

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

ANÁLISIS Y DESARROLLO DE LA POSIBILIDAD DE FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO HÍBRIDO (CON CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE) EN EL ÁMBITO DE LA RED ENERGÉTICA ARGENTINA

ASADE, Andrés – LU 1040696

CONTRERA, Sebastián – LU 136193

Ingeniería Electromecánica

Tutor:

ZAMBRANO, Daniel

Julio 12, 2016



**UNIVERSIDAD ARGENTINA DE LA EMPRESA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS EXACTAS**

Resumen:

En el último tiempo en Argentina se está dando un fuerte impulso para la instalación de nuevas fuentes renovables de energía, principalmente aquellas de origen eólico, a los efectos de incrementar y diversificar la matriz energética. Sin embargo, uno de los principales inconvenientes de los parques eólicos es que no pueden garantizar un determinado abastecimiento de energía eléctrica por un tiempo, debido a la naturaleza variable del recurso eólico. Esta situación provoca que este tipo de generación no pueda ser considerada como un recurso firme de energía.

A los efectos de atender este inconveniente, en el presente trabajo de investigación se analiza la factibilidad de implementar un esquema de operación conjunta entre un parque eólico y una central hidroeléctrica de embalse, la cual actúa como respaldo para cubrir los faltantes eólicos.

En tal sentido, se plantea como hipótesis el diseño de un parque eólico de 100 MW, conformado por 50 aerogeneradores de 2 MW, el cual abastece una demanda objetivo de 50 MW con un factor de utilización del 80% - características habituales de un parque eólico típico de mediana potencia - (ACKERMANN, 2005). Como respaldo del parque eólico se eligió la central hidroeléctrica El Chocón, debido a la gran capacidad de embalse que la misma posee.

Para la implantación del parque eólico se analizaron 23 sitios en diversos lugares de nuestro país, recabando y ponderando sus distintas características y potenciales, optando finalmente por la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut.

Asimismo, se estudiaron los distintos aspectos de la normativa regulatoria vigente que fomenta la instalación de energías renovables en nuestro país, determinándose a su vez los aportes que el presente trabajo puede brindar.

Como principal conclusión surge que resulta factible considerar el aporte de energía eléctrica de un parque eólico respaldado por una central hidroeléctrica de embalse, como un recurso firme para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. A su vez, este esquema tiene un bajo impacto en la cota del embalse de la central hidroeléctrica, por lo cual no se altera su normal operación.

Abstract:

Lately in Argentina is being given a strong push to the installation of new renewable energy sources, mainly those from wind, in order to increase and diversify the energy matrix. However, one of the main inconveniences of eolic energy is that they can't guarantee a certain supply of electricity for a determine period of time, due to the variable nature of the eolic resource. This situation causes that this kind of generation can't be considered as a firm source of energy.

In order to take care of the this inconvenience, the study analyzed the feasibility of implementing a scheme of joint operation between eolic energy and a hydroelectric power plant with dam, which acts as a reserve to cover the missing wind energy.

In this sense, the design of a 100 MW wind farm, consisting of 50 wind turbines of 2 MW is considered, which supplies a target demand of 50 MW with a factor use of 80%. In support of the eolic energy, the hydroelectric power plant El Chocón was chosen due to its large storage capacity.

For the implementation of the eolic energy, 23 sites were analyzed in different places of our country, collecting and weighing their different characteristics and potential, finally we chose the city of Comodoro Rivadavia in Chubut Province.

It was also studied different aspects of the current legislation which promotes the installation of renewable energy in our country, determined to turn the contributions that this work can provide.

The main conclusion that emerges of this project is that result feasible to consider the contribution of electricity energy from an eolic energy backed by a hydroelectric power plant with dam, as a firm resource to supply demand. At the same time, this scheme has a low impact on the level of the reservoir of the hydroelectric power plant so normal operation will not be altered.

Contenidos

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	6
2. APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL VIENTO.....	10
2.1. ORIGEN DEL VIENTO.....	10
2.2. VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.....	10
2.3. EFECTOS LOCALES.....	10
2.4. POTENCIA EÓLICA DISPONIBLE.....	11
2.5. POTENCIA EÓLICA APROVECHABLE.....	13
2.6. EL COEFICIENTE DE POTENCIA C_p	15
2.7. EL LÍMITE DE BETZ.....	16
2.8. MÁXIMA POTENCIA EXTRAÍBLE.....	18
2.9. LIMITACIONES DE LA TEORÍA DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO.....	20
3. OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS DE VIENTO.....	21
3.1. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO.....	21
3.2. DATOS DE VIENTO OBTENIDOS.....	22
3.3. RUGOSIDAD.....	22
3.4. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA Y LA RUGOSIDAD.....	23
3.5. DISTRIBUCIÓN WEIBULL DE PROBABILIDAD DE VELOCIDADES.....	24
3.6. ROSA DE LOS VIENTOS.....	26
3.7. FUNCIÓN DE DENSIDAD DE POTENCIA.....	26
3.8. DE DENSIDAD DE POTENCIA.....	27
3.9. VELOCIDAD DE CONEXIÓN.....	28
3.10. VELOCIDAD DE CORTE.....	28
3.11. COEFICIENTE DE POTENCIA.....	28
4. METODOLOGÍA DESARROLLADA.....	30
5. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO.....	35
5.1. ASPECTOS GENERALES Y PARTICULARES.....	35
5.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO UTILIZANDO EL MÉTODO DE MATRIZ DE PONDERACIÓN DE FACTORES.....	37
5.3. EVALUACIÓN DE LOS SITIOS SELECCIONADOS.....	39
6. IMPLANTACIÓN PARQUE EÓLICO.....	50
6.1. UBICACIÓN FÍSICA Y MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO.....	50
6.2. CONFIGURACIÓN DEL PARQUE EÓLICO.....	53
6.3. DATOS TÉCNICOS DE LOS AEROGENERADORES.....	55

6.4.	CURVA DE POTENCIA.	56
6.5.	OBRAS CIVILES.....	57
6.6.	CANALIZACIONES PARA CABLEADO.	57
6.7.	CANALIZACIONES PARA RED DE TIERRAS.	58
7.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE RESPALDO.....	59
7.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	60
7.2.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS OBRAS.	60
7.3.	EMBALSE.....	61
7.4.	PRESA.....	61
7.5.	VERTEDERO	61
7.6.	OBRA DE TOMA Y TUBERÍAS FORZADAS.....	62
7.7.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	63
7.8.	TURBINAS.....	64
7.9.	DATOS TÉCNICOS.	64
7.10.	EVOLUCIÓN DE LA COTA.....	65
8.	MARCO REGULATORIO.....	67
8.1.	ANTECEDENTES	67
8.2.	SOBRE EL MARCO REGULATORIO PARTICULAR, DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	69
8.3.	LEY 26.190 Y SU MODIFICATORIA LEY 27.191. DECRETO REGLAMENTARIO N° 531/2016.	70
9.	ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO CON CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE RESPALDO.	76
10.	CONCLUSIONES.	83
11.	BIBLIOGRAFÍA.	86
12.	LISTADO DE ANEXOS.	88

1. Introducción y objetivos.

La matriz energética de Argentina tiene una gran dependencia en los combustibles fósiles, básicamente petróleo y gas, llegando al 87,5% de la oferta energética total¹. Este es un valor muy elevado, considerando el declive pronunciado de las actuales reservas fósiles en nuestro país.

Esta situación se ve agravada si consideramos que en los últimos años Argentina ha perdido el autoabastecimiento energético, siendo las importaciones de esos combustibles superiores a las exportaciones. Tal es el caso, por ejemplo, de las importaciones y exportaciones de Gas Natural que se muestra en el siguiente gráfico, en el cual se evidencia el fuerte crecimiento en la importación de dicho combustible.

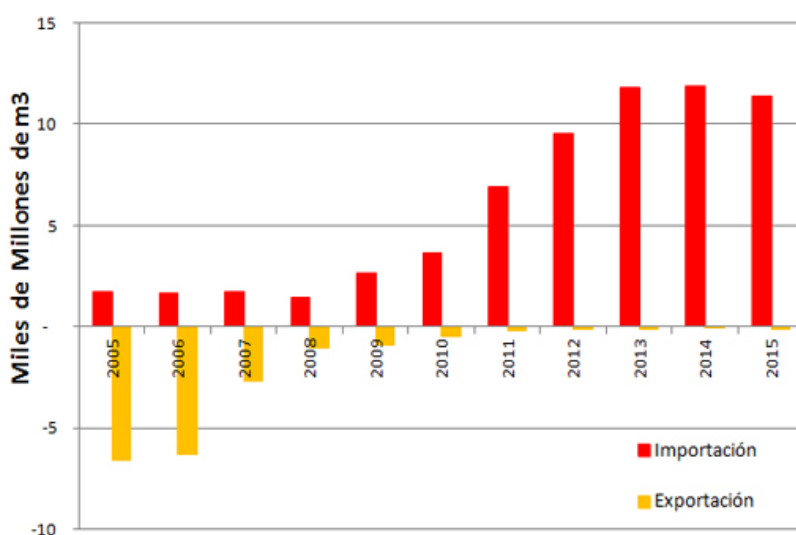


Gráfico 1: importación vs. exportación de gas natural. (IAPG, 2016).

Por tales motivos, la energía está teniendo hoy un alto protagonismo en las cuestiones económicas de nuestro país. En tal sentido, se considera que adicionalmente al desarrollo de los combustibles fósiles convencionales y no convencionales que está propiciando el Estado Nacional, sería conveniente ampliar las opciones disponibles dando un fuerte impulso a las energías renovables.

¹ Gas Natural 50,8% - Petróleo 36,7%. Secretaría de Energía (2014).

El sector eléctrico es clave para la incorporación de dichas fuentes de energías renovables, sin embargo actualmente su participación en la matriz energética es muy reducida.

Por otro lado, en las tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica se registran altos porcentajes de indisponibilidad, debido principalmente a la gran obsolescencia de los equipos en funcionamiento.

En tal sentido, durante el año 2015 se registró una disponibilidad del 81% del parque de generación lo cual reduce la potencia instalada de 31.815 MW a un valor real de potencia disponible para enfrentar el abastecimiento de 25.794 MW.

Tabla I: potencia instalada vs. disponible. (CMMESA, 2015).

TECNOLOGIA	Potencia INSTALADA [MW]	Potencia DISPONIBLE [MW]	% Disponibilidad 2015
TV	4451	2093	47.0%
TG	4039	3147	77.9%
CC	9227	7573	82.1%
NU	1010	738	73.1%
HI	11108	10553	95.0%
Resto (DÍ+EO+FV)	1980	1690	85.4%
TOTAL	31815	25794	81%

Esta situación de gran indisponibilidad del parque de generación, tiene un efecto directo sobre el normal abastecimiento de la demanda creciente de energía eléctrica en nuestro país, la cual ha superado los 25.000 MW en el período de verano del año 2016.

Como ejemplo de lo mencionado, el día 22 de Enero de 2016 debido a las indisponibilidades de generación registradas en el sistema eléctrico, se debió realizar una importación de energía eléctrica, desde países limítrofes, de 2281 MW para lograr cubrir la demanda pico de dicho día.

Además, considerando el crecimiento permanente de la demanda de energía eléctrica, según estimaciones realizadas por CMMESA, se espera que la demanda para el año 2017 supere los 27.000 MW, lo cual contrasta con la disponibilidad del parque de generación mencionada anteriormente.

Esta situación abre grandes oportunidades para la incorporación de fuentes renovables a la matriz de generación, dados los abundantes recursos renovables disponibles y la necesidad de sustituir el uso de combustibles fósiles. De esta forma se logrará aumentar la participación de las fuentes de energía renovables en la matriz energética, la cual actualmente apenas cubre el 1,7% del total de la demanda eléctrica nacional, según lo detallado en el siguiente cuadro:

Tabla II: incidencia energía renovable. (CAMMESA, 2015).

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	Total GWh	Total MW Medios
Biodiesel	32	170	2	2	0	206.6	4.7
Biomasa	98	127	134	114	155	626.9	14.3
Eólica	16	348	447	613	593	2017.5	46.0
Hidro <= 50MW	1350	1566	1376	1543	1713	7548.4	172.2
Solar	2	8	15	16	15	55.3	1.3
Biogas	0	36	108	103	84	330.8	7.5
Total GWh	1498.2	2255.2	2082.9	2390.0	2559.1	10785.4	246.1
DEMANDA ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	Total GWh	Total MW Medios
Demanda MEM	116349	121293	125166	126397	131995	621201	28350
Porcentaje de la Demanda MEM cubierta con Generación Renovable	1.3%	1.9%	1.7%	1.9%	1.9%	1.7%	

Además se debe considerar que toda la Patagonia, gran parte del área Pampeana y Cuyo poseen condiciones óptimas para emprendimientos eólicos. Aproximadamente el 70% del territorio nacional es cubierto por vientos que permiten un muy buen aprovechamiento para producir energía.

No obstante ello, se debe considerar que dichos vientos no son constantes y existe una gran variabilidad en la potencia que un parque eólico puede entregar. A continuación, se grafica como ejemplo la producción de un parque eólico a lo largo de una semana, pudiéndose ver claramente las variaciones en la generación que se registran a lo largo del tiempo.

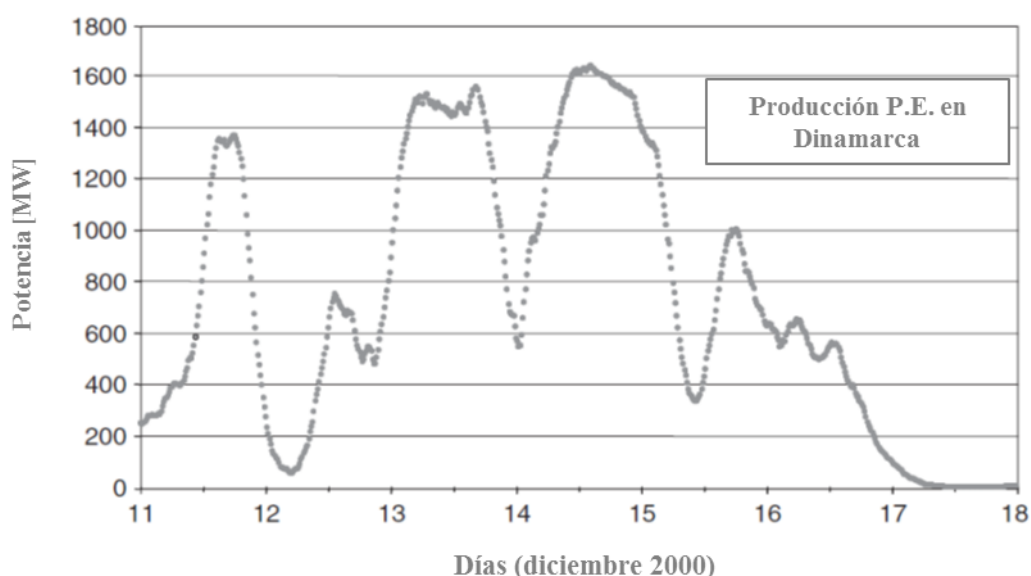


Gráfico 2: generación de energía eólica. (ACKERMANN, 2005).

Considerando esta situación, para la incorporación de fuentes renovables a la matriz energética resulta necesario establecer un mecanismo operativo tal que garantice el abastecimiento de energía eléctrica firme.

Por tales motivos, el presente estudio se centrará en el desarrollo de un parque eólico de una potencia instalada de 100 MW, a ser vinculado a un nodo del sistema de transporte de energía eléctrica de nuestro país, y se considerará que el respaldo de energía es provisto por la central hidroeléctrica El Chocón, la cual se encuentra ubicada sobre el río Limay.

A su vez, se considera una demanda objetivo, a ser abastecida por el proyecto, de 50 MW con un factor de utilización del 80%, lo cual nos da un requerimiento diario de energía de 960 MWh ($Demanda\ Diaria = 50\ MW * 24\ h/día * 80\% = 960MWh$).

Con el presente estudio se pretende poder determinar si es factible que un parque eólico funcione en forma híbrida con una central hidroeléctrica de embalse, desarrollando de esta forma una operatoria que podría ser de aplicación en nuestro país considerando el gran potencial que se tiene para la instalación de proyectos eólicos.

2. Aprovechamiento energético del viento.

2.1. Origen del viento.

El origen del viento se debe principalmente al movimiento de las masas de aire que se encuentran en la atmósfera. Para el estudio e implementación de parques eólicos los vientos de mayor interés serán aquellos que se producen a nivel de la superficie terrestre, ya que son los vientos que contienen la energía que se desea aprovechar.

Estos movimientos de masas de aire a su vez son originados por gradientes de presión, los cuales se producen principalmente por los gradientes térmicos que a su vez tienen su origen en la radiación solar que recibe la tierra. Es decir, los movimientos de masas de aire y por ende los vientos que se producen tanto en la atmósfera como en la superficie terrestre son causados por la interacción tierra-sol.

2.2. Variación vertical del viento.

Existen diversos factores que afectan la velocidad del viento a diferentes alturas de la superficie terrestre. Entre ellos el más importante es el gradiente de temperatura, es decir la estabilidad atmosférica. En la práctica, a los fines de poder determinar la velocidad del viento a una cierta altura (z') se suele suponer atmósfera neutra y utilizar la ecuación (1); donde a partir de la medición de una velocidad de referencia $V(z)$ y conociendo la longitud de rugosidad del terreno (z_0) se puede obtener la velocidad del viento a la altura deseada $V(z')$.

$$V(z') = V(z) \cdot \frac{\ln(z') - \ln(z_0)}{\ln(z) - \ln(z_0)} \quad (1)$$

2.3. Efectos locales.

Los vientos que se producen en la superficie terrestre no solo se ven afectados por las condiciones generales de la atmósfera, tales como el gradiente térmico y la presión, sino que también existen efectos locales que dan lugar a las condiciones de viento de una determinada región. Tal es así que existen determinadas zonas del planeta

donde los efectos locales son tan significativos que son preponderantes sobre las condiciones generales. Existen dos principales causas de los efectos locales:

a) Origen geográfico

La diversidad geográfica, como cordilleras, colinas, valles, acantilados, etc. da lugar a la formación de diferentes vientos, los cuales tendrán diverso contenido energético como para ser aprovechado en la producción de energía eólica.

b) Origen térmico:

- Brisas, se deben principalmente a la diferencia de temperatura que existe entre la tierra y el mar.
- Viento de ladera y valle. Al amanecer, aumenta la temperatura de las laderas y el aire comienza a ascender. Al anoecer los vientos comienzan a descender a causa del descenso de temperatura.

2.4.Potencia eólica disponible.

La energía cinética contenida en una masa de aire en movimiento está dada por la siguiente expresión:

$$E = 1/2 \cdot m \cdot v^2 \quad (2)$$

Esta energía por unidad de volumen será:

$$E = 1/2 \cdot \rho \cdot v^2 \quad (3)$$

Siendo ρ la densidad del aire, que a efectos prácticos puede suponerse prácticamente constante.

El flujo de aire que atraviesa una superficie es:

$$\Phi = v \cdot A \quad (4)$$

La potencia eólica en una sección A, perpendicular a la corriente de aire que fluye con velocidad v, será la energía por unidad de tiempo; es decir:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot v \cdot A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (5)$$

Por lo tanto, de las ecuaciones anteriores, se puede deducir que la potencia disponible en las masas de aire en movimiento, es decir, la potencia contenida en el viento es directamente proporcional a la densidad, al área perpendicular y al cubo de la velocidad.

Representando gráficamente la potencia disponible en función del diámetro de la máquina, con la densidad $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$, se tiene:

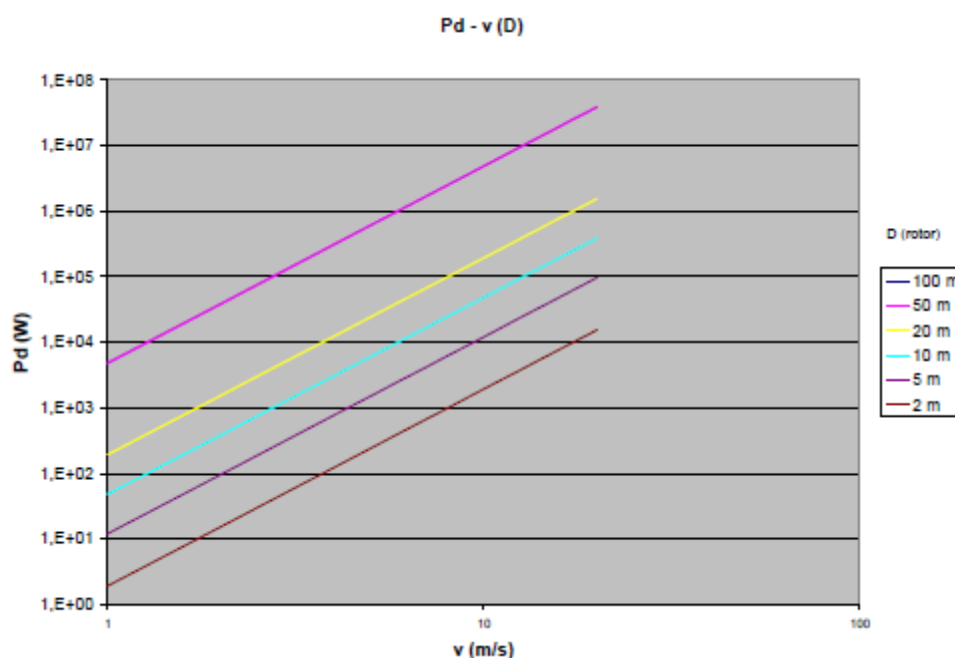


Gráfico 3: potencia en función de la velocidad. (MUR AMADA, 1999).

Del gráfico anterior se observa que a medida que aumenta el diámetro del rotor y a medida que aumenta la velocidad, la potencia disponible en el viento aumenta.

2.5. Potencia eólica aprovechable

En el punto 2.4 se ha visto cual es la energía contenida en una masa de aire en movimiento. Sin embargo, la ecuación de conservación de la masa hace que no toda esa potencia disponible en el aire pueda aprovecharse. De esta manera, la potencia aprovechable no solo depende de las características del viento, sino también de las características de funcionamiento del aerogenerador a utilizar. Asimismo hay que considerar, además, las pérdidas mecánicas en la transmisión y la eficiencia eléctrica del generador.

Si consideramos un tubo cilíndrico de longitud L y áreas de entrada y salida A , y representamos el flujo de aire por dentro del tubo se tiene el siguiente esquema:

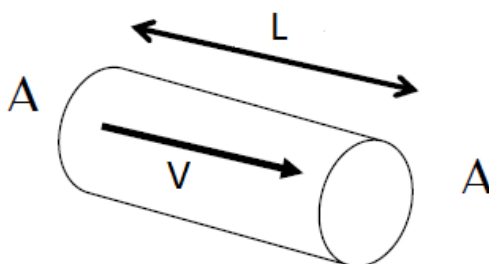


Figura 1: flujo de aire dentro de un tubo. (MUR AMADA, 1999).

La potencia del viento aprovechable es el primer límite que nos encontramos al querer diseñar o utilizar un aerogenerador. Para calcularla, se debe evaluar la energía cinética (E_c) de la masa de aire (M) que atraviesa, por unidad de tiempo, la sección barrida por las palas (A). La sección A se considera constante.

La longitud L recorrida será:

$$L = v \cdot \Delta T \tag{6}$$

La masa de aire contenida en el cilindro será:

$$M = \rho \cdot v \cdot \Delta T \cdot A \tag{7}$$

La energía cinética asociada a la misma será:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot M \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v \cdot \Delta T \cdot A \cdot v^2 \quad (8)$$

Y según lo visto en la ecuación (5), la potencia disponible será:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (5)$$

En esta situación nos encontramos el siguiente fenómeno físico. El aire se desplazará por el interior del tubo de corriente y cederá parte de la energía. Dado que el flujo es subsónico, la presencia del rotor perturbará el flujo aguas arriba, causando como consecuencia que la sección A_1 , situada aguas arriba, tenga un área inferior al área del rotor A , y a su vez, inferior al área A_2 situada aguas abajo del rotor. Por otro lado, como la densidad se considera que se mantiene constante a los fines prácticos y el flujo es estacionario, el caudal deberá conservarse debido a la ley de la conservación de la masa y por lo tanto, la velocidad a la entrada del tubo será mayor que a la salida del mismo. $v_1 > v > v_2$.

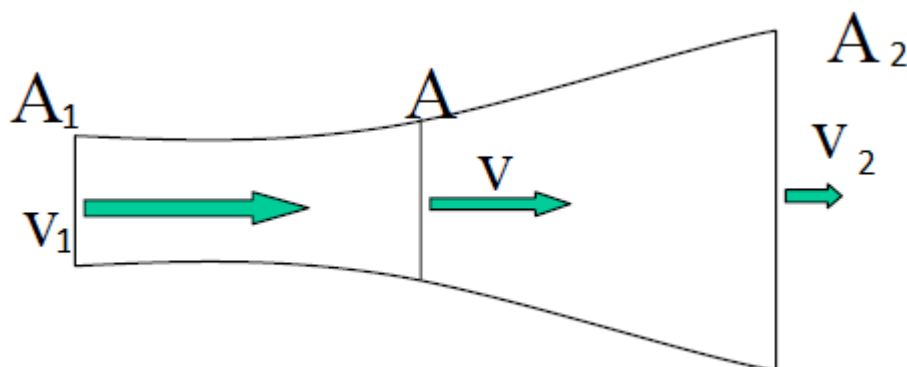


Figura 2: velocidades en el tubo. (MUR AMADA, 1999).

Analizando la presión, se observa la siguiente gráfica:

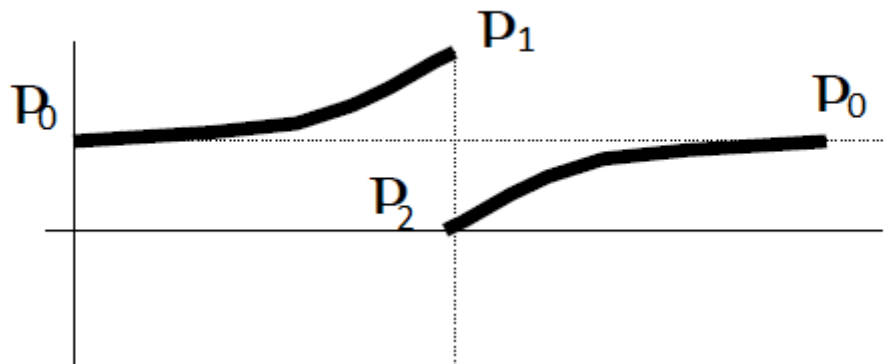


Figura 3: distribución de presiones. (MUR AMADA, 1999).

La presión evoluciona desde el valor de la presión ambiente P_0 hasta un valor superior P_1 inmediatamente anterior a que el flujo de aire se intercepte con el rotor. Dentro del rotor se produce una caída de presión P_2 y a medida que el flujo de aire se aparta del rotor la presión comienza a incrementarse nuevamente hasta alcanzar de nuevo la presión ambiente, P_0 .

2.6.El coeficiente de potencia C_p

El coeficiente de potencia de un aerogenerador está definido como la fracción de potencia que contiene una masa de aire en movimiento, o sea el viento, y que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia del aerogenerador.

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (9)$$

Donde:

P_d : potencia disponible

ρ : densidad del viento

A : área expuesta al viento incidente

V : velocidad del viento incidente.

El valor del coeficiente de potencia nunca puede alcanzar el 100% respecto a la potencia incidente. El valor máximo que puede alcanzar el coeficiente de potencia fue determinado por Albert Betz, en la década de 1920 a partir de la aplicación de la ecuación de cantidad de movimiento.

2.7.El límite de Betz

Para poder realizar el desarrollo del límite de Betz a los fines de obtener la máxima potencia aprovechable de una masa de aire en movimiento, es imprescindible en una primera instancia plantear la teoría de Cantidad de Movimiento y exponer una serie de hipótesis simplificativas, en este caso, las Hipótesis de Rankine y Froude, que son:

- El aire será considerado como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo de estudio excepto en las proximidades del rotor.
- El fluido será considerado incompresible y la velocidad del viento será subsónica, por tanto, la densidad se considera constante.
- Se considerará régimen estacionario.
- No será considerada la velocidad de giro del rotor ni la de su estela.
- Se considera al rotor como un disco poroso fijo, compuesto por infinitas palas de espesor despreciable.

Las ecuaciones que se aplican en la deducción del límite de Betz son:

a) Ecuación de continuidad

$$A_1 \cdot V_1 = A_2 \cdot V_2 \quad (10)$$

b) Gasto másico

$$G = \rho \cdot A \cdot v \quad (11)$$

c) Fuerza sobre el rotor

$$F = G \cdot \Delta v = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad (12)$$

$$F = A \cdot (P_+ - P_-) \quad (13)$$

d) Ecuación de Bernouilli

i. Entre A_1 y la sección anterior del disco

$$p_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 = p_+ + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \quad (14)$$

ii. Entre la sección posterior del tubo y A_2

$$p_- + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 = p_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_2^2 \quad (15)$$

e) Presiones

$$p_1 = p_2 \quad (16)$$

Despejando p_1 de (14) y p_2 de (15), y reemplazando ambos en (16) obtenemos:

$$p_+ - p_- = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (17)$$

La fuerza sobre el rotor será:

$$F = A \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \right] \quad (18)$$

La velocidad del aire que circula a través del rotor eólico (V) es exactamente la media aritmética entre las velocidades de entrada (V_1) y de salida (V_2), es decir:

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \quad (19)$$

La potencia absorbida por el rotor será el producto de la fuerza ejercida por el viento sobre el rotor por la velocidad del fluido en el rotor.

$$P = F \cdot v \quad (20)$$

$$P = A \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \right] \cdot \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2)$$

Reordenando:

$$P = \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \right] \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \right] \quad (21)$$

Donde:

$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2)$ es el gasto másico a través del rotor y $\frac{1}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2)$ es la pérdida de energía cinética por unidad de masa de viento entre las secciones 1 y 2. (MURAMADA, 1999).

2.8. Máxima potencia extraíble

De las deducciones anteriores se puede observar que la potencia depende del área del rotor y de las velocidades de viento aguas arriba y aguas abajo del rotor. Sin embargo, como ya se ha mencionado anteriormente, para conocer la máxima potencia aprovechable es necesario primero conocer el valor del coeficiente de potencia obtenido por Betz en el año 1926. Por un lado V_1 corresponderá a la velocidad de viento incidente, y por otro lado se define:

$$k = \frac{v_2}{v_1} \quad (22)$$

Reemplazando en la expresión de la potencia obtendremos:

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) \quad (23)$$

Para obtener P máxima derivaremos respecto a k e igualaremos a cero:

$$\frac{dP}{dk} = 0$$

Se llega a la ecuación de segundo grado $3 \cdot k^2 + 2 \cdot k - 1 = 0$, que resolviendo, y tomando la solución positiva, se llega a $k = \frac{1}{3}$.

Sustituyendo en la expresión de la potencia se obtiene:

$$P_{max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (24)$$

Sustituyendo en la expresión del coeficiente de potencia, se llega a una expresión para C_p :

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) \quad (25)$$

Representando gráficamente esta expresión en función de k , se tiene la siguiente gráfica:

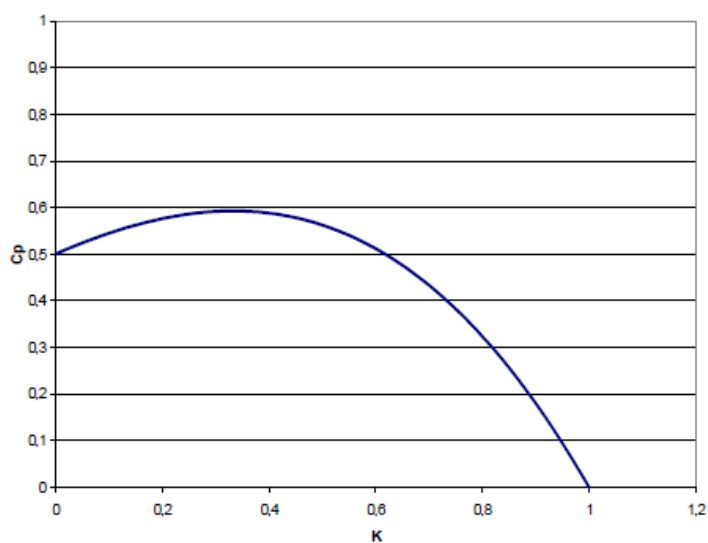


Gráfico 4: coeficiente de potencia K . (MUR AMADA, 1999).

Dicha gráfica presenta un máximo en las proximidades de 0.6. Dándole valores numéricos se obtiene:

$$C_{pmax} = \frac{\frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3} \quad (26)$$

Por lo tanto:

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0,5925 \quad (27)$$

$$C_{pmax} = 59,25\%$$

De esta manera, vemos que como máximo sólo puede extraerse el 59,25% de la energía cinética que contiene una masa de aire en movimiento. Este es el valor del coeficiente de potencia máximo hallado por Albert Betz en 1926.

2.9.Limitaciones de la teoría de Cantidad de Movimiento

La teoría de cantidad de movimiento es aplicable para el estudio de parques eólicos, sin embargo presenta las siguientes limitaciones a efectos prácticos:

- No son considerados los efectos viscosos del fluido en estudio.
- Para cada sección recta del tubo de corriente las magnitudes son equivalente, lo cual no permite cálculos locales en zonas determinadas del rotor.
- No se tienen en cuenta los cambios en la altura y por lo tanto la diferencia en la velocidad del viento entre el extremo inferior y superior del rotor.
- No se considera el número de palas del aerogenerador.
- No tiene en cuenta los pares de fuerza que se generan por el giro del rotor.
- No considera fenómenos no estacionarios tales como ráfagas, ni variaciones en la velocidad del aire, ni variaciones en la velocidad de giro del rotor, etc.

3. Obtención y tratamiento de datos de viento.

A la hora de evaluar un proyecto eólico es necesario determinar las características del viento en el emplazamiento donde se va a instalar el parque eólico, para lo cual habrá que considerar mínimamente los siguientes aspectos:

- Condiciones generales del viento en el emplazamiento.
- Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio.
- Condiciones meteorológicas (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa, densidad del aire).
- Dirección predominante de los vientos (Rosa de los vientos).
- Variación temporal de la velocidad.
- Potencial eólico disponible.
- Perfil vertical de velocidad horizontal.
- Factores de ráfaga.
- Factores de turbulencia.

3.1. Variabilidad de la velocidad del viento.

Cualquiera sea la zona de estudio, la velocidad del viento estará siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento variará continuamente. La magnitud de dicha fluctuación dependerá tanto de las condiciones climáticas como de la rugosidad de la superficie. De esta manera, la producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento.

Generalmente, el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, p.ej. entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche. Desde el punto de vista de un proyecto eólico, el hecho de que la

mayor parte de la energía se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche.

En la zona de la Patagonia Argentina, los vientos de invierno son generalmente más fuertes que los de verano. Por lo cual, el consumo de electricidad es generalmente mayor en invierno que en verano. Esto significa que la calefacción eléctrica es perfecta en combinación con la energía eólica, ya que el enfriamiento de las casas varía con la velocidad del viento de la misma forma que la producción de electricidad en los aerogeneradores varía con las velocidades del viento.

3.2. Datos de viento obtenidos.

Los datos de vientos para el presente trabajo se obtuvieron de la base de datos del sitio de Internet Weather Underground (2015). Para cada una de las localidades relevadas se tomaron datos de promedios diarios durante 2 (DOS) años consecutivos (período 2013-2014).

3.3. Rugosidad.

Las velocidades del viento en las capas más bajas de la atmósfera se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área.

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

Tabla III: rugosidad. (Atlas Eólico, 2015)

Tabla de clases y longitudes de rugosidad			
Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos
Definiciones de acuerdo con el Atlas Eólico Europeo, WAsP.			

3.4. Variación de la velocidad del viento con la altura y la rugosidad.

Utilizando la ecuación (1) se calcularon las velocidades de viento para diversas alturas y diversas clases de rugosidad del terreno. A continuación se presentan los valores obtenidos.

Tabla IV: cálculo de diversas velocidades.

	Longitud de Rugosidad (m)						
	0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,4	1,6
Altura (m)	Velocidad (m/s)						
150	9,70	9,13	8,33	8,10	7,84	7,14	6,24
140	9,65	9,07	8,26	8,03	7,77	7,06	6,15
130	9,60	9,01	8,19	7,96	7,69	6,97	6,05
120	9,54	8,94	8,11	7,88	7,61	6,88	5,94
110	9,48	8,87	8,02	7,79	7,51	6,77	5,82

100	9,41	8,79	7,93	7,69	7,41	6,66	5,69
90	9,34	8,71	7,83	7,58	7,30	6,53	5,54
80	9,25	8,61	7,72	7,46	7,17	6,39	5,38
70	9,16	8,50	7,58	7,32	7,03	6,23	5,20
60	9,05	8,37	7,43	7,17	6,86	6,04	4,98
50	8,91	8,22	7,25	6,98	6,67	5,82	4,73
40	8,75	8,04	7,04	6,75	6,43	5,55	4,43
30	8,55	7,80	6,75	6,46	6,12	5,20	4,03
20	8,26	7,46	6,36	6,04	5,68	4,72	3,47
10	7,76	6,89	5,68	5,33	4,94	3,88	2,52

A modo de ejemplo el siguiente gráfico representa las diferentes velocidades de viento para diferentes alturas calculadas a una longitud de rugosidad $Z_0 = 0,03m$. Dicho gráfico evidencia como se va incrementando la velocidad del viento a medida que se eleva la altura.

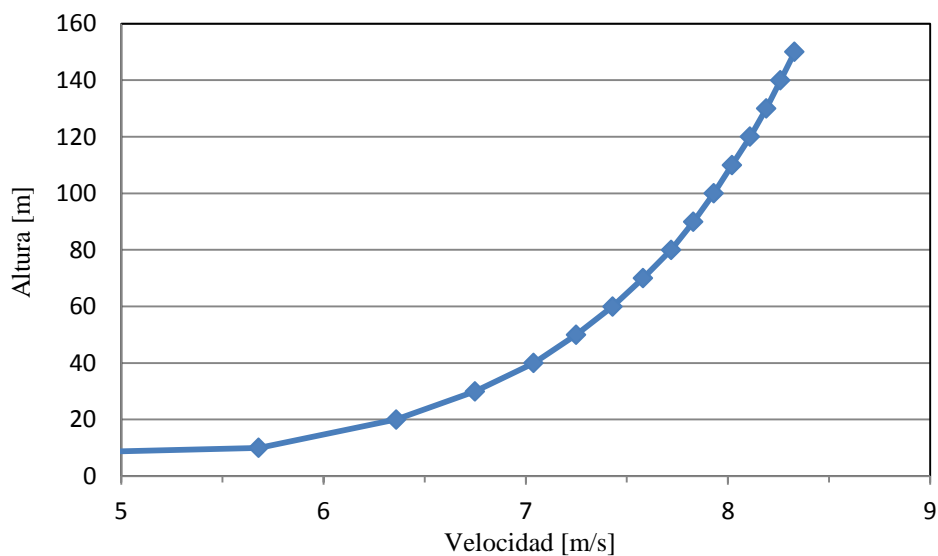


Gráfico 5: velocidad del viento en función de la altura.

3.5. Distribución Weibull de probabilidad de velocidades.

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los fabricantes de turbinas necesitan la información para optimizar

el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación. Los inversores necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad.

A lo largo de un año en la mayoría de los casos se tendrán vientos frescos y moderados mientras que raramente existirán fuertes vendavales.

La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100%.

Para el presente proyecto, a los fines de conocer la distribución de probabilidad de velocidades, los datos obtenidos se procesaron por medio de planillas de cálculo Excel. Los valores de los coeficientes K (parámetro de forma) y A (parámetro de escala) se obtuvieron también utilizando planillas de cálculo Excel. De igual manera, las curvas de distribución Weibull se trazaron utilizando planillas de cálculo Excel.

A continuación se adjunta como ejemplo la distribución de probabilidades para la zona de Comodoro Rivadavia trazada con el software proporcionado por la “Asociación de la Industria Eólica Danesa”.

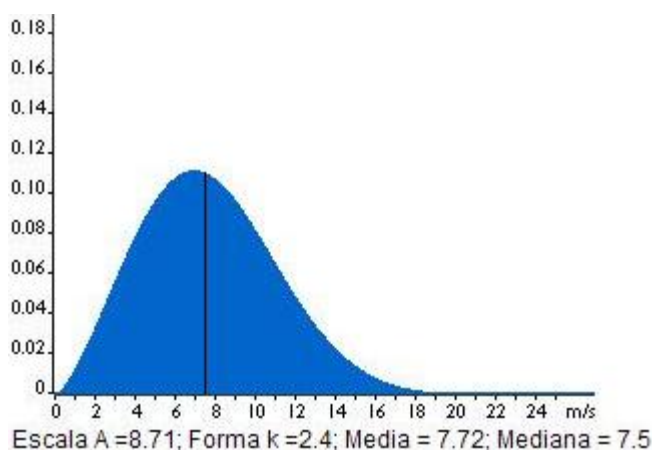


Gráfico 6: distribución de Weibull. (DWIA, 2015).

La mitad del área azul está a la izquierda de la línea negra vertical a 7,5 metros por segundo. La velocidad de 7,5 m/s es la mediana de la distribución. Esto significa que la

mitad del tiempo el viento soplará a menos de 7,5 m/s y la otra mitad soplará a más de 7,5 m/s.

La velocidad del viento media es de 7,72 m/s, la cual es realmente el promedio de las observaciones de la velocidad del viento.

Como se puede observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces se tendrán velocidades de viento muy altas, pero son muy raras. Por otro lado, las velocidades del viento de 7 m/s son las más comunes. Los 7 metros por segundo es el llamado valor modal de la distribución. Si se multiplica cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y se suman todos, se obtiene la velocidad del viento media.

3.6. Rosa de los vientos.

Generalmente los fuertes vientos suelen venir de una dirección determinada. Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, suele dibujarse la llamada rosa de los vientos basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

La rosa de los vientos para las distintas localidades estudiadas se obtuvieron del Sistema de Información Geográfico (SIG) proporcionado por el ex-Ministerio de Planificación.

3.7. Función de densidad de potencia.

El potencial de energía por segundo (la potencia) varía proporcionalmente con el cubo de la velocidad del viento (la tercera potencia), y proporcionalmente a la densidad del aire (su peso por unidad de volumen).

Para conocer la distribución de energía eólica a diferentes velocidades del viento se deberá multiplicar la potencia de cada velocidad del viento con la probabilidad de cada velocidad del viento de la gráfica de Weibull. La curva de Weibull cambia de forma, debido a que las altas velocidades del viento tienen la mayor parte de la potencia del viento.

3.8. De densidad de potencia.

El siguiente gráfico fue dibujado usando el software proporcionado por la “Asociación de la Industria Eólica Danesa”. El área bajo la curva gris indica la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo del viento que puede esperarse en este emplazamiento en particular (Comodoro Rivadavia). En este caso tenemos una velocidad del viento media de 7,72 m/s y un factor de forma $k = 2,4$ por lo que se tendrá 461 W/m^2 . Obsérvese que esta potencia es casi el doble de la obtenida cuando el viento sopla constantemente a la velocidad media.

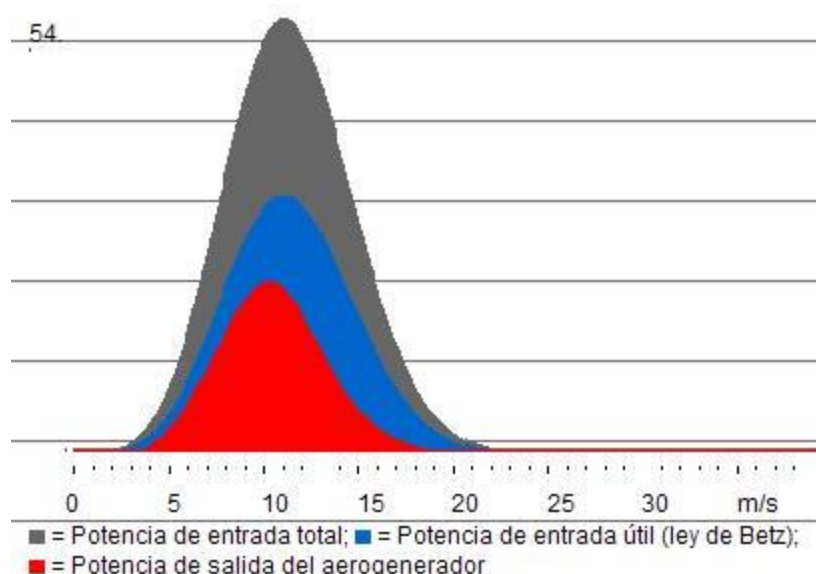


Gráfico 7: densidad de potencia. (DWIA, 2015).

El gráfico consta de cierto número de columnas estrechas, una para cada intervalo de 0,1 m/s de la velocidad del viento. La altura de cada columna es la potencia (número de vatios por metro cuadrado), con la que cada velocidad del viento en particular contribuye en la cantidad total de potencia disponible por metro cuadrado. El área bajo la curva azul indica qué cantidad de potencia puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica (según la ley de Betz será 59,25% de la potencia total del viento).

El área total bajo la curva roja indica cual será la potencia eléctrica que un aerogenerador producirá en dicho emplazamiento, considerando su rendimiento.

Lo más importante es observar que la mayor parte de la energía eólica se encontrará a velocidades por encima de la velocidad media del viento (promedio) en el emplazamiento. Esto se debe a que las velocidades del viento altas tienen un contenido energético mucho mayor que las velocidades del viento bajas.

3.9. Velocidad de conexión.

Normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3-5 m/s. Es la llamada velocidad de conexión. El área azul de la izquierda del gráfico 7 muestra la pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de aproximadamente 4 m/s.

3.10. Velocidad de corte.

El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina velocidad de corte. La minúscula área azul de la derecha representa la pérdida de potencia.

3.11. Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad.

Dividiendo la potencia eléctrica disponible por la potencia eólica de entrada, se logra medir la eficiencia técnica del aerogenerador. Para esto, se toma la curva de potencia y se la divide por el área del rotor para obtener la potencia disponible por metro cuadrado de área del rotor. Posteriormente, para cada velocidad del viento, se deberá dividir el resultado por la cantidad de potencia en el viento por metro cuadrado.

El siguiente gráfico muestra la curva del coeficiente de potencia para el aerogenerador Vestas V90 que se utilizará en el emplazamiento. La eficiencia varía mucho con la velocidad del viento (pequeñas oscilaciones en la curva suelen ser debidas a errores de medición).

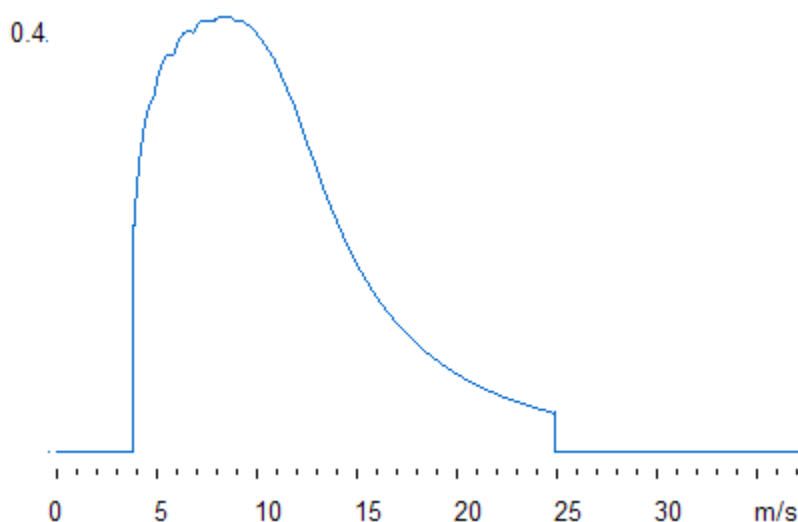


Gráfico 8: coeficiente de potencia. (DWIA, 2015).

Como puede observar, la eficiencia mecánica del aerogenerador más alta (en este caso del 40%) se da a velocidades alrededor de 9 m/s. Este valor ha sido elegido deliberadamente por los ingenieros que diseñaron la turbina. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades del viento, la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por encima de aquella para la que ha sido diseñado el generador. Así pues, la eficiencia interesa sobretodo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía.

4. Metodología desarrollada.

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación se planteó la necesidad de obtener datos reales de velocidades de viento tomados en diversos puntos de la República Argentina, con el objetivo de determinar en primera instancia un lugar óptimo para la instalación de un parque eólico de 100 MW, conformado por 50 aerogeneradores de 2 MW cada uno de ellos.

Los datos de velocidades de viento fueron obtenidos del sitio web Weather Underground, siendo los mismos promedios diarios registrados durante el período 2013 – 2014. En el siguiente mapa se muestran los lugares analizados:



1	Las Heras	Mendoza
2	San Rafael	Mendoza
3	Bahía Blanca	Buenos Aires
4	Bahía Blanca 2	Buenos Aires
5	Villa Mercedes	San Luis
6	San Luis	San Luis
7	Catamarca	Catamarca
8	J.B. Alberdi	Tucumán
9	Neuquén	Neuquén
10	Santa Rosa	La Pampa
11	Comod. Rivadavia	Chubut
12	Pto. Madryn	Chubut
13	Trelew	Chubut
14	Esquel	Chubut
15	Bariloche	Río Negro
16	San Antonio Oeste	Río Negro
17	Tandil	Buenos Aires
18	Junín	Buenos Aires
19	Río Cuarto	Córdoba
20	Río Gallego	Santa Cruz
21	Puerto Deseado	Santa Cruz
22	Río Grande	Tierra del Fuego
23	Ushuaia	Tierra del Fuego

Figura 4: detalle de sitios analizados.

Además, el proyecto contempla la instalación de aerogeneradores marca Vestas modelo V90, los cuales poseen una altura de eje del rotor de 80 metros. En tal sentido, y considerando que los datos de velocidades de viento obtenidos fueron medidos a una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo, resulta necesario calcular los mismos a la altura del rotor, para lo cual aplicamos la ecuación (1):

$$V(z)=V(10m) \cdot \frac{\ln(z)-\ln(Rug)}{\ln(10m)-\ln(Rug)} \quad (1)$$

A partir de los valores de viento a la altura del rotor es posible calcular la potencia entregada por el viento en el área barrida por las palas del aerogenerador, cuya longitud es de 41,5 metros cada una. A tales efectos se aplica la ecuación (5) detallada en el punto 2.4.

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (5)$$

No obstante ello, según lo establecido por el Límite de Betz, analizado en el punto 2.7, solo es factible obtener en un caso ideal el 59,26% de dicha potencia en un aerogenerador. Por lo tanto la ecuación (5) quedará como:

$$P_d = \left(\frac{16}{27}\right) \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (28)$$

Esta es la potencia máxima que puede ser obtenida en un aerogenerador ideal, no obstante lo cual se debe considerar los límites propios del aerogenerador y su rendimiento. A tales efectos, para aproximar el funcionamiento del aerogenerador seleccionado, por un lado se limitó la potencia aprovechable calculada por la ecuación (28) a 2 MW cuando la misma excedía dicho valor, además cuando potencia era inferior a 2 MW se consideró un aprovechamiento del 80%, y por último para aquellos registros en los cuales la velocidad resultaba inferior a 4 m/s, velocidad mínima informada por el fabricante del aerogenerador, se consideró que la potencia aprovechable era 0 MW.

A partir de este valor de potencia que podría efectivamente entregar cada aerogenerador se estimó el valor diario de energía del parque eólico, conformado por 50 aerogeneradores, obteniendo de esta forma el potencial eólico del área analizada.

Como ejemplo de los valores calculados, según el procedimiento descrito anteriormente, a continuación se detallan los valores obtenidos y calculados para la estación meteorológica ubicada en la Ciudad de Río Gallegos, Provincia de Chubut, durante el mes de Enero de 2013.

Tabla V: valores obtenidos y cálculos efectuados.

Fecha	Velocidad Promedio [m/s]	Velocidad h Rotor [m/s]	Potencia del Viento [MW]	Potencia Aprovechada [MW]	Límite Aerogenerador [MW]	Energía Total Gener. [MWh]
1/01/2013	2,78	3,77	0,178	0,105	0,000	0
2/01/2013	3,89	5,28	0,488	0,289	0,231	278
3/01/2013	7,50	10,18	3,501	2,075	2,000	2400
4/01/2013	6,39	8,68	2,164	1,282	1,026	1231
5/01/2013	6,67	9,05	2,459	1,457	1,166	1399
6/01/2013	8,61	11,69	5,299	3,140	2,000	2400
7/01/2013	13,06	17,73	18,467	10,943	2,000	2400
8/01/2013	11,67	15,84	13,178	7,809	2,000	2400
9/01/2013	10,83	14,71	10,551	6,253	2,000	2400
10/01/2013	7,22	9,81	3,126	1,853	1,482	1778
11/01/2013	6,39	8,68	2,164	1,282	1,026	1231
12/01/2013	3,06	4,15	0,237	0,140	0,112	135
13/01/2013	2,22	3,02	0,091	0,054	0,000	0
14/01/2013	3,06	4,15	0,237	0,140	0,112	135
15/01/2013	3,61	4,90	0,391	0,232	0,185	222
16/01/2013	3,89	5,28	0,488	0,289	0,231	278
17/01/2013	5,00	6,79	1,037	0,615	0,492	590
18/01/2013	3,06	4,15	0,237	0,140	0,112	135
19/01/2013	4,44	6,04	0,729	0,432	0,345	414
20/01/2013	5,00	6,79	1,037	0,615	0,492	590
21/01/2013	3,61	4,90	0,391	0,232	0,185	222
22/01/2013	5,00	6,79	1,037	0,615	0,492	590
23/01/2013	3,61	4,90	0,391	0,232	0,185	222
24/01/2013	4,44	6,04	0,729	0,432	0,345	414
25/01/2013	3,06	4,15	0,237	0,140	0,112	135
26/01/2013	4,44	6,04	0,729	0,432	0,345	414
27/01/2013	4,44	6,04	0,729	0,432	0,345	414

28/01/2013	7,22	9,81	3,126	1,853	1,482	1778
29/01/2013	5,83	7,92	1,647	0,976	0,781	937
30/01/2013	5,28	7,17	1,220	0,723	0,578	694
31/01/2013	8,89	12,07	5,828	3,454	2,000	2400

Como Anexo A, se adjunta la totalidad de los valores obtenidos y calculados para el periodo 2013 – 2014, en los 23 sitios analizados, cuyos resultados promedios en el período analizado se detallan a continuación:

Tabla VI: resumen de valores promedios por sitio.

Sitios Analizados	Vel Prom. [m/s]	Vel Prom. h Rotor [m/s]	Potencia Prom. Viento [MW]	Pot. Prom. Aprovechada [MW]	Límite Aerogen. [MW]	Energía Total Gener. [MWh]	F.U.
Las Heras	1,76	2,39	0,112	0,066	0,038	45,014	2%
San Rafael	2,77	3,77	0,228	0,135	0,077	91,840	4%
Bahia Blanca	5,27	7,16	1,874	1,111	0,709	850,344	35%
Bahia Blanca 2	5,27	7,16	1,874	1,111	0,709	850,344	35%
Villa Mercedes	3,15	4,28	0,555	0,329	0,224	268,860	11%
San Luis	4,27	5,80	1,059	0,627	0,437	524,086	22%
Catamarca	5,24	7,12	2,322	1,376	0,759	911,293	38%
J.B.Alberdi	3,05	4,14	0,298	0,176	0,116	139,155	6%
Neuquén	2,47	3,35	0,281	0,167	0,114	136,363	6%
Santa Rosa	3,91	5,31	0,842	0,499	0,366	439,420	18%
Comod.Rivadavia	5,68	7,72	2,777	1,646	0,855	1025,502	43%
Pto. Madryn	4,62	6,28	1,578	0,935	0,572	685,852	29%
Trelew	4,62	6,28	1,578	0,935	0,572	685,852	29%
Esquel	4,33	5,88	1,407	0,834	0,542	650,645	27%
Bariloche	5,14	6,99	2,359	1,398	0,769	922,980	38%
San Antonio Oeste	6,08	8,26	3,078	1,824	0,950	1140,027	48%
Tandil	3,31	4,49	0,617	0,366	0,254	305,264	13%
Junín	3,85	5,23	0,811	0,481	0,352	421,941	18%
Río Cuarto	4,98	6,76	1,525	0,904	0,628	753,603	31%
Río Gallego	5,94	8,07	3,280	1,944	0,962	1154,837	48%
Puerto Deseado	7,10	9,64	6,180	3,662	1,130	1355,487	56%
Río Grande	6,58	8,94	4,344	2,574	1,072	1286,702	54%
Ushuaia	6,63	9,00	4,387	2,600	1,073	1287,505	54%

En cada caso, la energía diaria obtenida fue comparada con el objetivo trazado de abastecer una demanda total de 50 MW con un factor de utilización del 80%, lo cual nos da un requerimiento diario de energía de 960 MWh.

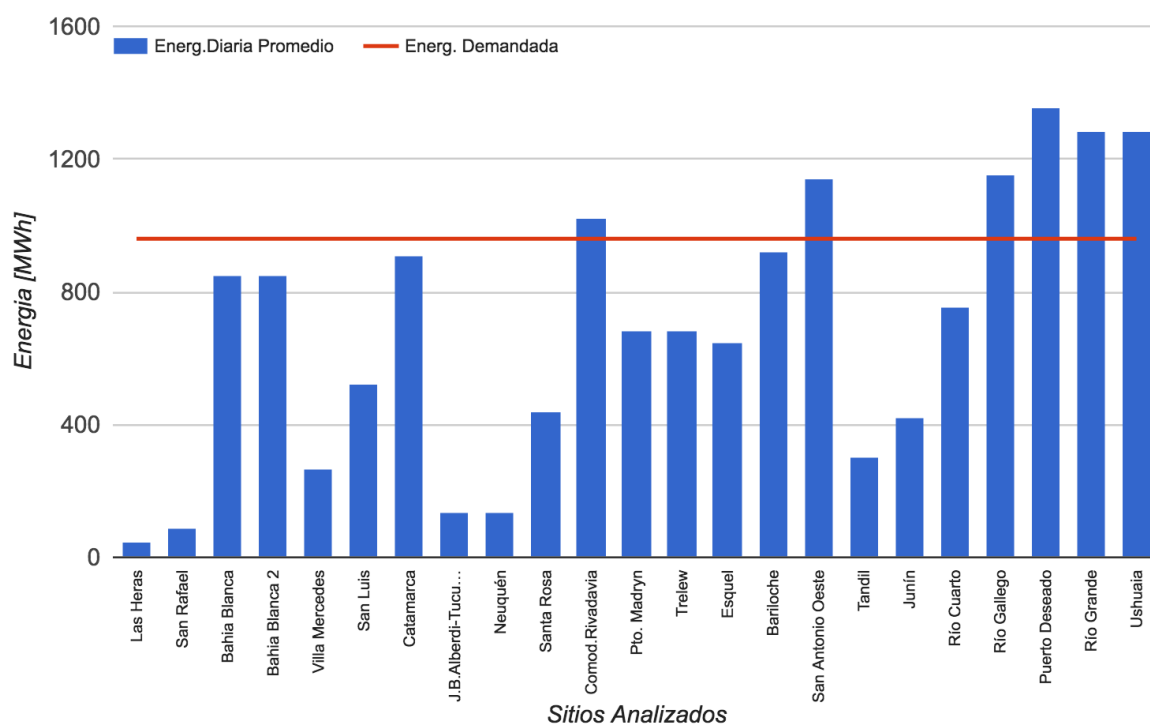


Gráfico 9: energía generada vs. demandada.

Como puede observarse en el gráfico, solo en 6 de los 23 sitios analizados el valor calculado del promedio de la energía diaria generada es superior a la demanda objetivo a ser abastecida. En tal sentido, surge la necesidad de analizar las características de estos 6 sitios a los efectos de poder seleccionar el adecuado para el desarrollo del presente trabajo.

5. Localización del parque eólico.

A los fines de seleccionar la localización óptima de un parque eólico se deben tener en cuenta aspectos generales y particulares, los cuales mediante estudios y análisis permitirán obtener un panorama certero de las ventajas y desventajas de cada zona estudiada.

5.1. Aspectos generales y particulares.

Los aspectos generales contienen las condiciones básicas que debe cumplir una zona determinada para que sea factible la instalación de un parque eólico. Será en esta etapa en la cual se acotarán las diferentes zonas a estudiar. Dentro de los aspectos generales, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

1. Localizar las zonas de mejores vientos. Esta selección será en función de las velocidades medias de los lugares en estudio de los cuales se tienen datos. Los datos se podrán obtener de “bases de datos” o con estudios particulares.
2. Eliminación de las zonas inadecuadas por su orografía y meteorología adversa.
3. Reglamentación existente, permisos legales necesarios y normativa particular.
4. Proximidad de las vías de comunicación y las líneas de transporte eléctrico.
5. Impacto Medio Ambiental, lo cual incluye: impacto visual, ruido, efectos en el microclima y en la ecología.

Asimismo, otros aspectos generales a tener en cuenta son:

1. Económicos: tipo de aplicación, infraestructura, costos en la vinculación del parque eólico con las líneas de transmisión, accesos, costos de suministros.
2. Uso futuro y actual de la tierra en las zonas seleccionadas.

3. Aceptación pública del proyecto.

Los emplazamientos que suelen cumplir con las características óptimas para la instalación de un parque eólico, generalmente se pueden incluir dentro de la siguiente lista:

- Extensos valles descendiendo de cadenas montañosas.
- Elevaciones con buena exposición, como por ejemplo cimas de montañas de áreas de fuertes vientos en altura y en dirección constante.
- Geografía llana y/o llanuras elevadas en altura.
- Pasos entre montañas en áreas de altos gradientes de presión.
- Zonas con vegetación evidentemente deformada por la acción de los vientos dominantes.
- Lugares costeros expuestos a fuertes vientos en altura y/o fuertes gradientes térmicos o de presión.

Una vez analizados los aspectos generales, se deberán tener en cuenta aspectos particulares que establecerán, en función del tipo de aplicación y tamaño de la instalación, las condiciones determinantes para la selección del emplazamiento.

Estos aspectos se deberán analizar con estricto nivel de detalle, a los fines de obtener por resultado la ubicación óptima para el emplazamiento del parque eólico. Generalmente, según el tamaño de la instalación se tendrá:

- En instalaciones eólicas de pequeña potencia para uso local, la selección del emplazamiento está restringida a un área pequeña. En este caso, sólo puede seleccionarse el emplazamiento más favorable, y estimar con relativa fiabilidad las características eólicas del emplazamiento, teniendo en cuenta los efectos de la topografía local y de las características de la rugosidad superficial del terreno.
- En el emplazamiento de grandes máquinas para producción eléctrica, los métodos empleados son bastante sofisticados. Además de un emplazamiento con buenas condiciones eólicas, hay que estudiar la

viabilidad económica, la compatibilidad del diseño con las particularidades meteorológicas, así como los efectos medioambientales y de seguridad.

- En los grandes parques eólicos, la influencia de las estelas de las máquinas puede disminuir la potencia total comparada con la potencia equivalente de las máquinas individualmente. En general, la mejor disposición consistiría en ubicar el menor número posible de máquinas en la dirección paralela a los vientos predominantes y el mayor número posible en la dirección perpendicular. Para minimizar los efectos de las estelas en un parque, la separación lateral mínima recomendada entre máquinas debe estar entre 3 y 5 diámetros, y la separación en la dirección predominante del viento entre 7 y 10 diámetros. En cualquier caso es necesario hacer un balance global de varios factores entre los que se incluyen la disponibilidad del terreno, los costos de infraestructuras y conexionado interno, y la pérdida de energía que implicarían las diversas posibilidades.

5.2. Criterios para la selección del emplazamiento utilizando el método de matriz de ponderación de factores.

De acuerdo al objetivo del presente trabajo de investigación y considerando las diversas alternativas que se presentan para la selección del emplazamiento de un parque eólico, se optó por utilizar el método de matriz de ponderación de factores.

Este método consiste en asignar coeficientes de ponderación a cada uno de los aspectos particulares a evaluar, para lo cual en una primera instancia se establecen los aspectos generales que determinarán los requisitos mínimos que debe cumplir la zona de emplazamiento para quedar preseleccionada y posteriormente se pasa a la etapa de evaluación mediante coeficientes de ponderación.

Requisitos mínimos:

1. La velocidad promedio del viento a la altura del rotor deberá estar entre 6 m/s y 10 m/s.

2. El valor neto de la diferencia de energía entre la demandada y la producida por el parque eólico deberá ser mayor a cero.
3. La zona de emplazamiento deberá contar con la posibilidad de conectarse al SADI (Sistema Argentino de Interconexión).

Factores a evaluar (escala 1 a 5):

A. Valor neto en la diferencia de energía: Cuanto mayor sea la diferencia de energía entre la producida y la demandada, ambas expresadas en MWh, mayor será el puntaje otorgado. De acuerdo al siguiente esquema.

- i. $0 < \text{Dif} < 50$. Puntaje: 1
- ii. $50 < \text{Dif} < 150$. Puntaje: 2
- iii. $150 < \text{Dif} < 300$. Puntaje: 3
- iv. $300 < \text{Dif} < 500$. Puntaje: 4
- v. $500 < \text{Dif}$. Puntaje: 5

Ponderación: 5

B. Dirección del viento constante: A partir de la rosa de los vientos de cada lugar estudiado se evaluará la constancia del viento en una cierta dirección.

Ponderación: 5

C. Rugosidad: Se evaluará la rugosidad del terreno.

Ponderación: 4

D. Efecto acelerador: Se evaluará el efecto acelerador que se pueda producir en la zona del emplazamiento.

Ponderación: 1

E. Cercanía a la red: Se evaluará la distancia entre el lugar de emplazamiento y la red más próxima.

Ponderación: 4

- F. No necesidad de reforzar la red: Se evaluará las condiciones de la red más próxima y la no necesidad de que sea reforzada para el proyecto.

Ponderación: 3

- G. Cercanía a rutas de acceso y puertos para aprovisionamiento: Se evaluará favorablemente la cercanía de rutas y puertos a la zona de emplazamiento.

Ponderación: 2

- H. Distribución Weibull de probabilidad de velocidades: Se evaluará la distribución Weibull de la zona de emplazamiento, considerando como criterio positivo la mayor probabilidad que ocurra la velocidad media.

Ponderación: 3

- I. Lejanía con zona urbana: Se evaluará positivamente cuanto mayor distancia exista entre la zona de emplazamiento y la zona urbana más cercana.

Ponderación: 2

Para la determinación del puntaje general de cada sitio analizado, se aplicó la siguiente ecuación:

$$P = \sum_i \frac{CP_i * PF_i}{145} \quad (29)$$

Donde:

P: Puntaje final.

CPi: Coeficiente de ponderación factor i.

PFi: Puntaje otorgado al factor i.

5.3. Evaluación de los sitios seleccionados.

Tal como se puede observar en la Figura 4 se recolectó información meteorológica de 23 localidades de la República Argentina. A partir de los datos obtenidos se

confeccionó la Tabla **VI**, la cual detalla los resultados obtenidos que serán utilizados para la evaluación de los requisitos mínimos y aspectos particulares para la selección del emplazamiento del parque eólico. A continuación se evalúan los requerimientos mínimos detallados en el punto 5.2.:

1. Los siguientes sitios analizados no cumplen el requisito de tener una velocidad promedio del viento a la altura del rotor entre 6 m/s y 10 m/s:

• Las Heras	2,39 m/s	• Neuquén	3,35 m/s
• San Rafael	3,77 m/s	• Santa Rosa	5,31 m/s
• Villa Mercedes	4,28 m/s	• Esquel	5,88 m/s
• San Luis	5,80 m/s	• Tandil	4,49 m/s
• J.B.Alberdi	4,14 m/s	• Junín	5,23 m/s

2. De los sitios restantes, y según lo detallado en Gráfico **9**, las localidades que la posible energía generada es superior a la energía demandada son: Comodoro Rivadavia (Chubut), San Antonio Oeste (Río Negro), Río Gallegos (Santa Cruz), Puerto Deseado (Santa Cruz), Río Grande (Tierra del Fuego) y Ushuaia (Tierra del Fuego). El resto de las localidades no cumplen con este requisito mínimo, por lo cual quedan eliminadas en la presente etapa sin posibilidad de pasar a la siguiente, ya que carece de sentido evaluarlas por no ser factible abastecer la demanda objetivo.
3. Por último, al no estar la Provincia de Tierra del Fuego vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), los localidades de Río Grande y Ushuaia quedan eliminadas en la presente etapa sin posibilidad de pasar a la etapa de evaluación por medio de coeficientes de ponderación. Los sitios restantes tienen la posibilidad de vincularse al SADI fácilmente, según se puede observar en el siguiente mapa de la red transporte de energía eléctrica:

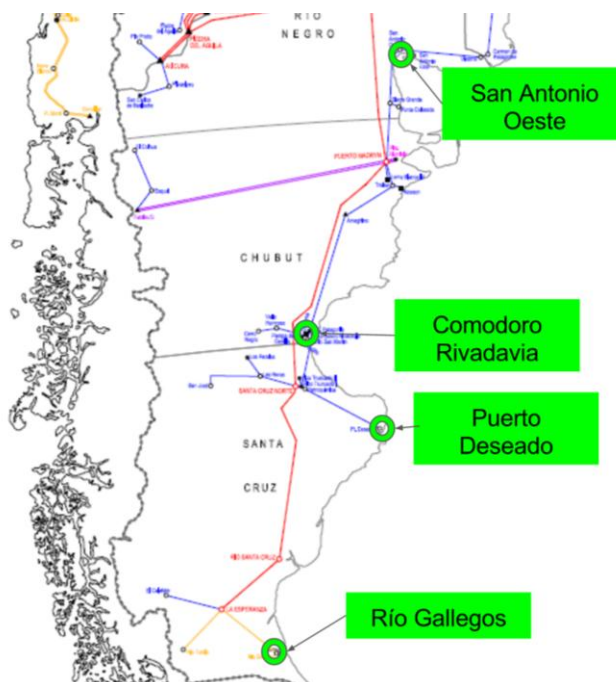


Figura 5: red de transporte de energía eléctrica. (CAMMESA, 2015).

Finalmente, las localidades que cumplen con los requisitos mínimos son:

- Comodoro Rivadavia (Chubut).
- Río Gallegos (Santa Cruz).
- San Antonio Oeste (Río Negro).
- Puerto Deseado (Santa Cruz).

Estas localidades serán evaluadas por medio de coeficientes de ponderación con escala de evaluación de 1 a 5, según lo detallado en el punto 5.2:

A. Valor neto en la diferencia de energía (Dif):

- i. Comodoro Rivadavia: se observa un valor $Dif = 65,5$ MWh. Calificación otorgada: 2 puntos.
- ii. Río Gallegos: Se observa un valor $Dif = 194,8$ MWh. Calificación otorgada: 3 puntos.
- iii. San Antonio Oeste: Se observa un valor $Dif = 180$ MWh. Calificación otorgada: 3 puntos.

iv. Puerto Deseado: Se observa un valor $Dif = 395,5$ MWh. Calificación otorgada: 4 puntos.

B. Dirección del viento constante:

i. Comodoro Rivadavia: se observa alta preponderancia de vientos en dirección Oeste y media preponderancia en las direcciones Nor-Oeste y Sur-Oeste. Calificación otorgada: 4 puntos.

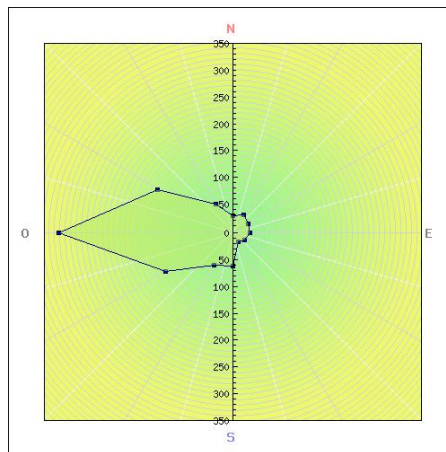


Gráfico 10: rosa de los vientos. Comodoro Rivadavia. (SIG, 2016).

ii. Río Gallegos: se observa alta preponderancia de vientos en las direcciones Oeste, Nor-Oeste y Sur-Oeste. Calificación otorgada: 3 puntos.

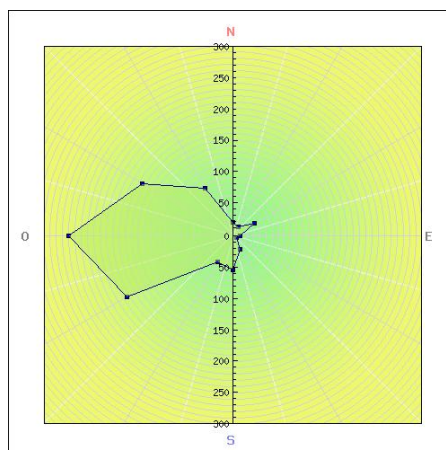


Gráfico 11: rosa de los vientos. Río Gallegos. (SIG, 2016).

- iii. San Antonio Oeste: se observa alta preponderancia de vientos en dirección Nor-Oeste y muy baja preponderancia de vientos en el resto de las direcciones. Calificación otorgada: 5 puntos.

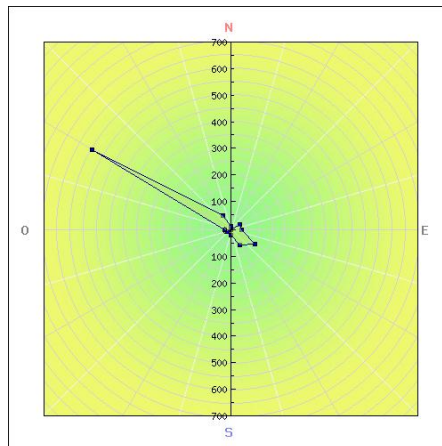


Gráfico 12: rosa de los vientos. San Antonio Oeste. (SIG, 2016).

- iv. Puerto Deseado: se observa alta preponderancia de vientos en las direcciones Oeste, Nor-Oeste y Sur-Oeste. Calificación otorgada: 3 puntos.

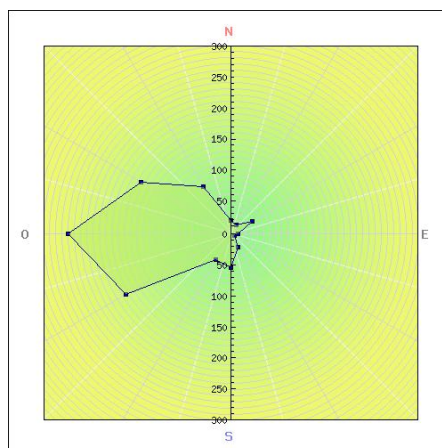


Gráfico 13: rosa de los vientos. Puerto Deseado. (SIG, 2016).

C. Rugosidad:

- i. Comodoro Rivadavia: Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas. Calificación otorgada: 4 puntos.

- ii. Río Gallegos: Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas. Calificación otorgada: 4 puntos.
- iii. San Antonio Oeste: Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas. Calificación otorgada: 4 puntos.
- iv. Puerto Deseado: Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas. Calificación otorgada: 4 puntos.

D. Efecto acelerador:

- i. Comodoro Rivadavia: Zona con colinas suavemente redondeadas. Buena posibilidad de generar “efecto túnel”. Calificación otorgada: 3 puntos.
- ii. Río Gallegos: Zona llana. Muy baja posibilidad de generar “efecto túnel”. Calificación otorgada: 1 puntos.
- iii. San Antonio Oeste: Zona llana. Muy baja posibilidad de generar “efecto túnel”. Calificación otorgada: 1 puntos.
- iv. Puerto Deseado: Zona con colinas suavemente redondeadas. Buena posibilidad de generar “efecto túnel”. Calificación otorgada: 3 puntos.

E. Cercanía a la red:

- i. Comodoro Rivadavia: vinculación a red de 132 kV que se conecta con dos nodos de 500 kV (Santa Cruz Norte y Puerto Madryn). Calificación otorgada: 4 puntos.
- ii. Río Gallegos: vinculación a red de 220 kV, que se conecta en forma radial con el extremo de la red de 500 kV (ET Esperanza). Calificación otorgada: 3 puntos.
- iii. San Antonio Oeste: vinculación a red de 132 kV que se conecta con dos nodos de 500 kV (Bahía Blanca y Puerto Madryn). Calificación otorgada: 4 puntos.

- iv. Puerto Deseado: vinculación a red de 132 kV, que se conecta en forma radial con nodo de 500 kV (ET Santa Cruz Norte). Calificación otorgada: 3 puntos.
- F. No necesidad de reforzar la red:
- i. Comodoro Rivadavia: Ampliación ET 132 kV Comodoro Rivadavia. Calificación otorgada: 5 puntos.
 - ii. Río Gallegos: ampliación ET 220 kV Río Gallegos. Mayor costo que 132 kV. Calificación otorgada: 3 puntos.
 - iii. San Antonio Oeste: Ampliación ET 132 kV San Antonio Oeste. Calificación otorgada: 5 puntos.
 - iv. Puerto Deseado: Ampliación ET 132 kV Puerto Deseado. Calificación otorgada: 5 puntos.
- G. Cercanía a rutas de acceso y puertos para aprovisionamiento:
- i. Comodoro Rivadavia: cercanía con Ruta Nro 3 y Puerto de Comodoro Rivadavia. Calificación otorgada: 5 puntos.
 - ii. Río Gallegos: cercanía con Ruta Nro 3 y Puerto de Río Gallegos. Calificación otorgada: 5 puntos.
 - iii. San Antonio Oeste: cercanía con Ruta Nro 3 y Puerto de San Antonio Oeste. Calificación otorgada: 5 puntos.
 - iv. Puerto Deseado: cercanía con Ruta Nro 281 y Puerto Caleta Paula. Calificación otorgada: 4 puntos.
- H. Distribución Weibull de probabilidad de velocidades:
- i. Comodoro Rivadavia: Velocidad media 7,72 m/s con probabilidad de ocurrencia 11%. Valor modal 7 m/s con probabilidad de ocurrencia 11,5%. Calificación otorgada: 4 puntos

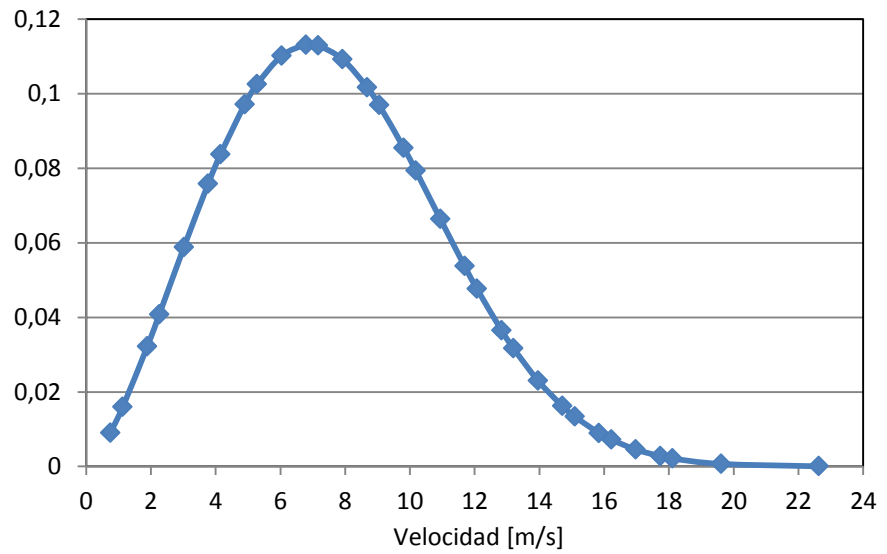


Gráfico 14: distribución Weibull. Comodoro Rivadavia.

- ii. Río Gallegos: Velocidad media 8,07 m/s con probabilidad de ocurrencia 8,5%. Valor modal 6,5 m/s con probabilidad de ocurrencia 9%. Calificación otorgada: 3 puntos

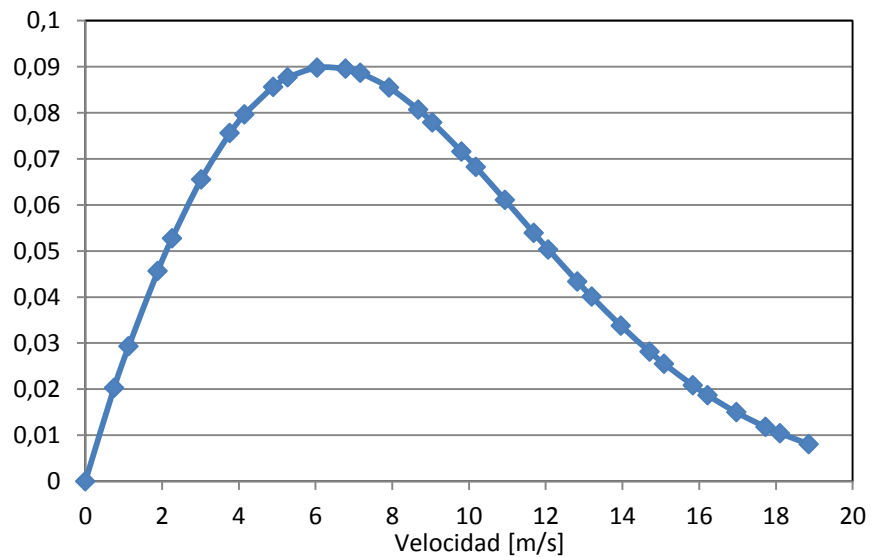


Gráfico 15: Distribución Weibull. Río Gallegos.

- iii. San Antonio Oeste: Velocidad media 8,26 m/s con probabilidad de ocurrencia 13%. Valor modal 8 m/s con probabilidad de ocurrencia 13,5%. Calificación otorgada: 5 puntos

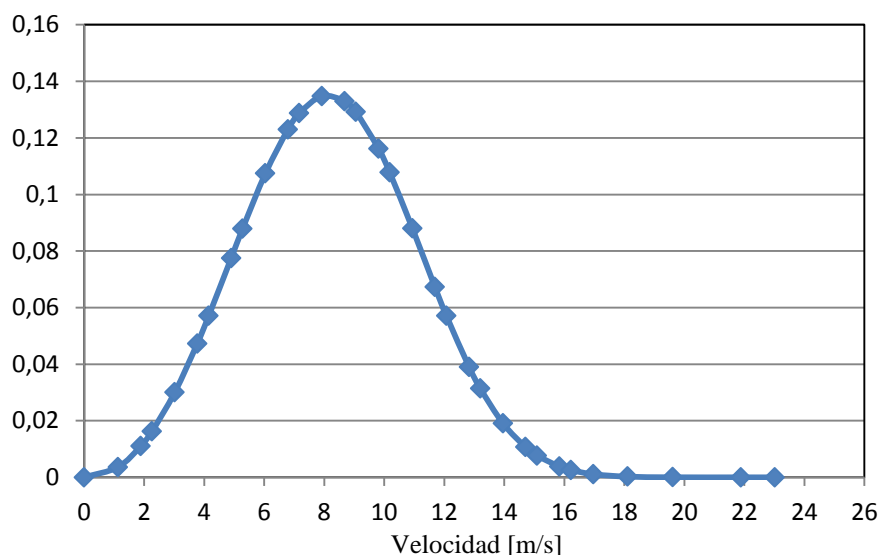


Gráfico 16: distribución Weibull. San Antonio Oeste.

- iv. Puerto Deseado: Velocidad media 9,64 m/s con probabilidad de ocurrencia 6,5%. Valor modal 7 m/s con probabilidad de ocurrencia 7%. Calificación otorgada: 3 puntos

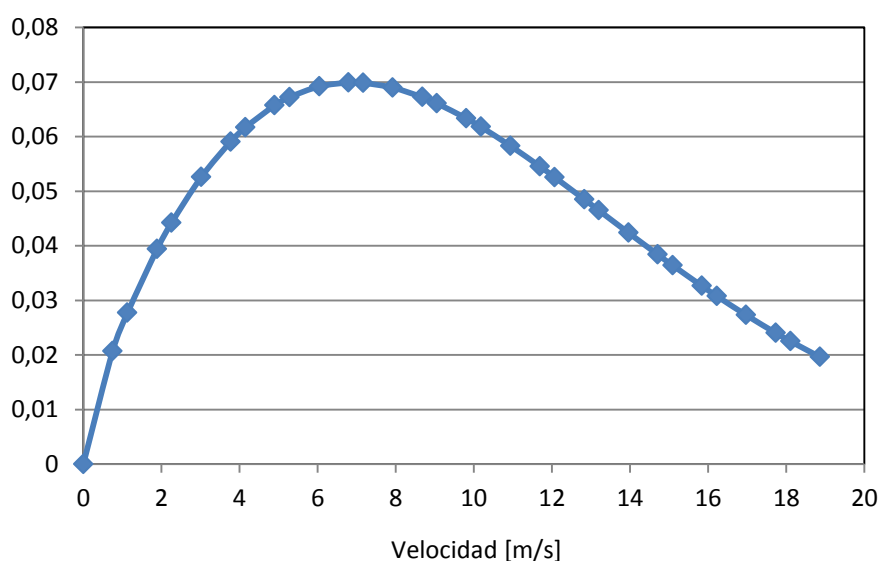


Gráfico 17: distribución Weibull. Puerto Deseado.

- I. Lejanía con zona urbana:
- i. Comodoro Rivadavia: cercano a la Ciudad de Comodoro Rivadavia con 177.038 habitantes. Calificación otorgada: 3 puntos.
 - ii. Río Gallegos: cercano a la Ciudad de Río Gallegos con 95.796 habitantes. Calificación otorgada: 3 puntos.
 - iii. San Antonio Oeste: cercano a la Ciudad de Las Grutas con 16.265 habitantes. Calificación otorgada: 3 puntos.
 - iv. Puerto Deseado: cercano a la Ciudad de Puerto Deseado con 14.183 habitantes. Calificación otorgada: 3 puntos.

En la siguiente tabla se detallan, las evaluaciones realizadas y su ponderación obteniendo finalmente el puntaje total para cada emplazamiento:

Tabla VII: evaluación de sitios y ponderación.

	Calificación otorgada			
	Comodoro Rivadavia	Río Gallegos	San Antonio Oeste	Puerto Deseado
<i>A. Valor neto en la diferencia de energía (Dif)</i>	5x2	5x3	5x3	5x4
<i>B. Dirección del viento constante</i>	5x4	5x3	5x5	5x3
<i>C. Rugosidad</i>	4x4	4x4	4x4	4x4
<i>D. Efecto acelerador</i>	1x3	1x1	1x1	1x3
<i>E. Cercanía a la red</i>	4x4	4x3	4x4	4x3
<i>F. No necesidad de reforzar la red</i>	3x5	3x3	3x5	3x5
<i>G. Cercanía a rutas de acceso y puertos para aprovisionamiento</i>	2x5	2x5	2x5	2x4
<i>H. Distribución Weibull</i>	3x4	3x3	3x5	3x3
<i>I. Lejanía con zona urbana</i>	2x3	2x3	2x3	2x3
Total	108/145=0,74	93/145=0,64	119/145=0,82	104/145=0,72

Como resultado del análisis de ponderaciones realizado, se obtuvo que el sitio mas adecuado para realizar la instalación del parque eólico resultaba ser la ciudad de San Antonio Oeste en la Provincia de Río Negro. No obstante ello, para poder realizar un análisis detallado de días particulares se buscó información horaria no estando la misma disponible en el sitio web Weather Underground.

Por tales motivos, se pasó al segundo sitio con mejor puntuación obtenida el cual además poseía la información horaria buscada. Por lo tanto, el sitio elegido para efectuar el análisis de instalación del parque eólico fue la ciudad de Comodoro Rivadavia en la provincia de Chubut.

6. Implantación parque eólico.

6.1. Ubicación física y memoria descriptiva del proyecto.

El parque eólico se instalará en un predio de 800 hectáreas ubicado aproximadamente a 11 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut.

La superficie de 800 hectáreas para el Parque Eólico se considera bruta y no neta, ya que la ocupación efectiva del parque eólico sobre el terreno, incluyendo caminos y fundaciones será de aproximadamente 15 ha, lo cual representa alrededor del 1,8 % de la superficie total del campo.

Desde Comodoro Rivadavia se accede al predio por la Ruta Provincial 39 hasta el campo el cual se encuentra ubicado en coordenadas $45^{\circ}47'3.77''$ de latitud sur y $67^{\circ}32'50.29''$ de longitud oeste. Desde ese punto se transita por un camino de tierra interno del campo, estando el predio del Parque Eólico a la vera de la ruta. A continuación se muestra la ubicación del predio:



Figura 6: ubicación parque eólico. (Google, 2016).



Figura 7: vista del predio del parque eólico desde la RP 39. (Google, 2016).

En total se instalarán 50 aerogeneradores de una potencia nominal de 2 MW cada uno, sumando el parque eólico una potencia total de 100 MW.

Cada aerogenerador tendrá una altura de buje de 80 m y un diámetro de rotor de 83 m, considerando una altura máxima de 121,5 m. Cada generador estará conformado por los siguientes elementos:

- Una torre de acero tronco cónica.
- Una góndola (sala de máquinas).
- Tres palas de fibra de vidrio plásticas reforzadas, con acabado mate para evitar la reflexión de radiación solar.
- Un rotor.
- Acople de fundación.
- Fundación o base de hormigón armado de aproximadamente 15 m de lado, emplazada a más de 2 m por debajo del nivel del suelo.
- La orientación de la góndola optimizará al máximo el aprovechamiento de los vientos.

- Todos los aerogeneradores contarán con sistemas de balizamiento, para evitar perturbaciones en el tránsito aéreo.

Los aerogeneradores se unirán entre sí por cableado subterráneo a través de cables de media tensión secos en 33 kV. Las zanjas para el cableado serán de aproximadamente 1 m de profundidad respetando las distancias mínimas de seguridad. El trazado del zanjeo se desarrollará paralelo a los caminos internos del parque.

Sobre los mismos se montarán losetas para protección mecánica de los conductores para evitar accidentes y protegerlos en caso de excavaciones accidentales.

Todos los aerogeneradores inyectarán la energía producida a la estación transformadora del parque eólico, en la cual mediante dos transformador se elevará su nivel de tensión de media a alta. El parque eólico se vinculará al SADI mediante una línea aérea doble terna de 132 kV y aproximadamente 1,5 km de longitud, la cual seccionará la línea de 132 kV existente entre las Estaciones Transformadoras Ameghino y CT Patagonia, operada por la empresa transportista Transpa S.A..

La estación transformadora del parque eólico se emplazará dentro del predio cercado y señalizado dentro del mismo parque, y estará conformada por:

- 2 (dos) transformador de 60 MVA 132/33 kV, aislado en aceite sin contenido de PCB.
- Playa de Maniobra de 132 kV, con dos campos de acometida de línea y dos campos de acometida de transformador y acoplador de barras.
- Sala de celdas de 33 kV de vinculación con los circuitos colectores del parque eólico.
- Sistemas de protección, comunicación, control y medición de energía comercial.
- Edificios de comando, barras, malla de puesta a tierra, cimientos, fundaciones, sistemas auxiliares de potencia, etc.

6.2. Configuración del parque eólico.

El posicionamiento de los aerogeneradores se ha realizado teniendo en cuenta las direcciones predominantes del viento, la interferencia entre máquinas, los obstáculos y la orografía del terreno.

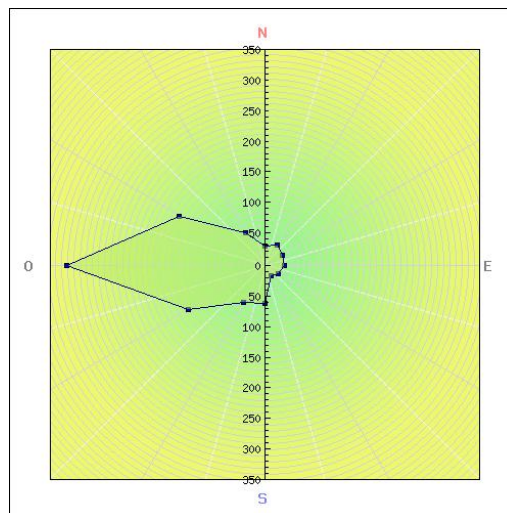


Gráfico 18: rosa de los vientos. Comodoro Rivadavia. (SIG, 2016).

Como cada aerogenerador ralentiza el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad, se debe separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Esta situación tiene un límite práctico puesto por los costos tanto del terreno como del cableado interno.

En función de ellos, se ha adoptado una distancia mínima entre aerogeneradores de 332 m (4 diámetros) en las direcciones de vientos no preponderantes y de 580 m (7 diámetros) en los preponderantes. Esta separación surge como adecuada para garantizar un buen rendimiento global del parque gracias a la marcada direccionalidad del viento.

A continuación se muestra la distribución de los 50 aerogeneradores en el terreno, su orientación, la ubicación del predio de la estación transformadora y el acceso desde la Ruta Provincial 39:



Figura 8: distribución de aerogeneradores en el predio.

A efecto de ilustrar la distribución de un parque eólico, a continuación se incluye una vista desde la ruta del Parque Eólico Rawson, el cual cuenta con 46 aerogeneradores de 1,8 MW:



Figura 9: Parque Eólico Rawson. (Google, 2016).

6.3. Datos Técnicos de los aerogeneradores.

Los siguientes datos técnicos resumen la configuración básica del parque eólico:

Tabla VIII: datos técnicos del parque eólico.

Número de aerogeneradores	50
Modelo de aerogenerador	Vestas V90
Potencia nominal	2,0 MW
Diseño	Asíncrono con rotor devanado, contactos deslizantes y VCS.
Tensión	Estator : 690 V, Rotor : 480 V.
Factor de potencia	0,98 Cap - 0,96 Ind. (por default: 1,00)
Altura de buje	80 m

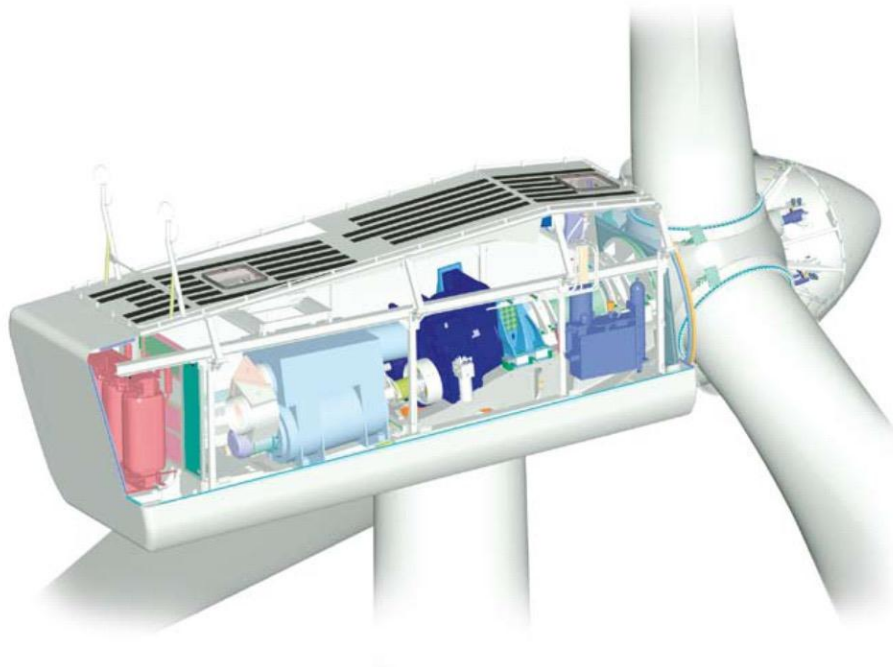


Figura 10: vista interior góndola aerogenerador. (Vestas, 2016).

6.4. Curva de potencia.

El siguiente gráfico muestra la curva de potencia de las máquinas en función de la velocidad del viento, considerando una densidad del aire de aproximadamente $1,225 \text{ kg/m}^3$.

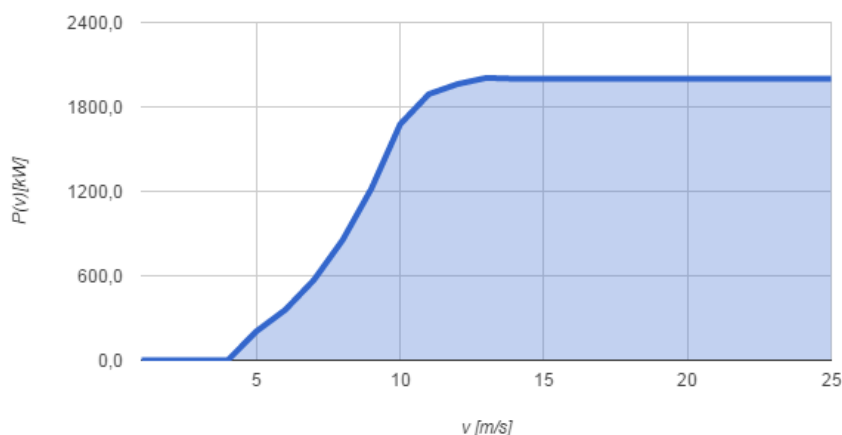


Gráfico 19: curva de potencia - Vestas V90.

Dicha curva de potencia del aerogenerador Vesta V90 responde a la siguiente ecuación:

$$P_W(v) = \begin{cases} (b_1 \cdot v + b_0)^3 & ; 4 \leq v \leq 10 \\ (b_{11} \cdot v + b_{10})^{1/18} & ; 10 \leq v \leq 13 \\ 2000 & ; 13 \leq v \leq 25 \\ 0 & ; v > 25 \end{cases} \quad (30)$$

Siendo:

$P_W(v)$: Potencia de salida de turbina, en [kW].

v: velocidad del viento, en [m/s].

$b_1 = 1,195193923$.

$b_0 = -0,072420035$.

$b_{11} = 9,05829 \cdot 10^{58}$.

$b_{10} = -9,00968 \cdot 10^{59}$.

6.5. Obras civiles.

Las fundaciones de los aerogeneradores tendrán una superficie aproximada de afectación a nivel del suelo de 54 m^2 (9,3 m de \emptyset). Además, las fundaciones incluyen una zapata de 14,5 m x 14,5 m (210 m^2) conformada por hormigón con alma de acero, de aproximadamente 2 m de altura en la zapata principal inferior de apoyo y 2,6 m hasta la base de la torre. El volumen aproximado de excavación será de 420 m^3 , cada una (2 m de profundidad), requiriéndose un volumen de movimiento total de suelo de $50 \times 420 \text{ m}^3 = 21.000 \text{ m}^3$.

Todos los aerogeneradores estarán comunicados por caminos internos, necesarios durante la etapa de montaje y posteriormente, durante la operación para los trabajos de mantenimiento. Asimismo, en forma paralela a dichos caminos, se realizarán las zanjas para el cableado interno del parque eólico.

En resumen, el área neta total ocupada por el parque eólico incluyendo aerogeneradores, caminos internos, cableado y estación transformadora será de aproximadamente 15 ha, alrededor del 1,8 %, de la superficie total del terreno (800 ha).

6.6. Canalizaciones para cableado.

Por cada aerogenerador hay que elevar la tensión desde 690 V a 33 kV, que es la tensión de la línea de transporte interna del parque eólico. Toda la energía generada es enviada a la estación transformadora de 33/132 kV a través de circuitos independientes de 33 kV conectados por medio de celdas blindadas anti-arco de media tensión conectadas a la barra de la estación transformadora.

Los cables eléctricos y fibras ópticas (para datos y comunicación) entre los aerogeneradores serán enterrados paralelos a los caminos, en las zanjas descritas. El lecho de las zanjas se cubrirá con una capa de arena de 10 cm. Sobre ella se instalarán los cables de potencia que se cubrirán con otra capa de arena de unos 30 cm de espesor, en paralelo a los cables se instalará la fibra óptica.

6.7. Canalizaciones para red de tierras.

Alrededor de las cimentaciones de cada aerogenerador se abrirán zanjas de 1 m de profundidad y 0,3 m de ancho, para instalar la malla de puesta a tierra, compuesta de cable de cobre de 50 mm² de sección.

El cable se colocará en el fondo de la zanja y se cubrirá con una capa de tierra de 0,2 m, el resto se rellenará con material procedente de la excavación.

El aerogenerador consta de un sistema de puesta a tierra para limitar las tensiones de paso en inmediaciones y tensiones de contacto sobre las partes metálicas en caso de cortocircuitos a tierra y descargas atmosféricas, protegiendo tanto al aerogenerador y sus partes estructurales como así también a las personas que se encuentren en el sitio.

7. Central Hidroeléctrica de respaldo.

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación se ha elegido una central hidroeléctrica de embalse. Dentro de las centrales de estas características que posee el país se ha seleccionado la central hidroeléctrica El Chocón, ya que la misma posee gran capacidad de embalse, lo cual resulta necesario a los efectos de poder asegurar el respaldo de potencia para la central eólica.



Figura 11: Central Hidroeléctrica El Chocón. (Secretaría de Energía, 2003).

Hidroeléctrica El Chocón S.A. (H.E.C.S.A.) es una compañía de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de los saltos formados por las obras de El Chocón y Arroyito sobre el río Limay. Tiene una capacidad de generación media anual de 3.600 GWh, que equivale aproximadamente al 3% de la generación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La formación de la compañía tiene su origen en la división de la Empresa del Estado Nacional, Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. creada a fines de la década de 1960 para la construcción y explotación del Complejo El Chocón - Cerros Colorados. La Empresa fue otorgada en concesión a partir del 11 de agosto de 1993, por el término de 30 años al consorcio Hidroinvest S.A.- Sociedad controlante con el 59% de participación.

El Complejo Hidroeléctrico con una capacidad instalada total de 1.328MW, comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada de 1.200 MW –formada por seis generadores de 200MW de capacidad cada uno- y Arroyito con una capacidad instalada de 128MW –formada por tres generadores de 42.6MW de capacidad cada uno-.



Figura 12: sala de máquinas. (Hidroeléctrica el Chocón, 2015).

7.1.Ubicación geográfica.

El Complejo Hidroeléctrico que comprende las centrales El Chocón y Arroyito, está ubicado en la región denominada Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte de sur de las provincias de Buenos Aires y La Pampa.

El Chocón se encuentra sobre el Río Limay a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el Río Neuquén.

7.2.Características generales de las obras.

Las obras del Aprovechamiento El Chocón se compone de una Central Hidroeléctrica, una Presa de material granular y núcleo impermeable, un Vertedero con 4 compuertas radicales, una Obra de Tomas y Tuberías Forzadas.

La energía eléctrica es producida por seis generadores de 200.000 kW cada uno, con una capacidad máxima total de evacuación de 2.400 m³/s. La generación media anual de proyecto es de 3.350 millones de kWh.

7.3.Embalse.

El embalse ocupa una superficie aproximada del valle del río Limay de 830 km² y contiene un volumen total de agua de 20.000 Hm³.

La longitud máxima del embalse es de 68 km y el ancho máximo de 20 km, la profundidad máxima de 64 m, la media de 24 m y la longitud de costa de aproximadamente 565 km. La variación estacional del nivel de embalse es de 3,5 a 4 m.

Los suelos que contienen el embalse comprenden los aluviones modernos del lecho del río Limay y los de las antiguas terrazas de la meseta. Los aluviones modernos están formados por cantos rodados en un espesor que varía entre los 5 y 10 m. Los aluviones de la meseta presentan ocasionalmente una consolidación por afloramiento calcáreos.

7.4.Presa.

La presa es un terraplén de grava con núcleo de arcilla y zonas de transición con filtros. Tiene una longitud de coronamiento de 2.250 m y altura máxima sobre la fundación de 87 m en la sección del lecho del río, la cual abarca 900 m de longitud. La mayor parte de la longitud restante queda en la margen izquierda del río, donde la presa tiene una altura máxima de 40 m. El estribo derecho es el más alto y en él se encuentra ubicado el Vertedero. El núcleo, ubicado centralmente, está fundado en la roca e inclinado hacia aguas abajo en la mayor parte de su altura.

El talud aguas arriba de la presa está protegido de la acción erosiva de las olas con un manto de rip-rap basáltico.

7.5.Vertedero

Se ubica sobre el margen derecho del río y consiste en embocadura, muros de ala, estructura de control, rápida y estructura terminal de disipación.

La estructura de control comprende cuatro vanos con compuertas radiales, cuyas luces se cubren con un puente en el coronamiento que forma parte del camino a lo largo de la Presa. Dentro de la estructura de control se ha construido una galería cuyo acceso comienza en la berma de cota 356.

La capacidad de evacuación máxima es de $8.000 \text{ m}^3/\text{s}$, a través de 4 compuertas radiales de 15.5 m de altura, 16.5 m de ancho y 80 Tn de peso, accionadas por cadenas motoredutores sobre sistema de eje eléctrico.

Se ha previsto una protección en el lecho del río en la descarga del Vertedero, mediante un espigón y una cantidad importante de losas de hormigón.

7.6.Obra de Toma y Tuberías Forzadas.

La estructura de la Obra de Toma fue construida en su mayor parte de Hormigón armado in situ, aunque se utilizó premoldeados como vigas y losas del muro de protección aguas arriba sobre el nivel 363.50 y en las losas de la parte superior de la estructura de toma.

El equipo de operación y control de las compuertas de emergencia está situado en dicha galería.

Las tuberías Forzadas incluyen seis tomas de agua que se comunican con las turbinas mediante sendos túneles. Cada una de las aberturas de toma está provista de rejas y compuertas tipo vagón con rodadura de oruga, con la función de compuerta de emergencia. La operación de dichas compuertas es automática cuando se presentan problemas mecánicos urgentes en los turbogrupos.

Las compuertas de emergencia se encuentran vinculadas a servomotores oleohidráulicos comandados con un sistema de control que permite una adecuada vigilancia de la tubería.

7.7. Central hidroeléctrica.

Ubicada en la margen izquierda del río inmediatamente aguas debajo de la Presa, cuenta con seis grupos - generadores de una potencia Total de 1.200.000 kW. Las turbinas son tipo Francis de eje vertical.

Dispone de 3 bancos de transformadores monofásicos de 540.000 kVA cada uno que elevan la tensión de generación de 16 kV a 500 kV, siendo ésta la tensión del Sistema de Transmisión de Energía.

El edificio de la Central está cimentado sobre arenisca y las fundaciones son de hormigón armado incluyendo de la de las turbinas, túneles de entrada y tubos de aspiración.

El espaciamiento de los turbogrupos es de 28 m, siendo la longitud de la superestructura de 225 m. El ancho interno de la sala de máquinas entre las caras interiores de los pórticos es de 24.50 m.

En el extremo norte y sur se dispone de dos amplias playas destinadas a la descarga, montaje y mantenimiento de equipos dentro de la zona de operación de los puentes grúas de la central.

La Central tiene siete juntas que separan los bloques de las máquinas y las áreas de montajes extremas.

Aguas arriba de la sala máquinas y a la intemperie se ubican los tres Bancos Monofásicos de Transformadores Principales y los pórticos de salida de las líneas de transmisión de 500 kV que vinculan la central con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Aguas debajo de la sala de máquinas se sitúan la galería de refrigeración de máquinas, tableros de 13,2 kV y 0,380 kV y en un nivel superior la Sala de Supervisión con el equipamiento necesario para la operación de las unidades generadoras de la Central El Chocón y el telecomando de las unidades generadoras de la Central Arroyito.

7.8. Turbinas.

La central Hidráulica está equipada con seis turbinas de 278.000 CV de potencia nominal, cada una.

El agua proveniente de la obra de toma a través de la tubería forzada, ingresa a la cámara espiral de cada máquina. Las turbinas son del tipo Francis de eje vertical, giran a 88.3 rpm en sentido horario y cuentan con dos cojinetes: uno superior de empuje y guía ubicado debajo del generador y otro de guía inferior próximo al rodete.

El tubo de aspiración que completa el circuito hidráulico de la turbina, posee blindajes en zona inferior próxima al rodete para protección contra erosión.

Los generadores acoplados a las turbinas son del tipo polos salientes, generan en 16 kV y esta tensión es elevada a 500 kV en los transformadores principales.

7.9. Datos técnicos.

Tabla IX: datos técnicos de la central. (Secretaría de Energía, 2003).

Energía y Potencia	Energía media anual generada	2.700 GWh
	Potencia instalada	1.200 MW
Presa	Tipo	Materiales sueltos con núcleo impermeable
	Largo del coronamiento	2.500 m
	Altura máxima sobre lecho del río	71 m
	Volumen de materiales	13.000.000 m ³
Embalse	Nivel máximo normal de operación	381-378 m (Verano - Invierno)
	Nivel mínimo de operación	372-370 m (Verano - Invierno)
	Cota de coronamiento de las obras	386,00 m
	Caudal medio anual	722 m ³ /s

	Área del embalse a nivel máximo normal	830 km ²
	Volumen del embalse a nivel máximo normal	20.200 Hm ³
Central	Cantidad de unidades	6 un
	Tipo de turbinas	Francis. Eje vertical
	Potencia nominal unitaria	204,5 MW
	Salto de diseño	58,4 m
	Velocidad de rotación	88 RPM
	Generadores. Potencia unitaria	222 MVA
	Transformadores. Potencia unitaria	180 MVA
Aliviadero	Tipo	Superficial controlado con compuertas
	Caudal de diseño	8.000 m ³ /s
	Largo total	500 m
	Cantidad de compuertas	4 un

7.10. Evolución de la cota

El próximo gráfico presenta la evolución diaria, desde del año 2007 hasta el primer trimestre del año 2016, de la cota de la central hidroeléctrica El Chocón. En el mismo, se puede observar que en el año 2008 se ha alcanzado la cota mínima de 367 m. Asimismo, se puede obtener que el promedio de la cota para los 9 años de estudio es de aproximadamente 378 m.

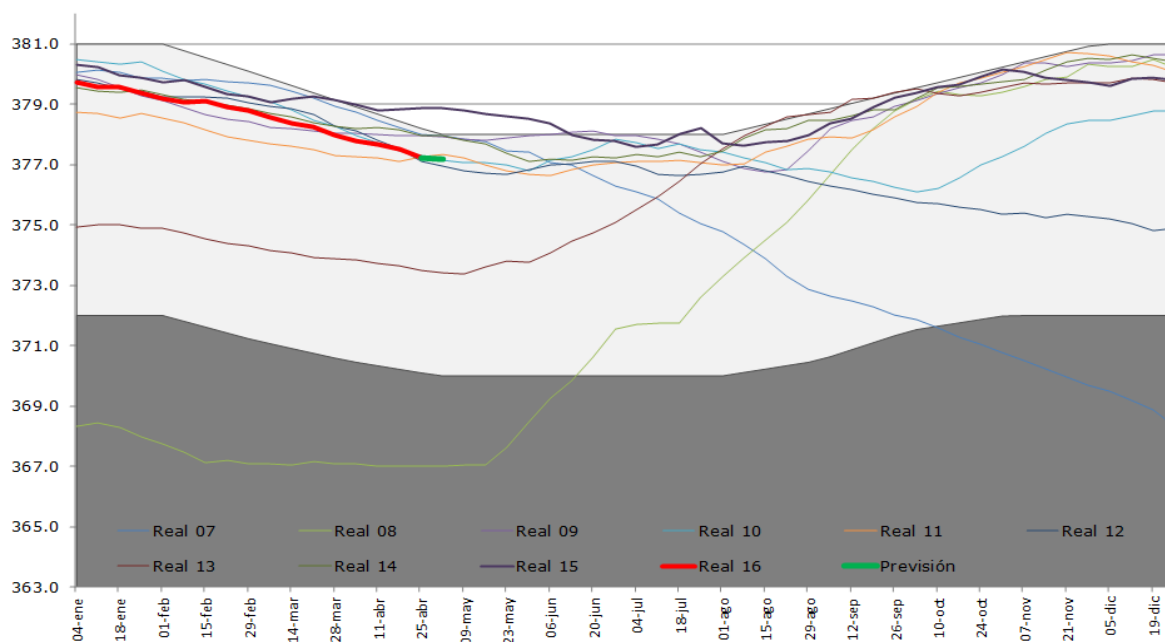


Gráfico 20: evolución de la cota - CH El Chocón. (CAMMESA, 2015).

Considerando los datos de la central hidroeléctrica, el nivel mínimo normal de operación es de 370 m. De acuerdo a esto se observa que únicamente en una período la cota se ha encontrado por debajo del nivel mínimo de operación, es decir durante los último 3 meses (octubre a diciembre) del año 2007 y durante los primeros 6 meses (enero a junio) del año 2008, llegando inclusive a la cota mínima extraordinaria de 367 m.

8. Marco Regulatorio

El desarrollo sustentable de la industria eólica en la Argentina depende de gran parte de la existencia de un marco regulatorio y de garantías propicias que provean previsibilidad a largo plazo y que permitan a los inversores evaluar razonablemente los riesgos del negocio y acceder a líneas de financiamiento también razonables.

8.1. Antecedentes

La crisis que sufrió la Argentina a fines de la década de los 80, afectó a las empresas eléctricas con la imposibilidad por parte del Estado de financiar las inversiones necesarias para mantener una normal prestación del Servicio. El diagnóstico del estado de las empresas eléctricas, (nacionales y provinciales) incluía factores negativos tales como:

- Mala calidad del Servicio.
- Baja eficiencia interna.
- Alta indisponibilidad de las instalaciones.
- Pérdidas debidas en especial al hurto de energía.
- Clientes insatisfechos.
- Tarifas políticas que requerían subsidios cruzados, y que no generaban recursos para la expansión de las redes.
- Señales económicas poco claras.

Las leyes de Emergencia Económica (Ley Nro. 23.697/89) y de Reforma del Estado (Ley 23.696/89) permitieron la participación del capital privado para realizar las inversiones que los Estados Nacional o Provincial no podían afrontar.

La Ley 24.065/92 estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos:

- Promover la competitividad donde sea posible alentando inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.

- Separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.
- Proteger los derechos de los usuarios.
- Garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.

Se reconocen tres actividades dentro del sector de energía eléctrica: la generación, el transporte y la distribución.

La Generación es una actividad de riesgo sometida a las condiciones del mercado. Las unidades son despachadas económicamente a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. Las características básicas de la actividad de generación son las siguientes:

- Actividad de interés general, abierta a la competencia.
- Despacho económico de las unidades.
- Generación térmica desregulada.
- Generación hidroeléctrica con obligaciones.
- Libre acceso al Mercado Eléctrico Mayorista.
- Abierta a Importación/Exportación.
- Ingresos asociados a eficiencia.

El Transporte por razones tecnológicas, que se relacionan con las economías de escala que no facilitan la competencia, es monopólico y está sujeto a una intensa regulación.

La Distribución es también una concesión regulada. El suministro de toda la demanda de energía eléctrica en un área de concesión de distribución es obligatorio y se establecen la responsabilidad por los estándares de calidad y los esquemas de precio.

La Ley 24.065/92 además de los tres agentes mencionados: Generador, Transportista, Distribuidor, creó dos nuevos agentes: los Grandes Usuarios y los Comercializadores.

Los Grandes Usuarios son consumidores finales que pueden contratar su abastecimiento directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución. Estos usuarios pueden abastecerse ya sea a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o comprar directamente a un Generador o a un Comercializador.

Además, la Ley 24.065/92 creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que se administra a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. – CAMMESA. Sus principales responsabilidades son:

- Despacho de la generación y cálculo de precios en el Mercado Spot.
- Operación centralizada en tiempo real del sistema eléctrico.
- Administración de las transacciones comerciales en el mercado eléctrico.

8.2.Sobre el Marco Regulatorio Particular, de las Energías Renovables No Convencionales

En los últimos años, muchos países en el mundo aplicaron de manera exitosa la producción eléctrica de origen eólico cumpliendo el objetivo de desarrollar tecnología, mitigar los efectos del cambio climático y diversificar la matriz. Se logró con diferentes medidas, desde incentivos regulatorios hasta económicos para favorecer el uso de Energías Renovables No Convencionales, estimulando la inversión. Esto es una experiencia de éxito que en el país se puede aplicar obteniendo excelentes resultados socio – económicos.

Los diferentes esquemas implementados buscan compensar la diferencia de costos con proyectos convencionales y viabilizar económicamente los proyectos de energías renovables implementado contratos de largo plazo adjudicados por licitación pública.

8.3. Ley 26.190 y su modificatoria Ley 27.191. Decreto Reglamentario N° 531/2016.

En nuestro país, con el objeto de alentar las instalación de proyectos de energía renovables, el 6 de diciembre de 2006 fue sancionada la Ley 26.190, la cual implementa el *Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica*, que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica dedicada al servicio público a través de recursos renovables.

El objetivo principal de la ley es lograr una contribución de las fuentes renovables que alcance el 8% de la demanda en un plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen.

No obstante ello, esta reglamentación no obtuvo los resultados buscados dado que a más de nueve años de su sanción las fuentes renovables alcanzaron a abastecer solamente un 1,9% de la demanda de energía eléctrica, según lo publicado por CAMMESA en su informe anual para el año 2015, del cual surgen los siguiente valores:

Tabla X: incidencia fuentes de energía renovables. (CAMMESA, 2015)

Energía Generada	Año 2015
Biodiesel	0,0
Biomasa	154,7
Eólico	593,0
Hidro <= 30 MW	1.122,4
Hidro > 30 MW / <= 50 MW	590,7
Solar	14,7
Biogas	83,6
Total [GWh]	2.559,1
Demanda Energía [GWh]	131.994,9
Renov. Vs. Demanda MEM	1,9%

Posteriormente, el 23 de Septiembre de 2015 se sancionó la Ley 27.191 la cual modifica y complementa el *Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica*, instaurado por la Ley 26.190. Dicho régimen fue reglamentado por el Decreto N° 531/2016 de fecha 30 de marzo de 2016.

Esta Normativa establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la Ley 26.190, y que a tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica mensual, promedio de los últimos doce (12) meses, con energía proveniente de fuentes energía renovable, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

El cumplimiento de esas obligaciones deberá realizarse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

- Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
- Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
- Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
- Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
- Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se muestra cuales han sido los valores reales de penetración de las energías renovables respecto de la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2011-2015 y cuales son los objetivos buscados por la nueva reglamentación hasta el año 2025.



Gráfico 21: incidencia energías renovables. (CAMMESA, 2015)

En un escenario de demanda anual creciente al 3%, a los efectos de lograr alcanzar el objetivo del 8% de la demanda de energía eléctrica en 2018 se estima que se requerirá instalar aproximadamente 2500 MW de potencia renovable, y para lograr alcanzar el 20% de la demanda de energía eléctrica en 2025 se estima que se requerirá instalar aproximadamente 10000 MW.

Cabe destacar que la regulación define Fuentes Renovables de Energía a aquellas fuentes de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo.

Las mismas abarcan a la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, estableciendo a su vez que el límite de potencia para los proyectos de centrales hidroeléctricas, considerados en la Ley, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).

A su vez los procesos licitatorios a llevar a cabo deberán tener en cuenta como objetivos lograr una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción de costos de generación de energía, la contribución a la mitigación del cambio climático y la integración del componente nacional en los proyectos a desarrollarse.

En tal sentido, el primer proceso licitatorio que prevé llevar a cabo el Estado Nacional tiene como objetivo adjudicar 1000 MW de potencia instalada según el siguiente detalle:

Tabla XI: licitación energías renovables. (CAMMESA, 2015)

Tecnología	Potencia Requerida [MW]
Eólico	600
Solar Fotovoltaica	300
Biomasa	65
Biogas	15
Pequeños aprov. Hidráulicos	20
Total [MW]	1.000

Además, esta normativa es de aplicación a todas las inversiones en generación de energía eléctrica, autogeneración y cogeneración, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean éstas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Para incentivar la instalación de proyectos de energía renovable, la regulación establece un régimen de beneficios promocionales, para aquellos proyectos que cuenten con la aprobación por parte de la Autoridad de Aplicación, teniendo además un principio efectivo de ejecución antes del 31 de diciembre de 2017, inclusive. Los beneficios incluidos están relacionados con:

- Impuesto al Valor Agregado.
- Impuesto a las Ganancias.
- Compensación de quebrantos con ganancias.
- Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
- Dedución de la carga financiera del pasivo financiero.

- Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades con un compromiso de reinversión en nuevos proyectos de infraestructura en el país.
- Certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales cuando se acredite un porcentaje de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas.
- Exención de los derechos de importación.

Asimismo, se crea el Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” el cual tendrá como objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura.

Están alcanzados por la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, aquellos Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW).

Los usuarios alcanzados por la reglamentación, podrán cumplir con la misma por cualquiera de las siguientes formas:

- Por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;
- Por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables;
- Por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

Los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados por los usuarios alcanzados por la reglamentación directamente con un generador o a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o de un comercializador, serán libremente negociados entre las partes.

Los usuarios que opten por participar en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA abonarán como precio de la energía un valor promedio resultante de todos los contratos que celebre dicha Compañía Administradora con los generadores seleccionados.

En todos los casos detallados anteriormente, se deberá cumplir que el precio promedio no sea mayor a ciento trece dólares estadounidenses por cada megavatio-hora (US\$ 113/MWh).

Por otro lado, en caso de existir incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable establecidos en la Ley, los usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista serán penalizados debiendo abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

Dicha penalidad se calculará teniendo en cuenta la cantidad de megavatios hora necesarios para alcanzar el objetivo establecido para la etapa correspondiente, tomando como base la demanda del sujeto obligado en el año calendario anterior a aquel en que debió cumplir con lo establecido en la reglamentación.

Además se establece que la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada, no siendo exigible además el respaldo físico de potencia de la autogeneración con energía renovable ni de los contratos de energía renovable que se celebren. En tal sentido la Autoridad de Aplicación dispondrá de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo será soportado por todo el sistema.

9. Esquema de funcionamiento del parque eólico con central hidroeléctrica de respaldo.

A partir de los resultados de energía generada por el parque eólico, según lo detallado en la Tabla V para la ciudad de Comodoro Rivadavia, sitio seleccionado para la implantación del proyecto eólico, se realizó un análisis diario de la energía que podría llegar a producir el parque eólico y se la comparó con el requerimiento de la demanda objetivo (960 MWh por día).

De esta forma se obtuvieron los días, del período 2013 - 2014, en los cuales la energía producida por el parque eólico fue en exceso o en defecto respecto a la demanda objetivo, lo cual posibilitó calcular:

- a) Energía que es necesaria ser entregada por la central hidroeléctrica de respaldo.
- b) Energía que es producida en exceso por el parque eólico, que posibilita la devolución de la energía de respaldo producida por la central hidroeléctrica.

En el próximo gráfico se observa como ejemplo, la energía diaria producida por el parque eólico en el período Abril – Jun/2013 (barras de color rojo) y la energía necesaria que sea producida por la central hidroeléctrica de respaldo para abastecer la demanda objetivo (barras de color azul).

Estos valores se referencian al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica objetivo mencionada anteriormente, y marcada por la línea de color verde en el gráfico.

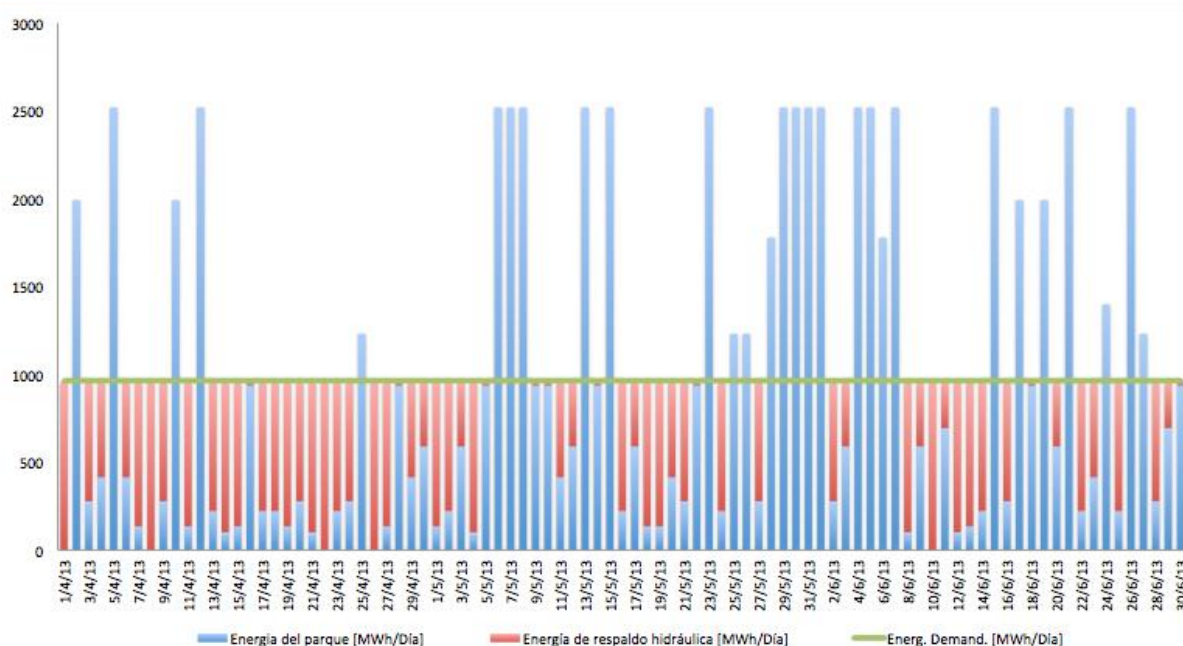


Gráfico 22: energía producida por el PE y de respaldo de la CH.

Como un primer resultado se obtuvo que la sumatoria de la energía de respaldo necesaria en el período analizado resultó ser de **277.362 MWh**, mientras que la energía producida en exceso por el parque eólico fue de **325.179 MWh**, es decir que esta última es un **17,24%** superior, lo cual nos indica que se puede garantizar que el parque eólico puede devolver la energía entregada en carácter de respaldo por la central hidroeléctrica, teniendo además un remanente que puede ser comercializado.

De esta forma se verifica que el esquema de un parque eólico con central hidroeléctrica de reserva puede cumplir con el requerimiento de energía firme de una determinada demanda de energía eléctrica.

No obstante ello, resulta necesario establecer cual es el impacto que tiene este respaldo requerido en la normal operación de la central hidroeléctrica, lo cual se analizó en función de la variación de la cota diaria de la misma.

A tales efectos se obtuvo, a partir de la energía hidráulica de respaldo requerida diariamente, el valor del caudal de agua necesario en la central hidroeléctrica para producir dicha energía. Este valor de caudal de agua fue despejado de la siguiente ecuación:

$$P_a = P_i \eta_m = QH\rho g \eta_h \eta_v \eta_m \quad (31)$$

Donde:

P_a : potencia útil en la turbina. Potencia mecánica [W].

P_i : potencia interna [W]. Es la potencia suministrada a la turbina descontando la potencia necesaria para vencer los rozamientos mecánicos.

Q : caudal suministrado a la turbina [$m^3/seg.$].

H : altura neta [m].

ρ : densidad del agua [kg/m^3].

g : gravedad [m/seg^2].

η_h, η_v, η_m : rendimientos hidráulicos, volumétrico y mecánico.

Una vez obtenido el caudal de agua necesario para generar la energía diaria de respaldo, se calculó la variación de la cota en metros que este esquema producía sobre la normal operación de la central hidroeléctrica.

A tales efectos se consideró la superficie del embalse de la C.H. El Chocón el cual es de $830.000.000 m^2$, obteniendo los resultados de variación de cota diaria respecto al valor promedio de la misma que se encuentra en el orden de los 378 m.

En la siguiente tabla se detallan los resultados obtenidos en el cálculo de la variación de la cota de la C.H. El Chocón, exhibiendo como ejemplo los valores del mes de Enero/2013:

Tabla XII: variación de cota CH El Chocón.

Fecha	Energía del PE [MWh]	Energía Demandada [MWh]	Energía hidráulica de respaldo [MWh]	Caudal necesario [m^3/s]	Variación de la Cota [metros]	Cota [metros]	Energía eólica en exceso [MWh]
1/01/2013	0	960	960	207	0,0215865	377,9784	0,0
2/01/2013	278	960	682	147	0,0153430	377,9847	0,0
3/01/2013	2400	960	0	0	0,0000000	378,0000	1440,0
4/01/2013	1231	960	0	0	0,0000000	378,0000	271,2
5/01/2013	1399	960	0	0	0,0000000	378,0000	438,8

6/01/2013	2400	960	0	0	0,0000000	378,0000	1440,0
7/01/2013	2400	960	0	0	0,0000000	378,0000	1440,0
8/01/2013	2400	960	0	0	0,0000000	378,0000	1440,0
9/01/2013	2400	960	0	0	0,0000000	378,0000	1440,0
10/01/2013	1778	960	0	0	0,0000000	378,0000	818,5
11/01/2013	1231	960	0	0	0,0000000	378,0000	271,2
12/01/2013	135	960	825	178	0,0185581	377,9814	0,0
13/01/2013	0	960	960	207	0,0215865	377,9784	0,0
14/01/2013	135	960	825	178	0,0185581	377,9814	0,0
15/01/2013	222	960	738	159	0,0165876	377,9834	0,0
16/01/2013	278	960	682	147	0,0153430	377,9847	0,0
17/01/2013	590	960	370	80	0,0083168	377,9917	0,0
18/01/2013	135	960	825	178	0,0185581	377,9814	0,0
19/01/2013	414	960	546	118	0,0122668	377,9877	0,0
20/01/2013	590	960	370	80	0,0083168	377,9917	0,0
21/01/2013	222	960	738	159	0,0165876	377,9834	0,0
22/01/2013	590	960	370	80	0,0083168	377,9917	0,0
23/01/2013	222	960	738	159	0,0165876	377,9834	0,0
24/01/2013	414	960	546	118	0,0122668	377,9877	0,0
25/01/2013	135	960	825	178	0,0185581	377,9814	0,0
26/01/2013	414	960	546	118	0,0122668	377,9877	0,0
27/01/2013	414	960	546	118	0,0122668	377,9877	0,0
28/01/2013	1778	960	0	0	0,0000000	378,0000	818,5
29/01/2013	937	960	23	5	0,0005147	377,9995	0,0
30/01/2013	694	960	266	57	0,0059800	377,9940	0,0
31/01/2013	2400	960	0	0	0,0000000	378,0000	1440,0

Cabe destacar que en el período 2013 – 2014 analizado, la mayor variación de cota diaria registrada sería de aproximadamente 0,022 m, y la sumatoria total de las variaciones de cotas diarias, sin considerar la devolución de energía por parte del parque eólico, ascendería a 6,2 m.

Es decir, si consideramos un escenario crítico con una cota promedio de 378 m la cual es reducida en dos años en 6,2 m, producto del respaldo bridado al parque eólico, la cota descendería a un valor 371,8 m, valor superior a la cota mínima de la C.H. El Chocón la cual es de 367 m.

Por lo tanto, aun sin considerar la energía que el parque eólico le podría devolver a la central hidroeléctrica, lo cual redundará en un incremento del nivel de la cota, ésta en un período de 2 años se vería reducida a un valor de 371,8 m que sigue siendo 4,8 m superior a la cota mínima.

Esta situación evidencia que, el impacto del esquema planteado en la normal operación de la central hidroeléctrica mantiene a la misma dentro de sus límites permitidos, aún en un escenario crítico como el de imposibilidad de devolución de energía del parque eólico a la central hidroeléctrica por un período de dos años, lo cual a todas luces resulta una verificación muy fuerte del esquema operativo.

Para entrar en detalle del esquema, se analizó como ejemplo la operación horaria del día 2/Feb/13 en el cual la energía producida del parque eólico fue de un valor de 529 MWh por lo que resultó necesario tener un respaldo de 516 MWh a lo efectos de cumplir con el abastecimiento de energía eléctrica de la demanda objetivo.

En el próximo gráfico se puede observar en forma horaria la generación del parque eólico en color azul, y en color rojo la energía hidráulica que es necesaria como respaldo para cumplir el abastecimiento de la demanda.

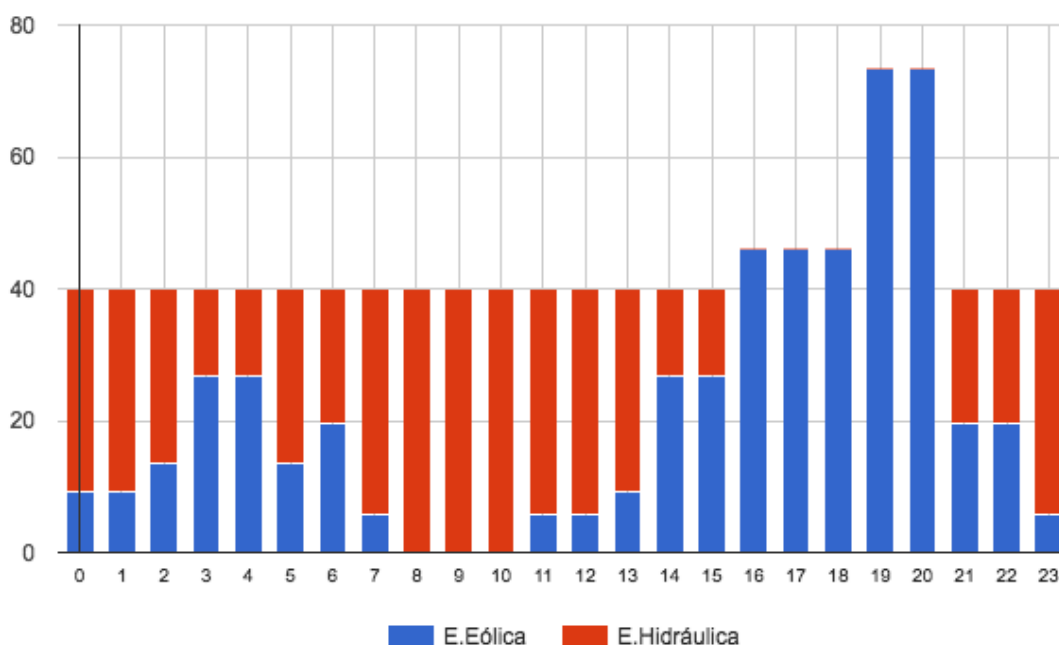


Gráfico 23: generación eólica vs. hidráulica. 2/Feb/2013.

Cabe destacar que en este día el parque eólico solo fue capaz de producir energía suficiente para cubrir la demanda contratada entre las 16 y 20 hs, mientras que en el resto del día fueron necesarios diferentes aportes de respaldo, los cuales llegaron a ser totales entre las 8 y 10 hs cuando la energía eólica generada fue nula.

Como otro ejemplo, se consideró la operación del día 3/Ene/13 en el cual la energía producida del parque eólico fue de un valor de 1598 MWh superior a la demanda objetivo, posibilitando una devolución en energía de 784 MWh a la central hidroeléctrica, no obstante lo cual en ciertos horarios se requirió el aporte de respaldo por un total de 146 MWh.

La situación descripta se puede observa en el siguiente gráfico en el cual, al igual que en el caso anterior, se encuentra en color azul la generación del parque eólico y en color rojo la energía hidráulica de respaldo.

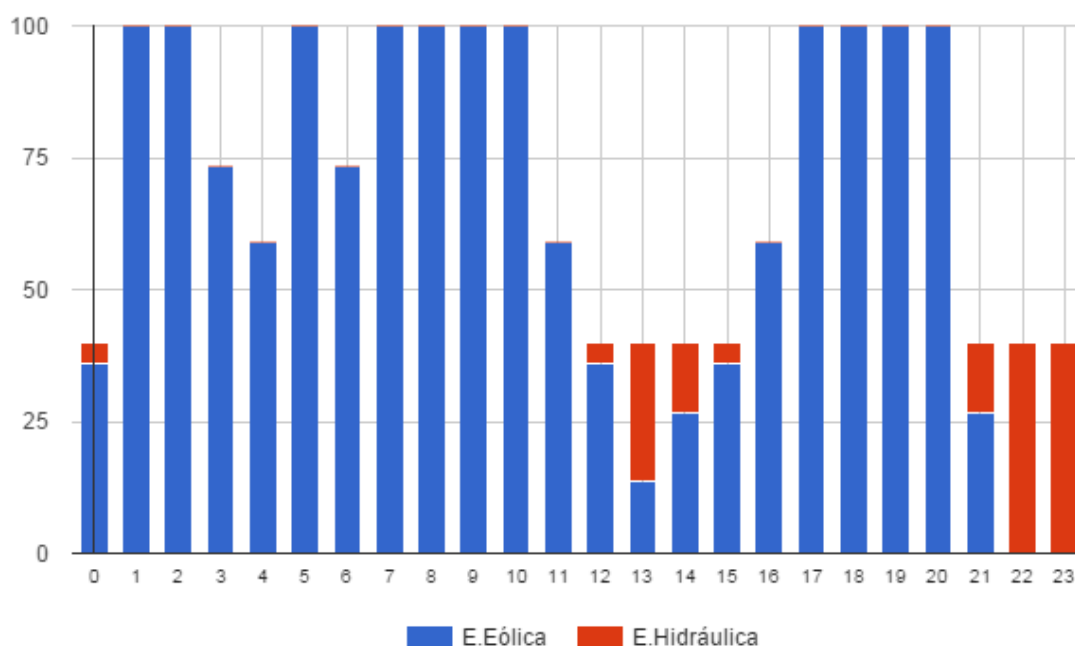


Gráfico 24: generación eólica vs. hidráulica. 3/Ene/13.

En este caso es importante resaltar que si bien la energía diaria producida por el parque eólico es superior a la demanda objetivo, igualmente se requirió de energía de respaldo en ciertos momentos llegando la misma a ser total durante las dos últimas horas del día.

En función de lo analizado se desprende que, si bien el parque eólico puede llegar a producir la totalidad de la energía requerida por la demanda objetivo e incluso superar ampliamente la misma, resulta imprescindible contar con el respaldo de la central hidroeléctrica en aquellos momentos del día en los cuales las condiciones de vientos son menos favorables para la generación eólica.

10. Conclusiones.

La principal conclusión del presente trabajo es que resulta factible considerar el aporte de energía eléctrica de un parque eólico respaldado por una central hidroeléctrica de embalse, como un recurso firme para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. De esta forma, el esquema de respaldo planteado permite resolver unos de los principales inconvenientes que poseen los parques eólicos relacionado con la variabilidad de su producción de energía eléctrica, la cual se encuentra íntimamente ligada a la disponibilidad del recurso eólico.

Además, el esquema de respaldo brindado por la central hidroeléctrica planteado en el presente trabajo, no alteró su normal operación considerando la muy baja afectación en la cota del embalse de la central hidroeléctrica. Adicionalmente a ello, se verificó que en el período analizado el parque eólico pudo restituir la totalidad de la energía eléctrica que le fuera suministrada en carácter de respaldo, lo que le permite a central hidroeléctrica recuperar el volumen de agua y la cota del embalse, utilizado para cumplir la función de respaldo.

Por otro lado, se desprende del análisis llevado a cabo que aún en los días de mayor producción de energía eléctrica del parque eólico fue necesario por momentos recurrir al respaldo por parte de la central hidroeléctrica. Esta situación nos indica claramente que la introducción en la matriz energética de nuestro país de energía eólica deberá contar necesariamente con respaldo en fuentes convencionales de energía eléctrica que puedan en un corto plazo cubrir los faltantes de generación eólica a los efectos que no se vea afectado el normal abastecimiento de la demanda.

Para que el proyecto eólico a ser llevado a cabo sea exitoso, resulta fundamental una correcta elección del lugar donde se realizará su instalación, para lo cual no solo se deberán realizar las mediciones del recurso eólico del emplazamiento con equipamiento especialmente diseñado para tal fin, sino que además se deberá analizar la dirección del viento, la rugosidad del lugar, el efecto acelerador, la cercanía a la red eléctrica y las necesidades de su ampliación, la disponibilidad de rutas y puertos adecuados para el transporte del equipamiento y el impacto ambiental que el parque eólico genera en la zona,

entre otros aspectos, debiendo además realizarse un estudio técnico y económico del tipo de aerogenerador a instalar, su distribución en el predio elegido y el desarrollo de una red colectora óptima.

Asimismo, se debe realizar una adecuada elección de la central hidroeléctrica de respaldo en cuanto a la capacidad de la misma de dar respuesta a los requerimientos del parque eólico, sin desatender su normal operación. En este punto es importante analizar la vinculación tanto del parque eólico como de la central hidroeléctrica con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Es decir, si ambos comparten la red de vinculación con el SADI se deberá analizar un dimensionamiento óptimo a los efectos de evitar el vertido eólico o hidráulico cuando ambos complejos se encuentren al máximo de sus capacidades, y un sobredimensionamiento de las instalaciones que redundará en capacidad ociosa durante gran parte del tiempo.

A efectos de evitar estas situaciones, en el estudio desarrollado se consideraron complejos que se encuentran en distintas zonas geográficas de nuestro País, y se vinculan a través de la red eléctrica existente de 132 kV y 500 kV.

En cuanto a la legislación que ha sido promulgada durante el desarrollo del presente trabajo, es de destacar que la misma establece que no es exigible el respaldo físico de potencia de los nuevos proyectos de energía renovable a ser instalados, sino que el mecanismo de reserva asociados a los proyectos de generación renovable será definido por la Autoridad de Aplicación y soportado por el sistema eléctrico en su conjunto.

En tal sentido, se considera que el esquema de respaldo desarrollado resulta una alternativa válida que podría ser incorporada a la legislación vigente, a los efectos que se estimule el desarrollo de proyectos que puedan ser considerados como un incremento de la potencia firme disponible en el sistema eléctrico.

Además, se podrán establecer esquemas de respaldos entre las distintas fuentes de energía renovable reconocidas por la legislación vigente, con lo cual los nuevos aportes de

energía renovables podrán ser considerados como energía firme para el abastecimiento de la demanda eléctrica.

En el mismo sentido, contar con esquemas de respaldo específicos que garantice el cubrimiento de la totalidad de la demanda contratada, evita la aplicación de las sanciones establecidas en el legislación vigente con los correspondientes beneficios económicos tanto para los proyectos de generación como para los usuarios que contratan los mismos.

En función de todo lo expuesto en el presente trabajo, se considera que los proyectos de generación eólica con respaldo en centrales hidroeléctricas constituyen un esquema de trabajo viable para el aporte de nueva energía eléctrica firme para el sistema eléctrico de nuestro País.

11. Bibliografía.

ACKERMANN, Thomas. 2005. *Wind Power in Power Systems*. Chichester : John Wiley & Sons, Ltd, 2005. ISBN 0-470-85508-8.

ATLAS EÓLICO, EUROPEO. 2015. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. [En línea] 2015. [Consultado el: 4 de May de 2015.] <http://www.idae.es>.

BURTON, Tony, y otros. 2011. *Wind Energy Handbook*. Chichester : Wiley, 2011. ISBN 978-0-470-69975-1.

CAMMESA. 2015. Compañía Administradora del mercado Mayorista Eléctrico. [En línea] 2015. [Consultado el: 11 de Feb de 2016.] <http://www.cammesa.com.ar>.

CARTA GONZÁLEZ, José Antonio, y otros. 2009. *Centrales de Energías Renovables*. Madrid : Pearson S.A., 2009. ISBN 978-84-8322-600-1.

DECRETO N° 531/2016. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación. Boletín Oficial de la República Argentina, Bs. As. Argentina, 30 de Marzo de 2016.

DWIA. 2015. Danish Wind Industry Association. [En línea] 2015. [Consultado el: 24 de Sep de 2015.] <http://windpower.org>.

GOOGLE. 2016. Google Maps. [En línea] 2016. [Consultado el: 3 de May de 2016.] <https://www.google.com.ar/maps>.

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN. 2015. Hidroeléctrica el Chocón S.A. [En línea] 2015. [Consultado el: 4 de Feb de 2016.] <http://www.elchocon.com.ar/>.

IAPG, SIPG. 2016. Instituto Argentino de Petroleo y Gas. [En línea] 2016. [Consultado el: 10 de Feb de 2016.] http://www.iapg.org.ar/web_iapg/.

LEY N° 23.696. Reforma del Estado. Boletín Oficial de la República Argentina, Bs. As. Argentina, 17 de Agosto de 1989.

LEY N° 23.697. Emergencia Económica. Boletín Oficial de la República Argentina, Bs. As. Argentina, 1 de Septiembre de 1989.

LEY N° 24.065. Régimen de la Energía Eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina, Bs. As. Argentina, 16 de Enero de 1992.

LEY N° 26.190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina, Bs. As. Argentina, 27 de Diciembre de 2006.

LEY N° 27.191. Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Modificación. Boletín Oficial de la República Argentina, Bs. As. Argentina, 15 de Octubre de 2015.

MUR AMADA, Joaquín. 1999. *Curso de Energía Eólica.* Zaragoza : Departamento de Energía Eléctrica de la Universidad de Zaragoza, 1999.

SECRETARÍA DE ENERGÍA. [En línea] 2014. [Consultado el: 8 de Jun de 2015.] <https://www.minem.gob.ar/>.

SECRETARÍA DE ENERGÍA. *Catálogo de Recursos Hídricos.* Buenos Aires : s.n., 2003.

SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL. [En línea] 2015. [Consultado el: 10 de Jul de 2015.] <http://www.smn.gov.ar/>.

SIG. 2016. Sistema de Información geográfico. [En línea] 2016. [Consultado el: 8 de Mar de 2016.] <http://sigeolico.minplan.gob.ar/frameset.php>.

VESTAS. 2016. Vestas. [En línea] 2016. [Consultado el: 18 de Abr de 2016.]

VILLARUBIA LOPEZ, Miguel. 2012. *Ingeniería de la Energía Eólica.* Barcelona : Marcombo S.A., 2012. ISBN 978-84-267-1580-7.

WEATHER UNDERGROUND. [En línea] 2015. [Consultado el: 12 de Ago de 2015.] <https://www.wunderground.com/>.

12. Listado de Anexos.

Anexo A: Planilla Excel con los valores obtenidos y calculados para el periodo 2013 – 2014, en los 23 sitios analizados. (Soporte Digital).

Anexo B: Catálogo Aerogenerador Vestas V90. (Soporte Digital).