalados en plataformas marinas (offshore) a una distancia de algunos kilómetros de la costa (1 a 20 km).

Los aerogeneradores utilizados en este tipo de instalaciones son todos de eje horizontal y principalmente de tres palas. Actualmente, la gran mayoría de ellos giran a velocidad de rotación constante, manteniendo la velocidad del extremo de la pala acotada a unos 65m/s para limitar el impacto sonoro.



Figura 1.15. Parque eólico Piedra Larga Tehuantepec [25]

1.3.2.5 Por su velocidad

Dependiendo de la velocidad de rotación del rotor los aerogeneradores se pueden clasificar por su velocidad como se muestra a continuación.

Aerogeneradores lentos

Dentro de esta clasificación se encuentran los aerogeneradores que tienen entre 6 y 24 palas. Presentan una velocidad específica de diseño y un gran par de arranque. Este tipo de aerogeneradores son utilizados para accionar bombas de agua. Comienzan a operar con una velocidad de viento de 2 y 3 m/s y la velocidad óptima de estos aerogeneradores es de 7 m/s.

Aerogeneradores rápidos

Estos son de dos o tres palas, aunque también pueden ser de una sola pala. Los aerogeneradores más comunes son aquellos que cuentan con tres palas. En este caso la velocidad específica es mayor, tiene un par de arranque bajo y requiere de velocidades de viento de entre 3 y 4 m/s para que comiencen a operar. La gama de potencia de generación de este tipo de aerogeneradores es muy amplia desde modelos de pequeña potencia de un kilowatt utilizados en instalaciones autónomas y capacidades de generación de 1 a 5 MW utilizados en parques eólicos.

Aerogeneradores de velocidad media

Tienen entre 3 y 6 palas y su prestación están comprendidas entre los aerogeneradores de baja y alta velocidad. En general son fabricados para pequeñas potencias y son aplicables en sistemas donde se tiene equipo autónomo.

1.4 Partes y sistemas generales de los aerogeneradores [1] [2] [6] [7]

Las principales partes que constituyen a un aerogenerador son:

- Góndola
- Buje
- Rotor
- Eje de baja velocidad
- Sistema de cambio de paso
- Caja de engranajes (cambios) y tren de impulso
- Eje de alta velocidad
- Generador eléctrico
- Unidad de rectificación
- Palas del rotor
- Sistema de orientación
- Convertidor
- Controlador electrónico
- Torre de sustentación
- Anemómetro y veleta

1.4.1 Góndola

Contiene los componentes indispensables del aerogenerador que transforman la energía mecánica en energía eléctrica entre estos elementos se encuentran el multiplicador y el generador eléctrico. Para proporcionar mantenimiento, el personal puede ingresar desde la torre de la turbina.

Una función de la góndola es la de proteger a todos los componentes del aerogenerador contra el desgaste atmosférico, además de aislar acústicamente el exterior del ruido producido por la máquina.

La capota de la góndola, fabricada en material compuesto está unida al chasis sobre el que se montan todos los componentes. Está construida en un 30% de fibra de vidrio y en un 70% de poliéster. Dispone de tomas de aire para la refrigeración, trampilla, pararrayos anemómetro y veleta.

La cara externa está protegida con gelcoat de alta calidad, no se permite que en su acabado aparezcan deformaciones o marcas de fibra, este acabado proporciona una resistencia suficiente al medio marino y a la erosión derivada de vientos fuertes y partículas en suspensión.

El chasis está partido con una parte frontal en la que se soportan y transmiten las cargas del rotor y tren de potencia, y una parte posterior en voladizo sobre la que descansan el generador y los gabinetes de potencia y equipos auxiliares.



Figura 1.16. Góndola de un aerogenerador [26]

1.4.2 Buje

Este elemento se encuentra acoplado al eje del aerogenerador.



Figura 1.17. Buje de un aerogenerador [27]

1.4.3 Rotor

Es un 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). También puede ser de velocidad variable (cuando la velocidad de giro del rotor es variable) o constante.

Este elemento es considerado uno de los componentes más importantes de una turbina eólica desde el punto de vista del desempeño y costo total. La mayoría de las turbinas hoy en día son de rotor a barlovento con tres palas. Hay algunos rotores a sotavento y muy pocos diseños a dos palas.

Las palas están dotadas con componentes aerodinámicos que optimizan el comportamiento de la misma tanto desde un punto de vista estructural-dinámico como de actuaciones. Los rotores se pueden encontrar con control de potencia por cambio de paso de las palas, y por la elección del giro.



Figura 1.18. Rotor de un aerogenerador [28]

1.4.4 Eje de baja velocidad

Este elemento conecta al buje del rotor con el multiplicador. Por lo general el rotor gira muy lento entre unas 19 a 30 r.p.m. El eje está equipado con conductos del sistema hidráulico para permitir la operación correcta de los frenos aerodinámicos.

1.4.5 Sistema de cambio de paso

Su función principal es el control de la potencia para el cambio de paso se realiza por medio de un actuador hidráulico individual para cada pala, aumentando o disminuyendo la presión. Con ayuda de este sistema se logra una mayor precisión en la regulación, optimiza la dinámica del sistema y una mayor frente a fallas.

Otro uso que se le da a este sistema es para el sistema de frenado, mediante las servoválvulas se llevan las palas hasta 88° (posición de bandera) a una velocidad de 5.7% en una parada normal. Para un frenado de emergencia se utilizan, adicionalmente a las servoválvulas, acumuladores capaces de llevar la pala a 88° a una velocidad de 15%.

1.4.6 Caja de engranajes (cambios) y tren de impulso

Los componentes giratorios de una turbina eólica forman el tren de impulso, comúnmente formado por un eje de baja velocidad (del lado del rotor), una caja de engranajes y un eje de alta velocidad (de lado del generador). Otros componentes que constituyen el tren de impulso son los rodamientos, uno o más acoplamientos, un freno y las partes giratorias del generador.

Su función es transmitir la potencia mecánica al generador eléctrico en las condiciones adecuadas para la generación aumentando la razón de velocidad el giro del rotor por medio de la caja de engranajes, que es de valor bajo, a una velocidad adecuada para que opere el generador eléctrico. Algunos aerogeneradores utilizan generadores de baja velocidad, que son diseñados para prescindir de la caja de engranajes.

La caja de engranajes tiene una relación de velocidad mayor a 1:50, que se consigue por medio de una primera etapa planetaria y dos etapas más de ejes paralelos helicoidales.

El acoplamiento entre la caja de engranajes y el generador es elástico, con capacidad de absorber desalineamientos durante su operación. El freno mecánico se instala en el eje de alta velocidad, y consiste en un disco de 795 mm de diámetro sobre el cual actúa una pinza hidráulica.

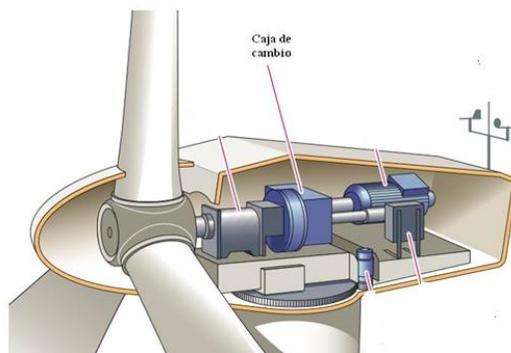


Figura 1.19. Caja de velocidades [29]

1.4.7 Eje de alta velocidad

Este eje tiene una velocidad de giro de aproximadamente 1500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia el cual es utilizado en caso de que el freno aerodinámico falle o durante el periodo de mantenimiento.

1.4.8 Generador eléctrico

Transforma la energía mecánica en energía eléctrica, tal y como hace el dínamo de una bicicleta, aunque generando normalmente corriente alterna. El alternador puede ser síncrono o asíncrono. El alternador síncrono suministra una energía de mayor calidad, pero es más caro y complejo. Es por esto que el generador asíncrono es el más ampliamente utilizado. Sin embargo, en los casos donde se tienen aerogeneradores de velocidad variable se utilizan los generadores síncronos.

El generador asíncrono tiene un doble devanado estatórico de 4 y 6 polos, lo que permite elegir en función de la velocidad del viento, cuál de los dos se conecta a la red, optimizando así el rendimiento de la transformación energética y características aerodinámicas, a la vez que se reduce el nivel de ruido a bajas velocidades de viento. La potencia de cambio está alrededor de los 130 kW.

Generador síncrono es de velocidad de sincronismo 1500 rpm. El sistema de control permite al generador producir energía desde 750 rpm hasta la velocidad de sincronismo. Este sistema de velocidad variable permite optimizar la captación de energía para velocidades de viento inferiores a la velocidad nominal.

En este sistema, el acoplamiento entre el generador síncrono y la red eléctrica de frecuencia fija, se establece a través de un convertidor de frecuencia, situado directamente entre el estator de la máquina y la red.

El generador eléctrico es colocado en la parte trasera de la góndola, en la parte lateral izquierda. A su lado se encuentra el gabinete de contactores del generador y el módulo de tiristores. El módulo de tiristores es el encargado del arranque y acoplamiento suave del generador a la red, así como de la conmutación entre generadores. También se encuentra en la góndola el módulo de compensación de reactivos.

El gabinete de potencia se conecta a un transformador situado en la base de la torre, en la que se eleva la tensión para que posteriormente se conecte a las líneas de distribución.

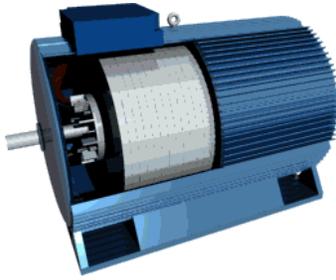


Figura 1.20. Generador eléctrico [30]

1.4.9 Unidad de refrigeración

Contiene un ventilador cuya finalidad es enfriar el generador eléctrico, además cuenta con una unidad refrigerante por aceite del multiplicador. En algunos casos las turbinas cuentan con generadores refrigerados por agua.

1.4.10 Palas del rotor

Son el elemento que es impulsado por el viento y transmite su potencia hacia el buje y su diseño es muy parecido a las alas de un avión. Los materiales con los cuales están manufacturadas son fibra de vidrio, plásticos, resinas y se muestra una tendencia al uso de epoxy (resina de poliéster).



Figura 1.21. Palas del aerogenerador [31]

1.4.11 Sistema de orientación

Los aerogeneradores disponen de un sistema de orientación que con ayuda de los datos recogidos por la veleta, coloca siempre el rotor de manera perpendicular al viento. La pieza principal del sistema de orientación es un rodamiento de bolas grande que conecta el bastidor principal con la torre. La parte externa del rodamiento se une a la torre a través de tornillos, tiene un dentado sobre el que actúan los moto-reductores de orientación. Se utiliza generalmente en un sistema de orientación activo para aerogeneradores a barlovento, contiene uno o más motores, este mecanismo se alinea automáticamente mediante un sensor que determina la dirección del viento y se encuentra acoplado en la góndola. En la parte interna de la torre se coloca un disco de freno, sobre el que se montan las

piezas de freno. Los sistemas de orientación libres (se auto alinean con el viento) se utilizan comúnmente en aerogeneradores con rotor a sotavento.

A través de un sensor de viento el control es informado si la góndola está orientada o no con el viento incidente. Si no lo está, se liberan parcialmente las 4 piezas de freno en orientación de la máquina, de forma que cuando los dos motores-reductores aplican su par de giro sobre el rodamiento, la máquina mantiene un par pasivo que hace más suave y más seguro el movimiento de la máquina.



Figura 1.22. Mecanismo de orientación [32]

1.4.12 Convertidor

Su finalidad es la de regular el par que es opuesto por el generador eléctrico a la turbina, regulando así su velocidad de giro, y el de inyectar la energía producida en la red con la máxima calidad posible.

Este dispositivo se encuentra instalado en una plataforma instalada en la torre. Su entrada se encuentra conectada al generador a través de mangueras flexibles, y la salida es dirigida de la misma forma al transformador para su distribución.

1.4.13 Controlador electrónico

Es un controlador que continuamente monitorea las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier anomalía, automáticamente el aerogenerador deja de funcionar y se envía una señal al punto de control donde personal realiza las acciones necesarias.

1.4.14 Torre de sustentación

Soporta la góndola y el rotor. Hoy en día suelen ser tubulares de acero. Las de celosía (perfiles de acero soldados) son más económicas, pero han dejado de usarse por estética y por ser más incómodas e inseguras para los trabajadores. Es por eso que las torres tubulares hoy en día son más utilizadas ya

que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior del aerogenerador haciéndolas más seguras para el personal de mantenimiento.

La altura de las torres es normalmente de 1 a 1.5 veces el diámetro del rotor, pero en cualquier caso deben tener al menos 20m. Para la elección de la torre son de vital importancia las características del terreno, la dureza de la torre es el factor que más influye en la dimensión del aerogenerador, debido a la posibilidad de que se acoplen vibraciones entre la torre y el rotor.

Para aerogeneradores con rotor a sotavento debe considerarse el efecto sombra que produce la torre ya que genera fluctuaciones de energía y de ruido. Debido al factor sombra, el aerogenerador con rotor a sotavento son más ruidosas que las de rotor a barlovento.



Figura 1.23. Torre de sustentación [33]

1.4.15 Anemómetro y veleta

Las señales proporcionadas por el anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente una velocidad de 5 m/s. Sin embargo, si el controlador para el aerogenerador si la velocidad del viento excede los 25 m/s, con la finalidad de proteger a la turbina y sus alrededores. Por otra parte, las señales de la veleta son utilizadas para girar orientar el aerogenerador con respecto al viento.



Figura 1.24. Veleta y anemómetro [32]

1.5 Generador eléctrico [12] [13]

El generador eléctrico es una de las partes de mayor importancia en un aerogenerador, debido a que este es el encargado de transformar la energía cinética captada del viento por medio de las aspas palas del aerogenerador en energía eléctrica ya sea en sistemas aislados para el consumo directo o en parques eólicos para la inyección de energía a la red.

En si es una máquina eléctrica que transforma la energía mecánica a eléctrica. Esta conversión se lleva a cabo por el movimiento de una bobina dentro de un campo magnético, dando como resultado una Fuerza Electro Motriz inducida, la cual al aplicarla a un circuito externo produce un flujo de corriente que interactúa con el campo y desarrolla una fuerza mecánica que se opone al movimiento. Por lo tanto, el generador requiere una fuente de energía mecánica para producir energía eléctrica.

1.5.1 Conversión de energía electromecánica

La conversión electromecánica de la energía relaciona las fuerzas eléctricas y magnéticas de los átomos con la fuerza mecánica aplicada a la materia y con el movimiento. El resultado de la relación de estas fuerzas da como resultado la transformación de energía mecánica a energía eléctrica y viceversa. Sin embargo, durante el proceso de conversión de la energía eléctrica a mecánica (o viceversa), se produce otra forma de energía como calor, que representan pérdidas de energía.

La energía eléctrica obtenida en la conversión anteriormente mencionada puede ser reconvertida varias veces por los dispositivos antes de que la energía sea transformada finalmente en trabajo útil e otros tipos de energía.

1.5.2 Leyes fundamentales

Las leyes fundamentales de electromagnetismo, como la ley de Faraday de inducción electromagnética, la ley de Lenz y la regla de Fleming, describen el principio de funcionamiento del generador eléctrico que permiten comprender el funcionamiento de ésta máquina eléctrica rotativa.

Ley de Faraday de la inducción electromagnética

Michael Faraday descubrió en el año de 1831 que era posible generar una tensión debido al movimiento de relativo entre un campo magnético y un conductor. A esta tensión Faraday la denominó como “tensión inducida” debido a que solo se produce cuando un conductor se mueve dentro de un campo magnético sin contacto físico real entre ellos, el principio de inducción electromagnética se presenta en la figura 1.25.

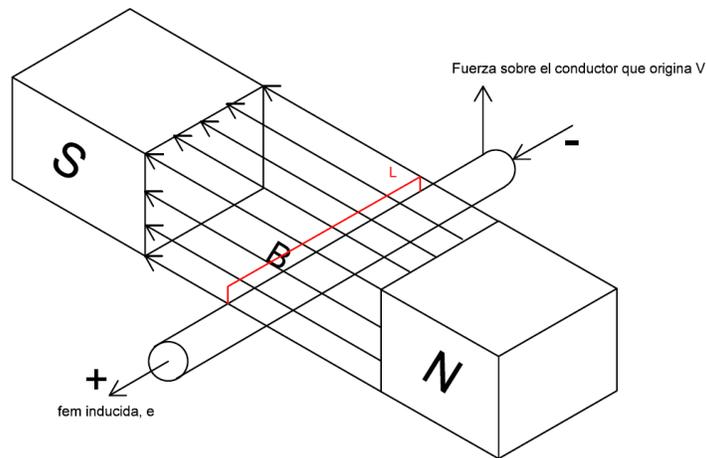


Figura 1.25. Conductor de longitud L que se mueve a través de una densidad de flujo magnético B generando una fem [12]

El enunciado general de la ley de Faraday se puede expresar de la siguiente manera: “el valor de la tensión inducida en una sola espira es proporcional a la velocidad de variación de las líneas de fuerza que la atraviesan (o concatenan con ella)”.

En el año de 1845 Neumann expresó el enunciado de Faraday en una ecuación en la que la magnitud de la fuerza electromotriz inducida generada (fem) es directamente proporcional a la velocidad de variación del flujo concatenado:

$$E_{med} = \frac{\varphi}{t} * n * 10^{-8}V$$

donde

E_{med} = Tensión media generada en una sola espira (volts/espira)

φ = Número de maxwell o líneas de fuerza magnéticas concatenadas

t = Tiempo en segundos en que son concatenadas φ líneas

10^8 = Número de líneas que una sola espira debe concatenar cada segundo a fin de inducir una tensión de 1V

10^8 = Número de espiras

De la ecuación anterior es evidente que al incrementar el flujo magnético o reduciendo el tiempo de la variación en la concatenación del flujo, la tensión inducida aumentará.

Factores que afectan la magnitud de la tensión inducida

La expresión matemática de Neumann solo es válida si el circuito magnético es físicamente idéntico tanto al final como al principio y durante el periodo de la variación de la concatenación de flujo. Sin embargo, en las máquinas rotatorias la variación de concatenación del flujo no está claramente definida o no es fácilmente medible en cada espira individual a causa de la rotación. Por consiguiente, es más conveniente expresar esta velocidad de variación en relación con la densidad del flujo y la velocidad relativa entre el campo y un conductor que se desplaza a través de él. En la figura 1.25, para el conductor de longitud activa “L”, la fem inducida puede expresarse como:

$$e = BLv10^{-8} \text{ V}$$

donde

B = Densidad de flujo magnético [gauss (líneas/cm²)]

L = Longitud activa del conductor [cm]

v = Velocidad [cm/s]

Las ecuaciones anteriormente descritas están sujetas a varios ajustes que no pueden despreciarse. En la figura 1.24 se supone que

- El campo B es densidad de flujo uniforme
- La fuerza aplicada para mover el campo o el conductor, o ambos, debe producir un movimiento uniforme entre ellos.
- El conductor, el campo y la dirección en que se mueve el conductor con respecto al campo, son perpendiculares entre sí.

El caso anterior en que el conductor corta el flujo magnético es un caso ideal y también se ilustra en la figura 1.26a con tensión inducida máxima. Sin embargo, considerando, el conductor indicando en la figura 1.26b que se mueve a la misma velocidad en un campo de igual intensidad en dirección paralela al campo magnético. La tensión inducida en el conductor es de 0 debido a que la velocidad de la variación de la concatenación del flujo, es decir, el conductor no concatena líneas de flujo magnético cuando se mueve paralelamente al campo magnético y aunque la densidad de flujo magnético y la velocidad respectivamente, son las mismas en el caso de la figura 1.26a y 1.26b, en la figura 1.26b la longitud activa del conductor es de cero y por lo tanto la tensión inducida es de cero.

Debido a que la longitud del conductor se mantiene constante, es necesario que el producto de Bv se multiplique por algún factor que introduzca la variación de la velocidad de la concatenación del flujo producida por un cambio de dirección del conductor. Dicho factor es de naturaleza senoidal ya que es de cero volts a cero grados y máximo a 90° . Para la fem de un conductor cualquiera moviéndose en cualquier dirección con respecto al campo magnético, como el de la figura 1.26c se tiene:

$$e = B * L * v * \sin(B, v) 10^{-8} \text{ o } e = B * L * v * \sin(\theta) 10^{-8} \text{ V}$$

En la que θ es el ángulo formado entre B y v , tomando B como referencia y L la longitud del conductor.

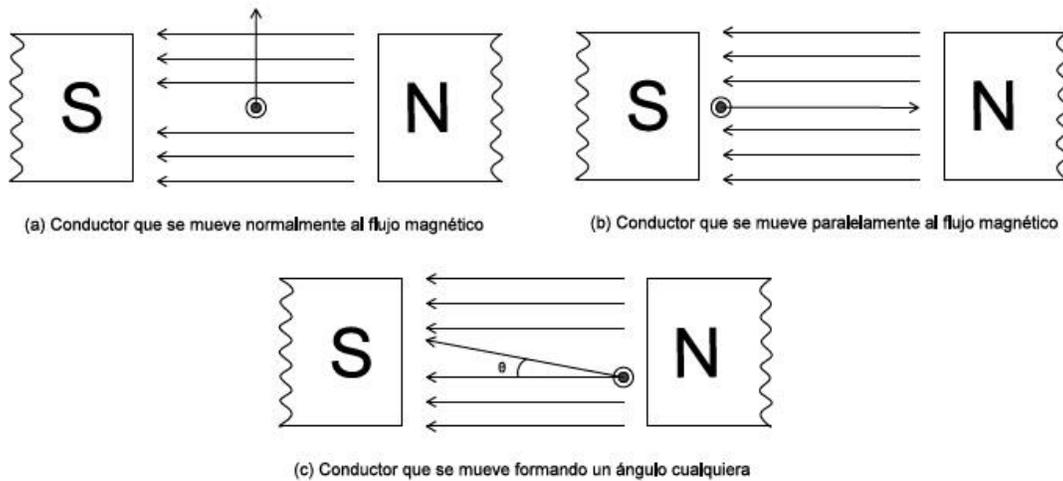


Figura 1.26. Efectos de la variación de la concatenación del flujo sobre la fem inducida en un conductor [12]

Regla de Fleming

La relación entre el sentido de la fem inducida, el campo magnético y el movimiento del conductor, se representa mediante la regla nemotécnica de Fleming que se representa en la figura 1.27a. La regla de Fleming de la mano derecha presupone que el campo es fijo y que el conductor se mueve con respecto al campo fijo. Debido a que la tensión inducida depende del movimiento relativo entre el conductor y el campo, puede aplicarse en el caso de un conductor fijo y un campo móvil, pero suponiendo que el conductor se mueve en sentido contrario. Debido a que el dedo pulgar en la figura 1.27a indica la dirección del movimiento relativo hacia arriba sólo del conductor, el sentido de la fem indicada en la figura 1.27b representa el movimiento hacia abajo del campo respecto al conductor inmóvil. Utilizando el dedo pulgar para representar el movimiento del conductor, el dedo índice para representar el sentido de campo magnético y el dedo medio para representar la fem inducida de la figura 1.27b que es opuesto al de la figura 1.27a debido a que se invierte su sentido.

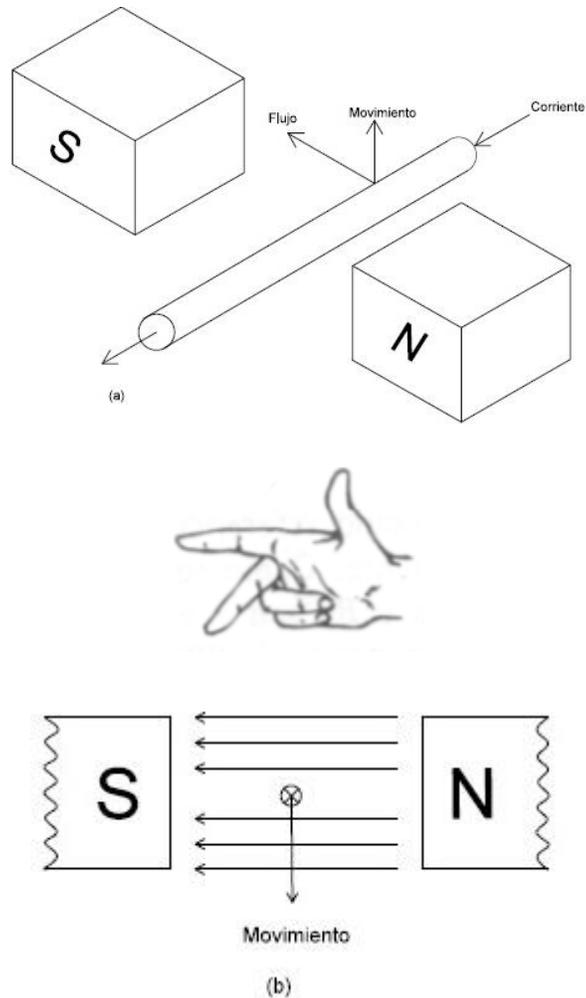


Figura 1.27. Regla de Fleming de la mano derecha para determinar el sentido de la fem inducida (corriente convencional) [12]

Ley de Lenz

Los sentidos de la tensión inducida y la corriente que circula por un conductor establece una reacción definida con el cambio de la concentración de flujo que a induce. Esta relación recibe el nombre de la ley de Lenz

En 1833 Heinrich Lenz estableció que el efecto electrodinámico de una corriente inducida se opone igualmente a la acción mecánica que la induce. La ley de Lenz es, en realidad, una extensión del principio de Le Chatelier. Este principio establece que existe un equilibrio de las fuerzas naturales que se oponen a cualquier variación en el equilibrio. Además, en la ley de Lenz está implicado el principio de conservación de la energía ya que requiere energía mecánica para producir energía eléctrica mediante el efecto electromagnético. Por lo tanto, solo se consume energía cuando una fuerza vence una resistencia. En forma sintética la ley de Lenz establece que:

“En todos los casos de inducción electromagnética, la tensión inducida tenderá a hacer circular en un circuito cerrado una corriente en sentido tal que su efecto magnético se oponga a la variación que la ha producido.”

Esta ley implica una causa y un efecto que se opone a la causa. La causa implicada no es necesariamente el movimiento del conductor que resulta de una fuerza mecánica, sino más bien una variación en la concentración del flujo. El efecto implicado es una corriente cuyo campo se opone a la causa. Por lo tanto, en todos los casos de inducción electromagnética, siempre que tiene lugar una variación en la concentración de flujo, es inducida una tensión que tiende a establecer una corriente en un sentido tal que produzca un campo que se oponga a la variación del flujo que concatenan las espiras del circuito. Considerando desde este punto de vista, surge un concepto de la ley de Lenz que satisface todos los casos de la fem inducida, incluso la acción de los transformadores y los motores de inducción, así como la fem inducida en los motores de corriente continua y los generadores.

En el caso de un generador elemental, sólo se consume energía eléctrica cuando al generador se le acopla una carga de manera que circula una corriente que se debe a la fem inducida. Pero el campo magnético producido por esta corriente de carga actúa de tal forma que reacciona con el campo magnético del generador y se opone a la fuerza motriz que acciona al generador. Cuanta más energía eléctrica es tomada por la carga, más intenso es el campo que produce la corriente del conductor y que se opone al movimiento de la fuerza motriz que acciona al generador. Cuanto mayor es la energía eléctrica extraída del generador mayor es la oposición producida por la interacción de los campos magnéticos y mayor es la energía mecánica requerida para accionar el generador. Inversamente, si no existe una corriente de carga del generador elemental, no se crea ningún campo magnético alrededor del conductor ya que no existe corriente inducida y teóricamente no se solicita energía de la máquina motriz primaria. Nuevamente, de acuerdo con el principio de la conservación de la energía solo se desarrolla trabajo para vencer una resistencia. La ilustración de la ley de Lenz se puede apreciar en la figura 1.28a, b y c.

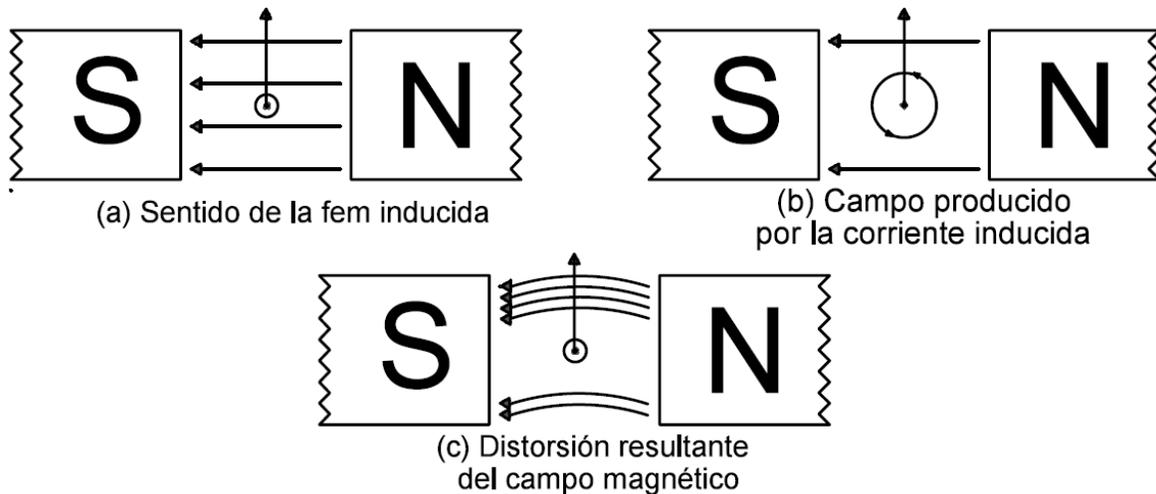


Figura 1.28. Ilustración de la ley de Lenz [12]

Fem senoidal inducida por una bobina que gira en un campo magnético uniforme a velocidad constante

Si una bobina de una sola espira gira en un campo magnético uniforme a velocidad constante, como se indica en la figura 1.29a, la fem inducida en un lado determinado de la bobina variará al ocupar la bobina las posiciones 0 a 7, como se indica en la figura 1.29.

Utilizando el lado ab de la bobina como referencia, cuando este lado de la bobina se encuentra en la posición 0 indicada en la figura 1.29b, la fem inducida en la bobina es cero, ya que el conductor ab se mueve paralelamente al campo magnético y por lo tanto no experimenta variación en la concatenación del flujo. Cuando el conductor ab se desplaza a la posición 1, girando en sentido de las manecillas del reloj, corta el campo magnético uniformemente con ángulo de 45° . La fem inducida en este conductor que se mueve hacia arriba con respecto a una carga externa será positiva y alcanzará el 70.7% aproximadamente de tensión inducida máxima. La variación de la tensión puede verse gráficamente en la figura 1.29b, en la que la fem es positiva en la posición 1 y tiene el valor dado aproximadamente. Cuando la bobina alcanza los 90° , posición 2, el conductor ab presenta un máximo de concatenación del flujo, ya que está moviéndose perpendicularmente al campo magnético, por lo cual se tiene el máximo valor de tensión inducida. La posición 3 que corresponde a 135° de rotación, establece una tensión en el lado ab de la bobina idéntico al producido en la posición 1. Cuando el conductor alcanza los 180° , posición 4, el valor de la fem inducida nuevamente es cero, ya que no varía la concatenación de flujo cuando el conductor se mueve paralelamente al campo magnético. En la posición 5, correspondiente a 225° . La fem inducida en el conductor ab se invierte, ya que el

conductor ahora se mueve hacia abajo dentro del mismo campo magnético uniforme. La fem inducida aumenta hasta un máximo negativo a 270° , posición 6, y finalmente disminuye al pasar por la posición 7 hasta cero en la posición 0.

Es por la variación de la concatenación del flujo magnético y la dirección del conductor dentro del mismo que la naturaleza de la fem inducida en un conductor es senoidal y alterna.

Los lados ab y cd de la bobina se ayudan mutuamente y la fem total producida por la bobina es el doble del valor representado en la figura 1.29b.

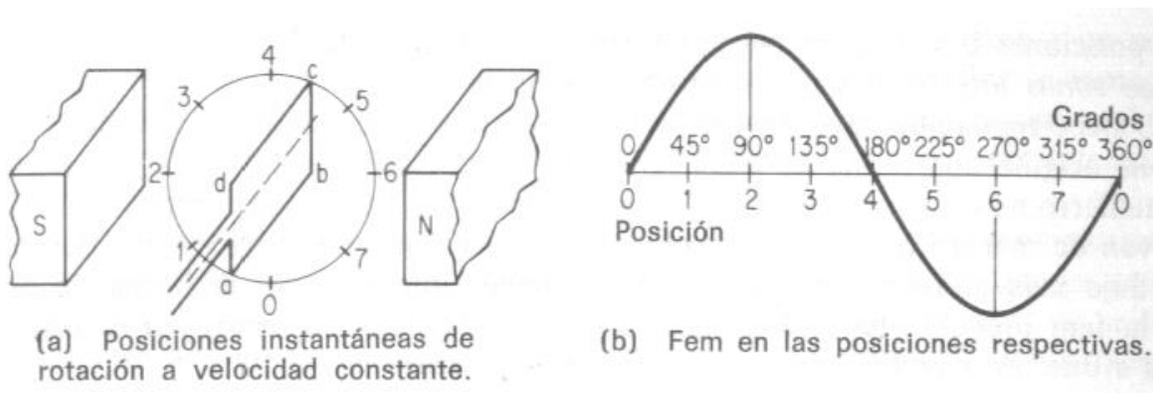


Figura 1.29. Fem generada por una bobina que se mueve en un campo uniforme [12]

1.6 Características de las palas

Las palas de los aerogeneradores deben de cumplir con ciertas características de diseño que las hacen aptas para la aplicación en aerogeneradores. Algunas de las condiciones o características con las que cuentan dichas palas se mencionan a continuación.

1.6.1 Palas perfiladas [5]

El elemento básico de un aerogenerador 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. Los perfiles tienen distintos nombres según su geometría. Se denominan biconvexos si el intradós y el extradós son convexos y plano-convexos si tienen el extradós convexo y el intradós plano y de doble curvatura si el intradós y el extradós son cóncavos. En general, los tipos de perfiles utilizados en las máquinas eólicas rápidas son de la serie

NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), y vienen determinados por un conjunto de cifras que definen su geometría

1.6.2 Ángulos de la cuerda

La pala de una hélice de un aerogenerador eólico es una pala perfilada que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Las fuerzas que actúan sobre un elemento de longitud de pala dx en rotación, se obtienen estudiando la acción del viento relativo que recibe la pala de velocidad c (viento aparente o estela), que se puede considerar suma del viento real de velocidad v , y de un viento originado por el movimiento de rotación de la pala, de velocidad u , figura 1.30. Si se trata de una hélice de avión (propulsiva), como el viento incidente es un viento relativo debido al desplazamiento del avión, existe una diferencia en la posición de la pala respecto a la del aerogenerador, como se indica en las figuras 1.31 y 1.32, en las que:

β =Ángulo que forma una cuerda del perfil con el plano de rotación; es el ángulo de calaje o de inclinación (cuerda/ u)

α = Ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad aparente del viento c , (ángulo de incidencia o de 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.

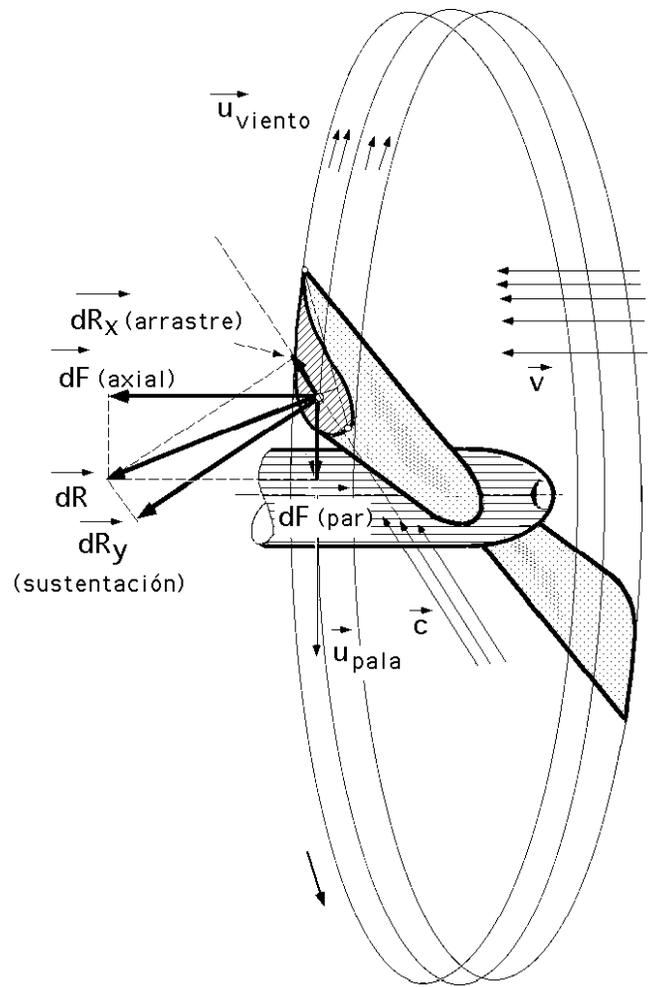


Figura 1.30. Fuerzas que actúan sobre un elemento de pala en rotación [5]

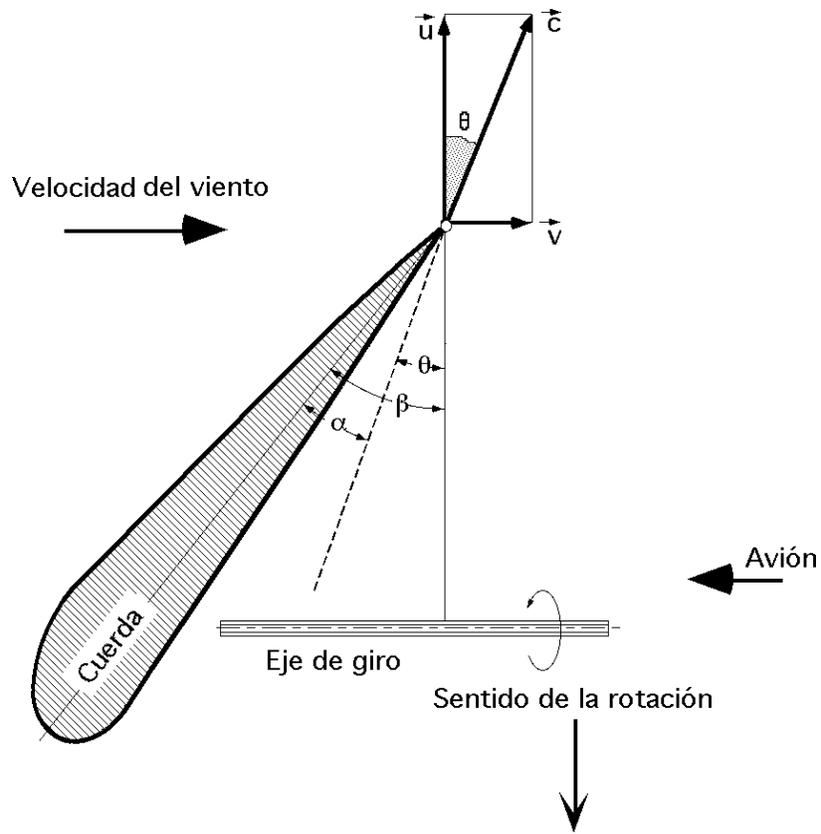


Figura 1.31. Pala de hélice de avión [12]

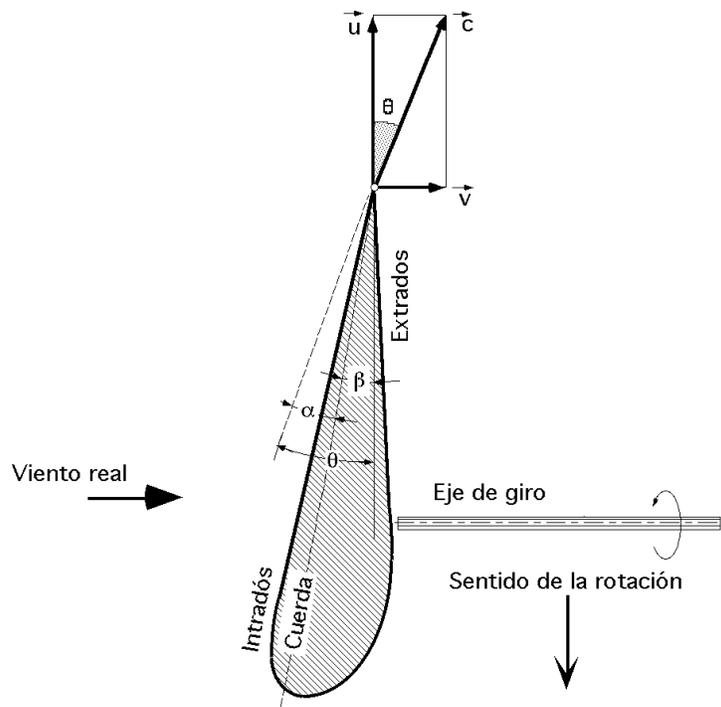


Figura 1.32. Pala de hélice de aerogenerador [5]

El cabeceo es una medida de la tendencia de un perfil de ala a bajar su borde de ataque en una corriente frontal del viento, dato importante a la hora de diseñar la estructura de las palas, mecanismos de hélices, etc.; algunos perfiles son neutros porque no tienen momento de cabeceo.

La pala de un aerogenerador es más sencilla y fácil de construir que la de un avión, ya que es más lisa, presentando al viento una superficie casi plana, mientras que una hélice de avión girando en las mismas condiciones que la hélice de un aerogenerador, no tendría apenas aplicación para la transformación de la energía eólica.

1.6.3 Coeficiente de Potencia y Relación de Velocidades [14]

El coeficiente de potencia C_p permite representar las principales características de las hélices, en combinación con otro importante parámetro adimensional λ . Este último, establece la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_1}$$

donde

R = Radio de la hélice [m]

ω = velocidad angular [rad/seg]

λ = Combina las variables más importantes del diseño, de modo tal que el comportamiento de cualquier hélice queda totalmente definido al representarse el coeficiente de potencia C_p en función de la relación de velocidades λ como se muestra en la figura 1.33.

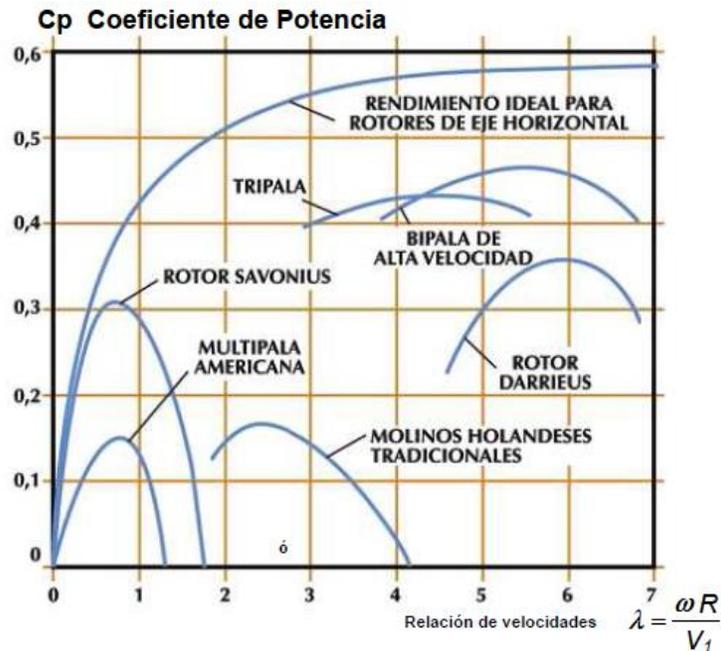


Figura 1.33. Relación de velocidad contra coeficiente de potencia [14]

En 1937, Glauert comenzó el estudio del rendimiento de las hélices para turbinas eólicas en función de λ . Posteriormente, este estudio fue completado por diversos autores y en la figura 1.33 se han representado los resultados de estos trabajos. Se puede observar que el molino multipala y el Savonius alcanzan su máxima eficiencia para un valor de λ aproximadamente igual a 1 mientras que la hélice de 2 palas o la Darrieus alcanzan su máximo para valores de $\lambda = 5$.

Puede notarse en la figura, que los máximos valores de C_p para turbinas rápidas con elevado λ , son mayores que las de bajo valor de λ .

Los valores de $C_{p\text{máx}}$ representan el rendimiento aerodinámico máximo de la hélice. Los altos valores de λ con los que se obtienen mayores rendimientos, se hacen significativos cuando se debe generar electricidad, ya que, por la característica propia de las máquinas eléctricas, requieren elevada velocidad de giro.

1.6.4 Número de Palas [14]

Las hélices de elevada solidez son multipalas, pudiendo llegar a tener unas 25, mientras que las de baja solidez son de una, dos o tres palas.

Entre las de baja solidez debe mencionarse que si bien, el rendimiento aerodinámico aumenta al aumentar el número de palas, este incremento se hace poco significativo para hélices con más de tres palas como se muestra en la figura 1.34.

Hélice de una pala: Estas hélices requieren un contrapeso que compense a la pala y el balanceo debe realizarse con mucho cuidado y precisión debido a la extremada sensibilidad que tienen a las vibraciones. Resultan atractivas económicamente por necesitar sólo una pala, que es un elemento costoso pero las dificultades producidas por las vibraciones, las hacen pocas prácticas.

Hélice de dos palas: Son más económicas que las de 3 palas, pero son más sensibles que éstas a las vibraciones. En turbinas de baja potencia, con hélice de 2 palas y de paso fijo, la hélice puede construirse entera con un solo larguero pasante, mientras que si es de paso variable esto ya no es posible, pero todo el mecanismo de cambio de paso resulta más simple que en una de mayor número de palas.

Hélices de tres palas: Su característica principal es su mayor suavidad de funcionamiento y ésta es una importante cualidad.

Por todo lo que antecede, para hélices rápidas, de alta velocidad de giro, son recomendables las hélices de dos o tres palas.

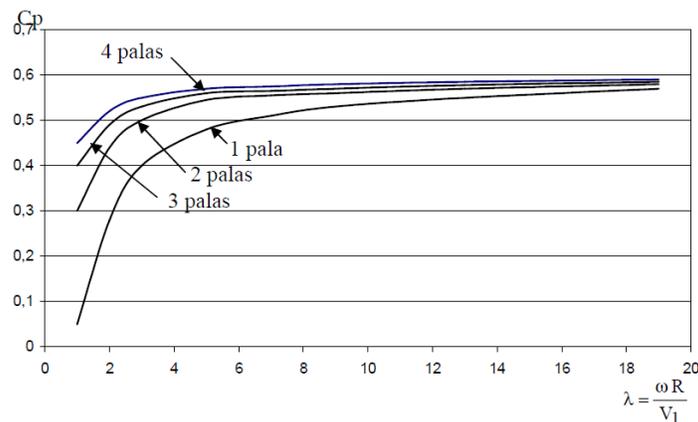


Figura 1.34. Rendimiento aerodinámico C_p vs λ para diferente número de palas [14]

1.6.5 Tamaño de la Hélice [14]

Para determinar el tamaño de la hélice es necesario conocer la potencia eléctrica requerida por el usuario y los rendimientos de los distintos elementos que integran la turbina.

El generador eléctrico para máquinas de más de 10 kw tiene un rendimiento del 92 % pero para potencias menores el rendimiento puede llegar a ser tan bajos como el 50 %.

Estos generadores eléctricos de poca potencia provienen de la industria automotor y sus rendimientos son normalmente bajos.

Como para la generación eléctrica es necesario alcanzar un alto número de revoluciones suele ser necesario incorporar un multiplicador de velocidades. Si éste es una caja de engranajes el rendimiento puede alcanzar el 90 %.

Por su parte, la hélice de eje horizontal adecuadamente diseñada puede captar hasta un 42 % de la potencia disponible en el viento mientras que hélices calculadas y realizadas con poco cuidado pueden bajar su rendimiento hasta un 10 %. El rendimiento global de la turbina será:

$$\eta = \eta_e \eta_m C_p$$

donde

η = Rendimiento global

η_e = Rendimiento eléctrico

η_m = Rendimiento del multiplicador

C_p = Coeficiente de potencia de la hélice

De este modo la potencia eléctrica de salida será:

$$P_e = \frac{1}{2} \eta \rho v_1^2 A_{fb}$$

donde

A_{fb} = Área frontal barrida por la hélice.

ρ =Densidad del aire

Despejando A_{fb} la ecuación quedaría:

$$A_{fb} = \frac{2P_e}{\pi\eta\rho v_1^3}$$

Y como $A_{fb} = \pi R^2$, el radio de la hélice resulta:

$$R = \sqrt{\frac{2P_e}{\pi\eta\rho v_1^3}}$$

En esta expresión, v_1 es la velocidad del viento instantánea que al incidir sobre la turbina con una hélice de radio R , genera una potencia eléctrica P_e .

1.7 El recurso del viento

En los sistemas eólicos el recurso del viento es el elemento más importante para poder llevar a cabo la conversión de la energía mecánica producida por el mismo a energía eléctrica, es por eso que se deben de conocer las características principales del viento para poder realizar un análisis de factibilidad cuando se quiere implementar un sistema eólico. Dichas características pueden ser por ejemplo como es que se forma el viento, su variación con respecto a la altitud y la más importante cual es el potencial del mismo.

1.7.1 Cómo se forma el viento [7]

La existencia del viento se debe a la acción del Sol ya que su radiación en combinación con otros factores como la inclinación y el desplazamiento de la Tierra en el Espacio o la distribución de los continentes y océanos es lo que activa la circulación de las masas de aire al calentar de forma desigual las distintas zonas de la superficie y de la atmósfera terrestres. El aire que más se calienta se vuelve más ligero (al agitarse sus moléculas y perder densidad) y se desplaza hacia arriba, siendo ocupado su lugar por masas más frías.

A gran escala, existe una serie de corrientes de viento dominantes que circulan por todo el planeta en capas de la estratosfera. Estos vientos globales se rigen por los cambios de temperatura y de presión atmosférica, pero también por otros factores, como la fuerza de Coriolis, que hace que el viento del

hemisferio norte tiende a girar en el sentido de las agujas del reloj cuando se acerca a un área de bajas presiones y el del hemisferio sur lo haga en dirección opuesta.

Por otro parte, cerca de la superficie terrestre, a nivel local, soplan otros vientos más específicos caracterizados por el relieve del terreno y otras variables como la rugosidad o la altura.

Para poder conocer el viento que se presentara en un punto determinado se deben analizar tanto los vientos globales como los locales.

Los dos valores clave para analizar el viento son su velocidad (medida con un anemómetro) y su dirección (medida con una veleta). No todo el viento sirve para generar energía. Por lo general, para que las palas de un aerogenerador giren se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25 m/s. Sin embargo, cada máquina se diseña para una determinada velocidad de viento, a partir de la cual generalmente se conseguirá la máxima potencia.

1.7.2 Energía del viento [7] [9] [10]

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo un kilómetro por encima del suelo. Del resto se estima que por su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada 1/13 parte.

La masa de aire en movimiento es energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica. Al incidir el viento sobre las palas de un aerogenerador se produce un trabajo mecánico de rotación que mueve a su vez un generador para producir electricidad. La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de tres parámetros: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor.

La velocidad del viento es un factor determinante ya que la energía cinética del viento incrementa proporcionalmente al cubo de su velocidad y esto determina a su vez cuanta energía cinética del aire es capaz de convertir un aerogenerador en energía eléctrica.

En cuanto a la densidad, la energía contenida en el viento aumenta de forma proporcional a la masa por unidad de volumen de aire, que en condiciones normales (a nivel del mar, a una presión atmosférica de 1.013 milibares y a una temperatura de 15 °C) es de 1,225 kilogramos por cada metro cúbico. Esto significa que la temperatura, la cual modifica la densidad del aire, juega un papel

importante ya que a mayor temperatura el aire pierde densidad y por lo tanto proporciona menor energía, mientras que cuando la temperatura desciende la densidad del aire aumenta transfiriendo mayor energía a los aerogeneradores.

En lo que respecta al área barrida, cuanto más aire en movimiento sea capaz de capturar un aerogenerador más energía cinética encontrará. En el caso de un rotor de una turbina de 1.000 kW de potencia nominal, el rotor puede tener un diámetro de unos 54 metros, así que barrerá una superficie de unos 2.300 m².

La energía cinética contenida en el viento es muy grande. Sin embargo, no puede ser extraída toda por los aerogeneradores. Primero porque esto implicaría detener por completo el viento, lo que impediría que éste pasara de forma continua a través de las palas de la turbina; de hecho, y según el Límite de Betz, teóricamente es posible obtener el 59% de la energía que llega al rotor. Y segundo, porque también se pierde parte en el proceso de transformación de la energía en la máquina. En la actualidad un aerogenerador aprovecha aproximadamente el 40% de la energía del viento.

Una masa de aire m con velocidad v posee una energía cinética E_C que está dada por la ecuación:

$$E_C = \frac{1}{2}mv^2$$

Donde

E_C = Energía cinética (J)

m = Flujo de aire (kg/s)

v = Velocidad del viento (m/s)

El caudal másico de aire de densidad ρ que fluye a través de una superficie de área A perpendicular a la dirección del flujo, está dado por la ecuación de continuidad:

$$\dot{m} = \rho Av$$

Donde

ρ = Densidad del aire (kg/m³)

A = Área de barrido (m²)

La potencia disponible asociada al caudal de aire que atraviesa dicha sección se muestra gráficamente

en la figura 1.35 y se caracteriza con la ecuación siguiente:

$$P_d = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3$$

Donde

P_d = Potencia del viento [W]

ρ = Densidad del aire [Kg/m³]

A = Área de barrido [m²]

v = Velocidad del viento [m/s]

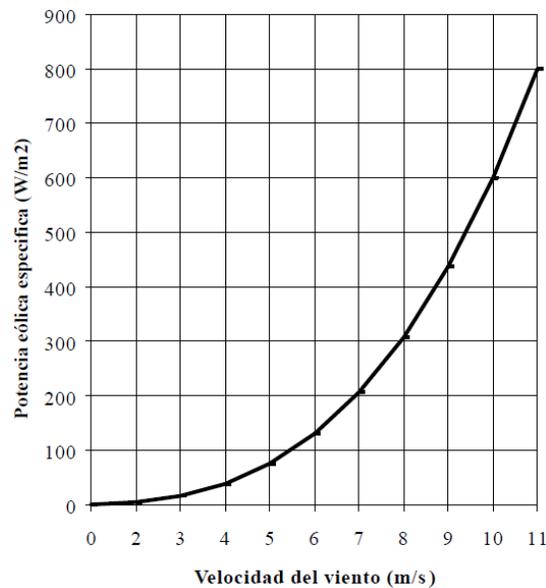


Figura 1.35. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura [9]

Mientras que el valor de esta potencia disponible, hay que tener en cuenta otros factores que disminuirán su valor como son el límite de Betz, los rozamientos aerodinámicos y mecánicos, el rendimiento del generador eléctrico, permitiendo, solamente un aprovechamiento máximo del 40% de dicha potencia.

La potencia por unidad de área se define como:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3$$

De esta expresión se puede decir que:

- La densidad de potencia depende del cubo de la velocidad. Así, si la velocidad aumenta un

10%, la densidad de potencia crece en un 33%. Es por eso que es de suma importancia la colocación adecuada de los aerogeneradores a la mayor altura posible sobre el nivel del suelo.

- Hay que tener en cuenta que cualquier error en la medición o en la estimación de alturas y velocidades pueden acarrear resultados no deseados en cuanto a la obtención de la energía.
- La potencia eólica disponible es directamente proporcional al área considerada.
- La densidad de potencia depende linealmente de la densidad del aire, por lo que un aire frío presenta una densidad de potencia superior a una más caliente. Asimismo, y a igualdad de temperatura, un lugar situado a nivel del mar presentara una densidad de potencia mayor a otro a una altitud mayor por el hecho de que la densidad del aire disminuye con la altura.

1.7.3 Obtención de la relación de velocidad de viento y coeficiente de potencia de la máquina [8]

Una de las principales variables que influyen en el coeficiente de potencia de un aerogenerador es la “Razón de velocidad de Punta”, RVP.- Velocidad tangencial de la hélice/velocidad del viento. Esta magnitud está determinada por la velocidad del viento y por la velocidad de rotación del eje de la máquina; por tanto, si se conoce la velocidad del viento o se quiere simular el comportamiento de la máquina para ciertas condiciones, solo es necesario conocer la velocidad de rotación de la máquina para obtener la RVP y así lograr conocer el coeficiente de potencia del aerogenerador. La manera de conocer la velocidad del aerogenerador es mediante un análisis de curva de torque.

- Torque resistivo: En función de la potencia consumida y frecuencia de generación, que se relacionan con la velocidad de rotación del eje dependiendo del número de polos se tiene:

$$\omega_{mec} = \frac{2\pi f}{(p/2)}$$

$$T_r = \frac{D_e}{\omega_{mec}}$$

Donde

ω_{mec} =Velocidad angular de la máquina (rad/s)

f=Frecuencia de la tensión generada

p=Numero de polos de la máquina

T_r =Torque resistivo provocado por la carga eléctrica (Nm)

D_e =Demanda eléctrica (w)

- Torque útil: En función del viento que el aerogenerador capta se tiene:

$$T_u = T_t - J_t \frac{d\omega}{dt}$$

$$T_t = \frac{C_p A \rho v^3}{2\omega}$$

Donde

T_u =Torque útil, aprovechable por la máquina (Nm)

T_t =Torque captado por la máquina (Nm)

J_t =Momento de inercia del disco central de la máquina más el de las aspas

ρ =Densidad del aire (kg/m^3)

A =Área de barrido de la máquina (m^2)

v =Velocidad del viento

Las ecuaciones de torque útil y torque captado por la máquina se igualan y se despeja ω y se encuentra una velocidad de operación, lo cual proporciona dos soluciones, y que además enfrenta dos escenarios:

1. La solución de la ecuación anterior sea compleja conjugadas, en cuyo caso las curvas de torque motriz y torque resistente no se interceptan, por lo que no se cuenta con un punto de operación de la máquina, debido a que el torque de partida de la máquina es insuficiente como para ponerla en movimiento y el aerogenerador no se mueve.

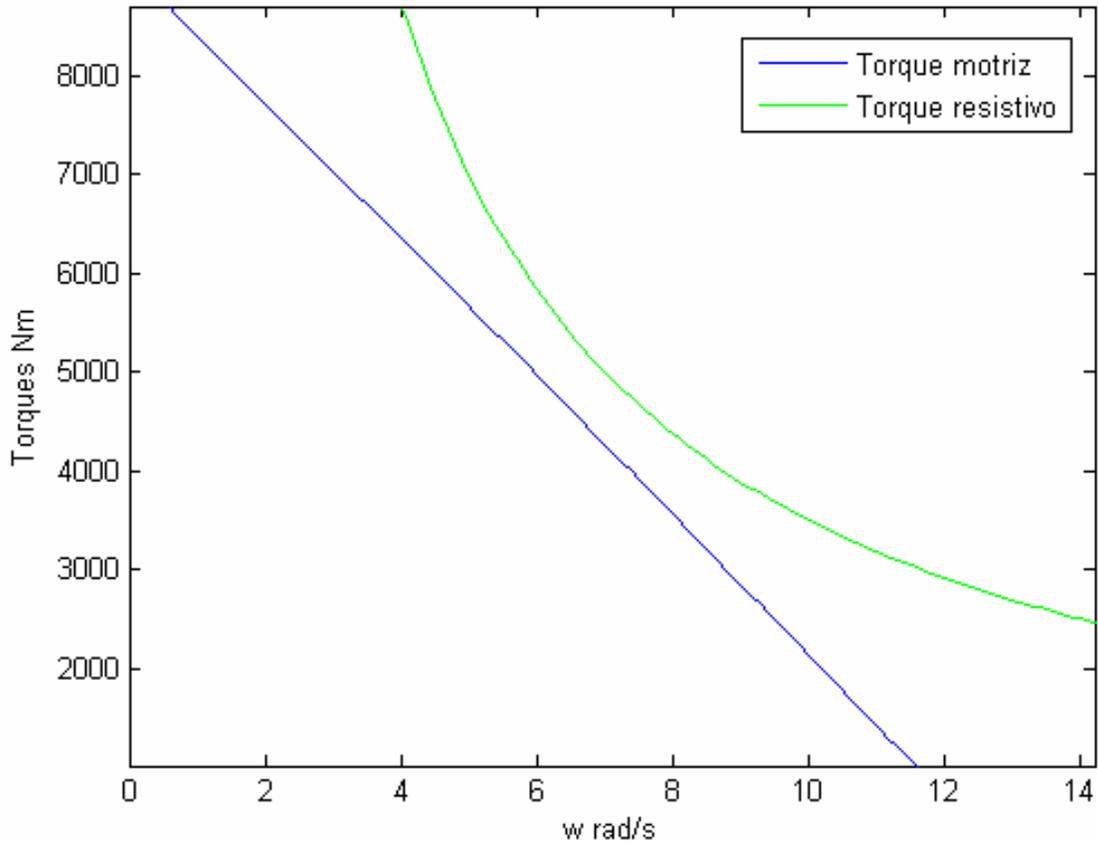


Figura 1.36. Soluciones complejas conjugadas

- Las soluciones a la ecuación sean reales, en cuyo caso la curva de torque resistente se interceptan en dos puntos. En este caso se debe de realizar un análisis de estabilidad mediante pequeñas oscilaciones, puesto que un solo punto (A) presentará torques restituyentes. Es decir, si la máquina está en el punto A y por algún motivo aumenta la velocidad de giro, el torque resistivo producido por la carga eléctrica, al ser mayor que el torque motriz, lleva a disminuir la velocidad del giro de la máquina y la deja operando nuevamente en el punto A. en el caso de disminuir la velocidad de giro, el torque motriz al ser mayor que el torque resistivo lleva a la máquina a aumentar su velocidad y la deja operando también en el punto A. en otro punto (B) presentará relaciones de torque inversas, que provocaran que la máquina aumente indefinidamente su velocidad o la reduzca hasta llegar al punto estable A, siendo imposible que permanezca en el punto B un tiempo considerable.

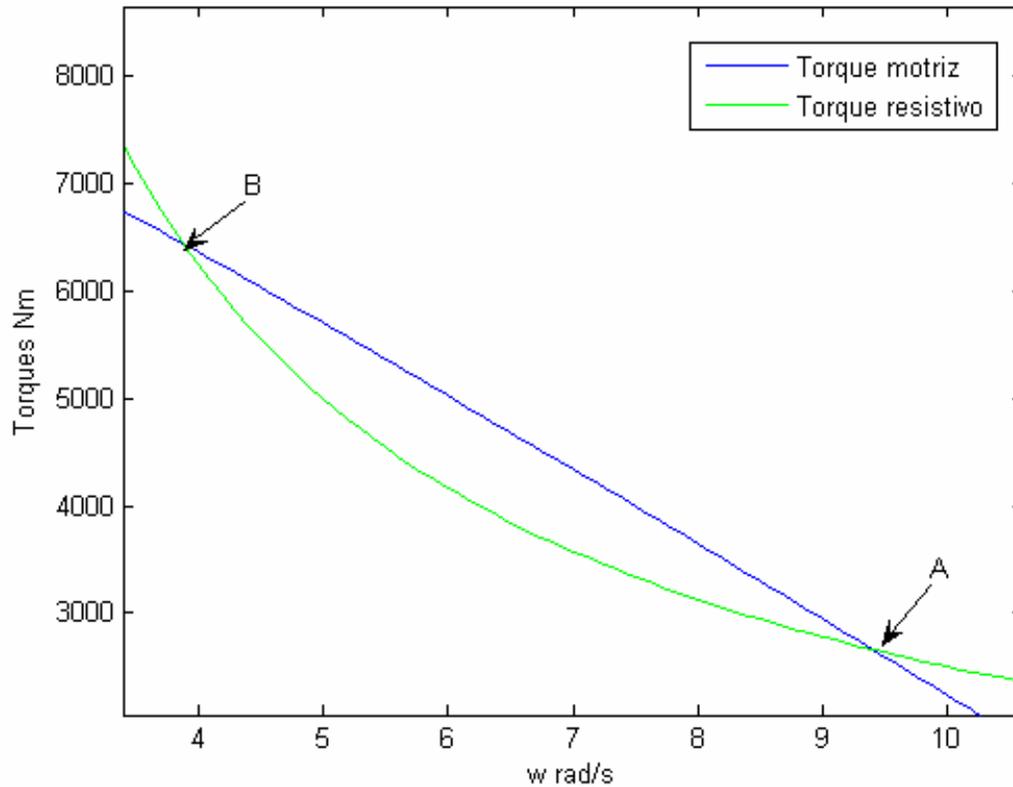


Figura 1.37. Soluciones reales

- Una vez que se conoce la velocidad de operación de la máquina, es posible conocer el coeficiente de potencia a partir de la RVP por medio de la ecuación:

$$C_p = (0.44 - 0.0167 * \beta) \sin\left(\frac{\pi(RPV - 3)}{15 - 0.3 * \beta}\right) - 0.00184 * (RPV - 3) * \beta$$

Donde

β =Ángulo de paso de la hélice

Usando la ecuación anterior, se puede graficar el coeficiente de potencia de la máquina en función de RVP para la hélice seleccionada.

1.7.4 Determinación del tamaño y capacidad del generador eléctrico [8]

Para poder determinar la dimensión de las palas del aerogenerador con una potencia eléctrica conocida u obtener la potencia eléctrica que una hélice conocida puede suministrar se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_E = \eta_E P_T = \eta_E C_p \frac{1}{2} A \rho v^3$$

P_E =Potencia eléctrica (W)

A =Área (m^2)

ρ =Densidad del aire (kg/m^3)

v =Velocidad (m/s)

η_E =Eficiencia del generador

C_p =Coeficiente de potencia de las palas

Para que una pala otorgue el mayor coeficiente de potencia, esta debe tener razón de punta de 10.4, lo cual corresponde al coeficiente de potencia de 43%. Por otra parte, también se debe de conocer la eficiencia del generador para así poder determinar las dimensiones de las aspas o por otro lado la potencia que el aerogenerador podrá proporcionar.

1.7.5 Variación de la velocidad del viento con la altura [10]

La altura modifica la velocidad del viento debido principalmente a las turbulencias tanto de origen mecánico (causadas por las irregularidades de la superficie del terreno) como de origen térmico (causadas por el gradiente de temperatura del aire que provoca corrientes convectivas en sentido vertical).

En general la influencia del gradiente de temperatura del aire en una diferencia de altura de 100 metros (diferencia de altura razonable en el caso de los aerogeneradores de gran potencia) por lo que se puede despreciar debido a que los aerogeneradores no superan esa altura, y solamente se tendrán en cuenta los efectos de las irregularidades de la superficie del terreno.

Conforme aumenta la altura del aerogenerador, los efectos de rozamiento disminuyen y por lo tanto, la velocidad del viento aumenta. Así, se tiene un incremento o variación de la velocidad con la altura, y se habla del perfil vertical de la velocidad del viento. La variación de la velocidad del viento con la altura depende de la rugosidad que tenga el terreno. Así, si se tienen superficies lisas (con agua, terrenos llanos, llanuras, etc), el incremento de velocidad es poco. Sin embargo, si se tienen

superficies con gran rugosidad (terrenos con edificaciones urbanas, superficies boscosas, etc.) el gradiente de velocidad será mayor como se muestra en la figura 1.36.

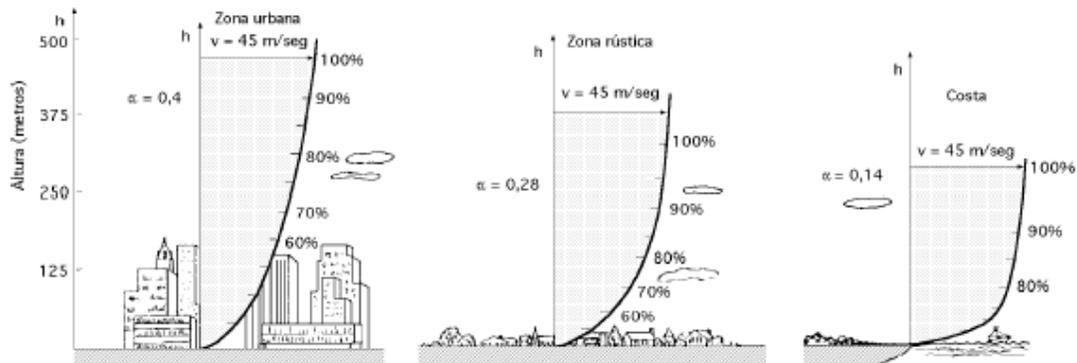


Figura 1.38. Perfil vertical de la velocidad del viento. Fuente: Diseño estructural de aerogeneradores [9]

De esta forma, se define el parámetro Z_0 , denominado longitud de rugosidad para caracterizar las condiciones del terreno. Así, las superficies lisas con poca rugosidad tienen valores pequeños de Z_0 y las superficies más rugosas cuentan con valores mayores de Z_0 .

Tabla 1.1 Clases y longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad Z_0	Índice de energía	Tipo de terreno
0	0.002	100	Superficie de agua, terreno abierto, superficie lisa
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped
1	0.03	52	Campos abiertos sin cercado de setos, edificios muy dispersos, colinas suavemente reforzadas
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 1250m
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 500m
2.5	0.2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 250m
3	0.4	24	Pueblos, bosques y terrenos accidentados y desiguales
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios altos
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados

Fuente: Energía eólica, Miguel Villarrubia

Gracias a este parámetro se puede calcular la velocidad de viento media o estacionaria en una altura determinada mediante la ecuación:

$$V' = V \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}$$

Donde

V = Velocidad conocida a una altura determinada Z

V' = Velocidad que se quiere conocer a la altura Z'

Z_0 = Rugosidad del terreno

1.7.6 Variación de la velocidad del viento con la orografía del terreno [10]

El relieve del terreno también afecta la velocidad del viento. Las elevaciones de terreno (montañas, colinas, acantilados, etc.) pueden aumentar la velocidad del viento si tienen pendientes suaves o pueden disminuirla si son con pendientes fuertes o crestas.

Es por esto que los lugares más convenientes para instalar aerogeneradores son las colinas suaves con pendientes escasas de alta vegetación u obstáculos, ya que de esta forma se consigue aumentar la velocidad del viento (aceleración) y también los acantilados o colinas próximas al mar con suaves pendientes.

Por otra parte, los lugares menos adecuados para la instalación de estos aerogeneradores son acantilados y escarpados con fuertes pendientes, ya que se forman turbulencias que además de reducir la energía que puede producir el aerogenerador, crean esfuerzos mecánicos de fatiga que hacen reducir la vida útil de los aerogeneradores.

1.7.7 Variación de la velocidad del viento con la existencia de obstáculos [10]

Los obstáculos (edificios, árboles, accidentes en el terreno, etc.) generan una disminución de la velocidad del viento y a su vez un incremento de turbulencias como se muestra en la figura 1.37. Por lo que a la hora de instalar grandes centrales eólicas se debe tener en cuenta la presencia de obstáculos en un radio de 1km en la dirección dominante del viento.

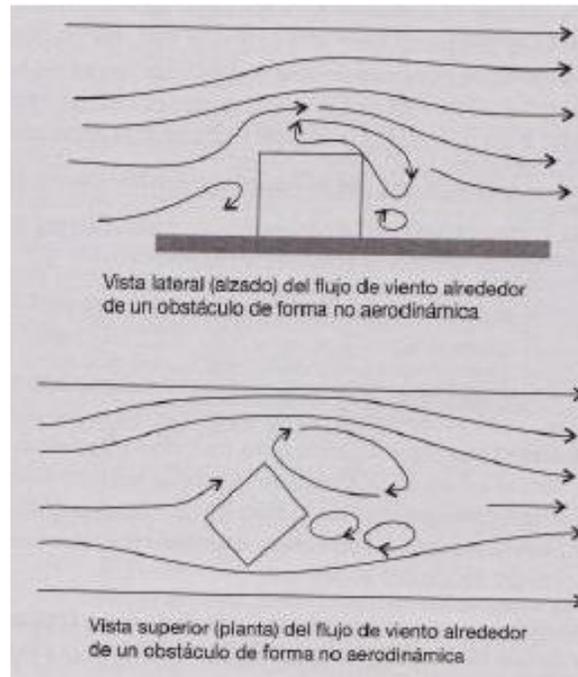


Figura 1.39. Efecto de un obstáculo no aerodinámico sobre el flujo del viento [6]

La zona de turbulencias es muy variable como se muestra en la figura 1.38. Éstas son más acusadas en la parte posterior del obstáculo (sotavento) que en la parte anterior (barlovento). Como se ha comentado con anterioridad a sotavento pueden alcanzar entre 10 y 20 veces la altura del obstáculo y a barlovento solamente puede alcanzar unas dos veces dichas alturas.

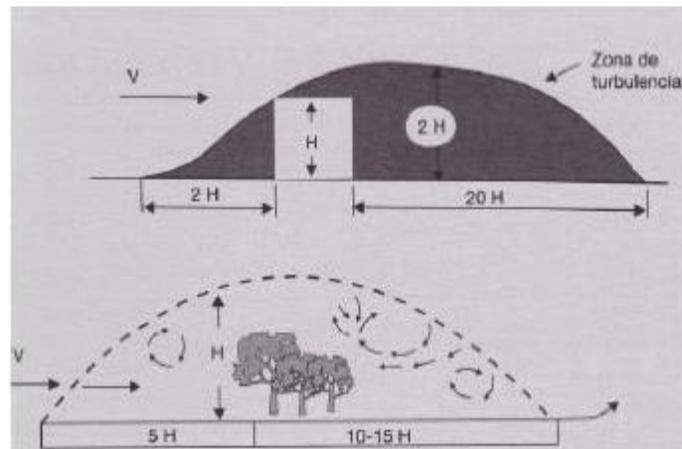


Figura 1.40. Zona de perturbación y turbulencia originada por edificios y arbolado [6]

La disminución de la velocidad del viento aguas abajo del objeto no depende sólo de su forma y dimensiones, sino que también depende de su porosidad. A mayor porosidad mayor es la distancia que se mantiene la disminución de velocidad de viento aguas abajo del obstáculo. Sin embargo, el nivel de turbulencia es menor en el caso de los objetos porosos.

El hecho de que los obstáculos influyan en la variación de la velocidad del viento hace que en los parques eólicos los aerogeneradores tengan una separación entre ellos de entre 5 y 9 veces lo que mide el diámetro de su rotor en la dirección del viento dominante y entre 3 y 5 veces el diámetro en la dirección perpendicular. De esta forma se consigue evitar los efectos de sombra eólica de unos aerogeneradores sobre otros.

Capítulo 2

Aspectos constructivos de los generadores eléctricos

Los generadores eléctricos son las máquinas encargadas de transformar la energía mecánica a energía eléctrica con la finalidad de que está sea utilizada para realizar un trabajo.

Existen dos tipos de generadores, el generador de corriente alterna y el de corriente continua. Dado que los generadores eólicos tienen generadores de corriente alterna, estos serán los que se desarrollarán en este capítulo.

Dentro de los generadores eléctricos de corriente alterna se tienen:

- Generador síncrono
- Generador asíncrono (inducción)
- Generador de imanes permanentes

A continuación, se explica cada uno de estos generadores.

2.1 Generador síncrono [40]

Los generadores síncronos o alternadores son máquinas utilizadas para convertir la energía mecánica en energía eléctrica de corriente alterna y su principal característica es que el campo magnético gira a la misma velocidad que el rotor.

2.1.1 Construcción de generadores síncronos [40]

En un generador síncrono se aplica corriente continua al devanado del rotor, con la finalidad de producir un campo magnético en él. Cuando el rotor del generador (en el cual se produce un campo magnético) gira con ayuda de una fuerza mecánica rotatoria externa produce un campo rotacional dentro de la máquina. Este campo magnético induce un grupo trifásico de tensiones en los devanados del estator del generador.

En esencia, el rotor de un generador síncrono es un electroimán. Los polos magnéticos del rotor pueden ser lisos o salientes. Un polo liso está construido al mismo nivel de la superficie del rotor mientras que un polo saliente es aquel que se proyecta hacia fuera del rotor. En la figura 2.1 se ilustra un rotor de polos lisos y en la figura 2.2 un rotor de polos salientes.



Figura 2.1. Rotor de polos lisos [45]



Figura 2.2. Rotor de polos salientes [46]

los rotores de polos lisos se utilizan en rotores de 2 y 4 polos, mientras que los rotores de polos salientes se utilizan en rotores de 4 o más polos. Debido a que los rotores están expuestos a campos magnéticos variables, son construidos con láminas delgadas agrupadas para reducir las pérdidas por corrientes parásitas.

Debido a que en los generadores síncronos se suministra corriente continua al devanado de campo del rotor y puesto que el rotor se encuentra en movimiento, se requiere un arreglo especial para alimentar al devanado de campo, por lo cual existen dos métodos para lograrlo los cuales son:

- 1.- Suministrar la energía desde una fuente de cc externa al rotor mediante anillos rozantes y escobillas.
- 2.- Suministrar la energía por medio de una fuente especial montada directamente en el eje del generador síncrono.

Los anillos rozantes son anillos metálicos que se encuentran montados en el eje de la máquina, pero se encuentran eléctricamente aislados de él. Un extremo del devanado del rotor está unido a cada uno de los anillos rozantes, y una escobilla estacionaria sobre cada anillo rozante. Una escobilla es un bloque de un compuesto de carbón grafitado que conduce la electricidad. Si se conecta el extremo positivo de una fuente de tensión de CC a una escobilla y el extremo negativo a la otra, se aplicará igual tensión de CC al devanado de campo en todo momento, sin tener en cuenta la posición angular o velocidad del rotor.

Los anillos rozantes generan algunos problemas ya que generan la necesidad de realizar un mantenimiento más constante dado que se deben de revisar las escobillas por su desgaste. Además, la caída de tensión en las escobillas puede causar pérdidas significativas de potencia en las máquinas

que tienen grandes corrientes de campo. A pesar de estos problemas, los anillos rozantes se emplean en todas las máquinas síncronas pequeñas debido a que ningún otro método es económicamente viable.

En generadores y motores grandes, se emplean excitatrices sin escobillas. Una excitatriz sin escobillas es un generador de corriente alterna pequeño cuyo circuito de campo está montado en el estator y su circuito de armadura está montado sobre el eje del rotor. La salida trifásica del generador excitador se rectifica por medio de un circuito rectificador montado en el eje del generador y se incluye en el circuito principal de campo de CC. Controlando la corriente de campo del generador excitador (localizada en el estator), es posible ajustar la corriente de campo de la máquina principal. El circuito de este arreglo se presenta en la figura 2.3.

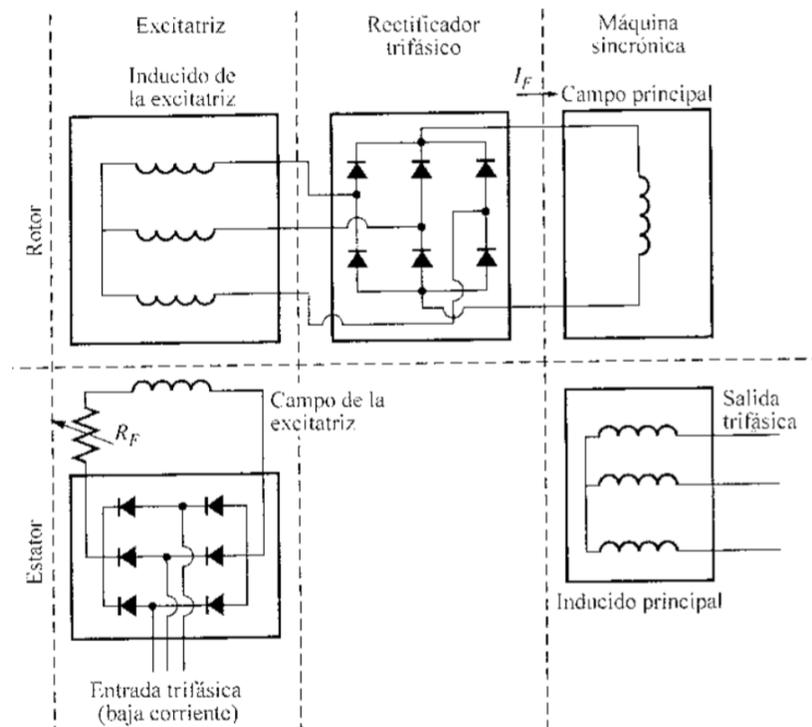


Figura 2.3. Circuito excitador sin escobillas. Se rectifica una pequeña cantidad de corriente trifásica y se utiliza para alimentar el circuito de campo del exterior localizado sobre el estator. La salida del circuito de armadura del excitador (sobre el rotor) se rectifica y utiliza para suministrar la corriente de campo de la máquina principal [40]

Debido a que en ningún momento existe contacto mecánico entre el rotor y el estator, un excitador sin escobillas requiere menos mantenimiento que los anillos rozantes y escobillas.

Para que la excitación de un generador sea completamente independiente de cualquier fuente externa, se incluye con frecuencia un generador de imanes permanentes pequeño montado en el eje del rotor y un devanado trifásico montado en el estator, este generador produce la potencia para el circuito de campo del excitador que, a su vez, controla el circuito de campo de la máquina principal. Si un generador de imanes permanentes de incluye sobre el eje del generador, no se requiere potencia eléctrica externa para accionar el generador como se muestra en la figura 2.4.

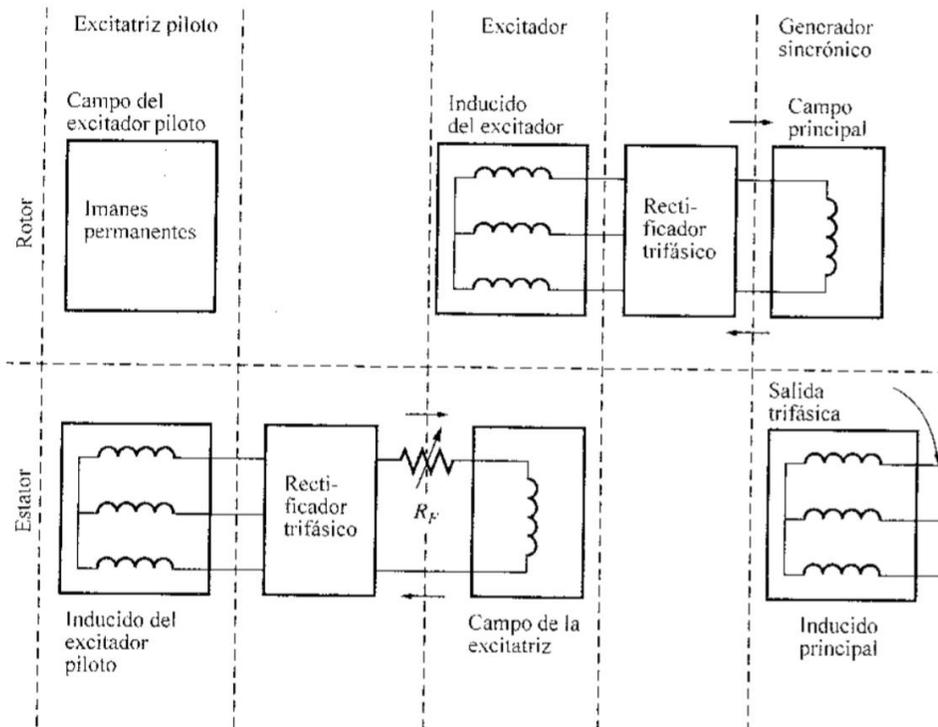


Figura 2.4. Esquema de excitación sin escobillas que incluye un generador de imanes permanentes. Los imanes permanentes del generador producen la corriente de campo del excitador, la cual a su vez produce la corriente de campo de la maquina principal [40]

Muchos generadores síncronos que incluyen excitadores sin escobillas también tienen anillos rozantes y escobillas, de forma que disponen de una fuente auxiliar de corriente continua de campo en caso de emergencia.

2.1.2 Velocidad de rotación de un generador síncrono [40]

Los generadores síncronos son por definición síncronos, lo cual significa que la frecuencia eléctrica producida está entrelazada o sincronizada con la tasa mecánica de rotación del generador. La relación entre la tasa de giro de los campos magnéticos de la máquina y la frecuencia eléctrica del estator se expresa mediante la ecuación 2.1.1.

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad \text{Ecuación 2.1. 1}$$

donde

f_e =Frecuencia eléctrica, en Hz

n_m =Velocidad mecánica del campo magnético en RPM (igual a la velocidad del rotor para las máquinas síncronas)

P =Número de polos

Puesto que el rotor gira con la misma velocidad que el campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de rotación del rotor con la frecuencia eléctrica resultante. Dado que la potencia eléctrica es generada a 50 y 60Hz, el generador debe girar a una velocidad fija que depende del número de polos de la máquina.

2.1.3 Tensión interna generada por un generador síncrono

La magnitud de tensión inducida en un estator está dada por la ecuación 2.1.2.

$$E_A = \sqrt{2}\pi N_c \phi f \quad \text{Ecuación 2.1. 2}$$

donde

N_c =Número de conductores

ϕ =Flujo magnético

f =Frecuencia

Esta tensión depende del flujo magnético en la máquina, de la frecuencia o velocidad de rotación y de la construcción de la máquina. Para una máquina sincrónica, esta ecuación se escribe de forma más simplificada como se muestra en la ecuación 2.1.3.

$$E_A = K \phi \omega \quad \text{Ecuación 2.1. 3}$$

donde K es una constante que representa la construcción de la máquina. Si ω se expresa en radianes eléctricos por segundo

$$K = \frac{N_c}{\sqrt{2}} \quad \text{Ecuación 2.1. 4}$$

mientras que, si se expresa en radianes mecánicos por segundo,

$$K = \frac{N_c P}{\sqrt{2}} \quad \text{Ecuación 2.1. 5}$$

La tensión interna generada E_A es directamente proporcional al flujo y la velocidad, pero el flujo depende de la corriente que fluye en el circuito de campo del rotor. La corriente del circuito de campo I_F está relacionada con el flujo, como se muestra en la figura 2.5a. Puesto que E_A es directamente proporcional al flujo, la tensión interna generada E_A esta relacionada con la corriente de campo como

se muestra en la figura 2.5b. Esta grafica se denomina “curva de magnetización o característica de circuito abierto” de la máquina.

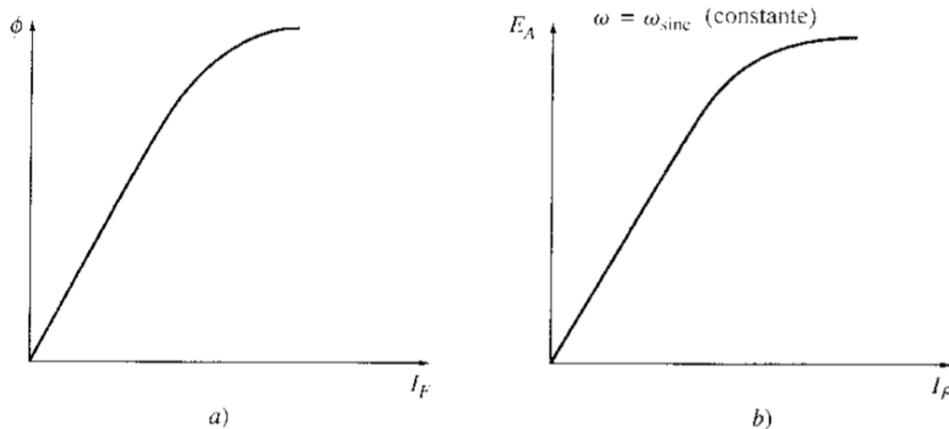


Figura 2.5. a) Gráfica de flujo contra la corriente de campo para un generador síncrono. b) Curva de magnetización del generador síncrono [40]

2.1.4 Circuito equivalente de un generador síncrono [40]

La tensión E_A es la tensión interna del generador, en una fase del generador síncrono, sin embargo, esta tensión E_A no es la tensión que se puede medir en las terminales del generador. En efecto, la única vez en la cual la tensión interna E_A es la misma tensión V_ϕ de una fase es cuando no fluye corriente de armadura en la máquina.

Existen varios factores que ocasionan que la tensión E_A y V_ϕ no sean del mismo valor entre los cuales pueden encontrar:

- 1.- La distorsión del campo magnético del entrehierro debida a la corriente que fluye en el estator, llamada relación de inducido.
- 2.- La auto inductancia de las bobinas de la armadura.
- 3.- La resistencia de la bobina de la armadura.
- 4.- El efecto de la forma de los polos salientes del rotor.

El primer efecto mencionado y normalmente el mayor de ellos es la reacción del inducido. Cuando gira el rotor de un generador, se induce una tensión E_A en las bobinas estáticas del mismo. Si se conecta una carga a las terminales del generador, fluye una corriente, pero el flujo de corriente trifásica estática produce un campo magnético propio en la máquina. Este campo magnético estático distorsiona el campo magnético del rotor cambiando la tensión de fase resultante. Este efecto se llama reacción de inducido debido a que la corriente del inducido (estator) afecta el campo magnético que la produce en primera instancia.

La figura 2.6a muestra un rotor de dos polos girando dentro de un estator trifásico. No se tiene carga conectada al estator. El campo magnético rotor B_R produce una tensión interna generada E_A cuyo valor pico coincide con la dirección de B_R . La tensión será positiva hacia afuera de los conductores

en la parte superior, y negativo hacia adentro de los conductores en la parte inferior de la figura 2.6b. Cuando no hay carga conectada al generador, no hay flujo de corriente en el inducido y E_A será igual a la tensión V_ϕ .

Si se conecta al generador una carga con factor de potencia atrasado, la corriente pico ocurrirá a un ángulo atrás de la tensión pico. Este efecto se muestra en la figura 2.6b.

La corriente que fluye en los devanados del estator produce un campo magnético propio. Este campo magnético estático se llama B_S y su dirección está dada por la regla de la mano derecha, según se muestra en la figura 2.6c. El campo magnético del estator B_S produce una tensión propia en el estator llamada E_{stat} en la figura 2.6.

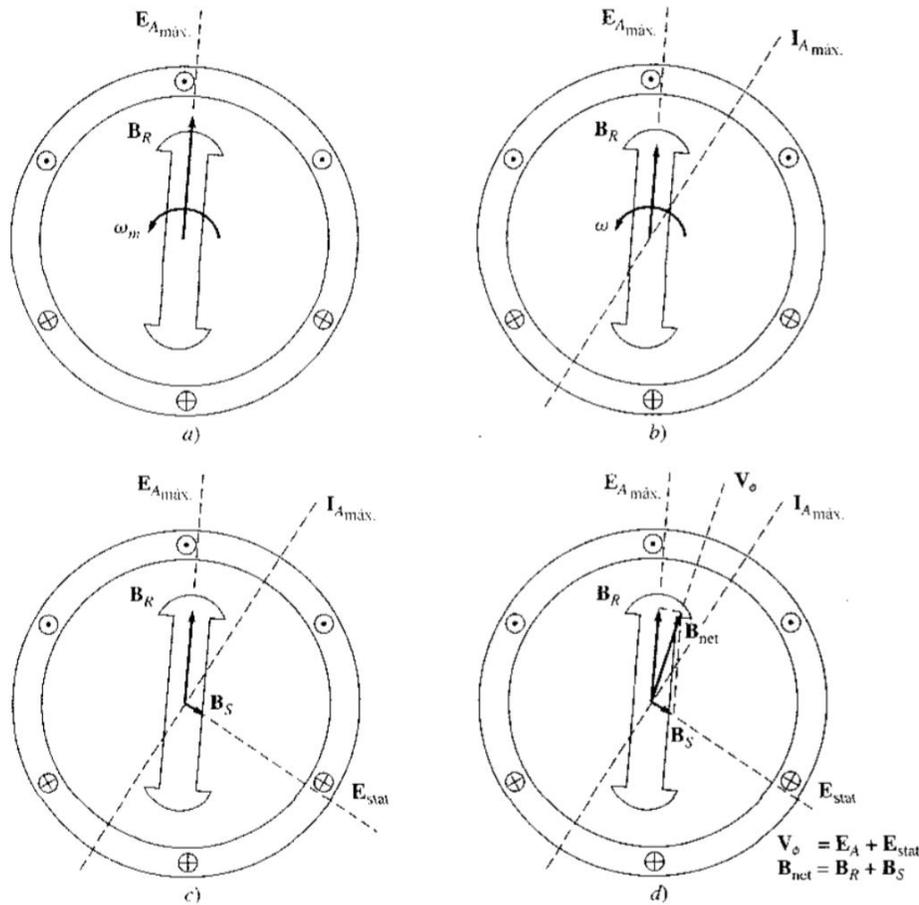


Figura 2.6. Desarrollo de los modelos para la reacción de inducido: a) Un campo magnético rotacional produce la tensión interna generada E_A . b) La tensión resultante produce un flujo de corriente en atraso cuando se conecta una carga con factor de potencia atrasado. c) La corriente estática produce su propio campo magnético B_S , el cual produce su propia tensión E_{stat} en los devanados estáticos de la máquina. d) El campo B_S se suma a B_R y se transforma en B_{net} . La tensión E_{stat} se suma a E_A y produce V_ϕ de la salida de fase [40]

Con dos tensiones en los devanados estáticos, la tensión total de una fase es la suma de la tensión interna generada E_A y la tensión de reacción de inducido E_{stat} :

$$\mathbf{V}_\phi = \mathbf{E}_A + \mathbf{E}_{stat} \quad \text{Ecuación 2.1. 6}$$

El campo magnético B_{stat} es la suma de los campos magnéticos del rotor y estator:

$$\mathbf{B}_{net} = \mathbf{B}_R + \mathbf{B}_S \quad \text{Ecuación 2.1. 7}$$

Debido a que los ángulos de E_A y B_R son iguales y los ángulos de E_{Astat} y B_S también son iguales, el campo magnético resultante B_{net} coincidirá con la tensión neta V_ϕ . Las tensiones y corrientes resultantes se muestran en la figura 2.6d.

Para poder modelar los efectos de la reacción de inducido en la tensión de fase, primero se debe notar que la tensión E_{stat} se encuentra un ángulo de 90° atrás del plano de corriente máxima I_A .

Segundo, la tensión E_{stat} es directamente proporcional a la corriente I_A . Si X es una constante de proporcionalidad, la tensión de reacción de inducido puede expresarse como

$$\mathbf{E}_{stat} = -j\mathbf{X}\mathbf{I}_A \quad \text{Ecuación 2.1. 8}$$

Observando el circuito de la figura 2.7. La ley de tensiones de Kirchhoff para este circuito es:

$$\mathbf{V}_\phi = \mathbf{E}_A - j\mathbf{X}\mathbf{I}_A \quad \text{Ecuación 2.1. 9}$$

Esta ecuación es la que describe la tensión de reacción de inducido. Entonces, la tensión de reacción de inducido se puede modelar mediante una inductancia en serie con la tensión interna generada.

Además de los efectos de reacción de inducido, los devanados del estator tienen una auto inductancia y una reactancia. Si llamamos L_A a la autoinductancias del estator (y X_A a su correspondiente resistencia), mientras que la resistencia del estator es llamada R_A , la diferencia total entre E_A y V_ϕ está dada por:

$$\mathbf{V}_\phi = \mathbf{E}_A - j\mathbf{X}\mathbf{I}_A - j\mathbf{X}_A\mathbf{I}_A - \mathbf{R}_A\mathbf{I}_A \quad \text{Ecuación 2. 1.10}$$

Los efectos de la reacción de inducido y la auto inductancia de la máquina son representados por reactancias, y es costumbre combinarlas en una sola llamada reactancia síncrona de la máquina:

$$\mathbf{X}_S = \mathbf{X} + \mathbf{X}_A \quad \text{Ecuación 2.1. 11}$$

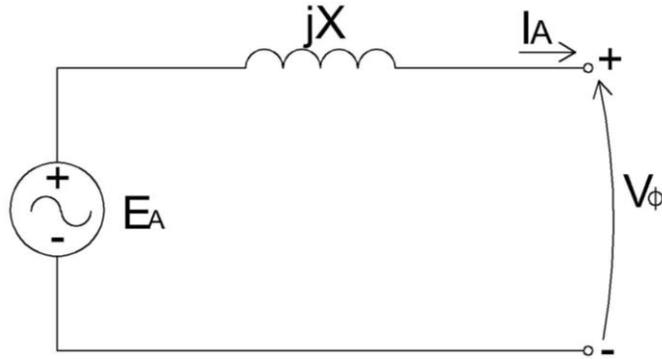


Figura 2. 7. Circuito sencillo [40]

La ecuación final que describe a V_ϕ es:

$$V_\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad \text{Ecuación 2.1. 12}$$

Es posible esquematizar el circuito equivalente de un generador síncrono trifásico. El circuito equivalente completo de este generador se muestra en la figura 2.8, donde aparece una fuente de CC alimentando el circuito de campo del rotor, modelado por la inductancia de la bobina y la resistencia en serie. En serie con R_F se encuentra una resistencia variable R_{adj} que controla el flujo de corriente de campo. El resto del circuito equivalente consta de los modelos para cada fase. Cada fase tiene una tensión interna generada con una inductancia en serie X_S (resultado de la suma de la resistencia del inducido y la autoinductancia de la bobina) y una resistencia en serie R_A . Aunque las tensiones y las corrientes de las tres fases están defesadas 120° , en las demás estás son idénticas.

Si se conectan en Y, la tensión en las terminales V_T estará relacionada con la tensión de fase por:

$$V_T = \sqrt{3}V_\phi \quad \text{Ecuación 2.1. 13}$$

Si las Bobinas se conectan en Δ ,

$$V_T = V_\phi \quad \text{Ecuación 2.1. 14}$$

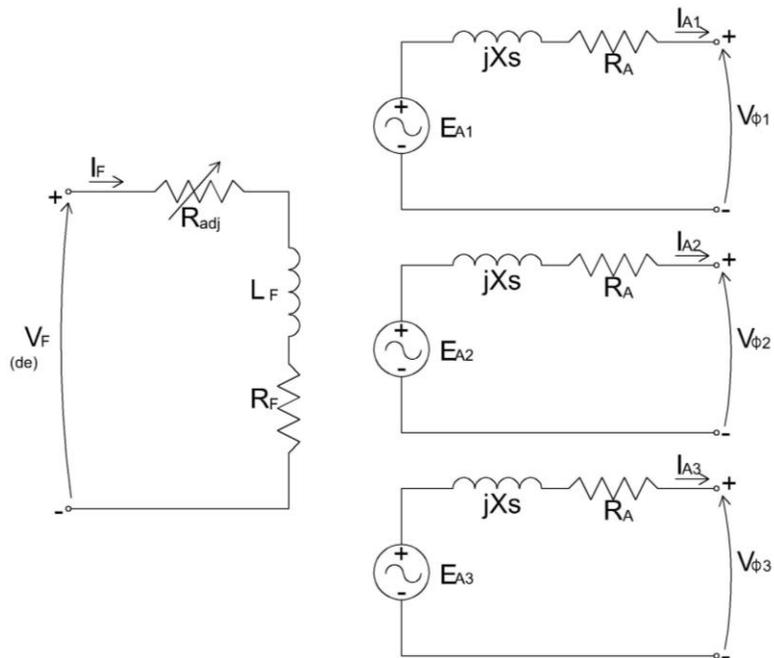


Figura 2.8. Circuito equivalente completo del generador síncrono trifásico [40]

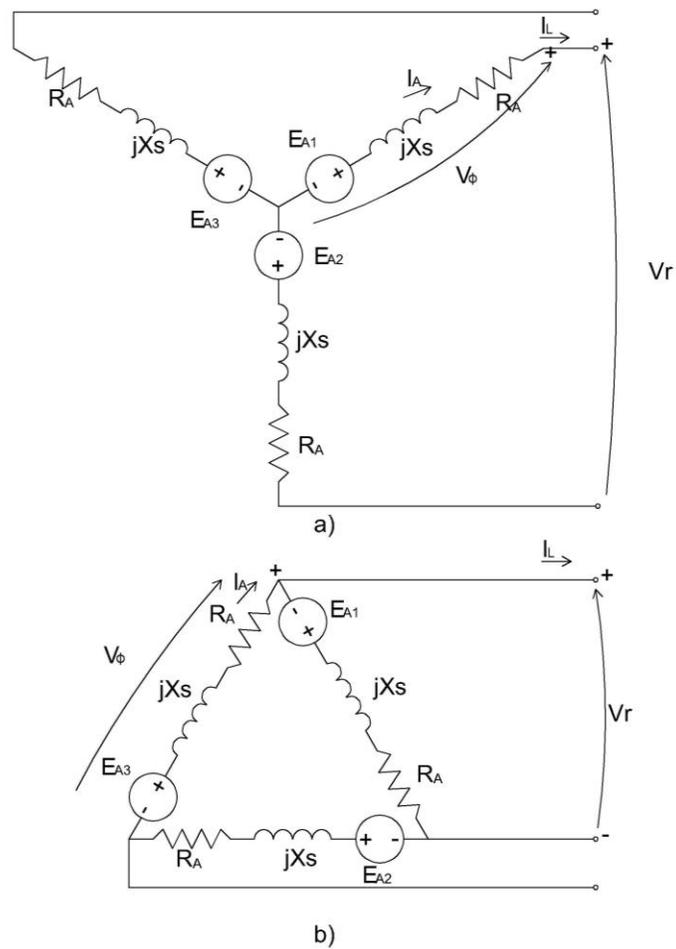


Figura 2.9. Circuito equivalente del generador conectado en a) Y y b) en Δ [40]

El hecho de que las tres fases de los generadores síncronos sean idénticas en todos los aspectos, excepto en el ángulo de fase, conduce a utilizar normalmente el circuito equivalente por fase. El circuito equivalente por fase de esta máquina se muestra en la figura 2.10. Se debe tener en cuenta un factor importante al utilizar el circuito equivalente por fase: las tres fases tienen igual tensión y corriente sólo cuando las cargas conectadas a ellas son balanceadas. Si las cargas conectadas a el generador no están balanceadas, se requieren técnicas de análisis diferentes.

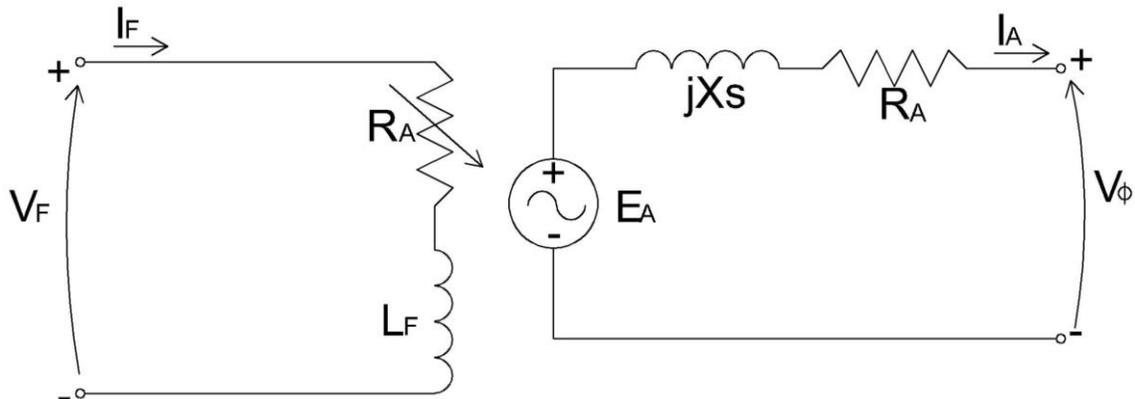


Figura 2.10. Circuito equivalente por fase de un generador síncrono. la resistencia interna del circuito de campo y la resistencia externa variable se ha combinado en una sola resistencia R_F [40]

2.1.5 Potencia y par en los generadores síncrono [40]

En los generadores síncronos la fuente de potencia mecánica, puede ser un motor diésel, una turbina de vapor, una turbina hidráulica, eólica o un equipo similar. Cualquiera que sea la fuente, debe cumplir la propiedad básica de que su velocidad se casi constante, independientemente de la demanda de la potencia. Si esto no se cumple, la frecuencia resultante del sistema de potencia podría presentar fallas.

No toda la potencia mecánica que entra en el generador se transforma en potencia eléctrica. La diferencia entre la potencia de salida y la potencia de entrada representa las pérdidas de la máquina. La figura 2.11 muestra un diagrama de flujo para una máquina sincrónica. La potencia mecánica de entrada es la potencia al eje en el generador $P_{in} = \tau_{app} \omega_m$, mientras que la potencia mecánica transformada en potencia eléctrica está dada por:

$$P_{comv} = \tau_{ind} \omega_m \quad \text{Ecuación 2.1. 15}$$

$$P_{comv} = 3E_A I_A \cos(\gamma) \quad \text{Ecuación 2.1. 16}$$

donde γ es el ángulo entre E_A e I_A . La diferencia entre la potencia de entrada y la potencia de salida representan las pérdidas mecánicas, en el núcleo, las pérdidas por efecto Joule, entre otras.

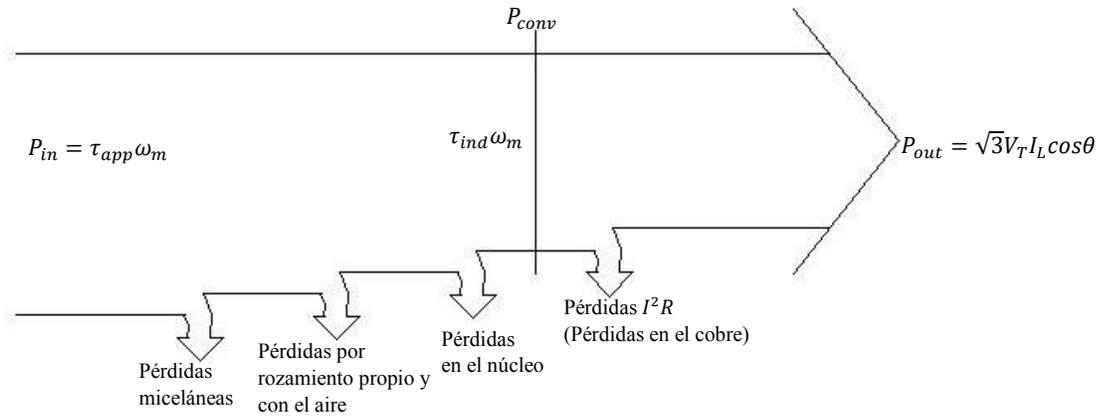


Figura 2.11. Diagrama de flujo de potencia en un generador síncrono [40]

La potencia eléctrica real de salida del generador se puede expresar en cantidades de línea a línea como:

$$P_{out} = \sqrt{3}V_T I_L \cos(\theta) \quad \text{Ecuación 2.1. 17}$$

y en cantidades de fase como:

$$P_{out} = 3V_\phi I_A \cos(\theta) \quad \text{Ecuación 2.1. 18}$$

la potencia reactiva de salida se puede expresar en cantidades de línea a línea como:

$$Q_{out} = \sqrt{3}V_T I_L \sin(\theta) \quad \text{Ecuación 2.1. 19}$$

y en cantidades de fase como:

$$Q_{out} = 3V_\phi I_A \sin(\theta) \quad \text{Ecuación 2.1. 20}$$

Si se ignora la resistencia del inducido R_A , se puede deducir una ecuación muy útil para aproximar la potencia de salida del generador. Para obtener esta ecuación, es indispensable analizar el diagrama de la figura 2.12, que muestra un diagrama fasorial simplificado de un generador en el cual se omite la resistencia estática. Por lo tanto:

$$I_A \cos(\theta) = \frac{E_A \sin(\delta)}{X_S} \quad \text{Ecuación 2.1. 21}$$

al sustituir esta expresión en la ecuación 1.1.18 se obtiene:

$$P = \frac{3V_\phi E_A \sin \delta}{X_S} \quad \text{Ecuación 2.1. 22}$$

Puesto que en la ecuación 2.1.22 se supone que el valor de las reactancias es cero, no hay pérdidas eléctricas en el generador, y esta ecuación es igual para P_{comv} y P_{out} .

La ecuación 2.1.22 muestra que la potencia producida por un generador síncrono depende del ángulo δ entre E_A y V_ϕ . El ángulo δ se conoce como ángulo de par de la máquina. Además, la potencia máxima que puede suministrar el generador ocurre cuando $\delta = 90^\circ$.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{3V_\phi E_A}{X_S} \quad \text{Ecuación 2.1. 23}$$

la máxima potencia indicada por esta ecuación se conoce como límite de estabilidad estática del generador. Normalmente, los generadores reales nunca llegan a estar demasiado cerca de este límite. Los ángulos de par a plena carga más típicos son de entre 15° y 20° .

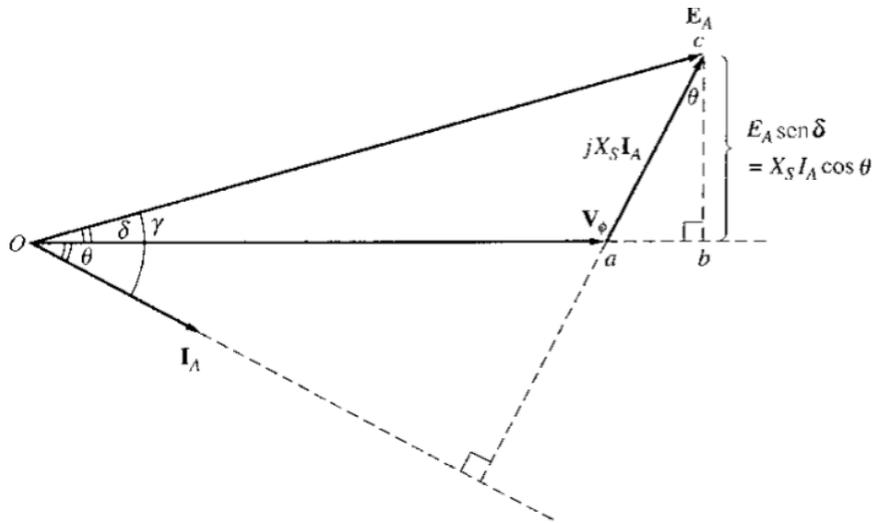


Figura 2.12. Diagrama fasorial simplificado [40]

examinando nuevamente las ecuaciones 2.1.18, 2.1.20 y 2.1.22. Si V_ϕ es constante, la potencia real de salida es directamente proporcional a las cantidades $I_A \cos \theta$ y $E_A \sin \delta$, y la potencia reactiva de salida es directamente proporcional a la cantidad $I_A \sin \theta$. Estos datos son útiles para dibujar los diagramas fasoriales de los generadores síncronos cuando la carga varía.

El par inducido de este generador se puede expresar como:

$$\tau_{ind} = k B_R X B_S \quad \text{Ecuación 2.1. 24}$$

o como

$$\tau_{ind} = k B_R X B_{net} \quad \text{Ecuación 2.1. 25}$$

La magnitud de la ecuación 2.1.25 se puede expresar como:

$$\tau_{ind} = k B_R B_{net} \sin \delta \quad \text{Ecuación 2.1. 26}$$

donde δ es el ángulo entre los campos magnéticos del rotor y el neto (también llamado ángulo de par). Puesto que B_R produce la tensión E_A y B_{net} produce la tensión V_ϕ , el ángulo δ entre E_A y V_ϕ es igual al ángulo δ entre B_R y B_{net} .

Una expresión alternativa para el par inducido en un generados síncrono se puede deducir de la ecuación 2.1.22 debido a que $P_{conv} = \tau_{ind} \omega_m$, el par inducido se puede expresar como:

$$\tau_{ind} = \frac{3 V_\phi E_A \sin \delta}{\omega_m X_S} \quad \text{Ecuación 2.1. 27}$$

esta ecuación describe el par inducido en términos de cantidades magnéticas.

2.2 Generador asíncrono (inducción)

Las máquinas de inducción son motores y generadores cuya corriente de campo magnético se suministra por medio inducción magnética (acción transformadora) en sus devanados de campo.

2.2.1 Máquina de inducción [40]

La máquina de inducción se llama así porque la tensión del rotor (que a su vez produce la corriente y el campo magnético del rotor) se induce en el devanado del rotor sin que existan conexiones físicas por medio de conductores.

El núcleo del rotor de un motor de inducción es de acero laminado en el cual se devanan los conductores de cobre o aluminio de forma total o aproximadamente paralela al eje longitudinal en ranuras o agujeros en el núcleo. Los conductores no necesitan aislarse del núcleo, porque las corrientes inducidas en el rotor siguen la trayectoria de resistencia mínima, es decir, el cobre o aluminio vaciados o los conductores de aleaciones de cobre del devanado del rotor. Existen dos tipos de rotores para las máquinas de inducción: de rotor devanado y tipo jaula de ardilla.

En el tipo de rotor devanado los devanados se conectan en estrella en las máquinas trifásicas. El

extremo de cada uno de los devanados de fase se conecta a anillos rozantes que están aislados del eje del rotor.

En el rotor tipo jaula de ardilla, los conductores de éste están conectados en corto circuito en ambos extremos mediante anillos continuos. Las barras del rotor jaula de ardilla no siempre son paralelas a la longitud axial del rotor, se pueden desviar un cierto ángulo del eje del rotor para evitar los saltos y producir un par más uniforme.

2.2.2 Construcción de la máquina de inducción [40]

Un generador de inducción tiene físicamente el mismo estator que una máquina sincrónica, pero la construcción del rotor es diferente. Como se mencionó con anterioridad, hay dos tipos de rotores que pueden emplearse dentro del estator de la máquina de inducción (rotor jaula de ardilla y rotor devanado).

Un rotor jaula de ardilla consiste en un conjunto de barras conductoras dispuestas entre ranuras labradas en la cara del rotor y cortocircuitadas en cada extremo por anillos de cortocircuitado.

Por otra parte, en el rotor devanado tiene un grupo completo de devanados trifásicos. Las fases de los devanados del rotor están conectadas usualmente en Y, y los extremos de los tres alambres del rotor están unidos a anillos rozantes dispuesto en el eje del rotor. Los devanados del rotor están cortocircuitados a través de escobillas montadas en los anillos rozantes. En las máquinas de inducción de rotor devanado, las corrientes retóricas son accesibles a las escobillas del estator. Es posible obtener ventajas de estos hechos para modificar la característica de par-velocidad. Las máquinas de inducción de rotor devanado son más costosas que los de rotor jaula de ardilla y requieren más mantenimiento debido al desgaste asociado a las escobillas y a los anillos rozantes, es por eso que las máquinas de inducción con rotor devanado son muy poco utilizadas.

2.2.3 Deslizamiento del rotor [40]

La tensión inducida en los devanados del rotor depende de la velocidad relativa del rotor con respecto a los campos magnéticos. Como el comportamiento de la máquina de inducción depende de las tensiones y las corrientes del rotor, es útil hablar en términos de la velocidad relativa entre el rotor y los campos magnéticos, en general se utilizan dos términos para esto: la velocidad de deslizamiento y el deslizamiento.

La velocidad de deslizamiento es la diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad del rotor:

$$\omega_{des} = \omega_{sinc} - \omega_m \qquad \text{Ecuación 2.2. 1}$$

y para el deslizamiento:

$$S = \frac{\omega_{des}}{\omega_{sinc}} = \frac{\omega_{sinc} - \omega_m}{\omega_{sinc}} \quad \text{Ecuación 2.2. 2}$$

donde ω_{des} es la velocidad de deslizamiento en rad/s, ω_{sinc} es la velocidad del campo magnético en rad/s; ω_m es la velocidad del rotor en rad/s.

Es posible expresar la velocidad mecánica del eje del rotor en función de la velocidad síncrona y el deslizamiento como:

$$\omega_m = 1 - S\omega_{sinc} \quad \text{Ecuación 2.2. 3}$$

2.2.4 Frecuencia eléctrica en el rotor [40]

Una máquina de inducción trabaja induciendo tensiones y corrientes en el rotor: por esa razón, a veces se le llama transformador rotante. Como transformador, el primario (estator) induce una tensión en el secundario (rotor), pero a diferencia del transformador, la frecuencia secundaria no necesariamente es la misma que la frecuencia primaria.

Si el rotor de una máquina está bloqueado, el rotor tendrá la misma frecuencia que el estator. Por el contrario, si el rotor gira a velocidad sincrónica, la velocidad en el rotor será cero.

A $\omega_m = 0 \text{ r/min}$, la frecuencia del rotor es igual a la del estator, y el deslizamiento es igual a 1. A $\omega_m = \omega_{sinc}$, la frecuencia del rotor es 0 y el deslizamiento es 0. Para cualquier velocidad intermedia, la frecuencia del rotor es directamente proporcional a la diferencia entre la velocidad del campo magnético ω_{sinc} y la velocidad del rotor ω_m . La frecuencia del rotor está dada por:

$$f_r = S f_e \quad \text{Ecuación 2.2. 4}$$

existen varias formas alternativas útiles de esta expresión. Una de las expresiones más utilizadas se obtiene sustituyendo la ecuación 2.2.2 en la ecuación 2.2.4 y sustituyendo luego por ω_{sinc} en el denominador de la expresión.

$$f_r = \frac{\omega_{sinc} - \omega_m}{\omega_{sinc}} f_e \quad \text{Ecuación 2.2. 5}$$

pero, $\omega_{sinc} = 120f_e/P$ tal que

$$f_r = (\omega_{snc} - \omega_m) \frac{P}{120f_e} f_e \quad \text{Ecuación 2.2. 6}$$

Entonces

$$f_r = \frac{P}{120} (\omega_{snc} - \omega_m) \quad \text{Ecuación 2.2. 7}$$

2.2.5 Circuito equivalente del motor de inducción [40]

Para operar, un motor de inducción depende de la inducción de tensión y corriente en se circuito rotor desde el circuito del estator (acción transformadora). Debido a que la inducción de tensión y corriente en el circuito del rotor de un motor de inducción es en esencia una operación de transformación. El circuito equivalente de un motor de inducción se produce de forma muy similar al circuito equivalente de un transformador. Un motor de inducción es llamada máquina de excitación única. Puesto que a que la potencia es suministrada sólo al circuito del estator. Debido a que un motor de inducción no tiene circuito de campo independiente, su modelo no contiene una fuente de tensión interna como en la máquina sincrónica.

2.2.6 Modelo transformador del motor de inducción [40]

La figura 2.13 muestra un circuito equivalente transformador, por fase, la cual representa la operación de un motor de inducción. Como en cualquier transformador existe cierta resistencia y auto inductancia en los devanados primarios (del estator), las cuales deben ser representadas en el circuito equivalente de la máquina. La resistencia del estator se llamará R_1 y la reactancia de dispersión será X_1 . Estas dos componentes aparecen justo a la entrada en el modelo del a máquina.

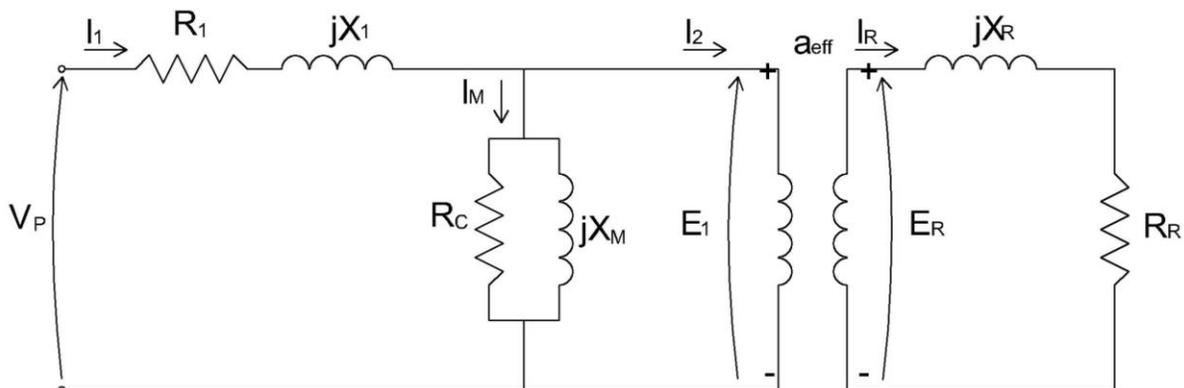


Figura 2.13. Modelo transformador de inducción con el rotor y el estator conectados por un transformador ideal de relación de vueltas a_{eff} [40]

Así mismo, como cualquier transformador con núcleo de hierro, el flujo en la máquina está relacionado con la integral de tensión aplicado E_1 . La curva de la fuerza magneto motriz contra el flujo (curva de magnetización) para está máquina es comparada a la curva similar para un

transformador de potencia. En la figura 2.14. La pendiente de la curva fuerza magnetomotriz flujo del motor de inducción es menos pronunciada que la de un transformador. Esto se debe a la existencia de un entrehierro en el motor de inducción, el cual aumenta gradualmente la reactancia del camino del flujo y reduce, por tanto, el acoplamiento entre los devanados primario y secundario. Una mayor reluctancia ocasionada por el entrehierro significa que se necesita más corriente de magnetización para obtener un nivel de flujo dado.

Entonces, la reactancia de magnetización X_M en el circuito equivalente tendrá mucho menor valor (o la susceptancia B_M tendrá mucho mayor valor) que en un transformador normal.

La tensión primaria interna del estator E_1 está acoplada al secundario E_R por un transformador ideal con relación efectiva de vueltas a_{eff} . La relación efectiva de vueltas a_{eff} es fácil de determinar en un motor de rotor devanado, es la relación entre conductores por fase del estator y los conductores por fase del rotor, modificada por las diferencias dadas por los factores de paso y distribución. En el caso de un rotor de jaula de ardilla, es un poco difícil ver con claridad a_{eff} debido a que no hay devanados distintos en este rotor. En todo caso, hay una relación efectiva de vueltas para el motor.

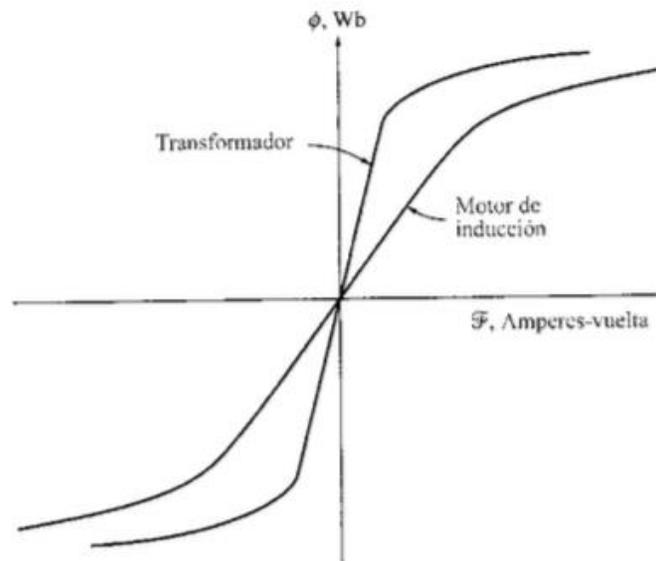


Figura 2.14. Curva de magnetización de un motor de inducción comparada con la del transformador [40]

La tensión E_g producida en el rotor ocasionada a su vez un flujo de corriente en el circuito rotor cortocircuitado (o secundario) de la máquina.

Las impedancias primarias y las corrientes de magnetización del motor de inducción son muy similares a las componentes correspondientes en el circuito equivalente del transformador. Un circuito equivalente del motor de inducción difiere del circuito equivalente del transformador en los efectos de variación de la frecuencia del rotor sobre la tensión del rotor E_R y las impedancias del rotor R_R y jX_R .

2.2.7 Circuito modelo del rotor [40]

En un motor de inducción, cuando se aplica una tensión a las bobinas del estator, se induce una tensión en los devanados del rotor de la máquina. En general, entre mayor sea el movimiento relativo entre los campos magnéticos del rotor y del estator, mayor será la tensión resultante en el rotor y la frecuencia del rotor. El mayor movimiento relativo ocurre cuando el rotor se encuentra estático, condición llamada rotor bloqueado, de modo que en estas condiciones se induce la máxima tensión y la máxima frecuencia del rotor. La tensión mínima (0 V) y la mínima frecuencia (0 Hz) ocurren cuando el motor se mueve con la misma velocidad que el campo magnético del estator, caso donde no hay movimiento relativo. La magnitud y frecuencia de la tensión inducida en el rotor a cualquier velocidad entre estos extremos es directamente proporcional al deslizamiento del rotor. Entonces, si la magnitud de la tensión inducida del rotor en condiciones de rotor bloqueado se llama E_{R0} , la magnitud de la tensión inducida para cualquier deslizamiento estará dada por la ecuación:

$$E_R = S E_{R0} \quad \text{Ecuación 2.2. 8}$$

y la frecuencia de la tensión inducida para cualquier valor de deslizamiento estará dada por la ecuación:

$$f_r = S f_e \quad \text{Ecuación 2.2. 9}$$

la tensión es inducida en un rotor que contiene tanto resistencia como reactancia. La resistencia del rotor R_R es constante (excepto por el efecto pelicular o superficial), independientemente del deslizamiento, mientras que la reactancia del rotor se afecta de manera más complicada por el deslizamiento.

La reactancia de un rotor de motor de inducción depende de la inductancia del rotor y de la frecuencia de la tensión y corriente del rotor. Si la inductancia del rotor es L_g , la reactancia del rotor está dada por:

$$X_R = \omega_r L_R = 2\pi f_r L_R \quad \text{Ecuación 2.2. 10}$$

por la ecuación 2.2.9, tal que

$$X_R = 2\pi S f_e L_R$$

$$X_R = S(2\pi f_e L_R)$$

$$X_R = S X_{R0} \quad \text{Ecuación 2.2. 11}$$

donde X_{R0} es la reactancia del rotor en estado bloqueado.

El circuito equivalente resultante del rotor se muestra en la figura 2.15. El flujo de corriente en el rotor se puede encontrar como:

$$I_R = \frac{E_R}{R_R + jX_R} \quad \text{Ecuación 2.2. 12}$$

$$I_R = \frac{E_R}{R_R + jsX_{R0}} \quad \text{Ecuación 2.2. 12}$$

$$I_R = \frac{E_{R0}}{\frac{R_R}{s} + jX_{R0}} \quad \text{Ecuación 2.2. 13}$$

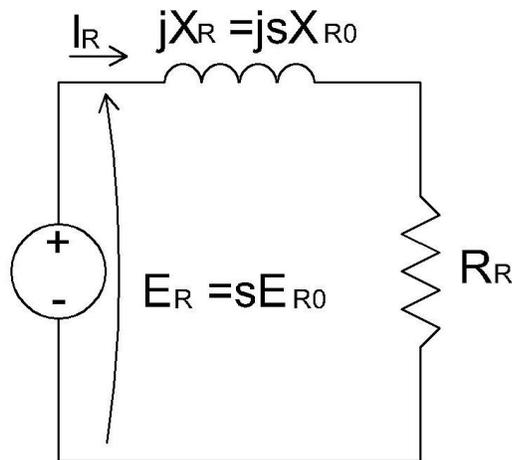


Figura 2.15 Circuito modelo del rotor de un motor de inducción [40]

De la ecuación 2.2.13, es posible tratar todos los efectos del rotor debidos a las variaciones de la velocidad rotórica como ocasionados por una impedancia variable alimentada con potencia desde una fuente de tensión constante E_{R0} . La impedancia equivalente del rotor desde este punto de vista es:

$$Z_{R,eq} = \frac{R_R}{s} + jX_{R0} \quad \text{Ecuación 2.2. 14}$$

y el circuito equivalente del rotor que utiliza esta convención se muestra en la figura 2.16. En el circuito equivalente de la figura 2.16, la tensión del rotor es constante E_{g0} V y la impedancia del rotor $Z_{g,eq}$ contiene todos los efectos de la variación del deslizamiento del rotor.

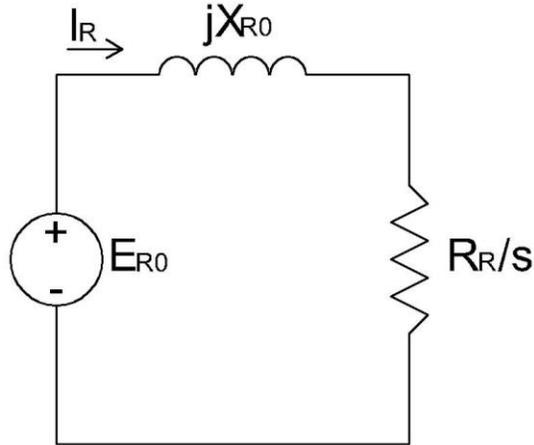


Figura 2.16. Circuito modelo del rotor con todos los efectos de frecuencia (deslizamiento) concentrados en la resistencia R_g [40]

2.2.8 Circuito equivalente final [40]

Para producir el circuito equivalente por fase final de un motor de inducción, es necesario referir al lado del estator la parte del modelo correspondiente al rotor. El circuito modelo del rotor que será referido al lado del estator se muestra en la figura 2.16, el cual tiene todos los efectos de la variación de la velocidad concentrados en el término de impedancia.

En un transformador normal, las tensiones las corrientes y las impedancias del lado secundario pueden ser referidas al lado primario mediante la relación de transformación:

$$V_P = V'_S = aV_S \quad \text{Ecuación 2.2. 15}$$

$$I_P = I'_S = \frac{I_S}{a} \quad \text{Ecuación 2.2. 16}$$

y

$$Z'_S = a^2 Z_S \quad \text{Ecuación 2.2. 17}$$

donde el superíndice prima se aplica a los valores de tensión, corriente e impedancia referidos.

Se puede hacer la misma clase de transformación para el circuito del rotor del motor de inducción. Si la relación efectiva de transformación de un motor de inducción es a_{eff} , la tensión transformado del rotor es:

$$E_1 = E'_R = a_{eff} E_{R0} \quad \text{Ecuación 2.2. 18}$$

la corriente rotórica es:

$$I_2 = \frac{I_R}{a_{eff}} \quad \text{Ecuación 2.2. 19}$$

y la impedancia rotórica es:

$$Z_2 = a_{eff}^2 \left(\frac{R_R}{S} + jX_{R_0} \right) \quad \text{Ecuación 2.2. 20}$$

si definimos ahora

$$R_2 = a_{eff}^2 R_R \quad \text{Ecuación 2.2. 21}$$

$$X_2 = a_{eff}^2 X_{R_0} \quad \text{Ecuación 2.2. 22}$$

el circuito equivalente final por fase del motor de inducción corresponde a la figura 2.17.

La resistencia rotórica R_R y la reactancia del rotor en estado bloqueado X_{R_0} son muy difíciles o imposibles de determinar de manera directa en los rotores jaula de ardilla; así mismo, también es difícil obtener la relación de transformación a_{eff} en los rotores jaula de ardilla. Sin embargo, es posible hacer ediciones que darán directamente los valores referidos de resistencia R_2 y la reactancia X_2 aunque R_g , X_{g_0} y a_{eff} no se conozcan por separado.

2.2.9 Pérdidas en el motor de inducción [40]

En el modelado del motor de inducción se deben tener en cuenta las pérdidas que ocurren en el motor real, los principales aspectos que deben considerarse para la construcción del modelo son:

- 1.- Pérdidas en el cobre. Son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados del estator y del rotor, son proporcionales al cuadrado de la corriente respectiva en los devanados.
- 2.- Pérdidas por corrientes parásitas. Son pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del estator, son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al motor.
- 3.- Pérdidas por histéresis. Están relacionadas con los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo.
- 4.- Flujo disperso. Son los flujos que escapan del núcleo y del rotor y pasan únicamente a través de uno de los devanados del estator.

El modelado de las pérdidas en el cobre, son pérdidas resistivas tanto en el estator como en el rotor,

se modelan colocando una resistencia en el circuito del estator y una resistencia en el circuito del rotor. El flujo disperso es modelado por una inductancia en el estator y otra en el rotor, la corriente de magnetización puede modelarse por una reactancia conectada a través de la fuente de voltaje de estator. El modelado de las pérdidas en el núcleo debidas al fenómeno de histéresis y corrientes parásitas, pueden ser modeladas por una resistencia R_C .

En la práctica es más fácil trabajar con un modelo que represente los valores del rotor referidos al estator, por ello, para establecer el circuito equivalente definitivo por fase del motor de inducción, es necesario referir la parte del modelo del rotor al estator.

2.2.10 Generador de inducción [40]

La figura 2.17, muestra la curva de par velocidad de la máquina de inducción. En esta se indica hasta qué punto del par máximo el par es proporcional al deslizamiento, es decir, a medida que disminuye el deslizamiento disminuye el par. Cuando el deslizamiento es cero, a la velocidad síncrona, el par es cero.

Si una máquina de inducción se impulsa a una velocidad superior a la síncrona, es decir, un deslizamiento negativo, esta se comporta como generador de inducción. La transición de motor a generador es función del deslizamiento.

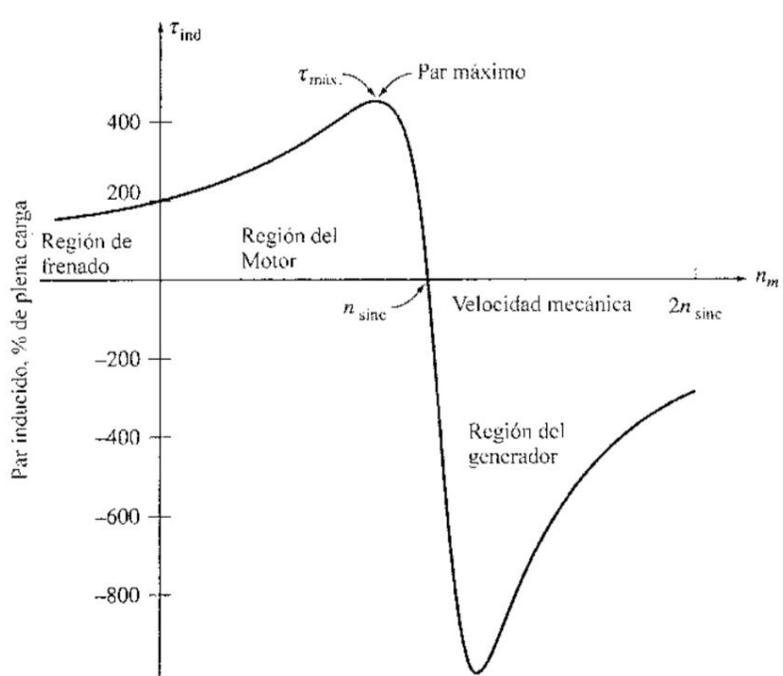


Figura 2.17. Curva característica par-velocidad de una máquina de inducción [40]

En el modo motor, el deslizamiento varió desde 0% en vacío hasta 100% a rotor bloqueado.

Suponiendo que en modo motor esté trabajando a velocidad y carga nominal con un deslizamiento cercano a cero; si por alguna razón la carga que se impulsa acelera el motor o de alguna manera llega a disminuir la velocidad síncrona, el deslizamiento se reduce a cero y a valores negativos. En este caso, la velocidad del rotor es mayor que la síncrona y la máquina trabaja como generador, proporcionando energía eléctrica. La salida del generador de inducción depende de la magnitud del deslizamiento negativo.

Debido a que el generador de inducción no tiene un circuito independiente para su excitación, no puede producir potencia reactiva, de hecho, él consume potencia reactiva y para mantener el campo magnético de su estator necesita estar conectado permanentemente a una fuente exterior de potencia reactiva, esta fuente también debe controlar el voltaje en terminales del generador.

La gran ventaja del generador de inducción es su simplicidad, éste no necesita un circuito de campo separado y no debe estar trabajando continuamente a una velocidad fija. El hecho de que no requiera de una regulación precisa hace de este generador una buena elección para molinos de viento, sistemas de recuperación de calor y fuentes similares de potencia suplementaria conectadas a un sistema de potencia existente.

2.2.10.1 Pérdidas eléctricas y eficiencia del generador de inducción de rotor devanado [42]

Las pérdidas eléctricas son las siguientes:

- Pérdidas en el devanado del estator: P_{cos}
- Pérdidas en el devanado del rotor: P_{cor}
- Pérdidas en el núcleo del estator: P_{ironS}
- Pérdidas en el núcleo del rotor: P_{ironR}
- Pérdidas superficiales en el núcleo del estator: P_{iron}^{SS}
- Pérdidas superficiales en el núcleo del rotor: P_{iron}^{RR}
- Pérdidas de flujo pulsante en el estator: P_{iron}^{SP}
- Pérdidas de flujo pulsante en el rotor: P_{iron}^{RP}
- Pérdidas de anillos rozantes y escobillas: P_{srb}

El efecto piel representa una parte muy pequeña en las pérdidas, por eso puede ser considerando en el coeficiente de corrección $K_R = 1.037$, para el rotor, el efecto piel se desprecia, debido a la frecuencia máxima $S_{m\acute{a}x}f_1 = 0.25f_1$. En todo caso, este efecto es más pequeño en el estator, debido a que las ranuras del rotor no son tan profundas como las del estator.

$$P_{cos} = 3K_R R_S I_{SN}^2$$

Ecuación 2.2. 23

donde

R_S =Resistencia de fase

I_{SN} = Corriente nominal del estator

Las pérdidas en los anillos rozantes y las escobillas son fáciles de determinar si se tiene la caída de tensión en ellas, $V_{SR} \approx 1V$. Consecuentemente,

$$P_{sr} = 3V_{SR} I_R^R$$

Ecuación 2.2. 24

donde

I_R^R = Corriente del rotor a máximo deslizamiento.

Al calcular las pérdidas en el núcleo del estator, los dientes devanados G_{ts} y G_{CS} son necesarias:

$$G_{ts} = \left\{ \frac{\pi}{4} [(D_{is} + 2(h_{su} + h_{sw}))^2 - D_{is}^2] - N_s * (h_{su} + h_{sw}) \right\} l_i \gamma_{iron}$$

Ecuación 2.2. 25

donde

D_{is} = Diámetro del estator

h_{su} = Altura útil de la ranura

h_{sw} = Altura de la pestaña

N_s = Número de polos en el estator

l_i = Longitud de la ranura

γ_{iron} = Peso específico del hierro

$$G_{cs} = \pi(D_{out} - h_{cs}) * h_{cs} * l_i \gamma_{iron}$$

Ecuación 2.2. 26

donde

D_{out} = Diámetro externo del estator

h_{cs} = Altura del núcleo del estator

Las pérdidas en el núcleo del estator, considerando la influencia mecánica por algunos factores como $K_t = 1.6 - 1.8$ y $K_y = 1.3 - 1.4$, serían:

$$P_{irons} \approx P_{10/50} \left(\frac{f_1}{50} \right)^{1.5} (K_t B_{ts}^2 G_{ts} + K_y B_{cs}^2 G_{cs}) \quad \text{Ecuación 2.2. 27}$$

donde

B_{ts} = Densidad de flujo en los dientes del estator

B_{cs} = Densidad de flujo en el estator

Las pérdidas en el núcleo del rotor podrían ser calculados de la misma forma, pero con f_1 remplazada por Sf_1 , e introduciendo el correspondiente peso y densidad de flujo del núcleo del rotor.

Mientras el deslizamiento máximo es de 0.25, incluso el peso bajo del rotor puede ser compensado por un flujo magnético grande, las pérdidas en el hierro del rotor se determinan por medio de la ecuación:

$$P_{ironR} < S_{máx}^2 P_{irons} \quad \text{Ecuación 2.2. 28}$$

Adicionalmente las pérdidas superficiales y pulsantes en el núcleo, conocidas como pérdidas de cargas parasitas, dependen del espacio entre el estator y el roto, en el diseño de estas máquinas, las pestañas de los polos magnéticos reducen este espacio y como consecuencia se reducen las pérdidas superficiales del núcleo. Por la misma razón, el coeficiente de Carter K_{c1} y K_{c2} son pequeños.

Consecuentemente, todas las pérdidas adicionales son muy pequeñas, alrededor de 0.5% del valor de la potencia nominal del estator:

$$P_{add} = P_{iron}^{SS} + P_{iron}^{SR} + P_{iron}^{SP} + P_{iron}^{RP} \quad \text{Ecuación 2.2. 29}$$

Así, las pérdidas eléctricas son:

$$\sum P_e = P_{cos} + P_{cor} + P_{irons} + P_{ironR} + P_{ad} + P_{sr} \quad \text{Ecuación 2.2. 30}$$

Despreciando las pérdidas mecánicas, eficiencia eléctrica η_e es:

$$\eta_e = \frac{P_{SN} + P_{RN}}{P_{SN} + P_{RN} + \sum P_e} \quad \text{Ecuación 2.2. 31}$$

donde

P_{SN} = Potencia nominal del estator

P_{RN} = Potencia nominal del rotor

Esta es una aproximación, pero esta expresión es una expresión reducida. Ahora es posible realizar el rediseño con los mínimos esfuerzos cortantes del rotor, densidades pequeñas de corriente y finalmente incrementar la eficiencia para rotores de mayor tamaño. La longitud de las ranuras también es la clave para realizar mejoras.

2.3 Generador de imanes permanentes [43][44] [47]

Un generador de imanes permanentes es un generador síncrono en el que se sustituye el devanado de excitación, normalmente en el rotor, por un sistema formado por imanes permanentes que suministran un campo de excitación constante.

Estos generadores son usualmente utilizados en aerogeneradores que tienen capacidades de hasta 1kw. Su operación es parecida a los generadores síncronos, sin embargo, son controladas asincrónicamente, es decir, generalmente no se conectan directamente a la red.

La construcción de este tipo de generadores se ha realizado en tres variantes en cuanto a velocidades baja, media y alta velocidad.

Los generadores de alta velocidad se acoplan a la turbina a través de una caja multiplicadora, de manera que el generador de imanes permanentes será una máquina pequeña pensada para altas velocidades y mecánicamente similar a los generadores más convencionales, y con pocos pares de.

Los generadores de velocidad media, también se incluye una caja multiplicadora, pero esta de menor tamaño, de manera que la potencia llega a la máquina en forma de velocidad no tan rápida, pero con mayor par. Consecuentemente, el generador será de más pares de polos y de mayor tamaño.

Finalmente, la opción más interesante en la actualidad es el generador de baja velocidad. Esta es la configuración utilizada por algunos fabricantes de aerogeneradores actuales que utilizan generadores síncronos con rotor devanado.

Esta configuración se caracteriza por no contar con caja multiplicadora, con lo que la potencia llega al eje del rotor del generador en forma de baja velocidad, pero con un gran par, según la expresión:

$$P = T\omega \quad \text{Ecuación 2.3. 1}$$

donde

P = Potencia en [w]

T=Par en [Nm]

ω =Velocidad de rotación en [rad/s]

La baja velocidad de rotación y el gran par, hacen que la máquina resultante sea muy grande y con muchos pares de polos, resultando una máquina muy cara, especialmente para potencias muy grandes. Es por eso que es en este tipo de configuración donde tiene sentido el diseño de una máquina en la que el uso de imanes permanentes de gran densidad de campo consigue reducir las dimensiones de la máquina, consiguiendo gran número de pares de polos en un rotor menor, lo que genera una reducción del costo a pesar del alto precio que tienen los imanes.

Según la dirección del campo magnético generado y la disposición de los imanes, se distinguen entre varios tipos de generadores.

2.3.1 Pérdidas [41]

Las pérdidas en el generador pueden dividirse en pérdidas magnéticas, pérdidas eléctricas y pérdidas mecánicas.

Para el cálculo de las pérdidas magnéticas, es decir, las pérdidas en el hierro, pueden calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{hierro} = kPerd_{FEO} \left(\frac{f}{f_0} \right)^{\frac{3}{2}} \left(m_d \left(\frac{B_d}{B_0} \right)^2 + m_{ce} \left(\frac{B_{ce}}{B_0} \right)^2 \right) \quad \text{Ecuación 2.3. 2}$$

donde

$Perd_{FEO}$ = Pérdidas en el hierro por unidad de masa a una frecuencia (f_0) y una inducción determinada (B_0)

k = Coeficiente que tiene en cuenta las pérdidas adicionales en el hierro y el incremento de pérdidas que se producen en el punzado y en la manipulación de la chapa magnética

f = Frecuencia de operación

B_d = Inducción máxima en los dientes

B_{ce} = Inducción máxima en la corona del estator

m_d = Masa de los dientes

m_{ce} = Mas de la corona del estator

El valor de la inducción máxima en la corona del estator y en los dientes no varía significativamente, por lo que, se puede confirmar que estas pérdidas varían principalmente en función de la frecuencia.

En cuanto al cálculo de las pérdidas eléctricas debidas al efecto Joule en el devanado. Estas pérdidas dependen de la intensidad de corriente que circula por cada una de sus fases.

$$P_{cobre} = mR_{fase} I_{ad}^2 \quad \text{Ecuación 2.3. 3}$$

Finalmente, las pérdidas mecánicas se pueden dividir entre las causadas por la fricción en los rodamientos y la fricción con el aire producido por el giro del rotor. Además, estas pérdidas también varían en función de la velocidad de giro.

$$P_{cojinetes} = 0.15n \left(\frac{N}{1000} \right) d_c^2 \quad \text{Ecuación 2.3. 4}$$

$$P_{rozaire} = k_p D_r (L + 0.6\tau_p) v_t^2 \quad \text{Ecuación 2.3. 5}$$

donde

n = Número de cojinetes

d_c = Diámetro del eje

k_p =Coeficiente de valor 10, por tratarse de una máquina síncrona

v_t = Velocidad tangencial del rotor

Capítulo 3

Condiciones operativas del Sistema de Transporte Colectivo Metro

3.1 Sistema de transporte colectivo metro

El Sistema de Transporte Colectivo metro es un medio de transporte de suma importancia para la movilidad de la Ciudad de México, el cual transporta diariamente aproximadamente a 4.135 millones de pasajeros que utilizan este medio de transporte para trasladarse hacia sus lugares de trabajo o escuela.

Este sistema está compuesto por un total de 12 líneas integradas por 226 km de vías de servicios y 275 trenes en servicio las cuales consumen 97.83 miles de kilowatts de energía mensualmente, además cuenta con 195 estaciones, de las cuales 44 son estaciones de correspondencia y 12 estaciones terminales de correspondencia que figuran como un nodo de captación o ruptura de carga. La red cuenta con 115 estaciones subterráneas 54 y 26 elevadas. Además, se recorren mensualmente 122.9 miles de kilómetros. (INEGI enero 2016).

3.2 Línea 7 del Sistema de Transporte Colectivo metro

En particular se analiza esta línea del sistema de transporte colectivo metro debido a que esta línea cuenta con inter estaciones que son de gran longitud y debido a este hecho permite captar mayor cantidad de energía del viento durante su recorrido dentro de los túneles, además de que prácticamente todas sus estaciones son subterráneas (excepto una).

Esta línea tiene una longitud de 18.784 km, de los cuales 17.011 km son para servicio y el resto de maniobras. Se integra por 14 estaciones, 3 de ellas de correspondencia (incluida una de sus terminales), 10 de paso y una terminal; del total, 13 estaciones son subterráneas y una superficial.

Esta línea cuenta con trenes de 9 carros con los cuales ofrece el servicio. Los trenes de 9 carros cuentan con 18 bugies, 24 motores de corriente continua de 128 kW, 216 lámparas y 63 ventiladores. las lámparas y ventiladores utilizados son de 36 y 75 W, respectivamente alimentados a 220V.

El consumo mensual de energía eléctrica en kWh desglosado por mes de esta línea durante el año 2015 se muestra en la tabla 3.1.

2015			
Mes	Consumo kWh de la línea 7		
	Tracción	Alumbrado	Total
Enero	5,012,695	1,412,730	6,425,425
Febrero	4,410,873	1,267,292	5,678,165
Marzo	4,912,390	1,401,285	6,313,675
Abril	4,845,199	1,348,350	6,193,549
Mayo	4,927,317	1,382,192	6,309,509
Junio	4,997,563	1,359,496	6,357,059
Julio	5,110,686	1,401,206	6,511,892
Agosto	5,160,635	1,399,483	6,560,118
Septiembre	5,052,994	1,362,617	6,415,611
Octubre	5,326,905	1,475,230	6,802,135
Noviembre	4,951,715	1,408,559	6,360,274
Diciembre	5,071,042	1,441,178	6,512,220
	59,780,014	16,659,618	76,439,632

Tabla 3.1. Consumo de energía de la línea 7, 2015

Por otra parte, la cantidad y capacidad de subestaciones con las que cuenta la línea 7 del metro se presentan en la tabla 3.2.

Subestaciones eléctricas en línea 7	
Cantidad	Capacidad (kVA)
32	150
2	300
22	500
4	752

Tabla 3.2. Subestaciones eléctricas de la línea 7

Nota: toda la información mencionada en el punto 3.2 fue proporcionada vía correo electrónico por las oficinas del sistema de transporte colectivo metro a través de INFOMEX y plasmada en el anexo B de este documento.

3.3 Descripción del problema

En la actualidad se consume una gran cantidad de energía eléctrica correspondiente a los sistemas de iluminación. En el caso particular del Sistema de Transporte Colectivo Metro un tren constituido por 6 vagones consume una potencia de 6013.8W, mientras que un tren constituido por 9 vagones consume 9055.2W.

Esta energía consumida representa una cantidad monetaria considerable, que bien pudiera ser invertida en un sistema que suministrara una parte o la totalidad de dicha carga con un costo menor y

así contribuir a la reducción de carga eléctrica que el sistema eléctrico nacional debe de suministrar y hasta cierto punto disminuir las emisiones de gases efecto invernadero que las grandes centrales eléctricas desecha en el proceso de generación.

Ya que para producir 1kwh se genera 1kg de dióxido de carbono la cantidad de este contaminante que se podría dejar de emitir al medio ambiente en un periodo de un año abasteciendo de energía eléctrica el sistema de iluminación de un tren con 6 carros es de 40.7 toneladas aproximadamente de bióxido de carbono que de igual marea representan 40.7MWh que las centrales eléctricas dejarían de producir, mientras que la cantidad de dióxido de carbono que se dejaría de emitir a la atmosfera de igual forma abasteciendo el sistema de iluminación de un tren de 9 carros es de 61.3 toneladas de bióxido de carbono que también corresponden a 61.3MWh dejados de producir por las centrales eléctricas [36].

Es por eso que para poder dar solución el suministro de energía eléctrica de manera más limpia, confiable y con menor costo se propone la implementación de un sistema de microgeneración que utiliza un recurso renovable, que además es producido por el mismo movimiento de los trenes del STC que día con día brindan servicio a miles de usuarios, como lo es el viento.

Para poder aprovechar este recurso es indispensable la adaptación de un tipo de turbina de viento en los trenes que capten la energía del mismo y la trasformen en energía eléctrico que pueda ser aprovechada por la carga a alimentar.

3.4 Normatividad

Para brindar seguridad en cualquier sistema que involucre energía eléctrica existe cierta normatividad que proporciona los requisitos para que el sistema sea seguro. Un sistema eléctrico eólico no es la excepción y para este existe cierta normatividad que lo regula, dicha normatividad aparte de regular el sistema eléctrico que este contiene, también regula su proceso de fabricación.

La elaboración de normas que rigen la operación, puesta en servicio y fabricación de aerogeneradores comenzó en el año de 1980. La primera publicación consistió en un conjunto de normas para la certificación elaborado por Germanischer Lloyd en 1986 [37].

Estas normas fueron mejoradas posteriormente con conocimientos adquiridos, conducidos la publicación de Regulation for the Certification of Winf Energy Convesion Systems por Germanischer Lloyd en 1993. esto posteriormente fue modificado por suplementos expedidos en 1994 y 1998.

Por otra parte, The International Electromechanical Commission (IEC) comenzó a trabajar en el primer estándar internacional en 1988, publicándose la IEC-1400-1 Wind Turbines Generator System-Part 1 Safety Requirements en 1994. Posteriormente se reeditó originándose la IEC-61400-1[37].

Parte de la normatividad que rige a estos sistemas en la actualidad se presenta a continuación:

NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas Utilización

Artículo 694

Este artículo engloba los sistemas eólicos, de hasta 100kW y establece que estos sistemas pueden ser de corriente alterna o corriente continua además de pueden ser instalados con otra fuente de generación con o sin almacenamiento de energía.

Artículo 694-7

- a) **Sistemas eléctricos eólicos pequeños.** Se permitirán sistemas eléctricos eólicos pequeños para alimentar un edificio u otra estructura, en adición a cualquier servicio de otro sistema de suministro eléctrico.

Estos artículos son algunos de los cuales rigen a los sistemas eólicos sin embargo el artículo 694 en general trata los siguientes aspectos de los sistemas eólicos-

Aspectos generales, requisitos del circuito, medios de desconexión, métodos de alambrado, puesta a tierra, marcado, conexión con otras fuentes, baterías de almacenamiento y sistemas de más de 600V.

IEC-61400-1 Wind turbines: Design requirements

Esta norma trata sobre los requisitos mínimos de diseño de las turbinas de viento y abarca todos los subsistemas como los mecanismos de control y protección, sistemas eléctricos internos, sistemas mecánicos y estructura de soporte.

Esta norma contiene también los requisitos para asegurar los sistemas de estructura, mecánicos, eléctricos y control que son aplicables en el diseño, manufactura, instalación operación y mantenimiento asociados al proceso de gestión de calidad.

IEC-61400-2 Small Turbines

Se encarga de la filosofía de seguridad, control de calidad, y la integridad de la ingeniería y especifica los requisitos de seguridad de pequeños aerogeneradores incluyendo el diseño, instalación,

mantenimiento y operación bajo condiciones externas específicas. Esto proporciona el nivel adecuado de protección contra el daño de los peligros de estos sistemas durante su tiempo de vida. Esta norma abarca todos los subsistemas de los pequeños aerogeneradores como el mecanismo de protección, el sistema eléctrico interno, el sistema mecánico, la estructura de soporte, cimientos y las conexiones eléctricas con carga.

IEC-61400-11 Wind Turbines: Acoustic Noise Measurement

Esta norma presenta procedimientos adecuados de medición de las emisiones de ruido de una turbina de viento a caracterizar, utilizando métodos adecuados para la evaluación de ruido localizados cerca de la máquina, pero lo suficientemente lejos para determinar la cantidad de ruido producido, utilizando una serie de pasos que evitan errores debidos a la propagación del sonido.

Estos procedimientos facilitan la caracterización del ruido producido con respecto a una gama de velocidades de viento y su dirección.

Los procesos de evaluación de emisiones de ruido de esta norma facilitan la comparación entre turbinas de viento y permiten verificar si la cantidad de ruido emitida por las mismas se encuentra dentro de los estándares permitidos.

IEC-61400-12 Wind Turbines: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines.

Esta norma especifica el procedimiento para medir el rendimiento energético característico de un aerogenerador y aplicado a la prueba de aerogeneradores de todos los tipos y tamaños conectados a la red eléctrica.

IEC-61400-22 Wind Turbines: Conformity Testing and Certification

Define las reglas y procedimientos para el proceso de certificación de los aerogeneradores, este proceso comprende la certificación de aerogeneradores y proyectos en tierra o altamar. Este sistema especifica las reglas para la gestión y procedimiento a llevar a cabo para la evaluación de la conformidad de aerogeneradores y pasques eólicos.

Capítulo 4

Desarrollo para evaluar la factibilidad del sistema de aerogeneración

4.1 Metodología a seguir

Con la finalidad de obtener resultados esperados se procede a seguir la metodología que a continuación se describe:

1. Estudio de cargas.
Se realiza un estudio de la carga de iluminación y aire acondicionado instalada en los trenes del sistema de transporte colectivo con la finalidad de determinar la cantidad de energía que el sistema debería de suministrar para alimentar dicha carga.
2. Selección de ubicación del aerogenerador.
Se realiza una inspección y análisis de las áreas potenciales con las que cuentan los trenes del sistema de transporte colectivo con la finalidad de selección el área más adecuada para la instalación del sistema de aerogeneración.
3. Velocidad de viento.
Determinar por medio de mediciones directas (con ayuda de un anemómetro) o curvas de operación de los trenes la velocidad de viento disponible para generar energía eléctrica.
4. Tipo de aerogenerador.
Posteriormente se procede a seleccionar el tipo de aerogenerador (de eje horizontal o vertical) y capacidad del mismo que mejor se adecue las dimensiones del aérea disponible, las velocidades de viento determinadas, la cantidad de energía que se desea suministrar y los aerogeneradores disponibles en el mercado para proceder a realizar el análisis con las características particulares del aerogenerador.
5. Tiempos de generación.
Para comenzar a realizar el análisis se determina el tiempo en que el aerogenerador se encontrará en operación con ayuda de los tiempos que los trenes del transporte colectivo se encuentran en movimiento, así como la cantidad de recorridos que los trenes realizan cada día, particularizando los tiempos para la línea en la que se seleccione la instalación del sistema.
6. Cálculo de energía.
Una vez obtenidos los parámetros anteriormente mencionados se procede a calcular la velocidad promedio de los trenes y a su vez la del viento que permite realizar el cálculo de la energía promedio que el aerogenerador será capaz de suministrar. Por otra parte, también se determinará el comportamiento de las variables de energía del aerogenerador como son potencia aparente, potencia real, factor de potencia y corriente generada para diferentes instantes de tiempo, en los cuales el aerogenerador se encuentra en operación, así como las gráficas que describen el comportamiento de los parámetros obtenidos.
7. Estudio económico
Se realiza un estudio económico con la finalidad de determinar si la implementación del sistema genera beneficios económicos, utilizando como base la energía generada por el aerogenerador y el régimen de tarifa con que el sistema de transporte colectivo cuenta además

de determinar si el proyecto proporciona otro tipo de beneficio y proponer alternativas para la instalación del sistema que pudieran hacer un uso más eficiente de la energía cinética del viento que generan los trenes cuando estos se encuentran en movimiento.

4.2 Características de la zona de aplicación

Las condiciones actuales que se tienen en los trenes del STC son que en el frente de estos se cuenta con muy poco espacio para la instalación del aerogenerador. En los modelos de los trenes que cuentan con un espacio en la parte de enfrente (o trasera) de la cabina que a simple vista cuenta con un potencial considerable para que un aerogenerador de eje vertical sea colocado, este se encuentra utilizado por equipo de control del tren que impide la instalación de la microturbina como se muestra en la figura 4.1.



Figura 4.1. Frente de la cabina del tren 357

Por otra parte, se considera que es inviable realizar modificaciones a esta parte del tren ya que se generaría un gasto elevado, razón principal por la cual no se considera realizar modificaciones, además el personal del STC no lo permite, debido a la importancia del equipo que se encuentra instalado en esa zona.

Otra alternativa con la que se cuenta para realizar la instalación de una micro turbina es en la parte baja del tren, donde se encuentra el buggy, sin embargo, se cuenta con grandes limitantes de espacio y de métodos de instalación de la micro turbina, además de que se encuentra en una parte muy peligrosa debido a que, si la turbina no es correctamente montada, esta correría el riesgo de caer a los rieles haciendo posible un corto circuito o un descarrilamiento del tren.



Figura 4.2. Parte inferior donde se encuentra el buggy del tren 357

Por último, el área que podría ser tomada en cuenta para la instalación de la microturbina es la ocupada por el letrero de dirección del tren, que hasta cierto punto sería sencilla su modificación para explotar el espacio reubicando las señalizaciones que se encuentran en este espacio. Sin embargo, el reto más difícil sería la modificación de la parte externa de vidrio ya que está cuenta con un vidrio que cubre dicho espacio y que en dado caso impediría el flujo de aire.



Figura 4.3. Área potencialmente explotable

Se propone que la micro turbina sea instalada en el tren con la finalidad de realizar un análisis de consumo de energía y generación de la misma una vez esta sea instalada y además de diferenciarse con los proyectos que se han planteado, en los cuales se han instalado microturbinas en los túneles del metro de la india.

4.3 Características y elección de la alterativa más viable

Para la implementación del sistema de microgeneración se tienen dos alternativas, la primera es utilizar una turbina de eje vertical y la otra utilizar una turbina de eje horizontal cuyas características a considerar es la cantidad de energía eléctrica que es capaz de proporcionar, el intervalo de velocidades de operación, sus dimensiones y peso.

Por tal motivo y como se plantea en el capítulo 1, se considera una turbina de tres palas de eje horizontal ya que la eficiencia en la generación de energía eléctrica es mayor además de ser la más utilizada, por otra parte en lo que se refiere a los aerogeneradores de eje vertical se puede tomar en cuenta al aerogenerador de la empresa WINDSIDE ya que presenta un par de giro más uniforme a lo largo de la hélice que los de más aerogeneradores de eje vertical, además de que puede considerarse que este aerogenerador podría ser utilizado de forma horizontal debido a las condiciones que presentan los trenes del metro para que la turbina sea colocada.

Tomando en cuenta los espacios disponibles para la instalación del aerogenerador, el peso de éste, la potencia de generación de los mismos y la velocidad de operación, se descarta la utilización de un aerogenerador de eje horizontal ya que los aerogeneradores más pequeños encontrados de este tipo como lo son los modelos “Air X” y “GE-400” de la empresa “Ener Naval” cuentan con los datos que se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Características de los aerogeneradores de eje horizontal

Generador	Diámetro (m)	Peso (kg)	Potencia (W)	Velocidad constante (m/s)	Protección contra alta velocidad (m/s)
Air x	1.15	5.85	400	12.5	49.2
GE-400	1.33	10.5	400	11	45

Visualizando los datos presentados en la tabla 4.1 se determina que los diámetros de los aerogeneradores imposibilitan su colocación en el tren, siendo descartada esta alternativa, debido a que cuando estos se encuentren operando la visibilidad del conductor del tren es bloqueada poniendo en riesgo la integridad de los pasajeros, del mismo conductor y de las instalaciones, no obstante la ventaja de estos aerogeneradores con respecto a los aerogeneradores de eje vertical, que más adelante se mencionan, es la ligereza de estos ya que su peso es considerablemente menor a los aerogeneradores de eje vertical además de que cuentan con protección contra alta velocidad superior al valor de velocidad de diseño de los trenes del STC.

Por otra parte, se consideran los modelos de aerogenerador de eje vertical WS-015B, WS-015BPLUS, WS-030A8-08, WS-030B, WS-030B PLUS y WS-30C de la empresa finlandesa WINDSIDE, debido a que cuentan con dimensiones apropiadas para poder ser instalados en los trenes del STC además de que generan la misma cantidad de energía que los anteriormente mencionados, sin embargo, son mucho más pesados, los datos de estos aerogeneradores se presentan en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Características de los aerogeneradores de eje horizontal

Generador	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Peso (kg)	Potencia (W)	Velocidad máxima de diseño (m/s)	Área de barrido (m ²)
WS-015B	340	865	38	400	40	0.15
WS-015B PLUS	340	865	40	400	50	0.15
WS-030A8-08	340	1450	98	400	60	0.3
WS-030B	340	1380	46	400	40	0.3
WS-030B PLUS	340	1400	47	400	50	0.3
WS-030C	340	1350	43	400	30	0.3

Para poder reducir las opciones y seleccionar un aerogenerador adecuado se utilizó el criterio de velocidad máxima de diseño de los trenes, por lo cual, nuestras opciones se redujeron a dos opciones, el aerogenerador WS-015B y WS-30C ya que son los que más se aproximan a la velocidad máxima de diseño de los trenes del STC.

Por último, para tomar la decisión de la elección del aerogenerador a utilizar se utiliza el criterio del cual de ellos produce mayor energía por lo cual se recurre a las curvas de operación de los aerogeneradores, de las cuales se obtiene que para una velocidad de 10m/s el aerogenerador WS-30C con una conexión en estrella produce una potencia aproximada de 70.58W a una tensión de 24V mientras que el aerogenerador WS-015B produce una potencia aproximada de 51.9W a una tensión de 24V. Por tal motivo, la alternativa seleccionada es utilizar el aerogenerador WS-30C y con cuyas características se realizará el análisis de potencia generada aproximada una vez que este se encuentre instalado en el tren del STC.

Notas: Las características técnicas detalladas de todos los aerogeneradores anteriormente mencionados se encuentran en el anexo A.

4.4 Características operativas del STC

Para poder definir la solución adecuada se requiere de información lo más cercana a la realidad, dicha información es obtenida del STC la cual consiste en la curva de marcha de los trenes, los tiempos de recorrido entre estaciones y el tiempo que el tren se encuentra en reposo en las estaciones (obtenidos en campo), además de la tarifa eléctrica que este medio de transporte paga a la compañía suministradora, en este caso en la línea 7.

Los datos mencionados con anterioridad se muestran en la tabla 4.3, 4.4 y 4.5. En la tabla 4.3 se muestran los datos de distancia contra velocidad obtenidos de la gráfica de operación de los trenes que fue proporcionada por personal del STC que se ubica en el anexo B.

En la tabla 4.4 se concentran los tiempos de recorrido entre estaciones de la línea 7, los cuales fueron obtenidos de manera física durante algunos traslados que se realizaron en la línea. Por otra parte, en la tabla 4.5 se concentran los valores de tiempos de reposo de los trenes en las estaciones de la misma línea y fueron obtenidos de la misma manera que los valores de la tabla 4.4.

Por último, en la figura 4.4 se representa la gráfica de distancia contra velocidad, esta curva fue realizada con los datos de la tabla 4.3, además se realizó un ajuste por mínimos cuadrados con la finalidad de obtener un valor promedio de la velocidad con la cual se trabaja para determinar la cantidad de energía eléctrica que es posible generar y en la figura 4.5 se realiza un ajuste polinomial de la misma gráfica para entender como es el comportamiento de la velocidad que desarrollan los trenes, por lo cual la gráfica se dividió en tres secciones y se determina que en la primera sección el comportamiento de la velocidad es de tercer orden y en la segunda y tercera sección es de 2 orden.

Lo anterior se logró determinar con ayuda del software MATLAB con el cual se obtienen los polinomios característicos de cada sección de la curva al igual que su gráfica y cuyo código fuente y polinomios característicos se encuentran en el anexo c.

Tabla 4.3. Valores de velocidad en función de la distancia obtenidos de la curva de marcha de los trenes del STC

Velocidad de marcha- Distancia	
(m)	(m/s)
10	3.9
20	5.8
30	7.2
40	8.6
50	9.6
60	10.4
70	11.2
80	11.9
90	12.8
100	13.1
110	14
120	14.6
130	15.3
140	15.7
150	15.8
160	16.5
170	16.5
180	16.9
190	17.5
200	17.8
210	18.2
220	18.5
230	18.8
240	19
250	19.39
260	19.44
270	19.31
280	19.28

Velocidad de marcha- Distancia	
(m)	(m/s)
290	19.2
300	19.1
310	19
320	18.94
330	18.89
340	18.83
350	18.75
360	18.64
370	18.58
380	18.4
390	18.3
400	17.8
410	17.6
420	16.8
430	16
440	15
450	14.2
460	12.8
470	12.9
480	10.7
490	9.4
500	7.5
510	6.1
520	6.7
530	6.9
540	6.83
550	6.78

Velocidad de marcha- Distancia	
(m)	(m/s)
560	6.69
570	6.64
580	6.58
590	6.5
600	6.42
610	6.39
620	6.33
630	6.25
640	6.2
650	6.11
660	6.06
670	6
680	5.94
690	5.86
700	5.83
710	5.78
720	5.7
730	5.64
740	5.58
750	5.56
760	5.5
770	5.44
780	5.39
790	5.28
800	4.9
810	1.9
813	0

Figura 4.4. Curva de velocidad en función de la distancia y recta ajustada

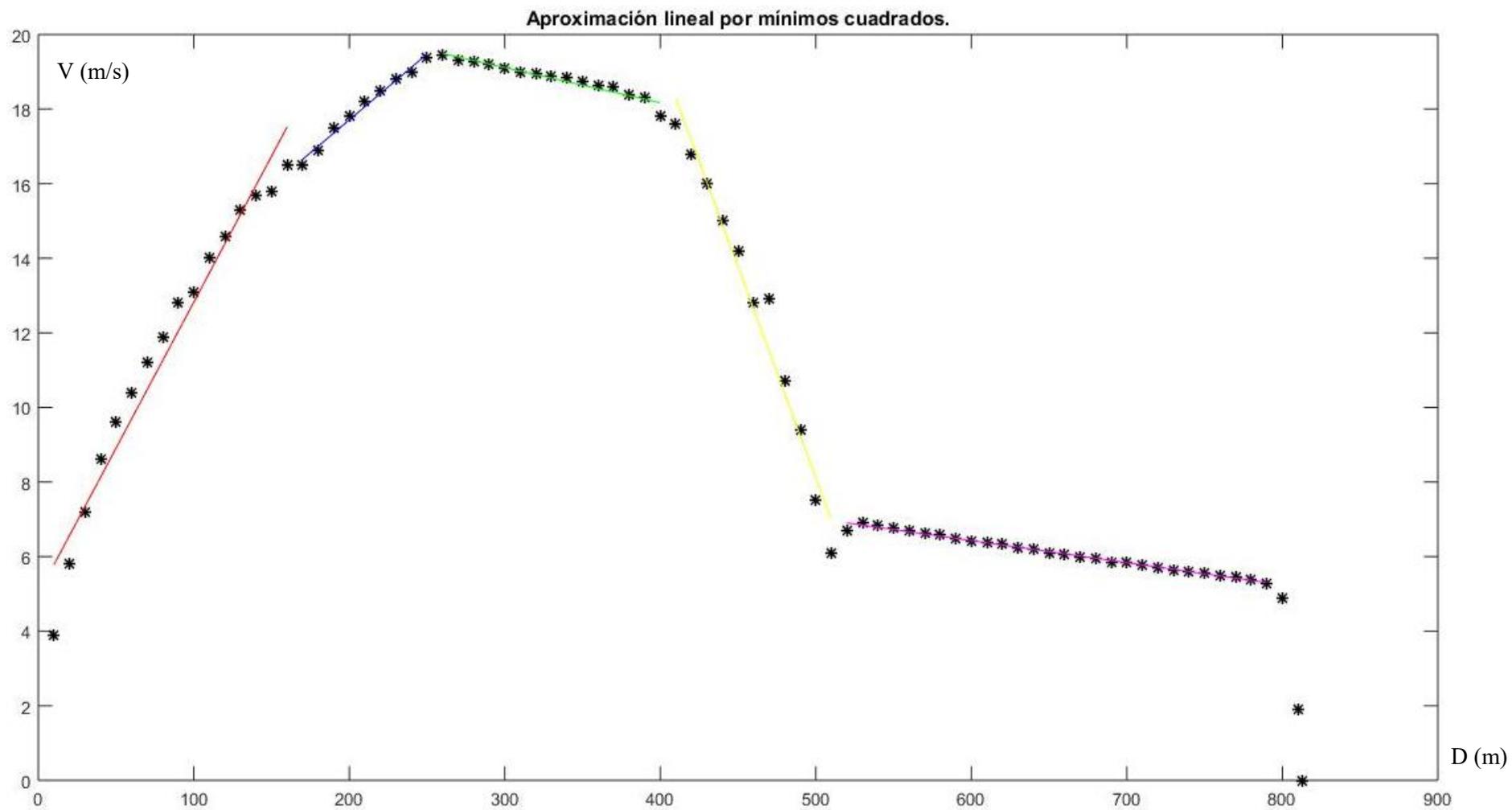


Tabla 4.4. Tiempos de recorrido entre estaciones y tiempo promedio de recorrido sin tomar en cuenta el tiempo de paro en estaciones

Dirección barranca del muerto	Tiempo de recorrido entre estaciones (s)	Dirección barranca rosario	Tiempo de recorrido entre estaciones (s)	Promedio de tiempo entre estaciones (s)
	09/11/2015 (19:19-19:43'48.66")		10/11/2015 (6:14-6:37'49.47")	96.11730769
Rosario-Aquiles Serdán	128.48	Barranca del M.-Mixcoac	118.4	Promedio de tiempo de 0.5recorridos (s)
Aquiles Serdán-Camarones	104.6	Mixcoac-San Antonio	75.43	1249.525
Camarones-Refinería	80.7	San Antonio-San P.P.	61.51	Tiempo promedio de recorrido (hr)
Refinería-Tacuba	97.09	San P.P.-Tacubaya	96.89	0.694180556
Tacuba-San Joaquín	107.09	Tacubaya-Constituyentes	105.46	
San Joaquín-Polanco	89.24	Constituyentes-Auditorio	105.16	
Polanco-Auditorio	72.45	Auditorio-Polanco	72.06	
Auditorio-Constituyentes	112.59	Polanco-San Joaquín	100.75	
Constituyentes-Tacubaya	88.73	Tacuba-San Joaquín	113.24	
Tacubaya-San P.P.	84.75	Tacuba-Refinería	112.57	
San P.P.-San Antonio	62.94	Refinería-Camarones	86.77	
San Antonio-Mixcoac	70.62	Camarones-Aquiles Serdán	111.55	
Mixcoac-Barranca del M.	119.09	Aquiles Serdán-Rosario	120.89	
	Tiempo de recorrido (s)		Tiempo de recorrido (s)	
	1218.37		1280.68	

Tabla 4.5. Tiempos de espera en estaciones y tiempo promedio de espera en estaciones

Dirección barranca del muerto	Tiempo de espera en estación	Dirección barranca rosario	Tiempo de espera en estación (s)	Promedio de tiempo de espera en estaciones (s)
	09/11/2015 (19:19-19:43'48.66")		10/11/2015 (6:14-6:37'49.47")	22.53375
Aquiles Serdán	10.44	Mixcoac	20.01	Promedio de tiempo de espera en estaciones (s)
Camarones	12.83	San Antonio	16.66	270.405
Refinería	13.23	San P.P.	15.93	Tiempo promedio en estaciones (hr)
Tacuba	16.45	Tacubaya	35.4	0.150225
San Joaquín	25.24	Constituyentes	43.64	
Polanco	28.08	Auditorio	28.05	
Auditorio	40.07	Polanco	20.01	
Constituyentes	42.22	San Joaquín	34.92	
Tacubaya	32.82	Tacuba	36.38	
San P.P.	14.44	Refinería	13.4	
San Antonio	14.18	Camarones	12.56	
Mixcoac	19.18	Aquiles Serdán	11.12	
	Tiempo de espera en estación (s)		Tiempo de espera en estación (s)	
	252.73		288.08	

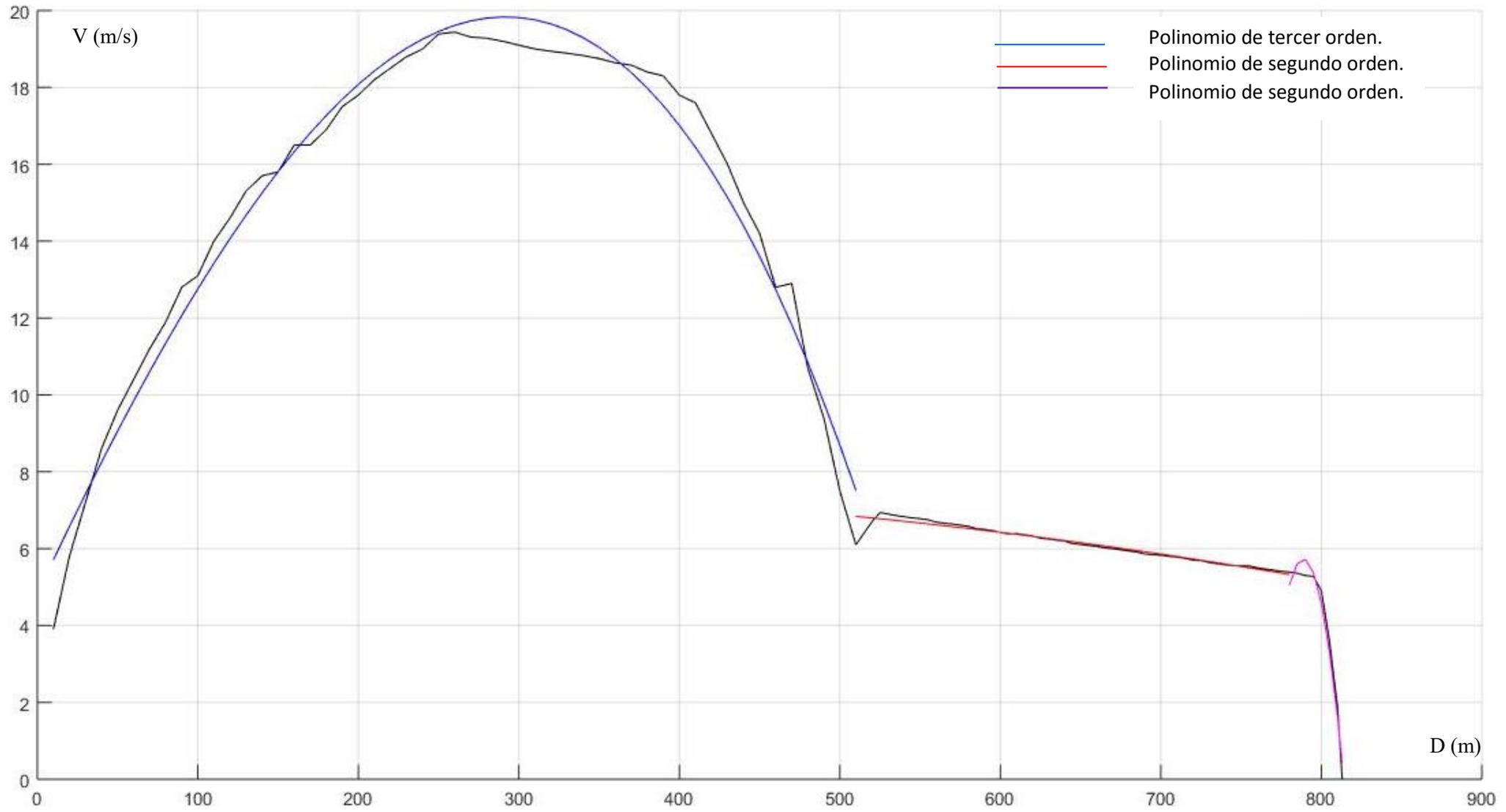


Figura 4.5. Ajuste polinomial de la gráfica de distancia contra velocidad de los trenes del STC

4.5 Velocidad promedio de los trenes del sistema de transporte colectivo

Con la finalidad de poder realizar un cálculo aproximado y basando los cálculos de velocidad promedio aproximada de velocidad de viento en la curva de marcha de los trenes del STC, con ayuda del software “MATLAB” se realiza un ajuste de todos los valores por medio de mínimos cuadrados (figura 4.4). Una vez obtenida las rectas ajustadas con el mismo programa se realiza el cálculo del promedio de velocidad con los valores obtenidos en cada segmento de recta, cuyo valor es utilizado para los cálculos de potencia promedio generada por la microturbina (el código fuente de dichos cálculos y gráficas realizadas se encuentran en el Anexo C).

El promedio de velocidades de las rectas ajustadas de la figura 4.4 arroja un valor de 11.5920m/s el cual es utilizado para determinar con ayuda de la curva de operación del aerogenerador (ubicada en el anexo A) la cantidad de energía eléctrica promedio que el aerogenerador es capaz de suministrar.

Nota: El código fuente para determinar el ajuste de los valores de velocidad y el promedio de estas se encuentra en el anexo C.

Buscando este valor de velocidad en la curva de operación del aerogenerador (Anexo A aerogenerador WS-30C) se tiene que la corriente generada es de 2.0833A. Tomando en cuenta que el generador con el que cuenta el aerogenerador es trifásico, la tensión entre fases es de 24 v y considerando que el generador es de alta eficiencia y que cuenta con un factor de potencia de 0.95 (Generadores super Premium) la potencia generada se determina de la siguiente manera:

$$w = \sqrt{3} * v * I * FP \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$w = \sqrt{3} * 24V * 2.0833A * 0.95$$

$$W = 86.5906$$

Se considera solamente el factor de potencia de la máquina debido a que en la curva de operación de la máquina se incluyen las pérdidas por acoplamiento mecánico entre las palas del aerogenerador y el generador eléctrico, así como el coeficiente de potencia de las palas ya que son parte del diseño del aerogenerador.

Tal potencia eléctrica es generada durante el transcurso de 1 hora, la cual se puede interpretar como 86.5906Wh. Tomando en cuenta que un tren realiza en promedio 14 recorridos al día (información no documentada obtenida durante una visita realizada a los talleres del STC localizados a las afueras de la estación Zaragoza) y que el tiempo promedio para realizarlo, sin involucrar el tiempo que el tren

se encuentra detenido en las estaciones (Tabla 4.4 tiempo de recorrido sin tiempos de paro en estaciones, Tabla 4.5 tiempo que el tren se encuentra detenido en las estaciones) es de 0.694hr, se necesitarían $1.44 \approx 1.5$ recorridos para generar la potencia anterior mente mencionada y la potencia total al día generada por el tren sería de:

$$w_T = \frac{\text{Recorridos al día}}{\text{Recorridos para generar potencia}} * \text{Potencia generada} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Por lo tanto, la energía generada durante un día por un tren sería de:

$$w_T = \frac{14}{1.5} * 86.5906 \text{Wh}$$

$$w_T = 808.179 \text{Wh}$$

4.6 Comportamiento de parámetros del aerogenerador

Además de obtener la velocidad promedio del tren aplicando un ajuste por medio del método de mínimos cuadrados a su curva característica de operación, también se obtiene el comportamiento de los parámetros del generador en función de la misma curva de operación de los trenes del sistema de transporte colectivo y del propio generado (anexo A WS-30C y B curva de operación del metro), para desarrollar las curvas se tomaron distintos puntos de velocidad de la curva de operación de los trenes del STC y dichas velocidades se cruzaron con la curva de operación del aerogenerador, con la finalidad de obtener los distintos valores de corriente eléctrica generada y graficarla. Los valores obtenidos que representan el comportamiento de la corriente generada por la micro turbina se concentran en la tabla 4.6 y la gráfica que muestra el comportamiento de los valores se encuentra plasmada en la figura 4.6.

Tabla 4.6. Valores graficados de velocidad contra corriente

V (m/s)	I (A)						
3.9	0	19.31	3.4	6.9	0.698	5.28	0.157
5.8	0.4	19.28	3.396	6.83	0.681	4.9	0.083
7.2	0.8	19.2	3.387	6.78	0.664	1.9	0
8.6	1.26	19.1	3.379	6.69	0.66	0	0
9.6	1.56	19	3.37	6.64	0.643		
10.4	1.53	18.94	3.362	6.58	0.637		
11.2	1.91	18.89	3.353	6.5	0.633		
11.9	2.14	18.83	3.345	6.42	0.583		
12.8	2.31	18.75	3.336	6.39	0.57		
13.1	2.4	18.64	3.328	6.33	0.567		
14	2.57	18.58	3.31	6.25	0.53		
14.6	2.7	18.4	3.302	6.2	0.5		
15.3	2.91	18.3	3.277	6.11	0.467		
15.7	2.95	17.8	3.234	6.06	0.45		
15.8	2.96	17.6	3.191	6	0.383		
16.5	3.02	16.8	3.06	5.94	0.367		
16.5	3.02	16	2.89	5.86	0.327		
16.9	3.1	15	2.72	5.83	0.3		
17.5	3.19	14.2	2.63	5.78	0.293		
17.8	3.2	12.8	2.29	5.7	0.253		
18.2	3.21	12.9	2.34	5.64	0.24		
18.5	3.23	10.7	1.83	5.58	0.227		
18.8	3.31	9.4	1.489	5.56	0.217		
19	3.38	7.5	0.851	5.5	0.2		
19.39	3.4	6.1	0.426	5.44	0.183		
19.44	3.42	6.7	0.638	5.39	0.167		

En la figura 4.6 se puede apreciar el comportamiento de la corriente con respecto a la velocidad del tren en sus dos etapas, aceleración y desaceleración. La gráfica continuo color azul representa el comportamiento en el proceso de aceleración del tren hasta llegar la velocidad máxima. Una vez se llega a la velocidad máxima, el tren comienza a frenar y el comportamiento de la corriente ante este proceso se representa por medio de la gráfica punteada color rojo.

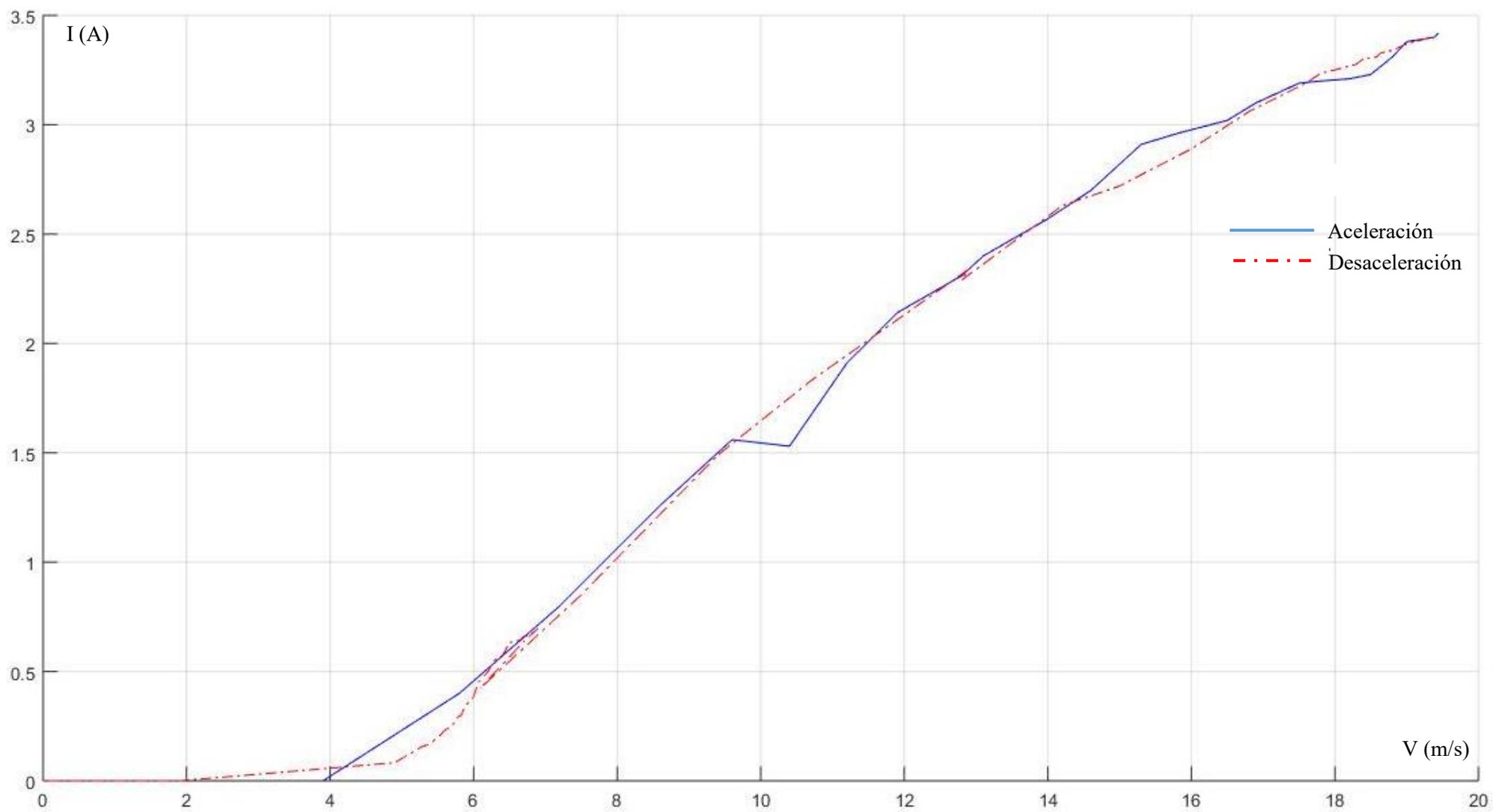


Figura 4.6. Comportamiento de la corriente con respecto a la velocidad del tren

Una vez obtenidos y graficados los valores de corriente correspondientes a cada valor de velocidad con ayuda del programa MATLAB se calcularon y graficaron las potencias aparentes para cada corriente obtenida con anterioridad, los valores de potencia obtenidos se concentraron en la tabla 4.7 y la gráfica del comportamiento de la potencia aparente se plasma en la Figura 4.7, la ecuación utilizada para calcular la potencia aparente generada por la maquina es:

$$VA = VI \quad \text{Ecuación 4.3}$$

V = Tensión de la maquina (24V)

I =Corriente generada (A)

Tabla 4.7. Valores graficados de velocidad contra potencia

V (m/s)	VA	V (m/s)	VA	V (m/s)	VA	V (m/s)	VA
3.9	0	19.31	141.335346	6.9	29.0153151	5.28	6.52636744
5.8	16.62768775	19.28	141.169069	6.83	28.3086384	4.9	3.45024521
7.2	33.25537551	19.2	140.794946	6.78	27.6019617	1.9	0
8.6	52.37721642	19.1	140.462392	6.69	27.4356848	0	0
9.6	64.84798224	19	140.088269	6.64	26.7290081		
10.4	63.60090565	18.94	139.755716	6.58	26.4795927		
11.2	79.39720902	18.89	139.381593	6.5	26.3133159		
11.9	88.95812948	18.83	139.049039	6.42	24.2348549		
12.8	96.02489677	18.75	138.674916	6.39	23.694455		
13.1	99.76612652	18.64	138.342362	6.33	23.5697474		
14	106.8328938	18.58	137.594116	6.25	22.0316863		
14.6	112.2368923	18.4	137.261562	6.2	20.7846097		
15.3	120.9664284	18.3	136.222332	6.11	19.4128255		
15.7	122.6291972	17.8	134.434855	6.06	18.7061487		
15.8	123.0448894	17.6	132.647379	6	15.921011		
16.5	125.5390425	16.8	127.201811	5.94	15.2559035		
16.5	125.5390425	16	120.135044	5.86	13.5931347		
16.9	128.8645801	15	113.068277	5.83	12.4707658		
17.5	132.6058098	14.2	109.327047	5.78	12.1797813		
17.8	133.021502	12.8	95.1935124	5.7	10.5170125		
18.2	133.4371942	12.9	97.2719734	5.64	9.97661265		
18.5	134.2685786	10.7	76.0716715	5.58	9.4362128		
18.8	137.5941162	9.4	61.8965677	5.56	9.02052061		
19	140.5039615	7.5	35.3754057	5.5	8.31384388		
19.39	141.3353459	6.1	17.7084875	5.44	7.60716715		
19.44	142.1667303	6.7	26.521162	5.39	6.94205964		

En la figura 4.7 se puede apreciar el comportamiento de la potencia aparente con respecto a la velocidad del tren en sus dos etapas, aceleración y proceso de frenado. La gráfica continuo color azul representa el comportamiento en el proceso de aceleración del tren hasta llegar la velocidad máxima. Una vez se llega a la velocidad máxima, el tren comienza a frenar y el comportamiento de la potencia aparente ante este proceso se representa por medio de la gráfica punteada color rojo.

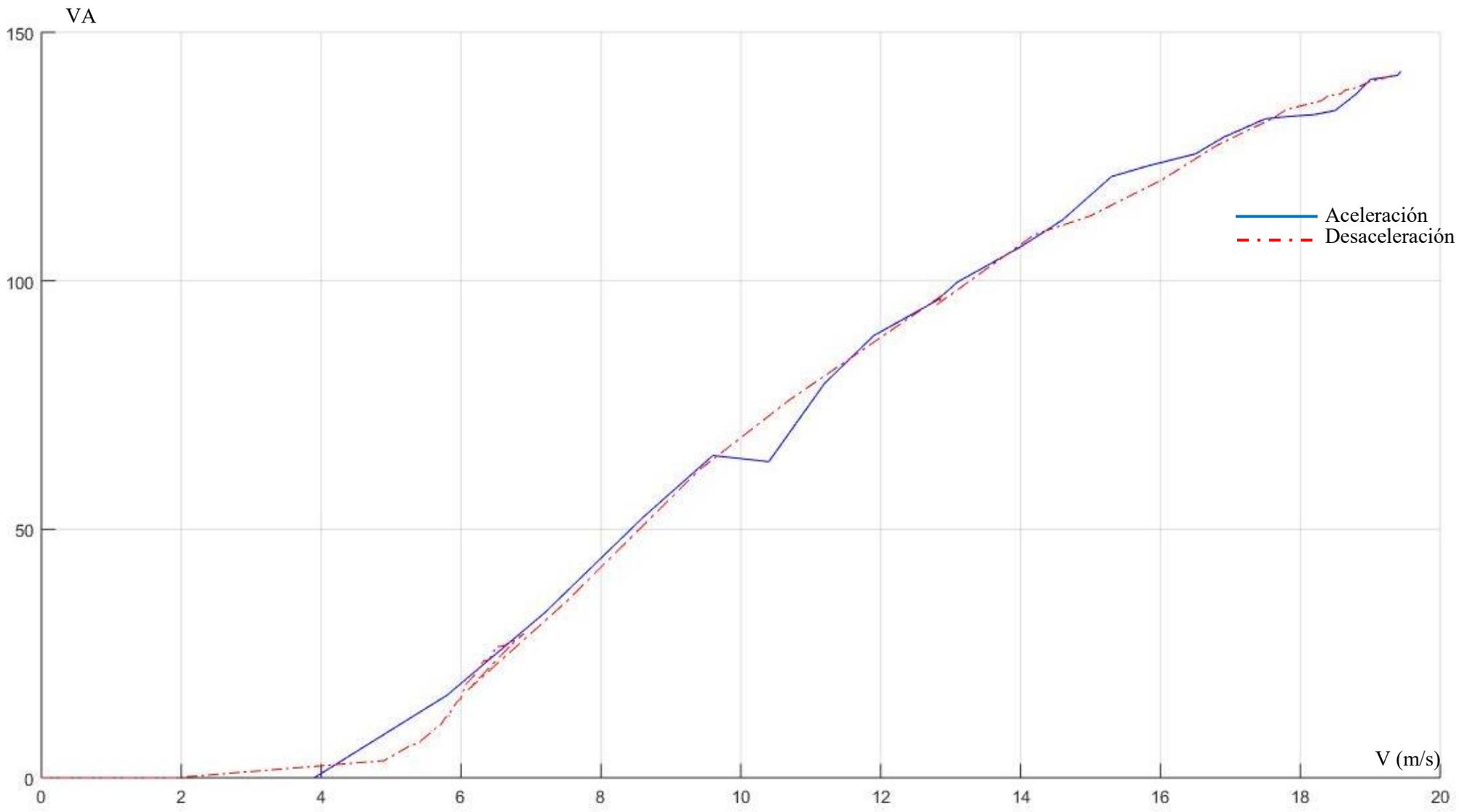


Figura 4.7. Comportamiento de la potencia con respecto a la velocidad del tren

Con esto se puede apreciar las variaciones de la corriente y potencia durante todo el recorrido que realiza el tren, esto proporciona una idea previa de la cantidad de energía eléctrica que sería posible generar y cuáles son los instantes en los cuales se tiene la generación máxima y la generación mínima durante el proceso de aceleración y des aceleración del tren.

Las curvas realizadas para observar el comportamiento de la potencia y corriente generada también representan una simulación aproximada del generador que proporciona una idea del funcionamiento de la micro turbina una vez sea instalada y puesta en operación.

Por último debido a que el factor de potencia de la máquina está en función de la velocidad a la que giran las aspas de la micro turbina se determina el valor del factor de potencia durante el transcurso del tiempo en que la velocidad del viento varía de acuerdo a la curva de operación de metro (Anexo B). Para realizar dicho cálculo (con ayuda del software MATLAB Anexo C), se considera que el factor de potencia de 0.95 corresponde a la velocidad de viento más alta que se puede generar en el metro (19.44m/s), partiendo de este punto se determina el valor del factor de potencia en cada punto de velocidad cuyo comportamiento es lineal y el cual se representa en la figura 4.8 y los valores de factor de potencia en cada instante se aprecian en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Valores graficados de factor de velocidad contra factor de potencia

V (m/s)	F.P.	V (m/s)	F.P.	V (m/s)	F.P.
3.9	0.1906	18.89	0.9231	6.11	0.2986
5.8	0.2834	18.83	0.9202	6.06	0.2961
7.2	0.3519	18.75	0.9163	6	0.2932
8.6	0.4203	18.64	0.9109	5.94	0.2903
9.6	0.4691	18.58	0.908	5.86	0.2864
10.4	0.5082	18.4	0.8992	5.83	0.2849
11.2	0.5473	18.3	0.8943	5.78	0.2825
11.9	0.5815	17.8	0.8699	5.7	0.2785
12.8	0.6255	17.6	0.8601	5.64	0.2756
13.1	0.6402	16.8	0.821	5.58	0.2727
14	0.6842	16	0.7819	5.56	0.2717
14.6	0.7135	15	0.733	5.5	0.2688
15.3	0.7477	14.2	0.6939	5.44	0.2658
15.7	0.7672	12.8	0.6255	5.39	0.2634
15.8	0.7721	12.9	0.6304	5.28	0.258
16.5	0.8063	10.7	0.5229	4.9	0.2395
16.5	0.8063	9.4	0.4594	1.9	0.0928
16.9	0.8259	7.5	0.3665	0	0
17.5	0.8552	6.1	0.2981		
17.8	0.8699	6.7	0.3274		
18.2	0.8894	6.9	0.3372		
18.5	0.9041	6.83	0.3338		
18.8	0.9187	6.78	0.3313		
19	0.9285	6.69	0.3269		
19.39	0.9476	6.64	0.3245		
19.44	0.95	6.58	0.3216		
19.31	0.9436	6.5	0.3176		
19.28	0.9422	6.42	0.3137		
19.2	0.9383	6.39	0.3123		
19.1	0.9334	6.33	0.3093		
19	0.9285	6.25	0.3054		
18.94	0.9256	6.2	0.303		

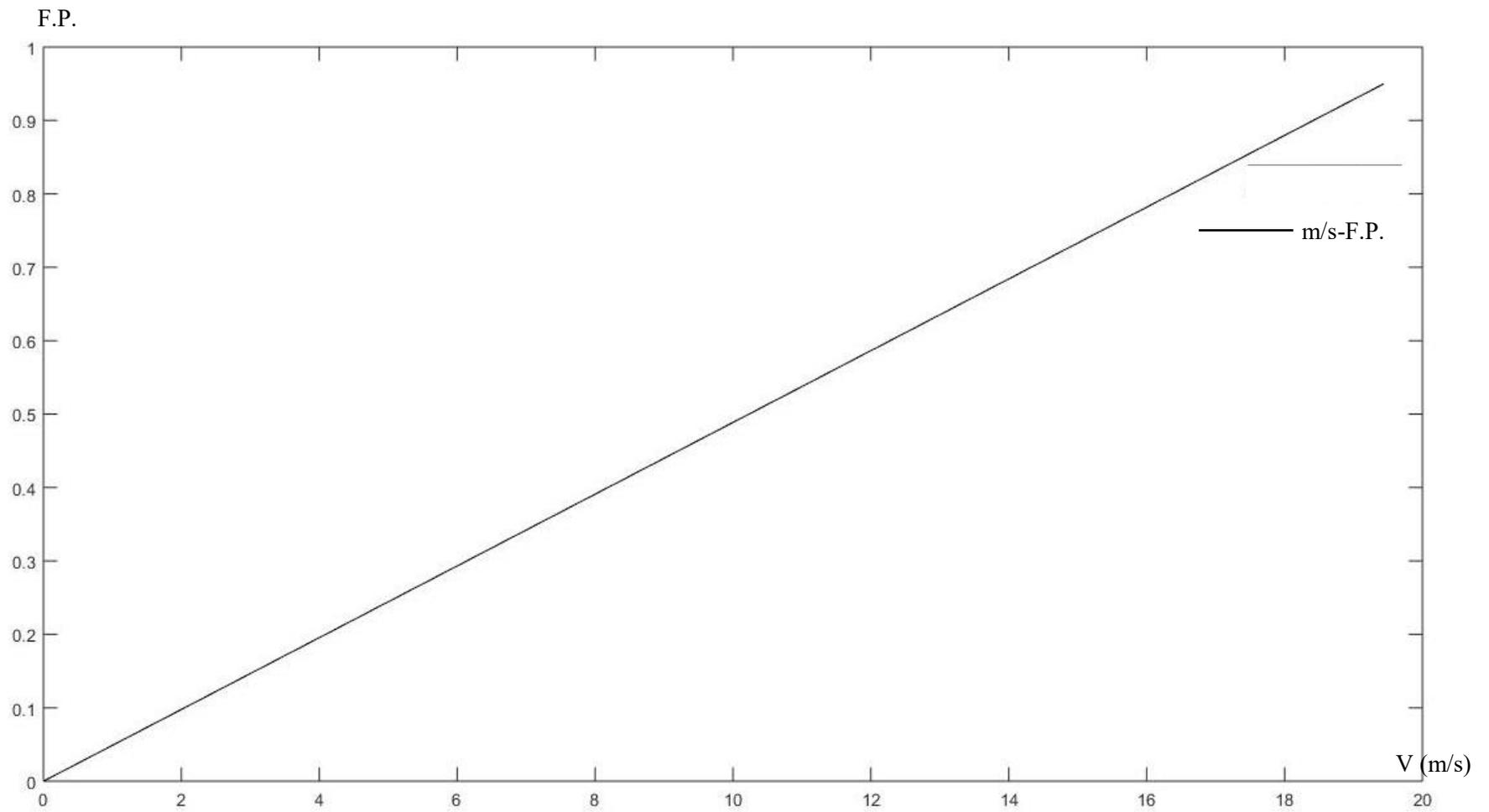


Figura 4.8. Grafica de comportamiento del factor de potencia con respecto a la velocidad

Capítulo 5

Análisis de costo-beneficio del sistema propuesto de aerogeneración

De acuerdo a los datos suministrados por el sistema de transporte colectivo (Anexo B), se sabe que la energía consumida en la línea 7 es facturada con una tarifa H-M, debido a que el suministro a esta línea es en un nivel de tensión de 23 kv por tal motivo. Por otra parte, de acuerdo a lo establecido en el portal de internet de Comisión Federal de electricidad (CFE) se conoce que existen diferentes precios para la energía eléctrica, la cual depende del horario en que esta sea consumida. Los horarios que la compañía suministradora contempla son 3 base, intermedia y punta para las cuales existe un precio diferente.

Además, el STC tiene diferentes tiempos de operación dependiendo si el día es laboral, festivo, domingo o sábado de los cuales se tienen 253 días laborales, 60 días festivos y domingos y 52 sábados.

Considerando lo anterior se tienen las tablas 5.1a) y 5.1b) que muestran el tipo de horario de la tarifa que paga el STC, así como los horarios con las que cuenta esta. Además del precio de la energía en dichos horarios.

Tabla 5.1. Horarios de tarifas desl STC

Del primer domingo de abril a último domingo de Octubre			
Día	Base	Intermedio	Punta
Laboral	5:00-6:00	6:00-20:00	20:00-22:00
		22:00-24:00	
Sábado		6:00-20:00	20:00-22:00
		22:00-24:00	
Domingo y festivo	7:00-19:00	19:00-24:00	

a)

Del último domingo de octubre a primer domingo de Abril			
Día	Base	Intermedio	Punta
Laboral	5:00-6:00	6:00-18:00	18:00-22:00
		22:00-24:00	
Sábado	6:00-8:00	8:00-19:00	19:00-21:00
		21:00-24:00	
Domingo y festivo	7:00-18:00	18:00-24:00	

b)

Tabla 5.2 Costo del kwh por horario

Costo de la energía		
Base	Intermedio	Punta
\$ 0.6859	\$ 0.8205	\$ 1.8163

Por otra parte, para realizar el cálculo de la energía que el aerogenerador sería capaz de suministrar se debe de considerar que el tiempo que esté genera energía es durante el tiempo en que el tren en el cual se encuentre instado este en operación. Es por esto que se toma en consideración que un tren realiza 14 recorridos, por tal motivo se determina el tiempo que el aerogenerador se encuentra en operación de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de generación} = \text{Número de recorridos} * \text{Tiempo promedio del recorrido (tabla 4.4)}$$

$$\text{Tiempo de generación} = 14 * 0.69418056\text{hr}$$

$$\text{Tiempo de generación} = 9.7\text{hr}$$

Del cálculo para determinar la cantidad de energía que se genera por tren al día realizado en el capítulo 4 se tiene que dicha energía es de 808.179W/hr y considerando que un año cuanta con 365 días la cantidad de energía eléctrica producida por un tren al año durante su tiempo de operación es:

$$\text{Energía producida por año} = \text{Energía producida por día} * 365$$

$$\text{Energía producida por año} = 808.179\text{W/hr} * 365$$

$$\text{Energía producida por año} = 294985.45\text{w} \approx 295\text{kw/hr}$$

La energía producida diariamente por un tren puede ser utilizada para alimentar una pequeña parte de la carga de iluminación del tren, para el sistema de control o ser almacenada en baterías para su uso en caso de emergencia.

Al producir anualmente 295 kWh de energía por medio del sistema eólico de dejaría de emitir la siguiente cantidad de carbono al medio ambiente:

$$\text{Carbono} = \text{kWh} * 1\text{kg}$$

$$\text{Carbono} = 295\text{kWh} * 1\text{kg}$$

$$\text{Carbono} = 295\text{kg}$$

Además de que el STC dejaría de pagar las siguientes cantidades de dinero con respecto a los horarios base, intermedio y punta de su tarifa

$$\text{Ahorro anual} = \text{kw/hr} * \text{tarifa}$$

Con respecto a la tarifa base

$$\text{Ahorro anual} = 295\text{kWh} * \$0.6859$$

$$\text{Ahorro anual} = \$202.33$$

Con respecto a la tarifa intermedia

$$\text{Ahorro anual} = 295\text{kWh} * \$0.8205$$

$$\text{Ahorro anual} = \$242.0475$$

Con respecto a la tarifa punta

$$\text{Ahorro anual} = 295\text{kw/hr} * \$1.8163$$

$$\text{Ahorro anual} = \$535.8085$$

Por último, el tiempo de recuperación del costo del proyecto considerando cada horario de tarifa y sabiendo que el costo del aerogenerador propuesto es de aproximadamente €1182.00 lo que equivale aproximadamente a \$20803.2 sería de:

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{\text{costo del proyecto}}{\text{Ahorro anual}}$$

Con respecto a la tarifa base

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{\$20803.2}{\$202.33/\text{año}}$$

$$\text{Tiempo de retorno} = 202.81\text{Años}$$

Con respecto a la tarifa intermedia

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{\$20803.2}{\$242.0475/\text{año}}$$

$$\text{Tiempo de retorno} = 85.94\text{Años}$$

Con respecto a la tarifa punta

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{\$20803.2}{\$535.8085/\text{año}}$$

$$\text{Tiempo de retorno} = 38.8258\text{años}$$

Conclusiones

A través de la recopilación de información de las condiciones operativas y características físicas de los trenes del Sistema de Transporte Colectivo Metro se determina la zona adecuada para la instalación sobre el mismo de un aerogenerador que permite aprovechar la mayor cantidad de viento producida por el desplazamiento del tren.

Por otra parte, y de acuerdo al estudio de cargas proporcionada por la dependencia pública, esté arroja una cantidad considerable de carga de servicios propios con los que cuenta cada uno de los trenes la cual se distribuye entre el sistema de ventilación y el sistema de alumbrado.

Una vez obtenidos los resultados de la cantidad de energía eléctrica suministrada por la micro turbina eólica propuesta se observa que no es factible la implementación del sistema en cuestión, sin embargo, la cantidad de energía eléctrica generada podría ser almacenada en un banco de baterías para alimentar el alumbrado de emergencia dentro de los trenes que permita tener un rango de visibilidad durante alguna contingencia. Aunque el estudio económico no proporciona argumentos que favorezcan la instalación del sistema debido que aunque no se produce un beneficio económico porque el tiempo de recuperación supera la vida útil de los equipos, se puede considerar la implementación debido a que proporciona un beneficio ambiental disminuyendo la cantidad de emisiones contaminantes a la atmosfera por parte de las centrales eléctricas convencionales y por último un beneficio social, el cual consiste en proporcionar visibilidad a los usuarios en caso de que se presente una contingencia en el STC.

Además, el sistema eléctrico propuesto proporciona información que permite proponer otro tipo de aerogenerador con tecnologías más avanzadas que permitan que la implementación del sistema llegue a ser redituable ya que, aunque la tecnología actual de aerogeneradores es limitada continuamente se realizan avances tecnológicos y de eficiencia en los generadores eólicos que en un futuro podrán hacer que se obtenga un beneficio económico.

Por otra parte, se propone realizar el estudio de la factibilidad de la instalación de un sistema de este tipo ubicándolo en otro sitio que permita aprovechar de mejor manera la energía del viento generada por los trenes. Uno de los lugares que se proponen para realizar el estudio es en el túnel dejando fijo el aerogenerador y que este aproveche el viento generado por el paso del tren, lo que permite instalar un aerogenerador de mayor capacidad que genere mayor cantidad de energía eléctrica a velocidades más bajas.

Una propuesta más que se realiza es analizar la factibilidad de colocar este sistema en otros trenes de otros sistemas de transporte que tengan mayores velocidades operativas, como el tren suburbano, ya que con mayores velocidades de viento generadas por trenes se logra generar mayor cantidad de energía eléctrica lo cual puede arrojar resultados factibles tanto para la parte económica como social-ambiental.

A demás el estudio realizado se propuso para un solo generador eléctrico, sin embargo, dadas las características físicas de las palas del aerogenerador y las dimensiones de los trenes del STC permiten realizar el análisis de la factibilidad de implementar otros aerogeneradores con más de un generador eléctrico que permitan aumentar la producción de energía eléctrica y así poder alimentar una mayor cantidad de carga eléctrica.

Referencias

- [1] F. M. González-Longatt, «Turvina de Viento: Caracterización de Operación,» pp. 1-6, 2005.
- [2] G. E. Harper, El ABC de las Instalaciones Eléctricas en Sistemas Eólicos y Fotovoltaicos, México: Limusa, 2012.
- [3] P. F. Díez, «Energía Eólica,» Universidad de Cantabria.
- [4] M. Villaruvia, Energía Eólica, Barcelona: Ceac, 2004.
- [5] C. Álvarez, Energía Eólica, Madrid: IDEA, 2006.
- [6] R. I. O. Domínguez, Emulador de Turvina Eólica para el Banco de Pruebas de Generación Eoloeléctrica, México: CENIDET, 2007.
- [7] H. D. Battista, Control de la Calidad de Potencia en Sistemas de Conversión de Energía Eólica, La Plata: Universidad de La Plata.
- [8] P. B. Rosenmann, Diseño de Aerogeneradores con Imanes Permanentes para Aplicación en Electrificación Rural, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2007.
- [9] J. E. S. P. Osar Iván Orduz Berdugo, Diseño y Construcción de un Prototipo de Turbina Eólica de Eje Vertical para Generación en Baja Potencia, Santander: Universidad Industrial de Santander, 2011.
- [10] J. Z. G. Lorena Arbeloa Sola, Diseño de un Aerogenerador de Eje Vertical Tipo Savonius para Electrificación Rural, Navarra: Publica universitaria Navarrensia, 2012.
- [11] S. L. C. Velásquez, Diseño de un Microgenerador de Eje Vertical, México: UNAM, 2010.
- [12] I. L. Kosow, Maquinas Eléctricas y Transformadores, Reverté, 1975.
- [13] J. F. Mora, Maquinas Eléctricas, España: Mc Graw Hill, 2003.
- [14] R. A. Bastianon, Cálculo y Diseño de la Hélice Óptima para Turbinas Eólicas, 2008.
- [15] [En línea]. Available:
http://sener.gob.mx/res/2024/Doc_Prensa/Informe_participacion_energias_renovables.pdf.
[Último acceso: 12 07 2015].
- [16] Rodríguez, «Tecnología para el Medio Ambiente,» [En línea]. Available:
<https://sites.google.com/site/martinezvillalbarodriguez/rodriguez/energia-eolica>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [17] Rodríguez, «Tecnología para el Medio Ambiente,» [En línea]. Available:
<https://sites.google.com/site/martinezvillalbarodriguez/rodriguez/energia-eolica>. [Último acceso: 12 07 2015].

- [18] «Galleryhip,» [En línea]. Available: <http://galleryhip.com/vertical-axis.html>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [19] [En línea]. Available: <http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema2/tema2-3.htm>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [20] [En línea]. Available: <http://www.ecovive.com/los-aerogeneradores-segun-el-numero-de-palpas>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [21] Alan, «Resicalado y Ecología,» [En línea]. Available: <http://recicladoyecologia.com/ideas/aerogeneradores-en-plastilina/>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [22] [En línea]. Available: www.google.com.mx/url?sa=i&source=imgres&cd=&ved=0CAgQjRwwAA&url=http%3A%2F%2Fthales.cica.es%2Frd%2FRecursos%2Frd99%2Fed99-0226-01%2Fcapitulo4a.html&ei=79WiVc2TGJS6ogTzsazgBQ&psig=AFQjCNEAbIEOzIvLO721-Dmz4qAocL3Qg&ust=1436821359506149. [Último acceso: 12 07 2015].
- [23] I. F. H. Álvarez. [En línea]. Available: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar36/HTML/articulo04N.htm>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [24] «AutoSolar,» [En línea]. Available: http://autosolar.es/kits-solares/kit-solar-eolico-hibrido/kit-solar-hibrido-eolico-3000w-24v-victron_precio. [Último acceso: 10 07 2015].
- [25] O. Rodríguez, «e-consulta,» [En línea]. Available: <http://e-oaxaca.com/nota/2014-05-02/regiones/profepa-descarta-afectaciones-por-operacion-de-parque-eolico-del-istmo>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [26] «reve,» [En línea]. Available: <http://www.evwind.com/2014/03/11/eolica-y-energias-renovables-aerogeneradores-marinos-g128-5-0-mw-de-gamesa/>. [Último acceso: 12 07 2015].
- [27] «进口代理商,» [En línea]. Available: <http://www.bpress.cn/im/molded-fiber-glass-companies-wind-turbine-spinner-nose-cone-molded-fiber-glass-companies-198876/>. [Último acceso: 07 07 2015].
- [28] «panoramio,» [En línea]. Available: <http://www.panoramio.com/photo/66621470>. [Último acceso: 07 07 2015].
- [29] energiadoblezero. [En línea]. Available: <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>. [Último acceso: 07 07 2015].
- [30] «DINISH WIND INDUSTRY ASSOCIATIN,» [En línea]. Available: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/electric.htm. [Último acceso: 07 07 2015].

- [31] «IDEA,» [En línea]. Available: <http://www.idae.es/index.php/idpag.19/reلمenu.314/mod.pags/mem.detalle>. [Último acceso: 07 07 2015].
- [32] «Fuentes de Energía,» [En línea]. Available: <https://matutebd.wordpress.com/fuentes-de-energia-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/partes/>. [Último acceso: 07 07 2015].
- [33] «Esteyco Energía,» [En línea]. Available: http://www.esteycoenergia.es/index_es.php. [Último acceso: 07 07 2015].
- [34] SEMARNAT, «RECT,» [En línea]. Available: <http://app1.semarnat.gob.mx/retc/retc/index.php?opcion=2&anio=2013¶m=01>. [Último acceso: 20 Junio 2015].
- [35] A. Isan, «Ecología verde Desarrollo Sostenible para un Mundo Mejor,» 1 Marzo 2013. [En línea]. Available: <http://www.ecologiaverde.com/aprovechan-el-aire-que-levanta-el-tren-del-metro-para-generar-energia/>. [Último acceso: 20 Julio 2015].
- [36] O. d. B. Rodríguez, «INECC,» [En línea]. Available: <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/508/alternativas.pdf>. [Último acceso: 30 SEPTIEMBRE 2015].
- [37] V. G. S. Téllez, «Sistemas de Generación Eólica Recursos, Tecnologías y Normalización,» Ciudad de México, UNAM, 2011, pp. 123, 124.
- [38] V. P. Calbet, Cargadode Baterias para aerogenerador Svonius Helicoidal, Valencia, 2010.
- [39] Windside, «windside,» windside. [En línea]. [Último acceso: 5 Octubre 2015].
- [40] S. J.Chapman, Máquinas Eléctricas, Mc Graw Hill, 2012.
- [41] D. R. Padillo, «Diseño de un generador sincrónico con imanes permanentes y rotor exterior de tracción directa para miniturbinas eólicas,» *Catalunya*, p. 4 y 5.
- [42] I. Boldea, Variable speed generators, New York: CRC Taylor & Francis, 2006.
- [43] «Obeki,» [En línea]. Available: <http://www.obeki.com/productos/Generadores%20de%20Imanes%20Permanentes.pdf>. [Último acceso: 28 12 2015].
- [44] J. A. Zahonero Martín, Generador de flujo radial de imanes permanentes, Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- [45] [En línea]. Available: <http://isa.uniovi.es/~fernando/ADIVEC.htm>. [Último acceso: 28 12 2015].
- [46] [En línea]. Available: <http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Produtos-e-Solucoes/Tecnologia-WEG-a-servico-da-USIMINAS>. [Último acceso: 20 12 2015].

- [47] F. G. Hernández, Diseño y construcción de un generador eléctrico para un aerogenerador de baja potencia, Morelia: Universidad Michoacna De San Nicolás De Hidalgo , 2010.

Anexo

A



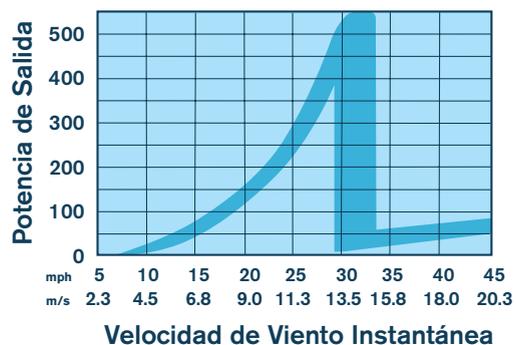
Hecho en USA

Especificaciones Técnicas

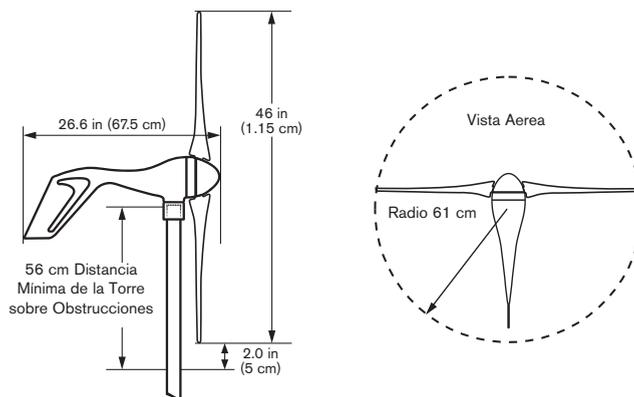
Dimension del Rotor	1.15 m
Peso	5.85 kg
Dimensiones Flete	686 x 38 x 228 mm 7.7 kg
Montaje	1.9" / 48 mm OD
Velocidad de Arranque	3.58 m/s
Voltaje	12, 24, y 48 VDC
Energía Clasificada	400 watts a 12.5 m/s
Controlador del Generador	Basado en Microprocesador Interno Inteligente Regulador con rastreo de Energía
Cuerpo	Molde de Aluminio (Air-X Marine es revestido para protección contra corrosión)
Aspas	3-Fibra de Carbono compuesto
Protección a Alta Velocidad electrónico	Control de esfuerzo de torsión
Kilowatts Hora al Mes	38 kWh/mes @ 5.4 m/s
Protección a Alta Velocidad	49.2 m/s
Garantía	3 Años Garantía Limitada

Air X

Curvas de Funcionamiento



Esfera de Operación



Southwest Windpower
1801 W. Route 66
Flagstaff, AZ 86001 USA

Fabricantes de Skystream 3.7

Ener Naval

ENERNAVAL IBÉRICA, S.L.
info@enernaval.es
www.enernaval.es

ENERNAVAL IBÉRICA, S.L.
93.759.82.95
ifo@enernaval.es
http://www.enernaval.es

ENERGÍAS ALTERNATIVAS



Generador Eólico

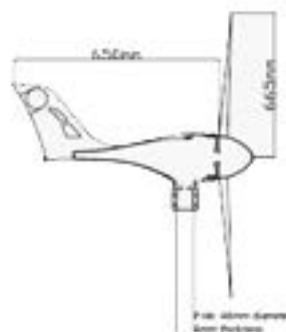
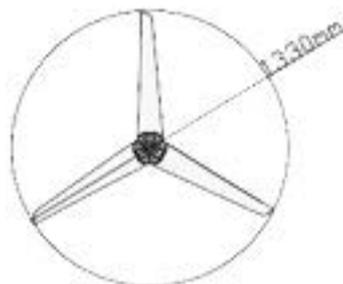
Enernaval GE-400

- Marinizado
- Potencial de salida de 400W
- Fabricado especialmente para embarcaciones
- Muy sencillo de instalar, sin mantenimiento y hasta 10 años de vida útil
- Protegido frente a vientos de alta velocidad
- Bajo nivel de ruido y de vibración
- Carga a partir de 2,5m/s
- Incluye regulador externo

Características

Para que una turbina sea eficaz en ambientes marinos, necesita ser diseñada para tal función, fiable y con componentes de grado marino. Además, puede combinarse con paneles solares para formar un sistema híbrido de carga de baterías.

Un funcionamiento silencioso es vital en una aerogenerador para poder pasar una noche tranquila, tanto para el propietario de la embarcación como para las embarcaciones vecinas. Por ello, las aspas han de estar cuidadosamente diseñadas, como las del modelo Enernaval GE-400 que son aero-elásticas y proporcionan menor nivel de ruido que otro tipo de aspas. Utilizan un 20% de fibra de carbono (lo que les confiere resistencia a rayos UVA) e incorporan avanzada tecnología alemana. Toda la turbina utiliza materiales de la más alta calidad.



WINDSIDE

WS-0,15B dimensions and technical info

Windside WS-0,15B technical info:

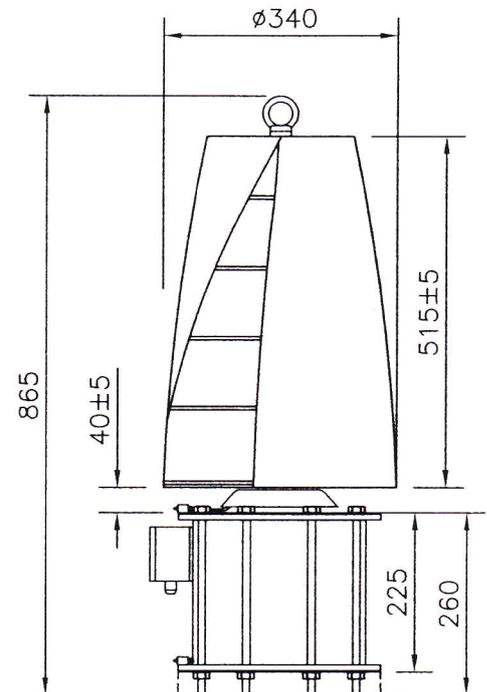
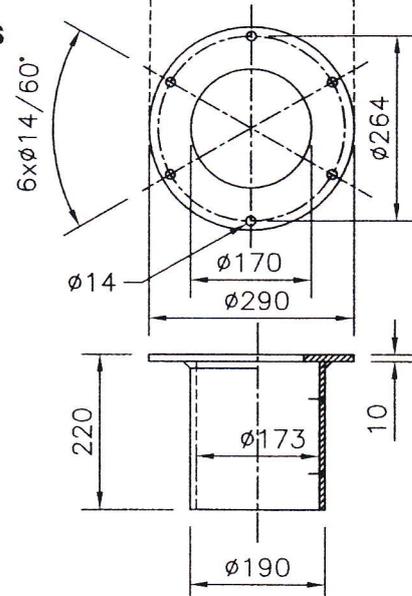
- Weight: 38 kg
- Swept area: 0,15 m²
- Generator: 9A in delta, 6A in star connection
- Voltage: 12V battery charging mode 15V
24V battery charging mode 30V
- Fastening of the turbine with 6 pc of M12 bolts
- Wind load, side force to the middle point of the vane,
Calculated 0,25 m up from the generator: 50 kg
- The weight of the base depends on
the height of the mast - in other words
on the length of the torque arm.
- WS-0,15B-model Max 2000 rpm
- WS-0,15B Guaranteed at constant wind speed of 40 m/s

Materials:

- Vanes: fibre glass
- Fastenings: aluminium
- Shaft: Ø25 mm chrome coated steel
- Generator and Generator End Plates: dip galvanized steel
or marine grade aluminium
- All bolts stainless steel or dip galvanized (A4, A2 or Zn)

Assets of Windside wind turbines:

- No need to stop or secure during storms
- Produces max. amount of energy in storms
- No need to be turned to the wind direction
- Soundless; 0 dB, measured in 2 meters distance
from the vane
- Stands snow, frost, heat and humidity
- Long lifespan
- Minimum need of maintenance, only lubrication
- Safe to people, animals and nature

**MOUNTING
DIMENSIONS**

windside

OY WINDSIDE PRODUCTION Ltd

E-mail and internet:
finland@windside.com
www.windside.com

Tel.: +358-208-350 700
Fax: +358-208-350 701
Mobile: +358-400-315 037

The Manufacturer reserves
all rights to all modifications
without further notice.

WINDSIDE *WS-0,15BPLUS dimensions and technical info*

Windside WS-0,15BPLUS technical info:

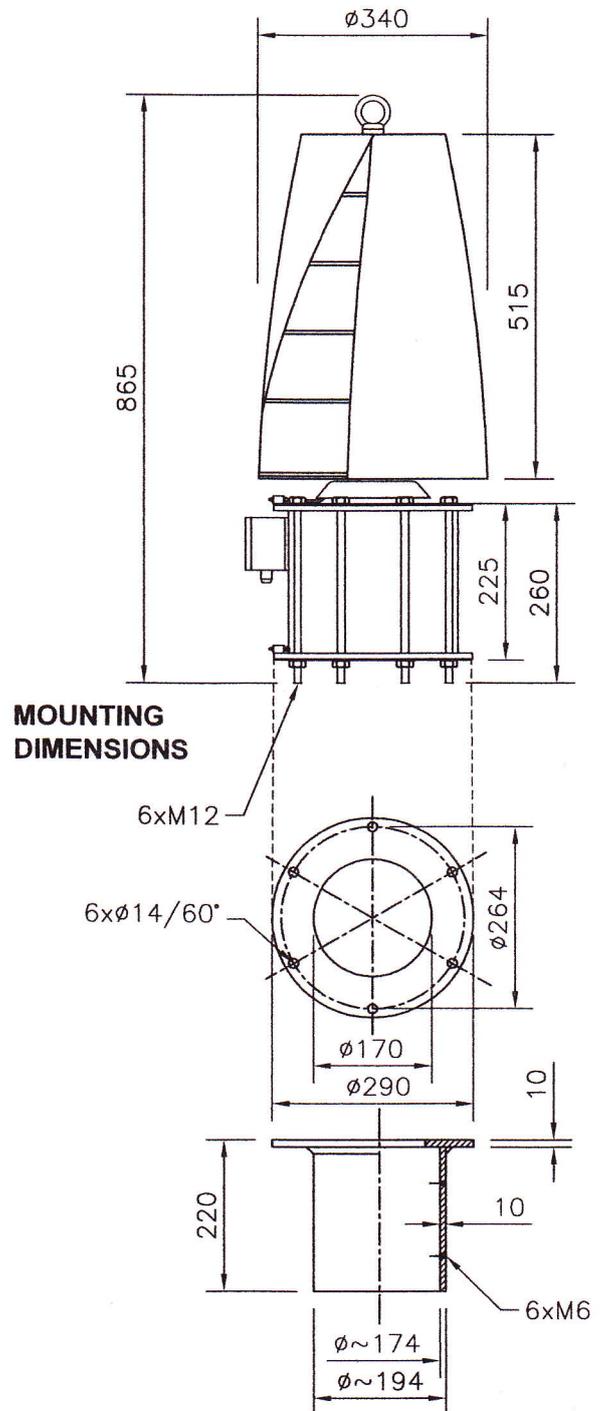
- Weight: 40 kg
- Swept area: 0,15 m²
- Generator: 9A in delta, 6A in star connection
- Voltage: 12V battery charging mode 15V
24V battery charging mode 30V
- Fastening of the turbine with 6 pc of M12 bolts
- Wind load, side force to the middle point of the vane, Calculated 0,25 m up from the generator: 50 kg
- The weight of the base depends on the height of the mast - in other words on the length of the torque arm.
- WS-0,15BPLUS-model Max 2500 rpm
- WS-0,15BPLUS Guaranteed at constant wind speed of 50 m/s

Materials:

- Vanes: fibre glass
- Fastenings: chrome coated aluminium
- Shaft: Ø30 mm chrome coated steel
- Generator and Generator End Plates: hot dip galvanized steel or marine grade aluminium
- All bolts stainless steel or hot dip galvanized (A4, A2 or Zn)

Assets of Windside wind turbines:

- No need to stop or secure during storms
- Produces max. amount of energy in storms
- No need to be turned to the wind direction
- Soundless; 0 dB, measured in 2 meters distance from the vane
- Stands snow, frost, heat and humidity
- Long lifespan
- Minimum need of maintenance, only lubrication
- Safe to people, animals and nature

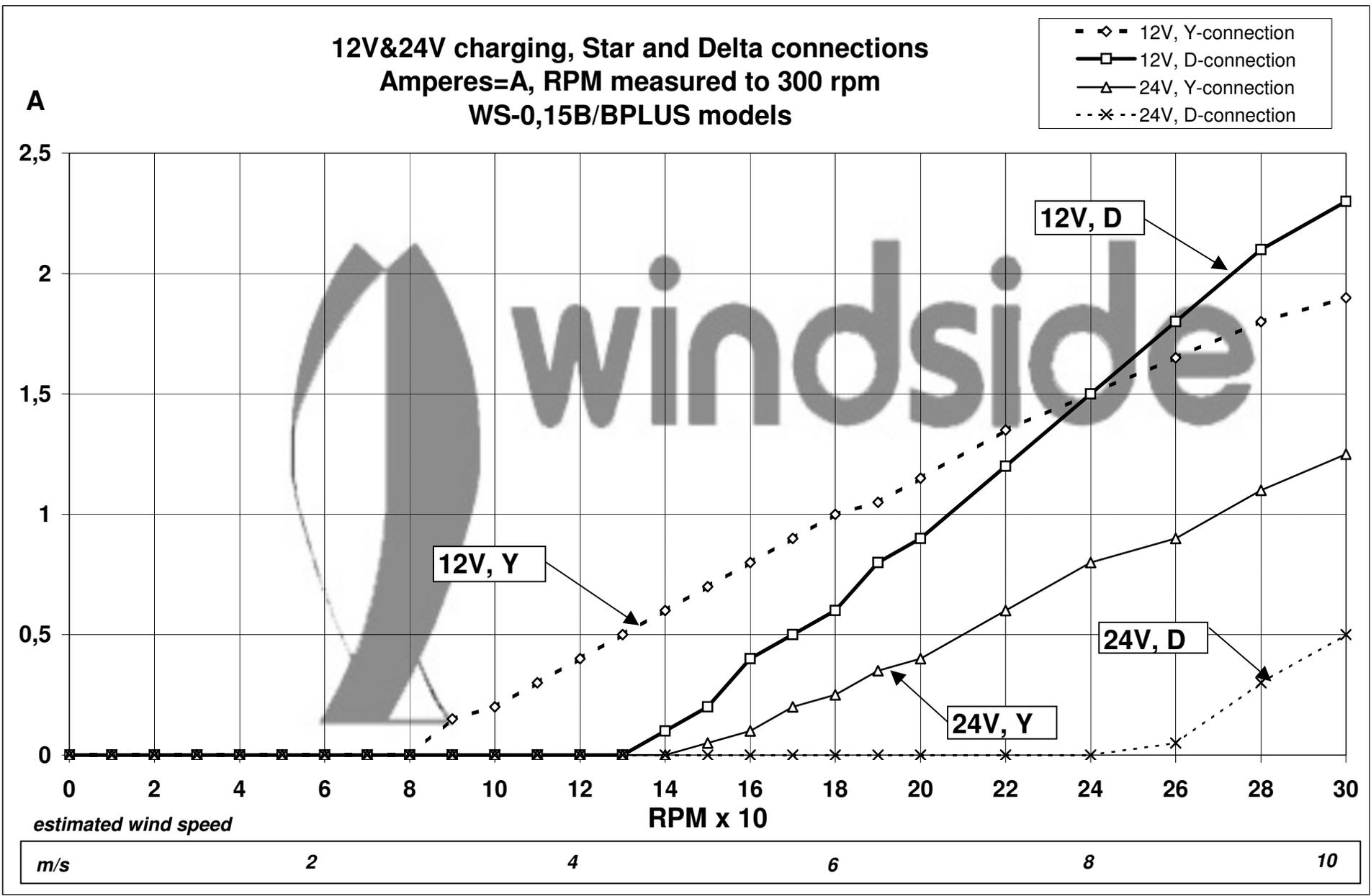


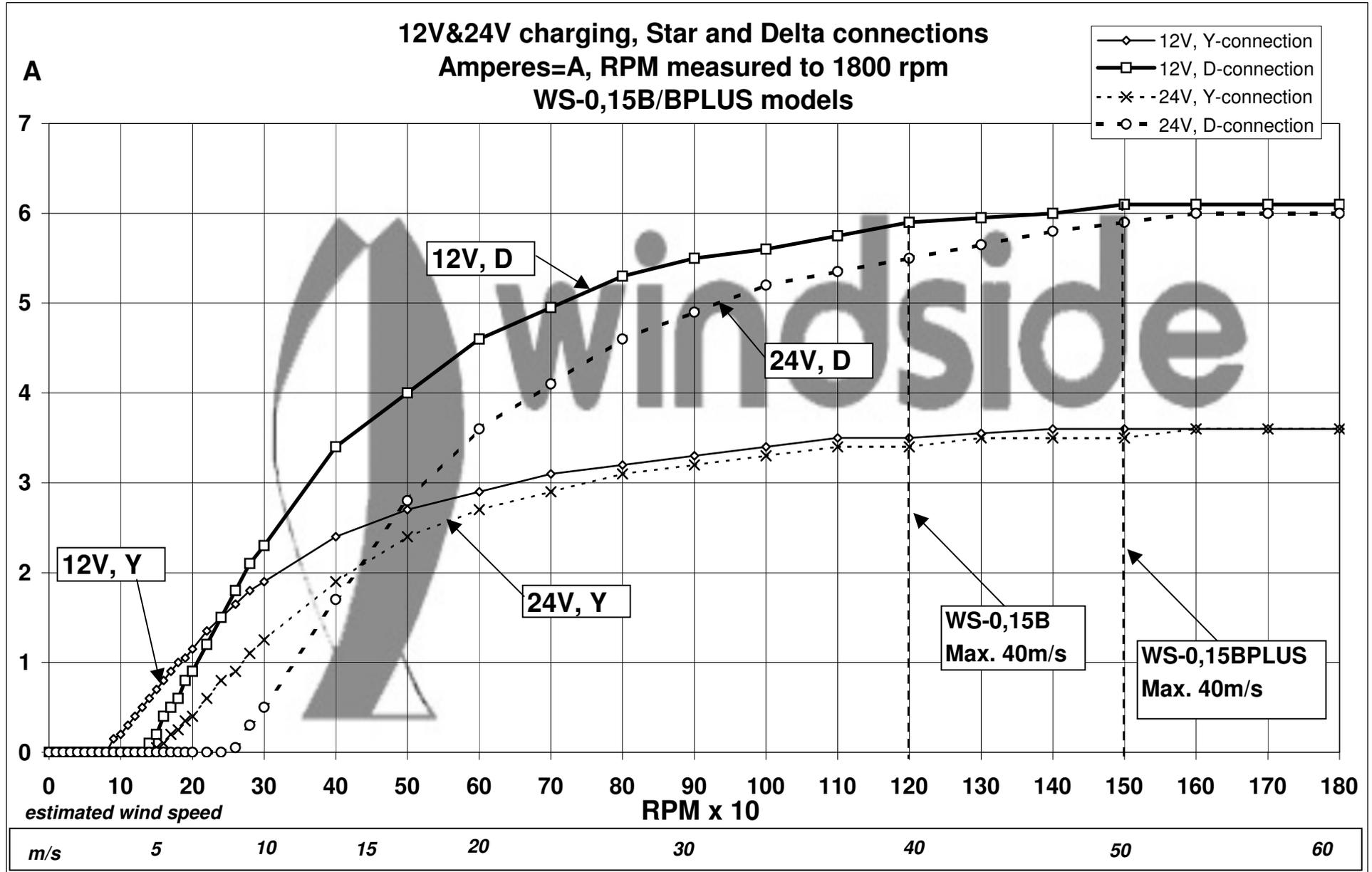

windside
OY WINDSIDE PRODUCTION Ltd

E-mail and internet:
finland@windside.com
www.windside.com

Tel.: +358-208-350 700
Fax: +358-208-350 701
Mobile: +358-400-315 037

The Manufacturer reserves
all rights to all modifications
without further notice.





WINDSIDE

WS-0,30B dimensions and technical info

Windside WS-0,30B technical info:

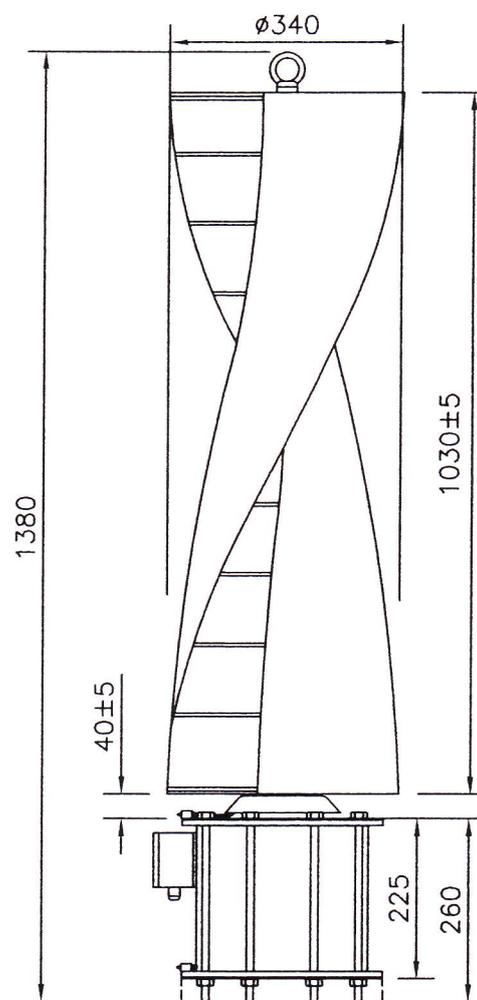
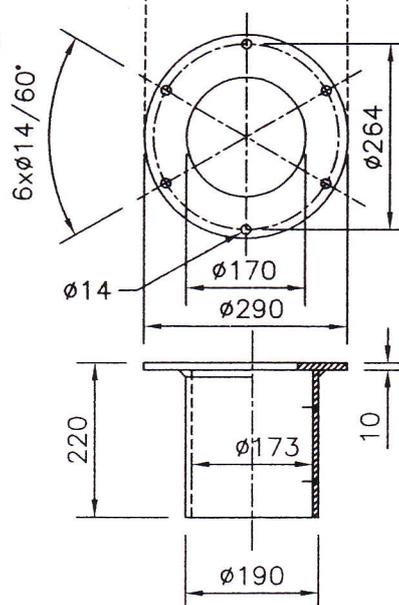
- Weight: 46 kg
- Swept area: 0,30 m²
- Generator: 9A in delta, 6A in star connection
- Voltage: 12V battery charging mode 15V
24V battery charging mode 30V
- Fastening of the turbine with 6 pc of M12 bolts
- Wind load, side force to the middle point of the vane,
Calculated 0,50 m up from the generator: 100 kg
- The weight of the base depends on
the height of the mast- in other words
on the length of the torque arm.
- WS-0,30B-model Max 2000 rpm
- WS-0,30B Guaranteed at constant wind speed of 40 m/s

Materials:

- Vanes: fibre glass
- Fastenings: aluminium
- Shaft: Ø30 mm chrome coated steel
- Generator and Generator End Plates: dip galvanized steel
or marine grade aluminium
- All bolts stainless steel or dip galvanized (A4, A2 or Zn)

Assets of Windside wind turbines:

- No need to stop or secure during storms
- Produces max. amount of energy in storms
- No need to be turned to the wind direction
- Soundless; 0 dB, measured in 2 meters distance
from the vane
- Stands snow, frost, heat and humidity
- Long lifespan
- Minimum need of maintenance, only lubrication
- Safe to people, animals and nature

**MOUNTING
DIMENSIONS**

windside

OY WINDSIDE PRODUCTION Ltd

E-mail and internet:
finland@windside.com
www.windside.com

Tel.: +358-208-350 700
Fax: +358-208-350 701
Mobile: +358-400-315 037

The Manufacturer reserves
all rights to all modifications
without further notice.

WINDSIDE *WS-0,30B PLUS dimensions and technical info*

Windside WS-0,30B PLUS technical info:

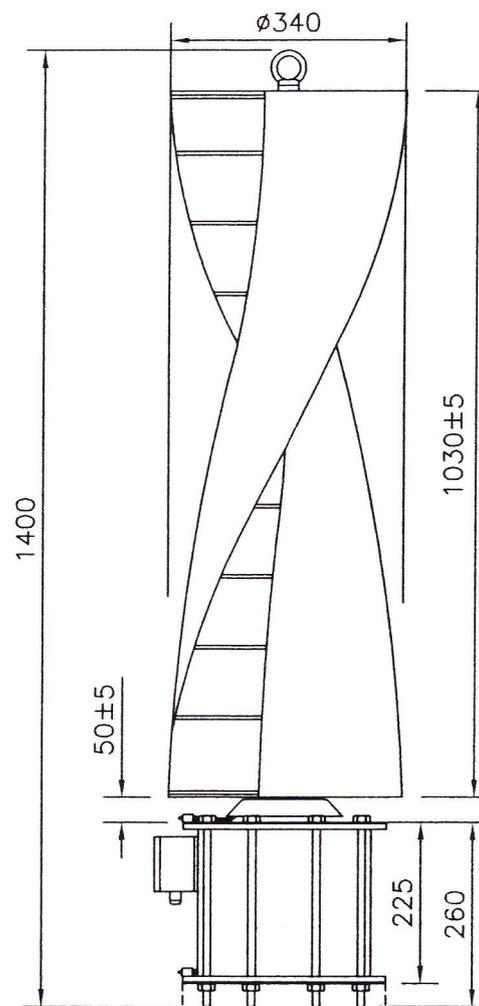
- Weight: 47 kg
- Swept area: 0,30 m²
- Generator: 9A in delta, 6A in star connection
- Voltage: 12V battery charging mode 15V
24V battery charging mode 30V
- Fastening of the turbine with 6 pc of M12 bolts
- Wind load, side force to the middle point of the vane,
Calculated 0,50 m up from the generator: 100 kg
- The weight of the base depends on
the height of the mast- in other words
on the length of the torque arm.
- WS-0,30B PLUS model Max 2500 rpm
- WS-0,30B PLUS Guaranteed at constant
wind speed of 50 m/s

Materials:

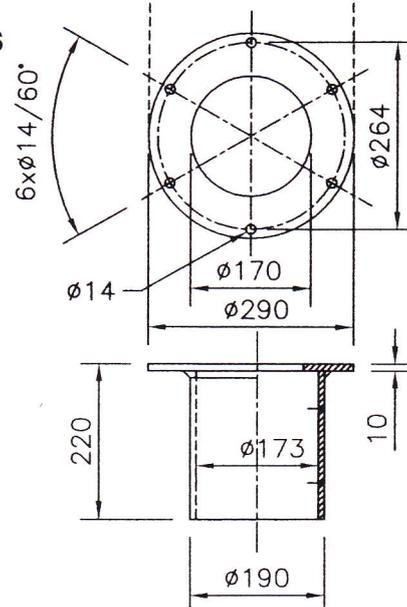
- Vanes: fibre glass
- Fastenings: aluminium
- Shaft: Ø40/Ø28 mm chrome coated steel tube
- Generator and Generator End Plates: dip galvanized steel
or marine grade aluminium
- All bolts stainless steel or dip galvanized (A4, A2 or Zn)

Assets of Windside wind turbines:

- No need to stop or secure during storms
- Produces max. amount of energy in storms
- No need to be turned to the wind direction
- Soundless; 0 dB, measured in 2 meters distance
from the vane
- Stands snow, frost, heat and humidity
- Long lifespan
- Minimum need of maintenance, only lubrication
- Safe to people, animals and nature



MOUNTING DIMENSIONS



windside

OY WINDSIDE PRODUCTION Ltd

E-mail and internet:
finland@windside.com
www.windside.com

Tel.: +358-208-350 700
Fax: +358-208-350 701
Mobile: +358-400-315 037

The Manufacturer reserves
all rights to all modifications
without further notice.

WINDSIDE *WS-0,30A8-08 dimensions and technical info*

Windside WS-0,30A8-08 technical info:

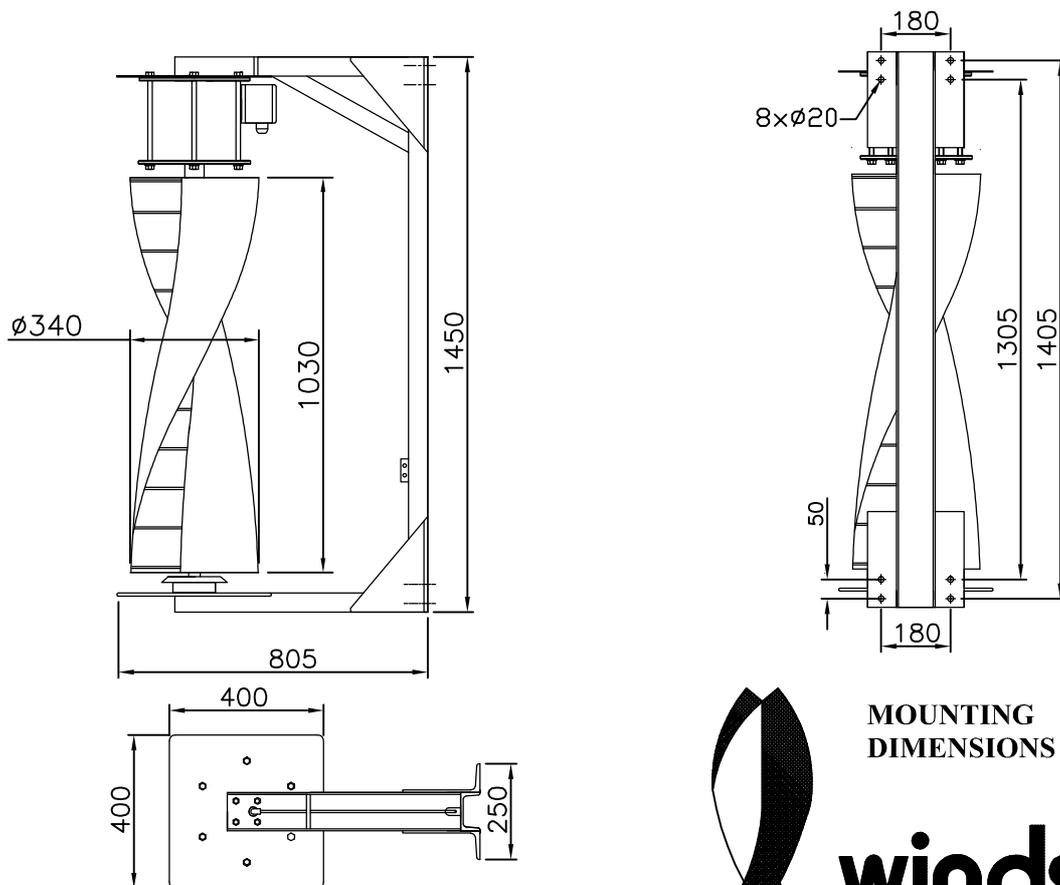
- Weight: 98 kg
- Swept area: 0,30 m²
- Generator: 9A in delta, 6A in star connection
- Voltage: 12V battery charging mode 15V
24V battery charging mode 30V
- Fastening of the turbine with 8 pc of M20-M16 bolts
- Wind load, side force to the middle point of the vane, Calculated 0,50 m down from the generator: 100 kg
- The weight of the base depends on the height of the mast - in other words on the length of the torque arm.
- WS-0,30A8-08-model Max 3000 rpm
- WS-0,30A8-08 Guaranteed at constant wind speed of 60 m/s

Materials:

- Vanes: fibre glass
- Fastenings: aluminium
- Shaft: Ø30 mm chrome coated steel or stainless steel
- Generator and Generator End Plates: hot dip galvanized steel or marine grade aluminium
- All bolts stainless steel (A4 or A2)

Assets of Windside wind turbines:

- No need to stop or secure during storms
- Produces max. amount of energy in storms
- No need to be turned to the wind direction
- Soundless; 0 dB, measured in 2 meters distance from the vane
- Stands snow, frost, heat and humidity
- Long lifespan
- Minimum need of maintenance, only lubrication
- Safe to people, animals and nature



**MOUNTING
DIMENSIONS**



windside

OY WINDSIDE PRODUCTION Ltd

E-mail and internet:
finland@windside.com
www.windside.com

Tel.: +358-208-350 700
Fax: +358-208-350 701
Mobile: +358-400-315 037

The Manufacturer reserves
all rights to all modifications
without further notice.

WINDSIDE

WS-0,30C dimensions and technical info

Windside WS-0,30C technical info:

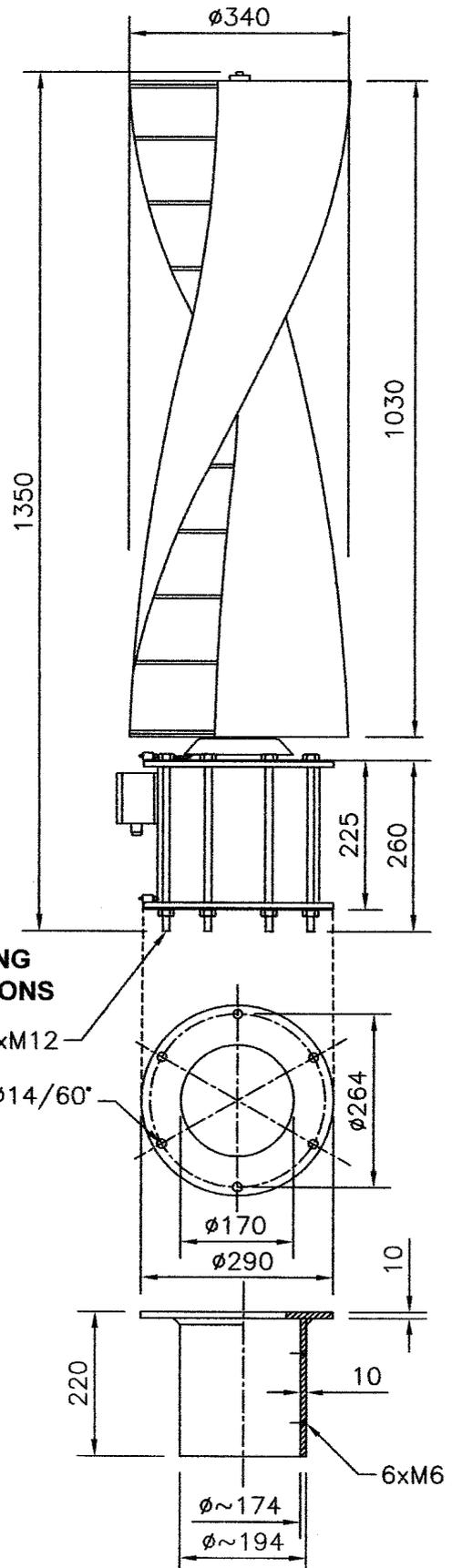
- Weight: 43 kg
- Swept area: 0,30 m²
- Generator: 9A in delta, 6A in star connection
- Voltage: 12V battery charging mode 15V
24V battery charging mode 30V
- Fastening of the turbine with 6 pc of M12 bolts
- Wind load, side force to the middle point of the vane, Calculated 0,50 m up from the generator: 100 kg
- The weight of the base depends on the height of the mast - in other words on the length of the torque arm.
- WS-0,30C-model Max 1500 rpm
- WS-0,30C Guaranteed at constant wind speed of 30 m/s

Materials:

- Vanes: fibre glass
- Fastenings: aluminium
- Shaft: Ø25 mm chrome coated steel
- Generator and Generator End Plates: dip galvanized steel or marine grade aluminium
- All bolts stainless steel or dip galvanized (A4, A2 or Zn)

Assets of Windside wind turbines:

- No need to stop or secure during storms
- Produces max. amount of energy in storms
- No need to be turned to the wind direction
- Soundless; 0 dB, measured in 2 meters distance from the vane
- Stands snow, frost, heat and humidity
- Long lifespan
- Minimum need of maintenance, only lubrication
- Safe to people, animals and nature



windside

OY WINDSIDE PRODUCTION Ltd

E-mail and internet:
finland@windside.com
www.windside.com

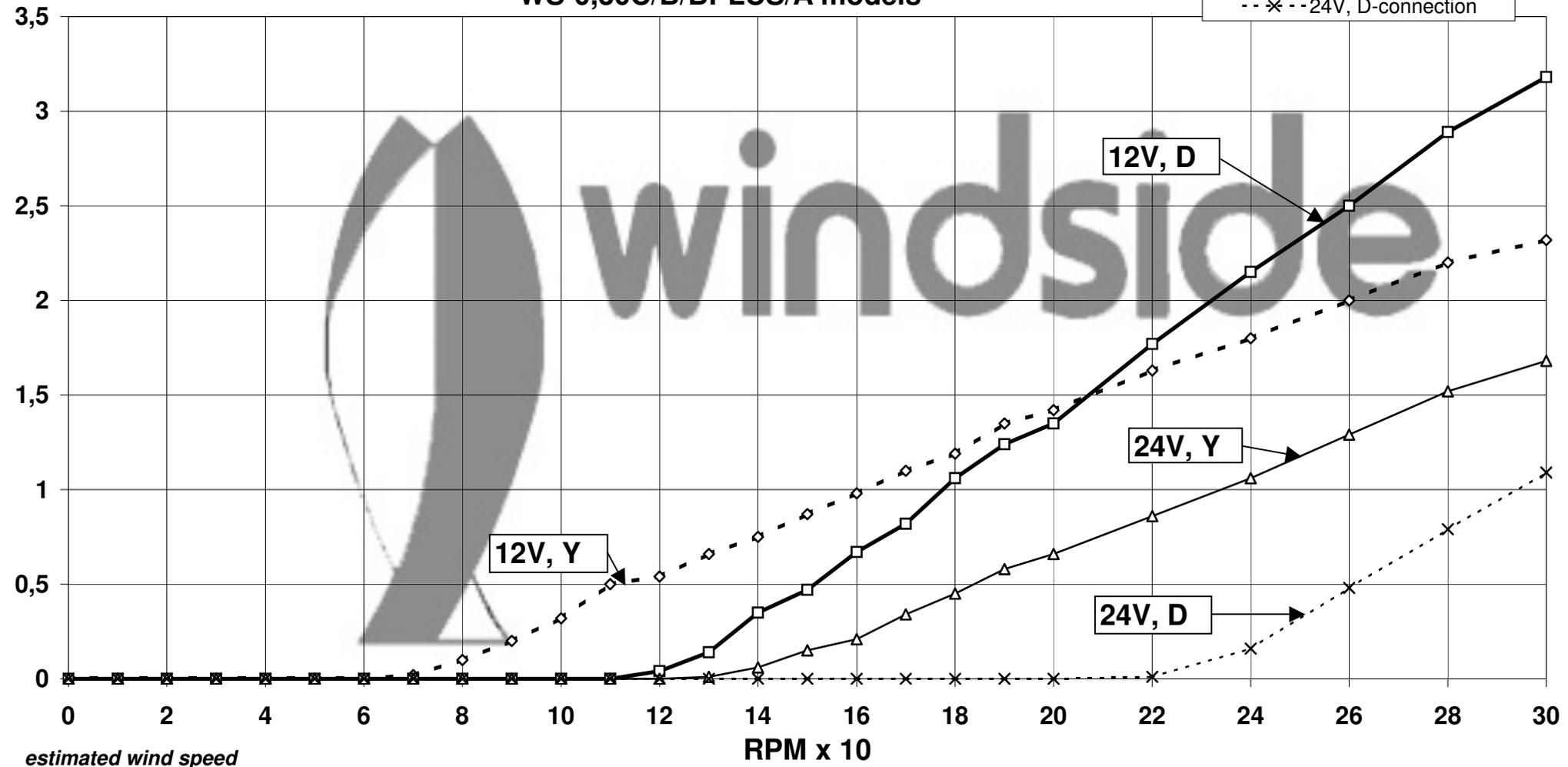
Tel.: +358-208-350 700
Fax: +358-208-350 701
Mobile: +358-400-315 037

The Manufacturer reserves
all rights to all modifications
without further notice.

12V&24V charging, Star and Delta connections
Amperes=A, RPM measured to 300 rpm
WS-0,30C/B/BPLUS/A models

A

- ◇— 12V, Y-connection
- 12V, D-connection
- △— 24V, Y-connection
- ×— 24V, D-connection

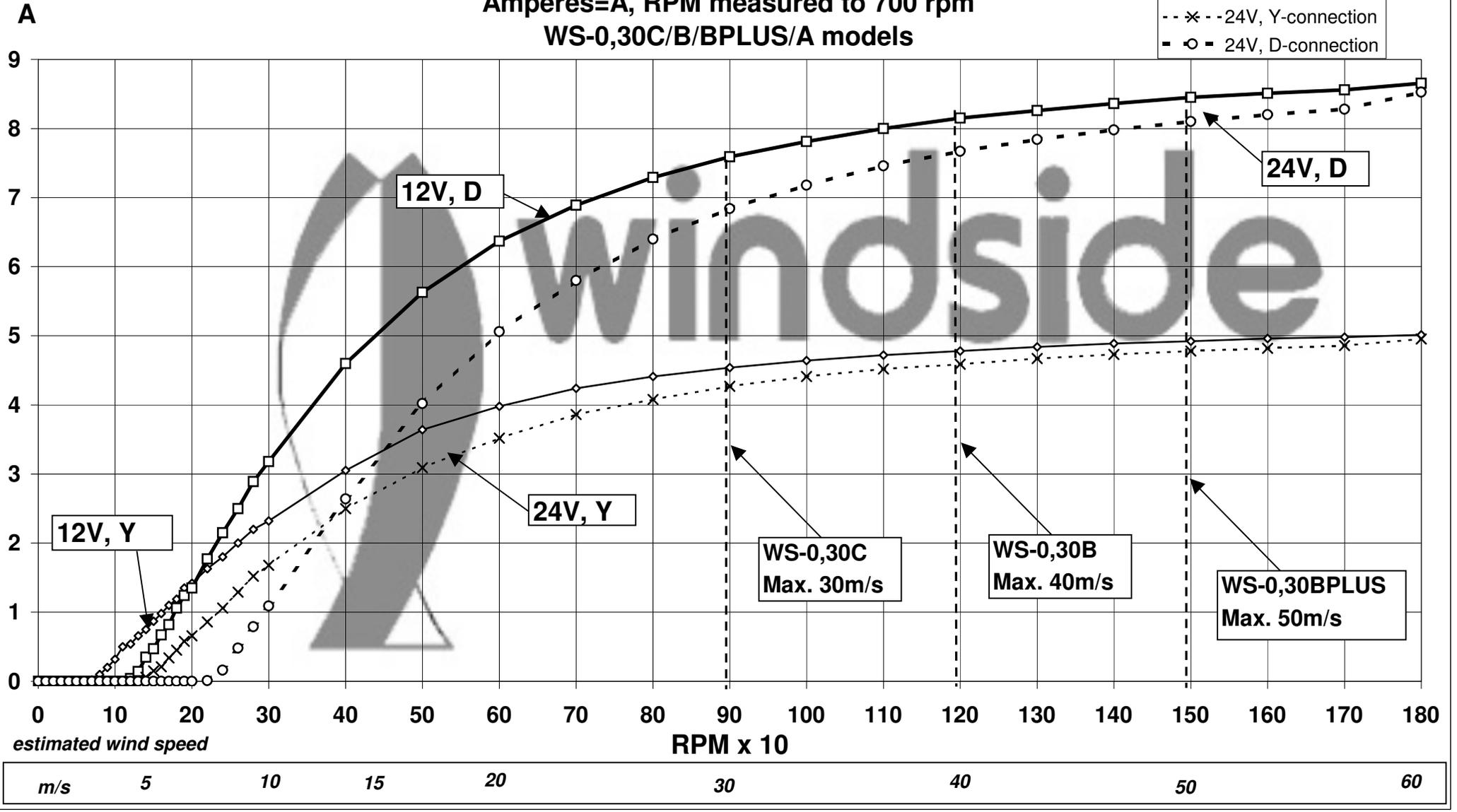


estimated wind speed

<i>m/s</i>	<i>2</i>	<i>4</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>10</i>
------------	----------	----------	----------	----------	-----------

12V&24V charging, Star and Delta connections
Amperes=A, RPM measured to 700 rpm
WS-0,30C/B/BPLUS/A models

- ◇— 12V, Y-connection
- 12V, D-connection
- - × - - 24V, Y-connection
- - ○ - - 24V, D-connection



Anexo

B



25 de mayo de 2015.

C. LUIS ÁNGEL ARISTA OTIZ

PRESENTE

En atención a su Solicitud de Acceso a la Información Pública identificada con el folio número 0325000042815, en el que requiere lo siguiente:

“Dimensiones de los túneles de las de las líneas del metro, dimensiones de los trenes del metro, velocidades operativas máximas, mínimas , promedio de los trenes, distancia entre estaciones de las líneas del metro, aceleración del metro y frenado del metro (m/s)”

Por lo anterior, se hace de su conocimiento que por oficio 71000/DMMR/2015/1496 de fecha 12 de mayo 2015, el Director de Mantenimiento de Material Rodante, informa lo siguiente:

“Al respecto y a lo que Material Rodante corresponde, le informo sobre los datos solicitados en las siguientes tablas.”

Tabla 1: Dimensiones (promedio) de los trenes del metro

DIMENSION	CARRO MOTRIZ CON CABINA	CARRO MOTRIZ SIN CABINA	CARRO REMOLQUE
Longitud entre enganches	17.18m	16.18m	16.18m
Ancho exterior	2.5m	2.5m	2.5m
Altura riel al techo	3.6m	3.6m	3.6m
Altura piso a techo (exterior)	2.4m	2.4m	2.4m
Longitud interior	16.7m	15.78m	15.78m
Ancho interior	2.264m	2.264m	2.264m

Tabla2: Velocidades y Aceleraciones

VELOCIDAD			ACELERACION	FRENADO (DESACELERACION)
MÁXIMA (DE DISEÑO)	MÍNIMA	PROMEDIO		
80 Km/h	variable	35 Km/h	1.4m/s ²	1.2m/s ²



INFORMACION DE POTENCIA CONSUMIDA EN LOS TRENES DEL STC POR LOS SISTEMAS DE ALUMBRADO Y VENTILACIÓN DEL SALON DE PASAJEROS

SISTEMA DE ALUMBRADO DEL SALON DE PASAJEROS CON:

- LAMPARAS FLOURECENTES DE 34W
- LAMPARAS FLOURECENTES DE 20 W
- BALASTRO ELECTRONICO P/34W
- BALASTRO ELECTRONICO P/22W

TREN	FORMACIÓN	CARRO MOTRIZ C/CABINA (M)		CARRO MOTRIZ S/CABINA (N)		CARRO REMOLQUE (R) o (PR)		CONSUMO TOTAL POR TREN
6 CARROS	M-R-N- N-PR-M	22 LAMPARAS DE 34W	748 W	24 LAMPARAS DE 34 W	816 W	24 LAMPARAS DE 34 W	816 W	2M+2N+2R
		+		+		+		
		22 BALASTROS	181.3 W	24 BALASTROS	197.8W	24 BALASTROS	197.8 W	
		2 LAMPARAS DE 20 W	40 W					
		+						
		2 BALASTROS	10 W					
CONSUMO			979.3 W		1013.8W		1013.8 W	6013.8 W

TREN	FORMACIÓN	CARRO MOTRIZ C/CABINA (M)		CARRO MOTRIZ S/CABINA (N)		CARRO REMOLQUE (R)		CONSUMO TOTAL POR TREN
9 CARROS	M-R-N- N-PR-N- N-R-M	22 LAMPARAS DE 34W	748 W	24 LAMPARAS DE 34 W	816 W	24 LAMPARAS DE 34 W	816 W	2M+4N+3R
		+		+		+		
		22 BALASTROS	181.3 W	24 BALASTROS	197.8W	24 BALASTROS	197.8 W	
		2 LAMPARAS DE 20 W	40 W					
		+						
		2 BALASTROS	10 W					
CONSUMO			979.3 W		1013.8W		1013.8W	9055.2 W

SISTEMA DE VENTILACIÓN DEL SALON DE PASAJEROS CON MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA DE 1/12 HP

TREN	FORMACIÓN	CARRO MOTRIZ C/CABINA (M)		CARRO MOTRIZ S/CABINA (N)		CARRO REMOLQUE (R) o (PR)		CONSUMO TOTAL POR TREN
		7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	434.4 W	
6 CARROS	M-R-N-N-PR-M	7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	434.4 W	2612.4 W

TREN	FORMACIÓN	CARRO MOTRIZ C/CABINA (M)		CARRO MOTRIZ S/CABINA (N)		CARRO REMOLQUE (R) o (PR)		CONSUMO TOTAL POR TREN
		7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	434.4 W	
9 CARROS	M-R-N-N-PR-N-N-R-M	7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	435.4 W	7 VENTILADORES	434.4 W	3918.6 W

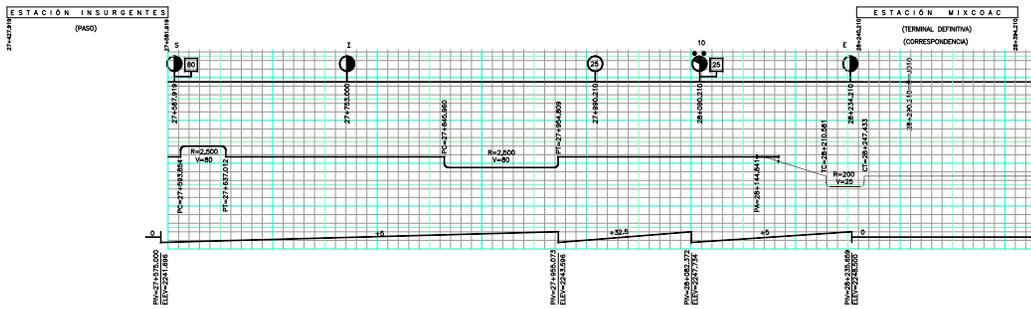
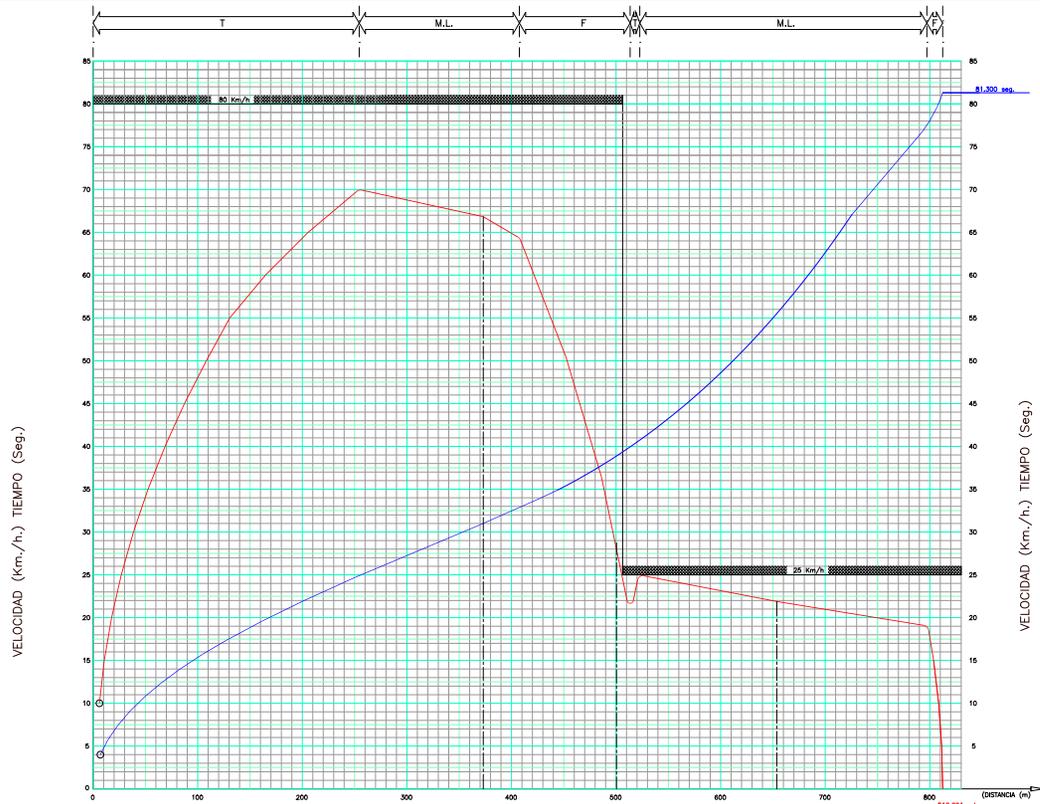
NUMERALIA

ALTA TENSION.

EN EL STC, LA ELECTRICIDAD ES SUMINISTRADA POR LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE) EN 3 DISTINTOS NIVELES DE TENSION: 23 KV, 85 KV Y 230 KV. SU RECEPCION, TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION AL INTERIOR SE EFECTUA MEDIANTE 4 SISTEMAS, QUE SE INTEGRAN BASICAMENTE POR 3 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSION (SEAT), 16 CABECERAS DE ALUMBRADO Y FUERZA (CAF), Y 165 SUBESTACIONES DE RECTIFICACION (SR). EL AREA RESPONSABLE DE SU MANTENIMIENTO ES LA COORDINACIÓN DE ALTA TENSION.

SISTEMAS DE SUMINISTRO, RECEPCION, TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL STC

SISTEMAS DE CFE QUE SUMINISTRAN ENERGIA ELECTRICA AL STC	- JAMAICA - NONOALCO	- ANILLO DE 23 KV	- SANTA CRUZ - IZTAPALAPA	- MERCED - PERALVILLO
● TENSION DE SUMINISTRO	85 KV CA	23 KV CA	230 KV CA	230 KV CA
SISTEMAS DEL STC QUE RECIBEN, TRANS-FORMAN Y DISTRIBUYEN ENERGIA ELECTRICA	SEAT BUEN TONO	SUBESTACIONES DE 23 KV	SEAT ESTRELLA	SEAT OCEANIA
● LINEAS DE METRO A LAS QUE SIRVE	1, 2 Y 3	1 OTE, 2 PTE, 3 S, 4, 5, 6, 7, 9 Y "A"	L8	L"B"
● EQUIPOS DE TRANSFORMACION	4	-	2	2
● TENSION DE SALIDA	15 KV CA	-	23 KV CA	23 KV CA
● EQUIPOS QUE ALIMENTAN				
● CABECERAS DE ALUMBRADO Y FUERZA	-	16	-	-
➤ TENSION DE SALIDA	-	220 V CA	-	-
● SUBESTACIONES DE RECTIFICACION	44	86	16	19
➤ TENSION DE SALIDA	720 V CD	720 V CD	720 V CD	720 V CD



Simbología:

M.L.	CONDICIONES DE CONDUCCIÓN	●	SEÑAL DE ESPACIAMIENTO 1/0 MANOBRA (DOS LUCES)
T	TRACCIÓN	●●	INDICADOR DE DIRECCIÓN
M.L.	MARCHA LIBRE	●●●	SEÑAL DE MANOBRA 1/0 ESPACIAMIENTO (TRES LUCES)
FS	FRENADO SERVICO	⊥	FLACA DE ADVERTOR DE (LV)
█	POSICIÓN DE VELOCIDAD DE OPERACIÓN	⊥	FLACA DE INDICADOR DE LIMITE DE VELOCIDAD (LV)
—	CURVA ESPACIO VELOCIDAD	⊥	INDICADOR DE REANUDACIÓN DE LIMITE DE VELOCIDAD (LV)
—	CURVA ESPACIO TIEMPO	⊥	CÓDIGO DE SEÑALES
R=100	CURVA HORIZONTAL	⊥	VERDE ROJO AMARILLO ALTO PERMISIVO LIBRE
▲	PERFIL EN %	⊥	— JDE JUNTA DE DESBLOQUEO DE SEÑAL
⊥	APARATO DE VÍA		

REFERENCIAS:

TÍTULO:	NÚMERO DE PLANO:	MODIFICACIÓN:	FECHA:
PROYECTO DE TRAZO:	07-CM-PGE.01-612325-III-44-204-P	0	
PROYECTO DE GALIBOS:	07-CM-PGE.02-612325-III-44-260-P	0	
PROYECTO DE PERFIL:	07-CM-PGE.04-612325-III-39-1039-P	0	

NOTAS:
1.- TODOS LOS CADENAMIENTOS ESTAN REFERIDOS AL EJE DE TRAZO

MODIFICACIONES

NO.	MODIFICACIÓN	FECHA	APROBO

ESPECIFICACIONES PARA EL PROYECTO Y CONSTRUCCIÓN DE LAS LINEAS DEL METRO DE LA CIUDAD DE MEXICO VOL. 1, LIBRO 2, PARTE 2.04, OPERACIÓN, CONTUR, SEPT. 1996

Ciudad de México

SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO
GERENCIA DE OBRAS Y MANTENIMIENTO

DIRECTOR GENERAL: **ING. FRANCISCO RODRIGUEZ HERNANDEZ**
SUBDIRECTOR GENERAL DE MANTENIMIENTO: **ING. SALOMÓN BOLAY ZYMAN**
GERENTE DE OBRAS Y MANTENIMIENTO: **ING. MIGUEL ARTURO TABAYO LERIO**
SUBGERENTE DE PROYECTOS: **ING. JOSE ANTONIO FLORES**
COORDINADOR DE OBRAS Y MANTENIMIENTO: **ING. DAVID REYNAGA SERRATO** INGENIERO DE MANTENIMIENTO: **ING. LUIS GARCÍA ÁVILA**

IC **CUMESA**

PROYECTO: **ACTUALIZACIÓN, ADECUACIÓN Y COMPLEMENTO DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA LÍNEA 12 TLÁHUAC – MIXCOAC DEL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO**

LÍNEA "12"
PROYECTO DE MARCHAS TIPO
TRAMO: INSURGENTES – MIXCOAC
ITINERARIO 10-12 (VIA-1)
DEL KM: 27+581.919 AL KM: 28+394.210

FECHA:	ESTADO:	PROYECTO:	FECHA:	ESTADO:

PLANO NO. **02-CM-OP-02-612325-III-47-383-P**

ELAB. E.A.

Anexo

C

Datos obtenidos de la curva de marca de los trenes del STC y aproximación por mínimos cuadrados.

A=[10	3.9	90	12.8
20	5.8	100	13.1
30	7.2	110	14
40	8.6	120	14.6
50	9.6	130	15.3
60	10.4	140	15.7
70	11.2	150	15.8
80	11.9	160	16.5];

```

X=A';
n=length(X(1,:));
A=0;
B=0;
C=0;
D=0;
for i=1:n;
    A=A+X(1,i);
    B=B+X(2,i);
    C=C+(X(1,i))^2;
    D=D+X(1,i)*X(2,i);
end
m=(n*D-A*B)/(n*C-A^2);
b=(C*B-D*A)/(n*C-A^2);

for i=1:n;
    plot
(X(1,i),X(2,i),'*','MarkerEdgeColor','k','Line
Width',1);
    hold on
    % axis([10 80 0 1000])
end
x=X(1,:);
y=m*x+b;
plot(x,y,'r');
title('Aproximaci n lineal por mínimos
cuadrados.');
```

yprom=mean(y)	A1=[170	16.5
180	16.9	
190	17.5	
200	17.8	
210	18.2	
220	18.5	
230	18.8	
240	19	
250	19.39];	

```

X1=A1';
n1=length(X1(1,:));
A1=0;
```

```

C1=0;          300    19.1
D1=0;          310    19
for i=1:n1;    320    18.94
    A1=A1+X1(1,i);  330    18.89
    B1=B1+X1(2,i);  340    18.83
    C1=C1+(X1(1,i))^2;  350    18.75
    D1=D1+X1(1,i)*X1(2,i);  360    18.64
end           370    18.58
              380    18.4
m1=(n1*D1-A1*B1)/(n1*C1-A1^2);  390    18.3
b1=(C1*B1-D1*A1)/(n1*C1-A1^2);  400    17.8];

for i=1:n1;    X2=A2';
              n2=length(X2(1,:));
              A2=0;
              B2=0;
              C2=0;
              D2=0;

              plot
              (X1(1,i),X1(2,i),'*','MarkerEdgeColor','k','Lin
              eWidth',1);
              hold on
              % axis([10 80 0 1000])
end

x1=X1(1,:);
y1=m1*x1+b1;
plot(x1,y1,'b');
title('Aproximaci n lineal por mínimos
cuadrados.');
```

```
yprom1=mean(y1)
```

```
A2=[260    19.44
```

```
270    19.31
```

```
280    19.28
```

```
290    19.2
```

```
m2=(n2*D2-A2*B2)/(n2*C2-A2^2);
```

```
b2=(C2*B2-D2*A2)/(n2*C2-A2^2);
```

```
for i=1:n2;
```

```

    plot
    (X2(1,i),X2(2,i),'*','MarkerEdgeColor','k','Line
    Width',1);

```

```

    hold on
    % axis([10 80 0 1000])
end

```

```

x2=X2(1,:);
y2=m2*x2+b2;
plot(x2,y2,'g');
title('Aproximaci n lineal por mínimos
cuadrados.');
```

```

yprom2=mean(y2)

```

```

A3=[410      17.6
420      16.8
430      16
440      15
450      14.2
460      12.8
470      12.9
480      10.7
490      9.4
500      7.5
510      6.1];

```

```

X3=A3';
n3=length(X3(1,:));
A3=0;
B3=0;
C3=0;
D3=0;

```

```

for i=1:n3;
    A3=A3+X3(1,i);
    B3=B3+X3(2,i);
    C3=C3+(X3(1,i))^2;
    D3=D3+X3(1,i)*X3(2,i);
end

```

```

m3=(n3*D3-A3*B3)/(n3*C3-A3^2);
b3=(C3*B3-D3*A3)/(n3*C3-A3^2);

```

```

for i=1:n3;

```

```

    plot
    (X3(1,i),X3(2,i),'*','MarkerEdgeColor','k','Line
    Width',1);

```

```

    hold on
    % axis([10 80 0 1000])
end

```

```

x3=X3(1,:);
y3=m3*x3+b3;
plot(x3,y3,'y');

```

```
title('Aproximaci n lineal por mínimos  
cuadrados.');
```

```
yprom3=mean(y3)
```

```
A4=[520      6.7
```

```
530    6.9
```

```
540    6.83
```

```
550    6.78
```

```
560    6.69
```

```
570    6.64
```

```
580    6.58
```

```
590    6.5
```

```
600    6.42
```

```
610    6.39
```

```
620    6.33
```

```
630    6.25
```

```
640    6.2
```

```
650 6.11
```

```
660    6.06
```

```
670    6
```

```
680    5.94
```

```
690    5.86
```

```
700    5.83
```

```
710    5.78
```

```
720    5.7
```

```
730    5.64
```

```
740    5.58
```

```
750    5.56
```

```
760    5.5
```

```
770    5.44
```

```
780    5.39
```

```
790    5.28];
```

```
X4=A4';
```

```
n4=length(X4(1,:));
```

```
A4=0;
```

```
B4=0;
```

```
C4=0;
```

```
D4=0;
```

```
for i=1:n4;
```

```
    A4=A4+X4(1,i);
```

```
    B4=B4+X4(2,i);
```

```
    C4=C4+(X4(1,i))^2;
```

```
    D4=D4+X4(1,i)*X4(2,i);
```

```
end
```

```
m4=(n4*D4-A4*B4)/(n4*C4-A4^2);
```

```
b4=(C4*B4-D4*A4)/(n4*C4-A4^2);
```

```
for i=1:n4;
```

```
    plot  
(X4(1,i),X4(2,i),'*', 'MarkerEdgeColor','k','Lin  
eWidth',1);
```

```
    hold on
```

```
% axis([10 80 0 1000])
```

```
end
```

```
x4=X4(1,:);
```

```
y4=m4*x4+b4;
```

```
plot(x4,y4,'m');
```

```

title('Aproximaci n lineal por mínimos
cuadrados.');
```

<pre> yprom4=mean(y4) ypromT=(yprom+yprom1+yprom2+yprom3+ yprom4)/5 A5=[800 4.9 810 1.9 813 0]; X5=A5'; n5=length(X5(1,:)); A5=0; B5=0; C5=0; D5=0; for i=1:n5; A5=A5+X5(1,i); B5=B5+X5(2,i); C5=C5+(X5(1,i))^2; D5=D5+X5(1,i)*X5(2,i);</pre>	<pre> end m5=(n5*D5-A5*B5)/(n5*C5-A5^2); b5=(C5*B5-D5*A5)/(n5*C5-A5^2); for i=1:n5; plot (X5(1,i),X5(2,i),'*', 'MarkerEdgeColor','k','Lin eWidth',1); hold on % axis([10 80 0 1000]) end x5=X5(1,:); y5=m5*x5+b5; %plot(x5,y5,'m'); title('Aproximaci�n lineal por mínimos cuadrados.');</pre>
--	---

```

yprom5=mean(y5)

ypromT=(yprom+yprom1+yprom2+yprom3+
yprom4+yprom5)/6
```

Grafica.

```
clc, clear
```

```
%Distancia
```

```
a=[10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250
260]
```

```
a1=[270 280 290 300 310 320 330 340 350 360 370 380 390 400 410 420 430 440 450 460 470 480
490 500 510 520 530 540 550 560 570 580 590 600 610 620 630 640 650 660 670 680 690 700 710
720 730 740 750 760 770 780 790 800 810 813]
```

```
%Velocidad
```

```
b=[3.9 5.8 7.2 8.6 9.6 10.4 11.2 11.9 12.8 13.1 14.0 14.6 15.3 15.7 15.8 16.5 16.5 16.9 17.5 17.8 18.2
18.5 18.8 19.0 19.39 19.44]
```

```
b1=[19.31 19.28 19.2 19.1 19.0 18.94 18.89 18.83 18.75 18.64 18.58 18.4 18.3 17.8 17.6 16.8 16.0
15.0 14.2 12.8 12.9 10.7 9.4 7.5 6.1 6.7 6.9 6.83 6.78 6.69 6.64 6.58 6.5 6.42 6.39 6.33 6.25 6.2 6.11
6.06 6.0 5.94 5.86 5.83 5.78 5.7 5.64 5.58 5.56 5.50 5.44 5.39 5.28 4.9 1.9 0]
```

```
%Corriente
```

```
d=[0 0.4 0.8 1.26 1.56 1.53 1.91 2.14 2.31 2.4 2.57 2.7 2.91 2.95 2.96 3.02 3.02 3.1 3.19 3.2 3.21
3.23 3.31 3.38 3.4 3.42]
```

```
d1=[3.4 3.396 3.387 3.379 3.37 3.362 3.353 3.345 3.336 3.328 3.31 3.302 3.277 3.234 3.191 3.06
2.89 2.72 2.63 2.29 2.34 1.83 1.489 0.851 0.426 0.638 0.698 0.681 0.664 0.66 0.643 0.637 0.633
0.583 0.57 0.567 0.53 0.5 0.467 0.45 0.383 0.367 0.327 0.3 0.293 0.253 0.24 0.227 0.217 0.2 0.183
0.167 0.157 0.083 0 0]
```

```
%Potencia aparente
```

```
e=sqrt(3)*24*d
```

```
e1=sqrt(3)*24*d1
```

```
%Abscisas
```

```
c=zeros(size(a))
```

```
grid on
```

```
hold on
```

```
%Grafica de distancia contra velocidad
```

```
plot(a,b, 'k')
```

```
%Abscisas
```

```
plot(a,c, 'r')
```

```
%Grafica velocidad contra corriente
```

```
plot(b,d, 'b')
```

```
plot(b1,d1, '-.r')
```

```
%grafica de velocidad contra potencia aparente
```

```
plot(b,e, 'b')
```

```
plot(b1,e1, '-.r')
```

Calculo de factores de potencia.

```
%Velocidad
```

```
a=[3.9 5.8 7.2 8.6 9.6 10.4 11.2 11.9 12.8 13.1 14.0 14.6 15.3 15.7 15.8 16.5 16.5 16.9 17.5 17.8  
18.2 18.5 18.8 19.0 19.39 19.44 19.31 19.28 19.2 19.1 19.0 18.94 18.89 18.83 18.75 18.64 18.58  
18.4 18.3 17.8 17.6 16.8 16.0 15.0 14.2 12.8 12.9 10.7 9.4 7.5 6.1 6.7 6.9 6.83 6.78 6.69 6.64 6.58  
6.5 6.42 6.39 6.33 6.25 6.2 6.11 6.06 6.0 5.94 5.86 5.83 5.78 5.7 5.64 5.58 5.56 5.50 5.44 5.39 5.28  
4.9 1.9 0]
```

```
n=length(a(1,:));
```

```
%Factor de potencia
```

```
for i=1:n
```

```
    b=(a*0.19058642)/3.9
```

```
end
```

Gráfico de velocidad contra factor de potencia.

```
plot(a,b, 'k')
```

Ajuste polinomial.

```
clc, clear
```

```
grid on
```

```
hold on
```

```
%Distancia
```

```
x=[10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240
250 260 270 280 290 300 310 320 330 340 350 360 370 380 390 400 410 420 430 440 450 460 470
480 490 500 510]
```

```
x1=[510 520 525 530 535 540 545 550 555 560 565 570 575 580 585 590 595 600 605 610 615 620
625 630 635 640 645 650 655 660 665 670 675 680 685 690 695 700 705 710 715 720 725 730 735
740 745 750 755 760 765 770 775 780]
```

```
x2=[780 785 790 795 800 805 810 813]
```

```
%Velocidad
```

```
y=[3.9 5.8 7.2 8.6 9.6 10.4 11.2 11.9 12.8 13.1 14.0 14.6 15.3 15.7 15.8 16.5 16.5 16.9 17.5 17.8
18.2 18.5 18.8 19.0 19.39 19.44 19.31 19.28 19.2 19.1 19.0 18.94 18.89 18.83 18.75 18.64 18.58
18.4 18.3 17.8 17.6 16.8 16.0 15.0 14.2 12.8 12.9 10.7 9.4 7.5 6.1]
```

```
y1=[6.1 6.7 6.94 6.9 6.86 6.83 6.80 6.78 6.75 6.69 6.66 6.64 6.61 6.58 6.52 6.5 6.47 6.42 6.38 6.39
6.36 6.33 6.27 6.25 6.22 6.2 6.13 6.11 6.08 6.06 6.02 6.0 5.97 5.94 5.91 5.86 5.84 5.83 5.80 5.78
5.75 5.7 5.69 5.64 5.61 5.58 5.56 5.55 5.55 5.50 5.47 5.44 5.41 5.39]
```

```
y2=[5.39 5.36 5.30 5.28 4.9 3.61 1.9 0]
```

```
%Abscisas
```

```
c=zeros(size(x))
```

```
%polinomios
```

```
%Sección 1
```

```
fprintf('El polinomio de tercer orden de la primera sección es:\n')
```

```
p=polyfit(x,y,3)
```

```
yp=polyval(p,x)
```

```
plot(x,y, 'k')
```

```
plot(x,yp, 'b')
```

```
%Sección 2
```

```
fprintf('El polinomio de segundo orden de la segunda sección es:\n')
```

```
p1=polyfit(x1,y1,2)
```

```
yp1=polyval(p1,x1)
```

```
plot(x1,y1, 'k')
```

```
plot(x1,yp1, 'r')
```

```
%sección 3
```

```
fprintf('El polinomio de segundo orden de la tercera sección es:\n')
```

```
p2=polyfit(x2,y2,2)
```

```
yp2=polyval(p2,x2)
```

```
plot(x2,y2, 'k')
```

```
plot(x2,yp2, 'm')
```