

CONTENIDO

1.	GENERALIDADES.....	1
1.1.	Contribución actual de la energía eólica a la demanda de energía eléctrica del archipiélago	2
1.1.1.	Contribución en términos de Potencia.....	2
1.1.2.	Contribución en términos de energía	4
2.	ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD EOLICA DEL ARCHIPIÉLAGO CANARIO.....	6
2.1.	Introducción	6
2.2.	Evolución de la tecnología eólica.....	6
2.3.	Zonas de elevado potencial eólico	7
2.4.	Legislación que afecta a la ordenación del territorio	9
2.5.	Capacidad eólica por limitaciones territoriales.	9
2.6.	Evolución Tendencial.....	15
2.7.	Capacidad eólica de la infraestructura eléctrica de Canarias.....	16
2.7.1.	Generalidades.....	16
2.7.2.	Introducción	16
2.7.3.	Factores estáticos limitativos.....	16
2.7.4.	Factores dinámicos limitativos.....	20
3.	ESTRATEGIAS A SEGUIR PARA AUMENTAR LA APORTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA A LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA	21
3.1.	Elaboración de Planes especiales insulares como base para la ordenación de las infraestructuras eólicas futuras.	21
3.2.	Repotenciación de parques eólicos obsoletos	21
3.2.1.	Estrategias posibles para incentivar y gestionar la repotenciación de parques eólicos.....	22
3.3.	Utilización de sistemas eólicos más estables eléctricamente.....	23
3.4.	Aumento de la penetración eólica a través de estrategia de cortes en los parques eólicos.....	23
3.4.1.	Estudio estático de la conexión de potencia eólica instalable según la estrategia de cortes.....	25
3.4.2.	análisis dinámico básico de la conexión de potencia eólica instalable según la estrategia de cortes	28
3.4.3.	Control de potencia de los parques eólicos	30
3.4.4.	Resumen de las propuestas	31

1. GENERALIDADES

Se está viviendo en los últimos tiempos un encarecimiento mundial de los precios del petróleo, del gas natural y otros combustibles fósiles que ha puesto de manifiesto la gran influencia que las variaciones de los precios de la energía tienen sobre las economías de las naciones y de sus ciudadanos. Por otro lado, son crecientes las voces de alarma que destacan la incidencia que precisamente el consumo de estos combustibles fósiles tiene sobre el deterioro del medio ambiente.

Las Islas Canarias presentan óptimas condiciones para la explotación a gran escala de la energía eólica. El alto potencial disponible hace de esta fuente de energía una opción de autoabastecimiento energético de primer orden.

En este contexto es fundamental tener dispuestos todos los estudios pertinentes que permitan en un futuro próximo obtener el máximo beneficio para las islas de este recurso energético endógeno.

La búsqueda, recopilación, estudio y evaluación del potencial eólico del Archipiélago Canario, se ha realizado mediante un continuo proceso de consultas a organismos oficiales, promotores de instalaciones eólicas, Universidad, Compañía eléctrica, propietarios de terrenos, Institutos tecnológicos, etc.

Debido a las peculiaridades de cada isla, se han realizado visitas a todas las áreas de alto potencial eólico para evaluar factores como: terrenos, cultivos, infraestructura consumidora existente, redes y subestaciones eléctricas cercanas, aspectos medio ambientales, etc.

También se han realizado visitas a todas las instalaciones eólicas en explotación, que por su magnitud o novedad pudieran ser consideradas como modelos a imitar, en función de las expectativas del mercado. En paralelo se ha recabado información de producción para hacer posible una evaluación de las tecnologías empleadas.

Respecto a los aspectos medioambientales se ha intentado considerar el previsible impacto que podrían tener las futuras instalaciones eólicas, tanto en zonas sujetas a reglamentaciones específicas en materia de medio ambiente, como en otras en las que sería necesaria una convivencia entre la explotación eólica y la actividad actual. En este sentido se han considerado para la delimitación de las zonas potencialmente utilizables para la explotación de la energía eólica los Planes Insulares de Ordenación del Territorio, Planes Municipales, Leyes de Ordenación del territorio, Ley de Costas, etc.

1.1. Contribución actual de la energía eólica a la demanda de energía eléctrica del archipiélago

1.1.1. Contribución en términos de Potencia

La potencia eólica instalada en las islas Canarias ha ido evolucionando desde los 110 kW instalados en el año 1985 hasta los aproximadamente 106.000 kW instalados en el año 2001, aún cuando la potencia eólica concedida es de aproximadamente los 135.000 kW.

La evolución anual de la potencia eólica instalada ha ido creciendo con el desarrollo tecnológico en el sector eólico a través del cual se ha conseguido mejorar la eficiencia de las máquinas eólicas y el rendimiento económico de las mismas a través de una disminución del coste específico del kW eólico.

En el gráfico siguiente se observa la evolución de la potencia eólica instalada en Canarias conjuntamente con la variación interanual de la potencia eólica instalada.

AÑO	POTENCIA EOLICA INSTALADA (kW)	VARIACION INTERANUAL (%)
1990	1.065	
1991	1.890	77,5%
1992	6.415	239,4%
1993	12.170	89,7%
1994	26.130	114,7%
1995	26.355	0,9%
1996	47.115	78,8%
1997	37.935	-19,5%
1998	67.245	77,3%
1999	80.375	19,5%
2000	105.655	31,5%
2001	126.305	19,5%

Como se observa en los datos de la tabla anterior la energía eólica ha experimentado un crecimiento importante desde el año 1990; haciéndose notar variaciones superiores al 200% entre el año 1991 y 1992. La disminución de la potencia eólica instalada entre los años 1996 y 1997 nos es más que debido a la puesta fuera de servicio temporal, por reparación, del parque eólico de Llanos de Juan Grande en la isla de Gran Canaria, que posteriormente fue reactivado. Se observa también una disminución del crecimiento en los últimos años llegando hasta el 31,5% de variación entre los años 1999 y 2001.

La situación de la potencia eólica instalada por islas en el año 2001 es la que se refleja en la tabla siguiente:

ISLA	POTENCIA CONCEDIDA	POTENCIA EN PRODUCCION	% IMPLANTACION
GRAN CANARIA	81.235	73.060	89,9%
FUERTEVENTURA	11.610	11.610	100,0%
LANZAROTE	6.405	6.405	100,0%
TENERIFE	31.830	31.830	100,0%
LA PALMA	5.460	2.760	50,5%
GOMERA	360	360	100,0%
HIERRO	280	280	100,0%
TOTAL CANARIAS	137.180	126.305	92,1%

En la tabla siguiente se comparan las potencias eólicas y térmicas instaladas, la suma de ambas es prácticamente el total ya que la aportación de la minihidráulica y de la fotovoltaica es despreciable frente a éstas. Las 2 últimas columnas muestran las relaciones existentes entre la potencia eólica instalada y la térmica así como entre la potencia eólica concedida y la térmica, respectivamente.

COMPARACION POTENCIA EOLICA - POTENCIA TERMICA

POTENCIA TERMICA (MW)	POTENCIA EOLICA EN PRODUCCION (MW)	POTENCIA EOLICA CONCEDIDA (MW)	RELACION ENTRE LA POT. EOL. INSTALADA Y LA POT. TERMICA INSTALADA	RELACION ENTRE LA POT. EOL. CONCEDIDA Y LA POT. TERMICA INSTALADA
1565	126,3	137,2	8,1%	8,8%

A continuación se expresa un cuadro similar al anterior pero en este caso se han considerado las relaciones de la potencia eólica con respecto a las demandas máximas de potencia eléctrica. En este caso se ha realizado el análisis para las diferentes islas:

ISLA	POTENCIA MAXIMA DEMANDADA (MW)	POTENCIA EOLICA INSTALADA (MW)	POTENCIA EOLICA CONCEDIDA (MW)	RELACION ENTRE LA POT. EOL. INSTALADA Y LA POT. ELECTRICA MAXIMA DEMANDADA	RELACION ENTRE LA POT. EOL. CONCEDIDA Y LA POT. ELECTRICA MAXIMA DEMANDADA
GRAN CANARIA	513,7	73,1	81,2	14,2%	15,8%
FUERTEV-LANZAROTE	185,9	18,0	18,0	9,7%	9,7%
TENERIFE	480,7	31,8	31,8	6,6%	6,6%
LA PALMA	33,6	2,8	5,5	8,2%	16,3%
GOMERA	9,84	0,4	0,4	3,7%	3,7%
HIERRO	4,82	0,3	0,3	5,8%	5,8%

De esta forma se estima que la aportación, en términos de potencia, de la energía eólica a la demanda máxima de energía eléctrica varía desde el 3,7% en la isla de la Gomera hasta el 16,3% en la de La Palma, una vez se instale el total de la potencia eólica concedida.

1.1.2. Contribución en términos de energía

En este apartado se evaluará la aportación de la energía eólica a la demanda de energía eléctrica.

Para ello se hace inicialmente un análisis de la evolución de la demanda de energía eléctrica desde el año 1990 hasta el 2001. Los resultados del mismo se expresan en la tabla siguiente

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	VARIACION INTERANUAL (%)
1990	3.824	
1991	4.032	5,4%
1992	4.221	4,7%
1993	4.355	3,2%
1994	4.665	7,1%
1995	5.035	7,9%
1996	5.276	4,8%
1997	5.652	7,1%
1998	6.013	6,4%
1999	6.427	6,9%
2000	6.881	7,1%
2001	7.375	7,2%

Como se puede observar en la tabla anterior la variación interanual de la demanda de energía eléctrica ha ido aumentando desde el año 1990 hasta el 1994 para en los últimos años estabilizarse en torno al 7%.

Si comparamos la demanda de energía eléctrica total en el año 2001 con la energía eléctrica de origen eólico generada ese mismo año, se obtendrán los siguientes resultados por islas:

ISLA	Demanda de Energía Eléctrica	Producción eléctrica de origen eólico	Aportación de la Energía Eólica (Año 2001)
GRAN CANARIA	3.180	185,3	5,8%
FUERTEV.-LANZAROTE	1.152	43,8	3,8%
TENERIFE	2.720	69,2	2,5%
LA PALMA	236	7,3	3,1%
GOMERA	58	0,32	0,5%
HIERRO	29	0,8	2,7%
TOTAL CANARIAS	7.376	307	4,2%

Los resultados expuestos anteriormente reflejan la aportación eólica a la demanda de energía eléctrica a fin del año 2001. Se considera de interés analizar cual sería dicha aportación una vez y se instale el total de la potencia eólica concedida.

Para esta estimación se supondrá ya en funcionamiento la totalidad de la potencia eólica concedida en cada una de las islas y se multiplicará ésta por el número de horas equivalentes medio de los diferentes parques eólicos existentes en las zonas donde irá ubicada la potencia eólica pendiente por instalar. Dicho número de horas equivalente es de 3.200.

En la tabla siguiente se compra la demanda de energía eléctrica con la producción de energía eléctrica de origen eólica una vez y se hayan instalado el total de la potencia eólica concedida.

ISLA	Demanda de Energía Eléctrica	Producción eléctrica de origen eólico con total de potencia concedida	Aportación de la Energía Eólica con total de potencia concedida
GRAN CANARIA	3.180	211,5	6,7%
FUERTEV.-LANZAROTE	1.152	43,8	3,8%
TENERIFE	2.720	69,2	2,5%
LA PALMA	236	15,9	6,8%
GOMERA	58	0,3	0,5%
HIERRO	29	0,8	2,7%
TOTAL CANARIAS	7.376	342	4,6%

De los resultados de la tabla anterior se desprende que **la aportación de la energía eólica a la demanda de la energía eléctrica, una vez y se instale el total de la potencia concedida será del 4,6%.**

2. ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD EOLICA DEL ARCHIPIÉLAGO CANARIO

2.1. Introducción

Para la evaluación de la capacidad eólica del archipiélago se ha de considerar una serie de aspectos fundamentales y que son los siguientes:

- Tecnología existente de aerogeneradores
- Zonas de elevado potencial eólico
- Legislación que afecta a la ordenación del territorio
- Características de las redes eléctricas Canarias.

Los mencionados condicionantes tienen cierta relación entre sí, cada uno de los cuales dará como consecuencia unas limitaciones en cuanto a la potencia eólica susceptible de ser instalada en el archipiélago. La máxima potencia instalable la marcará aquel aspecto que cause un mayor efecto limitador.

A continuación se analizarán las limitaciones impuestas por cada uno de estos factores.

2.2. Evolución de la tecnología eólica

En los últimos 15 años la tecnología eólica ha experimentado un crecimiento espectacular pasando de aerogeneradores de 55 kW de potencia nominal a los aerogeneradores comerciales actuales de 2.500kW, existiendo máquinas con potencias superiores cuya finalidad principal es la de instalaciones Off-shore.

Uno de los principales problemas que presentan las máquinas de gran potencia de última generación es fundamentalmente la logística. Se trata de máquinas de gran envergadura y tonelaje que dificulta las tareas de transporte e instalación, aumentando así los costes de instalación del parque eólico. Este efecto se ve incrementado en las islas Canarias por su ubicación geográfica y limitaciones de medios para la instalación de aerogeneradores.

Actualmente el coste unitario del kW dentro de las diferentes gamas de potencia de aerogeneradores tiene una tendencia descendente hasta los aerogeneradores de potencia del entorno de los 900kW a partir del cual los costes unitarios comienzan nuevamente a subir, no reflejándose en estos casos los efectos de las economías de escala, quizás por la combinación de factores tales como la menor competencia existente en esta gama de potencias y la todavía amortización del I+D de dichas máquinas. Todo ello hace que sean las máquinas del rango 660-900kW las que en mayor proporción se han estado instalando en los últimos 3 años.

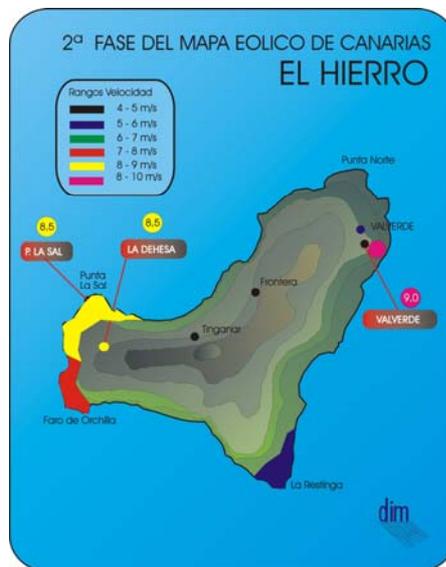
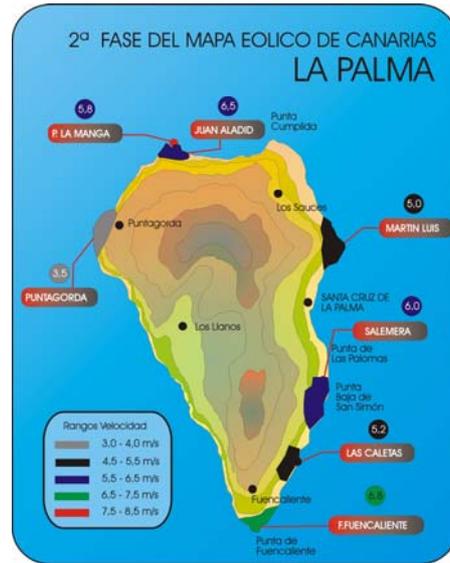
Se prevé que el coste unitario de los aerogeneradores de más de 1 MW disminuya en los próximos años por lo que presumiblemente éstos se irán incorporando paulatinamente en la oferta de parques eólicos canarios. En principio esta incorporación puede estar frenada por los costes de logística y las limitaciones estratégicas ya que por ejemplo muchas de las zonas aptas para la instalación de infraestructuras eólicas en el archipiélago se encuentran en áreas de sensibilidad aeroportuaria quedando por lo tanto limitadas las alturas máximas permitidas para los aerogeneradores.

A pesar de lo comentado anteriormente se debe incentivar la instalación de máquinas con potencias superiores al megavatio de tal forma que las mismas posean una cuota lo más alta posible dentro de la totalidad de los parques eólicos canarios a instalar en el futuro.

2.3. Zonas de elevado potencial eólico

El Departamento de Ingeniería Mecánica de la universidad de Las Palmas de Gran Canaria desarrolló entre los años 1988 y 1994 la 1ª y 2ª fase del Mapa Eólico de Canarias, particularizado para cada una de las islas. Éstos muestran las diferentes zonas de interés eólico existentes en el archipiélago. Esta información, conjuntamente con la contenida en la base de datos eólica del Instituto Tecnológico de Canarias fruto de la red de estaciones de media que éstos poseen en todo el archipiélago, da la suficiente información para la determinación de las zonas de importancia eólica existentes en el archipiélago canario. A continuación se exponen los mapas eólicos de las diferentes islas en los cuales se diferencian cada una de las zonas atendiendo a su potencial eólico medido en base a sus velocidades medias anuales.





2.4. Legislación que afecta a la ordenación del territorio

Con el objeto de determinar donde y en qué condiciones es compatible promover proyectos de Parques Eólicos, es necesario dotarse de una información territorial mínima que ayude a la posterior definición de las zonas aptas para la ubicación de infraestructuras eólicas.

Los contenidos mínimos de información urbanística e inventario ambiental que se han considerado para determinar la máxima potencia eólica instalable atendiendo a la ordenación del territorio son:

- ❖ Localización de los asentamientos de población existente en el ámbito de estudio.
- ❖ Infraestructuras condicionantes (Carreteras, proximidad de redes eléctricas, infraestructuras aeroportuarias, etc.)
- ❖ Planes Insulares de ordenación del territorio.

2.5. Capacidad eólica por limitaciones territoriales.

Sobre la base de los epígrafes 2.2, 2.3 y 2.4, se han definido diferentes zonas eólicas en cada una de las islas del archipiélago sobre las cuales se ha estimado la potencia eólica instalable. Para ello también se han considerado una serie de hipótesis técnicas de partida.

- Se han empleado para el estudio máquinas del rango 800-1500kW obteniéndose resultados medios en cuanto a las potencias instalables.
- La distribución de máquinas sobre el terreno se ha realizado en base a las dimensiones de las máquinas empleadas en el estudio, así como se ha considerado la distribución de direcciones del viento en cada una de las zonas, según datos obtenidos de la base de datos eólica del Instituto Tecnológico de Canarias.

Dentro de cada una de estas zonas geográficas pueden existir áreas que, debido a su sensibilidad ambiental, se han definido como **áreas de protección ambiental**, quedando el resto de las zonas como **área sin grado de protección**. Por ello, a la hora de evaluar la potencia eólica instalable en cada una de las zonas territoriales delimitadas se ha diferenciado entre la instalable en uno u el otro tipo de área.

A continuación se describen las zonas estudiadas en cada una de las islas así como los resultados obtenidos para cada una de ellas.

GRAN CANARIA.

En esta isla se han delimitado 3 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que coinciden con las expuestas en el actual Plan Insular de Ordenación de la isla. Éstas son:

- Zona 1: esta zona se extiende fundamentalmente a lo largo de la franja costera que abarca los municipios de Telde, comenzando en la zona del Goro, hasta el de San Bartolomé de Tirajana, teniendo en este caso como límite Sur el pueblo de Castillo del Romeral.

- Zona 2: Abarca fundamentalmente los municipios de Guía, Gáldar y Agaete. Esta zona está delimitada al sudeste por la carretera C810 y al Norte y Oeste por la línea de costa, desde la

zona conocida como Roque Prieto en el municipio de Guía hasta Cueva Blanca en el municipio de Agaete.

- Zona 3: Esta se encuentra dentro del municipio de San Nicolás de Tolentino y abarca fundamentalmente el conocido como Valle de San Nicolás. Se encuentra limitada por los tramos de la carretera C810 provenientes del municipio de Mogán y de Agaete, teniendo como límite Este la zona conocida como Las tabladas.

A continuación se resumen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
GCZ1	412,3	198,2
GCZ2	135,9	89,0
GCZ3	39,2	8,5
TOTAL	587,5	295,7

FUERTEVENTURA

En esta isla se han delimitado 3 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que se definen a continuación:

Zona 1: Queda incluida en el término municipal de La Oliva extendiéndose fundamentalmente por las costas Norte y Noroeste de dicho municipio estando esta limitada hacia su parte interior por aquellas áreas con unas distancias de costas de aproximadamente 4 km.

Zona 2: se encuentra en el término municipal de Pájara y abarca fundamentalmente el área norte del parque natural de Jandía limitada por el norte por la zona conocida como Cañada del Río y al sur por la montaña de la Ruda.

Zona 3: Se encuentra en el término municipal de Pájara y abarca fundamentalmente el área sur del parque natural de Jandía limitada por el norte por la montaña del Azufre y al sur este y oeste por la línea de costa.

Atendiendo a la delimitación de las zonas eólicas descritas a continuación se exponen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
FUZ1	109	417
FUZ2	0	221
FUZ3	0	97
TOTAL	108,9	735,5

LANZAROTE

En esta isla se han delimitado 2 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que se definen a continuación:

Zona 1: Queda englobada en la zona central de la isla y abarca el territorio norte del municipio de San Bartolomé y el occidental del municipio de Teguiise.

Zona 2: Abarca la costa Noreste del municipio de Teguiise limitada por su cara sur por la zona conocida como La Hondura y la costa sureste del municipio de Haría teniendo como límite en su cara norte la zona conocida como el cangrejo.

Atendiendo a la delimitación de las zonas eólicas descritas a continuación se exponen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
LZZ1	912	0
LZZ2	91	0
TOTAL	1.002,8	0,0

TENERIFE

En esta isla se han delimitado 2 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que se definen a continuación:

Zona 1: Se corresponde con el corredor costero del sudeste de la isla, estando dicha zona limitada al Oeste por la autopista TF1 al norte por el Porís de Abona y al sur por el aeropuerto Reina Sofía.

Zona 2: Queda englobada dentro del municipio de Buenavista y se corresponde con la zona conocida como Punta de Teno, incluida dentro del Parque Rural de Teno. Dicha zona está limitada al Este por la carretera TF1429 y al Oeste por la propia línea de demarcación costera.

Atendiendo a la delimitación de las zonas eólicas descritas a continuación se exponen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN (ZSP)	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL (ZPM)
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
TFZ1	395	34
TFZ2	0	64
TOTAL	394,9	98,1

LA PALMA

En esta isla se han delimitado 3 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que se definen a continuación:

Zona 1: Está situada al norte de la isla y más concretamente dentro de la zona Centro-Norte del Término municipal de Garafía

Zona 2: Situada en el Término municipal de Mazo y más concretamente en la zona conocida como Mancha Blanca, está limitada al oeste por la carretera TF8142, al norte por montaña la cucaracha y al sur por el barranco de Tigelate.

Zona 3: Situada al sur de la isla e incluida dentro del espacio conocido como Monumento Natural de los Volcanes de Teneguía abarca el área conocida como Los Arenales, quedando limitada al Oeste por la carretera TF8144, al sur y este por el deslinde marítimo costero y al norte por montaña del viento.

Atendiendo a la delimitación de las zonas eólicas descritas a continuación se exponen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
LPZ1	32	9
LPZ2	72	4
LPZ3	0	35
TOTAL	104	48

HIERRO

En esta isla se han delimitado 3 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que se definen a continuación:

Zona 1: Se encuentra situada en la cara más occidental del municipio de Frontera y más concretamente en las zonas conocidas como El Sabinar y La Dehesa.

Zona 2: Perteneciente al municipio de Frontera se encuentra al sur de la isla. Dicha zona está limitada al oeste por la carretera TF 912, al sur por el pueblo de La Restinga, al este por la demarcación costera y al norte por montaña del Jable.

Zona 3: Se encuentra en el municipio de Valverde y está limitada al Norte por el pueblo de Valverde, al oeste por la carretera TF912, al este por la demarcación de costas y al sur por el barranco de Honduras.

Atendiendo a la delimitación de las zonas eólicas descritas a continuación se exponen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
HIZ1	38,4	108,7
HIZ2	19,9	34,6
HIZ3	33,1	0
TOTAL	91,4	143,2

LA GOMERA

En esta isla se han delimitado 2 zonas de interés para la implantación de infraestructuras eólicas que se definen a continuación:

Zona 1: Abarca la parte Noroccidental de la isla dentro del municipio de Vallehermoso y está limitada al oeste por el deslinde marítimo costero y abarcando hacia el interior terrenos distantes del mismo 2 km.

Zona 2: Abarca la parte más oriental de la isla, se encuentra dentro del municipio de San Sebastián de la Gomera y está limitada al Norte por la Reserva Natural especial de Puntallana, al sur por el Monumento Natural del Barranco del Cabrito, al este por el deslinde marítimo terrestre, abarcando hacia el oeste terrenos distantes 2 km del deslinde marítimo.

Atendiendo a la delimitación de las zonas eólicas descritas a continuación se exponen los resultados obtenidos:

CODIGO DE LA ZONA	ZONA SIN PROTECCIÓN	ZONA CON PROTECCIÓN AMBIENTAL
	Potencia instalable (MW)	Potencia instalable (MW)
GOZ1	24	5
GOZ2	10	0
TOTAL	33,5	5,0

RESUMEN ARCHIPIÉLAGO CANARIO

En tabla siguiente se resumen los resultados obtenidos para las potencias eólicas máximas instalables así como para el rendimiento energético medio anual, medido en horas equivalentes, en cada una de las islas.

ISLA	POTENCIA MAX. (MW)	HORAS EQUIVALENTES MEDIAS
GRAN CANARIA	883	3.400
FUERTEVENTURA	844	3.000
LANZAROTE	1.003	3.000
TENERIFE	493	3.100
LA PALMA	152	3.200
GOMERA	39	2.800
HIERRO	235	4.000
TOTAL CANARIAS	3.648	3.181

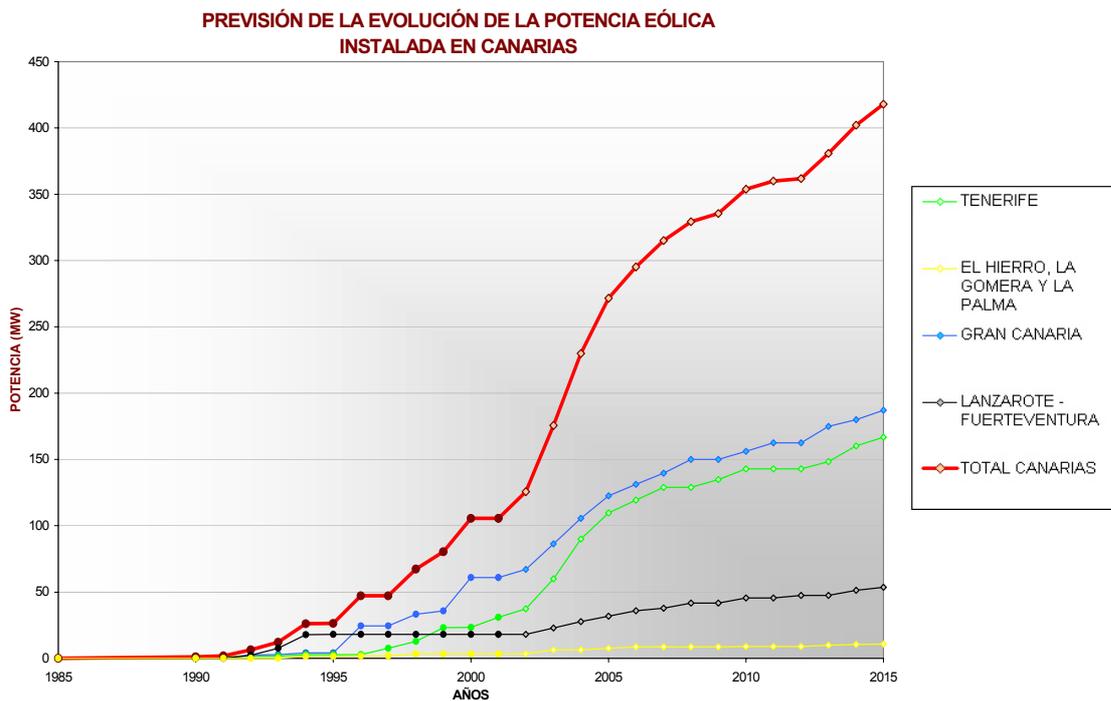
2.6. Evolución Tendencial

El potencial eólico de las islas fue estudiado mediante la elaboración de un mapa eólico de las islas que reveló las zonas de mayor potencial. El nivel de energía eólica que es capaz de soportar la red se analizó encargando estudios de estabilidad en varios de los sistemas eléctricos de las islas. Con esta información se convocó en 1996 un concurso de asignación de potencia eólica para cada isla.

En el año 2001, a la vista del incremento de la potencia convencional instalada en todos los sistemas insulares, se revisaron las cifras de potencia eólica conectable. En esta ocasión se mantuvo, en casi todos los sistemas eléctricos, el porcentaje de eólica frente a generación convencional que se evaluó en la orden anterior.

Si el Gobierno siguiera con la misma política en el futuro, será previsible una revisión periódica de la potencia eólica conectable en cada isla en función de la evolución de la potencia térmica convencional instalada.

La siguiente gráfica muestra la posible evolución de la potencia eólica instalada manteniendo este mismo criterio. Se tienen en cuenta las previsiones de potencia térmica a instalar por parte de la compañía Unelco-Endesa y se supone un retraso de uno o dos años entre que las instalaciones son autorizadas y entran en funcionamiento.



POTENCIA EÓLICA A INSTALAR EN CANARIAS SEGÚN ESCENARIO TENDENCIAL (MW)							
Isla	GRAN CANARIA	LANZAROTE - FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA GOMERA	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
Año							
2005	122,6	31,8	90	0,28	0,66	6,7	252,1
2011	172,5	45,7	134	0,28	0,98	7,75	361.21

2.7. Capacidad eólica de la infraestructura eléctrica de Canarias

2.7.1. Generalidades

Uno de los factores más importante en el plan estratégico para incrementar la penetración eólica en el archipiélago canario, es el análisis de la infraestructura eléctrica. En este sentido, se ha desarrollado un análisis estático y dinámico de la red para determinar la máxima potencia eólica que podría soportar la misma sin que disminuya la calidad de la energía entregada a los clientes finales.

En los puntos sucesivos se describe la metodología seguida para el análisis así como se exponen los resultados del mismo.

2.7.2. Introducción

Los valores de penetración eólica calculados en función de la limitación territorial son posibles si se tienen en cuenta las aplicaciones aisladas de la red eléctrica. El potencial eólico conectable a cada red eléctrica insular es, en principio, más reducido y está determinado por factores tales como la demanda mínima del sistema, la capacidad de transporte de la red de alta tensión, los mínimos técnicos de los grupos de generación, la estabilidad dinámica del sistema frente a variaciones bruscas de la generación, la estabilidad del sistema frente a cortocircuitos, etc. Estos factores se pueden dividir en dos grupos: factores estáticos y dinámicos.

2.7.3. Factores estáticos limitativos

Los factores estáticos limitativos de la conexión a red de las infraestructuras eólicas son principalmente:

- Los mínimos técnicos de los grupos de generación convencional
- La capacidad de transporte de la red.

2.7.3.1. Criterio de mínimos técnicos

Los mínimos técnicos condicionan la eólica inyectable en tanto en cuanto la generación convencional debe ser capaz de suplir la demanda en una supuesta falta de generación eólica en todo momento. Para cumplir esta condición es necesario que se encuentren en funcionamiento equipos de generación convencional suficientes para que la potencia suministrada por los grupos sea algo mayor que la demanda esperada en cada instante. Esta condición limita la inyección de energía eólica en los momentos en que la demanda del sistema es mínima. En estos intervalos la demanda de las islas de mayor consumo (Gran Canaria y Tenerife) ronda entre los 200-230 MW. Por lo tanto, si no se proponen estrategias de control de potencia de parques, la penetración eólica admitida según este criterio será la diferencia entre los mínimos técnicos de los grupos y la demanda mínima. Según este criterio las potencias inyectables en red en las diferentes islas serían:

Sistema Eléctrico	Potencia conectable actualmente (MW) (Orden 21 septiembre de 2001)	Potencia conectable según criterio de mínimos técnicos (MW)
Gran Canaria	105,60	140
Tenerife	90,00	127
Lanzarote-Fuerteventura	27,79	54
La Palma	5,50	5,5
La Gomera	0,66	0,66
El Hierro	0,28	0,28
TOTAL	229,83	327,44

Por lo tanto, según este criterio, **sería posible aumentar la potencia eólica conectable en 97,6 MW y superarse a día de hoy los 300 MW estimados en el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el año 2010.**

2.7.3.2. Criterio de capacidad de transporte de la red

Para evaluar si la red actual es capaz de soportar estas inyecciones de energía es necesario conocer:

- El estado actual de la red de transporte de energía (topología y características eléctricas).
- Las modificaciones previstas en los próximos años de la red.
- Los puntos donde los futuros parques eólicos verterán su energía en la red.
- Demandas futuras en las distintas Subestaciones.

Para caracterizar el estado actual de la red y las modificaciones previstas en la misma se ha tomado la información suministrada por la compañía suministradora.

Determinar la cuantía y la localización de la inyección eólica en el futuro no es tarea fácil. Al tratarse de infraestructuras que no están todavía en fase de proyecto, no se puede conocer de antemano la penetración bajo este criterio. No obstante en función de la disponibilidad de terrenos, la clasificación territorial y el potencial eólico de las distintas zonas de las islas se puede elaborar una distribución de la potencia eólica que estará conectada a red en el año 2011.

Una vez evaluados los datos de partida del estudio se han elaborado una serie de estudios de flujo de potencia simulando los posibles estados futuros de la red, los consumos y la generación, tanto térmica como eólica.

El Análisis de Flujo de Potencia tiene como objetivo calcular las potencias activas y reactivas que discurrirán por las diferentes líneas que constituyen el Sistema Eléctrico de Potencia para las diferentes estados de carga en régimen estacionario, así como determinar la tensión en los diferentes nudos donde la tensión no es controlable (subestaciones).

Con esta información se pueden calcular:

- Las potencias circulantes a través de cada una de las líneas
- Las pérdidas de potencia y caídas de tensión para los distintos estados de cargas.

Las caídas de tensión permiten comprobar que las tensiones en los diferentes nudos del sistema están dentro del intervalo de tolerancia de los transformadores de potencia. Las potencias circulantes por las líneas del sistema eléctrico permiten determinar en qué momento una línea queda sobrecargada

Así mismo el análisis de flujo de potencia nos permite estudiar la red frente a diferentes situaciones de carga, por ejemplo que ocurre en un nudo cuando en otro nudo vecino la carga disminuye considerablemente su valor esperado. No debemos olvidar que el Análisis de Flujo de Potencia se refiere siempre al estudio de un estado de carga una vez se ha alcanzado el régimen permanente. El análisis en flujo de potencia también permite estudiar el efecto de nuevas inyecciones de energía eólica en los distintos nodos. También puede orientarnos sobre la necesidad de llevar a cabo un cambio topológico en el Sistema Eléctrico de Potencia, como podría ser la apertura de una nueva línea, crear una nueva subestación, etc.

En pro de tener una visión de la evolución de los sistemas se ha elaborado el estudio para el año 2005 y 2011.

En un principio se evaluará si la red futura de cada sistema eléctrico es capaz de soportar la potencia eólica que se instalará según el escenario tendencial.

2.7.3.3. Estudio de la conexión de la potencia eólica tendencial

Si en el sector eólico la administración no tomara un cambio de política y la evolución del sector fuese la que se ha denominado tendencial, es de esperar que dicha

potencia, teniendo en cuenta las zonas de alto potencial eólico y la disponibilidad territorial, se pudiera distribuir de la siguiente forma en los distintos sistemas eléctricos

Posibles puntos de conexión de la energía eólica en el 2005		
Sistema Eléctrico	Subestación	Potencia conectable (MW)
Gran Canaria	Guía	17
	Carrizal	15
	Matorral	88,5
	Cinsa	2
Total Gran Canaria		122,5
Tenerife	Arico	39,1
	Granadilla	39,6
	Icod	11,2
Total Tenerife		90
Lanzarote-Fuerteventura	Jandia	5,6
	Matas Blancas	16
	Punta Grande	10,2
Total Lanzarote - Fuerteventura		31,5
TOTAL		244.15

Posibles puntos de conexión de la energía eólica en el 2011		
Sistema Eléctrico	Subestación	Potencia conectable (MW)
Gran Canaria	Guía	20
	Carrizal	43
	Matorral	108
	Cinsa	2
Total Gran Canaria		173
Tenerife	Arico	58
	Granadilla	59
	Icod	17
Total Tenerife		134
Lanzarote-Fuerteventura	Jandia	8,1
	Matas Blancas	23,1
	Punta Grande	14,6
Total Lanzarote - Fuerteventura		45.8
TOTAL		352,25

La inyección de la potencia eólica tendencial no tiene las mismas repercusiones en todas las islas estudiadas. Las conclusiones de los estudios de flujo de potencia son:

Gran Canaria: La red prevista por Unelco-Endesa no soporta la potencia eólica. Esto ocurre porque las líneas que conectan la Subestación de Matorral ven superadas sus capacidades de transporte en condiciones n-1, es

decir, si se dispara una de las líneas. Para solventar esta situación, que podría ocasionar problemas dinámicos, bastaría con doblar la línea que une Matorral – Bco. Tirajana.

Tenerife: La red prevista es capaz de soportar la inyección de la potencia eólica tendencial en el año 2005 y 2011 en situaciones normales y en estados n-1.

Fuerteventura – Lanzarote: La red prevista por la compañía tolera la inyección de la potencia eólica tendencial en el 2011 en situaciones n y n-1, ya que para esta fecha deberá estar cerrado en anillo la red de las dos islas. No obstante como el cierre en anillo esta programado para el 2006, no se cumple la condición n-1 hasta ese momento.

2.7.4. Factores dinámicos limitativos

Los factores que afectan dinámicamente a la red eléctrica se pueden dividir en:

- Cortocircuitos: el contacto de una o varias fases con tierra o entre sí, provoca la pérdida de carga y el aumento de la frecuencia.
- Pérdida de generación: la disminución brusca de la generación por parte de los grupos eólicos o convencionales provoca estados transitorios de subfrecuencias.
- Flicker: la variación del viento puede producir variaciones en la tensión y la frecuencia a la salida de los parques.

Para una exhaustiva evaluación de la influencia de una implantación masiva de infraestructuras eólicas sobre la red eléctrica es necesario realizar estudios de estabilidad dinámica que consideren los factores antes enumerados.

Actualmente el ITC (Instituto Tecnológico de Canarias) la ULPGC (Universidad de Las Palmas de Gran Canaria) y la UPM (Universidad Politécnica de Madrid) preparan un software con el que se podrán realizar dichos estudios. El programa estará operativo en el plazo de un año y medio, con lo que dicho análisis queda pospuesto para ese momento.

3. ESTRATEGIAS A SEGUIR PARA AUMENTAR LA APORTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA A LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA

3.1. Elaboración de Planes especiales insulares como base para la ordenación de las infraestructuras eólicas futuras.

Una de las estrategias importantes para la optimización de la potencia eólica a instalar en el archipiélago es la elaboración de Planes Especiales de ordenación donde se delimiten zonas, que por sus característica eólicas, territoriales y ubicación estratégica son susceptibles de ser reservadas para la instalación de infraestructuras eólicas. Estos Planes deben vincular a los posteriores Planes insulares de ordenación del territorio así como a los planeamientos municipales.

3.2. Repotenciación de parques eólicos obsoletos

El continuo desarrollo que ha experimentado la tecnología eólica ha provocado que las potencias unitarias de los aerogeneradores haya variado enormemente en los últimos años.

En Canarias se instaló el primer aerogenerador con conexión a la red eléctrica en los años 80. Éste poseía una potencia unitaria igual a 55 kW. Posteriormente, y a principios de los años 90, se originó un gran crecimiento en la demanda de instalaciones eólicas, que tuvo como consecuencias variación interanuales de la potencia eólica instalada del orden de hasta el 200%. Las potencias unitarias de estos aerogeneradores oscilaban entre los 100 y los 300kW. Ya a finales de los 90 y principios del 2001 se instalaron máquinas con potencias unitarias entre los 500 y 660 kW.

La distribución de las potencias unitarias de los aerogeneradores existente actualmente en el archipiélago canario es la que sigue:

RANGO	Nº AEROGENERADORES	CUOTA SOBRE EL TOTAL
$P \leq 300\text{kW}$	308	76,4%
$660 \text{ kW} \geq P > 300 \text{ kW}$	95	23,6%
$1000 \text{ kW} > P > 660 \text{ kW}$	0	0,0%
$P \geq 1000 \text{ kW}$	0	0,0%
TOTAL	403	100%

Tal y como se observa en la tabla anterior más del 75% de los aerogeneradores instalados actualmente en las islas canarias tiene una potencia unitaria inferior a

300kW, si se tiene en cuenta que actualmente existen aerogeneradores comerciales de hasta 1800 kW, se deduce que se podría aumentar la penetración eólica en el archipiélago simplemente utilizando el espacio ocupado por los parques eólicos actuales, sustituyendo los aerogeneradores instalados actualmente por otros de superior potencia unitaria.

Haciendo un análisis de los diferentes parques eólicos instalados en Canarias y teniendo en cuenta simplemente la superficie ocupada por éstos, se deduce que la capacidad de repotenciación eólica del archipiélago canario, considerando aerogeneradores de potencia unitaria igual a 1500 kW, es la siguiente:

ISLA	POTENCIA ACTUAL CONCEDIDA (kW)	POTENCIA INSTALABLE CON REPOTENCIACION (kW)	CAPACIDAD DE REPOTENCIACION (%)
GRAN CANARIA	81.235	181.500	123,4%
FUERTEVENTURA	11.610	22.000	89,5%
LANZAROTE	6.405	16.500	157,6%
TENERIFE	31.830	54.000	69,7%
LA PALMA	5.460	10.500	92,3%
GOMERA	360	1.500	316,7%
HIERRO	280	1.500	435,7%
TOTAL CANARIAS	137.180	287.500	109,6%

Se entiende por Capacidad de Repotenciación Eólica como la variación porcentual de la potencia eólica instalada una vez y se repotencien todos los parques eólicos existentes.

Tal y como se ha comentado anteriormente, los cálculos se han realizado utilizando máquinas de potencias unitarias del orden de 1.500kW, por lo que los resultados obtenidos anteriormente son máximos, teniendo en cuenta el mercado de aerogeneradores existente actualmente.

Atendiendo a los resultados obtenidos, se deduce que la potencia eólica instalable en la superficie actualmente ocupada por los parques eólicos es del 109,6% superior a la instalada actualmente.

3.2.1. Estrategias posibles para incentivar y gestionar la repotenciación de parques eólicos

La repotenciación de parques eólicos debe seguir un proceso diferente al de concesión de nuevos parques, dándole preferencia a este tipo de iniciativas.

En la aprobación de la repotenciación de un parque eólico se deben establecer unos requisitos mínimos sobre la siguiente información.

- Posibilidad de aumentar el periodo de concesión de la potencia eólica dependiendo de la antigüedad del parque eólico.

- Posibilidad de poder cambiar la titularidad de la concesión del nuevo parque repotenciado.
- Establecer unos índices de Capacidad de repotenciación. La variación de la potencia instalada debe tener un mínimo estipulado
- Potencia unitaria de los aerogeneradores a instalar. Los aerogeneradores nuevos a instalar deben tener una potencia unitaria superior a una dada.

3.3. Utilización de sistemas eólicos más estables

La inclusión de sistemas electrónicos que acoplen elementos de acumulación energética basados, por ejemplo, en volantes de inercia o en bobinas de superconductores, es otra de las alternativas que podrían aumentar la capacidad de penetración eólica en Canarias. Este tipo de sistemas se acoplaría a la salida de los parques eólicos y absorbería las fluctuaciones de potencia a la salida de los mismos, manteniendo dentro de un margen determinado la variación de potencia, tanto activa como reactiva, en un intervalo de tiempo determinado. Esto redundaría en la calidad de la energía suministrada, por el parque en particular y por la red eléctrica en general.

Por otra parte, en los parques eólicos formados por turbinas eólicas de generador asíncrono, con velocidad y paso de pala variables y rotor devanado, alimentado a través de convertidor bidireccional se pueden incluir sistemas de control de las potencias activa y reactiva. De tal forma que se le podría asignar a cada parque una consigna de potencia, de manera que éste se acoplaría a esta producción, si la velocidad de viento incidente es suficiente. Si la velocidad en ese intervalo de tiempo no es suficiente, dichos parques producirían la potencia máxima, con el fin de acercarse a la consigna establecida. En los parques basados en generadores síncronos y paso de pala variable, acoplados a convertidores de potencia (rectificador-inversor) se podría realizar un control de potencia similar. Estas actuaciones dependerán, sin embargo, de las opciones que, en un futuro, ofrezca cada uno de los fabricantes de generadores eólicos.

3.4. Aumento de la penetración eólica a través de estrategia de cortes en los parques eólicos.

Hasta este momento se ha analizado la conexión eólica mediante criterios estáticos suponiendo que no se controla en ningún momento la energía generada por los parques eólicos. En aras de una mayor integración de la energía eólica en Canarias podría establecerse una política de cortes de parques eólicos, de forma que en todo momento se cumpla el criterio de mínimos técnicos anteriormente expuesto, a pesar de haberse aumentado la potencia eólica instalada.

Esta estrategia consiste en mantener funcionando un número de grupos convencionales tal que la potencia nominal de los mismos permita suplir un nivel de demanda superior al esperado. Con este régimen de funcionamiento, cuando la suma de la potencia suministrada por los grupos de generación convencional funcionando en mínimos técnicos más la potencia suministrada por los parques eólicos fuese superior a la demanda del sistema, se desconectaría el número de parques eólicos que

posibilitase que la generación convencional y la eólica se adaptasen nuevamente a la potencia demandada.

Adicionalmente, para obtener un resultado que tenga en cuenta los factores dinámicos y la correcta explotación del sistema eléctrico, se ha impuesto como condición que la potencia eólica inyectada en la red nunca supere en más de un 50% a la que se demanda en el instante considerado. Se ha optado por este porcentaje siguiendo la experiencia de la compañía generadora que afirma que en determinadas situaciones de carga, en periodos valle (caso más desfavorable), los sistemas han funcionado sin problemas con este porcentaje de integración.

Para evaluar la potencia eólica instalable final, se debe imponer un último criterio. Este hace referencia a la disminución de horas de funcionamiento de los parques eólicos instalados. Concretamente, la potencia instalable que se expone a continuación se establece en base a una pérdida de un 10 % de las horas equivalentes globales en los parques eólicos.

Teniendo en cuenta estos criterios, se ha calculado la repercusión de la política de cortes que hubiese aplicado el gestor de la red en caso de haber estado funcionando en el año 2001.

Para modelar la demanda se ha partido de los datos horarios de ésta durante el año 2001. Para modelar los sistemas eléctricos se han utilizado los datos de la red eléctrica y de los grupos de generación térmicos suministrados por la compañía Unelco-Endesa. Para modelar la producción de los parques eólicos se ha tomado la producción calculada a partir de datos de viento de un emplazamiento significativo de cada isla (Pozo Izquierdo, Granadilla,..).

El resultado de este cálculo se adjunta en la siguiente tabla:

Potencia eólica conectable en cada sistema según el criterio de mínimos técnicos y una política de cortes de potencia cuando se supere el 50 % de integración eólica y con una pérdida de horas equivalentes motivada por la política de cortes del 10%			
Sistema Eléctrico	Potencia conectable actualmente(MW)	Potencia conectable en 2005 (MW)	Potencia conectable en 2011 (MW)
Gran Canaria	235	280	362
Tenerife	225	272	345
Lanzarote-Fuerteventura	90	105	155
Total	550	657	862

Los datos para el 2005 y el 2011 se han calculado proyectando los valores de demanda según los incrementos previstos por la compañía Unelco-Endesa y usando la configuración de la red de transporte y de los grupos de generación convencional previstos por la compañía eléctrica.

Estos valores son consecuencia de suponer que la política de cortes se aplica tanto a los parques nuevos como a los ya existentes. Si por consideraciones legales no se pudiera seguir la política de cortes con los parques ya instalados, esta se debería aplicar solamente a los parques autorizados después del próximo concurso. De esta forma la potencia eólica conectable sería:

Potencia eólica inyectable en cada sistema según el criterio de mínimos técnicos y una política de cortes de potencia cuando se supere el 50 % de integración eólica y con una pérdida de rendimiento motivada por la política de cortes del 10%

Sistema Eléctrico	Potencia conectable si sólo se cortan los parques posteriores a la aplicación de la política de cortes en el 2005 (MW)		Potencia conectable si sólo se cortan los parques posteriores a la aplicación de la política de cortes en el 2011 (MW)	
	Nueva	Total	Nueva	Total
Gran Canaria	194	261	276	344
Tenerife	228	264	303	339
Lanzarote-Fuerteventura	71	89	111	129
TOTAL	493	614	690	812

Con esta política de cortes administrada por un gestor independiente de la red los parques eólicos podrían llegar a producir en torno al **23 %** de la energía consumida en Canarias en el año 2011, sobrepasándose con creces el acuerdo de Kyoto.

3.4.1. Estudio estático de la conexión de potencia eólica instalable según la estrategia de cortes

Si se hace un esfuerzo por distribuir territorialmente las infraestructuras eólicas, la potencia eólica conectable según el criterio de mínimos técnicos y el criterio de 50% de integración en Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura suponiendo que sólo se aplica la política de cortes a los parques de nueva instalación, podría quedar distribuida en la red para el año 2005 de la siguiente manera:

Posibles puntos de conexión de la energía eólica en el 2005		
Sistema Eléctrico	Subestación	Potencia conectable (MW)
Gran Canaria	Guía	70
	Carrizal	58
	Matorral	104
	Aldea Blanca	29
Total Gran Canaria		261

Tenerife	Arico	116
	Granadilla	115
	Icod	33
Total Tenerife		264
Lanzarote-Fuerteventura	Jandia	16
	Matas Blancas	45
	Punta Grande	28
Total Lanzarote - Fuerteventura		89
TOTAL		614

Las propuestas de ampliación de las redes no han sido diseñadas para soportar estas fuertes inyecciones de energía eólica. La red propuesta por la compañía Unelco – Endesa para el año 2005 se comporta de la siguiente manera frente a la inyección de potencia eólica propuesta:

Gran Canaria: La red propuesta soporta la inyección de la eólica propuesta en todos los nodos menos en la S.E. de Matorral, donde las actuaciones pasan por aumentar la potencia instalada en la S.E., también habría que aumentar la capacidad de transporte de las líneas que unen la S.E. de Matorral con la central de Bco. de Tirajana. Se pueden plantear dos soluciones:

- 1.- Aumentar la tensión de la línea a 220 kV e instalar un doble circuito
- 2.- Instalar dos líneas más de 80 MVA a 66 kV quedando la conexión de la S.E. y la central conformada por 3 líneas de 80 MVA de capacidad de transporte.

Dada la escasa distancia existente entre la S.E. de Matorral y la central de Bco. de Tirajana se aconseja la segunda opción al ser más económica.

Tenerife: La red propuesta por Endesa-Unelco no es adecuada para la inyección de 264 MW de eólica que se plantea. Se deben reforzar los enlaces de las subestaciones en la que se inyecta la eólica con las subestaciones de las centrales térmicas. Asimismo, las S.E. donde se inyectará la eólica deben aumentar su potencia de transformación 20-66 kV. En cuanto a las mejoras en la red cabe citar:

- S.E. de Polígono de Granadilla: debe reforzar su conexión con la SE de la Central de Granadilla para garantizar que toda la potencia eólica generada se distribuya por la red en situación de “n-1” para dicha línea, por lo que se plantean dos posibles soluciones:
 - Instalar otra línea subterránea de 80 MVA de capacidad. De esta forma la conexión estaría formada por 3 líneas de 80 MVA de capacidad.
 - Subir la tensión de la línea a 220 kV e instalar un doble circuito.
- S.E. Arico: también debe reforzar su conexión con la SE de Granadilla, y con la SE de Polígono de Güimar. Se plantean las siguientes actuaciones:

- Línea SE. ARICO- SE. GRANADILLA: Sustituir la línea existente por una doble línea aérea de 81 MVA de capacidad . De esta forma se garantiza la condición N y N-1 de ese tramo.
- Línea S.E. ARICO-SE. POLIGONO DE GÜIMAR: Incorporar una nueva línea aérea de 66 MVA de capacidad. De esta forma garantizamos la condición “n” y “n-1” en ese tramo.

Fuerteventura – Lanzarote: al igual que en la situación de la red para la eólica tendencial en el sistema eléctrico Fuerteventura – Lanzarote soporta la inyección en el 2005 en situaciones “n” pero no en situaciones “n-1”.

La potencia eólica conectable según el criterio de mínimos técnicos y el criterio de 50% de integración suponiendo que sólo se aplica la política de cortes a los parques de nueva instalación, podría quedar distribuida en la red para el año 2011 de la siguiente manera:

Posibles puntos de conexión de la energía eólica en el 2011		
Sistema Eléctrico	Subestación	Potencia conectable (MW)
Gran Canaria	Guía	92
	Carrizal	77
	Matorral	137
	Aldea Blanca	38
Total Gran Canaria		344
Tenerife	Arico	150
	Granadilla	147
	Icod	42
Total Tenerife		339
Lanzarote-Fuerteventura	Jandia	23
	Matas Blancas	65
	Punta Grande	41
Total Lanzarote - Fuerteventura		129
TOTAL		812

Las conclusiones de los estudios de flujo de potencia con este supuesto de generación eólica para el año 2011 son:

Gran Canaria: Las principales modificaciones habría que hacerlas en la línea que conecta la Subestación de Carrizal con la central de Bco. de Tirajana. Para poder conectar 77 MW en la S.E. de Carrizal habría que

doblar la línea de 60 MVA que actualmente une la S.E. con la central de Bco. de Tirajana y aumentar la potencia instalada en la S.E. de Carrizal.

Otra posible solución sería construir una nueva S.E. en Arinaga Dedicada a las infraestructuras eólicas y a los consumos de la zona.

Las actuaciones en la S.E. de Matorral pasan por adecuar la potencia instalada en la S.E. a la potencia eólica conectada. La propuesta de ampliación propuesta para el 2005 de la línea Bco. Tirajana – S.E. MATORRAL es suficiente en el año 2011, por lo que si se ejecutase esa modificación no sería necesario realizar actuaciones adicionales en dicha línea.

Tenerife: Las propuestas que se plantean para el 2005 seguirían siendo suficientes en el 2011 para transportar la energía eólicas que se estima podrán inyectarse.

Fuerteventura – Lanzarote: La red prevista por la compañía tolera la inyección de la potencia eólica conectable aplicando la política de cortes en el 2011 en situaciones n y $n-1$.

3.4.2. análisis dinámico básico de la conexión de potencia eólica instalable según la estrategia de cortes

Se ha realizado un primer análisis calculando las variaciones de frecuencia del sistema. Dicho cálculo está basado en el supuesto desacoplo entre la interacción de la frecuencia con la potencia activa de un sistema y la interacción de la tensión con la potencia reactiva del mismo. Este desacoplo se produce principalmente en sistemas eléctricos de gran tamaño, aunque puede aplicarse como método orientativo en sistemas como los de Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote y Fuerteventura.

Se parte de un modelo simplificado de la red eléctrica, que permite obtener el valor final de la variación de frecuencia producida durante una perturbación brusca de potencia. Los datos básicos de entrada son la potencia rodante del sistema en el caso de análisis y los estatismos de cada uno de los grupos considerados. Asimismo, ha de determinarse el escalón de potencia que se produciría.

Se han escogido los supuestos de generación utilizados en el estudio de reducción de horas equivalentes por cortes en los parques eólicos. El valor final de variación de la frecuencia es siempre menor que las sobreoscilaciones intermedias que podrían llegar a superar los límites permitidos. Por ello, se han considerado estables las desviaciones finales de hasta 0,6 Hz de la frecuencia nominal del sistema, ya que la legislación del sector permite variaciones de hasta 1 Hz.

Se han analizado los sistemas de Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura. En los casos estudiados, siempre que la pérdida de potencia es menor de un 25 % de la que en el instante considerado se inyecta, la variación de frecuencia

se encuentra dentro de los límites establecidos. Se exponen a continuación los resultados de algunos de los casos estudiados:

Variaciones de frecuencia producidas por pérdidas instantáneas de potencia eólica (los valores de potencia eólica suministrada se obtienen de los valores de demanda máximos y mínimos anuales)					
Sistema eléctrico	Demanda instantánea (MW)	Potencia eólica suministrada en el instante considerado (MW)	Porcentaje de potencia eólica desconectada por incidencia	Escalón de potencia eólica desconectado por incidencia (MW)	Variación final de frecuencia (Hz)
Gran Canaria 2005 (cortes en parques nuevos)	523	261.5	25 %	65,3	0,35
Gran Canaria 2005	250	125	25 %	31,2	0,23
Gran Canaria 2005(cortes en todos los parques)	560	280	25 %	70	0,37
Gran Canaria 2011	724	362	25 %	90,5	0,41
Gran Canaria 2011	322	161	25 %	40,2	0,41
Tenerife 2005(cortes en parques nuevos)	528	264	25 %	66	0,44
Tenerife 2005	225	112	25 %	28	0,31
Tenerife 2005(cortes en todos los parques)	544	272	25 %	68	0,45
Tenerife 2011	690	345	25 %	86,2	0,41
Tenerife 2011	285	142	25 %	35,5	0,40
Lanzarote-Fuerteventura 2005 (cortes en parques nuevos)	178	89	25 %	22,25	0,47
Lanzarote-Fuerteventura 2005	72	36	25 %	9	0,45
Lanzarote-Fuerteventura 2005(cortes en todos los parques)	210	105	25 %	26,2	0,42
Lanzarote-Fuerteventura 2011	305	152	25 %	38	0,47
Lanzarote-Fuerteventura 2011	98	49	25 %	12,2	0,35

Por tanto, se debe diseñar la ubicación de los parques de nueva instalación, la conexión de estos y las futuras redes eléctricas de tal forma que se minimice la posibilidad de cortes instantáneos no programados de potencia. Los parques deben distribuirse en el terreno todo lo que sea posible. De esta manera se busca que un “huevo de viento” afecte al sistema lo menos posible. Asimismo se debe tratar de diversificar al máximo los puntos de enganche de los parques. De esta manera se minimizaría la afección de las posibles incidencias en las Subestaciones.

Otra característica que aumentaría la seguridad del sistema y eliminaría considerablemente la probabilidad de que se produjesen escalones de potencia que

provocasen subfrecuencias, es la de asegurar la condición n-1 en la parte de la red de transporte afectada por la evacuación de la energía eólica. De esta forma se aseguraría que una falta en una línea de transporte no provocaría un escalón de potencia, sino que provocaría una falta, que sería despejada por las protecciones de la línea, quedando la línea adicional en funcionamiento y evacuando la energía generada por los parques.

3.4.3. Control de potencia de los parques eólicos

El sistema de cortes requerirá un centro control a distancia, independiente de los distintos productores de energía eléctrica en Canarias. Dicho centro, deberá tomar la decisión de cortar o no parques eólicos en función de la demanda esperada, las previsiones de viento horarias y el despacho de cargas programado. Por otra parte, dicho despacho de cargas debe realizarse teniendo en cuenta las previsiones de viento diarias, de forma que se conecten los grupos necesarios para mantener la estabilidad del sistema. Las previsiones de velocidad y dirección de viento deben efectuarse de tal manera que se pueda conocer la potencia eólica producible con al menos 30 minutos de antelación. Para realizar correctamente dichas previsiones, habría que actuar en dos vías:

Por una parte, se deben monitorizar todos los parques eólicos existentes, de tal forma que sea conocida la potencia instantánea que inyectan en la red eléctrica, en función de la velocidad de viento que reciben. Con estas medidas y con simulaciones basadas en históricos de viento existentes, se debe realizar una distribución temporal de la probabilidad de cortes de parques en el tiempo. Es decir, si suponemos que el tanto el viento como la demanda de energía eléctrica tienen una distribución estacional (anual) y dentro de cada estación una distribución diaria, se podrán establecer, a priori, las épocas del año y las horas del día en las que las probabilidades de corte serán mayores.

Paralelamente, se debe establecer una red de anemómetros que, junto a las predicciones meteorológicas y a programas desarrollados al efecto posibiliten realizar predicciones fiables del viento incidente en los emplazamientos de los parques eólicos. Esto ha sido realizado ya con éxito en algunas zonas en Estados Unidos y Alemania. El software utilizará como datos de entrada medidas en tiempo real de velocidad y dirección de viento aguas arriba de los parques eólicos y las correlaciones de las medidas con los emplazamientos de dichos parques. De este modo, se conocerá la velocidad del viento en cada uno de los parques eólicos con cierta antelación y se podrá evaluar la potencia eólica que se generará.

Por otro lado, a la hora de prever el despacho de cargas diario, se deberán tener en cuenta las previsiones de velocidad de viento diarias, que darán una idea de la potencia eólica media que se generará.

Los aerogeneradores comerciales están diseñados para generar la máxima potencia activa posible en función del viento incidente. Aunque en los aerogeneradores de paso de pala variable es técnicamente posible controlar la potencia de salida de cada aerogenerador variando el ángulo de ataque de la pala, actualmente no es factible una regulación de potencia de un parque desde un sistema de telecontrol, si los fabricantes

no realizan desarrollos específicos para ello. Por esta razón, si no se llega a acuerdos concretos con fabricantes, el control de potencia será realizado a través de desconexiones o cortes de parques eólicos.

El sistema de cortes podría generar problemas debidos al comportamiento de los aerogeneradores durante su conexión y desconexión, con lo que los parques deberán incorporar sistemas de conexión y desconexión escalonados, progresivos y telemandados. Otra posibilidad para controlar la potencia activa de un parque eólico conectado a la red, si éste recibe una consigna de potencia máxima a generar, es incluir una serie de cargas variables entre la salida del parque eólico y su conexión con la red eléctrica, de tal forma que con el consumo de las cargas se controle la potencia de salida de los generadores. Dichas cargas pueden ser sistemas que admitan una producción variable, con lo que se aprovecharía la energía eólica, que se pierde en caso de desconectar completamente el parque.

Por otro lado, no hay ningún control sobre la potencia reactiva que los parques consumen y, en ocasiones, producen. Solamente las turbinas eólicas denominadas de velocidad y paso de pala variable con generadores síncronos o asíncronos doblemente alimentados, dotados de convertidores electrónicos de potencia, generan energía controlando su factor de potencia, siendo éste prácticamente unitario. Dichos aerogeneradores podrían regular en cierta medida la potencia reactiva, pudiendo llegar a producirla o consumirla, según convenga, en ciertas cantidades. El resto de aerogeneradores comerciales, principalmente los asíncronos, denominados de velocidad fija, no controlan la potencia reactiva, limitándose a compensarla con baterías de condensadores escalonadas por lo que debería prohibirse la instalación de estas tecnologías en el futuro y fomentar la sustitución de los ya existentes. Por otra parte, el control de potencia reactiva puede ser llevada a cabo a través de compensadores estáticos que puedan ofrecer salidas lineales y no escalonadas de potencia reactiva.

3.4.4. Resumen de las propuestas

Para aumentar al máximo técnico la energía eólica inyectable en red se hace necesario realizar una serie de actuaciones, tales como:

- ❑ Establecer un gestor de la red independiente que establezca una política de cortes que permita aumentar la penetración eólica a base de controlar la potencia eólica conectada en cada momento, y distribuir equitativamente entre los parques de la isla los cortes de potencia. En un futuro, se debe estudiar la incorporación de sistemas de demanda variable para el control de potencia de la energía eólica inyectable. Además este gestor independiente deberá disponer de un método de medida y predicción de los valores de viento de tal forma que pueda prever el comportamiento del viento y ajustar la puesta en marcha de los grupos de generación térmica en función de estas posibles variaciones.
- ❑ Telecontrolar y telemandar todas las instalaciones eólicas.
- ❑ Propiciar y obligar que la potencia eólica se localice de una forma lo más dispersa posible, tanto en el ámbito geográfico como en el eléctrico.

- ❑ Autorizar solamente turbinas eólicas de velocidad y paso de pala variable con generadores síncronos o asíncronos doblemente alimentados de potencia unitaria superior a 660 kW.
- ❑ Asegurar que el sistema eléctrico mantenga en funcionamiento grupos de gas que puedan responder a las variaciones bruscas de la energía producida por los parques eólicos.
- ❑ Asegurar la conexión en n-1 de las redes de transporte que conecten las instalaciones eólicas con la red de transporte.
- ❑ Realizar un estudio dinámico de la integración de las infraestructuras eólicas en red.
- ❑ Elaborar para Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura un estudio de implantación territorial de las infraestructuras eólicas análogo al realizado en Gran Canaria.
- ❑ Propiciar una distribución racional y ordenada de las líneas de los parques de tal manera que no se desperdicie territorio de alto potencial eólico por sombras de parques.
- ❑ Introducir en la red eléctrica los equipos necesarios para compensar la energía reactiva
- ❑ Establecer una normativa urbanística que regule los usos del suelo en las zonas de potencial eólico elevado.
- ❑ Desarrollar una normativa que incentive la repotenciación de los parques ya existentes.