

VALORES SUGERIDOS DE PÉRDIDAS E INCERTIDUMBRES EN EL CÁLCULO DE PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA DE PARQUES EÓLICOS

F. Tilca¹, J. F. Mathisson Malvasio² y C. Placco¹

1. Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional. (INENCO, UNSa – CONICET), Av. Bolivia 5150. E-mail: fertilca@gmail.com, cplacco@gmail.com
2. Universidad Tecnológica, UTEC-ITRSC, Uruguay. E-mail: juan.mathisson@utec.edu.uy

Recibido: 21/08/2021; Aceptado: 21/09/2021.

RESUMEN.- Una evaluación de recursos eólicos no es financiable sin un análisis cuidadoso de las pérdidas e incertidumbres. En etapa de proyecto de un parque eólico, se requiere del cálculo de la Producción Anual de Energía (PAE) que se inyectará a la red eléctrica, y en particular se debe hacer cálculo cuidadoso de las probabilidades de excedencia de P50 a P99. Para esto se debe realizar una evaluación de las pérdidas técnicas y de las incertidumbres asociadas a cada medición o previsión. Los bancos, para otorgar la financiación de centrales eólicas, exigen esta evaluación, para que haya cierta confiabilidad en cuanto a que, con la venta de la energía generada, se podrá hacer frente a la devolución del préstamo. Muchas veces se adoptan valores demasiado grandes de pérdidas técnicas y/o de incertidumbres, que no se justifican cuando el diseño del parque y las mediciones de viento se realizan siguiendo las buenas prácticas y las normas o recomendaciones existentes. Se presentan valores de ambas variables, obtenidos a partir del análisis desde etapa de diseño de parques eólicos hasta la PAE efectivamente inyectada a red luego de algunos años de funcionamiento. Estos valores pueden servir diseñadores y a evaluadores de parques eólicos.

Palabras claves: pérdidas e incertidumbres, producción anual de energía, PAE parques eólicos.

SUGGESTED VALUES OF LOSSES AND UNCERTAINTIES IN WIND FARM PROBABILITY OF EXCEEDANCE

ABSTRACT.- A wind resource assessment is not bankable without a rigorous analysis of losses and uncertainties. The calculation of the Annual Energy Production (AEP) injected into grid is required at the project stage of a wind farm. In particular, the probability of exceedance of P50 a P99 must be calculated carefully. Carry out an assessment of the technical losses and uncertainties associated with each measurement or forecast is necessary. The banks, in order to provide financing for wind power plants, require this assessment, which increases the reliability that, with the sale of the generated energy, the loan can be repaid. Too large values of technical losses and/or uncertainties are often adopted with an impact on the cost of energy. Which are not justified when park design and wind measurements are carried out in accordance with good practices and existing standards or recommendations. The values of both variables carried out from the analysis from the design stage of wind farms to the PAE effectively injected network after some years of operation, are presented. These values can guide designers or evaluators of wind farms.

Keywords: uncertainties, annual energy production, AEP, wind farms.

1. INTRODUCCIÓN

Las pérdidas y las incertidumbres son dos conceptos distintos que menudo se mencionan juntos, lo que puede llegar a causar confusión. Una evaluación de recursos eólicos no es financiable sin un análisis cuidadoso de pérdidas e incertidumbres.

Una PAE P50 significa que hay un 50% de probabilidades de que la energía generada en el parque eólico exceda esa cantidad, pudiendo ese valor estar asociado a 1 o más años de vida, como 20 años, del proyecto. Se calcula a partir de la producción bruta del parque eólico. En este caso intervienen solamente las pérdidas técnicas, y no las incertidumbres. Mientras mayores sean las pérdidas técnicas, menor será esa cantidad de energía.

Una PAE P90 indica que hay un 90% de probabilidades de obtener al menos esa cantidad de energía en el parque eólico. Mientras mayores sean las incertidumbres, menor es esa cantidad de energía, mayor será su costo y por lo tanto disminuye la viabilidad económica del parque eólico.

Las probabilidades de excedencia, que van desde P51 hasta P99, se calculan a partir de la P50. Es decir que las probabilidades de superación de la producción anual esperada del parque eólico, dependen de la magnitud de las pérdidas y de las incertidumbres del proyecto. Un estudio cuidadoso de ambos parámetros, sirven al menos para cumplir los siguientes objetivos:

- El organismo del estado responsable de la provisión de energía eléctrica, tendrá mayor seguridad para satisfacer la demanda de la red.
- Los límites al riesgo financiero que exigen los bancos que financian la construcción de parques eólicos, se satisfacen mediante el aumento de la calidad del diseño al reducir la incertidumbre del proyecto.

Los cálculos o estimaciones de las pérdidas técnicas y de las incertidumbres de un parque eólico, se hacen utilizando diversos criterios que responden no sólo a las características propias de cada proyecto, sino también a la experiencia del diseñador, por lo tanto, distintos diseñadores obtienen valores de pérdidas técnicas e incertidumbres diferentes, aún con el uso de los mismos datos y para el mismo sitio. En consecuencia, hay diferencias significativas, que provienen de miradas subjetivas, en los valores de las pérdidas técnicas y en los de incertidumbres, que significarán valores distintos de producción anual de energía y de probabilidades de excedencia.

Este trabajo, de determinación de valores razonables pérdidas e incertidumbres para parques eólicos cuyos diseños se realizan siguiendo las normas y recomendaciones existentes, que se podrán utilizar en el cálculo de probabilidades de excedencia de Producción Anual de Energía de Parques Eólicos(PAE-PE), se encara mediante las siguientes acciones:

- Mediante la revisión bibliográfica sobre el estado del arte en el tema, se ve que los avances se obtienen luego de un análisis sobre los valores de las pérdidas e incertidumbres, a partir de las suposiciones de determinados valores y posterior contrastación con lo que dice la realidad, al medir la energía generada.
- Análisis de las pérdidas técnicas, es decir, cuáles son los valores razonables según un conjunto de variables, principalmente: emplazamiento, distancia a red eléctrica y clima.
- Con los datos de viento de un determinado año de un sitio se aplican los programas para obtener la PAE bruta y las pérdidas por efecto estela, y con la producción real de ese mismo año del parque eólico ubicado en ese lugar (dato de CAMMESA), se puede determinar cuál fue realmente el valor de las pérdidas técnicas de ese parque, al menos en ese año.
- Análisis de incertidumbres, relacionadas, por una parte, con la medición del viento y por la otra, con la producción de energía. Se realiza una propuesta de disminución de algunas de ellas.
- Cuantificación de la influencia de valores de pérdidas e incertidumbres, en las probabilidades de excedencia de PAE-PE.
- Propuesta y conclusiones finales.

2. METODOLOGÍA

El trabajo consta de dos partes, una revisión del estado de arte actual en lo referente al tema abordado, que incluye ecuaciones deducidas por los autores de este trabajo para la obtención de algunas incertidumbres, y el estudio de casos reales que permiten realizar las observaciones, sugerencias de valores a adoptar y conclusiones.

En lo referente a lo primero, se toman en cuenta los últimos

trabajos publicados en diversas revistas seriadas, surgiendo de ahí una síntesis de los datos más relevantes, tanto para las pérdidas como para incertidumbres. A su vez se menciona los últimos avances en la serie de normas IEC 61400-15, que son pertinentes a esta área de abordaje.

En lo segundo se toman en cuenta casos reales de parques eólicos de la República Argentina, en donde se contrasta la prospección eólica frente a la realidad de la producción. Se agrega a su vez el tratamiento específico de datos de casos de parques eólicos ubicados en Argentina, algunos de ellos debieron ser descartados porque para este estudio no tenían valor ya que tuvieron serios problemas en su funcionamiento, y otros que sí se utilizaron para este trabajo.

En el caso del parque Rawson, las etapas I y II se construyeron en forma conjunta y se pusieron en funcionamiento al mismo tiempo. Luego, se construyó la etapa III. Para la etapa III, lindero con las etapas I y II, se utilizaron datos de series anemométricas de una torre cercana a las primeras etapas, donde los aerogeneradores de dichas etapas se encuentran dentro de un radio menor a 6 km de distancia a la torre anemométrica. En el caso del parque eólico Garayalde, se toman los datos de medición y proyecto del parque que se hizo en su momento por parte del evaluador, y se compara con la inyección real de energía a la red, datos publicados por CAMMESA.

3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

- Norma IEC 61400-15 "Assessment of Wind Resource, Energy Yield, and Site Suitability Input Conditions for Wind Power Plants" (Evaluación de las condiciones de entrada del recurso eólico, rendimiento energético e idoneidad del sitio para plantas de energía eólica). Al momento de escribirse este informe, mediados del año 2021, esta norma aún no se publica, está en estado de borrador, elaborado por el comité correspondiente de la IEC, junto a propietarios, operadores, consultorías e institutos de investigación sobre el tema.

- Fields, J. (2018) manifiesta que la norma tiene por objetivos definir modelo y cálculo explícito de pérdidas e incertidumbres, definir estándares para la presentación de informes y definir conjuntos de datos para que el fabricante ejecute su modelo de cargas sobre el aerogenerador. En cuanto a las Pérdidas Técnicas, establece que el borrador de la norma considera:

- *Disponibilidad*: de turbinas, de planta y de red.
- *Efectos de estela*: internos, externos, futuros.
- *Eléctricos*: eficiencia eléctrica, consumo propio.
- *Rendimiento del aerogenerador*: ajuste de la curva de potencia al sitio específico, histéresis de vientos fuertes.
- *Reducciones*: direccionales, de red, ambientales, por estrategias operativas.
- *Ambientales*: formación de hielo, degradación, paradas ambientales, impacto visual.

Respecto de las Incertidumbres:

- *Rendimiento de la planta*: disponibilidad, efectos de estela, pérdidas eléctricas, rendimiento del aerogenerador, ambiental, estrategias operativas.
- *Extrapolación vertical*: adecuación, estrés y entradas del modelo.
- *Variación espacial*: entradas, estrés y adecuación del modelo.

- *Medición*: velocidad y dirección de viento y otros parámetros atmosféricos
- *Recurso eólico histórico*: período y ajuste a largo plazo, datos de referencia, distribución de datos.
- *Variabilidad del período de evaluación del proyecto*: rendimiento de la planta, cambio climático.

- LM López Manrique y otros (2019), desarrollan un artículo en la revista Energy and Environment, en el que abordan el estado del arte en energía eólica. En cuanto a pérdidas e incertidumbres, analizan que en la futura norma IEC 61400-15, aún en borrador, estarán contenidos estos temas, entre otros, y caracterizan que tendrá un enfoque similar al que describe, con mayor extensión, Jason Fields, mencionado anteriormente.

- Lee J. y Fields J. (2021) en su artículo *An Overview of Wind Energy Production Prediction Bias, Losses, and Uncertainties*, realizan un muy buen estudio en base al cual proporcionan un resumen de cómo la industria eólica ha reducido los errores en la cuantificación de las pérdidas e incertidumbres de producción anual de energía, tomando como base el marco del borrador de la IEC 61400-15 y analizando más de un centenar de fuentes. Los hallazgos más significativos son:

- La evaluación del recurso eólico gobierna la exactitud y precisión de P50 y es un componente importante en la estimación de las incertidumbres.
- Cambiar el 1% de la incertidumbre puede llevar a un cambio del 3% al 5% en el valor actual neto de un parque eólico.
- La sobrepredicción de la producción de energía P50 disminuye gradualmente con el tiempo, luego de 18 años analizados.
- De ocho estudios que informan pérdida total, las predicciones oscilan entre el 9,5% y el 22,5%, mientras que la observada es de un 4%. Para las incertidumbres, los valores son entre 4% y 18% para las estimadas y 5% a 12% observadas.
- El efecto de estela y los eventos ambientales socavan el rendimiento de la planta eólica y constituyen la mayor pérdida en la producción de energía.

No obstante, para algunos casos el artículo menciona la necesidad de contar con más valores experimentales para validar las estimaciones, como ser que la pérdida por disponibilidad del aerogenerador parece ser mayor que el balance de planta y disponibilidad de red.

Otro aspecto importante, es la valoración económica que realizan los autores, como ejemplo se cita que las degradaciones de las palas del rotor pueden producir una pérdida del 6.8% del PAE en una turbina para IEC Clase II (IEC 61400-1) para una velocidad media anual máxima de 8.5 m/s.

- En Nielsen et al. (2010) se aprecia un estudio basado en las predicciones y PAE de 1806 aerogeneradores de potencia comprendida entre 600 kW y 2500 kW en Dinamarca, en donde se calcula el sesgo -expresado como la relación entre PAE/P50-, donde presenta un ajuste a una distribución normal, siendo el valor medio igual al P50 y la desviación estándar la expresión que representa la incertidumbre, con un valor de 8.1%.

- Lee et al (2021) dan cuenta de un estudio que lleva a cabo

el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los EEUU (NREL), en donde expresa que existe una sobreestimación del P50 entre un 3.5% y 4.5% (sesgo) en una muestra de parques eólicos de ese país y que dicha sobreestimación tiene marcada implicaciones financieras. Por tanto, en principio se puede observar el valor de P50 frente a la producción real, es decir, su sesgo, y el intervalo de error asociado a las incertidumbres. Debido a que se tratan de proyectos que se diseñan como negocios, en donde existe un análisis financiero y por tanto su factibilidad se indica mediante las variables de Tasa de Interna Retorno y de Valor Actual Neto, las entidades financieras para garantizar el retorno del préstamo dado, exigen valores de PAE expresados en Probabilidades de Excedencia.

- Montes et al. (2007) describe la evaluación de las inversiones en condiciones de riesgo e incertidumbre, donde la condición de riesgo se encuentra entre dos extremos, uno es la evaluación en condiciones de certidumbre y el otro la evaluación en condiciones de incertidumbre. La primera tiene como característica que asume que se tiene el conocimiento completo de los futuros valores de las variables consideradas, y el otro, asume una completa carencia de conocimiento de la evolución futura de las variables. Concluye que la existencia de altos niveles de incertidumbre en proyectos de centrales eólicas puede representar un obstáculo para obtener financiamiento en el corto plazo. Para un desarrollo exitoso de parque eólico, y la minimización de los riesgos financieros, es fundamental la cuantificación de las incertidumbres en el sitio, dado que la Producción Anual de Energía (PAE) depende de las condiciones externas (recurso eólico) y de las condiciones de los aerogeneradores (estructural y mecánica).

- Kwon (2010) sostiene que al ser el viento una fuente intermitente, entonces la estimación o cálculo de la PAE de centrales eólicas requiere de análisis estadísticos. Para dicha determinación, que debe cumplir la exigencia de estar asociada con las probabilidades de ocurrencias P50 a P99, se deben estimar/calcular las pérdidas técnicas y las incertidumbres. La caracterización del viento se puede realizar mediante modelos de probabilidad, por ejemplo, asumir una distribución uniforme de la densidad del aire, distribución de Weibull para la velocidad de viento, al perfil vertical de la velocidad caracterizarlo por el coeficiente de rugosidad "alfa" de la ley de la potencia, entre otras variables.

4. PÉRDIDAS TÉCNICAS

En el diseño del parque eólico, se calcula la PAE mediante la utilización de programas específicos: WindPRO, WASP, GH WindFarm, WindSim, Meteodyn, entre otros. Estos programas también entregan la PAE bruta (que ya puede incluir las pérdidas por efecto estela debido a la posición de los aerogeneradores en el parque).

Las pérdidas técnicas siempre restan, son pérdidas debido a las leyes de la Física como por ejemplo efecto Joule o a la indisponibilidad de las máquinas. Se reportan como un porcentaje de la energía bruta. Se determinan en base a experiencia y prácticas habituales de diseño de parques eólicos. Las categorías principales consideradas hasta el presente (año 2021) son 7, fueron sugeridas por, entre otros, Stephen (2008), y dentro de cada una de ellos, existen sub-categorías. A continuación, se describen las principales, KEMA (2013):

1. Efecto estela.
2. Disponibilidad y balance de planta.
3. Rendimiento de la turbina
4. Eléctricas.
5. Medioambientales.
6. Restricciones.
7. Otros.

4.1 Pérdidas por efecto estela.

Es la pérdida en la producción de energía debido a la reducción de velocidad de viento y a la mayor turbulencia a raíz de la estela que adquiere el viento, al atravesar las palas en rotación de cada aerogenerador. Pueden deberse a turbinas dentro del parque eólico, o a turbinas externas en parques eólicos adyacentes. Los aerogeneradores pueden tener ubicación tal que, en algunas ocasiones, la dirección del viento haga que aquellos en la dirección de estela experimenten un alto grado de turbulencia; en este caso puede que la gestión del parque eólico las apague para mejorar la vida útil de las máquinas. El efecto estela se reduce a menos de un 1% si se respetan las distancias mínimas recomendadas. Los aerogeneradores que por efecto estela pierdan más de un 4% en su producción de energía, muy probablemente requieran cambiar su ubicación dentro del parque. También deben considerarse los efectos estela de futuros aerogeneradores que se instalen en proyectos eólicos en desarrollo.

4.2 Pérdidas por indisponibilidad de aerogeneradores y balance de planta.

Por indisponibilidad se debe al tiempo dedicado al mantenimiento durante el cual las máquinas estarán apagadas. La garantía de disponibilidad de las empresas que las fabrican, suele ser de un 3%.

Las pérdidas por balance de planta, son aquellas debido a la inactividad de los componentes entre el interruptor principal de la turbina, pasando por el transformador de la subestación incluida en el proyecto hasta la línea de transmisión donde el proyecto inyectará la energía generada. La disponibilidad de la red comprende otra sub-categoría, y es cuando el operador de la red (CAMMESA, en Argentina, ADME en Uruguay) puede ordenar la reducción de la producción de energía eólica por baja demanda, alto suministro de otras fuentes (aunque en Argentina tienen prioridad las fuentes renovables), falla de la red, etc. Es decir, por restricción en la red debido a razones externas. Se entiende en todos los casos de las pérdidas por balance de planta, que el recurso eólico está disponible y la máquina puede generar. Su valor depende de las condiciones eléctricas locales y del contrato de inyección de energía con el operador de red. Valores máximos se consideran de 2%.

4.3 Pérdidas por rendimiento del aerogenerador.

Esta categoría comprende las pérdidas por:

- *Flujo de viento*, son debido a turbulencia y flujo inclinado, entre otros, que representan las diferencias entre las condiciones de ensayo y las condiciones del emplazamiento. Sin embargo, se la puede considerar en incertidumbres en vez de en pérdidas.
- *Histéresis por vientos fuertes*: cuando la velocidad del viento excede la velocidad de corte, el aerogenerador se apaga y no se reinicia tan pronto como la velocidad está por debajo de la de corte, sino que el controlador espera a que la velocidad baje una cierta cantidad por debajo del límite antes de reiniciar. Puede determinarse con los datos de viento y del fabricante.

4.4 Pérdidas eléctricas.

Su valor se adopta entre 1 a 2.5%. Pueden ser de dos tipos:

- *Por efecto Joule*, son las que existen en el tramo entre los bornes del generador eléctrico y el punto de conexión del parque eólico a la red, incluye la de los transformadores de cada aerogenerador y los de la subestación transformadora. Según tamaño del parque, se considera de 1 a 2%.
- *Por consumo propio del parque eólico*; se considera de 0.2 a 0.5 %.

4.5 Pérdidas medioambientales.

Varios son los factores ambientales que pueden producir reducción de generación eléctrica. Según mantenimiento y clima, se considera de 1 a 2%:

- *En palas, por degradación física del perfil aerodinámico, por suciedad* (polvo que se adhiere) *o formación de hielo* (por baja temperatura), reducen su rendimiento. En el tiempo, suele considerarse un aumento lineal de esta pérdida de 0.1% anual.
- *Por baja o alta temperatura*, son pérdidas debido a temperaturas por fuera de los rangos de operación de la turbina. Pueden, por ejemplo, generar fallas debido a sobrecalentamiento de los componentes que integran la góndola. Se estima con datos de temperatura del lugar.
- *Por rayos*, depende del clima y de la protección de los aerogeneradores.
- *Por forestación o desforestación de bosques cercanos*, depende de si es una forestación futura o una desforestación, puede resultar en una pérdida o una ganancia respectivamente.

4.6 Pérdidas por restricciones.

Se estiman en cada caso, pues son muy características de cada sitio:

- *Por circulación de aves migratorias*, para reducir el impacto el operador del parque ralentiza o apaga las máquinas; a veces es una condición para obtener un permiso ambiental.
- *Estrategia de paradas por sectores*, se puede dar en diseños de parques en donde las distancias entre turbinas son menores de lo recomendado y el efecto estela, para ciertas condiciones de velocidad de viento y dirección, produce pérdidas significativas. Además de aumentar la vida útil de las máquinas al no ser expuestas a la turbulencia de las estelas.
- *Parpadeo (Flicker)*, la sombra de las palas de los aerogeneradores, puede, en ciertas horas y días del año ocasionar parpadeo en un receptor de sombra (entiéndase como receptor de sombra, por ejemplo, una ventana de una casa), que genere un impacto negativo sobre las personas. Estas paradas se pueden predecir mediante la identificación de los posibles lugares receptores de sombras, y luego ingresados a los cálculos del proyecto, teniendo en cuenta la orientación y recorrido del sol durante el año.
- *Ruido*. En los casos de Argentina y Uruguay, salvo en muy pocos casos de aerogeneradores instalados insertos dentro de una zona urbana, por ejemplo, Parque Eólico Corfrisa-Cristal Pet, la mayoría se ubican en el medio rural. Se debe tener en cuenta la norma UNE-EN-61400-11, que da las directrices para la medición del ruido. Además, se debe tener en cuenta la normativa nacional vigente. (Henin C. A. 2010).

4.7 Otras Pérdidas.

Se incluyen en este ítem ciclones (35 a 50 m/s), huracanes (50 a 70 m/s) y tornados (70 a 90 m/s); para ser considerados como tales, estas velocidades deben mantenerse, al menos, por varios minutos. Si la zona es sísmica, durante la vida útil pueden ocurrir terremotos. El valor que se adopta, si es que se considera el ítem, depende del lugar.

4.8 Pérdida Técnica Total.

Se calcula mediante la suma de cada uno de estos porcentajes:

$$\text{PérdTécnicas} = \Sigma (\text{Estela} + \text{Indisp} + \text{Rendim} + \text{Eléctr} + \text{Medioamb} + \text{Resticc} + \text{Otras}) \quad (1)$$

4.9. Cálculo de P50.

La producción anual neta de energía (PAE neta) se obtiene restando a la PAE bruta, la que se pierde por las pérdidas técnicas. A esta cantidad se le llama P50, porque tiene una probabilidad del 50% de que la energía generada sea superior a este valor. Se calcula con la (2):

$$P50 = PAE_{\text{Bruta}} \left(\frac{100 - \% \text{Pérdidas Técnicas}}{100} \right) \quad (2)$$

5. INCERTIDUMBRES

La norma que tiene por objeto regular el cálculo y las estimaciones de las pérdidas técnicas y de incertidumbres, es la IEC 61400-15, aún no publicada y en estado de borrador y en estudio. Sin embargo, se obtienen algunas informaciones sobre el borrador en algunas referencias bibliográficas, en particular Joseph Lee y Jason Fields (2021).

El cálculo de la PAE de un parque eólico debe incluir un análisis de incertidumbres, que da como resultado un cierto grado de incertidumbre en la generación de energía, lo que a su vez se traduce en incertidumbre en los ingresos por la venta de la energía y en la rentabilidad del proyecto eólico. La evaluación del proyecto debe incluir un análisis de probabilidades de excedencia de PAE P50, P75, P90, P99, según la exigencia de la entidad que lo financie. Las probabilidades de excedencia están en función de las incertidumbres.

La Incertidumbre está relacionada con la imperfección en el conocimiento; depende del grado de información, precisión y dispersión de la medida de las variables, que entran en juego en el estudio de la energía eólica. Puede tener varios tipos de origen, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas. La incertidumbre puede ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos). A diferencia de las pérdidas técnicas, las incertidumbres pueden sumar o restar.

Las incertidumbres están relacionadas con:

- (A) las mediciones del recurso eólico;
- (B) con la producción de energía.

5.1 Incertidumbres en las mediciones del recurso eólico.

Actualmente, una de las formas de estimar los valores de las incertidumbres, es considerarlas según la siguiente subdivisión:

1. Incertidumbres propias de los instrumentos (anemómetros, veletas, etc) y de su calibración.
2. Incertidumbres por interferencia (Hansen, 1999; Lubitz, 2009; UNE-EN 61400-12-1, 2018).
3. Incertidumbres por el período de medición.
4. Incertidumbres por ajuste de largo plazo.

5.1.1 Incertidumbres propias del anemómetro y de su calibración.

Los anemómetros más utilizados son los de copas. Suele ocurrir que los bancos que financian la construcción del parque eólico, requieran que las mediciones de viento se realicen con sensores de calidad reconocida, algunas de las marcas son Thies First Class, Second Wind, NRG System, RISOE. La calibración del anemómetro debe realizarse en túnel de viento aprobado por MEASNET, es decir que el certificado de calibración tenga el sello de esta institución. La incertidumbre por este concepto se toma entre 1.5 y 7%.

5.1.2 Incertidumbre debido a interferencias.

Existen para Argentina las Recomendaciones Para Mediciones de Velocidad y Dirección de Viento con Fines de Generación Eléctrica y Medición de Potencia Eléctrica Generada por Aerogeneradores (Mattio y Tilca, 2009), que en concordancia con normas internacionales como la UNE-EN 61400-12-1 2018, indican detalles de instalación de anemómetros y otros instrumentos en la torre de medición, que tienen en cuenta dirección principal del viento, tipo de torre (reticulada o tubular) y distancias instrumentos – torre, de manera que las mediciones se vean afectadas lo menos posible. El valor de incertidumbre por este concepto varía entre 0.5 y 4%, teniendo valores menores si se cumplen las recomendaciones.

5.1.3 Incertidumbre por el período de medición.

Es natural que haya una variación de la velocidad del viento de un año a otro. La variabilidad interanual representa esta incertidumbre, asociada al período de medición de un año. Para períodos de varios años, las variaciones de velocidad de viento tienden a compensarse y de esta forma, la incertidumbre para períodos largos es inferior a la incertidumbre para períodos de un año. En cuanto al impacto del cambio climático en el cambio de la velocidad del viento y también su dirección, se ha visto que, hasta el momento, no hay una tendencia apreciable para la velocidad del viento como sí la hay para la temperatura. Esta incertidumbre es menor si más años de medición se tienen. De acuerdo a la experiencia se obtuvo la ecuación (3), obtenida de valores de incertidumbre en función del tiempo de medición y el mejor ajuste utilizando cuadrados mínimos:

$$\text{Incert}(\%) = 4.1616 - 0.9817.n \quad (3)$$

En donde:

- . Incert(%) es el valor porcentual de la incertidumbre.
- . n es el número de años de medición; $0.5 \leq n \leq 4$

Por la propia naturaleza de las mediciones, los números a partir del segundo decimal carecen de sentido, por lo cual se debe redondear el valor obtenido hasta el primer decimal. Por ejemplo, para $n = 1$ año de medición, Incert (%) da un valor de 3.1799, se debe adoptar el valor 3.2.

5.1.4 Incertidumbre por ajuste a largo plazo.

El viento tiene una variabilidad interanual, que tiene como consecuencia que la medición de 1 o 2 años puede que no sea representativa a largo plazo. Es importante entonces contar con series de datos de la denominada estación de referencia,

que contenga datos de viento de 10 y hasta 30 años. Hay empresas e instituciones que venden o ponen a disposición este tipo de datos, que se utilizan para hacer la extensión de la serie de datos del sitio donde estará el parque eólico, mediante métodos como MCP (Medición, Correlación, Predicción). Empresas como Vortex SL, AWS Truepower; o instituciones como National Centers for Environmental Prediction (NCEP), North American Regional Reanalysis (NARR), y programas como MERRA-2 (Modern - Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2) de la NASA. Es decir, se cuenta con un período relativamente corto de datos medidos, los que se correlacionan con el conjunto de datos de la serie larga de la estación de referencia, consiguiendo la extensión de la serie, como se muestra en la figura 1.

Para el caso de Parque Eólico en la Patagonia Argentina, que se comenta más adelante, el coeficiente de correlación, teniendo en cuenta los datos de MERRA-2 más cercano a la torre, tiene $R^2 = 0.524$ en lo que respecta a la velocidad.

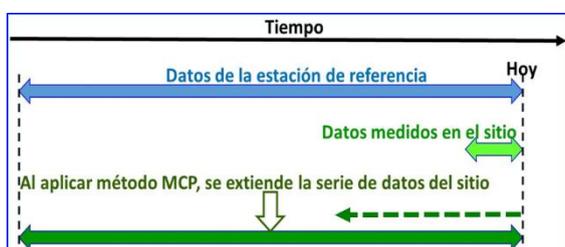


Fig. 1: extensión de serie de datos con el método MCP.

Por lo tanto, para el caso en cuestión, la incertidumbre es del 4.76%. Este coeficiente de correlación R^2 resulta del ajuste de la recta por mínimos cuadrados, en donde el objetivo (datos del sitio), se correlaciona con la referencia (MERRA-2). El período considerado de datos MERRA-2 comprende desde 01/01/1980 a 01/08/2019. Al realizar la extensión de datos para el período antes dicho, se obtiene un factor de ajuste climático a largo término de 0.981, mediante el método Matriz de Serie Temporal, en Windographer (2019). Ese factor indica que la velocidad media mensual a largo término es 2.9% menor a la velocidad media mensual del período de medición en Torre anemométrica.

Un indicador del ajuste de la correlación es el valor de R^2 , cuanto más se acerca a 1 mejor es la correlación. De análisis realizados por los autores de este informe, se deduce que una forma de obtener el valor de la incertidumbre por ajuste a largo plazo es mediante la siguiente relación lineal:

$$\text{Incertidumbre largo plazo (\%)} = 10 - 10 \cdot R^2 \quad (4)$$

Si R^2 es 0.5 o menor, no es conveniente trabajar con esa extensión de serie de datos. En este caso, o si simplemente no se hizo este ajuste, adoptar el valor de incertidumbre correspondiente a este ítem de 5 %.

5.2 Incertidumbres relacionadas con la producción de energía.

5.2.1 Incertidumbre por modelización del campo de viento.

La modelización del flujo de viento en el sitio depende de varios factores, entre ellos de la topografía y rugosidad del terreno (mientras más complejo sea el terreno más difícil será obtener un campo de viento que se acerque a lo real), de la distancia de la torre de medición a los aerogeneradores (el criterio adoptado en la licitación del plan RENOVAR I de Argentina, es que todo aerogenerador debe estar a no más de

12 km de la torre de medición y en promedio, todos los aerogeneradores a no más de 6 km de la torre). El valor de esta incertidumbre se adopta entre 2 y 5%.

5.2.2 Incertidumbre relacionada con la curva de potencia del aerogenerador.

Es natural que las características del viento del sitio en estudio (turbulencia, topografía) sean distintas de aquellas donde se ubicó el tipo de aerogenerador a utilizar cuando el fabricante realizó las mediciones para trazar la curva de potencia, incluyendo la probable existencia de flujo vertical (que también disminuiría los valores de velocidad medidos por los anemómetros). En consecuencia, la producción de energía puede ser ligeramente distinta para una dada velocidad en el sitio real que la que indica la curva de potencia. Si la curva de potencia se ha trazado cumpliendo con los requisitos de las normas internacionales, el valor de esta incertidumbre suele adoptarse entre 2 y 4.5 %.

5.2.3 Incertidumbre por extrapolación vertical.

Está relacionada con la estimación de la velocidad de viento en aquellas alturas para las cuales no hay mediciones directas. Son incertidumbres asociadas a la estimación del perfil de la velocidad horizontal del viento, dentro del rango de interés. Es aconsejable que si se antemano se sabe la altura del eje del aerogenerador, que esa altura este al menos entre dos medidas directas de viento, por ejemplo, si la altura es 90 m, es aconsejable que exista una medida a una altura menor a 90 m y otra a una altura mayor a 90m, o en su defecto a la altura del eje.

En función del tipo de terreno, de cantidad, calidad y altura de anemómetros y de calidad del mapeo eólico del sitio, suele valorarse a esta incertidumbre entre 1 y 4%.

5.3 Incertidumbre total.

La incertidumbre total se calcula con la raíz cuadrada de la suma de cada una de las incertidumbres al cuadrado.

$$\text{Incert}_{\text{Tot}} = (\sum \text{Incertidumbre}^2)^{1/2} \quad (5)$$

6. PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA

Como se indica en la ecuación (2), la Producción Anual de Energía neta P50, se obtiene restando a la producción bruta la energía que se pierde por las pérdidas técnicas. Para calcular la PAE considerando también las incertidumbres, con cierta expectativa de probabilidad de que esa producción de energía sea excedida, se utilizan valores tabulados de distribución normal para probabilidades específicas y el factor de descuento F_p , según se indica en la ecuación (6):

$$P_{XX} = P50 * (1 - \text{Incert}_{\text{Tot}} * F_{pXX}) \quad (6)$$

El valor de F_p se obtiene de la tabla 1

Por ejemplo, para determinar la PAE con un 90% de probabilidad de que ese valor sea superado, es decir el P90, utilizamos la expresión (7):

$$P90 = P50 * (1 - \text{Incert}_{\text{Tot}} * 1.282) \quad (7)$$

Tabla 1: valores del factor de descuento F_p de acuerdo a la probabilidad de excedencia.

Probabilidad de Excedencia (%)	Factor F_p
50	0.00
55	0.13
60	0.25
65	0.39
70	0.52
75	0.674
80	0.842
84	1.000
85	1.036
90	1.282
95	1.645
99	2.326

7. ANÁLISIS DE CASOS DE PARQUES EÓLICOS

Se analizan los siguientes parques eólicos de Argentina, se construyeron hace pocos años y cuyos datos de PAE real son publicados por CAMMESA en su página web:

7.1 Parque eólico El Jume.

Este pequeño parque eólico consta de cuatro aerogeneradores IMPSa 2 MW, 85 m, potencia instalada de 8 MW. El lugar de emplazamiento es en la provincia de Santiago del Estero, localidad de Ojo de Agua (latitud sur de 29.42°, longitud oeste de 63.71°, 480 msnm).

7.1.1 Etapa de proyecto.

El Proyecto presentaba algunas deficiencias, en particular en lo que se refiere a la calidad de los datos medidos de viento, tal es así que el valor de la incertidumbre relacionada con la medición del viento, valor otorgado por el Evaluador del parque, fue del 22.72%, obteniéndose en dicha evaluación, un Factor de Capacidad para P90 del 28.8%.

7.1.2 Producción real de energía.

Obtenidos los datos de la energía generada e inyectada a la red, publicados por CAMMESA, se ha calculado el Factor de capacidad para los años 2017, 2018 y 2019, los valores obtenidos son, respectivamente, de 12.9%, 20.5% y 14.6%. Este parque eólico tuvo problemas, entre otros, de disponibilidad de los aerogeneradores, que trajo como consecuencia baja generación de energía. No es posible extraer datos útiles para la valoración de las incertidumbres debido a lo indicado.

7.2 Parque eólico Arauco, etapas I y II, 50.4 MW.

Cada una de las dos primeras etapas de este parque eólico, consta de 12 aerogeneradores IMPSa 2.1 MW, potencia instalada de 25.2 MW. El lugar de emplazamiento es en la provincia de La Rioja, localidad de Aimogasta (latitud sur de 28.74°, longitud oeste de 66.71°, 870 msnm). El sitio es terreno simple.

7.2.1 Etapa de proyecto.

El conjunto de datos de viento presentado por el Desarrollador del parque eólico, que fue el insumo principal sobre el cual se hizo la evaluación del parque, luego de realizado el análisis y tratamiento de datos, da una velocidad media de viento a la altura del eje (80 m) de 8.5 m/s; quizás

sea un valor ficticio, es decir despierta ciertas sospechas. Era el único conjunto de datos de velocidad y dirección de viento medidos. Para el Desarrollador, las pérdidas por efecto estela son del 6.33%. Las pérdidas por los otros ítems (se da el valor de la indisponibilidad del 3%), suman un 8%. El factor de capacidad que indica tiene un valor del 46.5%, se infiere que es el correspondiente a P50.

El evaluador obtuvo un Fc de 44% correspondiente a P90.

7.2.2 Producción real de energía.

Obtenidos los datos de la energía generada e inyectada a la red, publicados por CAMMESA, se ha calculado el Factor de capacidad para los años 2017, 2018 y 2019, los valores obtenidos son, respectivamente, de 16%, 17% y 26%. Tomando por separado la PAE de la primera etapa de 25.2 MW instalados, para el año 2019 da un Fc de 34%, siendo este el mayor de estos tres años de los que se dispone datos de generación de energía. Este parque eólico también tuvo serios problemas de disponibilidad de aerogeneradores; sin embargo, un problema no menor es el de calidad de datos medidos de velocidad de viento. Como en el caso del parque eólico analizado antes, en este caso tampoco es posible extraer datos útiles para la valoración de las incertidumbres.

7.3 Parque eólico Garayalde.

El proyecto prevé 13 aerogeneradores VESTAS V-80 2MW (Clase I), altura de buje de 67 m, potencia instalada de 26 MW. El lugar de emplazamiento es RN 3, km 1634, Dpto. Florentino Ameghino, provincia de Chubut, Argentina (latitud sur de 44.549°, longitud oeste de 66.482°, 391 msnm, año 2014). El sitio es terreno simple y de baja rugosidad.

7.3.1 Etapa de proyecto

El proyecto cuenta con 4.8 años de datos medidos de relativamente buena calidad, obteniéndose 9.05 m/s de velocidad media anual a la altura del eje. Utilizan información de largo plazo proveniente de la serie de reanálisis MERRA, de NASA, de 10 años, obteniendo en la correlación R^2 de 0.817, con velocidad media de 8,92 m/s a la altura del eje. La disposición de los instrumentos de medición cumple con las Recomendaciones.

Para el Desarrollador, las pérdidas por efecto estela son del 1.66%. Las pérdidas por los otros ítems, sin considerar efecto estela, suman un 9.3%. El valor de incertidumbres total es del 9.2%. El factor de capacidad que indica tiene un valor de 49.4% para producción bruta, de 44% para P50, mientras que del 39% para P90.

El evaluador obtuvo un Fc de 48.7% para producción bruta, de 44.7% para P50 y de 40% para P90.

Dado que la calidad de los datos medidos es muy buena y que se cumplieron las Recomendaciones en cuanto a los instrumentos de medición, se puede observar que los valores adoptados de pérdidas e incertidumbres, tanto por el Desarrollador como por la Evaluación, son demasiado altos.

7.3.2 Producción real de energía.

Obtenidos los datos de la energía generada e inyectada a la red, publicados por CAMMESA, se ha calculado el Factor de capacidad para los años 2018 y 2019, los valores obtenidos son de 53.4% y 56.1%, respectivamente. Que los valores del Fc, para los dos años de los que se tienen datos, sean mayores incluso que el que corresponde a producción bruta del proyecto, se explica porque finalmente para la construcción del parque, se utilizaron aerogeneradores V126/3450 kW,

Clase II, de 126 m de diámetro de palas. Es decir, son otros aerogeneradores, de una clase menos robusta, que, a juicio de los autores de este informe final, pueden llegar a tener problemas de durabilidad, o de vida útil.

7.4. Parque eólico Rawson III.

El proyecto prevé 10 aerogeneradores VESTAS V-100 2MW (Clase II), altura de buje de 80 m, potencia instalada de 20 MW. El lugar de emplazamiento es Rawson, provincia de Chubut, Argentina (latitud sur de 43.378°, longitud oeste de 65.203°, 96 msnm). El sitio es terreno simple y de baja rugosidad.

7.4.1 Etapa de proyecto.

El proyecto cuenta con 3 años de datos medidos de buena calidad, obteniendo 8.3 m/s de velocidad media anual a la altura del eje. Utilizan información de largo plazo proveniente de la serie de reanálisis MERRA y ERA, de 13 años, obteniendo una buena correlación, con R² mayor que 0.8. La disposición de los instrumentos de medición cumple con las Recomendaciones.

Para el Desarrollador, las pérdidas son: por efecto estela del 5.4%; disponibilidad 3.9%; eléctricas 1.2%; curva de potencia 1.2%; medioambientales 0.8%; indisponibilidad 7.7%. Las pérdidas, incluyendo efecto estela, suman 20.2%. (Aunque el Desarrollador dice 18.7%). El valor de incertidumbres total es del 12.5% para el primer año.

Observación: consideramos que tanto el valor de las pérdidas técnicas como el de las incertidumbres son excesivos, dado que el conjunto de datos de medición es de buena calidad.

El Desarrollador obtiene factor de capacidad de 46.1% para P50, de 42.3% para P75 y del 38.8% para P90. El bruto es 53.7%, descontadas pérdidas por estela.

El Evaluador obtiene pérdidas del 10% sin incluir efecto estela, y un valor total de incertidumbres de 8.77%. El factor de capacidad que el Evaluador obtuvo fue: para P50 del 48.4%, para P75 del 45.6%, para P90 del 43.0%.

7.4.2 Producción real de energía.

El parque eólico Rawson III, desde fines del año 2017 está inyectando la energía que genera al Sistema Interconectado de Argentina. Obtenidos los datos de la energía generada e inyectada a la red, publicados por CAMMESA, se ha calculado el factor de capacidad para los años 2018 y 2019, los valores obtenidos son de 48.6% y 51.9%, respectivamente. Se ve que el factor de capacidad real es mayor que el correspondiente al P50, por lo observado antes, es decir que el valor de las pérdidas estimadas, del orden del 20%, es demasiado alto.

Tanto en este caso como en el anterior (parques eólicos Rawson III y Garayalde), indican que, cuando la toma de datos se realiza cumpliendo con las Recomendaciones, obteniendo un conjunto de datos de calidad, se pueden considerar valores de pérdidas técnicas e incertidumbres menores que el 10% en cada caso.

8. VALOR REAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE UN CASO ANALIZADO

A continuación, se determina el valor real de las pérdidas técnicas del parque eólico Rawson I y II. Se cuenta con los datos de viento del año 2015 del sitio de emplazamiento de estos parques, se aplican los programas para obtener la PAE

bruta y las pérdidas por efecto estela, y con la producción real de ese mismo año del parque eólico ubicado en ese lugar (dato obtenido de la página web de CAMMESA), se realiza el cálculo.

Aplicado el programa de diseño de parque eólico, se obtiene como producción anual de energía bruta de 355017 MWh; producción bruta menos pérdidas por efecto estela de 320942 MWh lo que significa un 9.6 % de pérdidas por estela. Este valor tan alto de pérdidas por estela ya nos está indicando que no se han respetado las distancias indicadas en las Recomendaciones. La PAE real de ese año, la que fue inyectada a la red, fue de 296095 MWh.

Con estos datos se calcula el valor real de las pérdidas técnicas de ese año de este parque eólico:

$$\text{PérdTécnicas} = 1 - \frac{296095}{320942} = 0.077$$

Es decir que el valor real de pérdidas técnicas fue 7.7%.

9. LÍMITES RAZONABLES A LOS VALORES DE PÉRDIDAS TÉCNICAS E INCERTIDUMBRES

En la determinación de estos valores, ajustados a la realidad, intervienen:

- La experiencia atesorada en cuanto al diseño de parques eólicos (los valores adoptados para las pérdidas técnicas y las incertidumbres, con la consiguiente obtención de la PAE en sus distintas probabilidades de excedencia) y la comparación, algunos años luego de que el parque eólico entre en funcionamiento, de la PAE real que esa central eólica inyectó a la red con los diversos valores de probabilidades de excedencia de la etapa de proyecto.
- La verificación de si en el diseño del parque se ha cumplido con las Recomendaciones existentes en esta área, principalmente en cuanto a respetar distanciamiento entre aerogeneradores, la ubicación de los instrumentos de medición de viento en la torre meteorológica y la calidad de ellos.

9.1. Valores recomendados de pérdidas técnicas.

Teniendo en cuenta lo expresado en los párrafos anteriores y de los análisis llevados a cabo en el apartado anterior, en particular los que corresponden al 7.3 (parque eólico Garayalde) y al 7.4 (parque eólico Rawson III), que son de los cuales se tienen mayores datos, se puede determinar límites en cuanto a los valores mínimos y máximos de las pérdidas técnicas de un parque eólico, que se muestran en la Tabla 2.

Puesto que las pérdidas por efecto estela se deben al espaciamiento entre aerogeneradores, y que un buen diseño debe respetar las separaciones que indican las Recomendaciones, se concluye que el valor razonable de pérdidas técnicas propiamente dichas, es decir sin considerar las pérdidas por efecto estela, es del 8%.

9.2. Valores recomendados de incertidumbres.

Si bien se sabe que una vez que se obtiene la PAE real del parque eólico la incertidumbre colapsa a cero, se compara esta PAE real con las distintas probabilidades de excedencia de PAE del diseño del parque. De acuerdo a todo lo expresado, en la Tabla 3 se muestran los valores sugeridos.

Tabla 2: valores de pérdidas técnicas y el máximo recomendado.

ÍTEM PÉRDIDAS		Valores % mínimos y máximos	Valores % sugeridos
1. Efecto estela		0 a 4	3
2. Indisponibil. y balance de planta	Mantenimiento Restricciones de red	0 a 3 0.2 a 2	3.7
3. Rendim. del aerogenerador	Vientos fuertes	0.5 a 1	0.7
4. Eléctricas	Efecto Joule Consumo propio	1.2 a 2.5	1.8
5. Medioambientales	Degradación de palas Temperatura Rayos Forestación	1 a 2.7	1.8
6. Restricciones	Camino aves Paradas por sectores Parpadeo Ruido	A determinar por sitio especial	--
7. Otros	Ciclones, huracanes, tornados. Sismos	A determinar por sitio especial	--
Máximo valor sugerido de pérdidas técnicas para diseños que cumplan recomendaciones			11

Tabla 3: incertidumbres y máximo recomendado

Incertidumbres en la medición		Valores % mín. y máx.	Valor % sugerido
1. Instrumentos, calibración		1.5 a 7	2.5
2. Por interferencia	Dirección ppal. Distancia instrum.-torre	0.5 a 4	1
3. Período medición	Incert %= $-0.982.n + 4.1616$ n: años	0.2 a 3.7	n=1 año → 3.2
4. Ajuste a largo plazo	Incert %= $10-10*R^2$ R ² : ajuste de recta	0.5 a 5	R ² =0.7 → 3
Incertidumbres asociadas con producción de energía			
Modelización del campo de viento	Topografía, rugosidad. Distancia torre mediciones	2 a 5	3
Curva de potencia del aerogenerador	Ajuste curva de potencia Flujo inclinado	2 a 4.5	3
Extrapolación vertical		1 a 4	2
Valor sugerido de incertidumbres para diseños que cumplan Recomendaciones			7

Las razones esgrimidas al principio de este apartado permiten expresar que cumplir con las Recomendaciones en la medición del recurso y en la forma de ubicación de los aparatos en la torre de medición, tiene una importancia suprema en la reducción de los valores de incertidumbre.

10. CONCLUSIONES

En un proyecto de parque eólico, la buena práctica en la medición de datos de viento, ocupa el lugar preponderante para disminuir las incertidumbres en el cálculo de la Producción Anual de Energía. Esta buena práctica significa cumplir con las Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento (Mattio et al, 2009) y/o con la norma IEC 61400-12-1. Puesto que el costo de una torre meteorológica con los instrumentos necesarios, calibrados, es menos que el 0.5 % del costo de un parque eólico mediano, este requisito no debe dejar de cumplirse. Con esta condición cumplida, varias de las incertidumbres se reducen notablemente.

Un lugar de similar importancia es el de respetar las distancias entre aerogeneradores, de acuerdo a direcciones principales del viento, que indican las normas o recomendaciones mencionadas en el párrafo anterior. Esto permite reducir a valores muy bajos las pérdidas de energía por efecto estela, además de evitar que la vida útil del aerogenerador sea menor que la especificada por el fabricante. Si en el parque eólico hay aerogeneradores que tendrán pérdidas por efecto estela igual o mayor al 4%, se deben reubicar aerogeneradores. Además, se debe tener en cuenta que un deterioro rápido en las partes de un aerogenerador, no sólo impacta en la vida útil, sino también en un apartamiento del comportamiento previsto de producción de energía.

Para proyectos de parques eólicos cuyas mediciones y diseño cumplen con lo especificado en los dos párrafos anteriores, el valor de las pérdidas técnicas no debería ser mayor que 8 % (considerando por aparte el efecto estela), como se indica en la Tabla 2.

En el mismo sentido que para el caso de las pérdidas técnicas, el valor de incertidumbre debería ser de aproximadamente 7 %.

REFERENCIAS

- ADME, Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay. URL: <https://adme.com.uy/> (acceso agosto 2021)
- CAMMESA. (Acceso agosto de 2021). Recuperado de: <https://cammesaweb.cammesa.com/>.
- Hansen, M. O., & Pedersen, B. M. (1999). Influence of the meteorology mast on a cup anemometer. *Journal of Solar Energy Engineering*, **121**(2), 128-131.
- Fields J., IEC 61400-15 WG Update (2018). Assessment of Wind Resource, Energy Yield, and Site Suitability Input Conditions for Wind Power Plants. NREL. Recuperado de: <http://www.cfars.org/media/2637427/20180326-iec-15-overview.pdf> (acceso agosto 2021).
- Henin, C. A., Iannace, G., Maffei, L., Roggio, I. E., & Miretti, G. A. (2010). Ruido de generadores eólicos: análisis y aplicación de la metodología de medición según normativa vigente. 2º Congreso Internacional de Acústica UNTREF.
- Joseph C. Y. Lee and M. Jason Fields (2020). An Overview of Wind Energy Production Prediction Bias, Losses, and Uncertainties. EAWE. <https://doi.org/10.5194/wes-2020-85>.
- KEMA, D. (2013). Framework for the Categorization of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessments.
- Kwon, S. D. (2010). Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*, **87**(3), 856-865.
- Lee, J. C. Y., & Jason Fields, M. (2021). An overview of

- wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. *Wind Energy Science*, **6**(2), 311–365. <https://doi.org/10.5194/WES-6-311-2021>
- LM López-Manrique y otros (2019). Revisión de avances metodológicos y normativos en evaluación y estimación de energía eólica. Recuperado de: <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0958305X19893070>. Acceso agosto 2021.
- Lubitz, W. D. (2009). Effects of tower shadowing on anemometer data. In Proceedings of the 11th Americas Conference on Wind Engineering.
- Mattio, H., & Tilca, F. (2009). Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores. CREE, INENCO, Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía de la Nación.
- MERRA-2. Programa recuperado de: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/> (acceso agosto 2021).
- Meteodyn WT. Recuperado de: <https://meteodyn.com/en/logiciels/cfd-wind-farm-resource-software-meteodynwt/#.XVo0QGZ7nIU> (acceso agosto 2021).
- Montes, G. M., & Martín, E. P. (2007). Profitability of wind energy: Short-term risk factors and possible improvements. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **11**(9), 2191-2200.
- Nielsen, P., Villadsen, J., Kobberup, J., Madsen, P., Jacobsen, T., Thøgersen, M. L., Sørensen, M. V., Sørensen, T., Svenningsen, L., Motta, M., Bredelle, K., Funk, R., Chun, S., and Ritter, P. (2010). WindPRO 2.7 User Guide, 3rd Edn.
- Parque Eólico Corfrisa-Cristal Pet. Recuperado de: https://ventusenergia.com/proyectos/eolico/PE_Corfrisa.php
- UNE-EN 61400-11 (2013). Aerogeneradores, Parte 11: Técnicas de medida de ruido acústico.
- UNE-EN 61400-12-1 (2018). Aerogeneradores, Parte 12-1: Medida de curva de potencia de aerogeneradores.
- WAsP – DTU. Recuperado de: <https://www.wasp.dk/> (acceso Agosto 2021)
- Windographer (2021). Recuperado de: <https://www.windographer.com/>
- WindPro – EMD International. Recuperado de: <https://www.emd.dk/windpro/>, (acceso Agosto 2021).
- WindSim. Recuperado de: <http://windsim.com/> (acceso Agosto 2021).