**Revista REDIUNP**
Revista Electrónica de divulgación de
Metodologías Emergentes en el Desarrollo de STEM
RCDFI-419-2018
ISSN:2683-8648
Vol. 4 Nº 2 (2022)

# Comportamiento de los Parques Eólicos en la Patagonia Central y Sur

**Vivar, Juan**[1]
Universidad Nacional de la Patagonia 'San Juan Bosco'
*jjvc@gmail.com*

**Fernández, Roberto Daniel** [2]
Universidad Nacional de la Patagonia 'San Juan Bosco'.
https://www.orcid.org/0000-0003-3639-4454
*dfernandez@unpata.edu.ar*

**Resumen**
En este trabajo se presenta un análisis del comportamiento de algunos parques eólicos pertenecientes a las Provincias de Chubut y Santa Cruz. Para poder evaluar lo anterior, presentando análisis pertinentes, se utilizan la velocidad media anual del viento en cada locación y los factores de capacidad de cada parque. Dichos factores permiten realizar una evaluación general del comportamiento de parques eólicos desde el punto de vista de la generación de energía. En este sentido, el trabajo muestra un comportamiento muy positivo de la generación de los parques cuando se los compara con la media mundial consolidando el concepto de que la Patagonia posee un potencial eólico de suma importancia.

***Palabras claves:*** Parques eólicos, Patagonia, Factor de Capacidad.

# Wind Farms in Central and South of Patagonia

**Abstract**
This paper presents an analysis of the behavior of wind farms belonging to the Provinces of Chubut and Santa Cruz. The mean annual wind speed at each location and the capacity factors of each wind farm are used for the purposes of presenting analyses. When considering electrical energy generation, capacity factors allow evaluating the general behavior of wind farms. The obtained factors indicate a very positive behavior of the generation of the wind farms when they are compared with the world average, consolidating the concept that Patagonia has a wind potential of great

[1] Estudiante de Ing. Electrónica UNPJB, Laboratorio de Automatización y Control, Argentina.33
[2] Profesor Titular, Ingeniería Electrónica, UNPSJB, Laboratorio de Automatización y Control, Argentina.

importance.

***Keywords:*** Wind Farms, Patagonia, Capacity factor.

# 1. Introducción

El Protocolo de Kioto, 11 de Diciembre de 1997, considerado uno de los hitos hacia la reducción y estabilización de las emisiones de gases del efecto invernadero, entró en vigor el 16 de Febrero de 2005. Dicho protocolo estableció metas de reducción para 37 países y la Unión Europea (incluyendo Gran Bretaña), que tienen el mayor porcentaje de emisión de gases. Argentina se adhirió al protocolo el 13 de julio de 2001 conforme a la Ley Nacional 25.438. Por otra parte, para dar continuidad a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, en 2015, las Naciones Unidas impulsaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible los cuales consideran, entre otros, al cambio climático, la desigualdad económica, la innovación, el consumo sostenible, la paz y la justicia (Min. de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019). Del total de 17 objetivos, el séptimo refiere a energía asequible y no contaminante y propone para 2030 una mejora en el acceso, la eficiencia y en aumentar la proporción de energías renovables en relación a las no renovables. En el ámbito de las energías renovables, tanto la energía eólica como la fotovoltaica han tenido un gran crecimiento siendo, por lo tanto, determinantes para cumplir con los objetivos mencionados. En la Figura 1 se observa el fuerte y sostenido incremento de las instalaciones de energía eólica en el mundo. Puede concluirse, en los años mostrados, que las instalaciones eólicas en el mundo se ampliaron en un 90 %, aproximadamente.

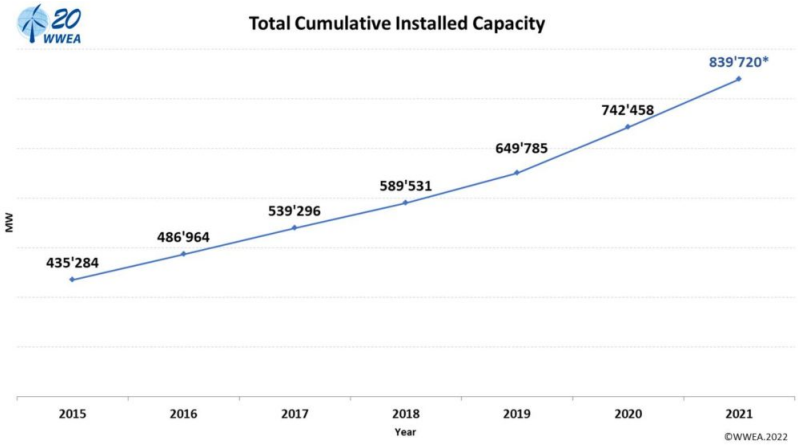


Figura 1: Energía eólica instalada [MW] en el mundo (2015-2021) (WWEA, 2022)

En la Patagonia predomina la energía eólica la cual se obtiene de la energía cinética del viento. Este tipo de energía renovable es cada vez más competitiva con un impacto ambiental fuertemente

menor que sus contra partes no renovables. La energía eólica también es una buena opción para zonas aisladas, siendo una ventaja la posibilidad de implementar aerogeneradores de menor potencia en zonas formadas por micro redes aisladas o con conexión débil a las redes eléctricas principales. Por otra parte, en grandes aprovechamientos eólicos, como los analizados en este trabajo, los aerogeneradores se encuentran agrupados en granjas o parques eólicos. Estos agrupamientos se conectan a la red de distribución eléctrica para proveer energía eléctrica a las localidades adyacentes aunque su objetivo principal es proveer a los grandes centros de consumo, generalmente, alejados del lugar de generación. La presentación de un proyecto eólico cualquiera se basa en la predicción del recurso a largo plazo para garantizar su rentabilidad siendo confiables las predicciones de comportamiento anuales. Lo anterior se complica fuertemente cuando la escala de tiempos se reduce, es decir se pretende predecir el recurso en en plazos de tiempo más reducidos.

Dado que no se conocen reportes ni estadísticas de estudios en la región acerca de los comportamientos, desde el punto de vista de la generación de potencia eléctrica, de los parque eólicos de la Patagonia Central y Sur (y de la Argentina, según el leal saber y entender de los autores), este trabajo presenta una propuesta para la determinación de sus rendimientos.

Es de notar que pueden definirse varias formas de realizar una evaluación de un proceso determinado para obtener alguna medida de su rendimiento. Sin embargo, cualquier trabajo que pretende mostrar características particulares de los parques debe atravesar las restricciones de confidencialidad de las empresas. Por ejemplo, el punto de vista puramente económico implica conocer la inversión inicial y todos gastos asociados así como el precio de la venta de energía durante un período de tiempo relativamente largo. Se deben separar tanto costos como las restricciones impuestas por el operador de la red eléctrica respecto del despacho de energía, las multas del mismo, diferencias monetarias en cuanto al mantenimiento con la empresa que lleva a cabo esas tareas en el parque, etc. Esto es prácticamente imposible de determinar considerando que muchos datos necesarios son confidenciales afectando la competitividad de las empresas tornando inviable ese tipo de análisis para un trabajo de las características del aquí presentado.

En base a lo indicado, la metodología utilizada es la de recopilar datos de entes reconocidos, la Compañía Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMMESA) en lo referente a la generación eléctrica y la Agencia Aeroespacial de los Estados Unidos (NASA) respecto de los datos del viento. Para analizar los datos, en este trabajo, se utiliza el cálculo del factor de participación de los aerogeneradores eólicos y la velocidad media de viento determinada a la altura de la góndola de dichos aerogeneradores. Los factores de capacidad (Heier, 2014)(Freris y Infeld, 2020) son una herramienta ampliamente consolidada, y que se emplea como primera comparación entre entre aerogeneradores y entre parques eólicos incluso en distintas regiones del planeta. Dichos factores pueden determinarse a partir de los informes del despacho eléctrico y compararse frente a las velocidades de viento medias de los emplazamientos.

En lo siguiente se presentan brevemente el consumo de energía y las energías renovables en

Argentina, se describen la ecuaciones que rigen la extracción de energía del viento y las particularidades asociadas al recurso eólico. Luego se define el factor de capacidad de las instalaciones eólicas y se analizan en base a dicho coeficiente los parques de la región considerada. Finalmente, se presentan las conclusiones.

## 2. Consumo y energías renovables en Argentina

La Compañía Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) es la encargada de gestionar la distribución de la energía eléctrica en el país (Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista, 2021). La mencionada empresa clasifica a nuestro país en regiones:

1. Patagonia: Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur
2. Comahue: La Pampa, Neuquén y Río Negro
3. Buenos Aires: Pcia de Buenos Aires excepto el Área Metropolitana Buenos Aires
4. Gran Buenos Aires
5. Centro: Córdoba y San Luis
6. Cuyo: Mendoza y San Juan
7. Noroeste: Salta, Jujuy, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero
8. Noreste: Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones
9. Litoral: Santa Fé y Entre Ríos

La demanda de energía eléctrica de cada una de las regiones, durante el 2020, se muestra en la Figura 2. Puede observarse que el 50 % del consumo del país se encuentra en las regiones del Gran Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires y que si se agregan las regiones del Litoral y del Centro, el consumo sube hasta 71 %. Tanto Patagonia como Comahue (ambas conforma 'la Patagonia' desde el punto de vista político - geográfico) consumen alrededor del 4 % cada una.

A partir de la adhesión de nuestro país a las políticas internacionales, diversas leyes han ido incentivando el empleo de las energías renovables en el país. En particular, se modificó, el 15 de octubre de 2015, el articulo 8º de la ley 26190 estableciéndose los objetivos de generación renovables, por año, respecto del consumo propio de energía eléctrica del país:

- 2017: 8 % del total del consumo
- 2019: 12 % del total

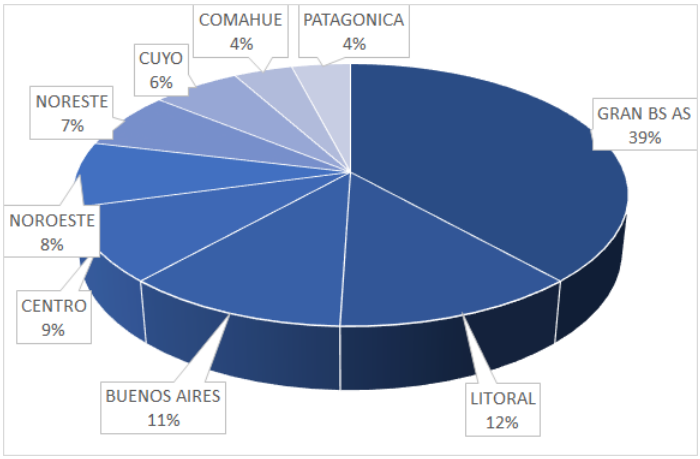


Figura 2: Demanda energética argentina (Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista, 2021)

- 2021: 16 % del total
- 2023: 18 % del total
- 2025: 20 % del total

En la Figura 3 se presentan los objetivos de la ley y los datos proporcionados por CAMMESA (Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista, 2021). Del total del consumo propio entre 2017 y en 2021, los medios renovables proveyeron el 2 % , el 6.1 % y el 13.3 % aproximadamente. Si bien no se ha llegado a cada objetivo anual planteado por la ley, el aumento de la producción de las energías renovables ha sido significativo.

Es bueno remarcar que los datos presentados en la Figura 3 se han calculado sobre la base de un promedio anual. Por lo anterior, es distinta la situación cuando se observa el porcentaje de generación de renovables del país en un lapso de tiempo determinado del año. En este sentido, el 8 de Octubre de 2022 el abastecimiento de energías renovables alcanzó un valor del 31,3 % de la demanda total de energía eléctrica de la Argentina. Adicionalmente se enfatiza que en la Figura 3 se consideran a todas las energías renovables de las cuales la mayor parte corresponde a la eólica y a la fotovoltaica.

## 3. Energía eólica

La potencia $P$ generada por una masa de viento con velocidad $V$ que atraviesa a una turbina eólica está dada por la siguiente expresión (Heier, 2014)(Freris y Infeld, 2020):

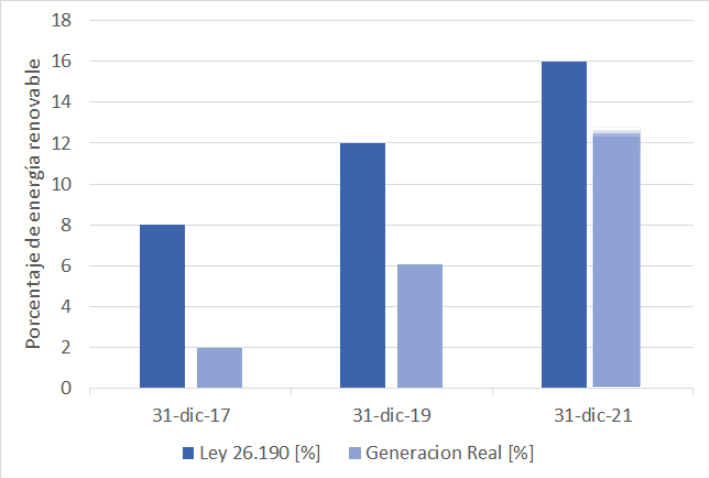


Figura 3: Ley 26.190 vs Generación real (Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista, 2021)

$$P = \frac{1}{2} \cdot \delta \cdot A \cdot V^3 \tag{1}$$

siendo $\delta$ la densidad del aire y $A$ el área barrida por las palas de la turbina eólica. Todas las unidades utilizadas en este trabajo corresponden al sistema internacional.

La realidad es que no se puede extraer toda la potencia de la expresión anterior debido a que parte del viento continua circulando después de pasar por el área de barrido de las palas. Así una turbina absorbe una potencia representada por la diferencia entre la energía cinética que ingresa menos la que sale de ella. El límite de extracción de energía cinética del viento, determinado por Betz, dice que la máxima energía que se puede extraer del total disponible en el viento, es el 59,3 %. Así debe incorporarse en las expresiones el coeficiente $C_p$ definido como 'el cociente entre la potencia extraída y la potencia total del fluido' y cuyo máximo teórico, el límite de Betz, es de 0.593.

En la actualidad, cuando la velocidad del viento aumenta en demasía, los aerogeneradores modernos giran sus palas ('Control por paso de pala') disminuyendo el coeficiente $C_p$ cuyo máximo ($C_{pmáx}$) ronda en las aplicaciones del orden de 0.5. Lo anterior les permite mantener la potencia en un valor específico, normalmente conocido como Potencia nominal de la máquina. Así la expresión (1) se modifica como:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \delta \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \tag{2}$$

Si se incorporan los rendimientos asociados a las transmisiones mecánicas y a los elementos de

conversión y transmisión de energía eléctrica, representados por $\eta_{mec}$ y $\eta_{gen}$, respectivamente, la potencia entregada a la red eléctrica es la siguiente:

$$P_o = \frac{1}{2} \cdot \delta \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \cdot \eta_{mec} \cdot \eta_{gen} \tag{3}$$

Luego, la energía eólica presenta un límite físico del orden del 60 % de la energía disponible y, además, el resto de los elementos constitutivos de un aerogenerador presentan sus propios rendimientos los cuales, en la actualidad, superan el 90 %.

## 3.1. Cambio en la velocidad del viento con la altura

A escala global existen vientos macroscópicos dominantes que circulan en las distintas capas de la estratósfera y se rigen a partir de los cambios de temperatura, presión y también por el efecto Coriolis. Cerca de la superficie terrestre el viento se ve fuertemente influenciado por el relieve del terreno y su rugosidad. En la escala de alturas consideradas en los parques eólicos actuales, la velocidad del viento cambia siguiendo un perfil dependiente de la rugosidad del terreno. La expresión que vincula las velocidades de viento en un sitio a dos alturas diferentes es (Freris y Infeld, 2020):

$$V(h) = V_o \cdot \left(\frac{h}{h_o}\right)^{\alpha} \tag{4}$$

donde $V(h)$ es la velocidad que se quiere estimar a una altura $h$ respecto del suelo, $V_o$ es la velocidad del viento conocida a una determinada altura $h_o$. El coeficiente $\alpha$ es una constante que depende de la rugosidad del terreno y que puede obtenerse de tablas como la de la Figura 4.

| Estimación del valor α para distintos terrenos | |
|---|---|
| Tipo de terreno | α |
| Liso (mar, arena, nieve) | 0,10-0,13 |
| Rugosidad moderada (hierba, cultivos) | 0,13-0,20 |
| Rugoso (bosques, edificaciones) | 0,20-0,27 |
| Muy rugoso (ciudades) | 0,27-0,40 |

Figura 4: Valores del coeficiente $\alpha$ para distintos terrenos (Álvarez, 2006)

## 3.2. Histograma de velocidades

Tanto a la hora de analizar la viabilidad de un proyecto eólico como para evaluar su rendimiento una vez instalado, es importante poseer información detallada de las velocidades de viento de la locación. Para el diseño de parques eólicos, en general, se recomienda la medición de velocidades de viento mínimamente de un año con un promedio calculado cada 10 minutos (Freris y Infeld, 2020).

Una de las herramientas utilizadas es el histograma que es una representación gráfica en forma de barras de una variable cualquiera. La longitud de cada barra es proporcional a la frecuencia, es decir a la cantidad de veces que la variable se repite en un determinado tiempo. En la Figura 5, se muestra un histograma de velocidades de viento, en la ubicación de la Sede Central de la Universidad Nacional de la Patagonia 'San Juan Bosco' en Comodoro Rivadavia que corresponde al año 2020 y a 10 m de altura (NASA, 2021).

Cabe destacar que, si bien se presenta el histograma de velocidades de viento, en general, se utiliza un modelo matemático que representa una aproximación de los histogramas reales. Dicha aproximación es la Función de distribución de Weibull ampliamente utilizada en los estudios de parques eólicos (Zhang, 2009). La distribución de Rayleigh, la que representa el promedio de los casos de distribuciones de viento alrededor del mundo, corresponde a la de Weibull con un parámetro (denominado de forma) k = 2 siendo, la distribución de Rayleigh, asumida como el estándar IEC (International Electrotechinical Comission, 2005).

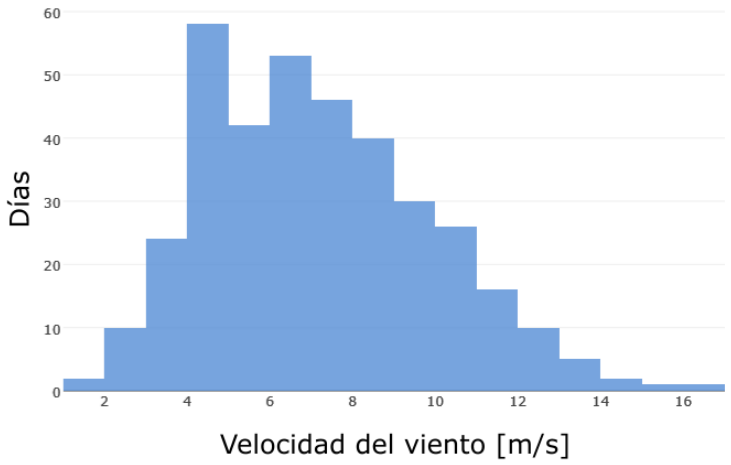


Figura 5: Histograma de la velocidad de viento (NASA, 2021)

El histograma de velocidades de viento de un lugar cualquiera no es suficiente para determinar el contenido en energía de dicho emplazamiento. En efecto, el contenido en energía es la potencia del recurso en el tiempo. Por ello en la Figura 6 se presenta un histograma junto con la energía por unidad de superficie de un lugar dado obtenida de la expresión (1).

## 3.3. Potencia y velocidad del viento en aerogeneradores modernos

De acuerdo a la norma IEC 61400-1 (International Electrotechinical Comission, 2005), que clasifica los aerogeneradores conforme a velocidades de viento medias y turbulencias, las máquinas

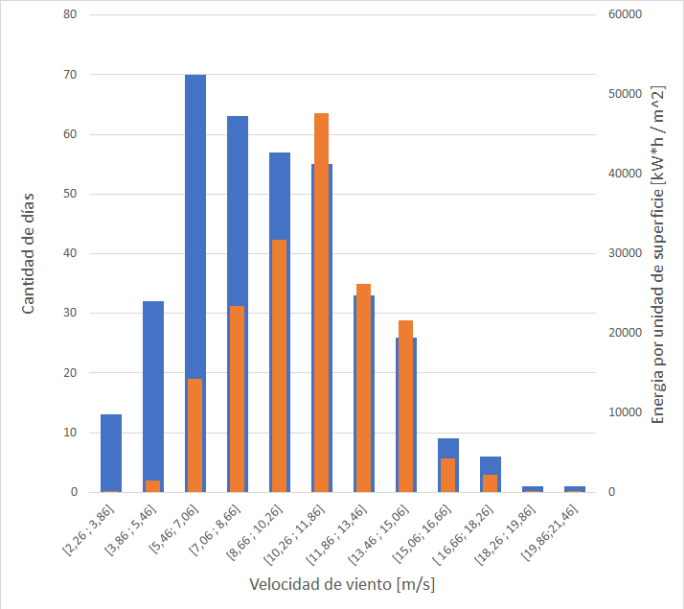


Figura 6: Energía en función de los intervalos de velocidad

eólicas en Patagonia corresponden a la clase Clase $I+$ $S$ y $I$ dependiendo de la ubicación física en la región. Por lo anterior, hacia el norte de la Provincia del Chubut las máquinas son Clase $I$ mientras que hacia el sur de la Patagonia pasan a ser Clase $I+$ $S$, la más exigente de las clasificaciones en cuanto a turbulencias y velocidad de viento media.

Como indica la expresión (3), la extracción de potencia es una función cúbica de la velocidad del viento. Por lo anterior, los aerogeneradores modernos y los parques eólicos están diseñados para que, en la zona de bajas velocidades de viento, se maximice la extracción de energía, es decir con el cambio en la velocidad de viento cambia también la potencia que se extrae siguiendo a la ecuación (3) con $C_p = C_{pmáx}$. Por otra parte, al llegar a una cierta velocidad de viento, denominada 'velocidad nominal', el aerogenerador mantiene constante la potencia extraída hasta que, finalmente, la velocidad de viento alcanza un valor máximo, típicamente 25 m/s, donde el aerogenerador se detiene. Lo anterior se muestra en la Figura 7 que indica la velocidad de arranque inferior (a partir de la cual el aerogenerador comienza a entregar energía), la zona de potencia nominal y la velocidad de corte por tormenta de un aerogenerador moderno.

Es un factor de diseño importante la velocidad de viento que corresponde a la potencia nominal del aerogenerador. En efecto, en la Figura 7 esta velocidad es, aproximadamente, 12.5 m/s; sin embargo, dependiendo del tipo de máquina puede ser menor, por ejemplo 8 m/s. Luego, la elección del tipo de máquina, es decir la curva presentada en la Figura 7, depende de cuánta energía se desea cosechar a lo largo del año en una ubicación particular que posee una determinada característica

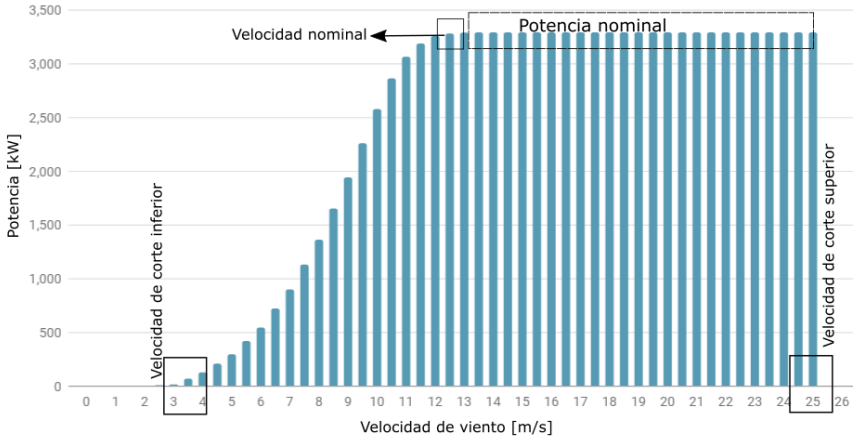


Figura 7: Potencia en función de las velocidades (Vestas V112/3300) (Vestas, 2021)

de velocidad de viento.

## 3.4. Factor de capacidad

Tanto las características del viento de un lugar determinado, Figura 5, como el tipo de aerogenerador, Figura 7, darán lugar a la cosecha de energía de un asentamiento eólico en una ubicación en particular. El Factor de Capacidad de un equipo cualquiera, es un valor porcentual que representa cuánta energía ha sido generada (o puede ser generada) en relación a la desarrollada si dicho equipamiento trabajara las 24 horas durante todo el año a potencia nominal. Así, el factor puede ser definido tanto para un aerogenerador como, más comúnmente, para un conjunto agregado de equipos como un parque eólico. Luego:

$$F_c = \frac{E_{generada}}{E_{ideal}} 100\,\% \tag{5}$$

Al considerar el lapso de tiempo de un año, resulta evidente que un factor del 100 % representa un funcionamiento idealizado de cualquier parque. En efecto, tanto porque las características meteorológicas imponen variabilidad en el viento como por fallas, mantenimiento programado o cambios en el despacho de energía de parte de los entes distribuidores como CAMMESA, no es posible obtener un factor del 100 %.

# 4. Parques Eólicos en Chubut y Santa Cruz

La energía eólica es un recurso muy abundante en la Argentina sobretodo en la zona Patagónica. En esta región la dirección, la constancia y la velocidad del viento son tres variables que caracterizan a una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta.

A los efectos de no hacer tedioso el análisis, de la totalidad de los parques eólicos de la región, se han elegido los siguientes: YPF Manantiales Behr, Hychico, Rawson I, Loma Blanca IV, Garayalde, Chubut Norte I y Bicentenario I. Las ubicaciones geográficas de los desarrollos eólicos se presentan en la Figura 8.

Figura 8: Ubicación de parques patagónicos (Google, 2021)

En el Cuadro 1, los parques eólicos, se han ordenado por año de instalación y se presenta junto con la potencia total de cada parque, las dimensiones geométricas de los aerogeneradores instalados. Se observa, Cuadro 1, que los parques de mayor potencia instalada son el Bicentenario (2019) y Manantiales Behr (2019), el resto, en su mayoría oscila entre los 24 MW a 51 MW de potencia y los parques de Loma Blanca IV (2013) y Rawson I (2011) que llevan más tiempo operando. El parque de Hychico es el de menor tamaño y se encuentra operando desde 2010. También debe notarse en el cuadro la importancia asignada a la geometría de las máquinas. En efecto, como muestran las expresiones (3) y (4), un mayor área de turbina permite extraer mayor potencia a igual velocidad de viento el cual aumenta con la altura. Por lo anterior, debe notarse que, la altura de las góndolas,

| Parque Eólico | Pot. tot. [MW] | h góndola [m] | Diám. [m] | Año |
|---|---|---|---|---|
| Hychico | 6.3 | 45 | 44 | 2010 |
| Rawson I | 48.6 | 80 | 90 | 2011 |
| Loma Blanca IV | 51 | 75 | 100.8 | 2013 |
| Manantiales Behr | 99 | 84 | 112 | 2018 |
| Garayalde | 24.15 | 87 | 126 | 2018 |
| Bicentenario I | 100.8 | 91.5 | 117 | 2019 |
| Chubut Norte I | 27.6 | 87 | 126 | 2019 |

Cuadro 1: Potencia total de los parques y características geométricas de los aerogeneradores

la potencia de cada máquina y su geometría deben ser cuidadosamente elegidas a los efectos de maximizar la inversión realizada.

Por otra parte, el Cuadro 2 muestra, en cada parque, la potencia individual de los aerogeneradores, el tipo de máquina eléctrica y si necesitan caja multiplicadora para adaptar las velocidades de giro de la turbina con las del generador. La nomenclatura empleada para los generadores eléctricos es la siguiente, AJA: asincrónico jaula de ardilla, ADA: asincrónico doblemente alimentado (de rotor bobinado) y SRB: sincrónico rotor bobinado. Finalmente, *"Se est."* indica que no se tiene certeza de la máquina utilizada. Es de notar que, excepto los generadores ADA cuya potencia es parcialmente procesada por la electrónica de potencia, el resto de los aerogeneradores poseen convertidores electrónicos tipo full-converter. En todos los casos, además, las máquinas son de velocidad de giro variable.

Aunque no es el objetivo de este trabajo ahondar en la tecnología utilizada en cada tipo de aerogenerador, se subraya que el parque más antiguo, Hychico, posee una tecnología distinta del resto. En efecto, considerando la ley de Moore que indica que el número de transistores en un chip se duplica, aproximadamente, cada dos años, la tecnología del parque Hychico es casi dos generaciones (suponiendo una generación de, aprox, 5 años) anterior a la considerada moderna en este trabajo (2018). Por lo anterior, la estrategia de control de los aerogeneradores (Hychico versus el resto) puede ser similar (operación a velocidad variable para la maximización de la potencia generada), pero la tecnología no tiene equivalencias. Se debe notar, solamente por indicar una diferencia en tecnología, que entre los aerogeneradores de Hychico de 2010 y los actuales han comenzado a popularizarse los convertidores multinivel (Blaabjerg, 2021). Adicionalmente, la tecnología full-converter para un generador sincrónico no es compatible con su equivalente para un AJA. En efecto, en el último caso el convertidor debe imponer el campo rotante en la máquina asincrónica mientras que en el generador sincrónico no puede hacerse. Por ello, el convertidor del lado del rotor es muy diferente en los aerogeneradores de Hychico respecto a los AJA pero también lo es respecto de los modelos nuevos del mismo fabricante.

Finalmente, se remarca que en este trabajo no se consideran los detalles asociados, específi-

| Parque Eólico | Pot. [MW] | Gen. | Caja | Año |
|---|---|---|---|---|
| Hychico | 0.9 | SRB | No | 2010 |
| Rawson I | 1.8 | ADA | Si | 2011 |
| Loma Blanca IV | 3 | Se est. ADA | Si | 2013 |
| Manantiales Behr | 3.3 | AJA | Si | 2018 |
| Garayalde | 3.45 | AJA | Si | 2018 |
| Bicentenario 1 | 3.45 | AJA | Si | 2019 |
| Chubut Norte I | 3.45 | AJA | Si | 2019 |

Cuadro 2: Tipos de generadores utilizados.

camente, a los convertidores utilizados en los aerogenaradores (Teodorescu y cols., 2011)(Bevrani y cols., 2022)(Blaabjerg, 2021) ni a comportamientos anómalos de la red eléctrica en el punto de conexión. En efecto, situaciones como fallas simétricas o asimétricas en la red eléctrica (Teodorescu y cols., 2011)(Blaabjerg, 2021) (Fernández, Valenciaga, y Peña, 2022)(Fernández, Peña, y cols., 2022) u oscilaciones subsincrónicas de parques eólicos presentadas en (Costa y cols., 2023) implican ventanas de tiempo que no inciden de fuertemente en el factor de capacidad aunque sí deterioran tanto a las máquinas como a los equipos conectados a dichas redes.

## 4.1. Análisis del comportamiento de los Parques Eólicos

En esta subsección se utilizan datos correspondientes al año 2020. Esto obedece a que los parques más nuevos se instalaron en 2019 y se deben eliminar comportamientos asociados a la puesta en marcha de los equipos. Sin embargo, durante el 2020, la subestación que conecta el Parque Eólico Hychico a la red eléctrica principal sufrió daños, por ello, únicamente en este caso se emplean datos del año 2019.

La Figura 9 presenta los factores de capacidad de los parques eólicos (presentados en forma de barras) y las velocidades medias de viento (cuadrados). Los factores de capacidad han sido determinados empleando la ecuación (5) usando los datos provenientes de la compañia que organiza el despacho de energía en la Argentina (Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista, 2021) y la energía máxima del parque. Por otra parte, las velocidades medias anuales corresponden a la altura de la góndola de los aerogeneradores. Dichas velocidades se obtienen a 10 metros de altura (NASA, 2021) y se corrigen a la altura de la góndola de cada máquina por medio de la expresión (4) con el factor $\alpha$ determinado a partir de la Tabla 4.

La velocidad media, aunque se trata de una medida indirecta del contenido que una turbina puede extraer del recurso, sirve para tener una primera aproximación al problema. En efecto, en realidad es el histograma de velocidades de viento, Figura 5, que junto con el de cada aerogenerador,

Figura 7, dan lugar a la generación de energía. Se puede observar, Figura 9, que todas las velocidades de viento rondan entre los 8 y los 10 m/s. La máxima velocidad corresponde al parque Manantiales Behr mientras que la mínima a Loma Blanca IV.

En la Figura 9, la mayoría de los factores de capacidad se encuentran por encima del 50 % con excepción de los parques Loma Blanca IV y Rawson I que se ubican por debajo con 35 % y 40 %, respectivamente. Estos últimos valores, aunque bajos comparados con los demás parques mostrados en la Figura 9, son excelentes cuando se los analiza frente al promedio de los parques eólicos terrestres ('onshore') del resto del mundo, por ejemplo en Estados Unidos los valores oscilan entre el 32 % - 35 % (US Energy Information Administration, 2021). Bajo el mismo punto de vista puede argumentarse que los parques de Manantiales Behr, Bicentenario I, Chubut Norte I y Garayalde han tenido un desempeño excepcional incluso cuando se los compara con los parques eólicos marinos (Energy Numbers, 2021).

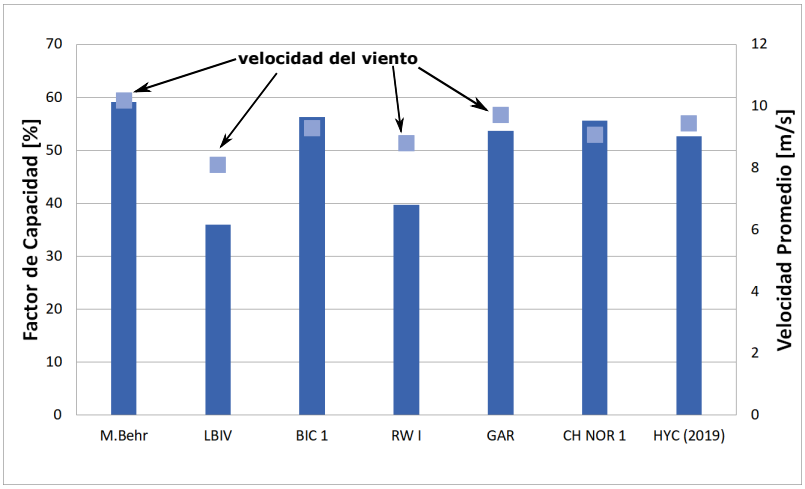


Figura 9: Factor de capacidad y velocidad de viento promedio (Año 2020)

Como se ha indicado, el Factor de Capacidad depende de la potencia generada a lo largo de un año. Así, el mismo puede verse afectado por varias cuestiones:

- La distribución de las velocidades de viento no es la ideal en el período de tiempo considerado
- Reducción de rendimiento por envejecimiento
- Cortes eléctricos programados y no programados
- Merma en la generación a solicitud de CAMMESA

En las Figuras 10 y 11 se observan los desempeños de las plantas Rawson I y Loma Blanca IV en el intervalo de tiempo 2013 a 2020. Puede considerarse que, Figura 10, existe una cierta

caída en el rendimiento del parque Rawson I solamente si se tienen en cuenta en la comparación las velocidades de viento. En efecto, si se toman los primeros tres años, 2013-14 -15 versus los últimos 4 años, 2017-18-19-20; los factores han disminuido para similares velocidades de viento medias anuales. En el caso del parque Loma Blanca IV de la Figura 11, y si solamente se toman en cuenta las velocidades medias anuales, se observa la diferencia entre los años 2014 y 2017 versus 2019 y, por otra parte, 2015 versus 2020. Sin embargo, no puede atribuirse directamente a una baja del rendimiento de la instalación por cuanto si bien existe una relación entre la velocidad del viento y la generación, dicha relación es indirecta. Para determinar fielmente si existe una merma, se debe emplear el histograma de velocidades de viento con la curva del aerogenerador empleado para cada ubicación de los aerogeneradores y luego obtener el acumulado del parque. Así, para este caso, podría suceder que, aún con similares velocidades de viento promedio anuales en 2014 y 2017, Figura 10, el contenido de la energía del viento sea distinto. Además, como se ha indicado, el Factor de Capacidad se ve afectado por varios ítems antes presentados pudiendo existir otras causas que hayan intervenido en la, aparente, merma.

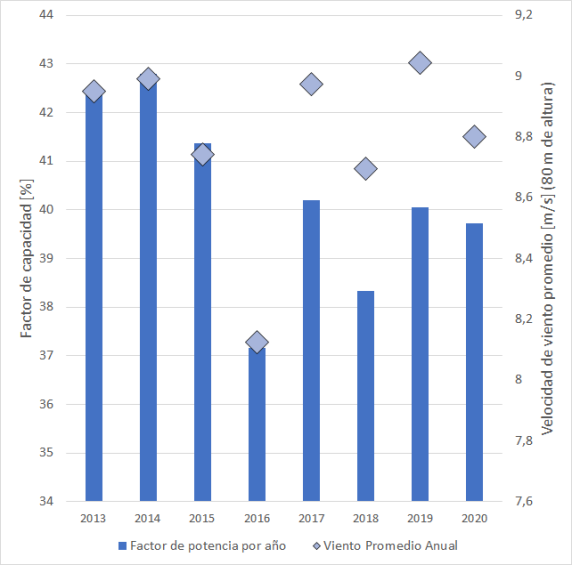


Figura 10: Factores de capacidad Rawson I (2013-2020)

## 5. Conclusiones

Se ha presentado un resumen de la generación referida a parques eólicos representativos de los pertenecientes a la Patagonia Centro y Sur durante 2020 con excepción del parque Hychico cuyos datos corresponden a 2019.

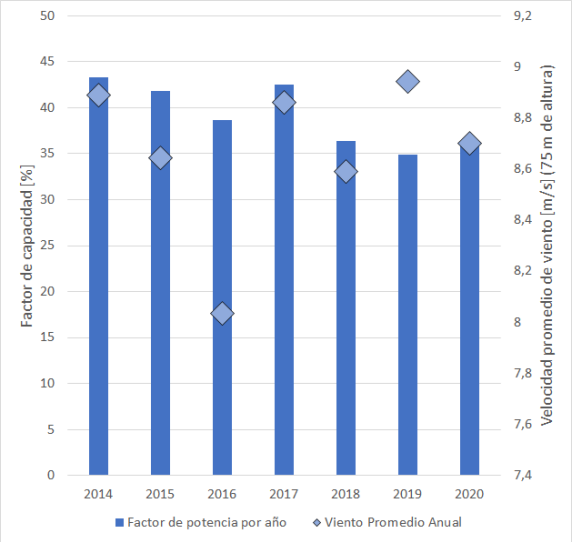


Figura 11: Factores de capacidad Loma Blanca IV (2014-2020)

Los factores de capacidad de todos los parques considerados son excelentes respecto de los rendimientos de otras partes del mundo. Lo anterior es consecuencia del alto contenido de energía, representado por el histograma del viento, de la región.

Para poder realizar el análisis se han calculado, a partir de la corrección por rugosidad y por altura de los datos de la NASA, las velocidades de viento medias a la altura la góndola de los aerogeneradores en cada parque y de los factores de capacidad calculados en base a los datos de CAMMESA. Los parques más modernos (2018 en adelante) tienen mejor comportamiento, sobretodo, si se comparan contra sus contrapartes equipadas con generadores asincrónicos más antiguos. En efecto, Loma Blanca IV y Rawson I se equipan con generadores asincrónicos alimentados por rotor mientras que los más modernos poseen generadores asincrónicos con rotor en cortocircuito. No obstante lo anterior, no puede asignarse la responsabilidad a la tecnología porque infinidad de factores pueden llevar a lo anterior. En estos casos, estudios particulares deberían realizarse si se pretende corroborar, modificar o resignificar los resultados presentados en este trabajo, los cuales corresponden a un año de generación (2020) porque varios parques entraron en funcionamiento en 2019. Igualmente, se observa una degradación en el comportamiento de algunos de los parques más antiguos lo cual puede ameritar nuevos estudios y análisis particulares.

Un análisis como el aquí presentado deberá considerar varios años de datos a los efectos de observar si existen degradación en los parques eólicos tal como los que se observan en Loma Blanca y Rawson pero no en Hychico para determinar posibles correlaciones entre la elección de las máquinas y el recurso eólico, por ejemplo.

Es de notar, como se ha mencionado, que el parque más antiguo (Hychico) posee una tecnología distinta del resto. Sin embargo, el factor de capacidad del parque Hychico está dentro de los equivalentes a los parques más modernos. Es importante decir que la tecnología eólica ha madurado fuertemente en los últimos años de manera que una diferencia de 10 años, aproximadamente, entre instalaciones representa un gran escalón desde el punto de vista de la tecnología. Además, la altura de góndola de los aerogeneradores de Hychico ronda un valor cercano a la mitad de la altura de los otros aerogeneradores lo que también resulta en una situación desventajosa desde el punto de vista de la energía disponible en el viento, como se ha presentado en la subsección 3.1 de este trabajo. Por lo anterior, la tecnología asociada y el diseño del parque Hychico tienen una doble valoración desde lo cualitativo.

## Agradecimientos

Este trabajo se ha realizado en el marco de los proyectos PI 1532 y PI 1642 de la Universidad Nacional de la Patagonia 'San Juan Bosco'.

## Referencias

Álvarez, C. (2006, March). *Energía eólica.* https://www.idae.es/publicaciones/energia-eolica.

Bevrani, H., Kato, T., y Ise, K., T. amd Inoue. (2022). *Grid Connected Converters. Modeling, Stability and Control.* Elsevier.

Blaabjerg, F. (2021). *Control of power electronic converters and systems* (F. Blaabjerg, Ed.). Elsevier and Academic Press.

Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista. (2021, March). *Informes anuales.* https:cammesaweb.cammesa.com/.

Costa, N. E., Revel, G., Alonso, D. M., y Fernández, R. D. (2023, March). Detection of the stability boundary associated to subsynchronous oscillations in DFIG based wind farms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *146*(108783), 108783.

Energy Numbers. (2021, April). *Capacity factors at danish offshore wind farms.* http://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms.

Fernández, R., Peña, R., , Mantz, R., y Battaiotto, P. (2022). Control of grid side converters under constraints in unbalanced operating conditions. A lyapunov framework. *IET Energy Systems Integration*, *4*(2), 235-246. doi: https://doi.org/10.1049/esi2.12057

Fernández, R., Valenciaga, F., y Peña, R. (2022). Wind energy conversion system under asymmetrical voltage failures: Analysis and nonlinear control. *Asian Journal of Control*, *24*(1), 58-73. doi: https://doi.org/10.1002/asjc.2462

Freris, L. L., y Infeld, D. (2020). *Renewable energy in power systems.* Taylor & Francis.

Google. (2021). *Google my maps.* https://www.google.com/maps/.

Heier, S. (2014). *Grid integration of wind energy. onshore and offshore conversion systems.* Wiley.

International Electrotechinical Comission. (2005). *IEC 61400-1 wind turbine – part 1: Design requirements [s].* https://www.saiglobal.com/pdftemp/previews/osh/iec/iec61000/61400/iec61400-1%7Bed3.0%7Den.pdf.

Min. de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). *Objetivos de desarrollo sostenible.* https://www.argentina.gob.ar/ambiente/contenidos/ods.

NASA. (2021, March). *Prediction of worldwide energy resources.* https://power.larc.nasa.gov/.

Teodorescu, R., Liserre, M., y Rodríguez. (2011). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems* (Wiley, Ed.). John Wiley and Sons.

US Energy Information Administration. (2021, April). *Table 6.07.b. capacity factors for utility scale generators primarily using non-fossil fuels. 2011-2020.* https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b.

Vestas. (2021). *Aerogenerador vestas v112-3300.* https://www.thewindpower.net/turbine_es_594_vestas_v112-3300.php.

WWEA. (2022). *Total cumulative installed capacity* (Report). World Wind Energy Association.

Zhang, M. (2009). *Wind resource assesment and micro-siting. science and engineering.* Wiley.