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

PLAN EÓLICO

Peticionario: 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 profesional: Cebrian, nº54, 35003
Las Palmas de Gran Canaria
rafaeljpq@hotmail.com

Teléfono de contacto: 646-60-90-63

Fecha: AGOSTO 2012

Elaborado por: R.P.Q.	Revisado por: R.P.Q.	Aprobado por: R.P.Q.
Fecha: 01/06/2011	Fecha: 01/08/2012	Fecha: 16/09/2012
Firma:	Firma:	Firma: NOMBRE PEÑATE QUESADA RAFAEL - NIF 78478935Z Firmado digitalmente por NOMBRE PEÑATE QUESADA RAFAEL - NIF 78478935Z Nombre de reconocimiento (DN): c=es, o=FNMT, ou=FNMT Clase 2 CA, ou=500070015, cn=NOMBRE PEÑATE QUESADA RAFAEL - NIF 78478935Z Fecha: 2012.09.16 12:13:55 +01'00'

ÍNDICE DEL PLAN EÓLICO

1.- MEMORIA RESUMEN 5

1.1.- PETICIONARIO 5
1.2.- REPRESENTACIÓN 5
1.3.- DATOS RELATIVOS AL PARQUE 6
1.4.- TERRENO 6
1.5.- IDENTIFICACIÓN DE ESPACIOS NATURALES Y PARQUES EÓLICOS MÁS CERCANOS 6
1.6.- DOCUMENTOS DE QUE CONSTAN EL PLAN EÓLICO 6

2.- DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE ORIGEN EÓLICO 8

2.1.- POTENCIA TOTAL Y UNITARIA A INSTALAR DEL PARQUE EÓLICO. 8
2.2.- ÁREA DE TERRENO OCUPADO 8
2.3.- ENERGÍA ANUAL ESTIMADA PRODUCIDA POR EL PARQUE EÓLICO 8
2.4.- HORAS EQUIVALENTES Y FACTOR DE CAPACIDAD 10
2.5.- ÍNDICE DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (IBEE) 10

3.- AEROGENERADORES 11

3.1.- NÚMERO DE AEROGENERADORES A INSTALAR 11
3.2.- DESCRIPCIÓN TÉCNICA DETALLADA DE LOS AEROGENERADORES A INSTALAR 11
3.2.1.- RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS 12
3.2.2.- COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR 13
3.3.- CURVAS DE POTENCIA CERTIFICADAS DE LOS AEROGENERADORES 13
3.4.- CERTIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE LOS TARADOS DE LAS PROTECCIONES 16
3.5.- VIDA ÚTIL 17

4.- SEGURIDAD EN EL SUMINISTRO Y AFECCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO. 18

4.1.- DATOS DE LA RED ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN DE LA RED 18
4.2.- ACCIONES QUE MEJOREN LA ESTABILIDAD/CURVA DE CARGA DEL SISTEMA. 18
4.3.- DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN TELEMÁTICA 19
4.3.1.- FUNCIONES DE REGULACIÓN DE POTENCIA 20
4.4.- CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA Y COMPORTAMIENTO FRENTE A HUECOS DE TENSIÓN 22

5.- LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA 24

5.1.- EMPLAZAMIENTO 24
5.2.- UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES 25
5.3.- PLANOS 25

6.- TERRENOS 26

6.1.- PLANOS DE TERRENOS 26
6.2.- SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR EL CONJUNTO DE LOS AEROGENERADORES 26

7.- VALORACIÓN MEDIOAMBIENTAL. 27

7.1.- PLANOS DE VALORACIÓN MEDIOAMBIENTAL 27
7.2.- ESPACIOS PROTEGIDOS CERCANOS 27
7.3.- ESPACIOS ZEPA Y LIC CERCANOS 28
7.4.- SITIOS ARQUEOLÓGICOS O DE INTERÉS HISTÓRICO CERCANOS 30
7.4.1.- ARQUEOLOGÍA 30
7.5.- PROPUESTAS PARA LA MEJORA DEL ENTORNO DEL PARQUE 31
7.6.- PLAN DE DESMANTELAMIENTO DEL PARQUE 34

8.- ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS 37

8.1.- PRESUPUESTO 37
8.2.- POTENCIA CONTRATADA EN LA INSTALACIÓN 37
8.3.- POTENCIA INSTALADA EN LA INSTALACIÓN 37
8.4.- CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA POR PARTE DEL FERROCARRIL 38

9.- DATOS COMPLEMENTARIOS 39

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
1	01/08/2012	Cambio ubicación máquinas

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

1.- MEMORIA RESUMEN

1.1.- Peticionario

NOMBRE:	FERROCARRILES DE GRAN CANARIA, S.A.			**C.I.F.:**	A-76021849
DIRECCIÓN SOCIAL:	c/Obispo Rabadán, nº 22			**C.P:**	35003
MUNICIPIO:	Las Palmas de Gran Canaria			**ISLA:**	Gran Canaria
DIRECCIÓN NOTIFICACIONES:	c/ *Venegas*, nº 45			**C.P:**	35003
MUNICIPIO:	Las Palmas de Gran Canaria			**ISLA:**	Gran Canaria
TELÉFONO 1:	928 432 537	**TELÉFONO 2**:		**FAX:**	
E-MAIL:	*ADMINISTRACION@FERROCARRILESDEGRANCANARIA.ORG; ECABALLERO@AUTGC.ORG*				

1.2.- Representación

NOMBRE:	D. Enrique Caballero Madera	**DNI:**	42.784.484-E
CARGO:	Consejero Delegado.	**TIPO DE REPRESENTACIÓN:**	
NOMBRE:		**DNI:**	
CARGO:		**TIPO DE REPRESENTACIÓN:**	

1.3.- Datos relativos al Parque

DENOMINACIÓN:	Parque Eólico con Consumos Asociados al tren del sur de Gran Canaria "PILETAS"			
EMPLAZAMIENTO:	Piletas			
LOCALIDAD:	Vecindario			
MUNICIPIO:	Agüimes		**ISLA:**	Gran Canaria
POTENCIA NOMINAL (kW):	29.900	**Nº DE AEROGENERADORES:**		13
ENERGÍA ANUAL ESTIMADA (kWh):	80.692.010	**HORAS EQUIVALENTES (H/AÑO):**		2.699
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:				

AEROGENERADORES:				
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 (m^2):	1.761.340
SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR EL CONJUNTO DE AEROGENERADORES (m^2):	2.425.394
SUPERFICIE DE TERRENO AFECTADA POR INSTALACIONES EÓLICAS COLINDANTES (m^2):	2.173.961

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	1.841
Monumento natural de Roque de Aguayro	C-16	346

PARQUES EÓLICOS	IDENTIFICACIÓN	DISTANCIA MÍNIMA (m)
P.E. Piletas 1 (en tramitación)	V-07/120	423
P.E. Montaña Canónigo (en tramitación)	V-07/316	752
P.E. Comunidad Roque Aguayro		233
P.E. Pozo Piletas	RE-96/13	388

1.6.- Documentos de que constan el plan eólico

El presente plan eólico consta de los siguientes documentos:

1.- Memoria

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: Descripción de los sistemas de telemando.
Anexo 6: Documentación varía.

2.-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.

2.- DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE ORIGEN 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) = **2.425.394** m^2

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 **80.692.010 kWh/año**.

El cálculo detallado se adjunta a continuación:

a) Datos del Parque:

Número de Filas: 6

Número de Aerogeneradores: 13

A_{PARQUE} (m^2)	θ_{pred_parque} (°)	PAE s/a		PAE c/a		IBEE s/a (kWh/m^2)	IBEE c/a (kWh/m^2)
		(kWh)	Horas Eq.	(kWh)	Horas Eq.		
2425394,25	5,2	83310182	2786	80692010	2699	34,35	33,27
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)	η_{FILA}
1	-69,6	3254623	15,2	0,0	1,00
2	95,2	3126734	0,0	0,0	1,00
3	-69,8	3252660	15,1	0,0	1,00
4	-69,6	3253206	15,2	0,0	1,00
5	-63,0	3315739	21,8	0,0	1,00
6	-65,9	3286863	18,9	14,0	0,99

c) Datos de los Aerogeneradores:

Modelos de Aerogeneradores incluidos en la propuesta

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

Datos Aerogeneradores

Id.	Id. Modelo	Id. Fila	Id. Intrafila	X (m)	Y (m)	Altura (m)
1	400	1	1	454315	3085877	85
2	400	1	2	454455	3085825	85
3	400	2	1	454569	3085427	85
4	400	3	1	454375	3085089	85
5	400	3	2	454516	3085037	85
6	400	4	1	454992	3084209	85
7	400	4	2	455132	3084157	85
8	400	5	1	454784	3083863	85
9	400	5	2	455139	3083682	85

10	400	6	3	454819	3083166	85
11	400	6	4	454942	3083087	85
12	400	6	1	454543	3083263	85
13	400	6	2	454692	3083232	85

Datos del Recurso Eólico

Id.	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)	θ_{prod}
1	454350	3085850	6,81	2,25	7,38	2,13	7,80	2,09	7,89	2,09	0,0
2	454450	3085850	6,86	2,25	7,42	2,13	7,83	2,09	7,92	2,09	0,0
3	454550	3085450	6,99	2,25	7,55	2,13	7,96	2,08	8,05	2,08	0,0
4	454350	3085050	6,82	2,25	7,39	2,13	7,81	2,08	7,90	2,08	0,0
5	454550	3085050	6,99	2,25	7,56	2,13	7,98	2,08	8,07	2,08	0,0
6	454950	3084250	5,72	2,17	6,40	2,06	6,92	2,02	7,03	2,02	0,0
7	455150	3084150	5,97	2,17	6,64	2,06	7,16	2,02	7,26	2,02	0,0
8	454750	3083850	6,36	2,16	6,91	2,06	7,34	2,02	7,43	2,02	0,0
9	455150	3083650	6,61	2,17	7,20	2,06	7,64	2,02	7,73	2,02	0,0
10	454850	3083150	6,17	2,15	6,71	2,05	7,14	2,02	7,23	2,02	22,5
11	454950	3083050	6,09	2,15	6,65	2,05	7,10	2,02	7,19	2,02	0,0
12	454550	3083250	6,22	2,15	6,75	2,05	7,17	2,02	7,25	2,02	22,5
13	454650	3083250	6,28	2,15	6,80	2,05	7,21	2,02	7,29	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	α_D	η_{PARQUE_ϕ}
1	6943895	3019	6943895	3019	1,00	1,00	1,00	1,00
2	6990171	3039	6722376	2923	1,00	0,96	1,00	0,96
3	7201660	3131	7021323	3053	1,00	1,00	0,98	0,98
4	6961181	3027	6744004	2932	1,00	1,00	0,97	0,97
5	7236975	3147	6751826	2936	1,00	0,96	0,97	0,93
6	5538145	2408	5538145	2408	1,00	1,00	1,00	1,00
7	5936482	2581	5709054	2482	1,00	0,96	1,00	0,96
8	6204791	2698	6033219	2623	1,00	1,00	0,97	0,97
9	6700910	2913	6606971	2873	1,00	1,00	0,99	0,99
10	5874803	2554	5568863	2421	1,00	0,96	1,00	0,96
11	5814433	2528	5515137	2398	1,00	0,96	1,00	0,96
12	5921995	2575	5851620	2544	1,00	1,00	1,00	1,00
13	5984742	2602	5685575	2472	1,00	0,96	1,00	0,96

2.4.- Horas equivalentes y Factor de Capacidad

El parque tendrá un rendimiento neto de **2.699 Horas Equivalentes** anuales de funcionamiento medio lo que representa un **Factor de Capacidad** del **30,81 %**.

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 **33,27**.

3.- AEROGENERADORES

3.1.- Número de aerogeneradores a instalar

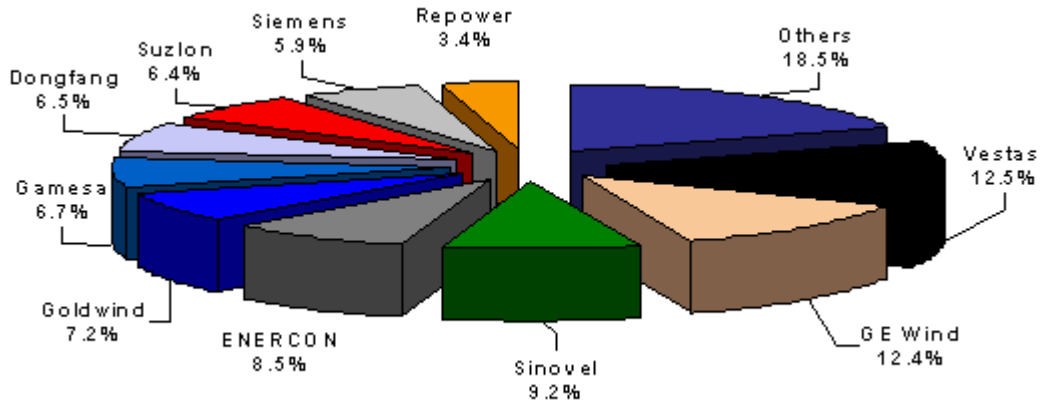
Se instalarán en el parque 13 aerogeneradores Enercon E-70 2.300 kW regulados a una potencia máxima de 2.300 kW.

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.

- 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 arranque 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 m^2
   - 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

- Número de palas: 3
- Longitud:32,8 m
- Peso: 4 Tm cada una

5. Multiplicadora: No tiene
6. Torre: Cónica de acero
   - Alturas: 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 23
   - Factor 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: 30º por minuto

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

3.2.2.- Comportamiento del generador

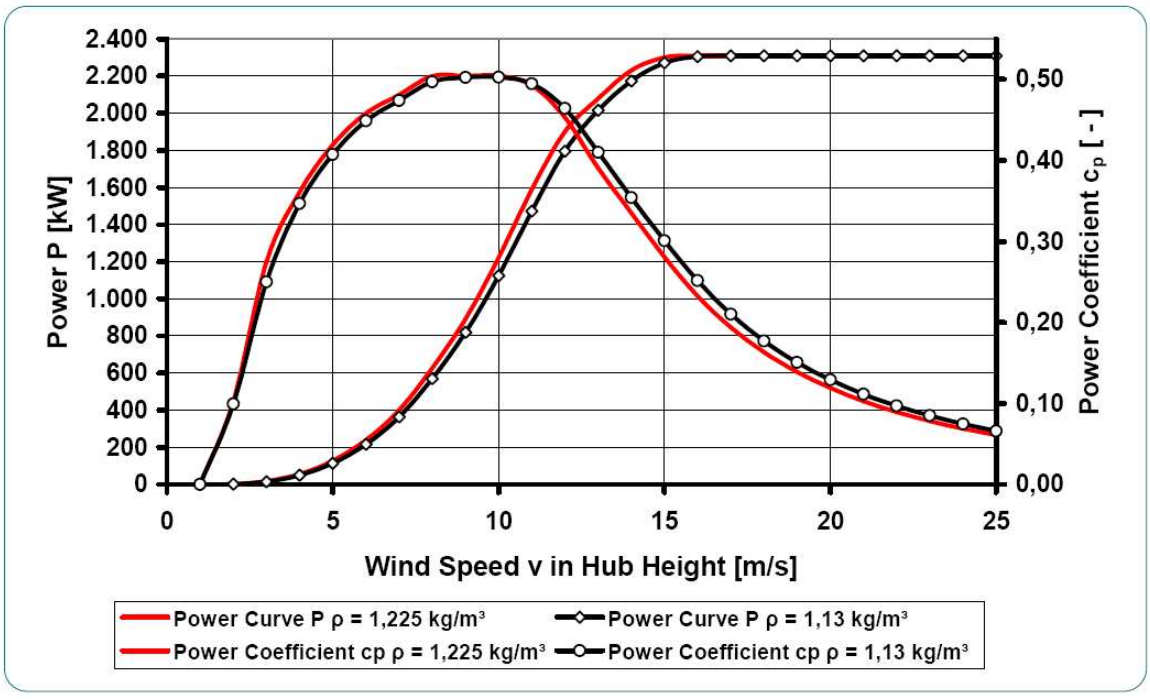
El generador en anilla ENERCON se acciona directamente mediante el rotor de la turbina (las palas del rotor). El rotor del generador está conectado directamente al buje del rotor y, por tanto, no necesita ningún cojinete. Con este fin se ha diseñado específicamente el generador multipolo de ENERCON, 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.

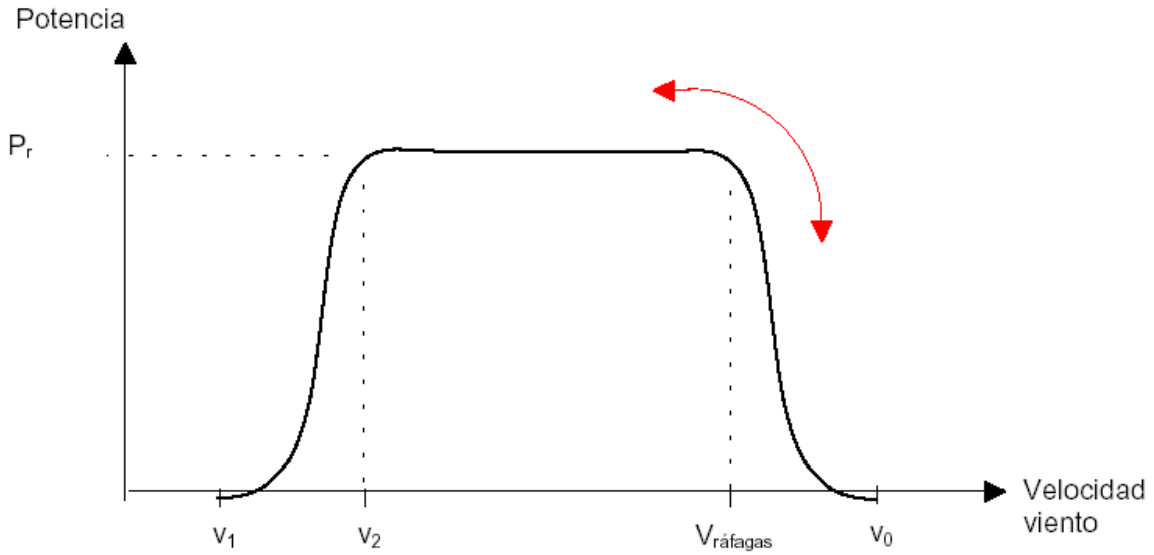
	Standard Air Density ρ = 1,225 kg/m³	
Wind [m/s]	Power Curve P ρ = 1,225 kg/m³ [kW]	Power Coefficient c_p ρ = 1,225 kg/m³ [-]
1	0,0	0,00
2	2,0	0,10
3	18,0	0,27
4	56,0	0,36
5	127,0	0,42
6	240,0	0,46
7	400,0	0,48
8	626,0	0,50
9	892,0	0,50
10	1.223,0	0,50
11	1.590,0	0,49
12	1.900,0	0,45
13	2.080,0	0,39
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



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.

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 Hz, 0,2 seg.
Mínima frecuencia: ..... 43 Hz, 0,2 seg.
Sobretensión: ..... 120 % Vn, 5 seg.

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.

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 los anexos por certificado del fabricante.

4.- SEGURIDAD EN EL SUMINISTRO Y AFECCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO.

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.
- **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.

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

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.

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.

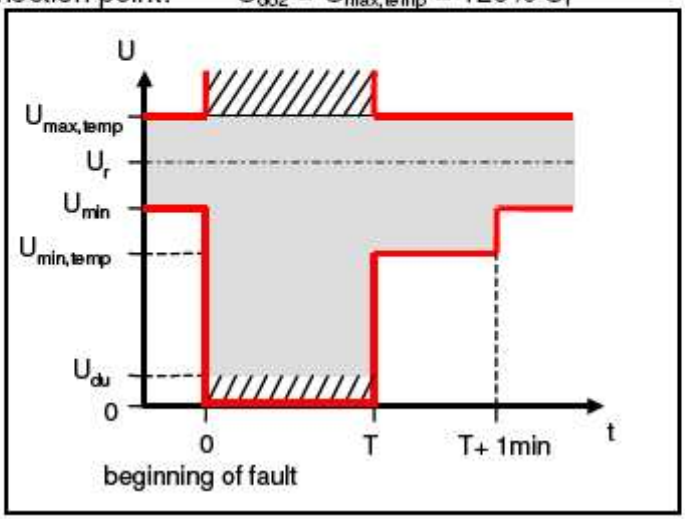
El parque dispondrá de un sistema de gestión telemática permanente de toda la instalación, dispondrá de los medios necesarios para que el operador del sistema tenga información en tiempo real de los distintos parámetros del parque. El sistema será permanente, fiable, y estará gestionado por la propiedad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

4.4.- Consumo de energía reactiva y comportamiento frente a huecos de tensión

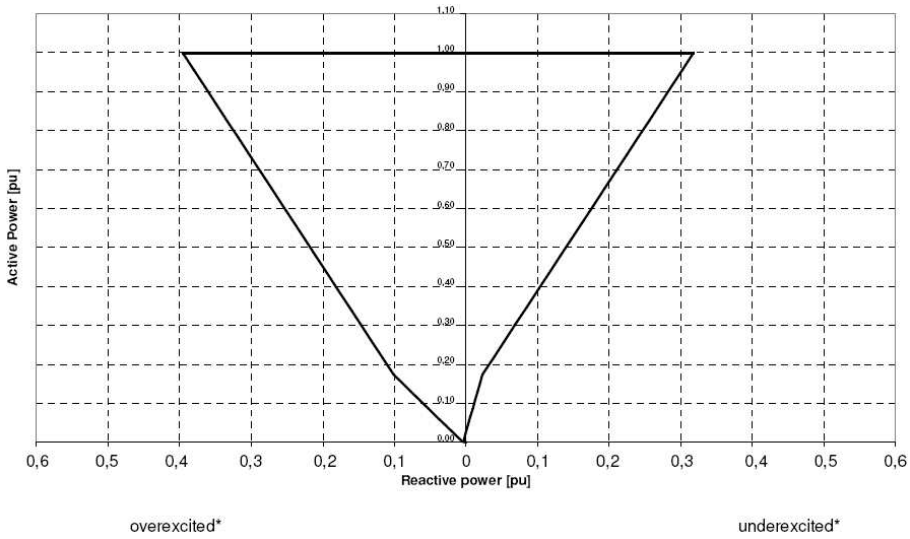
El aerogenerador Enercon E-70 tiene el siguiente comportamiento frente a huecos de tensión:

Undervoltage protection setpoint:	$U_{up} = U_{min,temp} = 80\% U_r$
Voltage protection time delay:	$t = t_{up} \leq 5$ 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.



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.

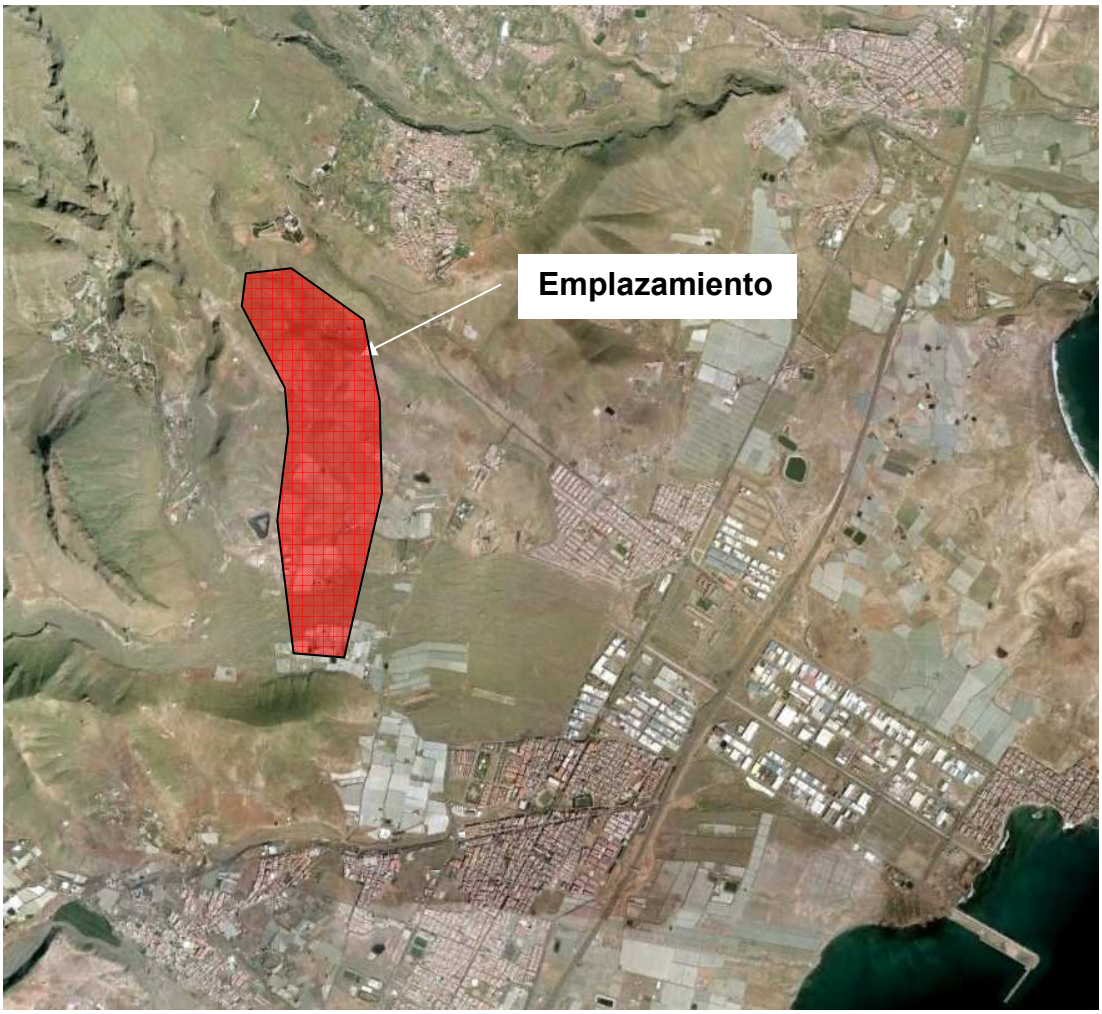
5.- LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

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.



Municipio de Agüimes



Fotografía aérea del emplazamiento

5.2.- Ubicación de los aerogeneradores

DENOMINACIÓN	UTM X	UTM Y	UTM Z	Potencia Unitaria (kW)
AE 1,1	454.314,1751	3.085.876,1924	285	2.300
AE 1,2	454.454,8318	3.085.824,0803	277	2.300
AE 2,1	454.568,1185	3.085.426,8841	256	2.300
AE 3,1	454.374,9454	3.085.088,5351	233	2.300
AE 3,2	454.515,6022	3.085.036,4230	237	2.300
AE 4,1	454.991,2008	3.084.208,6052	122	2.300
AE 4,2	455.131,8576	3.084.156,4931	115	2.300
AE 5,1	454.783,8272	3.083.862,2927	127	2.300
AE 5,2	455.138,6950	3.083.681,0668	116	2.300
AE 6,1	454.542,7896	3.083.262,7678	127	2.300
AE 6,2	454.691,8440	3.083.231,3885	128	2.300
AE 6,3	454.818,7819	3.083.165,6097	125	2.300
AE 6,4	454.941,3041	3.083.086,3155	122	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).

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
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
P.E. Comunidad Roque Aguayro	225	ACSA A-27	225	233
P.E. Pozo Piletas	225	ACSA V-27	225	388

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).

7.- VALORACIÓN MEDIOAMBIENTAL.

7.1.- Planos de Valoración medioambiental

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.

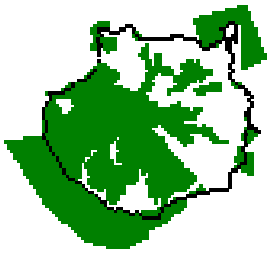
Superficie: 806,6 hectáreas.
Población: ninguna.

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

- **1,84 km** al Paisaje Protegido de la Montaña de Agüimes (C-28).
- **0,34 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.



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 hábitats 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).

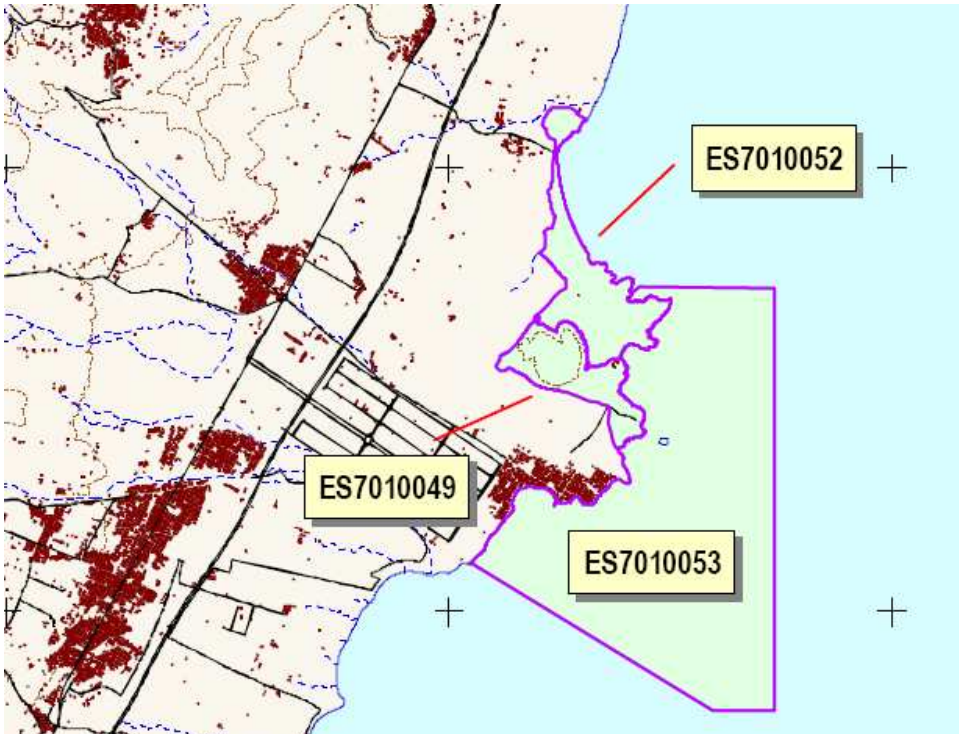
El segundo se denomina Punta de la Sal (ES7010052), se caracteriza por ser un Área costera donde dominan materiales sedimentarias con arenas y caliches. Es un área costera donde dominan materiales sedimentarios con arenas y caliches, junto a una playa de callaos, donde se acumula arena de manera estacional. 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

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.

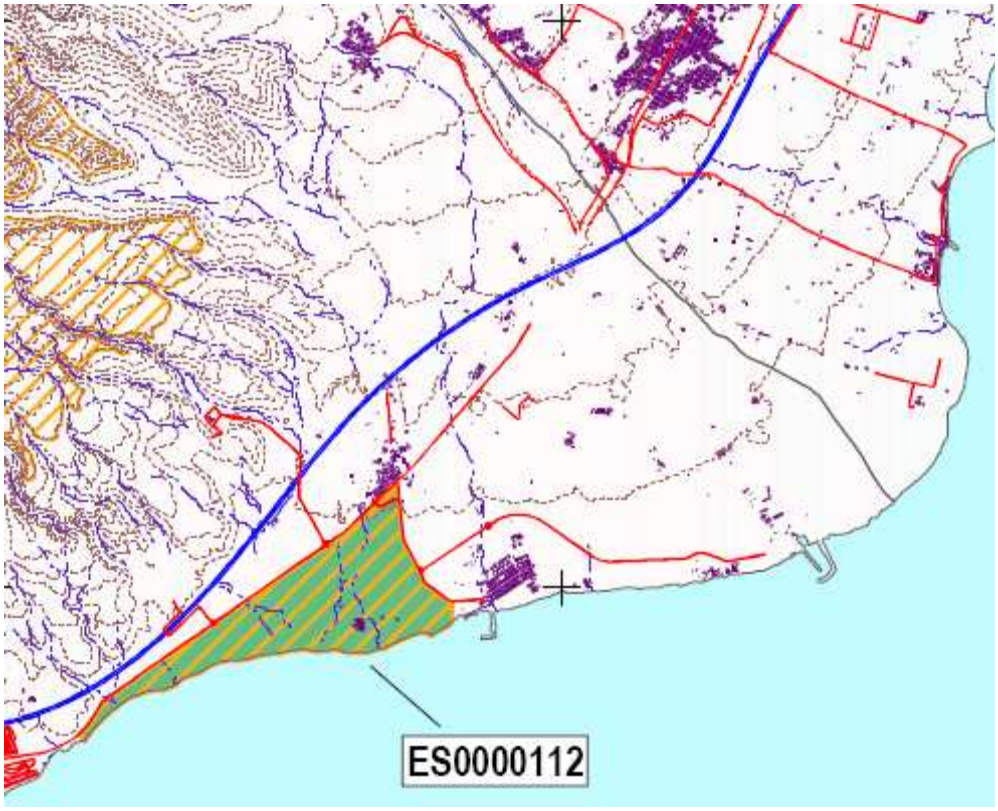


Respecto a las zonas ZEPA, la zona más cercana es la ES0000112 correspondiente al Sitio de Interés científico de Juncalillo del Sur. La franja costera de Juncalillo del Sur constituye una de las mejores localidades de la isla de Gran Canaria así como del Archipiélago para las aves acuáticas, alcanzando 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

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:

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:

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.

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

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.

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.

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.

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	26.598.000	28.548.000	90,5%
transporte	1.300.000		
montaje	650.000		
CAPITULO II: CENTRO DE MANIOBRA Y CONTROL			
Aparamenta	150.003	235.365	0,7%
Obra Civil	29.703		
Varios	55.659		
CAPITULO III: CIMENTACIÓN		978.125	3,1%
CAPITULO IV: CANALIZACIONES, LÍNEAS Y ACCESOS		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		31.561.752	€
		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.

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 elevados.

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, Agosto 2012

El Ingeniero Industrial



Rafael J. Peñate Quesada
Colegiado nº 1.188

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: Descripción de los sistemas de telemando.

Anexo 6: Documentación varía.

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

Pº de la Habana, 138
28036 Madrid, España
T +34 914 521 200
F +34 914 521 300
www.ineco.es

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN. 5

1.1. OBJETO DEL ESTUDIO. 5

1.2. ANTECEDENTES. 5

2. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN A LA TRACCIÓN FERROVIARIA. 6

2.1. ELECTRIFICACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA, A 3 KV. 6

2.2. ESCENARIOS OBJETO DE ESTUDIO 6

2.3. SIMULACIÓN DE LA LÍNEA 6

ANEXO I ESTUDIO DE POTENCIA – LÍNEA STA. CATALINA – MELONERAS 8

1. INTRODUCCIÓN. 9

2. DATOS DE PARTIDA 11

2.1. GEOMETRÍA 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. CARACTERÍSTICAS DEL CIRCUITO ELÉCTRICO 15

2.3. CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL MÓVIL 15

3. CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN PREVISTAS 17

3.1. ESCENARIO 1: HORIZONTE 2018 17

3.2. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 17

4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES. 18

4.1. ESCENARIO 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

4.2. ESCENARIO 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. ESCENARIO 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. ESCENARIO 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. ESCENARIO 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. ESCENARIO 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. ESCENARIO 2: HORIZONTE 2028 DEGRADADO EN TARAJILLO 43
4.7.1. Tensión Catenaria – Carril 43

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. ESCENARIO 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. CONCLUSIONES....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.

SE	Grupo	Escenario 2018			Escenario 2028			Potencia instalada (kW)
		P máx instantánea (kW)	Pmáx 15 minutos (kW)	Energía (GW·h/año)	Pmáx instantánea (kW)	Pmáx 15 minutos (kW)	Energía (GW·h/año)	
Las Palmas P.K. 1+900	1	1841,74	876,32	3,38	2632,46	1334,15	4,04	3000
	2	1841,74	876,32	3,38	2632,46	1334,15	4,04	3000
Hospitales P.K. 8+000	1	2208,28	1111,66	4,57	2484,09	1540,27	5,46	3000
	2	2208,28	1111,66	4,57	2484,09	1540,27	5,46	3000
El Goro P.K. 21+000	1	5296,25	2327,31	7,75	6998,64	2931,08	9,26	6000
	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

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

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:

- 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 ºC (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

P.K. Inicial	P.K. Final	Pendiente (‰)	Longitud (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. Inicial	P.K. Final	Pendiente (‰)	Longitud (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

P.K. Inicial	P.K. Final	Radio (‰)	Longitud (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. Inicial	P.K. Final	Radio (‰)	Longitud (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	P.K. absoluto	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 80ºC, máxima admisible según la norma UNE-EN 50119.

- Catenaria de tipo CR160, formada por un hilo sustentador de 153 mm^2 de sección y dos hilos de contacto de 107 mm^2 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 media 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/s^2	36,5 cm/s^2	48,6 cm/s^2	43,8 cm/s^2

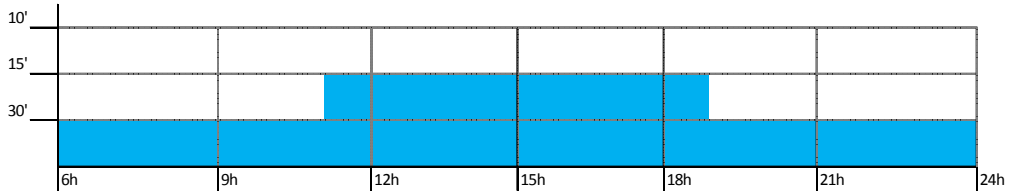
3. CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN PREVISTAS

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.

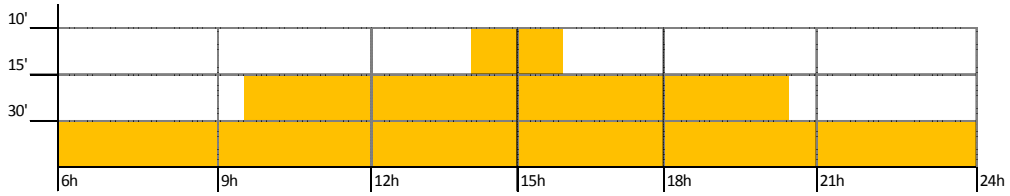
La distribución de frecuencias considerada queda:



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

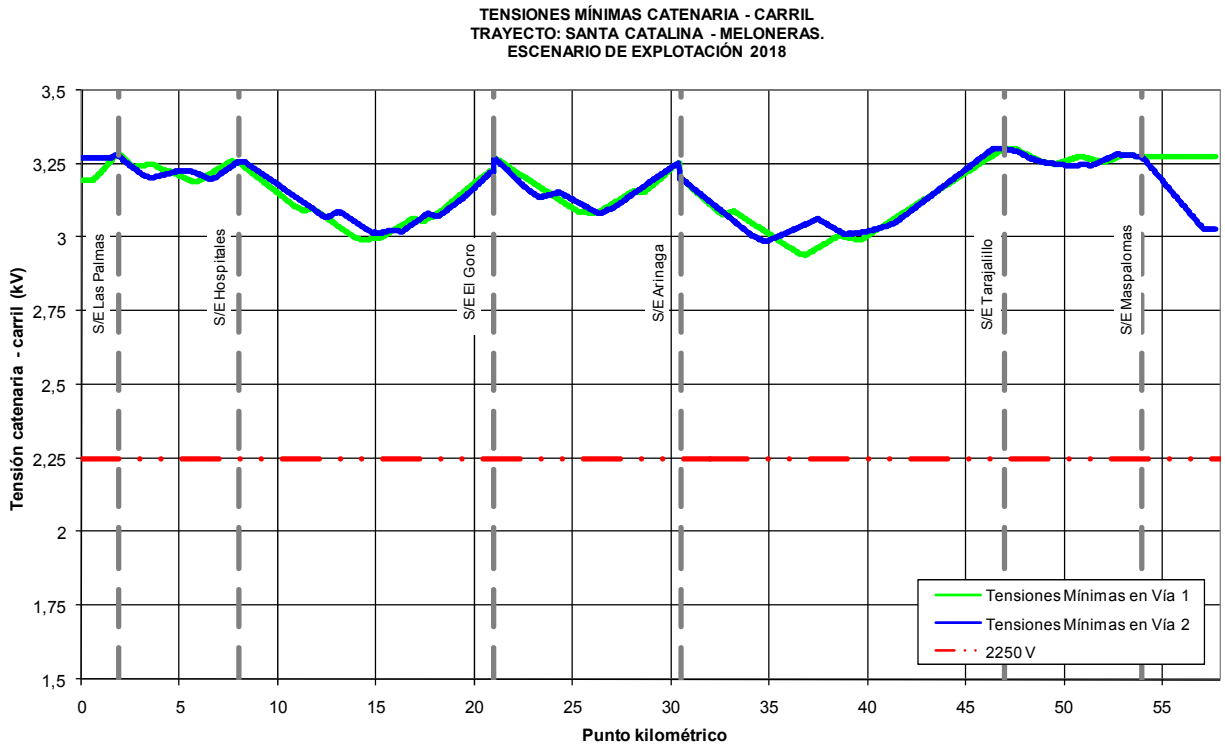
A continuación se muestran los valores característicos de las simulaciones, tanto desde el punto de vista del material rodante como desde el de la infraestructura: tensión catenaria – carril, potencia demandada a los grupos de tracción e intensidad máxima por los feeders y demanda energética total diaria.

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)	I 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
El Goro	1	2018	968,34	453,69	1423,70
	2	2018	1056,37	477,63	1423,70
	3	2018	775,79	315,96	1423,70
	4	2018	1129,94	446,57	1423,70
Arinaga	1	2018	1132,50	451,19	1423,70
	2	2018	1097,11	385,89	1423,70
	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
Maspalomas	1	2018	969,16	327,77	1423,70
	2	2018	673,83	275,58	1423,70
	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 mm^2 en Cu.

4.1.4. Demanda energética diaria

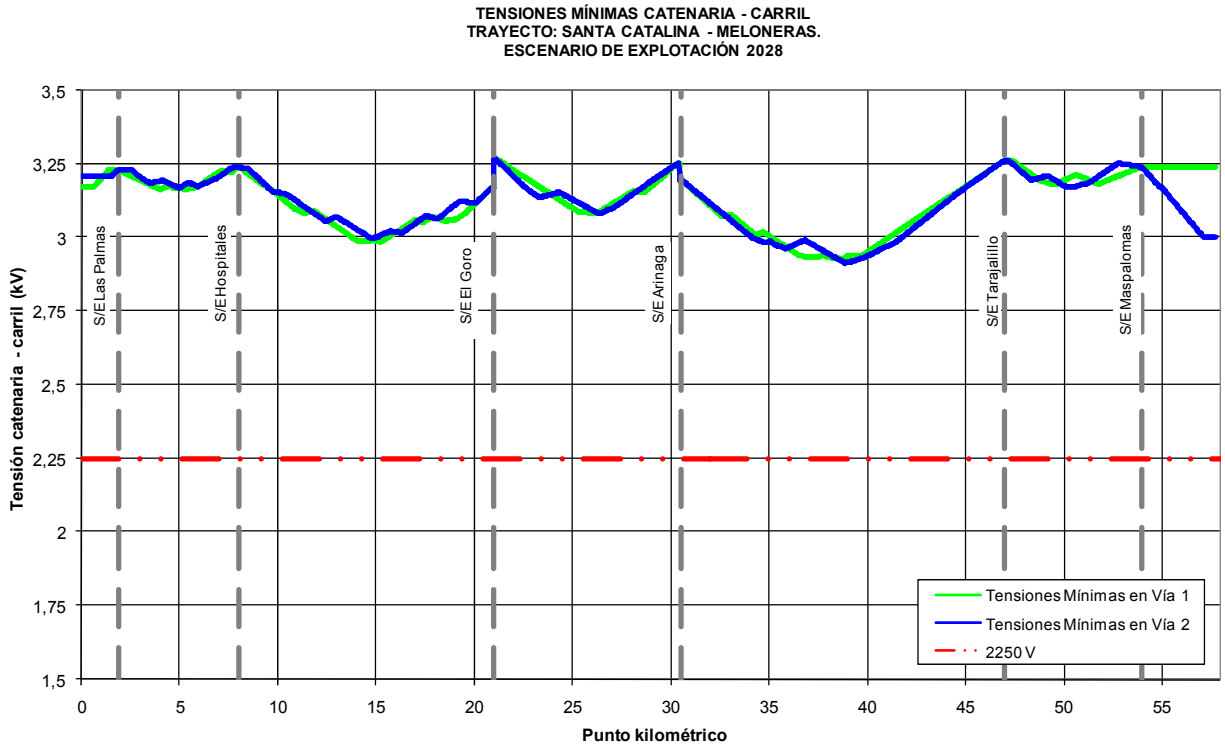
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

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
	2	2028	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028	2484,09	2303,66	1540,27	3000
	2	2028	2484,09	2303,66	1540,27	3000
El Goro	1	2028	6998,64	5528,06	2931,08	6000
	2	2028	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028	4485,91	4171,77	2573,16	6000
	2	2028	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028	2107,62	1759,68	1194,89	3000
	2	2028	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Maspalomas	1	2028	2346,09	1932,46	1275,70	3000
	2	2028	2346,09	1932,46	1275,70	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.

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

4.2.4. Demanda energética diaria

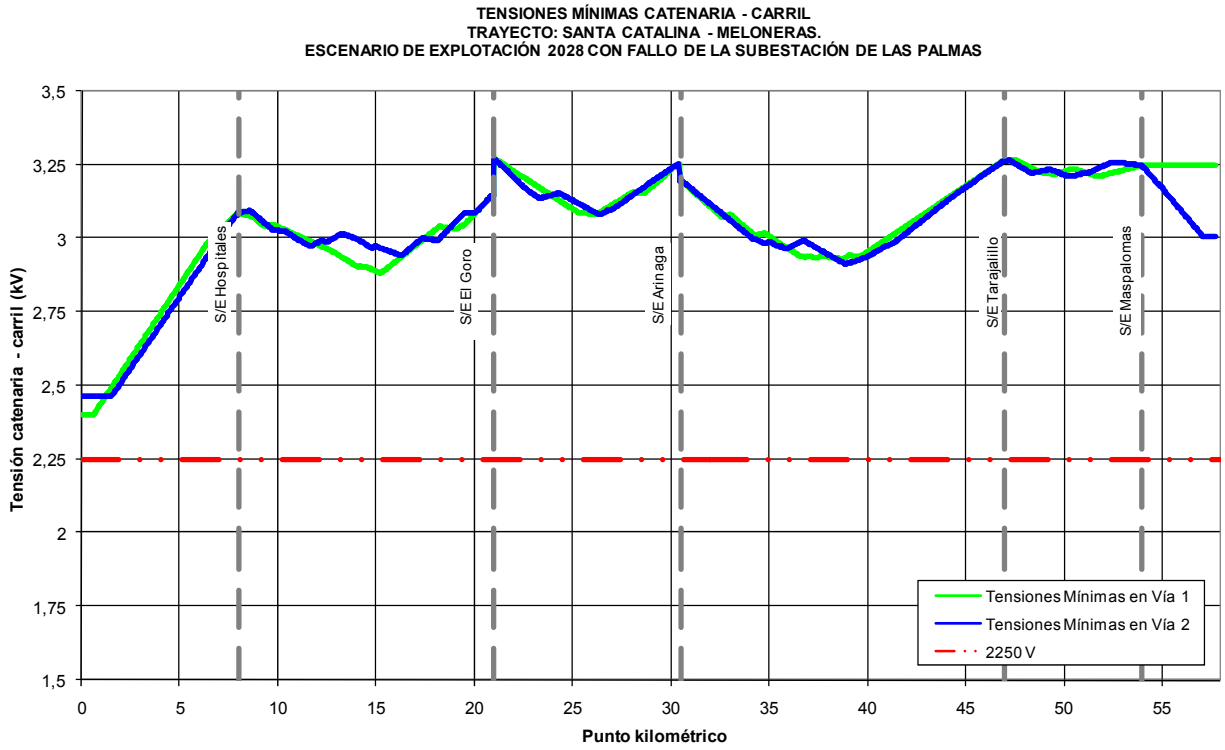
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028	Grupo 1	11074,50
	2028	Grupo 2	11074,50
Hospitales	2028	Grupo 1	14967,10
	2028	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028	Grupo 1	25376,70
	2028	Grupo 2	17823,30
Arinaga	2028	Grupo 1	18891,20
	2028	Grupo 2	26683,20
Tarajillo	2028	Grupo 1	10980,50
	2028	Grupo 2	10980,50
Maspalomas	2028	Grupo 1	10522,20
	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)
Hospitales	1	2028 Deg1	4832,70	4188,72	2739,98	3000
	2	2028 Deg1	4832,70	4188,72	2739,98	3000
El Goro	1	2028 Deg1	7743,18	6236,67	3317,30	6000
	2	2028 Deg1	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg1	4485,91	4171,77	2573,16	6000
	2	2028 Deg1	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028 Deg1	2107,62	1759,68	1194,89	3000
	2	2028 Deg1	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Maspalomas	1	2028 Deg1	2346,09	1932,46	1275,70	3000
	2	2028 Deg1	2346,09	1932,46	1275,70	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.

4.3.3. 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)
Hospitales	1	2028 Deg1	1600,20	755,65	1423,70
	2	2028 Deg1	1553,75	662,31	1423,70
	3	2028 Deg1	1226,08	516,32	1423,70
	4	2028 Deg1	981,23	401,80	1423,70
El Goro	1	2028 Deg1	1123,91	525,19	1423,70
	2	2028 Deg1	1251,46	557,41	1423,70
	3	2028 Deg1	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg1	1129,94	446,57	1423,70
Arinaga	1	2028 Deg1	1132,50	451,19	1423,70
	2	2028 Deg1	1099,75	385,89	1423,70
	3	2028 Deg1	1169,89	533,13	1423,70
	4	2028 Deg1	1192,32	502,60	1423,70
Tarajillo	1	2028 Deg1	719,15	306,25	1423,70
	2	2028 Deg1	905,12	336,43	1423,70
	3	2028 Deg1	798,69	215,21	1423,70
	4	2028 Deg1	889,77	292,91	1423,70
Maspalomas	1	2028 Deg1	1015,17	340,51	1423,70
	2	2028 Deg1	704,46	283,97	1423,70
	3	2028 Deg1	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028 Deg1	1271,39	490,37	1423,70

4.3.4. Demanda energética diaria

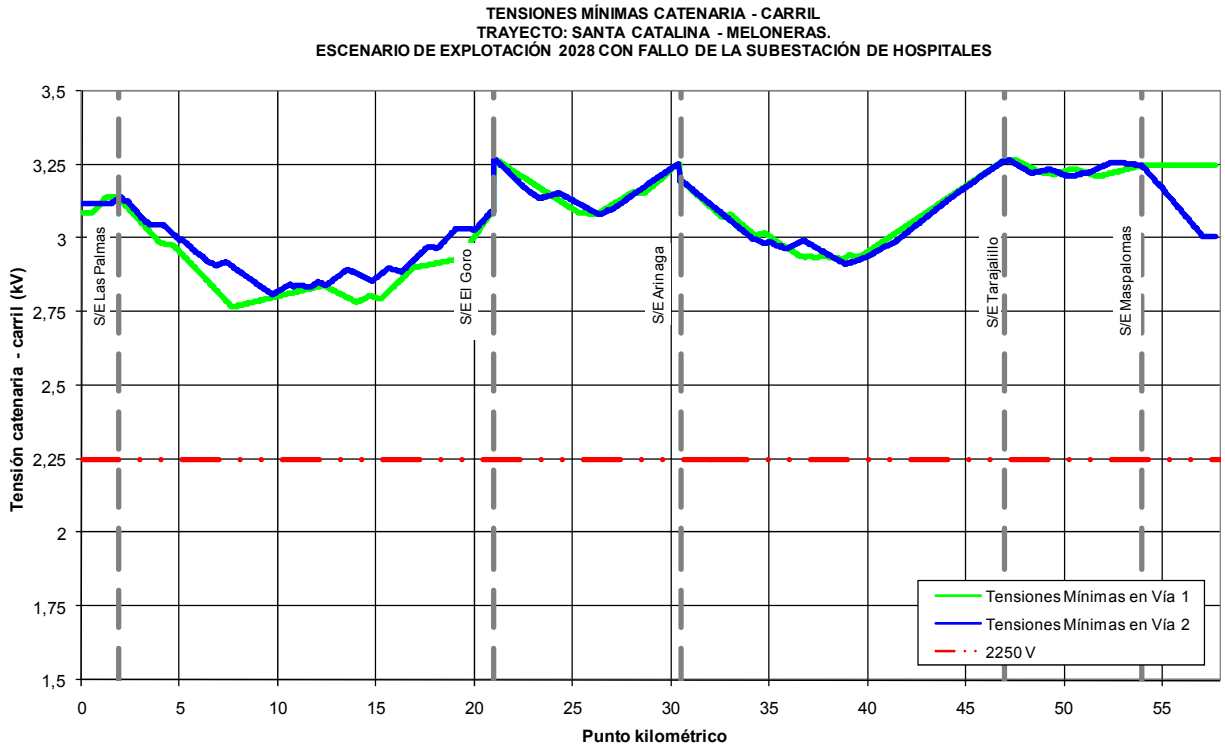
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Hospitales	2028 Deg1	Grupo 1	25484,90
	2028 Deg1	Grupo 2	25484,90
El Goro	2028 Deg1	Grupo 1	30062,00
	2028 Deg1	Grupo 2	17823,30
Arinaga	2028 Deg1	Grupo 1	18891,20
	2028 Deg1	Grupo 2	26683,20
Tarajillo	2028 Deg1	Grupo 1	10980,50
	2028 Deg1	Grupo 2	10980,50
Maspalomas	2028 Deg1	Grupo 1	10522,20
	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
	2	2028 Deg2	4032,94	3549,14	2324,28	3000
El Goro	1	2028 Deg2	9366,59	7554,55	4188,27	6000
	2	2028 Deg2	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg2	4485,91	4171,77	2573,16	6000
	2	2028 Deg2	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028 Deg2	2107,62	1759,68	1194,89	3000
	2	2028 Deg2	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Maspalomas	1	2028 Deg2	2346,09	1932,46	1275,70	3000
	2	2028 Deg2	2346,09	1932,46	1275,70	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.

4.4.3. 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)
Las Palmas	1	2028 Deg2	1229,08	366,55	1423,70
	2	2028 Deg2	1212,72	162,00	1423,70
	3	2028 Deg2	1417,47	695,97	1423,70
	4	2028 Deg2	1380,97	616,11	1423,70
El Goro	1	2028 Deg2	1545,20	685,41	1423,70
	2	2028 Deg2	1305,61	635,27	1423,70
	3	2028 Deg2	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg2	1129,94	446,57	1423,70
Arinaga	1	2028 Deg2	1132,50	451,19	1423,70
	2	2028 Deg2	1100,23	385,89	1423,70
	3	2028 Deg2	1169,89	533,13	1423,70
	4	2028 Deg2	1192,32	502,60	1423,70
Tarajillo	1	2028 Deg2	719,15	306,25	1423,70
	2	2028 Deg2	905,12	336,43	1423,70
	3	2028 Deg2	798,69	215,21	1423,70
	4	2028 Deg2	889,77	292,91	1423,70
Maspalomas	1	2028 Deg2	1015,17	340,51	1423,70
	2	2028 Deg2	704,46	283,97	1423,70
	3	2028 Deg2	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028 Deg2	1271,39	490,37	1423,70

4.4.4. Demanda energética diaria

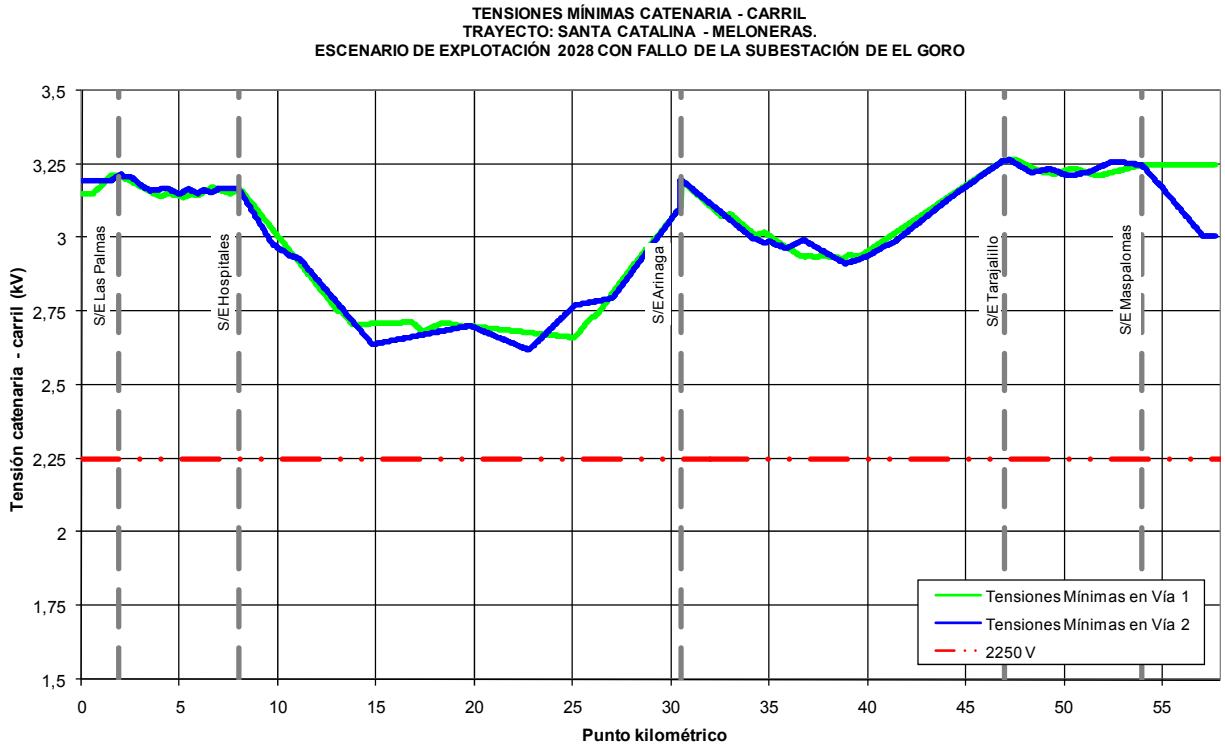
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg2	Grupo 1	21469,50
	2028 Deg2	Grupo 2	21469,50
El Goro	2028 Deg2	Grupo 1	37963,40
	2028 Deg2	Grupo 2	17823,20
Arinaga	2028 Deg2	Grupo 1	18891,20
	2028 Deg2	Grupo 2	26683,20
Tarajillo	2028 Deg2	Grupo 1	10980,50
	2028 Deg2	Grupo 2	10980,50
Maspalomas	2028 Deg2	Grupo 1	10522,20
	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
	2	2028 Deg3	2862,34	2400,91	1592,68	3000
Hospitales	1	2028 Deg3	3616,59	3113,31	2369,60	3000
	2	2028 Deg3	3616,59	3113,31	2369,60	3000
Arinaga	1	2028 Deg3	9302,01	8323,02	5443,96	6000
	2	2028 Deg3	6186,26	5099,43	3234,80	6000
Tarajillo	1	2028 Deg3	2107,62	1759,68	1194,89	3000
	2	2028 Deg3	2107,62	1759,68	1194,89	3000
Maspalomas	1	2028 Deg3	2346,09	1932,46	1275,70	3000
	2	2028 Deg3	2346,09	1932,46	1275,70	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.

4.5.3. 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)
Las Palmas	1	2028 Deg3	1204,14	359,71	1423,70
	2	2028 Deg3	1181,46	158,41	1423,70
	3	2028 Deg3	1296,28	410,45	1423,70
	4	2028 Deg3	1223,20	448,95	1423,70
Hospitales	1	2028 Deg3	1040,23	321,66	1423,70
	2	2028 Deg3	874,52	300,02	1423,70
	3	2028 Deg3	1457,07	799,04	1423,70
	4	2028 Deg3	1720,80	742,96	1423,70
Arinaga	1	2028 Deg3	1746,33	813,55	1423,70
	2	2028 Deg3	1433,72	764,53	1423,70
	3	2028 Deg3	1273,51	533,60	1423,70
	4	2028 Deg3	1192,32	502,60	1423,70
Tarajillo	1	2028 Deg3	719,15	306,25	1423,70
	2	2028 Deg3	905,12	336,43	1423,70
	3	2028 Deg3	798,69	215,20	1423,70
	4	2028 Deg3	889,77	292,91	1423,70
Maspalomas	1	2028 Deg3	1015,17	340,51	1423,70
	2	2028 Deg3	704,46	283,97	1423,70
	3	2028 Deg3	1153,69	135,55	1423,70
	4	2028 Deg3	1271,39	490,37	1423,70

4.5.4. Demanda energética diaria

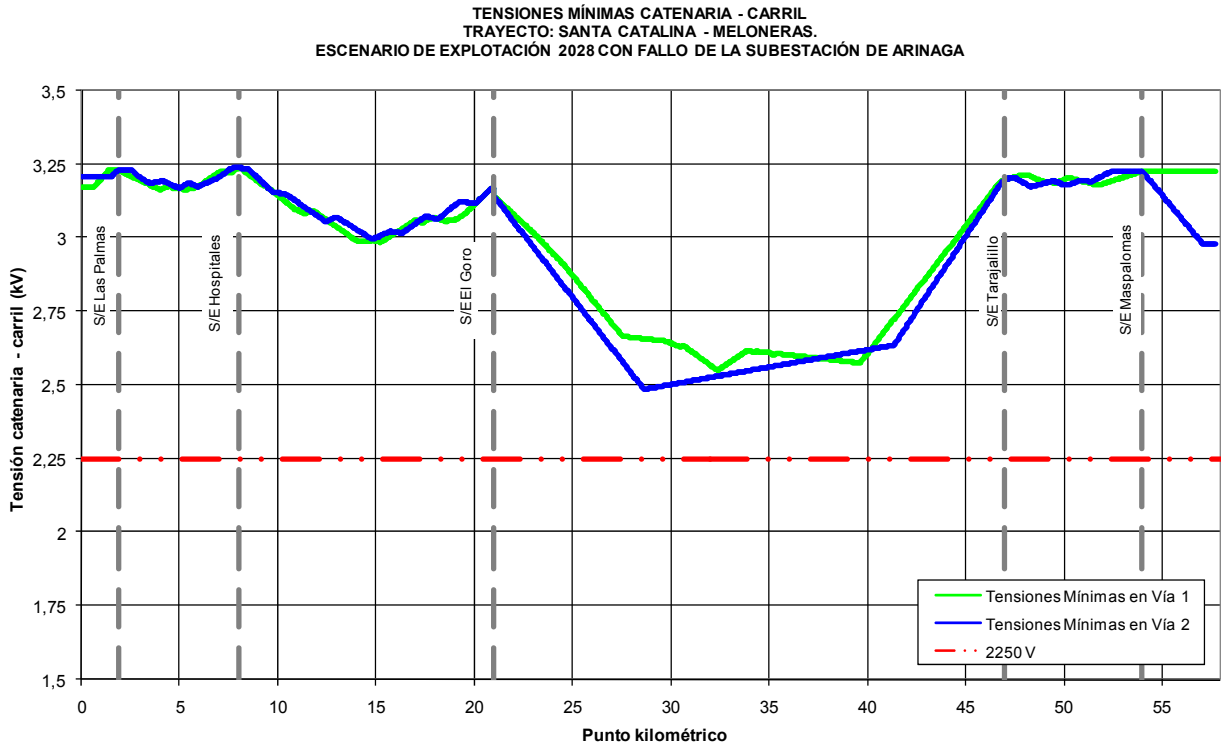
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg3	Grupo 1	13977,90
	2028 Deg3	Grupo 2	13977,90
Hospitales	2028 Deg3	Grupo 1	22805,20
	2028 Deg3	Grupo 2	22805,20
Arinaga	2028 Deg3	Grupo 1	46109,10
	2028 Deg3	Grupo 2	26683,20
Tarajillo	2028 Deg3	Grupo 1	10980,50
	2028 Deg3	Grupo 2	10980,50
Maspalomas	2028 Deg3	Grupo 1	10522,20
	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
	2	2028 Deg4	2632,47	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028 Deg4	2484,09	2303,65	1540,27	3000
	2	2028 Deg4	2484,09	2303,65	1540,27	3000
El Goro	1	2028 Deg4	6998,64	5528,11	2931,09	6000
	2	2028 Deg4	7963,72	7362,91	5400,76	6000
Tarajillo	1	2028 Deg4	3121,95	2610,28	1955,01	3000
	2	2028 Deg4	3121,95	2610,28	1955,01	3000
Maspalomas	1	2028 Deg4	2683,73	2261,57	1576,76	3000
	2	2028 Deg4	2683,73	2261,57	1576,76	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.

4.6.3. 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)
Las Palmas	1	2028 Deg4	1195,21	356,84	1423,70
	2	2028 Deg4	1175,52	157,66	1423,70
	3	2028 Deg4	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028 Deg4	1168,97	388,15	1423,70
Hospitales	1	2028 Deg4	1094,62	323,02	1423,70
	2	2028 Deg4	900,58	295,08	1423,70
	3	2028 Deg4	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028 Deg4	1004,33	415,69	1423,70
El Goro	1	2028 Deg4	1043,60	466,97	1423,70
	2	2028 Deg4	1144,56	495,08	1423,70
	3	2028 Deg4	1295,56	802,29	1423,70
	4	2028 Deg4	1377,34	814,20	1423,70
Tarajillo	1	2028 Deg4	1372,71	627,65	1423,70
	2	2028 Deg4	1644,14	592,98	1423,70
	3	2028 Deg4	774,68	218,41	1423,70
	4	2028 Deg4	832,07	283,88	1423,70
Maspalomas	1	2028 Deg4	1081,15	405,14	1423,70
	2	2028 Deg4	797,16	357,46	1423,70
	3	2028 Deg4	1159,61	136,40	1423,70
	4	2028 Deg4	1286,54	493,62	1423,70

4.6.4. Demanda energética diaria

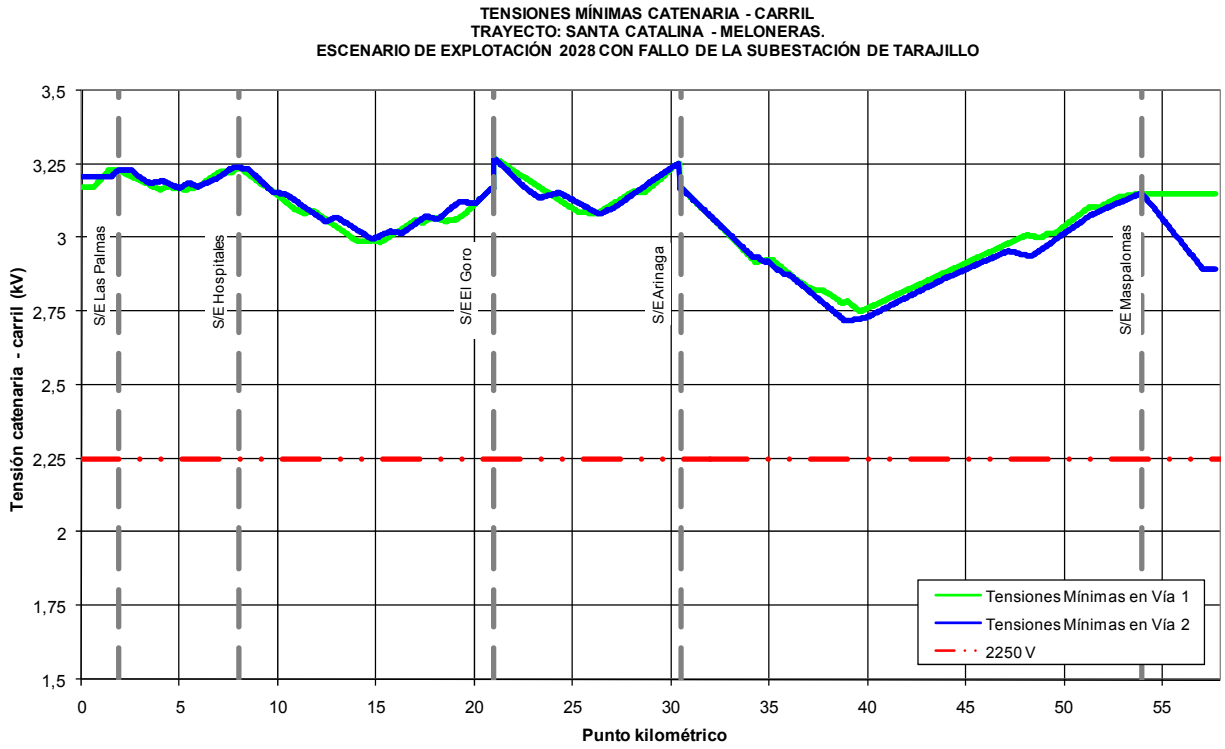
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg4	Grupo 1	11074,50
	2028 Deg4	Grupo 2	11074,50
Hospitales	2028 Deg4	Grupo 1	14967,10
	2028 Deg4	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028 Deg4	Grupo 1	25376,70
	2028 Deg4	Grupo 2	49707,00
Tarajillo	2028 Deg4	Grupo 1	18331,70
	2028 Deg4	Grupo 2	18331,70
Maspalomas	2028 Deg4	Grupo 1	13617,70
	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
	2	2028 Deg5	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028 Deg5	2484,09	2303,66	1540,27	3000
	2	2028 Deg5	2484,09	2303,66	1540,27	3000
El Goro	1	2028 Deg5	6998,64	5528,06	2931,08	6000
	2	2028 Deg5	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg5	4485,91	4171,77	2573,16	6000
	2	2028 Deg5	7014,13	6315,28	4025,91	6000
Maspalomas	1	2028 Deg5	3829,29	3187,30	2142,74	3000
	2	2028 Deg5	3829,29	3187,30	2142,74	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.

4.7.3. 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)
Las Palmas	1	2028 Deg5	1195,21	356,84	1423,70
	2	2028 Deg5	1175,52	157,66	1423,70
	3	2028 Deg5	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028 Deg5	1168,97	388,15	1423,70
Hospitales	1	2028 Deg5	1094,62	323,02	1423,70
	2	2028 Deg5	900,58	295,08	1423,70
	3	2028 Deg5	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028 Deg5	1004,33	415,69	1423,70
El Goro	1	2028 Deg5	1043,60	466,97	1423,70
	2	2028 Deg5	1144,56	495,08	1423,70
	3	2028 Deg5	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg5	1129,94	446,57	1423,70
Arinaga	1	2028 Deg5	1132,50	451,19	1423,70
	2	2028 Deg5	1117,81	385,89	1423,70
	3	2028 Deg5	1276,82	627,54	1423,70
	4	2028 Deg5	1202,64	603,61	1423,70
Maspalomas	1	2028 Deg5	1247,09	527,79	1423,70
	2	2028 Deg5	1121,42	548,12	1423,70
	3	2028 Deg5	1174,39	137,84	1423,70
	4	2028 Deg5	1338,51	502,56	1423,70

4.7.4. Demanda energética diaria

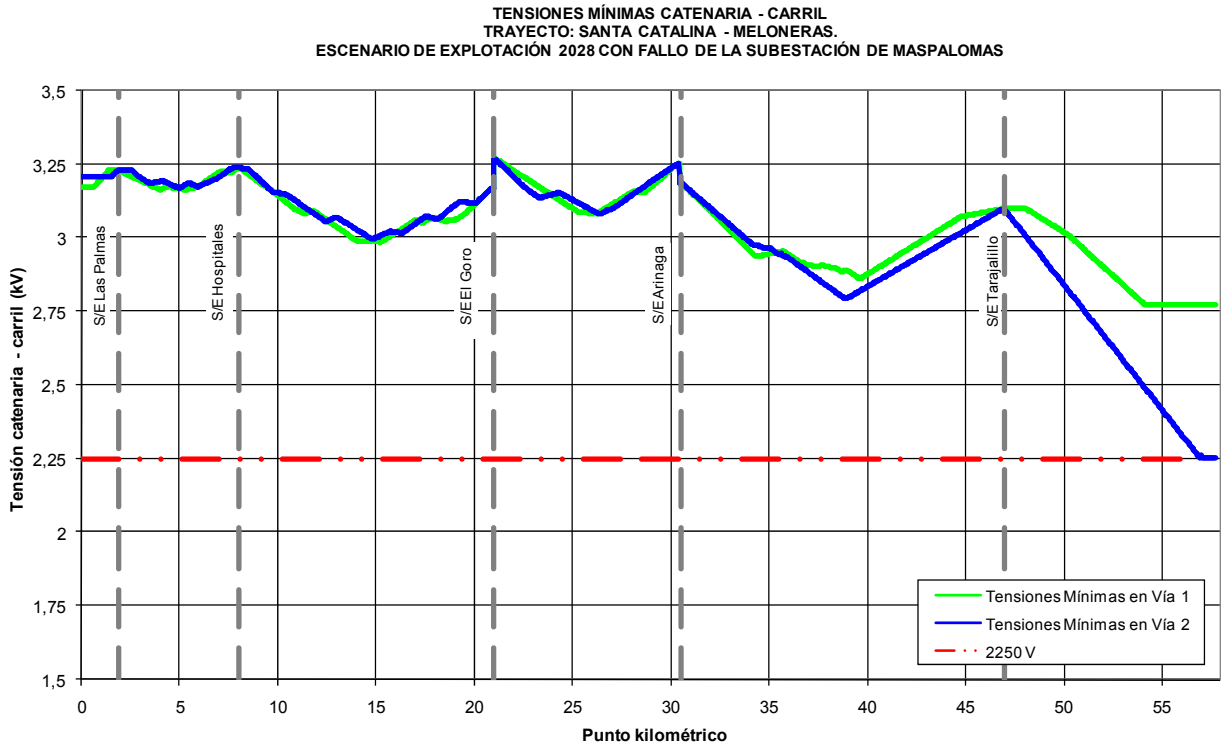
El consumo total de energía de la instalación en un día de explotación normal, según la malla de tráfico propuesta es la siguiente:

Subestación	Escenario	Grupo rectificador	E (kWh)
Las Palmas	2028 Deg5	Grupo 1	11074,50
	2028 Deg5	Grupo 2	11074,50
Hospitales	2028 Deg5	Grupo 1	14967,10
	2028 Deg5	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028 Deg5	Grupo 1	25376,70
	2028 Deg5	Grupo 2	17823,30
Arinaga	2028 Deg5	Grupo 1	18891,20
	2028 Deg5	Grupo 2	33933,30
Maspalomas	2028 Deg5	Grupo 1	18722,30
	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
	2	2028 Deg6	2632,46	2083,85	1334,15	3000
Hospitales	1	2028 Deg6	2484,09	2303,66	1540,27	3000
	2	2028 Deg6	2484,09	2303,66	1540,27	3000
El Goro	1	2028 Deg6	6998,64	5528,06	2931,08	6000
	2	2028 Deg6	3979,13	3863,93	2349,95	6000
Arinaga	1	2028 Deg6	4485,91	4171,77	2573,16	6000
	2	2028 Deg6	6509,67	5637,91	3612,35	6000
Tarajillo	1	2028 Deg6	4635,15	3745,25	2446,05	3000
	2	2028 Deg6	4635,15	3745,25	2446,05	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.

4.8.3. 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)
Las Palmas	1	2028 Deg6	1195,21	356,84	1423,70
	2	2028 Deg6	1175,52	157,66	1423,70
	3	2028 Deg6	1155,82	340,87	1423,70
	4	2028 Deg6	1168,97	388,15	1423,70
Hospitales	1	2028 Deg6	1094,62	323,02	1423,70
	2	2028 Deg6	900,58	295,08	1423,70
	3	2028 Deg6	1185,84	529,77	1423,70
	4	2028 Deg6	1004,33	415,69	1423,70
El Goro	1	2028 Deg6	1043,60	466,97	1423,70
	2	2028 Deg6	1144,56	495,08	1423,70
	3	2028 Deg6	775,79	315,96	1423,70
	4	2028 Deg6	1129,94	446,57	1423,70
Arinaga	1	2028 Deg6	1132,50	451,19	1423,70
	2	2028 Deg6	1103,89	385,89	1423,70
	3	2028 Deg6	1255,64	577,11	1423,70
	4	2028 Deg6	1194,47	543,99	1423,70
Tarajillo	1	2028 Deg6	692,84	294,12	1423,70
	2	2028 Deg6	882,13	324,30	1423,70
	3	2028 Deg6	1381,54	545,94	1423,70
	4	2028 Deg6	1743,18	813,52	1423,70

4.8.4. 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	2028 Deg6	Grupo 1	11074,50
	2028 Deg6	Grupo 2	11074,50
Hospitales	2028 Deg6	Grupo 1	14967,10
	2028 Deg6	Grupo 2	14967,10
El Goro	2028 Deg6	Grupo 1	25376,70
	2028 Deg6	Grupo 2	17823,20
Arinaga	2028 Deg6	Grupo 1	18891,20
	2028 Deg6	Grupo 2	30443,40
Tarajillo	2028 Deg6	Grupo 1	21235,00
	2028 Deg6	Grupo 2	21235,00

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.

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

CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

E-70 E4 2,3 MW

Rotor	
Modelo	E-70 E4
Diámetro de rotor	71 m
Área barrida	3.959 m²
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-Rev000eng-spa
Revision/ date	0		

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

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	**I** 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)

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** $v_E = 70.0$ 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

   $v_m = 10$ 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 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 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_m = 8,5 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:

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.

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.

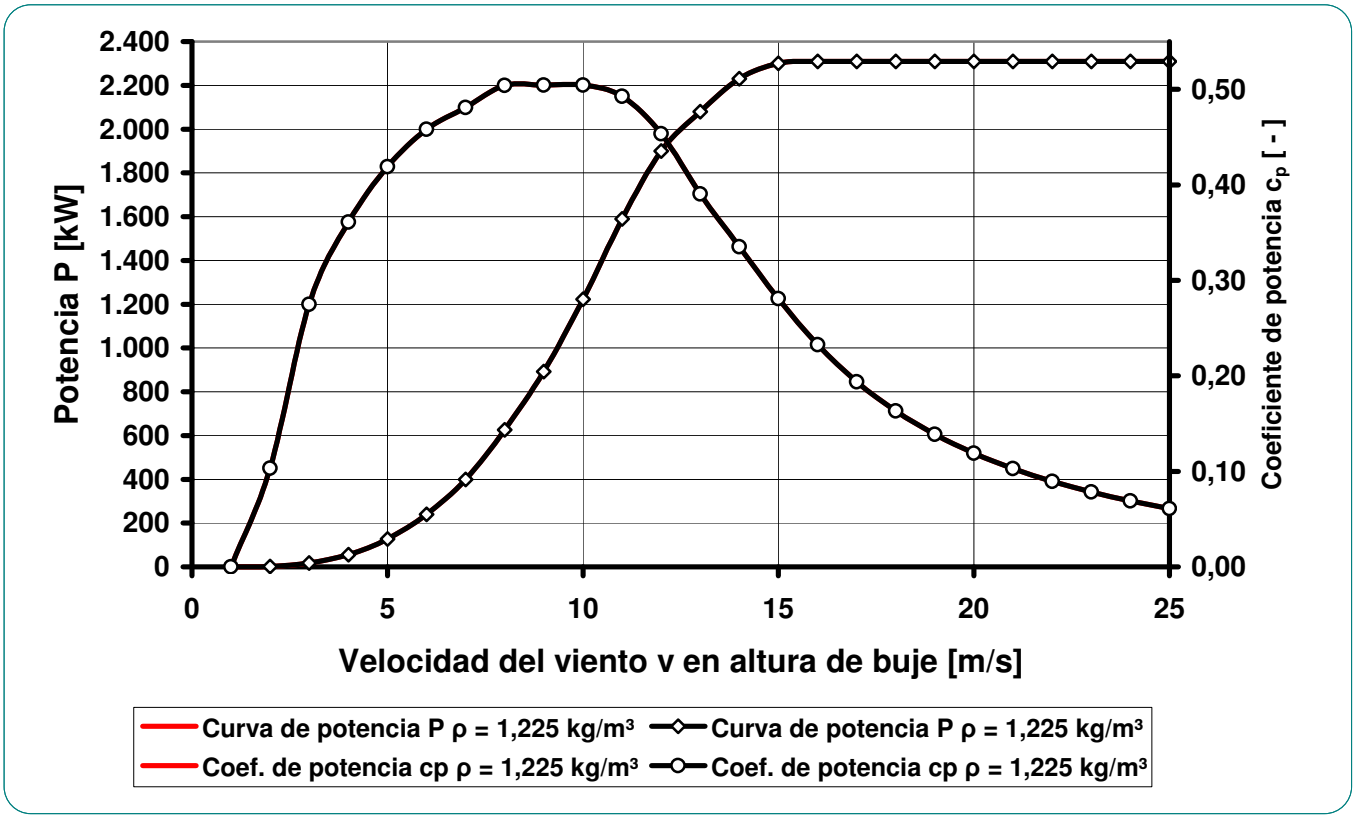
Anexo 3: Certificado de la curva de potencia del aerogenerador Enercon E-70 2.300 kW.

Curva de potencia E-70

(dependiente de la densidad del aire)

	dens. d. aire standard ρ = 1,225 kg/m³		*dens. d. aire modificada ρ = 1,225 kg/m³*	
viento	Curva de potencia P	Coef. de potencia c_p	Curva de potencia P	Coef. de potencia c_p
	ρ = 1,225 kg/m³	ρ = 1,225 kg/m³	ρ = 1,225 kg/m³	ρ = 1,225 kg/m³
[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

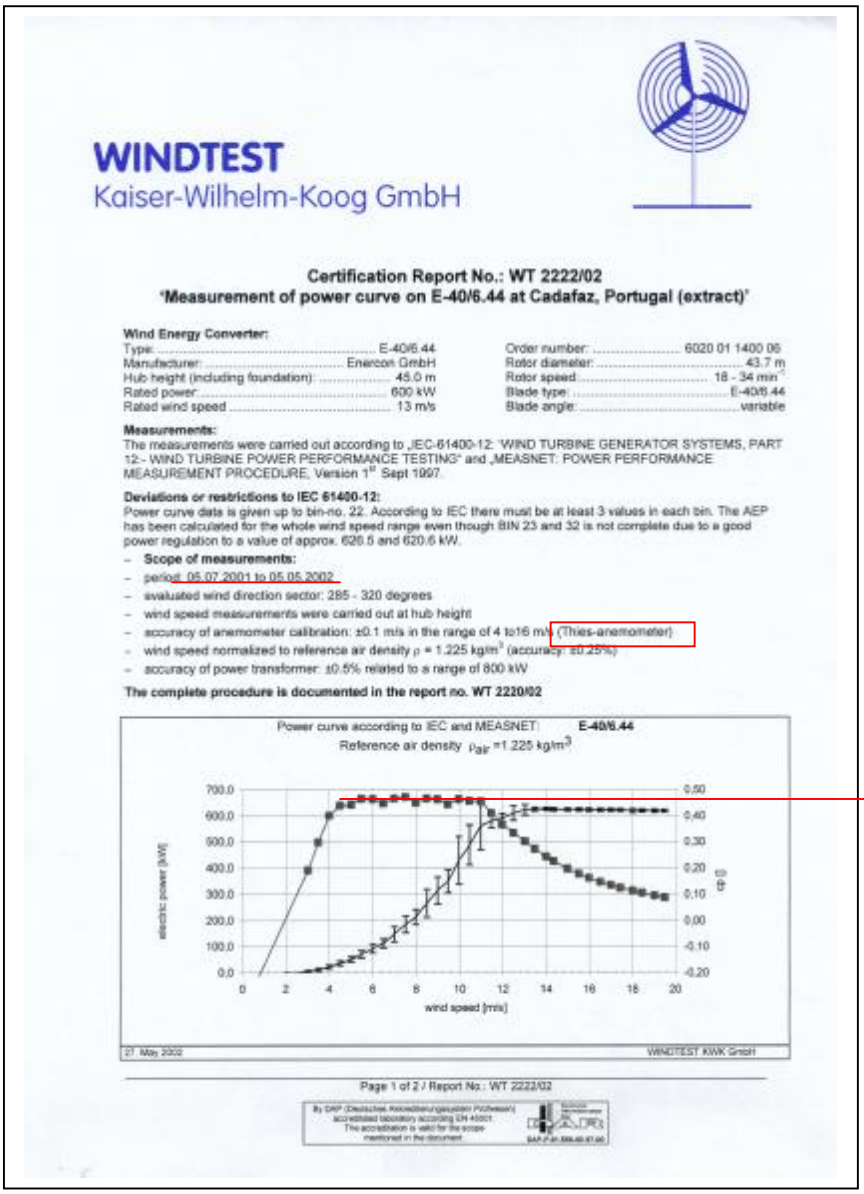
Curvas E-70 con densidad del aire standard



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 durante un mismo intervalo de tiempo y en el mismo aerogenerador E-40/6.44 pero utilizando anemómetros diferentes. 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)



WINDTEST
Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH

Certification Report No.: WT 2222/02
'Measurement of power curve on E-40/6.44 at Cadafaz, Portugal (extract)'

Wind Energy Converter:

Type:	E-40/6.44	Order number:	6020 01 1400 06
Manufacturer:	Enercon GmbH	Rotor diameter:	43.7 m
Hub height (including foundation):	45.0 m	Rotor speed:	18 - 34 min^{-1}
Rated power:	600 kW	Blade type:	E-40/6.44
Rated wind speed	13 m/s	Blade angle:	variable

Measurements:
The measurements were carried out according to „IEC-61400-12: 'WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS, PART 12:- WIND TURBINE POWER PERFORMANCE TESTING" and „MEASNET: POWER PERFORMANCE MEASUREMENT PROCEDURE, Version 1" Sept 1997.

Deviations or restrictions to IEC 61400-12:
Power curve data is given up to bin-no. 22. According to IEC there must be at least 3 values in each bin. The AEP has been calculated for the whole wind speed range even though BIN 23 and 32 is not complete due to a good power regulation to a value of approx. 626.5 and 620.6 kW.

- **Scope of measurements:**
- period: 05.07.2001 to 05.05.2002
- evaluated wind direction sector: 285 - 320 degrees
- wind speed measurements were carried out at hub height
- accuracy of anemometer calibration: ±0.1 m/s in the range of 4 to16 m/s (Thies-anemometer)
- wind speed normalized to reference air density ρ = 1.225 kg/m^3 (accuracy: ±0.25%)
- accuracy of power transformer: ±0.5% related to a range of 800 kW

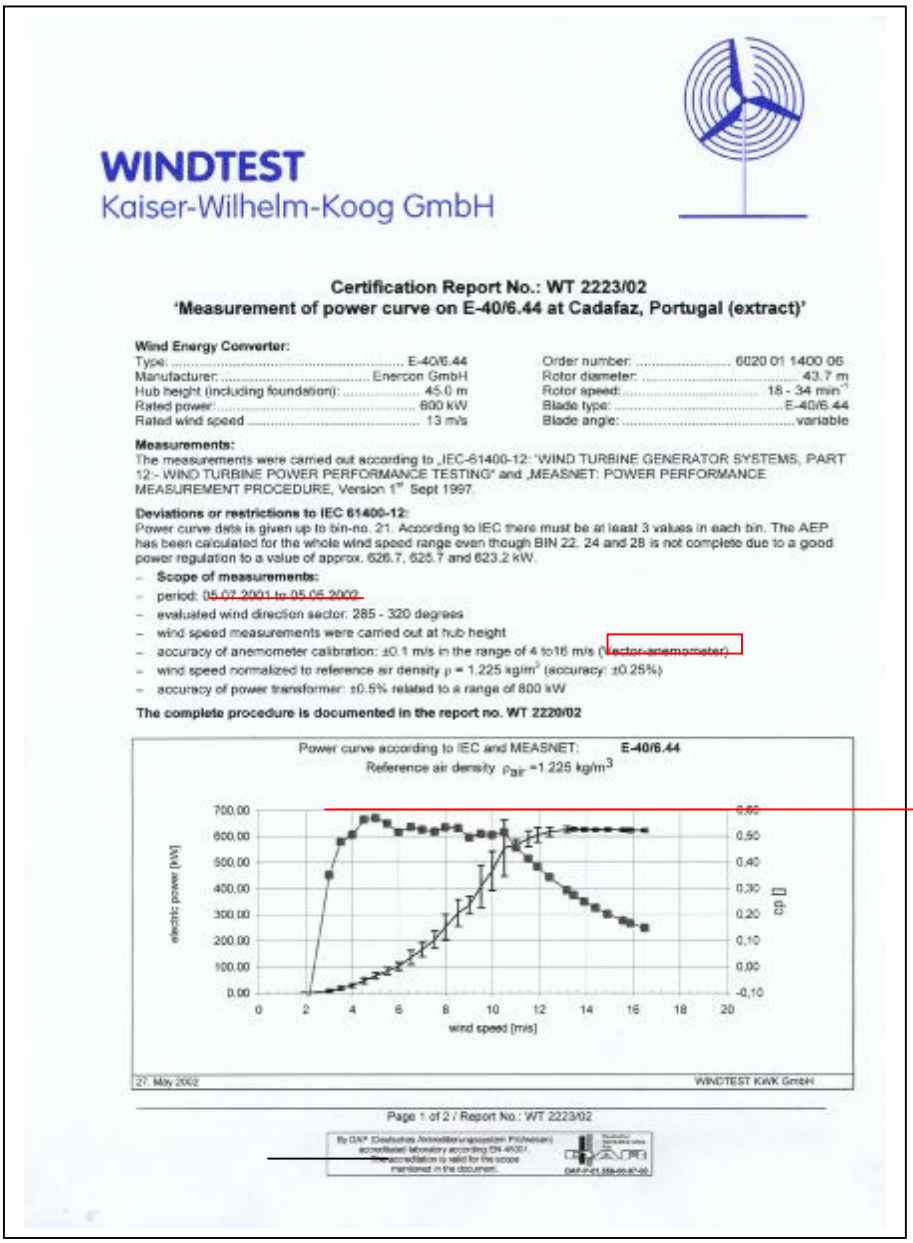
The complete procedure is documented in the report no. WT 2220/02

Power curve according to IEC and MEASNET: **E-40/6.44**
Reference air density ρ_{air} =1.225 kg/m^3

27. May 2002 WINDTEST KWK GmbH

Page 1 of 2 / Report No.: WT 2222/02

C_p máx. = 0,47
Anemómetro*Thies*



WINDTEST
Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH

Certification Report No.: WT 2223/02
'Measurement of power curve on E-40/6.44 at Cadafaz, Portugal (extract)'

Wind Energy Converter:

Type:	E-40/6.44	Order number:	6020 01 1400 06
Manufacturer:	Enercon GmbH	Rotor diameter:	43.7 m
Hub height (including foundation):	45.0 m	Rotor speed:	18 - 34 min^{-1}
Rated power:	600 kW	Blade type:	E-40/6.44
Rated wind speed	13 m/s	Blade angle:	variable

Measurements:
The measurements were carried out according to „IEC-61400-12: 'WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS, PART 12:- WIND TURBINE POWER PERFORMANCE TESTING' and „MEASNET: POWER PERFORMANCE MEASUREMENT PROCEDURE, Version 1" Sept 1997.

Deviations or restrictions to IEC 61400-12:
Power curve data is given up to bin-no. 21. According to IEC there must be at least 3 values in each bin. The AEP has been calculated for the whole wind speed range even though BIN 22, 24 and 28 is not complete due to a good power regulation to a value of approx. 626.7, 625.7 and 623.2 kW.

- **Scope of measurements:**
- period: 05.07.2001 to 05.06.2002
- evaluated wind direction sector: 285 - 320 degrees
- wind speed measurements were carried out at hub height
- accuracy of anemometer calibration: ±0.1 m/s in the range of 4 to16 m/s (Vector-anemometer)
- wind speed normalized to reference air density ρ = 1.225 kg/m^3 (accuracy: ±0.25%)
- accuracy of power transformer: ±0.5% related to a range of 800 kW

The complete procedure is documented in the report no. WT 2220/02

Page 1 of 2 / Report No.: WT 2223/02

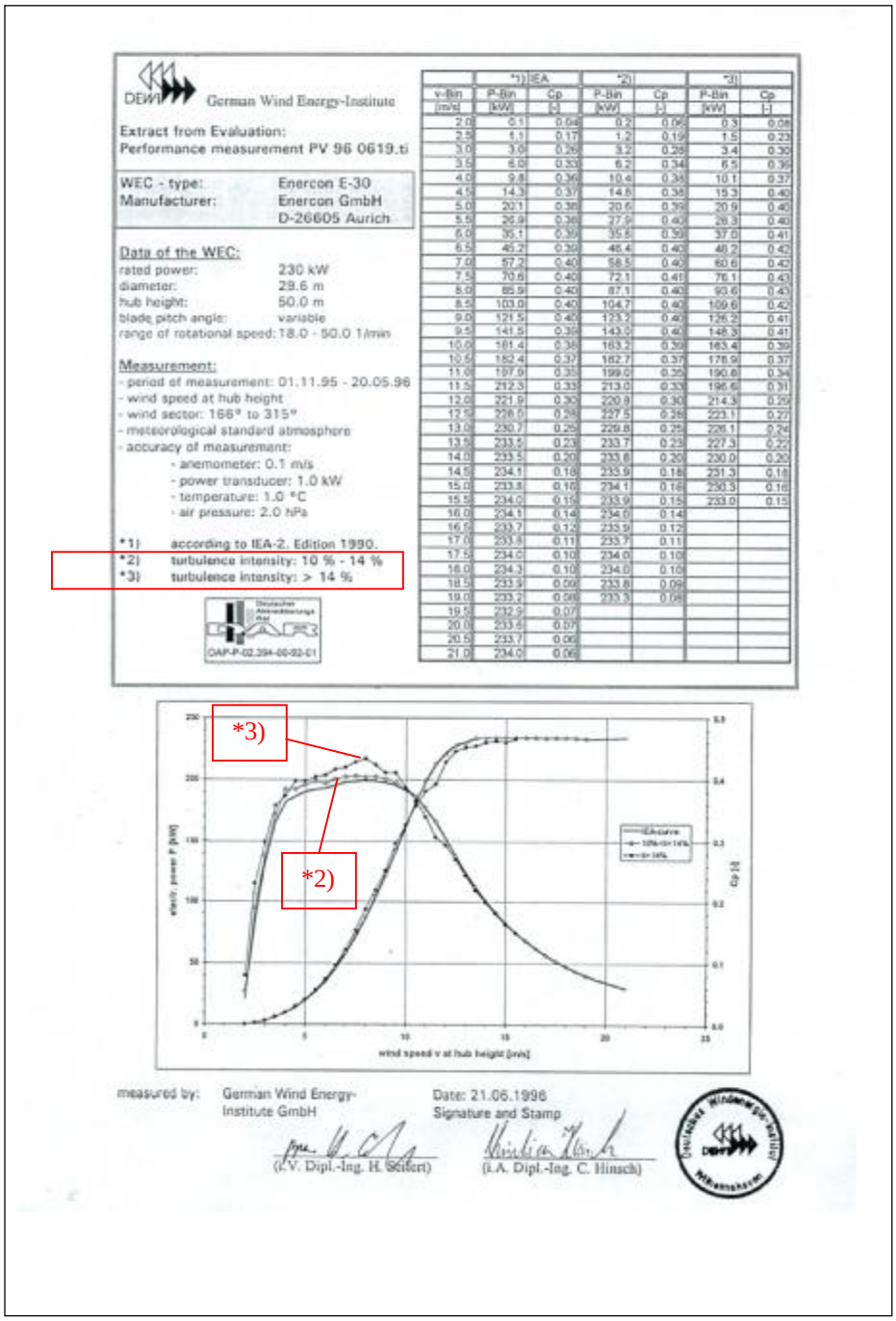
C_p máx. = 0,57
Anemómetro
Vector

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).

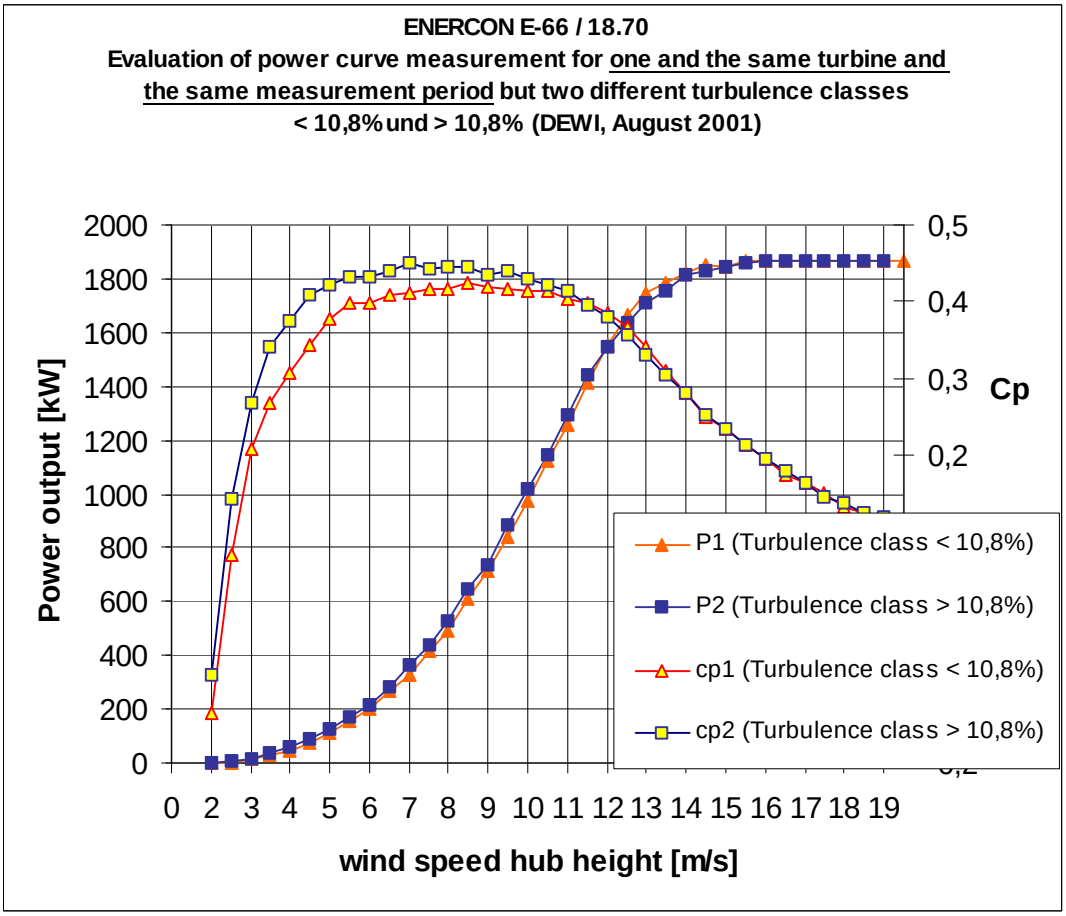
2. **La curva del aerogenerador está directamente relacionada con las turbulencias del emplazamiento concreto**. El gráfico de la medición llevada a cabo con el aerogenerador ENERCON E-30 lo ilustra claramente (DEWI, 1996 – certificados originales disponibles)

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



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 mismo espacio de tiempo, mismo aerogenerador y mismo anemómetro 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.

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/m^3
- Supuestos realistas del comportamiento del anemómetro.

- 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)

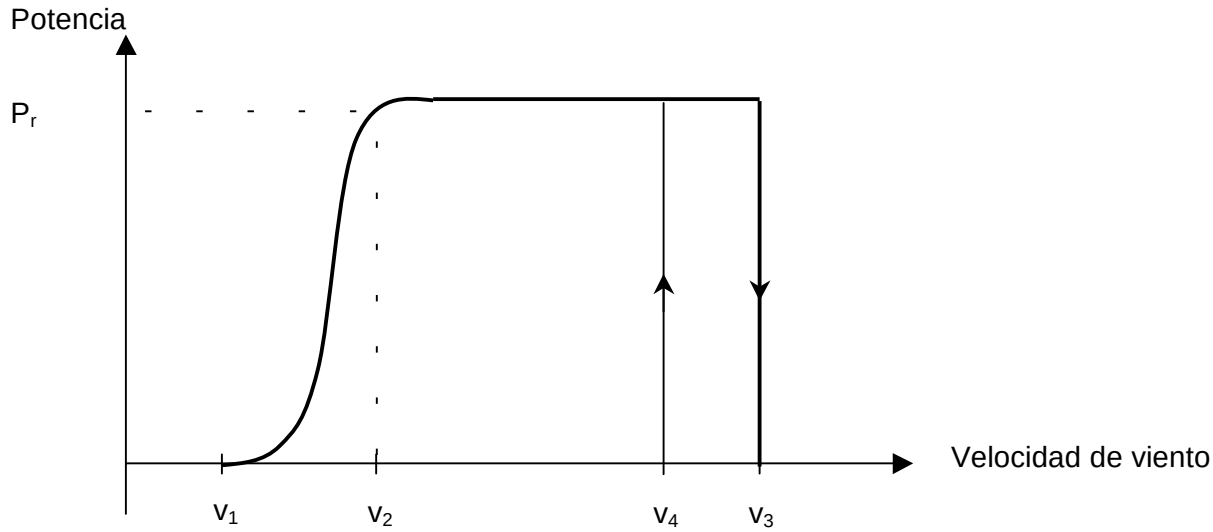
Además, el sistema de control ENERCON dará producciones extra en emplazamientos con medias anuales de velocidad de viento muy altas, donde se alcanzan velocidades que superan los 25 m/s:

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

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 v_4 (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 velocidad momentánea de las ráfagas de viento (p. ej. durante 3 segundos) 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.

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.

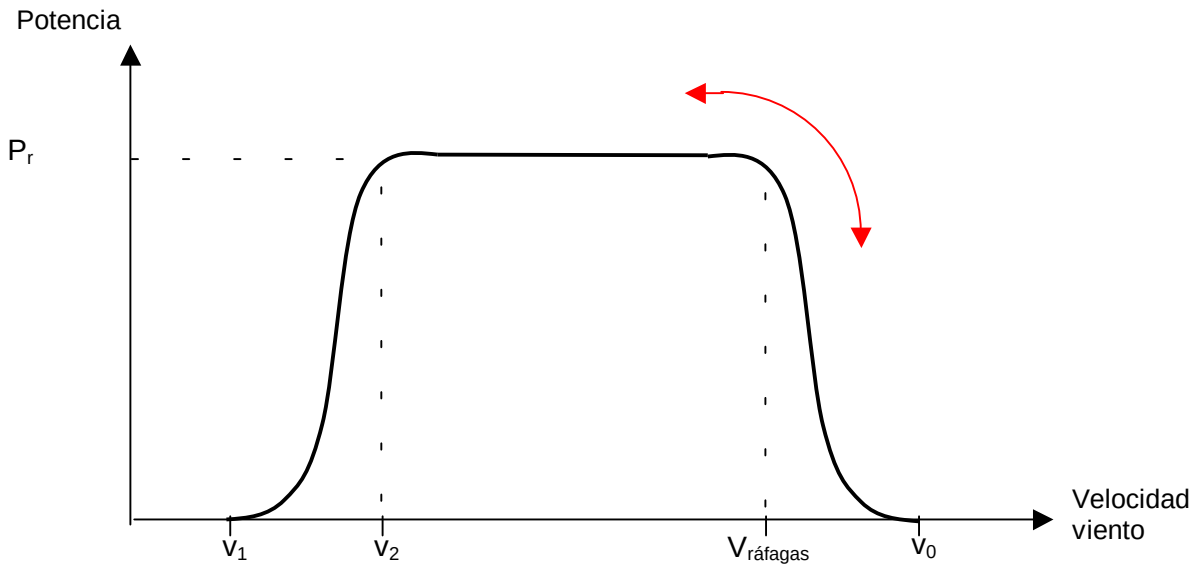
Esta pérdida de producción energética provocada por velocidad alta de viento ha sido una de las razones por las que ENERCON ha desarrollado y patentado lo que se conoce como el modo operativo de control de ráfagas de viento.

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.

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:



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

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.

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 Grid 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: 3.7.07

Sello / Stamp: ENERCON GmbH, Dreekamp 5 · 26605 Aurich, Tel. (04941) 927-0 · Fax (04941) 927-119

Firma / Signature

Martina Kuhlmann, Executive Assistant ENERCON GmbH

In case of discrepancies the English version shall prevail

ENERCON

Wind Energy Converter

DATA SHEET: GRID PERFORMANCE

TYPE:	**ENERCON**
VERSION:	**E-70 E4**
CONFIGURATION:	**T, TRANSMISSION STANDARD**

Subject to technical change

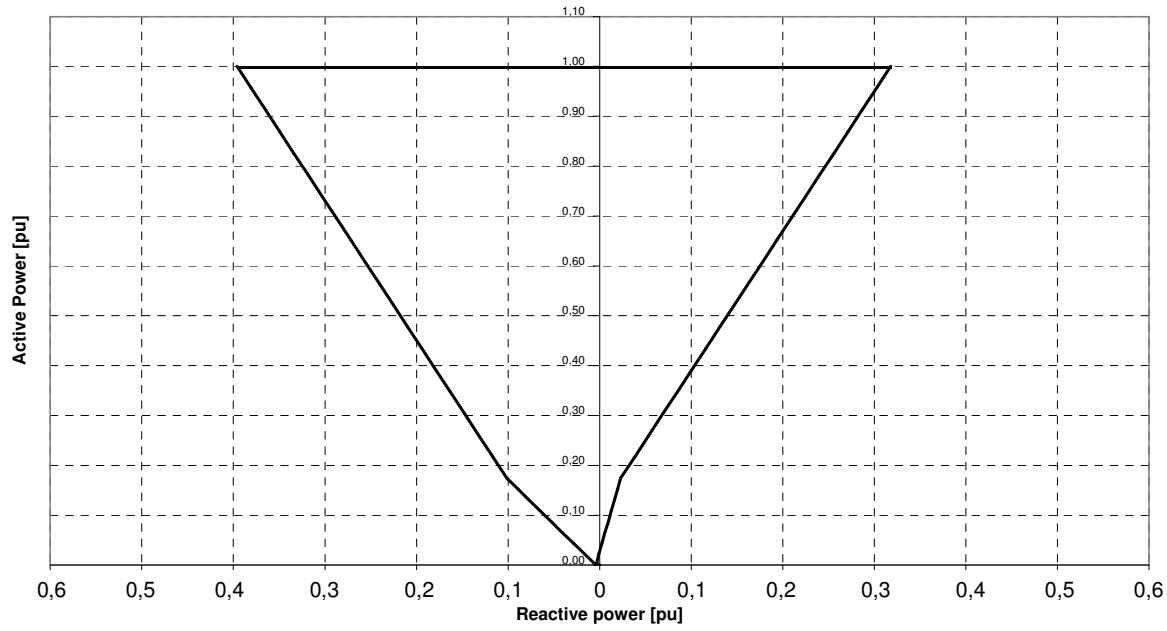
1. INTRODUCTION

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

2. RATED DATA

Rated Apparent Power:	S_r = 2.3 MVA	**Rated Voltage:**	U_r = 400 V
Max. Apparent Power:	S_{max} = 2.5 MVA	**Rated Current at P_r:**	I_r = 3320 A
Rated Active Power:	P_r = 2.3 MW	**Max. Short Circuit Current:**	I_{SC} = 4500 A
Rated Frequency:	f_r = 50 / 60 Hz	**Power Factor adjustable Default value:**	cos (φ) = 1.0

3. LIMIT-RATING POWER CURVE

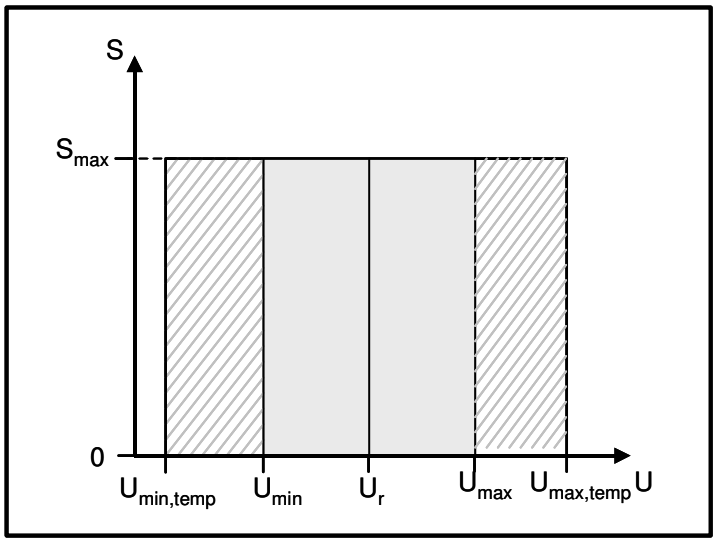


overexcited* underexcited*

* standard IEC 60034-3

4. POWER VOLTAGE DIAGRAM

Temporary Maximum Value:	$U_{max,temp}$	=	120 %	=	480 V
Maximum Value*:	U_{max}	=	110 %	=	440 V
Rated Value:	U_r	=	100 %	=	400 V
Minimum Value*:	U_{min}	=	90 %	=	360 V
Temporary Minimum Value:	$U_{min,temp}$	=	80 %	=	320 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.

* continuous

5. VOLTAGE PROTECTION

Overvoltage protection (for each phase)

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

Step width: 1 V

Reaction time: Time delay for overvoltage detection: 0.05 s ≥ t_{rop} ≤ 2 s

Step width: 0.01 s

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

Reaction time: Time delay for overvoltage detection 1: T_{do1} ≤ 5 ms

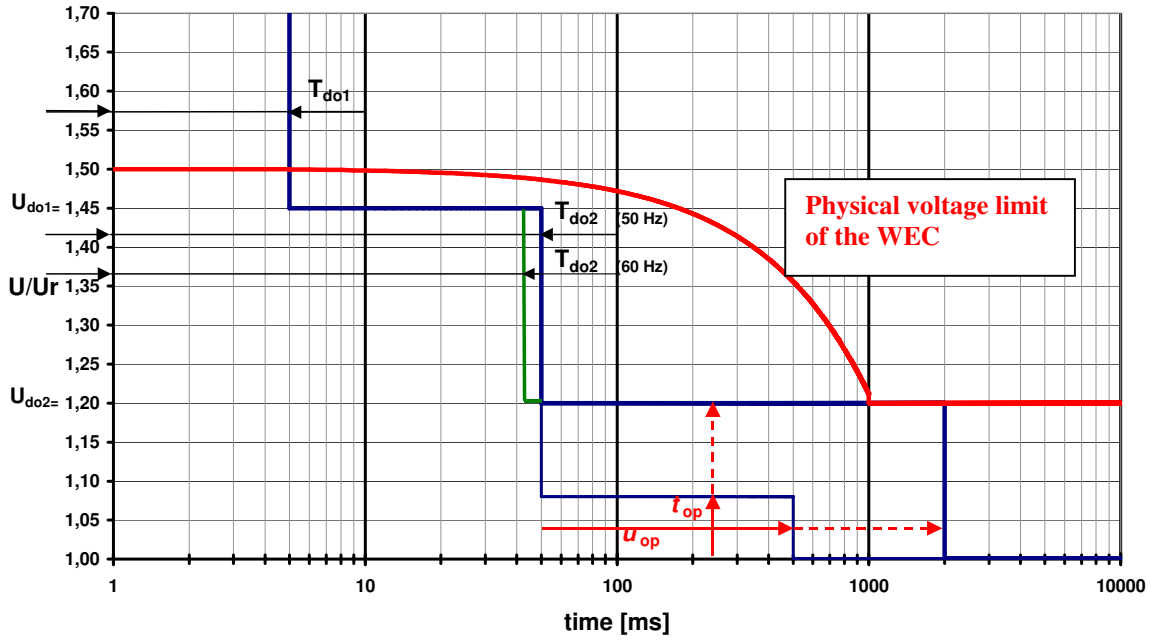
Overvoltage disconnection point*: $U_{do2} = U_{max,temp}$ = 120% U_r

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} ≤ 40 ms

Tripping time overvoltage protection: $t_{op} = t_{rop} + T_{pcb}$
Tripping time overvoltage disconnection 1: $T_{dop1} = T_{do1} + T_{pcb} < 50$ ms
Tripping time overvoltage disconnection 2: $T_{dop2} = T_{do2} + T_{pcb} < 100$ ms

* 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).



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 ≥ U ≤ 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: $T_{pcb} \leq 40$ ms

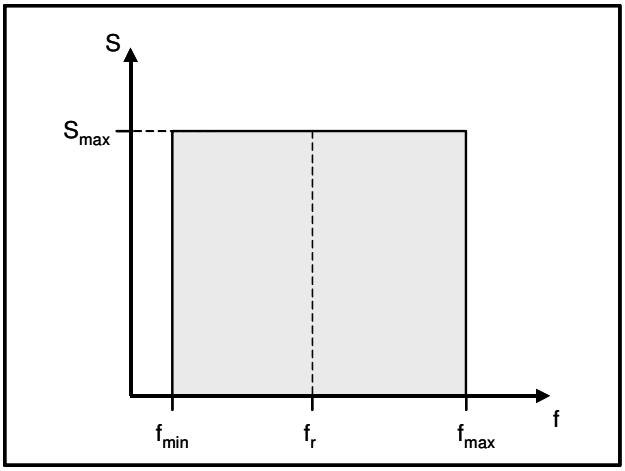
Tripping time undervoltage protection: $t_{up} = t_{rup} + T_{pcb}$

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

* 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).

6. POWER FREQUENCY DIAGRAM

	Grid with 50 Hz	Grid with 60 Hz
Maximum Frequency:	f_{max} = 57 Hz	f_{max} = 67 Hz
Rated Frequency:	f_r = 50 Hz	f_r = 60 Hz
Minimum 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

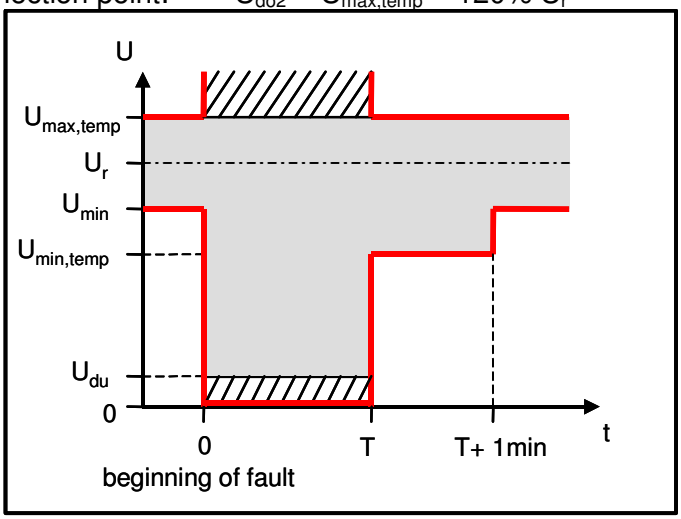
8. SHORT CIRCUIT PERFORMANCE

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

Voltage protection time delay: $t = t_{up} \leq 5$ 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 $U_{min,temp}$ and $U_{max,temp}$ 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% P_r 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 co-ordinated.

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).

9. POWER RAMP

Ramp-up

Normal start power gradient

maximum value:	$dP/dt_{start,max}$ =	180	kW/s
minimum value:	$dP/dt_{start,min}$ =	3	kW/s
default setting value:	dP/dt_{start} =	40	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	kW/s
minimum value:	$dP/dt_{oper,min}$ =	5	kW/s
nromal value:	$dP/dt_{oper,normal}$ =	120	kW/s

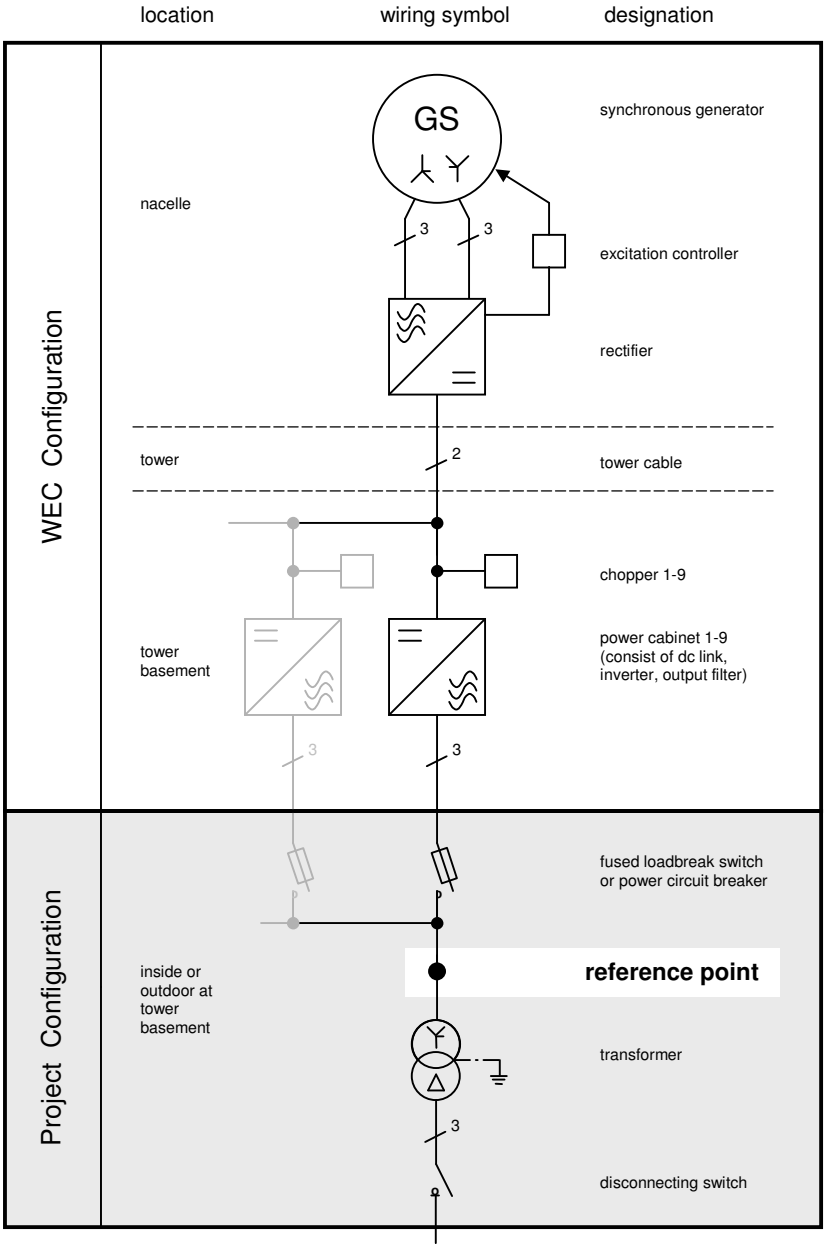
Ramp-down

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 without stopping the turbine.

10. REFERENCE POINT



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 de aero-generadores (o 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 puede depender 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 se admite asumir, que cuando el aerogenerador individual cumple los 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 CERTIFICATION 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 ENERCON Data Sheet Grid Performance.

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.

Anexo 5: Descripción de los sistemas de telemando.

ENERCON
SCADA SYSTEM

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

Table of contents

1. Introduction ... 3
2. SCADA SYSTEM function within a wind farm ... 4
2.1. Schematic structure of an ENERCON SCADA SYSTEM ... 4
2.2. Abstract representation of the ENERCON SCADA SYSTEM ... 5
3. How the SCADA system works ... 7
3.1. Data acquisition ... 7
3.2. Messages & communication ... 8
3.2.1. Status data ... 8
3.2.2. Measured values ... 8
3.2.3. Wind farm data bus ... 8
3.2.4. How the SCADA SYSTEM communicates with the wind turbines ... 9
3.2.5. How the SCADA SYSTEM communicates with ENERCON Service ... 10
3.2.6. SCADA SYSTEM response in the event of communication breakdowns ... 11
3.2.7. SCADA REMOTE ... 11
3.3. Open-loop and closed-loop control with SCADA ... 13
3.3.1. Open-loop control systems: ... 14
3.3.1.1. Setpoint open-loop control ... 14
3.3.1.2. Table-based control ... 14
3.3.1.3. Control values via interfaces ... 14
3.3.2. Closed-loop control systems: ... 15
3.3.3. Active power management ... 17
3.3.3.1. Active power control ... 17
3.3.3.2. Power gradient regulation ... 18
3.3.4. Voltage-reactive power management ... 19
3.3.4.1. Power factor control ... 19
3.3.4.2. SCADA Voltage Control System (VCS) ... 20
3.3.4.3. Apparent power regulation (optimizing active power) ... 22
4. Requirements ... 23
5. Maintenance requirements ... 23
6. ENERCON SCADA SYSTEM in the ENERCON PARTNER KONZEPT (EPK) ... 23
7. Standard scope of supply ... 23
8. Miscellaneous ... 23
9. Technical specifications ... 24
9.1. Functional specifications ... 24
9.2. Hardware specifications ... 24

1. Introduction

The *ENERCON SCADA*[1] *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: **S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition

2. SCADA SYSTEM function within a wind farm

2.1. Schematic structure of an ENERCON SCADA SYSTEM

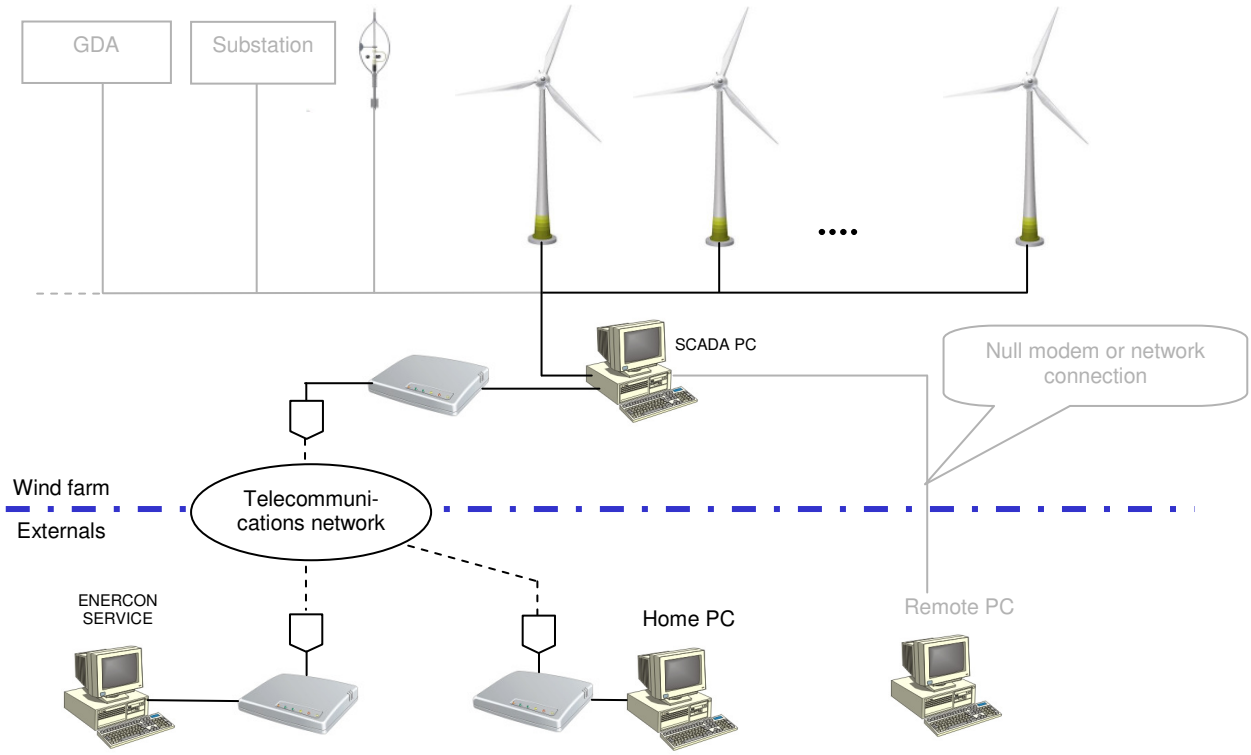


Figure 1 A typical SCADA SYSTEM on a wind farm
Grey lines indicate additional options.

Symbols:

Optical fibre cables or 4-strand data cables

Telephone network

Telephone connection



Modem



Weather station

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:

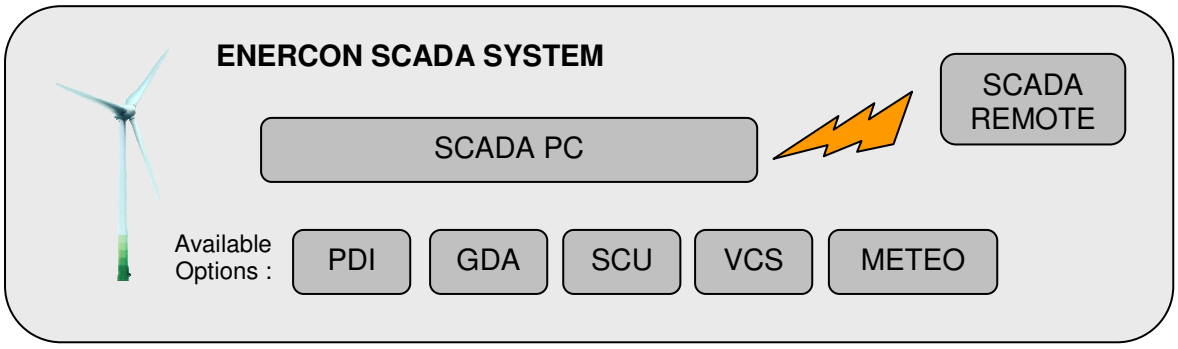


Figure 2 Abstract representation of the ENERCON SCADA SYSTEM

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: **P**rocess **D**ata **I**nterface; 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: **G**rid **D**ata **A**cquisition; a system used to measure all current electrical values at the point of common coupling.

SCU: **S**ubstation **C**ontrol **U**nit, a system used for the acquisition of current states within the substation of a wind farm and for remote switching operation in it.

VCS: **V**oltage **C**ontrol **S**ystem, 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, etc.) using a meteorological mast.

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 data[2] 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

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

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

Status data and warning messages

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.

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

[3] See separate documentation: ENERCON METEO SYSTEM or Substation Control Unit SCU
[4] See separate documentation: SCADA PC

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.

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.

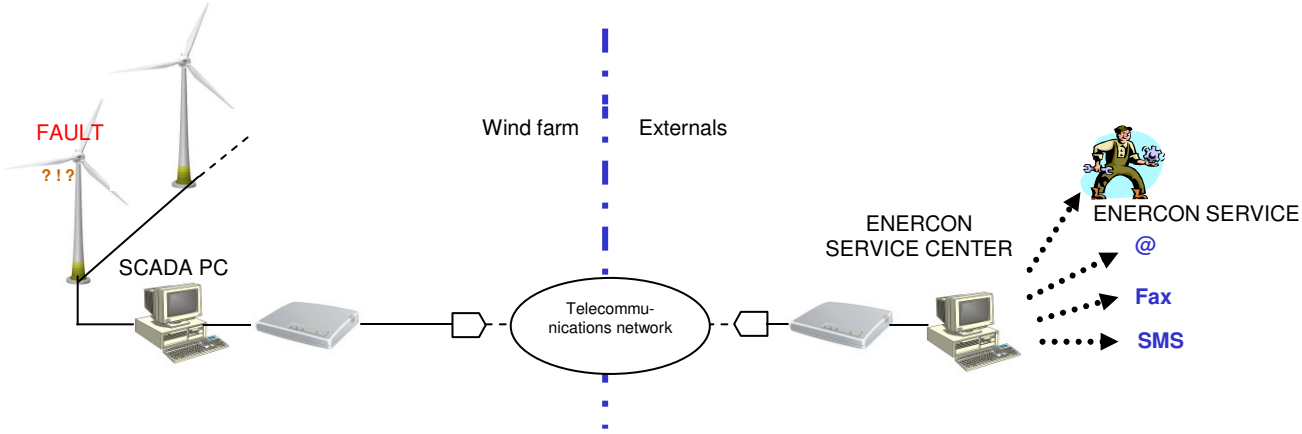


Figure 3 How the SCADA SYSTEM communicates with ENERCON Service

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

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. One-minute 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

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

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.

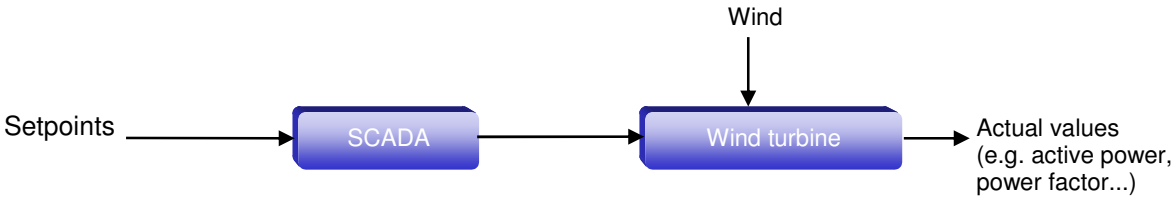


Figure 4 Structure of electrical values open-loop control with SCADA Open-loop control does not have a feedback loop for actual values.
ENERCON's PDI can, for example, be used as an interface to SCADA to transmit external setpoints

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.

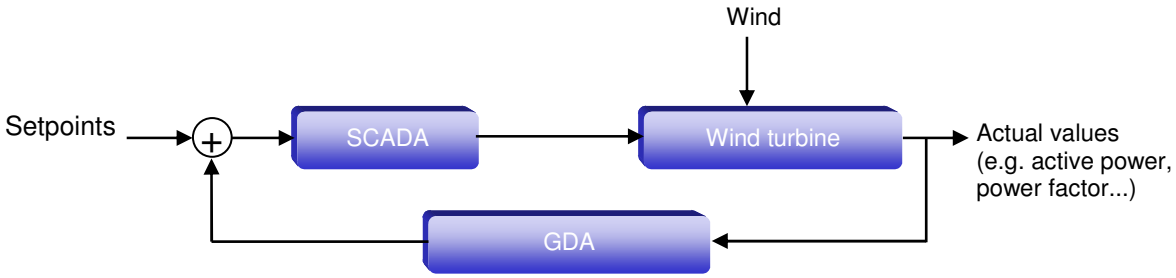


Figure 5 Structure of closed-loop control with typical output signal feedback. Should closed-loop control be desired, it is always necessary to use ENERCON Grid Data Acquisition.
Again, ENERCON's PDI can, for example, be used as an interface to SCADA to transmit external setpoints.

The control variable can, in principle, be active power (P), power factor (cosφ) 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.

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.

[8] See separate document concerning ENERCON **P**rocess **D**ata **I**nterface
[9] 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.

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 GDA[10], 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

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

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.

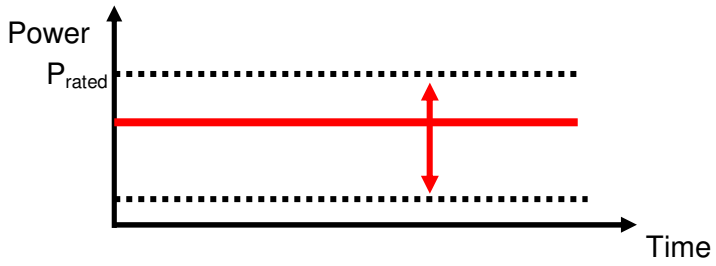


Figure 6 The wind farm's maximum power output can, for example, be limited when the grid operator specifies a percentage value of the rated power.

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.

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 turbine[12]. 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 Performance" for Power-Ramps

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.

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.

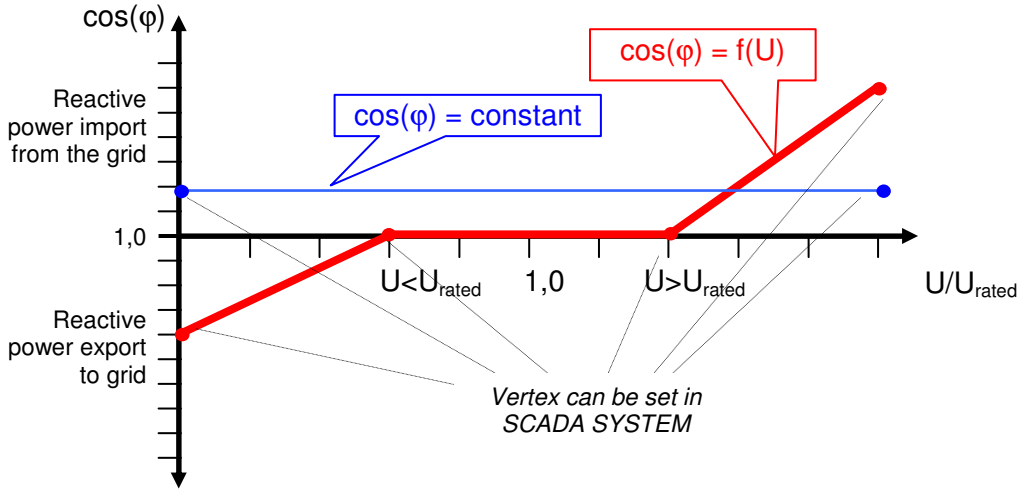


Figure 7 Example of a constant power factor (blue) compared with SCADA Voltage Control (red). Concerning the latter, reactive power affecting voltage is neither delivered nor consumed within a certain deadband (cosφ=1). Beyond this deadband the phase angle follows a pre-defined path depending on the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

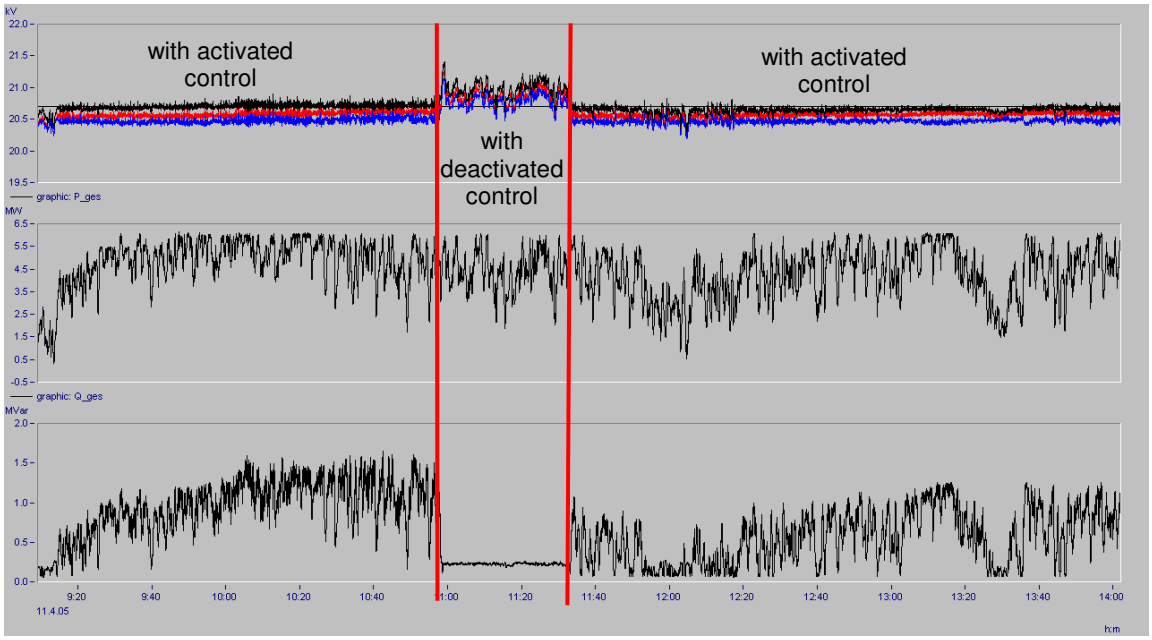


Figure 8 Example of a wind farm with 6 MW rated power. Indicated are: medium voltage at the point of common coupling, active power and reactive power with **activated and deactivated** SCADA Voltage Control System. One can clearly see voltage and active power dependent reactive power supply.

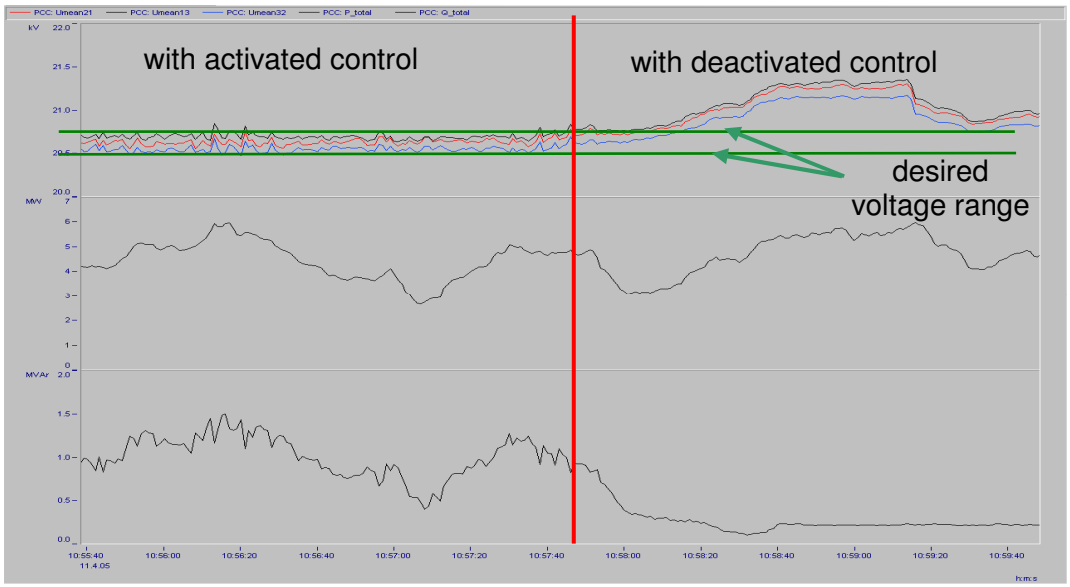


Figure 9 Example of a wind farm with 6 MW rated power. Indicated are: medium voltage at the point of common coupling, active power and reactive power **with activated and deactivated** SCADA Voltage Control System. This extract from Figure 8 illustrates the SCADA controls efficiency in the range of seconds.

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 $\varphi_{setpoint} > 0$. 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 $\varphi=0$, 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 $\varphi_{setpoint}$ 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 $\varphi_{setpoint}$ 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).

4. Requirements

The SCADA SYSTEM is based in its main functions on the program ENERCON SCADA, running on the SCADA PC[13]. 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 SCADA PC documentation

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.

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.

Anexo 6: Documentación varía.

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*	**File reference** *Aktenzeichen*	**Report No.** *Prüfbericht Nr.*
	21st Dec. 2004	**8100576439 Rev. 1**	

Name and address of customer

ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Germany

Name und Anschrift des Auftraggebers

Description of product

Wind Turbine

ENERCON E-70 E4

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

Beschreibung des Produktes

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

Dipl.-Ing. Thomas Korzeniewski

TÜV NORD CERT

Hamburg, dated 21st December 2004
Hamburg, den 21.12.2004

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

Annex to Design Assessment

Anhang zum Design Assessment

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

TÜV NORD CERT

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:	3.0 m/s
	Rated wind speed:	13.7 (static) 14.0 m/s (dynamic)
	Cut-out-wind speed (5s-average):	34.0 m/s
Rotor with pitch	Type:	upwind with active pitch
	Rotating direction:	clockwise
	Number of blades:	3
	Blade length:	33.3 m
	Swept area:	3959 m^2
	Blade material:	glass fibre reinforced epoxy
	Operating range rotational speed:	variable, 18 – 21 rpm
	Tip speed:	29.7 – 78.1 m/s
	Cone angle:	0 deg.
	Tilt angle:	4 deg.
	Pitch:	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° snap in
	Yaw system:	active with six yaw drives
Tower	multipart tubular steel tower	

Annex to Design Assessment

Anhang zum Design Assessment

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

TÜV NORD CERT

Main Components

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
Yaw motor:	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 Erde
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	supplier: Rothe Erde
Ball bearing slewing ring:	Drawing/Specification-No.: KUD 188 VA 802-000	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

Annex to Design Assessment

Anhang zum Design Assessment

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

TÜV NORD CERT

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	supplier: Kroning
Aggregate:	HB10849-001A	supplier: Hoerbiger
Hydraulic aggregate:	LT-40F10.2-3-M	supplier: Fluitronocs
Cylindrical roller bearing:	Drawing/Specification-No.: 66.01.087-1	
BC1-8033/HB1	Drawing/Specification-No.: SSPO29873/3	supplier: SKF
Cylindrical roller bearing 804522	Drawing/Specification-No.: 804522-4	supplier: FAG
T-NJ51/850MA	Drawing/Specification-No.: A-55335 B	supplier: Timken
ZFYPZA00 B	Drawing/Specification-No.: SCA 193910	supplier: Koyo
E-2506-A	Drawing/Specification-No.: C86202	supplier: Torrington
HTFJ850- gCCG435S U...	Drawing/Specification-No.: HE3043A	supplier: NSK
Brake calliper:	Drawing/Specification-No.: MK 66 018 - 4	
Brake calliper BCH 80	Drawing/Specification-No.: 397.2 (02/99)	supplier: SIME
Disk brake SHD 75 S II	Drawing/Specification-No.: U 1400 754 B	supplier: Siegerland
DADH 110 "M"	Drawing/Specification-No.: 14415 ENS B	supplier: atv
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	

Annex to Design Assessment

Anhang zum Design Assessment

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

TÜV NORD CERT

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

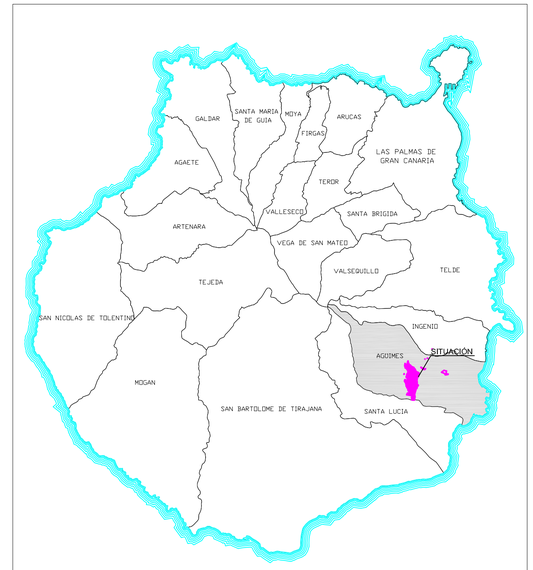
PLANOS

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.

EMPLAZAMIENTO

ESCALA 1:10000



ESCALA 1:300000

PROYECTO:

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

PETICIONARIO: FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.	FECHA: AGOSTO- 2012	PLANO Nº: 1
SITUACIÓN: PILETAS, T.M. AGÜIMES	ESCALA: A1- INDICADAS	
PLANO DE: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	INGENIERO INDUSTRIAL COL. 1.188 RAFAEL J. PEÑATE QUESADA	

SUP. TOTAL= 1.761.340 m²

PROYECTO:

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

PETICIONARIO:
FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.

FECHA:
AGOSTO- 2012

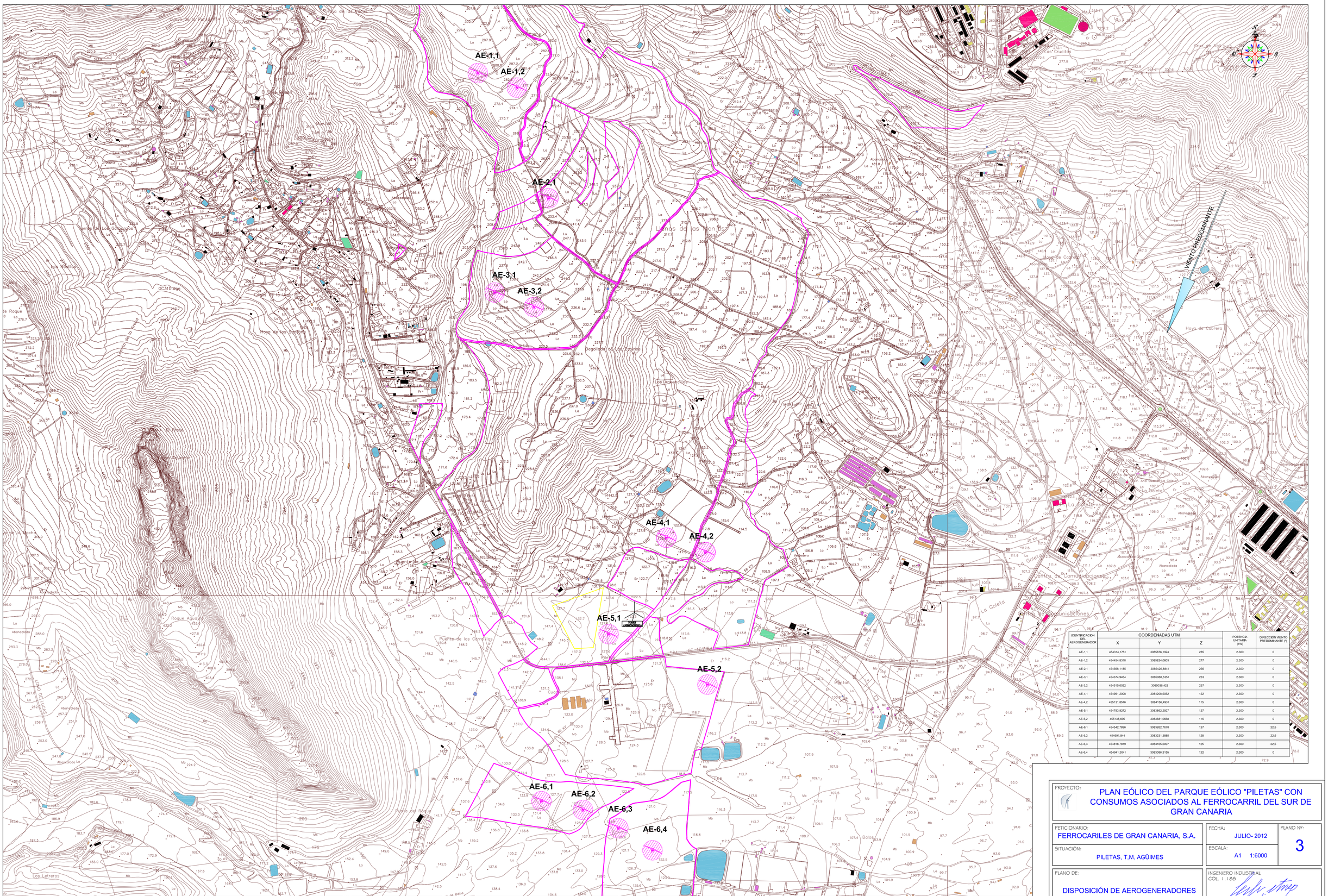
PLANO Nº:
2

SITUACIÓN:
PILETAS, T.M. AGÜIMES

ESCALA:
A1 1:6000

PLANO DE:
SUPERFICIE DE TERRENO DISPONIBLE

INGENIERO INDUSTRIAL
COL. 1.188
RAFAEL J. PENATE QUESADA



IDENTIFICACION DEL AEROGENERADOR	COORDENADAS UTM			POTENCIA UNITARIA (kW)	DIRECCIÓN VIENTO PREDOMINANTE (º)
	X	Y	Z		
AE-1,1	454314,1751	3085876,1924	285	2.300	0
AE-1,2	454454,8318	3085824,0803	277	2.300	0
AE-2,1	454568,1185	3085426,8841	256	2.300	0
AE-3,1	454374,9454	3085088,5351	233	2.300	0
AE-3,2	454515,6022	3085036,423	237	2.300	0
AE-4,1	454991,2008	3084208,6052	122	2.300	0
AE-4,2	455131,8576	3084156,4931	115	2.300	0
AE-5,1	454783,8272	3083862,2927	127	2.300	0
AE-5,2	455138,695	3083681,0668	116	2.300	0
AE-6,1	454542,7896	3083262,7678	127	2.300	22,5
AE-6,2	454691,844	3083231,3885	128	2.300	22,5
AE-6,3	454818,7819	3083165,6097	125	2.300	22,5
AE-6,4	454941,3041	3083086,3155	122	2.300	0

PROYECTO:

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

PETICIONARIO:
FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.

FECHA:
JULIO- 2012

PLANO Nº:
3

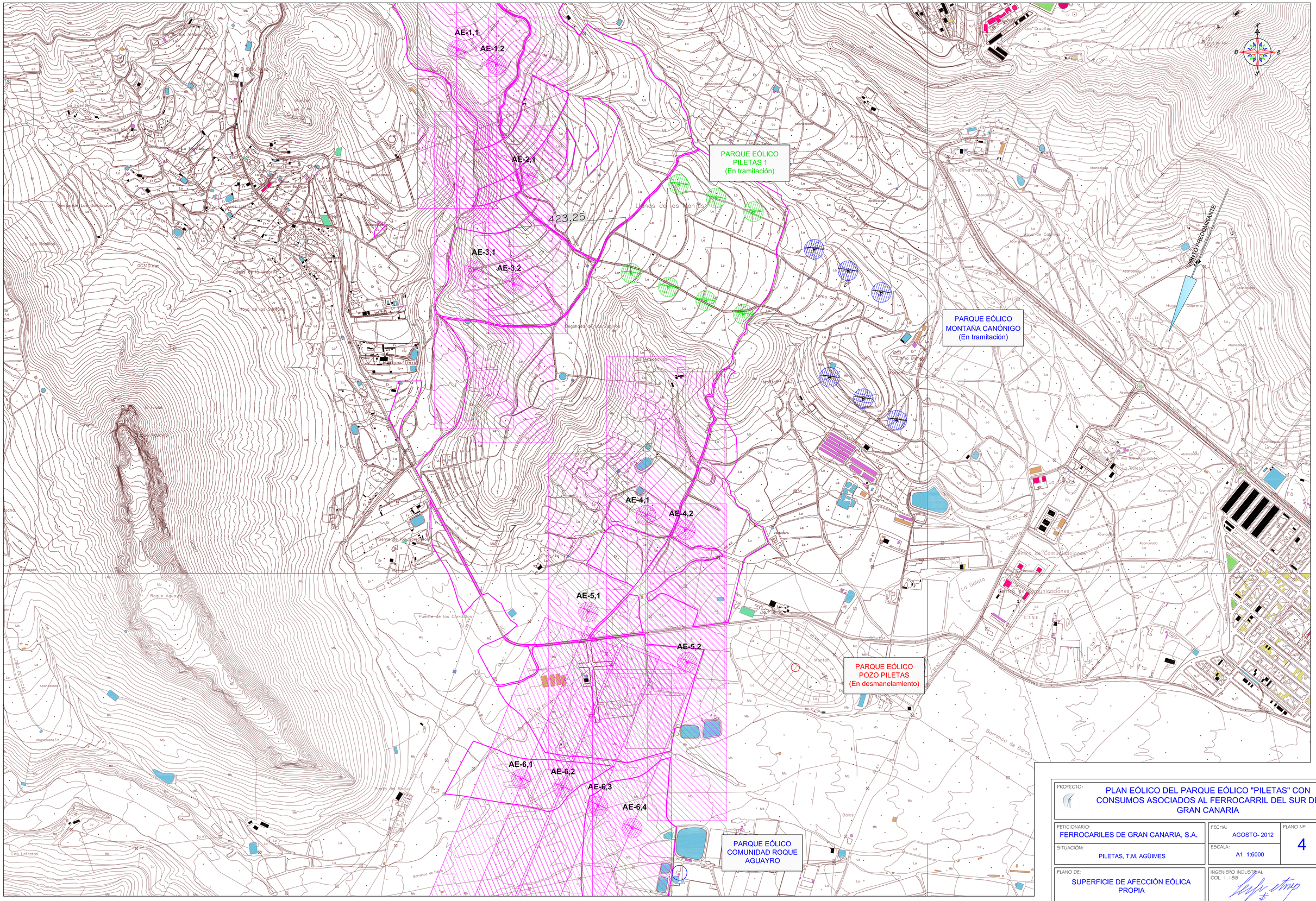
SITUACIÓN:
PILETAS, T.M. AGÜIMES

ESCALA:
A1 1:6000

PLANO DE:
DISPOSICIÓN DE AEROGENERADORES

INGENIERO INDUSTRIAL
COL. 1.185

RAFAEL J. PEÑATE QUESADA



PROYECTO:

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

PETICIONARIO: FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.	FECHA: AGOSTO- 2012	PLANO Nº: 4
SITUACIÓN: PILETAS, T.M. AGÜIMES	ESCALA: A1 1:6000	
PLANO DE: SUPERFICIE DE AFECCIÓN EÓLICA PROPIA	INGENIERO INDUSTRIAL COL. 1.188 RAFAEL J. PEÑATE QUESADA	

AE-1,1

AE-1,2

AE-2,1

AE-3,1

AE-3,2

AE-4,1

AE-4,2

AE-5,1

AE-5,2

AE-6,1

AE-6,2

AE-6,3

AE-6,4

423,25

752,4

388,2

233,45

PARQUE EÓLICO
PILETAS 1
(En tramitación)

PARQUE EÓLICO
MONTAÑA CANÓNIGO
(En tramitación)

PARQUE EÓLICO
POZO PILETAS
(En operación)

PARQUE EÓLICO
COMUNIDAD ROQUE
AGUAYRO

VIENTO PREDOMINANTE

N

NE

E

SE

S

SO

O

NO

Cuesta de Arriba

Los Cedazos Bajos

Los Cedazos Altos

Los Cedros

Los Cuervos

Los Rosillos

Tierras de Los Gallanzos

Lomo de Los Cuervos

Hoya de los Sardinas

Degollada de Los Yesares

Los Yesares

Lomo de Los Yesares

Roque Aguayro

Lomo de Lucas

Los Letreros

Barranco de Balos

Balos

Puente de los Carralitos

Barranco de los Carralitos

Cuadrero

Punta del Palos

Fuente de los Cercados

Lomo del Viento

Lomo de los Garañones

Barranco de los Cercados

Los Crucitos

Pico de la Cabrera

Hoya de Cabrera

Hoya de Cerero

Montaña Canónigo

Montaña Blanca

Montaña Verde

Vallesdero

La Goleta

Centro de Comunicaciones

C.T.N.E.

Centro de Comunicaciones

Barranco de Guayadeque

Cruce de Arinaga

Ctra. GC-1 de Las Palmas a Arinaga

Ctra. GC-15 de Aeropuerto a Arinaga

Ctra. GC-100

Ctra. GC-110 de Agüimes a Arinaga

Ctra. GC-104

Ctra. GC-103

Ctra. GC-102

Ctra. GC-101

Ctra. GC-105

Ctra. GC-106

Ctra. GC-107

Ctra. GC-108

Ctra. GC-109

Ctra. GC-111

Ctra. GC-112

Ctra. GC-113

Ctra. GC-114

Ctra. GC-115

Ctra. GC-116

Ctra. GC-117

Ctra. GC-118

Ctra. GC-119

Ctra. GC-120

Ctra. GC-121

Ctra. GC-122

Ctra. GC-123

Ctra. GC-124

Ctra. GC-125

Ctra. GC-126

Ctra. GC-127

Ctra. GC-128

Ctra. GC-129

Ctra. GC-130

Ctra. GC-131

Ctra. GC-132

Ctra. GC-133

Ctra. GC-134

Ctra. GC-135

Ctra. GC-136

Ctra. GC-137

Ctra. GC-138

Ctra. GC-139

Ctra. GC-140

Ctra. GC-141

Ctra. GC-142

Ctra. GC-143

Ctra. GC-144

Ctra. GC-145

Ctra. GC-146

Ctra. GC-147

Ctra. GC-148

Ctra. GC-149

Ctra. GC-150

Ctra. GC-151

Ctra. GC-152

Ctra. GC-153

Ctra. GC-154

Ctra. GC-155

Ctra. GC-156

Ctra. GC-157

Ctra. GC-158

Ctra. GC-159

Ctra. GC-160

Ctra. GC-161

Ctra. GC-162

Ctra. GC-163

Ctra. GC-164

Ctra. GC-165

Ctra. GC-166

Ctra. GC-167

Ctra. GC-168

Ctra. GC-169

Ctra. GC-170

Ctra. GC-171

Ctra. GC-172

Ctra. GC-173

Ctra. GC-174

Ctra. GC-175

Ctra. GC-176

Ctra. GC-177

Ctra. GC-178

Ctra. GC-179

Ctra. GC-180

Ctra. GC-181

Ctra. GC-182

Ctra. GC-183

Ctra. GC-184

Ctra. GC-185

Ctra. GC-186

Ctra. GC-187

Ctra. GC-188

Ctra. GC-189

Ctra. GC-190

Ctra. GC-191

Ctra. GC-192

Ctra. GC-193

Ctra. GC-194

Ctra. GC-195

Ctra. GC-196

Ctra. GC-197

Ctra. GC-198

Ctra. GC-199

Ctra. GC-200

Ctra. GC-201

Ctra. GC-202

Ctra. GC-203

Ctra. GC-204

Ctra. GC-205

Ctra. GC-206

Ctra. GC-207

Ctra. GC-208

Ctra. GC-209

Ctra. GC-210

Ctra. GC-211

Ctra. GC-212

Ctra. GC-213

Ctra. GC-214

Ctra. GC-215

Ctra. GC-216

Ctra. GC-217

Ctra. GC-218

Ctra. GC-219

Ctra. GC-220

Ctra. GC-221

Ctra. GC-222

Ctra. GC-223

Ctra. GC-224

Ctra. GC-225

Ctra. GC-226

Ctra. GC-227

Ctra. GC-228

Ctra. GC-229

Ctra. GC-230

Ctra. GC-231

Ctra. GC-232

Ctra. GC-233

Ctra. GC-234

Ctra. GC-235

Ctra. GC-236

Ctra. GC-237

Ctra. GC-238

Ctra. GC-239

Ctra. GC-240

Ctra. GC-241

Ctra. GC-242

Ctra. GC-243

Ctra. GC-244

Ctra. GC-245

Ctra. GC-246

Ctra. GC-247

Ctra. GC-248

Ctra. GC-249

Ctra. GC-250

Ctra. GC-251

Ctra. GC-252

Ctra. GC-253

Ctra. GC-254

Ctra. GC-255

Ctra. GC-256

Ctra. GC-257

Ctra. GC-258

Ctra. GC-259

Ctra. GC-260

Ctra. GC-261

Ctra. GC-262

Ctra. GC-263

Ctra. GC-264

Ctra. GC-265

Ctra. GC-266

Ctra. GC-267

Ctra. GC-268

Ctra. GC-269

Ctra. GC-270

Ctra. GC-271

Ctra. GC-272

Ctra. GC-273

Ctra. GC-274

Ctra. GC-275

Ctra. GC-276

Ctra. GC-277

Ctra. GC-278

Ctra. GC-279

Ctra. GC-280

Ctra. GC-281

Ctra. GC-282

Ctra. GC-283

Ctra. GC-284

Ctra. GC-285

Ctra. GC-286

Ctra. GC-287

Ctra. GC-288

Ctra. GC-289

Ctra. GC-290

Ctra. GC-291

Ctra. GC-292

Ctra. GC-293

Ctra. GC-294

Ctra. GC-295

Ctra. GC-296

Ctra. GC-297

Ctra. GC-298

Ctra. GC-299

Ctra. GC-300

Ctra. GC-301

Ctra. GC-302

Ctra. GC-303

Ctra. GC-304

Ctra. GC-305

Ctra. GC-306

Ctra. GC-307

Ctra. GC-308

Ctra. GC-309

Ctra. GC-310

Ctra. GC-311

Ctra. GC-312

Ctra. GC-313

Ctra. GC-314

Ctra. GC-315

Ctra. GC-316

Ctra. GC-317

Ctra. GC-318

Ctra. GC-319

Ctra. GC-320

Ctra. GC-321

Ctra. GC-322

Ctra. GC-323

Ctra. GC-324

Ctra. GC-325

Ctra. GC-326

Ctra. GC-327

Ctra. GC-328

Ctra. GC-329

Ctra. GC-330

Ctra. GC-331

Ctra. GC-332

Ctra. GC-333

Ctra. GC-334

Ctra. GC-335

Ctra. GC-336

Ctra. GC-337

Ctra. GC-338

Ctra. GC-339

Ctra. GC-340

Ctra. GC-341

Ctra. GC-342

Ctra. GC-343

Ctra. GC-344

Ctra. GC-345

Ctra. GC-346

Ctra. GC-347

Ctra. GC-348

Ctra. GC-349

Ctra. GC-350

Ctra. GC-351

Ctra. GC-352

Ctra. GC-353

Ctra. GC-354

Ctra. GC-355

Ctra. GC-356

Ctra. GC-357

Ctra. GC-358

Ctra. GC-359

Ctra. GC-360

Ctra. GC-361

Ctra. GC-362

Ctra. GC-363

Ctra. GC-364

Ctra. GC-365

Ctra. GC-366

Ctra. GC-367

Ctra. GC-368

Ctra. GC-369

Ctra. GC-370

Ctra. GC-371

Ctra. GC-372

Ctra. GC-373

Ctra. GC-374

Ctra. GC-375

Ctra. GC-376

Ctra. GC-377

Ctra. GC-378

Ctra. GC-379

Ctra. GC-380

Ctra. GC-381

Ctra. GC-382

Ctra. GC-383

Ctra. GC-384

Ctra. GC-385

Ctra. GC-386

Ctra. GC-387

Ctra. GC-388

Ctra. GC-389

Ctra. GC-390

Ctra. GC-391

Ctra. GC-392

Ctra. GC-393

Ctra. GC-394

Ctra. GC-395

Ctra. GC-396

Ctra. GC-397

Ctra. GC-398

Ctra. GC-399

Ctra. GC-400

Ctra. GC-401

Ctra. GC-402

Ctra. GC-403

Ctra. GC-404

Ctra. GC-405

Ctra. GC-406

Ctra. GC-407

Ctra. GC-408

Ctra. GC-409

Ctra. GC-410

Ctra. GC-411

Ctra. GC-412

Ctra. GC-413

Ctra. GC-414

Ctra. GC-415

Ctra. GC-416

Ctra. GC-417

Ctra. GC-418

Ctra. GC-419

Ctra. GC-420

Ctra. GC-421

Ctra. GC-422

Ctra. GC-423

Ctra. GC-424

Ctra. GC-425

Ctra. GC-426

Ctra. GC-427

Ctra. GC-428

Ctra. GC-429

Ctra. GC-430

Ctra. GC-431

Ctra. GC-432

Ctra. GC-433

Ctra. GC-434

Ctra. GC-435

Ctra. GC-436

Ctra. GC-437

Ctra. GC-438

Ctra. GC-439

Ctra. GC-440

Ctra. GC-441

Ctra. GC-442

Ctra. GC-443

Ctra. GC-444

Ctra. GC-445

Ctra. GC-446

Ctra. GC-447

Ctra. GC-448

Ctra. GC-449

Ctra. GC-450

Ctra. GC-451

Ctra. GC-452

Ctra. GC-453

Ctra. GC-454

Ctra. GC-455

Ctra. GC-456

Ctra. GC-457

Ctra. GC-458

Ctra. GC-459

Ctra. GC-460

Ctra. GC-461

Ctra. GC-462

Ctra. GC-463

Ctra. GC-464

Ctra. GC-465

Ctra. GC-466

Ctra. GC-467

Ctra. GC-468

Ctra. GC-469

Ctra. GC-470

Ctra. GC-471

Ctra. GC-472

Ctra. GC-473

Ctra. GC-474

Ctra. GC-475

Ctra. GC-476

Ctra. GC-477

Ctra. GC-478

Ctra. GC-479

Ctra. GC-480

Ctra. GC-481

Ctra. GC-482

Ctra. GC-483

Ctra. GC-484

Ctra. GC-485

Ctra. GC-486

Ctra. GC-487

Ctra. GC-488

Ctra. GC-489

Ctra. GC-490

Ctra. GC-491

Ctra. GC-492

Ctra. GC-493

Ctra. GC-494

Ctra. GC-495

Ctra. GC-496

Ctra. GC-497

Ctra. GC-498

Ctra. GC-499

Ctra. GC-500

Ctra. GC-501

Ctra. GC-502

Ctra. GC-503

Ctra. GC-504

Ctra. GC-505

Ctra. GC-506

Ctra. GC-507

Ctra. GC-508

Ctra. GC-509

Ctra. GC-510

Ctra. GC-511

Ctra. GC-512

Ctra. GC-513

Ctra. GC-514

Ctra. GC-515

Ctra. GC-516

Ctra. GC-517

Ctra. GC-518

Ctra. GC-519

Ctra. GC-520

Ctra. GC-521

Ctra. GC-522

Ctra. GC-523

Ctra. GC-524

Ctra. GC-525

Ctra. GC-526

Ctra. GC-527

Ctra. GC-528

Ctra. GC-529

Ctra. GC-530

Ctra. GC-531

Ctra. GC-532

Ctra. GC-533

Ctra. GC-534

Ctra. GC-535

Ctra. GC-536

Ctra. GC-537

Ctra. GC-538

Ctra. GC-539

Ctra. GC-540

Ctra. GC-541

Ctra. GC-542

Ctra. GC-543

Ctra. GC-544

Ctra. GC-545

Ctra. GC-546

Ctra. GC-547

Ctra. GC-548

Ctra. GC-549

Ctra. GC-550

Ctra. GC-551

Ctra. GC-552

Ctra. GC-553

Ctra. GC-554

Ctra. GC-555

Ctra. GC-556

Ctra. GC-557

Ctra. GC-558

Ctra. GC-559

Ctra. GC-560

Ctra. GC-561

Ctra. GC-562

Ctra. GC-563

Ctra. GC-564

Ctra. GC-565

Ctra. GC-566

Ctra. GC-567

Ctra. GC-568

Ctra. GC-569

Ctra. GC-570

Ctra. GC-571

Ctra. GC-572

Ctra. GC-573

Ctra. GC-574

Ctra. GC-575

Ctra. GC-576

Ctra. GC-577

Ctra. GC-578

Ctra. GC-579

Ctra. GC-580

Ctra. GC-581

Ctra. GC-582

Ctra. GC-583

Ctra. GC-584

Ctra. GC-585

Ctra. GC-586

Ctra. GC-587

Ctra. GC-588

Ctra. GC-589

Ctra. GC-590

Ctra. GC-591

Ctra. GC-592

Ctra. GC-593

Ctra. GC-594

Ctra. GC-595

Ctra. GC-596

Ctra. GC-597

Ctra. GC-598

Ctra. GC-599

Ctra. GC-600

Ctra. GC-601

Ctra. GC-602

Ctra. GC-603

Ctra. GC-604

Ctra. GC-605

Ctra. GC-606

Ctra. GC-607

Ctra. GC-608

Ctra. GC-609

Ctra. GC-610

Ctra. GC-611

Ctra. GC-612

Ctra. GC-613

Ctra. GC-614

Ctra. GC-615

Ctra. GC-616

Ctra. GC-617

Ctra. GC-618

Ctra. GC-619

Ctra. GC-620

Ctra. GC-621

Ctra. GC-622

Ctra. GC-623

Ctra. GC-624

Ctra. GC-625

Ctra. GC-626

Ctra. GC-627

Ctra. GC-628

Ctra. GC-629

Ctra. GC-630

Ctra. GC-631

Ctra. GC-632

Ctra. GC-633

Ctra. GC-634

Ctra. GC-635

Ctra. GC-636

Ctra. GC-637

Ctra. GC-638

Ctra. GC-639

Ctra. GC-640

Ctra. GC-641

Ctra. GC-642

Ctra. GC-643

Ctra. GC-644

Ctra. GC-645

Ctra. GC-646

Ctra. GC-647

Ctra. GC-648

Ctra. GC-649

Ctra. GC-650

Ctra. GC-651

Ctra. GC-652

Ctra. GC-653

Ctra. GC-654

Ctra. GC-655

Ctra. GC-656

Ctra. GC-657

Ctra. GC-658

Ctra. GC-659

Ctra. GC-660

Ctra. GC-661

Ctra. GC-662

Ctra. GC-663

Ctra. GC-664

Ctra. GC-665

Ctra. GC-666

Ctra. GC-667

Ctra. GC-668

Ctra. GC-669

Ctra. GC-670

Ctra. GC-671

Ctra. GC-672

Ctra. GC-673

Ctra. GC-674

Ctra. GC-675

Ctra. GC-676

Ctra. GC-677

Ctra. GC-678

Ctra. GC-679

Ctra. GC-680

Ctra. GC-681

Ctra. GC-682

Ctra. GC-683

Ctra. GC-684

Ctra. GC-685

Ctra. GC-686

Ctra. GC-687

Ctra. GC-688

Ctra. GC-689

Ctra. GC-690

Ctra. GC-691

Ctra. GC-692

Ctra. GC-693

Ctra. GC-694

Ctra. GC-695

Ctra. GC-696

Ctra. GC-697

Ctra. GC-698

Ctra. GC-699

Ctra. GC-700

Ctra. GC-701

Ctra. GC-702

Ctra. GC-703

Ctra. GC-704

Ctra. GC-705

Ctra. GC-706

Ctra. GC-707

Ctra. GC-708

Ctra. GC-709

Ctra. GC-710

Ctra. GC-711

Ctra. GC-712

Ctra. GC-713

Ctra. GC-714

Ctra. GC-715

Ctra. GC-716

Ctra. GC-717

Ctra. GC-718

Ctra. GC-719

Ctra. GC-720

Ctra. GC-721

Ctra. GC-722

Ctra. GC-723

Ctra. GC-724

Ctra. GC-725

Ctra. GC-726

Ctra. GC-727

Ctra. GC-728

Ctra. GC-729

Ctra. GC-730

Ctra. GC-731

Ctra. GC-732

Ctra. GC-733

Ctra. GC-734

Ctra. GC-735

Ctra. GC-736

Ctra. GC-737

Ctra. GC-738

Ctra. GC-739

Ctra. GC-740

Ctra. GC-741

Ctra. GC-742

Ctra. GC-743

Ctra. GC-744

Ctra. GC-745

Ctra. GC-746

Ctra. GC-747

Ctra. GC-748

Ctra. GC-749

Ctra. GC-750

Ctra. GC-751

Ctra. GC-752

Ctra. GC-753

Ctra. GC-754

Ctra. GC-755

Ctra. GC-756

Ctra. GC-757

Ctra. GC-758

Ctra. GC-759

Ctra. GC-760

Ctra. GC-761

Ctra. GC-762

Ctra. GC-763

Ctra. GC-764

Ctra. GC-765

Ctra. GC-766

Ctra. GC-767

Ctra. GC-768

Ctra. GC-769

Ctra. GC-770

Ctra. GC-771

Ctra. GC-772

Ctra. GC-773

Ctra. GC-774

Ctra. GC-775

Ctra. GC-776

Ctra. GC-777

Ctra. GC-778

Ctra. GC-779

Ctra. GC-780

Ctra. GC-781

Ctra. GC-782

Ctra. GC-783

Ctra. GC-784

Ctra. GC-785

Ctra. GC-786

Ctra. GC-787

Ctra. GC-788

Ctra. GC-789

Ctra. GC-790

Ctra. GC-791

Ctra. GC-792

Ctra. GC-793

Ctra. GC-794

Ctra. GC-795

Ctra. GC-796

Ctra. GC-797

Ctra. GC-798

Ctra. GC-799

Ctra. GC-800

Ctra. GC-801

Ctra. GC-802

Ctra. GC-803

Ctra. GC-804

Ctra. GC-805

Ctra. GC-806

Ctra. GC-807

Ctra. GC-808

Ctra. GC-809

Ctra. GC-810

Ctra. GC-811

Ctra. GC-812

Ctra. GC-813

Ctra. GC-814

Ctra. GC-815

Ctra. GC-816

Ctra. GC-817

Ctra. GC-818

Ctra. GC-819

Ctra. GC-820

Ctra. GC-821

Ctra. GC-822

Ctra. GC-823

Ctra. GC-824

Ctra. GC-825

Ctra. GC-826

Ctra. GC-827

Ctra. GC-828

Ctra. GC-829

Ctra. GC-830

Ctra. GC-831

Ctra. GC-832

Ctra. GC-833

Ctra. GC-834

Ctra. GC-835

Ctra. GC-836

Ctra. GC-837

Ctra. GC-838

Ctra. GC-839

Ctra. GC-840

Ctra. GC-841

Ctra. GC-842

Ctra. GC-843

Ctra. GC-844

Ctra. GC-845

Ctra. GC-846

Ctra. GC-847

Ctra. GC-848

Ctra. GC-849

Ctra. GC-850

Ctra. GC-851

Ctra. GC-852

Ctra. GC-853

Ctra. GC-854

Ctra. GC-855

Ctra. GC-856

Ctra. GC-857

Ctra. GC-858

Ctra. GC-859

Ctra. GC-860

Ctra. GC-861

Ctra. GC-862

Ctra. GC-863

Ctra. GC-864

Ctra. GC-865

Ctra. GC-866

Ctra. GC-867

Ctra. GC-868

Ctra. GC-869

Ctra. GC-870

Ctra. GC-871

Ctra. GC-872

Ctra. GC-873

Ctra. GC-874

Ctra. GC-875

Ctra. GC-876

Ctra. GC-877

Ctra. GC-878

Ctra. GC-879

Ctra. GC-880

Ctra. GC-881

Ctra. GC-882

Ctra. GC-883

Ctra. GC-884

Ctra. GC-885

Ctra. GC-886

Ctra. GC-887

Ctra. GC-888

Ctra. GC-889

Ctra. GC-890

Ctra. GC-891

Ctra. GC-892

Ctra. GC-893

Ctra. GC-894

Ctra. GC-895

Ctra. GC-896

Ctra. GC-897

Ctra. GC-898

Ctra. GC-899

Ctra. GC-900

Ctra. GC-901

Ctra. GC-902

Ctra. GC-903

Ctra. GC-904

Ctra. GC-905

Ctra. GC-906

Ctra. GC-907

Ctra. GC-908

Ctra. GC-909

Ctra. GC-910

Ctra. GC-911

Ctra. GC-912

Ctra. GC-913

Ctra. GC-914

Ctra. GC-915

Ctra. GC-916

Ctra. GC-917

Ctra. GC-918

Ctra. GC-919

Ctra. GC-920

Ctra. GC-921

Ctra. GC-922

Ctra. GC-923

Ctra. GC-924

Ctra. GC-925

Ctra. GC-926

Ctra. GC-927

Ctra. GC-928

Ctra. GC-929

Ctra. GC-930

Ctra. GC-931

Ctra. GC-932

Ctra. GC-933

Ctra. GC-934

Ctra. GC-935

Ctra. GC-936

Ctra. GC-937

Ctra. GC-938

Ctra. GC-939

Ctra. GC-940

Ctra. GC-941

Ctra. GC-942

Ctra. GC-943

Ctra. GC-944

Ctra. GC-945

Ctra. GC-946

Ctra. GC-947

Ctra. GC-948

Ctra. GC-949

Ctra. GC-950

Ctra. GC-951

Ctra. GC-952

Ctra. GC-953

Ctra. GC-954

Ctra. GC-955

Ctra. GC-956

Ctra. GC-957

Ctra. GC-958

Ctra. GC-959

Ctra. GC-960

Ctra. GC-961

Ctra. GC-962

Ctra. GC-963

Ctra. GC-964

Ctra. GC-965

Ctra. GC-966

Ctra. GC-967

Ctra. GC-968

Ctra. GC-969

Ctra. GC-970

Ctra. GC-971

Ctra. GC-972

Ctra. GC-973

Ctra. GC-974

Ctra. GC-975

Ctra. GC-976

Ctra. GC-977

Ctra. GC-978

Ctra. GC-979

Ctra. GC-980

Ctra. GC-981

Ctra. GC-982

Ctra. GC-983

Ctra. GC-984

Ctra. GC-985

Ctra. GC-986

Ctra. GC-987

Ctra. GC-988

Ctra. GC-989

Ctra. GC-990

Ctra. GC-991

Ctra. GC-992

Ctra. GC-993

Ctra. GC-994

Ctra. GC-995

Ctra. GC-996

Ctra. GC-997

Ctra. GC-998

Ctra. GC-999

Ctra. GC-1000

PROYECTO:

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

PETICIONARIO:
FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.

FECHA:
AGOSTO- 2012

PLANO Nº:
5

SITUACIÓN:
PILETAS, T.M. AGÜIMES

ESCALA:
A1 1:6000

PLANO DE:
SUPERFICIE DE AFECCIÓN EÓLICA
DE LOS PARQUES EÓLICOS CERCANOS

INGENIERO INDUSTRIAL
COL. 1.188

RAFAEL J. PEÑATE QUESADA

AE-1,1
AE-1,2
AE-2,1
AE-3,1
AE-3,2
AE-4,1
AE-4,2
AE-5,1
AE-5,2
AE-6,1
AE-6,2
AE-6,3
AE-6,4
EDIFICIO DE MANDO
VIENTO PREDOMINANTE
CANALIZACIÓN
ACCESOS REMODELADOS
ACCESOS CREADOS (6m. de ancho)
CIMENTACIÓN
PLATAFORMA DE MONTAJE

PROYECTO:
PLAN EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO "PILETAS" CON CONSUMOS ASOCIADOS AL FERROCARRIL DEL SUR DE GRAN CANARIA

PETICIONARIO:
FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.

FECHA:
AGOSTO- 2012

PLANO Nº:
6

SITUACIÓN:
PILETAS, T.M. AGÜIMES

ESCALA:
A1 1:6000

PLANO DE:
CIMENTACIONES, LÍNEA INTERNA DE MEDIA TENSIÓN, CENTRO DE MANIOBRA Y VIALES

INGENIERO INDUSTRIAL
COL. 1.188
RAFAEL J. PEÑATE QUESADA

LÍNEA SUBTERRANEA
DE 20 kV CONEXIÓN
CON COCHERAS

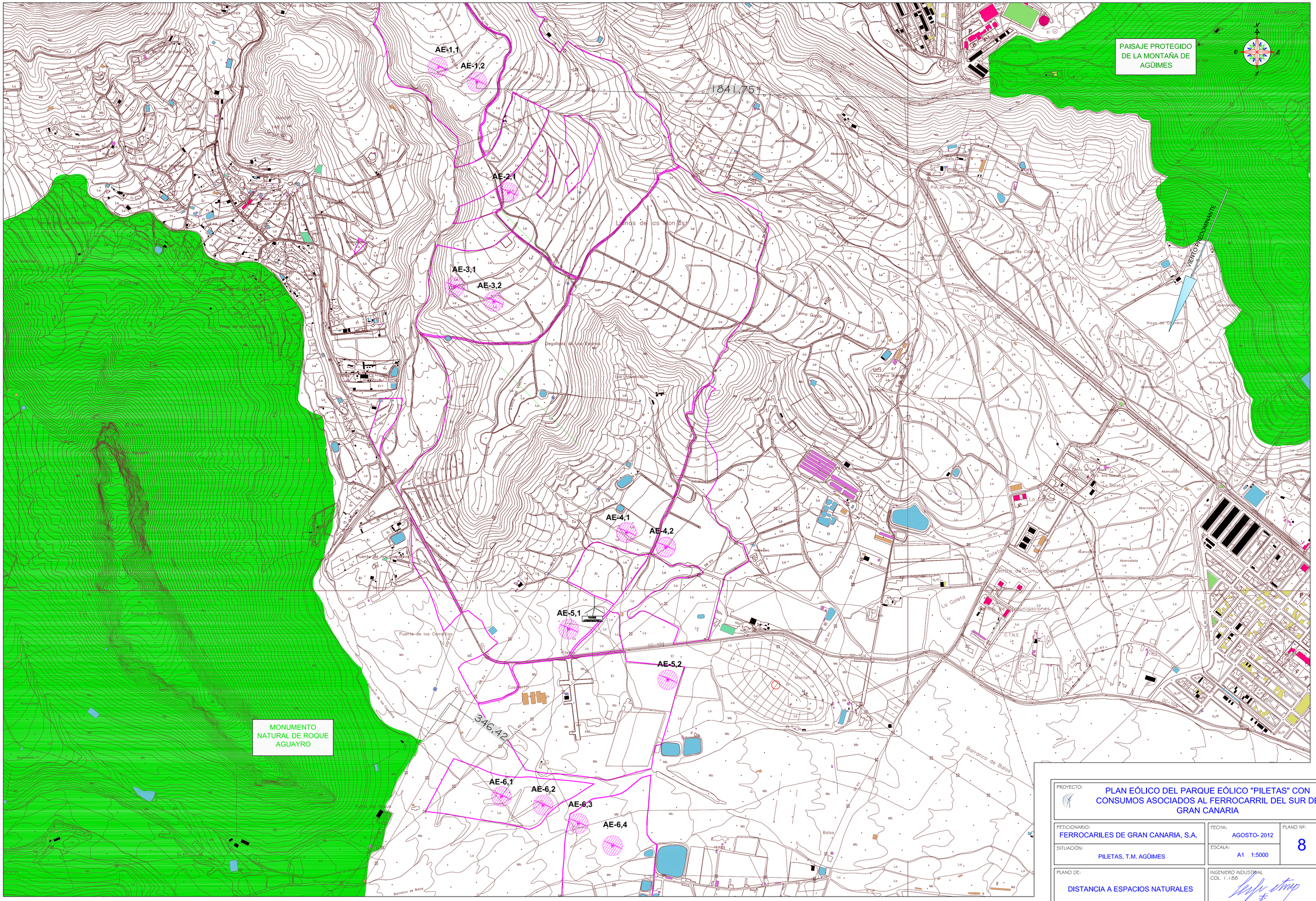
LÍNEA SUBTERRANEA
DE 20 kV CONEXIÓN
CON COCHERAS

LÍNEA SUBTERRANEA
DE 20 kV CONEXIÓN
CON COCHERAS

VIENTO PREDOMINANTE

N
S
O
E

PROYECTO: PLAN EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO "PILETAS" CON CONSUMOS ASOCIADOS AL FERROCARRIL DEL SUR DE GRAN CANARIA		
PETICIONARIO: FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.	FECHA: AGOSTO- 2012	PLANO Nº: 7
SITUACIÓN: PILETAS, T.M. AGÜIMES	ESCALA: A1 1:11.111	
PLANO DE: TRAZADO LÍNEA DE CONEXIÓN CON S.E. COCHERAS	INGENIERO INDUSTRIAL COL. 1.188 RAFAEL J. PEÑATE QUESADA	



PROYECTO: PLAN EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO "PILETAS" CON CONSUMOS ASOCIADOS AL FERROCARRIL DEL SUR DE GRAN CANARIA		
PETICIONARIO: FERROCARILES DE GRAN CANARIA, S.A.	FECHA: AGOSTO- 2012	PLANO Nº: 8
SITUACIÓN: PILETAS, T.M. AGÜIMES	ESCALA: A1 1:5000	
PLANO DE: DISTANCIA A ESPACIOS NATURALES	INGENIERO INDUSTRIAL COL. 1.188 RAFAEL J. PEÑATE QUESADA	