

LA NORMATIVA IEC PARA SISTEMAS EOLICOS E HÍBRIDOS AISLADOS, Y LA UTILIZACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN REMOTA: APLICACIÓN EN CONTEXTO PATAGÓNICO

Rafael Oliva⁽¹⁾, Jacobo Salvador^(1,3), José F. González⁽²⁾, Néstor Cortez⁽¹⁾, Jorge Lescano⁽¹⁾, Patricio Triñanes⁽¹⁾, Leonardo González⁽¹⁾, Sergio Cabrera⁽²⁾, Néstor Garzón⁽²⁾, Cecilia Fuentes⁽¹⁾, Jonathan Quiroga^(1,3), Nahuel Díaz^(1,3), Magdalena Flores⁽¹⁾, Florencia Luna⁽¹⁾

Area Energías Alternativas (AEA)

Universidad Nacional de la Patagonia Austral – Instituto de Tecnología Aplicada

Unidad Académica Río Gallegos⁽¹⁾, Unidad Académica San Julián⁽²⁾

Observatorio Atmosférico de la Patagonia Austral (OAPA / CEILAP/CONICET)⁽³⁾

<https://www.energiasalternativas-unpa.net> (54) (2966) 438151 / 442238.

e-mail roliva@uarg.unpa.edu.ar

RESUMEN: Se presentan los aspectos más relevantes de la normativa IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) en lo relativo a sistemas eólicos en general incluyendo la reciente incorporación de Sensores Remotos (RSDs), los de baja potencia en particular y la normativa que rige los sistemas híbridos aislados basados en energía renovable para electrificación rural. Uno de los aspectos de la IEC 61400-2 (ensayo de duración) en los sistemas eólicos baja potencia se puede llevar adelante utilizando como base la normativa para medición de curva de potencia IEC 61400-12-1 en su Anexo H para Pequeñas Turbinas Eólicas (PTEs). Si dicho sistema combina además alimentación por fuentes fotovoltaicas, se lo encuadra como caso híbrido práctico para electrificación de comunidades aisladas bajo la norma IEC 62257, identificando la tipología particular que sin embargo es aplicable a un número importante de sistemas similares en la zona patagónica austral.

Palabras clave: Energía eólica. Normativa IEC. Sensado Remoto. Sistemas híbridos. Electrificación rural.

INTRODUCCIÓN

La serie IEC 61400 (IEC – Comisión Electrotécnica Internacional) (IEC61400, 2021) es un conjunto de requerimientos de ingeniería para asegurar que las máquinas eólicas sean diseñadas adecuadamente para sobrevivir durante su vida útil. Se ocupa de la mayor parte de los aspectos que conciernen la operación de la turbina eólica:

- Condiciones de emplazamiento antes de la construcción
- Diseño de componentes de la turbina.
- Fabricación de generadores, torres, palas
- Ensayo de los componentes y de las turbinas
- Operación de las turbinas eólicas.

Las máquinas eólicas son habitualmente muy costosas y exigen una importante inversión antes de ser montadas y puestas en funcionamiento. Algunos de los estándares de la serie 61400 proveen condiciones técnicas previas para que un ente independiente calificado verifique en todo el proceso, de forma de hacer acuerdos con los aportantes que permitan las grandes inversiones.

Los primeros trabajos de estandarización comenzaron en 1995, cuando ya existía una incipiente industria eólica, pero el primer estándar acordado apareció recién en 2001. El conjunto de estándares se formó en base en muchos casos a normas locales que se producían en los países que tuvieron desde el inicio un desarrollo considerable de esta industria:

Germanischer Lloyd de Alemania – hoy (DNV, 2021)

DEWI de Alemania – hoy (DEWI-UL, 2021)

AWEA de Estados Unidos - hoy (Cleanpower.org, 2021),

BWEA de Reino Unido – hoy (Renewable UK, 2021)

RISOE de Dinamarca – hoy (DTU-RISOE, 2021)

y se fueron integrando en una base para certificación global de las turbinas eólicas.

Normas base 61400-1 y 61400-2: La normativa base de diseño para Turbinas eólicas está contenida en la IEC 61400-1 (IEC61400-1 v4,2019). Las Pequeñas Turbinas Eólicas, habitualmente englobadas en superficies barridas de hasta 200 m^2 ($D < 7.98 \text{ m}$) se engloban en la norma simplificada IEC 61400-2 (IEC61400-2, 2013), aunque es posible diseñar turbinas de baja escala de acuerdo con la norma madre 61400-1. Específicamente, la IEC 61400-2 se aplica a aerogeneradores con un área barrida del rotor menor o igual a 200 m^2 , generando electricidad a una tensión inferior de 1000 V en corriente alterna o de 1500 V en corriente continua para aplicaciones en red y fuera de red. Esta norma concierne a todos los subsistemas de aerogeneradores de pequeña potencia tales como los mecanismos de protección, los sistemas eléctricos internos, los sistemas mecánicos, las estructuras soporte, las cimentaciones y la interconexión eléctrica con la carga. Un sistema de aerogenerador pequeño comprende la turbina eólica propiamente dicha, incluyendo la estructura soporte, el regulador de la turbina, el controlador de carga /inversor (si se requiere), el cableado y conectores, los manuales de instalación y de utilización y otra documentación. Se definen clases de máquinas eólicas de acuerdo al entorno de intensidad promedio de viento y turbulencia en que se instalarán. Ambas normas tienen partes separadas que se relacionan 1) con las especificaciones de diseño de la máquina 2) con los ensayos requeridos para su certificación en una determinada clase.

Norma IEC 61400-12-1: Por otro lado la norma IEC 61400-12-1 Ed.2 (IEC61400-12-1, 2017) y su edición española equivalente (UNE-EN 61400-12-1,2018) provee guías sobre la medición de la producción real de las máquinas eólicas. Dicha norma especifica un procedimiento para medir las características de rendimiento de potencia de una turbina eólica y se aplica al ensayo de aerogeneradores de todo tipo y tamaño conectados a la red eléctrica. Además, esta norma describe en su Anexo H un procedimiento utilizado para determinar la curva de potencia de las PTEs (definidas en la Norma IEC 61400-2) cuando se conectan a la red eléctrica o a un banco de baterías, con una serie de diferencias (por ejemplo, promedios de 1 minuto en vez de 10 minutos como se especifica para máquinas de gran porte). El procedimiento puede usarse para evaluación de rendimiento de potencia de aerogeneradores específicos en emplazamientos específicos, pero igualmente la metodología puede usarse para hacer comparaciones genéricas entre diferentes modelos de aerogeneradores.

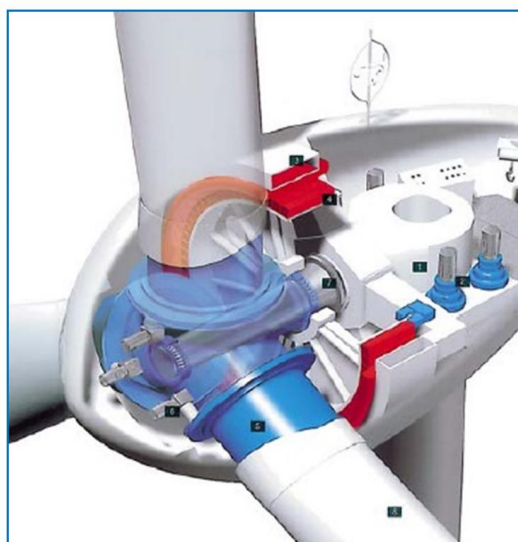
Las características de rendimiento de potencia de los aerogeneradores se determinan por la potencia medida P y la producción anual estimada de energía (AEP por *Annual Estimated Production*). La curva de potencia medida $P(V)$, que expresa la relación entre la velocidad del viento y la potencia entregada por el aerogenerador, se obtiene por medios estadísticos utilizando el “método de los bins”, reuniendo mediciones simultáneas de las variables meteorológicas (velocidad y dirección del viento), así como la potencia eléctrica entregada por la turbina eólica en el emplazamiento de ensayo durante un período suficientemente largo para establecer una base de datos estadísticamente significativa en un rango de ocurrencia de velocidades de viento. Uno de los agregados importantes de la Ed.2 de la IEC 612400-12-1 es la posibilidad de utilizar RSDs, fundamentalmente de tecnología LIDAR, para la obtención de los datos de viento en el emplazamiento. La AEP se calcula aplicando la curva de potencia a distribuciones de frecuencia de velocidad del viento de referencia (por ejemplo Rayleigh en Ed. 2 Weibull-ii), suponiendo una disponibilidad del 100%.

La norma describe una metodología de medida que incluye la calibración de los sensores y requiere que los valores de la curva de potencia medida y AEP derivada sean suplementadas por una evaluación de las fuentes de incertidumbre y sus efectos combinados. La descripción del cálculo de incertidumbres para esta norma en el caso de PTEs ha sido descrita en (Oliva, 2012) y en (Zappa y otros, 2013). El mismo equipamiento de adquisición de datos utilizado para determinar la curva de potencia y AEP puede con algunos agregados (por ejemplo, medición de RPM) utilizarse para realizar algunos ensayos especificados por la IEC 61400-2, como por ejemplo el denominado *ensayo de duración*.

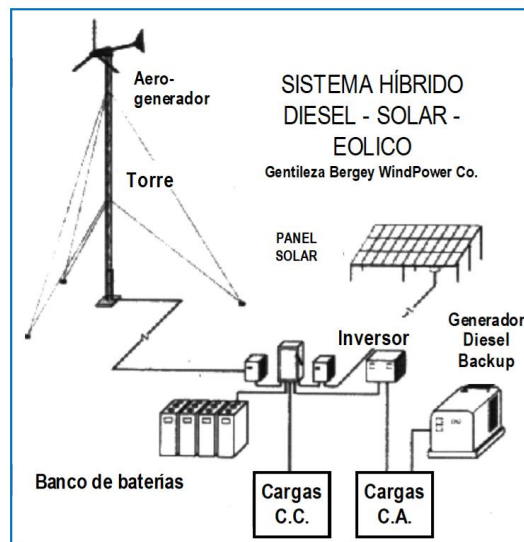
Conjunto de Normas IEC 62257: Es un grupo de normas dedicado a la electrificación rural (*EI-R*) con mucho énfasis en la utilización de energías eólica, fotovoltaica y sistema híbridos con soporte térmico. Su cobertura es amplia debido a que se considera que la *EI-R* es una de las acciones de política pública que más contribuyen a la mejora de la calidad de vida de las poblaciones rurales, junto con el acceso a agua segura, mejora de la salud, educación y desarrollo económico.

ASPECTOS PARTICULARES DE LA NORMATIVA IEC 61400-1 Y 61400-2

Ambas normas se ocupan de que se tengan en cuenta en el diseño de los aerogeneradores las condiciones ambientales y eléctricas para las que se los dimensiona, como así también las de las fundaciones que soportarán su estructura. En la Figura 1 se hace una comparación de cobertura de cada norma según el tamaño de la máquina. Se hace énfasis en que la documentación del diseño explicita los criterios utilizados, buscando que se logre un nivel adecuado de seguridad y confiabilidad.



Turbinas eólicas en red
IEC 61400-1



Pequeñas Turbinas Eólicas – Aisladas
o en conexión a red: IEC 61400-2

Figura 1: Normas aplicables según el tamaño de la máquina – típicamente grandes máquinas a red (izquierda) según IEC61400-1, y las pequeñas turbinas eólicas por la IEC61400-2 (derecha)

Las condiciones ambientales comprenden las del viento y otras condiciones. Las condiciones eléctricas habitualmente sólo tienen en cuenta la red que se utilizará para la producción de potencia del aerogenerador. No obstante en el caso de las PTEs puede incluir el BOS o *Balance of System* que incluye las baterías, cargador e inversor si se alimenta un sistema aislado.

Se toman en la norma las condiciones externas como normales o extremas. Las primeras comprenden condiciones de cargas estructurales recurrentes, mientras las extremas son fenómenos raros pero que

deben ser tenidos en cuenta, y los casos de diseño deben incluir combinaciones potencialmente críticas de ambos tipos de condiciones externas con los distintos modos de operación de las máquinas. Dentro de las externas, las condiciones de viento son las que afectan en forma fundamental la integridad estructural de los equipos. Otras condiciones como la operación de sistemas de control, durabilidad y corrosión pueden también afectar esta integridad. El régimen de vientos para el diseño se subdivide en condición de viento normal, que ocurre frecuentemente durante la operación de la turbina, y condición de viento extremo que se define como condición de recurrencia de 1 vez por año, y condición de recurrencia de 1 fenómeno cada 50 años, para cuyo cálculo se sigue una teoría de probabilidad específica.

Definición de clases de turbinas eólicas: Las condiciones externas mencionadas condicionan el diseño de las máquinas, de acuerdo al emplazamiento y sus características. Por esto la clara definición de clases que sobrevino en las primeras ediciones de la norma IEC 61400-1 (inexistente antes de 2001) fue de una enorme ayuda para la industria. Dichas clases se definen en términos de velocidad de viento a la altura del rotor y parámetros de turbulencia. Estas clases pretenden cubrir una gran mayoría de los casos posibles, y definen claramente las características de robustez en términos cuantificables de acuerdo al emplazamiento objetivo. Las 3 clases principales de acuerdo a intensidad de viento decreciente van de I a III y se complementan con una clase S especial que contempla parámetros especificados por el fabricante / diseñador. Los niveles de turbulencia decrecientes van desde A a C, y para la norma IEC 61400-1 edición 2014 se muestran en la Figura 2. La velocidad de referencia V_{ref} tiene una metodología de cálculo que se relaciona con la determinación de un promedio máximo de viento durante 10 minutos con una recurrencia probable cada 50 año.

**- IEC 61400-1
CLASIFICACIÓN
DE TIPO (2014)
GRANDES MÁQUINAS**

V_{ref} = Velocidad de referencia

Una turbina diseñada para una clase de viento con V_{ref} puede sobrevivir en condiciones climáticas en las que el valor extremo del promedio de 10min de velocidad de viento, con una recurrencia de 50 años a la altura de cubo es $\leq V_{ref}$

I_{ref} = Intensidad de turbulencia a 15 m/s

Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes¹

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)		0,16		
B	I_{ref} (-)		0,14		
C	I_{ref} (-)		0,12		

A, B, C Clases de Turbulencia

In Table 1, the parameter values apply at hub height and V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min, A designates the category for higher turbulence characteristics, B designates the category for medium turbulence characteristics, C designates the category for lower turbulence characteristics and I_{ref} is the expected value of the turbulence intensity² at 15 m/s.

Figura 2: Clases de turbina en máquinas a red de mayor tamaño según la IEC61400-1

Para el caso de la IEC 61400-2 las PTEs se diseñan con un esquema similar pero con algunas diferencias (Figura 3), agregando una clase IV de menores valores de viento, variando la metodología de cálculo y especificando además de V_{ref} el valor del promedio convencional de viento a la altura del rotor V_{ave} que se utiliza al estudiar los emplazamientos de turbinas eólicas.

- IEC 61400-2
CLASIFICACIÓN
DE TIPO (2013)
PEQUEÑAS MÁQUINAS

V_{ref} = Velocidad de referencia

Una turbina diseñada para una clase de viento con V_{ref} puede sobrevivir en condiciones climáticas en las que el valor extremo del promedio de 10min de velocidad de viento, con una recurrencia de 50 años a la altura de cubo es $\leq V_{ref}$

Table 1 – Basic parameters for SWT classes

SWT class		I	II	III	IV	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	30	Values to be specified by the designer
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15} (Note 2)	(-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a	(-)	2	2	2	2	

NOTE

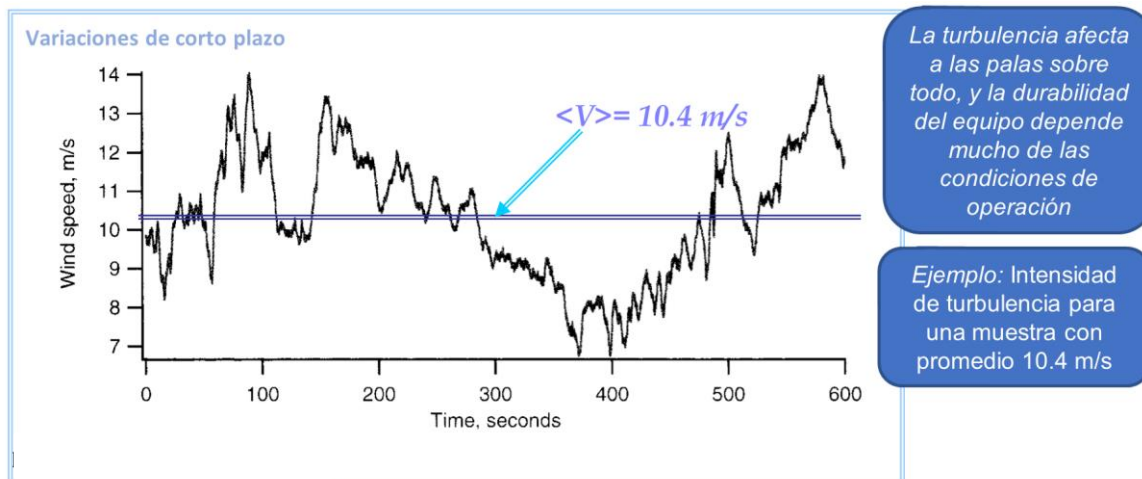
- 1) the values apply at hub height, and;
- 2) I_{15} is the dimensionless characteristic value of the turbulence intensity at 15 m/s, where 0,18 is the minimum value that shall be used, and noting that Annex M discusses observations regarding turbulence intensity;
- 3) a is the dimensionless slope parameter to be used in Equation (7).

I_{15} = Intensidad de turbulencia a 15 m/s

$$\sigma_1 = I_{15}(15 + aV_{hub})/(a + 1)$$

Figura 3: Clases de turbina en PTEs según la IEC61400-2

La turbulencia es un tema central en la definición de clases de la norma ya que afecta las estructuras básicas del equipo eólico. Muy brevemente se puede ilustrar como se muestra en la Figura 4, en el caso de un muestreo muy veloz de velocidades de viento a lo largo de un intervalo de 10 minutos.



VIENTO COMO FENÓMENO ALEATORIO: Grafica de 10 minutos de mediciones, muestreadas a 8 Hz, $\langle V \rangle = 10.4$ m/s $N_T = 600 \times 8 = 4800$ muestras

Figura 4: Velocidad de viento, medición y promedio (Manwell et al, 2002)

Las variaciones de corto plazo dan lugar a una distribución de tipo Gaussiana como se muestra en la Figura 5, en que se calcula la intensidad de turbulencia para la muestra indicada con un promedio de 10.4 m/s y básicamente son el concepto detrás de las clasificaciones de turbulencia indicadas en ambas normas señaladas. La intensidad de turbulencia se define según la siguiente expresión (Wood, 2011):

$$v(t) = \langle V \rangle + u(t)$$

$$I_u = \frac{\sigma}{\langle V \rangle} = \frac{1}{\langle V \rangle} \left[\frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} u^2 dt \right]^{1/2} \quad (1)$$

Expresión general :Intensidad de turbulencia

(el valor medio de $u(t) = 0$) - $T_s = 10$ min en IEC61400 - 2

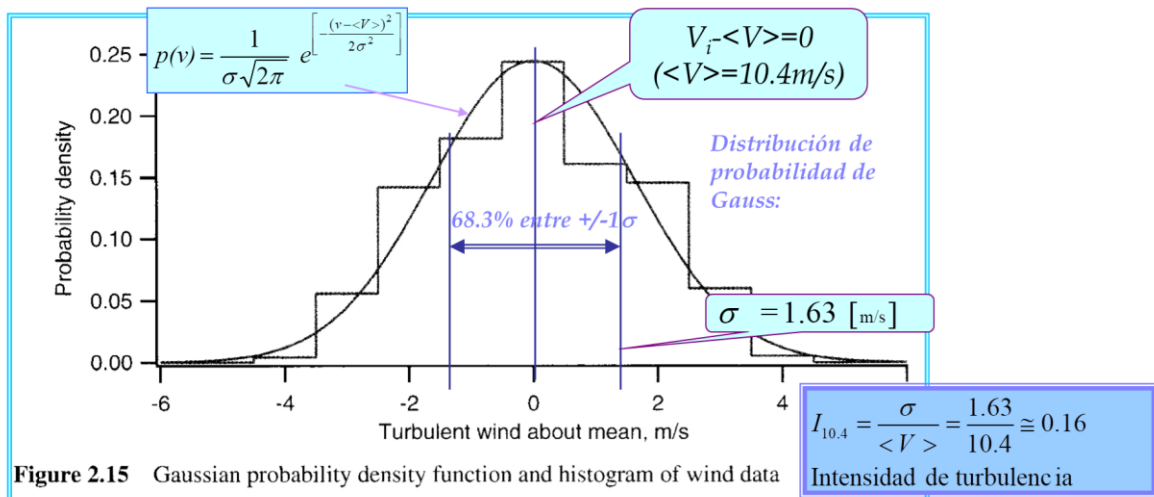


Figura 5: Distribución gaussiana de eventos de corto plazo de velocidad de viento (Manwell et al, 2002)

PARTES CONSTITUTIVAS Y SIMPLIFICACIONES EN EL CASO DE PTEs DE LA NORMATIVA IEC 61400-2

Las partes que comprende la IEC 61400-2 incluyen dos grandes secciones que se ocupan de la secuencia en que se concibe una PTE típicamente, iniciando con la especificación, documentación de diseño y luego los ensayos que determinan los resultados reales al construir la turbina:

A) Evaluación del diseño: Recoge los requisitos mecánicos y técnicos que permiten garantizar la seguridad de los sistemas estructurales, mecánicos, eléctricos y de control de un aerogenerador y se aplica en su diseño, fabricación, instalación y mantenimiento y en los procesos de gestión de la calidad, junto con una documentación apropiada y suficiente.

B) Ensayos de tipo: Las muestras de ensayo deben ser representativas del diseño, del tipo de aerogenerador o del componente. Deben utilizarse instrumentos calibrados y frecuencias de muestreo apropiadas. Debe presentarse un informe con una descripción completa de los métodos de ensayo, las condiciones de ensayo, las especificaciones de la máquina y los resultados de ensayo.

Evaluación del diseño y cargas estructurales: Debido a su menor tamaño y consiguiente menor costo, resulta mucho más sencillo el diseño en el caso de las máquinas de diámetro menor a 200 m² y se realizan una serie de simplificaciones en la parte de requerimientos de diseño:

- I.) Permite utilizar el SLM ó Simple Load Model, que son un conjunto de ecuaciones simplificadas con parámetros de seguridad amplios. (se puede utilizar una planilla de calculo)
- II.) Aunque se sigue permitiendo el modelo *AEROLASTIC* (de esfuerzos en respuesta a cambios en dirección y ráfagas) utilizado en la IEC61400-1, que es usado en grandes máquinas, el SLM permite prescindir del costoso software asociado.

Debido a la naturaleza del viento, las PTEs están expuestas a cargas estructurales altamente variables.

- Las cargas variables son más difíciles de modelar que las estáticas, porque los materiales sufren fatiga.
- El aire, que es el medio de trabajo, tiene baja densidad por lo cual la superficie a barrer requerida es comparativamente grande.
- Las dimensiones de los demás componentes están sujetas al tamaño barrido.

Tipos de Cargas contempladas por la Norma: I. Cargas de régimen Estacionario: Contempla las cargas aerodinámicas con viento uniforme (Figura 6) y las fuerzas centrífugas dependientes del tiempo, a RPM constantes.

• TIPOS DE CARGAS

I. CARGAS DE RÉGIMEN ESTACIONARIO

- CARGAS AERODINÁMICAS CON VIENTO UNIFORME
- FUERZAS CENTRIFUGAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO, A VELOCIDAD DE GIRO UNIFORME

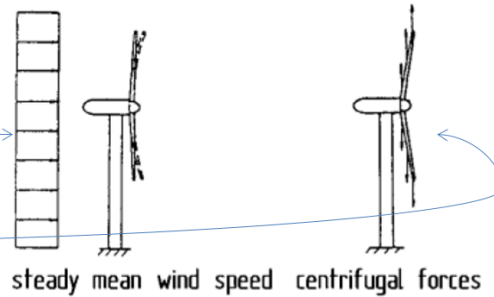


Figura 6: Cargas estacionarias en una PTE

II. Cargas de régimen no estacionario (Figura 7)

Son cargas cíclicas debido a flujo no uniforme debido a incremento del viento con la altura e interferencia con la torre, fuerzas inerciales debido al peso de las palas, efecto giroscópico en el giro azimutal del rotor. También contempla cargas no cíclicas, por turbulencia del viento y ráfagas que ocasionan cargas aleatorias y no-periódicas.

• TIPOS DE CARGAS

II. CARGAS DE RÉGIMEN NO ESTACIONARIO

- A) CARGAS CÍCLICAS DEBIDO A:**
- FLUJO NO UNIFORME DEBIDO A INCREMENTO DEL VIENTO CON LA ALTURA E INTERFERENCIA CON LA TORRE.
 - FUERZAS INERCIALES DEBIDO AL PESO DE LAS PALAS
 - EFECTO GIROSCÓPICO EN EL GIRO AZIMUTAL DEL ROTOR

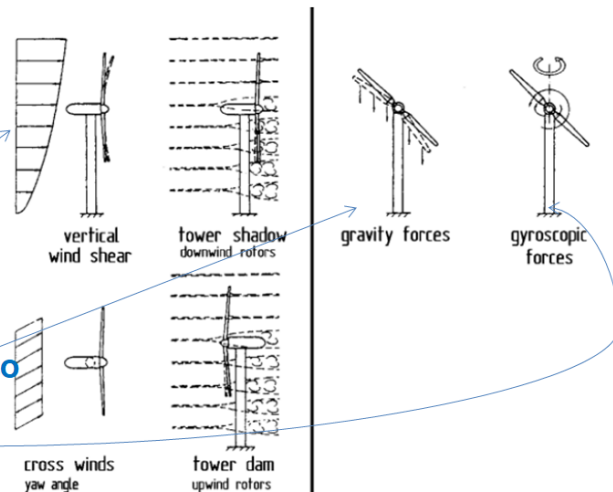


Figura 7: Cargas en régimen no estacionario en una PTE

En un sistema de coordenadas rotatorio (Figura 8), las fuerzas y momentos que actúan sobre las palas se resuelven en las siguientes componentes:

- a. Componente en sentido de la cuerda del perfil
 - b. Componente en sentido "Flap-wise" o de aleteo
- Respecto al plano de rotación
- a. Componente tangencial
 - b. Componente de empuje

VERIFICACIÓN DE DISEÑO EN IEC 61400-2

EN UN SISTEMA DE COORDENADAS ROTATORIO, LAS FUERZAS Y MOMENTOS QUE ACTÚAN SOBRE LAS PALAS SE RESUELVEN EN LAS SIGUIENTES COMPONENTES:

- A. COMPONENTE EN SENTIDO DE LA CUERDA (**CHORD-WISE**) DEL PERFIL
- B. COMPONENTE EN SENTIDO "FLAP-WISE" O DE ALETEO

CON RESPECTO AL PLANO DE ROTACIÓN

- A. COMPONENTE TANGENCIAL
- B. COMPONENTE DE EMPUJE

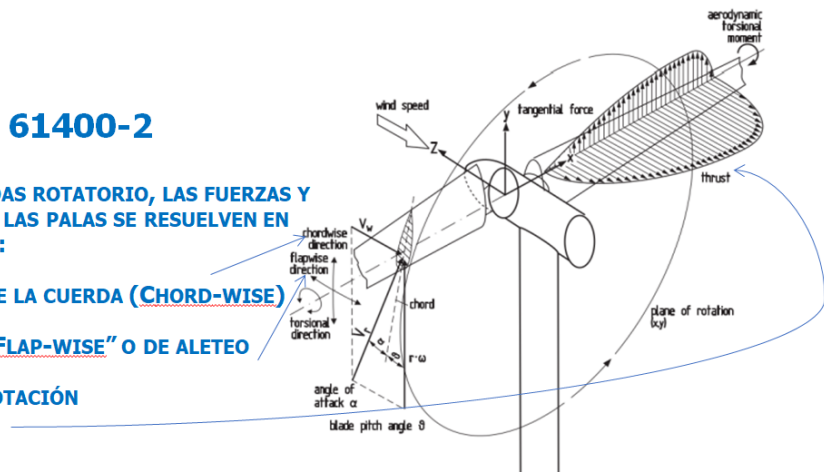


Figura 8: Componentes de Cargas en una PTE

Ensayos estructurales: La norma especifica una serie de ensayos de resistencia que deben realizarse en bancos de prueba adecuados, utilizando la secuencia de los cálculos previos y verificando la resistencia de los elementos, fundamentalmente las palas (Figura 9).

PARTE ENSAYOS PREVIOS EN IEC 61400-2

Ensayos e instrumentación en CIEMAT, España
Turbina Enair / 1.5 kW
(Octubre de 2018, Reunión REGEDIS)



Figura 9: Ensayos de Esfuerzos en una máquina ENAIR, realizados en el CIEMAT / España (2018)

Certificación y etiquetado: La certificación es un procedimiento mediante el cual un tercero otorga una garantía escrita (certificado) de que un pequeño aerogenerador está en conformidad con una o varias normas. El tercero que lleva a cabo la certificación se llama organismo de certificación o certificador y no puede tener ningún interés directo en el producto o servicio que certifica. El certificador puede realizar la inspección o contratar a otro organismo para que la haga.

En la IEC 61400-2 se contempla el etiquetado (Anexo M): A partir de la necesidad de los consumidores de PTEs de comparar fácilmente los diferentes productos disponibles en el mercado, se elabora una "Etiqueta de consumo" de para aerogeneradores de baja potencia. Permite tomar decisiones de compra a partir de información relevante de ensayos de métricas comparables con calidad certificada:

- curva potencia y de energía estimada (IEC 61400-12-1),
- indicador de durabilidad (IEC 61400-2),
- parámetros acústicos (IEC 61400-11).

NORMATIVA IEC 61400-12-1 PARA DETERMINACIÓN DE CURVA DE POTENCIA Y AEP

La Norma IEC 61400-12-1 agrupa como se indicó en la parte introductoria, los aspectos relativos a la medición de la producción real de las máquinas eólicas. Dicha norma especifica un procedimiento para medir las características de rendimiento de potencia P y una estimación de energía anual producida AEP. Para obtener la curva característica $P(V)$ del aerogenerador, donde V es la intensidad del viento [m/s], se evalúa la relación básica que existe entre la producción de potencia real de una máquina eólica y la intensidad del viento, que puede expresarse a través de la ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_{TS} V^3 \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \quad (2)$$

Donde:

ρ es la densidad del aire (nominalmente 1.225 kg/m³),

D es el diámetro del rotor del aerogenerador [m],

η_{TS} es el rendimiento del generador (habitualmente constante) y transmisión mecánica,

C_p el coeficiente aerodinámico adimensional de potencia del rotor (dependiente del viento y de la velocidad de giro),

V la intensidad del viento en [m/s]

P la potencia en W.

Además de la relación cúbica con la intensidad del viento, y suponiendo D y η constantes, la forma de la curva $P(V)$ depende sobre todo del coeficiente C_p y en forma no tan pronunciada de las variaciones de la densidad del aire (ρ) con temperatura (T) y presión atmosférica (B).

De acuerdo a (2) medición de la curva $P(V)$ deberá tomar en cuenta la intensidad del viento con un anemómetro, la potencia eléctrica producida y la temperatura y presión barométrica. Debido a las interferencias sobre la torre de medición meteorológica y sobre la torre del aerogenerador, se debe incluir un sensor de dirección de viento (Veleta), o si se utiliza un equipo RSD (por ejemplo LIDAR) se incorporarán directamente mediciones de intensidad y dirección a distintas alturas, pero con énfasis en la altura del Rotor. A su vez, considerando que el producto P por tiempo es equivalente a energía E , y que $P(t)$ no es conocida por ser aleatoria, debe recurrirse a un método estadístico para determinar asimismo una estimación anual de energía producida (conocida como AEP). El método estadístico que se utiliza para obtener la curva de potencia se denomina “método de los bins” y se ilustra brevemente en la Figura 10.

TEORÍA DE LA MEDICIÓN DE CURVA DE POTENCIA Y ENERGÍA PROMEDIO (AEP)

• La norma [IEC61400-12-1,2005] (y su actualización 2017, sección 9.2) requiere la utilización del **método de los bins** o casillas (sección 8.2), llevándose un registro de **completitud de la prueba** que difiere entre máquinas grandes y las incluidas en el Anexo H (pequeñas).

• Una vez tomados los promedios de velocidad de viento y potencia, el método estipula que se agrupen por software los resultados de viento normalizado y potencia (pares V_s, P_i) por cada bin i , de acuerdo a su valor de V_s , obteniendo dentro de cada bin (cuyo ancho habitual es de 1m/s) una cantidad n_i de pares V_{ij}, P_{ij} . El resultado de promediar los valores dentro de cada bin “ i ” produce un par, a través de las fórmulas:

$$V_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} V_{ij} \quad P_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} P_{ij}$$



Figura 10: Método de los bins para el ensayo de la curva de potencia en IEC 61400-12-1

Las características de viento a largo plazo difieren significativamente de las de corto plazo vistas en (Figura 4) y se suelen utilizar distribuciones de probabilidad específicas (Rayleigh o Weibull-ii) para evaluar el comportamiento del viento promedio en emplazamientos a lo largo por ejemplo de un año (Figura 11)

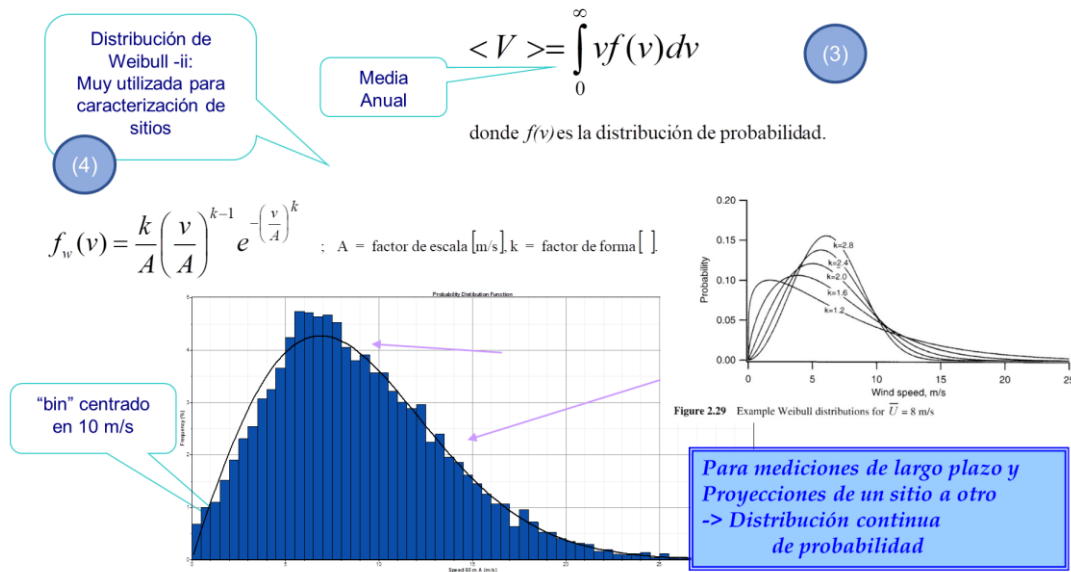


Figura 11: Distribución Weibull -ii de viento a largo plazo, caso de 1 año de mediciones en Puerto San Julián, Santa Cruz (González et al, 2016)

El cálculo de AEP se ilustra en la Figura 12 y está contemplado en la IEC61400-12-1, aquí se muestra para la versión anterior (2005) que utilizaba la distribución de Rayleigh, idéntica a Weibull con k=2.

CURVA DE POTENCIA Y ENERGÍA PROMEDIO (AEP) SEGÚN IEC 61400-12-1

En la norma IEC 61400-12-1, la AEP se trabaja utilizando una expresión simplificada, y la probabilidad acumulada que vimos como integral de $f(v)$ que para Rayleigh es:

$$F_R(v) = \int f_R(v) dv = 1 - e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\langle V \rangle}\right)^2} \quad (5)$$

Y se computa utilizando los "pares" $(V_i; P_i)$ del método de los bins considerando $N = N^\circ$ de bins, $N_b = 8760\text{hs}$, $V_{ave} = \langle V \rangle$:

con la expresión:

$$AEP = N_b \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right) \quad F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (6)$$

Figura 12: Calculo de AEP según la especificación de IEC 61400-12-1

El ensayo de duración especificado en la parte de Certificación y etiquetado puede realizarse con el mismo tipo de equipamiento que el requerido para la IEC 61400-12-1, con algunas modificaciones como por ejemplo la lectura requerida de las RPM.

Según se indicó previamente, la Ed. 2 de la norma IEC 61400-12-1 (2017) introduce modificaciones que hacen viable la utilización de equipos de sensado remoto (LiDAR por *Light Detection and Ranging*), lo cual abre un conjunto de posibilidades de desarrollo y potencial reducción de costo en los ensayos sobre todo en las máquinas de mayor tamaño. Existe un creciente número de equipos comerciales

aptos para este fin, que permiten detectar a gran altura el movimiento de aerosoles e inferir en forma muy precisa la velocidad y dirección de viento sin necesidad de torres de medición convencionales (Figura 13)

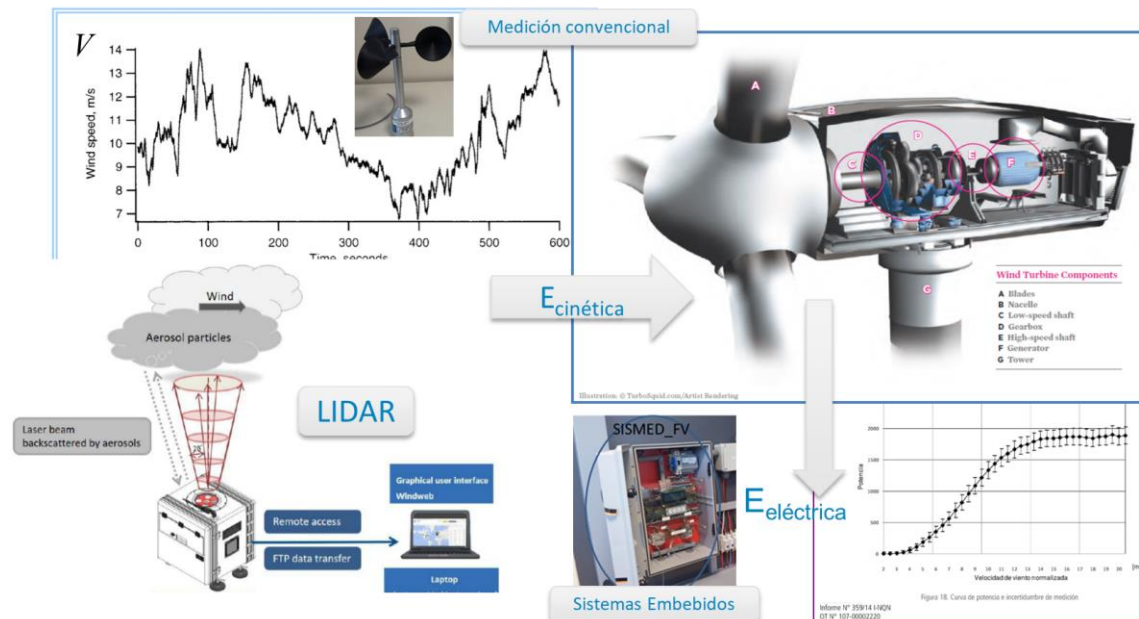


Figura 13: Combinación de la metodología LiDAR con medición de curva de potencia

NORMAS IEC 62257

Según se indicó en la introducción, las IEC 62257 se ocupan de los proyectos de Electrificación Rural (EIR) y proveen especificaciones técnicas a los actores (desarrolladores, implementadores de proyectos, instaladores), para la puesta en marcha de sistemas con:

- Tensión de AC menor a 500 V
- Tensión de CC menor a 750 V
- Potencia menor a 100 kVA

Si bien la EIR puede ser realizada a través de conexión a redes nacionales o regionales, la IEC 62257 se ocupa de los casos en que la red está demasiado lejana o los centros de demanda son demasiado pequeños para hacer que el acceso sea económico, y los sistemas autónomos son la mejor opción. El enfoque es de conjunto, con distintas partes enfocadas en la seguridad, la sostenibilidad y el menor costo en ciclo de vida posible para sistemas de energías renovables e híbridos aislados.

Partes 2-6 de soporte metodológico para implementación y gestión de proyectos:

Parte 2 – Requerimientos de rango de electrificación de sistemas.

Parte 3 – Desarrollo de proyecto.

Parte 4 Selección de sistema y diseño.

Parte 5 – Protección contra amenazas eléctricas.

Parte 6 – Aceptación, operación, Mantenimiento.

Partes 7-12 de especificaciones técnicas para sistemas individuales o agrupados, y sus componentes asociados.

Parte 7 : Generadores

Parte 7-1: Generadores FV,

Parte 7-3: Generadores Diesel

Parte 8-1: Baterías – casos especiales

Parte 9: Recomendaciones para pequeños sistemas de energía renovable (ER) y sistemas híbridos para electrificación rural.

Parte 9-1: Sistemas de microgeneración

- Parte 9-2: Microrredes
- Parte 9-3: Sistema integrado – Interfaz de usuario
- Parte 9-4: Sistema integrado – Detalles Instalación de cada usuario
- Parte 9-5: Sistema integrado – Selección de luminarias autónomas para electrificación rural
- Parte 9-6: Sistema integrado – Selección de sistemas fotovoltaicos de electrificación individuales (PV-IES)
- Parte 9-7: Sistema integrado – Detalles Instalación de cada usuario
- Parte 12-1: Luminarias para electrificación rural – selección y recomendaciones.

CONCLUSIONES

Se han podido presentar los aspectos más relevantes de la normativa IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) en lo relativo a sistemas eólicos en general incluyendo la reciente incorporación de Sensores Remotos (RSDs), los de baja potencia en particular y la normativa que rige los sistemas híbridos aislados basados en energía renovable para electrificación rural dentro del conjunto de normas IEC 62257. Lo extenso de la documentación deja afuera muchos detalles en el presente trabajo, aunque abre la posibilidad de continuar su expansión y estudio de aplicabilidad local.

REFERENCIAS

- Wood, D (2011) Small Wind Turbines - Analysis, Design, and Application - Springer V. 2011 - ISBN 978-1-84996-174-5
- IEC61400 (2021) Wind Turbine Standards <https://webstore.ansi.org/industry/energy/wind-turbine>
- IEC61400-1 v4 (2019) Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements. International Electrotechnical Commission, Geneva, Suiza. - <https://webstore.iec.ch/publication/26423>
- IEC61400-2 (2013) Wind turbines - Part 2: Small Wind turbines. International Electrotechnical Commission - <https://webstore.iec.ch/publication/5433>
- IEC61400-12-1 (2017). Wind Turbines –Part 12-1 Power Performance Measurements of electricity producing wind turbines –Ed.2 – International Standard 61400-12-1, IEC (International Electrotechnical Commission). - <https://webstore.iec.ch/publication/26603>
- UNE-EN 61400-12-1 (2018) Aerogeneradores. Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0060188>
- Ageze et al (2017) Wind Turbine Aeroelastic Modeling: Basics and Cutting Edge Trends, International Journal of Aerospace Engineering: <https://www.hindawi.com/journals/ijae/2017/5263897/>
- Oliva, R. (2012) Estación Meteorológica de Construcción Modular Orientada a la Prospección Eólica en Argentina, Tesis - Maestría en ER, Un.Nac. de Salta (defensa 10-2014).
- Gonzalez J , Oliva R, Cárdenas G, Cortez N (2016) Mediciones de intensidad y dirección de viento en dos emplazamientos de Puerto San Julian, Acta de la XXXIX Reunión de ASADES Vol. 4, pp. 06.127-06.138, 2016 ISBN 978-987-29873-0-5
- Zappa A, Oliva R, Duzdevich J, Martín G. (2013) Evaluación de curva de potencia en plataforma de ensayo para aerogeneradores de baja potencia, Actas de Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente - Vol. 1, pp. 06.89-06.98, 2013. ISBN 978-987-29873-0-5
- Manwell et al (2002) Manwel J., McGowan J., Rogers A., "Wind Energy Explained" Ed Wiley & Sons ISBN 13: 978-0-471-49972-5 (H/B)

ABSTRACT: This work presents relevant aspects of the IEC standards relating to wind turbine systems in their design and testing, with emphasis in low power systems (IEC 61400-2) and also the possibility of using (in latest IEC61400-12-1, ed 2017) LIDAR or other RSD (Remote Sensing Devices) to simplify wind measurements in case of power curve or AEP estimation. Also assessed are the rural electrification standards collectively known as the IEC 62257 standards, with emphasis in renewable energy deployment for isolated systems.

KEYWORDS: Wind energy. IEC Standards. Design and Test. Rural Electrification