

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

Máster Oficial en Eficiencia Energética



Trabajo De Fin de Máster

## **Integración de aerogeneradores de baja potencia en la red de baja tensión**

**Andrea Alejandra Argudo Chalán**

**Tutor:** Dr. D. Fabián Déniz Quintana

Fecha: 22 de Julio del 2016



*Este trabajo se lo dedico a mi padre Celso Argudo por su apoyo constante e incondicional, por ser siempre mi modelo a seguir y por haberme educado siguiendo unos valores que hoy en día me concretan como persona.*



# Agradecimientos

Antes de proceder con el trabajo fin de máster, me gustaría agradecer a mi tutor Dr. D. Fabián Alberto Déniz Quintana por su paciencia y motivación

han sido fundamentales para la realización de este trabajo.

No puedo olvidar de hacer una mención especial a Sergio Marrero Marrero

por la aportación de sus conocimientos en este estudio.

Finalmente, a aquellas personas, colegas y amigos que me brindaron su

apoyo, tiempo e información para el logro de mis objetivos.



# Resumen

El actual modelo energético es insostenible desde el punto de vista económico, ambiental y social obligando a desarrollar tecnologías renovables que modifiquen el concepto hacia el uso responsable. La utilización de aerogeneradores de baja potencia se ha limitado generalmente hacia sistemas aislados lo que ha ralentizado su desarrollo.

El presente trabajo se dirige hacia este nicho tecnológico al profundizar su estudio de integración de energía eléctrica en una red de baja tensión. Para ello, en primer lugar, es necesario evaluar el potencial eólico en la zona de baja tensión. Para ello, en primer lugar, es necesario evaluar el potencial en la zona de estudio con el programa Homer de NREL (National Renewable Energy Laboratory) y, posteriormente, seleccionar las características del aerogenerador más idóneo.

Finalmente, se simulará la integración de los aerogeneradores en la red de prueba (The IEEE European Low Voltage Test Feeder) mediante el programa informático OpenDSS ampliamente usado en estudios de Generación Distribuida por el EPRI (Electric Power Research Institute).

En el caso eólico, al variar la velocidad del viento, la potencia producida por esta fuente también varía, esto se traduce en una generación fluctuante que debe ser compensada por elementos de regulación presentes en el sistema y que permiten mantener el equilibrio entre generación y demanda.

## ABSTRACT

The current energy model is unsustainable economically, environmentally and socially forcing develop renewable technologies that modify the concept to the responsible use. The use of low-power wind turbines has generally been limited to isolated which has slowed their development systems. This work is directed towards this technological niche to deepen their study of integration of electricity on a low voltage network. To do this, first, it is necessary to evaluate the wind potential in the area of low voltage. To do this, first, it is necessary to evaluate the potential in the study area with the Homer software program (National Renewable Energy Laboratory, NREL) and then select the most suitable characteristics of the wind turbine.

Finally, integration of wind turbines will be simulated on a test network (The IEEE European Low Voltage Test Feeder) by software OpenDSS widely used in studies of Generation Distributed by EPRI (Electric Power Research Institute).

In the wind case, the number of wind speed, the power produced by this source also varies, this results in a fluctuating generation must be compensated by regulatory elements present in the system and allow balance between generation and demand. To integrate wind turbines chosen low power network above the IEEE test in which different scenarios will arise by varying the number and location of wind turbines will be used.

The goal are determining integration capacity of electricity from small wind turbines in low voltage networks and analyze the penetration of electricity with simulation software using the network OpenDSS test.

# Índice general

<b>Resumen</b>	<b>i</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Origen y justificación del trabajo . . . . .	1
1.2. Contextualización del estudio y estado del arte . . . . .	2
1.2.1. Aerogeneradores de baja potencia . . . . .	4
1.2.2. Aplicación de los aerogeneradores de pequeña potencia . . . . .	6
1.2.3. Componentes de los aerogeneradores de baja potencia . . . . .	14
1.2.4. Producciones intelectuales recientes . . . . .	18
1.3. Normativa . . . . .	18
<b>2. Fundamentos teóricos del estudio</b>	<b>21</b>
2.1. Datos de la red de prueba . . . . .	21
2.2. Características del transformador . . . . .	22
2.3. Características de las líneas . . . . .	22
2.4. Características de las cargas . . . . .	23
2.5. Integración de medidores de energía y contadores . . . . .	26
<b>3. Disposición de energía eólica</b>	<b>27</b>
3.1. Energía eólica . . . . .	27
3.2. Alisio en la Graciosa . . . . .	28
3.3. Tratamiento de datos de viento . . . . .	29
3.3.1. Datos de viento . . . . .	29
3.3.2. Herramienta utilizada . . . . .	29
3.3.3. Curva de duración de la velocidad de viento . . . . .	32
3.4. Dimensionado del sistema eólico . . . . .	34
3.4.1. Características emplazamiento . . . . .	34
3.5. Estimación de la producción energética de un aerogenerador . . . . .	36

3.6.	Distribución de la velocidad de viento . . . . .	39
3.6.1.	Curva media anual de viento . . . . .	39
3.6.2.	Curva diaria de viento en un año . . . . .	40
3.6.3.	Variación mensual de la velocidad del viento: máxima y mínima . . . . .	40
3.6.4.	Variación diaria de la velocidad del viento . . . . .	41
3.7.	Modelado de aerogeneradores . . . . .	42
3.7.1.	Cálculo anual de la producción energética de los aero- generadores . . . . .	42
3.8.	Características de los aerogeneradores . . . . .	45
3.8.1.	Conexión de aerogeneradores verticales a la red de prueba	48
3.9.	Modelado del aerogenerador genérico en OpenDSS . . . . .	48
3.9.1.	Curva de potencia de los aerogeneradores y curva genéri- ca . . . . .	49
3.10.	Rendimiento del inversor . . . . .	50
3.11.	Curva anual de generación . . . . .	50
3.11.1.	Curva mensual de generación . . . . .	51
<b>4.</b>	<b>Experimentación: estudio de escenarios</b>	<b>53</b>
4.1.	Escenarios simulados . . . . .	54
4.1.1.	Justificación de los escenarios 3 y 4 . . . . .	56
4.2.	Escenario 1 . . . . .	58
4.2.1.	Análisis de resultados: tensión . . . . .	59
4.2.2.	Análisis de resultados: intensidad . . . . .	59
4.2.3.	Análisis de resultados: potencia y energía . . . . .	63
4.2.4.	Conclusiones . . . . .	64
4.3.	Escenario 2 . . . . .	65
4.3.1.	Análisis de resultados: tensión . . . . .	65
4.3.2.	Análisis de resultados: intensidad . . . . .	67
4.3.3.	Análisis de resultados: potencia y energía . . . . .	71
4.3.4.	Conclusiones . . . . .	73
4.4.	Escenario 3 . . . . .	74
4.4.1.	Análisis de resultados: tensión . . . . .	76
4.4.2.	Análisis de resultados: intensidad . . . . .	76
4.4.3.	Análisis de resultados: potencia y energía . . . . .	81
4.4.4.	Conclusiones . . . . .	83
4.5.	Escenario 4 . . . . .	84

---

4.5.1. Análisis de resultados: tensión . . . . .	84
4.5.2. Análisis de resultados: intensidad . . . . .	85
4.5.3. Análisis de resultados: potencia y energía . . . . .	89
4.5.4. Conclusiones . . . . .	91
<b>5. Conclusiones</b>	<b>93</b>
5.1. Comparativa de resultados obtenidos . . . . .	93
5.2. Algunas observaciones sobre los resultados obtenidos . . . . .	93
5.3. Conclusiones extrapolables a cualquier tipo de generación dis- tribuida . . . . .	95
<b>Bibliografía</b>	<b>96</b>



# Índice de figuras

1.1. Microturbina Enea renovables. Fuente:www.erasolar.es . . . . .	5
1.2. Generación Distribuida. Fuente: www.consultantsurveyor.com . . . . .	7
1.3. Aerogeneradores integrados en la edificación. Fuente:energy- building . . . . .	10
1.4. Aerogenerador horizontal eje.Fuente: renovablesverdes . . . . .	13
1.5. Cuadro de tipos de aerogeneradores de pequeña potencia.Fuente: energy wind . . . . .	15
2.1. Esquema unifilar del circuito. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	22
2.2. Carga N°1: es la más cercana al centro de transformación, co- nectada en la fase A. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	24
2.3. Carga N:35 es la más alejada del centro de transformación, co- nectada en la fase B. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	25
2.4. Carga N:24 se encuentra en el medio de la red de baja ten- sión, conectada en la fase C. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	25
2.5. Mapa general de la red con sus respectivos medidores y con- tadores. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	26
3.1. Mapa eólico de las Islas Canarias (2009). Fuente:Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético. Ministerio de Indus- tria, Turismo y Comercio . . . . .	28
3.2. Gráfico representativo de la velocidad del viento. Fuente: ela- boración propia . . . . .	30

3.3. Gráficos representativos de la dirección del viento. Rosa de los vientos. Fuente: NRCS Natural Resources Conservation Service - Wind rose resources . . . . .	31
3.4. Gráficos representativos de la dirección del viento. Fuente: elaboración propia . . . . .	32
3.5. Curva de duración [año típico]. Fuente: elaboración propia . . . . .	33
3.6. Curva histórica de viento y curva de Weibull. Fuente: elaboración propia . . . . .	35
3.7. Relación de las velocidades del viento a 10 y 37 metros . . . . .	39
3.8. Datos históricos de la curva media anual de las velocidades de viento para La Graciosa. Fuente: elaboración propia . . . . .	39
3.9. Comparativa de curvas diarias de velocidad de viento para diferentes meses. Fuente: elaboración propia . . . . .	40
3.10. Curva de velocidad de viento para el mes de Febrero. Fuente: elaboración propia . . . . .	40
3.11. Curva de velocidad de viento para el mes de Diciembre. Fuente: elaboración propia . . . . .	41
3.12. Variación de la velocidad diaria del viento. Fuente: elaboración propia . . . . .	41
3.13. Curva de potencia aerogenerador vertical VisionAIR3 de 1 kW. Fuente: Technowind . . . . .	46
3.14. Curva de potencia aerogenerador vertical VisionAIR3 de 3 kW. Fuente: Technowind . . . . .	47
3.15. Curva de potencia aerogenerador vertical VisionAIR3 de 5 kW. Fuente: Technowind . . . . .	47
3.16. Estética del aerogenerador vertical de minieólica. Fuente: Technowind . . . . .	48
3.17. Curva de potencia de los 3 aerogeneradores verticales. Fuente: elaboración propia . . . . .	49
3.18. Curva de potencia genérica de los aerogeneradores verticales utilizados. Fuente: elaboración propia . . . . .	50
3.19. Curva anual de producción de energía eólica. Fuente: elaboración propia . . . . .	51
3.20. Curva mensual de producción de energía eólica en Febrero. Fuente: elaboración propia . . . . .	51
3.21. Curva mensual de producción de energía eólica en Diciembre. Fuente: elaboración propia . . . . .	52

---

4.1. Posición de las cargas 1, 24, 35 y de la línea 1. Fuente: elaboración propia. . . . .	56
4.2. Diagrama de flujo de Montecarlo . . . . .	58
4.3. Tensiones en el escenario 1. Fuente: elaboración propia . . . . .	61
4.4. Intensidades en el escenario 1. Fuente: elaboración propia . . . . .	62
4.5. Potencia activa y reactiva que circula por el centro de transformación. Fuente: elaboración propia . . . . .	63
4.6. Tensiones máximas y mínimas en el escenario 2. Fuente: elaboración propia . . . . .	68
4.7. Tensiones en las cargas 1,24 y 35 durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 2. Fuente: elaboración propia . . . . .	69
4.8. Intensidades durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 2. Fuente: elaboración propia . . . . .	70
4.9. Flujo de potencias activa y reactiva en C.T. durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 2. Fuente: Elaboración propia . . . . .	72
4.10. Tensiones máximas y mínimas en el escenario 3. Fuente: elaboración propia . . . . .	78
4.11. Tensiones en las cargas 1,24 y 35 durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 3. Fuente: elaboración propia . . . . .	79
4.12. Intensidades durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 3. Fuente: elaboración propia . . . . .	80
4.13. Flujo de potencias activa y reactiva en C.T. durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 3. Fuente: Elaboración propia . . . . .	82
4.14. Tensiones máximas y mínimas en el escenario 4. Fuente: elaboración propia . . . . .	86
4.15. Tensiones en las cargas 1,24 y 35 durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 4. Fuente: elaboración propia . . . . .	87
4.16. Intensidades durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 4. Fuente: elaboración propia . . . . .	88
4.17. Flujo de potencias activa y reactiva en C.T. durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 4. Fuente: Elaboración propia . . . . .	90



# Índice de tablas

1.1. Clasificación de aerogeneradores de pequeña potencia . . . . .	12
2.1. Nudo de Balance . . . . .	22
2.2. Datos del transformador. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	23
2.3. Tipos de líneas. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	23
2.4. Tipos de cargas. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder . . . . .	24
3.1. Valores estadísticos obtenidos de la distribución de Weibull. Fuente: Homer software . . . . .	34
3.2. Energía eólica. Fuente: IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía . . . . .	36
3.3. Velocidad corregida por la fórmula Mikhail y Justus. Fuente: elaboración propia . . . . .	38
3.4. Producción anual energética con el aerogenerador Technowind 1 kW. Fuente: Technowind . . . . .	43
3.5. Producción anual energética con el aerogenerador Technowind 3 kW. Fuente: Technowind . . . . .	44
3.6. Producción anual energética con el aerogenerador Technowind 5 kW. Fuente: Technowind . . . . .	45
3.7. Características de los aerogeneradores verticales elegidos. Fuente: Technowind . . . . .	46
4.1. Fases conectadas a los nodos 1, 24 y 35. Fuente: elaboración propia . . . . .	55
4.2. Estado inicial de energía en la red de distribución de prueba. Fuente: elaboración propia . . . . .	64

---

4.3. Balance anual de energía. Escenario 2. Fuente: Elaboración propia. . . . .	71
4.4. Potencia contratada por vivienda. Fuente: elaboración propia .	75
4.5. Balance anual de energía. Escenario 3. Fuente: Elaboración propia. . . . .	81
4.6. Balance anual de energía. Escenario 4. Fuente: Elaboración propia. . . . .	89
5.1. Resumen de los distintos casos. Fuente: elaboración propia . .	93

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Origen y justificación del trabajo

El actual modelo energético global se sustenta principalmente en fuentes de energías fósiles finitas, como el petróleo y el carbón. Por este motivo, el modelo es insostenible a largo plazo desde un punto de vista económico, ambiental y social.

Por lo tanto, se están llevando a cabo acciones encaminadas a reducir la dependencia de este tipo de energías. Una de ellas es la apuesta por el desarrollo de las energías renovables, que favorecen la lucha contra el cambio climático y ayudan a asegurar el suministro de energía a través de la disminución de la dependencia energética del exterior.

En este sentido, el crecimiento de las energías renovables ha experimentado en los últimos años un aumento sin precedentes, alcanzándose valores récord de potencia instalada y energía generada por estas fuentes.

En Europa el desarrollo de las energías renovables se ve promovido por planes estratégicos nacionales y supranacionales. De acuerdo a estos planes, se propone que el 20 % de la energía consumida en Europa provenga de fuentes renovables para el año 2020 y un 30 % en 2030 [14].

En este contexto, la integración de la generación de origen renovable en los sistemas eléctricos se ha convertido de un reto. Determinadas características inherentes a la generación renovable dificultan su integración. Una de ellas, quizás la más importante, es la variabilidad del recurso o fuente primaria del que dependen [13]. En el caso de la generación eólica, al variar la velocidad del viento, la potencia producida por esta fuente también varía en consecuencia. Esto se traduce en una generación fluctuante de potencia que ha

de ser compensada por los elementos de regulación presentes en el sistema para mantener el equilibrio entre generación y demanda que se requiere en un sistema eléctrico.

Al incrementar la penetración de la generación renovable, también se incrementa la necesidad de compensar la potencia fluctuante que producen. Tradicionalmente, los elementos de regulación encargados de mantener este equilibrio eran los reguladores de potencia-frecuencia de los generadores síncronos presentes en las centrales eléctricas. Por consiguiente, una mayor capacidad de regulación por parte de estos elementos puede ser requerida si se aplica grandes potencias.

Desde hace unos años, fabricantes de aerogeneradores e inversores han implementado nuevas capacidades como la regulación de potencia activa, la capacidad de regulación de tensión y, además, la de soporte de faltas. Estas nuevas características pueden ayudar a aumentar la penetración de la generación renovable en los sistemas eléctricos, especialmente en aquellos pequeña y aislada.

Por otro lado, el almacenamiento de energía se ha considerado como una solución para integrar toda aquella potencia renovable que no puede ser consumida en el sistema en los momentos de gran producción renovable y/o baja demanda. Por lo tanto, el almacenamiento representa un recurso más para lograr mayores niveles de penetración renovable en los sistemas eléctricos.

Este estudio se fundamenta en dar respuesta a esta problemática, cuyos objetivos son los siguientes:

- Determinar la capacidad de integración de energía eléctrica proveniente de aerogeneradores de baja potencia en redes de baja tensión
- Analizar la penetración de energía eléctrica con el programa informático de simulación OpenDSS utilizando la red de prueba

## **1.2. Contextualización del estudio y estado del arte**

### **Características fundamentales**

La tecnología minieólica es el aprovechamiento de los recursos eólicos a través de aerogeneradores de potencias inferiores a 100 kW. [27] Se instalan en

lugares aislados de la red eléctrica y se usan para generar energía de manera distribuida en la producción de electricidad y complemento de instalaciones híbridas.

## Problemática de los aerogeneradores

La situación global de la industria minieólica es relevante sin llegar al nivel de desarrollo de la eólica convencional. Uno de los factores que impiden el desarrollo de esta tecnología es la baja eficiencia de los aerogeneradores de pequeña potencia. Para mejorar este apartado, en los últimos años se han desarrollado prototipos de turbinas eólicas con diferentes soluciones técnicas, otro parámetro en estudio para incrementar la eficiencia estos aerogeneradores de baja potencia es la optimización del control. Últimos trabajos han presentado investigaciones con algoritmos de seguimiento en el punto de máxima potencia cuya característica principal es la capacidad para adaptarse a los cambios en la turbina eólica [2].

El tamaño de las instalaciones de pequeña potencia ha ido creciendo, debido fundamentalmente a la creciente demanda de grandes sistemas conectados a red, en detrimento de los sistemas aislados. Los parques eólicos de gran potencia son fundamentales para aumentar la contribución de la energía de origen renovable en el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, todavía no se ha aprovechado en España la capacidad de la tecnología eólica para aportar energía renovable de forma distribuida, mediante su integración en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, especialmente asociada a puntos de consumo de la red de distribución. [26] Las instalaciones eólicas de pequeña potencia presentan características propias, que las dotan de una serie de ventajas adicionales respecto a la gran eólica, mayor eficiencia global por las pérdidas evitadas en las redes de transporte y distribución, y que permiten la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas. Además, pueden fomentar la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética, el autoabastecimiento energético y la lucha contra el cambio climático. Técnicamente, estas aeroturbinas tienen una estructura similar a las grandes, con un diseño más simple (sistemas de orientación pasivos, generadores eléctricos de bajo mantenimiento, ausencia de multiplicadores).

**Bajo impacto ambiental:** por su menor tamaño e integración en entor-

nos urbanos (impacto visual), y se trata del aprovechamiento de un recurso como el aire, que no genera emisiones de CO<sub>2</sub> y es respetuoso con el medioambiente;

**Generación de energía próxima al punto de consumo:** se evita las pérdidas por transporte de la generación distribuida. En el caso de instalaciones conectadas a la red, optimiza su aprovechamiento y se conecta directamente (red eléctrica distribuida existente).

**Proporcionar energía en lugares aislados:** se puede instalar como complemento a otro tipo de instalaciones ligadas al autoconsumo (placas fotovoltaicas), o como fuente primaria de sistemas híbridos.

**Instalación sencilla:** que se transporta e instala fácilmente. Su coste de mantenimiento es bajo.

**Necesidad de vientos moderados:** se puede instalar en pequeños emplazamientos o terrenos. Se instala bien en suelo o en cubierta

**Generación de ruidos, vibraciones y turbulencias:** por lo que sus posibilidades de instalación e integración a nivel doméstico e industrial han ido aumentando con el tiempo, ofreciendo así un gran potencial de desarrollo como fuente de energía.

**Regulación y marco retributivo tramitación administrativa y conexión a la red distribuida;** ya que no se diferencia de la generación de electricidad mediante parques eólicos con instalaciones de gran potencia.

### 1.2.1. Aerogeneradores de baja potencia

La tecnología está en constante evolución. Estados Unidos está a la cabeza del desarrollo en minieólica. En Europa destacan Reino Unido, Holanda y Alemania. [15] China también se encuentra presente en el mercado. España exporta esta tecnología a la espera de una regulación que impulse su mercado interior. En la actualidad en España, los pequeños aerogeneradores son generalmente utilizados para el autoconsumo de edificaciones aisladas, junto con paneles solares fotovoltaicos forman parte de pequeños sistemas híbridos gracias a la combinación de la energía del sol y el viento que permiten garantizar el suministro eléctrico. Estos sistemas, bastante fiables, incluyen baterías para almacenamiento de la energía sobrante y poder suplir al usuario en ausencia de viento y sol.

La otra posibilidad consiste en utilizar en la producción de energía y verterla a la red eléctrica, opción en fase de desarrollo en España en espera



Figura 1.1: Microturbina Enea renovables. Fuente:www.erasolar.es

de condiciones más favorables, la configuración del sistema conectado a red es la más sencilla de todas, por la ventaja que supone disponer de red eléctrica estable. Suelen incorporar solo el aerogenerador; la presencia de acumulación, control y la implicación de los consumos dependen del marco normativo y retributivo, y no constituyen una imposición técnica para que el sistema funcione correctamente. [26]

Las estimaciones en cuanto a evolución de la potencia en servicio de instalaciones de pequeña potencia (minieólica) que plantea el PER o Plan de Energías Renovables 2011-20, alcanzan un aumento desde 5MW en 2011 hasta 50 MW anuales en 2015 y durante los cinco años siguiente hasta 2020, acumulando de 300 MW en el período 2011-2020. El aumento progresivo del precio de los combustibles potencia su rentabilidad, facilitando su expansión en el mercado nacional, así como el cambio climático y el aumento continuado de la demanda eléctrica. [26]

La industria de minieólica en España ha iniciado su proceso de expansión a través de la APPA, asociación constituida por productores, promotores y fabricantes de aerogeneradores de pequeña potencia en España. Con variedad de diseños y productos, desde aerogeneradores de hasta 10 kW de eje horizontal, hasta equipos de eje vertical con umbrales de potencia de hasta 100 kW. La tecnología permite su desarrollo y las empresas están bien posicionadas en el mercado, trabajando en avances y mejoras de cara a una efectiva conexión a la red, frenada por la regulación normativa que no favorece su

crecimiento [5].

### 1.2.2. Aplicación de los aerogeneradores de pequeña potencia

Existen dos aplicaciones generales de utilizar la energía eléctrica generada a partir de los aerogeneradores de baja potencia: instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a la red eléctrica.

#### Instalaciones aisladas de la red eléctrica

Las pequeñas turbinas eólicas constituyen fuente económica de electricidad para sitios aislados, la aplicación más común de sistemas aislados es la electrificación de viviendas rurales. Estas instalaciones cuentan generalmente con un pequeño aerogenerador, una o más baterías para almacenar la energía generada y un regulador que controla la carga y descarga de las baterías, dependiendo de la aplicación, pueden incluir un inversor para transformar la electricidad de corriente continua en alterna.

En general la fluctuación del viento hace que no se pueda obtener una producción de electricidad de manera constante. Por esta razón, en muchas ocasiones se usa una turbina eólica en combinación con otra fuente de generación, como paneles fotovoltaicos o un generador diesel [14].

Estos sistemas autónomos no conectados a ninguna red eléctrica de gran tamaño son responsables en sí mismos del control de la tensión y la frecuencia del sistema. En función del tamaño del sistema, las soluciones tecnológicas para sistemas eólicos aislados son:

- **Sistemas híbridos:** potencia menor de 50 kW, basan su funcionamiento en la presencia de la batería, típicamente incluyen generación fotovoltaica y permiten un gran abanico de aplicaciones y usos, incluyendo sistemas eólicos domésticos, de muy pequeña potencia;
- **Sistemas eólico-diésel:** con potencia mayor de 50 kW, normalmente utilizados en redes ya alimentadas por centrales diésel;
- **Sistemas sin acumulación eléctrica ni grupo:** su funcionamiento no está basado en la presencia de un grupo electrógeno. Son típicas de este grupo las aplicaciones con agua o calor-frío.

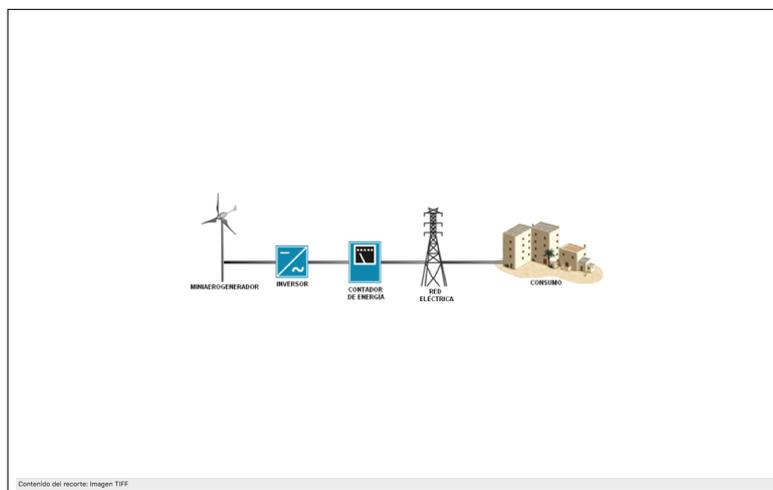


Figura 1.2: Generación Distribuida. Fuente: [www.consultantsurveyor.com](http://www.consultantsurveyor.com)

La mayor parte de aerogeneradores eólicos de baja potencia han estado conectados a sistemas aislados de la red, estaban tradicionalmente situados en zonas donde no está disponible la red eléctrica convencional.

### Sistemas conectados a la red

#### GENERACION DISTRIBUIDA

Sistemas compuestos por pequeños generadores conectados a grandes redes eléctricas [16], donde hay un operador del sistema que se encarga del control general (esta aplicación es llamada con frecuencia conexión a red). En el caso de los sistemas conectados a red, las posibilidades son también numerosas, en función del espacio disponible y de las restricciones legales y económicas, aunque no presenta tanta dispersión en cuanto a configuraciones, dado que la presencia de la red determina el comportamiento del sistema. [29]

Las aplicaciones eólicas distribuidas experimentan un crecimiento acelerado debido a la escalada creciente de los precios de la energía y a la demanda cada vez mayor de generación distribuida. Su objeto es la venta a la compañía eléctrica del 100 % de la energía producida. Este sistema es el vigente, la prima que se cobra es la misma que corresponde a la gran eólica. A futuro se estima que las instalaciones de aerogeneradores baja potencia dispongan de una legislación propia, facilitando las barreras administrativas vigentes y asignando una tarifa específica [26].

Una de las posibilidades que brinda esta configuración es la eliminación del sistema de almacenamiento de energía eléctrica a largo plazo (batería), al proporcionar la red eléctrica tanto la estabilidad eléctrica como la capacidad de almacenamiento si se establece un sistema de retribución basado en un balance energético neto (net-metering) [12]. Por lo tanto, lo normal es que no se incluya sistema de acumulación de largo plazo.

En algunos países, como EE.UU o Alemania, donde está más avanzado el desarrollo de la generación distribuida de pequeña potencia existe la posibilidad de inclusión de sistemas de almacenamiento distribuido, permite gestionar la red y puede ofertar la posibilidad de funcionar con independencia de la red [22].

### **SISTEMAS CONTROL DEL AEROGENERADOR**

Salvo que la legislación del lugar donde se conecta imponga alguna restricción que obligue a la inclusión de controles especiales, tales como que toda la energía generada tenga que ser consumida en una aplicación asociada, imposibilitando la inyección en red, lo normal es que el control del propio aerogenerador (rectificador + regulador + inversor) sea suficiente para el correcto funcionamiento del sistema, no requiriendo un control supervisor.

### **CONSUMOS ASOCIADOS**

Técnicamente, la conexión a red funciona con independencia de los consumos asociados. Normalmente los marcos retributivos y normativos intentan fomentar que la energía generada se consuma de forma local. En función de cómo se establezcan los marcos este fomento, se deben tener en cuenta los consumos: si se trata de un balance neto anual, estimar el consumo anual para que la generación se aproxime a él; si se trata de un balance neto instantáneo, el estudio de los consumos debe en detalle para que en cada momento la generación se acerque al valor del consumo.

## **Integración de minieólica en entorno urbano**

La aplicación de pequeños aerogeneradores conectados a red en entorno urbano presentan un gran potencial, no todos los niveles de integración tienen el mismo grado de implantación y aceptación. [25] Las tres áreas de integración principales se refieren a:

- **modelo residencial**
- **ensamblados sobre las azoteas de edificios**
- **integrados en la edificación**

### **MODELO RESIDENCIAL**

En este tipo de instalación, el aerogenerador es instalado sobre el suelo, generalmente un terreno anexo a un edificio. Este edificio puede ser tanto residencial como industrial (polígono industrial), agrícola (granja) o del sector servicios (grandes almacenes, gasolinera). De todos los casos de aerogeneradores en entorno urbano, éste es el caso más parecido al convencional donde la influencia del edificio es menor y donde el recurso eólico puede ser más elevado. Por ello es la opción con mayor frecuencia como forma de conexión a red de pequeña generación eólica. Los tamaños de generación pueden llegar hasta los 100 kW. Modelo abierto a emplazamientos que por motivos medioambientales y/o normativos, no se permita la instalación de un parque eólico, pero sí una instalación de menor potencia [6].

### **ENSAMBLADOS SOBRE LA AZOTEA DE EDIFICIOS**

El aerogenerador está físicamente unido a la estructura del edificio, que es utilizado como torre del eólico para darle altura, supone una importante reducción del coste total. El edificio debe ser capaz de soportar el aerogenerador, tanto en términos de las cargas transmitidas como de vibraciones producidas. Influye de forma notable en el recurso eólico, además de ser utilizado como torre, es también un obstáculo importante que produce una alteración del flujo, disminuyendo su capacidad energética y aumentando su turbulencia. [15]

Esta opción se propone como forma de producir energía allí donde se consume, de forma conjunta con otras formas de generación distribuida. Las posibilidades son muy válidas en las ciudades del mundo desarrollado. Está en fase de desarrollo determinar que la influencia del edificio no imposibilite la aplicación, debido a que reduzca tanto el potencial eólico que haga la aplicación inviable económicamente, y el flujo turbulento que los aerogeneradores no resistan las condiciones de trabajo impuestas.

Generalmente estos aerogeneradores son de pequeño tamaño, el ruido y las vibraciones son factores importantes a tener en cuenta, ha resurgido en



Figura 1.3: Aerogeneradores integrados en la edificación. Fuente:energy-building

los últimos años la propuesta de aerogeneradores de eje vertical.

### INTEGRADOS EN LA EDIFICACIÓN

En este caso, el edificio se diseña desde el inicio para albergar la generación eólica, considerando la forma necesaria para incrementar el potencial [21]. Lo que se construye es un edificio que favorezca la captación eólica, no es una idea actual, los antiguos molinos intentaban aprovechar en su diseño el recurso eólico, son muy pocas las experiencias existentes en el mundo de edificios modernos de este tipo, pero cada vez son más las actuaciones al respecto. El tamaño de la generación eólica puede llegar a ser de hasta varios centenares de kilovatios, en la ciudad del conocimiento de Arabia Saudita se ha integrado con notable éxito esta tecnología demostrando su viabilidad [1].

## Tecnología de aerogeneradores de baja potencia

En este apartado con una breve revisión de los conceptos fundamentales podemos entender el funcionamiento de un aerogenerador, así como las nociones básicas para comprender las diferencias entre los distintos tipos de aerogeneradores existentes.

Los mercados para sistemas eólicos de pequeña potencia (aislados como

conectados a red) resultan atractivos si los precios de la electricidad y de los combustibles fósiles son elevados o si la distancia a la red eléctrica más cercana es grande [30].

El elevado desarrollo de los grandes aerogeneradores para conexión a parques eólicos no ha seguido la misma hoja de ruta que los de baja potencia, el estado del arte de los pequeños aerogeneradores es distante de la madurez tecnológica y de la competitividad económica.

Respecto al análisis del comportamiento de los pequeños aerogeneradores, la densidad de potencia media está alrededor entre  $0.15$  y  $0,25kW/m^2$  debido a la limitación del potencial eólico disponible en los emplazamientos en comparación con las localizaciones típicas para los aerogeneradores de gran tamaño [21].

La tecnología de baja potencia es diferente a la utilizada en grandes aerogeneradores, afectan a todos los subsistemas sobre todo al sistema eléctrico y al de control, pero también al diseño del rotor. La mayoría de los aerogeneradores de pequeña potencia existentes en el mercado han sido construidos de forma casi artesanal.

Esta tecnología tiene un gran potencial, pero aun existen desafíos que deben superarse. Existen normas específicas para la minieólica (como el estándar CEI 61400-2 para el diseño de aerogeneradores de pequeña potencia) y son también de aplicación algunos estándares para la eólica en general, medida de la curva de potencia o el de medida de emisiones sonoras; sin embargo, queda todavía por actuar en el campo normativo para aumentar la implantación de una mayor calidad en la fabricación de estos equipos [21].

El mercado es prometedor tanto en los países en vías de desarrollo como en países desarrollados, y tanto para aplicaciones conectadas a red como para aplicaciones aisladas. En la siguiente tabla se presenta una categorización de los rangos comerciales de pequeños aerogeneradores en función de la potencia nominal, desde unos pocos vatios hasta los  $100kW$ .

Los valores que definen estos rangos han sido elegidos a partir de las normas que afectan a la minieólica. El valor de  $40m^2$  fue el límite establecido en la primera edición del estándar CEI-61400-2, y es el rango actual para la inte-

Potencia Nominal ( $kW$ )	Área barrida rotor ( $m^2$ )	Sub-categoría
$(P_{nominal}) < 1kW$	$A < 4,9m^2$	Pico eólica
$1kW < P_{nominal} < 7kW$	$A < 40m^2$	Micro eólica
$7kW < P_{nominal} < 50kW$	$A < 200m^2$	Mini eólica
$50kW < P_{nominal} < 100kW$	$A < 300m^2$	(por definir)

Tabla 1.1: Clasificación de aerogeneradores de pequeña potencia

gración en el entorno urbano; el límite de  $200m^2$  fue establecido en la segunda edición del mencionado estándar e incluye la mayor parte de aplicaciones de minieólica. Finalmente, el límite de  $100kW$  se define en algunos países como la máxima potencia que se puede conectar a la red eléctrica de baja tensión. El rango del pico-eólica se acepta para aerogeneradores de menos de  $1kW$

## Clasificación de los aerogeneradores

Acorde a los distintos modos de clasificar a los aerogeneradores atendiendo a características tales como eje de giro, velocidad de rotación, tamaño, aplicación, etc. se puede realizar una primera clasificación atendiendo a la disposición del eje de giro del rotor eólico;

- **Aeroturbinas de eje Horizontal**
- **Aeroturbinas de eje Vertical**

Atendiendo al tipo de configuraciones de turbinas eólicas: monopala, bipala, tripala, multipala. El aumento del número de palas disminuye la velocidad de rotación, aumenta el rendimiento y encarece el precio de estas turbinas. Excluyendo la monopala y la multipala que tienen aplicaciones especiales, el mercado se ha concentrado en la bipala y en la tripala, orientándose sobre todo hacia esta última configuración, está caracterizada por un motor más uniforme (y, por lo tanto, de mayor duración), la energía producida es ligeramente superior (o sea, en general con un rendimiento mayor), son visualmente menos agresivos, porque tienen una configuración más simétrica y una velocidad de rotación más baja. [17]



Figura 1.4: Aerogenerador horizontal eje. Fuente: renovablesverdes

## Aerogeneradores de eje horizontal

Los rotores de eje horizontal se caracterizan por el giro de sus palas en un plano perpendicular a la dirección del viento incidente. La velocidad de giro de las turbinas de eje horizontal sigue una relación inversa al número de sus palas. Las turbinas de eje horizontal se clasifican en turbinas con rotor multipala o aeroturbinas lentas y rotor tipo hélice o aeroturbinas rápidas [3].

Los rotores multipala se caracterizan por tener un número de palas que puede variar de 6 a 24 y por lo tanto una solidez elevada. Presentan grandes pares de arranque y una baja velocidad de giro. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas, en condiciones de diseño, es del mismo orden que la velocidad del viento. Estas características hacen que la aplicación fundamental de estas turbinas haya sido tradicionalmente el bombeo de agua. No se utilizan en aplicaciones de generación de energía eléctrica debido a su bajo régimen de giro.

Los rotores tipo hélice giran a una velocidad mayor que los rotores multipala. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas varía en un margen de 6 a 10 veces la velocidad del viento. Esta propiedad hace que las aeroturbinas rápidas sean muy apropiadas para la generación de energía eléctrica. Los rotores tipo hélice presentan un par de arranque reducido que, en la mayoría de las aplicaciones, es suficiente para hacer girar el rotor durante el proceso de conexión.

## Aerogeneradores de eje vertical

Dentro de las aeroturbinas de eje vertical, se pueden encontrar tres tipos de tecnologías: Savonius, Darrieus y Giromill.

- Savonius : Utilizan la resistencia aerodinámica para extraer la energía del viento
- Darrieus: utilizan fuerza de elevación del aire por sustentación

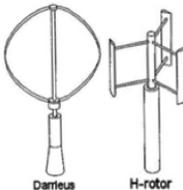
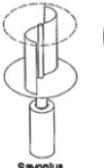
Las turbinas con rotores de eje vertical no precisan ningún sistema de orientación activo para captar la energía del viento. Presentan la ventaja añadida, con respecto a las turbinas de eje horizontal, de disponer del tren de potencia y el sistema de generación eléctrica a nivel del suelo, lo que facilita las labores de mantenimiento.

Como principales obstáculos se encuentran la dificultad de regular la potencia ante vientos altos en este tipo de turbinas, la fluctuación del par motor en el giro de la aeroturbina, así como el menor rendimiento del sistema de captación respecto a las aeroturbinas de eje horizontal. Estos inconvenientes habían llevado a la práctica extinción de los modelos de eje vertical, en los últimos años este tipo de aerogeneradores ha experimentado un resurgimiento por su uso en el entorno urbano, por sus dúctiles prestaciones a ser integrados en edificios: producir menor nivel sonoro, menor impacto visual, mejor comportamiento ante flujo turbulento. Son varios los fabricantes que, ante las buenas perspectivas en este campo, se han lanzado al diseño y fabricación de nuevos modelos, algunos de ellos ya disponibles a nivel comercial.

### 1.2.3. Componentes de los aerogeneradores de baja potencia

A continuación se presenta un análisis de las soluciones tecnológicas adoptadas en el diseño de los aerogeneradores de pequeña potencia analizándose las opciones más utilizadas en los modelos existentes en el mercado actual, y comparándolas con las soluciones utilizadas en grandes aerogeneradores [24].

**Rotor:** Se describe en este apartado el rotor de aerogeneradores de eje horizontal. Las turbinas pueden diseñarse para que funcionen en la configuración de barlovento (cuando el rotor se encuentra delante de la torre) o

	Eje Horizontal	Eje Vertical Sustentación	Eje Vertical Arrastre
			
<b>Ventajas</b>	Eficiente Ampliamente probado Muy utilizado Más económico Muchos modelos	Eficiencia aceptable Indiferente a la dirección del viento Menos sensibilidad a turbulencia Crea pocas vibraciones	Producto probado Silencioso Robusto y fiable Indiferente a la dirección del viento Puede aprovechar flujos turbulentos Crea pocas vibraciones
<b>Desventajas</b>	No soporta adecuadamente cambios frecuentes en la dirección del viento No tolera bien vientos racheados	No muy probado Más sensible a la turbulencia que el Savonius	Baja eficiencia Económicamente costoso

(Fuente: Randall 2003, Timmers 2001, and Clear Skies 2003)

Figura 1.5: Cuadro de tipos de aerogeneradores de pequeña potencia. Fuente: energy wind

sotavento (cuando el rotor se encuentra detrás de la torre).

La mayor parte de los aerogeneradores en el mercado son aerogeneradores de eje horizontal a barlovento (el viento les llega de frente); en esto coinciden con los grandes aerogeneradores, que son todos a barlovento. La tecnología utilizada varía desde rotores de dos palas, hasta rotores de 6 palas, cubriendo todas las soluciones intermedias: 3, 4, 5 y 6 palas. Los más utilizados son los de tres palas debido a su comportamiento dinámico y a su mayor rendimiento aerodinámico. Sin embargo se han experimentado configuraciones de aerogeneradores de una sola pala (monopalas) y aerogeneradores de dos palas, utilizando mayor número de palas en los aerogeneradores de potencia nominal inferior a 250W. El material de las palas es mayoritariamente fibra de vidrio/poliéster, y en algunos casos madera. Existen además aerogeneradores a sotavento, cuyo número está creciendo en los nuevos diseños orientados a integración en zonas urbanas.

### SISTEMA DE REGULACIÓN: POTENCIA Y VELOCIDAD

Existe gran variedad de soluciones utilizadas para regular la potencia y la velocidad de giro en los pequeños aerogeneradores. Entre ellas se incluyen:

- **“Sin regulación”**, el aerogenerador se diseña para soportar las cargas que se produzcan en todas las condiciones de operación, incluidas las

velocidades de giro que puedan presentarse en funcionamiento en vacío.

- **“Regulación por desorientación”** el eje del rotor se desalinea en el plano horizontal respecto a la dirección del viento incidente.
- **“Regulación por cabeceo”**, similar al anterior, pero en el que la desalineación se produce en el plano vertical.
- **“Regulación por cambio de paso”**. El cambio de paso activo es la solución utilizada en los aerogeneradores grandes, pero poco utilizada en pequeña eólica, en la mayor parte de los casos se utilizan sistemas de cambio de paso pasivos.
- **“Regulación por pérdida aerodinámica”**, similar a la utilizada en grandes aerogeneradores, consiste en una disminución del coeficiente de potencia a partir de cierta velocidad de viento, que ocurre por el comportamiento aerodinámico de las palas, sin necesidad de actuación externa.

**SISTEMA DE FRENADO:** En los aerogeneradores que sólo llevan un sistema de frenado, la solución es mediante cortocircuito del generador eléctrico. En el caso de utilizar dos sistemas de frenado, el primero es freno mecánico o aerodinámico mediante posicionamiento de las palas en la posición de “bandera”. Para el segundo sistema se utiliza freno mecánico, aerodinámico o por cortocircuito del generador eléctrico.

**SISTEMA DE ORIENTACIÓN:** Las máquinas en posición de barlovento necesitan un sistema de orientación que mantenga la máquina alineada con el viento, las máquinas orientadas a sotavento donde el propio rotor hace de veleta, no necesitan un sistema de orientación. El sistema de orientación para los aerogeneradores de pequeña potencia a barlovento es un sistema pasivo, mecánico, denominado “por veleta de cola”. El timón veleta de orientación utilizado es, indistintamente, recto o elevado (con el fin de disminuir la acción de la estela del rotor sobre el timón).

**GENERADOR ELÉCTRICO:** La mayoría de los diseños de pequeña potencia usan conexión directa entre el rotor del aerogenerador y el generador eléctrico, sin existencia de caja de multiplicación, si bien se han localizado

algunos diseños con una multiplicadora de dos etapas.

En los aerogeneradores de micropotencia ( $< 3kW$ ) el tipo de generador utilizado es un alternador de imanes permanentes (PMG son sus siglas en inglés) de 4, 6, 8 o 10 pares de polos. En el caso de aerogeneradores en el rango de los 3 – 30kW, si bien hay una tendencia generalizada al uso de PMG, también se utiliza la opción de generadores de inducción.

**CONTROL ELECTRÓNICO:** Hasta ahora se ha comentado sistemas de regulación mecánicos y/o aerodinámicos, pasivos. También se usan sistemas de regulación electrónicos, activos, que actúan sobre la generación eléctrica a la salida del generador, hay que tener en cuenta que los generadores eléctricos utilizados hoy en día son trifásicos, de tensión y frecuencia variables, mientras que los sistemas a los que se van a conectar normalmente requieren suministro en alterna (monofásico o trifásico) a tensión y frecuencia estables.

**INVERSOR:** Los inversores convierten la energía CC a AC. Este dispositivo es necesario debido a que los módulos, baterías y la generación de la mayoría de los pequeños aerogeneradores se transforma a energía CC, mientras que la mayoría de las aplicaciones y dispositivos requieren energía AC. Los inversores se dimensionan de acuerdo a su producción de energía continua máxima. La mayoría de los inversores son capaces de manejar energía adicional a su tamaño pero únicamente por cortos períodos de tiempo. Esta capacidad de pico es útil para satisfacer las ocasionales subidas de carga tales como cuando arranca un motor.

**TORRE SOPORTE:** Respecto al tipo de torre encontramos una amplia dispersión, usándose torres atirantadas o autoportantes, tubulares y de celosía. Es práctica habitual que el fabricante ofrezca diferentes tipos de acuerdo a las características del emplazamiento. El mismo criterio respecto a la altura de la torre, encontramos casos en los que el mismo modelo se ofrece con torres de 6 a 40 metros.

#### 1.2.4. Producciones intelectuales recientes

Siguiendo la publicación de Roger C. en su artículo "Voltage regulation in distribution circuits with wind power" [2] propone el análisis de la regulación de la tensión de varios aerogeneradores y compara varios métodos de control de la potencia activa y reactiva. El paper hace hincapié en el estudio de una distribución radial con integración de aerogeneradores conectados al final de la red eléctrica. En el mismo paper se explica cómo se realizó el modelado utilizando la herramienta de simulación OpenDSS [11]. Dugan, concluye que los resultados obtenidos muestran que el control constante del factor de potencia y el factor de potencia de la potencia activa regula el factor de potencia de los aerogeneradores como un valor deseado. Además, Roger dice que el control de la tensión activa regula la tensión en el punto de interconexión deseado.

En otras publicaciones donde G. M. Shafiqullah en su artículo publicado en la revista *Journal of Wind Energy* por título "Influences of Wind Energy Integration into the Distribution Network" [25] afirma en su investigación enfocado en el desarrollo de modelos de simulación para la solución de fluctuaciones de la tensión que sufre la red y causa problemas en la subestación y la distribución de carga del transformador y en las características del flujo de energía y en las emisiones de armónicos con la integración de la energía eólica en tanto el alto voltaje (HV) y baja tensión (BT) de la red de distribución (DN). A partir del análisis del modelo, se ha indicado claramente que las influencias de estos problemas aumenta con la creciente integración de la energía eólica en tanto el alto voltaje y la distribución de baja tensión red; Sin embargo, el nivel de efectos adversos es mayor en el DN LV en comparación con el HV DN.

### 1.3. Normativa

Las normativas existentes se han desarrollado fundamentalmente para grandes aerogeneradores conectados a la red en parques eólicos, pero esto no significa que por ese motivo no se apliquen a aerogeneradores de pequeña potencia. Las normativas más importantes utilizadas en este estudio son:

- Ley 24/2013, de Diciembre, del Sector Eléctrico [9]

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo [10]
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [7]
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [8]
- “Requisitos de diseño para pequeños aerogeneradores” : norma específicamente elaborada para la tecnología eólica de baja potencia (de área barrida de rotor menor de  $200m^2$  [22].
- “Técnicas de medida de ruido acústico”: En un anexo dedicado a pequeños aerogeneradores [22].
- “Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad” : En un anexo dedicado a la medida de la curva de potencia en pequeños aerogeneradores, pero comparte todo el procedimiento de equipos y medida con el de los grandes aerogeneradores [22]
- “Certificación de aerogeneradores” : Define los requerimientos para la certificación del aerogenerador completo, hace referencia a buena parte de los otros estándares definidos para los diferentes componentes) [22]

La Directiva Europea 2009/28/CE relativa al fomento de Energías Renovables, de obligada transposición a los Estados Miembros para finales de año 10, hace hincapié en la Generación Distribuida, establece objetivos vinculantes e insiste reiteradamente en la integración de las renovables en los sectores del urbanismo y la edificación [21].

Consciente del importante papel que habrán de desempeñar las entidades locales, el IDAE, con la colaboración de la Federación Española de Municipios y Provincias (FEMP), esta última a través de la Red Española de Ciudades por el Clima, insta a las administraciones locales a incorporar ordenanzas relativas a la utilización de energías renovables.

---

Se resaltan los aspectos de la nueva Directiva de Energías Renovables (ER) (2009/29/CE) con influencia en la tecnología minieólica y la energía distribuida [30].

# Capítulo 2

## Fundamentos teóricos del estudio

### The IEEE European Low Voltage Test Feeder

Este trabajo se basa en el uso de la red de prueba Test Feeder LV European del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) [23].

El circuito “European Low Voltage Test Feeder” está basado en una red de distribución de baja tensión de estilo europeo, situada en una zona residencial cercana a Manchester. Consiste en una red de distribución de baja tensión trifásica, con una frecuencia base de 50 Hz.

El circuito comienza con un centro de transformación, donde se transforma de 11kV a 400V. Desde el centro de transformación, salen unas líneas de distribución en baja tensión que alimentan 55 viviendas, cada una con un perfil de demanda diario determinado. En la figura 2.1 se muestra un esquema unifilar del circuito en cuestión.

#### 2.1. Datos de la red de prueba

La parte de alta tensión del centro de transformación, ha sido modelada en OpenDSS como un equivalente de Thevenin, es decir, una fuente de tensión con una impedancia. En este punto es donde se encuentra el nudo balance del sistema.

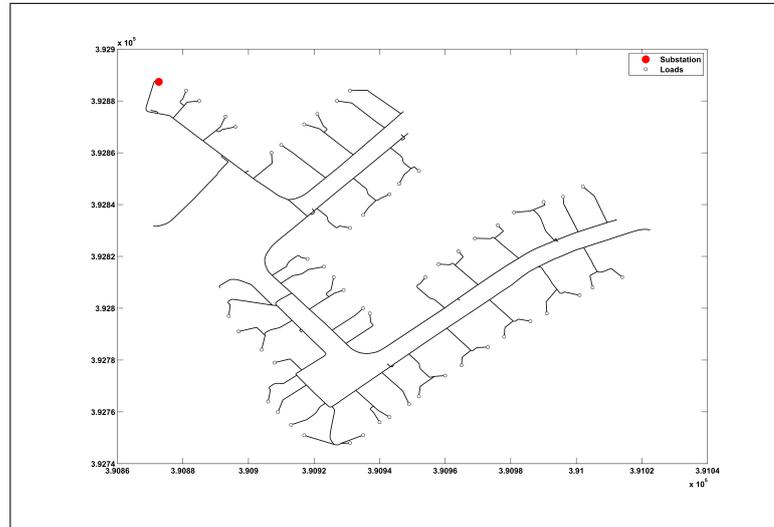


Figura 2.1: Esquema unifilar del circuito. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

Los datos que definen este equivalente de Thevenin son los siguientes:

Tensión Nominal (kV)	11
Tensión (p.u.)	1.05
Intensidad de cortocircuito trifásico (A)	3000
Intensidad de cortocircuito monofásico (A)	5

Tabla 2.1: Nudo de Balance

## 2.2. Características del transformador

El transformador se encuentra en la sección llamada “Power Delivery Elements” dentro de OpenDSS. Estos son elementos con dos o más terminales, donde cada terminal puede tener uno o más conductores. Se definen por su potencia nominal, sus tensiones y la impedancia en tanto por ciento. Las características del transformador son las mostradas en la tabla 2.2

## 2.3. Características de las líneas

Las líneas forman parte de los “Power Delivery Elements” dentro de OpenDSS. Son elementos con dos terminales, y se definen por su código

Potencia nominal (kVA)	800
Tensiones Nominales (kV)	11/0.416
Conexión	$\Delta/Y$ puesta a tierra
Resistencia en %	0.4
Reactancia en %	4
Variación de tensión	$\pm 5\%$

Tabla 2.2: Datos del transformador. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

de línea y por su longitud. El código de línea contiene información sobre la impedancia y admitancia de la línea por unidad de longitud. Las líneas existentes en el circuito tienen las siguientes características:

Código	R1( $\Omega/\text{km}$ )	X1( $\Omega/\text{km}$ )	R0 $\Omega/\text{km}$	X0 $\Omega/\text{km}$	C1	C0	I(A)
2c_007	3.97	0.099	3.97	0.099	0	0	44
2c_0225	1.257	0.085	1.257	0.085	0	0	80
2c_16	1.15	0.088	1.2	0.088	0	0	80
35_SAC_XSC	0.868	0.092	0.76	0.092	0	0	106
4c_06	0.469	0.075	1.581	0.091	0	0	150
4c_1	0.274	0.073	0.959	0.079	0	0	200
4c_35	0.089	0.0675	0.319	0.076	0	0	150
4c_185	0.166	0.068	0.58	0.078	0	0	295
4c_70	0.446	0.071	1.505	0.083	0	0	165
4c_95_SAC_XC	0.322	0.074	0.804	0.093	0	0	205

Tabla 2.3: Tipos de líneas. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

## 2.4. Características de las cargas

Las cargas forman parte de los “Power Conversion Elements” dentro de OpenDSS. Están modeladas como nudos PQ, es decir, su consumo de potencia activa y reactiva es constante (No depende de la tensión).

Todas las cargas del circuito tienen las siguientes características en común:

Potencia base (kW)	1
Tensión base (V)	230
Factor de potencia	0.95
Fases	1

Tabla 2.4: Tipos de cargas. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

Cada una de las cargas tiene un perfil de demanda diario que las diferencia. Este perfil de demanda actúa como un multiplicador para la potencia base de 1kW. A continuación se muestran las cargas elegidas según su perfil de demanda diaria. La elección de estas cargas fue en base a la distancia desde el centro de transformación y conexión para cada fase, es decir que cada una este conectada en fases diferentes:

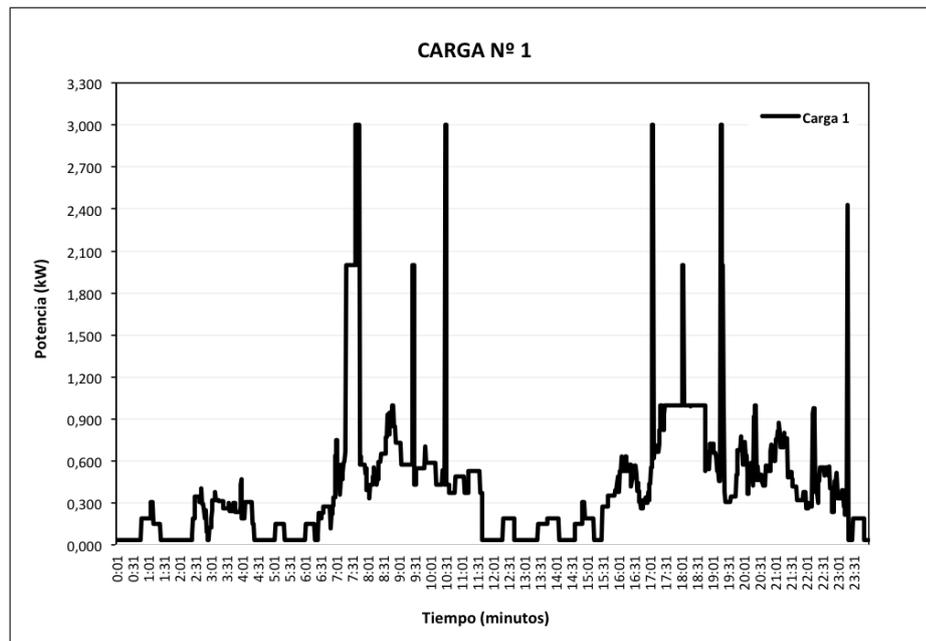


Figura 2.2: Carga N°1: es la más cercana al centro de transformación, conectada en la fase A. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

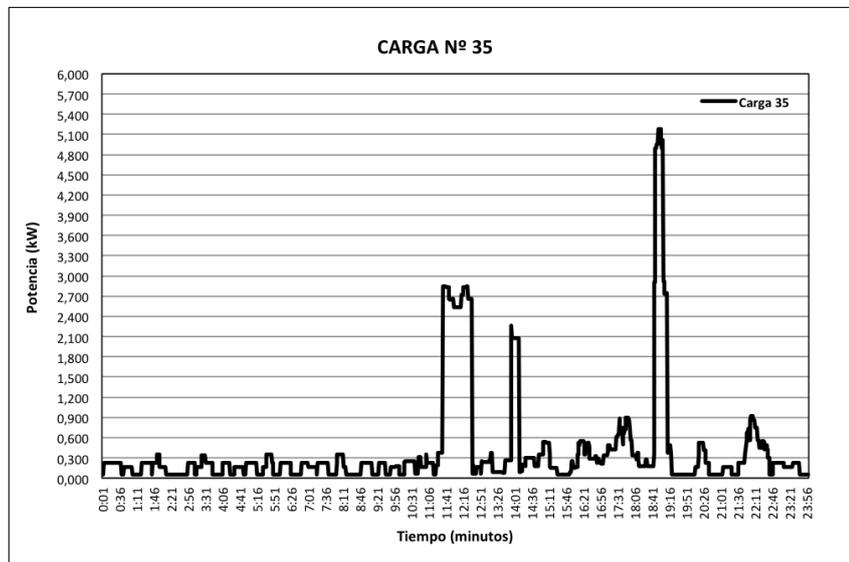


Figura 2.3: Carga N:35 es la más alejada del centro de transformación, conectada en la fase B. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

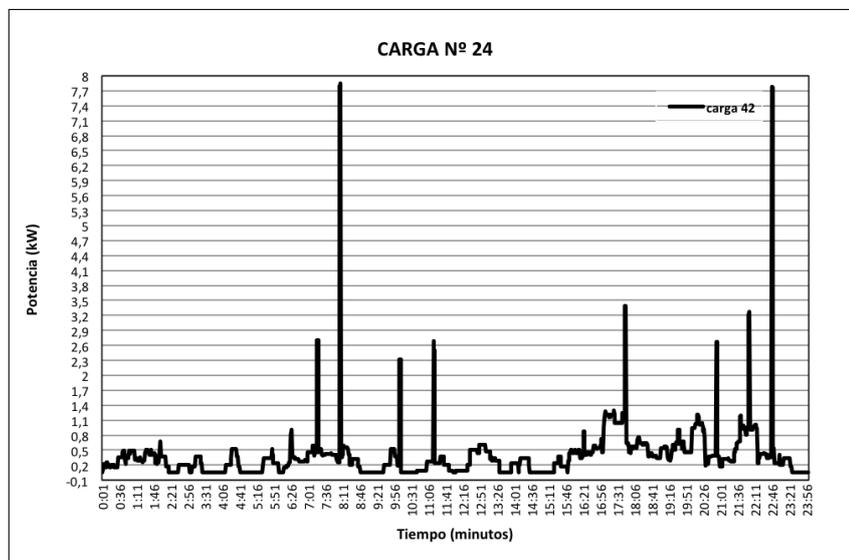


Figura 2.4: Carga N:24 se encuentra en el medio de la red de baja tensión, conectada en la fase C. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

## 2.5. Integración de medidores de energía y contadores

Se incorporaron contadores de energía en el Centro de Transformación, de igual manera se instalaron medidores de potencia, intensidad y tensión para registrar las variaciones producidas por la integración de aerogeneradores.

- **Medidor de potencia:** puntualmente en cada una de las cargas del circuito de prueba
- **Medidor de intensidad:** en cada tramo de la línea que forma parte de la red de distribución
- **Medidor de potencia activa y reactiva:** para registrar el flujo de energía que pasa por el circuito, también se incorporó un contador en esta zona.

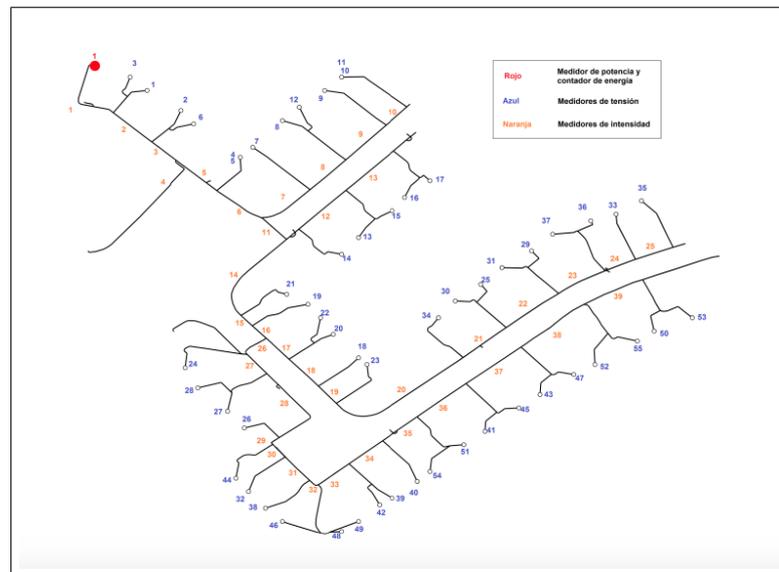


Figura 2.5: Mapa general de la red con sus respectivos medidores y contadores. Fuente: The IEEE European Low Voltage Test Feeder

# Capítulo 3

## Disposición de energía eólica

### 3.1. Energía eólica

Las Islas Canarias se encuentran enclavadas en el océano Atlántico, próximas al litoral africano (115 km. en su extremo oriental). Dispuestas de este a oeste, unen a su condición insular y oceánica la proximidad al Trópico de Cáncer, situándose entre 27°37' y 29°23' de latitud norte [área de las altas presiones subtropicales]. Están en la zona climática llamada tropical, que es la zona situada al norte y al sur del ecuador, donde predominan los vientos alisios que se forman cuando las masas de aire del norte o del sur se mueven para ocupar el espacio que deja libre el aire ascendente de la zona ecuatorial. Por el efecto Coriolis, en el hemisferio norte los alisios soplan preferentemente de noreste a suroeste.

El clima debe sus rasgos fundamentales a la situación del archipiélago bajo la influencia de una alta presión subtropical, el anticiclón de las Azores, de éste parten los “vientos alisios”, que en Canarias son vientos de dirección NE - SO. Este anticiclón aparece durante todo el año y presenta el llamado “balanceo estacional”: En invierno el anticiclón que ha bajado en latitud, está dividido en dos núcleos, uno al Sur de las Azores y otro entre Madeiras y Canarias con muy poca influencia. En verano el anticiclón se desplaza al norte, centrándose en las Azores. Al estar más alejado de Canarias, se establece sobre nuestras islas el soplo constante del alisio. La velocidad de estos vientos oscila entre 2 y 7 m/s. Situación del anticiclón de las Azores.

El alisio que tiene dos capas una inferior de aire húmedo y fresco [en con-

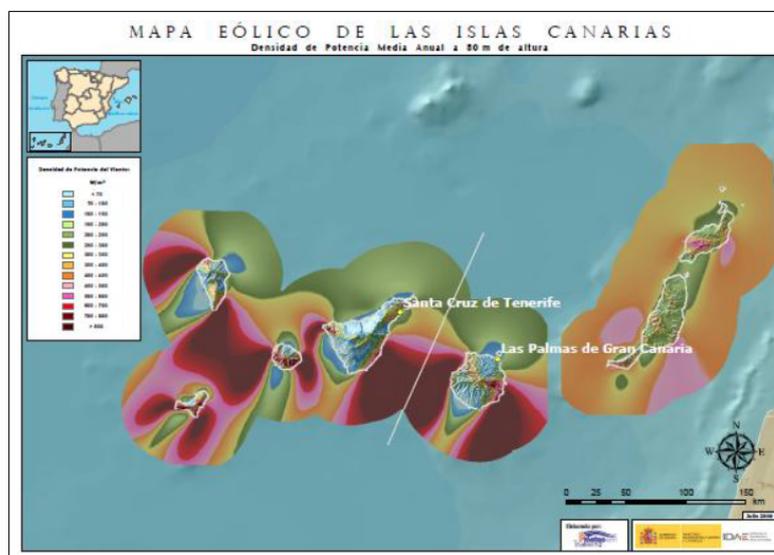


Figura 3.1: Mapa eólico de las Islas Canarias (2009). Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

tacto con la superficie del mar, NE ], y otra superior de aire cálido y seco NO , separadas por una superficie de discontinuidad señalada por una inversión de temperatura “inversión del alisio”, donde la temperatura desciende con la altura hasta los 1200 -1500 m [se produce la inversión]. A partir de este momento la temperatura comienza a ascender.

Se registran valores más elevados en altitudes altas [2000 m] y menor en altitudes cerca a los 800 m., con una diferencia de hasta 10° C. Esta inversión térmica se produce al ser cubierto el aire inferior húmedo e inestable, por un aire seco y cálido, que desciende e impide al ascenso del húmedo por lo tanto no puede condensarse ni provocar lluvias; lo único que se forman son bancos de nubes de tipo estrato-cúmulos (mar de nubes).

### 3.2. Alisio en la Graciosa

Las islas de relieve más bajo, como Lanzarote o Fuerteventura, son más áridas y desérticas: sus cumbres son demasiado bajas para bloquear el alisio húmedo, que pasa de largo sin descargar su llovizna. La Graciosa se ve afectada por el nombrado anteriormente anticiclón de Las Azores, donde se originan los vientos alisios de procedencia norte-nordeste que dominan gran

parte del año, y por la corriente fría de Canarias, rama descendente de la del Golfo, discurre en dirección sur-suroeste y tiene efecto regulador de las temperaturas.

Todas estas características hacen de la isla una opción idónea para su emplazamiento provisional, ya que es provisional porque solo nos servirá a efecto de toma de datos de viento.

### **3.3. Tratamiento de datos de viento**

Los sistemas de medición del viento nos ofrecen series temporales de datos según el intervalo de muestreo y el periodo de promedio seleccionado. El evaluar el recurso eólico nos permite cuantificar la energía que va a producir el aerogenerador en nuestro emplazamiento. Para los cálculos de producción energética primero realizamos un tratamiento estadístico de los datos medidos.

#### **3.3.1. Datos de viento**

Para el análisis del recurso del viento en proyectos de aprovechamiento de energía eólica, es fundamental observar datos de al menos un año. Existen datos de viento de la Isla de la Graciosa, del año 1994 al 2003 pero entre ellos existen muchas lagunas de información por lo tanto se han seleccionado los más completos y representativos. Se considera el utilizar la velocidad y dirección del viento en Teguisse La Graciosa de latitud  $29^{\circ}15'00''$  y una altitud de  $30m$ .

El anemómetro está situado a una altura de 10 metros sobre el terreno, se realiza el estudio estadístico de las velocidades a esta altura, trasladándose a la altura del aerogenerador, al realizar dicho estudio se ha observado que la estación meteorológica se encuentra en Caleta del Sebo al sur de la isla, en comparación con los datos que ofrece el aeropuerto de Lanzarote se obtiene una apreciable diferencia por lo que se corrige con un factor de 1,5.

#### **3.3.2. Herramienta utilizada**

Se ha utilizado el programa SPSS 11.5, es uno de los programas de análisis estadístico más desarrollados y potentes, cuenta con una amplia tradición

entre los profesionales de diferentes ramas en y utilizado en todos los ámbitos de la docencia e investigación científica.

El Instituto tecnológico de Canarias ha desarrollado un paquete de programas informáticos “CE2000” [4] para la gestión de los recursos eólicos, este programa permite evaluar el potencial eólico de un emplazamiento y permite extraer datos en modo gráfico de velocidades medias, distribución de velocidades, distribución de las direcciones, densidad de potencia media de viento, densidad de energía de viento, estimación de velocidades etc. Entre los gráficos representativos muestran el comportamiento del factor básico “la velocidad”, podemos determinar el potencial real del viento así como su variación en el tiempo.

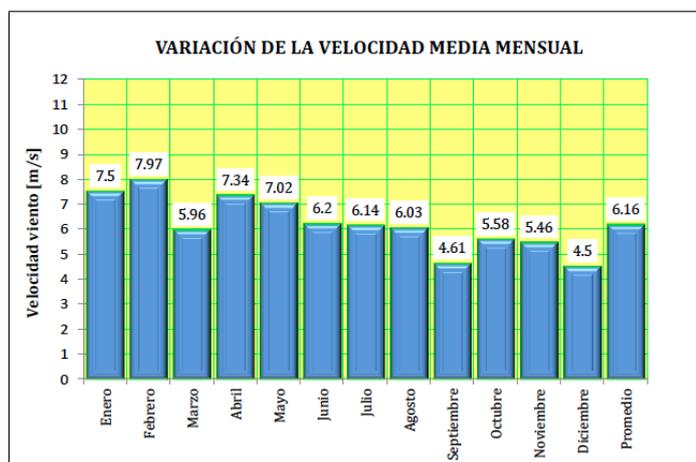


Figura 3.2: Gráfico representativo de la velocidad del viento. Fuente: elaboración propia

## Rosa de los vientos

Para estudiar el comportamiento direccional del viento utilizamos las rosas de viento, en las cuales se muestra la información sobre las distribuciones de velocidad del viento y sobre la frecuencia de variación de las direcciones del viento. En la gráfica de velocidad, el valor máximo se encuentra al SE, con 11 m/s, también presentan velocidades de 7 m/s en la dirección de los alisios (NNE). En el gráfico de frecuencias es evidente que la dirección predominante es NNE, NE, dirección en la que soplan los alisios.

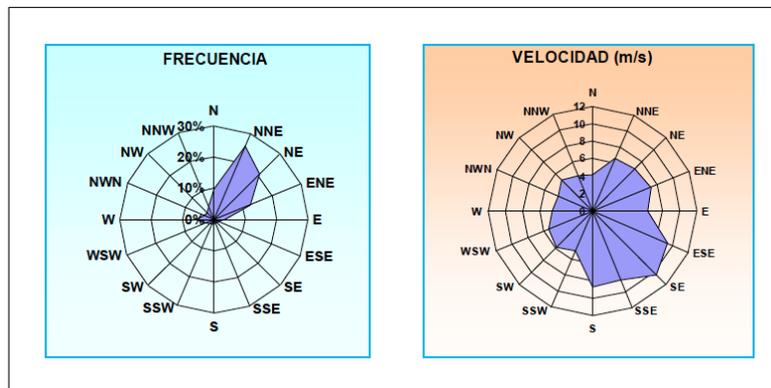


Figura 3.3: Gráficos representativos de la dirección del viento. Rosa de los vientos. Fuente: NRCS Natural Resources Conservation Service - Wind rose resources

## Histograma de viento

La distribución de probabilidad de la velocidad del viento nos permite conocer el comportamiento de la velocidad del viento en el punto de medida. La distribución de probabilidad la obtenemos agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad de viento y representando el porcentaje o probabilidad de cada intervalo. Para obtener una distribución de probabilidad adecuada es necesario contar con un periodo suficiente de datos, lo más recomendable es tener un año de datos de viento.

Se ve que las velocidades más probables están en el rango de 5 m/s a 8 m/s, siendo menos probables en cuanto aumenta la velocidad, por lo que los vientos extremos son poco probables y las calmas también.

Meses	Velocidad [h : 10 m] m/s	Velocidad [h: 37 m] (m/s)
Enero	7.50	8.69
Febrero	7.97	9.17
Marzo	5.96	7.09
Abril	7.34	8.53
Mayo	7.02	8.20
Junio	6.20	7.34
Julio	6.14	7.28
Agosto	6.03	7.16
Septiembre	4.61	5.65
Octubre	5.58	6.69
Noviembre	5.46	6.56
Diciembre	4.50	5.53
Promedio	6.16	7.30

Figura 3.4: Gráficos representativos de la dirección del viento. Fuente: elaboración propia

### 3.3.3. Curva de duración de la velocidad de viento

La curva de duración se obtiene a partir de la distribución de probabilidad de la velocidad del viento y es la curva de probabilidad acumulada. Se interpreta como la probabilidad de que se supere una velocidad de viento determinada. De la curva de duración se puede determinar el tiempo que el aerogenerador estará funcionando, el tiempo que estará parado por exceso de viento o porque no llegue a la velocidad de arranque, etc.

En la distribución de probabilidad de la velocidad del viento o la curva de duración quedan recogidas las principales características del recurso eólico en nuestro emplazamiento. Con la curva de potencia del aerogenerador y la distribución de probabilidad de la velocidad del viento se realizan cálculos de producción energética del aerogenerador.

El año típico [2002] presenta bajas velocidades de viento, la probabilidad

que supere los 6 m/s es de 0,6, a partir de 10 m/s se verifica que es poco probable que haya viento.

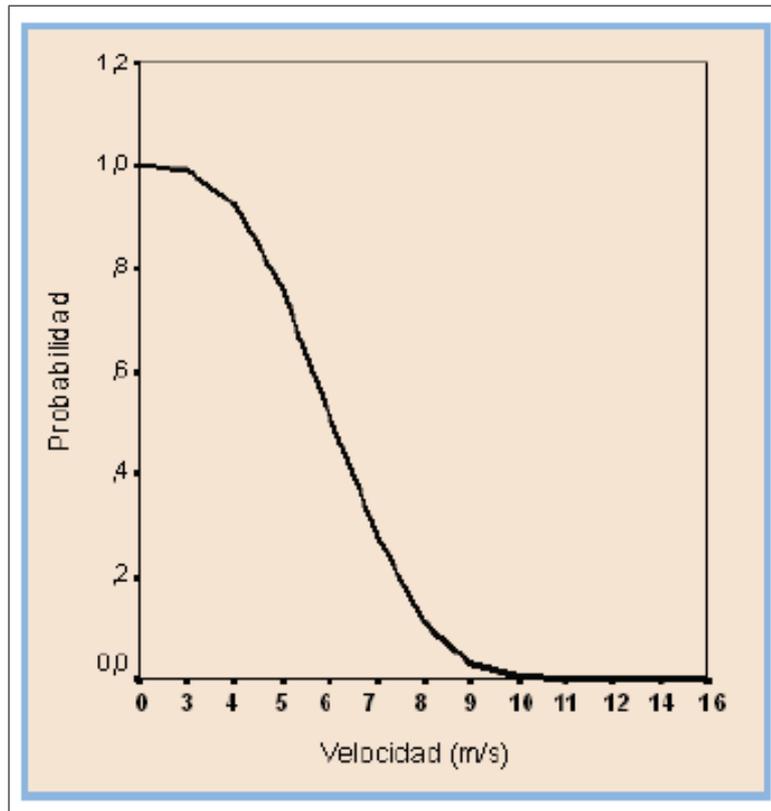


Figura 3.5: Curva de duración [año típico]. Fuente: elaboración propia

### Distribución de probabilidad de Weibull

Dos funciones de distribución de probabilidad analíticas se utilizan para describir el comportamiento del viento, las distribuciones de Rayleigh y Weibull. Estas se adaptan bien a la forma típica de los histogramas de viento, se utilizan cuando es necesaria una expresión analítica de la probabilidad de la velocidad, por ejemplo en los modelos matemáticos de campo de viento, y para resumir con uno o dos parámetros la distribución de probabilidades.

La distribución de probabilidad de Rayleigh es un caso particular de la de Weibull cuando  $k=2$ . Es por tanto una distribución de probabilidad que sólo depende de un parámetro, por esta razón se suele ajustar peor a los datos

---

Desviación típica	1,38
Válidos	1451
Perdidos	9
Media	6,54
Mediana	6,00
Mínimo	0
Máximo	16

---

Tabla 3.1: Valores estadísticos obtenidos de la distribución de Weibull. Fuente: Homer software

medidos que la distribución de Weibull.

La distribución de Weibull queda definida por sus dos parámetros ( $C$  y  $k$ ), para ajustar la distribución analítica a nuestros datos hay que calcular estos dos parámetros.

Ajuste de una distribución de Weibull: Para ajustar una distribución de Weibull con datos de viento medidos debemos tener un número representativo, a partir de varios meses de datos de viento la distribución se suele adaptar bien a las características del viento.

Se han realizado ajustes para los años estudiados y los valores estadísticos obtenidos de la distribución de Weibull son:

Teniendo la mediana a 6 m/s, por lo que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6 m/s y la otra mitad soplará a más. La velocidad del viento media es de 6,54 m/s, que es el promedio de las observaciones de la velocidad del viento. La moda de la distribución es de 6 m/s que es el valor más común.

## 3.4. Dimensionado del sistema eólico

### 3.4.1. Características emplazamiento

Los requisitos necesarios para un considerar un emplazamiento viable en recurso eólico deberá cumplir con las siguientes características:

- Velocidad del viento anuales que nos permita obtener sobre las 2.000

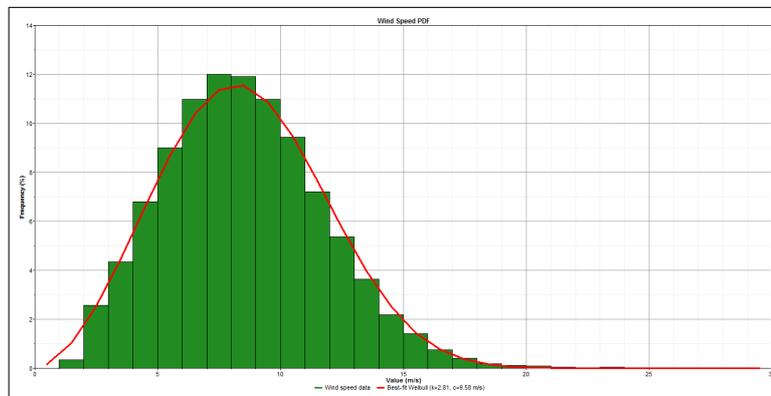


Figura 3.6: Curva histórica de viento y curva de Weibull. Fuente: elaboración propia

horas de producción eólica, equivalente a potencia máxima (horas equivalentes)

- Respetar la avifauna del entorno, estableciendo si es preciso un paso para aves migratorias,
- Lejanía de más de un kilómetro con núcleos urbanos para evitar la contaminación acústica de los parques eólicos.
- La energía eólica debe estar instalada en suelo no urbanizable, generalmente.
- No interferencia con señales electromagnéticas del entorno, ya que señales de televisión, radio o telefonía se pueden ver perjudicadas si no se instalan otros dispositivos que lo eviten

Debemos definir la capacidad de nuestro aerogenerador considerando las horas equivalentes de producción anual, si es el sistema energético primario o el complementario y analizar si cubre la demanda con la turbina seleccionada o si el caso lo requiere sobredimensionar su capacidad. En el cuadro adjunto citamos la clasificación en función de su potencia del IDAE y la denominación clásica.

Denominación	$kW$	Utilización
Muy baja	< 1	Embarcaciones, sistemas de comunicación
	1 – 10	Granjas, viviendas aisladas
Baja	10,100	sistemas mixtos EO-diesel
Media	100 – 1000	Parques eólicos
Alta	1000 – 10000	Parques eólicos (mar)
Muy alta	> 10000	En fase de investigación

Tabla 3.2: Energía eólica. Fuente: IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

### 3.5. Estimación de la producción energética de un aerogenerador

La producción de energética de un aerogenerador en un determinado emplazamiento depende de dos factores:

- La distribución de velocidad de viento en el emplazamiento.
- La curva de potencia del aerogenerador.

La distribución de velocidades se ha calculado en el apartado dedicado a la evaluación del recurso eólico. La curva de potencia de un aerogenerador es el gráfico que nos indica la potencia eléctrica que es capaz de generar la turbina para cada velocidad del viento.

### Variación del viento con la altura

La velocidad de viento no se mantiene constante, a medida que nos desplazamos verticalmente, cuando nos acercamos al suelo esta se reduce debido al rozamiento. Por lo tanto, lo ideal es realizar las medidas de velocidad a la misma altura a la que se va a colocar la turbina, generalmente se toman las medidas a una altura normalizada y luego se extrapolan a la altura de la turbina.

Esta propiedad es útil y hay que considerarla al instalar los aerogeneradores, los datos de distribución de velocidades de viento se encuentran a la altura de 10 m por lo que debemos trasladarlos a la altura de un posible

edificio de bloque de viviendas o un hotel podría estar a una altura de 37 m. Exponemos dos formulaciones, la simplificada de Hellman's que estima el valor de la velocidad del viento a la altura  $h$ , conociendo la velocidad a 10 m sobre el terreno.

$$V_h = V_{10}[0,233 + 0,656\log_{10}(h + 4,75)] \quad (3.1)$$

$V_h$ : velocidad del viento a la altura  $h$

$V_{10}$ : velocidad del viento a la altura de 10m sobre el terreno

$h$ : altura que se quiere conocer la velocidad del viento

**Velocidad de viento a 37 me de altura:** Se conoce la velocidad a 10 metros de altura, [anemómetro]y la altura  $h$  a la que se quiere conocer la velocidad es a 37 metros.

## Adaptación datos de viento según altura

La estación anemométrica que efectuó la campaña de medidas está a 10 metros de altura, mientras que el eje de los aerogeneradores normalmente se encuentra a una altura superior. Dado que el viento aumenta con la altura se debe realizar una corrección en altura de los datos obtenidos. El modelo empleado para la corrección del viento en altura es el potencial modificado de Mikhail y Justus:

$$V_h = V_a \left( \frac{H_h}{H_a} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

$V_h$ : velocidad del viento a calcular ( $m/s$ )

$V_a$ : velocidad conocida del viento ( $m/s$ )

$H_h$ : altura a la que se quiere calcular los datos de viento  $m$

$H_a$ : altura a la que se han obtenido los datos de viento  $m$

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{H_g}{H_0}\right)} - \frac{0,0881}{1 - 0,0881\ln\left(\frac{H_\alpha}{10}\right)} \ln \frac{V_\alpha}{6} \quad (3.3)$$

$$H_g = \sqrt{H_\alpha H_h} \quad (3.4)$$

$H_g$ =altura media geométrica entre distintas alturas  
 $H_g$ = longitud de la rugosidad del terreno ( $m$ )

En la tabla expuesta 3.3 tenemos los datos de velocidad a 10 m y a 37 m calculados con la fórmula que referencia el documento del Gobierno de Canarias; se muestra de forma gráfica la diferencia de velocidades con la altura.

Meses	Velocidad ( $m/s$ )[ $h : 10m$ ]	Velocidad ( $m/s$ )[ $h : 37m$ ]
Enero	7.50	8.69
Febrero	7.97	9.17
Marzo	5.96	7.09
Abril	7.34	8.53
Mayo	7.02	8.20
Junio	6.20	7.34
Julio	6.14	7.28
Agosto	6.03	7.16
Septiembre	4.61	5.65
Octubre	5.58	6.69
Noviembre	5.46	6.56
Diciembre	4.50	5.53
PROMEDIO	6.16	7.30

Tabla 3.3: Velocidad corregida por la fórmula Mikhail y Justus. Fuente: elaboración propia

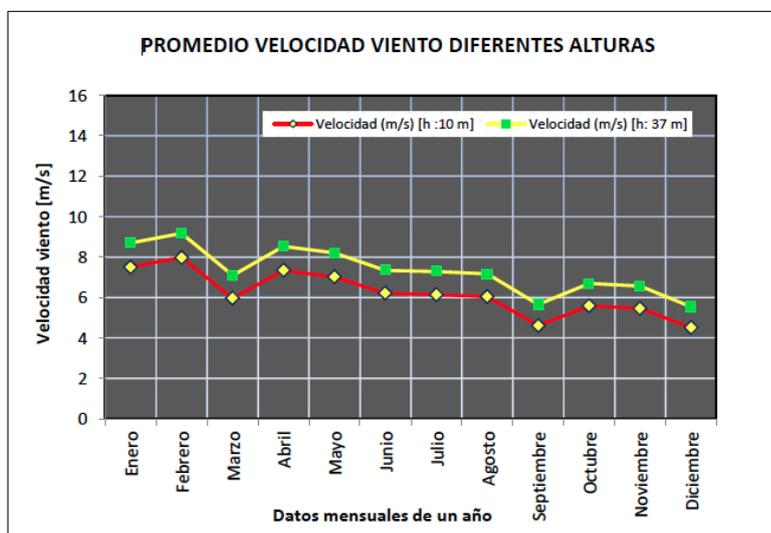


Figura 3.7: Relación de las velocidades del viento a 10 y 37 metros

### 3.6. Distribución de la velocidad de viento

Para este estudio se hizo uso de las velocidades de viento obtenidas mediante datos históricos de años anteriores, las velocidades de viento en horas de un año natural.

#### 3.6.1. Curva media anual de viento

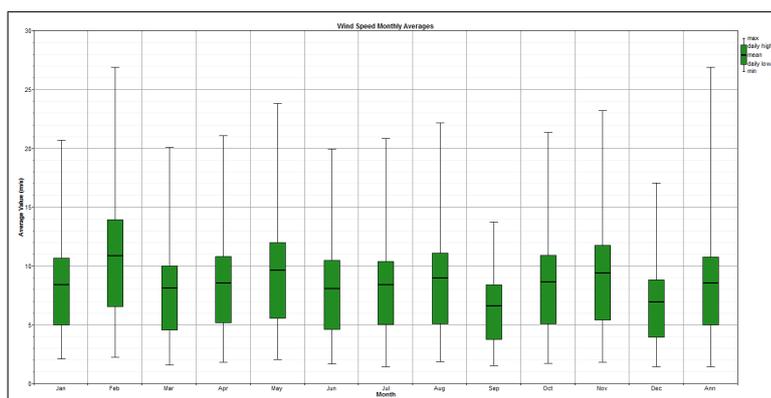


Figura 3.8: Datos históricos de la curva media anual de las velocidades de viento para La Graciosa. Fuente: elaboración propia

### 3.6.2. Curva diaria de viento en un año

Curva diaria referente a un solo día elegido al azar para el mes de Febrero y Diciembre.

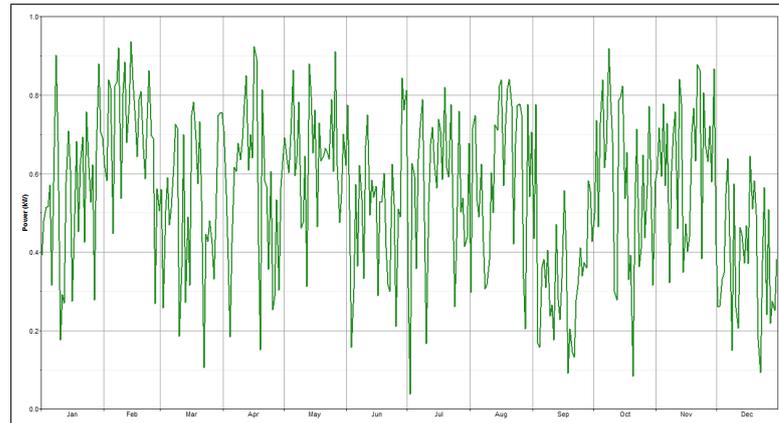


Figura 3.9: Comparativa de curvas diarias de velocidad de viento para diferentes meses. Fuente: elaboración propia

### 3.6.3. Variación mensual de la velocidad del viento: máxima y mínima

El estudio de este trabajo hará incapié en estudiar la penetración de potencia eólica para el mejor (Febrero) y peor mes (Diciembre) de horas de viento.

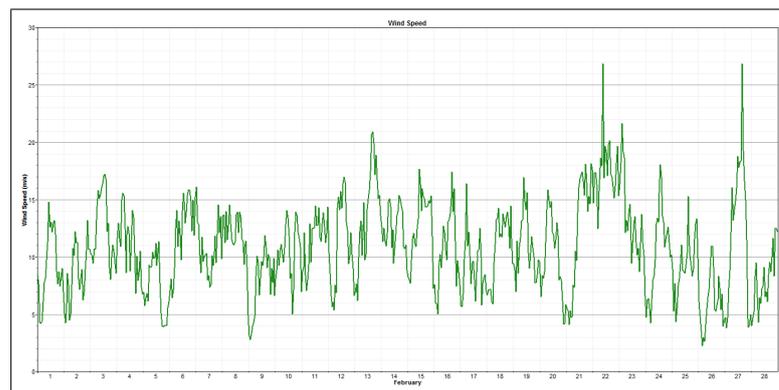


Figura 3.10: Curva de velocidad de viento para el mes de Febrero. Fuente: elaboración propia

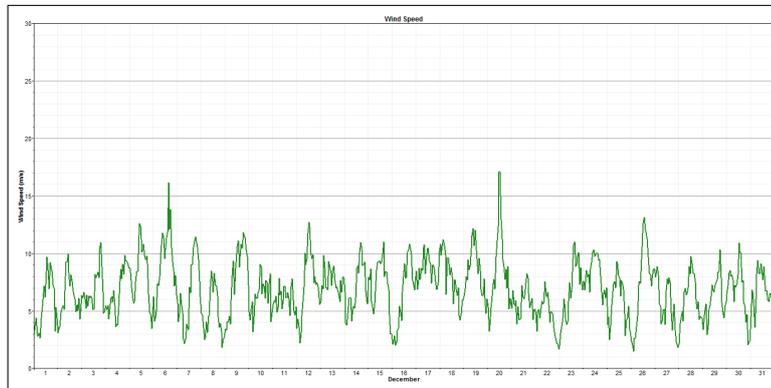


Figura 3.11: Curva de velocidad de viento para el mes de Diciembre. Fuente: elaboración propia

#### 3.6.4. Variación diaria de la velocidad del viento

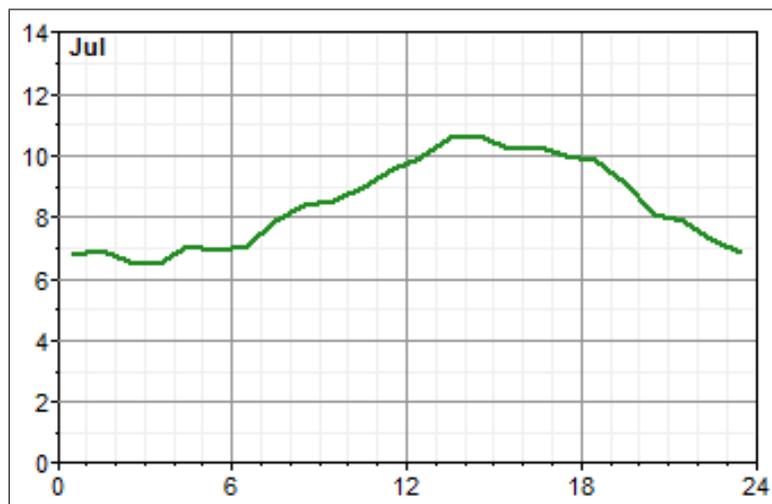


Figura 3.12: Variación de la velocidad diaria del viento. Fuente: elaboración propia

Según los datos obtenidos de la página web windfinder.com se extrajo la velocidad diaria del mes de Julio, por ejemplo, para la zona de la isla de La Graciosa. Los datos de viento que tenemos en la gráfica 3.12 reflejan el comportamiento normal que existe para la mayoría de los días en un año natural. Concluimos que las horas pico de viento se centran entre las 12 y las 6 de la tarde con una velocidad aproximada de 10 m/s, para el resto del día la velocidad se encuentra entre 6 m/s y 9 m/s.

## 3.7. Modelado de aerogeneradores

El cometido de esta sección es realizar el modelado de los aerogeneradores verticales para luego añadirlos a la red de distribución de baja tensión The IEEE European Low Voltage Test Feeder detallada anteriormente en el capítulo 2.

Su potencia nominal será variable, según las simulaciones que se pueden realizar en el circuito. Dada la infinidad de opciones que existen en el mercado sobre aerogeneradores y lo que estas ocasiones en infinidad de combinaciones, para este estudio sólo hemos considerado utilizar las potencias nominales que serán desde 1kW, 3kW y 5kW.

La potencia máxima de 5kW se justifica por ser la potencia máxima que la marca Technowind tiene actualmente disponible en el mercado. En este estudio se consideró de vital importancia realizar el estudio de 3 aerogeneradores de potencias diferentes que pertenecieran tanto a la misma familia de aerogeneradores como de la misma marca, el motivo es para que no existan variaciones en sus rendimientos. Estas tres curvas serán vitales para realizar la curva genérica que más tarde será insertada como modelo en matlab.

### 3.7.1. Cálculo anual de la producción energética de los aerogeneradores

La potencia que entrega en cada instante el aerogenerador depende de la velocidad de viento instantánea, para saber la energía que un aerogenerador producirá durante un año, debemos conocer que tiempo se ha dado cada velocidad de viento. Esta información se obtiene del histograma de velocidad de viento o de las distribuciones de probabilidad analíticas [19].

El histograma de velocidades, así como las distribuciones analíticas discretizadas por intervalos, vemos la probabilidad de ocurrencia de cada intervalo  $P_i$  de la velocidad del viento.

Si se quiere saber la producción energética anual se tiene que multiplicar la potencia que da el aerogenerador para cada intervalo de viento  $W_i$  por el

tiempo que se da al año cada intervalo  $T_i$ .

$$E_a = \sum W_i T_i \quad (3.5)$$

Siendo  $E_a$  la energía anual producida ( $kWh$ ),  $W_i$  la potencia producida en cada intervalo de velocidad de viento ( $kW$ ),  $T_i$  el tiempo de ocurrencia anual de cada intervalo de velocidad (horas), se calcula teniendo en cuenta el número de horas y la probabilidad por intervalo:

$$T_i = 8760 * P_i \quad (3.6)$$

A continuación podemos estimar la energía total que obtenemos en un año, con la curva de potencia del aerogenerador de 1 kW, 3 kW y 5 kW. Se tiene los datos de velocidades de viento y la potencia para cada velocidad, de igual manera se tiene con el número de horas de viento, se podrá calcular la energía producida en un año.

Viento (m/s)	Producción del aerogenerador (W)	Horas de viento	Energía producida (kWh)
0	0	82	0
1	0	119	0
2	0	397	0
3	0	535	0
4	50	633	31.65
5	100	745	74.5
6	200	789	157.8
7	250	781	195.25
8	400	758	303.2
9	600	706	423.6
10	800	630	504
11	1100	540	594
12	1200	459	550.8
13	1200	385	462
14	1200	316	379.2
15	1200	236	283.2
16	1200	188	225.6
17	1200	142	170.4
18	1250	110	137.5
19	0	81	0
20	0	55	0
21	0	45	0
22	0	28	0
TOTAL		8760	4492.7

Tabla 3.4: Producción anual energética con el aerogenerador Technowind 1 kW. Fuente: Technowind

Viento (m/s)	Producción del aerogenerador (W)	Horas de viento	Energía producida (kWh)
0	0	82	0
1	0	119	0
2	0	397	0
3	0	535	0
4	250	633	158.25
5	280	745	208.6
6	500	789	394.5
7	750	781	585.75
8	1250	758	947.5
9	1800	706	1270.8
10	2250	630	1417.5
11	3000	540	1620
12	3500	459	1606.5
13	3500	385	1347.5
14	3500	316	1106
15	3500	236	826
16	3500	188	658
17	3500	142	497
18	3800	110	418
19	0	81	0
20	0	55	0
21	0	45	0
22	0	28	0
TOTAL		8760	13061.9

Tabla 3.5: Producción anual energética con el aerogenerador Technowind 3 kW. Fuente: Technowind

Viento (m/s)	Producción del aerogenerador (W)	Horas de viento	Energía producida (kWh)
0	0	82	0
1	0	119	0
2	0	397	0
3	0	535	0
4	250	633	158.25
5	500	745	372.5
6	800	789	631.2
7	1100	781	859.1
8	2000	758	1516
9	2800	706	1976.8
10	3500	630	2205
11	5000	540	2700
12	5500	459	2524.5
13	5500	385	2117.5
14	5500	316	1738
15	5500	236	1298
16	5500	188	1034
17	5500	142	781
18	5800	110	638
19	0	81	0
20	0	55	0
21	0	45	0
22	0	28	0
TOTAL		8760	20549.85

Tabla 3.6: Producción anual energética con el aerogenerador Technowind 5 kW. Fuente: Technowind

### 3.8. Características de los aerogeneradores

El mini-aerogenerador de 1 kW de potencia es de última generación. Arranca a los 3.5 m/s llegando a su velocidad nominal con vientos de 11 m/s y a una velocidad máxima de operación de 18 m/s. Freno magnético de seguridad a partir de 18 m/s, disminuyendo la velocidad de rotación del aerogenerador para proteger la turbina.

Es un sistema mini eólico totalmente silencioso y de impacto visual nulo que lo hace perfecto para instalaciones agrícolas, ganaderas, azoteas de comunidades de vecinos o parques, estos se pueden montar tanto en suelo como en cubierta, siempre con un estudio previo.

Los Tornado, al ser un sistema mecánico vertical, no requieren casi mantenimiento alguno, al estar todos sus mecanismos equilibrados. Rotor de acero con sistema de rodamientos fuerte, compacto y estanco. Estas características hacen del modelo 'Tornado' la opción óptima de producción de energía

renovable en zonas urbanas; podrá instalarse sobre tejado, cubierta o jardín. La curva de potencia de cada tipo de aerogenerador, según su potencia se muestra en las imágenes siguientes:

Modelo	Potencia Nominal	Tensión	Factor de potencia	Fases
Tornado serie 1	1 kW	24V, 48V	1	1
Tornado Serie 3	3 kW	24V, 48V	1	1
Tornado Serie 4.4	5 kW	24V, 48V	1	1

Tabla 3.7: Características de los aerogeneradores verticales elegidos. Fuente: Technowind

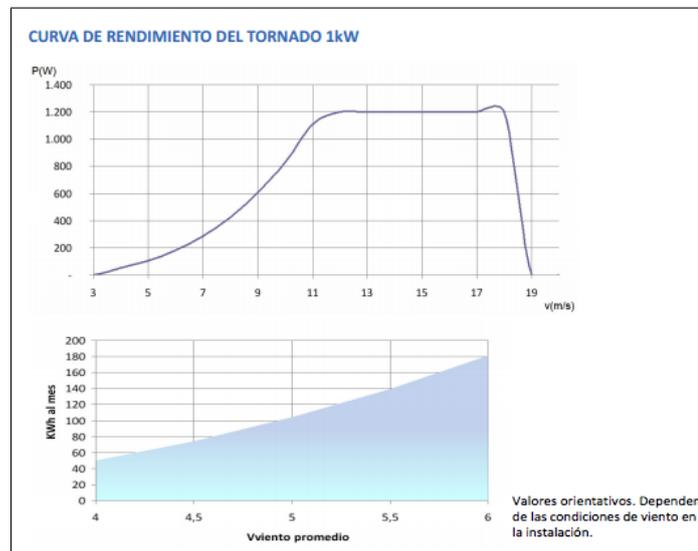


Figura 3.13: Curva de potencia aerogenerador vertical VisionAIR3 de 1 kW. Fuente: Technowind

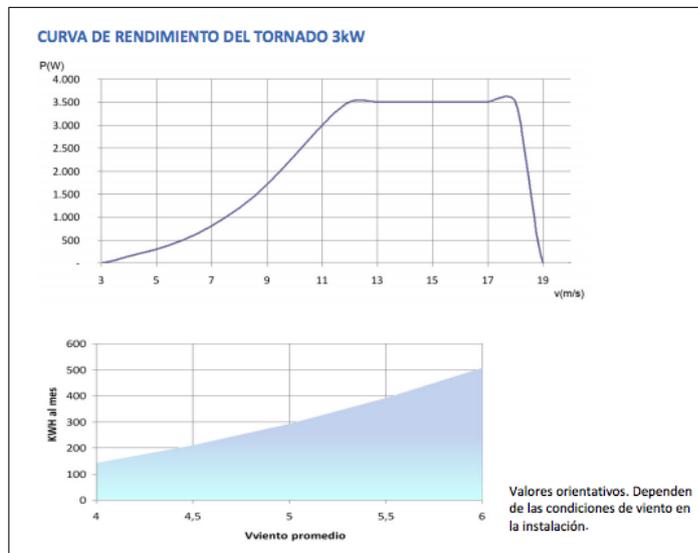


Figura 3.14: Curva de potencia aerogenerador vertical VisionAIR3 de 3 kW.  
Fuente: Technowind

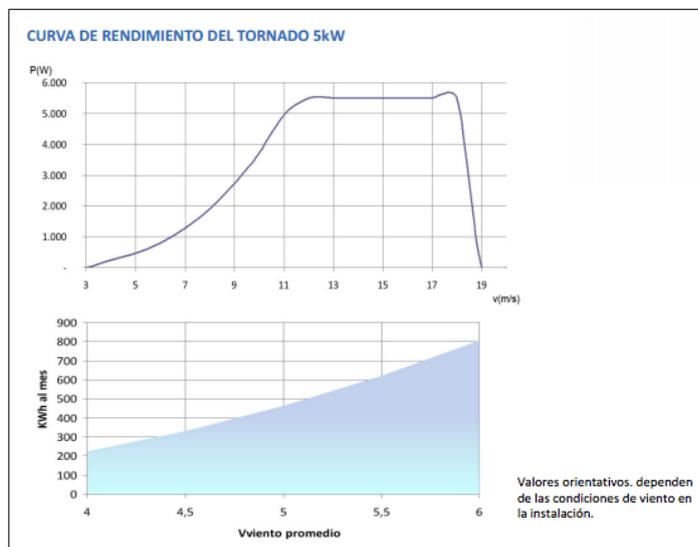


Figura 3.15: Curva de potencia aerogenerador vertical VisionAIR3 de 5 kW.  
Fuente: Technowind

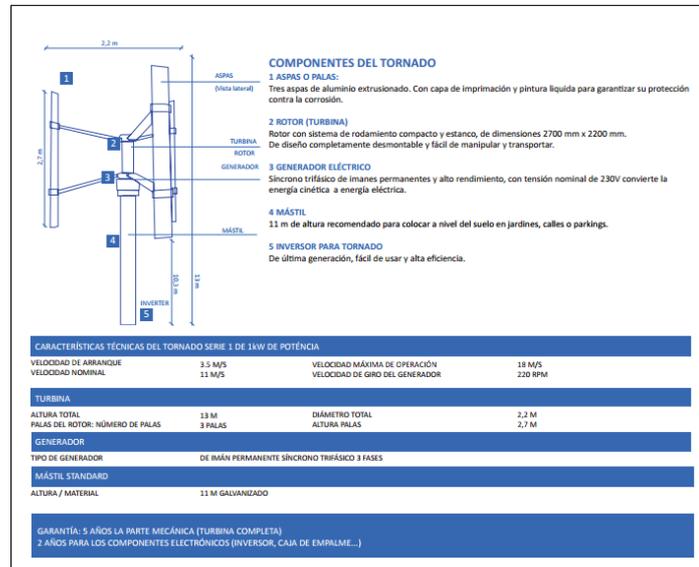


Figura 3.16: Estética del aerogenerador vertical de minieólica. Fuente: Technowind

### 3.8.1. Conexión de aerogeneradores verticales a la red de prueba

La gran mayoría de aerogeneradores de pequeña potencia, producen su energía en corriente continua a 12, 24 o 48 V, por lo que es necesario realizar una transformación a 230 V en corriente alterna para poder conectarlos a la red. Para ello, es necesario el uso de un inversor. Según el modelo de aerogenerador, el inversor puede venir incorporado, o de lo contrario es necesario instalar uno aparte. El inversor se encarga de inyectar la potencia en sincronía con la red, por lo que el factor de potencia se puede considerar unitario.

## 3.9. Modelado del aerogenerador genérico en OpenDSS

Lo principal para OpenDSS [12] es que los datos de los aerogeneradores serán introducidos como un generador con una curva de generación variable en el tiempo tal y como se muestra en la figura 3.18.

Los aerogeneradores verticales elegidos serán introducidos como un generador con una curva de generación variable en el tiempo. Dentro del programa, los generadores forman parte de los “Power Conversion Elements”. Estos inyectan una potencia activa y reactiva especificada, que no depende de la tensión del nudo [18].

Dado que la conexión de estos generadores a la red se realiza a través de un inversor, su potencia será solo activa, es decir, tendrán un factor de potencia unitario. Los generadores estarán conectados en viviendas con una instalación monofásica, por lo tanto estarán conectados a una única fase de la red de distribución [28].

### 3.9.1. Curva de potencia de los aerogeneradores y curva genérica

Se hace la comparación de las tres curvas perteneciente a los aerogeneradores elegidos para obtener la curva genérica. La curva genérica es fundamental para modelar la curva de potencia del aerogenerador en matlab. Se optó realizarlo así y no utilizando cada curva de cada aerogenerador porque en el capítulo 4 de simulaciones se verá que la potencia máxima será igual a su potencia contratada por cada vivienda. Cada vivienda tiene una potencia contratada que difiere mucho unas de otras, por lo cual el cálculo de la curva genérica de los tres aerogeneradores se ve justificada de esta manera.

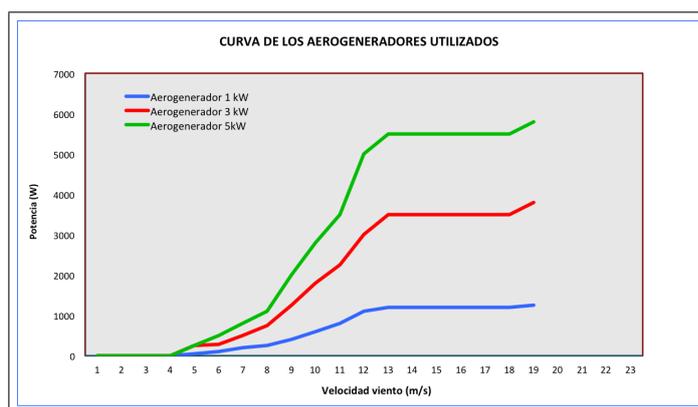


Figura 3.17: Curva de potencia de los 3 aerogeneradores verticales. Fuente: elaboración propia

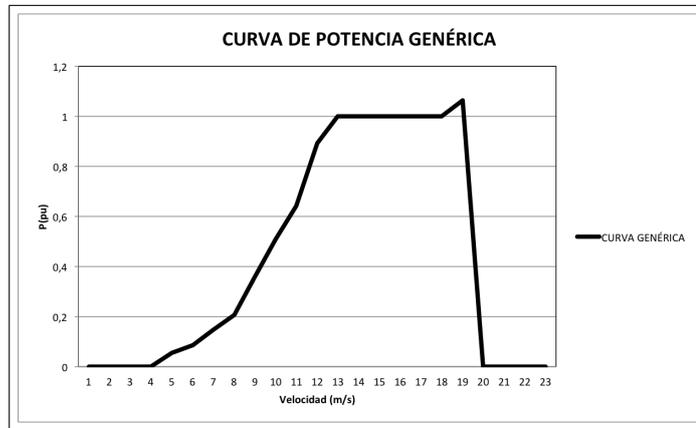


Figura 3.18: Curva de potencia genérica de los aerogeneradores verticales utilizados. Fuente: elaboración propia

### 3.10. Rendimiento del inversor

Los inversores comerciales suelen tener un rendimiento de entre el 95-99%.

### 3.11. Curva anual de generación

Estos resultados han sido obtenidos utilizando la herramienta Homer [20]. El método para obtener esta curva de generación para cada hora durante un año fue sustituir los valores de la curva de potencia en la curva horaria de velocidades de viento obtenida en el apartado 3.6.2 y luego multiplicar este valor por el rendimiento del inversor.

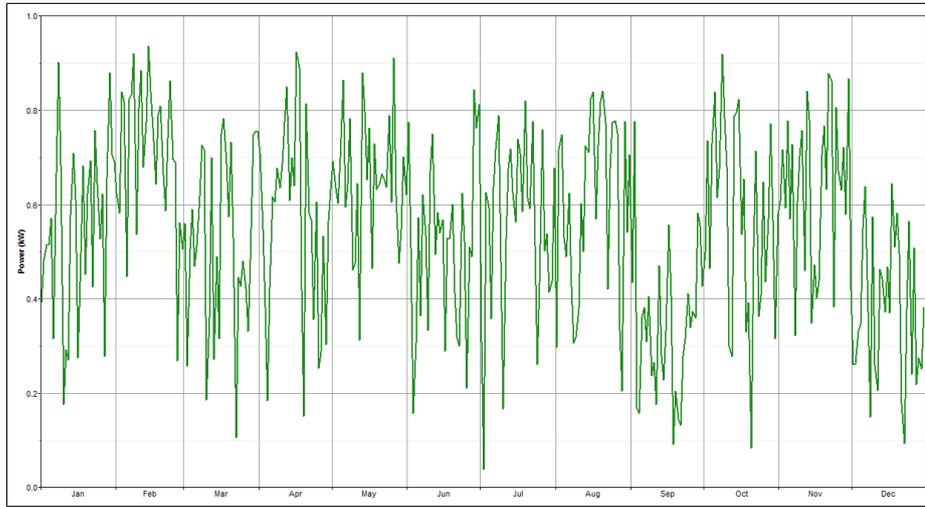


Figura 3.19: Curva anual de producción de energía eólica. Fuente: elaboración propia

### 3.11.1. Curva mensual de generación

Los valores de estas curvas de generación se exportan en un archivo con extensión .txt, que más adelante será utilizado para introducir los aerogeneradores en OpenDSS.

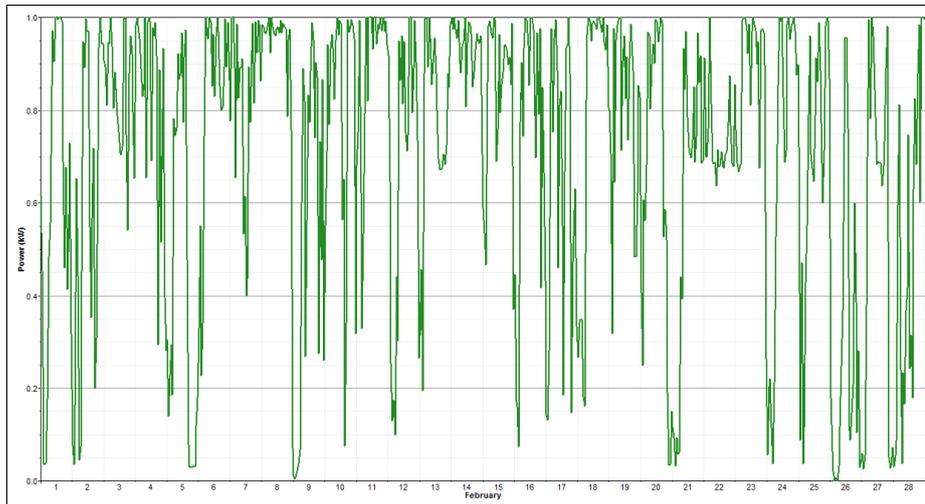


Figura 3.20: Curva mensual de producción de energía eólica en Febrero. Fuente: elaboración propia

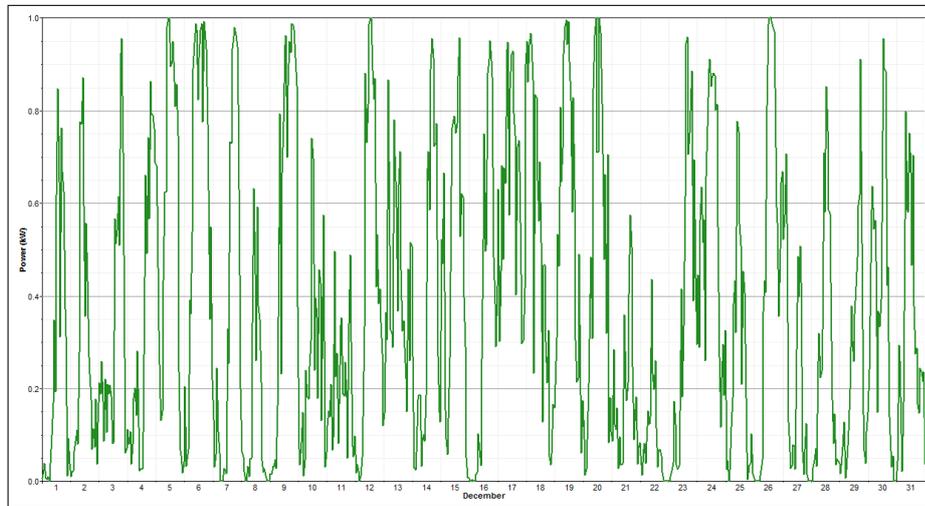


Figura 3.21: Curva mensual de producción de energía eólica en Diciembre. Fuente: elaboración propia

# Capítulo 4

## Experimentación: estudio de escenarios

En este capítulo se estudiará el comportamiento de la red en diferentes escenarios de integración de energía eólica. Para ello se realizarán las simulaciones en OpenDSS, el cual estará conectado a través de una interfaz con Matlab, y así realizar las distintas simulaciones.

Las simulaciones realizadas mediante el OpenDSS consistirá en estudios de flujo de potencia, en los que se calcularán las tensiones en todos los nudos del circuito, las intensidades en las líneas, y los flujos de potencia que circulan por el centro de transformación.

Como ya se ha comentado en capítulos anteriores, las redes de distribución actuales no están preparadas para albergar gran cantidad de generación distribuida, ya que fueron diseñadas para conectar únicamente cargas, y no generadores. Por ello, la conexión de dichos generadores podrán acarrear problemas técnicos como:

- Variaciones de tensión que superen los límites exigidos
- Superación de los límites térmicos de los conductores
- Exceso de energía reactiva en la red
- Flujos inversos de potencia (según la compañía distribuidora)

Debido a estos problemas, es importante realizar estudios de flujo de potencia para conocer cuáles son los límites de integración que tiene la red.

En el estudio realizado sobre este circuito, se hará hincapié en el análisis de las tensiones y las intensidades. El exceso de energía reactiva no se considera importante en este caso, ya que la potencia inyectada será únicamente activa gracias a los inversores que poseen los aerogeneradores.

## 4.1. Escenarios simulados

Los escenarios que se van a simular en el sistema se pueden dividir en dos categorías:

1. No se exigen valores en las variables:
  - Escenario 1: En este escenario se simulará la red sin generación distribuida. Es el caso por defecto.
  - Escenario 2: En este escenario se incorpora en cada nudo un aerogenerador de 5 kW.
2. Sí se exigen valores en las variables:
  - Escenario 3: En este escenario se incorporan aerogeneradores en los distintos nodos tal que la máxima potencia que se puede incorporar en cada uno de ellos está limitada por la potencia contratada de cada nodo. La distribución de potencias en cada nodo viene determinada por un proceso aleatorio tal y como se explicará mas adelante.
  - Escenario 4: En este escenario se incorporan aerogeneradores en los distintos nodos tal que la máxima potencia que se puede incorporar en cada uno de ellos está limitada por la potencia contratada de cada nodo y además de esto, por la potencia máxima de 5 kW. La distribución de potencias en cada nodo viene determinada por un proceso aleatorio.

En la primera categoría no se exige a los escenarios ninguna condición, simplemente se pretende analizar el resultado de las simulaciones en dos escenarios extremos. En la segunda categoría se utilizará el método de Montecarlo para distribuir la potencia en los distintos nodos. Además, en esta segunda categoría se exigirá que los valores de tensión (RD 1955/2000) [7] como de intensidad estén dentro de los límites permitidos. Para el caso de la tensión

estos límites serán  $\pm 7\%$  de la tensión de alimentación nominal y para la intensidad, que ésta no sobrepase la intensidad admisible del cable.

Por otro lado, para cada escenario se analizarán los siguientes resultados:

#### 1. Tensiones

- Tensiones máximas y mínimas obtenidas
- Registro temporal de tensiones en los nodos 1, 24 y 35. Estos nodos se representan sobre la red en la imagen 4.1. Además estos nodos están conectados a cada una de las tres fases, tal y como se representa en la tabla 4.1.

Fases	Cargas
1	1
2	35
3	24

Tabla 4.1: Fases conectadas a los nodos 1, 24 y 35. Fuente: elaboración propia

#### 2. Intensidades

- Intensidades máximas y mínimas obtenidas
- Registro temporal de intensidades en la línea 1. Esta línea se representa en la imagen 4.1.

#### 3. Potencias

- Registro de la potencia activa y reactiva que atraviesa el centro de transformación.

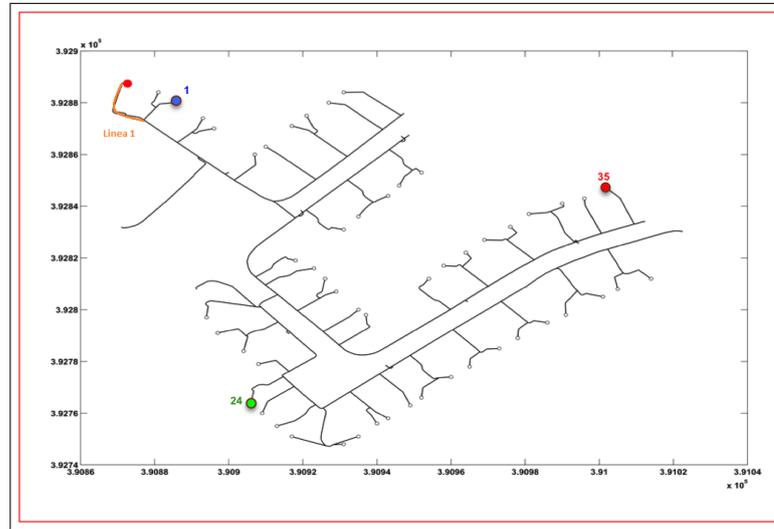


Figura 4.1: Posición de las cargas 1, 24, 35 y de la línea 1. Fuente: elaboración propia.

#### 4.1.1. Justificación de los escenarios 3 y 4

Como se ha visto en el experimento anterior, un exceso en la potencia instalada genera problemas relacionados con sobretensiones y sobreintensidades en las líneas. Por esta razón cabe hacerse la pregunta de cual sería la máxima cantidad de energía que se podría llegar a introducir sin rebasar estos umbrales de seguridad.

Se debe tener en cuenta que la potencia distribuida máxima que el circuito puede integrar depende de varios factores, especialmente de cómo es la distribución de potencia. Es decir, para una potencia total a distribuir determinada, podrán haber configuraciones de la red (reparto de aerogeneradores en los distintos nodos) en los que no hayan problemas, y configuraciones en los que sí puedan haber problemas. Esto parece lógico, pues si hubiera una concentración de aerogeneradores en alguna zona determinada, entonces se tendrían sobretensiones en esos nodos, lo que conllevaría una superación de los límites exigidos.

## Reparto de nodos y potencias a través del Método de Montecarlo

Para poder determinar la potencia máxima que un circuito puede albergar se deberían examinar todos los casos de distribución posible, lo cual acarrearía un problema de dimensiones desorbitadas. Es precisamente esta la razón por la cual en este estudio se utiliza el método de Montecarlo para hacer las simulaciones. Como se verá a continuación, este método permitirá recrear distintas distribuciones de potencia completamente aleatorias, con lo cual, al repetir las simulaciones, se podrá decir con cierta confianza si una distribución determinada sobrepasa los límites admitidos o no.

En definitiva el problema se podría resumir como lo siguiente: se buscará la potencia máxima que es posible instalar en el circuito, suponiendo algunas condiciones limitantes. Como en un principio no se puede conocer cuánta potencia instalará cada cliente, se simularán varios casos mediante el método de Montecarlo, y de esta manera se localizará cuál es la potencia máxima que soporta el circuito. Las distintas simulaciones serán realizadas a través del entorno de programación Matlab y del entorno de simulación de redes eléctricas OpenDSS. La Figura 4.2 muestra el esquema que se ha seguido a la hora de la implementación algorítmica. En resumidas cuentas, este algoritmo funciona como se explica: se intenta distribuir una potencia de terminada. Se utiliza el método de Montecarlo para aleatorizar 100 escenarios de la red diferentes. Se comprueba si alguno de estos escenarios sobrepasa los límites. En caso de que esto suceda, significará que este escenario no sirve, y se dispone a reducir la potencia a integrar. Este bucle finalizará cuando se encuentre una distribución cuyos 100 escenarios cumplan con las limitaciones de tensión y de intensidad.

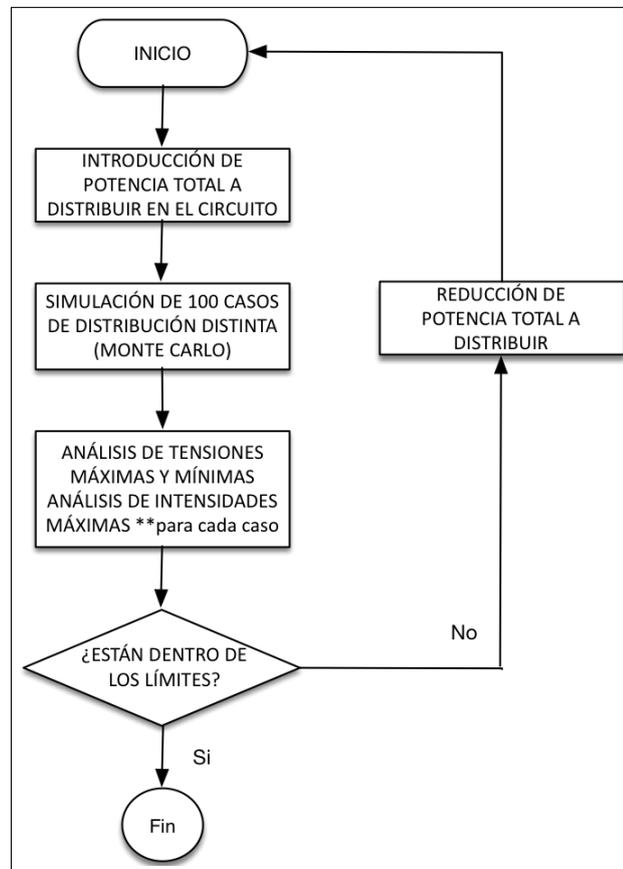


Figura 4.2: Diagrama de flujo de Montecarlo

Por otro lado, debido a que se ha comprobado que la limitación de potencia en cada nodo permite aumentar la cantidad de potencia que se puede integrar en la red, se han pensado los dos escenarios que se detallarán a continuación. En el escenario 3 la potencia vendrá limitada por la potencia contratada de cada nodo. En el escenario 4, la potencia vendrá limitada por la potencia contratada en cada nodo y además por una potencia de 5 kW.

## 4.2. Escenario 1

Se realizará una simulación del circuito en su estado inicial, es decir sin añadir ningún generador. Siendo  $P_i$  la potencia instalada en el nodo  $i$ , entonces la ecuación 4.1 describe este escenario:

$$P_i = 0 \quad \text{donde} \quad i \in [1, 2, \dots, 55] \quad (4.1)$$

En todos los escenarios se realizarán simulaciones anuales, sin embargo, debido a que por un lado no se integrarán aerogeneradores en esta sección y por otro lado, la curva de variación de las cargas es una curva diaria que se repite durante los 365 días del año no será necesario realizar la simulación de un año entero. En lugar de ello se simulará un solo día, obteniendo los datos de cada uno de los 1440 minutos.

### 4.2.1. Análisis de resultados: tensión

#### Tensiones máximas y mínimas alcanzadas

En la figura 4.3a se observan las tensiones máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red de prueba. En el eje de abscisas se representan los distintos nodos (55) y en el eje de ordenadas se representan las tensiones (por unidad). La curva roja representa las tensiones máximas obtenidas, la curva azul representa las tensiones mínimas, la línea horizontal superior representa la tensión máxima admisible y la línea horizontal inferior las tensiones mínimas admisibles.

#### Registro de tensiones en las cargas iniciales :1, 24 y 35

En la figura 4.3b se observa el registro de las tensiones para los nodos 1, 24 y 35, respetivamente en la figura azul, verde y rojo. En el eje  $X$  se representan los minutos del día y en el eje  $Y$  los valores de tensión obtenidos. La línea horizontal superior representa la tensión.

### 4.2.2. Análisis de resultados: intensidad

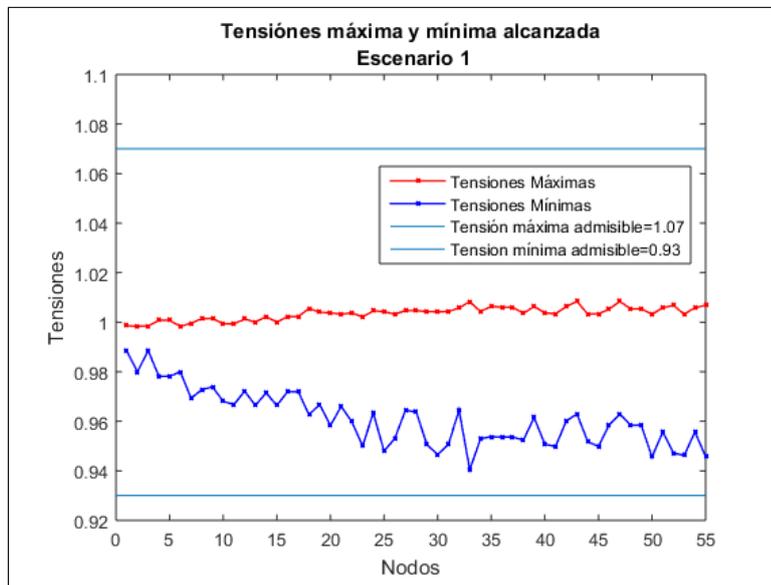
#### Cargas de las líneas máximas y mínimas

En la figura 4.4a se observan las intensidades máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión, en la imagen roja y azul respectivamente. En el eje de abscisas se representan las distintas líneas (39) y en el eje de ordenadas se representa la intensidad máxima y mínima obtenida. La línea

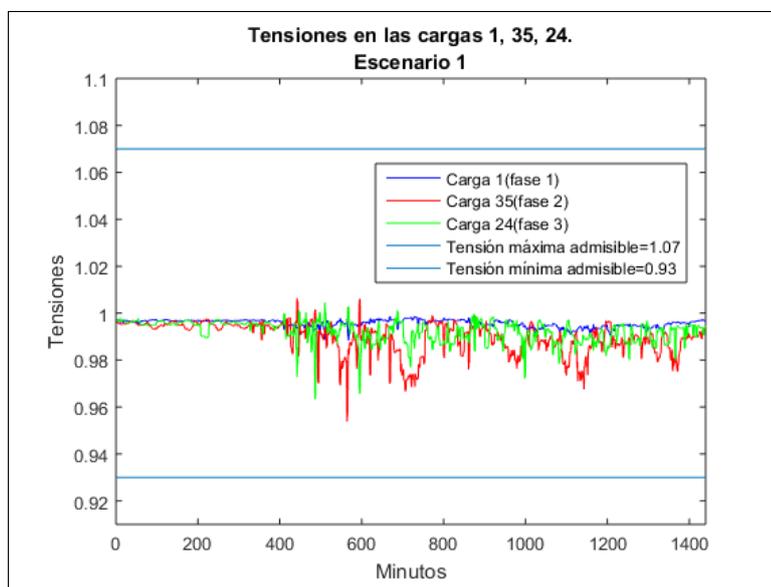
superior horizontal representa la intensidad máxima admisible. Los valores se han dividido por el límite de intensidad de cada línea.

### **Registro de valores de intensidad en la línea 1**

En la figura 4.4b se observan las cargas para las tres fases de la línea 1. Se escogió la primera línea porque es la que alcanza el valor más alto de carga. En el eje  $X$  se representan los minutos del día y en el eje  $Y$  los valores de la carga obtenida. Se observa también que los valores distan de la carga máxima admisible.

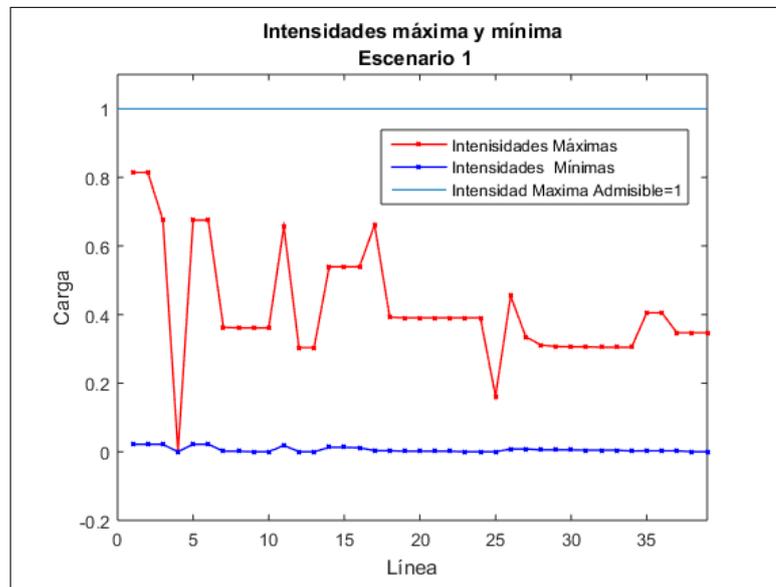


(a) Tensión máxima y mínima en los nodos. Fuente: elaboración propia

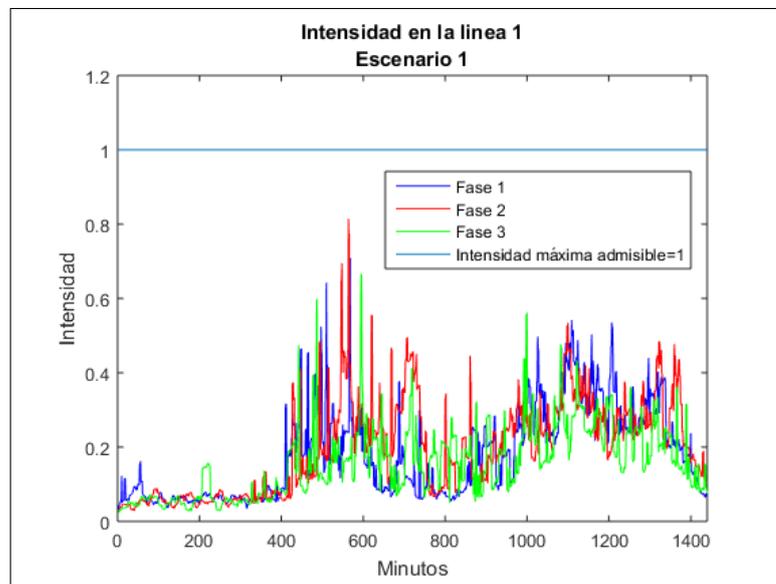


(b) Registro de tensiones en un día

Figura 4.3: Tensiones en el escenario 1. Fuente: elaboración propia



(a) Intensidades máxima y mínima en las líneas. Fuente: elaboración propia



(b) Intensidad en la línea 1

Figura 4.4: Intensidades en el escenario 1. Fuente: elaboración propia

### 4.2.3. Análisis de resultados: potencia y energía

#### Potencia activa y reactiva en el C.T.

En la figura 4.5 se observan la potencia activa y reactiva en el centro de transformación durante un día. En el eje  $x$  se representan los minutos del día. En azul se representa en  $kW$  la potencia activa, en rojo se representa la potencia reactiva en  $kVAr$ . Se observa en esta imagen que los valores se encuentran por encima del eje  $x$ , significando que la potencia fluye desde el transformador hacia el circuito.

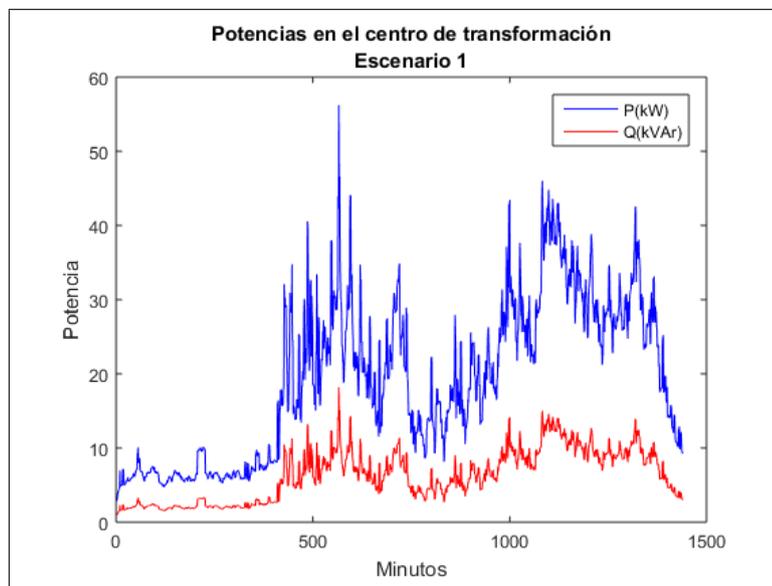


Figura 4.5: Potencia activa y reactiva que circula por el centro de transformación. Fuente: elaboración propia

#### Energía

A continuación se calculará la energía que circula por el centro de transformación. En la tabla 4.2 se observan la energía activa y reactiva transferida al circuito durante un día.

---

<b>Energía</b>	<b>Cantidad</b>
Activa	460 <i>kWh</i>
Reactiva	150,45 kVArh

---

Tabla 4.2: Estado inicial de energía en la red de distribución de prueba.  
Fuente: elaboración propia

Haciendo los cálculos para un año entero tendremos 168,000 kWh y 55,115 kVArh

#### 4.2.4. Conclusiones

Como se puede observar, tras los resultados obtenidos, vemos que no existe ninguna anomalía en el comportamiento del circuito. Las tensiones de todos los nodos se mantienen en todo momento dentro de los límites de  $\pm 7\%$ . Las tensiones de los nodos que se encuentran más cerca del centro de transformación son las que permanecen más estables a lo largo del día. En las cargas que están más alejadas del centro de transformación, como es de esperar es donde se producen las mayores caídas de tensión, sobre todo entre 8:00 y las 12:00 horas.

El porcentaje de carga en las líneas no supera en ningún momento el 100%. La línea que más llega a cargarse es la primera línea, la cual es lógico porque esta sale del transformador. Se puede observar también que la potencia siempre fluye en el mismo sentido, puesto que no existe generación en la red de distribución.

Por otro lado, se aprecia en el aspecto de las gráficas que coincide con el típico perfil de demanda de consumo residencial.

### 4.3. Escenario 2

Ya conocemos cuál es el estado inicial del circuito. El siguiente paso que se realizará será la integración de los generadores eólicos. Si en el escenario anterior no se integró potencia, en este escenario se integrará una cantidad de potencia que, como se verá resultará excesivo.

La normativa vigente determina que la potencia máxima a instalar será la de aquella que cada usuario tenga contratada. En este caso se obviará esta normativa y se instalarán 5 kW en cada vivienda. De esta manera se podrá observar como actuaría la red si cada cliente instalara un aerogenerador de esta potencia, de tal forma que se pueda tener una referencia de lo que sería un exceso de energía inyectada en la red. En el contexto de este proyecto, este escenario representaría la situación contraria del caso anterior. Se decidió escoger una potencia a instalar de 5 kW debido a que esta era la potencia máxima de la familia de aerogeneradores que se han utilizado.

Si en el caso anterior se utilizaron perfiles diarios, en este caso (y en los siguientes), debido a las variaciones que tiene la velocidad del viento a lo largo del año, las simulaciones a realizar serán anuales. Es decir, se resolverán los circuitos para cada una de las 8760 horas del año.

Las ecuaciones que definirían este escenario serían las siguientes. Siendo  $P_i$  la potencia instalada en el nodo  $i$ , y siendo la potencia total instalada la suma de todas estas potencias, entonces la ecuación 4.2 describe este escenario:

$$P_i = 5kW \quad \text{donde} \quad i \in [1, 2, \dots, 55] \quad (4.2)$$

$$\text{Potencia Total Integrada} = \sum_{i=1}^{55} P_i = 275kW \quad (4.3)$$

A continuación se muestran los resultados obtenidos.

#### 4.3.1. Análisis de resultados: tensión

##### Tensiones máximas y mínimas alcanzadas

En la figura 4.6a se observan las tensiones máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión. Como en la imagen homóloga del apartado

anterior, el eje de abscisas se corresponde con los nodos y en la ordenada se representan las tensiones máximas y mínimas obtenidas (divididas por la tensión nominal), en color rojo y azul respectivamente. En líneas horizontales se expresan los valores que denotan sus límites.

Se aprecia que gran parte de estos nodos superan los límites admitidos, sobre pasando en algunos casos más de un 10 % de la tensión nominal.

Por otro lado, el grado de variación de la tensión respecto de la nominal, aumenta a medida que se aleja del nodo situado en el centro de transformación.

### **Registro de tensiones en las cargas iniciales :1, 24 y 35**

En la figura 4.7 observamos tres situaciones. En todas ellas se representa en la ordenada el valor de las tensiones obtenidas en los nodos 1,24 y 35, respectivamente azul, rojo y verde.

En la subimagen 4.7a se representan las tensiones en los nodos a lo largo de todo un año. Es decir, el eje de abscisa representa las horas de todo el año. Recordando a lo dicho anteriormente, el nodo uno está situado más cerca del nodo, el nodo 24 a medio camino y el nodo 35 está al final del circuito de prueba. Esto se puede ver claramente en la imagen, ya que los valores más altos de tensión son en los nodos 35,24 y 1, lo cual es coherente. Se puede observar, que solamente el nodo 35 mantienen sus niveles de tensión por encima de los límites permitidos. Los otros dos nodos, aunque aumenta los niveles de tensión, no llegan a sobrepasar dichos límites.

Para una mejor comprensión de lo que sucede, se representa en las subimágenes 4.7b y 4.7c lo que sucede en los meses de Febrero y de Diciembre, respectivamente. Se ha seleccionado el mes de Febrero porque en este se obtienen los máximos valores en velocidad de viento, y Diciembre por lo contrario. Se observa que efectivamente, en el mes de Febrero los valores de tensión en la carga 35 se acercan a la línea superior horizontal (límite admitido) y en el mes de Diciembre no.

### 4.3.2. Análisis de resultados: intensidad

#### Cargas de las líneas máximas y mínimas

En la figura 4.6b se observan las intensidades máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión. En la abscisa se representa las distintas líneas y en la ordenada se representa la intensidad dividida por la intensidad límite del tipo cable que esta tendido en cada una de las líneas. Se puede observar que los valores de intensidad llegan a casi triplicar el umbral exigido en la primera línea. Se observa también que la línea número cuatro, al no estar operativa siempre se mantiene en cero.

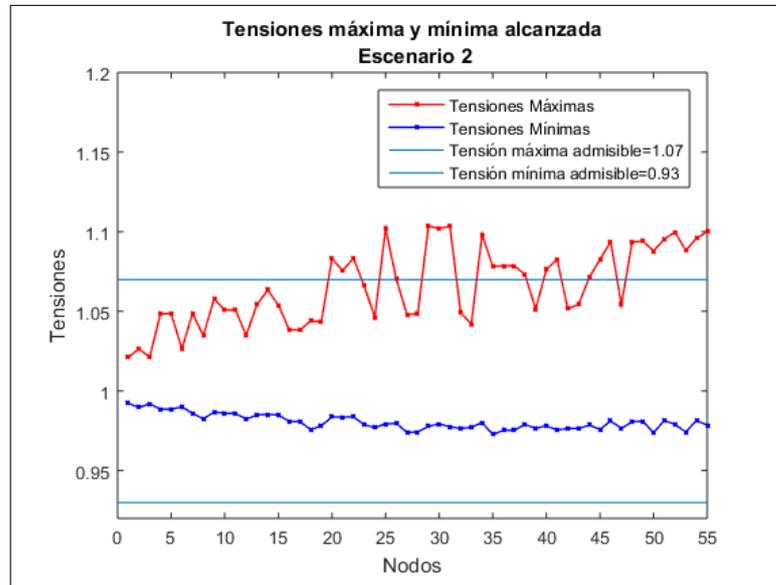
Como es lógico, a medida que nos alejamos de la línea uno los valores de la intensidad van disminuyendo.

#### Registro de valores de intensidad en la línea 1

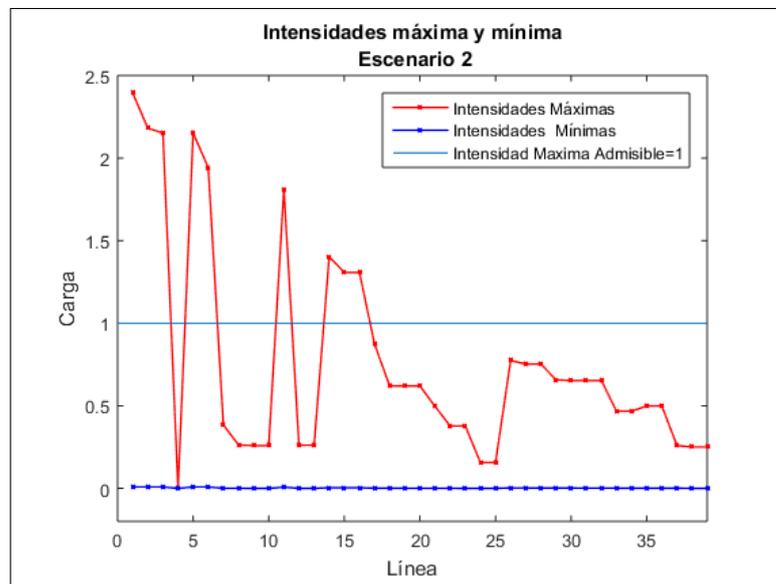
En la figura 4.8 observamos tres situaciones. En todas ellas se representa en la ordenada el valor de la intensidad obtenida en la línea 1. En distintos colores se representan las distintas fases, las cuales están tendidas a lo largo de esta línea.

En la subimagen 4.16a se representan las intensidades en la línea a lo largo de todo un año. Es decir, el eje de abscisa representa las horas de todo el año. Recordando a lo dicho anteriormente, la línea uno es la primera línea, la que nace el centro de transformación, con lo cual llevará la mayor carga de intensidad. Se observa en esta gráfica que la fase uno llega a un valor de sobrecarga de 2,5, lo cual representa una gran sobrecarga. Las tres fases se ven muy sobrecargadas.

Para una mejor comprensión de lo que sucede, se representa en las subimágenes 4.16b y 4.16c lo que sucede en los meses de Febrero y de Diciembre, respectivamente. Se observa aquí también que los niveles de intensidad en el mes de Diciembre son inferiores a los obtenidos en el mes de Febrero.

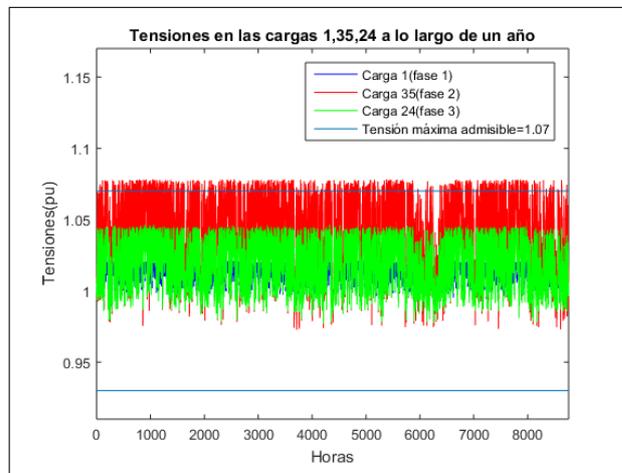


(a) Tensión máxima y mínima en los nodos. Fuente: elaboración propia

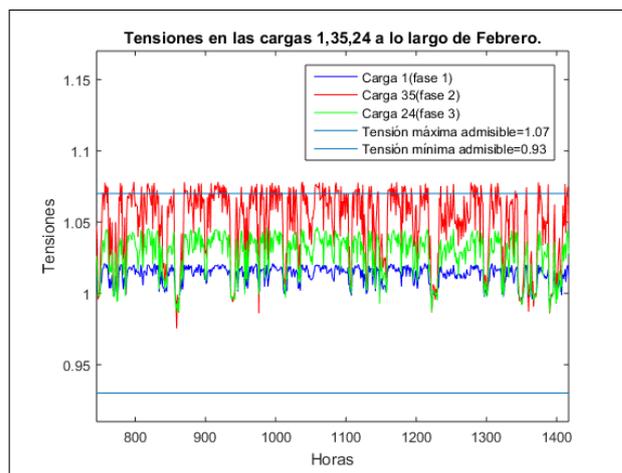


(b) Intensidades máxima y mínima en las líneas

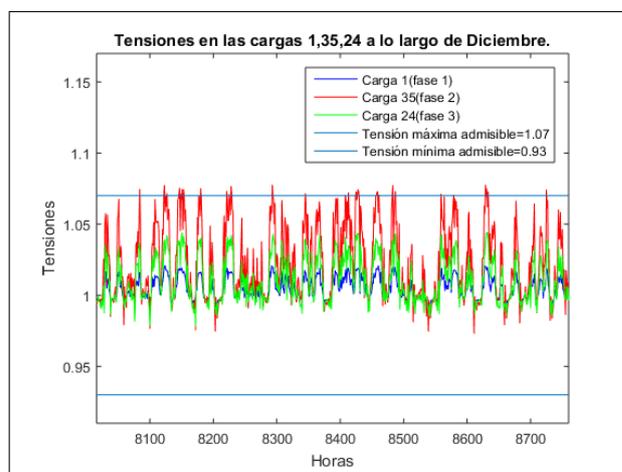
Figura 4.6: Tensiones máximas y mínimas en el escenario 2. Fuente: elaboración propia



(a) Anual

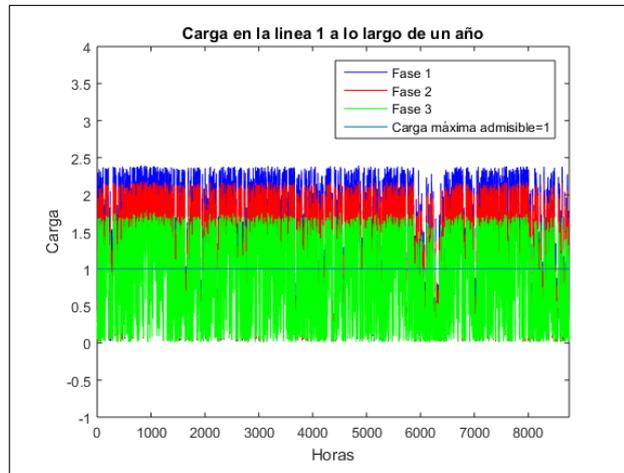


(b) Febrero

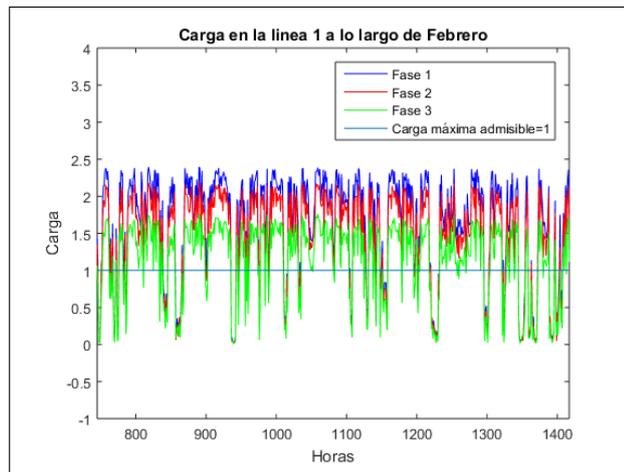


(c) Diciembre

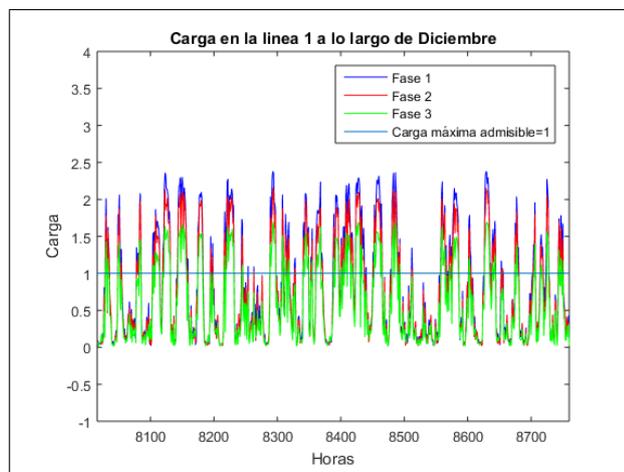
Figura 4.7: Tensiones en las cargas 1,24 y 35 durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 2. Fuente: elaboración propia



(a) Anual



(b) Febrero



(c) Diciembre

Figura 4.8: Intensidades durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 2. Fuente: elaboración propia

### 4.3.3. Análisis de resultados: potencia y energía

#### Potencia activa y reactiva en el C.T.

En la figura 4.9, como en los casos anteriores se observan tres situaciones. Se representa el valor de la potencia activa (azul) y de la potencia reactiva (rojo) en el centro de transformación a lo largo de todas las horas del año. Como para los otros caso se representa en 4.16a para todo el año y en las subimágenes 4.9b y 4.9c para los meses de Febrero y Diciembre.

Estas imágenes muestran que la potencia generada es excesiva, y por ello casi toda la potencia es negativa, es decir, se exporta del circuito hacia afuera. Como ya se esperaba que sucediera los valores de reactiva permanecen prácticamente constantes. Esto se debe a que los aerogeneradores, conectados mediante los inversores, no generan ni consumen energía reactiva. Los cambios que puedan denotarse serán debidos a la inductancia de las líneas.

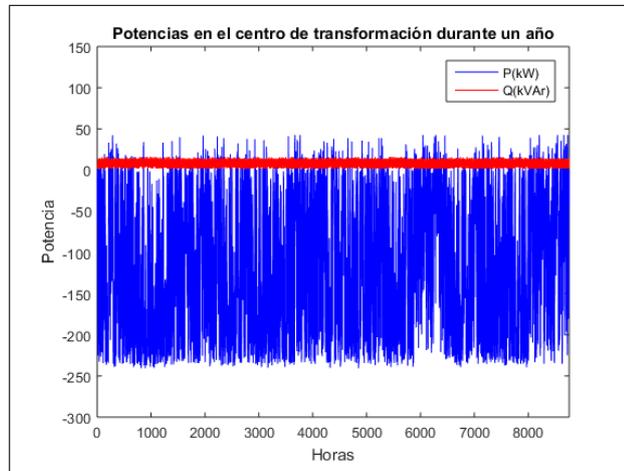
En estas imágenes también se aprecia que durante el mes de Diciembre se exporta menos energía que durante el mes de Febrero.

#### Energía

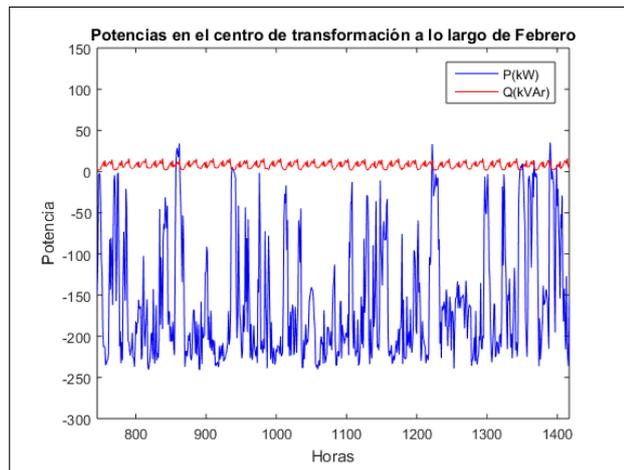
El balance de energía obtenido es el siguientes:

	Energía
Activa	$-1,040144 \times 10^6 \text{ kWh}$
Reactiva	$6,3565 \times 10^4 \text{ kVarh}$

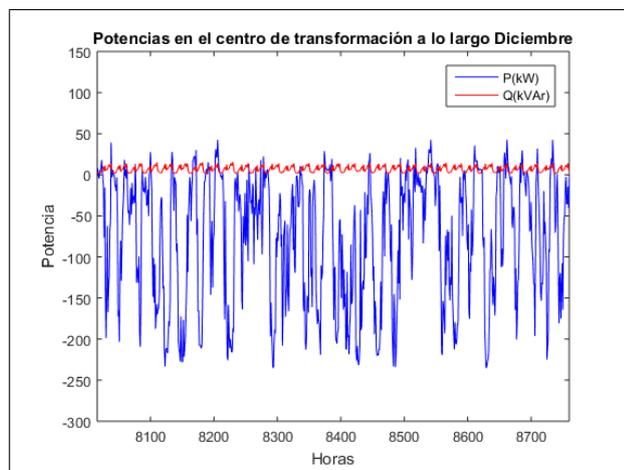
Tabla 4.3: Balance anual de energía. Escenario 2. Fuente: Elaboración propia.



(a) Anual



(b) Febrero



(c) Diciembre

Figura 4.9: Flujo de potencias activa y reactiva en C.T. durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 2. Fuente: Elaboración propia

#### 4.3.4. Conclusiones

Tras el análisis de los datos registrados, es posible observar todos los problemas técnicos que supondría una penetración tan grande de energía eólica en la red de distribución. El límite de  $\pm 7\%$  de tensión se ve superado en la mayoría de los nudos al menos en algún momento del año. Esto es debido a que la inyección de potencia activa por los generadores eleva la tensión en esos mismos nudos. Los pocos nudos en los que se mantiene la tensión dentro del límite son los más cercanos al Centro de Transformación. Aunque la mayoría de las líneas no llegan a sobrecargarse, sí lo hacen las líneas más cercanas al Centro de Transformación (que son las que transportan la mayor parte de la energía). Estas llegan a alcanzar valores que llegan a duplicar su intensidad nominal. En la gráfica de potencia se puede observar que el flujo de potencia es mayoritariamente negativo, es decir, el circuito se comporta la gran mayoría del tiempo como exportador de energía, llegando a exportar aguas arriba del transformador hasta 250 kW, y haciendo un total de energía activa exportada al año de  $1,040144 \times 10^6 kWh$ . En cuanto a la potencia reactiva, se puede apreciar que no existe un cambio significativo con respecto al estado inicial del circuito. Tras esta serie de observaciones, se puede concluir que es imposible para esta red de distribución, y con estas características de viento, albergar tanta potencia, y que se deben hacer modificaciones en la red o reducir la potencia para una correcta integración.

#### 4.4. Escenario 3

Como ya se ha especificado, en este experimento se limitará la potencia a repartir por la potencia contratada. Es decir, el problema viene descrito por el conjunto de ecuaciones 4.6. La  $P_i$  la potencia instalada en el nodo  $i$ , la potencia total instalada la suma de todas estas potencias y la  $P_{contratada}$  es la potencia contratada en cada nodo.

$$P_i = P_{contratada} \quad \text{donde} \quad i \in [1, 2, \dots, 55] \quad (4.4)$$

$$\text{Potencia Total Integrada} = \sum_{i=1}^{55} P_i = \sum_{i=1}^{55} P_{contratada} = 343kW \quad (4.5)$$

Esto significará, que si una vivienda tiene contratada 12 kW, entonces podrá instalar hasta 12 kW. En otras, palabras se tendrá que para cada nodo  $P_{limite} \leq P_{contratada}$ , en donde  $P_{limite}$  es la potencia límite a instalar por un nodo determinado y  $P_{contratada}$  es la potencia contratada en ese nodo. Se observa en la tabla 4.4 las potencias contratada por cada nodo.

Nodo	Potencia contratada (kW)	Nodo	Potencia contratada (kW)
1	3	29	9
2	6	30	11
3	5	31	3
4	3	32	5
5	3	33	13
6	10	34	4
7	3	35	6
8	4	36	4
9	9	37	3
10	3	38	6
11	12	39	3
12	10	40	3
13	4	41	13
14	7	42	8
15	4	43	2
16	2	44	9
17	10	45	4
18	10	46	4
19	4	47	3
20	13	48	4
21	9	49	9
22	2	50	11
23	11	51	4
24	9	52	3
25	4	53	3
26	9	54	3
27	6	55	8
28	10	TOTAL	343

Tabla 4.4: Potencia contratada por vivienda. Fuente: elaboración propia

En este escenario, la especificaciones del algoritmo 4.2 son las siguientes: se comenzó con una integración de 150 kW. El descenso se realizó con incrementos de dos en dos. Para cada potencia se realizaron 100 combinaciones diferentes, sin embargo, el algoritmo pasaba al siguiente valor de potencia desde que encontraba un valor que no estaba dentro de los límites. **Para este experimento se obtuvo un resultado de: 66 kW.**

Por otro lado se debe aclarar que los valores que se mostrarán, tanto en este escenario 3 como en el escenario 4 son los correspondientes a aquella distribución que alcanzó mayores valores de tensión dentro de la primera potencia admitida por el algoritmo.

### 4.4.1. Análisis de resultados: tensión

#### Tensiones máximas y mínimas alcanzadas

En la figura 4.10a se observan las tensiones máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión. El eje de abscisas se corresponde con los nodos y en la ordenada se representan las tensiones máximas y mínimas obtenidas (divididas por la tensión nominal), en color rojo y azul respectivamente. En líneas horizontales se expresan los valores que denotan sus límites.

Se aprecia que todas las tensiones están en el rango admitido. Además, el grado de oscilación entorno a la unidad es casi inapreciable, no obstante, se observa cierta tendencia positiva a medida que nos alejamos del centro de transformación.

#### Registro de tensiones en las cargas iniciales :1, 24 y 35

En la figura 4.11 observamos las tres situaciones correspondientes a los nodos 1, 24 y 35 a lo largo de todo un año, Febrero y Diciembre correspondientemente. En todas ellas se representa en la ordenada el valor de la tensión obtenidas en los nodos 1, 24 y 35, respectivamente azul, rojo y verde.

Se observa que están dentro de los límites exigidos y además no se aprecian oscilaciones significativas para ninguna de los tres nodos representados. Tampoco se observan grandes diferencias entre los meses de Febrero y Diciembre.

### 4.4.2. Análisis de resultados: intensidad

#### Cargas de las líneas máximas y mínimas

En la figura 4.10b se observan las intensidades máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión. Como ya se ha explicado, en la abscisa se representa las distintas líneas y en la ordenada se representa la intensidad dividida por la intensidad límite del tipo cable que está tendido en cada una de las líneas.

Se observa cómo la intensidad está ahora muy por debajo de los valores admitidos. El perfil de intensidad obtenido es muy parecido al de la imagen 4.6b, sin embargo ahora se encuentra dentro de los límites admitidos.

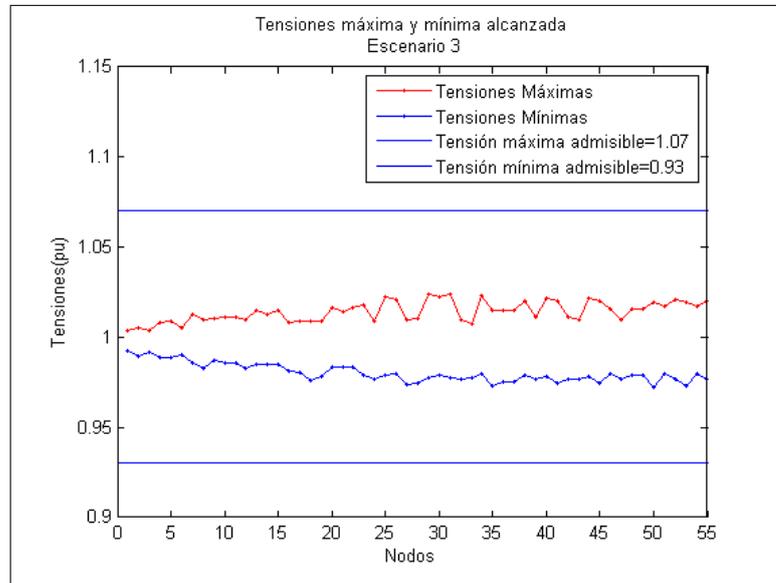
El nivel de máxima intensidad se obtiene, como es lógico para la línea uno, siendo este de 0,6 veces la intensidad máxima admitida por esta línea.

### **Registro de valores de intensidad en la línea 1**

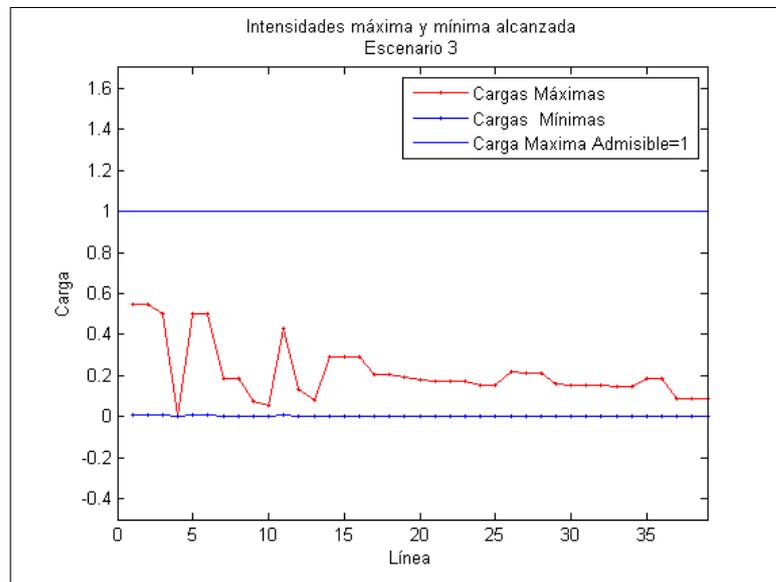
En la figura 4.12 observamos las tres situaciones correspondientes al año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Como se ha hecho hasta ahora, en todas ellas se representa en la ordenada el valor de la intensidad obtenida en la línea 1. En distintos colores se representan las distintas fases, las cuales están tendidas a lo largo de esta línea.

En la subimagen 4.12a se representan las intensidades en la línea a lo largo de todo un año. Es decir, el eje de abscisa representa las horas de todo el año. Recordando a lo dicho anteriormente, la línea uno es la primera línea, la que nace el centro de transformación, con lo cual llevará la mayor carga de intensidad.

Se observa en esta gráfica que la fase 2 llega a un valor máximo de carga de 0,6. Por otro lado no se observan muchas diferencias entre los meses de Febrero y Diciembre.

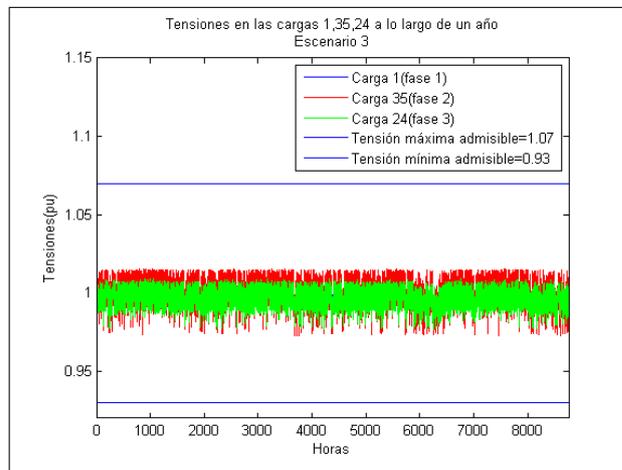


(a) Tensión máxima y mínima en los nodos. Fuente: elaboración propia

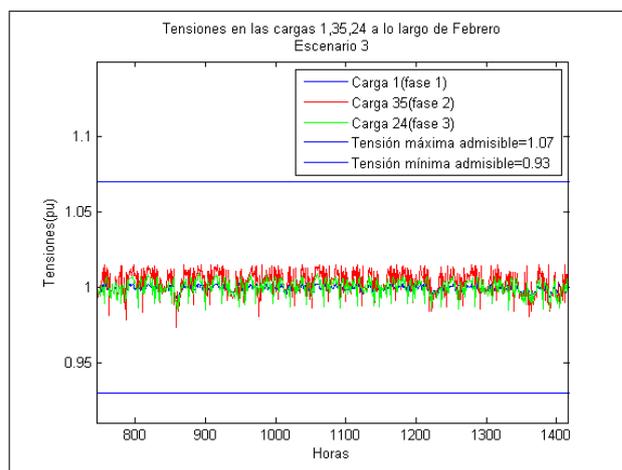


(b) Intensidades máxima y mínima en las líneas

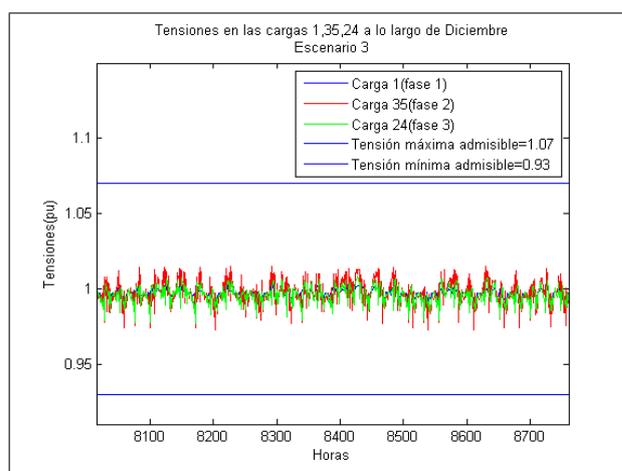
Figura 4.10: Tensiones máximas y mínimas en el escenario 3. Fuente: elaboración propia



(a) Anual

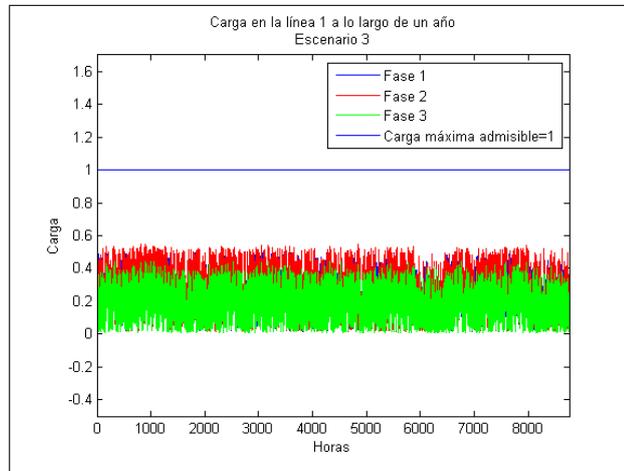


(b) Febrero

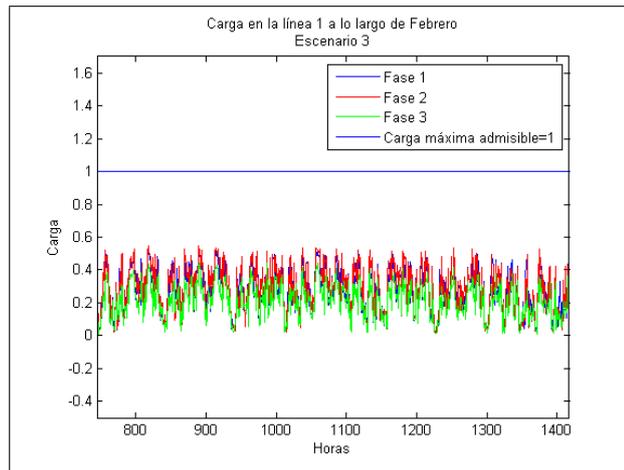


(c) Diciembre

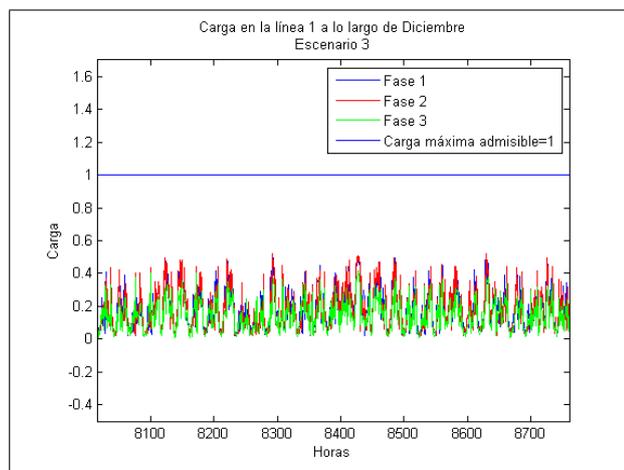
Figura 4.11: Tensiones en las cargas 1,24 y 35 durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 3. Fuente: elaboración propia



(a) Anual



(b) Febrero



(c) Diciembre

Figura 4.12: Intensidades durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 3. Fuente: elaboración propia

### 4.4.3. Análisis de resultados: potencia y energía

#### Potencia activa y reactiva en el C.T.

En la figura 4.13, como en los casos anteriores se observan tres situaciones. Se representa el valor de la potencia activa (azul) y de la potencia reactiva (rojo) en el centro de transformación a lo largo de todas las horas del año. Como para los otros caso se representa en 4.12a para todo el años y en las subimágenes 4.13b y 4.13c para los meses de Febrero y Diciembre.

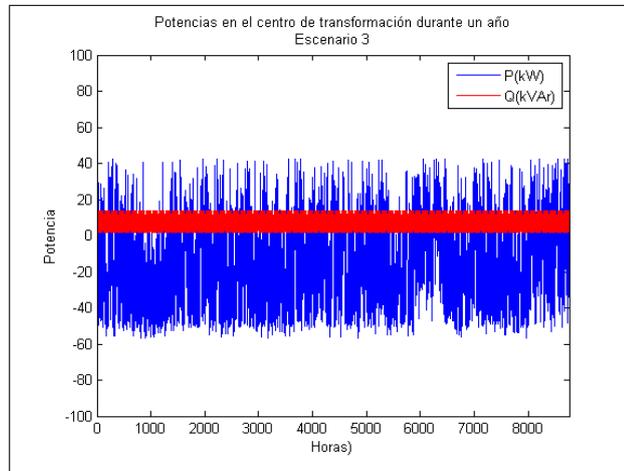
Se desprende de estas imágenes que la potencia generada sigue siendo excesiva. No obstante, se ha disminuido considerablemente la cantidad exportada respecto del caso anterior. En el escenario 2 se llegó a exportar una potencia de casi 250kW y en este escenario no llega a los 60 kW.

#### Energía

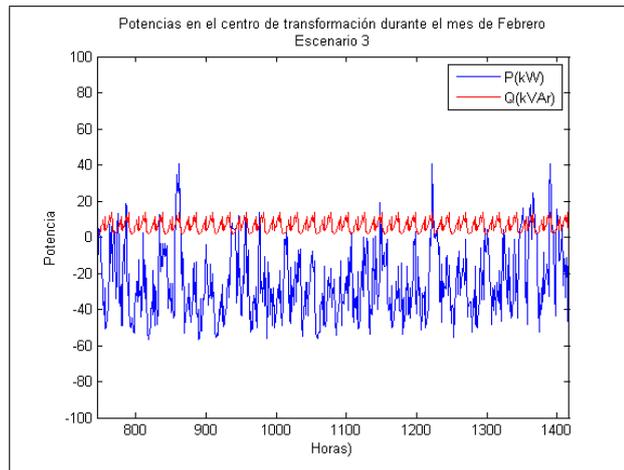
El balance de energía obtenido es el siguientes:

Energía	
Activa	-134,000 <i>kWh</i>
Reactiva	54,753 <i>kVarh</i>

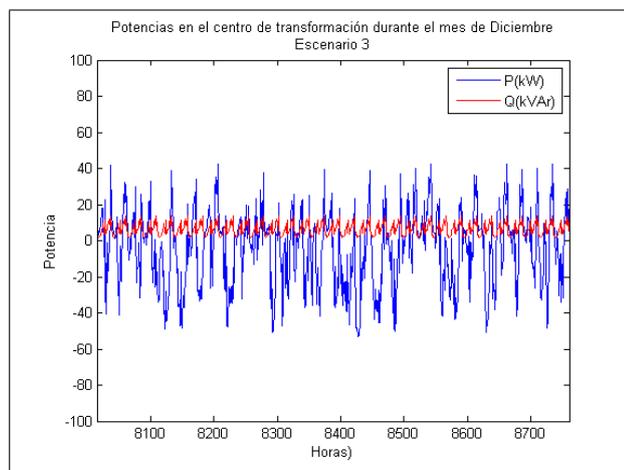
Tabla 4.5: Balance anual de energía. Escenario 3. Fuente: Elaboración propia.



(a) Anual



(b) Febrero



(c) Diciembre

Figura 4.13: Flujo de potencias activa y reactiva en C.T. durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 3. Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.4. Conclusiones

En este escenario se consiguió integrar un potencia de 66 kW. Tras el análisis de los datos registrados, es posible observar que todos los problemas técnicos que aparecían en el escenario 2 han desaparecido. Todas las tensiones permanecen dentro de los umbrales admitidos, así como los valores de intensidad. La potencia activa sigue saliendo negativa, es decir, en el sentido de la exportación, sin embargo, debido a que la intención de este escenario es sencillamente cumplir con las restricciones en tensión y en intensidad, esto no supone ningún problema. Los valores tan altos de energía generada pueden verse justificados por las numerosas horas de viento que tienen los perfiles de viento seleccionados. Con respecto a la energía total exportada, esta asciende a un total de energía activa exportada al año de  $-134,000$  kWh.

## 4.5. Escenario 4

En el escenario 3 se limitó la potencia a instalar con la potencia contratada. En este apartado se añadirá la restricción de que no se podrá superar el límite impuesto por la potencia de 5 kW.

Las ecuaciones que definirían este escenario serían las siguientes. Siendo  $P_i$  la potencia instalada en el nodo  $i$ , y siendo la potencia total instalada la suma de todas estas potencias, entonces la ecuación 4.2 describe este escenario:

$$P_i = \min\{P_{contratada}, 5\} \quad \text{donde } i \in [1, 2, \dots, 55] \quad (4.6)$$

$$\text{Potencia Total Integrada} = \sum_{i=1}^{55} P_i = 229kW \quad (4.7)$$

es decir, la potencia instalada  $P_i$  será el menos de del par de números formado por  $\{P_{contratada}, 5\}$ . En este caso, la máxima potencia que se podrá integrar será de 229 kW. **Los resultados obtenidos en esta situación han sido de: 72 kW** lo cual representa una mayor integración potencia con respecto al caso anterior, en el que no se limitó la potencia. A continuación se muestran los resultados obtenidos.

### 4.5.1. Análisis de resultados: tensión

#### Tensiones máximas y mínimas alcanzadas

En la figura 4.14a se observan las tensiones máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión. Como en la imagen homóloga del apartado anterior, el eje de abscisas se corresponde con los nodos y en la ordenada se representan las tensiones máximas y mínimas obtenidas (divididas por la tensión nominal), en color rojo y azul respectivamente. En líneas horizontales se expresan los valores que denotan sus límites.

Como es de esperar, todos los valores se encuentran dentro de los límites exigidos.

En este escenario se observan más oscilaciones en las tensiones. Esto puede estar ocasionado por el hecho de que se puede integrar algo más de potencia,

aunque también es posible que sea simplemente un caso puramente aleatorio en el que la tensión oscila más de lo normal.

### **Registro de tensiones en las cargas iniciales :1, 24 y 35**

En la figura 4.15 se observa tres situaciones. En todas ellas se representa en la ordenada el valor de la tensión obtenidas en los nodos 1,24 y 35, respectivamente azul, rojo y verde.

En estas imágenes se vuelve a observar que todos los valores de tensión están dentro de los valores permitidos.

## **4.5.2. Análisis de resultados: intensidad**

### **Cargas de las líneas máximas y mínimas**

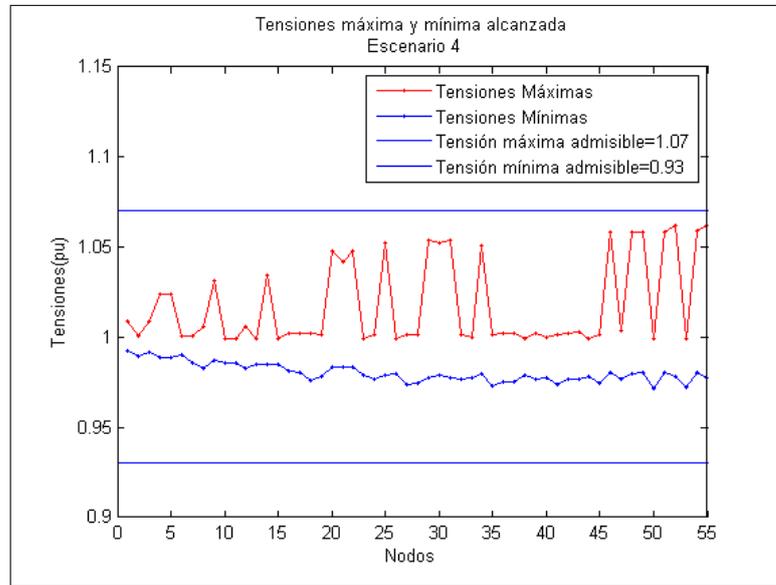
En la figura 4.14b se observan las intensidades máximas y mínimas alcanzadas dentro de la red en cuestión. En la abscisa se representa las distintas líneas y en la ordenada se representa la intensidad dividida por la intensidad límite del tipo cable que esta tendido en cada una de las líneas. Se puede observar que los valores de intensidad se encuentran dentro de los límites para las 39 líneas de la red. Se observa también que la línea número cuatro, al no estar operativa siempre se mantiene en cero.

### **Registro de valores de intensidad en la línea 1**

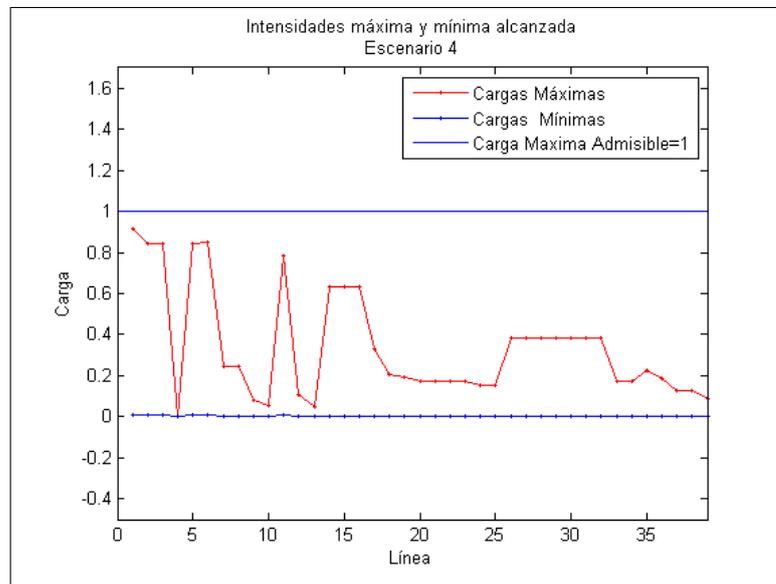
En la figura 4.16 se observan las tres situaciones que se han ido representando en todos los escenarios. En todas ellas se representa en la ordenada el valor de la intensidad obtenida en la línea 1. En distintos colores se representan las distintas fases, las cuales están tendidas a lo largo de esta línea.

Se observa que todos los niveles de intensidad están dentro de los límites permitidos. También se observa que respecto de los valores obtenidos en el escenario 3 ha habido un aumento considerable en los valores de intensidad.

Por otra parte, se observa que la fase 1 está especialmente sobrecargada. Esto puede deberse a diferentes motivos.

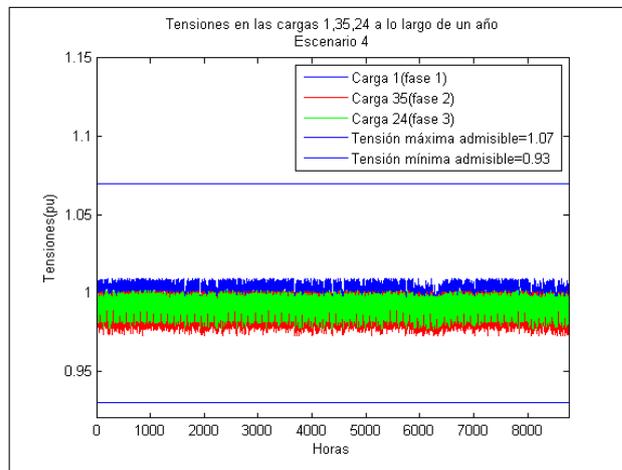


(a) Tensión máxima y mínima en los nodos. Fuente: elaboración propia

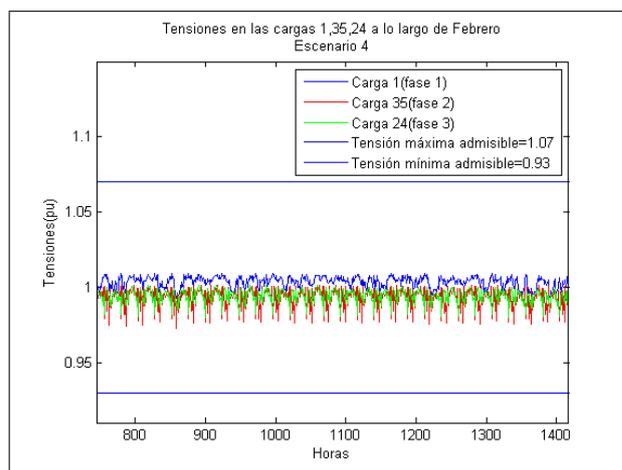


(b) Intensidades máxima y mínima en las líneas

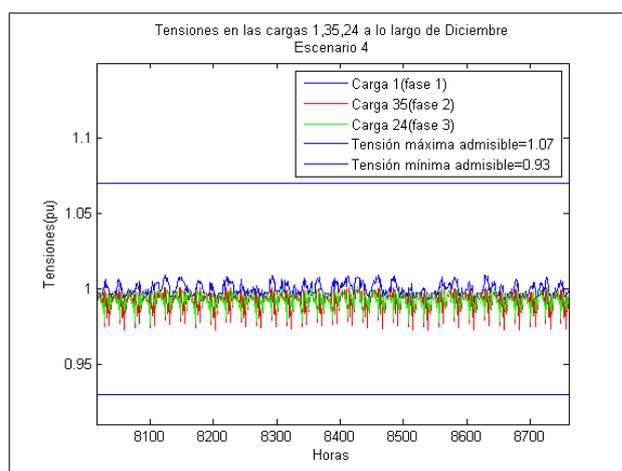
Figura 4.14: Tensiones máximas y mínimas en el escenario 4. Fuente: elaboración propia



(a) Anual

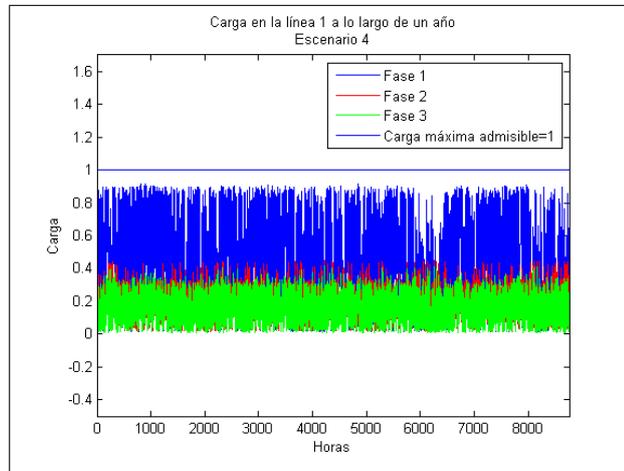


(b) Febrero

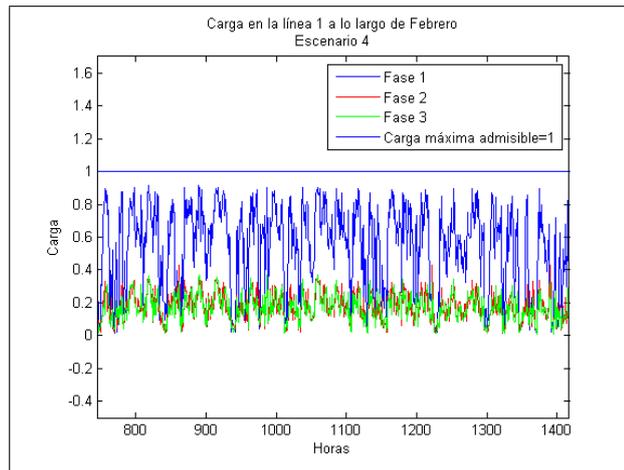


(c) Diciembre

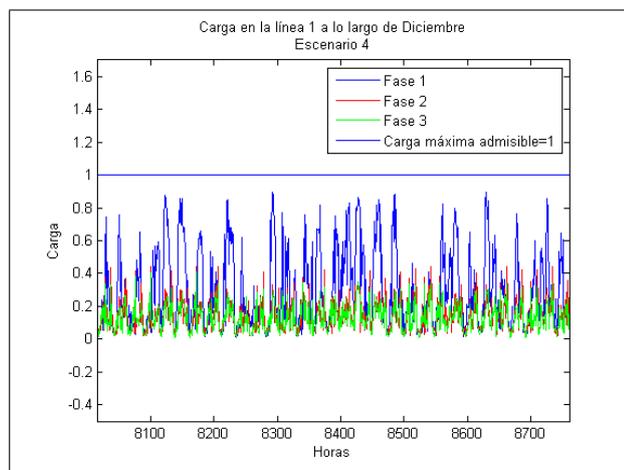
Figura 4.15: Tensiones en las cargas 1,24 y 35 durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 4. Fuente: elaboración propia



(a) Anual



(b) Febrero



(c) Diciembre

Figura 4.16: Intensidades durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 4. Fuente: elaboración propia

### 4.5.3. Análisis de resultados: potencia y energía

#### Potencia activa y reactiva en el C.T.

En la figura 4.17, como en los casos anteriores se observan tres situaciones. Se representa el valor de la potencia activa (azul) y de la potencia reactiva (rojo) en el centro de transformación a lo largo de todas las horas del año. Como para los otros casos se representa en 4.17a para todo el año y en las subimágenes 4.17b y 4.17c para los meses de Febrero y Diciembre.

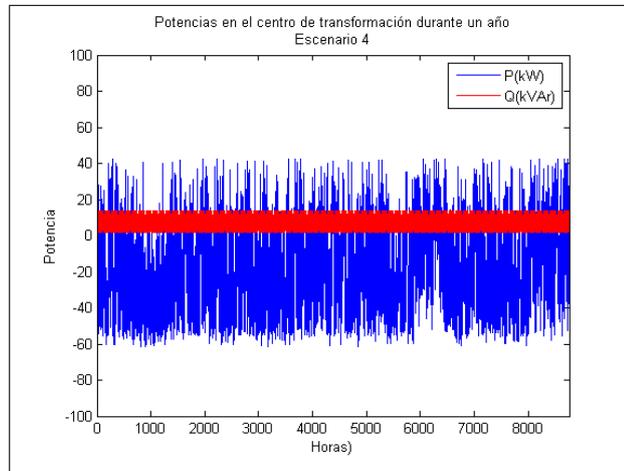
Debido a que se está integrando más potencia que en el escenario 3, la potencia activa negativa es algo mayor que en el caso anterior.

#### Energía

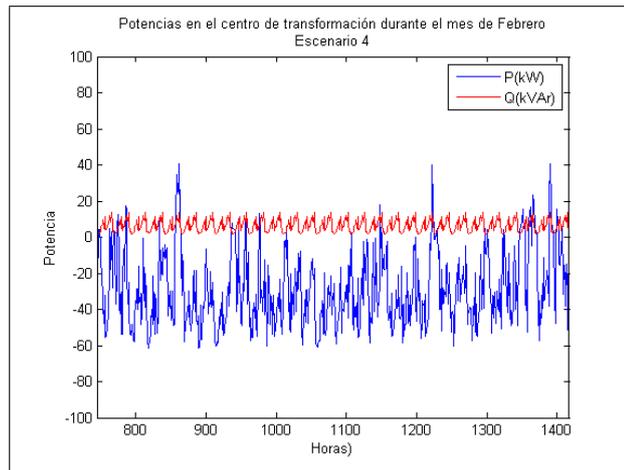
El balance de energía obtenido es el siguientes:

Energía	
Activa	$-158,214 \text{ kWh}$
Reactiva	$55,126 \text{ kVarh}$

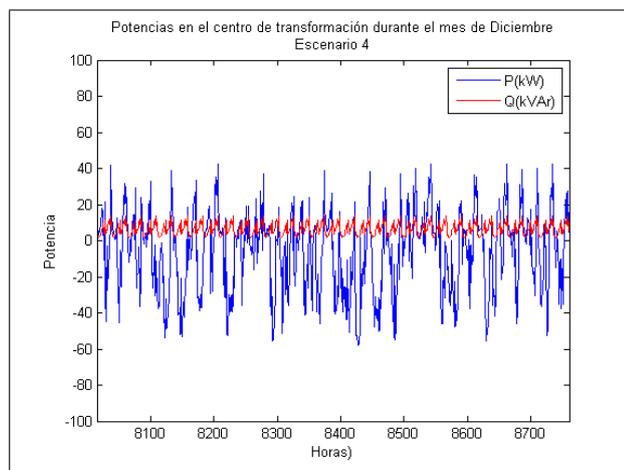
Tabla 4.6: Balance anual de energía. Escenario 4. Fuente: Elaboración propia.



(a) Anual



(b) Febrero



(c) Diciembre

Figura 4.17: Flujo de potencias activa y reactiva en C.T. durante un año, el mes de Febrero y el mes de Diciembre. Escenario 4. Fuente: Elaboración propia

#### 4.5.4. Conclusiones

A la vista de los resultados se infiere que la potencia máxima a instalar será de 72 kW cuando se limita 5 kW. En el otro caso, la potencia máxima a instalar es de 66 kW. El factor limitante es la carga a las que se ven sometidas las distintas líneas. Esto es debido a que la tensión suele entrar antes que la intensidad en el umbral de lo permitido. Por otra parte, se ha visto que en los dos casos, la potencia circulaba en sentido contrario, es decir, se funcionaba como exportador de energía. Las tensiones en todos los nodos han quedado dentro de los límites, así como las intensidades.

Por otro lado se desprende de este escenario, que limitando la potencia se consigue integrar mayor cantidad de potencia en el circuito. Cabría la posibilidad de calcular aquella potencia limitante que posibilitaría la mayor integración de aerogeneradores.



# Capítulo 5

## Conclusiones

### 5.1. Comparativa de resultados obtenidos

En este capítulo se presenta la simulación de los cuatro casos estudiados en el capítulo anterior. La tabla 5.1 muestra el resumen de los casos estudiados.

Escenarios	Potencia Instalada	Energía Activa	$V < 7\%$	$I < 1$
Caso 1	0 kW	168000 kWh	No hay sobrecarga	No hay sobrecarga
Caso 2	275 kW	-1,040,144 kWh	Sobrecarga	Sobrecarga
Caso 3	66 kW	-134,000 kWh	No hay sobrecarga	No hay sobrecarga
Caso 4	72 kW	-158,214 kWh	No hay sobrecarga	No hay sobrecarga

Tabla 5.1: Resumen de los distintos casos. Fuente: elaboración propia

Como se observa en las tablas, cuando se integra la máxima cantidad de potencia existen serios problemas asociados a los umbrales límite tanto en los nodos como en las líneas. Este estudio revela la importancia que tiene la regulación de la potencia máxima a integrar en cada nodo.

### 5.2. Algunas observaciones sobre los resultados obtenidos

- La producción mediante generadores eólicos causa un aumento de la tensión sobre todo en aquellos nudos donde se encuentren instalados los generadores, pero este aumento también afecta a los nudos cercanos.

- Las variaciones de tensión son mayores en los nudos más alejados del centro de transformación, y menor en los más cercanos. Esto se debe a que en el centro de transformación es donde se encuentra el nudo balance del circuito, que estabiliza la tensión de los nudos más próximos a él.
- Se ha visto en el caso de instalación de potencia máxima que la mayoría de los nodos sobrepasaba la tensión límite y la mayoría de las líneas quedaban sobrecargadas. Por esta razón, para integrar potencia eólica en la red es necesario realizar un estudio previo, para averiguar cual es la potencia máxima que dicha red es capaz de aceptar.
- Se consiguió una penetración de energía eólica en la red garantizando la calidad de suministro de 66 kW cuando simplemente se limitada con la potencia contratada. Sin embargo, cuando se limita la potencia con 5 kW , aumenta la capacidad de integración en la red a un 72 kW. Esto infiere que se consiguen ventajas al limitar la potencia de energía eólica por nodo. Una línea futura de investigación podría estudiar que límite de potencia implicaría la mayor integración de energía posible.
- En todos los casos en los que se integró potencia el circuito funcionó como exportador de energía eléctrica. Esto es debido a que se han utilizado perfiles de viento que tienen una alta velocidad a lo largo de tiempo.
- El factor que está limitando la integración de una potencia mayor es la sobrecarga de la línea que sale del centro de transformación. Una medida para aumentar la capacidad de integración de energía eólica del circuito sería la sustitución de esta línea por una con mayor intensidad admisible.
- La variación en cuanto a la circulación de energía reactiva en el circuito es insignificante. Esto se debe a que la energía producida por los generadores se conecta a la red a través de inversores. Estos inversores se sincronizan con la red, de manera que la potencia que inyectan es únicamente activa.

### 5.3. Conclusiones extrapolables a cualquier tipo de generación distribuida

A partir de las conclusiones obtenidas sobre la integración de energía eólica en el circuito test de IEEE, es posible extrapolar conclusiones aplicables a cualquier caso de integración de generación distribuida:

- Los factores que pueden limitar la integración de cualquier tipo de generación distribuida en una red de distribución son: el límite de tensiones máximas y mínimas que garanticen la calidad del suministro, los límites térmicos de los conductores del circuito, el exceso de energía reactiva en la red y circulación de potencia inversa (este último factor depende de la compañía distribuidora).
- Es importante la realización de estudios de flujo de potencia, teniendo en cuenta las variaciones temporales de la demanda y la generación, con el fin de hallar los valores máximos y mínimos de tensiones, intensidades y potencia en todo momento.
- La inyección de potencia activa en un nudo produce un aumento de la tensión, que afecta a este nudo y a los cercanos. El nudo balance del circuito estabiliza la tensión de los nudos cercanos, de manera que los nudos más alejados son los que más variaciones de tensión sufrirán.
- Si se quisiera controlar la tensión y la potencia reactiva en ciertos puntos de la red, podría realizarse el estudio de la instalación de condensadores, reactancias, compensadores síncronos o compensadores estáticos.
- Es posible que al estudiar las intensidades en las líneas, se demuestre que sólo unas pocas de ellas presenten sobrecargas en determinados momentos. En este caso puede ser viable la sustitución de estas líneas con el fin de aumentar la capacidad de integración de generación distribuida.
- El procedimiento empleado en este trabajo puede ser aplicable, realizando ciertas variaciones, al estudio de la integración de otros elementos en las redes de distribución, tales como: generación fotovoltaica, puntos de conexión de vehículos eléctricos, dispositivos de almacenamiento de energía, etc. O incluso la combinación de varios elementos.



# Bibliografía

- [1] Hamed A. Al-Saggaf. Smart grid 2015 saudi arabia. In *IEEE: Renewable energy and grid integration*, ISBN: 978-1-4673-9454-3, 2015.
- [2] Roger C. Dugan & M. F. McGranaghan & S. Santoso & H. W. Beaty. *Electrical Power System Quality*. New York, 2012.
- [3] B. H. C. & S. Cheppapilla. Double-fed induction generator control for variable speed wind generation. In *Electric Power Systems Research*, number 76 (2006) 786–800, June 2006.
- [4] Instituto Tecnológico de Canarias: ITC. *Establecimiento de metodología y especificaciones técnicas para los estudios de potencial y auditorías energéticas. Localización de los ámbitos de trabajo por parte de los socios*. Instituto Tecnológico de Canarias, 2003.
- [5] Asociación de Empresas de Energías Renovables-APPA. Energía minieólica. Technical report, Asociación de Empresas de Energías Renovables-APPA, 2009.
- [6] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*, 2011.
- [7] BOE. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, 2000.
- [8] BOE. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*, 2002.

- 
- [9] BOE. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, 2013.
- [10] BOE. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, 2015.
- [11] R. C. Dugan. *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Electric Power Research Institute, Inc Knoxville, December 2010.
- [12] Roger C. Dugan. *Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Electric Power Research Institute, Inc., 7.6 edition, June 2016.
- [13] Red eléctrica de España. Integración de renovables. Technical report, Red 21: Red Eléctrica de España, 2009.
- [14] Parlamento Europeo. Fichas técnicas sobre la unión europea. Technical report, Unión Europea, 2010.
- [15] European Wind Energy Association EWEA. Wind energy and the grid. Technical Report Tel: +32 2 213 1811, European Wind Energy Association - EWEA, Rue d’Arlon 80, B-1040 Brussels, Belgium, 2013.
- [16] I.D. Margaritis & J. C. Mantzaris & M. E. Karystianos & A. I. Tsouchnikas & C. D. Vournas & N. D. Hatziaargyriou and I.C. Vitellas. Methods for evaluating penetration levels of wind generation in autonomous systems. In *2009 IEEE Bucharest Power Tech Conf*, pages 1–7, 2009.
- [17] The International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC Classification of Turbines: Selecting the right turbine for the site based on wind data*, 2009.
- [18] M. Vaziri & S. Vadhva & T. Oneal & M. Johnson. Distributed generation issues, and standards. In *Information Reuse and Integration (IRI), 2011 IEEE International Conference on*, number 978-1-4577-0965-4, pages 439 – 443, 2011.

- 
- [19] N.P. W. Strachan & D. Jovicic. Dynamic modelling, simulation and analysis of an offshore-speed directly-driven permanent-magnet wind energy conversion and storage system (wecss). In *OCEANS - Europe*, pages 1–6, 2007.
- [20] NREL National Renewable Energy Laboratory. *Homer - Modelo de optimización para potencia distribuida*. NREL Department of Energy Laboratory, Golden, Colorado 80401-3393, 2.0 edition.
- [21] turismo y comercio. IDAE Ministerio de industria. *PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020*, 2011.
- [22] Tecnologías de Información y Telecomunicaciones Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica. Smart grids y la evolución de la red eléctrica. Technical report, Centros Tecnológicos de España, 2011.
- [23] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Distribution Test Feeders*. IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee’s Distribution Test Feeder Working Group.
- [24] ONUDI. *Observatorio de energía renovable para américa latina y caribe*, 2011.
- [25] J. Duncan Glover & Mulukitla S. Sarma & Thomas J. Overbye. *Power System An and Design*. ISBN-13: 978-1-111-42577-7. CENGAGE Learning, 2012.
- [26] IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Eólica de pequeña potencia. Technical Report Tel. 913 14 66 73, Ministerio de industria, energía y turismo, C/Madera, 8 - 28004 Madrid, 2011-2020.
- [27] H. Ibrahim & M. Ghandour & M. Dimitrova & A. Ilinca & J. Perron. Integration of wind energy into electricity systems: Technical challenges and actual solutions. *Elsevier*, 6:815–824, 2011.
- [28] G. Moschopoulos & M. Moallem R. Fadaeinedjad. Using statcom to mitigate voltage fluctuations due to aerodynamic aspects of wind turbine. In *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 3648-3654, 2008.
- [29] A. Erduman & H.C. KJl19klran & B. Kekezoglu & A. Durusu & M. Tannoven. Wind turbine effects on power system voltage fluctuations.

---

*3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, Yildiz Technical University, Istanbul, Turkey, pages 2–4, October 2013.*

- [30] Fundación Management Agency y Consejería de economía y hacienda. *GUÍA SOBRE TECNOLOGÍA MINIEÓLICA*. FENERCOM, 2012.