

---

## **X. ANEXOS**

---

A continuación se adjuntan los siguientes anexos:

- X.1 Registro Provincial de Prestadores Ambientales de EySA SRL
- X.2 Descripción técnica del equipo a instalar
- X.3 Estudio de Ruido
- X.4 Evaluación del impacto por parpadeo de sombra
- X.5 Protocolos de Análisis
- X.6 Estudio de Sensibilidad Arqueológica
- X.7 Fichas de vegetación
- X.8 Permiso de extracción de cantera
- X.9 Plan de Contingencias
- X.10 Permiso IPA por uso de agua dulce

**XI.1 REGISTRO PROVINCIAL DE PRESTADORES AMBIENTALES DE EYSA SRL**REPUBLICA ARGENTINA  
PROVINCIA DEL CHUBUTMINISTERIO DE AMBIENTE Y CONTROL DEL  
DESARROLLO SUSTENTABLESUBSECRETARÍA DE GESTIÓN AMBIENTAL Y  
DESARROLLO SUSTENTABLE

RAWSON, 15 JUL 2016

**VISTO:**

El Expediente N° 320/07-MAyCDS; la Disposición N° 306/14-SGAyDS; y

**CONSIDERANDO:**

Que mediante el expediente citado en el Visto, la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. (CUIT N° 30-70822204-2), solicita la renovación de la inscripción en las categorías: "Consultoría Ambiental", y "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera" del "Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental";

Que es de aplicación del Decreto N° 39/2013, que establece en su Artículo 1°: *"De acuerdo a lo establecido por los Artículos 110° inciso e) y 130° de la Ley XI N° 35 «Código Ambiental de la Provincia del Chubut», la Autoridad de Aplicación llevará el Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental, en el que deberán inscribirse las personas físicas y/o jurídicas que realicen servicios de consultoría para la evaluación ambiental en el ámbito de la Provincia del Chubut, y cuyos trabajos sean presentados ante la Administración"*;

Que el Artículo 2° del Decreto N° 39/2013 dispone: *"El Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental se compondrá a su vez de cuatro categorías: Consultoría Ambiental, Expertos Ambientales de la Industria Petrolera, Actividad Minera - minerales de primera y segunda categoría, y Actividad Minera - minerales de tercera categoría"*;

Que los profesionales propuestos a integrar el grupo de trabajo para las categorías: "Consultoría Ambiental" y "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera" son los detallados a continuación: en calidad de Responsable Técnico: Licenciado en Ciencias Geológicas: Fernando VALDOVINO, DNI N° 16.206.305, la Ingeniera Ambiental: María Eugenia ZANDUETA, DNI N° 24.820.593, el Licenciado en Diagnóstico y Gestión Ambiental: Andrés IRIBE, DNI N° 30.451.106, la Licenciada en Ciencias Ambientales: Rocío Jezabel ALMEIDA, DNI N° 32.220.242; la Licenciada en Protección Ambiental: Gabriela Vanesa GUTIÉRREZ, DNI N° 35.384.038, la Licenciada en Protección Ambiental: Jéssica Alejandra VERTKI, DNI N° 33.574.797 y el Licenciado en Ciencias Biológicas: Javier TOLOSANO, DNI N° 22.632.966;

Que la señora Directora de Registros y Sistemas de Información Ambiental, mediante Nota N° 109/16 DRySIA-DGGA, expresa que: *"...en relación al trámite de solicitud de renovación de la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. (C.U.I.T. 30-70822204-2) en el Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental... por el título universitario, perfil profesional y la formación académica de su responsable técnico, el perfil profesional de los integrantes del grupo de trabajo y los antecedentes laborales declarados por la empresa, sugiero se le renueve la inscripción para las categorías 'Consultoría Ambiental' y 'Expertos Ambientales de la Industria Petrolera', con el número 086 del mencionado registro,..."*;

Que a fin de agilizar la tramitación de inscripciones en el "Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental" y en un todo de acuerdo al Artículo 12° del Decreto N° 39/2013, resulta conveniente propiciar la extensión de inscripciones existentes sujeta a la acreditación de extremos de admisibilidad previstos en la normativa vigente y en la presente Disposición;

Que la Dirección General de Asesoría Legal y Normativa Ambiental, ha tomado intervención en el presente trámite;

//...

Javier Tolosano  
Licenciado en Ciencias Biológicas  
Intendente General de  
Asesoría Legal y Normativa Ambiental  
Ministerio de Ambiente y Control  
del Desarrollo Sustentable

REPUBLICA ARGENTINA  
PROVINCIA DEL CHUBUT

MINISTERIO DE AMBIENTE Y CONTROL DEL  
DESARROLLO SUSTENTABLE

SUBSECRETARÍA DE GESTIÓN AMBIENTAL Y  
DESARROLLO SUSTENTABLE



//2.-

**POR ELLO:**

**LA SUBSECRETARIA DE GESTIÓN AMBIENTAL  
Y DESARROLLO SUSTENTABLE**

**DISPONE:**

**Artículo 1°.-** RENUÉVESE la inscripción para las categorías: "Consultoría Ambiental" y "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera", con el N° 086 en el "Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental", a la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. (CUIT N° 30-70822204-2), con domicilio legal en calle Alicia Moreau de Justo N° 750, Piso 2° 212 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires y oficina técnico comercial en calle Río Pico N° 83 de la ciudad de Rada Tilly, Provincia del Chubut.-

**Artículo 2°.-** A los efectos de extender el plazo de la inscripción, la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. (CUIT N° 30-70822204-2) y el grupo de trabajo detallados en el Anexo I que forma parte de la presente Disposición, deberán cumplimentar los deberes establecidos en los Artículos 12°, 15° y 16° del Decreto N° 39/2013, debiendo presentar la siguiente documentación, bajo apercibimiento de Ley:

- a) Abonar ANUALMENTE la Tasa Retributiva de Servicios prevista en la Ley de Obligaciones Tributarias vigente en la Provincia del Chubut, presentando el comprobante original.
- b) Cada DOS (2) años contados desde la fecha de la presente Disposición, presentar los cambios que se hayan producido en el Estatuto Social respectivo, en la designación de autoridades o mandatarios, composición societaria, etc. en copias certificadas y legalizadas.
- c) Cada DOS (2) años contados desde la fecha de la presente Disposición presentar para cada uno de los profesionales integrantes: currículum vitae actualizado conteniendo además de los datos personales, información relacionada a cursos, congresos, posgrados y demás aspectos académicos y los nuevos trabajos realizados, debiendo acompañar la documentación respectiva que acredite dicha información en copias certificadas y legalizadas.
- d) Cada DOS (2) años contados desde la fecha de la presente Disposición a fin de mantenerse actualizada en la temática ambiental deberá presentar constancias de la realización de cursos, congresos, talleres, publicaciones, etc. para lo cual deberá acreditar la realización de alguna de estas actualizaciones como mínimo una cada DOS (2) años en copias certificadas y legalizadas.

**Artículo 3°.-** La empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. (CUIT N° 30-70822204-2), deberá confeccionar los documentos ambientales que presente bajo su exclusiva responsabilidad y en función de las incumbencias profesionales determinadas para cada uno de los títulos universitarios de los profesionales que integran el grupo de trabajo, de acuerdo a las categorías en la que fue inscripta, debiendo acompañar copia de las mismas en cada presentación.-

//...

  
José Manuel Pardon  
Abogado  
Director General de  
Asesoría Legal y Normativa Ambiental  
Ministerio de Ambiente y Control  
del Desarrollo Sustentable

REPUBLICA ARGENTINA  
PROVINCIA DEL CHUBUT



MINISTERIO DE AMBIENTE Y CONTROL DEL  
DESARROLLO SUSTENTABLE

SUBSECRETARÍA DE GESTIÓN AMBIENTAL Y  
DESARROLLO SUSTENTABLE

//3.-

**Artículo 4°.**- La presente Disposición será refrendada por la Dirección General de Gestión Ambiental.-

**Artículo 5°.**- Regístrese, notifíquese a la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L., dese al Boletín Oficial para su publicación y cumplido, ARCHÍVESE.-

  
José Manuel Pardo  
Director General de  
Asesoría Legal y Normativa Ambiental  
Ministerio de Ambiente y Control  
Del Desarrollo Sustentable

  
Tec. Natalia L. Pastrian  
Directora de Registros y  
Sistemas de Información Ambiental  
M.A. y C.D.S.

  
Ing. MARIANA VALERIA VEGA  
Subsecretaria de Gestión Ambiental  
y Desarrollo Sustentable  
MAyCDS  
Provincia del Chubut

DISPOSICION N° 123/16-SGAyDS.-

//...

REPUBLICA ARGENTINA  
PROVINCIA DEL CHUBUT  
MINISTERIO DE AMBIENTE Y CONTROL DEL  
DESARROLLO SUSTENTABLE  
SUBSECRETARÍA DE GESTIÓN AMBIENTAL Y  
DESARROLLO SUSTENTABLE



//4.-

**ANEXO I: "PROFESIONALES DEL GRUPO DE TRABAJO"**

**Categorías:**

"Consultoría Ambiental"  
y "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera";

1. Licenciado en Ciencias Geológicas: Fernando VALDOVINO, DNI N° 16.206.305, en calidad de Responsable Técnico.-
2. Ingeniera Ambiental: María Eugenia ZANDUETA, DNI N° 24.820.593.-
3. Licenciado en Diagnóstico y Gestión Ambiental: Andrés Alexis IRIBE, DNI N° 30.461.106.-
4. Licenciada en Ciencias Ambientales: Rocío Jezabel ALMEIDA, DNI N° 32.220.242
5. Licenciada en Protección y Saneamiento Ambiental: Gabriela Vanesa GUTIÉRREZ, DNI N° 35.384.038.-
6. Licenciada en Protección y Saneamiento Ambiental: Jéscica Alejandra VERTKI, DNI N° 33.574.797.-
7. Licenciado en Ciencias Biológicas: Javier Alejandro TOLOSANO, DNI N° 22.632.966.-

José Manuel Rondón  
Asesor  
Director General de  
Asesoría Legal y Normativa Ambiental  
Ministerio de Ambiente y Control  
del Desarrollo Sustentable

FA  
  
Tec. Natalia L. Pastrian  
Directora de Registros y  
Sistemas de Información Ambiental  
M.A. y C.D.S.

Ing. MARIANA VALERIA VEGA  
Subsecretaría de Gestión Ambiental  
y Desarrollo Sustentable  
MAYCDS  
Provincia del Chubut

DISPOSICIÓN N° - 123/16-SGAYDS.-

## XI.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO A INSTALAR

**Vestas.**

**3 MW  
PLATFORM**

**Wind.** It means the world to us.™

# Are you looking for the maximum return on **your investment** in wind energy?

Wind energy means the world to us. And we want it to mean the world to our customers, too, by maximising your profits and strengthening the certainty of your investment in wind power.

That's why, together with our partners, we always strive to deliver cost-effective wind technologies, high quality products and first class services throughout the entire value chain. And it's why we put so much emphasis on the reliability, consistency and predictability of our technology.

We have more than 35 years' experience in wind energy. During that time, we've delivered 82 GW of installed capacity in 76 countries. That is more than anyone else in the industry. We currently monitor over 33,000 wind turbines across the globe. All tangible proof that Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site.

## What is the 3 MW Platform today?

The 3 MW platform was introduced in 2010 with the launch of the V112-3.0 MW\*. Over 13 GW of the 3 MW platform has been installed all over the world onshore and offshore making it the obvious choice for customers looking for highly flexible and trustworthy turbines.

Since then the 3 MW platform was upgraded and new variants were introduced utilising untapped potential of the platform. All variants carry the same nacelle design and the hub design has been re-used to the largest extent possible. In addition, our engineers have increased the nominal power across the entire platform improving your energy production significantly.

With this expansion, the 3 MW platform covers all IEC wind

classes with a variety of rotor sizes and a higher rated output power of 3.45 MW.

You can choose from the following turbines on the 3 MW platform:

- V105-3.45 MW™ – IEC IA
- V112-3.45 MW™ – IEC IA
- V117-3.45 MW™ – IEC IB/IEC IIA
- V126-3.45 MW™ – IEC IIB
- V126-3.45 MW™ – IEC IIA
- V136-3.45 MW™ – IEC IIB/IEC IIIA

All variants of the 3 MW platform are based on the proven technology of the V112-3.0 MW\* with a full-scale converter, providing you with superior grid performance.

Our 3 MW platform is designed for a broad range of wind and site conditions, enabling you to mix turbines across your site or portfolio of sites, delivering industry-leading reliability, serviceability and exceptional energy capture optimising your business case.

All turbine variants are equipped with the same ergonomically designed and very spacious nacelle which makes it easier for maintenance crews to gain access, so they can reduce the time spent on service while maximizing the uptime without compromising safety. All turbines can be installed and maintained using standard installation and servicing tools and equipment further reducing the operation and maintenance costs by minimising your stock level of spare parts.





# How does our technology generate **more energy?**

## **More power for every wind site**

V112-3.45 MW™, V117-3.45 MW™, V126-3.45 MW™ and V136-3.45 MW™ are available with several noise modes to meet sound level restrictions with an optimised production. The power system enables superior grid support and it is capable of maintaining production across severe drops in grid voltage, while simultaneously minimising tower and foundation loads. It also allows rapid down-rating of production to 10 per cent nominal power.

## **Proven technologies - from the company that invented them**

The 3 MW platform is a low-risk choice. It is based on the proven technologies that underpin more than 59,000 Vestas turbines installed around the world. Using the best features from across the range, as well as some of the industry's most stringently tested components and systems, the platform's reliable design minimises downtime – helping to give you the best possible return on your investment.

With an operating range that covers all wind classes, our 3 MW platform delivers unrivalled energy production. The proven blade technology from the V112-3.0 MW\* is used on the V105-3.45 MW™, the V112-3.45 MW™ and on the V117-3.45 MW™. The industry known structural shell blades are used on the V126-3.45 MW™ and V136-3.45 MW™ – a technology which is also used on the 2 MW V110-2.0 MW™ variant.

## **Reliable and robust**

The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test most nacelle components using Highly Accelerated Life Testing (HALT) to ensure reliability. For critical components, HALT identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality-control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

The 3 MW platform covers all wind segments enabling you to find the best turbine for your specific site.

**WINDCLASSES - IEC**

TURBINE TYPE	IEC III (6.0-7.5 m/s)	IEC II (7.5-8.5 m/s)	IEC I (8.5-10.0 m/s)
<b>3 MWTURBINES</b>			
V105-3.45 MW™ IEC IA			■
V112-3.45 MW™ IEC IA			■
V117-3.45 MW™ IEC IB/IEC IIA		■	■
V126-3.45 MW™ IEC IIA		■	■
V126-3.45 MW™ IEC IIB	■	■	
V136-3.45 MW™ IEC IIB/IEC IIIA	■	■	

■ Standard IEC conditions    ■ Site dependent

**Options available for the 3 MW platform**

An option is an extra feature that can be added to the turbine to suit a project's specific needs. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. The options can even be a decisive factor in realising your specific project, and the business case certainty of the investment.

Here is a list of the options available for the 3 MW platform:

- High Wind Operation
- Power Optimised Mode
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

**Life testing**

The Vestas Test Centre has the unique ability to test complete nacelles using technologies like Highly Accelerated Life Testing (HALT). This rigorous testing of new components ensures the reliability of the 3 MW platform.



# Is the 3 MW platform the optimal choice for your specific site?

## One common nacelle - five different rotor sizes

The wind conditions on a wind project site are often not identical. The 3 MW platform features a range of turbines that cover all wind classes and combined across your site they can maximise the energy output of your wind power plant.

## Tip-height restrictions and strict grid requirements

With a rotor size of 105 m, the V105-3.45 MW™ IEC IA is the turbine that fits the most severe wind conditions. It has an extremely robust design for tough site conditions and is especially suited for markets with tip-height restrictions and high grid requirements.

Like all the other 3 MW turbines, the V105-3.45 MW™ is equipped with a full-scale converter ensuring full compliance with the challenging grid codes in countries like the UK and Ireland.

## Cold climates

The V112-3.45 MW™, V117-3.45 MW™, V126-3.45 MW™ and V136-3.45 MW™ can be combined with Vestas De-Icing and Vestas Ice Detection ensuring optimum production in cold climates.

The Vestas De-Icing System is fully SCADA integrated and can be triggered automatically or manually depending on your de-icing strategy. Automatic control protects your investment, optimising the trigger point so the turbine only stops to de-ice when there is an expected net power production gain.

## High- and medium-wind sites

The V112-3.45 MW™ IEC IA is a high-wind turbine and has a very high capacity factor. Similar to the other 3 MW turbines, the V112-3.45 MW™ IEC IA turbine makes efficient use of its grid compatibility and is an optimal choice for sites with MW constraints.

On medium wind-sites the V117-3.45 MW™ IEC IB/IEC IIA, V126-3.45 MW™ IEC IIA, V126-3.45 MW™ IEC IIB, and

V136-3.45 MW™ IEC IIB/ IEC IIA are excellent turbine choices. A combination of the variants can optimise your site layout and improve your production significantly on complex sites.

## Low-wind sites

Built on the same proven technology as the V112-3.0 MW®, the V136-3.45 MW™ IEC IIB/ IEC IIA is our best performer on low-wind sites. The larger rotor enable greater wind capture, which in turn produces more energy to reduce levelised cost of energy (LCOE). The result is exceptional profitability in areas with low wind, and new frontiers for wind energy investment.

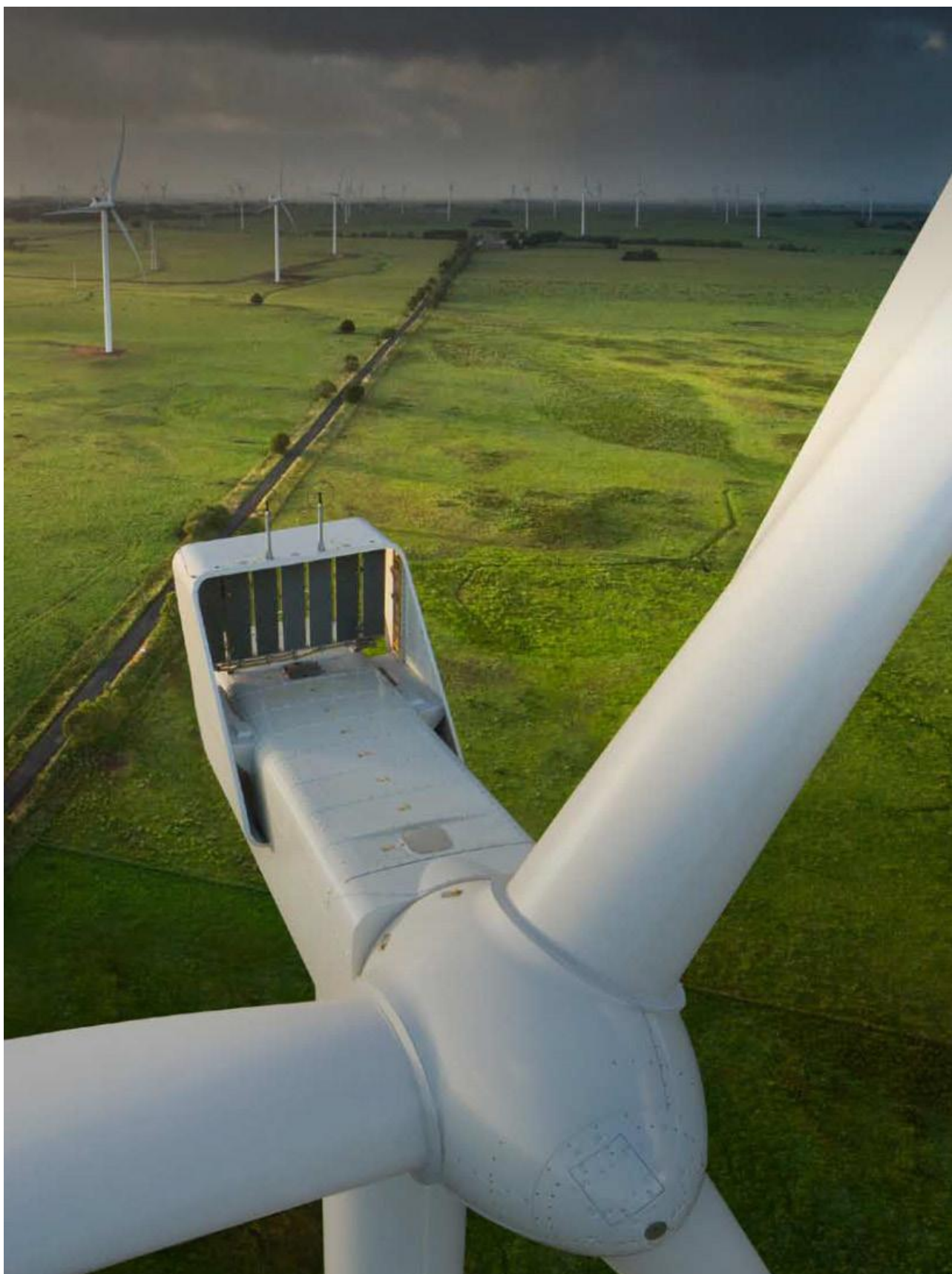
Large Diameter Steel Towers (LDST) support the added rotor size and rating of Vestas turbines to increase Annual Energy Production on low-wind sites.

LDST is specially designed with a larger diameter in the bottom section that allows for optimal strength at high hub heights.

## Maximising old permits

Although the V136-3.45 MW™ is one of the highest producing low wind turbine available, some old permits may simply be too tight to accept it. Although the V117-3.45 MW™ and V126-3.45 MW™ are medium-wind turbines, they still deliver an excellent business case on low-wind sites.

Due to the similar electrical properties and nacelle design, it is easy to mix and match the turbines from the 3 MW platform to maximise production on heavily constrained sites.



# Would you **benefit** from uninterrupted control of wind energy production?

## **Knowledge about wind project planning is key**

Getting your wind energy project up and operating as quickly as possible is fundamental to its long-term success. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' SiteHunt<sup>®</sup> is an advanced analytical tool that examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project.

In addition, SiteDesign<sup>®</sup> optimises the layout of your wind power plant. SiteDesign<sup>®</sup> runs Computational Fluid Dynamics (CFD) software on our powerful in-house supercomputer Firestorm to perform simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.

## **Advanced monitoring and real-time plant control**

All our wind turbines can benefit from VestasOnline<sup>®</sup> Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for modern wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline<sup>®</sup> Business enables you to optimise production levels,

**+33,000**

The Vestas Performance and Diagnostics Centre monitors more than 33,000 turbines worldwide. We use this information to continually develop and improve our products and services.

monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

**Surveillance, maintenance and service**

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to ensure uninterrupted power production and to control operational expenses. We offer 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance systems to improve turbine performance and availability. Predicting faults in advance is essential, helping to avoid costly emergency repairs and unscheduled interruptions to energy production.

Our Condition Monitoring System (CMS) assesses the status of the turbines by analysing vibration signals. For example, by measuring the vibration of the drive train, it can detect faults at

an early stage and monitor any damage. This information allows pre-emptive maintenance to be carried out before the component fails, reducing repair costs and production loss.

Additionally, our Active Output Management® (AOM) concept provides detailed plans and long term agreements for service and maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining your turbines' state-of-the-art technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment. The Active Output Management® agreement provides you with long term and financial operational peace of mind for your business case.

# V105-3.45 MW™ IEC IA Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

**OPERATING DATA**

Rated power 3,450 kW  
Cut-in wind speed 3 m/s  
Cut-out wind speed 25 m/s  
Re cut-in wind speed 23 m/s  
Wind class IEC IA  
Standard operating temperature range from -20°C\* to +45°C with de-rating above 30°C

\*subject to different temperature options

**SOUND POWER**

(Noise modes dependent on site and country)

**ROTOR**

Rotor diameter 105 m  
Swept area 8,659 m²  
Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

**ELECTRICAL**

Frequency 50/60 Hz  
Converter full scale

**GEARBOX**

Type two planetary stages and one helical stage

**TOWER**

Hub height 72.5 m (IEC IA)

**NACELLE DIMENSIONS**

Height for transport 3.4 m  
Height installed (incl. CoolerTop®) 6.9 m  
Length 12.8 m  
Width 4.2 m

**HUB DIMENSIONS**

Max. transport height 3.8 m  
Max. transport width 3.8 m  
Max. transport length 5.5 m

**BLADE DIMENSIONS**

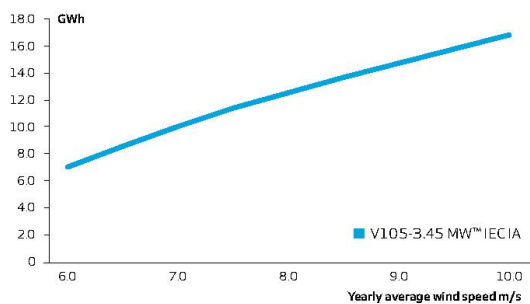
Length 51.2 m  
Max. chord 4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

**TURBINE OPTIONS**

- High Wind Operation
- Power Optimised Mode
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Fire Suppression
- Shadow Detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

**ANNUAL ENERGY PRODUCTION**



**Assumptions**  
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V112-3.45 MW™ IEC IA Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

**OPERATING DATA**

Rated power 3,450 kW  
Cut-in wind speed 3 m/s  
Cut-out wind speed 25 m/s  
Re cut-in wind speed 23 m/s  
Wind class IEC IA  
Standard operating temperature range from -20°C\* to +45°C with de-rating above 30°C

\*subject to different temperature options

**SOUND POWER**

(Noise modes dependent on site and country)

**ROTOR**

Rotor diameter 112 m  
Swept area 9,852 m²  
Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

**ELECTRICAL**

Frequency 50/60 Hz  
Converter full scale

**GEARBOX**

Type two planetary stages and one helical stage

**TOWER**

Hub height 69 m (IEC IA) and 94 m (IEC IA)

**NACELLE DIMENSIONS**

Height for transport 3.4 m  
Height installed (incl. CoolerTop®) 6.9 m  
Length 12.8 m  
Width 4.2 m

**HUB DIMENSIONS**

Max. transport height 3.8 m  
Max. transport width 3.8 m  
Max. transport length 5.5 m

**BLADE DIMENSIONS**

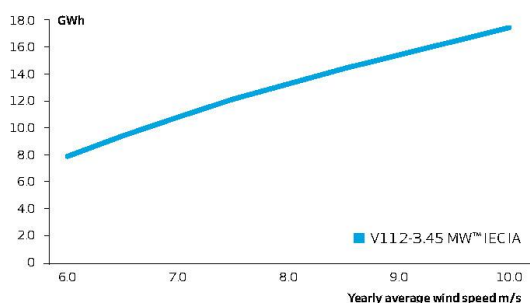
Length 54.7 m  
Max. chord 4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

**TURBINE OPTIONS**

- High Wind Operation
- Power Optimised Mode
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

**ANNUAL ENERGY PRODUCTION**



**Assumptions**  
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height



# V117-3.45 MW™

## IEC IB/IEC IIA

### Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

**OPERATING DATA**

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re cut-in wind speed	23 m/s
Wind class	IEC IB/IEC IIA
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	

\*subject to different temperature options

**SOUND POWER**  
 (Noise modes dependent on site and country)

**ROTOR**

Rotor diameter	117 m
Swept area	10,751 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

**ELECTRICAL**

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

**GEARBOX**

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

**TOWER**

Hub heights	80 m (IEC IB), 91.5 m (IEC IB) and 116.5 m (IEC IB/IEC IIA/DIBtS)
-------------	---

**NACELLE DIMENSIONS**

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

**HUB DIMENSIONS**

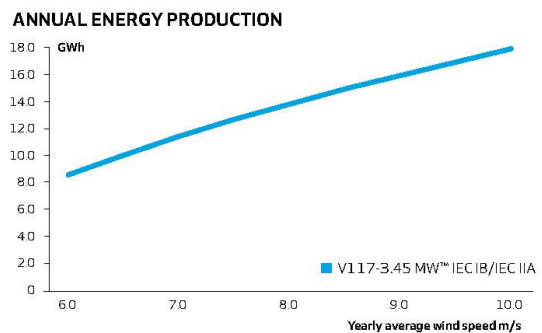
Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

**BLADE DIMENSIONS**

Length	57.2 m
Max. chord	4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- High Wind Operation
  - Power Optimised Mode
  - Condition Monitoring System
  - Service Personnel Lift
  - Vestas Ice Detection
  - Vestas De-Icing
  - Low Temperature Operation to - 30°C
  - Fire Suppression
  - Shadow detection
  - Increased Cut-In
  - Nacelle Hatch for Air Inlet
  - Aviation Lights
  - Aviation Markings on the Blades
  - Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

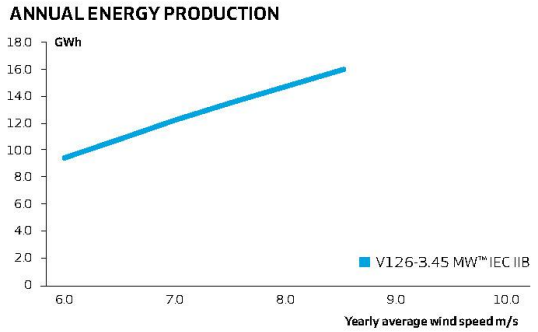


**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V126-3.45 MW™

## IEC IIB

### Facts & figures

<b>POWER REGULATION</b>	Pitch regulated with variable speed	<b>HUB DIMENSIONS</b>	
		Max. transport height	3.8 m
		Max. transport width	3.8 m
		Max. transport length	5.5 m
<b>OPERATING DATA</b>		<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Rated power	3,450 kW	Length	61.7 m
Cut-in wind speed	3 m/s	Max. chord	4 m
Cut-out wind speed	22.5 m/s		
Re cut-in wind speed	20 m/s		
Wind class	IEC IIB		
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C		Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
*subject to different temperature options			
<b>SOUND POWER</b>	(Noise modes dependent on site and country)	<b>TURBINE OPTIONS</b>	
		· High Wind Operation	
		· Power Optimised Mode	
		· Condition Monitoring System	
		· Service Personnel Lift	
		· Vestas Ice Detection	
		· Vestas De-Icing	
		· Low Temperature Operation to - 30°C	
		· Fire Suppression	
		· Shadow detection	
		· Increased Cut-In	
		· Nacelle Hatch for Air Inlet	
		· Aviation Lights	
		· Aviation Markings on the Blades	
		· Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)	
<b>ROTOR</b>			
Rotor diameter	126 m		
Swept area	12,469 m <sup>2</sup>		
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders		
<b>ELECTRICAL</b>		<b>ANNUAL ENERGY PRODUCTION</b>	
Frequency	50/60 Hz		
Converter	full scale		
<b>GEARBOX</b>			
Type	two planetary stages and one helical stage		
<b>TOWER</b>			
Hub heights	87 m (IEC IIB), 117 m (IEC IIB) and 137 m (IEC IIIA)		
<b>NACELLE DIMENSIONS</b>			
Height for transport	3.4 m		
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m		
Length	12.8 m		
Width	4.2 m		

**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V126-3.45 MW™ IEC IIA

## Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

**OPERATING DATA**

Rated power 3,450 kW  
Cut-in wind speed 3 m/s  
Cut-out wind speed 22.5 m/s  
Re cut-in wind speed 20 m/s  
Wind class IEC IIA

Standard operating temperature range from -20°C\* to +45°C with de-rating above 30°C

\*subject to different temperature options

**SOUND POWER**

(Noise modes dependent on site and country)

**ROTOR**

Rotor diameter 126 m  
Swept area 12,469 m<sup>2</sup>  
Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

**ELECTRICAL**

Frequency 50/60 Hz  
Converter full scale

**GEARBOX**

Type two planetary stages and one helical stage

**TOWER**

Hub heights 87 m (IEC IIA), 117 m (IEC IIA/DIBtS), 137 m (IEC IIIA/DIBtS), 147 m (IEC IIIA), 149 m (DIBtS) and 166 m (DIBtS)

**NACELLE DIMENSIONS**

Height for transport 3.4 m  
Height installed (incl. CoolerTop®) 6.9 m  
Length 12.8 m  
Width 4.2 m

**HUB DIMENSIONS**

Max. transport height 3.8 m  
Max. transport width 3.8 m  
Max. transport length 5.5 m

**BLADE DIMENSIONS**

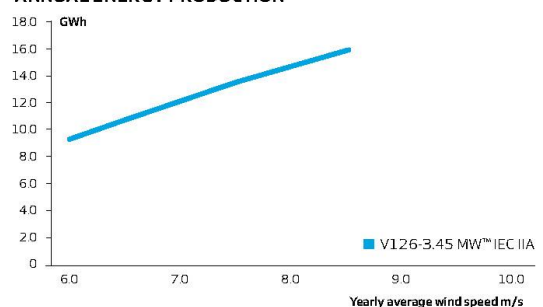
Length 61.7 m  
Max. chord 4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

**TURBINE OPTIONS**

- High Wind Operation
- Power Optimised Mode
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

**ANNUAL ENERGY PRODUCTION**

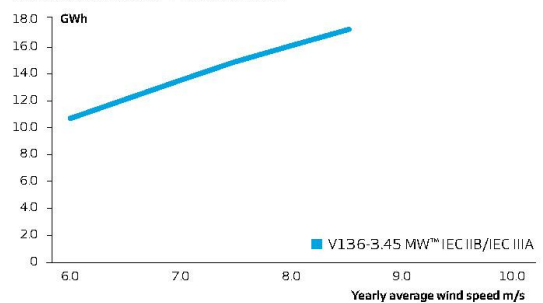


**Assumptions**  
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
Standard air density =1.225, wind speed at hub height

# V136-3.45 MW™ IEC IIB/IEC IIIA Facts & figures

<b>POWER REGULATION</b>	Pitch regulated with variable speed	<b>HUB DIMENSIONS</b>	
		Max. transport height	3.8 m
		Max. transport width	3.8 m
		Max. transport length	5.5 m
<b>OPERATING DATA</b>		<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Rated power	3,450 kW	Length	66.7 m
Cut-in wind speed	3 m/s	Max. chord	4.1 m
Cut-out wind speed	22.5 m/s		
Re cut-in wind speed	20 m/s		
Wind class	IEC IIB/IEC IIIA		
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C		Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
*subject to different temperature options			
<b>SOUND POWER</b>		<b>TURBINE OPTIONS</b>	
(Noise modes dependent on site and country)		<ul style="list-style-type: none"> <li>High Wind Operation</li> <li>Power Optimised Mode</li> <li>Condition Monitoring System</li> <li>Service Personnel Lift</li> <li>Vestas Ice Detection</li> <li>Vestas De-Icing</li> <li>Low Temperature Operation to -30°C</li> <li>Fire Suppression</li> <li>Shadow detection</li> <li>Increased Cut-In</li> <li>Nacelle Hatch for Air Inlet</li> <li>Aviation Lights</li> <li>Aviation Markings on the Blades</li> <li>Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)</li> </ul>	
<b>ROTOR</b>			
Rotor diameter	136 m		
Swept area	14,527 m <sup>2</sup>		
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders		
<b>ELECTRICAL</b>			
Frequency	50/60 Hz		
Converter	full scale		
<b>GEARBOX</b>			
Type	two planetary stages and one helical stage		
<b>TOWER</b>			
Hub heights	82 m (IEC IIB/IEC IIIA), 105 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIB/IEC IIIA), 132 m (IEC IIB/IEC IIIA/ DIBt2), 142 m (IEC IIIA), 149 m (DIBtS), and 166 m (DIBtS)		
<b>NACELLE DIMENSIONS</b>			
Height for transport	3.4 m		
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m		
Length	12.8 m		
Width	4.2 m		

## ANNUAL ENERGY PRODUCTION



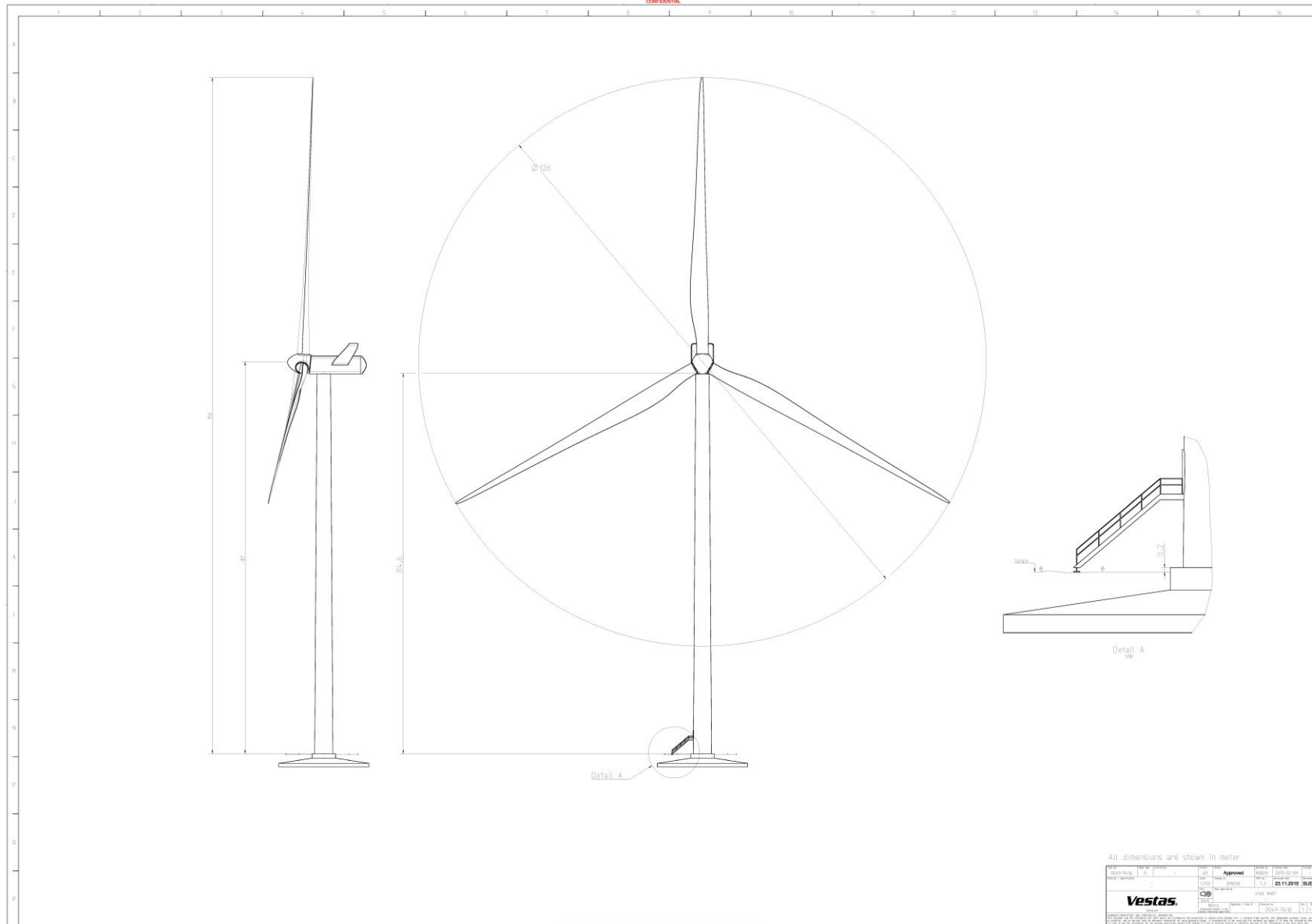
**Assumptions**  
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,  
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42 . 8200 Aarhus N . Denmark  
Tel: +45 9730 0000 . Fax: +45 9730 0001  
vestas@vestas.com . [vestas.com](http://vestas.com)

© 2017 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.

This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.

02/2017-EN



All dimensions are shown in meter

REVISIÓN		APPROVED		REVISOR		APPROVED	
NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA	NO.	FECHA
1		1	2015-02-03				
2		2	2015-02-03				
3		3	2015-02-03				
4		4	2015-02-03				
5		5	2015-02-03				
6		6	2015-02-03				
7		7	2015-02-03				
8		8	2015-02-03				
9		9	2015-02-03				
10		10	2015-02-03				
11		11	2015-02-03				
12		12	2015-02-03				
13		13	2015-02-03				
14		14	2015-02-03				
15		15	2015-02-03				
16		16	2015-02-03				

**Vestas** 9334 9901

### X.3 ESTUDIO DE RUIDO

#### X.3.1 Objetivos

La legislación nacional de la República Argentina; en la Resolución SE N° 304/99; dispone las condiciones a cumplir por los titulares de Centrales Eólicas de Generación Eléctrica. Entre estas condiciones indica expresamente que:

- "d) Instalar los equipos a no menos de DOSCIENTOS METROS (200 m) de las rutas viales de jurisdicción nacional o provincial. Cabe aclarar que la distancia entre el aerogenerador N°1 y la Ruta Nacional 26 será de aprox. 360 m*
- g) Cumplir con la Norma IRAM N° 4062 "Ruidos molestos al vecindario".*

Cabe aclarar que la distancia entre el aerogenerador N°1 y la Ruta Nacional 26 será de aprox. 360 m

En consecuencia, y en concordancia con lo indicado anteriormente, los objetivos del presente estudio se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Estimar el nivel sonoro de base recomendados por la Norma IRAM 4062 para sitios de características similares a los del proyecto.
- Determinar el nivel sonoro de base reinante actualmente en la zona de emplazamiento del proyecto.
- Estimación del ruido que generará la central durante su funcionamiento, a partir de datos de potencia sonora de los equipos a instalar, considerando las características de los mismos.
- Estimar el ruido que trascenderá en las adyacencias de la central, de manera de determinar a qué distancia se alcanzará el nivel de ruido de fondo.
- Analizar los resultados de manera de prever qué medidas mitigadoras al impacto que se pudiera generar se deben tomar, conforme a los niveles de ruido trascendentes; con la finalidad de proteger a potenciales residentes.

#### X.3.2 Niveles sonoros de base conforme sitio de emplazamiento

Como se mencionó anteriormente es de aplicación para proyectos de estas características la Norma IRAM 4062, llamada de "Ruidos molestos al vecindario".

La Norma IRAM 4062 define en su punto 3.5.1 que "un ruido puede provocar molestias siempre que su nivel exceda en un cierto margen al ruido de fondo preexistente, o cuando el mismo alcance un determinado valor establecido". Cuando se utiliza el nivel calculado, el mismo incluye las influencias del tipo de zona y período del día.

La normativa mencionada define al ruido de fondo (Nf) en el punto 2.4, como el nivel sonoro promedio mínimo en el lugar y en el intervalo de tiempo considerado, en ausencia del nivel sonoro presuntamente molesto.

En el punto 3.5.1, la citada norma señala que cuando Nf no puede ser medido, se debe tener en cuenta un nivel de referencia al que se llama nivel calculado (Nc), agregando que si se puede medir Nf y éste es mayor que el Nc, se debe tomar al último como valor de comparación.

En el punto 2.4 y en el 3.1.1 de dicha norma, se define al nivel de evaluación total (medido en presencia de la fuente sonora presuntamente molesta), como el nivel sonoro continuo equivalente (NEQ ó LEQ).

Conforme lo establece esta norma, el procedimiento de calificación se basa en la diferencia entre el nivel de evaluación total y el nivel de ruido de fondo o nivel calculado (el menor de ambos), señalándose que si esa diferencia es mayor o igual a 8 dB(A), debe considerarse al ruido como molesto al vecindario.

En caso de presentarse picos mayores de 30 dB(A) por encima de Nf durante el día, o de 20 dB(A) por encima de Nf durante la noche, el ruido se considera molesto independientemente de cualquier otra consideración.

Los niveles referenciales calculados Nc se obtienen a partir de un nivel básico Nb y una serie de términos de corrección, conforme la siguiente expresión:

$$Nc = Nb + Kz + Ku + Kh$$

Donde:

Nb es un nivel básico establecido en +40 dB(A)

Kz es un término de corrección por tipo de zona.

Ku es un término de corrección por ubicación del punto de evaluación.

Kh es un término de corrección por horario.

El proyecto de construcción del Parque Eólico Las Germanas - Cerro Dragón se ubica, como ya se indicara, en el Área de Concesión Anticlinal Grande - Cerro Dragón, operada por PAE, al Sur de la Provincia de Chubut, en un área rural, con escasa a nula presencia de población.

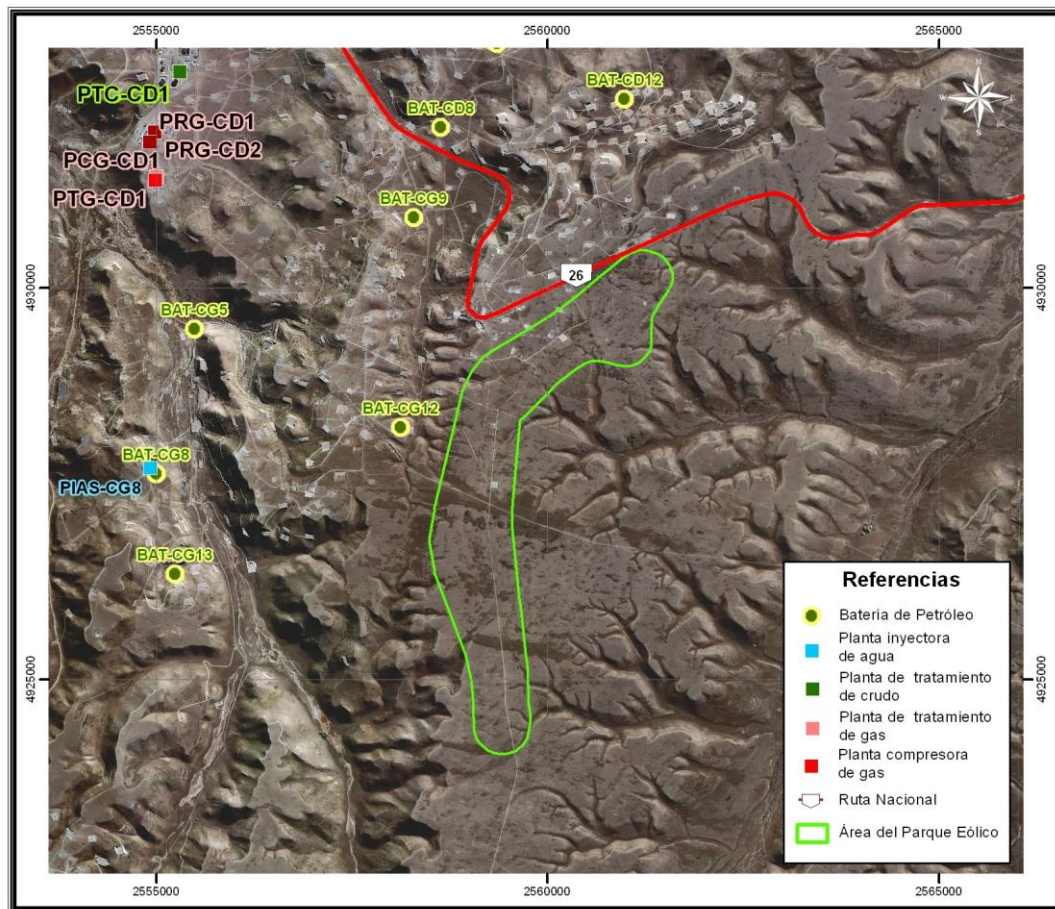


Figura X.3.2-1. Ubicación del Parque Eólico Las Germanas - Cerro Dragón (contorno verde)



El área de aproximadamente de 600 ha, presenta un relieve mesetiforme y con cotas que se ubican en los 690 m.s.n.m. La actividad dominante en el sitio es petrolera seguida por la del tipo ganadera, con nula a escasa presencia de asentamientos humanos.

Como puede verse en la Figura X.3.2-1, la zona de afectación directa del Parque Eólico recae sobre una zona rural; por este motivo, salvo por la cercanía a la ruta nacional N° 26, el término de corrección por tipo de zona, Kz, toma un valor de **-5 dBA**, ya que se asimila la zona de interés a rural o residencial rural.

Como ya se mencionó, Ku es un término de corrección que toma en cuenta la ubicación de la finca en la que se presume se pueda ocasionar ruido molesto, y que podrá ser objeto de evaluación cuando se instale un asentamiento humano u otro tipo de actividad por terceros ajenos al emprendimiento en estudio.

La norma señala la ubicación en el interior o exterior del sitio en estudio, por lo que se considera aplicable, para generalizar el impacto ocasionado por la actividad evaluada, tomar el valor de corrección fijado para exteriores, es decir áreas descubiertas no linderas con la vía pública, como señala la norma, es decir +5 dBA.

El factor de corrección por horario Kh podrá tomar los valores +5, 0 y -5 dBA, según se evalúe días hábiles de 8 a 20 hs (“diurno”), días hábiles de 6 a 8 hs y de 20 a 22 hs, y feriados de 6 a 22 hs (“descanso”); o bien durante la noche de 22 a 6 hs todos los días (“nocturno”).

Dado que la actividad a desarrollar por la Central en estudio abarcará todos los días, durante todo el día; se tomará en cuenta las tres correcciones a aplicar en las diferentes franjas horarias; en consecuencia, Kh será:

- **-5 dBA**, para horarios nocturnos;
- **0 dBA**, para horarios de descanso; y
- **+5 dBA**, para horarios diurnos.

De esta forma, de acuerdo con lo anterior y aplicando la fórmula establecida en la norma IRAM 4062, el valor de ruido de fondo (**Nc**) calculados sería de **35 dBA**, para horarios nocturnos; **40 dBA**, para horarios de descanso; y de **45 dBA**, para horarios diurnos.

Ahora bien; conforme con lo indicado en la Norma de referencia; se debe medir el nivel de ruido de fondo (**Nf**) cada vez que se pueda, conforme a la metodología indicada en dicha norma.

El proyecto del Parque Eólico Las Germanas - Cerro Dragón, comprende la instalación de hasta 12 aerogeneradores dispuestos en un predio de 600 hectáreas.

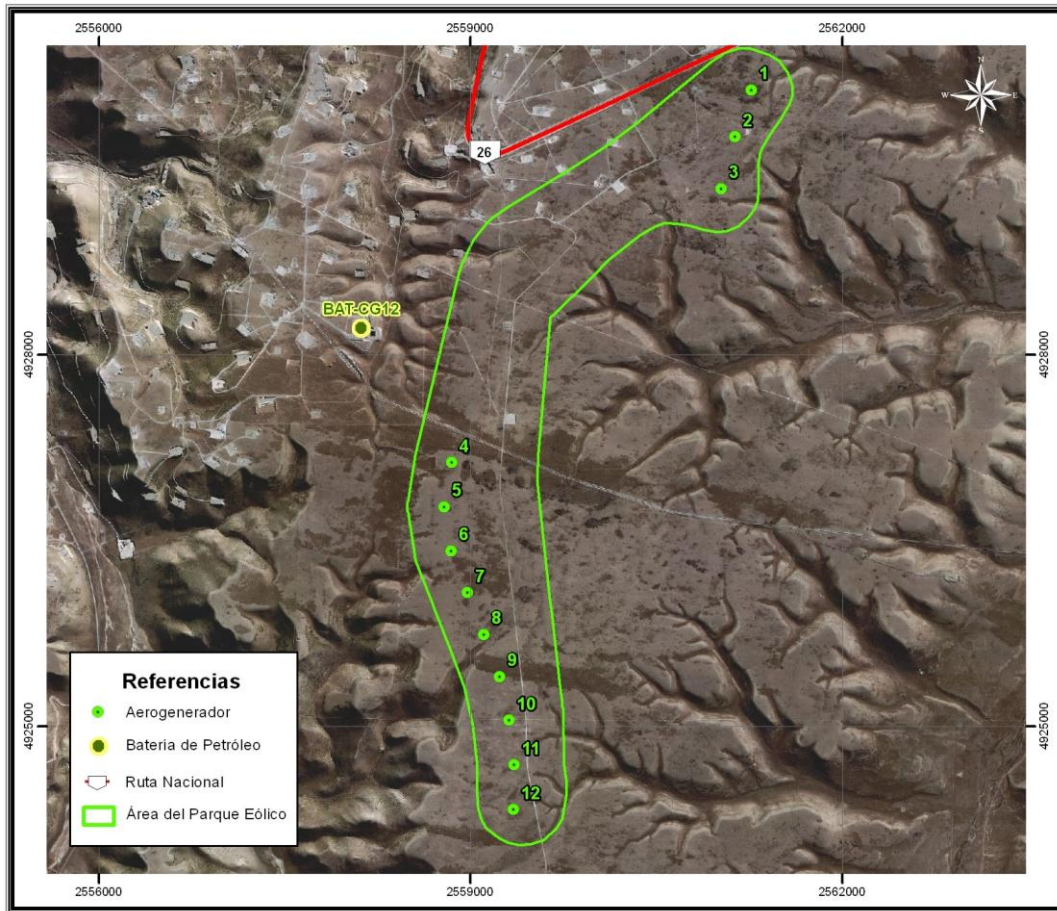


Figura X.3.2-2. Ubicación de Aerogeneradores

Para la determinación del nivel de base en campo  $L_f$ , se realizaron monitoreos del nivel sonoro en 5 puntos distribuidos en cercanías del perímetro del área y en el interior del predio en estudio, de manera de cubrir la zona de emplazamiento del proyecto y los futuros receptores; siguiendo los lineamientos de la Norma IRAM 4062, durante un tiempo de 60 minutos.

Dentro del área de emplazamiento del proyecto no existen viviendas de ocupación permanente o semi-permanentes.

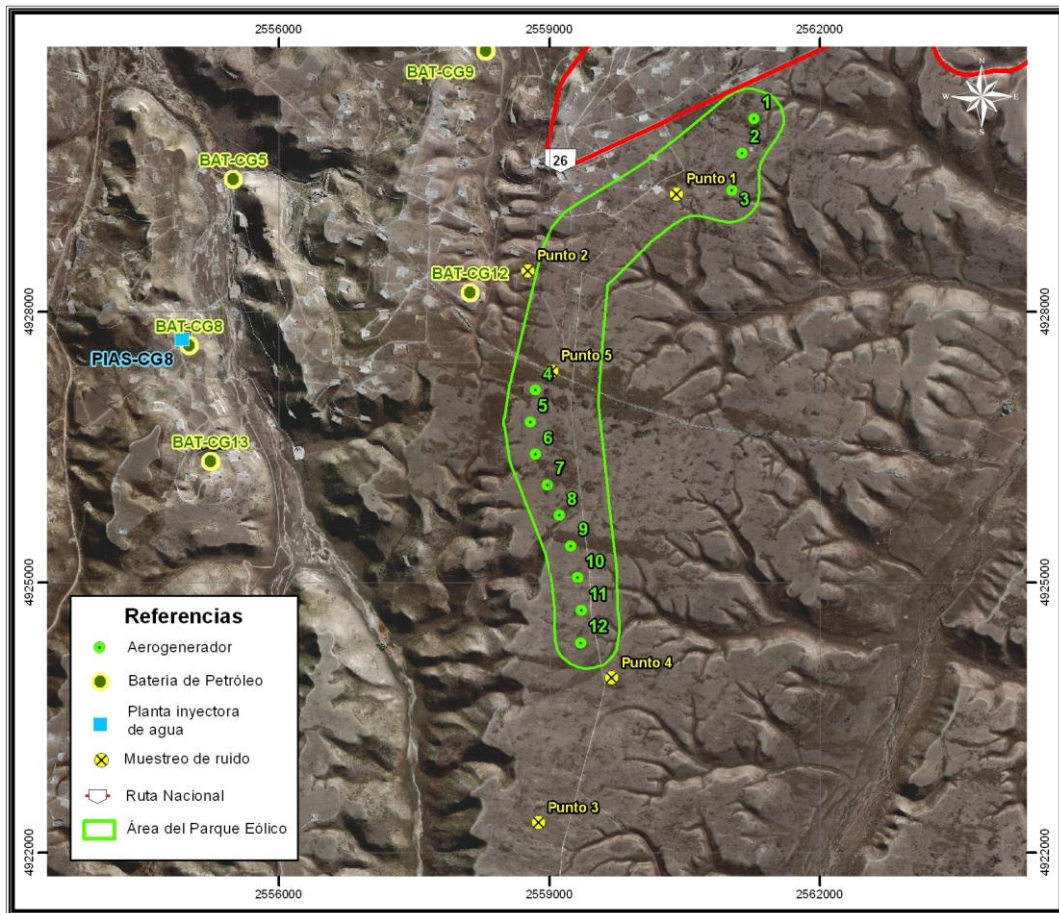


Figura X.3.2-3. Puntos de medición

Tabla X.3.2-1.

Denominación	Coordenadas	
Punto #1	45° 47' 14.30" S	68° 13' 33.00" O
Punto #2	45° 47' 42.50" S	68° 14' 40.10" O
Punto #3	45° 51' 00.70" S	68° 14' 41.00" O
Punto #4	45° 50' 08.50" S	68° 14' 03.90" O
Punto #5	45° 48' 18.30" S	68° 14' 36.30" O

Las mediciones se realizaron utilizando un medidor digital de nivel sonoro de las siguientes características:

- Medidor Sonoro Integrador conforme a Norma IEC 804,
- Marca: Quest. Modelo QC-10 N°

Las mediciones se realizaron conforme a la citada normativa a una altura de 1,2 a 1,5 metros del nivel del suelo, y a una distancia mínima de 3,5 metros de cualquier otra estructura reflejante del sonido, conforme lo indica la Norma IRAM 4062/2001 tomada como referencia. Las mediciones se realizaron en el horario Diurno (08:00 a 20:00 hs) y dada la ausencia de fuentes relevantes, éstas serán extrapoladas tanto para el horario Nocturno (22:00 a 06:00 hs) como para Descanso (20:00 a 22:00 hs), constituyendo un situación conservativa dado que la franja horaria diurna es la que más se puede afectar por el tránsito vehicular terrestre.

Los resultados de los monitoreos realizados son los siguientes:

Tabla X.3.2-2.

Parametro	Unidad	Punto #1	Punto #2	Punto #3	Punto #4	Punto #5
LEQ <sup>(4)</sup>	dB	66,8	76,3	74,1	75,2	75,3

Parametro	Unidad	Punto #1	Punto #2	Punto #3	Punto #4	Punto #5
Máximo	dB	82,6	89,0	87,9	89,0	92,8
Mínimo	dB	48,3	52,7	46,8	48,4	44,0

(1) LEQ = Nivel Sonoro Equivalente. Dado que la medición fue realizada conforme a la Norma IRAM 4062, el nivel monitoreado es ponderado bajo la curva A, respuesta audible, por lo que los niveles indicados corresponden a dB(A)

Como se puede observar, los resultados de los monitoreos realizados, indican que el nivel sonoro reinante en la zona de emplazamiento del proyecto, es sensiblemente superior al nivel calculado anteriormente (Nc); para las tres franjas horarias consideradas; alcanzando un **Nf promedio de 73.5 dB(A)**.

Esto es atribuible fundamentalmente a la predominancia en la zona de vientos con velocidades mayores a 5 m/s en superficie, lo que genera un aumento considerable del nivel sonoro de base.

Es importante considerar que en los monitoreos realizados no fueron consideradas penalizaciones en los niveles sonoros monitoreados por presencias de ruido de carácter tonal o impulsivo.

De todas maneras; conforme con lo indicado en la normativa de referencia; tomando en cuenta las molestias que se puedan generar a residentes ocasionales o transeúntes, el nivel sonoro a considerar como representativo del ruido de fondo en la zona de emplazamiento del proyecto es el correspondiente al nivel menor, esto se corresponde con los Nc (niveles calculados) para cada franja horaria; es decir:

- **35 dBA**, para horarios nocturnos;
- **40 dBA**, para horarios de descanso;
- **45 dBA**, para horarios diurnos.

### X.3.3 Estimación del ruido que generará el Parque Eólico

La zona del presente proyecto se inserta en el Departamento de Escalante, Provincia del Chubut, dentro del yacimiento Cerro Dragón, operada por PAE, aproximadamente a 75 km al Oeste de la Ciudad de Comodoro Rivadavia.

Como se mencionó anteriormente; en el proyecto en estudio funcionarán en total hasta 12 aerogeneradores dispuestos en un predio de 600 hectáreas.

De acuerdo a las especificaciones técnicas de los equipos, en cuanto a su potencia y diseño, se estima que, por los estudios realizados en aerogeneradores de idénticas características; el nivel sonoro máximo alcanzado por cada uno de ellos será de aproximadamente **108 dB**; determinado a una altura de 10 m del nivel del suelo y a velocidades de viento superiores a 10 m/s.

Las turbinas eólicas generan dos tipos de ruido: mecánico y aerodinámico. El ruido mecánico se produce por las partes mecánicas en movimiento tal como la caja multiplicadora, el generador eléctrico y las transmisiones. El ruido aerodinámico es causado por el flujo del aire incidiendo sobre el rotor.

Ambos ruidos son constantes. El efecto del ruido producido por las turbinas eólicas sobre el audiente depende de los ruidos ambientales circundantes y de la posición del audiente. Cuando el viento sopla a bajas velocidades (menores a 1 m/s), el ruido de las turbinas eólicas es bajo y por lo general su nivel no es significativamente mayor al ruido ambiental causado por los alrededores.

A medida que la velocidad del viento aumenta, también aumenta el ruido ambiental causado por el viento y el ruido de las turbinas eólicas. Este aumento en el ruido ambiental tiende a opacar el ruido de las turbinas eólicas.

Es muy importante mencionar que en cuanto a la posición del audiente, el ruido producido por la turbina eólica es tan bajo cuando se mantiene a una distancia mayor a los 350 metros que pasa desapercibido.

El nivel sonoro máximo considerado fue determinado a una altura de 10 m del nivel del suelo y a velocidades de viento superiores a 10 m/s, donde la turbina eólica ha alcanzado la potencia nominal y la cuchilla de regulación de tono actúa de una manera que tiende a disminuir los niveles de ruido.

Como se muestra en la Figura X.3.2-2, la disposición de las mismas se ha optimizado de manera tal de obtener el mayor aprovechamiento del recurso eólico. Considerando que la distancia entre cada turbina será mayor a los 350 metros; se puede considerar que será prácticamente despreciable el aumento del nivel sonoro generado por los 12 equipos que se ubicarán en el predio con respecto al nivel sonoro máximo generado por cada uno de ellos, es decir que el efecto acumulativo de los aerogeneradores es despreciable debido a que a una distancia de 350 m el ruido generado es comparable al del fondo de la zona. La disposición de los equipos determina que se ha de considerar a cada equipo como una fuente puntual. En consecuencia el máximo nivel sonoro que generará la central (a los fines del presente análisis) es el citado anteriormente (108 dB).

#### X.3.4 Estimación del ruido trascendente

Conforme lo señalado en el capítulo anterior; dada la distancia media entre cada aerogenerador ubicado en las hileras externas de cada uno de los predios; podemos estimar el nivel de ruido trascendente de la zona de emplazamiento del parque eólico tomando a cada equipo como una fuente puntual. Para esto se debe considerar el proceso de propagación del sonido en exteriores.

La propagación del sonido en exteriores es un proceso verdaderamente complejo, donde concurren simultáneamente varios fenómenos físicos de índole muy diferente, teniendo en cuenta que, además, puede producirse interacción entre ellos.

Los mecanismos dominantes de la propagación del sonido en la atmósfera se pueden agrupar en los siguientes:

- la divergencia geométrica
- la atmósfera como medio de propagación
- el suelo
- la presencia de obstáculos

Al estar presentes simultáneamente tantos factores o variables en la propagación del sonido en exteriores, se hace bastante complejo el conocimiento en detalle de este fenómeno. Se podría decir que el fenómeno de propagación es un compendio de un conjunto de fenómenos que interfieren entre sí, es decir, todos tienen que intervenir en los cálculos.

La divergencia geométrica pone de manifiesto que la energía sonora emitida por el foco, se reparte sobre superficies cada vez mayores, según avanza el frente de onda. Este reparto de la energía hace que la intensidad, en los puntos de las superficies, disminuya a medida que se alejan de la fuente. Con esta propiedad se obtiene que la intensidad del sonido al propagarse se atenúa seis decibeles cada vez que se dobla la distancia debido a la divergencia esférica.

La atmósfera es esencialmente el medio de propagación del sonido y está compuesto por distintos gases, llevando además partículas en suspensión y otras sustancias. Estos elementos ofrecen distintas respuestas ante la presencia de una onda sonora. La velocidad de sonido en el aire es función de diversos factores como la velocidad del viento, la temperatura, la humedad, etc.

El suelo modifica las condiciones de propagación del sonido ya que origina reflexiones, entre otros efectos.

La presencia de obstáculos (que pueden ser objetos o deformaciones en la topografía del suelo) que se encuentran a lo largo de la trayectoria de una onda, pueden reflejar, difractar, dispersar o absorber la energía que transporta una onda. En el caso que los obstáculos sean árboles aparecen también fenómenos indirectos en el sentido de que además de producir, en mayor o menor medida, los efectos indicados anteriormente, los árboles modifican mediante sus raíces las características del suelo haciéndolo más poroso, es decir, se produce un efecto añadido, complejo de determinar. Es por ello que, cuando se trata de evaluar los efectos de los árboles en la propagación del sonido, resulte bastante difícil asignar a cada aspecto concreto su contribución específica, y suele recurrirse a indicar valores globales de atenuación medidos en distintas situaciones.

Un posible modelo que se puede aplicar para evaluar la propagación del sonido generado por el proyecto en estudio es el Nord 2000, desarrollado principalmente en países Nórdicos para la evaluación de la propagación del sonido en exteriores debido a industrias o tráfico.

De acuerdo a este modelo, el nivel de presión sonora  $L(r)$  en dB a una distancia  $r$  (m) de la fuente viene dado por la siguiente expresión:

$$L(r) = LW - 10 \log(4\pi R^2) + K(Z) + Ae(r) + AA$$

donde  $LW$  es el nivel de presión sonora de la fuente,  $10 \log(4\pi R^2)$  es la divergencia geométrica,  $K(Z)$  es la corrección debida a la impedancia  $Z$  de la superficie del suelo,  $Ae(r)$  es la expresión de la atenuación debido a la dispersión y  $AA$  la atenuación del sonido en el aire.

En el área del predio donde se instalará el Parque, se registran grandes extensiones de campo sin la protección de la vegetación natural.

En términos generales se observa, por sus características naturales, una marcada ausencia de árboles en prácticamente toda la superficie actual del predio, donde será construido el Parque Eólico, quedando pequeños montes que en su conjunto suman menos del 5% de la superficie del campo.

A efectos del presente estudio, se estimará el nivel de ruido que trascenderá a las inmediaciones del punto de generación; considerando a cada aerogenerador como una fuente puntual; aplicando el modelo matemático citado anteriormente, pero considerando sólo la atenuación debido a la divergencia geométrica, debido a que; dadas las características del lugar; es la variable de mayor afectación sobre el nivel sonoro, considerando despreciables a las otras variables.

Lo antedicho permite; también; contar con un margen apropiado de seguridad de manera de seleccionar apropiadamente las medidas de mitigación. Para ello se tendrá en cuenta la atenuación del nivel sonoro debida a la distancia desde el punto de generación, tomando como base el nivel sonoro máximo alcanzado a una distancia determinada estimado en el capítulo precedente.

En consecuencia, podemos estimar el nivel de ruido que trascenderá a las inmediaciones del punto de generación a partir de la siguiente expresión:

$$L(r) = L_w - 10 \log(4\pi R^2)$$

Donde:  $L(r)$ : Nivel sonoro alcanzado a la distancia considerada  
 $L_w$ : Nivel sonoro máximo generado por la central a la altura  $H$   
 $R^2$ :  $[R_0^2 + (H - h)^2]$   
 $R_0$ : Distancia desde la fuente al sitio considerado

H: 10 m

h: Altura de referencia del nivel del piso (1,5 m)

En consecuencia, teniendo en cuenta las consideraciones realizadas anteriormente, los niveles de presión sonora debido a la presencia de la central, conforme varía la distancia desde la misma y hasta alcanzar el nivel de ruido de fondo establecido, serán:

Tabla X.3.4-1.

Distancia (metros)	Nivel Sonoro (dB)
200	51
300	47
500	43
1000	37
4000	25

Si se desprecian las correcciones debidas a la curva de ponderación A, respuesta audible, podemos asimilar los niveles de presión sonora calculados en dB como dB(A). Cada uno de estos niveles de presión sonora debe ser sumado logarítmicamente a los Niveles de Fondo tomado como referencia para cada franja horaria (45, 40 y 35 dBA) en este caso, para obtener el nivel de evaluación total que se percibirá en el punto considerado. De esta manera, se estiman los niveles que se percibirán en cada punto en estudio, hasta alcanzar el nivel de fondo tomado como referencia. Estos serán:

Tabla X.3.4-2.

Distancia (metros)	Nivel Sonoro (dBA) Diurno	Nivel Sonoro (dBA) Descanso	Nivel Sonoro (dBA) Nocturno
200	52	51	51
300	49	48	47
500	47	45	43
1000	46	41	39
4000	45	40	35

El siguiente gráfico ilustra acerca de la variación del nivel sonoro asociado a la distancia desde la fuente emisora.

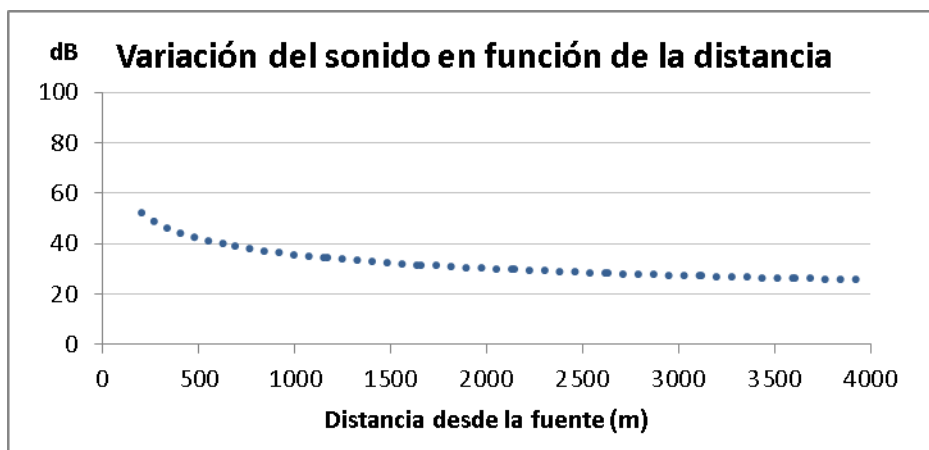


Figura X.3.4-1.

Los niveles calculados pueden visualizarse a continuación en el gráfico de isopletas, donde puede observarse el nivel de ruido en función de la distancia a la fuente. Debido a la disposición geométrica lineal, la ilustración representa una aproximación simplificada.

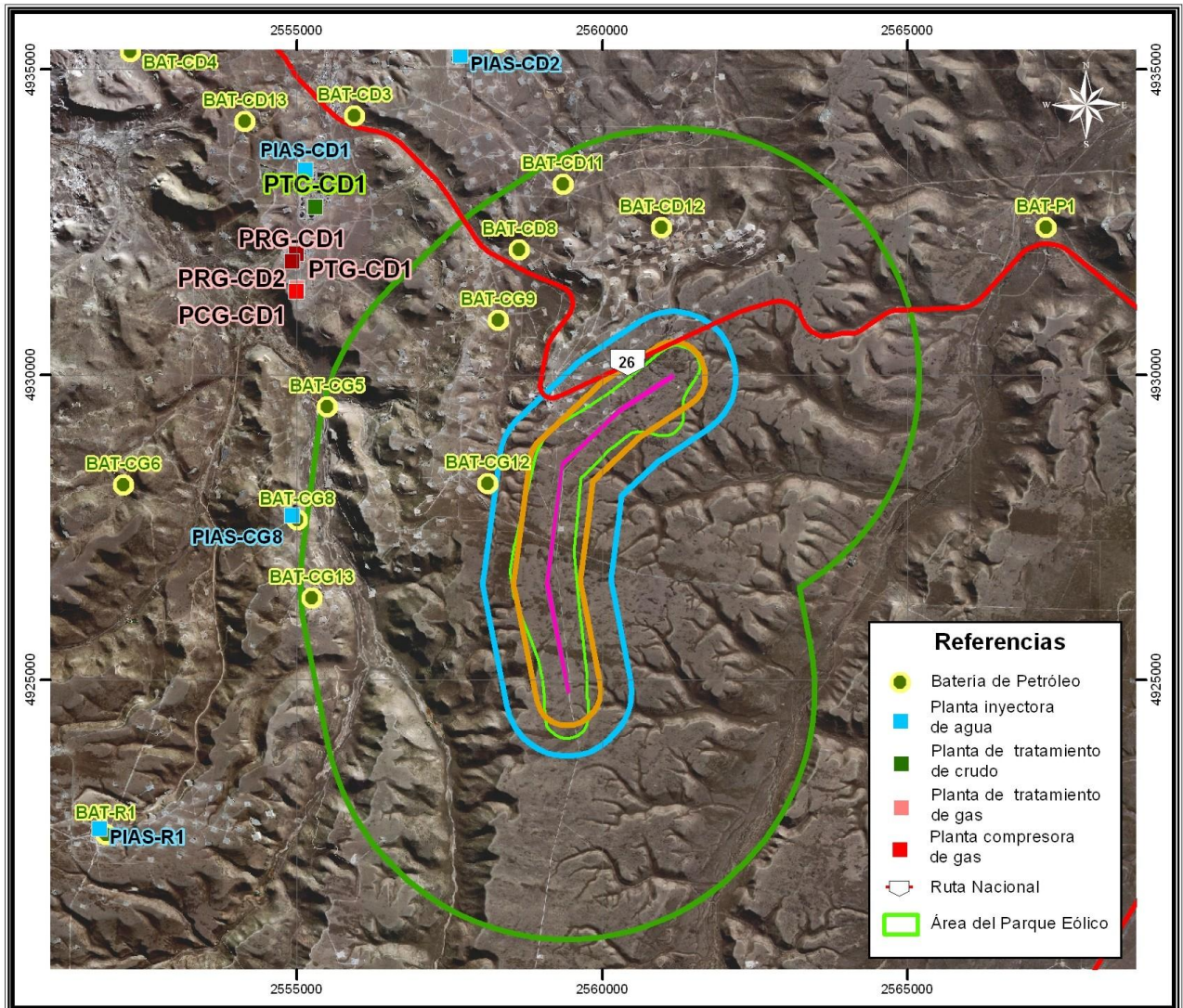


Figura X.3.4-2.

4.000 m	1.000 m	500 m	0 m
45 dB	46 dB	47 dB	108 dB


Los valores esperados desde los 500 m de distancia en adelante son comparables a los calculados para el nivel de ruido de fondo para horario diurno 45 db, mientras que se hallan muy por debajo del valor real medido (73.5 dB).

### X.3.5 Comparación del ruido trascendente con el ruido de base recomendado

Como se mencionó anteriormente se debe comparar el ruido que trascenderá al entorno de la central debido al funcionamiento de la misma, con el ruido de fondo tomado como referencia para la zona de emplazamiento, de manera de evaluar si el funcionamiento del Parque Eólico puede ocasionar molestias a potenciales residentes, transeúntes o fauna autóctona. Conforme lo indica la normativa de referencia; Norma IRAM 4062; un ruido será molesto cuando supere en 8 dB los niveles de ruido de fondo.

Si se consideran los valores estimados para el nivel de evaluación total en el punto anterior, se observa que el nivel sonoro estimado superará en 8 dB al nivel de referencia menor considerado (es decir 35 dB en la



	DOC N° CSJ-CD-GEN-AI-076	Página 273 de 351
	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARQUE EÓLICO LAS GERMANAS - CERRO DRAGÓN Área de Concesión Anticlinal Grande - Cerro Dragón Provincia del Chubut	

franja horaria nocturna) sólo en un radio menor a los 500 metros de la zona de emplazamiento del aerogenerador más cercano a los límites del predio donde se ubicará el parque eólico en estudio.

### **X.3.6 Análisis de resultados y conclusiones**

Si consideramos lo indicado por la Norma IRAM 4062 de Ruidos Molestos al Vecindario tomada como referencia, y los resultados del ruido trascendente calculados en los capítulos precedentes; la instalación del parque traerá aparejado la implementación de acciones de mitigación del ruido generado, dado que se supera el nivel de ruido de fondo calculado por la norma en más de 8 dBA en un radio de 500 metros donde se ubicarán las hileras de los aerogeneradores más cercano a los límites del predio.

Ahora bien; como se indicó en el capítulo 2; los niveles de fondo medio de base monitoreados en la zona de emplazamiento del parque; fueron sensiblemente superiores; entre 19 y 29 dBA superiores a los niveles calculados dependiendo la franja horaria considerada; debido fundamentalmente a los fuertes vientos predominantes en la zona. Por este motivo se estima que el ruido generado por los aerogeneradores de las hileras más cercano a cada uno de los límites del predio (alrededor de los 100 metros) quedará cubierto por los niveles sonoros producidos por los vientos predominantes en la zona. Adicionalmente la existencia de la ruta nacional N°26 hacia el norte y la ruta provincial N°37 hacia el sudeste, son fuentes sonoras que contribuyen a aumentar el nivel de fondo

Como se indica en el punto 4, se estimó el nivel de ruido que trascenderá a las inmediaciones del punto de generación, considerando la atenuación debido a la divergencia geométrica, por lo que se recomienda confirmar los niveles de ruido estimados una vez que se encuentre en funcionamiento la central.

Tal como se mencionó anteriormente, en la actualidad no existen poblados permanentes en las cercanías del parque donde se instalará el parque eólico.

De todas formas; de manera de cumplimentar lo indicado por la Norma IRAM 4062, y no generar molestias a potenciales residentes; se recomienda respetar una distancia mínima de 500 metros entre los límites externos del predio de la central y una futura urbanización.

### **X.3.7 Bibliografía**

Norma IRAM 4062, Ruidos Molestos al Vecindario. Método de Medición y Clasificación. Edición 3. 2001.  
Modelos de Propagación de Ruido en presencia de Bosques. Universidad de Valladolid. España. 2001.

### **X.3.8 Equipo Profesional**

- Lic. Fernando Valdovino

#### X.4 EVALUACIÓN DEL IMPACTO POR PARPADEO DE SOMBRA

##### X.4.1 Descripción general del sitio

El proyecto Parque Eólico Las Germanas - Cerro Dragón propuesto se encuentra ubicado en el yacimiento Cerro Dragón operado por PAE. Se emplaza al Sur de la provincia del Chubut, a 75 km al Oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia y a 18 km del límite con la provincia de Santa Cruz. Los componentes del proyecto se instalarán en lotes rurales de propiedad privada, con escasa a nula presencia de puestos o viviendas. El área se encuentra dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos lo que implica presencia de caminos, líneas eléctricas, pozos de gas, petróleo y agua, líneas sísmicas, ductos, plantas, manifolds, baterías, y en menor medida a la ganadería extensiva.

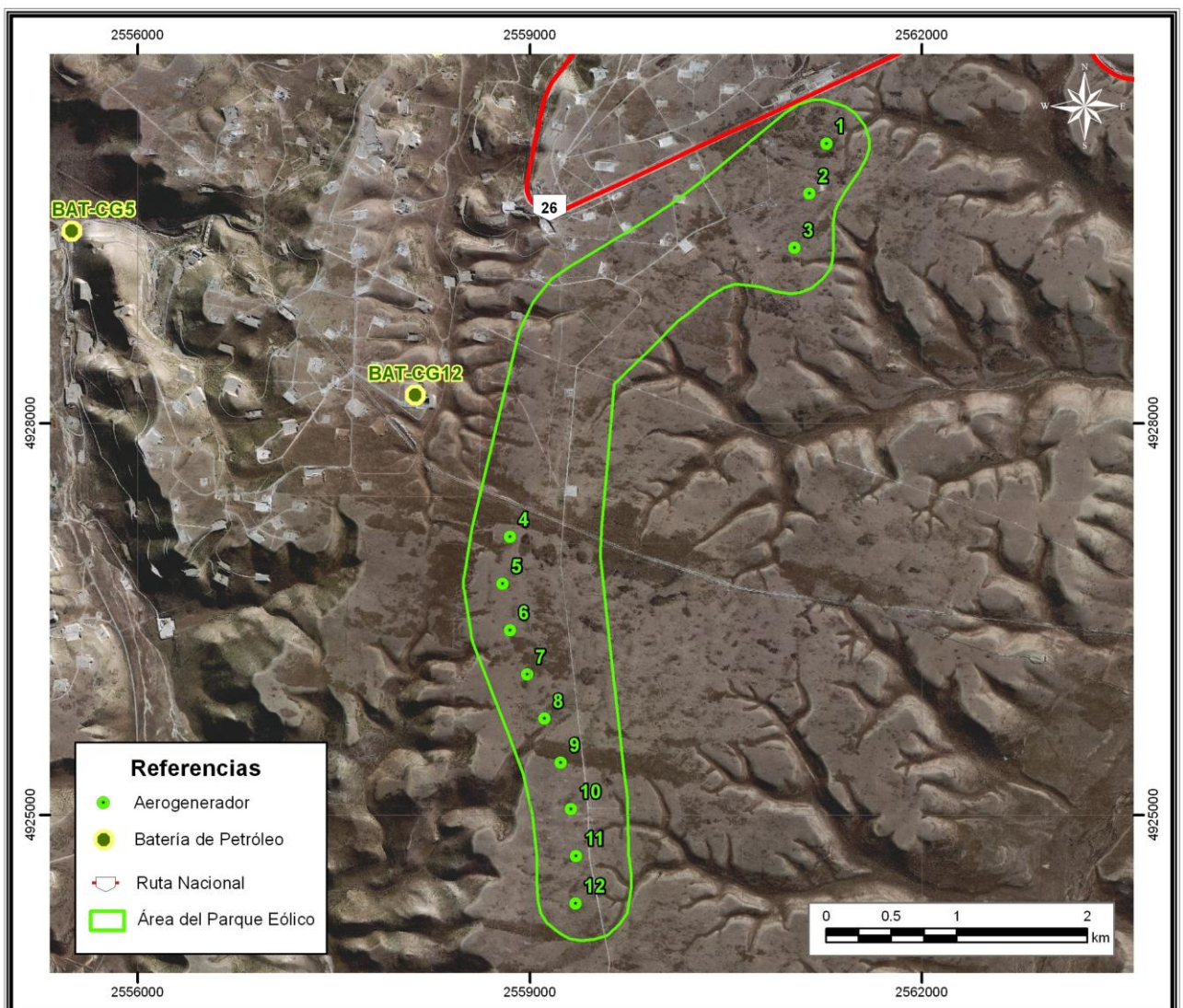


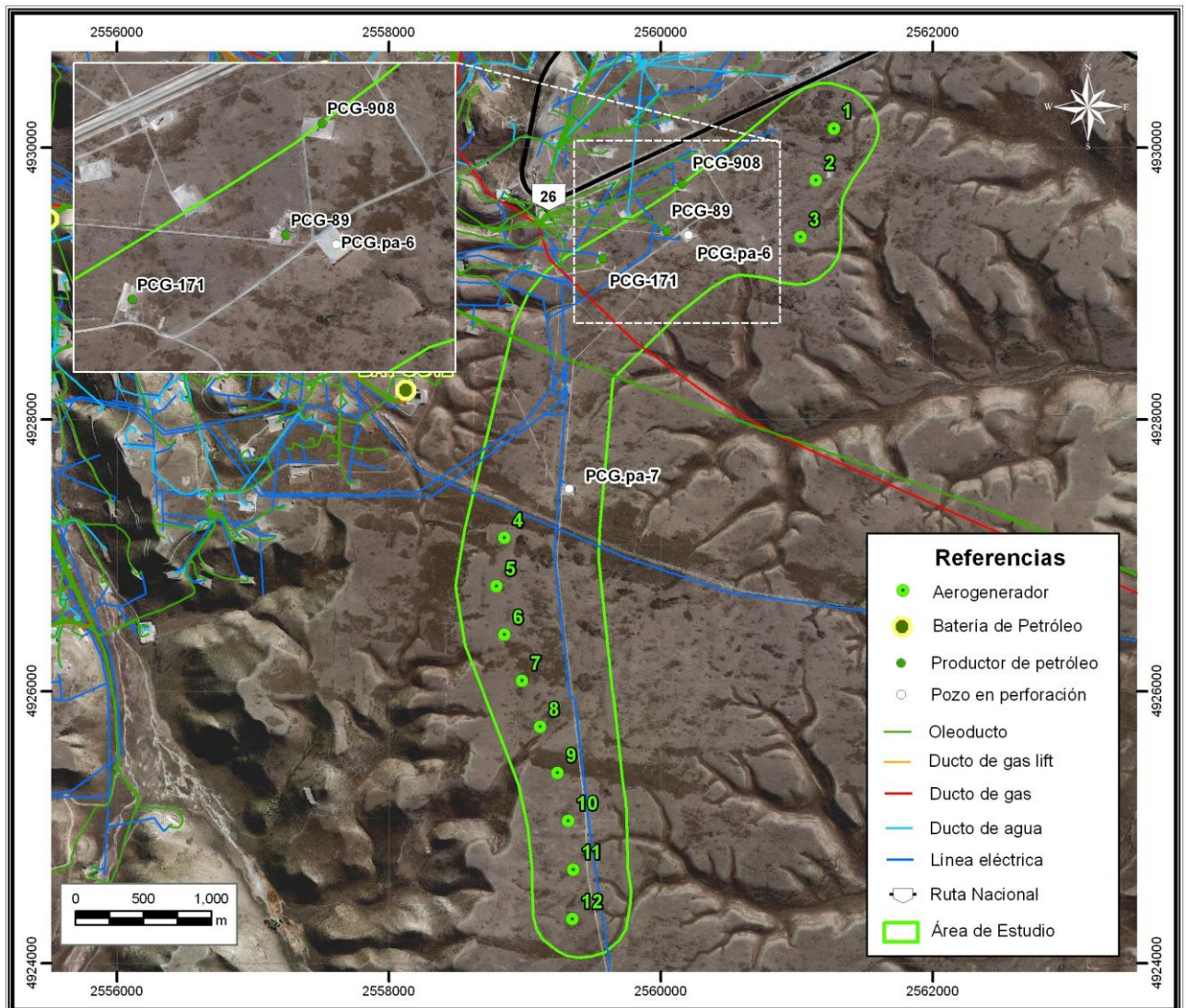
Figura X.4.1-1. Mapa general del proyecto

El proyecto se compone de hasta 12 aerogeneradores Vestas modelo V126. Las torres que forman la estructura del aerogenerador tendrán una altura aproximada de 87 metros (altura de buje); mientras que el diámetro del rotor será de 126 metros aproximadamente. A continuación se indican las coordenadas de las turbinas.

**Tabla X.4.1-1.** Ubicación de las turbinas

Número de turbina	Latitud	Longitud	Tipo de aerogenerador
1	45° 46'47.04"S	68° 12'53.68"O	Vestas V126
2	45° 46'59.40"S	68° 12'59.61"O	Vestas V126
3	45° 47'12.96"S	68° 13'4.65"O	Vestas V126
4	45° 47'37.51"S	68° 14'28.84"O	Vestas V126
5	45° 48'25.32"S	68° 14'44.48"O	Vestas V126
6	45° 48'36.91"S	68° 14'47.03"O	Vestas V126
7	45° 48'48.43"S	68° 14'44.21"O	Vestas V126
8	45° 48'59.35"S	68° 14'38.02"O	Vestas V126
9	45° 49'10.25"S	68° 14'31.76"O	Vestas V126
10	45° 49'21.21"S	68° 14'25.74"O	Vestas V126
11	45° 49'32.64"S	68° 14'21.97"O	Vestas V126
12	45° 49'44.30"S	68° 14'19.99"O	Vestas V126

Se ha establecido como área de influencia indirecta una distancia del orden de los 500 m alrededor del predio. En la siguiente figura se indica la infraestructura incluida en el Proyecto.



**Figura X.4.1-2.** Área de influencia indirecta e infraestructura cercana al Proyecto.

En la siguiente tabla se indican las coordenadas de las instalaciones presentes en el Área de Influencia indirecta del polígono del Proyecto.

**Tabla X.4.1-2.** Ubicación de los receptores

Nombre instalación	Tipo de instalación	Latitud	Longitud
PCG-955	Pozo activo	45° 47' 40.52"S	68° 15' 7.47"O
PCG-171	Pozo activo	45° 47' 18.50"S	68° 14' 12.07"O
PCG-278	Pozo activo	45° 47' 35.49"S	68° 14' 55.83"O
PCG-813	Pozo activo	45° 47' 29.83"S	68° 14' 43.06"O
PCG-84	Pozo activo	45° 47' 20.23"S	68° 14' 36.38"O
PCG.pa-6	Pozo activo	45° 47' 12.79"S	68° 13' 42.95"O
PCG-814	Pozo activo	45° 47' 12.58"S	68° 14' 24.50"O
PCG-905	Pozo activo	45° 46' 34.85"S	68° 13' 8.84"O
PCG-197	Pozo activo	45° 46' 52.74"S	68° 13' 39.93"O
PCG-110	Pozo activo	45° 47' 0.28"S	68° 14' 7.78"O
PCG-908	Pozo activo	45° 47' 0.67"S	68° 13' 45.10"O
PCG-909	Pozo activo	45° 47' 8.33"S	68° 14' 3.65"O
PCG-89	Pozo activo	45° 47' 11.68"S	68° 13' 49.27"O
PCG-198	Pozo no activo	45° 46' 47.66"S	68° 13' 13.22"O
PCG-100	Pozo no activo	45° 46' 55.95"S	68° 12' 56.11"O
PCG-706	Pozo no activo	45° 46' 57.60"S	68° 12' 53.83"O
PCG-910	Pozo no activo	45° 47' 5.01"S	68° 14' 17.26"O
PCG-92	Pozo no activo	45° 47' 20.10"S	68° 14' 10.72"O
T-95	Pozo no activo	45° 47' 21.67"S	68° 13' 19.67"O

#### X.4.2 Lineamientos de planificación

En Argentina no existen lineamientos específicos para la evaluación y regulación del parpadeo de sombra generado por turbinas eólicas. Sin embargo, una serie de países a nivel internacional se han basado en y adoptado los lineamientos creados por el Comité para Control de la Polución de los Estados Alemanes<sup>1</sup>, que consideran dos métodos:

- **Método peor caso teórico.** Este método conservador hace las siguientes suposiciones y simplificaciones:
  - Hay un cielo despejado todos los días del año.
  - Las turbinas siempre están girando (sin importar el viento).
  - Las palas de las turbinas están siempre en posición perpendicular a la dirección de la línea de visión desde la ubicación especificada al sol.
- **Método realista.** La duración del parpadeo de sombra calculado mediante el método teórico es sobreestimada, ya que no considera ciertos factores que afectarán el número de horas de parpadeo de sombra. Estos factores se enumeran a continuación.
  - La turbina eólica no siempre estará orientada según su peor posición (perpendicular).
  - La cobertura de nubes se debe considerar, ya que reducirá significativamente el parpadeo de sombra.
  - Vegetación y otras barreras físicas pueden bloquear la vista de la turbina.
  - Períodos en los que la turbina eólica no está en funcionamiento debido a vientos bajos, fuertes vientos, o por razones de mantenimiento, reducirán las horas de parpadeo de sombra.

En el caso del Parque Eólico Las Germanas - Cerro Dragón la posible afectación por parpadeo de sombra incluye principalmente a instalaciones petroleras tales como pozos, camino de acceso, líneas eléctricas, entre otras. En la zona Norte del área del Proyecto se emplaza la Ruta Nacional 26. Ésta se desarrolla de Este a

<sup>1</sup> Comité para el Control de la Polución de los Estado Alemanes - Nordrhein-Westfalen, 2002, Notas sobre la identificación y evaluación de las emisiones ópticas de las turbinas eólicas.

Oeste y es la principal vía de acceso al Yacimiento Cerro Dragón y localidades del Oeste de la Provincia. La menor distancia entre la ruta y el aerogenerador 1, ubicada al Sur de la ruta, es de aproximadamente 360 metros, por lo que la determinación de la distancia de la sombra de parpadeo del aerogenerador 1 resulta de particular interés.

#### X.4.3 Evaluación de parpadeo de sombra

El nombre “parpadeo de sombra” (shadow flicker) describe el efecto estroboscópico de la luz solar que es interrumpida periódicamente por los álabes de la turbina al girar. Por lo general ocurre por la mañana o por la tarde cuando el sol está bajo en el cielo, y el efecto es más notable en el interior de edificios en los que se observa el parpadeo a través de una ventana. La probabilidad de ocurrencia y la duración del efecto dependen de los siguientes factores:

- La dirección de la propiedad en relación con la turbina.
- La distancia entre el receptor y la turbina.
- La dirección del viento.
- La altura de la turbina y diámetro del rotor.
- La época del año y el día (posición del sol en el cielo).
- Las condiciones climáticas (cubierta de nubes).

La topografía en el lugar es plana, por lo tanto en este caso, se considera que el relieve no es un factor determinante en este análisis.

Entonces, las sombras que proyectan los aerogeneradores dependen de la posición relativa del sol y de la dirección del viento. Cuando el sol, las palas y el receptor están en línea y la sombra es lo suficientemente larga como para alcanzar al receptor, se debe considerar el parpadeo de las sombras. Por lo cual resulta de interés determinar la probable afectación a la Ruta Nacional N° 26, por el parpadeo de sombra del aerogenerador 1. La ubicación de aerogenerador 1 al Sur de la mencionada Ruta, relativiza dicha afectación.

Como sucede con cualquier clase de sombra, la distancia entre un aerogenerador y el receptor del parpadeo de sombras afecta la intensidad y nitidez con que se observa las sombras que proyectan las palas. En consecuencia, cuando hay una gran distancia entre el aerogenerador y el receptor, solo se ve la turbina como un objeto frente al sol, y no pulsando a través de la luz solar.

En el caso teórico se parte de algunas presunciones que sobreestiman la cantidad de horas durante las cuales se produce el parpadeo, considerando que las palas de los equipos rotan permanentemente, que la dirección del viento coincide con el sol –de forma que las palas siempre están alineadas con el sol- y que el cielo está siempre sin nubes.

En realidad, las palas de los aerogeneradores pueden estar estacionarias o girar lentamente con poco viento, y el tiempo de inactividad de los aerogeneradores puede coincidir con las condiciones de luz solar que de otro modo, ocasionarían parpadeo de sombras. Debido a que la góndola de un aerogenerador rotará con el viento que haya, con frecuencia las posiciones de las palas serán diferentes a las presunciones que presenta el modelo.

Considerando que el objetivo en este caso es determinar la mayor distancia a la que producirán “parpadeo de sombras”, se tomó la hipótesis de “caso más desfavorable”, a efectos de determinar cuál será dicha distancia. Para ello se analizaron los meses de diciembre y junio.

Para la determinación de la sombra de los aerogeneradores se ha utilizado el Programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador de la Asociación Danesa de la Industria Eólica ([www.windpower.org](http://www.windpower.org)). La Tabla X.4.3-1 resume los datos de entrada y los parámetros utilizados en el cálculo de sombra.

**Tabla X.4.3-1.** Datos de entrada y parámetros de configuración de cálculo de sombra de los aerogeneradores.

Dato / Parámetro	Valor
Huso horario	60° Oeste. Argentina -4 GMT
Día	21/12 - 21/6
Altura de buje	87 metros
Diámetro de rotor	126 metros
Dibujo de sombra	Día
Área	450 m alto
	900 m ancho
Dirección del rotor	Caso más desfavorable
Aerogenerador girando el	75% del día
Distancia máxima	1000 m

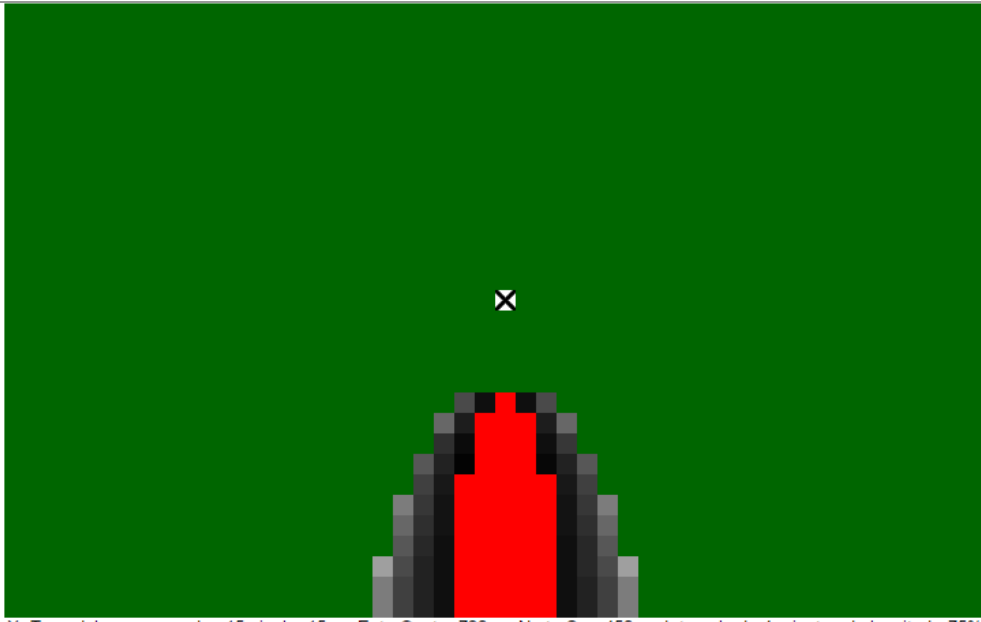
#### X.4.4 Resultados

A los efectos de determinar la incidencia del parpadeo de sombra del campo de aerogeneradores en la infraestructura cercana, principalmente la Ruta Nacional N° 26, se analiza las proyecciones de los aerogeneradores 1, 6 y 12. El primero, por ser el más cercano a la ruta, resulta de mayor interés dado que el resto no afectará ninguna instalación relacionada con la actividad petrolera, a excepción del aerogenerador 2.

En las siguientes figuras se grafica el diseño de la sombra generada por los aerogeneradores antes mencionados durante un día, es decir, se muestra cómo se mueve la sombra del rotor desde la salida del sol hasta la puesta del sol (caso más desfavorable) en la fecha que se indica. En las figuras la imagen de las sombras se observa de arriba, con el centro de la torre del aerogenerador representado por el punto blanco (X) ubicado en el centro. Las posiciones de la sombra se muestran durante cada media hora durante el día. Obviamente, las sombras son largas durante las salidas y puestas del sol y cortas al mediodía. El gráfico representa un área de 720 metros en dirección Este – Oeste y 450 metros Norte – Sur.

Se considera en primer término la sombra del aerogenerador 1 por su proximidad a la Ruta Nacional N° 26. El diseño de sombra de dicho generador durante el verano (21/12) permite indicar una longitud aproximada de 400 m de sombra, en dirección Noroeste (Az: 235° medido desde el Sur) durante las primeras horas de la mañana. Por lo cual alcanzaría débilmente, en términos de intensidad y nitidez, a la Ruta Nacional N° 26, a una distancia aproximada de 2 km de la curva que la misma realiza hacia el Norte. En tanto que durante la tarde la proyección de la sombra, tendrá la misma extensión, será hacia el Noreste y no afectará la ruta. En la Figura 1, además del dibujo de estimación de la sombra durante el invierno y el verano, se muestra además una proyección aproximada y probable de dicho efecto en campo, fundamentalmente en relación a la Ruta Provincial N°26.

**Dibujo de la estimación de la sombra (caso más desfavorable) para un aerogenerador  
21 de junio a 45° 47' latitud sur (\*)**

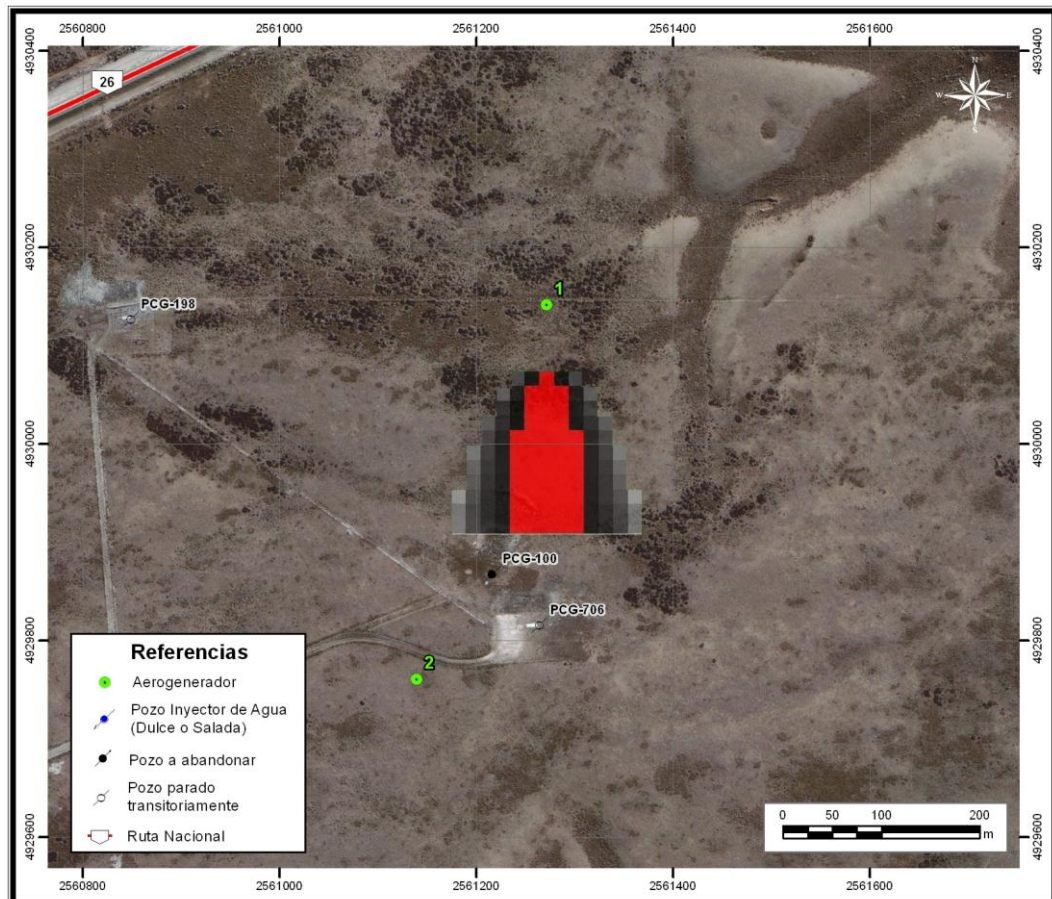


X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud. 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=1350. Release 1.0

Mostrar áreas con un mínimo de 72 minutos de sombra en rojo.  
Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde.

Nota: (\*) diámetro del rotor 126 m - altura de buje 87 m

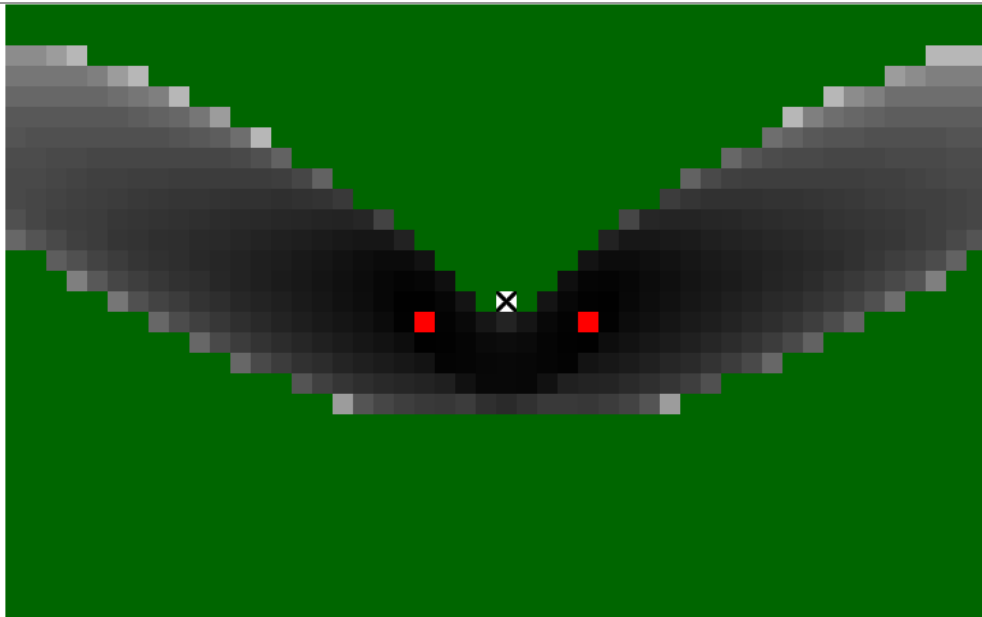
Fuente: Asociación danesa de la industria eólica. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)



**Referencias**

- Aerogenerador
- Pozo Inyector de Agua (Dulce o Salada)
- Pozo a abandonar
- Pozo parado transitoriamente
- Ruta Nacional

**Dibujo de la estimación de la sombra (caso más desfavorable) para un aerogenerador  
21 de diciembre a 45° 47' latitud sur (\*)**

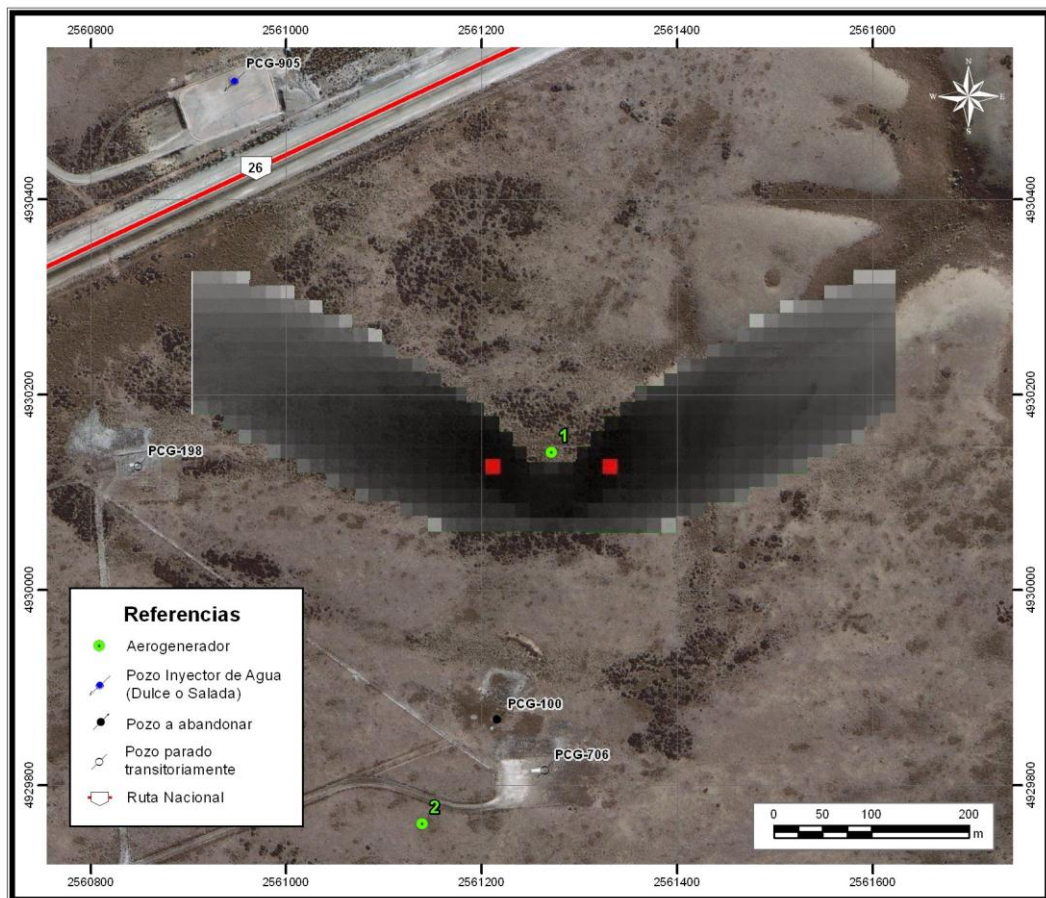


X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12794. Release 1.0

Mostrar áreas con un mínimo de 288 minutos de sombra en rojo  
Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde

Nota: (\*) diámetro del rotor 126 m - altura de buje 87 m

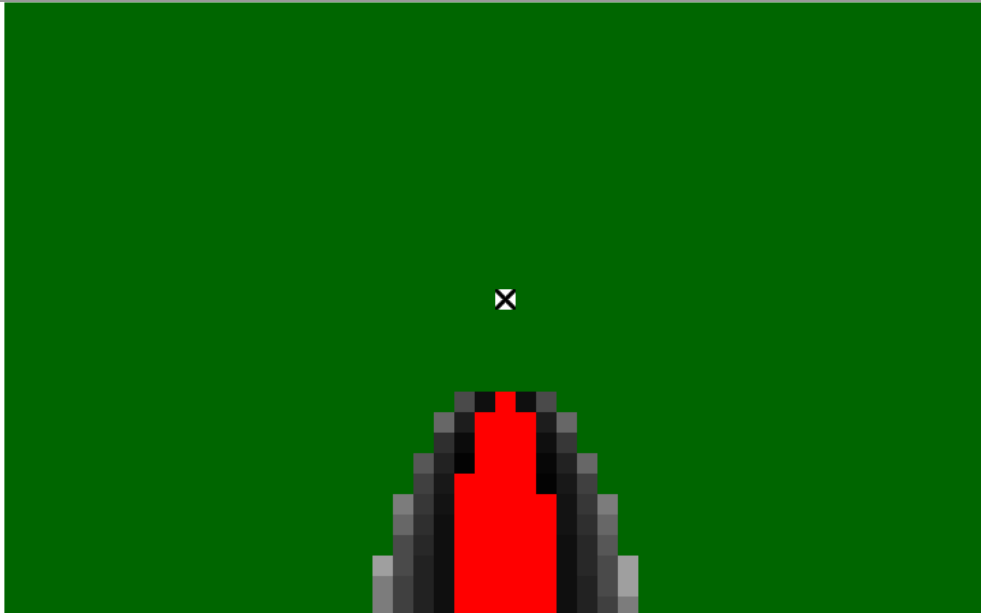
Fuente: Asociación danesa de la industria eólica. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)



**Figura X.4.4-1.** Dibujo de sombra Aerogenerador 1 y su proyección probable de sombra en campo respecto de la Ruta Provincial N°26



**Dibujo de la estimación de la sombra (caso más desfavorable) para un aerogenerador  
21 de junio a 45° 48' latitud sur (\*)**



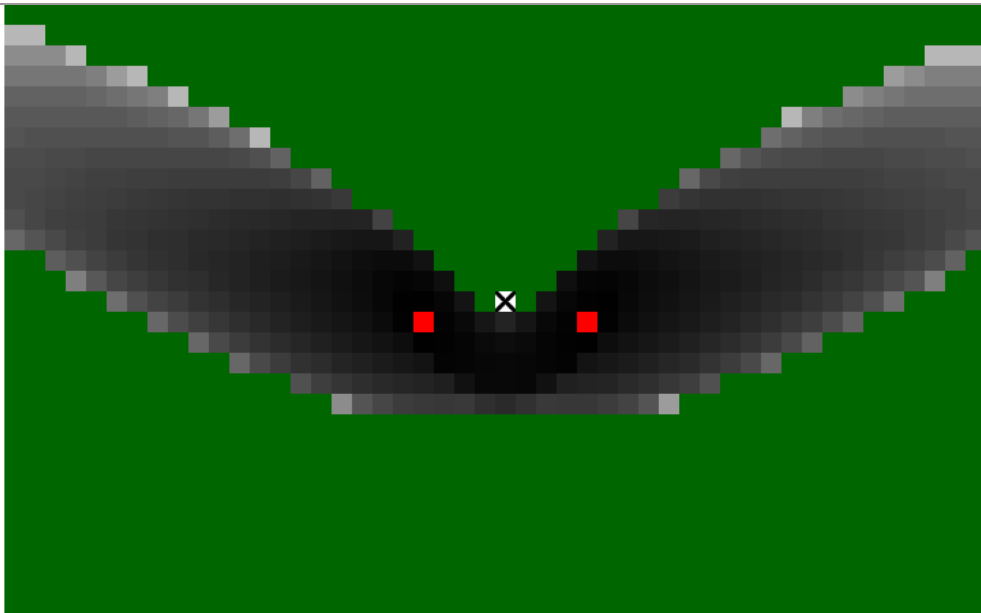
X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=1348. Release 1.0

Mostrar áreas con un mínimo de 72 minutos de sombra en rojo .  
Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde ▼

Nota: (\*) diámetro del rotor 126 m – altura de buje 87 m

Fuente: Asociación danesa de la industria eólica. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

**Dibujo de la estimación de la sombra (caso más desfavorable) para un aerogenerador  
21 de diciembre a 45° 48' latitud sur (\*)**



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud . 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12802. Release 1.0

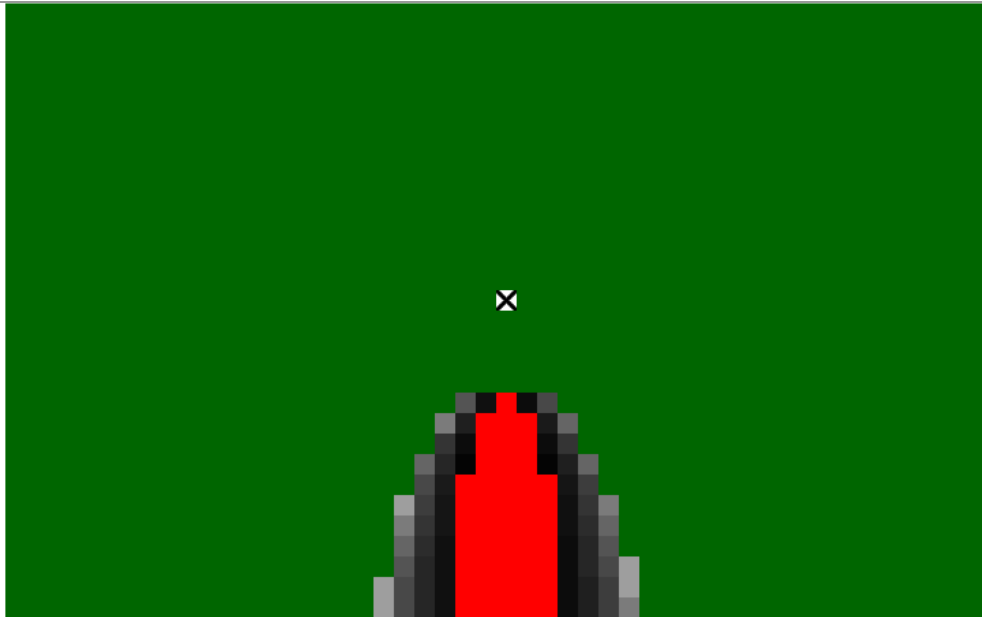
Mostrar áreas con un mínimo de 288 minutos de sombra en rojo .  
Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde ▼

Nota: (\*) diámetro del rotor 126 m – altura de buje 87 m

Fuente: Asociación danesa de la industria eólica. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

**Figura X.4.4-2. Dibujo de sombra Aerogenerador 6**

**Dibujo de la estimación de la sombra (caso más desfavorable) para un aerogenerador  
21 de junio a 45° 49' latitud sur (\*)**



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud. 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=1271. Release 1.0

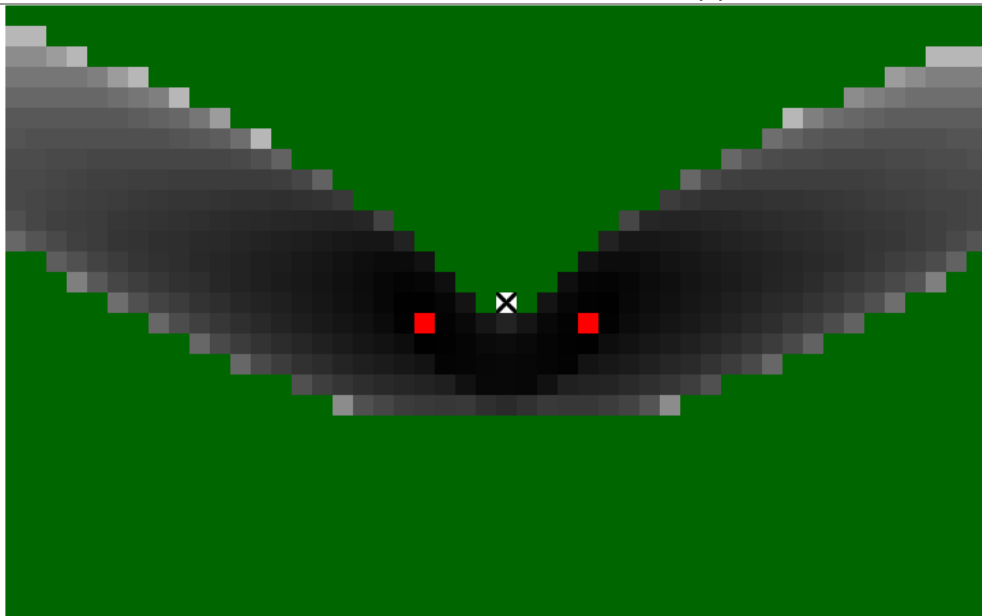
Mostrar áreas con un mínimo de 68 minutos de sombra en rojo

Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde

Nota: (\*) diámetro del rotor 126 m – altura de buje 87 m

Fuente: Asociación danesa de la industria eólica. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

**Dibujo de la estimación de la sombra (caso más desfavorable) para un aerogenerador  
21 de diciembre a 45° 49' latitud sur (\*)**



X=Torre del aerogenerador. 15 pixels=15 m. Este-Oeste=720 m. Norte-Sur=450 m. Intervalo de 4 minutos de longitud. 75% del tiempo de funcionamiento de la turbina. 40 % de insolación. Minutos de sombra totales=12798. Release 1.0

Mostrar áreas con un mínimo de 288 minutos de sombra en rojo

Omitir áreas con 0 minutos de sombra o menos. Color de fondo verde

Nota: (\*) diámetro del rotor 126 m – altura de buje 87 m

Fuente: Asociación danesa de la industria eólica. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

**Figura X.4.4-3. Dibujo de sombra Aerogenerador 12**

#### X.4.5 Conclusiones

Teniendo en cuenta que la infraestructura se concentra en la zona Norte del Proyecto, sólo los aerogeneradores 1 y 2 producirán efectos sobre la infraestructura presente, durante verano e invierno en el primer caso; y únicamente durante el verano en el caso de aerogenerador 2. El parpadeo de sombras del primero afectará eventualmente la Ruta Nacional N° 26 durante el verano. De la observación de la figura 1 y la ubicación de la Ruta Nacional N° 26, surge que ésta posiblemente se vea afectada por sombra débil durante las primeras horas de la mañana. En tanto que en invierno la proyección de las sombras producirá efectos sobre la locación de los pozos PCG-100 y PCG-706, entre media mañana y el mediodía. Cabe indicar que ambos pozos se encuentran inactivos, por lo cual el impacto resulta mínima ante la ausencia de receptores humanos.

El aerogenerador 2 afectará a la locación del pozo PCG-706. Se estima que la locación presentará eventualmente sombra durante las últimas horas de la tarde, aunque si se tiene en cuenta la ausencia de receptores humanos en el área, asociados a estas instalaciones ya que se trata de un pozo inactivo, se considera que el impacto involucrado por efecto de parpadeo prácticamente es nulo.

La eventual afectación de la ruta por el parpadeo de sombras del aerogenerador 1 se verá relativizada por la posición del generador respecto de la ruta (se ubica al Sur) y por la distancia de la misma. Respecto a éste último punto, la distancia del aerogenerador en la dirección de la sombra (400 m aproximadamente) hace que la misma pierda intensidad y nitidez en la zona de contacto, ubicada a aproximadamente 2 km de la curva hacia el Norte. La determinación preliminar teórica de la proyección de las sombras de los aerogeneradores 1 y 2, en verano, alcanza aproximadamente 400 m hacia el Noroeste y Noreste durante el día. En invierno la proyección de la sombra es esencialmente hacia el Sur, por lo que no tendrá relevancia para la ruta. Las proyecciones de sombras del resto de los aerogeneradores no producirán afectaciones a la ruta, debido a su distancia.

En un análisis integral de lo hasta aquí expuesto se concluye que el impacto por efecto del parpadeo de sombra tanto sobre la ruta como sobre las demás instalaciones se lo considera de escaso a nulo.