



**Unidad Ejecutora:**

Departamento de Ingeniería e Investigaciones Tecnológicas

**Título del proyecto de investigación:**

Estudio del Recurso Eólico en el Partido de La Matanza

**Código del proyecto:**

C2-ING-033

**Programa de acreditación:**

CyTMa2

**Director del proyecto:**

Dr. Pablo Gabriel Provenzano

**Co-Director del proyecto:**

Lic. Luis Alberto Fernández

**Integrantes del equipo:**

Ing. Luis Enrique Fauroux

Alumno Gustavo Gabriel Castellano

**Fecha de inicio:**

01/01/ 2016

**Fecha de finalización:**

31/12/ 2017

**Informe final**

## Resumen

El recurso eólico en el área urbana del Partido de La Matanza ha sido analizado mediante los registros mensuales de velocidad y dirección en intervalos de cinco minutos, que se extendieron a veintinueve meses. Las medidas de posición y dispersión obtenidas muestran una primera aproximación de las características del viento. El procesamiento de esos datos en histogramas de frecuencias amplió la descripción. Se completó este trabajo con el empleo de funciones continuas de distribución de probabilidad y resultaron útiles la confección de diagramas de rosa para cada mes donde se muestran la frecuencia de distintos intervalos de velocidad en función de las distintas direcciones, agrupadas en dieciséis puntos cardinales. Se encontró que la calidad del recurso, debajo del estándar necesario para la utilidad que se persigue y sumado al 10 por ciento de horas de calmas, muestra un panorama poco alentador para la explotación con fines eléctricos.

El estudio del rendimiento de un aerogenerador de 20kW de potencia nominal operando con las condiciones eólicas halladas arrojó indica que la máquina trabaja en una zona de la curva alejada de la potencia nominal, con una producción irregular y notoriamente menor a su rendimiento máximo. El cálculo de rentabilidad refleja la cuestión meteorológica, hallando un índice bajo el mínimo aceptable. Sin embargo se estudió la ecuación económica introduciendo un parámetro prácticamente desestimado: el costo de reparación ambiental por emisión de CO<sub>2</sub> generado por kWh, hallando que este índice de rentabilidad progresa sensiblemente hacia valores aceptables, aunque sin llegar a una condición de rentabilidad aceptable.

Se analizó, como último punto, el caso español, que llegó al cuarto puesto en el ranking mundial eólico, y el argentino, con mínimas concreciones en esta materia, encontrando conclusiones interesantes sobre la política implementada por cada país en el desarrollo de la industria del viento.

*Palabras-clave:* eólica, probabilidad, aerogenerador, rentabilidad

### 1. Memoria descriptiva

Se han desarrollado las actividades de la segunda etapa del proyecto que junto con las tareas de la primera etapa (ya informadas) completan su totalidad. Las tareas se realizaron de forma satisfactoria, manteniendo la consecución cronológica. Esta etapa se ha ido concretando sin mayores inconvenientes. La base de datos se incrementó permanentemente con los datos de velocidad y dirección del viento, medidos por la estación meteorológica en intervalos de cinco minutos, en los meses sucesivos hasta noviembre del año 2017 y el ordenamiento y procesamiento de los mismos en histogramas de frecuencia y distribución de probabilidades continua ha sido una actividad ininterrumpida efectuada sobre la misma marcha de cada mes con el objetivo de extender a veintinueve meses la información meteorológica que, en la primer etapa, se restringía a los primeros dieciséis meses. Se registraron algunos inconvenientes debido a que la veleta de la estación meteorológica permaneció fija en una dirección durante algunas horas o pocos días, en los meses de diciembre del 2016, y febrero del 2017. Estos inconvenientes menores no generaron problemas y se pudo trabajar normalmente.

Se ha evaluado la performance de una turbina de 20 kW operando en las condiciones de viento encontradas en el análisis del recurso en esta área urbana de forma satisfactoria. El modelo ANE de aerogenerador elegido, de origen chino, presenta algunas ventajas respecto de sus pares de otras marcas y origen, como la baja velocidad de arranque. Se eligió, además, por la posibilidad de obtener información de precios de la máquina como de aranceles por transporte, destacando que de las más de diez firmas fabricantes de eólicos, esta firma china ha respondido a la solicitud vía e-mail de lista de precios de los modelos y partes componentes, respuesta que no llegó desde las firmas europeas.

Habiendo concretado las actividades para definir la performance de la máquina y obtener la evaluación técnica, surgió una demora en la espera de recepción del detalle sobre costos

por parte de estas últimas firmas que generó un cierto atraso en la consecución de las tareas de la evaluación económica, pero que fue superado satisfactoriamente al obtener respuesta desde la empresa china de aerogeneradores. Vale destacar la atención rápida de esta firma a nuestra solicitud.

Desde la recepción del listado con los precios y otros costos, la etapa de evaluación económica y luego la inclusión en el algoritmo de costo- beneficio del parámetro ambiental se realizaron sin inconvenientes.

El último tema, referido al estudio comparativo del desarrollo histórico de la industria eólica en la Argentina y en España derivó esta investigación a un análisis histórico, apartado de la cuestión técnico-económica pero igualmente enriquecedora, tratando de indagar en las raíces del desarrollo pobre que nuestro país ha mostrado y muestra en esta fuente, de tanta relevancia mundial en vistas de la situación climática derivada de siglos donde se viene quemando combustibles fósiles para motorizar la actividad humana en todas sus aristas. El análisis comparativo con el Reino de España ha sido acertado puesto que esa nación, comenzando su tradición eólica en los mismos tiempos que nuestro país ha llegado, sin embargo, a ostentar el cuarto puesto en el ranking mundial eólico y es un ejemplo que sirve como cuadrante en la vía iniciar el camino de las formas limpias de generar energía.

Todas las actividades propuestas en el GANTT han sido cubiertas de forma completa. El ítem referido al análisis de obstáculos e índice de rugosidad en superficie se abordó con el empleo de tablas de índice de rugosidad que definen una escala en función del relieve más o menos llano del sector geográfico en estudio.

El alumno integrante del equipo de investigación continuó mostrando predisposición y su desempeño en las tareas asignadas ha resultado satisfactorio, manifestando interés en el aprendizaje de los conceptos y técnicas inherentes al estudio del fluido en movimiento. Ha colaborado en las tareas de catalogación de turbinas eólicas y de determinación del relieve y su influencia en el área estudiada. Muestra un manejo adecuado de programas de representación gráfica que han contribuido a las labores asignadas al equipo.

Los integrantes graduados continuaron mostrando un desempeño adecuado en las actividades desarrolladas, realizando la recopilación de datos meteorológicos, compilación y conformación de la base de datos, construcción de diagramas de frecuencias y aplicación de conocimientos formales de Análisis Matemático y de herramientas computacionales necesarios para el procesamiento de los datos sensados.

#### 1.1- *Tareas de difusión de resultados.*

Se ha presentado un trabajo en el III Congreso Nacional de Ciencia y Tecnología Ambiental, realizado en la Ciudad de Santa Fé, entre los días 31 de julio y 3 de agosto de 2017. El trabajo ha sido expuesto en el sector C: Sociedad y economía ambiental y ecológica. El director del Proyecto y designado para viajar al Congreso ha sido invitado por el Comité Científico del Congreso a participar en carácter de moderador en una de las sesiones del mismo.

Ha sido presentado un trabajo en el V Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica, realizado en la Ciudad de Santiago del Estero, entre los días 5 y 7 de octubre de 2016. El trabajo ha sido publicado en el *Proceeding* del Congreso y reúne una parte de los aspectos analizados durante la primera etapa de este trabajo (informado en Informe de Avance).

Participación en el programa 'Entre Tanta Gente' en entrevista con el conductor Jorge Chamorro, sobre la realidad climática actual y las energías renovables. Programa emitido por radio universidad, la radio de la Universidad Nacional de La Matanza (FM 89.1 MHz) el día 28 de diciembre de 2017 en el espacio de 17.15 hs a 18 hs.

Participación en el programa 'La Huella Ecológica', desarrollando el tema *Cambio Climático*, programa emitido por Ciudad UNM Radio, la radio de la Universidad Nacional de Moreno FM 88.7 MHz, el día 16 de noviembre de 2017 en el espacio de 16 hs a 17 hs.

Participación en el 1° Foro de Docentes- Investigadores de la Universidad Nacional de La Matanza, como asistente, el día 14 de noviembre de 2017.

Participación en la presentación del Programa UnIIR: 'El desafío de unir la Universidad con el entorno social y productivo', coordinado por la Secretaría de Ciencia y Tecnología y la Secretaría de Extensión Universitaria de la Universidad Nacional de La Matanza, el día 6 de junio de 2017.

### *1.2- Otros temas relacionados al área Investigación.*

Categoría III (Investigación) asignada por la Comisión Regional Metropolitana de Categorización- Universidad Nacional de San Martín - 7 de noviembre de 2017.

Participación en el Seminario Internacional 'Prácticas, experiencias y estrategias en Ciencia Abierta en Iberoamérica', MINCyT- Presidencia de La Nación. Asistente - Centro Cultural de la Ciencia – C.A.B.A., 31 de mayo al 2 de junio de 2017

Participación en las II Jornadas de Investigación Interdepartamental, realizadas en la Sede de UNLaM, el 19 de mayo de 2016, formando parte de una de las mesas de trabajo para la formulación de pautas y estrategias de investigación y difusión de resultados (informado en Informe de Avance).

Evaluación de proyectos de Escuelas Técnicas del Nivel Medio –Dirección General de Educación de la Provincia de Buenos Aires - 6 de septiembre de 2017

## **2. Informe**

Se ha elegido el estudio del recurso eólico en el área urbana donde se emplaza la Universidad Nacional de La Matanza. Este estudio se encuadra dentro de la problemática global del Cambio Climático (tema de agenda permanente en todo foro de carácter científico, gubernamental, climático-ambiental, ecológico y de preservación de la biodiversidad, jurídico y filosófico durante los últimos treinta años debido al creciente deterioro ambiental, en escala mundial) como forma de responder y contribuir desde nuestro espacio a la demanda que surge desde esos Foros Internacionales (La Rábida, Kioto) y que ha sido reafirmada y reemitida con carácter de exhorto a la Comunidad Internacional, y suscripta por la gran mayoría de los países que la integran, en la Cumbre de Cambio Climático realizada en la Ciudad de París, durante el año 2015.

El estudio de las características del viento en esta zona permitirá formular una conclusión acerca de las posibilidades de su explotación para la obtención de energía eléctrica limpia, es decir, sin emisión de gases que provocan el Efecto Invernadero y por otra parte, ponderar la importancia de incluir parámetros ambientales (como el factor de emisión) en el análisis de factibilidad y en la ecuación económica todo proyecto de generación de energía.

### *2.1- Definición del problema.*

La información sobre el clima y, en especial, sobre tendencias de las variables climáticas en distintas regiones del mundo (temperatura, pluviometría, índice de radiación solar) viene ocupando los titulares en primera plana desde hace algunas décadas, y es tema de investigación a nivel mundial ante la evidencia de cambios paulatinos que se están generando de modo más pronunciado y frecuente, desde las últimas cuatro décadas. Estos cambios conducen a un deterioro progresivo del hábitat, que viene afectando a la diversidad de ecosistemas continentales y marítimos como a comunidades poblacionales enteras. La causa de esta degradación es bien determinada y deriva en cierto retardo de la capacidad de la atmósfera terrestre en emitir calor acumulado durante las horas diurnas, hacia el espacio. Se trata, concretamente, de un retardo de esa emisión que implica una mayor permanencia de energía térmica en la atmósfera por efecto de gases como el CO<sub>2</sub> y metano, conocidos como gases de efecto invernadero.

El contenido de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, estable en 280 ppm durante, aproximadamente, los últimos veinte mil años, como indican las muestras de hielo extraídas de la Calota Antártica y del Mar Ártico [1,2], observa un incremento lento y progresivo desde el inicio de la Era Industrial (principios del siglo XVIII) en el nivel de CO<sub>2</sub> atmosférico como consecuencia de la combustión de vectores fósiles en escala industrial desde el siglo XVIII. La acumulación progresivamente creciente de estos gases, con un incremento sostenido durante el siglo XX, ha generado como resultado hacia el año 2008 una concentración de CO<sub>2</sub> de 380 ppm (un 35 por ciento mayor al valor estable anterior al inicio de la Revolución Industrial) [1].

La temperatura promedio planetaria, debido a este proceso, muestra un incremento 0,7 grados centígrados entre los años 1900 y 2000, llegando la temperatura global a su punto más cálido de los últimos 12000 años. Una proyección al año 2050 indica que este índice se encontrará en el orden de 440 a 500 ppm si continúa esta tendencia [2].

El panorama expuesto explica el aumento de la temperatura planetaria durante la última centuria y exige la aplicación de acciones inmediatas, de índole comunitario como institucional e internacional para lograr la mayor eficacia en el alcance de metas como la estabilización de la concentración de CO<sub>2</sub> en 550 ppm en las próximas décadas [3].

La problemática afecta íntegramente a todo el planeta, sin excepción, sin embargo los planes, propuestas y vías de acción desarrollados desde distintos ámbitos hasta el presente parecen ser insuficientes en la efectividad y difusión requeridos para la reducción del efecto invernadero.

Procesos críticos en la emisión de CO<sub>2</sub> son la generación eléctrica y de combustión interna en motores y máquinas térmicas debido al consumo de elementos fósiles. Por lo tanto, la minimización de uso de los fósiles es una vía para contribuir a los objetivos de reducción del efecto.

Las tecnologías de emisión cero son una realidad y están probadas en países como Alemania, España, Estados Unidos, La India y Japón, quienes lideran en generación eléctrica mediante aplicación de estas formas no convencionales [4]. Estas tecnologías resultan efectivas en la reparación del daño ambiental generado y dentro de ellas se enlista la explotación del viento como el vector energético no convencional de mayor aplicación en el mundo actual. Estas alternativas deben ser implementadas de manera progresiva para la generación de energía eléctrica, motriz, térmica, etc., y su implementación requiere identificar previamente la calidad del viento en un área geográfica determinada [4].

## *2.2- Justificación del estudio.*

Las Reuniones y Foros de carácter internacional, por una parte, desde el Manifiesto de Basilea (1989), la Declaración de La Rábida y el Protocolo de Kioto (1997), Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (y toda otra forma de expresión y difusión de esta problemática) coinciden en la disposición y efectivización inmediata de acciones de concientización y tendientes a disminuir el daño ambiental generado y proclaman que ellas deben implementarse en todos los niveles, desde legislación y programas emanados de la esfera gubernamental hasta acciones de carácter comunal e individual, indicando que todas ellas contribuyen, cada una en su medida, al saneamiento del entorno natural y la suma de todas esas acciones resultan paliativas de este síndrome sin fronteras. Se trata de un problema de escala planetaria, que concierne a todos los habitantes, que puede controlarse y que requiere atención inmediata puesto que las consecuencias negativas ya se perciben en distintos puntos del La Tierra.

Las Universidades constituyen un ámbito ideal para el tratamiento de este tema como entidades que reúnen las condiciones adecuadas para ese fin: recursos académicos, tecnológicos, financieros y edilicios.

Constituyen también canales para la difusión y concientización de la complejidad de este tema, severidad y posibles acciones a realizar en todos los niveles.

Nuestra Provincia, por otra parte, posee dos condiciones que la relacionan directamente con este tema: un conjunto importante de polos industriales, centrales termoeléctricas y conglomerados humanos, emisores de gases de efecto invernadero, el mayor de ellos, diseminado en el área de la Ciudad de Buenos Aires y el Conurbano Bonaerense, ubicados ambos en el sector nordeste de la Provincia, y un recurso eólico calificado en el área de las ciudades de Bahía Blanca, Punta Alta, Corti, Pehuen-Co, en Tandil y en las localidades de Mayor Buratovich, Darregueira, Claromecó [5]. Esta referencia es indicadora del potencial del recurso en nuestra Provincia.

El potencial en los partidos del noreste (incluyendo el área Metropolitana) y norte de la Provincia ha sido menos evaluado pues si bien la intensidad de vientos mayor se registra en su región sur y en la costa marítima sur, el conglomerado urbano y fabril que representan la Ciudad de Buenos Aires y el conurbano constituye un centro de emisión importante dentro del territorio provincial y nacional y la posibilidad de explotación de energías renovables en este sector geográfico no debería ser desestimado, básicamente porque introduce, además, un tema de ahorro de costos en tendido de redes eléctricas y de pérdidas propias de la conducción de electricidad a distancia.

Las perspectivas de desarrollo del proyecto son positivas debido a que se cuenta con el dispositivo principal que es la estación meteorológica ya instalada y en funcionamiento y un equipo de integrantes con conocimientos adecuados en temas ambientales y en energía.

### *2.3- Limitaciones*

El equipo meteorológico ha funcionado sin mayores inconvenientes durante el periodo de estudio, aunque se produjo un periodo de algunos días donde la veleta no registraba giro permaneciendo fija en una dirección. Esto sucedió en algunos días de diciembre del 2016 y en febrero del 2017. Esta situación no generó mayor inconveniente pues el anemómetro permaneció activo y enviando datos al sistema informático y la dirección del viento se completó en función de registros de los mismos meses pertenecientes a los años 2015 y 2017.

El equipo de investigación ha trabajado en acuerdo con las tareas a realizar y cumpliendo las mismas sin mayores dificultades hasta el momento.

El integrante alumno ha manifestado disponer de menor tiempo por haber comenzado a trabajar en una empresa familiar, sin embargo ha cumplido con las tareas encomendadas de manera eficiente.

Un tema que ocasionó cierto retraso en la actividad y en el cronograma ha sido la falta de respuesta de la mayoría de empresas fabricantes de molinos de viento, que enviaron en varios casos consultados, la data técnica del aparato pero sin remitir precios del mismo como tampoco de despacho en puerto ni costos inherentes a la operación de compra y despacho desde origen. Se logró conseguir esa información de una firma de origen chino, a mediados del año pasado y se pudo continuar y retomar el cronograma de actividades sin dificultades.

El incremento de costos de materiales, pasajes, estadía en alojamiento e inscripción a Congresos ha sido otro tema que generó incertidumbre en el transcurso del año 2017, pero se ha podido desarrollar las tareas y actividades sin necesidad de solicitar fondos adicionales.

### *2.4- Alcances del Trabajo*

El estudio de las características del viento en función de su valoración como recurso energético no contaminante en un área determinada adquiere cada vez más relevancia debido a las manifestaciones evidentes y crecientes del fenómeno de Cambio Climático.

Durante el año 2015 la Comunidad Científica, junto con representantes de los distintos Organismos Gubernamentales de gran parte de las Naciones del Mundo y representantes del ámbito religioso, social y ambientalista han asistido al Foro sobre Cambio Climático en la ciudad de París y la gran mayoría de esos países han suscripto a las conclusiones y exhortos que de él emanaron. Se exigen acciones en todos los niveles sociales e institucionales y en sintonía con estas demandas se desarrolla el trabajo de investigación, con los recursos disponibles, desde la Universidad, que configura un ámbito con un conjunto de condiciones necesarias para responder a esta demanda.

Una acción en ese sentido es el estudio de la fuente eólica (es este caso) en un lugar geográfico determinado como herramienta de investigación y respuesta las demandas actuales de energías limpias y medioambiente sano. Independientemente de los resultados que se encuentren (en el caso estudiado el recurso resulta insuficiente) hay un rédito permanente de todo estudio de esta clase, ese rédito no siempre se relaciona con la renta o la ecuación económica, se relaciona con la ecuación ecológica, social, educacional. Cerrando el cronograma del Proyecto se cuenta con información de las características del viento en este lugar que aporta al conocimiento local, se ha encontrado que si bien el índice de rentabilidad (como consecuencia del recurso) es desfavorable a la inversión, si se analiza este aspecto desde la rentabilidad económica, exclusivamente, cuando se incluye la cuota ambiental en el cálculo, esta rentabilidad se aproxima a ese mínimo aceptable. Y esto constituye un *haber* a favor de las formas renovables.

El análisis comparativo entre la Argentina y España ha resultado de utilidad puesto que muestra los caminos y las determinaciones que ambos países han desarrollado en esta materia durante las últimas dos décadas. Se destaca el caso español por la determinación y continuidad de criterios aplicados llevando a esa nación a ocupar un puesto entre las cinco más desarrolladas del Mundo en la cuestión energética sin impacto por emisión de gases.

Algunos resultados se presentaron en dos Congresos y se ha participado en dos programas radiales, en entrevista, donde se expusieron aspectos de los temas abordados en este Proyecto de Investigación, en el contexto del Cambio Climático, con el propósito de contribuir al conocimiento y difusión de este problema complejo que se conoce por su nombre pero cuyo significado e implicancias resulta, muy probablemente, menos conocido para las personas que no están relacionadas directamente con estos temas.

Se persigue, de este modo, el objetivo de difundir la toma de conciencia y la adquisición de acciones domésticas simples con el fin de contribuir desde este lugar a intentar revertir lentamente conductas y hábitos relacionados con la contaminación desbordada del medioambiente.

Por otra parte, la introducción del alumno integrante del equipo en el área investigación y una reunión destinada a la comunidad universitaria y externa, prevista para el mes de abril, donde se expondrán aspectos fundamentales del trabajo realizado en esta Casa se agregan a las tareas de formación y difusión propuestas.

### **3. Objetivos**

#### *3.1- General*

- Colaborar en la difusión de la problemática ambiental como medida prioritaria establecida en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, de la cual La Argentina es miembro participante.
- Evaluar la factibilidad, desde el ámbito de la investigación, de la explotación de una fuente renovable que contribuya a disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.
- Incluir variables ambientales en el estudio de factibilidad de un proyecto de generación energética.

### 3.2- Específicos

- Evaluar la calidad del recurso eólico en área urbana del Partido de La Matanza como elemento de base para posibles acciones en la reducción de emisión de gases, desde el ámbito de las energías renovables.
- Evaluar la performance técnica de una turbina eólica industrial con el recurso disponible en esta área
- Realizar un estudio de rentabilidad para determinar la factibilidad del emprendimiento.
- Contribuir a la difusión y concientización en la comunidad en general acerca de la urgencia en la reversión de estos procesos causales de los cambios ambientales.

### 3.3- Hipótesis

Se establece un valor homogéneo de captación de la energía eólica del 45 por ciento sobre el total de energía disponible cuando la velocidad del viento sea, como mínimo, la de potencia nominal del eólico.

Se considera la velocidad promedio del viento en cada lapso de tiempo en que se divide el día de 24 horas, incluyendo también a la mediana como medida de posición.

Cada obstáculo presente en la vecindad de la estación meteorológica tiene la forma del cuerpo geométrico regular más parecido al obstáculo, para la determinación de la rugosidad topográfica del lugar.

Se consideran sistemas de emisión cero a la generación de electricidad mediante turbinas eólicas.

El posible impacto del aerogenerador (nivel de ruido, alteración puntual del espacio de vuelo de aves del lugar) es desestimado.

El viento se supondrá un fluido homogéneo y libre de partículas, polvo, etc. para el cálculo de la energía cinética captada por la turbina eólica.

La turbina eólica no es afectada por factores como lluvia, granizada u otro evento meteorológico que pudiera generar un retraso en su respuesta-

Se desestima toda variable monetaria o financiera que pueda interferir en las condiciones del plazo fijo bancario durante el periodo de colocación del capital a interés bancario



## 4. Desarrollo

### SECCIÓN I: Desarrollo de diagramas de posicionamiento, histogramas de frecuencias y cartas de viento.

#### *Introducción*

Las tareas desarrolladas en esta sección constituyen la continuación de las realizadas en la primera etapa, ya presentadas en el Informe de Avance a principios del año 2017. La base de datos de las variables del viento estudiadas para el estudio del potencial energético de la fuente eólica en este sector del Conurbano Bonaerense se ha ido ampliando con la inclusión del registro de los doce meses posteriores, extendiendo a 29 meses el registro y la compilación de datos sensados. Si bien la descripción del recurso con los registros obtenidos en un solo año permite inferir, por ejemplo, variables de posición con una confianza del 90 por ciento, la información lograda con un registro continuo extendido a 3 años podría ser considerada como una buena estimación de los valores medios esperados [1,2].

La inclusión de doce meses de registros meteorológicos conduce a una mayor certidumbre de las conclusiones acerca del alcance de la fuente renovable como vector energético. La meta está fijada en este punto. Se cuenta ahora con esta nueva masa de datos para proceder al recálculo de los descriptores de posición y dispersión como condición primera en la obtención de un panorama más completo sobre las particularidades que observa el viento en esta locación.

La organización del nuevo caudal de datos en histogramas de frecuencia junto con su procesamiento mediante herramientas de Estadística Descriptiva en función de establecer los perfiles de velocidad, periodos de calmas y direcciones de predominio del viento conlleva el mismo esquema aplicado en la primera etapa del trabajo. Los histogramas confeccionados para cada mes permiten una visualización simultánea de las variables analizadas ofreciendo una descripción *a priori* del viento como potencial en las distintas épocas del año y en función de las particularidades del relieve urbano que caracteriza el área geográfica en estudio [3,4].

Se extendieron estos procedimientos a la diagramación de gráficas que incluyen las direcciones de los vientos y los distintos rangos de velocidad que asume en cada dirección generando una visión rápida y global del recurso en cada mes del año.

Se completa la descripción con el modelado de las distribuciones mensuales de frecuencias de velocidad mediante empleo de la función de densidad de *Weibull* [5].

#### *Objetivos*

- Lograr una mayor aproximación en la descripción del recurso del lugar.
- Proveer de elementos para analizar las posibilidades de explotación del viento en este área urbano-industrial del Gran Buenos Aires.

#### *Materiales y Métodos*

##### *1) Características del viento como variable meteorológica*

Los datos de velocidad del viento y dirección constituyen el material para la evaluación del recurso eólico. Se cuenta para ello con la estación meteorológica instalada y en funcionamiento, en la azotea de los laboratorios de la Universidad, a una altura de quince metros sobre el nivel del suelo.

La estación, marca *Pegasus*, provee esta información con una frecuencia previamente determinada, ajustando el intervalo de toma de datos a cinco minutos, lo cual ha introducido continuidad en la información colectada. Se efectuó el registro de velocidad y dirección de viento continuamente, desde el mes de noviembre del año 2016 hasta noviembre del 2017 y se adjuntaron estos registros al banco de datos. Estos han sido incorporados al banco al finalizar cada mes generando un ingreso continuo de información nueva.

Los datos de velocidad colectados por la estación meteorológica y registrados en el banco de datos han sido agrupados en intervalos de clase para cada mes, desde julio de 2015 hasta noviembre de 2017. Este agrupamiento se empleó en la confección de histogramas de frecuencia, que muestran la recurrencia de cada rango de velocidad durante el mes en estudio, conformando un arreglo discreto (por rangos de velocidad). No obstante, resultó más conveniente ordenar estos datos mediante un modelo continuo para determinar una densidad de distribución en periodos de tiempo mensuales. Se ha elegido para ello la función de densidad de *Weibull*, que depende de dos parámetros (siendo más versátil para modelar la distribución de frecuencias de la velocidad del viento) y se obtuvo una curva de probabilidad por cada mes.

Una organización similar ha sido operada con la información de dirección del viento, dividiendo los 360 grados que incluyen a todas las direcciones posibles en dieciséis direcciones de predominio (como intervalos de clase).

Se estimaron los parámetros de posición y dispersión horaria, diaria y mensual que dan argumento al conjunto de datos a analizar. La media aritmética ha sido empleada como medida de posición en los intervalos de clase y la esperanza matemática en el tratamiento de distribución de probabilidades. La estimación de la mediana agregó información sobre la existencia y posible afectación de puntos aislados y sesgo. La moda resultó de utilidad en la interpretación de las cualidades del viento. Las medidas de dispersión permitieron ajustar la variabilidad del viento en cada periodo de tiempo analizado.

Los histogramas junto con las expresiones (1) y (2) se emplearon elaborar la curva de distribución de probabilidad de *Weibull*, de forma acampanada, con sesgo. Se aplicó para ello el criterio diferencial cuya integración da como resultado la acumulación total de probabilidades:

$$F(v) = \int_0^v f(v) dv \quad (1)$$

La *Distribución de Weibull* da un ajuste aceptable para las frecuencias de velocidad, permite obtener información sobre frecuencias acumuladas a partir o hasta determinado valor de velocidad [1]. La función de probabilidad tiene la forma:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

(donde  $k$  y  $c$  son parámetros de la distribución).

El índice de rugosidad se ha estimado en valor mayor a 2, correspondiente al relieve irregular urbano con alturas de distintas de edificación en conjunción con espacios más llanos [5].

El modelado de esta distribución ha sido realizado para cada mes en estudio, partiendo de los histogramas de frecuencias de velocidad del viento en cada mes, en el periodo noviembre de 2016 a noviembre de 2017. Los parámetros  $k$  y  $c$ , se obtuvieron aplicando un ajuste lineal con el Método de Mínimos Cuadrados.

El periodo de calmas y su duración ha sido analizado de modo similar. El rango de velocidades de cero a 1 m/s, se consideró dentro del volumen de datos no útiles para el accionamiento de la turbina eólica, su peso relativo ha sido contemplado en la formulación de conclusiones sobre las características de esta fuente de energía

## Resultados

### a) Primera aproximación a las características del recurso

Se presentan en las siguientes tablas los resultados de cada actividad desarrollada en esta segunda parte de la investigación, que se agregaron a los informados en la primera etapa. Se estimaron, para una primera aproximación a las características del recurso, las medidas de posición y dispersión diaria y mensual durante el periodo noviembre de 2016 a noviembre de 2017. En la tabla 1.1 se exponen los valores estimados mensuales y del periodo total de estas medidas y en la figura 1.1, la variación de la media aritmética mensual durante todo el periodo de registro:

Tabla 1.1: Medidas de posición y dispersión estimadas para cada mes y total del periodo

Mes	Promedio [m/s]	Mediana [m/s]	Desviación std [m/s]	Coefficiente de variación [%]
Julio 2015	2,68	2,61	1,29	48,50
Agosto 2015	3,26	3,05	1,67	51,23
Septiembre 2015	3,41	2,97	1,91	56,01
Octubre 2015	3,76	3,75	1,50	39,68
Noviembre 2015	3,29	3,28	1,41	42,86
Diciembre 2015	3,15	3,05	1,31	41,59
Enero 2016	3,58	3,50	1,51	42,18
Febrero 2016	3,07	3,03	1,35	43,98
Marzo 2016	3,11	2,88	1,57	50,48
Abril 2016	3,29	3,08	1,63	50,00
Mayo 2016	2,68	2,64	1,30	48,51
Junio 2016	2,50	2,19	1,48	59,20
Julio 2016	2,67	2,44	1,40	52,43
Agosto 2016	2,65	2,47	1,47	55,26
Septiembre 2016	3,42	3,19	1,68	49,12
Octubre 2016	3,61	3,39	1,78	49,31
Noviembre 2016	3,41	3,22	1,64	48,09
Diciembre 2016	3,24	3,22	1,37	42,28
Enero 2017	3,39	3,42	1,41	41,59
Febrero 2017	3,01	2,97	1,38	45,85
Marzo 2017	3,22	3,19	1,41	38,95
Abril 2017	2,82	2,69	1,40	49,64
Mayo 2017	2,62	2,50	1,24	47,33
Junio 2017	2,57	2,44	1,32	51,36
Julio 2017	3,48	3,42	1,46	41,95
Agosto 2017	3,14	3,08	1,50	47,78
Septiembre 2017	3,38	3,14	1,77	52,37
Octubre 2017	3,33	3,08	1,67	50,15
Noviembre 2017	3,46	3,33	1,54	44,51
Del periodo total	3,14	3,01	1,45	49,24

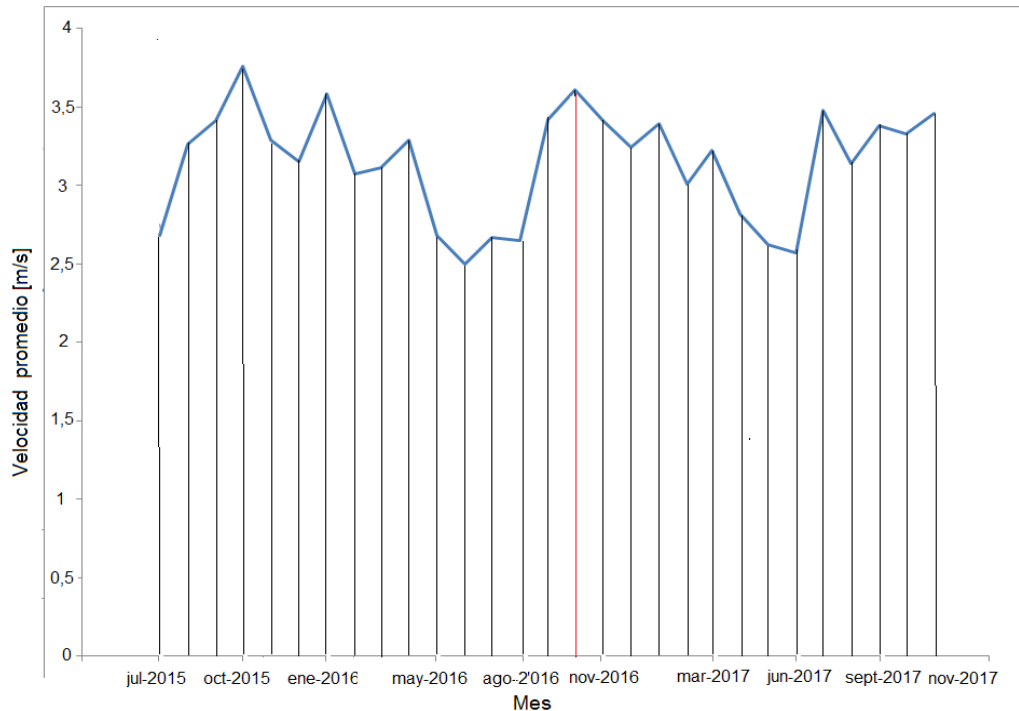


Figura 1.1: Gráfica de medias aritméticas de cada mes evaluado, en el predio de la Universidad (localidad de San Justo).

El valor del rango, de 1,26 m/s (figura 1.1) se mantiene prácticamente igual con el agregado de las medias aritméticas de los meses del periodo noviembre 2016 a noviembre 2017 respecto al rango informado en el Informe de Avance, de 1,28 m/s. Este refleja la variabilidad observada en la media aritmética. En el Informe de Avance se editó una figura con los valores promedio de los meses de julio de 2015 a octubre de 2016. En la figura 2 de esta sección se amplía aquella figura (que se extiende desde el primer valor de media aritmética, a la izquierda de la figura, hasta el valor coincidente con la línea vertical roja) con el agregado de los valores promedio de los doce últimos meses siguientes a octubre del 2016 (ubicados a la derecha de la línea roja). Esta mayor cantidad de meses extienden el estudio a, prácticamente, dos años y medio, lo que permitió observar que se replica el contorno de la gráfica de forma muy similar, con sucesión de picos y valles recortados. Este hecho deriva en un comportamiento del viento del tipo estacional, donde las mayores intensidades promedio se agrupan en los periodos de primavera y verano esencialmente, mientras que los valles se visualizan hacia los meses de finales de otoño y en invierno, reportando las intensidades mensuales menores.

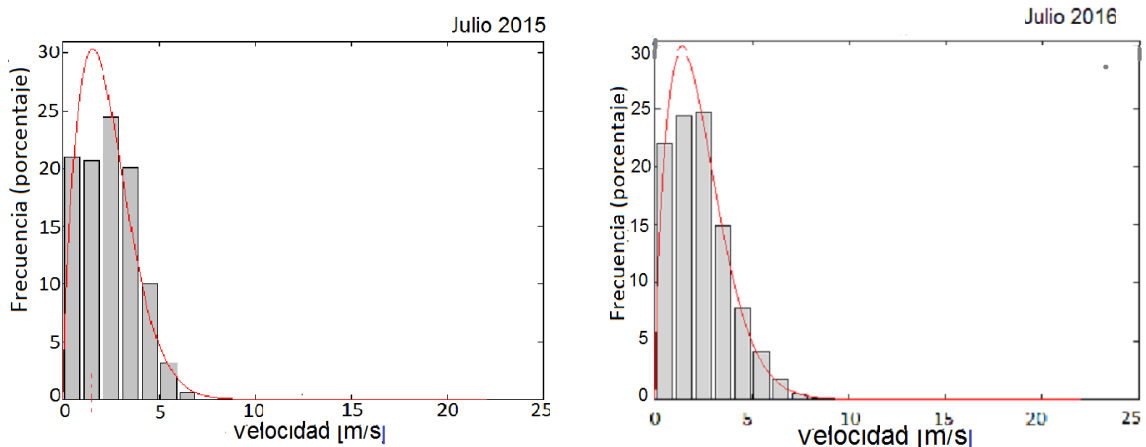
El valor de cada mediana respectiva es similar al de la media aritmética para la gran mayoría de los meses (tabla 1), por lo que deben esperarse distribuciones de frecuencias de intensidad del viento con sesgamiento menor y además los valores que la mediana asume en cada mes están indicando la inexistencia de puntos aislados. En tanto, las medias aritméticas obtenidas clasifican al recurso en un valor entre 2 y 3, en la escala *Beaufort* (de intensidad de vientos) que se corresponden con brisas ligeras.

Se ha calculado la desviación *estándar* mensual como medida dispersión de los datos de velocidad respecto a la media aritmética de cada mes.

Referido a esa variable, se ha expresado la misma en términos del coeficiente de variación, estimador práctico que permite interpretar el tenor de dispersión de cada muestra en términos de porcentaje [6]. La última columna de la tabla 1 expone este criterio. La variabilidad es alta en general (mayor al 30 % en todos los casos), con el 49,24 por ciento en promedio en los 29 meses. Parecería alcanza la mayor expresión en los meses de invierno mientras que en diciembre esa variabilidad es menor, aunque no sigue un patrón de regularidad, significando que en esos meses los valores de velocidad del viento oscilan en un margen más estrecho en torno al promedio. Esta variabilidad alta es inconveniente para fines de explotación porque ella se translada al régimen de funcionamiento del eólico, que resulta menos asentado, lo cual afecta directamente a las variables eléctricas y a la estabilidad de la red.

b) *Agrupación de datos en términos de frecuencias discretas y continuas*

Se ha organizado la masa de datos a través de la confección de histogramas de frecuencias para la velocidad y la dirección del viento, mensuales, en el lapso julio de 2015 a noviembre de 2017. Estos histogramas, en conjunto con las expresiones (1) y (2), han sido empleados en la construcción de las gráficas de distribución de probabilidad de *Weibull*, en cada mes. Se obtuvo así una representación de distribución continua de probabilidades, que introduce mayor versatilidad en la estimación de las mismas. Se muestran, por razones de espacio, las gráficas de ocho de los histogramas de frecuencia de velocidad (agrupados en rangos de 1 m/s de extensión, representados en cada barra del histograma) y sus curvas de distribución de *Weibull* (curva acampanada de trazo colorado), cuatro ya presentados en el Informe de Avance (figura 3, columna izquierda) y cuatro que se agregaron de los últimos doce meses estudiados (figura 3, columna derecha). Se han seleccionado las gráficas de un mes de cada estación del año (figura 3), donde es posible apreciar la intensidad estacional distinta entre meses de primavera y verano y los meses de final del otoño e invierno.



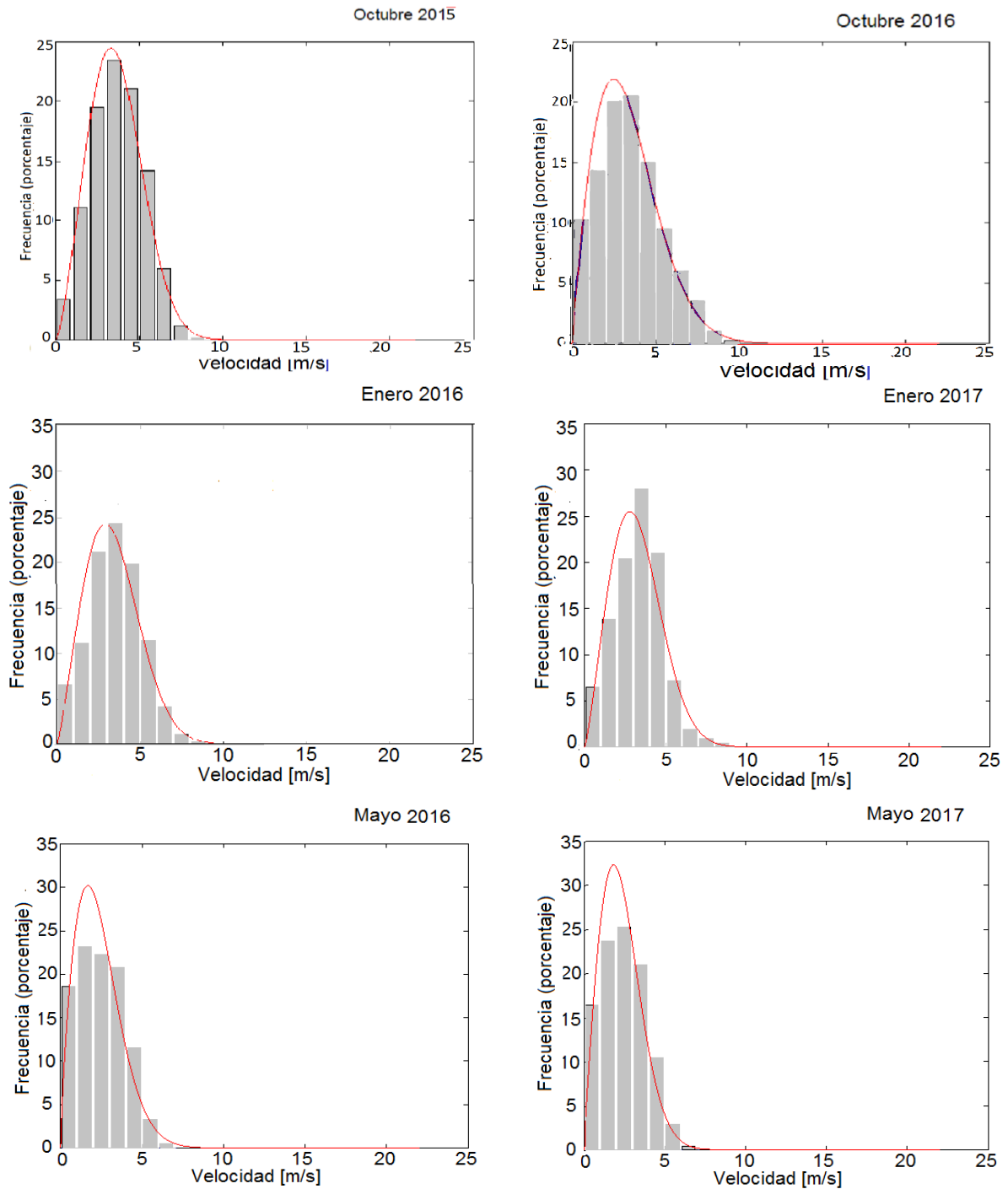


Figura 1.2: Histogramas de frecuencia de dirección y velocidad del viento y curvas de distribución de *Weibull* para los meses de julio octubre de 2015 y 2016, y de enero y mayo de 2016 y 2017 (distrito La Matanza).

La campana de *Weibull* observa sesgo hacia la izquierda en los ocho casos presentados, aunque más pronunciado en la distribución del mes de julio, donde se alcanza la moda para un valor relativamente bajo de velocidad, determinando el aplastamiento de la cola izquierda contra el eje de ordenadas. Esto está indicando porcentaje elevado de frecuencia de calmas y brisas muy débiles en ese mes.

Un desarrollo similar, pero menos colapsado, presenta la distribución para el mes de mayo, cuya moda se aparta del eje de ordenadas al valor 1,7 m/s y 2,0 m/s y las frecuencias de velocidad están más concentradas en torno al valor modal.

La mayor intensidad de vientos hacia la primavera y el verano, como se ve en los meses de octubre y enero, se reflejan en el contorno mejor delineado de las campanas de *Weibull*, con forma más cercana a la de una distribución normal y donde la moda se encuentra ahora en el valor 3,3 m/s en el caso del mes de octubre y la cola derecha llega a valores que superan los 9,5 m/s, y 3 m/s en enero como valor modal superando los 8 m/s el extremo derecho de la distribución.

Los pares de distribución de frecuencias correspondientes al mismo mes pero de distinto año denotan forma similar y valores modales similares. Solamente en el mes de octubre las formas difieren en el valor modal, que en el año 2016 se retrae hacia un valor algo menor respecto al del año 2015. El vértice de la campana, además, toma una forma más aplanada y amplia en aquel año, que refiere una intensidad del viento más distribuida, con mayor variabilidad de velocidad. Se destaca octubre, donde el viento muestra la mayor performance de velocidad de todos los meses del año, en este lugar.

### c) *Periodos de calmas*

Lo expuesto arriba no contempla los periodos de calmas, que se estiman a continuación. Se ha analizado el rango de velocidad cero a 1 m/s (brisas muy débiles). Los resultados se exponen en tabla 1. 2.

Tabla1.2: Probabilidades mensuales y total de calmas en el periodo estudiado de dieciséis meses.

Mes	Probabilidad	Horas/ mes	Dás/ mes	Mes	Probabilidad	Horas/ mes	Dás/ mes
Julio 2015	0,180	134,00	5,58	Enero 2017	0,054	40,17	1,67
Agosto 2015	0,104	77,38	3,22	Febrero 2017	0,110	73,92	3,08
Septiembre 2015	0,100	72,00	3,00	Marzo 2017	0,090	66,96	2,79
Octubre 2015	0,030	22,32	0,93	Abril 2017	0,141	101,52	4,23
Noviembre 2015	0,068	48,96	2,04	Mayo 2017	0,136	101,18	4,22
Diciembre 2015	0,053	39,43	1,64	Junio 2017	0,173	124,56	5,19
Enero 2016	0,050	37,20	1,55	Julio 2017	0,054	40,18	1,67
Febrero 2016	0,078	52,42	2,18	Agosto 2017	0,097	72,16	3,01
Marzo 2016	0,103	78,63	3,19	Septiembre 2017	0,089	64,08	2,67
Abril 2016	0,102	73,44	3,06	Octubre 2017	0,132	98,21	4,09
Mayo 2016	0,160	119,04	4,96	Noviembre 2017	0,049	35,28	1,47
Junio 2016	0,263	189,38	7,89	<b>TOTALES (en 29 meses)</b>		<b>2189,65</b>	<b>91,23</b>
Julio 2016	0,198	147,31	6,14	Proporción calmas			<b>0,103</b>
Agosto 2016	0,193	143,59	5,98				
Septiembre 2016	0,104	74,88	3,12				
Octubre 2016	0,084	62,50	2,60				
Noviembre 2016	0,075	54,00	2,25				
Diciembre 2016	0,062	46,13	1,92				

El porcentaje de calmas en el periodo estudiado es del 10,3 por ciento correspondiendo a los meses finales del otoño y comienzo del invierno las mayores proporciones de calma mensuales.

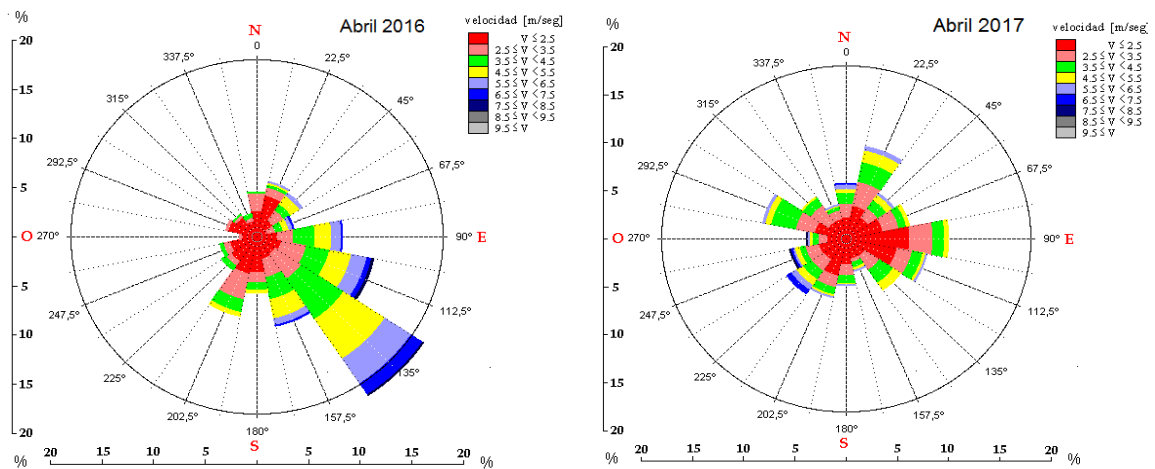
Expresado en días, durante los veintinueve meses de registro anemométrico, el porcentaje total de calmas equivalen a 91 días y 6 horas, de los cuales 44 días y 5 horas se dan en esos meses.

Por otra parte, el periodo que registra menores lapsos sin viento o con brisas muy leves abarca, en líneas generales, los meses de octubre a febrero, acumulando 18 días y 6 horas en el lapso de los 29 meses sensados, confirmando que la actividad eólica es mayor en los meses de primavera y verano, como se anticipara al principio de esta sección.

d) *Dirección de los vientos*

Se han confeccionado una serie de figuras donde se presentan al conjunto de variables eólicas analizadas (dirección y velocidad del viento) de forma global. El propósito ha sido elaborar una herramienta que permita la visualización simultánea de ambas variables y genere, de este modo, un panorama integral de la situación eólica en cada mes estudiado.

Esta forma de presentar los resultados agrega practicidad y rapidez en la exposición de la información obtenida. Se muestran, en la figura 1.3, rosas de los vientos correspondientes, cada una, a un mes de cada estación del año ya presentadas en el Informe de Avance y se agregan cuatro gráficas más que corresponden al periodo de estudio de la segunda etapa del Proyecto (noviembre de 2016 a noviembre de 2017). Las distintas direcciones de los vientos se distribuyen en 360 grados. Se ha dividido la circunferencia en intervalos de clase con forma de sector circular, de 22 grados y 30 minutos de apertura. Quedan así agrupadas todas las posibles direcciones en dieciséis principales.





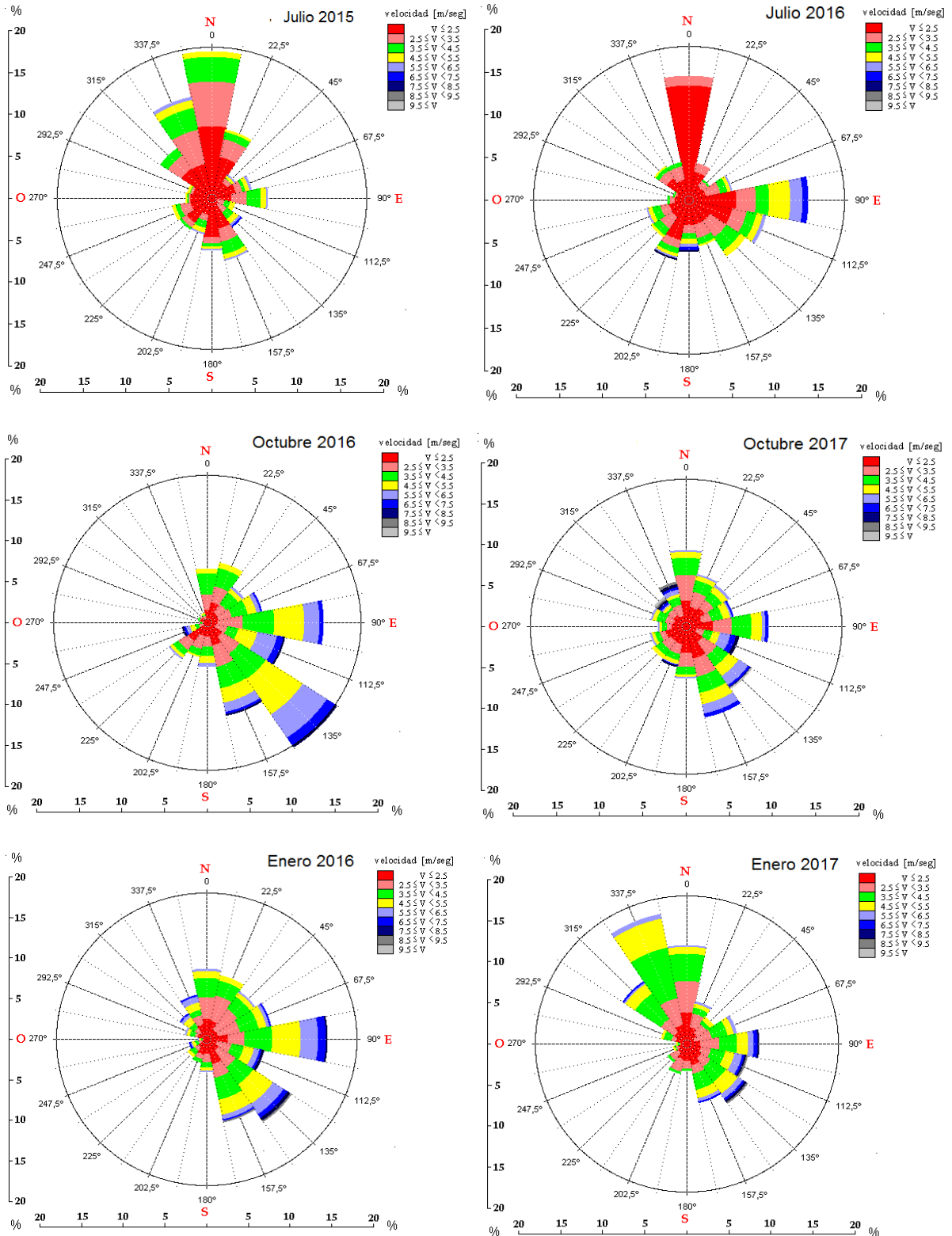


Figura 1.3: Rosa de los vientos con escala de velocidad del viento de ocho de los meses del periodo estudiado.

La bisectriz de cada sector circular indica cada una de esas dieciséis direcciones. Por ejemplo, los cuatro puntos cardinales coinciden con las respectivas mediatrices de cada intervalo.

La intensidad de velocidades ha sido seccionada en intervalos de 1 m/s de rango, que se representan con distintos colores (ver escala en el cuadro superior derecho). Cada sector circular se divide, entonces, en franjas de colores cuyo espesor indica la frecuencia de cada rango de velocidad sobre cada dirección de la rosa. En el margen inferior y lateral izquierdo se disponen escalas graduadas para determinar el espesor de cada franja.

Si se observan las figuras que corresponden al mes de julio, resulta clara la predominancia de vientos desde el sector norte (N) y calculando, por ejemplo, la longitud radial de frecuencias en el mes de julio del 2015 mediante la escala se obtiene que un 17,6 por ciento del total de frecuencias procede de ese sector. Si interesa la frecuencia de velocidad de viento entre 4,5 m/s y 5,5 m/s de esa dirección (N), representada por el color amarillo, mediante la escala graduada se tiene que ésta ha sido de 0,77 por ciento. Le sigue el sector nor-noroeste (NNO), con el 12,3 por ciento, acumulando un 30 por ciento en solamente dos del total de direcciones de la rosa.

Ahora, se puede ver también una franja fina de color celeste en la dirección NNO, que indica que desde esa dirección el viento alcanza (en pocas ocasiones) valores en el rango de 5,5 m/s a 6,5 m/s. Las franjas en la dirección norte llegan al color amarillo solamente, indicando vientos en el rango de 4,5 m/s a 5,5 m/s como valores máximos y que representan como se indica arriba, una frecuencia del 0,77 por ciento en esa dirección.

Los meses de octubre y enero muestran en el año 2016 un patrón similar entre sí en cuanto a direcciones predominantes, que en ambos casos son la este (E) y sureste (SE) pero en octubre se destaca que el 19 por ciento de los vientos provienen sólo de la dirección este y más de la cuarta parte de este viento llega a velocidades entre 5,5 m/s y 9,5 m/s (dato que se extrae de la medición radial de las franjas celeste a gris oscuro). A esta dirección se suman vientos del sector SSE y SE con un 3 por ciento de vientos en ese rango, en cada caso. En enero las frecuencias de vientos predominantes están más repartidas pues cuatro direcciones: este (E), este-sureste (ESE), sureste (SE) y sur-sureste (SSE) contabilizan el 36,4 por ciento de la totalidad. La lectura de franjas de color celeste a gris oscuro indica que el 7,14 por ciento de aquel valor (es decir, una quinta parte de los vientos) alcanzan el rango de 5,5 m/s a 9,5 m/s. La rosa muestra también que una proporción mínima de vientos de esa intensidad provienen de las direcciones norte, NNO (nor-noroeste) y NO (noroeste) observando una apertura en la distribución de vientos de mayor intensidad.

El mes de abril del 2016 luce similar a enero y octubre de ese año, no obstante la dirección predominante ha cambiado al sureste, observando en la figura que la frecuencia desde esta dirección llega al 20 por ciento, lo que representa la quinta parte del total de vientos, incluidos en ese eje. Por otra parte, se extrae de la figura que la quinta parte de este 20 por ciento corresponde a vientos de intensidades entre 5,5 m/s y 7,5 m/s. No obstante, se observan cambios notorios al comparar los meses de abril del año 2016 y 2017. Este último año están más repartidas las direcciones predominantes respecto del 2016 y por otra parte intensidades de vientos mayores a 5,5 m/s se verifican en tres direcciones: norte, oeste-suroeste (OSO) y sur-suroeste (SSO), pero que no llegan a constituir direcciones de dominio.

La comparación entre los meses de enero de 2016 y 2017 también revista diferencias, la dirección dominante es la este y nor-noroeste (NNO) respectivamente, no obstante las mayores intensidades se dan en la misma gama de direcciones en ambos casos y van desde 5,5 m/s hasta 8,5 m/s, pero con una frecuencia del 3,1 por ciento en el mejor caso (enero de 2016, dirección este).

e) *Proporción de vientos de mayor intensidad registrados*

Se ha ampliado a 29 meses la estimación del porcentaje de los vientos con mayor intensidad. El análisis se basó en la función de acumulación de probabilidades para vientos de grado 5 en la escala *Beaufort*. Los resultados se muestran en tabla 1.3:

Tabla 1.3: Probabilidades mensuales y total de vientos en grado 5, en el periodo veintinueve meses.

Mes	Probabilidad	Horas/mes
Julio 2015	$2,034 \cdot 10^{-2}$	1,513
Agosto 2015	$1,371 \cdot 10^{-2}$	10,200
Septiembre 2015	$1,982 \cdot 10^{-2}$	14,727
Octubre 2015	$1,131 \cdot 10^{-2}$	8,415
Noviembre 2015	$5,167 \cdot 10^{-3}$	3,720
Diciembre 2015	$1,924 \cdot 10^{-2}$	1,431
Enero 2016	$1,110 \cdot 10^{-2}$	8,258
Febrero 2016	$2,994 \cdot 10^{-2}$	2,012
Marzo 2016	$9,806 \cdot 10^{-3}$	7,295
Abril 2016	$9,711 \cdot 10^{-3}$	6,992
Mayo 2016	$1,669 \cdot 10^{-2}$	1,242
Junio 2016	$2,721 \cdot 10^{-2}$	1,959
Julio 2016	$3,421 \cdot 10^{-2}$	2,545
Agosto 2016	$4,669 \cdot 10^{-2}$	3,474
Septiembre 2016	$1,674 \cdot 10^{-2}$	12,052
Octubre 2016	$2,627 \cdot 10^{-2}$	19,544
Noviembre 2016	$1,146 \cdot 10^{-2}$	8,251
Diciembre 2016	$3,070 \cdot 10^{-2}$	2,284
Enero 2017	$6,410 \cdot 10^{-2}$	4,769
Febrero 2017	$4,718 \cdot 10^{-2}$	3,170
Marzo 2017	$5,110 \cdot 10^{-2}$	3,802
Abril 2017	$3,117 \cdot 10^{-2}$	2,244
Mayo 2017	$3,661 \cdot 10^{-4}$	0,272
Junio 2017	$1,794 \cdot 10^{-2}$	1,292
Julio 2017	$8,770 \cdot 10^{-2}$	6,525
Agosto 2017	$4,195 \cdot 10^{-2}$	3,121
Septiembre 2017	$1,680 \cdot 10^{-4}$	12,096
Octubre 2017	$5,168 \cdot 10^{-2}$	38,413
Noviembre 2017	$1,123 \cdot 10^{-2}$	8,086
<b>Totales (en todo el periodo)</b>		<b>199,247</b>

La tabla 1.3 contabiliza la probabilidad que el viento alcance grado 5 en la escala de intensidad. Se ha evaluado en cada mes y arroja un total del 0,94 por ciento. Este porcentaje equivale a 8 días y 7 horas, en un periodo total de 29 meses (883 días).

*Conclusiones*

Se ha alcanzado una caracterización del viento en el espacio urbano donde se emplaza la Universidad Nacional de La Matanza. Se ratifica, en líneas generales, su moderación con predominancia de brisas ligeras (valor 2 a 3 en la escala de *Beaufort*) e intensidades medias en el rango de 2,72 m/s en meses de invierno a 3,43 m/s en meses de primavera. El porcentaje de calmas anuales del orden del 10,3 por ciento (incluyendo dentro de este renglón brisas muy ligeras, valor 1 de esa escala), que equivale a unos 91 días en el periodo de 29 meses sin viento o con brisa muy suave, no parecería generar un impacto de magnitud.

No obstante en los meses de mayo a agosto se acumula el 50 por ciento esos 91 días con escasa o nula actividad del viento, lo que implica que el 37 por ciento de los días (en promedio) de esos cuatro meses permanecen en esa condición.

Por otra parte, el viento ha presentado un rango de 1,26 m/s en ese lapso, lo que significa variabilidad no deseable para fines de explotación que se agrega al porcentaje de calmas encontrado.

La mejor performance se ubica, desde el punto de vista energético, en el periodo que abarca los meses de septiembre a febrero, como se extrae de las figuras 1.1, 1.2 y 1.3 y, particularmente, octubre y enero, dejando expresa cuenta que el mayor promedio registrado, en el mes de octubre del 2015, ha sido de 3,76 m/s, un promedio sin gran relevancia. En cuanto a la dispersión encontrada, se observa una variabilidad del viento no desestimable, llegando la dispersión media anual al 49 por ciento, en promedio que revela cierta extensión hacia valores de velocidad que llegan a superar los 8 m/s. Pero se ha encontrado que la incidencia de velocidades de ese nivel o mayor es realmente baja, del orden de 0,94 por ciento, que representan 8 días y 7 horas en un periodo total de 29 meses (883 días).

La media aritmética y la mediana mensuales presentan diferencias menores entre ambas variables, indicando que no se registran puntos aislados en la velocidad del viento y que la distribución de probabilidades se acerca a la forma acampanada. Esta forma muestra la característica unimodal de las distribuciones obtenidas para cada mes. La moda se encuentra, en general, próxima al eje de ordenadas, no obstante se observa menor proximidad en los meses de primavera y verano, hecho que vuelve a mostrar la condición ya señalada para el viento referida a su mejor performance en esas estaciones del año.

El estudio de aspectos de la condición de vientos en la localidad de Punta Indio, extensión rural de llanura, lindante con el estuario del Río de la Plata, con mínimos obstáculos en superficie ha resultado de utilidad como referencia para la descripción de la calidad eólica en el sector de la Universidad, incluido en una zona urbana. Estos aspectos y la comparación entre ambas locaciones ya han sido presentadas en el Informe de Avance. Se agrega ahora que los valores promedio mensuales encontrados para estos nuevos meses repiten una secuencia de variabilidad similar en el área estudiada (figura 1.1), por lo tanto se mantienen las características eólicas y, consecuentemente, las condiciones en la zona del predio Universitario respecto del viento en Punta Indio no registran nuevas diferencias. La curva de tendencia para ambas locaciones (ya informada) es similar, indicando un aumento de la intensidad del viento en las estaciones de primavera seguida del verano y una actividad menor en la estación invernal.

El estudio de la dirección ha revelado que los vientos provienen mayormente de los cuadrantes este a sureste, y también del norte, con característica de brisas ligeras, entre los meses de mayo y julio. Parece inusual que la frecuencia de dirección norte sea tan importante en los registros del mes de julio, sin embargo los dos últimos periodos invernales han sido más benignos en cuanto a las temperaturas, hecho que podría relacionarse con el ingreso de masas de aire templadas provenientes del norte del país. Pero la intensidad de estos vientos es baja, no superan los 3,5 m/s. Los vientos del cuadrante este a sureste, en cambio, muestran un porcentaje importante en el rango de velocidades entre 3,5 m/s y 5,5 m/s, llegando a superar los 8 m/s muy ocasionalmente

Se destaca la dirección este y sureste desde el mes de agosto y con predominio extendido a los meses de primavera y verano.

Lo expuesto muestra la variabilidad de la dirección focalizada básicamente en los puntos cardinales norte para los meses de verano y algunos del invierno, y este y sureste, en los meses de primavera y otoño. En tercer lugar, la dirección oeste - suroeste en algunos meses de invierno. No se observa predominancia de una dirección particular como sucede, por ejemplo, en áreas de La Patagonia.

Esta variabilidad de la dirección se traduce en viento con características distintas: los que ingresan desde el sudeste normalmente llevan una carga de humedad importante, en tanto que el viento norte es cálido y el que ingresa desde el oeste y suroeste es frío y seco. Y estas particularidades ejercen influencia en la calidad eólica, como muestran los resultados del estudio del factor térmico ambiental en la masa de aire realizado.

Los resultados hallados están mostrando un panorama poco halagüeño para la explotación con fines energéticos e indicador de una oferta eólica amenguada en esta área urbana.

Las rosas de los vientos de la figura 1.3 han resultado ilustrativas. La información rápida y global que de ellas se puede extraer nos permite recomendarlas como herramienta práctica de descripción del recurso.

La descripción del recurso eólico realizada en este Proyecto es el material de base para el análisis técnico, económico y ambiental, desarrollado en las secciones siguientes. Esto permitirá realizar un análisis de las posibilidades y elaborar una valoración de la performance del recurso desde la conjunción de enfoques que aportarán una visión más amplia, con más cantidad de elementos, sobre la factibilidad de su explotación en el área estudiada.

### *Referencias*

- 1 Corotis, R.; Sigl, A. y Cohen, M., 'Variance analysis of wind characteristics for energy conversion', *Journal. of Applied Meteorology*, **16**, 1149-1157.- 1977
- 2 Brizuela, A.; Aiello, J. 'El recurso eólico en la Provincia de Buenos Aires - 1º Parte: Estadísticas del viento'. Red Solarimétrica. Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales, Centro Espacial San Miguel, República Argentina -1988.
- 3 Otero, F.; Cerne B; Campetella, C. 'Análisis preliminar del viento en San Julián' – XI Congreso Argentino de Meteorología, Ciudad de Mendoza, Argentina- 2012
- 4 Barry, R.; Chorley, R. 'Atmósfera, tiempo y clima'. 4º Edición. Editorial Omega S.A. -1985.
- 5 Labraga, J.,: Extreme Winds in the Pampa del Castillo plateau, Patagonia, Argentina, with reference to wind farm settlement, *J. of Applied Meteorology*, **33**, 85-95.- 1994
- 5' Ameya, S.; Gryning, S.; Peña, A. 'Atmospheric stability and wind profiles at two wind farm sites in the North Sea' Dutch Wind Workshops - 2010.
- 6 Haber, A.; Runyon, R. 'Estadística General' Addison –Wesley Iberoamericana – 1986.
- 7 Di Prátula, H. y col. 'Optimización en la elección del aerogenerador y del método de evaluación de vientos en la región de Bahía Blanca.' ASADES, Vol. 13 – 2009.

- SECCIÓN II: a) Análisis de respuesta de turbinas de viento en función de la curva de potencia.  
b) Evaluación de la performance de turbinas de media y baja potencia en función del recurso.

### *Introducción*

Es común la idea que una turbina de viento entrega la potencia nominal durante la mayor parte del tiempo mientras que la realidad muestra a las turbinas funcionando dentro de un rango de velocidades de viento inferiores a la nominal durante periodos prolongados en el año. Esto significa que la máquina está operando en esta condición entregando una potencia menor a la nominal y además en ese rango de velocidad se verifica una dependencia total de la potencia respecto de aquella variable ambiental.

La curva de potencia de la turbina constituye una información empírica que se encuentra en el manual del aparato, en forma gráfica o tabulada y que indica las prestaciones de la misma en función del recurso. Estas curvas presentan un patrón general de crecimiento continuo, no lineal, sin puntos de quiebre y con pendiente creciente hasta un cierto valor de velocidad de viento donde la curva (luego de un punto de inflexión) se aplanan estableciéndose la potencia generada en un valor nominal e independiente, ahora, de la velocidad del viento y permaneciendo prácticamente constante en un intervalo que se prolonga hasta la velocidad de corte. Es en este intervalo donde el sistema eólico entrega la potencia máxima de diseño y es donde es deseable que opere [1,2]. No obstante, en numerosos casos la máquina trabaja en el rango de velocidad de viento debajo de la velocidad nominal debido a las características del recurso del lugar y a esta situación se agrega que el viento presenta, generalmente, una variabilidad notoria durante el día, el mes y también entre las estaciones del año. La generación de electricidad desde esta fuente se torna inconstante en comparación con otras formas de generación como la hidroeléctrica, nuclear y todas las fuentes fósiles. La energía mareomotriz es más regular inclusive que la forma eólica. Dada esta condición, esta fuente de energía es menos previsible, derivando en un servicio operativo de carácter irregular [3,5]. En esta zona de la curva, por debajo de la condición nominal, cambios menores en la velocidad del viento pueden provocar variaciones tangibles en la potencia entregada por el molino. Si se trata de un aumento o reducción de la velocidad de, por ejemplo, 1 m/s, puede derivar en una variación importante de la potencia generada [1]. Entonces, el planeamiento de la explotación del viento como recurso energético exige el análisis previo de algunos aspectos propios de la máquina, como la curva de potencia, para poder seleccionar el sistema más adecuado y predecir con mayor certeza cuál será la prestación real en función del recurso disponible.

Por otra parte, es frecuente relacionar la menor calidad del viento con un eólico de potencia mínima como regla general y se realiza la adquisición del eólico en función de esta premisa.

Se analizarán estos aspectos y se evaluará la performance una turbina de 20 kW de potencia instalada en esta locación, trabajando a 15 metros de altura sobre el nivel del suelo. Los resultados encontrados serán de utilidad como elementos que contribuyen en la decisión de compra e instalación de turbinas eólicas en este sector del Conurbano.

### Objetivos

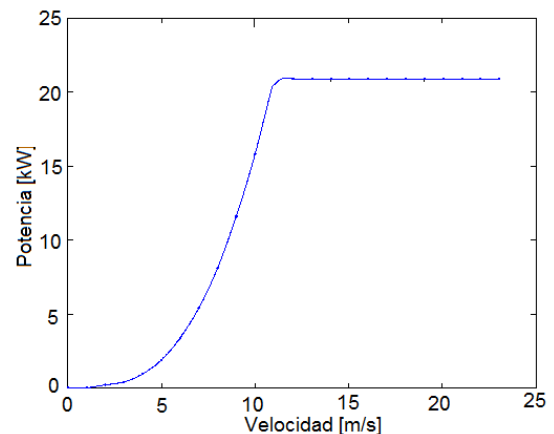
- Interpretar la información contenida en la ficha técnica del eólico.
- Evaluar la performance de una turbina eólica de 20 kW operando en esta locación.
- Estimar la calidad del recurso en el área de estudio mediante la evaluación del rendimiento de una turbina industrial de potencia menor.
- Identificar el grado de afectación de la potencia de la máquina en función de la variación del recurso eólico en el caso de una turbina operando en el área geográfica en estudio.

### Materiales y Métodos

Se trabajó con los datos de especificación técnica del aerogenerador ANE AH-20kW, de origen chino, con potencia nominal de 20 kW. La especificación técnica se detalla a continuación:

Tabla 2. 1: especificaciones técnicas del aerogenerador ANE modelo AH-20kW [4]

Modelo		AH-20kW
Diámetro de rotor	[m]	9,80
Material palas		Fibra de vidrio reforzada
Potencia nominal		20 kW
Velocidad viento para potencia nominal	[m/s]	11
Frecuencia	[rpm]	175
Velocidad viento de inicio servicio	[m/s]	3
Velocidad viento salida servicio	[m/s]	25
Tipo de control		Pitch
Peso estructura	[kgf]	1210
Altura torre	[m]	20

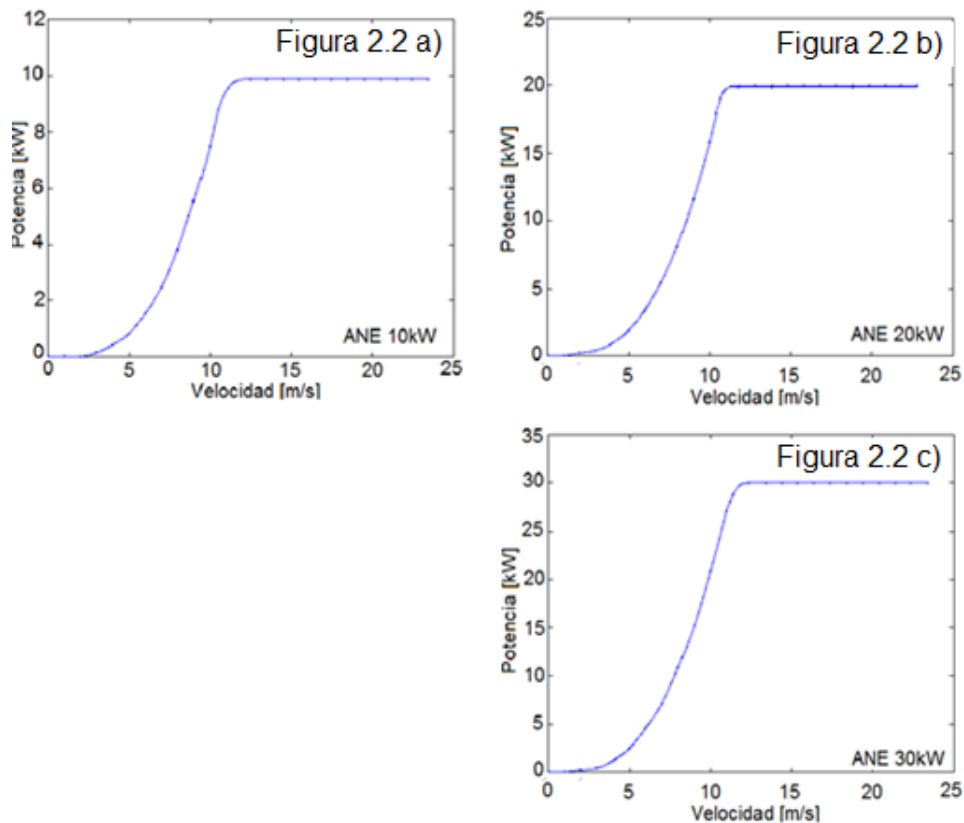


Figuras 2.1: Molino eólico ANE modelo AH-20kW y curva de potencia

La información técnica de la correlación potencia entregada/ velocidad del viento, obtenida de la ficha técnica de la máquina, está expresada en términos de pares de valores. Estos pares de valores fueron empleados para obtener la curva de potencia (figura 2,1) de la turbina mediante aplicación de la técnica de interpolación suave de polinomios *spline*, que relaciona puntos contiguos a un polinomio no lineal.

Esta técnica se aplicó también en la confección de la curva de potencia de los modelos AH-10kW y AH-30 kW, que han sido estudiadas para la verificar si existe una correlación real entre la idea de instalar generadores de mayor o menor potencia nominal en función de la mayor o menor condición eólica de un lugar.

Estas curvas se presentan en las figuras 2.2.a) a 2.2.c) y han sido el material para estudiar la respuesta de esas turbinas en función del viento disponible.



Figuras 2.2: Curvas de potencia de turbinas ANE, de potencia nominal 10 kW, 20 kW y 30 kW.

El análisis de cada curva se efectuó distinguiendo sus secciones fundamentales y se establecieron, en base a este estudio, zonas de eficiencia de cada molino. La relación de dependencia entre la potencia entregada y la velocidad del viento, que se verifica en el rango de velocidad 3 m/s a 11 m/s, ha sido analizada especialmente por el carácter dependiente que la potencia presenta y porque los aerogeneradores trabajan gran parte del tiempo dentro del rango de velocidades de viento donde se da esta dependencia.

El eje de abscisas ha sido dividido en intervalos de velocidad de 1 m/s con el fin de determinar cómo varía la potencia en cada intervalo de velocidad. Se aplicó el criterio de variabilidad para una curva continua, sin puntos de quiebre, estudiando en cada intervalo el grado de variabilidad de la potencia. Los resultados han sido tabulados, extrayéndose conclusiones sobre las características de esa relación.

Las variables estadísticas de posición y de dispersión correspondientes a velocidad de viento en cada mes (tabla 1.1, Sección I) han sido empleadas para determinar la región de la curva de potencia donde operaría el modelo AH-20kW en este escenario y cuál sería la sensibilidad de la potencia del eólico a variaciones de velocidad del orden de 1 m/s, como medida para estimar la potencia promedio que entrega en función del recurso disponible.



Algunas de las distribuciones de probabilidad, correspondientes a los meses que mostraron mayor intensidad del viento sensado a 15 metros de altura, han sido reproducidas en esta sección y se trabajó con ellas para determinar las máximas velocidades registradas y el porcentaje de esas velocidades máximas en cada uno de los meses seleccionados. Con este material se avanzó en el cálculo del rendimiento de la máquina y en el grado de variabilidad de la potencia entregada al incluir la curva de potencia del modelo AH 20kW y determinar el sector de esta curva donde estaría trabajando la máquina instalada en el área urbano-industrial de estudio.

La potencia entregada en función del recurso disponible ha sido estimada por solapamiento de la curva del modelo AH-20kW con las distribuciones de frecuencia de velocidad mensuales. Se obtuvo, también por esta vía, la energía generada mensualmente, Estos resultados, que se presentan en la tabla 2.5, orientaron en la tarea de determinar las posibilidades reales que ofrece este sector del Conurbano en materia de obtención de energía eléctrica desde el vector eólico.

### Resultados

Se observa, en cada curva de potencia (figuras 2.2) tres regiones bien diferenciadas: la primera, donde ésta es dependiente de la velocidad del viento y esa dependencia, muy similar en los tres casos, se presenta con variación distinta en tramos distintos de la curva, que adopta una forma semejante a la rama ascendente de una función polinomial no lineal. Continúa con una breve inflexión en el rango de 11 m/s a 12 m/s y desde ésta velocidad y hasta la velocidad de corte se observa aplanamiento de la curva, que indica independencia entre ambas variables, siendo en este último rango de velocidades donde el eólico trabaja en régimen nominal [2]. Las siguientes tablas muestran los resultados del estudio de esa variación en la primera región de la curva, en cada aerogenerador.

Tabla 2.2a: Turbina ANE-AH 10kW variación de la potencia en relación al intervalo de velocidad, en el rango de dependencia de la potencia respecto de la velocidad del viento.

N° intervalo (i)	Intervalo de velocidad [m/s]	Relación potencia/ velocidad [kW/ m/s]	Relación de progresión $[(i+1)/i]$
1	2,50 a 3,00	0,29	
2	3,00 a 4,00	0,51	2,03
3	4,00 a 5,00	0,56	1,10
4	5,00 a 6,00	1,29	2,30
5	6,00 a 7,00	1,66	1,29
6	7,00 a 8,00	2,56	1,54
7	8,00 a 9,00	3,08	1,20
8	9,00 a 10,00	3,29	1,07
9	10,00 a 11,00	3,14	0,95
10	11,00 a 12,00	0,44	0,14
11	12,00 a 13,00	0,00	0,00

Tabla 2.2b: Turbina ANE-AH 20kW variación de la potencia en relación al intervalo de velocidad, en el rango de dependencia de la potencia respecto de la velocidad del viento.

ANE AH20kW [4]			
N° intervalo (i)	Intervalo de velocidad [m/s]	Relación potencia/ velocidad [kW/ m/s]	Relación de progresión [(i+1)/ i]
1	2,50 a 3,00	0,24	
2	3,00 a 4,00	0,50	2,08
3	4,00 a 5,00	0,81	1,62
4	5,00 a 6,00	1,16	1,43
5	6,00 a 7,00	1,62	1,39
6	7,00 a 8,00	2,20	1,36
7	8,00 a 9,00	2,81	1,28
8	9,00 a 10,00	3,67	1,31
9	10,00 a 11,00	3,71	1,01
10	11,00 a 12,00	0,80	0,21
11	12,00 a 13,00	0,00	0,00

Tabla 2.2c Turbina ANE-AH 30kW variación de la potencia en relación al intervalo de velocidad, en el rango de dependencia de la potencia respecto de la velocidad del viento.

ANE AH30kW [4]			
N°intervalo (i)	Intervalo de velocidad [m/s]	Relación potencia/ velocidad [kW/ m/s]	Relación de progresión [(i+1)/ i]
1	2,50 a 3,00	0,22	
2	3,00 a 4,00	0,51	2,28
3	4,00 a 5,00	0,79	1,54
4	5,00 a 6,00	1,21	1,53
5	6,00 a 7,00	1,37	1,13
6	7,00 a 8,00	2,27	1,65
7	8,00 a 9,00	2,35	1,03
8	9,00 a 10,00	3,25	1,38
9	10,00 a 11,00	4,43	1,36
10	11,00 a 12,00	1,96	0,38
11	12,00 a 13,00	0,00	0,00

La segunda columna de cada tabla indica la cantidad de intervalos iguales (excepto el primero) en que se dividió la velocidad (eje de abscisas) dentro de la zona de dependencia de la potencia y en la tercer columna se observa la relación potencia/ velocidad en cada intervalo. El valor cero (última fila de cada tabla) indica que la potencia se mantiene constante con el aumento de velocidad, situación propia de la región de la curva donde la máquina trabaja entregando la máxima potencia.

En las dos primeras filas, los valores calculados (menores a 0,6) indican afectación, aunque menor, de la potencia frente al incremento (o reducción) de la velocidad en una unidad mientras que en la tercera y cuarta filas esa afectación se mantiene en torno a la *proporcionalidad directa* respecto del incremento de velocidad. La cuarta fila ya presenta variabilidad notoria con el incremento de la velocidad y desde la sexta a la novena fila, el aumento es considerable para un incremento (o reducción) de la velocidad del viento en una unidad, concluyendo que la potencia del aerogenerador es visiblemente sensible a un cambio menor de la velocidad del viento en esta zona de la curva de potencia.

La última columna es una relación de progresión ente pares de valores contiguos de la tercer columna, que permite ver la evolución de esa de esa relación potencia/ velocidad.

Es decir, la dependencia entre ambas variables va aumentando, hecho que indica que la potencia es más vulnerable a cambios pequeños de velocidad del viento, pero esa vulnerabilidad o sensibilidad tiende a estacionarse hacia el valor 1 desde los 7 m/s a 11 m/s. Lo descrito muestra que la curva tiende a una linealización conforme la velocidad aumenta hacia el valor de régimen, con la mayor pendiente entre todos los intervalos analizados y la variabilidad de la potencia es marcadamente elevada entre esas velocidades. Por ejemplo, en el intervalo N°8 de la tabla 2, un incremento de la velocidad de 9 m/s a 10 m/s produce un incremento de la potencia de 3,67 kW, luego, el aumento de la velocidad del viento en 1 m/s genera ese incremento de potencia, que representa el 18% respecto de la potencia nominal del aerogenerador. Del mismo modo, si se produce una disminución de la velocidad, de 10 m/s a 9 m/s, el decremento es del mismo tenor. Pero si el viento tiene (en un periodo dado) una velocidad de 5 m/s y aumenta a 6 m/s, la potencia se incrementa en 1,18 kW, es decir, en un 6 % (con la misma afectación si disminuyera de 6 m/s a 5 m/s).

Por otra parte, las curvas de potencia de cada aerogenerador muestran que, independientemente de la capacidad o potencia nominal de cada máquina y de su estructura mecánica, la velocidad de inicio es muy similar, 3 m/s (aproximadamente), y la operatividad del sistema se extiende en los tres casos en el mismo rango de velocidades: 3 a 25 m/s.

Se realizó la comparación entre los tres eólicos trabajando con viento de 5 m/s (figura 2.3) y se obtuvo que el modelo AH 30kW entrega 2,41 kW mientras que el modelo AH 20kW entrega 1,91 kW y el modelo AH 10kW, 0,85 kW. Se observa que si bien las turbinas están operando en una condición bastante alejada de la mayor *performance*, el modelo de 30 kW produce la mayor generación.

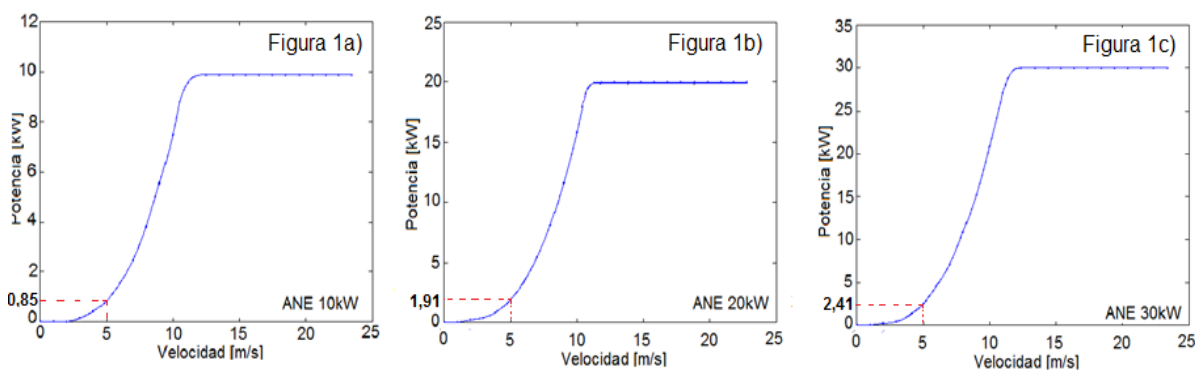


Figura 2.3 : Potencia entregada por el modelo AH10kW, AH20kW y AH30kW para una velocidad del viento de 5 m/s

Este resultado muestra inconsistencia en la idea común que relaciona una condición del recurso menor a un eólico de menor potencia nominal.

### *Resultados aplicados al caso estudiado*

Se analizó el rango de velocidades del recurso en el área urbano-industrial del Partido de La Matanza partiendo de los datos procesados estadísticamente, cuyos resultados se muestran en la tabla 1.1 de la Sección I. El promedio de velocidad en el periodo de 29 meses es de 3,14 m/s, con un valor de mediana cercano (3,01 m/s) que indica sesgo moderado hacia la derecha, coincidente con las distribuciones de *Weibull* obtenidas para cada mes estudiado.

Estos datos ubican al viento del lugar en el rango 1 y 3 de la *escala de Beaufort*. Las distribuciones de *Weibull* de los meses que han presentado mayor intensidad de viento en ese periodo se exhiben en la figura 2.4:

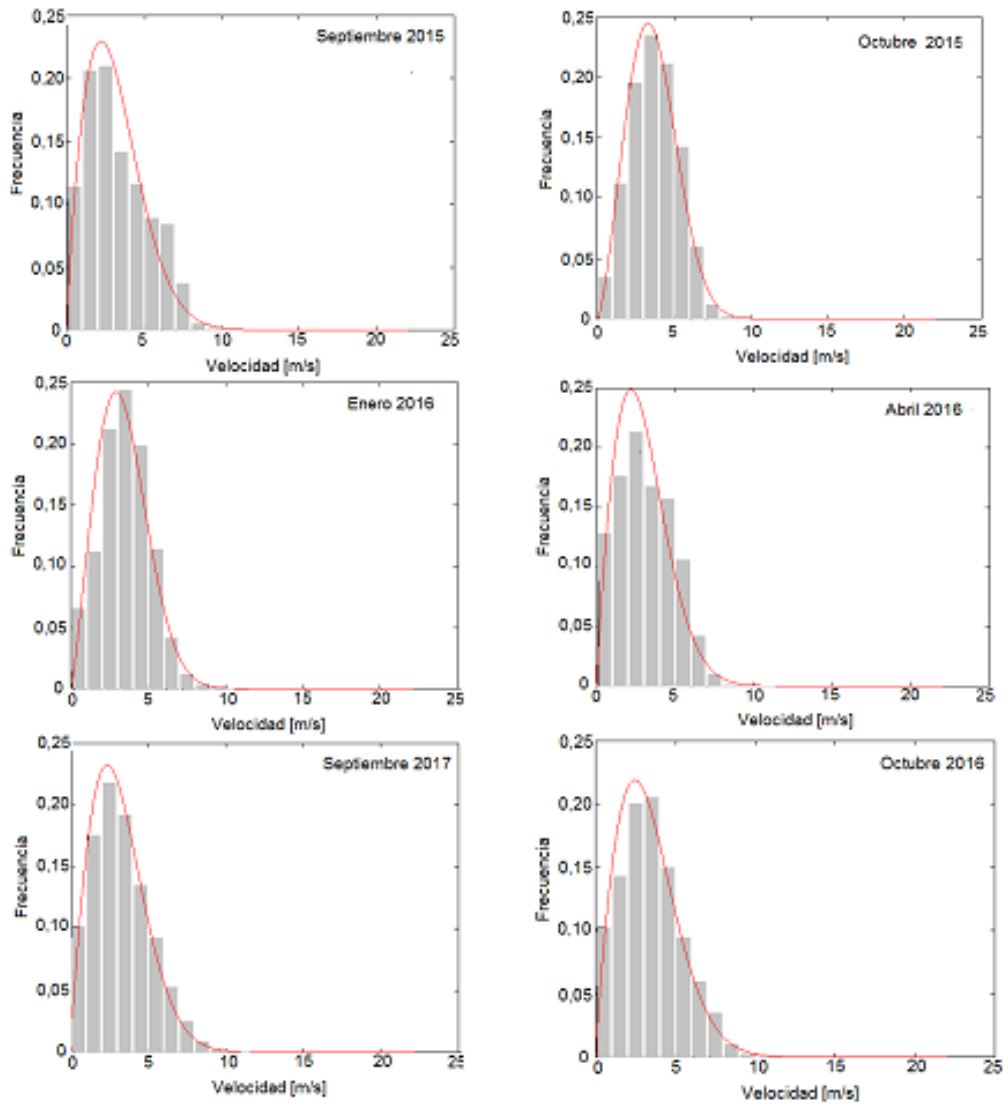


Figura 2.4: Distribuciones de Weibull de los meses de mejor performance de viento

Se observa que las mayores frecuencias se dan para valores comprendidos entre 2,50 m/s y 3,50 m/s y las máximas velocidades se encuentran en un intervalo entre 8 m/s y 10 m/s en las 6 distribuciones.

Interesa estimar cuál es la frecuencia de estas velocidades máximas del viento en cada uno de esos meses. Se calcularon las frecuencias de velocidad entre 3 m/s y 7 m/s mediante aplicación de la función de densidad correspondiente a cada uno de los meses analizados, y para velocidades mayores o iguales a 7 m/s.

Tabla 2.3: frecuencias de vientos mayores o iguales a 7 m/s (considerando la totalidad de las frecuencias de velocidad igual a 1) en los meses de mayor intensidad de viento y frecuencia de vientos entre 3 m/s y 7 m/s (debajo del valor de arranque).

Mes	I) Frecuencia: $v \geq 7 \text{ m/s}$	Equivalencia columna I) [horas/ mes]	II) Frecuencia: entre $3 \text{ m/s} \leq v < 7 \text{ m/s}$	Equivalencia columna II) [horas/ mes]
Septiembre 2015	0,031	22 hs 19 min	0,439	316 hs 5 min
Octubre 2015	0,023	17 hs 7 min	0,605	450 hs 7 min
Enero 2016	0,021	15 hs 37 min	0,533	396 hs 33min
Abril 2016	0,016	11 hs 31 min	0,391	339 hs 7 min
Octubre 2016	0,041	30 hs 30 min	0,471	350 hs 25 min
Septiembre 2017	0,029	20 hs 53 min	0,455	327 hs 36 min
Promedio	0,027		0,482	

De esta tabla se extrae la frecuencia promedio de velocidades mayores a 7 m/s es del 2,7 por ciento (en los meses indicados en la tabla). El eólico trabajará desde la velocidad de arranque (3 m/s) hasta velocidades de 7 m/s en el 48,2 por ciento de las horas de servicio. Se deriva de esto que la proporción de horas en cada mes estudiado el viento supera los 7 m/s es tangiblemente menor respecto a las horas en cada mes donde el aerogenerador estará operando en la franja de 3 m/s a 7 m/s. Luego, se puede considerar que el aerogenerador operará en la franja de velocidad entre 3 m/s (de arranque) y 7 m/s, como se indica en la figura 2.5. Se extrae, también que la suma de ambos porcentajes, 50,9 por ciento, muestra que la frecuencia de vientos donde la máquina permanece inactiva es del 49,9 por ciento, es decir que durante la mitad del tiempo ésta no generará energía.

En la tabla 2.4 se exponen los resultados hallados de potencias medias desarrolladas por el aerogenerador AH 20kW en los meses de mayor producción actividad meteorológica.

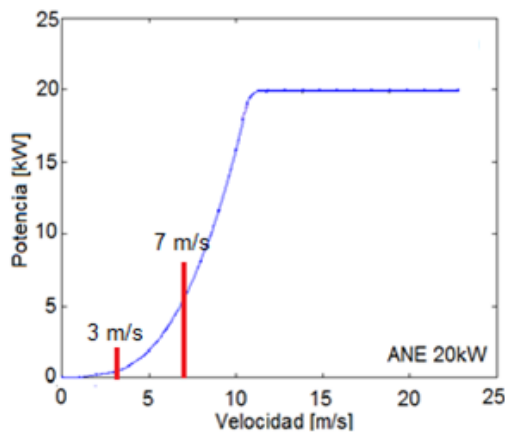


Tabla 2.4: potencia media entregada por la turbina eólica

Mes	Potencia media [kW]
Septiembre 2015	1,0148
Octubre 2015	1,1784
Enero 2016	1,0325
Abril 2016	0,8077
Octubre 2016	1,1791
Septiembre 2017	0,9974
Promedio	1,0346

Figura 2.5: Rango de trabajo del modelo AH-20kW operando en el área geográfica de estudio. *Potencia media mensual desarrollada y energía eólica generada en el periodo estudiado.*

Los resultados del cálculo de la potencia media mensual entregada por el modelo AH-20kW (periodo julio de 2015 a noviembre de 2017) y la energía eólica generada, trabajando a 15 metros de altura en la zona de estudio se presentan en siguiente tabla:

Tabla 2.5: Potencia y energía eléctrica provistas por el molino ANE AH-20kW.

Año	Mes	Pm kW	E kWh	Año	Mes	Pm kW	E kWh
2015	VII	0,446	321,163	2017	I	0,896	645,147
2015	VIII	0,888	639,568	2017	II	0,663	477,677
2015	IX	1,015	730,533	2017	III	0,722	520,182
2015	X	1,176	847,041	2017	IV	0,544	392,142
2015	XI	0,797	573,597	2017	V	0,397	286,240
2015	XII	0,728	524,073	2017	VI	0,442	318,486
2016	I	1,032	743,420	2017	VII	0,957	689,239
2016	II	0,686	494,100	2017	VIII	0,675	486,140
2016	III	0,807	581,431	2017	IX	0,997	718,111
2016	IV	0,808	581,579	2017	X	1,479	1065,240
2016	V	0,454	327,107	2017	XI	1,041	749,736
2016	VI	0,377	271,383				
2016	VII	0,469	337,804				
2016	VIII	0,512	368,701				
2016	IX	0,947	682,221				
2016	X	1,179	848,967				
2016	XI	0,931	670,795				
2016	XII	0,747	538,276				

Energía generada total [kWh] : 16430,099

Energía eólica promedio (en el lapso de 29 meses) [kWh] : 566,555

Pm: potencia promedio [kW]

La energía captada del viento y transformada en energía eléctrica llega a 16,43 MWh en ese periodo. Este resultado está indicando que el promedio mensual de energía proveniente del viento es de 566,55 kWh mostrando un rendimiento bajo, debido a una calidad eólica menor derivada, en parte, del alto índice de rugosidad de la superficie que caracteriza a toda área urbano industrial como es el entorno donde se emplaza el predio de la Universidad. Se extrae también de esta tabla un resultado que refuerza el tema del recurso pobre en términos de generación: observando la columna de potencia mensual promedio, sus valores se alejan de forma notoria del nominal, llegando el mes de octubre del 2016 (que presenta el mejor valor de potencia promedio en el periodo analizado) a alcanzar una potencia promedio de 1,278 kW, valor que contrasta con la potencia desarrollable en pleno de 20kW nominales.

La elección de tres tipos de aerogenerador, de 10 kW, 20 kW y 30 kW de potencia ha resultado correcta en la evaluación de la performance para generación de electricidad, puesto que se trata de máquinas de porte industrial pero con una capacidad de generación adecuada al nivel limitado del recurso.

### Conclusiones

La curva de potencia de la turbina eólica aporta información amplia sobre las particularidades y *performance* operacional que orienta al personal técnico y de asesoramiento sobre la posibilidad de explotación y eficiencia de la máquina en función del recurso. Es frecuente que el manual del aparato presente una tabla con pares de valores de velocidad del viento y potencia correspondiente, pero la visualización de una curva continua permite realizar un análisis más completo y extraer conclusiones que exponen un panorama global de las posibilidades de la máquina. Una de ellas es la distinción en tres regiones bien diferenciadas, que ha sido de gran interés porque permite prever, por ejemplo, que la condición ideal de funcionamiento del eólico exige un régimen de vientos en un rango de velocidades elevado (5 en escala *Beaufort*).

Esta calidad es restrictiva puesto que esa calidad de viento es poco frecuente en numerosas regiones geográficas del Mundo. Se cita el caso de España, que se encuentra entre los cinco países con mayor producción eoloelectrónica en la actualidad y cuenta, sin embargo, con un recurso cuya velocidad promedio de viento es de 5 a 6 m/s en las áreas más aptas, como la costa noroeste del Mar

Cantábrico y las costas del Golfo de Cádiz. Por lo tanto, se deriva que las turbinas estudiadas, instaladas en esas costas, estarían trabajando en la zona de la curva donde la potencia generada depende de la velocidad del recurso, pero que a la vez es un sector de la curva de menor vulnerabilidad o incidencia a los cambios naturales en el régimen del viento, como se puede ver en tabla 2.2b

La velocidad promedio en el área geográfica donde se encuentra de nuestra Universidad, de 3,14 m/s y la información extraída de los diagramas de probabilidades acerca de las bajas frecuencias para velocidades de 7 m/s y superiores, expone un panorama poco alentador para la cosecha eolieléctrica. El aerogenerador modelo AH-20kW, seleccionado para este análisis, operaría en un rango de potencias menor, en sintonía con las velocidades predominantes del recurso entre 3 m/s y 7 m/s (con predominio de 3 m/s y 4 m/s), como se extrae de las figuras 2.4 y la tabla 2.3. En estos rangos, además de proveer una potencia menor al 20 por ciento de la capacidad nominal, ésta se encuentra condicionada absolutamente a la velocidad del viento y tal situación plantea la necesidad de analizar la inestabilidad del suministro de energía eléctrica debido a la variabilidad del servicio derivado de las variaciones en la intensidad del viento.

Se extrae de ese análisis, por una parte, la baja *performance* de la potencia, que registró un promedio de 1,034 kW en los seis meses de mayor actividad, debido a las magras características de esta fuente renovable en esta área y se suma la inactividad de la máquina en el orden del 50 por ciento (en esos meses) por registrar el viento intensidades entre 0 y 2 en la escala *Beaufort*.

Pero esta *performance* se compensa en cierto modo con la mayor estabilidad relativa que la potencia desarrollada muestra frente a variaciones de velocidad del viento, como indica el cálculo de la relación potencia/ velocidad de 0,50 y 0,81 obtenidas en tabla 2.2b. Esta conclusión es extensiva a los dos aerogeneradores restantes.

Como tercer punto, se desmiente la idea que corresponde instalar el molino eólico de potencia nominal menor entre los tres modelos estudiados, es decir, el modelo de AH 10kW, dada la menor calidad eólica del lugar. Se ha visto que la turbina que genera mayor potencia es la de mayor capacidad de las tres y en todo caso el factor que puede determinar la elección de la turbina de menor potencia no es el factor técnico (como se muestra en la figura 2.3), en verdad se relaciona más con un tema de costos propios de adquisición e instalación del sistema.

El análisis eólico en este área ha arrojado resultados desalentadores en términos de explotación eólica. No obstante lo analizado se refiere al lado técnico de la cuestión, que si bien constituye un factor de peso prioritario y permite perfilar ya una tendencia sobre el recurso, no es el definitivo. Se avanzará sobre otros aspectos como el económico y ambiental y se formulará hacia el final una conclusión ya con más elementos de referencia para determinar las posibilidades reales de generación de energía desde esta fuente renovable.

## Referencias

- 1 Perales Benito, T; 'Energías Renovables' Limusa –Noriega Editores (2007).
- 2 Spinadel, E.- 'Curso Intensivo de Energía Eólica' – Asociación Argentina de Energía Eólica – (2001).
- 3 European Comission 'Eoltec –Sirocco Catalogue of Wind Turbine' - Wind Energy – 2013
- 4 <https://www.chinawindenergy.com>
- 5 Matthopoulos D. et al., 'Electricity Generation Using Wind Energy Conversion Systems in the Area of Western Greece', Energy Conversion and Management, Vol. 48, N°5 - 2007.

## SECCIÓN III - Análisis de amortización del sistema eólico en distintos escenarios económicos

### *Introducción*

Se expone en esta sección otro aspecto esencial del estudio del recurso renovable, el económico, realizando un repaso general previo de la economía basada en el petróleo y otras formas fósiles que han fomentado y sustentado este paradigma de calidad de vida y desarrollo tecnológico sin precedentes en la historia humana, que domina los últimos ciento veinte años de nuestra historia, pero que viene acompañado de un costo (no menor) del que se expondrán algunos matices en la próxima sección. Y se continúa analizando el nicho que pueden ocupar las formas alternativas en este contexto energético-económico en cuanto a su viabilidad y competitividad frente a los costos de la eléctrica generada por las fuentes tradicionales, en el área de la Universidad.

El aprovechamiento de recursos no convencionales está fuertemente ligado al recurso disponible, especialmente para las formas eólica y solar, omnipresentes (en distinto grado) una, otra, o ambas en toda en la superficie terrestre y que se caracterizan por su aleatoriedad, en contraposición a los recursos convencionales, que garantizan un determinado periodo (generalmente evaluado en décadas) de provisión de energía en forma continua y (medianamente) estable, en función de la dimensión del yacimiento y la factibilidad de su explotación, entre otros. Esta aleatoriedad constituye un punto débil de los recursos renovables debido a que no son capaces por sí solos de satisfacer la demanda energética de una locación o región, siendo éste un condicionante de la rentabilidad de proyectos que apliquen tecnologías renovables [1].

La rentabilidad de las formas convencionales está basada, en parte, en la accesibilidad inmediata que estas formas conllevan por su regularidad en la provisión de energía frente a la variabilidad de la fuente eólica y la solar y por un mercado global regulado y dinámicamente consolidado. No obstante, se señalan algunas cuestiones que sitúan a las fuentes convencionales en un lugar de replanteo en torno a su explotación y demanda. Además de ser uno de los principales causales del problema del Cambio Climático, sus recursos son agotables. Desde un enfoque macroeconómico, la O.P.E.P. estima que las reservas mundiales conocidas y explotables (manteniendo el ritmo de consumo actual de crudo) podrían alcanzar hasta unos 80 años, contabilizando desde año 2000 [1]. Por otra parte, la explotación de nuevos yacimientos (por ejemplo de petróleo y de gas) conlleva costos crecientes puesto que éstos se encuentran a profundidades mayores o resultan menos accesibles. Ya en la década de 1970 un yacimiento petrolífero se encontraba generalmente entre 3000 metros a 4000 metros de profundidad. En Estados Unidos se halló petróleo a 6850 metros de profundidad cuando a fine del siglo XIX y en las primeras décadas del siglo XX era común encontrar crudo a algunas centenas de metros bajo la superficie [7]. Se avanza también hacia áreas petrolíferas en el lecho marino, actividad de mayor complejidad que demanda infraestructura con altos costos relativos de explotación. Se agrega a lo expuesto, como lo demuestra la historia reciente, que el precio del crudo es sensible a decisiones ligadas a la esfera política por parte de países productores y consumidores, como ha sucedido durante las dos grandes crisis del petróleo en la



década de 1970 y de 1980, que pueden llevar a las mayores economías mundiales a profundas crisis, desequilibrios económicos, paralización industrial y merma de fuentes de trabajo [3, 4].

La tendencia al aumento progresivo del precio del barril irá acentuándose (con oscilaciones temporales) en función de costos crecientes de explotación por la menor accesibilidad a los yacimientos aun no explotados y por las acciones de reactivación en pozos que van llegando al final de su vida productiva. Los costos propios de explotación, en esas circunstancias, operarán en una equiparación real entre la tarifa de los recursos de origen fósil y del resto de las fuentes de energía en el futuro cercano [2, 3].

Esta perspectiva (sin introducir aún el tema ambiental) sumada a la performance probada de la eólica y la solar en países industrializados como Estados Unidos, China, Alemania, España, Japón, entre otros, es indicadora de la necesidad de realizar estudios técnicos y económicos del recurso en distintas zonas geográficas de nuestro país. La evaluación económica se desarrolla en esta sección. Se sabe, del análisis de las variables del viento que ha sido abordado en secciones anteriores de este Proyecto, que se dispone de un recurso de calidad menor en esta zona analizada y que este rasgo afecta negativamente en el índice de rentabilidad frente a la tarifa eléctrica de red. Sin embargo la inagotabilidad del viento, la no emisión de gases de efecto invernadero y el ahorro del orden del 15 por ciento por pérdidas eléctricas debidas a efecto corona, tensión disruptiva y efecto Joule en líneas aéreas de media y alta tensión, pérdidas presentes en el transporte por líneas de alta y media tensión desde en puntos de generación distantes a más de 150 km del punto de consumo (y del cual se exige la generación eólica *in situ*) [5,6] generan un *plafón* interesante en favor de la renovable, que podría reducir diferencias en los costos del kWh entre las formas convencional y no convencional.

Se evalúa la factibilidad de la instalación del aerogenerador modelo AH-20kW y de su rendimiento y se calcula el índice de rentabilidad asumiendo una cobertura del 30 por ciento de la demanda eléctrica de siete viviendas-estándar con los artefactos eléctricos propios para una familia de cuatro a cinco integrantes, exento de artefactos de lujo. Se ha determinado una cobertura del 30 por ciento de las necesidades de energía eléctrica de cada familia, dada la variabilidad de recurso renovable y el porcentaje de calmas anuales, como se ha encontrado en la Sección I. El consumo eléctrico de cada vivienda se ha estimado sobre la base del consumo real de una vivienda de iguales características.

### *Objetivos*

- Evaluar variables económicas que contribuyen en la toma de decisión respecto de la factibilidad de la explotación del recurso mediante un aerogenerador de 20 kW.
- Estimar el costo de inversión para el aerogenerador en el área urbana del conurbano bonaerense.
- Estimar el índice de rentabilidad (anual y total) del aerogenerador en función del recurso disponible en esta área.
- Determinar la rentabilidad en un escenario económico con distintas tasas de interés bancario anual.

## Materiales y Métodos

Los datos de especificación técnica del aerogenerador ANE AH-20kW expuestos en la Sección II de este trabajo, se reproducen en tabla 3.1, con el agregado de los precios de la turbina y sus componentes expresados en dólar estadounidense (equivalente a pesos 16,60 - agosto de 2017). La curva de potencia del aerogenerador AH 20kW se reproduce en la figura 3.1.

Tabla 3.1: especificaciones técnicas y costos del aerogenerador ANE modelo AH-20kW [8]

Modelo		AH-20kW
Diámetro de rotor [m]		9,80
Material palas		Fibra de vidrio reforzada
Potencia nominal		20 kW
Velocidad viento para potencia nominal [m/s]		11
Frecuencia [rpm]		175
Velocidad viento de inicio servicio [m/s]		3
Velocidad viento salida servicio [m/s]		25
Tipo de control		Pitch
Peso estructura [kgf]		1210
Altura torre [m]		20
Turbina de viento con control tipo pitch [US\$]		16430,00*
Torre y escalera con plataforma de trabajo (18 m) [US\$]		8500,00
Equipamiento hidráulico [US\$]		5140,00
Concepto F.O.B. [US\$]		9395,00
Costos adicionales (traslado e instalación) [US\$]		1973,25
Costo total [US\$]		41438,25

\*Todos los precios, expresados en moneda dólar estadounidense, paridad cambiaria: agosto de 2017: \$16,60 por dólar .

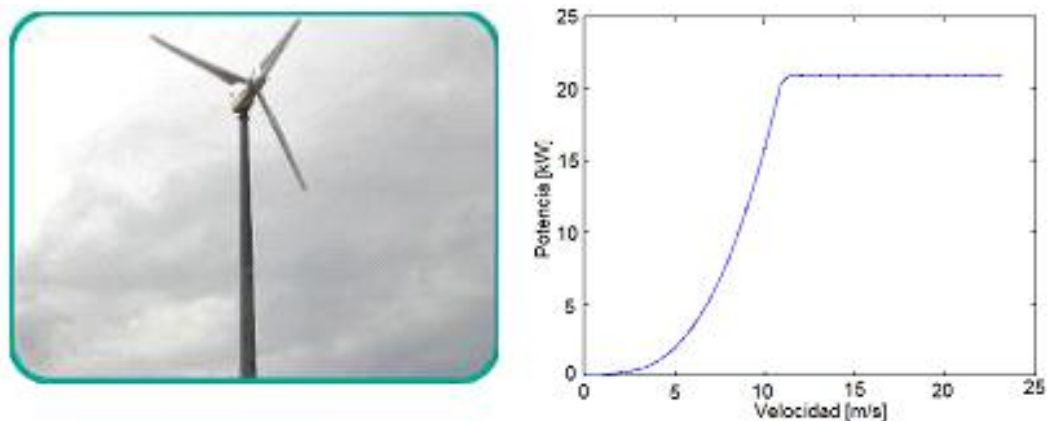


Figura 3.1: Molino eólico ANE modelo AH-20kW y Curva de potencia

El análisis económico de la instalación eólica y la rentabilidad que puede generar se realizó sobre la base de la producción eléctrica del aerogenerador funcionando en este ámbito urbano-industrial y del consumo de una vivienda *estándar* real de cuatro integrantes. La evaluación se extendió al periodo de 29 meses. Los datos de consumo eléctrico han sido extraídos de la facturación bimestral de una vivienda real de las características arriba indicadas, y que se detallan en la tabla 3.2. El valor del kWh residencial de red se estimó en \$ 1,552, costo del kWh del servicio eléctrico para vivienda, facturación de la empresa EDENOR que brinda servicio en varios distritos de la Zona Oeste del Gran Buenos Aires.

Precio detallado en la facturación de clase residencial pertenece al 5° bimestre año 2017. La conversión del precio del aerogenerador (expresado en dólares, tabla 3.1) ha sido tomada para la paridad que rige en el mes de agosto del 2017, de 16,60 pesos por dólar.

Tabla 3.2: Artefactos eléctricos de la vivienda estudiada y consumo eléctrico (en kWh) bimestral y total (29 meses) por vivienda.

Artefactos	Cantidad	Año y bimestre	Periodo	Consumo [kWh]
Aire acondicionado	2	2014		
Heladera	1	1°	11/XII al 14/ II	1157
Bomba centrífuga	1	2°	15/ II al 14/IV	441
Ventilador	3	3°	15/ IV al 11/VI	411
Ventilador techo	1	4°	12/VI al11/VIII	406
Televisor	2	5°	12/VIII al 13/X	429
Radio	1	6°	14/X al 10/XII	540
Computadora	2	2015		
Equipo música	1	1°	11/XII al 14/ II	802
Horno eléctrico	1	2°	15/ II al 14/IV	730
Lámparas	18 bajo cons.	3°	15/ IV al 11/VI	367
Plancha	1	4°	12/VI al11/VIII	469
Secador cabello	1	5°	12/VIII al 13/X	477
Afeitadora	1	6°	14/X al 10/XII	532
		2016		
		1°	11/XII al 14/ II	893
		2°	15/ II al 14/IV	611
		3°	15/ IV al 11/VI	355
		4°	12/VI al11/VIII	364
		5°	12/VIII al 13/X	350
		6°	14/X al 10/XII	479
		2017		
		1°	11/XII al 14/ II	911
		2°	15/ II al 14/IV	672
		3°	15/ IV al 11/VI	379
		4°	12/VI al11/VIII	488
		5°	12/VIII al 13/X	544
		6°	14/X al 10/XII	520
<b>Demanda eléctrica total por vivienda</b>				<b>7898</b>

Asumiendo el carácter aleatorio del viento, la idea de abastecer completamente a las viviendas con electricidad de esta fuente renovable pierde sentido puesto que su velocidad no es constante durante todo el día o durante todo un mes y que, como se observa en los resultados obtenidos, hay variaciones estacionales. Existen, además, periodos de calmas o de brisas suaves durante el año que resultan insuficientes para el movimiento de las palas, por lo tanto, el aporte desde la eólica debería ser estudiado como complementario del servicio eléctrico convencional con un recurso con el nivel de variación que se presenta en el área estudiada. Una concepción más adecuada, en función de este carácter aleatorio, es establecer una contribución porcentual de la demanda eléctrica total, proveniente de la fuente renovable, por ejemplo, un 30 por ciento de energía generada desde el molino, por lo tanto se estimó el número de viviendas cuyas necesidades eléctricas pueden ser cubiertas desde la eoloeléctrica en el 30 por ciento, en función de la demanda eléctrica calculada en la tabla 3.2. Sobre esa base se realizó el cálculo en primera instancia de rentabilidad e índice de rentabilidad simple y en una segunda instancia, el cálculo de los mismos parámetros en un escenario económico a *tasa de interés nominal bancario*.

Se calculó el tiempo en que un capital inicial (equivalente al monto total de inversión en el molino eólico) depositado a tasa de interés bancario fija genera un capital actualizado equivalente a ese capital inicial, y también el *valor actualizado* del capital inicial depositado, que estará disponible al vencimiento de un año debido al interés que prima sobre ese capital depositado (según tasa de interés regente). Ha sido aplicada una expresión en términos de *serie*, donde cada término representa cada año que transcurre a tasa nominal fija y su sumatoria total constituye la *ganancia* que se obtiene de ese capital que no ha sido invertido en el aerogenerador y ha sido colocado, en cambio, a interés bancario en un plazo idéntico al de amortización del eólico [9].

$$G_n = s \cdot x(1 + x + x^2 + \dots + x^{n-1})^* \quad (1)$$

\* $G_n$  es la ganancia obtenida en el periodo total debido a colocar el monto inicial  $s$  a interés bancario,  $x$  contiene el rédito anual de ese monto debido a la tasa de interés regente y  $n$  es el tiempo, en años, que es colocado ese monto inicial en el banco.

Estos parámetros económicos se sumaron a la valuación técnica ya realizada para contar con más elementos de decisión hacia la inversión en tecnologías limpias, en función de las posibilidades concretas de la fuente renovable.

Los resultados de producción eoloeléctrica de la tabla 2,5 (de la Sección II) se aplicaron para el cálculo del ahorro de energía por vivienda considerando una cobertura del 30 por ciento de su demanda eléctrica, desde la captación eólica.

Tabla 2.5: Potencia y energía eléctrica provistas por el molino ANE AH-20kW operando a 15 metros de altura

Año	Mes	Pm kW	E kWh	Año	Mes	Pm kW	E kWh
2015	VII	0,446	321,163	2017	I	0,896	645,147
2015	VIII	0,888	639,568	2017	II	0,663	477,677
2015	IX	1,015	730,533	2017	III	0,722	520,182
2015	X	1,176	847,041	2017	IV	0,544	392,142
2015	XI	0,797	573,597	2017	V	0,397	286,240
2015	XII	0,728	524,073	2017	VI	0,442	318,486
2016	I	1,032	743,420	2017	VII	0,957	689,239
2016	II	0,686	494,100	2017	VIII	0,675	486,140
2016	III	0,807	581,431	2017	IX	0,997	718,111
2016	IV	0,808	581,579	2017	X	1,479	1065,240
2016	V	0,454	327,107	2017	XI	1,041	749,736
2016	VI	0,377	271,383	Energía generada total [kWh] : 16430,099			
2016	VII	0,469	337,804	Energía eólica promedio			
2016	VIII	0,512	368,701	(en el lapso de 29 meses) [kWh] : 566,555			
2016	IX	0,947	682,221	Pm: potencia promedio [kW]			
2016	X	1,179	848,967				
2016	XI	0,931	670,795				
2016	XII	0,747	538,276				

### Resultados

Los datos de las tablas 3.2 y 2.5 permiten estimar que los 16,43 MWh de energía provista desde la eólica (en 29 meses) pueden cubrir el 30 por ciento de la demanda eléctrica de 7 casas-modelo:

$$\frac{16430 \text{ MWh}}{(7898 \cdot 0,3) \text{ MWh}} \approx 7$$

La tabla a continuación muestra los datos necesarios para la estimación de rentabilidad y amortización de 1 aerogenerador ANE AH-20kW instalado y operando en la zona en estudio.

Tabla 3.3: Demanda de 7 viviendas-modelo en el periodo estudiado desde julio del año 2015 hasta noviembre del 2017 y generación eléctrica eólica en el mismo periodo.

		En 29 meses	Deducido a 12 meses
Demanda eléctrica total 7 (viviendas)	[kWh]	55286,00	22876,96
Generación eólica del molino	[kWh]	16430,10	6798,60
Gasto total de energía de red 7(viviendas)	[\$]	85803,87	35505,05
Ahorro por provisión eléctrica desde la eólica	[\$]	25499,36	10551,46
Gasto total de energía de red por vivienda	[\$]	12257,69	5072,15
Ahorro por provisión eléctrica desde la eólica Por vivienda	[\$]	3638,07	1507,41
Costo total aerogenerador instalado	[\$]		687874,95
Costo aerogenerador instalado por familia	[\$]		98267,85

a) *Cálculo del índice de rentabilidad simple*

Rentabilidad anual ( $R$ ) (por familia) del generador ANE AH-20kW instalado:

$$R = \frac{\$1507,95}{\$98267,85} = 0,0153 \quad (1,53\%)$$

Índice de rentabilidad ( $r$ )  $r = v \times R = 0,306$  (factor bajo)

Amortización del eólico: 65,36 años.

b) *Factores desfavorables para la inversión en renovables: interés a tasa bancaria*

b<sub>1</sub>) Tasa de interés anual bancario: 3 %, depósito a un año:

El dinero invertido en el aerogenerador y su instalación podría ser depositado a interés bancario en plazo fijo. En este caso, suponiendo una tasa nominal fija del 3 por ciento anual, que constituye una tasa baja de interés. En qué tiempo el rédito que genera el plazo fijo suma un valor igual al costo total del aerogenerador y con qué capital depositado se alcanza el mismo rédito que produce (por usuario) un ahorro del 30% en la facturación eléctrica debido al aporte de energía desde el aerogenerador.

$$C_f = C_i(1+i_k)^{n/k} \quad (2)$$

Interés compuesto:

donde:  $C_f$  es el capital final obtenido, igual a  $2 \cdot C_i$  \$1.375.749,90  
 $C_i$  es el capital inicial depositado a interés bancario. \$ 687.874,95  
 $i$ : interés anual 3 %  
 $k$ : periodos de capitalización dentro del año anual  
 $n$ : años en los que se deposita el capital a interés

El capital inicial, \$ 687874,95, se asume inmovilizado en el tiempo de capitalización. Aplicando la expresión (2), el tiempo en que se obtiene un rédito de igual a ese monto es 23,45 años.

El capital inicial a depositar (cada usuario) en plazo fijo durante 1 año es de \$ 50265 para obtener el mismo rédito que el ahorro generado en facturación eléctrica por explotación del viento. Es decir, con un capital inmovilizado durante un año de \$ 50265 al 3% de interés (anual) se obtiene la misma renta por año que participando (cada familia) con un capital de \$ 98267,65 en la compra e instalación de la máquina eólica.

b<sub>2</sub>) Tasa de interés anual bancario: 16 % (tasa fija mes agosto del 2017).

Aplicando la expresión 2) se obtuvo un capital inicial de: \$ 9424,70. En este caso, el capital inmovilizado durante un año y por familia es sensiblemente menor y deja una renta similar (en el transcurso de un año) a la lograda con la participación en la compra e instalación del eólico mediante un capital de \$ 98267,65 (por familia).

### *Conclusiones*

Los resultados obtenidos muestran ya en una primera aproximación que la inversión realizada reporta, económicamente, una rentabilidad baja e implica un periodo de amortización del bien que supera el límite aceptable para tomar la decisión de invertir en esta tecnología energética limpia, puesto que sobrepasa notablemente el tiempo de vida útil de aerogenerador. Este resultado es coherente con las posibilidades que brinda el viento en este sector. La potencia eólica registrada en los veintinueve meses estudiados está indicando, para aerogeneradores de esta capacidad nominal, una mala condición para esta propuesta de explotación del viento desde el análisis técnico y económico.

Además, se encontró que una tasa baja de interés bancario, como se muestra en el punto  $b_1$  de la sección *Resultados*, es suficiente para alejar al inversor de la idea de aplicar tecnología renovable en este sector geográfico. Consecuentemente, una tasa de interés bancario como la actual es desalentadora de la efectivización de inversiones de esta clase, como se observa en el resultado obtenido en el punto  $b_2$  donde se puede obtener el mismo rédito anual pero con un capital diez veces menor colocado en plazo fijo bancario a tasa nominal del 16 por ciento. La cotización de la divisa dólar estadounidense en el momento de la estimación de la rentabilidad es otro parámetro que opera en el mismo sentido negativo para la gestión de importación del eólico.

Si bien existen en el mercado aparatos para uso doméstico que generan desde 0,50 kW de potencia, la mayor parte comienzan a operar con velocidades de viento de 3 m/s o mayor, luego, el recurso eólico sigue siendo también de calidad regular aún para estos molinos.

Sin embargo estos resultados generan una lectura complementaria sobre el tema: por una parte dan un primer marco de referencia al inversor y por la otra, se debe tener presente que este análisis ha sido realizado desde un enfoque exclusivamente financiero, es decir, sin contemplar aspectos como el ambiental y la cuestión climática. En la sección siguiente se incluyen parámetros ambientales y se procede a la reevaluación de la rentabilidad y amortización.

## Referencias

- 1 Harper, H.- 'Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica' - Editorial LIMUSA, Grupo Noriega Editores (2009).
- 2 Sánchez Maza, M - 'Energía Solar Térmica' - Editorial LIMUSA, Grupo Noriega Editores (2010).
- 3 Ministerio de Industria, Turismo y Comercio "Estrategia de \_Ahorro, Eficiencia Energética en España' 2004-2012
- 4 Foreman-Peck, J. 'Historia económica mundial. Relaciones económicas internacionales desde 1850' - Madrid. 1995.
- 5 Nava Bustillo, G. 'Líneas de Transmisión', Cap 7 –UTO – FNI - 2013
- 6 Yépez, A.; Levy, A. Valencia, A. 'El Sector Energético' Nota Técnica N°967 – BID - 2016
- 7 Fernández, S. H. 'Química Orgánica', 11° Edición. Editorial Losada – Buenos Aires - 1978
- 8 ANE catalogue - [www.chinawindenergy.com](http://www.chinawindenergy.com)
- 9 Ramírez M.; Barboza García, M.; Pantoja Algarín, C. Zambrano Meza, A.; 'Fundamentos de Matemáticas Financieras' Editorial Universidad Libre Sede Cartagena –Colombia – 2009.

## SECCIÓN IV: Evaluación de la minimización del daño ambiental.

### Introducción

El tercer aspecto a evaluar en todo emprendimiento relacionado con generación de energía es el ambiental, menos contemplado pero que va adquiriendo mayor impronta con el transcurrir de los años por el progresivo impacto ambiental derivado del consumo en gran escala de elementos fósiles durante toda la centuria pasada y la actual. El dióxido de carbono que se produce en toda combustión de materiales de origen orgánico como derivados del petróleo, gas y carbón mineral, que constituyen la fuente de energía de los motores de combustión interna, aplicados en todo medio de transporte y procesos industriales, turbinas a gas, en quemadores industriales, calderas, sistemas de calefacción a leña, kerosene y gas, y en hornos industriales, uso fabril y residencial, se comporta como un cuerpo transparente a la radiación de longitud de onda visible y ultravioleta. Esta radiación llega a la superficie terrestre, que se calienta y comienza a emitir parte de ella hacia la atmósfera, llegando al espacio en forma de radiación de mayor longitud de onda (infrarroja). El dióxido de carbono (junto con el metano y las sustancias clorofluorcarbonadas (CFC)) se comportan sin embargo, como cuerpos opacos a la radiación infrarroja. El aumento de concentración de estos gases obra en una permanencia de esa radiación por tiempo más prolongado que el normal en la atmósfera antes de alcanzar el espacio exterior, siendo causa del efecto denominado Invernadero o Calentamiento Global [1,2].

No obstante lo expuesto arriba, la importancia de las formas fósiles es innegable en la vida actual y no se podría pensar en términos de reemplazo total de estas formas por las no convencionales. La gráfica, a continuación, resume esto:

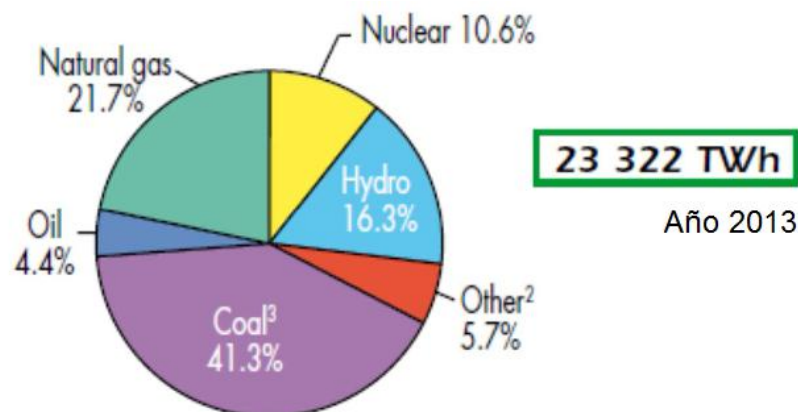


Figura 4.1: Diagrama circular que muestra el porcentaje de contribución de cada fuente en la generación de energía eléctrica, en el Mundo [3].

El 80% de la energía primaria que hoy utiliza el planeta es carbón, petróleo y gas natural, combustibles que han sostenido los últimos cien años de crecimiento de la actividad humana [3]. Las fuentes fósiles, como se observa, conforman un porcentaje abrumador frente a otras formas de energía, constituyendo un verdadero cimientamiento sobre el que está estructurada la calidad de vida actual y desde hace más de cien años.



Pero el costo de esta calidad de vida alcanzada por estos medios tiene su contraparte en el desequilibrio que el hombre ha ido generando en su entorno. Uno de esos desequilibrios se relaciona con la emisión indiscriminada durante varias décadas hasta la actualidad de gases de efecto invernadero, que vienen manifestando las consecuencias en el balance térmico terrestre y esto repercute en un conjunto de cuestiones físicas, químicas, biológicas y humanas (economía, salud) de forma negativa y en el plano global [1,2]. El informe actualizado del *Banco Mundial* afirma que Jefes de Estado y otros líderes han reafirmado, en la última reunión en París, sus compromisos sobre las acciones a implementar para enfrentar el cambio climático frente a la noticia del incremento de emisión de CO<sub>2</sub> que en el último año alcanzó el más alto nivel en 800 000 años (es decir, desde la aparición de los primeros seres con rasgos antropoides). Agrega que estas emisiones incrementaron en el orden de un 60 por ciento entre los años 1990 y 2014 y que si bien en los últimos tres años las emisiones mundiales se habían estabilizado, se observa que recientemente comenzaron a aumentar nuevamente [4]. Nuestro país no está exento de esta situación, son notables las tendencias climáticas que han ocurrido en el Territorio Argentino en las últimas tres o cuatro décadas, entre ellas: aumento de las precipitaciones medias anuales en la Región Noreste, aumento de temperatura en la zona cordillerana patagónica y el Cuyo, con retroceso de glaciares, retroceso del caudal de los ríos cordilleranos en San Juan, Mendoza y la Región del Comahue, aumento de las precipitaciones extremas en la zona central y oriental del país [5].

Una acción efectiva para contribuir a remediar el efecto invernadero consiste en la aplicación de tecnologías de cero emisión en procesos como generación eléctrica en gran escala. Esas tecnologías aprovechan recursos naturales como la hidroelectricidad, colección fotovoltaica y generación eoloelectrica y están probadas en varios países del Mundo.

Las industrias extractivas son otro factor de emisión masiva de gases, se han estudiado procedimientos para reducir tal emisión, como la gasificación del carbono para mejorar eficiencia en la combustión [6]. Por lo tanto se cuenta con vías de acción hacia el objetivo de paliar la situación climática actual con el fin de evitar su incremento en el futuro inmediato.

Este trabajo de investigación se basa en el estudio del viento como fuente de energía en el sector oeste- suroeste del Gran Buenos Aires. Los resultados encontrados en la secciones precedentes están arrojando un balance negativo desde el lado técnico y económico del estudio, con un promedio bajo de intensidad de viento y un porcentaje de días de calmas y brisas leves que suma en el haber negativo del recurso y todo ello deriva en índices bajos de rentabilidad del eólico instalado en esta locación. Estos resultados dejan a la alternativa del viento fuera del rango económicamente aceptable frente al precio actual del kilowatt hora de la energía de red.

Sin embargo, un marcador esencial, que es estimado desde hace décadas y que constituye un indicador de emisión a nivel mundial (aplicado como parámetro para determinar estadísticas de emisión por país y para formular proyecciones a futuro) es el *factor de emisión* de CO<sub>2</sub>, definido como gramos (o kilogramos) de CO<sub>2</sub> (liberados en la combustión) por kWh generado. Este parámetro asociado al concepto de reparación del daño ambiental, que se puede interpretar como el costo que incluye acciones, tecnología y cuerpo técnico idóneo para realizar la tarea de extraer cada tonelada de gas emanado a la atmósfera por combustión, generan la alternativa de un nuevo cálculo del índice de rentabilidad y amortización de

sistemas eólicos a instalar por cuanto este costo por reparación de daño ambiental corresponde a toda forma de generar electricidad con emisión de CO<sub>2</sub> y, por lo tanto, todo sistema de cero emisión está exento del mismo [7,8].

Se ha realizado un cálculo de índice de rentabilidad del aerogenerador incorporando este parámetro en el estudio.

### Objetivos

- Introducir el concepto de daño ambiental en el estudio de emprendimientos renovables.
- Determinar el índice de rentabilidad de la tecnología eólica empleada en este sector del Gran Buenos Aires, con el recurso de calidad menor que presenta, incluyendo el concepto de daño ambiental.

### Materiales y Métodos

En esta sección se agrega la realización del nuevo cálculo de rentabilidad introduciendo los conceptos de reparación del daño ambiental por emisión de dióxido de carbono y de *factor de emisión*, que para la Argentina (como promedio de los factores de emisión de los años 2103, 2014 y 2015) es de 0,532 tn CO<sub>2</sub> / MWh [9]. Se calculó, la masa total de CO<sub>2</sub> que se evita emitir a la atmósfera mediante la explotación del recurso eólico aplicando este parámetro. Los registros de velocidad del viento compilados en histogramas de frecuencia y diagramas de *Weibull* en la sección I han sido empleados aquí junto con los resultados de generación eoloeléctrica efectiva en este entorno urbano-industrial para el periodo julio del 2015 a noviembre del 2017 (sección II). Los datos de demanda eléctrica bimestral en la vivienda-tipo (ver sección III) han sido analizados considerando, en primer término, que la demanda es cubierta totalmente desde la red (se asume que la electricidad de red es generada exclusivamente por centrales termoeléctricas) y luego, incluyendo una cobertura del 30 por ciento de esa demanda cubierta desde el molino eólico. El costo por reparación de daño ambiental, de US\$ 220 por tonelada de CO<sub>2</sub> [8] ha sido tomado como referencia para el nuevo cálculo del índice de rentabilidad, hallando nuevos valores de este índice en este nuevo escenario de análisis. Esta segunda instancia de análisis se ha realizado contemplando tasa de interés bancario (fija) como condición desfavorable para la inversión.

### Resultados

Tabla 4.1: Estimación del índice de rentabilidad con la inclusión del factor de emisión y del costo de reparación por daño ambiental.

	Concepto	En 29 meses	Deducido a 12 meses
1	Demanda eléctrica total 7 (viviendas) [kWh]	55286,00	22876,96
2	Generación eléctrica desde el molino eólico [kWh]	16430,10	6798,60
3	Factor de emisión promedio [tn CO <sub>2</sub> /MWh]	0,532/ 1	0,532/ 1
4	Emisión total anual de las 7 viviendas por cobertura total de demanda eléctrica desde la red [ton CO <sub>2</sub> ]	29,41	12,17
5	Costo reparación daño ambiental [\$]	107405,32	44444,84
6			
7	Reducción de emisión anual, por cobertura del 30% por contribución eoloeléctrica [ton CO <sub>2</sub> ]	8,83	3,65
8	Ahorro monetario debido a la reducción de emisión por abastecimiento (del 30%) de energía eólica [\$]	32247,16	13329,80
9	Ahorro monetario debido a la reducción de emisión por consumo de energía eólica por vivienda [\$]	4606,73	1904,27

La tabla 4.1 expresa el costo adicional en concepto de reparación de daño ambiental. Este ha sido estimado mediante el *factor de emisión* tomando como referencia el costo que una tonelada de CO<sub>2</sub> demanda para ser extraída del medioambiente.

Estos conceptos aplicados a la demanda eléctrica de las 7 viviendas-modelo han dado los resultados que se muestran en esa tabla para el caso de ser abastecidas totalmente por energía de red generada exclusivamente por centrales termoeléctricas y considerando luego que el 30 por ciento de esa demanda se realiza desde la fuente renovable. En este último caso se encontró que, incluyendo el costo por daño ambiental (anual), el recargo en pesos que recae en la electricidad de red es de US\$ 2677,40 anuales (ó \$ 44444,84, paridad cambiaria de \$16,60 por dólar) prorrateados entre las 7 familias. Si se emplea el aerogenerador, el ahorro en este concepto asciende a US\$ 803 anuales (ó \$13329,80), luego, el recargo por daño ambiental se reduce a US\$1874,40 (\$31115,04) (que corresponde al 70% de la demanda eléctrica proveniente de la red).

Una interpretación de este resultado se visualiza en la aplicación de este ahorro como un haber, en este caso de \$ 1904,26 anuales por vivienda, que se suman al haber anual que genera el aprovechamiento de la fuente renovable (ver tabla 3.3, sección III). Se realizó el nuevo cálculo del índice de rentabilidad (*r*) (por vivienda) [10].

a) *Cálculo del índice de rentabilidad simple*

$$R = \frac{\$1507,95 + \$1904,26}{\$98267,85} = 0,0347 \quad (3,47\%) \quad \text{luego} \quad r \approx 0,694$$

Amortización del eólico: 28,8 años.

b) *Cálculo de ganancia por interés bancario fijo del 3% anual (en interés compuesto).*

El dinero invertido en el aerogenerador y su instalación podría ser depositado a interés bancario en plazo fijo. En este caso, suponiendo una tasa nominal fija del 3 por ciento anual, que constituye una tasa baja de interés, se quiere saber qué rédito genera y en base a ello, en qué tiempo se alcanza el valor del capital depositado inicial.

Capital inicial: \$ 687874,95

Interés compuesto:

$$C_f = C_i (1 + i_k)^{n/k}$$

donde:  $C_f$  es el capital final obtenido (en este caso, igual a 2.  $C_i$ ): \$1375749,90

$C_i$  es el capital inicial depositado a interés bancario. \$ 687874,95

$i$ : interés anual 3 %

$k$ : periodos de capitalización dentro del año anual

$n$ : años en los que se deposita el capital a interés

Luego, la suma de intereses sobre capital inicial alcanza el valor del capital inicial en 23,44 años.

## Conclusiones

El índice de rentabilidad y la amortización del sistema no llegan a un mínimo *estándar* de aceptabilidad con la tarifa eléctrica actual, aun incluyendo los parámetros ambientales. Se reafirma la condición insuficiente del viento para fines de explotación en esta área y esto es, en parte, debido al porcentaje de calmas y de brisas suaves anuales junto a la condición de relieve urbano, caracterizado por un alto índice de rugosidad. El análisis comparativo en un escenario económico favorable a la inversión, como es una tasa baja de interés nominal a plazo fijo arrojó también un resultado levemente favorable a esta última opción sobre la inversión en el recurso renovable. Por lo expuesto, la alternativa eólica no parece ser económicamente viable en la actualidad en el sector estudiado.

Sin embargo, la inclusión de variables ambientales dan a todo estudio un carácter más general, prestando atención al daño ambiental como parámetro no desestimable al momento de evaluar un proyecto de generación de energía. Se obtuvo, por una parte, que la amortización del sistema eólico se ha reducido considerablemente, en más de la mitad de los años, al incluir los factores ambientales en el análisis respecto del resultado hallado en la sección III, y si bien esto resultó aún insuficiente en la ecuación económica, se observa que esta inclusión genera una tendencia a la equiparación de los costos entre energías renovables y no renovables y convoca a pensar en la inversión limpia como alternativa posible. Por otra parte, se extiende la visión humana hacia un pensamiento más contemplativo e inclusivo (muy necesario) de la Naturaleza y el entorno. Este esquema de pensamiento debe acompañar a todo emprendimiento tecnológico- económico, en todas las áreas de la actividad humana como elemento prioritario para afrontar con éxito el fenómeno de Cambio Climático y sus consecuencias, que ya comienzan a ser perceptibles.

## Referencias

- 1 Harper, H.- 'Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica'- Editorial LIMUSA, Grupo Noriega Editores (2009).
- 2 Sánchez Maza, M - 'Energía Solar Térmica' - Editorial LIMUSA, Grupo Noriega Editores (2010).
- 3 Carranza, H. y col.-'Informe de actualización de prospectiva energética 2016'- APEE- UTN FRGP - 2016
- 4 [www.datos.bancomundial.org/es](http://www.datos.bancomundial.org/es) - Grupo Banco Mundial - página web del Banco Mundial en español
- 5 Dr. Néstor Carlos Kirchner – Presidente de la Nación Argentina, Dra. Romina Picolotti – Secretaría de Medioambiente y Desarrollo sustentable - '2° Comunicación de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Autoridades Nacionales: Capítulos I y II - (2007).
- 6 World Coal Institute 'El carbón como recurso' - edición inglesa del WCI, en español - (2005)
- 7 Moreno Figueredo, C. 'Calcular la energía' -Nota técnica. Centro de Estudios de Tecnologías Energéticas Renovables, Cuba - OLADE -2003.
- 8 Moore, F; Díaz, D. 'Costo del daño ambiental por CO<sub>2</sub> es de US\$ 220 por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido' Europa Press - Programa Interdisciplinario Emmett en Medio Ambiente – Universidad de Stanford (U.S.A.) - 2015.
- 9 Cálculo del factor de emisiones de co<sub>2</sub> de la red Argentina de energía eléctrica. Año 2015. Secretaría de Energía de la Nación
- 10 Ramírez M.; Barboza García, M.; Pantoja Algarín, C. Zambrano Meza, A.; 'Fundamentos de Matemáticas Financieras' Editorial Universidad Libre Sede Cartagena –Colombia – 2009.

## SECCIÓN V: Análisis comparativo del potencial de la fuente renovable con respecto al recurso en España

### Introducción

#### a) *Reseña histórica reciente*

Finalizada la guerra, las megaempresas petroleras de Estados Unidos y de los Países del Mar del Norte enfocaron sus objetivos más allá de sus fronteras. Desde el año 1947, emprendieron este nuevo rumbo que derivó en el descubrimiento de yacimientos de magnitud en Oriente Medio, Lejano Oriente y en América Latina. La demanda mundial de energía abastecida desde el petróleo pasó del 37 por ciento en 1950 al 64 por ciento en 1970 debido a la abundancia, disponibilidad y bajo costo que estos nuevos yacimientos agregaron al mercado y a la atención de la creciente demanda en el planeta. El precio bajo del crudo (US\$ 1,90 en 1949, equivalentes a US\$ 20 actuales ó US\$ 1,80 en 1970 equivalentes a US\$ 11 actuales) no registró mayores perturbaciones durante esas décadas [1]. Esta situación de equilibrio, abundancia de combustibles y bajo costo, en conjunción con el usufructo de la herencia tecnológica de la guerra y posguerra (la electrónica, las comunicaciones, el nylon, los *plásticos*, la penicilina y vacunas nuevas) dió lugar a un momento de la historia caracterizado por avances en múltiples campos: el tecnológico, el cultural y el social en Occidente y parte de Oriente, que se extendió desde finales de la década de 1950 hasta principios de la década de 1970, signado por un legado acontecimientos que marcaron numerosos cambios sociales (que delinearían el modo de vida de las décadas siguientes) y laborales que revistieron un ambiente de bienestar, de creatividad y progreso social envueltos en un paradigma de accesibilidad masiva a bienes y servicios tecnológicos nuevos. Se conoce este periodo como la *Década Dorada*, con *los años sesenta* como sello distintivo y el petróleo barato y abundante como soporte de este nuevo paradigma.

En 1960 se formó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), conformado originalmente por Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait y Venezuela, con el objetivo de fortalecerse en la negociación con las multinacionales petroleras, que habían *desembarcado* finalizada la Segunda Guerra Mundial, y tener una mayor participación en decisiones de producción y creación de nuevos mecanismos de determinación de precios. Se sumaron durante esa década países productores del norte de África. Varios de estos Estados comenzaron un proceso de nacionalización y gestión de sus reservas y producción, desde el año 1969 [1,2].

El año 1972, no obstante, marcó el inicio de la declinación de este periodo de notables cambios y progresos en la sociedad que signó al siglo XX de la posguerra. La OPEP alcanzó protagonismo mundial al determinar un aumento del precio del barril de US\$ 1,80 a US\$ 2,50 y en octubre de 1973 aplicó un alza a US\$ 5,00 el barril, junto con una reducción de la producción en el orden de 7 por ciento de la producción mundial y el embargo petrolero a países que apoyaban a Israel en la guerra del *Yom Kippur*, medidas que provocaron una sacudida en los cimientos de la economía mundial, y en especial de Estados Unidos y Europa Occidental, cuyas economías se erigían sobre el petróleo como activo económico y sostén de su desarrollo industrial sin precedentes.

Se produjo una crisis a escala planetaria que se profundizó en el año siguiente cuando el barril llegó a cotizar US\$ 11,50 (equivalentes a US\$ 55,00 en el año 2014), por lo tanto, la escasez del crudo impuesta desde la OPEP y el alza de precios generó un cambio drástico en el panorama económico global, con la caída fuerte del PBI de Estados Unidos, Inglaterra y Alemania. Entre los años 1975 y 1978 el precio del barril se estabilizó entre US\$ 12,00 y US\$ 14,00 [1,2].

Esta crisis de alcance mundial dejó sus enseñanzas: se comenzaron a practicar medidas de uso racional de la energía y a diseñar automóviles más compactos y de menor peso a fin de lograr un consumo más austero de energía para transporte. Se intensificó la exploración en otras regiones del planeta (Mar del Norte, Alaska, costas de Sudamérica) para lograr una mayor independencia del petróleo de los países miembros de OPEP y gobiernos y grupos científicos orientaron sus objetivos hacia la búsqueda de otras formas de energía como las denominadas alternativas, especialmente solar y eólica.

Una nueva crisis se avecinaba hacia el año 1979, cuando el régimen monárquico del Sha de Irán (país miembro de OPEP y segundo en producción en esa entidad) fue derrocado y se proclamó la República Islámica de Irán. En el año 1980 estalló la guerra entre Irán e Iraq, este último país apoyado por Estados Unidos y otras potencias occidentales para debilitar al nuevo gobierno de Irán. Tal situación generó una nueva escalada del precio del barril de US\$ 14,00 a US\$ 25,00 en 1979 y llegó a US\$ 37,00 en el año 1981 (equivalentes a US\$ 101,00 del año 2014). La guerra causó el desplome de la producción de Irán, afectando a las economías importadoras de crudo de Europa Occidental y de Japón, al reducirse la producción mundial en el seis por ciento. Durante el resto de la década de 1980, se logró una estabilización del crudo en US\$ 29,00 el barril y un descenso paulatino de su precio hacia finales de esa década y principios de la siguiente, pero su precio ya no sería confiable ni estable por tiempo prolongado [3].

#### b) *Consecuencias de las Crisis: el caso español.*

Las crisis arriba citadas obligaron a trazar un nuevo rumbo a varios países industrializados en el intento de alcanzar cierta independencia energética respecto de los grandes productores de Oriente Medio. La búsqueda de otras fuentes fue el objetivo seguido desde mediados de la década de 1970 y esta tendencia se profundizó en la década de 1980, luego de la segunda Crisis del Petróleo. Los avances en materia de aprovechamiento de energía solar ya eran notables desde mediados de los años cincuenta, devenidos del desarrollo espacial encabezado por Estados Unidos y la Unión Soviética, que caracterizó a esos años y a las décadas posteriores. Una provisión de energía segura y duradera en el tiempo para los módulos espaciales en órbita proviene de la fuente solar, omnipresente en el espacio y fácilmente asequible. Estos desarrollos comenzaron, luego, a ser implementados en emprendimientos en el nivel de la superficie terrestre desde los tiempos de las crisis del petróleo para obtención de energía eléctrica y térmica. La eólica, por su parte, ha sido otra de las formas exploradas y desarrolladas y la historia reciente muestra un crecimiento sostenido en el tiempo de esa fuente no convencional, durante las últimas cuatro décadas [4].

España, en conjunto con las Naciones de Europa Occidental, se caracteriza por ser un país con un potencial industrial que la incluye dentro del conjunto de países económicamente desarrollados.

Comparte, también, con los países de la Región Europea Occidental, la característica de ser petróleo-dependiente, es decir, que importa este recurso, como también gas natural para la sustentabilidad industrial y residencial. Las crisis arriba citadas causaron un impacto de magnitud en la región y varios países se aprestaron con urgencia a la búsqueda de fuentes, en gran medida alternativas, desde principios de la década de 1980. El caso de España es representativo del curso que ese conjunto de naciones europeas inició para lograr cierta independencia energética respecto de los países de la OPEP y, en ese sentido, comenzó su incursión en la explotación de su propio viento [5].

### *Objetivos*

- Estudiar el desarrollo español en materia de energía eólica desde sus inicios como punto de referencia de las posibilidades que esta fuente ha generado en ese país.
- Realizar un estudio similar en la República Argentina y establecer un análisis comparativo entre ambos países para estimar el grado de desarrollo local relacionado con esta fuente renovable.

### *Materiales y métodos*

Se realizó un estudio del desarrollo histórico y alcances actuales de la Argentina y de España en relación al viento como vector energético. La información sobre el historial de evolución ha sido compilada y ordenada cronológicamente desde el comienzo en esta actividad hasta la actualidad en ambos países. Se exponen separadamente las distintas etapas transcurridas. Se procedió, seguidamente, al análisis comparativo de la visión y del curso de desarrollo con que ambos países fueron avanzando en esta área y de las metas alcanzadas en cada caso.

Se presenta en este apartado el material de trabajo ordenado por país y en el siguiente (*Resultados*) se desarrolla el análisis comparativo del tema entre La Argentina y España.

#### *a) España*

España ha iniciado el camino hacia las energías renovables a principios de la década de 1980, impulsada básicamente por los desequilibrios económicos que las Crisis del Petróleo esparcieron sobre varios países industrializados, en especial el petróleo-dependiente, como la mayoría de las naciones de Europa Occidental. El primer aerogenerador, de 15 kW de potencia nominal fue instalado en Gerona (Cataluña) en el año 1984 y en ese mismo año se inauguró el primer parque eólico formado por cinco aerogeneradores, con una potencia de 24 kW cada uno, que fueron conectados a la red eléctrica nacional, dando inicio a un derrotero continuado de apuesta y crecimiento en esta materia. En el año 1997, el Gobierno le confirió a esta actividad un ordenamiento jurídico mediante la Ley N°54/1997 y se puede estimar que en ese año comienza el desarrollo de esta industria en gran escala [6,7].

Entre los años 1998 y 2005 se desarrolló su Plan Eólico, inaugurando una serie de parques eólicos en Navarra, en Burgos, en Tarifa (Cádiz), entre otros. Esta acción replicada en varias áreas geográficas condujo a contar con unos 10000 MW instalados ocho años después de ese plafón jurídico promulgado por el Gobierno.

Ya en ese año aplicaba tecnología eólica de última generación al instalar dos turbinas de 1,6 MW de potencia nominal cada una. Cuatro años más tarde, en 2009, la generación eólica duplicaba prácticamente esa potencia. España mostraba al Mundo la factibilidad de desarrollar estas formas de cero emisión explotando una forma de energía autóctona e inagotable [8].

El Plan de Energías Renovables en España 1999- 2010 (formulado en el año 1997) contemplaba llegar al año 2010 con una producción anual media de 1852 kTEP (kilotoneladas equivalentes de petróleo) desde la generación eólica. Ya en el año 2004, con la potencia instalada, España lograba 1683 kTEP [8] anticipando en seis años (y casi completamente) la meta propuesta. El Gobierno, ante este logro superador, replanteó este Plan con la formulación de otro, el Plan de Energías Renovables en España 2005- 2010, que establecía un nuevo y ambicioso objetivo a lograr: incrementar la potencia instalada de 8155 kW a finales del 2004, a 20155 kW, es decir, planteaba, concretamente, un crecimiento de 12000 kW de potencia a instalar en un periodo de 6 años [9]. Los objetivos propuestos se muestran en la siguiente gráfica, donde se expone el crecimiento anual

El crecimiento sostenido que experimentó España en esta materia se visualiza en la siguiente figura:

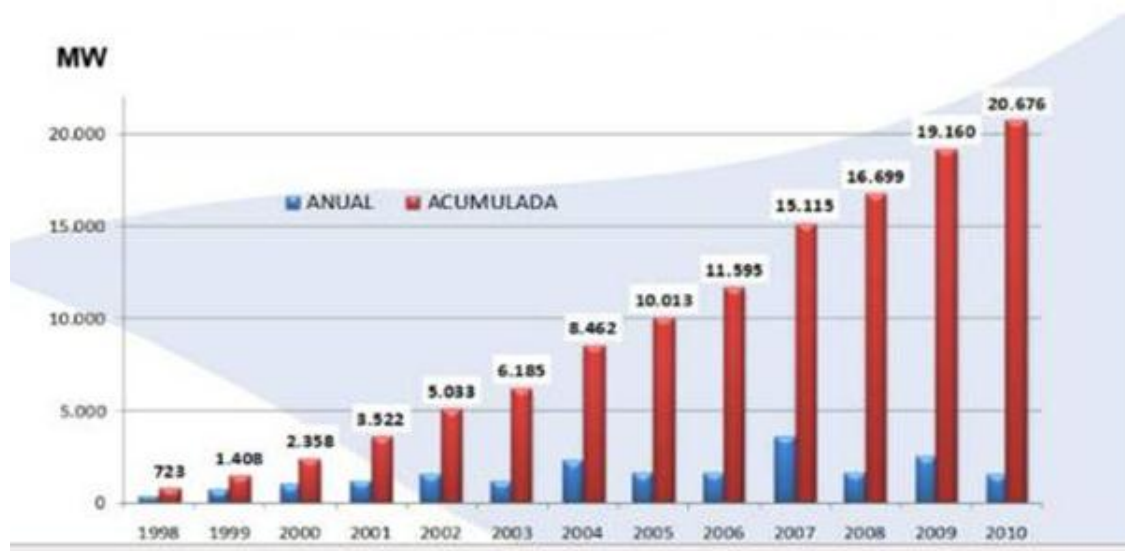


Figura 5.1: Incremento de la potencia instalada en el periodo 1998-2010 en España (crecimiento anual y acumulado) - Asociación Empresarial Eólica.

Con un incremento sostenido y avanzando, además, en la fabricación de aerogeneradores este país se ha ido posicionando entre los más destacados en materia de aerogeneración. Tiene 1.077 parques eólicos instalados y 195 centros de fabricación por lo que el sector muestra un auténtico efecto multiplicador sobre la economía española. Por otra parte ha llegado a ser, en 2014, el cuarto país del mundo en potencia instalada en este rubro [9].

El año 2013 marcó un hito puesto que la producción eólica fue la fuente que generó la mayor proporción de cobertura de la demanda eléctrica en España, cubriendo un 20,9 por ciento de esa demanda. La generación eólica, además, superó en el 13,2 por ciento la producción del año 2012 [10, 11].



La potencia instalada para el año 2014 ya superaba los 22000 MW. El ranking de países principales productores ubicaba a España en el cuarto lugar, con una potencia instalada de 22970 MW. Sin embargo una nueva legislación modificaba el régimen regulatorio eólico con la Ley N°24/ 2013 del Sector Eléctrico, que sustituía a la Ley 54/1997, y que introduce retroactividad normativa puesto que supone que las instalaciones en marcha no podrán contar con los ingresos esperados cuando se realizaron las inversiones, tema que produciría cierta retracción en la decisión de inversión por parte de inversores [10]. La potencia instalada se mantuvo en los años posteriores en los valores del año 2014, llegando al 2016 con 23026 MW, es decir, 56 MW en dos años.

## b) *La Argentina*

La Argentina es el octavo país en extensión territorial en el Mundo, dentro de un conjunto de más de 180 países. Discurren en su extensión distintas corrientes de viento, con origen diferente y que recorren extensiones amplias

Los vientos en la Región Patagónica se destacan por su persistencia, se desplazan en dirección oeste- este, desde la Cordillera Austral hacia el mar, siendo aptos para la su explotación en algunas comarcas del centro y sur de esta región. La costa bonaerense también presenta un régimen eólico que se extiende desde Carmen de Patagones hasta las cercanías de la Ciudad de Mar del Plata, con vientos de cierta intensidad. El tercer espacio con potencial es la Región Cuyana Andina, con vientos como el Zonda, con una incidencia entre 7 y 12 veces por año [12, 13]. La Argentina transcurría los años de las Crisis del Petróleo habiendo logrado el autoabastecimiento del crudo. Se había desarrollado también con éxito un proyecto novedoso como el denominado Alconafta, con origen en Tucumán, combustible basado en una mezcla en proporciones desiguales de nafta y alcohol anhidro, que logró un arraigo importante sobre todo en las provincias del norte del país [14]. La Nación ingresó, entonces, a la década de 1980 con la impronta de la independencia energética basada en el autoabastecimiento, con tecnología de extracción de última generación: una plataforma marítima de extracción operando en el Mar Argentino. El Plan Alconafta se autoriza en el año 1981 en la Provincia de Tucumán y es continuado por el flamante Gobierno Democrático extendiéndose a 12 provincias hacia 1985. En el año 1988 alcanzó un record de expendio. No obstante, una conjunción de intereses petroleros privados, la crítica situación de la deuda externa, y la inflación indomitable coadyuvaron para que el Presidente Alfonsín, sin más recursos, se encontrara obligado a clausurar el Plan [14]. Este breve panorama muestra una realidad energética distinta en la Argentina, que por sus recursos naturales y políticas energéticas (luego abandonadas en la década de 1990) no se vería afectada por las Crisis del Petróleo de manera profunda como el en caso de España.

Las primeras incursiones en el tema eólico con fines de producción eléctrica datan de los primeros años de la década de 1980 donde en general la iniciativa propia (profesionales de Universidades, investigadores independientes) comenzaron a nuclearse en incipientes grupos de investigación, muy probablemente siguiendo la tendencia que en Occidente marcaron las Crisis del Petróleo de 1973 y 1980 y que dieron lugar a la formulación de programas y subsidios para el desarrollo de las energías no convencionales en varios países en el Mundo, como es el caso de España, que inició sus primeas actividades en esta área hacia el año 1979.

El Programa de Energía Eólica impulsado en la Provincia de Chubut en el año 1984, en el marco del Plan Provincial de Energía No Convencional, constituyó uno de los primeros marcos regulatorios de esta actividad, orientado a la generación eoloeléctrica en baja escala para poblaciones aisladas de la región central de esa Provincia. En el año 1985 se creó allí el Centro Regional de Energía Eólica, como órgano de investigación y desarrollo [15]. La década de 1990 fue escenario de las primeras instalaciones de aerogeneradores de mediana envergadura, especialmente en el entorno de las ciudades de Comodoro Rivadavia, Río Mayo y Bahía Blanca. En Río Mayo se concretaba hacia 1990 la puesta en marcha de uno de esos proyectos, que sería replicado en otras regiones del país. Sin embargo, ese plan seriado observó una interrupción que se prolongó hasta el inicio de la década actual. Se sumaron, a pesar de ello, proyectos como el de Cutral Co (Provincia de Neuquén) en 1993, de 10 MW de potencia instalada, en Cerro Arenales (500 kW), el proyecto de Pico Truncado (Provincia de Santa Cruz, de 1MW) en el año 1996 y los de Tandil – Punta Alta (Provincia de Buenos Aires, de 1,2 MW) todos ellos, emprendimientos de potencia menor y con actuación protagónica de Cooperativas locales en conjunto con empresas danesas y alemanas proveedoras de las máquinas eólicas [15].

Entre 1994 y 2002 Argentina contaba con 30 MW instalados principalmente por Cooperativas Eléctricas, mientras que organismos estatales con injerencia en éste área y una parte importante del sector industrial nacional mostraban un interés menor en el desarrollo de esta fuente durante los años siguientes y hacia el año 2008 era evidente la declinación de la producción eolo-eléctrica nacional debido a la falta de inversión y de reparación de los molinos instalados

El Programa de Generación Eléctrica a partir de Energías Renovables (GENREN) direccionó el rumbo incierto que en esos años había tomado esta industria y en junio de 2010 ese Programa fue adjudicado mediante licitación realizada por la empresa estatal ENARSA y el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios resultando adjudicados recursos para el desarrollo de 754 MW a la fuente eólica [16].

A partir de este Programa la producción eólica mostró un salto relativo de impacto: en diciembre de 2012 la empresa GENNEIA, propietaria del Parque Eólico Rawson, lanzó la primera oferta pública para la venta de energía eólica, permitiendo a las empresas interesadas hacer ofertas de compra de hasta el 8% de su consumo de energía eléctrica. Por otra parte se registró un incremento notable en la potencia instalada, arrojando hacia finales del año 2014, un valor de 271 MW [17]. Este crecimiento de la potencia instalada se vincula a una política renovada de organismos de gobierno provinciales (Provincias de Chubut, Neuquén) como del Estado Nacional mediante la formulación y adecuación planes de desarrollo energético, orientación al desarrollo de tecnologías eólica y solar de empresas estatales (INVAP, ENARSA) como privadas (IMPESA, NRG Patagonia) y facilidades económicas para el desarrollo de estas tecnologías, además de un incremento de licitaciones destinadas a la creación de parques eólicos como de renovación y ampliación de los existentes.

Este escenario se diferencia de aquel que dominó las décadas de 1990 y 2000 por el rol dominante del Estado (adjudicación del Programa de Generación Eléctrica a partir de Energías Renovables (GENREN), la nueva Ley de Energías Renovables y la participación de empresas privadas (Resolución 108/2011 de la Secretaría de Energía). No obstante, en el año 2016 la potencia instalada alcanzaba unos 279 MW indicando un muy leve crecimiento respecto al año 2014.

### *Resultados*

Lo expuesto resume el desarrollo en ambos países en las últimas dos décadas. España, con un crecimiento vertiginoso en la materia; Argentina, sin despegar aún. España revista una operatoria en todos los aspectos necesarios para dar impulso a estas tecnologías limpias: desarrollo tecnológico y de formación humana, orden jurídico, recursos disponibles, entidad prioritaria al tema y continuidad de acción. La Argentina ha mostrado un interés menos prioritario, con menor desarrollo y un rol secundario del Estado en relación a la temática, emprendimientos locales y puntuales por iniciativa de agrupamientos no gubernamentales (Cooperativas, iniciativa personal) con acompañamiento del Estado relativo (hasta la década actual donde se observa la intervención más firme y decidida del Estado Nacional y la formulación de un nuevo marco legal). Es marcada la tendencia a la discontinuidad en la acción y en la permanencia de metas y objetivos que parecen desvanecerse en el tiempo, en numerosos casos. El marco jurídico que organiza la actividad aparece parcializado, provincias como Chubut inician un ordenamiento y a mediados de 1980 crea una entidad de investigación pero esta iniciativa no se replica de la misma forma en otras provincias, al menos de esta manera. El resultado expresa que no ha habido un despegue real aunque que se vislumbró una tentativa de despegue en los primeros años de esta década.

### *Conclusiones*

El encuadre histórico observa algunas diferencias fundamentales en el desarrollo de la eólica en cada país: si bien ambos incursionaron en esta actividad hacia la misma época (entre los años 1979 y 1982) España le otorga al tema una entidad prioritaria, sin dejar de ser jamás un tópico de agenda gubernamental y total en cuanto al carácter nacional que adquiere, independientemente del signo político del gobierno de turno (aunque la formulación de la Ley N°24/ 2013 imprimió cierta retracción a la actividad eólica en los últimos años y ha sido motivo de quejas por parte de asociaciones empresariales de ese país). Se ocupó de dar un temprano encuadre jurídico planificado, con metas ambiciosas y concretas, disponiendo los recursos necesarios y motorizando la operatoria desde todos sus aspectos, sin retirar el enfoque ni postergar anhelos en torno a ello. El resultado ha sido un crecimiento rápido y sostenido en el tiempo que llevó a esa nación a contar con una potencia instalada de 10000 MW a sólo diez años del primer ordenamiento jurídico, cifra que duplicaría cuatro años más tarde. La presencia del Estado ejerciendo un rol protagónico y permanente en el tiempo es quizás el punto distintivo y causa del éxito logrado en el cumplimiento de metas y en el crecimiento notable en esta área. Por otra parte, esta actividad adquirió carácter e interés en todo el territorio. La Argentina, en cambio, ha mostrado un crecimiento muy lento y discontinuo desde mediados de la década de 1990.

El primer ordenamiento jurídico se muestra parcial, se dá en el ámbito de unas pocas provincias (Buenos Aires, Chubut, Neuquén) sin abarcar el conjunto del Territorio Nacional y el protagonismo recaía en mayor proporción en Cooperativas locales (con recursos menores que el Estrado), quienes realizaban emprendimientos en la escala de bajas potencias, apuntando más al mercado de punto aislado (poblaciones, escuelas rurales o instalaciones donde no llega el suministro eléctrico) o al mercado localista (poblaciones o ciudades puntuales). No se vislumbraba un plan energético nacional que incluyera a la eólica como pilar básico de nuestra matriz energética. El Estado asumió en esas primeras décadas, un rol secundario, sin dar a la cuestión eólica un lugar como tema de agenda permanente en el debate energético.

Posiblemente, como descargo en favor de la Argentina, se puede decir que las dos Crisis del Petróleo sorprenden a ambas naciones en una situación diferente desde el plano energético. España es un país dependiente del petróleo externo, importador de crudo de los países de Oriente Medio mientras que nuestro país posee reservas propias y trabajaba por conseguir el autoabastecimiento a finales de la década de 1970, además de estar desarrollando en es esos años programas novedosos como el dealconafta, con buenos resultados. Había inaugurado la primer central nuclear de Latinoamérica en (1974) y estaban en proyecto más centrales nucleares, de las cuales la segunda entraba en funcionamiento a mediados de la década de 1980. Este estado de situación permitía a la Argentina afrontar sin grandes sobresaltos el impacto que las Crisis del Petróleo desataban en varios países de la Comunidad Europea y en los Estados Unidos. España, en cambio, se encontraba en una situación más preocupante por su dependencia energética y es muy probable que esto haya obligado a obrar inmediatamente en la búsqueda de soluciones en esta área y a dar carácter prioritario a la incursión en nuevas fuentes energéticas para enfrentar esa realidad.

## Referencias

- 1 Stratta, E. 'El Precio del Crudo y su Historia' - Revista Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y Gas (I.A.P.G) - N° 3 – 2016.
- 2 Hartmann, B. ; Sam, S. 'What Low Oil Prices Really Mean' - *Harvard Business Review* - 2016.
- 3 Vigil García, A. 'El petróleo, geopolítica en Oriente Medio y la OPEP, Revista ARI N° 54-2002, Fundación Real Instituto Elcano, Madrid - 2002
- 4 Enríquez Harper, G. 'Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica', Editorial Limusa - Grupo Noriega Editores. México -2009.
- 5 O'Sullivan, P. 'Geographical economics'. London: Ed.Mac. Millan - 1981.
- 6 'Se Cumplen 25 años del primer molino de viento instalado en España' Diario La Voz de Galicia -2009
- 7 <https://www.eoliccat.net/?lang=es>
- 8 <https://www.enerfin.es/es/conocenos/historia/>
- 9 Comisión Nacional de Energía 'Informe sobre las ventas de energía en Régimen Especial en España' – 2005
- 10 Departamento de Comunicación AEE 'España es el primer país del Mundo en que la eólica se sitúa como la primera fuente de electricidad en un año completo' Nota de Prensa- AEE – Madrid- 2014.
- 11 <https://demanda.ree.es/eolica.html>
- 12 Barros,V, 'Evaluación del Potencial Eólico en la Patagonia'- Meteorológica XIV, N°1 y 2 - 1983
- 13 Norte, F. 'Características del Viento Zonda en la región de Cuyo' Tesis – Universidad de Buenos Aires – CONICET Mendoza -1988.
- 14 Lapeña, J. 'Viabilidad del laalconafta en la Argentina' 3° Coloquio Anual : Bases para una Argentina integrada– Idea - Ciudad de Tucumán -2013
- 15 'Energía Eólica en la Argentina' Dirección de Investigación y Desarrollo – Subsecretaría de Energía, Secretaría de Energía y Puertos (1997)
- 16 'Parque eólico comercializa energía producida en Chubut' – [www.novedadesrenovables.wordpress.com](http://www.novedadesrenovables.wordpress.com) (2013)
- 17 GWEC: Global Wind Statistics 2014.
- 18 Margarit i Roset, J. 'Análisis del Recurso. Atlas Eólico de España' Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía - Madrid -2011.
- 19 CAMMESA 'Generación de energía eoloeléctrica en Argentina 1995-2015' –Datos estimados sobre la Base de Batos del MEM, Secretaría de Energía –CAMMESA - 2015