

ENERGÍAS:

EÓLICA

HIDRÁULICA

CENTRALES TÉRMICAS

TOMO IV

FÍSICA NUCLEAR Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Profesor: D. Lorenzo Doreste

Trabajo elaborado en el curso **1.995-96** por los alumnos:

Reinaldo Quirós Gómez
Manuel Serrano Caballero
Luis Cárdenes Guerra
José Ramón Medina Cruz
Francisco Fortuny Rodríguez

ÍNDICE

CAPÍTULO IV: Energía eólica

El viento y su energía	1
Algo de historia.....	2
La transformación de la energía del viento.....	4
La potencia eólica y su utilización	5
Sistema de captación: El rotor.....	7
Sistemas de regulación	11
Sistemas de transmisión: Generación de energía eléctrica	13
Sistemas de almacenamiento de energía.....	14
Diseño de instalaciones eólicas	16
La medida del viento	17
La elección del emplazamiento	19
Máquinas grandes y pequeñas	20
Aplicaciones de la energía eólica	22
Aplicaciones agrícolas: Bombeo de agua y riego	22
Otras aplicaciones agrícolas	24
Aplicaciones industriales	25
Aplicaciones en la navegación	26
Probabilidades de desarrollo en Canarias	28
Instalaciones conectadas a la red	31
Proyectos eólicos no conectados a la red.....	32
Aspectos económicos.....	34
Descripción de ejemplos de instalaciones eólicas en Canarias.....	36
Parque eólico de Tenefé.....	36
Sistema eólico-oleohidráulico de bombeo	38
Plataforma eólica de granadilla.....	39
Parque eólico de Juan Aladid	41
Parque eólico de Cañada del Río	42

Parque eólico de los Valles.....	44
Sistema eólico-diesel de Jandía.....	45
Parque eólico de Montaña Mina.....	47
Aerogeneradores de Valverde	48
Bibliografía	49

CAPÍTULO V: Energía minihidráulica

Posibilidades de desarrollo	1
Aspectos técnicos	2
Aspectos económicos.....	3
Ejemplo: Central hidroeléctrica de El Mulato	5
Bibliografía	7

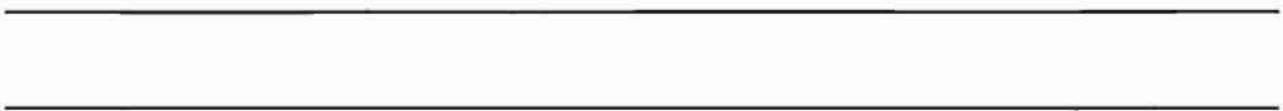
CAPÍTULO VI: Centrales Térmicas

1.- Centrales termoeléctricas	1
1.1.-Centrales térmicas en general.....	1
1.1.1.- Situación actual de la producción eléctrica con carbón.....	2
1.1.2.- Situación actual de la producción eléctrica con derivados de petróleo	6
1.1.3.- Situación y perspectivas de la producción de electricidad con gas natural.....	9
1.1.4.- La cogeneración	10
1.2.- Centrales Térmicas en Canarias.....	11
2.- Gestión medioambiental de las centrales térmicas	14
2.1.- Introducción	14
2.2.- Impacto de las centrales térmicas sobre el medioambiente	14
2.3.- Actuaciones para reducir el impacto de las CCTT sobre el medioambiente.....	18
2.4.- Plan de gestión medioambiental.....	22
3.- Actividades de protección realizadas por Unelco.....	23
3.1.- Emisiones atmosféricas	23

3.2.- Vertidos hídricos	24
3.3.- Residuos industriales.....	24
4.- Sistema de gestión ambiental de la operación de una central térmica (SIGACT)	25
Resumen	25
4.1.- Introducción	25
4.2.- Especificaciones del sistema gestor	26
4.3.- Componentes del sistema gestor	28
4.3.1.- Módulo 1: Captación y depuración de datos.....	28
4.3.2.- Módulo 2: Selección meteorológica y herramientas de cálculo	29
4.3.3.- Módulo 3: Ejecución de modelos	32
4.3.4.- Módulo 4: Representación gráfica de resultados.....	32
4.4.- Interface de usuarios.....	33
5.- La Central Térmica de Jorf Lasfar	34
5.1.- Introducción	43
5.2.- Situación geográfica	35
5.3.- Descripción del proceso	35
5.4.- Servicios.....	42
Bibliografía	43

ENERGÍA EÓLICA

POR REINALDO QUIRÓS GÓMEZ.



ENERGÍA EÓLICA.

EL VIENTO Y SU ENERGÍA.

El viento se puede definir de manera sencilla y rápida como: «El viento es el aire en movimiento». Se puede completar esta idea diciendo que se trata de un movimiento del aire, generalmente en dirección horizontal, que barre la superficie de la Tierra.

Los vientos son producidos por el desigual calentamiento de una zona más o menos grande de la superficie terrestre por el Sol. Así, por ejemplo, sobre los océanos y lagos, el aire se encuentra frío, porque gran parte de la energía solar se invierte en evaporar el agua o es absorbida por ella. El aire que está sobre la tierra se calienta más, debido a que ésta absorbe menos energía del Sol que el agua. En la tierra, el aire caliente se dilata, se hace más ligero y asciende, siendo reemplazado por el aire más frío procedente del mar. De esta forma se crean las brisas costeras del mar a la tierra. Durante la noche, estas brisas se invierten, al enfriarse la tierra más rápidamente que el agua.

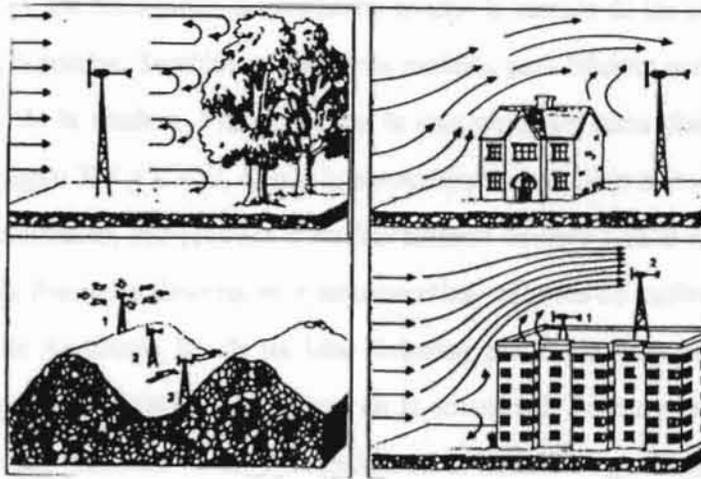
Lo mismo ocurre en las faldas de las montañas. Durante el día, el aire calentado por el Sol en las faldas se va hacia las alturas y durante la noche, el aire frío, que es más pesado, baja hacia los valles.

Asimismo, los vientos planetarios se producen por el mayor calentamiento del aire en el Ecuador que en los Polos, marchando el aire frío de éstos a reemplazar el caliente de los Trópicos. La circulación del viento en el Hemisferio Norte es de Oeste a Este y en sentido opuesto en el Sur, debido a la influencia de la rotación de la Tierra.

De lo dicho hasta aquí se puede deducir fácilmente que el viento es una consecuencia de la ingente cantidad de energía solar interceptada por nuestro planeta, es decir, se trata de una forma indirecta de la energía solar, la cual se transforma en su quinta parte de energía cinética en forma de viento, y que se denomina *energía eólica* (según la mitología griega, Eolo era el dios de los vientos, de ahí su nombre).

Sin embargo, se puede comprobar que los vientos son variables, tanto en dirección como en intensidad, lo que significa que la concentración de energía eólica en un determinado lugar sea baja e irregular. Además, es un hecho evidente que la velocidad del viento, y por tanto su

energía, está influenciada por las características del terreno, como se muestra en los esquemas.



El hecho de que el viento contiene cierta cantidad de energía se observa en su capacidad para mover objetos colocados en su trayectoria. Aunque esta energía puede ser pequeña, hay casos en que alcanza proporciones desmesuradas en forma de ciclones y huracanes, que son capaces de asolar grandes extensiones de terreno. Esto ha determinado que el hombre haya intentado obtener esta energía y utilizarla para diversos fines.

ALGO DE HISTORIA.

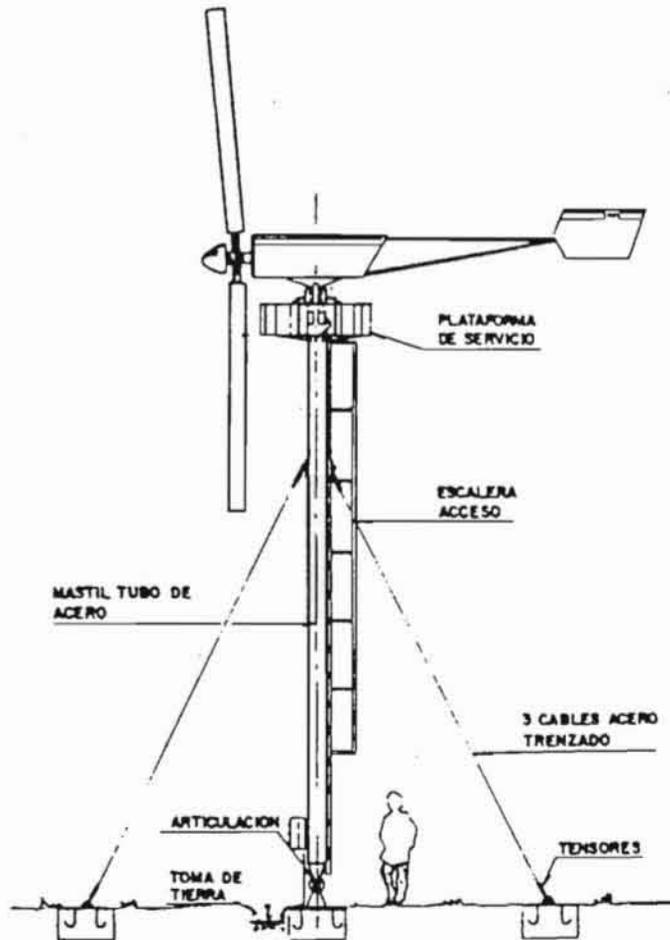
El viento le ha proporcionado energía al hombre a lo largo de muchos siglos, aunque esta energía se haya redescubierto hace sólo unos años, principalmente a raíz de la crisis del petróleo.

Las primeras referencias que se tienen con respecto al aprovechamiento de la energía eólica son unos dibujos, que datan de unos 5.000 años a. C., y en los que se observa una embarcación navegando por el Nilo. Aunque algunos autores afirman la existencia de molinos de viento en varias zonas de Oriente Medio hacia el año 500 a. C., las referencias más antiguas sobre molinos de viento propiamente dichos, datan del siglo X de nuestra era.

Por lo que respecta a los primeros molinos europeos, muchos autores están de acuerdo en que fueron inventados alrededor del siglo XII, situándose en Francia, Bélgica, Holanda e Inglaterra. En España aparecen estos dispositivos casi al mismo tiempo, con aplicaciones para moler grano y para bombear agua.

España se está intentando poner a la altura de las circunstancias, ya que posee varias zonas que presentan excelentes condiciones para la utilización de la energía eólica, en particular la zona del Estrecho de Gibraltar y las Islas Canarias, que presentan potenciales eólicos clasificados como muy elevados.

En la figura siguiente se muestra como ejemplo los molinos de 10 kW diseñado y construido por una empresa española que se comercializó a finales de 1982.



LA TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA DEL VIENTO: MÁQUINAS EÓLICAS.

En principio, una máquina eólica es cualquier artefacto accionado por el viento. Si se trata de una máquina rotativa será un *aeromotor*, si ésta acciona un generador eléctrico, un *aerogenerador*.

En general, todo aeromotor está constituido por un sistema de captación de la energía del viento, un sistema de orientación, un sistema de transmisión de la energía captada, además de

un soporte y unos sistemas auxiliares de regulación, almacenaje, transformación, etc.

Estudiemos cada uno de estos aspectos, pero antes, es necesario conocer la cantidad de energía que se le puede arrebatar al viento, para tener una clara visión de las posibilidades de los sistemas mencionados.

La potencia eólica y su utilización.

Vamos a discutir ahora la cuestión de cuanta energía eólica es aprovechable y en qué medida ésta se puede convertir en trabajo útil.

Cuando una masa de aire m se mueve con una velocidad v , su energía cinética viene dada por la conocida ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \text{ (Julios).}$$

La masa de aire, de densidad ρ , que pasa por unidad de tiempo (caudal másico) a través de una sección de área perpendicular a su dirección, vale:

$$Q_m = \rho A v \text{ (kg/s).}$$

Así pues, la energía teóricamente recuperable por unidad de tiempo, o sea, la potencia teórica, P , será, en vatios:

$$P_t = \frac{1}{2} Q_m v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \text{ (vatios).}$$

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A v^3.$$

Así pues, la potencia teórica recuperable va a depender de la densidad, del área perpendicular al viento (sección de la pala) y del cubo de la velocidad.

Considerando constante la densidad del aire e igual a $1,25 \text{ kg/m}^3$, tendremos:

$$P_t = 0,625 A v^3 \text{ (vatios)}$$

De aquí es importante concluir que la potencia teórica obtenible es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Así, por ejemplo, si la velocidad del viento disminuye en un 20%, su potencia quedará reducida en un 50%.

Obsérvese pues, que la potencia que pueda ofrecer el viento depende de forma muy importante de su velocidad, por lo que al elegir el emplazamiento de un aeromotor es necesario que la zona en cuestión posea un viento con una velocidad media lo suficientemente elevada como para que la potencia se pueda captar adecuadamente, como se verá más adelante en este capítulo.

Ahora bien, hemos visto hasta aquí la potencia teórica que puede proporcionar el viento; pero, ¿podremos ser capaces de extraerla completamente mediante un dispositivo adecuado?

La respuesta es rápida y rotunda: No.

Una máquina eólica no puede extraer toda la energía que recibe de la corriente de viento a cualquier velocidad, ya que al aire, por su propia naturaleza, no se le despoja de toda su energía cinética (de lo contrario quedaría paralizado), sino que tiene que pasar a través del dispositivo, del que sale con su velocidad reducida.

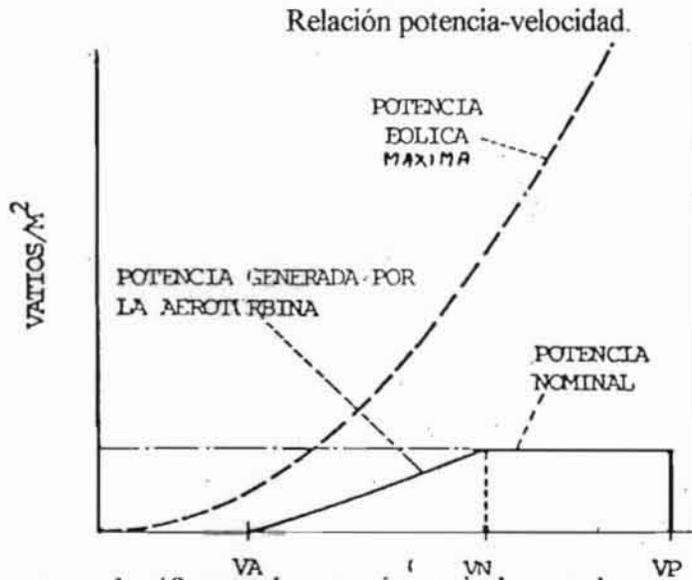
Se puede demostrar por medio del denominado «teorema de Betz», cuyo desarrollo no entra en los objetivos de este trabajo, que el límite máximo teórico de la cantidad de energía que puede extraerse es sólo el 59% del total. Así, el máximo práctico de potencia que se puede obtener de una máquina eólica será:

$$P_{\max} = (0,59) (0,625 A V^3) = 0,37 A V^3 \text{ (wattios).}$$

es decir, éste sería el valor que se podría obtener con una máquina eólica perfecta, de rendimiento 100%.

Sin embargo, alcanzar el máximo de potencia no es nada fácil, ya que la potencia que genera el molino en su eje experimenta una cierta reducción en los elementos de transmisión y conversión. Además, normalmente estos aparatos disponen de sistemas de control que, cuando hay grandes velocidades de flujo, y a partir de una velocidad del viento determinada, limitan la potencia extraída a la llamada «potencia nominal» de la máquina, que es aquella para la que fue calculada, a partir de una velocidad del viento preestablecida. El mismo sistema de control detiene el molino a partir de una velocidad máxima de seguridad. Todo

ello hace que la potencia generada por la máquina sea bastante inferior a la potencia eólica máxima disponible (entre un 15 y un 40% de este valor), y que varía dependiendo de la velocidad del viento, tal como se indica en el gráfico, donde VA es la velocidad del viento que arranca el aeromotor, VN es la velocidad para potencia nominal y VP es la velocidad de parada de seguridad.



Obsérvese en el gráfico que la potencia nominal es mucho menor en todos los casos que la del viento.

Con estas ideas que han intentado proporcionar una visión de la energía que se puede obtener del viento, pasaremos a estudiar los distintos sistemas de una máquina eólica, que permitirán comprender mejor los valores del rendimiento y darán las bases para el diseño de estos aparatos, e incluso su construcción a pequeña escala.

Sistemas de captación: el rotor.

El sistema de captación de las máquinas eólicas lo constituyen las palas, cuyo conjunto constituye el rotor, elemento que transforma la energía del viento en energía mecánica.

A lo largo de toda la historia, tanto antigua como contemporánea, se han usado muchos y muy diversos tipos de sistemas de captación, cuya forma y disposición se resume en siguiente esquema:

Sistemas de captación.

EJE VERTICALAccionamiento por resistencia

Savonius

Savonius
multipala

Paletas



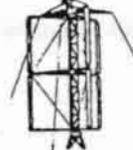
Cazoleta

Accionamiento por sustentación

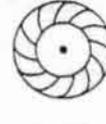
Darreius



D-Darreius



Giromill



Turbina

EJE VERTICAL

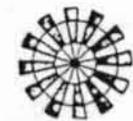
Monopala



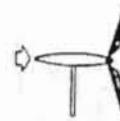
Bipala



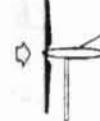
Tripala



Multipala americano



Sotavento



Barlovento

Existen dos tipos fundamentales de captación, según la posición del eje del rotor en la máquina eólica: captación por eje horizontal y captación por eje vertical, existiendo dentro de cada clase diseños muy diversos. La capacidad de cada sistema de rotor para extraer la energía eólica dependerá del dispositivo mismo, de sus parámetros de diseño y de sus condiciones de operación.

Para hacer una comparación sencilla de las características de ambas clases de rotores, se pueden definir dos relaciones básicas: la primera es el coeficiente de velocidad, λ , calculado de la forma:

$$\lambda = \text{Velocidad de la punta de la pala} / \text{Velocidad del viento.}$$

La segunda relación es el «coeficiente de potencia», C_p , que representa el rendimiento del rotor y que viene dada por:

$$C_p = \text{Potencia efectiva que aprovecha el rotor} / \text{Potencia libre del viento.}$$

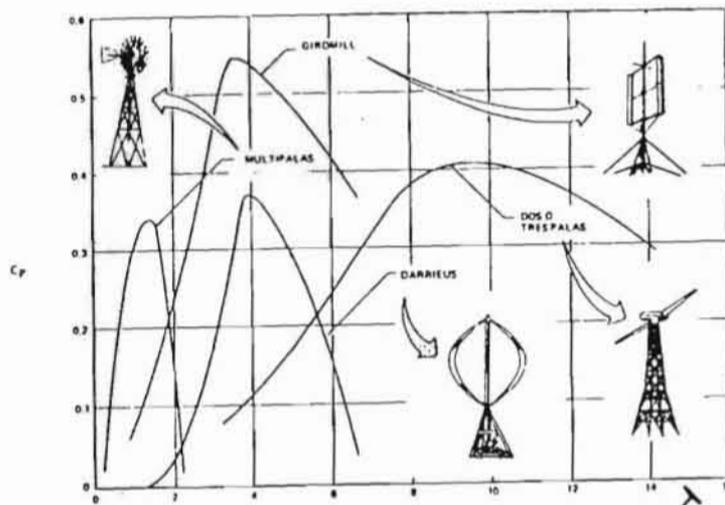
es decir:

$$C_p = \text{Potencia efectiva que aprovecha el rotor} / 0,625 \cdot A \cdot v^3.$$

Representando estos dos parámetros para cada tipo de rotor, se puede obtener una gráfica como la que muestra la figura para algunos casos, a la vista de la cual, se pueden agrupar los

rotores en lentos y rápidos, según desarrollen su máxima potencia a velocidades bajas o altas, respectivamente.

Curvas del coeficiente de potencia.



Los rotores lentos, de diseño simple y tecnología elemental, son adecuados para actuar sobre dispositivos que necesitan bajas revoluciones (bombeo de agua), ya que tienen la ventaja de ser útiles desde velocidades del viento del orden de los 7 a 11 Km/h. Por el contrario, los rotores rápidos, de diseño más delicado, suelen accionar dispositivos que funcionan a velocidades más altas (alternadores, dinamos, bombas centrífugas, etc.). En estos casos, y salvo dispositivos especiales, los equipos son útiles por encima de los 15 Km/h, de velocidad del viento.

Las ventajas e inconvenientes de cada uno de los tipos de rotores han suscitado una cierta polémica respecto a cuál puede ser mejor. Sin embargo, se suelen solventar estas discrepancias sopesando las aplicaciones, las necesidades energéticas y los costes en cada caso, por lo que aquí no podemos definirlos por ninguno de ellos como el mejor en condiciones absolutas.

Además de la forma y tamaño de los rotores, existe otra variable importante en el diseño de los sistemas de captación: la *altura de la torre*. Como norma general, la velocidad media del viento es menor a ras del suelo y aumenta conforme aumenta la altura. Esto hace que en las pequeñas máquinas eólicas, sobre todo en lugares llanos, se tienda a utilizar torres lo más altas posibles, siendo los únicos factores limitativos los de tipo estructural y económico. En

cada lugar concreto, como ya se ha visto anteriormente, el viento se verá afectado por los árboles, edificios y otros obstáculos. Por eso, generalmente es necesario montar el rotor por lo menos a 10 ó 12 metros por encima del suelo (siempre dependiendo de su diámetro) y en el lugar más despejado posible para obtener buenos resultados. Esto es lo referente a las pequeñas unidades. En el caso de máquinas eólicas grandes, a través de un estudio particular, se obtendrán las medidas adecuadas a cada caso, siendo normalmente la altura de la torre unas dos o tres veces el diámetro del rotor.

No se podría concluir este apartado dedicado al estudio de los sistemas de captación sin hacer una somera revisión de los materiales de construcción utilizados en ellos, ya que estos elementos soportan unos esfuerzos determinados, que hacen que la elección del material esté condicionada por características mecánicas: resistencia a la flexión, a la tracción, rigidez de forma, etc.

La madera se puede utilizar para aerogeneradores de muy pequeño tamaño (1 ó 2 kW) en forma de palas macizas, aunque bajo ciertas condiciones. Más adecuado es su uso para la construcción de estructuras de grandes palas cuyas superficies exteriores irían «vestidas» en otros materiales (tejidos, plásticos, etc.).

La chapa metálica de hierro o aluminio presenta globalmente buenas características para la fabricación de palas de pequeños molinos (hasta 2 kW), pero es económicamente prohibitiva en máquinas eólicas mayores.

La construcción metálica tipo «ala de avión», donde existe una estructura que soporta el esfuerzo y una buena cubierta más ligera que proporciona la forma requerida, tiene buenas características mecánicas, salvo en lo referente al peso. Se aplican en aerogeneradores de tamaño medio y grande (500 y 1.000 kW), pero los costes son especialmente altos.

El estado actual de la tecnología de los plásticos, que admiten refuerzos de fibras vegetales, de vidrio o minerales, ha abierto desde hace unos años grandes perspectivas en el campo de la construcción de palas. Se obtiene un producto con unas buenas propiedades mecánicas, especialmente en cuanto a su ligereza, resistencia a la fatiga y gran resistencia a los ambientes agresivos. Todo ello a unos costes de fabricación relativamente bajos, lo que hace que los plásticos, por sus características técnicas y económicas, sean los más atractivos en el campo de las máquinas pequeñas y medianas (de 1 a 500 kW) y siendo también posible su utilización en sistemas grandes (mayores de 1.000 kW) bajo ciertas condiciones.

diseño. Como medida de seguridad, se suele disponer también de un freno que actúa sobre el eje del rotor y que ayuda a los sistemas antes mencionados.

Sistemas de transmisión:

Generación de energía eléctrica.

La energía captada por el rotor debe ahora transmitirse de alguna forma para poder aprovecharla en una determinada tarea. En líneas generales, como la velocidad de giro de las palas no es muy alta (rara vez sobrepasa las 300 r.p.m.) por los motivos que ya se han citado anteriormente, el primer paso suele ser obtener una velocidad de giro de varios miles de r.p.m. por medio de un dispositivo multiplicador. Salvo en los aeromotores de eje vertical, este mecanismo suele estar en lo alto de la torre, para evitar al máximo las pérdidas de rendimiento.

Una vez aumentada la velocidad de giro, la energía mecánica se puede transmitir como tal, o bien transformarla en energía eléctrica para transportarla hasta la base de la torre. Existen otros sistemas de transmisión (oleohidráulico e hidráulico), pero su reducida aplicación actual hace que sólo los citemos y no entremos en su estudio.

La transmisión mecánica se utiliza cuando no interesa generar energía eléctrica, como sucede en el caso de los aeromotores empleados para el bombeo de agua, realizándose por medio de poleas, engranajes o de forma muy similar a la empleada en los automóviles: un sistema cigüeñal-biela acoplado a una barra que acciona una bomba de pistón.

Como se están usando cada vez más las máquinas eólicas para producir energía eléctrica (aerogeneradores), el sistema de transmisión eléctrica va adquiriendo mayor importancia. Este sistema, sin embargo, está condicionado a la forma en que se vaya a usar posteriormente la energía eléctrica generada, para lo cual hay dos opciones posibles: conectar el aerogenerador a la red o almacenar la energía producida.

La conexión a la red es el sistema más apropiado para aerogeneradores de gran potencia, pero tiene el gran inconveniente de necesitar un control estricto para que la energía suministrada a la red cumpla unas especificaciones muy definidas de voltaje y frecuencia. Por otro lado, el almacenamiento de la energía producida es la opción más idónea para aerogeneradores de baja potencia, por su posible utilización en zonas aisladas donde las redes

eléctricas son escasas y la calidad de la energía es baja; de este almacenamiento trataremos mas adelante.

Como generador eléctrico es posible utilizar dinamos que producen corriente continua o alternadores que la generan alterna. Ambos dispositivos, muy similares a los que se usan en el sistema eléctrico de los automóviles, tienen sus ventajas y sus inconvenientes. Aunque no se mencionarán aquí, si cabe decir que, a pesar de que hay muchos aerogeneradores que todavía funcionan con dinamos (generalmente los pequeños), la tendencia general es utilizar alternadores. Ambos sistemas se colocan normalmente en lo alto de la torre, detrás de la etapa multiplicadora de vueltas, aunque ya se ha dicho que para los molinos de eje vertical, todos estos sistemas van en el suelo, lo que facilita su mantenimiento.

Debido a su complejidad, no desarrollaremos aquí los sistemas auxiliares de los generadores eléctricos, que necesitan gran variedad de circuitos y componentes para dar cierta constancia y calidad de la electricidad obtenida. Sobre todo en los grandes aerogeneradores, los sistemas de control para suministrar energía eléctrica a la red son tan sofisticados, que sólo se justifica su instalación debido a que representan una pequeña parte del coste total de la instalación, por lo que es impensable su uso en molinos muy pequeños.

Sistemas de almacenamiento de la energía.

Como sucede con la energía solar directa, la energía eólica no siempre está disponible cuando se necesita, por lo que se precisa generalmente un sistema para almacenar la sobreproducción de un intervalo de tiempo determinado, para utilizarla en momentos posteriores en los que no haya viento. Esto es especialmente importante en los aparatos pequeños de captación eólica, pues cualquiera que sea el sistema de almacenamiento que se vaya a utilizar, suele suponer una fracción importante (hasta un 60%) del coste de todo el equipo.

Este problema no es nuevo, y en los últimos años se le ha dedicado especial atención. Los posibles métodos de almacenamiento son muy numerosos, y el uso de uno determinado depende de muchos factores. Por ello, no describiremos aquí todos ellos con detalle, y nos limitaremos a dar una visión muy general de los mismos.

Los aerogeneradores de baja potencia vienen utilizando con frecuencia el sistema de almacenamiento por baterías, que son dispositivos que acumulan la energía eléctrica como energía química para más tarde realizar el proceso inverso de producción de electricidad, con una pérdida global del 30 al 40%, las más frecuentes suelen ser las de automóvil (plomo-ácido) y las alcalinas. Debido a su alto coste por kW.h almacenado, en los últimos tiempos se han venido desarrollando nuevos tipos, de mejores características y más económicos, aunque aún no están siendo comercializados.

Otro tipo de baterías que puede resultar de especial interés en el futuro son las baterías de gas, que producen hidrógeno como posible combustible. Este hidrógeno se genera mediante un proceso de electrólisis en tanques alimentados por aerogeneradores; luego es almacenado convenientemente y utilizado posteriormente para volver a producir energía en las llamadas «células de combustible» (fuel cells), que suministran electricidad, o en simples quemadores aplicados a cualquier máquina.

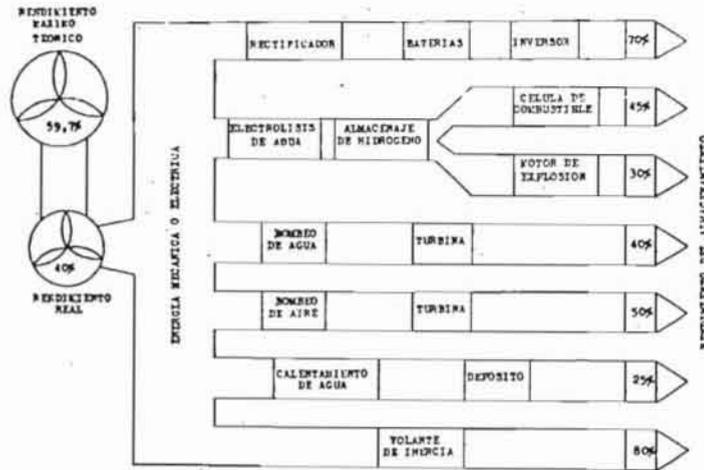
El sistema de almacenamiento que parece más desarrollado en la actualidad es el bombeo de agua a niveles superiores. El sistema consiste en utilizar los excedentes de energía para bombear el agua a un depósito elevado, para transformarla en energía eléctrica mediante una turbina en los períodos de necesidad. Aunque estos dispositivos sólo son económicamente rentables para grandes plantas eólicas integradas en una red hidroeléctrica, para pequeñas unidades aerogeneradoras, el almacenamiento por bombeo puede utilizarse para aplicaciones de regadío con costes pequeños.

Otra posibilidad sería el bombeo de aire, comprimiéndolo en tanques o en cavernas naturales preparados para ello, y dejándolo expandir posteriormente a través de una turbina, que suministra energía eléctrica. No se conocen aún los rendimientos óptimos que puede dar este sistema.

Si se utiliza la energía generada directamente para calentar agua por medio de una resistencia, el rendimiento de conversión de la energía es muy bueno, pero si se utiliza este agua caliente como almacenamiento térmico, los rendimientos pueden bajar hasta el 25%.

Finalmente, queda por mencionar el almacenamiento en volantes de inercia, de funcionamiento análogo al de un muelle de reloj, de la energía mecánica, pero este sistema, aunque parece muy prometedor para el futuro por el gran avance que está experimentando la investigación de nuevos materiales, aún está en estado de estudio.

Sistemas de almacenamiento de energía.



DISEÑO DE INSTALACIONES EÓLICAS.

Una vez que hemos resumido las diversas partes por las que puede estar formado un sistema de aprovechamiento de la energía del viento, pasaremos a estudiar los distintos factores que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar y construir una máquina eólica. Se trata, en definitiva, de determinar:

- 1) Velocidades y direcciones del viento.
 - Medidas sobre el terreno.
 - Mapa eólico.
- 2) Energía disponible o potencia práctica del viento.
 - Etapas de suministro continuo al año.
 - Periodos de parada anual .
 - Velocidad nominal.
- 3) Necesidades energéticas.
- 4) Emplazamiento de la máquina eólica.
- 5) Tamaño de la máquina.
- 6) Sistemas más idóneos para cada elemento de la máquina.
- 7) Coste de la instalación.

8) Construcción y puesta en marcha.

La medida del viento.

Antes de pensar en instalar una máquina eólica en un lugar determinado, es necesario averiguar si en dicho sitio hay un viento adecuado. Esto significa, por un lado, que exista suficiente viento como para que se pueda extraer energía de él y, por otra parte, que no haya demasiado, para evitar los posibles peligros de sobrevelocidad ya mencionados en el captador y en la estructura del molino. Pero no sólo es necesario conocer la velocidad del viento (y con ello su energía), sino que es de gran importancia tener en cuenta otros factores tales como su dirección, las rachas huracanadas, los períodos de calma, la variación de la velocidad con la altura sobre el terreno, etc. Esto se puede lograr a nivel particular de una forma relativamente sencilla, pero si lo que interesa es hacer un estudio serio de las posibilidades eólicas de una zona, región o país, el problema es de mucha mayor envergadura.

En muchos países se han realizado prospecciones eólicas con objeto de conocer las mejores zonas para intentar obtener energía útil a partir del viento, pero ello ha implicado largos años de medida y estudio que, sin embargo, han fructificado posteriormente en una rápida obtención de datos eólicos en el momento de diseñar un sistema de aprovechamiento determinado; de ahí la importancia de estas investigaciones.

La primera prospección eólica que tuvo lugar en España se realizó en la década de los años 50 por la extinguida Comisión Nacional de Energías Especiales. La relación de los puntos de medición se hizo intentando incluir los de alto potencial eólico, lo que fue de gran importancia. Con los datos obtenidos en esa época se efectuó un primer mapa en el que se revelaba la existencia de diferentes áreas con características eólicas importantes:

--El extremo NE (Cataluña), que es alcanzado por la «tramontana» que sopla con gran fuerza y frecuencia.

--El Valle del Ebro, en el que predomina el «cierzo», especialmente en otoño e invierno.

--La zona del Estrecho de Gibraltar, donde son muy frecuentes los vientos de dirección E y W.

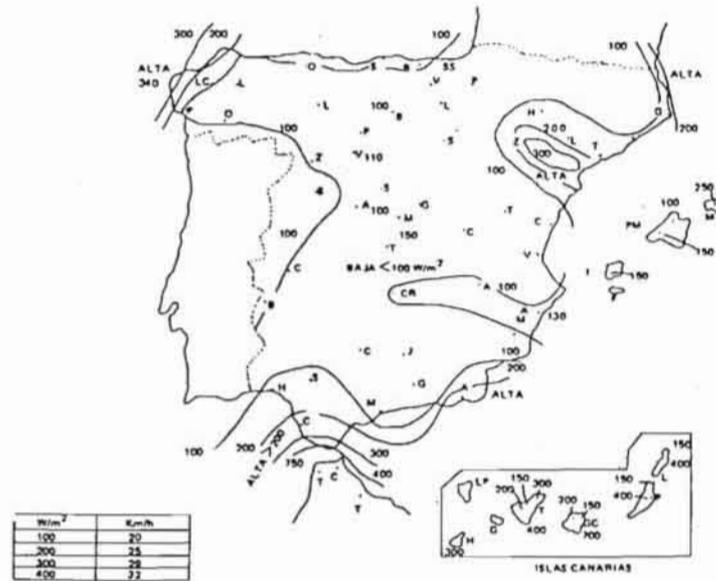
--En la zona NW (Galicia) los vientos originan altas velocidades medias anuales.

–Las zonas del Valle del Duero y de La Mancha también registran velocidades medias elevadas.

–En las Islas Canarias, la persistente acción de los vientos alisios ocasiona velocidades medias elevadas.

Por otro lado, y debido a que el Instituto Nacional de Meteorología mide el viento en más de cien estaciones meteorológicas, y estos datos se poseen a lo largo de muchos años, en 1980 se recopilaron todos ellos para obtener un mapa de potencias medias, que se presenta en la figura.

Mapa eólico español (potencias en W/m^2).



Este mapa confirmó las afirmaciones anteriores, pero aún no era lo suficientemente preciso como para poder utilizar estos datos para realizar los correspondientes diseños. Por ello en 1981 se estableció el programa «Mapa Eólico Nacional» que comprende tres partes: nacional, zonal y puntual, y con el que se espera obtener suficientes medidas para delimitar las mejores zonas eólicas del país, características físicas y estadísticas del viento, dependencias de la altitud, la orientación y la continentalidad, potencia media aprovechable y curvas típicas de duración de potencia.

La finalidad del estudio a escala zonal es la determinación de las características eólicas de una zona determinada, con el cálculo de la distribución especial de la potencia aprovechable y la delimitación de las subzonas óptimas para un estudio puntual.

Por último, la finalidad del estudio puntual es la estimación del aprovechamiento de la energía eólica en un emplazamiento determinado y para unas características específicas de la máquina eólica. El estudio incluye, entre otras cosas, lo siguiente:

- Curvas de duración de velocidad y potencia para distintas alturas.
- Variabilidad de la dirección del viento.
- Persistencia de períodos útiles y no útiles de funcionamiento de la posible máquina eólica.

Todas estas mediciones se hacen con diversos aparatos, más o menos sofisticados, basados principalmente en el funcionamiento del anemómetro (medidor de la velocidad del viento), y se procede a su registro para facilitar su estudio por computadoras.

La elección del emplazamiento.

Aunque la elección del emplazamiento de un sistema eólico depende, como ya se ha dicho, de forma casi total de la disponibilidad del viento, se pueden resumir los siguientes factores generales como características a considerar en el momento de decidir la ubicación de una máquina eólica:

- a) Los mejores lugares en los que hay vientos fuertes y constantes se encuentran a lo largo de las costas y en las mismas costas. Cuando nos adentramos hacia el interior, la velocidad del viento es menor, y a unos 5 km, las condiciones se considera que son las mismas que para las llanuras interiores.
- b) Los mejores segundos puestos están en las montañas, puesto que la velocidad del viento aumenta con la altura.
- c) El nivel más bajo de energía eólica se encuentra en las llanuras, donde los valores son tres o cuatro veces más bajos que en las costas.
- d) Por el contrario, en las regiones ecuatoriales húmedas no existe energía eólica, ni en la playa, ni en la costa, ni en las montañas.

e) La cantidad de energía eólica convertible es aceptable o buena en climas secos o calientes, así como también en climas templados y fríos. En países calurosos y ventosos, la energía eólica puede que no sea utilizable debido a la frecuencia de tormentas y ciclones.

Máquinas grandes y pequeñas.

Intentaremos analizar a continuación las posibles ventajas que puede presentar el mayor o menor tamaño de una máquina eólica. Para ello es necesario, primero definir lo que se puede entender por «grande» y «pequeño». Aunque esto no es un criterio absoluto, los técnicos suelen clasificar las máquinas eólicas en función de la potencia en:

Máquinas de pequeña potencia: hasta 10 kW de salida.

Máquinas medianas: entre 10 y 100 kW.

Grandes unidades: más de 100 kW.

En este estudio seguiremos esta clasificación, aunque conviene repetir, que las correspondientes denominaciones varían muchas veces según los autores.

Los problemas técnicos de estas máquinas están fuertemente ligados a la potencia para la que se diseñan. En el caso de las grandes plantas eólicas, el objetivo principal es conseguir unidades tan grandes como sea posible, con el fin de reducir los costes por kW obtenido, de forma que resulten comparativamente rentables frente a los de las plantas generadoras convencionales. Los problemas básicos de estas grandes máquinas son de tipo estructural; los rotores de grandes dimensiones se ven sometidos a esfuerzos elevados, en gran parte debidos a vibraciones, que ponen en peligro su integridad estructural. Se ha de conocer la resistencia de los materiales utilizados y recurrir a técnicas sofisticadas, propias más bien de la industria aeronáutica.

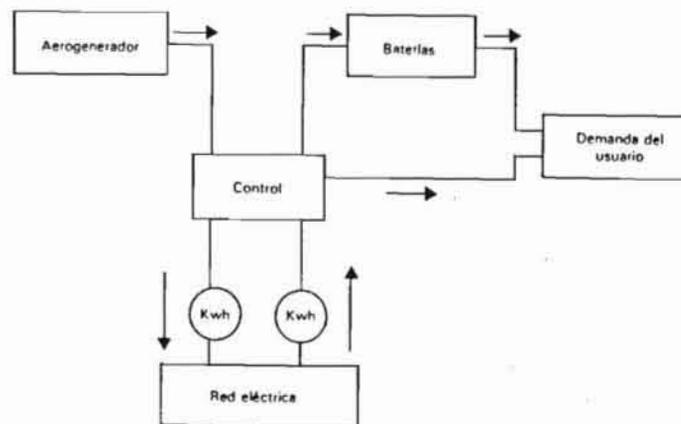
En el caso de los aerogeneradores de baja potencia, el problema es diferente. Su aplicación está dirigida, como veremos más adelante, a usos agrícolas en zonas más o menos aisladas, donde el suministro de energía eléctrica es difícil y costoso. Los precios del kW resultan en estos casos muy superiores a los que se pueden obtener en los centros de producción, por lo que, debido a la relativa facilidad de construcción de los pequeños aerogeneradores, se podrían obtener costes de la energía comparables a los de la red. Por ello, el objetivo técnico

principal en estas pequeñas máquinas eólicas, es la reducción de su mantenimiento al mínimo posible, dada la dificultad de asistencia técnica en zonas rurales. Un cuidadoso diseño y un buen acoplamiento de todos los elementos que componen la máquina es esencial para conseguirlo y prolongar la vida útil del aparato a fin de obtener una buena rentabilidad.

De aquí se deduce que el criterio de selección del tamaño de la máquina eólica es su coste, aunque hay que contemplar asimismo su aplicación. Así, si se desea producir energía eléctrica para distribuir a la red, es lógico diseñar una planta eólica mediana o grande, mientras que trata de utilizar esta energía de forma aislada, será más adecuada la construcción de una máquina pequeña o acaso mediana.

Obsérvese, no obstante, a lo dicho anteriormente, que las aplicaciones de aerogeneradores de pequeña potencia para usuarios aislados pueden ser rentables en muchos casos, según las condiciones eólicas de los mismos y las características concretas de las diferentes alternativas que se comparen. Aunque estas aplicaciones no disminuirían significativamente la cantidad de energía producida por el país por procedimientos convencionales, se podría conseguir un ahorro eficaz si la utilización de estos pequeños aparatos fuera rentable para los abonados de las compañías eléctricas (en este caso, se instalarían una gran cantidad de ellos). Por tanto, sería muy interesante estudiar la rentabilidad de un sistema como el representado en la figura, que puede ser conectado a la red, con la que intercambia la energía eléctrica.

Sistema eólico-red.



Así, se podrá decir que el sistema eólico sería rentable, cuando el ahorro real conseguido con el mismo, permite pagar la inversión que supuso su instalación, en un número de años inferior a su duración. Por supuesto, la instalación del sistema será tanto más atractiva, cuanto más corto sea este período de retorno del capital invertido.

APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA.

Hasta la llegada de la Era Industrial, la energía eólica era una de las primeras fuentes de energía con que contaba la Humanidad. La historia del empleo de los molinos como máquina de trabajo es amplia, como ya se ha visto al comienzo. En concreto, el molino de viento, desde su aparición se empleó en tareas eminentemente agrícolas, como el bombeo de agua para riego, e industrialmente, para la fabricación de aceite, molienda de grano, pasta de papel, tintas y para aserrar madera.

Sin embargo, las máquinas eólicas utilizadas desde muy antiguo en tareas agrícolas e industriales, fueron desapareciendo tras la aparición del motor eléctrico y el de explosión debido a la accesibilidad y el bajo coste de la energía eléctrica y el petróleo. No obstante, en la actualidad el proceso tiende a invertirse y, en un contexto general de crisis energética, la energía eólica recupera actualidad.

Existe ya un número importante de fabricantes de aeroturbinas de pequeña y mediana potencia (hasta unos 50 kW) y en los países industrializados se desarrollan importantes programas piloto de grandes generadores para aplicación agrícola o conexión a la red eléctrica general. Las aplicaciones industriales directas a gran escala están menos desarrolladas, pero hay estudios que pueden tener viabilidad en el futuro.

Aplicaciones agrícolas: bombeo de agua y riego.

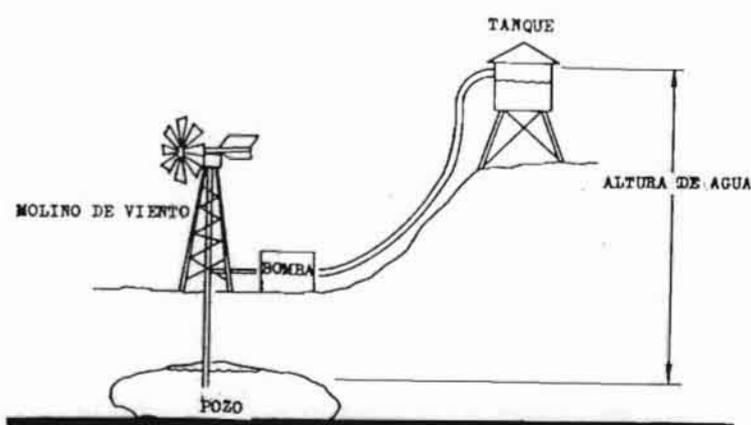
Uno de los más importantes campos de la aplicación de la energía eólica lo constituye la agricultura, lo que es debido a que la demanda energética agrícola resulta, por diferentes razones, muy adecuada a las características de este tipo de energía.

Por una parte, la frecuente flexibilidad de la demanda debida al carácter de muchos de los trabajos agrícolas, es una importante ventaja de cara a la utilización de una energía tan

variable como la del viento. Por otra parte, las necesidades energéticas del campo no suelen estar concentradas, como ocurre normalmente en la industria, sino más bien dispersas, como lo es la energía del viento.

Otra ventaja es el hecho de que la energía eólica, al ser energía mecánica, puede ser utilizada directamente o transformada en otros tipos de energía empleados en las tareas agrícolas, principalmente eléctrica y térmica. Además, uno de los inconvenientes más importantes de la energía eólica, el problema de su acumulación, puede solucionarse a menudo almacenando el mismo producto a utilizar, como es el caso del bombeo de agua o de la fabricación de fertilizantes.

Almacenamiento de energía por bombeo.



En relación con las aplicaciones agrícolas es importante mencionar que en España llegaron a existir hacia el año 1930 unas 7.000 aeroturbinas para riego, frente a unas 10.000 instaladas accionadas por motores eléctricos y unas 11.000 por motores de combustión. Las provincias con mayor número de máquinas eólicas eran Gerona (530), Las Palmas (585), Barcelona (650), Logroño (650) y, muy por encima, Baleares (3.100).

El bombeo de agua es la aplicación más típica del molino multipala, generalmente a través de una transmisión mecánica que mueve una bomba de pistón. No obstante, éste no es el único método, y en algunos casos tampoco el más adecuado. La opción del molino rápido funcionando como aerogenerador representa mayor versatilidad, por la propia naturaleza de la energía eléctrica, que permite realizar otras misiones aparte de la de bombeo. Otra ventaja de esta forma de utilización es la posibilidad de colocación del equipo a cierta distancia del punto de bombeo, buscando emplazamientos más favorables bajo el punto de vista eólico.

Uno de los problemas más importantes que hay que considerar en el riego con energía eólica es la posibilidad de que, debido a la intermitencia del viento, aparezcan periodos largos de calma, lo que hace necesario en muchos casos el almacenamiento en balsas de regulación. Un ejemplo de este tipo es el bombeo escalonado de agua.

Para conocer la cantidad de potencia eólica instalada necesaria para el riego, habría que evaluar de antemano la energía que se necesita. Considerando riegos de unos 700 m³/Ha. y pozos de unos 60 m de profundidad, puede estimarse en unos 100 kW.h/Ha. la energía necesaria para regar por gravedad y menos del doble si se riega por aspersión. Conocido el viento medio del lugar, puede estimarse la energía obtenible mediante aeroturbinas por kW instalado. Así, para un lugar de 22 km/h de media, se llega a valores de aproximadamente 1.500 kW.h/Ha, con lo que bastaría instalar potencias de algo más de 1 kW/Ha, para cubrir las necesidades de zonas de riegos intensivos y del orden de 2 kW/Ha si éstos son por aspersión. Con vientos medios de más de 36 km/h, la energía obtenible es el doble, con lo que la potencia a instalar se reduciría a la mitad.

Otras aplicaciones agrícolas.

Como ya se dijo anteriormente, el bombeo de agua y el riego son las aplicaciones agrícolas más importantes, pero no las únicas. El resto de aplicaciones posibles podrían dividirse en tres grupos diferentes, según el tipo de energía utilizada: energía mecánica, eléctrica o térmica.

La posibilidad de accionamiento mecánico de maquinaria agrícola en instalaciones fijas es factible, siempre que la tarea a realizar pueda adaptarse sin problemas a una fuente de energía más o menos aleatoria como es la del viento. Igual que ocurría con el bombeo de agua, también aquí el empleo del aerogenerador puede representar mayor versatilidad a la hora de aplicar la energía eólica a las diferentes tareas de una granja.

Dentro del segundo grupo, hay que pensar en trabajos en los que el consumo eléctrico no sea excesivo. Quizá una de las aplicaciones de mayores posibilidades es el alumbrado en granjas avícolas o lecheras.

Aparte de, estas aplicaciones, existen otras tareas agrícolas, como el tratamiento de grano y el acondicionamiento de entornos cerrados (invernaderos, establos, etc.) que pueden ser realizados también con el aerogenerador.

El secado de grano y las operaciones de elevación del mismo en los silos constituye un importante eslabón en la cadena que enlaza la producción agrícola con el mercado. Además, son operaciones que, normalmente, se realizan en el ámbito rural. En la mayoría de los casos, los silos constituyen estructuras sólidas que pueden de hecho servir como torres para el emplazamiento de aeroturbinas relativamente grandes.

Para el secado de grano, otra posibilidad es el empleo de parte de la energía para hacer funcionar una bomba de calor para deshumidificar el aire utilizado en el secado. Si esta operación resulta demasiado compleja, otra alternativa es la refrigeración del grano. De esta manera se reduce el proceso de deterioro del mismo, debido a la humedad, permitiendo realizar el secado a un ritmo más lento.

Finalmente, otra aplicación de las aeroturbinas en la agricultura es la calefacción, refrigeración o, en general el acondicionamiento térmico de entornos cerrados. Así puede ser factible la refrigeración de almacenes de productos agrícolas o de productos lácteos. También puede ser interesante el empleo de aeroturbinas para la calefacción de granjas, establos, invernaderos o incubadoras. En este sentido es de destacar la frecuente correlación que existe entre la intensidad del viento y las necesidades energéticas para calefacción. Aunque este tipo de instalaciones no parecen tener rentabilidad actualmente, no hay que desecharlas, habida cuenta del avance en los sistemas de acumulación, tanto térmica como eléctrica.

Aplicaciones industriales.

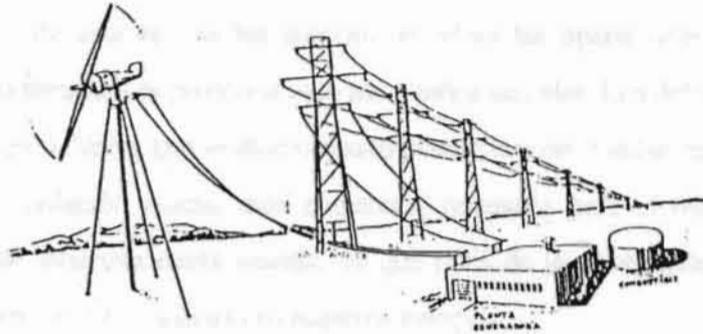
El capítulo de aplicaciones industriales de la energía eólica es, al menos hasta el momento, mucho menor que el de las aplicaciones agrícolas. La razón principal es que el coste de los sistemas de acumulación es todavía elevado y existen pocos casos de industrias que puedan ajustarse a la producción energética intermitente que proporciona una aeroturbina sin sistema de acumulación.

A corto plazo tiene mayores posibilidades el empleo de aerogeneradores de pequeña o mediana potencia conectados a la red, como fuentes de ahorro energético en la industria. El sistema consiste en conectar el aerogenerador con la carga y al mismo tiempo en paralelo con la red, a través de un contador que controle la posible entrada o salida de energía eléctrica. Cuando la demanda de energía es menor que la producida por el generador, el sobrante vierte

sobre la red, y cuando ocurre al contrario, la red suministra la cantidad suplementaria necesaria para cubrir la demanda.

Otra posibilidad es la conexión de medianos y grandes aerogeneradores a la red eléctrica como fuente de energía complementaria a la generada en las plantas convencionales. En tal caso, el aerogenerador no abastece al consumidor directamente, sino a través de la red de distribución.

Central eólica convencional.



Deben mencionarse otras aplicaciones que, aunque no específicamente industriales, han demostrado su viabilidad. Es el caso del empleo de aerogeneradores para ayudas a la navegación, repetidores de radio y televisión y estaciones meteorológicas, sistemas situados generalmente en lugares en que es frecuente una localización prominente que ofrece potenciales eólicos aceptables y que suelen distar de la red de distribución eléctrica. Normalmente, hay que prever en estos casos un sistema de acumulación de baterías o una fuente alternativa, por ejemplo, un grupo diesel, para hacer frente a las posibles calmas.

Digamos finalmente que existen varias aplicaciones de la energía eólica con posibilidades futuras a gran escala. Entre ellas se encuentra el bombeo de agua combinado con una central hidroeléctrica, la compresión de aire para generar energía eléctrica mediante una turbina de gas y la producción de hidrógeno, combustible limpio y de alto poder calorífico.

Aplicaciones en la navegación.

Hace varios años, nos podría haber extrañado el que alguien aconsejara volver a la navegación a vela, pero los costes ascendentes del petróleo, han cambiado todas las

situaciones anteriores y, sin necesidad de muchos cálculos, actualmente se podría prever la economía favorable de la navegación a vela, si ésta retornase de forma masiva

Si se mencionan los bajos niveles de seguridad de los barcos de vela en el siglo anterior, se está olvidando el desarrollo de las ayudas tecnológicas modernas, que han hecho de la navegación a vela una actividad mucho más segura de lo que lo era en su época de auge. Los marinos del siglo pasado se encontraban a merced de los fenómenos meteorológicos, pero el capitán de un velero moderno, por el contrario, tiene acceso a pronósticos del tiempo bastante precisos, estando en condiciones de elegir la mejor ruta. Otra característica importante a los barcos de vela es que los aparejos estorban las operaciones de carga y descarga, pero este caso tampoco es problema, con los diseños actuales. Los detractores de la navegación a vela aducen también, que el dinero economizado en combustible se tendría que destinar a pagar una tripulación mucho más numerosa, necesaria para el manejo de los aparejos. Esto realmente sería una cierta ventaja, ya que haría de la navegación a vela una actividad creadora de empleo, tan necesario en nuestros tiempos.

Aparte de todo ello, en previsión del futuro, ya se están desarrollando tecnologías que podrían explotar la energía del viento sin usar velas. Algunas compañías han diseñado barcos con rotores, en los que la fuerza de propulsión es generada por unos cilindros giratorios, que transmiten la energía a las hélices del buque. El barco de rotores tiene dos grandes ventajas, su compactación y su capacidad para navegar en ángulos de hasta unos 45° contra el viento. Por otro lado, los barcos impulsados por turbinas de viento, también en estudio, pueden prometer viajar directamente contra el viento, el sueño de los viejos marinos, ya que utilizarían captadores eólicos orientables.

POSIBILIDADES DE DESARROLLO EN CANARIAS.

El Archipiélago Canario cuenta con un elevado potencial eólico susceptible de ser aprovechado intensamente en generación de energía eléctrica para suministro a la red y en otros usos como: desalinización, bombeo de pozos, vehiculación de agua, etc. ya que la energía eólica posibilita la realización de diversas aplicaciones como puede apreciarse en el esquema 1.



El nivel máximo teórico de potencia eólica que podría instalarse en todo el Archipiélago se estima que se podría situar entre 540 MW y 1 090 MW, lo que supondría una participación del 30% al 60% de la generación eléctrica de 1992.

En el cuadro 1 aparecen por islas las posibilidades teóricas máximas. En el esquema 2 aparecen las zonas de mayor interés eólico.

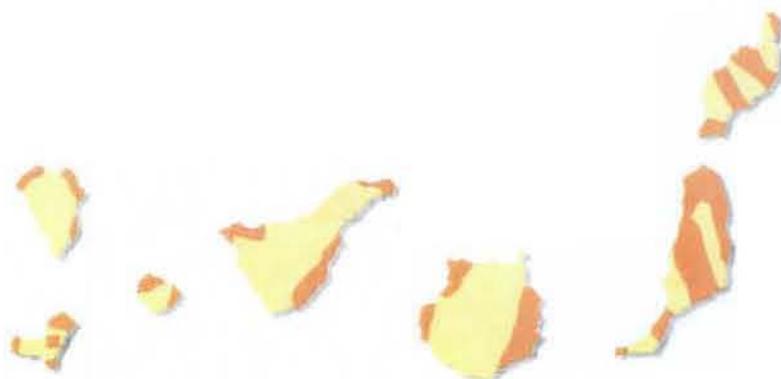
Cuadro 1.

POSIBILIDADES TÉCNICAS DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS EÓLICOS
EN CANARIAS.

ISLA	POSIBILIDADES TEORICAS MAXIMAS (MW)
GRANCANARIA	205 a 410
TENERIFE	173 a 405
LA PALMA	12 a 25
LANZAROTE	30 a 60
FUERTEVENTURA	60 a 100
LA GOMERA	30 a 40
EL HIERRO	30 a 50
TOTAL	540 a 1.090

Esquema 2.

ZONAS DE INTERÉS EÓLICO.



A corto y medio plazo probablemente la mayor parte de las instalaciones eólicas de Canarias consistirán en grandes parques eólicos conectados a la red general de distribución eléctrica, aunque sin descartar la posibilidad de instalaciones menores que puedan ser situadas en las zonas señaladas como de preferencial interés eólico o incluso otras áreas ó puntos estratégicos en los que sean viables otras aplicaciones.

Otras posibles aplicaciones serían las instalaciones eólicas como apoyo o como único sistema generador de energía eléctrica para plantas de desalinización. También existe experiencia eólica en el uso de molinos de viento para extracción de agua de pozo, manteniéndose actualmente el interés en potenciar su empleo, incluso en pozos de gran profundidad y alto nivel de aforo. Este mercado tiene muchas posibilidades de avanzar.

Algunas de las barreras para la penetración de la energía eólica que se presentan específicamente en las islas Canarias son las siguientes:

- Gran parte del territorio esta ocupado por zonas afectadas de legislación medioambiental, por lo que será necesario articular procedimientos para la implantación eólica en algunos de esos territorios.
- En algunas zonas existen cultivos intensivos, por lo que se deberá conjugar una adecuada convivencia entre los cultivos actuales y las instalaciones eólicas.
- Especiales características de la infraestructura eléctrica.
- La disponibilidad de terrenos va a hacer posiblemente una de las limitaciones.

ASPECTOS TÉCNICOS.

Según aparece en el esquema 1, para las instalaciones eólicas, en una primera clasificación, pueden establecerse dos grandes grupos según se encuentran o no conectados a la red de distribución eléctrica.

INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED.

Una instalación eólica conectada a la red, se configura mediante la instalación de uno ó varios aerogeneradores de igual o diferente dimensión y potencia, interconectados eléctricamente mediante redes eléctricas en baja y media tensión, dependiendo del tamaño y potencia de la instalación.

Parque Eólico de Costa Calma (Fuerteventura).



La conexión a la red eléctrica de distribución y/o transporte se realiza mediante la correspondiente transformación de tensión que será de baja a media o de media a alta tensión dependiendo de la capacidad técnica de las redes existentes y de la propia instalación.

La conexión de máquinas eólicas a la red eléctrica es la aplicación más frecuente e interesante principalmente por las siguientes razones:

- Permiten un mayor aprovechamiento industrial de la energía del viento.
- La red eléctrica, a la que se interconectan los aerogeneradores, actúa de acumulador y permite el envío de la energía generada a centros de consumo alejados.
- El mercado existente ofrece unas expectativas de crecimiento importantes, mostrando el sector de bienes de equipo gran interés en su desarrollo.
- El tamaño de la instalación puede modularse en función de las necesidades energéticas, siendo un factor limitante el suelo disponible.
- Existe una amplia gama de aerogeneradores comerciales, en un amplio rango de potencias unitarias en las que se ha comprobado su fiabilidad y seguridad.
- Existe la normativa que garantiza la venta de electricidad a la red de distribución con precios más o menos estables, lo que estimula la participación de inversiones privadas.

PROYECTOS EÓLICOS NO CONECTADOS A LA RED.

Este tipo de proyecto suelen ser realizados en zonas muy alejadas del trazado de la red general de distribución eléctrica. El tamaño y tipo de instalación depende únicamente de las necesidades del usuario de la instalación y es característico en ellos que la instalación se sitúe muy cerca del centro de consumo, requiriéndose frecuentemente la existencia de acumuladores para los períodos en que el viento no es suficiente para mantener operativa la instalación y que serán eléctricos cuando la energía generada sea eléctrica (grupo de baterías), o de agua cuando la energía generada sea mecánica (depósitos, embalses, etc.).

Las instalaciones más frecuentes son de muy pequeña potencia y emplean tecnologías muy fiables en las que es necesario un mantenimiento básico. En estas instalaciones de pequeña potencia, las aeroturbinas empleadas, son:

- a) Aerogeneradores, cuando se desea generar energía eléctrica.
- b) Aerobomba, cuando se desea generar energía mecánica.

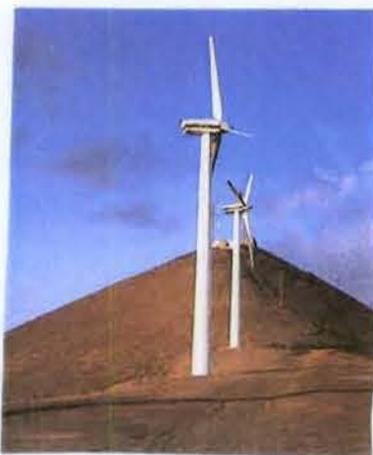
Plataforma eólica del ITER con diferentes tipos de aerogeneradores (Tenerife).



Parque eólico Cañada del Río (fuerteventura).



Parque de Montaña Mina
(Lanzarote).



Aerogenerador conectado
a la red (Gran Canaria).



Las primeras son aeroturbinas de alta velocidad y se emplean normalmente para suministro eléctrico a viviendas aisladas y/o a otros centros de consumo.

Las segundas son aeroturbinas de baja velocidad y se emplean exclusivamente para extracción de agua, contando normalmente con un depósito de agua desde el que se puede regular posteriormente el consumo. Este tipo de aeroturbinas lentas precisan un mayor número de palas, por lo que reciben la denominación de "multipalas".

Las aerobombas suelen emplearse en aplicaciones en las que las necesidades de caudales extraídos y alturas de elevación no son importantes ya que cuando las necesidades de agua y/o los requerimientos de presión son superiores deben emplearse aerogeneradores del tamaño apropiado que suministran energía eléctrica a bombas centrífugas.

Cuando la instalación aislada se diseña para proporcionar suministro eléctrico y la demanda de energía o es grande o debe ser permanente, se recurre a las llamadas instalaciones mixtas" eólico-fotovoltaicas o eólico-diesel.

ASPECTOS ECONÓMICOS.

El coste total por unidad o índice de potencia puede situarse entre 150 000 y 200 000 Pts /kW instalado. Suele aumentar al disminuir la potencia del parque.

La inversión necesaria para acometer un proyecto eólico conectado a la red se puede descomponer globalmente como se indica en el esquema 3.

El porcentaje correspondiente a cada una de las cuatro grandes partidas variará dependiendo de las condiciones particulares que se presenten en cada emplazamiento y en cada proyecto. En general se puede decir que, para parques de menor potencia, el porcentaje que representa sobre la inversión total el coste de los aerogeneradores es menor que en los grandes parques. No obstante no es posible esperar grandes diferencias en el coste total del parque por unidad de potencia según su tamaño y ello es debido a la gran incidencia de los aerogeneradores en el coste total.

Esquema 3.

DESGLOSE DEL COSTE DE UN PARQUE EÓLICO.

Aerogeneradores.

70,0%.

Ingeniería y dirección.

6,0%.

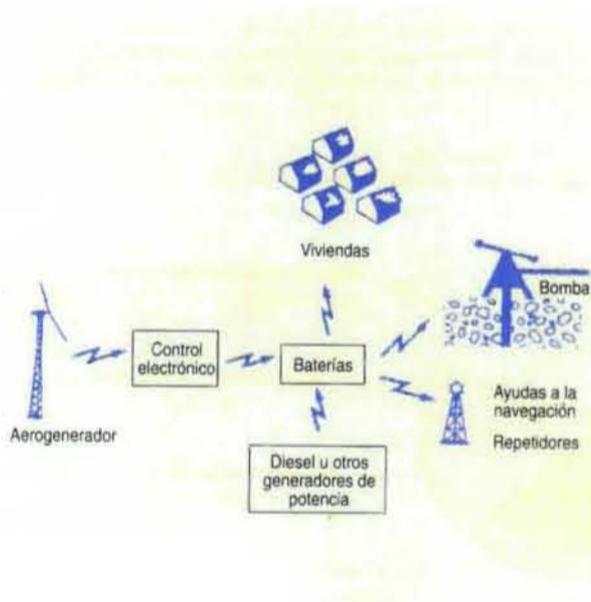
Sistema eléctrico.

12,0%.

Obra civil.

12,0%.

Aplicaciones de un aerogenerador aislado de la red.

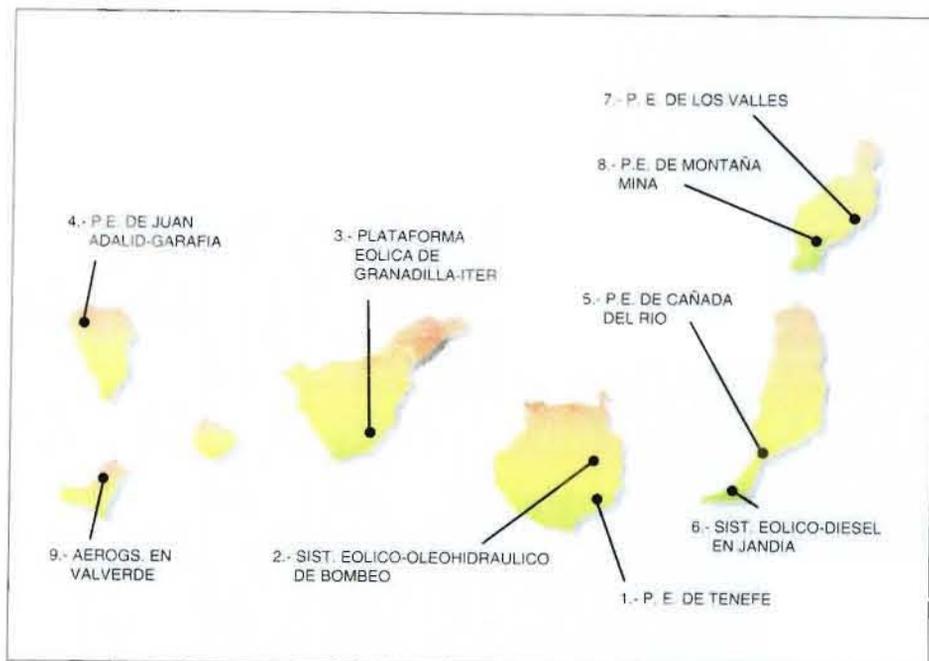


Esquema de una aerobomba.



DESCRIPCIÓN DE EJEMPLOS DE INSTALACIONES EÓLICAS EN CANARIAS.

A continuación se describen algunas de las instalaciones eólicas existentes en Canarias. En el mapa que figura a continuación se muestra la localización de los mismos.

**EJEMPLO N.º 1: PARQUE EÓLICO DE TENEFÉ.****LOCALIZACIÓN.**

Término Municipal: Santa Lucía de Tirajana.

Isla: Gran Canaria.

Provincia: Las Palmas.

Año puesta en marcha: 1 992.

Tipo de instalación: Parque eólico conectado a la red.

Usuario de la energía: UNELCO.

DESCRIPCIÓN.**General.**

El parque eólico de Tenefé cuenta con cinco aerogeneradores de media potencia situados en un paraje con un alto potencial eólico, generando una energía capaz de abastecer a unas 1500 viviendas unifamiliares.

La propiedad es de Aerogeneradores Canarios, S A. (ACSA) pero actualmente se está gestionando la venta al Instituto Tecnológico de Canarias (I T C).

La inversión del parque ha sido de 172,5 millones de pesetas, contando con una subvención de 49 millones de pesetas de la O M. 8552 (Programa VALOREN).

Técnica.

Velocidad media del viento: 8 m/s.

Potencia total instalada: 1.1 25 kW.

Energía anual media generada: 4,37.

Gwh/a (ano 1993).

Modelo de aerogenerador: ACSA/VES-TAS V27.

Potencia nominal: 225 kW.

Rango de operación: 3,5 A 25 m/s.

Tipo de eje: Horizontal.

N ° de palas: 3.

Diámetro del rotor: 27 m.

Altura torre: 30 m.

Velocidad del rotor: 46 r p m.

Paso pala: variable.

El parque eólico de Tenefé está situado en el sureste de Gran Canaria, esta zona goza de unas características eólicas extraordinarias y además en dicha zona está ubicado el polígono industrial de Arinaga. Todo ello está provocando que las empresas que conforman dicho polígono industrial se planteen la instalación de aerogeneradores para abastecer sus necesidades energéticas, pero el principal problema con el que se encuentran es que la irregularidad de los vientos pueden provocar una deficiencia de abastecimiento de energía, ya que los sistemas de acumulación de energía son muy caros y de bajo o medio rendimiento. Por ello se opta por sistema híbrido entre energía eólica, y en su defecto obtenerla de la red de la central térmica de Juan Grande.

EJEMPLO N.º 2: SISTEMA EÓLICO - OLEOHIDRAÚLICO DE BOMBEO.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal:	San Bartolomé de Tirajana.
Isla:	Gran Canaria.
Provincia:	Las Palmas.
Año puesta en marcha:	1994.
Tipo de instalación:	SISTEMA EÓLICO DE BOMBEO.
Usuario de la energía:	Hidráulica Maspalomas.
Pozo:	Aldea Blanca.

DESCRIPCIÓN.

General

La instalación cuenta con una turbina eólica de nuevo diseño y dispone de regulador de potencia por empuje axial, actuando como sistema de apoyo de un motor eléctrico de bombeo.

El sistema actúa mediante energía mecánica aplicada en el eje del motor eléctrico a través de un servomotor hidráulico, con lo que se consigue una importante disminución de la factura energética.

El pozo receptor tiene una profundidad de 150 metros con un caudal de bombeo de 30 litros/seg.

La propiedad de la instalación es de Hidráulica Maspalomas, S A, que será el único usuario de la instalación, con la que espera conseguir una importante disminución de sus actuales consumos de energía eléctrica.

La instalación está siendo actualmente ejecutada y ha sido apoyada con una subvención del 25% de la inversión total procedente de la Consejería de Industria y Comercio con un coste total de 18,44 MPts.

Existen además otros dos pozos (B de Tirajana y Rayón) que cuentan también con un 25% de subvención para otra instalación similar con un coste de 22,68 MPts.

Técnica

Potencia total instalada: 150 C V.

Potencia Convencional evitada: 120 D V.

Tecnología: Aplicación de Energías sustitutivas, S L.

Equipamiento: Aeroturbina de paso fijo a velocidad variable trabajando a sotavento con diámetro de 18 metros, diedro de 10 ° y fuste pendular.

EJEMPLO N.º 3: PLATAFORMA EÓLICA DE GRANADILLA.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal: Granadilla.

Isla: Tenerife.

Provincia:	Santa Cruz de Tenerife.
Año puesta en marcha:	1990.
Tipo de instalación:	Parque eólico experimental conectado a la red.
Usuario de la energía:	UNELCO.

DESCRIPCIÓN.

General.

El parque eólico está situado en el Polígono Industrial de Granadilla y nació como consecuencia de la desaparición del P. Eólico de Granadilla a través de una promoción del Cabildo de Tenerife y a la constitución del Instituto Tecnológico de Energías Renovables (I T E R), actual gestor de la explotación.

Actualmente cuenta con aerogeneradores de distintas potencias y tecnologías y con diferentes propietarios, que han sido instalados en distintas fechas. El muestrario de tecnologías instaladas es único en nuestro país y permite la realización de estudios de eficiencia para cada una de las tecnologías instaladas.

Las sucesivas instalaciones han sido apoyadas públicamente mediante subvenciones de la Comunidad Autónoma Canaria, Ministerio de Industria y Energía y Comunidad Europea. Durante 1994 se incorporarán dos nuevos aerogeneradores de 500 kW de ENERCON propiedad del Instituto Tecnológico de Canarias e I T E R.

Técnica.

Velocidad media del viento: 7,6 m/s Potencia total instalada: 1.760 kW.

Energía anual media generada: 2 750 Gwh/a (año 1993).

Equipamiento: -1 aerog. MADE de 150 kW (1990), propiedad de la Consejería de Industria y Comercio (CIC), UNELCO e IDAE, -1 aerog. CENEMESA de 300 kW (1990), propiedad de CIC, -1 aerog. ACSA/VESTAS de 200 kW (1990), propiedad de

CIC, -1 aerog. ECOTEC-NIA de 150 kW (1990) propiedad de CIC, -1 aerog. W E G de 250 kW (1990), propiedad de UNELCO, -1 aerog. ENERCON de 330 kW (1991), propiedad del Cabildo de Tenerife, -1 aerog. MADE de 300 kW (1992) propiedad de ENDESA -1 aerog. GESA de 55 kW -1 aerog. ECOTECNIA de 25 kW.

EJEMPLO N.º 4: PARQUE EÓLICO DE JUAN ALADID.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal: Garafía.

Isla: La Palma.

Provincia: Santa Cruz de Tenerife.

Año puesta en marcha: 1 994.

Tipo de instalación: Parque eólico conectado a la red.

Usuario de la energía: UNELCO.

DESCRIPCIÓN.

General.

El parque eólico de Juan Aladid cuenta con siete aerogeneradores de media potencia situados en un emplazamiento de alto potencial y con muy poco asentamiento poblacional.

El Parque Eólico se ha realizado mediante promoción directa de UNELCO con una inversión de 210 MPts, actuando esta empresa como única propietaria de la instalación.

Ha contado con una subvención de 50 millones de pesetas del Ministerio de Industria y Energía.

Técnica

Velocidad media del viento: 7,9 m/s.

Potencia total instalada: 1 260 kW.

Energía anual media generada: 3,15 Gwh/a.

Modelo de aerogenerador: MADE AE23.

Potencia nominal: 180 kW.

Rango de operación: 4 a 28 m/s.

Tipo de eje: Horizontal.

Nº de palas: 3.

Diámetro del rotor: 23 m.

Altura torre: 28 m.

Velocidad del rotor: 43 r p m.

Parque Eólico de Juan Aladid.



EJEMPLO N.º 5: PARQUE EÓLICO DE CAÑADA DEL RÍO.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal:	Pájara.
Isla:	Fuerteventura.
Provincia:	Las Palmas.

Año puesta en marcha:	1994.
Tipo de instalación:	Parque eólico conectado a la red.
Usuario de la energía:	UNELCO.

DESCRIPCIÓN.

General

Se trata de un parque eólico de gran dimensión que cuenta con 45 aerogeneradores de media potencia situados en el parque natural de Jandía. La energía será empleada básicamente para disminuir el coste de la desalinización de agua de mar de las plantas del Consorcio de aguas de Fuerteventura.

La instalación fue promocionada inicialmente por el Consorcio de aguas, llegándose finalmente a una configuración empresarial formada por el Consorcio de Abastecimiento de Aguas de Fuerteventura con un 60% de propiedad y una pequeña participación de la Consejería de Industria y Comercio y UNELCO con el 40% restante.

Dada la gran dimensión del Parque en relación al sistema eléctrico al que suministra y para estudiar sus posibles efectos sobre la red, inicialmente se autorizó el 50% de la potencia instalada, estando previsto que se siga autorizando potencia hasta completar la totalidad.

La inversión total ha sido de 1 500 MPts, recibándose una subvención de 555,8 MPts del FEDER en el marco del Programa Comunitario Valoren.

Técnica.

Velocidad media del viento: 8,1 m/s.

Potencia total instalada: 10 260 kW.

Energía anual media generada: 28 Gwh/a.

Modelos de aerogeneradores:

- 27 de 180 kW - MADE AE23 con rotor de 23 m, torre de 28m y rango de operación de 4 a 28m/s.

-18 de 300 kW - MADE AE30 con rotor de 30 m, torre de 31 m y rango de operación de 3,5 a 28m/s.

Tipo de eje: Horizontal.

N ° de palas: 3.

Velocidad del rotor: 43 rpm. (180 kW) y 36 rpm (300 kW).

EJEMPLO N.º 6: PARQUE EÓLICO DE LOS VALLES.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal: Teguipe.

Isla: Lanzarote.

Provincia: Las Palmas.

Año puesta en marcha: 1 993.

Tipo de instalación: Parque Eólico conectado a Plantas desaladoras.

Usuario de la energía: INALSA Y UNELCO.

DESCRIPCIÓN.

General.

La presente instalación es la primera experiencia de aprovechamiento del viento para conseguir una disminución del coste de desalación de agua de mar.

El parque eólico está situado en una zona despejada del pueblo de los Valles. Cuenta con un total de 48 aerogeneradores de media potencia, alimentando energéticamente a las plantas desaladoras de Arrecife y vendiendo el excedente a UNELCO.

La propiedad de la planta es de INALSA con el 55%, UNELCO con el 40% y la Consejería de Industria y Comercio del Gobierno Canario con el 5%.

La inversión realizada ha sido de 1100 MPts, recibándose subvenciones del FEDER en el marco del programa Valoren con un importe de 277,9 MPts.

Técnica.

Velocidad media del viento: 7.5 m/s.

Potencia total instalada: 5 280 kW.

Energía anual media generada: 12 Gwh/a (7 771 MWh/año 1993).

Modelos de aerogenerador:

Modelo	Número	Potencia	Rotor	Orientación	Eje	Paso	Rango
AE 23	6	180kW	23m	Barlovento	Horizontal	Fijo	4-28 m/s
AWP 56-100	42	100kW	18m	Sotavento	Horizontal	Variable	4-25 m/s

Parque eólico de Los Valles.

**EJEMPLO N.º 7: SISTEMA EÓLICO-DIESEL DE JANDÍA.****LOCALIZACIÓN.**

Término Municipal: Pájara.

Isla: Fuerteventura.

Provincia: Las Palmas.

Año puesta en marcha: 1 993.

Tipo de instalación: Sistema eólico-diesel aislado de la red.

Usuario de la energía: CASERÍO PUERTO DE LA CRUZ.

DESCRIPCIÓN.

General.

La instalación está ubicada en un pueblo pesquero situado en el extremo sur de la península de Jandía al que se accede por un camino de tierra de unos 18 km de longitud, siendo esta la distancia de distribución.

Hasta ahora los vecinos se nutrían de energía eléctrica por medio de un pequeño grupo electrógeno y de agua mediante cisternas, con un costo del agua parecido al de la gasolina.

Con esta instalación configurada mediante la adaptación de un aerogenerador de media potencia y dos grupos diesel, se aporta energía eléctrica a todas las viviendas de la población, iluminación exterior, alimentación a una pequeña planta de desalinización y una cámara frigorífica para el pescado ya que la comercialización de éste es la única forma de vida de los vecinos.

El tamaño y las características de este proyecto le hacen muy interesante como instalación de referencia para aplicar en puntos de consumo eléctrico aislados o con problemas de suministro.

La instalación ha sido posible gracias al apoyo de diversas instituciones: CIEMAT, UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS, CONSORCIO DE AGUAS DE FUERTE-VENTURA CONSEJERÍA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DEL GOBIERNO DE CANARIAS y el AYUNTAMIENTO DE PÁJARA. La inversión ha sido de 158,5 MPts, habiéndose contado con subvenciones del Programa Comunitario Valoren: 42,7 MPts de fondos FEDER, 36,5 MPts de la O M. 8552 del Ministerio de Industria y Energía y 20 MPtas de la Consejería de Industria y Comercio.

Técnica.

Velocidad media del viento: 8,4 m/s.

Potencia eólica instalada: 225 kW.
Producción eólica anual: 0,7 Gwh/a.
Modelos de aerogenerador: ACSA/VES-TAS V27.
Número grupos diesel: 2.
Potencia unitaria: 60 kW.
Capacidad desalación: 56 m³/día.
Tipo de planta: Ósmosis inversa.
N ° de etapas: 1.
N ° de membranas: 6.

EJEMPLON.º 8: PARQUE EÓLICO DE MONTAÑA MINA.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal:	San Bartolomé.
Isla:	Lanzarote.
Provincia:	Las Palmas.
Año puesta en marcha:	1992.
Tipo de instalación:	Parque Eólico conectado a red.
Usuario de la energía:	UNELCO.

DESCRIPCIÓN.

General.

El Parque Eólico de Montaña Mina cuenta con cinco aerogeneradores de media potencia, situados en un enclave con gran regularidad de viento y genera anualmente la energía suficiente para abastecer a unas 1400 viviendas unifamiliares.

La instalación se ejecutó con apoyo público a través de la O M. 8552 del Ministerio de Industria y Energía en el marco del Programa Valoren.

La propiedad es de Aerogeneradores Canarios, S A. (ACSA) con tecnología VESTAS de procedencia danesa. El coste de la instalación fue de 185 MPts, contando con una subvención de 58,1 MPts.

Técnica

Velocidad media del viento: 7,9 m/s.

Potencia total instalada: 1.1 25 kW.

Energía anual media generada: 3,93

Gwh/a (año 1993).

Modelo aerogenerador: ACSA/VESTAS V27.

Potencia nominal: 225 kW.

Rango de operación: 3,5 - 25 m/s.

Tipo de eje: Horizontal.

N ° de palas: 3.

Diámetro rotor: 28 m.

Altura torre: 30 m.

Velocidad rotor: 46 r p.m..

Paso de pala: variable.

EJEMPLO 9: AEROGENERADORES DE VALVERDE.

LOCALIZACIÓN.

Término Municipal:	Valverde.
Isla:	El Hierro.
Provincia:	Santa Cruz de Tenerife.
Año puesta en marcha:	1993 y 1994.
Tipo de instalación:	Parque conectado a red.
Usuario de la energía:	UNELCO

DESCRIPCIÓN.

General.

Inicialmente se instaló un primer aerogenerador adquirido por la Consejería de Industria y Comercio del Gobierno Canario con objeto de comprobar los efectos causados por éste en la poco potente red insular y para que la energía generada sirviese para disminuir la factura energética de los municipios isleños. Siendo los resultados conseguidos totalmente satisfactorios la Compañía Eléctrica UNELCO ha instalado un nuevo aerogenerador de mayor potencia en el mismo emplazamiento.

Las máquinas están situadas en la loma de montaña San Juan, en un extremo de la población de Valverde colindante con esta población.

El primer proyecto supuso una inversión de 38,8 MPts y contó con una subvención de 10,5 MPts del FEDER en el marco del programa Valoren.

El segundo proyecto supone una inversión de 38 MPts realizada íntegramente por UNELCO con una subvención del Ministerio de Industria y Energía de 3 2 MPtas.

Técnica:

Velocidad media del viento: 7,8 m/s.

Potencia total instalada: 280 kW.

Energía anual media generada: 0,65 Gwh/a.

Modelos de aerogenerador:

Modelo	Número	Potencia	Ø Rotor	Orientación	Rango
ACSA/VESTAS V20	1	100kW	20	Barlovento	4,5-25 m/s
MADE AE23	1	180kW	23	Barlovento	4,5-25 m/s

BIBLIOGRAFÍA.-

1) Las Energías renovables en España, balance y perspectiva 2000. Ministerio de industria y energía. Edición 95. Madrid.

En esta edición se trata el programa de energías renovables del plan de ahorro y eficiencia energética (P.A.E.E. 1991-2000) y la situación actual de las energías renovables en España. También se redacta un listado de todas las instalaciones de producción de energía eólica en España con sus respectivas características técnicas que han entrado en funcionamiento entre 1991 y 1994.

2) Renewable energy yearbook '93. Varios autores. Edición 93. Madrid.

Aunque el libro fue escrito por españoles está editado en inglés, en él se describen los proyectos en energía eólica más importantes de la C.E.E.

3) Plan energético de Canarias (P.E.C.A.N.). Consejería de industria y energía. Junio 1986. Las Palmas de Gran Canaria.

En este trabajo se puede encontrar una referencia de la energía eólica en Canarias en el punto 3.4.

4) La electricidad en España. UNESA. 1993. Madrid.

Consta de 151 preguntas y respuestas de las fuentes de producción de electricidad en España, cuentan con algunas preguntas y respuestas claves sobre la energía eólica. Destaca su aspecto didáctico.

5) La revista QUO. Número 3. Barcelona. 1995.

Se redacta un artículo comparativo muy ilustrativo sobre las energías renovables con la térmica y nuclear.

6) Equipos actuales de baja potencia. Cádiz, J. C. I Semana del Viento, S/C de Tenerife (1982).

Este libro aunque es antiguo redacta perfectamente el funcionamiento de los aerogeneradores de baja potencia.

7) Pasado y futuro del estudio de vientos en las Islas Canarias y su incidencia en el aprovechamiento eólico. Cañadas López, E. I Semana del Viento, S/C de Tenerife (1982).

En él se redacta los estudios realizados en Canarias sobre medición del viento, gracias a la utilización del anemómetro.

8) Energía eólica y aeroturbinas. Posibilidades de utilización en España. Cardona, J. L. Instituto Nacional de Industria, Madrid (1981).

Este estudio es de carácter nacional, pero en hace especial alusión a la capacidad del modelo Canario.

9) Crespo, A. y Manuel F . Cálculo aerodinámico de aeroturbinas de eje horizontal. Optimización del diseño I Semana del Viento, S/C de Tenerife (1982).

Es un libro muy técnico, para personas que estén muy especializadas en el diseño de las aeroturbinas.

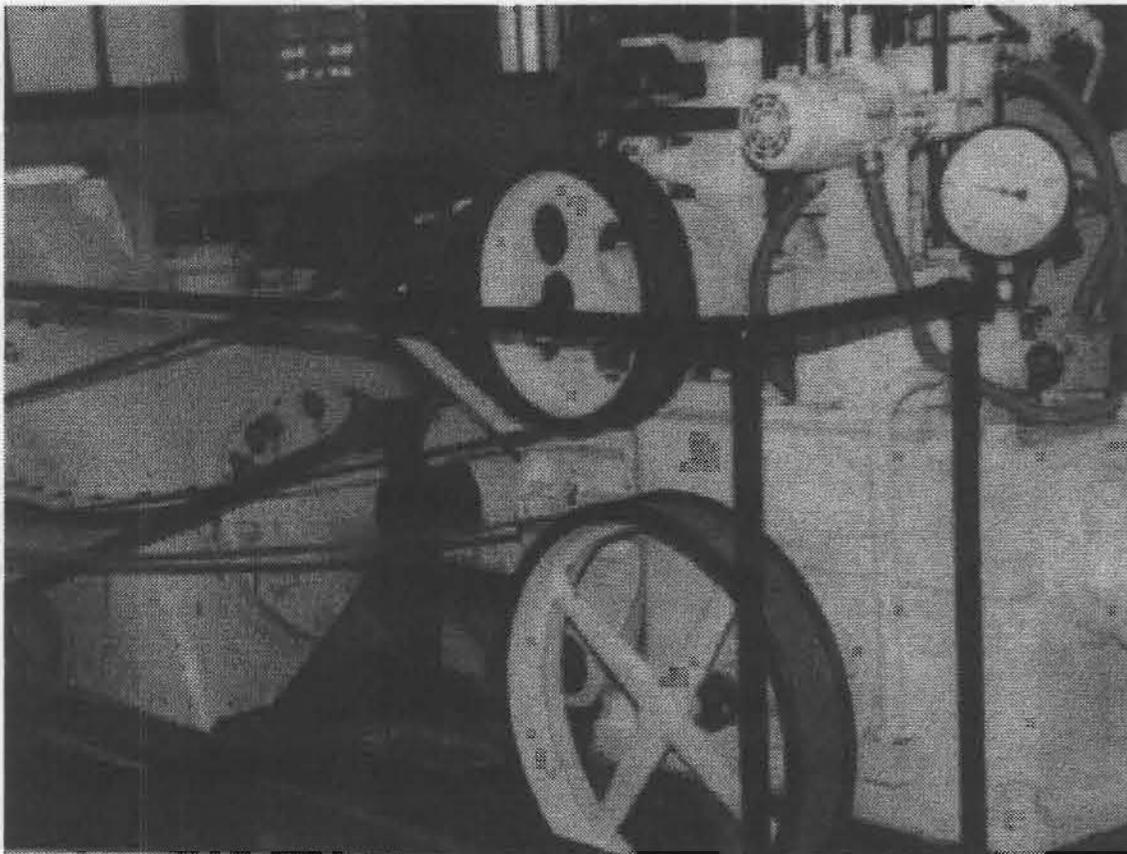
Diseño, fabricación y rentabilidad de generadores eólicos de eje vertical (GEDEV). Del Río Disder, A. I Semana del Viento, S/C de Tenerife (1982).

Al igual que el anterior este libro encierra un carácter puramente técnico del diseño.

El poder del viento. Puig, J., Meseguer, C. y Cabre, M.; Ed. Ecotopía, Barcelona 1993.

Realiza un estudio de la optimización de la energía del viento. Basándose en el estudio de Betz.

ENERGIA MINIHIDRAULICA



FRANCISCO FORTUNY RODRIGUEZ

ENERGIA MINIHIDRAULICA

POSIBILIDADES DE DESARROLLO

Foto *Central hidroeléctrica de Tzacorte (Fuera de servicio) (La Palma)*



Los recursos hidráulicos del archipiélago canario son en general muy limitados, y las condiciones necesarias para realizar un aprovechamiento hidroeléctrico se presentan en localizaciones muy singulares.

Una estimación teórica de la nueva potencia instalable, podría situarse en el entorno de las 30 a 40 instalaciones con potencias comprendidas entre 10 a 100 kW/unidad de instalación para una nueva potencia de aproximadamente entre 2.500 a 3.500 kW hasta el año 2.000. Es decir, se trata de lo que en ocasiones se denomina microcentrales .

Otros recursos de difícil valoración son los actuales y futuros trazados de tuberías para vehiculación de agua. La existencia en ocasiones de altos desniveles que hay que salvar antes de llegar a los puntos de derrame, lo que supone altos costes energéticos en bombeo, pueden optimizarse energéticamente cuando los derrames se producen en cotas más bajas que la zona de vehiculación, puesto que estos saltos podrían ser aprovechados energéticamente.

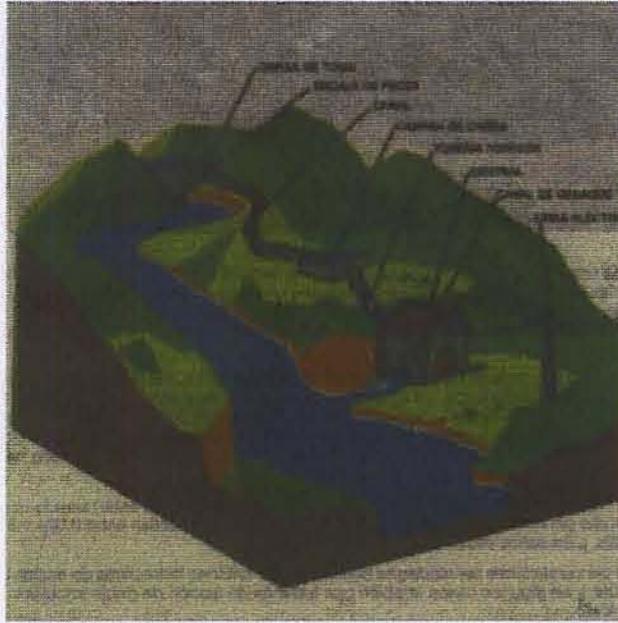
La mayoría de las instalaciones ejecutadas así como las que están siendo objeto de estudio y/o ejecución suelen disponer de caudales que oscilan entre 0,024 m³/s y 0,2 m³/s, para saltos situados entre 220 y 600 metros.

En las condiciones señaladas se suelen instalar turbinas hidráulicas de acción tipo PELTON, y en algunos casos también con turbinas de acción de doble impulsión del tipo BANKI.

ASPECTOS TECNICOS

Los elementos básicos que, en el caso más general, conforman una central hidroeléctrica son :

Descripción Central Hidroeléctrica



- Presas: son obras que interrumpen el curso fluvial y que están destinadas a sobreelevar el nivel del agua, creando un embalse el cual permite regular las aportaciones .
- Obras de derivación: existen tres elementos de estas obras:

Toma de agua

Canales de derivación y cámara de carga

Tubería forzada

- Edificio: destinado a proteger los diferentes equipos productores de energía, así como los equipos auxiliares y elementos de control y protección.
- Canal de descarga: diseñado con el fin de restituir el agua turbinada al río.

ASPECTOS ECONOMICOS

El coste medio del kW instalado en una minicentral de nueva construcción está actualmente entre 150.000 Ptas/kW y 200.000 Ptas/kW. Este valor aumenta si la central requiere de obras o equipamiento especial y puede ser inferior en el caso de centrales en canal de riego o pie de presa, en los que el volumen de obra sea menor.

La variación del coste del kW instalado con la potencia total de la central, es la que indicada:

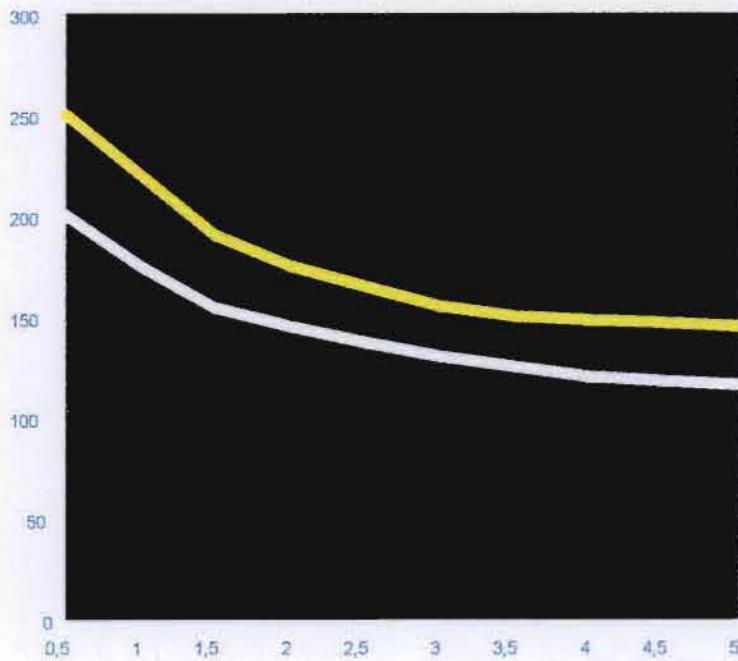


El coste del kW instalado, o índice de potencia como también se puede llamar, aumenta cuando disminuye la potencia total de la central. Esto es debido a que el coste de los equipos y las obras necesarias no disminuye en la misma proporción que lo hace la potencia total instalada.

La inversión necesaria, para acometer un proyecto de minicentrales hidroeléctricas se puede descomponer globalmente como se indica en la figura 3.19.

Los porcentajes correspondientes a cada partida pueden variar dependiendo de las características de la central. Por ejemplo, en una rehabilitación de una central parada, el porcentaje correspondiente a obra civil disminuye dependiendo de la infraestructura aprovechable, mientras que en una central de alta montaña, la parte correspondiente de obra civil será mayor, debido a la dificultad de su ejecución.

INDICE DE POTENCIA DE UNA MINICENTRAL HIDROELECTRICA



Potencia total de la central (MW).

El coste del kW instalado, o índice de potencia como también se puede llamar, aumenta cuando disminuye la potencia total de la central. Esto es debido a que el coste de los equipos y las obras necesarias no disminuye en la misma proporción que lo hace la potencia total instalada.

La inversión necesaria, para acometer un proyecto de minicentrales hidroeléctricas se puede descomponer globalmente como se indica en la figura 3.19.

Los porcentajes correspondientes a cada partida pueden variar dependiendo de las características de la central. Por ejemplo, en una rehabilitación de una central parada, el porcentaje correspondiente a obra civil disminuye dependiendo de la infraestructura aprovechable, mientras que en una central de alta montaña, la parte correspondiente de obra civil será mayor, debido a la dificultad de su ejecución.

DESCRIPCION DE EJEMPLOS DE INSTALACIONES DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN CANARIAS

A continuación se describe una de las instalaciones de energía hidroeléctrica en canarias

EJEMPLO N.º 1: CENTRAL HIDROELECTRICA DE EL MULATO

LOCALIZACION

Término Municipal: Isla: Provincia: Año puesta en marcha: Tipo de instalación: Usuario de la energía:

Foto.- Sala de maquinas de la Central Hidroeléctrica de el Mulato



San Andrés y Los Sauces
La Palma
Santa Cruz de Tenerife
1 953
Fluyente en conducción para abastecimiento
UNELCO

DESCRIPCION

General

La Central Hidroeléctrica de El Mulato es la mayor de todo el Archipiélago Canario con 820 kW de potencia instalada, trabajando normalmente con aproximadamente 300 a 500 kW de potencia rodante. La ubicación de la instalación se encuentra en la ruta de acceso al lugar denominado "Los Tilos".

Un depósito de recepción situado aguas arriba centraliza las aguas y las canaliza mediante entubado hasta la central, sin ningún tipo de impacto visual debido a la vegetación existente.

La instalación ha incorporado a través del tiempo algunas mejoras pero hoy puede considerarse una reliquia en muy buen estado de conservación y de producción .

En épocas pasadas la C.H. de El Mulato, conjuntamente con la C.H. de Tzacorte - Bco. de las Angustias en Queduy (400 kW) y la C.H. de Argual de El Remolino (100 kW), estas dos últimas actualmente sin explotar, generaban la energía suficiente para suministrar energía eléctrica a toda la isla

Técnica

Caudal: 790 m³/h Salto: 450 m. Grupo: Turbina PELTON

BIBLIOGRAFÍA:

- **LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LAS ISLAS CANARIAS:**

Este libro está ya comentado en la energías desarrolladas en el Tomo III

Las centrales térmicas

Por Manuel Serrano Caballero

1.1.1.- Situación actual de la producción eléctrica con carbón

En 1992, la producción de las centrales españolas que consumen carbón supuso alrededor del 42% de la generación total de electricidad, lo que situó a este combustible como principal fuente energética en la producción eléctrica del país.

La política energética española viene asignando al carbón un papel de gran importancia desde finales de los años 70. La razón fundamental es que constituye uno de las escasas materias primas energéticas con las que cuenta el país, por lo que su utilización permite reducir la dependencia energética y potenciar el aprovechamiento de los recursos energéticos nacionales.

Por este motivo, en 1979 fue aprobado un Plan Acelerado de Centrales Térmicas de Carbón, como complemento del Plan Energético Nacional entonces vigente, que incluía la construcción de siete nuevas centrales de este tipo, con una potencia conjunta superior a los 3.000 MW, que fueron conectadas a la red eléctrica a lo largo del período 1980-1985. En total, la potencia sumada al parque eléctrico nacional en nuevas centrales de carbón desde 1979 ha supuesto unos 5.000 MW, lo que ha permitido más que duplicar a lo largo de dicho periodo la potencia existente en centrales de este tipo.

En la actualidad, alrededor del 95% de la producción de electricidad a partir de carbón que genera España procede de las 21 centrales de este tipo que poseen las empresas eléctricas integradas en UNESA.

Estas 21 centrales suman una potencia total de 11.059 MW, lo que supone el 24% de la potencia eléctrica total del país. En estas cifras se encuentran incluidas tanto las 17 centrales que utilizan carbones nacionales, como las 4 que consumen carbones importados.

De esas 21 centrales, 11 utilizan hulla y antracita nacional con una potencia total de 6.020 MW; 2 consumen lignito pardo nacional con una potencia total de 1.950 MW; 4 emplean hulla subbituminosa nacional con una potencia conjunta de 1.450 MW y otras 4 carbones importados con 1.639 MW.

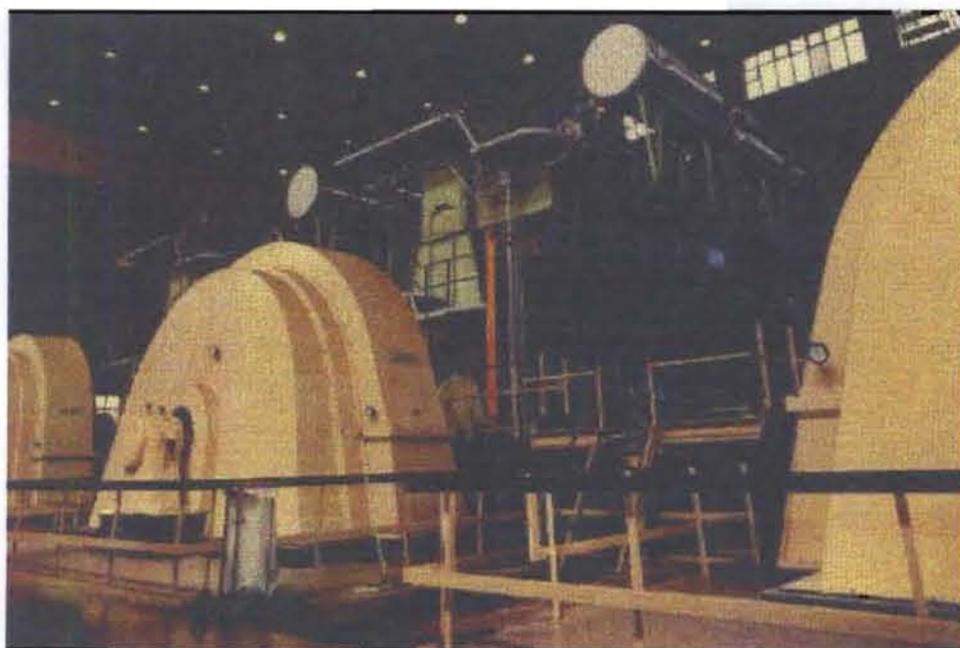
Las centrales españolas de carbón de mayor potencia son Puentes de García Rodríguez con 1.400 MW; Compostilla con 1.312 MW; y Teruel con 1.050 MW.

El consumo español de carbón para la producción de electricidad se situó en 40,1 millones de toneladas en 1992, lo que supone más del 80% del nacional total de este combustible.

Por tipos de carbones, 13,6 millones de toneladas fueron de hulla y antracita, 4,2 millones de toneladas de hulla subbituminosa nacional, 14,7 millones de toneladas de lignito pardo nacional y 7,6 millones de toneladas de carbones importados.

El récord histórico español en el consumo de carbón para producción de electricidad es de 40,1 millones de toneladas, cifra que ha sido alcanzada en los años 1989, 1990 y 1992.

Cabe señalar que el 10 de diciembre de 1986, y como consecuencia del desigual impacto que podría tener la aplicación al sector carbonífero español de la liberalización de los precios del carbón termoeléctrico derivado de la normativa de la Comunidad Europea, fue suscrito un convenio marco entre UNESA y CARBUNION por el que se estableció un Nuevo Sistema de Contratación del Carbón Termoeléctrico (NSCCT) que regula desde entonces las compras de carbón que las empresas eléctricas realizan a las sociedades mineras españolas.



El objetivo de este sistema es el establecimiento de contratos a largo plazo entre ambos sectores con un adecuado sistema de precios de referencia que estimule y garantice el uso del carbón en centrales termoeléctricas, e incremente la competitividad del sector del carbón y su saneamiento financiero mediante la racionalización de las explotaciones y la reducción de sus costes.

A finales de 1990, las reservas mundiales recuperables probadas de carbones ascendían a 1.039.183 millones de toneladas. Los países con mayor volumen de reservas son la Comunidad de Estados Independientes (antigua URSS), Estados Unidos, China, Australia, la India y Sudáfrica. En ese año, la producción mundial de carbón fue de 4.749 millones de toneladas. Ello quiere decir que, a ese ritmo de producción, las reservas actualmente conocidas podrían durar unos 219 años.

Las reservas probadas españolas de carbón (hulla, antracita y lignito) están estimadas en unos 1.450 millones de toneladas, lo que supone alrededor del 0,14% de las reservas probadas mundiales. Teniendo en cuenta que España representa un 0,94% del consumo mundial de carbón, se puede afirmar que, pese a poseer apreciables reservas de mineral, es relativamente pobre en carbones con respecto a la media mundial.

La producción de carbón nacional fue en 1990 de unos 36 millones de toneladas. Por tanto, en ese mismo año, la relación reservas/producción, que expresa el número de años de duración de las reservas al ritmo actual de producción se situó en torno a 40 siendo la media mundial de 219.

Todo lo anterior pone de manifiesto la necesidad de llevar a cabo una utilización razonable de los recursos nacionales de carbón, de forma que se cubra con él una parte importante del consumo energético, pero sin provocar una presión excesiva sobre las reservas existentes.

Dados los problemas que plantea el transporte de este tipo de combustible, se tiende a localizar las centrales que utilizan carbón nacional en la proximidad de las minas; y las que utilizan carbón importado, en la costa. De esta forma, las centrales de este tipo quedan ubicadas, por lo general, en lugares alejados de los principales centros de consumo de energía eléctrica, lo que obliga intensificar el transporte de electricidad. No obstante, éste último presenta evidentes ventajas económicas en comparación con el transporte del mineral, por lo que sustituir el transporte de carbón por el de energía eléctrica resulta beneficioso.

Las nuevas tecnologías de utilización de carbón para la generación de energía eléctrica son principalmente la combustión en lecho fluido y la gasificación de carbón.

La primera, o sea, la combustión en lecho fluido, consiste en efectuar la combustión del carbón en un lecho de partículas (caliza y otras) que, junto con las de carbón, se mantienen suspendidas por la acción de una corriente ascendente de aire. De

esta forma, el conjunto tiene la apariencia de un líquido en ebullición, con lo que se obtiene un mejor rendimiento, al haber una mayor superficie de contacto entre el aire y las partículas reaccionantes, y sobre todo se consigue una mayor absorción del azufre contenido en el carbón. La primera central de carbón española que utiliza esta tecnología es la de Escatrón, de 80 MW, cuya caldera fue terminada en 1990. El Plan Energético Nacional actualmente vigente incluye la construcción de otras dos nuevas centrales de carbón de combustión en lecho fluido, Puertollano 3 y Teruel 4, ambas de 150 MW.

La segunda, es decir, la gasificación del carbón, consiste en inyectar oxígeno o aire y vapor, junto con el carbón, en un reactor, a fin de que el carbón se transforme en un gas que puede ser utilizado en una central eléctrica. También se está desarrollando la gasificación "in situ" o subterránea (sin extraer el carbón del yacimiento). Esta técnica permitirá el aprovechamiento de yacimientos que, por su especial configuración y profundidad, plantean graves problemas técnicos y económicos en la extracción del mineral. El PEN actual incluye la construcción de una central de gasificación de carbón y ciclo combinado: Puente Nuevo 4, de 350 MW.

Por otro lado, las empresas eléctricas españolas vienen desarrollando varios proyectos de investigación relativos a nuevas tecnologías para combustión limpia y eficiente de carbón en el marco de un programa de investigación sectorial denominado PIE (Programa de Investigación y Desarrollo Tecnológico Electrotécnico)

Dada la conveniencia, desde el punto de vista de la política energética nacional, de basar el suministro de energía en fuentes autóctonas, el carbón nacional -que ya es la primera materia prima en la generación de electricidad va a seguir ocupando un lugar preponderante en la producción eléctrica española. No obstante, es imprescindible que la utilización del carbón en la generación de energía eléctrica esté sujeta a criterios de racionalidad y prudencia: en primer lugar, teniendo en cuenta el nivel de reservas disponibles y su coste de extracción; en segundo lugar, teniendo en cuenta la necesidad de reducir al máximo el impacto medioambiental de toda actividad energética.

De cara al futuro inmediato, cabe señalar que el Plan Energético Nacional 1991-2000 prevé la construcción de seis nuevas centrales de carbón con una potencia total de 1.888 MW a lo largo de dicho período. De esta forma, el carbón seguirá siendo en el

año 2000 la principal fuente energética en la generación de electricidad, con una participación del 34,2% en la estructura de la producción eléctrica peninsular.

1.1.2.- Situación actual de producción de energía eléctrica con derivados del petróleo

En 1992, la producción de energía eléctrica con combustibles derivados del petróleo supuso en España alrededor del 8,5% de la generación total de electricidad, para lo cual se utilizaron 3,2 millones de toneladas de fuelóleo.

Es preciso subrayar, no obstante, que silos combustibles líquidos no juegan hoy un papel esencial en el abastecimiento eléctrico del país, hace unos años eran la principal fuente energética en la generación de electricidad. Así, en 1976 las centrales que emplean fuelóleo produjeron 38.650 millones de kwh que representaban entonces el 43% de la producción de electricidad. En ese mismo ejercicio se registró el récord histórico en consumo de combustibles líquidos para producción de energía eléctrica: 10,1 millones de toneladas.

Sin embargo, y a raíz de los sucesivos "shocks" del petróleo, la reducción de la dependencia energética respecto de este combustible -del cual España no posee más que reservas insignificantes- se convirtió en uno de los pilares básicos de la política energética española, iniciándose en consecuencia un progresivo proceso de sustitución de fuelóleo por carbón y energía nuclear en la generación de electricidad. Como resultado de este esfuerzo, el consumo de fuelóleo en las centrales termoeléctricas españolas se fue reduciendo hasta alcanzar un mínimo de 1,5 millones de toneladas en 1986. Aunque desde entonces ha experimentado cierto crecimiento -como consecuencia fundamentalmente de situaciones de fuerte sequía en la península y del considerable aumento de la demanda eléctrica en la España insular se situó en 1992 un 68,7% por debajo del nivel que presentaba en 1976.

En definitiva, la producción de electricidad a partir de fuelóleo sólo es necesaria en la península, en términos generales, como medida coyuntural para cubrir los déficits que se puedan producir en periodos de escasa hidraulicidad, para atender a las puntas de la demanda o para cubrir determinadas necesidades técnicas del suministro.

Por el contrario, sigue siendo esencial para el abastecimiento de las islas Baleares y Canarias, ya que éstas no disponen por el momento de fuentes energéticas alternativas en cantidades apreciables para garantizar la cobertura de su demanda eléctrica.

El precio del crudo pasó de 1,62 dólares por barril en enero de 1973 a 35 dólares por barril en enero de 1981 como consecuencia de las escaladas de precios que se registraron al calor de los sucesivos "shocks" del petróleo. Desde entonces, y como consecuencia de las medidas adoptadas por los principales países consumidores y de la recesión económica internacional de la primera mitad de los años ochenta, dicho precio fue descendiendo hasta situarse en torno a los 9 dólares por barril en el verano de 1986.

Acuerdos posteriores entre los principales países productores y la reactivación de la economía internacional hicieron que el crudo tendiera a estabilizar su precio en torno a los 18 dólares por barril en años sucesivos. En octubre de 1990, y como consecuencia de las incertidumbres iniciales creadas por la invasión de Kuwait por parte de Irak, el precio del barril se disparó hasta los 42 dólares por barril. Una vez terminado el conflicto y restaurados los mecanismos normales en el mercado internacional de crudo, el precio del barril se ha vuelto a estabilizar en torno a los 17-18 dólares.

En 1991, el consumo español de petróleo se situó en un total de 49.359 miles de TEP (toneladas equivalentes de petróleo), de las cuales alrededor del 97,9%, es decir, 48.298 miles de TEP, fueron importadas.

Teniendo en cuenta que en ese mismo año el consumo nacional de energía primaria se situó en 90.734 miles de TEP, la dependencia energética de España respecto del petróleo importado se situó en un 53,2% en dicho año.

Cabe subrayar que, si bien es cierto que ese nivel de dependencia es superior a la media comunitaria -que se sitúa en torno al 35%, merced fundamentalmente a la disponibilidad de yacimientos de crudo en el Mar del Norte por parte del Reino Unido-, ha descendido de manera apreciable a lo largo de los últimos doce años: en 1980 se situaba en un 65,4%.

En 1991, se importaron unos 48,3 millones de toneladas de crudo por un valor total de 706.367 millones de pesetas, cantidad que representó el 7,3% de los pagos totales por importaciones. En ese mismo año, el saldo deficitario de la Balanza Comercial

española ascendió a 3.446,5 miles de millones de pesetas. Ese déficit fue debido en un 20,5% a las compras de petróleo crudo realizadas al exterior.

Con ser considerable, este impacto es mucho menor que el que se registraba hace unos años. Así, en 1979 el valor de las importaciones de petróleo supuso el 28,2% de las importaciones totales de España y fue equivalente a un 99,5% del déficit comercial español. Y en 1985, las importaciones de crudo representaron el 27,1% de las importaciones totales y su valor fue incluso superior al del déficit comercial español.

Las reservas recuperables probadas de petróleo existentes a nivel mundial a finales de 1990 estaban evaluadas en 134.792 millones de toneladas. Teniendo en cuenta que la producción mundial de petróleo fue de 3.016 millones de toneladas en dicho año, las reservas recuperables probadas podrían agotarse en unos 45 años. Por otro lado, las reservas adicionales estimadas "in situ" a nivel mundial estaban evaluadas en unos 220.000 millones de toneladas a finales de ese mismo año. Por su parte, las reservas españolas de esta fuente energética son insignificantes.

Arabia Saudita, Irak, Kuwait, los Emiratos Arabes Unidos, Irán y la Comunidad de Estados Independientes (antigua URSS) son los países que poseen mayores reservas recuperables probadas.

Aun cuando el mercado internacional de crudo no está ya sujeto a fuertes convulsiones y el precio del barril tiende a situarse en niveles más moderados que los que se registraban en la primera mitad de la década de los 80, se sigue considerando que es necesario evitar una dependencia excesiva respecto del petróleo importado.

Por otro lado, otro criterio fundamental de la política energética española es que el consumo del petróleo debe limitarse a aquellos usos en los que es más difícil -desde el punto de vista técnico o económico- su sustitución por otras fuentes energéticas, como por ejemplo ocurre en general en el sector del transporte y en algunos usos industriales.

Por el contrario, en el sector eléctrico tal sustitución es bastante más viable, como así se ha demostrado en España a lo largo de los años ochenta. En consecuencia, y de cara a los próximos años, los derivados del petróleo seguirán jugando un papel marginal dentro de la producción peninsular de electricidad. Su utilización quedará reservada para la cobertura de las puntas de demanda, para ciertas necesidades técnicas de la producción o en caso de déficits hidroeléctricos causados por eventuales periodos de sequía. De hecho,

el Plan Energético Nacional actual no prevé la construcción de ningún grupo térmico que consuma derivados del petróleo en la península y sí, por el contrario, el "repowering" a gas de algunos de los existentes. En condiciones medias de hidraulicidad, la producción neta de electricidad con fuelóleo se situaría por debajo del 1% en el año 2000. Por el contrario, en las islas Baleares y Canarias, y a pesar del esfuerzo que se va a realizar mediante instalaciones de gas, carbón, mixtas, etc., los derivados del petróleo seguirán cumpliendo un papel relevante en el abastecimiento eléctrico y se construirán nuevos grupos térmicos de diesel.

1.1.3.- Situación y perspectivas de la producción de electricidad con gas natural

En la actualidad, no hay en España ninguna central termoeléctrica que consuma exclusivamente gas natural. Sí se emplea, en cambio, gas natural y gas siderúrgico en las llamadas centrales termoeléctricas mixtas. No obstante, y aunque las cantidades consumidas de combustibles gaseosos se han incrementado apreciablemente a lo largo de los años -han pasado de 620 millones de m³ a unos 2.500 millones de m³ entre 1970 y 1991-, dichos combustibles representan en estos momentos poco más del 1% de la generación total de electricidad en España.

Sin embargo, las perspectivas del gas natural en la producción española de energía eléctrica son de signo muy diferente. El Plan Energético Nacional actualmente vigente prevé la conexión a la red eléctrica española de 1.835 MW en centrales termoeléctricas de gas y 300 MW en turbinas de gas en el periodo 1991-2000. Estas nuevas instalaciones elevarán a más de 22.600 millones de kWh la producción eléctrica estimada con gas natural del año 2000, cantidad que supone alrededor del 11,3% de la generación total de electricidad prevista para ese año.

Y ello sin contar con que buena parte de los 1.263 MW en nuevas instalaciones de cogeneración, cuya conexión a la red está asimismo prevista para ese mismo periodo, utilizarán fundamentalmente combustibles gaseosos.

Las centrales mixtas son centrales termoeléctricas convencionales cuyos equipos pueden consumir indistintamente carbón, gas o fuelóleo. Reciben asimismo el apelativo de centrales termoeléctricas policombustibles o de combustibles varios.

España posee en la actualidad varias centrales termoeléctricas capaces de utilizar indistintamente diversos combustibles. Tres de ellas, por ejemplo, son las de San Adrián, Besós y Foix, que consumen fuelóleo y gas, y poseen una potencia total de 2.020 MW. El Plan Energético Nacional actual prevé la construcción de 570 MW en grupos termoeléctricos mixtos a lo largo del periodo 1991-2000 que serán instalados en las islas Canarias.

Las reservas probadas recuperables de gas natural existentes en el mundo estaban evaluadas en 128,9 billones de m³ a finales de 1990. La Comunidad de Estados Independientes, Irán, los Emiratos Arabes Unidos, Arabia Saudita, Estados Unidos y Qatar son las naciones con mayores reservas probadas recuperables.

España posee tres yacimientos de gas natural -en Serrablo (Huesca), en Bermeo (Vizcaya) y en el golfo de Cádiz- que produjeron en 1990 unos 1.430 millones de m³. Las reservas probadas recuperables de España se encuentran estimadas en unos 16.000 millones de m³.

1.1.4.- La cogeneración

La cogeneración es una tecnología que permite la producción y aprovechamiento combinado de calor y electricidad. Las centrales térmicas de cogeneración están diseñadas de forma que el vapor engendrado en la caldera, además de ser enviado a los turbogeneradores para producir electricidad, puede ser extraído en determinados puntos de la turbina -o del escape de la turbina- para suministrar calor a procesos industriales o a sistemas de calefacción urbana (district heating). Así, los sistemas de cogeneración hacen posible la obtención de rendimientos energéticos mayores que los que se conseguirían con producciones separadas de electricidad y calor, y tienen un menor impacto medioambiental que los procesos convencionales, especialmente aquellas instalaciones de cogeneración que utilizan gas natural como combustible.

Existen diversos sistemas de cogeneración según el tipo de turbogeneradores y combustibles que se empleen y de su situación en el proceso productivo, lo cual depende a su vez de los objetivos energéticos que se pretende conseguir con cada instalación, de la estructura energética de la fábrica en la que se aplican, del horario laboral de ésta, de su nivel de demanda energética, de su disponibilidad de

combustibles, etc. Así, hay sistemas de cogeneración basados en ciclo de turbina de gas, ciclo con motor diesel, ciclo con turbina de vapor, ciclo combinado, ciclo orgánico, aprovechamiento de calor residual con turbina de vapor y otros.

En España había a finales de 1990 más de un centenar de instalaciones de cogeneración en funcionamiento con una potencia total de 959 #W y una producción de unos 4.708 millones de kWh, lo cual representó alrededor del 3,3% de la producción eléctrica neta total del país en aquel año. Los combustibles más utilizados por estos sistemas son el gas natural (32% del total) y el fuel-oil (30%), seguidos por los combustibles residuales (18%), el carbón (9%), etc.

El Plan Energético Nacional actualmente vigente da un considerable impulso a este tipo de instalaciones por razones medioambientales y de ahorro energético. Prevé que en el año 2000 haya en servicio alrededor de 2.200 MW en instalaciones de cogeneración que suministrarán en torno al 7% de la generación neta total peninsular de electricidad. Buena parte de la nueva potencia en instalaciones de cogeneración va a ser instalada mediante acuerdos conjuntos de empresas eléctricas y productores independientes.

1.2.- CENTRALES TÉRMICAS EN CANARIAS

Como hemos mencionado anteriormente, el Archipiélago Canario presenta singularidades importantes en cuanto al abastecimiento eléctrica. El hecho de ser siete islas pobladas y suficientemente alejadas, obliga a disponer de una central de potencia en cada isla, siendo cada sistema independiente del resto.

Sólo Lanzarote y Fuerteventura están interconectadas a través de un cable submarino.

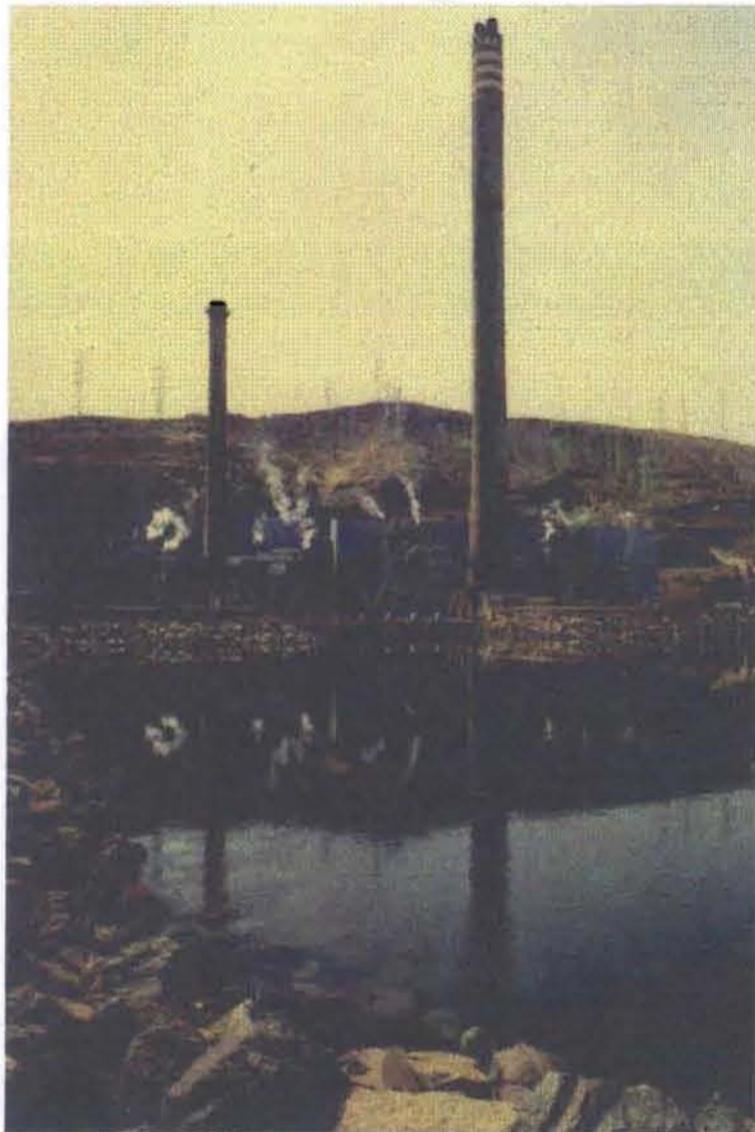
Las centrales instaladas en las distintas islas difieren bastante las unas de las otras, adaptándose a las necesidades y a las posibilidades de cada isla.

Así, las centrales de El Hierro, La Gomera, La Palma, Lanzarote y Fuerteventura, están compuestas básicamente de motores diesel, ya que sus necesidades, de unos 10 o 15 Mw, quedan plenamente satisfechas con uno de estos motores. El precio kw/h proporcionado por estos motores es más caro que el proporcionado por un motor de

vapor, sin embargo, los motores de vapor sólo se usan para potencias superiores a los 40 Mw.

En las islas mayores, las cuatro centrales térmicas instaladas están compuestas por mezclas de motores de gas, vapor y diesel, de forma que se obtienen las ventajas de cada tipo de motor.

Los motores de vapor son motores que ocupan gran volumen y que obtienen grandes potencias a precios bajos. Consumen fuel-oil pesado. Tienen el inconveniente de que no son motores para fluctuar, es decir, para pasar del 70 al 100 %, necesita mucho tiempo. Este tipo de motor da el mejor rendimiento.



Los motores diesel consumen más que los de vapor y menos que los de gas. Dan potencias bajas y tienen rendimientos bajos.

Los motores de gas dan potencias relativamente altas, consumiendo grandes cantidades de combustible. Consumen diesel-oil o gas-oil.

La gran ventaja que presentan los motores de gas es que en muy poco tiempo pueden arrancar y llegar al 100% de potencia.

El consumo de combustible por 1kw/h de cada tipo de motor es:

VAPOR	280 gr. x 1kw/h
DIESEL	300 gr. x 1kw/h
GAS	400 gr. x 1kw/h

En las **islas** mayores, la demanda fluctúa entre un mínimo aproximado de 120 Mw a una punta de 300 Mw en Tenerife y de 420 Mw en Gran Canaria.

Como es lógico, la producción no va a ser la misma durante todo el día, sino que habrá unos grupos base que permanecerán a ritmo constante y otros que arrancarán cuando sean necesarios.

El caso de Tenerife se puede resumir de la siguiente manera: la central de Candelaria es relativamente antigua, y sus grupos están siendo retirados progresivamente. Está formada por cuatro grupos de vapor de 40 Mw cada uno, 3 grupos diesel de 10 Mw y 3 grupos de gas, 2 de 37 Mw y uno de 15 Mw. Esta central produce el 30 % de la carga requerida en la isla.

La central de Granadilla es una central que está pensada para ser ampliada en el futuro. Está compuesta por 2 grupos diesel de 24 Mw, 1 grupo de gas de 37 Mw y dos motores de vapor de 80 Mw, produciendo el 70 % restante de la carga.

Además de esto, esta central tiene su infraestructura pensada para albergar dos nuevos grupos de vapor de 120 Mw cada uno y dos grupos de gas de 100 Mw cada uno.

El caso de Las Palmas es casi igual que el de Tenerife, siendo la nueva central de Juan Grande idéntica a la de Granadilla.

Ya en lo referente a la distribución de la electricidad por la isla, se hace mediante una línea de distribución a 66 kv, estando en construcción una nueva línea a 220 kv.

2.- Gestión medioambiental de las centrales térmicas

2.1.- INTRODUCCIÓN

Las centrales térmicas, como todas las grandes instalaciones industriales, tienen un impacto sobre el medio ambiente que hay que controlar y minimizar. La gestión medioambiental de estas instalaciones debe ir encaminada a que este impacto sea el menor posible.

El primer paso para establecer un plan de gestión medioambiental es realizar una evaluación de las instalaciones con el fin de estudiar las vías que puedan impactar sobre el medio ambiente.

Una vez se conocen las principales vías de impacto, el plan de gestión medioambiental debe contemplar las actuaciones para su control y minimización.

A continuación, se va a tratar el impacto medioambiental de las centrales térmicas, la gestión medioambiental y las actuaciones que se están llevando a cabo o están previstas iniciar en un futuro inmediato en las centrales térmicas.

2.2. IMPACTO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

La operación de las centrales térmicas puede impactar sobre el medio ambiente de diferentes formas: emisiones de gases de combustión a la atmósfera, vertidos a las aguas continentales y/o marinas, producción de residuos y emisiones sonoras.

2.2.1. Emisiones de gases a la atmósfera

Las centrales térmicas son grandes instalaciones de combustión en las que anualmente se queman cantidades importantes de combustibles, produciéndose gases que contienen fundamentalmente dióxido de carbono, vapor de agua, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas, en cantidades que están asociadas a la composición del combustible y al propio fenómeno de la combustión.

El impacto producido por los gases puede ser de carácter global, regional o local, según afecte a todo el planeta, a una región o al entorno próximo a la instalación de combustión.

El dióxido de carbono y los óxidos de nitrógeno están relacionados con el efecto invernadero y tienen un efecto de carácter global. El dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno pueden originar la aparición de lluvias ácidas que producen la acidificación de los terrenos y tienen efectos sobre la vegetación si se rebasan unos niveles críticos que dependen del tipo de terreno y especies vegetales existentes, estos efectos tienen un alcance regional. Las partículas están formadas principalmente por cenizas e inquemados, tienen un efecto de carácter local.

Las emisiones a la atmósfera de las centrales térmicas son, sin duda, el principal impacto de estas instalaciones y están reguladas por la Ley 38/1972 de Protección del Ambiente Atmosférico, por el R.D. 833/1975 que desarrolla la ley anterior y por el R.D. 646/ 1988 que transpone a la legislación española la Directiva 88/604/ CEE sobre grandes instalaciones de combustión.

Casi todas las unidades térmicas están dentro de la categoría de instalaciones existentes, según la definición del R.D. 646/1988, y se les aplica todo lo referente a este tipo de instalaciones.

2.2.2. Vertidos a las aguas continentales y/o marinas

Los vertidos de las centrales térmicas pueden impactar sobre las aguas continentales y/o marinas de dos formas: la primera debido a la contaminación térmica del vertido de las aguas de refrigeración de los condensadores y la segunda debido a los contaminantes químicos de los vertidos líquidos que producen estas instalaciones.

Las centrales para su refrigeración necesitan un caudal de agua que depende de la potencia de la unidad y que es del orden de varios m³/seg. Este agua de refrigeración sufre un incremento de temperatura de unos 10°C a su paso por los condensadores.

La legislación española relativa a aguas continentales fija que el impacto térmico de las centrales situadas en ríos debe ser tal que el aumento de la temperatura sea menor de 3°C después del cono de difusión en los ríos no salmonícolas y de 1,5°C en los salmonícolas. En las centrales situadas en lagos o embalses fija una temperatura máxima del vertido de 30°C.

La Ley de Costas no fija límite de temperatura de los vertidos al mar, ya que debido a la capacidad de difusión de este medio, el impacto de la contaminación térmica es muy reducido y se limita a unas cuantas decenas de metros desde el punto de vertido.

En las centrales situadas en ríos el impacto depende de la relación entre el caudal del río y el caudal de agua de refrigeración. En el caso de que el río tenga un caudal suficiente se diseña el circuito de refrigeración abierto. Si el caudal del río no es suficiente para que el incremento de temperatura no supere los 3°C se diseña el circuito cerrado con torre de refrigeración, de esta forma el calor se disipa a la atmósfera y el impacto térmico sobre el río es nulo, aunque una parte del agua tomada para la refrigeración se consume debido a la evaporación en las torres.

En las centrales situadas a orilla del mar se emplea para refrigeración agua marina en circuito abierto, ya que debido al gran volumen del medio receptor el impacto térmico es insignificante.

Del resto de vertidos producidos durante la operación normal de la central, únicamente los efluentes procedentes de los sistemas de desmineralización del agua de aportación al ciclo o del sistema de depuración de condensados, en los que se emplea ácido y sosa como regenerantes de las resinas desmineralizadoras, podrían causar un impacto negativo si no se los trata adecuadamente.

En las centrales de carbón, otra posible fuente de vertidos son los sistemas de extracción de cenizas y escorias, cuyas aguas llevan partículas en suspensión.

En el control de los vertidos, aunque en sí no se trata de efluentes industriales, hay que considerar las aguas de escorrentía de la lluvia de zonas tales como el parque de carbón, la zona de almacenamiento de cenizas y los tanques de combustibles líquidos, en las que puede arrastrar contaminantes.

Otro origen de vertidos son operaciones de mantenimiento tales como las limpiezas de los calentadores de aire y del lado de fuego de las calderas, operaciones que se realizan cada dos o tres años en las unidades que queman carbón con mayor frecuencia en las de fuelóleo. En cada una de estas limpiezas se producen cantidades de 500 m³ a 1.000 m³ de efluentes que se caracterizan por llevar cenizas en suspensión.

Dentro de las operaciones de mantenimiento hay que destacar la limpieza química de los tubos de la caldera pese a que se realiza cada 30 ó 40 mil horas de funcionamiento, ya que esta operación origina efluentes ácidos o básicos que contienen una gran cantidad

de sólidos en disolución producto del decapado de los tubos. Las concentraciones de hierro y cobre en estos efluentes son importantes y el volumen total producido en cada limpieza oscila entre los 1.000 y 2.000 m³, según el tamaño de la unidad. El tratamiento de los efluentes de esta operación debe estudiarse adecuadamente con el fin de que el impacto del vertido sobre el medio ambiente sea mínimo.

2.2.3. Producción de residuos

En las centrales térmicas, si se exceptúan los residuos asimilables a urbanos producidos en oficinas y comedores, los únicos residuos que se producen durante la operación son: cenizas y escorias procedentes del proceso de combustión, material contaminado con fuelóleo y lodos procedentes de los sistemas de tratamiento de agua de aportación y de efluentes. El resto de los residuos que se producen se originan debido a las operaciones de mantenimiento, siendo los más significativos: aceites usados, restos de aislamiento, resinas intercambiadoras de iones que han perdido sus propiedades de cambio iónico, lodos procedentes de las operaciones de limpieza del hogar, de los calentadores y de limpieza química de los tubos de caldera, chatarra férrea, chatarra no férrea, líquidos de control electrohidráulico y PCB y material contaminado con PCB, en aquellas instalaciones en que existen equipos con este dieléctrico.

De estos residuos, unos tales como los aceites, material contaminado con aceite u otros hidrocarburos, disolventes, restos de aislamiento que contiene amianto, líquido de control electrohidráulico, PCB y materiales contaminados con PCB son intrínsecamente residuos peligrosos. Otros como: cenizas y escorias de fuelóleo, resinas de intercambio iónico y lodos de tratamiento han de caracterizarse para conocer su peligrosidad. Un tercer grupo tales como 1.1.; cenizas de carbón y chatarra se reciclan, las primeras para su empleo en la industria del cemento y la segunda para la recuperación de metales.

2.2.4. Emisiones sonoras

Las emisiones sonoras de las centrales térmicas no presentan un impacto relevante fuera del emplazamiento de la central, únicamente en aquellas en que el emplazamiento es de dimensiones reducidas y tienen núcleos de población muy cerca, este impacto llega a tener una cierta importancia y se han de tomar medidas para la reducción del mismo.

2.3. ACTUACIONES PARA REDUCIR EL IMPACTO DE LAS C.C.T.T. SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Las acciones que se han llevado a cabo, o que están en fases de realización y que está previsto realizar con el fin de disminuir el impacto de las centrales térmicas sobre el medio ambiente son las siguientes:

2.3.1 Reducción del impacto de las emisiones

Como hemos visto anteriormente el mayor impacto de las centrales térmicas sobre el medio ambiente es el producido por la emisión de gases de combustión a la atmósfera.

Con el fin de disminuir el impacto de las emisiones, ya en la década de los 70 se inició el estudio y empleo de aditivos para disminuir la acidez de las partículas emitidas por las centrales de fuelóleo, se adicionaron precipitadores electrostáticos en las centrales de carbón y se construyó una red para la medida de la emisión de partículas ácidas en una central de fuelóleo donde la emisión de éstas tenía un impacto apreciable en los alrededores.

En la década de los 80 se instalaron equipos para la medida en continuo de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas en las emisiones de las centrales de carbón y equipos para la medida de partículas y para el cálculo de las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno en las centrales de fuelóleo. También se instalaron redes de control de las emisiones en las centrales de carbón y en alguna de las centrales de fuelóleo.

En 1991, con el fin de disminuir la concentración de dióxido de azufre en las emisiones de las centrales de fuelóleo, se inició el empleo de combustibles con menor cantidad de azufre pasándose de tener unas emisiones específicas medias en las centrales de fuelóleo de 13,6 g/kWh en 1990 a tener 6,29 g/kWh en 1993.

En 1992 se instalaron en las centrales térmicas de fuelóleo equipos de medida directa en continuo de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y oxígeno en chimenea y un sistema de adquisición y tratamiento de datos de emisión con el fin de sustituir los sistemas de cálculo de que se disponía.

Dentro de las actuaciones para la reducción de las emisiones de dióxido de azufre, en 1994 se ha llevado a cabo la modificación del precipitador electrostático de la central de

Pasajes para poder quemar un carbón del 0,6 % de azufre, en vez del que actualmente se quema que tiene el 1%, sin aumentar la emisión de partículas.

Otra actividad que se está llevando a cabo que tiene una marcada influencia sobre las emisiones específicas es la implantación de programas para el seguimiento y control del rendimiento de la unidad, por actuar de inmediato sobre los factores que disminuyen el rendimiento, ya que al disminuir éste aumenta el combustible gastado por kWh producido y, por lo tanto, las emisiones específicas de todos los gases de combustión.

Finalmente, resaltar en este apartado la adaptación de alguna de las centrales de fuelóleo para quemar gas natural, transformación que eliminará las emisiones de dióxido de azufre y partículas y disminuirá las de dióxido de carbono en estas unidades.

2.3.2 Reducción del impacto de los vertidos

Como se ha indicado anteriormente, el impacto térmico de los vertidos del agua de refrigeración depende en gran manera del medio receptor.

En las centrales situadas a orilla del mar, en las que el circuito de refrigeración es abierto, el impacto térmico producido es prácticamente nulo y se circunscribe a un área que abarca a lo sumo hasta un par de cientos de metros de la descarga, ya que en los años que llevan las centrales en funcionamiento no se han observado efectos adversos sobre la fauna o la vegetación marina debidos al mencionado vertido. No obstante en la central térmica de Escombreras, en la que alguna de las unidades lleva más de 30 años de funcionamiento, se está realizando un estudio del impacto ambiental de los vertidos para ratificar esta observación.

En las centrales que se encuentran situadas en la orilla de ríos y que toman de éstos el agua de refrigeración, el impacto térmico tiene mayor importancia y depende de la relación de caudales del río y del agua de refrigeración; este último caudal depende, a su vez, de la potencia de la unidad.

Para limitar el impacto térmico las unidades de Lada 4 y Velilla 2 disponen de torres de refrigeración. En la primera de ellas, debido al plan de regeneración del río Nalón como río salmonícola, se ha realizado la modificación de las torres de tiro forzado con el fin de mejorar su rendimiento y disminuir la temperatura del efluente del agua de circulación. La central de Aceca, que está situada sobre el río Tajo, se diseñó con circuito

abierto debido a que el caudal que tenía el Tajo a su paso por esta central era suficiente para que el impacto fuese aceptable.

En cuanto al impacto del resto d vertidos, las centrales que se pusieron en servicio en la década d los 70 ya contemplaban en su instalaciones sistemas de trata miento para neutralizar los vertidos de las plantas de tratamiento de aguas y balsas de decantación para eliminar los sólidos en sus pensión. En las centrales que entraron en funcionamiento antes de estas fechas y que no tenían sistemas para neutralizar los vertido se construyeron dichos sistemas.

En las centrales que se pusieron en servicio en la década de los 80 ya se incorporaban decantadores y filtros prensa o de banda para la eliminación de sólidos.

A partir del año 1991 se inició una revisión de los sistemas de tratamiento de vertidos de todas las centrales con el fin de aumentar su capacidad de tratamiento, sobre todo, en cuanto a la eliminación de sólidos e incluir en los efluentes a tratar las escorrentías de zonas en las que el terreno pueda tener una cierta contaminación.

En la actualidad se ha puesto en servicio la ampliación del sistema de tratamiento de vertidos de la central térmica de Castellón, en el que se ha aumentado la capacidad del almacenamiento a 800 m³, la capacidad de tratamiento de efluentes a 100 m³/h y la capacidad de filtración de lodos a 12 m³/h.

En la central de Lada se ha puesto en servicio el sistema de tratamiento de los lixiviados del dique de escorias y la ampliación del sistema de tratamiento de efluentes. Está en montaje el sistema de tratamiento de escorrentías del parque de carbón y se están segregando los drenajes y construyendo el sistema de recogida de escorrentías de las zonas con posible contaminación.

Se han realizado los proyectos de la ampliación de las plantas de tratamiento de efluentes de las centrales de Aceca, Escombreras y Velilla, el primero en fase de construcción, el segundo en fase de petición de ofertas y el tercero previsto para 1995.

En la central de Santurce se está realizando el proyecto de la segregación de drenajes y ampliación de la planta de tratamiento de efluentes, está prevista su adjudicación para el próximo ejercicio. En la central de Pasajes el proyecto para la ampliación de la planta de tratamiento de efluentes se prevé que se inicie en el próximo año.

El objetivo del plan de ampliaciones iniciado en 1992 es que para 1996 todas las centrales térmicas dispongan de tratamientos fisicoquímicos capaces de tratar los vertidos,

tanto de la operación normal como los producidos en las operaciones de mantenimiento, y las escorrentías de las zonas con posible contaminación produciendo un efluente con una contaminación netamente inferior a la fijada en los reglamentos que desarrollan las Leyes de Aguas y de Costas y en las autorizaciones de vertidos.

2.3.3. Reducción del impacto de los residuos

El principal residuo que se obtiene en la operación de las centrales térmicas, en cuanto a cantidad, es la ceniza y escoria de las centrales de carbón, cuya producción es del orden de las 500.000 t/año.

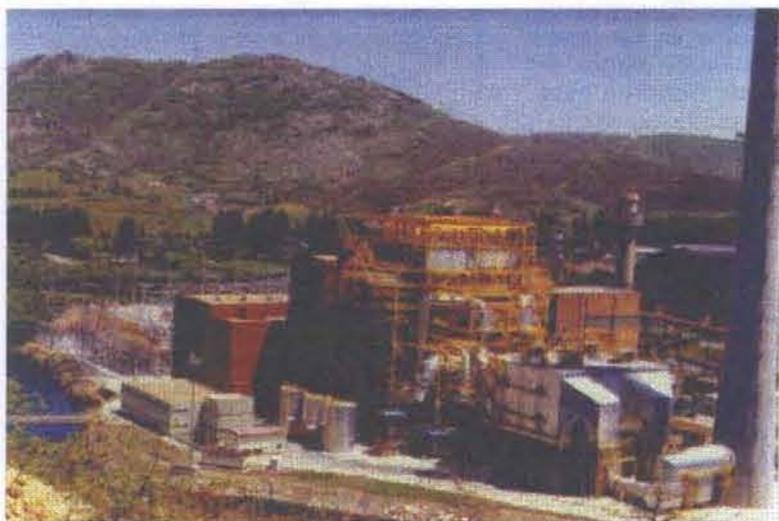
Las cenizas y escorias son residuos inertes pero para minimizar su impacto sobre el medio ambiente se intenta reciclar la mayor cantidad posible para su empleo como materia prima en la fabricación de cemento, en la industria hormigonera y en la construcción de presas y carreteras. Las cenizas y escorias que no puede absorber la industria se llevan a los vertederos de cenizas de que disponen estas centrales. Como dato significativo se puede indicar que la producción de cenizas y escorias de las centrales de carbón en 1993 fue de 54.980 tm, de las que un 25% fue empleada como materia prima en las industrias del cemento y construcción y el resto se depositó en las escombreras de cenizas. Es un objetivo el potenciar el empleo de estas cenizas y escorias con el fin de aumentar el porcentaje de utilización.

El resto de residuos que se producen en las centrales, tanto en operación normal como durante el mantenimiento, suponen una cantidad netamente inferior, a lo sumo un par de cientos de toneladas.

De los residuos producidos, aquellos que inequívocamente entran en la categoría de residuos tóxicos o peligrosos según el RD 833/1988, se envasan, almacenan, controlan adecuadamente y gestionan a través de gestores autorizados.

Los residuos en los que pudieran existir dudas acerca de su clasificación, tales como resinas de intercambio iónico fuera de uso, lodos de la planta de tratamiento de vertidos etc., se envían a laboratorios especializados para su caracterización y en el caso de que resulten ser peligrosos se les trata como tales.

Los residuos que se clasifican como inertes se envían a vertederos adecuados o bien otros, tales como la chatarra, se reciclan.



2.3.4. Reducción del impacto de las emisiones sonoras

Las emisiones sonoras tienen poca importancia en el entorno de las centrales pero en aquellas en que existen núcleos de población próximos al emplazamiento se han adoptado medidas tales como la insonorización de los ventiladores de las calderas y/o la instalación de silenciadores en las salidas vapor.

2.4. PLAN DE GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

Con independencia de las actuaciones de ampliación de sistemas que se están llevando a cabo en la actualidad en las centrales, Generación Térmica está diseñando un sistema de gestión medioambiental de acuerdo con la norma UNE 77-881-93. Como fase inicial del citado plan, se ha llevado a cabo por parte de una empresa consultora una revisión medioambiental de todas las centrales con el fin de detectar los puntos débiles y fuertes de cada una de ellas.

En esta evaluación se ha tenido en cuenta tanto la incidencia de éstas sobre el medioambiente como la asignación de responsabilidades, la legislación aplicable, organización, gestión documental, etc.

En relación con estas evaluaciones, se están estableciendo las actividades para solucionar los puntos débiles encontrados, se definirá el tratamiento de la documentación medioambiental generada, así como los planes de formación e información medioambiental. Como resumen, se realizará un manual de gestión medioambiental en el cual se

definirá el funcionamiento de la organización de Generación Térmica en relación con el medio ambiente y las responsabilidades de todos los niveles de la organización. En este manual se fijarán los criterios para la mejora de la calidad ambiental de las centrales y se incluirán los planes de información y formación y los procedimientos de carácter general.

3.- Actividades de protección realizadas por Unelco

En cuanto a las actividades de protección del medioambiente desarrolladas a lo largo del año, destacan como más significativas, las siguientes:

3.1.- Emisiones atmosféricas

En las nuevas centrales térmicas de Granadilla y Barranco de Tirajana, UNELCO está dotando a los nuevos grupos de la tecnología más avanzada en materia de control de emisiones atmosféricas, realizando un gran esfuerzo inversor en las instalaciones de desulfuración lo cual permitirá reducir al mínimo la incidencia en el entorno y cumplir holgadamente con la nueva normativa europea que regula las emisiones.

- ◆ En cuanto a instalaciones ya en explotación las actuaciones realizadas durante 1994 en orden a minimizar el impacto de las emisiones atmosféricas, han sido las siguientes:
- ◆ Elevación chimeneas en Motor 2 de Punta Grande y Turbina de gas de Las Salinas.
- ◆ Nuevo sistema informático de adquisición y tratamiento de datos de emisión-inmisión con transmisión futura a las Consejerías de Industria y Sanidad.
- ◆ Medidas de mejora de eficiencia energética: instalación de motores en Ventiladores de Tiro Forzado de los Grupos de Jinámar y Candelaria, con variadores electrónicos de velocidad.
- ◆ Nueva Cabina Móvil automática para estudios complementarios de la contaminación atmosférica en zonas de influencia de las Centrales del Archipiélago.

3.2.- Vertidos hídricos

Los vertidos hídricos fueron caracterizados por las Universidades de Las Palmas y Sevilla en los años 1992-1.993.

De acuerdo con la Ley de Vertidos al Mar y la Ley Canaria sobre vertidos, más restrictiva, se ha procedido a la mejora de las infraestructuras en todas las Centrales.

Las realizaciones más importantes en 1994 han sido:

- ◆ Las Nuevas Plantas de Tratamiento y Redes de canalización de aguas oleaginosas en las Centrales de Jinámar, Punta Grande, Las Salinas y El Palmar.
- ◆ Nuevas Plantas de Tratamiento Físico-Químico y redes de canalización en las Centrales de Candelaria, Punta Grande y Salinas.
- ◆ Nueva Planta de Tratamiento biológico en El Palmar.
- ◆ Plantas de Tratamiento de aguas residuales, oleaginosas, físico-químico y pluviales en las Centrales Térmicas de Barranco de Tirajana y Granadilla.

3.3.- Residuos industriales

La Gestión de los Residuos Industriales dentro de UNELCO está regulada por una Norma interna de obligado cumplimiento, cuyos objetivos básicos son los siguientes:

- ◆ Establecimiento y definición de la estrategia marco, que implica:
 - Completa clasificación de la totalidad de los residuos.
 - Definición de espacios para las instalaciones necesarias.
- ◆ Definición y evaluación de las alternativas de gestión:
 - Gestión a Proveedores.
 - Gestor Autorizado.
 - Autogestión.
- ◆ Selección de alternativas y puesta en práctica de las mismas.

Las realizaciones más importantes en 1994 han sido las siguientes:

- ◆ Se completó el inventario, caracterización y clasificación de todos los residuos de las Centrales.
- ◆ Nuevos parques para almacenamiento de residuos, Salinas y Punta Grande.

4.- Sistema de gestión ambiental de la operación de una central térmica (SIGACT)

RESUMEN

SIGACT es un sistema de gestión ambiental diseñado para favorecer la toma de decisiones durante la operación de una central térmica con el fin de minimizar su Impacto ambiental. La arquitectura del sistema gestor construida sobre una estación de trabajo se compone de un conjunto de módulos que inicialmente reciben datos meteorológicos y de emisión en tiempo quasi-real procedentes de un sodar, una estación meteorológica y de la propia central térmica, ubicada en una zona de topografía compleja junto al mar, en el extremo noroeste del área metropolitana de Bilbao. Los datos meteorológicos horarios se utilizan inicialmente para determinar la situación meteorológica existente en función de la caracterización meteorológica de la zona previamente establecida, de modo que el sistema pueda trabajar con las herramientas de cálculo más apropiadas para dicha situación.

Posteriormente, el módulo de simulación ejecuta uno de dos modelos meteorológicos para reconstruir el campo de viento correspondiente al área de estudio, y uno de los tres modelos de dispersión seleccionados para calcular la dispersión y difusión del contaminante. El resultado final de la simulación numérica se representa en un Sistema de Información Geográfica (GIS) que recoge en tiempo quasi-real la contribución de la central térmica a la contaminación atmosférica existente en un área de 35 x 35 kilómetros.

4.1. INTRODUCCIÓN

El perfeccionamiento de las herramientas informáticas y los avances tanto en el campo de investigación medioambiental como en la adquisición automática de datos ha favorecido el desarrollo de sistemas de gestión ambiental que en un plazo de tiempo razonable proporcionan información detallada de la contribución de focos contaminantes al deterioro de la calidad de aire de un área geográfica.

SIGACT, como sistema de gestión ambiental, está diseñado para favorecer la toma de decisiones durante la operación de una central térmica con el fin de minimizar su

impacto en el área de influencia. Los experimentos "en campo" realizados para desarrollar la herramienta han utilizado como foco emisor la Central Térmica de Santurtzi. En su entorno se han realizado cinco campañas intensivas de medidas con laboratorios móviles, lanzamiento de globos libres y cautivos, etc. con el fin de obtener datos de la baja atmósfera y del impacto en función de la inmisión, durante diferentes situaciones meteorológicas típicas del área considerada. La complejidad del emplazamiento de la Central Térmica, debido a su ubicación junto al mar y a las características de topografía y meteorología circundantes, ha enriquecido el conocimiento de la meteorología de la zona, así como de la problemática de implementación de un sistema de gestión ambiental en un emplazamiento realmente complejo.

La disponibilidad de datos meteorológicos constituye una pieza fundamental para el funcionamiento del sistema gestor. En la actualidad y en base a un estudio profundo de datos históricos meteorológicos, los datos que se utilizan *on line* para simular numéricamente el campo de vientos y la dispersión del contaminante SO₂ proceden de una estación meteorológica situada en Leioa que proporciona datos meteorológicos en superficie y de un sodar ubicado en la misma Central que mide las características de la estructura vertical de la atmósfera.

La selección final de las herramientas de cálculo implementadas en el sistema ha supuesto el estudio de un gran número de herramientas disponibles en el mercado, y los criterios de selección se han basado principalmente en el funcionamiento adecuado de dichas herramientas en el emplazamiento considerado y en el tiempo de computación requerido por cada una de las herramientas analizadas.

La estructura modular del SIGACT facilita la actualización de sus componentes (algoritmos de cálculo, modelos meteorológicos, modelos de dispersión y bases de datos) lo cual favorece su aplicabilidad en otros emplazamientos.

4.2. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA GESTOR

SIGACT es un sistema modular de ejecución multiproceso y continuo organizado en cuatro módulos principales que conforman los métodos y herramientas de cálculo establecidos para hacerlos funcionar adecuadamente desde la captación de datos hasta la presentación gráfica de los resultados. La decisión de desarrollar el Sistema Gestor sobre

estación de trabajo, se tomó en previsión de necesidades importantes de CPU para hacer frente a las tareas deseadas en el tiempo adecuado. Al tomar esta decisión se ha tenido en cuenta una posible migración a PC, dada la pronta incorporación a éstos del sistema operativo Windows NT.

a) Características de hardware

Se utiliza una estación de trabajo Intergraph 6880314 modelo 6880 EDGEII, con las siguientes características generales:

- Microprocesador RISC c400. - 85 MIPS/16.3 Mflops.
- Memoria RAM: 64 Mb. - Disco: 1 Gb.
- Sistema Gráfico EDGEII+.
- Monitor simple de 19" (resolución 1 megapixel/velocidad 76 Hz).
- Impresora color HP Paintjet XL300.
- Sistema de menús desplegables MDL (*Microstation Development Language*).

b) Características de software

El Sistema de Información Geográfica GIS/MGE/SX de Intergraph es un sistema de entorno modular GIS. De los distintos módulos que componen este sistema, se han considerado necesarios para la realización del Módulo Gestor los siguientes:

- Microstation 32
- Relational Interface System (RIS)
- MGE Terrain Modeler. - MGE Grid Analyst
- MGE DTM Development Platform (MDDP)
- Microstation 32 Customer Support Library (CSL)
- Oracle
- Compilador C y Fortran

4.3. COMPONENTES DEL SISTEMA GESTOR

Desde la captación de los datos meteorológicos y de emisión hasta la representación gráfica de los valores estimados de impacto atmosférico obtenidos por medio de un complejo proceso de simulación numérica, el sistema gestor hace uso de cuatro módulos principales cuyas características son las siguientes:

4.3.1. Módulo 1: Capitación y depuración de datos

Existen cuatro fuentes diferentes de datos que alimentan el sistema gestor repartidas entre los emplazamientos de Leioa y Santurtzi.

a) Estación meteorológica de Leioa

Una torre meteorológica de 10 metros de altura proporciona datos de dirección e intensidad de viento, mientras que en superficie se mide temperatura, humedad relativa, radiaciones solares global y neta, y presión atmosférica. Los datos recogidos con una frecuencia de 10 minutos se transmiten vía radio a la estación de trabajo ubicada en la sala de control de la Central Térmica para su posterior depuración.

b) Sensores de diferencial de temperatura (ΔT) en chimenea

Tres sensores miden la diferencia de temperatura entre la base de la chimenea de la unidad 2 de Santurtzi y el segundo y tercer anillo de la chimenea respectivamente. $\Delta T1$ corresponde a la diferencia térmica entre 12 y 81 metros, mientras que $\Delta T2$ corresponde a la diferencia térmica entre 12 y 118 metros (alturas respecto a la base de la chimenea ubicada 43 m sobre nivel de mar). Los datos de ΔT recibidos cada 10 minutos se transmiten directamente a la sala de control.

c) Sodar de la Central Térmica de Santurtzi (SCTS)

Un sodar acústico (Doppler Sodar) permite medir hasta una altura de 1.500 metros sobre la superficie los siguientes parámetros atmosféricos: velocidad horizontal del viento, dirección del viento, desviación estándar de la dirección del viento, velocidad vertical del viento, desviación estándar de la velocidad vertical del viento, desviación estándar de la velocidad horizontal del viento, inversión y clase de estabilidad. Los datos horarios proporcionados por el sodar se almacenan cada hora y son enviados a la estación de trabajo vía módem.

d) Emisiones de la Central Térmica de Santurtzi

Para cada unidad de la Central Térmica se registran la potencia generada, la concentración de SO₂ y el caudal de gases. La temperatura de gases y su velocidad de salida se calcula posteriormente mediante algoritmos implementados en el sistema. Los datos de emisión promediados se envían horariamente a la estación de trabajo.

Una vez almacenados todos los datos meteorológicos y de emisión en la base de datos BDI, se procede a su depuración, para la cual se utilizan criterios previamente establecidos e implementados en el sistema gestor. En el caso de aparecer datos dudosos se emite un mensaje en pantalla que sirve de aviso para el usuario. Posteriormente se almacenan todos los datos depurados y promediados en la base de datos BDII.

4.3.2. Módulo 2: Selección de situación meteorológica y herramientas de cálculo

Una vez construida la BDII se procede a determinar la situación meteorológica correspondiente a la hora que se pretende simular para seleccionar las herramientas de cálculo más adecuadas para dicha simulación. Los componentes de este módulo constituyen el núcleo principal del sistema gestor, no sólo por su funcionalidad sino también debido a que su elaboración y evaluación ha supuesto el volumen principal de trabajo durante el proceso de realización del sistema gestor.

Utilizando datos históricos de viento medidos en la estación meteorológica de Leioa y con el sodar de la Central Térmica, se ha elaborado un filtro meteorológico que

permite al sistema gestor conocer la situación meteorológica que se está produciendo con el fin de seleccionar las herramientas de cálculo necesarias. La elaboración del filtro meteorológico ha supuesto un detallado estudio de la meteorología de la zona contando, asimismo, con datos históricos de la red automática de sensores del Gobierno Vasco, abarcando un período de 15 años y cuyo resultado ha permitido establecer una parametrización representativa de las diferentes situaciones tipificadas. Las situaciones meteorológicas definidas por el filtro utilizando parámetros de dirección e intensidad de viento son las siguientes: Sur 1, Sur 2, Este 1, Este 2, Cuarto Cuadrante, Nordeste, Oeste, Derrame 1, Derrame 2, Calma y Brisa.

b) Asignación de datos de viento para estaciones meteorológicas de referencia.

Para optimizar el campo de viento calculado por el modelo meteorológico, se han utilizado datos estadísticos de dirección (dd) e intensidad de viento (FF) correspondientes a las estaciones de referencia de Faro Náutica, Feria, Abanto y Sondika, siendo en un principio el sistema autónomo con respecto a estas estaciones, se ha elaborado un código informático que basándose en la correlación estadística para los valores dd y FF entre Leioa y las estaciones arriba mencionadas para cada situación tipificada, que permite calcular y asignar un vector de viento (dd y FF) a cada una de estas estaciones de referencia, obteniendo una mejor definición del campo de vientos real. Esta asignación a la base de datos BDIII se realiza con una frecuencia horaria.

c) Cálculo y asignación de parámetros de dispersión

Entre los parámetros necesarios para calcular la dispersión y difusión de un penacho térmico destacan la altura de la capa de mezcla (Hmix) y la estabilidad atmosférica. El cálculo de dichos parámetros se puede realizar utilizando uno de los dos métodos implementados en el sistema gestor.

El primero [1, 2] de ellos utiliza la Teoría de Similaridad que se basa principalmente en el flujo de energía entre la superficie y la capa límite (boundary layer) para calcular la generación de turbulencia térmica, así como en la velocidad del viento junto con la rugosidad superficial para calcular la turbulencia mecánica. Dicho método

hace uso entre otros de los valores de radiación (global y neta) medidos en Leioa y de los valores de ΔT medidos en tres niveles de la chimenea de la Central Térmica.

Un segundo método [2, 3] utiliza los datos de turbulencia medidos por el sodar para obtener solamente los valores de estabilidad aplicando por defecto valores históricos locales de H_{mix} .

Cada uno de los métodos definidos se aplica en función de la situación meteorológica definida por el filtro y de la disponibilidad de datos en tiempo real.

d) Selección de modelo de simulación

En función de la evaluación previa mediante experiencias de campo de los modelos meteorológicos y de dispersión seleccionados, se establecen las reglas de aplicabilidad de cada modelo para simular la dispersión del penacho de la Central Térmica con el mayor grado de precisión posible. En la actualidad, en el sistema gestor se han implementado dos de los tres modelos meteorológicos inicialmente seleccionados y tres modelos de dispersión, cuya aplicabilidad depende principalmente de la situación meteorológica a simular y de la disponibilidad de datos en el momento de la simulación.

Durante la evaluación previa de los modelos con experiencias de campo el acoplamiento de cada modelo meteorológico con su correspondiente modelo de dispersión ha quedado establecido tal y como se refleja en la figura 2. MATHEW [4] genera un campo de viento tridimensional para el modelo de dispersión de partícula Lagrangiana ADPIC [4], mientras que WEST [5] genera un campo de viento tridimensional para el modelo de celda Euleriana IMPACT [5], y que se acopla también al modelo dispersión Gaussiano tipo puff INPUFF [6], en función de la situación meteorológica reinante. La diversidad de herramientas de cálculo permite que, en función de la situación meteorológica determinada con el filtro meteorológico, el sistema pueda seleccionar el conjunto de modelos que mejor represente la dispersión del penacho de la Central Térmica de Santurtzi .

4.3.3 Módulo 3: Ejecución de modelos

a) Ejecución del modelo meteorológico

Una vez construida la BDIII y seleccionado el conjunto de modelos implementables se inicia la ejecución de los mismos. El campo de vientos generado con el modelo meteorológico es el dato principal de entrada para el modelo de dispersión correspondiente, cuya ejecución se inicia al escribirse los resultados en un fichero con el formato deseado.

b) Ejecución de modelo de dispersión

El modelo de dispersión seleccionado utiliza el campo de viento generado junto con otros parámetros de dispersión (Hmix, estabilidad, turbulencia, etc.) previamente especificados en la BDIII para calcular la dispersión y difusión del contaminante (SO₂) en la zona de estudio seleccionada. El campo de vientos y de concentraciones generados para cada hora quedan almacenados en la base de datos de resultados para su posterior transformación en ficheros tipo grid.

4.3.4. Módulo 4: Representación gráfica de resultados

a) Post-proceso gráfico de resultados

La elaboración de la base de datos de resultados permite generar los ficheros gráficos que posteriormente pasan a formar parte de la BD gráfica. La graficación de la concentración de SO₂, se realiza utilizando un fichero grid (raster) que consiste en una cabecera con información sobre la grid y los datos de la grid, almacenados en una matriz de números, que en el caso del SIGACT se interpreta como concentraciones de SO₂. Los ficheros grid los proporciona el módulo MGE Grid Analyst (MGGA). Los campos de viento se representan colocando vectores (flechas) sobre el dibujo de la zona de estudio. La dirección del vector indica la dirección del viento en cada retícula, y su tamaño la magnitud del viento en ms⁻¹. Para generar dichos vectores se utiliza la librería Micro CSL (Microstation Customer Support Library).

b) Representación gráfica de resultados

La representación final se realiza superponiendo el fichero grid generado sobre el gráfico de la zona de estudio que contiene la topografía, y sobre ellos se dibuja el campo de vientos correspondiente a la altura de transporte del penacho, así como el campo de concentración de SO₂ en superficie, según un código de colores. La representación gráfica también incluye dos cortes transversales, previamente establecidos, del campo de vientos. Para conocer el valor de la concentración de SO₂ en cualquier punto de la malla, sólo es necesario pinchar con el ratón en dicho punto. Finalmente, la superposición de los ficheros mencionados puede visualizarse en la pantalla de la estación de trabajo o bien en hardcopy vía impresora de color. En la figura 4 se presenta un ejemplo de resultados de la modelización para una situación prácticamente de calma. En la figura 5, un zoom nos permite visualizar el impacto en un área más concreta para otra situación con vientos del sudeste, así como el valor calculado de concentración para un punto de coordenadas determinadas.

4.4. INTERFACE DE USUARIO

Como un módulo adicional al Sistema Gestor Automático, se ha implementado una interface de usuario que permite la realización de las siguientes operaciones:

- Visualización de simulaciones
- Selección para campos de vientos y concentraciones de SO₂ de otros niveles diferentes a los indicados en los componentes del Sistema Gestor (Módulo 4: representación gráfica de resultados).
- Representación en 3D de la simulación 2D en pantalla.
- Tratamiento (Back-up, Restore y Borrado de restaurados) para históricos de simulación.
- Tratamiento (Back-up, Restore y Borrado de restaurados) para históricos de datos de entrada depurados (BDII).
- Selección del grupo en funcionamiento para la operación del Sistema Gestor Automático, incluyendo opción de inoperatividad de ambos grupos.

5.- La central térmica de Jorf Lasfar

5.1. INTRODUCCIÓN

El gran desarrollo económico experimentado por Marruecos en los últimos años y la consiguiente demanda de energía eléctrica llevaron la ONE (Office National d'Electricité) organismo responsable de la producción de electricidad en Marruecos a solicitar ofertas para la construcción de la Central Térmica en Jorf Lasfar. En el concurso internacional se estipulaba el suministro llave en mano de dos grupos térmicos de 330 MW así como de sistemas comunes y servicios para poder construir en el futuro otros cuatro grupos de 330 MW.

La evaluación de ofertas que llevó a cabo la ONE con el asesoramiento de la empresa belga Tractebel, dio como resultado la adjudicación del concurso a un consorcio franco-español del que forman parte los grupos Alsthom, por parte francesa, y los grupos INI y Dragados, por parte española. El contrato entró en vigor en el año 1991.

En líneas generales, el grupo Alsthom realiza la coordinación del Consorcio, la ingeniería básica y suministra parte de la caldera y del turboalternador así como otros equipos principales. Dragados realiza la obra civil.

Un grupo de empresas INI, integrado por Babcock Wilcox Española, Initec, Imenosa y Bazan, suministra parte de la caldera y de la turbina (bajo diseño del grupo Alsthom), los sistemas exteriores a los grupos (parque de carbón, extracción de cenizas, etc.) y la totalidad de los sistemas eléctricos (excepto el alternador y el transformador principal).

El proyecto está financiado por España y Francia en una proporción cercana al 55% y 45%

5.2. SITUACIÓN GEOGRÁFICA

El emplazamiento elegido para esta central ha sido el de Jorf Lasfar, situado en la costa a unos 130 km. al sudoeste de Casablanca, muy próximo al puerto de Jorf Lasfar,

utilizado originalmente para la manipulación de fosfatos, y que permite el calado de barcos de gran tonelaje. Las instalaciones del puerto se han completado con un sistema de cintas transportadoras para el trasiego del carbón al parque.

La parcela en la que se ubica la central está comunicada con el ferrocarril nacional.

Próxima a la central se encuentra una subestación de 225 kV que permite la conexión de la central a la red nacional.

A unos 20 km. de la central se encuentra la ciudad de El Jadida, capital de la provincia, con unos 80.000 habitantes.

5.3. DESCRIPCIÓN DE PROCESO

5.3.1. General

La parcela está prevista para poder albergar un total de seis grupos de 330 MW con todas sus instalaciones comunes (parque de carbón, almacenamiento de fuelóleo, plantas de tratamiento de agua bruta, etc.) así como edificios de servicios administrativos, almacenes y talleres.

En el suministro se incluyen todos los servicios necesarios para la entrega "llave en mano" de la central tales como formación del personal de la ONE, montaje de las instalaciones, puesta en servicio y supervisión de la explotación durante el período de funcionamiento en pruebas.

5.3.2. Combustibles

El combustible base es carbón de importación, se puede quemar también fuelóleo nº 2 y gas natural (en el futuro). Se utiliza propano en los encendidos.

El carbón que se descarga en el puerto de Jorf Lasfar se puede transportar al parque de carbón de la central por medio de un sistema de cintas transportadoras a una velocidad de 2.400t/h.

El parque de carbón está constituido por dos parvas paralelas de sección transversal con una capacidad para dos grupos de 400.000 toneladas y de 1.000.000 de toneladas para los seis grupos. De esta forma se asegura el funcionamiento a plena carga durante 60 días.

Además del sistema de cintas transportadoras, el parque posee una máquina apiladora de 2.400 t/h y dos recogedoras de tipo pórtico rascador de 750 t/h que suministran carbón bien a la central, o a una estación de carga de vagones de ferrocarril, desde donde se envía el carbón a otras centrales térmicas.

El suministro de carbón a las tolvas de los molinos se realiza por medio de dos cintas independientes de 750 t/h pasándolo previamente por una estación de cribado, donde se separan los objetos extraños. Para evitar el polvo que pudiesen producir las parvas, se ha instalado un sistema de riego mediante cañones aspersores dispuestos perimetralmente.

El fuelóleo se recibe por ferrocarril. Para la descarga, se ha dispuesto un sistema de calefacción de los vagones con vapor procedente de la caldera auxiliar. El fuelóleo se almacena en dos depósitos de 50.000 m³ cada uno, desde donde, previo tratamiento, unas bombas lo impulsan a la caldera.

El propano necesario para los encendidos se almacena en un tanque desde donde se envía a los quemadores a través de una válvula reductora.

5.3.3. Caldera

Es del tipo subcrítico, de un solo paso sin calderín. El hogar es de tiro equilibrado, con fuegos tangenciales.

Está diseñada para una producción de vapor continua de 934 t/h de vapor sobrecalentado con presión de 182 bar y temperatura de 541°C.

La caldera está preparada para quemar carbón con un poder calorífico de diseño de 6.000 kcal/kg, fuelóleo n° 2 y propano en los encendidos. Con un mínimo de transformaciones podría quemar gas natural hasta el 100% de la carga.

El agua de alimentación entra en la caldera a través del economizador dividido en dos secciones, de baja y alta temperatura, con sus correspondientes colectores de entrada y salida. A continuación circula por las paredes del hogar donde tiene un recorrido helicoidal.

Existe un separador donde se controla el nivel en los arranques. Tanto el sobrecalentador como el recalentador disponen de dos secciones de alta y de baja temperatura entre los que se encuentran los atemperadores para control de la respectiva temperatura del vapor.

El tiro equilibrado de la caldera se consigue mediante dos ventiladores de tiro forzado de 483.900 Nm³/h y dos ventiladores de tiro inducido de 603.000 Nm³/h.

La presión del aire que impulsa el carbón pulverizado a los mecheros se consigue mediante dos ventiladores de aire primario de 173.500 Nm³/h.

Dos ventiladores de recirculación de gases de 78.800 Nm³/h colaboran al control de la temperatura del vapor, principalmente en el funcionamiento con fuelóleo.

A fin de mejorar el rendimiento, el aire de combustión se calienta, antes de su introducción en la caldera, por medio de dos calentadores tipo Ljungstrom, compuestos por una caja dividida en dos compartimentos en donde los gases calientes pasan por uno de ellos y el aire a calentar por el contrario. Mediante un lento movimiento de rotación se consigue un intercambio de calor de la corriente de gases calientes al aire de entrada.

Para el encendido se dispone de 16 quemadores de propano que actúan sobre los 16 quemadores de fuelóleo de atomización mecánica.

Los 20 quemadores de carbón son del tipo tangencial y regulables verticalmente. A cada quemador llega el carbón pulverizado desde los molinos y los conductos de aire secundario.

Las cinco tolvas que reciben el carbón procedente del parque están diseñadas para un almacenamiento de carbón que permita 12 horas de funcionamiento a plena carga con cuatro molinos en servicio. Cada tolva tiene una capacidad de 380 m³. El control de la cantidad de carbón a los molinos se efectúa mediante un accionamiento de velocidad variable. Existen cinco molinos del tipo de rodillos.

La caldera está provista de un precipitador electrostático formado por dos electrofiltros horizontales en paralelo, cada uno con cuatro campos electrostáticos conectados en serie.

5.3.4. Turboalternador y auxiliares

La turbina es una unidad *tándem-compound* que tiene flujos opuestos en la sección combinada de alta-media presión y doble flujo en la sección de baja presión. Las características principales de la turbina son:

- Caudal de vapor en admisión AP.....259,6 kg s

- Temperatura de vapor en admisión AP 540 °C
- Presión de vapor en admisión AP 177,8 bar
- Consumo específico neto 100%..2.065,6 kcal/kWh

El condensador es de un solo paso por los tubos, refrigerando en circuito abierto con una temperatura de entrada del agua de refrigeración de 20°C y una superficie de intercambio de 15.000 m².

El sistema de extracción de condensado tiene dos bombas *booster* que bombea a través de la planta de tratamiento de condensado y la bomba de extracción principal que lleva el condensado hasta el desgasificador.

A fin de eliminar en el agua de condensado los posibles productos de corrosión o las eventuales entradas de sales contenidas en el agua de refrigeración por rotura de los tubos del condensador, se ha instalado una planta de tratamiento de condensados independiente para cada grupo. El sistema incluye un filtro para eliminar las partículas superiores a 50 micras un intercambiador de cationes fuertes y una columna de lecho mixto. Los efluentes se llevan a una planta de neutralización.

El equipo de bombeo de agua de alimentación a la caldera está compuesto de tres conjuntos iguales del 50% de capacidad. Cada uno está formado por un grupo de bomba *booster*, motor eléctrico variador y bomba principal.

5.3.5. Evacuación de escorias y cenizas

Las escorias procedentes del cenicero de ambos grupos son evacuadas mediante cintas transportadoras a un silo de almacenamiento de 500 m³ desde donde pueden ser evacuadas por camiones o llevadas a una planta de trituración donde se reducen a un tamaño conveniente para que, mezcladas con agua de mar, se bombeen hasta un emisario submarino.

Las cenizas volantes, procedentes del precipitador, precalentadores y economizador, se recogen en cubas de presión situadas bajo las tolvas de estos equipos y se transportan neumáticamente a presión hasta el silo de cenizas. En el silo, las cenizas se mantienen fluidificadas por medio de aire procedente de soplantes para evitar el apelmazamiento de las mismas.

Las cenizas pueden salir del silo por vía seca hasta un fuelle de descarga que se acopla a un camión. Los polvos pueden pasar a una humectadora y de ésta a un camión. Una tercera salida transporta los sólidos mediante aerodeslizadores a una cuba de mezcla con agua de mar desde donde se envían por bombeo al mar. El sistema está dimensionado para evacuar 150 m³/h de pulpa de cenizas con una concentración máxima de sólidos de 350 g/l.

5.3.6. Agua de circulación

La refrigeración del condensado se efectúa con agua de mar. Para la toma de agua se dispone de un dique y contradique de 570 m y 170 m, construidos en escollera.

La estación de bombeo, realizada en hormigón, aloja las instalaciones para los dos primeros grupos, si bien dispone de la obra civil requerida para cuatro grupos. La entrada de agua se realiza a través de compuerta, rejillas fijas, rejillas móviles y tambores filtrantes, con un sistema de evacuación de los detritus recogidos.

El agua filtrada se bombea al condensador por medio de dos bombas verticales en pozo inundado con una capacidad de 19.750 m³/h a través de una tubería de hormigón tipo Bonna de 2,4 m de diámetro.

Con objeto de evitar los efectos de moluscos en el condensador se ha instalado una planta de electrocloración compuesta por dos líneas de producción de hipoclorito, diseñada para dosificar 3 ppm de cloro de forma continua y de forma simultánea 12 ppm de cloro durante 60 segundos y 24 veces al día a un caudal de agua de circulación de 85.000 m³/h.

A la salida del condensador, el agua se conduce a un canal de descarga con capacidad para seis grupos de 330 MW. Un dique de escollera vertida canaliza la restitución del agua al océano.

5.3.7. Agua desmineralizada

Se ha instalado una planta para producir agua desmineralizada, necesaria para la reposición de agua del ciclo, a partir del agua bruta de la red de abastecimiento, que se almacena en un depósito de 5.000 m³.

La planta de producción de agua desmineralizada está compuesta por dos líneas independientes con una capacidad de 960 m³/día. Cada cadena está constituida por un

filtro de antracita, un filtro catiónico débil, tres filtros catiónicos fuertes, tres filtros aniónicos débiles, un desgasificador atmosférico, un filtro aniónico fuerte y un filtro de lecho mixto para el tratamiento final. El agua desmineralizada producida se almacena en dos depósitos de 1.000 m³.

Existe también una planta para potabilizar el agua destinada al abastecimiento interno de la central.

5.3.8. Sistemas eléctricos

El alternador acoplado a la turbina es del tipo síncrono, con devanados del estator refrigerados por agua y el rotor por hidrógeno, compartiendo el sistema de aceite de lubricación de la turbina. Posee una excitatriz de diodos giratorios que, a su vez, es excitada por dos puentes de tiristores alimentados por transformadores auxiliares. El sistema regula la tensión del alternador variando la excitación del rotor.

El alternador tiene una potencia de 330 MW, tensión nominal de 22 kV, factor de potencia de 0,85 e intensidad nominal de excitación de 2.688 A.

El alternador se conecta con los transformadores principal y de servicios auxiliares por medio de barras de fase aisladas, refrigeradas por convención natural. Existe un interruptor de salida de máquina para aislar el alternador de la red. Este interruptor tiene capacidad de desconexión en condiciones de cortocircuito, es de mando neumático y está dotado de estación compresora de aire.

El transformador principal es el que evacua la potencia producida por el alternador. Es trifásico, de 400 MVA de potencia, refrigeración ONAN/ONAF y tensión de 22/225 kV, grupo de conexión YNdll. Se conecta a la subestación de 225 kV por medio de cables secos aislados.

El transformador de servicios auxiliares proporciona la potencia para alimentar los motores eléctricos y otros servicios de la central. Es trifásico, de 41/22/22 MVA de potencia, refrigeración ONAN/ONAF y tensión de 22/6,9 kV, regulación en carga en el primario y grupo de conexión YNdll.

Como fuente alternativa existe un transformador auxiliar conectado a la subestación de 60 kV que puede proporcionar energía en caso de fallo de la red de 225 kV. Es trifásico, de 41/22/22 MVA de potencia, refrigeración ONAN/ ONAF y tensión de 60/6,9 kV, regulación en carga en el primario y grupo de conexión YNdll.

El sistema de 6,6 kV está compuesto por tres juegos de barras dobles: barras de los grupos 1 y 2 y barras de los servicios comunes. Las cabinas están provistas de interruptores desenchufables de SF6. Los embarrados tienen una capacidad de cortocircuito de 40 kA y una intensidad nominal de 2.500 A. En este sistema se conectan los motores de potencia superior a 150 kw y los transformadores de alimentación a las barras de 380 V.

El sistema de 380 V está compuesto por centros mixtos con celda para transformador de 6,6 kV/380 V y cabinas con salidas a servicios de potencia inferior a 150 kw. Existen cinco centros de control de motores asignados a cada grupo y once a los servicios comunes. Las barras denominadas "vitales" están conectadas con el grupo diesel de emergencia de 1139 KVA que se pone en funcionamiento cuando se produce un fallo en las barras de 380 V.

Los sistemas de corriente continua tienen tres niveles de tensión. A 220 V se alimentan los motores de corriente continua tales como los de los precalentadores de aire, engrase de la turbina y sistema de cierre de hidrógeno del alternador. A 127 V se alimentan las bobinas de maniobra de los cuadros de 6,6 kV y 380 V. La corriente continua de 48 V está destinada a la señalización de los cuadros de mando, armarios de control general de la central, protección del grupo, protección de transformadores, etc. Cada sistema de baterías está compuesto de elementos tipo estacionario de plomo *Planté* con rectificadores dobles dotados de transformadores secos.

Para proporcionar tensión alterna segura y regulada a aquellos servicios auxiliares que lo precisen, tales como vigilancia de turbina, sistema de adquisición de datos, vigilancia de llama de los quemadores, captadores de vibración, convertidores de medidas, se ha dispuesto de un conjunto por grupo y un conjunto común a ambos grupos. Cada conjunto está compuesto de un cargador, una batería, un ondulator y un conmutador estático.

5.3.9. Instrumentación y control

Se ha previsto una sala de control común a los dos grupos para optimizar los gastos de explotación.

El control analógico de la central está relacionado con las variables ligadas a la generación de potencia. Las principales cadenas regulan: potencia, caudal de aire de combustión, caudal de agua de alimentación, nivel del condensador, temperatura del vapor

principal y recalentador, *by-pass* de A.P. y B.P., temperatura de aire de los calentadores, temperatura de aire a molinos, velocidad y carga de turbina, caudal de aire a molinos, temperatura de F.O., potencia de la unidad y tensión del alternador.

La demanda de carga se regula por decisión del operador. Existen cuatro modos de funcionamiento: control coordinado, turbina siguiendo, caldera siguiendo y modo manual.

El control lógico digital efectúa las órdenes directas de mando y accionamiento de motores y actuadores motorizados así como los sistemas de seguridad y protección de la central.

Los sistemas auxiliares que se encuentran físicamente alejados de la sala de control (extracción de cenizas y escorias, plantas de tratamiento de agua, parque de carbón) se controlan mediante autómatas programables autónomos y mandos locales. Solamente se llevan a la sala de control principal aquellas señales que debe conocer el operador y las alarmas necesarias.

5.4. SERVICIOS

Dado que el contrato requiere una entrega de los grupos "llave en mano", se ha incluido en el alcance un servicio de formación del personal de la ONE. Esta formación ha comenzado por el personal técnico que se ha desplazado a Francia y España y continúa con los distintos grupos de personal de explotación, cuya formación se efectúa en obra.

El contrato incluye el montaje, puesta en servicio de los grupos y asistencia al cliente durante el período de funcionamiento en pruebas de la central.

El grupo 1 se conectó a la red el pasado 3 de julio, ha alcanzado la plena carga y continúa el período de pruebas para lo que se ha facilitado a la ONE el necesario equipo humano de supervisión de la explotación.

Actualmente se encuentra muy avanzada la puesta en servicio del grupo 2. De esta forma, tras superar el preceptivo período de pruebas, se habrán alcanzado los compromisos del Consorcio Alstom-INI-Dragados.

BIBLIOGRAFÍA

◆ “La electricidad en España”

UNESA, 1.991

Este libro tiene por finalidad resolver las dudas básicas de los lectores acerca de las distintas formas de obtener electricidad en España.

◆ “ENERGÍAS”

Revista bianual, Primavera-Verano 92, Primavera-Verano 94, Otoño-Invierno 94.

En esta revista se pueden encontrar cosas muy interesantes en para casi todos los campos de la energía.