

2015

Universidad Nacional de Mar del Plata  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# EMULADOR DE GENERADOR EÓLICO



NICOLINI LEONARDO D.  
TROTTA ADRIÁN M.





RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad Nacional de Mar del Plata.

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

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



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

2015

Universidad Nacional de Mar del Plata  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# EMULADOR DE GENERADOR EÓLICO



NICOLINI LEONARDO D.  
TROTTA ADRIÁN M.





# EMULADOR DE GENERADOR EÓLICO

Nicolini Leonardo - Trotta Adrián

Este Trabajo Final fue presentado al departamento de Eléctrica  
de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata  
el 23 Noviembre de 2015, como requisito parcial para la obtención del título de  
Ingeniero Electricista

Director: Dr. Ing. González, Sergio.

Co-Director: Mg. Ing. Branda, Julio.



# Índice general

Glosario de términos	xv
<b>1. Estado del arte</b>	<b>1</b>
1.1. Situación actual	1
1.1.1. Posición mundial	2
1.1.2. Posición de Argentina	3
1.2. Acuerdos internacionales	4
1.3. Leyes nacionales	6
1.4. Potencial del mercado argentino	7
1.5. Beneficios de la energía eólica	8
1.6. Conclusiones	10
<b>2. El Viento</b>	<b>11</b>
2.1. Origen	11
2.1.1. Vientos alisios	12
2.1.2. Tipos de viento	12
2.2. Velocidad del viento	15
2.3. Características a evaluar en el lugar de instalación	15
2.3.1. Datos del viento	15
2.3.2. Orografía	16
2.3.3. Emplazamiento	16
2.4. Medición del viento: Anemómetro	16
2.5. Límite de <i>Betz</i>	17
2.6. Potencia del viento ( $P_w$ )	23
2.7. Conclusiones	24
<b>3. Aerogeneradores</b>	<b>25</b>
3.1. Principio de funcionamiento	25

3.2.	Elementos principales . . . . .	26
3.3.	Máquinas de eje vertical . . . . .	26
3.4.	Máquinas de eje horizontal . . . . .	30
3.5.	Potencia de los aerogeneradores . . . . .	31
3.6.	Sistemas de regulación . . . . .	31
3.6.1.	Velocidad Fija frente a Velocidad Variable . . . . .	32
3.7.	Régimen de trabajo . . . . .	34
3.8.	Sistemas de control de potencia . . . . .	36
3.9.	Generador sincrónico de imanes permanentes . . . . .	36
3.9.1.	Evolución e introducción . . . . .	36
3.9.2.	Imanes permanentes . . . . .	38
3.9.3.	Clasificaciones . . . . .	39
3.9.4.	Funcionamiento y ventajas . . . . .	41
3.9.5.	Velocidad de generación variable sin caja multiplicadora . . . . .	42
3.10.	Rectificación e inversión . . . . .	43
3.10.1.	Conexión indirecta de aerogeneradores a la red . . . . .	45
3.11.	Variadores de frecuencia . . . . .	46
3.11.1.	Métodos de control . . . . .	47
3.12.	Conclusiones . . . . .	49
<b>4.</b>	<b>Descripción del SCEE</b> . . . . .	<b>51</b>
4.1.	Diseño y armado del banco de prueba . . . . .	52
4.1.1.	Cableado y puesta a tierra . . . . .	52
4.1.2.	Acople del MTI y del GSIP . . . . .	56
4.1.3.	Instalación del sensor de velocidad . . . . .	56
4.1.4.	Recomendaciones generales de instalación . . . . .	56
4.2.	Elementos del banco emulador . . . . .	60
4.2.1.	Variador de frecuencia . . . . .	60
4.2.2.	Conexión Remota del VDF . . . . .	67
4.2.3.	Sensor o encoder óptico . . . . .	69
4.3.	Motor trifásico de inducción . . . . .	72
4.3.1.	Sensor de temperatura . . . . .	82
4.4.	Generador sincrónico de imanes permanentes . . . . .	84
4.5.	Comportamiento del grupo MTI - GSIP . . . . .	89
4.5.1.	Ensayo 1: modo VVC+ con control de velocidad a lazo cerrado . . . . .	90

4.5.2.	Ensayo 2: modo SVM realimentado, con control de velocidad	91
4.5.3.	Ensayo 3: modo SVM realimentado, con control de torque	91
4.6.	Medición del recurso eólico	93
4.7.	Tratamiento de datos	94
4.7.1.	Ley de Hellmann: corrección de los datos medidos	95
4.7.2.	Relación de velocidad periférica (TSR o $\lambda$ )	97
4.7.3.	Coefficiente de potencia ( $C_p$ )	98
4.8.	Par mecánico ejercido por el aerogenerador ( $T_r$ )	100
4.9.	Conclusiones	101
<b>5.</b>	<b>Programación del emulador</b>	<b>103</b>
5.1.	Comunicación Modbus RTU	103
5.1.1.	Introducción	103
5.1.2.	Estructura y transmisión de datos	104
5.1.3.	Dirección de datos y código de función	106
5.1.4.	Campo de datos	108
5.1.5.	Código de control conforme a perfil FC	111
5.2.	Software MCT-10	112
5.3.	Programación bajo el entorno de Labview	114
5.3.1.	Librería MODBUS	117
5.3.2.	Librería EXCEL	117
5.3.3.	Secciones del diagrama en bloques	118
5.3.4.	Panel frontal	127
5.3.5.	Instalador y página web	132
5.4.	Conclusiones	136
<b>6.</b>	<b>Resultados Experimentales</b>	<b>137</b>
6.1.	Introducción	137
6.2.	Banco de pruebas	137
6.3.	Pruebas	139
	<b>Conclusiones</b>	<b>149</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>153</b>
	<b>A. Hojas de datos</b>	<b>157</b>



# Índice de Tablas

1.1. Datos proyectados a 2020 respecto a la utilización de la energía del viento. . . . .	3
3.1. Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal en función de su potencia. . . . .	32
4.1. Descripción de elementos de mando y protección utilizados. . . . .	54
4.2. Descripción detallada de terminales. . . . .	61
4.3. Mediciones del ensayo a rotor bloqueado. . . . .	74
4.4. Valores del ensayo del MTI en vacío. . . . .	78
4.5. Parámetros eléctricos. . . . .	80
4.6. Detalle de los elementos utilizados en las mediciones del MTI. . . . .	82
4.7. Parámetros eléctricos (E.I. y AMA). . . . .	82
4.8. Valores representativos del GSIP empleado. . . . .	85
4.9. Ensayo en Vacío del GSIP. . . . .	86
4.10. Ensayo en Carga del GSIP. . . . .	88
4.11. Ensayo para determinación de tensión y potencia máxima extraíble al SCEE. . . . .	92
4.12. Valores típicos del exponente $\alpha$ para distintas características geográficas del entorno al aerogenerador. . . . .	96
5.1. La PDU de Modbus . . . . .	105
5.2. Direcciones Modbus y Tabla de Datos. . . . .	106
5.3. Códigos de función estándares . . . . .	107
5.4. Registros de retención de escritura y lectura en dos grupos de direcciones, 281X y 291X. . . . .	110
5.5. Campos de datos utilizados. . . . .	112
5.6. Bobinas de control: función. . . . .	113
5.7. Configuración puerto serie. . . . .	113

5.8. Listado de parámetros utilizados con sus factores de conversión. . . . .	115
5.9. Alarmas y advertencias del VDF utilizadas en LV. . . . .	126

# Índice de figuras

1.1. Mapa del potencial eólico argentino (velocidad media anual a 50[m]) <sup>1</sup> . . . . .	5
1.2. Parques eólicos existentes (hasta el año 2012) <sup>1</sup> . . . . .	9
1.3. Distribución de la potencia eólica instalada en Argentina por provincia (Septiembre de 2012, en %) <sup>1</sup> . . . . .	10
2.1. Movimientos de las masas de aire durante el día y la noche <sup>2</sup> . . . . .	12
2.2. Esquema de circulación de Hadley de los vientos <sup>3</sup> . . . . .	13
2.3. Vientos de valles y montañas <sup>3</sup> . . . . .	14
2.4. Viento catabático <sup>3</sup> . . . . .	14
2.5. Viento Fhon <sup>3</sup> . . . . .	14
2.6. Rosa de los vientos <sup>2</sup> . . . . .	16
2.7. Esquemas donde se aprecia el aumento de la velocidad en superficies con pendientes suaves(izq.) y desnudas de obstáculos (der) <sup>3</sup> . . . . .	16
2.8. Anemómetro de copas convencional <sup>4</sup> . . . . .	17
2.9. Volumen de control considerado por <i>Betz</i> <sup>5</sup> . . . . .	19
2.10. Puntos seleccionados dentro del volumen de control con fines prácticos <sup>6</sup> . . . . .	20
3.1. Funcionamiento de una turbina eólica <sup>5</sup> . . . . .	26
3.2. Partes de un aerogenerador <sup>7</sup> . . . . .	27
3.3. Esquema general de un aerogenerador tipo Savonius <sup>5</sup> . . . . .	28
3.4. Esquema general de un aerogenerador tipo Darrieus <sup>5</sup> . . . . .	29
3.5. Esquema general de un aerogenerador híbrido: Darrieus-Savonius <sup>5</sup> . . . . .	29
3.6. Aumento de la potencia generada según el diámetro de pala <sup>5</sup> . . . . .	31
3.7. Curva de funcionamiento típica de una turbina eólica. <sup>8</sup> . . . . .	35
3.8. Esquema conceptual de un GSIP de un par de polos <sup>9</sup> . . . . .	38
3.9. Vista transversal de un GSIP con imanes superficiales <sup>10</sup> . . . . .	40
3.10. Vista transversal de un GSIP con imanes interiores <sup>10</sup> . . . . .	40

3.11. Topologías de la electrónica de potencia aplicada en SCEE con GSIP <sup>9</sup> . . . . .	44
3.12. Esquema general de la electrónica aplicada de un VDF <sup>11</sup> . . . . .	46
3.13. Curvas de Tiempo de Reacción en función de la precisión de la velocidad (a) y en función de la precisión de torque (b) del VDF Danfoss FC302 <sup>12</sup> . . . . .	48
3.14. Diagrama en bloques del control SVM con realimentación de velocidad <sup>12</sup> . . . . .	49
4.1. Esquema general del emulador del SCEE. . . . .	51
4.2. Medidas del gabinete [cm]: izquierda vista frontal - derecha vista lateral. . . . .	53
4.3. Tablero instalado (térmica tetrapolar). . . . .	55
4.4. Canalización interna-Fosa (izquierda) y externa-Caño PVC (derecha). . . . .	55
4.5. Esquema unifilar de la instalación eléctrica. . . . .	57
4.6. Detalle del acople y brida (arriba); aspecto de la bancada (abajo). . . . .	58
4.7. Acople mecánico posterior del encoder al MTI. . . . .	58
4.8. Aspecto físico del variador de frecuencia FC302 <sup>13</sup> . . . . .	61
4.9. Esquema de funcionamiento de terminales del VDF <sup>13</sup> . . . . .	62
4.10. Configuración de terminales de entrada para consigna de velocidad (derecha), marcha, parada y cambio de sentido de giro (izquierda) <sup>13</sup> . . . . .	64
4.11. Estructura de control para el modo SVM, con realimentación de velocidad <sup>13</sup> . . . . .	65
4.12. Circuito equivalente y Parámetros del MTI <sup>13</sup> . . . . .	66
4.13. Conexión maestro-esclavo mediante puerto serie <sup>13</sup> . . . . .	67
4.14. Conexión puerto serie con resistencia de terminación <sup>13</sup> . . . . .	68
4.15. Conexión maestro-esclavo mediante puerto USB <sup>13</sup> . . . . .	68
4.16. Aspecto general del software MCT 10. . . . .	69
4.17. Descripción de las entradas digitales del VDF disponible para el Encoder. . . . .	70
4.18. Aspecto general del MTI. . . . .	73
4.19. Aspecto general del ensayo de medición de resistencia estática. . . . .	74
4.20. Esquema para ensayo a rotor bloqueado. . . . .	75
4.21. Conexión del motor para el ensayo de rotor bloqueado. . . . .	76
4.22. Circuito equivalente considerado en ensayo a rotor bloqueado. . . . .	77

4.23. Ensayo en vacío del MTL. . . . .	79
4.24. Circuito equivalente del ensayo en vacío. . . . .	79
4.25. Cupla en función del resbalamiento eléctrico, $s$ . . . . .	81
4.26. Modelos de sensores KTY admitidos por el VDF. . . . .	83
4.27. Vista del termistor KTY. . . . .	84
4.28. Ubicación sensor KTY. . . . .	84
4.29. Aspecto general del GSIP montado sobre bancada. . . . .	86
4.30. Ensayo en vacío del GSIP. . . . .	87
4.31. Imagen de las lámparas utilizadas como carga del GSIP. . . . .	88
4.32. Comparativa ensayo con carga del GSIP. . . . .	89
4.33. Anemómetro y veleta “Weather Wizard III Station”. . . . .	95
4.34. Ejemplo de distribuciones de velocidad del viento para diferentes valores de $\alpha^3$ . . . . .	96
4.35. Coeficiente de Potencia, $C_p$ , para distintos modelos de aerogenera- dores en función del TSR ( $\lambda$ ) <sup>5</sup> . . . . .	98
5.1. Aspecto del bloque de escritura/lectura empleado en el entorno de LV. . . . .	108
5.2. Estructura PCD de escritura y lectura. . . . .	109
5.3. Ejemplo de definición del PNU para el parámetro 16.14: Corriente del motor. . . . .	111
5.4. Ejemplo de endianness de datos para el parámetro “16.90: Código de alarma”. . . . .	112
5.5. Configuración de los PCD de escritura y lectura con los parámetros deseados. . . . .	114
5.6. Librería Modbus. . . . .	117
5.7. Librería Excel para importar datos de una planilla de cálculo a LV. . . . .	118
5.8. Estructura básica del diagrama en bloques. . . . .	120
5.9. Puerto serie. . . . .	121
5.10. Librería Excel para la importación de datos en modo automático. . . . .	121
5.11. Comprobación de máximo torque y escritura de escala de los gráficos. . . . .	122
5.12. Sección arranque en vacío. . . . .	123
5.13. Escritura de palabra de control y referencia en el VDF. . . . .	124
5.14. Escritura de la palabra 4BC en el variador. . . . .	124
5.15. Lectura de registros (izq.) y estructura de gráficos (der.). . . . .	126
5.16. Programación para la lectura de alarmas y advertencias. . . . .	127

5.17. Escritura de datos en hoja de cálculo. . . . .	128
5.18. Configuración de bloques para inserción de archivo. . . . .	128
5.19. Sección ingreso de datos del panel frontal. . . . .	130
5.20. Sección visualización de parámetros del panel frontal. . . . .	132
5.21. Sección ayuda del panel frontal. . . . .	133
5.22. Diagrama de flujo del emulador. . . . .	134
5.23. Creación de la carpeta “Eolica” en C:\. . . . .	135
5.24. Acceso directo creado en el menú “Inicio” de Windows. . . . .	135
6.1. Diagrama esquemático del SCEE junto con el banco de pruebas diagramado para el conjunto de pruebas. . . . .	138
6.2. Foto del banco de pruebas. . . . .	138
6.3. Foto del inversor desarrollado en el LIC para inyectar corrientes a la red. . . . .	139
6.4. Corrientes de fase inyectando 3[A]. $P_{Gen} = 1710[W]$ . . . . .	141
6.5. Corrientes de inyección ante un cambio de 3 A a 5 A. Se aprecia el <i>ringing</i> en el bus de cc y un detalle de los primero ciclos del cambio .	142
6.6. Corrientes de fase inyectando 3[A <sub>p-p</sub> ]. . . . .	144
6.7. Corrientes de fase inyectando 5[A]. $P_{Gen} = 2850[W]$ . . . . .	145
6.8. Corrientes de fase inyectando 6[A]. $P_{Gen} = 3420[W]$ . . . . .	146
6.9. Corrientes de fase inyectando 6,5[A]. $P_{Gen} = 3705[W]$ . . . . .	147
6.10. Corrientes de fase inyectando 7[A]. $P_{Gen} = 3990[W]$ . . . . .	148

# Agradecimientos

Agradecer en lo personal a cada una de nuestras familias por habernos brindado la contención económica y emocional necesaria para llevar a cabo esta hermosa etapa de nuestras vidas, en el ámbito de la Ingeniería Eléctrica.

Mencionar a nuestros tutores, el Dr. Ing. Sergio Alejandro González y el Mg. Ing. Julio Branda, por proponernos el tema de tesis, orientarnos en el transcurso de la misma y por preocuparse por nosotros en cada momento. Mencionar también el gran aporte brindado por el Ing. Guillermo Murcia, el cual ha sido nuestra principal fuente de consulta en lo referente a programación gráfica, y al Ing. Eduardo Garín, que nos ha dado una gran ayuda en el armado del gabinete eléctrico y en todos aquellos elementos de acople y sujeción necesarios para la confección de la bancada del emulador desarrollado.

A los departamentos intervinientes. El dpto. de eléctrica, presidido por la Mg. Ing. Susana Jacob, y el dpto. de electrónica, presidido por el Dr. Ing. Daniel Carrica, los cuales nos han proporcionado las herramientas necesarias y el área de trabajo más propicio para la concreción de cada una de las metas parciales planteadas.

A cada uno de ellos y a los que por uno u otro motivo nos han dado su pequeño granito de arena para alcanzar la culminación de este proyecto final de carrera.

¡¡¡MUCHAS GRACIAS!!!



# Glosario de términos

**Aerogenerador.** Máquina empleada para generar energía eléctrica a partir de la energía del viento.

**AFPM (Axial Flux Permanent Magnet Machine).** Máquina Sincrónica de Imanes Permanentes de Flujo Axial.

**AMA (Automatic Motor Adaptation).** Adaptación Automática del Motor. Función que permite estimar el valor de los parámetros del circuito equivalente de la máquina conectada aguas abajo de la misma, mediante un testeo de la unidad en reposo.

**Anemómetro.** Instrumento que se utiliza para medir la velocidad del viento.

**Ángulo de paso.** Ángulo medido entre la cuerda de la pala y el plano de rotación del rotor.

**Control por pérdida aerodinámica (Stall Control).** Es el sistema de control más sencillo y económico generalmente usado en aerogeneradores de mediana y baja potencia. Aprovecha el fenómeno de sustentación que genera la torsión longitudinal gradual de las palas del rotor.

**Coefficiente de potencia ( $C_p$ ).** Rendimiento con el cual funciona un aerogenerador, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor. Se define como la fracción entre la potencia extraída del viento por el rotor y la potencia disponible en el viento.

**CRC (Cyclical Redundancy Check).** Control de Redundancia Cíclica. Bit de dato que permite el control de error en una transmisión de datos modbus.

**EMI (ElectroMagnetic Interference).** Interferencia Electromagnética. Perturbación electromagnética causada por una fuente de corrientes eléctricas que varían rápidamente.

**Estándar RS-485.** Interfaz de transmisión digital diferencial que mejora a la RS-232.

**GSIP (Generador Sincrónico de Imanes Permanentes)**. Máquina sincrónica de Imanes Permanente multipolo, de bajas vueltas de rotación.

**HMI (Human Machine Interface)**. Interfaz Humano-Máquina. Son "todas aquellas partes de un sistema interactivo (software o hardware) que proporcionan la información y el control necesarios para que el usuario lleve a cabo una tarea con el sistema interactivo", según ISO 9241-110.

**LCP (Local Control Panel)**. Panel de Control Local (display).

**Límite de Betz ( $C_{p\text{máx}}$ )**. Coeficiente de potencia teórico máximo de un rotor ideal.

**LV (LabView)**. Software de programación gráfica empleado para la visualización y control de parámetros a emular.

**PDU (Protocol Data Unit)**. Unidad de Datos de Protocolo. Estructura de datos que adopta un sistema de información para enviar un mensaje con funciones y controles determinadas.

**PWM (Pulse With Modulation)**. Modulación del ancho de pulso. Método de control más generalizado en la industria de convertidores de frecuencia.

**RFPM (Radial Flux Permanent Magnet Machine)**. Máquina Sincrónica de Imanes Permanentes de Flujo Radial.

**RTU (Remote Terminal Unit)**. Unidad Terminal de Control. Modo de comunicación estándar entre dispositivos, a través de puerto serie, más utilizado en Sistemas de Automatización Industrial (IAS) y de gran facilidad para su ejecución. La comunicación entre dispositivos se realiza por medio de datos binarios.

**SCEE (Sistema de Conversión de Energía Eléctrica)**. Son todos aquellos elementos involucrados para la conversión de la energía eólica en energía eléctrica.

**SVM (Space Vector Modulation)**. Modulación por Vectores Espaciales. Método de control de inversores de mayor respuesta dinámica (tanto en velocidad como en torque).

**Velocidad cut-in**. Velocidad del viento a la cual las palas del aero empiezan a rotar.

**Velocidad cut-out**. Velocidad del viento a la cual las palas del aero dejan de rotar.

**Velocidad específica o TIR (Tip Speed Ratio)**. Relación adimensional entre la velocidad lineal en la punta de la pala y la velocidad del viento incidente.

**Viento.** Corriente de aire producida por el calentamiento desigual de la superficie terrestre.

**VSI (Voltage Source Inversor).** Inversor como fuente de Tensión. El bus intermedio de continua del conjunto rectificador-inversor trabaja a tensión constante.

**VDF (Variadores de Frecuencia).** Son dispositivos electrónicos que permiten variar la velocidad y la cupla de los motores asincrónicos trifásicos, convirtiendo las magnitudes fijas de frecuencia y tensión de red en magnitudes variables controlables.



# Introducción

“ *El pesimista se queja del viento, el optimista espera que cambie,  
el realista ajusta las velas.* ”

---

William George Ward, 1880

Al desarrollar un prototipo experimental de un microsistema de generación eólica es muy importante y necesario evaluar su comportamiento ante diferentes condiciones de operación. Para ellos se deben realizar diversos ensayos que permitan validar experimentalmente dicho prototipo. Para llevarlos a cabo, una opción es instalar el sistema completo que incluiría la torre, la estructura de direccionamiento, los controles, etc., y esperar que la naturaleza provea diferentes perfiles de viento para poder analizar el comportamiento del sistema ante las distintas situaciones de funcionamiento. Pero cuando lo que se quiere ensayar es solo la parte de generación, no dependiente de los estados climatológicos posibles, una opción más racional es crear un banco de ensayos que emule el comportamiento del aerogenerador frente a diferentes perfiles de viento y condiciones de carga. Es necesario entonces que se estudie y se valoren tanto los nuevos modelos de turbinas, en sus características principales, como el recurso en una ubicación específica. El fin de abordar ambas cuestiones simultáneamente se debe a que es probable que se coloque una máquina muy eficiente en un sitio inadecuado, desaprovechando el equipo o, por el contrario, un emplazamiento rentable con un aerogenerador de bajo rendimiento. De acuerdo a lo que se revisó en la literatura consultada, se propone la siguiente metodología de “desarrollo por etapas”, para llevar a cabo este trabajo:

- Revisión de literatura referida a energía eólica,

- estado actual del arte. Normativas vigentes,
- diseño y armado del banco de prueba,
- caracterización del Motor Trifásico de Inducción (MTI),
- estudio y ensayo del Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP),
- acoplamiento mecánico del MTI con el GSIP,
- estudio del comportamiento del MTI por acople directo,
- estudio en vacío y con carga del sistema mediante control manual por medio del display del Variador de Frecuencia (VDF),
- obtención de las mediciones anemométricas y tratamiento de las mismas,
- estudio del lenguaje de comunicación modbus,
- realización de interfaz gráfica, tipo SCADA, usando software LabView (LV) para control del MTI por computadora,
- análisis y resultados experimentales,
- conclusiones finales.

Cabe mencionar que el presente trabajo final de grado está contemplado dentro de una de las etapas del proyecto de investigación aplicada de **Energías Renovables en Redes Eléctricas Inteligentes**, que llevan en conjunto el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC), perteneciente al departamento de ingeniería electrónica (OCA N°349/91), y el Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos (LEyDE), perteneciente al departamento de ingeniería eléctrica (OCA N°349/91), de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Este proyecto madre se encuentra encuadrado dentro del programa de la FONARSEC (FIT 2010-Energía Solar-Proyecto N°0008-IRESUD) y proyecto 15/G427 de la UNMdP.

## Objetivos

La finalidad de este trabajo es desarrollar un banco de emulación de un aerogenerador utilizando las herramientas de control del driver, provistas por el equipamiento Danfoss. Este banco de pruebas permitirá analizar el sistema de aerogeneración proyectado frente a diferentes perfiles de viento y condiciones de carga.

Las simulaciones estarán dadas en base a valores de viento registrados con anterioridad por una estación meteorológica instalada en la terraza de la Facultad de Ingeniería, dispuesta por el GEEA, o bien se podrá realizar la simulación de forma manual introduciendo las condiciones del viento a necesidad.

Para lograrlo, se realizará una programación mediante software LabView, el cual nos permitirá fijar el parámetro de control (referencia) al variador de frecuencia, a través del puerto serie incorporado en la unidad (Modbus RTU), de manera de tener el control de torque en el eje del generador.

Por último, se ensayará el sistema instalado con diferentes cargas para poder determinar el máximo aprovechamiento del mismo.



# Capítulo 1

## Estado del arte

### 1.1. Situación actual

El aumento progresivo de la demanda energética mundial, suministrada en su mayoría por combustibles fósiles (petróleo, carbón, etc.), conlleva a la disminución de recursos naturales, implicando un constante deterioro del medio ambiente, el cual se manifiesta en mayores emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y aumento del efecto invernadero.

La alta dependencia de los combustibles fósiles, su intervención en el cambio climático y la progresiva escasez de las mismas prevista hasta el año 2050, han motivado un interés en los métodos alternativos de generación de electricidad, basados en el aprovechamiento de fuentes de energía renovables. Esta tendencia de la diversificación del mercado hacia las energías renovables, ha llevado a la energía eólica a convertirse en la alternativa más prometedora.

El viento es un recurso limpio e inagotable disponible en todas las partes del mundo, si bien determinadas zonas son más ricas en este recurso natural, lo que las hace más adecuadas para la instalación de grandes generadores eólicos. Recientes progresos en los sistemas de energía eólica han conducido a una reducción de costes, hasta el punto de convertir este recurso natural en uno de los más competitivos, en comparación con los métodos convencionales de generación de energía eléctrica. Dentro de las medidas planteadas para solventar el problema que generará la escasez de los combustibles fósiles, agravado por el aumento de la demanda energética mundial, se encuentra la diversificación de las fuentes energéticas.

Particularmente, los *Sistemas de Conversión de Energía Eólica (SCEE)* son considerados como uno de los más eficientes de todas las energías renovables explotadas, de hecho en algunos países como Alemania, EEUU o España, la potencia generada por este sistema de conversión está alcanzando un porcentaje significativo del total de la energía generada. En el caso de la Unión Europea (UE), el plan estratégico 20-20-20 propone como objetivo una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 %, alcanzar el 20 % de fuentes renovables en el consumo energético y aumentar la eficiencia energética con el fin de ahorrar un 20 % del consumo energético de la UE respecto de las proyecciones para el año 2020. Este valor sería inalcanzable sin la destacada aportación de los sistemas de generación eólica<sup>9</sup>.

### 1.1.1. Posición mundial

En el mundo, a finales del 2009 la potencia eólica instalada rondaba los 160[GW] con un crecimiento global del 233 % desde el 2004, mientras que a finales del 2010 alcanzó los 194[GW]. En la UE, a finales del 2009 se superaron los 73[GW] instalados con un incremento del 114 % respecto al 2004, mientras que a finales del 2010 se lograron los 84[GW], de los que casi 3[GW] corresponden a instalaciones eólicas offshore.

La energía eólica mundial ha establecido un nuevo récord de 50[GW] de nueva capacidad instalada en 2014, según datos del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC) en su informe “*Balance 2014*”. De esta manera se alcanza la cifra de 370[GW] de potencia acumulada a nivel mundial. El consejo también informa que actualmente la energía eólica abastece un 5 % de la energía eléctrica mundial, y se espera que en el año 2020 esta cifra ascienda a un valor entre 8 % y 12 %. Los parques eólicos mundiales generan electricidad libre de (CO<sub>2</sub>) en más de 80 países, 24 de los cuales tienen al menos 1[GW]. Es de destacar que los países con mayor inversión en la materia son China, EEUU, Alemania y España. Concretamente en la UE, Alemania es el país con más instalaciones, con una potencia total de más de 25[GW], seguida por España, con más de 19[GW] e Italia y Francia a continuación<sup>14</sup>.

Se resumen datos estadísticos sobre potencia, energía, contaminación evitada y movimiento económico, que producirá la generación eólica hacia el año 2020<sup>15</sup>. (Ver tabla 1.1)

Tabla 1.1: Datos proyectados a 2020 respecto a la utilización de la energía del viento.

Total instalados [MW]	1,254,030
Anual instalados [MW]	158,728
TWh generados para abastecer el 12 % de la demanda mundial	3,054
Reducción de CO <sub>2</sub> (millones de toneladas anual)	1,832
Reducción de CO <sub>2</sub> (millones de toneladas acumuladas)	10,771
Inversión total por año [billones de euros]	80
Costos de instalación en 2020 [euros/kW]	512
Costos de generación de electricidad en 2020 [centavos euros/kWh]	2,45

Podemos discernir claramente de esta última tabla que será de vital importancia la participación y cooperación de todos los países del mundo para poder seguir aumentando los valores de energía generados a partir de la utilización del recurso eólico, lo que implicará una inversión económica profunda pero que a la larga afectará en un valor de energía generado mucho más económico y, por sobre todas las cosas, mucho menos dependiente de recursos agotables y consecuentemente menos niveles de contaminación atmosféricos.

### 1.1.2. Posición de Argentina

El viento es abundante en Argentina, cuenta con características técnicas inigualables en cuanto a recurso eólico aprovechable. El país tiene cerca del 70 % de su territorio cubierto con vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre el nivel del mar, supera los 6[m/s]. Particularmente, en la Patagonia (media y sur) cuentan con velocidades promedio que superan los 9 y hasta 12[m/s].

El principal dato de cuanto viento aprovechable hay sale de una función acumulada conocida con el nombre de *Factor de Capacidad (FC)*. Esto es un valor porcentual de la energía que una turbina eólica entregará durante todo un año

en relación a la cantidad de energía que podría entregar una turbina trabajando el 100 % del tiempo.

Sabiendo esto, la Patagonia presenta condiciones de viento que posibilitan FC que duplicaran los promedios mundiales, mayor a 45 %. A modo de comparación, el FC promedio en Europa, en donde la industria está ampliamente desarrollada, ronda el 25 %. Cabe destacar que el territorio argentino continental tiene una superficie aproximada de 2.800.000[ $km^2$ ] lo que equivale al 90 % de la superficie de EU-15 (65 % de Europa-27) pero con una densidad poblacional 10 veces menor<sup>7</sup>.

La perspectiva del país en materia de energía eólica es francamente alentadora. Se estima que el potencial eólico patagónico al sur del paralelo 42, encierra una energía decenas de veces mayor a la contenida en toda la producción anual de petróleo. Se podrían instalar parques para generación eléctrica en más de la mitad del territorio nacional los cuales producirían igual o más energía por unidad instalada que los de Europa, Estados Unidos, o China.

En materia de recurso eólico, el viento se encuentra entre los mejores del mundo, como así también la energía solar presenta condiciones excepcionales en la región del noroeste y excelente radiación en el resto del país, cómo se puede observar en la figura 1.1.

## 1.2. Acuerdos internacionales

Desde hace varias décadas el hombre ha adquirido consciencia del efecto que sus actividades causan sobre el equilibrio ambiental. Una prueba de ello son los *Acuerdos Internacionales* que tratan el tema de la protección del medio ambiente frente a cualquier tipo de actividad que desarrolle el hombre para beneficio propio y del resto de la población.

Ejemplos de estos **acuerdos de protección** son:

- ***Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono (1985)***. Cuyo objetivo es alentar a las partes a promover la cooperación a través de observaciones sistemáticas, investigaciones e intercambio de información sobre el impacto de las actividades humanas en la capa de ozono y adoptar medidas legislativas o administrativas en contra de actividades que puedan producir efectos adversos.
- ***Protocolo de Kyoto (1997)***. Es el acuerdo internacional más importante en cuanto al tema del cambio climático se refiere, cuyo objetivo es reducir

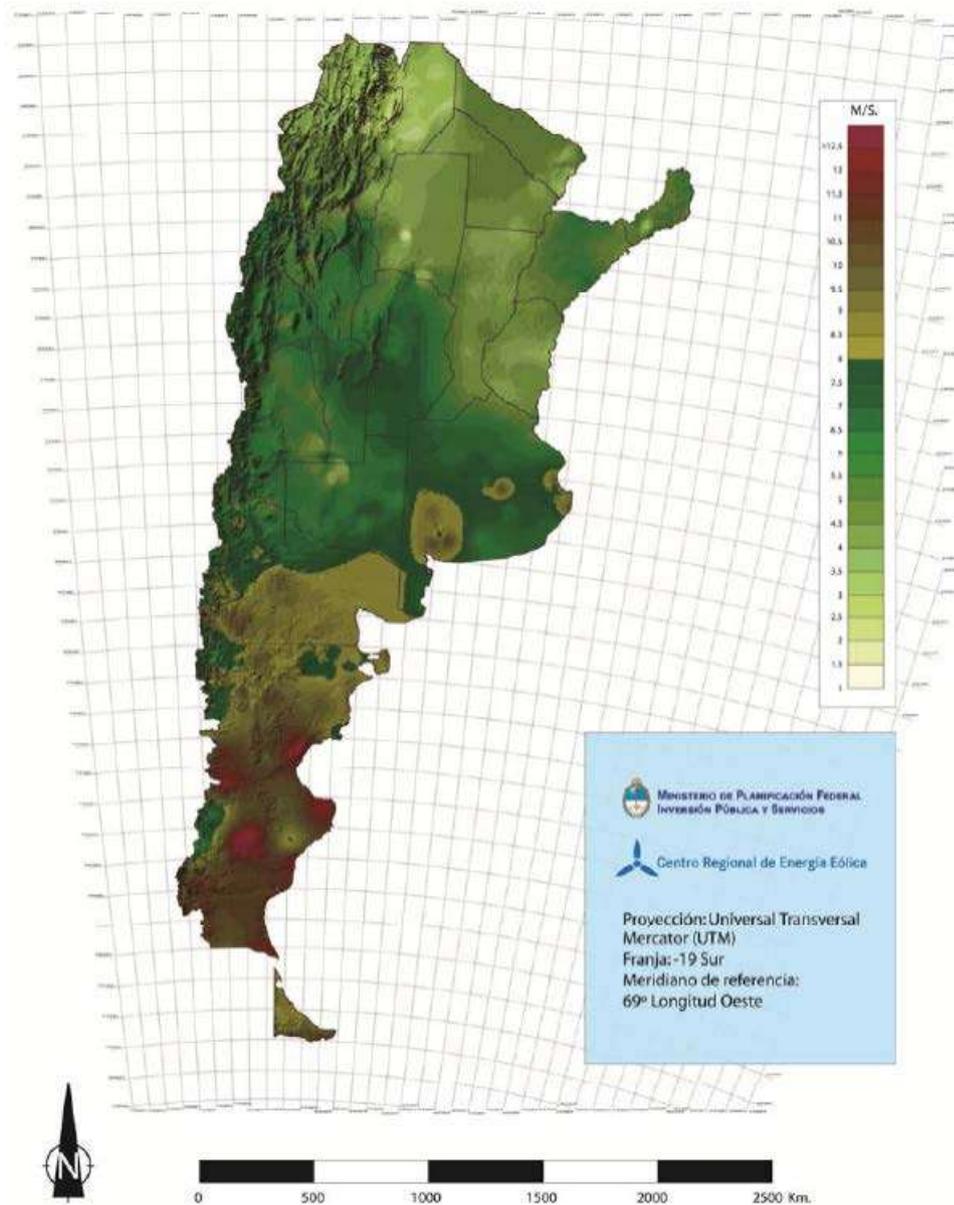


Figura 1.1: Mapa del potencial eólico argentino (velocidad media anual a 50[m])<sup>1</sup>.

las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), gas metano ( $\text{CH}_4$ ), óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), hidrofluorocarburo (HFC), perfluorocarburo (PFC) y hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), en un porcentaje aproximado de al menos un 5,2%, dentro del periodo que va de 2008 a 2012, en comparación a las emisiones a 1990. Pero luego, en la cumbre de Bonn (2001) ese límite se ha fijado en un 1,8%, ya que de lo contrario se correría el riesgo de que el protocolo no se ratificara<sup>16</sup>.

Por su parte la U.E. se ha comprometido a realizar esfuerzos para reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  en un 20% con miras al año 2020 (establecidos en el marco del Protocolo de Kyoto). Es en esta lógica, que Alemania se propone el ambicioso objetivo de reducir en 40% las emisiones hacia el 2020. Esto ha llevado a que la política energética renovable alemana, sea pionera en el mundo y ha permitido que este país se posicione como uno de los líderes a nivel global. Para dicho año, Alemania se propone alcanzar en su matriz energética que un 35% sea proveniente de fuentes de energías renovables<sup>17</sup>.

### 1.3. Leyes nacionales

En el año 1998 se sancionó la **Ley Nacional 25.019**, que declara de interés nacional la generación de energía de origen eólico y solar en todo el territorio nacional e introduce por primera vez el incentivo económico como instrumento para promover la generación de éstas fuentes renovables que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicio público por un periodo de 15 años. También prevé incentivos fiscales a través de desgravaciones a las inversiones así como la conformación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables destinado a remunerar las mismas.

Posteriormente en el año 2006, se sancionó la **Ley Nacional 26.190** de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía, que vino a complementar la Ley 25.019 e incluye las fuentes eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

Actualmente el marco regulatorio argentino se basa en la Ley Nacional 26.190 del 2006 que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica dedicada al servicio público a través de recursos renovables. El objetivo de esta Ley es lograr una contribución de las fuentes renovables que alcance el 8% de la demanda en un

plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen. La misma también provee ciertos incentivos fiscales tales como amortización acelerada, exención del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA)<sup>18</sup>.

Existen adicionalmente otros instrumentos legales que podrían usarse para encuadrar un desarrollo eólico. Se trata de las resoluciones 1281/06 (Energía Plus), 220/07 y 269/08 (Autogeneración Distribuida). Las citadas normativas, aunque no promocionan directamente las energías renovables, podrían incentivar las inversiones en estas tecnologías.

El desarrollo sustentable de la industria eólica en Argentina depende en gran parte de la existencia de un marco regulatorio y de garantías propicias que provean previsibilidad a largo plazo y que permitan a los inversores evaluar razonablemente los riesgos del negocio y acceder a líneas de financiamiento también razonables<sup>7</sup>.

## 1.4. Potencial del mercado argentino

Con vientos que rondan en FC por encima del 35 % en gran parte del territorio nacional, el potencial teórico de generación eólica en Argentina es muy elevado. Algunos estudios llegan a indicar que podrían instalarse más de 2.000[GW], valor equivalente a dos veces la capacidad de generación total actualmente existente en los Estados Unidos.

En 2003 la potencia total de energía eólica a nivel nacional era de 26,5[MW], concentrando la mayor cantidad de los equipos aerogeneradores en la ciudad de Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut. Con la puesta en marcha de los nuevos parques eólicos en las provincias de La Rioja y Chubut en 2011 y 2012, respectivamente, la potencia instalada de equipos aerogeneradores para el total país ascendió a **141,8 [MW] en 2012**. Actualmente los proyectos planificados permitirían superar los 6.800 [MW] de potencia eólica. (Ver figura 1.2)

Según datos de CAMMESA, para fines de Septiembre de 2012 la potencia eólica instalada nominal unificada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) era de 111,8 [MW], de los cuales 86,3 [MW] correspondían a la región eléctrica Patagonia, 25,2 [MW] a la región NOA y 0,3 [MW] a la región GBA-BA-LIT; es decir, de los 141,8 [MW] de potencia eólica instalada en el país, **111,8 [MW] comercializan su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**, lo que equivale a decir un 78,8 %. Esto se debe a que los 30 [MW] restantes

operan de forma aislada, es decir, no operan en el SADI (de hecho, para 2010 la potencia eólica total del país era de 29,9 [MW], y ningún equipo operaba en el SADI). De los 31.061,4 [MW] de potencia instalada nominal unificada al SADI en sus diferentes equipos de generación (térmica, hidráulica, nuclear, eólica y solar) registrada a fines de Septiembre de 2012, la participación de la generación eólica fue de apenas 0,359%. Para Diciembre de 2011 la potencia eólica nominal total era 61,4 [MW], pero sólo 16 [MW] estaban unificados al SADI, logrando una participación en el mismo del 0,054%, incrementándose en el presente casi seis veces<sup>1</sup>.

En la figura 1.3 se presenta la distribución de la potencia eólica instalada en Argentina por provincias para Septiembre de 2012. Podemos observar que el 72,8% de la potencia eólica instalada en el país se concentraba en la provincia del Chubut, 17,8% en la provincia de La Rioja, 4,1% en la provincia de Buenos Aires, 2,0% en la provincia de Santa Cruz, 1,4% en la provincia de San Juan, 1,3% en la provincia de La Pampa y 0,3% restante en la provincia del Neuquén.<sup>1</sup>

## 1.5. Beneficios de la energía eólica

Uno de los principales beneficios es su aporte al desarrollo de las economías regionales. En efecto, la mayoría de los emprendimientos eólicos se encuentran emplazados fuera de las grandes metrópolis y permiten contar con una actividad económica adicional a las tradicionales y una alta demanda de mano de obra.

Es limpia en extremo, totalmente renovable y más barata de lo que se cree, más allá de tener costos iniciales relativamente elevados en comparación con otras tecnologías convencionales de generación. Si bien se requerirán varios años para que se instale un número de parques eólicos lo suficientemente significativo como para impactar en la matriz energética nacional, ***su potencial es tal que no puede ser dejado de lado.***

Entre las mayores ventajas de la energía eólica está la de ser inagotable, no contaminante y de libre acceso (gratuita), y se puede aprovechar en la medida de las necesidades del momento. Evita emisiones a la atmósfera a través del reemplazo de generación de fuentes convencionales (fósiles), evitando la dispersión de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), NO<sub>x</sub> (óxido de nitrógeno), SO<sub>2</sub> (dióxido de azufre) y material particulado. En cambio, entre sus mayores desventajas, es que se encuentra dispersa, es intermitente y aleatoria<sup>19</sup>.

Provincia	Parque Eólico	Operador	Potencia instalada (MW)
Chubut	Rawson I y II	GENNEIA	77,4
	Antonio Morán	Soc. Coop. Popular Ltd. C.R.	16,6
	Diadema	Hychico SA	6,3
	El Tordillo	ENARSA	3,0
	Rada Tilly	Coop. de Agua y Otros Servicios Públicos de Rada Tilly	0,4
	<b>TOTAL CHUBUT</b>		<b>103,7</b>
La Rioja	Arauco	ENARSA	25,2
	<b>TOTAL LA RIOJA</b>		<b>25,2</b>
Buenos Aires	Punta Alta	Coop. Eléctrica de Punta Alta	2,2
	Mayor Buratovich	Coop. Eléctrica M. B.	1,2
	Tandil	Coop. Eléctrica de Tandil-Azul	0,8
	Claromecó	Coop. Eléctrica de Claromecó	0,8
	Darragueira	Coop. Eléctrica Darragueira	0,8
	<b>TOTAL BUENOS AIRES</b>		<b>5,8</b>
Santa Cruz	Pico Truncado	Munic. de Pico Truncado	2,4
	Pecorosa	s/d	0,5
	<b>TOTAL SANTA CRUZ</b>		<b>2,9</b>
San Juan	Veladero	Barrick Gold	2,0
	<b>TOTAL SAN JUAN</b>		<b>2,0</b>
La Pampa	General Acha	COSEGA Ltda.	1,8
	<b>TOTAL LA PAMPA</b>		<b>1,8</b>
Neuquén	Cutral-Có	COPELCO Coop. Ltda.	0,4

Figura 1.2: Parques eólicos existentes (hasta el año 2012)<sup>1</sup>.

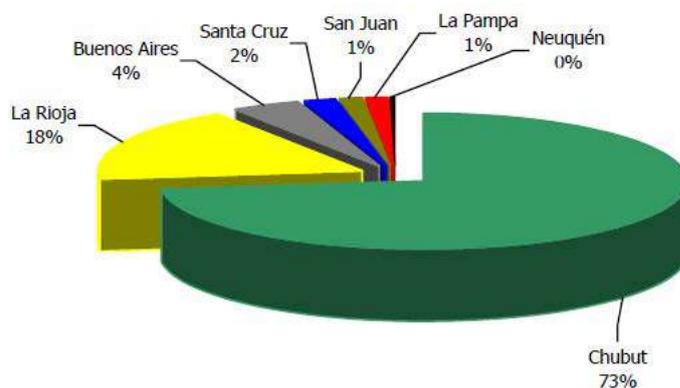


Figura 1.3: Distribución de la potencia eólica instalada en Argentina por provincia (Septiembre de 2012, en %) <sup>1</sup>.

## 1.6. Conclusiones

Muchos países no cuentan con la enorme diversidad de recursos que sí tiene la Argentina, la cual está en condiciones de ubicarse como líder en la región si así lo desea, ya que posee los recursos renovables y humanos para superar holgadamente la *tímida meta del 8%* y establecer objetivos más ambiciosos.

Incorporar masivamente recursos inagotables, no contaminantes y que existen en abundancia en nuestro país, permitirá diversificar la matriz energética, garantizando el suministro eléctrico y reducir la vulnerabilidad frente a la dependencia de combustibles fósiles y a su irreversible condición de agotamiento.

Argentina ha gastado durante el año 2010 cerca de 1.800 millones de U\$S en combustibles líquidos importados y en energía eléctrica de origen térmico comprada a países vecinos. Ese dinero fue destinado a la generación y compra de 7.700 [GWh] arrojando un costo promedio de 230[US\$/MWh]. Un simple análisis económico mostraría que si se hubiese destinado, por ejemplo, el 15% de dicho gasto a la compra de energía eólica en contratos de largo plazo, se podrían haber instalado cerca de 700[MW] eólicos, atrayendo inversiones por un valor cercano a los 1.500 millones de U\$S. Una política de estado en este sentido **reemplazaría “gasto” por “inversión”** y además podría redundar en un significativo ahorro para el sistema <sup>7</sup>.

# Capítulo 2

## El Viento

### 2.1. Origen

El viento es el resultado del flujo de aire entre zonas con presiones distintas que se calientan debido a la incidencia de radiación solar, así la energía solar es convertida en energía eólica. La forma en que aparece el viento (velocidad, dirección, turbulencia) es complicada de predecir debido a que depende de distintos factores globales y locales: rotación de la tierra, posición de la luna, diferencia de temperaturas global y local, orografía de terreno, rugosidad de la superficie, obstáculos, etc.

La atmósfera emite, en promedio, más calor por radiación del que recibe por el mismo método. La diferencia es aportada por el suelo que, al recibir la radiación del Sol, calienta por conducción las capas de aire inferiores. Este aire caliente de menor peso que el que le rodea, tiende a ascender, originándose corrientes verticales. Estas corrientes generan corrientes horizontales mucho más intensas. Por las noches, el efecto es el contrario al mencionado. (Ver figura [2.1](#))

Cerca de la superficie, el viento pierde cantidad de movimiento por la disipación de energía que supone el rozamiento con el suelo, estableciéndose una capa límite turbulenta de gran espesor tanto mayor cuanto mayor y más tupidos sean los obstáculos en la superficie. Así, en el lado de barlovento de una colina o acantilado se tiene la conjunción de un aumento de la velocidad del viento por la desviación que le impone el obstáculo y una reducción de la altura de la mencionada capa límite. A sotavento, sin embargo, se nota una alta turbulencia y un defecto de velocidad conocido como estela. Así, la velocidad del viento depende

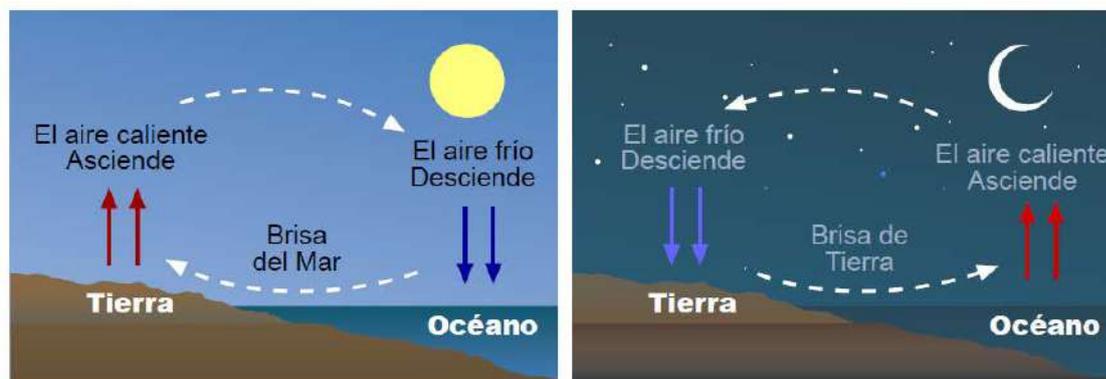


Figura 2.1: Movimientos de las masas de aire durante el día y la noche<sup>2</sup>.

del punto del espacio y del instante de tiempo considerado. Todas estas variaciones del viento son recogidas por la turbina, provocando oscilaciones de torque en el eje que pueden afectar a la calidad de la energía eléctrica que se genera<sup>2</sup>.

### 2.1.1. Vientos alisios

Al calentarse el aire en el Ecuador, este asciende y es sustituido por el aire más próximo a los polos, formándose la llamada “Circulación de Hadley”, que se hace inestable a unos  $30^\circ$  de latitud y origina unos vientos generales. Este flujo no se proyecta directamente sobre los polos debido a la aceleración de Coriolis que aparece como consecuencia del movimiento de rotación de la Tierra, y modifica su curso. Esta aceleración depende de la velocidad del viento y de la rotación de la Tierra, por lo que las masas de aire caliente se desplazan por esta circunstancia hacia el Este; la circulación general es semejante y simétrica en cada uno de los dos hemisferios, yendo de Oeste a Este en el hemisferio Norte<sup>3</sup>. (Ver figura 2.2)

### 2.1.2. Tipos de viento

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto. Los vientos regionales están regidos también por desplazamientos a la escala sinóptica de las masas de aire, (que es más fina y precisa que la circulación general de Hadley). Tanto los vientos

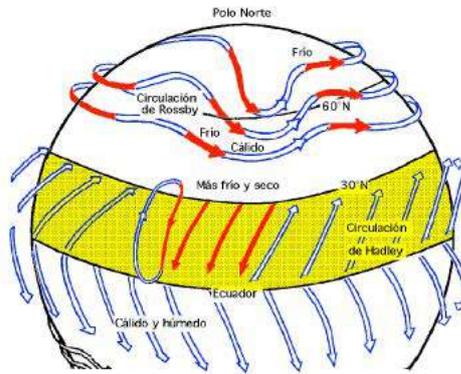


Figura 2.2: Esquema de circulación de Hadley de los vientos<sup>3</sup>.

generales, como los vientos sinópticos están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno.

El *viento sinóptico* sopla prácticamente en la horizontal. Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes, teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales.

La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente a algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado. La frecuencia de las direcciones es algo que en este tipo de vientos también se ve, no siendo exclusiva de los vientos generales<sup>3</sup>.

### Tipos de vientos sinópticos

- **Brisas de mar.** Lo dicho en el párrafo anterior respecto de la direccionalidad se ve en el caso del movimiento del aire *tierra-mar* en las costas, o *tierra-agua* en los lagos durante el día y la noche.
- **Vientos de valles y montañas.** En las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado, baja hacia los valles. (Ver figura 2.3)
- **Vientos catabático y anabático.** El *viento catabático* es el producido por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas a otras más bajas, en forma de brisas, a través de laderas y valles. Viene regido principalmente por la dirección de los valles a través de los cuales desciende. El viento

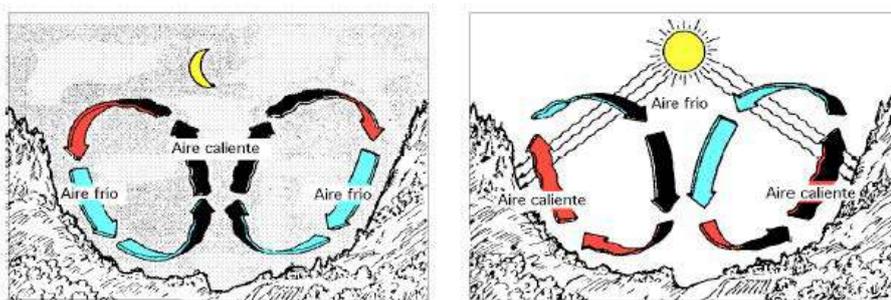


Figura 2.3: Vientos de valles y montañas<sup>3</sup>.

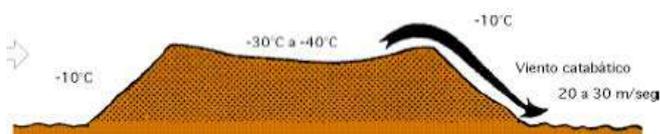


Figura 2.4: Viento catabático<sup>3</sup>.

*anabático* es el que presenta una componente vertical ascendente, siendo el término opuesto a catabático.

- Viento Fhon.** Es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos. Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco.

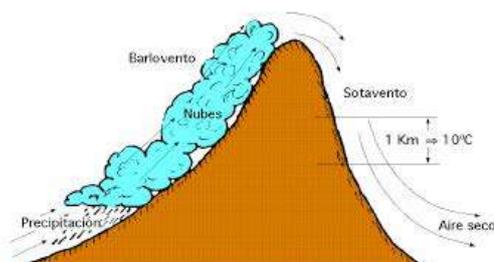


Figura 2.5: Viento Fhon<sup>3</sup>.

## 2.2. Velocidad del viento

Viene definido por dos parámetros esenciales que son, su **dirección** y **velocidad**. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada “*Rosa de los vientos*”.

El director indica la dirección desde la cual proviene el viento; la magnitud de la semirrecta es proporcional a la velocidad del viento. La velocidad media del viento varía entre 3 y 7[m/s], según diversas situaciones meteorológicas; es elevada en las costas, más de 6[m/s], así como en algunos valles. En otras regiones es, en general, de 3 a 4[m/s], siendo bastante más elevada en las montañas, dependiendo de la altitud y de la topografía. La velocidad media del viento es más débil durante la noche; aumenta a partir de la salida del Sol y alcanza un máximo entre las 12 y 16[hs] solares.

Las fuentes eólicas más interesantes se encuentran en las costas marinas y en determinados pasos entre montañas; existen zonas en las que se puede disponer de más de 3 [MWh/m<sup>2</sup>] al año, y en otras puede que no se llegue a los 200 [kWh/m<sup>2</sup>] al año.

## 2.3. Características a evaluar en el lugar de instalación

### 2.3.1. Datos del viento

- ***Rosa de los Vientos de Procedencia***. Su utilidad principal radica en que proporciona la dirección o direcciones principales con su frecuencia en un diagrama circular permitiendo así ubicar el aerogenerador en el sitio idóneo.
- ***Rosa de los Vientos de Potencia***. En caso de que no se distinga claramente el viento dominante, se utiliza además un diagrama que muestra las direcciones principales de máxima potencia, siendo la potencia proporcional al cubo de la velocidad del viento.

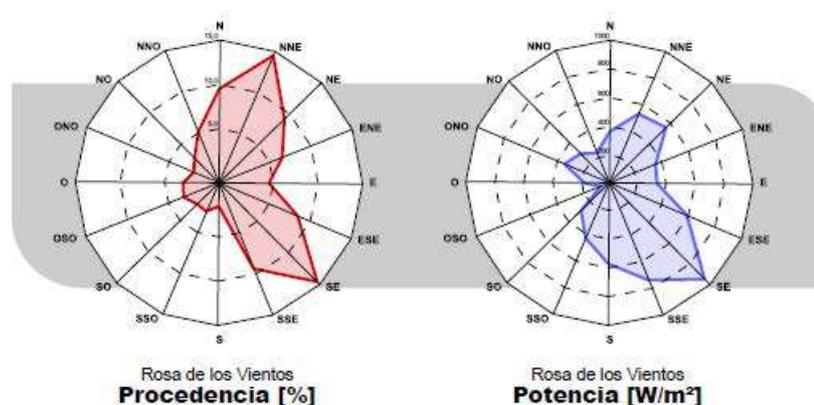


Figura 2.6: Rosa de los vientos<sup>2</sup>.

### 2.3.2. Orografía

Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que la velocidad no baje por turbulencias.

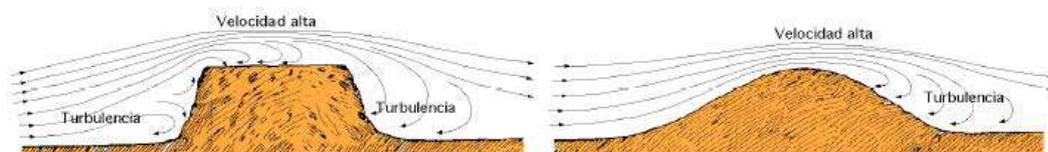


Figura 2.7: Esquemas donde se aprecia el aumento de la velocidad en superficies con pendientes suaves(izq.) y desnudas de obstáculos (der)<sup>3</sup>.

### 2.3.3. Emplazamiento

Para optimizar el rendimiento del aerogenerador, y prolongar su vida útil, el emplazamiento debe estar bien expuesto al viento y contar con un bajo grado de turbulencias (poca rugosidad). En cuanto a la alineación de varios aerogeneradores, es preferible agruparlos en una hilera perpendicular a la dirección principal del viento.

## 2.4. Medición del viento: Anemómetro

La determinación del potencial eólico de un sitio, el cálculo de la producción anual de energía y el costo de generación de la misma, son muy sensibles al valor

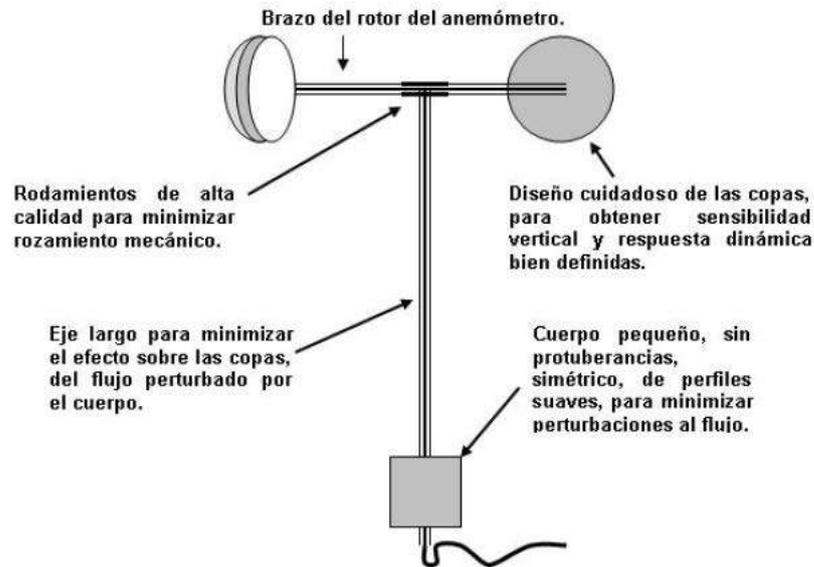


Figura 2.8: Anemómetro de copas convencional<sup>4</sup>.

de la velocidad del viento medida. Esto hace necesario adoptar una buena práctica en la selección del anemómetro, en su calibración y el montaje en campo, para reducir las incertezas y sus consecuencias.

El **anemómetro** está formado por tres copas hemisféricas o cónicas, vinculadas para girar alrededor de un eje vertical, generando una señal al hacerlo. Cuando su diseño es el adecuado, permite obtener medidas confiables de velocidad media del viento, son resistentes a la intemperie y su costo suele ser atractivo respecto de otros tipos de medición. Es recomendable que el error relativo en la medición de velocidad de viento, sea menor que el 3 % para velocidad de 10[m/s]<sup>4</sup>. (Ver figura 2.8)

## 2.5. Límite de *Betz*

En 1927, Albert Betz demostró que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, *ningún sistema eólico podía superar el 59% de la energía contenida en el viento*. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados. La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente.

## Demostración

El rotor de una aeroturbina es el encargado de convertir parte de la energía cinética del viento incidente en energía mecánica transmitida al eje. El viento pasa a través del área del rotor, incidiendo sobre la superficie de las palas, donde las resultantes de la presión y la viscosidad del aire generan fuerzas aerodinámicas capaces de hacerlo girar. No es posible que el rotor de la aeroturbina pueda extraer la totalidad de la energía cinética del viento que sobre él incide, debido fundamentalmente a que el aire es un fluido viscoso y compresible. De ahí que sea preciso definir un parámetro indicativo de la fracción de energía cinética que se transfiere al eje de la aeroturbina; este parámetro indicativo se denomina coeficiente de potencia,  $C_p$ , y se define como el cociente entre la potencia extraída y la potencia disponible, esto es:

$$C_p = \frac{P_{extraida}}{\frac{1}{2}\rho A v_W^3} \quad (2.1)$$

Considérese que se interrumpe el paso del viento con una máquina eólica ideal de área  $A$ , cuanto menor sea la velocidad del flujo de aire luego de pasar por dicha máquina, mayor será la energía extraída a cada partícula de aire, pero menor será el caudal de partículas. Si se intenta detener el aire hasta velocidad cero, no se obtendrá potencia útil pues el caudal tenderá a cero también. (Ver figura 2.9)

El rendimiento óptimo de la máquina se dará para una velocidad de salida del viento no nula, como se demuestra a continuación.

Los postulados de Betz para su demostración son los siguientes:

- *el conjunto de las palas del aerogenerador equivale a un disco poroso de espesor nulo (disco actuador con un número infinito de palas);*
- *la masa de aire que fluye a través del disco permanece separada de la masa que lo rodea, y solo fluye en dirección longitudinal;*
- *la desaceleración del aire en el disco actuador se distribuye uniformemente en toda la sección del disco;*
- *en las secciones suficientemente lejanas aguas arriba y aguas abajo la presión es igual a la atmosférica;*
- *aparte del aerogenerador, el flujo eólico no encuentra obstáculos ni antes ni después;*

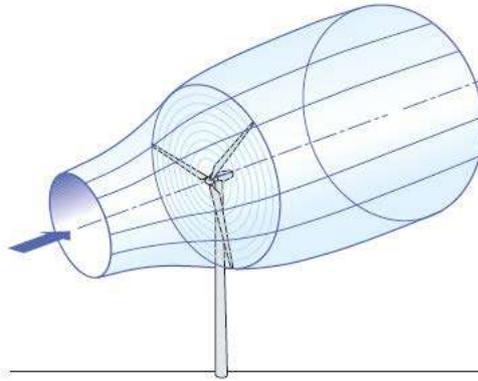


Figura 2.9: Volumen de control considerado por *Betz*<sup>5</sup>.

- *el viento es estacionario y su intensidad permanece constante con la altura;*
- *no se producen efectos rotativos sobre la masa de aire;*
- *se desprecia la compresibilidad del aire, es decir, la densidad se considera constante.*

**Nota:** Si bien se ha dibujado un aerogenerador de eje horizontal de tres palas, esto es solo con fines esquemáticos, valiendo el límite de Betz para cualquier máquina eólica.

Superpuesto al aerogenerador se ha dibujado un disco actuador de color gris que representa una máquina eólica cualquiera. Tal disco tiene espesor infinitesimal, área transversal “ $A$ ”, y presenta una resistencia a ser atravesado por el aire generando un salto de presión. El salto de presión generado por el disco, se supone aprovechado en su totalidad como fuerza activa sobre la máquina eólica, esto equivale a decir que la máquina es ideal.

La condición de operación será la siguiente:

El *punto 1* se supone no influenciado por el disco actuador. De él proviene el viento. El *punto 2* es inmediatamente antes del disco y el *punto 3* es inmediatamente después. El *punto 4* es aquel donde la presión ha alcanzado el valor de la presión atmosférica.

Se debe notar que cualquier punto ubicado entre 3 y 4 posee la misma energía y representa la misma condición de salida del flujo, sin embargo es conveniente elegir el punto de salida en 4 donde se conoce la presión. Más allá del *punto 4* el aire aumentará su velocidad hasta alcanzar la velocidad del viento  $v_1$ , tras adquirir energía cinética del aire circundante; pero plantear el *punto 4* más allá

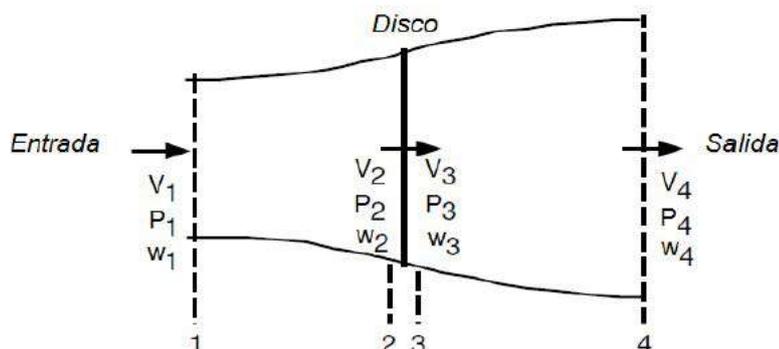


Figura 2.10: Puntos seleccionados dentro del volumen de control con fines prácticos<sup>6</sup>.

de donde se lo ha hecho no es útil pues, por lo recién comentado, no podría plantearse conservación de la energía entre 3 y 4.

En este análisis se considera que las velocidades del viento antes y después del disco sólo poseen componente axial. Cumpliéndose que:

$$v_1 > v_4 \quad (2.2)$$

pues el disco extrae energía cinética del viento

$$P_1 = P_4 = P_0 \quad (2.3)$$

dónde  $P_0$  es la presión atmosférica.

Si se asume válida la forma dibujada para el tubo imaginario por donde circula el aire que atraviesa el disco, entonces:

$$A_2 = A_3 \quad (2.4)$$

Y por consiguiente, suponiendo que el fluido es incompresible y planteando conservación de la masa se tiene:

$$\begin{aligned} A_2 v_2 &= A_3 v_3 \\ v_2 &= v_3 \end{aligned} \quad (2.5)$$

Lo cual es correcto porque no puede existir diferencia de velocidades entre el *punto 2* y el *punto 3*, ya que el disco tiene espesor infinitesimal. Además se supone que el disco genera un salto de presión uniforme y que los perfiles de velocidades

y presiones son uniformes en cualquier sección del tubo imaginario.

A continuación se realizan los balances necesarios sobre el volumen de control esquematizado en la figura 2.10, con el fin de obtener el rendimiento óptimo de Betz.

Por conservación de la masa:

$$A_1 v_1 = A_4 v_4 \quad (2.6)$$

La variación de la energía cinética en el tiempo viene dada por la variación en la entrada menos la de la salida:

$$\frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} m v_1^2 - \frac{1}{2} m v_4^2 = \frac{1}{2} A \rho v_2 (v_1^2 - v_4^2) \quad (2.7)$$

donde:  $m$ : caudal másico;  $\rho$ : densidad del flujo de aire;  $A$ : área del disco actuador ( $A = A_2 = A_3$ ).

El caudal másico se ha calculado en el *punto 2* (ó *3*), en el cual sabemos que la masa de aire atraviesa una sección de área  $A$  a una velocidad  $v_2$ . Por otro lado, si se plantea sumatoria de fuerzas igual a la variación del ímpetu en el tiempo, se obtiene:

$$T = m \Delta v = A \rho v_2 (v_1 - v_4) \quad (2.8)$$

Donde  $T$  es la fuerza que ejerce el aire sobre el disco, la cual causa el salto instantáneo de presión. Suponiendo que el disco capta toda esta potencia sin pérdidas, se tiene que la potencia útil es:

$$P_{util} = v_2 \cdot T = A \rho v_2^2 (v_1 - v_4) \quad (2.9)$$

Igualando la potencia útil con la variación de energía cinética:

$$P_{util} = A \rho v_2^2 (v_1 - v_4) = \frac{1}{2} A \rho v_2 (v_1^2 - v_4^2) = \frac{dE_c}{dt} \quad (2.10)$$

Despejando:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_4}{2} \quad (2.11)$$

Se define un factor de inducción axial  $b$  como:

$$v_4 = bv_1 \quad (2.12)$$

Reemplazando las ecuaciones 2.11 y 2.12 en la ecuación 2.9, obtenemos:

$$P_{util} = A\rho\left(\frac{v_1 + bv_1}{2}\right)^2(v_1 - bv_1) = \frac{A\rho v_1^3}{4}(1+b)^2(1-b) \quad (2.13)$$

Derivando con respecto a  $b$  e igualando a cero la ecuación anterior, se obtiene que el máximo rendimiento se da para  $b = 1/3$ . En estas condiciones la potencia útil será:

$$P_{util-max} = \frac{A\rho v_1^3}{4}\left(1 + \frac{1}{3}\right)^2\left(1 - \frac{1}{3}\right) = \frac{8}{27}A\rho v_1^3 \quad (2.14)$$

Dada la ecuación 2.14 que indica la potencia máxima disponible en el viento, puede determinarse el **rendimiento óptimo** que puede obtener una máquina eólica ideal trabajando bajo las condiciones que se han supuesto.

$$C_{pmax} = \frac{P_{util-max}}{\frac{1}{2}A\rho v_w^3} = \frac{\frac{8}{27}A\rho v_1^3}{\frac{1}{2}A\rho v_w^3} = 0,59 \quad (2.15)$$

Este factor límite, denominado **límite máximo de Betz**  $C_{pmax}$  establece entonces en 0,59 la proporción máxima de energía que podemos extraer del viento utilizando un aerogenerador.

Sin embargo, **los aerogeneradores reales operan a rendimientos bastante menores**. Estas diferencias se dan porque en el análisis previo no se ha considerado que:

- el aire posee viscosidad, generándose fuerzas viscosas sobre las palas y entre partículas de aire, formándose desprendimiento de vórtices;
- el aire es compresible;
- los perfiles de las aspas no tienen un diseño óptimo;
- se genera una estela (el fluido rota luego de pasar por el aerogenerador);
- los aerogeneradores están compuestos por un número finito de palas, de modo que las distribuciones de presiones y velocidades no son uniformes (interferencia entre palas).

Por lo cual, a los fines de determinar un rendimiento real habrá que tener en cuenta además de lo anterior, el rendimiento de los diversos mecanismos intervinientes que componen el aerogenerador. Siendo “ambiciosos” en los cálculos, se puede llegar a obtener en la realidad un ***rendimiento global de la instalación del orden del 46 %***.

## 2.6. Potencia del viento ( $P_w$ )

El viento se caracteriza por su velocidad y dirección, siendo afectado por varios factores, entre los cuales se destacan: la situación geográfica, características climáticas, altura y tipo de la turbina, topografía de la superficie. Las turbinas eólicas interactúan con el viento, capturando parte de la energía cinética y convirtiéndola en energía aprovechable. Por el solo hecho de tener velocidad ( $v_w$ ), el viento posee energía. Esta energía que se busca extraer del viento es fundamentalmente energía cinética ( $E_c$ ), que podemos calcular como:

$$E_c = \frac{1}{2}mv_w^2 \quad (2.16)$$

Considerando que se interrumpe el paso del viento con una máquina eólica ideal de *área*  $A$  transversal a la dirección del viento,  $v_w$ , que absorbe toda la energía cinética disponible en el viento de modo que éste pasa de una velocidad  $v_w$  a velocidad nula, entonces tomando un volumen de control alrededor de la máquina, puede plantearse la potencia del viento, ( $P_w$ ), como la derivada de la energía cinética con respecto al tiempo:

$$P_w = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \frac{d(mv_w^2) - 0}{dt} = \frac{1}{2} \frac{d(\rho A dt)v_w^2}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (2.17)$$

Donde:  $A$ : área barrida por el aerogenerador ideal [ $m^2$ ];  $\rho$ : densidad del aire [ $Kg/m^3$ ];  $v_w$ : velocidad del viento [ $m/s$ ];  $P_w$ : potencia extraída del viento [ $W$ ].

Esta es la potencia que entregaría la máquina eólica ideal en su eje. En tal situación ideal se debería cumplir que:

- *No hay dispersión del aire que atraviesa la máquina, es decir, que el frente de viento de área pasa en su totalidad por la máquina.*
- *La presión del aire en la salida de la máquina es la misma que la correspondiente al frente de viento sin perturbar. No así su velocidad, pues el fluido pasa de una velocidad al reposo.*

- *No hay ningún tipo de pérdida de energía (por ejemplo, por roce entre las aspas y el aire).*

De la ecuación 2.17 podemos arribar a que la potencia disponible en el viento,  $P_w$ , depende:

1. Fuertemente de la velocidad ( $v_w$ ), ya que la misma se encuentra elevada al cubo, y en menor medida al área barrida ( $A$ ). Por ello es importante dirigir los esfuerzos a conseguir velocidades de viento elevadas por medio del estudio de los vientos sinópticos y de la elevación del aerogenerador, siendo indispensable realizar mediciones precisas de la carga de viento en el lugar de proyecto de instalación.
2. De la densidad del aire ( $\rho$ ), a causa de las variaciones de presión y temperatura de la región que pueden oscilar de un 10 % a un 15 % a lo largo del año.

Debemos remarcar también que a velocidades menores a la de conexión  $v_{w(conex)}$  no se extrae energía. Por otro lado, para velocidades muy elevadas superiores a la de desconexión  $v_{w(desconex)}$ , tampoco se extrae energía. El aerogenerador tendrá una velocidad nominal  $v_{w(nominal)}$ , evidentemente comprendida entre  $v_{w(conex)}$  y  $v_{w(desconex)}$  para la cual se obtendrá el máximo rendimiento.

## 2.7. Conclusiones

De lo mencionado podemos arribar a que es condición necesaria (pero no suficiente), en todo proyecto de generación eólica, determinar con suma precisión la cuantía de energía eólica que se tiene (o tendrá) en el lugar de emplazamiento para poder obtener el máximo provecho de la instalación futura. Para ello, se cuenta con diversas herramientas de meteorología, como son “las rosas de los vientos” de velocidad (o potencia) y procedencia, que nos permitirán estimar un valor energético promedio representativo del lugar, para “a posteriori” seleccionar el tipo de aerogenerador y la forma geométrica de pala que mejor se adapte a las características orográficas del lugar.

Por último, es vital el estudio preciso y detallado de esta etapa del proyecto ya que será uno de los factores determinantes a futuro el cual nos determinará si el lugar analizado es energéticamente rentable para un proyecto eólico.

# Capítulo 3

## Aerogeneradores

### 3.1. Principio de funcionamiento

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica, pasando por el estado intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas. En función de la fuerza con la que trabaja, pueden ser del tipo “sustentación” o “resistencia”.

En las de *sustentación*, el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada *sustentación aerodinámica* sobre la superficie de la pala. La sustentación en un aerogenerador, dado que las palas son solidarias con el terreno, provoca su rotación alrededor del eje del buje. Al mismo tiempo se genera una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y es perpendicular a la sustentación. (Ver figura 3.1)

Los de *resistencia (o arrastre)* utilizan el empuje originado por la deflexión del flujo de aire sobre las palas. Se caracterizan por desarrollar velocidades tangenciales menores que la velocidad del viento y por un relativamente alto valor de momento sobre el eje.

En los aerogeneradores diseñados correctamente, la relación **sustentación - resistencia** es grande dentro del rango normal de operación. Un aerogenerador necesita una velocidad de viento mínima (velocidad de acoplamiento) de 3 a 5[m/s] y entrega la potencia nominal a una velocidad de 12 a 14[m/s]. Por razones de seguridad, a velocidades elevadas (velocidad de desconexión), por lo general superiores a 25[m/s] el sistema de frenado turbina actúa<sup>5</sup>.

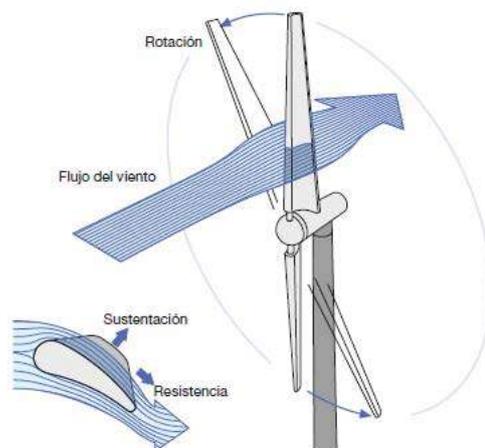


Figura 3.1: Funcionamiento de una turbina eólica<sup>5</sup>.

## 3.2. Elementos principales

Los sistemas de generación de energía eólica están compuestos por tres elementos fundamentales:

1. **Turbina eólica:** captura la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica asociada a un par y velocidad de rotación. Está conformada por las palas, el rotor, el multiplicador y la góndola donde van alojados estos elementos.
2. **El generador eléctrico:** transforma la energía mecánica en energía eléctrica. En aplicaciones de mediana y alta potencia generalmente también se utilizan elementos mecánicos entre la turbina eólica y el generador eléctrico que modifican la relación *PAR - VELOCIDAD* de la potencia mecánica, llamadas cajas de reducción o reductoras.
3. **Elementos de conversión de potencia:** se encargan de adecuar la energía eléctrica para poderla inyectar a la red<sup>9</sup>.

## 3.3. Máquinas de eje vertical

1. *Aerogenerador Savonius:* consta de dos (o cuatro) chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro. El par motor sobre el eje está generado por la diferencia de resistencia (fricción) que las superficies

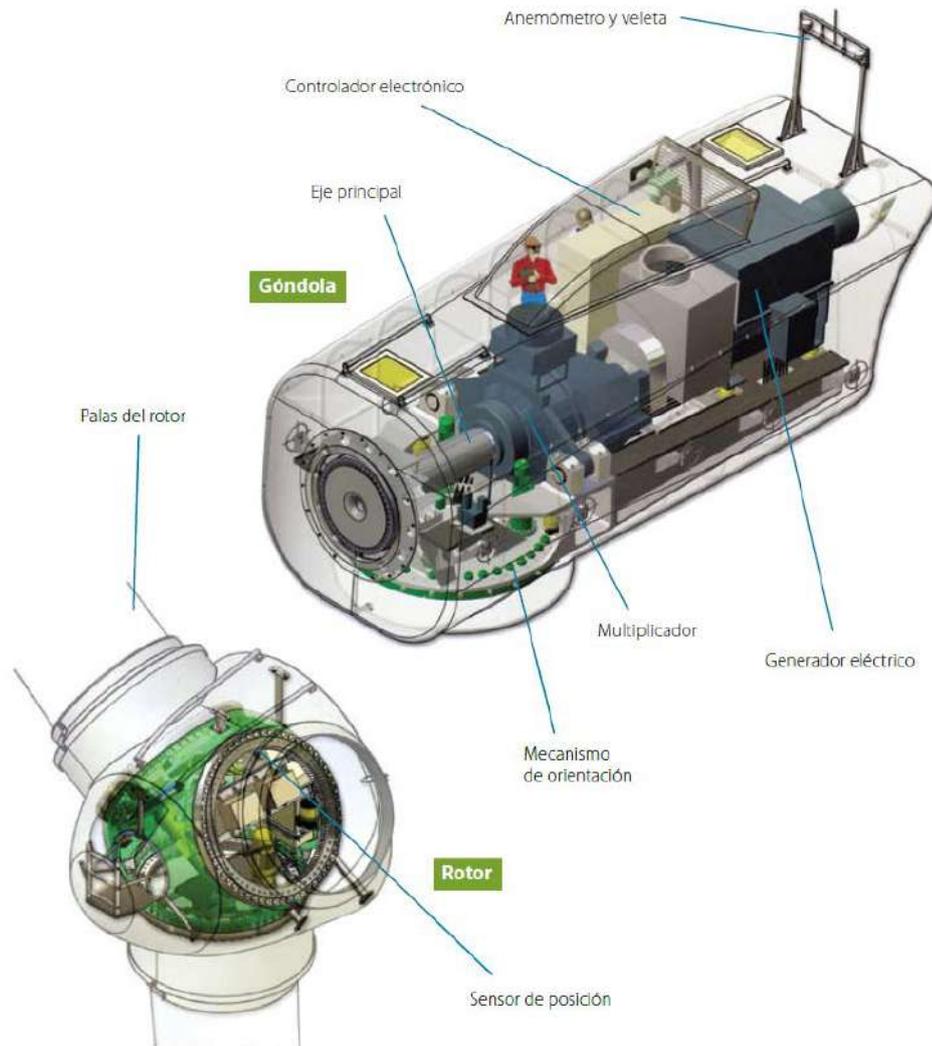


Figura 3.2: Partes de un aerogenerador<sup>7</sup>.



Figura 3.3: Esquema general de un aerogenerador tipo Savonius<sup>5</sup>.

verticales dispuestas simétricamente respecto al eje ofrecen al viento.

Sus características son: es lento; tiene poca eficiencia; utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado; necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador; estructura robusta para resistir los vientos extremos; válido solo para aplicaciones de poca potencia. (Ver figura 3.3)

2. *Aerogenerador Darrieus*: son aerogeneradores de *sustentación*, ya que las superficies expuestas al viento presentan un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala y, por tanto, un par en el eje de rotación. Requiere para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5[m/s] como mínimo, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento. Sus características son: su rapidez; adaptación a los cambios de dirección del viento; utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado; necesidad de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables; necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador; capaz de funcionar con vientos turbulentos; el multiplicador y el generador eléctrico pueden ubicarse al nivel del suelo. (Ver figura 3.4)

El modelo Darrieus arranca con dificultad, mientras que el Savonius se puede poner en funcionamiento con una pequeña brisa; debido a ello se puede hacer una combinación sobre un mismo eje de ambas máquinas de forma que un rotor Savonius actúe durante el arranque (que funciona por el principio de resistencia)



Figura 3.4: Esquema general de un aerogenerador tipo Darrieus<sup>5</sup>.

y un rotor Darrieus sea el que genere la energía para mayores velocidades del viento (pues utiliza el principio de sustentación)<sup>5</sup>. (Ver figura 3.5)



Figura 3.5: Esquema general de un aerogenerador híbrido: Darrieus-Savonius<sup>5</sup>.

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

- No necesitan sistemas de orientación,
- los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo, pero esto también provoca la desventaja de que la velocidad del viento a baja altura siempre es menor,

- aprovechan mejor los vientos turbulentos y los de baja intensidad,
- tienen un aspecto visual de menor impacto, y sus palas son menos peligrosas para las aves que las de los aerogeneradores de eje horizontal.

### 3.4. Máquinas de eje horizontal

Los aerogeneradores actuales trabajan por el principio aerodinámico llamado sustentación; el mismo principio por el cual se consigue hacer volar un avión. Los de eje horizontal se clasifican según su velocidad de giro en *rápidos y lentos*; aspecto que está íntimamente relacionado con el número de palas del rotor.

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  $S$  a igualdad de área barrida  $A$  (más baratos y livianos);
4. Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa.

Los aerogeneradores horizontales actuales funcionan a velocidades de giro elevadas, lo que era imposible conseguir en los antiguos molinos que funcionaban por arrastre. Esto hace que el torque se vea disminuido, y por lo tanto también disminuye el grosor mínimo que la pala requiere para resistir los esfuerzos de torsión y flexión provocados por el viento. Además, tampoco se necesita que la pala sea ancha para generar buena sustentación.

La cantidad de palas dependerá de las velocidades del viento: van de 1 a 4 palas para generadores pequeños, mientras que los grandes suelen ser de 3. Para los nuevos aerogeneradores, el número de palas suele ser de sólo 2 ó 3, pues la potencia generada es directamente proporcional a la superficie “A” barrida por las hélices, y es muy poco sensible al número de palas.

Además, por lo general se requiere de una caja multiplicadora entre el rotor del aerogenerador y el generador eléctrico, y las velocidades de giro elevadas (en generadores pequeños) disminuyen el factor de multiplicación de las cajas, reduciendo las pérdidas que en ellas se generan, su peso y su costo<sup>3</sup>.

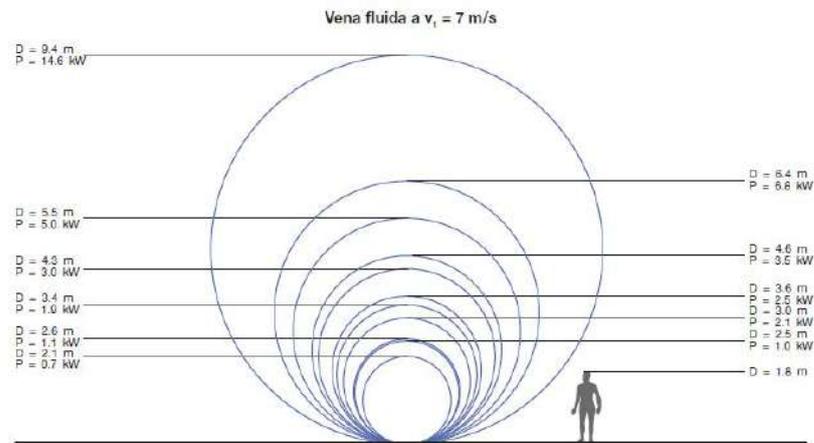


Figura 3.6: Aumento de la potencia generada según el diámetro de pala<sup>5</sup>.

### 3.5. Potencia de los aerogeneradores

A medida que se aumenta el largo de las palas la potencia generada por el aerogenerador será mayor, ya que esta depende de forma proporcional del área barrida por las palas. En función de esto, se puede clasificar a los aerogeneradores dependiendo de la potencia generada<sup>20</sup>. (Ver figura 3.6) (Ver tabla 3.1)

### 3.6. Sistemas de regulación

Los aerogeneradores requieren de un sistema de regulación, puesto que, la potencia que entregan proviene de una masa de aire en movimiento que no es controlable. La regulación se alcanza controlando la energía extraída por el rotor, ya sea en la propia turbina y/o en el sistema de generación.

A modo de resumen, se puede afirmar que los objetivos del sistema de control desde el punto de vista del aerogenerador son:

- *Aliviar las cargas transitorias que puedan afectar a la turbina.*
- *Regular y suavizar la potencia generada.*
- *Evitar las posibles frecuencias naturales de la turbina.*
- *Maximizar la energía capturada.*
- *Asegurar una calidad en el suministro.*

Tabla 3.1: Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal en función de su potencia.

Denominación	$P_N[kW]$	$R[m]$	Aplicaciones
Muy baja	$< 1$	$> 1$	Embarcaciones, sistemas de comunicaciones, refugios aislados en montañas
Baja	$1 - 10$	$1 - 3$	Comunidades de vecinos, PYMEs, tratamientos de aguas, etc.
Medias	$100 - 1000$	$9 - 27$	Parques Eólicos (terreno complejo)
Alta	$1000 - 10000$	$27 - 81$	Parques Eólicos (terreno llano, mar adentro)
Muy alta	$> 10000$	$> 81$	En fases de desarrollo y de investigación, pues requieren diseños nuevos y materiales no convencionales.

El sistema de regulación puede ser:

1. *Pasivo*: como ocurre en la turbina con entrada en pérdida aerodinámica, donde la regulación se consigue a través del propio diseño de la turbina.
2. *Activo*: si se desea un control más exacto y que acarree menores problemas estructurales se recurre a una *regulación activa*, ya sea mediante variación de velocidad, modificación del paso de pala ( $\beta$ ) o la que se denomina “pérdida aerodinámica activa”.

### 3.6.1. Velocidad Fija frente a Velocidad Variable

En función de que la variación de la velocidad de la turbina sea prácticamente constante o con variaciones inferiores al 10% se considerará de velocidad constante, y si se permiten variaciones superiores se dirá que es de velocidad variable.

#### Velocidad Fija

En los sistemas de energía eólica, la turbina eólica puede operar a velocidad fija, en cuyo caso dichos sistemas están compuestos por generadores acoplados

mecánicamente a la turbina eólica con una caja de engranajes, los cuales se conectan directa y eléctricamente a la red con dispositivos de arranque suave y bancos de condensadores para manejar la potencia reactiva del generador.

En las máquinas diseñadas para funcionar con este tipo de velocidad, el torque del generador varía en función del par aerodinámico y la única forma de controlar el par del generador (y, por tanto, la potencia de salida) es actuar regulando el propio par aerodinámico. Tienen el principal inconveniente de que su máxima eficiencia es obtenida a una determinada velocidad del viento, presentando rendimientos inferiores para el resto de velocidades, lo que se determina con el coeficiente de potencia de la turbina eólica utilizada.

En el diseño de esta topología es importante seleccionar adecuadamente el tipo de turbina para la velocidad de viento promedio de la zona, de manera que se opere el mayor tiempo posible en el punto de operación óptimo.

### Velocidad Variable

Tienen la ventaja principal de mejorar el rendimiento en un amplio rango de velocidades de viento. El torque del generador puede variarse independientemente del torque aerodinámico, por lo que la velocidad de rotación del rotor podrá controlarse actuando ya sea sobre el torque aerodinámico o sobre el del generador, con la consiguiente aceleración o desaceleración del rotor.

Los sistemas de velocidad variable tienen diversas e importantes ventajas:

1. **Reducción de esfuerzos mecánicos en el tren de potencia.** Permite que los pares pulsantes debidos a la turbulencia produzcan una ligera fluctuación de la velocidad en lugar de una deformación del eje.
2. **Una mejor calidad de la potencia de salida.** Permite que la turbina trabaje en el entorno del punto óptimo de la curva de potencia en un rango determinado de velocidades del viento, lo que se traduce en un incremento de la energía capturada.
3. **Una mayor captura de energía.** Ya que la velocidad es variable punto a punto en todo momento permitiendo obtener valores de coeficientes de potencias óptimos.
4. **Menores emisiones de ruido.** Permite que el rotor acelere durante las ráfagas y decelere una vez pasadas éstas.

En los sistemas de velocidad variable es necesario utilizar convertidores de potencia que permitan la conversión de **frecuencia / voltaje variables a frecuencia / voltaje fijos** para la conexión a la red o al sistema de potencia que alimentan. Si bien estos últimos son más costosos, el aumento de la energía capturada bajo este tipo de operación hace que esta topología sea más rentable a largo plazo. (Ver sección 3.10)

Con el uso de esta topología es habitual encontrar *acoplado directamente a la turbina eólica* generadores de inducción de doble excitación o generadores sincrónicos de imanes permanentes. Este acople directo permite reducir las pérdidas producidas por el tren de engranajes. En el caso concreto de **generadores sincrónicos de imanes permanentes (GSIP)** es necesario conocer la posición angular del rotor del generador a fin de implementar la estructura de control en un marco de referencia síncrono y establecer el seguimiento del punto de máxima potencia del aerogenerador, para esto existen técnicas de medición directa como los **encoder ópticos acoplados al rotor**, y técnicas de medición indirecta mediante estimadores de posición y velocidad<sup>9</sup>. (Ver sección 4.4)

En este trabajo haremos hincapié en los **Sistemas de Velocidad Variable**, ya que lo que nos interesa emular en este banco de pruebas es un aerogenerador en el cual obtengamos el máximo rendimiento, pensándolo en valores mecánicos, el máximo par en el eje en todo momento.

### 3.7. Régimen de trabajo

Más allá de las limitaciones aerodinámicas a las que hemos hecho mención previamente, existen también limitaciones operativas para el aerogenerador:

- Existe una **velocidad mínima de viento** ( $v_{cut-in}$ ) que requieren para operar.
- Tienen la capacidad de generar energía hasta una determinada potencia nominal. Una vez que el generador comienza a entregar potencia nominal, por más que aumente la velocidad del viento, se seguirá generando potencia nominal.
- Cuando los vientos son extremadamente altos, se requiere detener el molino para evitar daños y conservar su vida útil. Así, cuando el viento supere el

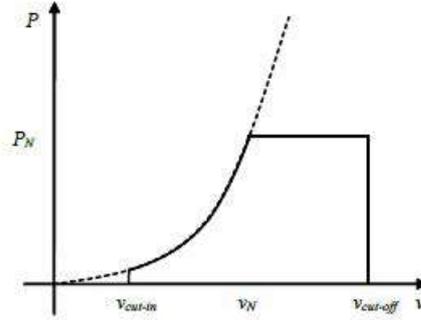


Figura 3.7: Curva de funcionamiento típica de una turbina eólica.<sup>8</sup>

**valor máximo admitido** ( $v_{cut-out}$ ) el molino se detiene y la potencia generada será nula.

Luego la **Potencia Generada** ( $P_{gen}$ ) en función de la velocidad del viento ( $v_w$ ) es:

$$P_{gen} \begin{cases} 0 & v_w \leq v_{cut-in} \\ \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda) v_w^3 & v_{cut-in} < v_w \leq v_{Pn} \\ P_N & v_{Pn} < v_w \leq v_{cut-out} \\ 0 & v_w > v_{cut-out} \end{cases}, \quad (3.1)$$

$$v_{Pn} = \left( \frac{P_N}{\rho A C_p(\lambda)} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.2)$$

De la figura 3.7 y de la ecuación 3.2 se puede deducir que el sistema comienza a generar potencia eléctrica cuando la velocidad del viento alcanza el umbral,  $v_{cut-in}$ , denominado *velocidad de conexión*. Luego, la potencia se incrementa hasta que se alcanzan los valores nominales de viento ( $v_n$ ) y de potencia ( $P_n$ ). Este valor de viento depende del diseño del sistema y se elige normalmente entre 11 y 15[m/s]. Entre la velocidad nominal y la de desconexión  $v_{cut-out}$ , la turbina eólica produce la potencia nominal. Más allá de  $v_{cut-out}$ , la turbina no puede seguir produciendo por razones de seguridad<sup>8</sup>.

## 3.8. Sistemas de control de potencia

Existen diferentes métodos para el control de potencia punto a punto de un sistema aerogenerador, estos son:

1. ***Aerogeneradores de paso variable.*** En sistemas de alta potencia es rentable instalar un mecanismo de giro para lograr la variación del ángulo de paso de las palas (***Pitch control***) y de esta forma controlar la potencia que captan las aspas.
2. ***Control por pérdida aerodinámica (Stall control).*** La pala del rotor está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. Por lo cual, poseen un ángulo de incidencia del viento mayor en la base de la pala (unida al buje) que en la punta. La principal ventaja es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control.
3. ***Aerogeneradores con control activo por pérdida aerodinámica (Active stall control).*** En los aerogeneradores de mayor potencia se ha incorporado un *active stall* en el que las palas pueden girar sólo unos grados, menos de  $10^{\circ}C$ , "pitch", para ajustar mejor el perfil de "stall(pérdida)" en la zona de altas velocidades del viento (18 a 25[m/s]). La principal ventaja es que la producción de potencia se controla con más exactitud que con la regulación pasiva y, además, la máquina puede funcionar con mayor eficiencia para un amplio rango de velocidades del viento<sup>3:21</sup>.

En resumen, el *par aerodinámico* puede regularse actuando sobre la geometría del rotor, lo que modificará los valores de sustentación y de resistencia y, por consiguiente, del par motor aerodinámico.

## 3.9. Generador sincrónico de imanes permanentes

### 3.9.1. Evolución e introducción

Desde la aparición de los primeros aerogeneradores, las máquinas más utilizadas como generador han sido las *asíncronas de jaula de ardilla*. Estas máquinas

iban montadas en aerogeneradores sencillos de *velocidad constante*, acoplados al eje de la turbina mediante una caja multiplicadora. Sin embargo, este concepto sencillo y económico tenía malos comportamientos ante la red (su control de potencia reactiva era limitado al igual que el control de frecuencia, transmitía las variaciones de potencia de entrada de viento a la red sin amortiguarla y su comportamiento ante huecos de tensión era malo).

Ante esto, buscando máquinas con mejores comportamientos y que permitieran construir aerogeneradores de mayores potencias y rendimientos, surgieron dos alternativas que permitan velocidades de rotación variables: el generador asíncrono doblemente alimentado, y el generador sincrónico. Es así, que el ***Generador Sincrónico de Imanes Permanentes (GSIP)*** fue tomando cada vez mayor popularidad en el ámbito de la microgeneración y generación distribuida (algunos cientos de kW). Luego, con el desarrollo de la tecnología de los materiales magnéticos, se ha permitido obtener grandes cantidades de flujo magnético en menores superficies y máquinas de mayor cantidades de polos, que posibilita que con velocidades de rotación mucho menores se obtenga la misma potencia generada, evitando así la caja reductora entre aerogenerador y máquina generatriz, conllevando esto a innumerables ventajas y mejores rendimientos finales.

Este tipo de aerogeneradores son ideales también para acoplarlos a las turbinas eólicas de eje vertical, debido a que la velocidad asignada de los generadores síncronos utilizados en energía eólica está comprendida entre 20 y 200[rpm], dependiendo de la potencia nominal del generador<sup>10</sup>.

El GSIP difiere del generador sincrónico de inducción en que la magnetización es proporcionada por un sistema de imanes permanentes situados en el rotor (superficial o interno), en lugar de tener la corriente de excitación desde el devanado de inducido. Por ende, la tensión de salida dependerá únicamente de la velocidad de giro del rotor, al no poder variar la corriente de excitación del circuito inductor. Para una determinada velocidad de rotación el generador se saturará.

La figura 3.8 muestra la sección transversal de un generador sincrónico típico de imán permanente (GSIP o PMG, por sus siglas en inglés *Permanent Magnet Generator*).

En la figura anterior, podemos observar trazados los ejes *abc*, los cuales generalmente son llevados al sistema de referencia síncrono *dq*, el cual permite simplificar el análisis del modelo del generador.

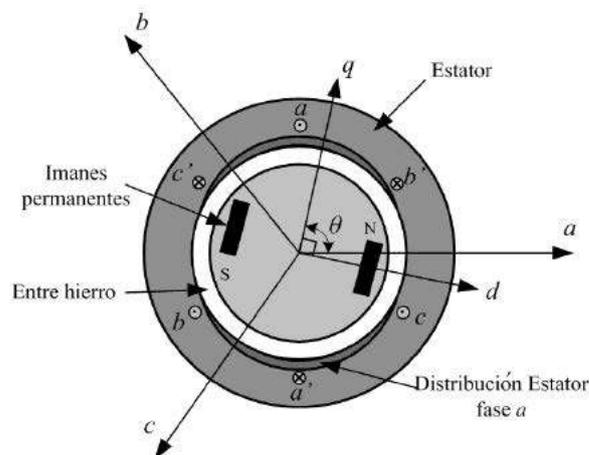


Figura 3.8: Esquema conceptual de un GSIP de un par de polos<sup>9</sup>.

### 3.9.2. Imanes permanentes

El espectacular desarrollo de aleaciones de alto magnetismo remanente (NdFeB) o (SmCo) ha hecho posible que los GSIP representen una alternativa muy interesante en la generación eólica a velocidad variable. En general, se trata de utilizar materiales magnéticos de alto valor de inducción magnética (generalmente mayor a 1 Tesla). Para la selección adecuada de los mismos en la etapa de diseños, los imanes se caracterizan por sus curvas B-H de las cuales se puede obtener el producto  $B \times H_{m\acute{a}x}$ . Este valor es el máximo producto de energía que se puede obtener del imán. Otro parámetro importante de los imanes son sus coercitividads, tanto intrínseca como normal. Estos hablan sobre la resistencia del material a la desmagnetización.

Tradicionalmente, el material más empleado en la fabricación de máquinas síncronas de imanes permanentes era la ferrita o el alnico, debido a su bajo coste y excelente linealidad en la desmagnetización; sin embargo, su bajo magnetismo remanente limita su utilización. Los nuevos materiales empleados, son imanes fabricados mediante tierras raras:

- **Neodimio-Hierro-Boro** (NdFeB). Presenta un magnetismo remanente muy alto y una gran linealidad en la curva de desmagnetización, aunque tiene el inconveniente de que la intensidad de campo decrece con la temperatura (linealidad magnética hasta  $150^{\circ}C$ ).
- **Samarium-Cobalto** ( $SmCo_5$  o  $SmCo_7$ ). Presenta la mejor combinación de características, pero es caro y solamente utilizable en aplicaciones especiales

donde la reducción en tamaño y peso justifique el incremento en el coste. Tienen un comportamiento muy bueno a temperaturas elevadas.

Hay que tener en cuenta que un mayor número de imanes ofrece un mayor par para el mismo nivel de corriente. El número ideal de imanes dependerá de la geometría del generador y de las propiedades de los materiales utilizados<sup>22</sup>.

### 3.9.3. Clasificaciones

Existen dos tipos de máquinas, que se clasifican según donde se encuentren montados los materiales magnéticos:<sup>10</sup>

#### 1. *GSIP con imanes montados en la superficie del rotor*

En el caso que los imanes van montados en la superficie del rotor, estos por el espacio que ocupan, obligan a tener un entre hierro relativamente grande, generando un *flujo radial*. A estas máquinas se las conoce también, por sus siglas en inglés, como *RFPM* (*Radial Flux Permanent Magnet Machine*). Para poder dar rigidez al rotor, importante a altas velocidades, el espacio interpolar se encuentra relleno de material no ferromagnético y posteriormente va zunchando con materiales de alta rigidez. Como la permeabilidad relativa de los diferentes tipos de imanes permanentes se sitúa en un rango de 1,02 y 1,2, cuando van montados en la superficie se puede considerar a la máquina como de polos lisos y un entre hierro alto. El gran entrehierro hace que el *flujo de la reacción de armadura tenga efectos atenuados sobre el rotor*, es decir, la inductancia sincrónica  $L_d$  es pequeña pues tiene una componente de reacción de armadura pequeña, y por consiguiente los efectos son atenuados. Por otra parte se deduce que el gran entrehierro resulta en una constante de tiempo eléctrica del estator:  $T = L/R$  pequeña. Se considera que ésta máquina tiene pequeñas saliencias, por ende se considera que tiene prácticamente igual inductancia en ambos ejes ( $L_d = L_q$ ). Este tipo de máquinas es empleada únicamente para bajas velocidades ( $< 500[rpm]$ ), ya que en altas velocidades los imanes podrían desprenderse del rotor. (Ver figura 3.9)

#### 2. *GSIP con imanes interiores en el rotor*

Si los imanes están insertos en el rotor, quedan físicamente contenidos y protegidos, pero el espacio de hierro del rotor eliminado para insertar los

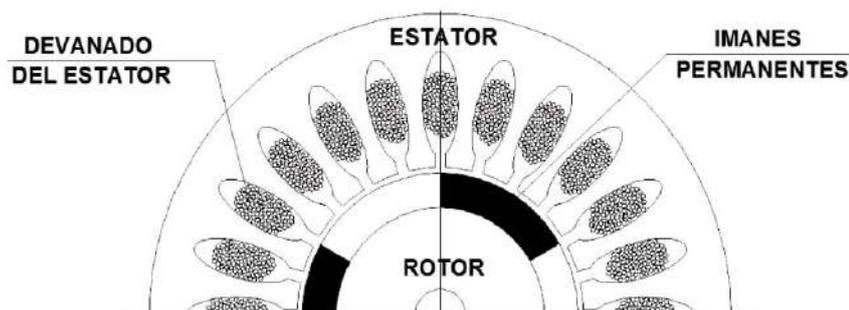


Figura 3.9: Vista transversal de un GSIP con imanes superficiales<sup>10</sup>.

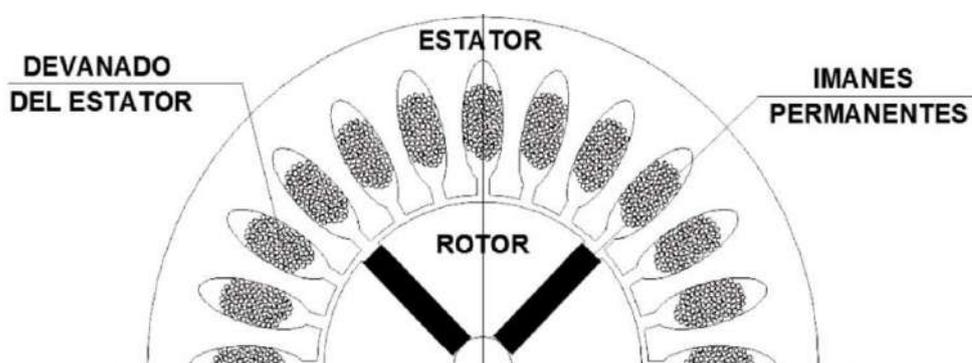


Figura 3.10: Vista transversal de un GSIP con imanes interiores<sup>10</sup>.

imanes hace que *no pueda considerarse que en este caso se tenga un entrehierro uniforme, se tiene un efecto de saliencia*, y aparece una componente de reluctancia del par, lo que se traduce en *mayor reacción de armadura*, generando un *flujo axial*. A estas máquinas se las conoce también, por sus siglas en inglés, como **AFPM** (*Axial Flux Permanent Magnet Machine*). Con esta disposición conseguimos una mayor robustez mecánica, apropiada para aplicaciones de mayores velocidades ( $>500[\text{rpm}]$ ). En este caso el comportamiento magnético de la máquina es similar a una de polos salientes, ya que los espacios entre imanes está compuesto por material ferromagnético del rotor. Esto da lugar a que la reluctancia en la dirección del eje en cuadratura con el flujo de los imanes sea mucho menor que en el eje directo ( $L_d < L_q$ ), al contrario de lo que ocurre con las máquinas de polos salientes convencionales. Ésta última disposición es la más generalizada en el ámbito de la microgeneración<sup>23</sup>. (Ver figura 3.10)

### 3.9.4. Funcionamiento y ventajas

El principio de funcionamiento del generador sincrónico de flujo axial con imanes permanentes, no dista mucho del de un generador sincrónico convencional con rotor bobinado: desde el eje, se recibe un torque que hace girar los discos de imanes a una velocidad de giro  $\omega_n$ , lo cual produce un flujo axial rotatorio. Así, el flujo enlazado por las espiras del estator es sinusoidal, con una frecuencia eléctrica proporcional a  $\omega_{mec}$  y a la cantidad de polos ( $P$ , número de imanes). De esta forma, de acuerdo a la Ley de Faraday, se induce un voltaje alterno sinusoidal en las espiras, que es utilizado como fuente de energía.

Las **ventajas** del generador de flujo axial, versus a las soluciones con máquinas sincrónicas o de inducción tradicionales, son las siguientes<sup>24</sup>:

- *El flujo es sinusoidal y sólo depende de la magnetización de los imanes escogidos y la velocidad de giro dada por las aspas.*
- *El empleo de imanes permanentes elimina la necesidad de anillos rozantes y del devanado de inducido, lo que se traduce en una eliminación de las pérdidas en el cobre del rotor, con lo que desaparece la necesidad de refrigeración del rotor;*
- *Permite el empleo de un gran número de polos y por lo tanto un acoplamiento directo de la turbina al generador, evitando el uso de una caja multiplicadora, eliminando las componentes de ruido, vibración, lubricación y mantenimiento que implica su incorporación al sistema.*
- *La configuración de los componentes y estructura permite una fácil mantención, aun cuando ésta es casi nula.*
- *La menor cantidad de componentes y piezas permite tener un equipo más robusto y confiable y de mayor vida útil.*
- *Es relativamente simple diseñar unidades de mayor potencia, agregando más discos de imanes y bobinas.*
- *Mejor relación velocidad / par motor.*
- *Mayor rango de velocidades.*
- *Mejor relación peso / potencia.*

En tanto, sus **desventajas** son:

- *Reducción de la flexibilidad en el control del flujo.*
- *Los imanes son susceptibles a las altas temperaturas, afectando esto en los valores de densidad magnética que generan.*
- *Los materiales de imán permanente son caros en la compra inicial, son difíciles de manejar en la fabricación (por su fragilidad) y algunos son altamente reactivos y oxidan fácilmente y tienen un posible efecto de desmagnetización.*
- *La tensión interna generada dentro de un PMG es directamente dependiente de la velocidad. Esto puede ser atendidas por el convertidor de potencia, hasta cierto punto, pero el voltaje puede alcanzar un nivel peligroso si la velocidad se vuelve lo suficientemente alta.*
- *En general, la eficiencia de un GSIP se puede esperar a ser relativamente alta, siempre y cuando el par sea alto. En pares bajos, la eficiencia se caerá rápidamente.*

### 3.9.5. Velocidad de generación variable sin caja multiplicadora

La topología empleada para convertir la energía cinética procedente del viento en energía eléctrica condiciona directamente el comportamiento de la aeroturbina en cuanto a su velocidad de rotación. La forma en que dicha velocidad pueda variar es decisiva en cuanto:

- *Al aprovechamiento del recurso eólico, por la variación del TSR;*
- *Al impacto por la interconexión del aerogenerador a la red eléctrica;*
- *A las sollicitaciones mecánicas a las que se ve sometido.*

El sistema multiplicador se puede eliminar gracias a la implementación de un GSIP múltiplo lo que permite trabajar en un rango de velocidades más amplio respecto al sistema de velocidad fija.

Las ventajas de este sistema son<sup>322</sup>:

- *La mejora del rendimiento aerodinámico.*
- *La potencia de salida sin fluctuaciones.*
- *El control de la energía reactiva.*
- *La eliminación del sistema multiplicador.*
- *Disminución de los requerimientos de mantenimiento y de las pérdidas asociadas.*

Sin embargo la eliminación del multiplicador de velocidad conlleva la necesidad de incorporar generadores de baja velocidad, con *elevado número de polos* (con el consecuente aumento del tamaño del generador). En general, el diámetro de estos generadores es inversamente proporcional a la masa de material electromagnéticamente activo, por lo que se ha de buscar un compromiso entre el coste del material y los problemas asociados a la construcción, transporte y montaje de generadores de grandes diámetros.

A la salida del generador en alterna de frecuencia variable, se acopla un convertidor electrónico formado por un rectificador y un inversor unidos por un enlace o bus de continua. La salida del inversor se hace a la frecuencia de la red.

### 3.10. Rectificación e inversión

En la siguiente sección haremos una breve descripción de aquellos elementos intervinientes en la conversión de la energía eléctrica generada (bornes estatóricos del GSIP) hasta el punto de acometida con la red eléctrica. Esta etapa no está dentro del área de incumbencia de este proyecto, pero es menester mencionar sus principales características.

En un sistema eólico de velocidad variable con un GSIP es preciso conectar el generador a la red a través de un convertidor electrónico para adecuar la frecuencia de la tensión generada, para ello existen diferentes topologías. Dentro de estas, la más explotada en sistemas trifásicos de pequeña y mediana potencia, es la que usa *convertidores de potencia del tipo “back-to-back”*, que están compuestos por dos convertidores VSI (Voltage Source Inverter) en cascada, uno de ellos conectado al aerogenerador operando en régimen de velocidad variable, y el otro conectado a la red eléctrica a la que le suministra energía, de manera que se pueda operar a dos frecuencias distintas compartiendo una tensión continua. Esta

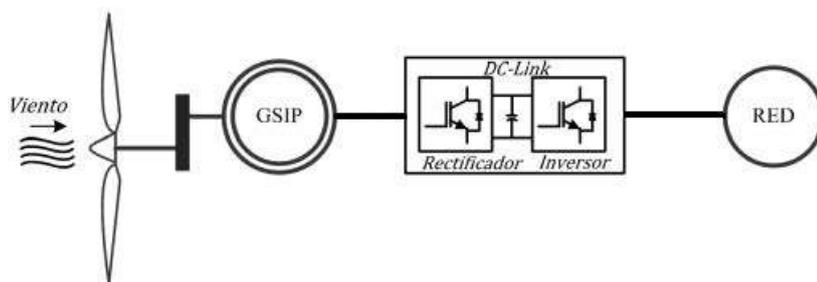


Figura 3.11: Topologías de la electrónica de potencia aplicada en SCEE con GSIP<sup>9</sup>.

topología tiene la ventaja de poder manejar en un sistema de referencia síncrono la energía activa y reactiva de forma independiente, tanto para la etapa del convertidor acoplado al generador como a la etapa acoplada a la red eléctrica. Esta posibilidad trae beneficios como el de poder inyectar energía a la red con factor de potencia unitario.

Los convertidores más utilizados en los sistemas eólicos de velocidad variable con generador síncrono, son los **convertidores alterna - alterna con una etapa intermedia de corriente continua**. Estos convertidores generalmente son controlados de manera de poder adecuar de la forma más eficiente los parámetros de tensión-frecuencia generados a los valores de tensión-frecuencia de la red eléctrica. (Ver figura 3.11)

Las **ventajas** de utilizar un rectificador controlado son las siguientes:

- *Mediante un rectificador controlado es posible controlar el valor eficaz de la tensión y su desfase respecto a una referencia (f.e.m. del generador). De esta forma es posible conseguir la corriente deseada a la salida del generador y con el factor de potencia deseado. Ello permite trabajar con un factor de potencia capacitivo tal que la corriente precisa para desarrollar el par deseado sea mínima. Esto redundará en un mejor rendimiento para una potencia generada determinada.*
- *Con una adecuada modulación de los pulsos de disparo de los transistores del puente, **modulación por ancho de pulso (PWM)**, es posible conseguir una corriente en la máquina con un contenido en armónicos (THD) muy reducido. De esta manera:*

- *Se evitan los pares pulsantes, que ocasionan una fatiga en el eje.*

- *Las pérdidas en el cobre se reducen sensiblemente para un mismo valor del par en el eje.*

Las **desventajas** de este tipo de convertidor son su mayor precio y la disminución del rendimiento.

### 3.10.1. Conexión indirecta de aerogeneradores a la red

Con la conexión indirecta a la red es posible que la turbina gire dentro de una amplia gama de velocidades del viento. *Si el generador funciona a velocidad variable, la frecuencia variará ampliamente.* Por lo cual la corriente alterna necesita ser transformada para emparejar su frecuencia a la de la red eléctrica pública.

Hay tres etapas principales en estos sistemas<sup>3</sup>:

1. ***Generación de corriente alterna AC a frecuencia variable.*** La mayoría de los aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a la red. Sin embargo, con conexión indirecta a red, el generador de la aeroturbina funciona en su propia mini red de corriente alterna que está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que se puede variar la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador.
2. ***Conversión a corriente continua CC.*** La corriente alterna de frecuencia variable no se puede tratar en la red, por lo que previamente habrá que rectificarla, convirtiéndola en corriente continua, pero de frecuencia variable.
3. ***Conversión a corriente alterna de frecuencia fija.*** La corriente continua (fluctuante) se convierte en corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también se puede hacer utilizando tiristores o transistores de potencia, que son grandes interruptores de material semiconductor que funcionan sin partes mecánicas.

**Ventajas.-** La ventaja de la conexión indirecta a la red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable. Permite que el rotor gire más rápido durante las ráfagas de viento, almacenando parte del exceso de energía en forma de energía rotacional hasta que la ráfaga haya terminado. Esto requiere de

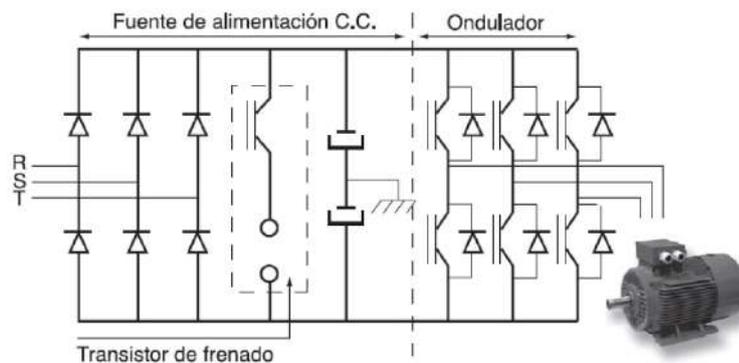


Figura 3.12: Esquema general de la electrónica aplicada de un VDF<sup>11</sup>.

una estrategia de control muy inteligente, ya que tiene que ser capaz de distinguir entre ráfaga y alta velocidad del viento. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo (reduciendo el deterioro del multiplicador y del generador), así como las cargas de fatiga en la torre y en las palas del rotor.

**Desventajas.-** El coste asociado a la electrónica de control.

### 3.11. Variadores de frecuencia

Los *variadores de frecuencia / velocidad (VDF)* son dispositivos electrónicos que permiten variar la velocidad y la cupla de los motores asincrónicos trifásicos, convirtiendo las magnitudes fijas de frecuencia y tensión de red en magnitudes variables controlables. Estos rectifican la tensión alterna de red (monofásica o trifásica) por medio de seis transistores, normalmente del tipo IGBT y diodos asociados en “freewheel”; trabajando en *modulación de ancho de pulso (PWM)* generan una corriente trifásica de frecuencia y tensión variable. (Ver figura 3.12)

La estrategia de disparo de los transistores del ondulator es realizada por un microprocesador que, para lograr el máximo desempeño del motor dentro de todo el rango de velocidad, utiliza un **algoritmo de Control Vectorial de Flujo**.

Este algoritmo por medio del conocimiento de los parámetros del motor y las variables de funcionamiento (tensión, corriente, frecuencia, etc.), realiza un control preciso del flujo magnético en el motor manteniéndolo constante independientemente de la frecuencia de trabajo. Al ser el flujo constante, el par provisto por el motor también lo será.

### 3.11.1. Métodos de control

En la actualidad se han desarrollado diversos métodos de control disponibles para la determinación de las características dinámicas y tiempo de respuesta del sistema a controlar.

Se han generalizado al menos seis tipos diferentes de métodos de control de un VDF, de acuerdo al potencial del convertidor, estos son:

- *Control Escalar o proporcional V/f (PWM), con y sin control de compensación;*
- *Control por Vectores Espaciales;*
- *Control por flujo orientado, a lazo abierto o cerrado;*
- *Los sistemas servo-controlados.*

La variación de la frecuencia de la tensión de alimentación permite regular la velocidad del motor, pero también provoca una variación indeseada del flujo y del par en el motor, debido al fuerte acoplamiento de las variables.

Si ahora observamos en la figura 3.13, el tiempo de reacción (el tiempo de respuesta se refiere a cuánto tiempo el VDF necesita para calcular un cambio de señal correspondiente a su salida cuando hay un cambio de señal en la entrada) en función de la precisión del control de velocidad y del torque para cada uno de los métodos mencionados, arribamos a que el método de control que mejor responde a nuestras necesidades de respuesta dinámica en control de par es el *“Método de Control Vectorial de Flujo con realimentación”*<sup>12</sup>.

#### Control Vectorial de Flujo con realimentación (SVM realimentado)

Para ampliar lo dicho en el apartado anterior, cabe mencionar que es importante escoger una *estrategia de conmutación* para el inversor que sea de fácil realización y permita aplicar al motor la tensión y frecuencia deseadas.

El método de control escalar o PWM es casi un estándar en lo que respecta a inversores, aunque la tendencia actual es emplear la variante denominada **SVM (Modulación por Vectores Espaciales)** que se caracteriza por tener mayor ganancia de tensión que la PWM, por ser fácilmente realizable en sistemas digitales y por poseer una respuesta dinámica rápida del sistema. Esta aplicación utiliza en su algoritmo de cálculo la transformación de Park, lo que permite el

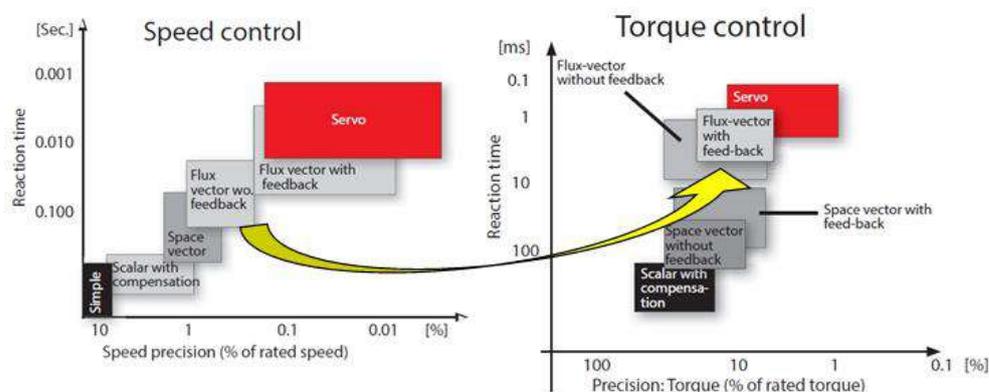


Figura 3.13: Curvas de Tiempo de Reacción en función de la precisión de la velocidad (a) y en función de la precisión de torque (b) del VDF Danfoss FC302<sup>12</sup>.

control independiente de la corriente ( $I_d$ ) asegurando el flujo en la máquina y la corriente ( $I_q$ ) lo que asegura el par (igual al producto:  $I_d * I_q$ ).

Se adoptó en este trabajo dicho método por la razón principal de que nuestro sistema emulador trabaja a velocidades de rotación bajas, por lo que en el supuesto de emplear el método PWM, la proporcionalidad “V/f” desaparece casi completamente en las bajas frecuencias, volviéndose inestable el sistema.

Esta solución, representada esquemáticamente mediante diagramas en bloques en la figura 3.14, responde adecuadamente a aplicaciones con exigencias de gran dinámica durante los transitorios, precisión de velocidad y par nominal en el arranque y durante la totalidad de su funcionamiento<sup>12 11</sup>.

### Principio de funcionamiento

Para que nuestro VDF pueda manejar el control vectorial debemos “modelizar” el MTI. Para ello es indispensable conocer los parámetros característicos del mismo; teniendo dos maneras posibles:

- mediante ensayo de la máquina, de manera de poder introducirlos luego en el convertidor de frecuencia;
- o bien, introduciendo los datos de chapa en el VDF e invocando la función **AMA (Adaptación Automática del Motor)**. Es decir, el operador de la máquina debe introducir las características de la placa del motor en los parámetros de reglaje del variador, tales como:

- *tensión nominal,*



5[mts]. La principal limitación de su utilización es el coste inicial de adquisición de la unidad, pero si se proyecta a 20 o 30 años, existe una gran ventaja económica frente a sus pares sincrónicos con devanado de excitación independiente.

La naturaleza de los sistemas de aerogeneración presuponen un sistema de control de respuesta dinámica de manera tal que la salida sea rápidamente retroalimentada y la lógica de control tome una respuesta eficiente pero fundamentalmente en el menor tiempo posible. Por ello, el método de control adoptado en nuestro modelo de emulación es el Método de Control Vectorial de Flujo (SVM), con realimentación mediante sensor óptico de velocidad.

# Capítulo 4

## Descripción del SCEE

La principal motivación de usar un simulador para las aplicaciones de energía eólica, es la posibilidad de repetición de las variables físicas ambientales fundamentales, en este caso, la velocidad del viento. Los emuladores pueden conferirse a simular condiciones climáticas en un recinto dispuesto para ello (túnel de viento artificial), variando la velocidad del viento con ventiladores o también realizar emuladores netamente electromecánicos que son más compactos, emulando la turbina eólica mediante un conjunto *motor-variador de velocidad-sistema de control*, que permita modelar las características dinámicas del aerogenerador.

El esquema general empleado en nuestro banco emulador es el que se muestra en la figura 4.1.

El esquema presentado involucra los siguientes elementos:

- Computadora de escritorio (PC),
- Interfaz física USB/RS-485,
- Software LabView y driver MCT-10,

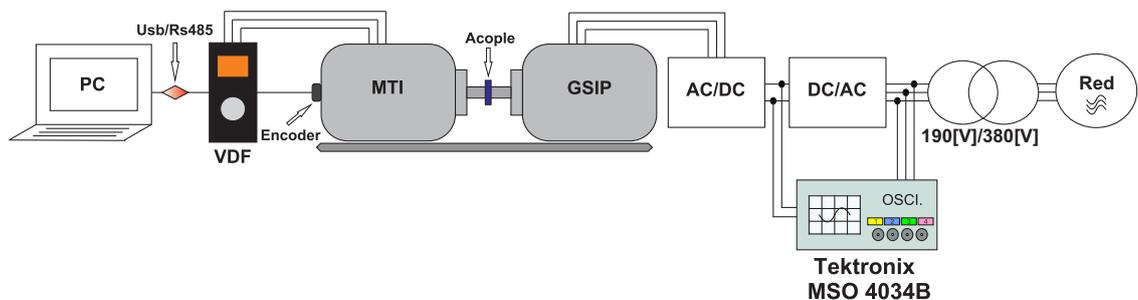


Figura 4.1: Esquema general del emulador del SCEE.

- Variador de frecuencia (VDF),
  
- Encoder óptico incremental,
  
- Motor asincrónico (MTI),
  
- Sensor de temperatura tipo KTY,
  
- Generador Sincrónico de Imanes Permanentes (GSIP).

## 4.1. Diseño y armado del banco de prueba

### 4.1.1. Cableado y puesta a tierra

Para la instalación del VDF y del sistema de alimentación/protección del banco, se utilizó un gabinete metálico de  $200 \times 37 \times 39,5$  [cm] existente en el laboratorio de máquinas eléctricas, que fue adaptado a las necesidades físicas de alojamiento de los componentes del emulador. (Ver figura 4.2)

Se colocó un tablero seccional con una protección del tipo termomagnética (P.I.A.) tomando la alimentación a partir del circuito general correspondiente al laboratorio, que cuenta con un disyuntor diferencial tetrapolar y fusibles NH calibrados. (Ver figura 4.3) (Ver tabla 4.1)

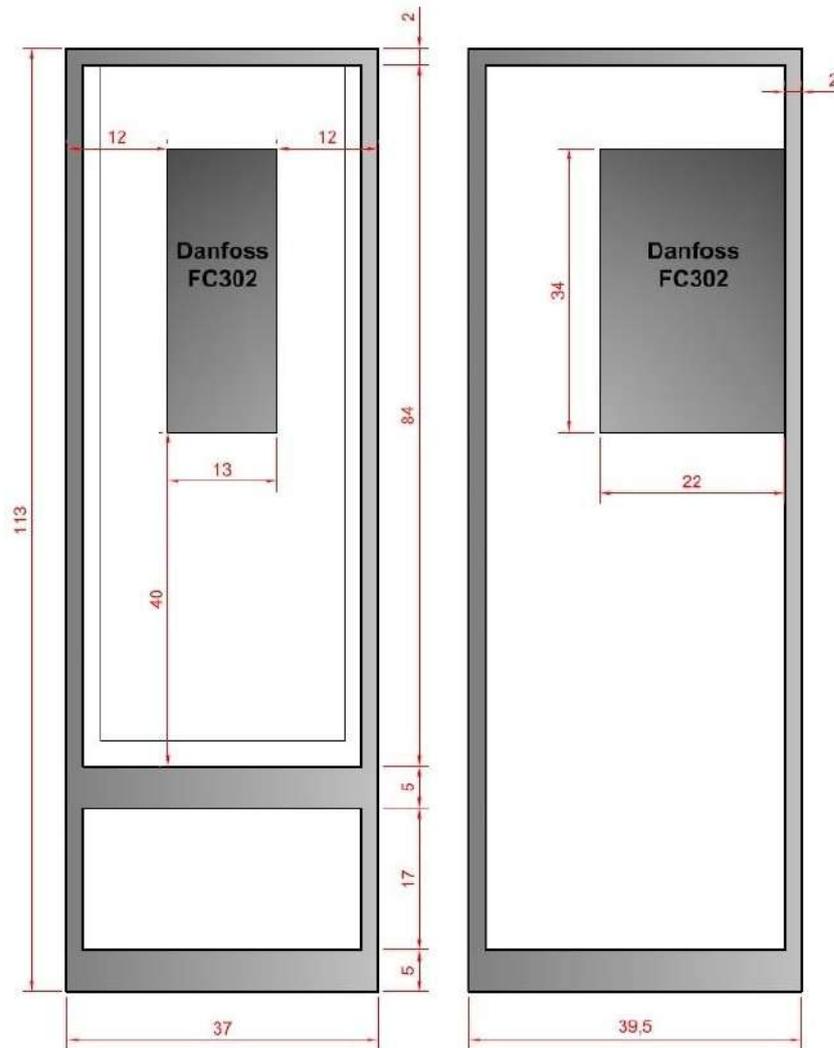


Figura 4.2: Medidas del gabinete [cm]: izquierda vista frontal - derecha vista lateral.

Tabla 4.1: Descripción de elementos de mando y protección utilizados.

Elemento	Marca	Características	Cantidad
P.I.A. tetrapolar	Schneider	<i>DomA36C25</i> [A]	1
P.I.A. bipolar	GE	<i>C10</i> [A]	1
Disyuntor tetrapolar	Merlin Gerin	<i>NG125N</i> <i>B100</i> [A] 380/415[V]	1
Fusibles NH	Montero	MSE160 160[A] 690[V]	3
Cable de alimentación	Kaloflex	0,6/1[kV] <i>CategoríaII</i> 4x4[mm <sup>2</sup> ] 30[A]	10 [m]
Cable de PAT		6[mm <sup>2</sup> ] 36[A]	2 [m]
Cable de control		Multipar de 4 pares	15 [m]
Toma industrial macho	Schneider	3 Fases + Tierra 16[A] 380/415[V]	2
Toma industrial hembra	Schneider	3 Fases + Tierra 16[A] 380/415[V]	2
Interruptor trifásico		20[A] / 600[V]	1
Caño plástico	Sica	3/4"	2 [m]
Fusibles NH	TBCin	16[A]	3

La canalización fue realizada en dos tramos:

1. **Canalización externa:** se cableó mediante cañería plástica en el primer tramo del recorrido del circuito seccional hasta la fosa existente en el laboratorio.
2. **Canalización interna (fosa):** corresponde al segundo tramo del circuito seccional hasta el tablero de comando. (Ver figura 4.4)

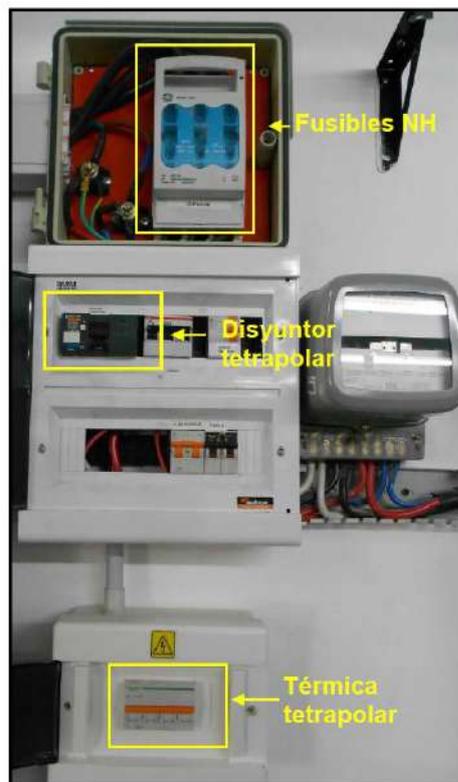


Figura 4.3: Tablero instalado (térmica tetrapolar).

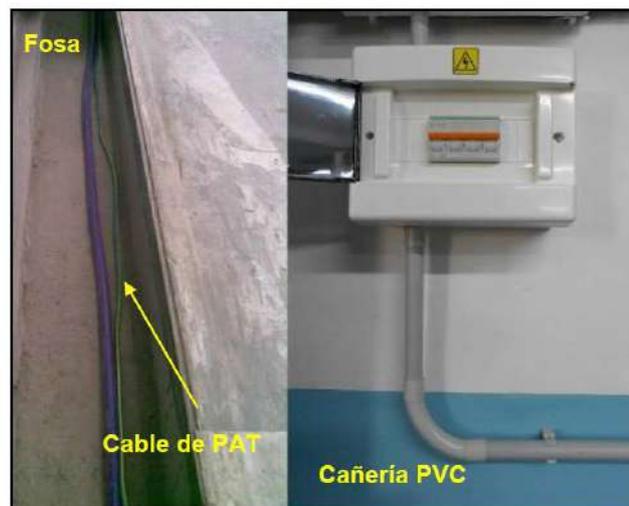


Figura 4.4: Canalización interna-Fosa (izquierda) y externa-Caño PVC (derecha).

## Puesta a tierra

En lo que respecta a la puesta a tierra (PAT) del circuito seccional, la misma fue tomada a partir del circuito de PAT existente en el laboratorio. Se optó por soldar aquellos empalmes en los que esto fuera posible y en otros casos se recurrió al empleo de borneras. Se realizó la conexión a tierra de todas las masas de la instalación, así como las carcasas de las máquinas rotantes.

### 4.1.2. Acople del MTI y del GSIP

Se apoyaron las máquinas sobre una estructura de hierro tipo “doble T” la cual fue fijada sobre los rieles de la bancada. Cada una de éstas se encuentra sujeta a la misma mediante bulonería, y se fabricó una abrazadera con planchuelas metálicas adaptadas al diámetro del GSIP para poder alojarlo.

El acoplamiento de estas unidades, se hizo por medio de una brida. Para esto se torneó un acople mecánico acorde al diámetro del eje del GSIP, y una chaveta para poder fijar el MTI a la brida. (Ver figura 4.6)

### 4.1.3. Instalación del sensor de velocidad

Como hemos mencionado previamente, es indispensable disponer de un elemento que nos permita registrar la velocidad a la cual gira el eje de las máquinas acopladas.

Para ello se instaló un sensor óptico rotativo en la parte posterior del MTI. Se encuentra dispuesto sobre una estructura metálica y un manchón plástico diseñado a medida, para poder vincularlo a la máquina.

Las características y recaudos de conexión eléctrica que se tuvieron del mismo serán descriptas más adelante.

### 4.1.4. Recomendaciones generales de instalación

#### Cableado

- El gabinete que aloja tanto la parte de control como la de potencia se encuentra ubicado lo más próximo al MTI y al GSIP, para disminuir al máximo posible las **interferencias de ondas electromagnéticas (EMI)** generadas principalmente por el VDF.

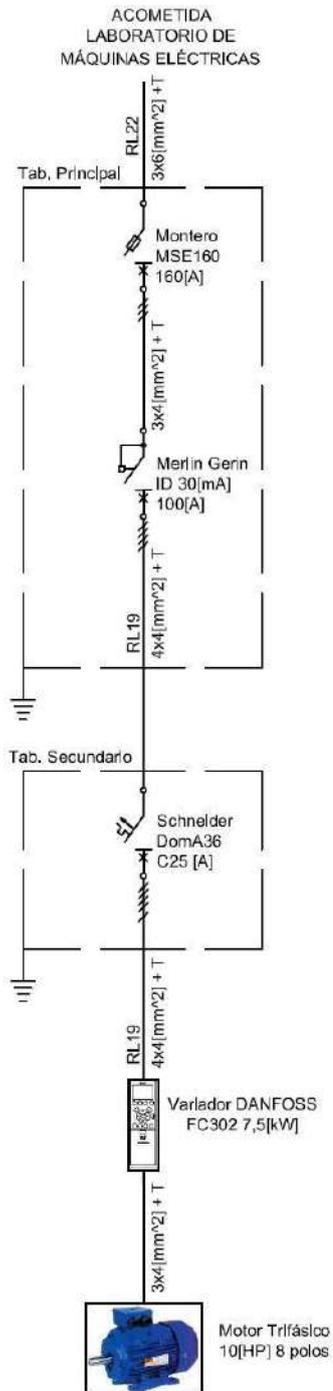


Figura 4.5: Esquema unifilar de la instalación eléctrica.

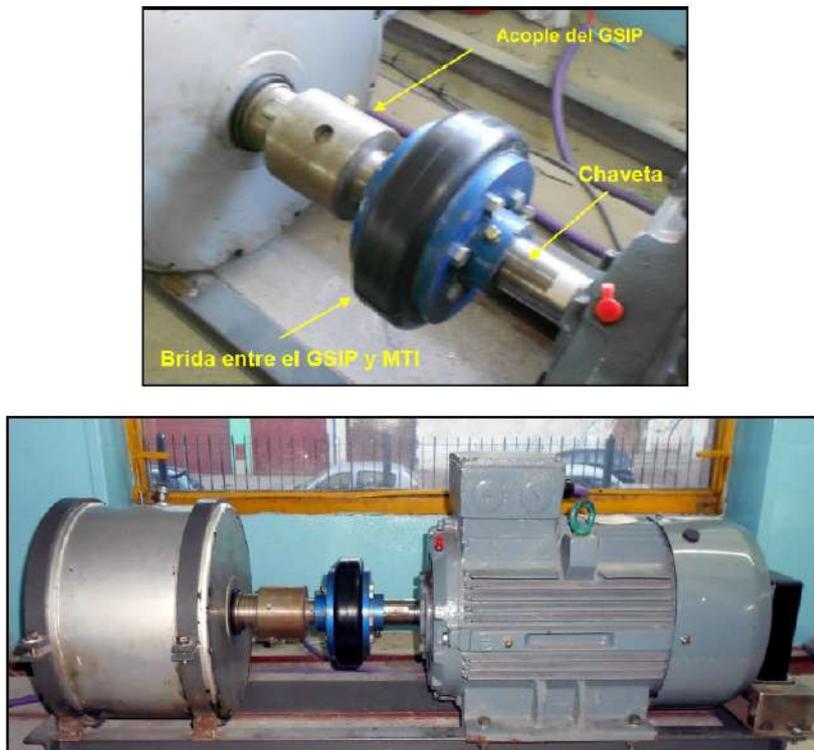


Figura 4.6: Detalle del acople y brida (arriba); aspecto de la bancada (abajo).

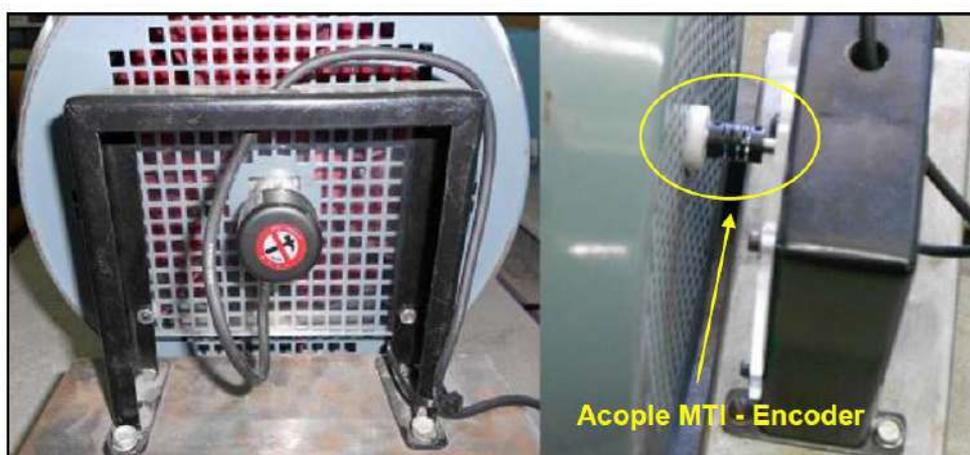


Figura 4.7: Acople mecánico posterior del encoder al MTI.

- Para la sección de control, se utilizó cable trenzado multipar con apantallamiento metálico para el control de las EMI.
- La disposición entre el cableado de potencia y el del control fue realizado en lo posible disponiendo los mismos  $90^\circ$  entre sí, de manera de poder disminuir las EMI.
- Debe haber una separación física entre los circuitos de potencia y los circuitos de señales de bajo nivel, por lo que estos fueron colocados dentro del mismo gabinete lo más alejado posible entre sí.
- El VDF se dispuso lo más próximo al MTI (1 metro), de manera de poder tener un largo de cable de potencia lo más corto posible.

### Ventilación

- **Variador de Frecuencia**

En lo que respecta al VDF, no se debió realizar un control térmico especial debido a que el mismo posee un elemento disipador de calor (cooler) autocontrolado, de manera que permite tener el control en todo momento de la carga térmica generada internamente mediante variación de la velocidad del cooler. Pero para la instalación mecánica, se tuvieron en cuenta las distancias mínimas de separación entre elementos, establecidas en el catálogo de acuerdo a la potencia, de manera de que exista un movimiento de flujo de aire continuo y sin obstáculos intermedios. Teniendo en cuenta esto último, se decidió suspenderlo dentro del gabinete metálico (disipación por convección) mediante tornillería apropiada y situarlo en contacto con una chapa (disipación por conducción).

- **Motor de Inducción**

Por su parte, el MTI tiene la máxima capacidad de refrigeración de los bobinados a velocidad nominal ya que su característica de ventilación es “*autoventilado*”. En nuestras condiciones de operación el mismo se encontrará trabajando prácticamente a  $\frac{1}{4}$  de su velocidad nominal ( $\omega_n$ ), lo que generará un excedente de calor en su interior lo que podría terminar afectando su vida útil, o peor aún, dañándolo permanentemente. Por ende, el registro instante a instante de la temperatura desarrollada en su interior

es vital para imponer condiciones de emulación que no terminen perjudicando al MTI. En la sección 4.3 se detalla con mejor precisión esto último mencionado.

## 4.2. Elementos del banco emulador

### 4.2.1. Variador de frecuencia

Como nuestro sistema requiere emular la variabilidad del viento, fue necesario disponer de un sistema de control de forma tal que nos permita controlar, mediante el uso de una interface gráfica, la consigna de referencia de torque. Para ello se recurrió a la implementación de un variador de frecuencia conectado a la entrada del MTI.

Para la selección del variador se tuvieron en consideración las características del MTI disponible en el laboratorio. Se optó por seleccionar un variador DANFOSS FC302 (VLT) cuyas propiedades fundamentales son: <sup>1</sup>

- *Potencia nominal: 7,5[kW].*
- *Tensión de alimentación: 380[V].*
- *Corriente de trabajo (continuo): 16[A].*
- *Corriente de trabajo (sobrecarga, durante 1min): 25,6[A].*
- *Corriente de alimentación (régimen continuo): 14,4[A].*
- *Corriente de alimentación (régimen intermitente): 23[A].*
- *Rendimiento: 0.97.*

En la figura 4.9 se aprecia el aspecto general y el funcionamiento de las distintas borneras que componen los bloques de conexión del VDF.

Se podrá observar que dependiendo de qué dispositivos se conecten, el “seteo” de los terminales estará dado por éstos últimos, puesto que varían tanto en niveles de tensión, como de corriente, y si serán utilizadas como entradas o salidas.

Se detallan los terminales del VDF utilizados como así también los dispositivos/máquinas eléctricas que fueron conectados a los mismos. (Ver tabla 4.2)

---

<sup>1</sup>Ver “Anexo”



Figura 4.8: Aspecto físico del variador de frecuencia FC302<sup>13</sup>.

Tabla 4.2: Descripción detallada de terminales.

Dispositivo	Terminal	Descripción
Encoder óptico	12	+24Vcc
	20	GND (In)
	32	Entrada digital - A
	33	Entrada digital - B
Termistor KTY	55	Común entrada analógica
	54	Entrada analógica
Puerto Serie (RS-485)	68	Entrada Salida ⊕
	69	Entrada Salida ⊖
MTI	96	Fase U
	97	Fase V
	98	Fase W
	99	Tierra
Alimentación	91	Fase R
	92	Fase S
	93	Fase T
	95	Tierra
Parada de Seguridad	12	+24Vcc
	37	Contacto NC

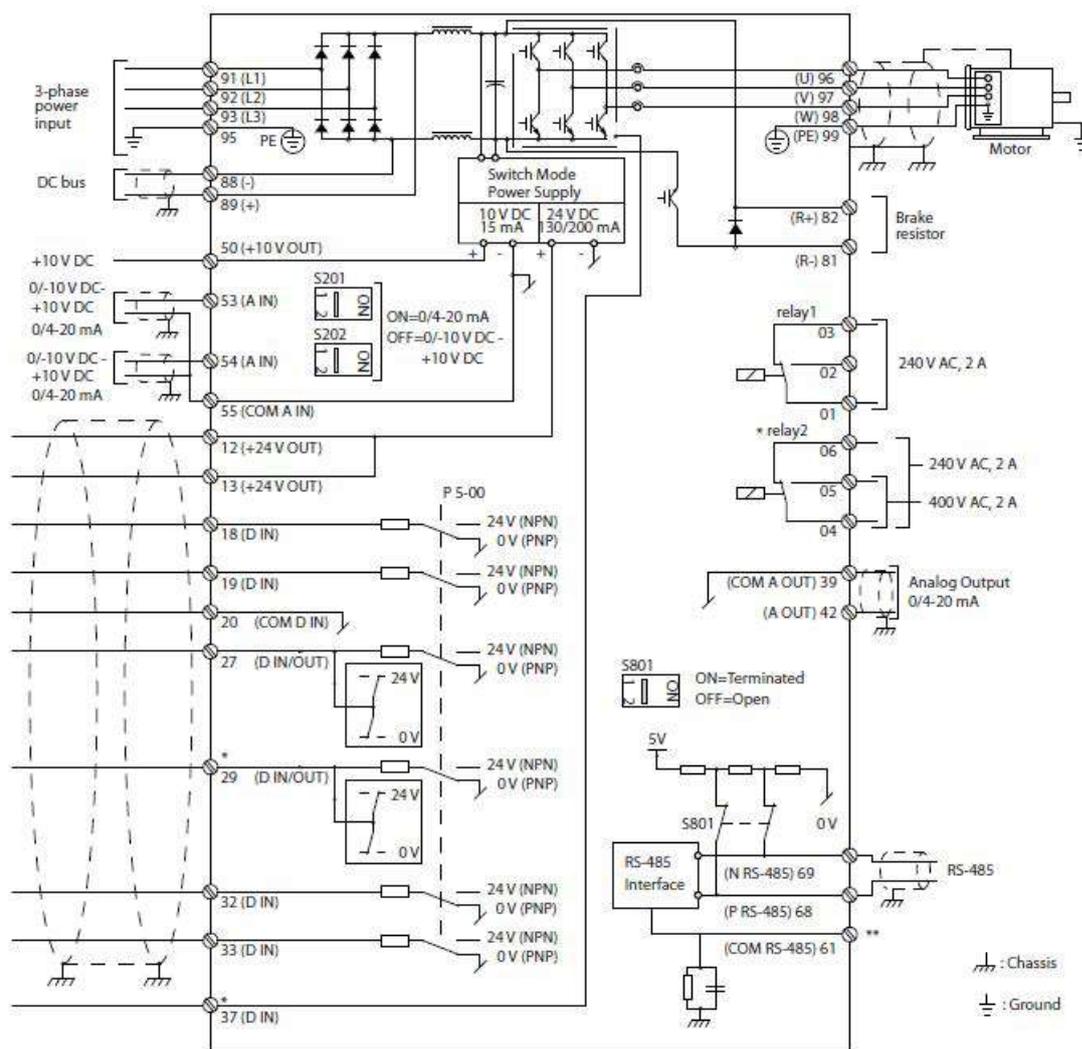


Figura 4.9: Esquema de funcionamiento de terminales del VDF <sup>13</sup>.

### Experiencias iniciales

Previo a realizar las conexiones finales y las configuraciones necesarias para llevar a cabo las tareas de simulación de nuestro banco de prueba, se debieron realizar las primeras evaluaciones de comportamiento del VDF ante modificaciones de la consigna de velocidad a través del uso de las entradas analógicas y digitales (modo Auto On), y por medio del panel de control local “LCP” (modo Hand On).

#### Modo Hand On

Este método, modo manual, permite realizar el control de la velocidad del MTI mediante modificación de la consigna de referencia por medio del Panel LCP. En primera instancia, se debió llevar a cabo la ***Adaptación Automática del Motor (AMA)***. Para ello, se conectó el motor al VDF y luego se seteo “realizar AMA”. En este caso, la unidad realiza un testeado de la máquina, mediante pulsos de continua, de modo tal que pueda estimar los valores representativos del circuito equivalente del MTI. Luego de haber realizado dicho proceso, el VDF se encuentra listo para su funcionamiento.

#### Modo Auto On

En este método de control de la unidad, modo automático, podemos realizar el seteo de la consigna de referencia de velocidad mediante el uso de las entradas digitales o analógicas, o a través del puerto serie *RS485*.

Mediante el uso de los terminales de control (figura 4.10) se llevó a cabo la primera etapa de desarrollo de este proyecto. El uso de los terminales de entrada digitales nos permitió comandar el arranque-parada, empleando únicamente 1 contacto NA conectado al terminal *Vcc*, y dar consigna de velocidad, mediante un potenciómetro de  $5[K\Omega]$ , conectado a otros 3 bornes del VDF. Por lo cual, dicha metodología de manejo externo de la referencia de velocidad (en primera instancia), nos permitió realizar los primeros ensayos del conjunto MTI-GSIP acoplados, de manera de poder realizar una primera aproximación de la potencia máxima extraíble del sistema.

Una vez instalado el encoder, se pasó del modo “lazo abierto” a “lazo cerrado” de velocidad, para tener una mayor precisión en la determinación de la velocidad del sistema, y porque éste sería el definitivo.

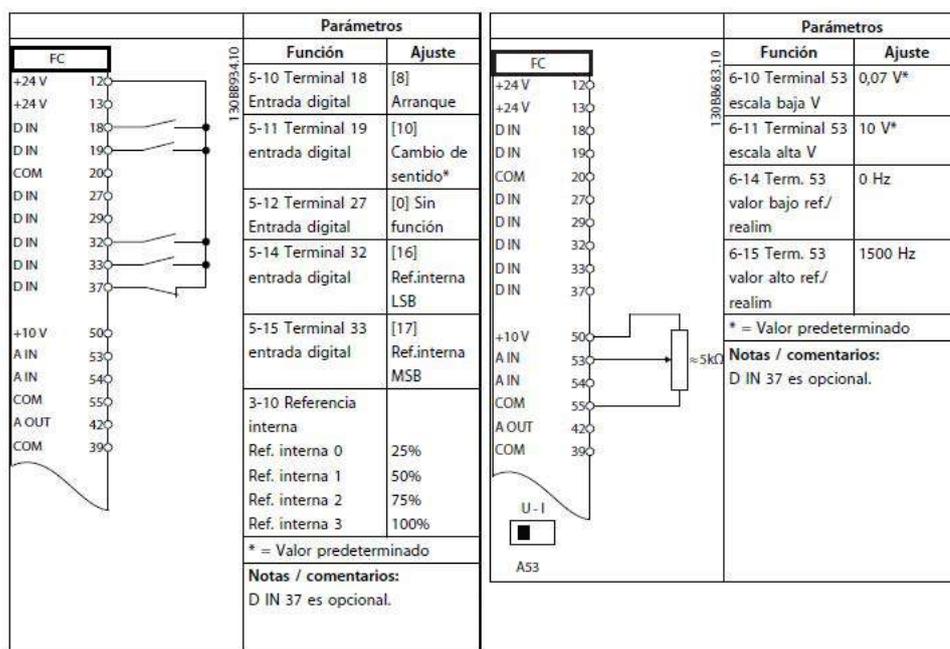


Figura 4.10: Configuración de terminales de entrada para consigna de velocidad (derecha), marcha, parada y cambio de sentido de giro (izquierda)<sup>13</sup>.

## Configuraciones generales del VDF

Como se ha mencionado en el apartado teórico correspondiente al Variador de Frecuencia, en su sección “Métodos de control”, el método que se decidió adoptar para nuestro proyecto fue el de *Modulación por Vectores Espaciales (SVM) con realimentación de velocidad, en modo “control de par”*.

En la figura 4.11 se observa el diagrama en bloques de la estructura del algoritmo de control (lógica del VDF) de manera de poder comprender a grandes rasgos la lógica que utiliza este método, como así también los parámetros que son necesarios configurar para llevar a cabo las simulaciones correspondientes.

## Principales configuraciones del VDF

1. **Par 1-00 (Modo Configuración): control de par [2]<sup>2</sup>.** Activa el control de par, la referencia de la consigna está dada en Nm.
2. **Par 1-01 (Realimentación encoder): Encoder 24V [1]** Activa el control de par a lazo cerrado con realimentación, mediante modulación SVM. No requiere realimentación de par, ya que el par real se calcula a partir de

<sup>2</sup>Solo es posible con la opción Lazo Cerrado de Flujo

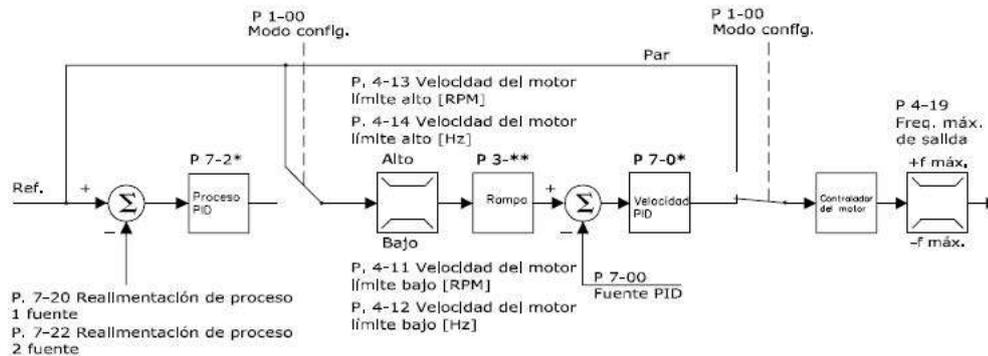


Figura 4.11: Estructura de control para el modo SVM, con realimentación de velocidad<sup>13</sup>.

la medida de intensidad del VDF. Pero sí es necesaria la realimentación de velocidad.

3. **Par 1-02 (Principio de Control): lazo cerrado de flujo [3]**
4. **Par 1-2\* (Datos de chapa del MTI): [...]** En esta familia de parámetros debemos introducir los valores de chapa del MTI.
5. **Par 1-90 (Protección térmico motor): desconexión termistor [2]**  
Desconecta el VDF cuando el termistor conectado en el motor reacciona por sobretemperatura.
6. **Par 1-03 (Característica de Par): par variable [1]** La salida de eje del motor proporciona un par constante bajo el control de velocidad variable.
7. **Par 4-11 (Velocidad del motor límite bajo, rpm): [...]** Ajustamos el valor mínimo deseado.
8. **Par 4-13 (Velocidad del motor límite alto, rpm): [...]** Ajustamos el valor máximo deseado.
9. **Par 4-15 (Modo motor límite de par, %): [...]** Esta función limita el par en el eje del motor para proteger la instalación mecánica.
10. **Par 4-18 (Límite de intensidad, %): [...]**
11. **Par. 5-70 (Resolución encoder, terminales 32/33): [2000]**
12. **Par. 5-71 (Dirección encoder, terminales 32/33): [izq. a der.]**

13. **Par. 8-02 (Fuente código de control): FC RS-485 [1]**
14. **Par 8-30 (Protocolo): Modbus RTU [2]** Seleccionamos el protocolo que se utilizara para dar la referencia de consigna mediante software LV.

### Adaptación Automática del Motor (AMA)

Esta función propia de los VDF permite determinar los elementos componentes del circuito equivalente del MTI conectado aguas abajo, mediante un pequeño testeo de la unidad en reposo. Permitiendo así la mejora en el rendimiento dinámico del motor optimizando automáticamente los parámetros avanzados del MTI.

Como la lógica interna del VDF estima los valores de cada elemento del circuito a partir de los datos de chapa introducidos inicialmente, es importante configurar la familia de “*parámetros 1-2\_*” correctamente, ya que éstos forman parte del algoritmo de cálculo. Este proceso puede tardar hasta 10 minutos, dependiendo de la potencia de salida del motor.

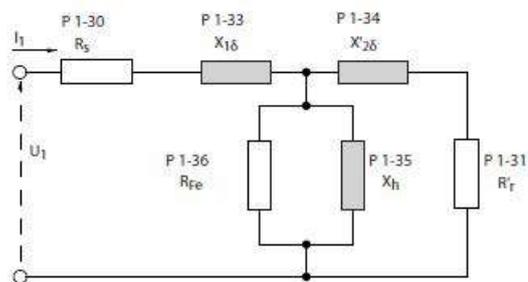


Figura 4.12: Circuito equivalente y Parámetros del MTI<sup>13</sup>.

Descripción ordenada de cada uno de los parámetros del circuito equivalente:

1. *Par 1-30 (Resistencia estatórica  $[\Omega]$ ,  $R_s$ )*
2. *Par 1-31 (Resistencia rotórica  $[\Omega]$ ,  $R_r$ )*
3. *Par 1-33 (Reactancia de fuga estatórica  $[\Omega]$ ,  $X_1$ )*
4. *Par 1-34 (Reactancia de fuga del rotor  $[\Omega]$ ,  $X_2$ )*
5. *Par 1-35 (Reactancia principal  $[\Omega]$ ,  $X_h$ )*
6. *Par 1-36 (Resistencia de pérdida en el hierro  $[\Omega]$ ,  $R_{Fe}$ )*

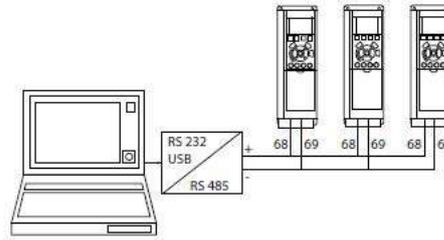


Figura 4.13: Conexión maestro-esclavo mediante puerto serie<sup>13</sup>.

## 4.2.2. Conexión Remota del VDF

### Conexión mediante puerto SERIE

Uno o más convertidores de frecuencia pueden estar conectados al mismo controlador (o maestro), utilizando la interfaz normalizada RS485. Los terminales disponibles para ello son el **terminal 68** (conectado a la señal P (TX+, RX+)) y el **terminal 69** (conectado a la señal N (TX-, RX-)). La conexión maestro-esclavo se puede llevar a cabo a través de un conversor RS232 a RS485, o bien, mediante la opción empleada en nuestro banco, un **conversor USB/RS485**.<sup>3</sup>

Es importante mencionar que este tipo de comunicación serie, en disposición “*half dúplex*”, requiere de la necesidad de la conexión de una **resistencia de terminación de línea**. Para este propósito, se debió ajustar el interruptor S801 de la tarjeta de control en ON (ubicado en la parte posterior al panel LCP), de manera tal que el procesador del VDF siempre tome una referencia estable desde el puerto serie de entrada a través de dichas resistencias de 220[Ω] colocadas en paralelo con las unidades esclavas conectadas. (Ver figura 4.14)

### Conexión mediante puerto USB

Para poder llevar a cabo la configuración de cada uno de los parámetros y funciones del VDF desde una PC, se debió disponer del **software de programación “Motion Control Tools 10”**, de aquí en adelante **MCT 10**. En este caso, la PC fue conectada al VDF mediante un cable USB tipo B (figura 4.15), de manera de poder visualizar mediante esta interface gráfica (figura 4.16) cada uno de los parámetros en formato de tabla y agrupados de forma creciente y por función.

<sup>3</sup>Ver “Anexo”.

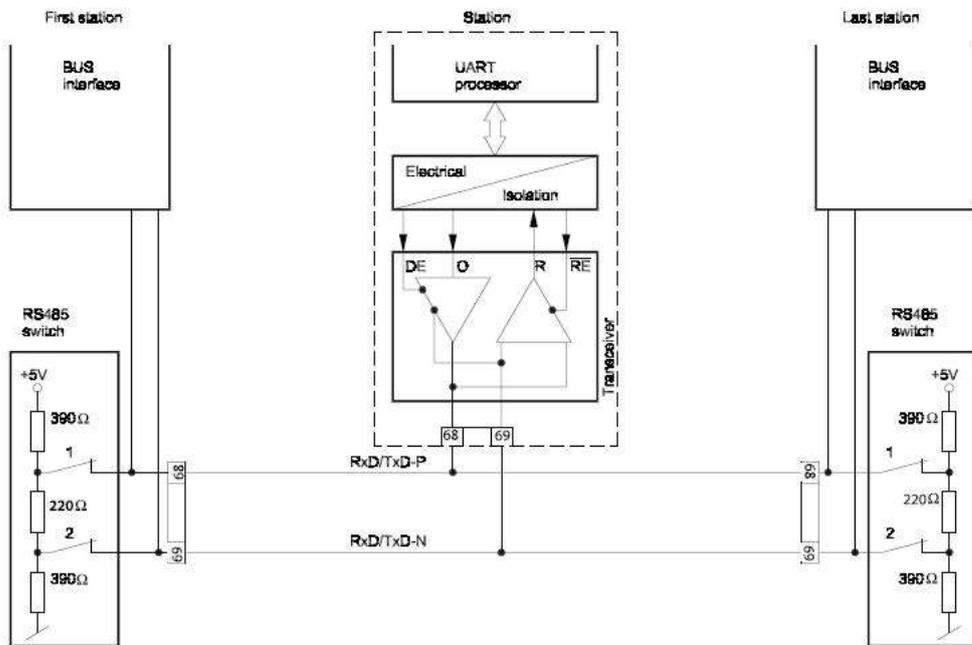


Figura 4.14: Conexión puerto serie con resistencia de terminación<sup>13</sup>.

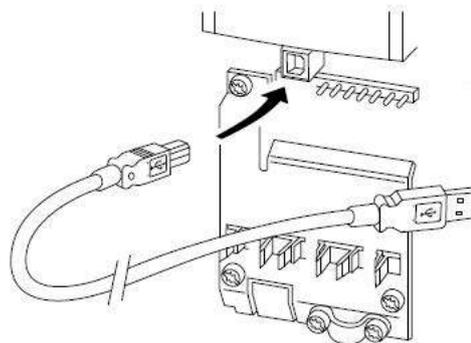


Figura 4.15: Conexión maestro-esclavo mediante puerto USB<sup>13</sup>.

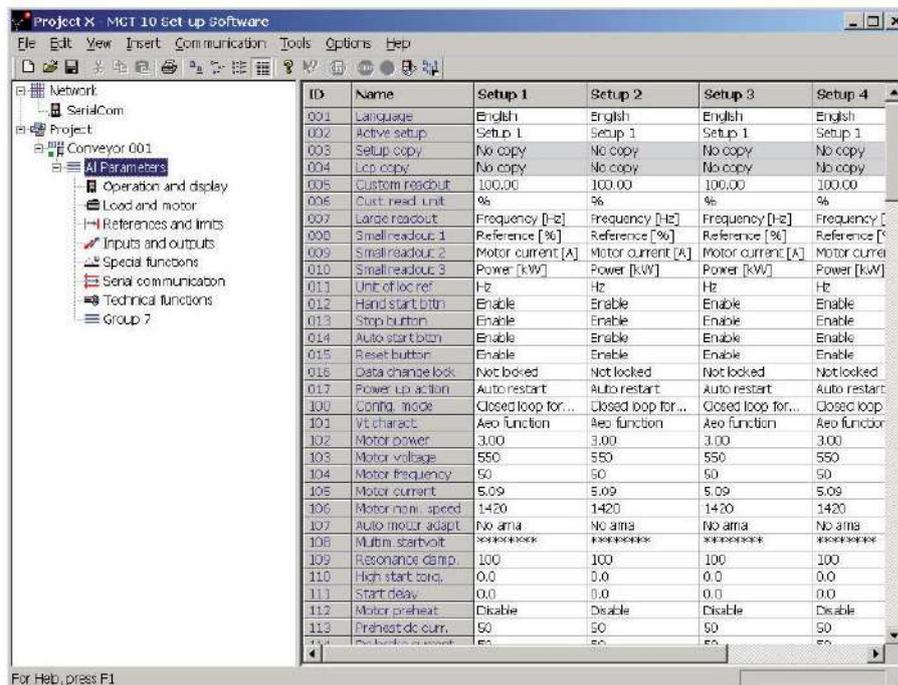


Figura 4.16: Aspecto general del software MCT 10.

### 4.2.3. Sensor o encoder óptico

Básicamente un encoder, también llamado *codificador rotatorio o generador de pulsos*, es un dispositivo electromecánico, que actuando como transductor, permite convertir la posición angular de un eje a un código digital. Es decir, generan señales digitales en respuesta al movimiento registrado en su eje. Generalmente actúan como transductores de retroalimentación para el control de la velocidad en motores, como sensores para medición, de corte y de posición. También como entrada para velocidad y controles de rango. En nuestro caso hemos empleado un **encoder óptico rotativo incremental**.<sup>4</sup>

El VDF, con los valores de tensión y corriente de entrada de la máquina asincrónica que controla, hace una estimación bastante aproximada del valor real de la velocidad en el eje de la misma. Pero, existe una discrepancia entre el valor real y el valor registrado por el mismo para velocidades de rotación bajas y con cargas de alto par, por lo que para salvar este inconveniente surge la necesidad de instalación de un encoder rotativo acoplado al eje del mismo.

Es así que el objetivo de usar este sensor es que el VDF tenga una realimentación de la velocidad del motor (lazo cerrado), de manera de tener control en todo

<sup>4</sup>Ver "Anexo"

momento del par desarrollado por el MTI ante una perturbación o un cambio repentino de la velocidad del viento. Además nos permite corregir el problema del deslizamiento típico de un motor de inducción.

### Selección de la unidad

A la hora de seleccionar un sensor rotacional deben cumplirse ciertos requisitos que impone el variador para el correcto funcionamiento.

El FC302 tiene la opción de seleccionar NPN o PNP en sus entradas digitales, esto hace que el nivel de tensión de los pulsos de entrada varíe; por ende el sensor a utilizar debe ser del tipo PNP, NPN o TOTEM POLE . No se puede emplear uno del tipo LINE DRIVER porque los niveles de tensión de este es 0[V] para un “cero lógico” y 5[V] para un “uno lógico”; además la tensión de alimentación es de 5[Vdc]. (Ver figura 4.17)

Entradas digitales	
Entradas digitales programables	FC 301: 4 (5) <sup>1)</sup> /FC 302: 4 (6) <sup>1)</sup>
Número de terminal	18, 19, 27 <sup>1)</sup> , 29 <sup>1)</sup> , 32, 33,
Lógica	PNP o NPN
Nivel de tensión	0-24 V CC
Nivel de tensión, «0» lógico PNP	<5 V CC
Nivel de tensión, «1» lógico PNP	>10 V CC
Nivel de tensión, «0» lógico NPN <sup>2)</sup>	>19 V CC
Nivel de tensión, «1» lógico NPN <sup>2)</sup>	<14 V CC
Tensión máxima de entrada	28 V CC
Rango de frecuencia de impulsos	0-110 kHz
(Ciclo de trabajo) Anchura de impulsos mín.	4,5 ms
Resistencia de entrada, Ri	aprox. 4 kΩ
Entradas de impulsos / encoder	
Entradas de impulsos / encoder programables	2/1
Número de terminal de impulso / encoder	29 <sup>1)</sup> , 33 <sup>2)</sup> /32 <sup>3)</sup> , 33 <sup>3)</sup>
Frecuencia máxima en los terminales 29, 32 y 33	110 kHz (en contrafase)
Frecuencia máxima en los terminales 29, 32 y 33	5 kHz (colector abierto)
Frecuencia mínima en los terminales 29, 32 y 33	4 Hz
Nivel de tensión	Consulte el apartado Entradas digitales
Tensión máxima de entrada	28 V CC
Resistencia de entrada, Ri	aprox. 4 kΩ
Precisión de la entrada de pulsos (0,1-1 kHz)	Error máximo: un 0,1 % de la escala completa
Precisión de la entrada de encoder (1-11 kHz)	Error máximo: 0,05 % de la escala completa

Figura 4.17: Descripción de las entradas digitales del VDF disponible para el Encoder.

Teniendo en cuenta lo mencionado , optamos por el siguiente sensor: <sup>5</sup>

- Pulsos por revolución (ppr): 2000,
- Fases de salida: 3 (A, B, Z),
- Salida: TOTEM POLE,

<sup>5</sup>Ver “Anexo”

- Tensión de alimentación: 24[Vdc].

### Verificación de la unidad

Se debe comprobar que el sensor elegido es apto para ser empleado en el SCEE, para eso se debe verificar que:

$$N_{m\acute{a}x-adm}[rpm] > N_{m\acute{a}x-res}[rpm] \quad (4.1)$$

Despejando:

$$N_{m\acute{a}x}[rpm] = \frac{F_{m\acute{a}x}[Hz]}{resol.[ppr]} * 60[seg] \quad (4.2)$$

Donde:

- $N_{m\acute{a}x-adm}(sensor) : 5000[rpm]$ ,  $F_{m\acute{a}x-res}(VDF) : 110[kHz]$ ,
- Resol.: 2000[ppr].

**Nota:** la resolución del encoder no puede ser superior a 4096[ppr], impuesto por el VDF.

Reemplazando valores obtenemos:

$$N_{m\acute{a}x-res}[rpm] = \frac{110000[Hz]}{2000[ppr]} * 60[seg] = 3300[rpm] \quad (4.3)$$

$$5000[rpm] > 3300[rpm] \Rightarrow Verifica \quad (4.4)$$

### Realimentación de velocidad

La velocidad del motor se define mediante un valor de entrada (tensión o corriente), llamado **consigna o referencia**. Para un valor dado de la consigna, esta velocidad puede variar en función de las perturbaciones (variaciones de la tensión de alimentación, de la carga, de la temperatura). El valor de la consigna se compara permanentemente con la señal de realimentación, imagen de la velocidad del motor. Si se detecta una desviación como consecuencia de una variación de velocidad, las magnitudes aplicadas al motor (tensión y/o frecuencia) se corrigen automáticamente para volver a llevar la velocidad a su valor de referencia.

### 4.3. Motor trifásico de inducción

Como sabemos, el circuito equivalente del motor trifásico de inducción, caracterizado por sus parámetros eléctricos, es ampliamente utilizado para la determinación de su comportamiento durante todo los regímenes de funcionamiento por los cuales pasa la máquina, es decir, en estado estacionario (régimen nominal) y en estado transitorio (arranque).

Para poder conocer dichos comportamiento, se hace imperioso determinar cuantitativamente los valores de dichos parámetros. La obtención de estos se puede alcanzar mediante la realización de dos ensayos, los cuales se encuentran normalizados en la *Norma IRAM 2125*, estos son:

1. ***Ensayo a rotor bloqueado.***
2. ***Ensayo a rotor libre.***

Las propiedades principales del motor empleado son<sup>6</sup>:

- *Potencia nominal: 7,5 [kW],*
- *Corriente nominal: 16,61 [A],*
- *Tensión de alimentación ( $\Delta/Y$ ): 380[V] / 660[V],*
- *Torque nominal: 99,47 [Nm],*
- *Frecuencia de red: 50 [Hz],*
- *Número de polos: 8.*

#### Medición de la resistencia estática ( $R_s$ )

Mediante el uso de un milióhmetro digital se determinó el valor de la resistencia estática ( $R_s$ ) de cada bobina, medido a temperatura ambiente ( $\theta_a$ ). La norma IRAM 2125 establece que la resistencia medida a esta temperatura debe referirse a la temperatura nominal de trabajo de la máquina ( $\theta$ ). Según el tipo de aislación (clase F), dicha temperatura es  $140^\circ C$ , que por convención se adopta como temperatura de trabajo. (Ver figura 4.19)

---

<sup>6</sup>Ver “Anexo”.



Figura 4.18: Aspecto general del MTI.

El valor medido de las tres resistencias estáticas ( $R_a$ ,  $R_b$ ,  $R_c$ ) a temperatura ambiente ( $\theta_a = 20^\circ C$ ) fueron:

$$R_s = R_a = R_b = R_c = 1,66[\Omega] \quad (4.5)$$

Luego refiriéndola a temperatura de funcionamiento de la máquina y teniendo en cuenta la conductibilidad del cobre electrolítico, nos queda:

$$R_1 = R_s \frac{234,5 + \Theta}{234,5 + \Theta_a} = 1,66[\Omega] \frac{234,5 + 140}{234,5 + 20} \quad (4.6)$$

$$R_1 = 2,44[\Omega] \quad (4.7)$$

### Ensayo a rotor bloqueado

En este caso se impide mecánicamente el giro del rotor (mediante una traba mecánica sujeta al eje de la misma) y se lo alimenta a tensión reducida hasta que circule aproximadamente la corriente nominal simulando así las condiciones de cortocircuito del motor en régimen nominal.

Para esto se conectó el estator en “estrella (Y)” y se bloqueó el eje mecánico con una prensa. (Ver figura 4.21)

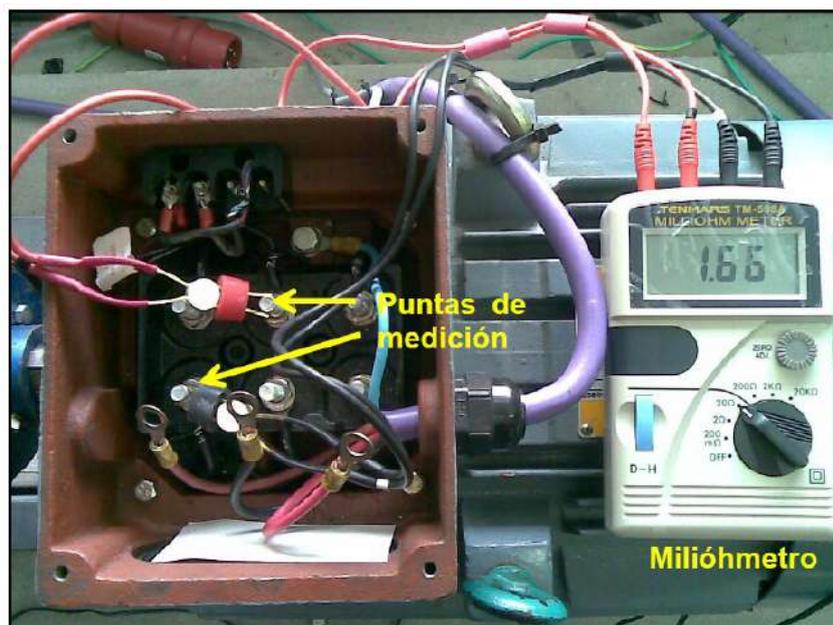


Figura 4.19: Aspecto general del ensayo de medición de resistencia estática.

Mediante la conexión de un variac trifásico en los extremos de bobina libres (bornes  $U$ ,  $V$  y  $W$ ) se aumentó gradualmente la tensión aplicada hasta el punto tal de lograr que circule la corriente nominal ( $I_n$ ) por los bobinados, para ese estado se tomaron los valores de tensión de cortocircuito ( $U_b$ ) y potencia de cortocircuito ( $P_b$ ).

A continuación se muestran las conexiones y mediciones realizadas:

Tabla 4.3: Mediciones del ensayo a rotor bloqueado.

$P_b$ [W]	$U_b$ [V]	$I_b$ [A]
470	75	10

Debido a que en esta condición de ensayo el resbalamiento ( $s$ ) es igual a la unidad, la resistencia equivalente a la carga mecánica en el eje:  $R_c = R_2 \cdot (1/s - 1)$  se hace cero, permitiendo que la mayor corriente circule por las ramas primaria (estator) y secundaria (rotor), pues estos parámetros son muy inferiores a los de la rama de excitación. Si además sumamos que el ensayo se realiza a tensión reducida, se desprecian las magnitudes  $I_o$  y  $P_o$ .

Cabe mencionar del ensayo, que el mismo no fue llevado hasta el valor nominal de corriente estática ( $I_N = 17,5$ [A]) ya que el laboratorio de Máquinas Eléctricas no posee un variac trifásico que permita ensayar a la máquina en tal

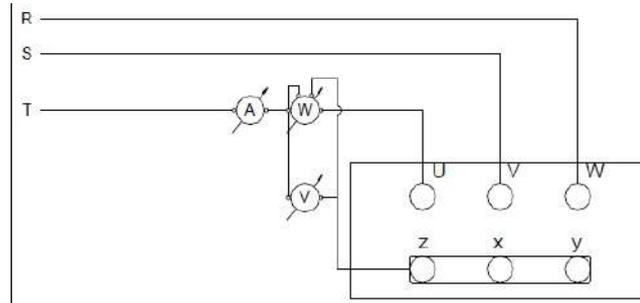


Figura 4.20: Esquema para ensayo a rotor bloqueado.

condición de trabajo. Luego, el circuito equivalente aproximado a rotor bloqueado es el de la figura 4.22.

Como el ensayo se ha realizado a tensión reducida, para tener los valores de funcionamiento en régimen normal de la máquina debemos referirlos a la tensión nominal ( $U_n$ ) de la misma. Para ello, teniendo en cuenta que para motores con **ranuras estatóricas con forma abierta o semicerrada** los flujos de dispersión en régimen de cortocircuito saturan muy débilmente los dientes rotóricos y estatóricos, por lo cual los parámetros  $X_{cc}$  y  $Z_{cc}$  varían dentro de límites estrechos, es decir, la representación de  $I_{cc} = f(U_{cc})$  será una recta con centro en el origen de coordenadas, lo que se traduce que bajo estas condiciones existirá una proporcionalidad entre las variables.

Por lo citado se puede considerar lo siguiente:

$$I_b = 10[A] \Rightarrow U_b = 75[V] \quad (4.8)$$

$$I_b = 17,5[A] \Rightarrow U_b = 131,25[V] \quad (4.9)$$

Siendo los parámetros de bloqueo:

$$Z_e = \frac{U_b}{I_b} = 7,5[\Omega] \quad (4.10)$$

$$R_e = \frac{P_b}{I_b^2} = 4,7[\Omega] \quad (4.11)$$

$$X_e = \sqrt{Z_e^2 - R_e^2} = 5,85[\Omega] \quad (4.12)$$

Luego, la resistencia rotórica referida al estator ( $r_r$ ) será:



Figura 4.21: Conexión del motor para el ensayo de rotor bloqueado.

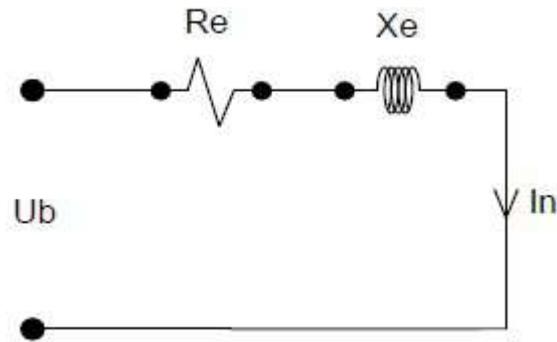


Figura 4.22: Circuito equivalente considerado en ensayo a rotor bloqueado.

$$R_e = r_s + r_r \Rightarrow r_r = R_e - r_s = 2,26[\Omega] \quad (4.13)$$

Finalmente se hallaron las componentes de la reactancia  $X_e$ . Para ello, basándonos en la norma **NEMA MG-1** (National Electrical Manufacturers Association) “Motores y Generadores”, la cual identifica con letras cada tipo de motor comercial de inducción de jaula de ardilla, establece que para motores de clase A:  $X_1 = 0,5X_e$

$$X_s = 0,5X_e \Rightarrow X_s = X_r = 2,925[\Omega] \quad (4.14)$$

### Ensayo a rotor libre

Debido a que este ensayo se realiza sin carga en el eje del motor, la velocidad de giro será próxima a la velocidad sincrónica, es decir  $s \cong 0$ , lo que implica que la resistencia total de la rama secundario del circuito equivalente  $\frac{R_2}{s} \cong \infty$ , por lo tanto solo circulará la corriente de magnetización ( $I_0$ ). Al ser esta de valor reducido, podríamos despreciar la caída en el circuito primario ( $I_0^2 * Z_s = 0$ ) pero sin embargo tendremos en cuenta dicha caída de tensión para hacer más real la determinación de sus parámetros.

Luego, a partir de la evolución de la característica magnética de la máquina, es decir, a partir de la curva en vacío, podremos obtener los parámetros de la rama de excitación, la conductancia magnética  $G_0$  y la susceptancia magnética  $B_0$ .

Se procedió a conectar los devanados estáticos en disposición triángulo ( $\Delta$ ) y se arrancó la máquina hasta llevarla a velocidad sincrónica ( $\omega_s$ ). Luego, se midieron los valores de corriente ( $I_{oL}$ ) y potencia ( $P_{oL}$ ) para tensiones variables

Tabla 4.4: Valores del ensayo del MTI en vacío.

$f$	$n$	$U_{oF}$	$I_{oL}$	$I_{oF}$	$P_{oL}$	$P_{oF}$	$\Delta P_{cu1}$	$P_o - \Delta P_{cu1}$
[Hz]	[rpm]	[V]	[A]	[A]	[W]	[W]	[W]	[W]
50	750	380	10.45	6.033	697.7	402.817	92.749	310.068
50	750	300	9.5	5.485	589.517	340.059	76.652	263.407
50	750	280	8.56	4.942	517	298.49	62.234	236.256
50	750	240	7.42	4.284	376	217.084	46.761	170.322
50	750	200	6.21	3.585	290	167.432	32.754	134.678
50	750	180	5.5	3.175	256	147.802	25.692	122.109
50	750	160	4.87	2.812	197	113.738	20.144	93.594
50	750	140	4.27	2.465	186	107.387	15.486	91.901
50	750	120	3.67	2.119	155	89.489	11.440	78.050
50	750	100	3.64	2.102	125	72.169	11.253	60.915
50	750	80	2.44	1.409	102	58.89	5.057	53.833
50	750	60	1.85	1.068	75	43.301	2.907	40.394
50	750	40	1.05	0.606	68.3	39.433	0.936	38.497

desde 100 % de la  $U_n$  hasta 35 % de  $U_n$  (el límite lo indica la disminución de la velocidad y el aumento de  $I_o$ ).

Las ecuaciones utilizadas en la tabla 4.4 son:

$$\Delta P_{Cu1} = I_{ef}^2 r_s \quad (4.15)$$

$$P_0 - \Delta P_{CU1} = \Delta P_{Mec} + \Delta P_{Fe} \quad (4.16)$$

A partir de la figura 4.23, podemos establecer:

$$E_1 = U_n - I_0 \sqrt{r_1^2 + x_1^2} = 356,71[V] \quad (4.17)$$

$$Y_0 = \frac{I_0}{E_1} = 16,91[mS] \quad (4.18)$$

Las potencias de pérdidas de la máquina fueron calculadas bajo la **norma IEC60034-2 - “Método de sumatoria de pérdidas”**, lo que arrojó lo siguiente:

- Pérdidas mecánicas:

$$\Delta P_{Mec} = 34,153[W] \quad (4.19)$$

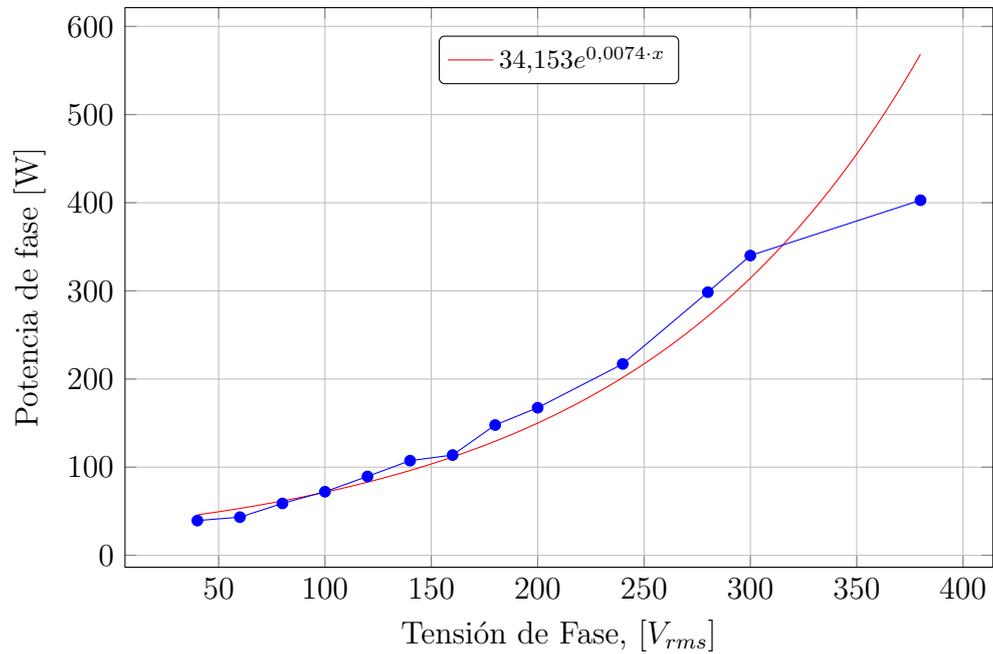


Figura 4.23: Ensayo en vacío del MTI.

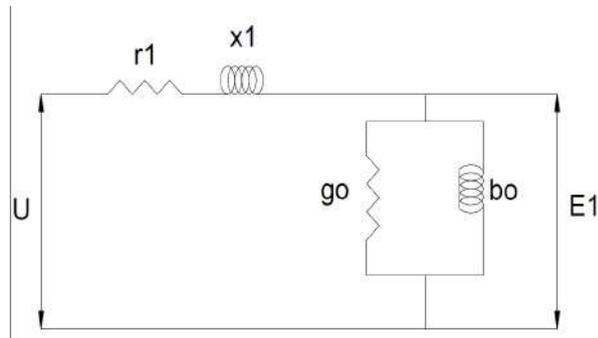


Figura 4.24: Circuito equivalente del ensayo en vacío.

- Pérdidas magnéticas:

$$\Delta P_{Fe} = P_0 - \Delta P_{Cu1} - \Delta P_{Mec} = 275,915[W] \quad (4.20)$$

Los parámetros del brazo de excitación son:

$$G_0 = \frac{\Delta P_{Fe}}{E_1^2} = 2,17[mS] \quad (4.21)$$

$$B_0 = \sqrt{Y_0^2 - G_0^2} = 16,77[mS] \quad (4.22)$$

Resumiendo, los parámetros que componen el circuito equivalente del MTI son:

Tabla 4.5: Parámetros eléctricos.

$R_1$	$X_1$	$R_2$	$X_2$	$G_0$	$B_0$	$Y_0$
[ $\Omega$ ]	[ $\Omega$ ]	[ $\Omega$ ]	[ $\Omega$ ]	[mS]	[mS]	[mS]
2.44	2.925	2.26	2.925	2.17	16.77	16.91

### Característica de torque

A continuación se presenta la expresión del torque motor para un motor asíncrono de rotor bobinado, que sirve como aproximación a la del motor de rotor jaula de ardilla bajo estudio.

$$M_n = \frac{3U_f^2 R_2}{\omega_0 [(R_1 + \frac{R_2}{s})^2 + (X_1 + X_2)^2] s} \quad (4.23)$$

$$\omega_0 = \frac{2\pi f}{P} \quad (4.24)$$

Donde:  $f$ , frecuencia de red [Hz],  $P$  pares de polos,  $s$ , resbalamiento eléctrico,  $w_0$ , velocidad sincrónica,  $U_f$ , tensión de fase [V].

Como se observa en la figura 4.25, la curva obtenida aplicando la ecuación 4.23 y los valores del ensayo indirecto, se corresponde con un MTI con rotor en disposición de jaula de ardilla simple.

### Comparación de parámetros eléctricos

Los valores de los parámetros del circuito equivalente obtenidos por medio del ensayo indirecto (apartado 4.3), y de la adaptación automática del motor (apartado 4.2.1), se resumen en la tabla 4.7.

Podemos observar a simple vista que los valores de los parámetros característicos del MTI determinados a partir del ensayo indirecto son 2 o 3 veces mayores que los respectivos a la adaptación automática del motor dado por el VDF. Se puede concluir que tal diferencia se debe principalmente a que la determinación de los mismos en el ensayo indirecto del MTI se realiza a una frecuencia impuesta por la red, y nos da una aproximación de los valores reales de los mismos. Para poder determinarlos con mayor precisión, se debería ensayar la máquina a valores nominales, según los lineamientos impuestos por las normas IRAM 2125 y 2093.

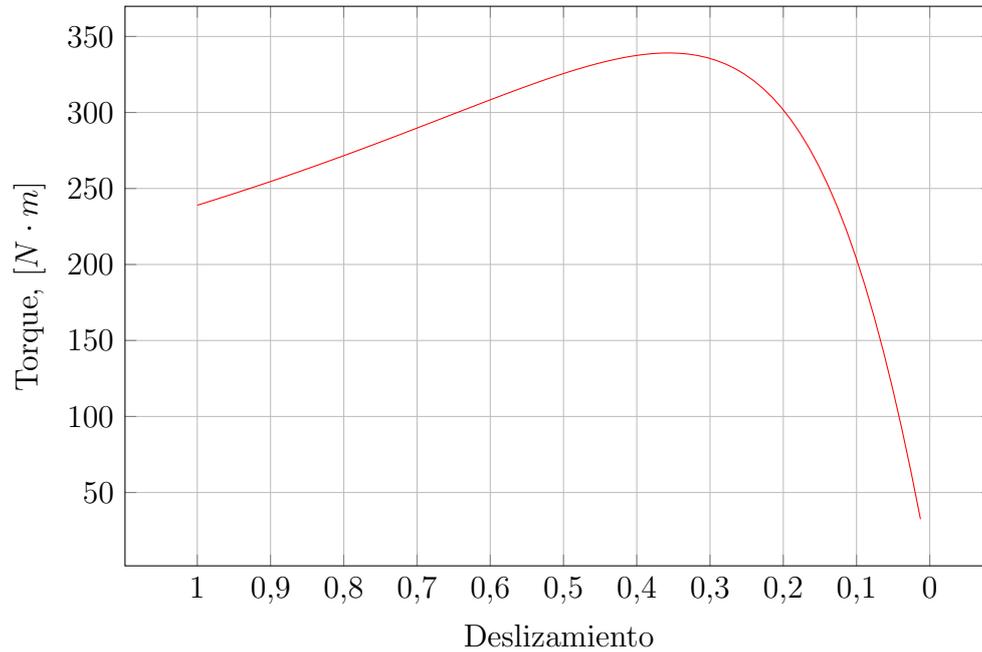


Figura 4.25: Cupla en función del resbalamiento eléctrico,  $s$ .

En cuanto a los valores obtenidos a partir del análisis interno del VDF, se observa claramente que son mucho menores a los anteriores, y su causa es que el VDF determina los mismos, a partir de su algoritmo de cálculo, a valores de frecuencias distintos (se puede observar auditivamente cuando se lleva a cabo esta acción que el VDF conmuta señales eléctricas de distintas longitudes de onda) para luego realizar un promedio de los puntos característicos tomados para cada componente en cada rango de frecuencia conmutado.

Más allá de esto, fueron cargados igualmente en el VDF los parámetros obtenidos del E.I. Se determinó por comparación con sus respectivos de la A.M.A. que se presentaba una limitación mecánica para velocidades muy bajas (en el orden de  $70[rpm]$ ) para una carga trifásica de  $1500[W]$ , por lo que la tensión generada por el GSIP no era suficiente y no cumplía con el umbral mínimo necesario para la carga del bus de continua del rectificador.

*Por lo tanto se optó por utilizar los parámetros determinados por la AMA.*

Tabla 4.6: Detalle de los elementos utilizados en las mediciones del MTI.

Intrumento	Marca	Características
Miliohmetro	TENMARS	Modelo TM-508A. Resolución $10[m\Omega] \pm (0,3\% + 4dgt)$
Pinza amperométrica	BAW	Modelo UT-203. Rango 40[A]. Resolución 0,01[A]
Pinza vatimétrica	PROVA	Rango 1000-9999[kW]. Resolución 1[kW]
Transf. de corriente	SASSIN	0,66/3[kV] 50[Hz] 50/5[A] Clase 1
Amperímetro	-	Hierromóvil. Alcance 1[A]. Tensión de prueba 2[KV]. Clase 0,5
Voltímetro	-	Hierromóvil. Alcance 520[V]. Tensión de prueba 2[KV]. Clase 0,5
Vatímetro	-	Electrodinámico. Alcance 1100[W]. Clase 0,5. $U_n = 220[V]$ . $I_n = 5[A]$
Variac	VARIOSTAT	Trifásico. $U_e = 3 \times 380[V]$ . $U_s = 3 \times (0 - 440)[V]$ . $S = 7,5[KVA]$ . $I_n = 10[A]$

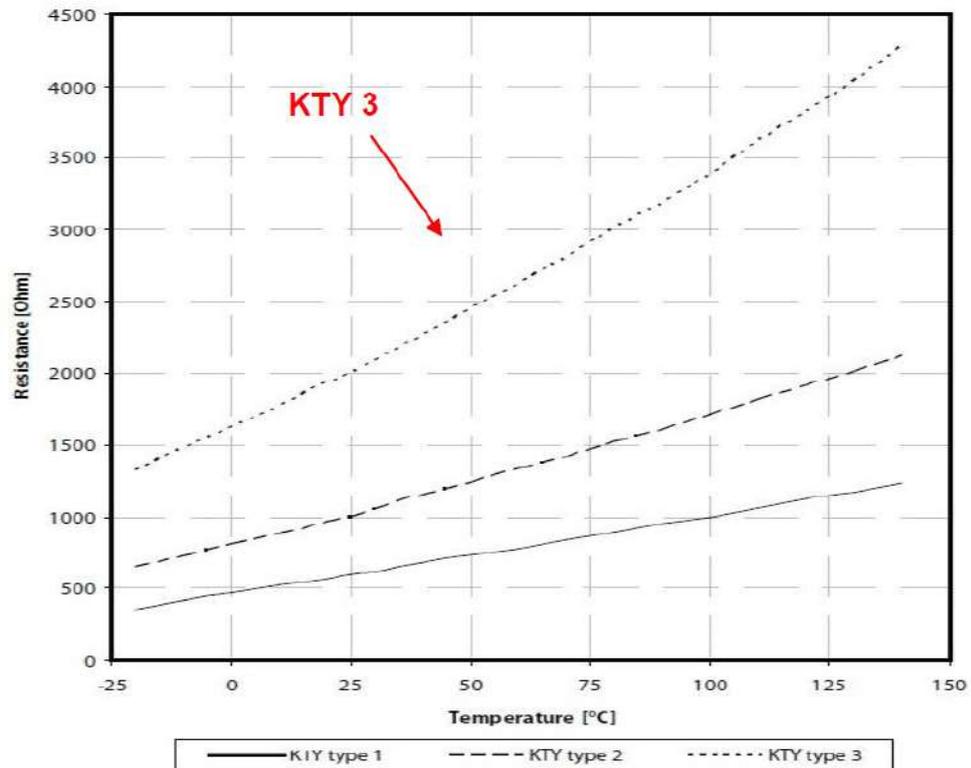
Tabla 4.7: Parámetros eléctricos (E.I. y AMA).

$R_1[\Omega]$	$X_1[\Omega]$	$R_{Fe}[\Omega]$	$X_h[\Omega]$	$R_2[\Omega]$	$X_2[\Omega]$
Ensayo Indirecto					
2,44	2,925	377,9	54,072	2,26	2,925
Adaptación Automática					
0,61	1,41	688,09	22,23	0,46	1,41

### 4.3.1. Sensor de temperatura

El MTI contaba con un sensor de temperatura (termistor PTC150) provisto por el fabricante. El mismo sirve para proteger al motor en caso de sobre temperatura.

Para saber si el termistor era apto, se ensayó el MTI con una carga constante a baja velocidad de rotación, de forma de poder determinar el valor de resistencia al cual se “dispara” el termistor. Luego de tener la máquina bajo ensayo durante tres horas, se llegó al resultado de que el termistor no era el adecuado porque el bobinado tenía una temperatura muy elevada y el PTC seguía sin actuar. Sumado



Sensor KTY 1: 1 k $\Omega$  a 100 °C (p. ej., Philips KTY 84-1)  
 Sensor KTY 2: 1 k $\Omega$  a 25 °C (p. ej., Philips KTY 83-1)  
**Sensor KTY 3: 2 k $\Omega$  a 25 °C (p. ej., Infineon KTY-10)**

Figura 4.26: Modelos de sensores KTY admitidos por el VDF.

al hecho de que el termistor no era compatible con lo estipulado en la hoja de datos del variador.<sup>7</sup>

Debido a esto se optó por seleccionar un **sensor tipo KTY**. Un sensor KTY, es un sensor de temperatura a base de silicio, el cual tiene una estabilidad térmica y una respuesta lineal a la variación de temperatura mucho más eficiente que la de los PTC; luego dependiendo del VDF elegido, se permite el empleo de tres modelos diferentes. (Ver figura 4.26)

De las tres opciones posibles se instaló el KTY 3: <sup>8</sup> **KTY13-6 de 2[k $\Omega$ ] a 25°C (SOT-23)**, de la empresa INFINEON Technologies.

A continuación se muestran las imágenes correspondientes al sensor montado sobre una placa PCB, y a la instalación del mismo entre medio del bobinado

<sup>7</sup>Ver archivo "Ensayo MTI.xls"

<sup>8</sup>Ver "Anexo".

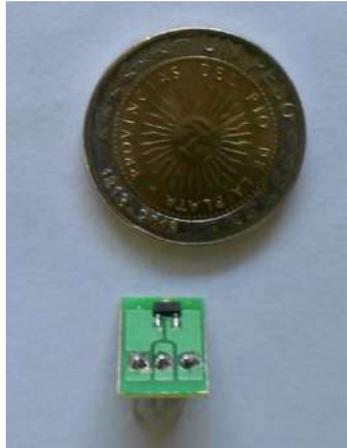


Figura 4.27: Vista del termistor KTY.

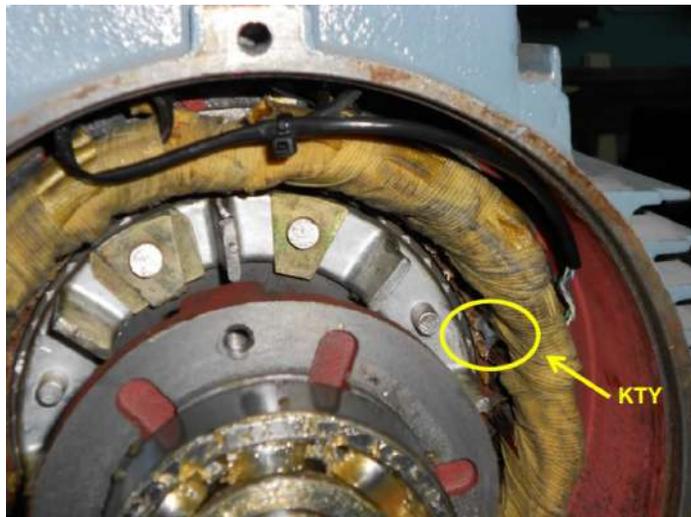


Figura 4.28: Ubicación sensor KTY.

estatórico del MTI. (Ver figura [4.27](#))

## 4.4. Generador sincrónico de imanes permanentes

### Características

La máquina generatriz dispuesta en nuestro banco emulador (figura [4.29](#)) es un GSIP de flujo magnético radial (con imanes situados superficialmente al rotor)

Tabla 4.8: Valores representativos del GSIP empleado.

Parámetro	Valor
Resistencia del arrollamiento ( $R_s$ )	3.15 [ $\Omega$ ]
Inductancia del arrollamiento ( $L_s$ )	38.95 [mH]
Tensión pico de línea en vacío ( $V_{0p}$ )	684 [V]
Corriente de salida del rectificador ( $I_{DC}$ )	10.36 [A]
Número de pares de polos ( $P$ )	11
Velocidad nominal ( $\omega_n$ )	200 [rpm]
Torque nominal ( $T_n$ )	269 [Nm]

de eje horizontal, con las siguientes características principales: <sup>9</sup>.

- *Potencia de salida nominal: 5 [kW]*
- *Velocidad nominal: 200 [rpm]*
- *Torque a potencia nominal: 269 [Nm]*
- *Corriente de salida rectificadora: 10 [A]*
- *Clase de aislación: H (180°C)*

Dicha máquina fue utilizada previamente en otro trabajo de proyecto final de carrera, por lo que no fue necesario realizar pruebas pertinentes a la misma, puesto que en la tesina del alumno de ingeniería eléctrica Héctor Fioriti, bajo el nombre “*Modelado, simulación y caracterización de un generador eólico de eje vertical*”, ya se encontraban tabuladas las características técnicas de vuestra máquina, como así también el modelado de la misma mediante las herramientas de Simulink, del software MatLab.

Por ende, en la tabla 4.8 se reúnen sus parámetros principales que se obtuvieron del trabajo mencionado y de la hoja de datos del mismo.

Con el fin de contrastar los valores brindados por el fabricante del ensayo del GSIP en vacío, y de manera de poder determinar también la expresión que gobierna el valor de la tensión de línea ( $U_L$ ) generada por la máquina (figura 4.29), se procedió a determinar la ecuación correspondiente mediante el ensayo a rotor libre, midiendo la tensión en bornes de las bobinas estatóricas conectadas en estrella, obteniéndose los valores de la tabla 4.9.

---

<sup>9</sup>Ver “Anexo”



Figura 4.29: Aspecto general del GSIP montado sobre bancada.

Tabla 4.9: Ensayo en Vacío del GSIP.

Velocidad	Tensión de Línea ( $U_{L0-rms}$ )
[rpm]	[V]
0	0
30	72
60	142
90	218
100	236
120	284
140	316
160	384
180	432
200	484

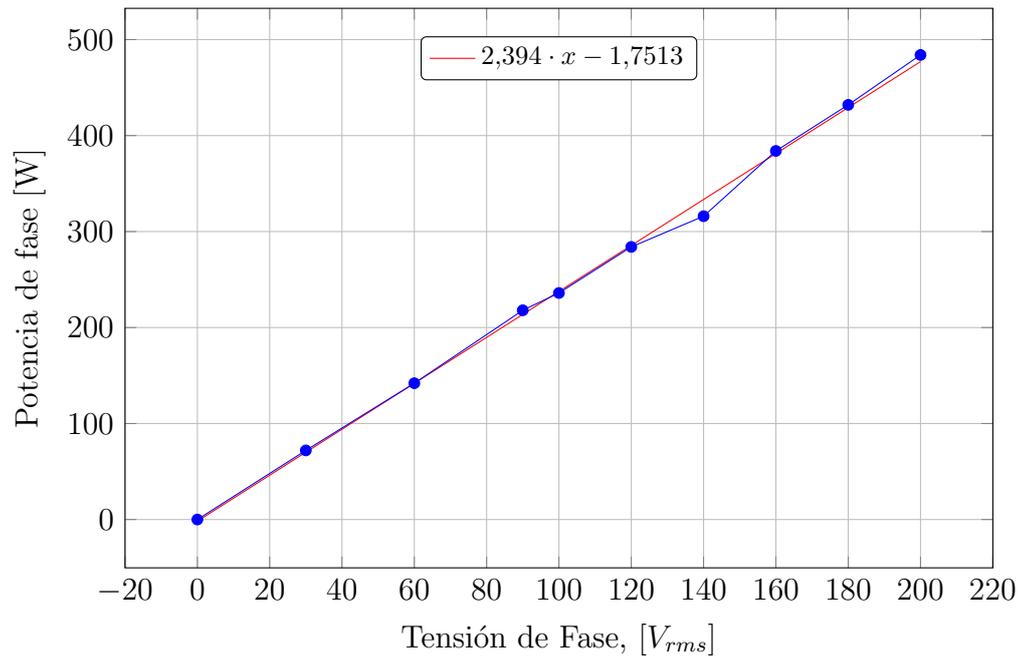


Figura 4.30: Ensayo en vacío del GSIP.

Del gráfico 4.30 observamos que realizando una regresión lineal de los valores medidos, de manera de poder contrastar punto a punto con los valores de catálogo, se obtuvo la siguiente expresión:

$$y[V] = 2,394x - 1,7513 \quad (4.25)$$

Si tomamos un valor de catálogo, para  $x = 150[rpm]$ , resulta:

- Tensión por catálogo:

$$U_{Lcat} = \frac{500[V]}{\sqrt{2}} = 353,55[V] \quad (4.26)$$

- Tensión estimada:

$$U_{Laprox} = 2,394x150[rpm] - 1,7513[V] = 357,34[V] \quad (4.27)$$

Por lo que se concluye que dicha expresión es representativa de la máquina para determinar su tensión en bornes durante el funcionamiento en vacío.

De igual forma, se llevó a cabo el ensayo correspondiente “en carga”. Para ello, se conectaron a la bornera del GSIP diversas cargas (lámparas), las cuales fueron



Figura 4.31: Imagen de las lámparas utilizadas como carga del GSIP.

Tabla 4.10: Ensayo en Carga del GSIP.

Velocidad	$U_{L0}$	$U_L$ (100[W])	$U_L$ (200[W])	$U_L$ (300[W])	$U_L$ (400[W])	$U_L$ (700[W])	$U_L$ (900[W])
[rpm]	[V]	[V]	[V]	[V]	[V]	[V]	[V]
0	0	0	0	0	0	0	0
30	72	70	70	70	68	68	67
60	142	140	142	140	140	140	134
90	218	214	214	212	210	208	202
100	236	240	238	236	234	230	226
120	284	280	284	280	280	276	
140	316	340	332	328	324	320	
160	384	380	384	376	376		
180	432	432	428	424	424		
200	484	480	480	476	472		

consideradas a los fines de este ensayo puramente resistivas. Se conectaron en estrella con neutro flotante de forma simétrica por cada fase, y se fue aumentando la carga hasta llegar a un valor de 900[W]. (Ver figura 4.31)

Por su parte, se fue seteando el VDF de manera de ir incrementando la velocidad en saltos de “a 30[rpm]” para la primera mitad, y luego en saltos de “a 20[rpm]”, hasta llegar a la velocidad nominal del GSIP, obteniéndose los resultados de la tabla 4.10.

Se determina que a partir de una potencia de carga,  $P_L = 400[W]$  por fase, se van recortando los valores medidos para velocidades de simulación próximas a la velocidad nominal del GSIP ( $\omega_n = 200[rpm]$ ). Esto se procederá a explicar más adelante, pero a priori debemos decir que este inconveniente se presentó principalmente por el hecho de que se acoplaron las máquinas de forma directa (sin caja de relación), y nuestro MTI se encontraba trabajando generalmente a regímenes de velocidades que rondaban entre  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{1}{3}$  de su velocidad nominal ( $\omega_n = 720[rpm]$ ), por lo que se veía sometida a un esfuerzo mecánico tal que

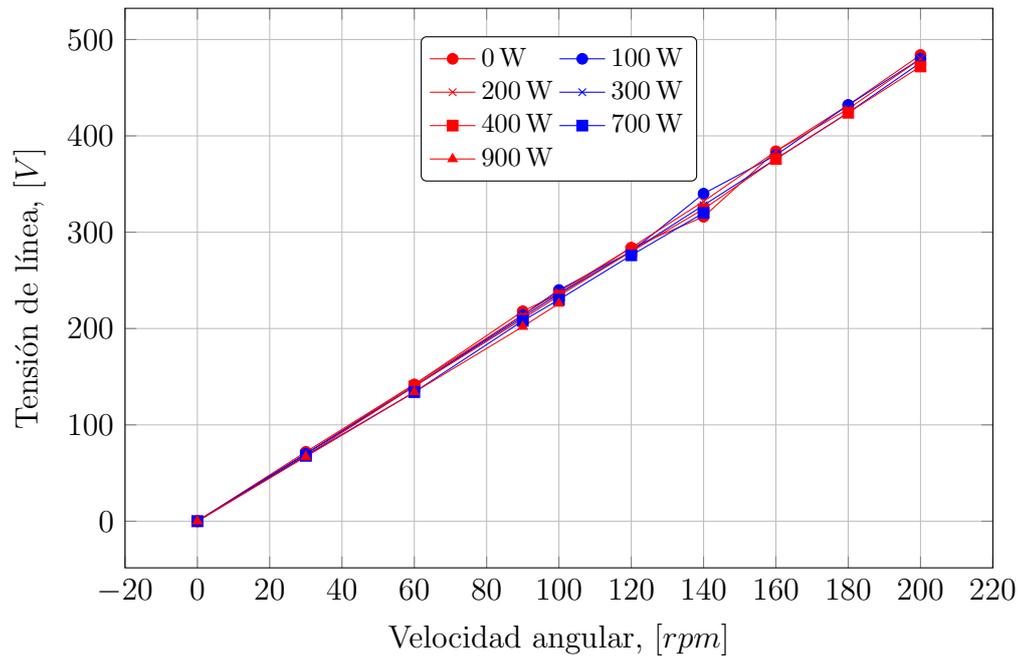


Figura 4.32: Comparativa ensayo con carga del GSIP.

debía entregar más corriente para alcanzar el valor de cupla de modo de superar al torque antagónico impuesto por la carga sobre el GSIP, por lo que en esos casos de “pérdida de valores” el VDF presentaba en el display un mensaje de advertencia con la siguiente leyenda: “*Límite de par excedido*”.

De la figura 4.32 y la tabla 4.10, se observa que la representación lineal de cada una de las series de pares de valores “carga-velocidad” ensayadas se aproximan muy bien a la “característica de vacío” de nuestro GSIP, por lo que podemos concluir sin duda alguna que la “**característica de regulación**” de la misma se encuentra en valores óptimos, pudiendo afirmar que la expresión lineal que caracteriza a la tensión entregada bajo carga de la máquina es la expresada anteriormente y que reescribimos:

$$U_L[V] = 2,394 * \omega_{eje}[rpm] - 1,7513 \quad (4.28)$$

## 4.5. Comportamiento del grupo MTI - GSIP

En la siguiente sección se procederá a detallar los diferentes ensayos realizados al grupo MTI-GSIP para observar el comportamiento general del banco.

En los últimos dos apartados tratados en este capítulo se le realizaron los ensayos de rigor a cada una de las máquinas de forma individual, pero lo que nos interesa conocer ahora es cómo se comportará el conjunto MTI-GSIP luego de acoplarlos rígidamente entre sí, y poder determinar de esta manera las limitaciones, tanto eléctricas como mecánicas, que presenta dicho módulo de ensayo cuando es alimentado con el VDF mediante distintos métodos de control.

#### 4.5.1. Ensayo 1: modo VVC+ con control de velocidad a lazo cerrado

Se llevó a cabo en primera instancia el ensayo del banco mediante *consigna de velocidad* utilizando el algoritmo de control vectorial de voltaje VVC+ (*Voltage Vectorial Control*), propio de esta unidad, el cual se base en la modulación vectorial de tensión (toma como referencia la corriente y el ángulo de fase del motor en vacío, para luego poder estimar el vector compensador de tensión en carga necesario para reforzar el flujo magnético en el entre hierro de la máquina y poder generar el par motor necesario, corrigiendo también el ángulo del vector de tensión aplicado sobre la carga).

Establecido lo anterior y seteados los límites de referencias necesarios para proteger tanto al MTI como al VDF, se procedió a cargar el GSIP con lámparas, tal como se hizo previamente para el ensayo individual de la misma, a medida que se iba variando la consigna de velocidad (de a 30[rpm]) mediante el programa inicial desarrollado para tal fin en el entorno de LV.

#### Resultados obtenidos

Se determina que la máxima potencia trifásica eléctrica que puede entregar el GSIP en estas condiciones es de **1553[W]**, debido a que la limitación del banco de emulación la impone el MTI a causa de que su torque nominal es de **99,4[Nm]**. Esto se debe a que el acople entre el MTI y el GSIP es de forma directa, sin ninguna caja reductora de por medio <sup>10</sup>.

Para estas condiciones de trabajo, se hará que el máximo torque disponible sea de 99[Nm] para dejar un margen de seguridad y lograr que siempre se trabaje por debajo del valor nominal y no forzar a la máquina.

---

<sup>10</sup>Ver archivo “Ensayo MTI-GSIP.xls”.

Por lo tanto, podemos decir que *para 99[Nm] la potencia eléctrica trifásica disponible es de 1500[W]*, lo que saca a relucir la necesidad de otro tipo de transmisión mecánica entre motor y generador.

#### 4.5.2. Ensayo 2: modo SVM realimentado, con control de velocidad

En segunda instancia, se llevó a cabo el ensayo del banco mediante *consigna de velocidad* utilizando el algoritmo de control vectorial de flujo SVM.

Según lo visto en el apartado 3.11.1, éste método fue el que se optó como la alternativa más eficiente frente a las necesidades planteadas según las exigencias impuestas por el banco emulador. Por ende, se pasó a realizar el mismo ensayo anterior, de manera de poder determinar las limitaciones presentadas mediante la utilización de dicho método y poder aproximarnos con mayor conocimiento al modelo definitivo de control.

#### Resultados obtenidos

Se determina que la máxima potencia trifásica eléctrica que puede entregar el GSIP en estas condiciones es de **1385[W]**, presentándose a una velocidad angular de **170[rpm]**, con una par neto desarrollado de **97,7[Nm]**. Este límite de potencia máxima entregada por el banco estuvo dado por el hecho de que superábamos, en tales condiciones de funcionamiento, el valor nominal de la corriente de fase que puede entregar en régimen continuo el VDF, de modo tal que el display del variador aparecía la leyenda: “*Límite de intensidad*”, lo que luego de un cierto tiempo (60[s]), si persistía dicho mensaje, se inhabilitada la unidad <sup>11</sup>.

#### 4.5.3. Ensayo 3: modo SVM realimentado, con control de torque

Finalmente, se procedió a realizar el ensayo del banco mediante *consigna de torque* utilizando el algoritmo de control vectorial de flujo SVM.

---

<sup>11</sup>Ver archivo “Ensayo MTI-GSIP.xls”.

Tabla 4.11: Ensayo para determinación de tensión y potencia máxima extraíble al SCEE.

Velocidad	Motor ( $\Delta$ )					Generador ( $Y$ )		
	Tensión	Par	Corriente	Pot.	Frec.	Tensión	Corriente	Pot.
[rpm]	[V]	[Nm]	[A]	[kW]	[Hz]	[V]	[A]	[W]
196	120	84.5	14.3	2.23	14.4	460	1.65	1314.63
216	140.4	127.9	19.32	3.8	16.1	510	2.8	2473.37
122	92.1	95.6	15.9	1.92	9.4	280	2.1	1018.45
130	90.1	99.6	15.7	1.99	9.9	300	1.9	987.27
79	69.7	95.6	15.9	1.53	6.5	178	2.05	632.03
57	57.3	92.5	15.6	1.27	5	125	2	433.01

### Resultados obtenidos

Se procedió de forma distinta a los dos ensayos previos, pues lo que se quiere obtener en este caso es el punto de máxima potencia extraíble con el mayor valor de tensión generada posible.

De forma tal que se cargó el GSIP, fijando inicialmente el límite de velocidad en 200[rpm] (valor nominal del generador), con lo que se obtuvo una potencia máxima trifásica de **1315[W]**, presentándose a una velocidad angular de **196[rpm]**, con una par neto desarrollado de **84,5[Nm]**.

Luego, se procedió a modificar en un 10 % el valor de referencia máximo de velocidad del grupo y en un 40 % el límite de par, de forma tal de obtener un nivel de tensión generada mayor, obteniéndose una potencia máxima trifásica de **2473[W]**, presentándose a una velocidad angular de **216[rpm]**, con una par neto desarrollado de aproximadamente **128[Nm]**.

Observando la tabla 4.11 y en base al resto de los ensayos, podemos arribar a las siguientes conclusiones:

- Existe una limitación eléctrica, dada por la corriente máxima entregada por el VDF en régimen continuo, que no nos permite poder emular el banco para solicitaciones mecánicas en el eje que estén por arriba del valor nominal de cupla del MTI, pues el VDF para reforzar el flujo magnético y hacer frente a la reacción de armadura en el entrehierro de la máquina debe suministrar mayor corriente que la nominal, lo que conduce a un régimen de sobrecarga para el variador en el que sólo es posible permanecer durante un corto período de tiempo (60[s]) antes que se inhabilite la unidad.

- Se presentó por otro lado una limitación mecánica, dada por la cupla motora nominal del MTI (99,4[Nm]) y por la velocidad nominal del GSIP (200[rpm]), lo que se traduce en una limitación de la potencia trifásica máxima extraíble al sistema.
- Podemos observar también del conjunto de ensayos realizados que la potencia extraíble del banco ronda aproximadamente los 1500[Wmáx]. Esto se puede interpretar como una necesidad de la implementación de un sistema de transmisión mecánica (3 a 1) diferente al acoplamiento rígido, propuesto en este trabajo, de manera de poder obtener a la salida del GSIP un valor cercano a su potencia nominal (5[kW]).
- Llegamos a la conclusión, mediante este último método de control de modulación ( $SV M_{par}$ ), el comportamiento en estado estable del banco emulador mejora considerablemente, ya que el sistema de control puede tomar mejores estimaciones para el par de carga sobre la base de los valores de los vectores de tensión y corriente de lo que sería con el otro método.

## 4.6. Medición del recurso eólico

La medición del recurso eólico es uno de los pilares fundamentales para la caracterización de un sitio en donde se pretenda instalar una planta de generación de energía eléctrica a través de aerogeneradores.

La medición del viento como recurso puede parecer conceptualmente simple, sin embargo por naturaleza, el viento es un proceso estocástico y depende de una gran cantidad de factores estacionales, climatológicos, de temperatura, de presión y humedad y características geográficas, entre otros. La correcta estimación del potencial eólico de una región, es de vital importancia a la hora de evaluar proyectos de inversión. Para registrar la velocidad del viento, se utilizan anemómetros que miden la intensidad del viento registrando los promedios de velocidad cada 5 minutos.

Para el estudio de la potencia eléctrica generada, lo que interesa en este tipo de centrales es el comportamiento de la velocidad del viento en el largo plazo. Surge así la necesidad del estudio de las distribuciones de velocidad del viento.

Al estudiar datos empíricos de estas distribuciones, es muy frecuente encontrar que la *distribución de Weibull* se ajusta a los datos razonablemente. Para ello

es necesario por un lado estimar las distribuciones de probabilidad de la velocidad del viento en el sitio que necesita ser caracterizado. Luego, se está en condiciones de dar las características de potencia que podemos obtener bajo esas condiciones de viento<sup>25</sup>.

Para el análisis de los vientos de Mar del Plata, se utilizaron los datos tomados por el grupo de investigación *GEEAA (Grupo de Estudio de Energías Alternativas y Ambiente)* de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Nacional de Mar del Plata. Este grupo posee una estación meteorológica ubicada sobre el mismo edificio de la facultad.

Las mediciones del viento se realizaron a una altura de 24[m], por lo que deben corregirse, mediante la *ley exponencial de Hellmann*, a una altura de 10[m], ya que se analiza el caso de microgeneración. Los datos se midieron durante un año (año 2000) en intervalos de 5 minutos.<sup>12</sup>

Los mismos son:

- la velocidad media,
- la velocidad máxima,
- la dirección.

Si observáramos los gráficos de velocidades de viento promedio mensuales<sup>13</sup> encontramos que en regla general se presenta mayor recurso eólico en época estival que en los períodos invernales.

El equipo utilizado en la estación fue el “*Weather Wizard III Station*” de la empresa Davis Instruments. (Ver figura 4.33)

## 4.7. Tratamiento de datos

Los datos de interés fueron volcados a una planilla de Excel<sup>14</sup> para poder ser manipulados gráficamente. Lo que se realizó en esta planilla de cálculo fue simplemente dividir las 24[hs] del día en “ventanas fijas” de 5 minutos. Luego cada ventana de datos extraída fue promediada con el resto de las ventanas de la misma franja horaria del mismo mes, para así poder obtener el valor representativo de cada hora.

---

<sup>12</sup>Ver archivo “PRIM2000 y SEG2000.txt”

<sup>13</sup>Ver archivo “Velocidad y dirección del viento.xls”.

<sup>14</sup>Ver archivo “Meses.xls”.



Figura 4.33: Anemómetro y veleta “Weather Wizard III Station”.

Por otro lado se hizo lo mismo con un día promedio de tormenta, viento calmo y un día promedio anual.

Al observar la velocidad media promedio de cada mes, se ve que durante el día se presentan los picos de velocidades del viento y luego una velocidad más baja y sostenida durante toda la noche y la madrugada. Esto se repeta durante todos los meses y se debe a las brisas del mar, provocado por la diferencia de temperatura entre la tierra y el mar. Se determina que en los meses de Junio y Julio, la diferencia entre el pico y la velocidad sostenida durante el resto del día es menor que en el resto de los meses del año, y en Septiembre están los mayores vientos los cuales corresponden a días de tormenta, debido a la primavera.

#### 4.7.1. Ley de Hellmann: corrección de los datos medidos

Los cambios de las intensidades de los vientos a medida que se incrementa la altura, siguen un comportamiento aproximado de una ecuación de tipo estadístico. La ecuación de aproximación a este fenómeno es conocida como Ley Exponencial de Hellmann:

$$v_h = v_x \left( \frac{h}{x} \right)^\alpha \quad (4.29)$$

Donde:  $h$ : altura la que se desea referir [m],  $v_x$ : velocidad del viento [m/s] medida a  $X$ [m] de altura,  $v_h$ : velocidad del viento a la altura de emplazamiento

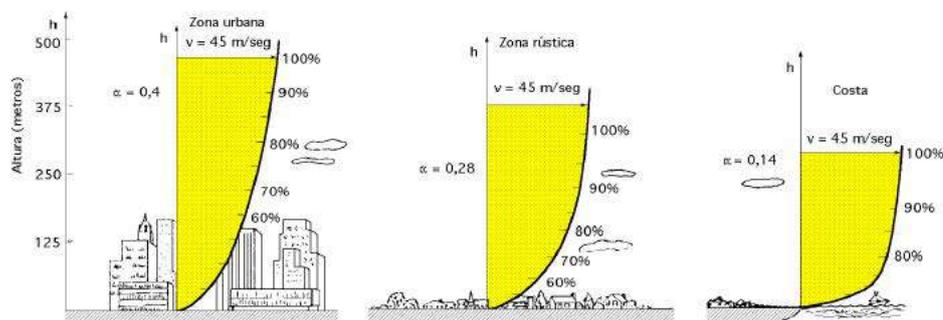


Figura 4.34: Ejemplo de distribuciones de velocidad del viento para diferentes valores de  $\alpha$ <sup>3</sup>.

Tabla 4.12: Valores típicos del exponente  $\alpha$  para distintas características geográficas del entorno al aerogenerador.

Lugares llanos con hielo o hierba	$0,08 < \alpha < 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$0,13 < \alpha < 0,16$
Zonas turísticas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$0,2 < \alpha < 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$0,25 < \alpha < 0,4$

del eje del rotor del aero,  $\alpha$ : exponente de Hellmann.

El exponente de Hellmann depende, por lo tanto, de los accidentes geográficos y edificaciones que interrumpen o guían las corrientes de aire.

Valores típicos para el exponente de Hellman ( $\alpha$ ) son los mostrados en la tabla 4.12.

Entonces debe usarse esta ley para corregir los datos de velocidad de viento, pues corresponden a una altura mayor a la de instalación de la máquina. Tomando como base la ciudad de Mar del Plata, el coeficiente más adecuado para referir las velocidades del viento corresponde a un valor de:  $\alpha = 0,25$

Reemplazando valores en la ecuación 4.29 obtenemos el siguiente factor de corrección para los datos medidos:

$$v_{10} = v_x \left( \frac{10}{24} \right)^{0,25} = 0,8v_x \quad (4.30)$$

Es decir, los datos que ingresarán en el programa creado para emular distintas condiciones climáticas se tomarán al 80 % de los valores medidos.

#### 4.7.2. Relación de velocidad periférica (TSR o $\lambda$ )

La *relación de velocidad específica o periférica* (TSR, Tip-Speed-Ratio), es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto (rpm) del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar *velocidad específica*. El TSR relaciona la velocidad tangencial de la punta de pala ( $R \cdot \omega_r$ ) (la del punto más exterior sobre la misma a partir del eje de rotación), con la velocidad incidente del viento ( $v_w$ ).

Este es un parámetro de especial interés, utilizado para establecer el punto de operación del aerogenerador, y se representa mediante la ecuación<sup>3</sup>:

$$TSR = \lambda = \frac{\text{velocidad de punta de pala}}{\text{velocidad del viento}} = \frac{R \cdot \omega_r}{v_w} \quad (4.31)$$

Donde:  $R$ : radio de aspa del aerogenerador en [m],  $\omega_r$ : velocidad angular del eje del rotor del aero. en [rad/s];  $v_w$ : velocidad del viento en [m/s].

Para un ángulo de pala dado, se pueden hacer las siguientes consideraciones<sup>5</sup>:

- Hay un único valor de TSR para el cual la eficiencia de conversión es máxima ( $C_{pmax}$ ) y que depende del tipo de pala (Ver figura 4.35);
- Al cambiar la velocidad del viento, si se quiere mantener la TSR constante e igual al valor para el cual se tiene  $C_{pmax}$  hay que cambiar también la velocidad de rotación de las palas;
- Para valores bajos de TSR se tiene una reducción de la sustentación y un aumento de la resistencia hasta llegar a la condición de pérdida;
- Para valores elevados de TSR se tiene una reducción tanto de la sustentación como de la resistencia, en lo que se conoce como condición de fuga;
- La TSR óptima depende del número de palas y cuanto menor es este, más rápidamente deben girar para extraer la máxima potencia del viento (TSR aumenta);

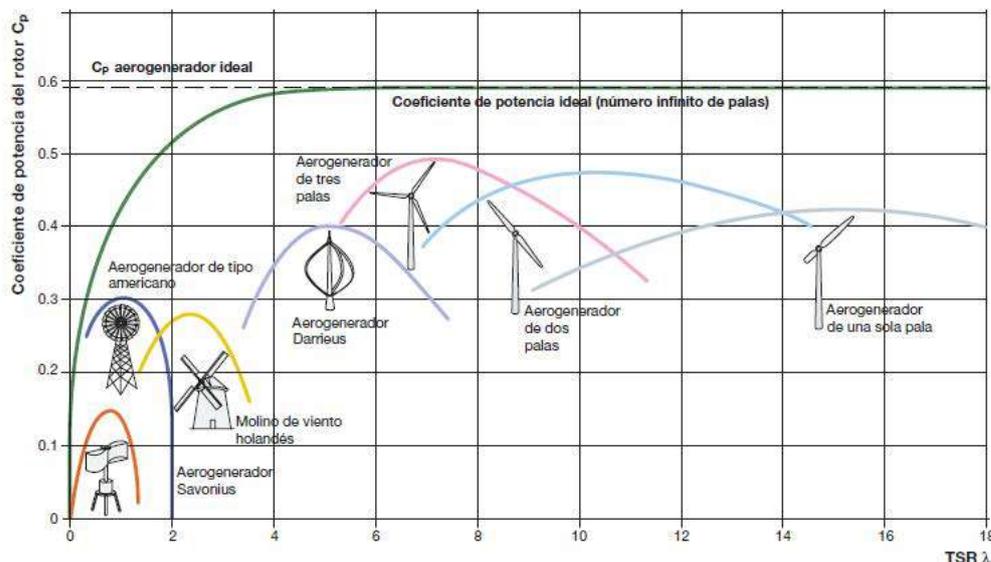


Figura 4.35: Coeficiente de Potencia,  $C_p$ , para distintos modelos de aerogeneradores en función del TSR ( $\lambda$ )<sup>5</sup>.

- La forma de la curva de la relación TSR- $C_p$  depende del tipo de aerogenerador.

### 4.7.3. Coeficiente de potencia ( $C_p$ )

El  $C_p$  de un aerogenerador es el rendimiento con el cual funciona el mismo, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor de dicho aerogenerador. Por lo cual, este coeficiente es adimensional, ya que indica la cantidad aprovechable de la energía incidente del viento sobre el modelo del aerogenerador en cuestión.

Este coeficiente no es constante, pues varía en función de la velocidad específica ( $\lambda$ ) y difiere para cada tipo de turbina eólica, como hemos visto en la figura 4.35.

Cabe aclarar que en nuestro caso, al considerar al aerogenerador controlado por entrada en pérdida o con control por diseño aerodinámico (stall control), donde el ángulo de paso permanece constante durante toda la operación de la turbina, el  $C_p$  dependerá únicamente del coeficiente de velocidad específica " $\lambda$ "<sup>26</sup>.

### Determinación de la expresión de $C_p$

Para determinar el coeficiente de potencia de los aerogeneradores a emular, los cuales son **MONOPALA – BIPALA – TRIPALA – DARRIEUS**, lo que se hizo fue copiar la expresión teórica representada en la figura 4.35 en AutoCAD, para luego trazar una cuadrícula en la cual el eje de  $C_p$  se dividió en 60 partes iguales, y el eje TSR en 180 partes. Una vez realizado esto, se procedió a tomar los puntos notables de las mismas para luego representarlos en una planilla de cálculo en Excel.<sup>15</sup>

Luego se fueron trazando curvas de dispersión y se fue aumentando el exponente de aproximación de las mismas hasta llegar a una expresión de 3er orden, siendo estas la que mejor se adaptan a las representadas en la figura 4.35. Finalmente quedó representado la evolución del rendimiento aerodinámico teórico para cada disposición de aspa, es decir,  $C_p = f(\lambda)$ .

Las ecuaciones obtenidas son las siguientes:

- Monopala

$$C_{p(\lambda)} = -0,00002\lambda^3 - 0,0023\lambda^2 + 0,0819\lambda - 0,2309 \quad (4.32)$$

- Bipala

$$C_{p(\lambda)} = 0,0005\lambda^3 - 0,0227\lambda^2 + 0,2984\lambda - 0,7782 \quad (4.33)$$

- Tripala

$$C_{p(\lambda)} = 0,0023\lambda^3 - 0,069\lambda^2 + 0,6321\lambda - 1,3542 \quad (4.34)$$

- Darrieus

$$C_{p(\lambda)} = 0,0052\lambda^3 - 0,1181\lambda^2 + 0,7984\lambda - 1,2952 \quad (4.35)$$

Estas ecuaciones corresponden al *modelo ideal de cada aerogenerador*, ya que se está emulando el caso ideal. Para que se aproxime a la realidad se debería diseñar un perfil de pala para cada disposición de aspas, lo que representaría un cálculo mecánico lo cual está fuera del alcance de este proyecto. Dicho análisis fue realizado en una tesis de grado previa<sup>6</sup>.

<sup>15</sup>Ver archivo “Tipos de Aerogeneradores.xls”.

## 4.8. Par mecánico ejercido por el aerogenerador ( $T_r$ )

De la potencia efectiva capturada por la turbina eólica y la velocidad de rotación de la turbina, es posible determinar el par mecánico ejercido por la turbina:

$$P = T\omega \quad (4.36)$$

Donde:  $P$ : Potencia [W].  $T$ : Torque [Nm].  $\omega$ : Velocidad de rotación del rotor [rad/s].

Pero se sabe que la potencia aprovechable del viento está regida por la expresión:

$$P_{Ap} = C_{p(\lambda)}P_w = C_{p(\lambda)}\left(\frac{1}{2}\rho Av_w^3\right) \quad (4.37)$$

Como se observa en la ecuación 4.37 la potencia depende del área (A) barrida por las palas, la cual es función del largo de las mismas y del tipo de aerogenerador. Para un rotor de eje horizontal se tiene:

$$A = \pi R^2 \rightarrow \text{Monopala, Bipala, Tripala} \quad (4.38)$$

En una máquina de eje vertical, más específicamente uno de tipo Darrieus la curva envolvente que conforma el perfil (catenaria) proporciona el área. Sin embargo esta curva se puede aproximar bastante bien mediante dos medias parábolas, por lo que el área frontal es aproximadamente igual a:

$$A = 0,67DH \rightarrow \text{Darrieus} \quad (4.39)$$

Donde:  $A$ : Área barrida por las palas [m<sup>2</sup>].  $R$ : Largo de las palas [m].  $H$ : Largo del rotor [m].  $D$ : Diámetro de giro [m] (2R).

Reemplazando la ecuación 4.38 y la 4.39 en la 4.37, según corresponda al tipo de máquinas, se obtienen las siguientes expresiones de torque:

$$T_r = \frac{\rho\pi v^2 R^3 C_{p(\lambda)}}{2\lambda} \rightarrow \text{Monopala, Bipala, Tripala} \quad (4.40)$$

$$T_r = \frac{0,67\rho v^2 2R^2 H C_{p(\lambda)}}{2\lambda} \rightarrow \text{Darrieus} \quad (4.41)$$

Donde:  $T_r$ : torque ejercido por la máquina en el rotor [Nm];  $\rho$ : densidad del aire  $1,19[Kg/m^3]$ .

Es de importancia mencionar que el rango de valores en el que varía  $\lambda$ , según el tipo de turbina, será:

$$9,1 \leq \lambda \leq 18 \rightarrow \text{Monopala}$$

$$6,9 \leq \lambda \leq 14,5 \rightarrow \text{Bipala}$$

$$5,3 \leq \lambda \leq 11,2 \rightarrow \text{Tripala}$$

$$3,4 \leq \lambda \leq 7,4 \rightarrow \text{Darrieus}$$

## 4.9. Conclusiones

En este capítulo hemos presentado los distintos elementos que integran el banco emulador y detallado como se llevó a cabo la puesta en práctica. En cada uno de las subsecciones hemos mencionado y desarrollado las características técnicas de cada uno como así también el motivo de su selección. Para el caso del MTI y del GSIP, no se llevó a cabo el cálculo eléctrico inicial para determinar su elección, pues los mismos ya se encontraban disponibles en el laboratorio de Máquinas eléctricas de la facultad, por lo que solamente se les realizaron los ensayos pertinentes. En el caso del VDF, se evaluaron las distintas posibilidades de funcionamiento de la lógica de control empleada para darle consigna de referencia al MTI, por lo que se optó por el control de torque. Este método de control es una necesidad, para que no varíe la tensión del cc bus y las corrientes de inyección puedan ser contraladas eficazmente.



# Capítulo 5

## Programación del emulador

En este capítulo haremos hincapié en los temas referentes:

- Al medio de comunicación empleado para vincular la unidad de control (PC) y la unidad remota (VDF);
- A la programación que se debió llevar a cabo, realizada bajo el entorno de programación gráfico brindado por el software LabView (LV), para cumplir con los requisitos propuestos inicialmente para el desarrollo de este banco emulador;

### 5.1. Comunicación Modbus RTU

#### 5.1.1. Introducción

La comunicación entre PC y VDF se llevó a cabo mediante el uso de un conversor RS-485 bajo el protocolo de comunicación estandarizado *Modbus RTU*. Este es un protocolo de comunicación que se emplea generalmente en redes seriales, pero también se puede implementar vía TCP/IP sobre una red Ethernet.

Sus características observables son<sup>26</sup>:

- Se basa en una relación *maestro - esclavo* entre la unidad de control y el sistema de proceso automatizado;
- Implementa el modo de comunicación *solicitud - respuesta*, en el cual el maestro envía una orden, espera un cierto tiempo (ms), y la unidad remota le envía un mensaje de respuesta. Cada esclavo debe tener una única dirección (de 1 a 247), así el maestro sabe con quién se debe comunicar.

- Utiliza el estándar RS485 con el propósito de establecer **enlaces halfduplex**, o semiduplex, en una configuración de dos hilos: uno llamado **receptor [Rx]** y el otro **transmisor [Tx]**. En este modo de transmisión ambos extremos del sistema de comunicación cumplen funciones de transmisor y receptor y los datos se desplazan en ambos sentidos, pero no simultáneamente.
- El medio físico de transmisión es un cable de un par de conductores que admite hasta 247 estaciones, con una longitud máxima de 1.200 metros operando entre 300 y 19.200 [bps]. La transmisión diferencial permite múltiples drivers dando la posibilidad de una configuración multipunto.
- La principal ventaja es que la gran densidad del carácter permite un mejor rendimiento de velocidad de transmisión. Cada mensaje ha de ser transmitido en el mismo flujo de caracteres.
- Finaliza cada transacción con un control de redundancia cíclica (CRC).

El maestro puede comunicarse con el/los esclavo/s mediante **unicast mode** o **broadcast mode** (modo difusión). Se empleará en este trabajo el primer método, ya que sólo se necesita establecer comunicación con una unidad remota.

### 5.1.2. Estructura y transmisión de datos

Las órdenes de control de una aplicación determinada se organizan en distintas capas de datos dentro del mensaje a ser enviado. Para ello, cada información debe ir agregándose mediante un protocolo definido al dato anterior bajo un proceso conocido comúnmente como “*encapsulación*”.

La forma que adopta una porción de datos en cualquier capa se denomina **Unidad de Datos del Protocolo (PDU)**. Durante la encapsulación, cada capa incorpora las PDU que recibe de la capa anterior de acuerdo con el protocolo que se utiliza. En cada etapa del proceso, una PDU tiene un nombre distinto para reflejar sus nuevas funciones dentro de la estructura del mensaje.

El formato de *Modbus PDU* está definido como un código de función seguido por un conjunto de datos asociado. El tamaño y el contenido de estos datos son definidos por el código de función y los datos, los cuales no puede exceder de *252 bytes* de tamaño. Cada código de función tiene un comportamiento específico que los esclavos pueden implementar de manera flexible en base al comportamiento

Tabla 5.1: La PDU de Modbus

Dirección	Función	Datos
1 byte	1 byte	0 a 252 bytes

de la aplicación deseada. La especificación de la PDU define conceptos básicos para el acceso y manipulación de datos; sin embargo, un esclavo puede manejar datos de una manera que no esté definida explícitamente en la especificación<sup>27</sup>.

En el modo RTU, cada byte de datos es transmitido como siendo una única palabra con su valor directamente en **hexadecimal**<sup>26</sup>.

### Dirección de esclavo

Las direcciones válidas de dispositivos esclavos están en el rango de 0 a 247 decimal. A los dispositivos esclavos individuales se les asignan direcciones en el rango de 1 a 247 (el 0 está reservado para el modo de difusión, que todos los esclavos reconocen). Un maestro se dirige a un esclavo poniendo la dirección de éste en el campo de dirección del mensaje. Cuando el esclavo envía su respuesta, pone su propia dirección en dicho campo, para que el maestro sepa qué esclavo le está contestando.

### Campo de función

El código de función es el primer elemento que será validado. Si el código de función no es reconocido por el dispositivo que recibe la solicitud, responde con una excepción. Si se acepta el código de función, el dispositivo esclavo comienza a descomponer los datos de acuerdo con la definición de la función.

El campo de función de un mensaje contiene 8 bits. Los códigos válidos están en el rango de 1 a FF. Los campos de función se utilizan para enviar mensajes entre el maestro y el esclavo. Cuando se envía un mensaje desde un maestro a un dispositivo esclavo, el campo de código de función le indica al esclavo la clase de acción que debe realizar. Cuando el esclavo responde al maestro, utiliza el campo de código de función para indicar una respuesta normal (sin error), o que se ha producido un error de alguna clase (esta respuesta se denomina excepción). Para dar una respuesta normal, el esclavo simplemente devuelve el código de función original. Para responder con una excepción, el esclavo devuelve un código equivalente al de la función original, pero con su bit más significativo cambiado

Tabla 5.2: Direcciones Modbus y Tabla de Datos.

Dirección MODBUS	Nombre de la Tabla de Datos
1 - 9999	Output Coils (Lectura/escritura)
10001 - 19999	Inputs Discrets (Lectura)
30000 - 39999	Inputs Registers (Lectura)
40001 - 49999	Holding Registers (Lectura/Escritura)

a 1 lógico. Además, el esclavo pone un código único en el campo de datos del mensaje de respuesta. Esto le indica al maestro el tipo de error ocurrido, o la razón de la excepción.

### Campo de datos

El campo de datos se construye utilizando grupos de dos dígitos hexadecimales, en el rango de 00 a FF en hexadecimal. Están hechos con un caracter RTU. El campo de datos de los mensajes enviados desde un maestro a un dispositivo esclavo contiene información adicional que el esclavo debe utilizar para realizar la acción definida por el código de función. Éste puede incluir elementos tales como direcciones de coils o registros, la cantidad de elementos a manejar y el contador de los bytes de datos reales del campo.

### 5.1.3. Dirección de datos y código de función

#### Coils & Holding Registers

El protocolo Modbus usa el concepto de tablas de datos para almacenar la información en un esclavo, una tabla de datos no es más que un bloque de memoria usado para almacenar datos en el esclavo, las tablas de datos que usa Modbus son cuatro<sup>27</sup>. (Ver tabla 5.2)

Un **COIL** (o bobina) representa un valor booleano típicamente usado para representar una salida, solo hay dos estados para el coil (ON/OFF), entonces, puede verse como una celda o un bloquecito de memoria que me permite almacenar el estado de un bit, que puede tener solo dos valores. Los coil`s, según la tabla anterior, puede tener una dirección Modbus, la cual yo elijo y que puede ser entre 1 y 9999 valores.

Un **Holding Register** (o Registro de Retención), representa cantidades de 16 bits (2 bytes), se puede ver a cada registro como un bloque o celda de memoria que

Tabla 5.3: Códigos de función estándares

Función	Código [Hex]
Leer bobinas	1
Leer entradas discretas	2
Leer múltiples registros de retención	3
Leer registro de entrada	4
Escribir bobina individual	5
Escribir registro de retención	6
Leer estado de excepción	7
Escribir a múltiples bobinas	F
Escribir a múltiples registros de retención	10

es capaz de almacenar números entre 0 y 65535 ( $2^{16}$  elementos). Las direcciones usadas para los registros de retención inician con la dirección  $4^{***}$ , pero puede usarse cualquiera de las mencionadas en la tabla anterior. Estos registros son de lectura/escritura, es decir que el maestro puede hacer peticiones de información para leer el dato que está almacenado, o puede enviar peticiones para escribirle un valor al registro holding en el momento que se requiera.

### Códigos de función

Los *códigos de función* de Modbus determinan cómo el maestro tiene acceso y modifica los datos. A diferencia de los rangos de datos, los cuales son conceptuales, los códigos de función tienen un comportamiento bien definido. Cuando a un esclavo se le pide realizar un código de función, utiliza los parámetros de la función para ejecutar ese comportamiento bien definido.

Los códigos de función más comunes llevan el nombre del rango de datos conceptual que modifican o al que tienen acceso. (Ver tabla 5.3)

En este proyecto hemos utilizado mayormente la estructura de datos del tipo “Registros de Retención”, para dar consigna de función y referencia (escritura) como así también para lectura del estado del variador de frecuencia.

En la figura 5.1, podemos observar una captura de pantalla del bloque modbus “MB Serial Master Query” utilizado, como así también las distintas funciones (enunciadas en la tabla 5.3) a realizar por dicho “vi”.

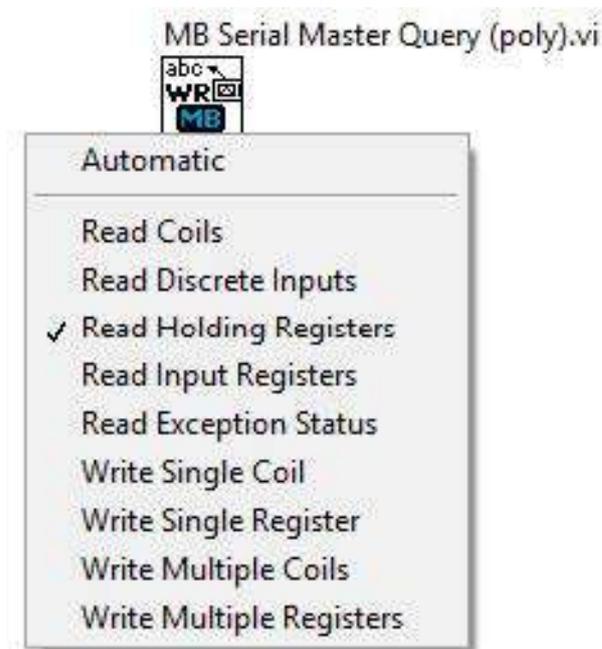


Figura 5.1: Aspecto del bloque de escritura/lectura empleado en el entorno de LV.

#### 5.1.4. Campo de datos

La estructura de los bloques de datos depende del tipo de telegrama, los cuales pueden ser tres:

1. **Bloque de proceso (PCD);**
2. Bloque de parámetros;
3. Bloque de texto.

Para este trabajo se utilizó la estructura *PCD (Process Control Data)* el cual está formado por un bloque de datos de cuatro bytes (2 códigos) y contiene:

- Código de control (CTW) y valor de referencia (REF): maestro a esclavo.
- Código de estado (STW) y frecuencia de salida actual (MAV): esclavo a maestro.

**Nota:** Los registros coloreados en gris son fijos por defecto, lo que implica que los registros en los que están no pueden ser modificados. (Ver figura 5.2)

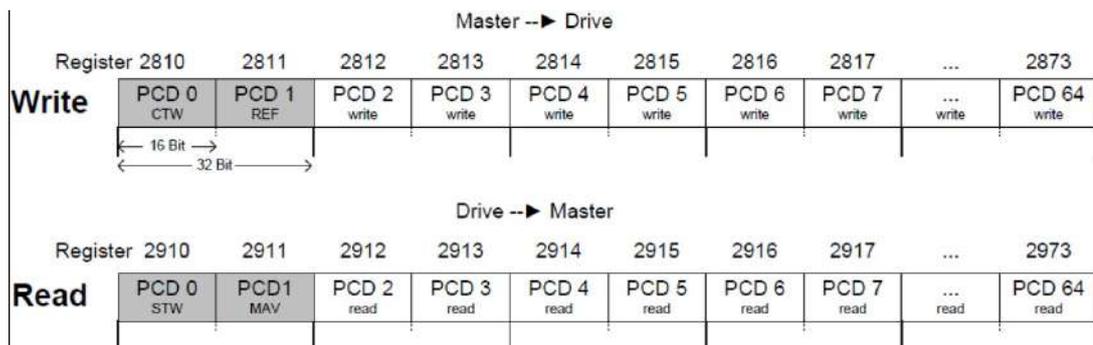


Figura 5.2: Estructura PCD de escritura y lectura.

La escritura se realiza a través de los registros “28xx” estando reservados el 2810 y 2811 para la palabra de control y la referencia, respectivamente. Para la lectura se utilizan los registros “29xx”, siendo el 2910 para la palabra de estado y el 2911 para el valor actual, ambos están reservados como en el caso anterior. La figura 5.2 da una idea de como se deben guardar los parámetros en cada registro de retención sea un CTW o STW.

La ventaja de usar la escritura PCD es que el controlador puede escribir o leer más datos en un telegrama. La lista de escritura se configura en el *parámetro 8-42 “Configuración de ESCRITURA PCD”* y será enviada desde el controlador al VDF como una *Palabra de Control (CTW)* y una *Referencia (Ref)*. De la misma manera, la lista de lectura se configura en el *parámetro 8-43 “Configuración de LECTURA PCD”* y proporciona información del estado del convertidor de frecuencia por medio de la *Palabra de Estado (STW)*.

### Referencia de Torque

El valor de referencia de la magnitud a controlar, el *Torque [Nm]*, se transmite al convertidor de frecuencia como un valor relativo en “%”. Este se transmite en forma de una palabra de 16 bits, donde el valor **16384 (4000 Hex) corresponde al 100%**. El **límite máximo** de torque disponible está limitado por el MTI en **99,4[Nm]**, por lo tanto las referencias a establecer en el VDF deben cumplir con la siguiente ecuación:

$$Referencia = \frac{16384 * Ref[Nm]}{99,4[Nm]} \quad (5.1)$$

La palabra de control permite al maestro controlar varias **funciones** del VDF:

Tabla 5.4: Registros de retención de escritura y lectura en dos grupos de direcciones, 281X y 291X.

2810	Control word	0x06 Write Single Register
2811	Reference	0x0F Write Multiple Register
2812-2873	Register write via 8-42 PCD Write configuration	
2910	Status word	0x03 Read holding register
2911	Main Actual Value	
2912-2973	Register read via 8-43 PCD Read Configuration	

- Arranque;
- Paro: inercial, por freno de CC o por rampa normal;
- Parada rápida;
- Reinicio (reset) tras desconexión por avería;
- Funcionamiento a velocidades predeterminadas;
- Funcionamiento en sentido inverso;
- Cambiar el ajuste activo;
- Controlar el relé integrado del convertidor de frecuencia.

### Número de Parámetro

El número de parámetro (PNU) se traduce de la dirección del registro contenida en el mensaje de lectura o escritura Modbus como:

$$Par.Modbus = 10 * N^{\circ} Parámetro \quad (5.2)$$

Por ejemplo, el parámetro “16.14: Motor current”, para setearlo en un PCD de lectura debe ser multiplicado por 10, de modo que quedaría:

843.0	PCD read configuration	1603	Status Word
843.1	PCD read configuration	1605	Main Actual Value [%]
843.2	PCD read configuration	1614	Motor Current

Figura 5.3: Ejemplo de definición del PNU para el parámetro 16.14: Corriente del motor.

### Factor de Conversión (FC)

Debido a que un valor de parámetro sólo puede transferirse como un número entero, es necesario utilizar un *factor de conversión (FC)* para transmitir las cifras decimales. (Ver tabla 5.8)

### Endianness de Datos

Los datos de múltiples registros, como el valor de punto flotante de precisión simple o un entero de 64 bits, pueden ser transferidos fácilmente en Modbus al dividir los datos en dos registros, ya que el endianness (u orden de bytes) de ésta división no está definido por el estándar. Aunque cada palabra no signada debe ser enviada en orden de byte de la red (big-endian) para cumplir con el estándar, varios dispositivos invierten el orden para datos de múltiples bytes. Cada carácter es enviado en el orden de izquierda a derecha, empezando por el bit de mayor significado (MSB) y se acaba por el bit de menor significado (LSB)<sup>27</sup>.

A continuación proponemos el ejemplo para el caso de lectura del parámetro “16-90: Código de Alarma”, el cual tiene un tipo de dato: *UInt32* (entero sin signo de 32 bits), por lo que es necesario definirlo mediante 2 registros de retención (2910\_MSB y 2911\_LSB), y luego realizar el ordenamiento de los bytes de datos recibidos en la unidad esclava. (Ver figura 5.4)

#### 5.1.5. Código de control conforme a perfil FC

Como hemos mencionado, el VDF puede ser controlado por medio de sus bobinas de escritura: “coils” de 01 -16. Según el estado que tome cada bobina, 0 ó 1 lógico, la suma de sus valores se traduce en un número hexadecimal el cual es interpretado por el variador como una acción a realizar.

Se detalla la funcionalidad de cada bobina en la tabla 5.6. En lo que respecta a este proyecto, se han usado las *CTW de Marcha, Parada y Reset* valores

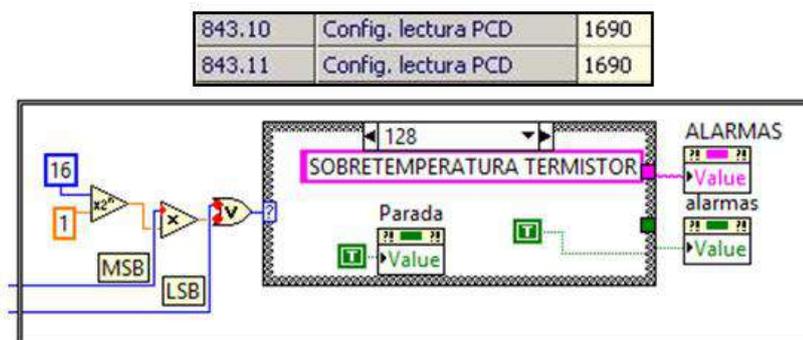


Figura 5.4: Ejemplo de endianness de datos para el parámetro “16.90: Código de alarma”.

Tabla 5.5: Campos de datos utilizados.

ACCIÓN	BINARIO	CTW [Hex]
Marcha	0000 0110 0111 1100	067C
Parada	0000 0100 0010 0100	0424
Reset	0000 0100 1011 1100	04BC

que fueron cargados en los bloques Modbus de Labview como se explica en la sección siguiente. (Ver tabla 5.5) <sup>1</sup>

Los ajustes para la transmisión deben ser iguales en ambos puntos de la comunicación. Tanto el VDF como el puerto serie de la computadora fueron ajustados de forma específica. (Ver tabla 5.7)

## 5.2. Software MCT-10

El Driver “MCT-10 (Motion Control Tools)”, propio de la marca Danfoss, permite setear cada uno de los parámetros de control del VDF desde una computadora y poder programar así el VDF a distancia sin necesidad de recurrir al seteo de parámetros a través del panel frontal del mismo. Una de sus limitaciones es que solo sirve para escritura / lectura de parámetros y no es posible controlarlo en tiempo real como si se lo hiciera con el modo “Hand ON” o por medio de “Auto On” (utilizando las entradas digitales).

Se distinguen dos secciones (Ver figura 5.5):

<sup>1</sup>Para ampliar ver pdf “Guía de diseño modbus RTU FC-30x”

Tabla 5.6: Bobinas de control: función.

Bobina	0	1
01	Preset reference LSB	
02	Preset reference MSB	
03	DC brake	No DC brake
04	Coast stop	No coast stop
05	Quick stop	No quick stop
06	Freeze frequency	No freeze freq.
07	Ramp stop	Start
08	No reset	Reset
09	No jog	Jog
10	Ramp 1	Ramp 2
11	Data not valid	Data valid
12	Relay 1 off	Relay 1 on
13	Relay 2 off	Relay 2 on
14	Setup LSB	
15	Setup MSB	
16	No reversing	Reversing

Tabla 5.7: Configuración puerto serie.

Modo	Dirección	Velocidad [baudios]	Paridad	Bit de parada
RTU	1	19200	Even (par)	1

ID	Nombre	Setup 1	ID	Nombre	Setup 1
040	Selección de telegrama	Telegram.estándar1	843.0	Config. lectura PCD	1603
842.0	Config. escritura PCD	1685	843.1	Config. lectura PCD	1605
842.1	Config. escritura PCD	1686	843.2	Config. lectura PCD	1610
842.2	Config. escritura PCD	302	843.3	Config. lectura PCD	1612
842.3	Config. escritura PCD	303	843.4	Config. lectura PCD	1613
842.4	Config. escritura PCD	310	843.5	Config. lectura PCD	1614
842.5	Config. escritura PCD	341	843.6	Config. lectura PCD	1616
842.6	Config. escritura PCD	341	843.7	Config. lectura PCD	1617
842.7	Config. escritura PCD	342	843.8	Config. lectura PCD	1619
842.8	Config. escritura PCD	342	843.9	Config. lectura PCD	1657
842.9	Config. escritura PCD	351	843.10	Config. lectura PCD	1690
842.10	Config. escritura PCD	351	843.11	Config. lectura PCD	1690
842.11	Config. escritura PCD	352	843.12	Config. lectura PCD	1692
842.12	Config. escritura PCD	352	843.13	Config. lectura PCD	1692
842.13	Config. escritura PCD	381	843.14	Config. lectura PCD	0
842.14	Config. escritura PCD	381	843.15	Config. lectura PCD	0
842.15	Config. escritura PCD	0	843.16	Config. lectura PCD	0
842.16	Config. escritura PCD	0	843.17	Config. lectura PCD	0
842.17	Config. escritura PCD	0	843.18	Config. lectura PCD	0
842.18	Config. escritura PCD	0	843.19	Config. lectura PCD	0
842.19	Config. escritura PCD	0	843.20	Config. lectura PCD	0

Figura 5.5: Configuración de los PCD de escritura y lectura con los parámetros deseados.

- *Sección izquierda*: se organiza en una estructura de tipo árbol y el contenido se puede expandir o comprimir según sea necesario. Muestra los parámetros con sus sub-secciones, las alarmas, los proyectos, los variadores conectados, etc.
- *Sección derecha*: muestra los detalles del elemento resaltado en la vista izquierda. En esta sección, cada uno de los parámetros enlistados pueden ser modificados según necesidad (excepto los que se encuentren en color gris, parámetros “no seteables”), o bien visualizar el último valor que ha tomado el mismo.

Para poder controlar el variador vía Modbus, además de configurar el puerto serie de la manera en que se mencionó anteriormente, fue necesario cargar los parámetros de interés en los bloques de proceso para que estos puedan ser modificados desde LV, como se muestra en la tabla 5.8, donde se presentan todos los parámetros configurados con su respectiva ubicación de memoria, tipo de dato y registro en el MCT-10 y Labview.

### 5.3. Programación bajo el entorno de Labview

*LabView (LV)* es una herramienta gráfica de programación para prueba, control y diseño de proyectos de automatización industrial, desarrollado por la

Tabla 5.8: Listado de parámetros utilizados con sus factores de conversión.

Par.	Nombre	Registro MCT	Registro LV	Tipo de dato	FC
1685	Control Word	842.0	2809	V2	0
1686	Referencia	842.1	2810	N2	0
302	Ref. mínima	842.2	2811	Int32	-3
303	Ref. máxima	842.3	2812	Int32	-3
310	Ref. interna	842.4	2813	Int16	-2
341	Rampa 1 ( $T[s]_{acel.}$ )	842.5	2814	UInt32	-2
341	Rampa 1 ( $T[s]_{acel.}$ )	842.6	2815	UInt32	-2
342	Rampa 1 ( $T[s]_{desacel.}$ )	842.7	2816	UInt32	-2
342	Rampa 1 ( $T[s]_{desacel.}$ )	842.8	2817	UInt32	-2
351	Rampa 2 ( $T[s]_{acel.}$ )	842.9	2818	UInt32	-2
351	Rampa 2 ( $T[s]_{acel.}$ )	842.10	2819	UInt32	-2
352	Rampa 2 ( $T[s]_{desacel.}$ )	842.11	2820	UInt32	-2
352	Rampa 2 ( $T[s]_{desacel.}$ )	842.12	2821	UInt32	-2
381	T[s] rampa parada rápida	842.13	2822	UInt32	-2
381	T[s] rampa parada rápida	842.14	2823	UInt32	-2
1603	Status Word	843.0	2909	V2	0
1605	Main Actual Value	843.1	2910	N2	-2
1610	Potencia [kW]	843.2	2911	Int32	1
1612	Motor Voltaje	843.3	2912	UInt16	-2
1613	Frecuencia	843.4	2913	UInt16	-1
1614	Motor Corriente	843.5	2914	Int32	-1
1616	Torque [Nm]	843.6	2915	Int32	-1
1617	Velocidad [RPM]	843.7	2916	Int32	67
1619	Sensor KTY	843.8	2917	Int16	100
1657	Realimentación [Unit]	843.9	2918	Int32	67
1690	Código de alarma	843.10	2919	UInt32	0
1690	Código de alarma	843.11	2920	UInt32	0
1692	Código de advertencia	843.12	2921	UInt32	0
1692	Código de advertencia	843.13	2922	UInt32	0
1686	Puerto FC Referencia	843.14	2923	N2	0

compañía National Instruments (NI). El lenguaje que usa se llama *lenguaje G*, donde la G simboliza que es lenguaje Gráfico, lo que significa que el programa no se escribe mediante líneas de programación sino que se “dibuja”, facilitando su comprensión. Al tener ya prediseñados una gran cantidad de bloques, se le facilita al usuario la creación del proyecto, con lo cual en vez de estar una gran cantidad de tiempo en programar un dispositivo/bloque, se le permite invertir mucho menos tiempo y dedicarse un poco más en la interfaz gráfica y la interacción con el usuario final.

Cada nuevo proyecto finaliza con la extensión “VI” (Virtual Instrument), el cual es la plataforma que contendrá a las siguientes dos partes bien diferenciadas del soft:

1. **Panel Frontal:** interfaz gráfica, la cual se utiliza para interactuar con el usuario cuando el programa se está ejecutando. Los usuarios podrán observar los datos del programa actualizados en tiempo real (la velocidad de un motor, la temperatura de un sensor, etc). En esta interfaz se definen los controles (se usan como entradas, pueden ser botones, marcadores, etc...) e indicadores (se usan como salidas, pueden ser gráficas....).
2. **Diagrama de Bloques:** es el programa propiamente dicho, donde se define su funcionalidad. Aquí se colocan íconos que realizan una determinada función y se interconectan constituyendo el código que controla el programa. Suele haber una tercera parte icono/conector que son los medios utilizados para conectar un VI con otros VIs.

Para lograr la comunicación entre la PC y el VDF, NI ofrece cuatro mecanismos principales para conectar dispositivo Modbus:

- Un servidor OPC de alto nivel.
- Un servidor de E/S Modbus.
- Un API de Modbus a través de los módulos LabVIEW Real-Time.
- Una *librería Modbus*.

En este proyecto se utilizó la última opción, debido a que este método es el más simple de los cuatro, es gratis y no carece de tiempo de utilización (límite de prueba).

### 5.3.1. Librería MODBUS

Esta librería es un conjunto de VI's de descarga gratuita que proporcionan comunicación Modbus de cualquier estándar (Ethernet o puerto serie) y ofrece funcionalidad tanto de maestro como esclavo. La figura 5.6 muestra los bloques que se han utilizado, siendo el de la izquierda **MB Serial Init** el bloque en el cual se configuran los parámetros del puerto serie (Modo de comunicación, Baudios, Paridad, etc.). El **MB Serial Master Query**, bloque de la derecha, tiene la posibilidad de elegir que función realizar, entre las enlistadas en la tabla 5.3.

En función de cual opción se elija, las entradas y salidas del bloque varían en cantidad y tipo de dato admitido.

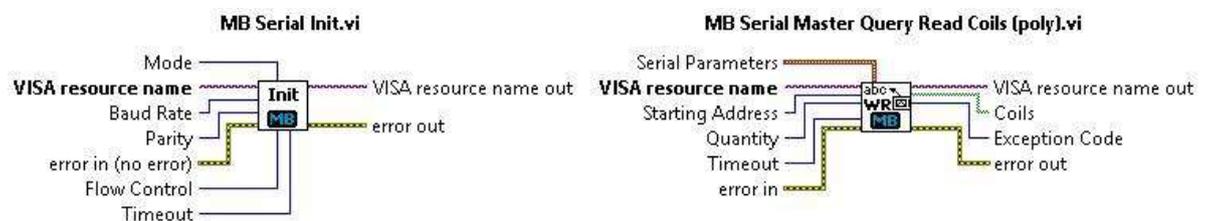


Figura 5.6: Librería Modbus.

### 5.3.2. Librería EXCEL

Para la importación de los datos de velocidad, recopilados en una planilla de cálculo, la forma más adecuada para hacerlo fue valerse de subvi's diseñados para tal fin. Estos bloques, agrupados y conectados de forma lógica en el diagrama en bloques, nos permitieron extraer los datos de velocidad de viento almacenados en las distintas filas (teniendo en cuenta una ventana temporal de adquisición de datos de 5 minutos) y hojas de la planilla de cálculo denominada "**Perfiles de velocidad.xls**", según el momento del año que se esté emulando.

La figura 5.7 es una representación de cada uno de estos bloques con sus respectivas entradas y salidas, indicando cuál es la función que cumple cada uno.

La librería Excel solo es aplicada al **modo de control Automático** del programa porque los datos registrados por la estación meteorológica ingresan cada cierto tiempo (definido por el usuario) de forma automática, lo que impide que el operario tenga control sobre el valor de los mismos, pero si puede afectar, si lo desea, el tiempo de muestreo de cada "ventana".

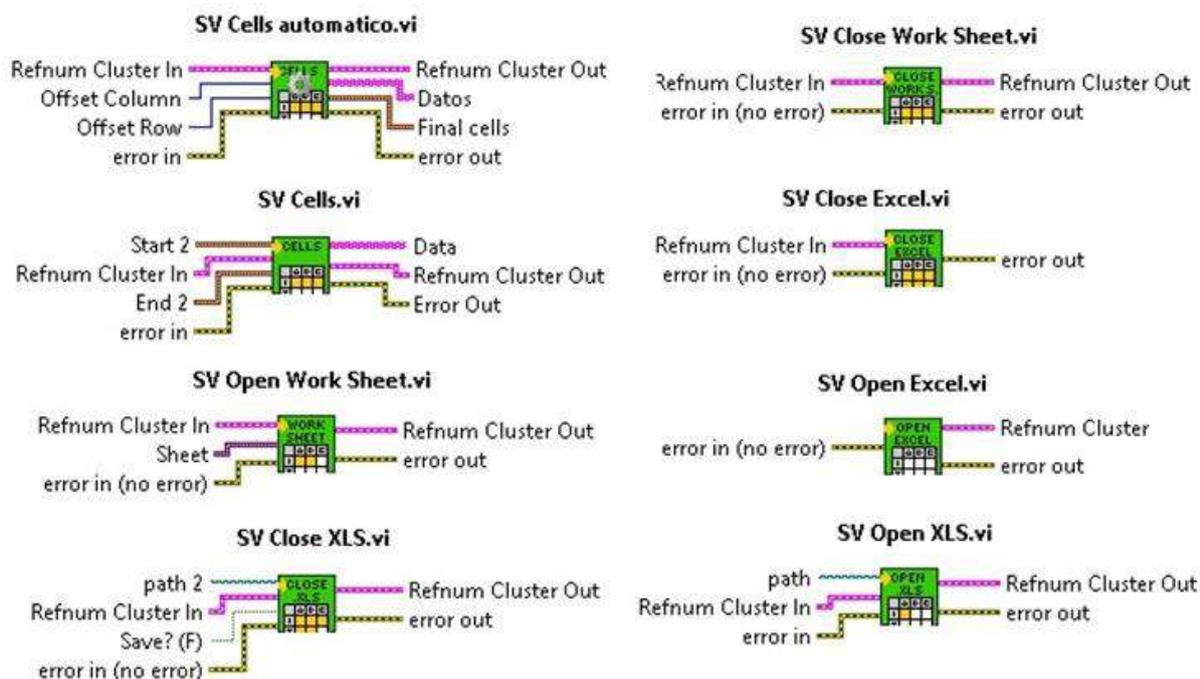


Figura 5.7: Librería Excel para importar datos de una planilla de cálculo a LV.

Para el *modo de control Manual*, esta librería no es de utilidad. La velocidad del viento se ingresa por medio de un potenciómetro localizado en el panel frontal del programa según la necesidad de emulación planteada.

### 5.3.3. Secciones del diagrama en bloques

El diagrama en bloques diseñado para la programación del emulador, está formado por distintas secciones, agrupadas según su funcionalidad, de forma tal que su interpretación para futuros desarrolladores de este proyecto de investigación sea simple y clara.

La estructura básica principal es la que presenta la figura 5.8, muy similar para ambos modos de control (Automático y Manual). La única diferencia, es que en modo manual no hay una secuencia de adquisición de datos de forma automática. Como se puede ver, la primera estructura es un CASE, donde por medio de un interruptor se selecciona entre TRUE (Automático) o FALSE (Manual). En el interior de esta, hay alojada una FLAT SEQUENCE conformada por tres o cuatro secuencias según corresponda.

Para pasar de una secuencia a otra, se debe cumplir la condición que genera que el WHILE LOOP anterior se detenga, colocando un TRUE en la condición STOP.

En los apartados siguientes, se explicará con detalle las secciones que conforman el diagrama en bloques (estructura y funcionamiento); partiendo del puerto serie hasta llegar a la carga del manual de usuario.

### Puerto Serie

Para lograr la comunicación entre el VDF y la PC se utilizó el bloque modbus *MB Serial Init.vi*. En el mismo, se realizó la configuración del puerto COM a utilizar, la velocidad de transmisión (baudios) y la paridad (PAR, para nuestra aplicación).

### Importación de datos

En el modo de control automático, los valores de velocidad se encuentran alojados en diferentes hojas de una planilla de cálculo <sup>2</sup>. Estos son consultados por LV por medio del empleo de la librería Excel, que conectados de la forma adecuada importarán los datos.

En caso de no seleccionar un perfil de viento a emular, se generará un error el cual deriva en un cartel indicador con el texto “*SELECCIONE MUESTRA DE DATOS*”.

### Comprobación de máximo torque

Una vez seleccionado el modo de control y cargado los valores de velocidad se debe elegir el tipo de aerogenerador a emular.

La escala de la velocidad específica (TSR) y radio de la pala ( $R$ ) se modifica de forma inmediata dependiendo de si la máquina es Tripala, Darrieus, etc., esto se hace para que los valores de  $C_p$  sean los correspondientes a cada TSR y trabajar siempre sobre la curva del aerogenerador; ya que los modelos que se están emulando corresponden al **caso ideal**. (Ver apartado 4.2.1)

En el Modo Automático (M.A.), de los valores de velocidad importados se obtiene el de máximo valor ( $v_{max}$ ); este es el que se emplea para calcular, junto con el TSR y  $R$  pre-establecidos, el mayor torque permitido (ecuaciones 4.40 y

---

<sup>2</sup>Ver archivo “Perfiles de Velocidad.xls”

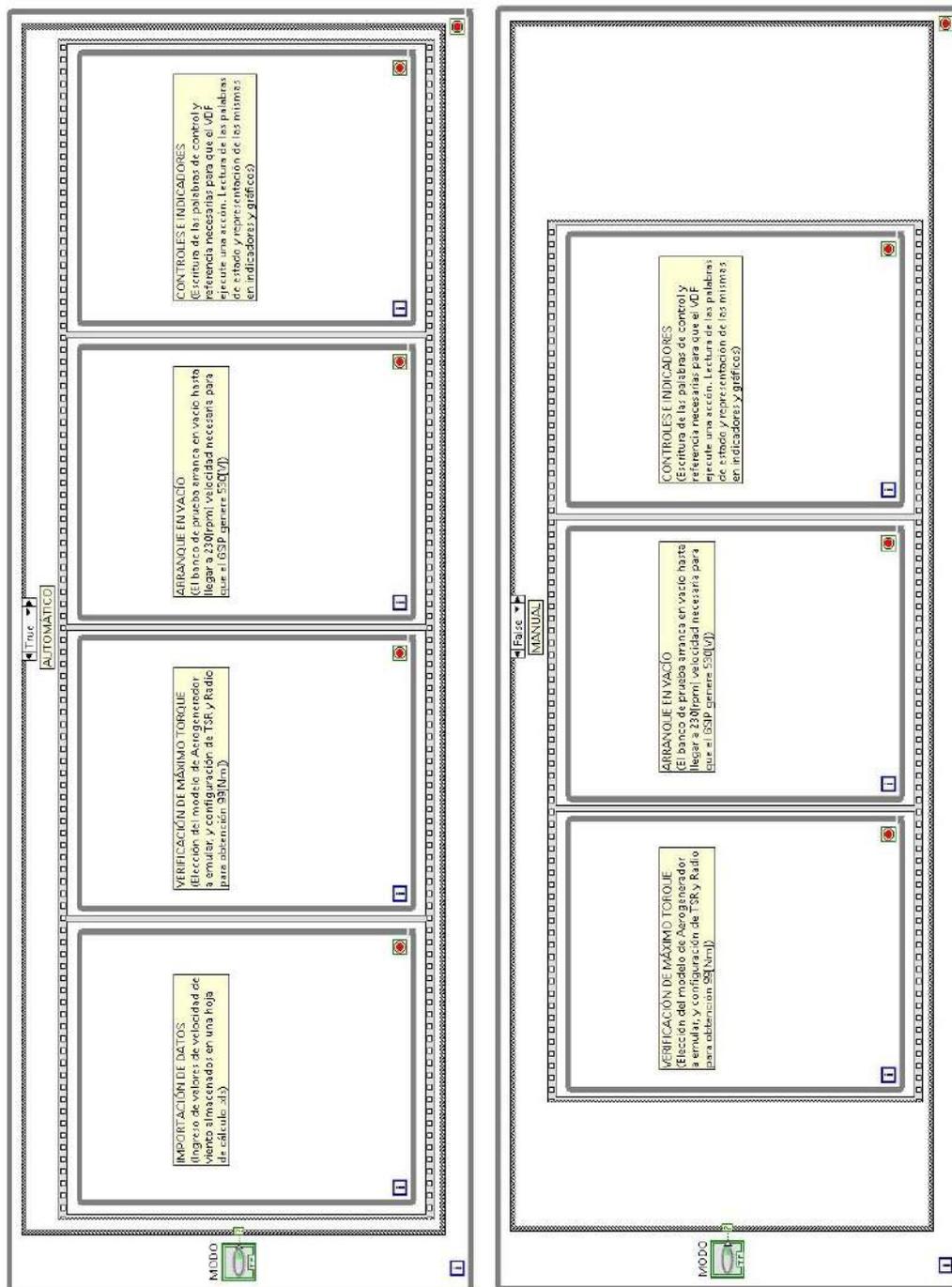


Figura 5.8: Estructura básica del diagrama en bloques.

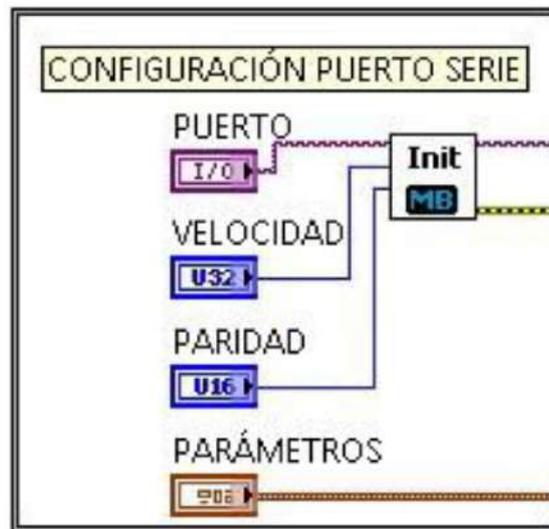


Figura 5.9: Puerto serie.

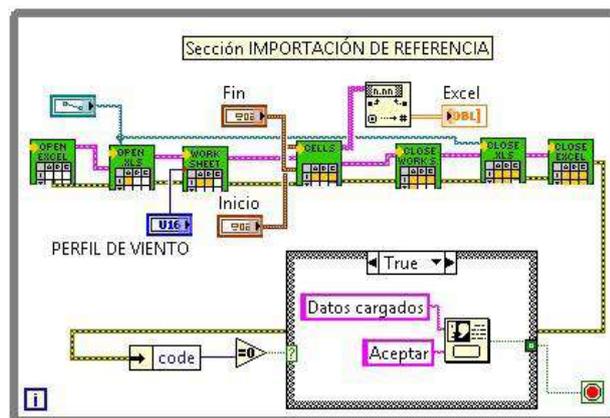


Figura 5.10: Librería Excel para la importación de datos en modo automático.

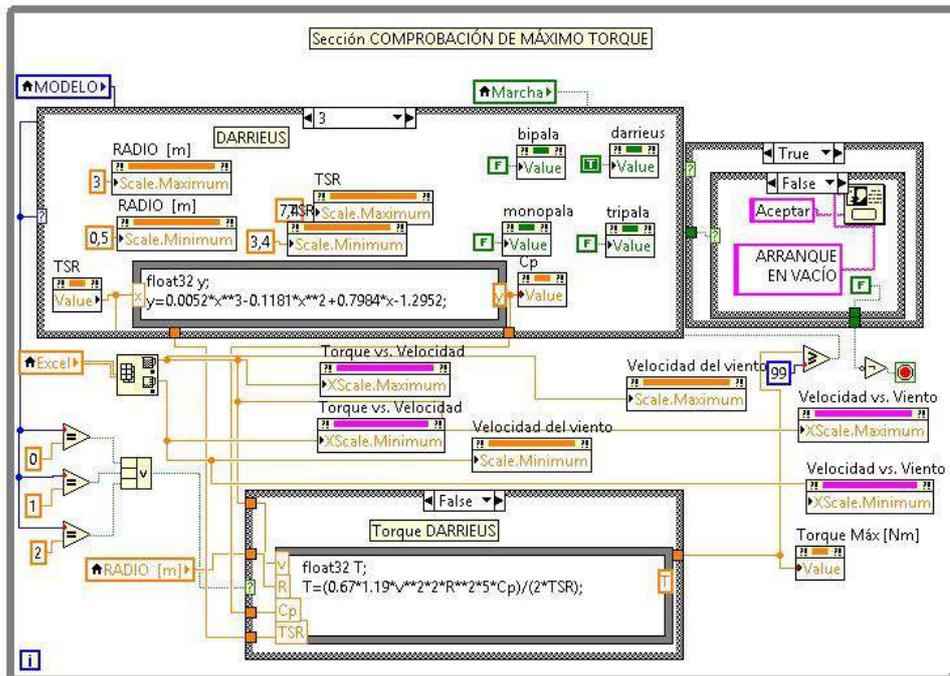


Figura 5.11: Comprobación de máximo torque y escritura de escala de los gráficos.

4.41); lo que implica que cualquier dato de velocidad que sea igual o menor al máximo valor, nunca generará un torque superior.

Para el Modo Manual (M.M.) el método de comprobación difiere del anterior; en este caso el torque se deja constante en  $99[Nm]$  (limitación mecánica impuesta por el accionamiento, motor, disponible para este banco de prueba) y junto con el  $TSR$  y  $R$ , lo que se determina es la velocidad máxima de viento que generaría  $99[Nm]$ .

### Arranque en vacío

Una vez cumplida la condición de torque, se da marcha al banco de ensayos. Se lleva al GSIP a una velocidad de rotación de  $230[rpm]$  de forma que este genere una tensión eficaz entre línea de  $550[V]$  necesaria para cargar los condensadores del rectificador.

Dependiendo de la constante de tiempo de carga de los capacitores del rectificador conectado aguas abajo del GSIP, el tiempo de arranque puede ser ajustado desde 1 hasta  $60[s]$ , de manera de mantener la tensión constante del bus de CC un determinado período, necesario para que estos lleguen al valor requerido para poder cargar el rectificador de forma gradual.



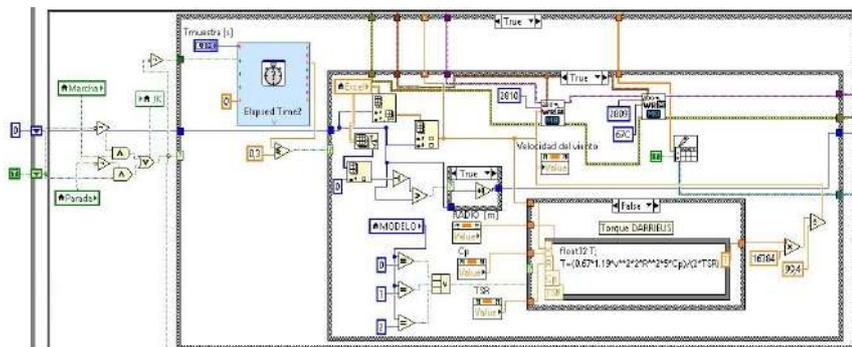


Figura 5.13: Escritura de palabra de control y referencia en el VDF.

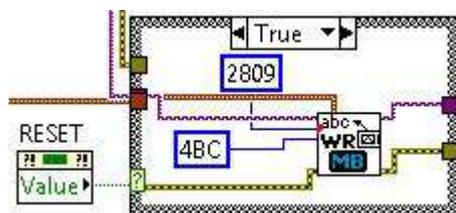


Figura 5.14: Escritura de la palabra 4BC en el variador.

Si surgiera alguna alarma o advertencia, al pulsar el botón RESET se escribe la palabra 4BC en el registro 2809 lo que permite que el variador vuelva a su estado normal de funcionamiento.

### Indicadores y Gráficos

Para conocer el estado actual del VDF es necesario saber el valor que poseen sus parámetros instante a instante. Es por ello que se han representado los registros de lectura en una serie de indicadores numéricos e indicadores gráficos, de forma que permitan una mejor apreciación de *cómo el aerogenerador se comporta ante diferentes estados climáticos y de carga*.

Lo citado en el párrafo anterior se logró por medio de los bloque Modbus, salvo que en este caso los registros son de lectura, partiendo desde el 2910 “Palabra de Estado” (2909 labview) hasta el 2930. (Ver figura 5.15)

Los parámetros de interés son:

- Referencia [Nm];
- Torque [Nm];
- Potencia [W];

- Tensión [V];
- Frecuencia [Hz];
- Corriente [A];
- Velocidad [rpm];
- Realimentación [rpm];
- Temperatura [°C].

En lo que a gráficos se refiere, contamos con cuatro diferentes modelos:

- **Torque vs. Tiempo:** Comparación entre la consigna de torque y la calculada por el propio VDF.
- **Torque vs. Viento:** Torque generado por las distintas velocidades de viento a medida que esta incide sobre las “palas” del aerogenerador.
- **Rotación vs. Tiempo:** Comportamiento del MTI cuando varía su velocidad de rotación.
- **Rotación vs. Viento:** Rotación generada por las distintas velocidades de viento a medida que esta incide sobre las “palas” del aerogenerador.

### Alarmas y advertencias

La lectura de alarmas y advertencias desde el emulador son de gran importancia porque indican si surgió algún desperfecto en el variador (sin necesidad de mirar el LCP), permitiendo desconectar el sistema antes de que la falla perjudique en mayor medida a los componentes del banco de ensayos.

Las alarmas y advertencias seleccionadas son las indicadas en la tabla 5.9. Como el tipo de dato de ambas es un entero de 32bits “UInt32”, se guardaron dos registros de lectura para cada una. (Ver tabla 5.8)

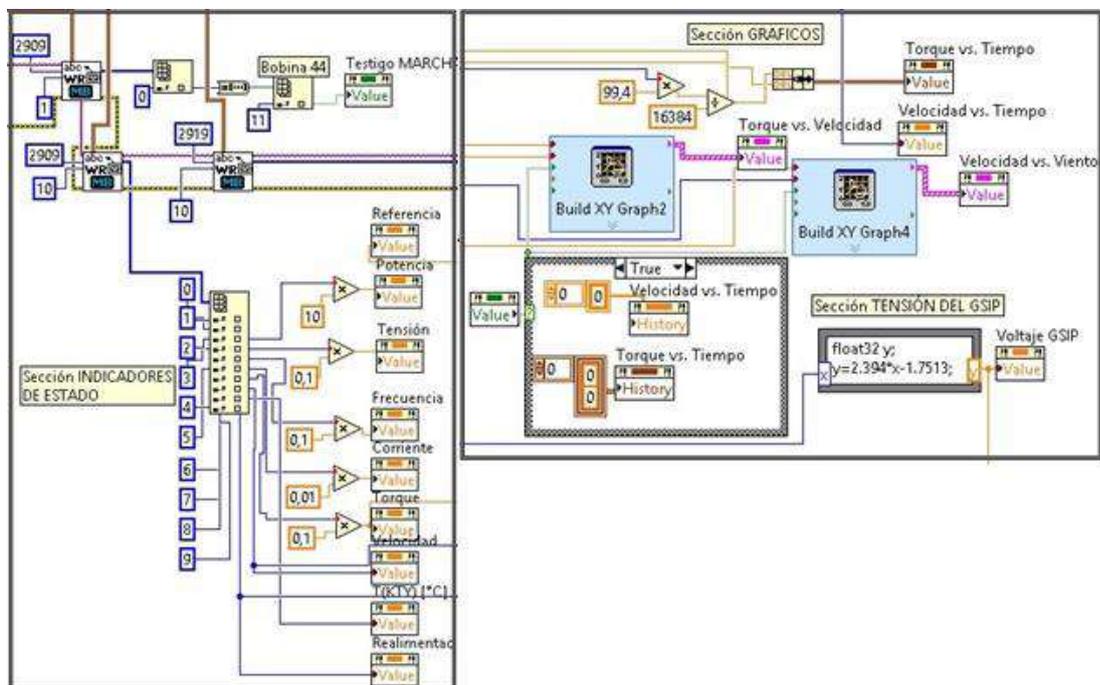


Figura 5.15: Lectura de registros (izq.) y estructura de gráficos (der.).

Tabla 5.9: Alarmas y advertencias del VDF utilizadas en LV.

Valor [decimal]	Tipo de alarma	Advertencias
32	Sobrecorriente	-
64	Límite de par	Límite de par
128	Sobret temperatura del motor	-
4096	Cortocircuito	-
2097152	-	Límite de velocidad
33554432	-	Límite de corriente
134217728	-	Límite de voltaje
536870912	Error de seguimiento	Error de seguimiento
1073741824	Parada de seguridad	-

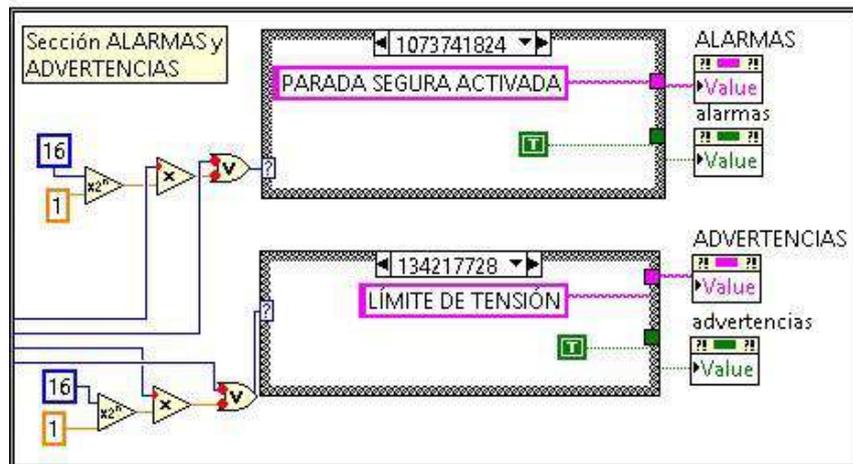


Figura 5.16: Programación para la lectura de alarmas y advertencias.

### Exportación de datos

Es de gran utilidad que los valores adquiridos por los parámetros a medida que estos varían se almacenen en un archivo para tener registros de los mismos y poder hacer un estudio posterior. Por lo tanto, se ha programado el software emulador para que los datos se guarden en una hoja de cálculo de Excel de forma automática.

En primer lugar se escribe un encabezado (array de string), con los nombres de las magnitudes de interés y debajo de éstos los valores de las mismas. (Ver figura 5.17)

### Carga del manual de usuario

Por último, con el empleo de un contenedor ActiveX se cargó el manual de usuario, de extensión “.pdf”, para que cada vez que se corra la simulación, el archivo se inserte de forma automática en la sección ayuda del panel frontal<sup>28</sup>. (Ver figura 5.18)

#### 5.3.4. Panel frontal

El aspecto del panel frontal del emulador eólico es el que se aprecia en la figura 5.19. Está formado por tres secciones principales:

1. *Puerto serie.*

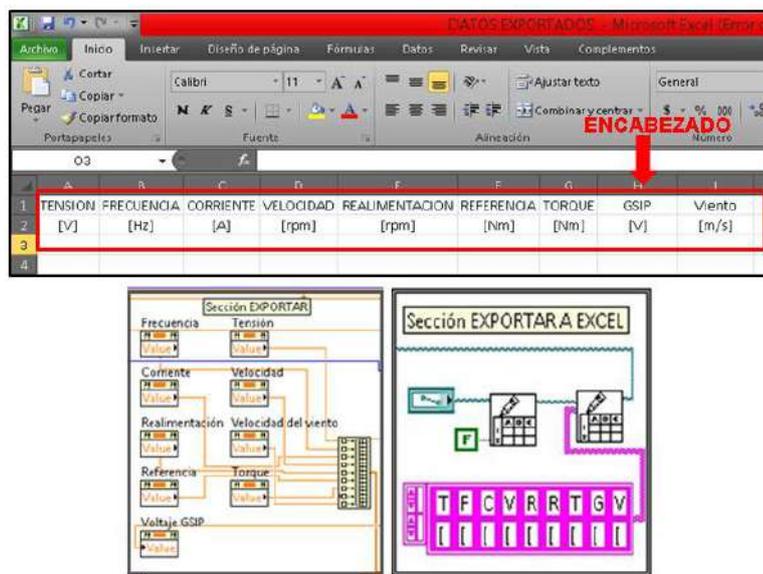


Figura 5.17: Escritura de datos en hoja de cálculo.

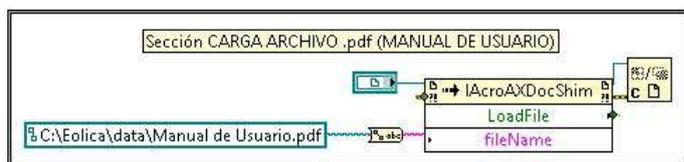


Figura 5.18: Configuración de bloques para inserción de archivo.

2. *Botonera de Accionamiento.*

3. *Escritura / Lectura de variables.*

- a) Ingreso de datos;
- b) Visualización de Parámetros;
- c) Ayuda;

### **Puerto serie**

Se hace la configuración del puerto que va a comunicar la computadora con el dispositivo a controlar.

- *Puerto:* Se elige que puerto de la PC se utiliza para conectar el conversor.
- *Velocidad:* La velocidad de transmisión de los datos en baudios.
- *Paridad:* Varía entre PAR, IMPAR, SIN PARIDAD.
- *Modo:* Si el formato de los mensajes transmitidos está en modo RTU o ASCII.
- *Dirección:* La dirección del dispositivo esclavo que se está controlando (1 a 256).
- *Errores de salida:* Cuando el programa sufre algún imprevisto en su funcionamiento, el código y descripción del error ocurrido aparecen en los cuadros correspondientes.

### **Botonera de accionamiento**

Tiene alojados los controles para la puesta en marcha del banco de ensayo. En primer lugar el tiempo de arranque en vacío, necesario para cargar los capacitores del rectificador AC-DC. Luego, se puede optar por elegir entre modo Manual o Automático. Los botones de Marcha - Parada, cuya acción mecánica es la de un pulsador, funcionan por medio de un Flip-Flop JK.

Y por último, Reset y Borrar Gráficos, sirven para restaurar el VDF cuando surge una Alarma / Advertencia y borrar los gráficos entre simulaciones.

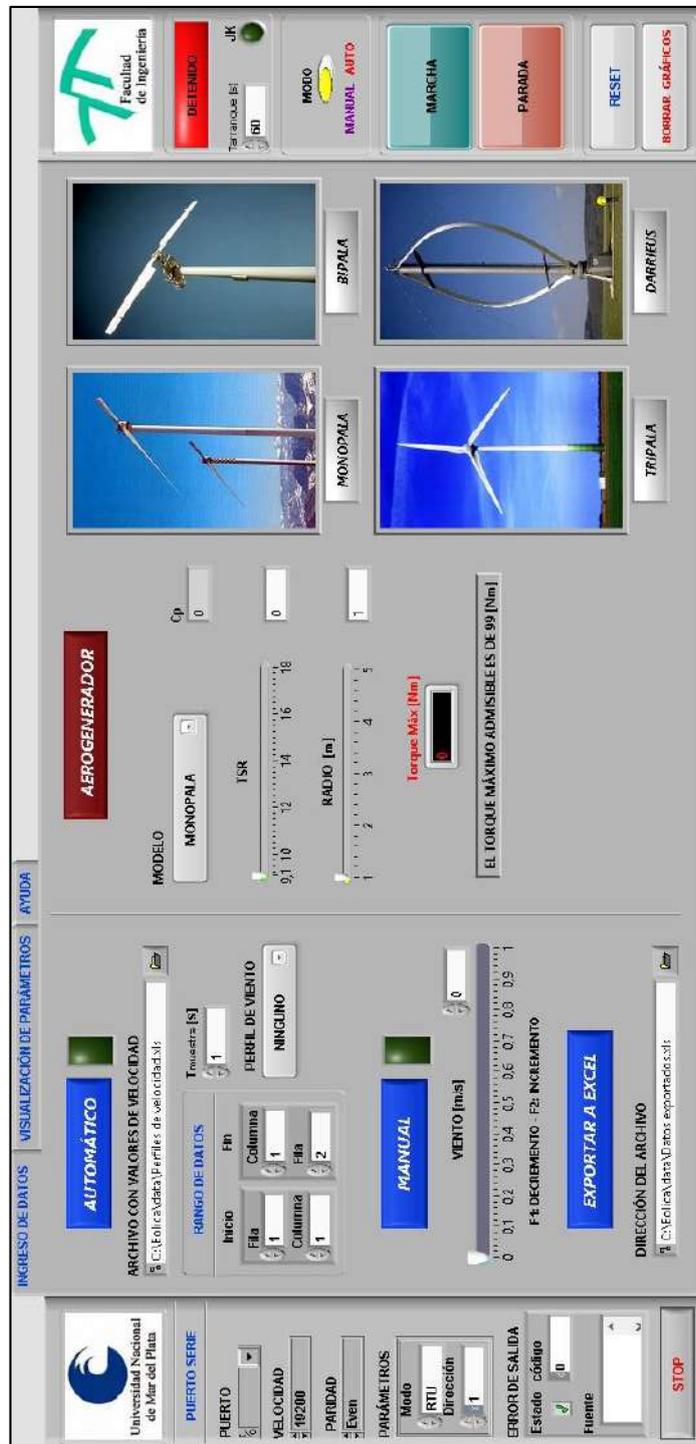


Figura 5.19: Sección ingreso de datos del panel frontal.

### Escritura / Lectura de variables

Contiene todo lo referente a ingreso de datos, variación de las características del aerogenerador y representación de gráficos. Como se ve en la figura 5.19, se compone de tres sub-secciones que se eligen haciendo clic en la solapa correspondiente.

1. Ingreso de datos.
2. Visualización de parámetros.
3. Ayuda.

### Ingreso de datos

En el modo Automático primero se debe cargar el archivo de datos (planilla de Excel) que contiene los valores de velocidad de viento. En Manual, la velocidad de viento es controlada por medio de un potenciómetro deslizable.

En cuanto a la elección de aerogeneradores disponibles para emular, se seleccionan a través del menú desplegable.

### Visualización de parámetros

Se representan los parámetros característicos a saber del MTI, la tensión de línea generada por el GSIP, la temperatura de los bobinados estáticos del MTI y una serie de gráficos necesarios para visualizar la evolución de las distintas magnitudes. (Ver figura 5.20)

El MTI posee aislación clase F ( $150^{\circ}\text{C}$ ). Para poder registrar fehacientemente el valor de la temperatura real existente en las cabezas de bobinas del MTI, la forma más adecuada (y sugerida por el fabricante Danfoss) fue la de hacer uso de un sensor resistivo al silicio del tipo KTY, el cual se encuentra alojado en el interior de la máquina. Este valor se verá reflejado en el panel frontal mediante un *Termómetro*.

### Menú Ayuda

Se tiene acceso al Manual de Usuario, donde se puede obtener toda la información necesaria para hacer uso correcto del banco emulador y consejos de aplicación que permiten hacer más dinámico al programa. (Ver figura 5.21)

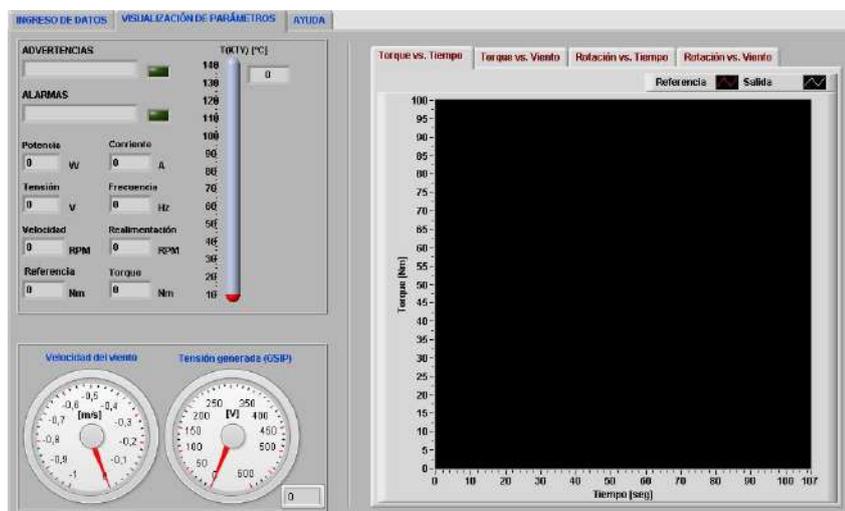


Figura 5.20: Sección visualización de parámetros del panel frontal.

Una forma de comprender mejor la lógica que sigue el instrumento virtual es por medio del análisis del diagrama de flujo detallado en la figura 5.22.

### 5.3.5. Instalador y página web

Para que el programa emulador pueda ser utilizado en cualquier computadora se creó un **INSTALADOR**, el cual permite que se ejecute sin necesidad de instalar previamente LabView. Este contiene los elementos necesarios como librería modbus y excel, archivos “Perfiles de velocidad.xls”, “Datos exportados.xls” y “Manual de usuario.pdf”.

La ruta de instalación es **C:\Eolica**. (Ver figura 5.23)

Se optó por crear una carpeta directamente en la dirección del disco raíz de forma tal que todos los componentes se alojen en ese lugar, debido a que la mayoría de las máquinas hoy en día contienen la unidad “C:\”.

Una vez instalado el programa, se crea un acceso en el menú inicio. (Ver figura 5.24)

Por último, se realizó una página web que permite controlar el banco emulador por medio de internet, lo que facilita el manejo del mismo a distancia sin necesidad de trabajar en el laboratorio de máquinas eléctricas.

Cabe aclarar, que se tiene control sobre el VDF por medio de la página siempre y cuando esta se abra empleando **Internet Explorer** y la computadora que se encuentra alojada en el lugar del banco de ensayos esté encendida con el instrumento virtual abierto.

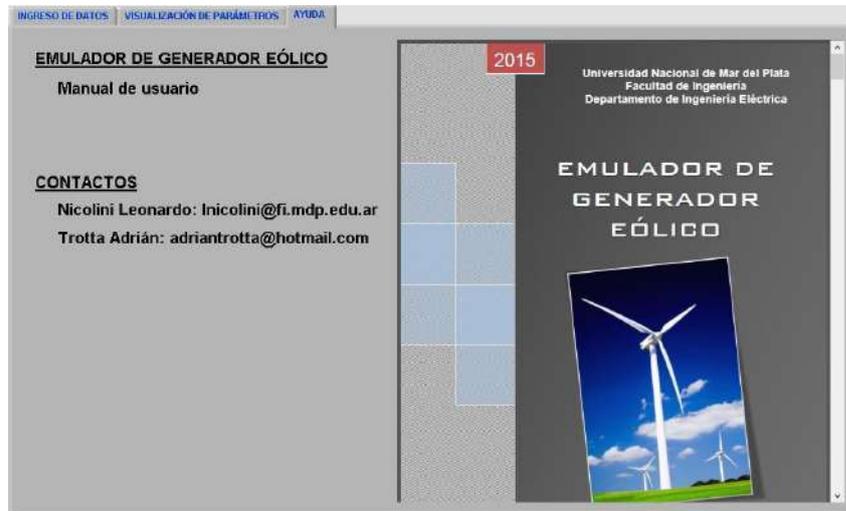


Figura 5.21: Sección ayuda del panel frontal.

La ruta de enlace del sitio web es: <http://10.2.23.29:8000/Eolico.html>

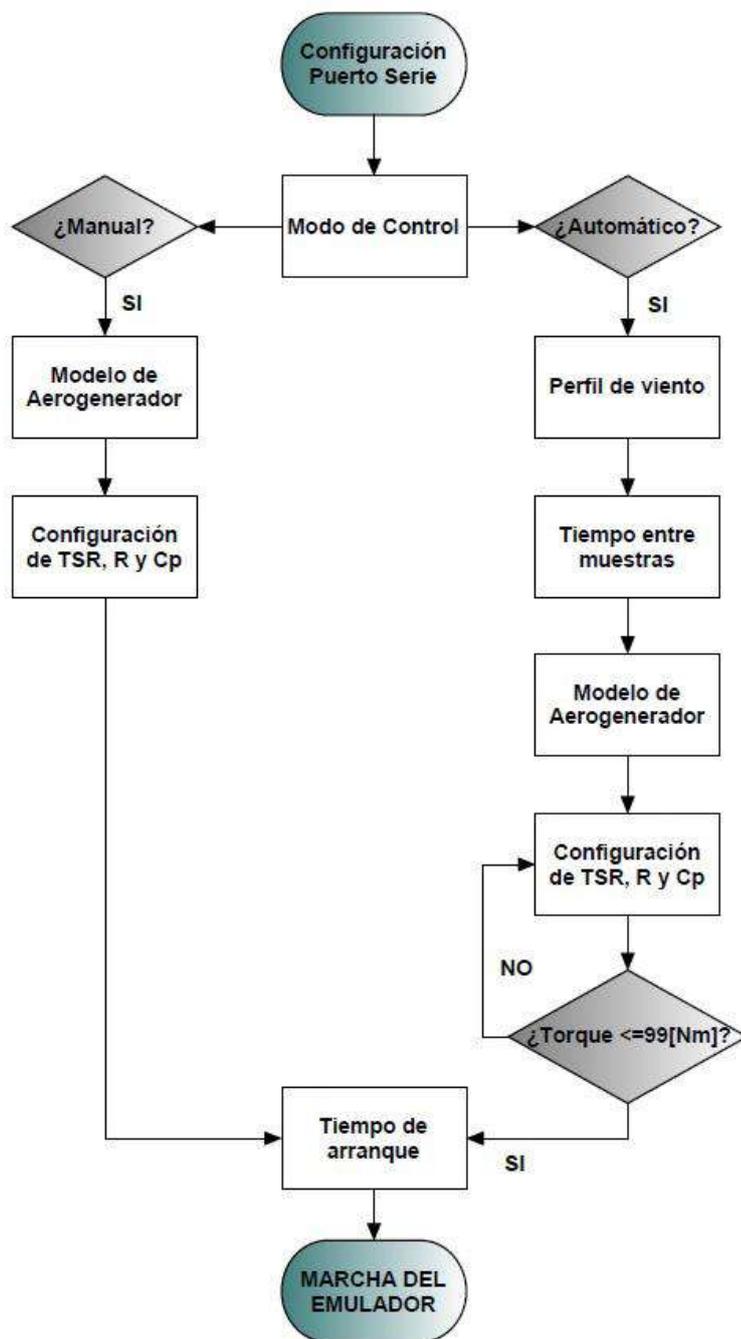


Figura 5.22: Diagrama de flujo del emulador.

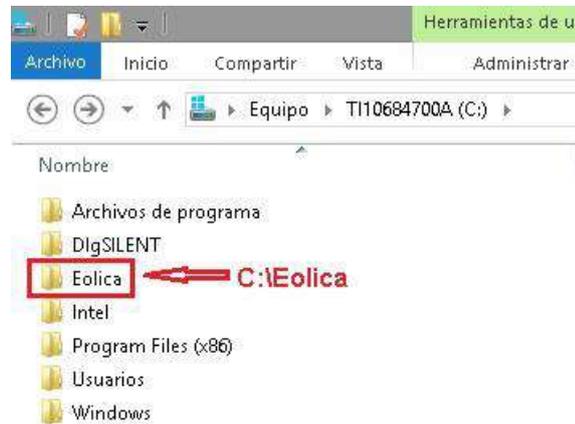


Figura 5.23: Creación de la carpeta “Eolica” en C:\.



Figura 5.24: Acceso directo creado en el menú “Inicio” de Windows.

## 5.4. Conclusiones

Se ha desarrollado un instrumento virtual de fácil y rápida ejecución, sin conocimientos previos de programación, dado por la versatilidad de las herramientas del software de programación gráfica LabView. La utilización de la librería modbus ha facilitado la comunicación serial entre la interface HMI y el VDF. Por otra parte, el driver propio de la unidad del VDF nos permitió manipular el ingreso y egreso del estado de los parámetros del MTI con mayor comodidad y sin mayores complicaciones.

# Capítulo 6

## Resultados Experimentales

### 6.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es mostrar la forma de onda de las corrientes de línea inyectadas, examinar el comportamiento de la tensión del bus de CC en la entrada y las corrientes de inyección a la salida del inversor dispuesto en el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC) para la inyección de corriente directamente a la red eléctrica interna de la Facultad de Ingeniería. El control utilizado en el inversor es el RPCC ya publicado<sup>29 30</sup>. No se hará una descripción detallada del algoritmo de control ya que el lector puede acceder a estas referencias para interpretar los resultados que en este capítulo se mostrarán.

Para la obtención de las mediciones fue necesario un banco de pruebas con instrumentos adecuados para los niveles manejados de tensión y corriente, y un software para el análisis de las señales medidas.

### 6.2. Banco de pruebas

Para realizar las pruebas experimentales fueron necesarios los dispositivos que componen al banco de pruebas: el VDF DANFOSS FC 302, el rectificador-inversor, el MTI, el GSIP, un transformador de tensión de relación nominal 190/380[V] y los instrumentos de medición necesarios (osciloscopio Tektronix MSO 4034B 350[MHz] y las sondas de tensión y corriente). Las sondas de corriente utilizadas tienen  $\pm 0,16\% f.s.$  con 50 A de corriente máxima. La figura 6.1 muestra un diagrama esquemático del banco utilizado, la figura 6.2 muestra una

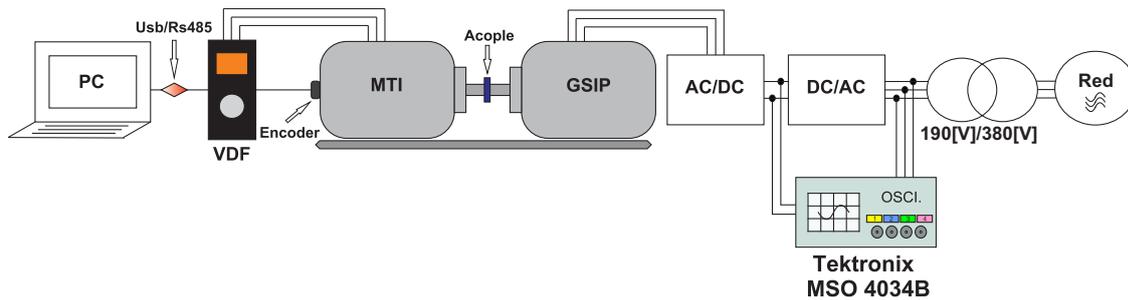


Figura 6.1: Diagrama esquemático del SCEE junto con el banco de pruebas diagramado para el conjunto de pruebas.

foto del banco de pruebas real (excluyendo la parte de inyección a la red) y la figura 6.3 muestra el inversor prototipo del LIC usado para inyectar corrientes a la red.

La foto del SCEE contiene tanto el GSIP como el MTI y parte del cable que une el ensamble con el L.I.C. donde se encuentra el rectificador no controlado y el inversor de tensión (convertidor DC/AC, en el esquema de la figura 6.1).

En la foto de la figura 6.3 se aprecia el gabinete eléctrico situado en el LIC que contiene el rectificador no-controlado, el inversor, las bobinas de inyección, el trafo de conversión, la PC de supervisión y la generación de referencias de corriente para inyección a la red.

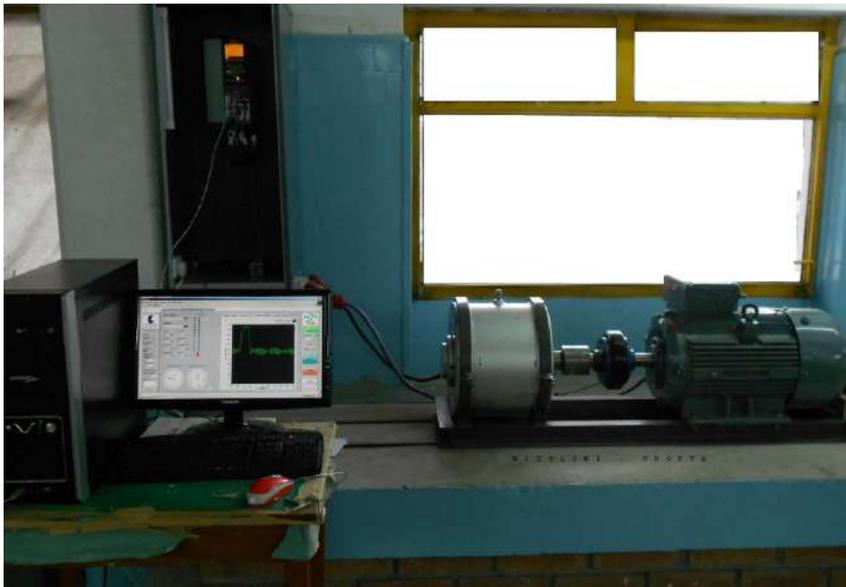


Figura 6.2: Foto del banco de pruebas.



Figura 6.3: Foto del inversor desarrollado en el LIC para inyectar corrientes a la red.

## 6.3. Pruebas

El objetivo es entonces comandar de manera remota, mediante conexión ethernet, una determinada velocidad de viento imponiendo al sistema un determinado par en el MTI. El MTI, acoplado mecánicamente al GSIP, es el que impone la potencia comandada por el variador y a su vez el GSIP inyecta la potencia variable (tensión/corriente/frecuencia) a los cables que son transmitidos hasta el LIC donde se rectifica en tensión y luego se convierte en alterna a una tensión constante de corriente variable para seguir al comando de potencia, que es el viento.

El modelo de aerogenerador utilizado en las pruebas, posee las características:

- *Modelo* : Tripala;
- *Radio* : 4,5[m];
- *TSR* : 6,38;
- $C_p$  : 0,467.

Con esos valores, el rango de velocidad de viento a emular fue de 0,5 a 7[m/s].

Se empezó con tres pruebas básicas para comprobar la efectividad del sistema donde se configuró al MSO para: canales 1, 2 y 3 (amarillo, celeste y violeta) corrientes de red inyectadas R, S, T, y canal 4 (verde) como la tensión del bus de C.C. Los canales de corrientes fueron configurados para 2,5 [A] por división (div) mientras que el de tensión fue configurada a 250 [V/div]. Por otra parte el horizontal fue configurado en 1M samples, es decir [250kS/s], suficientes para realizar pruebas directas de mediciones de alta calidad.

En la primera prueba de la figura 6.4 se aprecia el caso de la corriente en estado permanente, donde se fija una referencia de 19[Nm] y se encontró a través del control del inversor que una corriente de 3 [A] establece la tensión del bus de cc en un parámetro estable e igual a 670 [V]. Esta tensión fue elegida como la referencia en el inversor como un valor seguro y confiable, valor necesario para inyectar al primario del trafo una forma de onda de valor límite de hasta  $3 \times 220$  V. El transformador elevador de tensión asegura conectividad y aislación hasta la acometida de  $3 \times 380$  V.

Se procedió luego a incrementar la corriente de inyección de 3 [A] a 5 [A] y se logró capturar la transición de este evento en las figura 6.5. Se aprecia como existe una obligación del bus de c.c. hasta 130 [V] que el sistema puede soportar sin problemas. Luego de una transición de aproximadamente 7[div] el bus de cc vuelve a una situación estable, habiendo perdido 30[V].

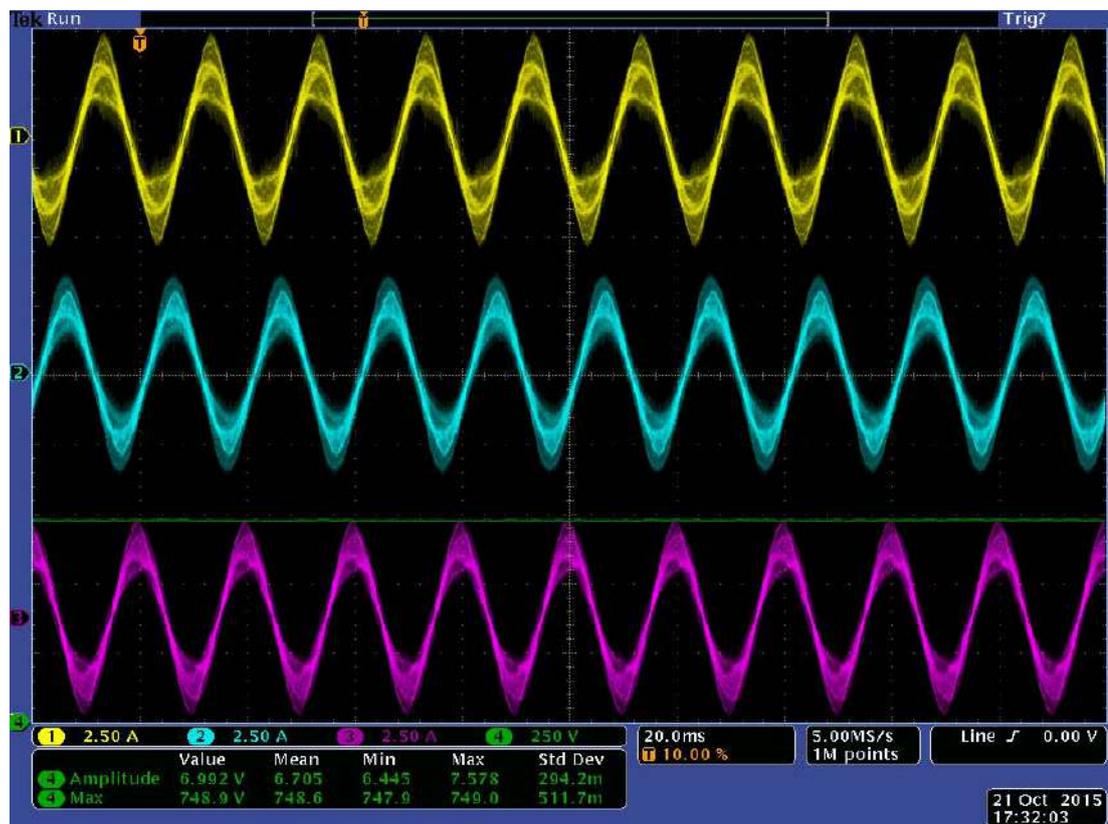


Figura 6.4: Corrientes de fase inyectando 3[A].  $P_{Gen} = 1710[W]$

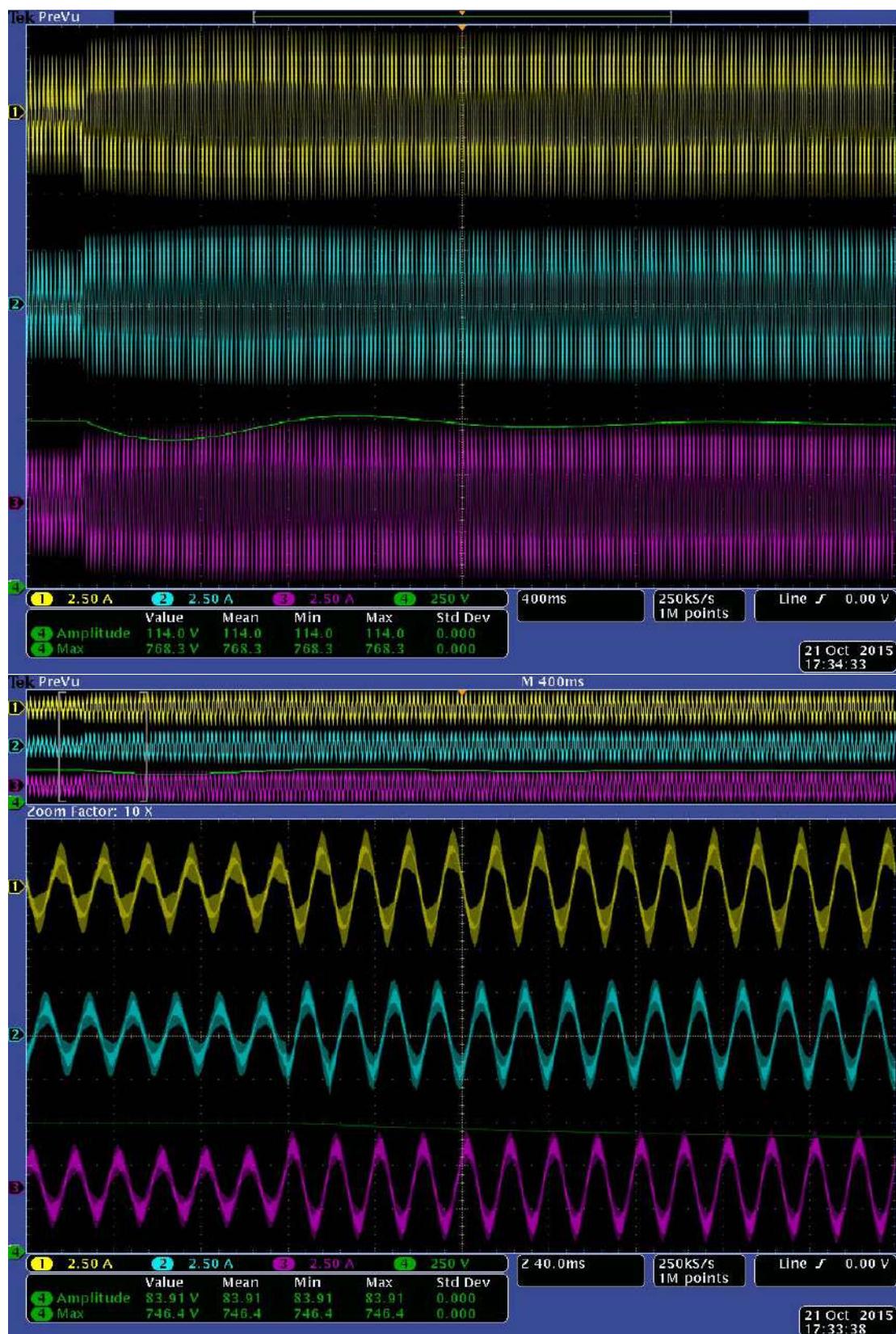


Figura 6.5: Corrientes de inyección ante un cambio de 3 A a 5 A. Se aprecia el *ringing* en el bus de cc y un detalle de los primeros ciclos del cambio .

En el segundo conjunto de pruebas que se pueden apreciar en la figuras 6.6 hasta 6.10. Estas pruebas tienen la misma escala de amplitud de corriente por div, sin embargo en la etiqueta del MSO se observa un configuración errónea. Lo importante de estas figuras es apreciar la calidad de la corriente inyectada, la cual va desde los 3,3 en la figuras 6.6 hasta los 7[A] en la figura 6.10.

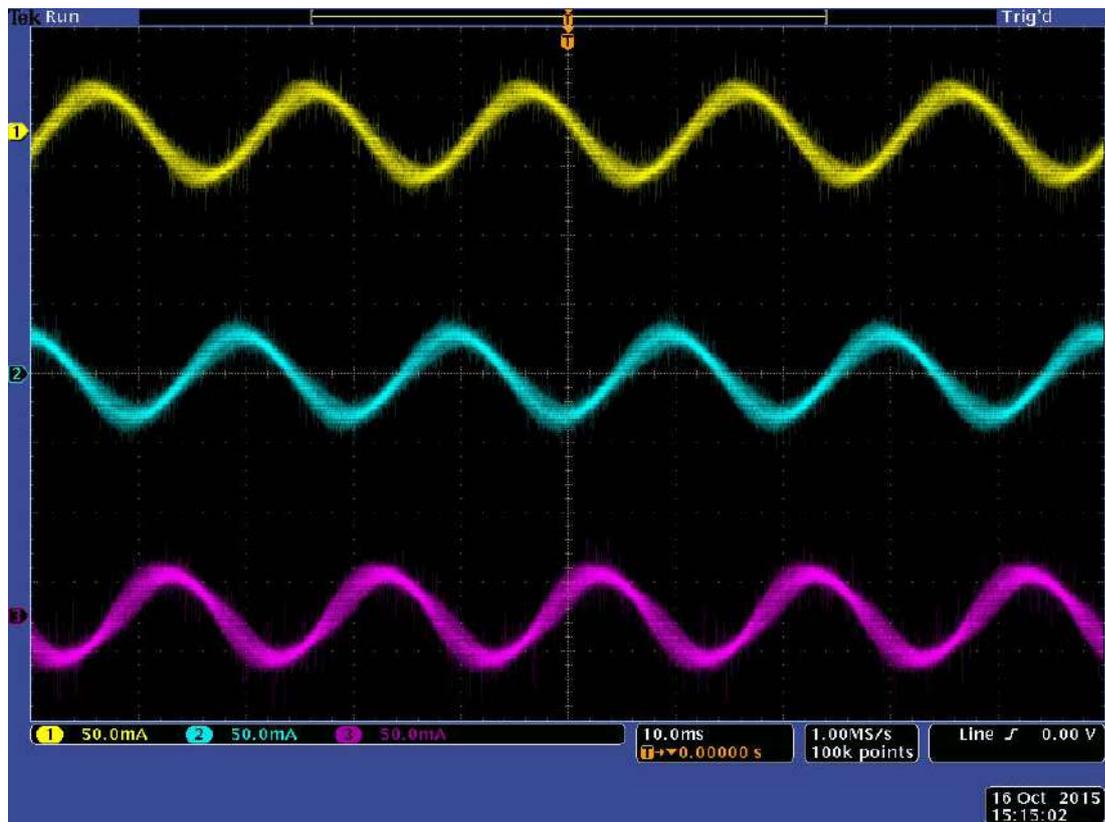


Figura 6.6: Corrientes de fase inyectando  $3[A_{p-p}]$ .

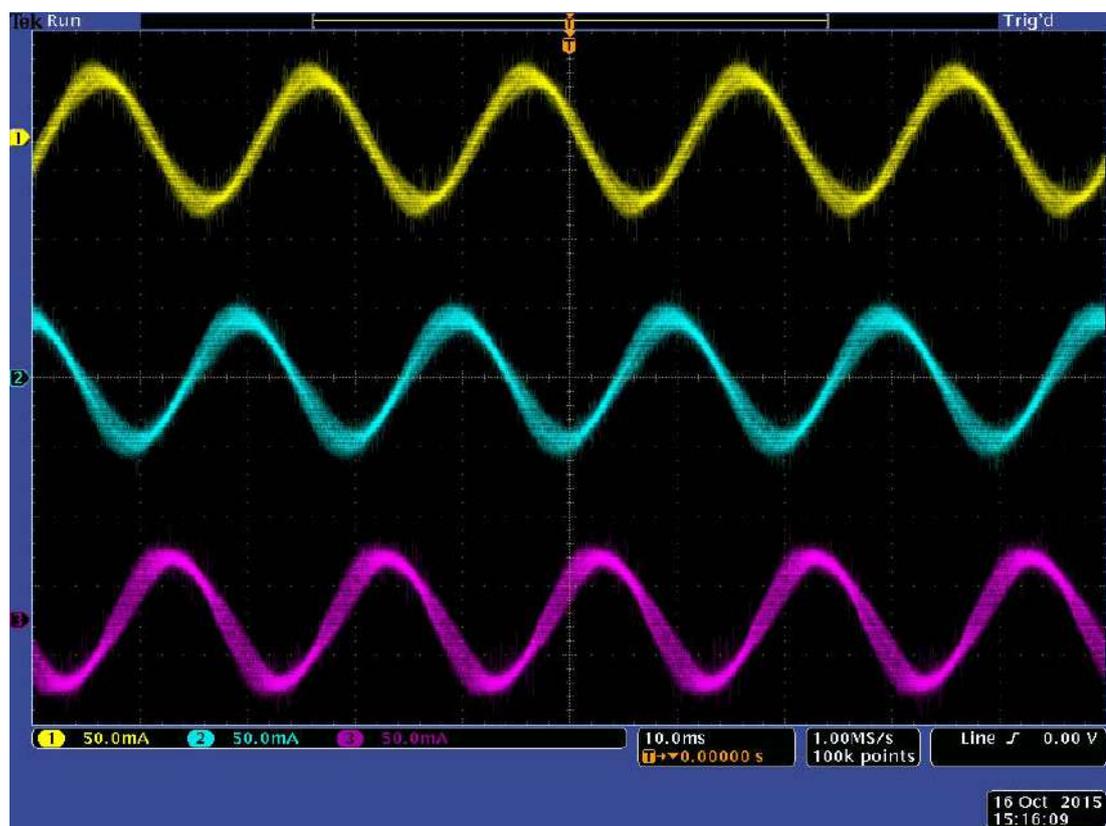


Figura 6.7: Corrientes de fase inyectando 5[A].  $P_{Gen} = 2850[W]$

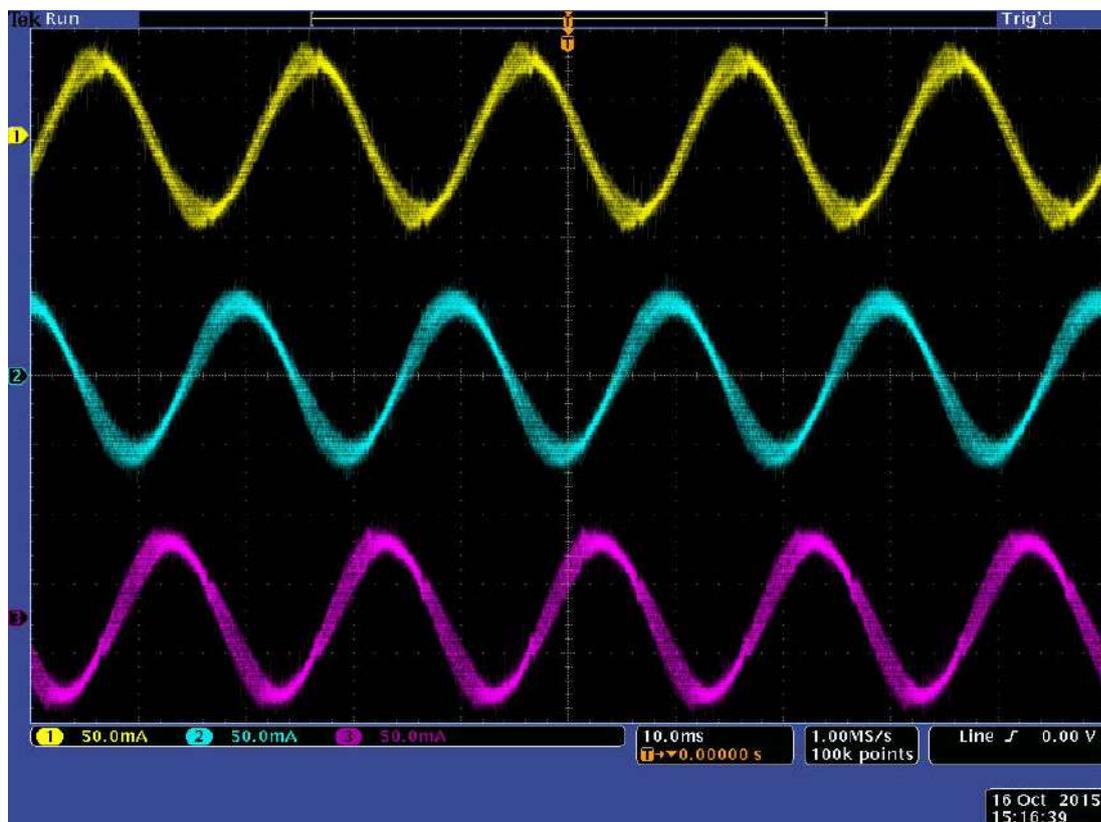


Figura 6.8: Corrientes de fase inyectando 6[A].  $P_{Gen} = 3420[W]$

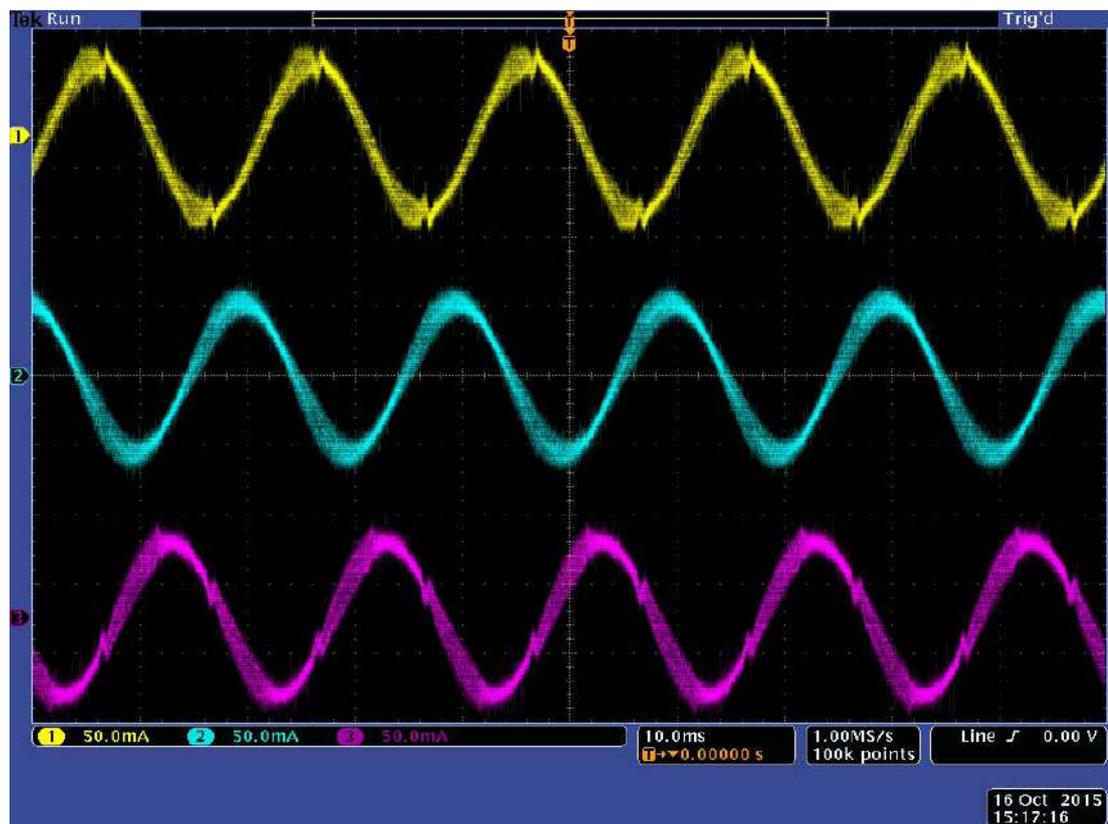


Figura 6.9: Corrientes de fase inyectando  $6,5[A]$ .  $P_{Gen} = 3705[W]$

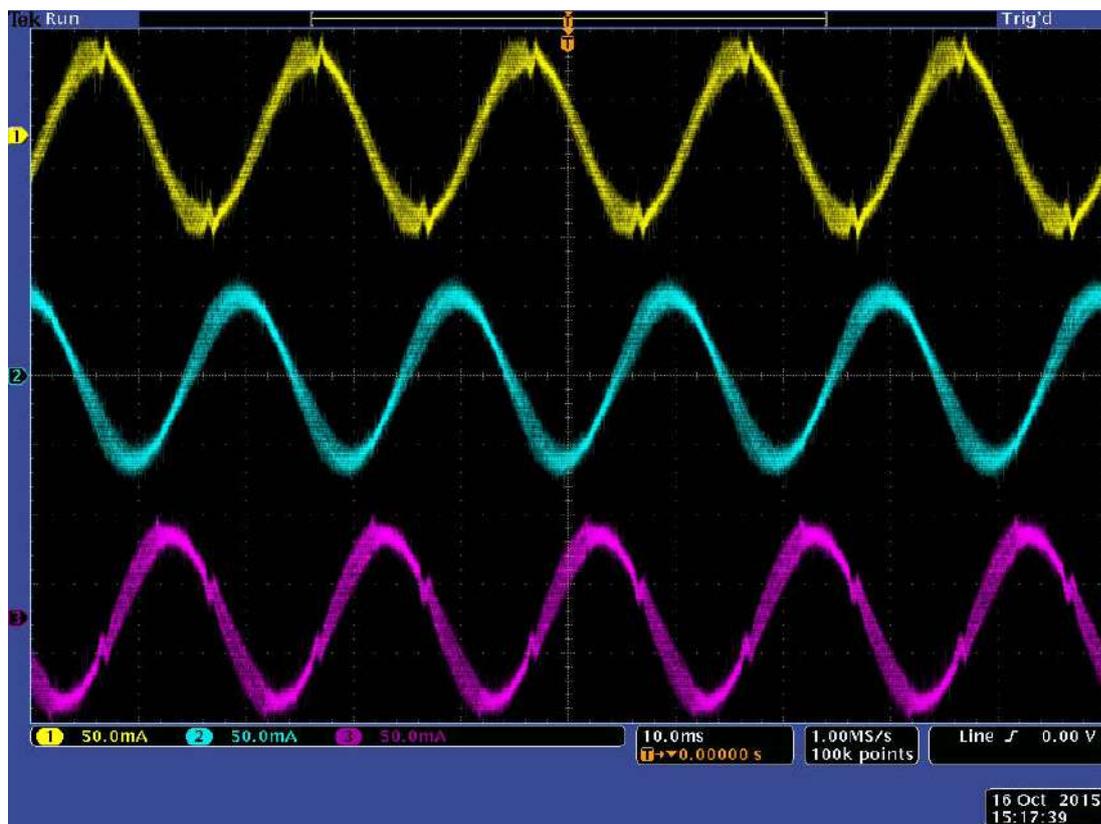


Figura 6.10: Corrientes de fase inyectando  $7[A]$ .  $P_{Gen} = 3990[W]$

# Conclusiones

Este proyecto de grado abre nuevos horizontes de investigación en el campo de la energía eólica, y por sobre todo hace hincapié en la necesidad de contar con un banco emulador que permita tener una aproximación del rendimiento de un proyecto futuro de un aerogenerador para microgeneración eléctrica. En este contexto, la Universidad de Mar del Plata se encuentra rezagada y es necesario preocuparnos por el desarrollo de las energías alternativas, puesto que los recursos energéticos tradicionales no renovables son más escasos día a día, y los sistemas de generación eólica en el mundo son una excelente alternativa para la generación de energía eléctrica que ofrecen buena eficiencia a costos elevados inicialmente, pero amortizables en un período de tiempo de algunos años, y por sobre todo un impacto benéfico en la protección del medio ambiente y reducción de gases contaminantes.

Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, de nada sirve instalar la turbina de mejor rendimiento en un lugar en el cual no se ha hecho un estudio previo de probabilidad, y en lo posible de factibilidad, de los vientos de manera de poder cuantificar las distintas variables que determinan el movimiento de las capas de aire, teniendo en cuenta aspectos propios del viento (velocidad, dirección, densidad, humedad, turbulencia, temperatura de la región, etc.), como así también las características del entorno circundante del aerogenerador (rugosidad del terreno, obstáculos, altura de la torre, impacto ambiental, y en la flora y fauna de la región, etc.), sin dejar de lado seguramente las características aerodinámicas de las palas que mejor se adapten al recurso existente.

La importancia de realizar estas simulaciones radica en la predicción del desempeño de un aerogenerador bajo diferentes condiciones de operación que conlleva a un conocimiento más amplio de la máquina con el fin de prever los posibles comportamientos en la operación real. En este proyecto fin de carrera se ha logrado comunicar una PC con un VDF, mediante comunicación Modbus RTU,

el cual comanda el funcionamiento de un MTI. Inicialmente, se había propuesto poder controlar la unidad de forma remota, es decir, mediante red Ethernet, pero debido a las restricciones de importaciones que afrontan las empresas que necesitan adquirir productos que no se fabrican en la Argentina, al momento de presentación de este trabajo aún no ha llegado la placa necesaria para tal fin, por lo que por el momento se implementó mediante comunicación física, y se propone para tesis futuras utilizar este medio de comunicación, entre otros aspectos.

Por otra parte, es importante remarcar el aporte de nuevos conocimientos a la formación académica que fueron necesarios para llevar a cabo en este trabajo:

- la formación inicial que tuvimos que incorporar para comprender los distintos tipos de aerogeneradores y las variables (eléctricas y no eléctricas) que se deben tener en cuenta al momento de poder cuantificar la energía producida con cada disposición de aeros, sin dejar de lado las características del recurso eólico con el que se cuenta en el lugar de implantación del proyecto eólico;
- el manejo del ya mencionado LabView, que permite llevar a cabo una programación gráfica de forma más intuitiva y didáctica, permitiendo detectar con rapidez incongruencias en su armado;
- el manejo de variadores de frecuencia para aplicaciones industriales y su control de funciones y seteo de parámetros de forma remota.

## Trabajos Futuros

El desarrollo de este trabajo permite que proyectos futuros sean realizados; que sean la continuación del mismo o creación de nuevos sistemas a emular. Algunas propuestas se citan a continuación:

1. Implementación de la placa de Ethernet MCA-121 de Danfoss, para poder controlar el banco desde cualquier sitio vía internet.
2. Adaptar un anemómetro que posibilite adquirir datos del viento en tiempo real y controlar el sistema a través de él.
3. Realizar una adaptación mecánica entre el MTI y el GSIP para poder obtener la máxima potencia de este último y realizar los ensayos nuevamente.

4. Calcular diferentes perfiles de pala que se adapten a los modelos de aerogeneradores y lograr que la simulación se aproxime a la realidad.



## Bibliografía

- [1] D. D. Ricardo, “Diagnóstico y perspectivas del sector energético en argentina,” Master’s thesis, CLICeT (Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas), Buenos Aires, Argentina, Septiembre 2012.
- [2] A. A. D. L. ENERGÍA, “Energía eólica: guía técnica,” Master’s thesis, Sevilla, España.
- [3] F. D. Pedro, “Energía eólica,” Master’s thesis, Universidad de Cantabria, Escuela Politécnica Superior de Ingeniería, España, Julio 1993.
- [4] T. F. MATTIO Héctor, “Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección del viento con fines de generación eléctrica y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores,” Master’s thesis, Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, Argentina, Octubre 2009.
- [5] ABB, “Cuaderno de aplicaciones técnicas n°12: Plantas eólicas,” Master’s thesis, Barcelona, España, 2012.
- [6] P. CACERES, DASSO, “Diseño de un aerogenerador de baja potencia,” Master’s thesis, Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP), Mar del Plata, Argentina, Diciembre 2014.
- [7] C. A. D. E. RENOVABLE, “Estado de la industria eólica en argentina,” Master’s thesis, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Agosto 2009.
- [8] S. D. LÓPEZ Miguel, VANNIER Jean-Claude, “Sistema de conversión de energía eólica, control y diseño,” Master’s thesis, Asociación Chilena de Control Automático, Temuco, Chile, 2007.
- [9] G. M. Luis, “Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable,” Master’s thesis, Universidad Politécnica de Valencia, Departamento de Ingeniería Electrónica, Valencia, España, Mayo 2011.
- [10] G. CORREA HENAO, “Simulación y control de un aerogenerador sincronico de imanes permanentes (pmsg),” Master’s thesis, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, España.
- [11] C. Daniel, “Cuaderno técnico n°208: Arrancadores y variadores velocidad electronicos,” Master’s thesis, SCHNEIDER ELECTRIC, Centro de Formación Schneider, Barcelona, España, Septiembre 2004.
- [12] *Handbook VLT Frequency Converters, Facts Worth Knowing about Frequency Converters*, Danfoss Power Electronics A/S, Nordborg, Denmark, Diciembre 2014. [Online]. Available: <http://vlt-drives.danfoss.com/home/>

- [13] DANFOSS, “Guía de diseño de vlt automation drive fc302,” Master’s thesis, Nordborg, Dinamarca, Abril 2014.
- [14] G. Consejo Mundial de la Energía Eólica (Global Wind Energy Council, “<http://www.gwec.net/>,” Web.
- [15] GWEC, “A blue print to achieve 12% of the world’s electricity from wind power by 2020,” Master’s thesis, Greenpeace, Junio 2005.
- [16] EUSKADI, “Resumen del protocolo de kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático,” Master’s thesis.
- [17] E. Belén, “Democratización energética: ”100% renovable, la energía del futuro”,” Master’s thesis, Valentín Alsina, Argentina, Diciembre 2011.
- [18] E. N. ARGENTINO, “Ley 26190: regimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía”,” Master’s thesis, Buenos Aires, Argentina, Enero 2007.
- [19] R. A. DI PRÁTULA Horacio, “Generación eólica: Análisis de la factibilidad de su desarrollo en la república argentina,” Master’s thesis, 2009.
- [20] I. I. para la Diversificación y Ahorro de la Energía), “Manuales de energías renovables n<sup>o</sup>3,” Master’s thesis, IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), Madrid, España, Septiembre 2006.
- [21] R. B. DI PRÁTULA Juan, PETRIS Guillermo, “Optimización en la elección del aerogenerador y del método de evaluación de vientos en la región de bahía blanca,” Master’s thesis, GESE (Grupo de Estudios sobre Energía) UTN Facultad Regional Bahía Blanca., Bahía Blanca, Argentina, 2009.
- [22] S. M. Chinchilla, “Control de un sistema de generación eólica de velocidad variable con gsp con acople a red,” Master’s thesis, Universidad Carlos III, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Leganés, España, Julio 2001.
- [23] M. C. Marco, “Energía eólica y diseño de control de voltaje y frecuencia para un convertidor de potencia,” Master’s thesis, Instituto politécnico nacional, Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica, Departamento de ingeniería eléctrica, D.F., México, Junio 2009.
- [24] A. M. Alejandro, “Aspectos de diseño de generadores sincrónicos de flujo axial para la aplicación en aerogeneración,” Master’s thesis, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería eléctrica, Santiago, Chile, Junio 2012.

- [25] E. B. BONOLI ESCOBAR, GOGNI, “Caracterización estadística del recurso eólico con fines energéticos,” Master’s thesis, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo, Grupo de Estudios Sobre Energía, Haedo, Argentina.
- [26] M. WIERNES, MOLINA, “Modelado, simulación y control de una turbina eólica de velocidad variable conectada a la red eléctrica,” Master’s thesis, CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, 2009.
- [27] T. digital del Bajío, “<http://tecdigitaldelbajio.com/blog/27-modbus-partee-iii-que-es-el-modbus.html>,” Web.
- [28] P. S. J. LAJARA VIZCAÍNO Rafael, “Labview, entorno gráfico de programación,” Master’s thesis, Barcelona, España, 2007.
- [29] H. J. C. FISCHER, GONZÁLEZ, “Control de corriente predictivo en el marco de referencia sincrónico,” Master’s thesis, Laboratorio de Instrumentación y Control, Facultad de Ingeniería, UNMdP, CONICET, Mar del Plata, Argentina.
- [30] H. C. FISCHER, GONZÁLEZ, “Resultados preliminares de la aplicación de un nuevo control de corriente predictivo en un inversor trifásico conectado a la red,” Master’s thesis, Laboratorio de Instrumentación y Control, Facultad de Ingeniería, UNMdP, CONICET, Mar del Plata, Argentina.



# Apéndice A

## Hojas de datos

- Variador DANFOSS, modelo VLT FC 302 p7k5e20
- Motor CZERWENY trifásico 7.5[kW]
- Generado sincrónico GINLONG TECHNOLOGIES
- Encoder AUTONICS modelo E40S-6-2000-3-1-24
- Conversor DELTA modelo IFD6500
- Termistor INFINEON KTY 2000

# VLT<sup>®</sup> AutomationDrive FC 301/302

## 0,25-75 kW

	FC 301 A1*	FC 301	FC 302
Rango de potencia 200 – 240 V [kW]	0,25 – 1,5	0,25 – 45	0,37 – 45
Rango de potencia 380 – (480) 500 V [kW]	0,37 – 1,5	0,37 – 45	0,37 – 1,1 M
Rango de potencia 550 – 600 V [kW]	–	–	0,75 – 7,5
Rango de potencia 525 – 690 V [kW]	–	–	11 – 1,2 M
Temp. amb. °C media en 24 h (IP 21) sin dism. de pot.	45	45	45
Temp. amb. °C máx. (IP21) sin dism. de pot.	50	50	50
Temp. amb. °C máx. con dism. de pot.	55	55	55
IP 21/NEMA tipo1/IP 55/NEMA tipo12	√	√	√
IP 66/NEMA type 4x	–	–	√
Smart Logic Control	√	√	√
Control mediante reglas lógicas	√	√	√
Función de paro seguro aprobada	√	–	√
Panel de control local numérico o gráfico	√	√	√
Función Info/Ayuda	√	√	√
Menú personal (macro)	√	√	√
Ajustes regionales (modo US)	√	√	√
Ajustes de idioma	√	√	√
Cambio realizado restaura ajustes anteriores	√	√	√
Protección por contraseña	√	√	√
Entrada analógica	0 a +10V	0 a +10V	-10 a +10V
Entradas digitales	5	5	6
Salidas digitales de transi <sup>tor 1)</sup>	1	1	2
Salidas de relé	1	1	2
Resolución salida analógica	12 bit	12 bit	12 bit
Conexión a PC: RS 485 y USB	√	√	√
Datos de motor predeterminados	√	√	√
Algoritmo para motores de imanes permanente	–	–	√
Control PID de proceso	√	√	√
Arranque/parada precisos	√	√	√
Referencias internas	8	8	8
Digipot	√	√	√
Funciones de rampa: lineal y rampas-S	√	√	√
Profibus, DeviceNet, CANOpen	√	√	√
ProfSafe	–	–	√
Opciones de interfaz:			
Extensión de entradas/salidas MCB 101	√	√	√
Opción encoder MCB 102	√	√	√
Opción resolver MCB 103	√	√	√
Opción relé MCB 105	√	√	√
Interfaz seguro PLC MCB 108	√	–	√
Opciones de control de movimiento: MCO 305	–	√	√
Opción externa de 24 V de respaldo MCB 107	–	√	√
Longitud del cable - apantallado/sin apantallar	25/50 m	50/75 m	150/300 m
RFI EN55011 cl A2 (Industria)	<5 m	<5 m	<5 m
RFI EN55011 cl A1 (Industria)	<25 m	<50 m	<150 m
RFI EN55011 cl B (Doméstico)	2,5 m	<10 m	<50 m
Control vectorial de tensión VVC+	√	√	√
Control vectorial de flujo	–	–	√
Optimización automática de energía (AOE)	–	–	√
Rampa de deceleración controlada	–	–	√
Arranque en giro - detección de giro de motor	–	–	√
Frecuencia de conmutación variables 1 - <sup>16 kHz 2)</sup>	√	√	√
Control de sobretensión	√	√	√
Ventilador reemplazable	√	√	√

1) Convirtiendo entradas digitales 2) Dependiente de tamaño-potencia

\* Tamaño más pequeño del alojamiento

## 8.1.2 Fuente de alimentación de red 380-500 V

Designación de tipo	PK37	PK55	PK75	P1K1	P1K5	P2K2	P3K0	P4K0	P5K5	P7K5
Eje de salida típico [kW]	0,37	0,55	0,75	1,1	1,5	2,2	3,0	4,0	5,5	7,5
Clasificación de protección de alojamiento IP20 (solo FC 301)	A1	A1	A1	A1	A1	-	-	-	-	-
Clasificación de protección de alojamiento IP20/IP21	A2	A2	A2	A2	A2	A2	A2	A2	A3	A3
Clasificación de protección de alojamiento IP55, IP66	A4/A5	A4/A5	A4/A5	A4/A5	A4/A5	A4/A5	A4/A5	A4/A5	A5	A5
<b>Sobrecarga alta de la intensidad de salida del 160 % durante 1 minuto</b>										
Salida de eje [kW]	0,37	0,55	0,75	1,1	1,5	2,2	3	4	5,5	7,5
Continua (380-440 V) [A]	1,3	1,8	2,4	3,0	4,1	5,6	7,2	10	13	16
Intermitente (380-440 V) [A]	2,1	2,9	3,8	4,8	6,6	9,0	11,5	16	20,8	25,6
Continua (441-500 V) [A]	1,2	1,6	2,1	2,7	3,4	4,8	6,3	8,2	11	14,5
Intermitente (441-500 V) [A]	1,9	2,6	3,4	4,3	5,4	7,7	10,1	13,1	17,6	23,2
Continua kVA (400 V) [kVA]	0,9	1,3	1,7	2,1	2,8	3,9	5,0	6,9	9,0	11
Continua kVA (460 V) [kVA]	0,9	1,3	1,7	2,4	2,7	3,8	5,0	6,5	8,8	11,6
<b>Intensidad de entrada máxima</b>										
Continua (380-440 V) [A]	1,2	1,6	2,2	2,7	3,7	5,0	6,5	9,0	11,7	14,4
Intermitente (380-440 V) [A]	1,9	2,6	3,5	4,3	5,9	8,0	10,4	14,4	18,7	23
Continua (441-500 V) [A]	1,0	1,4	1,9	2,7	3,1	4,3	5,7	7,4	9,9	13
Intermitente (441-500 V) [A]	1,6	2,2	3,0	4,3	5,0	6,9	9,1	11,8	15,8	20,8
<b>Especificaciones adicionales</b>										
Sección transversal máxima del cable IP20, IP21 <sup>2)</sup> para red, motor, freno y carga compartida [mm <sup>2</sup> ] ([AWG])	4,4,4 (12,12,12) (mín. 0,2(24))									
Sección transversal máxima del cable IP55, IP66 <sup>2)</sup> para red, motor, freno y carga compartida [mm <sup>2</sup> ] ([AWG])	4,4,4 (12,12,12)									
Sección transversal máxima del cable <sup>2)</sup> para desconexión [mm <sup>2</sup> ] ([AWG])	6,4,4 (10,12,12)									
Pérdida de potencia estimada a carga nominal máxima [W] <sup>3)</sup>	35	42	46	58	62	88	116	124	187	255
Rendimiento <sup>4)</sup>	0,93	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97

Tabla 8.4 Fuente de alimentación de red de 380-500 V (FC 302), 380-480 V (FC 301), PK37-P7K5

 Motores Czerweny S.A.	<b>HOJA DE DATOS (DATA SHEET)</b>	Documento Técnico Fecha Emisión: 26/02/03 Revisión: 01
--	---------------------------------------	--

### Datos Característicos

1	Marca	Czerweny
2	Modelo	1D 160L-8
3	Tensión de alimentación (V)	3 x 380
4	Variación de Tensión	-10% / +15%
5	Servicio	Continuo S1
6	Potencia de Salida ( $P_{nom}$ ) (KW)	7,5
7	Potencia de Salida ( $P_{nom}$ ) (HP)	10
8	Velocidad Sincrónica: (rpm)	750
9	Velocidad a plena carga (rpm)	721
10	Frecuencia (Hz)	50
11	Corriente nominal (Amps.)	17,5
12	Relación $I_{arr}/I_n$	5,7
13	Corriente de vacío (Amps.)	9,6
14	Rendimiento (Efficiency) a plena carga (%)	87,0
15	Rendimiento (Efficiency) a 0.75 $P_{nom}$ (%)	86,7
16	Rendimiento (Efficiency) a 0.50 $P_{nom}$ (%)	84,8
17	Factor de potencia a $P_{nom}$	0,75
18	Factor de potencia a 0.75 $P_{nom}$	0,68
19	Factor de potencia a 0.50 $P_{nom}$	0,55
20	Par motor nominal (Nm)	99,4
21	Relación Par de arranque/ Par nominal	2,1
22	Relación Par máximo/ Par nominal	2,0
23	Momento de inercia del rotor ( $Kgm^2$ )	0.126
24	Peso (Kg)	145



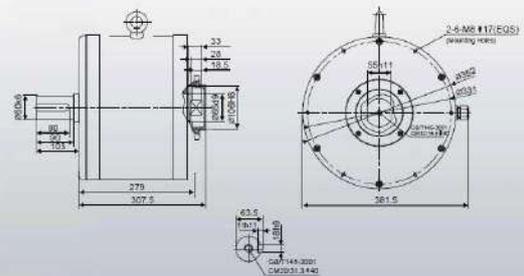
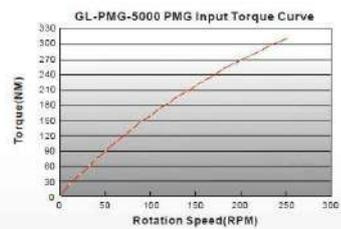
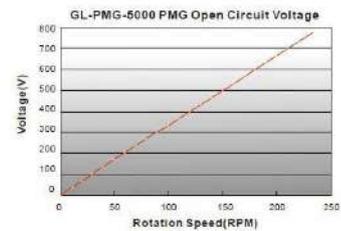
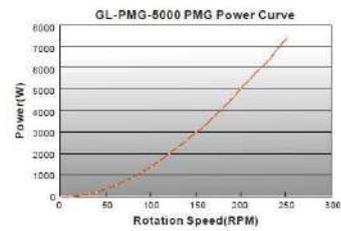
## Wind Turbine Permanent Magnet Generator/ Alternator Ginlong Technologies GL-PMG-5000

World Leading Professional Wind Turbine Parts Supplier

Electrical Specification	
Rated Output Power(W):	5000
Rated Rotation Speed (RPM):	200
Rectified DC Current at Rated Output (A):	10
Required Torque at Rated Power (NM):	269
Phase Resistance (Ohms):	6.2
Output Wire Square Section (mm):	6
Output Wire Length (mm):	700
Insulation:	H Class
Generator configuration:	3 Phase star connected AC output
Design Lifetime:	>20 years

Mechanical Specification	
Mounting Type:	Vertical
Weight (Kgs):	190
Starting Torque (NM)	<3.5
Rotor Inertia (Kg.m):	0.136
Bearing Type:	High standard NSK 6213VVC3 (Front) NSK 6213VVC3 (Rear)

Material Specification	
Shaft Material:	Nickle plated 40 Cr Steel with quenching and tempering treatment
Shaft Bearing:	High standard SKF or NSK bearing
Outer Frame Material:	Steel with anti-corrosion treatment
Fasteners (nuts and bolts):	High standard Stainless Steel
Windings Temperature Rating:	180 degrees Celsius
Magnet Material:	NdFeB (Neodymium Iron Boron)
Magnets Temperature Rating:	150 degrees Celsius
Lamination Stack:	High specification cold-rolled Steel



## φ 40 Body Standard / Hollow Shaft Type

### Diameter φ 40mm Shaft type/Hollow type/Built-in type INCREMENTAL Rotary encoder

#### ■ Features

- Easy installation at narrow space
- Small inertia moment
- Wide range of power source : 5VDC, 12~24VDC ±5%
- Various output types

**⚠ Please read "Caution for your safety" in operation manual before using.**



#### ■ Ordering information

E40 [H] 8 5000 3 2 24

Series	Shaft type	Hollow type	Pulse/1Revolution	Output phase	Output	Power supply	Cable
S: Shaft type H: Hollow type HB: Hollow built-in type	Outside Inside	6: φ6mm 8: φ8mm 10: φ10mm 12: φ12mm	See resolution	2:A, B 3:A, B, Z 4:A, A, B, B̄ 6:A, A, B, B̄, Z, Z̄	1: Totem pole output 2: NPN open collector output 3: Voltage output L: Line driver output(※)	5 : 5VDC ±5% 24: 12~24VDC ±5%	No mark: Normal type (※) 2C: Cable outgoing connector type

※Standard : E40S6-[PULSE]-3-2-24  
E40H8-[PULSE]-3-2-24  
E40HB8-[PULSE]-3-2-24

※Standard: A, B, Z ※The power of Line driver is only for 5VDC

※ Cable length : 200mm

#### ■ Specifications

Item	Diameter φ40mm shaft type Incremental Rotary encoder		
Resolution(P/R)	(※Note1) +1, +2, +5, 10, +12, 15, 20, 23, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 75, 100, 120, 150, 192, 200, 240, 250, 256, 300, 360, 400, 500, 512, 600, 800, 1000, 1024, 1200, 1500, 1800, 2000, 2048, 2500, 3000, 3600, 5000 (Not indicated type is available to customize)		
Electrical specification	Phase difference of output	Output between A and B phase : $\frac{T}{4} \pm \frac{T}{8}$ (T=1cycle of A phase)	
	Control output	Totem pole output	• Low ⇨ Load current : Max. 30mA, Residual voltage : Max. 0.4VDC • High ⇨ Load current : Max. 10mA, Output voltage : Min. (Power supply-1.5)VDC
		NPN open collector output	Load current : Max. 30mA, Residual voltage : Max. 0.4VDC
		Voltage output	Load current : Max. 10mA, Residual voltage : Max. 0.4VDC
	Response time (Rise/Fail)	Line driver output	Low ⇨ Load current : Max. 20mA, Residual : Max. 0.5V High ⇨ Load current : Max. -20mA, Output voltage : Min. 2.5V
		Totem pole output	Max. 1μs
		NPN open collector output	Max. 1μs
		Voltage output	Max. 1μs
	Mechanical specification	Line driver output	Max. 0.5μs
		Max. Response frequency	180kHz
Current consumption		Max. 60mA(disconnection of the load), Line driver output:Max. 50mA(disconnection of the load)	
Insulation resistance		Min. 100MΩ (at 500VDC)	
Dielectric strength		750VAC 50/60Hz for 1 minute (Between all terminals and case)	
Connection		Cable outgoing type, 200mm cable outgoing connector type	
Starting torque		Shaft Type : Max. 40gf · cm (0.004N · m), Holl Type : Max. 50gf · cm (0.005N · m)	
Moment of inertia		Max. 40g · cm <sup>2</sup> (2×40 <sup>-6</sup> kg · m <sup>2</sup> )	
Shaft loading		Radial : Max. 2kgf, Thrust : Max. 1kgf	
Deviation of shaft position		Radial : Max. 0.1mm, Thrust : Max. 0.2mm	
Max. allowable revolution	(※Note2) 5000rpm		
Vibration	1.5mm amplitude at frequency of 10 ~ 55Hz in each of X, Y, Z directions for 2 hours		
Shock	Max. 50G		
Ambient temperature	-10 ~ 70°C (at non-freezing status), Storage: -25 ~ 85°C		
Ambient humidity	35~85%RH, Storage: 35~90%RH		
Protection	IP50(IEC specification)		
Cable	5P, φ5mm, Length : 2m, Shield cable (Line driver output : 8P, φ5mm)		
Accessory	φ6mm coupling standard, φ8mm coupling (Option) [Applied only for shaft type]		
Weight	Approx. 120g		
Approval	CE (Except Line driver output)		

※(※Note1) '+' pulse is only for A, B phase (Line Driver output is A, Ā, B, B̄ phase)

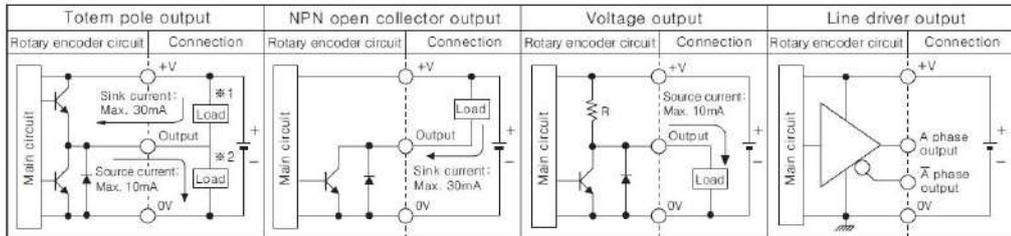
※(※Note2) Max. allowable revolution ≥ Max. response revolution [Max. response revolution (rpm) =  $\frac{\text{Max. response frequency}}{\text{Resolution}} \times 60 \text{ sec}$ ]

Please select the resolution to make lower max. revolution than max. allowable revolution.

- (A) Counter
- (B) Timer
- (C) Temp. controller
- (D) Power controller
- (E) Panel meter
- (F) Tacho/Speed/Pulse meter
- (G) Display unit
- (H) Sensor controller
- (I) Proximity sensor
- (J) Photo electric sensor
- (K) Pressure sensor
- (L) Rotary encoder
- (M) 5-Phase stepping motor & Driver & Controller

# E40 Series

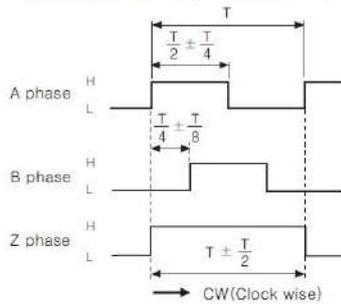
## Control output diagram



\*1 Totem pole output type can be used for NPN open collector output type(\*1) or Voltage output type(\*2).  
 \*2 All output circuits are the same A, B, Z phase (Line driver output is A,  $\bar{A}$ , B,  $\bar{B}$ , Z,  $\bar{Z}$ )

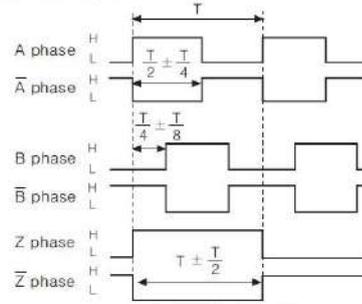
## Output waveform

● Totem pole output / NPN open collector output / Voltage output



\* Inverse type of Z phase is optional.

● Line driver output

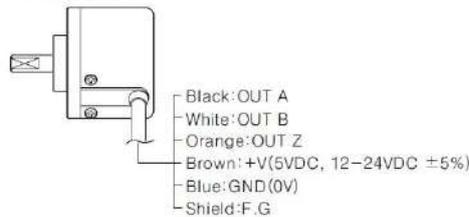


\* CW : In a view of shaft

## Connections

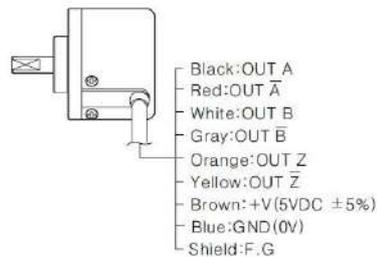
### Normal type

● Totem pole output / NPN open collector output / Voltage output

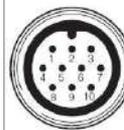


\* Unused wires must be insulated.  
 \* The body of encoder is connected to a shield.

● Line driver output



### Cable outgoing connector type



Pin No.	Cable color	Totem pole output NPN open collector output Voltage output	Line driver output
①	Black	OUT A	OUT A
②	Red	N.C	OUT $\bar{A}$
③	Brown	+V	+V
④	Blue	GND	GND
⑤	White	OUT B	OUT B
⑥	Gray	N.C	OUT $\bar{B}$
⑦	Orange	OUT Z	OUT Z
⑧	Yellow	N.C	OUT $\bar{Z}$
⑨	Shield	F.G	F.G
⑩	Purple	N.C	N.C

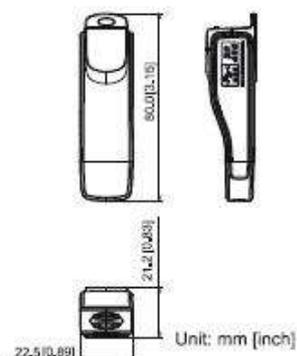
\* N.C (Not Connected)  
 \* F.G (Field Ground)



### 1 Introduction

IFD6500 is a convenient RS-485-to-USB converter, which does not require external power-supply and complex setting process. It supports baud rate from 75 to 115.2kbps and auto switching direction of data transmission. In addition, it adopts RJ-45 in RS-485 connector for users to wire conveniently. And its tiny dimension, handy use of plug-and-play and hot-swap provide more conveniences for connecting all DELTA IABU products to your PC.  
 Applicable Models: All DELTA IABU products.

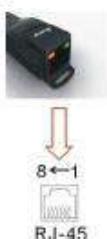
#### Application & Dimension



### 2 Specifications

Power supply	No external power is needed
Power consumption	0.4W
Isolated voltage	2,500VDC
Baud rate	75, 150, 300, 600, 1,200, 2,400, 4,800, 9,600, 19,200, 38,400, 57,600, 115,200 bps
RS-485 connector	RJ-45
USB connector	A type (plug)
Compatibility	Full compliance with USB V2.0 specification
Max. cable length	RS-485 Communication Port: 100 m
Support RS-485 half-duplex transmission	

#### RJ-45



PIN	Description	PIN	Description
1	Reserved	5	SG-
2	Reserved	6	Reserved
3	Reserved	7	Reserved
4	SG+	8	Reserved

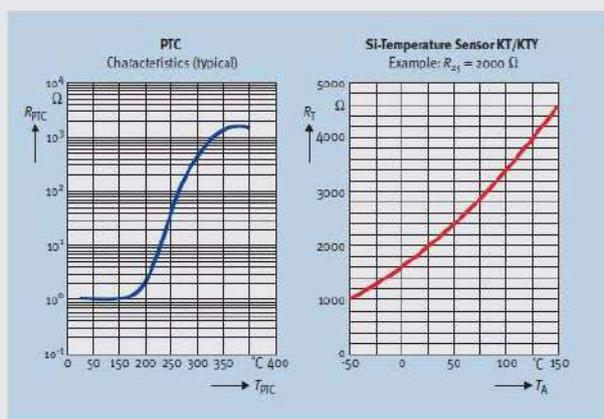
# KT / KTY - Series

Miniature Silicon based  
Temperature Sensors



Never stop thinking.

## PRODUCT BRIEF



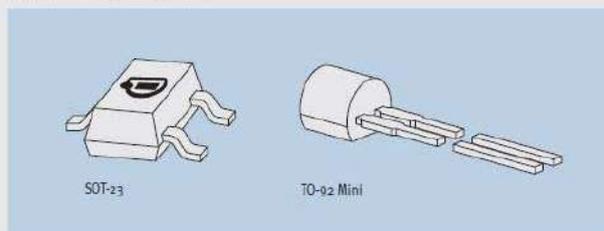
### Silicon Based Temperature Sensors Vs. Thermistors

Why not Silicon Sensors instead of PTC Thermistors? Quite simple, KT-Series sensors have excellent long-term stability, have a linear characteristic, have a resistance tolerance at 25°C of 1% or ±3% and are available as a leaded or as an SMD component! Due to their small size they are space saving and have a fast response time. Not only are they technologically superior devices, but they are semiconductor devices sharing production synergies with standard electronic components, giving true Low-cost benefits to the user!

Resistance	Tolerance	SOT-23	Sales Code	TO-92 Mini	Sales Code
1970	±1%	KTY13-5	Q62705-K249	KTY11-5	Q62705-K245
2000	±1%	KTY13-6	Q62705-K250	KTY11-6	Q62705-K246
2030	±1%	KTY13-7	Q62705-K251	KTY11-7	Q62705-K247
970	±1%	KTY23-5	Q62705-K262	KTY21-5	Q62705-K258
1000	±1%	KTY23-6	Q62705-K263	KTY21-6	Q62705-K259
1030	±1%	KTY23-7	Q62705-K264	KTY21-7	Q62705-K260
2000	±3%	KT130	Q62705-K333	KT110	Q62705-K332
1000	±3%	KT230	Q62705-K335	KT210	Q62705-K334

Temperature sensing has in the past predominantly been the domain of PTC Thermistors. Infineon Technologies offers with the KT-Series Silicon Temperature Sensor a cost competitive alternative.

TO-92 Mini is a package specially designed for our KT-Series Temperature sensors. Its compact size results in a significantly lower thermal mass which gives a greatly improved response time. As a leaded component it lends itself ideally for further fabrication into temperature sensor probes of greatly reduced diameter, so sensor housings can be made physically smaller, again improving the thermal response time.



How to reach us:  
<http://www.infineon.com>

Infineon Technologies AG  
Richard-Strauss-Strasse 76  
81679 München  
Tel. (+49) 89-92 21 40 86  
Fax (+49) 89-92 21 20 71

Infineon Technologies (AP) Pte Ltd  
25 New Industrial Road  
Singapore 536211  
Tel. (+65) 8-40 05 91  
Fax (+65) 8-40 02 74

Infineon Technologies Corp.  
Suite 112, Sensors Marketing Group  
21800 Haggerty Rd.  
NORTHRVILLE, (MI) 48107  
Tel. (+1) 248-374 08 90  
Fax (+1) 248-374 25 01