LÍNEA FERROVIARIAENTRE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Y MASPALOMAS

ANTEPROYECTO

ANEJO Nº 15 ANTEPROYECTO PARQUE EÓLICO









TÍTULO DEL DOCUMENTO: ANEJO Nº 15. ANTEPROYECTO PARQUE EÓLICO

DOCUMENTO Nº: TGC-SRTC-AN-0015

Referencia: P210412

Fichero: TGC-SRTC-AN-0015.doc

Fecha: Junio 2011





ÍNDICE

1	ASPECTOS GENERALES	,





1 ASPECTOS GENERALES



Revisión: 0

PLAN EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO "PILETAS" CON CONSUMOS ASOCIADOS AL FERROCARIL DEL SUR DE GRAN CANARIA

PLAN EÓLICO

PETIGIONARIO: FERROCARRILES DE GRAN CANARIA, S.A. (A-76021849)

SITUACIÓN: PILETAS (T. M. AGÜIMES).

AUTORES: RAFAEL J. PEÑATE QUESADA (DNI: 78.478.935 Z)

INGENIERO INDUSTRIAL COLEGIADO Nº 1.188

DIRECCIÓN CEBRIAN, Nº54, 35003
PROFESIONAL: LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
RAFAELJPQ@HOTMAIL.COM

TELÉFONO DE 646-60-90-63
CONTACTO: MAYO 2011

Rafael J. Peñate Quesada Ingeniero Industrial

Elaborado por: R.P.Q.		Revisado por: R.P.Q.		Aprobado por: R.P.Q.	
Fecha:	01/06/2011	Fecha:	01/06/2011	Fecha:	02/06/2011
Firma:		Firma:		Firma:	



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

2 de 49

ÍNDICE DEL PLAN EÓLICO

<u>1</u>	MEMORIA RESUMEN	<u> </u>
1.1	PETICIONARIO	5
1.2		5
1.3		6
1.4		6
1.5		6
1.6		6
•	DATOC DE BOTENCIA V ENEDCÍA DE ODICEN FÓLICO	0
<u>2</u>	DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE ORIGEN EÓLICO	8
2.1	POTENCIA TOTAL Y UNITARIA A INSTALAR DEL PARQUE EÓLICO.	8
2.2		8
	ENERGÍA ANUAL ESTIMADA PRODUCIDA POR EL PARQUE EÓLICO	8
	HORAS EQUIVALENTES Y FACTOR DE CAPACIDAD	10
2.5	ÍNDICE DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (IBEE)	11
<u>3</u>	AEROGENERADORES	12
2 1	NYMERO DE AFROCUNERA RODECA MOTALA P	12
3.1		12
3.2		12
	RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	13 14
	2 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR	
	CURVAS DE POTENCIA CERTIFICADAS DE LOS AEROGENERADORES	14
3.4		17 18
J.J	VIDA ÚTIL	18
<u>4</u>	SEGURIDAD EN EL SUMINISTRO Y AFECCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO.	19
4.1	DATOS DE LA RED ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN DE LA RED	19
4.2		19
4.3		20
	FUNCIONES DE REGULACIÓN DE POTENCIA	21
	CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA Y COMPORTAMIENTO FRENTE A HUECOS DE	
	TENSIÓN	23
	TENOIO!	
_	LOCALIZACIÓN CROCDÁFICA	25
<u>3</u>	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	25
5.1	EMPLAZAMIENTO	25
5.2	UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	26
5.3	PLANOS	26



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

3 de 49

<u>6</u>	TERRENOS	27
6.1	- PLANOS DE TERRENOS	27
6.2	- SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR EL CONJUNTO DE LOS AEROGENERAD	ORES 27
6.3	DOCUMENTACIÓN JUSTIFICATIVA DE LA DISPONIBILIDAD DE LOS TERRENOS	27
<u>7</u>	VALORACIÓN MEDIOAMBIENTAL.	28
7.1	- PLANOS DE VALORACIÓN MEDIOAMBIENTAL	28
7.2	- ESPACIOS PROTEGIDOS CERCANOS	28
7.3	- ESPACIOS ZEPA Y LIC CERCANOS	29
7.4	- SITIOS ARQUEOLÓGICOS O DE INTERÉS HISTÓRICO CERCANOS	31
7.4.	1 Arqueología	31
7.5	- PROPUESTAS PARA LA MEJORA DEL ENTORNO DEL PARQUE	32
7.6	PLAN DE DESMANTELAMIENTO DEL PARQUE	35
<u>8</u>	ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS	38
8.1	- Presupuesto	38
8.2	- POTENCIA CONTRATADA EN LA INSTALACIÓN	38
8.3	- POTENCIA INSTALADA EN LA INSTALACIÓN	38
8.4	- CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA POR PARTE DEL FERROCARRIL	39
9	DATOS COMPLEMENTARIOS	40



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

4 de 49

PLAN EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO "PILETAS" CON CONSUMOS ASOCIADOS AL FERROCARIL DEL SUR DE GRAN CANARIA

PLAN EÓLICO

CONTROL DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Motivo y descripción
0	01/06/2011	Versión Inicial



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

5 de 49

PLAN EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO "PILETAS" CON CONSUMOS ASOCIADOS AL FERROCARIL DEL SUR DE GRAN CANARIA

1.- MEMORIA RESUMEN

1.1.- PETICIONARIO

NOMBRE:	FERROCA	FERROCARRILES DE GRAN CANARIA, S.A.			A-76021849
DIRECCIÓN SOCIAL:	c/Obispo Rabadán, nº 22			C.P:	35003
MUNICIPIO:	Las Palmas	Las Palmas de Gran Canaria			Gran Canaria
DIRECCIÓN NOTIFICACIONES:	c/Obispo Rabadán, nº 22		C.P:	35003	
MUNICIPIO:	Las Palmas de Gran Canaria		ISLA:	Gran Canaria	
TELÉFONO 1:	928 432 537 TELÉFONO 2: FA		AX:		
E-MAIL:	rogeliofrade57@gmail.com				

1.2. REPRESENTACIÓN

NOMBRE:	D. Rogelio Miguel Frade García		DNI:	42.781.837 C
CARGO:	Consejero Delegado.	TIPO DE REPRESEN	NTACIÓN:	
NOMBRE:			DNI:	
CARGO:		TIPO DE REPRESEN	NTACIÓN:	



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

6 de 49

1.3.- DATOS RELATIVOS AL PARQUE

DENOM	IINACIÓN:	Parque Eólico con Consumos Asociados al tren del sur de Gran			
		Canaria "PILET/	AS"		
EMPLA	ZAMIENTO:	Piletas			
LOCALI	IDAD:	Vecindario			
MUNICI	PIO:	Agüimes		ISLA:	Gran Canaria
POTEN	CIA NOMINAL (kW):	29.900 N° DE AEROGENERADORES:			13
ENERG	ÍA ANUAL ESTIMADA (kWh):	76.289.017 HORAS EQUIVALENTES (H/AÑO): 2.551			2.551
DESCR	IPCIÓN DEL PROYECTO:				
		AEROGENE	RADORES:		
Nº	MODELO		VIDA ÚTIL	POTENCIA UNITARIA (Kw):	POTENCIA MODELO (Kw)
13	ENERCON E-	70	20	2.300	2.300

1.4. TERRENO

SUPERFICIE DE TERRENO DISPONIBLE (m²):	1.761.340
SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR EL CONJUNTO DE AEROGENERADORES (m²):	2.263.689
SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR INSTALACIONES EÓLICAS COLINDANTES (m²):	2.024.905

1.5.- IDENTIFICACIÓN DE ESPACIOS NATURALES Y PARQUES EÓLICOS MÁS CERCANOS

PARQUES NATURALES	IDENTIFICACIÓN	DISTANCIA MÍNIMA (m)
Paisaje Protegido de la Montaña de Agüimes	C-28	1.863
Monumento natural de Roque de Aguayro	C-16	398

PARQUES EÓLICOS	IDENTIFICACIÓN	DISTANCIA MÍNIMA (m)
Aerogenerador Pozo Piletas	GC 020	388
P.E. Piletas 1	V-07/120	340
P.E. Montaña Canónigo	V-07/316	714

1.6.- DOCUMENTOS DE QUE CONSTAN EL PLAN EÓLICO

El presente plan eólico consta de los siguientes documentos:

- 1.- Memoria
- 2.- Anexos
 - Anexo 1: Justificación de los consumos del Ferrocarril.
 - Anexo 2: Características técnicas del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
 - Anexo 3: Certificado de la curva de potencia del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
 - Anexo 4: Certificado tarado de las protecciones y Comportamiento frente a huecos de tensión del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
 - Anexo 5: Certificado de vida útil del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
 - Anexo 6: Descripción de los sistemas de telemando.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011

Página

7 de 49

Anexo 7: Documentación varia.

3.-Planos

- 1. Plano de Situación.
- 2. Plano de Superficie de terreno disponible.
- 3. Plano de Disposición Aerogeneradores.
- 4. Plano de poligonal superficie afectada.
- 5. Plano de poligonal superficie afectada parques vecinos.
- 6. Plano de cimentaciones, canalizaciones y viales.
- 7. Plano de línea de conexión con los consumos asociados.8. Plano de distancias a Espacios Protegidos.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

8 de 49

2.- <u>DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE ORIGEN</u> EÓLICO

2.1.- POTENCIA TOTAL Y UNITARIA A INSTALAR DEL PARQUE EÓLICO.

El presente parque eólico estará formado por:

Nº de aerogeneradores: 13
Potencia unitaria: 2.300 kW

• Potencia total del parque: 29,9 MW

2.2.- ÁREA DE TERRENO OCUPADO

Considerando la definición que hace el Decreto32/2006 de 27 de marzo, en su artículo 3, se ha calculado el valor área de sensibilidad eólica. El resultado obtenido, se refleja en los planos y es el siguiente:

Terreno ocupado (área de sensibilidad eólica) = 2.263.689 m²

2.3.- ENERGÍA ANUAL ESTIMADA PRODUCIDA POR EL PARQUE EÓLICO

En función de los datos de la Cartografía del Recurso eólico de Canarias y el método de cálculo del anexo IV de la Orden de 27 de Abril de 2007, la energía generada por el parque ascenderá a **76.289.017 kWh/año**.

El cálculo detallado se adjunta a continuación:



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

9 de 49

Imprimir

Nombre del Parque:

a) Datos del Parque:

Número de Filas: 5

Número de Aerogeneradores: 13

Ш	A_{PARQUE}	$\theta_{\it pred_parque}$	PAE s/a		PAE c/a		IBEE s/a	IBEE c/a
	(m^2)	(°)	(kWh)	Horas Eq.	(kWh)	Horas Eq.	(kWh/m^2)	(kWh/m^2)
ΙŒ	2263688,85	5,2	79421426	2656	76289017	2551	35,09	33,70

Configuración Gráfica del Parque

b) Datos de las Filas:

Fila (#) (Numeración a barlovento)	β (°) Parámetros fila ideal	b Parámetros fila ideal	φ (°)	$\bar{\varepsilon}$ (m)	$\eta_{\scriptscriptstyle FILA}$
1	95,2	3126161	0,0	0,0	1,00
2	-69,7	3252322	15,1	0,1	1,00
3	-70,8	3242253	14,0	23,6	0,97
4	95,2	3124710	0,0	0,0	1,00
5	-89,3	3088451	4,5	0,0	1,00

c) Datos de los Aerogeneradores:

Modelos de Aerogeneradores incluidos en la propuesta

ld.	Marca	Modelo	Diámetro Rotor (m)	Potencia Nominal (kW)	Curva Potencia
400	ENERCON	E70 - 2300	71	2.300	2

Datos Aerogeneradores

ld.	ld. Modelo	ld. Fila	ld. Intrafila	X (m)	Y (m)	Altura (m)				
1	400	1	1	454703	3084841	85				
2	400	2	1	454478	3084408	85				
3	400	2	2	454935	3084239	85				
4	400	2	3	455076	3084187	85				
5	400	2	4	455217	3084135	85				
6	400	3	1	454505	3083912	85				
7	400	3	2	454656	3083808	85				
8	400	3	3	454850	3083811	85				
9	400	3	4	454987	3083710	85				
10	400	3	5	455139	3083682	85				
11	400	4	1	454653	3083395	85				



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

10 de 49

l	12	400	5	2	454816	3082870	85
li	13	400	5	1	454979	3082868	85

Datos del Recurso Eólico

ld.	X (m))	Y (m)	V (40 m)	K (40 m)	V (60 m)	K (60 m)	V (80 m)	K (80 m)	V (Altura Buje)	K (Altura Buje)	$\theta_{\it pred}$
1	454750	3084850	6,83	2,17	7,41	2,06	7,85	2,02	7,94	2,02	0,0
2	454450	3084450	6,63	2,16	7,16	2,06	7,56	2,02	7,64	2,02	0,0
3	454950	3084250	5,72	2,17	6,40	2,06	6,92	2,02	7,03	2,02	0,0
4	455050	3084150	5,98	2,17	6,64	2,06	7,15	2,02	7,25	2,02	0,0
5	455250	3084150	5,94	2,17	6,63	2,06	7,15	2,02	7,26	2,02	0,0
6	454550	3083950	6,06	2,16	6,65	2,06	7,10	2,02	7,19	2,02	0,0
7	454650	3083850	6,27	2,16	6,83	2,06	7,26	2,02	7,35	2,02	0,0
8	454850	3083850	6,46	2,16	7,03	2,06	7,46	2,02	7,55	2,02	0,0
9	454950	3083750	6,64	2,16	7,20	2,06	7,62	2,02	7,71	2,02	0,0
10	455150	3083650	6,61	2,17	7,20	2,06	7,64	2,02	7,73	2,02	0,0
11	454650	3083350	6,06	2,15	6,64	2,05	7,10	2,02	7,19	2,02	22,5
12	454850	3082850	5,71	2,15	6,35	2,05	6,86	2,02	6,96	2,02	22,5
13	454950	3082850	5,76	2,15	6,41	2,05	6,92	2,02	7,02	2,02	22,5

Datos de estimación de producción energética

Id	PAE s/a (kWh)	PAE s/a Horas Eq.	PAE c/a (kWh)	PAE c/a Horas Eq.	α_{ϕ}	α_d	$\alpha_{\scriptscriptstyle D}$	$\eta_{\mathit{PARQUE}_{ij}}$
1	7036551	3059	7036551	3059	1,00	1,00	1,00	1,00
2	6557268	2851	6480851	2818	1,00	1,00	0,99	0,99
3	5538145	2408	5538144	2408	1,00	1,00	1,00	1,00
4	5916897	2573	5692250	2475	1,00	0,96	1,00	0,96
5	5921892	2575	5697055	2477	1,00	0,96	1,00	0,96
6	5816638	2529	5563432	2419	1,00	1,00	0,99	0,99
7	6074496	2641	5659385	2461	1,00	0,97	0,99	0,96
8	6404184	2784	5897854	2564	1,00	0,97	0,98	0,95
9	6661709	2896	6143183	2671	1,00	0,97	0,99	0,95
10	6700910	2913	6129349	2665	1,00	0,96	0,98	0,95
11	5818661	2530	5671490	2466	1,00	1,00	0,97	0,97
12	5436730	2364	5242128	2279	1,00	0,97	1,00	0,96
13	5537345	2408	5537345	2408	1,00	1,00	1,00	1,00

Y,) E	m	ro	re	
u	/ =	ш	U	116	,,

e) Observaciones:

Descargar Resultados

2.4.- HORAS EQUIVALENTES Y FACTOR DE CAPACIDAD

El parque tendrá un rendimiento neto de **2.551 Horas Equivalentes** anuales de funcionamiento medio lo que representa un **Factor de Capacidad** del **29,12** %.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

11 de 49

2.5.- ÍNDICE DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (IBEE)

El cálculo del Índice de Eficiencia Energética del parque se muestra en el apartado anterior. El IBEE del parque es de **33,7**.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

12 de 49

3.- AEROGENERADORES

3.1.- NÚMERO DE AEROGENERADORES A INSTALAR

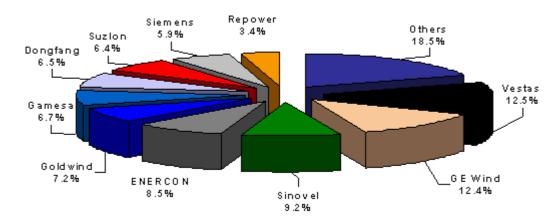
Se instalarán en el parque 13 aerogeneradores Enercon E-70 2.300 kW regulados a una potencia máxima de 2.300 kW.

3.2.- DESCRIPCIÓN TÉCNICA DETALLADA DE LOS AEROGENERADORES A INSTALAR

La tecnología seleccionada ha sido el aerogenerador Enercon E - 70 / 2.300 kW. La elección de la compañía se ha realizado considerando el prestigio y la reconocida solvencia de Enercon GmbH. No en vano, es líder dentro de los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial.

Según DEWI consulting la cuota de mercado de Enercon (2009) es la mayor del mercado alemán, el país con más energía eólica instalada del mundo.

Enercon tiene más de 16.000 aerogeneradores instalados en el mundo, sumando una potencia total mayor a los 20 GW. A nivel mundial, en 2009, Enercon ocupa el cuarto puesto en potencia instalada (BTM Consult Aps).



Enercon dispone de centros de fabricación de aerogeneradores en Alemania (Aurich, Emden, Magdeburg), Suecia, Brasil, La India y Turquía, además de tener en proyecto nuevas fábricas en Portugal y en España.

La tecnología seleccionada ha sido el aerogenerador ENERCON E-70/ 2.300 KW de potencia nominal. La elección del modelo de aerogenerador responde a la mejor combinación entre los distintos parámetros a considerar:

- Elevada potencia unitaria del aerogenerador, combinado con una dimensión óptima de diámetro de rotor permitiendo maximizar la utilización de del terreno, este parámetro ha sido denominado como densidad de potencia.
- Curvas de potencia y adaptación de la máquina a las condiciones especificas del emplazamiento, régimen de vientos.
- Alta eficiencia energética.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

13 de 49

- Tecnología: generador síncrono paso y velocidad variable.
- Potencia generada, adaptada al emplazamiento, dentro de los valores admisibles para la instalación de consumo asociada.
- Fabricante líder en el mundo y el de mayor cuota de mercado nº 1 en Alemania.
- Garantías del Coeficiente de disponibilidad en torno al 98%. Entendiendo el coeficiente de disponibilidad como el porcentaje del tiempo anual que las máquinas están en condiciones técnicas de generar.
- Control de potencia y control de los parámetros de red.
- Adaptabilidad a redes débiles.

En el anexo 2, de descripción técnica del aerogenerador, se adjunta una descripción exhaustiva de las características del modelo elegido.

3.2.1.- RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

A continuación se muestran las principales características técnicas del modelo de aerogenerador utilizado, realizándose una mayor descripción de las mismas en el Anexo 2:

- 1. Datos Generales
 - Modelo: E-70
 - Potencia nominal: 2.300.
- 2. Parámetros de funcionamiento
 - Velocidad de arrangue con producción: 2,5 m/s
 - Velocidad de corte:28 a 34 m/s
 - Velocidad a la que se alcanza la potencia nominal: 12,5 m/s
 - Máxima velocidad de ráfaga: 70 m/s de acuerdo con IEC
 - Tarados máximos y mínimos de protecciones frente al tensión y frecuencia:
 - Máxima frecuencia: 57 Hz durante 0,2 s
 - Mínima frecuencia: 43 Hz durante 0,2 s
 - Máxima tensión:120% Vn durante 100 ms
 - Mínima tensión: 80% Vn durante 5 s
 - Sistema de control de potencia: Por regulación pitch independiente de las tres palas.
 - Sistema de telemando: ENERCON SCADA
 - Disponibilidad del aerogenerador: 98%
- 3. Rotor
 - Diámetro: 71 m
 - Área barrida:3.959 m²
 - Sentido de giro: En el de las agujas del reloj
 - Rango de velocidad de giro: De 6 a 21,5 rpm
 - Peso del buje: 23 Tm
- 4. Palas



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

14 de 49

Número de palas: 3Longitud:32,8 m

• Peso: 4 Tm cada una

5. Multiplicadora: No tiene6. Torre: Cónica de aceroAlturas: 85 m

7. Generador

• Tipo: Síncrono de velocidad variable

Potencia nominal: 2300 kW

• Tensión: 400 V. Desviaciones de (+30%, -15%)

Frecuencia: 50Hz

Clase de protección: IP 23Factor de potencia: 1 (Ajustable)

8. Sistema de frenos

- Freno aerodinámico: 3 sistemas de pitch de pala independientes con parada de emergencia
- Freno del rotor: sistema hidráulico y eléctrico
- Freno mecánico: freno de servicio con disco de freno accionado hidráulicamente
- Tiempo máximo de frenado hasta parada total: 15 s
- 9. Sistema de orientación
 - 6 motores trifásicos AC de orientación
- 3 motores de freno de orientación y un motor electrónico de freno Ratio de orientación: 30° por minuto

Dado el tipo de control de potencia del aerogenerador se solicita que:

3.2.2.- COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR

El generador en anilla ENERCON se acciona directamente mediante el rotor de la turbina (las palas del rotor). El rotor del generador está conectado directamente al buje del rotor y, por tanto, no necesita ningún cojinete. Con este fin se ha diseñado específicamente el generador multipolo de ENERCON, cuyo funcionamiento se basa en un generador síncrono. Gracias a los avances realizados sobre el modelo de generador síncrono clásico, se ha logrado una eficiencia muy elevada al mismo tiempo que se ha reducido el peso del generador.

El generador del E-70 alcanza unos niveles de eficiencia de alrededor del 94 $\,\%$ durante su rango completo de funcionamiento.

3.3.- CURVAS DE POTENCIA CERTIFICADAS DE LOS AEROGENERADORES

La descripción completa de los parámetros generales del aerogenerador Enercon E-70 se encuentran en el anexo 1 de este documento. La curva de potencia certificada del aerogenerador se adjunta a continuación.

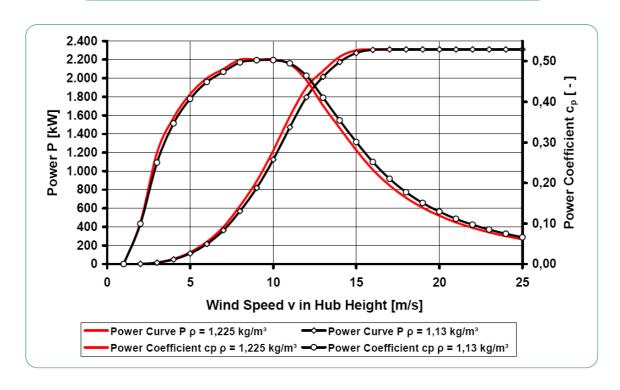


Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

15 de 49

	Standard Air Density $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$					
Wind	Power Curve P	Power Coefficient cp				
	ρ = 1,225 kg/m ³	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$				
[m/s]	[kW]	[-]				
1	0,0	0,00				
2	2,0	0,10				
3	18,0	0,27				
4	56,0	0,36				
5	127,0	0,42				
6	240,0	0,46				
7	400,0	0,48				
8	626,0	0,50				
9	892,0	0,50				
10	1.223,0	0,50				
11	1.590,0	0,49				
12	1.900,0	0,45				
13	2.080,0	0,39				
14	2.230,0	0,34				
15	2.300,0	0,28				
16	2.310,0	0,23				
17	2.310,0	0,19				
18	2.310,0	0,16				
19	2.310,0	0,14				
20	2.310,0	0,12				
21	2.310,0	0,10				
22	2.310,0	0,09				
23	2.310,0	0,08				
24	2.310,0	0,07				
25	2.310,0	0,06				





Revisión

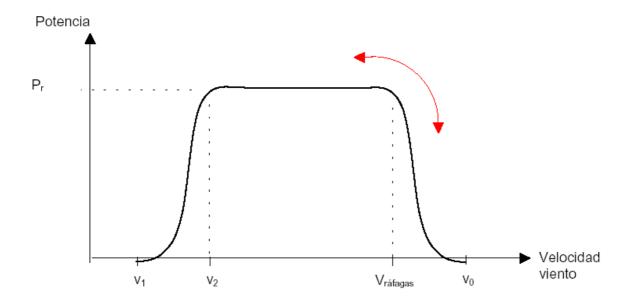
PLAN EÓLICO 13/2011 Página

16 de 49

Las turbinas vienen provistas del llamado **software de regulación de control de ráfagas** que evita las paradas en condiciones de vientos fuertes.

En vez de funcionar a partir de ciertos parámetros de parada como los aerogeneradores convencionales, cuando se producen fuertes vientos, las palas giran su posición en cierta medida para reducir la velocidad rotativa y, por consiguiente, la salida de potencia del equipo sin que éste tenga que detenerse por completo. Cuando amainan las ráfagas, las palas vuelven a su posición anterior y la turbina retoma la velocidad máxima inmediatamente sin que se haya originado un proceso de parada-arranque, con la pérdida de tiempo que ello implica.

De forma esquemática, las curvas de potencia para los aerogeneradores ENERCON, con el modo de control de ráfagas de viento activado, muestran las siguientes características:



Con el sistema de control de ráfagas de viento patentado por ENERCON, la potencia se reduce cuando los vientos oscilan entre 28 y 34 m/s. De esta manera la turbina puede funcionar, en la mayoría de los casos, con una potencia nominal de hasta 25 m/s (para promedios de 10 minutos). En este modo, no es necesario realizar una deducción por histéresis de vientos fuertes cuando se calcula la producción energética con la curva de potencia ampliada de hasta 25 m/s.

Además, el sistema de control de ráfagas de viento de ENERCON permite una producción superior en aquellos emplazamientos con velocidades medias anuales muy altas y cuya distribución del viento presente algunas horas con vientos por encima de los 25 m/s.

En la siguiente tabla se muestra la cuantificación de la sobreproducción que este sistema produce.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

17 de 49

velocidad media anual del viento a altura de buje	producción adicional como porcentaje de la producción anual calculada con la curva de potencia garantizada
8 m/s	1 %
9 m/s	1,5 %
10 m/s	2 %
11 m/s	2,5 %

La certificación de la curva de potencia se adjunta en el anexo 3, en ese mismo anexo se adjunta la curva de potencia del Aerogenerador para distintas reducciones de la potencia.

3.4.- CERTIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE LOS TARADOS DE LAS PROTECCIONES

En el anexo 4 se adjunta la certificación que acredita que los aerogeneradores cumplen con los tarados de protecciones de Nivel I mostrados en el punto 2 del artículo 11 de la Orden de la Conserjería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnología, de 15 de noviembre de 2006, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativa de la instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.

El tarado de las protecciones del citado artículo son:

Máxima frecuencia:	51 Hz durante 0,1 seg
Mínima frecuencia:	47,5 Hz durante 0,1 seg
Sobretensión:	105 % durante 0,3 seg

El tarado ordinario de las protecciones del aerogenerador es:

Máxima frecuencia:	52 Hz
Mínima frecuencia:	47 Hz
Sobretensión:	110 %
Subtensión:	90 %

Por lo tanto el aerogenerador puede adaptarse a las condiciones especificadas en el artículo 11 de la Orden de de 15 de noviembre de 2006.

De hecho el fabricante certifica que el aerogenerador podrá tararse en los siguientes valores:

Máxima frecuencia:	57 H	łz, 0,2	seg.
Mínima frecuencia:	43 H	lz, 0,2	seg.
Sobretensión:	120	% Vn.	5 sea.

Hay que recordar que el tarado de subfrecuencia de la isla es tal que a partir de lo 49 Hz se empiezan a producir deslastres de carga. Los últimos escalones de deslastre se sitúan en torno a los 48 Hz, por lo que el parque se mantendrá conectado a la red más tiempo que el que lo harán las cargas del sistema.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

18 de 49

3.5.- VIDA ÚTIL

La vida útil de la instalación desde la puesta en servicio definitiva del parque hasta el cese de su actividad de producción se cifra en **20 años**. Dicha circunstancia esta acreditada en el anexo 5 por certificado del fabricante.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

19 de 49

4.- <u>SEGURIDAD EN EL SUMINISTRO Y AFECCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO.</u>

4.1.- DATOS DE LA RED ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN DE LA RED

Las subestaciones más cercanas al parque son la subestación de Matorral (75 MVA de potencia de transformación) y la subestación de Carrizal (36 MVA de potencia de transformación). Según el artículo 21 del Decreto 53/2003, los parques eólicos situados en Gran Canaria con más de 6 MW deben conectarse a Subestaciones de 66 kV, por lo que el presente parque deberá conectarse a dichas S.E.

Las líneas de 66 kV más cercanas al parque son:

- Barranco de Tirajana-Carrizal; línea de 66kV, de 1 circuito y 60 MVA de capacidad de transporte
- Carrizal-Telde; línea de 66kV, de 1 circuito y 66 MVA de capacidad de transporte.
- Barranco de Tirajana-Matorral; línea de 66kV, de 1 circuito y 60 MVA de capacidad de transporte.
- o **Matorral-Aldea Blanca**; línea de 66kV, de 1 circuito y 60 MVA de capacidad de transporte

Se propone como punto de conexión el la futura subestación de tracción que se situará en las cocheras del ferrocarril. El ferrocarril contará con una red interna que conecte todas las subestaciones de tracción, esta red interna servirá para distribuir la energía generada por el parque entre los distintos puntos de consumo del ferrocarril sin utilizar la red eléctrica de transporte de Gran Canaria.

4.2.- ACCIONES QUE MEJOREN LA ESTABILIDAD/CURVA DE CARGA DEL SISTEMA.

La instalación del parque eólico en si mismo provoca una serie de efectos que mejoran la estabilidad del sistema. Estos efectos son:

- Generación por el día mayor que por la noche; la frecuencia del viento, y por lo tanto la producción energética del parque es mayor durante las 10 de la mañana y las 8 de la tarde, en definitiva durante las horas de sol. La variación se puede cifrar en un 10%, por lo tanto el parque genera más energía durante los periodos de mayor consumo eléctrico y reduce su generación durante los periodos de menor demanda.
- Regulación 100%; la energía generada por el parque se podrá variar desde un máximo determinado por las condiciones de viento en cada momento y cero. Dicha posibilidad permitirá disminuir la energía generada por el parque en aquellos momentos que el operador del sistema lo requiera.
- Aumento del perfil de tensiones de la red; la inyección de energía en nodos de la red distintos a los de las centrales de generación convencional provoca un aumento del perfil de tensiones de la red y por lo tanto facilitan su regulación.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

20 de 49

Disminución de perdidas en transporte; la generación distribuida que representa el parque provocará una disminución del transito de energía por la red de transporte de la isla y por lo tanto provocará una disminución en la pérdidas energéticas que se producen en dichas redes.

- Sistema de control de rachas: gracias al sistema de control de rachas se eliminan las paradas bruscas del aerogenerador frente a vientos fuertes. Esta característica diferenciadora de los aerogeneradores Enercon elimina una desconexión repentina del parque, que evidentemente no es beneficiosa para la red. Al mantenerse conectado el parque no se provocan desequilibrios instantáneos en la relación potencia generada y potencia demandada de los sistemas eléctricos.
- Elevada Disponibilidad del aerogenerador: Enercon es la única compañía que garantiza una disponibilidad del aerogenerador del 98%. Esto contribuye a asegurar la potencia disponible en el parque de generación eólica y por lo tanto maximiza, en la medida de lo posible, la potencia eólica disponible
- Estabilidad del aerogenerador en redes débiles: la tecnología del aerogenerador Enercon E-70, es la tecnología de aerogeneradores que más adaptada esta para la operación en rede débiles. Hay que tener en cuenta que el aerogenerador Enercon:
 - Suministra una corriente sinoidal con unos valores de flicker inapreciables.
 - Ante problemas de la red, el aerogenerador se mantiene conectado hasta 3 segundos, pudiendo contribuir a la estabilidad de la red mediante la tensión en cortocircuito.
 - El aerogenerador contribuye activamente en la estabilidad de al frecuencia de la red por medio de la reducción de potencia y aumento de frecuencia incluso en caso de problemas en la red.
 - Posee medios para regular la tensión de redes de distribución manteniendo la calidad de la tensión.
 - La estabilidad del aerogenerador ante variaciones de frecuencia en la red es extraordinario (el aerogenerador soporta subfrecuencias de 43 Hz y sobre frecuencias de 57 Hz).

4.3.- DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN TELEMÁTICA

El sistema SCADA de ENERCON está formado por tres componentes:

• *El programa SCADA* del parque eólico supervisa los aerogeneradores y registra diferentes datos, tales como:

VALOR	UNIDAD
Velocidad de Viento	M/s



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

21 de 49

Revoluciones	Rpm	
Potencia	KW	
Angulo de fase	φ	
Horas de servicio	h	
Generación de energía	kWh	
Orientación de la góndola	grados	
Estado	-	

- El software de control remoto SCADA permite que el operador realice configuraciones on line, efectúe evaluaciones de datos (también on line) y descargue datos.
- El software de bases de datos SCADA permite continuar los procesamientos y las evaluaciones off line. Esto último también puede realizarse mediante un programa de hoja de cálculo.
- En el paquete de software se incluye una amplia documentación sobre estas aplicaciones. Además, la documentación del programa de supervisión de los aerogeneradores incluye una descripción completa del sistema de control remoto.

Además de los diferentes aerogeneradores, al sistema de control remoto también se pueden conectar una torre meteorológica, la subestación, un dispositivo opcional de regulación y control de la potencia y la tensión, y los transformadores. Además, existe la posibilidad de permitir que otros sistemas SCADA externos que utilicen otros protocolos de transferencia diferentes puedan acceder a los datos SCADA del aerogenerador.

4.3.1.- Funciones de regulación de Potencia

Cada aerogenerador ENERCON incluye un sistema de entrada de datos para controlar la producción de energía eléctrica de 0 a 100 %. Cuando se asigna un valor de, por ejemplo, 350kW a ese sistema de entrada de datos, la potencia máxima de esta turbina no sobrepasará el valor de referencia de 350 kW. Todo valor que se encuentre entre 0 y la potencia nominal (p. ej. 0 a 600 kW) se puede introducir como valor de referencia. Existen diversas posibilidades para utilizar este sistema de entrada de datos:

- a) Se puede emplear directamente para limitar a un cierto valor la potencia de salida de cada máquina.
- b) La potencia del generador se puede controlar con la ayuda de un dispositivo de control dependiente de la tensión de la red.
- c) Por último se destaca a continuación la gestión de la potencia del parque eólico:

Posibilidad n.º1: Todos los aerogeneradores tienen una potencia máxima limitada mediante el valor de referencia (entrada de datos). Así siempre se cumple el requisito de una potencia máxima total.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

22 de 49

Posibilidad n.º 2: Se solicita que la potencia máxima total (= suma de la potencia generada por todas las turbinas) no supere un cierto valor y, además, se genera la máxima cantidad de kWh.

Esto se consigue de la siguiente manera:

En las épocas en que soplan vientos de velocidad baja y media en el parque eólico, suele ocurrir que las turbinas mejor situadas (o en emplazamientos más favorables) se benefician de vientos mejores y, por tanto, deberían limitarse a un valor dado, mientras que las turbinas situadas detrás de éstas, en segunda o tercera línea, reciben vientos de velocidad inferior y su producción queda limitada a un valor de potencia menor.

Con la gestión de potencia del parque eólico de ENERCON se controla cada unidad del parque, las turbinas de la primera fila funcionan con una potencia superior, p.; de este modo, la potencia eléctrica total del parque eólico aumenta. Sin embargo, el sistema de gestión de potencia controla cada turbina para que no se exceda la potencia de salida total máxima, a la vez que la energía generada (kWh) alcanza un valor máximo.

Por lo tanto el sistema de telemando a instalar permitirá la regulación de la potencia del parque de 0 a 100%, según la consigna dada por el operador del sistema.

El promotor establecerá los medios necesarios para realizar el telecontrol del parque según las "Normas de conexión y desconexión de parques eólicos" que establezca la Consejería. Además cumplirá con todo lo expuesto en la Orden de la Consejería de industria de 15 de noviembre de 2006.

El parque dispondrá de un sistema de gestión telemática permanente de toda la instalación, dispondrá de los medios necesarios para que el operador del sistema tenga información en tiempo real de los distintos parámetros del parque. El sistema será permanente, fiable, y estará gestionado por la propiedad o por una empresa dedicada a tal efecto.

En el anexo 6, descripción de los sistemas de telemando, se desarrolla con mucha más profundidad el funcionamiento del sistema de telemando.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

23 de 49

4.4.- CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA Y COMPORTAMIENTO FRENTE A HUECOS DE TENSIÓN

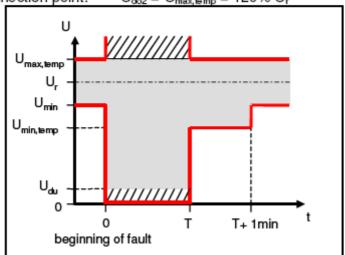
El aerogenerador Enercon E-70 tiene el siguiente comportamiento frente a huecos de tensión:

Undervoltage protection setpoint: $U_{up} = U_{min,temp} = 80\% U_r$

Voltage protection time delay: $t = t_{up} \le 5 \text{ sec}$

Undervoltage disconnection point: $U_{du} = 15\% U_{r}$

Overvoltage disconnection point: U_{do2} = U_{max,temp} = 120% U_r



El tiempo T_{up} estipulado en la Orden de 9 de septiembre de 2004, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias, es de 1 segundo, por lo que todos los aerogeneradores del parque cumplen con lo estipulado en el artículo 15 de la citada Orden.

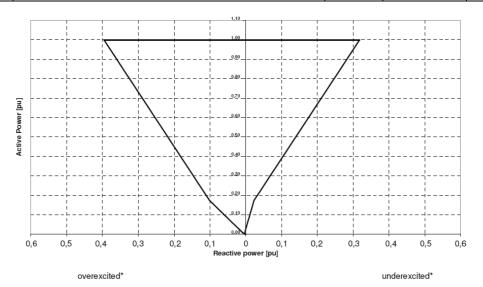
El aerogenerador no consume energía reactiva durante los huecos de tensión y además el aerogenerador es capaz de aportar energía reactiva durante todo el rango de tensiones. Dicho comportamiento se modeliza en la siguiente curva.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

24 de 49



Por todo esto se asegura que el aerogenerador Enercon E-70, **no consume energía activa** ni reactiva cuando se produce un hueco de tensión, además el aerogenerador **aporta energía reactiva** en el rango de tensión comprendido entre el 80% y el 20% de la tensión nominal de la red.

Esta información se acredita en el Anexo 4.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

25 de 49

5.- LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

5.1. EMPLAZAMIENTO

Las instalaciones se ubican en la finca situada en el T. M. de Agüimes, en el lugar denominado Piletas, en la Isla de Gran Canaria, provincia de Las Palmas de Gran Canaria; tal y como se aprecia en los planos anexos y en las siguientes imágenes. Las parcelas utilizadas en el parque eólico se encuentran en el Polígono 3 Parcela 194, L Caballo. Agüimes y en polígono 4, parcela 10 MT Ciega, Agüimes. Las referencias catastrales de las parcelas son 35002A003001940000QI y 35002A004000100000QI.





Fotografía aérea del emplazamiento



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011

Página

26 de 49

5.2.- UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

DENOMINACIÓN	UTM X	UTM Y	UTM Z	Potencia Unitaria (kW)
AE 1,1	454.702,6402	3.084.840,5011	233	2.300
AE 2,1	454.477,8548	3.084.407,7660	233	2.300
AE 2,2	454.934,7403	3.084.238,4941	127	2.300
AE 2,3	455.075,3971	3.084.186,3820	120	2.300
AE 2,4	455.216,0539	3.084.134,2699	114	2.300
AE 3,1	454.504,3674	3.083.911,0846	152	2.300
AE 3,2	454.655,4530	3.083.807,7090	140	2.300
AE 3,3	454.849,3476	3.083.810,6036	125	2.300
AE 3,4	454.986,7734	3.083.709,6079	123	2.300
AE 3,5	455.138,6950	3.083.681,0668	122	2.300
AE 4,1	454.652,3987	3.083.394,8020	131	2.300
AE 5,1	454.815,5814	3.082.869,0165	128	2.300
AE 5,2	454.978,0420	3.082.867,4632	126	2.300

5.3.- PLANOS

Para complementar y definir correctamente el emplazamiento se adjuntan en el apartado de planos los siguientes documentos:

- Plano de Situación (Plano nº 1)
 Plano de Superficie de terreno disponible. (Plano nº 2)



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

27 de 49

6.- TERRENOS

6.1.- PLANOS DE TERRENOS

En el apartado de planos se muestran los siguientes documentos relativos a los terrenos en donde se va a implantar el parque eólico:

- Plano de Disposición Aerogeneradores (Plano nº3)
- Plano de poligonal superficie afectada. (Plano nº 4)
- Plano de poligonal superficie afectada parques vecinos. (Plano nº 5)
- Plano de cimentaciones, canalizaciones y viales. (Plano nº 6)

6.2.- SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR EL CONJUNTO DE LOS AEROGENERADORES

Los datos de Superficie de terreno disponible por el solicitante, Superficie de afección eólica y Superficie de afección eólica de las instalaciones eólicas existentes colindantes se muestran en la memoria resumen del presente plan eólico y en los planos 4 y 5.

En las cercanías del emplazamiento se encuentran ubicados o adjudicados los siguientes parques eólicos:

DENOMINACIÓN	POTENCIA (MW)	MODELO DE AEROGENERADOR	POTENCIA UNITARIA (KW)	DISTANCIA AL PARQUE
Aerogenerador Pozo Piletas	0,225	ACSA V-27	225	388
P.E. Piletas 1 (actualmente en tramitación)	16,1	ENERCON E70	2.300	340
P.E. Montaña Canónigo (actualmente en tramitación)	6,8	ENERCON E70	2.300	714

Dada la distancia entre el parque y los parques existentes y autorizados, la superficie de afección eólica del parque no afecta a ningún parque eólico existente ni es afectado por ningún parque eólico existente.

Dicha circunstancia se muestra en los planos Poligonal superficie afectada (Plano nº 4) y en Poligonal superficie afectada parques vecinos (Plano nº 5).

6.3.- DOCUMENTACIÓN JUSTIFICATIVA DE LA DISPONIBILIDAD DE LOS TERRENOS

Los terrenos donde se sitúa el parque eólico son propiedad del Cabildo de Gran Canaria. Se adjunta el contrato de cesión de uso de dichos terrenos a nombre del peticionario del presente plan eólico.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

28 de 49

7.- VALORACIÓN MEDIDAMBIENTAL.

7.1.- PLANOS DE VALORACIÓN MEDIDAMBIENTAL

En el apartado de planos se muestran los siguientes documentos relativos a la valoración medioambiental del futuro parque:

• Plano de distancias a Espacios Protegidos (Plano nº 8).

7.2.- ESPACIOS PROTEGIDOS CERCANOS

Según las disposiciones de la ley 12 de 19 de diciembre de espacios naturales de Canarias, los parajes naturales más cercanos a la zona de estudio son:

- El Paisaje Protegido de la Montaña de Agüimes (C-28).
- El Monumento natural de Roque de Aguayro (C-16).

EL PAISAJE PROTEGIDO DE LA MONTAÑA DE AGÜIMES (C-28).



La montaña de Agüimes constituye un elemento natural singularizado del paisaje, enclavado en el margen derecho del Barranco de Guayadeque. Se trata de una manifestación volcánica antigua, muy desmantelada por procesos erosivos que constituye una referencia paisajística del territorio en el que se encuentra, posee además interés geológico y geomorfológico al tratarse de un espacio volcánico individualizado que contribuyó a la

formación de este sector de la isla.

EL MONUMENTO NATURAL DE ROQUE DE AGUAYRO (C-16).

El roque Aguayro, se encuentra entre los municipios de Santa Lucía y Agüimes,



constituye un elemento paisajístico muy destacado, que domina y caracteriza la zona, al tiempo que constituye una formación natural de notoria singularidad e interés científico. Junto a estos valores estéticos, destacan otros de carácter cultural debido a la presencia de petroglifos aborígenes en el lomo de los Letreros. El monumento es por definición área de sensibilidad ecológica, a efectos de lo indicado en la Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención de Impacto Ecológico.

Superficie: 806,6 hectáreas.

Población: ninguna.

Las distancias comprendidas entre el parque y los espacios naturales protegidos antes citados son:



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

29 de 49

- 1,8 km al Paisaje Protegido de la Montaña de Agüimes (C-28).
- 0,4 km al Monumento natural de Roque de Aguayro (C-16).

7.3.- ESPACIOS ZEPA Y LIC CERCANOS

En cuanto a los espacios incluidos en la "Red Natura 2000", cercanos a la parcela, nos encontramos con dos espacios uno terrestre y otro marino.



Gran Canaria

Áreas protegidas por la red natura 2000 en Gran Canaria

El primero, que coincide aproximadamente con el Monumento Natural de Arinaga, denominado Arinaga (ES7010049), con criterio 1, protegido por ser un hábitat o lugar donde se pueden encontrar especies prioritarias, como es el caso de su costa acantilada, con flora macaronésica como el *Atractylis preauxiana* y el *Convolvulus caput-medusae*. El segundo de estos espacios mencionados es marino, y se denomina Playa del Cabrón (ES7010053), que ocupa un área de 956,20 ha desde Punta de la Sal hasta el actual dique del Puerto de Arinaga, correspondiente a una franja litoral entre la costa y los 30 metros de profundidad, cuyos hábítats más representativos son los bancos de arena cubiertos permanentemente por agua marina poco profunda con numerosas comunidades de invertebrados y peces. En ellas se desarrollan las comunidades de sebadales (Cymodocea nodosa) características de las costas cananas.

Según la directiva Hábitat 92/43/CEE, nos encontramos con el espacio de código 1110, "Bancos de arena cubiertos permanentemente por agua marina poco profunda", que ocupa un área de 372 ha aproximadaménte, y que en la zona se corresponden con sebadales (praderas de Cymodocea nodosa), ubicado en los fondos marinos próximos a la costa entre Punta del Negro (Agüimes) y Punta Gaviota (Santa Lucía de Tirajana).

El segundo se denomina Punta de la Sal (ES7010052), se caracteriza por ser un Área costera donde dominan materiales sedimentarias con arenas y caliches. Es un área costera donde dominan materiales sedimentarios con arenas y caliches, junto a una playa de callaos, donde se acumula arena de manera estacional. También aparecen materiales derivados del volcán de Arinaga. Encontramos una vegetación dominada por un matorral achaparrado de especies halófilo-psamófilas apareciendo en la playa un saladar de alto interés para las aves. Área costera de extraordinario valor florístico por la presencia de la población más importante de Canarias de *Atractylis preauxiana* y la población más relevante de *Convulvulus caput-medusae* en Gran Canaria. También aparece un saladar en la costa de alto valor para aves migratorias y limícolas.

El tercero de estos espacios mencionados es marino, y se denomina Playa del Cabrón (ES7010053), que ocupa un área de 956,20 ha desde Punta de la Sal hasta el



Revisión

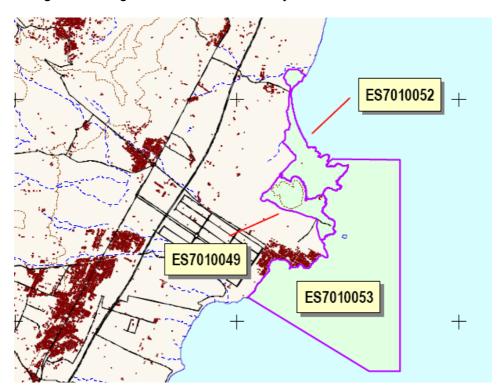
PLAN EÓLICO 13/2011 Página

30 de 49

actual dique del Puerto de Arinaga. El litoral es recortado y rocoso en su gran mayoría, lo que conforma una gran variedad de hábitats sometidos a diferentes condiciones oceanográficas. A lo largo de esta franja alternan las playas arenosas o de cantos, con rasas intermareales y zonas encharcadas. Los fondos rocosos descienden abruptamente formando acantilados, cornisas, túneles o arcos y cuevas submarinas hasta el lecho arenoso a 15-20 metros de profundidad. Junto a la Bahía de Gando, es una de las áreas más productivas y rica en especies marinas de la isla y del Archipiélago, dado su buen estado de conservación y la diversidad de hábitats. Básicamente se trata de uno de los sebadales más importantes de la isla, por su estructura, por la biodiversidad que alberga, y por ser un área importante de reproducción, cría y alimentación de numerosas especies de peces e invertebrados bentónicos. Por otro lado, existen poblaciones de especies amenazadas en Canarias y de endemismos canarios que unido a lo anterior dan lugar a un espacio de gran importancia científica, pesquera y recreativa.

Otro aspecto de relevancia es su situación fisiogeográfica, formando una pequeña rada al abrigo de las corrientes marinas predominantes en el este de la isla, y su ubicación en otros 2 espacios marinos propuestos (ES7010048 y ES7010056) por la presencia de dicho hábitat de sebadales. En este sentido, cabe destacar el papel de puente o corredor ecológico que va a ejercer este lugar entre los otros dos mencionados. Con respecto a su situación de abrigo de las corrientes marinas, al sur de Punta de la Sal, el lugar mantiene una importante área de sebadales sobre los que sería conveniente llevar a cabo experiencias de restauración del hábitat.

En la siguiente imagen se muestran los LIC y ZEPA de la zona.



Respecto a las zonas ZEPA, la zona más cercana es la ES0000112 correspondiente al Sitio de Interés científico de Juncalillo del Sur. La franja costera de Juncalillo del Sur constituye una de las mejores localidades de la isla de Gran Canaria así como del Archipiélago para las aves acuáticas, alcanzando las poblaciones invernales de dos especies (Arenaria interpres y Calidris alba) niveles de importancia nacional. Son destacables durante el paso migratorio primaveral las poblaciones de Calidris alpina y Tringa totanus que se ven incrementadas por individuos desplazados



Revisión

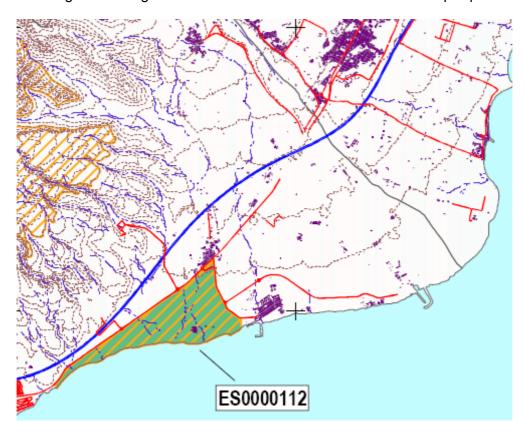
PLAN EÓLICO 13/2011 Página

31 de 49

por vientos de componente sur. Las especies más frecuentes en la zona, junto con las anteriormente citadas son: Egretta garzetta, Ardea cinerea, Charadrius hiaticula, Pluvialis squatarola, Calidris minuta, Numenius phaeopus, Tringa nebularia, Actitis hypoleucos, etc. También es posible observar otras especies migrantes como pequeños paseriformes y algunas rapaces.

Este espacio representa una de las escasas localidades de Gran Canaria en donde nidifica el chorlitejo patinegro (Charadrius alexandrinus) y cuyos efectivos se incrementan debido a la llegada de individuos migrantes. Asimismo la zona constituye uno de los núcleos de reproducción más importantes de Calandrella rufescens en la isla. Otras especies nidificantes que se pueden observar son: Anthus berthelotii, Sylvia conspicillata y Lanius excubitor. La fauna herpetológica está representada por las tres especies presentes en la isla; Gallotia stehlini, Tarentola boettgeri y la raza sureña de Chalcides sexlineatus.

En la siguiente imagen se muestra la zona ZEPA más cercana al parque eólico.



7.4.- SITIOS ARQUEOLÓGICOS O DE INTERÉS HISTÓRICO CERCANOS

7.4.1. ARQUEOLOGÍA

En la zona de ubicación del parque eólico, no se han detectado restos arqueológicos ni etnográficos.

Las zonas arqueológicas importantes cercanas son el Barranco de Balos y el Barranco de Guayadeque, ambos situados a suficiente distancia como para asegurar que no serán impactados por el presente proyecto.

En las inmediaciones se encuentran los "La Montaña de los Vélez" y "Cueva de Montaña de Arinaga" que pasamos a describir a continuación:



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

32 de 49

MONTAÑA DE LOS VÉLEZ

- Coordenadas UTM: 459488,3086764
- Alteraciones y grado de afección
 - Caída de muros: Natural y antinatural extendido.
 - Erosión-sedimentación: Natural extendido.
- Clasificación del suelo: Rústico.
- Calificación del suelo: Protección especial.
- Observaciones generales: Se trata de una estructura de piedra seca de la que no se puede definir con exactitud su morfología original, ya que se encuentra muy alterada por reconstrucciones bastante recientes, aunque se puede considerar una tendencia circular. En la actualidad se aprecian algunas piedras del muro exterior y del interior. En las proximidades, cercana a la cima de la montaña, se localiza una serie de amontonamientos informes de piedras, o alineación de muros, de los que algunos podrían corresponder a restos de estructuras muy desmanteladas. Aunque no se conoce con exactitud su funcionalidad, esta estructura se ha relacionado con una construcción habitacional. El estado de conservación es malo. Asimismo, el grado de fragilidad es alto, pues se halla muy próxima a núcleos de población y vías de comunicación.

CUEVA DE MONTAÑA DE ARINAGA

- Coordenadas UTM: 461314, 3082512
- Tipología
 - Hábitat: Una cueva artificial
 - Observaciones: En la actualidad el conjunto está integrado por al menos siete cuevas artificiales. Pudo haber contado con un número mayor de cuevas que habrían desaparecido destruidas por la cantera.
- Unidad geomorfológica: Ladera de la montaña.
- Clasificación del suelo: Rústico.
- Calificación del suelo: Espacio natural protegido.
- Alteraciones y grado de protección
 - Desprendimientos: Natural medio
 - Vertido de escombros: Antrópico medio.
 - Basuras dispersas: Antrópico medio.
- Erosión-sedimentación: Natural medio.
- Otros estados: Destrucción por efecto de una cantera de extracción de toba.
- Observaciones generales: El interés científico-patrimonial de este yacimiento es alto. El conjunto adolece de gran fragilidad por la proximidad de núcleos de población y vías de comunicación.

La Cueva de Montaña de Arinaga, el emplazamiento más cercano de ambos, se encuentra a una distancia de 5 km., suficiente para considerar que no serán afectados por ninguna actuación derivada del proyecto.

7.5.- PROPUESTAS PARA LA MEJORA DEL ENTORNO DEL PARQUE

Para mitigar o reducir las actuaciones de un proyecto sobre el medio físico y cultural se describen en el siguiente desarrollo las nueve medidas correctoras que se realizan durante el periodo de funcionamiento del parque:



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

33 de 49

Medida Correctora nº 1

Carácter: Los rechazos geológicos sobrantes provenientes de las excavaciones, se les dará el tratamiento adecuado, por tanto serán trasladados a vertederos legalizados.

Objetivo: Eliminación de los residuos inertes y su gestión adecuada.

Duración y fase: Se aplicará durante la fase de instalación.

Medida Correctora nº 2

Carácter: Se prohibirá el tránsito de maquinaria y vehículos pesados fuera de las zonas de los accesos.

Objetivo: Trata de prevenir y atenuar los daños sobre los procesos erosivos y la roca

desnuda.

Duración y fase: Se aplicará durante la fase de instalación.

Medida Correctora nº 3

Carácter: Se modificará lo mínimo posible las líneas topográficas durante las obras, respetando siempre que sea posible la topografía original.

Objetivo: Se trata de afectar al mínimo la dinámica de escorrentía superficial.

Duración y fase: Se aplicará durante la fase de instalación.

Medida Correctora nº 4

Carácter: Se impedirá el vertido de sustancias contaminantes sobre el suelo, adoptando todas las medidas preventivas y correctoras adecuadas.

Objetivo: Medida preventiva para impedir la contaminación del suelo.

Duración y fase: Se realizará mientras duran las obras de instalación y mientras sea necesario durante la fase operativa.

Medida Correctora nº 5

Carácter: Los focos de generación de polvo serán regados para asentar las partículas y sea difícil su proyección al aire.

Objetivo: Medidas que pretenden evitar el empeoramiento de la calidad del aire.

Duración y fase: Se realizará durante la fase de instalación.

Medida Correctora nº 6

Carácter: Se realizarán plantaciones con especies de la zona en amplias superficies. Las especies vegetales procederán del vivero más próximo al emplazamiento, siendo todas las especies utilizadas en la revegetación, especies autóctonas propias del piso de vegetación donde se ubica el proyecto. Previo a las actuaciones se solicitará inofrme sobre el particular a la Viceconsejería de Medio Ambiente para que aporte listado de especies que se utilizarán.

Objetivo: Mitigar los efectos sobre la cubierta vegetal.

Duración y fase: Se aplicará durante la fase de instalación.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

34 de 49

Medida Correctora nº 7

Carácter: Evitar causar daños o molestias innecesarias a reptiles o aves, así como a su hábitat, realizando un exhaustivo estudio del impacto realizado mediante un programa de vigilancia ambiental, descrito en el capitulo 8 del presente documento.

Objetivo: Minimizar efectos sobre la fauna.

Duración y fase: Se realizará tanto en fase de instalación como en fase operativa.

Medida Correctora nº 8

Carácter: Evitar colisiones con las aves se pintarán las puntas de las palas para hacer más visibles estas a las aves. De esta manera cuando los aerogeneradores se encuentren en movimiento se formarán halos continuos "visibles".

Objetivo: Minimizar efectos sobre la fauna.

Duración y fase: Se realizará tanto en fase de instalación como en fase operativa.

Medida Correctora nº 9

Carácter: La aparamenta y protecciones del parque se alojarán dentro de un único recinto de limitadas dimensiones y adaptado cromáticamente al entorno.

Objetivo: Integración paisajística de los elementos constructivos accesorios del parque

eólico.

Duración y fase: Se realizará durante la fase de instalación.

Medida Correctora nº 10

Carácter: Se mimetizará la torre de los aerogeneradores para integrarlos con el paisaje. Se utilizará un degradado de torre especialmente pensado para zonas áridas de Canarias (degradado marrón de la imagen).

Objetivo: Minimizar el impacto paisajístico.

Duración y fase: Se realizará durante la fase de instalación aunque será extensible a la fase de operación.

Medida Correctora nº 11

Carácter: Se empleará de manera preferente a empresas y mano de obra de ámbito local.

Objetivo: Maximizar el efecto positivo económico sobre el área en la que se pretende actuar.

Duración y fase: Se tratará de incluir en las fases de instalación y operativas.

Medida Correctora nº 12

Carácter: Se balizaran los aerogeneradores según los criterios indicados en el capitulo 6 de las normas técnicas de diseño y operación de aeródromos de uso público.

Objetivo: minimizar el efecto sobre el tráfico aéreo.

Duración y fase: Se tratará de incluir en las fases de instalación y operativas.

Las medidas correctoras arriba enumeradas son las mínimas a realizar. El parque, según la Ley 11/1990 de 13 de Julio de prevención del Impacto Ecológico, el Real Decreto Legislativo 1302/1986 de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental y la Ley 8/2001, de 8 de Mayo, de modificación del RD Legislativo 1302/1986, deberá





Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

35 de 49

realizar un estudio de Impacto Ambiental para su tramitación administrativa. Será en este estudio de Impacto Ambiental cuando se definan con precisión estas y otras medidas correctoras de aplicación.

7.6.- PLAN DE DESMANTELAMIENTO DEL PARQUE

Si el presente proyecto obtiene concesión de potencia, se desarrollará, al terminar con la vida útil de la instalación, un plan de desmantelamiento del parque que contenga al menos las siguientes acciones:

- 1.) Desconexión de la red.
- 2.) Extracción del cableado de la torre, los armarios de control y de potencia, el transformador, el poste de distribución, etc.
- 3.) Desmontaje del buje del rotor, incluidas las palas.
- 4.) Extracción del generador en anilla.
- 5.) Desmontaje de la carcasa del equipo.
- 6.) Desmontaje de la torre (el procedimiento dependerá del tipo de torre).
- 7.) Desmontaje de la cimentación.
- 8.) Tratamiento de las máquinas y las zapatas.
- 9.) Medidas de restitución del medio ambiente.
- 10.) Medidas de restitución de la topología del emplazamiento.
- 11.) Varios.

1) Desconexión de la red

Antes de comenzar con los trabajos de desmontaje propiamente dichos, se debe desconectar los aerogeneradores de la interfaz más próxima de la red eléctrica.

2) Desmontaje del cableado de la torre, los armarios de control y de potencia, el transformador, el poste de distribución, etc.

Se debe proceder a desmontar todos los componentes técnicos de la torre, como el cableado, el transformador, el poste de distribución, el ascensor y los armarios de control y de potencia. Si no está prevista la reutilización de los componentes, casi todas las piezas del aerogenerador (cobre, acero, componentes fundidos) se pueden reciclar por completo.

El desmontaje de la cabeza del aerogenerador (palas del rotor, buje, generador, carcasa) transcurre en el orden inverso al proceso de montaje del aerogenerador; para ello, se necesitan los mismos dispositivos de grúa y el mismo número de montadores.

3) Desmontaje del buje del rotor, incluidas las palas.

El buje junto con las palas del motor se separan del soporte principal con la ayuda de una grúa. Durante esta fase, el buje del rotor se gira en el aire desde la posición vertical a la horizontal. Las palas del rotor se desmontan en el suelo.



Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

36 de 49

4) Desmontaje del generador en anilla

El generador en anilla se desarma de la carcasa y se extrae con ayuda de la grúa. Una vez en el suelo, se separan los componentes del generador y se disponen para su reciclaje.

5) Desmontaje de la carcasa del equipo

La grúa sostiene la carcasa del equipo y entonces se separa de las bridas superiores de la torre. El desmontaje completo de los componentes de la carcasa del equipo se realiza en el suelo.

6) Desmontaje de la torre

Se aflojan los tornillos de las bridas para que se pueda proceder al desmontaje de la torre por partes. Durante este proceso, la torre no suele sufrir daños, e incluso se puede llegar a usar de nuevo. Si resulta imposible su reutilización, el acero de la torre puede reciclarse por completo.

7) Desmontaje de la cimentación

Los cimientos se pueden explosionar o se pueden desarmar con la ayuda de herramientas hidráulicas. Durante dicho proceso, se separan las partes de acero y de

hormigón, con lo que se posibilita una nueva utilización de estos componentes.

Las cimentaciones en superficie se desarman totalmente. Para las cimentaciones profundas (cimentaciones sobre pilotes), los pilotes se quedan bajo tierra pues normalmente no se pueden extraer por cuestiones técnicas del suelo. Las cabezas de los pilotes se desmontan 2-3 m por debajo de la superficie del suelo para permitir por ejemplo, la explotación agrícola del terreno.



8) Tratamiento de las máquinas y las zapatas.

Los aerogeneradores una vez se desmantelen serán considerados residuos y se gestionarán mediante gestor autorizado. Si al producirse el desmantelamiento del parque los aerogeneradores fueran aún operativos, el promotor se plantea la posibilidad de donarlos a alguna institución de colaboración con los países en vías de desarrollo africanos para su instalación en dichos países.

9) Medidas de restitución del medio ambiente.

Medidas para restituir la capa edáfica; la restitución de la capa edáfica, dado que actualmente el uso de la parcela es agrícola, es probable que tras el desmantelamiento del parque se le de ese uso a los terrenos recuperados. En el caso de que la actividad agrícola no se este desarrollando en el momento del desmantelamiento se revegetará la zona con especies de la zona.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

37 de 49

10) Medidas de restitución de la topología del emplazamiento.

Se establecerán medidas de relleno encaminadas a restituir las superficies correspondientes a las aberturas dejadas por las bases de los aerogeneradores y la retirada del cableado eléctrico. Las medidas definirán tipo de materiales, proveniencia y disposición. Los materiales de relleno utilizados serán a ser posible de la propia parcela o similares a estos.

De la misma manera, se emprenderán medidas para la restitución de la pendiente natural haciendo mención a los métodos que se van a utilizar en la ejecución, con que materiales y otras características. También se establecerán medidas contra la erosión.

11) Varios.

Llegado el fin de la vida útil del parque o de su licencia administrativa, se revisará, ampliará y presentará a la autoridad competente la versión definitiva del plan de restitución del parque comprometiéndose a la aplicación integra de dicho plan, siempre que la autoridad competente lo autorice. Dicho plan llevará adjunto una valoración económica de las medidas que se pretenden acometer en el plan a fin de evaluar el coste de las medidas de restitución. Dicha valoración económica, tras ser consensuada entre la propiedad y la autoridad competente, será asumida por el promotor.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

38 de 49

8.- ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS

8.1.- PRESUPUESTO

El resumen del presupuesto total de las instalaciones proyectadas es el siguiente:

PRESUPUESTO						
DESCRIPCIÓN		IMPORTE (€)	PORCENTAJE			
CAPITULO I: AEROGENERADORES						
máquinas transporte	26.598.000 1.300.000	28.548.000	90,5%			
montaje	650.000					
CAPITULO II: CENTRO DE MANIOBRA Y CONTRO	DL					
Aparamenta	150.003	235.365	0,7%			
Obra Civil	29.703	233.303	U, 7 %			
Varios	55.659					
CAPITULO III: CIMENTACIÓN		978.125	3,1%			
CAPITULO IV: CANALIZACIONES, LÍNEAS Y ACCE	ESOS	1.502.482	4,8%			
CAPITULO IV: ADECUACIÓN MEDIOAMBIENTAL		30.000	0,1%			
CAPITULO V: SEGURIDAD Y SALUD		30.894	0,1%			
CAPITULO IV: VARIOS		236.886	0,8%			
TOTAL	• 11.5 • 111. 5 <u></u>	€				
		5.251.433.598	ptas.			

8.2.- POTENCIA CONTRATADA EN LA INSTALACIÓN

El Ferrocarril tendrá contratada una elevada potencia para satisfacer sus necesidades energéticas. La potencia contratada será de al menos 34.828 kW.

Potencia contratada = 34.828 kW.

Dicha circunstancia se demuestra en el estudio de demanda adjunto en el anexo 1.

La potencia del parque eólico es de 29,9 MW. Se cumplen por lo tanto las condiciones establecidas en el DECRETO 121/2011, de 17 de mayo, que modifica parcialmente el Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, respecto a que la potencia del parque eólico no sea mayor de dos veces la potencia contratada (2· Potencia contratada = 69,6 MW < 29,9 MW).

8.3.- POTENCIA INSTALADA EN LA INSTALACIÓN

El Ferrocarril tendrá instalada una elevada potencia para satisfacer sus necesidades energéticas. La potencia instalada será de de 48.000 kW.

Potencia instalada = 48.000 kW.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

39 de 49

Dicha circunstancia se demuestra en el estudio de demanda adjunto en el anexo 1.

La potencia del parque eólico es de 29,9 MW. Se cumplen por lo tanto las condiciones establecidas en el DECRETO 121/2011, de 17 de mayo, que modifica parcialmente el Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, respecto a que la potencia del parque eólico no sea mayor de dos veces la potencia instalada (2· Potencia instalada = 96 MW < 29,9 MW).

8.4.- CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA POR PARTE DEL FERROCARRIL

La estimación de consumo diario en el horizonte de 2018, reflejado en el anexo 1, se cifra en 153.810 kWh. Considerando que el ferrocarril circule 350 días al año (escenario conservador, pues la previsión es que funcione los 365 días del año), resulta en un consumo anual de 53.822.675 kWh/año

La energía que generará el futuro parque de 76.289.017 kW. Por lo tanto el ferrocarril consumirá el 70,5 % de la producción del parque eólico. Por lo tanto se verterá a la red un 29,4 % de la energía generada.

Se cumplen por lo tanto las condiciones establecidas en el DECRETO 121/2011, de 17 de mayo, que modifica parcialmente el Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, respecto a verter a la red un máximo del 50% de la energía generada por el parque eólico.

El horizonte de consumo del 2018 es el más conservador, en el horizonte del 2028 estudiado en el anexo 1, los consumos de energía del ferrocarril son aún más eleveados.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

40 de 49

9.- DATOS COMPLEMENTARIOS

Se suministrarán cuantos datos se estimen convenientes solicitar para facilitar la interpretación del presente plan eólico.

En las Palmas de Gran Canaria, Junio 2011

El Ingeniero Industrial

Rafael J. Peñate Quesada Colegiado nº 1.188



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

41 de 49

ANEXOS

- Anexo 1: Justificación de los consumos del Ferrocarril.
- Anexo 2: Características técnicas del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
- Anexo 3: Certificado de la curva de potencia del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
- Anexo 4: Certificado tarado de las protecciones y Comportamiento frente a huecos de tensión del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
- Anexo 5: Certificado de vida útil del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.
- Anexo 6: Descripción de los sistemas de telemando.
- Anexo 7: Documentación varía.



Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

42 de 49

Anexo 1: Justificación de los consumos del ferrocarril.



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

29 de Mayo de 2011



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

ÍNDICE

1.	INTR	ODUCC	:IÓN	5
	1.1.	OBJET	TO DEL ESTUDIO	5
	1.2.	ANTE	CEDENTES	5
2.	SISTI	EMA DE	ALIMENTACIÓN A LA TRACCIÓN FERROVIARIA	6
	2.1.	ELECT	TRIFICACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA, A 3 KV	6
	2.2.	ESCE	NARIOS OBJETO DE ESTUDIO	6
	2.3.	SIMUL	ACIÓN DE LA LÍNEA	6
Al	NEXO	I ESTU	UDIO DE POTENCIA – LÍNEA STA. CATALINA – MELONERAS	8
1.	INTR	ODUCC	:iÓN	9
2.	DATO	OS DE P	PARTIDA	11
	2.1.	GEOM	IETRÍA DE LA PLATAFORMA	11
		2.1.1.	Perfil Longitudinal	11
		2.1.2.	Radios de Curvatura	13
		2.1.3.	Túneles	15
		2.1.4.	Paradas	15
	2.2.	CARA	CTERÍSTICAS DEL CIRCUITO ELÉCTRICO	15
	2.3.	CARA	CTERÍSTICAS DEL MATERIAL MÓVIL	15
3.	CON	DICIONE	ES DE EXPLOTACIÓN PREVISTAS	17
	3.1.	ESCE	NARIO 1: HORIZONTE 2018	17
	3.2.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028	17
4.	RESU	JLTADO	OS DE LAS SIMULACIONES	18
	4.1.	ESCE	NARIO 1: HORIZONTE 2018	19
		4.1.1.	Tensión Catenaria – Carril	19
		4.1.2.	Potencia demandada en las subestaciones	20
		4.1.3.	Intensidad de los feeders	21
		4.1.4.	Demanda energética diaria	22



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

4.2.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028	23
	4.2.1.	Tensión Catenaria – Carril	23
	4.2.2.	Potencia demandada en las subestaciones	24
	4.2.3.	Intensidad de los feeders	25
	4.2.4.	Demanda energética diaria	26
4.3.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN LAS PALMAS	27
	4.3.1.	Tensión Catenaria – Carril	27
	4.3.2.	Potencia demandada en las subestaciones	28
	4.3.3.	Intensidad de los feeders	29
	4.3.4.	Demanda energética diaria	30
4.4.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN HOSPITALES	31
	4.4.1.	Tensión Catenaria – Carril	31
	4.4.2.	Potencia demandada en las subestaciones	32
	4.4.3.	Intensidad de los feeders	33
	4.4.4.	Demanda energética diaria	34
4.5.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN EL GORO	35
	4.5.1.	Tensión Catenaria – Carril	35
	4.5.2.	Potencia demandada en las subestaciones	36
	4.5.3.	Intensidad de los feeders	37
	4.5.4.	Demanda energética diaria	38
4.6.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN ARINAGA	39
	4.6.1.	Tensión Catenaria – Carril	39
	4.6.2.	Potencia demandada en las subestaciones	40
	4.6.3.	Intensidad de los feeders	41
	4.6.4.	Demanda energética diaria	42
4.7.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN TARAJILLO	43
	4.7.1.	Tensión Catenaria – Carril	43



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

	4.7.2.	Potencia demandada en las subestaciones	44
	4.7.3.	Intensidad de los feeders	45
	4.7.4.	Demanda energética diaria	46
4.8.	ESCE	NARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN MASPALOMAS	47
	4.8.1.	Tensión Catenaria – Carril	47
	4.8.2.	Potencia demandada en las subestaciones	48
	4.8.3.	Intensidad de los feeders	49
	4.8.4.	Demanda energética diaria	50
4.9.	CONC	LUSIONES	51





1. INTRODUCCIÓN.

1.1. OBJETO DEL ESTUDIO.

El objeto del presente documento, "Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria" es el de dimensionar adecuadamente el sistema de suministro de energía a la tracción de la línea ferroviaria que se construirá entre Las Palmas de Gran Canaria y Maspalomas, para el caso en el que el sistema se alimentación del material rodante sea corriente continua.

1.2. ANTECEDENTES.

Para la redacción del presente estudio, se ha contado con la información recogida en los siguientes documentos:

 "Notas sobre Dimensionamiento de parque y servicio en función de la demanda. Línea ferroviaria Santa Catalina – Meloneras", realizado por Ineco para la empresa Transporte de Gran Canaria, fechado el 23/12/2010.

De este documento se ha extraído la información relativa al dimensionamiento del servicio ferroviario en los diferentes escenarios previstos: actual, 2018 y 2028.

Alzado y planta de la traza del proyecto constructivo de plataforma.

El proyecto constructivo de plataforma proporciona la información relativa a la geometría del trazado y situación de las paradas, factores determinantes a la hora de definir los puntos de suministro de energía a la tracción ferroviaria, y el dimensionamiento de los equipos de las subestaciones eléctricas de tracción.





2. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN A LA TRACCIÓN FERROVIARIA.

2.1. ELECTRIFICACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA, A 3 KV.

Esta tecnología para el suministro de energía a la tracción ferroviaria toma la energía eléctrica de la red convencional de distribución, la transforma y rectifica y la lleva hasta el material rodante mediante la línea aérea de contacto, y empleando el carril como retorno.

La electrificación de líneas ferroviarias en corriente continua es una tecnología de contrastada solvencia, por su amplia implantación entre los ferrocarriles electrificados de la red nacional

2.2. ESCENARIOS OBJETO DE ESTUDIO

Los escenarios de explotación planteados en los estudios de potencia son los siguientes:

Escenario 1: 2018

Se considera un periodo de servicio diario de 18 horas con una frecuencia base de 30 minutos, y un periodo de 8 horas de duración, denominado "punta" con servicios cada 15 minutos.

Escenario 2: 2028

Se considera un periodo de servicio diario de 18 horas con una frecuencia base de 15 minutos, un periodo de 2 horas de duración, denominado "punta" con servicios cada 10 minutos, y uno de 7 horas de duración denominado "valle" con servicios cada 30 minutos.

2.3. SIMULACIÓN DE LA LÍNEA

Se resumen a continuación la potencia y energía demandada para los escenarios de explotación planteados. Estos datos se han obtenido en los diferentes estudios de potencia realizados para la línea ferroviaria Sta. Catalina – Meloneras, cuyos resultados completos se adjuntan en el Anexo I.

		Escenario 2018		Escenario 2028			Potencia	
SE	Grupo	P máx instantánea (kW)	Pmáx 15 minutos (kW)	Energía (GW·h/año)	Pmáx instantánea (kW)	Pmáx 15 minutos (kW)	Energía (GW·h/año)	instalada (kW)
Las Palmas	1	1841,74	876,32	3,38	2632,46	1334,15	4,04	3000
P.K. 1+900	2	1841,74	876,32	3,38	2632,46	1334,15	4,04	3000
Hospitales	1	2208,28	1111,66	4,57	2484,09	1540,27	5,46	3000
P.K. 8+000	2	2208,28	1111,66	4,57	2484,09	1540,27	5,46	3000
El Goro	1	5296,25	2327,31	7,75	6998,64	2931,08	9,26	6000
P.K. 21+000	2	3979,13	1770,74	5,46	3979,13	2349,95	6,51	6000
Arinaga P.K. 30+500	1	4485,91	1925,26	5,78	4485,91	2573,16	6,9	6000
	2	6092,06	2344,87	8,14	6186,26	3234,80	9,74	6000



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

Tarajillo	1	1512,27	784,07	3,35	2107,62	1194,89	4,01	3000
P.K. 47+000	2	1512,27	784,07	3,35	2107,62	1194,89	4,01	3000
Maspalomas	1	1925,28	832,85	3,21	2346,09	1275,70	3,84	3000
54+000	2	1925,28	832,85	3,21	2346,09	1275,70	3,84	3000
TOTAL	-	-	-	56,15	-	-	67,11	_





ANEXO I ESTUDIO DE POTENCIA – LÍNEA STA. CATALINA – MELONERAS



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

1. INTRODUCCIÓN.

Para la simulación del tráfico ferroviario se ha empleado el programa SIMTREN, propiedad de INECO, simulador de tráfico ferroviario para líneas electrificadas en corriente continua cuya validez de resultados ha quedado sobradamente contrastada en multitud de estudios de potencia y de capacidad.

Dicho simulador emplea para sus cálculos una serie de modelos que representan, de forma muy aproximada, el sistema objeto del estudio. Los parámetros empleados en las simulaciones son los siguientes:

- Peso de locomotora.
- Peso de la carga remolcada.
- Longitud de la circulación.
- · Coeficiente de masas.
- Velocidad, aceleración y jerk máximo.
- Potencia consumida por los servicios auxiliares.
- Tensiones mínima, máxima y nominal de funcionamiento.
- Aceleración mínima en tracción.

En el estudio de potencia correspondiente a la línea Santa Catalina – Meloneras, la circulación de trenes se ha simulado en modo "rápido", modo en el que la velocidad de los trenes es la máxima posible en todo momento, observándose siempre las restricciones de velocidad que imponen la infraestructura ferroviaria y el material rodante. De esta forma, el consumo de potencia simulado es el más exigente posible, adoptándose con ello un criterio conservador.

El esfuerzo resistente del material rodante se define mediante la fórmula de Davis:

$$F_r = a + b \cdot v + c \cdot v^2$$

El modelado de la tracción eléctrica se lleva a cabo mediante la incorporación de las curvas de "esfuerzo tractor-velocidad" e "intensidad-velocidad" en el modelo de tracción que emplea el software, curvas que se introducen tanto para el funcionamiento a tensión nominal, como para cada régimen de funcionamiento de las locomotoras. Se implementa con ello un modelo de variación de las curvas con la tensión que posibilita que, cuando el tren está traccionando, el programa escoja el régimen de potencia más adecuado al tipo de marcha. De esta forma, la simulación del avance de los trenes y sus consumos son los más cercanos a la realidad.

El circuito eléctrico queda definido a través de los siguientes parámetros:



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

- Resistividad por unidad de longitud de la catenaria, y longitud de la misma.
- Punto de conexión de feeders a catenaria y resistencia de estos.
- Característica exterior (recta de carga) de los grupos rectificadores.
- Tensiones en vacío de los grupos.
- Resistividad del carril (circuito de retorno).
- Esquema de conexionado entre grupos, feeders y catenarias.

Como resultado de los cálculos, el simulador SIMTREN devuelve la descripción del escenario simulado, publicando en archivos de salida tanto los datos cinemáticos (posición, velocidad, aceleración), como la evolución de las variables eléctricas en los trenes (intensidad, potencia, tensión catenaria-rail, etc.) y en las subestaciones (intensidad por feeders, tensión en punta de feeders, potencia de los grupos, etc.). Estos datos son empleados para valorar la viabilidad de los escenarios simulados, especialmente en lo relativo a la potencia de los grupos y el dimensionado de los conductores.

Se consideran los siguientes condicionantes técnicos de cara a la simulación:

- Los conductores tendidos aéreos se simulan a su temperatura máxima admitida, 80 °C (MIE RAT).
- La tensión de alimentación no será inferior a 2.000 V en la red de 3.000 V c.c. (UNE EN 50163:2005). No obstante, se ha impuesto un mínimo exigible de 2.600 V a fin de garantizar la calidad en el suministro.
- Limitación de la capacidad de carga de los conductores definida según UIC 798.
- Limitación de la capacidad de los grupos de transformación y rectificadores según UNE-EN 60146 y UNE-EN 50329.





2. DATOS DE PARTIDA

Los datos de partida para realizar la simulación comprenden:

- Geometría de la plataforma: características generales de la línea ferroviaria como trazado (planta y alzado), puntos de arranque, parada, presencia de túneles, etc.
- Características del circuito eléctrico: parámetros que caracterizan las subestaciones, feeders y catenaria.
- Características del material móvil: descripción de los conjuntos que van a circular.
- Condiciones de explotación previstas.

2.1. GEOMETRÍA DE LA PLATAFORMA

Los datos de plataforma empleados han sido obtenidos del "Plan Territorial Especial del Corredor de Transporte Público con infraestructura y modo guiado entre las Palmas de Gran Canaria y Maspalomas" y planos desarrollados a partir del mismo. Los datos considerados se resumen en las siguientes tablas:

2.1.1. Perfil Longitudinal

La relación de rampas y cotas de la traza en la línea ferroviaria Santa Catalina – Meloneras, es la que se indica a continuación:

P.K. Inicial	P.K. Final	Pendiente (‰)	Longitud (km)
100,00	100,53	-2,00	0,53
100,53	101,11	-30,00	0,58
101,11	103,21	5,00	2,10
103,21	103,55	30,00	0,34
103,55	104,00	-2,00	0,45
104,00	104,12	-2,00	0,12
104,12	104,57	-30,00	0,45
104,57	106,14	-5,00	1,57
106,14	106,99	30,00	0,85
106,99	107,25	2,00	0,26
107,25	108,58	5,00	1,34
108,58	110,03	27,00	1,45
110,03	112,41	-5,00	2,38

P.K. Inicial	P.K. Final	Pendiente (‰)	Longitud (km)
112,41	112,78	0,10	0,37
112,78	113,32	0,10	0,55
113,32	115,12	30,00	1,79
115,12	116,22	8,50	1,10
116,22	116,74	5,00	0,52
116,74	117,52	0,10	0,79
117,52	117,81	18,00	0,29
117,81	118,50	4,00	0,69
118,50	118,89	-5,00	0,39
118,89	119,98	-30,00	1,09
119,98	120,11	-23,00	0,13
120,11	122,93	-23,00	2,82
122,93	123,38	25,00	0,46



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

P.K.		Pendiente	Longitud
Inicial	P.K. Final	(‰)	(km)
123,38	125,18	2,00	1,79
125,18	125,80	25,00	0,62
125,80	127,07	-6,00	1,28
127,07	127,83	5,00	0,76
127,83	128,05	25,00	0,22
128,05	128,58	25,00	0,53
128,58	129,53	-10,00	0,95
129,53	130,49	25,00	0,96
130,49	131,87	-25,00	1,38
131,87	132,21	-2,00	0,33
132,21	133,84	5,00	1,64
133,84	135,30	25,00	1,45
135,30	137,03	-2,00	1,73
137,03	138,46	5,00	1,43
138,46	139,32	16,50	0,86
139,32	140,23	-25,00	0,92
140,23	140,40	-18,00	0,17
140,40	140,65	-22,00	0,25
140,65	141,14	-25,00	0,49
141,14	141,43	-15,00	0,29
141,43	142,45	-25,00	1,01
142,45	142,88	25,00	0,44
142,88	143,44	11,00	0,56
143,44	143,53	-18,00	0,09

P.K.		Pendiente	Longitud
Inicial	P.K. Final	(‰)	(km)
143,53	144,15	-18,00	0,62
144,15	144,76	18,00	0,60
144,76	145,27	-15,00	0,52
145,27	145,85	12,00	0,57
145,85	147,02	-3,50	1,17
147,02	147,57	-6,50	0,55
147,57	148,16	9,00	0,59
148,16	148,77	18,00	0,62
148,77	150,32	-5,50	1,54
150,32	150,65	3,00	0,34
150,65	151,31	-18,00	0,66
151,31	151,86	-1,70	0,55
151,86	151,93	-1,70	0,06
151,93	152,15	-30,00	0,22
152,15	154,90	-5,00	2,75
154,90	155,49	30,00	0,59
155,49	155,87	-30,00	0,38
155,87	156,14	28,00	0,27
156,14	156,31	-4,10	0,17
156,31	156,46	14,90	0,15
156,46	157,26	-11,20	0,80
157,26	157,46	-30,00	0,20
157,46	157,77	-2,00	0,31

2.1.2. Radios de Curvatura

La relación de curvas del trazado empleada en la simulación para la línea ferroviaria Santa Catalina – Meloneras es la que se indica a continuación:

P.K. Inicial	P.K. Final	Radio (‰)	Longitud (km)
100,00	100,32	0,00	0,32
100,32	100,60	500,00	0,28
100,60	100,86	-500,00	0,26
100,86	100,95	0,00	0,09
100,95	101,33	-530,00	0,38

P.K. Inicial	P.K. Final	Radio (‰)	Longitud (km)
101,33	101,49	0,00	0,15
101,49	102,31	-1500,00	0,82
102,31	103,05	2000,00	0,74
103,05	103,32	0,00	0,27
103,32	103,57	410,00	0,25



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

P.K.	P.K.	Radio	Longitud
Inicial	Final	(‰)	(km)
103,57	103,76	-550,00	0,19
103,76	104,00	0,00	0,24
104,00	104,22	0,00	0,22
104,22	104,68	1100,00	0,46
104,68	104,82	0,00	0,14
104,82	105,78	1100,00	0,97
105,78	106,50	0,00	0,72
106,50	107,02	-500,00	0,52
107,02	107,42	0,00	0,40
107,42	108,10	1300,00	0,68
108,10	109,33	0,00	1,23
109,33	111,06	-1600,00	1,74
111,06	111,81	0,00	0,75
111,81	112,66	750,00	0,85
112,66	112,78	0,00	0,12
112,78	113,78	0,00	1,00
113,78	115,64	-1900,00	1,86
115,64	116,07	0,00	0,43
116,07	116,89	1400,00	0,82
116,89	117,55	0,00	0,66
117,55	118,32	-1300,00	0,77
118,32	118,67	0,00	0,35
118,67	120,11	3000,00	1,44
120,11	120,35	3000,00	0,24
120,35	121,01	0,00	0,66
121,01	121,88	-2000,00	0,87
121,88	122,69	0,00	0,81
122,69	123,46	750,00	0,78
123,46	125,35	0,00	1,89
125,35	126,50	-2000,00	1,15
126,50	126,66	0,00	0,16
126,66	127,30	1200,00	0,64
127,30	127,69	0,00	0,39
127,69	128,30	1600,00	0,61
128,30	129,95	-6000,00	1,65
129,95	130,03	0,00	0,08
130,03	130,62	4800,00	0,58

P.K.	P.K.	Radio	Longitud
Inicial	Final	(‰)	(km)
130,62	131,15	-5100,00	0,53
131,15	131,97	1300,00	0,82
131,97	132,16	0,00	0,19
132,16	132,66	-1400,00	0,50
132,66	133,00	0,00	0,34
133,00	133,90	-3000,00	0,90
133,90	134,13	0,00	0,23
134,13	134,82	1300,00	0,69
134,82	135,83	-4300,00	1,01
135,83	136,99	0,00	1,16
136,99	137,98	1800,00	0,99
137,98	138,39	0,00	0,41
138,39	139,28	1300,00	0,89
139,28	140,42	-1300,00	1,14
140,42	140,93	0,00	0,51
140,93	141,93	-7000,00	1,00
141,93	142,76	0,00	0,83
142,76	143,91	4000,00	1,15
143,91	144,01	0,00	0,10
144,01	145,14	1700,00	1,13
145,14	146,06	0,00	0,92
146,06	147,39	-2000,00	1,34
147,39	147,57	0,00	0,18
147,57	148,59	2000,00	1,02
148,59	149,01	0,00	0,42
149,01	150,58	-2800,00	1,57
150,58	150,86	0,00	0,28
150,86	151,37	500,00	0,51
151,37	152,20	0,00	0,84
152,20	152,39	2500,00	0,19
152,39	153,04	0,00	0,64
153,04	153,76	-900,00	0,73
153,76	154,39	900,00	0,62
154,39	155,56	-900,00	1,17
155,56	155,73	0,00	0,17
155,73	156,21	-800,00	0,48
156,21	156,44	0,00	0,23



P.K. Inicial	P.K. Final	Radio (‰)	Longitud (km)
156,44	156,73	-730,00	0,29
156,73	156,90	0,00	0,18
156,90	157,05	-900,00	0,15
157,05	157,17	900,00	0,12

P.K. Inicial	P.K. Final	Radio (‰)	Longitud (km)
157,17	157,31	0,00	0,14
157,31	157,49	520,00	0,18
157,49	157,66	0,00	0,17
157,66	157,77	230,00	0,11

2.1.3. Túneles

En la siguiente tabla se indica la relación de túneles para la línea ferroviaria Santa Catalina – Meloneras.

P.K. Inicial	P.K. Final	Longitud (km)	Túnel
100,00	115,14	15,14	Sí
115,14	116,74	1,60	No
116,74	117,51	0,77	Sí
117,51	120,11	2,60	No
120,11	130,28	10,17	Sí
130,28	131,76	1,48	No
131,76	133,47	1,71	Sí
133,47	146,94	13,47	No

P.K. Inicial	P.K. Final	Longitud (km)	Túnel
146,94	147,52	0,58	Sí
147,52	148,15	0,63	No
148,15	148,91	0,76	Sí
148,91	149,09	0,19	No
149,09	150,15	1,06	Sí
150,15	151,94	1,79	No
151,94	155,16	3,22	Sí
155,16	157,77	2,61	No

2.1.4. Paradas

La relación de paradas, así como el tiempo de parada estimado para cada una de ellas en la línea ferroviaria Santa Catalina – Meloneras es la que se indica en la siguiente tabla:

Estación	P.K. absoluto	Tiempo de parada
Las Palmas - Santa Catalina	0+250	1 min
Las Palmas - San Telmo	3+800	1 min
Hospitales	7+100	1 min
Jinámar	12+800	1 min
Telde	17+000	1 min
Aeropuerto	23+600	1 min
Carrizal	27+300	1 min
Arinaga	31+900	1 min
Vecindario	36+200	1 min
Playa del Inglés	51+600	1 min





Estación		Tiempo de parada
Meloneras	57+600	1 min

2.2. CARACTERÍSTICAS DEL CIRCUITO ELÉCTRICO

Las simulaciones del circuito eléctrico se han llevado a cabo suponiendo los siguientes elementos. En ambos casos, se supone que la temperatura de los conductores es de 80°C, máxima admisible según la norma UNE-EN 50119.

- Catenaria de tipo CR160, formada por un hilo sustentador de 153 mm² de sección y dos hilos de contacto de 107 mm² de sección, todos ellos de cobre. Feeder de refuerzo de tipo LA 280.
- Carril de tipo UIC 60.
- Subestaciones dotadas de dos grupos rectificadores de 3000 ó 6.000 kW de potencia, con sus correspondientes transformadores de 3300 ó 6.600 kVA.

2.3. CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL MÓVIL

El material móvil simulado consiste en unidades de la Serie 120 de Renfe (Alvia), vehículo construido por CAF-Alstom designado como modelo "ATPRD". Las principales características de este vehículo son:

- Longitud: 108 m, aproximadamente.
- Capacidad: 238-270 plazas.
- Peso del vehículo (vacío/en carga): 246/272 t.
- Alimentación: Posibilidad de ser alimentado a 3.000 V en corriente continua, y 25 kV en corriente alterna.
- Tracción: 8 motores trifásicos asíncronos capaces de desarrollar hasta 4.000 kW.
- Par máximo en llanta: 3.800 N·m.
- Velocidad máxima: 220 km/h en corriente continua, 250 km/h en corriente alterna.
- · Aceleración máxima:

Aceleración media a 3 kV c.c.		Aceleración me	edia a 25 kV c.a.	
De 0 a 120 km/h De 0 a 160 km/h		De 0 a 120 km/h	De 0 a 160 km/h	
42,8 cm	ı/s²	36,5 cm/s ²	48,6 cm/s ²	43,8 cm/s ²



Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria





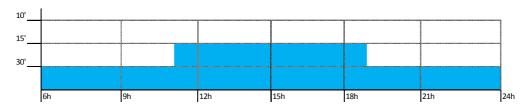
3. CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN PREVISTAS

Definidas en el documento "Notas sobre Dimensionamiento de parque y servicio en función de la demanda. Línea ferroviaria Santa Catalina – Meloneras", las frecuencias para los diferentes escenarios (horizontes) de explotación previstos se indican en los siguientes puntos.

3.1. ESCENARIO 1: HORIZONTE 2018

Se considera un periodo de servicio diario de 18 horas con una frecuencia base de 30 minutos, y un periodo de 8 horas de duración, denominado "punta" con servicios cada 15 minutos.

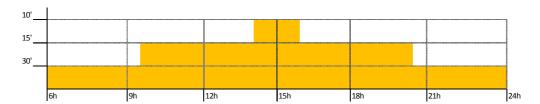
La distribución de frecuencias considerada queda:



3.2. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028

Se considera un periodo de servicio diario de 18 horas con una frecuencia base de 15 minutos, un periodo de 2 horas de duración, denominado "punta" con servicios cada 10 minutos, y uno de 7 horas de duración denominado "valle" con servicios cada 30 minutos.

La distribución de frecuencias considerada queda:







4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.

Los tiempos necesarios para que el material rodante seleccionado realice el recorrido entre las estaciones situadas en los extremos de la línea, realizando paradas de 1 minuto en cada una de las estaciones, para cada uno de los sistemas de electrificación valorados, son los que se indican:

Electrificación a 3 kV c.c.			
Sta. Catalina - Meloneras	Meloneras - Sta. Catalina		
46'12''	46'1''		

La posición en la que se han colocado las subestaciones y la potencia de los correspondientes grupos se indican en la siguiente tabla. Es importante destacar que la posición de las subestaciones definida en la misma corresponde a una primera aproximación, siendo posible su posterior replanteamiento, sin que esta modificación afecte de forma significativa a los resultados proporcionados en los sucesivos apartados.

Subestación	P.K.
SE1 – Las Palmas	1+900
SE2 – Hospitales	8+000
SE3 – El Goro	21+000
SE4 – Arinaga	30+500
SE5 – Tarajillo	47+000
SE6 – Maspalomas	54+000

A continuación se muestran los valores característicos de las simulaciones, tanto desde el punto de vista del material rodante como desde el de la infraestructura: tensión catenaria – carril, potencia demandada a los grupos de tracción e intensidad máxima por los feeders y demanda energética total diaria.

Para cada uno de los escenarios de explotación diseñados se han estudiado tanto las condiciones de explotación normal, como las degradadas (fallo de alguna de las subestaciones). En las situaciones de explotación degradada, las frecuencias de explotación habrán de reducirse, según se indica en cada caso.

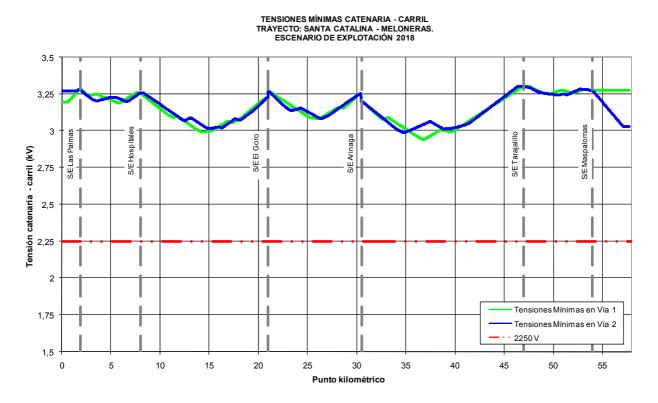




4.1. ESCENARIO 1: HORIZONTE 2018

4.1.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2018 son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.939,91 V, en el punto kilométrico 36+809, vía 1, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.1.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2018	1841,74	1721,33	876,32	3000
	2	2018	1841,74	1721,33	876,32	3000
Hospitales	1	2018	2208,28	1832,29	1111,66	3000
	2	2018	2208,28	1832,29	1111,66	3000
El Goro	1	2018	5296,25	5264,05	2327,31	6000
	2	2018	3979,13	3863,93	1770,74	6000
Arinaga	1	2018	4485,91	4171,77	1925,26	6000
	2	2018	6092,06	4946,94	2344,87	6000
Tarajillo	1	2018	1512,27	1131,49	784,07	3000
	2	2018	1512,27	1131,49	784,07	3000
Maspalomas	1	2018	1925,28	1746,77	832,85	3000
	2	2018	1925,28	1746,77	832,85	3000

Estos valores definen la mínima potencia a instalar en grupos rectificadores y de transformación, que será de 3.000 ó 6.000 kW y 3.300 ó 6.600 kVA, respectivamente.





4.1.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	l máx admisible (A)
Las Palmas	1	2018	1185,73	354,39	1423,70
	2	2018	1152,30	155,44	1423,70
	3	2018	1150,70	322,43	1423,70
	4	2018	1151,27	377,10	1423,70
Hospitales	1	2018	1003,61	323,02	1423,70
	2	2018	865,04	289,30	1423,70
	3	2018	1152,18	529,77	1423,70
	4	2018	964,08	415,69	1423,70
	1	2018	968,34	453,69	1423,70
El Como	2	2018	1056,37	477,63	1423,70
El Goro	3	2018	775,79	315,96	1423,70
	4	2018	1129,94	446,57	1423,70
	1	2018	1132,50	451,19	1423,70
Arinaga	2	2018	1097,11	385,89	1423,70
Arinaga	3	2018	1169,89	524,40	1423,70
	4	2018	1190,48	485,24	1423,70
Tarajillo	1	2018	704,71	302,99	1423,70
	2	2018	815,39	306,33	1423,70
	3	2018	790,90	200,78	1423,70
	4	2018	836,37	286,89	1423,70
	1	2018	969,16	327,77	1423,70
Maspalames	2	2018	673,83	275,58	1423,70
Maspalomas	3	2018	1146,03	135,06	1423,70
	4	2018	1254,50	487,44	1423,70

La sección final elegida para los feeders ha sido de 2x240 mm² en Cu.





4.1.4. Demanda energética diaria

El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2018	Grupo 1	9261,90
	2018	Grupo 2	9261,90
Hospitales	2018	Grupo 1	12517,80
	2018	Grupo 2	12517,80
El Goro	2018	Grupo 1	21221,00
	2018	Grupo 2	14948,50
Arinaga	2018	Grupo 1	15844,10
	2018	Grupo 2	22287,70
Tarajillo	2018	Grupo 1	9175,90
	2018	Grupo 2	9175,90
Maspalomas	2018	Grupo 1	8799,00
	2018	Grupo 2	8799,00

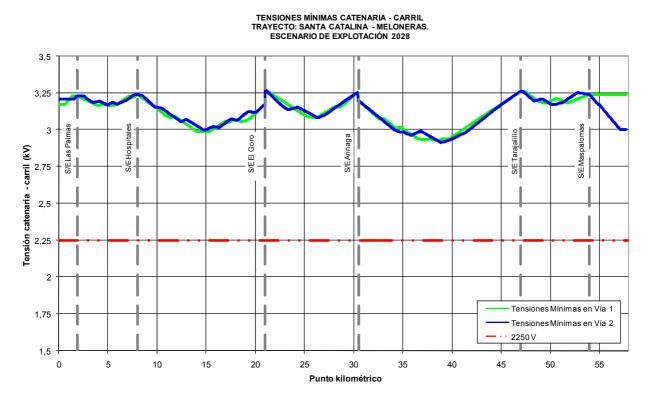




4.2. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028

4.2.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.912,85 V, en el punto kilométrico 38+894, vía 2, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.2.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2028	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Las Faiillas	2	2028	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028	2484,09	2303,66	1540,27	3000
позрітатез	2	2028	2484,09	2303,66	1540,27	3000
El Goro	1	2028	6998,64	5528,06	2931,08	6000
El Golo	2	2028	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028	4485,91	4171,77	2573,16	6000
Armaga	2	2028	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028	2107,62	1759,68	1194,89	3000
I al ajiliU	2	2028	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Maspalomas	1	2028	2346,09	1932,46	1275,70	3000
iviaspaidillas	2	2028	2346,09	1932,46	1275,70	3000



ineco

Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

4.2.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	l máx admisible (A)
	1	2028	1195,21	356,84	1423,70
Las Palmas	2	2028	1175,52	157,66	1423,70
Las Pallilas	3	2028	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028	1168,97	388,15	1423,70
	1	2028	1094,62	323,02	1423,70
Hospitalos	2	2028	900,58	295,08	1423,70
Hospitales	3	2028	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028	1004,33	415,69	1423,70
	1	2028	1043,60	466,97	1423,70
El Como	2	2028	1144,56	495,08	1423,70
El Goro	3	2028	775,79	315,96	1423,70
	4	2028	1129,94	446,57	1423,70
	1	2028	1132,50	451,19	1423,70
Arinaga	2	2028	1100,23	385,89	1423,70
Arinaga	3	2028	1169,89	533,13	1423,70
	4	2028	1192,32	502,60	1423,70
	1	2028	719,15	306,25	1423,70
Taraiilla	2	2028	905,12	336,43	1423,70
Tarajillo	3	2028	798,69	215,21	1423,70
	4	2028	889,77	292,91	1423,70
	1	2028	1015,17	340,51	1423,70
Masnalams	2	2028	704,46	283,97	1423,70
Maspalomas	3	2028	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028	1271,39	490,37	1423,70

La sección final elegida para los feeders ha sido de 2x240 mm² en Cu.





4.2.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028	Grupo 1	11074,50
Las Pallilas -	2028	Grupo 2	11074,50
Hospitales	2028	Grupo 1	14967,10
nospitales	2028	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028	Grupo 1	25376,70
EIGOIO	2028	Grupo 2	17823,30
Arinaga	2028	Grupo 1	18891,20
Arinaga	2028	Grupo 2	26683,20
Taraiillo	2028	Grupo 1	10980,50
Tarajillo	2028	Grupo 2	10980,50
Maspalomas	2028	Grupo 1	10522,20
iviaspaloilias	2028	Grupo 2	10522,20

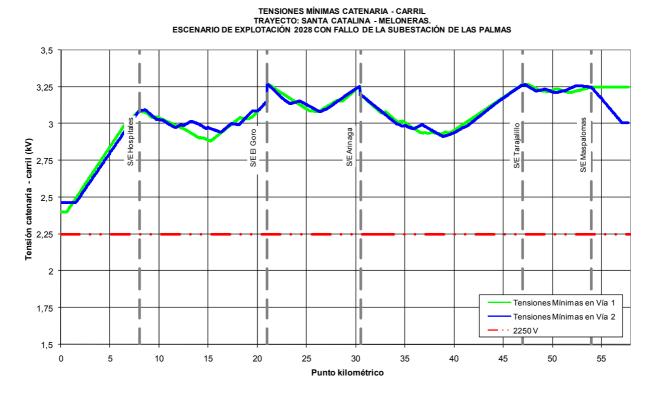




4.3. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN LAS PALMAS

4.3.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 con fallo de la subestación de Las Palmas son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.402,23 V, en el punto kilométrico 0+579, vía 1, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.3.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Hospitalos	1	2028 Deg1	4832,70	4188,72	2739,98	3000
Hospitales	2	2028 Deg1	4832,70	4188,72	2739,98	3000
El Goro	1	2028 Deg1	7743,18	6236,67	3317,30	6000
Er Goro	2	2028 Deg1	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg1	4485,91	4171,77	2573,16	6000
Ailliaga	2	2028 Deg1	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028 Deg1	2107,62	1759,68	1194,89	3000
i ai ajiiio	2	2028 Deg1	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Masnalomas	1	2028 Deg1	2346,09	1932,46	1275,70	3000
Maspalomas	2	2028 Deg1	2346,09	1932,46	1275,70	3000





4.3.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	I máx admisible (A)
	1	2028 Deg1	1600,20	755,65	1423,70
Hospitales	2	2028 Deg1	1553,75	662,31	1423,70
Hospitales	3	2028 Deg1	1226,08	516,32	1423,70
	4	2028 Deg1	981,23	401,80	1423,70
	1	2028 Deg1	1123,91	525,19	1423,70
El Goro	2	2028 Deg1	1251,46	557,41	1423,70
El Golo	3	2028 Deg1	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg1	1129,94	446,57	1423,70
	1	2028 Deg1	1132,50	451,19	1423,70
Arinaga	2	2028 Deg1	1099,75	385,89	1423,70
Ailliaga	3	2028 Deg1	1169,89	533,13	1423,70
	4	2028 Deg1	1192,32	502,60	1423,70
	1	2028 Deg1	719,15	306,25	1423,70
Tarajillo	2	2028 Deg1	905,12	336,43	1423,70
Tarajiio	3	2028 Deg1	798,69	215,21	1423,70
	4	2028 Deg1	889,77	292,91	1423,70
	1	2028 Deg1	1015,17	340,51	1423,70
Maspalomas	2	2028 Deg1	704,46	283,97	1423,70
เงเลรษสเบเแสร	3	2028 Deg1	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028 Deg1	1271,39	490,37	1423,70





4.3.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Hospitales	2028 Deg1	Grupo 1	25484,90
nospitales	2028 Deg1	Grupo 2	25484,90
El Goro	2028 Deg1	Grupo 1	30062,00
El Goro	2028 Deg1	Grupo 2	17823,30
Arinaga	2028 Deg1	Grupo 1	18891,20
Ailliaga	2028 Deg1	Grupo 2	26683,20
Taraiillo	2028 Deg1	Grupo 1	10980,50
Tarajillo	2028 Deg1	Grupo 2	10980,50
NAl	2028 Deg1	Grupo 1	10522,20
Maspalomas	2028 Deg1	Grupo 2	10522,20

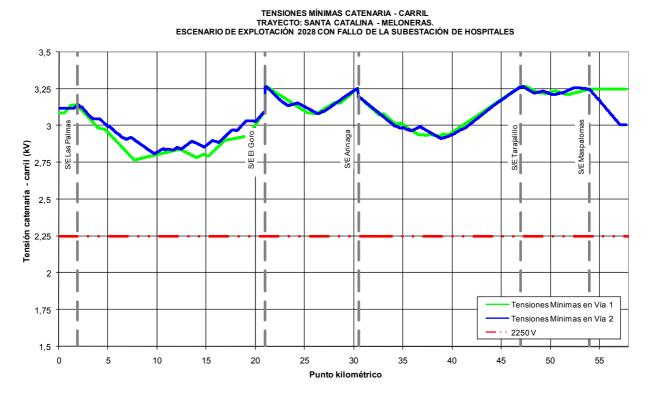




4.4. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN HOSPITALES

4.4.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 con fallo de la subestación de Hospitales son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.767,37 V, en el punto kilométrico 7+671, vía 1, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.4.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2028 Deg2	4032,94	3549,14	2324,28	3000
Las Pallilas	2	2028 Deg2	4032,94	3549,14	2324,28	3000
El Goro	1	2028 Deg2	9366,59	7554,55	4188,27	6000
El Golo	2	2028 Deg2	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg2	4485,91	4171,77	2573,16	6000
Ailliaga	2	2028 Deg2	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028 Deg2	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Tarajiilo	2	2028 Deg2	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Masnalomas	1	2028 Deg2	2346,09	1932,46	1275,70	3000
Maspalomas	2	2028 Deg2	2346,09	1932,46	1275,70	3000





4.4.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	I máx admisible (A)
	1	2028 Deg2	1229,08	366,55	1423,70
Las Palmas	2	2028 Deg2	1212,72	162,00	1423,70
Las Pallilas	3	2028 Deg2	1417,47	695,97	1423,70
	4	2028 Deg2	1380,97	616,11	1423,70
	1	2028 Deg2	1545,20	685,41	1423,70
El Goro	2	2028 Deg2	1305,61	635,27	1423,70
El Golo	3	2028 Deg2	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg2	1129,94	446,57	1423,70
	1	2028 Deg2	1132,50	451,19	1423,70
Arinaga	2	2028 Deg2	1100,23	385,89	1423,70
Arinaga	3	2028 Deg2	1169,89	533,13	1423,70
	4	2028 Deg2	1192,32	502,60	1423,70
	1	2028 Deg2	719,15	306,25	1423,70
Tarajillo	2	2028 Deg2	905,12	336,43	1423,70
Tarajiio	3	2028 Deg2	798,69	215,21	1423,70
	4	2028 Deg2	889,77	292,91	1423,70
	1	2028 Deg2	1015,17	340,51	1423,70
Masnalomas	2	2028 Deg2	704,46	283,97	1423,70
Maspalomas	3	2028 Deg2	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028 Deg2	1271,39	490,37	1423,70





4.4.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg2	Grupo 1	21469,50
Las Pallilas	2028 Deg2	Grupo 2	21469,50
El Goro	2028 Deg2	Grupo 1	37963,40
EIGOIO	2028 Deg2	Grupo 2	17823,20
Arinaga	2028 Deg2	Grupo 1	18891,20
Arinaga	2028 Deg2	Grupo 2	26683,20
Taraiillo	2028 Deg2	Grupo 1	10980,50
Tarajillo	2028 Deg2	Grupo 2	10980,50
	2028 Deg2	Grupo 1	10522,20
Maspalomas	2028 Deg2	Grupo 2	10522,20

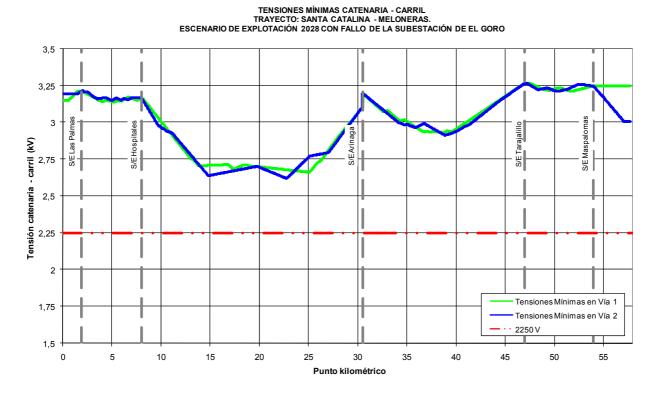




4.5. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN EL GORO

4.5.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 con fallo de la subestación de El Goro son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.619,72 V, en el punto kilométrico 22+782, vía 2, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.5.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2028 Deg3	2862,34	2400,91	1592,68	3000
Las Pallilas	2	2028 Deg3	2862,34	2400,91	1592,68	3000
Hospitales	1	2028 Deg3	3616,59	3113,31	2369,60	3000
nospitales	2	2028 Deg3	3616,59	3113,31	2369,60	3000
Arinaga	1	2028 Deg3	9302,01	8323,02	5443,96	6000
Ailliaga	2	2028 Deg3	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Taraiillo	1	2028 Deg3	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Tarajillo -	2	2028 Deg3	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Magazia	1	2028 Deg3	2346,09	1932,46	1275,70	3000
Maspalomas	2	2028 Deg3	2346,09	1932,46	1275,70	3000



ineco

Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

4.5.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	I máx admisible (A)
	1	2028 Deg3	1204,14	359,71	1423,70
Las Palmas	2	2028 Deg3	1181,46	158,41	1423,70
Las Pallilas	3	2028 Deg3	1296,28	410,45	1423,70
	4	2028 Deg3	1223,20	448,95	1423,70
	1	2028 Deg3	1040,23	321,66	1423,70
Hospitales	2	2028 Deg3	874,52	300,02	1423,70
поѕрітаїеѕ	3	2028 Deg3	1457,07	799,04	1423,70
	4	2028 Deg3	1720,80	742,96	1423,70
	1	2028 Deg3	1746,33	813,55	1423,70
Arinaga	2	2028 Deg3	1433,72	764,53	1423,70
Arinaga	3	2028 Deg3	1273,51	533,60	1423,70
	4	2028 Deg3	1192,32	502,60	1423,70
	1	2028 Deg3	719,15	306,25	1423,70
Tarajillo	2	2028 Deg3	905,12	336,43	1423,70
Tarajiio	3	2028 Deg3	798,69	215,20	1423,70
	4	2028 Deg3	889,77	292,91	1423,70
	1	2028 Deg3	1015,17	340,51	1423,70
Maspalomas	2	2028 Deg3	704,46	283,97	1423,70
เงเลรษสเบเแสร	3	2028 Deg3	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028 Deg3	1271,39	490,37	1423,70





4.5.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg3	Grupo 1	13977,90
Las Pallilas	2028 Deg3	Grupo 2	13977,90
Hospitalos	2028 Deg3	Grupo 1	22805,20
Hospitales	2028 Deg3	Grupo 2	22805,20
Arinaga	2028 Deg3	Grupo 1	46109,10
Ailliaga	2028 Deg3	Grupo 2	26683,20
Taraiillo	2028 Deg3	Grupo 1	10980,50
Tarajillo	2028 Deg3	Grupo 2	10980,50
Machalomac	2028 Deg3	Grupo 1	10522,20
Maspalomas	2028 Deg3	Grupo 2	10522,20

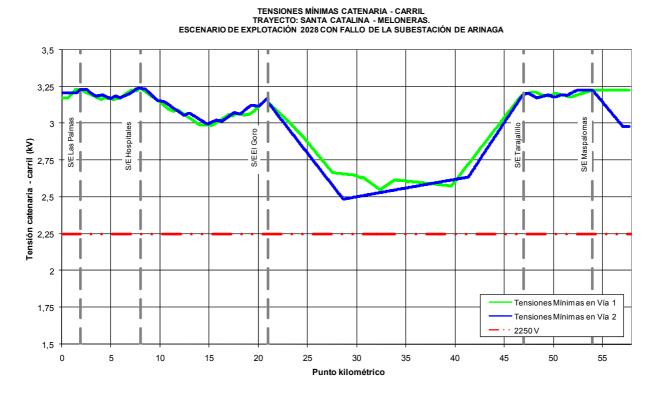




4.6. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN ARINAGA

4.6.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 con fallo de la subestación de Arinaga son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.486,18 V, en el punto kilométrico 28+674, vía 2, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.6.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2028 Deg4	2632,47	2083,85	1334,15	3000
Las Pallilas	2	2028 Deg4	2632,47	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028 Deg4	2484,09	2303,65	1540,27	3000
поѕрітаїєѕ	2	2028 Deg4	2484,09	2303,65	1540,27	3000
El Goro	1	2028 Deg4	6998,64	5528,11	2931,09	6000
El Golo	2	2028 Deg4	7963,72	7362,91	5400,76	6000
Tarajillo	1	2028 Deg4	3121,95	2610,28	1955,01	3000
i ai ajiilo	2	2028 Deg4	3121,95	2610,28	1955,01	3000
Maspalomas	1	2028 Deg4	2683,73	2261,57	1576,76	3000
iviaspaidillas	2	2028 Deg4	2683,73	2261,57	1576,76	3000





4.6.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	I máx admisible (A)
	1	2028 Deg4	1195,21	356,84	1423,70
Las Palmas	2	2028 Deg4	1175,52	157,66	1423,70
Las Pallilas	3	2028 Deg4	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028 Deg4	1168,97	388,15	1423,70
	1	2028 Deg4	1094,62	323,02	1423,70
Hospitales	2	2028 Deg4	900,58	295,08	1423,70
nospitales	3	2028 Deg4	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028 Deg4	1004,33	415,69	1423,70
	1	2028 Deg4	1043,60	466,97	1423,70
El Goro	2	2028 Deg4	1144,56	495,08	1423,70
El Goro	3	2028 Deg4	1295,56	802,29	1423,70
	4	2028 Deg4	1377,34	814,20	1423,70
	1	2028 Deg4	1372,71	627,65	1423,70
Tarajillo	2	2028 Deg4	1644,14	592,98	1423,70
Tarajiio	3	2028 Deg4	774,68	218,41	1423,70
	4	2028 Deg4	832,07	283,88	1423,70
	1	2028 Deg4	1081,15	405,14	1423,70
Maspalomas	2	2028 Deg4	797,16	357,46	1423,70
iviaspaioiiias	3	2028 Deg4	1159,61	136,40	1423,70
	4	2028 Deg4	1286,54	493,62	1423,70





4.6.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg4	Grupo 1	11074,50
Las Pallilas	2028 Deg4	Grupo 2	11074,50
Hospitalos	2028 Deg4	Grupo 1	14967,10
Hospitales	2028 Deg4	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028 Deg4	Grupo 1	25376,70
EIGOIO	2028 Deg4	Grupo 2	49707,00
Taraiillo	2028 Deg4	Grupo 1	18331,70
Tarajillo	2028 Deg4	Grupo 2	18331,70
Maspalomas	2028 Deg4	Grupo 1	13617,70
iviaspaioiiias	2028 Deg4	Grupo 2	13617,70

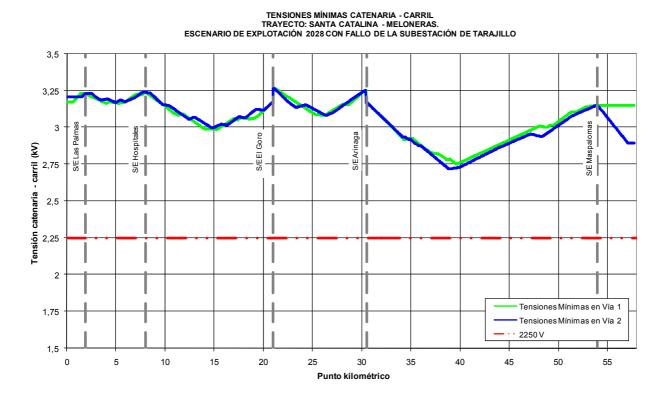




4.7. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN TARAJILLO

4.7.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 con fallo de la subestación de Tarajillo son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.717,95 V, en el punto kilométrico 38+894, vía 2, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.7.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2028 Deg5	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Las Palifias	2	2028 Deg5	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028 Deg5	2484,09	2303,66	1540,27	3000
nospitales	2	2028 Deg5	2484,09	2303,66	1540,27	3000
El Goro	1	2028 Deg5	6998,64	5528,06	2931,08	6000
El Golo	2	2028 Deg5	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg5	4485,91	4171,77	2573,16	6000
Ailliaga	2	2028 Deg5	7014,13	6315,28	4025,91	6000
Maspalomas	1	2028 Deg5	3829,29	3187,30	2142,74	3000
iviaspaioiilas	2	2028 Deg5	3829,29	3187,30	2142,74	3000



ineco

Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

4.7.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	I máx admisible (A)
	1	2028 Deg5	1195,21	356,84	1423,70
Las Palmas	2	2028 Deg5	1175,52	157,66	1423,70
Las Pallilas	3	2028 Deg5	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028 Deg5	1168,97	388,15	1423,70
	1	2028 Deg5	1094,62	323,02	1423,70
Hospitales	2	2028 Deg5	900,58	295,08	1423,70
поѕрітаїеѕ	3	2028 Deg5	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028 Deg5	1004,33	415,69	1423,70
	1	2028 Deg5	1043,60	466,97	1423,70
El Coro	2	2028 Deg5	1144,56	495,08	1423,70
El Goro	3	2028 Deg5	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg5	1129,94	446,57	1423,70
	1	2028 Deg5	1132,50	451,19	1423,70
Arinaga	2	2028 Deg5	1117,81	385,89	1423,70
Arinaga	3	2028 Deg5	1276,82	627,54	1423,70
	4	2028 Deg5	1202,64	603,61	1423,70
	1	2028 Deg5	1247,09	527,79	1423,70
Maspalomas	2	2028 Deg5	1121,42	548,12	1423,70
iviaspaioiiias	3	2028 Deg5	1174,39	137,84	1423,70
	4	2028 Deg5	1338,51	502,56	1423,70





4.7.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg5	Grupo 1	11074,50
Las Pallilas	2028 Deg5	Grupo 2	11074,50
Hospitalos	2028 Deg5	Grupo 1	14967,10
Hospitales	2028 Deg5	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028 Deg5	Grupo 1	25376,70
EIGOIO	2028 Deg5	Grupo 2	17823,30
Arinaga	2028 Deg5	Grupo 1	18891,20
Arinaga	2028 Deg5	Grupo 2	33933,30
Masnalomas	2028 Deg5	Grupo 1	18722,30
Maspalomas	2028 Deg5	Grupo 2	18722,30

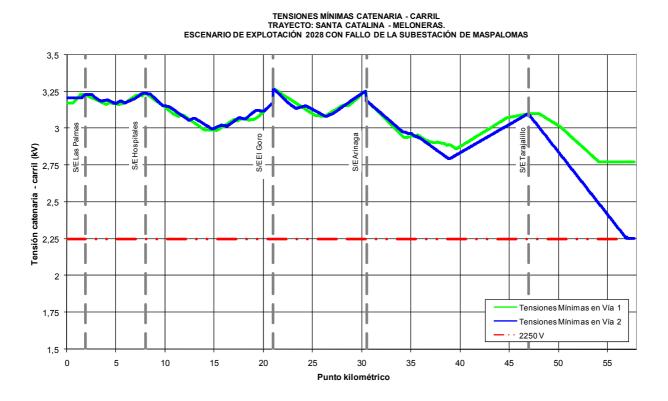




4.8. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN MASPALOMAS

4.8.1. Tensión Catenaria – Carril

Los valores mínimos de tensión catenaria – carril obtenidos en la simulación del tramo Santa Catalina – Meloneras para el escenario de explotación 2028 con fallo de la subestación de Maspalomas son los que se indican en la figura.



El valor mínimo de tensión catenaria – carril obtenido en la simulación es de 2.251,53 V, en el punto kilométrico 57+101, vía 2, valor superior al mínimo técnico exigido, 2.250 V.





4.8.2. Potencia demandada en las subestaciones

En la siguiente tabla se resumen las potencias máximas demandadas en los grupos de cada subestación, valores instantáneos e integrados en intervalos de 15 minutos.

Subestación	Grupo	Escenario	Pmáx inst. (kW)	Pmáx 1 min. (kW)	Pmáx 15 min. (kW)	Potencia instalada (kW)
Las Palmas	1	2028 Deg6	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Las Pallilas	2	2028 Deg6	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028 Deg6	2484,09	2303,66	1540,27	3000
nospitales	2	2028 Deg6	2484,09	2303,66	1540,27	3000
El Goro	1	2028 Deg6	6998,64	5528,06	2931,08	6000
El Golo	2	2028 Deg6	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg6	4485,91	4171,77	2573,16	6000
Ailliaga	2	2028 Deg6	6509,67	5637,91	3612,35	6000
Tarajillo	1	2028 Deg6	4635,15	3745,25	2446,05	3000
i ai ajiiio	2	2028 Deg6	4635,15	3745,25	2446,05	3000



ineco

Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

4.8.3. Intensidad de los feeders

En la siguiente tabla se resumen las intensidades máximas que circulan por los feeders de cada subestación, valores instantáneos e integrados a 10 minutos, valores que caracterizarán la sección mínima de los correspondientes conductores y feeders.

Subestación	Feeder	Escenario	I máx inst. (A)	I máx 1 min (A)	I máx admisible (A)
	1	2028 Deg6	1195,21	356,84	1423,70
Las Palmas	2	2028 Deg6	1175,52	157,66	1423,70
Las Pallilas	3	2028 Deg6	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028 Deg6	1168,97	388,15	1423,70
	1	2028 Deg6	1094,62	323,02	1423,70
Hospitalos	2	2028 Deg6	900,58	295,08	1423,70
Hospitales	3	2028 Deg6	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028 Deg6	1004,33	415,69	1423,70
	1	2028 Deg6	1043,60	466,97	1423,70
El Goro	2	2028 Deg6	1144,56	495,08	1423,70
El Golo	3	2028 Deg6	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg6	1129,94	446,57	1423,70
	1	2028 Deg6	1132,50	451,19	1423,70
Arinaga	2	2028 Deg6	1103,89	385,89	1423,70
Arinaga	3	2028 Deg6	1255,64	577,11	1423,70
	4	2028 Deg6	1194,47	543,99	1423,70
	1	2028 Deg6	692,84	294,12	1423,70
Taraiille	2	2028 Deg6	882,13	324,30	1423,70
Tarajillo	3	2028 Deg6	1381,54	545,94	1423,70
	4	2028 Deg6	1743,18	813,52	1423,70





4.8.4. Demanda energética diaria

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg6	Grupo 1	11074,50
Las Pallilas	2028 Deg6	Grupo 2	11074,50
Hospitalos	2028 Deg6	Grupo 1	14967,10
Hospitales	2028 Deg6	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028 Deg6	Grupo 1	25376,70
El Goro	2028 Deg6	Grupo 2	17823,20
Arinaga	2028 Deg6	Grupo 1	18891,20
Ailliaga	2028 Deg6	Grupo 2	30443,40
Taraiillo	2028 Deg6	Grupo 1	21235,00
Tarajillo	2028 Deg6	Grupo 2	21235,00



ineco

Estudio de potencia para la electrificación en corriente continua de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria

4.9. CONCLUSIONES

El dimensionamiento eléctrico de la línea Santa Catalina – Meloneras, en la isla de Gran Canaria, ha sido impuesto básicamente por la abruptuosidad del terreno, siendo necesario el número de subestaciones propuesto, así como su ubicación.

La potencia instalada en las subestaciones ha sido determinada en función de las situaciones degradadas. Así pues cuando falla la subestación de El Goro, se necesitan en la subestación de Arinaga dos (2) grupos de 6600 kVA, ya que con dos (2) grupos de 3300 kVA no se satisfacen las necesidades de la línea. De igual manera cuando falla la subestación de Arinaga, se requieren dos (2) grupos de 6600 kVA en la subestación de El Goro.



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" PLAN EÓLICO

Revisión

0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

43 de 49

Anexo 2: Características técnicas del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.







All ENERCON wind energy converters are designed and certified according to the latest international standards. Currently the basis for design are the internationally acknowledged IEC standards of the IEC-61400 series.

This implies several assumptions and conditions that are used to define the load cases which the wind turbine has to survive. In the following, the main design conditions are listed. For details it is hereby referred to the original IEC standards.

The safety system of the ENERCON wind turbines features various control sensors that protect the turbine and its components from damage. This includes - among other things - high and low temperatures, vibrations and oscillations, strain etc. In the case that one or more of these sensors detect conditions outside the design limits, the main control of the turbine will take the appropriate measures which range from small power limitations to complete stop of the turbine.

In case it is planned to install the turbines in complex terrain (included but not limited to steep hills, mountains, ridges, sites at more than 1000m above sea level, etc.), it is highly recommended to consult with ENERCON at an early stage of the project in order to carry out a detailed assessment of the site.

For sites with environmental conditions outside of the design conditions, ENERCON cannot be held responsible for any defects, including but not limited to damages and/or loss of energy yield.

IEC Design conditions: Wind classes

Wind turbine classes are defined in terms of wind speed and turbulence parameters. In case of the standard wind turbine classes, the mean value of the wind speed over a time period of 10 min is assumed to be **Rayleigh distributed** for the purposes of design load calculations.

The **E-70 E4** (turbine and 63m wind class I steel tower) is designed for sites with **IEC class IA** wind characteristics:

1. Extreme wind speed (3 sec-average) in hub height $v_E = 70.0 \text{ m/s}$

2. Extreme wind speed (10-min average) in hub height v = 50.0 m/s

3. Annual average wind speed and turbulence intensity

The operational loads of wind energy converters depend on the combination of annual average wind speed and average turbulence intensity at the site. The E-70 E4 has been designed for

 $v_{\rm m} = 10 \; {\rm m/s}$

(annual average wind speed in hub height)

with constant **turbulence intensity of 18%** at v = 15 m/s (according to IEC turbulence class A)

Document information:		ENERCON reserve	es the right to technical modifications
Author / date:	MK / 20.09.05		
Department:	WRD	Translator / date:	-
Approved / date:	-	Revisor / date:	-
Revision / date:	2.1 / 24.03.06	Reference:	WRD-04-Design Basis E-70-Rev2_1-eng-eng.doc



Design Basis E-70 E4

Page 2 of 4

For IEC wind class II sites, other towers are available (57m, 63m, 69m, 84m, 97m, 98m, 112m) which are designed and certified according to **IEC class IIA** with the following wind characteristics:

1. Extreme wind speed (3 sec-average) in hub height $v_E = 59.5 \text{ m/s}$

2. Extreme wind speed (10-min average) in hub height v = 42.5 m/s

3. Annual average wind speed and turbulence intensity

 $v_{\rm m} = 8.5 \; {\rm m/s}$

(annual average wind speed in hub height)

with constant **turbulence intensity of 18%** at v = 15 m/s (according to IEC turbulence class A)

For the load calculations the following has been assumed:

- safety factor on the loads of SF = 1.35 (normal and extreme loads)
- **inclination of mean flow** with respect to the horizontal plane of up to 8° (invariant with height)
- **symmetrical icing** on all blades (see below)

IEC Design conditions: Other environmental conditions

According to IEC among others the following environmental conditions are taken into account for the design of the wind turbines:

normal system operation ambient
 temperature range of
 -10°C to +40°C

• extreme temperature range of -20°C to +50°C

• relative humidity of up to 95%

• atmospheric content equivalent to that of a non-polluted inland atmosphere

• solar radiation intensity of 1000 W/m²

• air density of 1.225 kg/m³

Other Design conditions

In order to protect the wind turbine from damages, it will operate according to the following scheme, not taking into account power losses due to changes of aerodynamic behavior when icing occurs on the blades:

Document information:		ENERCON reserves the right to technical modifications	
Author / date:	MK / 20.09.05		
Department:	WRD	Translator / date:	-
Approved / date:	-	Revisor / date:	-
Revision / date:	2.1 / 24.03.06	Reference:	WRD-04-Design Basis E-70-Rev2_1-eng-eng.doc



Design Basis E-70 E4

Page 3 of 4

T = ambient temperature

T > -15°C normal operation -15°C > T > -25°C operation with maximum 25% rated power T < -25°C operation with maximum 5% rated power

The turbine will continue to operate with maximum 5% rated power in order to keep the rotating components moving and the turbine at a moderate temperature level.

Given this operational characteristics, the survival temperature for a standard E-70 is – 40°C.

According to the GL standard a cold climate site which will call for special requirements for the wind turbines is defined as follows:

Minimum temperatures of below -20°C have been observed during long term measurements (preferably ten years or more) on an average of more than nine days a year. The nine-day criteria is fulfilled, if the temperature at the site remains below -20°C for one hour or more on the respective days.

For sites with lower extreme temperatures, different materials will have to be used for various turbine components including but not limited to lubrication and steel material.

Icing on the blades:

The IEC standard requires that symmetrical icing (i.e. the same amount on each blade) has to be taken into account, but does not say how. Therefore ENERCON is calculating the ice loads as described in the GL standard:

The ice accumulates on the leading edge of the blades. There is zero ice at the blade root, the ice thickness increases linearly up to a value of μ at the middle of the blade and then remains constant up to the blade tip.

Unsymmetrical icing (different ice mass on the three blades) does not have to be taken into account, because the ENERCON turbines have a sensor for imbalance that will prevent the turbine from operation with unsymmetrical ice (imbalance of the rotor).

Wind farm layout (Micrositing)

Loading of wind turbines in a wind farm is determined by the above mentioned external wind conditions and additionally by the influence of neighboring wind turbines (so-called "wake effects"). Behind the turbines the incoming wind speed is being reduced, while the turbulence is increased. The effects of this on the operating loads have been assessed in so-called wake expertises and the allowed minimum distances of the turbines are defined accordingly, depending on the annual average wind speed and turbulence intensity at the site. These expertises are available on request.

In general ENERCON wind turbines can be placed in distances of 5 rotor diameters in prevailing wind direction and in distances of down to 3 rotor diameters in directions of less distinct wind without further calculations.

Document information:		ENERCON reserves the right to technical modifications	
Author / date:	MK / 20.09.05		
Department:	WRD	Translator / date:	-
Approved / date:	-	Revisor / date:	-
Revision / date:	2.1 / 24.03.06	Reference:	WRD-04-Design Basis E-70-Rev2_1-eng-eng.doc



Design Basis E-70 E4

Page 4 of 4

If smaller distances are planned, ENERCON has to approve the park layout. If this approval is not given or not being asked for, ENERCON cannot be held responsible for any defects, including but not limited to damages and/or loss of energy yield.

Smaller distances can be allowed if the site and layout conditions comply with the data mentioned in the wake expertises. If for any reason the conditions do not fit, there is the option to carry out a site specific calculation at the expense of the customer. In this case please contact your ENERCON sales representative at an early stage of the project.

Document information:		ENERCON reserves the right to technical modifications	
Author / date:	MK / 20.09.05		
Department:	WRD	Translator / date:	-
Approved / date:	-	Revisor / date:	-
Revision / date:	2.1 / 24.03.06	Reference:	WRD-04-Design Basis E-70-Rev2_1-eng-eng.doc



E-70 E4 2,3 MW WEC Characteristics

Page

1 of 2

CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

E-70 E4 2,3 MW

Rotor	
Modelo	E-70 E4
Diámetro de rotor	71 m
Área barrida	3.959 m ²
Regulación de potencia	Mediante control del ángulo de paso
Velocidad	Variable, 6-21,5 rpm
Velocidad de arranque	2,3 m/s
Velocidad de corte	28-34 m/s (control de ráfagas de viento ENERCON)
Velocidad a potencia nominal	12,5 m/s
Ráfaga máxima de supervivencia	70 m/s (de acuerdo con IEC)

Multiplicadora	
No Aplica	Sin multiplicadora

Palas	
Fabricante	ENERCON
Longitud de pala	32,8 m
Material	GRP (Epoxy)
Protección contra rayos	incluida

Generador	
Fabricante	ENERCON
Potencia nominal	2300 kW
Tipo (modelo)	Síncrono, generador en anillo directamente acoplado
Velocidad de sincronismo	Variable, 6-21,5 rpm
Clase de Protección	IP 23

Sistema de Orientación	
Tipo	6 motores eléctricos
Control de orientación	Activa (basada en la señal de la veleta)
Velocidad de giro	0,5°/sec

Control	
Fabricante	ENERCON
Tipo	Microprocesador
Conexión a la red	Vía Convertidor ENERCON
Comunicación remota	Sistema de Telemando de ENERCON
SAI (sistema de alimentación interrumpida)	Incluida

Frenos	
Freno aerodinámico	Tres sistemas independientes de regulación de ángulo de paso de pala con suministro de emergencia individual

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlaş/07.09.05	Translator/date:	C.López/18.10.04
Department:	VI	Revisor/date:	J.Hernán/28.10.04
Approved/date:	M. Kuhlmann/10.09.05	Reference:	VI-E-70 E4 2,3MW WEC Characteristics-
Revision/ date	0		Rev000eng-spa



E-70 E4 2,3 MW WEC Characteristics

Page

2 of 2

Aerodinámico, activación	Por Control mediante los motores eléctricos
Tiempo para detener el rotor desde máxima	Aprox. 1 revolución
velocidad	

Torre				
Alturas de buje	64 m	85 m	98 m	113 m
Torre	63 m acero 3 tramos	84 m acero 4 tramos	Acero + hormigón prefabricado	112 m hormigón prefabricado
Viento clase	l e II	II	II	II

Pesos	
Nacelle, excl. rotor y buje	Aprox. 12 t
Rotor incl. buje/ eje principal	Aprox. 40 t
Generador	Aprox. 52 t
Peso total	Aprox. 104 t

Fuente: Design Parameters, Manufacturer's Certificate (Certificado del Fabricante)

Document information:
Author/date:
Department:
Approved/date:
Revision/ date

S. Anlaş/07.09.05 VI M. Kuhlmann/10.09.05

Translation Information
Translator/date:
Revisor/date:
Reference:

C.López/18.10.04 J.Hernán/28.10.04 VI-E-70 E4 2,3MW WEC Characteristics-Rev000eng-spa



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" PLAN EÓLICO

Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

44 de 49

Anexo 3: Certificado de la curva de potencia del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.

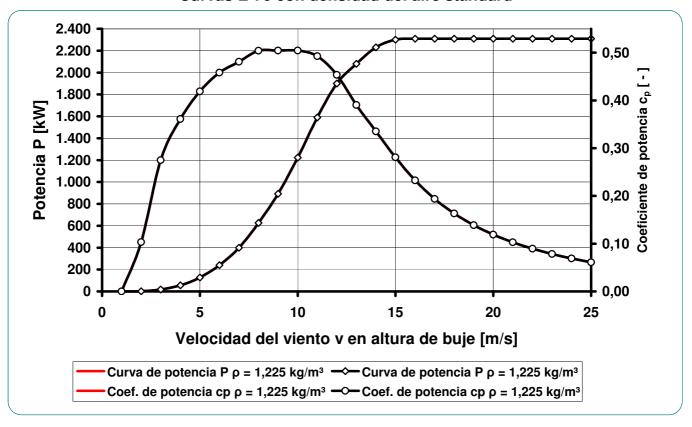
Curva de potencia E-70



(dependiente de la densidad del aire)

	dens. d. aire standa	ard $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	dens. d. aire modificada $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$		
viento	Curva de potencia P	Coef. de potencia c _p	Curva de potencia P	Coef. de potencia c _p	
	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	
[m/s]	[kW]	[-]	[kW]	[-]	
1	0,0	0,00	0,0	0,00	
2	2,0	0,10	2,0	0,10	
3	18,0	0,27	18,0	0,27	
4	56,0	0,36	56,0	0,36	
5	127,0	0,42	127,0	0,42	
6	240,0	0,46	240,0	0,46	
7	400,0	0,48	400,0	0,48	
8	626,0	0,50	626,0	0,50	
9	892,0	0,50	892,0	0,50	
10	1.223,0	0,50	1.223,0	0,50	
11	1.590,0	0,49	1.590,0	0,49	
12	1.900,0	0,45	1.900,0	0,45	
13	2.080,0	0,39	2.080,0	0,39	
14	2.230,0	0,34	2.230,0	0,34	
15	2.300,0	0,28	2.300,0	0,28	
16	2.310,0	0,23	2.310,0	0,23	
17	2.310,0	0,19	2.310,0	0,19	
18	2.310,0	0,16	2.310,0	0,16	
19	2.310,0	0,14	2.310,0	0,14	
20	2.310,0	0,12	2.310,0	0,12	
21	2.310,0	0,10	2.310,0	0,10	
22	2.310,0	0,09	2.310,0	0,09	
23	2.310,0	0,08	2.310,0	0,08	
24	2.310,0	0,07	2.310,0	0,07	
25	2.310,0	0,06	2.310,0	0,06	

Curvas E-70 con densidad del aire standard



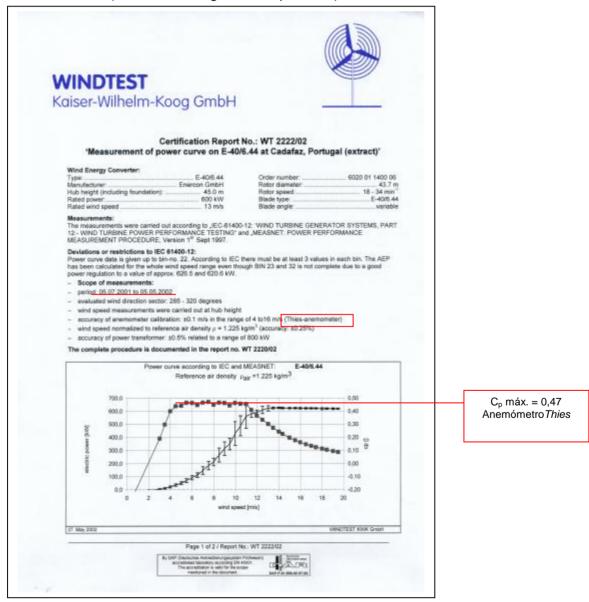
Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

página 1 de 6

En los útlimos años y gracias a la amplia experiencia adquirida con miles de aerogeneradores repartidos por diversos puntos del mundo, se ha demostrado que los estándares vigentes (en la actualidad IEC 61400-12 y Measnet) en cuanto a la medida de la curva de potencia de los aerogeneradores son deficientes en su propósito de medir, certificar y verificar dicha curva de potencia.

Esto se debe entre otros motivos a que los estándares vigentes no han considerado o no son claros en lo referente a los siguientes aspectos:

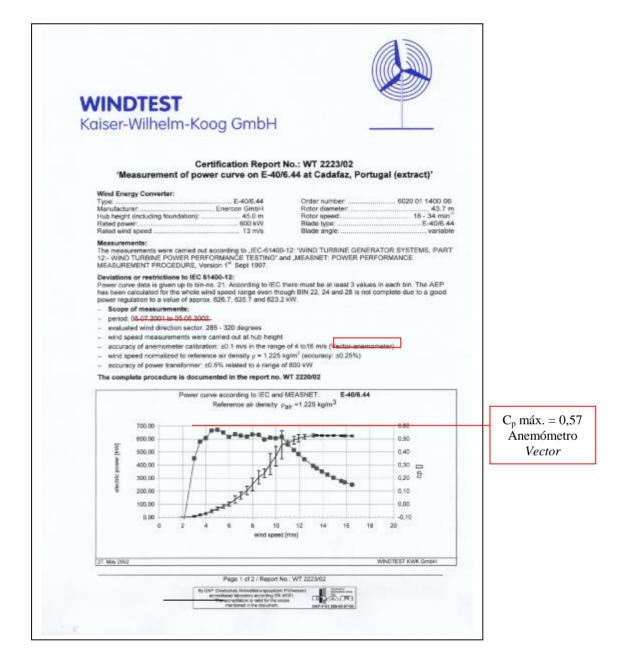
1. Cada tipo de anemómetro recoge diferentes datos de velocidad de viento, dando como resultado distintas curvas de potencia. Los documentos incluidos a continuación muestran los resultados de las mediciones llevadas a cabo <u>durante un mismo intervalo de tiempo y en el mismo aerogenerador E-40/6.44 pero utilizando anemómetros diferentes.</u> Con las mediciones del anemómetro *Thies* se alcanza un valor máximo C_p de 0,47 mientras que con las del anemómetro *Vector* la cifra alcanza una máxima de 0,57 (certificados originales disponibles)





Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

página 2 de 6



Al calcular la producción de energía con cada una de las curvas de potencia resultantes se observa una diferencia de producción de energía de entre un 4,5% y un 9% mayor con la curva *Vector* (según la velocidad anual de viento en el emplazamiento concreto) a pesar de tratarse del mismo aerogenerador.

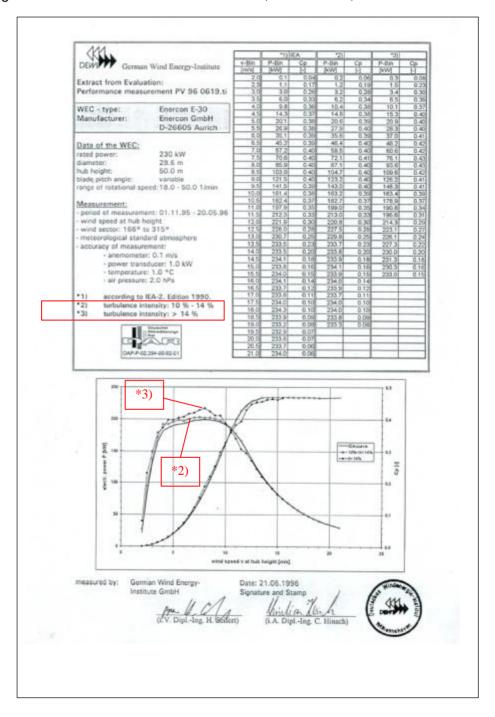
Esto constata la necesidad de tener en cuenta el tipo de anemómetro usado al comparar las curvas de potencia o al predecir rendimientos energéticos por medio de medidas de viento. Los estándares han sido modificados recientemente y ahora aceptan sólo el anemómetro Vector/Riso. Sin embargo en el mercado aún se encuentran curvas de potencia medidas con todo tipo de anemómetros (ateniéndose a los estándares anteriores).

Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

página 3 de 6

 La curva del aerogenerador está directamente relacionada con las turbulencias del emplazamiento concreto. El gráfico de la medición llevada a cabo con el aerogenerador ENERCON E-30 lo ilustra claramente (DEWI, 1996 – certificados originales disponibles)

Las mediciones se tomaron <u>durante el mismo intervalo de tiempo</u>, en la misma turbina y <u>con el mismo tipo de anemómetro</u>. Los datos de la medición se corresponden con las dos siguientes clases de turbulencias: $10\% < t_i < 14\%$ and $t_i > 14\%$.



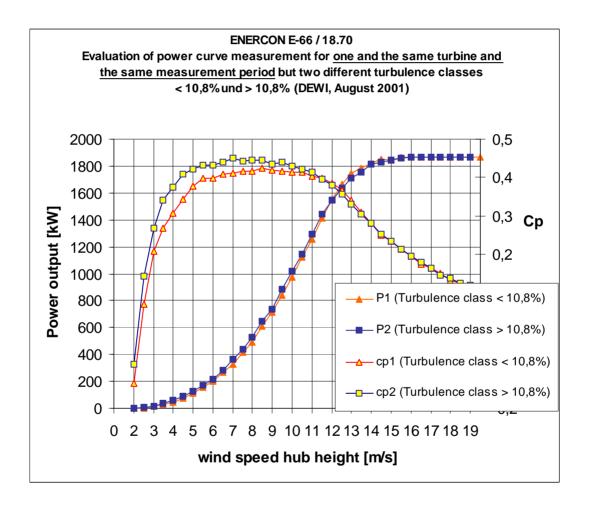


Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

página 4 de 6

Al calcular la producción de energía con cada una de las curvas de potencia, se observa una diferencia en la producción de energía de un 2% (según la velocidad anual de viento en el emplazamiento concreto) tratándose del mismo aerogenerador.

Lo mismo sucede con el E-66/18.70 (DEWI, 2001). Seguimos hablando del <u>mismo</u> <u>espacio de tiempo, mismo aerogenerador y mismo anemómetro</u> para turbulencias por encima y por debajo del 10,8% (documentos originales DEWI disponibles).



De nuevo se observa que al calcular la producción de energía con ambas curvas de potencia, la producción de energía varía en torno al 5% (según la velocidad anual de viento en el emplazamiento concreto) y sigue tratándose del mismo aerogenerador.

Los estándares vigentes no se ocupan de la relación entre las curvas de potencia y la intensidad de las turbulencias. Tampoco consideran las ráfagas de viento que varían según el emplazamiento.

Lo ideal sería medir la familia de curvas de potencia y certificarla, definiendo una curva para cada tipo de turbulencia y ráfaga de viento.





Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

página 5 de 6

3. Las medidas de las curvas de potencia, suelen alcanzar máximos en torno a los 20m/s (con medias de 10 min.), ya que es casi imposible encontrar emplazamientos en los que se superen los 25 m/s en medias de 10 min. Además, la velocidad de viento de corte de algunos aerogeneradores está muy por debajo de los 25 m/s y se produce una gran histéresis hasta conectar nuevamente. Sin embargo, los estándares vigentes no lo tienen en consideración y permiten incluir en los certificados una curva que aumenta de forma lineal hasta los 25 m/s en los cálculos de producción de energía. Pero la realidad es distinta. Normalmente los aerogeneradores cuentan con un procedimeitno de parada que corta las curvas de potencia mucho antes (este aspecto se explica de forma más detallada en las descripciones del sistema de control ENERCON). Como resultado, los cálculos elaborados con esta curva de potencia sobreestiman la realidad. Ésto no sucede con el sistema de control ENERCON.

Esto significa que las curvas de potencia de un mismo modelo de aerogenerador medidas en distintos emplazamientos con diferentes equipos de medición serán, sin duda, distintas y que se debe por tanto tener especial cuidado al comparar curvas de potencia de diferentes modelos de aerogeneradores.

Teniendo todo lo anterior presente y consciente del proceso de homologación de los estándares, ENERCON ofrece una garantía de producción de acuerdo al siguiente procedimiento:

Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

El factor económico decisivo de un parque eólico, aparte del viento en el emplazamiento, no radica en el cumplimiento al detalle de la curva de potencia certificada sino en la cifra de producción anual real de energía calculada con dicha curva de potencia. Por tanto se ha de disponer de una curva de potencia fiable con la que calcular la producción y de una garantía de producción del parque al utilizar dicha curva de potencia.

La curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON se define en base a:

- Las mediciones de curvas de potencia para el modelo de aerogenerador en cuestión medidas por organismos oficiales y documentadas con sus respectivos certificados o en base a
 - Cálculos y experiencia con otros modelos en caso de que aún no se hayan comenzado o finalizado las mediciones.
- Una intensidad de turbulencias media del 12%
- Una densidad estándard del aire de 1,225 kg/m³
- Supuestos realistas del comportamiento del anemómetro.



Av. Juan de la Cierva, 27 – Parc Tecnològic - 46980 PATERNA (Valencia), Spain Tel.:+34 961 366 290

Fax:+34 96 136 78 75



Curva de potencia de los aerogeneradores ENERCON

página 6 de 6

 Operación del aerogenerador por medio del sistema de control patentado por ENERCON que permite un funcionamiento del aerogenerador sin corte por fuertes vientos. En consecuencia, la prolongación de la curva de potencia ENERCON a 25 m/s está justificada, ya que sus aerogeneradores operan a plena potencia alcanzando los 25 m/s (medidas de 10 min). Véase la documentación relacionada con el sistema de control ENERCON.

Partiendo de esta base, se pueden garantizar al 100% las curvas de potencia y por tanto su utilización en el cálculo de la producción de energía. Es decir, todo cálculo de producción de energía realizado con dichas curvas de potencia está a su vez 100% garantizado (siempre en relación directa con la velocidad de viento en el emplazamiento concreto)

Además, el sistema de control ENERCON dará producciones extra en emplazamientos con medias anuales de velocidad de viento muy altas, donde se alcanzan velocidades que superan los 25 m/s:

Meida anual de viento en la altura de buje	Producción extra en porcentaje de producción anual calculada con la
andra de baje	
	curva de potencia
	garantizada
8 m/s	1 %
9 m/s	1,5 %
10 m/s	2 %
11 m/s	2,5 %

Version 1.0 Noviembre 2002

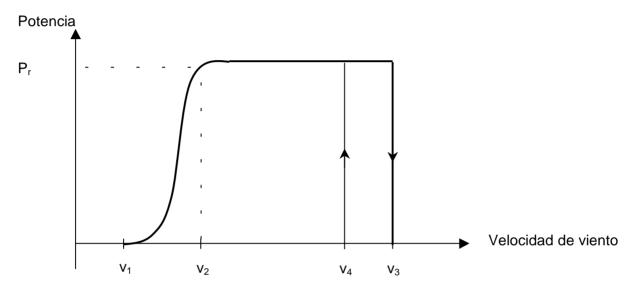
ENERCON Storm control

page 1 of 3

Los aerogeneradores ENERCON pueden operar bajo el llamado "modo de control de ráfagas de viento", que permite el funcionamiento de la turbina en condiciones de mucho viento sin que tengan lugar procedimientos de parada y arranque, que provocan normalmente una pérdida considerable de producción energética.

1. Funcionamiento normal

De forma esquemática, la curva de potencia de un aerogenerador muestra la siguiente tendencia:



En v_1 , conocida como velocidad de inicio, el aerogenerador comienza a girar y genera energía conforme a la curva de potencia normal. La forma de la curva entre v_1 y v_2 depende en gran medida de la intensidad de turbulencia (consulte la descripción de curvas de potencia facilitada en documento correspondiente). A partir de v_2 (punto todavía muy vinculado a la intensidad de turbulencia), el aerogenerador funciona con una potencia nominal.

Durante el funcionamiento normal, existe lo que se llama la velocidad de parada v_3 con la que la turbina se detendría siguiendo un proceso similar al siguiente:

- La turbina se detiene cuando se sobrepasa una determinada velocidad media máxima del viento. Para los aerogeneradores ENERCON con el modo de control de ráfagas de viento desactivado, ésta es de 25 m/s en un promedio de 20 segundos. Su funcionamiento no se iniciará de nuevo hasta que la velocidad media real del viento sea inferior a la de parada o incluso más baja que la velocidad de "reactivación" del viento v₄ (histéresis de altos vientos). Cuando se producen vientos racheados, se tarda cierto tiempo hasta que la velocidad media del viento descienda por debajo de ese nivel. Por tanto, se desperdicia una gran cantidad de energía con la turbina parada.
- La turbina también se detiene si la <u>velocidad momentánea de las ráfagas de viento (p. ej. durante 3 segundos)</u> supera un nivel máximo y no se vuelve a activar hasta que la velocidad del viento se reduce por debajo de un valor inferior.

Con todos los tiempos de espera, inicio y parada, se pierde mucha energía. Por tanto, hay que tener en cuenta que se produce una pérdida considerable de energía en cierto número de casos en los que la velocidad media del viento es alta. Este hecho no se refleja en el cálculo de producción de energía en el que se emplea una curva de potencia ampliada de hasta 25 m/s, ya que no es representativa del del funcionamiento normal real de la turbina.

Versión 2.0 Marzo 2003

ENERCON Storm control

page 2 of 3

El motivo son las ráfagas de viento: con una velocidad media del viento de 25 m/s durante 10 min, suele haber muchos casos de períodos de 20 segundos con una velocidad media de 25 m/s o también puede haber ráfagas de viento cuya velocidad sea superior a la de parada, con lo que la turbina se detiene bastantes veces. Esto también puede pasar con medias de 24, 23 e incluso de 20 m/s.

El proceso completo de detención y arranque suele tardar varios minutos, durante los cuales no se genera energía. El resultado puede ser una pérdida del 1 % de la producción energética anual en un solo día de tormenta. Así es como ocurre en la práctica. Hasta ahora un aerogenerador funcionando en condiciones ideales a potencia nominal sin parar ante una velocidad media de 25 m/s era sólo teoría.

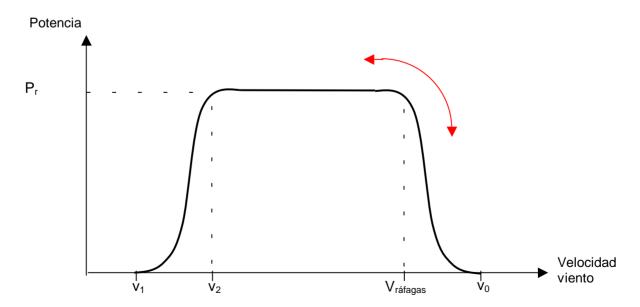
Esta pérdida de producción energética provocada por velocidad alta de viento ha sido una de las razones por las que ENERCON ha desarrollado y patentado lo que se conoce como el modo operativo de control de ráfagas de viento.

2. Control de ráfagas de viento ENERCON

Los aerogeneradores ENERCON se rigen por una filosofía distinta cuando se registran vientos fuertes. Las turbinas vienen provistas del llamado **software de regulación de control de ráfagas** que evita las paradas en condiciones de vientos fuertes.

En vez de funcionar a partir de ciertos parámetros de parada como los mencionados anteriormente, cuando se producen fuertes vientos, las palas giran su posición en cierta medida para reducir la velocidad rotativa y, por consiguiente, la salida de potencia del equipo sin que éste tenga que detenerse por completo. Cuando amainan las ráfagas, las palas vuelven a su posición anterior y la turbina retoma la velocidad máxima inmediatamente sin que se haya originado un proceso de parada-arranque, con la pérdida de tiempo que ello implica.

<u>De forma esquemática</u>, las curvas de potencia para los aerogeneradores ENERCON, con el modo de control de ráfagas de viento activado, muestran las siguientes características:



A partir de una cierta velocidad media del viento ($v_{ráfagas}$), la producción de energía va disminuyendo poco a poco hasta llegar a cero (en v_0) sin llegar a detenerse. La velocidad de rotación mínima es de unas 6 rpm. y no hay desconexión de la red. Durante las ráfagas de viento, la potencia de la

Versión 2.0 Marzo 2003

ENERCON Storm control

page 3 of 3

turbina se mueve por la curva hacia un lado y otro, sin paradas y retoma la potencia nominal en cuanto el viento lo permite.

Con el sistema de control de ráfagas de viento patentado por ENERCON, la potencia se reduce cuando los vientos oscilan entre 28 y 34 m/s. De esta manera la turbina puede funcionar, en la mayoría de los casos, con una potencia nominal de hasta 25 m/s (para promedios de 10 minutos). En este modo, no es necesario realizar una deducción por histéresis de vientos fuertes cuando se calcula la producción energética con la curva de potencia ampliada de hasta 25 m/s.

Además, el sistema de control de ráfagas de viento ENERCON permite una producción superior en aquellos emplazamientos con velocidades medias anuales muy altas y cuya distribución del viento presente algunas horas con vientos por encima de los 25 m/s:

velocidad media anual del viento a altura de buje	producción adicional como porcentaje de la producción anual calculada con la curva de potencia garantizada
8 m/s	1 %
9 m/s	1,5 %
10 m/s	2 %
11 m/s	2,5 %

La evaluación del diseño de los aerogeneradores ENERCON incluye los espectros de carga para este modo de control de ráfagas de viento. Dado que no hay procesos de parada y arranque frecuentes, ni procesos de frenado, con condiciones de viento fuerte acompañado de picos de carga, la carga de la turbina resulta más moderada.

Versión 2.0 Marzo 2003



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" PLAN EÓLICO

Revisión

0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

45 de 49

Anexo 4: Certificado tarado de las protecciones y Comportamiento frente a huecos de tensión del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.

Por lo presente la persona que subscribe en nombre de la ENERCON GmbH confirma, que el aerogenerador

E-70 en configuración FT

cumple con lo que está estabecido en el documento adjunto. el Data Sheet Performance.

Esto incluye - entro otros - la capabilidad de seguir en operación durante huecos de tensión hasta 5 segundos, incluso en el caso de huecos con una tensión residual de zero.

With the present document the person signing in the name of ENERCON GmbH confirms that the wind energy converter

ENERCON E-70 with configuration FT

fulfils what is described in the attached document, the Data Sheet Grid Performance.

This includes - among others - the capability to stay in operation during voltage dips up to 5 seconds, even in case of voltage dips with a residual voltage of zero.

Fecha / Date

Sello / Stamp Firma / Signature

3.7.97

ENERCON GmbH Dreekamp 5 · 26605 Aurich (04941) 927-0 · Fax (04941) 927-275

Martina Kuhlmann, Executive Assistant ENERCON GmbH



Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

TYPE: ENERCON

VERSION: E-70 E4

CONFIGURATION: T, TRANSMISSION STANDARD

Subject to technical change

1. Introduction

All data refer to the reference point showing in section 10.

2. RATED DATA

Rated Apparent Power: $S_r = 2.3 \text{ MVA}$ Rated Voltage: $U_r = 400 \text{ V}$

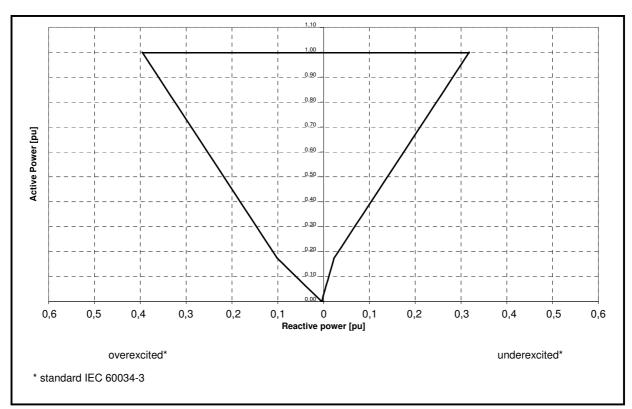
Max. Apparent Power: $S_{max} = 2.5 \text{ MVA}$ Rated Current at P_r : $I_r = 3320 \text{ A}$

Rated Active Power: $P_r = 2.3 \text{ MW}$ Max. Short Circuit Current: $I_{SC} = 4500 \text{ A}$

Rated Frequency: $f_r = 50/60 \text{ Hz}$ Power Factor adjustable

Default value: $\cos (\phi) = 1.0$

3. LIMIT-RATING POWER CURVE



prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70	E4_22-2005-09-23-70-2	23-71-T_rev1.3.doc		page: 1 of 8

Y

ENERCON

Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

4. POWER VOLTAGE DIAGRAM

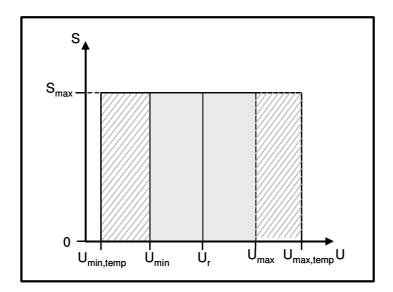
Temporary Maximum Value: $U_{max,temp} = 120 \% = 480 V$

Maximum Value*: $U_{max} = 110 \% = 440 \text{ V}$

Rated Value: $U_r = 100 \% = 400 \text{ V}$

Minimum Value*: $U_{min} = 90 \% = 360 \text{ V}$

Temporary Minimum Value: $U_{min,temp} = 80 \% = 320 \text{ V}$



In the hatched areas a continuous operation for more than 60 seconds can not be assured due to stress of electronic components and devices (internal WEC protection). If the voltage is between minimum value and temporary minimum value, see also section 8.

prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70	E4_22-2005-09-23-70-	23-71-T_rev1.3.doc		page: 2 of 8

^{*} continuous

Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

5. VOLTAGE PROTECTION

Overvoltage protection (for each phase)

Overvoltage protection setting data: $u_{\rm op}$ = 100 120 % of rated value U_r / $\sqrt{3}$

Step width: 1 V

Reaction time: Time delay for overvoltage detection: $0.05 \text{ s} \ge t_{\text{rop}} \le 2 \text{ s}$

Step width: 0.01 s

 $U_{do1} = 145\% \ U_r$ Overvoltage disconnection point*:

Reaction time: Time delay for overvoltage detection 1: $T_{do1} \le 5$ ms

Overvoltage disconnection point*: $U_{do2} = U_{max,temp} = 120\% U_r$

Reaction time: Time delay for overvoltage detection 2: $T_{do2} = 5$ half periods (50 Hz: 50 ms)

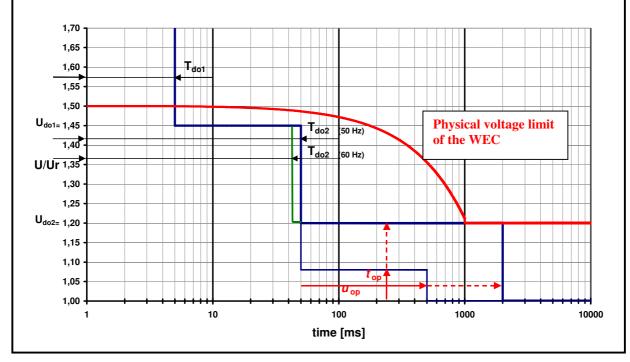
(60 Hz : 41,6 ms)

Switch-off time for power circuit breaker: $T_{pcb} \le 40 \text{ ms}$

Tripping time overvoltage protection:

$$\begin{split} t_{op} &= t_{rop} + T_{pcb} \\ T_{dop1} &= T_{do1} + T_{pcb} < 50 \text{ ms} \\ T_{dop2} &= T_{do2} + T_{pcb} < 100 \text{ ms} \end{split}$$
Tripping time overvoltage disconnection 1: **Tripping time overvoltage disconnection 2:**

* If the voltage rises above U_{do1} or U_{do2} within a time less than t_{rop} the WEC opens power circuit breakers, but stays in operation. If the voltage returns between $U_{min,temp}$ and U_{max} the WEC resynchronises and reconnects instantaneously (within 400 ms).



prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70 E4_22-2005-09-23-70-23-71-T_rev1.3.doc				page: 3 of 8



Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

Undervoltage protection (for each phase)

Undervoltage protection setpoint: $U_{up} = 80 \%$ of rated value $U_r / \sqrt{3}$

Reaction time: Time delay for undervoltage detection: t_{rup} : 0.5 s \geq U \leq 5 s

Step width: 0.01 s

Undervoltage disconnection point*: $U_{du} = 15\% U_r$

Reaction time: Time delay for undervoltage detection: $T_{du} = 10$ half periods (50 Hz : 100 ms)

(60 Hz: 83 ms)

Switch-off time for power circuit breaker: $T_{pcb} \le 40 \text{ ms}$ Tripping time undervoltage protection: $t_{up} = t_{rup} + T_{pcb}$

Tripping time undervoltage disconnection: $T_{up} = T_{du} + T_{pcb} \le 150 \text{ms}$

prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70 E4_22-2005-09-23-70-23-71-T_rev1.3.doc				page: 4 of 8

 $^{^{\}star}$ If the voltage decreases under U_{du} the WEC opens circuit breakers, but stays in operation. If the voltage returns between $U_{min,temp}$ and $U_{max,}$ the WEC resynchronises and reconnects instantaneously (within 400 ms).



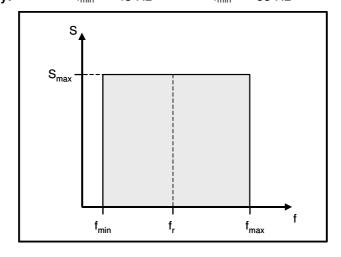
Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

6. Power Frequency Diagram

Grid with 50 Hz Grid with 60 Hz

Maximum Frequency: $f_{max} =$ 57 Hz $f_{max} =$ 67 HzRated Frequency: $f_r =$ 50 Hz $f_r =$ 60 HzMinimum Frequency: $f_{min} =$ 43 Hz $f_{min} =$ 53 Hz



7. FREQUENCY PROTECTION

Overfrequency protection

Setting data: 50 - 57 Hz / 60 - 67 Hz

Underfrequency protection

Setting data: 43 - 50 Hz / 53 - 60 Hz

Step width: 0.1 Hz Time delay: 200 ms

prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70	E4_22-2005-09-23-70	-23-71-T_rev1.3.doc		page: 5 of 8

X

ENERCON

Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

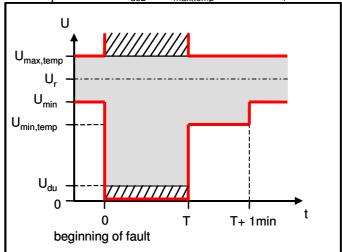
8. SHORT CIRCUIT PERFORMANCE

Undervoltage protection setpoint: $U_{up} = U_{min,temp} = 80\% U_r$

Voltage protection time delay: $t = t_{up} \le 5 \text{ sec}$

Undervoltage disconnection point: $U_{du} = 15\% U_r$

Overvoltage disconnection point: $U_{do2} = U_{max,temp} = 120\% U_r$



The WEC stays connected, if the voltage at the WEC terminals during or after the fault remains within the grey area.

In the hatched areas the WEC opens power circuit breakers, but stays in operation. If the voltage returns between $U_{\text{min,temp}}$ and $U_{\text{max,temp}}$ the WEC resynchronises and reconnects instantaneously (within 400 ms).

Outside of the marked areas the WEC switches off.

If the WEC output power is less than 2.5% Pr the WEC switches off.

The voltage at the PCC has to be monitored by a wind farm protection relay. The characteristics of the voltage at the PCC at a fault leading to tripping of the wind farm, might be very different from those at the clamps of the WEC. However, the settings of the voltage protection of the WEC and the settings of the wind farm protection relay must be coordinated.

Short circuits in grids sensitive to stability can lead to stability loss. This may cause ENERCON WECs to switch off. If the grid is sensitive to stability, ENERCON recommends performing a stability analysis in the process of wind farm planning.

Short Circuit Current in all three phases (even in cases with unsymmetrical faults), if all three phases of the voltage during the faults remain $U_{do2} > U > U_{du}$:

1. I_{k",max}: 4500 A (Maximum Initial Symmetrical Short Circuit Current)

2. i_{P max}: 6364 A (Maximum Peak Short Circuit Current)

3. I_{b.max}: 4500 A (Maximum Short Circuit Breaking Current)

4. I_{k,max}: 4500 A (Maximum Steady State Short Circuit Current)

For further details and explanations concerning the short circuit currents please see the document "Steady State Short Circuit Calculations" (available on request).

prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70 E4_22-2005-09-23-70-23-71-T_rev1.3.doc				page: 6 of 8

Y

ENERCON

Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

9. POWER RAMP

Ramp-up

Normal start power gradient

maximum value: $dP/dt_{start,max} = 180 \text{ kW/s}$ minimum value: $dP/dt_{start,min} = 3 \text{ kW/s}$ $default setting value: <math>dP/dt_{start} = 40 \text{ kW/s}$

Power gradient after loss of voltage:

maximum value: $dP/dt_{power, max} = 40$ kW/s minimum value: $dP/dt_{power, min} = 3$ kW/s default setting value: $dP/dt_{power} = 3$ kW/s

Operating power gradient:

maximum value: $dP/dt_{oper,max} = 400 \text{ kW/s}$ minimum value: $dP/dt_{oper,min} = 5 \text{ kW/s}$ nromal value: $dP/dt_{oper,normal} = 120 \text{ kW/s}$

Ramp-down

Normal operation: The ramp-down rate depends on wind.

Intervention of grid operator: The power output is adjustable

ENERCON Storm Power Curve: For wind speeds higher than a defined limit the power is

decreased depending on the wind speed wi	ithout stopping the turbine.

prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70	E4_22-2005-09-23-70	-23-71-T_rev1.3.doc		page: 7 of 8

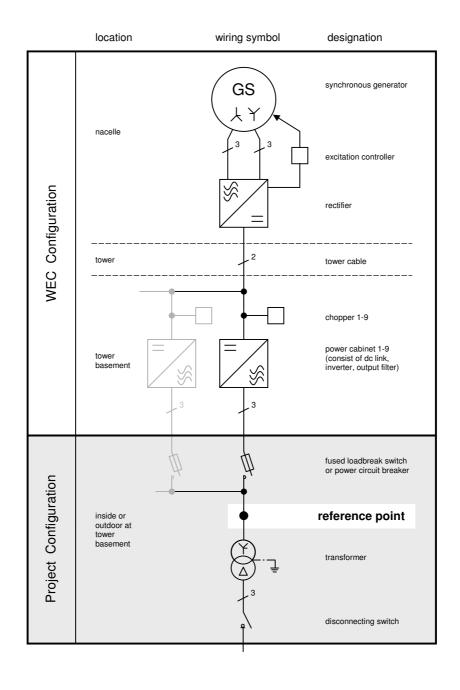
Y

ENERCON

Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

10. REFERENCE POINT



prepared by:	DBra	2004-05-10	revision:	1.3
approved:	MBA	2005-04-25	revision date:	05-09-23
Data Sheet E-70	E4_22-2005-09-23-70-		page: 8 of 8	



Respecto al tema de "certificados" para pasar huecos de tensión es importante saber, que en el PO12.3 dice: "Segundo.- Al objeto de verificar el cumplimiento de los requisitos especificados en este procedimiento de operación, se desarrollará un sistema de certificación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 2200/1995, ..."

Desgraciadamente este "sistema de certificación", que el sector eólico desarrolló con apoyo de REE y otras instituciónes, está pendiente de su aprobación. El documento "PROCEDIMIENTO DE VERIFICACION, VALIDACION Y CERTI-FICACION DE LOS REQUISITOS DEL PO 12.3 SOBRE LA RESPUESTA DE LAS INSTALA-CIONES EÓLICAS ANTE HUECOS DE TENSIÓN" (=PVVC) está hecho hace meses, pero falta que las instituciones responsables lo aprueben. Antes de que este PVVC esté en vigor, es imposible para cualquiere fabricante aero-generadores (0 institucion certificadora) de presentar un certificado, tal como lo indica el PO12.3.

El PO12.3 se refiere al punto de conexión de la instalación eólica en general, mientras el fabricante al principio puede confirmar solo un cierto comportamiento del aerogenerador individual en sus bornes. El comportamiento eléctrico en el punto de conexión del parque depender puede de la configuración especifica del proyecto. La posible diferencia en el compor-tamiento del aerogenerador individual y del parque total en el nudo de conexión es tema clave del PVVC. Allí esta definido exactamente bajo cuales condiciones admite asumir. que cuando aerogenerador individual cumple requisitos del PO 12.3, tambien el parque entero las cumple. Debido además, que sin la clarificación técnica del PVVC algunas expresiones en el PO 12.3 son ambiguos, un fabricante de aerogeneradores no puede confirmar, que su aerogenerador individual cumple con el PO 12.3.

Lo que ENERCON podría hacer es confirmar que el aerogenerador cumplo con lo que está establecido en el ENERCON Data Sheet Grid Performance.

Regarding the issue of a "certificate" for passing voltage dips it is important to know, that in the PO12.3 it says: "Second. - To the object to verify the performance of the requirements specified in this procedure of operation, a system of certification will be developed in agreement with the anticipated thing in Real Decree 2200/1995... "

Unfortunately this "system of certification", that the wind sector developed with support of REE and others institutions, is pending of its approval. The document " PROCEDURE FOR VERIFICATION VALIDATION AND CERTIFI-CATION OF THE REQUIREMENTS OF THE PO 12.3 ON THE RESPONSE OF WIND FARMS IN THE EVENT OF VOLTAGE DIPS" (= PVVC) in finished since month, but the approval of the responsible institutions is missing. Before this PVVC is in force, it is impossible for any manufacturer of wind energy converters (or certifying institution) to present a certificate, as the PO 12.3 indicates it.

The PO12.3 refers to the point of connection of the installation of turbines in general, while the manufacturer can only confirm a certain behaviour of the individual wind energy converter at its terminals. The electrical characteristics at the point of connection of the wind farm can depend on the special configuration of the project. The possible difference in the behaviour of the individual wind energy converter and the whole wind farm at the point of connection is key subject of the PVVC. In there is defined exactly under which conditions it is admitted to assume, that when the individual WEC meets the requirements of PO 12.3, the whole wind farm meets them too. Given additionally, that without the technical clarification of the PVVC some expressions in the PO 12.3 are ambiguous, a manufacturer of WECs cannot confirm, that its individual WEC complies with the PO 12.3.

What ENERCON could do is to confirm that the WEC meets with what is defined in the ENER-CON Data Sheet Grid Performance.

In case of discrepancies the English version shall prevail



Comment to requirements in Spain to provide a certificate for WECs to meet PO 12.3 requirements

Page 2 of 2

Ahora es sobre todo un tema formal y legal si el aerogenerador (o parque) cumple con los requisitos del PO12.3 o no. De punto de vista técnico ENERCON no tiene dudas que cuando el PVVC se aprobará de la forma como esta previsto (vea borrador de AEE enero 2007), tendremos dentro de poco un certificado de una institución independiente para el aerogenerador individual, que podría servir - de acuerdo con lo establecido en el "procedimiento particular" del PVVC tambien para el parque entero.

It is now mainly a formal and legal issue whether the WECs (or wind farm) meet with the requirements of the PO12.3. From the technical point of view, ENERCON has no doubt that when the PVVC will be approved in the way it is intended (see AEE 's draft of January 2007), we will soon have a certificate of an independent institution for the individual WEC, that could be also used - according to what is defined in the "particular procedure" of the PVVC - for the whole wind farm.

In case of discrepancies the English version shall prevail



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" **PLAN EÓLICO**

Revisión 0

PLAN EÓLICO 13/2011

Página

46 de 49

Anexo 5: Certificado de vida útil del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.



Statement of Compliance for the Design Assessment

Registration-No.

Registrier Nr.

78/220/576439Rev1-D-IEC

Customers reference Zeichen des Auftraggebers Date of order Auftragsdatum 21st Dec. 2004

File reference Aktenzeichen 8100576439 Rev. 1

Report No. Prüfbericht Nr.

Name and address of customer ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Germany Name und Anschrift des Auftraggebers

Description of product

Wind Turbine

Beschreibung des Produktes

ENERCON E-70 E4

with the characteristic data given in the attached "Annex to Design Assessment"

has been assessed by TÜV NORD concerning the Design.

Assessed acc. to

IEC I A

Geprüft nach

The Design Assessment is based on the indicated documents as follows:

TÜV NORD	Report No. 8100 576 439/1	Load Assumptions	Rev.0 dated Aug. 04
TÜV NORD	Report No. 8100 817 050/2	Safety System and Manuals	Rev.0 dated Sep. 04
TÜV NORD	Report No. 8100 576 439/3	Rotor Blade E70 E4	Rev.0 dated Nov. 04
TÜV NORD	Report No. 8100 576 439/4	Machinery Components	Rev.0 dated Sep. 04
TÜV SÜD	Report No. 493 079	Machinery Components	Rev.0 dated Aug. 04
TÜV NORD	Report No. 8100 817 050/5	Electrical Equipment	Rev.0 dated Sep. 04
TÜV NORD	Report No. 8100 576 439/6	Tubular Steel Tower	
		64 m Hub Height	Rev.1 dated Dec. 04

Normative references: IEC 61400-series, Ed.2 "Wind turbine generator systems" 1999

Any change in the design is to be approved by TÜV NORD. Without approval the Statement loses its validity.

Please also pay attention to the information stated overleaf

Bitte beachten Sie auch die umseitigen Hinweise

TÜV NORD CERT GmbH & Co. KG TÜV CERT-Zertifizierungsstelle für Windenergieanlagen

The head
Der Leiter

1. Konssession.



Hamburg, dated 21st December 2004 Hamburg, den 21.12.2004

Dipl.-Ing. Thomas Korzeniewski

Große Bahnstraße 31 • 22525 Hamburg • Fon +49 (0)40 8557 2713 • Fax +49 (0)40 8557 2576

Anhang zum Design Assessment

No. 78/220/576439Rev1-D-IEC



Characteristic Data ENERCON E-70 E4

General

Manufacturer:

ENERCON GmbH

Dreekamp 5 26605 Aurich Germany

Type designation:

E-70 E4

Rated power:

up to 2300 kW

Rotor diameter:

71 m

Hub height:

64 m

IEC Type Class:

IA

Design life time:

20 years

Cut-in wind speed: Rated wind speed: 3.0 m/s 13.7 (static)

and Burger (1995) and the first state of the state of the

14.0 m/s (dynamic)

Cut-out-wind speed (5s-average):

34.0 m/s

Rotor with pitch

Type:

upwind with active pitch

clockwise 3 33.3 m 3959 m²

Swept area: Blade material:

Rotating direction:

Number of blades:

Blade length:

glass fibre reinforced epoxy

Operating range rotational speed:

variable, 18 – 21 rpm 29.7 – 78.1 m/s

Tip speed:

0 deg.

Cone angle: 0
Tilt angle: 4
Pitch: ir

independent electromechanical pitch for each

blade with dedicated essential supply

Blade type: E70-4

Manufacturer: ENERCON GmbH

Drive train with Generator

Hub: fixed

Bearing: roller bearings on static axle pin
Generator: directly driven controlled synchronous

machine

Grid feed-in: ENERCON inverter with high frequency and

sine wave shaped current

Brake systems: - three independent blade pitch systems with

essential supply
- rotor parking brake
- rotor fixing 15° spa

Yaw system:

rotor fixing, 15° snap in active with six yaw drives

Tower multipart tubular steel tower

Anhang zum Design Assessment

No. 78/220/576439Rev1-D-IEC



Main Components

Yaw motor:

Axle Pin: Drawing/Specification-No.: 66.01.086-7

Yaw gear: Drawing/Specification-No.: 66.03.017-6 MK 66 017-0

GFB 60 T4 6022 Drawing/Specification-No.: 1/6160/5022/4 supplier: Lohmann +

Stolterfoht

DAT 400/439 Drawing/Specification-No.: 939189101 supplier: Liebherr ZHP 3.25-L-STZ-P Drawing/Specification-No.: 03.25 10347 B supplier: Zollern

SK PE 66V-IEC112 Drawing/Specification-No.: 200 0749-2 supplier: Getriebebau

NORD

Drawing/Specification-No.: MK 66 014-1

KD-Yaw bearing: Drawing/Specification-No.: 66.03.041-1 / MK 66 019-1

Ball bearing slewing ring: Drawing/Specification-No.: 091.35.1986.000.48.1502 D supplier: Hoesch Rothe

Ball bearing slewing ring: Drawing/Specification-No.: KUD 408 VA 802-000 supplier: Liebherr

Blade adaptor: Drawing/Specification-No.: 66.01.280-0

Blade flange bearing: Drawing/Specification-No.: 66.01.281-0 / MK 66 024 – 0

Ball bearing slewing ring: Drawing/Specification-No.: 091.40.1700.001.44.1402

Ball bearing slewing ring: Drawing/Specification-No.: KUD 188 VA 802-000

supplier: Rothe Erde supplier: Liebherr

Pitch gear i=149: Drawing/Specification-No.: 66.01.282-0 / MK 66 027-0

GFB 9 W3 6032 Drawing/Specification-No.: 1/6191/5032/0 supplier: Lohmann +

Stolterfoht ZHP 3.19-P-L-SO Drawing/Specification-No.: 0 3.19 10241 supplier: Zollern

Pitch motor: Drawing/Specification-No.: MK 66 026-1

Data sheet DB 005 Drawing/Specification-No.: Art.Nr. 82652 supplier: Weier

GKNB 112/4-200-P17 Drawing/Specification-No.: 1016 5799 SPF.1 supplier: Liebherr (Emod)

AS 112/4L1 Drawing/Specification-No.: 1011 3524 SPF.3 supplier: Liebherr (Faurndau)

GN 112/4L E66 Drawing/Specification-No.: Stand 30.06.04 supplier: Ruckh

Axle-Cap in front: Drawing/Specification-No.: 66.01.167-9

Bearing-Cap in front: Drawing/Specification-No.: 66.01.017-10

Double row taper roller bearing:

Drawing/Specification-No.: 66.01.082-0
BT2-8079/HA1VK443 Drawing/Specification-No.: SSP038811/2 supplier: SKF

Taper roller bearing 803322

Drawing/Specification-No.: 803322 supplier: FAG

NP448741-NP793494 TDI

Drawing/Specification-No.: B97536 supplier: Timken

2TR510-6FCS233 Drawing/Specification-No.: DMA 108651 supplier: Koyo E2507-A Drawing/Specification-No.: C86180 supplier: Torrington

HTF510KH650 1 gSA+K...

Drawing/Specification-No.: HE3050A supplier: NSK

fon

Anhang zum Design Assessment

No. 78/220/576439Rev1-D-IEC

TÜV NORD CERT

Page 3 of 4

supplier: Kroning

supplier: FAG

supplier: Koyo

supplier: NSK

supplier: SIME

supplier: atv

supplier: Siegerland

supplier: Timken

supplier: Torrington

supplier: Hoerbiger

supplier: Fluitronocs

Disk rotor: Drawing/Specification-No.: 66.01.189-8

Bolt for Locking device: Drawing/Specification-No.: 66.01.032-1

Collet of locking device:

Drawing/Specification-No.: 66.01.080-4

Bearing-Cap rear: Drawing/Specification-No.: 66.01.097-9

Hydraulic aggregate: Drawing/Specification-No.: ENE 03613 B

Aggregate: HB10849-001A

Hydraulic aggregate: LT-40F10.2-3-M

Cylindrical roller bearing:

Drawing/Specification-No.: 66.01.087-1

BC1-8033/HB1 Drawing/Specification-No.: SSPO29873/3 supplier: SKF

Cylindrical roller bearing 804522

T-NJ51/850MA Drawing/Specification-No.: 804522-4
Drawing/Specification-No.: A-55335 B
Drawing/Specification-No.: SCA 193910

E-2506-A Drawing/Specification-No.: C86202

HTFJ850- gCCG435S U...

Drawing/Specification-No.: HE3043A

Brake calliper: Drawing/Specification-No.: MK 66 018 - 4

Brake calliper BCH 80 Drawing/Specification-No.: 397.2 (02/99) Disk brake SHD 75 S II Drawing/Specification-No.: U 1400 754 B

DADH 110 "M" Drawing/Specification-No.: 14415 ENS B

Holder for brake calliper Drawing/Specification-No.: 66.01.061-4

Cast main carrier: Drawing/Specification-No.: 66.03.056-4

Rotor hub: Drawing/Specification-No.: 66.01.279-0

Stator ring: Drawing/Specification-No.: 66.01.188-2

Stator star: Drawing/Specification-No.: 66.01.088-8

Stator carrier 11o'clock: Drawing/Specification-No.: 66.01.095-7

Stator carrier 1o'clock: Drawing/Specification-No.: 66.01.090-9

Bushing for slip coating: Drawing/Specification-No.: 66.03.004-3

Segment for slip coating: Drawing/Specification-No.: 66.03.005-3

Plug: Drawing/Specification-No.: 66.03.005-3

Gear ring: Drawing/Specification-No.: 66.03.014-6

Bearing ring: Drawing/Specification-No.: 66.03.035-2

Retainer ring: Drawing/Specification-No.: 66.03.036-2

TÜV CERT A4 12.03 3.000 Lö

Kan

Anhang zum Design Assessment

No. 78/220/576439Rev1-D-IEC



Tower top flange Version I: Drawing/Specification-No.: 66.10.328 - 0

Tower top flange Version II: Drawing/Specification-No.: 66.10.327 - 0

Tower top flange Version III: Drawing/Specification-No.: 66.10.329 - 0

TÜV NORD CERT GmbH & Co. KG TÜV CERT-Zertifizierungsstelle für Windenergieanlagen

The head

Der Leiter

Hamburg, dated 21st December 2004 Hamburg, den 21.12.2004

Dipl.-Ing. Thomas Korzeniewski

Große Bahnstraße 31 • 22525 Hamburg • Fon +49 (0)40 8557 2713 • Fax +49 (0)40 8557 2576



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" PLAN EÓLICO

Revisión

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

47 de 49

Anexo 6: Descripción de los sistemas de telemando.



Page 1 of 25

ENERCON SCADA SYSTEM

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision: WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

WRD-E Translator / date: -06-2006 Revisor / date: 2.0 Reference:



Page 2 of 25

Table of contents

1.	Introduction	3
2.		
	2.1. Schematic structure of an ENERCON SCADA SYSTEM	
	2.2. Abstract representation of the ENERCON SCADA SYSTEM	5
3.	How the SCADA system works	7
	3.1. Data acquisition	
	3.2. Messages & communication	8
	3.2.1. Status data	
	3.2.2. Measured values	_
	3.2.3. Wind farm data bus	
	3.2.4. How the SCADA SYSTEM communicates with the wind turbines	
	3.2.5. How the SCADA SYSTEM communicates with ENERCON Service	
	3.2.6. SCADA SYSTEM response in the event of communication breakdowns	
	3.2.7. SCADA REMOTE	
	3.3. Open-loop and closed-loop control with SCADA	
	3.3.1. Open-loop control systems:	
	3.3.1.1. Setpoint open-loop control	
	3.3.1.2. Table-based control	
	3.3.1.3. Control values via interfaces	
	3.3.2. Closed-loop control systems:	
	3.3.3. Active power management	
	3.3.3.1. Active power control	
	3.3.4. Voltage-reactive power management	
	3.3.4.1. Power factor control	
	3.3.4.2. SCADA Voltage Control System (VCS)	
	3.3.4.3. Apparent power regulation (optimizing active power)	
4.		
- .		
6.	·	.23
7.		.23
8.		
9.		
	9.1. Functional specifications	
	9.2 Hardware specifications	

Document	information:

Author/ date:
Department:
Approved / date:
Revision:

WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

WRD-E | Translator / date: -06-2006 | Revisor / date: Reference:



Page 3 of 25

1. Introduction

The ENERCON SCADA¹ SYSTEM is used for data acquisition, remote monitoring, open-loop and closed-loop control for both individual wind turbines and wind farms. It enables the customer and ENERCON Service to monitor the operating state and to analyse saved operating data. Furthermore, authorised users may use it to modify the operating parameters of the wind turbines and the connection to the grid. Depending on the application concerned, the ENERCON SCADA SYSTEM also provides additional options to enable closed-loop control based on setpoints (e.g. power factor at the point of common coupling).

The SCADA SYSTEM developed by ENERCON was launched in 1998 and is now used in conjunction with more than 8000 wind turbines worldwide.

This document is intended to provide an overview of the key functions of the *ENERCON SCADA SYSTEM*.

¹ SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

Document information:

 Author/ date:
 WB / 24-05-2006

 Department:
 WRD-E

 Approved / date:
 RSC / 01-06-2006

Approved / date: RSC / 01 Revision:

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

2.0

Translator / date: C.Carsted 19-6-2006
Revisor / date: EQ 21-6-2006
Reference: WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-



Page 4 of 25

2. SCADA SYSTEM function within a wind farm

2.1. Schematic structure of an ENERCON SCADA SYSTEM

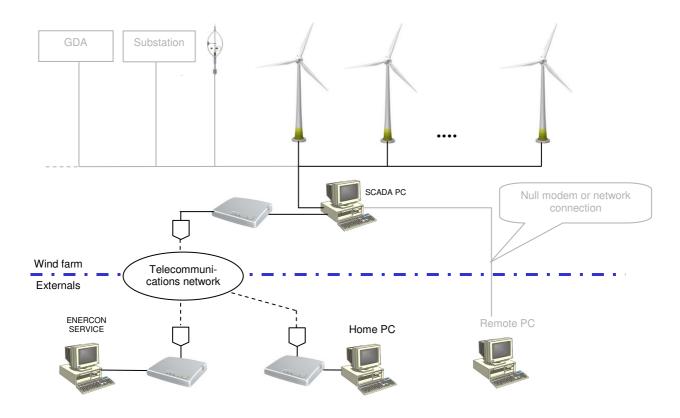


Figure 1 A typical SCADA SYSTEM on a wind farm Grey lines indicate additional options.

Symbols:			
	Optical fibre cables or 4-strand data cables	and the second	Modem
	Telephone network	\triangle	
— <u> </u>	Telephone connection		Weather station

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision:

WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006

Translator / date: Revisor / date: 2.0 Reference:

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE



Page 5 of 25

2.2. Abstract representation of the ENERCON SCADA SYSTEM

The ENERCON SCADA SYSTEM provides a framework for achieving open/closed-loop control and communication within the wind farm. Depending on application requirements, several further options can provide special functions especially for data acquisition or closed-loop control of the wind farm. The following abstract representation shows the interaction between the system as a whole and its individual components:

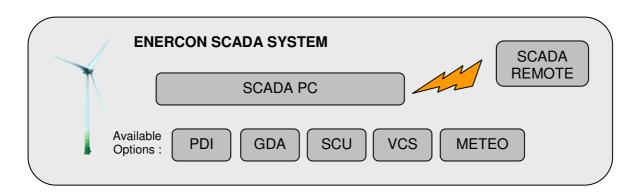


Figure 2 Abstract representation of the ENERCON SCADA SYSTEM

SCADA PC: The SCADA PC on the wind farm assumes the internal open or closed-loop

control functions, data storage and communication with the outside world.

Only the ENERCON SCADA software runs on this PC.

SCADA REMOTE: A program for remote monitoring and display of operating data with

database support (SCADA DATABASE). If access authorisation is granted, operation intervention is also possible and operating parameters can be

modified.

PDI: Process Data Interface; a system used to exchange online wind farm values

with external communication points, some of which are setpoint settings

from grid operators to the wind farm and exporting operating data.

GDA: Grid Data Acquisition; a system used to measure all current electrical

values at the point of common coupling.

Substation Control Unit, a system used for the acquisition of current states SCU:

within the substation of a wind farm and for remote switching operation in it.

VCS: Voltage Control System, for dynamic voltage control at the point of common

coupling. The reactive power range available from the farm's wind turbines

is used for this purpose.

METEO: A system for the acquisition of weather data (wind speed, wind direction,

2.0

etc.) using a meteorological mast.

Document information:

Author/ date: WB / 24-05-2006 Department: WRD-E

RSC / 01-06-2006 Approved / date: Revision:

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:



Page 6 of 25

Each of the components presented is documented. Constant reference will be made to these throughout this text.

When speaking of the ENERCON SCADA SYSTEM this means all SCADA components installed according to project specifics and their interaction. Standard equipment for an ENERCON wind farm usually only includes the SCADA PC with operating system and the ENERCON SCADA software package, as well as the licence for the ENERCON SCADA Remote software package.

The ENERCON SCADA software on the SCADA PC in the wind farm covers numerous wind farm functions including:

- Requesting status data² from all connected installations (wind turbines, weather measurement equipment, grid data acquisition, etc.)
- Storing operating data
- Wind farm communication with external communication points (owner, grid operator, ENERCON, etc.)
- Open-loop / closed loop control of the wind farm's electrical output values (if applicable)
- Obstruction light control on wind farm (if applicable)
- Special control for all or a group of wind turbines on the farm (e.g. Start or Stop depending on the time, wind conditions or temperatures, status data, other installations, if required)

Many of the functions described hereafter are in fact features of the ENERCON SCADA software.

² For further details see Chapter 3.1

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date:

Revision:

WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006

2.0

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:



Page 7 of 25

3. How the SCADA system works

3.1. Data acquisition

A mass of data is recorded by the wind turbine's sensors, which is then forwarded to the turbine's central controls. The turbine's system control processes this for internal control purposes and provides the SCADA SYSTEM with data.

A distinction is made between:

Operating data

Status data and warning messages

Mechanical characteristics: Speed, nacelle position, torque

Electrical characteristics: Current and voltage measured for each phase (at the low voltage terminals of the converter); power, frequency, energy calculated. **Meteorological data** gathered by the weather station outside the nacelle: wind speed, wind direction and ambient temperature

Temperature of rotor blades, nacelle interior, tower interior etc.

Time counter records operating time and downtime

This data is generated from various internal wind turbine messages and provides information about the current operating state and the events affecting operation.

Voltage and current transformers, temperature sensors, pulsers, vibration sensors, and angle encoders are some of the sensor types used to gather the measured values. For each phase, current and voltage is measured at the inverters' low voltage terminals. If required the power can be measured using calibrated counters in the turbine's control system.

Status data indicates all turbine operating states. This information is made up of a main status and substatus or main warning and sub-warning (see Chapter 9.2). In the case of operating states, that require an ENERCON Service intervention, the system converts the states to appropriate messages which are then automatically transmitted to ENERCON.

In the following text the abovementioned status and warning messages will be referred to as "status data".

Status data is updated up to four times per second. The SCADA PC on the wind farm and ENERCON SCADA Remote both show the latest (current) status. In addition, SCADA Remote indicates past status messages in chronological order together with the exact time at which they occurred.

All other operating data is generated by the wind turbine's control system as one-minute average values and relayed to the SCADA PC. Furthermore, minimum and maximum speeds, power and wind speed values occurring per minute are also sent to the SCADA PC.

Document	information:

Author/ date: WB / 24-05-2006
Department: WRD-E
Approved / date: RSC / 01-06-2006
Revision: 2.0

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

WRD-E | Translator / date: 06-2006 | Revisor / date: 2.0 | Reference:



Page 8 of 25

As long as an online connection is available, operating data is updated and transmitted to SCADA REMOTE software on the remote PC with the maximum transfer rate of this online connection. With conventional telecommunication connections via stable fixed networks, the remote PC display is updated at least once per second.

Moreover, a multitude of other data recorded in the wind turbine is analysed in the turbine control system. However it is only made available to ENERCON Service for detailed viewing where required.

If an ENERCON wind farm has a relay station, a substation or a meteorological mast, the operating data of these installations can also be integrated into the SCADA SYSTEM.³

3.2. Messages & communication

3.2.1. Status data

Status messages will vary depending on the type of wind turbine (E-33, E-48, E-70/E4, E-82, E-112) and control version. The larger the wind turbine, the greater the number of states possible. Standard sets of main status messages are used for all ENERCON wind turbines. These are listed on the technical data sheet further on in this document (see chapter 9.1).

3.2.2. Measured values

The SCADA REMOTE documentation contains an overview of all the measured values provided by the SCADA SYSTEM.

Compared with SCADA REMOTE, the SCADA PC at the wind farm only provides an extremely simplified visual representation of the current or stored measured values and status data. Its main purpose is the wind farm control and data management, not the pleasing visualization of online data. If, for example, a visual representation of the current operating states (wind speed, power, etc.) is desired for use at a visitor centre, a REMOTE PC (as shown in Figure 1) or a display panel showing selected values within the farm, can be provided.

3.2.3. Wind farm data bus

The wind turbines in a wind farm are connected to the SCADA PC via internal data bus systems, generally with optical fibre cables. To prevent overvoltage and to maximize communication speed, it is advisable to use optical fibre cables. Alternatively copper can be used.

In the interest of achieving a high degree of communication security, up to a maximum of 10 wind turbines are combined into one *physical* data bus. If there are more than 10, a number of physical data bus lines are set up as a star configuration. The *logical* data bus system always includes all the turbines on the farm.

The distance between two neighbouring turbines connected via the same physical optical fibre data bus should not exceed 2 km (multimode). In the case of a data bus using copper cables, the *total* length of the physical data bus should not exceed 3 km.⁴ Where larger distances between two turbines are concerned, power amplifiers must be used in conjunction with copper

⁴ See separate documentation: SCADA PC

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE **Document information:** Author/ date: WB / 24-05-2006 C.Carsted 19-6-2006 Department: WRD-F Translator / date: EQ 21-6-2006 RSC / 01-06-2006 Approved / date: Revisor / date: WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-Revision: 2.0 Reference:

³ See separate documentation: ENERCON METEO SYSTEM or Substation Control Unit SCU



Page 9 of 25

cables. In such a case of long distances the use of optical fibres requires a switch to single mode, i.e. special optical fibre cables must be used along with the respective signal converters.

The copper cables must be 4-strand, shielded (telephone) cables. For redundancy and to create several physical buses, at least 10-pair wiring should be used. Furthermore, in the case of a copper data bus, surge protectors must be used at various interfaces to protect turbine control, the SCADA PC, etc.

ENERCON recommends the use of optical fibre cables. This applies, in particular, if closed-loop controls (see 3.3) are to be used and the number of turbines connected is greater than 10.

The farm's internal bus system will also be referred to below as the ENERCON data bus.

3.2.4. How the SCADA SYSTEM communicates with the wind turbines

The SCADA SYSTEM carries out cyclic queries concerning the wind turbines' operating and status data. The SCADA PC (master) requests this data from the individual turbine controls (slave) via the ENERCON data bus.

A data packet containing the values obtained over a one minute period is transmitted for each installation. The SCADA PC creates and records the average values over 10-minute, day, week, month and year periods, again with the respective minimum and maximum values in each case. In doing so, reference is always made to the 1-minute mean value.

The data transmission rate within the wind farm will be between 2,400 and 28,800 bauds, depending on the number of wind turbines connected and their configuration.

Subsequently the SCADA PC is the wind farm's central data node. *All* communication from the wind farm with external points is transmitted via this node. A communication avoiding the SCADA PC is not permitted, amongst other reasons for wind turbine security.

A permanent connection between the SCADA SYSTEM and the outside world is desirable, but is not a requirement for secure operation. All the wind turbines continue to operate even if there is a breakdown in communication within the wind farm itself or with external communication points.

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision: WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006 2.0 SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:



Page 10 of 25

3.2.5. How the SCADA SYSTEM communicates with ENERCON Service

Generally speaking, the SCADA SYSTEM communicates with the external points via a telephone connection.⁵ In the event of a fault, the SCADA SYSTEM automatically transmits warning or status (fault) messages to the ENERCON Service Center. Here these are automatically assigned to service teams and saved.

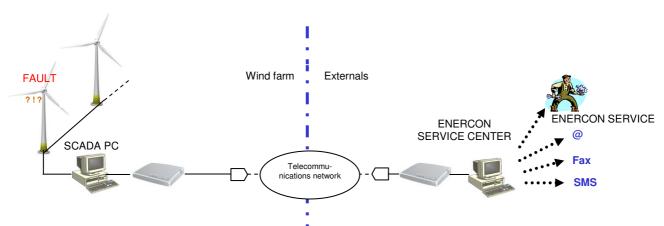


Figure 3 How the SCADA SYSTEM communicates with ENERCON Service

If requested, the customer can be informed of any fault messages by the ENERCON Service Center. Generally, this information can be provided via text message (SMS), fax or e-mail. ENERCON recommends text messages as the best method of forwarding the information to the customer, as it is a faster and more reliable means of communication than fax or e-mail. Fault messages are automatically generated and immediately sent to customers without involving ENERCON Service personnel. The time between receipt of the message by the Service Center and transmission to the customer depends on the total number of incoming messages being processed by the Service Center. This could take a maximum of 15 minutes in a worst case scenario, but in practice it is usually considerably less than this.

ENERCON Service must be provided with the names and contact details of the designated message recipients.

At night, ENERCON transfers data from all of its wind turbines around the world to the Control Center, where it is saved (telephone access required). A status message update for the past 24 hours is requested along with the operating data for the past day and month. If more than 24 hours lie between the last successful communications, the length of the periods scanned are adapted accordingly.

At any rate, if 24 hours have passed since the last communication with the ENERCON Service Center, a test message is sent out by the SCADA SYSTEM. This ensures that a protracted communication fault with the externals does not go unnoticed.

⁵ See telephone connection specification in the SCADA PC documentation

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE **Document information:** Author/ date: WB / 24-05-2006 C.Carsted 19-6-2006 Department: WRD-E Translator / date: EQ 21-6-2006 RSC / 01-06-2006 Approved / date: Revisor / date: WRD-E-04-SCADA SYSTEM 060621 Rev2.0 ger-Revision: 2.0 Reference:



Page 11 of 25

3.2.6. SCADA SYSTEM response in the event of communication breakdowns

The wind turbine itself functions is not dependent on the SCADA SYSTEM. It can therefore continue to provide energy even in the event of a faulty data link.

A distinction must be made between

- a) Communication errors within the wind farm itself: Each wind turbine can store up to 10 status messages. The messages are subsequently retrieved by the SCADA PC when communication is restored. Oneminute values pertaining to operating data are not stored.
 - During the communication fault, the status message for the wind turbine concerned is generated by the SCADA SYSTEM.
- b) Communication faults between the wind farm and ENERCON Service:
 - On the SCADA PC, all the operating data and SCADA SYSTEM messages are stored on the PC's hard drive. In general, this drive has sufficient capacity to store all the data accumulated over the wind turbine's 20-year service life. If data acquisition by the SCADA SYSTEM also includes transmission substations, weather masts (or other), the amount of data may increase considerably, meaning that the capacity limit will be reached sooner.
 - Once 90% of the hard drive capacity is reached, the SCADA SYSTEM will issue a warning message.

With a closed-loop control based on a setpoint for the point of common coupling, the wind turbines' response in the event of a communication fault must be defined beforehand on a project-by-project basis. While communication is down the solution could be:

- the last "current" setpoint can be used as the default value or
- a fixed value can be used as the default value.

These details should be agreed by the grid operator, the customer and ENERCON as early as possible. It is mandatory that ENERCON Service be informed of the parameters.

3.2.7. SCADA REMOTE

ENERCON SCADA REMOTE is a software used for online monitoring, evaluation, and saving turbine and operating data from a location outside the wind farm. The aforementioned operating data and status messages are displayed to the customer.

Online data

The customer has the possibility of observing existing installations "online". For this purpose, an online connection must be established between the customer's remote PC and the SCADA PC (as in Figure 3)⁶. The display on the remote PC is updated at the same speed as the transfer rate between the SCADA SYSTEM and the remote PC.

⁶ For the technical specifications (analogue, GSM modem, TCP/IP, etc.) see SCADA PC documentation

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE **Document information:** Author/ date: WB / 24-05-2006 C.Carsted 19-6-2006 Department: WRD-F Translator / date: EQ 21-6-2006 RSC / 01-06-2006 Approved / date: Revisor / date: WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-Revision: 2.0 Reference:



Page 12 of 25

Data analysis

SCADA REMOTE and the integrated SCADA DATABASE software package can also be used to transmit the data accumulated on the SCADA PC for selected periods to the (e.g. customer's) remote PC. As a result, an exact copy of the operating data is reproduced on the remote PC, enabling evaluation to be performed irrespective of a further online connection.

The prompted data is then stored on the Remote PC in dBASE IV format. These are then available for any type of evaluation in e.g. dBASE, calculation table programs or other software applications.

With the appropriate additional software *ENERCON SCADA Automatic Data Request* ⁷, data prompts from the wind farm can be automated. Time and amount of the automatic data prompts can be user-defined.

Effect on wind farm

If respective access permission has been granted, SCADA REMOTE can be used to take appropriate action on operation controls, as well as to modify operating parameters. This may be as simple as starting or stopping the wind turbine or be as complex as modifying each individual parameter for turbine control and switching operations in the transmission substation. To ensure that wind turbine operation remains secure, customers have only very limited access.

⁷ See Documentation ENERCON SCADA REMOTE

Document information:

 Author/ date:
 WB / 24-05-2006

 Department:
 WRD-E

 Approved / date:
 RSC / 01-06-2006

Revision:

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

2.0

Translator / date:

Revisor / date:

Reference:

C.Carsted 19-6-2006

EQ 21-6-2006

WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-end.doc



Page 13 of 25

3.3. Open-loop and closed-loop control with SCADA

The SCADA SYSTEM is a complex tool for implementing various open-loop or closed-loop control functions of the wind farm. Generally, control of electrical parameters is related to the point of common coupling. However, it may also just be a simple time dependent electrical setpoint or even manual settings.

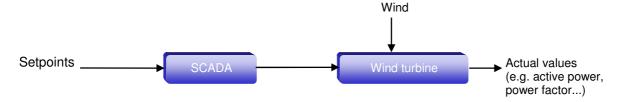
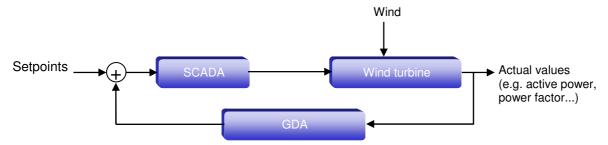


Figure 4 Structure of electrical values open-loop control with SCADA Open-loop control does not have a feedback loop for actual values.

ENERCON's PDI can, for example, be used as an interface to SCADA to transmit external setpoints

With the ENERCON's GDA system, the SCADA SYSTEM and the wind turbines a closed-loop control can be established. Closed-loop control is performed in relation to the measurement point which is usually the point of common coupling.



Structure of closed-loop control with typical output signal feedback. Should closed-loop control be desired, it is always necessary to use ENERCON Grid Data Acquisition.

Again, ENERCON's PDI can, for example, be used as an interface to SCADA to transmit external setpoints.

The control variable can, in principle, be active power (P), power factor $(\cos\phi)$ or voltage (U). Under certain conditions, combinations of the control variables are also possible. This is agreed according to project specifics between the customer, ENERCON and the grid operator. The accuracy and dynamics of closed-loop control will depend on the configuration of the farm, the number of wind turbines connected, the class of instrument transformer and other factors. Closed-loop control and its parameters are designed and set by ENERCON according to project specifics. To ensure stable closed-loop control at the point of common coupling, close collaboration between the customer, ENERCON and the grid operator is essential.

Document information:		SUBJECT TO TECHNIC	CAL CHANGE
Author/ date: Department: Approved / date: Revision:	RSC / 01-06-2006	Translator / date:	C.Carsted 19-6-2006 EQ 21-6-2006 WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger- eng.doc



Page 14 of 25

It is the project developer's responsibility to check the requirements at the point of common coupling with the grid operator in due time so that the appropriate time and costs can be taken into consideration. Due to extensive experience with thousands of projects worldwide, ENERCON can provide expert advice concerning this process.

3.3.1. Open-loop control systems:

3.3.1.1. Setpoint open-loop control

The simplest way to influence a wind farm's operation is by *open-loop control* of the operating parameters. "Open-loop control" (in contrast to "closed-loop control") means that there is no feedback of the setpoints effect. In other words, the actual value attained is not monitored and cannot be automatically taken into account for the following control operation.

Setpoints for the maximum active power (as a percentage of rated power) and the phase angle can be set as control parameters via the SCADA PC or SCADA REMOTE. These values apply until new setpoints are specified.

3.3.1.2. Table-based control

Table-based control can be used to set the maximum power of the farm and the phase angle for anywhere up to 40 periods per week. The wind farm's (open or closed-loop) control system refers to these time-related setpoints.

The table values are only entered once via SCADA REMOTE or directly onto the SCADA PC. Parameter modification is password-protected.

3.3.1.3. Control values via interfaces

ENERCON provides interfaces which can also be used to transmit just straight control signals e.g. from the grid operator to the wind farm's SCADA System. ENERCON's PDI ⁸ is the most commonly used interface option for ENERCON SCADA. Other interfaces are available on request. In the following, all interface options will be referred to as ENERCON PDI.

PDI is used to allow quick and easy setpoint changes to be carried out. "Online" setpoint settings are transmitted via ENERCON's PDI to the wind farm. In order to do so, a permanent data link must be available (e.g. grid operator control and communication system or similar). In contrast, setpoint settings using fixed parameter settings in SCADA as described above, and table-based control do not provide short-term flexibility. Furthermore, compared to ENERCON SCADA REMOTE, data exchange via PDI in particular offers the possibility to specify new setpoints without time delays. New setpoints can be specified not more than every 5 seconds via the PDI, however in practice these intervals are usually longer (15 minutes, hours or longer)⁹.

Depending on the type of PDI, "online" signals concerning the wind farm's operating status are also available. This can be used for electrical grid operation purposes as well as for other possible external data processing systems. Further on, this time-flexible transfer of setpoint and actual value data with PDI will be referred to as "dynamic" data transfer.

The functions and types of PDI, as well as the related technical interfaces and signals available are described in the ENERCON PDI document.

Setpoint updates cannot be carried out too frequently via PDI. Solely with the PDI a closed-loop control can not be established. Closed-loop control always needs to be concerted with ENERCON according to project specifics.

Document information:		SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE		
Author/ date:	WB / 24-05-2006	Translator / date:	C.Carsted 19-6-2006	
Department:	WRD-E		EQ 21-6-2006	
Approved / date:	RSC / 01-06-2006		WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-	
Revision:	2.0		ena.doc	

⁸ See separate document concerning ENERCON Process Data Interface



Page 15 of 25

The appropriate setpoint setting is chosen according to project specifics.

3.3.2. Closed-loop control systems:

If actual values are available through the ENERCON GDA¹⁰, a closed-loop control of electrical parameters can be established in relation to the measurement point. Generally, this is the point of common coupling.

Depending on project-specific requirements, the setpoint can be either a parameterised constant in SCADA, based on a weekly table or dynamic commands to the SCADA SYSTEM e.g. via ENERCON PDI.

If no setpoints and/or actual values are available to the SCADA SYSTEM due to e.g. a communication fault, the SCADA SYSTEM sends out an error code and the control variable (active power, power factor, etc.) is limited to the default values. For this case, the default values must be agreed previously with the grid operator.

Although actual value acquisition and setpoint interface require an additional investment, they present the following advantages:

- Closed-loop control flexibility through dynamic setpoint setting according to the specific grid situation
- Highly accurate actual values via ENERCON Grid Data Acquisition
- Power factor displacement within the farm (by transformers and cables to the point of common coupling) can be partly compensated for.
- Communication faults involving individual turbines do not result in yield loss, because closed-loop control is performed in relation to the measured power output.
- Measured values can be recorded and evaluated at the point of common coupling.
- When ample wind is available and the installed rated power is greater than the maximum power feed limit, the power feed capacity can be used to the fullest. This increases the wind farm's overall yield compared to operation without actual value acquisition.

Time response of closed-loop controls using SCADA

For the purpose of closed-loop control, the actual values of the ENERCON GDA are used, built over a period of approx. 1.5 seconds. Once the setpoints have been changed (externally via PDI, for example), the SCADA SYSTEM generally transmits the new setpoints to the turbines after a cycle has elapsed. This cycle time depends on the number of turbines integrated into the SCADA SYSTEM and the nature of the farm configuration. It lies between 1 and 5 seconds. Consequently, the time constant of closed-loop controls using the SCADA SYSTEM lies within the range of several seconds. To ensure the rapid wind farm transmission rates, optical fibre cables should be used for the ENERCON data bus (see 3.2.3). This response time is usually suitable for active power or power factor closed-loop controls.

If in particular a *voltage* control is required at the point of common coupling, this usually requires quicker actual value acquisition. In this case, a special version of the *ENERCON GDA* - the

¹⁰ See document concerning ENERCON Grid Data Acquisition

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE **Document information:** Author/ date: WB / 24-05-2006 C.Carsted 19-6-2006 Department: WRD-F Translator / date: EQ 21-6-2006 RSC / 01-06-2006 Approved / date: Revisor / date: WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-Revision: 2.0 Reference:



Page 16 of 25

ENERCON medium voltage acquisition - is used, which provides only voltage values, but with a rate of approximately every 400 ms. The time constant of such SCADA-based voltage control ranges from just under one second up to several seconds, depending on the configuration of the wind farm. (See 3.3.4.2)

To ensure that the voltage-reactive power controls described here have the desired effect at the point of common coupling, they are deliberately implemented within the SCADA SYSTEM as a relatively slow type of control. This prevents the regulator on a tap-changing transformer and the wind farm's closed-loop control from working against each other or at excessive rates.

In exceptional cases, when this SCADA voltage control time constant is still too high and faster control dynamics are required, ENERCON VCS ¹¹ has to be used.

Closed-loop control accuracy using SCADA

Control accuracy depends essentially on the class of instrument transformer used together with ENERCON GDA, as well as the project-specific maximum regulator speed limit.

¹¹ See documentation relating to the ENERCON VCS - Voltage Control System

Document information: SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

 Author/ date:
 WB / 24-05-2006

 Department:
 WRD-E

 Approved / date:
 RSC / 01-06-2006

Revision:

Translator / date: Revisor / date: Reference:

2.0



Page 17 of 25

3.3.3. Active power management

3.3.3.1. Active power control

ENERCON wind turbines are designed to gain the highest possible output from the wind and to feed it into the grid. However for grid operation reasons, wind turbines or wind farms may have to limit their (active) power output for a certain period of time. Although this type of operation reduces yield, affecting the project's economics, in some cases it actually allows wind farms to be connected to the grid at all.

Every ENERCON wind turbine can limit its power output to any percentage value ranging from zero to rated power. Initially, this operating mode is not time-limited. Coordination between pitch control, generator and converters ensure that the maximum required power output is not exceeded.

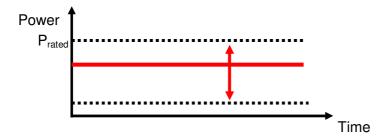


Figure 6 The wind farm's maximum power output can, for example, be limited when the grid operator specifies a percentage value of the rated power.

Within the wind farm all cables and transformers between each wind turbine's terminal and the point of common coupling are, amongst other things, active power consumers. Losses from these elements are not constant, but depend on power transmission, temperature and other factors

In order to make the best use of the maximum power infeed permitted at the point of common coupling, actual active power feed is measured by the ENERCON GDA and transmitted to SCADA: thus regulated.

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision: WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006 2.0 SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:



Page 18 of 25

3.3.3.2. Power gradient regulation

In order to ensure a stable system operation it may be necessary, that a wind farm does not increase its active power output directly as wind speed is increasing, but rather that the increase in active power output is subject to a limitation.

The parameters for this type of limitation can be set at the terminals of each individual turbine¹². For grid operator requirements generally only the overall wind farm power gradient at the point of common coupling is important.

If the grid operator's limit value is to be met only by setting power gradients at the WEC terminals, one must always assume a "worst case" scenario, i.e. each turbine is assigned a low max. power gradient. Since the turbines are spaced out on the farm, gusts, for example, do not occur everywhere at the same time which means that a narrow maximum gradient setting for the turbine would impair best use of the wind conditions.

A wind farm power gradient control for the point of common coupling is available on request. ENERCON GDA is then installed at the point of common coupling to collect actual values. Depending on specific project requirements ENERCON installs further hard- and software.

As for all closed-loop controls, the parameters must be agreed in close collaboration between the customer, grid operator and ENERCON according to project specifics. It would be advisable, for instance, to limit the 1- or 10-minute mean value of the positive active power gradient at the point of common coupling.

The setpoint (active power gradient at the point of common coupling) can be set dynamically via e.g. ENERCON PDI.

At any rate, with a limited power gradient the wind farm does not make the best use of the wind conditions, as opposed to operation without any power gradient limitation or control.

¹² See data sheet Grid <u>Performance</u>" for Power-Ramps

Document information:

 Author/ date:
 WB / 24-05-2006

 Department:
 WRD-E

 Approved / date:
 RSC / 01-06-2006

Revision:

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:

2.0



Page 19 of 25

3.3.4. Voltage-reactive power management

Supplying reactive power to or consuming reactive power from the grid can increase or reduce the voltage at the point of common coupling. The amount of effect the reactive power supplied (or consumed) by the wind farm has, depends on how "strong" the grid is. If ENERCON is provided with grid data, this can be accurately calculated beforehand.

In addition to changes to reactive power supply, the grid voltage can also be influenced by reducing active power feed or a combination of both. This is particularly valid in the case of weak grids or at least for grids that are relatively "weak" at the point of common coupling. Reducing active power feed means output reduction and would only be the second best solution (See 3.3.4.3).

The issue of whether voltage-reactive power management (power factor regulation, medium voltage regulation etc.) is necessary at all, depends on the local grid and must be cleared with the grid operator. The grid operator should also provide the normal actual operating voltage value at the planned point of common coupling which lies within the tolerance range.

Generally speaking actual value acquisition is a measurement taken on the medium voltage side. If the wind farm is connected to the grid via its own transmission substation, measurements can also be taken on the high-voltage side. References to "medium voltage" below may therefore be read as "high voltage", where applicable. The costs and advantages associated with such a *high* voltage measurement must be evaluated in relation to the specific project.

Setpoint settings in the SCADA SYSTEM can be carried out as follows:

- A one-time fixed value parameter setting in SCADA or
- be subject to a weekly table or
- dynamically set via e.g. ENERCON PDI

Closed-loop control for voltage-reactive power management and its parameters are designed and set by ENERCON according to project specifics. To ensure stable closed-loop control at the point of common coupling, close collaboration between the customer, ENERCON and the grid operator is required.

For the response time of a voltage control please see chapter 3.3.2.

3.3.4.1. Power factor control

Generally, grid operators define the phase angle at the point of common coupling to comply with. ENERCON GDA is used to collect an accurate actual phase angle at this point. The setpoint is transmitted to SCADA, which in turn sends signals to each wind turbine on the farm so that the actual value at the point of delivery matches the setpoint as closely as possible. This allows ideal compensation for unavoidable phase angle displacement by active and reactive power consumption between the wind turbines' terminals and the point of common coupling.

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision:

WB / 24-05-2006 WRD-F RSC / 01-06-2006 2.0

Translator / date:

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Revisor / date: Reference:



Page 20 of 25

3.3.4.2. SCADA Voltage Control System (VCS)

With SCADA VCS the phase angle of all the wind turbines is controlled according to a fixed characteristic dependent on actual voltage at the point of common coupling and adapted to the specific grid requirements. Depending on the characteristic, the voltage at the point of delivery is thus increased or reduced.

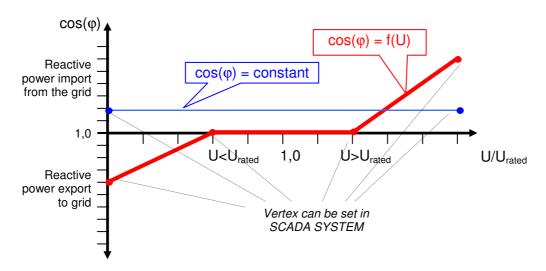


Figure 7 Example of a constant power factor (blue) compared with SCADA Voltage Control (red). Concerning the latter, reactive power affecting voltage is neither delivered nor consumed within a certain deadband ($\cos \varphi = 1$). Beyond this deadband the phase angle follows a predefined path depending on the grid voltage.

Actual voltage acquisition is carried out as described above with ENERCON's GDA special version: the *ENERCON medium voltage acquisition*. The measured voltage values are transmitted to the SCADA SYSTEM as control feedback.

The setpoints can be set in the SCADA SYSTEM using the abovementioned fixed values or parameterized. The characteristic must be carefully planned for each individual connection point. For the response time of a voltage control please see chapter 3.3.2.

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision: WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006 2.0 SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:





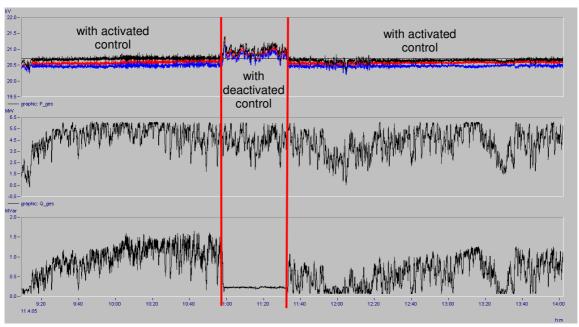


Figure 8 Example of a wind farm with 6 MW rated power. Indicated are: medium voltage at the point of common coupling, active power and reactive power with activated and deactivated SCADA Voltage Control System. One can clearly see voltage and active power dependent reactive power supply.

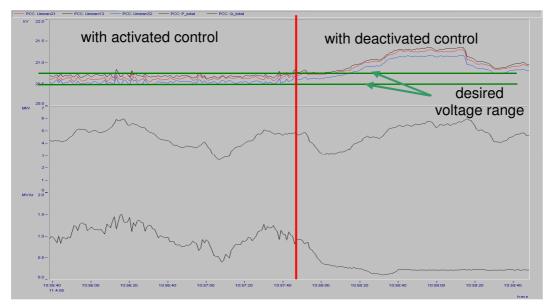


Figure 9 Example of a wind farm with 6 MW rated power. Indicated are: medium voltage at the point of common coupling, active power and reactive power with activated and deactivated SCADA Voltage Control System. This extract from Figure 8 illustrates the SCADA controls efficiency in the range of seconds.

SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE **Document information:** Author/ date: WB / 24-05-2006 C.Carsted 19-6-2006 WRD-E Translator / date: Department: EQ 21-6-2006 RSC / 01-06-2006 Approved / date: Revisor / date: WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger-Revision: 2.0 Reference:



Page 25 of 25

List of ENERCON main status messages

Example of main status messages for the E-70/E4 and E-82 wind turbines (EPROM identification I/O Control Cabinet Version 1.45)

The status messages listed are structured as "main status : additional status"

Additional status messages are not listed due to the volume of information:

A complete status list can be obtained through ENERCON Service Center on request.

0	Turbine in operation	61	Mains breakdown	302	Data bus error blade
1	Turbine stopped	62	Feeding fault	303	Data bus error blade control (CAN3)
2	Lack of wind	64	Overcurrent inverter	304	Data bus error (Timeout)
3	Storm	65	Overcurrent inverter	305	No data from I/O-Board control cabinet
4	Shadow shutdown	66	Fault rectifier	306	No data from
5	Blade defroster	67	Overtemperature	307	Timeout angle encoder
7	Unauthorized access	69	Acoustic sensor	310	Unknown node-ID
8	Maintenance	70	Generator overtemperature	315	Invalid Index
9	Generator heating	72	Air gap monitoring	318	Error CAN1-Interrupt
10	EMERGENCY STOP actuated	73	Torque monitoring	319	Error CAN2-Interrupt
11	Rotor brake activated manual	76	Bearing temperature	320	Malfunction IIC-bus
12	Rotor lock	80	Excitation error	402	Error +12V processor
14	Formation of ice	90	Protective circuit breaker tripped	403	Error -12V processor
15	Turbine moist	91	Semiconductor fuse blown	404	Error +15V processor
16	Overspeed switch test	95	Error temperature measurement	405	Error -15V processor
17	Test safety system	96	Error temperature measurement inverter	411	Error +4V ref. processor
20	Wind measurement fault	112	Smoke detector	412	Error +5V ref. processor
21	Cable twisted	122	Fault transformer	413	Error -5V ref. processor
22	Yaw control fault	150	Initialize EEPROM!!	414	Error +10V ref. processor
25	Faulty yaw inverter	152	Program incompatible!!	415	Error -10V ref. processor
29	Anemometer interface	153	No turbine ID	421	Error +5V sensoric
30	Vibration sensor	155	Wrong bootblock address	422	Error +12V sensoric
31	Tower oscillation	158	Serial number	423	Error -12V sensoric
40	Rotor overspeed	202	Inverter bus error	424	Error +15V sensoric
41	Rotor overspeed switch	204	Inverter bus error all inverters	425	Error -15V sensoric
42	Pitch control error	206	No data from power control	426	Error +20V sensoric
43	Main security circuit fault	207	Fault inverter control	427	Error -20V sensoric
44	Fault emergency stop capacitor	220	Processor reset	428	Error +12V relay
45	Capacitor charging error	221	Watchdog reset	429	Error supply hardware
46	Fault capacitor test	222	Turbine reset	432	Error +5V sensoric
47	Fault security system	223	Software Update	433	Error -5V sensoric
48	Speed sensor error	228	Time out warn message	434	Error +10V sensoric
49	Fault blade load control	229	Too many warnings	435	Error -10V sensoric
55	Blade heating faulty	240	Remote control PC	438	Error supply IGBT-driver
60	Mains failure	300	Turbine control bus error (Bus-Off)	441	Error pos. supply current measure

Example Status message 20:52 means

"Wind measurement fault: No signal from anemometer"

Some sub-states indicate the header "W". These are warning messages which do not necessarily lead to turbine shutdown. Depending on the type of warning message this may remain for a certain number of days. If Service does not intervene, the turbine would then shut down.

The main status messages of other ENERCON wind turbines are similar to those described above. However ENERCON wind turbines differ from each other for example by the number of inverters used and thus by the number of main status messages as well.

Document information:		SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE		
Author/ date: Department: Approved / date: Revision:	RSC / 01-06-2006	Translator / date: Revisor / date:	C.Carsted 19-6-2006 EQ 21-6-2006 WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger- end.doc	



Page 22 of 25

3.3.4.3. Apparent power regulation (optimizing active power)

Apparent power regulation is a combination of power factor regulation and a reduction of active power infeed. The exact determination of apparent power regulation and its parameter settings depends on project specifics and must be agreed with ENERCON.

Example: According to agreements met with the grid operator, the wind farm is normally run at a certain phase angle $\phi_{\text{setpoint}} > 0$. At the same time, the apparent power at the point of common coupling is limited to S_{max} . The phase angle may be reduced to $\phi=0$, if the maximum apparent power limitation S_{max} is reached and an increase in active power is possible due to good wind conditions.

Realisation with apparent power regulation:

In the partial load range, the wind farm runs at the $\phi_{setpoint}$ phase angle. As the wind speed increases so does the apparent power output S_{actual} . As the actual apparent power S_{actual} approaches the maximum apparent power limit S_{max} , the controls reduce the phase angle $\phi_{setpoint}$ so that the apparent power does not exceed the limit S_{max} during further active power increase.

Actual value acquisition is carried out via ENERCON Grid Data Acquisition. Setpoint settings (apparent power at the point of common coupling) in the SCADA SYSTEM can be carried out as follows:

- A one-time fixed value parameter setting in SCADA or
- be subject to a weekly table

A wind farm with apparent power regulation, does not make the best use of the wind conditions, when compared to operation without any apparent power regulation (less yield).

Document information:

Author/ date:
Department:
Approved / date:
Revision:

WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006 2.0 SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

Translator / date: Revisor / date: Reference:



Page 23 of 25

4. Requirements

The SCADA SYSTEM is based in its main functions on the program ENERCON SCADA, running on the SCADA PC¹³. This SCADA PC and the software are prerequisites for SCADA SYSTEM operation on the wind farm.

A permanent connection between the SCADA SYSTEM and the outside world is desirable, but is not a requirement for secure operation. All the wind turbines continue to operate, even if there is a breakdown in communication within the wind farm itself or with external points of communication.

When it comes to the desired performance of the wind farm's open-loop/closed-loop control system in case of faults in the communication, the individual closed-loop (or open-loop) control default values must be considered separately (see also 3.2.6).

5. Maintenance requirements

Maintenance measures required for the various hardware and software components of the SCADA SYSTEM are stipulated in the respective components' documentation.

6. ENERCON SCADA SYSTEM in the ENERCON PARTNER KONZEPT (EPK)

Whether and how the ENERCON SCADA SYSTEM is covered by the ENERCON PARTNER KONZEPT is agreed on a project-by-project basis.

7. Standard scope of supply

ENERCON SCADA (Software on SCADA PC in wind farm) and ENERCON SCADA Remote on a suitable customer PC, as well as a licence for both programs and hardware protection (dongle) are all included in the standard scope of supply for a wind farm project with ENERCON wind turbines.

8. Miscellaneous

Shutdown or curtailed operation of individual wind turbines, e.g. due to project-specific stipulations regarding noise emissions or shadow casting, are *not* executed via the SCADA SYSTEM, but are directly programmed in the turbine's control system. The advantage of this is compliance with emission limits even in the event of communication faults within the SCADA SYSTEM.

¹³ See separate S<u>CADA PC documentation</u>

Revision:

Document information: SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

 Author/ date:
 WB / 24-05-2006

 Department:
 WRD-E

 Approved / date:
 RSC / 01-06-2006

D-E Translator / date: 006 Revisor / date: 2.0 Reference:



Page 24 of 25

9. Technical specifications

9.1. Functional specifications

See the following page for a list of ENERCON primary status messages.

9.2. Hardware specifications

No hardware information is provided here in connection with the SCADA SYSTEM. Please see the documentation relating to individual components, as listed in chapter 2.2.

Document information:

Author/ date: Department: Approved / date: Revision: WB / 24-05-2006 WRD-E RSC / 01-06-2006 SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE

D-E Translator / date:
006 Revisor / date:
2.0 Reference:



Page 25 of 25

List of ENERCON main status messages

Example of main status messages for the E-70/E4 and E-82 wind turbines (EPROM identification I/O Control Cabinet Version 1.45)

The status messages listed are structured as "main status : additional status"

Additional status messages are not listed due to the volume of information:

A complete status list can be obtained through ENERCON Service Center on request.

0	Turbine in operation	61	Mains breakdown	302	Data bus error blade
1	Turbine stopped	62	Feeding fault	303	Data bus error blade control (CAN3)
2	Lack of wind	64	Overcurrent inverter	304	Data bus error (Timeout)
3	Storm	65	Overcurrent inverter	305	No data from I/O-Board control cabinet
4	Shadow shutdown	66	Fault rectifier	306	No data from
5	Blade defroster	67	Overtemperature	307	Timeout angle encoder
7	Unauthorized access	69	Acoustic sensor	310	Unknown node-ID
8	Maintenance	70	Generator overtemperature	315	Invalid Index
9	Generator heating	72	Air gap monitoring	318	Error CAN1-Interrupt
10	EMERGENCY STOP actuated	73	Torque monitoring	319	Error CAN2-Interrupt
11	Rotor brake activated manual	76	Bearing temperature	320	Malfunction IIC-bus
12	Rotor lock	80	Excitation error	402	Error +12V processor
14	Formation of ice	90	Protective circuit breaker tripped	403	Error -12V processor
15	Turbine moist	91	Semiconductor fuse blown	404	Error +15V processor
16	Overspeed switch test	95	Error temperature measurement	405	Error -15V processor
17	Test safety system	96	Error temperature measurement inverter	411	Error +4V ref. processor
20	Wind measurement fault	112	Smoke detector	412	Error +5V ref. processor
21	Cable twisted	122	Fault transformer	413	Error -5V ref. processor
22	Yaw control fault	150	Initialize EEPROM!!	414	Error +10V ref. processor
25	Faulty yaw inverter	152	Program incompatible!!	415	Error -10V ref. processor
29	Anemometer interface	153	No turbine ID	421	Error +5V sensoric
30	Vibration sensor	155	Wrong bootblock address	422	Error +12V sensoric
31	Tower oscillation	158	Serial number	423	Error -12V sensoric
40	Rotor overspeed	202	Inverter bus error	424	Error +15V sensoric
41	Rotor overspeed switch	204	Inverter bus error all inverters	425	Error -15V sensoric
42	Pitch control error	206	No data from power control	426	Error +20V sensoric
43	Main security circuit fault	207	Fault inverter control	427	Error -20V sensoric
44	Fault emergency stop capacitor	220	Processor reset	428	Error +12V relay
45	Capacitor charging error	221	Watchdog reset	429	Error supply hardware
46	Fault capacitor test	222	Turbine reset	432	Error +5V sensoric
47	Fault security system	223	Software Update	433	Error -5V sensoric
48	Speed sensor error	228	Time out warn message	434	Error +10V sensoric
49	Fault blade load control	229	Too many warnings	435	Error -10V sensoric
55	Blade heating faulty	240	Remote control PC	438	Error supply IGBT-driver
60	Mains failure	300	Turbine control bus error (Bus-Off)	441	Error pos. supply current measure

Example Status message 20:52 means

"Wind measurement fault: No signal from anemometer"

Some sub-states indicate the header "W". These are warning messages which do not necessarily lead to turbine shutdown. Depending on the type of warning message this may remain for a certain number of days. If Service does not intervene, the turbine would then shut down.

The main status messages of other ENERCON wind turbines are similar to those described above. However ENERCON wind turbines differ from each other for example by the number of inverters used and thus by the number of main status messages as well.

Document information:		SUBJECT TO TECHNICAL CHANGE		
Author/ date: Department: Approved / date: Revision:	RSC / 01-06-2006	Translator / date: Revisor / date:	C.Carsted 19-6-2006 EQ 21-6-2006 WRD-E-04-SCADA_SYSTEM_060621_Rev2.0_ger- end.doc	



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" PLAN EÓLICO

Revisión **0**

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

48 de 49

Anexo 7: Documentación varía.



Technical Description ENERCON E-70 E4

page 1 of 19

Descripción Técnica E-70 E4



Technical Description ENERCON E-70 E4

page 2 of 19

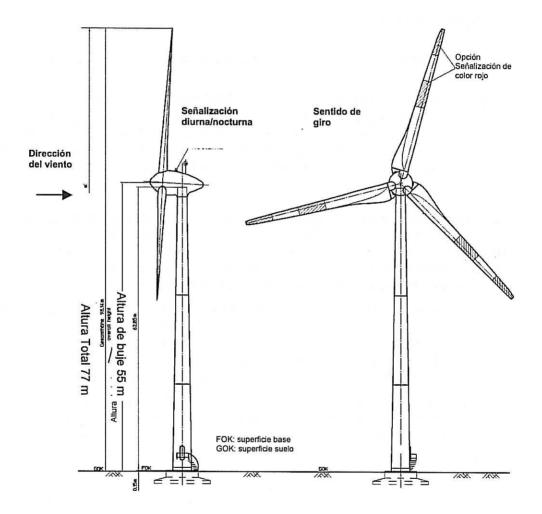
Índice

3	Breve descripción	1 Breve descripción	
4	1.1 El diseño ENERCON		
6	1.2 Rotor		
6	1.3 Generador		
7	1.4 Sistema de conexión a red		
g	1.5 Sistema de orientación de la góndola		
	1.6 Sistema de seguridad		
10	1.7 Sistema de control		
12	2 Sistema de control	2	
12	2.1 Activación de los sensores importantes para la seguridad		
12	2.2 Puesta en marcha del aerogenerador		
13	2.3 Funcionamiento normal		
13	2.4 Funcionamiento en vacío		
14	2.5 Parada del aerogenerador		
15	2.6 Falta de viento		
16	2.7 Temporal		
16	2.8 Sistema de orientación de la góndola		
15	B Ficha Técnica	3	
	•		

ENERCON se reserva el derecho a realizar modificaciones técnicas.



El E-70 E4 es un aerogenerador con rotor de tres palas, sistema activo de control de ángulo de paso y funcionamiento del generador a velocidad variable, con una potencia nominal de 2300 kW. Con un diámetro del rotor de 71 m, así como una altura de torre entre 64 - 113 m m, saca provecho de las condiciones predominantes de viento en el emplazamiento en concreto, para maximizar la producción de energía eléctrica.



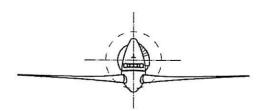


Ilustración 1: E-70 E4

Document	information:
Author/date):



Technical Description **ENERCON E-70 E4**

page 4 of 19

El objetivo principal durante el desarrollo y el diseño de todos los aerogeneradores ENERCON consiste en la minimización de las cargas. Por ello cada componente se ha desarrollado y diseñado conforme a este objetivo. El resultado es una turbina que se caracteriza, entre otros, por sus reducidas cargas y su larga duración.

La potencia controlada mediante el sistema de velocidad variable permite que el E-70 E4 opere a todo rendimiento sin que se produzcan cargas operativas superiores, incluso en el rango de carga parcial además de evitar la aparición de picos de potencia no deseados. De este modo, se garantiza un buen rendimiento energético y una alta calidad de la electricidad suministrada a la red.

1.1 El diseño ENERCON

Los aerogeneradores ENERCON se caracterizan, entre otras, por las siguientes prestaciones:

La pieza giratoria del generador en anilla ENERCON y el rotor del E-70 E4 forman una sola unidad. Dicha unidad se embrida al buje de modo que ambas giren a la misma velocidad moderada. Al prescindir de multiplicadora, así como otras piezas de rotación a altas velocidades, se reducen considerablemente las pérdidas de energía entre el rotor y el generador, así como las emisiones de ruido, el consumo de aceite para engranajes y el desgaste mecánico.

La energía producida por el generador E-70 E4 se vierte a la red de distribución del proveedor (compañía eléctrica) a través del sistema de conexión a red de ENERCON. El sistema de conexión a red de ENERCON, compuesto por una unidad conversora rectificador/inversor, garantiza el suministro de electricidad de alta calidad a la red de distribución de la compañía eléctrica.

Este concepto permite gracias al convertidor que el rotor del E-70 E4 funcione a velocidad variable. Cuando las velocidades del viento son más bajas, el rotor gira lentamente, mientras que cuando las velocidades del viento son altas, gira rápidamente. De este modo, el viento mueve las palas del rotor de un modo óptimo. Además, la velocidad variable reduce las sobrecargas derivadas de las ráfagas.

Cada una de las tres palas del rotor están equipadas con un sistema eléctrico de ajuste de la pala (sistema de control del ángulo de paso o Pitch system). El sistema de control del ángulo de paso (Pitch system) delimita la velocidad del rotor y la energía que se toma del viento. Este sistema permite ajustar con precisión la potencia del E-70 E4 a la potencia nominal en un breve margen de tiempo. Al ajustar las palas del rotor a la posición de bandera, el rotor se detiene sin que el sistema de transmisión se vea sobrecargado por la aplicación de un freno mecánico.



Technical Description ENERCON E-70 E4

page 5 of 19

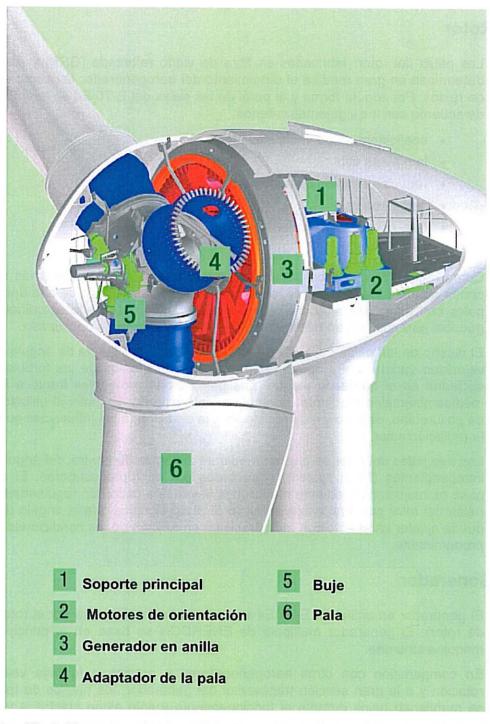


Ilustración 2: Esquema de la góndola

Document information	n:		
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05		
Department:	VI	Translator/date:	
Checked/date:	M.Kuhlmann / 04.11,05	Revisor/date:	
Revision:	M Heinemann/002/05 03 07	Reference:	VI-Techr



Technical Description ENERCON E-70 E4

page 6 of 19

1.2 Rotor

Las palas del rotor, fabricadas en fibra de vidrio reforzada (GRP) y resina epoxi, determinan en gran medida el rendimiento del aerogenerador así como su emisión de ruidos. Por ello, la forma y el perfil de las palas del E-70 E4 se han desarrollado de acuerdo con los siguientes criterios:

- · coeficiente de potencia elevado
- larga vida útil
- reducida emisión de ruidos
- cargas bajas y
- bajo consumo de materiales

Como rasgo característico hay que destacar que el perfil de las palas se fusiona con la góndola. De este modo, se evitan las pérdidas de flujo de aire típicas de las palas convencionales. Todo ello en combinación con el diseño aerodinámico de la góndola garantiza un aprovechamiento del viento altamente optimizado.

El diseño de las palas del E-70 E4 se ha adaptado al sistema de ángulo de paso y velocidad variables. Su nuevo perfil minimiza los efectos de las turbulencias y la suciedad en el borde de ataque. Las palas están protegidas frente a influencias medioambientales mediante un recubrimiento externo. El material utilizado, a base de poliuretano, es duro y muy resistente a la abrasión, a las influencias químicas y a la radiación solar.

Las tres palas del rotor se ajustan mediante sistemas de control del ángulo de paso independientes (Pitch system) controlados por microprocesadores. El ángulo de paso es reajustado mediante mediciones llevadas a cabo con regularidad y las tres palas del rotor son sincronizadas entre sí. Esto significa que el ángulo de paso se puede ajustar en el acto con toda precisión en función de las condiciones del viento predominante.

1.3 Generador

El generador en anilla del E-70 E4 es accionado directamente por el rotor (o palas de rotor). El generador multipolo de ENERCON se basa en el principio de una máquina síncrona.

En comparación con otros aerogeneradores y gracias a la baja velocidad de rotación y a la gran sección transversal del generador, los niveles de temperatura se mantienen bajos durante el funcionamiento y sólo están sujetos a variaciones menores. La escasa fluctuación de las temperaturas durante el funcionamiento y, en comparación, los pocos cambios de carga disminuyen considerablemente los esfuerzos mecánicos y, en consecuencia, el envejecimiento del material del generador y su aislamiento. La velocidad variable así como el acoplamiento a la red por medio del inversor reducen de forma clara los picos del par mecánico.

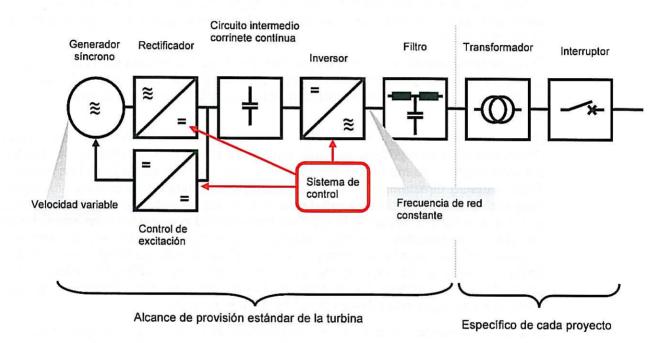


page 7 of 19

1.4 Sistema de conexión a red

El generador en anilla se acopla a la red a través del sistema de conexión a red. Este sistema consta básicamente de un rectificador, un circuito intermedio de corriente contínua, e inversores modulares.

El sistema de conexión a red, así como la exitación del generador y el control del ángulo de paso, son ajustados a través del sistema de control de manera que se obtenga el mayor rendimiento junto con una mayor compatibilidad de red.



Gracias al acoplamiento "flexible" entre el generador y la red, resulta de lo más sencillo volcar la energía producida a la red. A su vez se minimizan las interacciones no deseadas entre rotor y red eléctrica y viceversa. Cambios bruscos en la velocidad del viento significan en nuestro caso cambios moderados en la electricidad suministrada a la red. A su vez, los posibles fallos en la red afectarán levemente al sistema mecánico. La electricidad suministrada a la red por el E-70 E4 puede ajustarse de 0 kW a 2300 kW.

Dependiento de la configuración de este aerogenerador se emplearán vários módulos de inversor idénticos. Estos alimentarán la red con corriente trifásica de baja tensión a través de los bornes del aerogenerador. Por lo general un transformador situado dentro del aerogenerador o en un anexo al lado del mismo se ocupa de convertir los 400V en la media tensión necesaria.

Gracias a la tecnologicá de los inversores el aerogenerador actua eléctricamente como una fuente de corriente controlada. El inversor confiere al aerogenerador el estatus de fuente de corriente regulada. El inversor proporciona una corriente simétrica y sinusoidal, siempre y cuando la tensión en los bornes del aerogenerador se mantenga dentro de los límites fijados. La tensión en los bornes del aerogenerador esta afectada por la energiá injectada, pero no controlada

Document information:			
Author/date: Department: Checked/date: Revision:	S. Anlas / 21.10.05 VI M.Kuhlmann / 04.11.05 M. Heinemann/002/05.03.07	ranslator/date:	A.Robles/12.01.06, F.Petrucci M.Baigorria; E. Quitmann/20.01.06 VI-Technical Description E-70 E4_rev002_ger-spa.doc



page 8 of 19

activamente. Sin embargo si fuera solicitado existe la posibilidad de regular la tensión en el punto de conexión del parque eólico.

Dependiendo del angulo de fase de la tensión de red y de la potencia que facilitada por el generador, se determina un valor teórico para la corriente que se producirá. Según dicho valor se genera una corriente trifásica, usando la potencia dispuesta en el circuito de corriente continua. Adicionalmente, este valor nominal se compara cada 100 us con el flujo de corriente real (valor real) y, si se observan divergencias, se procede a su corrección. La forma de la corriente vertida es sinusoidal y no presenta apenas oscilaciones armónicas. Gracias al filtro de alta frecuencia se reducen asimismo las oscilaciones armónicas demás. También se evitan las emisiones de flicker. Por medio de este tipo de inversor se elimina la posibilidad de picos de corriente.

El rango permitido de operación en paralelo con la red se encuentra limitado por las tensiones máxima y mínima de red establecidas. Dicho rango puede fijarse para cada valor (subtensión y sobretensión) por separado como valores límites para el E-70 E4.

Más aún, se puede ofrecer los aerogeneradores ENERCON en modo "Transmisión". Eso significa que ante caídas de tensión (problemas en la red) los aerogeneradores se mantienen por unos segundos conectados a la red en lugar de desconectarse directamente. Una vez recuperada la tensión el sistema vuelca de inmediato plena potencia a la red. Durante la caída se alimenta la potencia activa en base a la tensión residual, la máxima corriente del convertidor y las condiciones de viento registradas en ese momento. Durante el fallo en la red los aerogeneradores incluso contribuyen a estabilizar la red, pudiendo suministrarle corriente reactiva. De este modo los aerogeneradores ENERCON ofrecen por medio de parques eólicos las características buscadas en toda central eléctrica así como una participación activa en la estabilización de la red.

El factor de potencia del E-70 E4 se ha preajustado a cos(φ)=1. Además, en todo el rango de potencia entre 0 y 2300 kW no necesita de potencia reactiva ni ésta es volcada a la red. La red es por tanto alimentada únicamente con potencia activa. Los posibles pagos añadidos que algunas compañías eléctricas cargan por la potencia reactiva no se aplican.

En todo caso existe la posibilidad de garantizar un factor de potencia distinto a 1, en caso de que la compañía eléctrica así lo solicite. Gracias a ello el aerogenerador puede contribuir a la estabilidad de potencia reactiva y tensión en la red. El máximo rango de potencia reactiva depende de la configuración del aerogenerador. La potencia activa volcada a la red no se ve influida por la producción adicional de potencia reactiva.

Al rango permitido de operación en paralelo con la red se encuentra limitado también por frecuencias mínimas y máximas. Gracias al inversor-IGTB ENERCON dichas frecuencias son mucho más flexibles que en sistemas de generación energética convencionales. Los aerogeneradores ENERCON se adaptan a redes con frecuencias de 50 Hz y 60 Hz.

Si no se pudiese mantener los límites de tensión o frecuencia establecidos, el sistema de control del E-70 E4 activará los dispositivos de seguridad de red del inversor. En consecuencia, el E-70 E4 se desconecta de la red de manera inmediata en todas las fases.

Revision:



page 9 of 19

1.5 Sistema de orientación de la góndola

Directamente fijado sobre el extremo superior de la torre se encuentra el cojinete de orientación, que posee una corona dentada en su parte exterior. El cojinete de orientación permite el giro y la orientación del aerogenerador. En la corona dentada hay dispuestos seis dispositivos (motores de orientación) que orientan la góndola hacia el viento. Además, el peso de la góndola también se transfiere a la torre mediante este cojinete de orientación. El soporte principal se encuentra ensamblado directamente al cojinete de orientación.

1.6 Sistema de seguridad

El sistema de seguridad garantiza un funcionamiento seguro del aerogenerador de acuerdo con lo estipulado por las normativas internacionales y por los institutos de ensayo independientes.

1.6.1 El sistema de frenado

Los aerogeneradores ENERCON frenan durante el funcionamiento de manera totalmente aerodinámica orientando las palas del rotor en posición de bandera. Para ello sirven los tres accionamientos de control de ángulo de paso (motores de pitch) autónomos. Los accionamientos se utilizan para girar las palas del rotor hasta dicha posición en tan sólo unos segundos. La velocidad de rotación del aerogenerador se reduce sin que el sistema de transmisión reciba ninguna sobrecarga adicional. Así pues, para reducir la velocidad de rotación del rotor a un nivel seguro, bastaría con poner en posición de bandera tan sólo una de las tres palas del rotor.

Incluso cuando el aerogenerador se encuentre en modo de desconexión, el rotor no estará bloqueado sino que podrá girar libremente a una velocidad muy baja. El rotor y el accionamiento quedan prácticamente libres de cargas. Por otro lado, los cojinetes sufriran menos ante velocidades bajas que aquellos con rotores bloqueados.

El rotor sólo se bloquea de forma fija cuando deben realizarse tareas de mantenimiento o cuando se acciona el botón de parada de emergencia (EMERGENCY-STOP). En este caso, se utiliza un freno de disco adicional que no se activa hasta que el rotor haya quedado parcialmente frenado mediante el sistema de control del ángulo de paso. Como último recurso de seguridad contamos con el bloqueo del rotor manual para fines de mantenimiento.

En casos de emergencia (por ejemplo, si falla la red de distribución de la empresa de suministro), cada pala del rotor se lleva de forma segura a la posición de bandera. Esta operación se realiza mediante su propia unidad de ajuste del ángulo de paso de emergencia, que funciona a base de acumuladores de energía. La disponibilidad de los acumuladores queda garantizada gracias a la carga automática de baterías. La activación de emergencia de los sistemas del ángulo de paso se realiza de forma sincronizada mediante una conexión electromecánica.

Con la alimentación eléctrica paralela de emergencia (red o acumuladores), combinado con los tres sistemas autónomos de control de ángulo de paso, ofrecemos un concepto de seguridad que cumple con creces los requisitos de los dos sistemas de frenado independientes ("fail safe").

Document information:			
Author/date: Department: Checked/date: Revision:	S. Anlas / 21.10.05 VI M.Kuhlmann / 04.11.05 M. Heinemann/002/05.03.07	ranslator/date:	A.Robles/12.01.06, F.Petrucci M.Baigorria; E. Quitmann/20.01.06 VI-Technical Description E-70 E4_rev002_ger-spa.doc



page 10 of 19

1.6.2 El sistema de protección contra rayos

El E-70 E4 está equipado con el sistema de protección contra rayos de ENERCON, que desvía los posibles impactos de los rayos con una elevada eficiencia sin que se produzcan daños en el aerogenerador.

La punta de la pala (*tip*) está compuesta de aluminio de fundición y los bordes de ataque de la pala equipado con perfiles de aluminio conectados mediante un anillo de aluminio ubicado en el área de la raíz de la pala. Estos perfiles absorben con seguridad el impacto del rayo, y la energía se desvía a través de los descargadores y los cables a tierra, alrededor de la cimentación. También se ha fijado un pararrayos en la parte posterior de la góndola, desde donde las corrientes de los rayos se desvían a tierra.

En el caso de que se produzca el impacto de un rayo o un aumento inusual de la tensión (sobretensión), todos los equipos eléctricos y electrónicos quedan protegidos por piezas estructurales firmemente integradas que absorben la energía. Todos los componentes conductores principales del aerogenerador están conectados al platine de puesta tierra con secciones transversales suficientes. En la conexión principal del aerogenerador se instalan adicionalmente descargadores de sobretensión que están conectados a tierra con baja impedancia.

Los componentes electrónicos del aerogenerador están separados galvánicamente y situados en carcasas metálicas. El sistema de control remoto está protegido por un módulo de protección especial para las interfaces de datos.

1.6.3 El sistema de sensores

Un exhaustivo sistema de vigilancia garantiza la seguridad del aerogenerador. Todas las funciones relacionadas con la seguridad (como puede ser la velocidad del rotor, las temperaturas, cargas y oscilaciones) se vigilan electrónicamente, así como mediante la incorporación de sensores mecánicos. Si uno de estos sensores registra una perturbación grave, el aerogenerador se desconectará inmediatamente.

1.7 Sistema de control

El sistema de control del E-70 E4 se basa en un sistema de microprocesador desarrollado por ENERCON que utiliza sensores para comprobar el estado de todos los componentes del aerogenerador y otros datos, como son la dirección y la velocidad del viento, para consecuentemente adaptar el modo de funcionamiento del E-70 E4.

El proceso automático de arranque se activa si se alcanza una velocidad del viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador durante tres minutos consecutivos. Si se alcanza el límite inferior del rango de velocidades de funcionamiento (es decir, la velocidad de arranque), comienza el suministro de energía a la red de distribución. Debido a la conexión a red mediante el circuito de corriente continua y el convertidor, no se producen picos de corriente durante el arranque.

La velocidad del rotor, la potencia volcada a la red y el ángulo de paso de las palas se adaptan continuamente a las condiciones cambiantes del viento. La potencia eléctrica se regula mediante la excitación del generador. Cuando se alcanza o



page 11 of 19

supera la velocidad de viento de potencia nominal, se mantiene la potencia al valor nominal mediante la adaptación del ángulo de las palas.

Si se sobrepasa una velocidad de viento media de 25 m/s en un periodo de tiempo de 10 minutos o un valor pico de 30 m/s con el sistema de control de ráfagas desactivado (sistema opcional), el aerogenerador se para. El aerogenerador arranca de nuevo si la velocidad del viento deja de exceder la velocidad de corte de manera continua. También durante el estado de desconexión se permite que el rotor gire libremente a velocidad muy lenta (funcionamiento en vacío).

El sistema de orientación de la góndola del E-70 E4 empieza a funcionar aún por debajo de la velocidad de arranque. La veleta mide de manera continua la dirección del viento. Si la divergencia entre la dirección del eje del rotor y la dirección medida del viento es demasiado grande, la góndola es reorientada mediante los motores de orientación. Dependiendo de la velocidad del viento, se adapta el ángulo de paso y el tiempo que tardará la góndola en orientarse al viento. Si el aerogenerador se detiene mediante un accionamiento manual o mediante el sistema de control del aerogenerador, el ángulo de paso de la pala se regula a la posición de bandera para reducir la superficie de contacto entre la pala y el viento. El aerogenerador se detiene poco a poco por inercia hasta funcionamiento en vacío.

Revision:



page 12 of 19

2 SISTEMA DE CONTROL

2.1 Activación de los sensores importantes para la seguridad

En los siguientes apartados explicaremos la forma en la que el aerogenerador reacciona ante la activación de los diferentes sensores. Si se activa un sensor que afecte a la seguridad, se pondrá en marcha un procedimiento de parada automática. En todo caso, el tipo de desconexión y el tiempo que tardará el aerogenerador en arrancar de nuevo dependen de la avería de que se trate.

Las averías o los errores que van surgiendo se muestran siempre en la pantalla LCD. Las averías secundarias, una vez resueltas, pueden obviarse pulsando el botón de reconocimiento de averías ("Error reset"). Acto seguido, el aerogenerador se pondrá en marcha automáticamente. Algunas averías sólo pueden ser eliminadas por parte del personal de Service. En la pantalla LCD se verá parpadear el mensaje de estado correspondiente. Dicho mensaje se señala además con un asterisco.

La fiabilidad de los sensores se supervisa continuamente a través del sistema de control. Si se produce un fallo en alguno de los sensores, el sistema de control remoto recibe un mensaje de error. Dependiendo del sensor, se podrá operar el aerogenerador durante un cierto tiempo más. En el caso de algunos sensores el aerogenerador debe detenerse de inmediato para poder resolver la avería.

2.2 Puesta en marcha del aerogenerador

A menos que se especifique de forma expresa, las disposiciones que se citan a continuación se aplicarán tanto a la puesta en marcha después de una parada automática como a la que se realiza mediante el botón de arranque y parada ("Start / Stop").

Cuando el aerogenerador se conecta (el interruptor principal del armario de control está en la posición "ON" y el interruptor Start/Stop en la posición "Start"), en la pantalla LCD aparece, pasados unos segundos, el mensaje "Converter Ready" o aerogenerador preparado (status 0:2), siempre y cuando el sistema de control del E-70 E4 no detecte ninguna avería.

90 segundos después de arrancar, las palas del rotor avanzan desde la posición de bandera (aprox. 90°) hasta la posición del modo de operación de funcionamiento en vacío. En este momento, el aerogenerador empieza a girar libremente a una velocidad de rotor reducida.

El aerogenerador comienza el proceso real de puesta en marcha cuando durante tres minutos seguidos la velocidad media del viento es superior a la velocidad de arranque requerida.



page 13 of 19

2.3 Funcionamiento normal

Una vez finalizado el proceso de puesta en marcha del E-70 E4, el aerogenerador pasará al modo de funcionamiento normal. Mientras el aerogenerador está en funcionamiento, se determinan de forma continua las condiciones del viento, se optimiza la velocidad del rotor, la potencia y la excitación del generador, se adapta la posición de la góndola respecto a la dirección del viento y se recogen los estados de todos y cada uno de los sensores. Ante altas temperaturas externas y al mismo rato fuertes vientos se activará el ventilador.

2.3.1 Funcionamiento normal a carga parcial

Durante el funcionamiento a carga parcial, la velocidad y la energía generada se adaptan continuamente a las condiciones cambiantes del viento. En el margen superior del rango de carga parcial, las palas del rotor giran unos grados para evitar el efecto de pérdida aerodinámica (pérdida de sustentación).

Si la velocidad del viento aumenta, también aumenta la velocidad del rotor y, en consecuencia, la cantidad de energía generada.

2.3.2 Funcionamiento a potencia regulada

Por encima de la velocidad nominal del viento, la velocidad de rotación se mantiene aproximadamente en su valor nominal mediante el ajuste del ángulo de paso de la pala. En consecuencia, la energía tomada del viento queda limitada ("automatic control mode"). Los valores de velocidad y la aceleración determinan los cambios que deben realizarse en el ángulo de paso de las palas, que se transfieren a continuación al accionamiento de ajuste del ángulo de paso. De este modo, la potencia generada se mantiene en su valor nominal.

2.4 Funcionamiento en vacío

Cuando el aerogenerador está parado (por ejemplo, por falta de viento o porque existe una avería), las palas del rotor suelen estar en la posición de 60° respecto a la posición de operación. En este momento, el aerogenerador empieza a girar libremente a una velocidad de rotor reducida. Si se superara dicha velocidad (3 rpm), las palas del rotor girarían hasta la posición de bandera (90°). Este tipo de funcionamiento se llama "funcionamiento en vacío". El funcionamiento en vacío reduce las cargas y permite que el aerogenerador vuelva a arrancar en un tiempo mínimo. El motivo para desconectar el aerogenerador y activar el modo de funcionamiento en vacío se explica en el mensaje de estado.

Revision:

page 14 of 19

2.5 Parada del aerogenerador

El E-70 E4 puede detenerse manualmente mediante el interruptor de arranque y parada (start/stop) o el botón de parada de emergencia. Si se produce una avería, o si las condiciones del viento no son las apropiadas, el sistema de control detendrá automáticamente el aerogenerador (consulte la ilustración 2).

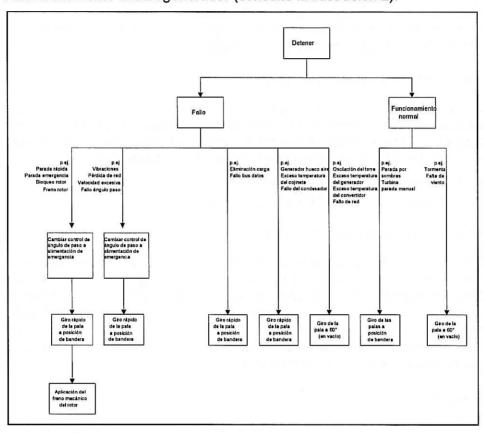


Ilustración 3: Procesos de desconexión del E-70 E4

2.5.1 Parada automática

Durante el modo de funcionamiento automático los aerogeneradores de ENERCON sólo pueden detenerse de forma aerodinámica ajustando adecuadamente el ángulo de paso de las palas. Mediante el ajuste de las palas del rotor, se minimizan las fuerzas de impulso aerodinámico y se frena el rotor. Los accionamientos del sistema de control del ángulo de paso son capaces de girar las palas hasta la posición de bandera en tan sólo unos segundos.

Por otro lado, el aerogenerador también se detiene automáticamente cuando se producen averías o incidencias concretas en el funcionamiento, así como cuando las condiciones del viento lo exigen. Algunas averías activan una parada rápida mediante el sistema de control del ángulo de paso (Pitch system) haciendo uso de los acumuladores para el suministro de energía en caso de emergencia. Otras averías provocan una parada normal del aerogenerador.



page 15 of 19

En función del tipo de avería de que se trate, puede que sea posible volver a arrancar el aerogenerador automáticamente. En todo caso ante una parada automática los inversores se aislan galvánicamente de la red.

2.5.2 Parada manual

El E-70 E4 puede detenerse a través del interruptor de arranque y parada (start / stop) del armario de control. Cuando esto ocurre, el sistema de control coloca las palas en posición de bandera y el aerogenerador baja de velocidad hasta que se para. El freno mecánico no se acciona en este caso y el mecanismo de orientación de la góndola sigue en marcha, por lo que el E-70 E4 puede colocarse de modo óptimo a favor del viento.

2.5.3 Parada manual en situaciones de emergencia

En caso de peligro para las personas o los componentes que se encuentran en el aerogenerador, se puede detener rápidamente el aerogenerador pulsando el botón de parada de emergencia. En el armario de control se encuentra un botón de parada de emergencia que provoca una frenada inmediata del rotor con un ajuste rápido del ángulo de paso de las palas por medio de las unidades de emergencia de control del ángulo de paso y de los frenos. A su vez se procede al freno mecánico. En este caso el resto de los componentes siguen recibiendo tensión de alimentación.

Los botones quedan enclavados al activarlos, por lo que, al superar la emergencia, es preciso tirar de los mismos para colocarlos de nuevo en su posición inicial y, así, volver a poner en marcha el aerogenerador.

Si el interruptor principal ("Main switch") del armario de control se coloca en la posición de apagado ("Off"), todos los componentes del aerogenerador dejan de recibir tensión, excepto la iluminación de la torre y del armario de control, así como los interruptores de luz y los enchufes independientes. Del mismo modo, el aerogenerador realiza un ajuste rápido del ángulo de paso a través de las unidades de ajuste de emergencia. El freno mecánico no se activa al accionar al interruptor principal.

2.6 Falta de viento

Si el aerogenerador se encuentra en funcionamiento y la velocidad del rotor disminuye notablemente debido a la falta de viento, el aerogenerador pasa al modo de funcionamiento en vacío mientras las palas del rotor modifican lentamente su ángulo de paso hasta situarse a 60°. El aerogenerador vuelve a ponerse en marcha automáticamente en cuanto se alcanza de nuevo la velocidad de arranque.

Si debido a bajas temperaturas (< 3°C) existe la posibilidad de que el anemometro se congele, y si al mismo rato se detecta una falta de viento, el aerogenerador intentará arrancar cada hora para comprobar si la velocidad del viento es suficiente, siempre y cuando la veleta se encuentre en funcionamiento. Una vez el aerogenerador arranque y comience a generar energía, pasará al modo de funcionamiento normal. Las velocidades del viento no se habrán registrado correctamente, dado que un sensor congelado no puede transmitir datos fiables.

page 16 of 19

2.7 Temporal

Cuando las velocidades del viento son superiores a 25 m/s, el aerogenerador no abandona el modo de parada o el modo de funcionamiento en vacío. Asimismo, si la velocidad media supera los 25 m/s o se alcanza un valor máximo de 30 m/s, el E-70 E4 dejará de operar en el modo de funcionamiento a potencia regulada. El aerogenerador también dejará de operar en modo de funcionamiento normal en cuanto se supere el máximo ángulo de paso de la pala permitido, por lo que, incluso si el anemómetro estuviera congelado, esto no representaría ningún riesgo. En cualquier caso, el aerogenerador conmuta a funcionamiento en vacío.

Los componentes del E-70 E4, como son las palas del rotor, la góndola, la torre o la cimentación, están diseñados para resistir altas velocidades de viento.

El aerogenerador arranca automáticamente si la velocidad del viento se encuentra por debajo de la velocidad de corte (25 m/s) durante 10 minutos.

Gracias al sistema de control de ráfagas, el aerogenerador no se desconecta de golpe al superar los 28m/s sino que se reduce la potencia mediante un ajuste gradual del ángulo de las palas. Sólo si se rondan los 34 m/s se reducirá a cero la potencia. Este método estratégico mejora el comportamiento eléctrico de la red y aumenta consecuentemente la producción.

2.8 Sistema de orientación de la góndola

El E-70 E4 tiene instalado en la parte superior de la góndola un equipo de medición del viento. Dicho equipo consta de una veleta que determina continuamente la dirección del viento, y de un anemómetro que mide la velocidad del mismo.

El sistema de orientación de la góndola del E-70 E4 se pone en marcha por debajo de la velocidad de arranque de 2,5 m/s. Incluso cuando el aerogenerador se desconecta, por ejemplo debido a velocidades de viento demasiado altas, sigue orientándose hacia el viento. Este ángulo y el período de medición dependen de la velocidad del viento y de la potencia del aerogenerador.



Ilustración 4: Esquema de los procedimientos de orientación de la góndola

Document information:			=
Author/date: Department: Checked/date: Revision:	S. Anlas / 21.10.05 VI M.Kuhlmann / 04.11.05 M. Heinemann/002/05.03.07	Deviseraldeter	A.Robles/12.01.06, F.Petrucci M.Baigorria; E. Quitmann/20.01.06 VI-Technical Description E-70 E4_rev002_ger-spa.doc



page 17 of 19

El procedimiento de orientación correspondiente se determina en función del número de vueltas que ha dado el motor y de que el tiempo requerido para esta operación sea admisible. Si el sistema de control detecta irregularidades en la orientación de la góndola o en el desenrollado de los cables, se detendrá el aerogenerador.

Desenrollado de los cables de potencia y de control 2.8.1

Los cables de control y de potencia que se encuentran en la torre del E-70 E4 se conducen desde la góndola por medio de una polea de reenvío y discurren sujetos a la pared de la torre. Los cables tienen suficiente capacidad de movimiento como para permitir que la góndola pueda girar varias veces alrededor de su propio eje en el mismo sentido. De este modo, los cables se van enrollando poco a poco. El sistema de control del E-70 E4 se encargará de volver a desenrollarlos.

Cuando los cables han dado entre dos y tres vueltas, el sistema de control empleará el siguiente período con viento débil para volver a desenrollarlos. Si las condiciones del viento han aplazado esta operación y el cable se ha enrollado más de tres vueltas, el aerogenerador se detendrá para desenrollar el cable, independientemente de la velocidad del viento. El proceso de desenrollado de cables dura una media hora aproximadamente. Una vez que el cable se ha desenrollado, el aerogenerador retoma el funcionamiento de nuevo.

El sistema de sensores que registra el enrollado de los cables se encuentra en el llamado interruptor cuentavueltas que, en el caso del E-70 E4, está situado en el área de la trampilla de acceso al sótano de la góndola. El sensor está conectado a la corona dentada de orientación a través de una rueda dentada que engrana en la misma, y un engranaje. Este sensor transmite las modificaciones de la orientación de la góndola al sistema de control.

Adicionalmente, este dispositivo incluye dos interruptores de fin de carrera, uno a la derecha y otro a la izquierda, que detectan si se sobrepasa el margen de ajuste admisible en una u otra dirección (interruptor de fin de carrera cuentavueltas derecho o izquierdo). De este modo, se evita que los cables de la torre sigan enrollándose. En este caso, el aerogenerador se detiene y no puede volver a arrancar automáticamente.



page 18 of 19

3 FICHA TÉCNICA

Tipo de aerogenerador:

ENERCON E-70 E4

Potencia nominal:

2300 kW

Diámetro del rotor:

71 m

Altura de buje:

64 - 113 m (según tipo de torre y

cimentación)

Concepto de aerogenerador:

Sin multiplicadora, velocidad variable,

sistema de control del ángulo de paso

(Pitch)

Pala con sistema de control del ángulo de paso

Tipo:

Rotor a barlovento con control del

ángulo de paso activo

Sentido de rotación:

Agujas del reloj

Número de palas:

3

Área barrida:

3.959 m²

Composición de las palas:

Resina epoxy reforzada con fibra de

vidrio y protección contra rayos

integrada

Velocidad de rotación:

Variable, 6 - 21 rpm

Velocidad de punta:

22 - 80 m/s

Control del ángulo de paso (Pitch):

Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las

palas ENERCON con suministro de

energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión

Buje:

Rígido

Cojinetes principales:

Un cojinete de rodillos cónicos y un cojinete de rodillos cónicos en dos filas

Generador:

Generador síncrono en anilla

ENERCON con acoplamiento directo



page 19 of 19

Sistema de conexión a red:

Convertidor ENERCON

Sistema de frenado:

- tres sistemas de control del ángulo de paso autónomos con suministro de

energía de emergencia - Freno mecánico de rotor

- Bloqueo de rotor

Control de orientación:

Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en

función de las cargas

Velocidad de arranque:

2,5 m/s

Velocidad nominal:

14 m/s

Velocidad de corte:

28-34 m/s (control de ráfagas de viento

ENERCON)

Sistema de control remoto:

ENERCON SCADA



PARQUE EÓLICO CON CONSUMOS ASOCIADOS AL TREN DEL SUR DE G.C. "PILETAS" PLAN EÓLICO

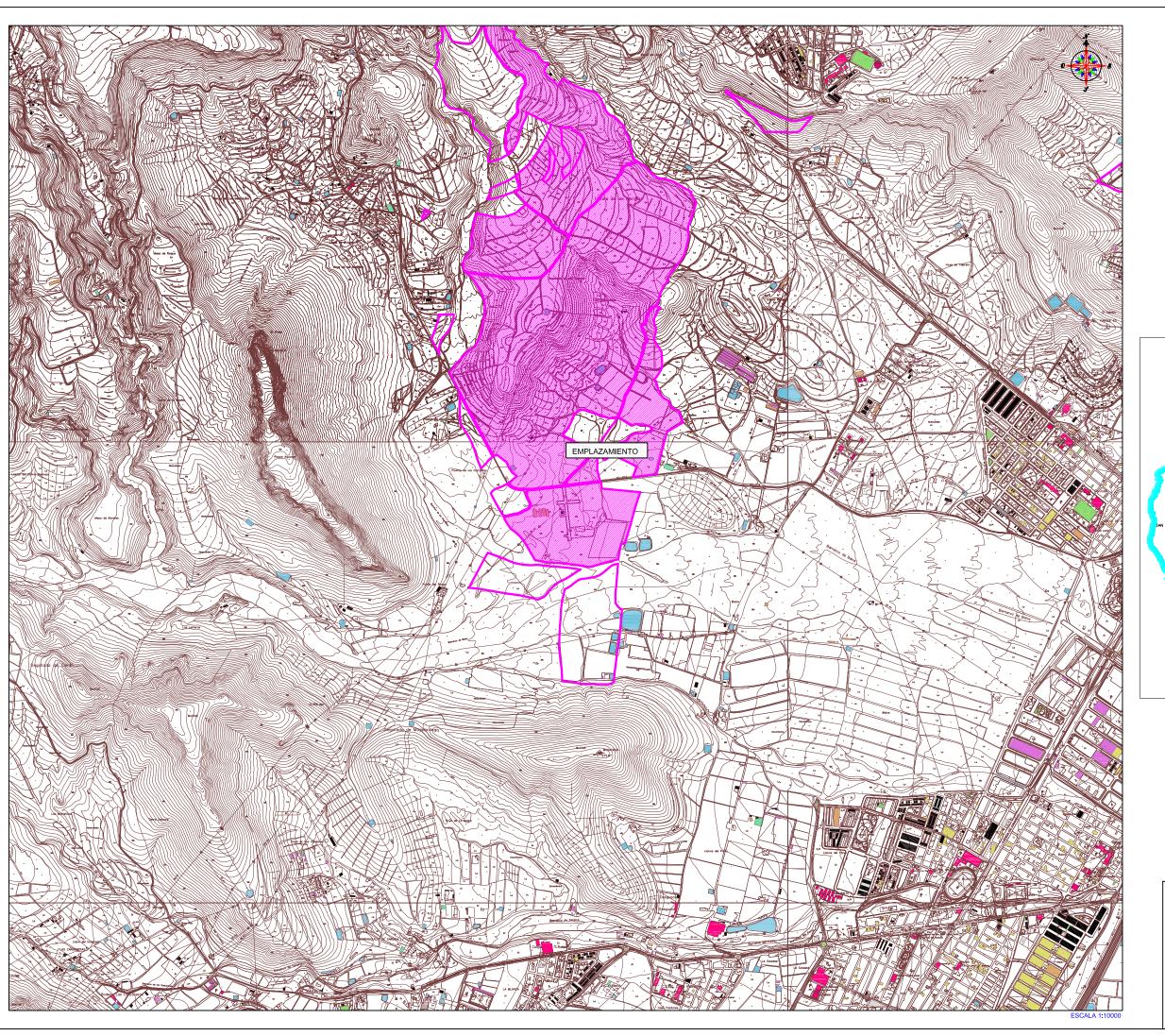
Revisión

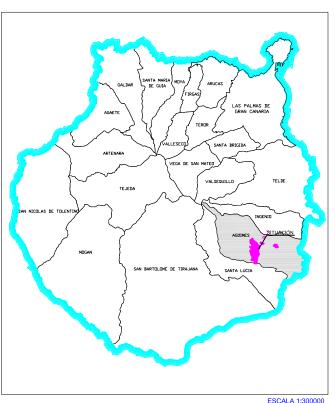
0

PLAN EÓLICO 13/2011 Página

49 de 49

PLANOS





ESCALA 1:300000



