

Factor de capacidad de turbinas eólicas en Argentina

Alejandro Jurado, Edgardo Vinson,
Bibiana Cerne, Pablo Gill, Fernando Nicchi
Grupo Energía y Ambiente -GEA-
Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería
ajurado@fi.uba.ar

Introducción

La elaboración de escenarios energéticos es una herramienta clave para el desarrollo de cualquier país. En particular en Argentina, hemos venido elaborando –entre otros escenaristas– propuestas para satisfacer la demanda de energía eléctrica con un parque generador que tome en consideración elementos como el costo total, las emisiones de gases de efecto invernadero, la reserva de potencia del sistema, etc. [1], [2], [3].

Ese trabajo implica lidiar con un *trade off* entre costos y, por ejemplo, reducción de emisiones. Naturalmente, los costos de utilizar una energía limpia como la eólica conllevan un esfuerzo mayor. Pero esos costos no son únicamente los que aparecen a primera vista, i.e. la inversión de capital para la instalación de nuevos molinos, sino también el denominado "factor de carga (FC)".

Se trata de la relación entre la energía generada anualmente por una máquina, en nuestro caso eólica, y la energía que podría haber generado si hubiera estado generando todo el año al total de su potencia nominal. En una máquina térmica, ese valor se encuentra muy cerca de la unidad. Pero en un recurso intermitente, como el viento, el FC se reduce considerablemente.

Es así que la inevitable consideración del FC en la evaluación de costos de producción de un generador eólico impacta muy negativamente. En efecto, mientras más bajo sea el FC de un molino, más costoso será cada MWh efectivamente generado, ya que todo el costo de capital debe ser asignado sobre esas mermadas unidades de energía. Este es el motivo de la relevancia del FC en la promoción, o no, de la energía eólica.

En la práctica profesional de la realización de escenarios se utilizan un FC para la energía eólica de alrededor de 0,4 (dependiendo de la región). El cálculo fidedigno requiere de datos de campo, muchas veces de difícil o imposible obtención.

En este trabajo se ensaya un cálculo del FC

para la energía eólica en algunos puntos de Argentina. La intención es contrastar los resultados inequívocos de estos cálculos con los valores en uso del estado del arte. Si bien se trata de solamente algunos puntos del país, se trata de un primer paso para detectar diferencias o corroborar coincidencias, así como iniciar un proceso de más largo aliento hasta cubrir la mayor parte del país, en la medida en que se sigan obteniendo datos.

El artículo se estructura como sigue. En la sección II se muestran los datos utilizados. En la sección III se detalla la metodología de cálculo utilizada para determinar el FC en los puntos seleccionados. En la sección IV se presentan los resultados del cálculo. Se efectúa luego un análisis de los resultados, y finalmente las conclusiones hacen un resumen de los hallazgos destacados, y de las perspectivas a futuro para esta línea de investigación.

Se trata de una tarea de gran utilidad tanto para el desarrollo de la energía eólica como para la planificación del sector eléctrico en Argentina.

Datos utilizados

Para el presente trabajo se han utilizado datos de viento a 60 m de altura. Los datos de velocidad y dirección del viento son medidos por sensores ubicados en dos torres, una localizada en San Julián (49° 18' S y 67° 50' O a 67 msnm) y la otra en Bahía Blanca (38°38' S y 62°03' O a 95 msnm).

Se han elegido para el análisis generadores eólicos cuya potencia se encuentra en el rango de las instaladas en el país y cuya altura de nariz se ajusta a la altura de viento considerada.

Los datos de San Julián corresponden al período desde el 1° de junio de 2009 al 30 de julio de 2010. La estación es un conjunto NRG-Now XD (60 m) con *Data Logger Symphonie* de sensores anemométricos calibrados *NRG Max#40C* ubicados a 60, 50 y 40 m de altura y 2 medidores

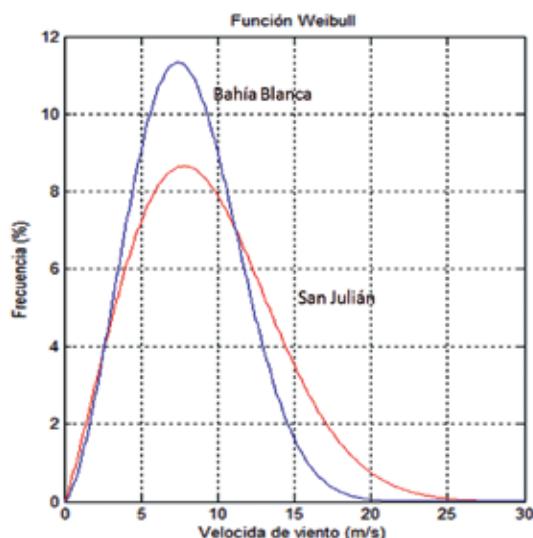


Figura 1: Frecuencia de probabilidad

de dirección *NRG#200P*. La frecuencia de muestreo del sensor es de 1 dato por segundo, estos valores son promediados cada 10 minutos para obtener la serie final de 6 datos por hora. El control operativo de la funcionalidad de la torre fue realizada por el Área de Energías Alternativas de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral. Oliva y otros [4].

La empresa Central Eléctrica Eólica Bahía Blanca SA (CEEBA SA) posee un parque eólico de 100 MW en el partido de Bahía Blanca (provincia de Buenos Aires, Argentina) en un área de su propiedad, con una superficie de aproximadamente 1.500 ha. El recurso eólico es medido y evaluado a partir de tres sistemas anemométricos del fabricante *NRG Systems*, montados sobre torres tubulares del tipo *tilt up* de 60 metros de altura. Los *data loggers* son modelo *Symphonie* y los sensores de viento son los anemómetros *NRG Max #40* y veletas *NRG 200P*. El período de registro corresponde a 20 de mayo de 2008 al 30 de abril de 2010 cada 10 minutos.

Se computaron las distribuciones de frecuencias relativas porcentuales de velocidad para los distintos períodos. Se ajustó cada período con una distribución teórica de Weibull y se verificó la bondad de ajuste mediante un test chi cuadrado para distribuciones no normales.

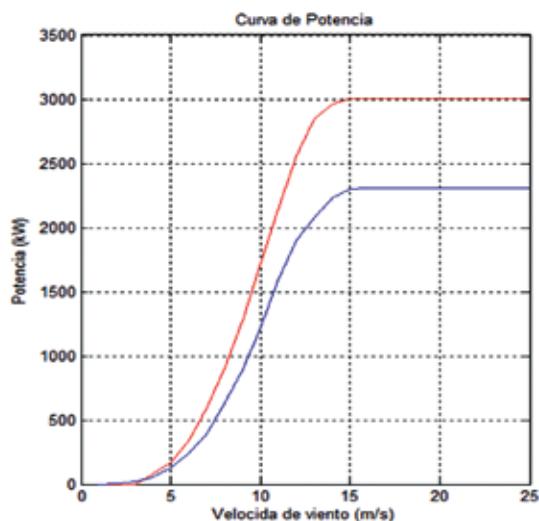


Figura 2: Curva de potencia de dos generadores

El parámetro de escala (c) en San Julián es 10,4213 $m\ s^{-1}$ y el de forma (f) es 2,1532 mientras que en Bahía Blanca los valores son 9,0266 y 2,5433 respectivamente. El valor de k es mayor en Bahía Blanca indicando un estrechamiento de la curva como se puede apreciar en la figura 1. Esto se relaciona con la menor ocurrencia de valores extremos como claramente se observa en Bahía Blanca, donde no se registran valores que superiores a los 20 ms^{-1} mientras que en San Julián registra valores mayores a 25 ms^{-1} [5].

Las figuras 1 y 2 muestran la distribución de probabilidades de la serie de datos estudiados para las dos localidades y las curvas de potencia para dos de los generadores analizados respectivamente.

Metodología de cálculo

A. Distribución de velocidades

La distribución de Weibull es una función de dos parámetros comúnmente utilizada para ajustarse a la distribución de frecuencias de la velocidad del viento (Justus *et al.* 1976) [6]. Se trata de una distribución de dos parámetros; un parámetro de escala y un parámetro o factor de distribución de forma. Se utilizó el método de máxima verosimilitud para la estimación de los parámetros de Weibull siguiendo a Seguro y Lambert (2000) [7], quienes postulan que es

el método más preciso y robusto. La función de distribución de Weibull está representada por la ecuación 1.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad [1]$$

donde c es el parámetro de escala de Weibull, con unidades iguales a las unidades de velocidad del viento, k es el parámetro de forma, sin unidades, y v es la velocidad del viento. Se aplicó el test chi cuadrado (modificado para la distribución de Weibull) y gráficos de probabilidad de distribución para conocer si las distribuciones de velocidad se ajustan a dicha distribución.

B. Factor de capacidad

La energía desarrollada por una turbina eólica, con una curva de potencia-velocidad de viento $P(v)$ dada, y sometida a un determinado régimen de viento puede calcularse mediante un método probabilístico. En este método se multiplica la densidad de probabilidad del viento de un determinado período, $f(v)$, por la curva característica potencia-velocidad, $P(v)$ del generador eólico para obtener la curva de probabilidad de potencia, cuya integral, limitada entre la velocidad de arranque y la velocidad de parada, da como resultado la potencia media estimada para el período considerado [8].

$$P = \int_{v_a}^{v_p} P(v) f(v) dv \quad [2]$$

La potencia media calculada así permite determinar el factor de capacidad para el generador eólico y expresa el porcentaje del tiempo total en que el generador debería haber funcionado a potencia nominal para producir la

misma energía que la desarrollada en el período considerado.

$$FC = \left(\frac{P}{P_n}\right) \quad [3]$$

Resultados y su análisis

Los resultados obtenidos se resumen en las tablas I y II.

Se observa que las horas de funcionamiento, para una misma unidad, en todos los casos resulta mayor en la zona patagónica. En correspondencia puede verse que la función de probabilidad muestra para esta zona una menor velocidad media pero una mayor uniformidad en los valores.

Tomando una misma región, se observa una importante sensibilidad del factor de capacidad para las distintas potencias de los generadores eólicos. Para este caso particular cabría esperar un crecimiento del factor de capacidad al disminuir la potencia nominal del generador, cosa que no ocurre en todos los casos ya que la potencia promedio depende de la forma de la curva de potencia del generador eólico.

Los generadores eólicos tienen en general una velocidad nominal de viento entre 10 y 15 m/s, siendo los evaluados en este caso de entre 12 y 15 m/s.

En el caso de Bahía Blanca, los factores de carga calculados oscilan entre 33,7 y 43,3%, y resultaron en promedio un valor algo menor al 40% comúnmente adoptado. También es

Potencia nominal	Potencia anual promedio	Energía anual promedio	Factor de carga	Horas equivalentes de funcionamiento
kW	kW	GWh	0,1	hs
3000	1060	9,3	0,353	3096
2350	894	7,83	0,38	3332
2300	779	6,8	0,337	2956
2000	901	7,9	0,433	3800

Tabla I: Resultados obtenidos para la zona de Bahía Blanca

oportuno destacar que entre el menor y el mayor factor de capacidad la diferencia relativa es del 22%.

Las diferencias observadas se originarían en dos factores: la eficiencia en la regulación del grupo eólico para generar potencia a velocidades inferiores a la nominal, y en la velocidad nominal misma. Estos factores tienen una influencia particular por el hecho de que la velocidad media que resulta de la distribución estadística de vientos en Bahía Blanca es de 8 m/s sensiblemente menor a la velocidad nominal de todos los grupos evaluados.

El grupo con mayor factor de carga tiene una velocidad de 12 m/s para su potencia nominal, y además para 10 m/s entrega un 75% de la potencia nominal. Por su parte, el de menor factor de carga desarrolla su potencia nominal a 15 m/s, y para 10 m/s entrega 52% de la potencia nominal. Esta diferencia de características pone en evidencia lo indicado anteriormente.

En el mismo sentido, se observa que el grupo de mayor potencia, 50% más grande a la del grupo de mayor factor de carga, genera solamente un 18% más de energía.

Analizando los factores resultantes para el caso de San Julián, se registran naturalmente las mismas tendencias. No obstante, el factor de capacidad promedio en este caso resulta aproximadamente del 45%, lo que se justifica en que el valor medio de la distribución estadística de la velocidad en este caso es 9,2 m/s.



Por otra parte, la diferencia relativa entre el grupo con mayor factor de carga respecto del que posee el más bajo en este caso resultó 20%, algo menor que en caso anterior. En el mismo sentido, la energía generada por el grupo de potencia 50% mayor al de mayor factor de capacidad es ahora 20%, levemente mayor al caso de Bahía Blanca.

Lo analizado anteriormente permite destacar la conveniencia de disponer una adecuada estadística de vientos, y estudiar la energía obtenida a partir de las curvas de generación de las distintas opciones de grupos de generación eólicos disponibles ante un proyecto determinado, y sus costos, incluyendo la instalación de conexión asociada.

En el mismo sentido, considerando que los costos presentan una relación directa en parte con la potencia, en parte con el par, y otras magnitudes de influencia, si pudieran parametrizarse podría permitir establecer velocidades nominales convenientes para una distribución de velocidad de viento dada.

Potencia nominal	Potencia anual promedio	Energía anual promedio	Factor de carga	Horas equivalentes de funcionamiento
kW	kW	GWh		hs
3000	1297	11,36	0,432	3787
2350	1068	9,35	0,455	3982
2300	963	8,43	0,417	3658
2000	1087	9,52	0,523	4586

Tabla II: Resultados obtenidos para la zona de San Julián

Conclusiones

Si bien el trabajo se basa en escasos datos de estudio, muestra una variación del factor de capacidad dentro de la misma región debido a la diferencia de las curvas de potencia de los generadores eólicos, ligada estas a las potencias y velocidad nominales, y a las estrategias de control de cada modelo.

Lo antedicho pone de relieve la importancia de disponer una adecuada distribución estadística, y la conveniencia de efectuar una adecuada evaluación técnico-económica de las opciones de grupos de generación a emplear y la instalación eléctrica asociada.

Esto lleva también al planteo de evaluar la necesidad de tener en cuenta estas diferencias a la hora de encarar un problema de escenarios energéticos donde intervengan energías renovables, ya que muchos de los programas utilizados poseen coeficientes estándar que representan valores tipo para esta clase de energía y que pueden ajustarse o no a las regiones y tecnologías consideradas.

Como trabajo futuro se plantea la necesidad de extender el estudio a otras zonas de Argentina de modo que permita establecer previsiones más ajustadas. Por otra parte, surge de interés efectuar un estudio técnico-económico que proporcione una guía para la elección de características de los grupos más conveniente para una estadística de vientos dada.

Agradecimientos

Los autores agradecen, a la Fundación Agencia de Desarrollo de Puerto San Julián, a la Universidad Nacional de la Patagonia Austral y a la Centra Eléctrica Eólica Bahía Blanca SA por haber brindado la información de viento en torre.

Este trabajo fue financiado por el proyecto UBACyT: 2062013 020001 3BA. "Producción de energía eólica: presente y futuro del recurso y su impacto ambiental"

Referencias

- [1] Nicchi, F. y F. Ferreira (2015) "Evaluación de escenarios de largo plazo para el sistema eléctrico argentino 2015-2035", XVI ERIAC, ISBN 978-987-25030-3-1. Puerto Iguazú, Argentina, 17 al 21 de mayo de 2015.
- [2] Nicchi, F. y F. Ferreira (2015) "Factibilidad de una matriz de energía eléctrica sustentable para el futuro de Argentina". II Congreso Internacional de Ciencia y Tecnología Ambiental y II Congreso Nacional de la Sociedad Argentina de Ciencia y Tecnología Ambiental (AA2015), Buenos Aires, 1 al 4 de diciembre de 2015.
- [3] Nicchi, F. y M. Beljansky (2013) "Impacto de las nuevas tecnologías y las energías renovables en el escenario de oferta eléctrica al 2030 en Argentina". XV ERIAC, Foz do Iguazú, Brasil, 19 al 23 de mayo de 2013.
- [4] Oliva J., Lescano R., Triñanes P. Gonzalez J.F., y Mattio H., 2009. Consideraciones de diseño para un parque eólico poliocto en Puerto San Julián, Santa Cruz. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. 13, 117,124.
- [5] Otero, F., Cerne, B. y Campetella, C. 2016. Estudio preliminar del viento en San Julián en referencia a la generación de energía eólica. Meteorológica.vol 42 N.1 En prensa: <http://www.cenamet.org.ar/cam/meteorologica/en-prensa/>.
- [6] Justus, C. G., Hargraves, W. R., y Jakin A., 1976. Nationwide assessment of potential output from wind powered generation. J. Appl. Meteorology, 15, 673-678.
- [7] Seguro J. V., y Lambert, T. W., 2000. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 85, 1, 75-84.
- [8] José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez, Antonio Colmenar Santos, Manuel-Alonso Castro Gil. Centrales de Energías renovables. PEARSON EDUCACIÓN, S.A., Madrid, 2009 ISBN (UNED): 978-84-362-5878-3.