

Boletín Energético



1er. Semestre 2004
AÑO VII N° 13

13



Energía Eólica **Teoría y Características** **de Instalaciones**

Capítulo 1

El Viento
Hélices
Máquinas Eólicas

Capítulo 2

Principios de Funcionamiento de la
Máquina de Inducción como Generador

Capítulo 3

Algunos Conceptos con Relación a la
Inserción de la Generación Eólica en un
Sistema Eléctrico de Potencia

crea

Comisión Nacional de Energía Atómica

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación: Francisco C. Rey

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre

Gabriel Barcelo

Roberto Corcuera

Carlos Rubén Calabrese

Cristina A. Delfino

Roberto Ornstein

Renato Radichella

Sabino Mastrángelo

Aníbal Nuñez

Fernando Monserrat

Diseño y Compaginación: Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

Internet: <http://www.cnea.gov.ar/energe/portada.htm>

E-mail: rey@cnea.gov.ar

ISSN 1668-1525

Las opiniones expresadas en los artículos firmados de este boletín no representan necesariamente las del grupo de Prospectiva y Planificación Energética, que declina toda responsabilidad por las mismas.

Boletín elaborado y emitido por la Oficina de Prospectiva sobre los usos pacíficos de la Energía Nuclear; Comisión Nacional de Energía Atómica; Av. Libertador 8250 Capital Federal (CP1429); TEL. 6779 8185

Ing. Francisco Carlos Rey

Inga. Susana Gómez

Inga. Lucia Ramilo

Ing. Norberto Coppari

Ing. Jorge Giubergia

Este Boletín presenta lo que entendemos son los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2003, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Boletín 13 Energético

CONTENIDO

Energía Eólica

Teoría y Características de Instalaciones

Capítulo 1

El Viento

Hélices

Máquinas Eólicas

Capítulo 2

Principios de Funcionamiento de la
Máquina de Inducción como Generador

Capítulo 3

Algunos Conceptos con Relación a la
Inserción de la Generación Eólica en un
Sistema Eléctrico de Potencia

Sabino Mastrángelo et al

- ☐ **Potencia Instalada**
- ☐ **Generación de Energía Eléctrica**
- ☐ **Generación Nucleoeléctrica**
- ☐ **Incorporaciones Previstas**
- ☐ **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- ☐ **Evolución de los Precios**
- ☐ **Noticias**

Editorial

Invierno 2004

Cambio de Opinión sobre la Energía Nuclear

La Situación en Nuestro País

Invierno 2004

Una vez más pasamos el invierno sin sobresaltos en el suministro de energía eléctrica.

Hubo una respuesta rápida, por parte de la Secretaría de Energía, en: la importación de combustibles líquidos a través de un acuerdo con Venezuela, en la priorización del consumo doméstico de gas natural por sobre las exportaciones, en la importación de energía eléctrica de Brasil y en diversas acciones sobre el mercado local.

Por otra parte, hemos tenido una lluvia providencial en junio y el invierno fue mucho más benigno que los anteriores.

Si el merito principal, en la superación de la emergencia, es atribuible al clima, a la Secretaría de Energía o a ambos quedará para la polémica.

Cambio de Opinión sobre la Energía Nuclear

Varios hechos en el mundo indican un aceleramiento en el cambio de opinión sobre la energía nuclear.

Comienzan a escucharse, cada vez con mayor fuerza, opiniones de personalidades internacionales del mundo de la energía y el medioambiente respecto de que, sin la energía nuclear, se puede hacer muy poco para la mitigación de las emisiones de gases con efecto invernadero

En esta dirección personalidades del mundo ecologista como Gorbachov y Lovelock coinciden en la revalorización de la energía nuclear.

En el XIX Congreso Mundial de Energía (WEC) realizado recientemente en Sydney, Australia, varios de sus integrantes dijeron que el problema de las emisiones de gases de efecto invernadero es demasiado grave y que deben encontrarse soluciones sin demonizar ni idealizar ninguna fuente de energía.

En nuestro país, la decisión, por parte del Gobierno Nacional, de terminar la obra de la central nuclear de Atucha II es un quiebre importante en la política respecto de la actividad nuclear.

La Situación en Nuestro País

El gas natural sigue siendo la fuente de generación de energía eléctrica más barata por lo que seguirá siendo, en el horizonte cercano, la elegida por los inversores privados (cuando se decidan a volver a invertir) para cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica.

El encarecimiento de este recurso en el corto plazo, su agotamiento, o los problemas ambientales derivados de la quema de los combustibles fósiles (calentamiento global) hará que también en Argentina se empiece a pensar en aumentar el parque nuclear mas allá de la terminación de Atucha II

Por otra parte, y a diferencia de lo que sucede en el mundo desarrollado, nuestro país cuenta aún con muchos proyectos hidráulicos de importancia que también pueden concretarse (por ejemplo Corpus).

Ambas fuentes, hídrica y nuclear, son, sin ninguna duda, las que poseen mejor relación costo-efectividad para resolver los problemas de las emisiones de gases que provocan el calentamiento global del planeta y si deseamos para nuestro país un crecimiento sustentable del suministro eléctrico debemos basarnos en ambas, pues además se complementan muy bien.

Energía Eólica

Teoría y Características de Instalaciones

Ing. Ricardo Tannini - Ing Jorge Gonzalez - Ing. Sabino Mastrángelo



Capítulo 1

El Viento

Una manifestación de las permanentes diferencias de presiones atmosféricas, que existen en nuestro planeta, es el movimiento del aire que no puede permanecer en reposo y se desplaza prácticamente sin cesar. Las corrientes constituyen los vientos.

Los vientos se definen por su dirección, sentido e intensidad (velocidad) por lo que se lo considera físicamente como un vector, que puede expresarse con esas tres componentes, aunque a veces puede existir una componente vertical por lo que el vector es tridimensional.

Dirección del Viento

Las diferencias térmicas, generadas por calentamiento no uniforme en el suelo, originan diferencias de presión entre puntos de la superficie terrestre, la que a su vez está en rotación sobre un eje.

Las diferencias de presión provocan aceleraciones del movimiento del aire, inicialmente desde la zona de mayor presión a la de menor, siendo el viento una consecuencia de estas aceleraciones.

Al analizar los vientos, vemos que éstos se insertan en un complejo sistema sometido a un sinnúmero de aceleraciones, algunas inerciales, que nunca llegarían a determinar un estado de equilibrio final.

El viento, a su vez, transporta vapor de agua, pudiendo favorecer su concentra-

ción y dar lugar a la formación de nieblas, nubes y precipitaciones.

En gran escala, se ha encontrado una relación entre las isobaras, líneas que unen puntos de igual presión, y el viento predominante. Esta relación está ligada a la fuerza horizontal de presión y a la fuerza desviadora de Coriolis, que es de importancia fundamental para obtener el conocimiento del campo de vientos en los niveles de altura, sobre todo en latitudes templadas y frías.

Otros elementos a tener en cuenta son las convecciones nubosas, el transporte de la cantidad de movimiento por el propio viento y la fricción, tanto superficial como turbulenta en los diferentes niveles de la atmósfera.

Calentamiento Diferencial y Convección

La convección es definida como el transporte de calor de un lugar a otro por medio del traslado de partículas de aire. Cuando dos superficies son calentadas en diferente forma, las mismas transmiten, a su vez en forma diferente, ese calor al aire que se encuentra sobre las

mismas. El aire más caliente es menos denso por su expansión, mientras que las fuerzas gravitacionales actúan de forma tal que el aire frío tiende a descender, el aire caliente a ascender y se produce entre ambos una circulación de la forma que se indica en la figura siguiente.



Esta circulación genera un viento en superficie que va de la región fría a la región caliente e inversamente en niveles altos, determinando mayor presión en la parte fría y menor presión en el sector caliente.

Este proceso suele denominarse convección seca por ser una forma de transporte de calor en la que no interviene la humedad.

Puede haber grandes diferencias de tamaño o de escalas entre las regiones calentadas y enfriadas. El tamaño de la circulación puede alcanzar algunas decenas de kilómetros, en fenómenos tales como la brisa de mar, brisa de glaciares o brisas de valle-montaña.

Cuando la convección se efectúa en presencia de condensación de humedad, el movimiento es fuertemente amplificado gracias al calentamiento adicional producido por la liberación de calor latente. Esto favorece la convergencia del viento hacia la región donde se produce el movimiento de ascenso. Si el viento superficial es portador de humedad este sistema tiende a autoalimentarse.

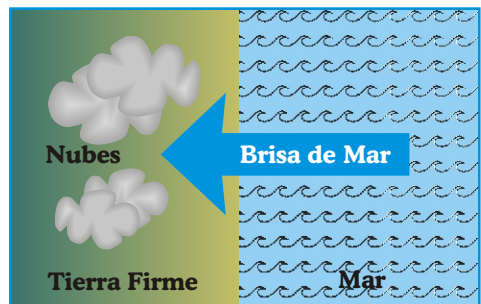
En meteorología, a este proceso donde

interviene la formación de nubes se denomina convección propiamente dicha, denominándose advección al transporte horizontal de calor.

Cuando el tamaño de las regiones sometidas a calentamiento originan diferencias de presión, estos valores de presión se pueden identificar por medio de isobaras, las que en una carta sinóptica señalan la existencia de zonas de alta presión (anticiclones) y de baja presión (ciclones).

El viento, en principio, soplará en dirección perpendicular a las isobaras desde la alta hacia la baja presión y lo hará con mayor intensidad cuanto mayor sea la diferencias de presiones.

Es decir que el viento será tanto más fuerte cuanto menor sea la separación entre las isobaras.



Fuerza de Coriolis:

Una vez puesto en movimiento el aire, como nos encontramos sobre una esfera rotante (la Tierra), se produce un desvío inercial del viento hacia la izquierda en el Hemisferio Sur y hacia la derecha en el Hemisferio Norte.

Esta fuerza planteada teóricamente por Coriolis y descubierta experimentalmente por Buys-Ballot tiende a crear una concentración de aire hacia la izquierda del movimiento (Hemisferio Sur) y una depresión hacia la derecha.

Por esta razón, el viento tiende a ser paralelo a las isobaras. En ese caso teórico el viento es denominado geostrófico y su intensidad es inversamente proporcional a la distancia entre las isobaras. Esta condición no se cumple en los niveles superficiales de la atmósfera donde, por efecto de la fricción, se produce, a su vez, una desviación del viento hacia las bajas presiones, tanto mayor cuanto mayor sea la rugosidad del terreno y tanto menor sea la latitud ya que en regiones tropicales hay un debilitamiento de la fuerza de Coriolis.

Como esta fuerza es proporcional a la

velocidad angular de rotación de la Tierra, es máxima en los polos y mínima en el ecuador.

Resumiendo, el viento sopla desde las zonas de alta presión hacia las zonas de baja presión, en las latitudes medias y altas esa dirección se modifica por la rotación de la Tierra, el viento toma una dirección paralela a las isobaras, en sentido contrario a las agujas del reloj, alrededor de las áreas ciclónicas y en el mismo sentido alrededor de las áreas anticiclónicas en el hemisferio norte, mientras que en el hemisferio sur los sentidos son inversos a aquéllos.

Fricción Superficial

El viento, por encima de los 100 metros, puede considerarse paralelo a las isobaras, pero, en los niveles más bajos actúa la fricción superficial debida a la rugosidad del suelo.

Dicha fricción causa dos efectos en el viento; por un lado una reducción en su magnitud y por el otro un desvío hacia las bajas presiones.

Dicho desvío es proporcional a la rugosidad y es de 20° en el mar. De este modo aparece una divergencia del viento de los anticiclones y una convergencia hacia las bajas presiones. El grado de desvío varía con la altura estableciéndose un perfil vertical del viento en las capas bajas de la atmósfera.

Generalmente, la intensidad del viento aumenta con la altura. De forma que

cuando hay un calentamiento superficial se determina una turbulencia y las porciones de aire descendentes provocan un aumento superficial del viento, claramente visible en los mediodías soleados. Durante la noche, el enfriamiento superficial produce la acumulación de aire frío cerca del suelo y si el mismo no es muy plano la fricción tiende a frenar el movimiento.

Un caso similar pero de otra escala es la generación de ráfagas de viento asociadas a nubes cúmulonimbus. Dentro de las mismas, existen sucesivamente corrientes ascendentes y descendentes muy fuertes. Las corrientes descendentes son más frías y traen consigo el viento horizontal que hay en niveles altos. Cuando estas porciones de aire chocan contra el suelo provocan violentas ráfagas que se deben, además

del efecto de choque, a la diferencia entre la velocidad del viento en niveles altos y el viento en el suelo, que generalmente es más débil. Estas ráfagas pueden tener diferentes direcciones pero

en la región pampeana tienen mayor intensidad las que provienen de direcciones comprendidas entre el Oeste y el SO. También se las suele denominar Pampero aunque son de corta duración.

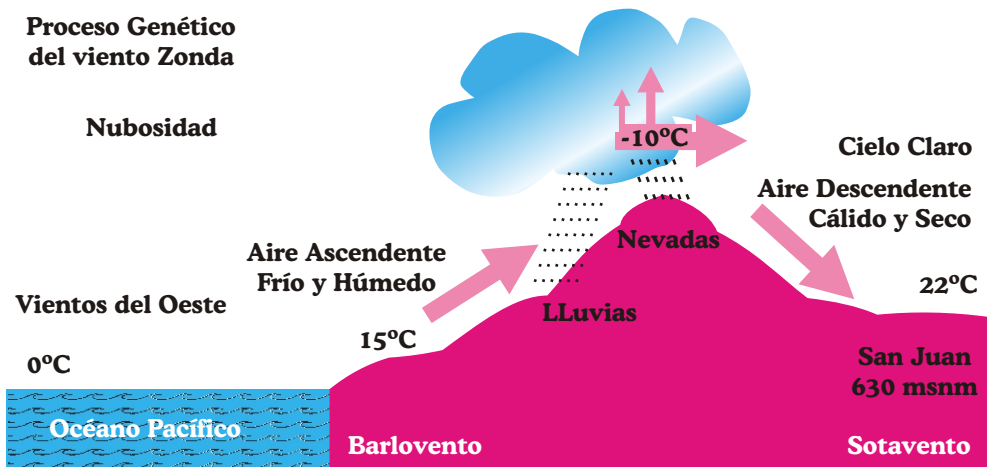
Vientos Típicos de Argentina

En Argentina, los vientos de denominación propia son: el ya mencionado Pampero, el viento Zonda y la Sudestada, el Chorrillero y el viento Blanco que se producen en regiones montañosas del noroeste. Se presenta también la Brisa de Mar y Tierra en el litoral Atlántico, de forma tal que la brisa diurna es del mar y la nocturna es de la tierra; brisa de Valle y Montaña en las regiones serranas, de valle durante el día y de montaña durante la noche y brisa Glaciar en regiones patagónicas y antárticas, corriente abajo del glaciar.

La circulación general de la atmósfera determina que, en algunas regiones del

país, existan vientos predominantes como por ejemplo los vientos del Oeste en la Patagonia y del sector Este en el Litoral y Mesopotamia.

En la Pampa Húmeda el viento del Norte, además de provocar un aumento de la temperatura, si es de regular a fuerte (50 km/h) puede producir un transporte y redistribución de la humedad que favorece la formación de tormentas. El viento del Este es generalmente portador de la humedad del Atlántico. El viento Sur, sostenido, indica la llegada de una masa polar y el viento del Oeste determina un descenso de la humedad.



Medición del Viento

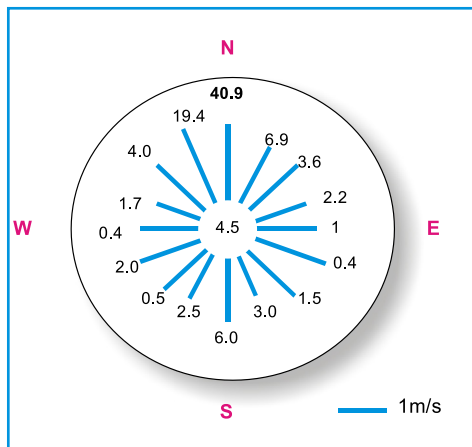
La dirección del viento se asigna de acuerdo con el lado de donde sopla. Es de dirección Oeste si la corriente de aire viene del Oeste.

Las observaciones demuestran que la dirección del viento varía continuamente alrededor de una dirección media.

Los registros diarios permiten establecer para cada lugar un diagrama polar que permite conocer los tiempos relativos expresados en tanto por ciento, durante los cuales el viento ha soplado en una dirección determinada.

Pueden establecerse esta clase de diagramas para lapsos variables. La longitud de los vectores es proporcional a la velocidad media del viento en la dirección considerada. Así se puede conocer la variación media del viento tanto durante un año como a lo largo del día.

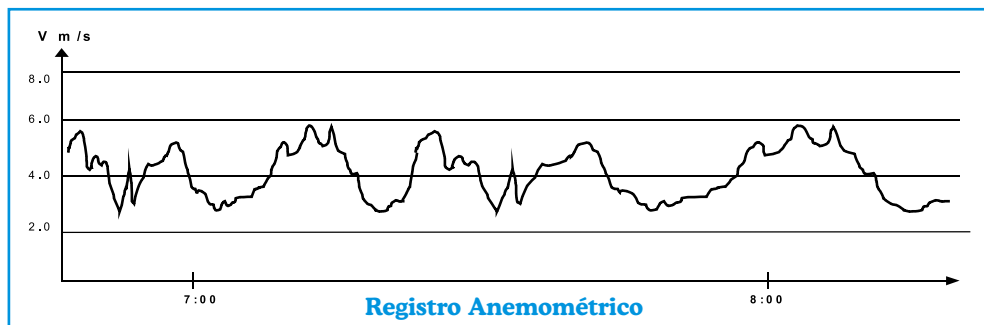
La velocidad del viento se determina con los anemómetros. Existen varios tipos, de rotación (cucharas de Papillon y Robinson, de aletas oblicuas de Jules Richard, de canalones de Ailleret),



anemómetros de presión (de bola y cuadrante, de tubo de Pitot, Best Romani, de ráfagas ERA, anemoclinómetro IMFL), anemómetros de sección variable (ventímetros, rotámetros).

Los anemómetros de rotación de cucharas de Papillon-Robinson son los que se encuentran prácticamente en todas las estaciones meteorológicas. Estos equipos son insensibles a velocidades menores a 1 m/s.

El de Richard es muy sensible pero sólo se utiliza en laboratorios.



Los anemómetros Best Romani tienen apreciaciones de tiempo inferiores a la décima de segundo permitiendo registros de velocidad casi instantáneos.

Para obtener las magnitudes fundamentales necesarias para el dimensiona-

miento de un equipo, se emplean anemómetros acoplados a aparatos registradores con el objeto de tener la variación de la intensidad del viento en función del tiempo.

Velocidades del Viento

Se ha establecido una escala de velocidades de vientos llamada Beaufort que las clasifica en 17 categorías.

Grados Beaufort	Nudos		m/s		km/h		Descripción	Presión s/superficie Plana en daN/m ²	
	de	a	de	a	de	a		de	a
0	<	1	0	0.2	<	1	Calma		
1	1	3	0.3	1.5	1.0	3.0	Ventolina	0.0	0.3
2	4	6	2.1	3.1	7.4	11.1	Brisa Suave	0.6	1.2
3	7	10	3.6	5.1	13.0	18.5	Brisa Leve	2	3
4	11	16	5.7	8.2	20.4	29.7	Brisa Moderada	4	9
5	17	21	8.8	10.8	31.5	38.9	Viento Refrescante	10	15
6	22	27	11.3	13.9	40.8	50.0	Viento Fuerte	17	25
7	28	33	14.4	17.0	51.9	61.2	Viento muy Fuerte	27	38
8	34	40	17.5	20.6	63.0	74.1	Temporal	40	55
9	41	47	21.1	24.2	76.0	87.1	Temporal Fuerte	58	76
10	48	55	24.7	28.3	89.0	101.9	Temporal muy Fuerte	79	104
11	56	63	28.8	32.4	103.8	116.8	Tempestad	108	137
12	64	71	32.9	36.5	118.6	131.6	Huracán	141	174
13	72	80	37.1	41.2	133.4	148.3		179	220
14	81	89	41.7	45.8	150.1	164.9		226	273
15	90	99	46.3	51.0	166.8	183.5		279	338
16	100	108	51.5	55.6	185.3	200.1		344	402
17	109	118	56.1	60.7	202.0	218.7	Ciclón	409	480

Las últimas columnas indican la presión media en daN/m^2 sobre superficies planas dispuestas perpendicularmente al viento, calculado como $p = 0.13 V^2$, siendo V en m/s

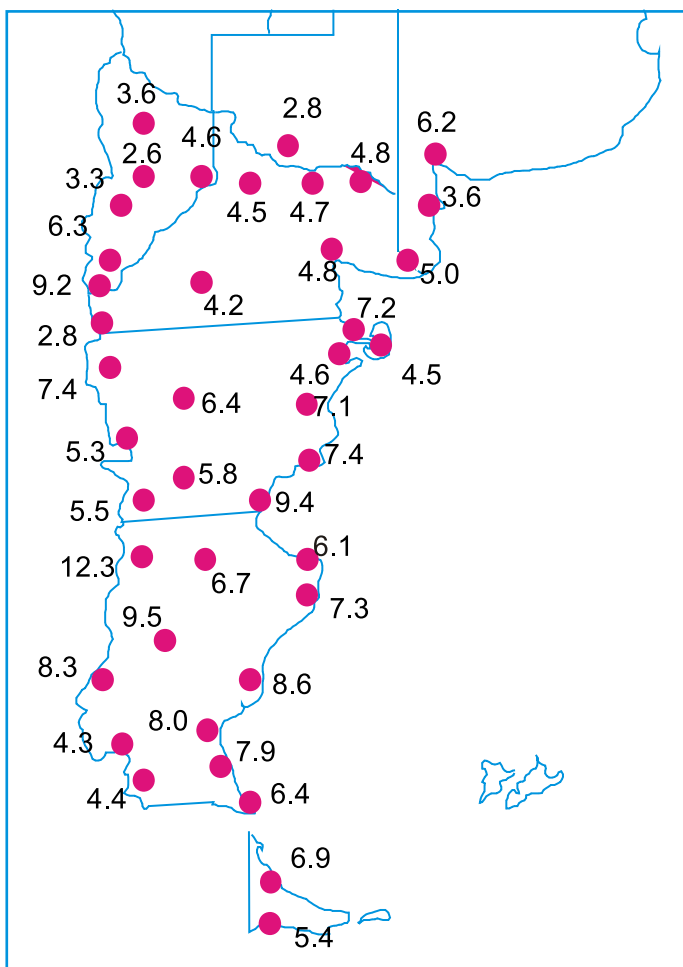
Las mayores velocidades de vientos se encuentran en los ciclones tropicales y

cerca de los 45° de latitud sur, (de 150 a 200 km/h)

La mayor velocidad registrada fue 416 km/h instantáneo, 338 km/h como promedio de 5 min, en New Hampshire EUA 12/4/34.

Fenómenos Observables

**Velocidad
media anual en
m/s a 10 m
sobre el nivel
de superficie
Atlas del
Potencial Eólico
del Sur
Argentino**



Grados Beaufort	Criterios de Apreciación en el Mar
0	Mar en calma
1	Se forman rizos con aspecto de escamas pero sin espuma en las crestas
2	Rizos cortos, pero pronunciados. Crestas con aspectos cristalinos que no se rompen
3	Grandes Rizos. Las crestas comienzan a romper. Espuma de aspecto cristalino
4	Las olas cortas se alargan
5	Se forman crestas en las ondas de aguas acumuladas e estanques y lagunas
6	Comienzan a formarse grandes olas. Las crestas de espuma blanca se forman por todas partes. Brumazones
7	Se agita y la espuma de blanca de las olas comienza a formar regueros
8	Olas altas de mayor longitud. Las crestas comienzan a pulverizarse en brumas. La espuma se escapa
9	Las olas muy altas comienzan a romperse. Las brumas reducen la visibilidad
10	Se rompen violentamente las olas muy altas. Masas de espuma. Superficie del agua blanca. Visibilidad pobre

Grados Beaufort	Criterios de Apreciación en Tierra
0	El humo se eleva verticalmente
1	El viento inclina el humo pero no hace girar las veletas
2	Las hojas se mueven. El viento se siente en el rostro, giran las veletas
3	Las hojas y ramas pequeñas se mueven continuamente. Las banderas de tejido suave se extienden
4	El viento levanta el polvo y papeles sueltos, las ramas se agitan
5	Los árboles pequeños frondosos empiezan a balancearse
6	Se mueven ramas grandes. Viben los hilos eléctricos, se oye el silbido. Resulta difícil utilizar el paraguas
7	Los árboles se agitan. Es molesto caminar contra el viento
8	Se rompen las ramas pequeñas. Se hace difícil caminar
9	Las ramas medianas se quiebran. Pequeños daños en las estructuras edilicias (se arrancan sombreretes de chimeneas, tejas de los techos, etc.)
10	Los árboles son arrancados de cuajo y daños estructurales considerables
> 11	Destrozos extensos. Techos arrancados, etc.

Circulación Atmosférica

La circulación atmosférica tiene lugar en la troposfera, zona inferior de la atmósfera que contiene 4/5 de la masa de ésta y cuyo espesor alcanza 7 km en el polo y 17 km en el ecuador. Tiene su origen en dos causas fundamentales.

La **radiación solar**, más intensa en los polos, es el factor más importante.

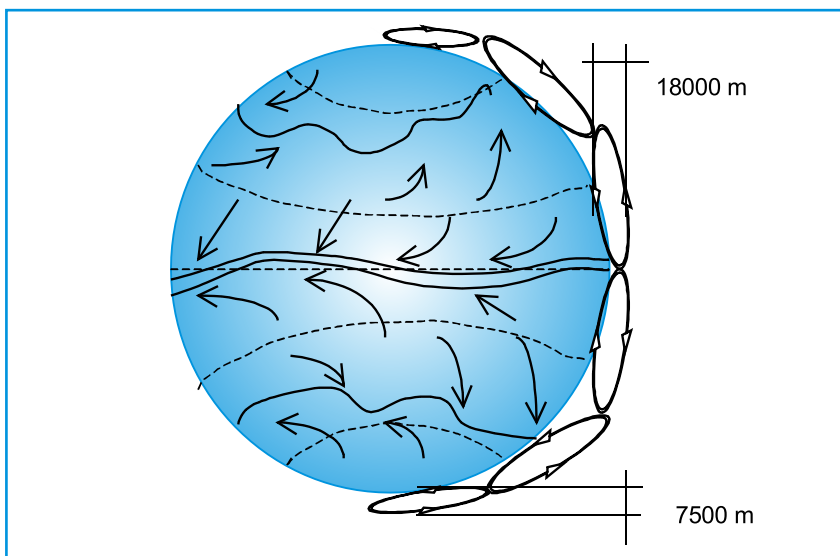
La **rotación de la tierra** que produce desvíos de los vientos hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur y por efecto centrífugo una sobre-elevación de la altura de la atmósfera en el ecuador.

La circulación general de la atmósfera como término medio, puede representarse esquemáticamente al nivel de la superficie terrestre como se señala en la figura.

En cada hemisferio se pueden distinguir tres núcleos más o menos individualizados: tropical, templado y polar.

Los núcleos tropicales, a ambas partes del ecuador, están separados por la zona de las calmas y bajas presiones ecuatoriales. Los núcleos templados están separados de los anteriores por zonas de altas presiones subtropicales y de los núcleos polares por ejes de depresión situados hacia los paralelos de latitud 60°.

El esquema presentado no es perfecto. El desigual calentamiento de los océanos y continentes, la existencia del relieve y las variaciones de las estaciones implican deformaciones y una partición de las zonas de altas y bajas presiones.



Variaciones Cíclicas de la Velocidad del Viento
Debidas a la Estación

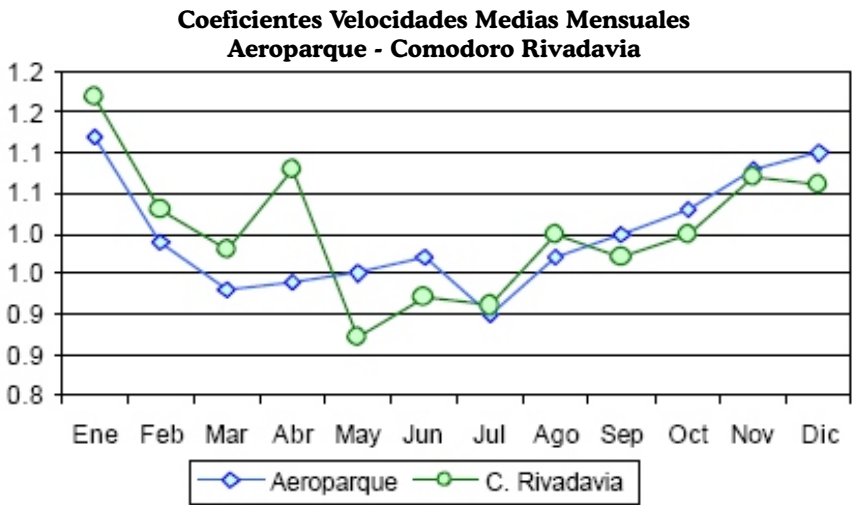
Como consecuencia del desplazamiento en la superficie de la tierra de las zonas de alta presión (anticiclones) y de zonas de baja presión, la velocidad y dirección del viento varía generalmente a lo largo del año. Las isostaquias de enero son

diferentes a las de julio.

Como la posición de las áreas ciclónicas y anticiclónicas dependen de la posición del sol respecto del ecuador, se observa una variación más o menos cíclica del viento en intensidad y en dirección.

Coefficientes mensuales de velocidad en la ciudad de Buenos Aires y en Comodoro Rivadavia (expresado en tanto por unidad en relación a la media)

Estación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Vel Media km/h
Aeroparque	1.12	0.99	0.93	0.94	0.95	0.97	0.90	0.97	1.00	1.03	1.08	1.10	16.6
C. Rivadavia	1.17	1.03	0.98	1.08	0.87	0.92	0.91	1.00	0.97	1.00	1.07	1.06	24.7

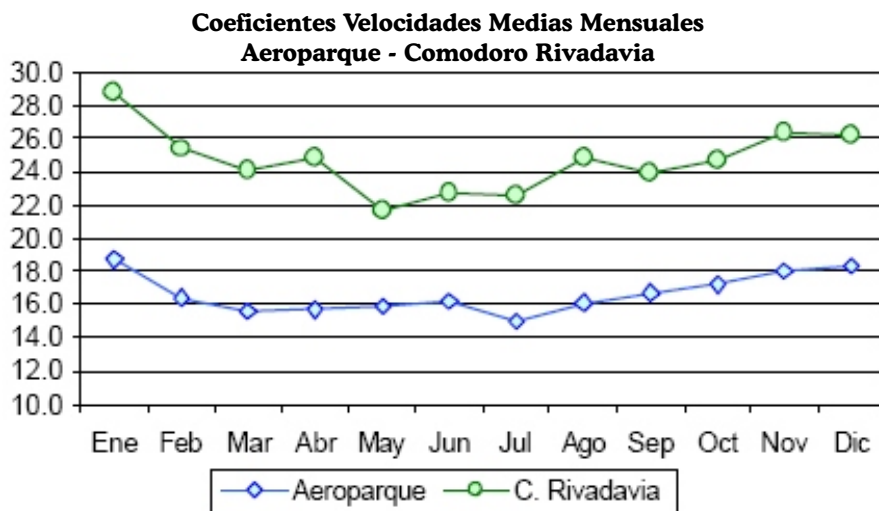


Como ya se expresó, la producción de energía es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

La variación de los coeficientes mensua-

les relativos a la energía es mayor que los coeficientes mensuales de velocidad.

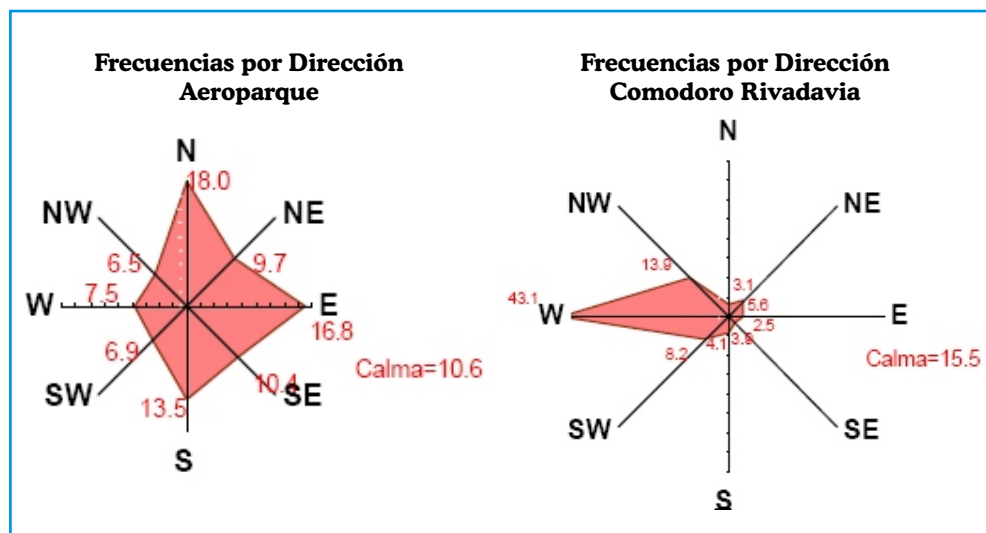
$(1.15)^3 = 1.52$ y $(0.85)^3 = 0.61$

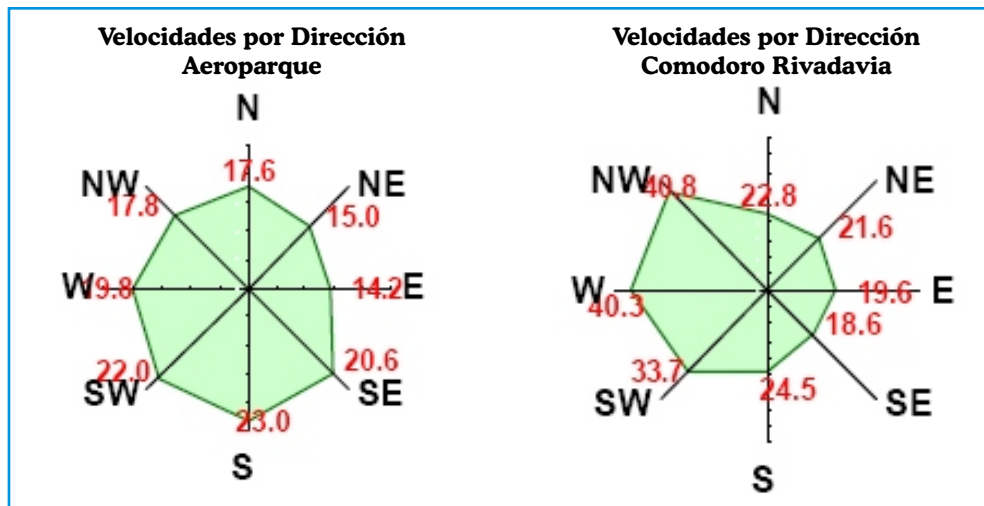


De aquí se deduce, que la energía susceptible de ser producida en un mes con coeficiente 1.15 es como mínimo el doble o el triple que la correspondiente

para un mes de 0.85.

Resulta interesante destacar otras características de las lecturas de estas Estaciones Meteorológicas.





Variaciones Diarias

Los vientos sufren oscilaciones diarias debido a efectos de convección. Siendo el calor específico de la tierra inferior al del agua, aquélla se calienta más rápidamente que el mar bajo el efecto de la radiación solar. Por ello, cuando el tiempo es bueno, se originan movimientos de convección sobre la parte continental. Durante el día se produce una corriente de aire en las proximidades del suelo, en el sentido del mar hacia la tierra. Por la tarde el fenómeno se invierte al enfriarse la tierra con más rapidez que el mar. Estos fenómenos se observan hasta a 50 km de la costa y alrededor de los grandes lagos.

En las montañas se originan brisas, a partir de las 10:00 hs el viento va del valle a la montaña por que los montes se calientan antes. Por la tarde la corriente se invierte.

Cabe aclarar, que la presencia de vientos dominantes pueden modificar sensiblemente las conclusiones indicadas sobre las brisas. Aquí el viento dominante se compone con las corrientes de convección para dar como resultante el viento real. Como las brisas dependen de los fenómenos térmicos, se deduce que también se producen variaciones diarias más o menos cíclicas en la intensidad y dirección del viento.

Variaciones de la Velocidad y Dirección del Viento en Intervalos Cortos

Los registros anemométricos muestran que la velocidad instantánea del viento varía continuamente en magnitud y

dirección. En intervalos de tiempo muy cortos, como un segundo, la velocidad puede duplicarse y la dirección variar

considerablemente.

El movimiento del aire puede considerarse como la superposición de un viento de velocidad uniforme y de turbulencias.

Con anemómetros de precisión se han determinado variaciones en la velocidad del viento de 23 m/s a 37 m/s en un cuarto de segundo, acompañada de una variación de dirección de 20° (14m/s con 20° en 0.25s)

Un remolino simple cuya velocidad tangencial es V , arrastrado por la corriente uniforme V_m da origen a una oscilación de velocidad y dirección según la fórmula:

$$V = V_m + V$$

Cuando V_m y V son del mismo sentido, la velocidad es máxima. Cuando V_m y V

son de sentido opuesto, la velocidad es mínima.

La relación V/V_m varía habitualmente entre 0.3 y 0.4.

En la hipótesis de que V sea constante podemos escribir

$$V_{\max} = V_m + V$$

$$V_{\min} = V_m - V$$

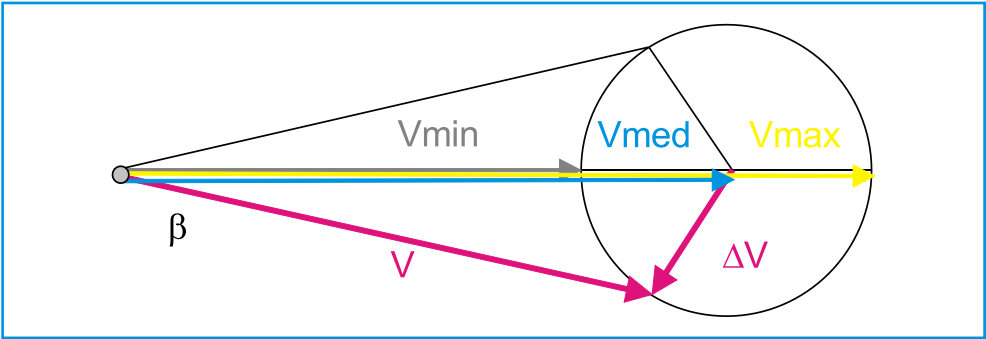
De aquí se deduce

$$V_m = (V_{\max} + V_{\min}) / 2$$

$$V = (V_{\max} - V_{\min}) / 2$$

Si se designa por β al ángulo que forma V_m con la dirección de la velocidad instantánea V , la oscilación máxima puede calcularse por la expresión:

$$\text{sen } \beta = V / V_m$$



En la tabla pueden observarse los resultados de la regla de composición citada y observaciones realizadas por L. Vadot en la Banne d'Ordanche.

Vmáx (m/s)	Vmín (m/s)	Desvío Observado	Desvío Calculado
53.0	39.0	8°	9°
36.5	19.7	22°5'	24°
20.5	11.0	178°	19°

Las observaciones demuestran que los desvíos en sentido vertical son de 5 a 10 veces más pequeños que los desvíos horizontales.

Turbulencia del Viento

Se define así a la relación entre el desvío típico y la velocidad máxima. En el hemisferio Norte se registran valores medios del orden del 10 al 12% mientras

Las fluctuaciones más molestas son los cambios de dirección que tienen lugar en el plano horizontal.

que para Comodoro Rivadavia este valor se ubica en valores superiores al 17%

Variación de la Velocidad del Viento con la Altura

El aumento de la velocidad del viento, a medida que nos separamos del suelo, es un fenómeno bien conocido. Así de 2 m/s a 20 m de altura la velocidad del viento pasa a 7 u 8 m/s a 300 m de altura.

La reducción de la velocidad en las proximidades del suelo se debe a la reducción experimentada por la vegetación, construcciones y obstáculos de otras clases.

Las determinaciones meteorológicas nos demuestran que el crecimiento relativo de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro.

Varios autores han propuesto la siguiente expresión para representar la ley de variación de la velocidad del viento:

$$V/V_o = (H/H_o)^n$$

Siendo V_o la velocidad observada a la altura H_o y V la velocidad observada a la

altura H .

Generalmente se toma para H_o el valor 10m; n es un coeficiente que varía desde 0.10 a 0.40.

También se puede aplicar la siguiente ley logarítmica:

$$V/V_o = \log(H/z_o) / \log(H/z)$$

Donde z_o es la longitud relativa de la rugosidad del suelo.

En la tabla se indican los valores de z_o y n en función de rugosidades diversas.

Se debe destacar que las alturas H y H_o no son relativas al suelo, sino respecto a un nivel de viento nulo. Esta puede ser por encima de los tallos de los cereales o la altura de ramaje de los árboles.

Puede plantearse la relación entre z_o y n siguiente:

$$n = 0.04 \ln z_o + 0.003 (\ln z_o)^2 + 0.24$$

Como la energía susceptible de ser captada es proporcional al cubo de la velocidad, se deduce que la relación entre las energías disponibles a H metros y a Ho metros sobre el suelo viene dada por la expresión

$E/E_o = (H/H_o)^{3n}$ con $0.30 < 3n < 1.20$

Por lo tanto será de gran importancia para recoger el máximo de potencia colocar a los generadores lo más alto posible.

Tipo de terreno	zo en m	n
Liso (mar, arena, nieve)	0.001-0.02	0.10-0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0.02-0.3	0.13-0.20
Rugosos (bosques, barrios)	0.3-2	0.20-0.27
Muy Rugoso (ciudades, altos edificios)	2-10	0.27-0.40

Estudio Estadístico de los Vientos

Con los registros anemométricos se puede deducir la curva de velocidad ordenada y las curvas de frecuencia

mensual. La confección de estas curvas es indispensable al momento de evaluar un proyecto.

Curva Ordenada Anual de Velocidades

En abscisas, se lleva la duración anual durante la cual los vientos tienen una velocidad superior a un valor determinado, que se representa en ordenadas.

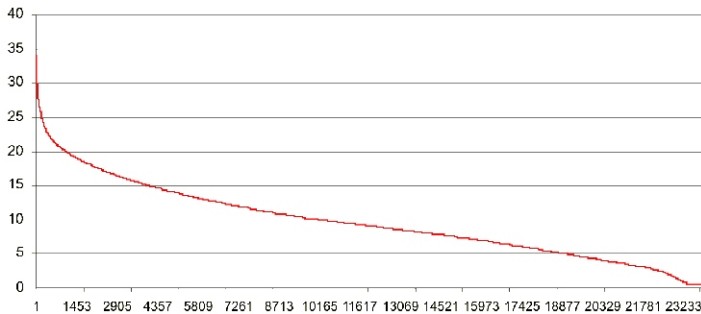
Esto se hace para cada período de observación de un año. Así se puede confeccionar una curva interanual de vientos clasificados, si las observaciones se refieren a varios años.

permiten clasificar las velocidades características en los distintos períodos bajo análisis.

Con algunas lecturas obtenidas en una estación de Comodoro Rivadavia, cuyo anemómetro se encuentra a 40 m de altura, se han construido algunas curvas demostrativas del comportamiento del viento en esa zona.

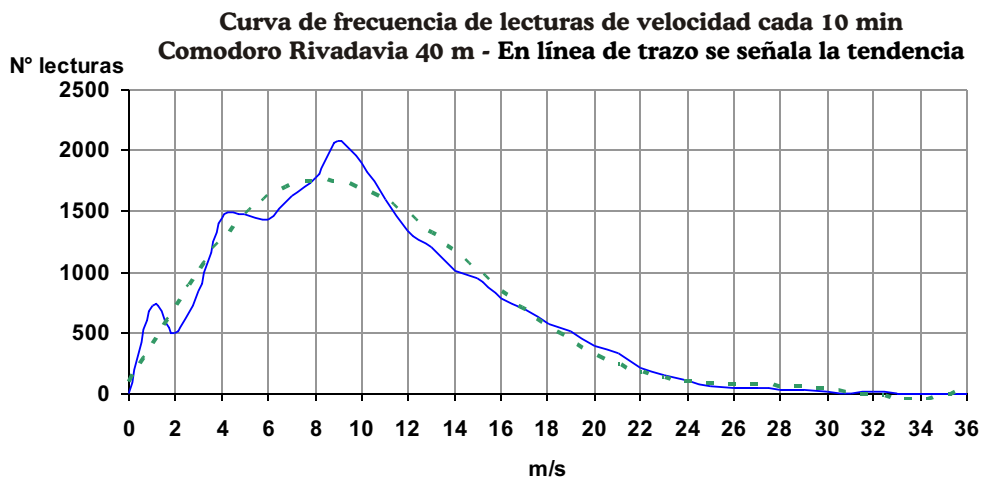
Por simple lectura, las curvas anuales

Curva Ordenada de Velocidades Comodoro Rivadavia 40m



Curva de Frecuencia Anual de Vientos

Esta curva puede deducirse de la anterior. Generalmente presenta uno o dos máximos.



Estudio de los Períodos de Calma y Vientos Improductivos

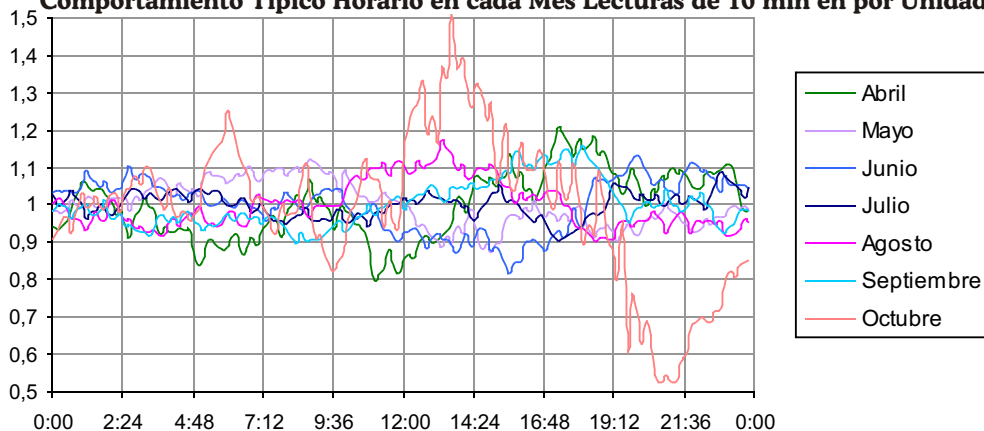
Los anemómetros, habitualmente utilizados, no brindan indicación alguna por debajo de los 2 m/s. A estos períodos se les llama períodos de calma.

En eólica es interesante conocer las

características relativas a los períodos durante los cuales la velocidad del viento ha sido inferior a 3 y 5 m/s.

Los generadores eólicos no arrancan por debajo de estos valores.

Comportamiento Típico Horario en cada Mes Lecturas de 10 min en por Unidad

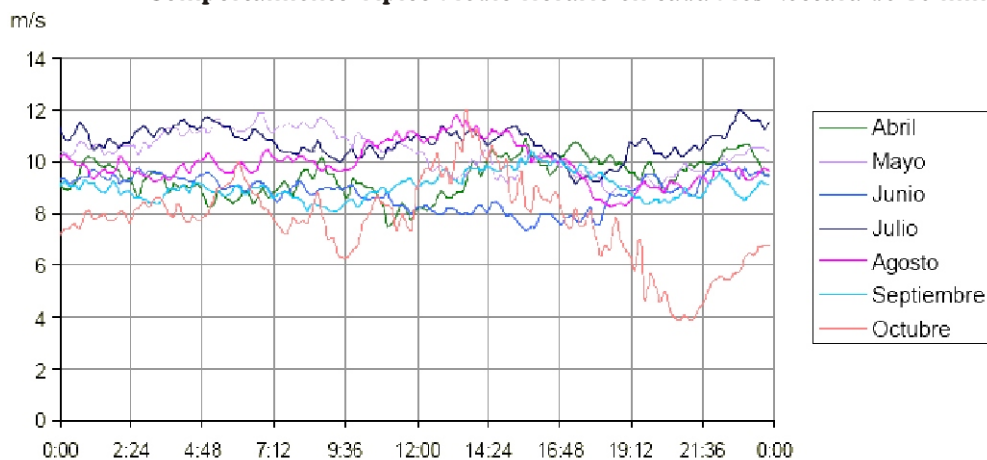


Con las lecturas existentes de la estación referenciada a 40m de altura se han verificado que de 23904 lecturas, 3513 se hallan por debajo de los 4 m/s y 1085 por encima de 20 m/s. Esto equivale a

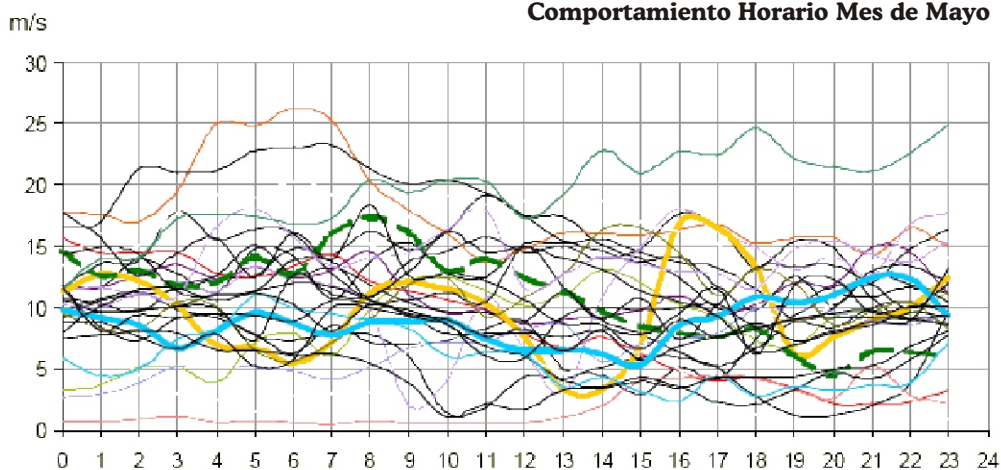
19% de tiempo improductivo.

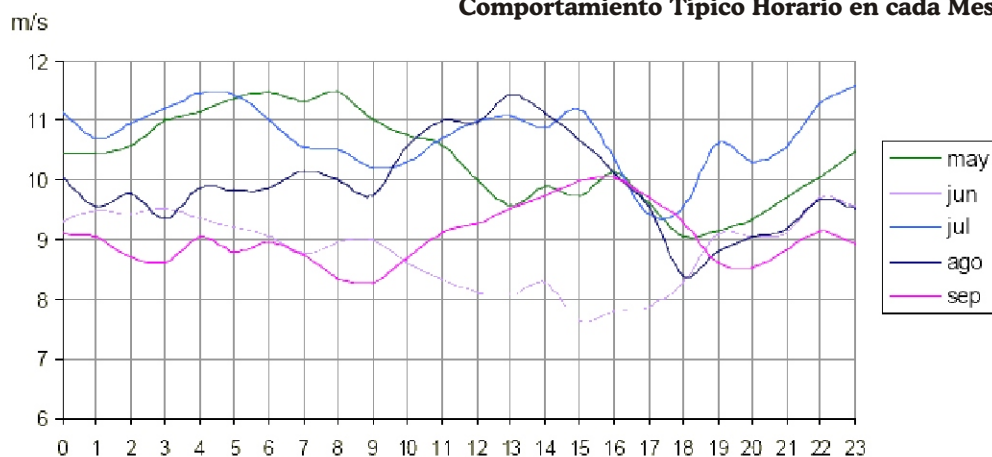
Con esos mismos datos existentes se han determinado distintos comportamientos que graficamos por interés didáctico.

Comportamiento Típico Medio Horario en cada Mes Lectura de 10 min



Comportamiento Horario Mes de Mayo

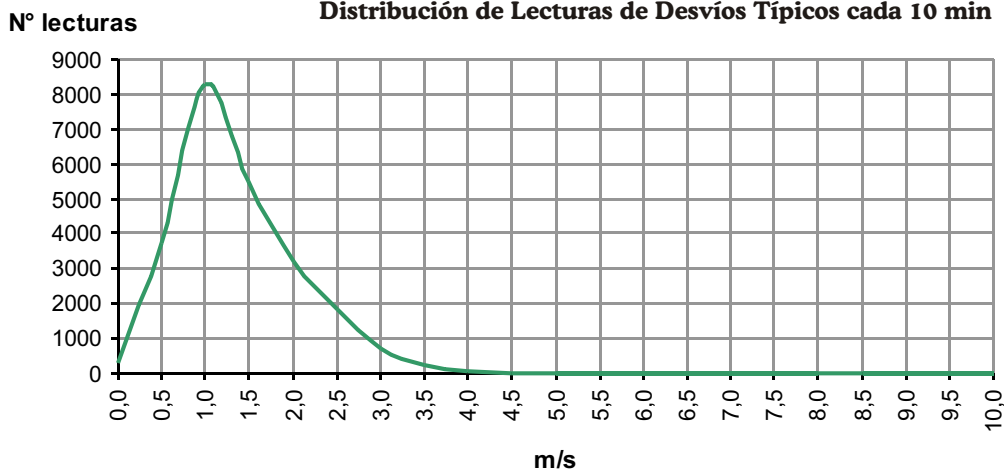


Comportamiento Típico Horario en cada Mes

El análisis de la variación de la velocidad del viento en períodos cortos de tiempo es muy importante.

En la gráfica que sigue se ha representa-

do la frecuencia de variación del desvío típico de la velocidad en lecturas de 10 min a 40 m de altura.

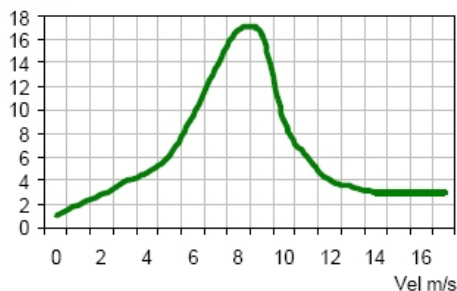
Distribución de Lecturas de Desvíos Típicos cada 10 min

Curvas de Energías Disponibles

La potencia suministrada por el viento es proporcional al cubo de la velocidad. De este modo, puede obtenerse la curva de energía para cada abscisa haciendo el cubo de las ordenadas de la curva monótona de velocidad.

La forma es similar a la monótona pero su pendiente es más acentuada. El conocimiento de la curva permite determinar la energía capaz de generarse. Ésta es proporcional al área comprendida entre el sistema de ejes y la curva V^3 .

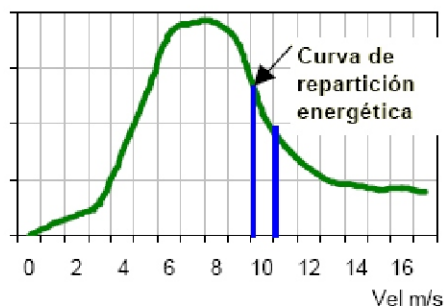
Frecuencia
% horas año



$$E = \int_0^t P dt + K \int_0^t V^3 dt$$

También, se pueden trazar las curvas de repartición de la energía en kWh/m² en función de la velocidad del viento para intervalos de 1 m/s. Estas curvas permiten advertir la importancia de los vientos, de intensidad comprendida entre los valores útiles dados, bajo el punto de vista de la producción energética.

kWh/m²



Energía Eólica Realmente Utilizable por los Aerogeneradores

Los aerogeneradores arrancan a partir de una determinada velocidad del viento. Para ciertos tipos, esta velocidad de arranque puede ser muy pequeña, del orden de 2 m/s (Savonius). Para otros, es un tanto más importante, 3 m/s y hasta 5 m/s. De esto se deduce que la energía del viento cuya velocidad es menor a un cierto valor V_m no es

utilizable.

Lo mismo sucede con la energía de vientos de gran intensidad que suponen un peligro para la misma instalación. Durante esos períodos se suspende el funcionamiento del aerogenerador.

Los equipos, además, están dotados con dispositivos reguladores que entran en

juego y mantienen constante la velocidad de rotación a partir del momento en que el viento supera una velocidad V_n llamada velocidad del viento nominal.

Si el viento tiene una velocidad superior a V_n , sin llegar a V_t , la máquina rota a una velocidad equivalente a la velocidad V_n .

La potencia proporcionada por el aerogenerador permanece constante e igual a la potencia nominal (potencia capaz de ser producida por la instalación en funcionamiento permanente).

Coeficiente de utilización referido a la velocidad media.

Para facilitar el cálculo de la energía capaz de generarse en un lugar dado a partir de la velocidad media del viento, los investigadores han estudiado la relación entre la energía del viento susceptible de ser suministrada por una máquina y la energía calculada tomando el cubo de la velocidad media.

$$K_u = \frac{V_N^3 (T_2 - T_1) + \int_{T_2}^{T_3} V^3 dt}{V^3 T}$$

Este factor, que designaremos por K_u se expresa por la relación anterior.

V = velocidad media ($V = 1/T \int_0^T V dt$)

v = velocidad instantánea

V_n = velocidad nominal de la máquina

T_1 = Tiempo durante el cual la velocidad del viento es superior a la velocidad máxima del viento V_m capaz de ser

soportada por la máquina

T_2 = Tiempo durante el cual la velocidad del viento es superior a la velocidad nominal del viento V_n para la que se ha calculado el generador eólico.

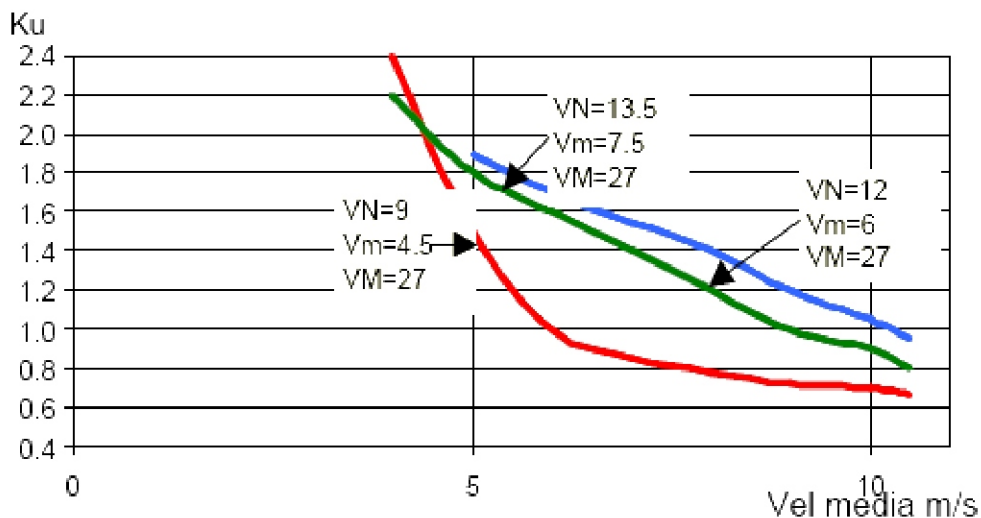
T_3 = Tiempo durante el cual la velocidad del viento es suficiente para que el generador produzca energía

En el gráfico que sigue se representan las curvas de variación de la relación K_u existente entre la energía capaz de ser suministrada por una máquina determinada y la energía calculada a partir del cubo de la velocidad media.

El conocimiento del coeficiente K_u permite obtener la energía capaz de ser suministrada en lugares donde sólo existen anemómetros totalizadores. Es necesario además que la variación K_u haya sido determinada para la región a partir de registros anemométricos de estaciones próximas sometidas a vientos de similares características.

La correspondencia entre las velocidades medias, la potencia media teóricamente disponible y la producción anual son aproximadamente las que se observan en la tabla.

V m/s	Potencia Media W/m ²	Producción Anual kWh/m ²
3	20	180
4	40	350
5	80	700
6	140	1300
7	220	1900
8	320	2800



Variaciones de la Velocidad del Viento

La característica técnica más significativa de la electricidad generada por sistemas eólicos es su variabilidad en el tiempo. Si bien las escalas de tiempo de interés tienen un rango amplio, para los analistas de sistemas eléctricos el rango

de interés yace entre las decenas de minutos y años.

En la tabla siguiente se observan las escalas de tiempo de interés para sistemas de generación eólicos por parte de los distintos actores.

Rango de Tiempo	Interesado	Razón de Interés
Decenas de segundos	Proyectista de las Turbinas	Resistencia estructural contra cargas inducidas por el viento, vibraciones estructurales y fallas de componentes. Posibles fluctuaciones de tensión y frecuencia.
Decenas de minutos u horas	Operador del Sistema de Potencia	Capacidad de seguir o compensar la variación de potencia entregada por el sistema eólico. Pronóstico de vientos.
Día	Sistema de Potencia	Predictibilidad de un ciclo diario y la potencia asociada con algunos regímenes de viento. Correlación con la curva de demanda diaria.
Mes	Planificador	Predictibilidad de las variaciones estacionales y salidas de potencia de la mayoría de los regímenes de viento. Correlación y operación con la curva de demanda estacional.
Año	Operador del Sistema y Comunidad financiera	Predictibilidad de la salida de potencia anual de la mayoría de los regímenes de vientos. Capacidad de cubrir déficit en un año eólico promedio.
Plurianual	Comunidad Financiera	Variabilidad interanual y capacidad de cubrir déficit en un año eólico inferior de lo previsto.

Teoría General de Hélices

Nociones de Aerodinamia

Los generadores eólicos, utilizados para captar la energía del viento, pueden clasificarse en dos categorías diferentes: los de eje horizontal y los de eje vertical.

La teoría de Betz, que se expone más adelante, se aplica esencialmente a las

máquinas de eje horizontal. Sin embargo, el rendimiento de los generadores eólicos de eje vertical se calcula con relación a la potencia máxima recuperable calculada por Betz.

Teoría de Betz

La teoría global del generador eólico de eje horizontal fue establecida por el alemán Betz.

Betz supone que el aerogenerador se ubica en un sector de aire animado, donde delante de la máquina la velocidad es V_1 y detrás V_2 .

Como la energía que se obtiene es a costa de la energía cinética del aire, la velocidad V_2 es necesariamente inferior a V_1 . Por lo que, para que la masa permanezca constante necesariamente la vena se ensancha.

La igualdad que se puede plantear a partir de la incompresibilidad del aire es:

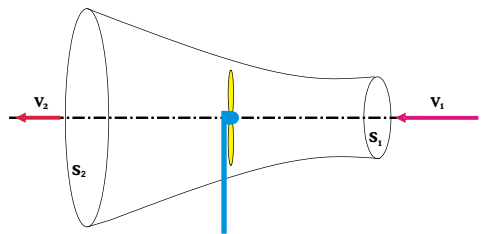
$$S_1 V_1 = S V + S_2 V_2$$

La fuerza que ejerce el generador sobre el aire en movimiento es, según Euler:

$$F = \rho Q (V_1 - V_2) = \rho S V (V_1 - V_2)$$

La potencia, absorbida por la fuerza F , cuyo punto de aplicación se desplaza a la velocidad V respecto de las moléculas del aire en movimiento es:

$$P = F V = \rho S V^2 (V_1 - V_2)$$



Si asumimos que la potencia absorbida es igual a la variación Δt de la energía cinética de la masa de aire que atraviesa por segundo, el generador resulta:

$$\Delta t = \frac{1}{2} \rho S V (V_1^2 - V_2^2) = P = \rho S V^2 (V_1 - V_2)$$

De donde puede deducirse que:

$$V = (V_1 - V_2) / 2$$

Valor que sustituido en las ecuaciones de F y P conduce a las siguientes expresiones:

$$F = \frac{1}{2} \rho S (V_1^2 - V_2^2)$$

$$P = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2)$$

Si estudiamos la variación de la potencia recogida en función de la velocidad residual V_2 después de haber pasado por el generador suponiendo constante la

velocidad del viento V_1 antes del paso, debemos calcular la derivada $\delta P / \delta V_2$

$$\delta P / \delta V_2 = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - 2V_2^2 V_1 - V_2^2)$$

esta derivada admite 2 raíces al igualarse a 0: $V_2 = -V_1$ (que no tiene sentido) y $V_2 = V_1/3$ que es un punto característico.

Si suponemos que la velocidad V_2 , luego del generador es 0, se puede suponer que se obtendría el máximo de potencia,

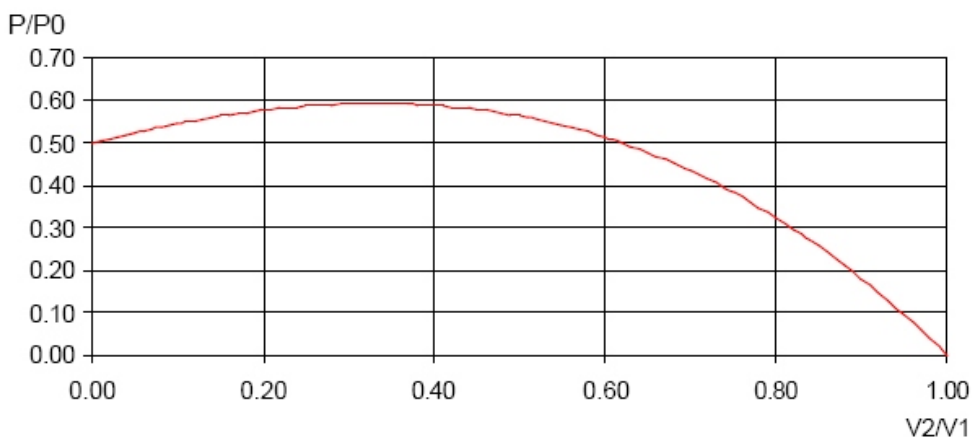
resultando:

$$P_0 = 8/27 \rho S V_1^3$$

La relación entre la potencia obtenida del viento y la máxima obtenible ante un viento no perturbado por el pasaje a través de la hélice sería:

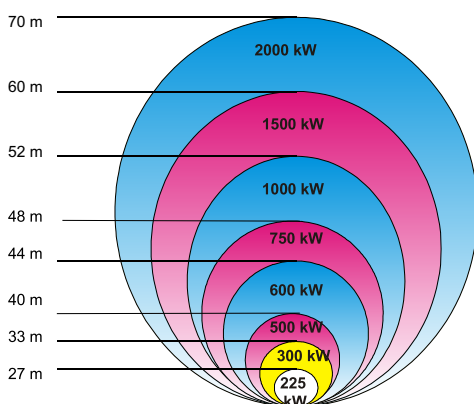
$$(P/P_0) = \frac{1}{2} (1 - (V_2/V_1)^2) (1 + V_2/V_1)$$

Si graficamos P/P_0 en función de V_2/V_1 obtenemos:



Podemos ver que la función tiene un máximo en $V_2/V_1 = 1/3$ y que el máximo valor de potencia obtenible es de 0.5926 o 16/27 del total de la potencia que posee el viento

De acuerdo con las verificaciones realizadas con los equipos modernos la potencia a obtener en grupos eólicos de 2 palas se ubica en $P = 0.10 D^2 V^3$ $P = \text{kW}$, $D = \text{m}$ y $V = \text{m/s}$. El coeficiente 0.10 puede alcanzar 0.13 para diámetros superiores a 60 m.



Máquinas Eólicas



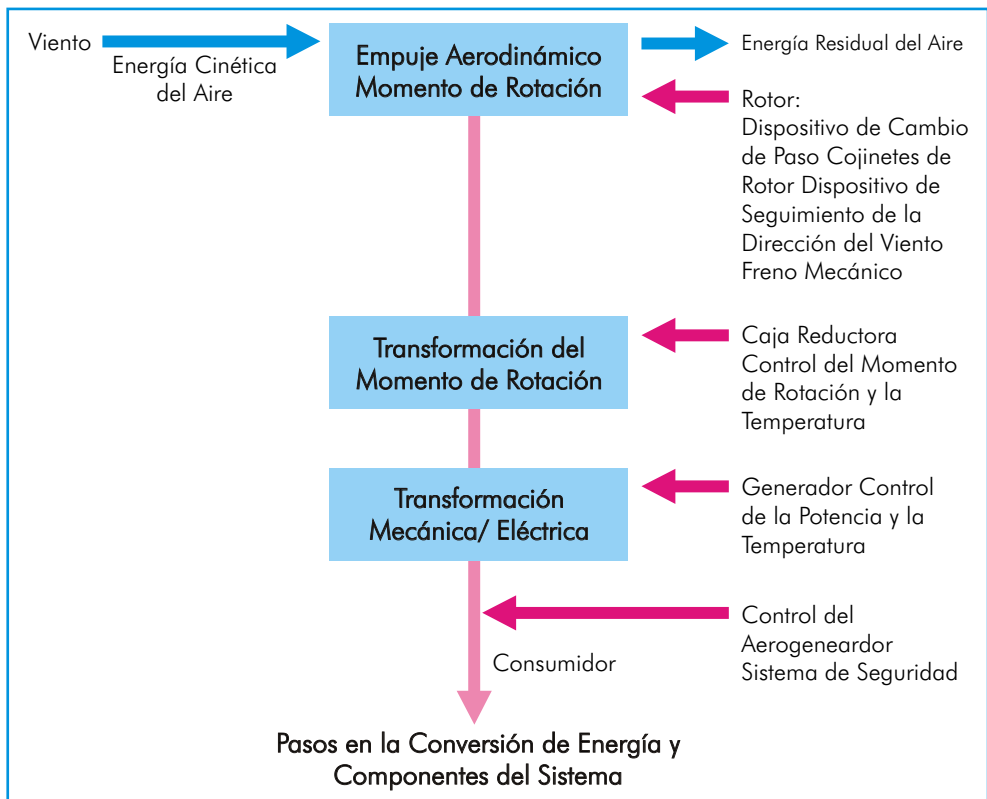
Recordamos, como se describió, que la potencia disponible en un área de fluido gaseoso es proporcional al cubo de la velocidad del gas, pero aumenta sólo linealmente con el valor del área expuesta, vale decir, con el cuadrado del radio del molino.

Consecuentemente la velocidad del viento disponible en una región será el factor determinante en la viabilidad del empleo del recurso eólico con fines energéticos prácticos.

Por otra parte, una máquina eólica puede convertir en energía mecánica, (como se demostró) sólo una parte de la

energía del aire que incide sobre sus palas. La teoría de los molinos de eje horizontal demuestra que, como máximo, $16/27$ de la energía del viento se puede transformar en energía mecánica de las palas, valor que en máquinas avanzadas se reduce a un 30% de la energía del fluido.

En las gráficas siguientes se esquematizan los pasos principales en el proceso de conversión de la energía del viento a energía eléctrica en un generador eólico y las pérdidas de eficiencia que se producen en cada paso hasta la entrega de electricidad al pie del generador.



La tecnología de las máquinas eólicas experimentó avances importantes en los últimos 100 años. En este lapso, se introdujeron nuevos diseños donde los molinos tradicionales de eje horizontal y muchas palas, que pueden operar con bajas velocidades de viento pero con muy pobres valores de eficiencia, dejaron de ser la única alternativa.

Las experiencias que comenzaron a llevarse a cabo sobre máquinas de pocas palas demostraron que las mismas podían alcanzar velocidades de rotación mucho mayores para una

velocidad dada de viento. Por ejemplo, una máquina de dos o tres palas que opera con un viento de 10 m/s entrega más del quintuple de potencia mecánica que un molino lento de muchas palas.

En la mayor parte del planeta, donde existen vientos de 3 a 7 m/s, se pueden emplear máquinas lentas de tipo multipala para bombeo de agua o tareas de molienda, por el bajo requerimiento de potencia que esta clase de dispositivos tiene para su puesta en marcha, pero la baja eficiencia de conversión no permite su aplicación

para la generación de energía eléctrica.

Las máquinas eólicas empleadas para la generación de energía eléctrica, se pueden clasificar en dos grandes grupos, según el eje de rotación de las palas sea horizontal o vertical.

Los molinos de eje horizontal han sido los más utilizados tradicionalmente, pero en los últimos años las máquinas con eje vertical han adquirido importancia creciente.

Si bien se han construido máquinas comerciales de varios MW con diámetros de pala de más de 100 m, las mejores relaciones costo-beneficio se obtienen con aerogeneradores del orden de los 300 a 7000 kW.

En este tipo de molinos, los costos de instalación se ubican en el orden de los 1000 a 1200 u\$s/kW, siendo posible obtener

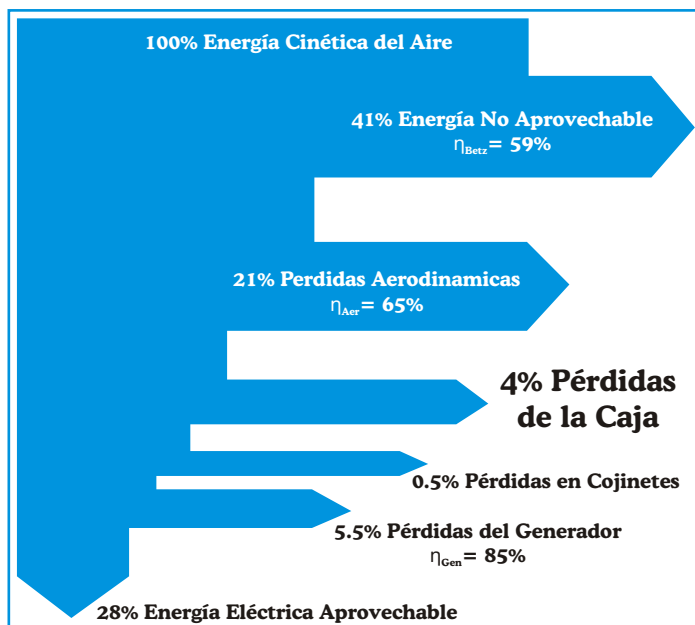
energía eléctrica con un costo de producción del orden de 0.045-0.055 u\$s/kWh, costo de operación y mantenimiento aprox. = 0.01 u\$s/kWh.

Este modo de generación es competitivo en el caso de sitios aislados de la red que cuenten con buena disponibilidad del recurso.

Por su parte la generación eléctrica de base mediante aerogeneradores es viable desde el punto de vista de la disponibilidad del recurso primario, en distintas áreas del planeta; los cálculos y estimaciones sobre la capacidad total de esta forma de generación indican que la misma podría contribuir significativamente al menú energético de

Entre sus ventajas se destaca que no es necesario reorientarlas cuando cambia la dirección del viento y que se dispone del sistema de generación eléctrica en la parte inferior de la estructura con la consiguiente simplificación de las tareas de reparación y mantenimiento.

Existen en el mercado generadores eléctricos basados en molinos de viento en el rango de potencia que va desde una fracción de kW hasta varios MW.



algunas naciones, pero su horizonte es muy limitado en otras.

Sin embargo, la disponibilidad del recurso no es el único factor a tomar en cuenta, existen todavía algunos problemas técnicos por superar para que pueda considerarse la participación de este tipo de máquinas para la generación en gran escala.

En primer lugar, la dispersión del recurso y la necesidad de utilizar áreas de recolección muy grandes obligan a pensar en formas de optimizar al aprovechamiento. Al respecto, existen dos aproximaciones al problema: la que contempla la instalación de un número importante de máquinas de porte intermedio para generar de ese modo una potencia aceptable y la que propone centrar los esfuerzos en el desarrollo de máquinas de gran diámetro.

Los defensores del concepto de la "granja eólica", experiencia llevada a cabo desde hace ya algunos años en Estados Unidos y en Dinamarca, destacan la gran confiabilidad de los molinos pequeños y su bajo costo de capital. Por el contrario, los que prefieren la idea de desarrollar grandes máquinas hacen hincapié en los problemas de operación y mantenimiento que se pueden llegar a presentar en una planta de 4000 MW que genere esa potencia mediante 2.000 molinos de 2.000 kW cada uno.

A favor de los molinos de gran porte, se señala que su construcción en serie abarataría considerablemente los costos

y que ese hecho, junto con la menor exigencia de gastos de operación y mantenimiento, daría una mejor rentabilidad. Sin embargo, los esfuerzos mecánicos que deberán satisfacer las máquinas proyectadas requieren emplear en su construcción materiales de propiedades mecánicas extremadamente altas para las cuales el costo es mayor.

Por último, y también como en el caso de la energía solar, para que la utilización del recurso eólico resulte atractivo, aplicado a la generación de base, será necesario establecer un sistema de almacenamiento y distribución de los excedentes disponibles durante períodos de sobreoferta de energía eólica que permita desacoplar la demanda energética de la generación. Esta exigencia y el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas que permitan aumentar el rendimiento de los molinos a un costo razonable son dos metas a cumplir para que se puedan concretar instalaciones de base que utilicen como fuente primaria de energía el recurso eólico.

A fines de 1999, la potencia eólica instalada en el mundo llegaba a 13.932 MW con una producción cercana a los 30 TWh ($f_c = 0.25$). Los recursos mundiales por energía eólica se calculan en 53000 TWh. En nuestro país, se encuentran varios generadores y parques. Considerando el ingreso del último parque sw Comodoro Rivadavia de 10.6 MW, la potencia instalada eólica en nuestro país es de 27.4 MW.



Ciudad	Provincia	Operador	N° de Molinos	Potencia kW	Puesta en Marcha	Viento Prom m/s	Modelo
Comodoro Rivadavia	Chubut	PECORSA	2 *250	500	Ene-94	11.2	MICON M530-250
Comodoro Rivadavia	Chubut	SCPL Comodoro Rivadavia	8* 750	6000	Sep-97	11.2	MICON NM750-44-40
Comodoro Rivadavia	Chubut	SCPL Comodoro Rivadavia	16*660	10560	2001	11.1	GAMMESA-VESTAS
Cutral Có	Neuquén	Copelco	1*400	400	Oct-94	7.2	MICON M50-400/100
Punta Alta-Pehuencó	Buenos Aires	Coop Pta Alta	1*400	400	Feb-95	7.3	MICON M750-400/100
Punta Alta - Bajo Hondo	Buenos Aires	Coop Pta Alta	3*600	1800	Dic-98	7.3	AN BONUS
Pico Truncado	Santa Cruz	Municip de Pico Truncado	2*600	1200	Feb-01	9	ENERCONE E-40
Rada Tilly	Chubut	Coagua	1 *400	400	Mar-96	10.8	MICON 750-400/100
Tandil	Buenos Aires	Cretal	2*400	800	May-95	7.2	MICON M750-400/100
Darragueira	Buenos Aires	Coop Darregueira	1*750	750	Oct-97	7.3	MICON NM 750-44-40
Mayor Buratovich	Buenos Aires	Coop Buratovich	2*600	1200	Oct-97	7.4	BONUS 600/44-3
Claromecó	Buenos Aires	Coop. Claromecó	1*750	750	Dic-98	7.3	MICON NM750-48-46
Gral Acha	La Pampa	Coop de Gral Acha	1*900	900	Dic-01		MICON
Total				25660			

Proyectos Registrados

Ciudad	Provincia	Operador	Potencia kW
Gral. Acha	La Pampa	Coop de Gral Acha	900
Bahía Blanca	Buenos Aires	CEEBA SA	117 000
Puerto Madryn	Chubut	ENARSA	60 000
Rada Tilly	Chubut	Rada Tilly Milenio	6 600
Olavarría I	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Olavarría II	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Olavarría III	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Olavarría IV	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Pigüé	Buenos Aires	Vendaval	80 000
Bahía Blanca I	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Bahía Blanca II	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Bahía Blanca III	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Bahía Blanca IV	Buenos Aires	Vendaval	100 000
Punta Alta	Buenos Aires	Vendaval	120 000
Mayor Buratovich	Buenos Aires	Vendaval	10 000
Pedro Luro	Buenos Aires	Vendaval	60 000
Carmen de Patagones	Buenos Aires	Vendaval	8 000
Puerto Madryn I	Chubut	Vendaval	100 000
Puerto Madryn II	Chubut	Vendaval	100 000
Puerto Madryn III	Chubut	Vendaval	100 000
Puerto Madryn IV	Chubut	Vendaval	100 000
Pampa Salamanca	Chubut	Vendaval	80 000
Pampa del Castillo	Chubut	Vendaval	40 000
Valle Hermoso	Chubut	Vendaval	40 000
Sarmiento	Chubut	Vendaval	20 000
Sierra Tecka I	Chubut	Vendaval	100 000
Sierra Tecka II	Chubut	Vendaval	100 000
Trevelín I	Chubut	Vendaval	100 000
Trevelín II	Chubut	Vendaval	100 000
Aimogasta	La Rioja	Vendaval	80 000
Total			2 322 500

Características de Funcionamiento de los Generadores Eólicos

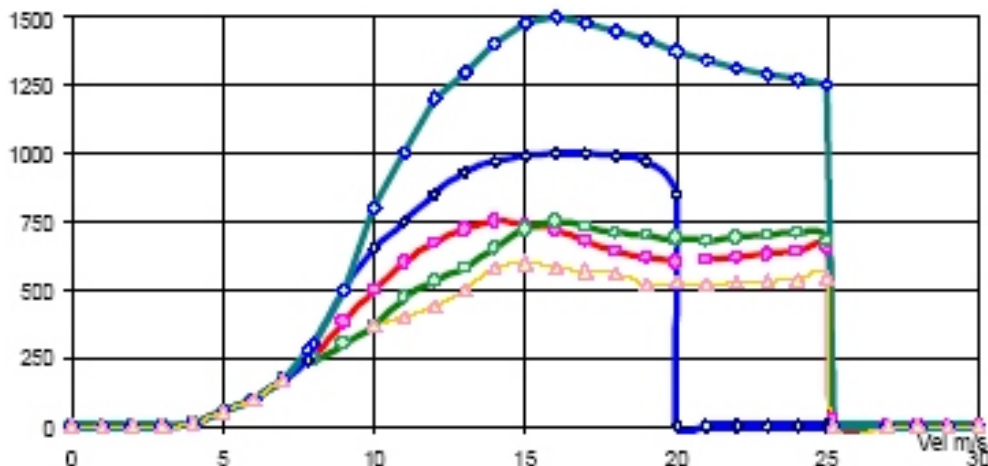
La característica principal de funcionamiento de una turbina eólica es su Curva de Potencia, que nos da la relación de la potencia eléctrica de salida en función de la velocidad del viento.

El comportamiento medio de la Curva de Potencia puede ser dividido en cuatro regiones características en función de la velocidad del viento tal como se detalla en la tabla siguiente.

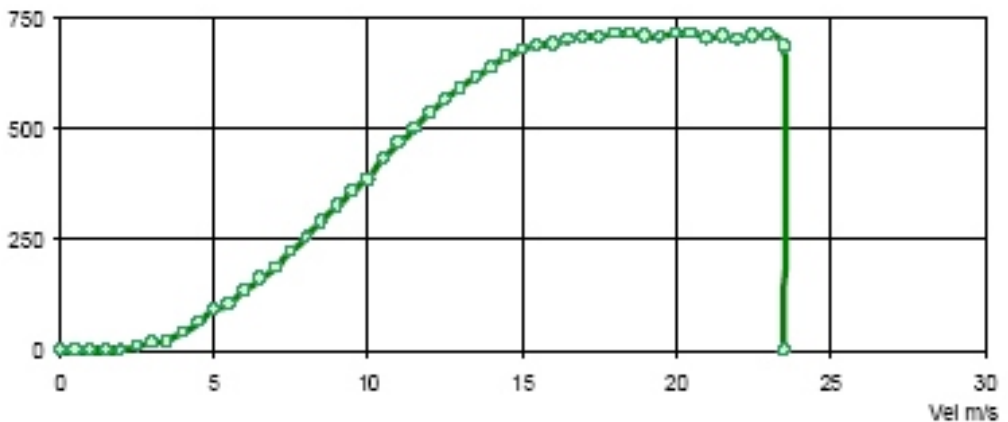
Región de Operación	Rango de Velocidad Típica [m/seg]	Característica Operativa
Región 1	0 - 4	Vientos demasiados débiles para producir potencia eléctrica
Región 2	4 - 12	Producción de electricidad creciente con la velocidad del viento
Región 3	12 - 20	Producción de electricidad constante al valor de placa
Región 4	20 - 25	Sin producción eléctrica. Los vientos son demasiados energéticos para justificar aumentar resistencias y costos para un pequeño número de horas al año. La turbina permanece parada

Las gráficas que se agregan corresponden a distintos equipos comerciales, existentes en plaza actualmente, puede observarse que en éstos su comportamiento se corresponde con la clasificación característica señalada. Tienen una velocidad inicial donde comienzan a

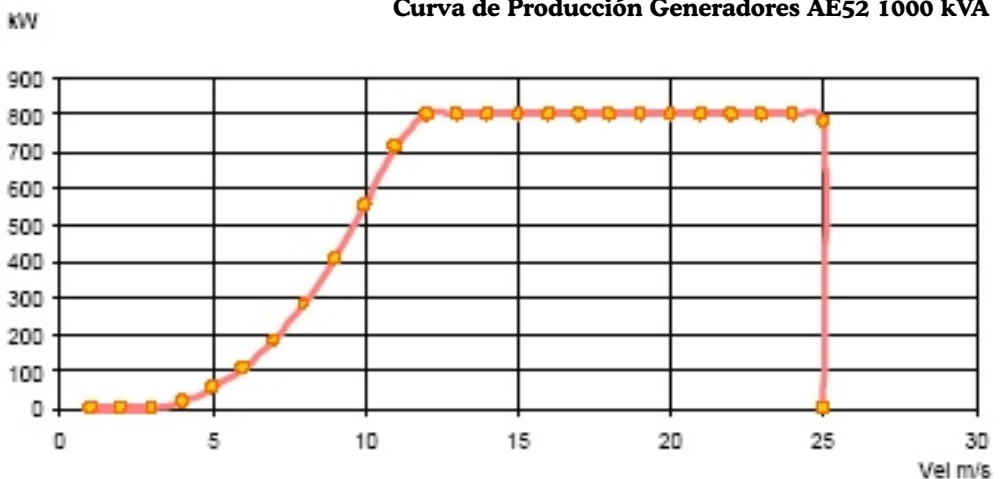
entregar potencia, cercana a los 4 a 5 m/s, alcanzan su potencia nominal a los 15 - 16 m/s y tienen una velocidad máxima admisible de operación, que para algunos equipos es de 25 m/s y mientras que otros se detienen al alcanzar los 20 m/s.



Curva de Producción Generadores Instalados Coop. Comodoro Rivadavia



Curva de Producción Generadores AE52 1000 kVA



Utilización de Máquinas Eólicas - Granjas

Utilización de las Turbinas Eólicas

Actualmente las turbinas eólicas se utilizan fundamentalmente para la generación eléctrica en diversas regiones del mundo. Las mismas se proyectan

y construyen en una gran variedad de escenarios.

Sus aplicaciones pueden dividirse en tres clases.

Granja Eólica

Una granja eólica produce energía eléctrica por medio de un gran número de turbinas eólicas dispuestas próximas entre sí, ésta es inyectada a la red en el punto de conexión. Los rangos normales de potencia para las turbinas eólicas oscilan entre 300 y 750 kW (35 a 50 metros de diámetros de rotor). Desde la perspectiva de un flujo de potencia eléctrico, esta generación actúa en paralelo con la generación convencional para suministrar energía eléctrica a la demanda. Las turbinas requieren algún tipo de asistencia de la red eléctrica, ya sea desde una simple referencia de frecuencia hasta el reactivo que necesitan para su funcionamiento (generadores asincrónicos).

La disposición física de la granja puede consistir en centenares de máquinas, que entregan potencias del orden de las decenas y centenas de MW.

El Grado de Penetración Eólica (GPE), es el indicador que mide el porcentaje de generación eólica frente al total generado. Existe consenso en aceptar 7% como un valor aceptable de GPE, aunque existen sistemas que operan con valores del orden del 10 y hasta del 15%, pero frente a parques convencionales adecuados para la operación en conjunto.

$$\text{GPE} = \frac{\text{Potencia Eólica}}{\text{Potencia Eólica} + \text{Potencia Convencional}}$$

EN EUA se acepta hasta un 15% de

modo de no alterar la calidad de la potencia entregada.

Este porcentaje se relaciona con el efecto que la variabilidad del viento provoca en la producción del generador eólico, aunque también se debe considerar la tecnología eólica aplicada, las características y limitaciones operativas de la generación convencional, los sistemas de control que integran la operación eólica-convencional y la capacidad y longitud de las líneas que vinculan la generación con la demanda.



1.- **Generación Aislada**, son aquellas que no están conectados a una red eléctrica. El número y el tamaño de los generadores es generalmente menor (1 a 100 kW).

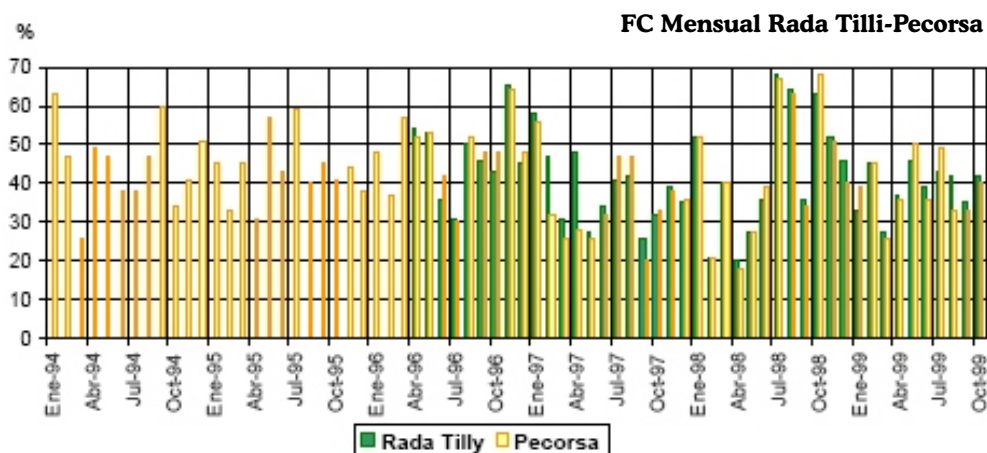
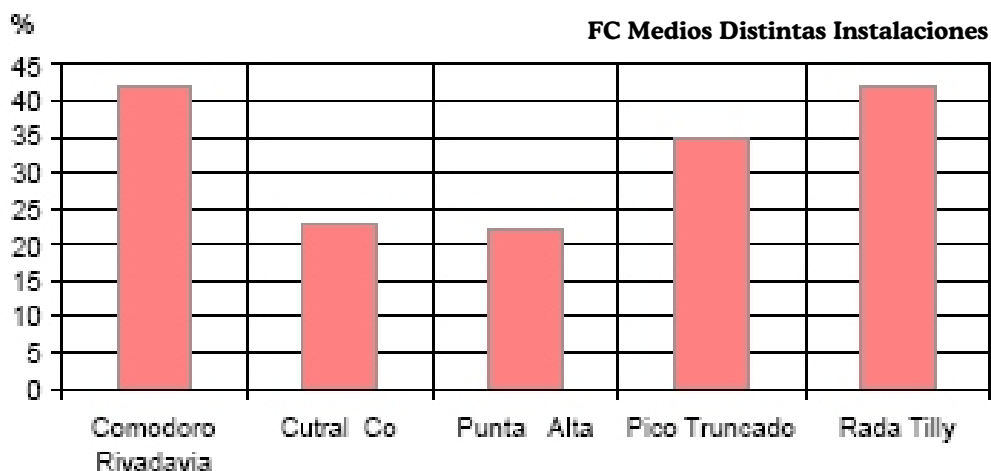
2.- **Sistemas Híbridos**, son usados fundamentalmente cuando no hay red eléctrica. El número y el tamaño de los generadores eólicos se reduce (1 a 50 kW) y se integran fuertemente con otros sistemas de potencia (arreglos eólicos-solares-hidro-diesel, etc).

Factor de Carga

El Factor de Carga es un indicador de la productividad de una unidad o de un parque de generadores. Se define como la relación entre la energía producida y la producible.

A nivel mundial se considera como muy buenos los factores que son del orden del 24 a 30%. En la zona Sur de nuestro país se han verificado instalaciones con valores muy superiores.

$$FC = \frac{\text{Producción de energía en un período de tiempo}}{\text{Potencia Nominal} * \text{horas del período considerado}}$$



Confiabilidad - Disponibilidad

La confiabilidad de las turbinas eólicas mejoró enormemente en los últimos años debido al mejor conocimiento de la naturaleza del viento, del avance tecnológico para producir mejores materiales y diseños y de la mayor experiencia en la operación. El avance no sólo se verificó en los elementos constituyentes de la turbina sino también en todo lo referido a los sistemas de

control.

La confiabilidad de los equipos normalmente se mide a través del tiempo medio entre fallas, el tiempo medio de reparación, el costo de resolver las fallas y también midiendo la disponibilidad.

Aquí existen algunas alternativas. Estos índices llegan hoy en día a valores del orden del 98 %.

Disponibilidad Total (DT) = Horas que la turbina es capaz de generar / horas del período analizado

**Disponibilidad Operativa (DO) = Horas reales de operación /
/ horas con velocidad dentro del rango de operación**

Proyecto	Ubicación	DO
Pecorsa	Comodoro Rivadavia	99.20
Scpl	Comodoro Rivadavia	99.20
Copelco	Cutral Có	96.00
Cretal	Tandil	98.70
Punta Alta	Punta Alta	98.00
Coagua	Rada Tilly	99.50
Darragueira	Buenos Aires	99.00
Buratovich	Buenos Aires	84.70

La Predicción del Viento

Si bien el viento es variable, no es completamente aleatorio. En escalas de tiempo, que son relevantes para los operadores de sistemas de potencia, el viento es estadísticamente predecible (en el mismo sentido que la demanda lo es). El grado de exactitud dependerá de entender la naturaleza del viento, de la exactitud de las mediciones, de la capacidad de las herramientas matemáticas y computacionales y del período de tiempo que se quiere predecir.

Pronosticar la velocidad y la duración de los vientos para planificar el despacho diario de todo el sistema, es un área de investigación que se encuentra muy activa.

El pronóstico de vientos, en las escalas de meses y años, se usa para realizar las proyecciones de la energía producida esperada, que formarán la base para el financiamiento y la ubicación de la granja eólica.

Correlación con la Demanda

La demanda tiene una componente predecible muy significativa. Así es que la demanda diaria y mensual pueden ser comparadas tanto con los registros históricos como con la potencia eólica esperada diaria y mensual correspondientes. Si existe una correlación, se le

podrá asociar al sistema eólico un valor de capacidad además del de energía. Cuanto mayor sea la correlación mayor será la confiabilidad en la potencia eólica que servirá para cubrir parte de la demanda.

Producción de una Turbina Eólica

Hay grandes diferencias entre las características eléctricas de corto plazo(segundos a minutos) de la producción de una turbina eólica y de un parque eólico. Sobre gran parte del rango de operación, la generación eléctrica de una turbina se corresponde estrechamente con las características del flujo de viento incidente en la misma. La inercia del rotor compensa fluctuaciones temporales del viento, del orden de los segundos o menos. Dependiendo

del sistema de control, las fluctuaciones del viento con períodos mayores a los segundos, pueden ser reproducidas en fluctuaciones de la potencia de salida. El sistema de control puede contribuir al alisado de la potencia generada. Esto ocurre cuando las velocidades de los vientos son suficientemente altas como para que el sistema de control module la eficiencia de la aerodinámica de los álabes para mantener la salida de potencia a su valor de placa.

Producción de una Granja Eólica

La producción eléctrica de una granja es mucho más alisada que la de una turbina individual. El grado de alisado dependerá de la extensión geográfica de la granja eólica, de la velocidad promedio del viento, de las características de los sistemas de control y del tipo de terreno (influencia la distribución de velocidad) donde se instala la granja.

La razón fundamental para que se produzca este alisado, es que la estructura del soplido del viento, tanto espacial como temporal, se encuentra menos correlacionada a medida que las distancias entre turbinas se hace mayor.

Con respecto a las fluctuaciones de una sola turbina, una completa falta de correlación implicaría que las fluctuaciones en la producción eléctrica de una granja son reducidas por la raíz cuadrada de máquinas no correlacionadas de la granja que contribuyen a la potencia de salida.

Si se tienen diversas granjas instaladas, el mismo principio de alisado puede aplicarse a la potencia generada por todas las granjas (falta de correlación entre las fluctuaciones de los vientos incidentes en las diversas granjas).

Calidad de Potencia

Los operadores y planificadores de un sistema eléctrico están interesados en las características técnicas del fluido eléctrico, denominado la calidad de la potencia. Los parámetros de calidad tienen que ver con:

- ✖ La variabilidad de la generación eléctrica
- ✖ El factor de potencia

Operación de Generadores Eólicos

La generación eólica difiere de la generación convencional en un cierto número de importantes aspectos:

- 1.- El “combustible” viento es una fuente intermitente de energía.
- 2.- El “combustible” viento tiene una alta variabilidad.
- 3.- El parque eólico debe ubicarse donde se encuentra el recurso viento que puede o no estar cerca de la demanda o de la red de transmisión. Los sitios muy buenos pueden estar más lejos de la demanda que los sitios que están disponibles para competir con las fuentes de combustibles fósiles.
- 4.- Los sistemas eólicos tienen un factor de capacidad bajo (0.2 al 0.4) respecto de los sistemas convencionales.

Esta naturaleza intermitente y variable del viento (puntos 1 y 2) puede causar problemas al sistema eléctrico, con relación al grado de calidad y confiabili-

- ✖ La distorsión armónica
- ✖ Las fluctuaciones de tensión
- ✖ Las desviaciones en la frecuencia

Con la excepción de su intermitencia, las características técnicas de la potencia eléctrica suministrada por una moderna granja eólica son comparables con aquéllas suministradas por una central de generación convencional.

dad que debe tener el suministro de energía eléctrica. Como los costos económicos, sociales y políticos asociados a una falta de suministro de energía son muy altos, tradicionalmente se resiste a considerar que una fuente intermitente pueda ofrecer potencia firme.

Los parques eólicos se están convirtiendo rápidamente en una gran fuente de generación a escala de una central eléctrica convencional. Esto se debe a que sus costos por unidad de energía disminuyeron sensiblemente en esta última década. Pero para que puedan integrarse sin problemas a un sistema eléctrico de potencia se deben tener en cuenta algunos factores.

Uno de los principales aspectos que interviene en este análisis de intermitencia es la incerteza en el pronóstico del viento, con el agravante de que la potencia varía con el cubo de la velocidad del viento, por lo tanto un error del 5% en el pronóstico del viento conlleva

un error del orden del 16% en la potencia producida.

El sistema eléctrico debe tener por lo tanto una reserva de generación convencional que tenga en cuenta la posibilidad de no disponer de potencia eólica en determinados períodos. Si hipotéticamente se tuviera un pronóstico exacto del viento, el sistema no necesitará tener un respaldo para el parque eólico, encontrándose así un ahorro al evitar exceso de generación.

El sistema como un todo tiene entre otros, dos objetivos contrapuestos:

- ✖ Brindar un servicio con una aceptable confiabilidad.
- ✖ Operar al más bajo costo.

La confiabilidad es proporcional a la cantidad de reserva en línea. Poca reserva viola las restricciones de confiabilidad, mucha reserva viola el objetivo de minimización de costos.

Cuando se calculan los márgenes de reserva de la operación, es usual que a

las eólicas se les asigne poco o ningún valor de capacidad. Si la granja eólica es vista entonces como una potencia no firme, las centrales convencionales deberán proveer la capacidad firme para respaldarla. Si la modularidad de una granja eólica puede ser pronosticada, la capacidad de respaldo podrá ser minimizada.

La potencia eólica puede predecirse, aunque el pronóstico no sea exacto. La energía eólica no pronosticada puede ser usada para desplazar energía suministrada por centrales convencionales que siguen la demanda. Sin embargo, a medida que la generación eólica se vuelve económicamente más competitiva, es importante saber cuánto es el valor de capacidad del viento, ya que sin este valor la generación eólica tiene una mínima contribución a la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, un pronóstico exacto permitirá contar con la potencia de las granjas eólicas, reduciendo costos sin disminuir la confiabilidad.

Predespacho y Reserva Rotante

En un sistema eléctrico, la generación siempre procura equilibrar en forma instantánea a la demanda. Para ello se debe coordinar la salida de potencia, de una variedad de fuentes energéticas independientes, con su tensión y frecuencia correctas. Si un generador sale de servicio imprevistamente y no hay una potencia que compense esta pérdida, todo el sistema puede colapsar (blackout). Para evitar este desbalance el

sistema deberá contar con una reserva de potencia rotante.

Las turbinas eólicas generan en forma intermitente. Si la potencia suministrada a la red por este tipo de generación es importante, dicha intermitencia puede desequilibrar al sistema.

Una estrategia para suavizar las fluctuaciones de potencia del parque eólico es asignar una reserva rotante de genera-

dores convencionales que la compense, por lo que la generación eólica se hará menos efectiva desde el punto de vista del costo. Con un pronóstico perfecto de los vientos, la energía eólica puede reemplazar a la energía convencional MWh por MWh.

Podrá observarse aquí la importancia que tiene disponer de pronósticos de calidad con una anticipación suficiente para permitir las maniobras sobre el equipamiento convencional sin necesidad de mantener una gran proporción de potencia rotante.

El predespacho (proceso de decidir cuáles son las unidades que deberán estar disponibles para generar) involucra estudios en una escala de tiempo mayor. La cantidad de tiempo que un generador requiere para ir de un estado no operacional a un estado de producción eléctrica varía según el tipo. Un ejemplo de unidad de arranque rápida puede ser una TG cuyo tiempo puede ser de algunos minutos. Un ejemplo de unidad de arranque lento es una central de combustión externa o nuclear que requiere horas o días.

La demanda se cubre a través de una combinación de unidades de arranque lento y rápido. Se debe planificar al menos con un día de anticipación para tener suficiente capacidad de unidades de arranque lento conectadas al sistema y así poder cubrir el pico de la carga del día siguiente.

Para minimizar los costos se van cargan-

do las unidades según sus costos crecientes de generación (orden de mérito) con factores de capacidad decrecientes para centrales con elevados costos. Las unidades de arranque lento tienen asociado un costo fijo alto con un costo operacional bajo la relación es recíproca para las unidades de arranque rápido. El objetivo buscado es minimizar el costo total de producción de energía eléctrica satisfaciendo la demanda y cumpliendo con los requisitos de confiabilidad del sistema.

Se debe tener, tanto como sea posible, capacidad de unidades de arranque lento para cubrir la demanda. Sin embargo despachar mucha de esta capacidad tiene su costo. Cuando se considera el valle de la demanda, la suma de potencias de estas unidades (aún estando en sus mínimos operacionales) puede exceder este valor y como consecuencia se deberá vender dicha energía sobrante o sacar de servicio alguna unidad. Hay restricciones de operación por los tiempos que se requieren para enfriar y arrancar nuevamente las unidades de arranque lento, siendo que éstas no pueden simplemente salir de servicio en el valle de la demanda para ponerse en funcionamiento en el pico. En contraste con el problema de poner unidades de más, se tiene el problema de poner unidades de menos, con lo que las máquinas más caras estarían operando más tiempo que el debido.

Cuando se consideran fuentes intermi-

tentes, el predespacho óptimo se vuelve aún más complicado. Si la generación eólica es importante con relación a la potencia total del sistema, se debe balancear el riesgo de no considerar a la capacidad eólica como firme con el riesgo de predespachar un exceso de capacidad de unidades lentas.

Entonces, desde el punto de vista del predespacho, el beneficio que se obtiene de tener un pronóstico exacto es poder optimizar la cantidad de unidades de arranque lento minimizando el riesgo de producir poca o mucha energía de bajo costo.

Una planificación de la generación, estará entonces ligada a la planificación de la generación eólica que estará ligada al pronóstico de los vientos.

Cuanto más exacto dicho pronóstico mejor se podrá integrar la potencia eólica a todo el sistema, sin necesidad de mayor reserva de respaldo del

parque eólico.

Un pronóstico inexacto causa problemas. Si es optimista (los vientos previstos son mayores que los reales, por lo que la potencia eólica obtenida es menor que la calculada) el margen de reserva será demasiado bajo. Este déficit de capacidad disminuirá entonces la confiabilidad, pudiendo causar mayores costos al sistema. En forma inversa, el objetivo de confiabilidad puede ser excedido cuando el pronóstico es pesimista (los vientos previstos son menores que los reales, por lo que la potencia eólica obtenida es mayor que la calculada), es decir habrá unidades predespachadas de más, resultando un exceso de capacidad rotante. El exceso de confiabilidad no es un problema en sí mismo, pero da como resultado un punto no óptimo de operación incrementando innecesariamente los costos operacionales.

CAPÍTULO 2

Principios de Funcionamiento de la Máquina de Inducción Como Generador

Analizando la máquina sincrónica como motor, se tiene que las fuerzas magneto motrices debidas a los campos estatóricos y rotóricos dan por resultado un flujo giratorio en el entrehierro.

Este flujo común giratorio determina la inducción, en cada fase del estator, de una fem E_1 de frecuencia f_1 (la de la red) y

valor eficaz

$$E_1 = 4,44 k f_1 N_1 \varphi$$

donde k es un valor que depende de la distribución de los bobinados y φ es el flujo en el entrehierro y, en el rotor o secundario induce una fem de expresión

$$E_{2s} = 4,44 k_2 f_2 N_2 \varphi$$

siendo $f_2 = s f_1$, se puede expresar

$E_{2s} = 4,44 k_2 s f_1 N_2 \varphi$ que se puede poner como $E_{2s} = s E_2$ de donde se puede inducir que, si se invierte el signo del deslizamiento, se invierte el sentido de la fem inducida.

Si, mediante un motor acoplado a un motor síncrono se hace girar el rotor en el mismo sentido del campo giratorio, a una velocidad superior a la de sincronismo, el deslizamiento cambia de signo entonces, el sentido de la fem inducida en las fases del rotor se invierte, al igual que la corriente que ésta determina, y la máquina pasa a funcionar como generador, cediendo a la red, a la que está conectada, la potencia que desarrolla el motor de accionamiento.

Tal circunstancia, evidentemente no se da si en la máquina no existe previamente el campo magnético giratorio, lo cual exige que la red suministre a la máquina de inducción, la corriente magnetizante que excita el campo magnético.

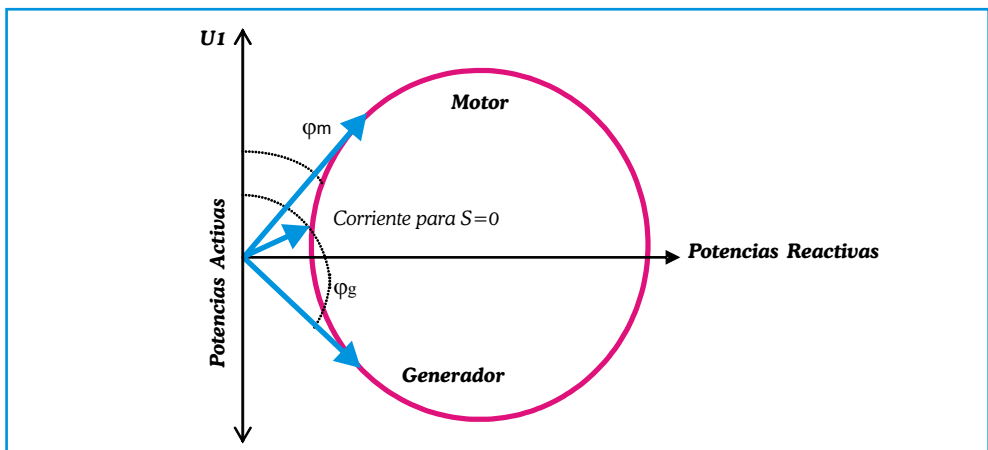
Dicho de otro modo, el generador asíncrono no es autoexcitable.

Para que la máquina de inducción pueda funcionar como generador precisa que, sobre la misma red a la que está conectada, se hallen otros generadores capaces de facilitarle la corriente magnetizante.

La frecuencia de esta corriente, fija la velocidad del campo giratorio $\neq$ la frecuencia de la corriente activa que el generador asíncrono proporciona a la red, independientemente de la velocidad de giro del rotor, superior siempre a la de sincronismo.

La velocidad del rotor influirá en la frecuencia de deslizamiento, de forma que la onda de fmm del rotor se mueva a lo largo del entrehierro a la misma velocidad que la onda de fmm de las corrientes estatóricas.

Un diagrama circular típico de este tipo de máquinas tiene la siguiente forma.



Se observa que φ_m y φ_g tienen igual signo para el seno y diferente para el coseno, resultando las conocidas expresiones para la potencia activa absorbida o entregada y la siempre absorbida potencia reactiva:

$$P_{m-g} = m U_1 I_1 \cos \varphi$$

$$Q_{m-g} = m U_1 I_1 \sin \varphi$$

La imposibilidad de generar potencia reactiva y el no poder funcionar de forma

completamente autónoma limita mucho el empleo de los generadores asíncronos o de inducción.

Con todo, las ventajas de no exigir la sincronización con la red en la puesta en servicio, que pueden arrancar fácilmente como motores, y que, mecánicamente, son máquinas muy robustas y relativamente económicas, justifican, en determinadas aplicaciones su adopción. Tal es el caso de la generación eólica.

Excitación del Generador de Inducción por Condensadores

De lo antedicho, se desprende que estas máquinas absorben permanentemente reactivo para sostener sus campos magnéticos, independientemente de que funcionen como motores o generadores.

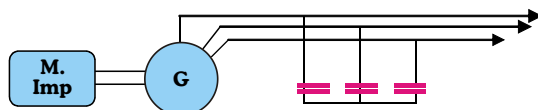
Entonces, teniendo presente que el condensador eléctrico, sin pérdidas, sobre una red alterna, cabe considerarlo como un receptor de corriente 90° en avance respecto a la tensión de la red, es factible sustituir, total o parcialmente, el suministro de corriente reactiva que precisa el generador de inducción para la excitación de su circuito magnético, por la corriente generada por condensadores conectados a sus bornes.

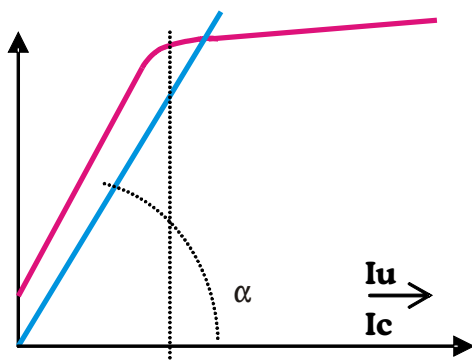
Si toda la corriente reactiva del motor procede de los condensadores, el funcionamiento del generador de inducción se dice que es autónomo, o autoexcitado.

El principio de este funcionamiento es similar al de la autoexcitación de las máquinas de corriente continua.

Supuesto que la máquina, por excitaciones previas, posee un cierto campo remanente, éste, al hacer girar el rotor a velocidades superiores a la de sincronismo, inducirá en el estator débiles fems., que, aplicadas a los condensadores, conectados en la forma que muestra la figura, harán que generen corrientes reactivas, que reforzarán el débil campo magnético remanente inicial de la máquina. Como consecuencia de este refuerzo, aumentará la magnitud de las fems. inducidas y, a su vez, la de las fmms, magnetizantes, hasta que se alcanza un estado estacionario, impuesto por la saturación del circuito magnético y la característica exterior lineal del condensador, tal cual sucede en las máquinas de corriente continua autoexcitadas.

Este estado de equilibrio puede determinarse si se conoce la característica magnética de la máquina, es decir, la relación entre la tensión en bornes de la máquina U_1 y la corriente magnetizante I_μ .





Por otra parte, la característica exterior de los condensadores, o sea, la relación entre la tensión y la corriente es:

$$I_c = U_1 w_1 C = U_2 2 \pi f_1 C$$

Relación que, si por un adecuado ajuste de la velocidad la frecuencia f_1 se mantiene constante, vendrá representada gráficamente por una recta, de pendiente

$$\operatorname{tg} \alpha = 1/2 \pi f_1 C$$

En régimen estable, la tensión y la corriente tendrán los valores determinados por el punto de intersección de la curva magnética y la recta anterior.

Indudablemente, como en las máquinas autoexcitadas, existe un valor de la capacidad, por debajo de la cual la recta no corta a la característica magnética, siendo imposible la autoexcitación de la máquina.

Como ocurre con todas las máquinas eléctricas, los motores asíncronos han servido para innumerables experiencias. Quizás un ejemplo interesante de la versatilidad de la máquina asíncrona autoexcitada lo represente el "Girobus" de la firma Oerlikon, utilizado experimentalmente en la propulsión de vehículos

automotores.

Un volante, de elevado momento de inercia, gira dentro de un cárter lleno de hidrógeno a baja presión, accionado por un motor de inducción, hasta alcanzar la velocidad máxima, aproximadamente, 3.000 rpm en redes de 50 Hz.

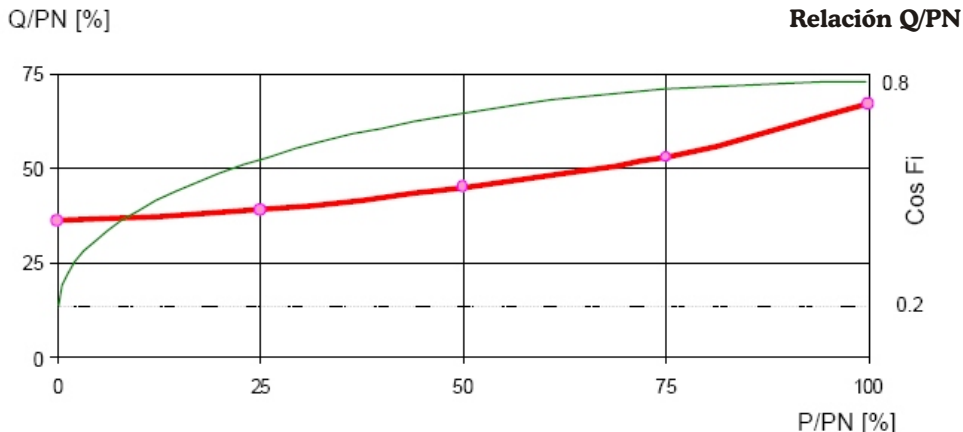
Una vez que se tiene esta velocidad, se desconecta el motor de la red de alimentación, reemplazando ésta, a efectos de mantener la excitación del campo, por condensadores, a la vez que se modifica el número de polos de la máquina de inducción, de 2 a 4, por medio de un simple cambio de conexiones de su devanado, con lo cual la máquina se halla en condiciones de funcionar como generador asíncrono, pasando a alimentar un motor trifásico de inducción, excitado, a su vez, por la batería de condensadores del generador.

Cuando la velocidad del volante ha descendido hasta las proximidades de la velocidad sincrónica del generador de 4 polos, se aumenta de nuevo el número de polos del generador mediante una segunda conmutación de las bobinas de su devanado con lo que se reduce la velocidad síncrona. Por este medio, se puede mantener la frecuencia entre 100 y 20 Hz, regulando así la velocidad del motor. La regulación de la tensión se logra variando la excitación a base de aumentar, o disminuir, la capacidad conectada.

Una vez agotada la mayor parte de la energía cinética del volante, debe acelerarse de nuevo hasta la velocidad máxima, para lo cual se hace trabajar a la máquina de inducción acoplada a su eje como motor bipolar, conectándola al efecto a

una red industrial trifásica de 50 Hz. Durante el proceso de aceleración del volante, los condensadores se mantienen

conectados también a la red para mejorar el factor de potencia del sistema.



La conexión a la red, de este tipo de máquinas funcionando como generadores, requerirá que el sistema le entregue una cantidad de reactivo que, como se observa en la figura, no es despreciable y que, como mostraban los diagramas previos, será función del punto de funcionamiento o de trabajo (energía activa entregada al sistema)

Esta demanda variable de reactivo conlleva un problema en el control de tensión del punto de conexión ya que la potencia reactiva requerida variará con el variar de la velocidad del viento ya que con ella varía la potencia activa entregada ($P=f(V^3)$).

Si bien el requerimiento de potencia reactiva es alto, es dentro de todo poco variable pero, asociado a la variación de potencia activa tenemos que la máquina asincrónica (funcionando como motor o

como generador) presenta a la red un factor de potencia muy variable. Si se compensa el requerimiento de reactivo de magnetización en vacío se estabiliza bastante la variación mencionada.

Si el generador eólico se conecta a un sistema, el problema del control de tensión dependerá de si se alimenta una carga local o remota y del porcentaje de la carga abastecido por los generadores eólicos. En general, las experiencias realizadas en Dinamarca indican que el problema de control de tensión es mayor con bajas cargas.

El control de tensión puede ajustarse, en cierta medida, aprovechando los RBC de los transformadores AT/MT siempre que los mismos cuenten con ATC y que el paso de cada tap sea compatible con las fluctuaciones de tensión esperadas para las variaciones de viento dentro del

rango predecible.

Hay dos motivos principales por los cuales es dable esperar un perceptible flicker en redes con baja Ncc y relativamente importante aporte de generadores eólicos. Estos son las oscilaciones de viento (viento racheado) y las corrientes de magnetización en el momento de la conexión de las máquinas.

Las experiencias indican que, dado que los parques de generadores eólicos se componen en general de numerosas máquinas, el efecto de las fluctuaciones del viento se ve compensado y no llega a provocar problemas en la práctica.

En cambio, el flicker provocado por las corrientes de magnetización sólo se pudo disminuir con mecanismos de arranque gradual, o sea con mejoras tecnológicas en los diseños. Hoy, prácticamente es un problema superado mediante mecanismos de arranque con corriente limitada, conexión previa como motor o conmutación de generadores de potencias crecientes.

Para disminuir la corriente reactiva tomada de la red, los generadores eólicos se implementan con el aditamento de capacitores shunt.

Los fabricantes recomiendan que, a fin de disminuir el riesgo de sobretensiones en caso de falla y/o desconexión de la red quedando en vacío, no se compense más de lo que el generador requeriría en vacío o que el requerimiento de corriente reactiva de la red sea de al menos el 20% del valor de la corriente activa que el generador entrega.

Por último, el comportamiento de las centrales eólicas ante falla requiere de un análisis cuidadoso ya que se genera un desbalance entre la carga aplicada y la potencia generada la cual no puede controlarse más que con la desconexión del generador y, según el nivel de compensación presente, pueden producirse sobretensiones importantes.

Por otra parte, dado que no poseen devanado de excitación, el aporte a la corriente de falla se manifiesta en general en unos pocos ciclos pero puede presentar problemas en casos en que los sistemas al cual se conectan tengan sistemas de recierre.

Todos estos temas deben ser profundizados, en base a datos de los fabricantes pero con estudios propios.

Capítulo 3

Algunos Conceptos con Relación a la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia

Tareas Asociadas al Control Debido a la Integración

Las rápidas fluctuaciones de potencia que se producen desde un parque eólico, pueden afectar los costos de

operación y la estabilidad de la red a la cual se interconecta. Con el incremento de disponibilidad de potencia eólica en

el mundo, este problema está en estudio. La magnitud del impacto y el efecto de agregación de múltiples turbinas todavía no está bien cuantificado.

Las tareas asociadas al control, que deben realizarse cuando se tiene generación eólica integrada a una red, son como mínimo las siguientes:

- 1.- **Regulación:** manteniendo minuto a minuto el balance generación-demanda.
- 2.- **Seguimiento de la Carga:** manteniendo hora a hora el balance generación-demanda.
- 3.- **Suministro de Reactivo y Control de Tensión:** inyección y consumo de potencia reactiva de los generadores para el control de la tensión de la red.
- 4.- **Reserva Rotante Caliente:** respuesta inmediata a desviaciones de frecuencias.
- 5.- **Reserva Complementaria:** para restaurar el balance generación-demanda en diez minutos luego de una contingencia de la generación y/o transmisión.

El operador de una central eólica, puede comprar regulación o proveerla mediante un generador convencional. Como la mayoría de las turbinas eólicas están equipadas con convertidores electrónicos, se puede vender el control de tensión por medio de la inyección o consumo de reactivo. Las turbinas de velocidad variable pueden usar el

momento del rotor y el generador para responder al cambio de frecuencia y proveer de reserva rotante. La energía cinética almacenada en el rotor es de cerca de un segundo en una base de potencia. Estas turbinas pueden proveer estabilidad por unos segundos ajustando la potencia un poco más alta o más baja.

La potencia de una turbina puede caer imprevistamente por falla de la misma o debido a la gran velocidad del viento. El comportamiento del parque eólico es totalmente diferente ya que el viento nunca cesa o se incrementa en segundos de forma substancial. La potencia total puede caer a cero sólo después de unos pocos minutos. De esta manera, un operador de una granja puede requerir menos reserva complementaria que otros generadores.

Cuanto más alejadas se encuentren las turbinas eólicas entre sí, menor será el control que deberá hacerse sobre las mismas para regular su potencia. Esto se debe a la correlación que existe entre turbinas cercanas. Turbinas que se encuentren distanciadas en un par de kilómetros son casi totalmente independientes durante un corto tiempo (promedio de 5 minutos). La diversidad espacial de vientos ayuda a la regulación de la potencia. Sin embargo el análisis de la regulación sugiere que la cantidad de turbinas tiene más influencia sobre la regulación que la separación física de las centrales eólicas.

Problemas de Integración de las Turbinas Eólicas

Como consecuencia de la integración de las granjas eólicas a una red eléctrica, se deben realizar estudios de

Ingeniería, Operación y Planificación de los sistemas eléctricos.

Estudios de Ingeniería o de Interfase

Armónicas: Su estudio es importante ya que las mismas pueden causar daños tanto a los equipos de la empresa distribuidora como a los usuarios. Los primeros equipos de turbinas eólicas usaban sistemas de conversión, como el puente de tiristores de 6 pulsos, sin filtros de corrección de armónicas, resultando por lo tanto armónicas de bajo orden. Hoy en día los convertidores producen una salida con muy bajo contenido de armónicas debajo de lo recomendado por el IEEE.

Alimentación de Potencia Reactiva: Los primeros generadores asincrónicos fueron instalados con un hardware inadecuado para compensar la potencia reactiva, dando como resultado una tensión difícil de controlar. Hoy en día el uso de electrónica de potencia en las turbinas de viento de velocidad variable, ha demostrado un amplio rango de control del factor de potencia en todas las condiciones de operación.

Regulación de Tensión: Es difícil controlar la regulación de tensión, más aún cuando la generación eólica se encuentra en un área remota y conectada a la red a través de una línea de transmisión proyectada sólo para servir la demanda de la zona. Las soluciones consideradas pueden incluir el diseño de nuevas

líneas, el agregado de controladores VAR estáticos o adaptativos y reducción en la generación eólica.

Control de Frecuencia: Las centrales eólicas conectadas a sistemas débiles pueden tener dificultades en mantener la frecuencia nominal. La frecuencia del sistema varía debido a que una variación repentina del viento provoca un cambio brusco en la generación de potencia activa.

Un estudio del EPRI mostró que una reducción de capacidad (salida de generadores eólicos) o un incremento en la demanda de 10 [MW /minuto] causaría la salida de un generador de HELCO (Hawaii Electric Light Company) que sigue la demanda, resultando una disminución violatoria de regulación de la frecuencia del sistema. El sistema HELCO requiere, si se pretende aumentar el parque eólico, de lo siguiente :

- ✖ Turbinas de velocidad variable con control electrónico de potencia que pueda limitar la potencia de salida durante periodos de ráfagas o fuertes vientos.
- ✖ Control automático de la generación con reserva rotante adicional.

En el caso de PG&E and SCE las variaciones de potencia de corta duración en

las turbinas de viento son pequeñas relativas a las fluctuaciones normales de carga, por lo que no hay consecuencias

Estudios Operacionales

Reserva Operativa: La reserva de la operación sirve para asegurar un adecuado funcionamiento del sistema frente a pérdidas de generación, pérdidas de líneas de transmisión, compras de energía desde el exterior, fluctuaciones anormales de la carga.

La integración de centrales eólicas en una red eléctrica, requiere que las reservas rotantes no sólo cubran el incremento máximo probable de la demanda o la pérdida del mayor generador, sino también el descenso máximo probable de potencia eólica en un período de 10 minutos. Como las fluctuaciones de la potencia eólica de corta duración no pueden ser anticipadas con un razonable grado de certeza, se necesitará planificar una reserva operacional adicional para asegurar la integridad del sistema eléctrico.

La proporción actual del parque eólico frente a la generación total en California, hace que no se tengan problemas respecto de la reserva operacional del sistema cuando varían las condiciones del parque eólico.

El punto exacto en que la integración de generación intermitente comienza a degradar la economía de un sistema no está claro, pero la literatura técnica sugiere que este punto se encuentra con

negativas en la capacidad de regulación del sistema.

una penetración superior al 5%. En California, este tema se está volviendo importante, en particular durante el valle de la demanda ya que la penetración de la generación eólica en este período se está acercando a este valor.

Predespacho y Despacho: El predespacho significa encontrar qué generación cubrirá la demanda. La elección de dichas unidades se basa en el programa de mantenimiento de las unidades, costos de arranque y parada, minimización en los requerimientos de combustible y disponibilidad estacionaria de fuentes intermitentes como la hidráulica y la eólica. Este estudio se hace con una anticipación de por lo menos 24 horas.

Para un predespacho dado, el despacho económico determinará el punto de carga óptimo de los generadores sujetos a restricciones de transporte y reserva.

Una aproximación conservativa, para realizar el predespacho y despacho, es descontar de la demanda, la posible contribución de los parques eólicos. Esto puede realizarse siempre que la potencia eólica sea bien pronosticada. Es doble este punto que se necesitan realizar investigaciones para tender a un pronóstico "exacto" en una base horaria en períodos que van de un día a una semana.

Estabilidad del Sistema: Las grandes turbinas de viento tienen, en general, baja velocidad, con largas aspas acopladas a un generador mediante una caja de engranajes multiplicadora de velocidad, resultando por lo tanto una turbina de gran inercia y baja tensión mecánica entre turbina y generador, lo que da a este tipo de turbinas excelentes

propiedades para su estabilidad transitoria. La experiencia de la operación con parques eólicos en California, confirma que los transitorios debido a fluctuaciones de velocidad de las turbinas así como a perturbaciones en la red, no han resultado en problemas de estabilidad del sistema.

Estudios de Planificación

Realizan el modelado apropiado y la valoración de las fuentes intermitentes comparadas con la convencionales. Se necesitan de modelos que puedan reflejar las variaciones horarias e intrahorarias de la carga y la potencia eólica, para conocer luego cómo

impactarán estos cambios en la operación del sistema, durante condiciones de demanda mínima. La capacidad que tendrá un sistema de integrar más generación eólica dependerá de la exactitud de los modelos usados en el pronóstico y en la operación.

Test de Calidad de Potencia

Aunque la generación eólica está creciendo en capacidad y diversificándose por todo el mundo, todavía no hay normas definitivas sobre la calidad de potencia de las turbinas eólicas o granjas de viento.

Últimamente, se están requiriendo tests de calidad de potencia como parte del proceso de certificación de las turbinas. Los tests, miden el impacto que resulta de cargar un dispositivo eléctrico sobre la tensión en el punto de interconexión con la red. La importancia de su realización crece en la medida que se incrementan las turbinas eólicas conectadas.

La norma está siendo completada (IEC Standard 61400-21, International Electrotechnique Committee), encon-

trándose disponible al público tan sólo información general. Actualmente no hay una sola práctica recomendada. En US la práctica común requiere adherirse a la IEEE-519.

Las cuatro características concernientes a la calidad de potencia de las turbinas eólicas se refieren a :

- 1.- Potencia de la Turbina.
- 2.- Requerimientos de Potencia Reactiva.
- 3.- Variaciones de Tensión o Flicker.
- 4.- Emisiones de Armónicas.

1.- Potencia

Tiene importancia para dimensionar la conexión de la turbina a la red.

Hay distinciones entre la potencia de

referencia (determinada por un cálculo de potencia promedio en 10 minutos), potencia máxima continua (definida como la máxima potencia que el sistema de control de una turbina puede mantener) y potencia aparente instantánea máxima. Típicamente la potencia de referencia ha sido definida como la potencia de placa del generador.

Una turbina tiene un amplio rango de operación donde la potencia varía aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento hasta que los controles limitan su salida. Muchas turbinas tienen gráficos que dan la potencia de salida en función de la velocidad del viento, pero varían su forma debido a los cambios de vientos en el plano del rotor. La técnica apropiada para evaluar la potencia de placa es encontrar el valor máximo de la curva de potencia siguiendo el procedimiento de la IEC.

2.- Requerimientos de Potencia Reactiva

La determinación, adecuada, de las características de potencia reactiva del generador eólico, permitirá planificar el impacto de su inserción sobre la tensión del sistema, en régimen permanente, dentro de un rango de diferentes velocidades de vientos. Hay un procedimiento que incluye la estimación, de dicho impacto, sobre la tensión de la red, estimando las impedancias del sistema y las mediciones de la potencia activa y reactiva de los generadores.

Como las turbinas no producen una

potencia activa constante durante períodos largos de tiempo, se debe informar de los requerimientos de reactivo correlacionando la potencia activa con la reactiva. La mayoría de los generadores eólicos son asincrónicos, así que casi todos las unidades vienen equipadas con compensadores a los que también deben realizarse mediciones. Las nuevas turbinas usan variadores electrónicos de velocidad que pueden producir o consumir reactivo de acuerdo con la estrategia de operación.

3.- Variaciones de Tensión o Flicker

Las fluctuaciones de tensión, que tienen una frecuencia de variación entre 0.5 y 25 Hz y que causan variaciones visibles en la iluminación doméstica, se denomina flicker. Este flicker ha sido muy estudiado en Europa, incluyendo esfuerzos en adaptar las técnicas de estimación del flicker a las características de los generadores eólicos.

Hay procedimientos como el de la IEEE-519 o el de la IEC para el estudio de estas fluctuaciones, pero nada todavía está finalizado. En el IEC CD los cálculos de los coeficientes de flicker (referidos a las unidades de percepción, siendo el valor 1.0 correspondiente al punto donde un promedio del 50% de las personas se vuelve irritable por el flicker de una lámpara incandescente) se basan en la medición de la corriente de salida de la turbina y en las condiciones teóricas de la red.

4.- Emisiones de Armónicas

La emisión de armónicas de un generador, debe ser controlada para prevenir un excesivo calentamiento en el equipo de potencia de la distribución eléctrica y

para evitar condiciones de resonancia del sistema.

Hay diferentes procedimientos para su cálculo como los que señalan el IEC CD y el IEEE-519.

Consideraciones para un Proyecto Eólico

Las granjas de viento y su integración al sistema eléctrico conllevan múltiples aspectos para ser considerados. Uno de ellos es el impacto sobre la calidad de tensión en el punto de conexión. El aumento del tamaño de las granjas y de la potencia eólica que se inyecta a un sistema, debe llevar al análisis de las variaciones que suceden en el mismo cuando hay cambios en los vientos (intermitencia y variabilidad). También se tienen que tener en cuenta las corrientes de magnetización, las armónicas y el nivel de corto circuito.

Durante fallas en la red, la tensión y la frecuencia se desviarán del rango de operación normal y debido al recierre de interruptores, que es una práctica normal, se generarán grandes caídas de tensión en las partes adyacentes de la red durante cortos tiempos.

La impedancia de la red y el esquema de compensación de potencia reactiva determinará el signo de las variaciones de tensión.

La demanda de potencia reactiva del generador eólico es mayor a plena

carga, entonces, las variaciones de tensión a plena carga son mayores que a carga parcial. Las variaciones de potencia activa son algo más pequeñas que las de tensión.

La frecuencia de variación de la potencia y la tensión es mayor en plena carga que en carga parcial. En las granjas eólicas estas variaciones de alta frecuencia (causadas por la alta frecuencia del viento aleatorio que tiene bajo contenido energético del viento) están en alto grado suavizadas. El principal impacto sobre la calidad de tensión de la red se da durante carga parcial debido a las variaciones de baja frecuencia del espectro de turbulencia que son más energéticas y mejor correlacionadas.

La producción de las centrales eólicas depende de la naturaleza estocástica del viento, lo que origina problemas al operador de la central. Dicho operador que realiza un contrato de venta de energía durante períodos de viento variable debe ser multado si la potencia entregada diverge significativamente del nivel especificado.

El Mercado Eólico en Dinamarca

De acuerdo con la Orden Ejecutiva sobre conexión de turbinas a la red eléctrica del año 1996, las empresas de distribución locales, están obligadas a proveer un punto de conexión a la red, en cualquier sitio dentro de su área, a generadores eólicos de por lo menos 1.5 MW. En otros casos, las empresas están obligadas a permitir el libre acceso a la red de 11-20 kV, pero el propietario de la turbina es responsable del pago de la extensión de línea para llegar al sitio de emplazamiento. La empresa de potencia, sin embargo, será la que se tiene que hacer cargo de la extensión si la

misma es usada para otros propósitos dentro de su área. El refuerzo necesario de la red es pagada por la empresa de potencia, a menos que la misma pueda probar que dicho refuerzo es particularmente antieconómico. Los propietarios de las turbinas eólicas son los que tienen que pagar por el transformador que los conectará a la red de 11 kV. Además se debe pagar por el uso de los medidores eléctricos.

El consumo de potencia reactiva no se paga, pero las turbinas generalmente tienen que tener un cierto grado de compensación.

Estudios Ligados a los Proyectos Eólicos

La mayor desventaja de la generación eólica es su variabilidad.

Sin embargo, en los grandes sistemas eléctricos la demanda también varía, por lo que se debe tener una cierta capacidad de reserva para cubrir la salida de servicio del mayor generador. Si el sistema eléctrico puede manejar la situación de la variación de la demanda, también puede, técnicamente, manejar la "demanda negativa" eólica. Cuanto mayor es la cantidad de turbinas de la granja, menor cantidad de ruido tendrá la potencia generada, ya que la fluctuación de período corto de una turbina será compensada con la fluctuación de otra turbina.

En la parte oeste de Dinamarca durante las ventosas noches de invierno, el 25 %

de la generación es eólica.

Parada y Arranque de una Turbina

La mayoría de los controladores electrónicos de las turbinas eólicas están programados para permitir, a las mismas, girar a bajas velocidades sin estar conectadas a la red (si se las conectara funcionarían como motor tomando potencia activa de la red). Cuando el viento se vuelve suficientemente intenso como para mover al rotor a su velocidad nominal, se conecta el generador en el momento preciso. De otra manera sólo se contará con la resistencia mecánica dada por la caja de velocidad del generador, para prevenir la aceleración y eventualmente una sobrevelocidad (hay sistemas de seguridad por si se embala la máquina).

Arranque Suave

Si una gran turbina eólica se conecta al sistema mediante una llave normal, los vecinos podrán experimentar una especie de caída y subida de luz (brown-out) debido a la corriente de magnetización requerida por el generador. Otro efecto es el desgaste extra de la caja de velocidad. Para prevenir esta situación, las turbinas eólicas modernas cuentan con un arranque suave que conectan y desconectan gradualmente al generador de la red mediante el uso de tiristores. Como los tiristores gastan entre el 1 y el 2 % de la energía que circula por ellos, se puede tener una llave mecánica de bypass que se activa después que la turbina arrancó.

Red Débil

Si una turbina se conecta a una red débil pueden surgir problemas del tipo brownout, por lo que será necesario reforzar la red.

Flicker

Este fenómeno puede ser relevante si una turbina eólica está conectada a una red débil, ya que variaciones de vientos

de corta duración causarán variaciones en la potencia de salida.

Formación de Islas

Una isla eléctrica se forma cuando una parte del sistema eléctrico queda separada de la parte principal debido a, por ejemplo, la actuación de los interruptores luego de alguna contingencia. Si las turbinas eólicas quedan funcionando en esta isla y se restablece la conexión a la red principal, surgirán corrientes muy altas en la red y en los generadores eólicos, lo que podría causar una gran descarga de energía sobre la parte mecánica de la turbina (ejes, engranajes, rotor) equivalente a una conexión dura del generador a la red.

Por lo tanto, el controlador electrónico de la turbina deberá continuamente sensor la tensión y la frecuencia de la red. En el caso que estos parámetros superen un cierto límite, durante una fracción de segundos, la turbina deberá ser desconectada de la red y parada inmediatamente (usando los frenos aerodinámicos).

Mediciones de Calidad de Potencia

En la mayoría de los casos, la potencia generada por una turbina eólica es suministrada a la red pública. Esta potencia puede causar desviaciones indeseables en la tensión de la red:

- ✖ Puede cambiar el nivel de tensión en régimen estacionario.

- ✖ Pueden ocurrir variaciones dinámicas de tensión, causando flicker.
- ✖ Pueden ser inyectadas armónicas (desviaciones de la forma de onda).

La calidad de la potencia eólica de una turbina se enfoca en aquellas características de la turbina que influyen sobre la

tensión. La impedancia de la red juega un rol importante.

La calidad de potencia puede ser determinada mediante mediciones. En el punto de conexión de la turbina se miden los siguientes parámetros:

- ❖ Potencia activa y reactiva

- ❖ Variaciones de potencia entre 1 y 10 minutos
- ❖ Transitorios durante el arranque y parada
- ❖ Flicker
- ❖ Armónicas de tensión y corriente

Aspectos que se Necesitan Conocer para un Proyecto Eólico Integrado

Los distintos aspectos que una empresa de electricidad necesita conocer en cuanto a la integración con centrales eólicas, son los siguientes:

- ❖ Confiabilidad de las turbinas eólicas.
- ❖ Cómo crear un mercado sustentable para la energía eólica desde la perspectiva de una empresa de potencia.
- ❖ Desarrollo de técnicas de pronóstico preciso de los vientos en un período de 24 a 48 hs.

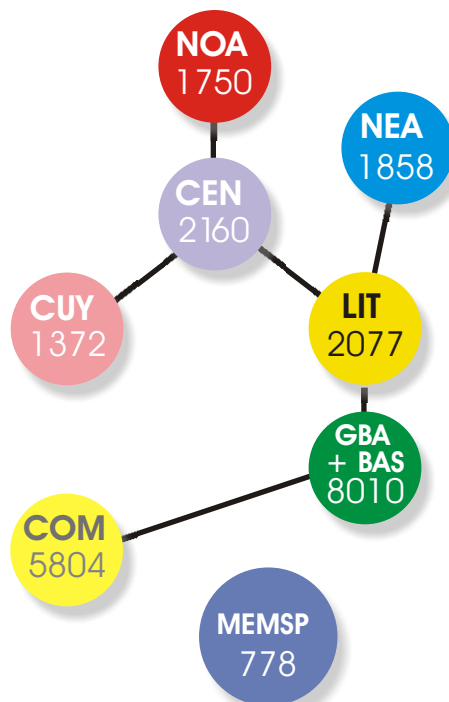
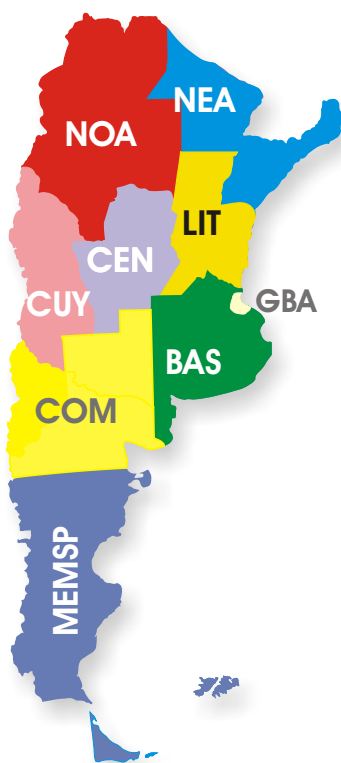
- ❖ Requerimientos de interconexión con la generación eólica.
- ❖ Impacto de la generación eólica sobre la calidad de la potencia entregada a la red.
- ❖ Apoyo técnico y financiero para las actividades vinculadas con la estimación de los recursos eólicos.
- ❖ Mercado de potencia verde.
- ❖ Generación distribuida.
- ❖ Aceptación pública.

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NOA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Todas las regiones se encuentran interconectadas entre sí salvo la región Patagónica que opera en forma aislada del resto. En la parte interconectada opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en la región Patagónica, donde se encuentra el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) opera el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). Se debe hacer notar que se encuentra aprobada, y en curso de ejecución, la interconexión entre estos dos sistemas.

En el mapa pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones existentes entre ellas.



La potencia bruta total instalada al 30 de junio de 2004 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 23 809 MW.

Los equipos instalados en MEM y MEMSP se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural que utilizan: Térmico Fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), ciclo Rankine, que utiliza la energía del vapor de agua; Turbina de Gas (TG), ciclo Joule Bryton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; Turbina de Gas en Ciclo Combinado (CC), Rankine + Joule-Bryton combinación de los tipos anteriores donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y los Motores Diesel (MD), ciclo Diesel.

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos, geotérmicos y solares, aunque de baja significación en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina MEM o MEMSP. Algunas de estas instalaciones se encuentran operando en forma aislada y otras producen energía en cooperativas, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico.

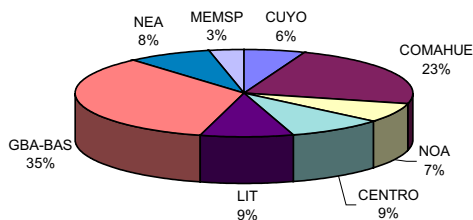
La tabla siguiente expone la potencia térmica instalada (en MW) a junio de 2004 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		788	1372
COMAHUE		578	741		1319		4485	5804
NOA	261	446	829	4	1540		210	1750
CENTRO	233	297	68		598	648	914	2160
LIT	247	40	845		1132		945	2077
GBA-BAS	3640	571	3442		7653	357		8010
NEA	25	123			148		1710	1858
Total MEM	4526	2145	6299	4	12974	1005	9052	23031
MEMSP		196	63		259		519	778
Total	4526	2341	6362	4	13233 55.6%	1005 4.2%	9571 40.2%	23809

La principal diferencia respecto de diciembre de 2003 es el reingreso como autogenerador de Agua del Cajón en el Comahue.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región.

**Potencia Instalada
por Regiones
Junio de 2004**



Generación de Energía Eléctrica

Sistema Argentino de Interconexión (SADI) (actual MEM) Generación Bruta Anual-Tipo de Fuente

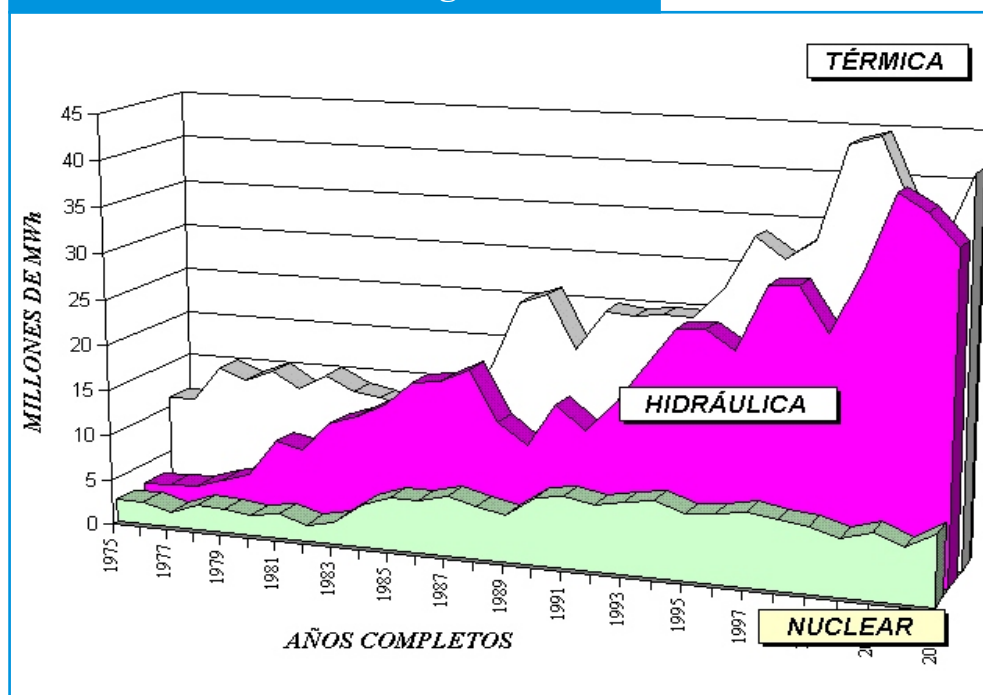
Año	Térmica MWh	% Sobre Total	Hidráulica MWh	% Sobre Total	Nuclear MWh	% Sobre Total	Total MWh
1974							
(24/06)	6,317,561	77.39	809,645	9.92	1,035,737	12.69	8,162,943
1975	11,147,651	67.91	2,751,008	16.76	2,517,313	15.33	16,415,972
1976	11,269,248	67.40	2,879,714	17.22	2,571,654	15.38	16,720,616
1977	15,046,744	76.34	3,026,235	15.35	1,637,464	8.31	19,710,443
1978	13,944,460	66.95	3,987,053	19.14	2,895,505	13.90	20,827,018
1979	15,214,862	66.83	4,858,541	21.34	2,691,719	11.82	22,765,122
1980	13,348,800	54.23	8,924,788	36.26	2,340,147	9.51	24,613,735
1981	15,200,626	57.67	8,342,481	31.65	2,815,785	10.68	26,358,892
1982	13,579,532	50.37	11,510,460	42.70	1,869,648	6.93	26,959,640
1983	13,139,000	46.46	12,625,400	44.64	2,516,852	8.90	28,281,252
1984	11,925,908	38.90	14,091,034	45.96	4,640,970	15.14	30,657,912
1985	12,147,600	35.02	16,769,100	48.35	5,765,964	16.62	34,682,664
1986	15,048,000	39.61	17,230,000	45.35	5,711,497	15.03	37,989,497
1987	17,615,000	41.12	18,760,000	43.79	6,464,835	15.09	42,839,835
1988	24,928,096	56.64	13,284,056	30.18	5,798,038	13.17	44,010,190
1989	26,081,264	61.93	10,994,601	26.11	5,039,357	11.97	42,115,222
1990	20,256,772	46.89	15,659,886	36.25	7,280,198	16.85	43,196,856
1991	24,668,702	54.02	13,228,842	28.97	7,771,236	17.02	45,668,780
1992	24,397,817	50.92	16,432,090	34.30	7,080,633	14.78	47,910,540
1993	24,688,600	46.69	20,497,800	38.76	7,694,151	14.55	52,880,551
1994	24,674,300	42.86	24,659,700	42.84	8,234,953	14.30	57,568,953
1995	27,969,200	46.66	24,902,500	41.55	7,066,739	11.79	59,938,439
1996	33,618,300	52.52	22,933,300	35.83	7,459,308	11.65	64,010,908
1997	31,418,700	45.37	29,863,500	43.13	7,960,599	11.50	69,242,799
1998	33,651,400	47.26	30,100,700	42.27	7,452,828	10.47	71,204,928
1999	43,685,900	57.35	25,382,500	33.32	7,105,976	9.33	76,174,376
2000	44,611,900	53.98	31,863,200	38.55	6,177,090	7.47	82,652,190
2001	37,601,700	44.38	40,057,500	47.28	7,058,638	8.33	84,717,838
2002	33,629,400	43.28	38,259,800	49.23	5,820,814	7.49	77,710,014
2003	41,334,200	49.26	35,014,100	41.73	7,566,289	9.02	83,914,589
2004*	27,675,000	60.14	14,693,000	31.93	3,651,000	7.13	46,019,000
Total	714,265,143	50.52	537,169,834	37.99	162,435,091	11.49	1,413,870,068

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino y porcentaje de participación nuclear en el total generado en el sistema argentino de interconexión.

Año	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada por CNA I - CNE MWh	Porc. de Part. Nuclear en el Total Gen. en el SADI %
1974	70.01		1,035,737	12.69
1975	86.66		2,517,313	15.33
1976	88.32		2,571,654	15.38
1977	52.41		1,637,464	8.31
1978	92.77		2,895,505	13.90
1979	86.22		2,691,719	11.82
1980	76.17		2,340,147	9.51
1981	92.04		2,815,785	10.68
1982	81.39		1,869,648	6.93
1983	91.62		2,516,852	8.90
1984	97.88	73.30	4,640,970	15.14
1985	90.26	93.70	5,765,964	16.62
1986	89.91	66.54	5,711,497	15.03
1987	48.10	88.47	6,464,835	15.09
1988	27.36	86.92	5,798,038	13.17
1989	0.00	88.93	5,039,357	11.97
1990	59.75	95.69	7,280,198	16.85
1991	92.58	89.37	7,771,236	17.02
1992	75.96	84.24	7,080,633	14.78
1993	81.86	90.43	7,694,151	14.55
1994	86.03	97.68	8,234,953	14.30
1995	91.08	74.32	7,066,739	11.79
1996	69.78	92.60	7,459,308	11.65
1997	92.74	89.14	7,960,599	11.50
1998	80.95	86.72	7,452,828	10.47
1999	47.65	99.07	7,105,976	9.33
2000	57.00	77.21	6,177,090	7.47
2001	48.66	97.56	7,058,638	8.33
2002	34.44	83.92	5,820,814	7.49
2003	68.82	95.38	7,566,289	9.34
Ene-Jul 2004	94.42	79.37	4,352,279	8.12
Acumulado desde				
Entrada edn Servicio	72.48	86.95	162,394,216	11.49
Hasta el 31/07/04				

Generación Total de Energía Eléctrica



Incorporaciones Previstas

CAMMESA no tiene previstas, ni modeladas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo. Por otra parte, informa sobre otros proyectos, que tienen posibilidades de concretarse pero con fecha de incorporación aún no definida, que suman 948 MW, ver tabla. Estas cifras, de concretarse su incorporación, representan un incremento del parque actual de 4,07 %.

Tabla Proyectos sin fecha definida de puesta en marcha

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
Termoandes	TANDCC01	CC	203	948

Fuente: CAMMESA Agosto 2003

También, se debe hacer notar que, respecto del semestre anterior, CAMMESA retiró de la lista de no modeladas a todas las máquinas excepto a Atucha II y Termoandes.

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe decidir con qué unidades generadoras la va a cubrir; para ello realiza el despacho económico de las unidades, manteniendo como función objetivo la minimización de la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada (ENS), todo ello con ajuste a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles y de agua y demás limitantes operativas.

Con este objetivo confecciona un orden de mérito con las unidades generadoras y si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito con algunas excepciones.

Hasta hace un tiempo, este orden de mérito consideraba la incidencia del combustible en el costo de generación y otros costos variables no combustibles, pero estos últimos con un tope del 15% del valor del combustible.

Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8 de 2001, se han introducido algunas modificaciones a la mecánica de sanción de precios respetando los principios básicos antes mencionados, pero permitiendo la total recuperación de todos los costos variables.

Por lo tanto el CVP ahora incluye además los costos Variables de Operación y Mantenimiento que también tienen topes por rango y tipo de generación.

El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados y aceptados por CAMMESA. La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA.

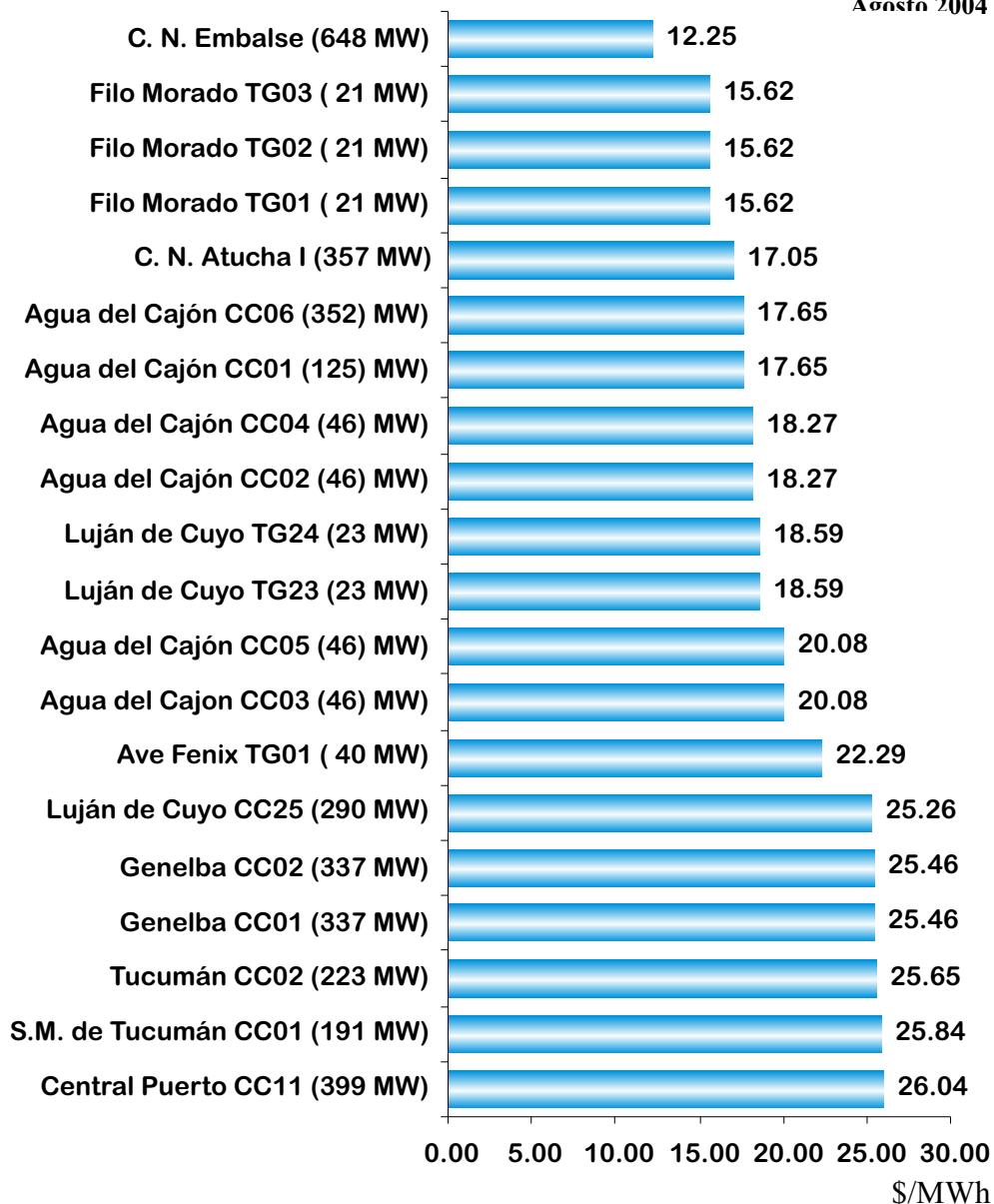
En principio y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las 20 primeras unidades térmicas.

Los valores indicados en el gráfico corresponden a los CVP declarados por los generadores, divididos por los factores de nodo correspondientes a cada generador, con el objeto de trasladar estos valores al Centro de Carga del Sistema (CCS).

Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que está entregando energía al sistema) y en cada nodo, esto equivale al costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas.

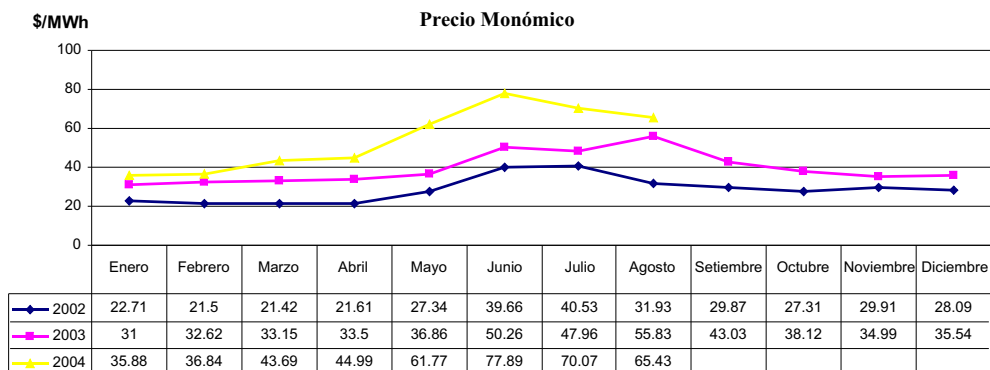
Sobre la base de estos precios se remunera a los generadores que operan en cada momento, el precio que cada uno recibe equivale al precio en el CCS por el Factor de Nodo.

**Orden de Despacho
Térmico
Agosto 2004**



Evolución de los Precios

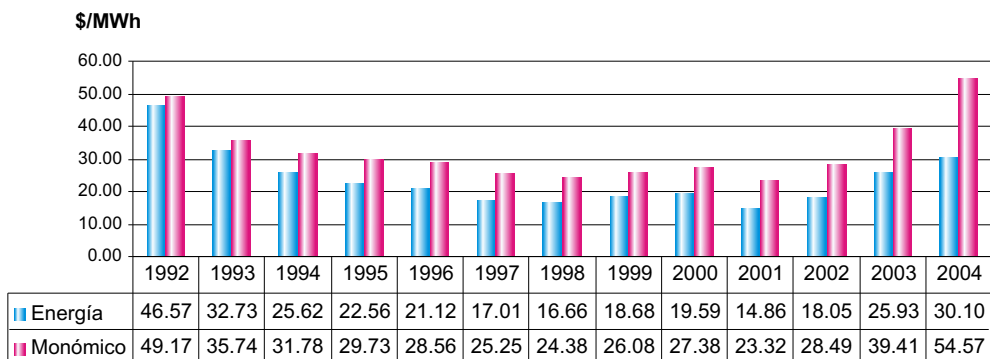
Se indica a continuación la evolución del precio en el mercado *spot* en pesos durante el primer semestre del año 2004, y durante los dos años anteriores



Precios del MEM en los años 2002, 2003 y 2004

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA.

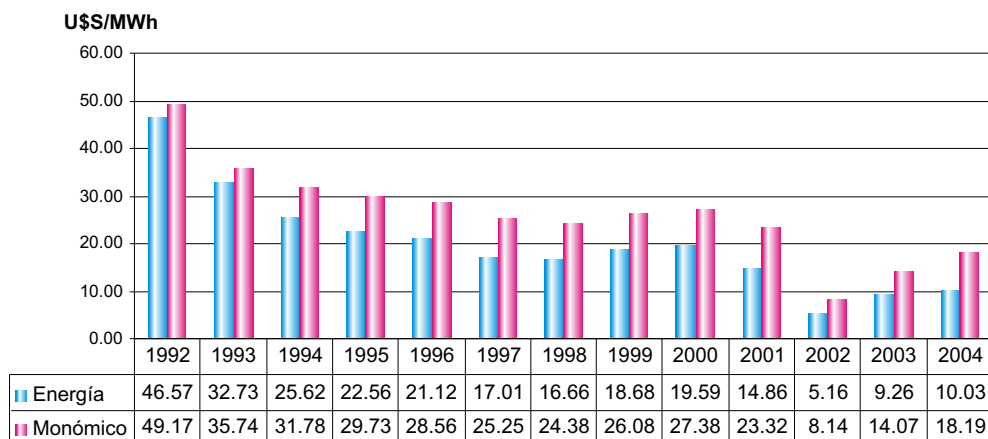
A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992.



Precios Promedio Anuales

Los valores están expresados en pesos y hay que tener en cuenta para su comparación que en el año 2002 se produjo una importante devaluación.

Si tomáramos en cuenta los valores a moneda constante (US\$) los valores correspondientes al año 2003 serían muy inferiores a los correspondientes a años anteriores como se puede apreciar en la tabla.



Precios Promedio Anuales

Lovelock y Gorbachov a Favor de la Energía Nuclear

(Fuente: Foro de la industria Nuclear Española)

Con un intervalo de pocos días y en ambientes muy distintos, dos figuras muy representativas del mundo ecologista y de la política internacional, como son el ideólogo ecologista Lovelock, creador de la teoría Gaia y el político Gorbachov, han expresado su firme convencimiento de que la energía nuclear es el único camino para luchar contra el cambio climático que se avecina.

Lovelock, reconocido científico, miembro de la prestigiosa Royal Society inglesa y fundador del movimiento ecologista. Ha presentado sus ideas en diversos foros. En un artículo del periódico “The Independent” el, 24 de marzo de 2004, escribe: “Hagamos un

uso razonable de las pequeñas aportaciones de las energías renovables, pero la única fuente disponible inmediatamente que no produce calentamiento global es la energía nuclear”.

Gorbachov, premio Nobel de la Paz, el pasado 2 de junio, durante su intervención como presidente de la organización ecologista Green Cross, en el diálogo sobre energía sostenible en el Forum de Barcelona manifestó que “no hay tiempo de sustituir los combustibles fósiles por fuentes energéticas renovables no contaminantes. La única solución a corto plazo es la energía nuclear”. Y añadió “tengo presente el accidente de Chernóbil, pero renunciar hoy a la energía nuclear conduciría al caos”.

China Aprueba la Construcción de Cuatro Reactores Nucleares de agua a Presión

(Fuente: Foro de la industria Nuclear Española)

El Consejo de Ministros chino ha aprobado la construcción de cuatro PWR. Dos de las unidades, aclara la empresa nacional China National Nuclear Corp. (CNNC) que gestionará el proyecto, se construirán en Ling Ao, provincia de Guangdong y serán réplicas de los dos PWR de 1000 MW de tecnología francesa construidos por Framatome en ese emplazamiento.

Los otros dos se construirán en la provincia de Zhejiang y serán también réplicas del modelo chino de PWR y 600 MW, construidos por CNNC en Qinshan, según informan fuentes de CNNC.

Según Xinhua la pronta aprobación de estas propuestas se debe al gran aumento del consumo de electricidad. El pasado mes, representantes de las industrias nucleares de Francia y China firmaron acuerdos de ayuda y asistencia técnica para los cuatro reactores

Canadá Desarrolla un Nuevo Tipo de Reactor

(Fuente: Nucleonics Week 13/5/2004)

El modelo ACR-700, en desarrollo por Atomic Energy of Canada (AECL), sucede al modelo Candu-6 del cual existen en funcionamiento reactores nucleares productores de electricidad, no sólo en Canadá, sino también en China, Corea del Sur, Rumanía y Argentina.

El nuevo modelo se modera con agua pesada, igual que el modelo Candu. Sin embargo, se refrigera con agua ordinaria en vez de agua pesada y utiliza como combustible uranio de ligero enriquecimiento en lugar de uranio natural, por lo que funciona a temperatura más elevada y, en consecuencia, puede producir mejores rendimientos energéticos. El reactor dispone de varias características de seguridad pasiva, es decir, basadas en propiedades físicas inherentes. Además, su construcción se realizará en módulos prefabricados que se montarán in situ, lo que podría reducir el tiempo de construcción a tres años. Asimismo, su coste será inferior al del Candu-6.

El suministrador está gestionando la certificación del diseño en Canadá, Estados Unidos y Reino Unido. La AECL estima que el primero lo puede obtener antes de 2008 y los otros dos poco tiempo después. La construcción del primer reactor tendría lugar hacia 2012 en Canadá y posteriormente en Estados Unidos.

Basándose en los costes y tiempos de construcción de los últimos reactores Candu-6 en Asia, AECL considera que el primero tendrá un coste de 1255 dólares por KW instalado, que bajará en los siguientes a unos 1100 dólares.

El nuevo modelo está desarrollado para instalarse en grupos de dos reactores y el tiempo de construcción se evalúa en unos 44 meses

para el primer reactor, reduciéndose a 36 meses a partir de la quinta unidad. La AECL tiene en desarrollo una versión de mayor capacidad, el ACR-1000.

Conclusiones del Reciente Consejo Mundial de Energía (XVII WEC)

El Consejo Mundial de Energía (WEC, según su sigla en inglés) es una organización establecida en Londres, Inglaterra, en 1923, que aborda diversos temas vinculados con el segmento, tales como los posibles escenarios, las estructuras de mercado, cuestiones ambientales y la pobreza energética. Actualmente tiene más de 90 países miembro en todo el mundo, entre los cuales se encuentra la Argentina, que fue sede, durante 2001, del XVIII Congreso de la entidad.

Los resultados a los que llegaron los miembros del Consejo Mundial de Energía durante los cinco días que duró el último Congreso Mundial de Energía, que se realizó en la ciudad australiana de Sydney entre el 5 y el 9 de septiembre, deben leerse a la luz de los condicionamientos que impone el mundo actual.

En primer lugar, el WEC afirma que todas las fuentes deben ser tenidas en cuenta. Se trata de una premisa orientada a asegurar la continuidad en el suministro a partir de la conformación de un sistema robustecido por la diversidad. Esta es una necesidad estratégica para toda economía, pero especialmente para las del primer mundo.

Los especialistas sugieren ahora incluir dentro de la canasta energética las opciones tradicionales -petróleo y gas natural-, pero también los criticados recursos nucleares e hidráulicos, las nuevas fuentes renovables de energía e incluso el carbón. Los esfuerzos que en otras épocas estaban destinados a eliminarlo de la oferta debido a

sus muy nocivos efectos sobre el medio ambiente están cada vez más orientados ahora hacia el desarrollo de tecnologías que acoten su poder contaminante.

En tren de asegurar la sustentabilidad del negocio, dos preocupaciones son cada vez más notorias en la industria energética: el calentamiento global y el vínculo con la sociedad.

El gas natural -con la promesa de mantener durante los próximos años al mundo abastecido pero de forma amistosa en relación con el medio ambiente- se postula como el gran heredero del petróleo en relación con la primacía en el suministro. Uno de los trabajos presentados en el Congreso indica que el fluido alcanzará su pico de utilización hacia 2030, para luego ceder terreno paulatinamente ante otras fuentes.

“Latinoamérica deberá enfrentar un período duro y de economía inestable, pero es positivo que haya mantenido sus ojos en la integración de los sistemas energéticos entre Brasil y la Argentina, a los que ahora también se suma Bolivia”, sostuvo Gerald Doucet.

En líneas generales, el secretario ejecutivo del WEC considera que el mundo en su conjunto se dirige hacia un escenario de precios más altos que los actuales. Esa conclusión no sólo deriva de la escalada que durante los últimos meses evidenció la cotización internacional del crudo, sino también de otros factores. Entre ellos, la utilización del gas natural, que bajo la cada vez más generalizada variedad del Gas natural líquido (LNG) implica erogaciones más onerosas en transporte e infraestructura, y por lo tanto precios más altos en comparación con el transporte por ductos.

La creciente demanda de energía hace necesario poner en disponibilidad mayores volúmenes y, consecuentemente, movilizar

inversiones capaces de afrontar las nuevas necesidades, que deben ser estimuladas por los precios. Por ese motivo, Doucet sugiere a las administraciones nacionales “ser honestas con la gente acerca del costo real de la electricidad. Uno de los países donde debe comenzar eso es la Argentina”.

La creciente demanda no sólo de los países industriales sino también de las naciones denominadas en vías de desarrollo, sumadas a la enorme cantidad de personas en todo el orbe que todavía a principios del siglo XXI no tienen acceso a fuentes modernas de suministro, son motivos suficientes -según los miembros del Concejo-, para mantener vigente todo tipo de alternativa energética conocida hasta el momento.

Durante el último Congreso de la institución se notó un énfasis generalizado en la defensa de los recursos nucleares e hidroeléctricos, blanco de críticas en otros ámbitos. **En ese sentido, Doucet, en diálogo con Revista Argentina Petroquímica, Petróleo, Gas & Química, se mostró a favor de la continuidad del plan nuclear por parte de la Argentina. En relación con la finalización de Atucha II, el directivo sostuvo: “No me sorprende para nada que el país, en términos de sus necesidades, haya avanzado en su programa nuclear, pero será fundamental que lo haga con seguridad y de forma económica. Así tendrá una fuente de energía estable en el futuro. Se trata de una opción que parece implicar inversiones demasiado grandes cuando el barril de petróleo cuesta sólo 10 dólares, pero resulta un gran negocio cuando alcanza los 50”, asegura.**

En general, el WEC considera que los recursos nucleares son un componente legítimo del mix energético, y que es preciso tener todas las opciones si la intención es llegar con energía a una mayor cantidad de personas.

Boletín Energético



Elaborado por la Oficina de
Prospectiva sobre los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250. Capital Federal (C1429BNP)

Tel: 6779-8185 Fax: 6779-8570

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

<http://www.cnea.gov.ar>