

CURTI, MARCELO ROBER  
Desarrollo e impleme

2013

73194



73194



UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN  
DE UN SISTEMA EÓLICO PARA  
BOMBEO DE AGUA**

por

**Marcelo Roberto Curti**

Tesis presentada para la obtención del grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Mención: Ingeniería Eléctrica

**Director: Dr. Daniel Gustavo Forchetti**

**Co-Director: Dr. Guillermo O. García.**

Río Cuarto, Agosto de 2013

40187

73194

<b>MFN:</b>
<b>Clasif:</b>
T. 856

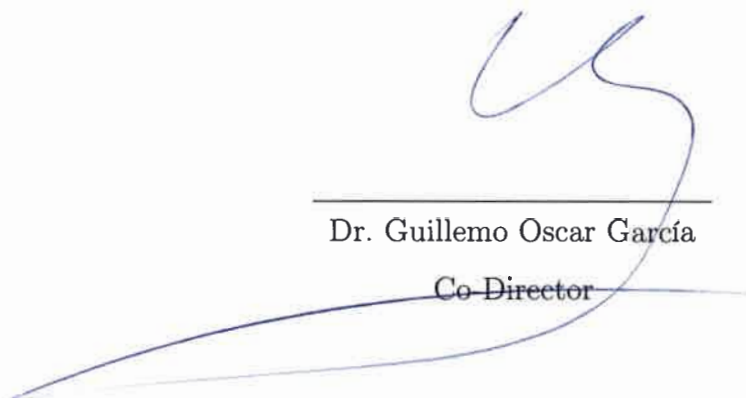
# MODELADO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA CON BOMBEO DE AGUA

por

Marcelo Roberto Curti



Dr. Daniel Gustavo Forchetti  
Director

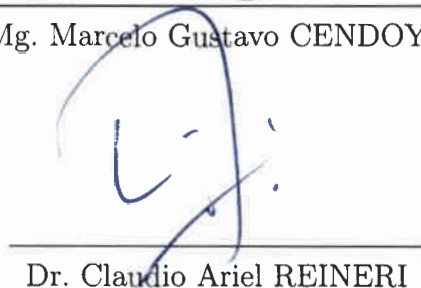


Dr. Guillermo Oscar García  
Co-Director

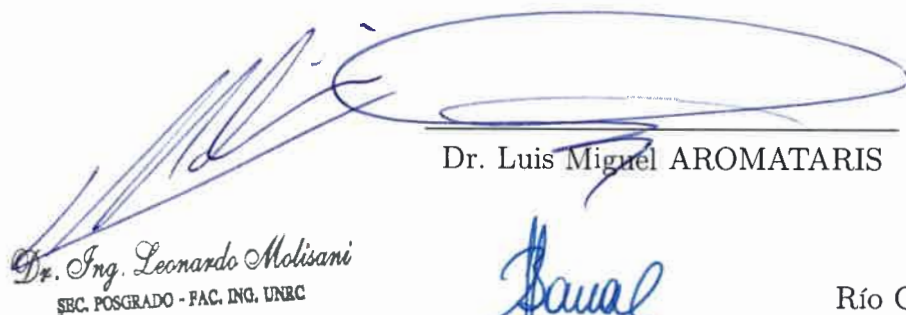
APROBADA POR:



Mg. Marcelo Gustavo CENDOYA

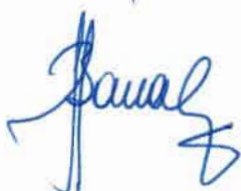


Dr. Claudio Ariel REINERI



Dr. Luis Miguel AROMATARIS

Dr. Ing. Leonardo Molisani  
SEC. POSGRADO - FAC. ING. UNRC



Río Cuarto, 9 de Agosto de 2013

Handwritten signature or scribble in blue ink.

*A Adriana, por su amor y constante apoyo,*

*A mi hijo Damián,*

*A mis padres, Estela y Roberto,*

*y a toda mi familia y amigos.*





# RESUMEN

El bombeo de agua ha sido una aplicación común de la energía eólica desde la Edad Media. En nuestro país, la principal aplicación de bombeo utilizando el viento está asociada a la provisión de agua en áreas rurales o alejadas de grandes centros urbanos para consumo humano, de ganado y riego. En estas aplicaciones, el agua suele obtenerse de napas subterráneas mediante “molinos de viento” mecánicos. Estos molinos requieren, debido a la utilización de transmisión mecánica, que la turbina esté ubicada en el mismo lugar en que se encuentra la perforación para extracción de agua.

Los sistemas de bombeo electro-eólicos están formados por una etapa de conversión de energía eólica en eléctrica a través de una Turbina, una caja multiplicadora y un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP), y otra etapa que convierte la energía eléctrica en hidráulica mediante una Bomba Centrífuga (BC) impulsada por un Motor de Inducción (MI).

En esta Tesis se considera la conexión “directa” entre ambas etapas de manera tal que los bornes del GSIP se conectan a los bornes del MI. Este tipo de conexión no requiere del uso de componente adicionales tales como electrónica de potencia o componentes pasivos pero genera una relación directa entre la velocidad de viento y el caudal de agua bombeado, por lo que es necesario analizar tanto el comportamiento de régimen permanente como dinámico del sistema de bombeo en su conjunto. En esta Tesis se modelan las diferentes partes del sistema propuesto con el objetivo de obtener un modelo de simulación que permita estudiar el comportamiento dinámico del sistema en su conjunto. A partir del modelo propuesto se estudia la respuesta dinámica y de régimen permanente del sistema.

Las características de funcionamiento del sistema pueden ser utilizadas para un correcto dimensionamiento de cada elemento del mismo. Uno de los elementos más delicados del este

tipo de sistemas de generación de baja potencia es la caja multiplicadora de velocidades ubicada entre la turbina y el GSIP. En esta Tesis se desarrolla un procedimiento de selección para obtener la relación de caja óptima que maximizar la captura de energía eólica anual disponible. Este procedimiento permite tener en cuenta el arranque, los límites de potencia del generador, el límite de velocidad de la turbina y la información estadística sobre las frecuencias de viento del emplazamiento utilizado.

Con el objetivo de validar los modelos propuestos se construyó un prototipo experimental de sistema de bombeo. Los resultados experimentales obtenidos con el banco experimental son comparados con los resultados de simulación obtenidos. El conjunto turbina - caja multiplicadora se emula con un accionamiento industrial, lo que provee mayor flexibilidad para la implementación del sistema de bombeo y la repetibilidad en los resultados obtenidos.

# ABSTRACT

Water pumping has been a common application of wind energy since the Middle Ages. In our country, the main application of water pumping using eolic energy is associated with the provision of water in rural or remote areas for human consumption, livestock and irrigation. In these applications, the water is usually obtained from groundwater by “mechanical” windmills. These mills require that the turbine is located in the same place where the drilling is to water extraction due to the use of mechanical transmission.

Electro-eolic pumping systems are formed by a stage of energy conversion, converting wind energy into electricity through a turbine, a gearbox and Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), and another stage that converts electrical energy into hydraulic through a Centrifugal Pump (CP) driven by an induction motor (IM).

This thesis considers the direct “connection” between both stages so that the PMSG terminals are connected to the terminals of IM. This type of connection does not require the use of additional components such as power electronics or passive components but generates a direct relationship between the wind speed and the pumped water flow, so that it is necessary to analyze both the steady-state and dynamic behavior of the pumping system. In this thesis, the different parts of the proposed system are individually modeled in order to obtain a simulation model that allows studying the dynamic behavior of the system as a whole. Using this model the dynamic and steady state response of the whole system is analyzed.

The steady state behavior of the system can be used for a correct dimensioning of each element. One of the most sensitive elements of this kind of low power generating systems is the gearbox, located between the turbine speed and PMSG. In this thesis, a selection procedure

is developed to get the optimal gear ratio to maximize annual wind energy capture available. This procedure allows considering starting, power limits of the generator, speed limits of the turbine and statistical distribution wind on a definite site.

In order to validate the proposed models an experimental prototype of the pumping system is built. The experimental results obtained are compared with simulation results. The assembly, turbine-gearbox is emulated using an industrial drive which gives more flexibility to the implementation of the pumping system and the repeatability of results capabilities.

# AGRADECIMIENTOS

El trabajo realizado en esta Tesis fue posible gracias a las becas y subsidios otorgados por el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCYT), la Secretaría de Ciencia y Técnica de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC) y la Escuela de Posgraduación de la UNRC.

Por otra parte, en el ámbito laboral agradezco el constante e incondicional apoyo y orientación de mi director de tesis Dr. Ing. Daniel G. Forchetti y el de mis compañeros y amigos del Grupo de Electrónica Aplicada, sin el cual esta Tesis no hubiese sido posible. En el ámbito personal a mi señora y a mi familia por su incondicional apoyo.



# TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN	III
ABSTRACT	V
AGRADECIMIENTOS	VII
TABLA DE CONTENIDOS	VII
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIX
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Descripción del Problema . . . . .	1
1.2. Antecedentes del Tema . . . . .	3
1.3. Objetivos . . . . .	11
1.4. Organización de la tesis . . . . .	12

<b>Capítulo 2. SISTEMA PROPUESTO, DESCRIPCIÓN Y MODELADO</b>	<b>13</b>
2.1. Sistema Propuesto	13
2.2. Modelo Dinámico de la Turbina	14
2.3. Modelo del Generador Síncrono de Imanes Permanentes	22
2.3.1. Modelo eléctrico en variables $abc$	23
2.3.2. Modelo eléctrico en variables $qd0$	25
2.3.3. Modelo Mecánico	27
2.3.4. Modelo de régimen permanente	29
2.4. Modelo del Motor de Inducción	30
2.4.1. Modelo eléctrico en variables $abc$	30
2.4.2. Modelo eléctrico en variables $qd0$	33
2.4.3. Modelo Mecánico	35
2.4.4. Modelo de régimen permanente	36
2.5. Modelo de la Caja Multiplicadora	36
2.6. Modelo Hidráulico	37
2.6.1. Modelo del Circuito Hidráulico	38
2.6.2. Modelo de la Bomba Centrífuga	41
Curvas características para velocidad variable	43
Modelo Mecánico	48
Dinámica Mecánica del conjunto MI-BC	51
2.7. Conclusiones	52



<b>Capítulo 3. ANÁLISIS EN RÉGIMEN PERMANENTE</b>	<b>55</b>
3.1. Introducción . . . . .	55
3.1.1. Antecedentes del Tema . . . . .	58
3.2. Modelo de Régimen Permanente para el Subsistema de Bombeo . . . . .	59
3.3. Resultados de Régimen Permanente . . . . .	63
3.4. Soluciones de Equilibrio . . . . .	67
Potencia y Par . . . . .	67
Caudal vs. velocidad de viento ( $v$ ) . . . . .	72
3.5. Arranque del sistema . . . . .	74
3.5.1. Par de Arranque de la Turbina . . . . .	75
3.5.2. Cambio de Par de Carga . . . . .	77
3.6. Conclusiones . . . . .	79
<b>Capítulo 4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE CAJA ÓPTIMA</b>	<b>81</b>
4.1. Introducción . . . . .	81
4.2. Antecedentes del Tema . . . . .	83
4.3. Selección de la Relación de Caja Óptima . . . . .	84
4.3.1. Distribución Anual de Vientos . . . . .	84
4.3.2. Energía Anual Generada . . . . .	86
Rangos de Velocidad de Viento . . . . .	87
Energía Anual Generable Máxima ( $E_{AG\ max}$ ) . . . . .	87
4.4. Conclusiones . . . . .	91

<b>Capítulo 5. RESULTADOS DE SIMULACIÓN Y EXPERIMENTALES</b>	<b>93</b>
5.1. Introducción . . . . .	93
5.2. Resultados de Simulación . . . . .	93
Modelo de Simulación . . . . .	94
Período de tiempo: $0 < t < 25$ . . . . .	96
Período de tiempo: $25 < t < 35$ . . . . .	97
Período de tiempo: $35 < t < 45$ . . . . .	97
5.3. Resultados Experimentales . . . . .	100
5.3.1. Desarrollo del Emulador . . . . .	101
5.3.2. Resultados . . . . .	103
Período de tiempo: $0 < t < 25$ . . . . .	105
Período de tiempo: $25 < t < 35$ . . . . .	106
Período de tiempo: $35 < t < 45$ . . . . .	106
5.4. Sumario . . . . .	110
<b>Capítulo 6. Conclusiones</b>	<b>111</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>115</b>
<b>Apéndice A. Cambio de Coordenadas</b>	<b>123</b>
<b>Apéndice B. Desarrollo de régimen permanente</b>	<b>127</b>
B.1. Cálculo de las corrientes . . . . .	130
B.1.1. Corriente de estator del GSIP . . . . .	130
B.1.2. Corriente de rotor del MI . . . . .	131
B.1.3. Cálculo del deslizamiento . . . . .	133

<b>Apéndice C. Parámetros del Sistema</b>	<b>135</b>
C.1. Turbina . . . . .	135
C.2. Bomba Centrífuga . . . . .	135
C.3. Circuito Hidráulico . . . . .	136
C.4. Máquina de Inducción (Bomba) . . . . .	137
C.5. Generador Síncrono de Imanes Permanentes . . . . .	137
C.6. AI y software . . . . .	140
C.7. Valores Base . . . . .	141
C.8. Sensores . . . . .	142
 <b>Apéndice D. Prototipo de Laboratorio</b>	 <b>143</b>



# LISTA DE FIGURAS

1.1. Molino multipala . . . . .	7
1.2. Sistema de bombeo electro-eólico . . . . .	7
2.1. Esquema de Sistema Propuesto. . . . .	13
2.2. Disminución de la velocidad de viento al atravesar la turbina. . . . .	15
2.3. $C_p$ vs. factor de inducción de flujo axial ( $a$ ). . . . .	17
2.4. $C_p$ vs. $\lambda$ . . . . .	18
2.5. $P_T$ vs. $\omega_T$ para diferentes velocidades de viento ( $v$ ). . . . .	20
2.6. $C_T$ vs. $\lambda$ . . . . .	21
2.7. $T_T$ vs. $\omega_T$ para diferentes velocidades de viento. . . . .	22
2.8. Circuito equivalente del GSIP en coordenadas $abc$ . . . . .	24
2.9. Circuito equivalente del GSIP en coordenadas $qd0$ generalizadas. . . . .	27
2.10. Rozamiento del GSIP ( $T_{BG}(\omega_m^c)$ ). . . . .	29
2.11. Diagrama vectorial del GSIP. . . . .	30
2.12. Circuito equivalente del MI en coordenadas $abc$ . . . . .	31
2.13. Circuito equivalente del MI en coordenadas $qd0$ generalizadas. . . . .	34
2.14. Modelo mecánico simplificado de la caja multiplicadora. . . . .	36
2.15. Circuito hidráulico de extracción de agua de pozo. . . . .	38
2.16. Prototipo experimental de sistema de bombeo propuesto. . . . .	40
2.17. $H_c(Q)$ , datos experimentales (*) y aproximados (-). . . . .	41
2.18. Curvas características de una BC. . . . .	42
2.19. Curvas $H - Q$ características para velocidades de giro $\omega_{b1}$ y $\omega_{b2}$ . . . . .	44
2.20. Curvas $H - Q$ vs $\omega_b$ . . . . .	46

2.21. Curva $H - Q - \eta_b$ de la BC. . . . .	47
2.22. Curvas $H - Q$ vs. $\omega_b + \eta_b$ de la BC. . . . .	47
2.23. Curva $(H - Q)$ y $(H_c - Q)$ para distintas $\omega_b$ . . . . .	48
2.24. Esquema para estimar $\omega_b$ y $T_b$ . . . . .	49
2.25. $\tilde{P}_e$ vs. $\tilde{\omega}_e$ medidos (*) y estimados (-). . . . .	50
2.26. $\hat{T}_b$ vs. $\hat{\omega}_b$ . . . . .	51
3.1. Sistema de bombeo propuesto . . . . .	55
3.2. Subsistema eólico y Subsistema de bombeo . . . . .	56
3.3. Punto de equilibrio del Subsistema eólico con el Subsistema de bombeo. . . . .	57
3.4. Circuitos equivalentes del GSIP y del MI, acoplados. . . . .	61
3.5. Esquema interconexión de la Turbina, la Caja Multiplicadora y el GSIP. . . . .	62
3.6. Resultados de régimen permanente. . . . .	64
3.7. $T_e^G$ (- -), $T_{BG}(\omega_m^G)$ (- -) y $T_l$ (cont.) vs. $\omega_e$ . . . . .	66
3.8. $T_T$ y $T_l'$ vs. $\omega_T$ . . . . .	68
3.9. $T_T$ y $T_l'$ vs. $\omega_T$ caso 1. . . . .	69
3.10. $T_T$ y $T_l'$ vs. $\omega_T$ caso 2. . . . .	70
3.11. $T_T$ y $T_l'$ vs. $\omega_T$ caso 3. . . . .	70
3.12. $P_T$ y $P_l$ vs. $\omega_T$ . . . . .	71
3.13. Esquema para la obtención de la curva $Q$ vs. $v$ a partir de las curvas $\omega_e$ vs. $v$ y $Q$ vs. $\omega_e$ . . . . .	72
3.14. $\omega_e$ vs. $v$ (régimen permanente). . . . .	73
3.15. $Q$ vs. $\omega_e$ . . . . .	73
3.16. $Q$ vs. $v$ . . . . .	74
3.17. Coeficiente de par ( $C_T$ ) (resultados experimentales + polinomio aproximante). . . . .	76
3.18. $T_T$ incluyendo el par a bajas velocidades. . . . .	76
3.19. $T_l'$ con excitación (—) y $T_l'$ sin excitación (- -). . . . .	77
3.20. $T_T$ , $T_l'$ con excitación (—) y $T_l'$ sin excitación (- -). . . . .	78
4.1. $P_T$ y $P_l$ para distintas relaciones de caja ( $n_i$ , $i = 1 \dots$ ). . . . .	82

4.2. Densidad de probabilidad de velocidades de viento (exp.) . . . . .	85
4.3. Densidad de probabilidad de velocidades de viento + $f(v)$ . . . . .	86
4.4. $v_{\max}(n)$ y $v_{\min}(n)$ vs. $n$ . . . . .	88
4.5. Trayectoria $P_T(v)$ de un sistema ideal. . . . .	89
4.6. Índice de Aprovechamiento ( $\xi(n)$ ) en función de la relación de caja ( $n$ ). . . . .	90
5.1. Sistema de bombeo simulado. . . . .	93
5.2. Sistema de bombeo simulado. . . . .	94
5.3. Perfil de viento empleado. . . . .	95
5.4. Par de la turbina (verde) y par de carga (trazos gruesa) simulados. . . . .	96
5.5. Resultados de simulación. . . . .	98
5.6. Esquema del prototipo experimental del sistema bajo estudio. . . . .	101
5.7. Sistema a emular. . . . .	102
5.8. $C_T$ teórico (-.-) y $C_T$ implementado (—). . . . .	103
5.9. $T_T$ vs. $\omega_T$ experimental. . . . .	105
5.10. Resultados experimentales y de simulación. . . . .	108
B.1. Circuito equivalente con el GSIP y el MI directamente acoplados. . . . .	129
B.2. Circuitos equivalentes en impedancias de ambas máquinas eléctricas. . . . .	130
B.3. Circuito con única impedancia equivalente de ambas máquinas eléctricas. . . . .	131
B.4. Circuito equivalente de Thevenin en el rotor del MI. . . . .	132
C.1. Bomba centrífuga sumergible SAER, NF95-E10. . . . .	135
C.2. Circuito hidráulico de extracción de agua de pozo. . . . .	136
C.3. F.E.M. medida del GSIP. . . . .	139
D.1. Estación meteorológica. . . . .	143
D.2. Prototipo de circuito de bombeo. . . . .	144
D.3. Convertidor electrónico comercial. . . . .	145
D.4. Motor de inducción (emulador) y GSIP. . . . .	145





# LISTA DE SÍMBOLOS

<i>Símbolo</i>	<i>Definición</i>
$a$	: factor de inducción axial de flujo
$a, b, c$	: fases set trifásico
$A, A_1, A_2$	: Área
$B^g$	: Coeficiente de rozamiento del generador
$B_T$	: Coeficiente de rozamiento de la turbina
$c$	: factor de forma de la distribución de Weibull
$C_p, C_p(\lambda)$	: coeficiente de potencia
$C_T(\lambda)$	: coeficiente de par
$D$	: diámetro de la cañería
$e$	: subíndice para variables en referencial sincrónico
$E_f$	: F.E.M. del generador
$E_{fth}$	: F.E.M. de Thevenin sobre el rotor del motor
$E_v$	: energía cinética del viento
$E_{AG}(v, n)$	: energía anual generable para cada viento
$g$	: aceleración de la gravedad
$g$	: subíndice, superíndice para variables del generador
$h_e$	: presión estática de la cañería
$h_d$	: presión dinámica de la cañería
$H$	: presión o altura diferencial en la bomba
$H_c$	: presión total del circuito hidráulico
$i$	: corriente instantánea
$i_{fd}$	: corriente constante de excitación del generador

<i>Símbolo</i>	<i>Definición</i>
$I$	: corriente de régimen permanente
$i$	: vector corriente en componentes $qd0$
$j$	: operador complejo
$J_b$	: momento de inercia de la bomba
$J^G$	: momento de inercia del generador
$J_t^G$	: momento de inercia del generador
$J^T$	: momento de inercia de la turbina
$J$	: matriz de rotación
$k$	: factor de escala de la distribución de Weibull
$k_0, k_1, k_2$	: coeficientes de par de la bomba
$l$	: desplazamiento de las partículas por unidad de tiempo
$L$	: longitud de la cañería
$L$	: inductancia total de estator o rotor
$L_{ls}, L_{lr}$	: inductancia de dispersión de estator, rotor
$L_m$	: inductancia de magnetización
$L_{th}$	: Inductancia de Thevenin sobre el rotor del motor
$L$	: matriz de inductancia
$m$	: masa del aire, subíndice variable de magnetización
min, max	: subíndice para valores mínimos, máximos
$m$	: subíndice, superíndice para variables del motor
$M$	: inductancia de magnetización
$n$	: relación de la caja multiplicadora
$p$	: operador derivada
$p_d^+, p_d^-$	: presión del aire frente-detrás de la turbina
$p_G$	: número de polos del generador
$p_M$	: número de polos del motor
$P^G$	: potencia del GSIP
$P^M$	: potencia eléctrica del motor
$P_{hb}$	: potencia hidráulica de la bomba

<i>Símbolo</i>	<i>Definición</i>
$P_{em}$	: potencia eléctrica del motor impulsor de la bomba
$P'_l$	: potencia solicitada a la turbina
$P_T$	: potencia de la turbina
$P_T(v)$	: potencia disponible del viento
$P(v)$	: potencia extraída para cada viento
$q, d, 0$	: subíndice coordenadas generalizadas
$Q$	: caudal
$r$	: resistencia eléctrica; subíndice variable de rotor
$R$	: radio de las palas de la turbina
$r_{th}$	: Resistencia de Thevenin sobre el rotor del motor
$s$	: frecuencia de deslizamiento, subíndice variable de estator
$T_b$	: par de la bomba
$T_{BG}$	: par rozamiento del generador
$T_e^G$	: par electromagnético del generador
$T_e^M$	: par electromagnético del motor
$T_l^G$	: par de carga del generador
$T_T$	: par de la turbina
$v$	: tensión instantánea
$v$	: velocidad de viento libre
$v$	: velocidad promedio del fluido
$v_d, v_2$	: velocidad del viento sobre y posterior a la turbina
$\mathbf{v}$	: vector tensión en componentes $qd$
$V$	: tensión de régimen permanente
$X$	: reactancia
$\bar{X}$	: variable fasorial
$Z$	: impedancia
$\sim$	: valores medidos
$\hat{\phantom{x}}$	: valores estimados

<i>Símbolo</i>	<i>Definición</i>
$'$	: variables reflejadas
$\gamma_{ag}$	: peso específico del agua
$\eta$	: rendimiento
$\eta_b$	: rendimiento de la bomba
$\lambda$	: velocidad específica ( <b>TSR</b> , Tip Speed Ratio), flujos
$\lambda$	: factor de forma de Darcy
$\lambda_m$	: flujo de los imanes
$\lambda_f$	: flujo constante de rotor del generador
$\lambda$	: vector de flujo
$\rho$	: densidad del aire
$\theta_{dq}$	: ángulo del referencial
$\theta_m^G, \theta_r^G$	: ángulo mecánico, eléctrico del generador
$\omega_b$	: velocidad del eje de la bomba
$\omega_{dq}$	: velocidad angular eléctrica del referencial $qd0$
$\omega_e, \omega_s$	: velocidad sincrónica
$\omega_m^G, \omega_G$	: velocidad angular mecánica del generador
$\omega_m^M$	: velocidad angular mecánica del motor
$\omega_r$	: velocidad angular eléctrica del generador
$\omega_T$	: velocidad angular de la turbina

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Descripción del Problema

La disponibilidad de energía eléctrica es hoy una necesidad básica que contribuye a la obtención de una mejor calidad de vida. A pesar de esto, una parte significativa de la población rural de nuestro país (según la Secretaría de Energía de la Nación 1.8 millones de habitantes) no dispone ni dispondrá de energía eléctrica, lo que promueve la emigración hacia zonas urbanas [1]. Esto se debe a la baja rentabilidad que poseen los sistemas de distribución convencionales en regiones de escasa densidad poblacional y/o de difícil accesibilidad, debido a las grandes distancias o accidentes geográficos y a los bajos consumos de electricidad en las viviendas rurales.

Una posible solución para este problema, en lugares remotos (alejados de las redes de distribución eléctrica convencional) de nuestro país, es el aprovechamiento de las energías renovables mediante sistemas de captación y almacenamiento de energía, descentralizados y autónomos. Estos sistemas, en algunas situaciones constituyen una solución eficiente y económica para resolver el problema de abastecimiento energético del habitante rural [2].

La radiación solar y el viento constituyen flujos energéticos disponibles, con mayor o menor intensidad, en todo el territorio nacional. En general es sabido que, en las regiones donde se dispone de vientos regulares, la solución más económica para el abastecimiento energético es la utilización de generadores eólicos [3], [4]. En el país se está tomando conciencia, por parte del Gobierno Nacional, de la importancia de este recurso energético para aliviar el problema energético actual del país. Por ello se ha lanzado el “Plan Nacional de Energía Eólica”, cuyo objetivo es el de conocer el recurso eólico disponible para la utilización del viento

## INTRODUCCIÓN

---

con fines energéticos [5]. Actualmente existe en el país una potencia instalada de más de 50 [MW] [6], solo en grandes y medianas turbinas. También existe, para el aprovechamiento de la energía en lugares remotos, una gran cantidad de sistemas de generación autónomos de pequeña potencia, también llamados “microcentrales eléctricas”. Estas microcentrales son sistemas robustos, de bajo mantenimiento y bajo costo de manera tal que es posible instalarlos en regiones alejadas de centros urbanos.

Otro de los principales requerimientos de energía en la población rural o alejada de grandes centros urbanos está relacionado con la provisión de agua para consumo humano, de ganado y para riego. En las áreas rurales, el agua con adecuada calidad para el consumo humano se encuentra en napas subterráneas y puede ser extraída por medio de algún sistema de bombeo.

Tradicionalmente este requerimiento ha sido cubierto por los “molinos de viento” mecánicos para bombeo de agua. Estos sistemas han demostrado cumplir adecuadamente con sus objetivos, particularmente, en regiones remotas donde el combustible o la electricidad son costosos o inaccesibles. Además, es posible que estos molinos sean construidos a muy bajo costo, son robustos y con bajos requerimientos tecnológicos [7]. Sin embargo estos sistemas tienen bajo caudal y un muy bajo rendimiento [8], y debido a la transmisión mecánica (desde la turbina hasta la bomba), requieren que la turbina esté en el mismo lugar que el pozo de agua, normalmente en un valle, mientras que la captación óptima del viento, normalmente, se encuentra en zonas altas. Debido a estas razones, se han comenzado a utilizar en lugares remotos, sistemas de bombeo a partir de energía eólica, que comprenden una etapa de conversión de energía cinética a energía eléctrica, más otra etapa que convierte esa energía eléctrica en hidráulica mediante una bomba eléctrica. En estos sistemas se satisfacen ambos requerimientos mencionados anteriormente de proveer: energía eléctrica para consumo domiciliario o agrícola y agua para el consumo humano y ganado con mayores rendimientos que en el caso de los viejos molinos de viento mecánicos.

Estos tipos de sistemas permiten ubicar la turbina en una ubicación distante de la bomba (si fuese necesario) y consecuentemente del pozo, lo cual permite optimizar el sistema de bombeo, dado que la turbina se puede ubicar en el lugar con mayor viento (generalmente la parte más alta y alejada de arboledas), y la bomba más cerca del sitio de extracción o donde

el agua esté a menor profundidad.

En estos sistemas se puede utilizar el excedente de energía para bombear agua a un embalse elevado para ser utilizado como forma de almacenamiento de energía. Dicha agua puede ser utilizada posteriormente para consumo o ser utilizada para obtener energía eléctrica por medio de una microturbina hidráulica [9] [10].

## 1.2. Antecedentes del Tema

A lo largo de la historia se han desarrollado diferentes sistemas de bombeo, desde los molinos agrícolas para abastecimiento de agua para ganado, hasta los sistemas de bombeo electro-eólicos con disponibilidad de energía eléctrica para otros propósitos.

En general, cuando de utilización de energía eólica se habla, se pueden mencionar dos aplicaciones principales: el bombeo de agua y la generación de electricidad.

Las primeras bombas eólicas aparecieron hacia 1854, desarrolladas por Daniel Halladay. Estas bombas están formadas por un rotor multipala acoplado, mediante un sistema biela-manivela, a una bomba de pistón. Hacia 1890 se empezó a fabricar, con álabes metálicos, el conocido molino de bombeo americano, llegando a convertirse en el molino de viento más utilizado de cuantos hayan existido.

En Argentina, desde mediados del siglo pasado, y hasta hoy en día, se pueden encontrar en la Pampa Húmeda fundamentalmente, y también en otras regiones, numerosos de estos molinos multipala utilizados por los establecimientos agroganaderos para la extracción de agua. De acuerdo con el Censo Agropecuario Nacional, efectuado en el año 1988, existen más de 400.000 máquinas de este tipo [6].

Recién en 1892, el profesor La Cour diseñó el primer prototipo de aerogenerador eléctrico. Los trabajos de La Cour constituyeron los primeros pasos en el campo de los aerogeneradores modernos. Los primeros aerogeneradores de corriente alterna surgieron en los años 50 de la mano del ingeniero Johannes Juul. Concretamente en 1956 se desarrolló el aerogenerador de Gedser (Dinamarca) de 200 kW que representa la antesala de los actuales aerogeneradores. Otra máquina eólica de trascendencia fue la construida por el profesor Utrich Hutter en

## INTRODUCCIÓN

---

1960 con una potencia de 100 kW y un diámetro de 34 m. Estas máquinas representan los comienzos de diferentes facetas en el desarrollo de la energía eólica: máquinas con potencias del orden de los megavatios las cuales están empezando a aparecer en la escena comercial y los diseños caracterizados por estructuras más livianas que todavía representan el futuro de las máquinas eólicas.

Después de la primera crisis del petróleo de 1973, muchos países (principalmente los que tenían una importante dependencia de la importación de esos productos) comenzaron a considerar con mayor interés la producción de energía eléctrica a partir del recurso eólico. Es así como empezó a pensar seriamente en lo que dio en llamarse ahorro o conservación de energía y al mismo tiempo se comenzó a replantear el tema de la utilización de las energías no convencionales, apareciendo entonces la energía eólica, desde el punto de vista económico, como una fuente más competitiva para la producción de electricidad. Esta situación incentivó a las compañías de energía a la realización de nuevos estudios que llevaron a una importante mejora de las tecnologías de aprovechamiento, logrando equipos conversores de energía eléctrica cada vez más confiables y potentes. Estos estudios permitieron la construcción de grandes aerogeneradores, tomando como punto de partida el aerogenerador de Gedser, habiéndose construido para el año 1979 dos aerogeneradores de 630 kW. Estos diseños resultaron extremadamente caros y en consecuencia, el alto precio de la energía devino un argumento clave en contra de la energía eólica.

Argentina no fue ajena a esta crisis, por lo que en esos años se empezó a trabajar activamente en el país, fundamentalmente en el sector de investigación, en procura de adquirir experiencia en el uso de las nuevas tecnologías. También la paulatina toma de conciencia de que es mejor, en tanto sea posible, la utilización de fuentes energéticas que no produzcan contaminación ambiental, influyó grandemente en la decisión de impulsar la energía eólica.

Si bien se puede decir que desde los años 70 comenzó en el país la generación de electricidad a gran escala, también hay que mencionar que ya desde la década del 30, se hicieron muy populares los denominados aerocargadores, máquinas eólicas de pequeña potencia generadoras de electricidad (hasta unos 3 kW), destinadas fundamentalmente a cargar baterías con las que los pobladores podían en algunos casos iluminarse y también escuchar radio. Como nuestro país no podía escapar al contexto general, al producirse la extensión de la electrifi-



cación rural por redes convencionales y sumada la facilidad en adquirir equipos accionados a combustible a un precio muy acomodado, con la posibilidad, además, de brindar un servicio más completo, se fue desplazando paulatinamente a los generadores eólicos. A pesar de este desplazamiento, existen regiones alejadas de los grandes centros urbanos que no dispone ni dispondrá de energía eléctrica por medios convencionales. Es en esos lugares donde la utilización de sistemas de generación autónomos de pequeña potencia a partir de energías alternativas es aún viable. Esta viabilidad es más atractiva aún si además se menciona, que en estos sistemas es posible integrar la función de bombeo de agua (extraída de napas subterráneas) para consumo humano, de ganado y para riego. Tal es así que en la actualidad existen algunos sistemas comerciales de bombeo basados en generadores electro-eólicos los cuales han sido analizados en su desempeño práctico y han mostrado buenos resultados [11] [12] [13]. Algunos de estos sistemas son destinados a solucionar el abastecimiento de agua a zonas de bajos recursos [14]

### **Tipos de turbinas eólicas**

Los tipos de turbinas eólicas se clasifican de acuerdo a su disposición en dos grandes bloques, según sea el eje vertical u horizontal.

Dentro de las turbinas de eje vertical, se destacan los siguientes diseños: la turbina de rotor tipo Savonius, cuya sección recta tiene forma de S y la turbina de rotor tipo Darrieus integrada por varias palas unidas por sus extremos al eje vertical, estando arqueadas en una forma similar a la que tomaría una cuerda girando alrededor del eje.

En las de tipo horizontal el número de palas puede ser: dos o tres, o multipala (15 - 20). Las primeras son más adecuadas para velocidades de viento altas y son denominadas “rápidas”, mientras que las multipala lo son para bajas velocidades de viento y se denominan “lentas” (Una clasificación más adecuada sería en función de un coeficiente llamado “Tip Speed Ratio” o velocidad de punta de pala, del cual se define más adelante).

Al momento de seleccionar una turbina eólica para una determinada aplicación dos factores son fundamentales: primero el régimen de vientos disponible, que va a fijar que tipo de máquina es la que más adecuadamente puede aprovechar las corrientes de viento incidentes y segundo, la energía que se desea obtener en un periodo de tiempo dado, y que determinará el área que debe barrer el rotor y, en definitiva, el tamaño de la máquina.

## INTRODUCCIÓN

---

Las turbinas de eje horizontal poseen varias ventajas sobre los de eje vertical, entre ellas: mayor rendimiento, la superficie de la pala es menor que en los modelos de eje vertical para una misma área barrida y la sujeción de los modelos Darrieus impiden elevar la turbina tanto como en los modelos de eje horizontal. Esto último da lugar a que con una misma área barrida se obtenga menor potencia en los de tipo Darrieus, por aprovecharse menos el aumento de la velocidad del viento con la altura.

Cuando una turbina eólica se conecta directamente a una carga mecánica, se denomina “molino”, y su función más extendida es el bombeo de agua. Dentro de los molinos de viento se pueden distinguir dos grupos (de acuerdo a la forma en que utilizan la energía):

- mecánicos,
- accionados por un generador eléctrico.

Los **molinos de viento mecánicos** son utilizados, en general, para volúmenes grandes y para desniveles pequeños, dentro de ellos se pueden mencionar [15]:

El molino de viento accionando en forma mecánica un **pistón**, es el tipo más corriente de molino de viento para bombear agua, como el que se muestra en la Figura 1.1. El eje de la turbina está conectado, directamente o a través de una caja de engranajes, al pistón de la bomba por medio de una manivela y una varilla metálica. Las turbinas empleadas para operar con bombas pistón requieren un alto par de arranque para el bombeo y deben funcionar a bajas velocidades para evitar la destrucción del molino, por ello son construidas de gran cantidad de palas (entre 10 y 20).

El molino de viento con **transmisión rotativa**, es similar a los anteriores donde el eje de la turbina está también conectado, directamente o a través de una caja de engranajes, a la bomba pero en este caso el movimiento que es transmitido a la bomba no es de vaivén sino de rotación, por ejemplo a una bomba centrífuga o a una bomba de tornillo. Las turbinas utilizadas en estos molinos tienen bajo par de arranque pero pueden funcionar a alta velocidad lo cual las hace adecuadas para su acople con bombas centrífugas [16].

En los molinos de vientos accionados por un **generador eléctrico**, también llamados sistemas de bombeo basados en “generadores electro-eólicos”, en los cuales un generador

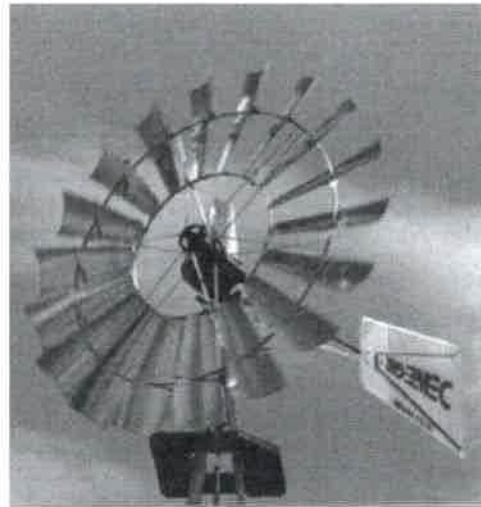


Figura 1.1: Molino multipala

eléctrico acoplado a una turbina eólica es utilizado para, mediante energía eléctrica generada, accionar una electrobomba hidráulica (constituida por un motor eléctrico y una bomba, en general, del tipo centrífuga). En la Figura 1.2 se muestra un esquema básico de un sistema de bombeo electro-eólico.

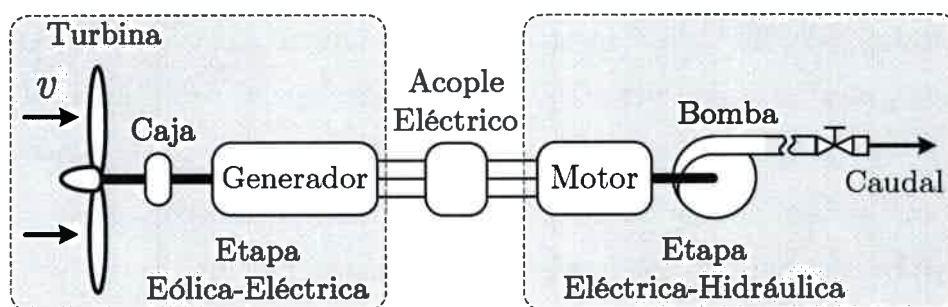


Figura 1.2: Sistema de bombeo electro-eólico

Estos sistemas de bombeo incluyen dos etapas de conversión de energía: en la primera, una turbina eólica convierte la energía de eólica a eléctrica y, en la segunda etapa la energía eléctrica es utilizada por una electrobomba, para convertir la energía eléctrica en hidráulica. Adicionalmente, un sistema de este tipo permite proveer energía eléctrica para consumo domiciliario o agrícola.

El Acople Eléctrico entre ambas etapas puede ser de dos formas:

## INTRODUCCIÓN

---

- Acoplamiento con acondicionamiento de energía,
- Acoplamiento directo o sin acondicionamiento de energía.

En el primero de ellos se encuentran presentes una o más etapas de electrónica de potencia que acondicionan la energía entre la turbina y la bomba. Esto permite independizar en cierta forma el funcionamiento de la turbina del funcionamiento de la bomba, permitiendo aprovechar mejor tanto la turbina como la bomba. El agregado de esa etapa de electrónica de potencia tiene como desventaja que disminuye la robustez del sistema, lo encarece, además de requerir de un control adecuado [17]. Como ejemplo de estos sistemas se puede mencionar el trabajo de Miranda [18], donde se utiliza un sistema directamente acoplado compuesto por una turbina, un generador de inducción, un motor de inducción y una bomba centrífuga. Este sistema requiere de un compensador estático para inyectar la energía reactiva consumida por el generador.

En el caso de acoplamiento directo entre el generador y el motor, no existe ningún elemento que acondicione la energía intercambiada entre la turbina y la bomba. Este tipo de acople es más económico y robusto que el anterior aunque, en este caso, el funcionamiento del conjunto turbina-generador no es independiente del conjunto motor eléctrico-bomba. Esto requiere que las características de la energía (tensión y frecuencia) provistas por el generador sean compatibles con las características del motor utilizado para impulsar la bomba.

Inicialmente se usaron máquinas de corriente continua (generador y motor), sin embargo su utilización fue abandonada, debido a que estas máquinas son costosas y requieren de contactos móviles, los que disminuyen su confiabilidad y requieren de mantenimiento periódico. Estas desventajas promovieron el posterior desarrollo de sistemas de bombeo basados en energía solar, donde el generador de corriente continua es sustituido por celdas solares, las que también producen energía de corriente continua sin partes móviles. Estos sistemas de bombeo basados en energía solar presentan aún la desventaja de que se componen de un motor de corriente continua (como impulsor de la bomba) y además es difícil la construcción de celdas solares de gran potencia, por lo que su utilización se ha difundido sólo en sistemas de pequeña escala [19]. Para evitar los contactos móviles de las máquinas de corriente continua se han utilizado Generadores de Inducción (**GI**) y Generadores de Imanes Permanentes (**GIP**).

Los GI a pesar de ser menos costosos que los GIP requieren de un sistema adicional (red pasiva) para autoexcitarse [20]. Mientras que en los GIP esta excitación es provista por los imanes, no requiriendo de ningún sistema de excitación adicional. Estas necesidades los hacen propicios para diferentes sistemas de generación.

Por un lado, los GI son preferidos en sistemas de generación eólica conectados a la red debido a que la excitación necesaria para la generación es provista por la red misma y no requieren de adaptaciones entre las frecuencias de generación y la red. Debido a esto es que los GI han sido los más utilizados en esos sistemas, pudiéndose construir para grandes potencias, aspecto que hasta hace algunos años era difícil de lograr en los GIP (sólo a nivel experimental). Sin embargo, en la actualidad se han comenzado a desarrollar GIP de gran potencia dado que tienen la ventaja de que se pueden fabricar con gran número de polos, lo que evita la caja multiplicadora de velocidades, necesaria en los GI [21] [22] [23]. En argentina se puede mencionar, a modo de ejemplo, el desarrollo de GIP de 1 MW por parte de la empresa IMPSA [24].

Por otro lado, la simplicidad de funcionamiento de los GIP los hace también adecuados en microcentrales electro-eólicas aisladas debido a que, como ya se mencionó, no requieren de ningún sistema adicional de excitación para generar. Otra ventaja de los GIP frente a los GI es que se logra obtener la misma potencia con menor volumen y peso [25] [26]. Dentro de las diferentes topologías de GIP existentes, una de las más utilizadas en sistemas de baja potencia es la de flujo axial con rotor exterior. Debido a que con estas máquinas se facilita el montaje, ya que las palas son fijadas al propio rotor.

La utilización de un GI o un GIP permite disponer de energía eléctrica en forma de corriente alterna que puede ser utilizada para alimentar directamente un Motor de Inducción (MI). La utilización de estos motores constituye una ventaja ya que los mismos son robustos, de bajo mantenimiento y de bajo costo. Esto ha posibilitado la utilización prácticamente exclusiva de los MI para impulsar bombas centrífugas además de que debido a su escaso mantenimiento permite la construcción de bombas centrífugas sumergibles, las cuales son propicias en aplicaciones de extracción de agua de pozo.

Los sistemas de bombeo electro-eólico con acople directo pueden ser diseñados con el fin de encontrar las condiciones de funcionamiento más favorables considerando, por un

## INTRODUCCIÓN

---

lado, la optimización de la turbina, desde el punto de vista de captura de energía máxima [27] [28] [29], y por otro lado la optimización de la bomba, para lograr el máximo caudal de agua bombeada o máximo rendimiento. La optimización del sistema completo turbina-bombeo depende, principalmente, del dimensionamiento correcto del sistema considerando cada parte en detalle.

### 1.3. Objetivos

El objetivo principal de esta tesis es estudiar y establecer criterios de diseño para sistemas de bombeo a partir de energía eólica. Uno de estos criterios es el de maximizar la energía anual extraíble del viento.

Para cumplir con este objetivo principal es necesario modelar, analizar y dimensionar de forma eficiente el sistema de generación eólica y bombeo bajo estudio. Además se debe considerar que el mismo funciona en forma aislada de la red con el objetivo de convertir la energía cinética del viento en energía hidráulica del agua.

Se propone para cumplir con este objetivo estudiar un sistema eólico de bombeo acoplado directamente, basado en un emulador de una turbina eólica de 5 m. de diámetro y su caja multiplicadora de velocidades, un generador síncrono de imanes permanentes, y una bomba centrífuga sumergible impulsada por un motor de inducción.

Para analizar y evaluar el desempeño del sistema propuesto, se efectúan simulaciones numéricas, mientras que para validar la teoría expuesta en este trabajo, se implementa un prototipo de laboratorio con el cual se obtuvieron resultados experimentales. Estos resultados fueron comparados con las simulaciones numéricas obtenidas anteriormente, con el objetivo de validar los modelos matemáticos propuestos.

### 1.4. Organización de la tesis

La Tesis está organizada de la siguiente manera: En el Capítulo 2 se describe el sistema propuesto de generación eólica y bombeo y, se modelan las partes constituyentes del mismo. Las partes del sistema son: la turbina eólica, la caja multiplicadora, la máquina síncrona de imanes permanentes, la máquina de inducción, la bomba centrífuga y el circuito hidráulico.

En el Capítulo 3 se utilizan éstos modelos para generar un modelo integral de régimen permanente del sistema completo. Este modelo integral es útil para analizar el funcionamiento en régimen permanente, es decir que permite obtener los puntos de funcionamiento del sistema y sus límites de trabajo.

En el Capítulo 4 se analiza el funcionamiento del sistema para diferentes valores de relación de caja multiplicadora. Este análisis permite diseñar la relación de caja necesaria para maximizar la captura de energía eólica.

En el Capítulo 5 se utilizan los modelos dinámicos del Capítulo 2 para generar un modelo integral dinámico. Este modelo permite analizar el funcionamiento dinámico del sistema mediante simulaciones en computadora. Con el fin de validar los resultados de simulación se muestran resultados experimentales obtenidos con un banco emulador del sistema de bombeo. Se muestra también en este Capítulo el desarrollo del emulador del sistema construido.

En el Capítulo 6 se muestran las conclusiones alcanzadas de esta tesis.

Finalmente en los Apéndices se muestran los parámetros utilizados para la simulación, cálculos adicionales al cuerpo de la Tesis e imágenes del banco emulador desarrollado.



## Capítulo 2

# SISTEMA PROPUESTO, DESCRIPCIÓN Y MODELADO

### 2.1. Sistema Propuesto

En este capítulo se describe el sistema de bombeo propuesto y se presentan los modelos matemáticos dinámicos y de régimen permanente de cada una de sus partes.

El esquema del sistema de bombeo propuesto se muestra en la Figura 2.1. Este sistema utiliza la energía del viento para bombear agua. El sistema consta de una Turbina, un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (**GSIP**), una Caja de velocidades, un Motor de Inducción con rotor de jaula de ardilla (**MI**), una Bomba Centrífuga sumergible (**BC**) y un Circuito Hidráulico (**CH**).

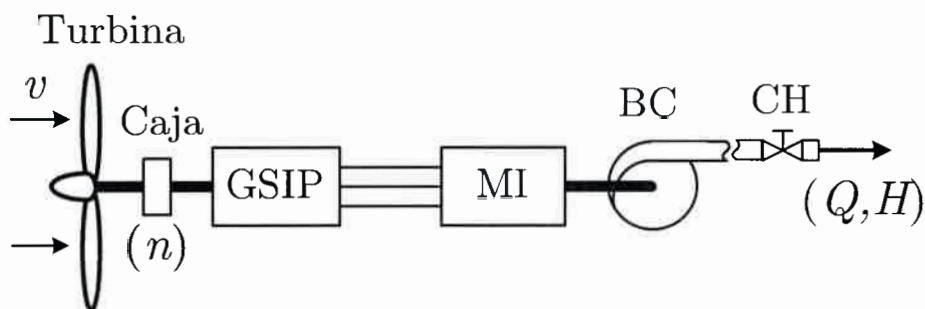


Figura 2.1: Esquema de Sistema Propuesto.

La turbina, del tipo de eje horizontal y de paso fijo, tiene la función de captar la energía del viento, caracterizada por la velocidad de viento ( $v$ ), y convertirla en energía mecánica en su eje. Acoplada a la turbina existe una caja de velocidades con relación de velocidades fija

( $n$ ), utilizada para adaptar las velocidades de rotación de la turbina y del generador, el cual tiene como función transformar la energía mecánica proveniente de la turbina, en energía eléctrica en bornes del estator.

La energía eléctrica generada por el GSIP es utilizada para alimentar un MI el cual convierte la energía nuevamente en mecánica en el eje de una Bomba Centrífuga. La conexión eléctrica entre el GSIP y el MI se realiza uniendo los bornes del GSIP y del MI. A esta conexión se la denomina “directa” o bien se dice que el GSIP y el MI están “directamente acoplados”. La BC, es utilizada para convertir la energía mecánica provista por el MI en energía hidráulica, caracterizada por el caudal ( $Q$ ) y la presión ( $H$ ). Como elemento final del sistema de bombeo propuesto se encuentra un Circuito Hidráulico, a través del cual el agua es impulsada por la BC desde un pozo hacia la superficie.

Este capítulo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 2.2 se modela la turbina; en la Sección 2.3 se modela el generador síncrono de imanes permanentes; en la Sección 2.4 se modela el motor de inducción; en la Sección 2.5 se modela la bomba centrífuga y en la Sección 2.6 se modela el circuito hidráulico.

El generador síncrono de imanes permanentes se modela: en la Sección 2.3.1 en coordenadas  $abc$ , en la Sección 2.3.2 en coordenadas  $qd0$  y en la Sección 2.3.4 en régimen permanente. El motor de inducción se modela: en la Sección 2.4.1 en coordenadas  $abc$ , en la Sección 2.4.2 en coordenadas  $qd0$  y en la Sección 2.4.4 en régimen permanente.

## 2.2. Modelo Dinámico de la Turbina

La turbina es la máquina encargada de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento es producto de la energía cinética de las partículas de aire en movimiento. La energía cinética ( $E_v$ ) de una masa ( $m$ ) de aire que se mueve a una velocidad  $v$ , puede expresarse como:

$$E_v = \frac{1}{2} m v^2 . \quad (2.1)$$

Al acercarse esta masa de aire a una turbina, representada por el área transversal ( $A$ ) de barrido de sus palas, se produce una disminución de velocidad ( $v_d$ ) y, consecuentemente, un aumento de presión en el frente de la turbina ( $p_d^+$ ), como se puede ver en la Figura 2.2.

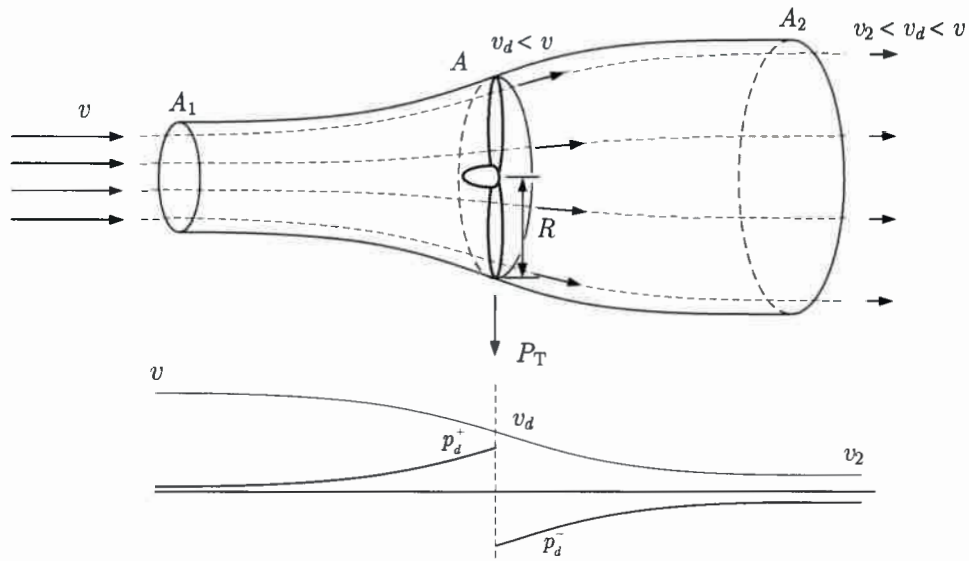


Figura 2.2: Disminución de la velocidad de viento al atravesar la turbina.

Al atravesar esta masa de aire el área  $A$ , se produce una caída de presión inmediatamente después de la turbina ( $p_d^-$ ). Esta presión corriente abajo recupera su valor normal (presión atmosférica) a costa de disminuir nuevamente la velocidad de desplazamiento de la masa de aire ( $v_2$ ). Finalmente, entre secciones lo suficientemente alejadas delante y detrás de la turbina, no existe cambio en la presión de la masa de aire pero sí un cambio en su velocidad [8] [30]. En la Figura 2.2 se muestra la velocidad de viento antes de la turbina ( $v$ ) y su gradual disminución, primero al incidir sobre la turbina ( $v_d$ ) y luego de atravesarla ( $v_2$ ).

En la Figura 2.2 se muestra también como varía el área de la masa de aire de forma tal que el flujo de masa de aire,  $dm/dt$ , se conserve (de acuerdo con la ecuación de continuidad), esto es,

$$\frac{dm}{dt} = \rho v A_1 = \rho v_d A = \rho v_2 A_2, \quad (2.2)$$

donde  $dm/dt$  es el flujo de masa de aire,  $\rho$  es la densidad del aire,  $A_1$  y  $A_2$  son las áreas equivalentes antes y después de la turbina, respectivamente, y  $A$  es el área descrita por la rotación de las palas de una turbina, que se puede obtener (para turbinas de eje horizontal) como ,

$$A = \pi R^2, \quad (2.3)$$

donde  $R$  es la longitud de palas, o bien el radio de la turbina.

Es posible combinar la energía cinética del viento (ecuación (2.1)) y el flujo de masa (ecuación (2.2)) para obtener la energía por unidad de tiempo pasando por el área  $A$ , ( $P_v = dE/dt$ ). Esta energía por unidad de tiempo es físicamente idéntica a una potencia, denominada potencia disponible del viento ( $P_v$ ) y se puede escribir como [31],

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 . \quad (2.4)$$

Por otro lado, la potencia extraíble del viento ( $P_T$ ) se puede obtener a partir de la variación de la cantidad de movimiento que experimenta el aire ( $\Delta p$ ) y de la velocidad del aire incidente sobre la turbina ( $v_d$ ) como,

$$P_T = \Delta p \cdot v_d . \quad (2.5)$$

El cambio en la velocidad de la masa de aire debido a la turbina se puede representar por un coeficiente llamado *factor de inducción axial de flujo* ( $a$ ). Consecuentemente, la velocidad en la turbina  $v_d$  es,

$$v_d = (1 - a) v . \quad (2.6)$$

La variación de la cantidad de movimiento depende del cambio de velocidad corriente arriba y abajo de la turbina, y de la masa por unidad de tiempo que pasa por la misma (ecuación (2.2)), la cual es producida por la caída de presión en inmediaciones del disco. Así se tiene que [8],

$$\Delta p = (p_d^+ - p_d^-) A = (v - v_2) \rho A (1 - a) v . \quad (2.7)$$

Se puede aplicar el Teorema de Bernoulli en secciones suficientemente alejadas, tanto corriente arriba y abajo de la turbina para poder escribir la expresión anterior exclusivamente en función de las velocidad de viento  $v$  de manera tal que,

$$v_2 = (1 - 2a) v . \quad (2.8)$$

A partir de las ecuaciones (2.6), (2.7) y (2.8), se puede escribir la ecuación (2.5) como,

$$P_T = 2 \rho A v^3 a (1 - a)^2 . \quad (2.9)$$

Ya que ésta potencia extraída es sólo una parte de la disponible en el viento y con el fin de proporcionar una referencia para esta potencia de salida, se la compara con la potencia disponible del viento ( $P_v$ , ecuación (2.4)). La relación entre la potencia mecánica extraída por la turbina y la potencia disponible del viento se llama Coeficiente de Potencia,  $C_p$  ([8] [31]):

$$C_p = \frac{P_T}{P_v}, \quad (2.10)$$

el cual mide el grado de eficiencia con el cual la turbina extrae la potencia del viento. En la Figura 2.3 se muestra  $C_p$  en función del factor de inducción de flujo axial ( $a$ ).

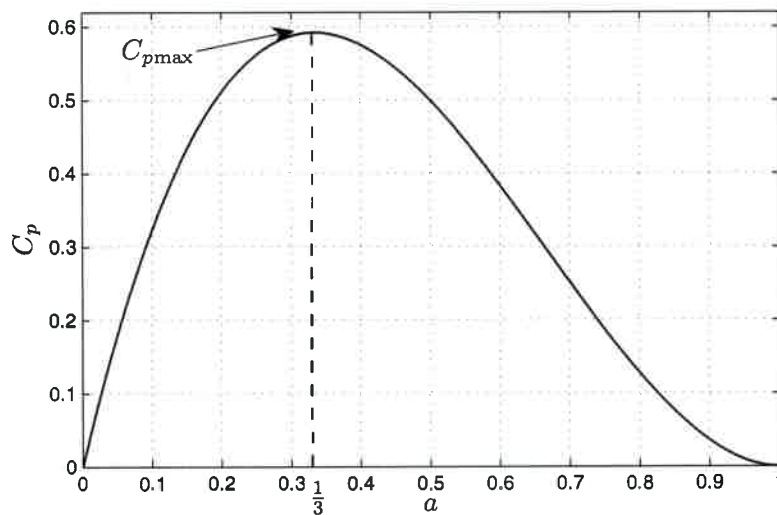


Figura 2.3:  $C_p$  vs. factor de inducción de flujo axial ( $a$ ).

En la Figura 2.3 se puede encontrar que este coeficiente alcanza un máximo  $C_{pmax} = 0,593$  en  $a = 1/3$  llamado “límite de Betz”, es decir que a lo sumo puede transformarse el 59,3 % de la potencia del viento en potencia mecánica en el eje de la turbina [31]. Más aún, en realidad una turbina no es sólo un área por la cual atraviesa el aire sino que esta compuesta por palas, las que al girar impartirán además un movimiento de rotación al aire, llamado vórtice. Estos vórtices reducen el porcentaje de energía mecánica extraíble, por lo que el coeficiente de potencia de la turbina no alcanzará el límite de Betz [31].

Se puede decir entonces que el  $C_p$  dependerá de la relación entre las componentes de energía de movimiento rotacional y de movimiento translacional de la corriente de aire. Esta

relación está determinada por, la velocidad tangencial del aire a las palas de la turbina y la velocidad axial del aire, llamándose a este cociente como *relación de punta de pala*,  $\lambda$  (TSR, Tip Speed Ratio), es decir [31]:

$$\lambda = \frac{\omega_T R}{v}, \quad (2.11)$$

donde  $\omega_T$  es la velocidad angular de la turbina. El coeficiente de potencia es por lo tanto una función de la relación de punta de pala ( $C_p(\lambda)$ ).

La incorporación del efecto de los vórtices en el  $C_p(\lambda)$  hace que deban ser consideradas las características aerodinámicas de la turbina y, por lo tanto, también la geometría de las palas que la conforman [31]. En realidad, aún con la incorporación de la geometría de las palas no es suficiente para obtener un modelo representativo de la realidad, aunque se puede obtener una buena aproximación al  $C_p(\lambda)$  real. En general una curva real del coeficiente de potencia debe obtenerse experimentalmente en un túnel de viento [32] [33] [34].

La curva de  $C_p(\lambda)$  empleada en esta tesis, se muestra en la Figura 2.4. Esta curva se obtiene experimentalmente de una turbina eólica tri-pala disponible en la estación electro-eólica del Grupo de Electrónica Aplicada - UNRC.

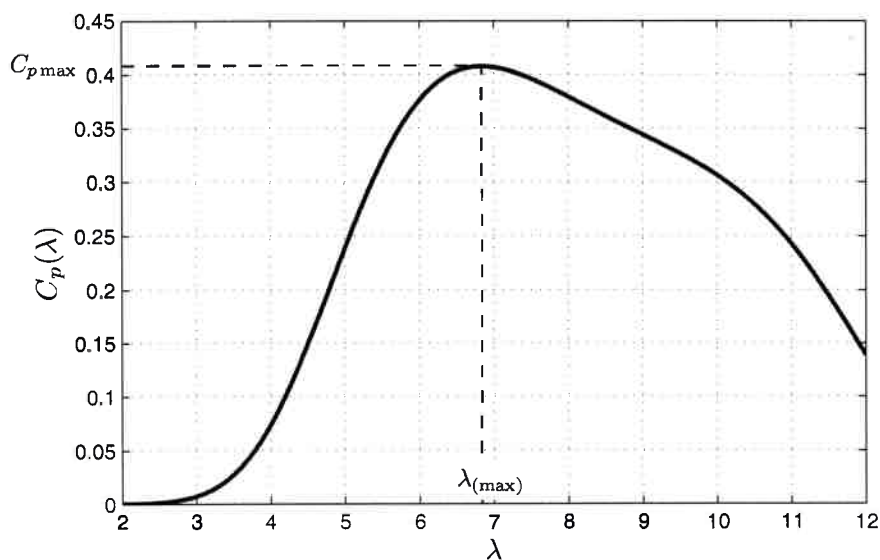


Figura 2.4:  $C_p$  vs.  $\lambda$ .

Se puede ver en la Figura 2.4 que  $C_p(\lambda)$  alcanza un valor máximo ( $C_{p \max}$ ) inferior al límite de Betz ( $C_{p \max} \approx 0,42 < 0,593$ ) correspondiente a una relación de punta de pala  $\lambda_{(\max)} \approx 7$ . Este valor de  $\lambda$  para el cual el coeficiente de potencia es máximo es aproximadamente el mismo en turbinas de eje horizontal tri-pala [31].

La potencia mecánica extraíble del aire por una turbina ( $P_T$ ) se puede entonces escribir en régimen estacionario como ([8]),

$$P_T = C_p(\lambda) P_v = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda) v^3 . \quad (2.12)$$

Como se puede observar en la ecuación (2.12), la potencia extraíble del aire depende directamente de la densidad del aire ( $\rho$ ), la cual depende de la altura del suelo que se considere [35]. Esto puede ser de interés en turbinas de gran tamaño donde la variación puede llegar a ser significativa. En esta Tesis la densidad del aire es considerada constante debido a que en el sistema modelado la variación de la misma por efecto de la altura puede ser despreciable.

A partir de la ecuación (2.12) y de la curva de  $C_p(\lambda)$  se puede obtener la curva de potencia capturada por la turbina ( $P_T$ ) en función de la velocidad angular ( $\omega_T$ ) para velocidades de viento  $v = 4, 5, \dots, 11$  [m/s], como se muestra en la Figura 2.5.

En la Figura 2.5 se muestra en línea de trazos los valores máximos de potencia capturada por la turbina ( $P_{T \max}$ ) para cada velocidad de viento. Es decir que para cada  $v$  conocida, se puede encontrar una  $\omega_T$  tal que,

$$\lambda_{(\max)} = \frac{\omega_T R}{v} , \quad (2.13)$$

el coeficiente de potencia será entonces  $C_p(\lambda_{(\max)}) = C_{p \max}$  y, de acuerdo a la ecuación (2.12) la potencia capturada es entonces máxima y se puede obtener en función de  $\omega_T$  como,

$$P_{T \max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p \max}}{\lambda_{(\max)}^3} \omega_T^3 . \quad (2.14)$$

En turbinas de velocidad variable y paso fijo suele aplicarse algún sistema de control sobre  $\omega_T$  de forma que la ecuación (2.13) se cumpla aún ante cambios en la velocidad de

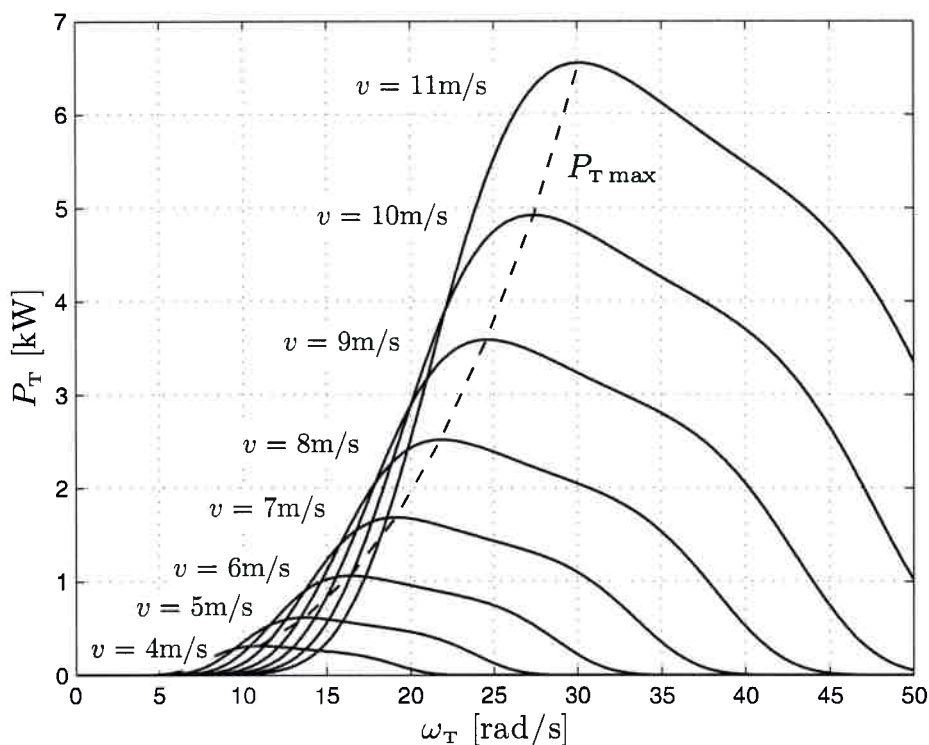


Figura 2.5:  $P_T$  vs.  $\omega_T$  para diferentes velocidades de viento ( $v$ ).

viento. Un sistema que recorra la curva definida por la ecuación 2.14 es capaz de capturar la máxima energía disponible en todo momento [36] [37] [38].

El par de la turbina ( $T_T$ ) se puede obtener como,

$$T_T = \frac{P_T}{\omega_T}. \quad (2.15)$$

A partir de la ecuación (2.15) y la ecuación (2.12) se puede escribir el par de la turbina también como,

$$T_T = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_T(\lambda) v^2, \quad (2.16)$$

donde  $C_T(\lambda)$  es el coeficiente de par y se obtiene como,

$$C_T(\lambda) = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda}. \quad (2.17)$$



En la Figura 2.6 se muestra la curva de  $C_T(\lambda)$ , obtenida a partir de la ecuación (2.17) y la curva de  $C_p(\lambda)$  mostrada en la Figura 2.4.

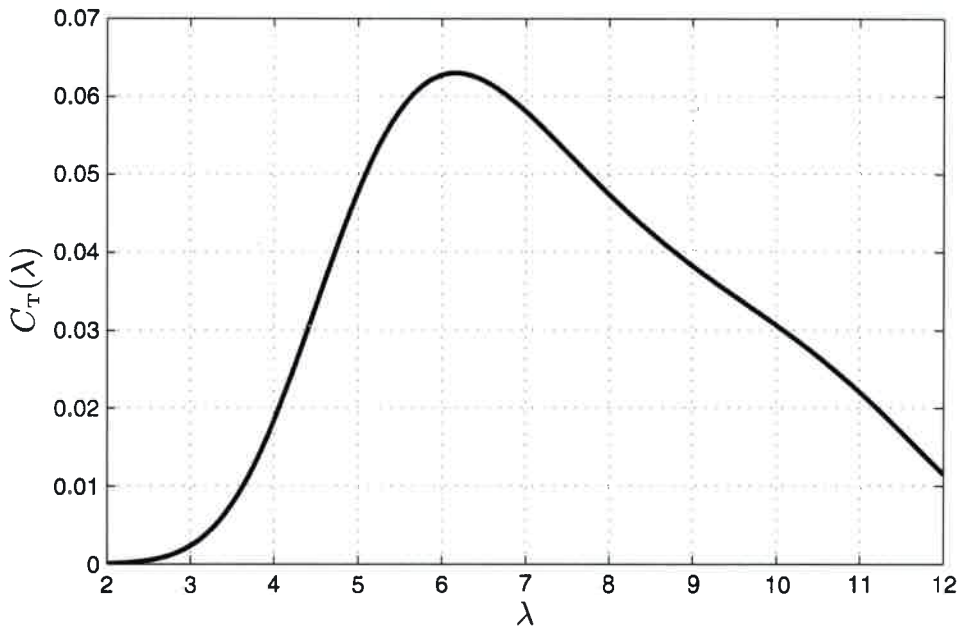


Figura 2.6:  $C_T$  vs.  $\lambda$ .

Teniendo en cuenta la curva de  $C_T(\lambda)$  de la Figura 2.6 en la expresión (2.16), se puede obtener el par de la turbina en función de la velocidad angular,  $\omega_T$ , como se muestra en la Figura 2.7, para velocidades de viento  $v = 4, 5, \dots, 11$  [m/s].

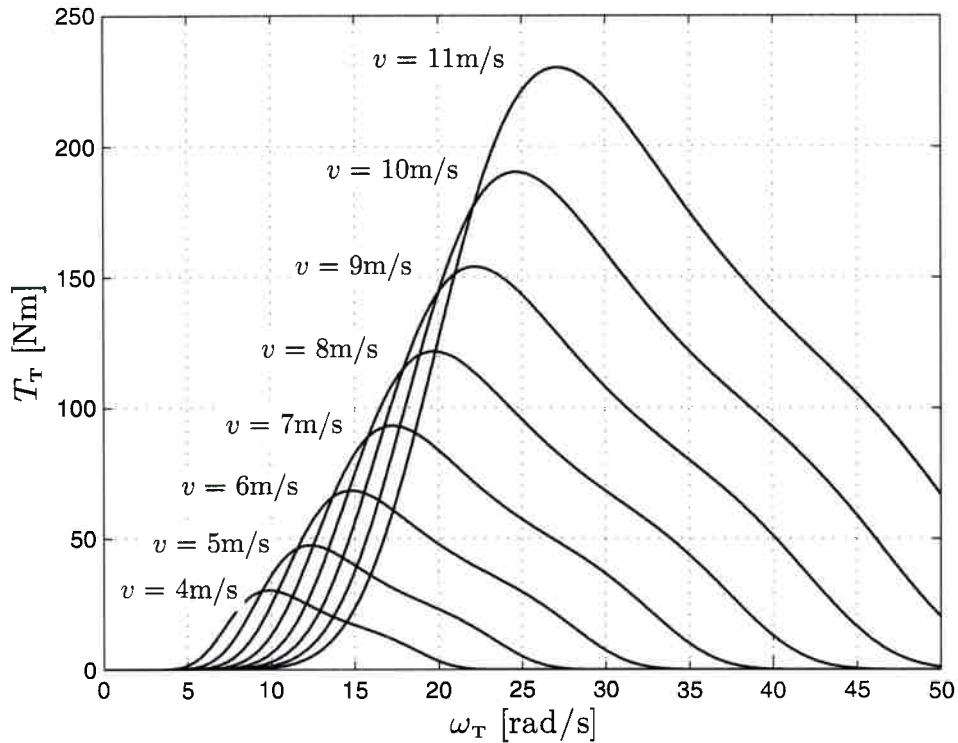


Figura 2.7:  $T_T$  vs.  $\omega_T$  para diferentes velocidades de viento.

Para la obtención de las curvas de par de la turbina mostradas en la Figura 2.7 se considera que el ángulo de incidencia del viento es en todo momento perpendicular al área barrida por las palas. En una aplicación real, esto es fácil de lograr con algún sistema mecánico de orientación similar al de los molinos de viento multipala tradicionales.

### 2.3. Modelo del Generador Síncrono de Imanes Permanentes

Como se mencionó en la Sección 2.1, en el sistema de bombeo propuesto se utiliza una máquina eléctrica síncrona como generador para convertir la energía mecánica, proveniente de la turbina, en energía eléctrica. El tipo de máquina síncrona adoptada en esta tesis es la Máquina de Corriente Alterna de Imanes Permanentes de F.E.M. sinusoidal (MCAIP), conocida normalmente como Máquina Síncrona de Imanes Permanentes (Permanent Magnet

Synchronous Machine - **PMSM**) funcionando como generador o bien, Generador Síncrono de Imanes Permanentes (**GSIP**) [39].

Las MCAIP sinusoidales se caracterizan por poseer una forma de onda de fuerza electromotriz (F.E.M.) sinusoidal. Estas máquinas tienen un estator, similar al de las máquinas asíncronas, formado por un núcleo magnético que posee ranuras donde se distribuyen senoidalmente las espiras del bobinado estatórico trifásico (*abc*). En el rotor se encuentran los imanes permanentes, los que pueden ser pegados sobre la superficie del rotor o bien, incorporados en el interior del mismo.

A continuación se describen los modelos utilizados para representar el comportamiento eléctrico y mecánico del GSIP. Para describir el comportamiento eléctrico del GSIP se utilizan, en la Sección 2.3.1, las coordenadas *abc* y para simplificar las ecuaciones se utilizan, en la Sección 2.3.2, las coordenadas *qd0*; mientras que el modelo eléctrico del GSIP en régimen permanente se muestra en la Sección 2.3.4. Por otro lado, para describir el comportamiento mecánico del GSIP se muestran, en la Sección 2.3.3, los modelos dinámicos utilizados y en la Sección 2.3.4 se muestran los modelos para describir el funcionamiento de régimen permanente.

### 2.3.1. Modelo eléctrico en variables *abc*

El modelo eléctrico del GSIP puede derivarse de las ecuaciones de la máquina síncrona [40]. Se considera en el modelo del GSIP que el entrehierro es uniforme y que los imanes permanentes del rotor crean un flujo constante (no se consideran variaciones por temperatura o efectos de saturación ni histéresis). Se considera también que el flujo de los imanes ( $\lambda_m$ ) está concentrado en el eje del centro del imán, mientras que es nulo a lo largo del eje en cuadratura (centro entre imanes) y que las pérdidas en el núcleo magnético de la máquina son despreciables. En la Figura 2.8 se muestra un circuito equivalente del GSIP. El circuito equivalente del estator trifásico es realizado en variables *abc* y el circuito equivalente del rotor es realizado en ejes *q* y *d*.

El sistema de ecuaciones diferenciales que describe el comportamiento dinámico del GSIP puede escribirse como [40],

$$\mathbf{v}_{abc}^G = r_s^G \mathbf{i}_{abc}^G + \dot{\lambda}_{abc}^G, \quad (2.18)$$

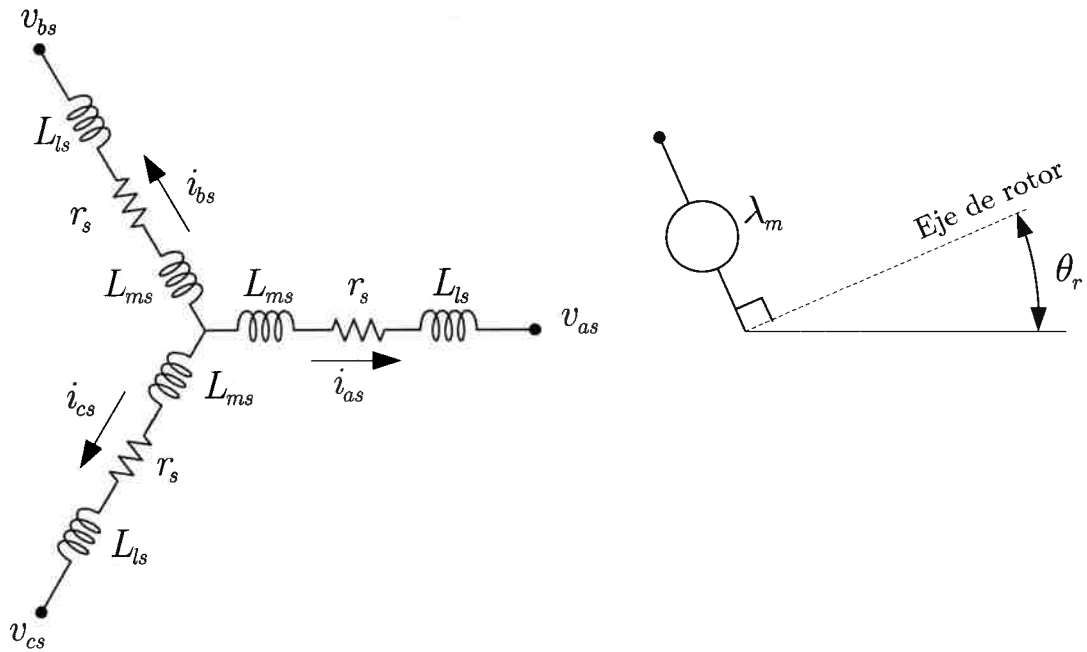


Figura 2.8: Circuito equivalente del GSIP en coordenadas  $abc$ .

con,

$$\mathbf{v}_{abc}^G = \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_{abc}^G = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\lambda}_{abc}^G = \begin{bmatrix} \lambda_{as} \\ \lambda_{bs} \\ \lambda_{cs} \end{bmatrix},$$

donde el supraíndice G indica que las variables corresponden al GSIP, el subíndice  $s$  indica que la variable esta asociada al circuito de estator;  $\mathbf{v}_{abc}^G$ ,  $\mathbf{i}_{abc}^G$ , son los vectores asociados a las tensiones y corrientes de estator;  $r_s^G$  son las resistencias de los bobinados de estator y  $\boldsymbol{\lambda}_{abc}^G$  es el vector de flujos concatenados del estator. El flujo concatenado del estator es creado en parte por flujo del estator debido a las corrientes  $\mathbf{i}_{abc}^G$  ( $\boldsymbol{\lambda}_{abc_s}^G$ ) y en parte por el flujo proveniente de los imanes permanentes del rotor ( $\boldsymbol{\lambda}_{abc_r}^G$ ), es decir,

$$\boldsymbol{\lambda}_{abc}^G = \boldsymbol{\lambda}_{abc_s}^G + \boldsymbol{\lambda}_{abc_r}^G, \quad (2.19)$$

con

$$\boldsymbol{\lambda}_{abc_s}^G = \mathbf{L}_s^G \mathbf{i}_{abc}^G \quad (2.20)$$

y

$$\lambda_{abcsr}^G = \lambda_m^G(i_{fd}) \begin{bmatrix} \sin(\theta_r^G) \\ \sin\left(\theta_r^G - \frac{2}{3}\pi\right) \\ \sin\left(\theta_r^G + \frac{2}{3}\pi\right) \end{bmatrix}, \quad (2.21)$$

donde  $\lambda_m^G(i_{fd})$  es la amplitud (constante) del flujo creado por los imanes, vista desde el estator;  $\theta_r^G$  el ángulo del rotor y

$$\mathbf{L}_s^G = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix}, \quad (2.22)$$

es la matriz de inductancias de los bobinados de estator, siendo  $L_{ls}^G$  la inductancia de dispersión de estator y  $L_{ms}^G$  la inductancia de magnetización de estator. Tanto en la Figura 2.8 como en la ecuación (2.22) se han omitido los supraíndices G para simplificar la notación.

Se puede considerar que el flujo creado por los imanes ( $\lambda_m^G$ ) es producido por una fuente de corriente de amplitud constante,  $i_{fd}$ , (orientada en el eje directo, ver Figura 2.8) como ([41]),

$$\lambda_m^G(i_{fd}) = M^G i_{fd}, \quad (2.23)$$

donde  $M^G = 3/2L_{ms}^G$ .

El par electromagnético desarrollado por el GSIP ( $T_e^G$ ) se puede escribir en término de variables  $abc$  como ([40]),

$$T_e^G = \frac{p_G}{2} \lambda_m \left[ \left( i_{as} - \frac{1}{2}i_{bs} - \frac{1}{2}i_{cs} \right) \cos(\theta_r^G) + \frac{\sqrt{3}}{2} (i_{bs} - i_{cs}) \sin(\theta_r^G) \right], \quad (2.24)$$

donde  $p_G$  es el número de polos del GSIP.

### 2.3.2. Modelo eléctrico en variables $qd0$

Con el objetivo de simplificar las ecuaciones del GSIP es posible aplicar el cambio de coordenadas definido en el Apéndice A al sistema de ecuaciones (2.18)-(2.23). Haciendo esto

se puede obtener el sistema de ecuaciones en un marco de referencia girando a velocidad arbitraria ( $\omega_{dq}$ ) como ([41]),

$$v_{qs}^G = r_s^G i_{qs}^G + \omega_{dq} \lambda_{ds}^G + \dot{\lambda}_{qs}^G, \quad (2.25)$$

$$v_{ds}^G = r_s^G i_{ds}^G - \omega_{dq} \lambda_{qs}^G + \dot{\lambda}_{ds}^G, \quad (2.26)$$

$$\lambda_{qs}^G = L_{ls}^G i_{qs}^G + M^G (i_{qs}^G + i_{fd} \text{sen}(\theta_r^G - \theta_{dq})), \quad (2.27)$$

$$\lambda_{ds}^G = L_{ls}^G i_{ds}^G + M^G (i_{ds}^G + i_{fd} \text{cos}(\theta_r^G - \theta_{dq})). \quad (2.28)$$

Se debe notar que en el sistema de ecuaciones (2.25) - (2.28) no aparecen las componentes 0 de la transformación ya que se considera que el GSIP es balanceado.

Las ecuaciones (2.25)-(2.28) se pueden escribir en forma matricial como,

$$\mathbf{v}_s^G = r_s^G \mathbf{i}_s^G - \omega_{dq} \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^G + \dot{\boldsymbol{\lambda}}_s^G, \quad (2.29)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_s^G = L_s^G \mathbf{i}_s^G + \boldsymbol{\lambda}_m^G, \quad (2.30)$$

siendo

$$L_s^G = L_{ls}^G + M^G \quad (2.31)$$

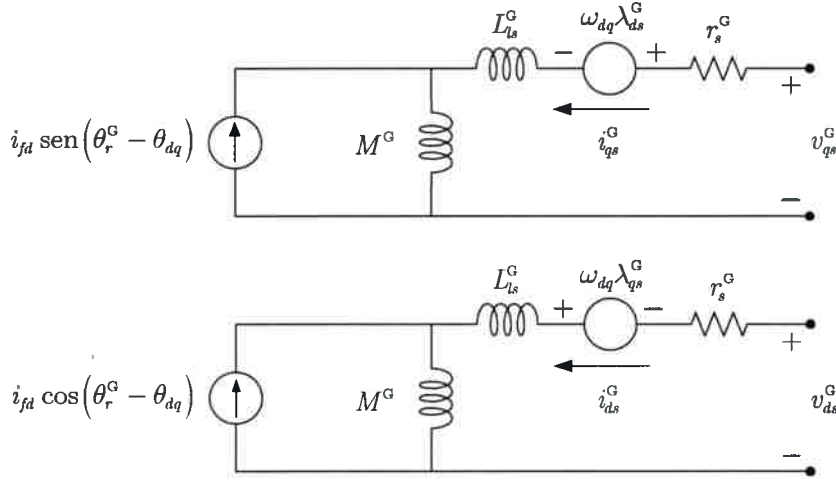
y con,

$$\mathbf{v}_s^G = \begin{bmatrix} v_{qs}^G \\ v_{ds}^G \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_s^G = \begin{bmatrix} i_{qs}^G \\ i_{ds}^G \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\lambda}_s^G = \begin{bmatrix} \lambda_{qs}^G \\ \lambda_{ds}^G \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\lambda}_m^G = \lambda_m(i_{fd}) \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta_r^G - \theta_{dq}) \\ \text{cos}(\theta_r^G - \theta_{dq}) \end{bmatrix}$$

y siendo  $\lambda_m(i_{fd}) = M^G i_{fd}$  (Ecuación (2.23)).

Además es posible construir un circuito equivalente del GSIP en coordenadas generalizadas a partir del sistema de ecuaciones (2.29) - (2.30) como se muestra en la Figura 2.9.


 Figura 2.9: Circuito equivalente del GSIP en coordenadas  $qd0$  generalizadas.

El par electromagnético desarrollado por el GSIP ( $T_e^G$ ) se puede escribir en término de variables  $qd0$  como,

$$T_e^G = - \left( \frac{3}{2} \right) \left( \frac{P_G}{2} \right) (\mathbf{i}_s^G)^T \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^G. \quad (2.32)$$

La potencia generada por el GSIP ( $P^G$ ) (sin tener en cuenta las pérdidas magnéticas ni las pérdidas por efecto Joule), se puede obtener a partir del par desarrollado por el GSIP y la velocidad mecánica del rotor ( $\omega_m^G$ ) como,

$$P^G = T_e^G \omega_m^G. \quad (2.33)$$

### 2.3.3. Modelo Mecánico

La dinámica mecánica del GSIP se puede modelar a partir de un conjunto de ecuaciones diferenciales en función del par electromagnético desarrollado por el GSIP ( $T_e^G$ ) y del par de carga aplicado en el eje ( $T_l^G$ ) como,

$$\dot{\omega}_m^G = \frac{T_l^G - T_e^G - B^G \omega_m^G}{J^G + J_l^G}, \quad (2.34)$$

$$\dot{\theta}_m^G = \omega_m^G, \quad (2.35)$$

donde  $\omega_m^G$  es la velocidad mecánica del rotor,  $\theta_m^G$  es la posición angular del rotor,  $B^G$  es el coeficiente de rozamiento,  $J^G$  es el momento de inercia del GSIP y  $J_l^G$  es la inercia de la

carga. Si bien tanto  $T_l^G$  como  $J_l^G$  no son del GSIP, se les agrega el supraíndice  $e$  para indicar que corresponden a la carga mecánica conectada al mismo. El par  $T_e^G$  se puede obtener en función de variables  $abc$  con la ecuación (2.24) o en función de variables  $qd0$  con la ecuación (2.32).

Las relaciones entre la velocidad eléctrica del rotor ( $\omega_r^G$ ), la velocidad mecánica del rotor ( $\omega_m^G$ ), el ángulo eléctrico ( $\theta_r^G$ ) de rotor y el ángulo mecánico del rotor ( $\theta_m^G$ ) pueden escribirse como,

$$\omega_r^G = \frac{p_G}{2} \omega_m^G, \quad (2.36)$$

$$\theta_r^G = \frac{p_G}{2} \theta_m^G. \quad (2.37)$$

En esta tesis se implementó el GSIP utilizando una máquina síncrona funcionando con corriente de excitación constante ( $i_{fd}$ ). Esta máquina en particular tiene incorporada una excitación que consume una potencia eléctrica que se debe tener en cuenta. Una forma de modelar este consumo de potencia es modelar la energía consumida por el rozamiento más la excitación como un par de carga no lineal que depende de la velocidad mecánica  $T_{BG}(\omega_m^G)$  que incluya el par del rozamiento ( $B^G \omega_m^G$ ). Puede entonces escribirse la dinámica mecánica del eje del GSIP como,

$$\dot{\omega}_m^G = \frac{T_l^G - T_e^G - T_{BG}(\omega_m^G)}{J^G + J_l^G}, \quad (2.38)$$

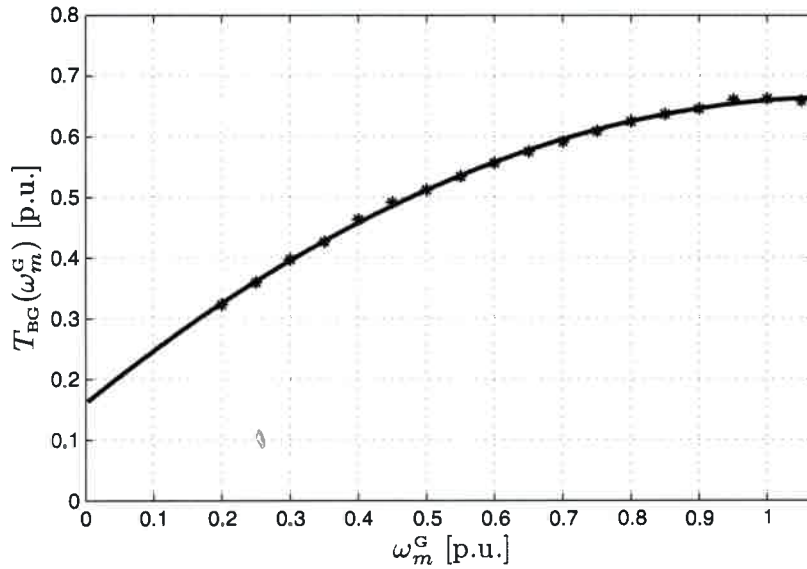
$$\dot{\theta}_m^G = \omega_m^G. \quad (2.39)$$

En la Figura 2.10 se muestran con asteriscos los datos del par de rozamiento del GSIP obtenidos experimentalmente y en línea continua una función que se aproxima a estos datos del tipo,

$$T_{BG}(\omega_m^G) = B_{G2} (\omega_m^G)^2 + B_{G1} \omega_m^G + B_{G0}, \quad (2.40)$$

con la cual se modela el rozamiento del GSIP. Los parámetros  $B_{G2}$ ,  $B_{G1}$  y  $B_{G0}$  se pueden obtener a partir de los datos obtenidos experimentalmente utilizando un método de aproximación por mínimos cuadrados. El valor de estos coeficientes ( $B_{G2}$ ,  $B_{G1}$  y  $B_{G0}$ ) se listan en la Tabla C.8 del Apéndice C.5.




 Figura 2.10: Rozamiento del GSIP ( $T_{BG}(\omega_m^G)$ ).

### 2.3.4. Modelo de régimen permanente

Las ecuaciones que describen el comportamiento en régimen permanente del GSIP se pueden obtener a partir de las ecuaciones dinámicas en variables  $qd0$ , (ecuaciones (2.29)-(2.30)) anulando las derivadas de los flujos ( $\dot{\lambda}_{qs}^G = \dot{\lambda}_{ds}^G = 0$ ), de manera tal que la ecuación (2.29) y la ecuación (2.30) se pueden reescribir como,

$$\mathbf{v}_s^G = r_s^G \mathbf{i}_s^G - \omega_{dq} \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^G, \quad (2.41)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_s^G = L_s^G \mathbf{i}_s^G + \boldsymbol{\lambda}_m^G. \quad (2.42)$$

A partir de las ecuaciones (2.41) y (2.42) se puede construir el diagrama vectorial del GSIP que se muestra en la Figura 2.11.

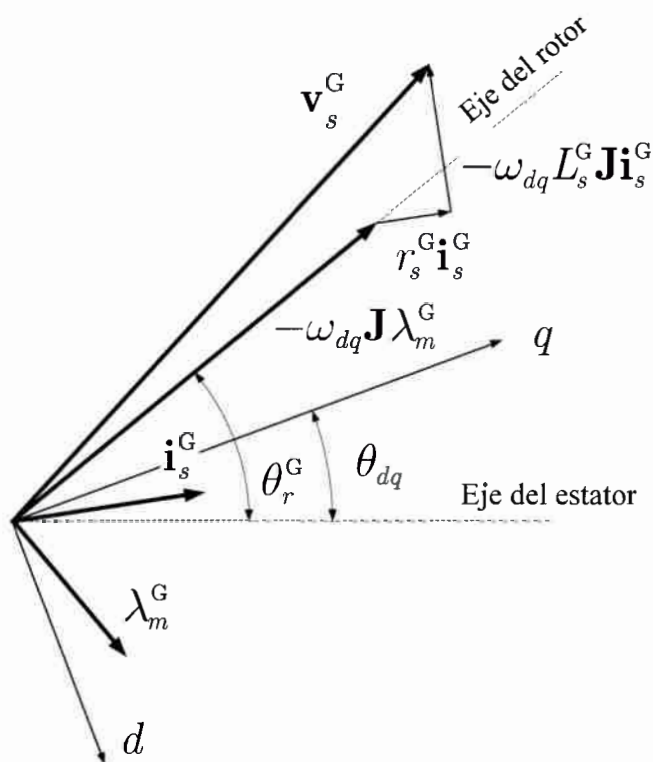


Figura 2.11: Diagrama vectorial del GSIP.

## 2.4. Modelo del Motor de Inducción

Como se mencionó en la Sección 2.1 se utiliza un Motor de Inducción (MI), en el sistema de bombeo propuesto, para convertir la energía eléctrica, proveniente del GSIP, en energía mecánica en el eje de la bomba centrífuga. El MI adoptado en esta Tesis es del tipo trifásico con rotor en jaula, por ser este tipo de motor el que generalmente se utiliza en bombas centrífugas sumergibles por su robustez y reducido mantenimiento. Debido a que en general la bomba y el motor se fabrican como una unidad sellada que va instalada al final de la tubería sumergida directamente en la napa de agua.

### 2.4.1. Modelo eléctrico en variables $abc$

El estator del MI está formado por un núcleo magnético que posee ranuras donde se distribuyen senoidalmente las espiras del bobinado estatórico trifásico ( $abc$ ). El circuito del

rotor ( $abcr$ ) está constituido por varillas conductoras (generalmente de aluminio) alojadas en ranuras practicadas en el hierro del rotor, y cortocircuitadas en ambos extremos por dos aros conductores, formando lo que se denomina jaula. En la Figura 2.4.1 se muestra un circuito equivalente del MI en coordenadas  $abc$ .

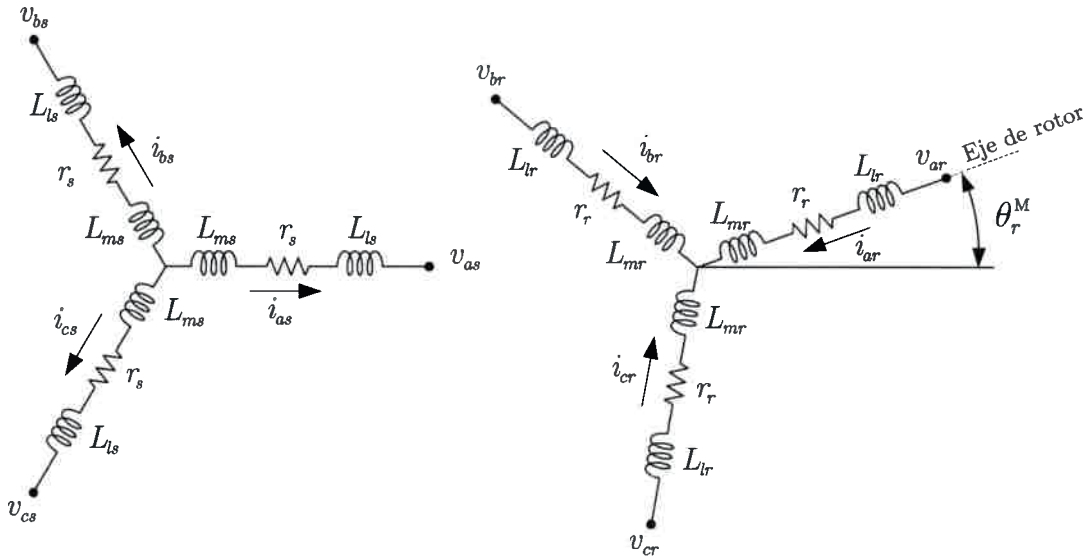


Figura 2.12: Circuito equivalente del MI en coordenadas  $abc$ .

El sistema de ecuaciones diferenciales que describe el comportamiento dinámico del MI puede escribirse en forma matricial como,

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_{abcs}^M &= r_s^M \mathbf{i}_{abcs}^M + \dot{\lambda}_{abcs}^M, \\ 0 &= r_r^M \mathbf{i}_{abcr}^M + \dot{\lambda}_{abcr}^M, \end{aligned} \tag{2.43}$$

con,

$$\mathbf{v}_{abcs}^M = \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{v}_{abcr}^M = \begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_{abcs}^M = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_{abcr}^M = \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{abcs}^M = \begin{bmatrix} \lambda_{as} \\ \lambda_{bs} \\ \lambda_{cs} \end{bmatrix}, \quad \lambda_{abcr}^M = \begin{bmatrix} \lambda_{ar} \\ \lambda_{br} \\ \lambda_{cr} \end{bmatrix},$$

## SISTEMA PROPUESTO, DESCRIPCIÓN Y MODELADO

donde el supraíndice M indica que estas variables se refieren al MI, los subíndices  $s$  y  $r$  indican que la variable esta asociada a los circuitos de estator o rotor respectivamente;  $\mathbf{v}_{abcs}^M$ ,  $\mathbf{v}_{abcr}^M$ ,  $\mathbf{i}_{abcs}^M$ ,  $\mathbf{i}_{abcr}^M$ ,  $\lambda_{abcs}^M$  y  $\lambda_{abcr}^M$  son los vectores asociados a las tensiones, corrientes y flujos de estator y de rotor, respectivamente y  $r_s^M$  y  $r_r^M$  son las resistencias de los bobinados de estator y rotor. Si se considera que los flujos del MI no tienen variaciones por temperatura o efectos de saturación ni histéresis y se considera además que las pérdidas en el núcleo magnético de la máquina son despreciables, entonces los flujos de estator y rotor se pueden definir como,

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs}^M \\ \lambda_{abcr}^M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_{ss}^M & \mathbf{L}_{sr}^M \\ \mathbf{L}_{rs}^M & \mathbf{L}_{rr}^M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abcs}^M \\ \mathbf{i}_{abcr}^M \end{bmatrix}, \quad (2.44)$$

donde

$$\mathbf{L}_{ss}^M = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix}, \quad (2.45)$$

$$\mathbf{L}_{rr}^M = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix}, \quad (2.46)$$

donde  $L_{ms}$  y  $L_{mr}$  son la inductancia de magnetización de estator y de rotor, y  $L_{ls}$  y  $L_{lr}$  son la inductancia de dispersión de estator y de rotor respectivamente. Además,

$$\mathbf{L}_{sr}^M = L_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r^M) & \cos\left(\theta_r^M + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r^M - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r^M - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta_r^M) & \cos\left(\theta_r^M + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r^M + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r^M - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta_r^M) \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

y

$$\mathbf{L}_{rs}^M = (\mathbf{L}_{sr}^M)^T, \quad (2.48)$$

donde  $L_{sr} = L_{ms} = L_{mr}$  es la inductancia mutua entre bobinados de estator y de rotor, y  $\theta_r^M$  es el ángulo eléctrico entre los bobinados de estator y de rotor.

Tanto en la Figura 2.4.1 como en las ecuaciones (2.45)-(2.46) se han omitido los supraíndices M para simplificar la notación, aunque en adelante se lo incorpora para diferenciar éstas variables de las del GSIP.

## 2.4.2. Modelo eléctrico en variables $qd0$

Aplicando el cambio de coordenadas definido en el Apéndice A al sistema de ecuaciones (2.43)-(2.47), es posible obtener el siguiente sistema de ecuaciones,

$$v_{qs}^M = r_s^M i_{qs}^M + \omega_{dq} \lambda_{ds}^M + \dot{\lambda}_{qs}^M, \quad (2.49)$$

$$v_{ds}^M = r_s^M i_{ds}^M - \omega_{dq} \lambda_{qs}^M + \dot{\lambda}_{ds}^M, \quad (2.50)$$

$$v_{0s}^M = r_s^M i_{0s}^M + \dot{\lambda}_{0s}^M, \quad (2.51)$$

$$0 = r_r^M i_{qr}^M + (\omega_{dq} - \omega_r^M) \lambda_{dr}^M + \dot{\lambda}_{qr}^M, \quad (2.52)$$

$$0 = r_r^M i_{dr}^M - (\omega_{dq} - \omega_r^M) \lambda_{qr}^M + \dot{\lambda}_{dr}^M, \quad (2.53)$$

$$0 = r_r^M i_{0r}^M + \dot{\lambda}_{0r}^M, \quad (2.54)$$

$$\lambda_{qs}^M = L_{ls} i_{qs}^M + M^M (i_{qs}^M + i_{qr}^M), \quad (2.55)$$

$$\lambda_{ds}^M = L_{ls} i_{ds}^M + M^M (i_{ds}^M + i_{dr}^M), \quad (2.56)$$

$$\lambda_{0s}^M = L_{ls} i_{0s}^M, \quad (2.57)$$

$$\lambda_{qr}^M = L_{lr} i_{qr}^M + M^M (i_{qs}^M + i_{qr}^M), \quad (2.58)$$

$$\lambda_{dr}^M = L_{lr} i_{dr}^M + M^M (i_{ds}^M + i_{dr}^M), \quad (2.59)$$

$$\lambda_{0r}^M = L_{lr} i_{0r}^M, \quad (2.60)$$

donde  $M^M = \frac{3}{2} L_{ms}$ .

Si se considera que el neutro del MI se encuentra desconectado, las componentes de secuencia 0 (ecuaciones (2.51), (2.54), (2.57) y (2.60)) pueden considerarse nulas. En forma matricial, el modelo eléctrico del MI puede escribirse entonces como,

$$\mathbf{v}_s^M = r_s^M \mathbf{i}_s^M - \omega_{dq} \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^M + \dot{\boldsymbol{\lambda}}_s^M, \quad (2.61)$$

$$0 = r_r^M \mathbf{i}_r^M - (\omega_{dq} - \omega_r^M) \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_r^M + \dot{\boldsymbol{\lambda}}_r^M. \quad (2.62)$$

Los flujos de estator y de rotor se pueden escribir a partir de las corrientes de estator y

## SISTEMA PROPUESTO, DESCRIPCIÓN Y MODELADO

de rotor como,

$$\begin{aligned}\lambda_s^M &= L_s^M i_s^M + M^M i_r^M, \\ \lambda_r^M &= L_r^M i_r^M + M^M i_s^M,\end{aligned}\tag{2.63}$$

donde

$$\begin{aligned}L_s^M &= L_{ls}^M + M^M, \\ L_r^M &= L_{lr}^M + M^M,\end{aligned}\tag{2.64}$$

con

$$\mathbf{v}_s^M = \begin{bmatrix} v_{qs}^M \\ v_{ds}^M \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_s^M = \begin{bmatrix} i_{qs}^M \\ i_{ds}^M \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_r^M = \begin{bmatrix} i_{qr}^M \\ i_{dr}^M \end{bmatrix},$$

$$\boldsymbol{\lambda}_s^M = \begin{bmatrix} \lambda_{qs}^M \\ \lambda_{ds}^M \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\lambda}_r^M = \begin{bmatrix} \lambda_{qr}^M \\ \lambda_{dr}^M \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Además es posible construir un circuito equivalente del MI en coordenadas generalizadas a partir del sistema de ecuaciones (2.61) - (2.63) como se muestra en la Figura 2.13.

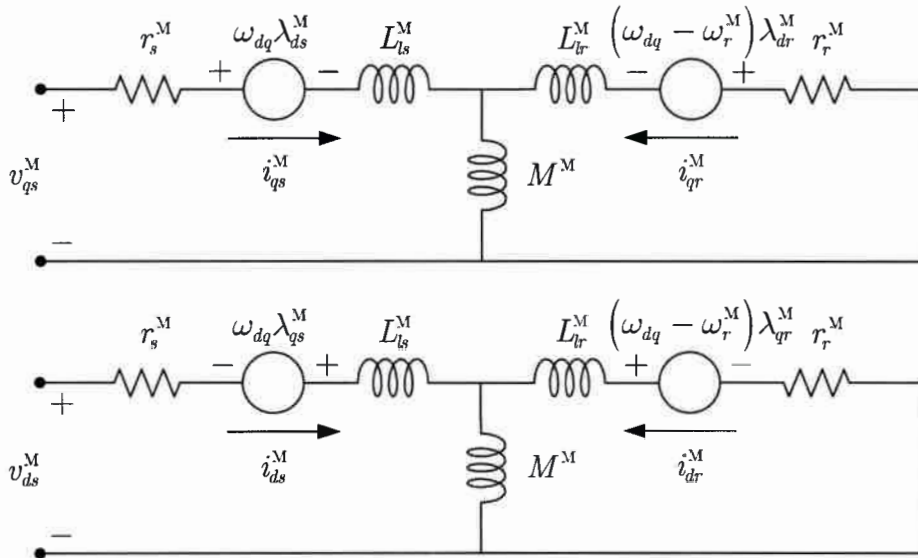


Figura 2.13: Circuito equivalente del MI en coordenadas  $qd0$  generalizadas.

El par electromagnético ( $T_e^M$ ) del MI se puede expresar en términos de las corrientes como,

$$T_e^M = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p_M}{2}\right) (i_{qs}^M i_{dr}^M - i_{ds}^M i_{qr}^M) , \quad (2.65)$$

donde  $p_M$  es el número de polos del MI. El par  $T_e^M$  se puede escribir también en términos de flujos y corrientes como,

$$T_e^M = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p_M}{2}\right) (\lambda_{ds}^M i_{qs}^M - \lambda_{qs}^M i_{ds}^M) , \quad (2.66)$$

y en forma vectorial se puede escribir también en términos de flujos y corrientes como,

$$T_e^M = - \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p_M}{2}\right) (i_s^M)^T \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^M . \quad (2.67)$$

### 2.4.3. Modelo Mecánico

La dinámica mecánica del MI se puede modelar a partir de un conjunto de ecuaciones diferenciales en función del par electromagnético desarrollado por el MI ( $T_e^M$ ) y del par de carga aplicado en el eje ( $T_l^M$ ) como,

$$\dot{\omega}_m^M = \frac{1}{J^M} (T_e^M - T_l^M) , \quad (2.68)$$

$$\dot{\theta}_m^M = \omega_m^M , \quad (2.69)$$

donde  $\omega_m^M$  es la velocidad mecánica del rotor del MI,  $\theta_m^M$  es la posición angular del rotor del MI y  $J^M$  es el momento de inercia del MI. El par  $T_e^M$  se puede obtener en función de variables  $qd0$  con cualquiera de las ecuaciones (2.65)-(2.66).

Las relaciones entre la velocidad eléctrica del rotor ( $\omega_r^M$ ), la velocidad mecánica del rotor ( $\omega_m^M$ ), el ángulo eléctrico de rotor ( $\theta_r^M$ ) y el ángulo mecánico del rotor ( $\theta_m^M$ ) pueden escribirse como,

$$\omega_r^M = \frac{p_M}{2} \omega_m^M , \quad (2.70)$$

$$\theta_r^M = \frac{p_M}{2} \theta_m^M . \quad (2.71)$$

### 2.4.4. Modelo de régimen permanente

Las ecuaciones que describen el comportamiento en régimen permanente del MI se pueden obtener a partir de las ecuaciones dinámicas en variables  $qd0$ , (ecuaciones (2.61)-(2.63)) anulando en estas ecuaciones las derivadas de los flujos ( $\dot{\lambda}_{qs}^M = \dot{\lambda}_{ds}^M = 0$ ). Haciendo esto, las ecuaciones (2.61)-(2.63) se pueden reescribir como,

$$\mathbf{v}_s^M = r_s^M \mathbf{i}_s^M - \omega_{dq} \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^M, \quad (2.72)$$

$$0 = r_r^M \mathbf{i}_r^M - (\omega_{dq} - \omega_r^M) \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_r^M, \quad (2.73)$$

con

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\lambda}_s^M &= L_s^M \mathbf{i}_s^M + M^M \mathbf{i}_r^M, \\ \boldsymbol{\lambda}_r^M &= L_r^M \mathbf{i}_r^M + M^M \mathbf{i}_s^M. \end{aligned} \quad (2.74)$$

## 2.5. Modelo de la Caja Multiplicadora

La función de la caja multiplicadora es la de compatibilizar la velocidad de la turbina ( $\omega_T$ ) y la del generador ( $\omega_m^G$ ). En la Figura 2.14 se muestra el modelo mecánico simplificado utilizado para describir el comportamiento de la misma.

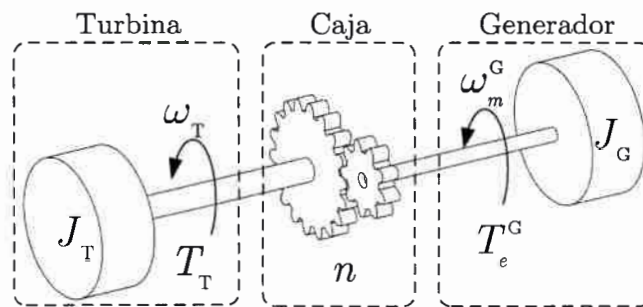


Figura 2.14: Modelo mecánico simplificado de la caja multiplicadora.

Los acoplamientos entre la turbina, la caja y el generador son considerados rígidos, por lo que el momento de inercia de estos tres componentes pueden concentrarse en uno sólo. La



relación de velocidades de la caja multiplicadora ( $n$ ) puede modelarse como,

$$n = \frac{\omega_m^G}{\omega_T}. \quad (2.75)$$

Dado que se considera el rendimiento de la caja junto con el rendimiento de la turbina, el modelo dinámico de la caja multiplicadora se puede considerar como ideal, de manera tal que la potencia de entrada y de salida de la caja son iguales. Bajo estas consideraciones es posible reflejar tanto el par ( $T_e^G$ ), como el par de rozamiento ( $T_{BG}(\omega_m^G)$ ) y el momento de inercia ( $J^G$ ) del generador al lado de la turbina por las siguientes relaciones [42],

$$\begin{aligned} T_e^{G'} &= T_e^G n, \\ T'_{BG}(\omega_m^G) &= T_{BG}(\omega_m^G) n, \\ J^{G'} &= J^G n^2, \end{aligned} \quad (2.76)$$

donde  $T_e^{G'}$ ,  $T'_{BG}(\omega_m^G)$  y  $J^{G'}$  son el par eléctrico, el par de rozamiento y la inercia del generador, reflejados del lado de la turbina.

La dinámica mecánica de la turbina se puede escribir como,

$$\dot{\omega}_T = \frac{T_T - T_e^{G'} - B_T \omega_T - T'_{BG}(\omega_m^G)}{J_T + J'_G}, \quad (2.77)$$

donde  $T'_{BG}(\omega_m^G)$  es el par de rozamiento reflejado del generador (ecuación (2.40)),  $T_T$  es el par de la turbina,  $J_T$  es la inercia y  $B_T$  es el rozamiento de la turbina. La ecuación (2.77) se puede obtener a partir de la ecuación (2.38) reflejando las variables del generador y considerando en dicha ecuación que el par de carga es igual el par de la turbina ( $T_l^G = T_T$ ) y que la inercia de la carga es la inercia de la turbina ( $J_l^G = J_T$ ).

## 2.6. Modelo Hidráulico

En la Figura 2.15 se muestra el circuito hidráulico de extracción de agua de pozo utilizado en esta Tesis.

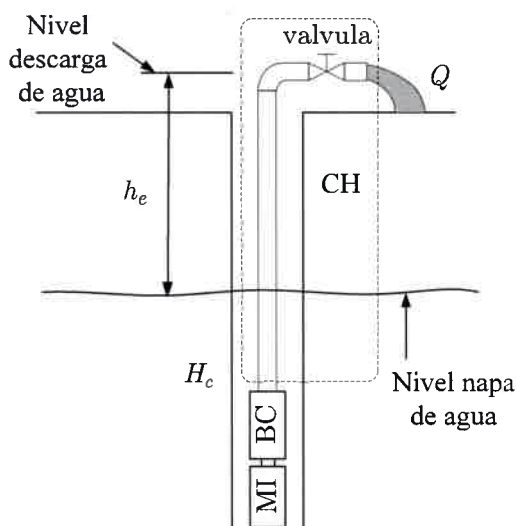


Figura 2.15: Circuito hidráulico de extracción de agua de pozo.

El circuito hidráulico de extracción de agua consta principalmente de una Bomba Centrífuga (**BC**) y de un Circuito Hidráulico (**CH**). La BC, de tipo sumergible, es utilizada para convertir la energía mecánica en su eje en energía hidráulica y tiene acoplado en su eje un Motor de Inducción (**MI**) que la impulsa. La BC se encuentra sumergida en un pozo desde donde impulsa el agua a través de un circuito hidráulico hacia la superficie. Este tipo de bombas es muy utilizado en lugares donde se dispone de agua subterránea a mucha profundidad.

En la Sección 2.6.1 se presenta un modelo simplificado del CH y en la Sección 2.6.2 se modela la BC.

### 2.6.1. Modelo del Circuito Hidráulico

El circuito hidráulico modelado consta de una tubería recta, desde la bomba sumergible hasta la superficie y de una válvula para la regulación del caudal ( $Q$ ). Esta válvula permite ajustar a conveniencia la carga hidráulica resistente de la bomba. Este circuito hidráulico produce sobre la bomba una presión total ( $H_c$ ) obtenida como la suma de dos presiones, una estática ( $h_e$ ) y otra dinámica ( $h_d$ ), de forma tal que:

$$H_c = h_e + h_d . \quad (2.78)$$

La presión estática ( $h_e$ ) depende de la diferencia de nivel existente entre la profundidad de la napa de agua y el nivel de descarga de agua (indicada en la Figura 2.15). Si bien el nivel de la napa de agua puede modificarse en forma estacional o debido al régimen de extracción de agua de la misma, en esta Tesis este nivel se supone constante para cualquier condición de operación.

La presión dinámica ( $h_d$ ) está asociada a las pérdidas de carga producidas por el caudal de agua circulante. Esta presión, en una tubería recta de diámetro ( $D$ ) constante, llamada *perdida de carga primaria* puede obtenerse a partir de la siguiente expresión conocida como **Ecuación de Darcy-Weisbach** [43]:

$$h_d = \frac{\lambda L}{2Dg} v^2, \quad (2.79)$$

donde  $L$  es la longitud de la tubería,  $D$  es el diámetro de la tubería,  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9,8 \text{ [m/s}^2\text{]}$ ) y  $\lambda$  es el factor de fricción de Darcy, mientras que la velocidad promedio del fluido  $v$  se define como

$$v = Q \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.80)$$

donde  $Q$  es el caudal que circula por el circuito. El coeficiente adimensional  $\lambda$  puede obtenerse de un ábaco llamado **Diagrama de Moody** y es función del material de la tubería (a través de la rugosidad relativa), del diámetro de la tubería y del tipo de fluido circulante (a través del **Número de Reynolds**)[44].

Si se sustituye la ecuación (2.80) en la ecuación (2.79) se puede obtener una expresión para la presión dinámica en función del caudal como

$$h_d = \frac{\lambda L}{2Dg} \left( \frac{\pi D^2}{4} \right)^2 Q^2, \quad (2.81)$$

donde se puede observar que la presión dinámica es proporcional al cuadrado del caudal ( $h_d \propto Q^2$ ).

La presión dinámica de carga en cualquier accesorio de la tubería tal como: codo, curva, cambio de sección, válvula, etc., llamada *perdida de carga secundaria* se puede obtener a partir de la ecuación (2.79) utilizando una *longitud equivalente* como valor de  $L$  (obtenida de tablas empíricas provistas por el fabricante).

## SISTEMA PROPUESTO, DESCRIPCIÓN Y MODELADO

---

Respetando esta relación cuadrática entre la presión dinámica de carga y el caudal más la pérdida estática de carga, es posible modelar la presión total de un circuito hidráulico real ( $H_c(Q)$ ) por medio de un polinomio cuadrático completo ([45]) de manera tal que

$$H_c(Q) = c_2 Q^2 + c_1 Q + c_0 . \quad (2.82)$$

Este polinomio cuadrático permite tener en cuenta, además, rozamientos y pérdidas de carga que no son simples de modelar teóricamente utilizando la ecuación (2.81).

Para el desarrollo de esta Tesis, no se dispone de una perforación, por lo que se implementa todo el sistema experimental utilizando un prototipo de laboratorio a nivel de superficie como el que se muestra en la Figura 2.16.

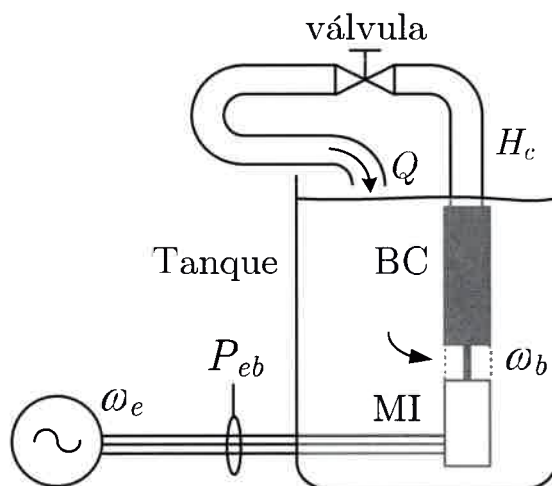


Figura 2.16: Prototipo experimental de sistema de bombeo propuesto.

En este prototipo, el agua bombeada por la BC desde un Tanque de reserva es devuelta al mismo a través del circuito hidráulico. Por lo que se puede considerar que el nivel de líquido no se ve modificado durante el funcionamiento del mismo, de manera tal que la presión estática es nula ( $c_0 = h_e = 0$ ). Con el objetivo de hacer que el sistema experimental se comporte de manera similar que el sistema real considerado en esta Tesis, se ajusta la válvula del CH de forma tal que la bomba entregue el caudal nominal ( $Q_{nom}$ ) con presión equivalente a la presión nominal de la bomba ( $H_{nom}$ ).

Los coeficientes  $c_1$  y  $c_2$  de la ecuación (2.82) pueden obtenerse a partir de resultados experimentales obtenidos, utilizando un método de aproximación por mínimos cuadrados. El valor de los coeficientes  $c_1$  y  $c_2$  se listan en el Apéndice C.2.

En la Figura 2.17 se muestran con asteriscos (\*) los valores de  $H_c$  medidos experimentalmente (en metros de columna de agua, m.c.a.) y en línea continua los valores obtenidos utilizando el polinomio cuadrático de la ecuación (2.82).

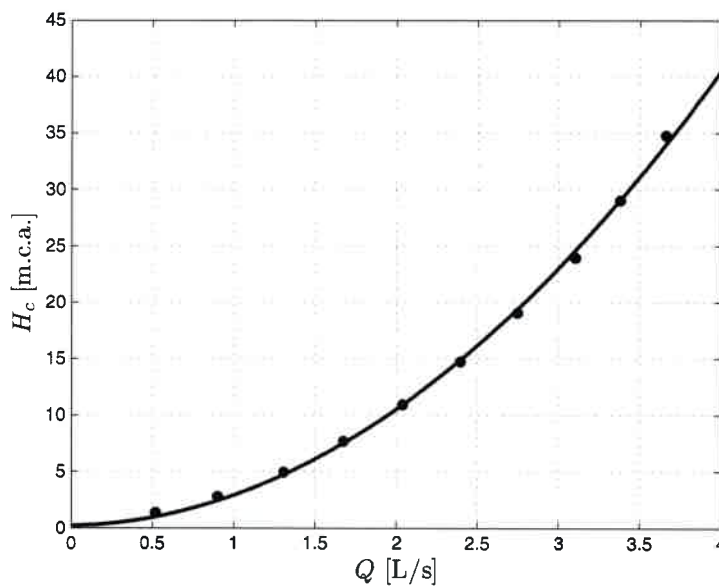


Figura 2.17:  $H_c(Q)$ , datos experimentales (\*) y aproximados (-).

Se puede ver en la Figura 2.17 que la aproximación utilizando la expresión considerada para la presión total del circuito hidráulico guarda una estrecha relación con los resultados experimentales obtenidos.

### 2.6.2. Modelo de la Bomba Centrífuga

Las características de funcionamiento de una Bomba Centrífuga (BC) pueden ser representadas con una serie de curvas llamadas *curvas características*. Estas curvas muestran la evolución de las distintas variables en función del caudal y parametrizadas en término de la velocidad del eje de la bomba ( $\omega_b$ ).

En general, los fabricantes proporcionan las siguientes curvas características, obtenidas a velocidad nominal [46]:

- $H$  vs.  $Q$ : presión vs. caudal.
- $P_{mb}$  vs.  $Q$ : potencia mecánica de la bomba vs. caudal.
- $\eta$  vs.  $Q$ : eficiencia hidráulica vs. caudal.

En la Figura 2.18 se muestran cualitativamente las curvas características típicas de una BC.

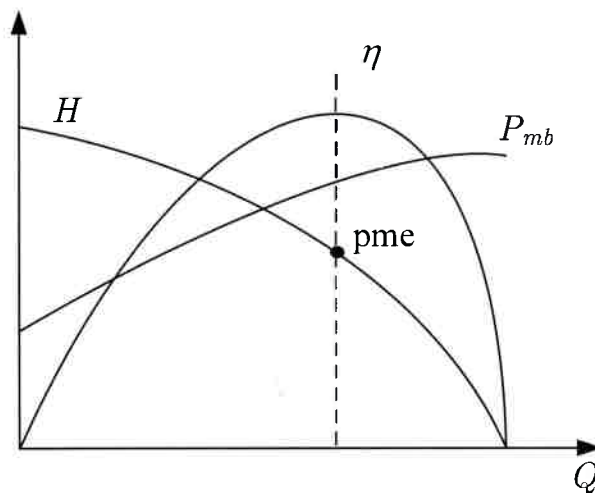


Figura 2.18: Curvas características de una BC.

Se puede observar en la Figura 2.18 que la característica  $H - Q$  es una curva siempre decreciente desde la presión máxima desarrollada para caudal cero, hasta el caudal máximo para presión cero.

La eficiencia hidráulica ( $\eta$ ) de la bomba se define como:

$$\eta = \frac{P_{hb}}{P_{mb}}, \quad (2.83)$$

donde  $P_{mb}$  es la potencia mecánica consumida en el eje de la bomba y  $P_{hb}$  es la potencia hidráulica entregada en la boca de salida de la bomba y se obtiene como [43]:

$$P_{hb} = \gamma Q H, \quad (2.84)$$

donde  $\gamma$  es el peso específico del fluido impulsado por la bomba<sup>1</sup>.

Como se puede observar en la Figura 2.18 la curva  $\eta - Q$  tiene forma de “U” invertida, es decir que existe un valor de caudal para el cual la eficiencia es máxima, este punto correspondiente a la máxima eficiencia es comúnmente llamado *punto de máxima eficiencia* (pme) indicado en la Figura 2.18.

En el caso de BC de tipo sumergibles, es imposible medir la potencia mecánica efectiva entregada a la bomba ya que el conjunto BC+MI se construye como una unidad sellada en la cual no se tiene acceso al punto de acoplamiento entre el MI y la BC. Sin embargo, desde un punto de vista energético, es posible considerar una eficiencia total que incluya la eficiencia del motor eléctrico más la eficiencia de la bomba de manera tal que se puede definir una eficiencia del conjunto ( $\eta_b$ ) como

$$\eta_b = \frac{P_{hb}}{P_{em}}, \quad (2.85)$$

donde  $P_{em}$  es la potencia eléctrica de entrada al motor eléctrico que impulsa la bomba.

Como se mencionó anteriormente, en general los fabricantes solo proveen información de las curvas características para la bomba centrífuga funcionando con velocidad nominal, de manera tal que para obtener información acerca de las características de funcionamiento de la bomba centrífuga con velocidad variable es necesario relevar dichas curvas experimentalmente.

### Curvas características para velocidad variable

Las curvas características, mostradas en la Figura 2.18, para distintas velocidades se pueden relacionar por medio de las *Leyes de Funcionamiento* o *Leyes de Semejanza* que se pueden escribir como ([43])

$$Q_2 = Q_1 \left( \frac{\omega_{b2}}{\omega_{b1}} \right), \quad (2.86)$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{\omega_{b2}}{\omega_{b1}} \right)^2, \quad (2.87)$$

$$P_2 = P_1 \left( \frac{\omega_{b2}}{\omega_{b1}} \right)^3, \quad (2.88)$$

---

<sup>1</sup>para el agua  $\gamma = 1[\text{gr}/\text{cm}^3]$

donde el subíndice 1 y 2 indican que la variable se obtiene con la bomba funcionando a dos velocidades constantes  $\omega_{b1}$  y  $\omega_{b2}$ .

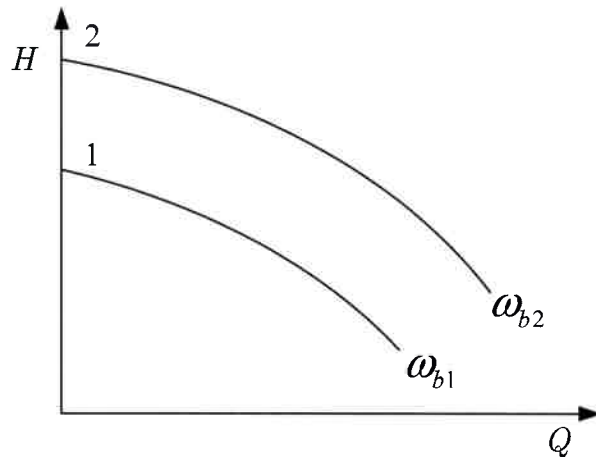


Figura 2.19: Curvas  $H - Q$  características para velocidades de giro  $\omega_{b1}$  y  $\omega_{b2}$ .

Estas relaciones se basan en la suposición de que la eficiencia se mantiene constante cuando se cambia de un punto de la curva 1 a su correspondiente de la curva 2.

En la Figura 2.19 se muestran cualitativamente algunas curvas de eficiencia constante. La curva 2 de la Figura 2.19 muestra como cambia la curva  $H - Q$  para una velocidad  $\omega_{b2} > \omega_{b1}$  a partir de la curva 1.

Las leyes de la ecuación (2.88) se pueden describir de la siguiente forma:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\omega_{b2}}{\omega_{b1}}, \quad (2.89)$$

$$\frac{H_2}{H_1} = \left( \frac{\omega_{b2}}{\omega_{b1}} \right)^2, \quad (2.90)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \left( \frac{\omega_{b2}}{\omega_{b1}} \right)^3, \quad (2.91)$$

es decir que el caudal cambia proporcionalmente con el cambio de velocidad, mientras que la presión lo hace con el cuadrado del cambio de velocidad y la potencia con el cubo del mismo. Se pueden entonces escribir las siguientes relaciones de proporcionalidad entre las variables



y la velocidad de la bomba ( $\omega_b$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q \propto \omega_b, \\ H \propto \omega_b^2, \\ P_b \propto \omega_b^3, \\ T_b \propto \omega_b^2, \end{array} \right. \quad (2.92)$$

siendo  $T_b$  el par de la bomba obtenido como  $T_b = P_b/\omega_b$ .

Estas relaciones son aproximadas y en general difieren con los valores experimentales obtenidos. La diferencia entre los resultados prácticos y teóricos llega a ser mayor aún cuando el cambio de la velocidad es superior al 25 % [46]. Estas diferencias (principalmente en la eficiencia) se deben a que existen pérdidas mecánicas en los cojinetes, los sellos, el embalaje, y en la recirculación de fluido, etc. que no se incluyen en los modelos utilizados, los que disminuyen el rendimiento efectivo total.

Esta diferencia entre el modelo teórico y el sistema real hace que sea necesario obtener las curvas de la BC experimentalmente, una forma de hacer esto es utilizar el prototipo de laboratorio mostrado en la Figura 2.16. En el prototipo experimental utilizado se emplea una fuente de tensión trifásica variable en amplitud y en frecuencia ( $\omega_e$ ) para alimentar el MI que impulsa la bomba. Modificando la tensión y la frecuencia en bornes del MI se puede hacer que la bomba funcione a una velocidad de giro ( $\omega_b$ ) deseada.

Manteniendo la velocidad  $\omega_b$  constante, es posible variar el caudal por medio de la válvula disponible en el CH y medir la presión manométrica ( $H$ ), el caudal ( $Q$ ), la potencia eléctrica de entrada al MI ( $P_{em}$ ) y la velocidad angular eléctrica del MI ( $\omega_e$ ). En la Figura 2.20 se muestran las curvas  $H - Q$  de la BC para distintas velocidades obtenidos en el banco experimental.

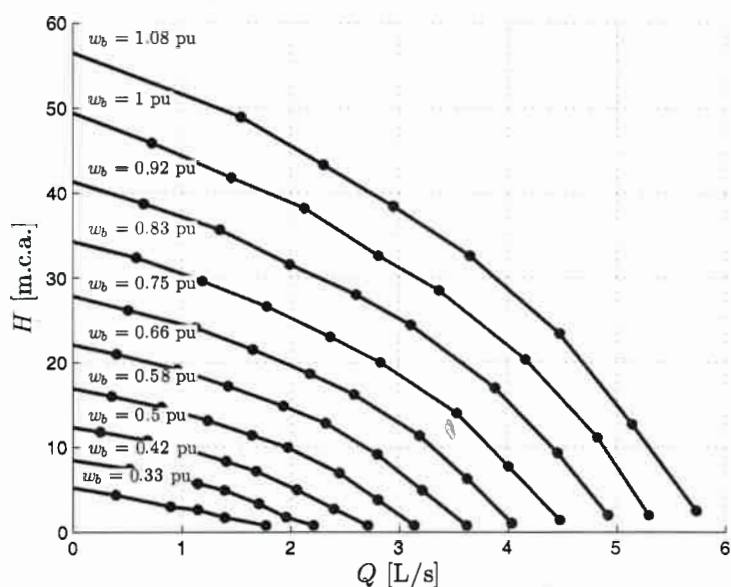


Figura 2.20: Curvas  $H - Q$  vs  $\omega_b$ .

Utilizando las diferentes variables medidas y la ecuación (2.85) es posible calcular la eficiencia  $\eta_b$  de la bomba BC.

En la Figura 2.22 se muestran las curvas  $H - Q$ , superpuestas con las curvas de isoeficiencia obtenidas a partir de la superficie mostrada en la Figura 2.21.

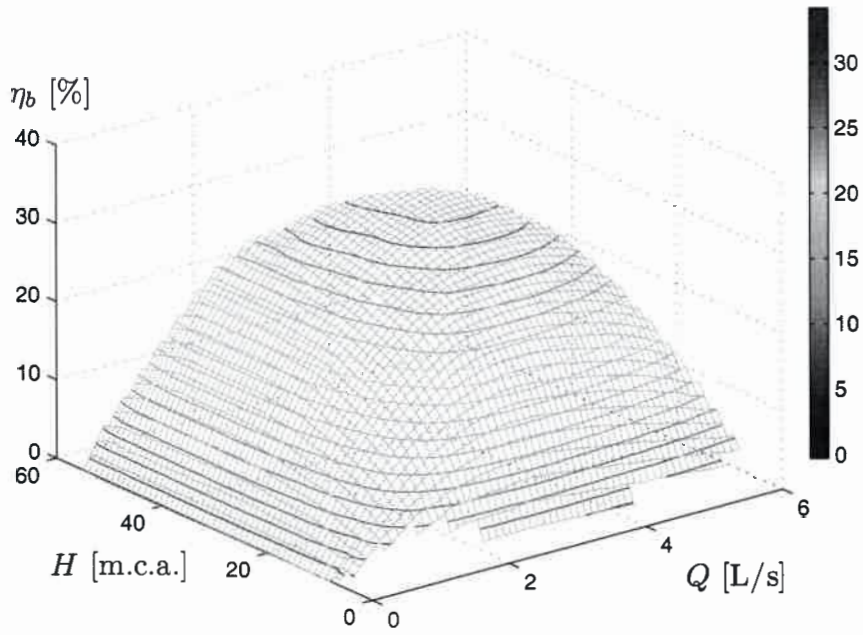


Figura 2.21: Curva  $H - Q - \eta_b$  de la BC.

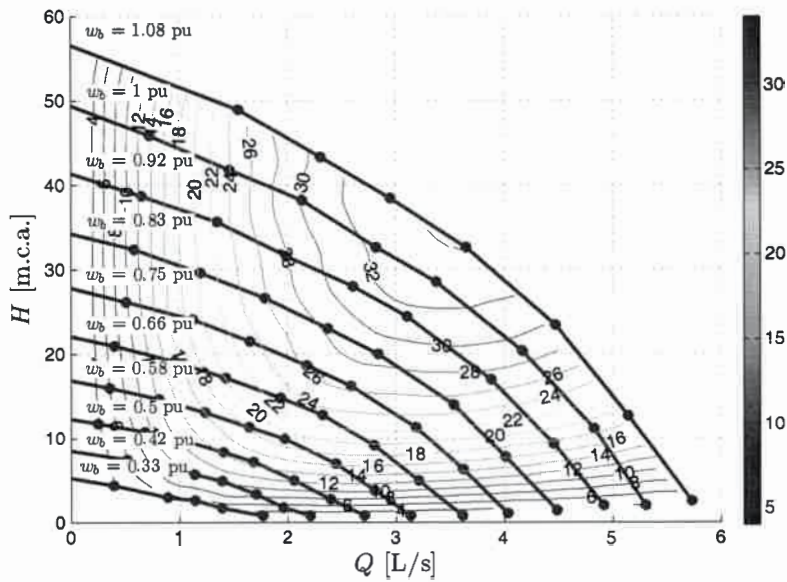


Figura 2.22: Curvas  $H - Q$  vs.  $\omega_b + \eta_b$  de la BC.

## Modelo Mecánico

Los puntos de operación de la bomba se obtiene como los puntos de intersección de las curvas  $H - Q$  de la BC con las curvas  $(H_c - Q)$  del CH para cada velocidad de rotación  $(\omega_b)$  como se muestra en la Figura 2.23.

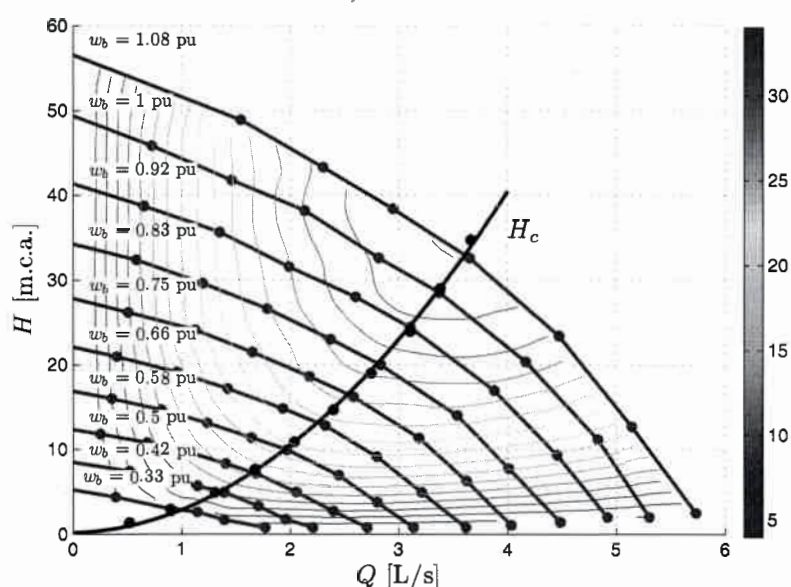


Figura 2.23: Curva  $(H - Q)$  y  $(H_c - Q)$  para distintas  $\omega_b$ .

Debido a la imposibilidad de medir el par  $(T_b)$  y la velocidad  $(\omega_b)$  en las bombas centrífugas de tipo sumergibles, es necesario utilizar algún método numérico para estimar el par desarrollado por la BC  $(\hat{T}_e^M)$ . Una forma de estimar el par de la bomba para distintas velocidades de operación es utilizar un esquema de cálculo como el que se muestra en la Figura 2.24.

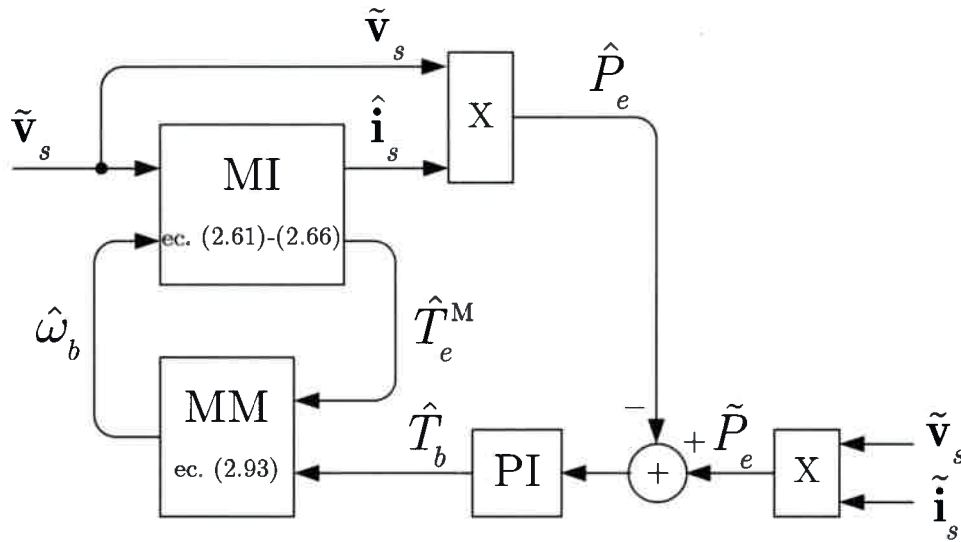


Figura 2.24: Esquema para estimar  $\omega_b$  y  $T_b$ .

En el esquema de la Figura 2.24, las variables con un símbolo  $\hat{x}$  son variables estimadas que resultan de un cálculo realizado utilizando algún modelo matemático, mientras las variables con un símbolo  $\tilde{x}$  son variables medidas directamente en el sistema experimental.

El funcionamiento del esquema se puede describir de la siguiente manera: la tensión medida en bornes del MI ( $\tilde{v}_s$ ) es utilizada para estimar la corriente de estator ( $\hat{i}_s$ ) y el par del MI ( $\hat{T}_e^M$ ). Utilizando la tensión medida y la corriente estimada se calcula la potencia estimada ( $\hat{P}_e = \tilde{v}_s \hat{i}_s$ ) la cual se compara con la potencia medida ( $\tilde{P}_e = \tilde{v}_s \tilde{i}_s$ ). Con la señal de error obtenida, utilizando un control de tipo Proporcional Integral (PI) se estima el par de la bomba ( $\hat{T}_b$ ) el cual, junto con el par estimado del MI ( $\hat{T}_e^M$ ) ingresan al Modelo Mecánico (MM), el cual es no lineal y ajustado experimentalmente, con el objetivo de estimar la velocidad de la bomba ( $\hat{\omega}_b$ ).

Este lazo de control evoluciona dinámicamente hasta lograr que ( $\hat{P}_e = \tilde{P}_e$ ) de manera tal que la velocidad de la bomba  $\hat{\omega}_b$  y el par desarrollado  $\hat{T}_b$  convergen a los valores reales (dependiendo de la exactitud del modelo empleado). Con el objetivo de obtener resultados representativos de la operación real del sistema, se utilizó como fuente de tensión, el propio GSIP impulsado por un Accionamiento Industrial (AI), de manera tal que la relación tensión/frecuencia con la que se alimenta el MI permanece aproximadamente constante (debido a la caída de tensión en los bobinados de estator del GSIP).

En la Figura 2.25 se muestran con (\*) los valores de potencia eléctrica obtenida experimentalmente ( $\tilde{P}_e$ ) que se utilizaron para los cálculos posteriores.

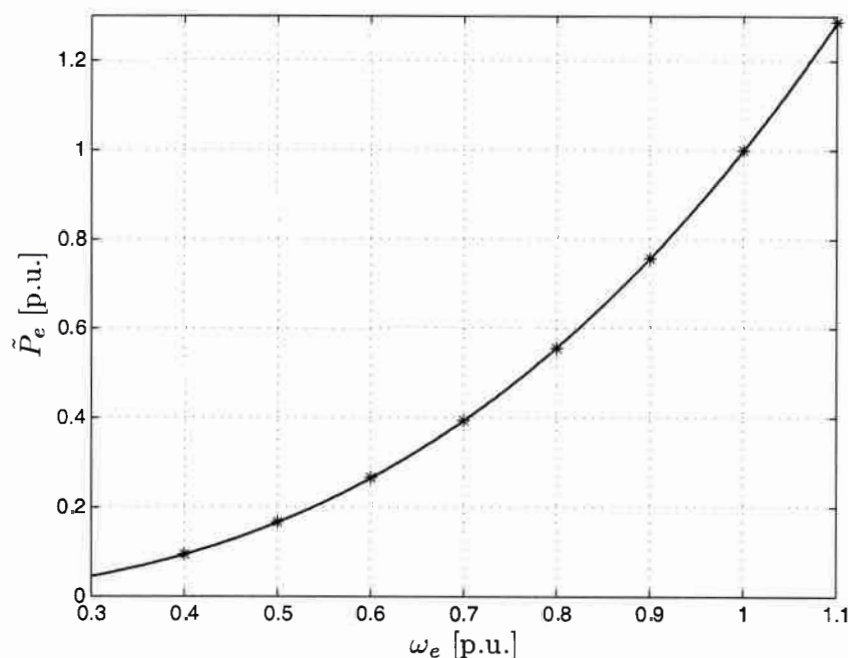


Figura 2.25:  $\tilde{P}_e$  vs.  $\tilde{\omega}_e$  medidos (\*) y estimados (-).

Los valores de  $\hat{T}_b$  en función de  $\hat{\omega}_b$  que se muestran en la Figura 2.26 con (\*), son los resultados de régimen permanente obtenidos a partir del esquema de cálculo que se muestra en la Figura 2.24. Para obtener estos valores se utilizaron los valores de potencia eléctrica obtenida experimentalmente ( $\tilde{P}_e$ ) que se muestran en la Figura 2.25.

Se puede modelar el par solicitado por la bomba ( $T_b$ ) utilizando las relaciones de proporcionalidad indicadas en la ecuación (2.92) y la ecuación (2.82) como ([43])

$$T_b = k_2 \omega_b^2 + k_1 \omega_b + k_0, \quad (2.93)$$

donde los coeficientes  $k_2$ ,  $k_1$  y  $k_0$  se pueden obtener a partir de los resultados obtenidos de ensayo utilizando un método de aproximación por mínimos cuadrados. Los valores de los coeficientes  $k_2$ ,  $k_1$  y  $k_0$  obtenidos se listan en la Tabla C.2 del Apéndice C.2. En la Figura 2.26 se muestra en línea continua (-) los valores de  $\hat{T}_b$  vs.  $\hat{\omega}_b$  que se obtienen usando la ecuación (2.93).

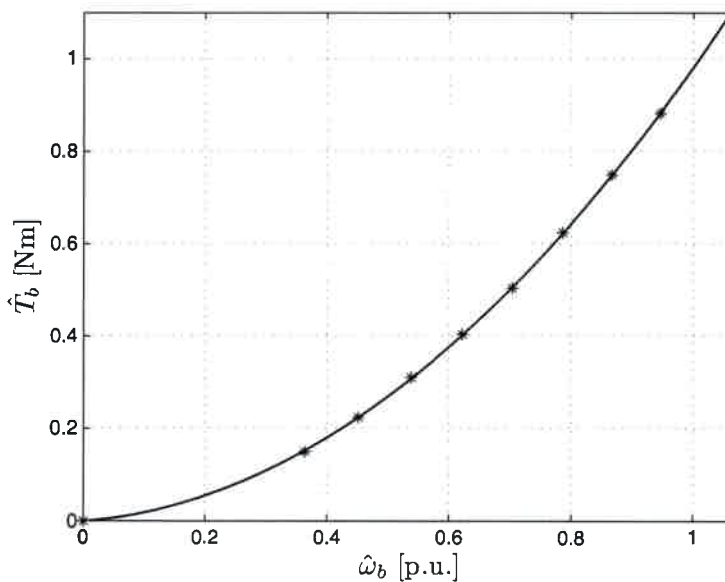


Figura 2.26:  $\hat{T}_b$  vs.  $\hat{\omega}_b$ .

Las bombas centrífugas sumergibles, como la utilizada en esta Tesis, pueden ser sometidas a efectos de fatiga mecánico producido por los arranques y paradas del MI que las impulsa [47]. Estos efectos superan el análisis alcanzado en esta Tesis por lo que no son tenidos en cuenta por la ecuación (2.93).

### Dinámica Mecánica del conjunto MI-BC

El modelo mecánico simplificado del conjunto MI+BC se puede escribir como:

$$\dot{\omega}_b = \frac{T_e^M - T_b}{J^M + J_b} . \quad (2.94)$$

El momento de inercia de la BC no depende únicamente de la masa y su configuración geométrica respecto de un eje de rotación, sino también de mecanismos complejos que involucren la configuración geométrica de la masa de fluido dentro de la misma y de su condición de funcionamiento de manera tal que es imposible calcular un momento de inercia equivalente. Con fines prácticos es posible considerar que la BC sumergible tienen un diámetro reducido y un muy alto par de rozamiento (incluido dentro del par de la bomba  $T_b$ ) por lo

que la dinámica de la velocidad de la BC ( $\omega_b$ ) es mucho más rápida que la dinámica de la velocidad de la turbina ( $\omega_T$ ), de manera tal que

$$\dot{\omega}_b \gg \dot{\omega}_T. \quad (2.95)$$

## 2.7. Conclusiones

En el presente Capítulo se describió el sistema de bombeo presentado en el Capítulo 1. El sistema compuesto de una Turbina, un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (**GSIP**), una Caja de velocidades, un Motor de Inducción con rotor de jaula de ardilla (**MI**), una Bomba Centrífuga sumergible (**BC**) y un Circuito Hidráulico (**CH**), es utilizado para cumplir con el principal objetivo de convertir la energía cinética del viento en eléctrica, para luego convertirla en energía hidráulica en un circuito hidráulico.

Para efectuar un análisis y dimensionamiento correcto del sistema, se modelaron las diferentes partes constitutivas del sistema propuesto que son: la turbina eólica y la caja multiplicadora de velocidades, la máquina síncrona de imanes permanentes, la bomba centrífuga impulsada por un motor de inducción y el circuito hidráulico. La Turbina es del tipo de eje horizontal de paso fijo y velocidad variable. Acoplada a esta se encuentra la caja multiplicadora, la que fue modelada considerando que la misma no tiene pérdidas.

Tanto el generador como la máquina de inducción fueron modeladas en coordenadas  $abc$  y en coordenadas generalizadas  $qd0$ , obteniéndose los modelos dinámicos y de régimen permanente para cada una de ellas.

Esta Tesis se implementó el GSIP utilizando una máquina síncrona funcionando con corriente de excitación constante, la cual, en particular, tiene incorporada una excitatriz que consume una potencia eléctrica que se debe tener en cuenta y una forma de hacerlo fue modelarla como un par de carga no lineal. Por ello se debió modelar experimentalmente el par de rozamiento del GSIP para contemplar el efecto producido por la excitatriz.

Debido a la conexión "directa" entre el GSIP y el MI, la BC funciona en general a velocidad variable. Esta condición de funcionamiento no es la que normalmente especifica el fabricante.



de manera tal que fue necesario relevar el comportamiento del sistema en forma experimental. Dada la inaccesibilidad de las variables mecánicas del rotor de la bomba fue necesario estimar el par ( $\hat{T}_b$ ) y la velocidad ( $\hat{\omega}_b$ ) de la bomba. Esta estimación se logra utilizando variables eléctricas medidas, tales como la frecuencia, la tensión y la corriente de estator del MI y un modelo de simulación del sistema real. Con el objetivo de establecer los puntos de operación del circuito hidráulico, se modeló un circuito simplificado de extracción de agua de pozo. Estos modelos fueron verificados experimentalmente para comprobar los rangos de operación del sistema y la concordancia entre los modelos propuestos y el desempeño real del sistema.



# Capítulo 3

## ANÁLISIS EN RÉGIMEN PERMANENTE

### 3.1. Introducción

En este Capítulo se realiza el análisis en régimen permanente del sistema de bombeo propuesto. Para esto se utilizan los modelos dinámicos y de régimen permanente de cada componente desarrollados en el Capítulo 2 para describir el comportamiento del sistema completo en régimen permanente.

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de bloques simplificado del sistema propuesto y se indican las variables internas que relacionan: la Turbina eólica + la Caja multiplicadora con el GSIP ( $\omega_m^G, T_e^G$ ); el GSIP con el MI ( $\mathbf{v}_s, \mathbf{i}_s, \omega_e$ ) y el MI con la BC ( $\omega_m^M, T_e^M$ ).

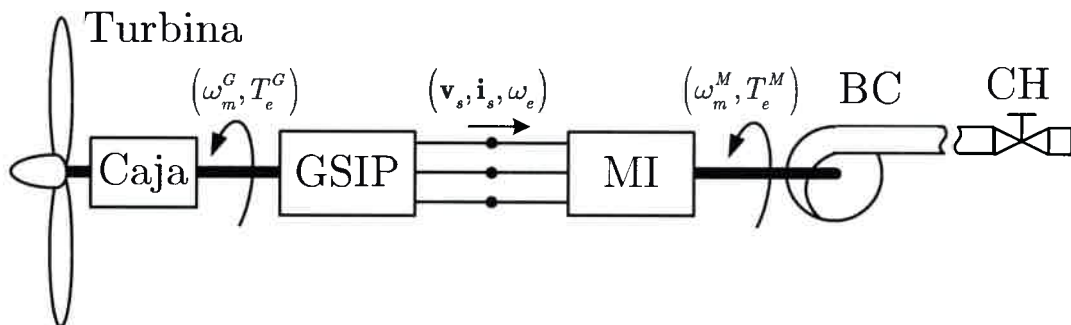


Figura 3.1: Sistema de bombeo propuesto

En este tipo de sistema, los diferentes elementos (Turbina Eólica, Caja Multiplicadora, GSIP, MI, BC, CH) comparten variables internas de manera tal que cualquier cambio en

las condiciones individuales de trabajo de cada elemento modifica el valor de las variables internas de los otros elementos. Esta característica multivariable y múltiplemente acoplada del sistema propuesto hace que sea muy complejo el análisis del comportamiento dinámico del mismo, aún en condiciones poco exigentes.

El análisis en régimen permanente del sistema permite determinar *a priori* la excursión de las variables internas del mismo, de forma tal que es posible evaluar si algún elemento se encuentra sometido a esfuerzos excesivos que puedan resultar en falla o destrucción de los mismos. Este análisis puede realizarse haciendo un barrido de las condiciones normales de funcionamiento del sistema con el objetivo de determinar los límites de operación segura del mismo. Además, este análisis puede ser utilizado para evaluar la eficiencia de cada una de las partes del sistema completo [48].

Con el objetivo de simplificar este análisis es posible dividir el sistema completo en dos subsistemas: uno, denominado *Subsistema eólico* y otro denominado *Subsistema de bombeo*, como se muestra en la Figura 3.2,

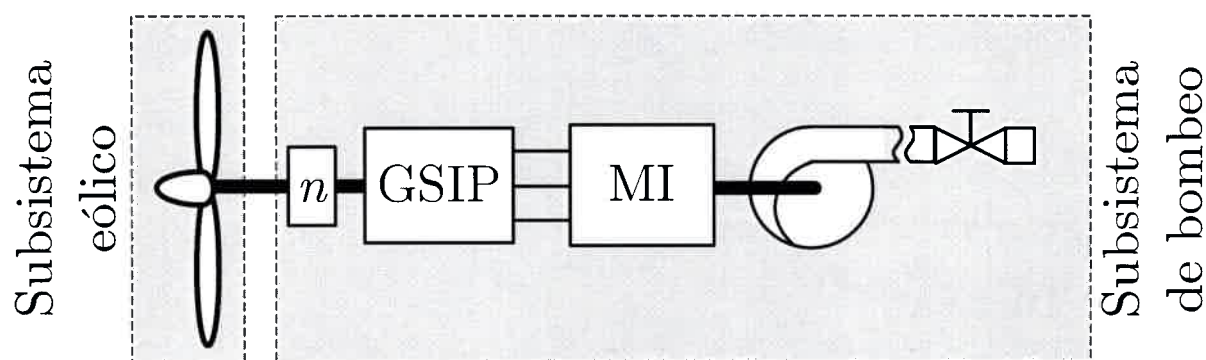


Figura 3.2: Subsistema eólico y Subsistema de bombeo

donde:

- el Subsistema eólico está formado por la turbina y es el encargado de relacionar el recurso eólico, con el par y la velocidad desarrollados en el eje de la misma,
- el Subsistema de bombeo está formado por la caja multiplicadora, el GSIP, el MI, la BC y el CH y son los encargados de transformar el par y la velocidad en el eje de la turbina con el caudal y la presión desarrollados en el circuito hidráulico.

Una forma de encontrar las soluciones de régimen permanente del sistema completo, es encontrar los puntos de intersección entre las curvas par-velocidad del subsistema eólico y las curvas par-velocidad del subsistema de bombeo como se muestra en la Figura 3.3.

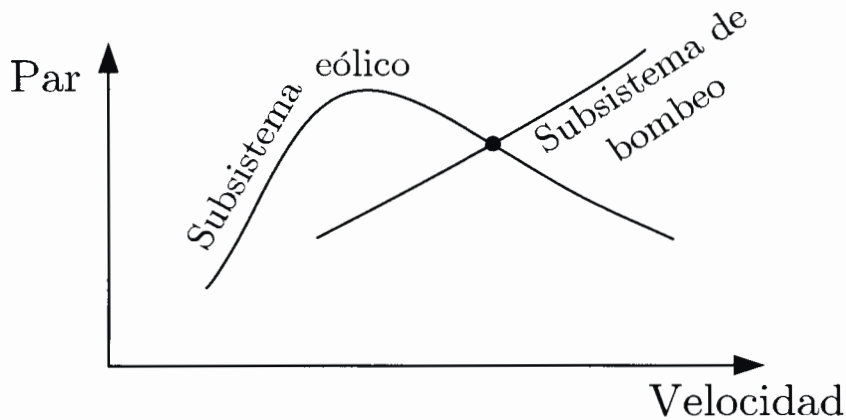


Figura 3.3: Punto de equilibrio del Subsistema eólico con el Subsistema de bombeo.

El equilibrio (mecánico) entre el subsistema eólico y el GSIP se puede obtener a partir de la ecuación (2.77) (anulando la derivada de la velocidad de la turbina) como:

$$0 = T_T - T_e^{G'} - B_T \omega_T - T'_{BG}(\omega_m^G), \quad (3.1)$$

donde el par de la turbina ( $T_T$ ) se obtiene de la ecuación (2.16) y el par del GSIP referido al lado de la turbina ( $T_e^{G'}$ ) se obtiene de las ecuaciones (2.32) y (2.76); y el par de rozamiento del GSIP ( $T'_{BG}(\omega_m^G)$ ) se obtiene de las ecuaciones (2.40) y (2.76).

Esta solución de régimen permanente es de tipo *estable* en la medida que la pendiente de la curva del subsistema de bombeo sea mayor que la pendiente de la curva de par-velocidad de la turbina alrededor del punto de intersección. Esta condición entre las pendientes de las curvas de par velocidad, garantiza que frente a pequeñas perturbaciones en las condiciones de funcionamiento, las variables evolucionen nuevamente hacia el punto de equilibrio.

Si bien las curvas de par-velocidad en función del viento del subsistema eólico son conocidas, es necesario obtener la curva de par-velocidad del subsistema de bombeo en el eje de la turbina para, entonces, poder obtener las soluciones de régimen permanente del sistema completo. Esta curva se puede obtener definiendo una velocidad de giro fija en el eje del

GSIP y calculando el par desarrollado en el eje del mismo en función de la carga conectada al mismo (MI+BC+CH).

Una vez obtenida la curva par-velocidad en el eje del GSIP es posible referirla al eje de la turbina usando la ecuación (2.76), de manera tal que la relación de caja ( $n$ ) puede usarse como variable para modificar la curva de par-velocidad de subsistema de bombeo convenientemente. En este Capítulo se presenta un método de resolución para encontrar los puntos de régimen permanente de funcionamiento del sistema para diferentes valores de  $n$ . Para cada caso se consideran las diferentes restricciones reales del sistema tales como límites máximos de par y velocidad de la turbina y del generador, límite de potencia del generador, etc.

### 3.1.1. Antecedentes del Tema

Como se mencionó anteriormente, el análisis en régimen permanente del sistema permite determinar sus límites de funcionamiento, así como también permite encontrar el caudal bombeado asociado para el punto de funcionamiento analizado. Este análisis en los sistemas de bombeo es útil para determinar la eficiencia del sistema y para realizar un correcto dimensionamiento de sus partes, ya sea que el sistema se base en energía eólica o en energía fotovoltaica [49]. En [50] se obtienen modelos matemáticos (de régimen permanente) basados en la experimentación para sistemas de bombeo de agua utilizando energía fotovoltaica. En estos sistemas es usual utilizar motores de corriente continua para alimentar directamente a la bomba centrífuga.

En cuanto a sistemas de bombeo basados en energía eólica existen algunos trabajos que analizan el funcionamiento desde un punto de vista experimental con prototipo de laboratorio, ya sea que el acople entre el generador y el motor sea directo [51] o, sea con electrónica de potencia [48]. En estos trabajos se demuestra que el funcionamiento (real) del sistema de bombeo es posible y se analizan las diferentes etapas del proceso de conversión de energía para evaluar el rendimiento de cada etapa y del sistema global de forma entrada-salida. En ambos trabajos citados, la compleja relación de las variables internas es mostrada en forma de curvas obtenidas experimentalmente, careciendo de modelos detallados para cada una de

las partes que los constituyen. Esta carencia no permite realizar un análisis más detallado sobre sistemas similares.

Por otro lado existen trabajos como el de Velasco ([52]) que analizan el funcionamiento de sistema eólico-eléctrico de bombeo desde un punto de vista teórico presentando una teoría formal de análisis. En [52] se muestra también, el desarrollo de un marco de referencia para la determinación del punto de operación en estado estable, así como el estudio de su comportamiento transitorio, en particular en el arranque. Se demuestra que la acumulación suficiente de energía cinética en la turbina de viento antes de conectarlo a su carga es fundamental para el éxito de la puesta en marcha, incluso cuando el sistema ha sido diseñado para funcionar en óptimas condiciones de régimen permanente.

### 3.2. Modelo de Régimen Permanente para el Subsistema de Bombeo

El subsistema de bombeo está formado por (de derecha a izquierda en la Figura 3.2):

- El Circuito Hidráulico (CH);
- La Bomba Centrifuga (BC);
- El Motor de Inducción (MI);
- El Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP);
- La Caja Multiplicadora (CM).

Para obtener un modelo completo en régimen permanente del subsistema de bombeo, es necesario tener en cuenta los modelos en régimen permanente de cada uno de los elementos listados.

La característica par-velocidad del conjunto BC+CH (en el eje del MI) se obtuvo experimentalmente como se muestra en la Sección 2.6.

Considerando la velocidad del marco de referencia arbitrario igual a la velocidad sincrónica ( $\omega_{dq} = \omega_e$ ), los modelos en régimen permanente para cada elemento del subsistema son los que se muestran a continuación.

El modelo en régimen permanente para el MI (ecuaciones (2.61) - (2.63)), se escribe como:

$$\begin{cases} 0 = \omega_e \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^M - r_s^M \mathbf{i}_s^M + \mathbf{v}_s^M, \\ 0 = s\omega_e \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_r^M - r_r^M \mathbf{i}_r^M, \\ \boldsymbol{\lambda}_s^M = L_s^M \mathbf{i}_s^M + M^M \mathbf{i}_r^M, \\ \boldsymbol{\lambda}_r^M = L_r^M \mathbf{i}_r^M + M^M \mathbf{i}_s^M, \end{cases} \quad (3.2)$$

donde

$$s = \frac{(\omega_e - \omega_r^M)}{\omega_e}, \quad (3.3)$$

se define como la frecuencia de deslizamiento, o simplemente deslizamiento.

El modelo en régimen permanente del GSIP (ecuaciones (2.29) y (2.30)) se escribe como:

$$\begin{cases} 0 = \omega_e \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^G - r_s^G \mathbf{i}_s^G + \mathbf{v}_s^G, \\ \boldsymbol{\lambda}_s^G = L_s^G \mathbf{i}_s^G + \boldsymbol{\lambda}_m^G. \end{cases} \quad (3.4)$$

Si se considera que eje del referencial y el eje del rotor del GSIP están alineados ( $\theta_r^G = \theta_{dq}$ ) entonces el vector flujo de magnetización  $\boldsymbol{\lambda}_m^G$  (pág. 26) se puede escribir como:

$$\boldsymbol{\lambda}_m^G = \begin{bmatrix} 0 & M^M i_{fd} \end{bmatrix}^T. \quad (3.5)$$

La conexión *eléctrica directa* entre el GSIP y el MI se define por las siguientes relaciones,

$$\begin{cases} \mathbf{v}_s^M = \mathbf{v}_s^G = \mathbf{v}_s, \\ \mathbf{i}_s^M = -\mathbf{i}_s^G = \mathbf{i}_s, \end{cases} \quad (3.6)$$

de manera tal que ambas máquinas poseen la misma tensión de estator y la corriente de estator en ambas máquinas es igual en magnitud pero de sentido contrario.

A partir del sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones (3.2)-(3.5) y de las relaciones (3.6), se puede construir el circuito equivalente del GSIP acoplado con el MI de la Figura 3.4.



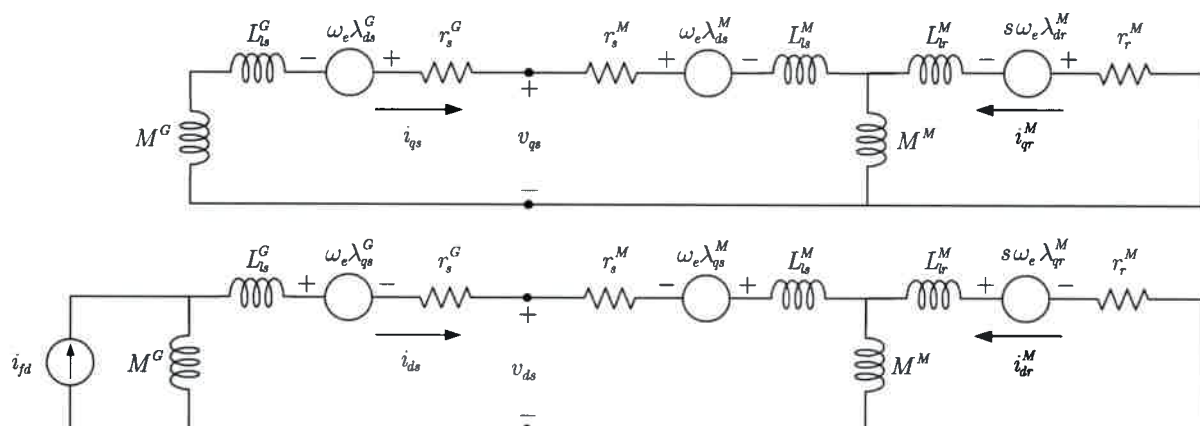


Figura 3.4: Circuitos equivalentes del GSIP y del MI, acoplados.

El equilibrio mecánico entre el MI y la BC se puede obtener a partir de la ecuación (2.94) (anulando la derivada de la velocidad de la bomba) como:

$$0 = T_e^M - T_b, \quad (3.7)$$

donde el par del MI ( $T_e^M$ ) se obtiene de la ecuación (2.67) y el par de la bomba se obtiene de la ecuación (2.93), de manera tal que:

$$-\left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p_M}{2}\right) (\mathbf{i}_s^M)^T \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_s^M = k_2 \omega_b^2 + k_1 \omega_b + k_0. \quad (3.8)$$

Sustituyendo las ecuaciones de los flujos del MI (tercer y cuarta línea de la ecuación (3.2)) y el GSIP (segunda línea de la ecuación (3.4)) en las correspondientes ecuaciones de tensión (primera y segunda línea de la ecuación (3.2) y primera línea de la ecuación (3.4)); agregando la ecuación de equilibrio mecánico (3.8) y haciendo el siguientes reemplazo de variables,

$$\mathbf{v}_s = \mathbf{v}_s^M = \mathbf{v}_s^G, \quad \mathbf{i}_r = \mathbf{i}_r^M, \quad \mathbf{i}_s = \mathbf{i}_s^M = -\mathbf{i}_s^G, \quad \omega_b = \left(\frac{2}{p_M}\right) \omega_e (1 - s), \quad (3.9)$$

el sistema de ecuaciones completo queda como:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{0} = \omega_e \mathbf{J} (L_s^M \mathbf{i}_s + M^M \mathbf{i}_r) - r_s^M \mathbf{i}_s + \mathbf{v}_s , \\ \mathbf{0} = \omega_e \mathbf{J} (L_r^M \mathbf{i}_r + M^M \mathbf{i}_s) - r_r^M \mathbf{i}_r , \\ \mathbf{0} = -\mathbf{E}_f - \omega_e \mathbf{J} L_s^G \mathbf{i}_s + r_s^G \mathbf{i}_s + \mathbf{v}_s , \\ 0 = +k_2 \left( \frac{2}{p_M} \right)^2 \omega_e^2 (1-s)^2 + k_1 \left( \frac{2}{p_M} \right) \omega_e (1-s) + k_0 \\ \quad + \left( \frac{3}{2} \right) \left( \frac{p_M}{2} \right) (\mathbf{i}_s)^T \mathbf{J} (L_s^M \mathbf{i}_s + M^M \mathbf{i}_r) , \end{array} \right. \quad (3.10)$$

donde el término

$$\mathbf{E}_f = -\omega_e \mathbf{J} \boldsymbol{\lambda}_m^G , \quad (3.11)$$

en la tercer línea de la ecuación (3.10) es la fuerza electromotriz (F.E.M.) generada por los imanes del GSIP y el par en el eje del GSIP ( $T_e^G$ ) se puede calcular usando la ecuación (2.32) como,

$$T_e^G = \left( \frac{3}{2} \right) \left( \frac{p_G}{2} \right) (\mathbf{i}_s)^T \mathbf{J} (\boldsymbol{\lambda}_m^G - L_s^G \mathbf{i}_s) . \quad (3.12)$$

La curva  $T_e^G - \omega_e$  que presenta el sistema de bombeo en el eje del GSIP se puede obtener resolviendo el sistema no-lineal de ecuaciones (3.10), más la ecuación (3.12) utilizando algún algoritmo numérico como puede ser `fsolve` de Matlab<sup>®</sup>. En la Figura 3.5 se muestra un esquema en bloques de la interconexión de la Turbina, la caja multiplicadora (CM) y el GSIP, con las variables utilizadas para la obtención de la solución de régimen permanente. Los resultados obtenidos en este proceso se muestran en la Sección 3.3.

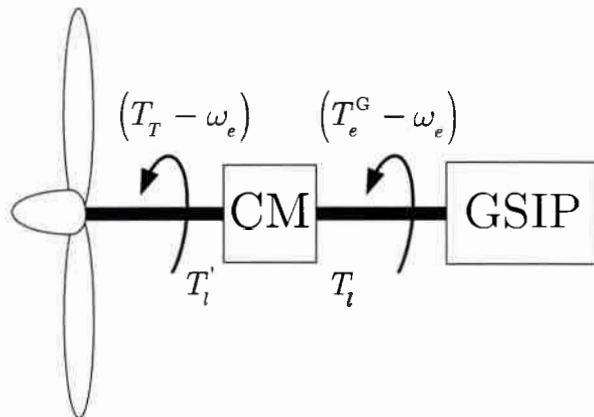


Figura 3.5: Esquema interconexión de la Turbina, la Caja Multiplicadora y el GSIP.

Otra forma de obtener esta curva es expresar los circuitos equivalentes trifásicos de ambas máquinas en términos de magnitudes fasoriales e impedancias y resolver mediante teoría de

circuitos. Este enfoque se utiliza en el Apéndice B con el objetivo de verificar los resultados obtenidos utilizando `fsolve` de Matlab®.

Una vez obtenida la curva  $T_e^G - \omega_e$ , es necesario agregar las pérdidas mecánicas propias del generador ( $T_{BG}(\omega_m^G)$ ) para obtener el par resultante en el eje del GSIP ( $T_l$ ) como,

$$T_l = T_e^G + T_{BG}(\omega_m^G), \quad (3.13)$$

para entonces referir  $T_l$  al eje de la turbina ( $T_l'$ ) utilizando la relación de la caja multiplicadora ( $n$ ), de forma tal que:

$$T_l' = n T_l = n (T_e^G + T_{BG}(\omega_m^G)). \quad (3.14)$$

Es decir que la ecuación (3.1) se puede escribir a partir de la ecuación (3.14) como

$$0 = T_T - T_l'. \quad (3.15)$$

Finalmente para encontrar el punto de trabajo del sistema para cada velocidad de viento, es necesario hallar los puntos de intersección entre las curvas  $T_T - \omega_e$  y  $T_l' - \omega_e$ , estos resultados se muestran en la siguiente Sección.

### 3.3. Resultados de Régimen Permanente

El sistema de ecuaciones (3.10), puede resolverse usando la función `fsolve` de Matlab®. Para resolver el sistema (3.10), se define como variable de entrada la velocidad sincrónica  $\omega_e$  y como salidas: el deslizamiento  $s$ , el par del generador  $T_e^G$ , la tensión de estator  $v_s$ , la corriente de estator  $i_s$  y la corriente de rotor  $i_r$ . La función `fsolve` resuelve el sistema para un cierto valor de  $\omega_e$ , por lo que se debe implementar un Script (Guiones, archivo de procesamiento por lotes) en Matlab® para, realizar el llamado a la función de forma reiterada y, encontrar los valores de las variables de salida para los distintos valores de  $\omega_e$ . Los parámetros utilizados de las distintas partes del sistema se listan en las diferentes secciones del Apéndice C.

En la Figura 3.6 se muestran los resultados obtenidos, para distintas velocidades de giro del GSIP ( $\omega_e$ ) entre 0 y 1 [p.u.].

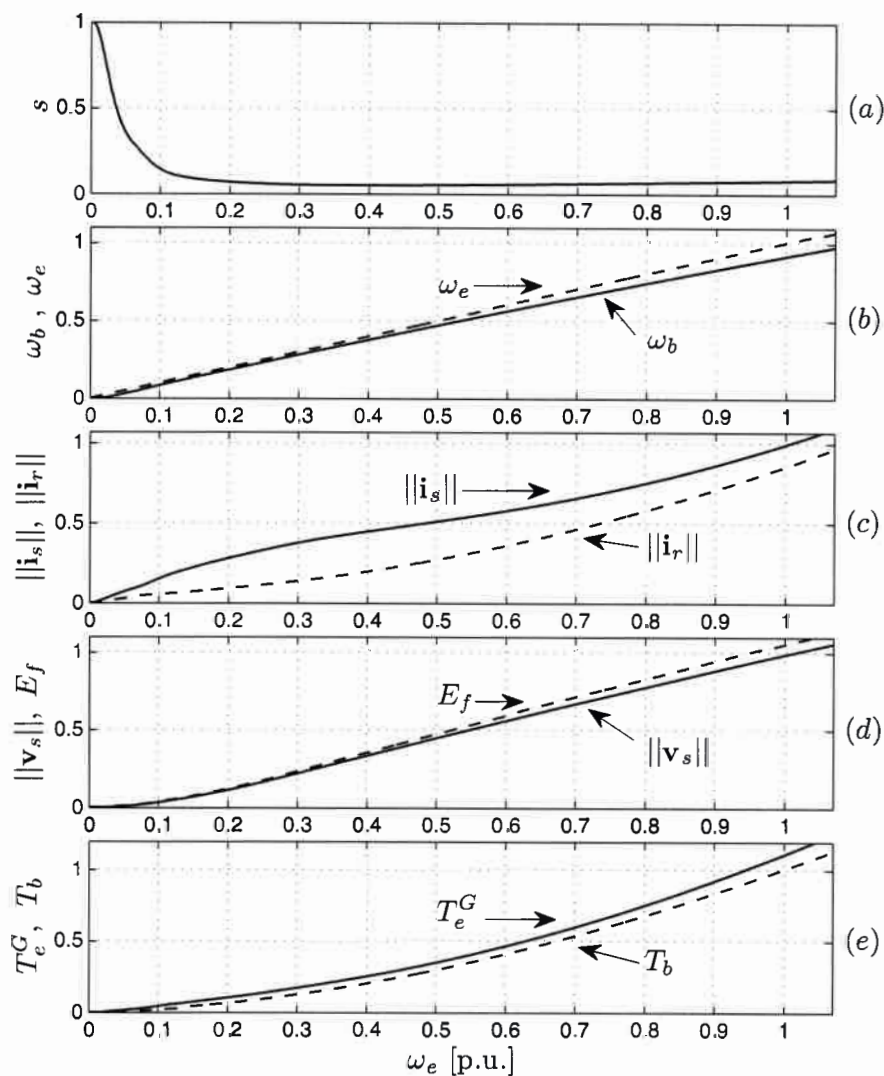


Figura 3.6: Resultados de régimen permanente.

En la subfigura 3.6 (a) se muestra el deslizamiento ( $s$ ) en función de la velocidad de giro del GSIP, ( $\omega_e$ ). En la subfigura (b) se muestran: la velocidad del generador  $\omega_e$  y la velocidad de la bomba  $\omega_b$ , en la subfigura (c) se muestra el módulo de la corriente de estator ( $\|i_s\|$ ) y el de la corriente de rotor ( $\|i_r\|$ ), en la subfigura (d) se muestra la F.E.M. generada ( $E_f$ ) y el módulo de la tensión de estator ( $\|v_s\|$ ) y en la subfigura (e) se muestra el par del generador  $T_e^G$  y el par de la bomba  $T_b$  para todo el rango de velocidades adoptado.

El modelo del par de la bomba ( $T_b$ ), por medio de la ecuación (2.93), considera el rozamiento de todo el conjunto MI+BC, sin embargo no se modelaron los rozamientos no-lineales o estáticos que pudieran estar presentes en el sistema para bajas velocidades como se muestra en la Sección 2.6.2. Los resultados presentados para velocidades menores a  $\omega_e < 0,33$  [p.u.] se obtienen extrapolando los resultados experimentales utilizando el modelo de par propuesto.

Para velocidades de generador bajas  $\omega_e < 0,33$  [p.u.] el deslizamiento  $s$  es alto debido a que el par del MI es bajo para mover la BC, sin embargo, aún cuando el valor de  $s$  es alto no existe gran diferencia de velocidad entre la velocidad de giro del GSIP ( $\omega_e$ ) y la velocidad de giro de la bomba ( $\omega_b$ ), como se puede ver en la subfigura (b). Este valor tan alto del deslizamiento también se debe a que a medida que la velocidad  $\omega_e$  tiende a cero, la razón:

$$\lim_{\omega_e \rightarrow 0} (s) = \frac{\omega_e - \omega_b}{\omega_e} = 1 \quad \omega_e \geq \omega_b$$

Aún cuando el deslizamiento es alto para velocidades menores  $\omega_e < 0,33$  [p.u.], las corrientes tanto de estator como de rotor son bajas como se muestra en la subfigura (c) de forma tal que la potencia de pérdida del MI en esta condición es baja. Además el MI, por pertenecer a una bomba sumergible, se encuentra sumergido en agua subterránea, la cual en general es de baja temperatura. De manera tal que las condiciones ambientales a las que se encuentra sometido el mismo son altamente favorables para permitir un funcionamiento continuo del sistema en estas condiciones. Sin embargo, es necesario desarrollar un modelo térmico del sistema para evaluar la transferencia de calor en estas condiciones para verificar si estas condiciones de funcionamiento no son destructivas para el MI.

Para velocidades mayores a 0,33 [p.u.], el deslizamiento permanece prácticamente constante mientras que la diferencia de velocidad ( $\omega_e - \omega_b$ ) se incrementa progresivamente como se muestra en las subfiguras (a) y (b). A medida que la velocidad  $\omega_e$  crece, también lo hace la magnitud de la corriente de estator y la magnitud de la corriente de rotor ( $||\mathbf{i}_s||$  e  $||\mathbf{i}_r||$ ), debido al incremento de par en la bomba ( $T_b$ ) que se muestra en la subfigura (e). A medida que estas corrientes se incrementan, la magnitud de la tensión de estator ( $||\mathbf{v}_s||$ ) muestra una separación mayor respecto de la F.E.M. generada ( $E_f$ ) debido al incremento en la caída de tensión en la resistencia e inductancia de estator del generador (expresado por la tercer línea de la ecuación (3.10)).

## ANÁLISIS EN RÉGIMEN PERMANENTE

Finalmente, en la subfigura (e) se muestra el par resistente en la bomba ( $T_b$ ) y el par en el eje del GSIP ( $T_e^G$ ). Si bien el par generado no incluye el par debido a las pérdidas asociadas a rozamiento viscoso en el GSIP, se puede ver claramente que el par en el GSIP sigue una característica cuadrática resultante del tipo de carga (bomba, ecuación (2.92)) que impulsa.

En la Figura 3.7 se muestra el par eléctrico del GSIP ( $T_e^G$ , -.-), el rozamiento del GSIP ( $T_{BG}(\omega_m^G)$ , - -) (Ver Figura 2.10) y el par de carga de régimen permanente solicitado a la turbina ( $T_l$ , cont.) (ecuación 3.13).

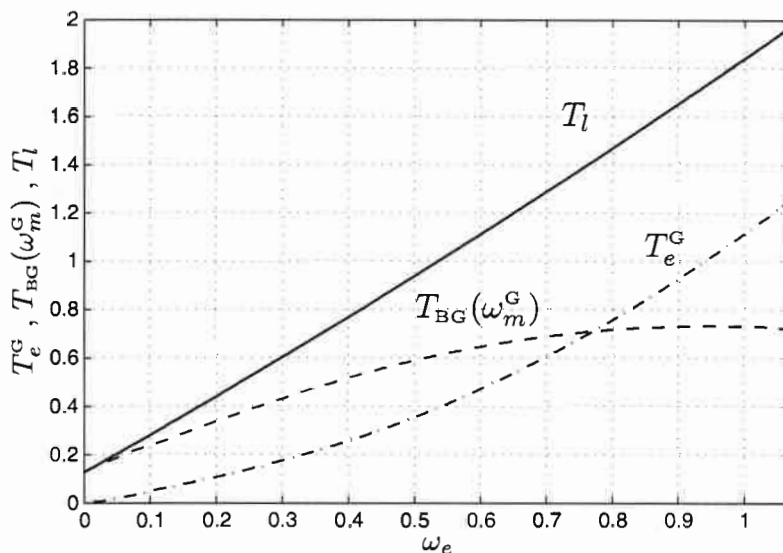


Figura 3.7:  $T_e^G$  (-.-),  $T_{BG}(\omega_m^G)$  (- -) y  $T_l$  (cont.) vs.  $\omega_e$ .

Se puede observar en la Figura 3.7 que el rozamiento del GSIP ( $T_{BG}(\omega_m^G)$ ) es comparativamente alto comparado con el par eléctrico del GSIP ( $T_e^G$ ), alcanzando un valor cercano a 0,8 p.u. cuando  $\omega_e = 1$  p.u. Como se mencionó en la Sección 2.3.3, el rozamiento del GSIP ( $T_{BG}(\omega_m^G)$ ) contempla, además del par del rozamiento ( $B^G\omega_m^G$ ), a la potencia eléctrica consumida por la excitación incorporada a la máquina síncrona con la cual se implementó el GSIP. Esta potencia es consumida por la excitación de una máquina síncrona de 30 kW, utilizada para implementar el GSIP, que reinyecta parte de la potencia generada para alimentar los circuitos de excitación del rotor por medio de un pequeño generador montado en su propio eje. El valor tan elevado de  $T_{BG}(\omega_m^G)$  se debe a que el valor de potencia base utilizado es el de

la bomba hidráulica (4,5 kW) de manera tal que un valor de potencia de 0,8 p.u. corresponde a un valor de aproximadamente el 10 % de la potencia nominal del generador.

La forma particular de este par puede corresponderse al efecto combinado de la necesidad de suministrar una potencia constante en la excitación del generador, más las pérdidas mecánicas características en este tipo de máquinas.

### 3.4. Soluciones de Equilibrio

Las soluciones de equilibrio pueden encontrarse como la intersección de las curvas de carga referidas al lado de la turbina ( $T'_l - \omega_e$ ) con las curvas de par de la turbina ( $T_T - \omega_e$ ) para distintas condiciones de viento. Es decir que para obtener los puntos donde ambas curvas se cruzan es necesario referir el par de carga de régimen permanente solicitado ( $T_l$ ) de la Figura 3.7 al lado de la turbina utilizando la ecuación (2.76) como,

$$T'_l = T_l n . \quad (3.16)$$

Además es necesario referir la velocidad mecánica del generador ( $\omega_G$ ), la que esta relacionada a la velocidad de la turbina ( $\omega_T$ ) por la expresión (2.75),

$$n = \frac{\omega_G}{\omega_T} , \quad (3.17)$$

y considerando el numero de pares de polos del GSIP ( $p_G$ ), es posible escribir que,

$$\omega_G = \frac{2}{p_G} \omega_e , \quad (3.18)$$

de manera tal que,

$$\omega_T = n \frac{p_G}{2} \omega_e . \quad (3.19)$$

#### Potencia y Par

En la Figura 3.8 se muestran superpuestas las curvas de par de la turbina para diferentes velocidades de viento y la curva de par de carga referido al lado de la turbina,  $T'_l$  utilizando una relación de caja  $n = 4,6$ .

## ANÁLISIS EN RÉGIMEN PERMANENTE

En general, para definir correctamente el área de trabajo del sistema, es necesario considerar: la velocidad límite máxima que la turbina puede funcionar sin comprometer su estabilidad estructural ( $\omega_{Tmax}$ ) y la potencia límite máxima impuesta por las características eléctricas del generador utilizado ( $P_{Gmax}$ ) dibujadas en la figura en línea de trazos. Para definir la velocidad máxima de la turbina ( $\omega_{Tmax}$ ) se deben tener en cuenta dos velocidades: por un lado la velocidad máxima de la turbina y por otro lado la velocidad máxima del generador, aunque en general esta última es bastante mayor que la primera.

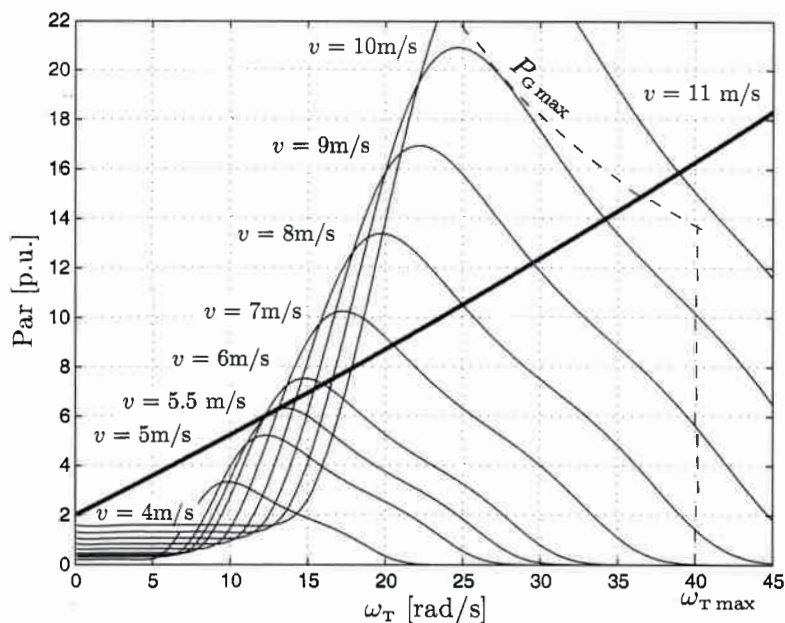


Figura 3.8:  $T_T$  y  $T_l'$  vs.  $\omega_T$ .

Según como sean las curvas de par de la turbina y de carga del sistema se pueden identificar tres casos de funcionamiento:

Caso 1: que no se corten en ningún punto,

Caso 2: que las curvas se corten en un solo punto,

Caso 3: que se corten en dos puntos.

En el primer caso, como se muestra en la Figura 3.9, las velocidades de viento son bajas de manera tal que el par de la turbina ( $T_T$ ) es menor que el par de carga ( $T_l'$ ) haciendo que el sistema permanezca bloqueado para todas las velocidades de viento menores a  $v_{min}$ .



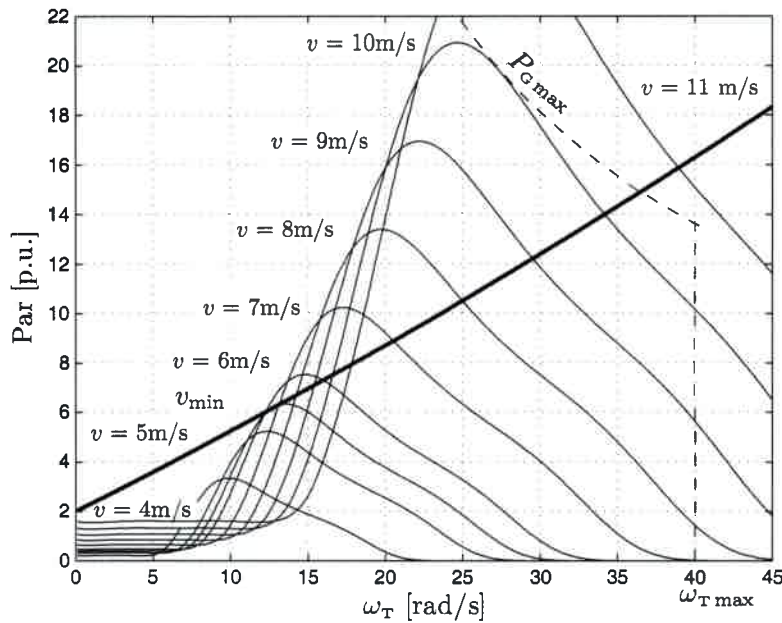


Figura 3.9:  $T_T$  y  $T_l'$  vs.  $\omega_T$  caso 1.

En el segundo caso, como se muestra en la Figura 3.10, es posible determinar al menos una velocidad de viento para la cual el par de la turbina es igual al par de carga para una velocidad de rotación del sistema.

Esta condición permite definir un punto de funcionamiento del sistema, indicado en la Figura 3.10 determinado por una velocidad de viento mínima ( $v_{min}$ ), una velocidad de rotación mínima ( $\omega_{Tmin}$ ) y un par mínimo ( $T_{Tmin}$ ) a partir del cual el sistema puede comenzar a generar. Para el sistema bajo estudio, esto ocurre para la velocidad de viento de  $v_{min} = 5,5$  [m/s].

En el tercer caso, como se muestra en la Figura 3.11, para velocidades de viento mayores a  $v_{min}$ , es posible determinar dos puntos de corte entre la curva de par de la turbina y la curva de carga del sistema.

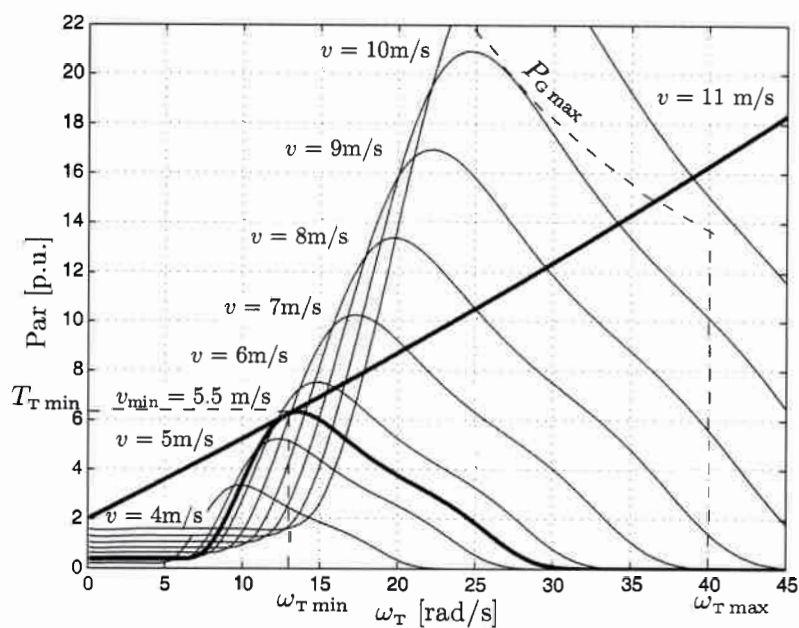


Figura 3.10:  $T_T$  y  $T'_i$  vs.  $\omega_T$  caso 2.

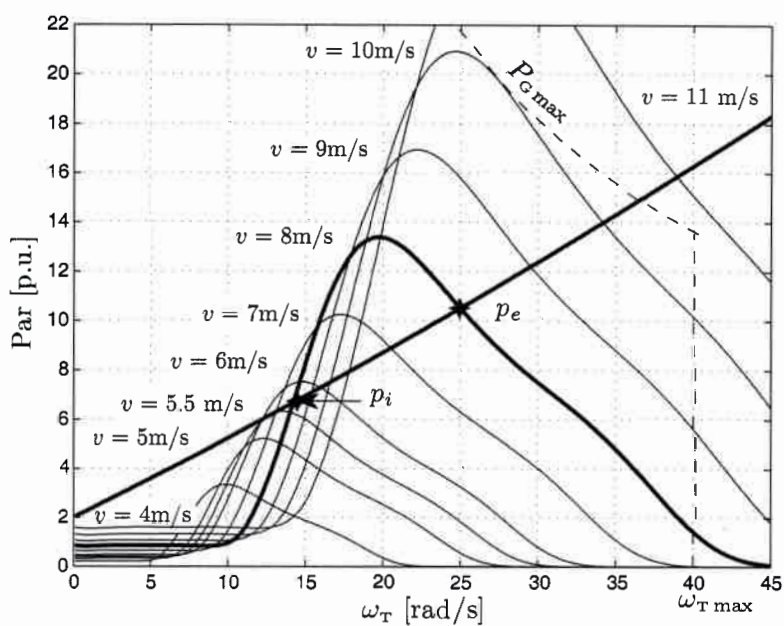


Figura 3.11:  $T_T$  y  $T'_i$  vs.  $\omega_T$  caso 3.

Uno de estos puntos es de tipo estable indicado en la Figura 3.11 como  $p_e$ . La estabilidad

de este punto puede analizarse considerando un pequeño apartamiento del punto de equilibrio ( $p_e$ ). Se puede ver en la Figura 3.11 que la diferencia entre el par de la turbina y el par de carga hace que al sistema evolucione nuevamente al punto de equilibrio para pequeñas perturbaciones alrededor de  $p_e$ .

El otro punto de equilibrio obtenido es de tipo inestable, indicado en la figura como  $p_i$ , de manera tal que un pequeño apartamiento de este punto de equilibrio hace que el sistema evolucione alejándose del mismo. Para el sistema de generación bajo estudio, este tipo de comportamiento inestable implica que el sistema evoluciona hacia un punto de equilibrio estable (en general, para velocidades mayores) cercano o bien termina por detenerse completamente.

Los puntos de equilibrio mencionados también pueden obtenerse por medio de la intersección de las curvas de potencia generada por la turbina ( $P_T$ ) y la potencia consumida por la carga ( $P_l$ ) (considerando que las pérdidas en la caja son nulas). En la Figura 3.12 se muestra la potencia de la turbina ( $P_T$ ) y la potencia de carga de régimen permanente ( $P_l$ ).

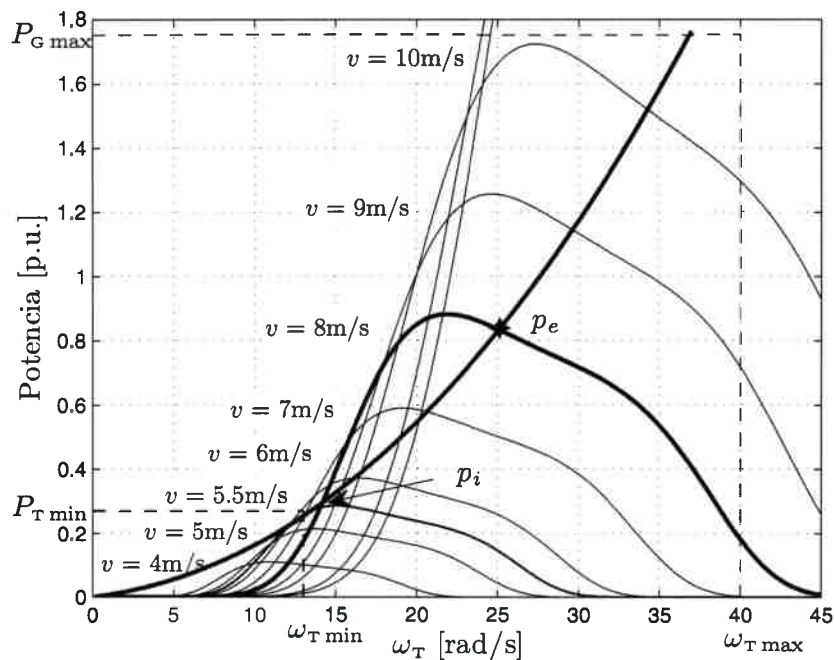


Figura 3.12:  $P_T$  y  $P_l$  vs.  $\omega_T$ .

En la Figura 3.12 se indican también: la velocidad máxima de la turbina ( $\omega_{T \max}$ ), el

límite de potencia máxima impuesto por el GSIP ( $P_{Gmax}$ ), la velocidad mínima de rotación de la turbina ( $\omega_{Tmin}$ ) y la potencia mínima de la turbina ( $P_{Tmin}$ ) obtenida con el sistema funcionando con  $\omega_{Tmin}$ .

### Caudal vs. velocidad de viento ( $v$ )

En un sistema de bombeo eólico como el que se muestra en la Figura 3.13 es necesario conocer el caudal ( $Q$ ) en función de la velocidad de viento ( $v$ ) en la turbina.

Esto se puede realizar componiendo dos funciones: una función,  $\omega_e$  vs.  $v$ , que relaciona la velocidad de viento ( $v$ ) con la frecuencia eléctrica ( $\omega_e$ ) en la línea de CA (Corriente Alterna), con otra función  $Q$  vs.  $\omega_e$  que relaciona la frecuencia eléctrica ( $\omega_e$ ) con el caudal ( $Q$ ) a la salida de la bomba. La composición de ambas funciones permite encontrar una curva  $Q$  vs.  $v$  que relaciona el caudal ( $Q$ ) con la velocidad de viento ( $v$ ) como se muestra en el esquema de la Figura 3.13 .

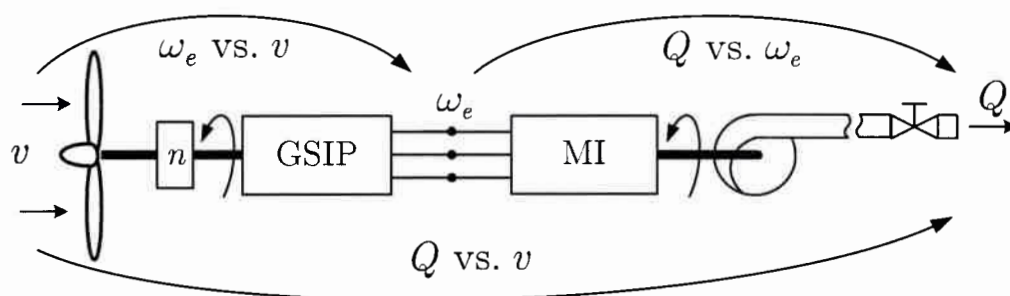


Figura 3.13: Esquema para la obtención de la curva  $Q$  vs.  $v$  a partir de las curvas  $\omega_e$  vs.  $v$  y  $Q$  vs.  $\omega_e$ .

Las curvas asociadas a estas funciones pueden dibujarse a partir de los resultados de régimen permanente obtenidos en la Sección anterior. En la Figura 3.14 se muestra la frecuencia eléctrica ( $\omega_e$ ) en función de la velocidad de viento ( $v$ ) para los distintos puntos de equilibrio estables del sistema (régimen permanente).

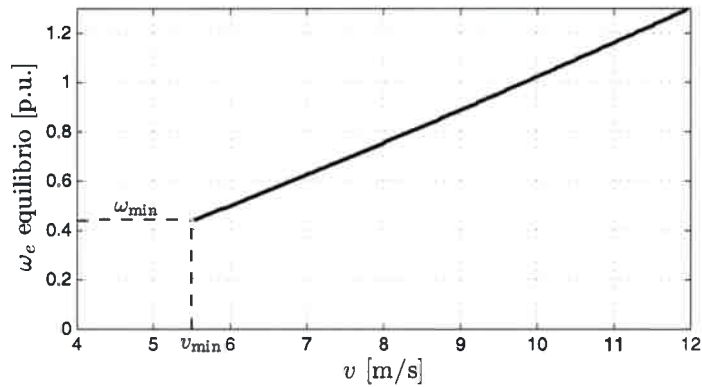


Figura 3.14:  $\omega_e$  vs.  $v$  (régimen permanente).

La frecuencia mínima ( $\omega_{\min}$ ) que se indica en la Figura 3.14, queda definida por el punto de funcionamiento estable mínimo del sistema de la Figura 3.10 ( $\omega_{T_{\min}} - T_{\min}$ ). En este punto de funcionamiento la velocidad de viento mínima es  $v_{\min} = 5,5$  [m/s].

La curva de frecuencia eléctrica en función del caudal ( $Q$  vs.  $\omega_e$ ) que se muestra en la Figura 3.15 se obtiene experimentalmente con el prototipo disponible en el laboratorio.

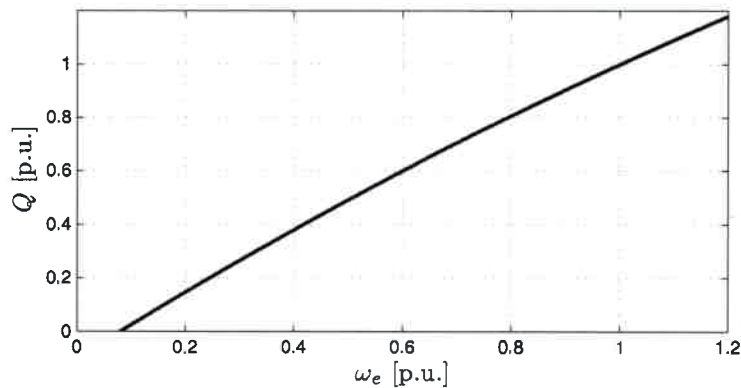
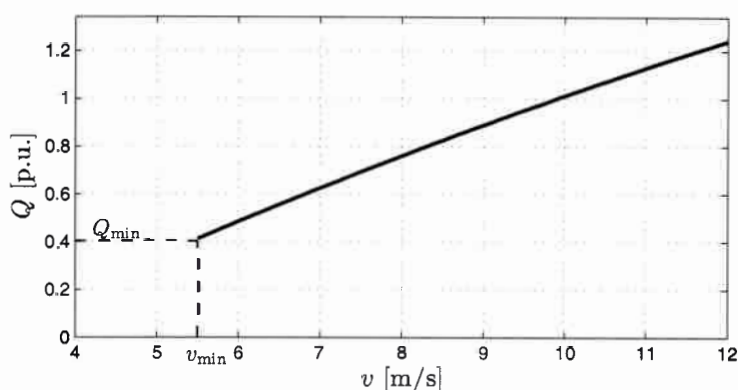


Figura 3.15:  $Q$  vs.  $\omega_e$ .

Con esta información se puede construir la curva ( $Q$  vs.  $v$ ) que se muestra en la Figura 3.16.

Figura 3.16:  $Q$  vs.  $v$ .

El caudal mínimo ( $Q_{\min}$ ) indicado en la Figura 3.16, es el caudal que se obtiene para la velocidad de viento mínima aprovechable ( $v_{\min}$ ).

### 3.5. Arranque del sistema

Si bien el objetivo principal de esta Tesis consiste en determinar las condiciones de funcionamiento de régimen permanente de un sistema de bombeo, el proceso de arranque de este tipo de sistema requiere de un conocimiento preciso del modelo mecánico-aerodinámico de la turbina. Debido a que estos modelos son de naturaleza no-lineal, lo cual escapa a los alcances de esta Tesis, en esta Sección se estudian conceptos básicos a tener en cuenta durante el arranque de este tipo de sistemas que deben ser estudiados en profundidad en trabajos futuros pero que debieron ser tenidos en cuenta para la implementación experimental que se muestra en la Sección 5.3.

En la Sección anterior se determinó la velocidad de viento mínima ( $v_{\min}$ ) por debajo de la cual la diferencia entre el par desarrollado por la turbina y el par de carga del sistema, no permiten que el sistema alcance un punto de funcionamiento estable. Sin embargo, aún con velocidades de viento mayores a  $v_{\min}$  sólo se garantiza la existencia de un punto de funcionamiento estable, pudiendo ser el par de la turbina menor que el par de carga a velocidad cero ( $\omega_e = 0$ ) o en un rango de velocidades que incluya el cero, de manera tal que el sistema es incapaz de comenzar a generar.

Esta relación entre el par de la turbina y el par de carga puede hacer que sea necesario implementar algún mecanismo auxiliar para lograr el arranque del sistema o esperar que la velocidad del viento alcance valores que permitan que el sistema comience a girar. En el sistema de bombeo propuesto, es posible disminuir el par de carga desconectando la carga (MI+BC+CH) hasta lograr una velocidad de giro adecuada. Para esto es necesario conocer en forma precisa el par de arranque de la turbina utilizada, principalmente a bajas velocidades. Aún con este conocimiento, puede darse el caso en que exista más de un punto de equilibrio estable, por lo que se puede requerir un análisis dinámico para el arranque del sistema (que tenga en cuenta la energía cinética almacenada en la turbina en el momento del arranque [53]).

### 3.5.1. Par de Arranque de la Turbina

Una forma de modelar el par de arranque de la turbina es mediante el coeficiente de par ( $C_T$ ) mostrado en la Figura 2.6. El valor de  $C_T$  puede obtenerse experimentalmente mediante un túnel de viento donde es posible medir con precisión los valores de velocidad de viento, velocidad de giro y par de la turbina. Para el caso del sistema propuesto no fue posible acceder a un túnel de viento de características adecuadas por lo que realizaron mediciones a campo para  $\lambda = 0$  (arranque) y para  $\lambda > 3,5$ , siendo imposible (debido a las condiciones en que se realizaron los ensayos) obtener valores de  $C_T$  para  $0 < \lambda < 3,5$ . Los valores faltantes de  $C_T$  se aproximaron con un polinomio de orden cuarto, suponiendo que existe una curva suave y continua que los valores de  $C_T$  obtenidos. Los coeficientes del polinomio propuesto pueden calcularse utilizando una aproximación por mínimos cuadrados. El coeficiente de par ( $C_T$ ) medido se muestra en la Figura 3.17 en línea continua, mientras que en línea de trazos se muestra la aproximación polinómica utilizada.

En la Figura 3.18 se muestra como quedan las curvas de par de la turbina considerando la aproximación polinómica propuesta para el  $C_T$ . Se muestra también en la figura en línea de trazos color gris, el par de carga referido ( $T'_l$ ) con una relación de caja de  $n = 4,6$ . Se puede observar en la Figura 3.18 que a velocidad cero, el par de arranque de la turbina crece para velocidades de viento crecientes. Aunque se puede notar también que este leve crecimiento en el par de arranque es escaso, comparado con el par de carga, para lograr el arranque. Por

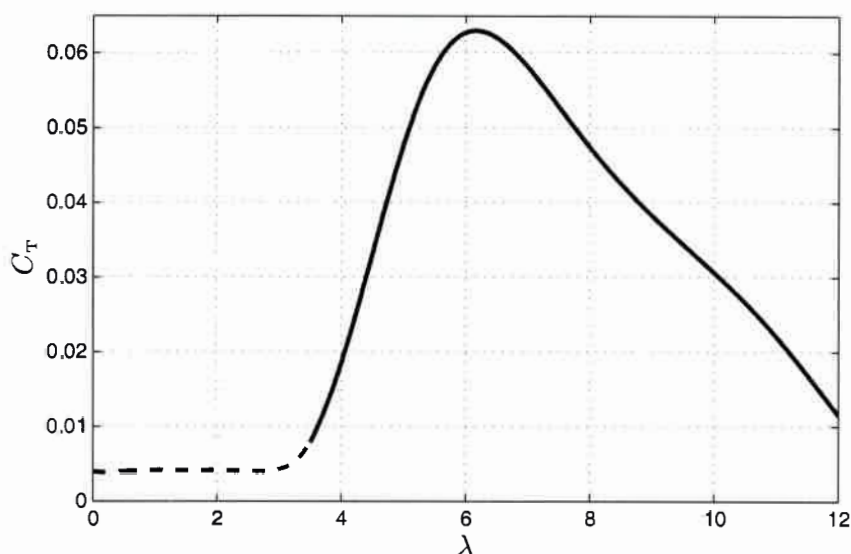


Figura 3.17: Coeficiente de par ( $C_T$ ) (resultados experimentais + polinômio aproximante).

lo que se debe además realizar una disminución en el par de carga, como se muestra en la siguiente Sección.

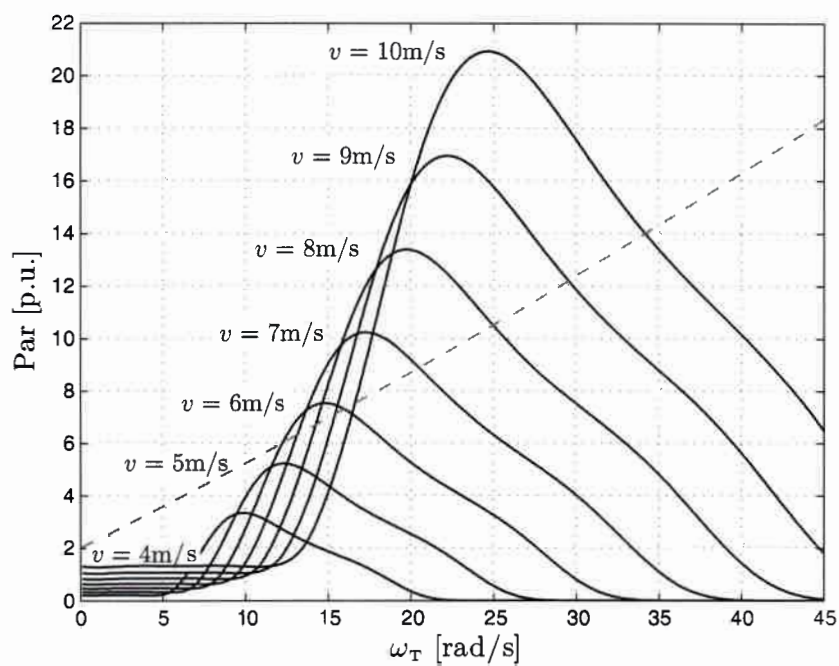


Figura 3.18:  $T_T$  incluindo el par a bajas velocidades.



### 3.5.2. Cambio de Par de Carga

Una forma de lograr el arranque del sistema es disminuyendo el par de carga solicitado en el eje de la turbina ( $T'_l$ ). Esto puede realizarse desconectando el conjunto MI+BC+CH de forma tal que la turbina necesite vencer sólo el rozamiento del conjunto Turbina-GSIP, permitiendo que la turbina se acelere libremente hasta superar la  $\omega_{\min}$ .

En el banco de ensayos disponible en el laboratorio esto puede hacerse desexcitando la máquina síncrona con la que se implementa al GSIP obteniéndose una reducción de par de carga ( $T'_l$  sin exc.) como el que se muestra en línea de trazos en la Figura 3.19. En la figura se muestra también el par de carga del sistema completo, es decir con excitación conectada ( $T'_l$  con exc.).

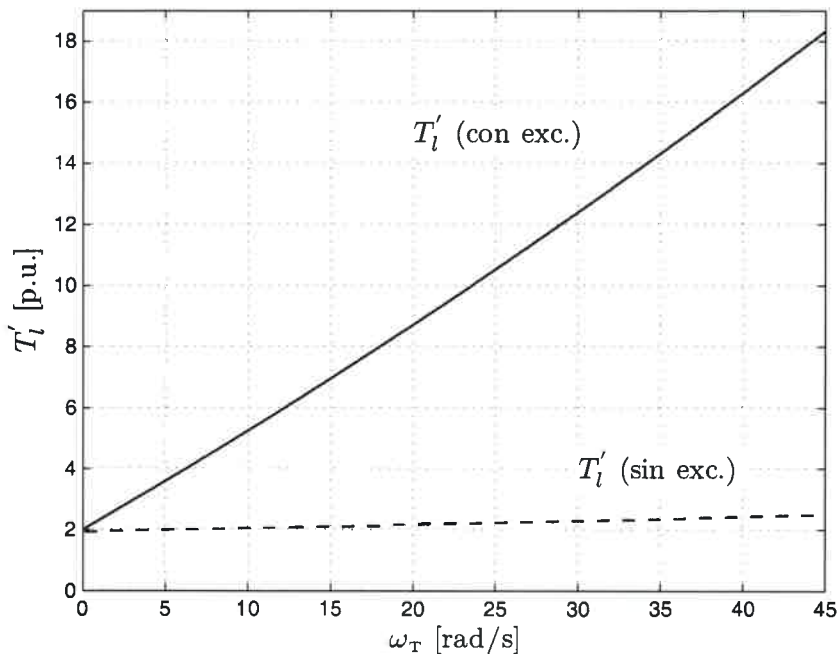


Figura 3.19:  $T'_l$  con excitación (—) y  $T'_l$  sin excitación (- -).

En la Figura 3.20 se muestra el par de la turbina  $T_T$ , el par de carga sin la excitación  $T'_l$  (- -) y el par de carga del sistema completo  $T'_l$  (—).

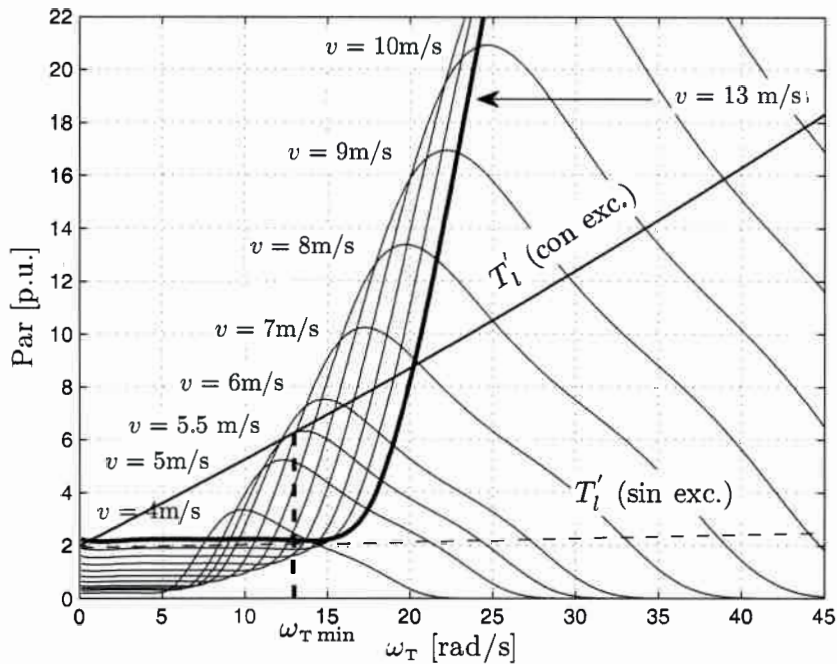


Figura 3.20:  $T_T$ ,  $T_l'$  con excitación (—) y  $T_l'$  sin excitación (- -).

Se puede ver en la Figura 3.20 que para velocidades de viento menores a  $v = 5,5$  [m/s] el par inicial de la turbina ( $T_T(0)$ ) nunca sobrepasa el par inicial de carga del sistema completo ( $T_l'(0)$ ). Esta característica del sistema permite concluir que: aún si la turbina fuese capaz de arrancar sin carga no sería posible lograr que el sistema de bombeo completo evolucione hacia un punto de equilibrio estable.

Observando en detalle la zona de bajas velocidades se puede apreciar que es necesario una velocidad de viento de al menos  $v = 13$  [m/s] (indicada en la figura con trazo grueso) para lograr que el par de la turbina a  $\omega_T = 0$  sea superior al par de carga con la excitación desconectada. En un sistema eólico real esto implicaría desperdiciar la energía disponible en vientos de menos de 13 [m/s], lo cual no es un comportamiento razonable para un aprovechamiento de este tipo.

Teniendo en cuenta los objetivos de esta tesis, se asume que existe algún mecanismo auxiliar (desconexión mecánica total, motor de arranque, etc.) que permite que el sistema arranque para condiciones de viento  $v \geq 5,5$  [m/s]. En el prototipo experimental esto se logra.

imponiendo un par constante ( $T_T = \text{ctte.}$ ) en el Accionamiento Industrial (AI) utilizado para emular la turbina hasta alcanzar la velocidad ( $\omega_{T\text{min}}$ ), a partir de donde el emulador reproduce las curvas de par velocidad de la turbina descritas en esta Tesis.

### 3.6. Conclusiones

En este Capítulo se utilizó el modelo dinámico del sistema bajo estudio para obtener un modelo de régimen permanente del mismo con el objetivo de encontrar los puntos de equilibrio de funcionamiento del sistema completo.

A partir del modelo obtenido se resolvió el sistema de ecuaciones no-lineales resultantes utilizando un algoritmo de cálculo (`fsolve`) de Matlab<sup>®</sup> con el objetivo de identificar la evolución de las variables internas del sistema. Este cálculo se verificó utilizando la teoría estándar de la electrotecnia como se muestra en el Apéndice B.

Con los resultados obtenidos se trazaron las curvas de par-velocidad en el eje de la turbina para dos condiciones; considerando el sistema completo y el sistema con el conjunto MI-BC desconectado. Con estas curvas se determinaron los puntos de equilibrio del sistema así como los límites de funcionamiento del mismo teniendo en cuenta los límites de velocidad de viento admisible por la turbina, límite de velocidad del generador, potencia máxima del GSIP, caudal y rendimiento de la bomba, etc.

Además, se analizó en detalle el proceso de arranque de este tipo de sistemas y se establecieron criterios prácticos para la implementación experimental que se muestra en el Capítulo siguiente.

Todos los resultados obtenidos en este Capítulo son de fundamental importancia para interpretar los resultados dinámicos obtenidos en los Capítulos siguientes.



# Capítulo 4

## DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE CAJA ÓPTIMA

### 4.1. Introducción

El objetivo principal de esta Tesis es diseñar un sistema de bombeo a partir de energía eólica que permita maximizar la energía anual extraíble del mismo. Teniendo en cuenta que la potencia extraíble para cada velocidad de viento se puede calcular a partir de la ecuación (2.12) como,

$$P_T(v) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda) v^3, \quad (4.1)$$

el objetivo de esta tesis puede lograrse, por definición, haciendo que el sistema funcione con una relación de velocidades óptima ( $\lambda_{\text{opt}}$ ) para todas las velocidades de viento disponibles de forma tal que  $C_p(\lambda_{\text{opt}}) = C_{p \text{ max}}$  (punto indicado en la Figura 2.4), lo que significa que se siga la curva potencia-velocidad máxima, ( $P_{T \text{ opt}}(v) = P_{T \text{ max}}(v)$ ) (ecuación (4.2)), es decir

$$P_{T \text{ max}}(v) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{p \text{ max}}(\lambda) v^3, \quad (4.2)$$

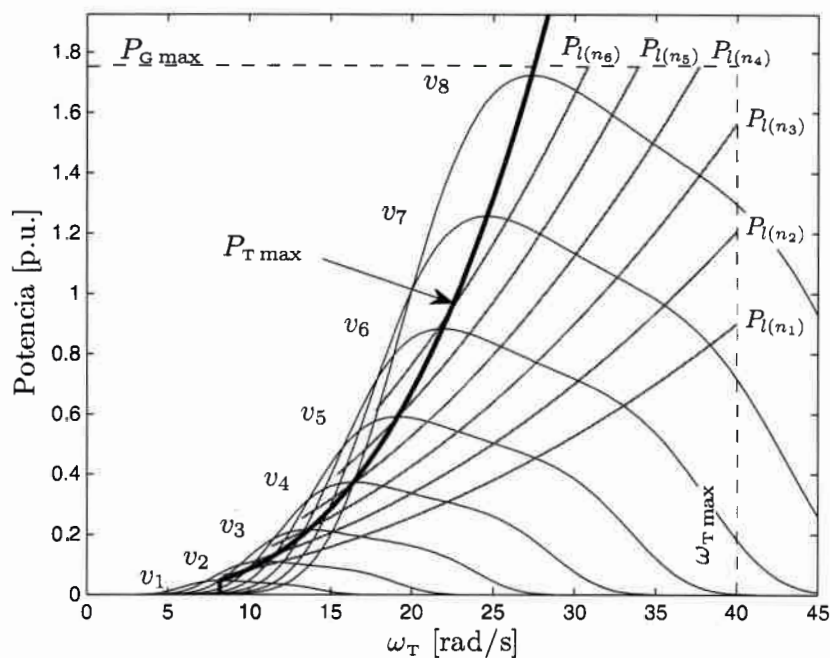


Figura 4.1:  $P_T$  y  $P_l$  para distintas relaciones de caja ( $n_i, i = 1 \dots$ ).

En la Figura 4.1 se muestran las curvas de  $P_{T \max}$  más las curvas de  $P_l$  para distintos valores de  $n$ , se observa que es imposible encontrar una relación de caja que logre que las curvas de potencia de carga ( $P_{l(n_i)}$ ) se superponga exactamente con la curva de máxima captación de energía ( $P_{T \max}$ ), de manera tal que es necesario adoptar un criterio de optimización que permita elegir la mejor relación de caja posible teniendo en cuenta:

- La Energía Anual Generable del sistema real ( $E_{AG}(v, n)$ ).
- La Función de Densidad de Probabilidad (FDP) de velocidades de vientos,  $f(v)$ .
- Las restricciones de velocidad y potencia del sistema propuesto.

La FDP describe la probabilidad de la ocurrencia de un viento de velocidad  $v$  para un día cualquiera del año, y se utiliza frecuentemente para calcular la autonomía en sistemas eólicos con almacenamiento de energía en baterías [54]. En esta Tesis, se utiliza la FDP para calcular la Energía Anual Generable ( $E_{AG}(v, n)$ ) para una relación de caja y una velocidad

de viento determinada como [49]:

$$E_{AG}(v, n) = 8760 f(v) P(v, n), \quad [\text{W.h.}] \quad (4.3)$$

donde  $P(v, n)$  es la potencia capturada por la turbina para cada velocidad de viento y para cada relación de caja;  $f(v)$  es la FDP de la velocidad de viento correspondiente al lugar donde se emplaza la turbina y el factor 8760 es el número de horas del año.

Esta expresión de la energía anual debe utilizarse teniendo en cuenta las velocidades máximas y mínimas de viento a las cuales puede funcionar el sistema, las cuales dependen principalmente de la relación de caja ( $n$ ), la velocidad máxima de la turbina ( $\omega_{Tmax}$ ) y la potencia máxima del generador ( $P_{Gmax}$ ) como se muestra en la Figura 4.1 en línea de trazos.

## 4.2. Antecedentes del Tema

Como se mencionó en la Sección 1, los sistemas de bombeo, ya sean mecánicos o bien accionados por un generador eléctrico, en general, tienen por un lado como desventaja principal la necesidad de utilizar una caja multiplicadora que adapte la velocidad de la turbina con la de la bomba. Aunque, una correcta determinación de la relación ( $n$ ) de la caja presente puede, por otro lado, ser de utilidad para lograr uno de los principales objetivos en los sistemas eólicos que es que la turbina capte la máxima energía posible, o bien que maximice la energía anual capturada.

La relación de la caja ( $n$ ) que cumpla ese objetivo puede ser determinada de forma relativamente sencilla en el caso en que las pérdidas en las distintas etapas del sistema sean bajas o despreciables. En este caso se puede encontrar una expresión para  $n$ , a partir de relacionar la velocidad nominal de la turbina con la velocidad nominal de la bomba centrífuga [52]. Esto es posible porque para un sistema sin pérdidas, o bien que las mismas sean despreciables, la potencia máxima capturada por la turbina crece con el cubo de la velocidad de rotación, de la misma forma que lo hace la potencia absorbida por la bomba [52].

En el caso en que las pérdidas del sistema de bombeo no se puedan despreciar, es necesario hacer un análisis más preciso para la obtención de  $n$ . Este análisis puede basarse en el cálculo

de la energía anual capturada por la turbina, la cual depende tanto del sistema como del recurso eólico del lugar donde se emplaza el mismo. Una forma de modelar el recurso es a través de funciones de distribución de probabilidad, dentro de las más utilizadas se pueden mencionar la Weibull y la Rayleigh [55].

En [56] se realiza un análisis comparativo entre un sistema eólico de generación funcionando con velocidad variable y un sistema funcionando con velocidad fija para distintas relaciones de caja. En este trabajo se concluye que la energía capturable es mayor cuando el sistema opera con velocidad variable para una dada relación de caja.

### 4.3. Selección de la Relación de Caja Óptima

Como se mencionó en la Sección anterior, el criterio de optimización utilizado en esta Tesis busca obtener el valor de la relación de multiplicación ( $n$ ) que maximice la energía anual generable ( $E_{AG}$ ) por el sistema. Para lograr este objetivo es necesario contar con información sobre el recurso eólico y determinar las velocidades límites de funcionamiento para cada relación de caja.

#### 4.3.1. Distribución Anual de Vientos

En la Figura 4.2 se muestra en forma gráfica los valores de FDP de la velocidad de viento calculadas a partir de los datos obtenidos experimentalmente de la estación anemométrica del GEA-UNRC (Ver Apéndice D).



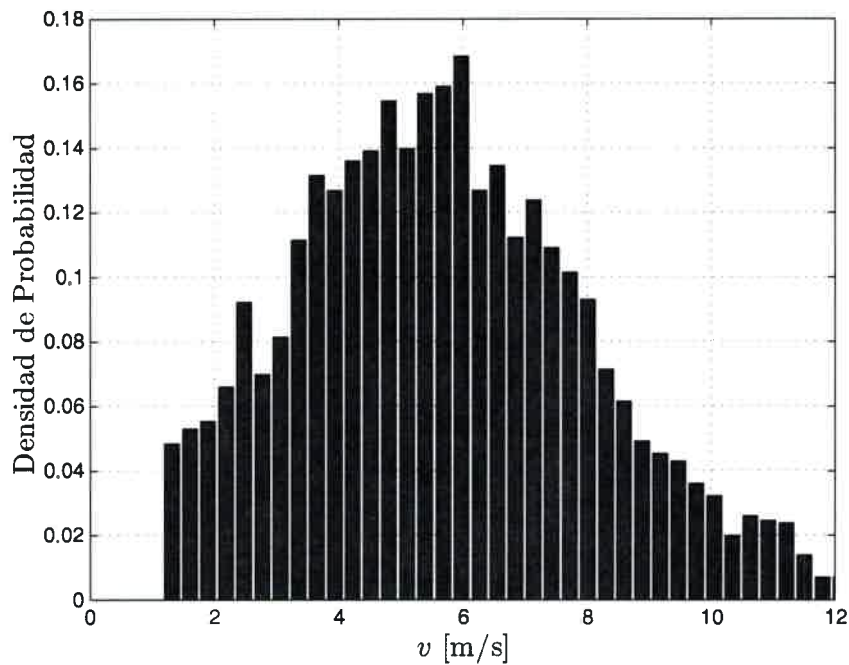


Figura 4.2: Densidad de probabilidad de velocidades de viento (exp.).

Teniendo en cuenta la forma de la densidad de probabilidades de velocidad de viento obtenidas experimentalmente (Figura 4.2) es posible proponer una *FDP de Weibull* para representar analíticamente los datos experimentales disponible de forma tal que,

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, \quad (4.4)$$

donde  $v$  es la velocidad de viento,  $k$  es el factor de forma de la distribución y  $c$  es el factor de escala también de la distribución de Weibull. Los coeficientes de la distribución ajustados para los datos experimentales de la estación anemométrica son,

$$\begin{aligned} k &= 2,55, \\ c &= 6,595. \end{aligned} \quad (4.5)$$

En la Figura 4.3 se muestran los datos experimentales obtenidos (Figura 4.2) y los valores obtenidos utilizando la aproximación calculada a partir de la ecuación (4.4).

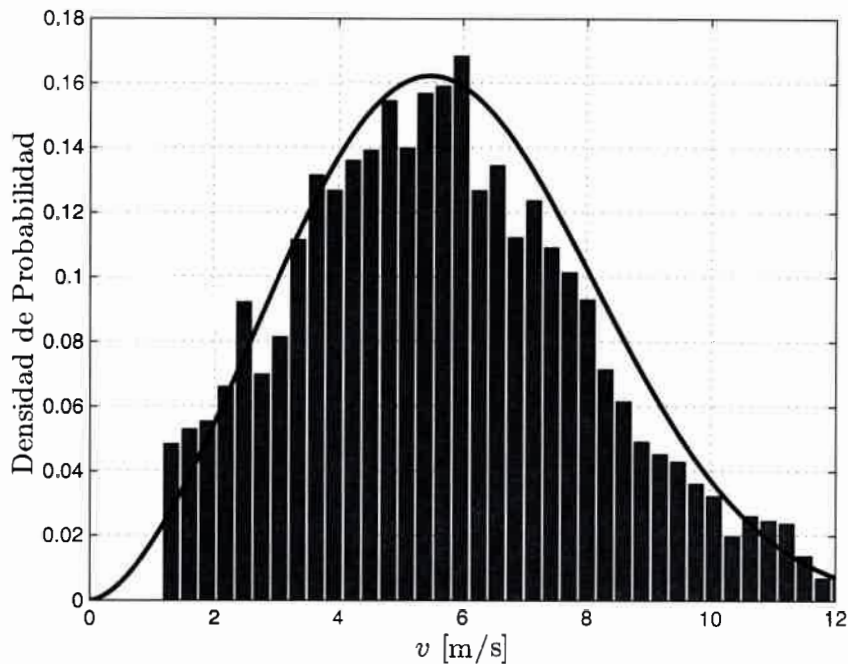


Figura 4.3: Densidad de probabilidad de velocidades de viento +  $f(v)$ .

Se observa que el tipo de función y los parámetros utilizados para aproximar los datos experimentales se superponen para todo el rango de viento disponible lo cual verifica la aproximación propuesta. Si bien esta función analítica no es utilizada en el resto de la Tesis para el calculo de optimización, es importante encontrar los valores  $k$  y  $c$  asociados a la media y la varianza, necesarios para caracterizar correctamente el recurso eólico disponible.

#### 4.3.2. Energía Anual Generada

Para cada elección de relación de caja ( $n$ ) es posible calcular la energía anual generada  $E_{AG}(n)$  para todas las velocidad de viento disponibles como,

$$E_{AG}(n) = \int_{v_{\min}(n)}^{v_{\max}(n)} E_{AG}(v, n) dv \quad (4.6)$$

donde  $v_{\min}(n)$  y  $v_{\max}(n)$  son las velocidades de viento mínima y máxima respectivamente entre las cuales la turbina puede generar para cada relación de caja ( $n$ ) los cuales se determinan más adelante.

Tanto la  $v_{\min}(n)$  como la  $v_{\max}(n)$  dependen del valor de caja  $n$  considerado y deben ser determinados por inspección utilizando la Figura 4.1.

### Rangos de Velocidad de Viento

La velocidad de viento mínima  $v_{\min}(n)$  se define como aquella velocidad de viento a partir de la cual el par de la turbina ( $T_T(v)$ ) es igual o superior al par de carga ( $T_l$ ) del sistema al menos para un punto de la curva par-velocidad. En este caso es posible encontrar al menos un punto de equilibrio donde el sistema puede funcionar en forma estable, como se describió en la Sección 3.4.

La velocidad de viento máxima  $v_{\max}(n)$  queda definida por la intersección de la curva de potencia de carga del sistema ( $P_l(n_i)$ ) y la potencia máxima admisible del generador ( $P_{G\max}$ ) y/o la velocidad de rotación máxima de la turbina ( $\omega_{T\max}$ ), según sea el caso. Límites que no pueden ser excedidos por razones de seguridad.

En Figura 4.4 se muestran las curvas de  $v_{\min}(n)$  y  $v_{\max}(n)$  en función de  $n$ , calculadas teniendo en cuenta las restricciones descritas anteriormente. Se observa que la velocidad mínima de viento ( $v_{\min}(n)$ ) se incrementa a medida que  $n$  aumenta, mientras que la velocidad máxima de viento ( $v_{\max}(n)$ ) se encuentra limitada por el límite de velocidad de la turbina  $\omega_{T\max}$  para  $n \leq 4,25$  y por la potencia del GSIP ( $P_{G\max}$ ) para  $n > 4,25$ .

### Energía Anual Generable Máxima ( $E_{AG\max}$ )

Con el objetivo de evaluar el aprovechamiento que hace el sistema de bombeo propuesto del recurso eólico disponible, puede utilizarse la Energía Anual Generable Máxima ( $E_{AG\max}$ ) como medida de comparación. Este valor de energía se obtiene considerando un sistema de generación ideal que extraiga potencia ( $P_T(v)$ ) de la forma mostrada en trazo grueso en la Figura 4.5.

Este sistema ideal comienza a generar a partir de la velocidad  $v_{\min}$  siguiendo una curva de máxima eficiencia o bien de potencia máxima generable ( $P_{T\max}(v)$ ) definida por la ecuación (4.2). Es decir que la turbina funciona con un coeficiente de potencia máximo ( $C_{p\max}$ )

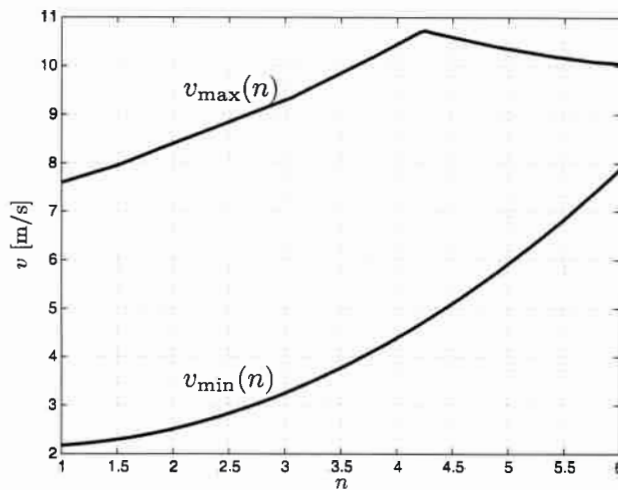


Figura 4.4:  $v_{\max}(n)$  y  $v_{\min}(n)$  vs.  $n$

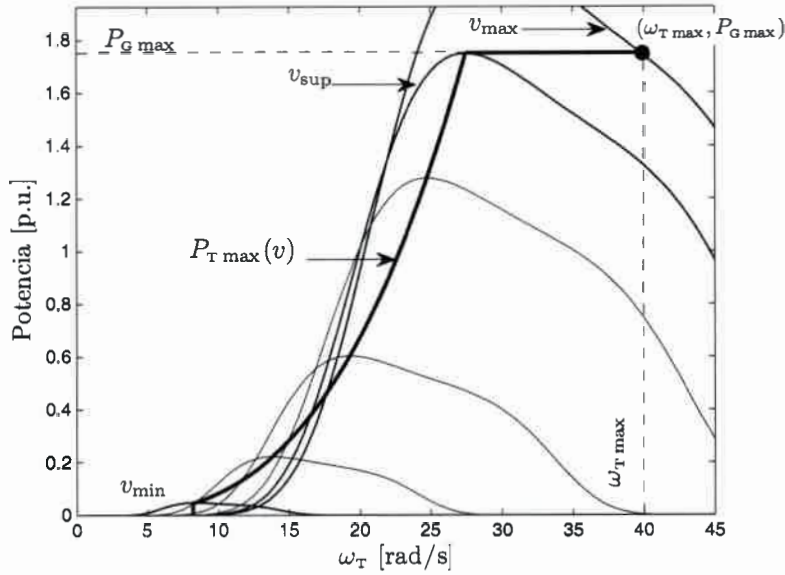
para todas las velocidades de viento disponibles desde  $v_{\min}$  hasta  $v_{\text{sup}}$ , que es la máxima velocidad de viento hasta donde el sistema puede generar sin superar el límite de Potencia del Generador ( $P_{G \max}$ ), siguiendo una estrategia de generación de potencia máxima generable ( $P_T(v) = P_{T \max}(v)$ ). En esta condición, el sistema de generación deberá ser capaz de limitar la potencia generada siguiendo la curva de  $P_T(v) = P_{G \max}$  hasta la máxima velocidad de viento utilizable ( $v_{\max}$ ) definida como el punto, indicado en la Figura 4.5, donde el sistema genera a potencia máxima ( $P_{G \max}$ ) con la velocidad de giro máxima ( $\omega_{G \max}$ ). Para velocidades de viento superiores, es necesario contar con sistemas de paso variable de las palas que permitan aprovechar el recurso disponible haciendo que el generador funcione en el punto de coordenadas  $(\omega_{T \max}, P_{G \max})$  para todas las condiciones de viento disponibles.

Bajo estas premisas, la potencia generada en términos de la velocidad de viento, se puede calcular como,

$$P_T(v) = \begin{cases} P_{T \max}(v) , & v_{\min} \leq v \leq v_{\text{sup}} , \\ P_{G \max} , & v_{\text{sup}} \leq v . \end{cases} \quad (4.7)$$

De manera tal que la energía anual capturable para cada velocidad de viento ( $E_{AG}(v)$ ) se puede calcular como,

$$E_{AG}(v) = 8760 f(v) P_T(v) . \quad [\text{W.h.}] \quad (4.8)$$


 Figura 4.5: Trayectoria  $P_T(v)$  de un sistema ideal.

Finalmente la Energía Anual Máxima Generable para el recurso eólico ( $E_{AG\max}$ ) se puede calcular como,

$$E_{AG\max} = \int_{v_{\min}}^{\infty} E_{AG}(v) = 8760 \left( \int_{v_{\min}}^{v_{\sup}} f(v) P_{T\max}(v) + P_{G\max} \int_{v_{\sup}}^{\infty} f(v) \right), \quad (4.9)$$

Con el objetivo de analizar el grado de aprovechamiento energético recurso eólico disponible usando el sistema propuesto es posible definir un *Índice de Aprovechamiento* ( $\xi(n)$ ) calculado como la razón entre la energía anual generada ( $E_{AG}(n)$ ) y la energía anual generable máxima ( $E_{AG\max}$ ) como,

$$\xi(n) = \frac{E_{AG}(n)}{E_{AG\max}}, \quad (4.10)$$

donde la energía anual generada máxima ( $E_{AG\max}$ ) se calcula como la energía anual generable utilizando un sistema eólico *ideal* como se muestra en la Sección 4.3.2.

En la Figura 4.6 (a) se muestra como se modifica el Índice de Aprovechamiento ( $\xi(n)$ ) para las distintas relaciones de caja ( $n$ ) consideradas.

## DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE CAJA ÓPTIMA

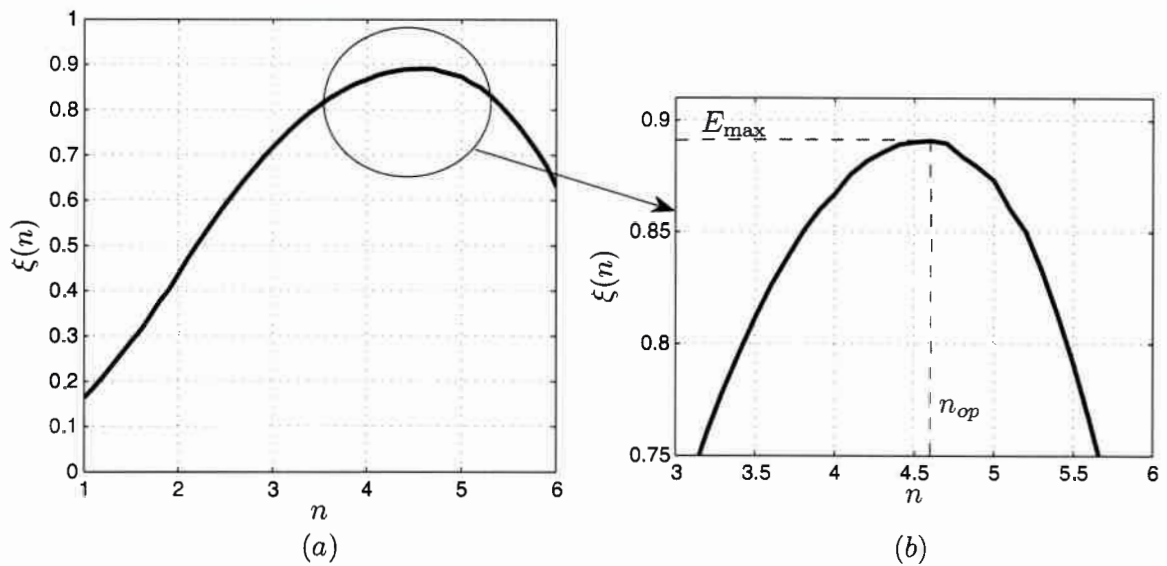


Figura 4.6: Índice de Aprovechamiento ( $\xi(n)$ ) en función de la relación de caja ( $n$ ).

En la Figura 4.6 (b) se muestra en forma ampliada el índice de Aprovechamiento  $\xi(n)$  y se indica la relación de caja,

$$n_{op} = 4,6 ,$$

que produce una captura **máxima** de energía anual de,

$$E_{AG \max} = 0,89 \text{ [p.u.] .}$$

Este valor de energía indica que el sistema de bombeo propuesto extrae del recurso eólico el 89 % de la potencia extraíble utilizando un sistema ideal, el cual requiere de estrategias de control específicas, el uso de electrónica de potencia adecuada y de mecanismos especiales para lograr el paso variable de las palas de la turbina.

Este tipo de sistema de bombeo tienen la ventaja de no poseer una franja horario de preferencia de funcionamiento, como puede ser el caso de los sistemas de conversión de energía eólica a energía eléctrica que presentan un mayor consumo en horas pico asociadas a la actividad humana. En estos sistemas de bombeo, la energía disponible durante la noche puede ser aprovechada sin necesidad de agregar bancos de batería costosos y con necesidad de mantenimiento o reposición periódico.

El valor óptimo obtenido para la relación de caja ( $n_{op} = 4,6$ ) se utiliza en el Capítulo siguiente para obtener resultados de simulación y experimentales utilizados para estudiar el desempeño dinámico del sistema. Esta relación será también utilizada como valor base para reflejar valores en p.u. (por unidad).

## 4.4. Conclusiones

En este Capítulo se determina la relación de caja multiplicadora que maximiza la captura de energía anual de viento para el sistema propuesto.

Utilizando los modelos matemáticos propuestos se determinan los límites para las velocidades de viento, potencia y par de la turbina, en el que el sistema puede funcionar para cada relación de caja considerada. Se utilizaron las mediciones reales de velocidad de viento para calcular la energía capturada en un emplazamiento real como el disponible en frente de la Universidad Nacional de Río Cuarto.

Con el objetivo de cuantificar el aprovechamiento que hace el sistema propuesto del recurso eólico disponible, se definió el índice de aprovechamiento como la relación entre la energía que es posible capturar con un sistema ideal de generación y la energía que realmente aprovecha el sistema propuesto.

A partir de este índice se determinó que una caja de relación  $n_{op} = 4,6$  maximiza la captura de energía anual en el sistema propuesto. Para este valor de relación de transformación de la caja multiplicadora se obtuvo un índice de aprovechamiento máximo del 89 % lo cual indica un muy buen aprovechamiento del recurso eólico disponible sumado al bajo costo con respecto al costo asociado al sistema ideal utilizado.

## DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE CAJA ÓPTIMA

---



## Capítulo 5

# RESULTADOS DE SIMULACIÓN Y EXPERIMENTALES

### 5.1. Introducción

El objetivo de este Capítulo es verificar el comportamiento dinámico del sistema propuesto. Utilizando los modelos dinámicos y la relación de caja óptima ( $n = 4,6$ ) obtenidos en Capítulos anteriores. Para realizar esta verificación se proponen una serie de ensayos con el objetivo de analizar la respuesta dinámica del sistema en condiciones reales de funcionamiento.

### 5.2. Resultados de Simulación

En la Figura 5.1 se muestra el diagrama de bloques del sistema simulado.

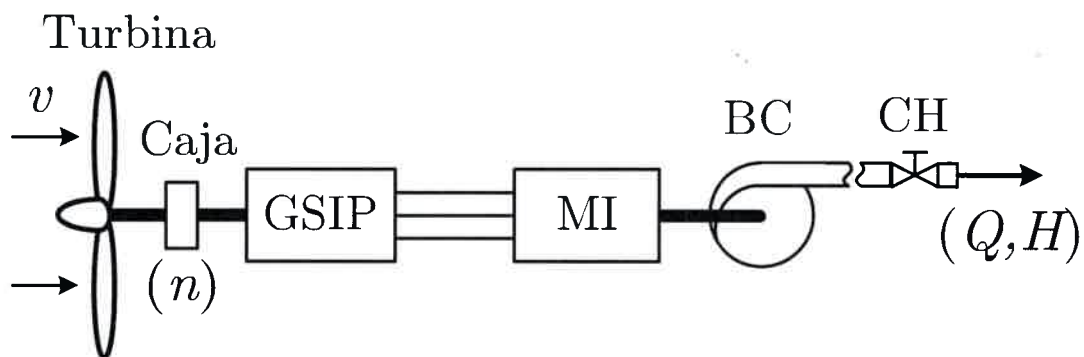


Figura 5.1: Sistema de bombeo simulado.

El sistema de simulación propuesto está compuesto por un Circuito Hidráulico (CH) impulsado por una Bomba Centrífuga (BC) la cual es accionada por un Motor de Inducción

(MI). El MI se encuentra acoplado eléctricamente a un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP) que es impulsado por una Turbina Eólica. El GSIP se acopla a la turbina por medio de una caja multiplicadora ( $n$ ) de forma tal que el viento que incide sobre la turbina hace que el sistema de bombeo completo comience a funcionar impulsando agua por el circuito hidráulico, sin necesidad de accionamientos electrónicos ni controles externos.

Para estudiar el desempeño del sistema completo se analizan las trayectorias que describen las diversas variables obtenidas por medio de simulación numérica.

Los modelos matemáticos utilizados para describir el funcionamiento de cada una de estas partes se presenta en el Capítulo 2. Para obtener los resultados de simulación presentados se utilizó el paquete Simulink/Matlab<sup>®</sup>.

### Modelo de Simulación

Con el objetivo de considerar el procedimiento de arranque utilizado en el sistema experimental implementado se agrega al modelo del sistema bajo estudio, las llaves  $S_1$  y  $S_2$  que se muestran en la Figura 5.2. Estas llaves tienen como objetivo principal cambiar entre una consigna de par constante ( $T_T = \text{ctte.}$ ) durante el arranque, a una consigna de par que emula el comportamiento real de la turbina eólica ( $T_T(v)$ ).

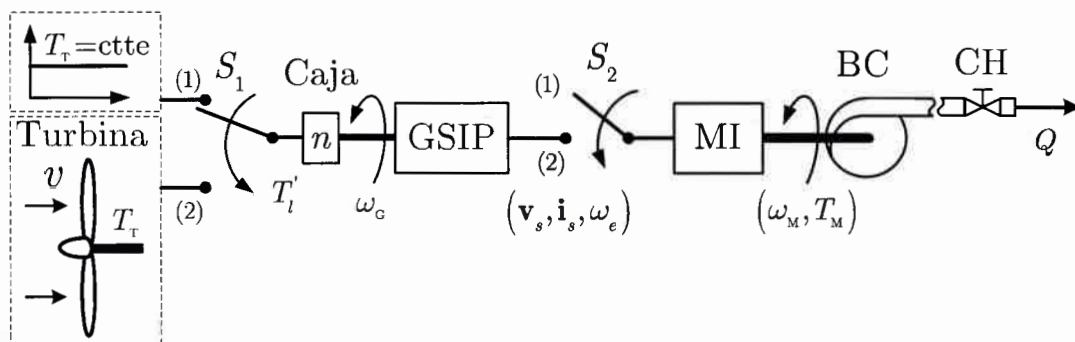


Figura 5.2: Sistema de bombeo simulado.

Durante el arranque, la llave,  $S_1$  permanece en la posición (1) haciendo que el par de arranque sea constante ( $T_T = \text{ctte.}$ ), con el objetivo de permitir que la velocidad de la turbina crezca desde cero hasta alcanzar la velocidad de conexión ( $\omega_T \geq \omega_{T\text{con}}$ ), momento

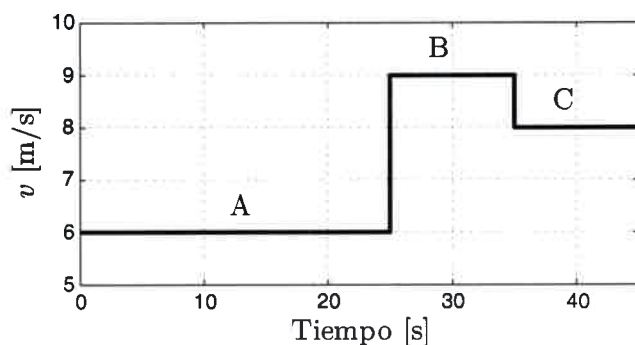


Figura 5.3: Perfil de viento empleado.

en el cual  $S_1$  conmuta a la posición (2), seleccionando la consigna de par determinada por el modelo de la turbina ( $T_T(v)$ ). Durante todo el proceso, la llave  $S_2$  permanece en la posición (1) desconectando al GSIP del conjunto MI+BC con el objetivo de minimizar el par inicial del GSIP, hasta que la llave  $S_1$  conmute a la posición (2), momento en el cual  $S_2$  conmuta también a la posición (2), efectuando la conexión eléctrica directa entre el GSIP y el conjunto MI+BC.

Para todos los ensayos realizados se utilizó un perfil de viento como el que se muestra en la Figura 5.3. Si bien, el perfil propuesto no representa una condición de funcionamiento real, sirve para evaluar el comportamiento del sistema en condiciones mucho más exigentes. Las diferentes amplitudes del perfil de viento fueron elegidas de tal manera que se pueda analizar el sistema en prácticamente todo su rango de funcionamiento. La velocidad máxima de viento asociada al nivel B se elige teniendo en cuenta los límites constructivos (par, potencia y velocidad) de la turbina eólica disponible en el GEA. Los períodos de tiempo definidos para cada rango de velocidades se eligieron de modo que las variables del sistema pudiesen converger a valores estables durante dichos períodos.

Acorde al procedimiento de arranque descrito anteriormente y teniendo en cuenta el perfil de velocidad de viento mostrado en la Figura 5.3, se simuló el sistema obteniéndose los resultados que se describen a continuación.

En la Figura 5.4 se muestran, el par de la turbina eólica y el par de carga, obtenidos usando el sistema de simulación descrito en la Figura 5.2 y el perfil de viento de la Figura 5.3. Las flechas discontinuas ( $\dashrightarrow$ ) indican la evolución del par de la turbina ( $T_T$ ) (línea en color

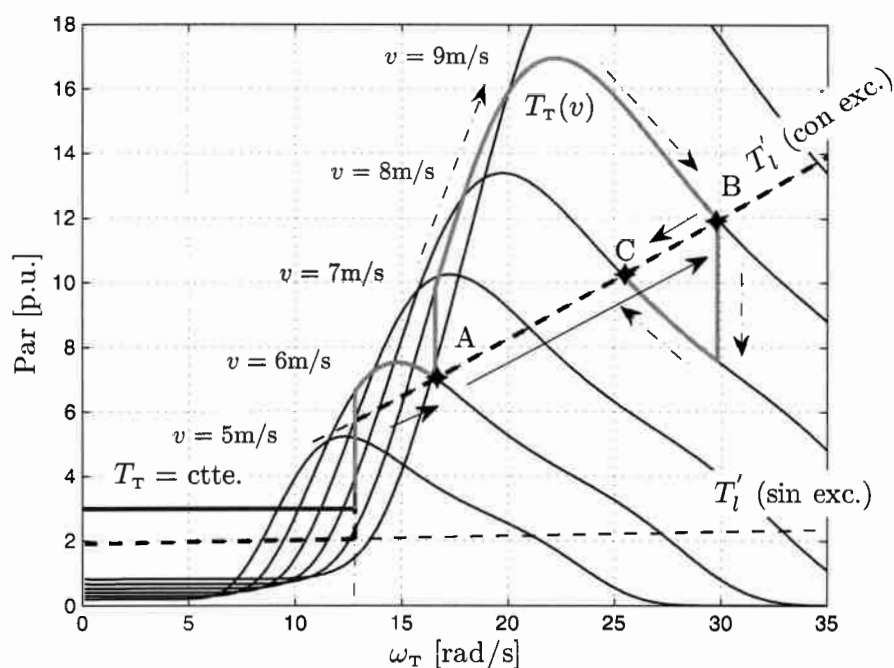


Figura 5.4: Par de la turbina (verde) y par de carga (trazos gruesa) simulados.

verde) y las flechas continuas ( $\longrightarrow$ ) la indican la evolución del par de carga ( $T_l'$  (línea de trazos gruesa) durante el transcurso del ensayo.

**Período de tiempo:**  $0 < t < 25$

Durante el proceso de arranque se desconecta el GSIP del conjunto MI+BC ( $S_2 = 1$ ) con el objetivo de lograr un transitorio de arranque más corto y se aplica el arranque constante ( $T_T = \text{cte.}$ ,  $S_1 = 1$ ).

Una vez alcanzada la velocidad de conexión ( $\omega_{T\text{con}} = 0,375$  [p.u.]  $\cong 12,8$  [rad/s]) en el tiempo  $t = t_{\text{con}} \cong 7,5$  s., se conecta el conjunto MI+BC ( $T_l'$  (sin exc.)  $\rightarrow T_l'$  (con exc.)) y se cambia el par constante de arranque por el par de la turbina ( $T_T = \text{cte.} \rightarrow T_T(v)$ ) ( $S_1 = 2$ ) haciendo que el sistema evolucione hasta alcanzar el punto de equilibrio **A** (asociado a la velocidad de viento **A** de la Figura 5.3). El tiempo transcurrido hasta que el sistema alcanza este punto de equilibrio queda determinado por la diferencia entre el par de la turbina ( $T_T$ ) y el par de carga ( $T_l'$ ) y las constantes de tiempo del sistema mecánico. Se puede observar en la Figura 5.4 que el par de carga ( $T_l'$ ) cambia desde su valor con el GSIP sin excitación

para  $\omega_T < \omega_{T\text{con}}$ , al correspondiente valor con el GSIP con excitación para  $\omega_T > \omega_{T\text{con}}$ , de acuerdo a lo mostrado en la Figura 3.19. Se puede observar también que, durante el arranque, el par de arranque ( $T_T = \text{cte.}$ ) es en todo momento mayor al par de carga con el GSIP sin excitación ( $T'_l$  sin exc.), lográndose un arranque exitoso del sistema.

**Período de tiempo:  $25 < t < 35$**

En  $t = 25$  s, la velocidad de viento se modifica de  $6 \rightarrow 9$  m/s (**A**  $\rightarrow$  **B** en la Figura 5.3). Frente a este cambio de velocidad, el par de la turbina sigue (desde el punto de equilibrio **A**) una curva como la que se muestra en color verde hasta establecerse en el punto de equilibrio **B** (asociado a la velocidad de viento **B**), sobre la curva de carga de régimen permanente dibujada en línea de trazos gruesa. Debido a la naturaleza sobreamortiguada del sistema conformado por el GSIP+MI+BC, la curva del par de carga se superpone casi exactamente sobre la curva de par en régimen permanente del sistema.

**Período de tiempo:  $35 < t < 45$**

En el tiempo  $t = 35$  s se modifica la velocidad de viento de  $9 \rightarrow 8$  m/s (**B**  $\rightarrow$  **C** en la Figura 5.3). Con esta nueva velocidad de viento, el sistema evoluciona hasta alcanzar el punto de equilibrio **C**. Como en el caso anterior, la turbina evoluciona siguiendo la curva color verde y el conjunto Caja+GSIP+MI+BC, evoluciona (desde el punto de equilibrio **B**) siguiendo la curva de par en régimen permanente hasta alcanzar el punto **C** (asociado a la velocidad de viento **C** de la Figura 5.3). La velocidad de viento se mantiene en 8 m/s hasta  $t = 45$  s, para que las variables del sistema se establezcan en sus valores de régimen permanente.

En la Figura 5.5 se muestra la evolución temporal de las siguientes variables: (a) La velocidad de viento ( $v$ ); (b) El par de la turbina ( $T_T$ ), el par eléctrico del MI ( $T_e^M$ ) y el par de carga ( $T'_l$ ); (c) La velocidad del GSIP ( $\omega_G$ ) y la velocidad del MI ( $\omega_M$ ); (d) La FEM ( $E_f$ ) y el módulo del vector de la tensión ( $\|\mathbf{v}_s\|$ ) en bornes del GSIP y en la subfigura (e) La amplitud de los vectores de corriente de estator ( $\|\mathbf{i}_s\|$ ) y de corriente de rotor del MI ( $\|\mathbf{i}_r\|$ ).

Para  $t = t_{\text{con}} \cong 7,5$  s se muestran en la subfigura (b) los cambios del par de la turbina ( $T_T = \text{cte.} \rightarrow T_T(v)$ ) y del par de carga ( $T'_l(\text{sin exc.}) \rightarrow T'_l(\text{con exc.})$ ).

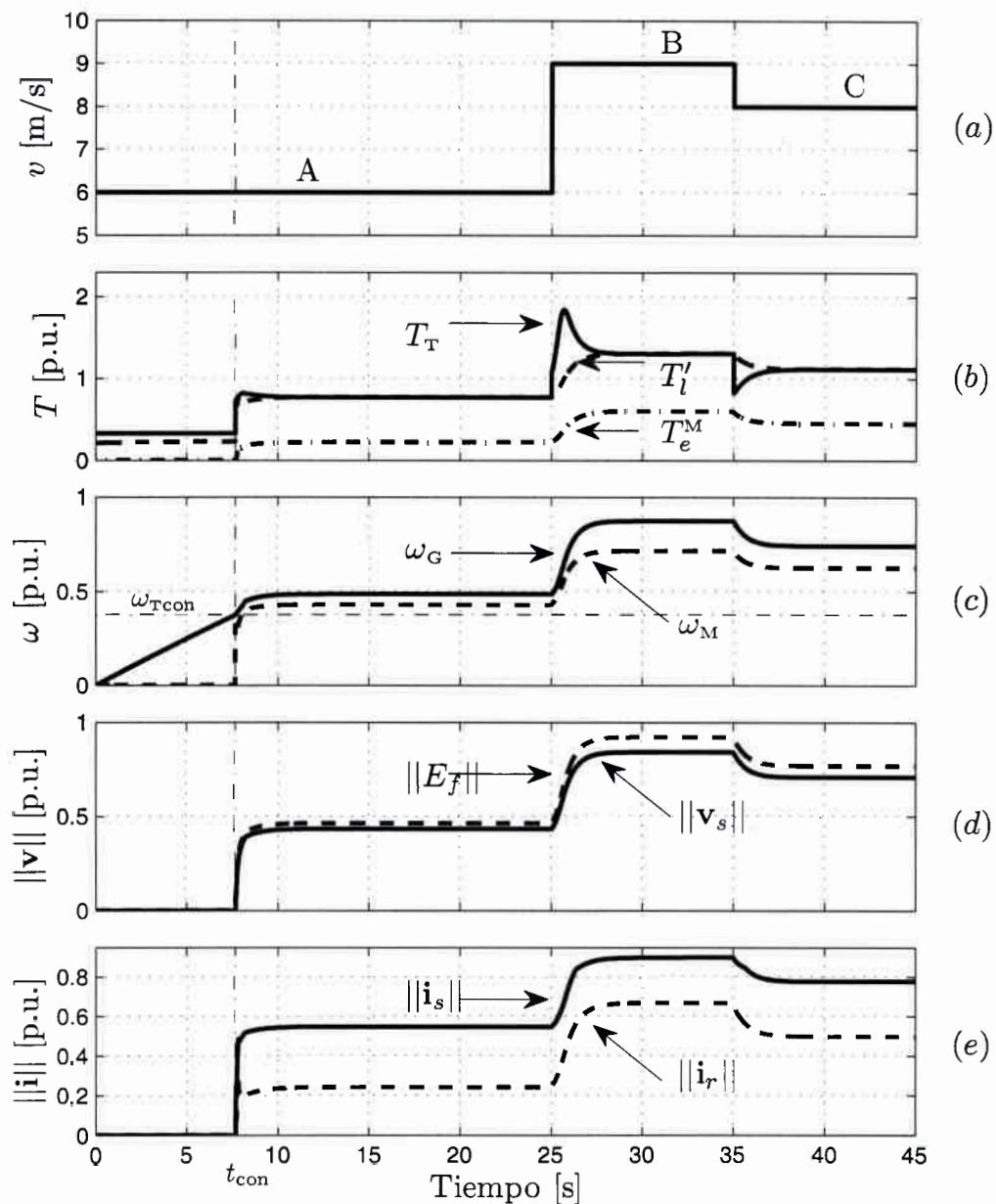


Figura 5.5: Resultados de simulación.

Se observa también que el par de la turbina ( $T_T(v)$ ) sufre también cambios instantáneos en  $t = 25\text{ s}$  y en  $t = 35\text{ s}$ , producto de los cambios instantáneos en la velocidad de viento (A  $\rightarrow$  B y B  $\rightarrow$  C en la Figura (5.3)). Para posteriormente evolucionar dinámicamente hasta igualarse con el par de carga ( $T_l'$  (con exc.)). Se observa que en menos de 5 s, el sistema

alcanza el equilibrio para cada velocidad de viento impuesta. Lo cual es un período de tiempo muy pequeño comparado con las constantes de tiempo normales de una turbina real, con lo que se comprueba que el transitorio electromecánico del sistema de generación asociado es despreciable en comparación con la respuesta mecánica de la turbina frente a variaciones del viento.

En la subfigura 5.5 (b) se muestra la evolución temporal de la velocidad del conjunto Turbina+GSIP ( $\omega_G$ , —) y del conjunto MI+BC ( $\omega_M$ , - -). Se puede ver que desde  $t = 0$  s y hasta  $t = 25$  s la velocidad  $\omega_G$  crece de forma lineal hasta alcanzar su valor de régimen permanente correspondiente al punto de equilibrio **A**, mientras que la velocidad  $\omega_M$  correspondiente al conjunto MI+BC permanece en cero debido a que el interruptor  $S_2$  se encuentra abierto ( $S_2 = 1$ ). El crecimiento lineal de la velocidad  $\omega_G$  se debe a que la fuente de par utilizada durante este intervalo es la fuente de par constante  $T_T = \text{cte.}$  ya que el interruptor  $S_1 = 1$ . En  $t \cong 7,5$  s la velocidad de la turbina supera la velocidad de conexión ( $\omega_{T \text{ con}} = 0,375$  [p.u.]) a partir de la cual se conecta interruptor  $S_1$  ( $S_1 = 2$ ) y el interruptor  $S_2$  ( $S_2 = 2$ ). Se observa que el conjunto MI+BC se acelera hasta establecerse en un valor constante definido por el deslizamiento de régimen permanente calculado en el Capítulo anterior.

Además se observa que durante el transitorio de conexión de  $S_2$  y cambio de par de la turbina, la velocidad del generador no disminuye. Esto se debe principalmente a que la consigna de par proveniente de la turbina es muy superior a la consigna de par constante utilizada para arrancar el sistema ( $T_T(v) \gg T_T = \text{cte.}$ ), de manera tal que el sistema no disminuye su velocidad en ningún momento.

El cambio de velocidad de viento (**A**  $\rightarrow$  **B**) de  $6 \rightarrow 9$  m/s en tiempo  $t = 25$  s hace que la velocidad del conjunto Turbina-GSIP crezca y se establezca en un nuevo valor de régimen permanente correspondiente al punto de equilibrio **B** y lo mismo hace la velocidad del conjunto MI+BC. El último cambio de velocidad de viento (**B**  $\rightarrow$  **C**) de  $9 \rightarrow 8$  m/s en  $t = 35$  s hace que ambas velocidades del generador y la MI se reduzcan hasta alcanzar los valores correspondientes al punto de equilibrio **C**.

En la subfigura 5.5 (d) se muestra la evolución temporal de la F.E.M. del GSIP ( $E_f$ ) y de la amplitud del vector de tensión de estator del MI ( $\|\mathbf{v}_s\|$ ) (o bien la tensión en el acople

directo). Aún cuando la F.E.M. del GSIP es una curva proporcional a la velocidad  $\omega_G$ , la amplitud del vector de tensión de estator de GSIP no lo es ya que a mayor velocidad el conjunto MI+BC toma más carga y por lo tanto se incrementa considerablemente la caída de tensión en la impedancia de dispersión del GSIP, como se puede ver en la Figura 3.6 (d).

En la subfigura 5.5 (e) se muestra la evolución temporal de las amplitudes de los vectores de corriente de estator y de rotor del MI ( $\|\mathbf{i}_s\|$  y  $\|\mathbf{i}_r\|$ ). Se puede ver que las corrientes son nulas hasta el tiempo  $t = 7,5$  s, momento en el cual  $\omega_T$  supera la velocidad de conexión y la llave  $S_2$  conmuta a la posición (2). A partir de ese instante de tiempo las corrientes crecen rápidamente hasta el valor de régimen permanente asociado al punto A. Para tiempos posteriores, se observa que las señales tienen transitorios suaves coincidentes con los transitorios de par de carga  $T'_l$  que se muestran en la subfigura 5.5 (b).

### 5.3. Resultados Experimentales

Para llevar a cabo los ensayos experimentales existen dos alternativas: una alternativa es construir un sistema completo que incluya la turbina, la torre, el sistema de direccionamiento, etc. y esperar que la naturaleza provea diferentes perfiles de viento para poder analizar el comportamiento del sistema ante las distintas situaciones de funcionamiento. Esta alternativa no asegura repetibilidad de los ensayos y además es una alternativa muy costosa.

Otra alternativa que si permite repetir los ensayos en igualdad de condiciones, no dependiente de los estados climatológicos, es la de construir un banco de ensayos que emule el comportamiento dinámico de la turbina frente a diferentes perfiles de viento. La emulación de la turbina y su caja de velocidades permite ajustar el diseño de las partes de forma rápida y económica, sin necesidad de construir un prototipo diferente para cada ensayo. En la Figura 5.6 se muestra un esquema del prototipo experimental del sistema bajo estudio implementado en el laboratorio.

Para implementar la fuente de par constante y el emulador de turbina más la caja reductora se utilizó un Accionamiento Industrial (AI) marca SIEMENS (ver Apéndice C.6). El modelo de la Turbina eólica y el de la caja multiplicadora fueron programados íntegramente dentro del AI, aprovechando las funciones que este accionamiento permite utilizar.



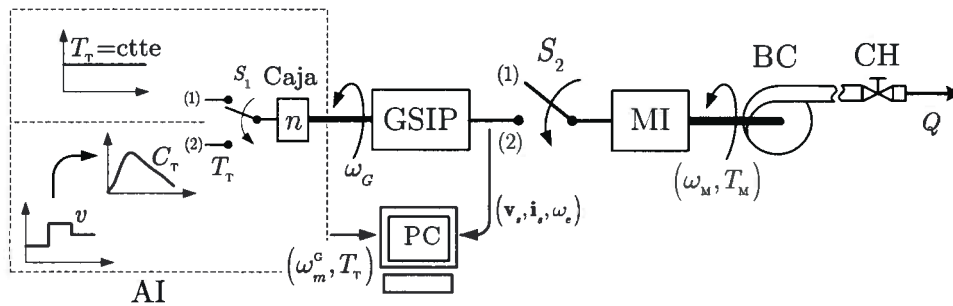


Figura 5.6: Esquema del prototipo experimental del sistema bajo estudio.

El accionamiento permitió también programar el perfil de viento empleado para los ensayos. Se utilizó además una PC estándar para supervisar y registrar diversas variables eléctricas y mecánicas necesarias para el análisis de los resultados obtenidos y programar el AI por medio de un software dedicado.

Esta forma de emular la turbina eólica y su caja de velocidades permite obtener resultados repetibles de forma rápida y económica sin necesidad de hacer cambios que encarecerían el sistema con todos los problemas mecánicos que esto tiene asociado. Además el AI posee la capacidad de definir (programar) una relación de caja arbitraria lo que permite evaluar el comportamiento del sistema para distintos valores de caja deseados.

El GSIP se implementó a partir de una Máquina Síncrona de 4 polos funcionando con excitación constante, mientras que como conjunto MI-BC se utilizó una bomba centrífuga sumergible comercial marca SAER (ver Apéndice D). El Circuito Hidráulico se construyó con cañería y válvulas de tipo estandar y con un tanque de 580 L. La BC ubicada en el tanque bombea agua a través del CH, el cual vierte el agua bombeada nuevamente en el tanque manteniéndose, de esta forma, el nivel en el mismo. Se implementó en el circuito hidráulico la medición del caudal y la presión, necesarios para la evaluación de los datos presentados.

### 5.3.1. Desarrollo del Emulador

En esta Sección se describe el banco de ensayos utilizado para emular el comportamiento de una turbina eólica más la caja multiplicadora. En la Figura 5.7 se muestra un diagrama de bloques simplificado del sistema a emular.

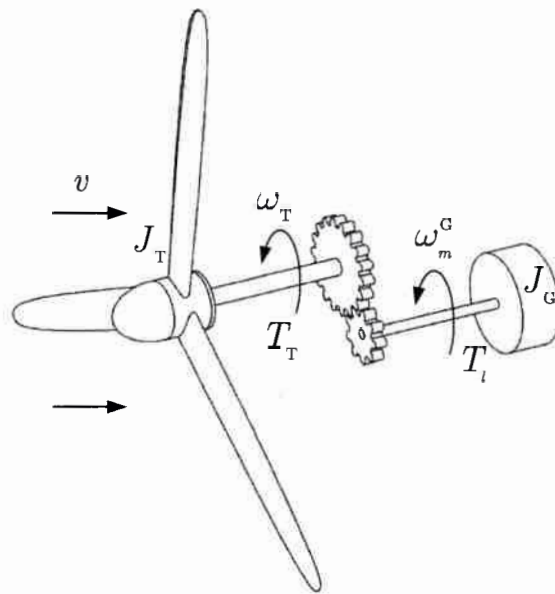


Figura 5.7: Sistema a emular.

Con esta configuración, el AI debe generar un par que emule al par de la turbina referido al lado del GSIP ( $T_l$ ). Una forma de hacerlo es mediante un motor impulsor controlado de forma adecuada. Es posible utilizar como motor impulsor a una máquina de corriente continua de excitación independiente, debido a la facilidad en el control de par de dicha máquina [57] [58] [59]. En la actualidad, el menor costo y mantenimiento de las MI, sumado a la evolución de las estrategias de control hicieron que los accionamientos de CA con MI sean los más utilizados en este tipo de aplicación [60] [61]. Por estas razones en esta tesis se utilizó un Accionamiento Industrial (AI) formado por un MI como máquina motriz para implementar el emulador.

El AI utilizado es un equipo estandar marca SIEMENS el cual posee lazos de control de par y velocidad (ver Apéndice C).

Este AI posee diferentes funcionalidades de regulación las cuales se ajustan a través de software. Posee además operaciones matemáticas llamadas “componentes funcionales” tales como: entradas y salidas analógicas, sumadores, multiplicadores, integradores, tablas, etc. Estos componentes se pueden combinar entre sí de diferentes formas, permitiendo generar una consigna compleja al control de par (o velocidad).

El AI utilizado permite programar tanto el Coeficiente de Par ( $C_T$ , Figura 2.6), como el par constante de arranque ( $T_T = \text{ctte.}$ ) utilizado. Además se programan dentro del mismo, tanto el perfil de viento utilizado para el ensayo (Figura 5.3), como la secuencia lógica para cambiar automáticamente las llaves  $S_1$  y  $S_2$  una vez alcanzada la velocidad de giro  $\omega_{T \text{ con.}}$ . Desde la PC de escritorio es posible programar los diversos parámetros del AI y supervisar el ensayo (encendido, apagado) mientras que se miden y almacenan los valores de distintas variables mostradas en esta tesis.

En el AI disponible no fue posible implementar, debido a limitaciones inherentes al equipo, un coeficiente de par ( $C_T$ ) continuo y suave como el mostrado en la Figura 2.6, sino que se programó una curva lineal a tramos de 10 puntos como la que se muestra en la Figura 5.8 (—) junto a la curva teórica de  $C_T(\lambda)$  (-.-). La distribución asimétrica de estos puntos fue elegida con el objetivo de minimizar el error máximo entre ambas curvas, para cualquier valor de  $\lambda$ .

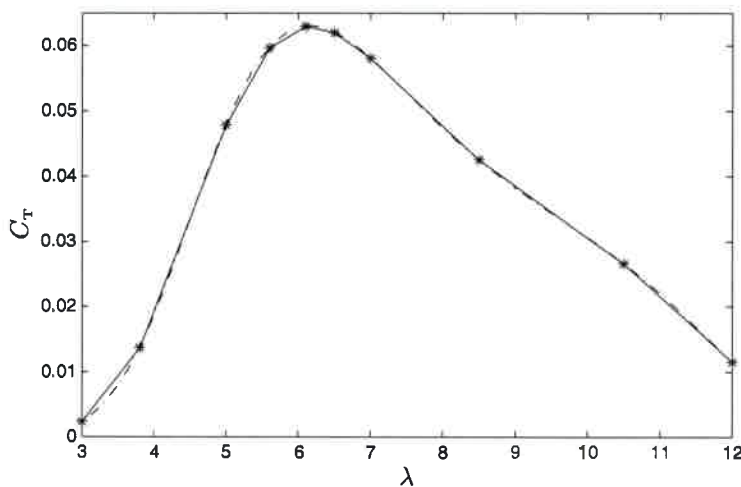


Figura 5.8:  $C_T$  teórico (-.-) y  $C_T$  implementado (—).

### 5.3.2. Resultados

En esta Sección se muestra el funcionamiento del sistema propuesto utilizando el prototipo descrito anteriormente. Los resultados que muestran el funcionamiento del sistema

## RESULTADOS DE SIMULACIÓN Y EXPERIMENTALES

---

se comparan con los resultados de simulación obtenidos en la Sección 5.2 para validar los modelos utilizados para describir los diferentes componentes del sistema de bombeo.

Se considera que, tanto la inercia de la Turbina reflejada al lado del GSIP ( $J'_T = J_T/n^2$ ), así también como el rozamiento de la turbina reflejado ( $B'_T = B_T/n^2$ ); son similares que los del MI utilizado como emulador ( $J'_M = J_M; B'_M = B_M$ ), es decir que ambas dinámicas son iguales. Teniendo en cuenta que la inercia reflejada de una turbina real es mucho mayor que la del motor utilizado como emulador, es posible ver que los tiempos de respuesta de los resultados mostrados son significativamente menores a los que se pudieran obtener con una turbina real del tamaño como la que se considera en esta tesis, lo cual es una condición de ensayo mucho más exigente desde el punto de vista de la estabilidad del conjunto.

El perfil de viento utilizado para la obtención de los resultados experimentales es el mismo que el mostrado en la Figura 5.3, para que los resultados experimentales y de simulación pudieran ser comparables.

Además las condiciones de arranque son también las mismas que la utilizada en simulación, es decir desconexión del conjunto MI+BC e implementación de un par de arranque constante hasta que la velocidad de la turbina alcance el valor de conexión ( $\omega_T = \omega_{T\text{con}}$ ). Una vez alcanzada la velocidad de conexión ( $\omega_{T\text{con}}$ ), se conecta el conjunto MI+BC, evolucionando el sistema hasta algún punto de equilibrio.

Para ambos casos, los resultados fueron obtenidos utilizando la relación de caja denominada "óptima" de  $n = 4,6$ , determinada en la Sección 4.

En la Figura 5.9 se muestra el par de la turbina de régimen permanente ( $T_T$ ) en función de la velocidad de la turbina ( $\omega_T$ ) para diferentes velocidades de viento. Se muestran además en la figura, el par de la turbina obtenido experimentalmente en color negro y el par obtenido a partir del modelo de simulación propuesto en color verde.

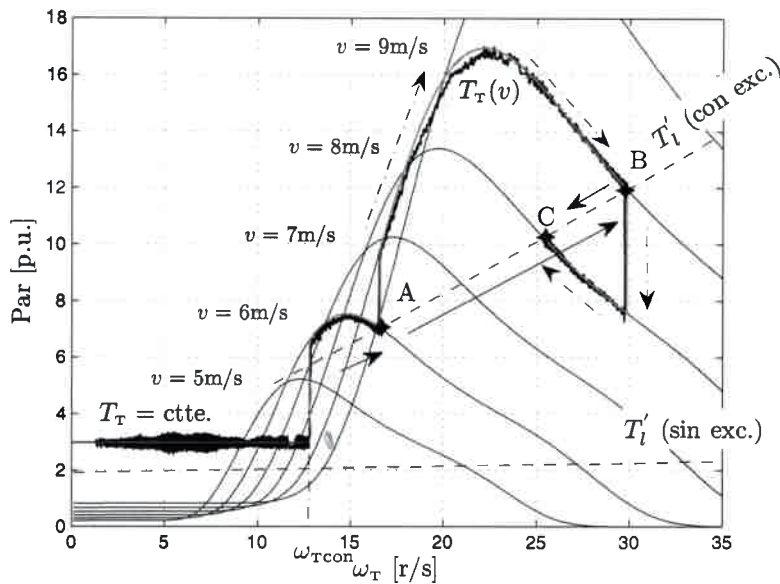


Figura 5.9:  $T_T$  vs.  $\omega_T$  experimental.

En la figura se indica, de la misma forma que para los resultados de simulación mostrados en la Figura 5.4, con flechas discontinuas ( $-\cdot \rightarrow$ ) la evolución del par de la turbina ( $T_T$ ) durante el ensayo. Se indica también en la Figura 5.9 el par de carga de régimen permanente ( $T'_l$ ) (línea de trazos) y los puntos de equilibrio **A**, **B** y **C** correspondientes a cada velocidad de viento de la Figura 5.3. Las pequeñas diferencias entre la curva experimental y las teóricas (de régimen permanente) se deben a las diferencias entre el  $C_T$  teórico (Figura 2.6) y el implementado (Figura 5.8).

Para la obtención del par de la turbina no se cuenta con un sensor de par, por lo que los resultados experimentales de par mostrados son obtenidos a partir del propio AI utilizado para la emulación de la turbina. Esta señal de par no es un valor medible, sino que es un valor que estima el AI para poder realizar el control de par. Si bien esta estimación tiene variaciones que no estarían presentes en un sistema real, el valor obtenido es útil para evaluar el funcionamiento del sistema.

**Período de tiempo:**  $0 < t < 25$

Durante el proceso de arranque se desconecta el GSIP del conjunto MI+BC ( $S_2 = 1$ ) y se aplica el par de arranque constante ( $T_T = \text{ctte.}$ ) ( $S_1 = 1$ ), con el objetivo de lograr un

transitorio de arranque más corto.

Una vez alcanzada la velocidad de conexión ( $\omega_{T\text{ con}} = 0,375$  [p.u.]  $\cong 12,8$  [rad/s]), se conecta el conjunto MI+BC ( $T'_l(\text{sin exc.}) \rightarrow T'_l(\text{con exc.})$ ) ( $S_2 = 2$ ) y se cambia el par de arranque constante por el par de la turbina ( $T_T = \text{ctte.} \rightarrow T_T(v)$ ) ( $S_1 = 2$ ), haciendo que el sistema evolucione hasta alcanzar el punto de equilibrio **A** (asociado a la velocidad de viento **A** de la Figura 5.3). El tiempo transcurrido hasta que el sistema alcanza este punto de equilibrio queda determinado por la diferencia entre el par de la turbina ( $T_T$ ) y el par de carga ( $T'_l$ ) y las constantes de tiempo del sistema mecánico. El sistema permanece funcionando en punto **A** un tiempo suficiente para lograr que tanto la velocidad angular como el par del conjunto turbina - GSIP se establezcan en sus valores de régimen permanente y se lo deja funcionar en esa posición hasta  $t = 25$  s.

**Período de tiempo:**  $25 < t < 35$

En  $t = 25$  s, la velocidad de viento se modifica de  $6 \rightarrow 9$  m/s (**A**  $\rightarrow$  **B** en la Figura 5.3). Frente a este cambio de velocidad, el par de la turbina obtenido de simulación sigue (desde el punto de equilibrio **A**) una curva como la que se muestra en color verde hasta establecerse en el punto de equilibrio **B**, mientras que el par obtenido experimentalmente lo hace siguiendo la curva de color negro. La velocidad de viento se mantiene en 9 m/s para permitir que las variables se establezcan en sus valores de régimen permanente. Debido a la naturaleza sobreamortiguada del sistema conformado por el GSIP+MI+BC, la curva del par de carga se superpone casi exactamente sobre la curva de par en régimen permanente del sistema.

**Período de tiempo:**  $35 < t < 45$

En el tiempo  $t = 35$  s se modifica la velocidad de viento de  $9 \rightarrow 8$  m/s (**B**  $\rightarrow$  **C** en la Figura 5.3). Con esta nueva velocidad de viento, el sistema evoluciona hasta alcanzar el punto de equilibrio **C**. Como en el caso anterior, la respuesta experimental del conjunto turbina - GSIP evoluciona siguiendo la curva color negro, mientras que la respuesta de simulación lo hace siguiendo la curva color verde hasta alcanzar el punto **C**. La velocidad de viento se

mantiene en 8 m/s hasta  $t = 45$  s, para que las variables del sistema se establezcan en sus valores de régimen permanente.

En la Figura 5.10 se muestra la evolución temporal de las siguientes variables: (a) La velocidad de viento ( $v$ ); (b) El par de la turbina ( $T_T$ ); (c) La velocidad del GSIP ( $\omega_G$ ); (d) El módulo del vector de la tensión ( $\|\mathbf{v}_s\|$ ) en bornes del GSIP y en la subfigura (e) El módulo del vector de la corriente de estator del MI ( $\|\mathbf{i}_s\|$ ). Se muestran en la Figura 5.10 los resultados obtenidos experimentalmente en línea continua de color negro y, superpuestos, los resultados de simulación en línea de trazos de color rojo.

En la subfigura 5.10 (a) se muestra el perfil de viento utilizado para el ensayo (igual al mostrado en la Figura 5.3).

Se muestra en la subfigura 5.10 (b) el par de la turbina ( $T_T$ ) simulado y experimental. Para  $t = t_{\text{con}} \cong 7,5$  s se muestra en la subfigura (b) el cambio del par de la turbina ( $T_T = \text{cte.} \rightarrow T_T(v)$ ) cuando la velocidad de la turbina supera la velocidad de conexión ( $\omega_T > \omega_{T \text{ con}} = 0,375$  [p.u.]). Se observa también que el par de la turbina ( $T_T(v)$ ) sufre también cambios instantáneos en  $t = 25$  s y en  $t = 35$  s, producto de los cambios instantáneos en la velocidad de viento ( $\mathbf{A} \rightarrow \mathbf{B}$  y  $\mathbf{B} \rightarrow \mathbf{C}$  en la Figura 5.3). Para posteriormente evolucionar dinámicamente hasta igualarse con el par de carga ( $T'_l$  (con exc.)).

En la subfigura 5.10 (c) se muestra la evolución temporal de la velocidad del conjunto Turbina-GSIP ( $\omega_T$ ). Se puede ver que desde  $t = 0$  s y hasta  $t \cong 7,5$  s la velocidad  $\omega_T$  crece en forma lineal, este crecimiento lineal se debe al par de arranque constante ( $T_T = \text{cte.}$ ), aplicado en este intervalo ( $S_1 = 1$ ). En  $t = t_{\text{con}} \cong 7,5$  s la velocidad de la turbina supera la velocidad de conexión ( $\omega_T > \omega_{T \text{ con}} = 0,375$  [p.u.]), instante en que se conecta el interruptor  $S_1$  ( $S_1 = 2$ ) ( $T_T = \text{cte.} \rightarrow T_T(v)$ ) y el interruptor  $S_2$  ( $S_2 = 2$ ), permaneciendo ambos interruptores en esa posición durante todo el resto del ensayo.

Desde  $t \cong 7,5$  s y hasta  $t = 25$  s la velocidad crece suavemente debido a la característica sobreamortiguada del conjunto GSIP+MI+BC hasta alcanzar el valor de régimen permanente correspondiente al punto de equilibrio  $\mathbf{A}$  (asociado a la velocidad de viento  $\mathbf{A}$  de la Figura 5.3). Se puede observar que durante el transitorio de conexión de carga ( $T'_l$  (sin exc.)  $\rightarrow T'_l$  (con exc.)) y cambio de par de turbina ( $T_T = \text{cte.} \rightarrow T_T(v)$ ), la velocidad del conjunto Turbina-GSIP ( $\omega_T$ ) no disminuye. Esto se debe principalmente a que

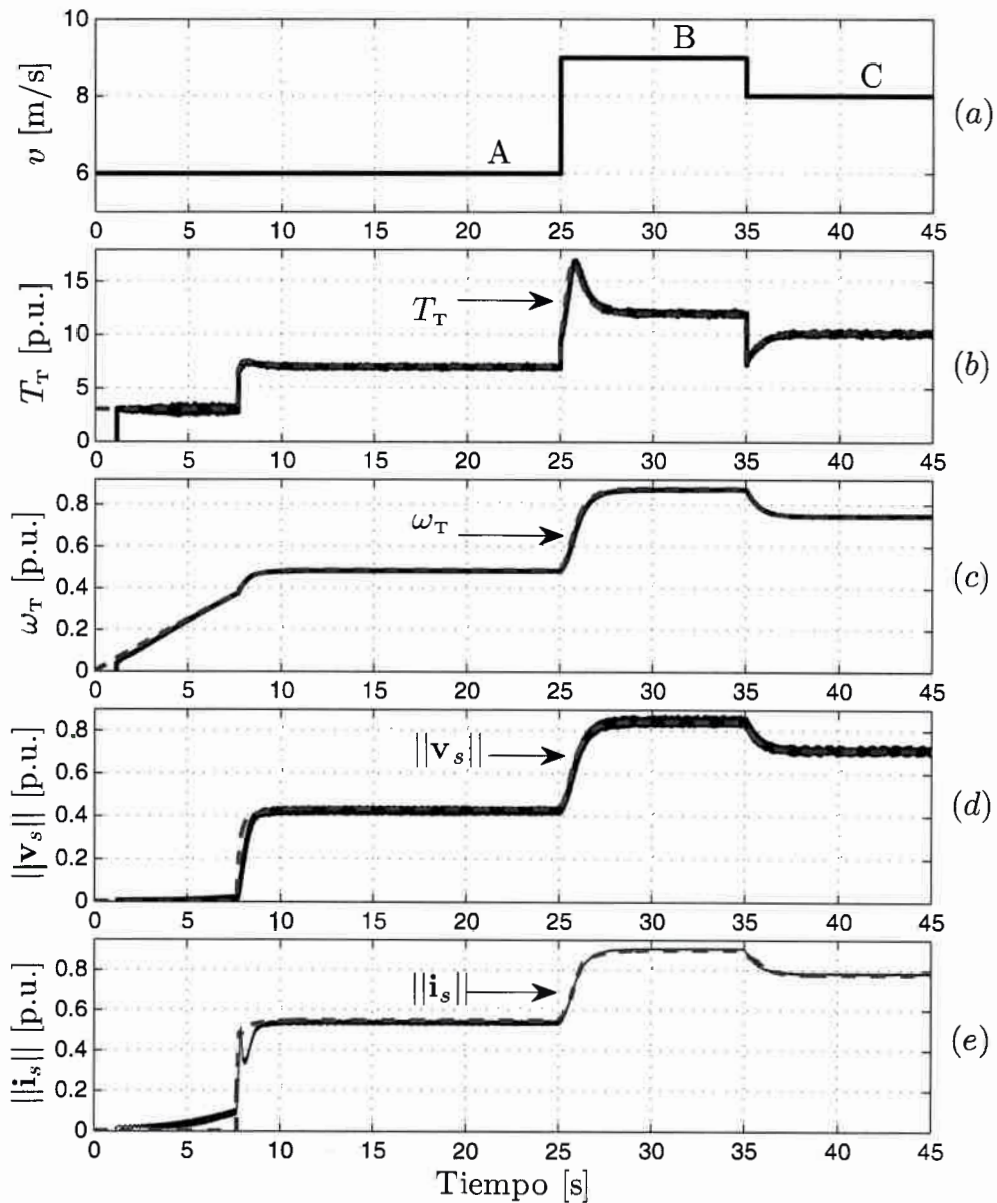


Figura 5.10: Resultados experimentales y de simulación.

la consigna de par proveniente de la turbina muy superior a la consigna de par constante utilizada para arrancar el sistema de manera tal que el sistema no disminuye su velocidad en ningún momento.

El cambio de velocidad de viento (A  $\rightarrow$  B) de 6  $\rightarrow$  9 m/s en tiempo  $t = 25$  s hace que la



velocidad del conjunto Turbina-GSIP crezca y se establezca en un nuevo valor de régimen permanente correspondiente al punto de equilibrio **B** (asociado a la velocidad de viento **B** de la Figura 5.3). El último cambio de velocidad de viento (**B**  $\rightarrow$  **C**) de  $9 \rightarrow 8$  m/s en el tiempo  $t = 35$  s hace que la velocidad del GSIP se reduzca hasta alcanzar el valor correspondiente al punto de equilibrio **C** (asociado a la velocidad de viento **C** de la Figura 5.3).

En la subfigura 5.10 (d) se muestra la evolución temporal de la amplitud del vector de tensión de estator del MI ( $\|\mathbf{v}_s\|$ ) (o bien la tensión en el acople directo). Se puede observar en la figura que aún cuando la F.E.M. del GSIP es una curva proporcional a la velocidad  $\omega_G$ , la amplitud del vector de tensión de estator de GSIP no lo es, ya que a mayor velocidad de giro más carga toma el MI y por lo tanto se incrementa considerablemente la caída de tensión en la impedancia de dispersión del GSIP, como se puede ver en la Figura 3.6 (d).

Se puede notar también en la figura que para  $0 < t < 7,5$  s, la tensión debería ser cero (debido a que el interruptor está abierto,  $S_2 = 1$ ) tal como lo muestra la curva de simulación. Aunque si bien se puede ver que la amplitud de tensión de estator tiene un valor reducido que se incrementa con el aumento de velocidad del GSIP. Esto se debe a que en la práctica no se desconecta el conjunto MI+BC, sino que lo que se hace es desconectar sólo la excitación de la máquina síncrona utilizada para emular al GSIP. Esta máquina posee un generador síncrono de imanes permanentes montado en su propio eje utilizado como excitatriz. Este generador, aún con la excitación desconectada, provoca a bornes de la máquina síncrona (GSIP) una F.E.M. inducida.

En la subfigura 5.10 (e) se muestra la evolución temporal de la amplitud del vector de la corriente de estator del MI ( $\|\mathbf{i}_s\|$ ). Se puede ver que para velocidades del GSIP menores a la de conexión ( $\omega_T < \omega_{T\text{con}}$ ) si bien el valor de corriente debe ser cero, tal como lo indica la curva de simulación, en el caso experimental esto no se cumple. Esto se debe a la F.E.M. inducida presente en bornes del GSIP, descrita anteriormente, la que produce a su vez una corriente de estator distinta de cero, debido a que el GSIP y el MI se encuentran conectados, como se puede observar en la subfigura 5.10 (e). Esto hace que en el momento de conexión ( $t \cong 7,5$  s), es decir cuando se conecta interruptor  $S_2$  ( $S_2 = 2$ ), los valores de  $\|\mathbf{i}_s\|$  simulado y experimental no coincidan.

## 5.4. Sumario

En este capítulo se mostraron los resultados de simulación del sistema dinámico obtenidos con Simulink de Matlab. Para poder observar el funcionamiento del sistema de bombeo modelado ante diferentes situaciones. El perfil de velocidades propuesto es considerablemente más exigente al que podría existir en un sistema real pero tiene como objetivo evaluar en profundidad el comportamiento dinámico del sistema.

Se compararon los resultados de simulación obtenidos con los valores de régimen permanente obtenidos en la Sección 3.3, validando los modelos de régimen permanente propuestos anteriormente.

Posteriormente se mostraron resultados experimentales del funcionamiento del sistema. Para la obtención de los mismos se debió implementar un prototipo de laboratorio. Para el sistema hidráulico se utilizó un sistema cerrado de circulación de agua y para la turbina se implementó un emulador cuyo desarrollo fue descrito en el Capítulo 5.3.1 y en los Apéndices C y D. El emulador implementado posee la flexibilidad de poder adaptarse a diferentes parámetros que pueden ser programados en un accionamiento industrial.

Se compararon los resultados experimentales con los resultados de simulación obtenidos encontrándose que existen diferencias muy pequeñas entre ambos lo cual permite afirmar que los modelos propuestos describen correctamente el sistema real bajo estudio.

# Capítulo 6

## Conclusiones

En el Capítulo 2 se presenta el sistema de bombeo propuesto basado en una turbina eólica y un generador eléctrico a partir del cual se alimenta a un motor eléctrico encargado de impulsar a una bomba centrífuga para, con ayuda de un circuito hidráulico, extraer agua de un pozo. Es decir que el sistema convierte la energía cinética del viento en eléctrica, para luego convertirla en energía hidráulica en un circuito hidráulico.

El objetivo principal de esta tesis es estudiar y establecer criterios de diseño para sistemas de bombeo a partir de energía eólica, siendo uno de estos criterios es el de maximizar la energía anual extraíble del viento. Para cumplir con este objetivo principal es necesario modelar, analizar y dimensionar de forma eficiente el sistema de generación eólica y bombeo bajo estudio. Además se debe considerar que el mismo funciona en forma aislada de la red con el objetivo de convertir la energía cinética del viento en energía hidráulica del agua.

Para efectuar el análisis y dimensionamiento del sistema se modelaron las distintas partes constitutivas del sistema propuesto que son: El sistema propuesto se compone de una Turbina, un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (**GSIP**), una Caja de velocidades, un Motor de Inducción con rotor de jaula de ardilla (**MI**), una Bomba Centrífuga sumergible (**BC**) y un Circuito Hidráulico (**CH**). La turbina eólica es del tipo de eje horizontal de paso fijo y velocidad variable. Acoplada a esta se encuentra la caja multiplicadora, la que fue modelada considerando que la misma no tiene pérdidas.

Esta tesis se implementó el GSIP utilizando una máquina síncrona funcionando con corriente de excitación constante, la cual, en particular, tiene incorporada una excitatriz que consume una potencia eléctrica que se debe tener en cuenta y una forma de hacerlo fue

modelarla como un par de carga no lineal. Por ello se debió modelar experimentalmente el par de rozamiento del GSIP para contemplar el efecto producido por la excitatriz.

Tanto el generador como el motor fueron modelados en coordenadas  $abc$  y en coordenadas  $qd0$  generalizadas, obteniéndose los modelos dinámicos y de régimen permanente para cada uno de ellos.

La conexión eléctrica entre el generador y el motor se realizó de forma directa, por lo que el funcionamiento de la turbina y de la bomba no puede ser independiente. Debido a esta característica de funcionamiento, la BC se debió modelar funcionando con velocidad variable, para lo cual fue necesario hacer un mapeo experimental de la misma en un banco de ensayos. Además, dada la inaccesibilidad a las variables mecánicas del rotor de la bomba, la velocidad mecánica y el par de la bomba debieron ser obtenidos por simulación utilizando las variables eléctricas medidas de frecuencia y potencia de entrada al MI de la bomba en un modelo de simulación del sistema real. Con el objetivo de establecer los puntos de operación del circuito hidráulico, se modeló un circuito simplificado de extracción de agua de pozo. Este circuito fue dimensionado para que el rendimiento de la bomba con velocidad variable sea el máximo posible. Todos los modelos utilizados en esta Tesis fueron verificados experimentalmente para comprobar los rangos de operación del sistema y la concordancia entre los modelos propuestos y el desempeño real del sistema.

En el Capítulo 3 se utilizaron los modelos de cada una de las partes para construir un modelo dinámico del sistema bajo estudio. A partir de este modelo dinámico se obtuvo un modelo de régimen permanente con el objetivo de encontrar los puntos de equilibrio de funcionamiento del sistema completo.

Usando el modelo de régimen permanente obtenido se resolvió el sistema de ecuaciones no-lineales resultantes utilizando un algoritmo de cálculo de Matlab® con el objetivo de identificar la evolución de las variables internas del sistema. Este cálculo se verificó utilizando la teoría estándar de la electrotecnia como se muestra en el Apéndice B.

Con los resultados obtenidos se determinaron los puntos de equilibrio del sistema así como los límites de funcionamiento del mismo teniendo en cuenta los límites de velocidad de viento admisible por la turbina, límite de velocidad del generador, potencia máxima del GSIP, caudal y rendimiento de la bomba, etc..

Dada la complejidad del sistema, la obtención de los puntos de equilibrio fue posible a partir de trazar las curvas de par-velocidad del sistema de bombeo en el eje de la turbina para dos condiciones; considerando el sistema completo y el sistema con el conjunto MI-BC desconectado. Esto permitió el análisis en detalle el proceso de arranque de este tipo de sistemas y se tomaran criterios prácticos para la implementación experimental.

Debido a que las curvas par-velocidad de la turbina se relacionan con las curva del sistema de bombeo por medio de la caja multiplicadora, se analizó el funcionamiento del sistema para diferentes relaciones de caja.

Utilizando los modelos propuestos se determinan los límites para las velocidades de viento entre los cuales el sistema puede funcionar para cada relación de caja considerada. Se utilizaron las mediciones reales de velocidad de viento para modelar estocásticamente el recurso eólico y calcular la energía anual capturada por el sistema.

Con el objetivo de cuantificar el aprovechamiento que hace el sistema propuesto del recurso eólico disponible, se definió el índice de aprovechamiento como la relación entre la energía anual que es posible capturar con un sistema ideal de generación y la energía anual que realmente aprovecha el sistema propuesto.

A partir de este índice se determinó que una caja de relación  $n = 4,6$  maximiza la captura de energía anual en el sistema propuesto. Para este valor de relación de transformación de la caja multiplicadora se obtuvo un índice de aprovechamiento máximo del 89 % lo cual indica un muy buen aprovechamiento del recurso eólico disponible sumado al bajo costo con respecto al costo asociado al sistema ideal utilizado.

Obtener un valor más elevado de índice de aprovechamiento requerir un análisis más complejo del sistema. Debido a que se podría necesitar que el subsistema de generación funcione independientemente del subsistema de bombeo, incorporando electrónica de potencia en el acople eléctrico. Aunque si bien la incorporación de las pérdidas de la propia electrónica pueden hacer que el intento en un aumento en el valor del índice de aprovechamiento no sea logrado.

La relación de caja determinada fue utilizada para la obtención de los resultados de simulación del sistema dinámico y de los resultados experimentales.

## Conclusiones

---

Para verificar el desempeño dinámico del sistema de bombeo modelado se realizaron simulaciones y se mostraron los resultados obtenidos con Simulink de Matlab. Para las simulaciones se propuso un perfil de viento bastante exigente comparado con un perfil de viento que podría aparecer en un sistema real. Se compararon estos resultados de simulación en los puntos de equilibrio con los valores de régimen permanente obtenidos en la Sección 3.3, validando los modelos de régimen permanente propuestos.

Para analizar el funcionamiento real del sistema se debió implementar un prototipo de laboratorio con el cual se obtuvieron resultados experimentales del funcionamiento del sistema.

Para lograr repetibilidad en los ensayos se utilizó para el sistema hidráulico un sistema de circulación de agua y para el conjunto turbina - caja se implementó un emulador a partir de un Accionamiento Industrial (AI) disponible. El emulador implementado brinda la flexibilidad suficiente para programar distintas curvas de coeficiente de par ( $C_T$ ), relaciones de caja, secuencia de conexión y desconexión de partes del subsistema, parámetros de los modelos y controladores, e inclusive la programación de un perfil de viento deseado.

El circuito hidráulico implementado puede ser adaptado para someter a la BC a diferentes condiciones de carga permitiendo emular sistemas de bombeo con distintas características.

Los resultados experimentales obtenidos con el prototipo se usaron para validar los modelos matemáticos propuestos.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Proyecto de energías renovables en mercados rurales, PERMER,” 2006.
- [2] L. M. Craig y N. Jenkins, “Performance of a wind turbine connected to a weak rural network,” *Wind Engineering*, vol. 19, no. 3, pp. 135–145, 1995.
- [3] H. Link, A. Laxson, B. Smith y P. Goldman, “U.S. DOE wind turbine development program,” en *Proceedings of the 1995 ASME/JSME/JSES International Solar Energy Conference, Part 1*, pp. 9–15, Maui, USA, 1995.
- [4] A. Swift, S. Hock y R. Thresher, “Advanced wind turbine performance and cost projections a configuration survey,” en *Proceedings of the 16<sup>th</sup> Annual Energy-Sources Technology Conference and Exhibition*, vol. 14, pp. 39–43, Houston, USA, 1993.
- [5] “Página oficial presidencia de la nación argentina,” <http://www.presidencia.gov.ar>.
- [6] “Asociación Argentina de energía Eólica,” <http://www.argentinaeolica.org.ar/>.
- [7] L. C. Valdés y B. Ramamonjisoa, “Optimised design and dimensioning of low-technology wind pumps,” *Renewable Energy*, vol. 31, no. 9, pp. 1391 – 1429, 2006. [Online]. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105001801>
- [8] L. Freris, "*Wind Energy Conversion Systems*". Prentice Hall, 1990.
- [9] R. Ahshan, M. Iqbal, G. Mann y J. Quaicoe, “Micro-grid system based on renewable power generation units,” en *23<sup>rd</sup> Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2010*, pp. 1–4, Mayo 2010.

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [10] Z. Litifu, N. Estoperez, M. Al Mamun, K. Nagasaka, Y. Nemoto y I. Ushiyama, "Planning of micro-grid power supply based on the weak wind and hydro power generation," en *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.*, 2006.
- [11] "Bergey Windpower," 2012. [Online]. Disponible en: [www.bergey.com](http://www.bergey.com)
- [12] "Windeco Tecnología Eólica," 2012. [Online]. Disponible en: [www.windeco.es](http://www.windeco.es)
- [13] A. Bowen, N. Zakay y R. Ives, "The field performance of a remote 10 kW wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 13–33, 2003.
- [14] L. Valdés y K. Raniriharinosy, "Low technical wind pumping of high efficiency," *Renewable Energy*, no. 24, pp. 275–301, 2001.
- [15] S. Mathew y K. Pandey, "Modelling the integrated output of wind-driven roto-dynamic pumps," *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1143–1155, 2003.
- [16] P. R. Krismumoorthy, S. Seethramu y R. S. Kamalakar, "Matching of a centrifugal pump to the wind rotor - a case study," en *Energy Conversion Engineering Conference, 1990. IECEC-90. Proceedings of the 25<sup>th</sup> Intersociety*, vol. 6, pp. 280 – 285. IEEE, 12-17 Ago. 1990.
- [17] R. Fernandez, R. Mantz y P. Battaiotto, "Control por modo deslizante de un sistema de bombeo de agua. optimización de la conversión de energía," en *IX Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control*, Santa Fe, Argentina, 12-14 Sep. 2001.
- [18] M. Miranda, R. Lyra y S. Silva, "An alternative isolated wind electric pumping system using induction machines," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 4, pp. 1611 – 1616, Dic. 1999.
- [19] K. Mohanlal, J. C. Joshi y D. P. Kothari, "Performance analysis of a directly coupled photovoltaic water-pumping system," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 613–618, Sep. 2004.
- [20] R. Leidhold, "Control eficiente de micro centrales eólicas usando generadores de inducción," Tesis de Doctorado, Universidad Nacional de La Plata, La Plata, Argentina, Marzo 2003.



- 
- [21] H. Polinder, F. F. A. van der Pijl, G.-J. de Vilder y P. J. Tavner, "Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines," *IEEE Transactions Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 725–733, 2006.
- [22] W. Wu, V. Ramsden, T. Crawford y G. Hill, "A low speed, high-torque, direct-drive permanent magnet generator for wind turbines," en *Industry Applications Conference, 2000. IEEE Conference Record of the 2000*, vol. 1, pp. 147–154, 2000.
- [23] H. Li y Z. Chen, "Design optimization and comparison of large direct-drive permanent magnet wind generator systems," en *Proceeding of International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2007.
- [24] "Industrias Metalúrgicas Pescarmona IMPSA." [Online]. Disponible en: [www.impsa.com](http://www.impsa.com)
- [25] Y. Chen, P. Pillay y A. Khan, "PM wind generator topologies," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 6, pp. 1619– 1626, Nov.-Dic. 2005.
- [26] C. R. Ruschetti, "Diseño de generadores sincrónicos de imanes permanentes de velocidad variable para turbinas eólicas," Tesis de Doctorado, Universidad Nacional de Río Cuarto, Río Cuarto, Argentina, Abr. 2012.
- [27] R. Lanzafame y M. Messina, "Horizontal axis wind turbine working at maximum power coefficient continuously," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 301 – 306, 2010.
- [28] F. Bianchi, R. Mantz y C. Christiansen, "Power regulation in pitch-controlled variable speed wecs above rated wind speed," *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 1911–1922, 2004.
- [29] E. Muljadi, K. Pierce y P. Migliore, "Soft-stall control for variable-speed stall-regulated wind turbines," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, pp. 277 – 291, 2000.
- [30] R. D. Fernandez, "Sistemas por estructura variable. aplicación al control de sistemas de conversión de energías alternativas para el bombeo de agua," Tesis de Maestría, Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería, Jun. 2002.
-

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [31] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, 2006.
- [32] K. Busawon, M. Jovanovic y L. Dodson, "Power coefficient estimation in a wind energy conversion system," en *12<sup>th</sup> International Power Electronics and Motion Control Conference*, pp. 1873 – 1877, Ago. 2006.
- [33] K. Mok, "Identification of the power coefficient of wind turbines," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 2078 – 2082, 2005.
- [34] A. Monroy y L. Alvarez-Icaza, "Real-time identification of wind turbine rotor power coefficient," en *Proceedings of the 45<sup>th</sup> IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 3690 – 3695, San Diego, USA, 13-15 Dic. 2006.
- [35] S. Rehman y N. M. Al-Abbadi, "Wind shear coefficients and their effect on energy production," *Energy Conversion and Management*, vol. 46, pp. 2578 – 2591, 2005.
- [36] R. Datta y V. T. Ranganathan, "A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 163–168, Mar. 2003.
- [37] S. Morimoto, H. Nakayama, M. Sanada y Y. Takeda, "Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using IPMSG," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 1, pp. 60–67, Ene.-Feb. 2005.
- [38] D. Zinger, E. Muljadi y A. Miller, "A simple control scheme for variable speed wind turbines," en *IEEE Industry Applications Conference, 1996. Thirty-First IAS Annual Meeting, IAS '96., Conference Record of the 1996*, vol. 3, pp. 1613 – 1618, San Diego, CA , USA, 1996.
- [39] T. Jahns y W. Soong, "Pulsating torque minimization techniques for permanent magnet AC motor drives - a review," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 43, no. 2, pp. 321–330, Abr. 1996.
- [40] P. C. Krause, O. Wasynczuk y S. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery*. New York, USA: IEEE Press, 1994.

- 
- [41] R. Krishnan, *Electric Motor drives. Modeling, Analysis, and Control*. Prentice Hall, 2001.
- [42] B. C. Kuo, *Sistemas de Control Automático*. Prentice Hall, 1996.
- [43] M. Polo Encinas, "*Turbomáquinas Hidráulicas*". Limusa, 1975.
- [44] "Wikipedia. la enciclopedia libre." [http://es.wikipedia.org/wiki/Diagrama\\_de\\_Moody](http://es.wikipedia.org/wiki/Diagrama_de_Moody).
- [45] G. Irvine y I. Gibson, "VF drives as final control elements in the petroleum industry," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, pp. 51–60, Jul.-Ago. 2002.
- [46] P. Girdhar y O. Moniz, *Practical Centrifugal Pumps: Design, Operation and Maintenance*. New York, USA: Elsevier, 2005.
- [47] O. Thorsen y M. Dalva, "Combined electrical and mechanical model of electric submersible pumps," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 37, no. 2, pp. 541–547, Mar.-Abr. 2001.
- [48] D. D. Lara, G. G. Merino, B. J. Pavez y J. A. Tapia, "Efficiency assessment of a wind pumping system," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no. 2, pp. 795–803, 2011.
- [49] U. Grasselli y G. Camilleri, "A procedure for a coordinated sizing of a wind energy system," en *Power Tech Conference Proceedings*, vol. 2, p. 6, Bolonia, Italia, Jun. 2003.
- [50] A. Hadj Araba, M. Benghanemb y F. Chenloc, "Motor-pump system modelization," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 905–913, 2006.
- [51] M. Amelio y S. Bova, "Exploitation of moderate wind resources by autonomous wind electric pumping systems," *Renewable Energy*, vol. 21, pp. 255–269, 2000.
- [52] M. Velasco, O. Probst y S. Acevedo, "Theory of wind-electric water pumping," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 6, pp. 873–893, Mayo 2004.
- [53] J. Bialasiewicz y E. Muljadi, "Power transfer and time-domain analysis of a wind-turbine water-pumping system," *The 29<sup>th</sup> Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03.*, vol. 2, pp. 1302–1307, 2-6 Nov. 2003.
-

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [54] A. Celik, "A simplified model for estimating the monthly performance of autonomous wind energy systems with battery storage," *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 561–572, 2003.
- [55] A.Ñ. Celik, "On the distributional parameters used in assessment of the suitability of wind speed probability density functions," *Energy Conversion and Management*, vol. 45, pp. 1735 – 1747, 2004.
- [56] D. Zinger y E. Muljadi, "Annualized wind energy improvement using variable speeds," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, no. 6, pp. 1444–1447, Nov.-Dic. 1997.
- [57] F. Farret, R. Gules y J. Marian, "Micro-turbine simulator based on speed and torque of a dc motor to drive actually loaded generators," en *Proceedings of the 1995 First IEEE International Caracas Conference on Devices, Circuits and Systems*, pp. 89–93, 12-14 Dic. 1995.
- [58] B. Rabelo, W. Hofmann y M. Gluck, "Emulation of the static and dynamic behaviour of a wind-turbine with a DC-machine drive," en *2004 IEEE 35<sup>th</sup> Annual Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04.*, pp. 2107 – 2112, 20-25 Jun. 2004.
- [59] L. Weiwei, X. Dianguo, Z. Wei y H. Ma, "Research on wind turbine emulation based on DC motor," *2<sup>nd</sup> IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007*, pp. 2589 – 2593, 23-25 Mayo 2007.
- [60] L. Chang, R. Doraiswami, T. Boutot y H. Kojabadi, "Development of a wind turbine simulator for wind energy conversion systems," en *2000 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, vol. 1, pp. 550–554, Mar. 2000.
- [61] H. Kojabadi, L. Chang y T. Boutot, "Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter-controlled induction motor," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 547–552, Sep. 2004.
- [62] G. García, R. Leidhold, G. Di Giannantonio y D. Forchetti, "Operational method to deduce equivalent circuits in  $dq0$  variables," en *Proceedings IEEE-IEMDC'99*, pp. 372–376, Seattle, Washington, 9-12 Mayo 1999.

- [63] G. O. García, G. D. Giannantonio, R. Leidhold y D. Forchetti, "Operational method to deduce equivalent circuits in dq0-variables," en *Anales de la VIII Reunión de Trabajo En Procesamiento de la Información Y Control (VIII RPIC)*, vol. 1, pp. 38-2 a 43-2, Mar del Plata, Argentina, 23-25 Sep. 1999.
- [64] P. M. de la Barrera, G. R. Bossio, J. Solsona y G. O. García, "Transformación de circuitos trifásicos a variables  $qd0$  utilizando un método operacional," en *XIX Congreso Argentino de Control Automático (AADECA 2004)*. Buenos Aires, Argentina: ISBN N° 950-99994-3-1: AADECA, 30 Ago. - 1 Sep. 2004.
- [65] *IEEE Std.115-1983 Guide: Test Procedures for Synchronous Machines*. IEEE Press., 1983.
- [66] Siemens, *Compendio Simovert Masterdrives Vector Control*, AG ed., Siemens, 2004.
- [67] GFSignet, "Greog fischer piping systems," <http://www.gfsignet.com>. [Online]. Disponible en: <http://www.gfsignet.com>



# Apéndice A

## Cambio de Coordenadas

Con el objetivo de reducir la complejidad de los modelos matemáticos asociados a las máquinas eléctricas, se han propuesto a lo largo del tiempo diversos cambios de variables, hasta que C. Krause y C. Thomas introducen el cambio de coordenadas sobre un referencial o marco de referencia girando a velocidad  $\omega_{dq}$  arbitraria [40].

Existen trabajos posteriores que utilizan la transformación definida por Krause y Thomas, para construir un método operacional que facilita la transformación de circuitos complejos a coordenadas generalizadas. Este método operacional permite desglosar circuitos eléctricos complejos en elementos individuales, transformar dichos elementos y luego reconstruir un circuito transformado equivalente al original en coordenadas generalizadas [62] [63] [64]. Esta transformación generalizada se define por medio de una matriz de transformación  $K_x^y$  de la siguiente manera,

$$F_{qd0}^y = K_x^y F_{abcx} , \quad (\text{A.1})$$

donde el subíndice  $x$  ( $x = r, s.$ ) se utiliza para indicar si las variables  $abc$  que se transforman pertenecen a los bobinados de estator o rotor y el supraíndice  $y$  ( $y = dq, s, r.$ ) se utiliza para indicar la velocidad angular del referencial al cual se refrencian las variables  $abc$ , donde,

$$F_{qd0}^y = [f_q^y \ f_d^y \ f_0^y] , \quad (\text{A.2})$$

$$F_{abcx} = [f_{ax} \ f_{bx} \ f_{cx}] . \quad (\text{A.3})$$

Para esta transformación, la matriz  $\mathbf{K}_x^y$  se define como,

$$\mathbf{K}_x^y = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_y - \theta_x) & \cos\left(\theta_y - \theta_x - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_y - \theta_x + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta_y - \theta_x) & \sin\left(\theta_y - \theta_x - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_y - \theta_x + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.4})$$

donde  $\theta_y$  y  $\theta_x$  son los ángulos de los marcos de referencia de origen y destino, respectivamente, y la transformación inversa se define como,

$$F_{abcx} = (\mathbf{K}_x^y)^{-1} F_{qd0}^y, \quad (\text{A.5})$$

con,

$$(\mathbf{K}_x^y)^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_y - \theta_x) & \sin(\theta_y - \theta_x) & 1 \\ \cos\left(\theta_y - \theta_x - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_y - \theta_x - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta_y - \theta_x + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_y - \theta_x + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.6})$$

Esta transformación se denomina invariante en amplitud ya que permite correlacionar señales senoidales de una determinada amplitud con un vector rotante cuyo modulo es numéricamente igual a la amplitud de las señales trifásicas y viceversa. Si la velocidad del referencial es constante e igual a la sincrónica ( $\omega_{dq} = \omega_s$ ), es usual omitir el supraíndice  $y = dq$  para simplificar la nomenclatura.

Cuando se quiere transformar un conjunto de variables eléctricas asociadas a un bobinado estático a un marco de referencia con velocidad arbitraria igual a la sincrónica ( $\omega_s$ ) es posible escribir,

$$F_{qd0} = K_s F_{abcs}, \quad \text{con} \quad \dot{\theta}_y = \omega_s, \quad \theta_x = 0, \quad (\text{A.7})$$

donde el ángulo  $\theta_y$  se obtiene por medio de la siguiente integral,

$$\theta_y = \int_0^t \omega(\xi) d\xi + \theta_{y0}, \quad (\text{A.8})$$

donde  $\xi$  es una variable auxiliar de integración, y  $\theta_{y0}$  es la posición inicial considerada.



Cuando lo que se quiere transformar es un conjunto de variables eléctricas asociadas a un bobinado de rotor, la transformación se define como,

$$F_{qd0} = K_r F_{abcr}, \quad \text{con} \quad \dot{\theta}_y = \omega_r, \quad \theta_x = \theta_r, \quad (\text{A.9})$$

donde  $\omega_{dq}$  se obtiene utilizando la ecuación (A.8) y  $\theta_r$  se mide directamente del sistema o se obtiene por medio de algún algoritmo de estimación apropiado.



## Apéndice B

### Desarrollo de régimen permanente

Las ecuaciones que describen el comportamiento eléctrico de régimen permanente del sistema de bombeo pueden obtenerse de varias formas [40]. Una de ellas es utilizar los modelos de régimen permanente en variables  $qd0$  como se presentó en la Sección 3.2 y resolver el sistema mediante un método numérico adecuado.

Otra opción es expresar los circuitos equivalentes de ambas máquinas en términos de magnitudes fasoriales y de impedancias y luego resolverlos mediante teoría de circuitos. Un ejemplo de esto se muestra en los trabajos de Velasco ([52]) y Amelio ([51]), donde se hace un análisis cualitativo de la forma en que están interrelacionadas algunas de las variables en un sistema experimental de bombeo similar al utilizado en esta tesis aunque en estos trabajos no se presenta ningún estudio analítico profundo del funcionamiento del sistema completo.

Una forma de escribir las variables como magnitudes fasoriales es utilizar las ecuaciones del GSIP (ecuación (3.4)) y las ecuaciones del MI (ecuación (3.2)) expresadas en un referencial girando a velocidad sincrónica ( $\omega_e$ ) y aplicar sobre estas ecuaciones la siguiente relación,

$$\sqrt{2} \bar{F}_{as}^X = F_{qs}^e - jF_{ds}^e, \quad (\text{B.1})$$

$$\sqrt{2} \bar{F}_{ar}^X = F_{qr}^e - jF_{dr}^e, \quad (\text{B.2})$$

donde  $j$  es el operador complejo,  $\bar{F}_{as}$  y  $\bar{F}_{ar}$  son las magnitudes fasoriales de la fase  $a$  de estator y de rotor, el supraíndice  $x$  se usa para indicar que la variable es del GSIP (G) o del MI (M) y el supraíndice  $e$  indica que las variables están expresadas en el referencial sincrónico. Aplicando la transformación definida por las ecuaciones (B.1) y (B.2) a las ecuaciones del GSIP (ecuación (3.4)) se obtiene,

$$\bar{V}_{as}^G = r_s^G \bar{I}_{as}^G + j\omega_e L_s^G \bar{I}_{as}^G + \bar{E}_{as}^G, \quad (\text{B.3})$$

donde  $\bar{V}_{as}^G$  e  $\bar{I}_{as}^G$  son el vector de la tensión y de la corriente de estator,  $r_s^G$  es la resistencia de estator,  $L_s^G$  es la inductancia de estator (ecuación 2.31) y,

$$\bar{E}_{as}^G = j\omega_e \lambda_m, \quad (B.4)$$

suele denominarse “tensión de excitación” o fuerza electromotriz (F.E.M.). El par electromagnético del GSIP ( $T_e^G$ ) en régimen permanente se puede obtener a partir de la ecuación (2.32) como [40],

$$T_e^G = \frac{3p_G}{2} \lambda_m \bar{I}_{as} \sin(\delta) \quad (B.5)$$

Aplicando también la transformación definida por las ecuaciones (B.1) y (B.2) a las ecuaciones del MI (ecuación (3.2)) se obtiene,

$$\begin{aligned} \bar{V}_{as}^M &= (r_s^M + j\omega_e L_s^M) \bar{I}_{as}^M + j\omega_e M^M \bar{I}_{ar}^M \\ 0 &= \left( \frac{r_r^M}{s} + j\omega_e L_r^M \right) \bar{I}_{ar}^M + j\omega_e M^M \bar{I}_{as}^M \end{aligned} \quad (B.6)$$

donde  $\bar{V}_{as}^M$ ,  $\bar{I}_{as}^M$  son el vector de la tensión y de la corriente de estator e  $\bar{I}_{ar}^M$  es el vector de la corriente de rotor,  $r_s^M$  y  $r_r^M$  son las resistencias de los bobinados de estator y rotor,  $L_s^M$  y  $L_r^M$  son las inductancias de estator y rotor obtenidas como (ecuación 2.64),

$$\begin{aligned} L_s^M &= L_{is}^M + M^M, \\ L_r^M &= L_{ir}^M + M^M, \end{aligned} \quad (B.7)$$

donde  $L_{is}^M$  y  $L_{ir}^M$  son la inductancia de dispersión de estator y de rotor respectivamente y  $M^M$  la inductancia de magnetización, y;  $s$  es la “frecuencia de deslizamiento” o simplemente “deslizamiento” que se define como,

$$s = \frac{\omega_e - \omega_r^M}{\omega_e}, \quad (B.8)$$

donde  $\omega_r^M$  es la velocidad eléctrica del eje del MI. La velocidad mecánica del eje del MI ( $\omega_m^M$ ) o bien de la bomba ( $\omega_b = \omega_m^M$ ), se puede obtener a partir de la ecuación (B.8) y de la ecuación (2.71) como,

$$\omega_m^M = \frac{2}{p_M} \omega_r^M = \frac{2}{p_M} (1 - s) \omega_e. \quad (B.9)$$

El par electromagnético del MI ( $T_e^M$ ) en régimen permanente se puede obtener a partir de la ecuación (2.67) como [40],

$$T_e^M = 3 \frac{p_M}{2} \omega_e M \operatorname{Re} \left[ j \bar{I}_{as}^{M*} \bar{I}_{ar}^M \right], \quad (\text{B.10})$$

donde  $\bar{I}_{as}^{M*}$  es el conjugado de  $\bar{I}_{as}^M$ . Dado que el MI es del tipo jaula de ardilla se puede obtener la siguiente relación

$$\bar{I}_{ar}^M = - \frac{j \omega_e M}{r_r^M / s + j \omega_e L_r^M} \bar{I}_{as}^M. \quad (\text{B.11})$$

A partir de la ecuación B.10 y la ecuación (B.11) se puede obtener el par del MI en función de  $\bar{I}_{as}^M$  como,

$$T_e^M = 3 \frac{p_M}{2} \frac{\omega_e M^2 \frac{r_s^M}{s} |\bar{I}_{as}^M|^2}{\left( \frac{r_s^M}{s} \right)^2 + \omega_e^2 L_r^{M2}}, \quad (\text{B.12})$$

o bien en función de  $\bar{I}_{ar}^M$  como,

$$T_e^M = 3 \frac{p_M}{2} \frac{r_r^M}{s \omega_e} |\bar{I}_{ar}^M|^2. \quad (\text{B.13})$$

La conexión eléctrica directa entre el GSIP y el MI definida por la ecuación (3.6) se puede escribir con magnitudes fasoriales como,

$$\bar{V}_{as}^M = \bar{V}_{as}^G = \bar{V}_{as}, \quad \bar{I}_{as}^M = -\bar{I}_{as}^G = \bar{I}_{as}, \quad (\text{B.14})$$

A partir de la ecuación (B.3), de la ecuación (B.6) y de la ecuación (B.14) se puede construir un circuito equivalente de ambas máquinas acopladas como el que se muestra en la Figura B.1.

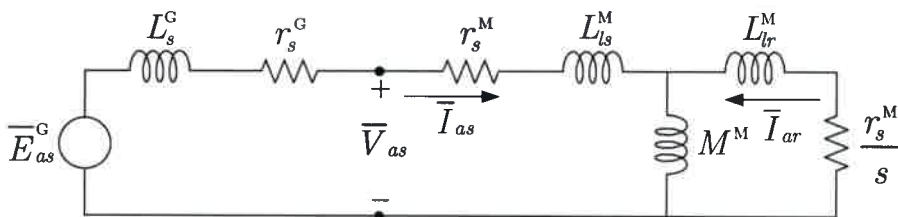


Figura B.1: Circuito equivalente con el GSIP y el MI directamente acoplados.

El circuito de la Figura B.1 se puede mostrar en forma sintética en términos de impedancias como el que se muestra en la Figura B.2.

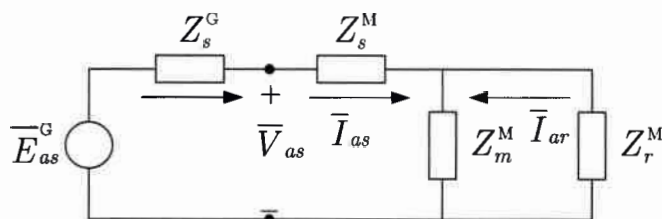


Figura B.2: Circuitos equivalentes en impedancias de ambas máquinas eléctricas.

siendo,

$$\begin{aligned}
 Z_s^G &= r_s^G + j\omega_e L_s^G, \\
 Z_s^M &= r_s^M + j\omega_e L_{ls}^M, \\
 Z_m^M &= j\omega_e M, \\
 Z_r^M &= \frac{r_r^M}{s} + j\omega_e L_{lr}^M,
 \end{aligned}
 \tag{B.15}$$

la impedancia de estator del GSIP ( $Z_s^G$ ), la impedancia de estator del MI ( $Z_s^M$ ), la impedancia de magnetización del MI ( $Z_m^M$ ) y la impedancia de rotor del MI ( $Z_r^M$ ).

Dado que el par del GSIP (ecuación (B.5)) y el par del MI (ecuación (B.13)) requieren calcular las corrientes del circuito de la Figura B.2 se obtienen expresiones para el cálculo de ellas en la siguiente sección.

## B.1. Cálculo de las corrientes

Para el cálculo de las corrientes de estator del GSIP-MI ( $\overline{I}_{as}$ ) y la corriente de rotor del MI ( $\overline{I}_{ar}$ ) se propone utilizar técnicas de resolución de circuitos que se detallan a continuación.

### B.1.1. Corriente de estator del GSIP

El circuito de la Figura B.2 se puede reducir a uno como el que se muestra en la Figura B.3. Es decir una única malla compuesta por una impedancia  $Z_{tot}$  y la F.E.M. del GSIP por las que pasa la corriente  $\overline{I}_{as}$ .

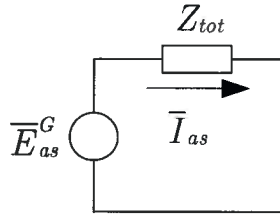


Figura B.3: Circuito con única impedancia equivalente de ambas máquinas eléctricas.

La impedancia  $Z_{tot}$  se puede obtener como,

$$Z_{tot} = Z_s^G + Z_s^M + \frac{Z_m^M Z_r^M}{Z_m^M + Z_r^M}. \quad (\text{B.16})$$

A partir del circuito de la Figura B.3 se puede obtener  $\overline{I}_{as}$  como,

$$\overline{I}_{as} = \frac{\overline{E}_{as}^G}{Z_{tot}}. \quad (\text{B.17})$$

La corriente  $\overline{I}_{ar}$  se puede obtener a partir de la ecuación (B.17) y del circuito de la Figura B.2 como,

$$\overline{I}_{ar} = \overline{I}_{as} \frac{Z_m^M}{Z_m^M + Z_r^M}. \quad (\text{B.18})$$

A partir de la ecuación (B.17) y la ecuación (B.18) se puede obtener la corriente  $\overline{I}_{ar}$  también como,

$$\overline{I}_{ar} = \overline{E}_{as}^G \frac{1}{Z_{tot}} \frac{Z_m^M}{Z_m^M + Z_r^M} = \overline{E}_{as}^G \frac{Z_m^M}{(Z_s^G + Z_s^M)(Z_m^M + Z_r^M) + Z_m^M Z_r^M}. \quad (\text{B.19})$$

La obtención de la corriente  $\overline{I}_{ar}$  mediante la ecuación (B.19) puede requerir demasiado cálculo, por lo que se muestra a continuación una forma más simplificada para su obtención.

### B.1.2. Corriente de rotor del MI

Una forma para obtener una expresión simplificada de  $\overline{I}_{ar}$  consiste en aplicar el Teorema de Thevenin a bornes de  $Z_r^M$  del circuito de la Figura B.2. Aplicar el Teorema de Thevenin consiste en sustituir el circuito a los bornes mencionados por otro compuesto por una única impedancia llamada “impedancia de Thevenin” ( $Z_{th}$ ) y una única fuente de tensión llamada

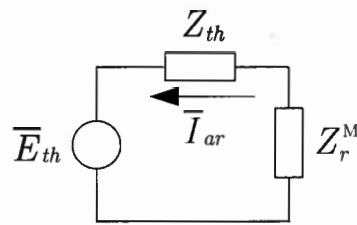


Figura B.4: Circuito equivalente de Thevenin en el rotor del MI.

“fuente de Thevenin” ( $\bar{E}_{fth}$ ). De esta forma se puede, a partir de aplicar Thevenin al circuito de la Figura B.2, obtener un circuito como el que se muestra en la Figura B.4, es decir una única malla por la que pasa la corriente  $\bar{I}_{ar}$ .

A partir del circuito de la Figura B.2 se puede obtener  $Z_{th}$  como,

$$\begin{aligned} Z_{th} &= (Z_s^G + Z_s^M) \parallel Z_m^M, \\ &= r_{th} + j\omega_e L_{th}, \end{aligned} \quad (\text{B.20})$$

donde  $r_{th}$  es la resistencia y  $L_{th}$  es la inductancia, del equivalente de Thevenin, las que pueden obtenerse a partir de la ecuación (B.20) como,

$$\begin{aligned} r_{th} &= \text{Re}(Z_{th}), \\ L_{th} &= \frac{1}{\omega_e} \text{Im}(Z_{th}), \end{aligned} \quad (\text{B.21})$$

La fuente de tensión del equivalente de Thevenin se puede obtener como,

$$\bar{E}_{fth} = \bar{E}_{as}^G \frac{Z_m^M}{Z_s^G + Z_s^M}. \quad (\text{B.22})$$

La corriente  $\bar{I}_{ar}$  se puede obtener a partir del circuito de la Figura B.4 como,

$$\bar{I}_{ar} = -\frac{\bar{E}_{fth}}{Z_{th} + Z_r^M}. \quad (\text{B.23})$$

A partir de  $\bar{I}_{ar}$  se puede obtener la corriente  $\bar{I}_{as}$  como,

$$\bar{I}_{as} = \bar{I}_{ar} \frac{Z_m^M + Z_r^M}{Z_m^M} \quad (\text{B.24})$$



### B.1.3. Cálculo del deslizamiento

Para la obtención del equilibrio del sistema de bombeo es necesario conocer la curva par-velocidad del subsistema de bombeo, en el eje del GSIP ( $T_e^G - \omega_e$ ). Esta curva se puede obtener resolviendo un sistema de ecuaciones no lineales (ecuación 3.10), o bien usar la ecuación (B.5); para lo cual es necesario realizar un mapeo del par de la bomba ( $T_b$ , ecuación (2.93)) en el eje del GSIP, para cada velocidad del GSIP ( $\omega_m^G$ , intrínsecamente relacionada con  $\omega_e$  por  $p_G$ ). El equilibrio mecánico entre la BC y el MI (ecuación (3.7)) se puede hallar como,

$$T_e^M = T_b, \quad (\text{B.25})$$

donde par del MI ( $T_e^M$ ) se puede obtener a partir de la ecuación (B.13) y la ecuación (B.23) también como,

$$T_e^M = 3 \left( \frac{p_M}{2} \right) \frac{r_r^M}{\omega_e s} \frac{|\bar{E}_{fth}|^2}{\left( \frac{r_{th}s + r_r^M}{s} \right)^2 + \omega_e^2 (L_{th} + L_{ir}^M)^2}, \quad (\text{B.26})$$

y dado que  $\omega_b = \omega_m^M$ , el par de la bomba se puede escribir a partir de la ecuación (2.93) y la ecuación (B.9) también como,

$$T_b = k_2 \left( \frac{2}{p_M} \right)^2 \omega_e^2 (1-s)^2 + k_1 \frac{2}{p_M} \omega_e (1-s) + k_0. \quad (\text{B.27})$$

A partir de la ecuación (B.25), la ecuación (B.26) y la ecuación (B.27) se puede obtener una expresión para el cálculo de  $s$  como,

$$\begin{aligned} 0 = & f_2(\omega_e) s^4 + \left( -2f_2(\omega_e) + 2r_{th}r_r^M - \frac{k_1 p_M}{k_2 2\omega_e} f_2(\omega_e) \right) s^3 + \\ & + \left( f_2(\omega_e) - 4r_{th}r_r^M + r_r^{M2} - \frac{k_1 p_M}{k_2 \omega_e} r_{th}r_r^M + \frac{k_1 p_M}{k_2 2\omega_e} f_2(\omega_e) + \frac{k_0}{k_2} \left( \frac{p_M}{2\omega_e} \right)^2 f_2(\omega_e) \right) s^2 + \\ & + \left( 2(r_{th}r_r^M - r_r^{M2}) - \frac{k_1 p_M}{k_2 2\omega_e} r_r^{M2} + \frac{k_1 p_M}{k_2 \omega_e} r_{th}r_r^M + \frac{k_0}{k_2} \left( \frac{p_M}{\omega_e} \right)^2 \frac{r_{th}r_r^M}{2} - f_1(\omega_e) \right) s + \\ & + \left( 1 + \frac{k_1 p_M}{k_2 2\omega_e} + \frac{k_0}{k_2} \left( \frac{p_M}{2\omega_e} \right)^2 \right) r_r^{M2}, \end{aligned} \quad (\text{B.28})$$

con

$$\begin{aligned} f_1(\omega_e) &= 3 \left( \frac{p_M}{2} \right)^3 \frac{r_r^M |\overline{E}_{fth}|^2}{\omega_e^3 k_2}, \\ f_2(\omega_e) &= r_{th}^2 + \omega_e^2 (L_{th} + L_{lr})^2. \end{aligned} \tag{B.29}$$

Como indica esta expresión, la obtención de  $s$  se resume a la resolución de raíces de un polinomio de cuarto orden. Como resultado del polinomio se obtendrán cuatro raíces, de las cuales: dos serán complejas conjugadas, otra se ubicará en la zona de funcionamiento como motor y la raíz restante en la zona de frenado regenerativo del MI. Dado que la raíz de interés es la correspondiente a la zona de funcionamiento como motor, se debe implementar algún algoritmo de elección de ésta raíz.

# Apéndice C

## Parámetros del Sistema

### C.1. Turbina

Los parámetros de la Turbina son mostrados en la Tabla C.1.

Parámetro	
Inercia, $J_T$	18.28 [kg · m <sup>2</sup> ]
longitud palas, $r$	2.5 [m]
$\lambda_{op}$	6.84
$C_{p \max}$	0.407

Tabla C.1: Parámetros de la turbina

Estos parámetros fueron obtenidos mediante ensayo de un prototipo experimental del GEA-UNRC.

### C.2. Bomba Centrífuga

La bomba centrífuga utilizada es del tipo sumergible de la marca SAER, Modelo NF-95 E (4" de diámetro exterior, 2" diámetro salida). En la Figura C.1 se observa la bomba utilizada.



Figura C.1: Bomba centrífuga sumergible SAER, NF95-E10.

## Parámetros del Sistema

La bomba tiene un caudal máximo de  $Q_{\max} = 20000$  [L/h] y una presión máxima de  $H_{\max} = 52$  [m.c.a.] (ambos valores máximos no ocurren simultáneamente).

En la Tabla C.2 se muestran los coeficientes de aproximación del par mecánico estimado de la bomba función de su velocidad mecánica estimada (ecuación (2.93))

$$T_b = k_2 \omega_b^2 + k_1 \omega_b + k_0 . \quad (\text{C.1})$$

$k_2$	$8,5891 \times 10^{-5}$
$k_1$	$-1,5767 \times 10^{-2}$
$k_0$	5.5797

Tabla C.2: Coeficientes de par mecánico de la Bomba

### C.3. Circuito Hidráulico

En la Tabla C.3 se muestran los parámetros del Circuito Hidráulico (CH) mostrado en la Figura 2.15 (Sección 2.6.1) y que se muestra nuevamente en la Figura C.2.

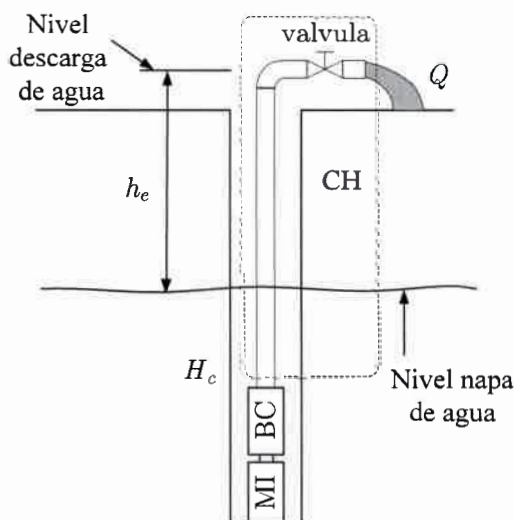


Figura C.2: Circuito hidráulico de extracción de agua de pozo.

Parámetro		
$L$	16	[m]
$D$	49,4	[mm]
Material	p.v.c.	
Rugosidad relativa	$1,5 \times 10^{-4}$	

Tabla C.3: Parámetros del circuito hidráulico.

## C.4. Máquina de Inducción (Bomba)

En la Tabla C.4 se muestran datos de chapa del MI que impulsa la bomba centrífuga del prototipo experimental del Capítulo 5.

Datos de chapa		
$P_n$	2.2	[kW]
$V_n$	3x380	[V]
$I_n$	5.9	[A]
Frecuencia	50	[Hz]
$p_M$	2	

Tabla C.4: Datos de chapa del MI

En la Tabla C.5 se muestran parámetros del MI, los que fueron utilizados en las simulaciones dinámicas y en los modelos de régimen permanente. Estos parámetros se obtuvieron por medio de los ensayos con rotor bloqueado y en vacío.

## C.5. Generador Síncrono de Imanes Permanentes

El GSIP del prototipo experimental se implementó con una Máquina Síncrona la marca WEG, modelo **GTA160MI24** cuyos datos de chapa se muestran en la Tabla C.6.

La excitación del GSIP está montada en la misma unidad y está formada por un generador de imanes permanentes más un rectificador de onda completa que alimenta el campo del

Parámetro		
$r_s$	3.4666	$[\Omega]$
$r_r$	7.5811	$[\Omega]$
$L_s$	288.48	$[\text{mH}]$
$L_r$	288.48	$[\text{mH}]$
$M$	278.04	$[\text{mH}]$

Tabla C.5: Parámetros del MI de la bomba

Datos de chapa del GSIP					
$P_n$	24	$[\text{kW}]$	$\omega_n$	50	$[\text{Hz}]$
$V_n$	380/400	$[\text{V}]$	$p_G$	4	
$I_n$	46/43	$[\text{A}]$	$\cos(\phi)$	0.8 a 1	

Tabla C.6: Datos de chapa del GSIP

generador sincrónico, de manera tal que es necesario lograr una velocidad mínima de rotación para lograr que el GSIP comience a generar. Esto puede verse claramente en la curva de F.E.M. relevada a bornes del generador que se muestra en la Figura C.3

Los valores medidos de la F.E.M. se muestran en la Tabla C.7.

En el modelo presentado en la Sección 2.3.2 en la ecuación (2.30), el flujo de magnetización  $\lambda_m$  se puede escribir en términos de esta F.E.M. como:

$$\lambda_m = \frac{E_f(\omega_e)}{\omega_e}. \quad (\text{C.2})$$

A demás de la F.E.M. del circuito, es necesario conocer experimentalmente el rozamiento mecánico que presenta esta máquina. Debido a que se utiliza un MI como *emulador* de la turbina eólica, es conveniente expresar el rozamiento del par MI+GSIP completo en función de la velocidad de rotación del generador ( $\omega_e$ ) como:

$$B_G(\omega_e) = B_{G2} \omega_e^2 + B_{G1} \omega_e + B_{G0}, \quad (\text{C.3})$$

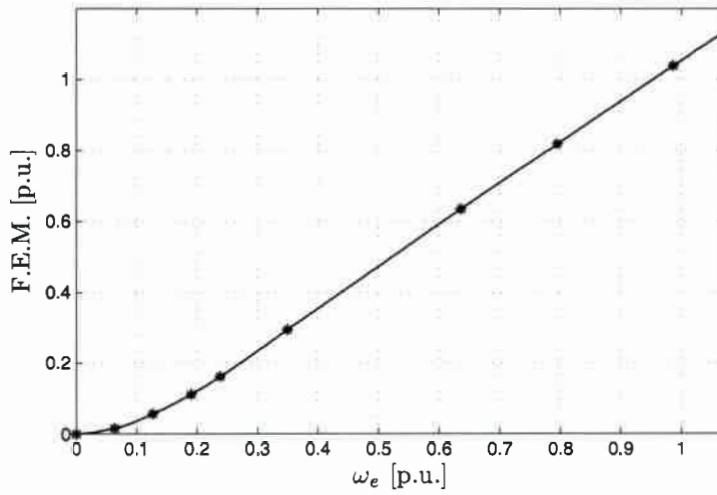


Figura C.3: F.E.M. medida del GSIP.

$\omega_e$ [rad/s]	F.E.M. [V]
0	0
20	3.53
40	12.55
60	24.75
75	35.71
110	64.91
200	140.01
250	180.31
310	228.75
345	256.26

Tabla C.7: Valores medidos de la F.E.M.

donde  $B_{G2}$ ,  $B_{G1}$  y  $B_{G0}$  son constantes determinadas experimentalmente cuyos valores son:

$B_{G2}$	$-1,0888 \times 10^{-5}$
$B_{G1}$	$1,9083 \times 10^{-2}$
$B_{G0}$	1,6423

Tabla C.8: Coeficientes de Rozamiento del GSIP

En la Tabla C.9 se muestran los parámetros del GSIP. Estos parámetros se obtuvieron por medio de ensayos especificados por norma [65].

Parámetro	
$r_s$	0.26333 [ $\Omega$ ]
$L_s$	13.792 [mH]

Tabla C.9: Parámetros del GSIP

## C.6. AI y software

El AI utilizado para la implementación del emulador de la Sección 5.3.1 consiste de un convertor trifásico comercial, marca Siemens modelo 96SE7021\_3EB61. Algunas características de este equipo son las siguientes:

- Potencia Nominal, 5.5 [kW],
- Corriente Nominal, 13.2 [A],
- Tipos de Control:  $V/f$  y Vectorial,
- parametrización del equipo mediante software,
- bloques de funciones para adaptar el equipo a diferentes aplicaciones,
- posibilidad de comunicación serie con PC.



Este AI comercial posee diferentes funcionalidades de regulación las cuales se ajustan a través de un software específico. Posee además operaciones matemáticas llamadas “componentes funcionales” tales como: entradas y salidas analógicas, sumadores, multiplicadores, integradores, etc. Estos componentes se pueden combinar entre sí de diferentes formas, permitiendo generar una consigna compleja al control de par (o velocidad). De este modo, se logra una adaptación flexible por parte del software a diferentes aplicaciones. La programación del accionamiento se realiza parametrizando variables. Esta programación (o parametrización) puede ser realizada a través un panel en el frente del equipo o, mediante software, a través de una PC [66]. La parametrización mediante software permite al usuario trabajar con un entorno mas amigable.

En el emulador desarrollado se utilizaron los componentes funcionales provistos para generar la referencia de par (Ver Ec. (2.16)). Es decir, el módulo de simulación se encuentra integrado en la etapa de electrónica de potencia. Esto evita la necesidad de una PC o DSP para generar la referencia de par, requiriendo únicamente una señal de viento ingresada en forma de tensión o corriente. En la presente tesis se utilizó de igual forma una PC pero sólo para la parametrización del equipo comercial. La consigna de viento es ingresada por software.

## C.7. Valores Base

Los valores base empleados para mostrar las variables son dados en la Tabla C.10.

$\omega_{\text{base}}$	$100 \pi$	[rad/s]
$P_{\text{base}}$	2855	[W]
$T_{\text{base}}$	$P_{\text{base}}/\omega_{\text{base}} = 9,0877$	[N·m]
$I_{\text{base}}$	5,2	[A]
$V_{\text{base}}$	220	[V]

Tabla C.10: Valores base utilizados

Estos valores base corresponden al MI que impulsa la bomba.

## C.8. Sensores

En esta sección se mencionan los sensores utilizados para medir las variables hidráulicas. Para la medición de caudal se usó un sensor del tipo de rueda de paletas marca GF SIGNET, modelo 2536 [67]. Este sensor proporciona una señal de pulsos de tensión proporcional al caudal por el el circuito hidráulico.

Para la medición de presión se utilizó un sensor marca GF SIGNET, modelo 2450. Este sensor brinda una señal industrial de corriente 4–20 [mA] proporcional a la presión diferencial del líquido [67].

# Apéndice D

## Prototipo de Laboratorio

En esta sección se muestran imágenes del prototipo de laboratorio utilizado para la obtención de los resultados experimentales y el modelado de algunas partes del sistema propuesto.

En la Figura D.1 se muestra una vista de la estación meteorológica utilizada para la medición del recurso eólico en Río Cuarto.

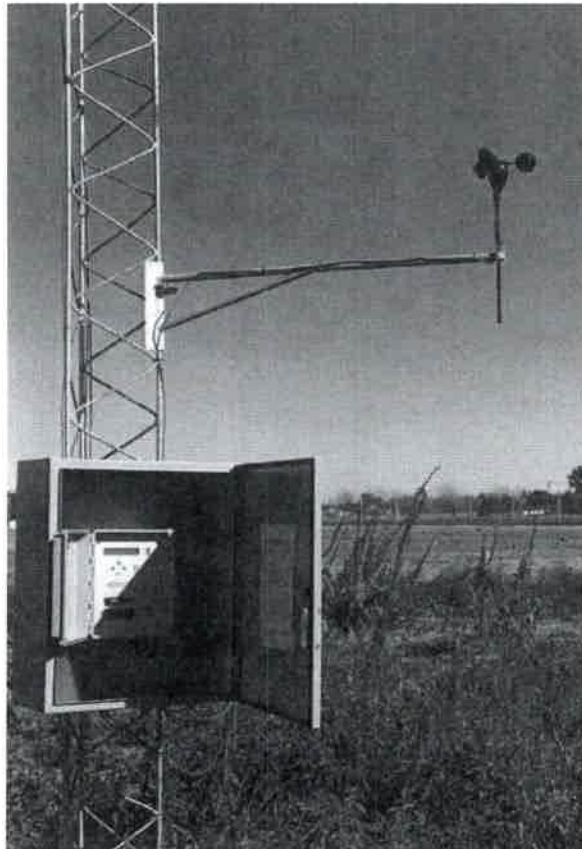


Figura D.1: Estación meteorológica.

En la Figura D.2 se muestra una vista del prototipo de circuito de bombeo.

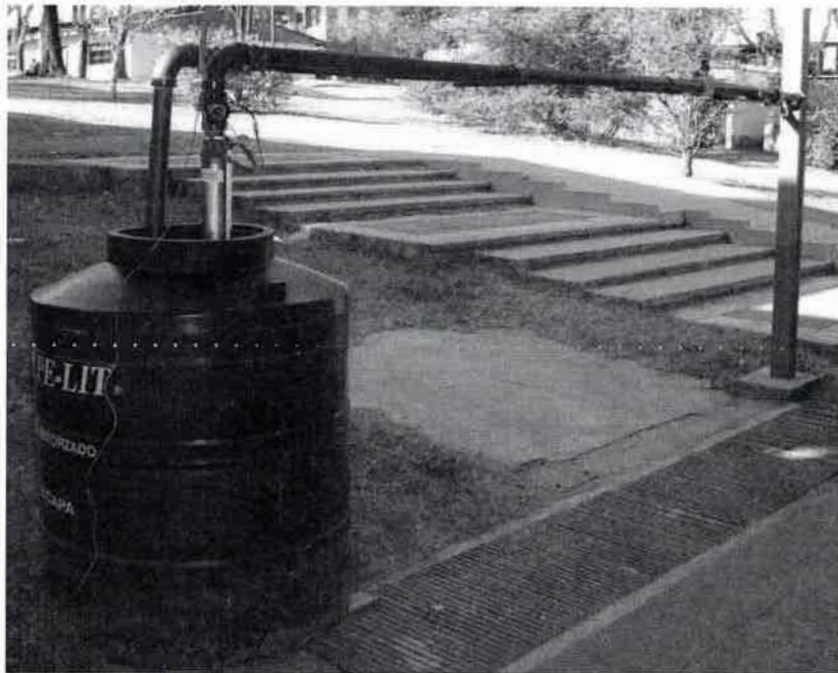


Figura D.2: Prototipo de circuito de bombeo.

En la Figura D.3 se muestra una vista del convertidor electrónico comercial del AI utilizado para emular la turbina.



Figura D.3: Convertidor electrónico comercial.

En la Figura D.4 se muestra, a la izquierda de la figura, el MI del AI utilizado para emular la turbina y, a la derecha de la figura, la máquina síncrona utilizada como GSIP.

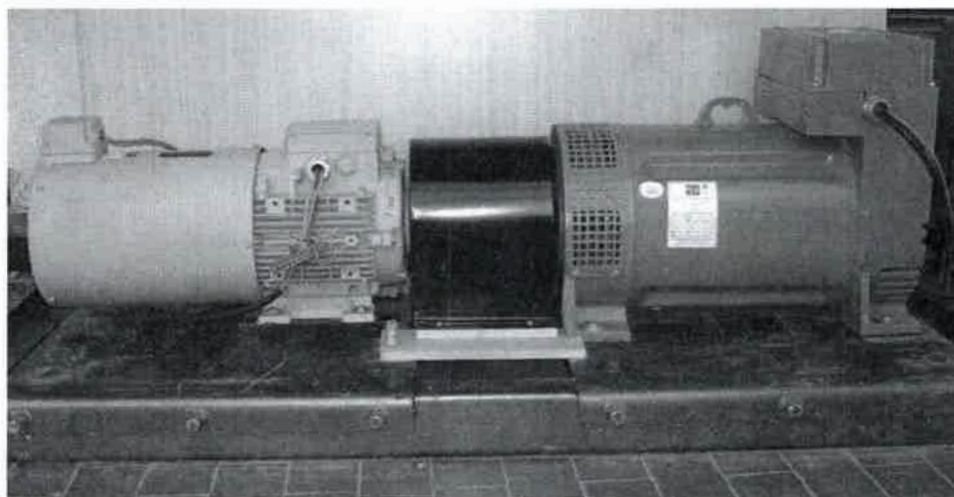
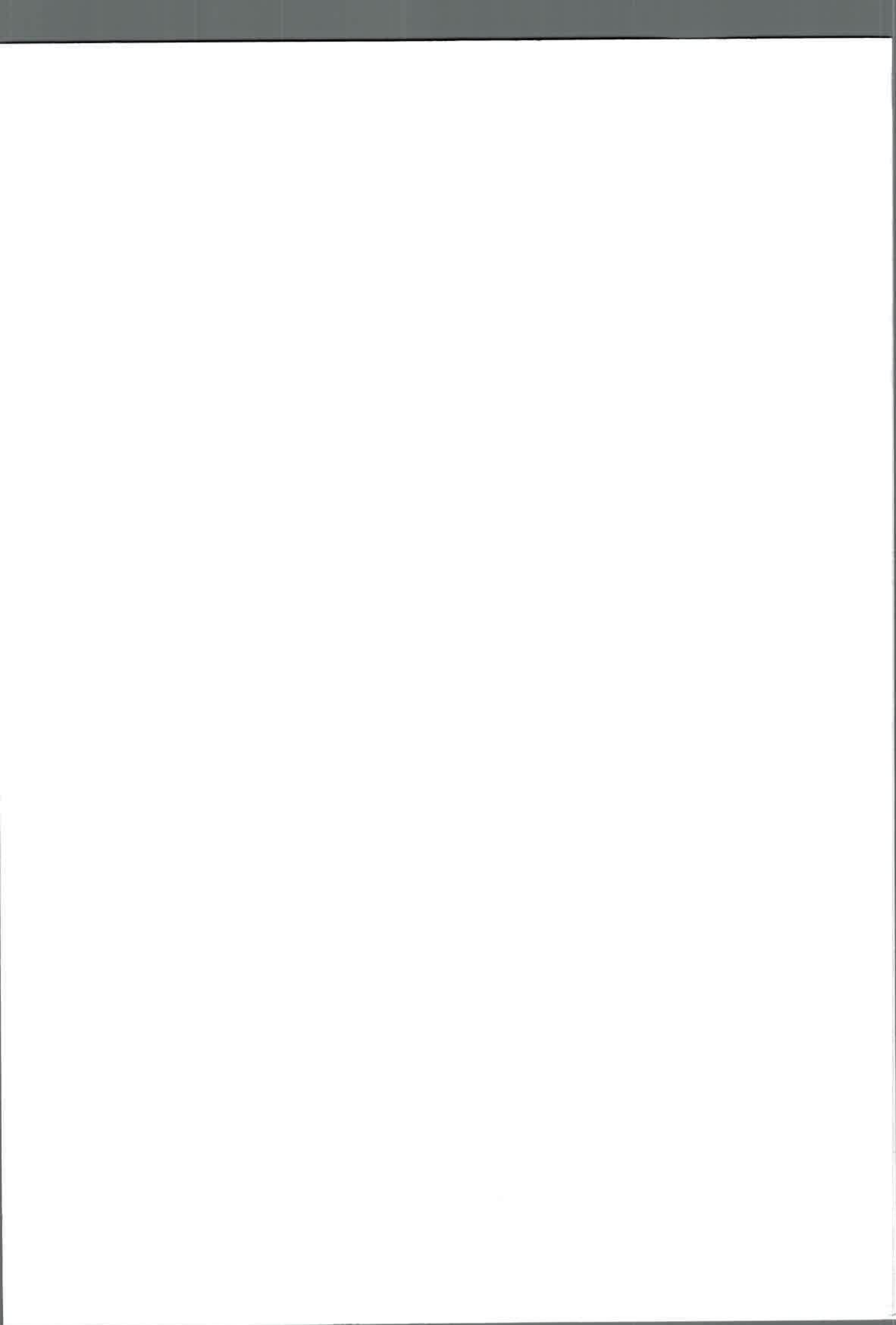


Figura D.4: Motor de inducción (emulador) y GSIP.



73194

U.N.R.C.  
Biblioteca Central



73194