

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS ANTE LA INTEGRACIÓN DE
PARQUES EÓLICOS. APLICACIÓN AL CASO DE LAS ISLAS
CANARIAS**

JOSÉ FERNANDO MEDINA PADRÓN

Las Palmas de Gran Canaria, 1997

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

DOCTORADO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
PROGRAMA DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL

*ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS ANTE LA
INTEGRACION DE PARQUES EOLICOS.*

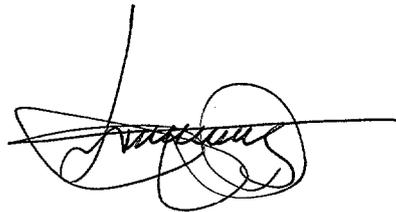
APLICACION AL CASO DE LAS ISLAS CANARIAS

*Tesis Doctoral presentada por D. José Fernando Medina Padrón
Dirigida por el Dr. D. José Cidrás Pidre
Tutor-Ponente: Dr. D. Alberto Domínguez Domínguez*

El Director

El Tutor-Ponente

El Doctorando

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J. Cidrás', written over a horizontal line.A handwritten signature in black ink, appearing to be 'José F. Medina Padrón', written over a horizontal line.

Las Palmas de Gran Canaria, a 20 de Enero de 1997

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas y entidades que, de una forma u otra, han contribuido a la realización de esta tesis.

A D. José Cidrás Pidre, Director de la misma, sin cuya inestimable labor de orientación, asesoramiento y revisión, no habría sido posible llevarla a término.

A los compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la U.L.P.G.C., que siempre han mostrado respeto y comprensión hacia mis horas de trabajo. Unos me han apoyado moralmente. Otros, además, han aportado tiempo y esfuerzo personal. Reconocimiento especial para D. Alberto Domínguez Domínguez.

A D. Manuel Galán Moreno, profesor del Departamento de Matemáticas de la U.L.P.G.C., por su desinteresada colaboración en la implementación de métodos numéricos y recursos informáticos.

A los profesores del Laboratorio de Electrotecnia y Redes Eléctricas, del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo, que siempre me han acogido como uno más entre ellos, en mis estancias de trabajo en Vigo.

Al Centro Informático y de Comunicaciones del Edificio de Ingenierías (C.I.C.E.I.), consciente en todo momento de la importancia que conlleva su labor, hoy día, en cualquier tarea de investigación.

A la U.L.P.G.C., por su colaboración económica, a través del Plan de Formación del Profesorado Investigador.

A la Consejería de Industria del Gobierno Autónomo de Canarias y a la Compañía Eléctrica Unelco, gracias a las cuales surgió la oportunidad de abordar el tema desarrollado en esta tesis, proporcionando, además, buena parte de los datos necesarios para su realización.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia la sorprendente capacidad de comprensión mostrada, ante mis imperdonables ausencias.

A Malle

Índices

INDICE DE CONTENIDOS

	Página
CAPÍTULO 0	
FINALIDAD Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	0-1
0.1 Finalidad	0-1
0.2 Estructura	0-2
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	1-1
1.1 Sistemas de Energía Eléctrica	1-1
1.2 El viento como fuente de energía	1-3
1.2.1 El interés por la energía eólica	1-3
1.2.2 La energía del viento	1-5
1.2.3 Situación actual	1-10
1.2.4 Perspectivas	1-11
1.3 La energía eólica en Canarias	1-14
CAPÍTULO 2	
INSTALACIONES EÓLICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	2-1
2.1 Aerogeneradores	2-1
2.1.1 Constitución	2-1
2.1.2 Principio de funcionamiento a velocidad constante. Curva de potencia	2-6
2.1.3 Principio de funcionamiento a velocidad variable	2-10
2.1.4 Características funcionales de los generadores eléctricos utilizados	2-13
2.2 Configuración típica de un parque eólico	2-17
2.3 Potencia eólica instalada en el mundo y en España	2-18
2.4 Instalaciones eólicas para la producción de energía eléctrica en Canarias	2-22
2.5 Principales características de los aerogeneradores instalados en los parques eólicos de Canarias	2-35
CAPÍTULO 3	
MODELOS DE APLICACIÓN AL ESTUDIO DE AEROGENERADORES ASÍNCRONOS	3-1
3.1 Modelado del aerogenerador asíncrono	3-1
3.1.1 Modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario	3-1
3.1.2 Modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio	3-3
3.1.3 Modelo de máquina asíncrona en variables de estado	3-5
3.1.4 Ámbito de aplicación de los modelos	3-5
3.2 Equipos adicionales a la máquina	3-7
3.2.1 Limitadores de la corriente de conexión	3-7
3.2.2 Baterías de condensadores	3-11

CAPÍTULO 4	
COMPORTAMIENTO DE UN AEROGENERADOR ASÍNCRONO CONECTADO A UN PUNTO DE POTENCIA INFINITA	4-1
4.1 Introducción	4-1
4.2 Régimen estacionario	4-2
4.3 Conexión del aerogenerador	4-6
4.3.1 Modelos de aplicación	4-6
4.3.2 Características de la conexión a tensión nominal y deslizamiento cero	4-6
4.3.3 Conexión a tensión diferente de la nominal y deslizamiento cero	4-14
4.3.4 Conexión a tensión nominal y deslizamiento diferente de cero	4-19
4.3.5 Conexión a través de limitadores de corriente	4-28
4.4 Régimen dinámico	4-30
4.4.1 Modelos de aplicación	4-30
4.4.2 Variaciones de viento	4-30
4.4.3 Variaciones de tensión	4-33
4.4.4 Compensación de energía reactiva	4-37
4.4.5 Estabilidad del aerogenerador asíncrono	4-37
4.4.6 Conclusiones	4-41
CAPÍTULO 5	
INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: EL ESTADO NORMAL DE OPERACIÓN	5-1
5.1 Introducción	5-1
5.2 Características operacionales de un S.E.E.	5-2
5.2.1 Objetivos operacionales de un S.E.E.	5-2
5.2.2 Estados de operación	5-3
5.2.3 Problemática asociada con el estado normal de operación	5-4
5.3 El Flujo de Potencia como problemática del estado normal de operación	5-5
5.4 Influencia de la generación eólica sobre la interacción frecuencia-potencia activa	5-6
5.5 Influencia de la generación eólica sobre la interacción tensión-potencia reactiva	5-8
5.6 Despacho de cargas	5-9
5.6.1 Reserva de generación	5-9
5.6.2 Sistemas eléctricos de gran tamaño	5-11
5.6.3 Crédito de Capacidad de la energía eólica	5-12
5.6.4 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas	5-14
5.6.5 Sistemas eléctricos de pequeño tamaño	5-15
5.7 Cálculo del factor de capacidad en Canarias	5-16
CAPÍTULO 6	
INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: RÉGIMEN ESTACIONARIO	6-1
6.1 Introducción. Aspectos a considerar	6-1
6.2 Análisis de Flujo de Potencia	6-2
6.2.1 Planteamiento	6-2
6.2.2 Formulación	6-5
6.2.3 Métodos de resolución	6-8
6.2.4 Análisis numérico comparativo	6-13
6.3 Alternativas a la realización de un estudio de Flujo de Potencia. Factores de Sensibilidad de Red	6-16
6.3.1 Factores de Sensibilidad basados en el Flujo de Potencia de Corriente Continua	6-17
6.3.2 Factores de Sensibilidad basados en la Matriz de Impedancias Nodales [Z]	6-20
6.3.3 Factores de Sensibilidad basados en el Teorema de Thevenin	6-23

	Página
6.3.4 Factores de Sensibilidad basados en métodos exactos de Flujo de Potencia	6-24
6.3.5 Aplicación al cálculo aproximado de las modificaciones de tensión, en el sistema IEEE-14	6-29
6.4 Determinación de Factores de Sensibilidad en los sistemas eléctricos de Canarias	6-33
6.4.1 Casos base	6-33
6.4.2 Factores de Sensibilidad $\left[\gamma_{ij}^{VP} \right]$ y $\left[\gamma_{ij}^{VO} \right]$	6-36
CAPÍTULO 7	
INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: RÉGIMEN DINÁMICO	7-1
7.1 Introducción	7-1
7.2 Análisis de Régimen Dinámico	7-2
7.2.1 Planteamiento y formulación	7-2
7.2.2 Aplicación numérica	7-4
7.3 Métodos simplificados para el estudio de la frecuencia y de la tensión	7-7
7.3.1 Cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia	7-7
7.3.2 Cálculo aproximado de las variaciones de tensión	7-12
7.4 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono	7-14
7.4.1 Modelos de aplicación	7-14
7.4.2 Características del transitorio de la conexión a red	7-15
7.5 Conexión a red de un parque eólico	7-20
7.5.1 Escalonamiento temporal de la conexión	7-20
7.5.2 Estabilidad de los generadores asíncronos de un Parque Eólico	7-21
7.5.3 Conclusiones	7-23
7.6 Desconexión de un parque eólico	7-24
7.6.1 Introducción. Modelos	7-24
7.6.2 Efecto sobre la red	7-27
7.6.3 Estabilidad de la generación síncrona	7-31
7.7 Variaciones de la potencia de origen eólico	7-33
7.7.1 Introducción. Modelos	7-33
7.7.2 Causas y efectos de las variaciones de potencia	7-34
7.7.3 Análisis de las medidas realizadas en un Parque Eólico de Canarias	7-36
7.8 Comportamiento de las baterías de condensadores	7-39
7.9 Determinación aproximada de los niveles de penetración eólica	7-42
7.9.1 Determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica, bajo criterios de frecuencia (MNPE _f)	7-43
7.9.2 Determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión (MNPE _v)	7-44
7.9.3 Aplicación a los S.E.E. de Canarias, según frecuencia	7-47
7.9.4 Aplicación a los S.E.E. de Canarias, según tensión	7-49
CAPÍTULO 8	
RESUMEN DE CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS	8-1
8.1 Principales conclusiones	8-1
8.2 Perspectivas de desarrollo	8-3

	Página
ANEXO A	
MODELADO DE LOS ELEMENTOS DE UN S.E.E. PARA ANÁLISIS DE RÉGIMEN DINÁMICO	A-1
A.1 Modelo de Generador Síncrono	A-1
A.2 Modelo de Generador Asíncrono	A-5
A.3 Modelo de Líneas de Transporte	A-7
A.4 Modelos de Transformadores de Potencia	A-7
A.5 Modelos de Cargas	A-9
A.6 Modelos de Reguladores de Velocidad y Turbinas para grupos con generadores síncronos	A-10
A.7 Modelos de Sistemas de Excitación para máquinas síncronas	A-17
ANEXO B	
MAPAS DE RECURSOS EÓLICOS	B-1
ANEXO C	
CONSIDERACIONES ACERCA DEL TAMAÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	C-1
C.1 Características generales de un Sistema de Energía Eléctrica, según su tamaño	C-1
C.2 Consideraciones habituales en el análisis de S.E.E.	C-4
C.3 Parámetros de las líneas. Matriz de admitancias nodales	C-5
C.4 Desacoplo P-V y Q- θ	C-9
C.5 Sensibilidades tensión-carga	C-15
C.6 Impedancias y corrientes de cortocircuito	C-17
C.7 Conclusiones	C-17
ANEXO D	
RECURSOS INFORMÁTICOS	D-1

INDICE DE FIGURAS

Figura	Página
1.1 Estructura de un S.E.E.	1-1
1.2 Evolución del precio medio anual del petróleo, en el período 1973-1996	1-4
1.3 Zonas geográficas más favorables para la producción de energía eólica	1-6
1.4 Superficie barrida por las palas de una turbina eólica	1-7
1.5 Distribución de Weibull	1-8
1.6 Distribución de Rayleigh	1-8
1.7 Distribución de velocidades anuales medias en la U.E.	1-9
1.8 Estructura de las energías renovables en la Unión Europea	1-11
1.9 Estructura de las energías renovables en España	1-11
1.10 Situación geográfica del Archipiélago Canario	1-14
1.11 Suministro de combustible en Canarias	1-15
1.12 Suministro de combustible destinado al consumo interior, en Canarias	1-15
1.13 Importancia relativa del consumo de combustible en las centrales eléctricas de Canarias	1-16
1.14 Evolución anual de la producción eléctrica de origen eólico en Canarias	1-16
1.15 Evolución de la energía primaria sustituida por la energía eólica en Canarias	1-17
2.1 Vista general de una instalación eólica	2-1
2.2 Ubicación física de algunos de los elementos de un aerogenerador	2-2
2.3 Esquema funcional de un multiplicador	2-4
2.4 Conversión de potencia en un generador eléctrico	2-5
2.5 Batería de condensadores en bornes de un aerogenerador asíncrono	2-5
2.6 Curvas de Potencia Mecánica-Velocidad de viento en una turbina eólica	2-7
2.7 Rango de operación de un aerogenerador	2-8
2.8 Curva de Potencia real de un aerogenerador de pala fija	2-9
2.9 Curva de Potencia real de un aerogenerador de paso variable	2-9
2.10 Curva de Máxima Potencia en una turbina eólica	2-11
2.11 Utilización de inversores PWM en el control de un aerogenerador	2-12
2.12 Utilización de controlador electrónico para el control de la potencia reactiva	2-12
2.13 Representación funcional de un generador síncrono	2-13
2.14 Direccionalidad de la potencia, en un generador síncrono	2-14
2.15 Representación funcional de un generador asíncrono	2-14
2.16 Direccionalidad de la potencia, en un generador asíncrono	2-14
2.17 Diagrama esquemático de la regulación de tensión en un generador síncrono	2-15
2.18 Diagrama funcional de la regulación de tensión y velocidad en un generador síncrono	2-15
2.19 Incorporación de generadores síncronos y asíncronos a una red eléctrica	2-16
2.20 Estructura típica de un Parque Eólico de pequeño tamaño	2-17
2.21 Estructura típica de un Parque Eólico de gran tamaño	2-18
2.22 Países de mayor potencia eólica instalada, conectada a red (1996)	2-19
2.23 Países de mayor incremento en la potencia eólica instalada	2-19
2.24 Potencia instalada en 1994, en las zonas de mayor potencial eólico de España	2-21
2.25 Potencia eólica total instalada en Canarias (1996)	2-22
2.26 Evolución de la potencia eólica total instalada en Canarias (1993-1996)	2-22
2.27 Incremento anual de la producción de energía eléctrica, de origen eólico, en Canarias	2-23
2.28 Estimación de la capacidad de producción eólica teórica máxima, en Canarias	2-23
2.29 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Fuerteventura	2-25
2.30 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Lanzarote	2-26
2.31 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Gran Canaria	2-27
2.32 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Tenerife	2-30
2.33 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de La Palma	2-32
2.34 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de La Gomera	2-33
2.35 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de El Hierro	2-34

Figura	Página
3.1 Modelo de generador asíncrono en régimen estacionario	3-1
3.2 Curvas P - s y Q - s , de régimen estacionario, de un aerogenerador asíncrono	3-2
3.3 Modelo de generador asíncrono en régimen transitorio	3-3
3.4 Modelo de generador asíncrono del PSCAD/EMTDC	3-5
3.5 Utilización de reactancias en la conexión de un aerogenerador asíncrono	3-7
3.6 Diagrama esquemático de la conexión de un aerogenerador asíncrono, a través de reactancia	3-7
3.7 Efecto de las reactancias de conexión, sobre la curva Q - s de régimen estacionario, de un aerogenerador asíncrono	3-7
3.8 Utilización de semiconductores controlados, en la conexión de un aerogenerador asíncrono	3-8
3.9 Esquema de control de una carga genérica, con tiristores	3-8
3.10 Simulación con PSCAD/EMTDC del circuito de la fig. 3.9	3-9
3.11 La máquina asíncrona como carga dependiente del deslizamiento	3-11
3.12 Dependencia de la potencia reactiva Q , de una batería de condensadores, respecto a la tensión V_b	3-12
3.13 Control TSC de una batería de condensadores	3-13
3.14 Elemento interruptor de un control TSC	3-13
4.1 Potencia mecánica P_m frente a velocidad del viento U , para diferentes valores de la velocidad de rotación ω de un aerogenerador	4-3
4.2 Potencia mecánica P_m frente a velocidad de rotación ω de un aerogenerador, para diferentes valores de la velocidad del viento U	4-3
4.3 Potencia mecánica P_m frente a deslizamiento s de un aerogenerador, para diferentes valores de la velocidad del viento U	4-4
4.4 Intersección de las curvas de Par mecánico T_m (para diferentes valores de la velocidad del viento U) y Par Eléctrico T_e (para diferentes valores de la tensión en bornes V_b), representadas frente al deslizamiento s de un aerogenerador	4-4
4.5 Diagrama esquemático de la conexión de un aerogenerador a un nudo de potencia infinita	4-7
4.6 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$, $V_b = 1$ pu). Corriente, tensión, potencias activa y reactiva, f.e.m. y deslizamiento	4-8
4.7 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$, $V_b = 1$ pu). Curvas P - s	4-8
4.8 Esquema equivalente aproximado de la máquina de inducción, en el instante inicial de la conexión	4-9
4.9 Relación entre tensión, f.e.m. y corriente, en un generador asíncrono	4-9
4.10 Circuito de PSCAD para el estudio de la conexión de un aerogenerador asíncrono	4-11
4.11 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Corriente en valor eficaz	4-12
4.12 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Valores instantáneos en I	4-12
4.13 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Potencias activa P y reactiva Q	4-12
4.14 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Deslizamiento s	4-13
4.15 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Deslizamiento s (%)	4-14
4.16 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Potencia activa P (p.u.)	4-15
4.17 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Potencia reactiva Q (p.u.)	4-15
4.18 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Corriente I (p.u.)	4-15
4.19 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Tensión interna E' (p.u.)	4-16
4.20 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Curvas P - s (p.u.)	4-16
4.21 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Deslizamiento s (%)	4-20
4.22 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia activa P (p.u.) para $s_o \geq 0$	4-20
4.23 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia activa P (p.u.) para $s_o \leq 0$	4-20
4.24 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia reactiva Q (p.u.) para $s_o \geq 0$	4-21

Figura	Página
4.25 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia reactiva Q (p.u.) para $s_0 \leq 0$	4-21
4.26 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Corriente I (p.u.) para $s_0 \geq 0$	4-21
4.27 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Corriente I (p.u.) para $s_0 \leq 0$	4-22
4.28 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Tensión interna E' (p.u.) para $s_0 \geq 0$	4-22
4.29 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Tensión interna E' (p.u.) para $s_0 \leq 0$	4-22
4.30 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Curvas $P-s$ para $s_0 \geq 0$	4-23
4.31 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Curvas $P-s$ para $s_0 \leq 0$	4-23
4.32 Circuito de PSCAD para el estudio de la conexión de un aerogenerador asíncrono, a través de semiconductores controlados	4-28
4.33 Simulación con PSCAD del circuito de la figura 4.32. Valores instantáneos en I	4-29
4.34 Simulación con PSCAD del circuito de la figura 4.32. Corriente en valor eficaz	4-29
4.35 Simulación con PSCAD del circuito de la figura 4.32. Deslizamiento	4-29
4.36 Efecto de la variación del viento sobre un aerogenerador asíncrono. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.	4-31
4.37 Efecto de la variación del viento sobre un aerogenerador asíncrono. Curvas $P-s$	4-31
4.38 Efecto de la variación de tensión sobre un aerogenerador asíncrono. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.	4-34
4.39 Efecto de la variación de tensión sobre un aerogenerador asíncrono. Curvas $P-s$	4-34
4.40 Circuito simple sometido a fluctuaciones de tensión	4-36
4.41 Circuito equivalente a un aerogenerador asíncrono sometido a fluctuaciones de tensión	4-36
4.42 Curva $Q-s$ de régimen estacionario, de un aerogenerador asíncrono. Efecto de las fluctuaciones de tensión sobre el consumo de potencia reactiva Q	4-36
4.43 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por exceso de viento. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.	4-38
4.44 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por exceso de viento. Curvas $P-s$	4-38
4.45 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por tensión reducida. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.	4-39
4.46 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por tensión reducida. Curvas $P-s$	4-39
4.47 Estabilidad de un aerogenerador asíncrono, ante el exceso de viento. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.	4-40
4.48 Estabilidad de un aerogenerador asíncrono, ante el exceso de viento. Curvas $P-s$	4-41
5.1 Estados de operación de un S.E.E.	5-3
5.2 Desconexión de grupos síncronos, por nivel de carga bajo mínimo técnico	5-11
5.3 Relación calculada entre el Crédito de Capacidad y el Factor de Capacidad	5-14
5.4 Sistemas eléctricos aislados, en Canarias	5-17
5.5 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Fuerteventura, con indicación del Factor de Capacidad	5-19
5.6 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Lanzarote, con indicación del Factor de Capacidad	5-19
5.7 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Gran Canaria, con indicación del Factor de Capacidad	5-20
5.8 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Tenerife, con indicación del Factor de Capacidad	5-21
5.9 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en La Palma, con indicación del Factor de Capacidad	5-22
5.10 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en La Gomera, con indicación del Factor de Capacidad	5-22
5.11 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en El Hierro, con indicación del Factor de Capacidad	5-23

Figura	Página
6.1 Direccionalidad del intercambio de potencias entre un P.E. y una red eléctrica	6-3
6.2 Ejemplo de Estado Estacionario de un S.E.E., previo a la integración de un Parque Eólico	6-3
6.3 Inversión del flujo de potencia activa P , a través de una línea, tras la integración de un Parque Eólico	6-4
6.4 Ejemplo de inversión del flujo de potencia activa P , a través de una línea, tras la integración de un Parque Eólico	6-4
6.5 Modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario	6-6
6.6 Modelado de un aerogenerador asíncrono, como nudo PX, para estudios de Flujo de Potencia	6-7
6.7 Modelado de un aerogenerador asíncrono, como nudo RX, para estudios de Flujo de Potencia	6-8
6.8 Diagrama unifilar del sistema IEEE de 14 nudos. Caso base	6-13
6.9 Modelo de red, basado en $[Z]$, para el cálculo aproximado de ΔV ,	6-21
6.10 Aplicación del Teorema de Thevenin	6-23
6.11 Equivalente de Thevenin	6-23
6.12 Estimación de la variación neta de potencias, en nudos de generación	6-28
6.13 Desviaciones de las modificaciones de tensión calculadas, respecto a las del Flujo de Potencia exacto	6-31
6.14 Desviaciones de las modificaciones de tensión, en métodos A y B, en la aplicación directa de las ec. (6.46) y (6.53)	6-32
6.15 Diagrama unifilar del sistema Lanzarote-Fuerteventura	6-33
6.16 Diagrama unifilar del sistema de Gran Canaria	6-34
6.17 Diagrama unifilar del sistema de Tenerife	6-35
7.1 Ejemplo de Régimen Dinámico. Diagrama unifilar	7-4
7.2 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de las tensiones	7-5
7.3 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de la velocidad de los generadores síncronos	7-5
7.4 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de la potencia mecánica aplicada a los generadores síncronos	7-6
7.5 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de los ángulos rotóricos de los generadores síncronos	7-6
7.6 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de los deslizamientos de los generadores asíncronos	7-7
7.7 Modelo simplificado de un S.E.E., para la estimación de las variaciones de frecuencia	7-7
7.8 Influencia del parámetro β sobre la frecuencia	7-9
7.9 Ejemplo de cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia, en los sistemas eléctricos de Canarias, ante las variaciones de potencia eólica	7-11
7.10 Evolución de la frecuencia en los sistemas eléctricos de Canarias, ante las variaciones de potencia eólica, según simulación del régimen dinámico	7-11
7.11 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Equivalente de Thevenin de la red	7-14
7.12 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Circuito equivalente aproximado, en el instante inicial	7-15
7.13 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Caída de tensión inicial, para diferentes valores de S_{cc}	7-17
7.14 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Corriente y consumo de potencia reactiva iniciales, para diferentes valores de S_{cc}	7-17
7.15 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Impedancias añadidas entre el aerogenerador y la red	7-18
7.16 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Influencia de la presencia de transformador en los valores iniciales de la conexión	7-18
7.17 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Influencia del carácter resistivo de Z_{cc} sobre los valores iniciales de la conexión	7-19
7.18 Conexión a red de un aerogenerador síncrono. Factores de mayor influencia en la caída inicial de tensión	7-20
7.19 Conexión a red de un Parque Eólico. Escalonamiento de la conexión de los diferentes aerogeneradores	7-20
7.20 Influencia de la conexión de un aerogenerador sobre otros aerogeneradores del mismo Parque Eólico	7-22
7.21 Pérdida de estabilidad de los aerogeneradores de un P.E. al disminuir la tensión. Caso A: por cortocircuito. Caso B: Por apertura de una línea	7-23
7.22 Pérdida de un generador síncrono	7-24
7.23 Punto de conexión de un Parque Eólico a la red	7-25
7.24 Equivalente de Thevenin de una red eléctrica, para el estudio de la desconexión de un Parque Eólico de pequeño tamaño	7-26
7.25 Sistema eléctrico de prueba, para el estudio de la desconexión de un P.E.	7-27
7.26 Evolución de la frecuencia, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{PE}=4\text{MW}$ ($H_{sinc}=8025\text{s}$)	7-27
7.27 Evolución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{PE}=4\text{MW}$ ($H_{sinc}=8025\text{s}$)	7-28

Figura	Página
7.28 Disminución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4\text{MW}$, para diferentes valores de la potencia nominal de la generación síncrona ($H_{sinc}=8025\text{s}$)	7-28
7.29 Disminución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4\text{MW}$, para diferentes valores de la potencia de cortocircuito, en el punto de conexión ($H_{sinc}=8025\text{s}$)	7-29
7.30 Disminución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4\text{MW}$, para diferentes valores de la carga, en el punto de conexión ($H_{sinc}=8025\text{s}$)	7-29
7.31 Evolución de la frecuencia, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$ ($H_{sinc}=2.80\text{s}$)	7-29
7.32 Evolución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$ ($H_{sinc}=2.80\text{s}$)	7-30
7.33 Disminución de frecuencia, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$, para diferentes valores de la constante de inercia H_{sinc} de la generación síncrona ($S_{base}=75\text{MVA}$)	7-30
7.34 Disminución de tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$, para diferentes valores de la constante de inercia H_{sinc} de la generación síncrona ($S_{base}=75\text{MVA}$)	7-30
7.35 Ejemplo de distribución de los aerogeneradores de un P.E. sobre el terreno	7-34
7.36 Aerogeneradores de un P.E. bajo diferentes condiciones de funcionamiento	7-35
7.37 Evolución de la frecuencia, medida en un Parque Eólico	7-36
7.38 Evolución de la potencia activa generada P , medida en un Parque Eólico	7-36
7.39 Evolución de la potencia reactiva consumida Q , medida en un Parque Eólico	7-36
7.40 Evolución de la tensión de una fase V , medida en un Parque Eólico (línea de 20 KV)	7-36
7.41 Medidas en un Parque Eólico Evolución de la frecuencia f y de la potencia activa P , cada 3 minutos	7-38
7.42 Medidas en un Parque Eólico Evolución del consumo potencia reactiva Q y de la tensión V , cada 3 minutos	7-38
7.43 Medidas en un Parque Eólico Evolución de la frecuencia f y de la potencia activa P , cada minuto y medio	7-39
7.44 Medidas en un Parque Eólico Evolución del consumo de potencia reactiva Q y de la tensión V , cada minuto y medio	7-39
7.45 Ubicación de baterías de condensadores, para la compensación de energía reactiva, en un Parque Eólico	7-40
7.46 Aportación de potencia reactiva Q a la red, desde un Parque Eólico	7-41
7.47 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$	7-44
7.48 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$, en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura	7-48
7.49 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$, en el sistema eléctrico de Gran Canaria	7-48
7.50 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$, en el sistema eléctrico de Tenerife	7-48
7.51 Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Lanzarote-Fuerteventura	7-50
7.52 Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, en el nudo 19. Sistema Lanzarote-Fuerteventura	7-51
7.53 Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Gran Canaria	7-52
7.54 Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, en el nudo 26. Sistema Gran Canaria	7-53
7.55 Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Tenerife	7-54
7.56 Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, en el nudo 14. Sistema Tenerife	7-55

INDICE DE TABLAS

Tabla	Página
1.2-1 Costes de generación de las energías renovables	1-5
1.2-2 Valores correspondientes a las zonas de la fig. 1.7	1-10
1.2-3 Consumo de energía primaria en la Unión Europea	1-10
1.2-4 Consumo de energía primaria en España	1-10
1.2-5 Aumento proyectado de la capacidad eólica 1994-2000	1-12
1.2-6 Costes de la energía eléctrica obtenida por fuentes renovables, estimados para el periodo 1991-2030 (centavos \$/KW-h)	1-12
1.3-1 Consumo de energía primaria en Canarias (1993)	1-15
1.3-2 Aportación de las diversas fuentes de energías renovables, en Canarias (1993)	1-15
1.3-3 Producción eléctrica en Canarias (1993)	1-16
2.3-1 Crecimiento de la potencia eólica total instalada en el mundo, conectada a red	2-19
2.3-2 Potencia eólica instalada en 1994, en España	2-20
2.4-1 Evolución de la potencia eólica instalada en Canarias, en MW, por islas (1993-1996)	2-22
2.4-2 Evolución de la producción de energía eléctrica, de origen eólico, en Canarias, por islas (1993-1996), expresada en KW-H	2-23
2.4-3 Instalaciones eólicas en Fuerteventura	2-25
2.4-4 Datos del Parque eólico Cañada del Río (10.26MW)	2-25
2.4-5 Datos del Parque eólico Cañada La Barca (1.125MW)	2-25
2.4-6 Datos del Sistema Eólico-Diesel en Punta Jandía	2-25
2.4-7 Instalaciones eólicas en Lanzarote	2-26
2.4-8 Datos del Parque eólico de Los Valles (5.280MW)	2-26
2.4-9 Datos del Parque eólico de Montaña la Mina (1.125MW)	2-26
2.4-10 Instalaciones eólicas en Gran Canaria	2-27
2.4-11 Datos del Aerogenerador Fábrica ACSA (0.225MW)	2-28
2.4-12 Datos del Parque Eólico Arinaga-Depuradora (0.500MW)	2-28
2.4-13 Datos del Parque Eólico GC-1 (0.360MW)	2-28
2.4-14 Datos del Parque Eólico Tenefé (1.125MW)	2-28
2.4-15 Datos del Aerogenerador Pozo Piletas (0.225MW)	2-28
2.4-16 Datos del Parque Eólico de Aguatona (0.200MW)	2-28
2.4-17 Datos del Aerogenerador Juan Grande (0.150MW)	2-29
2.4-18 Datos del Aerogenerador Agaete (0.150MW)	2-29
2.4-19 Datos del Aerogenerador La Aldea (0.225MW)	2-29
2.4-20 Datos del Parque Eólico de Tirajana (1.260MW)	2-29
2.4-21 Datos del Parque Eólico de Juan Grande (20.100MW)	2-29
2.4-22 Instalaciones eólicas en Tenerife	2-30
2.4-23 Datos del Aerogenerador WEG (0.250MW)	2-30
2.4-24 Datos del Aerogenerador Cenemesa (0.300MW)	2-31
2.4-25 Datos del Aerogenerador Made-150 (0.150MW)	2-31
2.4-26 Datos del Aerogenerador Vestas (0.200MW)	2-31
2.4-27 Datos del Aerogenerador Ecotecnia (0.150MW)	2-31
2.4-28 Datos del Aerogenerador Enercon-33 (0.330MW)	2-31
2.4-29 Datos del Aerogenerador Made-300 (0.300MW)	2-31
2.4-30 Datos de los Aerogeneradores Enercon-40 (0.500MW)	2-31
2.4-31 Instalaciones eólicas en La Palma	2-32
2.4-32 Datos del Parque Eólico de Juan Adalid (1.260MW)	2-32
2.4-33 Instalaciones eólicas en La Gomera	2-33
2.4-34 Datos del Parque Eólico Epina (0.360MW)	2-33
2.4-35 Instalaciones eólicas en El Hierro	2-34
2.4-36 Datos del Aerogenerador Montaña San Juan-180 (0.180MW)	2-34
2.4-37 Datos del Aerogenerador Montaña San Juan-100 (0.100MW)	2-34
2.5-1 Número de aerogeneradores instalados en Canarias, según fabricante	2-36
2.5-2 Principales características de los aerogeneradores instalados en Canarias	2-37

Tabla	Página
4.4-1 Amplitud de las oscilaciones en $\{P, I, Q\}$ por fluctuaciones de 2.5 Hz en el viento	4-33
4.4-2 Amplitud de las oscilaciones en $\{Q, I, P\}$ por fluctuaciones del $\pm 10\%$ en la tensión	4-37
5.7-1 Factor de Capacidad en las instalaciones eólicas de Canarias (%)	5-16
5.7-2 Potencia media anual equivalente de la energía eólica generada en Canarias	5-17
5.7-3 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Fuerteventura	5-19
5.7-4 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Lanzarote	5-19
5.7-5 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Gran Canaria	5-20
5.7-6 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Tenerife	5-21
5.7-7 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en La Palma	5-22
5.7-8 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en La Gomera	5-22
5.7-9 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en El Hierro	5-23
6.2-1 Clasificación de los nudos, en Flujo de Potencia	6-6
6.2-2 Resultados F.P. IEEE14 Caso Base	6-14
6.2-3 Resultados F.P. IEEE14 con P.E.-Nudo 14 como nudo PQ	6-14
6.2-4 Resultados F.P. IEEE14 con P.E.-Nudo 14 como nudo PX	6-15
6.2-5 Resultados F.P. IEEE14 con P.E.-Nudo 14 como nudo RX	6-15
6.3-1 Elementos de $[Z]$ del sistema IEEE-14. Método A	6-29
6.3-2 Elementos de $[Z_{cc}]$ del sistema IEEE-14. Método B	6-29
6.3-3 Factores de Sensibilidad del sistema IEEE-14, según Método C	6-30
6.3-4 Factores de Sensibilidad del sistema IEEE-14, según Método D	6-30
6.3-5 Resultados del cálculo aproximado de la modificación de tensión en un nudo, por modificación de la potencia inyectada en el mismo	6-31
6.4-1 Resultados F.P. Lanzarote-Fuerteventura. Caso Base	6-33
6.4-2 Resultados F.P. Gran Canaria. Caso Base	6-34
6.4-3 Resultados F.P. Tenerife. Caso Base	6-35
6.4-4 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa $\gamma_{ij}^{VP} \left(\frac{\%}{MW} \right)$ - Sistema Eléctrico Lanzarote-Fuerteventura	6-37
6.4-5 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva $\gamma_{ij}^{VQ} \left(\frac{\%}{MVAr} \right)$ - Sistema Eléctrico Lanzarote-Fuerteventura	6-37
6.4-6 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa $\gamma_{ij}^{VP} \left(\frac{\%}{MW} \right)$ - Sistema Eléctrico Gran Canaria	6-38
6.4-7 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva $\gamma_{ij}^{VQ} \left(\frac{\%}{MVAr} \right)$ - Sistema Eléctrico Gran Canaria	6-40
6.4-8 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa $\gamma_{ij}^{VP} \left(\frac{\%}{MW} \right)$ - Sistema Eléctrico Tenerife	6-42
6.4-9 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva $\gamma_{ij}^{VQ} \left(\frac{\%}{MVAr} \right)$ - Sistema Eléctrico Tenerife	6-43
7.3-1 Característica de respuesta de frecuencia de los S.E.E. de Canarias	7-10
7.4-1 Resumen de valores iniciales en la conexión a red de un aerogenerador asíncrono	7-16
7.9-1 $MNPE_f$ de los S.E.E. de Canarias, para $\Delta f_{adm}(\%)=1\%$	7-49
7.9-2 Máxima penetración eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Lanzarote-Fuerteventura	7-51
7.9-3 Máxima penetración eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Gran Canaria	7-53
7.9-4 Máxima penetración eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Tenerife	7-55

Capítulo 0

Finalidad y Estructura de la Tesis

CAPÍTULO 0

FINALIDAD Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

0.1 FINALIDAD

El objetivo de esta tesis consiste en identificar y analizar los aspectos de mayor relevancia relacionados con la integración de parques eólicos en sistemas de energía eléctrica, con especial referencia al caso de las Islas Canarias, dado el alto potencial eólico existente y el interés suscitado por su aprovechamiento.

Para ello, se ha considerado al generador asíncrono de Baja Tensión como el elemento productor de energía eléctrica de origen eólico por excelencia, ya que la inmensa mayoría de las máquinas instaladas en los Parques Eólicos de todo el mundo son de ese tipo.

Con el fin de contemplar el caso de pequeños sistemas eléctricos insulares, como los del Archipiélago Canario, se ha especificado la dimensión de los Sistemas de Energía Eléctrica como una de las características a analizar. La definición del contexto conduce a la necesidad de realizar un cierto esfuerzo en la recopilación y el análisis de datos referidos a la constitución y el funcionamiento de instalaciones eólicas.

0.2 ESTRUCTURA

En el Capítulo 1 se efectúan consideraciones generales relativas a constitución, operación y análisis de los Sistemas de Energía Eléctrica, así como a posibilidades, situación actual y perspectivas del aprovechamiento de la energía del viento, con datos globales de energía y potencia instalada.

El Capítulo 2 comienza con una descripción general de turbinas y parques eólicos, en cuanto a constitución, configuración y operación, aportando información sobre la distribución de la potencia eólica instalada por países y por Comunidades Autónomas, en el caso de España. Seguidamente, se ofrece una relación detallada de las instalaciones eólicas existentes en cada una de las Islas Canarias, con datos de localización geográfica, máquinas empleadas y producción en los últimos años. Finalmente, se incluye un análisis sobre las principales características de los aerogeneradores instalados en Canarias.

En el Capítulo 3, se presentan modelos de aplicación al estudio de los aerogeneradores asíncronos. En el Capítulo 4, se efectúa un análisis de la máquina asíncrona como aerogenerador, tratando aspectos relativos a su modelado, simulación por computador con vistas al análisis de Sistemas de Energía Eléctrica en régimen dinámico y comportamiento en régimen estacionario y en régimen dinámico, particularizando para el caso de la conexión a una red eléctrica, siempre con el viento como fuerza motriz.

En el Capítulo 5, se plantea el análisis de la integración de parques eólicos, en Sistemas de Energía Eléctrica, como cuestión relacionada con el estado normal de operación de éstos. Su desarrollo se extiende a los Capítulos 6 y 7.

En el Capítulo 6, son analizados los principales aspectos en el estudio de la integración de Parques Eólicos, relacionados con el Régimen Estacionario de los Sistemas de Energía Eléctrica. Como alternativa a la realización de un estudio completo de Flujo de Potencia, se plantea la utilización de métodos aproximados, esencialmente para la estimación de las modificaciones de tensión.

Las conclusiones extraídas en el Capítulo 4, respecto al comportamiento dinámico del aerogenerador asíncrono, son generalizadas en el Capítulo 7 al caso de Parques Eólicos integrados en un sistema eléctrico, analizando las posibles implicaciones sobre la frecuencia de red y otras características del Régimen Dinámico de los Sistemas de Energía Eléctrica. Como alternativa a la realización de un estudio completo de Régimen Dinámico, se plantea la utilización de un modelo aproximado del sistema, esencialmente para el cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia.

Finalmente, en el Capítulo 8, se efectúa un resumen de las principales conclusiones obtenidas en este trabajo.

Capítulo 1

Introducción

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Generalmente se emplea el término Sistema de Energía Eléctrica (S.E.E.), así como el de Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.), para hacer referencia a aquellos sistemas relacionados con la generación, transporte, distribución y utilización de la energía eléctrica.

Elementos que constituyen un S.E.E. son, pues, los presentes en: Centrales Generadoras de Energía Eléctrica, Redes Eléctricas de Transporte y Distribución de esa energía en Alta Tensión (A.T.), Media Tensión (M.T.) y Baja Tensión (B.T.), Subestaciones Eléctricas A.T.-M.T., Centros de Transformación en B.T. y consumos en A.T., M.T. y B.T.

Por tanto, como característica de los S.E.E. cabe destacar el hecho de estar formados por un gran número de elementos. No obstante, estos elementos pueden ser estructurados en unos pocos grupos, como se establece en la siguiente clasificación: Generación, Transporte, Distribución y Consumo (fig. 1.1). Gran parte de los elementos de estos grupos pueden ser modelados de forma relativamente simple, facilitando así la realización de estudios concernientes a diversos aspectos de los S.E.E. Éste es el caso de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, la mayoría de las cuales son susceptibles de ser modeladas mediante un simple esquema en π .

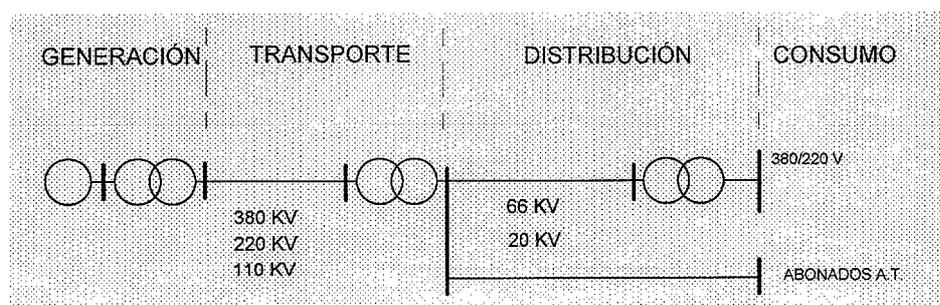


Fig. 1.1 Estructura de un S.E.E.

La utilización de la energía eléctrica está presente en casi todas las actividades que se desarrollan habitualmente en los países de alto desarrollo económico, previéndose para los próximos decenios un gran crecimiento del consumo eléctrico en el resto de los países del planeta. De hecho, uno de los índices económicos generalmente empleado a la hora de evaluar la situación económica de un país, es precisamente el consumo de energía eléctrica y su crecimiento anual, situándose las empresas eléctricas entre las mayores y más importantes.

En consonancia con lo anterior, los S.E.E. han observado una enorme evolución desde sus orígenes hasta hoy, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la llamada crisis energética ha acelerado las iniciativas tendentes a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las denominadas energías renovables.

Entre las energías renovables, la procedente del viento es hoy día la que ofrece una mayor interés desde el punto de los costos asociados a instalación y explotación, exceptuando aquellos casos en los que la hidroeléctrica pueda considerarse como una energía renovable.

La ubicación geográfica de los centros de generación suele obedecer a razones de proximidad a fuentes primarias de energía o instalaciones receptoras - puertos marítimos, oleoductos, etc.-, más que a razones de proximidad a los centros de consumo. Al objeto de minimizar las pérdidas, el transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo se efectúa a través de las redes A.T.

Aunque los consumos son aleatorios, se ha comprobado que su evolución diaria a lo largo de todos los meses del año obedece aproximadamente a ciertos modelos, empleándose las Curvas de Demanda Diaria para predecir en primera instancia cuál va a ser la demanda en cada período. El número de grupos generadores que deben entrar en funcionamiento se puede programar con criterios lógicos y se hace posible la optimización de la explotación.

Los consumos, a su vez, no son concentrados en lugares óptimos en cuanto a la explotación de los S.E.E., sino que se establecen de acuerdo a criterios ajenos a las singularidades y objetivos de éstos. Esta dispersidad geográfica de centros de generación y consumo se ve acompañada por una dispersidad topológica, ya que no todos ellos están conectados entre sí, debido al alto coste de instalación que ello supondría.

Por otro lado, la energía eléctrica no es susceptible de ser almacenada en grandes cantidades, con lo cual hay que establecer los mecanismos adecuados para ajustar la generación a la demanda existente en cada momento. Surge así la necesidad de incluir controles automáticos que vigilen y realicen esa y otras

funciones, tales como las relacionadas con los valores de las variables del sistema (tensión, frecuencia, etc.), las cuales no pueden desviarse mucho de sus valores nominales, ya que afectaría negativamente al buen funcionamiento y a la seguridad de los receptores y de las instalaciones.

Aunque el principal objetivo de un S.E.E. es el de satisfacer la demanda, existen otros objetivos relacionados con la idea de cumplir el objetivo principal de la mejor forma posible, considerando aspectos tales como seguridad, fiabilidad, economía y estabilidad. Aparece así un conjunto de funciones a realizar:

- Planificación
- Mantenimiento y Política de Crecimiento
- Plan de Funcionamiento de las Centrales
- Análisis de Seguridad del Sistema
- Funcionamiento Económico
- Control de Frecuencia-Potencia
- Actuación de los Sistemas de Protección

La introducción de nuevas formas de energía, como la energía eólica, ha de ser contemplada a la hora de definir y realizar las funciones anteriormente señaladas, si se persigue el fin de satisfacer la demanda de la mejor forma posible. Asimismo, es necesario considerar sus características a la hora de efectuar los estudios y análisis frecuentes en los S.E.E.:

- Cortocircuitos
- Flujo de Potencia
- Estabilidad
- Análisis de Contingencias
- Previsión de Cargas
- Asignación de Generación
- Despacho Económico
- Estimación de Estado

1.2 EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA

1.2.1 El interés por la energía eólica

Los principales recursos energéticos, actualmente utilizados a escala industrial, están constituidos por:

- 1º Combustibles Fósiles (carbón, petróleo, gas natural)
- 2º Energía Hidráulica
- 3º Energía Nuclear

Otros recursos, de menor implantación que los anteriores, son los siguientes:

- Radiación solar directa (energía solar fotovoltaica, energía solar térmica)
- Energía eólica
- Energía maremotriz
- Energía geotérmica
- Biomasa
- Residuos sólidos urbanos

Aunque las fuentes más empleadas actualmente son los combustibles fósiles, la energía hidráulica y la energía nuclear, su grado de utilización varía según los países y zonas geográficas. Las existencias de combustibles fósiles son limitadas y podrían agotarse en el próximo siglo, mientras que la energía hidráulica reside en ubicaciones concretas y no en todas las zonas geográficas del planeta. En cuanto a la energía nuclear, su futuro parece depender del grado de desarrollo que pueda alcanzar la tecnología de fusión nuclear.

Como consecuencia lógica, han surgido iniciativas encaminadas a obtener una mayor diversificación en cuanto a fuentes de energía aprovechables a gran escala, a fin de obtener mayores garantías de aprovisionamiento. Este proceso se ha visto acelerado a la vista de los problemas medioambientales generados en la utilización de combustibles fósiles y energía de fisión nuclear y tras las crisis energéticas vividas desde 1973, cuando comenzó la escalada en el precio del petróleo (fig. 1.2).

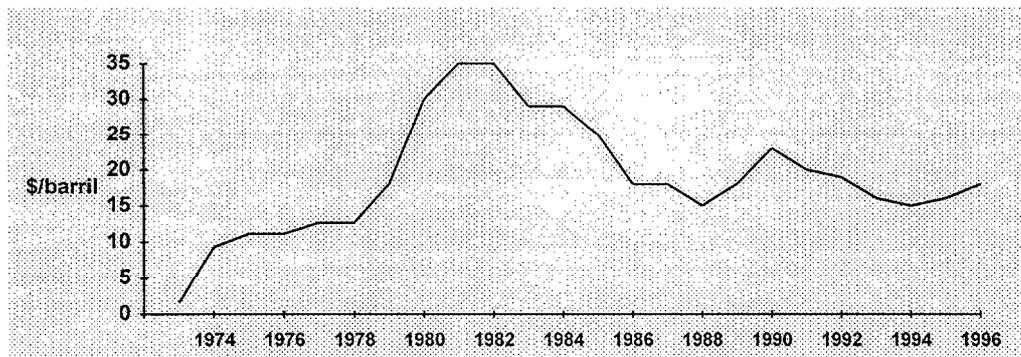


Fig. 1.2 Evolución del precio medio anual del petróleo, en el período 1973-1996

En este contexto nace el concepto de energías renovables, al que se suele añadir la idea de no contaminante, en clara referencia a las energías hidráulica, eólica, fotovoltaica y geotérmica, fundamentalmente.

Mientras que los costes asociados a instalación y explotación de la energía fotovoltaica aún no son económicamente favorables, en comparación con otras fuentes, la energía hidráulica ha venido siendo utilizada masivamente en aquellos lugares donde su aprovechamiento ha sido factible, por lo que no es de esperar un aumento espectacular en su grado de utilización. La energía geotérmica ofrece actualmente dificultades técnicas de cara a su aprovechamiento a gran escala.

Por el contrario, la energía eólica se erige hoy día como una opción económicamente atractiva, con costes casi competitivos respecto a las fuentes de energía convencionales. Añadiendo los aspectos medioambientales y sociales como parámetros de coste, la energía eólica podría ser considerada como la de menor coste. Según la Comisión de Energía de California -donde se han instalado unas 16.000 turbinas eólicas, con una potencia total de unos 1.700 MW- los factores económico, medioambiental y social combinados significan un coste ponderado del orden de 17 para la energía eólica, contrastando dramáticamente con la energía procedente del petróleo (33), la de origen nuclear (28) y otras fuentes de energía no renovables [Bosley, 1992].

El mayor interés ofrecido por la energía eólica ha sido señalado por numerosos estudios, como el realizado por el IER de la Universidad de Stuttgart, Alemania, que ha evaluado los costes de generación como se observa en la Tabla 1.2-1 [Kaltschmitt, 1994]:

Tipo de energía	Costes (\$/KW-h)
Hidráulica	0.04-0.19
Eólica	0.05-0.19
Fotovoltaica	0.60-1.40
Geotérmica	0.20-0.94

Tabla 1.2-1 Costes de generación de las energías renovables

En el mismo estudio, el potencial eólico estimado se sitúa en torno al 23% de la generación total de electricidad en Alemania, frente a un 5% en cuanto a energía hidráulica y un 72% en lo que se refiere a energía fotovoltaica. Estudios anteriores estimaban en 1000 MW el potencial eólico instalable sólo en el estado de Baden-Württemberg, en el suroeste de Alemania [Kaltschmitt, 1992].

Otro estudio, realizado por la Oficina de Energía del estado de Nueva York, demostraba que la energía eólica crea 66% más de puestos de trabajo que el gas natural y un 27% más que el carbón [Awea, 1995].

1.2.2 La energía del viento

El viento es producto del calentamiento de la superficie de la tierra por el sol. La insolación varía con la latitud y el agua absorbe el calor más rápidamente que la tierra, con las consiguientes diferencias de temperatura. El viento es el flujo de convección que continuamente intenta ajustar los desequilibrios termodinámicos resultantes. Como ocurre con la radiación solar, la inclinación de la tierra le proporciona al viento una cierta estacionalidad. Al contrario que la radiación solar, sin embargo, la masa del aire, la rotación de la tierra y la naturaleza del terreno le confiere al viento un modelo de distribución muy complejo. Siendo la radiación solar más intensa en el ecuador que en los polos, el movimiento de rotación de la tierra produce una desviación de los vientos, generando diferentes zonas de actuación:

- *zonas de calmas y bajas presiones ecuatoriales*; áreas con vientos prácticamente nulos
- *zonas tropicales*; vientos alisios y contralisios
- *zonas de altas presiones subtropicales*; vientos alisios casi constantes en regiones del Sáhara, Libia, Gobi, Méjico, Australia
- *zonas templadas*; viento menos regular
- *zonas polares*; altas presiones en superficie, como en zonas subtropicales

El viento es más fuerte sobre los océanos que sobre los continentes, ya que el relieve y la vegetación frenan el movimiento del aire. Aunque los recursos eólicos terrestres están ampliamente distribuidos, prevalecen a lo largo de las costas marinas, en las más altas elevaciones y en las mayores latitudes. Para situar la repartición geográfica del viento en el suelo, se han confeccionado mapas que indican la dirección y velocidad media del viento en la superficie terrestre para los diferentes meses del año, habiéndose encontrado que las zonas más favorables para la producción de energía eólica (fig. 1.3) están situadas, sobre los continentes, al borde de la costa [Le Gourieres, 1983]:

- Irlanda, Gran Bretaña, Francia, Holanda, Países Escandinavos, Península Ibérica y Grecia
- Marruecos, Costa del Sáhara, Mauritania, Noroeste del Senegal, Sudáfrica Somalia y Madagascar
- Costa Sudeste de Brasil, Argentina, Chile, Canadá, Alaska y las regiones costeras de EE.UU.
- India, Japón y las zonas costeras de China, Indochina y Siberia
- Todas las islas de Oceanía, incluyendo Australia

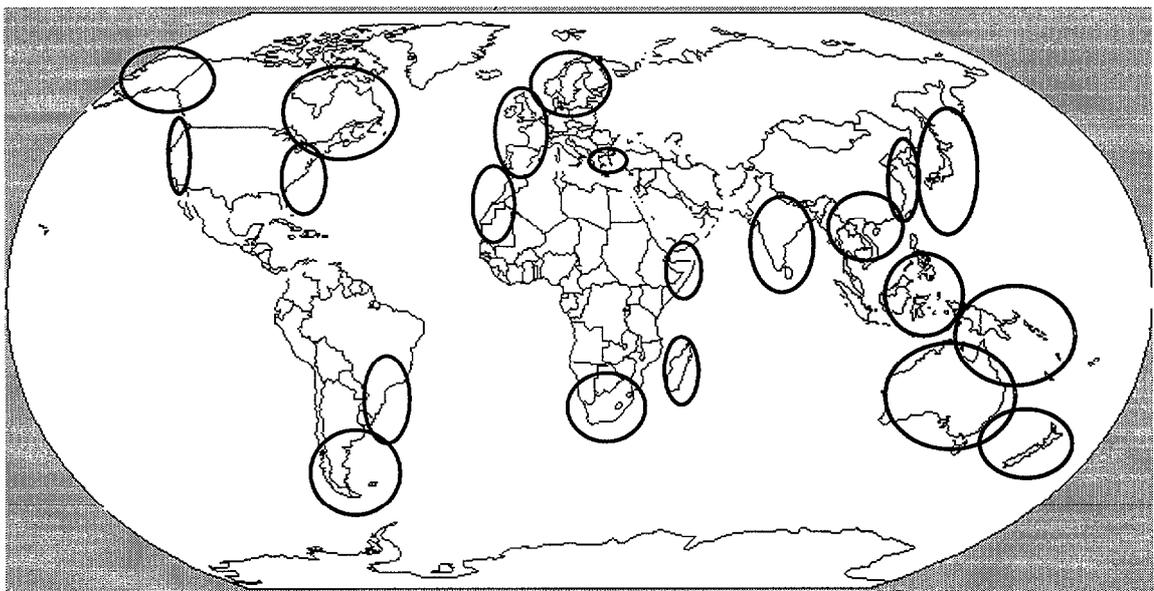


Fig. 1.3 Zonas geográficas más favorables para la producción de energía eólica

Algunos vientos son conocidos universalmente por la regularidad de su régimen como, por ejemplo, los alisios que soplan en ambos lados del ecuador alrededor de todo el globo y los vientos monzónicos que soplan en el sudeste de Asia. Otros soplan de modo intermitente durante períodos cortos, aunque con intensidad y frecuencia más elevadas en algunas estaciones, como el Sirocco en el norte de África.

La potencia del viento se incrementa al cubo con su velocidad y es proporcional a la densidad del aire, con lo cual pequeñas diferencias en la velocidad media del viento significan grandes variaciones en la energía de salida. Las turbulencias reducen la energía aprovechable del viento, ya que tiende a perturbar el buen funcionamiento del rotor de las turbinas eólicas. La teoría global del motor eólico de eje horizontal fue establecida por Betz, encontrando que la energía máxima capaz de ser recogida por una turbina eólica no puede superar en ningún caso los 8/9 de la energía cinética de la masa de aire que la atraviesa por segundo [Le Gourieres, 1983]. En consecuencia, la potencia máxima teórica que puede ser obtenida en una turbina eólica es, con referencia a la fig. 1.4, la siguiente:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \frac{16}{27} \rho S U^3 \tag{1.1}$$

siendo

S: superficie barrida por las palas
U: velocidad del viento a la llegada a las palas
ρ: densidad del aire

o bien

$$P_{max} = 0.37 S U^3 \tag{1.2}$$

si se toma $\rho=1.25 \text{ Kg/m}^3$ como la densidad del aire.

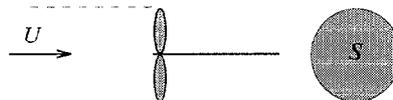


Fig. 1.4 Superficie barrida por las palas de una turbina eólica

El viento es una fuente de energía estocástica, pero su comportamiento puede ser acomodado estadísticamente. Se dice que cada zona posee una velocidad de viento medio anual, típicamente en el rango de 2.5 a 10 m/s. Se ha demostrado que, para períodos de aproximadamente 30 días o más, la distribución probabilística de la velocidad del viento sigue razonablemente una relación matemática conocida como la distribución de Weibull. Para zonas geográficas tierra adentro, normalmente se usa una relación matemática más simple, conocida como la distribución de Rayleigh.

Según la distribución de Weibull (fig. 1.5), la probabilidad relativa del viento puede responder a la expresión siguiente [Nelson, 1982]:

$$p(U) = \frac{k}{U} \cdot \left(\frac{U}{C}\right)^k \cdot e^{-\left(\frac{U}{C}\right)^k} \quad (1.3)$$

donde

U: velocidad del viento
C: parámetro de escala
k: parámetro de perfil

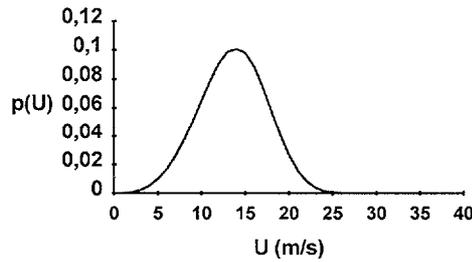


Fig. 1.5 Distribución de Weibull

La distribución de Rayleigh (fig. 1.6) es un caso especial de la distribución de Weibull, con $k=2$ [Dhillon, 1981]:

$$p(U) = \left(\frac{2U}{C^2}\right) \cdot e^{-\left(\frac{U}{C}\right)^2} \quad (1.4)$$

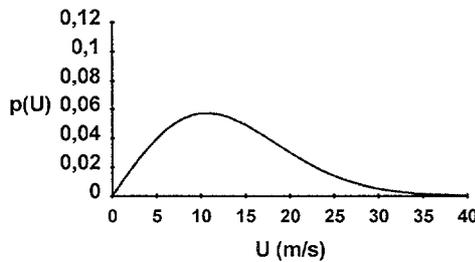


Fig. 1.6 Distribución de Rayleigh

De los registros anemométricos se deducen diferentes curvas, que se utilizan para caracterizar el comportamiento del viento [Le Gourieres, 1983]:

- velocidades anuales clasificadas
- frecuencia anual de vientos
- duración de calma y de viento improductivo
- variación del viento en función de la estación
- energía disponible por meses
- repartición energética según velocidad
- viento según su dirección

Las velocidades medias mensuales del viento están situadas, normalmente, dentro del $\pm 30\%$ de la media anual en nueve o diez meses al año, pero pueden caer por debajo del 60% de la media en los meses de poco viento, que en muchos lugares ocurre en verano. Los períodos de calma en los que no se puede obtener energía eólica son, típicamente, de no más de 3-4 días de duración, aunque a veces se extienden a 7-10 días. Por otra parte, las variaciones interanuales de la velocidad del viento están normalmente dentro del $\pm 15\%$. Esta variabilidad del viento obliga a realizar estudios de Probabilidad de Pérdida de Carga (L.O.L.P.: Loss Of Load Probability) con respecto a la generación de energía eólica, si se pretende su aprovechamiento a gran escala, aunque la veracidad de los resultados depende mucho de los datos de viento utilizados para cada lugar.

En la figura 1.7 se muestra una distribución de velocidades anuales medias de viento en los países de la Unión Europea, reproducida en el Anexo B junto a otros mapas de recursos eólicos. En la Tabla 1.2-2 se dan los valores correspondientes a las zonas marcadas (A, B, C, D y E).



Fig. 1.7 Distribución de velocidades anuales medias en la U.E.

	Terrenos llanos y abiertos		A nivel del mar		A más de 10km de la costa		Lomas y colinas bien expuestas	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
A	>8.0	>600	>9.0	>800	>10.0	>950	>12.0	>2000
B	7.0-	400-	8.0-	500-	9.0-	650-	10.0-	1200-2000
	8.0	600	9.0	800	10.0	950	12.0	
C	6.0-	250-	7.0-	300-	8.0-	400-	9.0-	800-1200
	7.0	400	8.0	500	9.0	650	10.0	
D	5.0-	150-	6.0-	200-	7.0-	250-	8.0-	600-800
	6.0	250	7.0	300	8.0	400	9.0	
E	<5.0	<150	<6.0	<200	<7.0	<250	<8.0	<600

Tabla 1.2-2 Valores correspondientes a las zonas de la fig. 1.7

Emplear los recursos del viento para la generación de potencia eléctrica presenta ventajas y desventajas. Por un lado, la fuente de energía es gratuita, inacabable y no contaminante, así como disponible día y noche. El equipamiento necesario no es especialmente caro y tiene bajos costes de mantenimiento. Por otro lado, la potencia de origen eólico no es fácilmente ajustable, requiere un cierto control y su aprovechamiento económico depende del emplazamiento geográfico concreto. Asimismo, la fiabilidad de las turbinas eólicas exige un diseño más específico que otros tipos de generadores y la disponibilidad de selección en cuanto a tamaño está limitada. Sin embargo, haciendo balance de las ventajas y los inconvenientes, la potencia de origen eólico puede ser una forma viable de reducir el consumo de combustibles.

1.2.3 Situación actual

Respecto a las convencionales, el papel de las energías renovables se caracteriza en la actualidad por una presencia más bien pequeña en relación a sus posibilidades. Concretamente, en la Unión Europea y en España se dan los porcentajes indicados en las Tablas 1.2-3 y 1.2-4 [IDAE, 1994]:

Fuente	KETP	%
Petróleo	543 820	43.1
Carbón	274 160	21.7
Nuclear	169 680	13.4
Gas	231 420	18.4
Energías Renovables	42 600	3.4
TOTAL	1 261 680	100

KETP:KiloToneladas Equivalentes de Petróleo

Tabla 1.2-3 Consumo de energía primaria en la Unión Europea

Fuente	KETP	%
Petróleo	48 296	53
Carbón	18 248	20
Nuclear	14 609	16
Gas	5 872	6
Energías Renovables	4 853	5
TOTAL	91 878	100

KETP:KiloToneladas Equivalentes de Petróleo

Tabla 1.2-4 Consumo de energía primaria en España

La aportación de las diferentes formas de energía al global de energías renovables revela una aún escasa participación de la energía eólica actual, como se observa en las figuras 1.8 y 1.9.

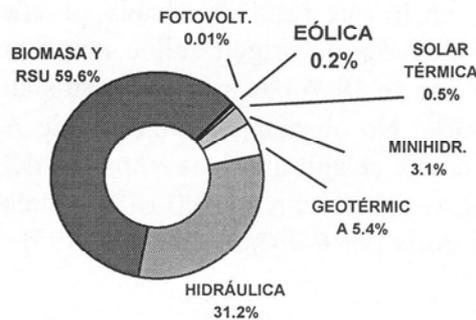


Fig. 1.8 Estructura de las energías renovables en la Unión Europea

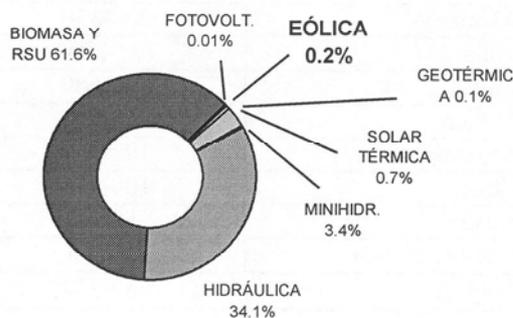


Fig. 1.9 Estructura de las energías renovables en España

1.2.4 Perspectivas

En base a su desarrollo, la energía eólica es objeto de múltiples proyectos privados y oficiales en muchos países. En Alemania, el Ministerio de Investigación y Tecnología ha puesto en marcha un programa de apoyo a la instalación de 250 MW de energía eólica, mientras que en la Unión Europea se pretende duplicar en el año 2005 la participación de las energías renovables, fundamentalmente eólica, a través del programa ALTENER. En España, el Plan Energético Nacional de 1991-2000 incluye, entre sus prioridades de política energética, aumentar la contribución de los autogeneradores a la generación de energía eléctrica, pasando del 4.5% en 1990 al 10% para el año 2000, contemplando en este apartado dos tipos de actividad claramente diferenciados: la cogeneración y la generación a partir de energías renovables.

En Estados Unidos, el Instituto para la Investigación de Potencia Eléctrica (E.P.R.I., donde se aglutinan las empresas del sector eléctrico) ha apostado por la energía eólica, poniendo en marcha diversos estudios y proyectos en colaboración activa con Pacific Gas Electric, Virginia Power, Bonneville Power Administration y con U.S. Windpower, manejándose cifras de hasta 20 millones de dólares para un solo programa de desarrollo y producción comercial de turbinas eólicas, con la idea de integrar varios miles de MW en la red eléctrica. Desde Japón, la compañía

Mitsubishi ha comercializado más de 500 aerogeneradores de 250 Kw [EPRI Journal 9006, 1990].

Se ha previsto que, en lo que resta de década, se añadirán más de 3000 MW nuevos a la potencia eléctrica de origen eólico instalada y conectada a red (Tabla 1.2-5), estimándose que en 1996 hayan sido puestos en producción más de 500 MW de nueva generación. No obstante, el objetivo de A.W.E.A. (American Wind Energy Association, donde se aglutinan las empresas del sector) se ha fijado en que en el año 2000 U.S.A. cuente con 10.000 MW instalados, con costes por debajo de los 4 centavos de dólar por KW-hora [Awea, 1995].

Pais	$\Delta P_{inst.}$ (MW)
Reino Unido	100-300
España	150-250
Alemania	200-350
India	700-1200
China	350-600
Méjico	150-300
Argentina	100-150
Chile	100-200
Australia	50-75
Nueva Zelanda	50-100
Total ...	1950-3325

Tabla 1.2-5 Aumento proyectado de la capacidad eólica 1994-2000

Con un horizonte de tiempo más amplio, las autoridades de Estados Unidos han estimado que las renovables podrían contribuir entre un 28% y un 40% al suministro de energía previsto para el año 2030, siendo del 8% en 1991 y en base a hidroeléctrica y biomasa, principalmente [EPRI Journal RENEWEPRI, 1991]. Los costes de la energía eléctrica obtenida fueron evaluados en centavos\$/KW-h como se indica en la Tabla 1.2-6:

Fuente	1991	1995-2000	2030
FOTOVOLTAICA	30-40	10-20	6
EÓLICA	7-9	5	3.5
BIOMASA	5	5	4
SOLAR TÉRMICA	10	8	6-8
GEOTÉRMICA	5-7	5-7	≤6

Tabla 1.2-6 Costes de la energía eléctrica obtenida por fuentes renovables, estimados para el período 1991-2030 (centavos \$/KW-h)

Las iniciativas parecen encaminarse a la obtención de un aerogenerador de 350 a 500 KW, que produzca electricidad a menos de 5 centavos\$/KW-h [Awea, "1994 Wind Energy Industry Status Report", 1995]. La introducción de una turbina que pueda operar a velocidad variable, según el viento, sin pérdida de eficiencia, así como un convertidor electrónico de potencia que sirva de enlace en corriente continua entre la corriente alterna producida a frecuencias variables por el aerogenerador y la corriente alterna de frecuencia constante de la red,

constituyen las ideas básicas de esos proyectos. Estos enlaces en corriente continua son comúnmente utilizados, aunque a mucha mayor escala, para conectar dos S.E.E. que pueden operar con diferente sincronismo. Tanto la compañía alemana Enercom, en Europa, como la americana U.S. Windpower presentaron por separado su primera versión de aerogenerador a velocidad variable a lo largo de 1994, participando en este proyecto EPRI, U.S.Windpower, Pacific Gas and Electric Company, Niagara Mohawk Power Corporation y el Departamento de Energía de U.S.A. Éste último participa en programas de diseño avanzado de turbinas eólicas [Wenotes7, 1991], en colaboración con la industria y las compañías eléctricas, cifrados en unos 50 millones de dólares.

A lo largo de la década de los 80, los costes de la energía eléctrica de origen eólico han disminuido en un 75% y se prevé que disminuirán en un 40-60% en la década de los 90, a causa principalmente de la introducción de mejoras en el diseño de las turbinas. Simultáneamente, la fiabilidad también ha aumentado de tal forma que, a principios de los 80, las plantas eólicas estaban fuera de operación por desconexiones no programadas del orden de un 40-50% del tiempo, mientras que diez años más tarde ese parámetro se reduce al 5% o menos [Weferc691, 1991].

Con respecto a los costes sociales, muchas compañías eléctricas están equipándose con grupos a base de gas natural, al objeto de minimizar el impacto medioambiental. Se ha sugerido que una combinación de potencia eólica y gas natural podría resultar beneficioso para el medio ambiente y podría minimizar los riesgos asociados con la variabilidad de los precios de combustible y la fiabilidad de su suministro. La energía eólica está asociada a costes de inversión relativamente altos y costes de operación bajos, mientras que el gas natural responde a costes de inversión más bien bajos y costes de operación altos. Los S.E.E. podrían utilizar la energía eólica para amortiguar los efectos en precios y disponibilidad del gas natural, aprovechando las posibilidades de rápida puesta en funcionamiento de las turbinas de gas natural para contrarrestar el carácter intermitente de fuentes de energía como la eólica.

Si bien hasta hace poco tiempo California producía las tres cuartas partes de la electricidad de origen eólico en el mundo (suficiente para cubrir las necesidades de las áreas residenciales de Copenhague, Amsterdam, Bruselas, Dublín y Zurich, por ejemplo) y Dinamarca producía la mayor parte del resto (750 turbinas, 140 MW instalados en 1992), las proporciones pueden variar con los desarrollos previstos en Alemania, Inglaterra, España, Holanda y la propia Dinamarca. Ya en el año 1992, se preveía que, de mantenerse las tendencias, en 1996 la producción en U.S.A. podría significar sólo la mitad del total, correspondiendo a Europa la mayor parte del 50% restante [Wepubs1,1992].

1.3 LA ENERGÍA EÓLICA EN CANARIAS

Geográficamente situado en el Océano Atlántico, frente a la costa del Sáhara en el noroeste africano (fig. 1.10), el Archipiélago Canario se encuentra inmerso en la zona de paso de los vientos alisios que provienen del norte, disfrutando así de vientos regulares con una velocidad media excelente de cara a su aprovechamiento para la obtención de energía eólica, prácticamente todo el año, de 7 a 9 m/s [Anexo B].

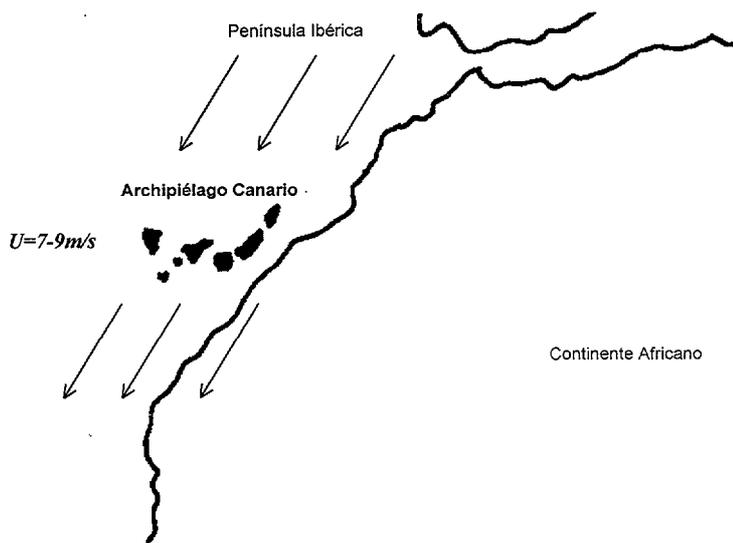


Fig. 1.10 Situación geográfica del Archipiélago Canario

Esto es lo que ha favorecido tradicionalmente la instalación de aeromotores para extracción y bombeo de agua y, desde hace diez años, la de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica, con casi 50 MW instalados entre grandes Parques Eólicos de 40-60 turbinas, Parques Eólicos de 4-6 unidades, instalaciones individuales y un sistema eólico-diesel aislado. Estas instalaciones eólicas han sido favorecidas a través del Plan Energético de Canarias de 1989, que establece la necesidad de diversificar las fuentes de energía y promocionar las energías renovables, como medio de asegurar el abastecimiento energético y reducir la dependencia energética del exterior. Las iniciativas de apoyo puestas en marcha por el gobierno autónomo de Canarias, han sido fortalecidas con la aportación de fondos procedentes de la Unión Europea a través de diferentes programas.

Debido principalmente a la escasez de recursos propios y a su configuración y ubicación geográficas, la aportación de las energías renovables al balance de energía primaria ha sido, tradicionalmente, pequeño en Canarias y proporcionalmente inferior a las correspondientes aportaciones en España y en la Unión Europea. En la Tabla 1.3-1 se muestra la participación de las energías renovables en el consumo de energía primaria, correspondiente al año 1993, indicándose la distribución de las renovables en la Tabla 1.3-2 [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno de Canarias].

Fuente	KETP	%
Petróleo	3 033	99.6
E. Renovables	13	0.4
TOTAL	3 046	100

Tabla 1.3-1 Consumo de energía primaria en Canarias (1993)

Fuente	KETP	%
EÓLICA	3.08	23.7
FOTOVOLTAICA	0.04	0.3
SOLAR TÉRMICA	6.76	52.1
MINIHIDRÁULICA	0.33	2.3
BIOMASA	2.8	21.6

Tabla 1.3-2 Aportación de las diversas fuentes de energías renovables, en Canarias (1993)

De los más de cuatro millones y medio de toneladas de combustible que se suministra anualmente en Canarias, sólo un 46% se dedica al consumo interior, destinándose el resto a la navegación marítima y aérea (fig. 1.11). En la distribución porcentual del suministro de combustibles con destino al consumo interior, destaca el consumo de Fueloil en torno al 51.25% (fig. 1.12).

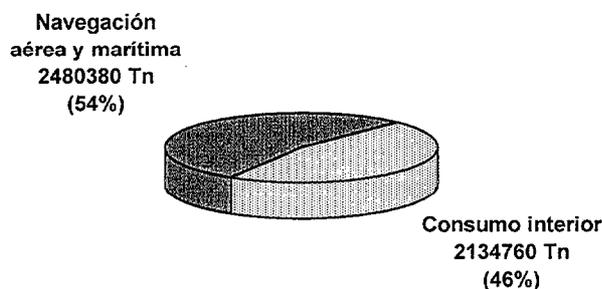


Fig. 1.11 Suministro de combustible en Canarias

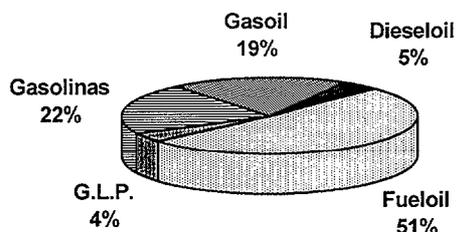


Fig. 1.12 Suministro de combustible destinado al consumo interior, en Canarias

El consumo de combustible en las centrales térmicas de generación de energía eléctrica, representa un 23.22% del suministro total de combustibles y un 50.21% del consumo interior (fig. 1.13).

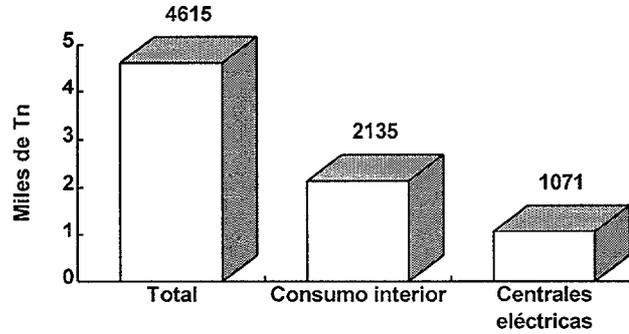


Fig. 1.13 Importancia relativa del consumo de combustible en las centrales eléctricas de Canarias

La mayor parte de la producción de energía eléctrica en Canarias es de origen térmico (Tabla 1.3-3). Sin embargo, la aportación de la energía eólica ha observado un incremento significativo en los últimos años, de tal forma que, como se aprecia en las figura 1.14 y 1.15, la producción eólica de 1996 fue de más del doble de la correspondiente al año 1993 [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno de Canarias].

Fuente	Gw-h
EÓLICA	26.19
MINIHIDRÁULICA	2.15
FOTOVOLTAICA	0.26
TÉRMICA	4327.20
Total ...	4355.80

Tabla 1.3-3 Producción eléctrica en Canarias (1993)

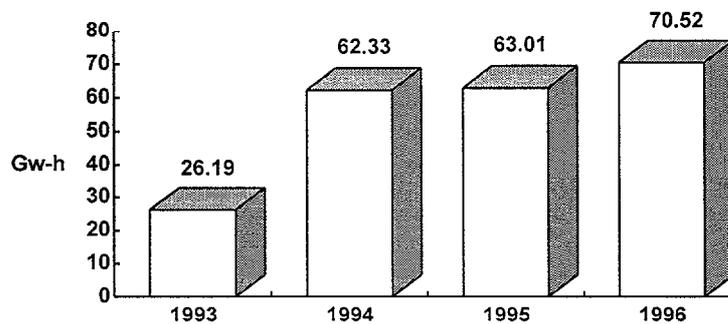


Fig. 1.14 Evolución anual de la producción eléctrica de origen eólico en Canarias

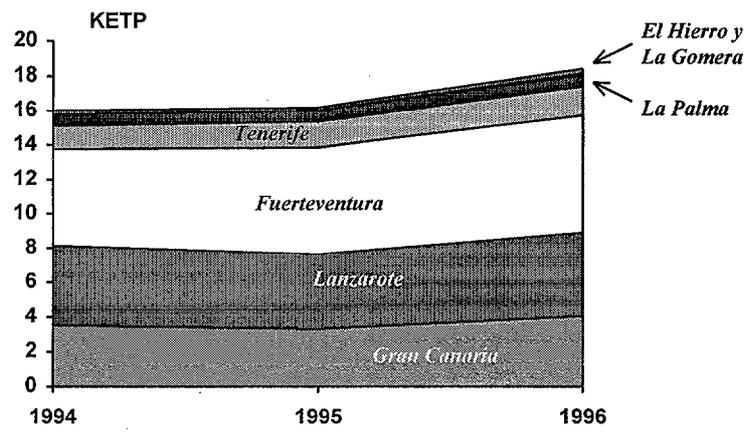


Fig. 1.15 Evolución de la energía primaria sustituida por la energía eólica en Canarias

Capítulo 2

Instalaciones Eólicas para la Producción de Energía Eléctrica

CAPÍTULO 2

INSTALACIONES EÓLICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 AEROGENERADORES

2.1.1 Constitución

Un aerogenerador (fig. 2.1) consiste en un rotor o turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en potencia sobre un eje giratorio, un sistema de generación que convierte esta potencia en electricidad y un cierto número de componentes auxiliares necesarios para un adecuado funcionamiento del conjunto.



Fig. 2.1 Vista general de una instalación eólica

A lo largo de los años, han surgido numerosas y diversas arquitecturas de aerogeneradores, aunque la mayor parte de ellos presentan ciertos aspectos comunes. La inmensa mayoría de las turbinas eólicas instaladas poseen eje horizontal -más eficientes que las de eje vertical-, con las palas a barlovento un alto porcentaje de ellas -aunque también hay muchas turbinas con las palas situadas tras la torre de apoyo- y un sistema de orientación para posicionar la turbina de cara al viento en todo momento. La constitución típica de un aerogenerador incluye, como principales, los siguientes elementos:

- Turbina eólica, de palas fijas o con ángulo de pala variable
- Multiplicador de velocidad
- Sistema de orientación
- Generador eléctrico principal, en ocasiones, generador eléctrico secundario, de menor potencia y para bajas velocidades de viento
- Batería de condensadores, para compensación del factor de potencia cuando el generador es asíncrono
- Sistema de control del conjunto, a base de microprocesadores
- Sistema de protecciones

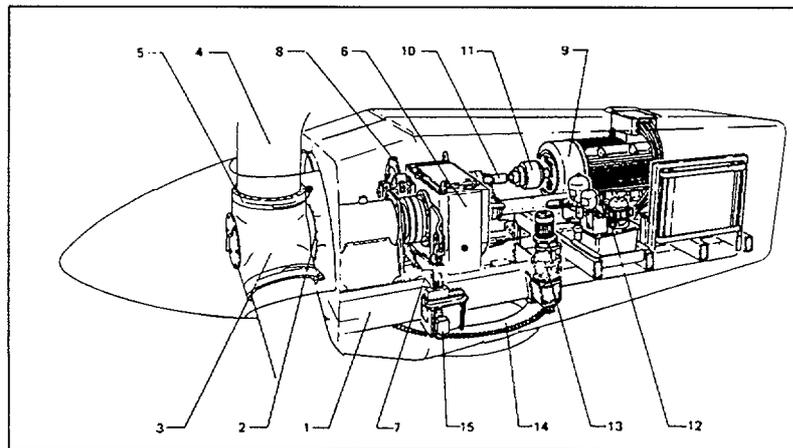


Fig. 2.2 Ubicación física de algunos de los elementos de un aerogenerador

En la figura 2.2 se observa la ubicación física de algunos de esos y otros elementos, sobre la plataforma de un aerogenerador, con la siguiente numeración:

- 1 Plataforma
- 2 Eje principal
- 3 Cubo soporte de las palas
- 4 Palas
- 5 Raíz de pala
- 6 Multiplicador
- 7 Apoyo del multiplicador
- 8 Freno de disco
- 9 Generador eléctrico
- 10 Acoplamiento
- 11 Embrague
- 12 Unidad hidráulica
- 13 Reductor de orientación
- 14 Corona de orientación
- 15 Control de orientación

Otra característica común a gran parte de los aerogeneradores es su simplicidad de diseño. Debido a los elevados períodos de tiempo que permanecen en operación (más de 7500 horas al año), los aerogeneradores con menos partes en movimiento han mostrado un funcionamiento más satisfactorio que aquellos otros de diseño más complejo y que inicialmente fueron considerados más económicos o más eficientes.

El número de palas suele ser limitado a tres, a veces sólo dos palas, lo cual implica que a igual potencia la turbina es mucho más ligera y económica. A las turbinas con sólo dos o tres palas se les suele llamar rápidas en contraposición a las de múltiples palas, eólicas lentas, en razón a su velocidad de rotación relativa para una misma velocidad de viento e igual longitud de pala. No obstante, las rápidas presentan mayores dificultades para el arranque, ya que necesitan mayores velocidades de viento para comenzar a girar por sí mismas, lo cual puede paliarse mejorando el diseño de las palas o utilizando palas de paso variable.

Los efectos de las ráfagas de viento originan, en las turbinas rápidas, variaciones de esfuerzos relativas menos importantes que en las lentas, ya que han sido calculadas para soportar esfuerzos centrífugos muchos más elevados; la posibilidad de hacer rotar las palas sobre sus propios ejes en caso de viento excesivamente fuerte, tampoco significa esfuerzos importantes. Cuando una turbina rápida se mantiene inmóvil, el empuje axial, aunque las palas estén en posición de trabajo, es menor que durante el funcionamiento, pudiendo representar sólo un 40%, lo cual no ocurre en las turbinas multipala [Le Gourieres, 1983].

La torre empleada para sustentar la turbina suele ser de acero galvanizado, tubular o de celosía. Entre los dispositivos de orientación más utilizados se encuentran la aleta estabilizadora y la orientación mediante servomotores, principalmente, así como la turbina autoorientable que se coloca detrás del soporte y se orienta automáticamente en la dirección del viento como una veleta.

En muchas aplicaciones, es importante que la velocidad de la turbina permanezca casi constante, a pesar de la variación del viento. Con esta finalidad se emplean los reguladores de velocidad, los cuales pueden servir también como limitadores de potencia y de los esfuerzos sobre las palas en caso de vientos fuertes. Las soluciones adoptadas se pueden clasificar en dos grupos: regulación por palas fijas y regulación por palas orientables. Entre los modelos construidos para la regulación por palas fijas pueden citarse:

- dispositivos de aleta estabilizadora articulada
- dispositivos de aleta estabilizadora fija y eje de rotación de inclinación variable
- dispositivos de aleta estabilizadora rígida y freno aerodinámico

A semejanza de las centrales hidráulicas de salto pequeño y de la propulsión de los aviones, en las turbinas eólicas se utilizan las palas orientables, para permitir la adaptación del rotor mecánico a las diferentes condiciones de viento que pueden presentarse, posibilitando incluso el repliegue en caso de viento excesivo con lo que los esfuerzos que se ejercen sobre las palas se reducen a sus mínimos valores.

Los dispositivos que se emplean en la práctica, en la orientación de las palas, son muy variados y pueden estar constituidos por elementos diversos, como resortes, engranajes, palas acodadas, servomotores y dispositivos electrónicos, hasta tal punto que podría decirse que cada fabricante posee su propio sistema. El disponer de palas orientables permite no sólo perseguir el objetivo de mantener casi constante la velocidad del rotor, sino que incluye otras posibilidades tales como el arranque con bajas velocidades de viento y la producción óptima de energía eléctrica en función del viento y de la carga, considerando las diferentes condiciones de funcionamiento existentes.

En la mayor parte de las turbinas eólicas actuales, destinadas a la producción de energía eléctrica, se intercala un multiplicador de velocidad mecánico (fig. 2.3). Este multiplicador sirve de acoplamiento entre la velocidad de rotación relativamente baja de la turbina y la alta velocidad necesaria para el adecuado funcionamiento del generador eléctrico. El empleo de turbinas eólicas de sólo dos o tres palas, más rápidas que las multipala, permite la utilización de multiplicadores de menor relación, más pequeños, ligeros y económicos.

La gran ventaja que supone el poder adaptar la velocidad de la turbina a la del generador eléctrico, mediante un multiplicador mecánico, se ve deslucida en cierta medida por los inconvenientes consecuentes al empleo de elementos mecánicos: huelgos, rozamientos, disminución del rendimiento, mantenimiento, etc. Las diferencias de par entre la turbina y el generador, a consecuencia de variaciones del viento o de la carga, implican la aparición de esfuerzos que son absorbidos por el multiplicador y sus ejes. Esto hace que la vida media de los aerogeneradores se vea limitada frecuentemente por la durabilidad del multiplicador y que se haya planteado seriamente su eliminación o sustitución por otros elementos más eficientes y duraderos.

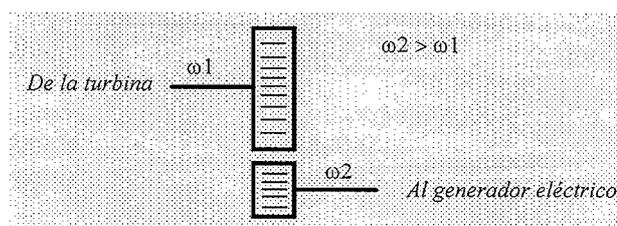


Fig. 2.3 Esquema funcional de un multiplicador

El generador eléctrico convierte la energía mecánica presente en su eje en energía eléctrica que vierte en la red o carga (fig. 2.4). La inmensa mayoría de los generadores eléctricos acoplados a turbinas eólicas son del tipo asíncrono y trifásicos, aunque también se han instalado con generadores síncronos.

Los argumentos que se han esgrimido para el empleo de generadores de inducción hacen referencia a su mayor simplicidad, economía, robustez y durabilidad, así como a sus menores requerimientos de mantenimiento y de equipamiento auxiliar, principalmente. Otra razón reside en la gran cantidad de motores de inducción que se utilizan en la industria y en otras áreas, de tal forma

que ya se contaba con la infraestructura necesaria para su fabricación y con un mercado para su comercialización, en el momento de ser sugerida su utilización en el aprovechamiento de la energía eólica. Aunque, en principio, las máquinas de inducción producidas en las fábricas pueden ser destinadas indistintamente a su funcionamiento como motor o como generador, algunas experiencias sugieren mayor eficiencia en los aerogeneradores de inducción con un diseño específico y adecuado a sus exigencias de funcionamiento reales [Singh, 1993].

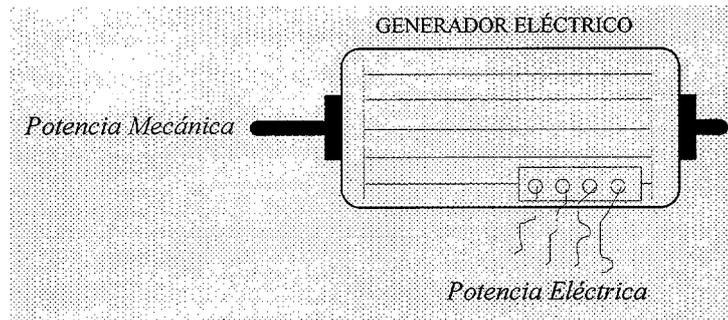


Fig. 2.4 Conversión de potencia en un generador eléctrico

La energía producida por el generador eléctrico es vertida directamente a la red o carga, en gran parte de las aplicaciones comerciales existentes en la actualidad. A pesar de ello, cada vez son más las experiencias e instalaciones que realizan algún tipo de acondicionamiento de esa energía, antes de ser entregada a la red, mediante convertidores AC-DC-AC [Thiringer, 1993]. Para el caso más frecuente de utilizar generadores de inducción, también se suele disponer de baterías de condensadores, a fin de suministrar parte de la potencia reactiva requerida por el generador y evitar su transporte hasta el lugar de consumo de la misma (fig. 2.5).

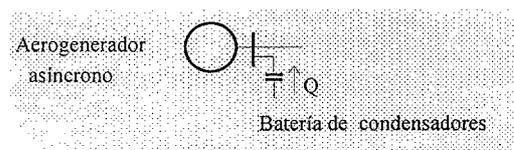


Fig. 2.5 Batería de condensadores en bornes de un aerogenerador asíncrono

Las funciones de control y seguridad presentan una tendencia a su integración conjunta, dada su estrecha relación en el funcionamiento de los aerogeneradores, tal como sucede en las operaciones de conexión y desconexión, por ejemplo. Habitualmente, un sistema a base de microprocesadores controla y monitoriza todo el funcionamiento.

2.1.2 Principio de funcionamiento a velocidad constante. Curva de potencia

La potencia del viento capturada por una turbina eólica depende de las características constructivas de ésta y suele ser expresada como se indica a continuación [L. Tang, 1993]:

$$P_v = \frac{1}{2} C_p \rho S U^3 \quad (2.1)$$

donde C_p es el *Coefficiente de Potencia*:

$$C_p = \frac{1}{2} \left[\frac{r C_f}{\lambda} - 0.022 \beta - 2 \right] e^{-0.255 \frac{r C_f}{\lambda}} \quad (2.2)$$

siendo

$$\lambda = \frac{r \omega_m}{U} \quad (2.3)$$

y

r : longitud de pala
 C_f : constante de diseño de la pala
 β : ángulo de paso de pala
 ω_m : velocidad angular del eje de la turbina

El Coeficiente de Potencia C_p representa el rendimiento obtenido en la conversión de potencia eólica en potencia mecánica, variando según el diseño con rangos variables entre 0.1 y 0.5 [Warne, 1983] y habiéndose demostrado que la máxima extracción posible se produciría para un valor

$$C_p = \frac{16}{27} \quad (2.4)$$

correspondiente a la expresión de potencia máxima teóricamente obtenible, presentada en el aptdo. 1.2.2. del Capítulo 1:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \frac{16}{27} \rho S U^3 \quad (2.5)$$

En realidad, la potencia mecánica disponible en el eje de la turbina puede ser expresada en función de la velocidad del viento U y de la velocidad ω de rotación del eje, como sigue [Ernis, 1992]:

$$P_m(U, \omega) = c_1 U \omega^2 + c_2 U^2 \omega + c_3 U^3 \quad (2.6)$$

donde c_1 , c_2 y c_3 son constantes.

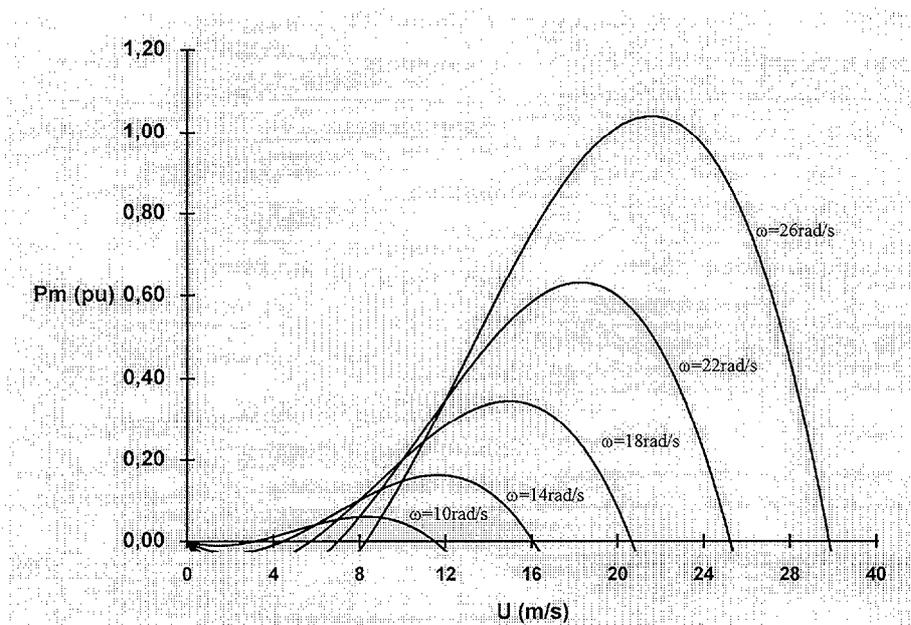


Fig. 2.6 Curvas de Potencia Mecánica-Velocidad de viento en una turbina eólica

En la representación gráfica de la expresión (2.6), se observa que la potencia mecánica disponible $P_m(U, \omega)$ aumenta con la velocidad del viento, para una velocidad de rotación ω determinada, hasta que se alcanza un máximo a partir del cual dicha potencia comienza a disminuir.

La mayor parte de los aerogeneradores actualmente en servicio están equipados con generadores de inducción y han sido concebidos para su funcionamiento a una velocidad de rotación ω constante. Esta velocidad será ligeramente superior a la velocidad de sincronismo ω_s correspondiente a la frecuencia f de la red eléctrica a la que son conectados. En la utilización, menos frecuente, de generadores síncronos a velocidad constante, la velocidad de rotación se toma igual a la de sincronismo ω_s .

En estos aerogeneradores a velocidad constante, las dos raíces no nulas de cada una de las curvas anteriores constituyen un límite inferior y un límite superior de operación, en función de la velocidad del viento U en cada momento. La potencia mecánica es cero cuando la turbina está frenada o cuando se le deja girar libremente, sin carga alguna. Entre esos dos extremos, existe un punto de operación en el cual la conversión de potencia es máxima y en torno a él suele definirse velocidad nominal U_2 y potencia nominal P_{nom} del aerogenerador. La conversión de potencia mecánica en potencia eléctrica está afectada por el rendimiento η del generador eléctrico, según la ec. (2.7).

$$P_e(U, \omega) = \eta(\omega) P_m(U, \omega) \tag{2.7}$$

Tal como se expresa esquemáticamente en la figura 2.7, en la práctica los aerogeneradores operan habitualmente entre un valor mínimo U_1 y un valor máximo U_3 de la velocidad del viento, que definen un intervalo más estrecho que el delimitado por las dos raíces no nulas anteriormente citadas. Para $U < U_1$, la

energía obtenida es nula o muy pequeña y el aerogenerador permanece en reposo a fin de minimizar esfuerzos innecesarios y alargar su vida media. Para $U > U_3$, el aerogenerador también es conducido al reposo, ya que es escasa la posibilidad de que se presenten vientos muy elevados y no resulta económico construir una turbina a tal fin.

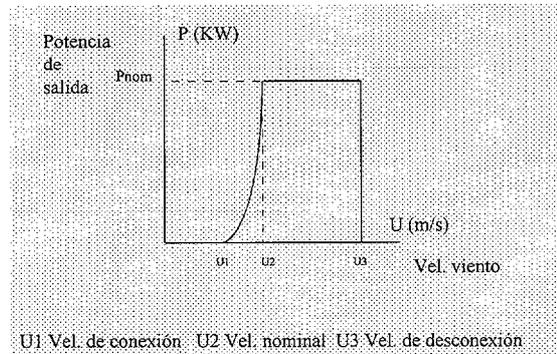


Fig. 2.7 Rango de operación de un aerogenerador

La producción de energía eléctrica comienza una vez alcanzada la velocidad de viento de conexión U_1 , típicamente comprendida en un rango entre 3 y 6 m/s. Una vez en rotación, muchas turbinas son capaces de continuar en operación con velocidades de viento por debajo de 2-3 m/s, aunque podrían no producir energía eléctrica. La potencia de salida se incrementa rápidamente al aumentar la velocidad del viento, debido a la relación cúbica que existe entre ellas.

La potencia nominal para la cual ha sido construido el aerogenerador, se obtiene a una cierta velocidad de viento U_2 , con valores típicos entre 10 y 15 m/s. Para velocidades superiores y hasta llegar a la de desconexión U_3 , el exceso de potencia podría suponer una sobrecarga peligrosa para el generador eléctrico y para el multiplicador, principalmente, aunque los esfuerzos dinámicos y térmicos podrían afectar también a otros elementos de la instalación. Por ello, la potencia producida es mantenida aproximadamente constante a través de métodos de limitación aerodinámicos, como:

- la regulación pasiva por pérdida de velocidad (método Stall)
- la regulación activa a través del control del ángulo de pala

habiéndose empleado también la regulación activa obtenida al desplazar el rotor respecto a la dirección del viento, en el plano horizontal.

Por consiguiente, la *Curva de Potencia* del aerogenerador suele corresponder a uno de dos tipos, en función de la posibilidad de rotación de las palas sobre su propio eje: turbinas de pala fija y turbinas de paso de pala variable.

Como se aprecia en la figura 2.8, correspondiente a la curva de potencia real de un aerogenerador comercial, en las turbinas de pala fija la potencia eléctrica generada P disminuye a partir de cierto máximo, entrando la turbina en pérdida de velocidad.

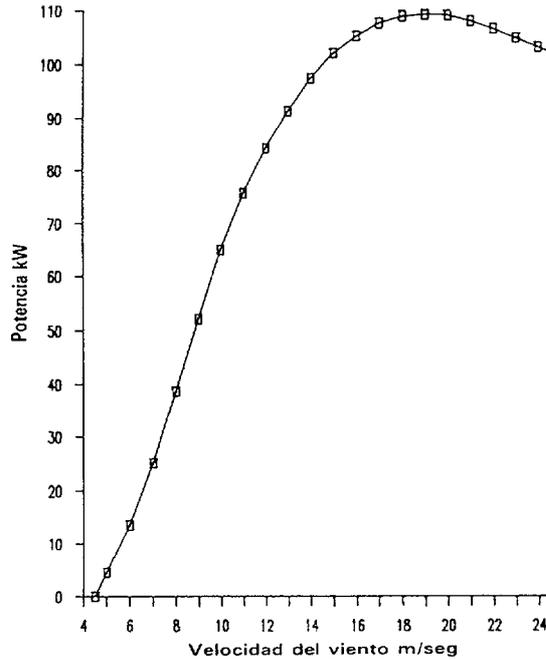


Fig. 2.8 Curva de Potencia real de un aerogenerador de pala fija

En los aerogeneradores de paso variable, la potencia permanece aproximadamente constante a partir de cierta velocidad de viento, mediante la regulación del ángulo de pala. En la figura 2.9 se puede observar la curva de potencia real, de un aerogenerador comercial de paso variable.

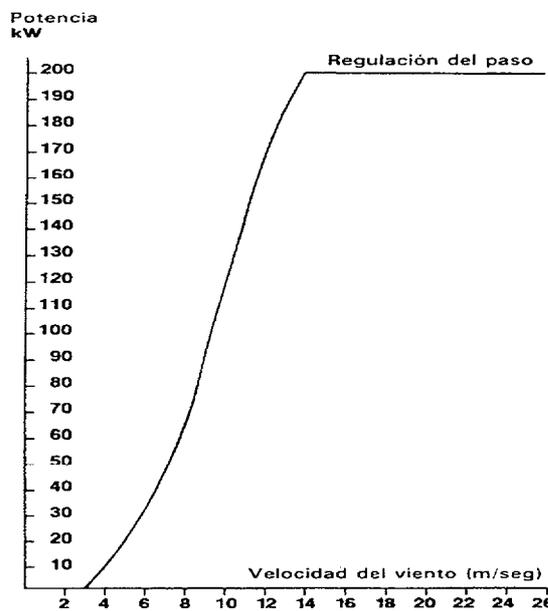


Fig. 2.9 Curva de Potencia real de un aerogenerador de paso variable

En cualquier caso, la potencia nominal podría no ser, en realidad, un indicador muy adecuado de la producción de energía eléctrica obtenida, ya que está en función de la velocidad nominal de viento y éste es aleatorio. Una mejor forma de evaluar el rendimiento de un aerogenerador podría consistir en la utilización de indicadores tales como la producción media anual, de acuerdo a

hipótesis de funcionamiento normalizadas internacionalmente, como las establecidas por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y otros organismos. Las especificaciones establecidas sugieren que los fabricantes deben combinar las curvas de potencia medidas con una supuesta distribución de velocidades de viento -una distribución de Rayleigh, por ejemplo-, para obtener una estimación de la producción media anual [Bergey, 1989].

Los análisis realizados en este sentido indican que a las turbinas eólicas se les puede suponer un Factor de Capacidad [Cap. 5] entre el 15% y el 40%, generando potencia un 50-80% del tiempo [Bergey, 1989]. Por lo tanto, a la hora de considerar la elección más adecuada de un aerogenerador para una aplicación concreta, sería más adecuado especificar unos requerimientos de producción de energía basados en los recursos de viento disponibles (media anual, mínimos mensuales), que especificar una potencia nominal o un diámetro de rotor. Para ello, la información sobre los recursos de viento disponibles debe ser lo más completa y fidedigna posible, debiéndose disponer de los mapas de viento correspondientes a la zona de instalación. Como regla general, la potencia del viento podría ser evaluada como una posible fuente de energía, si la velocidad media del viento es de 4 m/s o superior.

2.1.3 Principio de funcionamiento a velocidad variable

Para velocidades de viento comprendidas entre la de conexión U_1 y la nominal U_2 (fig. 2.7), la potencia obtenida variará de forma más bien no lineal con el viento, dependiendo del tipo de regulación a que sea sometido el aerogenerador. Mientras que los primeros aerogeneradores utilizaban un generador simple a velocidad constante, pronto surgió la idea de utilizar dos generadores de diferentes velocidades de rotación, funcionando uno a bajas velocidades de viento y el otro para velocidades mayores. Como variante, muchos aerogeneradores incluyen hoy día generadores de inducción con dos devanados, mediante los cuales se obtiene el mismo efecto de doble velocidad, cambiando el número de polos. Otra alternativa es el funcionamiento a velocidad variable.

El desarrollo de aerogeneradores a velocidad variable, a través de cicloconvertidores u otros métodos habituales en la regulación de la velocidad de las máquinas asíncronas, tuvo inicialmente como objetivos principales mejorar el rendimiento de la instalación -capturando más energía- y aumentar sus características de vida media y tiempo de operación, al reducir los esfuerzos de fatiga dinámicos a que se ven sometidos. La obtención de otras mejoras añadidas aumentan su interés.

Considerando de nuevo la familia de curvas $P_m(U, \omega)-U$, se observa que, uniendo todos los puntos de máxima potencia para diferentes velocidades de giro ω , se obtiene una línea que define la estrategia de control a seguir para conseguir el máximo aprovechamiento del viento en condiciones estacionarias (fig. 2.10).

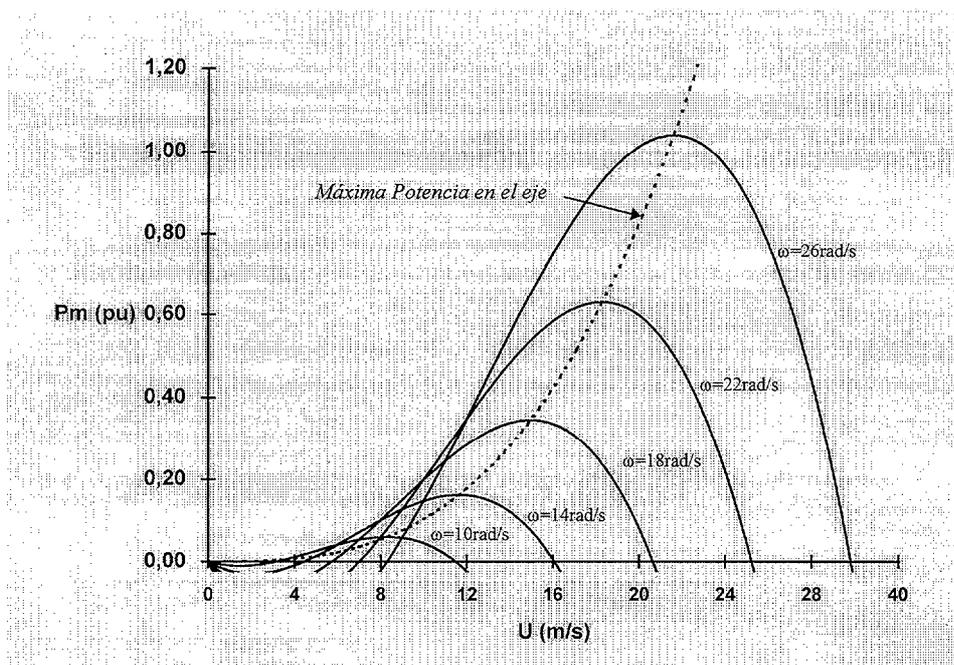


Fig. 2.10 Curva de Máxima Potencia en una turbina eólica

El concepto de velocidad variable es aplicable tanto a máquinas de corriente continua, como a máquinas síncronas y asíncronas [Freris, 1990]. En cuanto a las máquinas de inducción, las más empleadas como convertidores de energía eólica, Freris añade como implementaciones posibles los esquemas de Kramer, Scherbius y cicloconvertidor, a las ya citadas de doble máquina y máquina de doble devanado. Teniendo en cuenta el reducido coste de los semiconductores, se indica como preferible el acondicionamiento completo de la potencia producida por los generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla.

El planteamiento para el uso de aerogeneradores de velocidad variable contempla así la utilización de electrónica avanzada, aprovechando en parte la tecnología desarrollada para la regulación y control de motores a velocidad variable. La energía obtenida podría aumentar alrededor de un 10% y se reducirían los esfuerzos mecánicos, alargando la vida de la instalación y aumentando el número de horas útiles en funcionamiento. Además, puesto que se podrían aprovechar altas velocidades de viento, almacenando el exceso de energía en forma de energía cinética, se pueden especificar potencias nominales mayores para una misma longitud de rotor.

Por otra parte, el empleo de determinados dispositivos electrónicos ofrece la posibilidad de obtener altas velocidades de respuesta en el control operativo de los aerogeneradores. A través de ellos, se podrían limitar las corrientes de cortocircuito aportadas por las instalaciones eólicas, con lo que la adición de nuevas unidades aerogeneradoras no incrementaría significativamente los niveles de Potencia de Cortocircuito en las cercanías de estas instalaciones [Freris, 1990].

Las investigaciones llevadas a cabo indican que es posible obtener dispositivos de control adecuados al funcionamiento a velocidad variable, habiéndose comercializado controladores de 12 pulsos (12 tiristores) que cancelan

las componentes armónicas 5^o y 7^o de la corriente principal, con distorsión armónica total inferior a los niveles especificados por IEEE [Bourbeau, 1994]. El análisis y control de armónicos ha sido evaluado en diferentes estudios y experimentos [Eskander, 1994], así como el modelado del conjunto [Novak, 1994].

La existencia de nuevos tipos de semiconductores de potencia, como los transistores IGBT y los tiristores MOS, han reducido los costes y han promocionado el desarrollo de inversores de modulación por ancho de pulso PWM para una gran variedad de aplicaciones, incluyendo la energía eólica (fig. 2.11). Los convertidores AC-DC-AC basados en tecnología IGBT, que han sido desarrollados para un rango de potencias de entre 1 y 500KW o más, parecen presentar importantes perspectivas de futuro [Pierik, 1994]. Estos convertidores rectificarían la corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua y luego la invertirían a una corriente alterna de frecuencia constante, relativamente exenta de armónicos, adecuada para su acoplamiento a red.

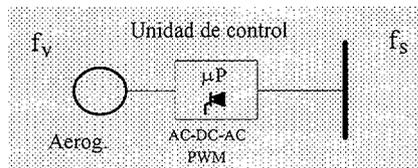


Fig. 2.11 Utilización de inversores PWM en el control de un aerogenerador

Además de suavizar los esfuerzos dinámicos a través de la operación a velocidad variable del generador, el controlador electrónico podría permitir que el aerogenerador consuma energía reactiva de la red o que inyecte energía reactiva en la red, según las necesidades, pudiendo trabajar también con factor de potencia unitario (fig. 2.12). Aún en ausencia de viento, el controlador podría posibilitar la aportación de energía reactiva a la red, a través de las baterías de condensadores propias de la instalación, en el caso de generadores asíncronos. Se contribuye así a la gestión del control de tensiones en un sistema eléctrico y se confiere a las instalaciones eólicas un cierto valor operacional, que va más allá de la mera producción en KW-hora.

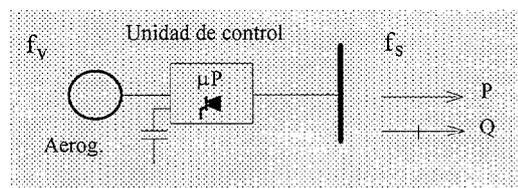


Fig. 2.12 Utilización de controlador electrónico para el control de la potencia reactiva

Acoplado con el software de control adecuado a sus características, con los aerogeneradores de velocidad variable y controlador electrónico avanzado se podría incrementar sensiblemente la cantidad de energía eléctrica, de origen eólico, que puede ser acomodada actualmente en un sistema de energía eléctrica.

Las iniciativas para el desarrollo de aerogeneradores de velocidad variable han partido desde Europa y EE.UU., principalmente, habiéndose comercializado

unidades de 300KW y 500KW, con generadores tanto síncronos como asíncronos, ángulo de pala variable e incluso sin multiplicador de velocidad.

2.1.4 Características funcionales de los generadores eléctricos utilizados

Los generadores eléctricos normalmente utilizados en instalaciones eólicas son el generador de inducción y el generador síncrono. El empleo de generadores de corriente continua se ha limitado a aplicaciones muy concretas, debido a problemas de fiabilidad [Ermis, 1991], como son pequeñas estaciones repetidoras de radio y televisión, estaciones meteorológicas y otras instalaciones de reducida potencia, aisladas en lugares remotos.

Tradicionalmente se han utilizado generadores síncronos como principal fuente de producción de potencia eléctrica en los Sistemas de Energía Eléctrica (S.E.E.), pero desde hace unos años se están empleando cada vez con mayor profusión los generadores asíncronos [Mello, 1981], sobre todo asociados a pequeñas instalaciones de autogeneración, como minicentrales hidráulicas y eólicas. Las diferencias entre generadores síncronos y asíncronos se refieren a principio de funcionamiento, aspectos constructivos y de operación, así como a las características dinámicas [Mello, 1982].

En los generadores síncronos (fig. 2.13), el devanado del rotor está alimentado por corriente continua -campo en el rotor- y se le hace girar a la velocidad de sincronismo (ec. 2.8), con lo cual se crea una F.M.M. giratoria a la misma velocidad.

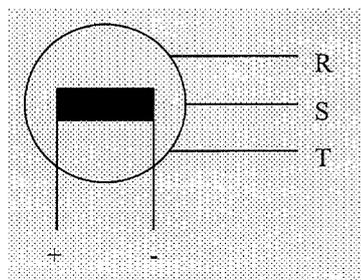


Fig. 2.13 Representación funcional de un generador síncrono

$$n = \frac{60f}{p} \text{ r.p.m.} \quad (2.8)$$

donde

f: frecuencia (Hz)
p: número de pares de polos

Sobre el devanado trifásico del estátor de un generador síncrono -inducido en el estátor-, se inducen unas f.e.m.s a la frecuencia síncrona de 50/60 Hz, proporcionando potencia activa *P* según desfase entre las tensiones de rotor y estátor y potencia reactiva según corriente de excitación en el rotor (fig. 2.14). En realidad, el flujo en el entrehierro dependerá de la corriente de excitación en el

devanado del rotor y de la reacción de inducido debida a las corrientes que circulan por los devanados del estátor. Normalmente, esta reacción de inducido será desmagnetizante, ya que las cargas suelen ser mayormente inductivas.

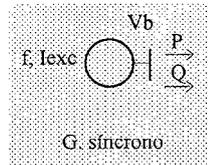


Fig. 2.14 Direccionalidad de la potencia, en un generador síncrono

En los generadores asíncronos (fig. 2.15), el rotor -que no tiene que ser necesariamente bobinado- no es alimentado por fuente alguna y se le hace girar a una velocidad superior a la de sincronismo (ec. 2.9), presentando así un deslizamiento negativo ($s < 0$):

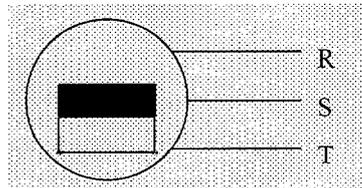


Fig. 2.15 Representación funcional de un generador asíncrono

$$n > \frac{60f}{p} \text{ r.p.m.} \tag{2.9}$$

donde

f : frecuencia (Hz)
 p : número de pares de polos

El devanado trifásico del estátor, de un generador de inducción, es conectado a una red externa, de tal forma que las corrientes que circula por él dan lugar a una F.M.M. de igual frecuencia que la de la red (50/60 Hz). La potencia activa generada P dependerá del deslizamiento existente entre la velocidad de giro del rotor y la velocidad de la F.M.M. creada, dependiendo el flujo en el entrehierro de las corrientes estatóricas y de las corrientes que ellas crean en el devanado del rotor (fig. 2.16). Mientras que el rotor de un generador síncrono, alimentado por corriente continua, presenta un bobinado asimétrico para crear los polos, el rotor de un generador de inducción puede ser simétrico, lo que conlleva una construcción más sencilla.

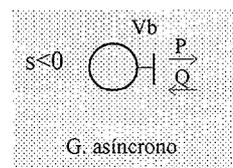


Fig. 2.16 Direccionalidad de la potencia, en un generador asíncrono

A tenor de lo anterior, en los generadores síncronos es posible regular la tensión en bornes -y en consecuencia, la potencia reactiva generada- actuando sobre la corriente de excitación aplicada al devanado rotórico. Para ello, se precisa

de una fuente de corriente continua exterior regulable y un sistema de control de la excitación (fig. 2.17).

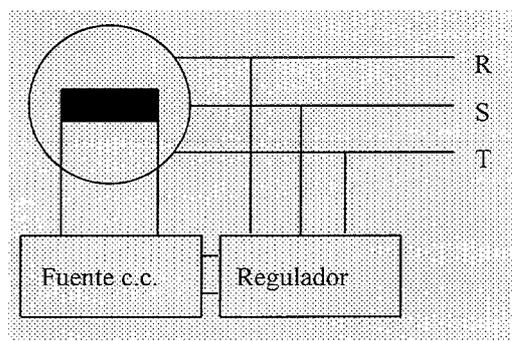


Fig. 2.17 Diagrama esquemático de la regulación de tensión en un generador síncrono

Por otra parte, también es posible regular la frecuencia y la potencia activa generada P a través de la regulación de la velocidad de giro del rotor, actuando sobre la fuerza motriz: regulación de la presión de vapor en turbinas de vapor, regulación de la cantidad de combustible en motores diesel o turbinas de gas, caudal de agua en turbinas hidráulicas (fig. 2.18).

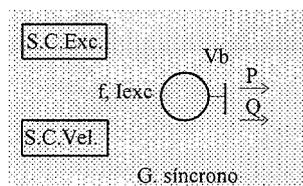


Fig. 2.18 Diagrama funcional de la regulación de tensión y velocidad en un generador síncrono

Por el contrario, los generadores asíncronos, por sí mismos, no tienen la posibilidad de regular frecuencia ni la tensión en bornes, ya que ésta depende principalmente de la potencia reactiva absorbida del exterior. A su vez, la potencia reactiva requerida Q está en función del deslizamiento, del cual depende también la potencia activa generada P . Por lo tanto, actuando sobre la fuerza motriz sería posible, en determinados casos, efectuar un cierto control de P y Q , teniendo en cuenta que al influir sobre la potencia activa P también se está actuando sobre la potencia reactiva Q y viceversa: control no desacoplado y en consecuencia, de limitada eficacia.

Esto ha hecho que en los S.E.E. se haya utilizado el generador síncrono como la principal fuente de potencia, quedando el generador asíncrono como fuente secundaria y cuya utilización ha estado siempre supeditada a la presencia de generación síncrona que satisfaga sus necesidades de potencia reactiva y que se ocupe de mantener los requisitos de tensión y frecuencia exigidos por el sistema eléctrico en su conjunto (fig. 2.19).

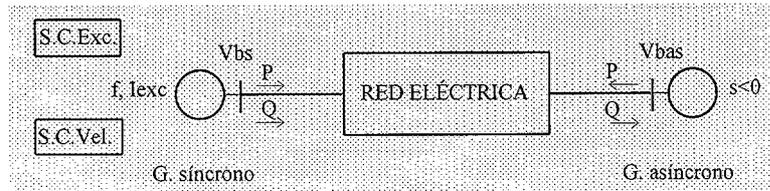


Fig. 2.19 Incorporación de generadores síncronos y asíncronos a una red eléctrica

El empleo de generadores asíncronos se ha visto así restringido en la práctica a aplicaciones de pequeña potencia, donde la utilización de generadores síncronos -con su soporte auxiliar de fuente c.c., sistemas de control de tensión y de velocidad, principalmente- implicaría un mayor coste de instalación y mantenimiento. Éste es el caso de minicentrales hidráulicas e instalaciones eólicas, habiéndose planteado además el desarrollo de pequeñas instalaciones eólico-diesel autónomas, para lugares aislados o alejados de cualquier red de energía eléctrica.

En instalaciones eólicas conectadas a red, el generador síncrono en funcionamiento a velocidad constante ofrece, en principio, un mayor rendimiento energético que el de inducción [Ermis, 1991]. La posibilidad de generar potencia reactiva resulta ventajosa cuando se trata de sistemas eléctricos no muy robustos. Por otro lado, la exigencia de una velocidad de rotación fija puede suponer problemas de estabilidad en lugares donde la velocidad del viento varía rápidamente. La sincronización con la red es otro problema a tener en cuenta. Variaciones en la velocidad de giro o en la frecuencia de la red producen transitorios de corriente.

La utilización de generadores de inducción resulta más económica, ya que son más simples y más robustos, con un sistema de control menos complicado, siendo los transitorios eléctricos menos importantes.

En el funcionamiento a velocidad variable, el aerogenerador asíncrono conectado a red también presenta ventajas en cuanto a rendimiento, fiabilidad y posibilidad de generar potencia reactiva. La utilización del generador de inducción significa un menor coste y la posibilidad de mantener un alto nivel de producción de potencia en un amplio rango de velocidades. El exceso de potencia eólica puede ser almacenado en forma de energía cinética, lo cual es una ventaja sobre los síncronos desde el punto de vista de la estabilidad, sobre todo cuando se trata de sistemas eléctricos más bien débiles. Además, el acoplamiento con la red no es tan crítico como en el caso de los síncronos y es posible su motorización para el arranque, en condiciones de poco viento.

Los planteamientos y desarrollos presentados a lo largo de esta tesis están referidos, principalmente, al tipo de aerogenerador más utilizado en la actualidad. Es decir: aerogeneradores en funcionamiento a velocidad constante y frecuencia constante, dotados con turbina eólica rápida, multiplicador de velocidad y generador eléctrico de inducción, que vierten su energía directamente a una red de transporte o distribución, sin convertidores intermedios.

2.2 CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN PARQUE EÓLICO

Las primeras experiencias en instalaciones eólicas para la producción de energía eléctrica, consistieron en unidades individuales de variada potencia conectadas a las redes públicas de baja tensión. A la vista de los resultados obtenidos y una vez puestos de manifiesto su necesidad y su viabilidad práctica, comenzaron a instalarse agrupaciones de varios aerogeneradores y generadores de mayor potencia. El mercado parece haberse estabilizado en la construcción de aerogeneradores en el rango de 100-500 KW, puesto que para potencias menores los costes no son fácilmente amortizables a través de la energía producida, mientras que para potencias mayores no se ha demostrado rentabilidad al considerar conjuntamente los aspectos relacionados con costes, fiabilidad, disponibilidad y producción media. Los resultados obtenidos con grupos de 4-10 aerogeneradores en el rango señalado, indican que la producción media ponderada es superior a la obtenida con generadores individuales de potencia similar a la suma de ellos. La estructura típica de estos pequeños parques eólicos, de potencia nominal instalada inferior o no muy superior a 1 MW, muestra una distribución lineal de los aerogeneradores asíncronos sobre el terreno -para evitar los efectos de sombra-, los cuales enlazan en Baja Tensión con un Centro de Transformación B.T.-M.T. propio de la instalación eólica y una línea de enlace con la red de distribución en Media Tensión (fig. 2.20).

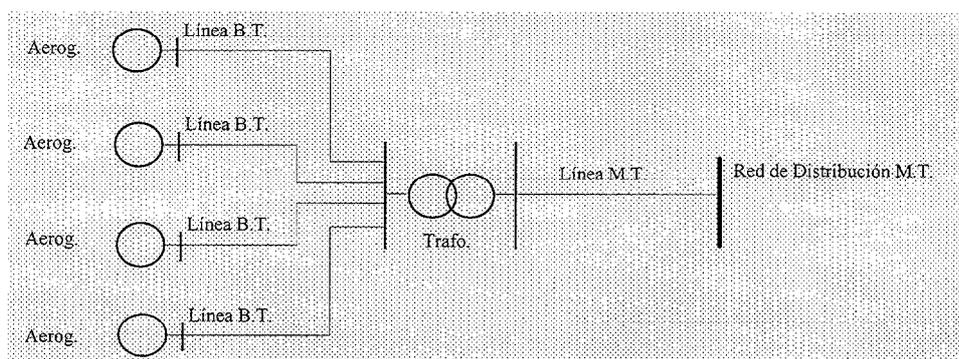


Fig. 2.20 Estructura típica de un Parque Eólico de pequeño tamaño

Frecuentemente, en estas configuraciones cada aerogenerador posee su propio sistema de control y seguridad, sin que exista un control general del conjunto del parque. Las protecciones eléctricas suelen ser las normales en instalaciones de B.T./M.T. similares, considerando que la presencia de los aerogeneradores significa una aportación adicional de corriente de cortocircuito, que se suma a la proporcionada por la red de distribución en Media Tensión.

Siendo éste el esquema básico de estos pequeños parques eólicos, se han ejecutado variantes del mismo, como en el de Sexbierum en Holanda, donde las turbinas de tres palas de paso variable mueven un generador síncrono trifásico a través de un multiplicador [Huisman, 1994]. La salida del generador es convertida a corriente continua por medio de un rectificador a base de tiristores de 6 pulsos. La potencia en corriente continua de cada aerogenerador individual es conducida a un embarrado común y vertida a la red de distribución en corriente alterna, a través de un inversor con tiristores de 12 pulsos.

La aplicación más económica de turbinas eólicas para la producción de energía eléctrica consiste en la instalación de grandes parques eólicos. De esta forma se minimiza el coste de los equipos de interconexión con la red pública y de mantenimiento por KW-hora producido, siendo posible la instalación de un parque de 50 MW en poco tiempo. El tamaño de estos parques eólicos suele estar entre 5 y 50 MW, aunque puede llegar a ser de varios cientos de MW, como en el caso de California, donde existen tres grandes parques de unos 500MW cada uno. La configuración típica de una gran Parque Eólico consiste en grupos de 4-10 aerogeneradores, conectados en B.T. a Centros de Transformación, red de Media Tensión que enlaza los distintos Centros de Transformación con un embarrado común en una Subestación propia del Parque y línea de Alta Tensión hasta el punto de conexión con la red de transporte (fig. 2.21).

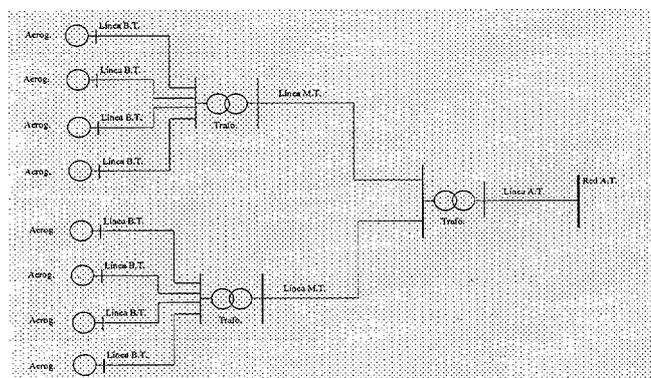


Fig. 2.21 Estructura típica de un Parque Eólico de gran tamaño

En estas configuraciones, tanto los aerogeneradores individualmente como el conjunto del parque eólico pueden ser supervisados y gobernados mediante un cierto control computerizado, con el objetivo de asegurar un funcionamiento adecuado y coordinar las operaciones de mantenimiento. La electricidad producida puede ser tratada en un convertidor, que la traduce en una potencia eléctrica con tensión y calidad compatibles con la red de transmisión a la que se conecta el parque. La capacidad instalada puede ser fácilmente redimensionada, mediante la instalación de nuevas turbinas adicionales, ya que el tamaño de éstas (500 KW o menos) permite el escalonamiento adecuado a las necesidades de una situación dada. En ocasiones, se instala un transformador por cada aerogenerador [L. Tang, 1993].

2.3 POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA

La potencia eólica total, instalada en el mundo, ha superado los 5000MW en 1996 [Fuente: American Wind Energy Association (AWEA)]. Esta cifra supone un crecimiento del 50% respecto a 1990, estimándose que la potencia eólica instalada aumenta a un ritmo del 20% de media anual. En la figura 2.22 se indican los países de mayor potencia eólica instalada.

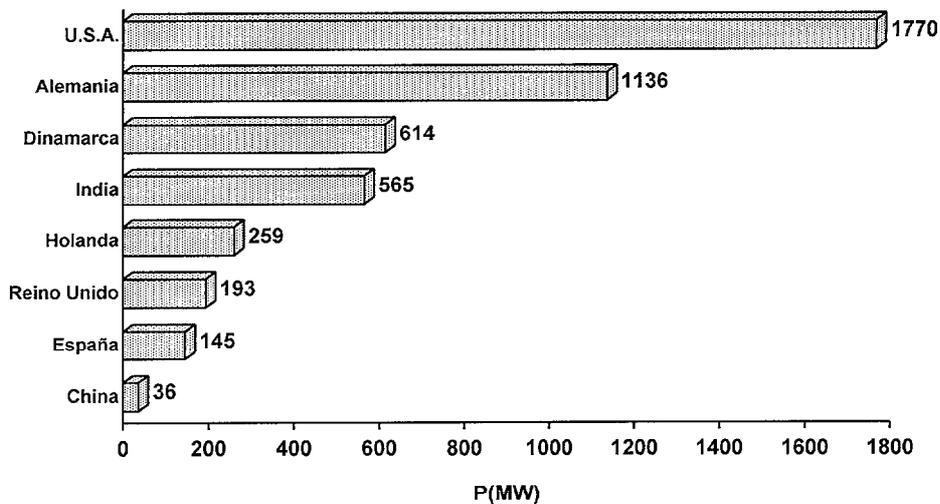


Fig. 2.22 Países de mayor potencia eólica instalada, conectada a red (1996)

El incremento habido en los últimos años, de la potencia eólica instalada conectada a red, señala un rápido crecimiento de la misma en Alemania, India, Holanda, Dinamarca y España, principalmente, como se aprecia en la figura 2.23. El crecimiento global se indica en la Tabla 2.3-1 [Fuente: American Wind Energy Association (AWEA)].

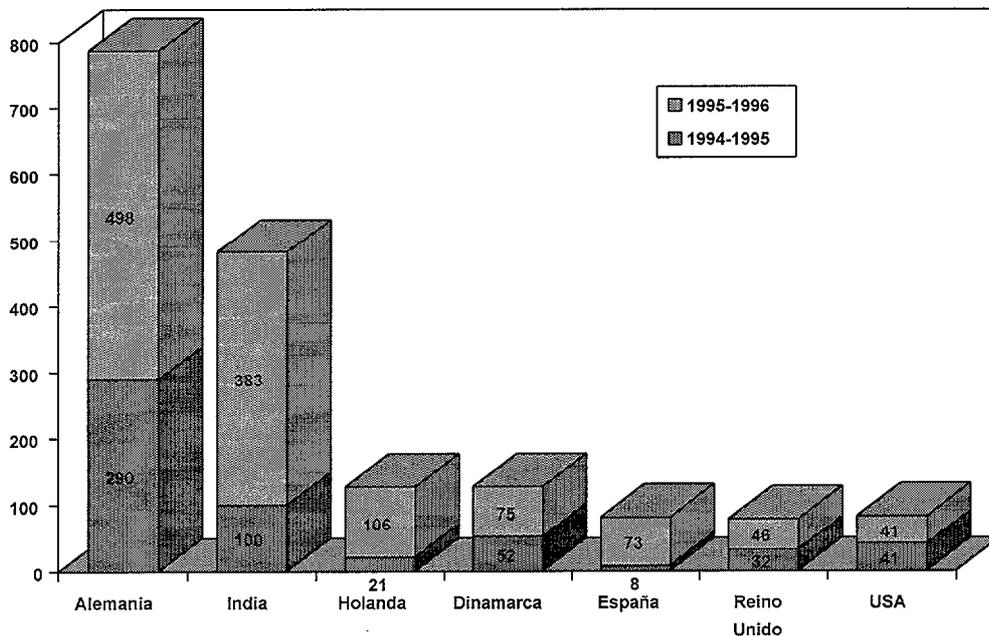


Fig. 2.23 Países de mayor incremento en la potencia eólica instalada

1994	1995
611 MW	1300 MW

Tabla 2.3-1 Crecimiento de la potencia eólica total instalada en el mundo, conectada a red

Como se puede apreciar en las figuras 2.22 y 2.23, el país de mayor potencia instalada es Estados Unidos, aunque su crecimiento es pequeño, en los últimos años, en comparación con otros países [Fuente: American Wind Energy Association (AWEA)]. La mayor parte de sus 1770 MW instalados se encuentran localizados en los tres grandes parques eólicos siguientes:

- Altamont Pass (7500 turbinas)
- Tehachapi (4500 turbinas)
- San Geronio Pass (4000 turbinas)

en el estado de California, con más de 500MW cada uno. En Hawaii, el parque eólico de 12.5MW de HELCO (Hawai Electric Ligth Company) permite una contribución del 9% al 23% de la carga total, en un sistema eléctrico con 145MW de demanda máxima y 54MW de mínima [Fuente: Electric Power Research Institute (EPRI)].

El parque eólico de 30.9 MW de Newtown, en País de Gales, Gran Bretaña, con 103 turbinas Mitsubishi de 300KW, es uno de los más grandes de Europa. Se puede encontrar gran cantidad de parques eólicos en Dinamarca, cuya potencia instalada varía entre 1 y 12MW, estando constituidos por un número de turbinas que oscila entre 5 y 40, cada una de ellas con potencias que van desde los 55KW, las más antiguas, hasta 400KW las más modernas. Los parques eólicos en Holanda varían entre 1 y 10.5 MW, con 4-35 turbinas por parque, de 160-500KW cada una. Situaciones similares se producen en Alemania, Italia y Grecia, donde se han instalado aerogeneradores en muchas islas del Mediterráneo[Lindley, 1993].

Las expectativas de crecimiento señalan que la potencia eólica total, instalada en el mundo, puede alcanzar los 18500 MW en el año 2005, siendo previsiblemente los países de mayor crecimiento, los ya referidos en la figura 2.23.

En España, los parques eólicos se encuentran ubicados en las zonas de más viento (Tabla 2.3-2), siendo Tarifa, Canarias y Galicia las de mayor potencial eólico (fig.2.24), con potencias instaladas entre 1 y 20MW y formados por 4-66 turbinas de 100-300KW cada una, esencialmente [Lago, EWEC94][Lindley, 1993][Consejería de Industria y Comercio, 1994][IDAE, 1994].

Zona	KW
Andalucía	34 030
CANARIAS	26 655
Aragón	5 430
Cataluña	4 830
Galicia	3 860
Castilla-La Mancha	375
Murcia	30
Baleares	24
País Vasco	15

Tabla 2.3-2 Potencia eólica instalada en 1994, en España

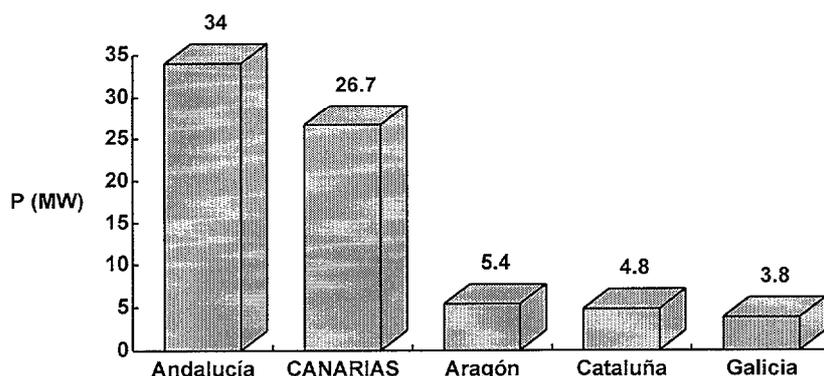


Fig. 2.24 Potencia instalada en 1994, en las zonas de mayor potencial eólico de España

Aunque la conexión a una red eléctrica es la opción más frecuente, la implantación de sistemas eólico-diesel mixtos aumenta considerablemente en número, sobre todo en ubicaciones alejadas de la red eléctrica más cercana y en lugares aislados. De los sistemas eólico-diesel instalados en 1992, la mitad utiliza generadores de inducción directamente acoplados a red, el 25% lo hace con generadores síncronos y el otro 25% emplea generadores síncronos o asíncronos con convertidores de potencia AC-DC-AC. El 20% del total no tiene sistema de control de potencia alguno; del 80% restante, el 56% realiza control de potencia a través de volcado de carga y el resto emplea algún tipo de almacenamiento o realiza cierto control sobre la demanda. La mayor parte de estos sistemas (62%) emplea algún tipo de almacenamiento, siendo las baterías de acumuladores lo más común (38%), utilizándose también los volantes de inercia (7%) y almacenamiento hidráulico/neumático o almacenamiento por bombeo. Alrededor del 50% de estos sistemas eólico-diesel poseen sólo 1 turbina eólica y 1 generador diesel, con un 30% de sistemas de simple turbina/múltiples diesel, un 13% de sistemas de múltiple turbinas/diesel simple y un 7% con más de una turbina y más de un diesel [McGowan, 1992]. La mayor parte de las instalaciones fueron ideadas para el abastecimiento de energía eléctrica a comunidades aisladas, pero también existe interés por su utilización en Telecomunicaciones, asociadas con máquinas diesel o con paneles fotovoltaicos, para instalaciones remotas; las máquinas a emplear están en el rango de 0.05 a 10 Kw, son más bien de corriente continua y deben estar preparadas para soportar condiciones climatológicas extremas [Bergey, 1989].

2.4 INSTALACIONES EÓLICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CANARIAS

La potencia eólica instalada en Canarias se acerca a los 50 MW (fig. 2.25), a finales de 1996, gracias a la puesta en funcionamiento de nuevos aerogeneradores en prácticamente todas las islas. Destacan, por su elevada potencia nominal, los siguientes Parques Eólicos:

- Juan Grande, en Gran Canaria (1996, $P_{nom}=20.10\text{MW}$).
- Cañada del Río, en Fuerteventura (1994, $P_{nom}=10.26\text{MW}$).
- Los Valles, en Lanzarote (1993, $P_{nom}=5.28\text{MW}$).

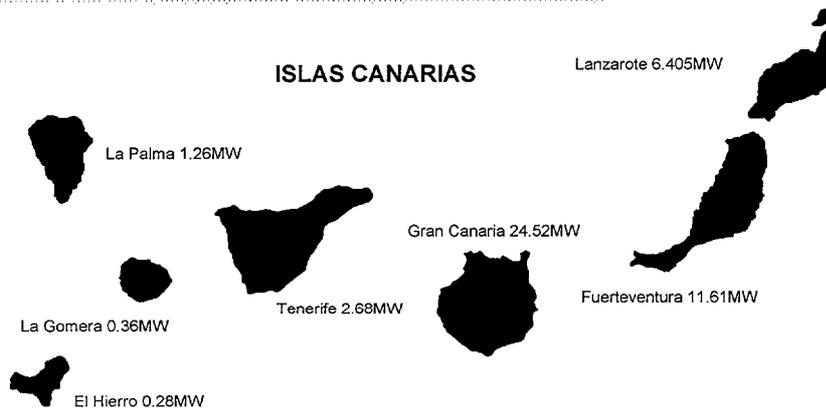


Fig. 2.25 Potencia eólica total instalada en Canarias (1996)

En la figura 2.26 se muestra la evolución de la potencia eólica total instalada en Canarias, desde 1993 hasta 1996. En la Tabla 2.4-1, se indica la evolución de la potencia instalada en cada isla, durante el mismo período [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno Autónomo de Canarias].

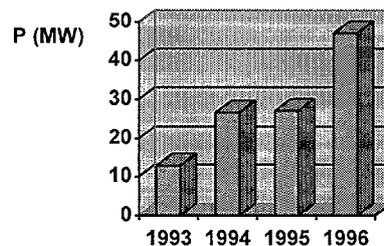


Fig. 2.26 Evolución de la potencia eólica total instalada en Canarias (1993-1996)

Isla	1993	1994	1995	1996
FUERTEVENTURA	1.350	11.610	11.610	11.610
LANZAROTE	6.405	6.405	6.405	6.405
GRAN CANARIA	3.220	4.420	4.420	24.520
TENERIFE	1.760	2.680	2.680	2.680
LA PALMA	-	1.260	1.260	1.260
LA GOMERA	-	-	0.360	0.360
EL HIERRO	0.100	0.280	0.280	0.280
Total (MW) ...	12.835	26.655	27.015	47.115

Tabla 2.4-1 Evolución de la potencia eólica instalada en Canarias, en MW, por islas (1993-1996)

La producción de energía eléctrica, de origen eólico, ha experimentado un notable incremento entre 1993 y 1996, como se puede apreciar en la figura 2.27. En la Tabla 2.4-2, se indica la evolución en cada isla, durante el mismo período [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno Autónomo de Canarias].

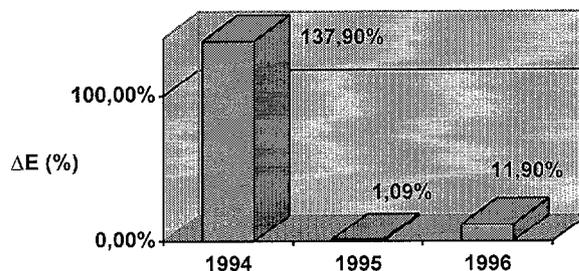


Fig. 2.27 Incremento anual de la producción de energía eléctrica, de origen eólico, en Canarias

Isla	1993	1994	1995	1996
FUERTEVENTURA	2 763 300	21 831 174	24 292 310	26 257 453
LANZAROTE	11 710 240	18 092 204	16 882 486	18 755 570
GRAN CANARIA	8 546 532	13 582 356	12 757 880	15 367 681
TENERIFE	2 857 479	5 241 762	5 920 889	6 292 892
LA PALMA	0	2 743 632	2 509 740	2 512 600
LA GOMERA	0	0	0	370 600
EL HIERRO	312 830	836 321	643 530	963 500
Total ...	26 190 381	62 327 449	63 006 835	70 520 296

Tabla 2.4-2 Evolución de la producción de energía eléctrica, de origen eólico, en Canarias, por islas (1993-1996), expresada en KW-H

Las instalaciones eólicas existentes se reparten por todas las islas, aunque principalmente en las orientales, donde la disponibilidad del viento parece ser mayor, a tenor de los estudios realizados. Éstos indican que la capacidad de producción eólica teórica, máxima, podría situarse entre 540 y 1090 MW, según los valores indicados en la fig. 2.28 [IDAE, 1994].

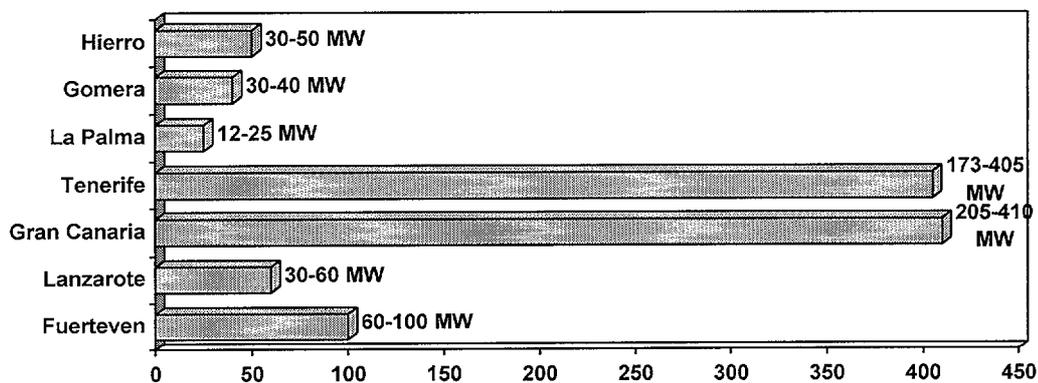


Fig. 2.28 Estimación de la capacidad de producción eólica teórica máxima, en Canarias

Las instalaciones de mayor tamaño se encuentran en Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote, estando en estudio ampliaciones e instalaciones de mayor potencia en Gran Canaria y Tenerife, principalmente. La tecnología empleada es danesa, española, estadounidense, alemana e inglesa. Los aerogeneradores empleados son asíncronos y están directamente conectados a red, en la casi totalidad de los casos, con potencias de 100, 180 y 225 KW la mayor parte, existiendo algunos de otra potencia como los de 25 y 55 KW instalados a mediados de los 80, así como de 300-500 KW. Sólo unas pocas unidades cuentan con generador síncrono [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno Autónomo de Canarias].

Todos los aerogeneradores asíncronos disponen de batería de condensadores, para la compensación individual del factor de potencia, con baterías automáticas en centros de transformación propios, en el caso de los grandes Parques Eólicos. Salvo los más antiguos, de pequeña potencia, todos los aerogeneradores instalados cuentan con algún tipo de dispositivo electrónico, para la limitación de corriente en el momento de la conexión. Aproximadamente la mitad de ellos efectúan control de potencia a través de la variación del ángulo de pala de la turbina, mientras que el resto es de pala fija [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno Autónomo de Canarias]. Los costes de instalación han sido estimados entre 150000 y 200000 ptas. por KW instalado [IDAE, 1994], no disponiéndose aún de estadísticas en cuanto a los costes de operación.

Las instalaciones eólicas residen en una o dos ubicaciones por isla, generalmente. Todas ellas están conectadas a red, salvo en el caso del sistema eólico-diesel de Punta Jandía, en Fuerteventura, que funciona de forma autónoma. A continuación, se relacionan las instalaciones que actualmente se encuentran en producción, en cada una de las islas, correspondiendo la producción del año 1996 al período Enero-Septiembre [Fuente: Consejería de Industria. Gobierno Autónomo de Canarias].

Fuerteventura

Existen dos parques eólicos y una instalación eólico-diesel autónoma, como se indica en la Tabla 2.4-3 y figura 2.29.

Instalación	Potencia nominal (MW)
Parque eólico Cañada del Río	10.26
Parque eólico Cañada La Barca	1.125
Sistema Eólico-Diesel en Punta Jandía	0.225*
Total isla ...	11.610

*Instalación autónoma, no conectada a red

Tabla 2.4-3 Instalaciones eólicas en Fuerteventura

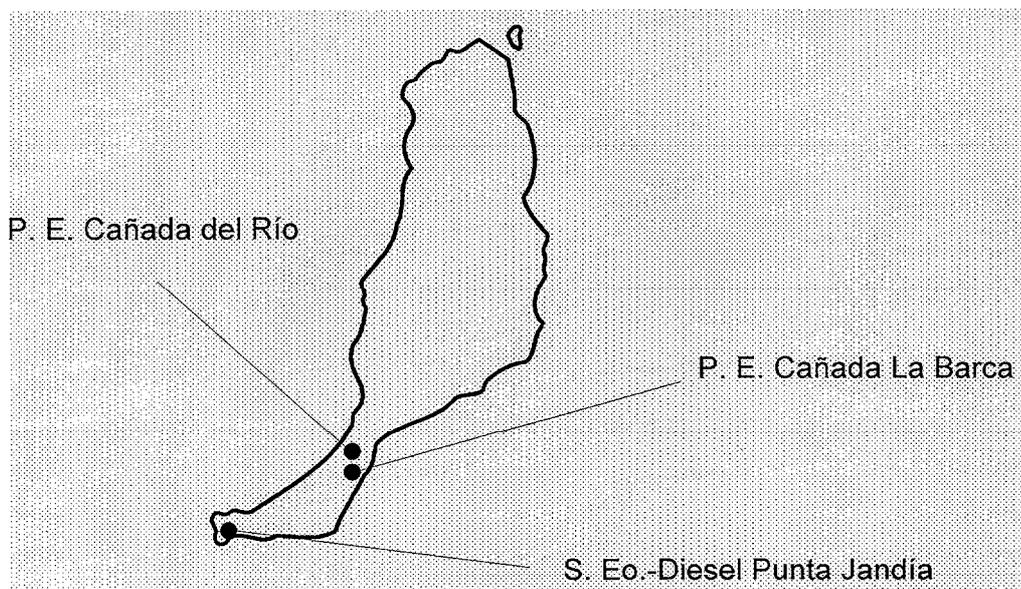


Fig. 2.29 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Fuerteventura

A continuación se indican algunos datos significativos de cada instalación (Tablas 2.4-4, 2.4-5 y 2.4-6).

Aerogeneradores (nº.modelo, P _{nom})		27 Made AE-23 de 180KW		
		18 Made AE-30 de 300KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	18 466 174	21 525 710	21 086 736
Velocidad media del viento (m/s)		8.1		

Tabla 2.4-4 Datos del Parque eólico Cañada del Río (10.26MW)

Aerogeneradores (nº.modelo, P _{nom})		5 Vestas V-27 de 225 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	2 763 300	3 365 000	2 766 600	2 394 664
Velocidad media del viento (m/s)		8.1		

Tabla 2.4-5 Datos del Parque eólico Cañada La Barca (1.125MW)

Aerogeneradores (nº.modelo, P _{nom})		1 Vestas V-27 de 225KW		
		2 grupos Diesel de 60 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	-	-	3 501
Velocidad media del viento (m/s)		8.4		

Tabla 2.4-6 Datos del Sistema Eólico-Diesel en Punta Jandía

Lanzarote

En Lanzarote, las instalaciones eólicas consisten en dos Parques Eólicos, como se muestra en la Tabla 2.4-7 y figura 2.30.

Instalación	Potencia nominal (MW)
Parque eólico de Los Valles	5.280
Parque eólico Montaña la Mina	1.125
Total isla ...	6.405

Tabla 2.4-7 Instalaciones eólicas en Lanzarote

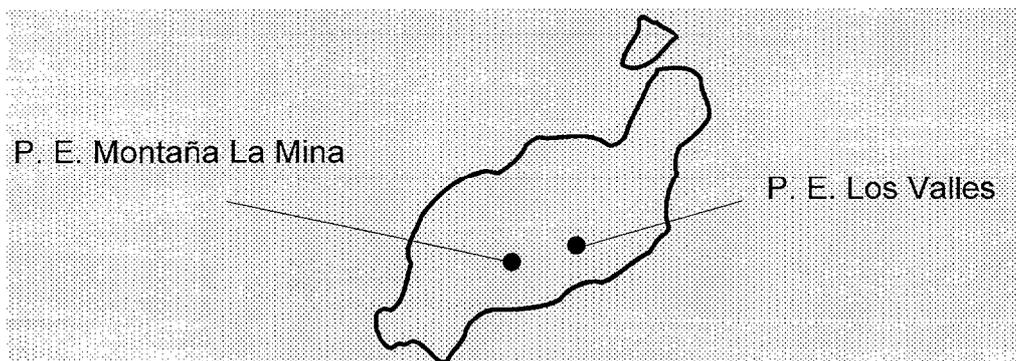


Fig. 2.30 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Lanzarote

A continuación se indican algunos datos significativos de cada instalación (Tablas 2.4-8 y 2.4-9).

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		42 AWP 56-100 de 100 KW		
		6 Made AE-23 de 180KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	7 771 040	14 101 900	12 951 025	10 703 180
Velocidad media del viento (m/s)		7.5		

Tabla 2.4-8 Datos del Parque eólico de Los Valles (5.280MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		5 Vestas V-27 de 225KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	3 939 200	3 990 304	3 931 461	3 680 669
Velocidad media del viento (m/s)		7.9		

Tabla 2.4-9 Datos del Parque eólico de Montaña la Mina (1.125MW)

Gran Canaria

En esta isla se encuentran instalados varios parques eólicos de diferente tamaño, así como otras instalaciones dispersas constituidas por un único aerogenerador (Tabla 2.4-10). La mayor parte de las instalaciones ha sido ubicada en la zona de Arinaga y alrededores (fig. 2.31), donde la velocidad media del viento es de unos 8 m/s.

Instalación	Potencia nominal (MW)
Aerogenerador Fábrica ACSA	0.225
Parque eólico Arinaga-Depuradora	0.500
Parque eólico GC-1	0.360
Parque eólico de Tenefé	1.125
Aerogenerador Pozo Piletas	0.225
Parque eólico de Aguatona	0.200
Aerogenerador Juan Grande	0.150
Aerogenerador Agaete	0.150
Aerogenerador La Aldea	0.225
Parque eólico de Barranco de Tirajana	1.260
Parque eólico de Juan Grande	20.10
Total isla ...	24.520

Tabla 2.4-10 Instalaciones eólicas en Gran Canaria

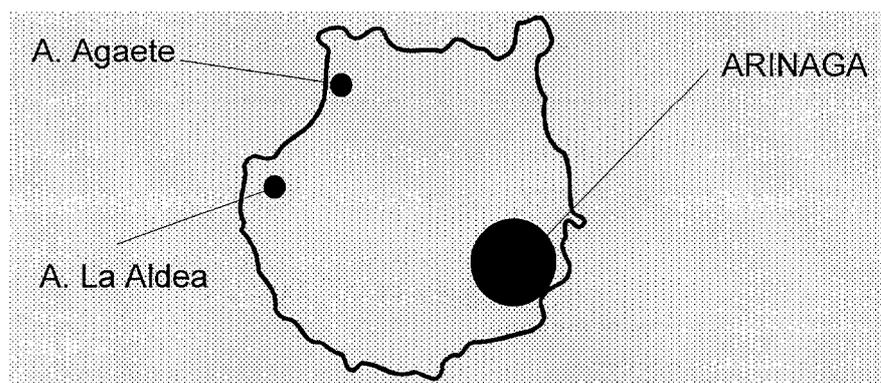


Fig. 2.31 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Gran Canaria

A continuación se indican algunos datos significativos de cada instalación (Tablas 2.4-11 a 2.4-21).

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Vestas V-27 de 225KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	790 480	903 750	794 720	638 789
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-11 Datos del Aerogenerador Fábrica ACSA (0.225MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Vestas V-25 de 200KW 1 Flowind F-19 de 300KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	690 750	758 707	590 800	668 650
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-12 Datos del Parque Eólico Arinaga-Depuradora (0.500MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		4 Vestas V-19 de 90KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	1 018 284	1 160 749	994 198	848 650
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-13 Datos del Parque Eólico GC-1 (0.360MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		5 Vestas V-27 de 225KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	4 378 100	5 178 900	4 650 000	2 967 322
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-14 Datos del Parque Eólico Tenefé (1.125MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Vestas V-27 de 225KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	680 410	768 090	696 600	567 242
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-15 Datos del Aerogenerador Pozo Piletas (0.225MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		2 Vestas V-20 de 100 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	538 560	605 200	536 730	409 737
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-16 Datos del Parque Eólico de Aguatona (0.200MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Made AE-20 de 150 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	384 388	411 270	365 632	269 580
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-17 Datos del Aerogenerador Juan Grande (0.150MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Made AE-20 de 150 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	30 400	512 500	307 700	326 900
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-18 Datos del Aerogenerador Agaete (0.150MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Vestas V-27 de 225KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	35 160	518 390	415 900	384 100
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-19 Datos del Aerogenerador La Aldea (0.225MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		7 Made AE-23 de 180 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	2 764 800	3 405 600	2 580 000
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-20 Datos del Parque Eólico de Tirajana (1.260MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		7 Made AE-23 de 180 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	-	-	2 126 500
Velocidad media del viento (m/s)		8		

Tabla 2.4-21 Datos del Parque Eólico de Juan Grande (20.100MW)

Tenerife

Todos los aerogeneradores se encuentran localizados en las instalaciones del ITER (Instituto Tinerfeño de Energías Renovables) en la zona de Granadilla (Tabla 2.4-22 y fig. 2.32).

Instalación	Potencia nominal (MW)
Aerogenerador WEG	0.250
Aerogenerador Cenemesa	0.300
Aerogenerador Made-150	0.150
Aerogenerador Vestas	0.200
Aerogenerador Ecotecnia	0.150
Aerogenerador Enercom-33	0.330
Aerogenerador Made-300	0.300
Aerogenerador Enercon-40-1	0.500
Aerogenerador Enercon-40-2	0.500
Total isla ...	2.680

Tabla 2.4-22 Instalaciones eólicas en Tenerife

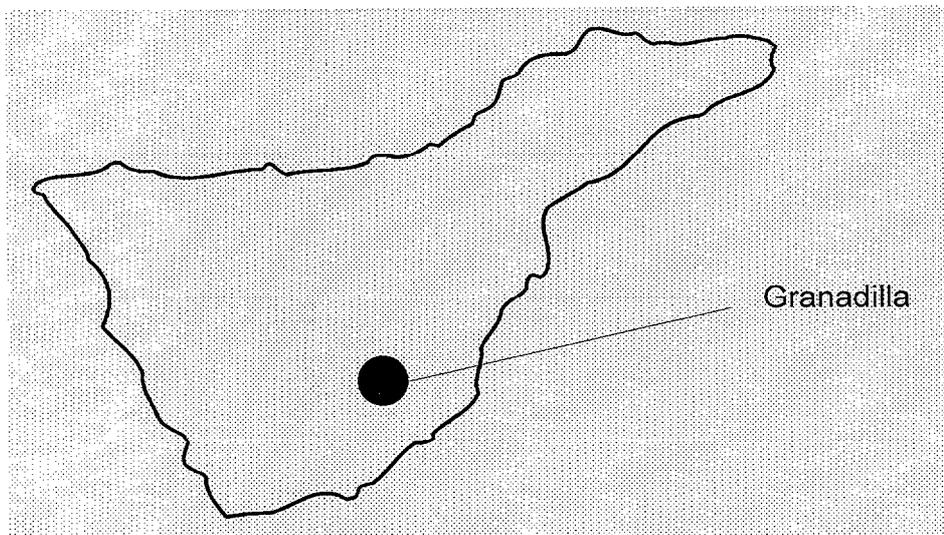


Fig. 2.32 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de Tenerife

A continuación se indican algunos datos significativos de cada instalación (Tablas 2.4-23 a 2.4-30).

Aerogeneradores (nº.modelo, P_{nom})		1 WEG MS-2 de 250KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	171 200	93 600	84 500	0
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-23 Datos del Aerogenerador WEG (0.250MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Flowind F-19 de 300KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	37 800	255 000	134 640	126 000
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-24 Datos del Aerogenerador Cenemesa (0.300MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Made AE-20 de 150KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	308 280	456 480	413 580	243 420
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-25 Datos del Aerogenerador Made-150 (0.150MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Vestas V-25 de 200 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	599 300	636 760	576 380	466 120
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-26 Datos del Aerogenerador Vestas (0.200MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Ecotenia 20/150 de 150 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	325 950	376 860	309 820	231 440
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-27 Datos del Aerogenerador Ecotecnia (0.150MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Enercon-33 de 330 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	938 849	916 452	943 681	717 259
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-28 Datos del Aerogenerador Enercon-33 (0.330MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Made AE-30 de 300 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	476 100	639 450	571 050	386 850
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-29 Datos del Aerogenerador Made-300 (0.300MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		2 Enercon-40 de 500 KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	1 867 160	2 887 238	2 464 593
Velocidad media del viento (m/s)		7.6		

Tabla 2.4-30 Datos de los Aerogeneradores Enercon-40 (0.500MW)

La Palma

En La Palma existe una única instalación eólica destinada a la producción de energía eléctrica, como puede verse en la Tabla 2.4-31 y figura 2.33.

Instalación	Potencia nominal (MW)
Parque eólico Juan Adalid	1.260
Total isla ...	1.260

Tabla 2.4-31 Instalaciones eólicas en La Palma

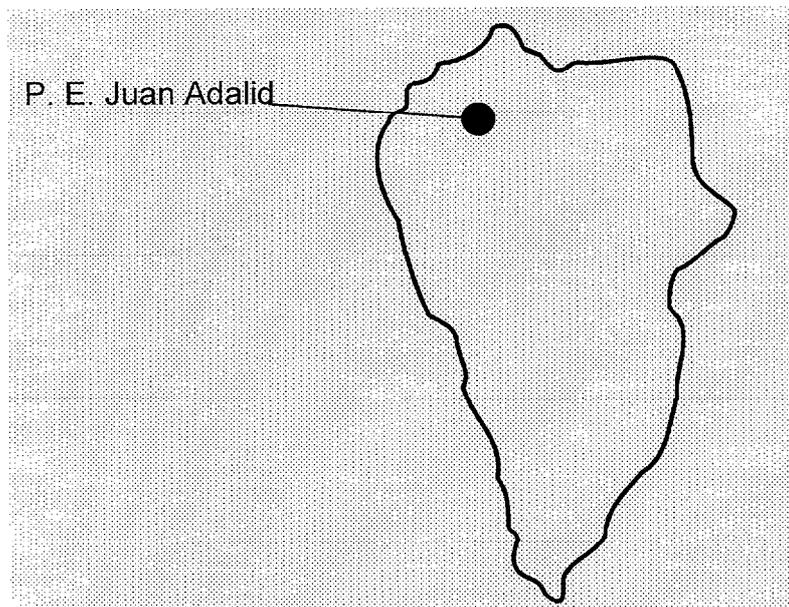


Fig. 2.33 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de La Palma

A continuación se indican algunos datos significativos de la instalación (Tabla 2.4-32).

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		7 Made AE-23 de 180KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	2 743 632	2 509 740	2 052 000
Velocidad media del viento (m/s)		7.9		

Tabla 2.4-32 Datos del Parque Eólico de Juan Adalid (1.260MW)

La Gomera

En La Gomera existe una instalación eólica, constituida por dos aerogeneradores de 180 KW (Tabla 2.3-33 y fig. 2.34).

Instalación	Potencia nominal (MW)
Parque Eólico Epina	0.360
Total isla ...	0.360

Tabla 2.4-33 Instalaciones eólicas en La Gomera

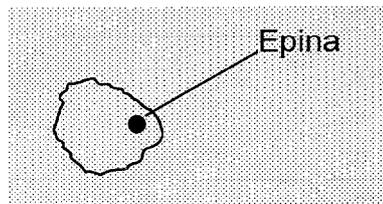


Fig. 2.34 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de La Gomera

A continuación se indican algunos datos significativos de la instalación (Tabla 2.4-34).

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		2 Made AE-23 de 180KW		
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996
	-	-	-	177 600
Velocidad media del viento (m/s)		7.8		

Tabla 2.4-34 Datos del Parque Eólico Epina (0.360MW)

El Hierro

En el Hierro se encuentran instalados dos aerogeneradores (Tabla 2.3-35 y fig. 2.35).

Instalación	Potencia nominal (MW)
Aerogenerador Montaña San Juan-1	0.100
Aerogenerador Montaña San Juan-2	0.180
Total isla ...	0.280

Tabla 2.4-35 Instalaciones eólicas en El Hierro

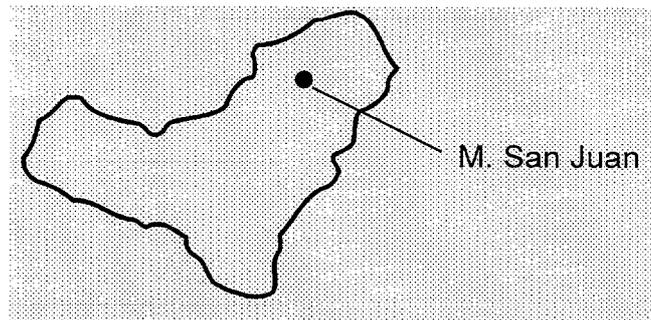


Fig. 2.35 Localización geográfica de las instalaciones eólicas de El Hierro

A continuación se indican algunos datos significativos de las instalaciones (Tablas 2.4-36 y 2.4-37).

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Made AE-23 de 180KW			
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996	
	-	451 731	338 700	474 500	
Velocidad media del viento (m/s)		7.8			

Tabla 2.4-36 Datos del Aerogenerador Montaña San Juan-180 (0.180MW)

Aerogeneradores (nº, modelo, P_{nom})		1 Vestas V-20 de 100KW			
Producción (KW-h)	1993	1994	1995	1996	
	312 830	384 590	304 830	297 480	
Velocidad media del viento (m/s)		7.8			

Tabla 2.4-37 Datos del Aerogenerador Montaña San Juan-100 (0.100MW)

2.5 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES INSTALADOS EN LOS PARQUES EÓLICOS DE CANARIAS

En las páginas siguientes se muestran sendos cuadros, con la siguiente información:

- En la Tabla 2.5-1, se resume el número de aerogeneradores de cada modelo instalados en cada una de las Islas Canarias, agrupados según el fabricante de origen.
- En la Tabla 2.5-2, se indican las principales características de los aerogeneradores instalados en el Archipiélago Canario.

Fabricante de origen	País	Modelo	P_{nom} (KW)	Nº aerogeneradores instalados							
				F	LZ	GC	TF	LP	G	H	CANARIAS
VESTAS WIND (1) SYSTEMS A.S.	Dinamarca	V27	225	6	5	8	-	-	-	-	19
		V25	200	-	-	1	1	-	-	-	2
		V20	100	-	-	2	-	-	-	1	3
		V19	90	-	-	4	-	-	-	-	4
MADE SISTEMAS ELÉCTRICOS S.A.	España	AE30	300	18	-	-	1	-	-	-	19
		AE23	180	27	6	7	-	7	2	1	50
		AE20	150	-	-	2	1	-	-	-	3
U.S. WIND POWER (2)	E.E.U.U.	AWP56	100	-	42	-	-	-	-	-	42
DESARROLLOS EÓLICOS S.A.	España	A-300	300	-	-	67	-	-	-	-	67
ECOTECNIA S.C.	España	20/150	150	-	-	-	1	-	-	-	1
WIND ENERGY GROUP	Reino Unido	MS-2	250	-	-	-	1	-	-	-	1
ENERCON GMBT	Alemania	E-33	330	-	-	-	1	-	-	-	1
		E-40	500	-	-	-	2	-	-	-	2
FLOWIND CORP. (3)	E.E.U.U.	F-19	300	-	-	1	1	-	-	-	2

(1)Fabricado en España por A.C.S.A.

(2)Fabricado en España por Abengoa S.A.

(3)Fabricado en España por Cenemesa

F: FUERTEVENTURA

LZ: LANZAROTE

GC: GRAN CANARIA

TF: TENERIFE

LP: LA PALMA

G: LA GOMERA

H: EL HIERRO

Tabla 2.5-1 Número de aerogeneradores instalados en Canarias, según fabricante

marca	modelo	tipo gen.	P_{nom} (KW)	V_{nom} (V)	U_{nom} (m/s)	U_{con} (m/s)	U_{des} (m/s)	tipo torre	altura torre (m)	materia l torre	palas	diam. (m)	área barrida (m ²)	pos	paso	freno	arr. suave	velocidad (r.p.m.)	multiplicador	eje
VESTAS	V-27	AS/Doble devanado	225/50	400	12	3.5	25	Tubular	31	Acero galvanizado	3	27	572.6	B	V	A/A, D	SI	43	1:23	H
VESTAS	V-25	AS/Doble devanado	200/30	400	13.8	3.5	25	Tubular	30	Acero galvanizado	3	25	490.9	B	V	A/A, D	SI	44	1:23	H
VESTAS	V-20	AS	100	400	13	4.5	25	Tubular	24	Acero galvanizado	3	20	314.2	B	F	A/E, D, GB	SI	46	1:22	H
VESTAS	V-19	AS/2 gen	90/19	400	18	3.4	23	Celosía	24	Acero galvanizado	3	19	277.6	B	F	A/E, D, GB	SI	42	1:23.9	H
MADE	AE-30	AS	300	380	15	3.5	28	Tubular	31	Acero galvanizado	3	30	530.9	B	F	A/E, D	SI	43	1:22	H
MADE	AE-23	AS	180	380	14	4	28	Tubular	28	Acero galvanizado	3	23	415.5	B	F	A/E, D	SI	46	1:22	H
MADE	AE-20	AS	150	380	15	5	25	Tubular	24	Acero galvanizado	3	20	314.2	B	F	A/E, D	SI	46	1:22.4	H
AWP	56-100	AS	100	480	13	5.4	20	Celosía	18	Acero galvanizado	3	18	254.5	S	V	A/A, D	SI	72	1:20.8	H
DE	A-300	AS	300	380	12	5	25	Tubular	31	Acero galvanizado	3	31	530.9	B	V	A/A, D	-	43.2	1:34	H
Ecotecnia	20/150	AS	150	380	14.5	4	25	Tubular	24	Acero galvanizado	3	20	314.2	B	F	A/E, D	SI	51.1	1:29.62	H
WEG	MS-2	AS	250	415	13	5	25	Tubular	25	Acero galvanizado	3	25	490.9	B	V	A/E, D	SI	48	1:31.3	H
Enercon	E-33	SÍNC	330	20.000	14	3	25	Tubular	33.1	Hormigón	3	33	855.3	B	V	A/A, D	SI	20-39	1:34	H
Enercon	E-40	SÍNC	500	20.000	13	3	25	Tubular	42	Hormigón	3	40.3	1275.6	B	V	A/A, D	SI	18-40	NO	H
Flowind	F-19	AS	300	380	13	6.3	26.8	-	25.3*	-	2	19	283.5	-	-	D	NO	52	1:28.8	V

tipo gen. tipo de generador (AS: asíncrono, SÍNC: síncrono) U_{con} viento mínimo para la conexión * altura del eje
 P_{nom} Potencia nominal U_{des} viento máximo antes de la desconexión pos posición relativa (B: Barlovento, S: Sotavento)
 U_{nom} viento para la potencia nominal eje posición del eje de la turbina (H:Horizontal, V: Vertical) paso ángulo de paso de las palas (V: Variable, F: Fijo)
 freno tipo (A/A: aerodinámico por variación del ángulo de paso, A/E: aerodinámico por giro a 90° del extremo de las palas, D: Disco, G: Giro de la barquilla a 90° respecto al viento)
 arr. suave dispositivos de arranque suave, para la limitación de la corriente en el momento de la conexión a red, mediante tiristores

Tabla 2.5-2 Principales características de los aerogeneradores instalados en Canarias

En el análisis de las Tablas 2.5-1 y 2.5-2, son de destacar las siguientes observaciones:

- El 40% de los aerogeneradores instalados en Canarias presentan una Potencia Nominal de 300 KW, suponiendo más de la mitad de la Potencia Eólica Total instalada.
- Prácticamente uno de cada dos aerogeneradores poseen potencias nominales inferiores a 200 KW, significando en torno a un tercio del total, en cuanto a Potencia Eólica instalada.
- Casi el 65% de los aerogeneradores instalados en Canarias es de tecnología española, contribuyendo a las tres cuartas partes de la Potencia Eólica Total instalada.
- Uno de cada cinco aerogeneradores instalados es de tecnología norteamericana, significando un 10% de la Potencia Eólica total instalada.
- Le sigue la tecnología danesa, con uno por cada diez aerogeneradores instalados, correspondiéndoles un 11% del total de Potencia Instalada.
- Todos incorporan generadores de inducción, con salida en Baja Tensión (380-415 V), a excepción de las tres unidades de tecnología alemana, en las que el generador es síncrono y produce a 20KV.
- Analizando la velocidad de rotación de las palas y la razón de multiplicación, se deduce que los generadores asíncronos instalados giran sobre las 1000 r.p.m., en unos casos, o 1500 r.p.m., en otros. Esto significa 2-3 pares de polos y contrasta con el elevado número de polos con que son equipados los alternadores síncronos de Enercon, en una filosofía similar a la de los grupos generadores Diesel convencionales. Con velocidades variables entre 18-40 y 20-39 r.p.m., sin multiplicador, los aerogeneradores síncronos anteriormente mencionados parecen contar con no menos de 75 pares de polos.
- La velocidad nominal de viento de los aerogeneradores analizados, se encuentra en el rango de 12-15 m/s, llegando a los 18 m/s en el caso de las cuatro unidades Vestas V-19 existentes.
- La velocidad de conexión es de 3.4-5.4 m/s para los aerogeneradores asíncronos de eje horizontal, 3 m/s para las tres unidades síncronas y 6.3 m/s para los dos aerogeneradores de eje vertical. La desconexión se realiza entre los 20 y los 28 m/s.

Capítulo 3

Modelos de Aplicación al Estudio de Aerogeneradores Asíncronos

CAPÍTULO 3

MODELOS DE APLICACIÓN AL ESTUDIO DE AEROGENERADORES ASÍNCRONOS

3.1 MODELADO DEL AEROGENERADOR ASÍNCRONO

3.1.1 Modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario

El modelo de generador asíncrono en régimen estacionario, comúnmente aceptado y despreciando pérdidas en el hierro, es el mismo que para un motor asíncrono, con la única diferencia de que el deslizamiento es negativo para el generador y positivo para el motor [Arrillaga, 1983]. Este modelo se representa en la figura 3.1:

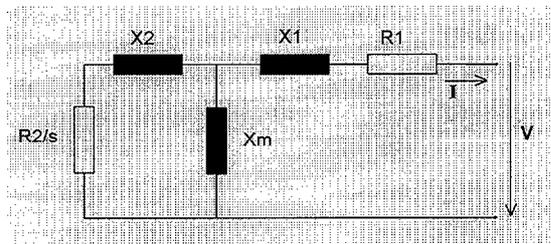


Fig. 3.1 Modelo de generador asíncrono en régimen estacionario

donde

V	<i>tensión en bornes del generador</i>
I	<i>corriente generada</i>
R_1	<i>resistencia estática</i>
X_1	<i>reactancia estática</i>
R_2	<i>resistencia rotórica</i>
X_2	<i>reactancia rotórica</i>
X_m	<i>reactancia magnetizante</i>
$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s}$	<i>deslizamiento (p.u.)</i>
ω	<i>velocidad de la máquina</i>
ω_s	<i>velocidad de sincronismo</i>

En el funcionamiento como generador, el valor negativo del deslizamiento hace que la resistencia variable R_2/s , representativa de la conversión de energía mecánica en energía eléctrica, sea negativa y realice las funciones de una fuente de tensión dependiente del deslizamiento s . De esta forma, el modelo permite considerar la aportación de potencia activa P a la red exterior [Feijóo, Cidrás, Medina, 1994].

Representando gráficamente tanto la potencia activa P como la reactiva Q en función de valores de deslizamiento negativos, se obtienen las curvas potencia activa-deslizamiento ($P-s$) y potencia reactiva-deslizamiento ($Q-s$), en régimen estacionario y para un valor dado de la tensión en bornes (fig. 3.2). Al tratarse de un generador, se consideran positivas las potencias generadas y negativas las consumidas.

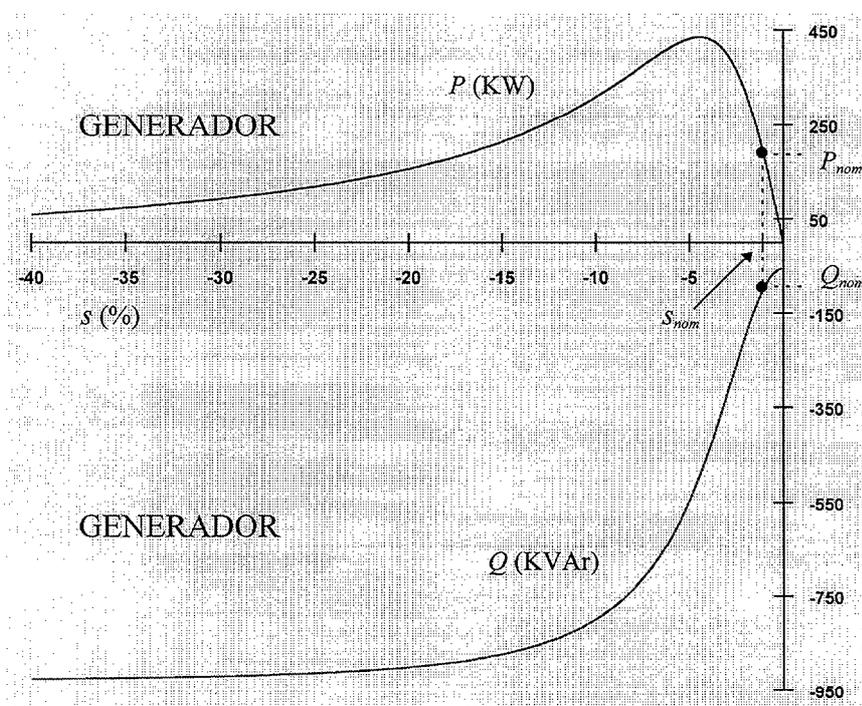


Fig. 3.2 Curvas $P-s$ y $Q-s$, de régimen estacionario, de un aerogenerador asíncrono

Estas curvas ($P-s$) y ($Q-s$), mostradas en la figura 3.2, son semejantes a las de un motor asíncrono y simétricas respecto al eje de ordenadas y al origen, respectivamente, según la representación habitual. En ellas se puede apreciar lo siguiente:

Cuando una máquina asíncrona gira con una velocidad de rotación superior a la de sincronismo, genera potencia activa P y consume potencia reactiva Q

- Para pequeños deslizamientos, la potencia activa generada P es aproximadamente proporcional al deslizamiento s , en relación directa al mismo
- Existe un punto de máxima generación de potencia activa P_{max} , a partir del cual la producción de activa decrece al aumentar la velocidad de la máquina
- El punto nominal de trabajo se encuentra entre $s=0$ y el deslizamiento correspondiente a P_{max} , con un deslizamiento inferior a éste, en valor absoluto, respetando un cierto margen de seguridad
- Para velocidades muy altas, la potencia activa generada tiende a cero
- El consumo de potencia reactiva Q no presenta ningún pico máximo, como en el caso de la activa P , acercándose asintóticamente a su mayor valor, a medida que aumenta la velocidad
- Para pequeños deslizamientos, el consumo de reactiva Q aumenta notablemente con la velocidad
- Para velocidades muy altas, el consumo de reactiva se mantiene aproximadamente constante, e igual a un valor muy alto en comparación con el nominal

3.1.2 Modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio

El modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, donde se admite flujo estatórico constante, consiste en una fuente de tensión E' seguida de una impedancia Z . Esta impedancia está compuesta por la resistencia estática R y la reactancia aparente con rotor bloqueado X' [Stagg, El-Abiad, 1968]. Este modelo se representa en la figura 3.3:

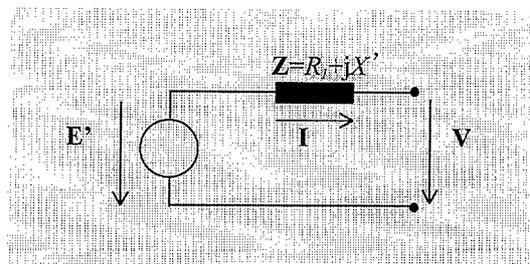


Fig. 3.3 Modelo de generador asíncrono en régimen transitorio

donde

$\mathbf{I} = I_r + jI_m$	corriente generada
$\mathbf{E}' = E_r' + jE_m'$	f.e.m.
$\mathbf{V} = V_r + jV_m$	tensión en bornes del generador
$X_o = X_l + X_m$	reactancia en circuito abierto
$T_o = \frac{X_2 + X_m}{2\pi f R_s}$	constante de tiempo en circuito abierto
$X = X_l + \frac{X_2 X_m}{X_2 + X_m}$	reactancia aparente con rotor bloqueado
f	frecuencia (Hz)

En este modelo, las variaciones de la f.e.m. E' vienen dadas por la ecuación diferencial siguiente [Arrillaga, 1983]:

$$\frac{d\mathbf{E}'}{dt} = -j2\pi f s \mathbf{E}' - \frac{1}{T_o} [\mathbf{E}' - j(X_o - X') \mathbf{I}] \quad (3.1)$$

Para tener una visión completa del comportamiento de un generador asíncrono es necesario, además, considerar su ecuación electromecánica:

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{T_m - T_e}{2H} \quad (3.2)$$

donde:

$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s}$	deslizamiento (p.u.)
$T_e = \frac{P_e}{\omega_s}$	par eléctrico (p.u.)
$T_m = \frac{P_m}{\omega_s(1-s)}$	par mecánico (p.u.)
P_e	potencia eléctrica interna (p.u.)
P_m	potencia mecánica (p.u.)
H	constante de inercia (MW-s/MVA)
ω_s	velocidad de sincronismo (rad/s)

Esta ecuación electromecánica puede expresarse también en función de potencias, en lugar de pares:

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{1}{2H} \left(\frac{P_m}{1-s} - P_e \right) \quad (3.3)$$

La expresión así obtenida (ec. 3.3) resulta más adecuada para el estudio de los aerogeneradores asíncronos. Según se vio en el Capítulo 1, la energía cinética del viento se convierte en potencia mecánica P_m sobre el eje del generador asíncrono, de forma aproximadamente proporcional al cubo de la velocidad U del viento. De esta forma, para una determinada velocidad de viento U y obviando las

pérdidas en engranajes, la potencia mecánica P_m aplicada al generador asíncrono viene dada por la ecuación expuesta en dicho Capítulo 1 y reproducida aquí:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho S U^3 C_p \quad (3.4)$$

3.1.3 Modelo de máquina asíncrona en variables de estado

Como modelo de propósito general, se cuenta también con el modelo de máquina asíncrona en forma de variables de estado (fig. 3.4), obtenido a partir de la teoría de máquinas generalizada, integrado en el programa PSCAD/EMTDC del HVDC Research Center de Canadá. Transformando los devanados trifásicos a devanados bifásicos equivalentes, según ejes directo D y transverso Q, el circuito equivalente general para el eje directo es el mostrado en la figura 3.4.

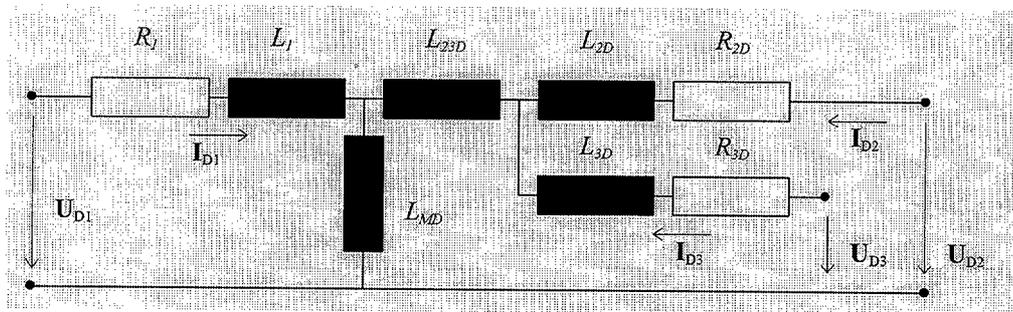


Fig. 3.4 Modelo de generador asíncrono del PSCAD/EMTDC

El modelo se completa con la ecuación electromecánica (3.3) y corresponde a una máquina de inducción con doble jaula de ardilla, para tener en cuenta el efecto de ranura profunda, por lo que:

$$U_{D2} = U_{D3} = U_{Q2} = U_{Q3} = 0 \quad (3.5)$$

y

$$L_{2D} = L_{2Q} = 0 \quad (3.6)$$

3.1.4 Ámbito de aplicación de los modelos

Modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario

Mediante el modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario (fig. 3.1), se puede estudiar el comportamiento de un aerogenerador asíncrono bajo diferentes situaciones de régimen estacionario, conectado a una carga local, a un supuesto nudo de potencia infinita o a una red eléctrica real, bajo condiciones de funcionamiento nominales o bajo valores diferentes de tensión en bornes, potencia o par mecánicos y deslizamiento [Feijóo, Cidrás, Medina, 1994]. Resulta asimismo adecuado para la consideración de sistemas eléctricos con generadores asíncronos integrados, en estudios de Flujo de Potencia, como es el caso de aerogeneradores individuales y Parques Eólicos conectados a red.

Tratándose de aerogeneradores, la potencia eólica capturada por la turbina eólica dará lugar a una cierta potencia mecánica P_m aplicada al eje del generador asíncrono. El deslizamiento correspondiente definirá el valor de la resistencia variable R_r/s , afectando así al conjunto de las variables eléctricas de la máquina.

Utilizándolo junto a la ecuación electromecánica (3.3), este modelo puede ser aplicado al análisis del régimen dinámico ante pequeñas perturbaciones. La evolución de la potencia activa P y de la reactiva Q vendrá dada por las curvas (P-s) y (Q-s) correspondientes al régimen estacionario.

Modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio

El modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio (fig. 3.3) es adecuado, tanto para el análisis individual de un generador asíncrono en condiciones de régimen dinámico, como para el estudio dinámico de grandes redes eléctricas [Arrillaga, 1983]. Ofrece la ventaja de trabajar con valores eficaces de tensiones, corrientes, potencias y f.e.m. E' , lo cual resulta clarificador en el momento de analizar los resultados.

Se posibilita así el análisis de regímenes como el de la conexión de un aerogenerador asíncrono a la red, variaciones en la velocidad del viento actuante sobre el mismo o variaciones en su tensión en bornes, así como el estudio del régimen dinámico consiguiente a perturbaciones de variado signo en un sistema de energía eléctrica: cortocircuitos, pérdidas de carga, apertura de líneas de transporte y pérdidas de generación, entre otras.

Modelo de máquina asíncrona en variables de estado

En el modelo de variables de estado (fig. 3.4), las variables eléctricas son tratadas en valores instantáneos y es posible la realización de simulaciones con tiempos de cálculo de hasta 10-25 μ s, considerando la saturación.

Por su propia formulación, este último modelo es aplicable al estudio detallado de situaciones de régimen dinámico de no muy larga duración, que involucren al generador asíncrono y algunos componentes añadidos [Gole, Nayak y otros, 1996].

En el análisis dinámico de sistemas eléctricos con generadores asíncronos integrados, el elevado número de variables implicadas y la duración de los procesos hacen prácticamente imposible un análisis con valores instantáneos, en la inmensa mayoría de los casos, siendo más aconsejable el empleo del modelo de generador asíncrono en régimen transitorio.

Por tal motivo, el modelo del PSCAD/EMTDC resulta útil al objeto de contrastar los resultados obtenidos con otros modelos, como pueda ser el modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio anteriormente descrito.

3.2 EQUIPOS ADICIONALES A LA MÁQUINA

3.2.1 Limitadores de la corriente de conexión

Con el fin de minimizar la caída de tensión inicial que se produce en el punto de conexión con motivo del acoplamiento a red de un aerogenerador asíncrono, se pueden insertar reostatos o reactancias de arranque en serie con el generador, como en el caso del arranque de un motor de inducción [Cortes, 1974]. Estos reostatos o reactancias serían cortocircuitados posteriormente (fig. 3.5).



Fig. 3.5 Utilización de reactancias en la conexión de un aerogenerador asíncrono

Se podría conseguir así limitar la corriente inicial de conexión a un valor similar al nominal, con lo que la caída de tensión inicial en el punto de conexión sería mínima (fig. 3.6).

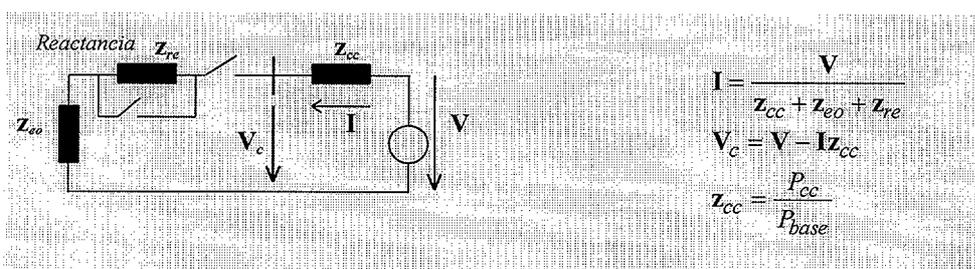


Fig. 3.6 Diagrama esquemático de la conexión de un aerogenerador asíncrono, a través de reactancia

Con los reostatos o reactancias insertados en serie con los devanados estáticos del generador asíncrono, la caída de tensión a través de ellos hace que se obtenga una tensión reducida en bornes de la máquina. De esta forma, disminuyen los requerimientos de potencia reactiva -y consecuentemente, de corriente- por parte del generador, tal y como se observa sobre las curvas ($Q-s$) de régimen estacionario (fig. 3.7).

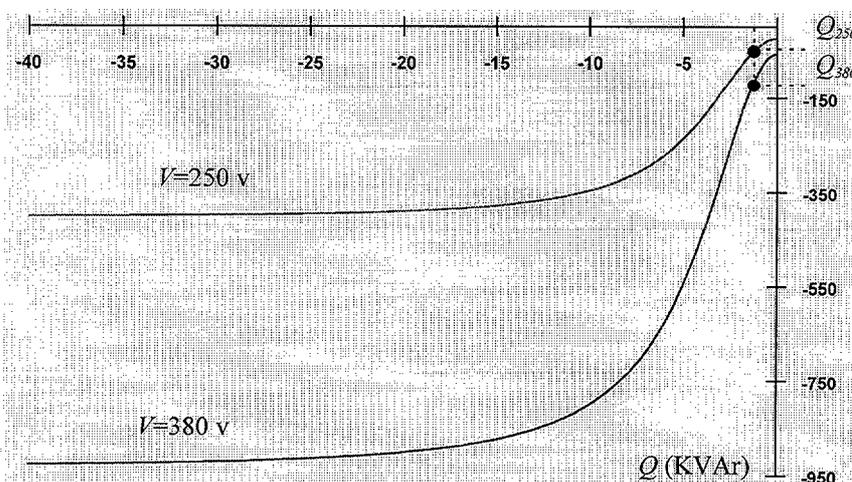


Fig. 3.7 Efecto de las reactancias de conexión, sobre la curva $Q-s$ de régimen estacionario, de un aerogenerador asíncrono

Simultáneamente, tiene lugar un alto consumo de potencia activa P -que puede adoptar valores similares al nominal de generación- que se toma de la red y es disipada principalmente en los reostatos. Esta situación no puede prolongarse mucho tiempo ya que se pretende generar potencia y se estaría impidiendo la adecuada magnetización del generador. Al cortocircuitar los reostatos o reactancias, se podría producir un pico de corriente que no sobrepasaría en mucho al doble del valor nominal, amortiguándose rápidamente hasta llegar al régimen estacionario.

Si, en lugar de reostatos, se utilizan semiconductores controlados, según la figura 3.8 (tiristores SCR, GTO, IGBT), el consumo de potencia activa P se reduce al 10-20% del nominal, siendo más eficaz la limitación de corriente I y de la potencia reactiva Q [Bleijs, 1992, 1993].

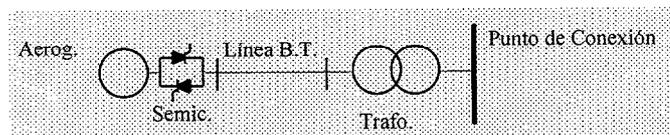


Fig. 3.8 Utilización de semiconductores controlados, en la conexión de un aerogenerador asincrónico

El efecto de la acción de los semiconductores puede observarse analizando el caso más simple de regulador monofásico, mostrado en la figura 3.9, donde se emplean dos tiristores en antiparalelo para el control de una carga genérica $Z=R+jX=(Z,\varphi)$.

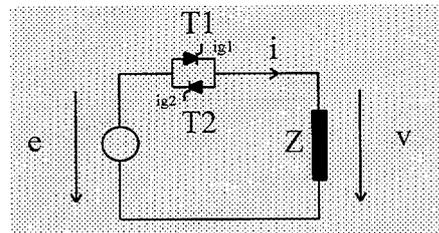


Fig. 3.9 Esquema de control de una carga genérica, con tiristores

Tras el comienzo de cada semiciclo, el tiristor correspondiente se mantiene bloqueado hasta que recibe un impulso de disparo en su terminal de puerta ($ig1$, $ig2$), con un retardo $t_1=\alpha/\omega$. A partir de ese instante, el tiristor permanece en estado de conducción hasta que se bloquea de forma natural, al anularse su intensidad.

Cuando dispara el tiristor T1, la carga recibe la tensión $e(t) = E_m \text{sen}(\omega t)$, con lo que la intensidad vendrá dada por la ecuación (3.7) [Rashid, 1993]:

$$E_m \text{sen}(\omega t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (3.7)$$

cuya solución es:

$$i(t) = \frac{E_m}{Z} \text{sen}(\omega t - \varphi) - \frac{E_m}{Z} \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L} \left(t - \frac{\alpha}{\omega} \right)} \quad (3.8)$$

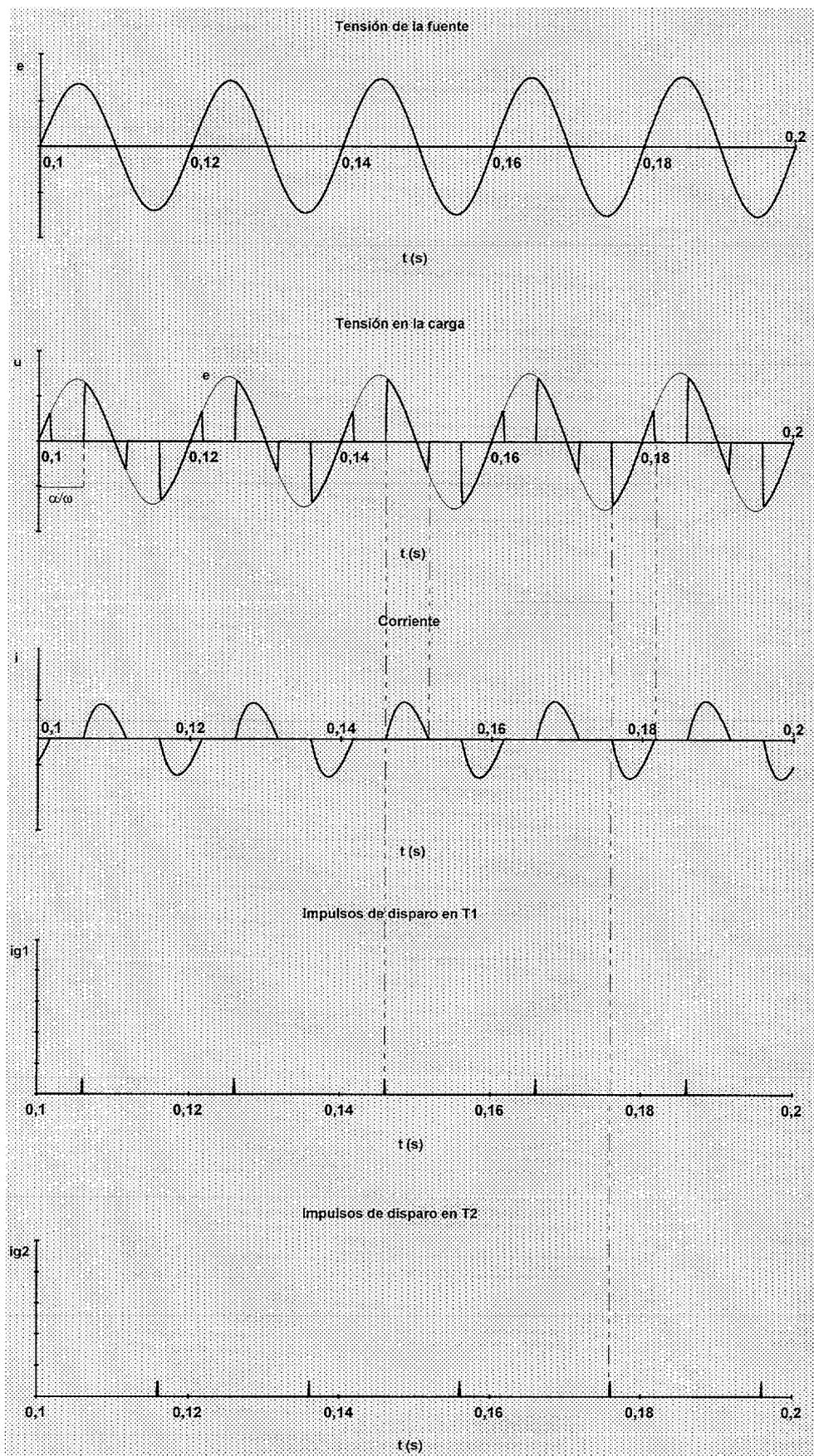


Fig. 3.10 Simulación con PSCAD/EMTDC del circuito de la fig. 3.9

Esta intensidad será nula en el instante t_2 , dado por la ec. (3.9):

$$\text{sen}(\omega t_2 - \varphi) = \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L} \left(t_2 - \frac{\alpha}{\omega} \right)} \quad (3.9)$$

y el proceso se repetirá en el semiciclo siguiente, pero siendo ahora T2 el tiristor activo.

En la figura 3.10 se muestra la evolución de las variables implicadas, obtenida mediante simulación del circuito anterior, por medio del programa PSCAD/EMTDC.

En consecuencia, puede afirmarse que es posible controlar la potencia entregada a la carga, variando el ángulo de disparo α de los tiristores. La conducción máxima se obtendrá para $\alpha = \varphi$, siendo el ángulo de conducción $\gamma = \pi$ radianes y obteniéndose una corriente puramente senoidal, dada por la ec. (3.10).

$$i(t) = \frac{E_m}{Z} \text{sen}(\omega t - \varphi) \quad (3.10)$$

Si $\alpha < \varphi$, la conducción dura más de un semiperíodo ($\gamma > \pi$), con lo que el disparo del tiristor T2 no es efectivo y el conjunto se comporta como un regulador de media onda. En consecuencia, es preciso adoptar un ángulo de disparo mayor que el ángulo de fase de la carga ($\alpha > \varphi$) si se quiere tener una regulación eficaz ($\gamma > \pi$).

En cada semiperíodo de conducción, el valor medio de la corriente que circula por la carga se obtendrá de:

$$I_m = \frac{1}{2\pi} \int_{\alpha}^{\alpha+\gamma} i_L(t) d(\omega t) \quad (3.11)$$

mientras que el valor eficaz se obtendrá de:

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_{\alpha}^{\alpha+\gamma} [i_L(t)]^2 d(\omega t)} \quad (3.12)$$

En los motores de inducción, el control de la potencia es posible, si se tiene en cuenta que el par es proporcional al cuadrado del valor eficaz de la tensión, de acuerdo a la ec. (3.13) [Cortes, 1974]:

$$T = K_1 V^2 \frac{R_2 s}{R_2^2 + s^2 X_2^2} \quad (3.13)$$

A diferencia del caso anterior, donde se controlaba la potencia entregada a una carga $Z=R+jX$, en la aplicación a una máquina asíncrona la impedancia no es constante, ya que depende del deslizamiento y éste varía en función de la ecuación electromecánica:

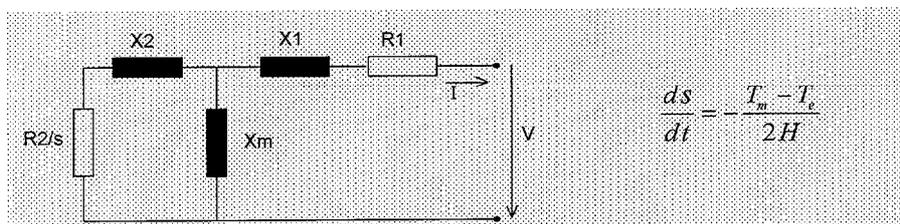


Fig. 3.11 La máquina asíncrona como carga dependiente del deslizamiento

No obstante, el efecto obtenido es básicamente el mismo que en el caso de una carga constante, en lo que al control de potencia se refiere. Aplicado al proceso de conexión a red de una máquina asíncrona, este control se traduce principalmente, como se verá en el Cap. 4, en una disminución del alto consumo inicial de corriente.

Durante la conexión, los desequilibrios existentes entre par mecánico T_m y par electromagnético T_e producen variaciones de velocidad, según la ecuación electromecánica anteriormente mencionada. De esta forma, la carga equivalente a la máquina difiere y la consiguiente variación en el consumo/generación de potencia afecta nuevamente a la ecuación de oscilación. Tras el correspondiente régimen dinámico, la máquina podrá estabilizarse en un régimen estacionario determinado, caracterizado por sus valores de deslizamiento y potencia, principalmente.

3.2.2 Baterías de condensadores

Concluido el proceso de conexión de un aerogenerador asíncrono a la red, se conectan baterías de condensadores con el fin de suministrar localmente la potencia reactiva Q , necesaria para mantener el campo magnético giratorio en el generador, en lugar de tomarla de la red. Se consigue así disminuir la facturación de potencia reactiva y aumentar el rendimiento de las instalaciones eólicas. Esto es especialmente importante en situaciones de bajos regímenes de viento, con pequeña producción de potencia activa, en las que el generador asíncrono requiere una potencia reactiva Q similar a la de plena carga, con lo que la corriente I en la instalación sería del 40-60 % de la nominal si no hubiera condensadores que suministrasen la potencia reactiva necesaria.

A pesar de que su utilización resulta claramente ventajosa, la instalación de baterías de condensadores para la compensación de reactiva en un aerogenerador presenta otros aspectos a considerar. Entre ellos, el más conocido consiste en la posibilidad de sobretensiones en el momento de la conexión.

Por otra parte, las posibles fluctuaciones que se puedan producir en la tensión en bornes V_b de un aerogenerador (fig. 3.12) -ya sean originadas por fluctuaciones de la tensión en el punto de conexión o debidas a fluctuaciones de viento- afectan especialmente a las baterías de condensadores, siendo sus consecuencias extensibles al aerogenerador asíncrono.

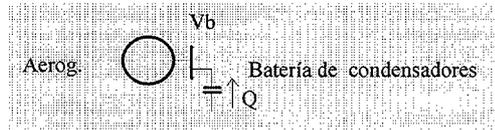


Fig. 3.12 Dependencia de la potencia reactiva Q_c de una batería de condensadores, respecto a la tensión V_b

Las baterías de condensadores generan una potencia reactiva que depende de la tensión aplicada, proporcionalmente al cuadrado de la misma:

$$Q_c = V_b^2 B_c \quad (3.14)$$

siendo:

$$B_c = \omega C$$

C capacidad de la batería de condensadores

De esta forma, cualquier fluctuación de la tensión en bornes del aerogenerador V_b produce fluctuaciones en la reactiva suministrada por estos condensadores.

Las consiguientes oscilaciones del flujo de potencia reactiva Q_c , a lo largo de la línea de conexión, podrían provocar mayores oscilaciones de tensión que en ausencia de condensadores, afectando principalmente al generador asíncrono y a los posibles receptores/generadores cercanos al punto de conexión.

Cuanto mayor sea la compensación de reactiva, mayores serán las oscilaciones producidas, sobre todo si se trata de baterías de condensadores fijas, como es normal en un aerogenerador, donde a lo sumo se dispone de batería de condensadores en dos escalones.

En aquellos casos en que se disponga de baterías automáticas, las fluctuaciones de tensión podrían suponer un elevado número de maniobras por unidad de tiempo en los contactores. Esto exige condensadores y contactores de suficiente calidad y demás equipamiento auxiliar como resistencias de descarga rápida, para evitar la conexión en oposición de fase, limitadores de la corriente de conexión, protecciones contra sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos, etc. Según el ajuste del regulador, cuanto menor sea el margen de sensibilidad admitido en la actuación de los contactores, menores serán los efectos de las fluctuaciones de tensión sobre el aerogenerador y la red, si bien aumenta el número de maniobras.

Como alternativa, el escalonamiento de baterías de condensadores por medio de semiconductores controlados TSC (Thyristor Switched Capacitor), aseguraría un control ciclo a ciclo de la potencia reactiva consumida (fig. 3.13). El

principio de compensación de energía reactiva mediante el control de capacidades, se basa en la conexión, en cada ciclo de red, de distintas unidades capacitivas [Lab. Electrotecnia y R.E., 1995]:

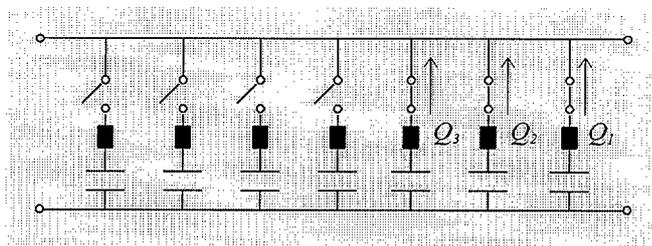


Fig. 3.13 Control TSC de una batería de condensadores

Como elemento interruptor se utilizan dos tiristores en antiparalelo (fig. 3.14), manteniéndose la utilización de resistencias de descarga. De esta forma, el interruptor de estado sólido se conecta mediante una señal de disparo y se desconecta cuando la corriente que circula por el tiristor correspondiente pasa por cero. Esto hace necesario repetir las órdenes de disparo en cada ciclo de tensión, pero al mismo tiempo ofrece la posibilidad de elegir el instante más adecuado para la conexión del condensador y la posibilidad de conectar el número de unidades capacitivas requeridas para obtener el control de reactiva deseado, todo ello sin generación de armónicos.

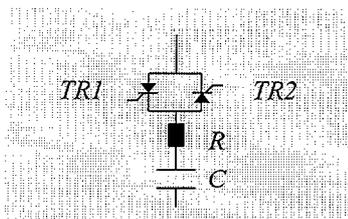


Fig. 3.14 Elemento interruptor de un control TSC

La desconexión de un aerogenerador asíncrono de la red puede verse afectada por la presencia de los condensadores, si éstos no son también desconectados de los bornes de la máquina. En tal caso, la potencia reactiva Q cedida por los condensadores al generador, puede ser suficiente para mantener el campo de éste y dar lugar a un proceso de crecimiento sostenido de la tensión, que podría perjudicar tanto al generador como a los propios condensadores [L. Tang, Zavadill, 1993].

Capítulo 4

Comportamiento de un Aerogenerador Asíncrono Conectado a un Punto de Potencia Infinita

CAPÍTULO 4

COMPORTAMIENTO DE UN AEROGENERADOR ASÍNCRONO CONECTADO A UN PUNTO DE POTENCIA INFINITA

4.1 INTRODUCCIÓN

Una vez expuestos los modelos de aplicación al estudio de aerogeneradores asíncronos, en el presente Capítulo se procederá al análisis del comportamiento de éstos en condiciones de tensión en bornes constante, como paso previo al análisis, propiamente dicho, de la integración de Parques Eólicos en Sistemas Eléctricos.

Si bien se trata de un supuesto ideal, la consideración de tensión en bornes constante, resulta útil en la caracterización del comportamiento real de un aerogenerador asíncrono, conectado a red. Tal supuesto es norma habitual en el estudio de máquinas eléctricas y otros dispositivos, encontrándose numerosos ejemplos en la literatura técnica asociada. Las conclusiones así obtenidas permiten abordar, con mayor conocimiento de causa, el funcionamiento real del aerogenerador.

El estudio del régimen estacionario se plantea sobre las curvas de potencia y par, frente a deslizamiento, haciendo uso del modelo de máquina asíncrona en régimen permanente, expuesto en el Capítulo 3.

El estudio del régimen dinámico se efectúa en base al modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, expuesto también en el Capítulo 3. Aún tratándose de un caso de funcionamiento en régimen dinámico, el proceso de conexión es objeto de análisis particularizado. En él, se hace uso también del modelo del PSCAD/EMTDC, con el fin de contrastar los resultados obtenidos.

4.2 RÉGIMEN ESTACIONARIO

Bajo condiciones nominales de viento, tensión en bornes y frecuencia de red, el régimen estacionario de un aerogenerador asíncrono se caracteriza a través de sus valores nominales de potencia activa P , potencia reactiva Q , corriente I y deslizamiento s y considerando la posible corrección del factor de potencia de la instalación, por medio de baterías de condensadores. El modelo de generador asíncrono a emplear es el modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario.

Si las condiciones de viento, tensión en bornes y frecuencia no son las nominales, el régimen estacionario será otro diferente del nominal, siendo posible la obtención de infinitas situaciones de régimen estacionario estable, en las que el aerogenerador puede funcionar con normalidad. Esto contrasta con las fuertes restricciones que se exigen normalmente en el funcionamiento de un generador síncrono, como por ejemplo en lo referente a la velocidad de rotación, que debe ser la de sincronismo [Elgerd, 1985].

Para diferentes condiciones de viento, la potencia mecánica presente en el eje de la turbina eólica y en el eje del generador eléctrico, vendrá dada por las curvas (P_m-U) del aerogenerador, según la ecuación (2.6) reproducida aquí:

$$P_m(U, \omega) = c_1 U \omega^2 + c_2 U^2 \omega + c_3 U^3 \quad (4.1)$$

A partir de esta ecuación y de los parámetros del generador eléctrico, se obtiene un conjunto de familias de curvas como las que se representa en las gráficas siguientes:

1. Potencia mecánica P_m frente a velocidad del viento U , para diferentes valores de la velocidad de giro ω del generador eléctrico (fig. 4.1)
2. Potencia mecánica P_m frente a velocidad de giro ω del generador eléctrico, para diferentes valores de la velocidad del viento U (fig. 4.2)
3. Potencia mecánica P_m frente a deslizamiento s del generador asíncrono, para diferentes valores de la velocidad del viento U (fig. 4.3)
4. Par mecánico T_m frente a deslizamiento s del generador asíncrono, para diferentes valores de la velocidad del viento U (fig. 4.4)

En esta última gráfica (fig. 4.4), se representa también la familia de curvas (T_e-s) del generador asíncrono, para diferentes valores de la tensión en bornes.

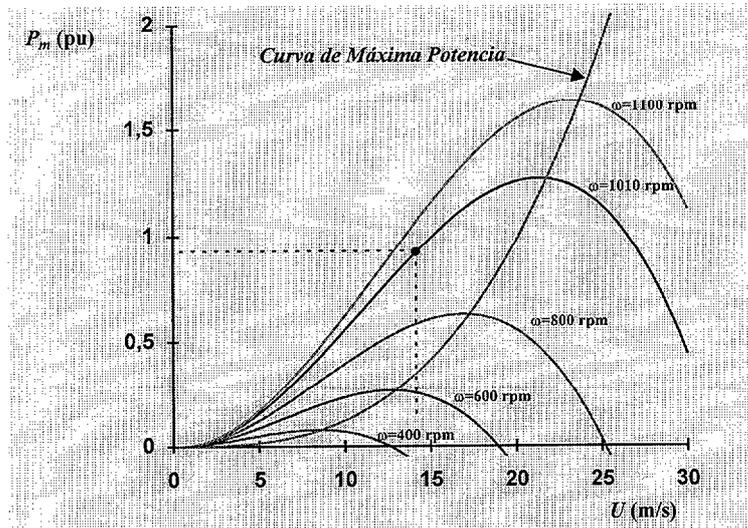


Fig. 4.1 Potencia mecánica P_m frente a velocidad del viento U , para diferentes valores de la velocidad de rotación ω de un aerogenerador

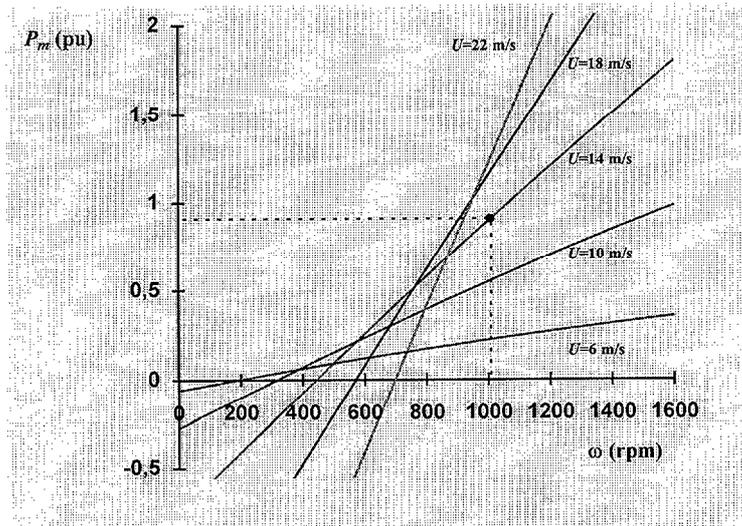


Fig. 4.2 Potencia mecánica P_m frente a velocidad de rotación ω de un aerogenerador, para diferentes valores de la velocidad del viento U

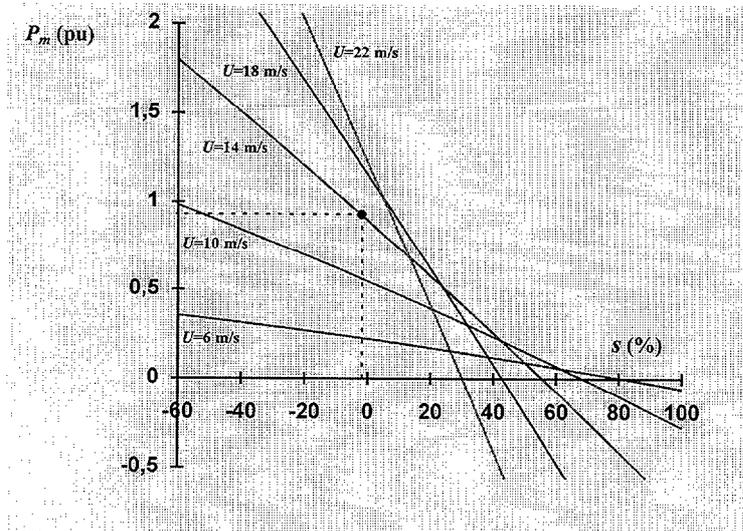


Fig. 4.3 Potencia mecánica P_m frente a deslizamiento s de un aerogenerador, para diferentes valores de la velocidad del viento U

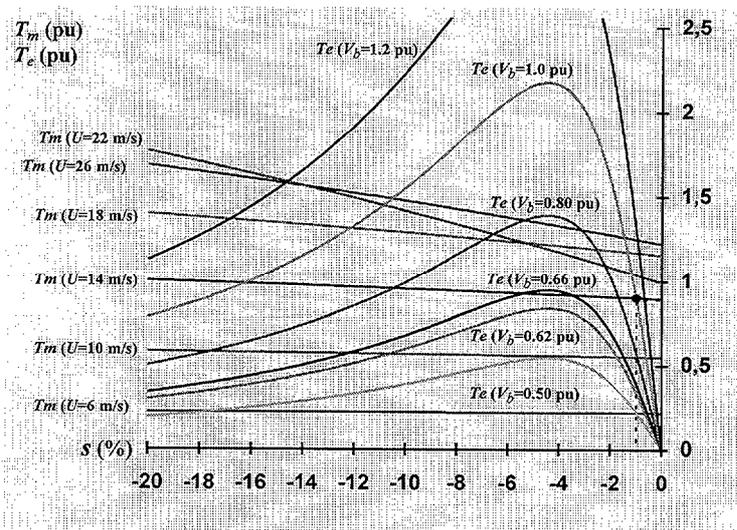


Fig. 4.4 Intersección de las curvas de Par mecánico T_m (para diferentes valores de la velocidad del viento U) y Par Eléctrico T_e (para diferentes valores de la tensión en bornes V_b), representadas frente al deslizamiento s de un aerogenerador

En esta última gráfica (fig. 4.4), las curvas de par mecánico T_m se asemejan a rectas de pequeña pendiente. Para valores bajos de la velocidad del viento U , el par T_m es prácticamente constante a cualquier deslizamiento, mientras que las mayores pendientes se tienen para valores elevados de U .

El régimen estacionario de un aerogenerador asíncrono estará fijado por la intersección de la curva de par mecánico (T_m-s) del grupo aerogenerador, con la curva de par eléctrico (T_e-s) del generador asíncrono, para la tensión de servicio V_b .

Fijado un valor de tensión V_b , la ubicación de dicho punto de intersección para diferentes valores de U , indica que la potencia eléctrica generada P aumenta con la velocidad del viento, hasta un cierto valor de U . A partir de este valor, la generación de potencia eléctrica puede disminuir, al aumentar la velocidad del viento. Esto es lo que se observa, por ejemplo, al pasar de $U=22\text{m/s}$ a $U=26\text{m/s}$ sobre la curva de $V_b=1.0\text{p.u.}$

Mientras que la configuración de las curvas (T_e-s) depende del tipo de generador asíncrono, la configuración de las curvas (T_m-s) depende principalmente del diseño de la turbina eólica. Por ello, la pendiente de éstas en la región de T_e próxima a deslizamiento cero (velocidad ligeramente superior a la de sincronismo) puede variar fácilmente de un modelo de aerogenerador a otro.

En consecuencia, el comportamiento del aerogenerador puede ser notablemente diferente de un tipo a otro. Por ejemplo, puede ocurrir que el generador asíncrono sobrepase su punto de máxima generación de potencia, para una velocidad de viento determinada, o que no lo alcance debido a que la turbina es incapaz de suministrarle el par mecánico necesario para ello. En este último caso, suele decirse que el aerogenerador “entra en pérdida”. En lo que sigue, se adoptará un comportamiento intermedio a las diferentes situaciones posibles, considerando el funcionamiento a potencia mecánica constante.

4.3 CONEXIÓN DEL AEROGENERADOR

4.3.1 Modelos de aplicación

En la conexión de un aerogenerador asíncrono intervienen aspectos eléctricos y mecánicos, de rápida evolución aunque de no muy larga duración. Por tal motivo, en su estudio resultan de aplicación tanto el modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, como el modelo de máquina asíncrona en forma de variables de estado, introducidos en el Capítulo 3 de esta tesis. El modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio será el más utilizado a lo largo de este capítulo, con vistas a su aplicación en el análisis del régimen dinámico de un sistema completo de energía eléctrica, en capítulos posteriores. El modelo en forma de variables de estado será utilizado aquí para la contrastación de resultados.

El modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario no resulta muy adecuado, aún siendo complementado con la ecuación electromecánica (3.2). La aplicación de este modelo a la simulación de tal proceso electromecánico, supondría aceptar que la evolución de la potencia activa P y de la potencia reactiva Q se ajusta perfectamente a las curvas ($P-s$) y ($Q-s$) de régimen estacionario, indicadas en el apdo. 3.1.1 del capítulo anterior. Como se verá posteriormente, ésto no resulta admisible en la conexión de un aerogenerador asíncrono, donde las variables eléctricas y mecánicas se ven sometidas a grandes y rápidas modificaciones [Feijóo, Cidrás, Medina, 1994].

No obstante, la sencillez del modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario y la claridad de sus curvas ($P-s$) y ($Q-s$), resultan útiles en la explicación de algunos aspectos presentes en la evolución de los procesos electromecánicos que tienen lugar en un aerogenerador asíncrono.

4.3.2 Características de la conexión a tensión nominal y deslizamiento cero

Al describir el proceso de arranque directo de un motor de inducción, normalmente se señalan las siguientes como principales características del mismo, destacándose su similitud con la conexión de un circuito inductivo a una red alterna [Cortes, 1974]:

- la corriente inicial de arranque es elevada ($3-8 I_{nom}$)
- el par de arranque es relativamente alto ($1-1.4 T_{nom}$)
- el factor de potencia es muy bajo ($0.2-0.3$)
- la potencia en el arranque es fundamentalmente reactiva

Mientras que en el funcionamiento como motor el par motor es el par electromagnético T_e y el par resistente es el par mecánico T_m , cuando se trata del funcionamiento como generador se invierten los términos. Las posibles diferencias entre la caracterización del arranque de un motor de inducción y la de la conexión de un generador asíncrono se derivan de este hecho, fundamentalmente.



Fig. 4.5 Diagrama esquemático de la conexión de un aerogenerador a un nudo de potencia infinita

En las turbinas eólicas con ángulo de pala variable, a través de un sistema hidráulico, la simple acción del viento es suficiente para iniciar el movimiento de rotación, efectuándose la conexión del generador eléctrico cuando se alcanza la velocidad de sincronismo, o se está próximo a ella.

En estos casos, puede considerarse que la potencia mecánica P_m -función del viento- permanece aproximadamente constante durante el proceso de conexión. Por otra parte, la similitud con la conexión de un circuito inductivo, antes mencionada, sigue siendo igualmente válida en el funcionamiento como generador. Por lo tanto, es de esperar que la mayor parte de las características anteriormente descritas para el arranque de un motor de inducción, sean también aplicables a la conexión de un aerogenerador asíncrono.

Simulación de la conexión con el modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio

El modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio ofrece una posibilidad de analizar este proceso de conexión a la red. La simulación numérica de tal proceso, a potencia mecánica constante y mediante un programa de ordenador específicamente desarrollado, muestra que la evolución temporal de las variables eléctricas implicadas adopta la forma que se aprecia en la figura 4.6. En ella se indica: tensión en bornes $V_b = V_{nom} = cte.$, corriente I , f.e.m. E' , potencia activa P , potencia reactiva Q y deslizamiento en la conexión de un generador asíncrono a un punto de potencia infinita, cuando se le aplica la potencia mecánica nominal y la velocidad inicial es igual a la de sincronismo.

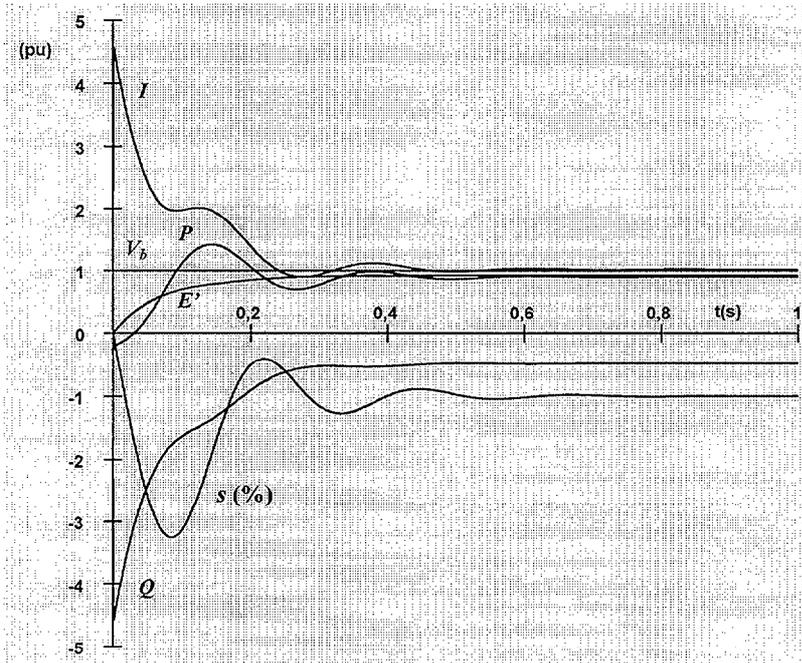


Fig. 4.6 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$, $V_b = 1$ pu). Corriente, tensión, potencias activa y reactiva, f.e.m. y deslizamiento

Representando la evolución de la potencia activa generada P frente al deslizamiento, se obtiene la gráfica de la figura 4.7. En ella se ha incluido la característica ($P-s$) de régimen estacionario, con objeto de apreciar sobre ésta el punto final de funcionamiento del aerogenerador, una vez alcanzado el régimen estacionario.

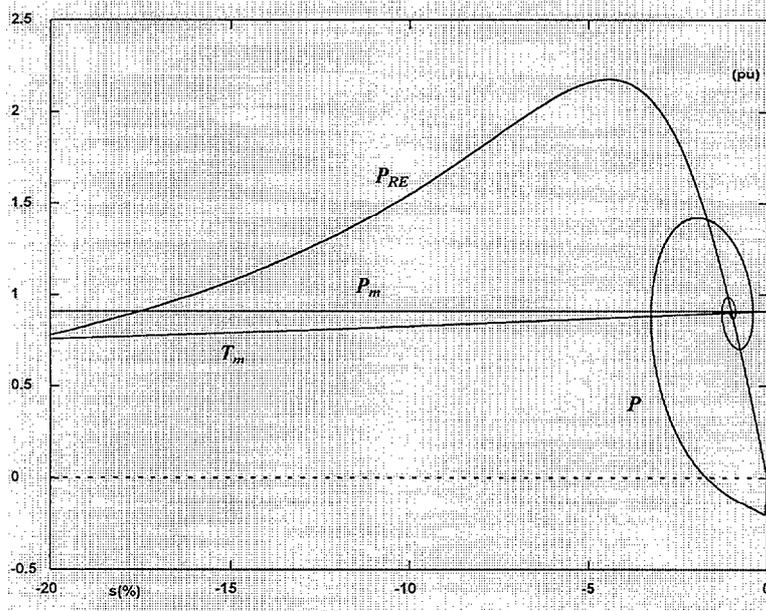


Fig. 4.7 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$, $V_b = 1$ pu). Curvas $P-s$

El alto consumo inicial de potencia reactiva Q -y de corriente I -, observados en las curvas anteriores, se invierte en crear el campo magnético necesario en el generador y es característico de los consumos preponderantemente inductivos, que inicialmente presentan características de cortocircuito: en los primeros instantes del régimen transitorio que tiene lugar en su conexión, la máquina de inducción se puede representar, aproximadamente, a través de su reactancia magnetizante (fig. 4.8).

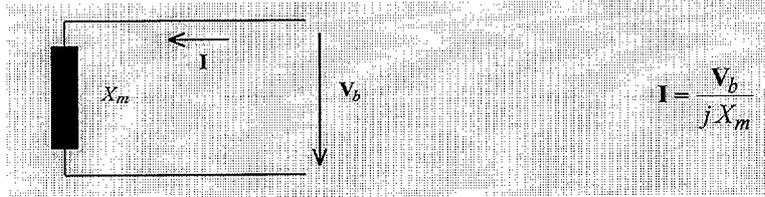


Fig. 4.8 Esquema equivalente aproximado de la máquina de inducción, en el instante inicial de la conexión

Según el modelo adoptado, el crecimiento de la f.e.m. dado por la expresión (3.1) adopta un valor inicial correspondiente a $E'=0$, que sería:

$$\frac{dE'}{dt} = -\frac{1}{T_o} [j(X_o - X')I] \quad (4.2)$$

y siendo

$$(X_o - X') = \frac{X_m^2}{X_m + X_2} \quad (4.3)$$

es admisible la aproximación

$$(X_o - X') \cong \frac{X_m^2}{X_m} = X_m \quad (4.4)$$

con lo cual se pone de manifiesto la relación entre el crecimiento inicial de la f.e.m. y la corriente absorbida:

$$\frac{dE'}{dt} = -\frac{1}{T_o} jX_m I \quad (4.5)$$

A medida que va creciendo la f.e.m. inducida E' , el consumo de potencia reactiva Q y de corriente I comienza a disminuir, correspondiéndose con un menor desequilibrio entre los valores de la tensión en bornes V_b y la f.e.m. E' (fig. 4.9).

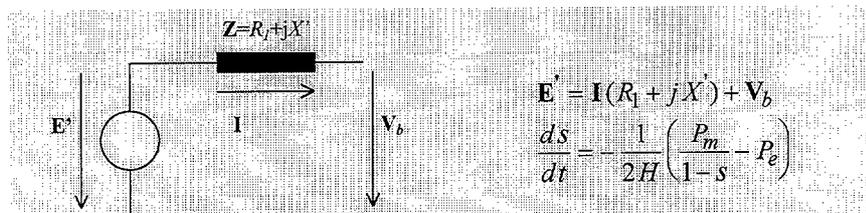


Fig. 4.9 Relación entre tensión, f.e.m. y corriente, en un generador asíncrono

En las curvas de la figura 4.6, se aprecia cómo el rápido crecimiento inicial de la f.e.m. E' produce una primera atenuación de la corriente I y del consumo de reactiva Q , alcanzándose un primer mínimo de corriente. A su vez, esta atenuación influye sobre el crecimiento de E' , moderándolo según la ecuación diferencial (4.2), con lo cual se impide que la corriente siga disminuyendo.

No obstante, la f.e.m. E' sigue creciendo aún después de que I haya alcanzado su primer mínimo, debido al efecto de la aceleración de la máquina. Esto se explica también en base a la mencionada ecuación diferencial (4.2), que expresa la evolución temporal de E' , ya que el deslizamiento s continúa aumentando, en valor absoluto.

La aceleración inicial se debe a que, puesto que en el instante inicial no hay campo, $E'=0$ y la potencia eléctrica P es nula:

$$P = e_r i_r + e_m i_m = 0 \quad (4.6)$$

De esta forma, el término $\frac{ds}{dt}$ es negativo inicialmente, por lo cual la velocidad de la máquina aumenta. Al crecer E' , la diferencia $\left(\frac{P_m}{1-s} - P\right)$ comienza a disminuir y la aceleración cada vez es menor, hasta cambiar de signo, con lo que la velocidad decrece hasta situar el deslizamiento en torno a su valor final.

En el punto de máxima velocidad del aerogenerador, el consumo de reactiva Q es aún alto, aunque en claro descenso, mientras que la potencia activa P alcanza por primera vez su valor nominal. Durante el período de desaceleración, el persistente crecimiento de E' permite que P siga aumentando, hasta alcanzar su primer máximo. A pesar del descenso en Q , éste es suficiente como para que se observe un segundo máximo en la corriente, sensiblemente menor que el inicial.

Puesto que la potencia eléctrica que se está generando obliga a la máquina a frenarse, hasta situar el deslizamiento en torno a su valor final, los efectos de la corriente I sobre el crecimiento de E' no se ven acentuados de la misma manera que en los primeros instantes. Se obtiene así un crecimiento continuo de la f.e.m. E' y una bajada más suave y sostenida de la corriente I , en busca de sus valores finales de régimen estacionario. El proceso final de ajuste entre todas las variables implicadas, produce pequeñas oscilaciones en algunas de ellas, alrededor de esos valores de régimen estacionario, como se pudo apreciar en la figura 4.6.

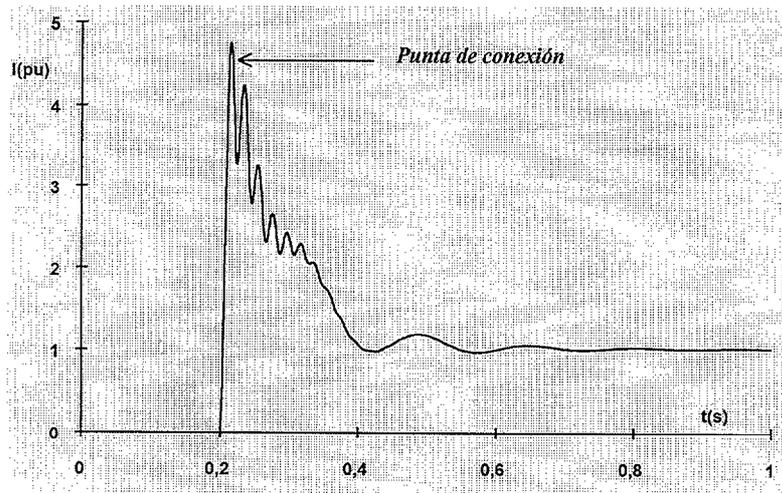


Fig. 4.11 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Corriente en valor eficaz

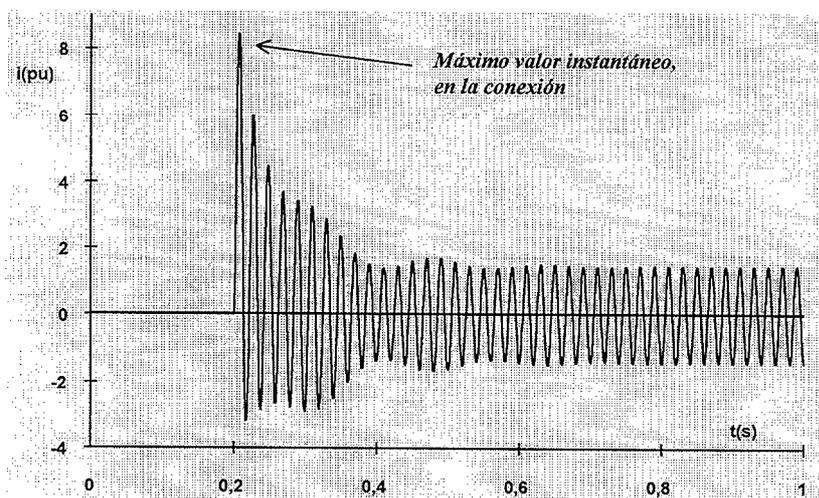


Fig. 4.12 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Valores instantáneos en I

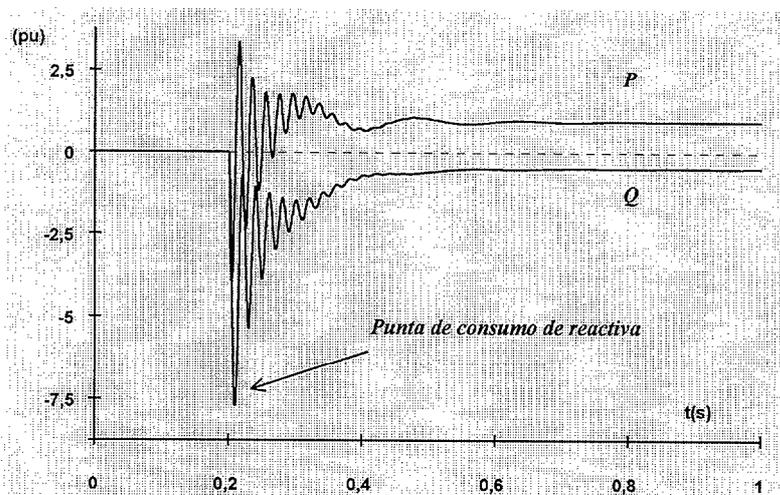


Fig. 4.13 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Potencias activa P y reactiva Q

Como era de prever, en los valores instantáneos de la corriente se aprecia un período transitorio inicial -que abarca unos cinco ciclos-, en el cual la onda presenta una notable asimetría respecto al eje de tiempos. Por lo tanto, los valores eficaces obtenidos durante los aproximadamente 100 primeros milisegundos, no resultan muy significativos, pudiendo considerarse únicamente orientativos.

Tomando como referencia la simulación realizada con anterioridad, por medio del modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, se observa que no sólo se corroboran los resultados obtenidos allí, sino que además se aprecia que las grandes variaciones de las variables pueden ser aún mayores:

- Los tiempos de establecimiento son ligeramente menores
- La evolución de la corriente de conexión, en valor eficaz, es similar, con mayores oscilaciones en los primeros momentos y un pico inicial más acentuado. En valores instantáneos, el pico inicial de corriente puede resultar del orden de ocho veces el valor eficaz de la corriente nominal.
- Otro tanto puede decirse sobre las potencias, tanto activa como reactiva, apreciándose picos de consumo considerables en el instante inicial de la conexión

En cuanto al régimen dinámico de variables no eléctricas, el deslizamiento evoluciona de la misma forma, prácticamente independiente del método de simulación empleado, obteniéndose con PSCAD/EMTDC la gráfica de la figura 4.14.

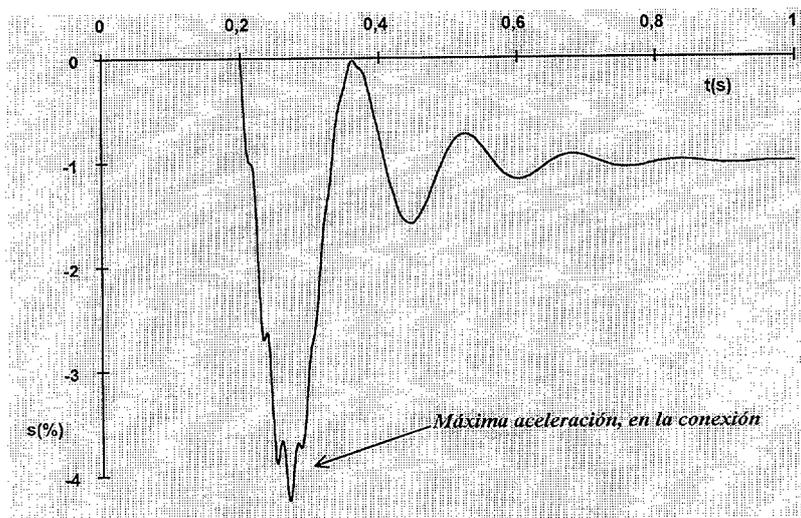


Fig. 4.14 Simulación con PSCAD del circuito de la fig. 4.10. Deslizamiento s

4.3.3 Conexión a tensión diferente de la nominal y deslizamiento cero

En el momento de la conexión de un aerogenerador, la tensión de servicio aplicada al mismo puede ser diferente de la nominal, por lo que resulta conveniente estudiar el comportamiento de la máquina en tales circunstancias.

Utilizando el modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, la simulación del proceso de conexión -cuando el aerogenerador gira inicialmente a la velocidad de sincronismo, a potencia mecánica constante- ofrece los resultados mostrados en las gráficas siguientes (fig. 4.15 a 4.20), para una tensión aplicada constante de:

- a) $V_b=1.20$ p.u.
- b) $V_b=1.00$ p.u.
- c) $V_b=0.80$ p.u.
- d) $V_b=0.66$ p.u.
- e) $V_b=0.62$ p.u.
- f) $V_b=0.50$ p.u.

En estas gráficas puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables:

- Deslizamiento s (%) (fig. 4.15)
- Potencia activa generada P (p.u.) (fig. 4.16)
- Potencia reactiva consumida Q (p.u.) (fig. 4.17)
- Corriente I (p.u.) (fig. 4.18)
- Tensión interna E' (p.u.) (fig. 4.19)

así como la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%), mostrada en la figura 4.20. En este último caso se incluye las curvas (P - s) de régimen estacionario. A continuación de las gráficas, se procede a su análisis.

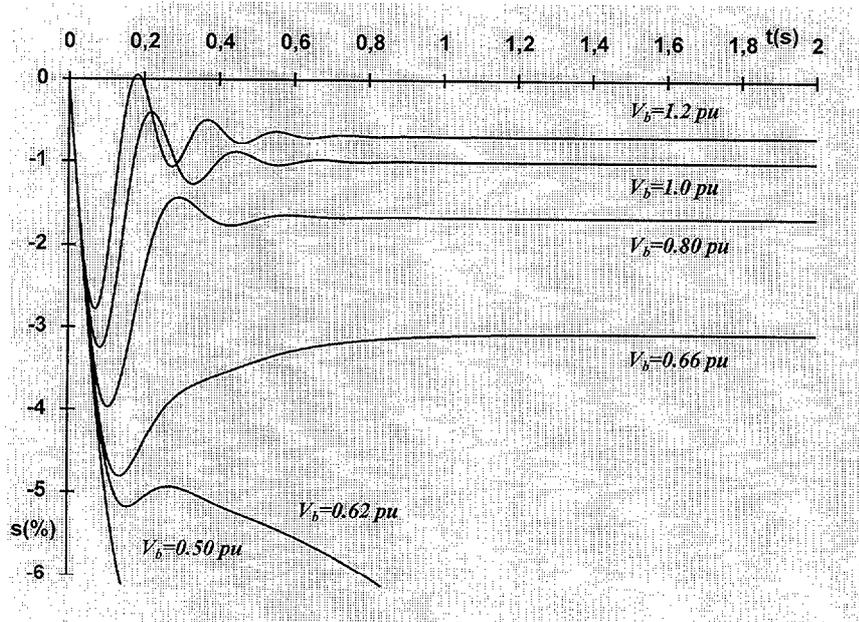


Fig. 4.15 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Deslizamiento s (%)

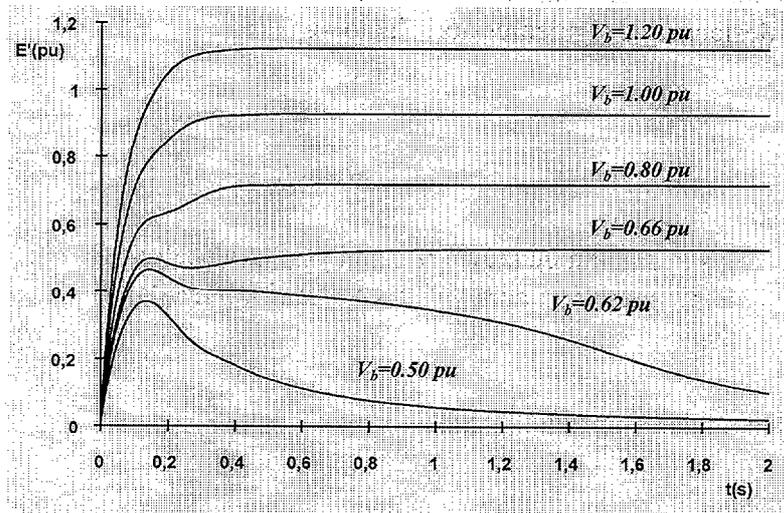


Fig. 4.19 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Tensión interna E' (p.u.)

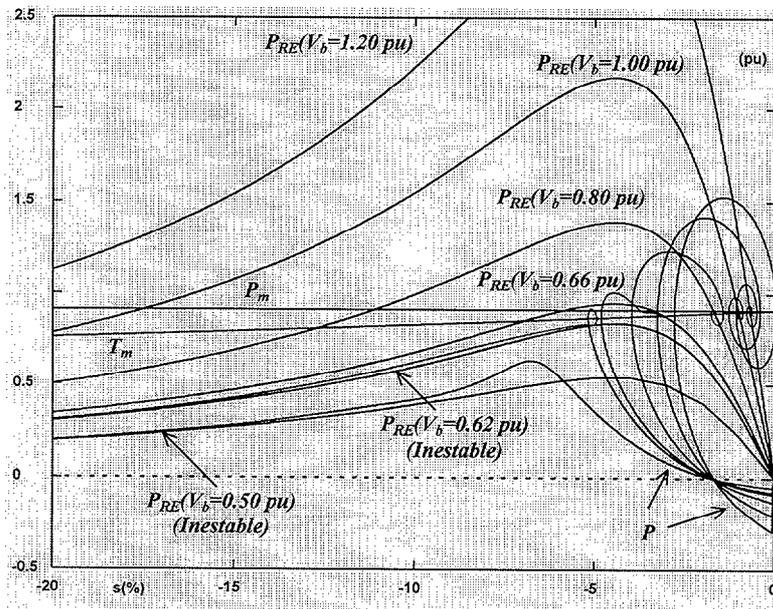


Fig. 4.20 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita ($\omega_o = \omega_s$), para diferentes tensiones de servicio. Curvas $P-s$ (p.u.)

Al analizar las curvas mostradas en las figuras 4.15 a 4.20, correspondientes a la conexión a tensión diferente de la nominal y deslizamiento inicial cero, destacan las siguientes apreciaciones:

Deslizamiento (fig. 4.15)

- Entre menor es la tensión de servicio V_b , mayor es la aceleración inicial, sin posibilidad de recuperación para valores de tensión $V_b \leq 66\% V_{nom}$ (Conexión inestable).
- En los casos estables, el deslizamiento final es mayor, en valor absoluto, cuanto menor sea V_b , siendo más atenuadas las oscilaciones observadas.

Potencia activa P (fig. 4.16)

- Los crecimientos más rápidos de la potencia activa P se corresponden con los mayores valores de tensión V_b , presentando un primer máximo más elevado y un carácter oscilatorio más acentuado.
- En los casos de conexión inestable ($V_b \leq 66\% V_{nom}$), la potencia activa P tiende a cero.

Potencia reactiva Q (fig. 4.17)

- Los mayores picos iniciales de consumo de potencia reactiva Q se producen para los mayores valores de tensión V_b .
- En los casos de conexión inestable ($V_b \leq 66\% V_{nom}$), Q se mantiene finalmente en un valor notablemente superior al nominal o incluso presenta una cierta tendencia a seguir aumentando.

Corriente I (fig. 4.18)

- El pico inicial de corriente I es menor cuanto menor es el valor de la tensión de servicio aplicada, correspondiéndose con la tendencia a presentar un segundo valor máximo más acentuado.
- El valor final de I resulta más elevado para los valores de tensión V_b más pequeños, alcanzando ya un 25% de sobrecarga para una tensión inferior a la nominal en un 20%.

- En los casos inestables ($V_b \leq 66\% V_{nom}$), el valor final de I supera el 200% de la corriente nominal.

Tensión interna (f.e.m.) E' (fig. 4.19)

- La velocidad de crecimiento de la tensión interna E' disminuye con la tensión de servicio aplicada V_b .
- Lo mismo ocurre con su valor máximo. Una vez alcanzado este valor, E' se mantiene constante y sin oscilaciones, en los casos estables.
- En los casos de conexión inestable ($V_b \leq 66\% V_{nom}$), la tensión interna E' decrece y tiende a cero después de haber alcanzado su primer valor máximo.

Curvas $P-s$ (fig. 4.20)

- El aerogenerador siempre busca un punto final de funcionamiento en régimen estacionario, en el corte de la curva de par mecánico T_m con la curva ($P-s$) de régimen permanente correspondiente a la tensión de servicio aplicada. Este punto se encuentra siempre en el tramo ascendente cercano al origen, de la citada curva ($P-s$) de régimen permanente.
- Como para $V_b \leq 66\% V_{nom}$ ese punto de corte no existe, la máquina se embala sin posibilidad de alcanzar un régimen estacionario estable.

4.3.4 Conexión a tensión nominal y deslizamiento diferente de cero

Tal como se expuso en el Capítulo 2, para velocidades de viento inferiores a un cierto valor U_c (la velocidad de conexión), la potencia P producida por un aerogenerador es nula o muy pequeña y la turbina permanece en reposo. El aprovechamiento de la potencia eólica tiene lugar cuando la velocidad del viento es U_c o superior.

Aún cuando exista viento suficiente para producir energía eléctrica, la simple acción del viento es, con frecuencia, insuficiente para llevar a la máquina a una velocidad de rotación superior a la de sincronismo. Este suele ser el caso de los aerogeneradores de pala fija. En estas situaciones, el proceso de conexión del generador asíncrono comienza con velocidad de rotación cero o con una velocidad inferior a la de sincronismo.

Por el contrario, en situaciones de mucho viento, puede darse la conexión del aerogenerador a una velocidad de giro superior a la nominal.

La simulación del proceso de conexión, para diferentes valores de la velocidad de giro inicial, produce los resultados mostrados en las figuras 4.21 a 4.31. El modelo utilizado es el de máquina asíncrona en régimen transitorio. Al objeto de aislar los efectos del valor inicial de la velocidad de rotación, se considera que la tensión de servicio es constante y coincide con la tensión nominal, siendo la potencia mecánica aplicada también constante e igual a su valor nominal.

La velocidad inicial considerada se corresponde con los siguientes valores iniciales de deslizamiento:

$s_0=100\%$ (máquina inicialmente en reposo) , 90%, 70%, 50%, 30%, 10%, 1%,
 $s_0=0\%$ (máquina girando inicialmente a velocidad de sincronismo),
 $s_0=-1\%$, -10%, -20%, -21%, -22%, -25%, -30%.

En estas gráficas puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables:

- Deslizamiento s (%) (fig. 4.21)
- Potencia activa generada P (p.u.) (fig. 4.22 y 4.23)
- Potencia reactiva consumida Q (p.u.) (fig. 4.24 y 4.25)
- Corriente I (p.u.) (fig. 4.26 y 4.27)
- Tensión interna E' (p.u.) (fig. 4.28 y 4.29)

así como la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%). En este último caso se incluye la curva ($P-s$) de régimen estacionario, correspondiente a la tensión nominal (fig. 4.30 y 4.31). Para una mayor claridad, se ofrece gráficas separadas para deslizamientos iniciales positivos y negativos, excepto en lo que se refiere a la evolución temporal del deslizamiento.

A continuación de las gráficas, se procede a su análisis.

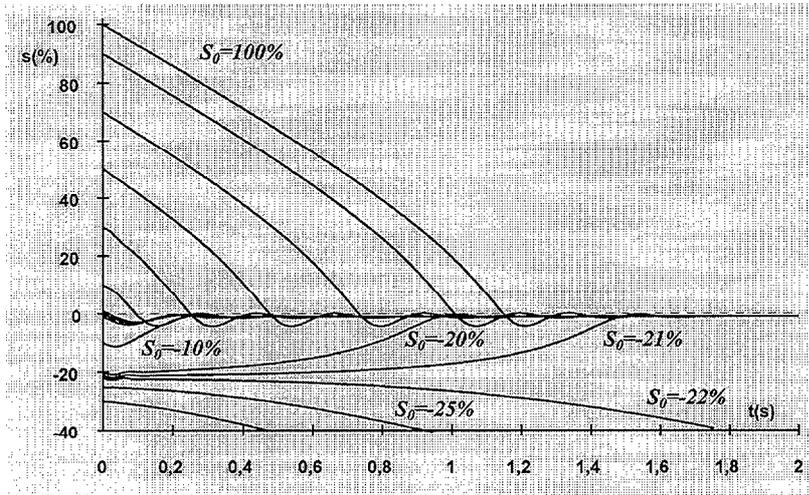


Fig. 4.21 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Deslizamiento s (%)

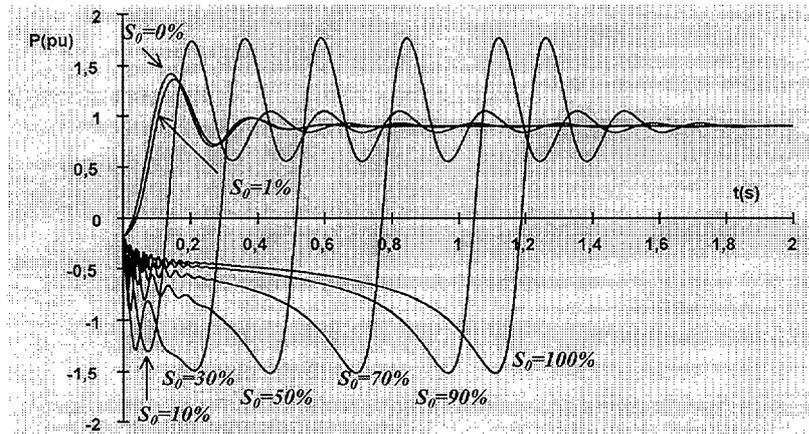


Fig. 4.22 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia activa P (p.u.) para $s_0 \geq 0$

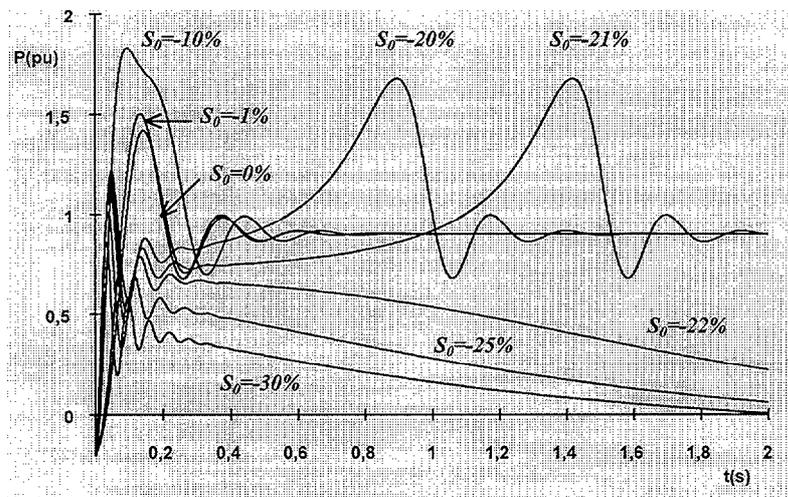


Fig. 4.23 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia activa P (p.u.) para $s_0 \leq 0$

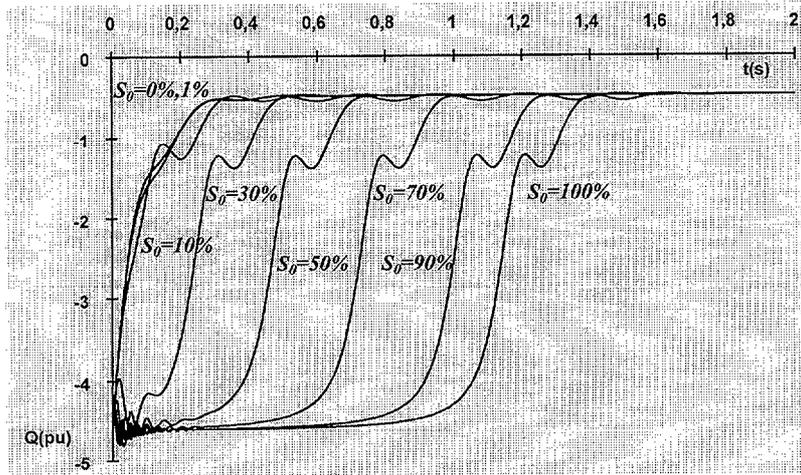


Fig. 4.24 Conexión de un generador asíncrono a un nodo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia reactiva Q (p.u.) para $s_0 \geq 0$

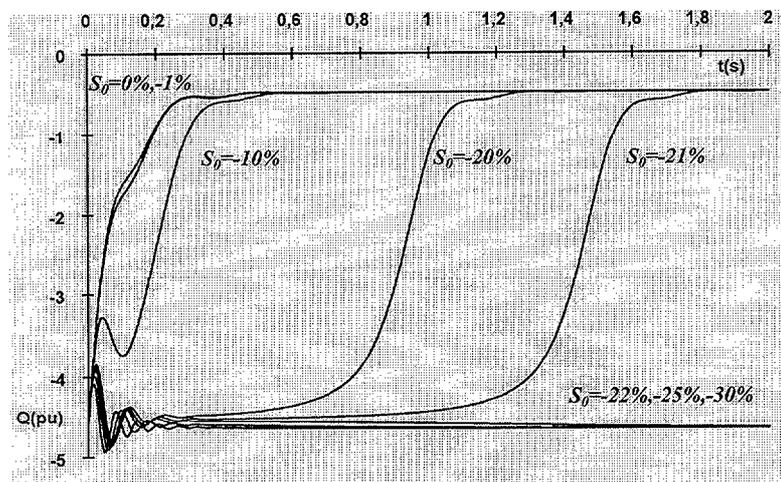


Fig. 4.25 Conexión de un generador asíncrono a un nodo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Potencia reactiva Q (p.u.) para $s_0 \leq 0$

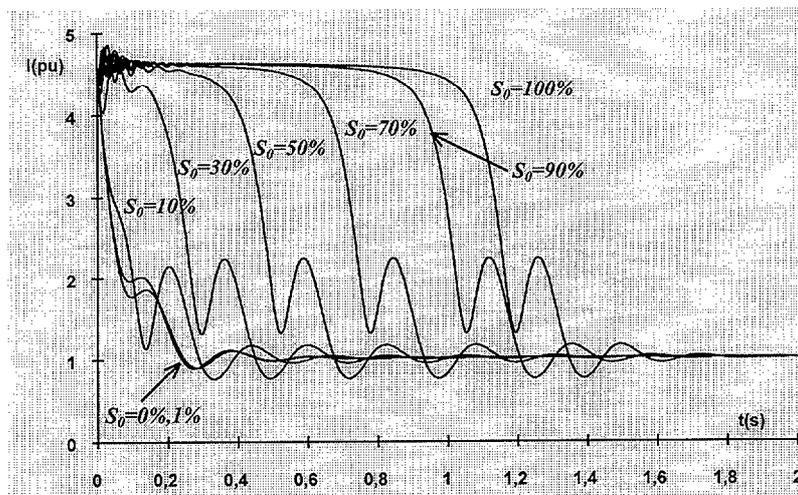


Fig. 4.26 Conexión de un generador asíncrono a un nodo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Corriente I (p.u.) para $s_0 \geq 0$

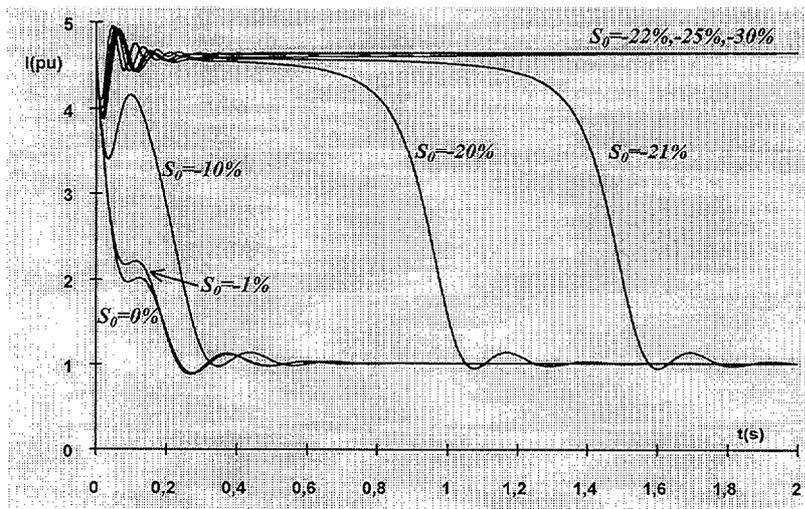


Fig. 4.27 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Corriente I (p.u.) para $s_0 \leq 0$

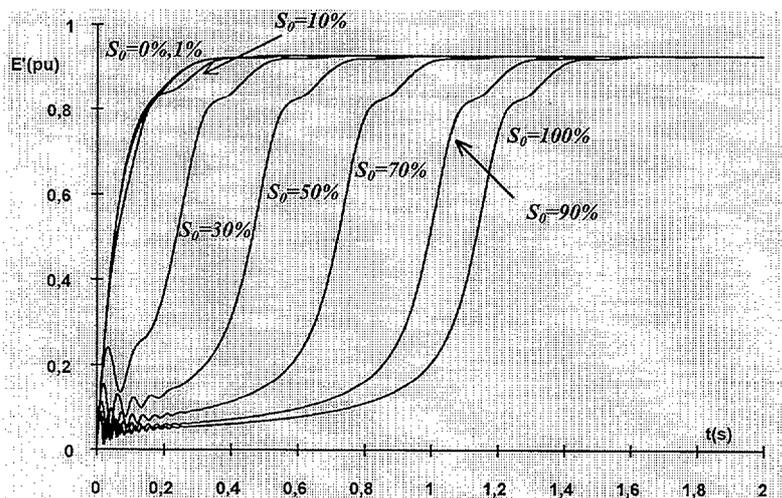


Fig. 4.28 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Tensión interna E' (p.u.) para $s_0 \geq 0$

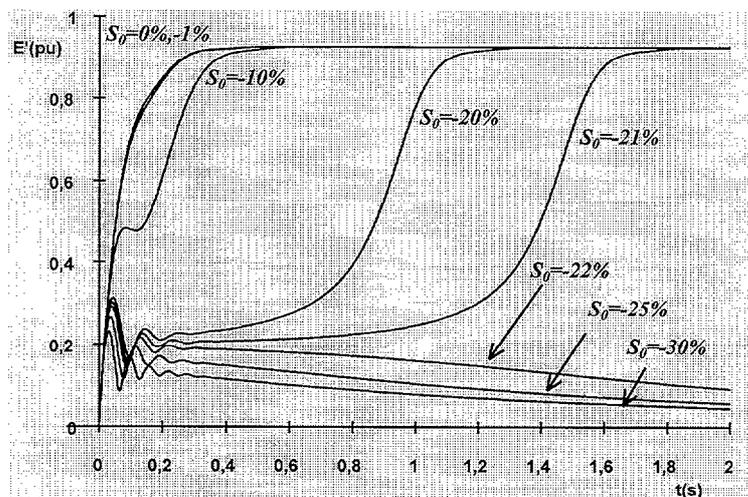


Fig. 4.29 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Tensión interna E' (p.u.) para $s_0 \leq 0$

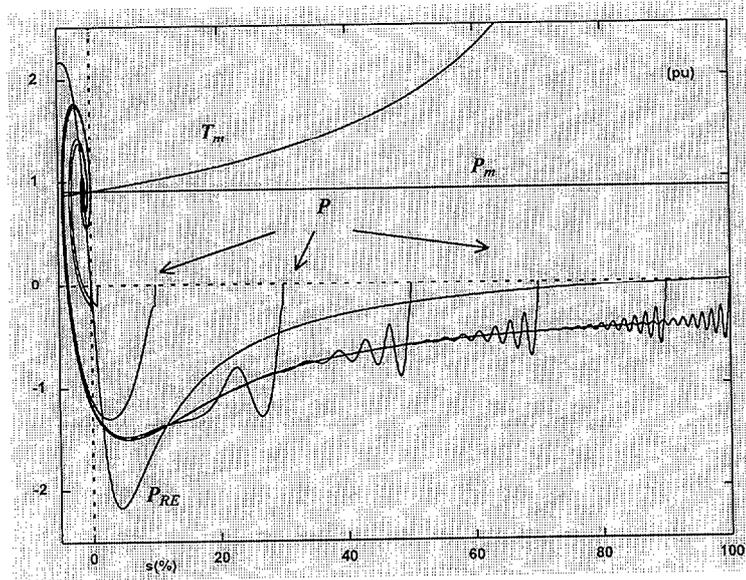


Fig. 4.30 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Curvas P - s para $s_0 \geq 0$

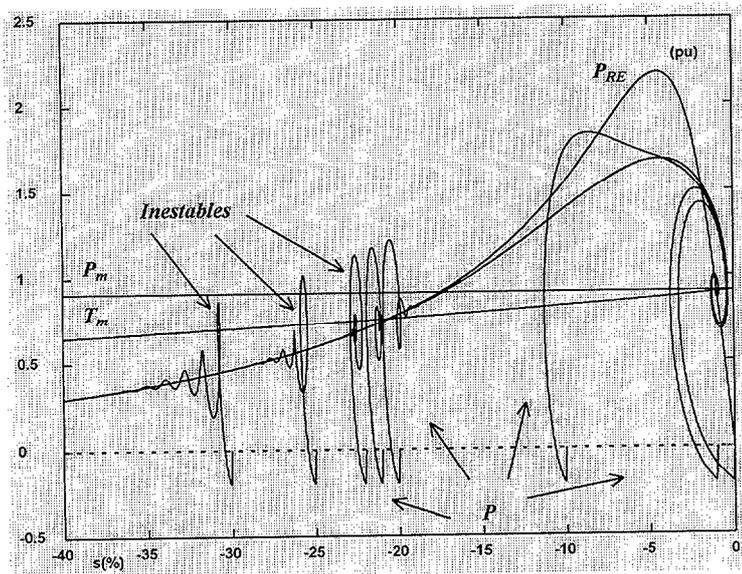


Fig. 4.31 Conexión de un generador asíncrono a un nudo de potencia infinita, para diferentes valores del deslizamiento inicial. Curvas P - s para $s_0 \leq 0$

En el análisis de las curvas mostradas en las figuras 4.21 a 4.31, correspondientes a la conexión a tensión nominal y deslizamiento inicial diferente de cero, destacan las observaciones siguientes:

Deslizamiento (fig. 4.21)

- Cuando la velocidad parte de cero ($s_0=100\%$) o de un valor inferior al de sincronismo, su ritmo de crecimiento es siempre similar y casi constante -con trayectorias de deslizamiento que adoptan una configuración parecida a la de una familia de rectas paralelas entre sí-, hasta llegar a las proximidades de la velocidad de sincronismo ($s_0=0\%$).
- Una vez en las cercanías de $s_0=0\%$, los deslizamientos oscilan brevemente hasta amortiguarse en su valor de régimen estacionario ($s_{nom}=-1\%$). Estas oscilaciones son prácticamente iguales en todos los casos, con independencia del punto de partida.
- En consecuencia, para $\omega_0 < \omega_s$ ($s_0 > 0$), el proceso de conexión resulta más largo cuanto más pequeña sea la velocidad inicial, correspondiendo así la mayor duración a $s_0=100\%$ (máquina inicialmente en reposo).
- Para deslizamientos iniciales negativos ($\omega_0 > \omega_s$), la duración del proceso transitorio es mayor cuanto mayor es la velocidad inicial. Con valores altos de la velocidad inicial ($s_0 = \{-22\%, -25\%, -30\%\}$), la máquina se embala sin posibilidad de recuperación (conexión inestable).

Potencia activa P (fig. 4.22 y 4.23)

- En los casos de velocidad inicial inferior a la de sincronismo ($s_0 > 0$), se consume potencia activa durante la mayor parte del tiempo en que la máquina está acelerando. Tras unas pequeñas oscilaciones iniciales, el consumo de P va creciendo con la velocidad, hasta llegar a un valor de máximo consumo.
- Este máximo de consumo de activa es aproximadamente siempre el mismo (sólo para $s_0 \leq 10\%$ es cada vez menor) y se alcanza antes cuanto mayor es la velocidad inicial.
- Tras el máximo de consumo, la P evoluciona hacia un máximo de generación, siempre aproximadamente del mismo valor para $s_0 \geq 10\%$.
- Posteriormente, tiene lugar un amortiguamiento de P en torno a su valor final de régimen estacionario, coincidiendo este período oscilatorio con el del deslizamiento.

- Para deslizamientos iniciales negativos, el consumo de potencia activa es pequeño y de corta duración, evolucionando rápidamente hacia una situación de generación.
- Una vez en generación, las velocidades iniciales próximas a la de sincronismo implican un proceso transitorio, en el que las oscilaciones se amortiguan rápidamente en torno al valor final de régimen estacionario.
- Para velocidades iniciales sensiblemente superiores a la de sincronismo ($s_0 = \{-10\%, -20\%, -21\%\}$), puede tener lugar un proceso transitorio de mayor amplitud y duración, finalmente estable, aunque para valores superiores ($s_0 = \{-22\%, -25\%, -30\%\}$) la potencia generada tiende a cero con el tiempo, sin grandes oscilaciones (conexión inestable).

Potencia reactiva Q (fig. 4.24 y 4.25)

- El consumo inicial de potencia reactiva es el mismo para cualquier valor inicial de deslizamiento.
- En los casos de conexión inestable ($s_0 = \{-22\%, -25\%, -30\%\}$), la potencia reactiva Q se mantiene en un valor elevado.
- En los casos estables, Q evoluciona suavemente hacia su valor final de régimen estacionario, presentando únicamente un pequeño retroceso, para deslizamientos iniciales positivos, que se produce tras haber alcanzado el punto de máxima velocidad.
- Esta evolución de Q hacia su valor de régimen estacionario, es tanto más rápida cuanto más cercana está la velocidad inicial de la de sincronismo.

Corriente I (fig. 4.26 y 4.27)

- Las curvas de corriente I guardan una cierta relación con las curvas de potencia reactiva Q .
- Así, el pico inicial de corriente es el mismo, para cualquier valor inicial de deslizamiento.
- En los casos de conexión inestable ($s_0 = \{-22\%, -25\%, -30\%\}$), la corriente I se mantiene en un valor elevado.
- En los casos estables, la corriente decrece de forma casi continua hacia las cercanías de su valor final de régimen estacionario, pudiendo presentar

únicamente un pequeño rebrote, con un máximo que coincide en el tiempo con el máximo de generación de potencia activa.

- Una vez en las cercanías de su valor final de régimen estacionario, la corriente se amortigua en torno a éste, en los casos estables.
- La evolución de I hacia su valor final, es tanto más rápida cuanto más cercana está la velocidad inicial de la de sincronismo.

Tensión interna (f.e.m.) E' (fig. 4.28 y 4.29)

- También la evolución de la tensión interna E' guarda una cierta correspondencia con la evolución de la potencia reactiva Q .
- La velocidad inicial de crecimiento de E' es siempre la misma, para cualquier valor inicial de deslizamiento.
- Para deslizamientos iniciales positivos, entre mayor es la velocidad inicial de conexión, mayor es el crecimiento inicial de la tensión interna E' .
- Para deslizamientos iniciales negativos, entre mayor es la velocidad inicial de conexión, menor es el crecimiento inicial de la tensión interna E' .
- En los casos inestables, E' tiende a cero tras haber alcanzado su primer máximo.
- En los casos estables, E' crece de forma casi continua y suavemente hacia su valor final de régimen estacionario, exceptuando unas pequeñas oscilaciones iniciales (para valores de s_0 sensiblemente diferentes de cero) y pudiendo presentar un mínima inflexión, en los casos de $s_0 > 0$.
- El crecimiento más rápido, suave y sostenido de E' tiene lugar para velocidades iniciales de conexión próximas a la de sincronismo ($s_0 \cong 0$).

Curvas $(P-s)$ (fig. 4.30 y 4.31)

- El aerogenerador siempre busca un punto final de funcionamiento en régimen estacionario, en el corte de la curva de par mecánico T_m con la curva $(P-s)$ de régimen permanente correspondiente a la tensión de servicio aplicada. Este punto se encuentra siempre en el tramo ascendente cercano al origen, de la citada curva $(P-s)$ de régimen permanente.
- Para velocidades iniciales inferiores a la de sincronismo ($s_0 > 0$), la máquina siempre encuentra el punto de funcionamiento nominal. Para deslizamientos

iniciales muy grandes ($s_0 \geq 10\%$), las curvas tienden a confluir entre ellas en la zona de consumo de activa, por lo que el máximo consumo de P se produce casi siempre para el mismo valor de deslizamiento ($s_0 \cong 5\%$) y es aproximadamente el mismo ($P_{max} \cong 150\% P_{nom}$).

- En el caso de velocidades iniciales superiores a la de sincronismo ($s_0 < 0$), en que el consumo inicial de potencia activa es mínimo, el aumento inicial de velocidad es menor cuanto mayor es ω_0 .
- Se aprecia, así, una clara relación entre la evolución dinámica de P y la curva ($P-s$) de régimen estacionario:
 - El máximo valor de potencia activa generada que se alcanza, es mayor cuanto mayor es el valor de P medido sobre la curva de régimen estacionario, para el valor inicial de deslizamiento.
 - Todos los casos inestables ($s_0 = \{-22\%, -25\%, -30\%\}$) están situados a la izquierda del valor de deslizamiento correspondiente al punto de corte de la curva de par T_m , con la curva ($P-s$) de régimen estacionario, situado en la parte descendente de ésta, contando desde el origen.
 - Por lo tanto, se obtiene un criterio de orden práctico aplicable a la conexión de un aerogenerador asíncrono: *su velocidad inicial ha de ser inferior a la correspondiente al punto de corte de la curva de par T_m con la curva ($P-s$) de régimen estacionario, situado en la parte descendente de ésta, contando desde el origen.* En caso de que el deslizamiento inicial sea mayor a ese valor, no se puede asegurar que el proceso de conexión vaya a ser estable.

4.3.5 Conexión a través de limitadores de corriente

Tal como se expuso en el Capítulo 3, la limitación de la corriente de conexión a través de reactivancias o reostatos se obtiene al producirse la correspondiente caída de tensión en ellos, al ser atravesadas por la corriente de conexión. De esta forma, la tensión efectivamente aplicada en bornes del generador resulta disminuida, lo cual constituye un caso de conexión a tensión diferente de la nominal, abordado en el apartado 4.2.3.

Por otro lado, la limitación efectuada por medio de semiconductores controlados se basa en recortar la onda de las intensidades de corriente, que circulan por el estátor del generador. Para ello, se dispone una pareja de tiristores en antiparalelo por cada una de las tres fases de la máquina y en serie con ellas. Una vez conseguida la atenuación de los picos iniciales de corriente, los semiconductores son cortocircuitados para alargar su tiempo de vida útil.

Al objeto de observar el efecto de limitación de la corriente inicial de conexión de un aerogenerador asíncrono, susceptible de ser obtenido mediante la utilización de tiristores, se puede utilizar el modelo de generador asíncrono del PSCAD/EMTDC, según el circuito de la figura 4.32.

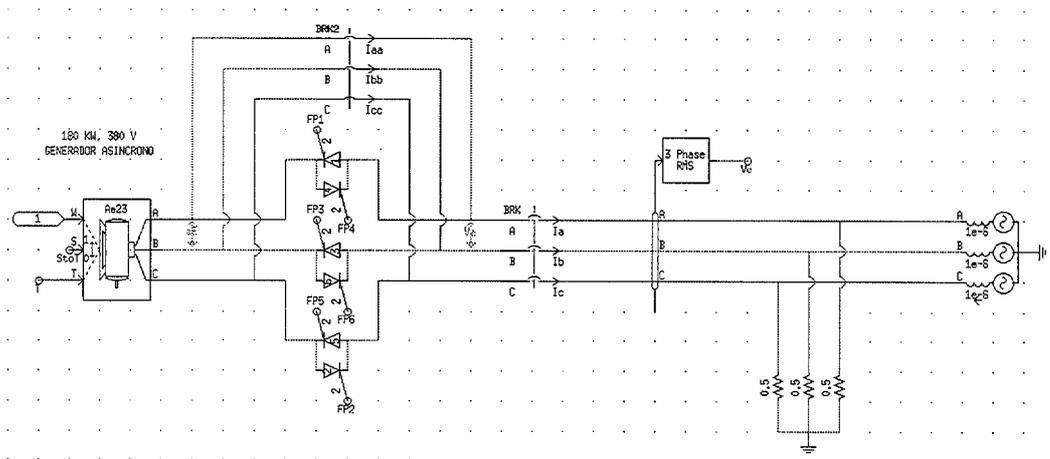


Fig. 4.32 Circuito de PSCAD para el estudio de la conexión de un aerogenerador asíncrono, a través de semiconductores controlados

La simulación de la conexión a un nudo de potencia infinita, con tensión nominal y a potencia mecánica constante, para una velocidad de giro inicial igual a la de sincronismo ($s_0=0$), mediante el circuito de la figura 4.32, ofrece los resultados mostrados en las figuras 4.33, 4.34 y 4.35.

Como se aprecia en estas gráficas, los picos iniciales de corriente se ven sensiblemente atenuados en relación al caso de conexión directa. En cuanto a la velocidad de la máquina, la gráfica del deslizamiento indica que la aceleración inicial del aerogenerador podría resultar algo mayor en la conexión por tiristores, ya que el crecimiento del par electromagnético resistente se retrasa como

consecuencia del menor crecimiento de la corriente. Consecuentemente, una actuación excesivamente prolongada por parte de los tiristores, daría lugar a un proceso de conexión inestable, como los descritos en los apartados anteriores.

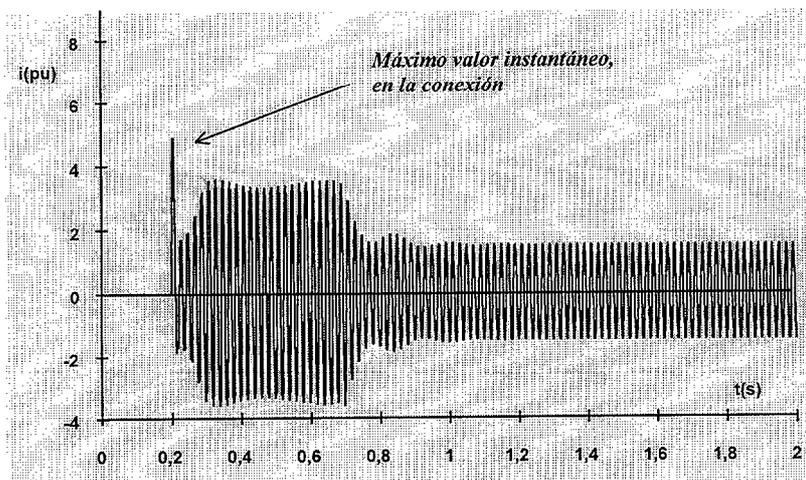


Fig. 4.33 Simulación con PSCAD del circuito de la figura 4.32. Valores instantáneos en I

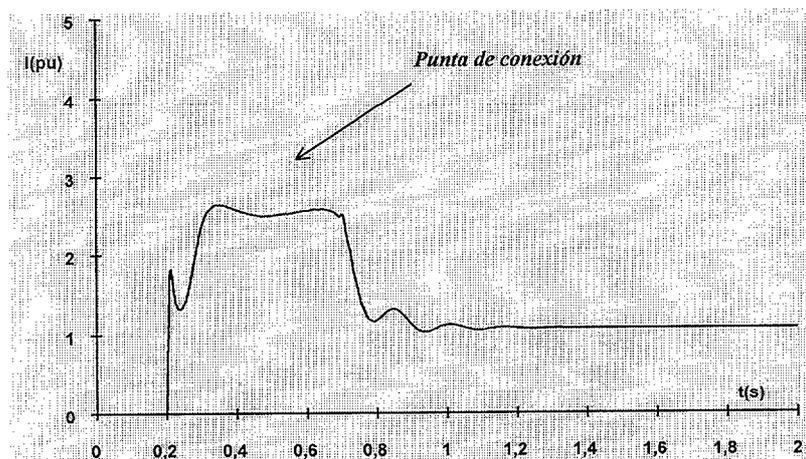


Fig. 4.34 Simulación con PSCAD del circuito de la figura 4.32. Corriente en valor eficaz

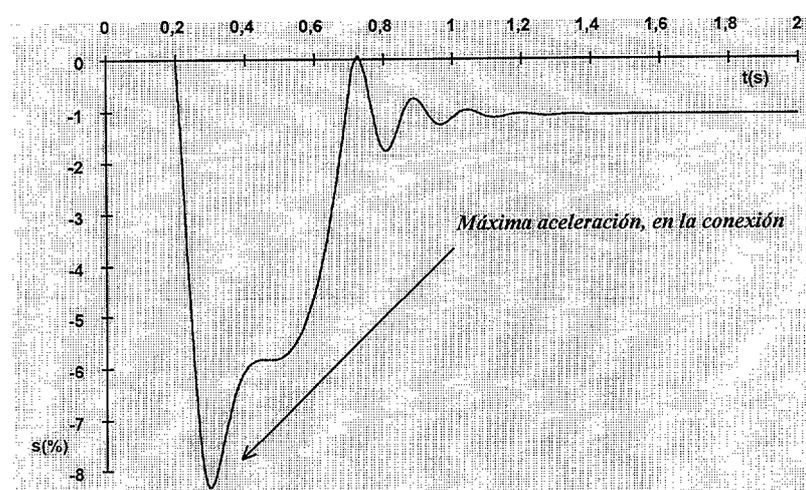


Fig. 4.35 Simulación con PSCAD del circuito de la figura 4.32. Deslizamiento

4.4. RÉGIMEN DINÁMICO

4.4.1 Modelos de aplicación

Para pequeñas variaciones alrededor del régimen estacionario de partida, en el análisis del régimen dinámico de un aerogenerador asíncrono, podría ser de aplicación el modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario, complementado en todo caso con la ecuación electromecánica.

En situaciones de grandes variaciones de las variables implicadas, el anterior modelo resulta insuficiente, si se quiere apreciar la evolución temporal de las variables. Es el caso de variaciones importantes en la velocidad del viento actuante sobre el aerogenerador, o en la tensión aplicada a su estátor, pudiéndose incluir también el proceso de conexión, ya analizado.

En consecuencia, en lo que sigue se hará uso del modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, a potencia mecánica constante, para la realización de las simulaciones, si bien el modelo en forma de variables de estado también resulta de aplicación. Asimismo, se aprovechará la claridad y simplicidad de las curvas ($P-s$) y ($Q-s$) de régimen estacionario, para un mejor seguimiento de los procesos a analizar.

A continuación se analizan algunos de los aspectos de mayor relevancia, en el análisis del régimen dinámico de un aerogenerador asíncrono, indicándose los resultados obtenidos para una máquina típica de 180KW de potencia nominal, ante variaciones de viento y variaciones en la tensión aplicada.

4.4.2 Variaciones de viento

Variación de la velocidad media del viento

Si la velocidad U del viento es inferior a la nominal, la potencia mecánica $P_m = f(U^3)$ aplicada al generador eléctrico resulta igualmente inferior a la nominal. Admitiendo que, en el régimen estacionario del aerogenerador asíncrono, la relación potencia-deslizamiento se aproxima a una recta, para pequeñas desviaciones alrededor de la velocidad nominal [Cortes, 1974]:

$$P = K_1 V_b^2 \frac{R_2 s}{R_2^2 + s^2 X_2^2} \approx K_2 \frac{1}{R_2} s \rightarrow P \approx K' s \quad (4.7)$$

es de esperar que a todo aumento de la velocidad media del viento, le corresponda un aumento final de la velocidad del generador y viceversa.

La simulación de una variación de la velocidad media del viento, tal que la potencia mecánica P_m sufra una disminución del 20% respecto a su valor nominal original, ofrece los resultados mostrados en la figura 4.36. En ella puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables:

- Deslizamiento s (%)
- Potencia activa generada P (p.u.)
- Potencia reactiva consumida Q (p.u.)
- Corriente I (p.u.)
- Tensión interna E' (p.u.)

así como la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%) (fig. 4.37). En este último caso se incluye la curva (P - s) de régimen estacionario, correspondiente a la tensión nominal.

A continuación de las gráficas, se procede a su análisis.

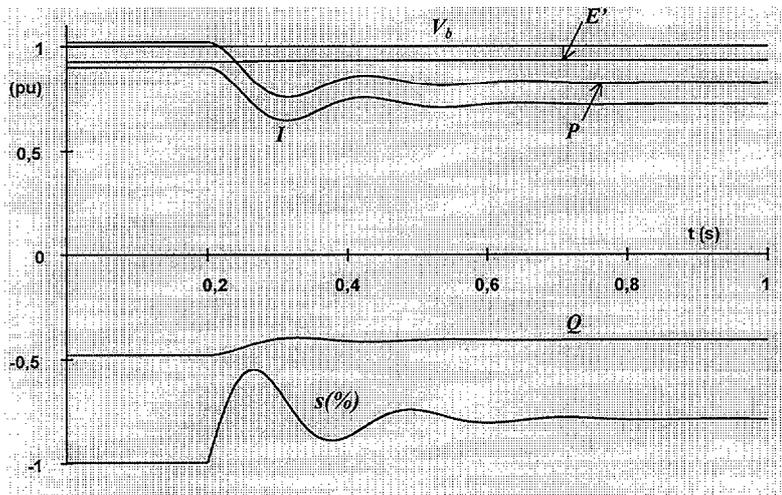


Fig. 4.36 Efecto de la variación del viento sobre un aerogenerador asíncrono. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.

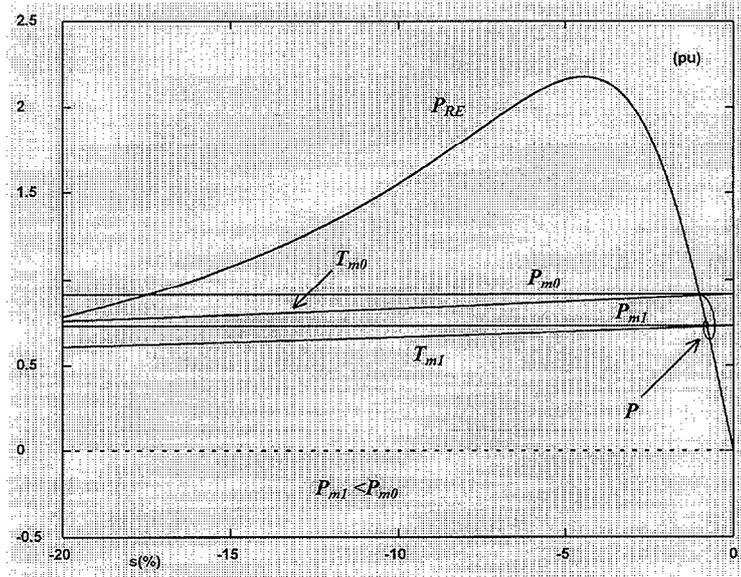


Fig. 4.37 Efecto de la variación del viento sobre un aerogenerador asíncrono. Curvas P - s

En el análisis de las curvas representadas en las figuras 4.36 y 4.37, se aprecia lo siguiente:

- Ante el déficit inicial de potencia activa, en relación al nuevo valor de potencia mecánica aplicada, la máquina sufre una caída inicial de velocidad ω , de acuerdo a su ecuación electromecánica. Como consecuencia de ello, inicialmente disminuyen también la generación de potencia activa P , el consumo de reactiva Q y la corriente I .
- Al estar conectado a un nudo de potencia infinita, la tensión en bornes es constante y la tensión interna E' no se ve alterada.
- Las posteriores oscilaciones de las variables mencionadas, se amortiguan con rapidez y sin grandes desviaciones en torno a sus nuevos valores, correspondientes al nuevo régimen estacionario final.
- El punto final de funcionamiento en régimen estacionario se encuentra en la intersección de la curva de par mecánico T_m con la curva $(P-s)$ de régimen estacionario correspondiente a la tensión de servicio aplicada. Este punto se encuentra siempre en el tramo ascendente cercano al origen, de la citada curva $(P-s)$ de régimen estacionario.
- Conforme a dicha curva $(P-s)$ de régimen estacionario, el deslizamiento final disminuye respecto al nominal inicial, en valor absoluto. De esta forma, el aerogenerador produce finalmente menos potencia activa P y consume menos potencia reactiva Q . En consecuencia, también resulta menor la corriente I .

Los mismos efectos, pero de sentido contrario, se tendrían si la velocidad del viento fuera superior a la nominal. Dado el carácter variable del viento, hay que aceptar la existencia de hecho de multitud de puntos de funcionamiento alrededor del régimen nominal, debido a este factor, como lo más normal y sin que ello signifique por sí mismo un estado desaconsejable. El paso de un régimen estacionario a otro tiene lugar, en la mayoría de los casos, a través de ligeras oscilaciones en el deslizamiento s , potencia activa P , corriente I y potencia reactiva Q .

Fluctuaciones de viento

Normalmente, la velocidad del viento no es exactamente constante sino que fluctúa alrededor de un valor medio, lo cual implica variaciones periódicas de la potencia mecánica P_m aplicada al eje del generador asíncrono, alrededor de un valor medio de potencia que podría ser el nominal. En tal caso, se producen fluctuaciones en la potencia activa generada P y en la corriente I , principalmente, así como en la potencia reactiva Q y -en menor medida, según los casos- en el deslizamiento s y en la tensión interna E' , con la misma cadencia que la potencia mecánica. A este respecto, se han registrado variaciones periódicas de 2.2Hz -coincidentes con la frecuencia de paso de las palas- y del 10% de amplitud en P , respecto al valor nominal [Bleijs, 1991].

Las amplitudes máximas obtenidas, mediante la simulación de variaciones periódicas de la potencia mecánica nominal, de 2.5Hz de frecuencia y $\pm 1\%$, $\pm 10\%$ de amplitud, alrededor del valor nominal, en un aerogenerador tipo de 180 KW, son las que figuran en la Tabla 4.4-1.

P_m	P	I	Q
$\pm 1\%$	3%	3%	1%
$\pm 10\%$	30%	30%	12%

Tabla 4.4-1 Amplitud de las oscilaciones en $\{P, I, Q\}$ por fluctuaciones de 2.5 Hz en el viento

4.4.3 Variaciones de tensión

Variación de la tensión de servicio

La modificación de la tensión aplicada a un aerogenerador asíncrono, inicialmente en condiciones de funcionamiento nominal, da lugar a un proceso dinámico que conducirá a una nueva situación de régimen estacionario, si la estabilidad de la máquina no se ve afectada.

Si la nueva tensión aplicada al aerogenerador es inferior a la nominal, la velocidad final aumenta respecto a su valor de partida, satisfaciendo el deslizamiento la ecuación (4.8) correspondiente [Cortes, 1974]:

$$P = K_1 V_b^2 \frac{R_2 s}{R_2^2 + s^2 X_2^2} \tag{4.8}$$

La simulación de una disminución del 20% en la tensión aplicada a un aerogenerador tipo de 180KW, a potencia mecánica constante, ofrece los resultados mostrados en las figuras 4.38 y 4.39. En la primera de ellas, puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables: Deslizamiento s (%), potencia activa generada P , potencia reactiva consumida Q , corriente I y tensión interna E' . En la figura 4.39 se indica la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%). En este último caso se incluye las curvas $(P-s)$

de régimen estacionario, correspondientes a la tensión nominal inicial y a la nueva tensión aplicada.

A continuación de las gráficas, se procede a su análisis.

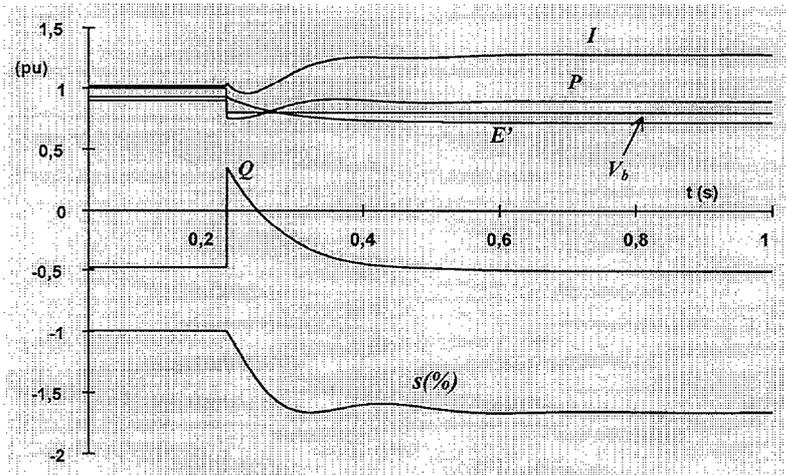


Fig. 4.38 Efecto de la variación de tensión sobre un aerogenerador asíncrono. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, Corriente, tensión y f.e.m.

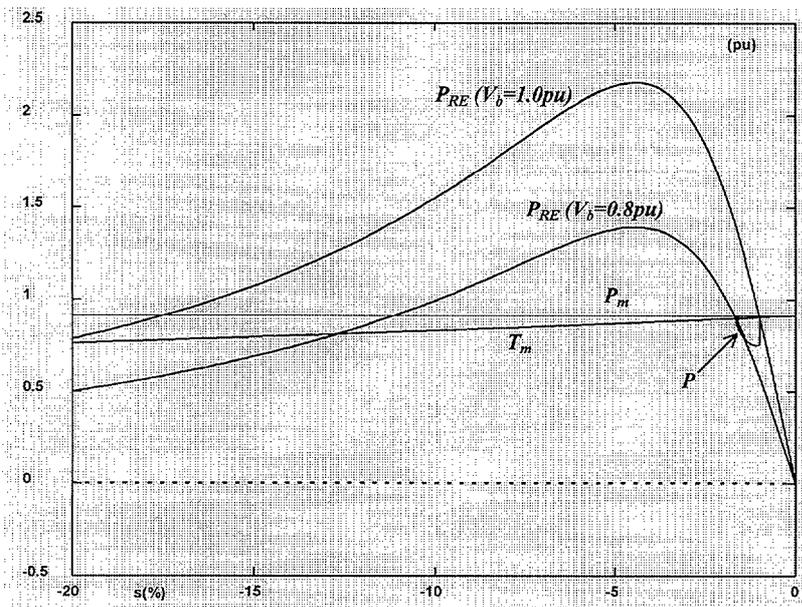


Fig. 4.39 Efecto de la variación de tensión sobre un aerogenerador asíncrono. Curvas P - s

En las gráficas anteriores (fig. 4.38 y 4.39), se observa lo siguiente:

- La caída de tensión se traduce inicialmente en una disminución de la potencia generada P , así como del consumo de reactiva y de la tensión interna E' . De acuerdo a la ecuación electromecánica de la máquina, esta disminución de P produce su aceleración, con lo cual aumenta el deslizamiento, en valor absoluto.
- Al aumentar el valor absoluto de s , se recupera la generación de potencia activa y el consumo de reactiva. Asimismo, la corriente I crece hasta situarse en el nivel correspondiente a estas potencias, para la nueva tensión aplicada.
- El punto final de funcionamiento en régimen estacionario se encuentra en la intersección de la curva de par mecánico T_m con la curva $(P-s)$ de régimen estacionario correspondiente a la tensión de servicio aplicada. Este punto se encuentra siempre en el tramo ascendente cercano al origen, de la citada curva $(P-s)$ de régimen estacionario.
- Conforme a dicha curva $(P-s)$ de régimen estacionario, el deslizamiento final aumenta respecto al nominal inicial, en valor absoluto. De esta forma, el aerogenerador dará aproximadamente la misma potencia P , siendo mayor la corriente I .

Los mismos efectos, pero de sentido contrario, se tendrían si la tensión aplicada fuese superior a la nominal. Como, generalmente, se admite que la tensión de servicio en cualquier punto de una red puede diferir -en cierto porcentaje- respecto al valor nominal, por este motivo también hay que aceptar la existencia de múltiples puntos de funcionamiento alrededor del régimen nominal. El paso de un régimen estacionario a otro tendría lugar a través del régimen dinámico correspondiente, caracterizado por una cierta variación en la potencia reactiva Q -en forma de impulso y que podría cambiar transitoriamente de signo- y por pequeñas oscilaciones en la potencia activa P , potencia reactiva Q y deslizamiento s .

Fluctuaciones de tensión

En un S.E.E., la continua conexión/desconexión de cargas, así como las maniobras de operación normales en la red, el acoplamiento/desacoplamiento de grupos generadores y otras posibles causas, hacen que la tensión en cualquier punto de una red no sea exactamente constante, sino que fluctúe alrededor de un valor medio.

Cuando la tensión V aplicada a una carga constante $Z=R+jX$, como la de la figura 4.40, fluctúa, la corriente I absorbida por ella también presenta fluctuaciones, al igual que ocurre con las potencias activa P y reactiva Q .

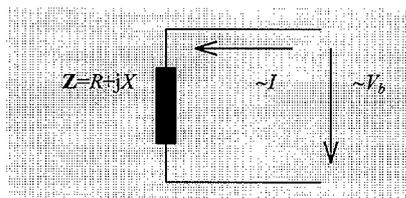


Fig. 4.40 Circuito simple sometido a fluctuaciones de tensión

Cuando se trata de un generador asíncrono (fig. 4.41), las fluctuaciones de tensión afectan al campo magnético de la máquina -representado aquí por la tensión interna E' - y al deslizamiento, a través de las variaciones de corriente I y par electromagnético T_e .

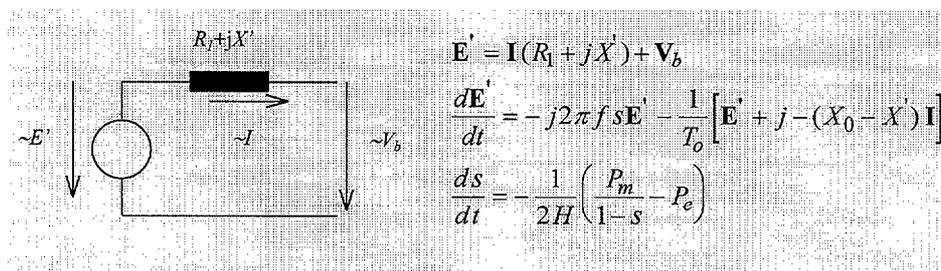


Fig. 4.41 Circuito equivalente a un aerogenerador asíncrono sometido a fluctuaciones de tensión

La presencia del factor $2H$ como denominador en la ecuación electromecánica, indica que la inercia del aerogenerador impedirá grandes variaciones en el deslizamiento, para las fluctuaciones de tensión de que se trata. Por lo tanto, las mayores oscilaciones se tendrán en la corriente I y en la potencia reactiva Q , teniendo en cuenta que aún para pequeñas variaciones de tensión se producen cambios apreciables en el consumo de reactiva Q , como puede observarse sobre las curvas (Q - s) de régimen estacionario (fig. 4.42).

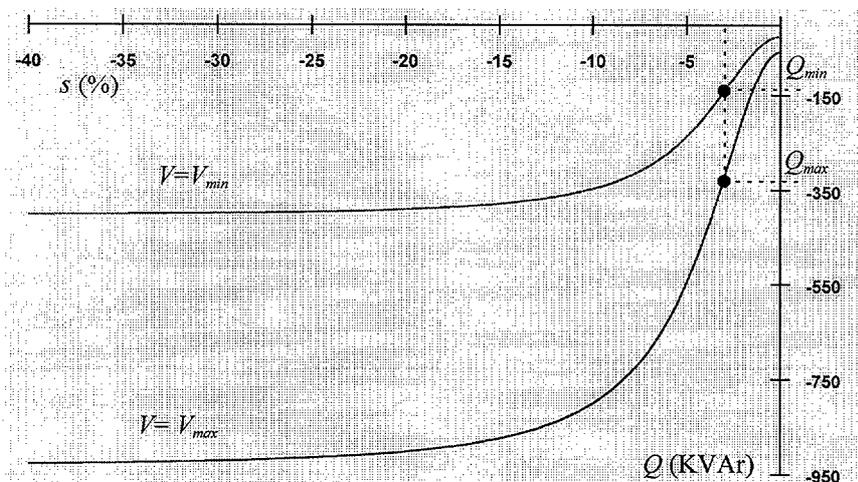


Fig. 4.42 Curva Q - s de régimen estacionario, de un aerogenerador asíncrono. Efecto de las fluctuaciones de tensión sobre el consumo de potencia reactiva Q

En consecuencia, si la tensión V_s aplicada a un generador asíncrono fluctúa, se producen oscilaciones en la potencia reactiva Q requerida, así como en la corriente I y -en menor medida, pero también apreciablemente- en la potencia activa generada P , afectando en cierta forma al deslizamiento. Estas oscilaciones afectan al aerogenerador en lo que se refiere principalmente a calentamiento en los devanados y fatiga en el eje y demás elementos mecánicos.

Como es lógico, la frecuencia y la amplitud de las fluctuaciones de tensión determinan, en gran medida, las consecuencias sobre el comportamiento electrodinámico de la máquina. En la Tabla 4.4-2, se indican los valores obtenidos mediante simulación, para un aerogenerador tipo de 180KW, para el caso en que las fluctuaciones de tensión llegaran al $\pm 10\%$, con una periodicidad de 10, 2, y 0.4 segundos.

T(seg)	Q	I	P
10	5%	20%	1%
2	23%	21%	2%
0.4	74%	34%	11%

Tabla 4.4-2 Amplitud de las oscilaciones en $\{Q, I, P\}$ por fluctuaciones del $\pm 10\%$ en la tensión

4.4.4 Compensación de energía reactiva

La conexión de condensadores para la compensación de la energía reactiva consumida por un aerogenerador asíncrono, conectado a un nudo de potencia infinita, no tiene efecto alguno sobre el régimen dinámico de la máquina. Puesto que, en un nudo de potencia infinita, la tensión permanece constante, no existe modificación de las condiciones de funcionamiento del generador y éste mantiene su régimen estacionario.

4.4.5 Estabilidad del aerogenerador asíncrono

En el estudio de la estabilidad de un aerogenerador asíncrono, aparecen como principales los siguientes dos factores: el exceso de viento y el déficit de tensión en bornes [Feijóo, Cidrás, Medina, 1994]. El primero produce un par motor demasiado elevado, mientras el segundo supone un par electromagnético generado demasiado reducido. En ambos casos tendrá lugar el embalamiento de la máquina, de acuerdo a la ecuación electromecánica de la misma:

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{1}{2H} \left(\frac{P_m}{1-s} - P_e \right) \quad (4.9)$$

Pérdida de estabilidad por exceso de viento

En las gráficas siguientes (fig. 4.43 y 4.44), se muestra el efecto de sucesivos incrementos de la velocidad del viento tras la conexión, sobre el comportamiento de un aerogenerador típico de 180KW, conectado a un nudo de potencia infinita. El modelo utilizado es el de máquina asíncrona en régimen transitorio, a potencia mecánica constante.

En estas gráficas puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables: deslizamiento s (%), potencia activa generada P , potencia reactiva consumida Q , corriente I y tensión interna E' (fig. 4.43), así como la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%) (fig. 4.44). En este último caso se incluye la curva (P - s) de régimen estacionario, correspondiente a la tensión aplicada.

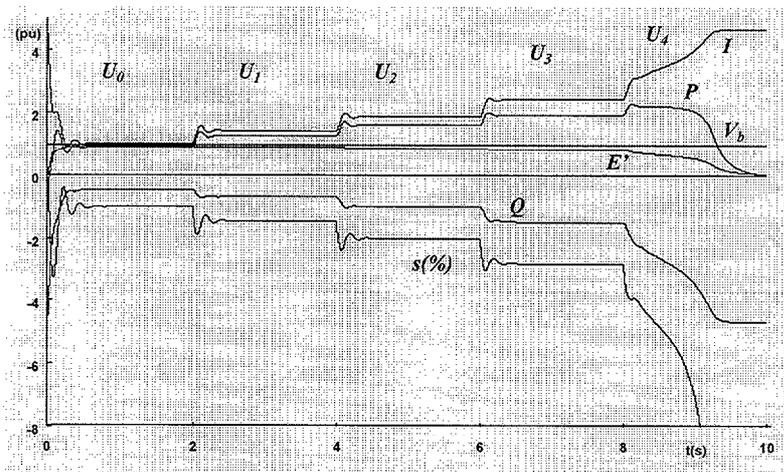


Fig. 4.43 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por exceso de viento. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.

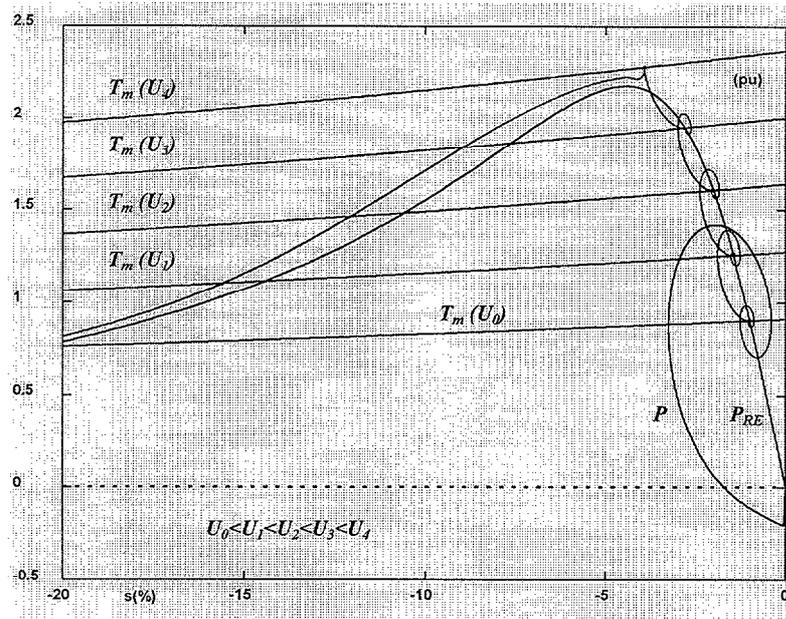


Fig. 4.44 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por exceso de viento. Curvas P - s

Pérdida de estabilidad por tensión reducida

En las gráficas siguientes (fig. 4.45 y 4.46), se muestra el efecto de sucesivas reducciones de la tensión aplicada, tras la conexión, sobre el comportamiento de un aerogenerador típico de 180KW, conectado a un nudo de potencia infinita. El modelo utilizado es el de máquina asíncrona en régimen transitorio, a potencia mecánica constante.

En estas gráficas puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables: deslizamiento s (%), potencia activa generada P , potencia reactiva consumida Q , corriente I y tensión interna E' (fig. 4.45), así como la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%) (fig. 4.46). En este último caso se incluye las curvas (P - s) de régimen estacionario, correspondientes a las diferentes tensiones aplicadas.

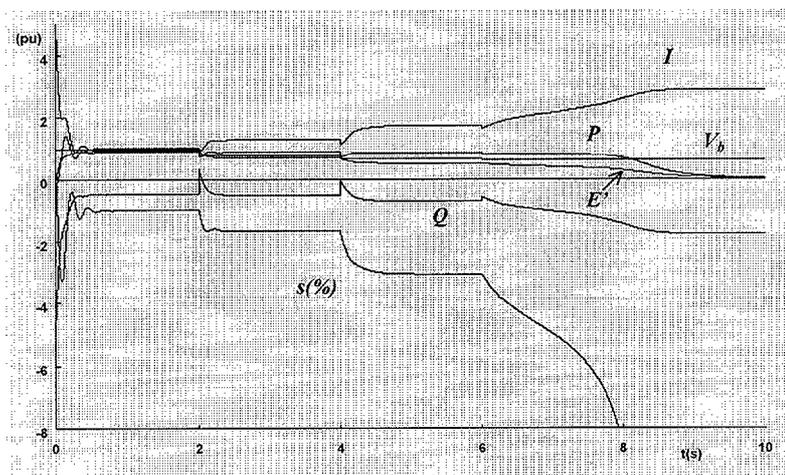


Fig. 4.45 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por tensión reducida. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.

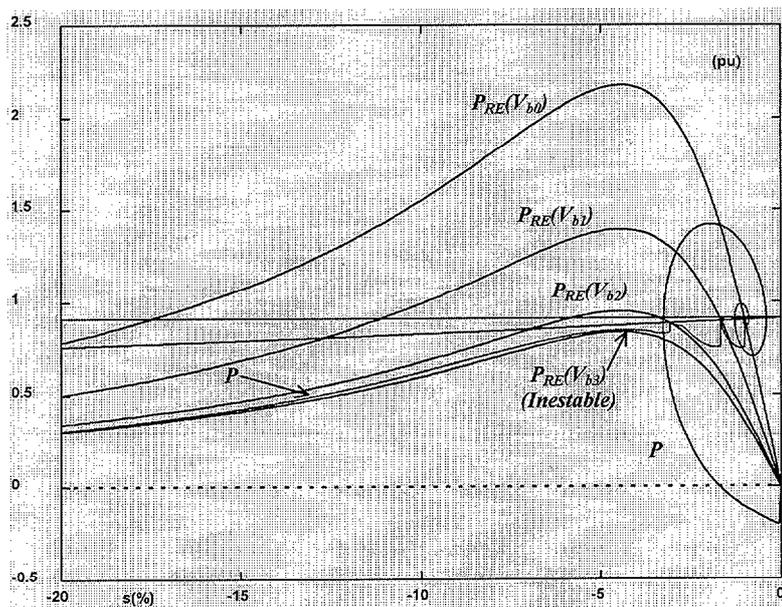


Fig. 4.46 Pérdida de estabilidad de un aerogenerador asíncrono, por tensión reducida. Curvas P - s

Estabilización por pérdida de potencia

Al analizar el régimen estacionario, se vio que las curvas de par mecánico T_m pueden ser sensiblemente horizontales o, incluso, presentar cierta pendiente ascendente en referencia al aumento de velocidad del generador. Las diferentes curvas de par, correspondientes a distintas velocidades de viento U , presentan diferentes pendientes a las que corresponde un cierto conjunto de puntos de intersección con la curva ($P-s$) de régimen estacionario.

Si las características de la turbina eólica y del aerogenerador son las adecuadas para ello, los sucesivos incrementos en la velocidad del viento U pueden dar lugar a que, a determinado valor de U , la potencia mecánica disponible en el eje de la turbina disminuya en lugar de aumentar.

En el caso de que esto ocurra en la zona de deslizamientos situada entre el origen y el valor de máxima generación de potencia, visto sobre la curva ($P-s$) de régimen estacionario, el aerogenerador tendrá asegurada su estabilidad ante sucesivos incrementos en la velocidad del viento. Al entrar en pérdida, la potencia eléctrica generada será cada vez menor, si el viento continúa aumentando.

Esto es lo que se aprecia en las siguientes gráficas (fig. 4.47 y 4.48), en las que se utiliza el modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio, junto con la ecuación (4.1) para el cálculo de la potencia mecánica.

En estas gráficas puede observarse la evolución temporal de las siguientes variables: deslizamiento s (%), potencia activa generada P , potencia reactiva consumida Q , corriente I y tensión interna E' (fig. 4.47), así como la evolución de la potencia activa generada P (p.u.) frente al deslizamiento s (%) (fig. 4.48). En este último caso se incluye la curva ($P-s$) de régimen estacionario, correspondiente a la tensión aplicada.

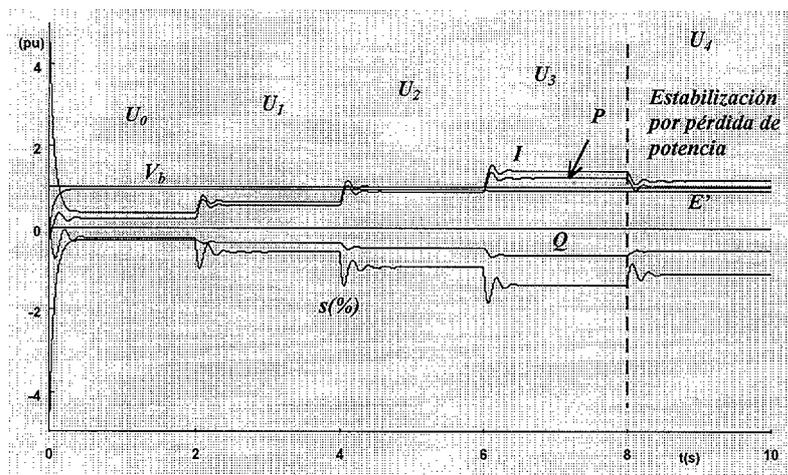


Fig. 4.47 Estabilidad de un aerogenerador asincrónico, ante el exceso de viento. Deslizamiento s (%), potencias activa y reactiva, corriente, tensión y f.e.m.

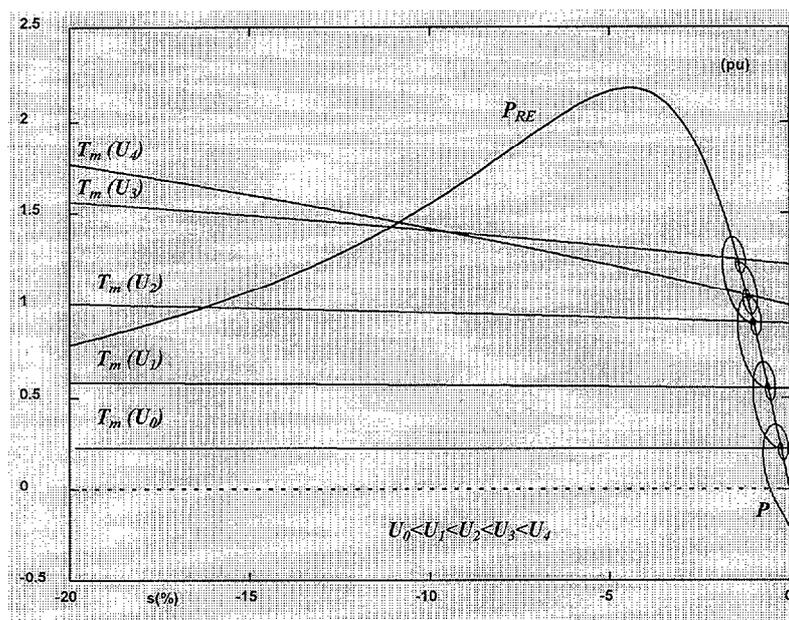


Fig. 4.48 Estabilidad de un aerogenerador asíncrono, ante el exceso de viento. Curvas P - s

4.4.6 Conclusiones

Del anterior análisis se extraen las siguientes conclusiones, sobre el régimen dinámico de un aerogenerador asíncrono:

- El régimen estacionario de un aerogenerador asíncrono se ve alterado si se producen modificaciones en la tensión de servicio o en el par mecánico aplicado al generador. Este par puede variar como consecuencia de cambios en la velocidad del viento o en la orientación de las turbinas y sus palas.
- El régimen dinámico se caracteriza por oscilaciones en las variables de la máquina (velocidad ω , potencias activa P y reactiva Q y corriente I), cuya amplitud está en función de la magnitud de la perturbación.
- La evolución dinámica puede finalizar en un nuevo régimen estacionario estable o constituirse en una situación inestable.
- En caso de estabilidad, el nuevo punto de funcionamiento en régimen estacionario coincide con la intersección de la curva de par T_m y la curva (P - s) de régimen estacionario, en la zona en que ésta es aproximable a su tangente en el origen.
- La pérdida de estabilidad tiene lugar en los casos en que la tensión aplicada es demasiado baja y/o el par mecánico aplicado es demasiado elevado, a consecuencia de una excesiva actuación del viento sobre el generador. En estos casos, no se produce la intersección de las curvas de par en la zona próxima al origen, antes mencionada.

- Si, al aumentar los efectos del viento, las curvas de par son tales que el aerogenerador entra en pérdida antes de que el generador asíncrono alcance su punto de máxima generación, visto sobre la curva ($P-s$) de régimen estacionario, la estabilidad del generador está asegurada.
- Como consecuencia de todo lo anterior, puede afirmarse que la estabilidad de un generador asíncrono puede analizarse directamente sobre las curvas de funcionamiento en régimen estacionario.

Capítulo 5

Integración de Parques Eólicos en Sistemas de Energía Eléctrica: El Estado Normal de Operación

CAPÍTULO 5

INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: EL ESTADO NORMAL DE OPERACIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

En el Capítulo 4 se analizó el comportamiento de un aerogenerador asíncrono conectado a un nudo de potencia infinita. Este caso es equivalente al de un aerogenerador, o un pequeño parque eólico, conectado a la red de transporte de un sistema eléctrico de gran dimensión, en cuyos nudos la tensión permanece prácticamente constante ante pequeñas variaciones en la potencia neta inyectada [Anexo C].

Otra situación es aquella en la que se considera la conexión a la red de transporte de un sistema eléctrico de pequeña dimensión, como los existentes actualmente en las Islas Canarias, así como la conexión a redes de distribución en M.T. En estos casos, cualquier modificación de la potencia neta inyectada en un nudo afecta a la tensión de éste, pudiendo sentirse sus efectos en otras partes del sistema. Es el caso también, de grandes redes a las que se pretende conectar parques eólicos de elevada potencia instalada.

En consecuencia, a continuación se plantea el estudio generalizado de la integración de Parques Eólicos en un Sistema de Energía Eléctrica. Este planteamiento se centra en el análisis del estado normal de operación, por las razones que se expondrán más adelante. Como continuación de éste, en los capítulos siguientes serán objeto de análisis el Régimen Estacionario y el Régimen Dinámico de S.E.E., ante la integración de Parques Eólicos.

5.2 CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES DE UN S.E.E.

5.2.1 Objetivos operacionales de un S.E.E.

Las prioridades de operación de los S.E.E. actuales han evolucionado hacia los siguientes objetivos principales [Wood, Wollenberg, 1984], [Fink, Carlsen, 1978] [Bergen, 1986]:

O1 Operar el sistema de tal forma que la potencia demandada sea satisfecha de forma fiable.

O2 Dentro de las restricciones impuestas para obtener un funcionamiento fiable, el sistema debe ser explotado de la forma más económica posible.

Por su propia naturaleza, estos objetivos son independientes del tipo de fuente de energía empleada, por lo que resultan de aplicación a los S.E.E. con generación eólica integrada.

El término Fiabilidad, citado en O2, está relacionado con los de Seguridad y Estabilidad, tal como fue establecido por L. H. Fink y K. Carlsen [Fink, Carlsen, 1978]. Estos autores definieron la Fiabilidad como la probabilidad de que se obtenga un comportamiento satisfactorio del sistema, a lo largo de un cierto período de tiempo: el número de días al año en que la punta de demanda máxima supera a la capacidad de generación disponible, sería un ejemplo de índice de fiabilidad. Por el contrario, la Seguridad es considerada como una condición instantánea, variable con el tiempo, que es función de la robustez del sistema frente a perturbaciones inminentes y que está determinada por la relación entre los márgenes de reserva del sistema -en cuanto a capacidad de transporte y capacidad de generación, fundamentalmente- y la probabilidad de que se produzcan perturbaciones. Finalmente, la Estabilidad es una condición relativa a la continuación del funcionamiento síncrono, en paralelo, de todos los grupos de generación síncrona del sistema.

Mientras que la Fiabilidad se enmarca en la problemática de planificación del sistema, la Seguridad es un problema de explotación [Fink, Carlsen, 1978]. De esta forma, un sistema diseñado para ser fiable será seguro la mayor parte del tiempo, un sistema no fiable se encontrará -frecuentemente- en períodos de inseguridad y un sistema gestionado bajo criterios de seguridad, aumentará los índices de fiabilidad. Por otra parte, para que un sistema sea fiable y seguro, debe ser estable ante cualquier perturbación que pueda producirse.

En consecuencia, la integración de parques eólicos en un S.E.E. debe efectuarse de tal forma, que los parámetros correspondientes a Fiabilidad, Seguridad y Estabilidad resulten los adecuados, en orden a alcanzar los objetivos propuestos. Los estudios de Fiabilidad conducen al análisis del funcionamiento del sistema eléctrico -con generación eólica integrada-, desde un punto de vista probabilístico. Tal tipo de análisis no se encuentra incluido entre los objetivos de esta tesis, pudiendo formar parte de otros desarrollos futuros. Los aspectos relativos a Estabilidad serán tratados en el Capítulo 7, al analizar el régimen dinámico. La Seguridad es una de las principales características de uno de los

estados de operación del sistema -el estado normal-, los cuales se presentan a continuación.

5.2.2 Estados de operación

Los diferentes estados en que puede operar un sistema, fueron descritos por L. H. Fink y K. Carlsen, proponiendo el Diagrama de Transición de Estados que se muestra en la figura 5.1:

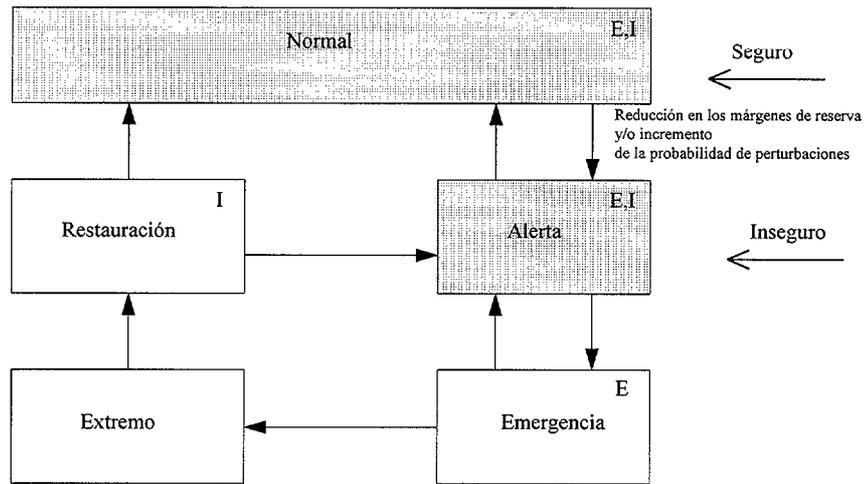


Fig. 5.1 Estados de operación de un S.E.E.

En el estado normal, la frecuencia y las tensiones son mantenidas a unos valores preestablecidos, como consecuencia de la necesidad de observar un perfecto ajuste entre la generación y la demanda de potencia del sistema. Este equilibrio generación-demanda constituye una restricción de igualdad en la explotación del sistema y se indica con el símbolo E en la figura 5.1. Las restricciones de desigualdad, representadas por el símbolo I, vienen impuestas por el hecho de que algunas variables del sistema -tales como corrientes y tensiones- no deben exceder los límites máximos, representativos de las limitaciones físicas de los equipos y aparatos presentes. El estado normal se caracteriza, además, por unos ciertos márgenes de reserva -tanto en lo que se refiere al sistema de transporte, como al sistema de generación, principalmente-, lo que proporciona al sistema eléctrico un adecuado nivel de seguridad.

Si los márgenes de reserva disminuyen -por un incremento en el nivel de carga de los generadores síncronos, por ejemplo-, o si la probabilidad de que se produzca alguna perturbación aumenta -como sería el caso de la proximidad de una tormenta-, el nivel de Seguridad disminuye. Por debajo de cierto valor de este nivel, se considera que el sistema se encuentra en estado de alerta. Aunque, en este estado, todas las restricciones (E, I) anteriormente citadas son todavía satisfechas, los márgenes de reserva son tales, que cualquier perturbación que se produzca podría dar lugar a la violación de alguna de las restricciones de desigualdad. Como consecuencia de ello, algún componente físico del sistema podría verse

sobrecargado, más allá de sus valores nominales. El sistema, en tal estado de alerta, no sería seguro. Los restantes estados de operación se alcanzan por la aparición de perturbaciones, o por la puesta en marcha de acciones correctoras.

Durante más del 99% del tiempo, un sistema típico se encuentra en su estado Normal [Elgerd, 1985]. Atendiendo a este hecho, la evaluación de las posibilidades de integración de la energía eólica en un sistema eléctrico, se analiza, en esta Tesis, bajo las siguientes premisas:

- a) *El sistema eléctrico se encuentra en su estado normal -seguro- antes de la integración eólica*
- b) *La integración eólica ha de realizarse sin que ello suponga una transición desde el estado normal a un estado de alerta.*

5.2.3 Problemática asociada con el estado normal de operación

Entre las numerosas cuestiones asociadas al estado normal de operación, cabe señalar las siguientes [Elgerd, 1985]:

1. Flujo de Potencia
2. Interacción frecuencia-potencia activa (f - P)
3. Interacción tensión-potencia reactiva (V - Q)
4. Despacho de Cargas

A continuación se aborda cada una de estas cuestiones, que serán ampliadas en los capítulos siguientes, a excepción de la última (Despacho de Cargas), cuyo tratamiento se reduce a lo expuesto en este capítulo.

Las tareas asociadas al Despacho de Cargas conducen a estudios de funcionamiento económico del subsistema de generación, estudios que no fueron incluidos entre los objetivos de esta tesis. No obstante, algunos de sus aspectos son analizados en los apartados siguientes de este capítulo. La consideración de tales aspectos resulta necesaria para ubicar, en su contexto, los desarrollos realizados posteriormente.

5.3 EL FLUJO DE POTENCIA COMO PROBLEMÁTICA DEL ESTADO NORMAL DE OPERACIÓN

Dentro del conjunto de tareas asociadas al estado normal de operación, de un S.E.E., los estudios de Flujo de Potencia -o Flujo de Cargas- son de utilidad para la selección de una configuración de Régimen Estacionario, de entre todas las posibles. El Régimen Estacionario, finalmente seleccionado, debe suponer una solución adecuada al compromiso existente entre la explotación económica del sistema y su seguridad [Bergen, 1986].

Un sistema típico representa una red eléctrica, que puede estar formada por un gran número de nudos (centrales de generación y subestaciones eléctricas, básicamente) y de ramas (líneas de transporte). En ciertos nudos, la potencia es inyectada en la red a partir de los grupos de generación, mientras que, en otros nudos, la potencia es extraída de la red para su consumo en las cargas. El trasiego de potencia, de unos nudos a otros, tiene lugar a través de las ramas de la red. En este sistema típico, las cargas pueden ser cubiertas de diferente forma, existiendo numerosas configuraciones posibles del Flujo de Potencia en la red [Elgerd, 1985].

A cada configuración le corresponde una topología de red concreta y un conjunto determinado de valores de las siguientes variables: potencias consumidas por las cargas ($P_{D,i}+jQ_{D,i}$), potencias inyectadas por los grupos de generación ($P_{G,i}+jQ_{G,i}$), potencias que fluyen a través de las ramas del sistema ($P_{i,j}+jQ_{i,j}$) y tensiones en sus nudos ($V_i, \angle \theta_i$), principalmente. En la búsqueda de la mejor configuración de régimen estacionario posible, los medios de control del Flujo de Potencia, tradicionalmente referenciados, son los siguientes [Elgerd, 1985]:

- Par mecánico aplicado y excitación, para el control de la potencia producida $P_{G,i}+jQ_{G,i}$ por los generadores síncronos
- Regulación de condensadores y bobinas de compensación, para el control de la potencia reactiva $Q_{G,i}$ inyectada
- Regulación de la relación de transformación de los transformadores de potencia, para el control de la tensión $V_i, \angle \theta_i$ en un nudo

El control del Flujo de Potencia ha de ser realizado, de tal forma que resulten satisfechas las restricciones de desigualdad (I) -características del estado normal de operación-, a las que se hacía referencia en el aptdo. 2.2 (figura 5.1). Para ello, han de ser evaluadas, principalmente, las siguientes variables:

- Tensiones V_i en los diferentes nudos de la red
- Corrientes $I_{i,j}$ a través de las líneas de transporte
- Potencias $P_{G,i}+jQ_{G,i}$ generadas por los grupos síncronos convencionales

El análisis de Flujo de Potencia, contemplando la presencia de generación eólica, será tratado con detalle en el Capítulo 6, al analizar el Régimen Estacionario.

5.4 INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA SOBRE LA INTERACCIÓN FRECUENCIA-POTENCIA ACTIVA (f - P)

Existen razones importantes para que la frecuencia de un sistema de energía eléctrica sea constante, aunque en la práctica se admite pequeñas variaciones [Anderson, Fouad, 1977] [Elgerd, 1985]. La causa esencial de la variación de la frecuencia radica en el desajuste entre la generación y la demanda de potencia del sistema, en un instante determinado, como puede observarse sobre la ecuación de oscilación de la generación síncrona:

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{2H} \quad (5.1)$$

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = 2\pi f(\omega(t) - 1) \quad (5.2)$$

donde

$\omega(t)$	velocidad del generador síncrono (p.u.)
$\delta(t)$	ángulo interno del generador síncrono (rad)
$P_m(t)$	potencia mecánica aplicada al eje del generador síncrono (p.u.)
$P_e(t)$	potencia eléctrica activa producida en el generador síncrono (p.u.)
H	constante de inercia (MW-s/MVA)
f	frecuencia (Hz)

Tal desajuste produce una variación en la energía cinética almacenada en el sistema de generación síncrona, que se obtiene a expensas de una variación de velocidad -y por tanto, de frecuencia- de los generadores síncronos [Stevenson, 1976]. Por esta razón, la variación de la frecuencia constituye un índice del balance de energía en el sistema, empleándose como señal de entrada en los dispositivos de detección que lo requieran.

Como la carga de un sistema varía continuamente, los sistemas eléctricos cuentan habitualmente con equipos automáticos, destinados a la obtención de una frecuencia lo más constante posible [Anexo A]. Estos equipos actúan después de detectar una desviación de frecuencia, con lo cual minimizan las variaciones de frecuencia observables en el sistema eléctrico, aunque no las evitan de forma absoluta.

La integración de la energía eólica, a gran escala, introduce dos nuevos elementos sobre la problemática de la interacción f - P de un S.E.E.:

1. Las variaciones incontroladas de viento y otras condiciones de operación de los parques eólicos, potencialmente perturbadoras, producen variaciones de la potencia activa P_{eol} generada por los parques [Papadopoulos, Malatestas, Hatziargyriou, 1991].

Esta variabilidad de P_{eol} se asemeja más al comportamiento de las cargas, que al comportamiento clásico de los grupos de generación síncrona, tradicionalmente empleados en los sistemas de energía

eléctrica. En la generación tradicional, la fuerza motriz opera a potencia generada constante, aunque el punto de consigna es regulable.

A altos niveles de penetración eólica, estas variaciones de P_{eol} producen desajustes entre la generación y la demanda de potencia del sistema, que dan lugar a variaciones de frecuencia. Ello conduce a una limitación del nivel de penetración eólica, al objeto de que no se degrade seriamente el funcionamiento operativo del sistema [Papadopoulos, Malatestas, Papadias, 1988] [Papadopoulos, Malatestas, Hatziargyriou, 1991].

2. El sistema de control de potencia de los aerogeneradores, en aquellos que dispongan de él, puede estar configurado para una óptima conversión de energía mecánica en energía eléctrica, en el ámbito de cada unidad individual [Rau, Durga, 1993]. En la misma línea, los aerogeneradores pueden ser operados con el objetivo de que permanezcan en producción, el mayor número de horas posibles.

Tratándose de integración eólica a gran escala, es necesario realizar algunos cambios en los procedimientos de operación, así como modificar los sistemas automáticos de control [Papadopoulos, Malatestas, Hatziargyriou, 1991]. Estos cambios y modificaciones tienen como objetivo limitar las variaciones de la potencia de origen eólico, incluyendo acciones como el control del ángulo de pala de los aerogeneradores, coordinado con el Control Automático de la Generación convencional y un control suplementario de los grupos de punta convencionales.

Para la evaluación de la influencia de la generación eólica sobre la interacción f - P , se requiere un estudio dinámico particularizado para el sistema eléctrico en cuestión, teniendo en cuenta las variaciones de viento y otras condiciones de operación, así como el tamaño del sistema [Papadopoulos, Malatestas, Hatziargyriou, 1991]:

- *Para grandes sistemas eléctricos, el impacto dinámico de la generación eólica se enmarca en el ámbito del Control Automático de Generación, siendo satisfactorio un análisis minuto a minuto.*
- *Para sistemas eléctricos aislados, de pequeño o medio tamaño -como los que operan en muchas islas, no muy grandes-, se necesita un modelado más detallado y un análisis en períodos de tiempo más cortos, como segundo a segundo.*

La realización de un estudio dinámico completo proporcionará una visión precisa y exhaustiva, de los efectos correspondientes a las variaciones de la potencia P_{eol} generada por un Parque Eólico, incluyendo la pérdida parcial o total del mismo. Sin embargo, en ocasiones se desea simplemente saber si puede esperarse o no que la frecuencia se vea afectada, ante tal perturbación, así como de

qué orden de magnitud sería la variación de frecuencia. Para ello, habría que utilizar un modelo simplificado del sistema eléctrico.

Estos y otros aspectos relativos a la interacción frecuencia-potencia activa (f - P), serán ampliados en el Capítulo 7, al analizar el Régimen Dinámico.

5.5 INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA SOBRE LA INTERACCIÓN TENSIÓN-POTENCIA REACTIVA (V - Q)

Prácticamente todos los dispositivos empleados en un S.E.E., están diseñados para su funcionamiento a un cierto nivel de tensión: su *tensión nominal*. Si existen variaciones de tensión, su comportamiento se ve afectado y sus expectativas de vida decrecen. En la práctica, se admite pequeñas desviaciones respecto a la tensión nominal, aunque los límites, normalmente, no tienen por qué ser tan estrictos como los de la frecuencia [Elgerd, 1985]. Otra razón para realizar el control de la tensión, consiste en la necesidad de minimizar las pérdidas por transporte, seleccionando un Flujo de Potencia óptimo.

Entre los medios con que se cuenta, habitualmente, para efectuar el control de la tensión en un sistema eléctrico, se puede citar los siguientes:

- Sistemas de Control de Excitación, en los generadores síncronos
- Baterías de condensadores y reactancias de compensación, cada vez más frecuentemente combinados con regulación a través de semiconductores.
- Compensadores síncronos
- Regulación de la relación de transformación, en los transformadores de potencia

Todas estas acciones de control, de la tensión V de un nudo, están relacionadas con la inyección de potencia reactiva Q en ese nudo: esencialmente, se considera que todo aumento de la potencia reactiva inyectada en un nudo, produce un aumento de la tensión en ese nudo. A diferencia de las variaciones de frecuencia, que ejercen un efecto global sobre el sistema, el efecto de las variaciones de potencia reactiva Q es más bien local, afectando principalmente a la tensión V de los nudos en que se varía Q [Elgerd, 1985].

De forma análoga al caso de la frecuencia y en lo que al estado normal de operación se refiere, la influencia de la energía eólica sobre la tensión viene condicionada por los siguientes factores:

1. Las variaciones de viento, que se traducen en variaciones de la potencia activa P_{eol} generada por los parques eólicos y éstas en variaciones de tensión en el nudo de conexión, así como, eventualmente, en otros nudos cercanos.

Esto conduce a una limitación del nivel de penetración eólica en la red. Si las variaciones de potencia están limitadas, por los medios

indicados al analizar la interacción $f-P$, el nivel máximo de penetración eólica será mayor.

2. Los parques eólicos suelen estar equipados con baterías de condensadores y transformadores de potencia, cuya regulación puede contribuir al control de la tensión. Los aerogeneradores no aportan, por sí mismos, ningún elemento nuevo de control de la tensión. La longitud total de las redes subterráneas internas de un parque eólico, puede ser lo suficientemente elevada como para aportar energía reactiva al punto de conexión, e incrementar la tensión de éste, pero no de forma regulable.

Al igual que en el caso de la frecuencia, para la evaluación de la influencia de la generación eólica sobre la interacción $V-Q$, se requiere un estudio dinámico particularizado para el sistema eléctrico en cuestión, en especial cuando se trata de sistemas de pequeño tamaño, de islas como las del Archipiélago Canario. Sin embargo, en ocasiones se desea disponer de algún método simplificado, que resulte de utilidad práctica, para la estimación de las variaciones de tensión.

En este tipo de sistemas, como ya se dicho, no existe desacoplo entre la interacción $f-P$ y la interacción $V-Q$, por lo que las variaciones de tensión y las de frecuencia no son independientes entre sí. No obstante, si se desea considerar las variaciones de tensión de forma independiente, bajo el supuesto de desacoplo citado, se obtendrán valores aproximados.

Estos y otros aspectos relativos a la tensión-potencia reactiva ($V-Q$) serán ampliados en el Capítulo 7, al analizar el Régimen Dinámico.

5.6 DESPACHO DE CARGAS

5.6.1 Reserva de generación

El Despacho de Cargas consiste en determinar qué grupos deben servir la carga y qué potencias activa y reactiva le corresponde a cada uno de ellos, todo ello desde el punto de vista económico, principalmente [Elgerd, 1985] [Wood, Wollemborg, 1984] [Bergen, 1986]. En un sistema típico, las previsiones de carga y las necesidades de parada de los grupos generadores -por razones de mantenimiento-, a medio y largo plazo, conducen a una Planificación anual del funcionamiento de los diferentes grupos de generación. Esta planificación se revisa en períodos de tiempo inferiores, en función del desajuste entre lo previsto inicialmente y la evolución observada, incluyendo posibles averías no esperadas. Las tareas de Asignación de Generación proponen una previsión, semanal y diaria, de los grupos que deben estar en funcionamiento y un estudio de Despacho Económico asigna la carga que corresponde a cada uno de ellos, en tiempo real y en función de los datos teledados. Finalmente, el Control Automático de Generación hace efectivas las consignas de potencia elaboradas por el Despacho Económico.

En los estudios de funcionamiento económico, los grupos de generación son habitualmente clasificados, en función de sus características económicas y operativas, como se indica a continuación [Elgerd, 1985]:

- *Grupos base.* Suele considerarse como tales a aquellos grupos cuyas características recomiendan un funcionamiento continuo, como es el caso de los grupos nucleares y térmicos de gran tamaño -necesidad de mantener al sistema de vapor en equilibrio térmico-. En ocasiones, también se incluye el caso de grupos hidráulicos.
- *Grupos intermedios o regulables.* Son grupos cuya potencia de salida es relativamente fácil de controlar y que no precisan funcionar necesariamente al 100%, como los grupos hidráulicos y los grupos de vapor de pequeño tamaño. En éstos, las constantes de tiempo del sistema de vapor obligan a controlarlos dentro de sus límites de regulación -en lo que a la variación de potencia de salida por minuto se refiere-. En ocasiones, son incluidos aquí los grupos diesel.
- *Grupos de punta.* Estos grupos presentan la característica de una rápida puesta en marcha y conexión a la red. Típicamente, son los grupos movidos por turbina de gas, empleándose también los grupos hidráulicos y diesel.
- *Grupos de reserva.* Se considera como tales a grupos conectados a red y cuya potencia de salida es mantenida a unos niveles limitados -reserva rodante-, así como a otros grupos que pudieran ser rápidamente puestos en operación.

El coste de la energía producida varía ampliamente de unos grupos de generación a otros, con lo que un uso adecuado de ellos es fundamental en el aspecto económico, teniendo en cuenta que no sólo varía la carga, sino que, además, cada grupo precisa paradas de mantenimiento.

La inyección de potencia activa en la red, que supone la presencia de un nuevo Parque Eólico, conduce a un realineamiento de las potencias generadas en el sistema. Ello supone que algunos de los generadores síncronos presentes ven rebajado su nivel de carga, con las siguientes ventajas:

1. Ahorro en el consumo de combustible
2. Aumento de la reserva de generación

Al incrementarse la reserva de generación aumenta la Seguridad y en consecuencia, la Fiabilidad, del sistema eléctrico.

En función de la cantidad de potencia inyectada por el Parque Eólico, en relación a la carga de sistema, uno o más grupos de generación síncrona podrían verse en un nivel bajo de carga, inferior a su mínimo técnico. Ante esta situación, caben dos alternativas:

1. Parada de estos grupos
2. Nuevo reparto de la carga, entre todos los generadores síncronos convencionales, de tal forma que ninguno de ellos se encuentre por debajo de su mínimo técnico.

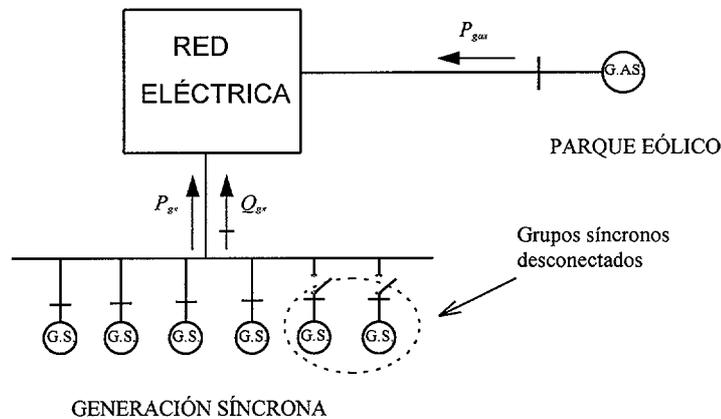


Fig. 5.2 Desconexión de grupos síncronos, por nivel de carga bajo mínimo técnico

En el primer caso (figura 5.2), se obtiene un mayor ahorro energético, pero disminuye la reserva de generación, afectando al nivel de Seguridad logrado con la aportación eólica. En el segundo caso -nuevo reparto de la carga- la Seguridad no se ve afectada, aunque puede resultar menos económico, si ello significa un incremento en el nivel de carga de los grupos de mayor coste de funcionamiento.

En consecuencia, se llega a la conclusión de que los niveles de penetración eólica dependen del compromiso entre economía y seguridad. Este compromiso se resuelve de forma diferente, según sea la dimensión del sistema eléctrico, como se analiza a continuación.

5.6.2 Sistemas eléctricos de gran tamaño

En los sistemas eléctricos de gran dimensión [Anexo C] -con interconexión de grandes redes eléctricas y alto número de grupos de generación-, se suele considerar que la robustez del sistema es lo suficientemente elevada y el nivel de penetración eólica lo suficientemente bajo, como para que la seguridad del mismo no se vea amenazada, por motivo de la integración eólica [Gavanidou, Bakirtzis, Dokopoulos, 1993].

En estos grandes sistemas, el nivel de penetración eólica tiene carácter económico -en función de la cantidad de combustible que se puede ahorrar, al utilizar la energía eólica-, está relacionado con la Fiabilidad del sistema y se enmarca en el ámbito de la Planificación. El planteamiento clásico es el siguiente [Van Wijk, Halberg, Turkenburg, 1992]:

Cuando se añade energía eólica a un sistema, la fiabilidad aumenta. Este incremento de fiabilidad puede ser compensado, mediante una reducción en la capacidad de generación convencional. La reducción, llamada *Crédito de Capacidad*, es un índice del valor que puede ser atribuido a la generación eólica.

La variabilidad del viento imposibilita el conocimiento exacto de la potencia generada que puede esperarse a priori de una instalación eólica, en un momento determinado. Por lo tanto, los niveles económicamente óptimos de penetración eólica han de ser determinados contemplando el carácter variable del viento, lo cual conlleva una estimación de la fiabilidad esperada [El-Sayes, Osman, Kaddah, 1993]. Otros factores a considerar son las pérdidas de capacidad de generación convencional y las previsiones de carga.

Las pérdidas de capacidad de un sistema de generación responden a una distribución de probabilidad discreta [Van Wijk, Halberg, Turkenburg, 1992], que puede ser estimada mediante técnicas recursivas, debiendo considerar aspectos tales como paradas por mantenimiento, incertidumbres en la previsión de cargas e interconexión con otros sistemas. Las paradas de los grupos de generación pueden ser inesperadas o previstas en los planes de mantenimiento, programados de tal forma que la probabilidad de pérdida de carga sea aproximadamente la misma en los diferentes períodos de tiempo establecidos, como pueda ser mensualmente. Por otra parte, es imposible predecir la carga con exactitud, por lo que es preciso introducir una función de distribución de probabilidad para la carga prevista, al evaluar los índices de fiabilidad. La conexión a sistemas vecinos mejora la fiabilidad del sistema local, pudiendo operar éste con una reserva de generación más pequeña que la necesaria sin la conexión.

Por otra parte, según algunos estudios [Billinton, 1992], cuando la carga supera a la capacidad de generación convencional, los índices de fiabilidad disminuyen. En consecuencia, según esos estudios no resultaría práctico asignar a los Parques Eólicos el suministro de cargas no esperadas, ni sería conveniente confiarles situaciones críticas como la debida al desacople de la red de un grupo de generación convencional: la generación eólica no debe formar parte de la reserva de generación que hay que mantener en todo sistema de energía eléctrica.

5.6.3 Crédito de Capacidad de la energía eólica

El *Crédito de Capacidad* de la generación eólica, puede ser evaluado mediante el análisis del impacto que la energía eólica supondría sobre la fiabilidad, del subsistema de generación de energía eléctrica. Entre los índices utilizados para expresar el grado de fiabilidad, el más empleado al analizar el *Crédito de Capacidad* de la energía eólica es el de Pérdida de Carga Esperada (LOLE: loss of load expectation) [Van Wijk, Halberg, Turkenburg, 1992]. Este índice representa el número de horas al año, en las que se puede esperar que la demanda del sistema exceda a la capacidad de generación disponible (ec. 5.3).

$$LOLE = \sum_{i=1}^{8760} P\{C < L_i\} \quad \text{horas / año} \quad (5.3)$$

donde C es la capacidad de generación disponible, L_i es la punta de carga esperada en la hora i y $P\{C < L_i\}$ es la probabilidad de pérdida de carga en la hora i . Estableciendo los valores aceptables para el índice de fiabilidad LOLE, es posible evaluar la fiabilidad del sistema de generación y adaptarlo de tal forma que se obtenga el nivel requerido de fiabilidad.

Según Van Wijk [Van Wijk, Halberg, Turkenburg, 1992], básicamente, existen dos formas de incorporar la energía eólica en los cálculos del índice de fiabilidad LOLE:

- *Un primer método consiste en aplicar el concepto de "grupo multiestado" a la potencia eólica, según el cual ésta es representada mediante varios estados de capacidad, correspondiendo cada uno de los estados a los diferentes niveles de producción de potencia eólica y sus probabilidades asociadas. Este método presenta el inconveniente de que no tiene en cuenta la posible correlación existente entre la carga y la potencia eólica disponible, habida cuenta de que se ha constatado cierta correspondencia entre la carga existente y el viento disponible en las diferentes estaciones del año, en ciertos casos.*
- *El segundo método consiste en aplicar el concepto de "carga negativa" a la potencia eólica, teniendo en cuenta la producción eólica como una potencia a deducir de la carga horaria del sistema eléctrico. Aunque de esta forma sí se tiene en cuenta la correlación entre carga y potencia eólica, no se incluye las pérdidas inesperadas o programadas de las turbinas eólicas. Cuando la capacidad de las turbinas eólicas es pequeña comparada con la capacidad de los grupos de generación convencional y cuando la potencia eólica total instalada significa sólo una pequeña parte de la potencia total instalada, es posible evitar el inconveniente antes citado mediante la aplicación de ciertas técnicas. Para otros casos, sería necesario el desarrollo de nuevos recursos.*

Para el cálculo del Crédito de Capacidad, se determina en primer lugar el índice de fiabilidad LOLE para una situación base dada, ajustando la capacidad de tal forma que se obtenga la fiabilidad especificada, si es necesario. A continuación, se añade la producción eólica según el método empleado, determinando el nuevo índice de fiabilidad. La capacidad convencional es entonces disminuida iterativamente, hasta alcanzar de nuevo el valor anterior del índice de fiabilidad. La diferencia entre la capacidad convencional en el caso base y la capacidad convencional en éste último caso, constituye el Crédito de Capacidad buscado.

El Crédito de Capacidad de la energía eólica ha sido calculado en varios estudios [Hales, 1995] [Van Wijk, Halberg, Turkenburg, 1992], oscilando su valor entre el 10% y el 80%. En California, al Parque Eólico de Altamont Pass le fue asignado un valor del 30%, mientras que al Parque Eólico de Solana Pass se le encontró un Crédito de Capacidad del 80%, con una correlación máxima entre viento y carga. A efectos de comparación, según estudios realizados en Holanda, el valor medio del Crédito de Capacidad calculado con vistas a la instalación de 1000 MW de potencia eólica en el año 2000, fue de 184 MW o del 18.4% de la potencia eólica instalada, variando entre 150 MW y 250 MW según los casos.

Esta gran dispersidad en los resultados se debe a la influencia de múltiples factores, que afectan de diferente manera a las distintas instalaciones eólicas, principalmente los siguientes [Van Wijk, Halberg, Turkenburg, 1992]:

- potencia eólica instalada
- capacidad de generación total instalada
- tipo de demanda y correspondencia con la existencia de viento
- Factor de Capacidad de las instalaciones
- Factor de Disponibilidad de las mismas y su dispersidad geográfica.

En el caso de Holanda (figura 5.3), se encontró una fuerte correlación entre el Crédito de Capacidad de la energía eólica y el *Factor de Capacidad* -definido más abajo- correspondiente (22% de media, para este caso). Expresado como porcentaje de la potencia eólica instalada, el Crédito de Capacidad disminuyó a medida que aumentaba la capacidad eólica total: el 28% para 100 MW de capacidad eólica y el 13.6% para 2000 MW. En cuanto a la localización física de las instalaciones, el Crédito de Capacidad de 1000 MW geográficamente dispersos a lo largo y ancho de Holanda fue 34 MW mayor que el valor correspondiente a 1000 MW localizados en una única ubicación.

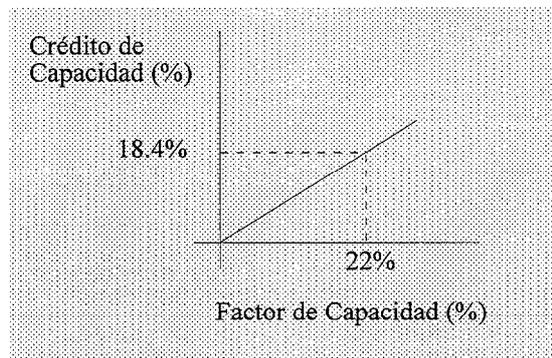


Fig. 5.3 Relación calculada entre el Crédito de Capacidad y el Factor de Capacidad

5.6.4 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas

Habitualmente, se entiende por *Factor de Capacidad* de un aerogenerador o instalación eólica, el valor de la producción media anual expresada en tanto por ciento respecto a la producción máxima posible que se obtendría en base a su potencia nominal. Típicamente, varía entre un 15% para las instalaciones más antiguas y un 35% para las más modernas [EPRI Journal 9006, 1994].

$$F.Cap. = \frac{\text{Generación anual} \left(\frac{KW-h}{\text{año}} \right)}{\text{Potencia nominal (KW)} \times 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}} \times 100 \quad (\%) \quad (5.4)$$

Los valores del Factor de Capacidad están fuertemente relacionados con los del *Factor de Disponibilidad* de las instalaciones, entendiéndose por tal el tiempo durante el cual una instalación permanece operativa, expresado en tanto por ciento respecto al período considerado. Este valor puede variar entre el 44% y el 98%, según los casos y dependiendo sensiblemente de la efectividad de los trabajos de mantenimiento y de la antigüedad de la instalación [EPRI Journal 9006, 1994]. Lógicamente, cuanto mayor es el Factor de Disponibilidad mayor resulta el Factor de Capacidad.

Los Factores de Capacidad y de Disponibilidad, de instalaciones en explotación, pueden ser calculados a partir de los datos de producción y mantenimiento.

Para instalaciones en proyecto, el Factor de Capacidad puede ser estimado a partir de la Curva de Producción de cada máquina y de las Curvas de Distribución de Frecuencias de Viento, como la sumatoria -para todas las velocidades de viento posibles- del producto de la potencia producida a cada velocidad por la probabilidad de esa velocidad de viento, según su duración. Para una turbina eólica determinada, este valor depende en gran medida de la Velocidad Media Anual del Viento. Como ejemplo, para una turbina eólica con una velocidad de viento nominal de 13.3 m/s ubicada en un lugar de 7.8 m/s de velocidad media anual, podría esperarse un Factor de Capacidad en torno al 37% [Hales, 1995]. Si al valor de producción estimado de la forma antes indicada se le multiplica por un valor adecuado representativo de la disponibilidad esperada, se obtendrá un valor más realista de la generación media anual posible.

5.6.5 Sistemas eléctricos de pequeño tamaño

En sistemas eléctricos de pequeño y medio tamaño [Anexo C], de islas como las del Archipiélago Canario, se ha de tener en cuenta las siguientes consideraciones [Gavanidou, Bakirtzis, Dokopoulos, 1993] [Papadopoulos, Malatestas, Papadías, 1988]:

- *El potencial eólico existente puede acercarse, e incluso superar, al valor de la demanda*
- *La fiabilidad del sistema puede disminuir seriamente, a medida que aumenta el nivel de penetración eólica (A velocidades de viento extremadamente altas, los aerogeneradores han de ser desconectados de la red. Grandes variaciones de viento pueden conducir a condiciones de operación peligrosas).*

Por lo tanto, para evitar problemas serios -que pudieran afectar a la Seguridad y la Estabilidad del sistema eléctrico-, la generación eólica total debe ser limitada a un cierto porcentaje de la capacidad síncrona total, conectada a red, que a su vez depende de la carga total del sistema [Kabouris, Contaxis, 1992] [Gavanidou, Bakirtzis, Dokopoulos, 1993].

Este límite es calculado a través del estudio del Régimen Dinámico del sistema [Papadopoulos, Malatestas, Hatzargyriou, 1991] [Papadopoulos, Malatestas, Papadias, 1988] [Medina, Cidrás, Domínguez, 1994]. Para que la limitación sea efectiva, el operador del sistema eléctrico ha de tener un control directo sobre los aerogeneradores, a fin de regular en lo posible la producción eólica.

En consecuencia, en los sistemas eléctricos de pequeño y medio tamaño - de islas como las del Archipiélago Canario-, los estudios de funcionamiento económico-despacho de cargas han de realizarse partiendo de la restricción, impuesta por la limitación del nivel de penetración eólica, calculada previamente a través del análisis del régimen dinámico.

Como ya ha sido expuesto en este capítulo, la consideración de estudios de funcionamiento económico y fiabilidad, no se encuentran dentro de los objetivos de esta tesis. No obstante, dado su interés, se procede a continuación al cálculo de la *potencia media anual equivalente*, de la energía eólica en los últimos años en Canarias, así como al cálculo del *Factor de Capacidad* de las instalaciones eólicas canarias.

5.7 CÁLCULO DEL FACTOR DE CAPACIDAD EN CANARIAS

El Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas conectadas a red en Canarias se sitúa en torno al 25%-30%, para el conjunto del Archipiélago (Tabla 5.7-1), calculado según la ec. (5.4), a partir de los datos de producción y de la potencia nominal instalada [Fuente: Consejería de Industria del Gobierno Autónomo de Canarias]. Calculado por islas, el Factor de Capacidad varía aproximadamente entre el 20% y el 39%, aunque las potencias instaladas difieren sensiblemente de una isla a otra. Estos resultados entran dentro del rango medio de valores, considerados como habituales en las instalaciones eólicas (15%-35%).

Isla	1993	1994	1995	1996
FUERTEVENTURA	28 %	22 %	24 %	26 %
LANZAROTE	21 %	32 %	30 %	33 %
GRAN CANARIA	34 %	38 %	33 %	11 %
TENERIFE	19 %	22 %	25 %	27 %
LA PALMA	-	25 %	23 %	23 %
LA GÓMERA	-	-	-	23 %
EL HIERRO	36 %	34 %	26 %	39 %
Total Canarias	25 %	27 %	27 %	30 %

Tabla 5.7-1 Factor de Capacidad en las instalaciones eólicas de Canarias (%)

En base a estos resultados del Factor de Capacidad -a efectos únicamente orientativos y a falta de los estudios de fiabilidad correspondientes-, se podría extrapolar los valores obtenidos en Holanda, mencionados en el aptdo. 5.6.3. En tal caso, sería de esperar que, en Canarias, el Crédito de Capacidad variase por islas entre el 15% y el 30% de la capacidad eólica instalada en cada isla, considerando la correlación entre el Factor de Capacidad y el Crédito de Capacidad. La estimación debe realizarse por islas, en lugar de globalmente para el conjunto de todas ellas, ya que se trata de sistemas eléctricos insulares aislados

entre sí, salvo la interconexión Lanzarote-Fuerteventura (fig. 5.4). Considerando ésta y otras características propias de estos sistemas, como su dimensión, los resultados podrían variar sensiblemente.

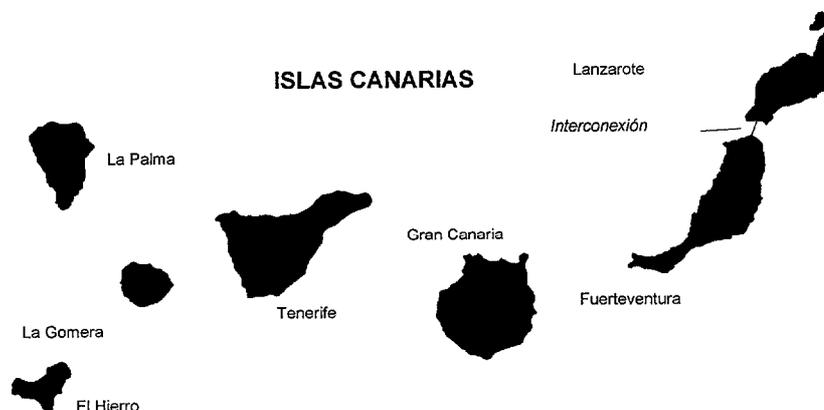


Fig. 5.4 Sistemas eléctricos aislados, en Canarias

No obstante, al objeto de obtener una estimación de los valores que se podrían obtener en Canarias, en cuanto a Crédito de Capacidad, en la Tabla 5.7-2 se indica el valor de la *potencia media anual equivalente*, en MW, que correspondería a cada una de las islas, calculado a partir del Factor de Capacidad mediante la simple conversión de porcentajes a potencia. De esta forma, se está expresando la capacidad de generación que sería suficiente para producir la energía generada por las instalaciones eólicas, si el Factor de Disponibilidad hubiese sido del 100% y si la velocidad del viento hubiese sido la nominal en todo momento.

Isla	1993	1994	1995	1996
FUERTEVENTURA	0.32	2.49	2.77	2.99
LANZAROTE	1.34	2.07	1.93	2.14
GRAN CANARIA	0.97	1.55	1.46	1.75
TENERIFE	0.33	0.60	0.68	0.72
LA PALMA	-	0.31	0.29	0.29
LA GOMERA	-	-	-	0.04
EL HIERRO	0.04	0.10	0.07	0.11
Total Canarias...	3 MW	7.12 MW	7.19 MW	8.05 MW

Tabla 5.7-2 Potencia media anual equivalente de la energía eólica generada en Canarias

Como puede observarse en la Tabla 5.7-2, la capacidad convencional desplazable no hubiera sido muy significativa en el período analizado, para la potencia eólica actualmente instalada. Sin embargo, probablemente los valores serían algo mayores si se efectuara el cálculo considerando períodos de tiempo inferiores a un año, como por días o por semanas. Para ello, sería necesario disponer de los datos diarios y semanales de producción eólica.

En cualquier caso, los resultados anteriormente expresados llevan a la conclusión de que, tal como ocurre en otros lugares, también en Canarias la producción está muy por debajo de la correspondiente a la potencia nominal de las instalaciones eólicas: la potencia nominal no es un índice muy significativo de la energía obtenida.

El Factor de Capacidad individual de cada instalación eólica en Canarias ofrece un rango de valores más amplio que por islas. Los valores más bajos (1%-4%) corresponden a unas pocas instalaciones de un único aerogenerador de 150-250 KW, que por diferentes motivos permanecieron operativos pocas horas al año, durante el período analizado. Su influencia en el Factor de Capacidad del conjunto del Archipiélago es muy pequeña, en razón a su potencia. En otros casos, se trata de instalaciones cuya puesta en marcha es reciente y no contribuyeron a la producción a lo largo de todo el año. Los resultados obtenidos, detallados por islas, se muestran a continuación.

Fuerteventura

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Parque eólico Cañada del Río (10.26MW)	-	21 %	24 %	24 %
Parque eólico Cañada La Barca (1.125MW)	28 %	34 %	28 %	24 %
Total isla (11.385MW) ...	28 %	22 %	24 %	24 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-3 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Fuerteventura

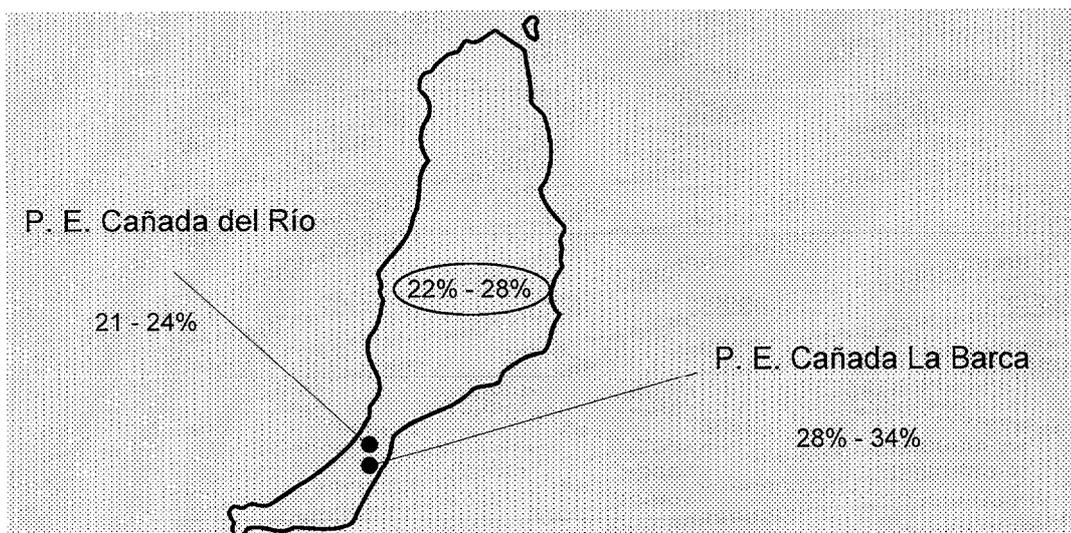


Fig. 5.5 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Fuerteventura, con indicación del Factor de Capacidad

Lanzarote

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Parque eólico de Los Valles (5.28MW)	17 %	30 %	24 %	24 %
Parque eólico Montaña la Mina (1.125MW)	40 %	40 %	28 %	24 %
Total isla (6.405MW) ...	21 %	32 %	24 %	24 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-4 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Lanzarote

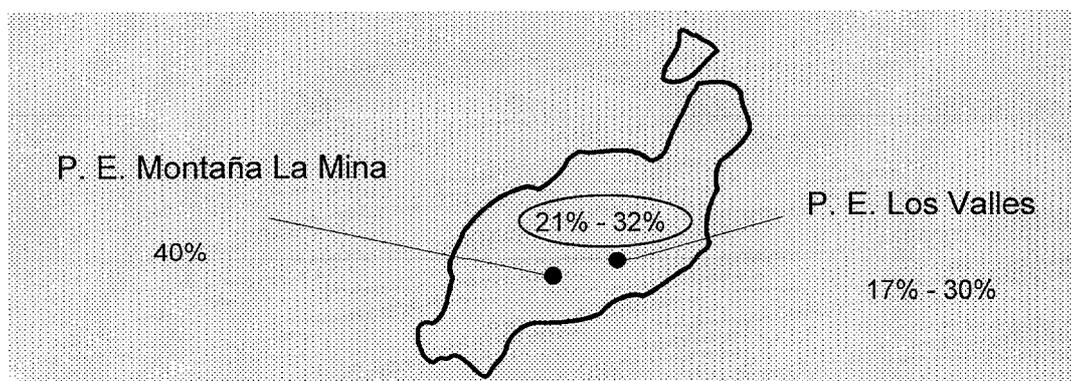


Fig. 5.6 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Lanzarote, con indicación del Factor de Capacidad

Gran Canaria

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Aerogenerador Fábrica ACSA (0.225MW)	40 %	46 %	40 %	32 %
Aerogenerador Mancomunidad (0.200MW)	39 %	43 %	13 %	15 %
Parque eólico GC-1 (0.360MW)	32 %	37 %	32 %	27 %
Parque eólico de Tenefé (1.125MW)	44 %	53 %	47 %	30 %
Aerogenerador Pozo Piletas (0.225MW)	35 %	39 %	35 %	29 %
Parque eólico de Aguatona (0.200MW)	31 %	35 %	31 %	23 %
Aerogenerador Juan Grande (0.150MW)	29 %	31 %	28 %	21 %
Aerogenerador Agaete (0.150MW)	2 %	39 %	23 %	25 %
Aerogenerador La Aldea (0.225MW)	2 %	26 %	21 %	19 %
Parque eólico de B. de Tirajana (1.260MW)	-	25 %	31 %	23 %
Parque eólico de Juan Grande (20.1MW)	-	-	-	1 %
Total isla (4.120MW)...	34 %	38 %	33 %	6 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-5 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Gran Canaria

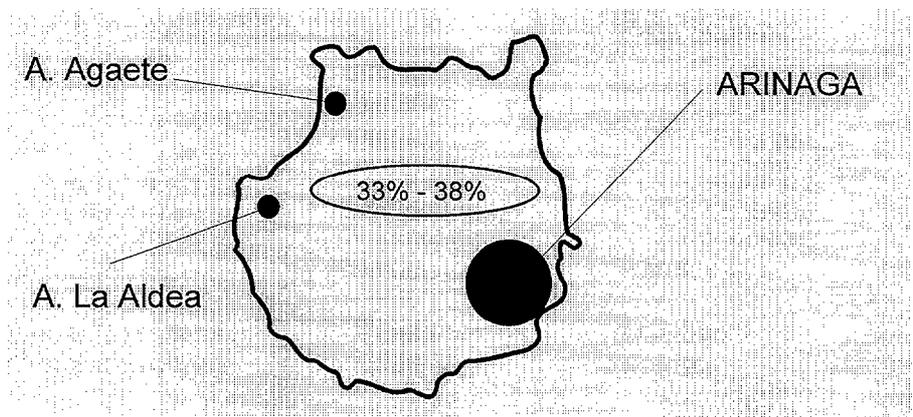


Fig. 5.7 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Gran Canaria, con indicación del Factor de Capacidad

Tenerife

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Aerogenerador WEG (0.250MW)	8 %	4 %	4 %	0 %
Aerogenerador Cenemesa (0.300MW)	1 %	10 %	5 %	5 %
Aerogenerador Made-150 (0.150MW)	23 %	35 %	31 %	19 %
Aerogenerador Vestas (0.200MW)	34 %	36 %	33 %	27 %
Aerogenerador Ecotecnia (0.150MW)	25 %	29 %	24 %	18 %
Aerogenerador Enercon-33 (0.330MW)	32 %	32 %	33 %	25 %
Aerogenerador Made-300 (0.300MW)	18 %	24 %	22 %	15 %
2 Aerogeneradores Enercon-40 (1.000MW)	-	21 %	33 %	28 %
Total isla (2.680MW) ...	19 %	22 %	25 %	20 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-6 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en Tenerife

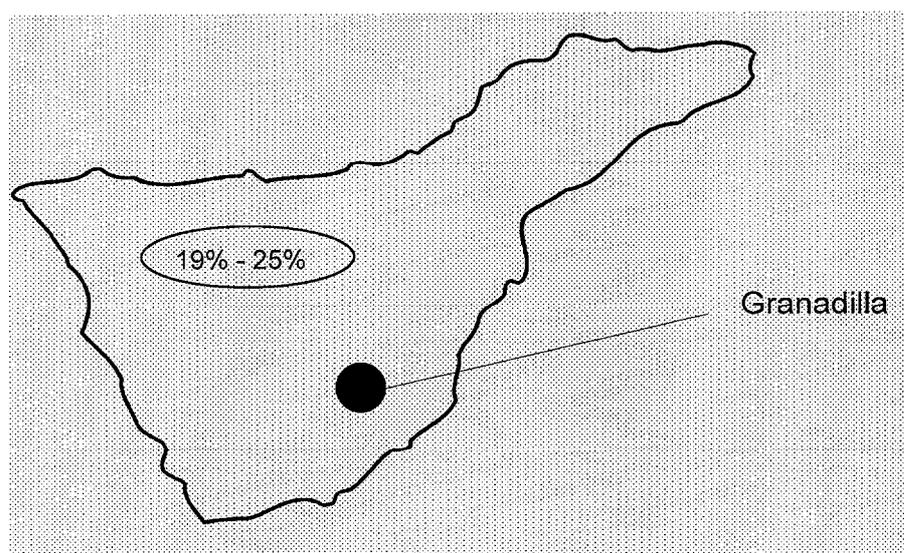


Fig. 5.8 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en Tenerife, con indicación del Factor de Capacidad

La Palma

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Parque eólico Juan Adalid (1.260MW)	-	25 %	23 %	19 %
Total isla (1.260MW) ...	-	25 %	23 %	19 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-7 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en La Palma

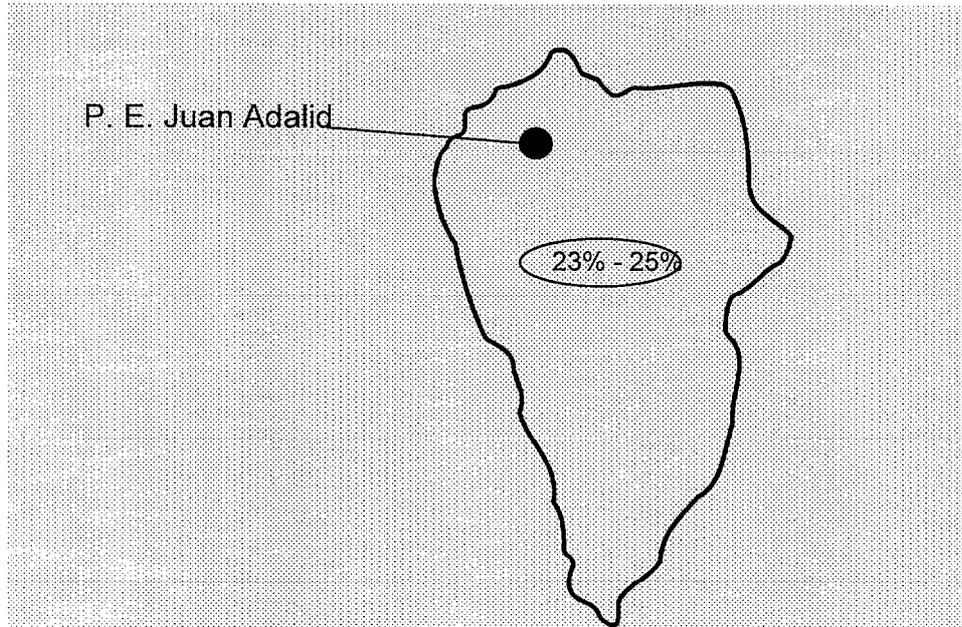


Fig. 5.9 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en La Palma, con indicación del Factor de Capacidad

La Gomera

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Parque eólico Epina (0.360MW)	-	-	-	6 %
Total isla (0.360MW) ...	-	-	-	6 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-8 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en La Gomera

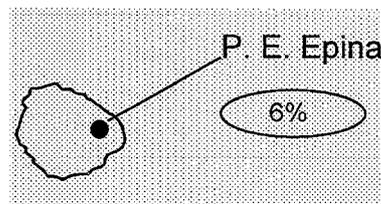


Fig. 5.10 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en La Gomera, con indicación del Factor de Capacidad

El Hierro

Instalación	1993	1994	1995	1996*
Aerogenerador Mña. S. Juan-1 (0.100MW)	36 %	44 %	35 %	34 %
Aerogenerador Mña. S. Juan-2 (0.180MW)	-	29 %	21 %	30 %
Total isla (0.280MW) ...	36 %	34 %	26 %	31 %

*(Enero-Septiembre)

Tabla 5.7-9 Factor de Capacidad de las instalaciones eólicas en El Hierro

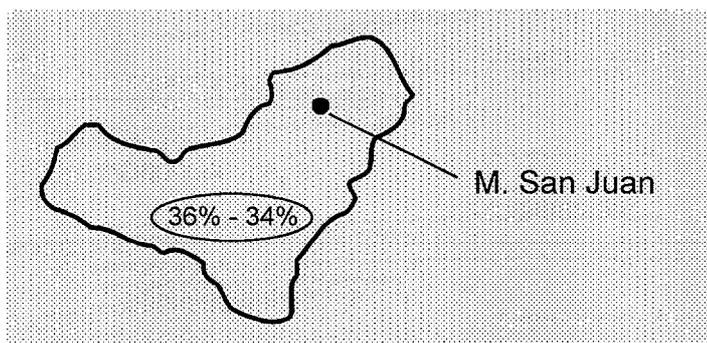


Fig. 5.11 Localización geográfica de las instalaciones eólicas en El Hierro, con indicación del Factor de Capacidad

Capítulo 6

Integración de Parques Eólicos en Sistemas de Energía Eléctrica: Régimen Estacionario

CAPÍTULO 6

INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: RÉGIMEN ESTACIONARIO

6.1 INTRODUCCIÓN. ASPECTOS A CONSIDERAR

Como continuación del planteamiento expuesto e iniciado en el capítulo anterior, en el presente capítulo se procederá al análisis del Régimen Estacionario de los S.E.E., ante la integración de Parques Eólicos. El análisis del régimen dinámico será abordado en el capítulo siguiente.

El adecuado funcionamiento de los consumos y de los diferentes elementos de la red, requiere que los valores de la tensión de servicio V_i estén limitados a un cierto intervalo, alrededor del valor nominal. Una tensión demasiado elevada dañaría a los aislamientos y una tensión demasiado baja sería también perjudicial, especialmente en el caso de motores. En subestaciones A.T.-M.T. y centros de transformación M.T.-B.T., la posibilidad de regular la tensión mediante el ajuste de la relación de transformación en los transformadores de potencia, aumenta la distancia entre los límites extremos del intervalo pero no los elimina, con lo cual siempre hay que tenerlos en cuenta:

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (6.1)$$

La capacidad máxima de transporte de las líneas eléctricas viene fijada, principalmente, por la máxima intensidad de corriente que puede circular de forma permanente por sus conductores, límite térmico impuesto por el calentamiento por efecto Joule:

$$I_{ij} \leq I_{ij,max} \quad (6.2)$$

Los generadores síncronos presentan restricciones técnicas y económicas en su funcionamiento, que afectan tanto a la potencia activa P_{Gi} como a la reactiva Q_{Gi} :

$$\begin{aligned} P_{Gi,min} &\leq P_{Gi} \leq P_{Gi,max} \\ Q_{Gi,min} &\leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,max} \end{aligned} \quad (6.3)$$

donde

$P_{Gi,max}$: límite impuesto por la potencia mecánica máxima disponible
 $Q_{Gi,max}$: límite impuesto por la tensión interna máxima (máxima excitación)
 $P_{Gi,min}$: límite impuesto por el rendimiento del grupo generador
 $Q_{Gi,max}$: límite impuesto por la estabilidad del generador

Para la evaluación del impacto que la integración de un Parque Eólico produce, sobre el estado normal de operación de un Sistema de Energía Eléctrica, es necesario proceder al Análisis del Régimen Estacionario, mediante técnicas de Flujo de Potencia. Para aquellas situaciones en las cuales no se desee realizar un estudio completo de Flujo de Potencia, habría que acudir a métodos aproximados.

En este capítulo, se efectúa el planteamiento, formulación y resolución del problema de Flujo de Potencia, en el caso de redes eléctricas con Parques Eólicos integrados. A continuación, se procederá al análisis de métodos aproximados alternativos. Finalmente, serán determinados los Factores de Sensibilidad de las redes eléctricas de Canarias, según el método alternativo anteriormente seleccionado como el más adecuado.

6.2 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

6.2.1 Planteamiento

Un estudio de Flujo de Potencia, o Flujo de Cargas, se basa en la determinación de variables eléctricas tales como tensión, corriente y potencia, en los distintos puntos de una red de energía eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento. Como consideración inicial, la red es tratada generalmente como un sistema trifásico equilibrado y simétrico, en régimen estacionario senoidal. De esta forma, un Estudio de Flujo de Potencia se traduce en el análisis de un circuito monofásico de corriente alterna, a frecuencia constante, a base de parámetros concentrados y constantes y siendo no lineales algunos de sus elementos .

El método de análisis tradicionalmente empleado es el de análisis por nudos [Stevenson, 1976], tomando el neutro de la red como nudo de referencia, con lo cual las intensidades inyectadas en los nudos y las tensiones nodales están relacionadas a través de las ecuaciones nodales de la red:

$$\mathbf{I} = [\mathbf{Y}_{nodal}] \mathbf{V} \quad (6.4)$$

En lugar de intensidades, en los estudios de Flujo de Potencia se suele trabajar con potencias activas P_i y reactivas Q_i , ya que, en cuanto al consumo, se considera que el comportamiento de la demanda en Subestaciones Eléctricas se adapta mejor al modelo de potencia constante que a otros. Además, en los puntos de la red donde existen grupos de generación síncrona, la potencia activa P_{Gi} producida por éstos depende principalmente de la potencia mecánica P_m transmitida al generador por el elemento motriz (turbina de vapor, de gas o

hidráulica, motor diesel), mientras que la potencia reactiva Q_{ci} está en función de la corriente de excitación aplicada al rotor del alternador. En principio, la presencia de un Parque Eólico conectado a un nudo i de una red, significa una inyección de potencia activa P_i en dicho punto, así como un consumo de potencia reactiva Q_i , como se muestra en la figura 6.1.

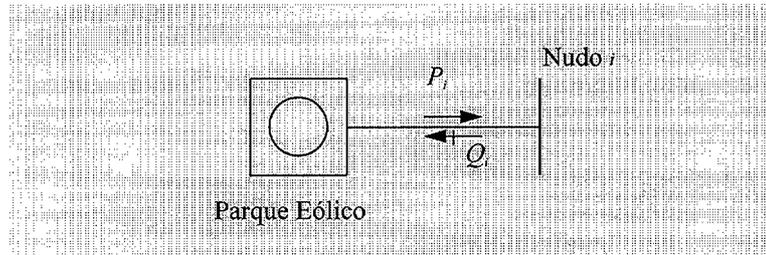


Fig. 6.1 Direccionalidad del intercambio de potencias entre un P.E. y una red eléctrica

En el sistema cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura 6.2, se representa el estado estacionario previo a la integración de generación eólica, caracterizado esencialmente por un conjunto de tensiones V_i y de potencias netas inyectadas $P_i+j Q_i$.

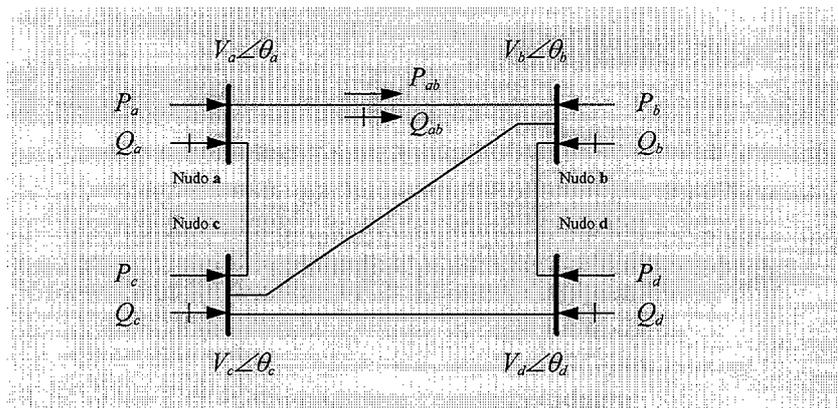


Fig. 6.2 Ejemplo de Estado Estacionario de un S.E.E., previo a la integración de un Parque Eólico

La presencia, en cualquier nudo de este sistema, de un Parque Eólico compuesto por aerogeneradores asíncronos -equipados con baterías de condensadores, para el completo suministro de la reactiva necesaria-, supone únicamente la aportación de potencia activa P a la red. Puesto que se trata de una inyección de potencia y no de un aumento de carga, se observará más bien una tendencia hacia valores superiores de las tensiones, respecto al estado anterior. No obstante, algún nudo podría situarse en un valor inferior como consecuencia de un realineamiento en las restantes potencias generadas. Como se comprobará posteriormente, por lo general debe esperarse un aumento de la tensión, en el punto al cual se conecta el Parque Eólico, así como en los nudos más cercanos eléctricamente. Este aumento de tensión en el punto de conexión será mayor cuanto mayor sea la potencia inyectada, la cual será introducida en la red a través de la línea o líneas que lleguen a ese punto.

En la nueva situación, las variaciones de los flujos de potencia a través de las líneas puede afectar no sólo a su valor, sino también al sentido en el cual circulan. En el sistema de la figura 6.2, la potencia reactiva Q_{ab} que fluye entre los nudos a y b, tras la integración de generación de origen eólico, en el nudo b, ha invertido su sentido respecto al estado estacionario de partida, como se muestra a continuación (figura 6.3).

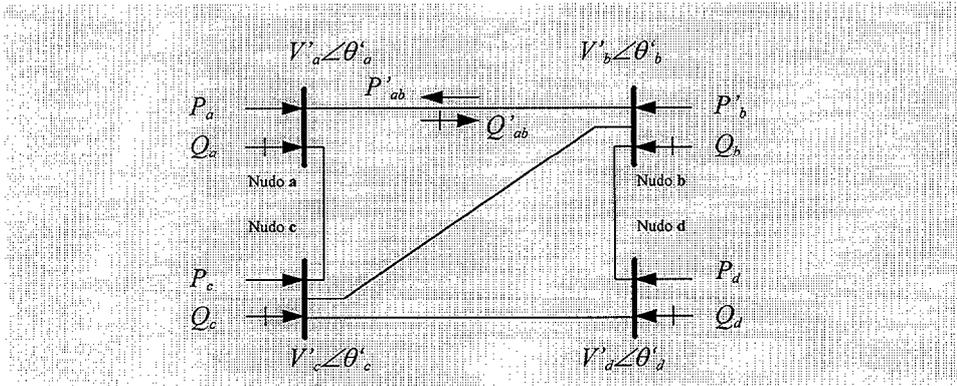


Fig. 6.3 Inversión del flujo de potencia activa P , a través de una línea, tras la integración de un Parque Eólico

Como ejemplo puede considerarse la integración del Parque Eólico de Cañada del Río en la isla de Fuerteventura, conectado a la Subestación Eléctrica de Matas Blancas, en el extremo de la línea 9-10 del diagrama mostrado en la figura 6.4. El sentido de circulación de la potencia activa a través de la línea de alimentación puede variar en horas valle, cuando la demanda en ese punto es inferior a la generación nominal del Parque Eólico [Medina, Cidrás, Domínguez, 1994]. Por otra parte, la nueva tensión de servicio en el embarrado de Alta Tensión de la Subestación es superior a la habida en ausencia de la generación eólica, lo cual constituye una mejora si se tiene en cuenta que el consumo en ese punto de la red es relativamente importante y que las caídas de tensión en la red de transporte son considerables.

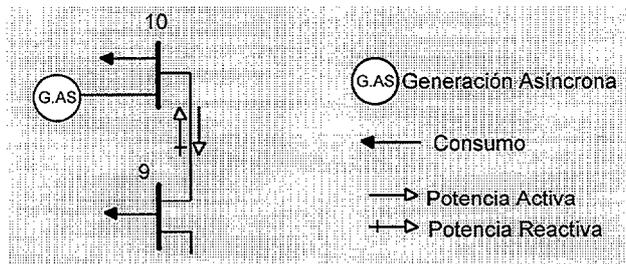


Fig. 6.4 Ejemplo de inversión del flujo de potencia activa P , a través de una línea, tras la integración de un Parque Eólico

En la práctica, la compensación con baterías de condensadores de la energía reactiva requerida por los aerogeneradores asíncronos, no es exacta y hay que esperar un cierto consumo Q . Por otra parte, debido al carácter variable del viento, la potencia activa generada P puede situarse en diferentes niveles. En consecuencia, el número de posibles configuraciones de Régimen Estacionario a analizar es elevado. En lo que sigue se considerará el caso más general de Parque

Eólico sin compensación de reactiva, generando potencia activa P_{PE} y consumiendo potencia reactiva Q_{PE} , en torno a sus valores nominales.

En resumen, la modificación de la potencia neta $S_i = P_i + jQ_i$ inyectada en cualquier punto de una red, como en el caso de la integración de un nuevo Parque Eólico, conduce a una nueva situación de régimen permanente. Esta nueva situación está caracterizada por un nuevo perfil de las tensiones de servicio existentes en cada nudo de la red. Asimismo, este nuevo perfil de tensiones se corresponde con una nueva distribución de los flujos de potencia activa y reactiva que circulan a través de las diferentes líneas de transporte de la red.

Los nuevos valores de tensiones y potencias serán diferentes para cada sistema eléctrico. La realización de los estudios de Flujo de Potencia, concernientes a cada caso, ofrecerá como resultado los valores de tensiones (V_i, θ_i) y potencias (P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}) correspondientes a cada nueva situación.

A continuación, se procede a la formulación de las Ecuaciones de Flujo de Potencia, incorporando la presencia de Parques Eólicos.

6.2.2 Formulación

Las Ecuaciones de Flujo de Potencia en forma General o Compleja se obtienen a partir de la ecuación nodal correspondiente a un nudo genérico i [Stevenson, 1976]:

$$\mathbf{I}_i = \sum_{k=1}^n \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{V}_k \quad (6.5)$$

$$\mathbf{S}_i = \mathbf{V}_i \mathbf{I}_i^* = \mathbf{V}_i \sum_{k=1}^n \mathbf{Y}_{ik}^* \mathbf{V}_k^* \quad (6.6)$$

A partir de las ecuaciones anteriores, las Ecuaciones de Flujo de Potencia en Forma Real pueden ser expresadas en coordenadas polares, obteniéndose las siguientes igualdades [Bergen, 1986]:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ Q_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{array} \right\} \quad (6.7)$$

En un sistema eléctrico de n nudos, sin considerar el nudo de referencia-neutro, habrá un total de n ecuaciones en forma compleja (6.6) o $2n$ ecuaciones en forma real (6.7). Según el Teorema de Boucherot, es necesario añadir una nueva ecuación compleja que tenga en cuenta las pérdidas en la red:

$$\sum_{i=1}^n \mathbf{S}_i + \mathbf{S}_{pérdidas} = 0 \quad (6.8)$$

Las pérdidas en la red sólo podrán determinarse una vez conocidas todas las tensiones V_i . En consecuencia, no todas las potencias $S_i = P_i + jQ_i$ pueden ser especificadas a priori, razón por la cual suele seleccionarse un nudo de la red como "nudo balance", en el cual la potencia $S_{bal} = P_{bal} + jQ_{bal}$ será determinada una vez conocidas las tensiones V_i correspondientes a todos los nudos del sistema.

Según la formulación adoptada, para cada nudo se contemplan 2 variables complejas $\{S_i, V_i\}$ o 4 variables reales $(P_i, Q_i, V_i, \theta_i)$. En el nudo balance, $S_{bal} = P_{bal} + jQ_{bal}$ serán incógnitas a calcular y $V_{bal} = V_{bal}(\theta_{bal})$ serán datos de partida, tomándose habitualmente $\theta_{bal}=0$ y refiriendo el ángulo de fase de las restantes tensiones a este nudo balance.

Los restantes nudos del sistema se clasifican normalmente como nudos de carga o como nudos de generación (Tabla 6.2-1). En los nudos de carga, o nudos PQ, tanto la potencia activa P_i como la reactiva Q_i son variables especificadas, mientras que las variables a calcular son el módulo V_i y el ángulo de fase θ_i de la tensión. En los nudos de generación, o nudos PV, las variables especificadas son la potencia activa P_i y el módulo de la tensión V_i , mientras que son incógnitas a calcular la potencia reactiva Q_i y el ángulo de fase de la tensión θ_i .

Tipo de nudo	Variables especificadas	
	Potencia	Tensión
Balance	--	V_i, θ_i
PQ	P_i, Q_i	--
PV	P_i -	V_i -

Tabla 6.2-1 Clasificación de los nudos, en Flujo de Potencia

El modelo de aerogenerador asíncrono a emplear en los estudios de Flujo de Potencia, es el correspondiente a la máquina de inducción en régimen estacionario, descrito en el Cap. 3 y reproducido en la figura 6.5:

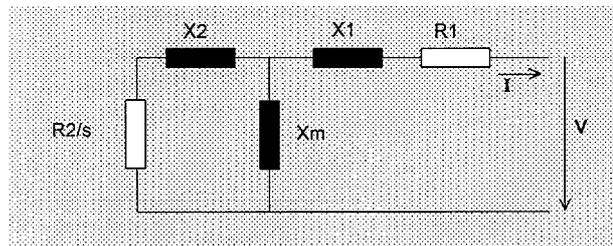


Fig. 6.5 Modelo de máquina asíncrona en régimen estacionario

donde

V	tensión en bornes del generador
I	corriente generada
R_1	resistencia estatórica (p.u.)
X_1	reactancia estatórica (p.u.)
R_2	resistencia rotórica (p.u.)
X_2	reactancia rotórica (p.u.)
X_m	reactancia magnetizante (p.u.)
s	deslizamiento (p.u.)

En la formulación clásica del Flujo de Potencia, un nudo i al cual se conecta un generador síncrono es modelado como nudo PV, especificando a priori tanto la potencia activa P_i inyectada en el nudo, como el módulo de tensión V_i deseado. Como resultado final del análisis, se obtendrá la potencia reactiva Q_i a inyectar por el alternador síncrono. Se está reconociendo así la posibilidad de efectuar un control de la tensión nodal V_i , a través del regulador de tensión [Anexo A], que tendrá consecuencias en la potencia reactiva generada Q_i [Elgerd, 1985]. La potencia activa P_i es función, a su vez, de la potencia mecánica presente en el eje del generador, regulable a través del regulador frecuencia-potencia activa [Anexo A] de la máquina [Elgerd, 1985].

Para el modelado de un nudo al cual se conecta un aerogenerador asíncrono, no se puede considerar al mismo como nudo PV, ya que no existe la posibilidad de controlar el módulo de la tensión en ese nudo. La potencia activa generada P_i viene fijada por la potencia mecánica en el eje del aerogenerador, correspondiente a la velocidad de viento actuante y la potencia reactiva consumida Q_i depende de la tensión en bornes de la máquina y está constituida principalmente por el consumo de reactiva en la reactancia magnetizante X_m .

En consecuencia, el modelado del aerogenerador como nudo PQ, considerando valores nominales P_i y Q_i , no es muy adecuado, debido a la citada dependencia del consumo de reactiva Q_i respecto a la tensión V_i .

Como alternativa, estos nudos pueden modelarse como nudos PX o como nudos RX [Peças, Maciel, Cidrás, 1991] [Cidrás, Martínez y otros, 1992]. En el primero de los casos, nudo PX (figura 6.6a), la potencia activa P_i inyectada en el nudo por el aerogenerador es considerada como variable de entrada y especificada a priori, mientras que la potencia reactiva consumida será la correspondiente a una cierta reactancia X_q ($Q_i = -V_i^2 / X_q$), actualizando Q_i en cada iteración según el valor de la tensión V_i . Esta reactancia puede tomarse igual a la reactancia magnetizante ($X_q = X_m$), aunque los mejores resultados se obtienen calculándola previamente, a partir de la potencia reactiva nominal ($X_i = V_{nom}^2 / Q_{nom}$). Como variante (figura 6.6b), también es posible incorporar X_q a la matriz de admitancias nodales $Y_{nodales}$, con lo cual se estaría en el caso de un nudo PQ, con Q_i igual a cero; el consumo de reactiva sería calculado al final del proceso iterativo, en función de V_i y X_q .

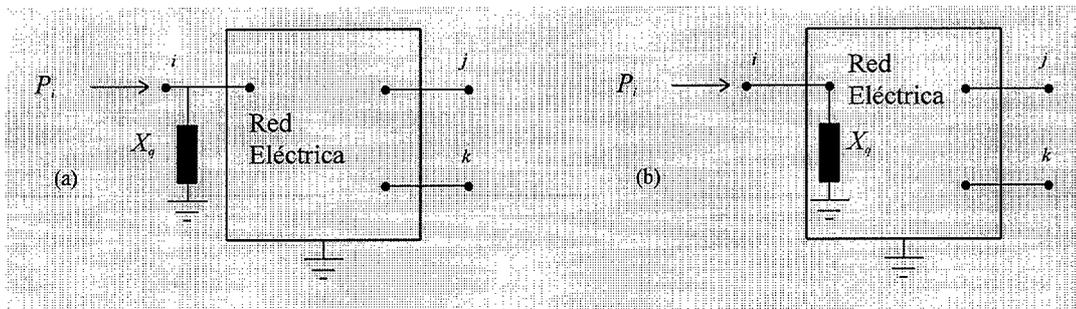


Fig. 6.6 Modelado de un aerogenerador asíncrono, como nudo PX, para estudios de Flujo de Potencia

En la formulación como nudo RX (figura 6.7), éste es tratado como un nudo PQ en el que tanto P_i como Q_i son recalculados en cada iteración, sobre el esquema de máquina asíncrona en régimen permanente, en función de la tensión V_i y del deslizamiento. De esta forma, es posible la consideración de la saturación, al igual que en el caso de nudo PX, a través de la actualización del valor de la reactancia magnetizante X_m .

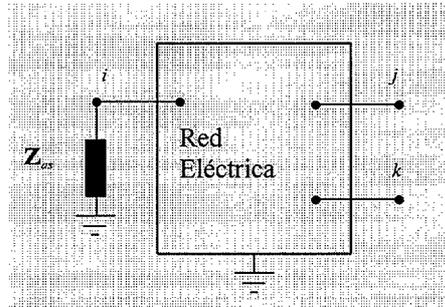


Fig. 6.7 Modelado de un aerogenerador asíncrono, como nudo RX, para estudios de Flujo de Potencia

Aunque el modelado como nudo PQ, de los nudos con aerogeneradores asíncronos, es el que menor esfuerzo de cálculo requiere, el ahorro que se obtiene no es significativo y no justifica su menor adecuación con el comportamiento real de dichos aerogeneradores, como se comprobará más adelante.

El modelado como nudo RX exige mayor esfuerzo de cálculo, puesto que tanto P_i como Q_i son recalculados en cada iteración. Sin embargo, en sistemas eléctricos de pequeño tamaño -como los del Archipiélago Canario- [Anexo C], se requiere un modelado más detallado que en sistemas de gran dimensión [Papadopoulos, Malatestas, Hatziargyriou, 1991], por lo que éste será el modelado de preferencia en el desarrollo de la presente tesis.

6.2.3. Métodos de resolución

Los métodos numéricos tradicionalmente empleados en la resolución de las Ecuaciones de Flujo de Potencia son el Gauss-Seidel y el Newton-Raphson, los cuales son perfectamente aplicables al análisis del régimen estacionario en la integración de Parques Eólicos en redes eléctricas. Sus buenas características de convergencia aseguran la obtención de los resultados, si bien es conocida la mayor rapidez del Newton-Raphson, a medida que aumenta el tamaño del sistema a analizar. También será posible la aplicación de las variantes Desacoplado y Desacoplado Rápido del método de Newton-Raphson, en aquellos sistemas eléctricos que satisfagan las condiciones habitualmente requeridas para ello.

Método de Gauss-Seidel

En la aplicación del método de Gauss-Seidel [Stevenson, 1976] [Elgerd, 1985], las Ecuaciones de Flujo de Potencia se ponen en la forma $x = f(x)$, que conduce a la siguiente expresión iterativa:

$$\mathbf{V}_i^{v+1} = \frac{1}{\mathbf{Y}_{ii}} \left(\frac{\mathbf{S}_i^*}{(\mathbf{V}_i^v)^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{V}_k^v \right) \quad (6.9)$$

En los nudos PV, la potencia reactiva Q_i es desconocida y debe realizarse una estimación previa a la aplicación de la expresión (6.9), a partir de las tensiones calculadas, teniendo en cuenta que el módulo de tensión ha sido especificado inicialmente en todos los nudos PV:

$$V_i^{v+1} = V_i^{esp} \quad (6.10)$$

$$Q_i^v = \text{Im} \left\{ \mathbf{V}_i^v \sum_{k=1}^n \mathbf{Y}_{ik}^* (\mathbf{V}_k^v)^* \right\} \quad (6.11)$$

En los nudos PX, la estimación previa de Q_i se realiza mediante la siguiente expresión, cuando el valor de X_m no ha sido incorporado a la matriz de admitancias nodales:

$$Q_i^v = - \frac{(V_i^v)^2}{X_m} \quad (6.12)$$

En los nudos RX, la estimación previa de P_i y de Q_i se efectúa a partir de la impedancia \mathbf{Z}_{as} que supone el esquema de la máquina de inducción en régimen permanente, resultando las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} P_i^v &= \text{Re} \left\{ - \frac{(V_i^v)^2}{\mathbf{Z}_{as}^*} \right\} \\ Q_i^v &= \text{Im} \left\{ - \frac{(V_i^v)^2}{\mathbf{Z}_{as}^*} \right\} \end{aligned} \quad (6.13)$$

El proceso iterativo se detendrá cuando se alcance la precisión requerida:

$$\|\Delta \mathbf{V}\| = \sqrt{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq bal}}^n \left(\mathbf{V}_i^{v+1} - \mathbf{V}_i^v \right)^2} \leq \varepsilon \quad (6.14)$$

Método de Newton-Raphson

En la aplicación del método de Newton-Raphson [Elgerd, 1985] [Bergen, 1986], las Ecuaciones de Flujo de Potencia se ponen en la forma $f(x) = 0$ y la expresión iterativa a emplear es la siguiente:

$$x^{v+1} = x^v + \Delta x^v \quad (6.15)$$

siendo:

$$\Delta x^v = -[J(x^v)]^{-1} f(x) \quad (6.16)$$

Si se adopta la formulación en coordenadas polares, las expresiones (6.15) y (6.16) anteriores se convierten en las siguientes:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^{v+1} \\ \Delta V^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^v \\ V^v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (6.17)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P(x^v) \\ \Delta Q(x^v) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11}^v & J_{12}^v \\ J_{21}^v & J_{22}^v \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (6.18)$$

definiéndose los "vectores de error" como:

$$\Delta P(x) = \begin{bmatrix} P_1 - P_1(x) \\ \vdots \\ P_i - P_i(x) \\ \vdots \\ P_n - P_n(x) \end{bmatrix} \quad i \neq bal \quad (6.19)$$

$$\Delta Q(x) = \begin{bmatrix} Q_1 - Q_1(x) \\ \vdots \\ Q_i - Q_i(x) \\ \vdots \\ Q_n - Q_n(x) \end{bmatrix} \quad i = \{pq\} \quad (6.20)$$

En los nudos PV no es necesario calcular el módulo de la tensión V , ya que es conocido, con lo cual habrá una ecuación menos a resolver en los sistemas de ecuaciones (6.17) y (6.18).

En los nudos PX, la potencia reactiva Q , es actualizada en cada iteración según la siguiente expresión, cuando el valor de X_m no ha sido incorporado a la matriz de admitancias nodales:

$$Q_i^v = -\frac{(V_i^v)^2}{X_m} \quad (6.21)$$

En los nudos RX, la actualización de P_i y de Q_i se efectúa a partir de la impedancia Z_{as} que supone el esquema de la máquina de inducción en régimen permanente, resultando las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} P_i^v &= \operatorname{Re} \left\{ -\frac{(V_i^v)^2}{Z_{as}^*} \right\} \\ Q_i^v &= \operatorname{Im} \left\{ -\frac{(V_i^v)^2}{Z_{as}^*} \right\} \end{aligned} \quad (6.22)$$

El proceso iterativo se detendrá cuando se alcance la precisión requerida:

$$\|\Delta \mathbf{P}(\mathbf{x})\| = \sqrt{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq bal}}^n (P_i - P_i(\mathbf{x}))^2} \leq \varepsilon \quad (6.23)$$

$$\|\Delta \mathbf{Q}(\mathbf{x})\| = \sqrt{\sum_{i=1}^n (Q_i - Q_i(\mathbf{x}))^2} \leq \varepsilon \quad (6.24)$$

Métodos Desacoplado y Desacoplado-Rápido

Fundamentado en el elevado grado de desacoplo entre potencia activa P_i y módulo de tensión V_i -por un lado- y entre potencia reactiva Q_i y ángulo de fase de la tensión θ_i -por otro-, observado en los sistemas eléctricos, el método de Newton-Raphson Desacoplado [Stott, 1972] considera nulas las submatrices \mathbf{J}_{12} y \mathbf{J}_{21} en la ecuación (6.18), reduciendo los esfuerzos de cálculo.

Finalmente, el método de Newton-Raphson Desacoplado Rápido [Stott, Alsac, 1974] hace uso de submatrices constantes, basadas en la matriz de susceptancias de la red, para realizar el proceso iterativo con mayor rapidez. Las ecuaciones (6.15) y (6.16) se convierten así, ya desacopladas, en las siguientes:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^{v+1} \\ \Delta \mathbf{V}^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^v \\ \mathbf{V}^v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta \mathbf{V}^v \end{bmatrix} \quad (6.25)$$

$$-\mathbf{B}' \Delta \theta^v = \Delta \tilde{\mathbf{P}}(\mathbf{x}^v) \quad (6.26)$$

$$-\mathbf{B}'' \Delta \mathbf{V}^v = \Delta \tilde{\mathbf{Q}}(\mathbf{x}^v) \quad (6.27)$$

siendo:

$$\Delta\tilde{\mathbf{P}}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{V_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_i}{V_i} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{V_n} \end{bmatrix} \quad i \neq bal \quad (6.28)$$

$$\Delta\tilde{\mathbf{Q}}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{V_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_i}{V_i} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_n}{V_n} \end{bmatrix} \quad i = \{pq\} \quad (6.29)$$

y siendo $[\mathbf{B}']$ la matriz resultante de eliminar la fila y la columna correspondientes al nudo balance en la matriz de susceptancias nodales $[\mathbf{B}]$ de la red, mientras que $[\mathbf{B}'']$ se obtiene eliminando además las correspondientes a los nudos PV. En estos métodos de resolución, la consideración de los nudos PX y RX es la misma que en el método de Newton-Raphson clásico.

Los métodos de resolución mencionados son métodos exactos y no aproximados, por lo que los resultados que se obtienen con ellos al realizar estudios de Flujo de Potencia sobre redes eléctricas con Parque Eólicos integrados, son iguales cuando los nudos son modelados de la misma forma (PQ, PX, RX). En consecuencia, en el desarrollo de esta tesis se utiliza indistintamente cualquiera de los métodos mencionados, siempre que su aplicación no exija las simplificaciones correspondientes a los métodos Desacoplado y Desacoplado Rápido. En tal caso, puesto que dichas simplificaciones no suelen ser aceptables en sistemas eléctricos de pequeño tamaño [Anexo C], los métodos de elección se reducirían a los de Gauss-Seidel y Newton-Raphson.

6.2.4 Análisis numérico comparativo

En la figura 6.8 se muestra el diagrama unifilar del sistema de prueba IEEE de 14 nudos, utilizado en este apartado como sistema base. El nudo balance es el nudo 1 y son nudos de control de tensión los nudos 2, 3, 6 y 8, con los valores de partida indicados en la Tabla 6.2-2 siguiente, para 100 MVA de potencia base:

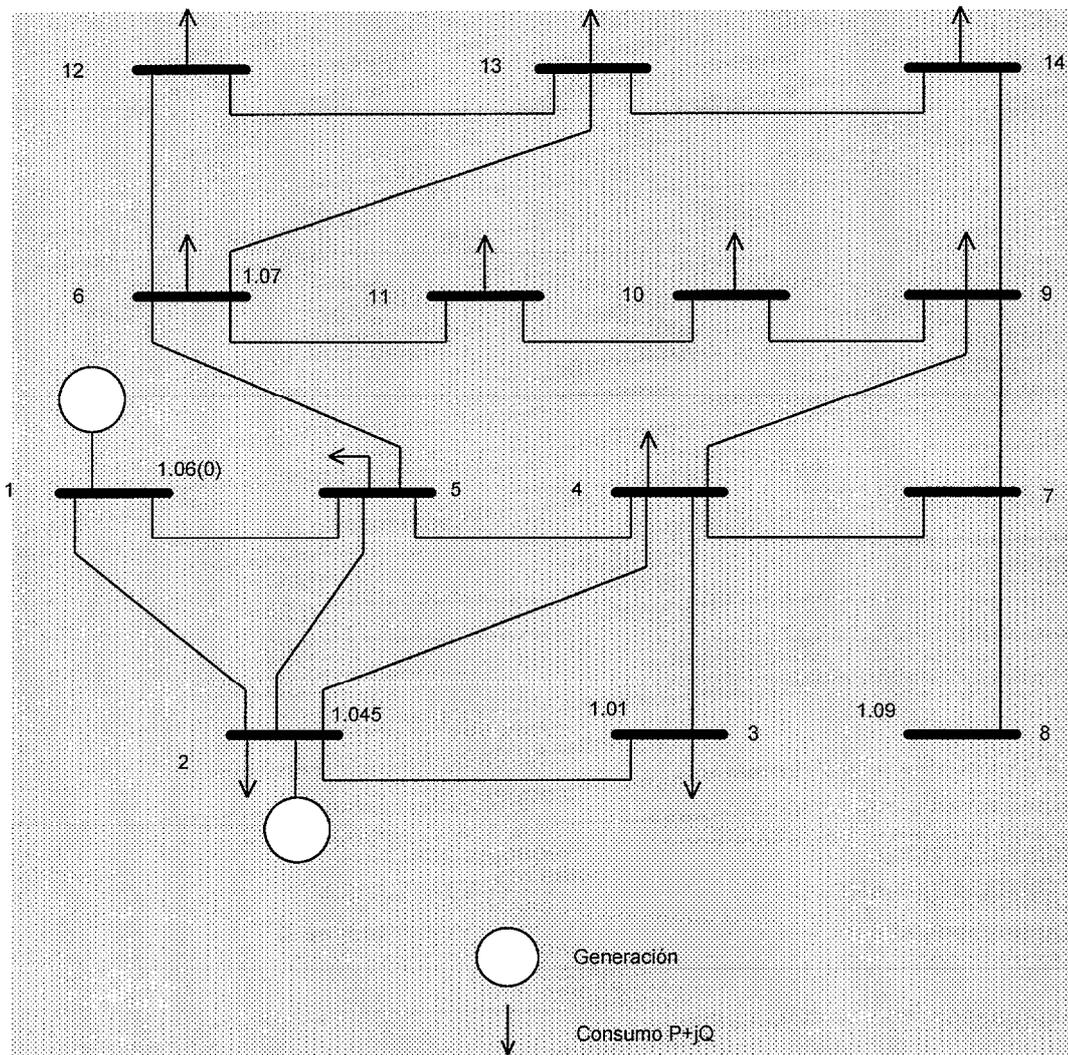


Fig. 6.8 Diagrama unifilar del sistema IEEE de 14 nudos. Caso base

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1.06	0	2.32386	-0.168889	0	0
2	1.045	-4.98095	0.40	0.423964	0.217	0.127
3	1.01	-12.7180	0	0.233936	0.942	0.190
4	1.01862	-10.3242	0	0	0.478	-0.039
5	1.02026	-8.78258	0	0	0.076	0.016
6	1.07	-14.2227	0	0.122404	0.112	0.075
7	1.06195	-13.3682	0	0	0	0
8	1.09	-13.3682	0	0.173566	0	0
9	1.05635	-14.9466	0	0	0.295	0.166
10	1.05133	-15.1043	0	0	0.090	0.058
11	1.05708	-14.7953	0	0	0.035	0.018
12	1.05522	-15.0774	0	0	0.061	0.016
13	1.05044	-15.1589	0	0	0.135	0.058
14	1.03579	-16.0389	0	0	0.149	0.050

Tabla 6.2-2 Resultados F.P. IEEE14 Caso Base

Los resultados mostrados a continuación (Tablas 6.2-3, 6.2-4 y 6.2-5) corresponden al cálculo de las tensiones y potencias desconocidas -utilizando métodos exactos de Flujo de Potencia-, en el caso de la presencia de un nuevo Parque Eólico en el nudo 14. Los valores nominales ($V=V_{nom}$) de potencia de ese Parque son los siguientes:

$$P = P_{PE} = 12.38 \text{ MW}$$

$$Q = -Q_{PE} = -8.02 \text{ MVar}$$

y el nudo 14 es modelado de tres formas diferentes:

- (a) como nudo PQ
- (b) como nudo PX
- (c) como nudo RX

(a) PQ

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1.06	0	2.18646	-0.150696	0	0
2	1.045	-4.68611	0.40	0.389228	0.217	0.127
3	1.01	-12.2251	0	0.226745	0.942	0.190
4	1.01998	-9.67806	0	0	0.478	-0.039
5	1.02182	-8.20122	0	0	0.076	0.016
6	1.07	-12.9962	0	0.155372	0.112	0.075
7	1.06084	-12.2162	0	0	0	0
8	1.09	-12.2162	0	0.180430	0	0
9	1.05287	-13.5385	0	0	0.295	0.166
10	1.04848	-13.7275	0	0	0.090	0.058
11	1.05565	-13.4905	0	0	0.035	0.018
12	1.05414	-13.6863	0	0	0.061	0.016
13	1.04952	-13.5801	0	0	0.135	0.058
14	1.03039	-13.2578	0.123835	-0.080196	0.149	0.050

Tabla 6.2-3 Resultados F.P. IEEE14 con P.E.-Nudo 14 como nudo PQ

(b) PX

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	V(p.u.)	α°	P(p.u.)	Q(p.u.)	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1.06	0	2.18660	-0.150556	0	0
2	1.045	-4.68642	0.40	0.389770	0.217	0.127
3	1.01	-12.2258	0	0.227066	0.942	0.190
4	1.01993	-9.67772	0	0	0.478	-0.039
5	1.02178	-8.20156	0	0	0.076	0.016
6	1.07	-13.0003	0	0.158626	0.112	0.075
7	1.06067	-12.2154	0	0	0	0
8	1.09	-12.2154	0	0.181482	0	0
9	1.05254	-13.5377	0	0	0.295	0.166
10	1.04820	-13.7275	0	0	0.090	0.058
11	1.05551	-13.4924	0	0	0.035	0.018
12	1.05402	-13.6890	0	0	0.061	0.016
13	1.04928	-13.5785	0	0	0.135	0.058
14	1.02937	-13.2377	0.123835	-0.084976	0.149	0.050

Tabla 6.2-4 Resultados F.P. IEEE14 con P.E.-Nudo 14 como nudo PX

(c) RX

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	V(p.u.)	α°	P(p.u.)	Q(p.u.)	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1.06	0	2.17824	-0.149555	0	0
2	1.045	-4.66847	0.40	0.387242	0.217	0.127
3	1.01	-12.1956	0	0.226354	0.942	0.190
4	1.02006	-9.63929	0	0	0.478	-0.039
5	1.02191	-8.16637	0	0	0.076	0.016
6	1.07	-12.9229	0	0.157601	0.112	0.075
7	1.06076	-12.1470	0	0	0	0
8	1.09	-12.1470	0	0.180926	0	0
9	1.05264	-13.4539	0	0	0.295	0.166
10	1.04829	-13.6448	0	0	0.090	0.058
11	1.05556	-13.4123	0	0	0.035	0.018
12	1.05407	-13.6030	0	0	0.061	0.016
13	1.04945	-13.4852	0	0	0.135	0.058
14	1.03003	-13.0888	0.131383	-0.085084	0.149	0.050

Tabla 6.2-5 Resultados F.P. IEEE14 con P.E.-Nudo 14 como nudo RX

Como se observa al comparar las tablas anteriores (6.2-3, 6.2-4 y 6.2-5), los resultados obtenidos al modelar el nudo 14 como nudo PX son más aproximados a los obtenidos modelándolo como RX (tomado como referencia), que los correspondientes al modelado PQ. En consecuencia, se comprueba que el modelado como nudo PQ no es recomendable, si se desea un alto grado de precisión.

6.3. ALTERNATIVAS A LA REALIZACIÓN DE UN ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA. FACTORES DE SENSIBILIDAD DE RED

La realización de un estudio de Flujo de Potencia requiere la obtención de una cierta cantidad de información sobre la red a analizar. Esta información es la correspondiente a la topología de la red, parámetros de las líneas de transmisión, valores característicos de los transformadores de potencia y de los grupos de generación, potencias consumidas por las cargas, etc. Por su propia naturaleza, se trata de datos que las compañías eléctricas pueden considerar en cierto modo confidenciales y generalmente no se desea una amplia difusión de las mismas.

Por otra parte, si bien es el Análisis de Flujo de Potencia el que proporciona la mejor evaluación posible del impacto que la Integración de un Parque Eólico causa sobre el Régimen Estacionario de un Sistema Eléctrico, en ocasiones puede interesar la obtención de ciertos resultados mediante procedimientos más simples. Como ejemplo de tales situaciones, está el caso en el que simplemente se desea identificar, sobre una situación previa determinada, cuál es el punto de una red en el que la presencia de un Parque Eólico afectaría en menor grado a su tensión V_i , interesando en todo caso conocer de qué orden de magnitud sería la variación de V_i .

En consecuencia, parece conveniente disponer de algún método más simple, que permita evaluar el impacto de un nuevo Parque Eólico sobre el régimen estacionario base de una red eléctrica, sin necesidad de disponer de todos los datos del sistema. Tal método no sería de aplicación inmediata a la selección de la mejor configuración de Régimen estacionario posible, salvo aproximaciones iterativas, en cuyo caso sería preferible realizar un estudio completo de Flujo de Potencia. No obstante, resultaría muy útil en el análisis de las variaciones a esperar sobre una configuración de partida determinada.

Puesto que, en principio, se trata de analizar variaciones puntuales sobre un régimen estacionario base de partida, surge la posibilidad de acudir a planteamientos como los utilizados tradicionalmente en el Análisis de Seguridad Estacionaria de los sistemas eléctricos. Estos planteamientos conducen a la utilización de Factores de Sensibilidad de Red, como los descritos por Wood y Wollenberg [Wood, Wollenberg, 1984] y otros autores, de extendida aplicación en Análisis de Contingencias.

Básicamente, mediante el Análisis de Contingencias se evalúa el impacto que la pérdida de parte de la generación síncrona o la apertura de una línea de transporte suponen para el resto de la red, con objeto de determinar si algún otro componente (grupo síncrono, línea de transporte, transformador de potencia) pudiera verse en condiciones límites de sobrecarga, en la nueva situación. La pérdida de un segundo componente, por razones de sobrecarga, podría suponer la pérdida de otros y así podría desencadenarse una pérdida en secuencia de todos los elementos del sistema y la consiguiente parada total de éste. Las posibles violaciones en los límites de las tensiones nodales, han sido tratadas en numerosos trabajos [Jianbo, 1986], siendo la pérdida de una línea la contingencia más

frecuentemente considerada [Dabbaghchi, 1986]. Mediante el Análisis de Contingencias, es posible adoptar medidas tanto preventivas como correctoras, en orden a mantener la seguridad del sistema en niveles aceptables.

La incorporación de un nuevo Parque Eólico a una red significa, al igual que la mencionada pérdida de generación síncrona, una modificación de la potencia neta inyectada en un nudo, respecto a la configuración de Régimen Estacionario anterior. Este hecho justifica la aplicación de técnicas de Análisis de Contingencias al Análisis del Régimen Estacionario, en la integración de Parques Eólicos en S.E.E., como se expone a continuación.

Los restantes métodos analizados están relacionados con la aplicación del Teorema de Thevenin y con los métodos exactos de Flujo de Potencia.

6.3.1. Factores de Sensibilidad basados en el Flujo de Potencia de Corriente Continua

Debido a la gran cantidad de líneas y grupos de generación que pueden existir en un sistema eléctrico, el número de posibles contingencias es elevado. El análisis de las consecuencias de todas las posibles contingencias, mediante técnicas basadas en los métodos normales de Flujo de Potencia, exigiría una gran cantidad de tiempo para su realización. Sin embargo, durante ese tiempo y puesto que la demanda varía continuamente a lo largo del día, las condiciones reales de carga de líneas y generadores podrían haberse visto modificadas.

Por esta razón y con el fin de obtener resultados en el más corto espacio de tiempo posible, en el Análisis de Contingencias se utilizan frecuentemente métodos aproximados y no iterativos de análisis en régimen estacionario, como el Flujo de Potencia de Corriente Continua (FPCC). Este método simplifica las Ecuaciones de Flujo de Potencia (6.7), efectuando las siguientes aproximaciones [Wood, Wollenberg, 1984]:

1. $V_i \cong 1 \quad \forall i$
2. $X_{ij} \gg R_{ij} \quad \forall i, j \rightarrow \begin{cases} G_{ij} \cong 0 \\ B_{ij} \cong -\frac{1}{X_{ij}} \end{cases}$
3. $(\theta_i - \theta_j)$ es muy pequeño $\rightarrow \begin{cases} \cos(\theta_i - \theta_j) \cong 1 \\ \text{sen}(\theta_i - \theta_j) \cong \theta_i - \theta_j \end{cases}$

Así, las Ecuaciones de Flujo de Potencia (6.7) se convierten en un sistema de ecuaciones lineales, con las que se puede calcular aproximadamente los ángulos de fase de las tensiones:

$$P_i = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \theta_j$$

$$\mathbf{P} = -[\mathbf{B}']\boldsymbol{\theta} \quad (6.30)$$

Una vez conocidos los ángulos de fase de las tensiones θ , las potencias activas a través de las líneas serían calculadas según la siguiente expresión:

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (6.31)$$

En muchos sistemas eléctricos y en lo que al Análisis de Contingencias se refiere, los módulos de las tensiones no son de gran interés y el FPCC proporciona la suficiente precisión, en lo que respecta a los flujos de potencia activa P_j . En estos sistemas, la utilización de Factores de Sensibilidad de Red basados en el método FPCC proporciona una herramienta útil para la rápida identificación de posibles sobrecargas, siendo básicamente de dos tipos [Wood, Wollenberg, 1984]:

- a) Factores de Desplazamiento de Generación
- b) Factores de Distribución de Pérdida de Línea

Los Factores de Desplazamiento de Generación α_{ij} representan la sensibilidad del flujo de potencia a través de las líneas, con respecto a variaciones en la generación de potencia en un nudo j y se definen por:

$$\alpha_{ij} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_j} \quad (6.32)$$

donde

- Δf_l : Variación de la potencia activa que circula por la línea l
- ΔP_j : Cambio de generación en el nudo j

Utilizando un conjunto precalculado de Factores de Desplazamiento de Generación α_{ij} , el impacto de la variación de P_j^0 MW en un nudo j , correspondiente a la pérdida de un grupo de generación síncrona, o a la integración de un nuevo Parque Eólico, por ejemplo, sobre el flujo de potencia a través de las líneas de la red, puede ser calculado como sigue:

$$\hat{f}_l = f_l^0 + \alpha_{lj} P_j^0 \quad \forall l = 1, \dots, L \quad (6.33)$$

donde

- \hat{f}_l : Flujo (MW) en la línea l tras la pérdida de generación en el nudo j
- f_l^0 : Flujo (MW) en la línea l antes de la contingencia

Los Factores de Distribución de Pérdida de Línea $d_{l,j}$ representan la sensibilidad de los flujos de potencia a través de las líneas con respecto a la pérdida de una de ellas y se definen así:

$$d_{l,j} = \frac{\Delta f_l}{f_j^0} \quad (6.34)$$

donde

Δf_l : Variación de la potencia activa que circula por la línea l
 f_j^o : Potencia que circulaba por la línea j antes de su apertura

Utilizando un conjunto precalculado de Factores de Distribución de Pérdida de Línea $d_{l,k}$, el impacto de la pérdida de una línea, por la que circulaban f_j^o MW, sobre el flujo de potencia a través de las restantes líneas, puede ser calculado como sigue:

$$\hat{f}_l = f_l^o + d_{l,j} f_j^o \quad \forall l = 1, \dots, L \quad (6.35)$$

donde

\hat{f}_l : Flujo (MW) en la línea l tras la apertura de la línea j
 f_l^o : Flujo (MW) en la línea l antes de la contingencia
 f_j^o : Flujo (MW) en la línea j antes de su apertura

Los Factores de Sensibilidad de Red, así definidos, pueden ser calculados para diferentes condiciones de carga que puedan preverse -diferentes configuraciones de régimen estacionario- y ser almacenados como conjuntos de Factores “precalculados”, para su posterior aplicación. La linealidad del modelo de FPCC permite que los Factores de Desplazamiento de Generación sean calculados para variaciones unitarias en la potencia de los nudos correspondientes ($\Delta P_j=1\text{MW}$, p.e.).

Los cálculos realizados de esta forma son más rápidos que aquellos efectuados con métodos de Flujo de Potencia exactos. Sin embargo, existen sistemas eléctricos en los cuales los módulos de las tensiones constituyen el factor crítico a la hora de analizar las contingencias. En sistemas con Parques Eólicos, interesa conocer el impacto de la generación eólica sobre los módulos de las tensiones en la red V_i .

Además, existen sistemas en los cuales la circulación de reactiva Q_{ik} predomina en algunos circuitos, tales como cables subterráneos o submarinos, con lo cual el análisis único del flujo de potencia activa P_{ij} no sería útil para observar sobrecargas. La influencia del posible consumo de potencia reactiva Q_{pe} del Parque Eólico sobre el flujo de potencia a través de las líneas, no es observable utilizando estos métodos basados en el FPCC. En tales situaciones, los métodos de Sensibilidades de Red a partir del FPCC no resultan adecuados y hay que acudir a otros métodos para efectuar el Análisis de Contingencias, o evaluar los cambios producidos por la presencia de un nuevo Parque Eólico.

6.3.2 Factores de Sensibilidad basados en la Matriz de Impedancias Nodales [Z]

Uno de los primeros métodos que fueron empleados en el Análisis de Contingencias, consiste en la utilización del siguiente modelo lineal obtenido a partir de las ecuaciones nodales de la red, tomando como referencia el neutro de la misma [Sauer, 1981]:

$$[\mathbf{V}] = [\mathbf{Z}_{nodal}][\mathbf{I}] \quad (6.36)$$

donde $[\mathbf{V}]$ es el vector de tensiones nodales, $[\mathbf{I}]$ es el vector de corrientes netas inyectadas en los nudos (generación menos consumo) y $[\mathbf{Z}_{nodal}]$ es la Matriz de Impedancias Nodales de la red.

Para una situación de carga dada \mathbf{A} , la solución exacta del anterior sistema de ecuaciones (6.36) se obtiene como resultado de un esquema iterativo, ya sea sobre estas ecuaciones o a través de un estudio de Flujo de Potencia por métodos exactos. Dicha solución ha de satisfacer las siguientes ecuaciones:

$$[\mathbf{V}^A] = [\mathbf{Z}_{nodal}][\mathbf{I}^A] \quad (6.37)$$

$$\mathbf{S}_i^A = \mathbf{V}_i^A (\mathbf{I}_i^A)^* \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (6.38)$$

Si varía la potencia neta \mathbf{S}_k inyectada en uno de los nudos de la red -por variación de la generación síncrona o de la carga, o por la presencia de un nuevo Parque Eólico-, las nuevas tensiones \mathbf{V}_i^B deberían ser calculadas iterativamente para obtener sus valores exactos. El cálculo aproximado puede realizarse según el siguiente esquema [Sauer, 1981]:

$$\Delta \mathbf{I}_k = \mathbf{I}_k^B - \mathbf{I}_k^A \cong \Delta \mathbf{S}_k^* \quad (6.39)$$

$$\Delta \mathbf{V}_i = \mathbf{z}_{nodal,jk} \Delta \mathbf{I}_k \quad (6.40)$$

$$\mathbf{V}_i^B = \mathbf{V}_i^A + \Delta \mathbf{V}_i \quad (6.41)$$

En este método, los consumos pueden ser modelados como impedancias constantes e incorporados a la matriz de impedancias nodales $[\mathbf{Z}_{nodal}]$, obteniéndose la matriz $[\mathbf{Z}]$ [Sauer, 1981]. Las ecuaciones (6.39) y (6.40) se convierten en las siguientes:

$$\Delta \mathbf{I}_{G,k} = \mathbf{I}_{G,k}^B - \mathbf{I}_{G,k}^A \cong \Delta \mathbf{S}_{G,k}^* \quad (6.42)$$

$$\Delta \mathbf{V}_i = \mathbf{z}_{ik} \Delta \mathbf{I}_{G,k} \quad (6.43)$$

Por lo tanto, para la evaluación de la influencia de un nuevo Parque Eólico, sobre las tensiones de una configuración de régimen estacionario dada, sólo sería

necesario disponer de esta matriz $[Z]$. Las variaciones de tensión ΔV_i a esperar serían calculadas según la ecuación (6.43), tomando

$$\Delta I_{G,k} \cong \Delta S_{G,k}^* = P_{PE} + jQ_{PE} \tag{6.44}$$

siendo:

$\Delta I_{G,k}$	Variación de la corriente inyectada en el nudo k (sólo generación)
P_{PE}	Potencia activa generada por el Parque Eólico
Q_{PE}	Potencia reactiva consumida por el Parque Eólico

Este método se ilustra gráficamente en la figura 6.9.

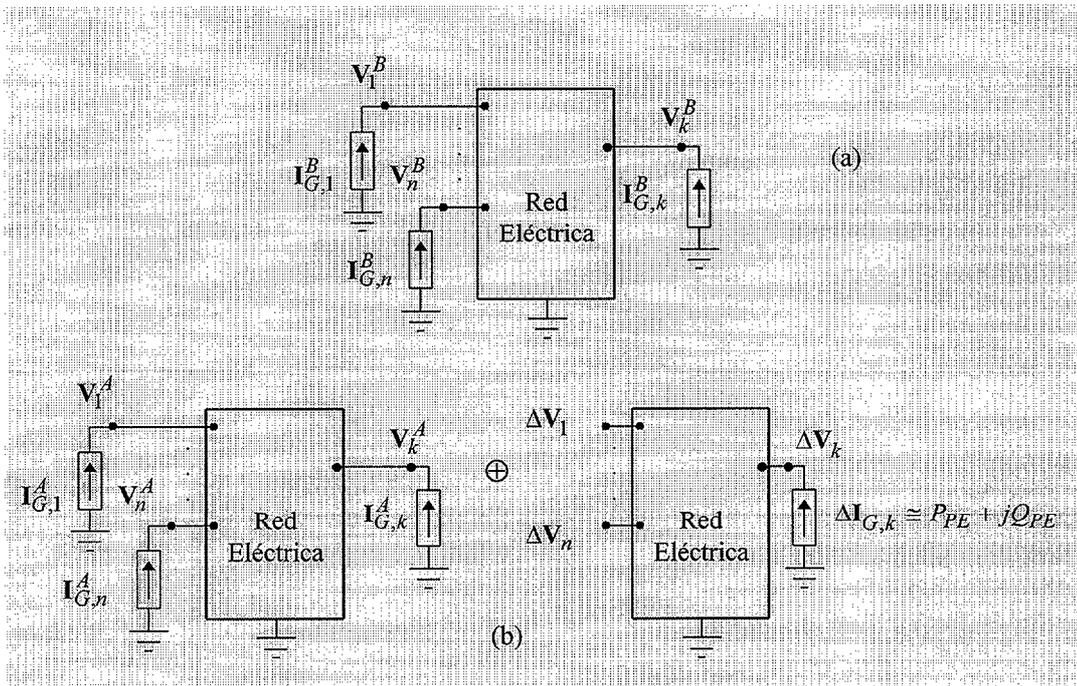


Fig. 6.9 Modelo de red, basado en $[Z]$, para el cálculo aproximado de ΔV ,

Cuando la resolución de las ecuaciones $[v^B] = [Z][I^B]$ se realiza por métodos no iterativos, la comparación de sus resultados con los de Flujo de Potencia, por métodos exactos, puede poner de manifiesto que el error cometido es importante. Según el método directo descrito por las ecuaciones (6.41), (6.42) y (6.43), todas las tensiones nodales se verían afectadas, mientras que en el Flujo de Potencia al menos la tensión en el nudo balance debería mantenerse invariable. Para minimizar los errores, se han desarrollado métodos directos adecuados como el siguiente [Sauer, 1981]:

$$\Delta I_{G,k} = I_{G,k}^B - I_{G,k}^A \cong \Delta S_k^* = P_{PE} + jQ_{PE} \tag{6.45}$$

$$\Delta V_i = z_{ik}' \Delta I_{G,k} \tag{6.46}$$

$$V_i^B = V_i^A + \Delta V_i \tag{6.47}$$

donde

$$\mathbf{z}'_{ik} = \mathbf{z}_{ik} - \frac{\mathbf{z}_{i,bal}\mathbf{z}_{bal,k}}{\mathbf{z}_{bal,bal}} \quad (6.48)$$

con lo cual la tensión en el nudo balance no se vería afectada, ya que resulta $\mathbf{z}'_{bal,k} = 0$ y $\Delta V_{bal} = 0$.

Por otra parte, si además de las tensiones interesan los nuevos valores de las corrientes a través de las líneas, se dispone de la siguiente expresión [Sauer, 1981]:

$$\mathbf{I}_{ij}^B = \mathbf{I}_{ij}^A + \mathbf{T}'_{ij,k} \Delta \mathbf{I}_{G,k} \quad (6.49)$$

siendo calculados los Factores de Distribución $\mathbf{T}'_{ij,k}$ como sigue:

$$\mathbf{T}'_{ij,k} = \left(\frac{\mathbf{z}_{ik} - \mathbf{z}_{jk}}{\mathbf{z}_{ij}^p} \right) - \frac{\mathbf{z}_{bal,k}}{\mathbf{z}_{bal,bal}} \left(\frac{\mathbf{z}_{i,bal} - \mathbf{z}_{bal,k}}{\mathbf{z}_{ij}^p} \right) \quad (6.50)$$

donde \mathbf{z}_{ij}^p representa la impedancia de la línea $i-j$.

En resumen, este método resulta útil en el Análisis de la Integración de Parques Eólicos, para la estimación del impacto sobre las tensiones en la red V_i , correspondientes a una configuración de Régimen Estacionario dada. Permite, además, contemplar el posible consumo de potencia reactiva Q_{PE} y no sólo la generación de activa P_E . Esto supone una ventaja sobre los métodos basados en el FPCC.

No obstante, los resultados obtenidos son sólo aproximados si las cargas se comportan más como potencias constantes que como impedancias constantes o fuentes de intensidad constante, o bien si existen nudos de control de tensión adicionales aparte del nudo balance (nudos PV) [Sauer, 1981]. Otra desventaja reside en el hecho de que la aplicación directa de la ec. (6.46) proporciona valores de ΔV_i referidos a la tensión nominal, con lo cual el error cometido será considerable. Mayor grado de aproximación se obtiene si tras la ec. (6.46) se aplica la ec. (6.47) y luego la ec. (6.51):

$$\Delta V_i = \frac{V_i^B - V_i^A}{V_i^A} \quad (6.51)$$

6.3.3 Factores de Sensibilidad basados en el Teorema de Thevenin

Según el Teorema de Thevenin, los cambios que tienen lugar en las tensiones y corrientes nodales, al añadir una impedancia entre dos nudos de una red (fig. 6.10 a), son idénticos a aquellas tensiones y corrientes producidas por una fuente de tensión en serie con la impedancia (fig. 6.10 b), cuya f.e.m. es igual en módulo y fase a la tensión que había entre los nudos en cuestión, antes de añadir la impedancia, con todas las restantes fuentes activas cortocircuitadas [Elgerd, 1985].

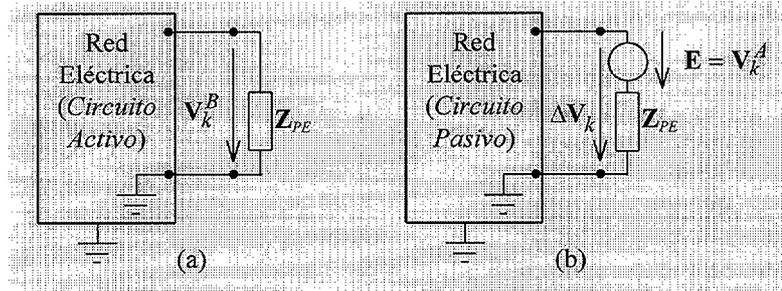


Fig. 6.10 Aplicación del Teorema de Thevenin

En la aplicación del Teorema de Thevenin, el circuito pasivo de la figura 6.10 b puede representarse mediante una *impedancia de Thevenin*, equivalente a la red en ese punto de la misma (fig. 6.11). La impedancia Z_{PE} , cuya incorporación a la red provoca los cambios citados, corresponde, en nuestro estudio, al Parque Eólico cuyo efecto sobre el Régimen Estacionario se pretende analizar, por medio de las ecuaciones (6.52) a (6.55).

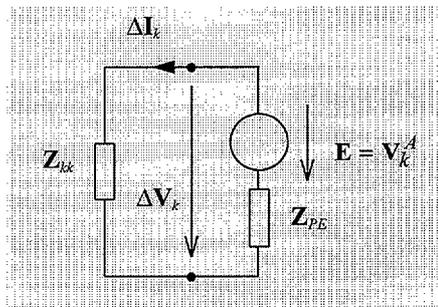


Fig. 6.11 Equivalente de Thevenin

$$\Delta \mathbf{I}_k \cong \Delta \mathbf{S}_k^* = P_{PE} + jQ_{PE} \quad (6.52)$$

$$\Delta \mathbf{V}_k = \mathbf{z}_{kk} \Delta \mathbf{I}_k \quad (6.53)$$

$$\mathbf{V}_k^B = \mathbf{V}_k^A + \Delta \mathbf{V}_k \quad (6.54)$$

$$\Delta V_k = \frac{V_k^B - V_k^A}{V_k^A} \quad (6.55)$$

Estas ecuaciones presentan un aspecto similar a las ecuaciones del método expuesto en el aptdo. 6.3.2 anterior, aunque existen algunas diferencias. La principal diferencia consiste en la impedancia \mathbf{z}_{kk} , para cuya determinación han de ser incluidas las impedancias de las fuentes activas del circuito de la figura 6.10 a

(reactancias de los generadores síncronos), en el cálculo de la matriz de impedancias del circuito pasivo de la figura 6.10 b. En consecuencia, este modelo coincide con el habitualmente utilizado en el Análisis de Cortocircuitos de una red eléctrica, con lo que la citada matriz es la matriz de impedancias de cortocircuitos $[Z_{cc}]$ y se establece la siguiente ecuación, para el nudo k :

$$\Delta V_k = z_{cc} \Delta I_k \quad (6.56)$$

siendo

$$z_{cc} = z_{kk} \quad (6.57)$$

La aplicación directa de la ec. (6.53), o su equivalente (6.56), proporciona resultados menos aproximados que los obtenidos añadiendo las ec. (6.54) y (6.55), si bien éstas requieren el conocimiento de la tensión V_k^A que había en el régimen estacionario previo. Una nueva simplificación consiste en tomar sólo módulos, en la ec. (6.56), con lo que se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta V_k = z_{cc} \sqrt{P_{PE}^2 + Q_{PE}^2} \quad (6.58)$$

Por lo tanto, este método también resulta útil en la estimación de los cambios de tensión que se producen en una red eléctrica, respecto a una configuración de régimen estacionario dada, como consecuencia de la integración de un nuevo Parque Eólico. Sus limitaciones, en cuanto a precisión de los resultados, vienen fijadas por las simplificaciones efectuadas.

6.3.4 Factores de Sensibilidad basados en métodos exactos de Flujo de Potencia

Otra alternativa para la evaluación de la influencia de un nuevo Parque Eólico, sobre una configuración de Régimen Estacionario determinada, consiste en la obtención de los Factores de Sensibilidad a partir de métodos exactos de Flujo de Potencia (Gauss-Seidel, Newton-Raphson).

Los Factores que más interesan son los que relacionan las variaciones de los módulos de tensión, con los cambios en las potencias activas y reactivas:

$$\gamma_{ij}^{VP} = \frac{\Delta V_i}{\Delta P_j} \quad (p.u./MW) \quad (6.59)$$

$$\gamma_{ij}^{VQ} = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (p.u./MVar) \quad (6.60)$$

donde

ΔV_i : Variación p.u. de la tensión en el nudo i
 ΔP_j : Cambio de generación de potencia activa (MW) en el nudo j
 ΔQ_j : Cambio de generación de potencia reactiva (MVar) en el nudo j

Estos Factores pueden ser determinados de varias formas. En primer lugar y de forma análoga a los Factores de Desplazamiento de Generación, anteriormente definidos en el aptdo. 6.3.1, éstos pueden ser calculados para variaciones unitarias de potencia en el nudo j de la red ($\Delta P_j=1\text{MW}$, $\Delta Q_j=1\text{MVAr}$, p.e.), sobre la situación de régimen estacionario base considerada y almacenado como conjunto “precalculado” de Factores. Una vez obtenidos estos Factores, la modificación de tensión esperada en cualquier nudo de carga i , respecto a esa situación base, con motivo de la presencia de un nuevo Parque Eólico de P_{PE} MW en el nudo $j=k$, puede ser evaluada de la siguiente forma:

$$\Delta V_i = \gamma_{ik}^{VP} P_{PE} - \gamma_{ik}^{VQ} Q_{PE} \quad \forall i = \{PQ\} \quad (6.61)$$

con lo que la tensión esperada será:

$$\hat{V}_i = V_i^o + \Delta V_i = V_i^o + \gamma_{ik}^{VP} P_{PE} - \gamma_{ik}^{VQ} Q_{PE} \quad \forall i = \{PQ\} \quad (6.62)$$

donde

\hat{V}_i	: Tensión en el nudo i tras la integración del Parque Eólico
V_i^o	: Tensión en el nudo i antes de la integración del Parque Eólico
ΔV_i	: Variación de tensión p.u. en el nudo i
P_{pe}	: Potencia activa (MW) generada por el Parque Eólico
Q_{pe}	: Potencia reactiva (MVAr) consumida por el Parque Eólico

Matriz de Sensibilidades del Jacobiano

En segundo lugar, otra forma de calcular estos Factores γ_{ij}^{VP} y γ_{ij}^{VQ} consiste en hacer uso del sistema de ecuaciones lineales (6.18), obtenido al aplicar el método de Newton-Raphson a las Ecuaciones de Flujo de Potencia [Mamandur, 1982]. Los resultados son prácticamente iguales, como se verá posteriormente. Para ello se parte de los valores finales del jacobiano, obtenido tras la última iteración, correspondiente al estudio de Flujo de Potencia de una red. Para una situación de régimen estacionario dada, estos valores expresan la relación que existe entre los conjuntos de variables ΔP y ΔQ , por una parte, con las variables $\Delta \theta$ y ΔV , por otra. En consecuencia, cualquier variación en la potencia de un nudo puede ser contemplada a partir del siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [\mathbf{J}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (6.63)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [\mathbf{X}] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (6.64)$$

donde

$$[\mathbf{X}] = [\mathbf{J}]^{-1} = \begin{bmatrix} \gamma_{ij}^{\theta P} & \gamma_{ij}^{\theta Q} \\ \gamma_{ij}^{VP} & \gamma_{ij}^{VQ} \end{bmatrix} \quad (6.65)$$

y

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ 0 \\ \dots \\ 0 \\ \vdots \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ P_{PE} \\ \vdots \\ 0 \\ \dots \\ 0 \\ \vdots \\ -Q_{PE} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.66)$$

Los Factores así calculados se aplicarían a través de las mismas expresiones (6.61) y (6.62), siendo posible, además, evaluar las variaciones en los ángulos de fase θ_i de las tensiones. Si bien es posible incluir los nudos de generación PV y balance, a través del cálculo del jacobiano completo, los resultados así obtenidos no son tan aproximados a los del Flujo de Potencia exacto, por su propia formulación.

De esta forma, para la evaluación del impacto de un nuevo Parque Eólico sobre las tensiones de la red, correspondientes al régimen estacionario base, sólo es preciso disponer de *la Matriz de Sensibilidades del Jacobiano* $[\mathbf{X}]$. No es necesario el conocimiento de las tensiones previamente existentes, como en el caso de los dos métodos anteriores (aptds. 6.3.2 y 6.3.3), ya que la ec. (6.61) proporciona directamente los cambios de tensión respecto al régimen estacionario dado. Para el estudio de los módulos de las tensiones, sólo es necesario el conocimiento de las submatrices $[\gamma_{ij}^{VP}]$ y $[\gamma_{ij}^{VQ}]$.

En aquellos sistemas eléctricos que satisfagan las condiciones requeridas para ello [Anexo C], es posible la aplicación de métodos desacoplados $\{P-V, Q-\theta\}$. Esto ocurre normalmente en sistemas de gran dimensión, en los cuales será posible determinar la influencia de la potencia activa sobre la tensión, sin necesidad de considerar la potencia reactiva. Dado el interés en analizar los sistemas de pequeño tamaño, como los del Archipiélago Canario, a lo largo de este Capítulo se contemplará el caso más general de ausencia de desacoplo $\{P-V, Q-\theta\}$.

El sistema de ecuaciones (6.64) permite generalizar el cálculo de la modificación de tensión en un nudo i , al caso de que la variación de potencias afecte a más de un nudo:

$$\Delta V_i = \sum_{i=\{Nk\}} \left[\gamma_{ij}^{VP} \Delta P_j + \gamma_{ij}^{VQ} \Delta Q_j \right]$$

$$\forall i = \{PQ\}; \{Nk\} = \{Nudos PQ con P.E.\} \quad (6.67)$$

con lo cual el efecto combinado de la presencia de nuevos Parques Eólicos en dos puntos diferentes de la red $j=k$ y $j=m$, sobre la tensión de un nudo genérico i sería calculada, de aplicar el principio de superposición, como:

$$\Delta V_i = \left[\gamma_{ik}^{VP} P_{PE,k} - \gamma_{ik}^{VQ} Q_{PE,k} \right] + \left[\gamma_{im}^{VP} P_{PE,m} - \gamma_{im}^{VQ} Q_{PE,m} \right]$$

$$\forall i = \{PQ\}; \{k, m\} = \{Nudos PQ con P.E.\} \quad (6.68)$$

En cuanto al impacto del nuevo Parque Eólico sobre los flujos de potencia a través de las líneas, es posible la definición de los Factores de Desplazamiento de Generación tanto para potencias activas P_j como para potencias reactivas Q_j , al objeto de contemplar el consumo de reactiva de los aerogeneradores asíncronos. Además, puede ser necesario considerar tanto el flujo de potencia activa como el de potencia reactiva:

$$\alpha_{ij}^P = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_j} \quad \alpha_{ij}^Q = \frac{\Delta g_l}{\Delta Q_j} \quad (6.69)$$

$$\beta_{ij}^P = \frac{\Delta g_l}{\Delta P_j} \quad \beta_{ij}^Q = \frac{\Delta f_l}{\Delta Q_j} \quad (6.70)$$

donde

- Δf_l : Variación de la potencia activa que circula por la línea l
- Δg_l : Variación de la potencia reactiva que circula por la línea l
- ΔP_j : Cambio de generación de potencia activa en el nudo j (nudos PQ)
- ΔQ_j : Cambio de generación de potencia reactiva en el nudo j (nudos PQ)

Utilizando un conjunto precalculado de Factores de Desplazamiento de Generación $\{\alpha_{ij}^P, \alpha_{ij}^Q, \beta_{ij}^P$ y $\beta_{ij}^Q\}$, el impacto de la integración de un nuevo Parque Eólico de P_{PE} MW en un nudo de carga $j=k$, sobre los flujos de potencia a través de las líneas de la red, puede ser calculado como sigue:

$$\hat{f}_l = f_l^o + \alpha_{lk}^P P_{PE} - \alpha_{lk}^Q Q_{PE} \quad \forall l = 1, \dots, L \quad (6.71)$$

$$\hat{g}_l = g_l^o + \beta_{lk}^P P_{PE} - \beta_{lk}^Q Q_{PE} \quad \forall l = 1, \dots, L \quad (6.72)$$

donde

- \hat{f}_l : Flujo de potencia activa (MW) en la línea l tras la integración del Parque Eólico en el nudo k
- f_l^o : Flujo de potencia activa (MW) en la línea l antes de la integración
- \hat{g}_l : Flujo de potencia reactiva (MVar) en la línea l tras la integración del Parque Eólico en el nudo k
- g_l^o : Flujo de potencia reactiva (MVar) en la línea l antes de la integración
- P_{PE} : Potencia activa (MW) generada por el Parque Eólico
- Q_{PE} : Potencia reactiva (MVar) consumida por el Parque Eólico

Estos Factores de Desplazamiento de Generación son también útiles para la estimación del impacto de un nuevo Parque Eólico, sobre las potencias netas inyectadas en los nudos de generación (figura 6.12).

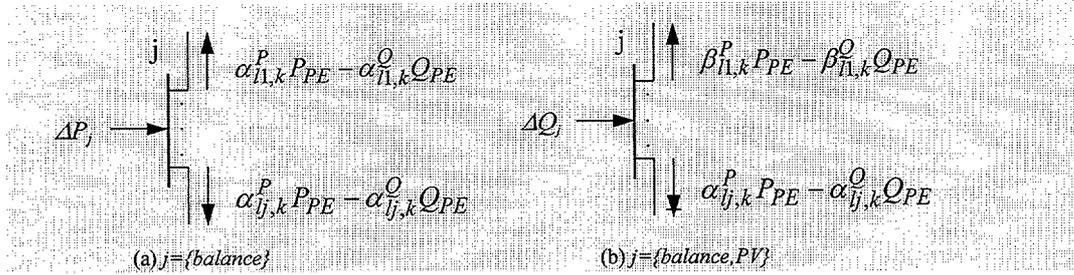


Fig. 6.12 Estimación de la variación neta de potencias, en nudos de generación

La variación neta de potencia en un nudo PV ó balance, debida a la presencia de un nuevo Parque Eólico en el nudo k , puede ser calculada directamente por un Flujo de Potencia, o bien estimada por medio de la variación de los flujos de potencia, a través de las líneas conectadas a aquel nudo:

$$\Delta P_i = \sum_{l \in \{Li\}} \left[\alpha_{lk}^P P_{PE} - \alpha_{lk}^Q Q_{PE} \right] \quad (6.73)$$

$$i = \{balance\};$$

$$\{Li\} = \{Lineas\ conectadas\ al\ nudo\ i\}$$

$$\Delta Q_i = \sum_{l \in \{Li\}} \left[\beta_{lk}^P P_{PE} - \beta_{lk}^Q Q_{PE} \right] \quad (6.74)$$

$$i = \{balance, PV\};$$

$$\{Li\} = \{Lineas\ conectadas\ al\ nudo\ i\}$$

Agrupando las sumatorias de coeficientes, resultan unas expresiones de mayor utilidad práctica:

$$\Delta P_i = \eta_{ik}^P P_{PE} - \eta_{ik}^Q Q_{PE} \quad (6.75)$$

$$i = \{balance\}$$

$$\Delta Q_i = \lambda_{ik}^P P_{PE} - \lambda_{ik}^Q Q_{PE} \quad (6.76)$$

$$i = \{balance, PV\}$$

Al igual que sucede con las variaciones de tensión en los nudos de carga, ec. (6.61) y (6.67), estas ecuaciones (6.75) y (6.76) son generalizables al caso de varios Parques Eólicos conectados a diferentes nudos.

$$\Delta P_i = \sum_{j \in \{Nk\}} \left[\eta_{ij}^P P_{PE} - \eta_{ij}^Q Q_{PE} \right] \quad (6.77)$$

$$i = \{balance\}$$

$$\{Nk\} = \{Nudos\ con\ P.\ E.\}$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j \in \{Nk\}} [\lambda_{ij}^P P_{PE} - \lambda_{ij}^Q Q_{PE}] \quad (6.78)$$

$i = \{balance, PV\}$
 $\{Nk\} = \{Nudos con P. E.\}$

6.3.5 Aplicación al cálculo aproximado de las modificaciones de tensión, en el sistema IEEE-14

Como aplicación numérica de los métodos analizados, a continuación se procede al cálculo aproximado de la modificación de tensión que sufre un nudo, al variar la potencia inyectada en ese nudo. El sistema elegido es el IEEE de 14 nudos, ya empleado en el aptdo. 6.2.4. La modificación de potencia considerada consiste en la presencia de un nuevo Parque Eólico, de iguales características que el utilizado en el mismo aptdo. 6.2.4; es decir:

$$P = P_{PE} = 12.38 \text{ MW}$$

$$Q = -Q_{PE} = -8.02 \text{ MVAr}$$

Los Factores a emplear en la determinación de las modificaciones de tensión, son los indicados en las Tablas 6.3-1, 6.3-2, 6.3-3 y 6.3-4.

Nudo	z_{kk} (p.u.)
1 (balance)	0.424624 +j 0.171556
4	0.403687 +j 0.112307
5	0.406929 +j 0.125526
7	0.393669 +j 0.192329
9	0.394258 +j 0.175267
10	0.412428 +j 0.216037
11	0.434989 +j 0.255464
12	0.488471 +j 0.313473
13	0.435649 +j 0.244950
14	0.456377 +j 0.280933

Tabla 6.3-1 Elementos de $[Z]$ del sistema IEEE-14
Método A

Nudo	z_{cc} (p.u.)
4	0.042705 +j 0.103428
5	0.036555 +j 0.099649
7	0.062856 +j 0.228736
9	0.079379 +j 0.233014
10	0.100811 +j 0.274212
11	0.118788 +j 0.309735
12	0.174065 +j 0.369399
13	0.124271 +j 0.301465
14	0.156136 +j 0.346442

Tabla 6.3-2 Elementos de $[Z_{cc}]$ del sistema IEEE-14
Método B

Nudo	γ_{kk}^{VP} (p.u./MW)	γ_{kk}^{VQ} (p.u./MVar)
4	0.00015707530	0.00040250535
5	0.00014702135	0.00041165977
7	0.00014124959	0.00073449786
9	0.00025559710	0.00100345529
10	0.00043741020	0.00133164658
11	0.00050138116	0.00122034283
12	0.00083394932	0.00129830746
13	0.00043791173	0.00082822436
14	0.00092682879	0.00201778353

Tabla 6.3-3 Factores de Sensibilidad del sistema IEEE-14, según Método C

Nudo	γ_{kk}^{VP} (p.u./MW)	γ_{kk}^{VQ} (p.u./MVar)
4	0.000167059	0.000402580
5	0.000155088	0.0004114525
7	0.000148647	0.000775486
9	0.000266854	0.001070080
10	0.000459041	0.001400400
11	0.000534819	0.001289880
12	0.000880417	0.001372460
13	0.000460599	0.000863327
14	0.000959857	0.00208588

Tabla 6.3-4 Factores de Sensibilidad del sistema IEEE-14, según Método D

En la Tabla 6.3-5 se indica, en cada fila, el nudo en el que se produce la modificación de potencia $P_{PE}-jQ_{PE}$ y la correspondiente modificación del módulo de tensión, en ese nudo, según el método empleado y respecto a su valor en el Flujo de Potencia base. Estos resultados corresponden a los nudos de carga de dicho sistema (nudos PQ), ya que en los restantes existe control de tensión.

En la segunda columna de esa Tabla 6.3-5, se ofrecen los resultados obtenidos mediante métodos exactos de Flujo de Potencia, modelando al nudo en cuestión como nudo RX, los cuales servirán como referencia. En las columnas siguientes, los resultados mostrados corresponden a la aplicación de los métodos que se indican a continuación:

- Método A: Matriz de Impedancias Nodales. Ec. (6.45) a (6.48), más (6.51)
- Método B: Teorema de Thevenin. Ec. (6.52) a (6.55)
- Método C: Factores según F.P. exacto (Variaciones unitarias de potencia: $\Delta P_p=1MW, \Delta Q_p=1MVar$) Ec. (6.61)
- Método D: Factores según F.P. exacto (Matriz de Sensibilidades del Jacobiano). Ec. (6.61)

$$\Delta V_k (\%) \quad [\Delta P_k = P_{PE} = 12.38 \text{ MW} ; \Delta Q_k = -Q_{PE} = -8.02 \text{ MVar}]$$

Nudo	F.P.	Método A	Método B	Método C	Método D
4	-0.121	-0.415	-0.287	-0.128	-0.116
5	-0.143	-0.391	-0.335	-0.148	-0.138
7	-0.475	-1.546	-0.999	-0.414	-0.438
9	-0.570	-1.544	-0.823	-0.488	-0.528
10	-0.605	-1.775	-0.862	-0.526	-0.555
11	-0.416	-1.921	-0.897	-0.358	-0.372
12	-0.044	-2.009	-0.627	-0.008	-0.010
13	-0.141	-1.835	-0.766	-0.122	-0.122
14	-0.556	-2.086	-0.690	-0.470	-0.484

Tabla 6.3-5 Resultados del cálculo aproximado de la modificación de tensión en un nudo, por modificación de la potencia inyectada en el mismo

En la figura 6.13 se representan gráficamente, en valor absoluto, las desviaciones respecto a los resultados exactos de Flujo de Potencia, obtenidas al aplicar estos métodos aproximados (columnas 3 a 6, respecto a columna 2 de la Tabla 6.3-5).

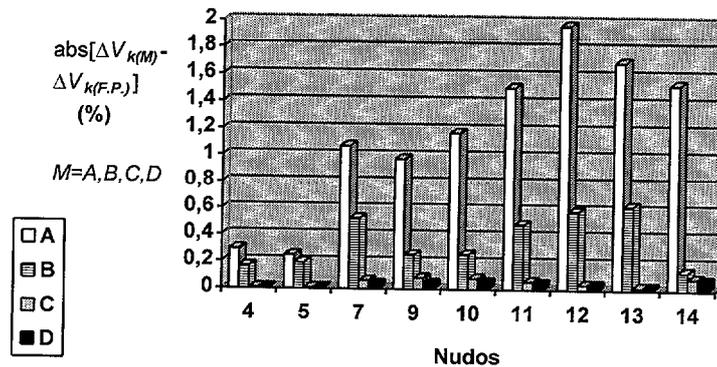


Fig. 6.13 Desviaciones de las modificaciones de tensión calculadas, respecto a las del Flujo de Potencia exacto

Los resultados mostrados en la Tabla 6.3-5 y en la figura 6.13, correspondientes a los métodos C y D (Factores basados en métodos exactos de Flujo de Potencia), fueron obtenidos aplicando directamente la ec. (6.61). Dicha ecuación proporciona los cambios de tensión ΔV_k , referidos a los valores del Régimen Estacionario de referencia.

Si los valores de ΔV_k correspondientes a los métodos A y B (basados en matrices de impedancias) fueran calculados de la misma forma -por aplicación directa de las ec. (6.46) y (6.53), respectivamente-, entonces las desviaciones halladas serían sensiblemente mayores que las indicadas en la figura 6.13. Tales desviaciones se muestran en la figura 6.14.

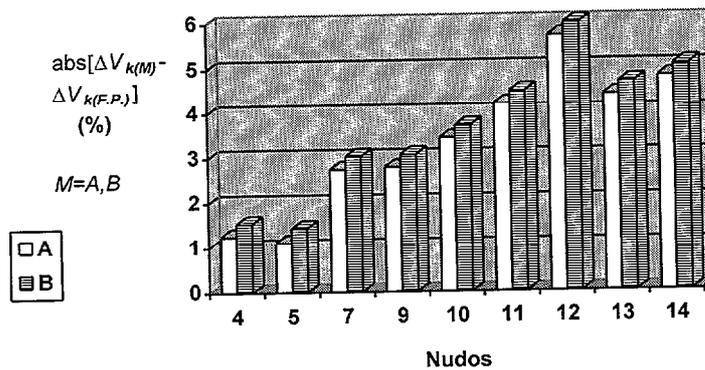


Fig. 6.14 Desviaciones de las modificaciones de tensión, en métodos A y B, en la aplicación directa de las ec. (6.46) y (6.53)

Los resultados mostrados en la Tabla 6.3-5 y en las figuras 6.13 y 6.14, concuerdan con las observaciones previas realizadas a lo largo de este Capítulo, acerca de los métodos empleados. En primer lugar, se observa que los valores obtenidos a partir de las Matrices de Impedancias (Métodos A y B) difieren sensiblemente de los calculados con Factores de Sensibilidad, obtenidos por métodos exactos de Flujo de Potencia (Métodos C y D). Esto se debe a que el efecto de la existencia de nudos de control de tensión adicionales -aparte del nudo balance- y de consumos tipo impedancia constante, se hace patente. Las diferencias son notables cuando se aplican directamente las ec. (6.46) y (6.53).

Según los métodos C y D, las menores variaciones se producen en los nudos eléctricamente más cercanos a aquellos que cuentan con control de tensión: 4, 5, 12 y 13. Según los métodos A y B, esto sólo se cumple para algunos nudos (4 y 5), pero siempre con valores notablemente mayores, en valor absoluto.

Por el contrario, es apreciable el elevado grado de aproximación que se obtiene con los Métodos C y D, a pesar de tratarse de métodos directos, no iterativos. Lógicamente, las tensiones que se obtiene en los restantes nudos de carga -donde no hay Parque Eólico- y los flujos de potencia a través de las líneas, ofrecerán el mismo alto grado de aproximación. Para la obtención de los Factores de Sensibilidad según el Método D, basta con invertir el Jacobiano final correspondiente al caso base, lo cual resulta más práctico que obtenerlos siguiendo el Método C. Al ser prácticamente iguales los resultados, en lo que sigue se hará uso del Método D.

Por lo tanto, se concluye que el empleo de Factores de Sensibilidad, calculados a partir de métodos exactos de Flujo de Potencia, proporciona unos resultados suficientemente aproximados para el cálculo de las modificaciones de tensión. En consecuencia, este procedimiento se constituye en una alternativa eficiente frente a la realización de un estudio completo de Flujo de Potencia, para evaluar los cambios que se producen, con motivo de la Integración de Parques Eólicos en Sistemas de Energía Eléctrica, en régimen estacionario.

Se evita, así, la necesidad de disponer de una gran cantidad de datos del sistema eléctrico, debiendo realizar solamente una simple suma de productos de dos elementos, para calcular la modificación de tensión a esperar en un nudo i cualquiera de la red, según la ecuación (6.64).

6.4 DETERMINACIÓN DE FACTORES DE SENSIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CANARIAS

6.4.1 Casos base

A continuación se muestra diagrama unifilar y resultados de Flujo de Potencia -sólo nudos de carga (PQ)-, para una situación de régimen estacionario determinada, tomada como configuración base, de los siguientes sistemas:

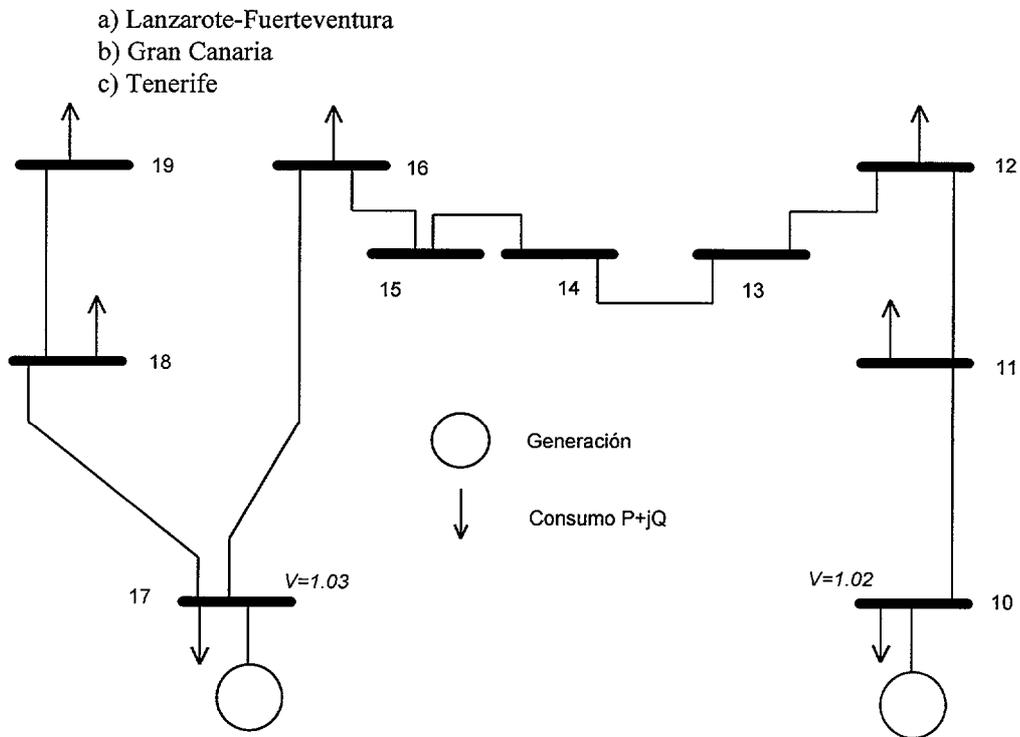


Fig. 6.15 Diagrama unifilar del sistema Lanzarote-Fuerteventura

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	$V(\text{p.u.})$	$\theta(^{\circ})$	$P(\text{p.u.})$	$Q(\text{p.u.})$	$P(\text{p.u.})$	$Q(\text{p.u.})$
10	1.02377	-0.99849	0.54176	0.20772	0.34	0.1117
11	1.00227	-2.52536	0	0	0.18	0.0872
12	1.00212	-2.70945	0	0	0.04	0.0194
13	1.01288	-2.18671	0	0	0	0
14	1.02219	-2.30721	0	0	0	0
15	1.02661	-2.13396	0	0	0	0
16	1.02858	-1.99442	0	0	0.06	0.0291
17	1.04273	-1.21048	0.33500	0.17482	0.11	0.0533
18	1.00115	-3.68030	0	0	0.03	0.0170
19	0.97683	-5.25439	0	0	0.11	0.053

Tabla 6.4-1 Resultados F.P. Lanzarote-Fuerteventura. Caso Base

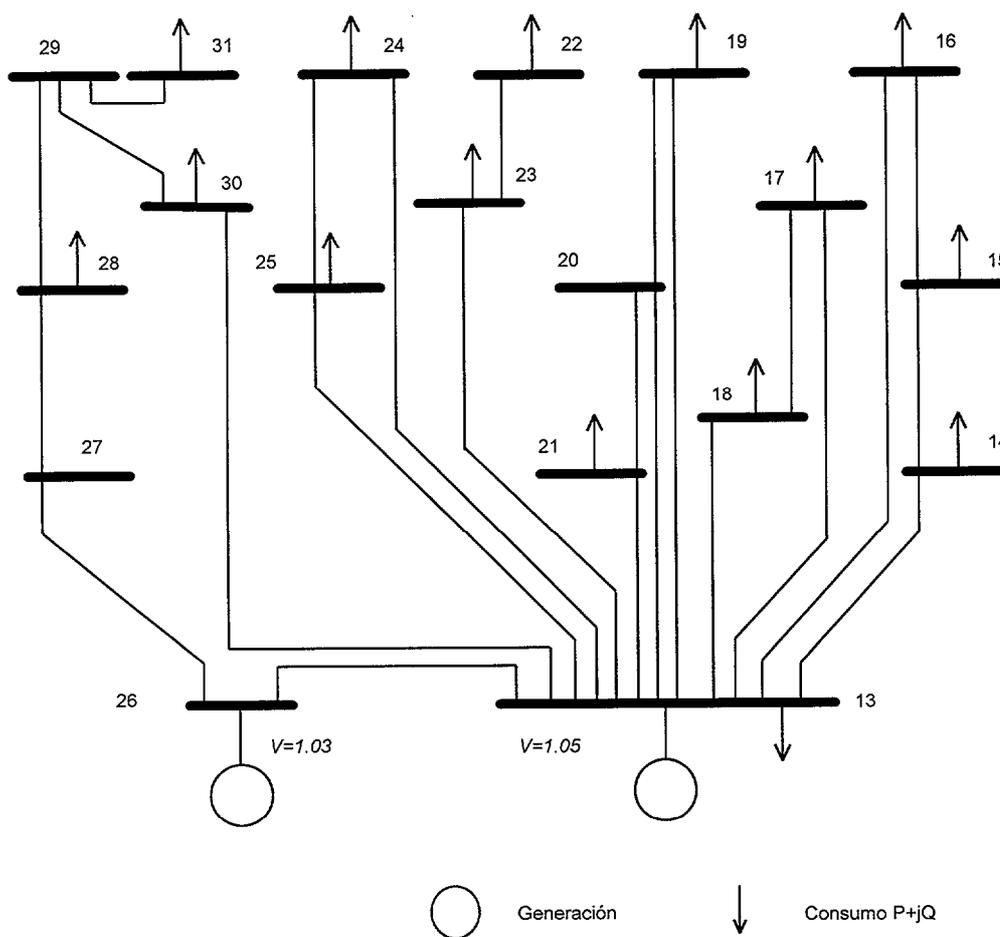


Fig. 6.16 Diagrama unifilar del sistema de Gran Canaria

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	V(p.u.)	θ°	P(p.u.)	Q(p.u.)	P(p.u.)	Q(p.u.)
13	1.04897	-5.16730	2.86304	1.62628	0.06	0.02
14	1.02341	-6.65666	0	0	0.09	0.03
15	0.99475	-7.33335	0	0	0.21	0.11
16	1.00191	-7.04023	0	0	0.16	0.08
17	1.04291	-5.55247	0	0	0.17	0.08
18	1.04017	-5.74337	0	0	0.29	0.12
19	1.02015	-6.84420	0	0	0.55	0.27
20	1.02093	-6.83100	0	0	0	0
21	1.02118	-6.81494	0	0	0.27	0.09
22	1.01447	-6.50372	0	0	0.16	0.09
23	1.03020	-6.00912	0	0	0.11	0.04
24	1.03435	-6.09866	0	0	0.14	0.07
25	1.04152	-5.64423	0	0	0.07	0.04
26	1.02685	-7.78615	0.27300	0.22255	0	0
27	0.97319	-11.5892	0		0.22	0.07
28	0.96648	-11.9438	0		0.29	0.12
29	0.96662	-11.9124	0		0	0
30	0.98794	-10.2000	0	0	0.08	0.05
31	0.94428	-12.7757	0	0	0.21	0.10

Tabla 6.4-2 Resultados F.P. Gran Canaria. Caso Base

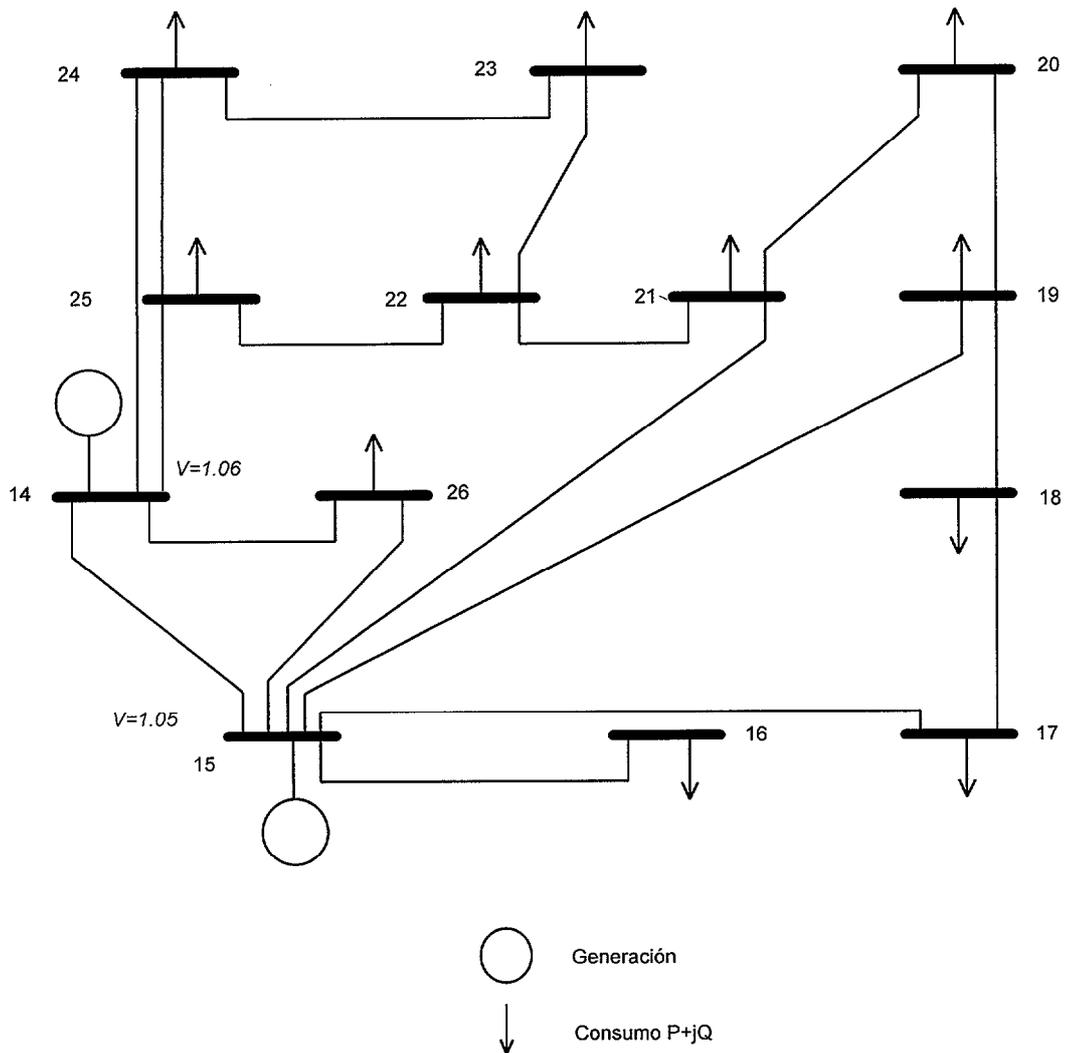


Fig. 6.17 Diagrama unifilar del sistema de Tenerife

Nudo	Tensión		Generación		Consumo	
	$V(\text{p.u.})$	θ°	$P(\text{p.u.})$	$Q(\text{p.u.})$	$P(\text{p.u.})$	$Q(\text{p.u.})$
14	1.06147	-7.67420	0.39600	0.62155	0	0
15	1.04750	-5.05614	2.30952	1.17821	0	0
16	1.01981	-6.74548	0	0	0.627	0.304
17	1.00810	-7.19013	0	0	0.235	0.145
18	1.00413	-7.59279	0	0	0.166	0.080
19	1.01267	-6.89540	0	0	0.270	0.138
20	1.00506	-7.37442	0	0	0.149	0.111
21	1.01566	-7.06647	0	0	0.376	0.160
22	0.98227	-8.80233	0	0	0.082	0.051
23	0.97739	-9.91247	0	0	0.123	0.076
24	1.00687	-10.2132	0	0	0.335	0.153
25	1.01458	-9.89220	0	0	0.184	0.094
26	1.04529	-5.65570	0	0	0.104	0.056

Tabla 6.4-3 Resultados F.P. Tenerife. Caso Base

6.4.2 Factores de Sensibilidad $\left[\gamma_{ij}^{VP}\right]$ y $\left[\gamma_{ij}^{VQ}\right]$

El cálculo de los Factores de Sensibilidad del Jacobiano $\left[\gamma_{ij}^{VP}\right]$ y $\left[\gamma_{ij}^{VQ}\right]$, correspondientes a los sistemas anteriores y de acuerdo a lo expuesto en el aptdo. 6.3.4, se resume en las siguientes Tablas 6.4-4 a 6.4-9, en las que se indica el valor de dichos Factores, correspondientes a los nudos de carga (PQ):

<i>Lanzarote-Fuerteventura</i>	Tablas 6.4-4 y 6.4-5
<i>Gran Canaria</i>	Tablas 6.4-6a, 6.4-6b, 6.4-7a y 6.4-7b
<i>Tenerife</i>	Tablas 6.4-8a, 6.4-8b, 6.4-9a y 6.4-9b

Mediante la utilización de estos Factores, las modificaciones de tensión en los sistemas eléctricos de Canarias, motivados por la integración de nuevos Parques Eólicos, pueden ser calculadas a través de la ec. (6.67) -o bien (6.68) ó (6.61), para los casos más frecuentes-, de forma aproximada, sin necesidad de resolver las ecuaciones de Flujo de Potencia.

El análisis de los Factores obtenidos revela que, en términos generales, la tensión es más sensible a los cambios de potencia en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura, que en los de Tenerife y Gran Canaria. En todos los casos, la tensión es más sensible a los cambios de potencia reactiva Q que a los de activa P .

Estos Factores resultan útiles, asimismo, para identificar cuáles son los nudos de una red, cuya tensión es más sensible a los cambios de potencia, que en los restantes nudos. A este respecto, se observa que los nudos cuyo módulo de tensión V es más sensible ante los cambios de potencia son, en cada isla, los siguientes:

<i>Lanzarote-Fuerteventura</i>	nudo 19
<i>Gran Canaria</i>	nudo 31
<i>Tenerife</i>	nudo 23

Por otra parte, los nudos en los que una variación de potencia afecta en menor grado a las tensiones, son los siguientes:

<i>Lanzarote-Fuerteventura</i>	nudo 10
<i>Gran Canaria</i>	nudo 13
<i>Tenerife</i>	nudo 15

Nudo	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
10	0.0005303	0.0014547	0.0006719	0.0003007	-0.0055585	-0.0068525	-0.0068844	-0.0082326	-0.0083948	-0.0084995
11	0.0004889	0.0458616	0.0413132	0.0391072	0.0040737	-0.0036604	-0.0038501	-0.0121807	-0.0119810	-0.0118455
12	0.0004370	0.0410002	0.0797152	0.0757487	0.0127271	-0.0011853	-0.0015262	-0.0165511	-0.0160227	-0.0156688
13	0.0002742	0.0257203	0.0500069	0.0449415	-0.1007450	-0.1329180	-0.1337100	-0.1675030	-0.1703610	-0.1721990
14	0.0002107	0.0197637	0.0384258	0.0345335	0.1400190	0.1004370	0.0994701	0.0559640	0.0607204	0.0638463
15	0.0001384	0.0129828	0.0252420	0.0226851	0.0919786	0.1046630	0.1034980	0.0512329	0.0564501	0.0598818
16	0.0000938	0.0088015	0.0171124	0.0153790	0.0623553	0.0709542	0.0699640	0.0126081	0.0169790	0.0198628
17	0.0000159	0.0014972	0.0029108	0.0026159	0.0106067	0.0120694	0.0119010	0.0123454	0.0173155	0.0205952
18	0.0000168	0.0015790	0.0030700	0.0027590	0.0111867	0.0127293	0.0125517	0.0130204	0.1493930	0.1808490
19	0.0000173	0.0016224	0.0031543	0.0028348	0.0114940	0.0130790	0.0128965	0.0133781	0.1534970	0.2788900

Tabla 6.4-4 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa γ_{ij}^{VP} $\left(\frac{\%}{MW}\right)$ - Sistema Eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

Nudo	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
10	0.0304269	0.0281509	0.0251074	0.0155863	0.0119559	0.0078273	0.0052834	0.0008988	0.0008102	0.0007585
11	0.0280494	0.1670130	0.1490190	0.0927738	0.0709116	0.0464528	0.0314244	0.0053245	0.0054598	0.0055329
12	0.0250762	0.1493090	0.2679100	0.1668290	0.1274790	0.0835132	0.0565051	0.0095711	0.0099106	0.0100975
13	0.0157308	0.0936646	0.1680650	0.3871250	0.2967020	0.1942740	0.1312020	0.0222976	0.0207639	0.0198607
14	0.0120877	0.0719728	0.1291430	0.2974710	0.3611670	0.2366840	0.1603350	0.0270992	0.0299142	0.0315110
15	0.0079404	0.0472792	0.0848344	0.1954100	0.2372510	0.2851260	0.1931200	0.0326497	0.0357494	0.0375051
16	0.0053831	0.0320521	0.0575120	0.1324740	0.1608400	0.1932960	0.2133090	0.0360881	0.0387206	0.0402042
17	0.0009157	0.0054521	0.0097829	0.0225341	0.0273592	0.0328800	0.0362841	0.0416091	0.0446048	0.0462926
18	0.00096574	0.0057502	0.0103178	0.0237662	0.0288551	0.0346777	0.0382680	0.0438842	0.4325560	0.4487490
19	0.00099227	0.0059082	0.0106012	0.0244191	0.0296478	0.0356304	0.0393193	0.0450897	0.4444390	0.7552180

Tabla 6.4-5 Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva γ_{ij}^{VQ} $\left(\frac{\%}{MVar}\right)$ - Sistema Eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

Nudo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
13	0.0022539	0.0038888	0.0051458	0.0047389	0.0026532	0.0028492	0.0041071	0.0040774	0.0040638	0.0040044
14	0.0023165	0.0456560	0.0320118	0.0227741	0.0027269	0.0029284	0.0042212	0.0041906	0.0041767	0.0041156
15	0.0023856	0.0278001	0.0938628	0.0646236	0.0028083	0.0030158	0.0043472	0.0043157	0.0043014	0.0042385
16	0.0023684	0.0204232	0.0665147	0.0811548	0.0027880	0.0029940	0.0043158	0.0042846	0.0042703	0.0042079
17	0.0022672	0.0039118	0.0051763	0.0047670	0.0093672	0.0073373	0.0041314	0.0041015	0.0040879	0.0040281
18	0.0022732	0.0039223	0.0051901	0.0047797	0.0070379	0.0127288	0.0041424	0.0041124	0.0040988	0.0040388
19	0.0023214	0.0040053	0.0052999	0.0048809	0.0027326	0.0029346	0.0219304	0.0206022	0.0200497	0.0041243
20	0.0023196	0.0040022	0.0052959	0.0048772	0.0027306	0.0029323	0.0206789	0.0212624	0.0206696	0.0041212
21	0.0023190	0.0040012	0.0052946	0.0048759	0.0027299	0.0029316	0.0201510	0.0206990	0.0221997	0.0041201
22	0.0023338	0.0040267	0.0053283	0.0049069	0.0027473	0.0029503	0.0042527	0.0042219	0.0042079	0.0948767
23	0.0022974	0.0039639	0.0052452	0.0048305	0.0027044	0.0029043	0.0041865	0.0041561	0.0041424	0.0422506
24	0.0022866	0.0039453	0.0052206	0.0048078	0.0026917	0.0028907	0.0041668	0.0041366	0.0041229	0.0040626
25	0.0022706	0.0039176	0.0051839	0.0047741	0.0026728	0.0028703	0.0041375	0.0041076	0.0040939	0.0040340
26	0.0013004	0.0022437	0.0029689	0.0027342	0.0015308	0.0016439	0.0023696	0.0023525	0.0023447	0.0023103
27	0.0017187	0.0029654	0.0039239	0.0036137	0.0020232	0.0021727	0.0031319	0.0031092	0.0030989	0.0030536
28	0.0017956	0.0030982	0.0040996	0.0037755	0.0021138	0.0022699	0.0032721	0.0032484	0.0032376	0.0031903
29	0.0018058	0.0031158	0.0041229	0.0037969	0.0021258	0.0022829	0.0032907	0.0032669	0.0032560	0.0032084
30	0.0019521	0.0033682	0.0044569	0.0041045	0.0022979	0.0024678	0.0035572	0.0035315	0.0035198	0.0034683
31	0.0018500	0.0031920	0.0042238	0.0038899	0.0021778	0.0023387	0.0033712	0.0033468	0.0033357	0.0032869

Tabla 6.4-6a Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa γ_{ij}^{VP} $\left(\frac{\%}{MW}\right)$ - Sistema Eléctrico Gran Canaria

Nudo	23	24	25	26	27	28	29	30	31
13	0.0032693	0.0032179	0.0027392	0.0027442	0.0063013	0.0068669	0.0068799	0.0059895	0.0079786
14	0.0033601	0.0033073	0.0028152	0.0028204	0.0064763	0.0070577	0.0070709	0.0061558	0.0082002
15	0.0034604	0.0034061	0.0028993	0.0029046	0.0066697	0.0072684	0.0072821	0.0063396	0.0084450
16	0.0034354	0.0033815	0.0028784	0.0028836	0.0066215	0.0072159	0.0072295	0.0062938	0.0083841
17	0.0032887	0.0032370	0.0027554	0.0027605	0.0063386	0.0069077	0.0069206	0.0060249	0.0080259
18	0.0032974	0.0032456	0.0027627	0.0027678	0.0063555	0.0069261	0.0069391	0.0060410	0.0080473
19	0.0033672	0.0033143	0.0028212	0.0028264	0.0064900	0.0070726	0.0070859	0.0061689	0.0082176
20	0.0033646	0.0033118	0.0028190	0.0028242	0.0064851	0.0070673	0.0070805	0.0061642	0.0082113
21	0.0033638	0.0033109	0.0028183	0.0028235	0.0064835	0.0070655	0.0070788	0.0061626	0.0082093
22	0.0395655	0.0033321	0.0028363	0.0028415	0.0065248	0.0071105	0.0071238	0.0062019	0.0082616
23	0.0389488	0.0032801	0.0027921	0.0027972	0.0064230	0.0069996	0.0070128	0.0061052	0.0081328
24	0.0033168	0.0354593	0.0125177	0.0027841	0.0063929	0.0069668	0.0069799	0.0060765	0.0080946
25	0.0032935	0.0137182	0.0164790	0.0027645	0.0063479	0.0069178	0.0069308	0.0060338	0.0080377
26	0.0018862	0.0018566	0.0015804	0.0217189	0.0313335	0.0307982	0.0303491	0.0182796	0.0351505
27	0.0024930	0.0024539	0.0020888	0.0181169	0.0633643	0.0622058	0.0612446	0.0355766	0.0714223
28	0.0026046	0.0025637	0.0021823	0.0172272	0.0594827	0.0684025	0.0673399	0.0389895	0.0785723
29	0.0026194	0.0025783	0.0021947	0.0170742	0.0587975	0.0676018	0.0682286	0.0394834	0.0796177
30	0.0028316	0.0027871	0.0023724	0.0127016	0.0431007	0.0494600	0.0499029	0.0485838	0.0582598
31	0.0026835	0.0026414	0.0022484	0.0174920	0.0602363	0.0692560	0.0698982	0.0404496	0.1430400

Tabla 6.4-6b Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa γ_{ij}^{VP} $\left(\frac{\%}{MW}\right)$ - Sistema Eléctrico Gran Canaria

Nudo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
13	0.0249232	0.0257706	0.0264852	0.0262712	0.0251093	0.0251902	0.0257972	0.0257815	0.0257620	0.0258599
14	0.0256155	0.1372830	0.0982794	0.0759052	0.0258067	0.0258898	0.0265138	0.0264976	0.0264776	0.0265782
15	0.0263802	0.0980968	0.1803730	0.1333010	0.0265772	0.0266627	0.0273053	0.0272886	0.0272680	0.0273716
16	0.0261898	0.0761815	0.1334960	0.1600720	0.0263853	0.0264703	0.0271082	0.0270917	0.0270712	0.0271741
17	0.0250709	0.0259233	0.0266422	0.0264269	0.0480867	0.0400845	0.0259501	0.0259343	0.0259147	0.0260131
18	0.0251377	0.0259923	0.0267131	0.0264972	0.0400598	0.0585754	0.0260192	0.0260034	0.0259837	0.0260824
19	0.0256697	0.0265424	0.0272785	0.0270580	0.0258614	0.0259446	0.0730604	0.0718346	0.0684072	0.0266344
20	0.0256502	0.0265223	0.0272578	0.0270375	0.0258417	0.0259249	0.0718278	0.0723447	0.0688729	0.0266142
21	0.0256437	0.0265156	0.0272509	0.0270306	0.0258352	0.0259184	0.0684364	0.0689056	0.0746603	0.0266075
22	0.0258071	0.0266845	0.0274245	0.0272028	0.0259998	0.0260835	0.0267121	0.0266958	0.0266756	0.1882740
23	0.0254048	0.0262685	0.0269970	0.0267788	0.0255945	0.0256769	0.0262957	0.0262797	0.0262598	0.1016190
24	0.0252855	0.0261452	0.0268702	0.0266531	0.0254743	0.0255563	0.0261722	0.0261563	0.0261365	0.0262358
25	0.0251078	0.0259615	0.0266814	0.0264658	0.0252953	0.0253768	0.0259883	0.0259725	0.0259529	0.0260515
26	0.0143796	0.0148685	0.0152808	0.0151573	0.0144870	0.0145336	0.0148839	0.0148748	0.0148635	0.0149200
27	0.0190054	0.0196516	0.0201965	0.0200333	0.0191473	0.0192090	0.0196719	0.0196599	0.0196450	0.0197197
28	0.0198562	0.0205313	0.0211006	0.0209301	0.0200045	0.0200689	0.0205525	0.0205400	0.0205245	0.0206024
29	0.0199691	0.0206480	0.0212206	0.0210491	0.0201182	0.0201830	0.0206694	0.0206568	0.0206411	0.0207196
30	0.0215864	0.0223204	0.0229393	0.0227539	0.0217476	0.0218177	0.0223435	0.0223298	0.0223129	0.0223977
31	0.0204577	0.0211533	0.0217399	0.0215642	0.0206105	0.0206768	0.0211752	0.0211622	0.0211462	0.0212266

Tabla 6.4-7a Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva $\gamma_{ij}^{VO} \left(\frac{\%}{MVA_r} \right)$ - Sistema Eléctrico Gran Canaria

Nudo	23	24	25	26	27	28	29	30	31
13	0.0254348	0.0254185	0.0251859	0.0144901	0.0196729	0.0206207	0.0207409	0.0222992	0.0212936
14	0.0261413	0.0261245	0.0258855	0.0148926	0.0202193	0.0211935	0.0213170	0.0229185	0.0218851
15	0.0269217	0.0269044	0.0266583	0.0153372	0.0208229	0.0218262	0.0219533	0.0236027	0.0225384
16	0.0267274	0.0267102	0.0264659	0.0152265	0.0206726	0.0216686	0.0217949	0.0234324	0.0223757
17	0.0255856	0.0255691	0.0253352	0.0145760	0.0197895	0.0207429	0.0208638	0.0224313	0.0214198
18	0.0256537	0.0256372	0.0254027	0.0146148	0.0198422	0.0207982	0.0209193	0.0224911	0.0214769
19	0.0261967	0.0261798	0.0259403	0.0149241	0.0202621	0.0212383	0.0213621	0.0229671	0.0219314
20	0.0261768	0.0261599	0.0259206	0.0149128	0.0202467	0.0212222	0.0213459	0.0229496	0.0219147
21	0.0261701	0.0261533	0.0259140	0.0149090	0.0202416	0.0212168	0.0213405	0.0229438	0.0219092
22	0.1012890	0.0263199	0.0260791	0.0150040	0.0203705	0.0213520	0.0214764	0.0230900	0.0220487
23	0.0997099	0.0259096	0.0256726	0.0147701	0.0200530	0.0210192	0.0211416	0.0227300	0.0217051
24	0.0258046	0.1453210	0.0668552	0.0147008	0.0199589	0.0209205	0.0210424	0.0226233	0.0216031
25	0.0256233	0.0670114	0.0852387	0.0145975	0.0198186	0.0207735	0.0208945	0.0224644	0.0214514
26	0.0146748	0.0146653	0.0145312	0.1209760	0.0972983	0.0915552	0.0904643	0.0680700	0.0928797
27	0.0193956	0.0193831	0.0192057	0.0947598	0.2097840	0.1961640	0.1936140	0.1418520	0.1987340
28	0.0202638	0.0202508	0.0200655	0.0888405	0.1955100	0.2166630	0.2138260	0.1562940	0.2194770
29	0.0203790	0.0203659	0.0201796	0.0877645	0.1929380	0.2137920	0.2168400	0.1584430	0.2225700
30	0.0220296	0.0220154	0.0218140	0.0662633	0.1420180	0.1570190	0.1592060	0.1940160	0.1634100
31	0.0208777	0.0208643	0.0206734	0.0899122	0.1976590	0.2190240	0.2221460	0.1623200	0.3271990

Tabla 6.4-7b Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva γ_{ij}^{VQ} $\left(\frac{\%}{MVA_r} \right)$ - Sistema Eléctrico Gran Canaria

Nudo	14	15	16	17	18	19	20	21	22
14	0.0315307	0.0013926	0.0025369	0.0030621	0.0034216	0.0029381	0.0036384	0.0035661	0.0193709
15	-0.0001252	0.0025765	0.0046938	0.0053308	0.0057764	0.0049819	0.0055399	0.0049942	0.0052113
16	-0.0001288	0.0026507	0.0228650	0.0054845	0.0059429	0.0051254	0.0056996	0.0051382	0.0053615
17	0.0000022	0.0026773	0.0048774	0.0356414	0.0224733	0.0157548	0.0124144	0.0078165	0.0074932
18	0.0000625	0.0026824	0.0048868	0.0211465	0.0315474	0.0222060	0.0165130	0.0094511	0.0087934
19	-0.0000922	0.0026530	0.0048332	0.0162243	0.0239231	0.0237713	0.0177650	0.0100176	0.0092683
20	-0.0001427	0.0026412	0.0048117	0.0119647	0.0168099	0.0164896	0.0361326	0.0174910	0.0152682
21	-0.0001958	0.0025848	0.0047089	0.0079930	0.0102339	0.0097915	0.0184112	0.0237763	0.0202954
22	0.0154402	0.0023115	0.0042111	0.0065837	0.0081988	0.0076094	0.0133683	0.0166306	0.1502490
23	0.0269344	0.0019975	0.0036391	0.0051805	0.0062272	0.0055752	0.0088560	0.0103648	0.0918459
24	0.0354658	0.0016391	0.0029860	0.0037411	0.0042511	0.0035895	0.0046146	0.0045777	0.0368330
25	0.0345206	0.0015859	0.0028893	0.0035943	0.0040719	0.0034559	0.0044235	0.0043947	0.0328107
26	0.0053654	0.0024201	0.0044089	0.0050392	0.0054789	0.0047289	0.0053346	0.0048748	0.0076330

Tabla 6.4-8a Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa γ_{ij}^{VP} $\left(\frac{\%}{MW}\right)$ - Sistema Eléctrico Tenerife

Nudo	23	24	25	26
14	0.0330615	0.0411881	0.0400788	0.0056028
15	0.0041702	0.0019527	0.0016336	0.0025227
16	0.0042904	0.0020089	0.0016807	0.0025954
17	0.0056335	0.0024359	0.0020424	0.0026381
18	0.0064410	0.0026683	0.0022369	0.0026502
19	0.0066593	0.0025404	0.0021060	0.0025969
20	0.0102525	0.0032299	0.0026390	0.0025681
21	0.0132399	0.0037696	0.0030515	0.0024962
22	0.0970794	0.0371941	0.0322567	0.0043834
23	0.1647510	0.0629673	0.0546673	0.0056427
24	0.0653827	0.0827070	0.0717756	0.0064447
25	0.0578866	0.0731026	0.0773111	0.0062458
26	0.0089724	0.0084482	0.0080408	0.0173978

Tabla 6.4-8b Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Activa

$$\gamma_{ij}^{VP} \left(\frac{\%}{MW}\right) - \text{Sistema Eléctrico Tenerife}$$

Nudo	14	15	16	17	18	19	20	21	22
14	0.0873996	0.0157393	0.0163358	0.0172243	0.0177000	0.0178842	0.0204009	0.0220996	0.0470706
15	0.0150174	0.0291203	0.0302240	0.0307452	0.0308559	0.0303178	0.0302817	0.0294592	0.0260235
16	0.0154503	0.0299596	0.0891776	0.0316314	0.0317452	0.0311916	0.0311545	0.0303083	0.0267735
17	0.0161801	0.0302597	0.0314065	0.1360950	0.1012890	0.0554486	0.0457439	0.0359271	0.0310085
18	0.0165983	0.0303180	0.0314670	0.1009150	0.1484750	0.0719318	0.0555938	0.0396284	0.0337733
19	0.0168482	0.0299855	0.0311219	0.0558399	0.0723832	0.0914532	0.0670679	0.0436752	0.0366979
20	0.0190719	0.0298519	0.0309833	0.0458816	0.0557492	0.0668787	0.1269460	0.0658444	0.0531112
21	0.0207176	0.0292145	0.0303218	0.0362204	0.0399730	0.0438464	0.0663103	0.0844320	0.0667952
22	0.0447319	0.0261259	0.0271161	0.0316049	0.0344356	0.0372193	0.0540125	0.0674545	0.2285550
23	0.0655388	0.0225772	0.0234329	0.0265051	0.0284094	0.0301305	0.0412621	0.0500388	0.1596460
24	0.0823517	0.0185255	0.0192276	0.0208906	0.0218758	0.0225666	0.0281074	0.0322891	0.0900388
25	0.0842263	0.0179256	0.0186049	0.0200775	0.0209364	0.0215008	0.0262915	0.0298545	0.0793515
26	0.0253226	0.0273535	0.0283902	0.0289685	0.0291331	0.0286981	0.0290350	0.0285755	0.0291488

Tabla 6.4-9a Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva γ_{ij}^{VQ} $\left(\frac{\%}{MVAr}\right)$ - Sistema Eléctrico Tenerife

Nudo	23	24	25	26
14	0.0683496	0.0841892	0.0858994	0.0264099
15	0.0221580	0.0180087	0.0173601	0.0272063
16	0.0227967	0.0185278	0.0178604	0.0279904
17	0.0256368	0.0200332	0.0191706	0.0283551
18	0.0274606	0.0209605	0.0199690	0.0284663
19	0.0292697	0.0217275	0.0206016	0.0282160
20	0.0399186	0.0269187	0.0250359	0.0284240
21	0.0486994	0.0310668	0.0285435	0.0281150
22	0.1569400	0.0877149	0.0770041	0.0290419
23	0.2533700	0.1373370	0.1193730	0.0290830
24	0.1399860	0.1781220	0.1541110	0.0280941
25	0.1220580	0.1545350	0.1788710	0.0278453
26	0.0288056	0.0274268	0.0271166	0.0739057

Tabla 6.4-9b Factores de Sensibilidad Tensión-Potencia Reactiva

$$\gamma_{ij}^{VQ} \left(\frac{\%}{MVAr}\right) - \text{Sistema Eléctrico Tenerife}$$

Capítulo 7

Integración de Parques Eólicos en Sistemas de Energía Eléctrica: Régimen Dinámico

CAPÍTULO 7

INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: RÉGIMEN DINÁMICO

7.1 INTRODUCCIÓN

En el planteamiento de la Integración de Parques Eólicos en S.E.E., efectuado en el Capítulo 5, se puso de manifiesto la necesidad de analizar el Régimen Dinámico. Este tipo de análisis proporciona la información necesaria, relativa a la evolución de las variables del sistema eléctrico, tras una perturbación modificadora del régimen estacionario de partida.

Esta información es esencial en la evaluación de las posibilidades de penetración eólica, especialmente en el caso de sistemas eléctricos de pequeño tamaño [Papadopoulos, Malatestas, Hatzargyriou, 1991] [Papadopoulos, Malatestas, Papadias, 1988], como los del Archipiélago Canario. Puesto que dichas posibilidades se analizan, en esta tesis, bajo la consideración de que el sistema no debe abandonar su estado normal de operación, en este capítulo se prestará especial atención a las variaciones de tensión y variaciones de frecuencia, como variables más significativas del estado normal.

La utilización de métodos aproximados permite la obtención de valores orientativos, que puede considerarse como información de carácter general sobre el sistema, sin necesidad de realizar un estudio completo de Régimen Dinámico. Tales valores orientativos resultan útiles, en una primera evaluación de las posibilidades de integración eólica en el sistema eléctrico.

En este Capítulo, se analiza la realización de estudios de Régimen Dinámico de S.E.E. con Parques Eólicos integrados, así como la aplicación de métodos aproximados para el cálculo de las variaciones de tensión y frecuencia. Otros aspectos contemplados son los siguientes: conexión a red de aerogeneradores individuales y Parques Eólicos, desconexión de un Parque Eólico, variaciones de la potencia eólica, comportamiento de las baterías de condensadores de un Parque y evaluación aproximada de los niveles de penetración eólica, bajo criterios de frecuencia y tensión.

7.2 ANÁLISIS DE RÉGIMEN DINÁMICO

7.2.1 Planteamiento y formulación

El análisis dinámico completo de un S.E.E. requiere un modelado adecuado de los componentes del sistema, lo cual implica una representación suficientemente detallada de, al menos, los siguientes elementos [Arrillaga, 1983] [Anderson, Fouad, 1977]:

- Máquinas síncronas, con sus sistemas de control de velocidad y de excitación
- Líneas de transporte
- Transformadores de potencia
- Máquinas asíncronas
- Consumos

Los modelos más frecuentemente empleados en Análisis de Régimen Dinámico pueden verse en el Anexo A. En base a estos modelos, la formulación matemática del estudio dinámico de un sistema, se lleva a cabo por medio de dos conjuntos de ecuaciones:

1. *Ecuaciones diferenciales*, representativas del comportamiento dinámico de máquinas síncronas -con sus sistemas de control de velocidad y de tensión- y asíncronas, fundamentalmente
2. *Ecuaciones nodales* de la red eléctrica

Las Ecuaciones Nodales reflejan, básicamente, la relación entre las tensiones V_i y las potencias $P_i + jQ_i$, o corrientes I_i , correspondientes a todos los nudos de la red considerada. En los estudios de régimen dinámico, los consumos son frecuentemente modelados como impedancias constantes, con lo que las Ecuaciones Nodales son del tipo siguiente:

$$[Y][V]=[I] \quad (7.1)$$

donde

- [Y] *matriz de admitancias nodales*
- [V] *vector de tensiones en los nudos*
- [I] *vector de corrientes inyectadas por los generadores en la red*

Los aspectos mecánicos del modelado de generadores síncronos y asíncronos, se reflejan en sus ecuaciones electromecánicas: ec. (7.2) y (7.3) para los primeros y ec. (7.4) para los de inducción [Arrillaga, 1983].

$$\frac{d \omega(t)}{dt} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{2H} \quad (7.2)$$

$$\frac{d \delta(t)}{dt} = 2\pi f (\omega(t) - 1) \quad (7.3)$$

$$\frac{d s(t)}{dt} = -\frac{T_m(t) - T_e(t)}{2H} \quad (7.4)$$

donde

$\omega(t)$	velocidad del generador síncrono (p.u.)
$\delta(t)$	ángulo interno del generador síncrono (rad)
$P_m(t)$	potencia mecánica aplicada al eje del generador síncrono (p.u.)
$P_e(t)$	potencia eléctrica activa producida en el generador síncrono (p.u.)
H	constante de inercia (MW-s/MVA)
f	frecuencia (Hz)
$s(t)$	deslizamiento del generador asíncrono (p.u.)
$T_m(t)$	par mecánico aplicado al eje del generador asíncrono (p.u.)
$T_e(t)$	par eléctrico producido en el generador asíncrono (p.u.)

Cualquier perturbación que afecte al balance de potencias o de pares -ec. (7.2 y (7.4)-, da lugar a la aparición de un régimen dinámico en la máquina que la sufre, pudiendo afectar también al resto del sistema, dependiendo de la magnitud de las potencias actuantes.

La perturbación más severa que puede ocurrir en un S.E.E. es, normalmente, un cortocircuito trifásico, que es el tipo de falta más frecuentemente considerado para comprobar la estabilidad del sistema [IEEE Std 399, 1980]. Otras perturbaciones, también de frecuente consideración, consisten en la pérdida de líneas y de grupos de generación. El comportamiento de un S.E.E., con Parques Eólicos integrados, debe ser satisfactorio ante las perturbaciones citadas, resultando de especial interés el estudio de la estabilidad de los generadores, tanto síncronos como asíncronos. En lo que concierne a la generación eólica, en este capítulo serán consideradas además, como posibles, las siguientes perturbaciones, las cuales serán objeto de un análisis particularizado:

- Conexión a red de un aerogenerador asíncrono
- Conexión a red de un Parque Eólico
- Desconexión de un Parque Eólico
- Variaciones de viento, traducidas en variaciones de la potencia de origen eólico

Las variables, cuya evolución es observada a través del análisis de régimen dinámico, son normalmente las siguientes [IEEE Std 399, 1980]:

1. Ángulos rotóricos δ , potencias P_m y P_e y velocidades ω , de las máquinas síncronas
2. Flujos de potencia $P_{ij}+jQ_{ij}$ a través del sistema
3. Tensiones, en módulo V_i y fase θ_i , en todos los nudos
4. Frecuencia del sistema f
5. Pares T_m y T_e y deslizamientos s , de las máquinas asíncronas

En ocasiones, la información que se requiere, respecto a un determinado régimen dinámico, se reduce a la evolución de un pequeño número de variables o, incluso, únicamente a sus valores más significativos. Bajo ciertos supuestos, en algunos casos es posible sustituir la realización de un estudio de Régimen Dinámico completo, por un análisis simplificado. El ejemplo típico es el clásico Análisis de Cortocircuito de una red eléctrica, donde lo que interesa conocer se reduce a las corrientes de cortocircuito I_{cc} en el instante inicial del mismo, añadiendo, en todo caso, las tensiones en los nudos y las corrientes a través de las líneas.

En este tipo de análisis simplificado, se utiliza un modelo aproximado del sistema eléctrico, llegando, incluso, a trasladar -como en el caso de Análisis de Cortocircuito- el estudio de un Régimen Dinámico al estudio de un Régimen Estacionario equivalente.

Si bien, en sistemas de pequeño tamaño [Anexo C] -como los de Canarias-, el modelado generalmente ha de ser lo más detallado posible, en algunos casos concretos es posible el empleo de modelos simplificados, con los que se obtienen resultados de precisión aceptable. En otros casos, el empleo de modelos simplificados proporcionará resultados únicamente orientativos, como se verá más adelante.

7.2.2 Aplicación numérica

Como ejemplo de análisis en Régimen Dinámico, se va a considerar el caso del sistema cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura 7.1. Este sistema está constituido por una pequeña red de transporte, dos centrales convencionales y dos parques eólicos, con generación asíncrona.

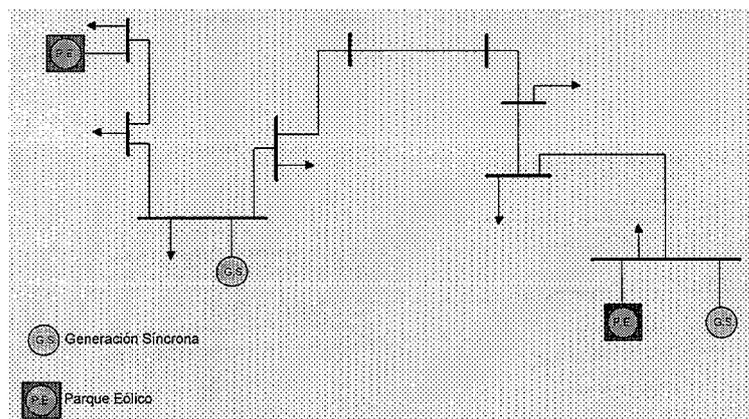


Fig. 7.1 Ejemplo de Régimen Dinámico. Diagrama unifilar

La perturbación seleccionada consiste en un cortocircuito trifásico, de 100 milisegundos de duración, que tiene lugar en uno de los nudos del sistema. En las gráficas siguientes (fig. 7.2, 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6), se muestra la evolución de algunas de las variables involucradas en el Régimen Dinámico que surge como consecuencia de esa perturbación.

En la gráfica de Tensiones (fig. 7.2), puede verse cómo éstas caen bruscamente al producirse la falta. Tras la desaparición de la misma, se producen oscilaciones de tensión que, en este caso, acaban estabilizándose en unos nuevos valores de régimen estacionario.

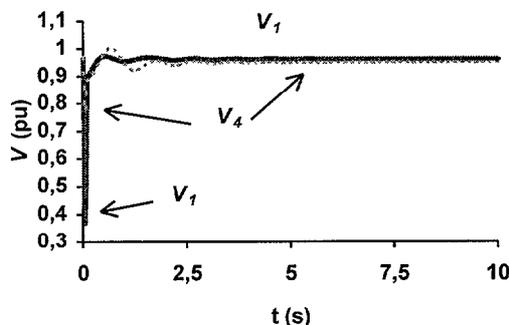


Fig. 7.2 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de las tensiones

Como consecuencia de las caídas de tensión, la potencia eléctrica demandada por el sistema decrece. Ello hace que en los alternadores se produzca un déficit de carga, que conduce a un aumento de su velocidad (fig. 7.3), conforme a la ecuación de oscilación (ec. 7.2). Las oscilaciones de frecuencia producidas, como consecuencia de tal perturbación, podrían ser admisibles o no, en función de los criterios que se hubieren establecido.

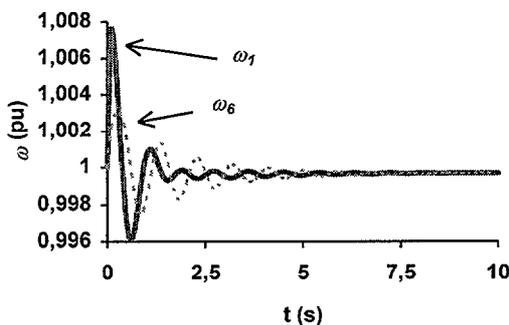


Fig. 7.3 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de la velocidad de los generadores síncronos

Una vez detectada la aceleración inicial de los alternadores, sus sistemas de control de velocidad ordenan reducir la potencia mecánica aplicada a los mismos. Esto puede observarse en las curvas de Potencia Mecánica (fig. 7.4). La actuación de la regulación de velocidad se deja sentir durante cierto tiempo, hasta que el sistema se estabiliza.

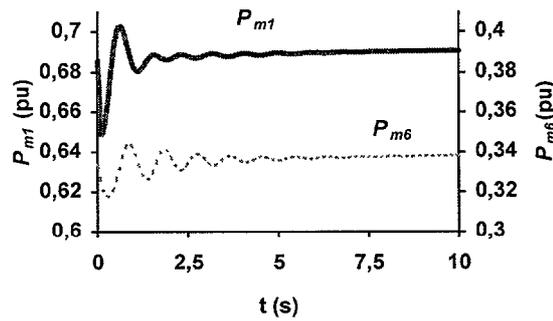


Fig. 7.4 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de la potencia mecánica aplicada a los generadores síncronos

Puesto que los ángulos rotóricos evolucionan, en todo momento, en el mismo sentido, no se observa riesgo de pérdida de estabilidad (fig. 7.5). Como esos ángulos están referidos al valor que tenían en el régimen estacionario de partida -valor inicial-, la posterior evolución decreciente que se observa en los mismos no tiene por qué significar que la estabilidad se vea comprometida. Esta evolución decreciente es consecuencia de que los alternadores, tras las oscilaciones iniciales, se estabilizan finalmente en una velocidad ligeramente inferior a la de sincronismo. Esto se observa sobre las gráficas de velocidad y se debe a la ausencia de control secundario de frecuencia, en el sistema eléctrico analizado.

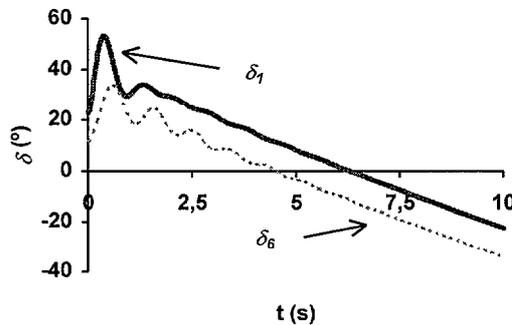


Fig. 7.5 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de los ángulos rotóricos de los generadores síncronos

Por último, en las gráficas de deslizamiento (fig.7.6), puede observarse cómo los generadores asíncronos también sufren una aceleración inicial tras la aparición de la falta, consecuentemente con su ecuación electromecánica (ec. 7.4). La posterior estabilización de las tensiones nodales, unido a la corta duración del cortocircuito, permite que los aerogeneradores se estabilicen finalmente en sus nuevos valores de régimen estacionario.

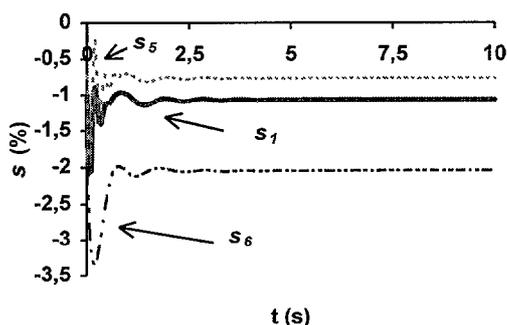


Fig. 7.6 Ejemplo de Régimen Dinámico. Evolución temporal de los deslizamientos de los generadores asíncronos

7.3 MÉTODOS SIMPLIFICADOS PARA EL ESTUDIO DE LA FRECUENCIA Y DE LA TENSIÓN

7.3.1 Cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia

En la figura 7.7 se muestra un modelo simplificado de un sistema de energía eléctrica [Elgerd, 1985]. Este modelo está basado en el supuesto desacoplo entre la interacción $f-P$ y la interacción $Q-V$, según el cual las variaciones de potencia activa P afectan a la frecuencia f , pero no a la tensión V . En el caso de sistemas de pequeño y medio tamaño, este supuesto no se cumple [Papadopoulos, Malatestas, Papadias, 1988], como se verá más adelante. En consecuencia, la aplicación de este modelo a sistemas pequeños, resulta de utilidad únicamente orientativa.

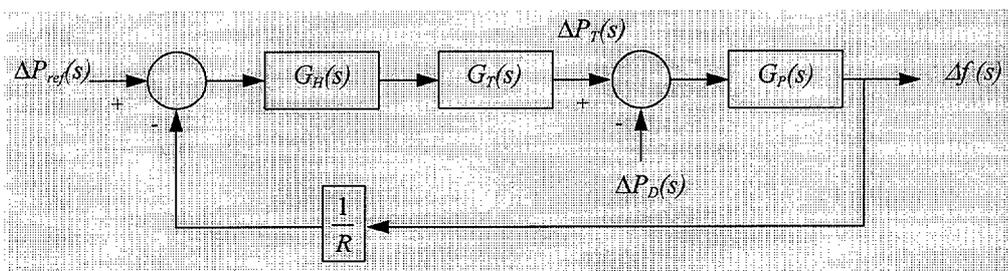


Fig. 7.7 Modelo simplificado de un S.E.E., para la estimación de las variaciones de frecuencia

La notación empleada en las Funciones de Transferencia de la figura 7.7. es la siguiente:

$$G_H(s) = \frac{1}{1 + sT_H} \quad \text{representa la Función de Transferencia del actuador}$$

$$G_T(s) = \frac{1}{1 + sT_T} \quad \text{representa la conversión a potencia eléctrica}$$

$$G_P(s) = \frac{K_P}{1 + sT_P} \quad \text{representa a la red eléctrica y sus cargas}$$

$$R \quad \text{es el estatismo (Hz/MW)}$$

Para una entrada de referencia constante ($\Delta P_{ref}=0$), la relación entre las variaciones de frecuencia y las variaciones de carga, o de generación eólica, vienen dadas por la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta P_D(s)} = - \frac{G_P(s)}{1 + (1/R)G_P(s)G_H(s)G_T(s)} \quad (7.5)$$

Si la carga, o la generación eólica, sufre un cambio brusco en forma de escalón, de magnitud M , tendremos que:

$$\Delta P_D(s) = \frac{M}{s} \quad (7.6)$$

con lo que la variación de frecuencia vendrá dada por la ecuación (7.7):

$$\Delta f(s) = - \frac{G_P(s)}{1 + (1/R)G_P(s)G_H(s)G_T(s)} \frac{M}{s} \quad (7.7)$$

La caída de frecuencia final se obtiene por aplicación del Teorema del Valor Final:

$$\Delta f(s) = \lim_{s \rightarrow 0} [s f(s)] = - \frac{K_P}{1 + K_P/R} M = - \frac{M}{D + 1/R} \quad (7.8)$$

siendo

$$\beta = D + \frac{1}{R} \quad (7.9)$$

la *característica de respuesta de frecuencia* del sistema, en (MW/Hz).

Conociendo el valor de β de un sistema eléctrico, podría estimarse la variación de frecuencia correspondiente a una variación de carga, o de generación eólica, de M (MW), según la ecuación (7.10):

$$\Delta f_o = - \frac{M}{\beta} \quad (\text{Hz}) \quad (7.10)$$

Según esta ecuación (7.10), la caída final de frecuencia -tras la aplicación de una carga de M (MW), o la desconexión de un parque eólico, que estuviera generando M (MW)- será inversamente proporcional al valor de la característica de frecuencia β , el cual depende de la carga, entre otros parámetros [Elgerd, 1985].

En un sistema eléctrico, en el que el consumo sea independiente de la frecuencia, el parámetro D será nulo en la ecuación (7.9), con lo que β dependerá únicamente del estatismo R del sistema, según el modelo de la figura 7.7. En tal caso, si todos los grupos síncronos que participan en la regulación P - f del sistema,

operan con un mismo estadismo R -expresado en (%) respecto a sus valores nominales-, el valor de β puede ser calculado según la ec. (7.11):

$$\beta \left(\frac{MW}{Hz} \right) = \frac{P_{reg}(MW)}{\frac{R(\%)}{100} f_{nom}(Hz)} \tag{7.11}$$

siendo P_{reg} la suma de las potencias nominales de todos los grupos en regulación y f_{nom} la frecuencia nominal del sistema.

El valor teórico máximo de β corresponderá al caso en el que todos los grupos síncronos, conectados a red, participen en la regulación de frecuencia y vendrá dado por la ec. (7.11), tomando P_{reg} igual a la sumatoria de las potencias nominales de todos esos grupos.

No obstante, en la práctica, β puede ser inferior a su valor teórico máximo. Este es el caso en el que -esencialmente por motivos económicos- el despacho de cargas se efectúa, de tal forma, que uno o más grupos se encuentran funcionando a máxima potencia, con lo cual éstos no participarían en la regulación, ante un aumento de carga. Este supuesto se generaliza a todos aquellos casos, en los que la reserva de generación individual, de uno o más grupos, sea inferior al incremento de carga que le correspondería según su propio estadismo $R(\%)$.

En la figura 7.8, puede apreciarse la evolución de la frecuencia de un mismo sistema de prueba, ante la desconexión de un parque eólico de 20 MW, en los siguientes casos:

- Caso A:** Todos los grupos síncronos participan en la regulación, siendo $P_{reg}=368$ MW, $R=5\%$ y $f_{nom}=50$ Hz.
- Caso B:** Sólo participan en la regulación dos de los grupos síncronos, de 60 MW y $R=5\%$ cada uno, operando a potencia máxima el resto de los grupos.

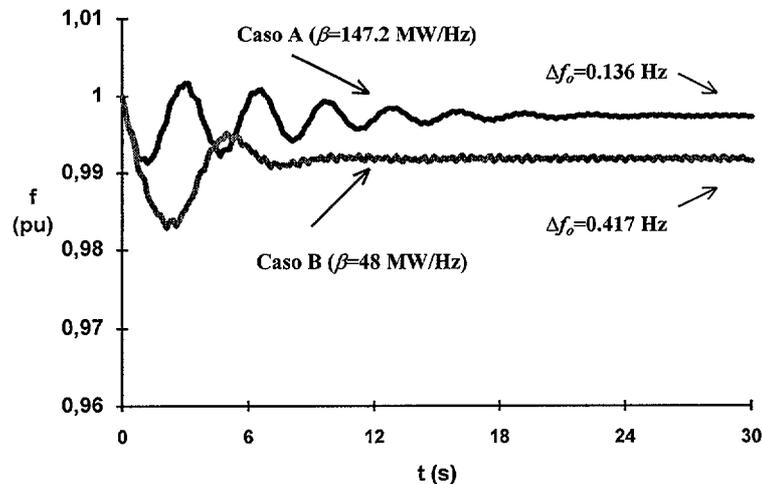


Fig. 7.8 Influencia del parámetro β sobre la frecuencia

Como se puede apreciar en la figura 7.8, los resultados obtenidos mediante simulación del régimen dinámico, coinciden con los que se obtienen por aplicación de las ec. (7.10) y (7.11), en lo que a β y Δf_0 se refiere.

Cálculo y aplicación de la característica de respuesta de frecuencia β en los S.E.E. de Canarias

Para el cálculo del valor teórico máximo de la característica de respuesta β , correspondiente a los sistemas eléctricos de Canarias, se consideran los siguientes supuestos:

1. Cada sistema opera con una reserva rodante de generación, aproximadamente equivalente a la potencia del mayor de sus grupos síncronos.
2. Esta reserva rodante se encuentra distribuida entre todos los grupos, de forma proporcional a la potencia nominal de éstos.
3. Todos los grupos operan con un estatismo R del 5%, respecto a sus valores nominales.

En la Tabla 7.3-1 se muestra el valor teórico máximo de β , obtenido según la ec. (7.11), para los S.E.E. de Canarias. Este valor teórico de β puede ser utilizado a efectos orientativos, a falta de un estudio económico que determine el reparto óptimo de la carga del sistema, entre los diferentes grupos síncronos y parques eólicos.

Sistema	Consumo (MW)	Potencia rodante (MW)	β (MW/Hz)
Lanzarote-Fuerteventura	87	115	46
Gran Canaria	308	368	147.2
Tenerife	265	328	131.2

Tabla 7.3-1 Característica de respuesta de frecuencia de los S.E.E. de Canarias

De la observación de la Tabla 7.3-1, se concluye que la frecuencia presenta una mayor sensibilidad a las variaciones de carga en el sistema Lanzarote-Fuerteventura, siendo mucho menor en el de Gran Canaria y Tenerife.

Una vez que se dispone de estos valores de β , la variación de frecuencia Δf_0 correspondiente a las variaciones de la potencia $M=P_{eol}$ generada por un Parque Eólico -incluyendo las variaciones de viento y la pérdida parcial o total del parque-, se estima de forma aproximada con la ecuación (7.10). Como ejemplo de aplicación, en la figura 7.9 se indica la máxima caída final de frecuencia que podría tener lugar, tras la pérdida de 10 MW de generación eólica, para cada uno de los sistemas analizados. A efectos de comprobación, en la figura 7.10 se muestran los resultados obtenidos mediante simulación del régimen dinámico.

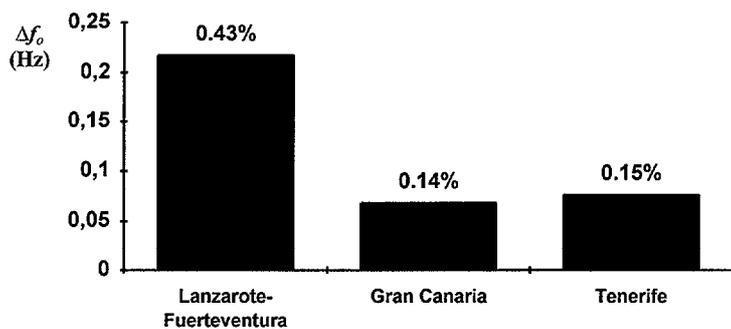


Fig. 7.9 Ejemplo de cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia, en los sistemas eléctricos de Canarias, ante las variaciones de potencia eólica

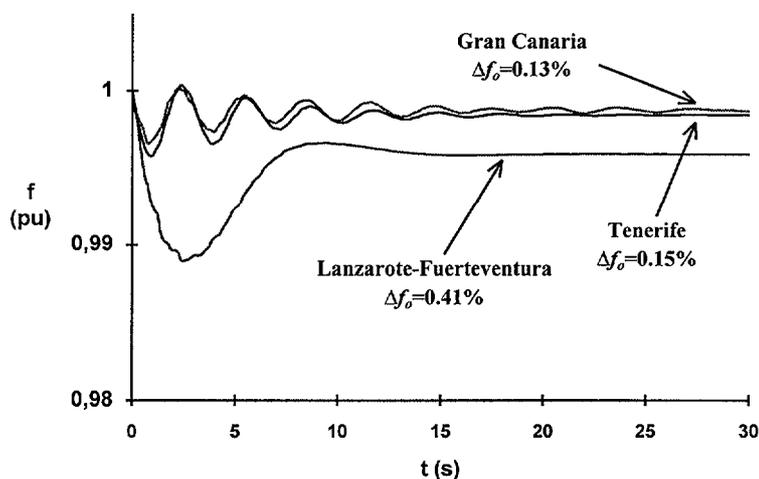


Fig. 7.10 Evolución de la frecuencia en los sistemas eléctricos de Canarias, ante las variaciones de potencia eólica, según simulación del régimen dinámico

7.3.2 Cálculo aproximado de las variaciones de tensión

El régimen dinámico puede ser visto como la transición entre un régimen estacionario de partida y un régimen estacionario final, bajo el supuesto de que la estabilidad del sistema se mantiene. Este planteamiento es utilizado en algunos estudios de los S.E.E., como es el caso del Análisis de Contingencias. En este tipo de estudios, se analizan las consecuencias de una contingencia, comparando el régimen estacionario de partida con el régimen estacionario final, obtenido por simple modificación del anterior y sin considerar régimen transitorio o dinámico alguno [Wood, Wollenberg, 1984].

Por similitud de ambas problemáticas, el planteamiento anterior podría ser aplicado para el cálculo aproximado de las variaciones de tensión, consecuentes a las variaciones de la potencia P_{eol} generada por un Parque Eólico -incluyendo las variaciones de viento y la pérdida parcial o total del mismo-. Para su desarrollo, se cuenta con los modelos aproximados presentados en el capítulo anterior, al analizar el régimen estacionario:

- Método A: Matriz de Impedancias Nodales. Ec. {(7.12) a (7.16)} ó sólo {(7.16) y (7.17)}
- Método B: Teorema de Thevenin. Ec. {(7.18) a (7.21)} ó sólo (7.22)
- Método C: Factores según F.P. exacto (Variaciones unitarias de potencia: $\Delta P_i=1MW, \Delta Q_i=1MVar$). Ec. (7.23)
- Método D: Factores según F.P. exacto (Matriz de Sensibilidades del Jacobiano). Ec. (7.23)

Método A

$$\Delta \mathbf{I}_{G,k} = \mathbf{I}_{G,k}^B - \mathbf{I}_{G,k}^A \cong \Delta \mathbf{S}_k^* = P_{PE} + jQ_{PE} \quad (7.12)$$

$$\Delta \mathbf{V}_i = \mathbf{z}_{ik}' \Delta \mathbf{I}_{G,k} \quad (7.13)$$

$$\mathbf{V}_i^B = \mathbf{V}_i^A + \Delta \mathbf{V}_i \quad (7.14)$$

$$\Delta V_i = \frac{V_i^B - V_i^A}{V_i^A} \quad (7.15)$$

donde

$$\mathbf{z}_{ik}' = \mathbf{z}_{ik} - \frac{\mathbf{z}_{i,bal} \mathbf{z}_{bal,k}}{\mathbf{z}_{bal,bal}} \quad (7.16)$$

$$\Delta V_i = z_{ik}' \sqrt{P_{PE}^2 + Q_{PE}^2} \quad (7.17)$$

Método B

$$\Delta \mathbf{I}_k \cong \Delta \mathbf{S}_k^* = P_{PE} + jQ_{PE} \quad (7.18)$$

$$\Delta \mathbf{V}_k = \mathbf{z}_{kk} \Delta \mathbf{I}_k \quad (7.19)$$

$$\mathbf{V}_k^B = \mathbf{V}_k^A + \Delta \mathbf{V}_k \quad (7.20)$$

$$\Delta V_k = \frac{V_k^B - V_k^A}{V_k^A} \quad (7.21)$$

$$\Delta V_k = z_{cc} \sqrt{P_{PE}^2 + Q_{PE}^2} \quad (7.22)$$

Métodos C y D

$$\Delta V_i = \gamma_{ik}^{VP} P_{PE} - \gamma_{ik}^{VQ} Q_{PE} \quad \forall i = \{PQ\} \quad (7.23)$$

Estos métodos ya fueron analizados en el capítulo 6. En el análisis numérico comparativo efectuado, se encontró que, en el cálculo aproximado de las variaciones de tensión ΔV_i , resultaba más idóneo el Método D, basado en la Matriz de Sensibilidades del Jacobiano $[\mathbf{X}] = [\mathbf{J}]^{-1}$. Los Factores de Sensibilidad $[\gamma_{ij}^{VP}]$ y $[\gamma_{ij}^{VQ}]$ correspondientes a los sistemas eléctricos de Canarias, fueron expuestos en las Tablas 6.4-4 a 6.4-9.

7.4 CONEXIÓN A RED DE UN AEROGENERADOR ASÍNCRONO

7.4.1 Modelos de aplicación

El modelo de generador asíncrono a emplear en el análisis de su conexión a una red eléctrica, es el de máquina asíncrona en régimen transitorio, tal como se hizo al analizar la conexión a un nudo de potencia infinita. También resulta de aplicación el modelo de máquina asíncrona en forma de variables de estado, presentado junto al anterior en el Capítulo 3. Asimismo, la claridad de las curvas ($P-s$) de régimen estacionario es útil en la explicación de algunos aspectos de la conexión.

El proceso de conexión de un aerogenerador asíncrono es un proceso de corta duración y se puede considerar que en él intervienen sólo aspectos eléctricos de la misma, ya que el balance de potencias de las ecuaciones de oscilación de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3) no se ve apreciablemente alterado, debido al reducido valor de la potencia del aerogenerador. En consecuencia, la frecuencia no se ve afectada, lo cual permite la utilización de un modelo de red simplificado.

Por lo tanto, el modelo de red a emplear para el estudio de los primeros instantes de la conexión de un aerogenerador es el utilizado habitualmente en Análisis de Cortocircuitos, basado en el Teorema de Thevenin. De esta forma, los generadores síncronos son modelados como fuentes de tensión constante E' tras la reactancia transitoria x_d' o subtransitoria x_d'' , las cargas se modelan como admitancias constantes y las líneas y transformadores de potencia mediante su correspondiente esquema en π , aunque frecuentemente se pueden despreciar las capacidades y demás parámetros transversales.

De esta forma, es posible representar la red por medio de su equivalente de Thevenin, visto desde el punto de conexión. Este equivalente está compuesto de una fuente de tensión constante V_{TH} tras una impedancia $Z_{TH} = Z_{cc}$, según el esquema de la figura 7.11:

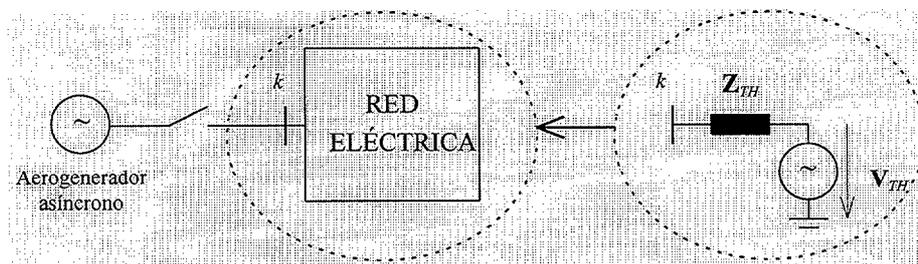


Fig. 7.11 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Equivalente de Thevenin de la red

Si se requiere el estudio del régimen dinámico completo, se necesita el modelo de régimen dinámico de la red y del aerogenerador [Anexo A].

7.4.2 Características del transitorio de la conexión a red

La conexión de un aerogenerador asíncrono a un nudo de potencia infinita fue analizado en el Capítulo 4. Entre sus características principales, se encuentra un alto consumo inicial de potencia reactiva, al que corresponde una corriente inicial de conexión elevada. Al analizar este proceso de conexión, para diferentes valores de la tensión en el nudo de potencia infinita, se vio que el pico inicial de corriente es menos elevado cuanto menor sea el valor de la tensión.

En la conexión a un nudo genérico de la red, en el cual la idealización de nudo de potencia infinita no es admisible, el valor eficaz de la tensión no permanece constante ante la conexión del aerogenerador. Esto se comprueba a continuación, sobre el circuito equivalente aproximado indicado, en el instante inicial de dicha conexión.

En el Capítulo 4 se vio que, en el preciso instante inicial de la conexión, cuando aún no existe campo magnético en la máquina, ésta se puede representar aproximadamente a través de su reactancia magnetizante. En ese instante, el circuito equivalente aproximado de la conexión sería el de la figura 7.12:

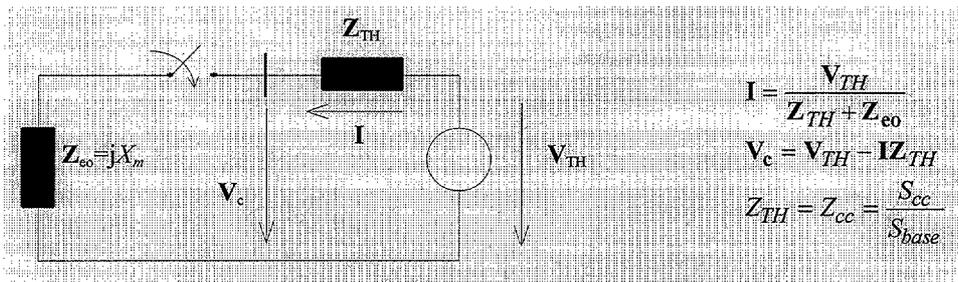


Fig. 7.12 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Circuito equivalente aproximado, en el instante inicial

Según el circuito equivalente de la figura 7.12, la presencia de la impedancia Z_{TH} se traduce en un menor consumo inicial de corriente y en una caída de tensión en bornes del generador $\Delta V_b = \Delta V_c$, con respecto a la conexión a un nudo de potencia infinita. Se estaría, así, en un caso de conexión a tensión inferior a la nominal, como los descritos en el Capítulo 4.

Al objeto de evaluar la influencia de las condiciones en que se realiza la conexión, sobre estas variaciones de tensión, así como sobre las de corriente y otras variables, a continuación se procede a la simulación del transitorio de conexión.

Simulaciones del transitorio, según modelo dinámico del generador asíncrono

En la Tabla 7.4-1 se indican los valores iniciales obtenidos en el estudio de la conexión de un aerogenerador asíncrono tipo de 180KW, según las condiciones en que ésta se produzca. Para el generador se hace uso del modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio [Anexo A] y para la red, del equivalente de Thevenin. Las diferentes condiciones de conexión consideradas son las siguientes:

	$s_{\theta}=0$										$s_{\theta}=+10\%$										$s_{\theta}=-10\%$									
	con trafo.										con trafo.										con trafo.									
	$\varphi=90^{\circ}$					$\varphi=45^{\circ}$					$\varphi=90^{\circ}$					$\varphi=45^{\circ}$					$\varphi=90^{\circ}$					$\varphi=45^{\circ}$				
S_{cc}/P_{nom}	∞	∞	30	20	10	1	30	20	10	1	∞	∞	30	20	10	1	30	20	10	1	∞	∞	30	20	10	1	30	20	10	1
$\Delta V_b(\%)$	0	6.5	18.2	23.1	34.6	82.4	15.8	19.9	30.7	81.7	0	6.5	18.2	23.1	34.6	82.4	15.8	19.9	30.7	81.7	0	6.5	18.2	23.1	34.6	82.4	15.8	19.9	30.7	81.7
$I(\text{pu})$	4.6	4.3	3.8	3.6	3.2	1.4	3.9	3.7	3.1	1.0	4.6	4.3	3.8	3.6	3.2	1.7	3.9	3.7	3.1	1.0	4.6	4.3	3.8	3.6	3.3	1.5	3.9	3.8	3.2	1.0
$P_1(\text{pu})$	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.0	-0.2/-1.3	-0.2/-1.2	-0.2/-1.1	-0.2/-1.0	-0.2/-0.9	-0.0/-0.3	-0.2/-1.0	-0.2/-0.9	-0.2/-0.8	-0.0/-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.0
$P_2(\text{pu})$	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.6	1.4	1.4	1.4	0.4	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	0.8	1.7	1.7	1.6	0.6	1.8	1.7	1.4	1.4	1.0	0.3	1.5	1.5	1.1	0.2
$Q_2(\text{pu})$	-4.6	-4.1	-3.2	-2.9	-2.2	-0.4	-3.2	-2.9	-2.1	-0.2	-4.6	-4.1	-3.2	-2.9	-2.2	-0.7	-3.2	-2.9	-2.1	-0.2	-4.6	-4.1	-3.2	-2.9	-2.2	-0.4	-3.2	-2.9	-2.1	-0.2
$s_{min}(\%)$	-3.3	-3.4	-3.7	-3.8	-4.1	-	-3.5	-3.6	-3.9	-	-4.2	-4.2	-4.4	-4.5	-4.8	-	-4.3	-4.3	-4.5	-	-11	-11	-11	-11	-	-	-11	-11	-	-
$\cos\varphi$	0.04	0.05	0.03	0.03	0.04	0.02	0.03	0.03	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.04	0.01	0.03	0.03	0.03	0.02	0.04	0.05	0.03	0.03	0.03	0.05	0.03	0.03	0.04	0.01
$\Delta V_c(\%)$	0	0	13	18	30	81	10	14	26	80	0	0	13	18	30	81	10	14	26	80	0	0	13	18	30	81	10	14	26	80

- $\Delta V_b(\%)$ Caída inicial de tensión en bornes
 $I(\text{pu})$ Corriente inicial de conexión
 $P_1(\text{pu})$ Consumo inicial de potencia activa
 $P_2(\text{pu})$ Máximo de generación de potencia activa
 $Q_2(\text{pu})$ Consumo inicial de potencia reactiva
 $s_{min}(\%)$ Mínimo deslizamiento
 $\cos\varphi$ Factor de potencia inicial
 $\Delta V_c(\%)$ Caída inicial de tensión en el punto de conexión

Tabla 7.4-1 Resumen de valores iniciales en la conexión a red de un aerogenerador asincrono

- velocidad inicial: sincrona ($s_p=0$), subsíncrona ($s_p=+10\%$, como motor) o supersíncrona ($s_p=-10\%$)
- conexión directa o a través de transformador
- impedancia de cortocircuito Z_{cc} de la red puramente inductiva o con carácter resistivo
- potencia de cortocircuito S_{cc} del punto de conexión: infinita o 30, 20, 10, 1 veces la Potencia Nominal del generador

En este estudio, destacan las siguientes observaciones:

- Las mayores caídas de tensión ΔV_c , en el punto de conexión, se obtienen para los valores más pequeños de Z_{TH} . Hablando en términos de Potencias de Cortocircuito ($Z_{TH} = Z_{cc} = S_{cc}/S_{base}$), se diría que las mayores caídas de tensión ΔV_c se obtienen para los valores más pequeños de S_{cc} , produciéndose conexión inestable para $S_{cc} = P_{nom}$. Para el caso de $s_p=0\%$ y conexión a través de transformador, los resultados son los de la figura 7.13:

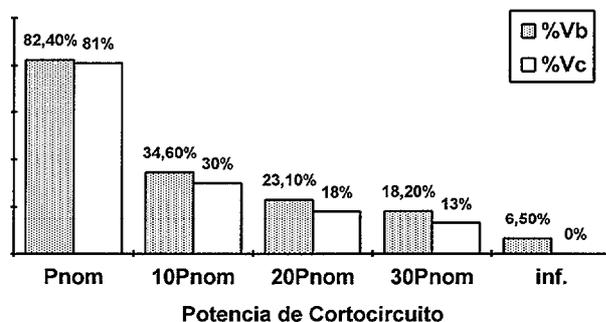


Fig. 7.13 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Caída de tensión inicial, para diferentes valores de S_{cc}

- Al ser mayor la caída inicial de tensión, el consumo inicial de corriente I y de potencia reactiva Q es menor cuanto menor es la Potencia de Cortocircuito del punto de conexión (fig. 7.14). Por ejemplo, para Potencias de Cortocircuito del orden de $S_{cc}=20P_{nom}$, la potencia reactiva inicial Q fue de sólo 2.9 veces su valor nominal, con consumo inicial de corriente de sólo 3.6 veces la nominal, para el caso de $s_p=0\%$ y conexión a través de transformador:

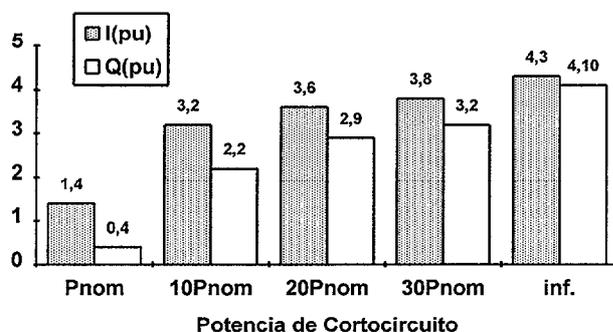


Fig. 7.14 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Corriente y consumo de potencia reactiva iniciales, para diferentes valores de S_{cc}

Cualquier impedancia añadida entre el aerogenerador asíncrono y el punto de conexión, significa un aumento de la impedancia Z_{eo} antes del punto de conexión. Éste es el caso de la conexión a través de transformador, así como el de una posible línea B.T. entre el aerogenerador y el transformador (fig. 7.15). Esta impedancia añadida equivale de hecho a una disminución de la Potencia de Cortocircuito a efectos de conexión, por lo que la caída inicial de tensión en bornes ΔV_b es mayor que en el caso de conexión directa.

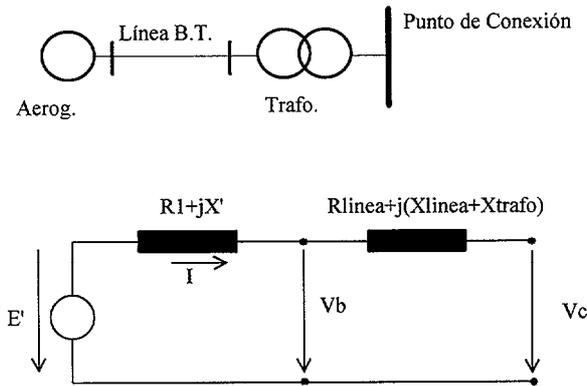


Fig. 7.15 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Impedancias añadidas entre el aerogenerador y la red

A consecuencia de la mayor impedancia Z_{eo} , debida a la presencia de un transformador, el consumo inicial de potencia reactiva Q y de corriente I es algo menor, mientras que la tensión en el punto de conexión sufre menos variación y los posibles receptores y otros generadores a él conectados se ven así menos afectados. Para el caso de $s_c=0\%$ y conexión a través de transformador, los resultados son los de la figura 7.16:

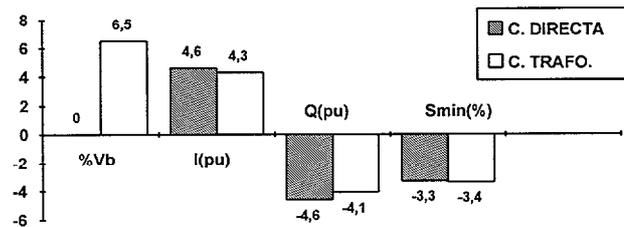


Fig. 7.16 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono. Influencia de la presencia de transformador en los valores iniciales de la conexión

En algunos puntos de la red, la impedancia de cortocircuito Z_{cc} no es puramente inductiva, sino que presenta un cierto carácter resistivo ($\varphi_{cc} < 90^\circ$), como ocurre en las redes de distribución en M.T. y B.T. En los casos analizados (fig. 7.17), la caída inicial de tensión fue de un 1% a un 4% menor que con $\varphi_{cc} = 90^\circ$, afectando tanto a la tensión en bornes V_b como a la tensión en el punto de conexión V_c . Los valores iniciales de potencia reactiva y corriente no se vieron apreciablemente afectados por este factor. En la figura 7.7 a) y b) se indica los resultados de ΔV_b y ΔV_c obtenidos, para diferentes valores de la Potencia de Cortocircuito S_{cc} del punto de conexión, en los dos casos mencionados:

$$a) \mathbf{Z}_{cc} = jX_{cc} \quad (\varphi_{cc} = 90^\circ)$$

$$b) \mathbf{Z}_{cc} = R_{cc} + jX_{cc} \quad (\varphi_{cc} < 90^\circ)$$

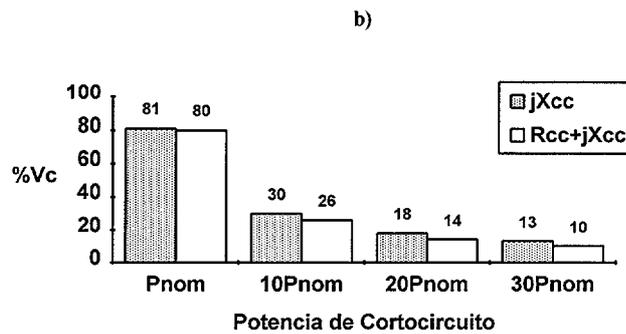
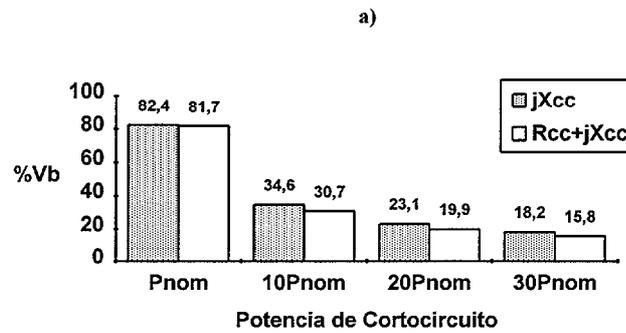


Fig. 7.17 Conexión a red de un aerogenerador asíncrono.
Influencia del carácter resistivo de \mathbf{Z}_{cc} sobre los valores iniciales de la conexión

Tras el planteamiento expuesto, se llega a la conclusión final de que la conexión a red de un aerogenerador asíncrono no afecta al régimen dinámico del sistema eléctrico.

7.5 CONEXIÓN A RED DE UN PARQUE EÓLICO

7.5.1 Escalonamiento temporal de la conexión

Tal como se vio en el apartado 7.4 anterior, la conexión de un aerogenerador asíncrono a la red requiere un consumo inicial de potencia reactiva Q que produce una caída de tensión ΔV_c en el punto de conexión, en el instante inicial. La magnitud de esta ΔV_c , así como la cantidad de potencia reactiva Q consumida inicialmente, depende de varios factores, como allí se analizó, siendo la potencia nominal del aerogenerador y la potencia de cortocircuito S_{cc} del punto de conexión los más importantes, según el modelado aplicado (fig. 7.18).

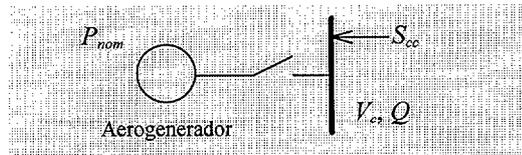


Fig. 7.18 Conexión a red de un aerogenerador síncrono. Factores de mayor influencia en la caída inicial de tensión

La conexión simultánea de varios o todos los aerogeneradores asíncronos de un Parque Eólico, como el de la figura 7.19, produciría una caída de tensión inicial ΔV_c , en el punto de conexión, que podría afectar negativamente a otros generadores y/o receptores. La solución a este problema consiste normalmente en asegurar que la conexión de los diferentes aerogeneradores de un Parque Eólico se realice de forma escalonada en el tiempo -cada 2 ó 5 minutos, por ejemplo-, evitando así el consumo simultáneo de potencia reactiva Q y las consecuencias anteriormente citadas.

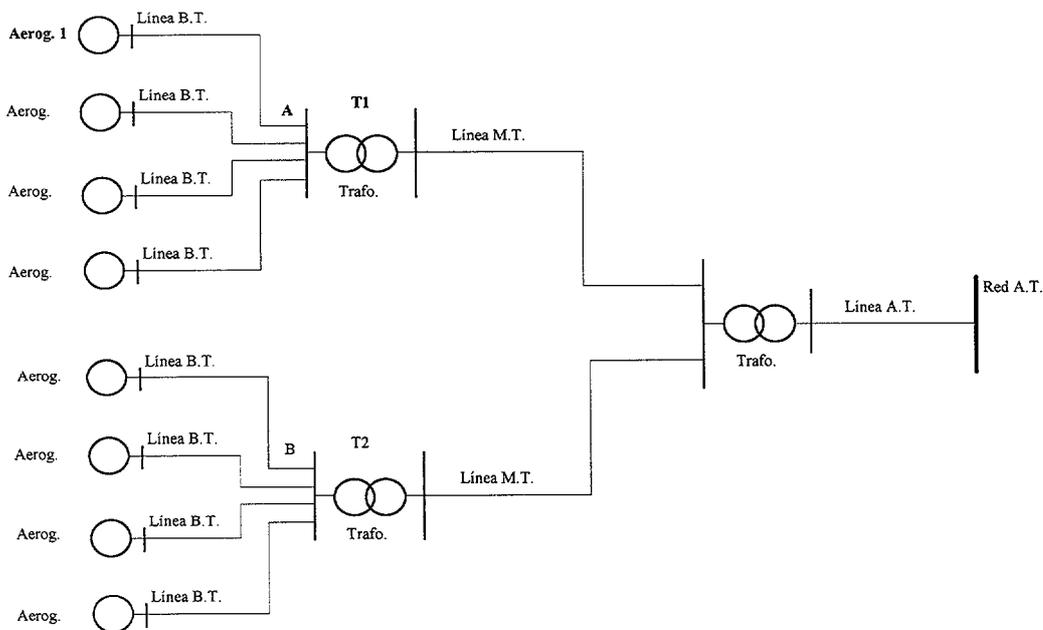


Fig. 7.19 Conexión a red de una Parque Eólico. Escalonamiento de la conexión de los diferentes aerogeneradores

De este modo, el modelo adecuado para el estudio transitorio de la conexión de un parque eólico, se reduce a la utilización secuencial del circuito expuesto en el apartado 7.4.

7.5.2 Estabilidad de los generadores asíncronos de un Parque Eólico

En el Capítulo 4, se procedió al estudio de la estabilidad de un generador asíncrono, al variar su tensión en bornes, así como al de la influencia del viento sobre la estabilidad. Ante elevadas disminuciones de la tensión aplicada V_b , o ante elevados incrementos de la potencia eólica actuante P_{eol} , se puso de manifiesto que el aerogenerador asíncrono puede perder su estabilidad, embalsándose sin posibilidad de recuperación.

En el caso de los aerogeneradores de un Parque Eólico, conectado a red, las principales causas de una caída de la tensión en bornes V_b , que pongan en peligro su estabilidad, son las siguientes:

- Conexión de otro aerogenerador
- Faltas y maniobras en la red

En estos casos, la caída de tensión ΔV_b que se produce afecta a la ecuación electromecánica de los aerogeneradores en funcionamiento, entrando en régimen dinámico. Según la ec. (7.4), el aerogenerador detecta una disminución de carga y aumenta su velocidad. Si la disminución de carga resulta excesiva (T_e excesivamente bajo), no se encontrará un nuevo punto de funcionamiento estable en régimen estacionario, con lo que el aerogenerador asíncrono perderá su estabilidad. En el Capítulo 4 se vio que esto ocurría cuando la curva de par T_e , en régimen estacionario, quedaba por debajo de la curva de par mecánico T_e .

Influencia de la conexión de un aerogenerador sobre otros en funcionamiento

El escalonamiento temporal en la conexión de los aerogeneradores de un Parque Eólico, minimiza los efectos negativos que para el sistema eléctrico en su conjunto supondría un alto consumo inicial de potencia reactiva, pero no asegura que el correcto funcionamiento de un aerogenerador no se vea afectado por el proceso de conexión de otro aerogenerador vecino. Frecuentemente, los generadores de un Parque Eólico son agrupados en torno a un transformador B.T.-M.T. común, como en la figura 7.20.

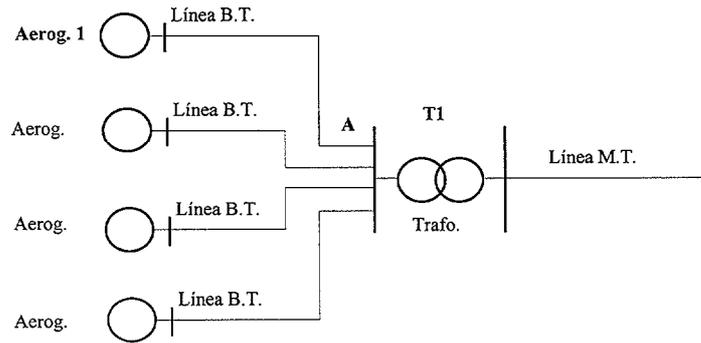


Fig. 7.20 Influencia de la conexión de un aerogenerador sobre otros aerogeneradores del mismo Parque Eólico

En tal caso, la conexión de un aerogenerador asíncrono, como el Aerog. 1 de la figura 7.20, provoca una caída de tensión ΔV_A en los bornes B.T. del transformador común T_1 . Esta caída ΔV_A podría ser suficiente para que alguno de los aerogeneradores vecinos, conectados al mismo punto A, viera alterado su régimen de funcionamiento.

Si la caída de tensión ΔV_A es considerable, determinados aerogeneradores vecinos podrían iniciar un proceso dinámico inestable por reducción de tensión, tal como fue descrito en el Capítulo 4. Se produciría así su embalamiento y posterior desconexión de la red, por actuación de las protecciones correspondientes. Este embalamiento sería extensible al aerogenerador que está intentando acoplarse a la red, en un proceso de conexión inestable como el analizado en el Capítulo 4.

Esta pérdida de generación correspondiente a la desconexión de un grupo de aerogeneradores, como el anteriormente considerado, podría provocar oscilaciones de tensión y de potencia en el resto del Parque Eólico, de graves consecuencias para el mismo. Por lo tanto, es preciso garantizar que la conexión de un aerogenerador no produce caídas de tensión elevadas, en el interior del parque eólico, limitando su corriente de conexión, como se vio en el capítulo 3.

Faltas y maniobras en la red

Los aerogeneradores de un Parque Eólico, también pueden perder su estabilidad como consecuencia de cualquier falta o maniobra en la red, que provoque un descenso de los niveles de tensión en la misma [Feijóo, Cidrás, Medina, 1994].

Como ejemplo, al analizar la integración de Parques Eólicos en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, se observó que las caídas de tensión producidas en la red ante diferentes perturbaciones, conducían al embalamiento y posterior desconexión de todos los aerogeneradores de un Parque Eólico [Dominguez, Cidrás, Medina y otros, 1994].

En la figura 7.21 se ilustran dos casos. En el primero de ellos (caso A), la perturbación consistió en un cortocircuito de corta duración, cercano al Parque que

perdía la estabilidad. En el segundo (caso B), se trató de la apertura de una línea de interconexión, con lo que el exceso de carga hacía caer las tensiones del sistema aislado.

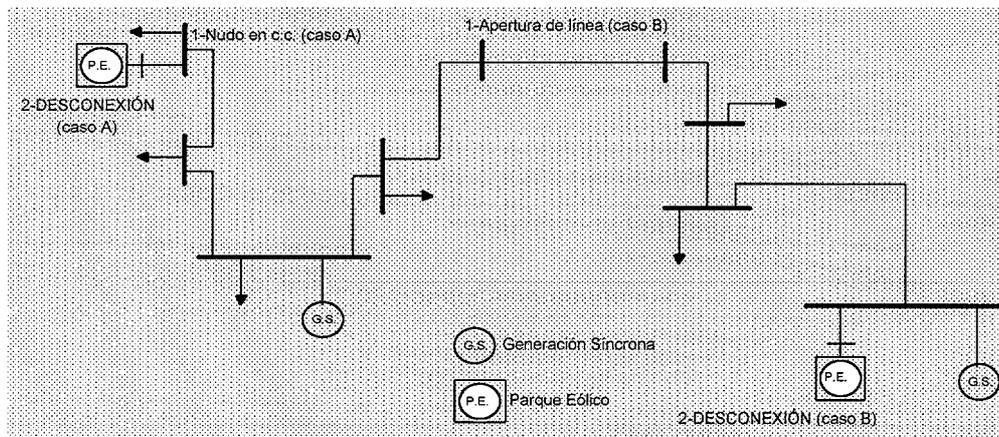


Fig. 7.21 Pérdida de estabilidad de los aerogeneradores de un P.E. al disminuir la tensión. Caso A: por cortocircuito. Caso B: Por apertura de una línea

7.5.3 Conclusiones

El escalonamiento temporal de la conexión, por la pequeña potencia de cada escalón, origina efectos muy reducidos en las oscilaciones del Régimen Dinámico de las máquinas síncronas del sistema, como se desprende de las ecuaciones de oscilación de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3).

La utilización, en cada aerogenerador, de dispositivos adecuados para realizar una conexión suave -ya sea mediante reostatos, reactancias o semiconductores- se hace aún más necesaria, si cabe, en el interior de Parques Eólicos, debido a la gran influencia que ejerce la tensión en bornes sobre el funcionamiento de los generadores asíncronos. Mediante dispositivos de conexión suave, se garantiza que el proceso de conexión de un aerogenerador no afecta a la estabilidad de los demás.

En consecuencia, para efectos del Régimen Dinámico, la conexión de un Parque Eólico, en general, no causa perturbaciones ni problemas de estabilidad y variaciones de frecuencia apreciables.

La estabilidad de los generadores asíncronos de un Parque Eólico, conectado a red, puede verse afectada por perturbaciones o maniobras en la red, que impliquen una caída de tensión apreciable en los nudos del interior del Parque. Lógicamente, el exceso de viento trae las mismas consecuencias que en el caso de un aerogenerador conectado a un nudo de potencia infinita. En ambos casos, los aerogeneradores serían desconectados de la red -por medio de las protecciones correspondientes-, con las consecuencias que serán analizadas a continuación, al tratar el caso de desconexión de un Parque Eólico.

7.6 DESCONEXIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

7.6.1 Introducción. Modelos

Entre las causas de desconexión de un Parque Eólico, pueden citarse las siguientes:

- Actuación de las protecciones generales del Parque, ante faltas internas
- Actuación de los dispositivos generales de mando y control, ordenada por el operador del sistema
- Actuación de las protecciones de sobrevelocidad de los aerogeneradores, ante el exceso de viento

En general y en lo que al Régimen Dinámico se refiere, cabe plantearse una comparación entre la gravedad de las consecuencias de la desconexión de un Parque Eólico y la pérdida de un generador síncrono que estuviese generando la misma potencia. Los alternadores síncronos de una Central Eléctrica convencional inyectan potencia activa P y potencia reactiva Q en la red, siendo ésta última especialmente importante en lo que al mantenimiento de los niveles de tensión en la red se refiere: a mayor potencia reactiva inyectada Q , mayor tensión V . Por lo tanto, en la desconexión de un alternador síncrono (fig. 7.22) existe pérdida de potencia activa P y también de potencia reactiva Q .

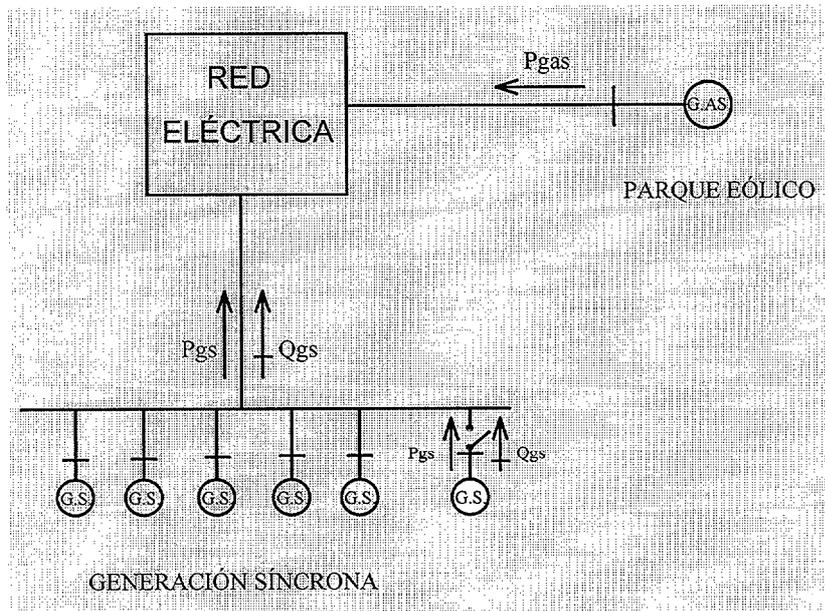


Fig. 7.22 Pérdida de un generador síncrono

Salvo en el caso de una compensación de reactiva excesiva, a través de las baterías de condensadores instaladas, un Parque Eólico no tiene por qué aportar energía reactiva a la red. En consecuencia, la desconexión de un Parque Eólico supone para el sistema una pérdida de potencia activa P , pero no de reactiva. Por ello, los efectos serían en principio menos perjudiciales para la estabilidad de las tensiones del sistema, que la pérdida de un generador síncrono que estuviese generando la misma potencia activa.

Por otra parte, la frecuencia de servicio en un sistema eléctrico viene determinada por la velocidad de rotación de los alternadores síncronos presentes. Recordando las ecuaciones de oscilación (ec. 7.2 y 7.3), cuanto mayor es la inercia

total $H_T = \sum_{i=1}^n H_i$ de la generación síncrona del sistema, menores son las posibilidades de variación de la frecuencia ante variaciones de carga y otras perturbaciones.

Cuando se pierde un alternador síncrono, la inercia H_T del sistema disminuye, mientras que la pérdida de generación asíncrona no supone el mismo efecto, ya que la frecuencia la fijan los síncronos. Por lo tanto, se concluye que la pérdida de un alternador síncrono es más grave para la estabilidad de la frecuencia de red, que la pérdida de un Parque Eólico.

No obstante, hay que señalar que para niveles de penetración eólica considerables, algunos grupos de generación convencional podrían quedar funcionando fuera de sus niveles admisibles, lo cual aconsejaría su parada. En tal caso y como consecuencia de la presencia de generación eólica, el Sistema Eléctrico estaría funcionando con una inercia total H_T inferior al valor correspondiente a penetración eólica cero. De esta forma, la frecuencia sería más sensible a perturbaciones y ello contribuye a justificar el análisis de la desconexión de los Parques Eólicos, como perturbación importante a considerar. Como ya se adelantó en el Capítulo 5, en esta tesis no se contempla el caso de parada de grupos síncronos, tras la integración eólica, por los motivos allí expuestos.

Como se vio en el Capítulo 6, la presencia de un Parque Eólico implica una modificación del perfil de tensiones, en régimen estacionario, en el punto de conexión y puntos eléctricamente cercanos, así como una posible alteración de los flujos de potencia a través de las líneas de transporte correspondientes. Análogamente, la desconexión de ese Parque Eólico producirá el efecto contrario, con tendencia a restablecer los perfiles de tensiones y potencias existentes en ausencia del mismo.

Como a la inyección de potencia activa P procedente de una instalación eólica le corresponde un incremento de la tensión en el punto de conexión (ligeramente atenuado o incluso, en ocasiones, aumentado por la potencia reactiva), la desconexión de un Parque Eólico rebaja el módulo de la tensión en dicho punto (fig. 7.23) y sus cercanías, en lo que al régimen estacionario se refiere.

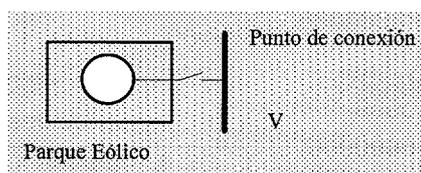


Fig. 7.23 Punto de conexión de un Parque Eólico a la red

El paso de un régimen estacionario a otro, motivado por la desconexión del Parque Eólico, tendrá lugar a través de un proceso dinámico de reajuste de tensiones y potencias en el sistema eléctrico. Dependiendo de la dimensión del Sistema Eléctrico en relación al Parque Eólico (potencia eólica generada frente a la carga del sistema), se podrá observar oscilaciones de tensión y frecuencia de diferente magnitud, que se irán amortiguando hasta llegar al nuevo régimen estacionario. Para que el sistema se mantenga en su estado normal de operación, las posibles variaciones de tensión y frecuencia han de verse acotadas en un rango limitado de valores.

Modelado en caso de Parque Eólico de pequeño tamaño

Si el Parque Eólico es pequeño en relación al Sistema Eléctrico, la pérdida de potencia correspondiente, por su reducido valor, no afectará al balance de potencias de las ecuaciones de oscilación de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3), de forma apreciable. En consecuencia, la frecuencia del sistema no se verá afectada, lo cual permite la caracterización del sistema de forma aproximada, sin necesidad de acudir al empleo de las ecuaciones dinámicas del mismo.

Si únicamente interesan las variaciones de tensión a esperar, puede hacerse uso de métodos aproximados, como aquellos a los que se hizo referencia en el aptdo. 7.3 (Métodos A, B, C y D).

Para el estudio del transitorio de desconexión, ha de emplearse el modelo dinámico completo del sistema, o un modelo de red simplificado. Este modelo puede ser el habitualmente utilizado en Análisis de Cortocircuitos, basado en el Teorema de Thevenin, con lo que la red puede ser reducida a su equivalente de Thevenin (fig. 7.24).

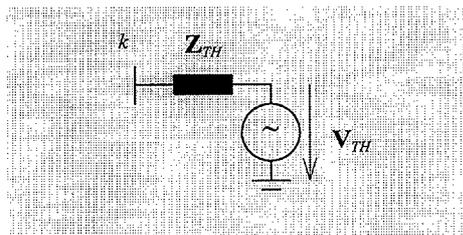


Fig. 7.24 Equivalente de Thevenin de una red eléctrica, para el estudio de la desconexión de un Parque Eólico de pequeño tamaño

Modelado en caso de Parque Eólico de gran tamaño

En el caso de Parques Eólicos de gran tamaño, la potencia eólica perdida puede afectar al balance de potencias de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3). En tal caso, a las variaciones de tensión le acompañarán variaciones de frecuencia, como se comprobará en el aptdo. siguiente.

En consecuencia, se necesita el modelo dinámico completo del sistema eléctrico, para el estudio del proceso dinámico de la desconexión. Los métodos aproximados, como los referidos en el aptdo. 7.3, permiten el cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia (fig. 7.7) y la estimación aproximada de las variaciones de tensión (Métodos A, B, C y D), bajo las consideraciones allí realizadas.

7.6.2 Efecto sobre la red

En el sistema eléctrico simple indicado en la figura (7.25), el generador síncrono es representado por medio de su modelo dinámico en régimen transitorio (Anexo A), incluyendo su ecuación de oscilación (ec. 7.2 y 7.3).

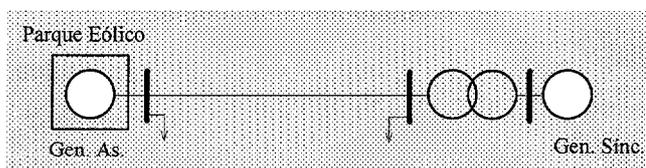


Fig. 7.25 Sistema eléctrico de prueba, para el estudio de la desconexión de un P.E.

Si el generador síncrono que se considera está dotado de una inercia elevada, como correspondería a sistemas eléctricos de gran dimensión [Anexo C], los efectos de la desconexión del Parque Eólico y de otras perturbaciones se traducirían en variaciones de tensión pero no de frecuencia, ya que la alta inercia del generador evitará cualquier modificación de su velocidad (ec. 7.2). Para un Parque Eólico de 4MW y una generación síncrona de inercia $H_{sinc}=8025$ s., los resultados numéricos obtenidos mediante simulación muestran una velocidad inalterable, tras la desconexión del parque (fig. 7.26).

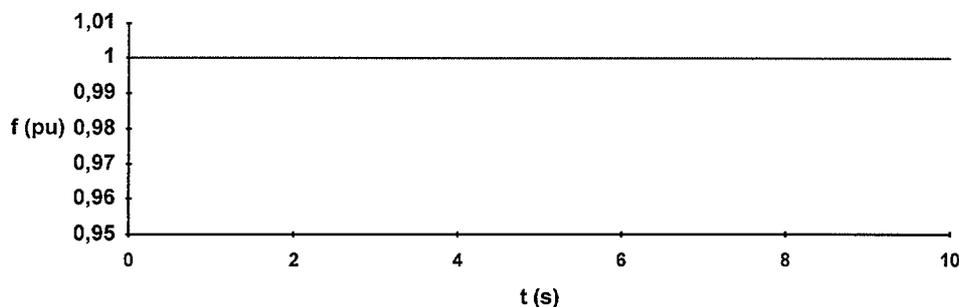


Fig. 7.26 Evolución de la frecuencia, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{PE}=4$ MW ($H_{sinc}=8025$ s)

La evolución de la tensión en el punto de conexión, tras la pérdida del Parque Eólico, puede observarse en la siguiente gráfica (fig. 7.27):

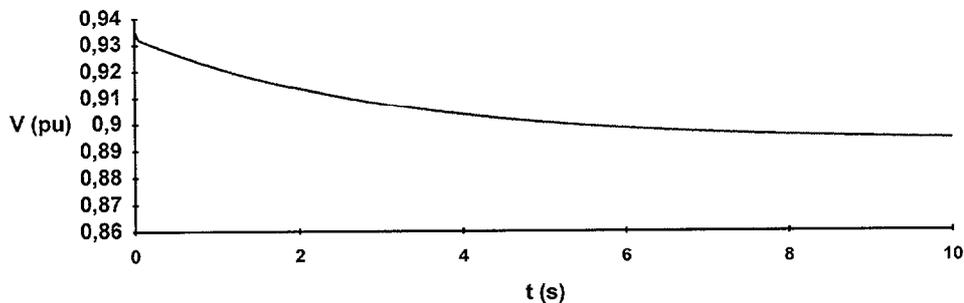


Fig. 7.27 Evolución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4\text{MW}$ ($H_{sinc}=8025\text{s}$)

Lógicamente, entre mayor sea la potencia eólica perdida, en relación a la generación síncrona, mayor resultará la disminución de tensión en el punto de conexión. En las gráficas siguientes, (7.28) a (7.30) -obtenidas tras múltiples simulaciones de R.D.- se muestra esta tendencia, expresando la potencia eólica en relación a tres magnitudes diferentes:

- Potencia nominal de la generación síncrona
- Potencia de cortocircuito del punto de conexión
- Carga local ubicada en dicho punto

Al objeto de aislar sus efectos de los de la variación de tensión analizada, se ha evitado cualquier variación de frecuencia manteniendo constante y elevada la inercia H_{sinc} de la generación síncrona.

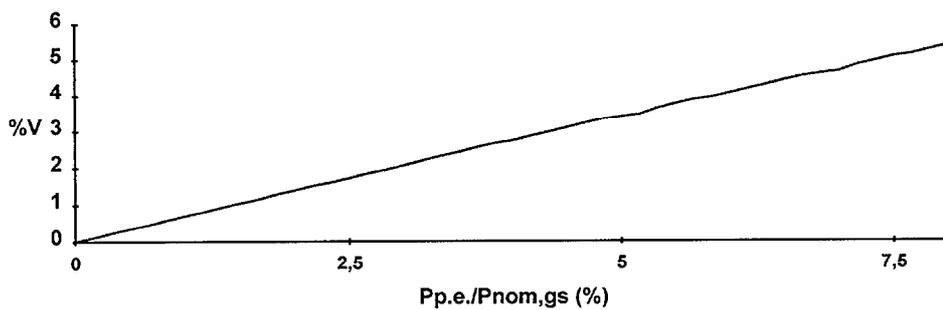


Fig. 7.28 Disminución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4\text{MW}$, para diferentes valores de la potencia nominal de la generación síncrona ($H_{sinc}=8025\text{s}$)

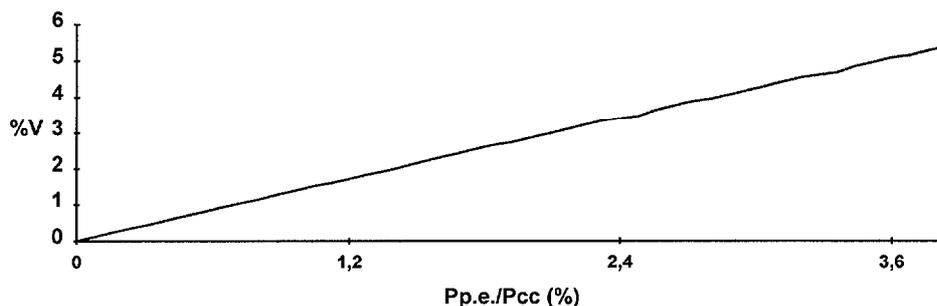


Fig. 7.29 Disminución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{PE}=4\text{MW}$, para diferentes valores de la potencia de cortocircuito, en el punto de conexión ($H_{sinc}=8025\text{s}$)

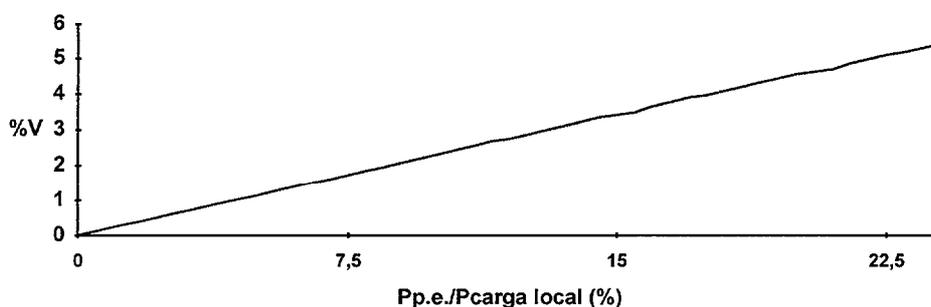


Fig. 7.30 Disminución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{PE}=4\text{MW}$, para diferentes valores de la carga, en el punto de conexión ($H_{sinc}=8025\text{s}$)

De acuerdo con la Ecuación de Oscilación (ec. 7.2), si la inercia del generador síncrono H_{sinc} no fuese tan elevada, como correspondería a sistemas eléctricos de pequeño tamaño [Anexo C], la frecuencia ya no se mantendría inalterable, decreciendo tras la pérdida de generación eólica.

Para una inercia $H_{sinc}=2.80\text{ s}$, el sistema de prueba analizado presentaría la siguiente evolución en frecuencia ante la pérdida de 4.8MW de generación eólica (fig. 7.31):

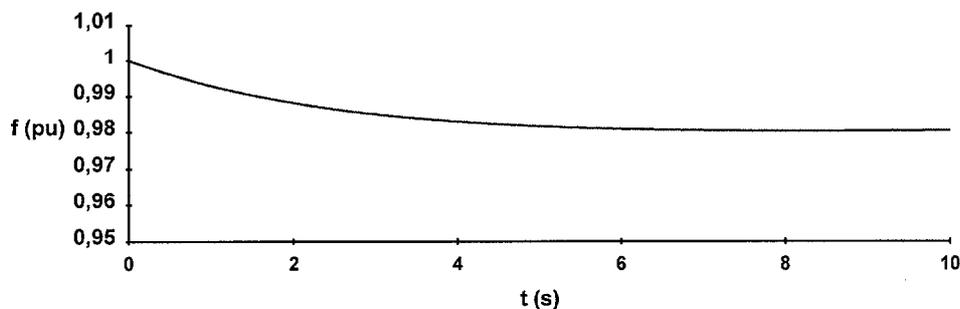


Fig. 7.31 Evolución de la frecuencia, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{PE}=4.8\text{MW}$ ($H_{sinc}=2.80\text{s}$)

En cambio, la evolución de la tensión sería similar en ambos casos ante la misma perturbación (fig. 7.32).

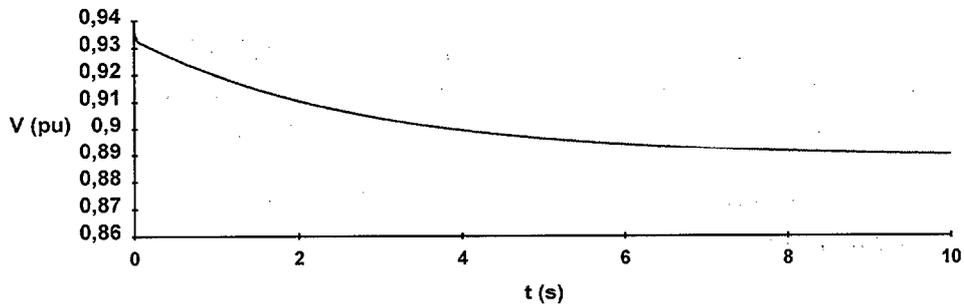


Fig. 7.32 Evolución de la tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$ ($H_{sinc}=2.80\text{s}$)

Repitiendo el estudio anterior para diferentes valores de la inercia correspondiente a la generación síncrona considerada, se obtienen las gráficas de frecuencia y tensión (7.33) y (7.34), en las que se indican los valores finales de caídas de frecuencia y de tensión.

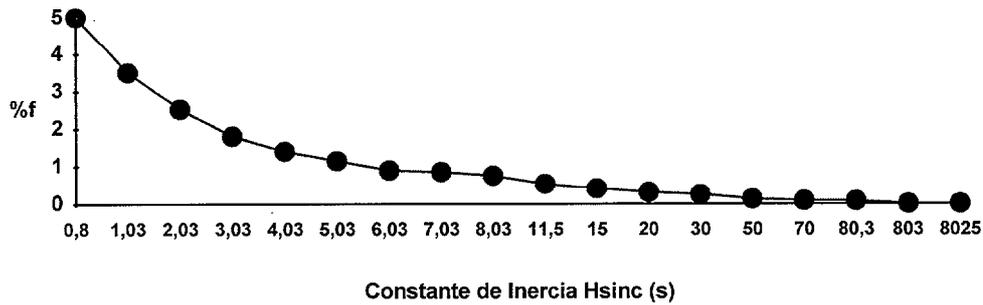


Fig. 7.33 Disminución de frecuencia, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$, para diferentes valores de la constante de inercia H_{sinc} de la generación síncrona ($S_{base}=75\text{MVA}$)

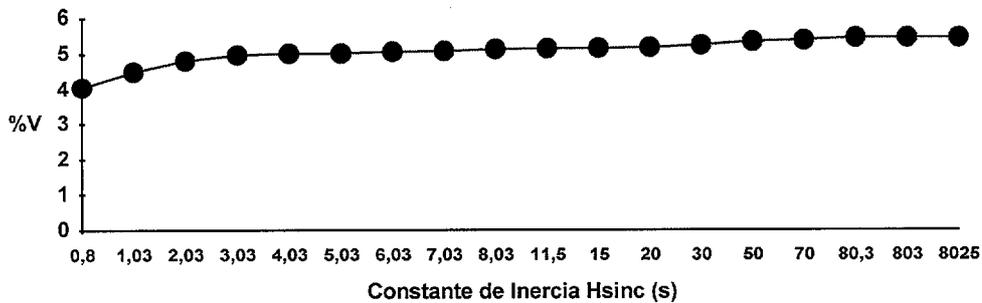


Fig. 7.34 Disminución de tensión, tras la desconexión de un Parque Eólico de $P_{pe}=4.8\text{MW}$, para diferentes valores de la constante de inercia H_{sinc} de la generación síncrona ($S_{base}=75\text{MVA}$)

A la vista de los resultados obtenidos en el estudio realizado, se llega a las siguientes conclusiones:

- Tras la desconexión de un Parque Eólico, la frecuencia sólo es constante para valores elevados en la inercia de la generación síncrona H_{sinc} , como corresponde a sistemas eléctricos de gran dimensión.
- A medida que disminuye el tamaño de un Sistema Eléctrico, la inercia asociada a él es menor y la frecuencia se verá cada vez más afectada, ante cualquier perturbación.
- La simple representación de un Sistema Eléctrico por medio de su equivalente de Thevenin no es adecuada para sistemas de pequeña dimensión, cuando se trata de analizar los efectos de la desconexión de un Parque Eólico de un orden de magnitud no despreciable respecto al Sistema.
- Estas consecuencias de la desconexión de un Parque Eólico son extrapolables a la consideración de otros tipos de perturbaciones, como puedan ser: pérdida de generación síncrona, aplicación o pérdida brusca de una carga importante, apertura de una línea de transporte, cortocircuitos, etc. En todos estos casos, cuando la inercia del sistema sea pequeña, habrá que esperar también variaciones en la frecuencia y no sólo en las tensiones.
- En caso de que la frecuencia pueda sufrir variaciones, es necesario contemplar el comportamiento dinámico de la generación síncrona, considerando sus ecuaciones eléctricas y electrodinámicas.

7.6.3 Estabilidad de la generación síncrona

Como se acaba de ver, al estudiar sus efectos sobre la red, la desconexión de un Parque Eólico produce una disminución de la velocidad de los generadores síncronos del sistema, según la ec. (7.2). Esta disminución de velocidad es apreciable sólo cuando la potencia eólica perdida afecta al balance de potencias de dicha ec. (7.2) $[P_m(t) - P_e(t)]$. En consecuencia, la desconexión de un Parque Eólico que esté generando una potencia reducida, en comparación con la carga, no tiene efectos sobre la estabilidad de los generadores síncronos del sistema.

Cuando la potencia eólica perdida no es pequeña, en relación a la carga del sistema, cada generador síncrono ve reducida su velocidad, en función del grado en que se vea afectada su propia ecuación de oscilación (7.2). En el caso de que existan generadores síncronos diferentes en el sistema, con diferentes constantes de inercia H , la disminución inicial de velocidad puede ser diferente para cada uno de ellos. De esta forma, cada generador síncrono inicia su propio Régimen Dinámico, que, en teoría, puede conducir a una nueva situación de Régimen Estacionario o convertirse en un proceso inestable. Esta última posibilidad, de

pérdida de estabilidad, hay que considerarla como remota, por los siguientes motivos.

1. En primer lugar, los sistemas eléctricos suelen ser explotados de tal forma que no exista riesgo de pérdida de estabilidad, ante la perturbación más severa que suele producirse: un cortocircuito trifásico en la red de transporte.

En caso de cortocircuito trifásico, las tensiones V_i en gran parte del sistema de transporte caen a niveles próximos a cero. A consecuencia de ello, la potencia $P_i(t)$ en bornes de los generadores síncronos también se aproxima a cero, con lo que el balance de potencias $[P_m(t) - P_e(t)]$ se ve notablemente afectado y los alternadores sufren una gran aceleración inicial.

En comparación con esta elevada variación de potencia, en bornes de los alternadores síncronos, la producida por la desconexión de un Parque Eólico siempre sería menor y de sentido contrario (desaceleración), salvo en el caso de penetración eólica igual al 100% de la carga.

Por lo tanto, se llega a la conclusión de que la desconexión de un Parque Eólico es menos grave para la estabilidad de los generadores síncronos del sistema, que un cortocircuito trifásico en la red.

2. En segundo lugar, el estado normal de operación del sistema debe mantenerse, según las premisas establecidas en esta tesis, garantizando que las variaciones de tensión y frecuencia consecuentes a la desconexión, sean pequeñas. Procediendo en consecuencia, se obtendrán unos niveles máximos de penetración eólica en la red, sensiblemente inferiores al 100% de la carga.

En consecuencia, se llega a la conclusión de que la desconexión de un Parque Eólico no afecta a la estabilidad de los generadores síncronos convencionales del sistema. No obstante, se producen variaciones de velocidad y tensión, como se ha visto anteriormente.

7.7 VARIACIONES DE LA POTENCIA DE ORIGEN EÓLICO

7.7.1 Introducción. Modelos

Debido al carácter intermitente del viento, la potencia inyectada por un Parque Eólico en una red eléctrica no es fija. Los efectos de estas variaciones de potencia sobre el sistema eléctrico, dependen del grado en que dichas variaciones afecten al balance de potencias de la generación síncrona (ec. 7.2), de forma similar a lo expuesto en el caso de la desconexión del parque:

Pequeñas variaciones de potencia

Si la variación de potencia eólica es pequeña en relación a la carga del Sistema Eléctrico, dicha variación no afectará al balance de potencias de las ecuaciones de oscilación de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3), de forma apreciable. En consecuencia, la frecuencia del sistema no se verá afectada, lo cual permite la caracterización del sistema de forma aproximada, sin necesidad de acudir al empleo de las ecuaciones dinámicas del mismo.

Si únicamente interesan las variaciones de tensión a esperar, puede hacerse uso de métodos aproximados, como aquellos a los que se hizo referencia en el aptdo. 7.3 (Métodos A, B, C y D).

Para el estudio del transitorio correspondiente, ha de emplearse el modelo dinámico completo del sistema, o un modelo de red simplificado, como el de la figura 7.24.

Grandes variaciones de potencia

En el caso de que las variaciones de potencia, de origen eólico, no sea pequeña en relación a la carga del sistema, el balance de potencias de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3) puede verse afectado. En tal caso, a las variaciones de tensión le acompañarán variaciones de frecuencia, como en el caso de la desconexión.

En consecuencia, se necesita el modelo dinámico completo del sistema eléctrico, para el estudio del proceso dinámico correspondiente. También en este caso, los métodos aproximados, como los referidos en el aptdo. 7.3, permiten el cálculo orientativo de las variaciones de frecuencia (fig. 7.7) y la estimación aproximada de las variaciones de tensión (Métodos A, B, C y D), bajo las consideraciones allí realizadas.

7.7.2 Causas y efectos de las variaciones de potencia

Como ya se ha dicho anteriormente, bajo condiciones nominales de viento, tensión y frecuencia, el funcionamiento de los aerogeneradores asíncronos de un Parque Eólico se caracteriza a través de valores nominales de potencia activa P , potencia reactiva Q , corriente I y deslizamiento s . Sin embargo, frecuentemente las condiciones de viento, tensión y frecuencia bajo las que operan los aerogeneradores asíncronos de un Parque Eólico no se corresponden con las nominales.

Por una parte, las maniobras de operación normales en la red y otras incidencias en la misma -ajenas al funcionamiento del Parque Eólico- hacen que la tensión en la red de transporte y la frecuencia no sean exactamente las nominales, impidiendo que se mantengan constantes por mucho tiempo.

Por otra parte, la acción del viento sobre los aerogeneradores se caracteriza por su variabilidad, traduciéndose en variaciones del par motor aplicado al eje del generador eléctrico. La velocidad media del viento que actúa sobre un aerogenerador puede situarse en diferentes niveles, alrededor del valor nominal, a lo que se une el efecto de sombra de la torre, cada vez que una de las palas pasa junto a ella. Para una velocidad media de viento, el par motor puede fluctuar alrededor de un valor medio, que será el nominal o un porcentaje del mismo, con lo que las variables P , Q , V , I y s se ubicarán también en diferentes niveles.

Según el número de aerogeneradores y su distribución sobre el terreno (fig. 7.35), la variación del viento puede ser diferente de un aerogenerador -o grupo de aerogeneradores próximos entre sí- a los demás.

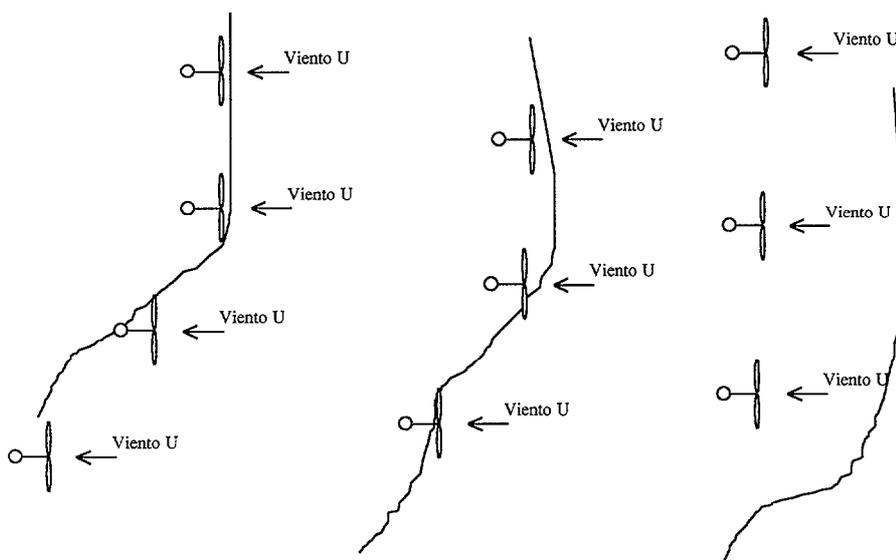


Fig. 7.35 Ejemplo de distribución de los aerogeneradores de un P.E. sobre el terreno

En consecuencia, cada aerogenerador o grupo de ellos estará sometido a un régimen de operación diferente (fig. 7.36) de los otros más alejados, tanto en lo que se refiere al régimen estacionario como al dinámico.

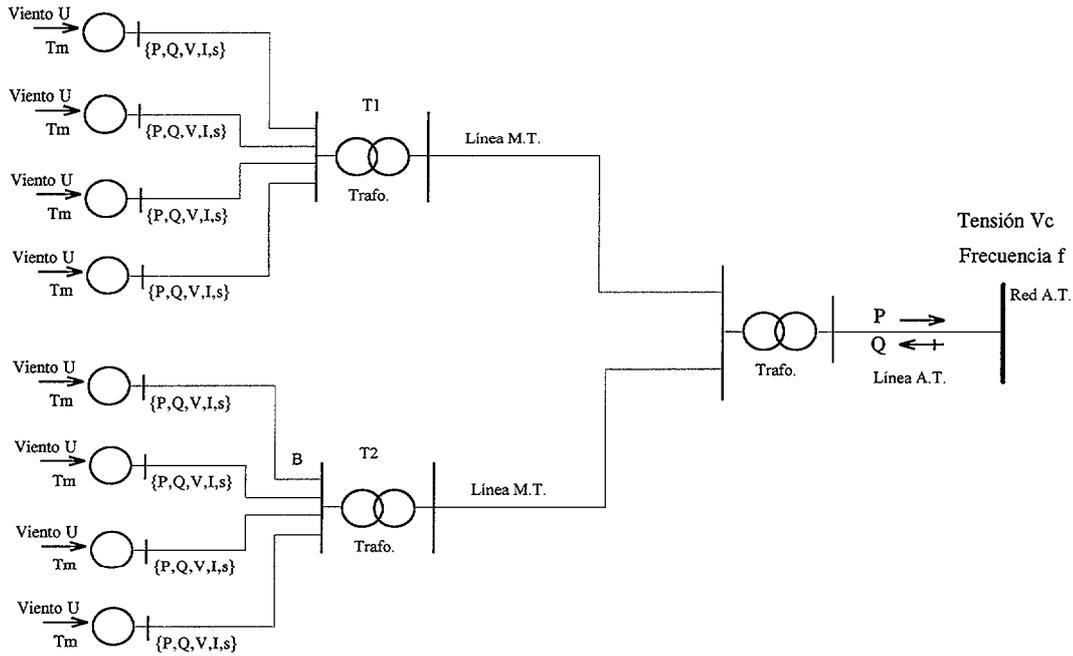


Fig. 7.36 Aerogeneradores de un P.E. bajo diferentes condiciones de funcionamiento

En casos extremos, aunque no infrecuentes, el viento actuante sobre un aerogenerador puede resultar demasiado alto o demasiado bajo, produciéndose su desconexión al objeto de evitar su motorización o daños mecánicos por exceso de velocidad. La reconexión tendría lugar posteriormente, una vez comprobado que el viento se mantiene dentro de límites aceptables durante un período de tiempo suficiente.

Desde el punto de vista del resto del Sistema Eléctrico, lo que se observa es una variación de la potencia activa P inyectada por el Parque en la red y de la potencia reactiva consumida por el mismo. Estas variaciones adoptan la forma de fluctuaciones, que pueden ser periódicas y de amplitud variable, combinadas con saltos bruscos o de cierta pendiente (escalones y rampas).

Como ya se ha puesto de relieve, cuando las variaciones de potencia eólica son pequeñas respecto a la carga del sistema, se traducen en variaciones de tensión en el punto de conexión, así como en algún que otro punto eléctricamente cercano, eventualmente. Dadas las dimensiones habituales de parques eólicos y sistemas eléctricos, este sería el caso de S.E.E. de gran dimensión [Anexo C]. Esta variación de tensión, debida a variaciones de potencia, es de baja frecuencia (1-2 Hz) [Larsson, 1996] y puede dar lugar al fenómeno denominado *parpadeo* o *flicker* [Sorensen, Tande, Sondegaard y Kledal, 1996].

En el caso de Sistemas Eléctricos de pequeña dimensión, en los que la potencia de origen eólico pueda ser comparable con la carga del sistema, su variación puede afectar no sólo a la tensión en el punto de conexión, sino también a la frecuencia. Como ejemplo, a continuación se procede al análisis de las medidas realizadas en uno de los Parques Eólicos existentes en Canarias.

7.7.3 Análisis de las medidas realizadas en un Parque Eólico de Canarias

En las figuras (7.37) a (7.40) se muestra la evolución de frecuencia, potencia y tensión, correspondientes a medidas realizadas en uno de los Parques Eólicos existentes en la Islas Canarias. Las medidas fueron realizadas segundo a segundo, con una interrupción de un minuto entre las 9:44:25 y las 9:45:25.

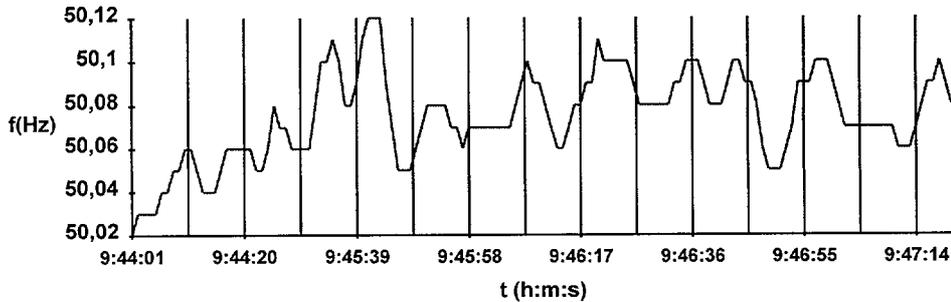


Fig. 7.37 Evolución de la frecuencia, medida en un Parque Eólico

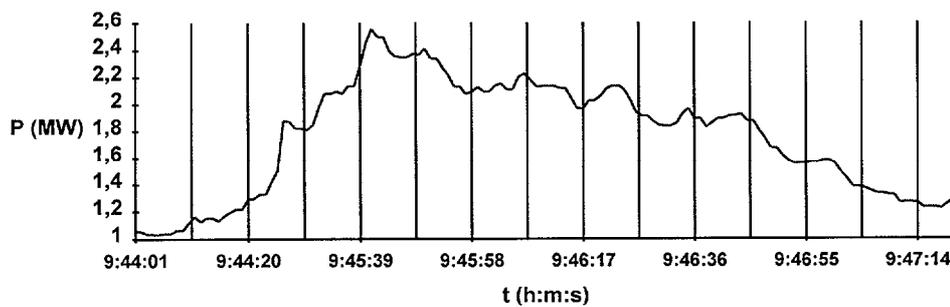


Fig. 7.38 Evolución de la potencia activa generada P , medida en un Parque Eólico

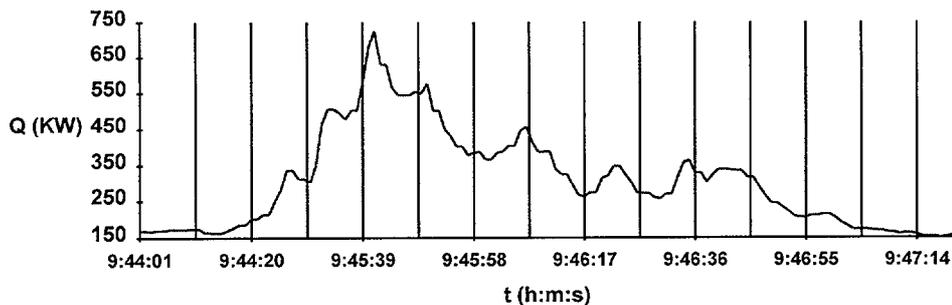


Fig. 7.39 Evolución de la potencia reactiva consumida Q , medida en un Parque Eólico

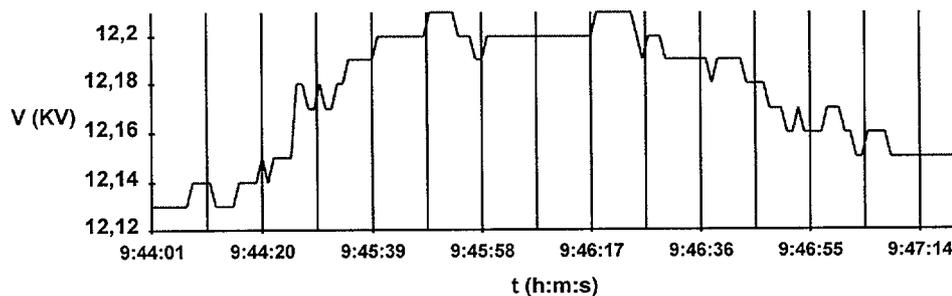


Fig. 7.40 Evolución de la tensión de una fase V , medida en un Parque Eólico (línea de 20 KV)

En estas gráficas puede apreciarse la correspondencia existente entre las cuatro variables medidas: frecuencia f , potencia activa generada P , potencia reactiva consumida Q y tensión V :

Correspondencia P - Q

- gran similitud entre ambas curvas, de la misma forma aunque a diferente escala
- se aprecian más de 10 variaciones por minuto, que correspondería a oscilaciones de 0.1-1 Hz en P y Q , del 4% de amplitud media en cuanto a la potencia activa, respecto a la nominal

Correspondencia P - V

- la tensión medida V es más baja cuando la potencia activa generada es también baja
- para mayores valores de P , la tensión se sitúa en niveles superiores
- a todo incremento en P le corresponde, casi siempre, un incremento en V
- otras variaciones en la tensión V estarían asociadas a cambios en la carga del sistema y/o a los esfuerzos de corrección realizados por los Sistemas de Control de Excitación de la generación síncrona
- se aprecian unas 10 variaciones de tensión por minuto (0.1 Hz, aproximadamente), con una amplitud media del 0.1%
- la tensión es siempre superior a la nominal, entre el 5% y el 6%

Correspondencia P - f

- el valor máximo de la frecuencia coincide con el valor máximo de la potencia activa generada P
- el valor mínimo de la frecuencia coincide con el valor mínimo de la potencia activa generada P
- prácticamente, a cada incremento/decremento de la potencia P le corresponde un incremento/decremento de la frecuencia f
- otras variaciones en la frecuencia estarían relacionadas con variaciones de carga y/o con la actuación de los Sistemas de Control de Velocidad de la generación síncrona
- se aprecian más de 10 variaciones de frecuencia por minuto, lo que supone fluctuaciones de 0.1-1 Hz y 0.04% de amplitud media
- la frecuencia es siempre superior a la nominal de 50 Hz, entre el 0.04% y el 0.24%

Según esto, es evidente la gran relación existente entre la evolución de la potencia P y la tensión V , por una parte, y entre la evolución de la potencia P y la frecuencia f , por otra. Aunque las variaciones de V y f no son muy grandes, en este caso, se constata que la variación del viento en un Parque Eólico afecta a la frecuencia, en sistemas eléctricos de pequeña dimensión.

El origen de las fluctuaciones de tensión puede residir en la variación del par motor actuante sobre los aerogeneradores, o en circunstancias ajenas al Parque. Debido a las características de funcionamiento de los generadores asíncronos, las variaciones de tensión habidas en el Parque, como consecuencia de cambios en la carga del sistema o de la actuación de los Sistemas de Control de Excitación de la generación síncrona, afectan a la producción de potencia activa P procedente del mismo y al consumo de reactiva Q . No obstante y en referencia a las gráficas anteriores, analizando conjuntamente la evolución de V y P , también Q , parece claro que la mayor parte de las variaciones de tensión obedecen a cambios en la potencia: las bajadas y subidas de P son acompañadas de variaciones del mismo signo en V , casi siempre. La inversa rara vez se cumple, observándose muchas bajadas de V no correspondidas por bajadas en P .

Si las medidas se hubiesen realizado cada tres minutos (de las 9:44:01 a las 9:47:01, por ejemplo), las variaciones en Q no hubieran sido apreciadas (+0.042 MVar), siendo mínimas las variaciones en P (+0.5 MW), V (+0.04 KV) y f (+0.06 Hz), como se aprecia en las figuras (7.41) y (7.42):

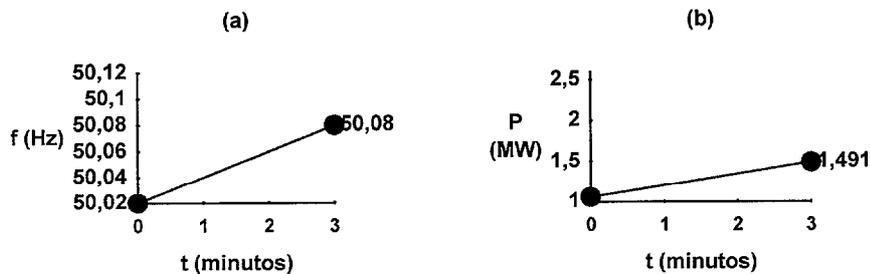


Fig. 7.41 Medidas en un Parque Eólico
Evolución de la frecuencia f y de la potencia activa P , cada 3 minutos

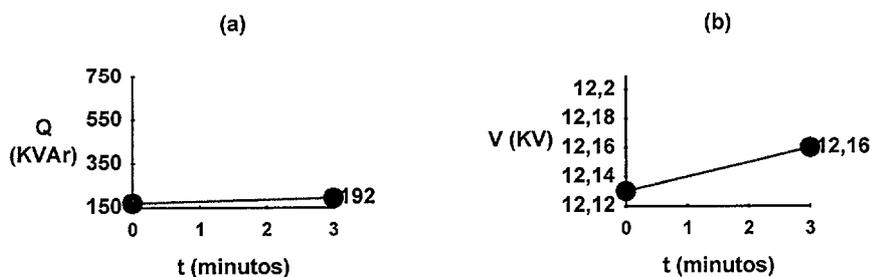


Fig. 7.42 Medidas en un Parque Eólico
Evolución del consumo potencia reactiva Q y de la tensión V , cada 3 minutos

Tal como se puso de manifiesto anteriormente, la evolución de las variables medidas a lo largo de esos tres minutos no fue tan lineal, sino que fueron observadas variaciones importantes. Concretamente, se vio que la potencia activa generada P varió 1.5 MW en poco más de minuto y medio, como se aprecia en las gráficas (7.43) y (7.44):

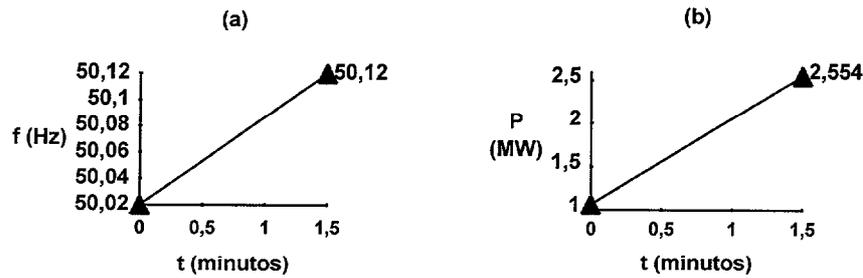


Fig. 7.43 Medidas en un Parque Eólico
Evolución de la frecuencia f y de la potencia activa P , cada minuto y medio

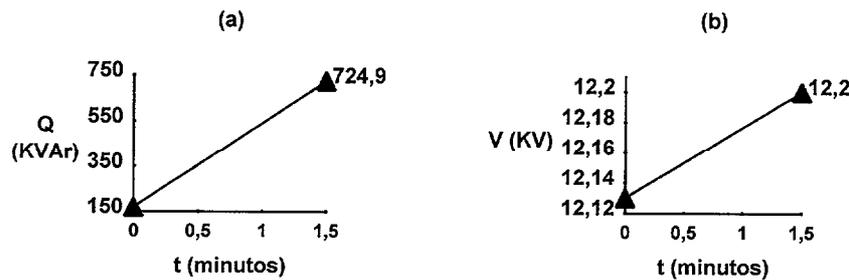


Fig. 7.44 Medidas en un Parque Eólico
Evolución del consumo de potencia reactiva Q y de la tensión V , cada minuto y medio

En resumen, una de las conclusiones que se obtiene al analizar las medidas realizadas, es que la frecuencia del sistema y la tensión en el punto de medida no son independientes del régimen de funcionamiento del Parque Eólico. Tratándose de un sistema eléctrico de pequeña dimensión [Anexo C], las fluctuaciones de viento traen como consecuencia:

- la existencia de fluctuaciones importantes en la potencia activa generada P y en la potencia reactiva consumida Q por el parque
- la aparición de fluctuaciones de tensión V en el punto de conexión, de diversa consideración según el tamaño del Parque en relación al Sistema
- la frecuencia de la generación síncrona es afectada, debido a la pequeña inercia del Sistema, más cuanto mayores sean las fluctuaciones de potencia P

7.8 COMPORTAMIENTO DE LAS BATERÍAS DE CONDENSADORES

En el Capítulo 3, se hizo mención a las baterías de condensadores instaladas en cada aerogenerador, al objeto de compensar el factor de potencia de la instalación. En los Parques Eólicos, además de estas baterías, es frecuente la instalación de baterías adicionales en los centros de transformación B.T./M.T., con el mismo fin. De esta forma, la cantidad de condensadores existentes en un Parque Eólico de cierta envergadura puede ser considerable (fig. 7.45) y se acentúan los efectos producidos, en comparación con el caso de un único aerogenerador.

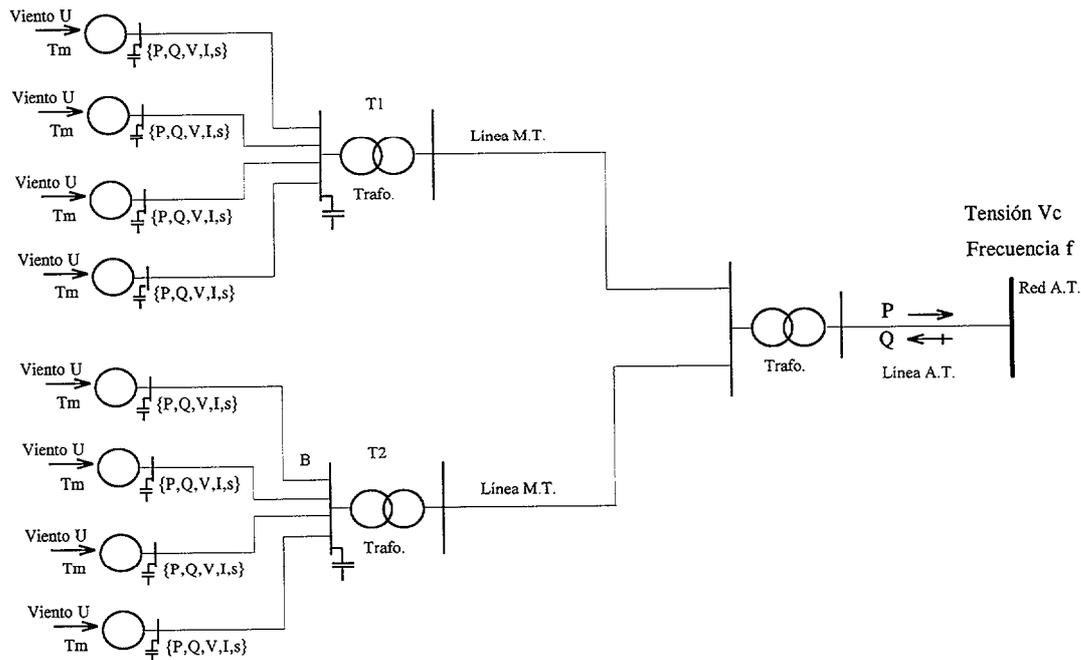
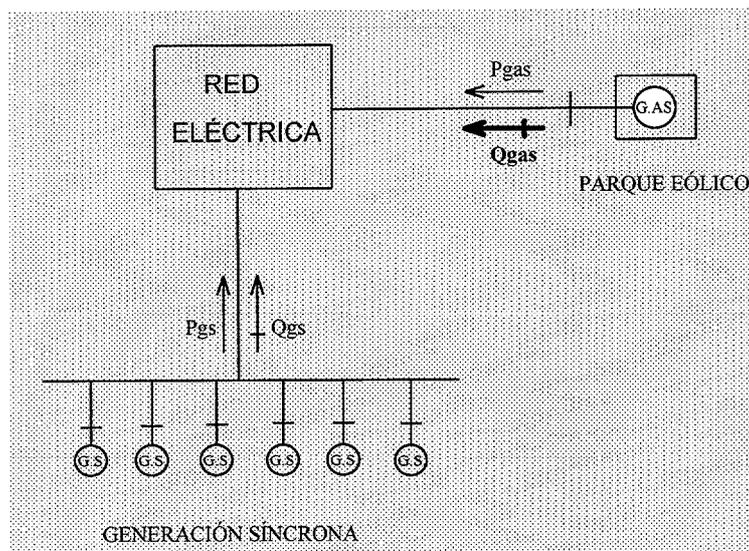


Fig. 7.45 Ubicación de baterías de condensadores, para la compensación de energía reactiva, en un Parque Eólico

En un Parque Eólico, los enlaces en M.T. -al igual que las líneas de B.T.- suelen ser subterráneos, al objeto de minimizar el impacto medioambiental. Se añade así mayor capacidad de generación de energía reactiva, ya que las líneas de M.T. pueden alcanzar varios kilómetros. La consecuencia final, en muchos casos, puede consistir en una sobrecompensación del factor de potencia, del conjunto de la instalación eólica. Como se analizó en el Capítulo 6, toda inyección de potencia activa P en un punto de la red eleva la tensión en ese punto. En esta situación, los niveles de tensión en el interior de la instalación eólica serán superiores a los calculados, si no se tuvieron en cuenta estos efectos.

Estos mayores niveles de la tensión de servicio en el interior de la instalación eólica traen dos consecuencias principales. Por una parte, es posible que el Parque Eólico pase de consumir energía reactiva Q a aportarla a la red (fig. 7.46), tal como se ha podido comprobar mediante medidas realizadas en uno de los Parques Eólicos de Canarias [Domínguez, Hernández, Medina y otros, 1993]. Esta aportación de reactiva a la red es perjudicial por varios motivos, en especial porque eleva artificialmente la tensión de servicio en la red de transporte. Una desconexión inesperada del Parque Eólico en esas circunstancias, provocaría una caída de tensión en la red de transporte, notablemente superior a la que se produciría por la simple pérdida de la inyección de potencia activa P de origen eólico [Dominguez, Medina, Cidrás y otros, 1994]. Los efectos sobre la frecuencia, también podrían ser mayores.


 Fig. 7.46 Aportación de potencia reactiva Q a la red, desde un Parque Eólico

De esta forma, se acentúan también los efectos producidos por oscilaciones de la tensión de servicio, ya sea con origen en la red de transporte o motivadas por fluctuaciones de viento. En cualquiera de los casos, la influencia del cuadrado de la tensión en la energía reactiva producida por los condensadores y por los cables subterráneos en M.T., unido al hecho de que se trata de generadores de inducción (P_{gen} y Q_{gen} dependen de V_b), hacen que las oscilaciones de potencia a la salida del Parque Eólico sean considerablemente mayores.

A través de la línea de interconexión con la red de transporte, las oscilaciones de potencia, tanto activa P como reactiva Q , afectarán a la generación síncrona en función del tamaño relativo del Parque en relación al resto del Sistema Eléctrico (potencia eólica generada frente a carga total del sistema), según las ecuaciones de oscilación de la generación síncrona (ec. 7.2 y 7.3). Tanto la tensión de servicio en la red de transporte, como la frecuencia, se verían potencialmente afectadas.

Por otra parte, la desconexión de un Parque Eólico de la red eléctrica puede ser perjudicial para la integridad de las baterías de condensadores. Este tema fue abordado por Le Tang y R. Zavadil [L. Tang, Zavadil, 1993]. En su trabajo, los autores muestran cómo tal desconexión *puede suponer sobretensiones importantes en el interior de un parque eólico, de más diez veces la nominal si el tiempo de desconexión de los aerogeneradores se acercara a un segundo*. En referencia a una instalación constituida por 37 aerogeneradores Mitsubishi, de 290 KVA, 10 de las 37 baterías de condensadores de 75 KVAR ubicadas en cada aerogenerador individual resultaron dañadas el 14 de Enero de 1988. Se encontraron evidencias de la formación de arco eléctrico entre las fases del generador y a tierra, así como metales calcinados y fundidos en las cajas de contactos. Cada una de las baterías de condensadores estaba protegida con fusibles. El incidente tuvo lugar cuando el interruptor del lado de 69KV de la subestación correspondiente fue abierto para desconectar el Parque, ya que se pretendía subsanar así la pérdida anterior de una carga de 30MW en el sistema.

En su análisis, Le Tang y Zavadil concluyen que, *cuando un Parque Eólico es desconectado de la red, produciéndose una pérdida total de carga, el resultado puede ser una sobretensión de naturaleza dinámica de alta magnitud y frecuencia variable*, siendo ésta la principal responsable de que los condensadores resulten dañados. Debido a la posibilidad de sobrevelocidad en los aerogeneradores, las condiciones requeridas para que éstos sean autoexcitados a través de sus baterías de condensadores pueden ser satisfechas en un amplio rango de niveles de compensación capacitiva. El riesgo de una resonancia LC en el funcionamiento aislado de los aerogeneradores asíncronos es alto, debido tanto a la frecuencia variable como a las características no lineales de las máquinas.

Entre sus recomendaciones figura el empleo de frenos dinámicos adecuadamente diseñados, para prevenir daños en el sistema a consecuencia de cambios importantes de cargas o despeje de faltas, sugiriéndose la combinación de condensadores con resistores de potencia. La actuación del interruptor principal de la subestación debe estar sincronizada con la desconexión de los condensadores en bornes de los aerogeneradores, siendo necesario el concurso de frenos mecánicos para evitar daños por embalamiento del conjunto turbina-generator.

7.9 DETERMINACIÓN APROXIMADA DE LOS NIVELES DE PENETRACIÓN EÓLICA

En virtud de lo expuesto hasta ahora, se plantea la determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica en un sistema de energía eléctrica, tomando en consideración tanto criterios de tensión como de frecuencia.

Los criterios de frecuencia son necesarios, al objeto de contemplar el caso de sistemas eléctricos de pequeño tamaño, de islas como las del Archipiélago Canario. La necesaria limitación de la potencia de origen eólico, ha de realizarse de tal forma que no se superen los límites máximos que se fijen, para las variaciones de frecuencia y de tensión, ante las perturbaciones correspondientes.

Como ha quedado demostrado, a lo largo de este Capítulo, las perturbaciones que pueden afectar a la frecuencia y a la tensión, en lo que concierne a la integración eólica, son las siguientes:

- *Desconexión de un Parque Eólico*
- *Variaciones de viento*, traducidas en variaciones de la potencia de origen eólico

Puesto que se trata de garantizar el estado normal de operación, limitando la variaciones máximas de frecuencia y de tensión que puedan producirse, el Máximo Nivel de Penetración Eólica, tanto bajo criterios de frecuencia ($MNPE_f$) como bajo criterios de tensión ($MNPE_v$), vendrá fijado por la perturbación más severa que pueda tener lugar: la desconexión del Parque Eólico.

Si bien la realización de estudios completos de régimen dinámico, proporcionan toda la información que se necesita para determinar tales Niveles, en ocasiones se requiere alguna metodología más simple, aunque sus resultados sean sólo orientativos o aproximados.

A continuación, se exponen los métodos propuestos.

7.9.1 Determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica, bajo criterios de frecuencia ($MNPE_f$)

Para la determinación aproximada del $MNPE_f$, se ha de acudir a métodos aproximados como el expuesto en el aptdo. 7.3 (fig. 7.7), el cual proporciona valores orientativos de las variaciones de frecuencia a esperar, bajo las consideraciones allí establecidas. A partir de la ec. (7.10), se obtiene la siguiente igualdad:

$$M = -\beta \Delta f_o \quad (MW) \quad (7.24)$$

En consecuencia, el Máximo Nivel de Penetración Eólica de un sistema eléctrico, bajo criterios de frecuencia, vendrá dado aproximadamente por la ec. (7.25):

$$MNPE_f = \frac{1}{2} \beta \Delta f_{adm} \quad (7.25)$$

donde

$MNPE_f(MW)$	Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de frecuencia
$\Delta f_{adm}(\%)$	Máxima de caída de frecuencia admisible, ante la desconexión de un Parque Eólico
$\beta(MW/Hz)$	Característica de respuesta de frecuencia del sistema eléctrico

Debido al carácter global de la interacción f - P -por el cual las variaciones de frecuencia se observan en todo el sistema, independientemente del nudo de la red en que se produzca la variación de potencia-, el valor resultante de aplicar la ec. (7.25) es propio del sistema eléctrico en su conjunto. Por lo tanto, el valor de $MNPE_f$ obtenido hace referencia a la potencia eólica máxima, susceptible de ser desconectada simultáneamente de la red.

Como ejemplo de aplicación de la ec. (7.25), en la figura 7.47 se muestra el $MNPE_f$ de un sistema en función de la máxima caída de frecuencia admisible. La característica de frecuencia de este sistema se ha tomado como $\beta=10MW/Hz$. Si para este sistema eléctrico se fija $\Delta f_{adm}(\%)=1\%$, el Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de frecuencia, resulta ser de $MNPE_f=5MW$.

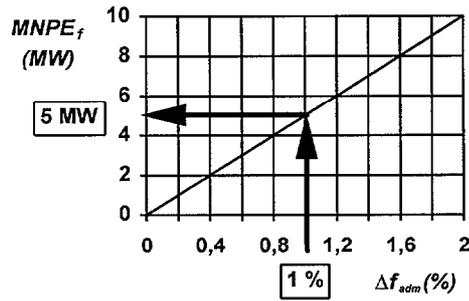


Fig. 7.47 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$

7.9.2 Determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión ($MNPE_v$)

Para la determinación aproximada del $MNPE_v$, en un nudo k de la red, se ha de acudir a métodos aproximados como los utilizados en el cálculo aproximado de las variaciones de tensión (ec. 7.12 a 7.23, en el aptdo. 7.3.2).

Método A

A partir de la ec. (7.17), poniendo Q_{PE} en función de P_{PE} y $\cos \varphi_{PE}$, resulta la siguiente expresión:

$$\Delta V_k = z_{kk}' \frac{P_{PE}}{\cos^4 \varphi_{PE}} \quad (7.26)$$

donde

$$\cos \varphi_{PE} = \frac{P_{PE}}{\sqrt{(P_{PE})^2 + (Q_{PE})^2}} \quad (7.27)$$

En consecuencia, el Máximo Nivel de Penetración Eólica en un nudo k de un sistema eléctrico, bajo criterios de tensión, vendrá dado aproximadamente por la ec. (7.28):

$$MNPE_v = \frac{\Delta V_{k,adm}}{100} \frac{\cos^4 \varphi_{PE}}{z_{kk}'} \quad (7.28)$$

donde

$MNPE_v$ (pu)	Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión
$\Delta V_{k,adm}$ (%)	Máxima de caída de tensión admisible, en el nudo k , ante la desconexión de un Parque Eólico
$\cos \varphi_{PE}$	Factor de potencia del Parque Eólico
z_{kk} (p.u.)	Elemento de la Matriz de Admitancias nodales del sistema, incluyendo los consumos

Tomando $\cos\varphi_{PE}=1$ en la ec. 7.28 resulta:

$$MNPE_V = \frac{\Delta V_{k,adm}}{100} \frac{1}{z_{kk}} \quad (7.29)$$

Método B

Siguiendo el mismo procedimiento empleado para el método A, se obtiene la siguiente expresión:

$$MNPE_V = \frac{\Delta V_{k,adm} \cos^4 \varphi_{PE}}{100 z_{cc}} \quad (7.30)$$

donde

$MNPE_V(pu)$	Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión
$\Delta V_{k,adm}(\%)$	Máxima de caída de tensión admisible, en el nudo k, ante la desconexión de un Parque Eólico
$\cos \varphi_{PE}$	Factor de potencia del Parque Eólico
$z_{cc}(p.u.)$	Elemento de la Matriz de Admitancias de cortocircuito del sistema

Tomando $\cos\varphi_{PE}=1$ en la ec. 7.30 resulta:

$$MNPE_V = \frac{\Delta V_{k,adm}}{100} \frac{1}{z_{cc}} \quad (7.31)$$

La ec. (7.31) puede ser expresada en función de la Potencia de Cortocircuito S_{cc} , como puede verse a continuación:

$$\left\{ \begin{array}{l} z_{cc}(pu) = \frac{S_{base}(MVA)}{S_{cc}(MVA)} \\ MNPE_V(MW) = MNPE_V(pu)S_{base}(MVA) \end{array} \right\} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow MNPE_V(MW) = \frac{\Delta V_{k,adm}}{100} S_{cc}(MVA) \quad (7.32)$$

Como ejemplo de aplicación de la ec. (7.32), si se adopta un valor de $\Delta V_{k,adm}(\%)=5\%$, resulta la siguiente expresión:

$$MNPE_V(MW) = \frac{1}{20} S_{cc}(MVA) \quad (7.33)$$

La ec. (7.33) ha sido ampliamente utilizada en la práctica, como límite máximo de penetración eólica en un nudo de la red, según Orden de 5 de septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía (B.O.E. del 12 de septiembre de 1985).

Métodos C y D

A partir de la ec. (7.23), poniendo Q_{PE} en función de P_{PE} y $\cos\varphi_{PE}$, resulta la siguiente expresión:

$$\Delta V_k = P_{PE} \left(\gamma_{kk}^{VP} - \gamma_{kk}^{VQ} \frac{\text{sen } \varphi_{PE}}{\text{cos } \varphi_{PE}} \right) \quad (7.34)$$

En consecuencia, el Máximo Nivel de Penetración Eólica en un nudo k de un sistema eléctrico, bajo criterios de tensión, vendrá dado aproximadamente por la ec. (7.35):

$$MNPE_V = \frac{\Delta V_{k,adm}}{100} \frac{1}{\gamma_{kk}^{VP} - \gamma_{kk}^{VQ} \frac{\text{sen } \varphi_{PE}}{\text{cos } \varphi_{PE}}} \quad (7.35)$$

donde

$MNPE_V(MW)$	Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión
$\Delta V_{k,adm}(\%)$	Máxima de caída de tensión admisible, en el nudo k , ante la desconexión de un Parque Eólico
$\text{cos } \varphi_{PE}$	Factor de potencia del Parque Eólico
$\gamma_{kk}^{VP}(pu/MW)$	Factores de Sensibilidad de Red
$\gamma_{kk}^{VQ}(pu/MVA\bar{r})$	

Tomando $\text{cos } \varphi_{PE}=1$ en la ec. 7.35 resulta:

$$MNPE_V = \frac{\Delta V_{k,adm}}{100} \frac{1}{\gamma_{kk}^{VP}} \quad (7.36)$$

que para $\Delta V_k=5\%$ resulta la siguiente expresión:

$$MNPE_V = \frac{1}{20} \frac{1}{\gamma_{kk}^{VP}} \quad (7.37)$$

Tanto las ec. (7.28) a (7.33) como las ec. (7.35) a (7.37), implican la aceptación de que la mayor variación de tensión se produce en el nudo k , al cual se encontraba conectado el Parque Eólico. Sin embargo, en un sistema eléctrico con nudos de control de tensión, puede suceder que la máxima variación tenga lugar en un nudo de carga $i \neq k$. Por esta razón, las anteriores ecuaciones deben ser modificadas para contemplar esta posibilidad, quedando la (7.36) como sigue:

$$MNPE_V = \frac{\Delta V_{i,adm}}{100} \frac{1}{\max_{i=\{PQ\}} [\gamma_{ik}^{VP}]} \quad (7.38)$$

Para darle una mayor utilidad práctica, la ecuación (7.38) puede ser expresada en función de la inversa del Factor de Sensibilidad utilizado, quedando:

$$MNPE_V = \Delta V_{i,adm} C_{PE,V} \quad (7.39)$$

donde

$$C_{PE,V} = \frac{1}{100 \max_{i=\{PQ\}} [\gamma_{ik}^{VP}]} \quad (7.40)$$

siendo

$C_{PE,V}$ (MW/%) *Coeficiente de Penetrabilidad Eólica,
bajo criterios de tensión*

Como método de elección, se adopta el Método D, basado en la Matriz de Sensibilidades del Jacobiano $[X]=[J]^{-1}$, tal como se hizo en el aptdo. 7.3, al efectuar el cálculo aproximado de las variaciones de tensión ΔV_i . En la práctica de la explotación de las instalaciones eólicas, éstas suelen presentar un factor de potencia próximo a la unidad, por lo que en adelante se hará uso de la ec. (7.39), en el cálculo del Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión.

7.9.3 Aplicación a los S.E.E. de Canarias, según frecuencia

El valor teórico máximo de la característica de respuesta de frecuencia β (MW/Hz) de los sistemas eléctricos de Canarias fue hallada, para unas condiciones de operación determinadas, en el aptdo. 7.3 de este mismo Capítulo (Tabla 7.3-1). Con este valor de β se obtendría la menor variación de frecuencia Δf_o , ante una variación de potencia $M=\Delta P$ y -en consecuencia- el mayor nivel de penetración eólica teórico.

El nivel de penetración, así obtenido, se constituye en una cota máxima de penetración eólica en el sistema eléctrico. En consecuencia con lo planteado en el aptdo. 7.3, esta cota podrá verse rebajada en la práctica de la explotación de los sistemas eléctricos, según se efectúe el reparto de la carga entre los diferentes grupos. Como allí se dijo, ésto último depende de los estudios económicos correspondientes (Despacho Económico de Cargas), los cuales quedan fuera de los objetivos de esta Tesis. La aplicación directa de la ec. (7.25), con el valor teórico máximo de β correspondiente a los S.E.E. de Canarias, se ilustra en las figuras 7.48, 7.49 y 7.50.

La determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica, bajo criterios de frecuencia, depende además de la máxima caída de frecuencia admisible Δf_{adm} (%) que se fije, ya sea por parte de la explotación de la red, o por parte de la Administración. Como primera aproximación, puesto que se trata de garantizar el estado normal de operación -a través de la frecuencia, en este caso- y puesto que la desconexión de un Parque Eólico supone una caída de

frecuencia, el valor de $\Delta f_{adm}(\%)$ que se fije debe quedar por debajo del umbral de disparo de las protecciones de subfrecuencia. De esta forma, se garantiza que la desconexión brusca de la generación eólica no producirá deslastres de carga. Otros valores de $\Delta f_{adm}(\%)$, más estrictos, estarían relacionados con criterios de calidad de la energía finalmente suministrada a los usuarios.

A efectos de comparación, entre la capacidad de integración eólica de los diferentes sistemas eléctricos de Canarias, en las figuras 7.48, 7.49 y 7.50 se resalta el valor de $MNPE_f$ correspondiente a una $\Delta f_{adm}(\%)=1\%$.

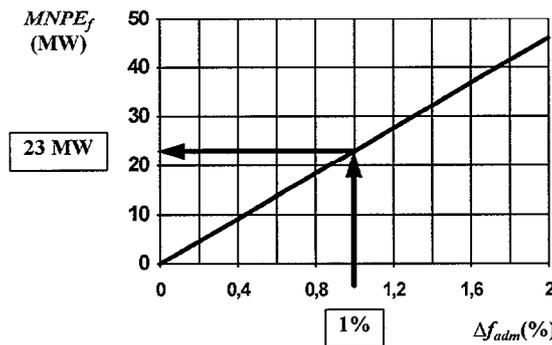


Fig. 7.48 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$ en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

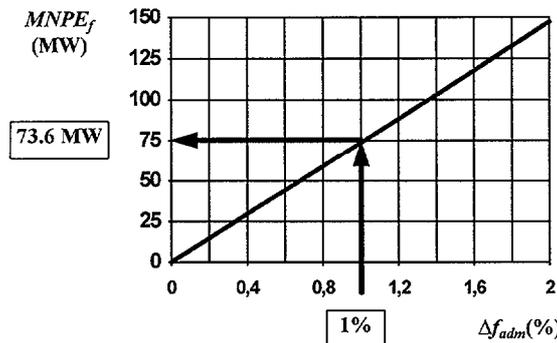


Fig. 7.49 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$ en el sistema eléctrico de Gran Canaria

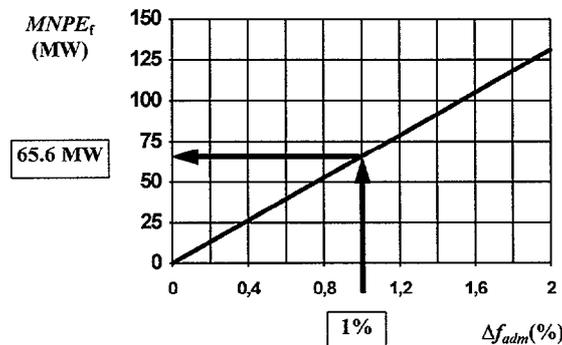


Fig. 7.50 Ejemplo de cálculo aproximado de los $MNPE_f$ en el sistema eléctrico de Tenerife

De las gráficas mostradas en las fig. 7.48, 7.49 y 7.50, se deduce que el sistema eléctrico de Gran Canaria presenta la mayor capacidad de integración eólica, bajo criterios de frecuencia. Le sigue el sistema de Tenerife, siendo el de Lanzarote-Fuerteventura el de menor capacidad.

7.9.4 Aplicación a los S.E.E. de Canarias, según tensión

Los Factores de Sensibilidad $\left[\gamma_{ij}^{VP}\right]$ y $\left[\gamma_{ij}^{VQ}\right]$, correspondientes a los sistemas eléctricos de Canarias, fueron calculados en el Capítulo 6 (Tablas 6.4-4 a 6.4-9), para las configuraciones allí indicadas.

Al igual que en el caso de la frecuencia, la determinación aproximada de los Máximos Niveles de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, depende de la máxima caída de tensión admisible $\Delta V_{i,adm}(\%)$ que se fije, ya sea por parte de la explotación de la red, o por parte de la Administración.

A continuación figuran los Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión, $C_{PE,V}$ (MW/%), calculados para los sistemas de:

- Lanzarote-Fuerteventura (fig. 7.51)
- Gran Canaria (fig. 7.53)
- Tenerife (fig. 7.55)

Asimismo, se dan ejemplos de aplicación de la ec. (7.39), para los supuestos en que la máxima caída de tensión sea fijada, para todos los nudos del sistema, en los siguientes valores:

$$\Delta V_{i,adm} = \{1\%, 3\%, 5\%\}$$

A efectos orientativos, en estos ejemplos se supone, además, que la máxima variación de frecuencia admisible ha sido fijada en $\Delta f_{adm}(\%)=1\%$. En consecuencia, los resultados de la aplicación directa de la ec. (7.39) se dan ya acotados por el Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de frecuencia, que para los sistemas considerados serían los indicados en la Tabla 7.9-1.

Sistema	MNPE _f	
Lanzarote-Fuerteventura	23	MW
Gran Canaria	73.6	MW
Tenerife	65.6	MW

Tabla 7.9-1 MNPE_f de los S.E.E. de Canarias, para $\Delta f_{adm}(\%)=1\%$

Lanzarote-Fuerteventura

En la figura 7.51 se indican los Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión, calculados según la ec. (7.40).

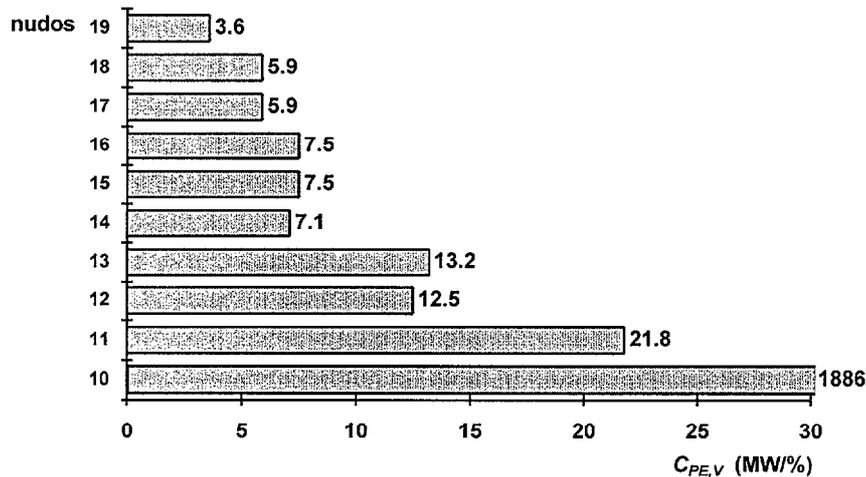


Fig. 7.51 Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Lanzarote-Fuerteventura

Como ejemplo de aplicación de la ec. (7.39), en la Tabla 7.9-2 se muestra el valor de Máximo Nivel de Penetración Eólica $MNPE_V$ correspondiente, bajo criterios de tensión, obtenido para diferentes supuestos de máxima caída de tensión admisible $\Delta V_{i,adm}(\%)$, contemplando la acotación impuesta por la Tabla 7.9-1 anterior.

$MNPE_v$ (MW)			
Nudo	$[\Delta V_{i,adm}=1\%]$	$[\Delta V_{i,adm}=3\%]$	$[\Delta V_{i,adm}=5\%]$
10	23 *	23 *	23 *
11	22	23 *	23 *
12	12	23 *	23 *
13	13	23 *	23 *
14	7	21	23 *
15	7	22	23 *
16	7	22	23 *
17	6	18	23 *
18	6	18	23 *
19	4	11	18

* Acotado según frecuencia (Tabla 7.9-1)

Tabla 7.9-2 Máxima penetración eólica, bajo criterios de tensión.
Sistema Lanzarote-Fuerteventura

En la fig. 7.52 se representan gráficamente los valores de $MNPE_v$, correspondientes al nudo 19, en función de $\Delta V_{i,adm}(\%)$.

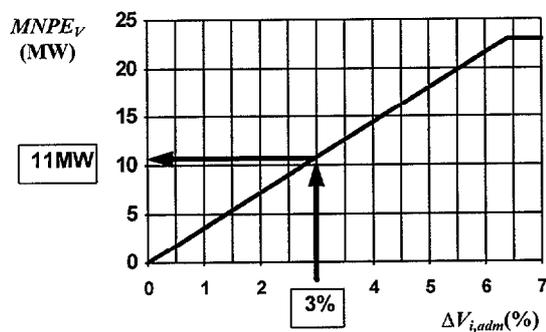


Fig. 7.52 Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, en el nudo 19.
Sistema Lanzarote-Fuerteventura

Gran Canaria

En la figura 7.53 se indican los Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión, calculados según la ec. (7.40).

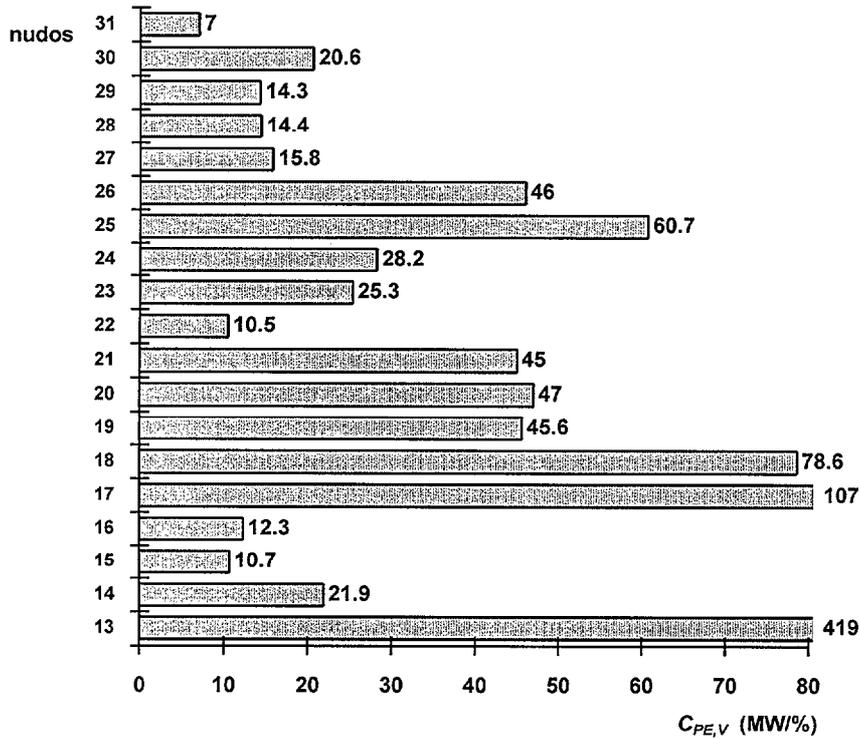


Fig. 7.53 Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Gran Canaria

Como ejemplo de aplicación, en la Tabla 7.9-3 se muestra el valor de Máximo Nivel de Penetración Eólica $MNPE_v$ correspondiente, bajo criterios de tensión, obtenido para diferentes supuestos de máxima caída de tensión admisible $\Delta V_{i,adm}(\%)$, contemplando la acotación impuesta por la Tabla 7.9-1.

$MNPE_v$ (MW)			
Nudo	$[\Delta V_{i,adm}=1\%]$	$[\Delta V_{i,adm}=3\%]$	$[\Delta V_{i,adm}=5\%]$
13	73.6 *	73.6 *	73.6 *
14	22	66	73.6 *
15	11	32	54
16	12	37	62
17	73.6 *	73.6 *	73.6 *
18	73.6 *	73.6 *	73.6 *
19	46	73.6 *	73.6 *
20	47	73.6 *	73.6 *
21	45	73.6 *	73.6 *
22	10	31	53
23	25	73.6 *	73.6 *
24	28	73.6 *	73.6 *
25	61	73.6 *	73.6 *
26	46	73.6 *	73.6 *
27	16	47	73.6 *
28	14	43	72
29	14	43	72
30	21	62	73.6 *
31	7	21	35

* Acotado según frecuencia (Tabla 7.9-1)

Tabla 7.9-3 Máxima penetración eólica, bajo criterios de tensión.
Sistema Gran Canaria

En la fig. 7.54 se representan gráficamente los valores de $MNPE_v$, correspondientes al nudo 26, en función de $\Delta V_{i,adm}(\%)$.

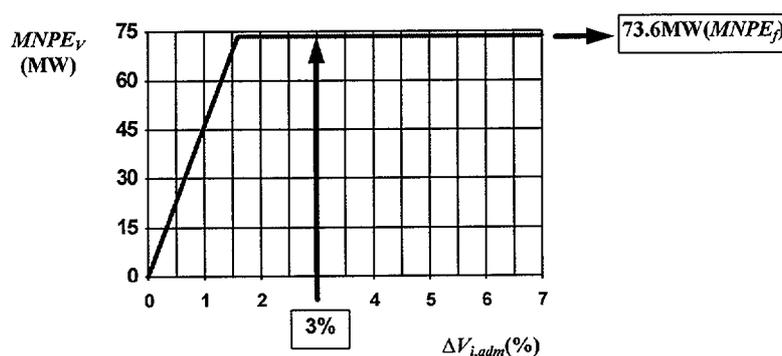


Fig. 7.54 Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, en el nudo 26.
Sistema Gran Canaria

Tenerife

En la figura 7.55 se indican los Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión, calculados según la ec. (7.40).

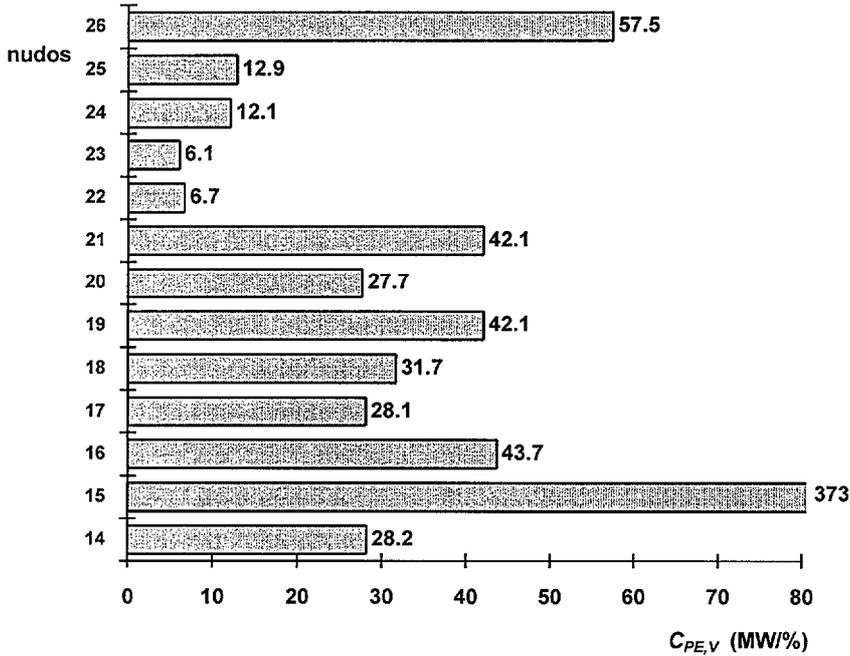


Fig. 7.55 Coeficientes de Penetrabilidad Eólica, bajo criterios de tensión. Sistema Tenerife

Como ejemplo de aplicación, en la Tabla 7.9-4 se muestra el valor de Máximo Nivel de Penetración Eólica $MNPE_V$ correspondiente, bajo criterios de tensión, obtenido para diferentes supuestos de máxima caída de tensión admisible $\Delta V_{i,adm}(\%)$, contemplando la acotación impuesta por la Tabla 7.9-1.

$MNPE_v$ (MW)			
Nudo	$[\Delta V_{i,adm}=1\%]$	$[\Delta V_{i,adm}=3\%]$	$[\Delta V_{i,adm}=5\%]$
14	28	65.6 *	65.6 *
15	65.6 *	65.6 *	65.6 *
16	44	65.6 *	65.6 *
17	28	65.6 *	65.6 *
18	32	65.6 *	65.6 *
19	42	65.6 *	65.6 *
20	28	65.6 *	65.6 *
21	42	65.6 *	65.6 *
22	7	20	34
23	6	18	31
24	12	36	61
25	13	39	65
26	58	65.6 *	65.6 *

* Acotado según frecuencia (Tabla 7.9-1)

Tabla 7.9-4 Máxima penetración eólica, bajo criterios de tensión.
Sistema Tenerife

En la fig. 7.56 se representan gráficamente los valores de $MNPE_v$, correspondientes al nudo 14, en función de $\Delta V_{i,adm}(\%)$.

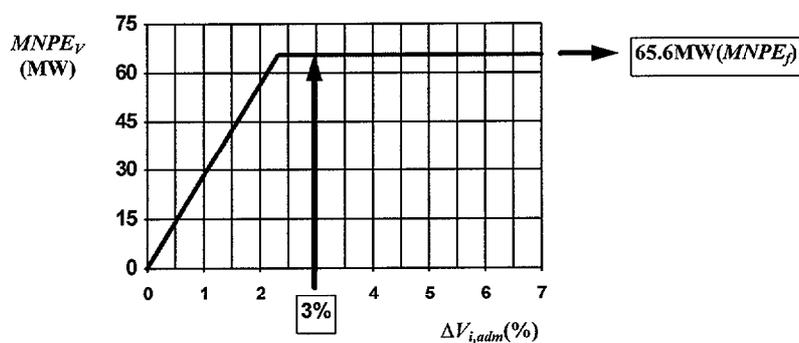


Fig. 7.56 Máximo Nivel de Penetración Eólica, bajo criterios de tensión, en el nudo 14.
Sistema Tenerife

Capítulo 8

Resumen de Conclusiones y Desarrollos Futuros

CAPÍTULO 8

RESUMEN DE CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

8.1 PRINCIPALES CONCLUSIONES

A lo largo de los capítulos anteriores, se ha analizado la problemática de la integración de Parques Eólicos en Sistemas de Energía Eléctrica, con especial referencia al caso de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias. Los Parques Eólicos considerados, están constituidos en base a aerogeneradores asíncronos.

Del análisis realizado, se desprende que la dimensión del sistema eléctrico constituye uno de los principales factores a considerar. En sistemas de gran dimensión, suele considerarse que el nivel de penetración eólica posee un carácter eminentemente económico -en función del combustible ahorrado- y se enmarca en el ámbito de la Planificación.

En sistemas de pequeño y medio tamaño, como los del Archipiélago Canario, la integración eólica parece presentar unas características que la encuadran dentro del ámbito de Operación. En consecuencia, tal integración ha sido planteada bajo la premisa de que el sistema debe mantenerse en Estado Normal de Operación, tras la misma.

Se ha puesto de manifiesto que los aspectos operativos de mayor influencia sobre la integración eólica, en sistemas de pequeño y medio tamaño, son los relacionados con el mantenimiento de la tensión y de la frecuencia. En consecuencia, se llega a la conclusión de que los niveles de integración eólica, en este tipo de sistemas, son determinados por estos dos parámetros fundamentales: tensión y frecuencia.

La consiguiente evaluación del impacto de un nuevo Parque Eólico, sobre el sistema eléctrico en el que se integra, conduce al Análisis de Régimen Estacionario y al Análisis de Régimen Dinámico de éste.

La formulación de las Ecuaciones de Flujo de Potencia, contemplando el modelado de los nudos con generación eólica como nudos PX o RX, permite el análisis exacto del Régimen Estacionario, de sistemas eléctricos con Parques Eólicos integrados.

El empleo de métodos aproximados, basados en Factores de Sensibilidad, permite la evaluación aproximada del impacto, que la integración de un nuevo Parque Eólico supone sobre el Régimen Estacionario de un sistema eléctrico, sin necesidad de realizar un estudio completo de Flujo de Potencia. De los métodos analizados, el basado en la Matriz de Sensibilidades del Jacobiano [X] ofreció la mayor aproximación a los resultados exactos de Flujo de Potencia. La simplicidad de aplicación de este método, le confiere un apreciable valor práctico.

Tras el cálculo y análisis de los Factores de Sensibilidad del Jacobiano, correspondientes a los sistemas eléctricos de Canarias, quedó demostrado que, en términos generales, la tensión es más sensible a los cambios de potencia en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura, que en los de Gran Canaria y Tenerife. En todos los casos, se comprobó que la tensión es más sensible a los cambios de potencia reactiva, que a los de potencia activa.

Mediante estos Factores de Sensibilidad, fueron identificados aquellos nudos cuyo módulo de tensión es más sensible a los cambios de potencia en la red, así como aquellos nudos en los que una variación de potencia afecta en menor grado a las tensiones.

Para el Análisis de Régimen Dinámico de un sistema con Parques Eólicos integrados, se ha comprobado que el modelo de máquina asíncrona en régimen transitorio resulta adecuado. Tras el estudio realizado, se concluye que la utilización de un modelo aproximado del sistema, constituye una alternativa válida en la determinación de las variaciones finales de frecuencia, posteriores a una variación de la potencia de origen eólico.

Uno de los parámetros del modelo empleado, la característica de respuesta de frecuencia β (MW/Hz), resulta útil en la caracterización del comportamiento de la frecuencia de un sistema, ante variaciones de potencia. Tras calcular el valor teórico máximo de β de los sistemas eléctricos de Canarias y tras comprobarlo, mediante simulaciones de Régimen Dinámico, se concluye que la frecuencia en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura es mucho más sensible a las variaciones de potencia, que en el sistema de Tenerife y en éste, poco más que en Gran Canaria.

Por consiguiente, las mayores posibilidades de integración eólica corresponden a los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Tenerife, para las configuraciones analizadas.

8.2 PERSPECTIVAS DE DESARROLLO

Los modelos propuestos en esta tesis podrían resultar de aplicación en tareas tales como las indicadas a continuación, con el objetivo de incluir en ellas la generación eólica:

- Planificación y Política de Crecimiento del sistema eléctrico, a largo plazo (horizonte de tiempo de 5 a 10 años)
- Análisis de Funcionamiento Económico, a medio y corto plazo (anual, semanal)
- Control de Frecuencia-Potencia (muy corto plazo: minutos)
- Análisis de Seguridad Estacionaria
- Análisis de Faltas y Evaluación de los Sistemas de Protección.

Por otra parte, el análisis de la integración de grandes Parques Eólicos equipados con otros convertidores de energía eólica, diferentes a los aquí analizados a partir de generadores asíncronos simples, convendría ser considerado. En este sentido, podría resultar de interés abordar los siguientes temas:

- Parques Eólicos con aerogeneradores asíncronos a velocidad variable
- Parques Eólicos con aerogeneradores síncronos
- Parques Eólicos aislados
- Combinación de Parques Eólicos con otras fuentes de energías alternativas

Bibliografía

BIBLIOGRAFÍA

BIB.1. SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [1] **R. A. M. Amerongen**, "*A General-Purpose version of the Fast Decoupled Load Flow*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, pp. 760-770, May 1989
- [2] **P. M. Anderson, A. A. Fouad**, "*Power Systems Control and Stability*", The Iowa State University Press, 1977
- [3] **J. Arrillaga, C. P. Arnold**, "*Computer Modelling of Electrical Power Systems*", John Wiley and Sons, 1983
- [4] **A. R. Bergen**, "*Power Systems Analysis*", Prentice-Hall, 1986
- [5] **J. Cidrás, J. A. Martínez y otros**, "*Modelling of Nonlinear Nodal Admittances in Load Flow Analysis*", IFAC Control of Power Plants and Power Systems, Munich, 1992
- [6] **J. Cidrás**, "*Contribuciones al Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*", E.T.S.I.I. Universidad de Vigo (Tesis), 1987
- [7] **I. Dabbaghchi, G. Irisarri**, "*AEP Automatic Contingency Selector: Branch Outage Impacts on Load Bus Voltage Profile*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 2, pp. 37-45, May 1986
- [8] **A. Domínguez, J. Medina y otros**, "*Cálculo de Potencias de Cortocircuito en los Sistemas Eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura*", Convenio Dep. Ingeniería Eléctrica U.L.P.G.C.-Consejería de Industria, Gobierno de Canarias, 1991
- [9] **H. W. Dommel**, "*Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, Ab. 1969

- [10] **O. I. Elgerd**, "*Electric Energy Systems Theory: An Introduction*", McGraw-Hill, 1985
- [11] **L. H. Fink, K. Carlsen**, "*Operating Under Stress and Strain*", IEEE Spectrum, Mar. 1978
- [12] **A. M. Gole, O. B. Nayak y otros**, "*A Graphical Electromagnetic Simulation Laboratory for Power Systems Engineering Programs*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May. 1996
- [13] **W. Hubbi, M. Halak**, "*Operational Problems with Large Induction Motors Connected to a Small Power Systems*", Electric Power Systems Research, 30, 1994
- [14] **IEEE Committee Report**, "*Computer Representation of Excitation Systems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, No. 6, pp. 1460-1468, Jun 1968
- [15] **IEEE Committee Report**, "*Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power Systems Studies*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, No. 6, pp. 1904-1915, 1973
- [16] **IEEE Committee Report**, "*Excitation System Models for Power System Stability Studies*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 2, pp. 494-509, Feb 1981
- [17] **IEEE Committee Report**, "*Excitation System Dynamic Characteristics*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp. 64-75, Jan 1973
- [18] **IEEE Standards Boards**, "*ANSI/IEEE Std. 399-1980: IEEE Recommended Practice For Power System Analysis*", IEEE, 1980
- [19] **G. Jianbo, W. Desheng**, "*A Fast Automatic Contingency Selection Algorithm with Bus Voltage Criteria*", IFAC Power Systems and Power Plant Control, Beijing, 1986
- [20] **E. W. Kimbark**, "*Power System Stability*", John Wiley and Sons, 1956
- [21] **K. R. C. Mamandur, G. J. Berg**, "*Efficient Simulation of Line and Transformer Outages in Power Systems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10, pp. 3733-3741, oct 1982
- [22] **J. Medanic, B. Avramovic**, "*Solution of load-flow problems in power systems by ϵ -coupling method*", Proceedings of IEE, Vol. 122, No. 8, pp. 801-805 Aug. 1975

- [23] **P. W. Sauer**, "On the Formulation of Power Distribution Factors for Linear Load Flow Methods", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 2, Feb. 1981
- [24] **L. P. Singh**, "Advanced Power System Analysis and Dynamics", Wiley Eastern Limited, 1986
- [25] **G. W. Stagg, A. El-Abiad**, "Computer Methods in Power Systems Analysis", McGraw-Hill, 1968
- [26] **W. D. Stevenson**, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", McGraw-Hill, 1976
- [27] **B. Stott**, "Decoupled Newton Load Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 9, pp. 1955-1957, Sep. 1972
- [28] **B. Stott, O. Alsac**, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 3, pp. 859-869, May 1974
- [29] **B. Stott**, "Review of Load-Flow Calculation Methods", Proceedings of the IEEE, Vol. 62, No. 7, pp. 916-929, Jul. 1974
- [30] **W. F. Tinney, C. E. Hart**, "Power Flow solution by Newton's Method", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, No. 11, pp. 1449-1460, Nov. 1967
- [31] **A. J. Wood, B. F. Wollenberg**, "Power Generation, Operation and Control", John Wiley and Sons, 1984
- [32] **F. Wu, A. Monticelli**, "Analytical Tools for Power System Restoration-Conceptual Design", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, Feb. 1988

BIB.2. GENERADORES ASÍNCRONOS

- [33] **A. H. Al-Bahrani, N. H. Malik**, "Voltage Control of Parallel Operated Self Excited Induction Generators", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 2, Jun. 1993
- [34] **A. I. Alolah**, "Static power conversion from three-phase self-excited induction and reluctance generators", Electric Power Systems Research, 31, pp. 111-118, 1994

- [35] **T. F. Chan**, "*Capacitance Requirements of Self-Excited Induction Generators*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 2, pp. 304-311, Jun. 1993
- [36] **M. Ermis, H. B. Ertan**, "*Various induction generator schemes for wind-electricity generation*", Electric Power Systems Research, 23, pp. 71-83, 1992
- [37] **J. A. Martínez, J. Cidrás**, "*Transient Stability of a Wind Induction Generator After its Connection to a Power Network*", 2º European EMTP Users Group Meeting, Leuven, Nov. 1992
- [38] **F. P. de Mello, L. N. Hannet**, "*Large Scale Induction Generators for Power Systems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 5, pp. 2610-2618, May 1981
- [39] **F. P. de Mello, J. W. Feltes y otros**, "*Application of Induction Generators in Power Systems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3385-3393, Sep. 1982
- [40] **E. Muljady, T. A. Lipo**, "*Series Compensated PWM Inverter with Battery Supply Applied to an Isolated Induction Generator*", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 30, No. 4 Jul. 1994
- [41] **S. P. Singh, B. Singh, M. P. Jain**, "*Comparative study on the performance of a commercially designed induction generator with induction motors operating as self excited induction generators*", IEE Proceedings-C, Vol. 140, No. 5, pp. 374-380, Sep. 1993
- [42] **D. B. Watson, J. Arrillaga**, "*Controllable d.c. power supply from wind-driven self-excited induction machines*", Proceedings of the IEE, Vol. 126, No. 12, Dec. 1979

BIB.3. INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN S.E.E.

- [43] **R. Billinton, A. A. Chowdhury**, "*Incorporation of wind energy conversion systems in conventional generating capacity adequacy assesment*", IEE Proceedings-C, Vol. 139, No. 1, pp. 47-56, Jan. 1992
- [44] **M. Bouzguenda, S. Rahman**, "*Value Analysis of Intermittent Generation Sources From the System Operations Perspective*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 3, pp. 484-490, Sep. 1993

- [45] **T. R. Bowe, S. Iqbal y otros**, "*A Decision Analysis Model to Determine the Appropriate Level of Protection for the Small Power Producer/Utility Interconnection*", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 1, No. 3, 1986
- [46] **A. Domínguez, J. Medina, J. Cidrás y otros**, "*Análisis de la Integración de Parque Eólico en el Sistema Eléctrico Lanzarote-Fuerteventura*", Convenio Dep. Ingeniería Eléctrica U.L.P.G.C.-Consejería de Industria, Gobierno de Canarias, 1994
- [47] **A. Domínguez, G. Hernández, J. Medina y otros**, "*Informe Campaña de Medidas*", Convenio Dep. Ingeniería Eléctrica U.L.P.G.C.-Consejería de Industria, Gobierno de Canarias, 1993
- [48] **R. C. Dugan, D. T. Rizy**, "*Electric Distribution Protection Problems associated with the Interconnection of Small, Dispersed Generation Devices*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 6, pp. 1121-1134, June 1984
- [49] **M. A. El-Sayes, M. G. Osman**, "*Assessment of the Economic Penetration Levels of Photovoltaic panels, Wind Turbine Generators and Storage Batteries*", Electric Power Systems Research, 27, pp. 233-246, 1993
- [50] **EPRI ACCNO 53767**, "*Small System Performance Under High Wind Plant Penetration*", Report TR-102784, EPRI, Aug 1993
- [51] **M. N. Eskander, A. M. Zaki**, "*Analysis and Control of Harmonics in Systems with Variable Speed Wind Generators*", European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'94, EWEA, 1994
- [52] **A. Feijóo, J. Cidrás, J. Medina**, "*Estabilidad de Generadores Asíncronos en Redes Eléctricas*", Congreso de Recursos y Tecnologías Electro-Energéticas, Orense, Octubre 1994
- [53] **E. S. Gavanidou, A. G. Bakirtzis**, "*A Probabilistic Method for the Evaluation of the Performance and the Reliability of Wind-Diesel Energy Systems*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 2, pp. 197-206, Jun. 1993
- [54] **T. Gómez**, "*Evaluación del Impacto en la Calidad del Servicio producido por la Conexión de Generadores Eólicos en Redes de Distribución*", IV Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Oporto, 1995
- [55] **N. D. Hatziargyriou, T. S. Karakatsanis**, "*Probabilistic Load Flow in Distribution Systems containing Dispersed Wind Power Generation*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, pp. 159-165, Feb. 1993

- [56] **J. Kabouris, G. C. Contaxis**, "*Autonomous System Expansion Planning Considering Renewable Energy Sources - A Computer Package*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, pp. 374-381, Sep. 1992
- [57] **J. Medina, J. Cidrás, A. Domínguez**, "*Integración de un Parque Eólico de 10 MW en el Sistema Eléctrico Fuerteventura-Lanzarote*", Congreso de Recursos y Tecnologías Electro-Energéticas, Orense, Octubre 1994
- [58] **S. S. Murthy, C. S. Jha**, "*Analysis of Grid Connected Induction Generators driven by Hydro/Wind Turbines under realistic system Constraints*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, No. 1, pp. 513-519, Mar. 1990
- [59] **A. Pantoja, J. Fuentes**, "*Análisis de la Conexión de Aerogeneradores a la red*", Experiencias de Explotación y Costes de los Sistemas Eólicos y Fotovoltáicos, Madrid 1990
- [60] **M. Papadopoulos, P. Malatestas, N. Hatziargyriou**, "*Simulation and Analysis of Small and Medium Size Power Systems Containing Wind Turbines*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, Nov. 1991
- [61] **M. Papadopoulos, P. Malatestas, B. Papadias**, "*Penetration of Wind Turbines in Islands with Diesel Power Stations*", European Conference of Wind Energy, 1988
- [62] **J. A. Peças, F. P. Maciel, J. Cidrás**, "*Simulation of MV Distribution Networks with Asynchronous Local Generation Sources*", MELECOM-91, Yugoslavia, Jun. 1991
- [63] **A. J. M. van Wijk, N. Halberg, W. C. Turkenburg**, "*Capacity Credit of Wind Power in the Netherlands*", Electric Power Systems Research, 23, pp. 189-200, 1992
- [64] **A. J. M. van Wijk, W. C. Turkenburg**, "*Costs avoided by the use of wind energy in the Netherlands*", Electric Power Systems Research, 23, pp. 201-216, 1992

BIB.4. ENERGÍA EÓLICA

- [65] **Awea**, "*1994 Wind Energy Industry Status Report*", American Wind Energy Association, 1995
- [66] **M. L. S. Bergey**, "*An Overview of Wind Power for Remote Site Telecommunications Facilities*", Renewable Energy Power Supplies for Telecommunications Conference, BWEA, Sep 1989

- [67] **J. A. M. Bleijs, G. A. Smith**, "*Operational Aspects of a Wind/Diesel system with Variable Speed Flywheel Storage*", Proceedings of the 14th BWEA Conference, Mar. 1992
- [68] **J. A. M. Bleijs, L. L. Freris**, "*Development of a Wind/Diesel system with Variable Speed Flywheel Storage*", Wind Energy: Technology and Implementation (Amsterdam EWEC'91), 1991
- [69] **J. A. M. Bleijs, J. E. Foster**, "*A Wind/Diesel system with Variable Speed Flywheel Storage*", Proceedings of the 13th BWEA Conference, April 1991
- [70] **P. B. Bosley, K. W. Bosley**, "*Risks and Benefits of Wind Generated Electricity: Facts and Perceptions*", Energy Sources, Vol. 14, pp. 1-9, 1992
- [71] **F. J. Bourbeau**, "*Variable Voltage Wind Turbine Generator: Power Quality Test Results*", European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'94, EWEA, 1994
- [72] **Departamento de Ingeniería Mecánica (ULPGC)**, "*Atlas del Viento del Archipiélago Canario*", Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 1992
- [73] **Departamento de Ingeniería Mecánica (ULPGC)**, "*Mapa Eólico de Canarias, II Fase*", Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 1993
- [74] **EPRI Journal RENEWEPRI**, "*News: EPRI on Renewables*", Electric Power Research Institute, Jun 1991
- [75] **EPRI Journal 9006**, "*Excellent Forecast for Wind*", Electric Power Research Institute, Jun 1990
- [76] **L. L. Freris**, "*Wind Energy Conversion Systems*", Prentice Hall, 1990
- [77] **D. Le Gourieres**, "*Energía Eólica. Teoría, Concepción y Cálculo Práctico de las Instalaciones*", Masson, 1983
- [78] **R. Hales**, "*Current Wind Turbine Technology*", Cranfield University, 1995
- [79] **E. N. Hinrichsen, P. J. Nolan**, "*Dynamics and Stability of Wind Turbine Generators*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, Ag. 1982
- [80] **H. Huisman, G. Van Baars**, "*Using a personal Computer as a cheap tool for identification and control of wind turbines in the field*", EWEC-94, EWEA, 1994

- [81] **IDAE**, "*Las Energías Renovables en las Islas Canarias*", Consejería de Industria y Comercio del Gobierno de Canarias, 1994
- [82] **M. Kaltschmitt, A. Wiese**, "*Potentials and Costs of Renewable Source of Energy in the Federal Republic of Germany*", *Energy Sources*, Vol. 16, pp. 185-193, 1994
- [83] **M. Kaltschmitt**, "*Possibilities and Restrictions of Wind Energy Use in one Federal State in Germany*", *Energy Sources*, Vol. 14, pp. 411-422, 1992
- [84] **C. Lago, M. Esteban**, "*1993 Annual Report of Operational Wind Parks in Spain*", EWEC-94, EWEA, 1994
- [85] **D. Lindley, P. Musgrove**, "*Status Report C: Evaluation of the Supply Side of the Market*", European Wind Energy Association Strategy Document, 1993
- [86] **J. G. McGowan, J. F. Manwell**, "*Wind/Diesel Project Review (Task 1)*", NREL/SERI Contract No. XL-1-11126-1, Ap 1992
- [87] **P. Novak, T. Ekelund**, "*Modelling, Identification and Control of a Variable Speed HAWT*", European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'94, EWEA, 1994
- [88] **J. T. G. Pierik, A. T. Veltman**, "*A New Class of Converters for Variable Speed Wind Turbines*", European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'94, EWEA, 1994
- [89] **S. Rahman**, "*Evaluation of WTG Power Output Using Wind Data*", Energy Modelling and Simulation, IMACS, 1983
- [90] **V. G. Rau, G. Durga**, "*Dynamic Stability Assesment of Wind Turbine Generators Using Lyapunov Function Approach*", *Electric Power System Research*, 27, 1993
- [91] **A. J. Rudell, J. A. M. Bleijs**, "*A Wind/Diesel system with Variable Speed Flywheel Storage*", BWEA/RAL Workshop, June 1993
- [92] **L. Tang, R. Zavadil**, "*Shunt Capacitor Failures due to Windfarm Induction Generator Self- Excitacion Phenomenon*", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 8, No. 3, pp. 513-519, Sept. 1993
- [93] **T. Thiringer, J. Linders**, "*Control by Variable Rotor Speed of a Fixed-Pitch Wind Turbine Operating in a Wide Speed Range*", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 8, No. 3, pp. 520-526, Sept. 1993

- [94] **C. Veganzones, A. Alonso**, "*Modelo de Simulación de un Sistema de Generación de Velocidad Variable para Fuentes de Energía Renovables*", 2ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Coimbra, 1991
- [95] **D. F. Warne**, "*Wind Power Equipment*", E. & F. N. Spon, 1983
- [96] **Weferc691**, "*AWEA/FERC: Wind and Utilities*", Awea 1991
- [97] **Wenotes7**, "*New Turbine Concepts Unveiled*", Science and Technology Review, Summer 1991
- [98] **Wepubs1**, "*Aewa Issues 1992 Slide Show*", Awea, Sep 1992
- [99] **Wew 638**, "*Trade News*", Wind Energy Weekly, Vol. 14, N0. 638, Awea, Mar 1995

BIB.5. VARIOS

- [100] **J. Cidrás, E. Díaz**, "*Métodos Numéricos en el Análisis de Sistemas Lineales de Gran Dimensión. Técnicas de explotación de Matrices y Vectores Dispersos*", Ed. Tórculo, 1996
- [101] **Consejería de Industria y Comercio**, "*Anuario Estadístico de Coyuntura Energética*", Gobierno de Canarias, 1994
- [102] **Consejería de Industria y Comercio del Gobierno de Canarias**, "*Orden de 14 de marzo de 1996, por la que se regulan las condiciones de acceso de los generadores eólicos a las redes eléctricas de Canarias*", B.O.C. de 15 de Abril, 1996
- [103] **M. Cortes**, "*Curso Moderno de Máquinas Eléctricas Rotativas*", Marcombo, 1974
- [104] **B. S. Dhillon, C. Singh**, "*Engineering Reliability. New Techniques and Applications*", John Wiley and Sons, 1981
- [105] **Laboratorio de Electrotecnia y Redes Eléctricas. Departamento de Ingeniería Eléctrica-Universidad de Vigo**, "*Análisis de Redes Eléctricas*", Ed. Tórculo, 1995
- [106] **A. Larsson**, "*Flicker and Slow Voltage Variations from Wind Turbines*", Proc. of 7th ICHQP, Nevada, 1996

- [107] **Ministerio de Industria y Energía**, "*Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica*", B.O.E. No. 219, de 12 de Septiembre, 1993
- [108] **Ministerio de Industria y Energía**, "*Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*", B.O.E. No. 313, de 31 de Diciembre, 1994
- [109] **Ministerio de Industria y Energía**, "*Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional*", B.O.E. No. 313, de 31 de Diciembre, 1994
- [110] **W. Nelson**, "*Applied Life Data Analysis*", John Wiley and Sons, 1982
- [111] **M. H. Rashid**, "*Power Electronics: Circuits, Devices and Applications*", Ed. Prentice-Hall, 1993
- [112] **P. Sorensen, J. Tande, L. Sondegaard y J. Kledal**, "*Flicker Emission Levels from Wind Turbines*", Ed. Prentice-Hall, 1993

Anexo A

Modelado de los Elementos de un S.E.E. para Análisis de Régimen Dinámico

ANEXO A

MODELADO DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ANÁLISIS DE RÉGIMEN DINÁMICO

A.1 MODELO DE GENERADOR SÍNCRONO

El modelado de un generador síncrono, para análisis de régimen dinámico, comporta aspectos mecánicos y aspectos eléctricos. Las ecuaciones mecánicas (A.1) y (A.2) expresan las variaciones de la velocidad y del ángulo interno respecto al tiempo:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e - D(\omega - 1)) \quad (\text{A.1})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = 2\pi f (\omega - 1) \quad (\text{A.2})$$

donde

ω	velocidad (p.u.)
δ	ángulo interno (rad)
P_m	potencia mecánica aplicada al generador (p.u.)
P_e	potencia activa generada (p.u.)
H	constante de inercia (MW-s/MVA)
D	coeficiente de amortiguamiento (p.u.)
f	frecuencia (Hz)

El circuito equivalente más simple consta de una fuente de tensión tras la reactancia transitoria (fig. A.1), siendo constante el módulo y variable el ángulo de fase. Este modelo presupone rotor cilíndrico y flujo constante, aplicándose en análisis de régimen transitorio de corta duración, no más de un segundo, en el cual no intervienen reguladores de velocidad ni sistemas de control de excitación, ya que se considera que los efectos del sistema de control de excitación y de la reacción de inducido se contrarrestan mutuamente y que la actuación de la regulación de velocidad no es observable en tan corto período de tiempo.

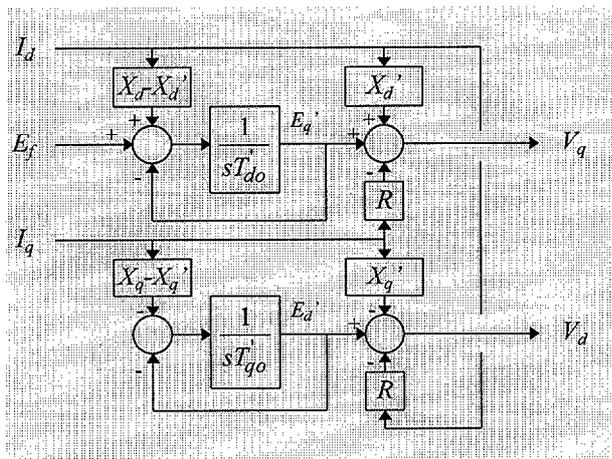


Fig. A.3 Diagrama de bloques correspondiente a las ec. (A.3) y (A.4)

donde

V	tensión en bornes
I	corriente generada
E'	f.e.m. transitoria
R	resistencia estática
X_d	reactancia sincrónica longitudinal
X_q	reactancia sincrónica transversal
X_d'	reactancia transitoria longitudinal
X_q'	reactancia transitoria transversal
E_f	tensión aplicada al campo
E_i	tensión en bornes en circuito abierto
E_d	componente longitudinal de E_i
E_q	componente transversal de E_i
T_{do}'	cte. de tiempo transitoria en circuito abierto longitudinal
T_{qo}'	cte. de tiempo transitoria en circuito abierto transversal

Para el estudio de efectos subtransitorios se requiere un modelo más completo, aunque las reactancias y constantes de tiempo involucradas son pequeñas y frecuentemente pueden ser ignoradas. El modelo correspondiente se deriva del diagrama vectorial de la máquina en estado subtransitorio (fig. A.4) y de las ecuaciones diferenciales (A.5) a (A.8), representativas de las variaciones temporales (fig. A.5).

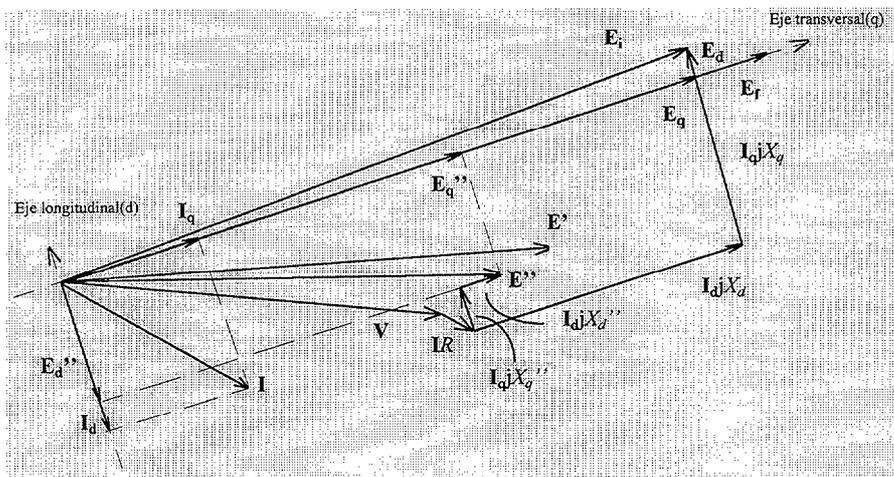


Fig. A.4 Diagrama vectorial de la máquina síncrona en régimen subtransitorio

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_f - E_q) = \frac{1}{T'_{do}} (E_f - E'_q + I_d (X_d - X'_d)) \quad (A.5)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} (-E_d) = \frac{1}{T'_{qo}} (-E'_d - I_q (X_q - X'_q)) \quad (A.6)$$

$$\frac{dE''_q}{dt} = \frac{1}{T''_{do}} (E'_q + I_d (X'_d - X''_d)) \quad (A.7)$$

$$\frac{dE''_d}{dt} = \frac{1}{T''_{qo}} (E'_d - I_q (X'_q - X''_q) - E''_d) \quad (A.8)$$

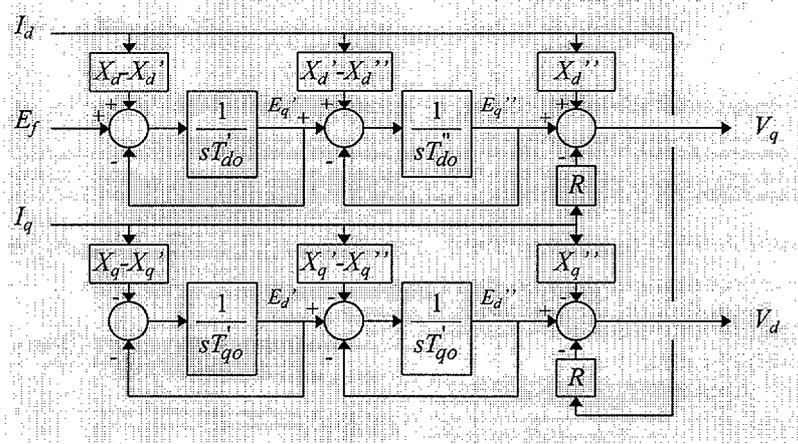


Fig. A.5 Diagrama de bloques correspondiente a las ec. (A.5) a (A.8)

donde

V	tensión en bornes
I	corriente generada
E'	f.e.m. transitoria
E''	f.e.m. subtransitoria
R	resistencia estática
X_d	reactancia síncrona longitudinal
X_q	reactancia síncrona transversal
X'_d	reactancia transitoria longitudinal
X'_q	reactancia transitoria transversal
X''_d	reactancia subtransitoria longitudinal
X''_q	reactancia subtransitoria transversal
E_f	tensión aplicada al campo
E_i	tensión en bornes en circuito abierto
E_d	componente longitudinal de E_i
E_q	componente transversal de E_i
T'_{do}	cte. de tiempo transitoria en circuito abierto longitudinal
T'_{qo}	cte. de tiempo transitoria en circuito abierto transversal
T''_{do}	cte. de tiempo subtransitoria en circuito abierto longitudinal
T''_{qo}	cte. de tiempo subtransitoria en circuito abierto transversal

A2. MODELO DE GENERADOR ASÍNCRONO

El modelado de un generador asíncrono, para análisis de régimen dinámico, comporta aspectos dinámicos y aspectos eléctricos. La variación del deslizamiento con el tiempo se expresa en función de la diferencia entre el par mecánico aplicado al generador y el par eléctrico producido (ec. A.9).

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (\text{A.9})$$

$s = (\omega - \omega_s) / \omega_s$	deslizamiento (p.u.)
$T_e = P_e / \omega_s$	par eléctrico (p.u.)
T_m	par mecánico (p.u.)
P_e	potencia activa generada (p.u.)
H	constante de inercia (MW-s/MVA)
ω_s	velocidad de sincronismo (rad/s)

Análogamente a un generador síncrono, un generador asíncrono puede ser eléctricamente representado mediante un circuito equivalente de Thevenin, formado por una fuente de tensión E' y una impedancia $Z=R_r+jX'$ (fig. A.6).

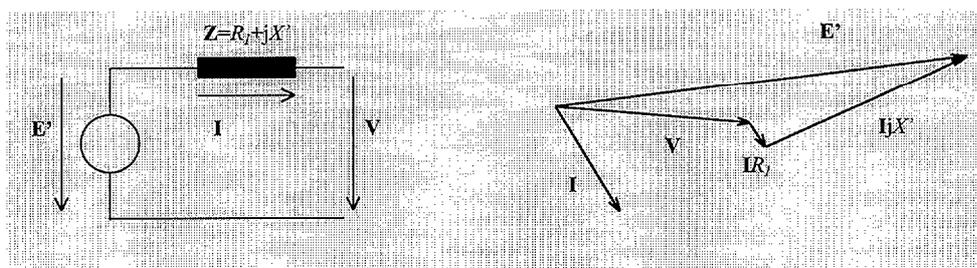


Fig. A.6 Circuito equivalente de un generador asíncrono

Este circuito equivalente da lugar al modelo de la figura A.7, el cual junto a la ecuación (A.9), que expresa la variación temporal del deslizamiento, representa el comportamiento de un generador asíncrono en régimen dinámico.

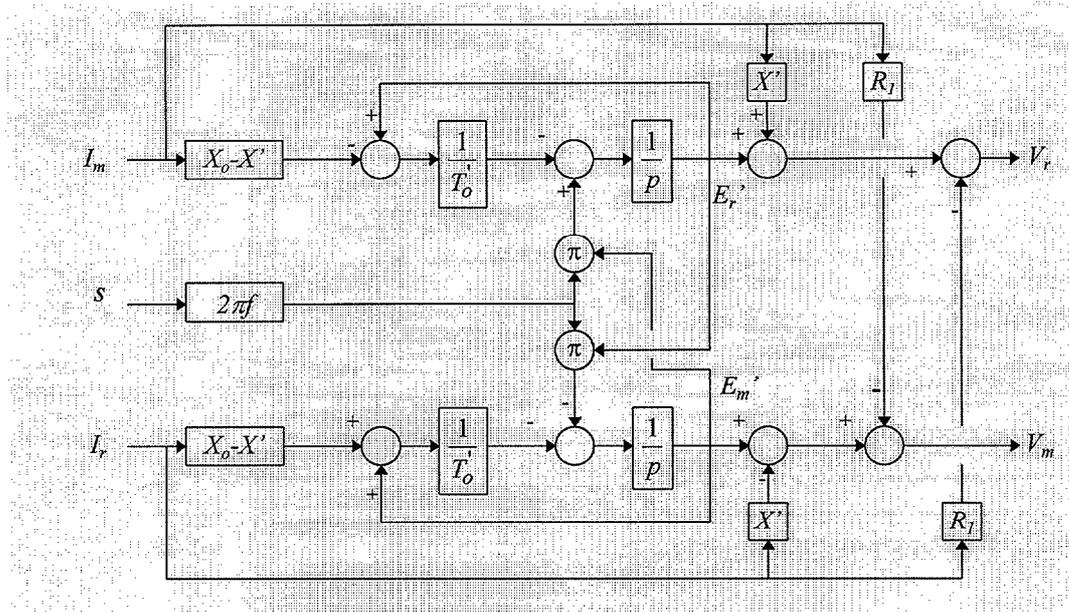


Fig. A.7 Modelo de generador asíncrono en régimen dinámico

$I = I_r + jI_m$	corriente generada
s	deslizamiento
$E' = E_r' + jE_m'$	f.e.m.
$V = V_r + jV_m$	tensión en bornes del generador
$X_o = X_1 + X_m$	reactancia en circuito abierto
$T_o' = \frac{X_2 + X_m}{2\pi f R_2}$	constante de tiempo en circuito abierto
$X' = X_1 + \frac{X_2 X_m}{X_2 + X_m}$	reactancia aparente con rotor bloqueado
p	operador laplaciano

Las reactancias X y X' se obtienen del circuito equivalente en régimen estacionario, según la figura A.8.

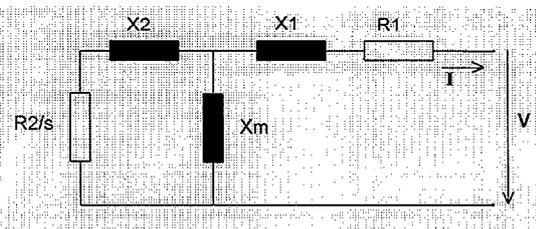


Fig. A.8 Modelo de generador asíncrono en régimen estacionario

donde

V	tensión en bornes del generador
I	corriente generada
R_f	resistencia estática (p.u.)
X_1	reactancia estática (p.u.)
R_2	resistencia rotórica (p.u.)
X_2	reactancia rotórica (p.u.)
X_m	reactancia magnetizante (p.u.)
s	deslizamiento (p.u.)

A3. MODELO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE

El modelo empleado en análisis de régimen dinámico, para las líneas de transporte, es el clásico esquema en π , utilizado también en el análisis de régimen permanente (fig. A.9).

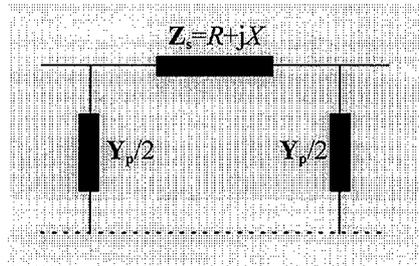


Fig. A.9 Modelo de línea de transporte

Z_s	impedancia serie
Y_p	admitancia transversal
R	resistencia
$X = \omega L$	reactancia inductiva
L	inductancia
G	conductancia
$B = \omega C$	susceptancia
C	capacidad

A4. MODELOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En los estudios de régimen dinámico, los modelos empleados para transformadores trifásicos de potencia son los usados en el análisis de régimen permanente. Para el caso más simple, se trata del siguiente modelo, donde Z_{cc} representa la impedancia de cortocircuito (fig. A.10).

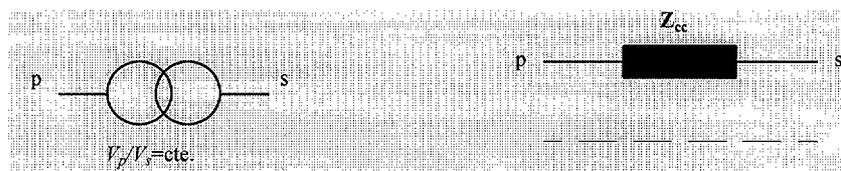


Fig. A.10 Modelo simple de transformador de potencia

Si se ha de contemplar relación de transformación variable, se puede considerar al transformador como constituido por un autotransformador ideal, de relación $a:1$, seguido de la impedancia de cortocircuito, como en la figura A.11.

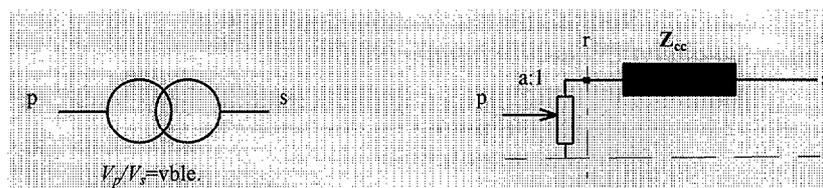


Fig. A.11 Equivalente de un transformador de potencia de relación de transformación variable, en módulo

Se obtiene así el siguiente modelo, según un esquema equivalente en π (fig. A.12), donde

$$\mathbf{A} = \mathbf{Z}_{cc} \frac{1}{a}$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{Z}_{cc} \frac{1}{a} \left(\frac{1}{a} - 1 \right)$$

$$\mathbf{C} = \mathbf{Z}_{cc} \left(1 - \frac{1}{a} \right)$$

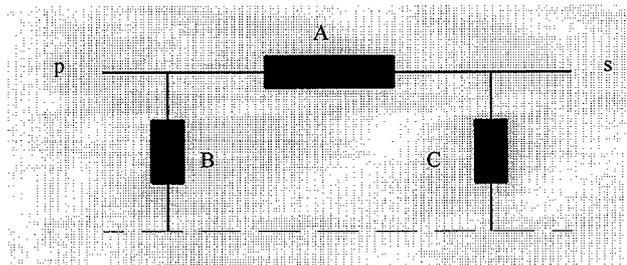


Fig. A.12 Modelo de un transformador de potencia de relación de transformación variable, en módulo

Para transformadores de tres devanados, se emplea el siguiente modelo (fig. A.13), donde las impedancias \mathbf{Z}_p , \mathbf{Z}_s y \mathbf{Z}_t se obtienen a partir de las impedancia de cortocircuito primario-secundario, primario-terciario y secundario-terciario:

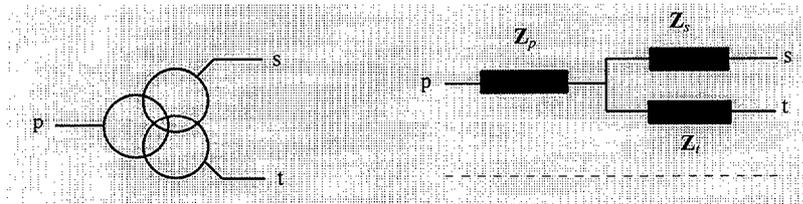


Fig. A.13 Modelo de transformador de potencia de tres devanados

$$\mathbf{Z}_p = \frac{\mathbf{Z}_{ps} + \mathbf{Z}_{pt} - \mathbf{Z}_{st}}{2}$$

$$\mathbf{Z}_s = \frac{\mathbf{Z}_{ps} + \mathbf{Z}_{st} - \mathbf{Z}_{pt}}{2}$$

$$\mathbf{Z}_t = \frac{\mathbf{Z}_{pt} + \mathbf{Z}_{st} - \mathbf{Z}_{ps}}{2}$$

A5. MODELOS DE CARGAS

La representación de los consumos mediante admitancias transversales (fig. A.14) constituye una buena aproximación, tal como se contempla habitualmente en Análisis de Cortocircuitos. Esta elección, generalmente, no afecta significativamente a la exactitud de los resultados obtenidos y simplifica notablemente los aspectos computacionales del estudio, toda vez que permite considerar las cargas como admitancias constantes a lo largo del proceso de cálculo, no siendo necesario su actualización en cada iteración numérica o intervalo de tiempo:

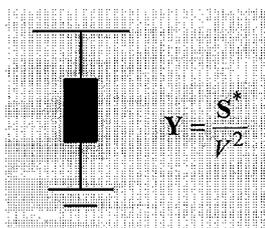


Fig. A.14 Modelo de cargas, en forma de admitancia

Si se dispone de la información necesaria sobre la demanda y se desea representarla de forma más precisa, es posible la utilización de modelos de cargas más complejos. Es el caso, por ejemplo, de modelos en base a fuentes de potencia o fuentes de intensidad, los cuales podrían obligar a una actualización de su representación en cada intervalo del proceso de cálculo (fig. A.15).

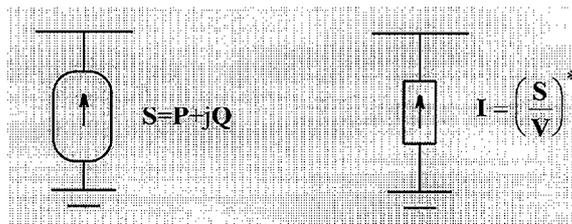


Fig. A.15 Modelo de cargas, en forma de fuentes de potencia y en forma de fuentes de intensidad

A6. MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD Y TURBINAS PARA GRUPOS CON GENERADORES SÍNCRONOS

A.6.1 Ubicación funcional de los reguladores de velocidad y turbinas en un sistema eléctrico

Antes de describir los modelos de reguladores de velocidad y turbinas, es conveniente considerar su ubicación funcional en el sistema eléctrico en el que se integran (fig. A.16).

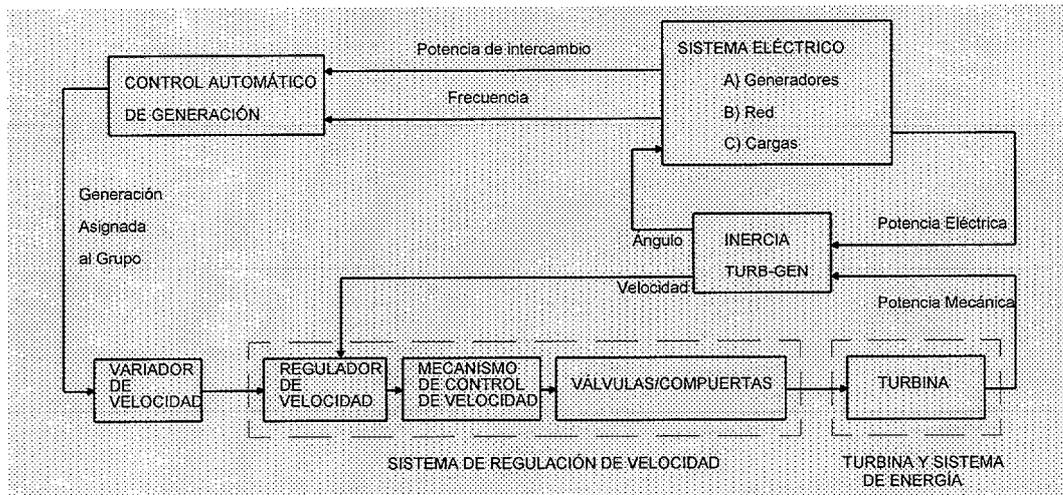


Fig. A.16 Ubicación funcional de los reguladores de velocidad y turbinas, en un S.E.E.

Como puede observarse en la figura A.16, el Control Automático de Generación asigna una potencia de consigna a producir por el grupo generador, la cual es convertida a señal de consigna de velocidad. La comparación de esta consigna de velocidad con la velocidad actual del generador servirá como variable de control, en base a la cual la Regulación de Velocidad hará posible que la turbina o elemento motriz genere la potencia mecánica necesaria.

Por lo tanto, existen dos referencias de entrada para el Sistema de Control de Velocidad:

- Potencia asignada a cada grupo P_o
- Velocidad actual del generador ω
- (o bien desviación respecto a la de sincronismo $\Delta\omega$)

si bien la segunda podría considerarse como la realimentación del sistema de control. La variable de salida del Sistema será la Potencia Mecánica P_M que se aplica al generador.

A.6.2 Modelos para el Control de Velocidad en grupos con generadores síncronos

Existe una gran variedad de modelos para Sistemas de Control de Velocidad y elementos motrices, tales como Turbinas de Vapor, Turbinas Hidráulicas, Turbinas de Gas y Motores Diesel. A los modelos propuestos por I.E.E.E. y E.P.R.I. se unen los desarrollados por las propias empresas eléctricas y especialistas en la materia, aunque esencialmente no difieren mucho unos de otros.

En los modelos desarrollados para grupos con Turbina de Vapor o Turbina Hidráulica, suele diferenciarse el modelo de Sistema de control de Velocidad del modelo correspondiente a la Turbina. Por otra parte, para grupos de Gas y Grupos Diesel suele emplearse un modelo único acoplado, que incorpora ambos elementos.

Grupos de Vapor

El modelo general I.E.E.E. de Sistema de Control de Velocidad (S.C.V.), para Grupos de Vapor, es el que se muestra en la figura A.17, donde puede observarse la consigna de potencia P_o y la desviación de velocidad respecto a la de sincronismo $\Delta\omega$ como entradas; la salida P_{GV} es la consigna de entrada para la turbina.

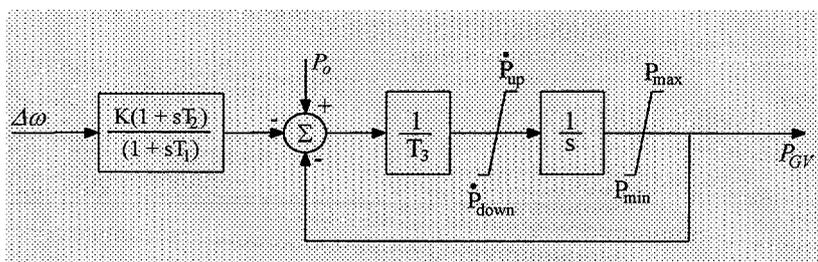


Fig. A.17 Modelo general de IEEE de Sistema de Control de Velocidad, para grupos de vapor

$K=1/R$	ganancia
R	estatismo
P_o	señal de consigna de potencia
P_{up}	velocidad máxima de apertura de válvula
P_{down}	velocidad máxima de cierre de válvula
P_{max}	potencia máxima suministrada por la turbina
P_{min}	potencia mínima suministrada por la turbina
P_{GV}	potencia de entrada a la turbina
T_1, T_2, T_3	constantes de tiempo
$\Delta\omega = \omega_s - \omega$	variación de velocidad
$\omega_s = 1$	velocidad de sincronismo (p.u.)
ω	velocidad (p.u.)

Para la Turbina de Vapor, I.E.E.E. propone los modelos indicados en la figura A.18, denominados de la (a) a la (f). Estos modelos se corresponden con las configuraciones mostradas en la figura A.19.

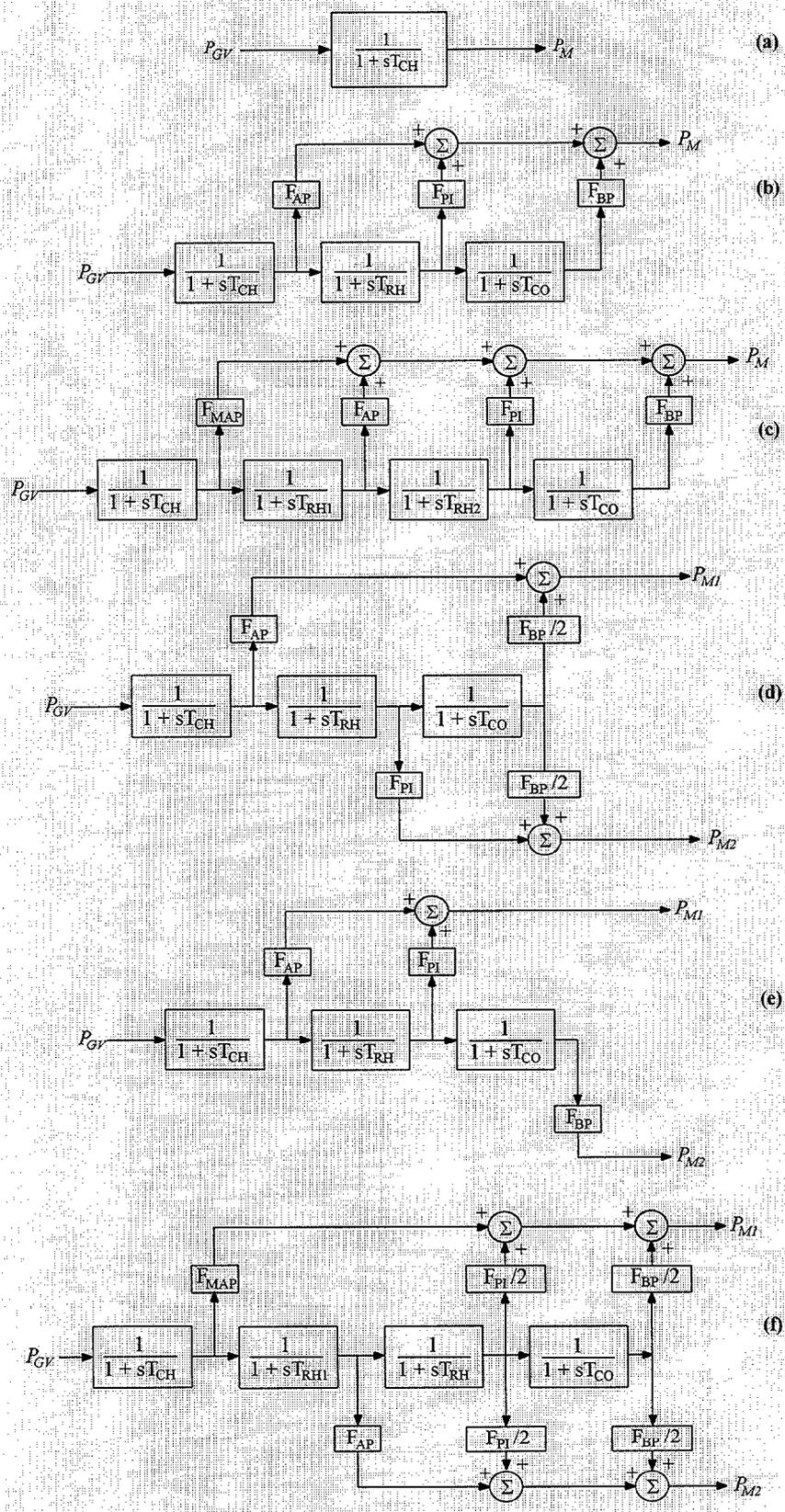


Fig. A.18 Modelos comunes de sistemas de vapor

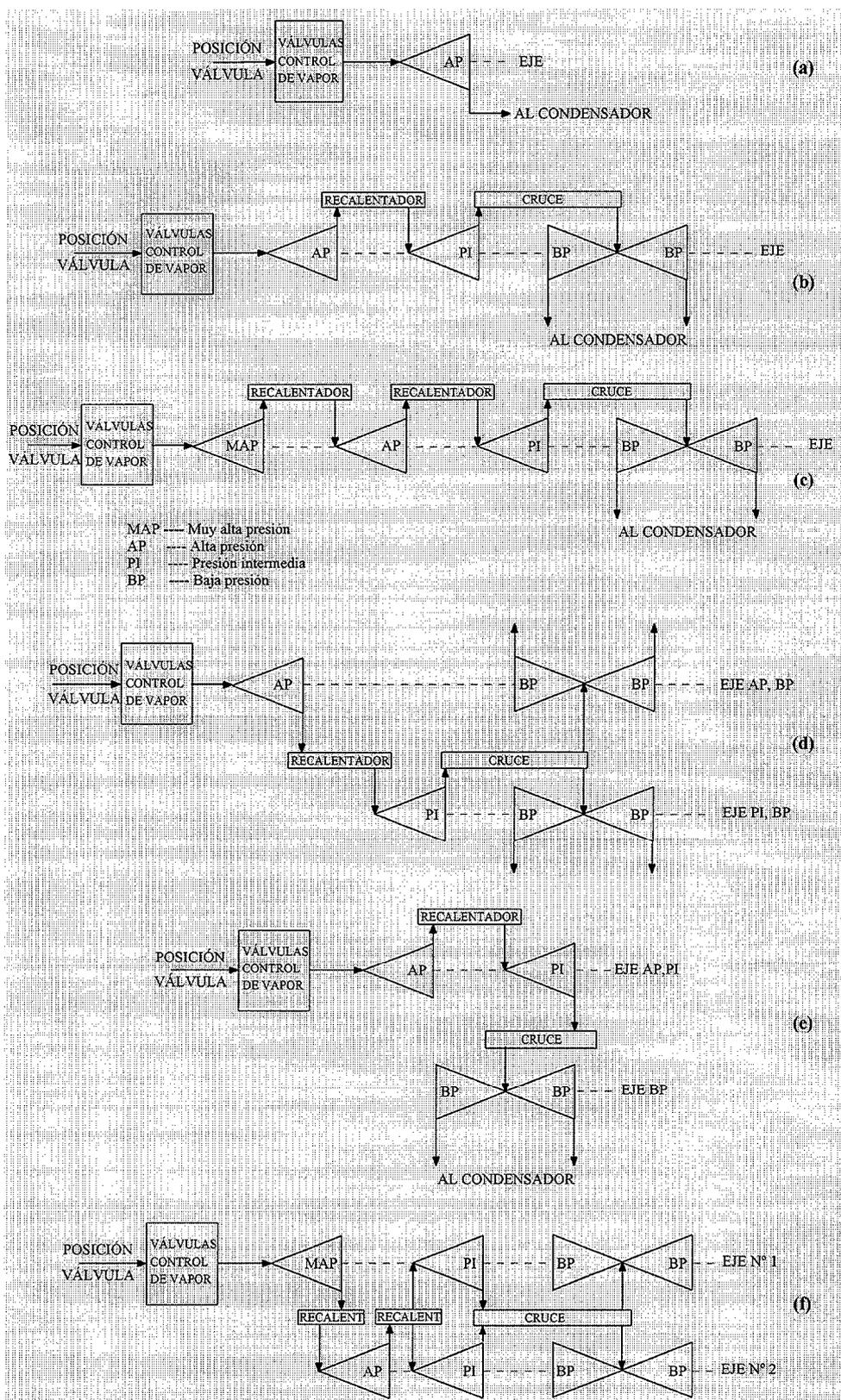


Fig. A.19 Configuraciones comunes de sistemas de vapor

Grupos Hidráulicos

El modelo I.E.E.E. de Sistema de Control de Velocidad, para grupos con Turbina Hidráulica es el que se muestra en la figura A.20. En él puede observarse la consigna de potencia P_o y la desviación de velocidad respecto a la de sincronismo $\Delta\omega$ como entradas, así como la salida P_{GV} (consigna de entrada para la turbina), al igual que en el caso de turbinas de vapor.

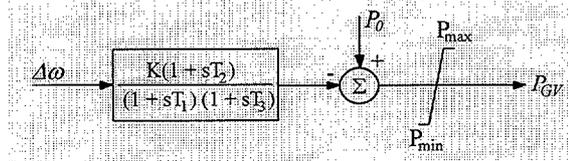


Fig. A.20 Modelo de sistema de control de velocidad, para grupos hidráulicos

$K=1/R$	ganancia
R	estatismo
P_o	señal de consigna de potencia
P_{max}	potencia máxima suministrada por la turbina
P_{min}	potencia mínima suministrada por la turbina
P_{GV}	potencia de entrada a la turbina
T_1, T_2, T_3	constantes de tiempo
$\Delta\omega = \omega_s - \omega$	variación de velocidad
$\omega_s = 1$	velocidad de sincronismo (p.u.)
ω	velocidad (p.u.)

Para la Turbina Hidráulica propiamente dicha, I.E.E.E. propone los modelos de la figura A.21, donde el (b) es una simplificación del (a):

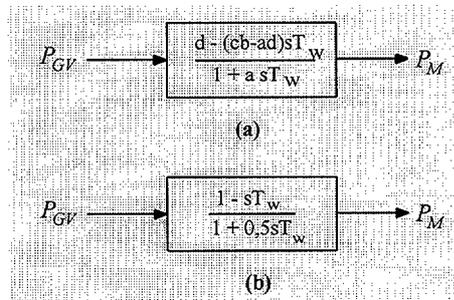


Fig. A.21 Modelo de turbina hidráulica

Grupos Diesel

Aunque el modelo I.E.E.E. para grupos de vapor es una alternativa válida, para Grupos Diesel se han empleado también modelos integrados, como el que se muestra en la figura A.22. En él se puede observar que la desviación de velocidad, respecto a la de sincronismo, $\Delta\omega$ y la potencia asignada al grupo P_o están presentes en las entradas; la salida del modelo es directamente la potencia mecánica P_m , que será aplicada al generador eléctrico.

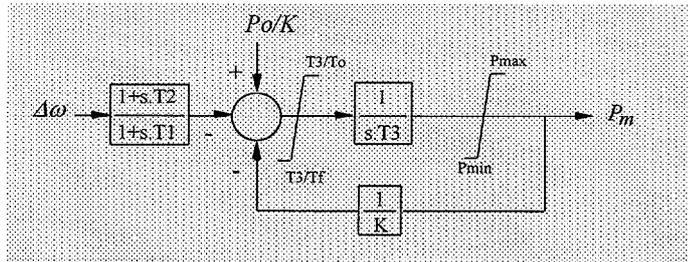


Fig. A.22 Modelo de sistema de control de velocidad, para grupos diesel

$K=1/R$	ganancia
R	estatismo
P_o	señal de consigna de potencia
$1/T_o$	velocidad máxima de apertura de válvula
$1/T_f$	velocidad máxima de cierre de válvula
P_{max}	potencia máxima suministrada por la turbina
P_{min}	potencia mínima suministrada por la turbina
P_{GV}	potencia de entrada a la turbina
T_1, T_2, T_3	constantes de tiempo
P_m	potencia mecánica
$\Delta\omega = \omega_s - \omega$	variación de velocidad
$\omega_s = 1$	velocidad de sincronismo (p.u.)
ω	velocidad (p.u.)

Grupos de Gas

Para grupos con Turbina de Gas se han empleado modelos integrados, como el que puede observarse en la figura A.23, donde aparecen la velocidad actual del generador ω y su consigna de potencia P_o , como entradas y la potencia mecánica P_m a la salida.

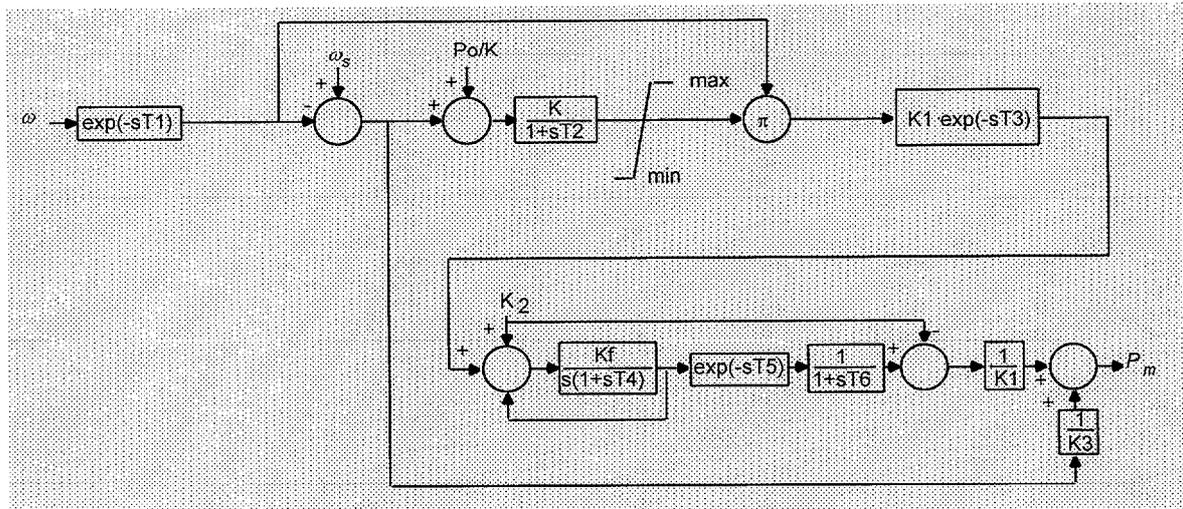


Fig. A.23 Modelo de sistema de control de velocidad, para grupos de gas

$K=1/R$	ganancia
R	estatismo
P_o	señal de consigna de potencia
$T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6$	constantes de tiempo
P_m	potencia mecánica
ω_s	velocidad de sincronismo
ω	velocidad
K_1, K_2, K_3	ctes. de ganancia

A7. MODELOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN PARA MÁQUINAS SÍNCRONAS

A7.1 INTRODUCCIÓN

Al igual que ocurre con el control de velocidad, existe una gran variedad de modelos para Sistemas de Control de Excitación. El I.E.E.E. ha propuesto dos conjuntos de modelos, uno en el año 1968 y otro en el año 1981:

A) Modelos del año 1968

* con excitatriz de Corriente Continua	Tipo 1, Tipo 1S, Tipo 4
* con excitatriz de Corriente Alterna	Tipo 2
* con excitatriz Estática	Tipo 3

B) Modelos del año 1981

* con excitatriz de Corriente Continua	DC1, DC2, DC3
* con excitatriz de Corriente Alterna	AC1, AC2, AC3, AC4
* con excitatriz Estática	ST1, ST2, ST3

En 1968 se publicó un informe de un Grupo de Trabajo del IEEE, en el cual se sugería una nomenclatura común, se presentaban modelos matemáticos para los sistemas de excitación de uso frecuente y se definían parámetros para esos modelos. Con ello se pretendía obtener una herramienta, que facilitara la definición de los datos de entrada necesarios para los programas de ordenador y que proporcionara un formato consistente, mediante el cual los fabricantes pudieran responder a las solicitudes de datos, sobre sistemas de excitación.

Posteriormente, en 1981, el Grupo de Trabajo de IEEE sobre Modelos Computacionales de Sistemas de Excitación publicó otro informe relativo al mismo tema. Presentado como una extensión del anterior trabajo, el informe proporcionaba modelos para los nuevos tipos de equipos de excitación, no cubiertos previamente, así como modelos mejorados para los antiguos equipos. De esta forma, se pasó de cinco modelos (tres con excitatriz de c.c., uno con excitatriz de c.a. y uno con excitatriz estática) a diez modelos (tres con excitatriz de c.c., cuatro con excitatriz de c.a. y tres con excitatriz estática). Además, se pretendía facilitar el uso de datos provenientes de medidas de campo como medio de obtener los parámetros de los modelos. A diferencia del primer informe, éste no incluía parámetros típicos para los modelos, ya que se entendía que la amplia variedad de parámetros, aplicables a algunos de los modelos, dificultaba la definición de tales datos típicos. En dicho informe, se advertía que los modelos presentados eran válidos para desviaciones de frecuencia de ± 5 Hz, respecto a la frecuencia nominal y para frecuencias de oscilación de hasta 3 Hz.

A7.2 MODELOS IEEE-1968

En 1968, se definieron cuatro tipos básicos de sistemas de excitación, aptos para ser usados como modelos computacionales en análisis de sistemas, indicando, en ocasiones, a qué modelo podían corresponder los sistemas de excitación comercializados en aquel momento y siendo denominados como Tipo 1, Tipo 2, Tipo 3 y Tipo 4. Como variante del Tipo1 se añade el Tipo 1S.

El Tipo 1 (*Excitatriz y Regulador de Acción Continua*) incluye los sistemas de excitación con excitatriz de c.c. (fig. A.24), tales como:

Allis Chalmers	<i>Regulex regulator</i>
General Electric	<i>Amplidyne regulator</i> <i>Alterrex</i> <i>Alterrex-thyristor</i>
Westinghouse	<i>Mag-A-Stat regulator</i> <i>Brushless (de 1967)</i> <i>Rototrol</i> <i>Silverstat regulator</i> <i>TRA regulator</i>

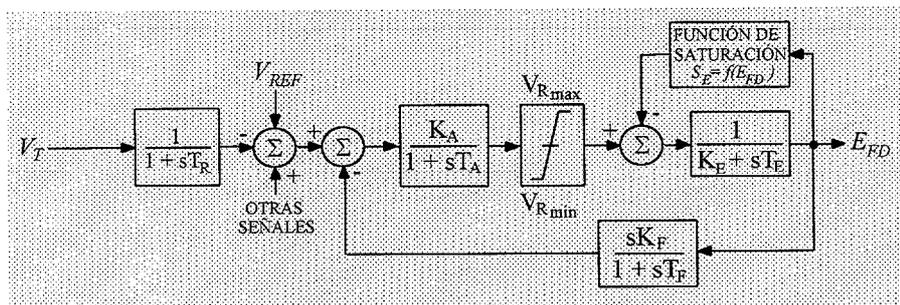


Fig. A.24 Sistema de Excitación Tipo 1

El Tipo 1S (*Sistemas a base de Rectificadores Controlados con Fuente Única de Tensión en Bornes*) es un caso especial del Tipo 1, diferenciándose de éste en el empleo de una fuente de excitación a partir de la tensión en bornes, con rectificadores controlados. Un sistema de este tipo responde más rápido, siendo los límites de la tensión de salida del regulador proporcionales a la tensión en bornes: $V_{Rmax}=K_p \cdot V_T$.

El Tipo 2 (*Sistemas de Rectificadores Rotativos*) se emplea para sistemas de excitación con excitatriz de c.a. y diodos giratorios (fig. A.25), como los sistemas de excitación sin escobillas de Westinghouse puestos en servicio a partir de 1966.

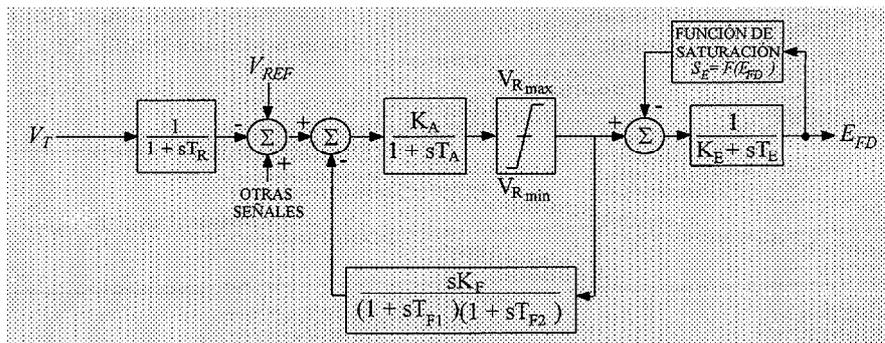


Fig. A.25 Sistema de Excitación Tipo 2

El Tipo 3 (*Estático con Fuente de Corriente y Tensión en Bornes*) representa a aquellos sistemas de excitación que utilizan una combinación de corriente y tensión en bornes del generador, a través de transformadores de intensidad y de tensión, como fuente de excitación regulada mediante rectificadores controlados (fig. A.26). Un ejemplo es el sistema SCPT de General Electric.

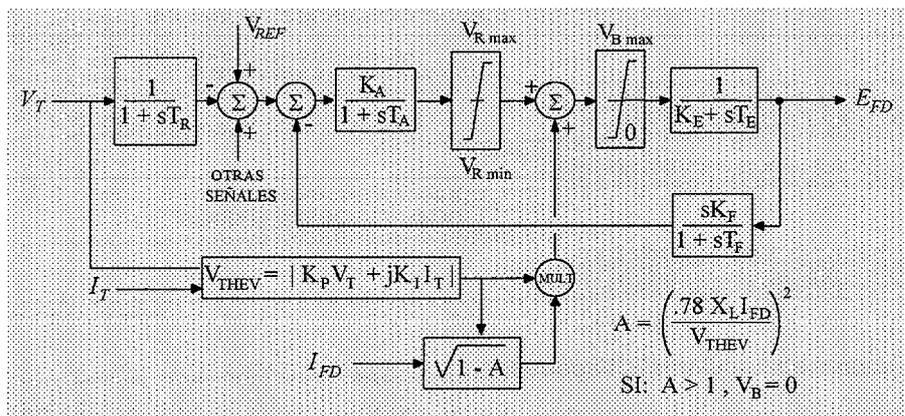


Fig. A.26 Sistema de Excitación Tipo 3

El Tipo 4 (*Sistemas de Acción No Continua*) se especifica para antiguos sistemas de excitación, empleados antes de ser desarrollados los de acción continua, como el GFA4 de General Electric y el BJ30 de Westinghouse (fig. A.27). Para pequeños errores, el ajuste se hace mediante reostato gobernado por motor; para errores mayores, se insertan o cortocircuitan resistencias rápidamente, aplicando una mayor señal a la excitatriz de c.c.

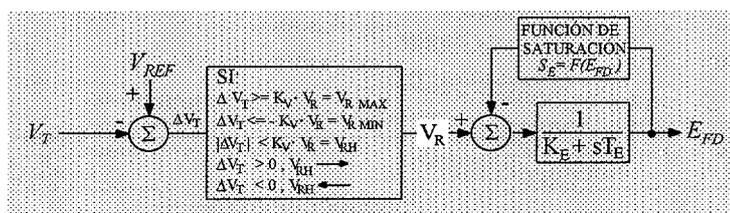


Fig. A.27 Sistema de Excitación Tipo 4

A7.3 MODELOS IEEE-1981

En 1981, se distinguen claramente los varios subsistemas que componen la excitación de un generador y que son comúnmente representados en los estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia: un transductor de tensión en bornes más compensación de carga, un regulador de tensión, una excitatriz, elementos de estabilización del sistema de excitación y en ocasiones un estabilizador de potencia (fig. A.28).

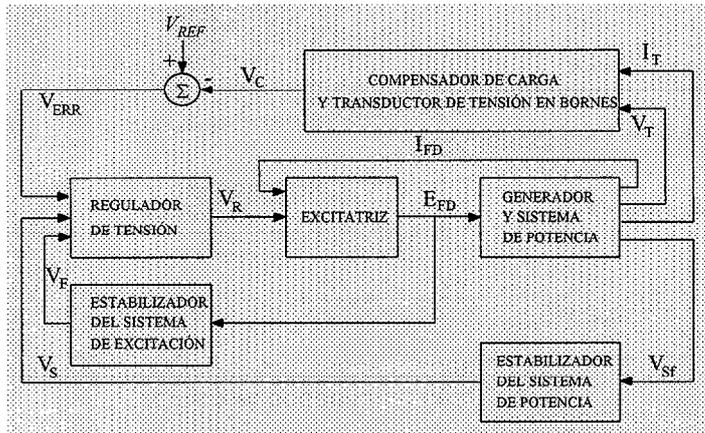


Fig. A.28 Subsistemas en el control de excitación de un alternador síncrono

Se identifican tres clases de sistemas de excitación, en base a la fuente de potencia de la excitación con la que se produce la corriente continua, necesaria para el campo del generador:

- * Sistemas de Excitación de Corriente Continua (DC), que utilizan un generador de c.c. como fuente de potencia.
- * Sistemas de Excitación de Corriente Alterna (AC), que utilizan un alternador y rectificadores, ya sean estáticos o giratorios, como fuente de potencia.
- * Sistemas de Excitación Estáticos (ST), que utilizan transformadores y rectificadores como fuente de potencia.

Como etapa previa y común a los modelos desarrollados, se describe la captación de la tensión en bornes y su posterior conversión a una magnitud fácilmente manejable (frecuentemente corriente continua). Esta es comparada con el valor de consigna, para obtener así la señal de error que será aplicada al sistema de excitación propiamente dicho (fig. A.29). A efectos de modelado, el transductor de tensión se reduce a un sistema simple de primer orden, con ganancia unitaria y cuya constante de tiempo es cero en muchos casos, ya que la conversión suele ser muy rápida.

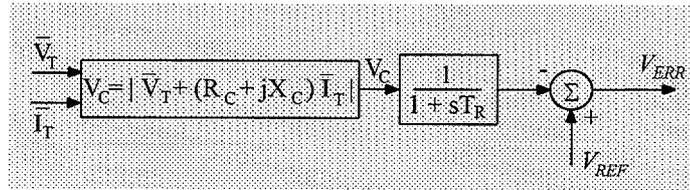


Fig. A.29 Captación y conversión de la tensión en bornes. Compensación de carga

Tal como se observa en la figura A.29, el transductor de tensión puede ser precedida por una compensación de carga, de aplicación en alguno de los siguientes dos casos:

1. Generadores conectados directamente al mismo embarrado, sin impedancias entre ellos. El compensador sirve para crear una impedancia de acoplamiento artificial, de tal forma que los generadores puedan compartir adecuadamente la potencia reactiva. En este caso, R_C y X_C tomarían valores positivos.
2. Un generador conectado al sistema a través de una impedancia significativa, o dos o más generadores conectados a través de transformadores individuales. Puede ser deseable regular la tensión que existe en algún punto situado más allá de los bornes de la máquina. Este es el caso en que se desee regular la tensión, en el embarrado común de varios grupos, conectados a través de transformadores. En estos casos, R_C y X_C tomarían valores negativos.

A7.3.1 Sistemas de Excitación de Corriente Continua (DC)

Aunque su producción ha decaído en favor de los sistemas de excitación de Corriente Alterna (AC) y Estáticos (ST), la existencia de gran cantidad de unidades, aún en servicio, sugirió la conveniencia de desarrollar modelos para los Sistemas de Excitación de Corriente Continua (DC), denominados como DC1, DC2 y DC3.

El Tipo DC1 (fig. A.30) se indica para representar sistemas con Excitatrices de Corriente Continua en control por campo, con reguladores de tensión de acción continua (especialmente los de tipo reostato de acción directa, amplificador rotativo y amplificador magnético), tales como los siguientes:

Allis Chalmers	<i>Regulex regulator</i>
General Electric	<i>Amplidyne regulator</i> <i>GDA regulator</i>
Westinghouse	<i>Mag-A-Stat regulator</i> <i>Rototrol</i> <i>Silverstat regulator</i> <i>TRA regulator</i>

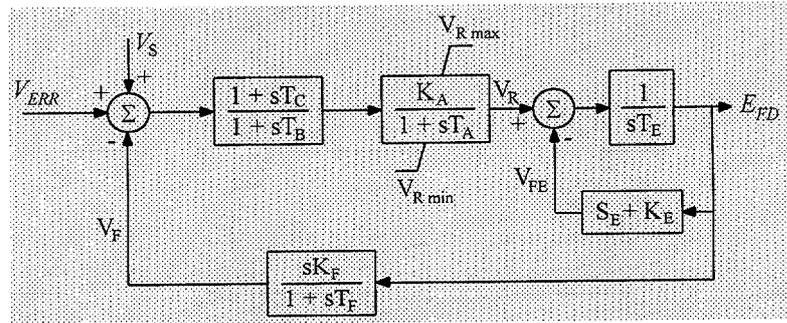


Fig. A.30 Sistema de Excitación Tipo DC1

El Tipo DC2 (fig. A.31) se utiliza para representar sistemas con Excitadores de Corriente Continua en control por campo y con reguladores de tensión de acción continua, pero que, a diferencia de los representados por DC1, emplea fuentes de potencia obtenidas a partir de la tensión presente en bornes del generador o en embarrados auxiliares. Este modelo se diferencia del DC1 solamente en los límites de la tensión de salida del regulador.

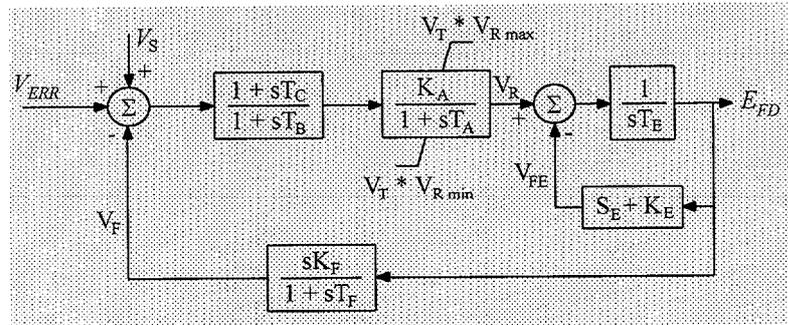


Fig. A.31 Sistema de Excitación Tipo DC2

El Tipo DC3 (fig. A.32) se usa para representar sistemas más antiguos que los referenciados como de tipo DC1 o DC2, en particular aquellos con excitatriz de corriente continua y reguladores de acción no-continua que fueron utilizados corrientemente antes de ser desarrollados los de acción continua, como el *GFA4* de General Electric y el *BJ30* de Westinghouse.

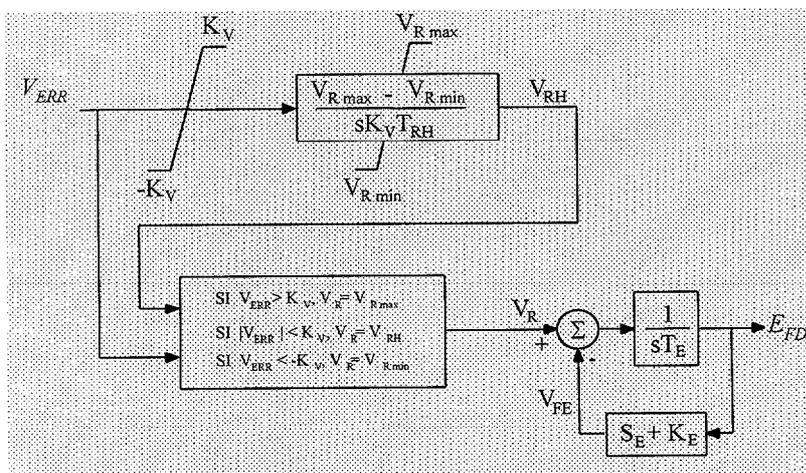


Fig. A.32 Sistema de Excitación Tipo DC3

A7.3.2 Sistemas de Excitación de Corriente Alterna (AC)

Estos sistemas de excitación utilizan un alternador y rectificadores, estáticos o giratorios, para producir la corriente continua necesaria en el campo del generador. Los efectos de la carga son aquí significativos, por lo cual se incluye la corriente de campo del generador como entrada, al objeto de representar adecuadamente sus efectos. Los modelos se denominan como AC1, AC2, AC3 y AC4.

El Tipo AC1 (fig. A.33) es aplicable a sistemas de excitación que utilizan excitatriz de corriente alterna y rectificadores no controlados, donde la excitatriz no emplea autoexcitación y donde la potencia del regulador se toma de una fuente no afectada por transitorios externos, como es el caso de los sistemas de excitación sin escobillas de Westinghouse.

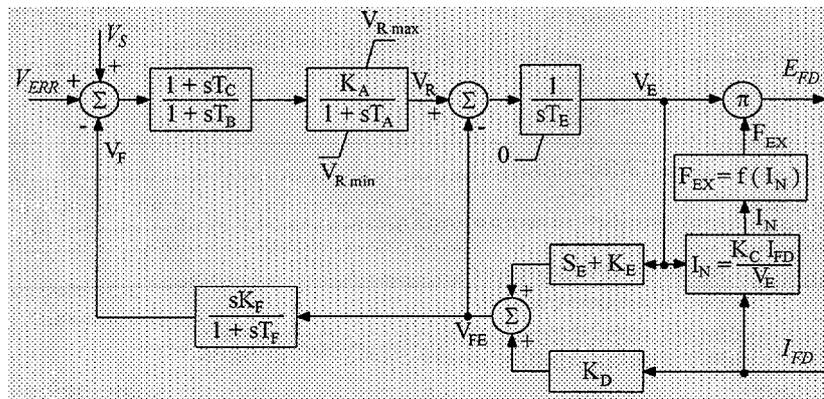


Fig. A.33 Sistema de Excitación Tipo AC1

El Tipo AC2 (fig. A.34) es similar al AC1, pero aplicable a sistemas de excitación de alta respuesta inicial. Se diferencia del anterior en la inclusión de dos bucles adicionales, de realimentación de la corriente de campo. Mediante estos bucles de realimentación, se simula la compensación de la constante de tiempo de la excitatriz y la limitación de la corriente de campo. Como ejemplo de aplicación, se cita a los sistemas de excitación sin escobillas y de alta respuesta inicial de Westinghouse.

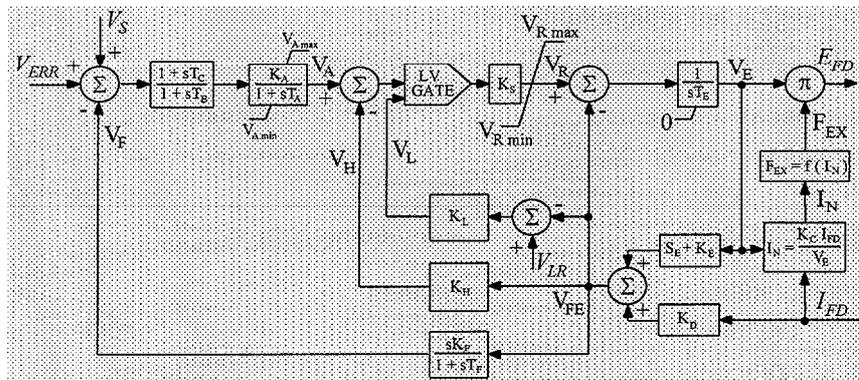


Fig. A.34 Sistema de Excitación Tipo AC2

El Tipo AC3 (fig. A.35) se utiliza para representar sistemas de excitación con excitatriz de corriente alterna y rectificadores no controlados, donde la excitatriz es autoexcitada y donde la potencia del regulador de tensión se obtiene de la tensión de salida de la excitatriz. Este modelo es aplicable a sistemas de excitación, como el *ALTERREX* de General Electric, que emplean reguladores de tensión estáticos.

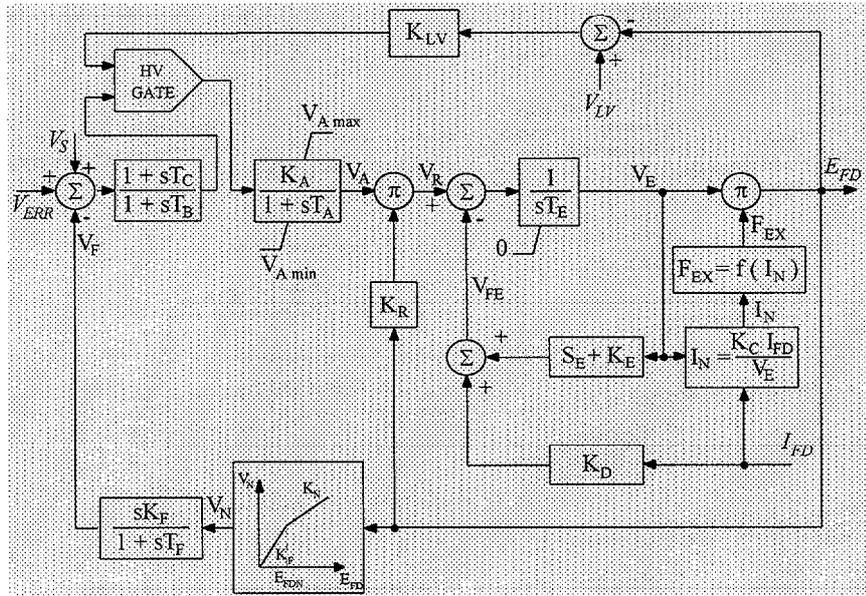


Fig. A.35 Sistema de Excitación Tipo AC3

El Tipo AC4 (fig. A.36) es diferente de los otros tipos de sistemas de corriente alterna. Este sistema de excitación, de alta respuesta inicial, utiliza un puente completo de tiristores en el circuito de salida de la excitatriz, cuyo disparo es controlado por el regulador de tensión. Son ejemplos de aplicación los Sistemas de Excitación de Tiristores Giratorios y los *ALTHYREX* de General Electric.

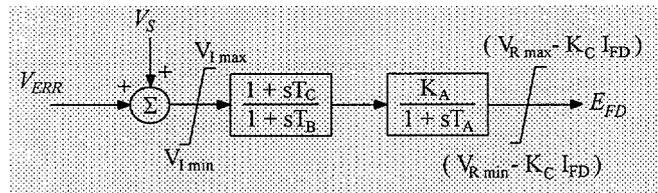


Fig. A.36 Sistema de Excitación Tipo AC4

7.3.3. Sistemas de Excitación Estáticos (ST)

Estos sistemas de excitación utilizan transformadores, para convertir la tensión (y también la corriente en sistemas compound) a un nivel apropiado, junto a rectificadores -ya sean controlados o no- que proporcionan la corriente continua necesaria en el campo del generador. Los modelos se denominan ST1, ST2 y ST3.

El Tipo ST1 (fig. A.37) se emplea para representar a todos aquellos sistemas, en los cuales la potencia necesaria para la excitación es suministrada, a través de transformadores, desde los bornes del generador o de embarrados auxiliares y es regulada por rectificadores controlados. Son ejemplos de sistemas de excitación Tipo ST1 los siguientes:

- Silcomatic*, de Canadian General Electric
- Solid State Thyristor Exciter*, de Westinghouse Canada
- Sistemas de Excitación Estáticos Tipo *PS* con reguladores tipo *WTA* o *WHS*, de Westinghouse

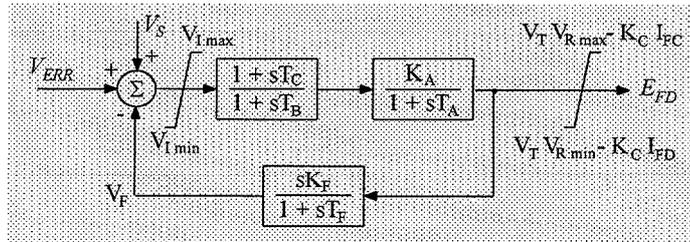


Fig. A.37 Sistema de Excitación Tipo ST1

El Tipo ST2 (fig. A.38) es aplicable a los sistemas Compound que realizan una composición vectorial de corriente y tensión en bornes, para obtener la fuente de potencia necesaria. Como ejemplo, se cita a los sistemas de excitación estáticos de General Electric, frecuentemente denominados *SCT-PPT* o *SCPT*.

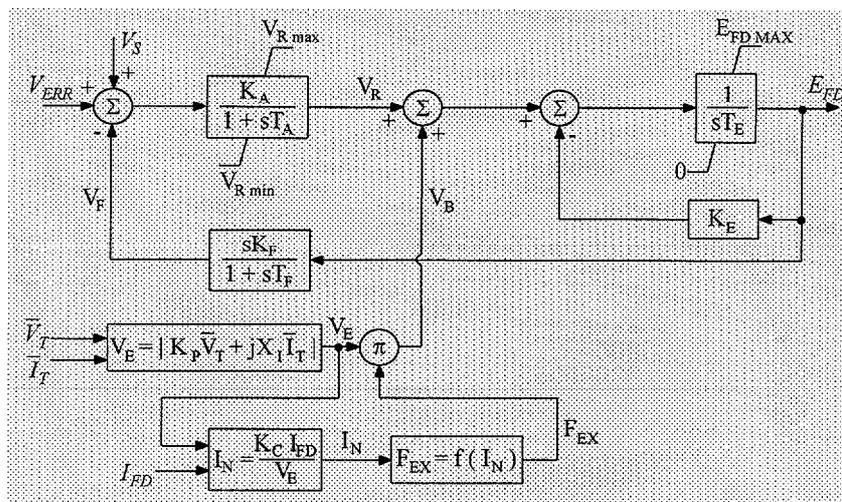


Fig. A.38 Sistema de Excitación Tipo ST2

Anexo B

Mapas de Recursos Eólicos

ANEXO B

MAPAS DE RECURSOS EÓLICOS

A continuación figuran algunos mapas de Recursos Eólicos, con velocidades medias anuales de viento. Los mapas incluidos son los siguientes:

- *Mapa Eólico Mundial* (fig. B.1)
- *Recursos Eólicos en Europa* (fig. B.2 y Tabla B-1)
- *Recursos Eólicos en los Mares de Europa* (fig. B.3 y Tabla B-2)
- *Mapa Eólico de Alemania* (fig. B.4)
- *Mapa Eólico de EE.UU.* (fig. B.5 y Tabla B-3)

- Mapas Eólicos de las Islas Canarias, confeccionados por el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria
 - *Mapa Eólico de Fuerteventura* (fig. B.6)
 - *Mapa Eólico de Lanzarote* (fig. B.7)
 - *Mapa Eólico de Gran Canaria* (fig. B.8)
 - *Mapa Eólico de Tenerife* (fig. B.9)
 - *Mapa Eólico de La Palma* (fig. B.10)
 - *Mapa Eólico de La Gomera* (fig. B.11)
 - *Mapa Eólico de El Hierro* (fig. B.12)

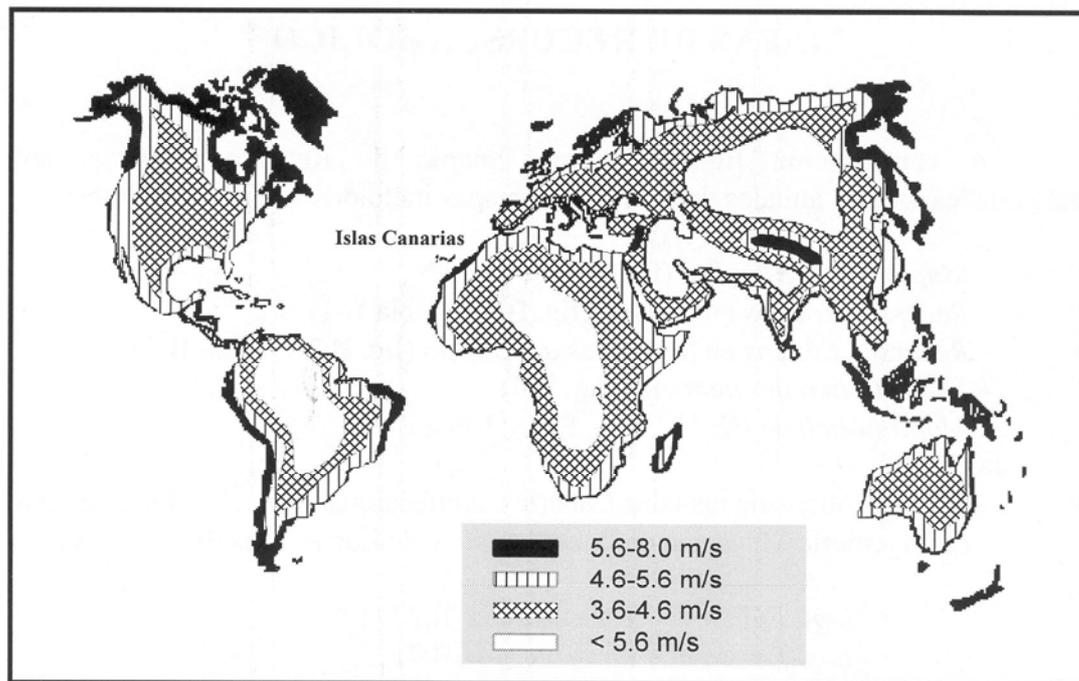


Fig. B.1 Mapa Eólico Mundial

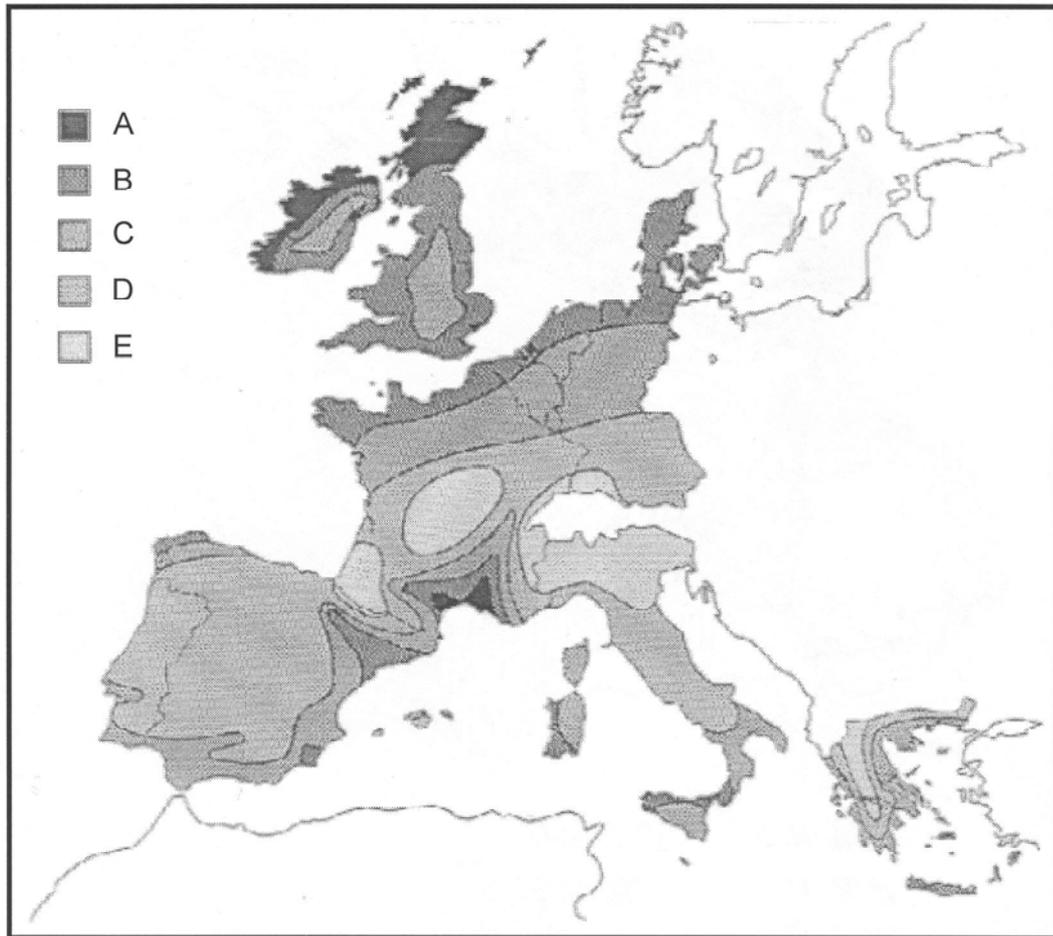


Fig. B. 2 Recursos Eólicos en Europa

	Terrenos llanos y abiertos		A nivel del mar		A más de 10km de la costa		Lomas y colinas bien expuestas	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
A	>8.0	>600	>9.0	>800	>10.0	>950	>12.0	>2000
B	7.0-8.0	400-600	8.0-9.0	500-800	9.0-10.0	650-950	10.0-12.0	1200-2000
C	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	300-500	8.0-9.0	400-650	9.0-10.0	800-1200
D	5.0-6.0	150-250	6.0-7.0	200-300	7.0-8.0	250-400	8.0-9.0	600-800
E	<5.0	<150	<6.0	<200	<7.0	<250	<8.0	<600

Tabla B-1 Velocidades de viento y potencia eólica correspondientes a la figura B.2

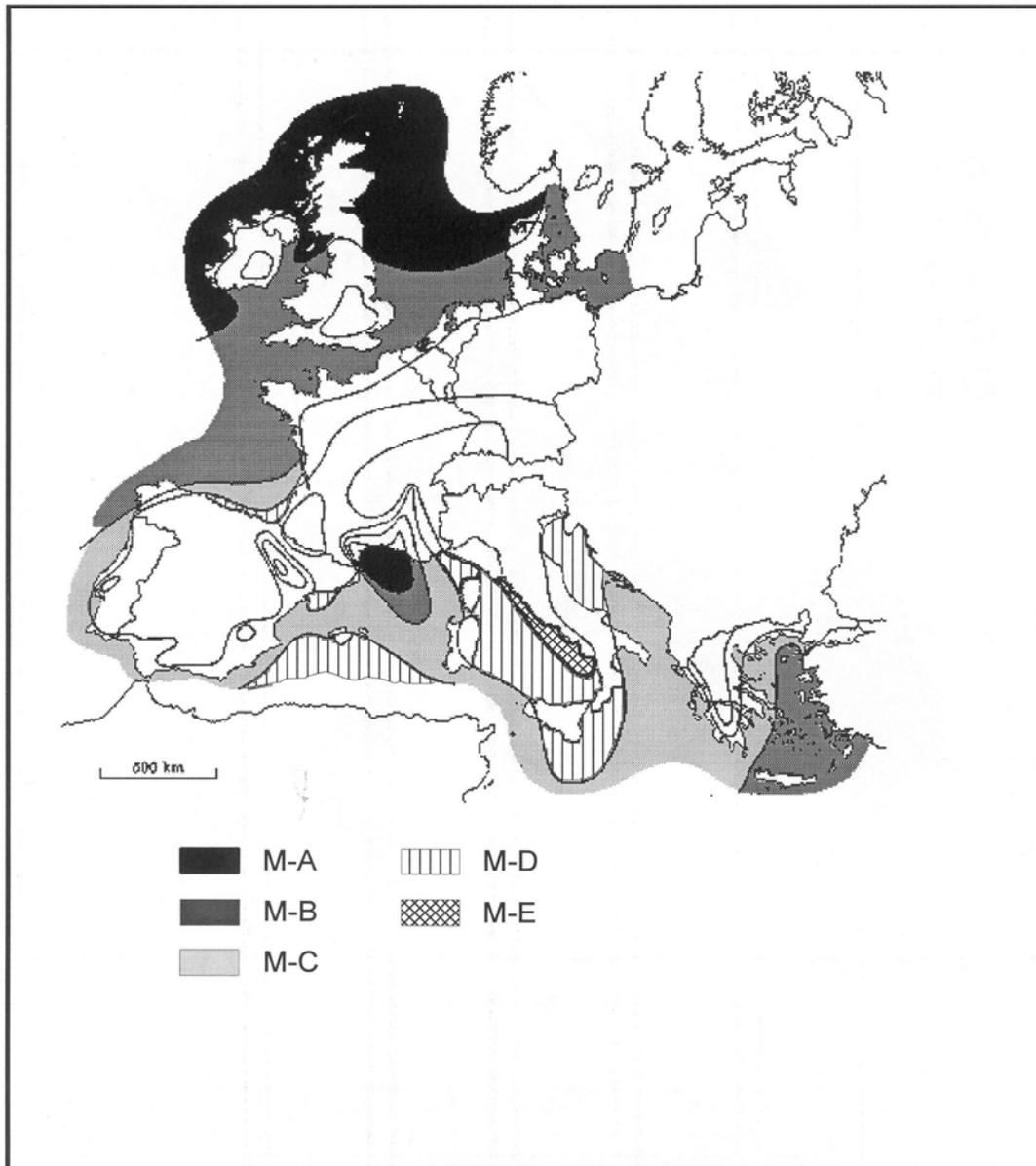


Fig. B.3 Recursos Eólicos en los Mares de Europa

	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
M-A	>8.0	>600	>8.5	>700	>9.0	>800	>10.0	>1100	>11.0	>1500
M-B	7.0- 8.0	350- 600	7.5- 8.5	450- 700	8.0- 9.0	600- 800	8.5- 10.0	650- 1100	9.5- 11.0	900-1500
M-C	6.0- 7.0	250- 300	6.5- 7.5	300- 450	7.0- 8.0	400- 600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600-900
M-D	4.5- 6.0	100- 250	5.0- 6.5	150- 300	5.5- 7.0	200- 400	6.0- 7.5	250- 450	9.5- 8.0	300-600
M-E	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<6.0	<250	<6.5	<300

Tabla B-2 Velocidades de viento y potencia eólica correspondientes a la figura B.3. Valores a cinco altitudes diferentes y a más de 10 Km de la costa

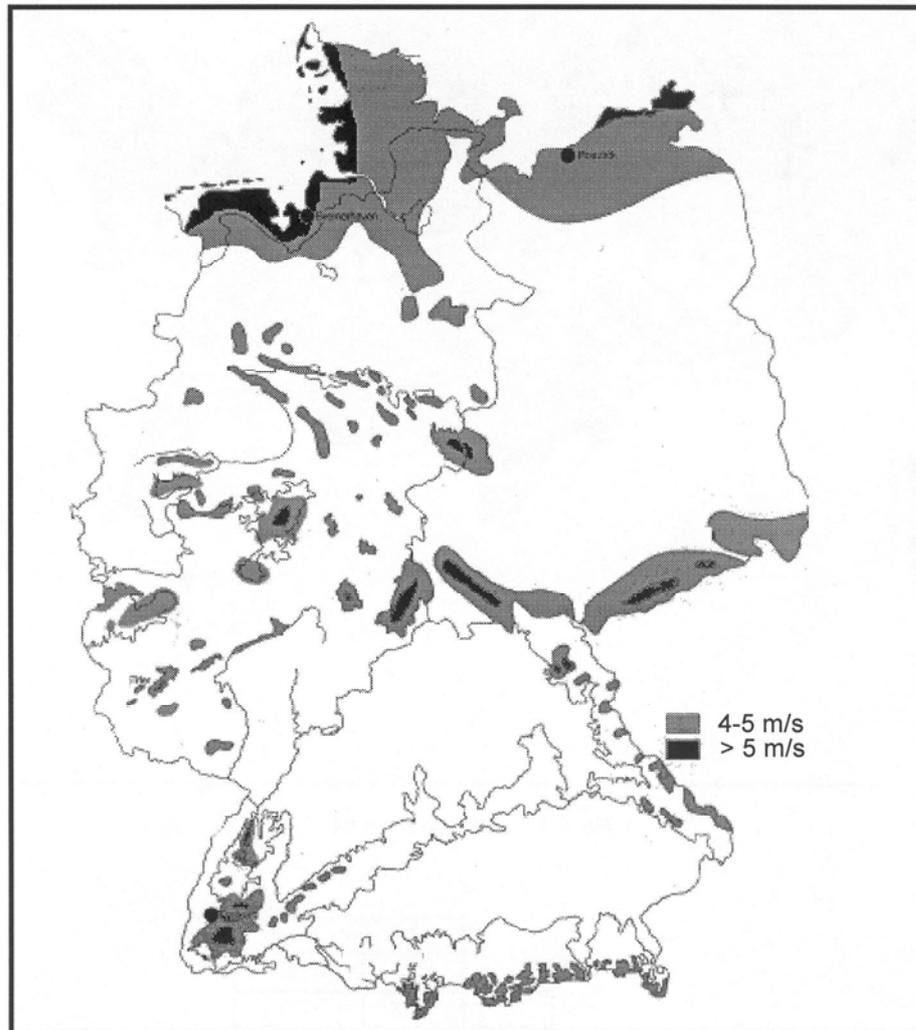


Fig. B.4 Mapa Eólico de Alemania

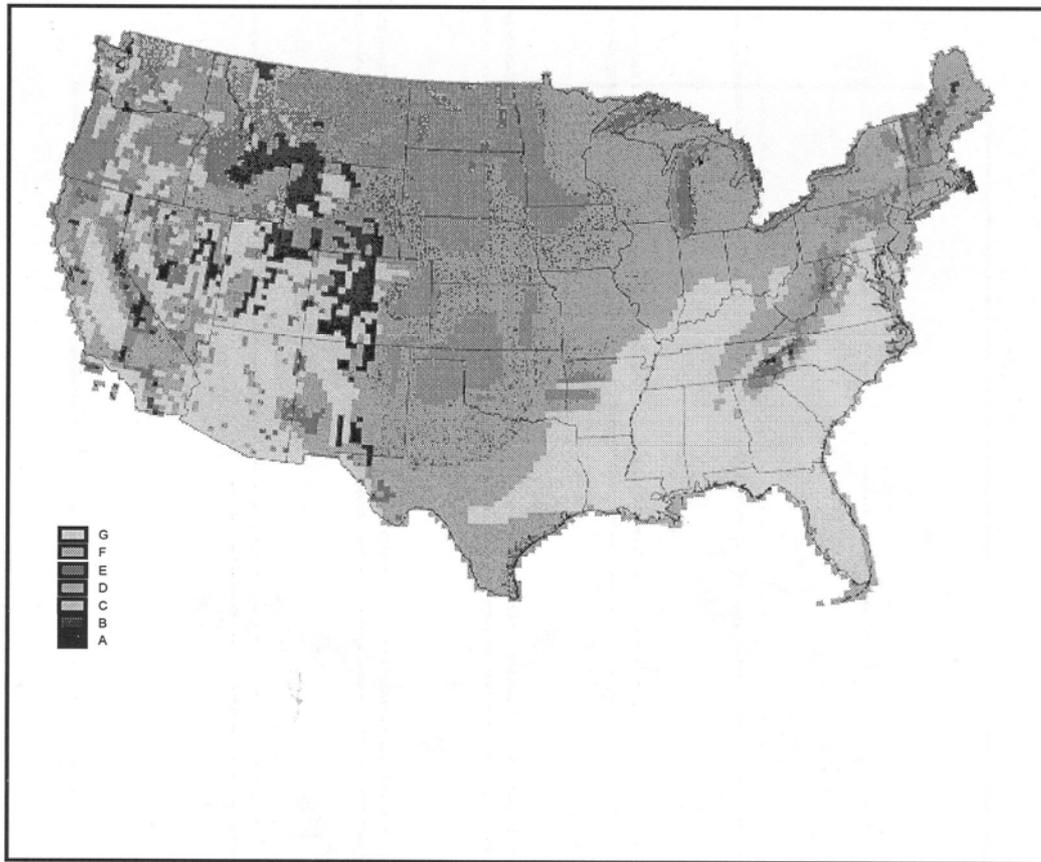


Fig. B.5 Mapa Eólico de EE.UU.

	Altura : 50 m	
	m/s	W/m ²
A	>8.8	>700
B	8.0-8.8	600-700
C	7.5-8.0	500-600
D	7.0-7.5	400-500
E	6.4-7.0	300-400
F	5.6-6.4	200-300
G	<5.6	<200

Tabla B-3 Velocidades de viento y potencia eólica correspondientes a la figura B.5

FUERTEVENTURA

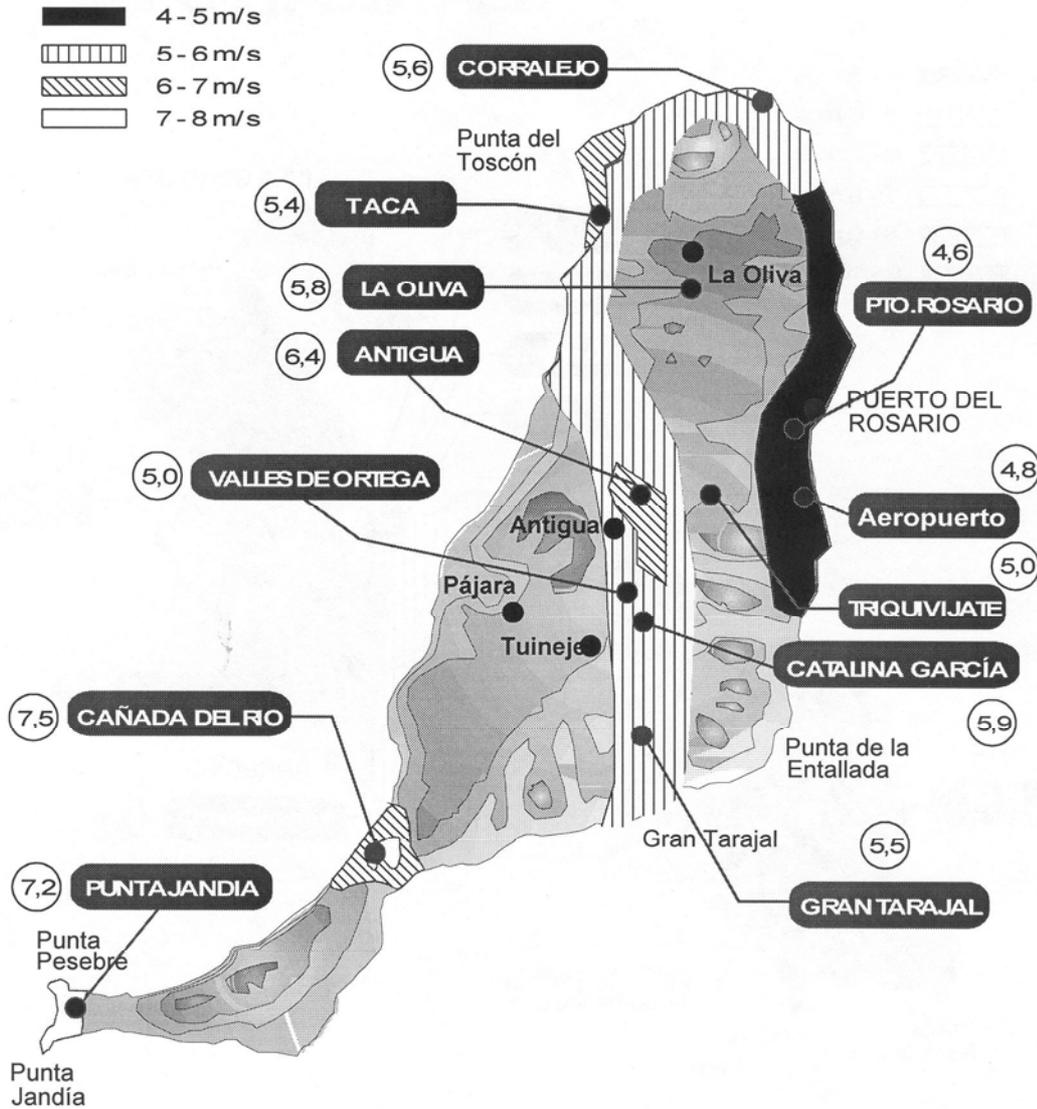


Fig. B.6 Mapa Eólico de Fuerteventura

LANZAROTE

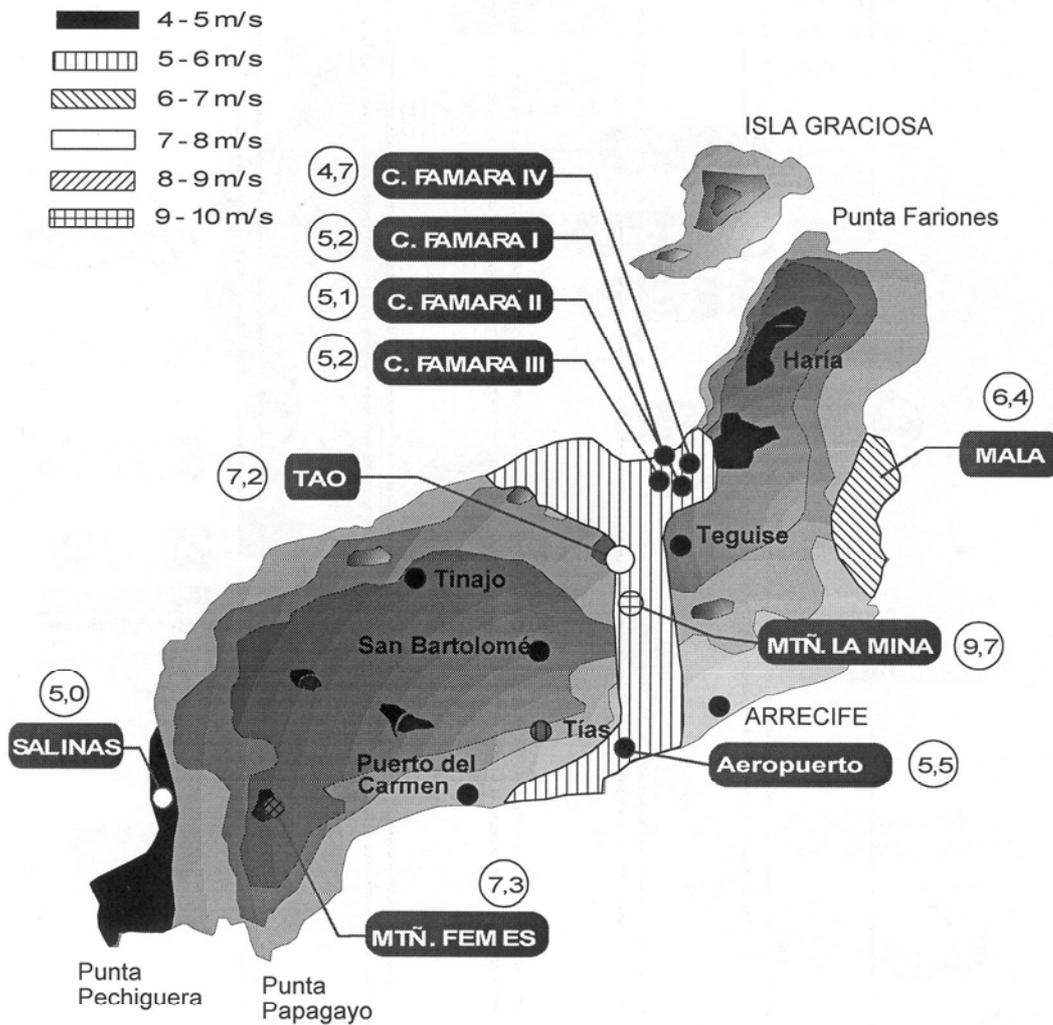


Fig. B.7 Mapa Eólico de Lanzarote

GRAN CANARIA

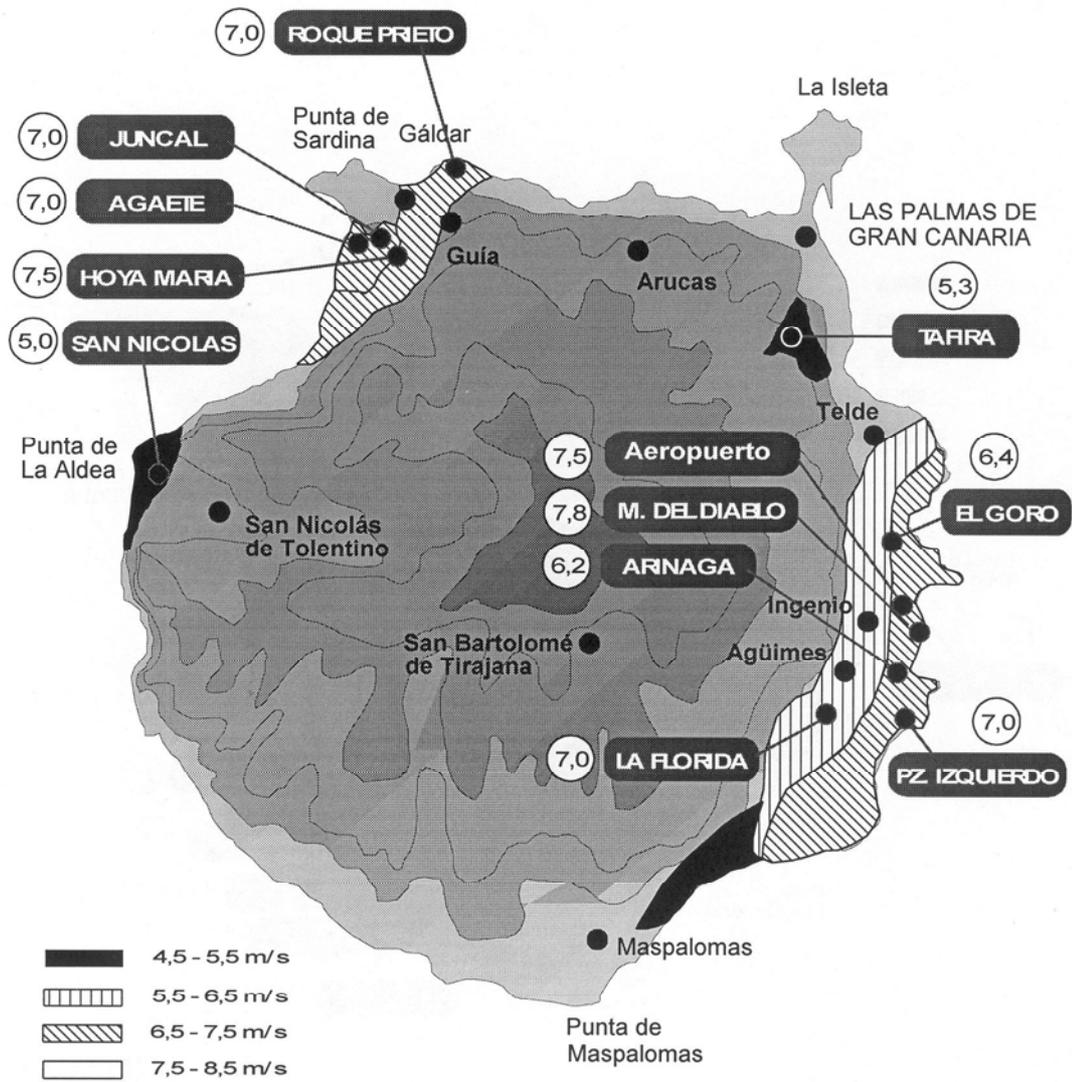


Fig. B.8 Mapa Eólico de Gran Canaria

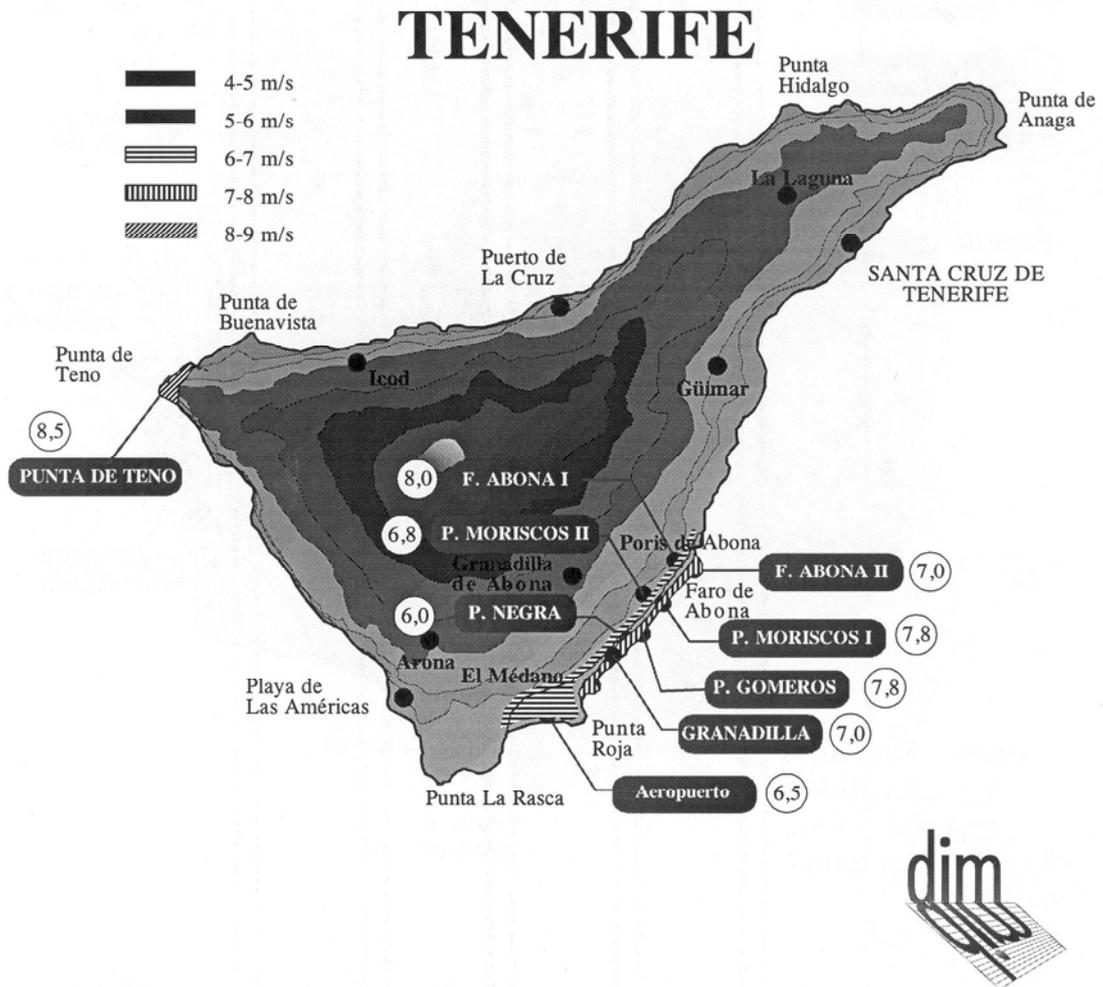


Fig. B.9 Mapa Eólico de Tenerife

LA PALMA

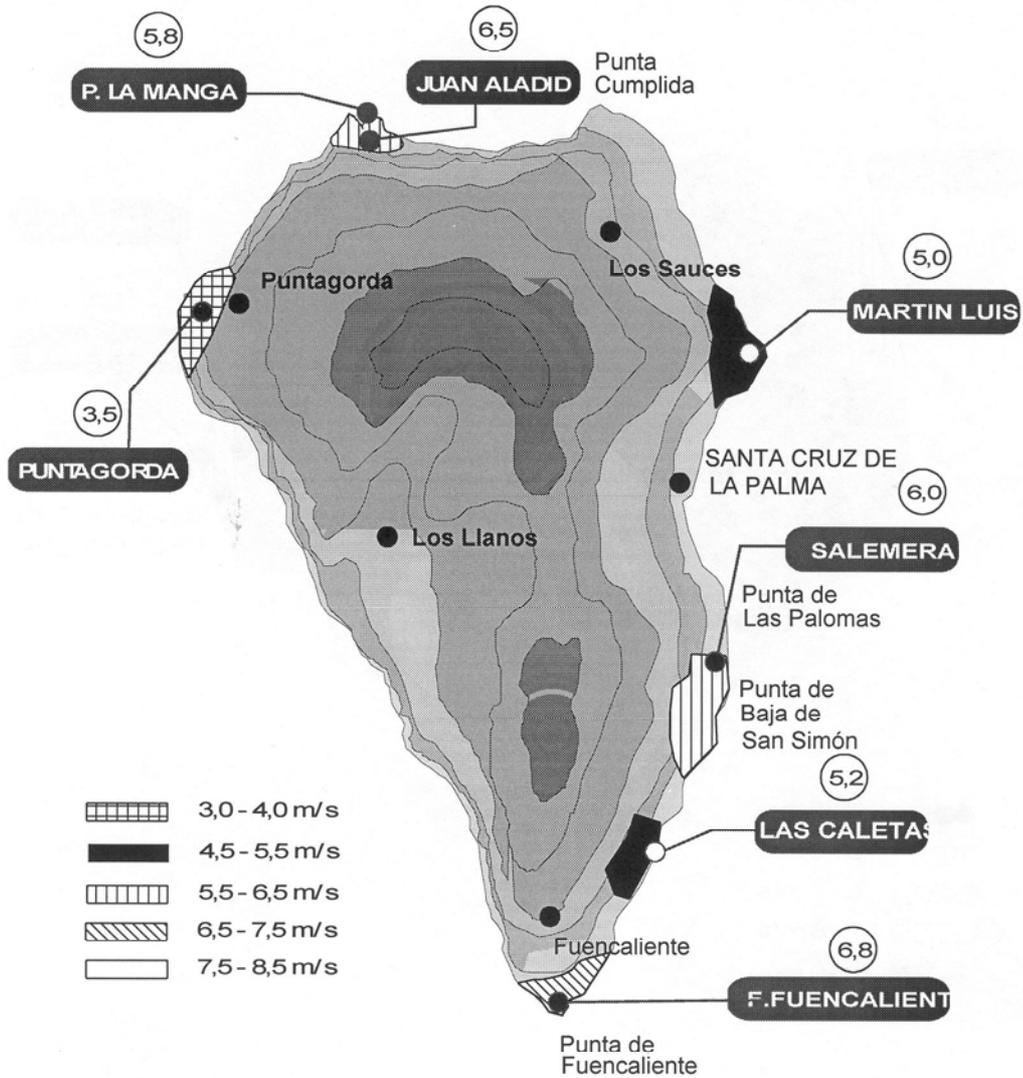


Fig. B.10 Mapa Eólico de La Palma

LA GOMERA

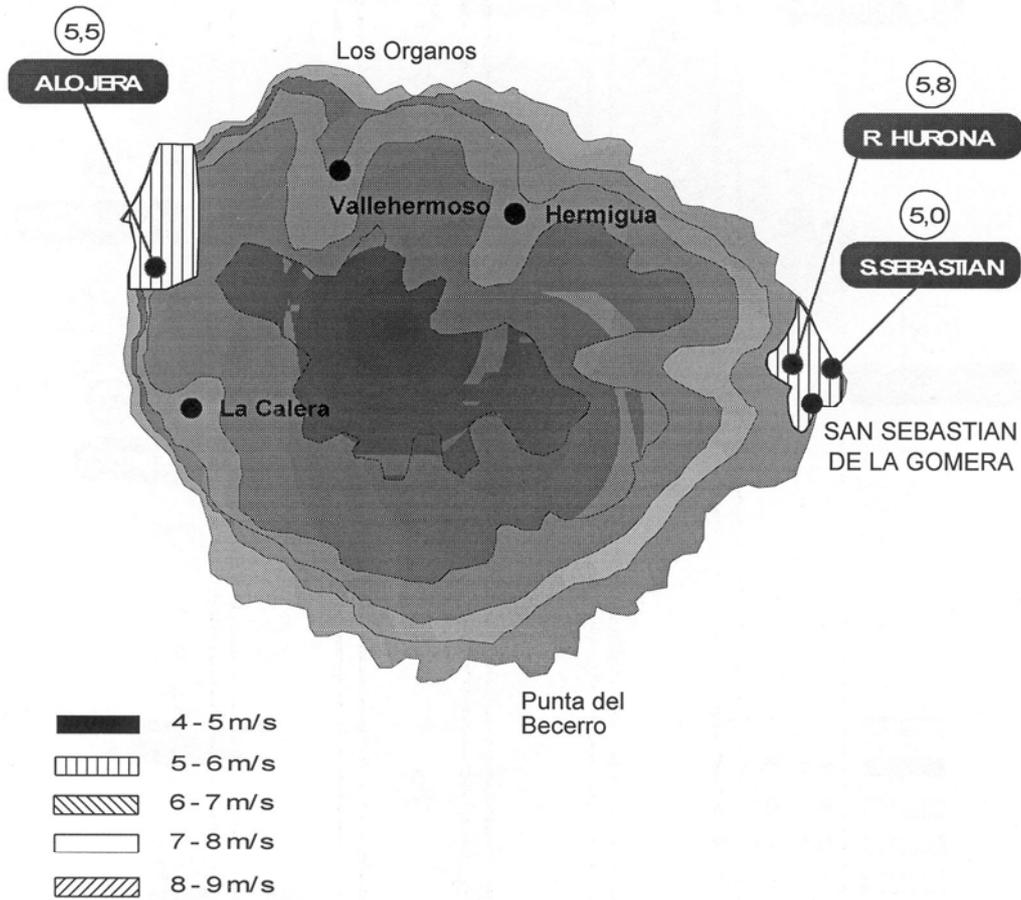


Fig. B.11 Mapa Eólico de La Gomera

EL HIERRO

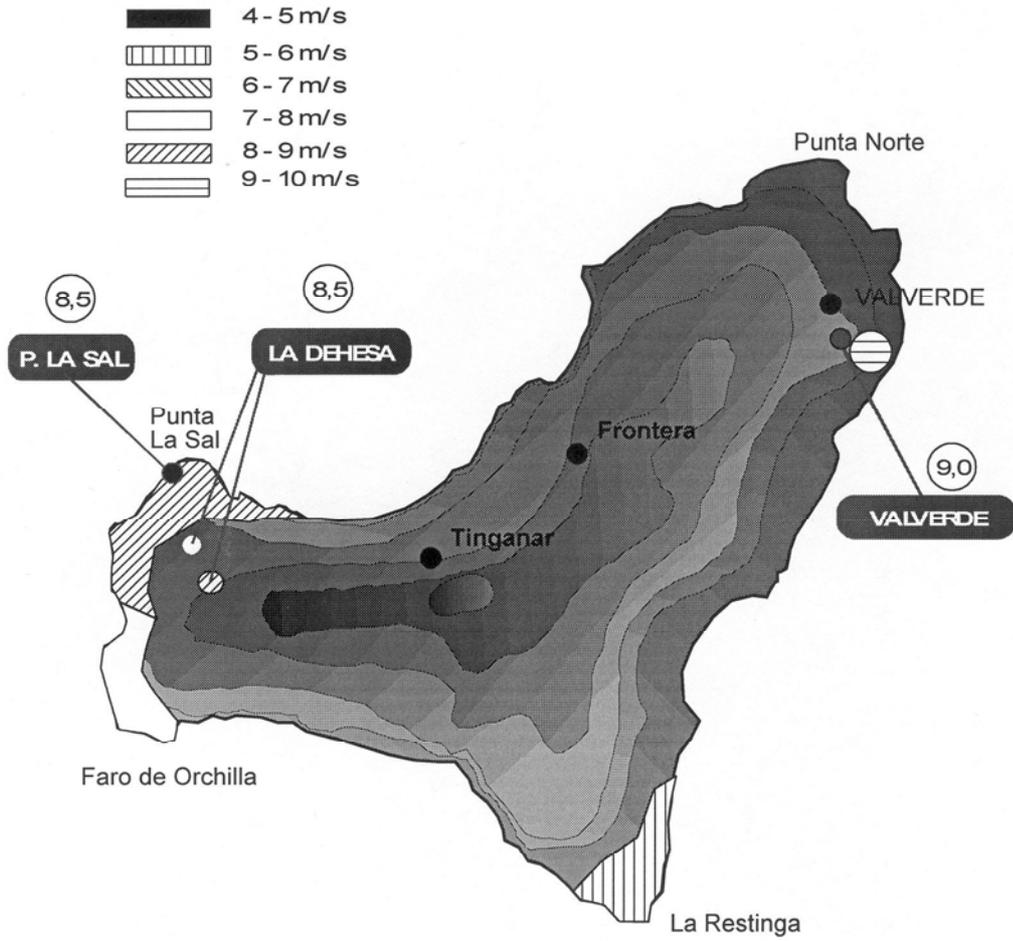


Fig. B.12 Mapa Eólico de El Hierro

Anexo C

Consideraciones Acerca del Tamaño de un Sistema de Energía Eléctrica

ANEXO C

CONSIDERACIONES ACERCA DEL TAMAÑO DE UN S.E.E.

C.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE UN S.E.E., SEGÚN SU TAMAÑO

Desde su inicio, han sido diversos los factores que han influido sobre el desarrollo de las instalaciones relacionadas con la generación, transporte, distribución y utilización de la energía eléctrica. Como consecuencia, han surgido infinidad de S.E.E. repartidos por todo el mundo y cuya evolución no ha seguido siempre el mismo modelo, estando eléctricamente enlazados entre sí la mayor parte de ellos a través de las llamadas líneas de interconexión (fig. C.1).

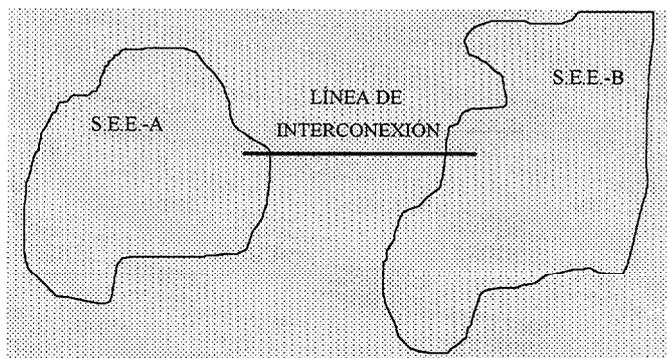


Fig. C.1 Interconexión de S.E.E.

En ocasiones, las primeras instalaciones se reducen a un pequeño entorno geográfico alrededor del lugar de consumo, área que va creciendo conforme aumenta el número y magnitud de los puntos de consumo y generación que se suman al sistema. Una vez que el sistema ha alcanzado cierta dimensión y siempre que sea posible, se produce su interconexión a sistemas vecinos a fin de obtener mayores ventajas en la explotación. A menudo, las compañías eléctricas propietarias o responsables de S.E.E. adyacentes se fusionan y pasan a administrar S.E.E. de mayor tamaño (fig. C.2), que a su vez suelen interconectarse con el resto de los S.E.E. vecinos.

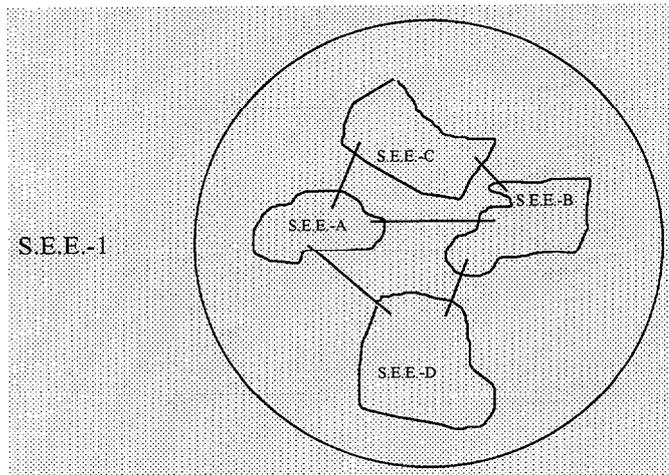


Fig. C.2 Creación de S.E.E. de gran tamaño, por fusión de pequeños sistemas adyacentes

El área de influencia de un S.E.E. suele circunscribirse a localizaciones geográficas concretas, que pueden variar con estas fusiones o por acuerdos entre las diferentes compañías (fig. C.3). Las autoridades competentes de cada país, por otra parte, suelen establecer normas de actuación que condicionan de alguna forma la explotación de los S.E.E., pudiendo incluso crear organismos para la coordinación de su funcionamiento.

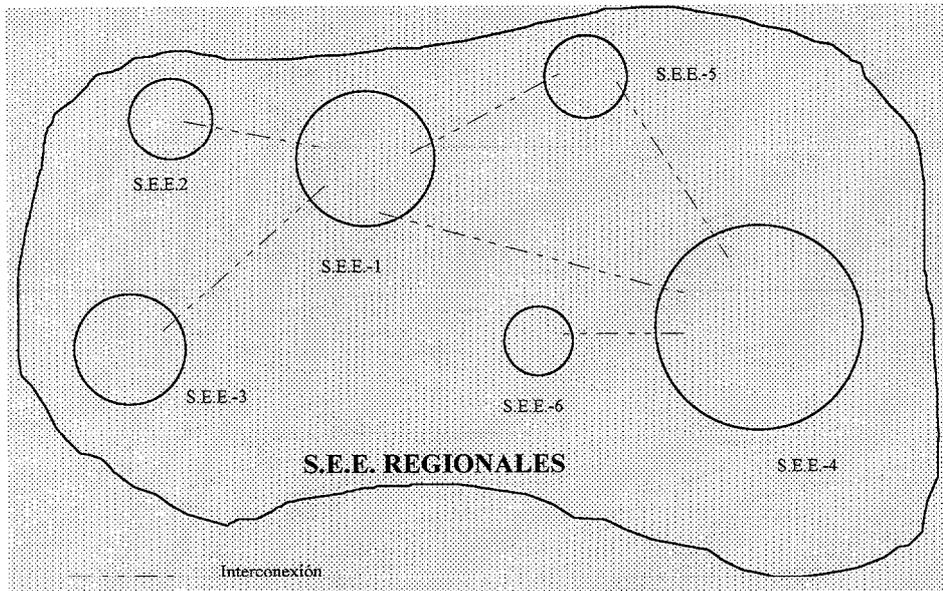


Fig. C.3 Composición de un S.E.E. de gran tamaño, en su zona de influencia geográfica

A pesar de la natural tendencia a la integración entre compañías eléctricas y los esfuerzos de coordinación gubernamentales, es un hecho la existencia de múltiples S.E.E. nacionales, gestionados por diferentes empresas. Además, condicionantes geográficos como la discontinuidad del territorio obligan frecuentemente a la creación de S.E.E. que no son susceptibles de integración en un sistema mayor, aunque sea posible la interconexión en gran parte de los casos.

En consecuencia, cada S.E.E. posee una identidad propia que lo diferencia de los demás en cuanto a tamaño, ubicación geográfica, configuración y otras propiedades.

La amplitud de la zona geográfica abarcada por un S.E.E. influye en gran medida sobre el resto de los factores que lo definen. El nivel de demanda total del sistema suele estar proporcionado a ella, debiendo diferenciarse entre carga máxima y carga mínima.

Otras características directamente relacionadas con la amplitud geográfica y el nivel de demanda son las siguientes:

- Potencia instalada
- Número de líneas de transporte y distribución
- Número de nudos de generación y de carga
- Niveles de tensión de transporte
- Niveles de potencias y corrientes de cortocircuito

De estas se derivan otras características no menos significativas:

- Número y tipo de grupos generadores
- Fuentes de energía disponibles
- Sistemas y dispositivos de control utilizados
- Sistemas y dispositivos de protección utilizados

Entre mayor es un S.E.E., mayor es la demanda total y mayor es la potencia instalada que se necesita para cubrir esa demanda, aumentando la inercia total H del sistema, obtenida como suma de la inercia H_i de todos los generadores síncronos presentes. La instalación de nuevas centrales de generación y el nacimiento de nuevos puntos de demanda obligan a incrementar el número de líneas de transporte y distribución (fig. C.4), resultando mayores los niveles de tensión utilizados y los niveles de potencias y corrientes de cortocircuito (Tabla C.1-1).

sistema	nudos	líneas	carga (°)	$S_{cc-max}(\text{°})$
lf66	10	9	1	1
gc66	19	24	7	10
tf66	13	19	6	8
ie14	14	20	6	8
ie30	30	41	7	7
ie57	57	80	30	20
ie118	118	179	87	21
ie175	175	268	124	30
ep661	661	974	228	28
usa1993	1993	2725	271	42

(°) Datos relativos a los del sistema lf66

Tabla C.1-1 Datos generales de algunos S.E.E.

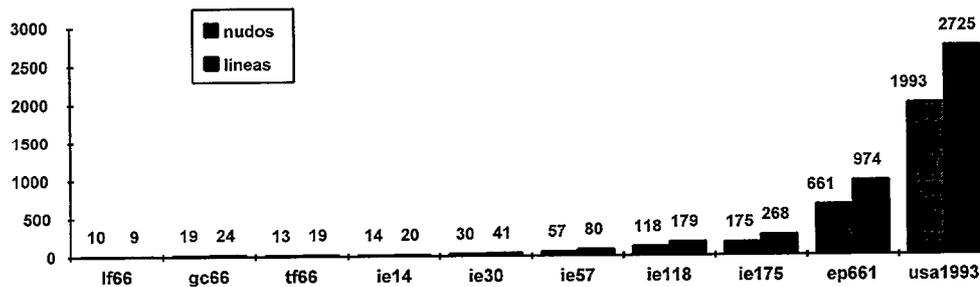


Fig. C.4 Número de nudos y de líneas de transporte de los sistemas de la Tabla C.1-1

En los S.E.E. más pequeños, se emplean grupos de generación diesel y/o minicentrales hidráulicas para suministrar la energía solicitada. Según crecen los niveles de demanda, se adoptan como grupos base otros tipos de generación con mayores costes de instalación aunque de mayor rendimiento económico, como las grandes centrales hidráulicas y los grupos de vapor; la introducción de centrales nucleares facilita la obtención de grandes potencias instaladas. La necesidad de adaptar, en todo momento, la producción a la curva de demanda y de disponer de grupos de arranque rápido para situaciones de emergencia implica la utilización de otros tipos de generación, de mayor flexibilidad en su funcionamiento aunque de mayor consumo específico, como los grupos con turbinas de gas y los propios grupos diesel.

A medida que aumenta la complejidad de un S.E.E. aumentan asimismo los requerimientos de seguridad, fiabilidad y economía, entre otros. Esto conduce a sistemas y dispositivos de control y de protección más sofisticados.

C.2 CONSIDERACIONES HABITUALES EN EL ANÁLISIS DE S.E.E.

En los estudios que se efectúan para analizar el comportamiento de un sistema eléctrico de gran dimensión, al objeto de obtener la información necesaria para mejorar los índices de seguridad, fiabilidad, economía y otros, es habitual realizar una serie de consideraciones y simplificaciones, las cuales posibilitan el empleo de los métodos más adecuados a cada caso. Aplicadas según el tipo de estudio a efectuar, algunas de ellas son las siguientes:

- Las líneas son predominantemente inductivas ($R_{ik} \ll X_{ik}$), con lo cual su resistencia es despreciable frente a su inductancia.
- La capacidad y las pérdidas transversales de las líneas son despreciables frente a los parámetros longitudinales.
- En la matriz de admitancias nodales de la red, los términos de conductancia son despreciables frente a los de susceptancia ($G_{ik} \ll B_{ik}$).
- Perfil de tensiones aproximadamente plano (V_i alrededor de 1 p.u.)
- Los ángulos de fase de las tensiones difieren poco entre sí ($\theta_i - \theta_k$ alrededor de 0°).
- Desacoplo P-V y Q- θ (despreciable influencia de la potencia activa inyectada en un nudo sobre el módulo de la tensión en ese nudo y de la potencia reactiva sobre su ángulo de fase).
- La frecuencia de la red es constante e igual a la nominal ($f=50$ Hz).
- En un punto de la red, ésta puede ser representada mediante su impedancia equivalente de Thevenin y una fuente de tensión constante (Z_{th}, V_{th}), donde Z_{th} tiene un marcado carácter inductivo.
- Las corrientes de cortocircuito son preponderantemente inductivas ($I_{cc} = jI_{m,cc}$)

El modelo de línea más utilizado es el esquema en π , constituido por una impedancia serie Z_s y dos admitancias transversales $Y_p/2$, en ambos extremos de la línea (fig. C.5).

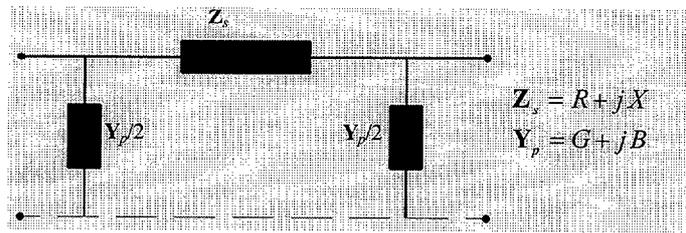


Fig. C.5 Esquema en π de una línea de transporte

siendo:

Z_s	impedancia serie
Y_p	admitancia transversal
R	resistencia
$X = \omega L$	reactancia inductiva
L	inductancia
G	conductancia
$B = \omega C$	susceptancia
C	capacidad

A continuación, se procede al análisis de las consideraciones expuestas y su aplicabilidad a los sistemas de energía eléctrica.

C.3 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS. MATRIZ DE ADMITANCIAS NODALES

Por razones de economía, el transporte de energía eléctrica se realiza principalmente a través de líneas aéreas con conductores desnudos, en lugar de aislados. Ello obliga a respetar una distancia mínima entre conductores, que depende de la tensión de transporte y que en España es fijada por el artículo 25 del vigente Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, según la expresión siguiente:

$$D = \sqrt{F + L} + \frac{U}{150} \quad (C.1)$$

donde

D es la distancia mínima entre conductores, en metros
U es la tensión nominal de la línea, en KV
L es la longitud de la cadena de aisladores, en metros
F es un coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento

A medida que son mayores los sistemas eléctricos, las tensiones de transporte elegidas son también mayores como medida para reducir las pérdidas por transporte. En consecuencia, la distancia entre conductores es también mayor y con ella la inductancia de las líneas, dada por la ecuación (C.2) [Elgerd, 1985].

$$L = 4.6 \times 10^{-4} \lg\left(\frac{d}{0.779r}\right) \quad (C.2)$$

siendo

L la inductancia, en H/Km/fase
d la separación entre conductores, en metros
r el radio de los conductores, en metros

Como resultado de ello -y puesto que la resistencia no se ve alterada por la distancia entre conductores-, en las grandes redes eléctricas, con grandes potencias a transportar y altas tensiones de transporte, es fácilmente asumible la consideración de que las líneas de transporte son predominantemente inductivas. De la misma forma, también suele ser admisible el despreciar las capacidades dadas por la ecuación (C.3)

$$C = \frac{0.02413 \times 10^{-6}}{\log\left(\frac{d}{r}\right)} \quad (C.3)$$

donde

C es la capacidad, en F/Km/fase
d es la separación entre conductores, en metros
r es el radio de los conductores, en metros

En consecuencia, los términos de conductancia de la matriz de admitancias nodales de la red son despreciables normalmente frente a los de susceptancia, ya que dicha matriz es formada a partir de las impedancias de las líneas:

$$Y_{ik} = -y_{ik} = -\frac{1}{z_{ik}} \quad \{\forall i \neq k\} \quad (C.4)$$

(admitancia de la rama *i-k*, cambiada de signo)

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n y_{ij} \quad \{\forall i, j\} \quad (C.5)$$

(suma de todas las admitancias conectadas al nudo *i*)

Si la red de transporte presenta diferentes niveles de tensión, los transformadores empleados afectan a los términos de susceptancia, pero no a los de conductancia ($R_{ik}/L_{ik}=0$).

El paso de una línea de transporte por las cercanías de zonas urbanas podría obligar a que su tendido fuese subterráneo, con conductores aislados, por lo cual la distancia entre conductores sería más pequeña y no se observarían completamente las consideraciones expuestas. Lo mismo ocurriría ante la existencia de cables submarinos de interconexión en la red de transporte.

A continuación, se muestran algunos parámetros típicos de líneas aéreas y subterráneas (cables). Como se observa en la Tabla C.3-1, el parámetro preponderante en las líneas aéreas de transporte (220, 132, 66 KV) es la

inductancia L o la reactancia $X=\omega L$, con relaciones R/X menores de la unidad (fig. C.6). Tratándose de cables y líneas aéreas de distribución, la resistencia R siempre es mayor. La capacidad C o la susceptancia B_c sólo son apreciables en el caso de los cables.

	LINEAS AEREAS				CABLES	
U_{nom} (Kv)	220	132	66	30	66	30
Conductor	RAIL	LA280	LARL125	LA80	150mm ²	120mm ²
R(Ω/Km)	0.058	0.119	0.253	0.480	0.262	0.157
L(H/Km)	1.29*10 ⁻³	1.32*10 ⁻³	1.35*10 ⁻³	1.14*10 ⁻³	0.52*10 ⁻³	0.31*10 ⁻³
C(F/Km)	8.88*10 ⁻⁹	8.75*10 ⁻⁹	8.59*10 ⁻⁹	9.75*10 ⁻⁹	141*10 ⁻⁹	163*10 ⁻⁹
X(Ω/Km)	0.406	0.415	0.423	0.357	0.164	0.096
B _c (S/Km)	2.8*10 ⁻⁶	2.7*10 ⁻⁶	2.7*10 ⁻⁶	3.1*10 ⁻⁶	44.3*10 ⁻⁶	51.1*10 ⁻⁶
R/X	0.14	0.29	0.59	1.35	1.59	1.63

Tabla C.3-1 Parámetros típicos de líneas aéreas y cables

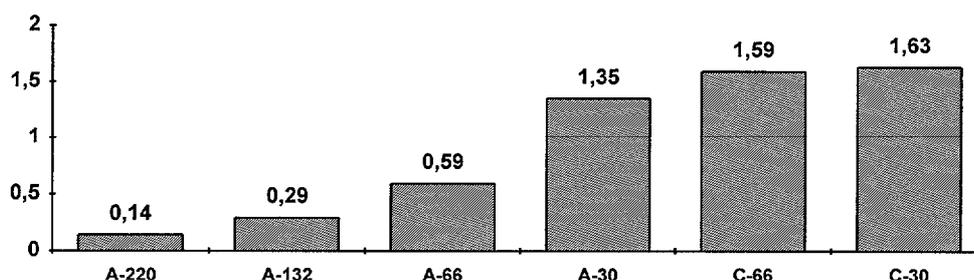


Fig. C.6 Relación R/X de las líneas de la Tabla C.3-1

En S.E.E. pequeños, con reducidas potencias a transportar y tensiones nominales de transporte de entre 20 y 66 KV, las distancias entre conductores no son siempre lo suficientemente grandes como para presentar relaciones R/X pequeñas, tal y como puede observarse en los siguientes cuadros comparativos (Tablas C.3-2 y C.3-3).

sistema	mínimo	medio	máximo
lf66 *	0.29	0.49	1.62
gc66 *	0.14	0.38	1.11
lf66	0.28	0.38	0.79
ie14	0.24	0.43	1.11
ie30	0.24	0.45	1.11
ie57 *	0.19	0.51	1.09
ie118	0.08	0.26	0.47
ie175 *	0.08	0.33	1.09
ep661	0.20	0.22	0.25
usal993	0.19	0.22	0.25

Tabla C.3-2 Relación R_{ik}/X_{ik} en líneas de transporte

sistema	mínimo	medio	máximo
lf66 *	0.10	0.32	0.67
gc66 *	0.18	0.43	1.09
tf66	0.16	0.37	0.79
ie14	0.00	0.34	0.74
ie30	0.00	0.39	0.74
ie57 *	0.00	0.45	1.09
ie118	0.03	0.25	0.47
ie175 *	0.00	0.31	1.09
ep661	0.20	0.22	0.25
usa1993	0.20	0.22	0.25

Tabla C.3-3 Relación G_{ii}/B_{ii} en Y_{nodal}

Los sistemas eléctricos utilizados para la comparación, en las Tablas C.3-2 y C.3-3, son los que se relacionan a continuación:

- lf66 *redes de transporte a 66KV de las islas de Lanzarote y Fuerteventura, con interconexión por medio de cable submarino a 30KV*
- gc66 *red de transporte a 66KV de la isla de Gran Canaria*
- tf66 *red de transporte a 66KV de la isla de Tenerife*
- ie14 *sistema de prueba IEEE de 14 nudos*
- ie30 *sistema de prueba IEEE de 30 nudos*
- ie57 *sistema de prueba IEEE de 57 nudos*
- ie118 *sistema de prueba IEEE de 118 nudos*
- ie175 *sistema de prueba IEEE de 175 nudos (ie57+ie118)*
- ep661 *red de transporte en España y Portugal de 661 nudos*
- usa1993 *red de transporte en Estados Unidos de 1993 nudos*

habiéndose marcado con * aquellos sistemas que presentan algún valor superior a la unidad en la relación G_{ii}/B_{ii} , más el lf66, que presenta un valor máximo R_{ik}/X_{ik} de 1.62, sensiblemente superior a los demás (fig. C.7). Este alto valor de R_{ik}/X_{ik} en el sistema lf66 se debe a la presencia de un cable submarino de interconexión, a 30KV, entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura.

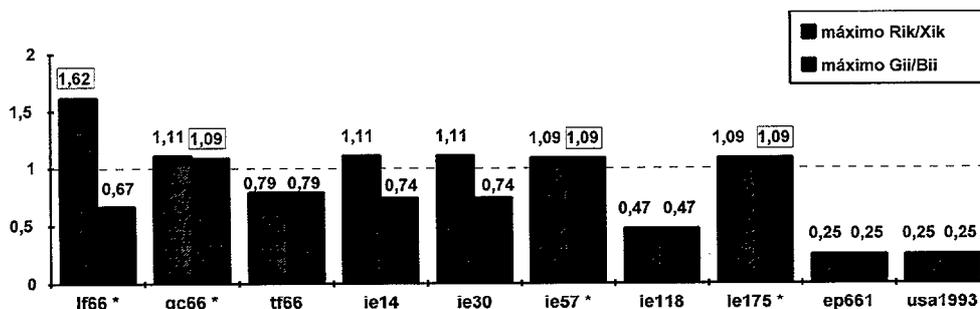


Fig. C.7 Valores máximos R_{ik}/X_{ik} y G_{ii}/B_{ii}

C.4 DESACOPLO P-V Y Q-θ

Por razones de seguridad, el suministro de las cargas demandadas se realiza de forma que los ángulos de fase de las tensiones θ_i no sean muy dispares entre sí, ya que de otra forma se podría ver afectada la estabilidad del sistema. De la misma forma, los módulos de las tensiones V_i no se alejan sensiblemente de la tensión nominal.

Por otra parte, la variación de la potencia reactiva Q inyectada o demandada en el régimen permanente de un punto de la red suele asociarse a variaciones del módulo de la tensión en ese punto, despreciándose los efectos habidos sobre el ángulo de fase.

Así mismo, la variación de la potencia activa P inyectada o demandada en el régimen permanente de un punto de la red suele asociarse a variaciones del ángulo de fase de la tensión en ese punto, despreciándose los efectos habidos sobre el módulo.

Se está hablando así de la existencia de desacoplo P-V y Q-θ. La observación de este desacoplo está basada en varias de las consideraciones anteriormente expuestas:

- Las líneas son predominantemente inductivas ($R_{ik} \ll X_{ik}$), con lo cual su resistencia es despreciable frente a su inductancia.
- En la matriz de admitancias nodales de la red, los términos de conductancia son despreciables frente a los de susceptancia ($G_{ik} \ll B_{ik}$).
- Los ángulos de fase de las tensiones difieren poco entre sí ($\theta_i - \theta_k$ alrededor de 0°).

Estas consideraciones se han aplicado en los estudios de régimen permanente, Flujo de Potencia, para mejorar la rapidez de cálculo de los procesos iterativos, en el cálculo de las tensiones nodales, sin que afecten a las Ecuaciones de Flujo de Potencia ni, por tanto, a la exactitud de los resultados obtenidos. Concretamente, se emplean en el método de Newton-Raphson Desacoplado para reducir el Jacobiano de cuatro a dos submatrices, obteniéndose dos sistemas de ecuaciones independientes el uno del otro [Stott, 1972]:

$$J_{P\theta} * \Delta\theta = \Delta P(x) \quad (C.6)$$

$$J_{QV} * \Delta V = \Delta Q(x) \quad (C.7)$$

En estos sistemas de ecuaciones se pone de manifiesto la fuerte dependencia que suele haber en muchos sistemas eléctricos entre potencia activa y ángulo de fase de las tensiones y entre potencia reactiva y módulo de las tensiones:

$$\begin{matrix} \theta - P \\ V - Q \end{matrix}$$

Para ello, se han supuesto nulas las submatrices del Jacobiano J_{PV} y $J_{Q\theta}$, despreciando las relaciones entre potencia activa y módulo de la tensión y entre potencia reactiva y ángulo de fase:

$$\begin{matrix} V-P \\ \theta-Q \end{matrix}$$

Estas aproximaciones se pueden realizar en el análisis de redes eléctricas que cumplan con los requisitos especificados, no pudiendo asegurarse la convergencia del método en su aplicación a sistemas que no satisfagan esas especificaciones. En sistemas pequeños, con pequeñas potencias a transportar y tensiones nominales de transporte de entre 20 y 66 KV, la relación R/X de las líneas no son siempre lo suficientemente pequeñas como para realizar esas consideraciones.

El grado de acoplamiento P-V y Q- θ puede observarse aplicando un coeficiente de acoplamiento ε a las submatrices J_{PV} y $J_{Q\theta}$ del Jacobiano y estudiando la convergencia al variar ε entre 1 y 0:

$$J = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & \varepsilon J_{PV} \\ \varepsilon J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \tag{C.8}$$

Como se puede observar en la Tabla C.4-1 y en la figura C.8, el número de iteraciones aumenta sensiblemente al disminuir el coeficiente de acoplamiento ε en los sistemas que no satisfacen las especificaciones exigidas, lo cual se comprueba a través de las tablas de parámetros R_{ik}/X_{ik} y G_{ii}/B_{ii} anteriormente expuestas.

sistema	ε										
	1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0
lf66 *	3	5	6	8	11	16	27	68	nc	nc	nc
gc66 *	3	6	7	10	13	18	26	41	84	664	nc
tf66	3	5	7	8	10	13	16	20	27	37	54
ie14	3	5	6	8	9	12	14	18	24	33	48
ie30	3	5	6	7	9	11	14	18	24	33	48
ie57 *	4	5	7	9	11	14	20	31	64	nc	nc
ie118	4	5	6	7	8	9	11	12	14	16	17
ie175 *	4	5	7	9	11	14	20	31	64	nc	nc
ep661	4	6	7	7	8	8	9	10	10	11	12
usa1993	4	5	6	7	7	8	9	10	10	11	12

nc: no converge (número de iteraciones limitadas a 1000)

Tabla C.4-1 Número de iteraciones según coeficiente de acoplamiento ε , al aplicar Newton-Raphson (tolerancia=1e-4 MW/MVAR=1e-6 p.u.)

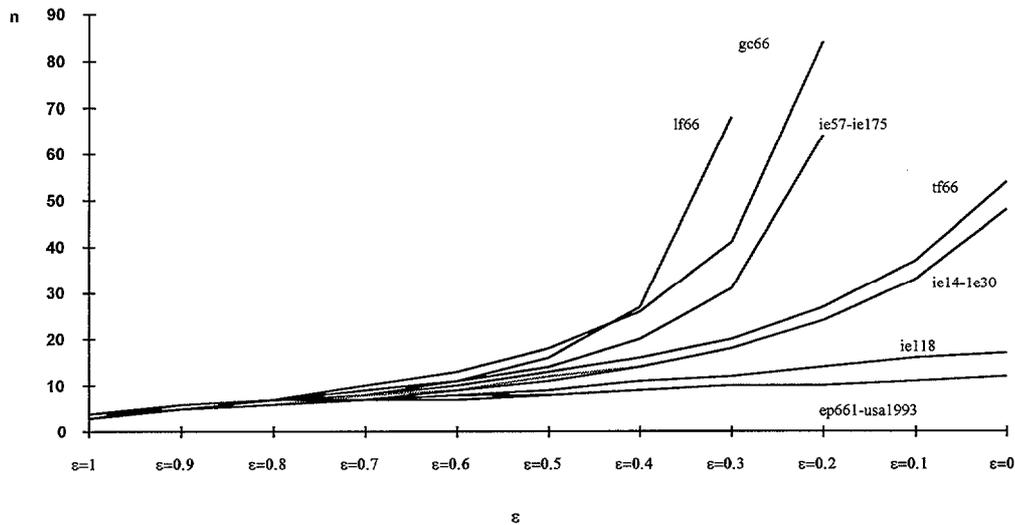


Fig. C.8 Evolución del número de iteraciones, al disminuir el coeficiente de acoplamiento ϵ

Las mismas observaciones se pueden obtener al aplicar el método de Newton-Raphson Desacoplado Rápido [Stott, 1974]. En este método, las submatrices $J_{P\theta}$ y J_{QV} se convierten en 2 matrices de coeficientes constantes B' y B'' y las submatrices J_{PV} y $J_{Q\theta}$ se suponen nulas, con lo cual se pretende aumentar la rapidez de la convergencia en el cálculo iterativo de las tensiones. Las aproximaciones que se realizan en diferentes fases del desarrollo de este método son las mismas que en el método de Newton-Raphson Desacoplado más las dos siguientes:

- Todas las tensiones nodales son aproximadamente iguales entre sí ($V_i \cong V_j, \forall i, j$)
- Todas las tensiones nodales son aproximadamente iguales a la tensión nominal ($V_i \cong 1 p.u., \forall i$)

El grado de cumplimiento de las aproximaciones realizadas se pone de manifiesto al considerar la evolución del número de iteraciones necesarias para obtener la convergencia, en función de la tolerancia exigida en el cálculo (Tabla C.4-2 y fig. C.9).

sistema	T								
	1e-2	1e-3	1e-4	1e-5	1e-6	1e-7	1e-8	1e-9	1e-10
lf66 *	3	16	30	42	56	70	84	98	>100
gc66 *	13	21	29	36	44	52	58	66	74 > 60
tf66	7	12	16	21	26	31	36	41	46
ie14	5	9	13	18	22	27	30	35	40
ie30	5	9	13	18	22	27	31	36	40
ie57 *	8	14	20	27	35	43	50	58	65 >60
ie118	6	8	10	13	16	18	21	24	26
ie175 *	8	14	20	27	35	43	50	58	65 > 60
ep661	6	8	10	13	15	17	19	22	24
usa1993	6	7	8	10	12	13	15	16	18

Tabla C.4-2 Número de iteraciones según tolerancia T (p.u.), al aplicar Newton-Raphson Desacoplado Rápido

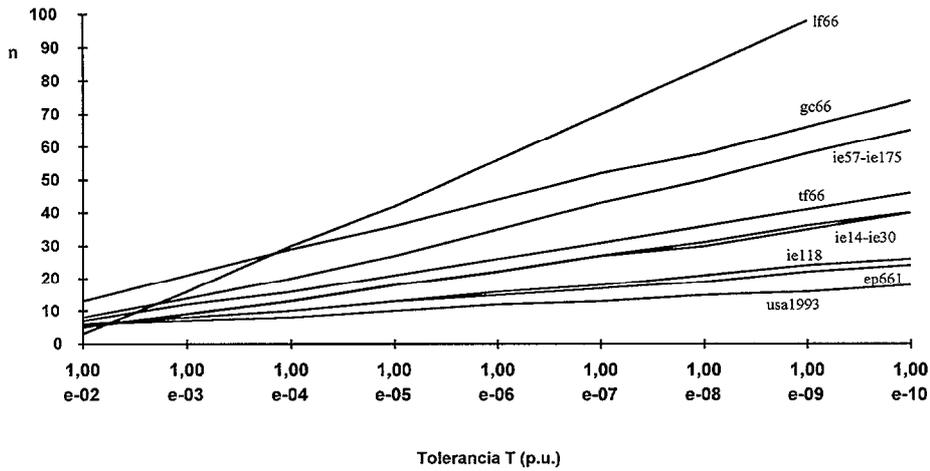


Fig. C.9 Evolución del número de iteraciones, al variar la tolerancia T

Para llevar a cabo la aplicación del método de Newton-Raphson a las Ecuaciones de Flujo de Potencia (C.9)

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (C.9)$$

$$Q_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]$$

éstas deben ser puestas en la forma [Bergen, 1986]:

$$\mathbf{z} - \mathbf{z}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (C.10)$$

y la solución se obtiene por medio del proceso iterativo siguiente:

$$\begin{aligned} \mathbf{z} - \mathbf{z}(\mathbf{x}^k) &= \mathbf{J}(\mathbf{x}^k) \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{x}^{k+1} &= \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x} \end{aligned} \quad (C.11)$$

donde $\mathbf{J}(\mathbf{x}^k)$ es el Jacobiano.

La aplicación de las variantes Desacoplado y Desacoplado Rápido se obtienen a partir del Teorema de Ostrowskys, en la forma siguiente [Cidrás, Tesis]:

$$\begin{aligned} \mathbf{z} - \mathbf{z}(\mathbf{x}^k) &= \mathbf{C}(\mathbf{x}^k) \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{x}^{k+1} &= \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x} \end{aligned} \quad (C.12)$$

donde las submatrices desacopladas $\mathbf{J}_{P\theta}$ y \mathbf{J}_{QV} y las submatrices constantes \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' son representadas en la forma apropiada a través de la matriz \mathbf{C} , garantizándose la convergencia si se cumple la relación siguiente:

$$\mu(\mathbf{G}'(\mathbf{x})) < 1 \quad (C.13)$$

donde μ representa el autovalor máximo de la matriz $G'(x)$ y siendo ésta

$$G'(x) = 1 - C^{-1}(x) J(x) \tag{C.14}$$

donde 1 es la matriz identidad.

La comprobación de la condición anterior conduce a la evaluación de la siguiente expresión :

$$\mu((B^{-1}G)^2) < 1 \tag{C.15}$$

cuya simplificación lleva a la comprobación de otras condiciones más sencillas, que son utilizadas con mayor asiduidad, como puedan ser las siguientes:

- $\| B^{-1}G \| < 1$
- $\mu((D_b^{-1}D_g)^2) < 1$
- Las líneas son predominantemente inductivas ($R_{ik} \ll X_{ik}$), con lo cual su resistencia es despreciable frente a su inductancia.
- En la matriz de admitancias nodales de la red, los términos de conductancia son despreciables frente a los de susceptancia ($G_{ik} \ll B_{ik}$).
- Los ángulos de fase de las tensiones difieren poco entre sí ($\theta_i - \theta_k$ alrededor de 0°).

Empleando la expresión $\mu((B^{-1}G)^2) < 1$, las conclusiones que se derivan de los resultados expresados en la Tabla C.4-3 coinciden con los obtenidos anteriormente al estudiar la convergencia mediante:

- a) la variación del coeficiente de acoplamiento ε en el método de Newton-Raphson y
- b) la variación de la tolerancia exigida en el método Desacoplado Rápido

sistema	$\mu((B^{-1}G)^2)$	
lf66 *	2.60	>1
gc66 *	1.19	>1
tf66	0.64	
ie14	0.64	
ie30	0.63	
ie57 *	1.18	>1
ie118	0.22	
ie175 *	1.18	>1
ep661	0.23	
usa1993	0.23	

Tabla C.4-3 Aplicación de la ec. (C.15)

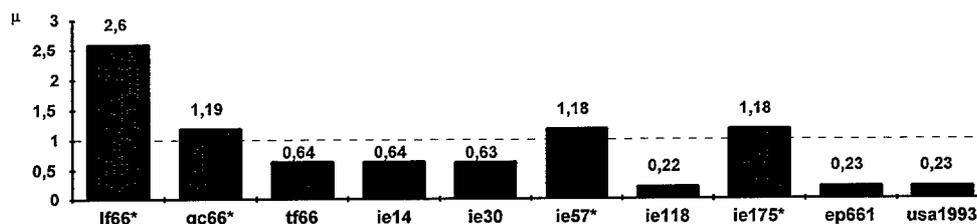


Fig. C.10 Representación gráfica de la Tabla C.4-3

Como se puede observar en la figura C.10, los sistemas marcados con * no cumplen la condición prefijada, por lo cual no se puede asegurar que exista convergencia en el Flujo de Potencia por los métodos Newton-Raphson Desacoplado y Newton-Raphson Desacoplado Rápido, como así ocurre.

De la misma forma, no se puede decir que exista desacoplo P-V y Q- θ en los sistemas marcados con *. En consecuencia, en estos sistemas es preciso considerar:

- la influencia de la potencia activa P en el valor del módulo de la tensión V
- la influencia de la potencia reactiva Q en el valor del ángulo de fase θ de la tensión

Por otra parte, si la comprobación se hubiera realizado sobre otras expresiones, menos rigurosas pero que requieren menores esfuerzos de cálculo, los resultados obtenidos podrían conducir, en ocasiones, a conclusiones engañosas. Esto es lo que ocurre al comprobar la condición $\mu((D_b^{-1}D_g)^2) < 1$, que es satisfecha en lo que se refiere al sistema lf66, como puede observarse en la Tabla C.4-4 y figura C.11.

sistema	$\mu((D_b^{-1}D_g)^2)$	
lf66 *	0.45	<1
gc66 *	1.19	>1
tf66	0.64	
ie14	0.55	
ie30	0.55	
ie57 *	1.18	>1
ie118	0.22	
ie175 *	1.18	>1
ep661	0.06	
usa1993	0.06	

Tabla C.4-4 Comprobación de la condición $\mu((D_b^{-1}D_g)^2) < 1$

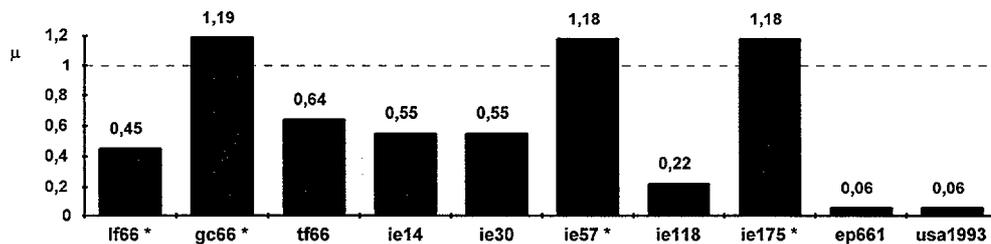


Fig. C.11 Representación gráfica de la Tabla C.4-4

En consecuencia, al cumplirse la condición $\mu((D_b^{-1}D_g)^2)$, podría pensarse en la existencia de desacoplo P-V y Q- θ en el sistema lf66 y en una buena convergencia de los métodos iterativos Newton-Raphson Desacoplado y Newton-Raphson Desacoplado Rápido. Estas hipótesis son invalidadas, no sólo por los resultados obtenidos en el análisis del Flujo de Potencia, sino también por la aplicación de otras condiciones resumidas en la Tabla C.4-5.

sistema	$\mu((D_b^{-1}D_p)^2)$	$\mu((B^{-1}G)^2)$	máximo R_{ik}/X_{ik}	máximo G_{ij}/B_{ij}
lf66	2.60	0.45	1.62	0.67
	>1		>1	

Tabla C.4-5 Aplicación de diferentes condiciones al sistema lf66

C.5 SENSIBILIDADES TENSIÓN-CARGA

En aquellos sistemas eléctricos en los cuales no exista desacoplo P-V y Q- θ , en algunos nudos la variación de la potencia activa neta P inyectada puede suponer una variación del módulo de la tensión V no despreciable, mientras que la variación de la potencia reactiva neta Q inyectada puede suponer una variación del ángulo de fase θ de la tensión no despreciable.

La variación del módulo de la tensión V , al variar la carga en ± 1 MW o en ± 1 MVar en los diferentes nudos de los sistemas eléctricos analizados, produce los resultados indicados en la Tabla C.5-1, a partir de un estado de carga inicial determinado.

Sistema	ΔV (%) [± 1 MW]			ΔV (%) [± 1 MVar]		
	min	media	max	min	media	max
lf66 *	0.04	0.10	0.22	0.14	0.33	0.68
gc66 *	0.01	0.04	0.12	0.02	0.11	0.26
tf66	0.01	0.05	0.15	0.05	0.11	0.21
ie14	0.01	0.05	0.10	0.04	0.11	0.21
ie30	0.01	0.09	0.41	0.02	0.22	0.74
ie57 *	0.01	0.12	0.61	0.02	0.29	1.20
ie118	0.00	0.01	0.04	0.00	0.04	0.15
ie175 *	0.00	0.06	0.61	0.00	0.15	1.20
ep661	0.00	0.02	0.36	0.01	0.08	0.61
usa1993	0.00	0.01	0.17	0.00	0.04	0.48

-Tolerancia usada en F.P.: $1e-5$ p.u. (0.001 MW, 0.001 MVar)
 -Trafos. a relación de transformación nominal ($a=1$)
 -Nudos PV sin límites de potencia reactiva
 -Sólo se contabilizan los valores correspondientes a los nudos PQ

Tabla C.5-1 Variaciones de V al variar la carga en ± 1 MW ó en ± 1 MVar

Analizando estos resultados, se pueden extraer las siguientes observaciones:

- las variaciones de tensión V son, en todos los casos, más sensibles a la variación de potencia reactiva Q que a la variación de potencia activa
- el mayor de los mínimos de las variaciones de V se obtiene para lf66, el sistema más pequeño de todos, tanto para variaciones de potencia activa como de potencia reactiva

- debido a la presencia del cable submarino de interconexión, en este sistema las variaciones de tensión debidas a Q son sensiblemente mayores que las debidas a P
- las menores variaciones medias se obtienen para los sistemas mayores ep661 y usa1993, a los que hay que añadir el ie118

La variación del ángulo de fase θ de la tensión, al variar la carga en $\pm 1\text{MW}$ o en $\pm 1\text{MVar}$ en los diferentes nudos de los sistemas eléctricos analizados, produce los resultados indicados en la Tabla C.5-2, a partir del mismo estado de carga inicial utilizado para estudiar las variaciones en el módulo de la tensión.

Sistema	$\Delta\theta(^{\circ}) [\pm 1 \text{ MW}]$			$\Delta\theta(^{\circ}) [\pm 1 \text{ MVar}]$		
	min	media	max	min	media	max
lf66 *	0.09	0.67	1.30	0.02	0.05	0.09
gc66 *	0.01	0.08	0.20	0.00	0.02	0.05
tf66	0.03	0.08	0.17	0.01	0.02	0.08
ie14	0.05	0.14	0.21	0.00	0.02	0.05
ie30	0.05	0.19	0.47	0.00	0.04	0.20
ie57 *	0.03	0.20	0.76	0.00	0.04	0.14
ie118	0.01	0.09	0.19	0.00	0.01	0.02
ie175 *	0.01	0.18	0.87	0.00	0.02	0.14
ep661	0.02	0.12	0.54	0.00	0.01	0.11
usa1993	0.01	0.09	0.34	0.00	0.01	0.03

- Tolerancia usada en F.P.: 1e-5 p.u. (0.001 MW, 0.001 MVar)
- Trafos. a relación de transformación nominal ($a=1$)
- Nudos PV sin límites de potencia reactiva
- Sólo se contabilizan los valores correspondientes a los nudos PQ

Tabla C.5-2 Variaciones de θ al variar la carga en $\pm 1 \text{ MW}$ ó en $\pm 1 \text{ MVar}$

El análisis de estos resultados conduce a las siguientes observaciones:

- las variaciones del ángulo de fase θ son, en todos los casos, más sensibles a la variación de potencia activa P que a la variación de potencia reactiva
- el mayor de los mínimos de las variaciones de θ se obtiene para lf66, el sistema más pequeño de todos, tanto para variaciones de potencia activa como de potencia reactiva
- las variaciones de θ debidas a P son notablemente mayores en lf66 que en el resto de los sistemas
- las menores variaciones medias de θ con Q , se obtienen para los sistemas mayores ep661 y usa1993, a los que hay que añadir el ie118

C.6 IMPEDANCIAS Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

La impedancia de cortocircuito z_{cc} en cualquier punto de una red de transporte, posee una parte resistiva pequeña, lo cual da lugar a que las corrientes de cortocircuito I_{cc} sean preponderantemente inductivas en esas redes. Esto ha conducido a la utilización de métodos de cálculo de I_{cc} simplificados, en los que se desprecia la resistencia de las líneas, obteniéndose impedancias de cortocircuito z_{cc} puramente inductivas ($\varphi_{cc}=90^\circ$) y corrientes de cortocircuito asimismo puramente inductivas ($I_{cc}=jI_{m,cc}$).

Como se ha visto anteriormente, la relación R_{ik}/X_{ik} varía según los casos y puede adoptar valores superiores a la unidad. Por tal motivo, las impedancias de cortocircuito presentan en realidad un ángulo φ_{cc} sensiblemente inferior a 90° en algunos casos, como se observa en la Tabla C.6-1. El error que se comete al considerar que las corrientes de cortocircuito I_{cc} son puramente inductivas es menor en los S.E.E. mayores, mientras que en los sistemas eléctricos de menor tamaño el error cometido puede ser considerable.

Sistema	φ_{cc}		K_{cc} (%)	
	min	media	media	max
lf66	79	82	1	2
gc66	66	78	3	9
tf66	60	77	4	15
ie14	73	81	2	5
ie30	64	78	3	12
ie57	60	74	5	15
ie118	72	80	2	5
ie175	60	78	3	15
ep661	77	80	2	3
usa1993	77	80	2	3

$$K_{cc}(\%) = \left(\frac{|I_{cc-imag}| - |I_{cc}|}{|I_{cc}|} \right) \times 100$$

Tabla C.6-1 Parámetros de cortocircuito

C.7 CONCLUSIONES

Tras el análisis realizado y a la vista de los resultados obtenidos, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

*En los sistemas de gran dimensión:

- 1 La relación R/X de las líneas de transporte es baja
- 2 Las impedancias de cortocircuito z_{cc} son mayormente inductivas ($z_{cc} \approx jX_{cc}$)
- 3 Existe desacople $P-V$ y $Q-\theta$
- 4 Los niveles de tensión son altos (220 KV o mayores)
- 5 La Potencia Instalada es elevada

6 La Potencia de Cortocircuito P_{cc} en los diferentes nudos del sistema es elevada

7 La inercia total H de la generación síncrona es elevada

*En los sistemas de pequeña dimensión:

1 La relación R/X de las líneas de transporte no es baja

2 Las impedancias de cortocircuito z_{cc} presentan un apreciable carácter resistivo ($Z_{cc}=R_{cc}+jX_{cc}$)

3 No existe un claro desacople $P-V$ y $Q-\theta$

4 Los niveles de tensión son medios (en torno a 66 KV)

5 La Potencia Instalada es baja

6 La Potencia de Cortocircuito P_{cc} en los diferentes nudos del sistema es baja

7 La inercia total H de la generación síncrona es baja

Anexo D

Recursos Informáticos

ANEXO D

RECURSOS INFORMÁTICOS

En la realización de esta Tesis, se ha hecho uso de ciertas herramientas informáticas, comerciales y de desarrollo propio. Al primer grupo pertenece el programa PSCAD/EMTDC, comentado en la referencia [Gole, Nayak y otros, 1996], útil en el estudio de regímenes transitorios en sistemas eléctricos.

El desarrollo de programas propios ha estado orientado al estudio dinámico de la conexión de un aerogenerador asíncrono, así como a la simulación de sistemas de energía eléctrica, tanto en Régimen Estacionario (Flujo de Potencia) como en Régimen Dinámico. Los elementos representados son los siguientes:

- Nudos de la red a analizar
- Líneas de transporte y distribución, según modelo en π
- Transformadores de potencia, de relación de transformación variable en módulo, según modelo en π
- Baterías de condensadores para el control de las tensiones nodales, según modelo de susceptancia constante
- Generadores síncronos, según modelo de máquina síncrona en régimen transitorio, para régimen dinámico y como fuente de potencia constante, para régimen estacionario
- Generadores asíncronos, según modelo de máquina de inducción en régimen transitorio, para régimen dinámico y como nudo RX (también PX y PQ, en estudios comparativos), para régimen estacionario
- Sistemas de Control de Velocidad, para grupos síncronos, según modelos del Anexo A
- Sistemas de Control de Excitación, para grupos síncronos, según modelos del Anexo A
- Consumos, según modelo de admitancia constante, para régimen dinámico y como fuente de potencia constante, para régimen estacionario

En los programas desarrollados, los cálculos se efectúan en *valores por unidad* (pu). El análisis del circuito monofásico equivalente de las redes eléctricas, se lleva a cabo siguiendo el método de Análisis por Nudos, aplicando Técnicas de Matrices Dispersas [Cidrás, Díaz, 1996]. El almacenamiento de las matrices tiene lugar por listas enlazadas (método de los punteros, por filas preferentemente).

La resolución de los sistemas de ecuaciones lineales se realiza, en los cálculos iterativos, mediante Factorización Triangular de Matrices LDU, sustitución hacia delante (SD) y sustitución hacia atrás (SA). El ordenamiento de los nudos responde al esquema 2 de Tinney.

Las ecuaciones diferenciales, correspondientes a los modelos de régimen dinámico, son resueltas por el método de integración numérica de Runge-Kutta, de cuarto orden.

Los programas han sido desarrollados en lenguajes de programación c y c++, bajo asignación dinámica de memoria. De esta forma, el volumen de datos a tratar (número máximo de nudos de la red eléctrica, etc.) viene fijado por las características del ordenador, no existiendo limitación alguna por parte del programa. Dada la gran cantidad de variables presentes en un estudio de régimen dinámico, la mayor parte de las simulaciones ha sido realizada bajo entorno unix.

Las opciones de simulación contempladas, en Régimen Dinámico, son las indicadas en la figura D.1. Las Ecuaciones de Flujo de Potencia pueden ser resueltas según los siguientes métodos:

- Newton-Raphson
- Newton-Raphson Desacoplado Rápido
- Gauss-Seidel

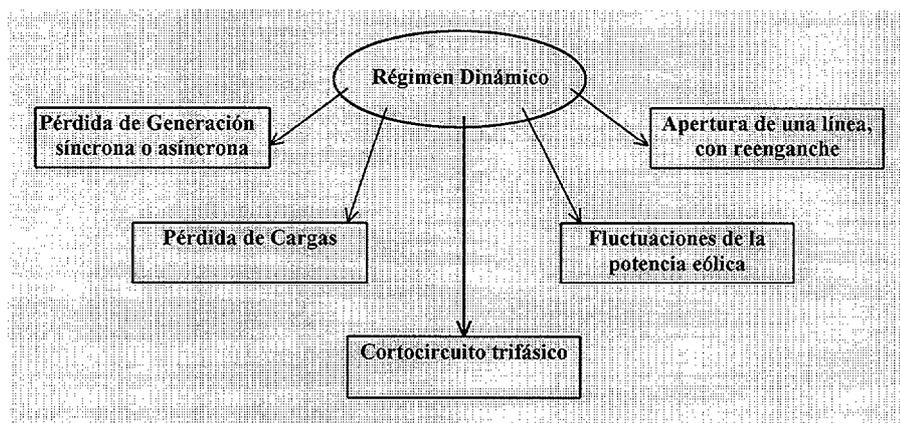


Fig. D.1 Opciones de simulación en Régimen Dinámico