



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOGRÁFICA
Y TÉCNICAS DE EXPRESIÓN GRÁFICA

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DE IMPACTO VISUAL
DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN CANTABRIA**

PRESENTADA POR:

PIEDAD ELIANA LIZCANO AMOROCHO

Ingeniera Civil

MSc. En nuevos materiales

DIRIGIDA POR:

Dr. CÉSAR ANTONIO OTERO GONZÁLEZ

Dra. CRISTINA MANCHADO DEL VAL

Para la obtención del Título de Doctor por la Universidad de Cantabria

Santander, Enero de 2018



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOGRÁFICA
Y TÉCNICAS DE EXPRESIÓN GRÁFICA

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DE IMPACTO VISUAL
DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN CANTABRIA**

AUTORA:

PIEDAD ELIANA LIZCANO AMOROCHO

DIRECTORES:

Dr. CÉSAR ANTONIO OTERO GONZÁLEZ

Dra. CRISTINA MANCHADO DEL VAL

Santander, Enero de 2018



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOGRÁFICA
Y TÉCNICAS DE EXPRESIÓN GRÁFICA

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DE IMPACTO VISUAL
DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN CANTABRIA**

AUTORA:

PIEDAD ELIANA LIZCANO AMOROCHO

DIRECTORES:

**Dr. CÉSAR ANTONIO OTERO GONZÁLEZ
Dra. CRISTINA MANCHADO DEL VAL**

Santander, Enero de 2018

*No lo ves, no lo puedes tocar, solo con el corazón lo puedes sentir y ahí
está guiando cada paso que das: A "DIOS"*

A mi "Mamita", sinónimo de Amor verdadero y fortaleza.

A mi "Mano", Mi ejemplo a seguir, mi consejero, Mi protector.

AGRADECIMIENTOS

La gratitud es el sentimiento reflejado en admiración por las personas que aportan día a día en nuestro crecimiento, no solo profesional sino personal.

Es la memoria de nuestro corazón por los que te enseñan, apoyan y apuestan por ti.

Por esa respuesta de paciencia y profesionalismos quiero agradecer a mis directores de tesis los profesores Cesar Otero y Cristina Manchado, los cuales se dieron a la tarea de enseñarme sus conocimientos en el arte del impacto visual de los eólicos. Por su dedicación a pesar de sus múltiples ocupaciones. Por sus consejos y el direccionamiento del proyecto.

Cortas son mis palabras para estos dos "LIDERES" que me han ayudado a hacer realidad este sueño, pero por los cuales siento un cariño especial, respeto y admiración.

A mi bella Bea que cada vez que me regalaba un abrazo me transmitía ese cariño maternal y sentido. A Chus que desde el primer día que la vi, me incluyo en su vida y se convirtió en mi paño de lágrimas. A Sari que como buena madre siempre me ha empujado en la forma que solo una madre lo sabe hacer. A Toño que solucionaba cada percance computacional y me sorprende con su paciencia y tranquilidad.

A los profes del departamento y que dentro de mi les llamaba "la pandilla feliz" y que muchas mañanas a la hora del cafecito me hacían reír con cada broma que se gastaban.

A mis amigos los "abuelitos" y "Nila" los cuales no solo han aportado económicamente en la realización de este proyecto sino que me han dado lecciones de vida, me han mostrado que a pesar de que el camino tenga muchos obstáculos y te caigas mil veces, pues mil y una vez te tendrás que levantar y continuar. Que aferrarse a la vida es lo que hace posible "TODO".

A mi familia, con especial cariño las titas y mis verdaderos amigos! esos que llamaban porque me recordaban y mi corazón sentía que se alegran de escuchar mi voz y yo de escucharlos a ellos. Gracias por ser la familia que la vida me regalo.

*El éxito no es sinónimo de materialismo, posesión, títulos, poder o belleza.
El éxito no define lo grande que eres; ni te da exclusividad en este mundo; no es
el tiquete directo a la felicidad.*

*El éxito se refleja en la sonrisa sincera que te regalan las personas, por tú
sencillez de espíritu y por tú humildad.*

El éxito es tú mano apoyando al otro.

El éxito es un triunfo soñado, luchado y logrado.

*El éxito es incluir a las personas que creyeron en ti, aprender de ellas y un día
compartir con el prójimo lo aprendido.*

*El éxito es comprometer pensamiento, espíritu, alma y corazón en cada cosa que
hagas y cada paso que des*

El éxito es entender que fuiste creado para servir.

El éxito es saber aprender del otro.

*El éxito es comprender que tenemos una historia de vida, y por lo tanto somos
merecedores de respeto y admiración.*

El éxito es ser parte de la solución, no del problema.

El éxito es afrontar la equivocación y verla como acto de aprendizaje.

*El éxito es entender que los problemas son los mejores maestros de vida
y que la forma como los resuelvas solo depende de ti.*

El éxito es la mejora continua de ti mismo.

El éxito eres "TÜ". Nadie dijo que era fácil, pero tampoco que fuera imposible.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1	20
1. INTRODUCCIÓN GENERAL Y ESTADO DEL CONOCIMIENTO	20
1.1. INTRODUCCIÓN	22
1.2. MOTIVACIÓN.....	25
1.3. ANTECEDENTES HISTORICOS DEL DESARROLLO EÓLICO EN LA REGIÓN DE CANTABRIA.....	27
1.4. LA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN EVALUACIÓN DE IMPACTO VISUAL EN LA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	31
1.5. ESTADO DEL CONOCIMIENTO	32
1.5.1. <i>Estudio estratégico ambiental de parques offshore en España</i>	32
1.5.2. <i>Revisión bibliográfica, metodología de búsqueda y panorama internacional</i>	35
1.5.3. <i>Herramientas de evaluación de impacto visual</i>	38
1.5.4. <i>Metodologías de evaluación de impacto visual</i>	39
CAPÍTULO 2	52
2. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA Y MAPAS DE IMPACTO VISUAL	52
2.1. INTRODUCCIÓN	54
2.2. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	54
2.3. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO	56
2.4. PROPUESTA METODOLÓGICA	57
2.5. RESULTADOS	60
2.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA SERIE DE TORRES DE VIENTO DE WTG01 A WTG13 UBICADOS PARALELAMENTE A LA COSTA	65
2.6.1. <i>Núcleos de población y habitantes</i>	65
2.6.2. <i>Carreteras</i>	66
2.6.3. <i>Miradores</i>	67
2.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA SERIE DE TORRES DE VIENTO UB1 A UB6, UBICADAS PERPENDICULARMENTE A LA LÍNEA DE COSTA	73
2.7.1. <i>Núcleos de población y habitantes</i>	73
2.7.2. <i>Carreteras</i>	76

2.7.3. Miradores.....	77
2.8. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	78
2.9. CONCLUSIONES: MAPAS DE IMPACTO VISUAL.....	79
CAPÍTULO 3	84
3. REALIDAD VIRTUAL EN PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA	84
3.1. INTRODUCCIÓN	86
3.2. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE Y TECNOLOGÍAS UTILIZADAS	86
3.3. FLUJO DE TRABAJO	89
3.3.1. Recopilación de información	89
3.3.2. Modelado en Infracore 360	90
3.3.3. Generación de la imagen panorámica estereoscópica	91
3.3.4. Visualización del entorno eólico en la plataforma cardboard	93
3.4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	93
CAPÍTULO 4	96
4. IMPACTO VISUAL EQUIVALENTE	96
4.1. INTRODUCCIÓN	98
4.2. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO	99
4.3. CASO DE ESTUDIO.....	100
4.3.1. Descripción. Objetivo y restricciones principales.	100
4.3.2. Formulación	102
4.3.3. Especificaciones paisajísticas y visuales	102
4.3.4. Datos de entrada.....	103
4.4. METODOLOGÍA Y TECNOLOGÍA	104
4.4.1. Medición de los efectos generales e individuales	104
4.4.2. Efectos locales: LOD en el análisis de visibilidad	107
4.4.3. Propuesta de impacto visual equivalente (EVI).....	108
4.4.4. Aplicación de la proposición al caso estudio	109
4.4.5. Búsqueda del nuevo diseño de energía renovable con el criterio EVI	110
4.5. RESULTADOS PARCIALES Y DEFINITIVOS.....	111
4.5.1. Hipótesis 0: Diseño inicial.....	111
4.5.2. Hipótesis 1: Aumento de altura de todos los WTs en WF	112

4.5.3.	<i>Hipótesis 2: Eliminación de WT19, WT20 y WT21</i>	113
4.5.4.	<i>Hipótesis 3 y 4: reducción de altura en WTG05, WTG07, WTG10, WTG11, WTG12 Y WTG13</i>	116
4.5.5.	<i>Hipótesis 5: Mitigación por barreras de vegetación lejana</i>	118
4.5.6.	<i>Hipótesis 6 y 7: reducción de altura de la torre WT05</i>	120
4.6.	DISCUSIÓN	120
4.6.1.	<i>En la metodología</i>	120
4.6.2.	<i>Verificación de la metodología replicable</i>	122
4.7.	CONCLUSIÓN	123
CAPÍTULO 5		126
5. CONCLUSIONES Y VÍAS DE CONTINUACIÓN		126
5.1.	CONCLUSIONES	128
5.2.	VÍAS DE CONTINUACIÓN	130
APÉNDICES		132
		132
APÉNDICE A		134
<i>ÁREA VISUALMENTE AFECTADA EN EL DOMINIO DE ESTUDIO</i>		134
	RESULTADOS NUMÉRICOS DEL ÁREA VISUALMENTE AFECTADA EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TÉRMINOS DE ÁREA Y PORCENTAJE	136
	GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN TÉRMINOS DE ÁREA Y PORCENTAJE	138
APÉNDICE B		148
<i>NÚCLEOS DE POBLACIÓN AFECTADOS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE ÁREA</i>		148
	RESULTADOS NUMÉRICOS DE NÚCLEOS DE POBLACIÓN AFECTADOS VISUALMENTE EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TÉRMINOS DE ÁREA Y PORCENTAJE	150
	GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN TÉRMINOS DE ÁREA Y PORCENTAJE DE NÚCLEOS DE POBLACIÓN	152
APÉNDICE C		162

<i>HABITANTES AFECTADOS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE CANTIDAD</i>	<i>162</i>
RESULTADOS NUMÉRICOS DE HABITANTES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TÉRMINOS DE CANTIDAD Y PORCENTAJE.....	<i>164</i>
GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN LOS HABITANTES EN TÉRMINOS DE CANTIDAD	<i>166</i>
<i>APÉNDICE D.....</i>	<i>176</i>
<i>CARRETERAS AFECTADAS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE ÁREA Y LONGITUD</i>	<i>176</i>
RESULTADOS NUMÉRICOS DE CARRETERAS AFECTADAS VISUALMENTE EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TERMINOS DE LONGITUED (KM), AREA YPORCENTAJE.....	<i>178</i>
GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN LAS CARRETERAS EN TERMINOS DE ÁREA, LONGITUD Y PORCENTAJE	<i>180</i>
<i>APÉNDICE E.....</i>	<i>190</i>
<i>INDICADORES DE PUNTOS DE VISTA AFECTADOS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE CANTIDAD.....</i>	<i>190</i>
 <i>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>	<i>202</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad Global acumulativa de energía eólica en 2016.....	23
Figura 2. Ubicación de la provincia de Cantabria y zona de Costa.	24
Figura 3. Zonas con figuras de protección	28
Figura 4. Zonificación definitiva del Estudio Estratégico ambiental para la ubicación de parques offshore	34
Figura 5. Detalle de la zonificación en Cantabria –Parques Marinos	34
Figura 6. Relación de trabajos de investigación en el tema de impacto visual de proyectos eólicos en los países de la UE desde 2000 al 2017.	37
Figura 7. Producción científica desde 1982 hasta 2017.	37
Figura 8. Clasificación de los municipios por tamaño de población 2012	55
Figura 9. Efecto visual de un parque eólico (wtgi) dentro de un umbral de distancia con radio de 15 Km y centro en wtgi.....	57
Figura 10. Mapa de ubicación y distribución de wtgs (Sentido Occidente – Oriente) y ubs (Sentido Norte-Sur).....	58
Figura 11. Área visualmente afectada (Km ²). Superior: los valores afectados se muestran a lo largo de la costa; cada barra roja representa el área afectada en tierra para cada turbina. Inferior: grafico de barras que muestra los valores: área en el mar en color gris, área no afectada en color verde y área afectada en tierra en color rojo	68
Figura 12. Área visualmente afectada (km ²). Superior: los valores de afección se muestran a lo largo de la costa; cada barra roja representa el área afectada en tierra por cada turbina. Inferior: gráfico de barras que muestra los valores de núcleos de población en el área de estudio en color gris y área afectada de núcleos de población en color rojo	69

Figura 13. Población afectada visualmente (habitantes). Superior: población afectada a lo largo de la costa. Medio: gráfico de barras con datos de población afectados. Inferior: porcentaje de población afectada con respecto al área de estudio y a la población total de la región.	70
Figura 14. Efecto visual en las carreteras. Medio: efecto local expresado en valores absolutos (km ²). Inferior: nivel local y regional expresado en porcentaje	71
Figura 15. Afección visual de miradores	72
Figura 16. Distribución de la serie de aerogeneradores UB01 a UB06.....	73
Figura 17. Área visualmente afectada (Km ²) Superior: valores generales. Inferior: Núcleos de población.....	74
Figura 18. Habitantes visualmente afectados.....	75
Figura 19. Efecto visual en las carreteras. Superior: efecto local expresado en valores absolutos (km ²). Inferior: nivel local y nivel regional expresado en porcentaje	76
Figura 20. Efecto visual de miradores. Superior: Nivel local. Inferior: Nivel regional ..	77
Figura 21. Mapa del impacto visual del desarrollo costa afuera en Cantabria: Indicador del área afectada	81
Figura 22. Mapa del impacto visual del desarrollo costa afuera en Cantabria: indicador de población afectada	81
Figura 23. Pantalla principal de Autodesk Infracad 360. En la figura, un aerogenerador offshore frente a la costa de Cantabria.....	87
Figura 24. Plataforma Cardboard	88
Figura 25. Flujo trabajo para la construcción del entorno virtual 3D. De izquierda a derecha: datos de partida, modelo en Infracad, generación de imagen panorámica, generación de imagen estereoscópica.	89
Figura 26. Entrada de datos para crear el modelo eólico en Infracad.....	91
Figura 27. Detalle de una de las imágenes panorámicas creadas	92

Figura 28. Ejemplo de cabecera de imagen estereoscópica en formato XMP. Información obtenida utilizando la herramienta exiftool.	92
Figura 29. Captura de pantalla de la aplicación de Cardboard	93
Figura 30. Ubicación del parque eólico WF y de los elementos relevantes del inventario visual	101
Figura 31. Ubicación y distribución de los wts a lo largo del territorio.....	106
Figura 32. Eliminación de los wts WT19, 20 y 21, dado a su incremento en la intrusión visual	113
Figura 33. Wts con incremento de visibilidad en la Hipótesis2 (Propuesta de mitigación de afección visual por disminución de altura)	116
Figura 34. Mejor solución de aproximación a la condición EVI (hipótesis 5)	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Indicadores de área visualmente afectada.	59
Tabla 2. Indicadores de núcleos de población y habitantes visualmente afectados. ..	59
Tabla 3. Indicadores de carreteras visualmente afectadas.	59
Tabla 4. Indicadores de miradores afectados visualmente.	59
Tabla 5. Resultados de visibilidad en términos de área de núcleos de población y habitantes afectados (I).....	61
Tabla 6. Resultados de visibilidad en términos de número de habitantes de núcleos de población afectados (II).....	61
Tabla 7. Resultados de visibilidad en términos de área y longitud de carreteras afectadas.	62
Tabla 8. Resultados de visibilidad de Miradores afectados.	62
Tabla 9. Resultados de visibilidad en términos de área de núcleos de población y habitantes afectados (I).....	63
Tabla 10. Resultados de visibilidad en términos de número de habitantes de núcleos de población afectados (II).	63
Tabla 11. Resultados de visibilidad en términos de área y longitud de carreteras afectadas.	64
Tabla 12. Resultados de visibilidad de Miradores afectados.	64
Tabla 13. Nivel de impacto dependiendo de la distancia (Fuente PSEC 2014-202). ..	79
Tabla 14. Efectos visuales generales, conforme a los índices MVE y SPM2.	107
Tabla 15. LOD de alta visibilidad. La tabla muestra la propiedad CHESSBOARD (x, y).vis (i). Los píxeles varían en filas y los WTs lo hacen en columnas. Una celda de valor cero significa que no hay afección visual (no hay visibilidad). Estas celdas guardan el valor de la distancia de píxel a WT. Así se puede saber que la columna	

<i>WTG01, por ejemplo, contiene algunos píxeles visibles pero fuera del umbral de distancia (a más de 3500 metros).</i>	108
Tabla 16. <i>Valores del indicador MVE para las diferentes hipótesis.</i>	111
Tabla 17. <i>Valores del indicador a de SPM2 para las diferentes hipótesis.</i>	111
Tabla 18- <i>Hipótesis 1 .Indicadores MVE y SPM2 obtenidos para cada WT.</i>	113
Tabla 19. <i>LOD de alta visibilidad para el área 1 (extracto). Arriba: hipótesis 2. Abajo: hipótesis 0.</i>	115
Tabla 20. <i>LOD de alta visibilidad para el área 1. Arriba: hipótesis 3. Abajo hipótesis 0.</i>	117
Tabla 21. <i>LOD de alta visibilidad para el área 1. Arriba: hipótesis 5. Abajo hipótesis 0</i>	119
Tabla 22- <i>Visibilidad e indicadores visuales utilizados por diferentes autores en el campo VIA y LIA.</i>	124

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN GENERAL Y ESTADO DEL CONOCIMIENTO

1.1. INTRODUCCIÓN

Ya hace tiempo que España viene incorporando la energía eólica a sus métodos de producción de electricidad; de hecho, está posicionada en quinto lugar por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos, Alemania e India. Hasta finales de diciembre de 2016 España tenía instalados aproximadamente 23.057 MW siendo en este año 2016 la segunda fuente de producción peninsular, representando un 19.3% del total [1].

Un parámetro relevante y que en los últimos años ha generado complejidad a la hora de la instalación de proyectos eólicos ha sido localizar zonas en tierra con velocidades de viento óptimas para la ubicación de los aerogeneradores. Como solución a este inconveniente aparece una nueva posibilidad, la “Energía Eólica offshore”, gracias a que en el mar el viento es mucho más laminar y constante; sin embargo, el uso de las fuentes eólicas Offshore en España es prácticamente inexistente debido a diferentes factores. Por un lado, la falta de un marco regulatorio específico; por otro, la oposición social y la negativa de entidades gubernamentales a instalaciones cercanas a la costa debido a su impacto visual. Ambas causas bloquean el desarrollo de este tipo de proyectos).

Sin embargo, la evolución en los últimos años de la energía eólica marina ha venido creciendo. Según estadísticas del consejo mundial de Energía Eólica (GWEC) hubo un incremento de potencia eólica marina del 31% en siete mercados a nivel mundial y en total hay 14.384 MW de potencia offshore instalada en 14 países alrededor del mundo. El 88% de todas las instalaciones eólicas marinas se encuentra en zonas costeras de diez países europeos y el restante principalmente en China, Japón y Estados Unidos (Ver Figura 1).

Este incremento ha generado en los últimos cinco años especial interés en diferentes aspectos tanto a nivel económico, técnico y social entre otros; este último ha sido determinante para planificar y desarrollar este tipo de proyectos como se mencionó anteriormente. Este aspecto netamente subjetivo se manifiesta especialmente por la percepción visual de la población frente a esta clase de infraestructuras y ha tomado un papel relevante a la hora de planificar proyectos eólicos offshore; por ello, estudiar y analizar el “Impacto Visual” se ha convertido en un reto para los investigadores ya que

la ubicación de los aerogeneradores afecta directamente a todos los elementos de un entorno paisajístico y a la población que lo visualiza.

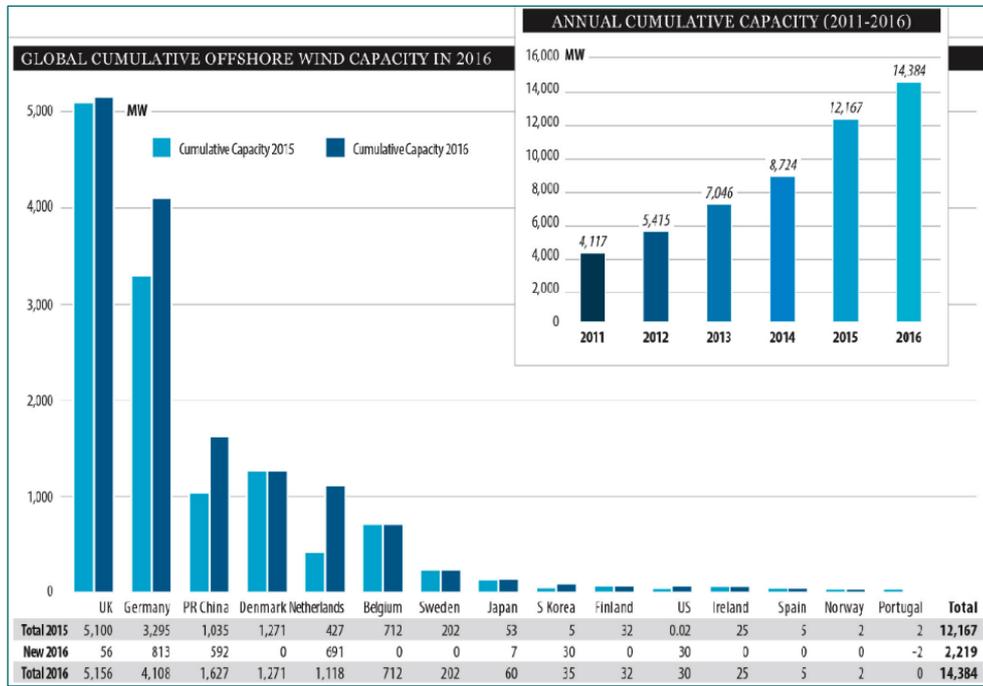


Figura 1. Capacidad Global acumulativa de energía eólica en 2016 (Fuente: GWEC).

Encontrar la manera de medir este efecto teniendo en cuenta que los paisajes geográficos no presentan semejanza ha hecho que se desarrollen diferentes trabajos de carácter científico. Además, se debe tener presente que el paisaje es un rasgo de identidad de las poblaciones y de la comunidad que habita en él.

Es importante destacar que el paisaje cumple un destacado papel en diferentes áreas a nivel ecológico, cultural y medioambiental, por lo cual cualquier alteración en las características del mismo debe ser analizada la hora de planificar los proyectos de energía eólica, tanto a nivel objetivo como subjetivo. Es así como el término de afección visual se ha llegado a cuantificar, haciendo una valiosa contribución en la toma de decisiones para la planificación y factibilidad de proyectos eólicos.

En el año 2000 surgió el “Convenio Europeo del paisaje” (CEP), declarando el paisaje como un recurso valorable y sostenible en diferentes campos (medio ambiental, social,

cultural y económico). El CEP se refiere al paisaje como “*cualquier parte del territorio, sujeto a la percepción de la población y la interacción entre factores naturales y/o humanos*”. Además, este documento recomienda mantener su equilibrio garantizando que cualquier transformación se armonice con el entorno, en sus aspectos sociales, económicos y medioambientales [2].

En España el CEP se firmó en noviembre del 2007 y al siguiente año fue puesto en marcha. Este convenio ha servido como núcleo de normas para otros documentos oficiales de tipo ambiental, industrial, de conservación de patrimonio y construcción de infraestructuras, no solo a nivel nacional sino regional.

La investigación y los estudios sobre la planificación y la ubicación de la energía eólica marina en la costa del Mar Cantábrico (Ver Figura 2) tienen una historia muy reciente, con escasos resultados. Solo hace pocos años los expertos comenzaron a considerar que la explotación del recurso eólico en la zona podría ser factible. De hecho, las condiciones técnicas para la explotación del recurso eólico en la costa norte de España son considerablemente diferentes en relación con los proyectos de esta misma índole ubicados en el mar del Norte, donde se tiene una más amplia experiencia.



Figura 2. Ubicación de la provincia de Cantabria y zona de Costa.

En los últimos años los países europeos del denominado Arco Atlántico se han dado cuenta que este desafío puede afrontarse y por lo tanto se está invirtiendo en generar los conocimientos necesarios para llevarlo a cabo. La energía eólica marina a lo largo de este arco es un objetivo estratégico [3] que involucra a investigadores, científicos, ingenieros y profesionales de muchos campos diferentes.

Desde un enfoque territorial, el estudio de las zonas más adecuadas para el desarrollo de parques eólicos marinos sigue reglas y principios similares a los utilizados en parques eólicos ubicados en tierra. De este modo, se han realizado estudios basados en un análisis sistemático de cuencas visuales y zonas de influencia visual (ZVI¹) [4] [5]. Estos estudios de emplazamiento y planificación de proyectos eólicos se han realizado bajo experiencias previas de proyectos que han tenido éxito o incluso fracaso. En este último caso se ha debido no pocas veces a la manera inadecuada de hacer frente a la comunicación pública y su debida participación; incluso también a otros temas sociales relacionados [6] [7]; en general, son muy diversos los factores e indicadores aplicados a la Evaluación de Impacto Visual (VIA) [8] [9].

El presente trabajo analiza la calidad y la capacidad de la región de Cantabria (España) para la generación de la energía eólica marina en cuanto a su impacto visual; se hace por medio de una metodología reproducible que hace posible obtener los sitios donde se producen efectos visuales bajos, teniendo en cuenta tanto el nivel local como regional. Este efecto se cuantifica por medio de indicadores visuales.

1.2. MOTIVACIÓN

La energía eólica es un recurso renovable importante y en general sus beneficios son mayores que sus desventajas. Sin embargo, en cuanto a estas últimas hay un factor

¹ Las zonas de influencia visual (ZVI) son capas GIS que presentan las áreas del terreno desde las cuales un determinado objeto es visible. Tienen naturaleza teórica (es decir, constituyen una aproximación sujeta a errores por la precisión del píxel, la calidad del MDT u otros factores) y pueden considerar efectos de pantalla por la vegetación existente, edificios, etc.

determinante y es la resistencia de la población, que en ocasiones considera que este tipo de infraestructuras no se integran estéticamente dentro del paisaje, produciendo un impacto negativo a nivel visual y paisajístico.

Últimamente los países que han optado por esta clase de energía limpia han venido afrontando el problema invirtiendo en recursos y desarrollando herramientas y conocimientos necesarios para que este tipo de proyectos sea aceptable socialmente. La legislación europea ha establecido que para llevar a cabo proyectos eólicos se desarrolle un estudio de impacto ambiental; sin embargo, no existe una metodología general aplicable a cualquier tipo de proyecto de esta índole capaz de evaluar técnica y sistemáticamente el impacto visual producido por parques eólicos levantados en tierra o mar. El desarrollo de una metodología para predecir y evaluar previamente la construcción de un parque eólico es un proceso complejo, ya que dependiendo del sitio donde se plantee su desarrollo se verán afectados diversos factores.

Dado el enfrentamiento que presenta este tipo de proyectos entre ventajas y desventajas y dada la falta de un marco regulador que dirija los estudios de factibilidad en este tipo de proyectos, nos propusimos una investigación sobre la posibilidad de llevar a cabo el desarrollo de fuentes renovables eólicas marinas a nivel regional.

El presente trabajo de investigación analiza la capacidad de la costa del mar Cantábrico para desarrollar un parque eólico offshore, enfocando el análisis al impacto visual producido. Para ello se realizó inicialmente una revisión del Plan de Sostenibilidad energética de Cantabria 2014-2020 [10] y del Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos [11]. Estos dos documentos estipulan que se deberán considerar en la evaluación de estas infraestructuras todas las observaciones y recomendaciones con el fin de encontrar un equilibrio entre el impacto al recurso visual del área de estudio y la capacidad de la población de percibir positivamente una instalación de esta magnitud, como un valor agregado al paisaje y como una forma de identidad de la zona. Este estudio nace como una herramienta de consulta para diferentes entidades que se hayan planteado desarrollar proyectos eólicos.

La Evaluación del Impacto Visual ha sido un tema de investigación desarrollado por la Universidad de Cantabria en España especialmente por el grupo de investigación EgiCAD I+D+i del departamento de Ingeniería Geográfica y Técnicas de Expresión Gráfica desde hace casi dos décadas, habiendo desarrollado en este periodo una variedad de proyectos en el área tanto a nivel académico como empresarial y con resultados reconocidos a nivel internacional y nacional.

1.3. ANTECEDENTES HISTORICOS DEL DESARROLLO EÓLICO EN LA REGIÓN DE CANTABRIA

Según el Plan Energético de Cantabria conocido como PLENERCAN 2006-2011 [12] la contribución de las energías renovables en la comunidad de Cantabria fue baja respecto a la de toda España, no habiéndose registrado incrementos significativos en los últimos cinco años. En especial este documento tiene que resaltar un cierto atraso en la puesta en marcha de proyectos eólicos en la comunidad cántabra [13]. Ello se ha debido principalmente a la demora que mantuvo el desarrollo de políticas para autorizar y gestionar este tipo de proyectos de energía renovable, en comparación al resto de comunidades del país.

La versión de PLENERCAN 2006-2011, proponía dos objetivos [12]:

- El primero era alcanzar una potencia instalada a finales de 2011 de 300 MW.
- Y el segundo establecer un escenario de instalación sostenible en el cual los parques eólicos fueran adecuados con la capacidad del territorio y el patrimonio natural de la comunidad Cántabra.

Estos dos objetivos llevarían a realizar una planificación de los proyectos eólicos de manera ambiental y sostenible detectando los impactos producidos; donde el “**Impacto Visual**” es considerado el más crítico, dado que está determinado por una reacción subjetiva que implica una alteración del paisaje que se hace difícil de cuantificar, bien sea de forma positiva o negativa. Por ello, el documento ofrecía mapas de áreas con “**Zonas protegidas**” (estos espacios se rigen por las normas específicas y engloban espacios naturales protegidos y la Red Natura 2000), “**Zonas con limitaciones**

menores” (por motivos paisajísticos y culturales) y “Zonas idóneas” para el desarrollo de parques eólicos.

Revisando el mapa de “Zonas protegidas” (Ver figura 3) se puede notar que la zona costera de la región quedaba hasta ese momento excluida en gran porcentaje del desarrollo eólico; sin embargo, el documento resaltaba que “la limitación en estas áreas era de carácter temporal, limitada por el periodo de aplicación del plan y sujeta en un desarrollo futuro al grado de aceptación dada por la experiencia obtenida en la implantación de los primeros parques eólicos de Cantabria en tierra” , dejando así una puerta abierta a la ampliación de las zonas de implantación previstas previamente.

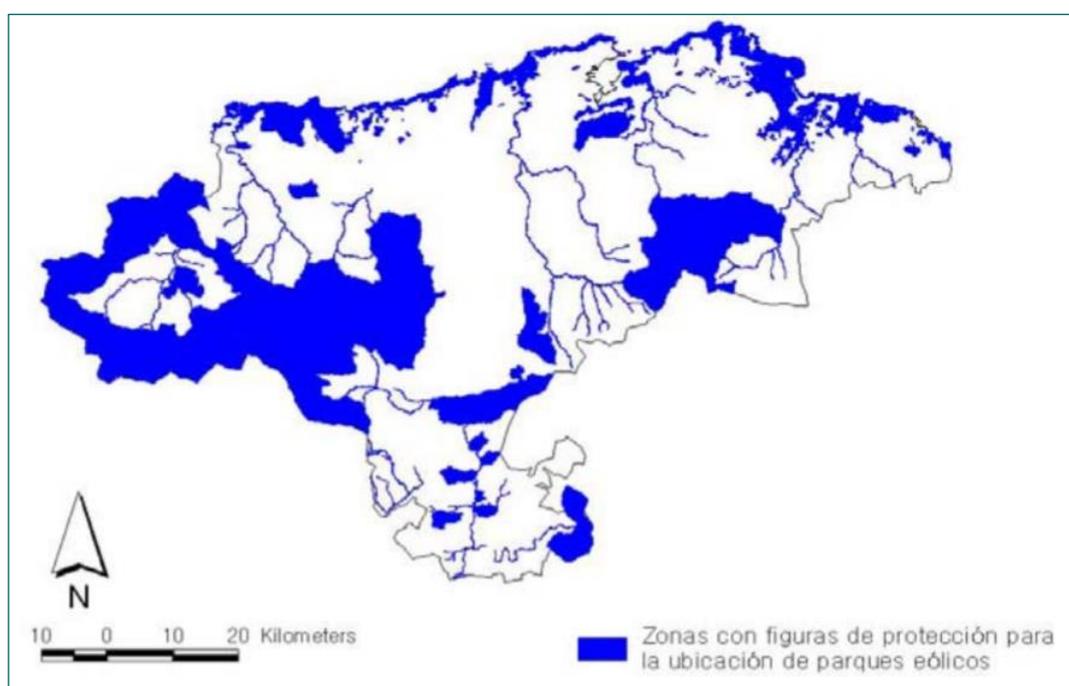


Figura 3. Zonas con figuras de protección (Fuente: PLENERCAN 2006-2011).

En el año 2008 y tras una moratoria en el desarrollo de proyectos eólicos en la comunidad, el gobierno de Cantabria propone realizar un estudio más amplio de viabilidad para el desarrollo de la energía eólica, particularmente la terrestre, para lo cual se buscó el asesoramiento de un grupo de investigadores especialistas en temas de evaluación ambiental, evaluación del paisaje y mitigación del impacto visual este último grupo especialista en el tema de la universidad de Cantabria, los cuales contaban con la experiencia previa en métodos de simulación de proyectos de infraestructura de

ingeniería civil en entornos de realidad virtual y además contaban con herramientas computacionales para estudiar y evaluar el impacto visual.

Este estudio permitió realizar una evaluación objetiva del impacto visual y a su vez redefinir nuevas áreas aptas para la instalación de parques eólicos, concluyendo que la región podía desarrollar la energía eólica en 32 zonas idóneas, pero con el importante matiz de que los efectos visuales en un área determinada no podrían ser evaluados de forma genérica frente a otros, ni ser definitivos y que para ello se debían proporcionar metodologías de evaluación y simulación particulares para cada proyecto teniendo en cuenta la variedad de inventarios ambientales y visuales incluidos en un escenario eólico. Este estudio también mostraba la capacidad de estas áreas para producir una potencia eólica de hasta 1500 MW.

En el 2009 las 32 zonas fueron agrupadas en siete, dando así un soporte para abrir un concurso de adjudicación para desarrollar proyectos eólicos, Sin embargo el concurso fue anulado en 2012 debido a la oposición de diferentes medios y organizaciones lo que trajo como consecuencia que la región se haya atrasado en su desarrollo eólico y que el gobierno regional optara por replantear el Plan de Sostenibilidad Energética generando un nuevo documento para el periodo comprendido entre 2014-2020. El nuevo Plan de Sostenibilidad (PSEC 2014-2020) tiene como objetivo claro la puesta en marcha de la energía eólica no solamente en tierra sino offshore, para lo cual permite instalar hasta 707.3 MW, de los cuales para el año 2020, cincuenta Megavatios (50 MW), habrían de ser de eólica marina [10].

El escenario presentado en este documento para la energía eólica marina está siendo condicionado por diversos factores: en primera instancia los estudios de factibilidad deben ser más precisos a la hora de analizar la afección social y medio ambiental; en segundo lugar la programación para la ejecución de la obra debe contener una tecnología específica donde se integren todos los medios necesarios para llevar el proceso constructivo de forma idónea, y por último analizar el coste de inversión y explotación que genera la energía offshore ya que es mayor frente al de los proyectos eólicos en tierra.

Uno de los mayores retos que presentan los proyectos eólicos offshore es el diseño de la cimentación de los aerogeneradores, ya que la profundidad a la cual se han instalado los parques eólicos hasta la actualidad (en el Mar del Norte) ha sido inferior a los 25 m de profundidad y en casos excepcionales este valor oscila entre 45m-50m, considerando a esta medida como un límite a nivel de batimetría para el desarrollo constructivo de la energía eólica [14]. La costa del mar Cantábrico presenta unas pendientes pronunciadas y fuertes desniveles, mayores a 100 metros en distancias cercanas a la costa, lo cual hace que las instalaciones eólicas presenten un mayor desafío constructivo, además resulta necesario que cada proyecto presente un estudio de evaluación para la afección visual dependiendo de la zona donde se ubiquen estas infraestructuras y teniendo en cuenta las zonas donde los efectos ambientales sean significativos.

El PSEC 2014-2020 ha hecho mención explícita al efecto visual producido por los parques eólicos marinos en el paisaje costero o terrestre, el cual está unido a cómo lo percibe la población. Este componente social es relevante y repercute en un momento dado ya que influye directamente en la toma de decisiones a la hora de ejecutar estos proyectos. Además este documento se ha convertido en una herramienta normativa capaz de solucionar los errores cometidos en el pasado. Las condiciones ambientales del territorio de la comunidad se contemplan en el Informe de Sostenibilidad Ambiental (ISA) del PSEC 2014-2020 de la comunidad Autónoma Cantabria. El ISA-PSEC contiene bases técnicas que respaldan el entorno ambiental, ofreciendo así una serie de recomendaciones y buenas prácticas donde se definen zonas para el desarrollo de energías renovables, zonas prohibidas o con posibilidad de ser explotadas según un informe ambiental. Este documento tal y como sucedió en PLENERCAN 2006-2011 [12] considera que los temas de impacto visual deberán ser abordados para cada proyecto específico teniendo en cuenta las características de la zona donde se desee llevarlo a cabo.

El escenario hasta donde llega el PSEC 2014-2020 para la evaluación de impacto visual y paisajístico indica que se deberá realizar un estudio para evaluar los efectos visuales producidos en el paisaje debido al emplazamiento de un parque eólico. Este estudio debe desarrollar su propia metodología y realizar a la vez una simulación visual. Esta evaluación de impacto visual debe llevarse a cabo preferiblemente de acuerdo con la metodología descrita en [13]. Teniendo en cuenta estas dos premisas, los resultados

deberán ser soportados con un informe geomático capaz de representar el modelo territorial y las condiciones y alteraciones paisajísticas de forma simplificada.

Otro condicionante del PSEC2014-2020 es la protección del paisaje costero, lo que significa que cualquier parque eólico marino colocado dentro de esta franja de distancia a la costa de hasta 8 km. debe tener una evaluación específica de impacto visual. Ello, dadas las condiciones batimétricas de la costa de Cantabria, lleva a concluir que cualquier proyecto eólico offshore deberá estar respaldado por un estudio de impacto visual.

1.4. LA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN EVALUACIÓN DE IMPACTO VISUAL EN LA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

El grupo de I+D EgiCAD de la Universidad de Cantabria inició la línea de investigación “Análisis de impacto visual” [15] mediante su participación en diversos proyectos de análisis de impacto visual desde el año 1999. A través de los años y hasta el presente, el grupo ha continuado participando en diferentes proyectos contratados o subvencionados por entidades interesadas en el tema, también ha participado en concursos con su tema central de investigación de: “Análisis y Evaluación de Impacto Visual (VIA)”. Como resultado, existe una producción científica internacional tanto en revistas indexadas como en congresos. Durante los últimos años el grupo ha adquirido equipos y tecnología, aportando crecimiento en la calidad de la investigación y avances significativos.

Entre los años 1999 y 2001 se llevó a cabo el proyecto GETS: An European Research Network for the Application of Geomorphology and Environmental Impact to transportation Systems. EgiCAD realizó aportaciones al mismo obteniendo como resultado el inicio de una primera versión de MOYSES v1.0 [16]. Esta herramienta asistida por ordenador era capaz de realizar procedimientos sistemáticos para obtener resultados cuantitativos que son la base de estudios de impacto visual y fue desarrollándose en años posteriores [17] [18].

Un pilar importante para realizar esta tesis ha sido su continuidad con la tesis doctoral desarrollada por la Doctora Cristina Manchado del Val, de cuya obra hemos tomando como referencia muchas aportaciones a la línea de investigación, su amplia experiencia académica en el tema y el desempeño en los diferentes proyectos realizados dentro del departamento, todos ellos dirigidos por el Doctor César Otero González.

1.5. ESTADO DEL CONOCIMIENTO

1.5.1. Estudio estratégico ambiental de parques offshore en España.

Según la red eléctrica española, la producción eólica del país en el año 2016 osciló en torno a los 47.6GW, siendo la segunda fuente de producción nacional de energía [1]. A fecha de marzo de 2017, no existe en España ningún parque eólico offshore, si bien dicha tecnología es contemplada en el PSEC, aunque más enfocada a investigar las características estructurales de las turbinas, uso de nuevos materiales y cimentación de las torres eólicas.

La situación actual encontrada según el Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2014-2020 “PSEC” es que hasta el año 2012 existían en la comunidad 32.3 MW de potencia instalada eólica terrestre y se preveía el fomento de la implantación de parques eólicos, bajo criterios de sostenibilidad medioambiental y respeto por los entornos ubicados, sin embargo, el desarrollo de la energía eólica Marina hasta el día de hoy solo se ha desarrollado y plasmado sobre proyectos de investigación y desarrollo:

1. Proyecto Idermar: cuyo objetivo es la instalación de tres boyas meteorológicas que valdrían como fuente de energía flotante.
2. Un parque experimental en Ubiarco, donde se ubican dos de las boyas de Idermar, cuyo objetivo es definir la tecnología para la plataforma flotante de aerogeneradores eólicos marinos.
3. Y por último el Clúster de Energías Marinas cuyo objetivo es crear proyectos I+D+i, para energía eólica offshore, donde los protagonistas son las empresas líderes en energía a nivel mundial y grupos de investigación.

Estos proyectos plantean y estudian tecnologías para la ubicación de los aerogeneradores en profundidades adecuadas, ya que no se cuenta con plataforma continental y por tanto se tiene que recurrir a cimentaciones flotantes.

A nivel nacional se dispone de un documento de referencia que es el “ESTUDIO ESTRATEGICO AMBIENTAL DEL LITORAL ESPAÑOL PARA LA INSTALACION DE PARQUES EOLICOS MARINOS” [11]. Este documento está enfocado hacia la protección del medio ambiente marino y del litoral; el cual presenta tres zonas para el establecimiento de parques eólicos (Ver figuras 4 y 5).

- a) **Zonas de exclusión**, ya que han sido identificadas con potencial ambiental; en color rojo.
- b) **Zonas aptas con condicionantes medioambientales**, estas áreas deberán ser analizadas en detalle debido a conflictos detectados; en color amarillo.
- c) **Zonas aptas**: las áreas más adecuadas para el establecimiento de parques eólicos marinos por ser reducidos, en principio, sus efectos ambientales frente a las ventajas que presentan; en color verde.

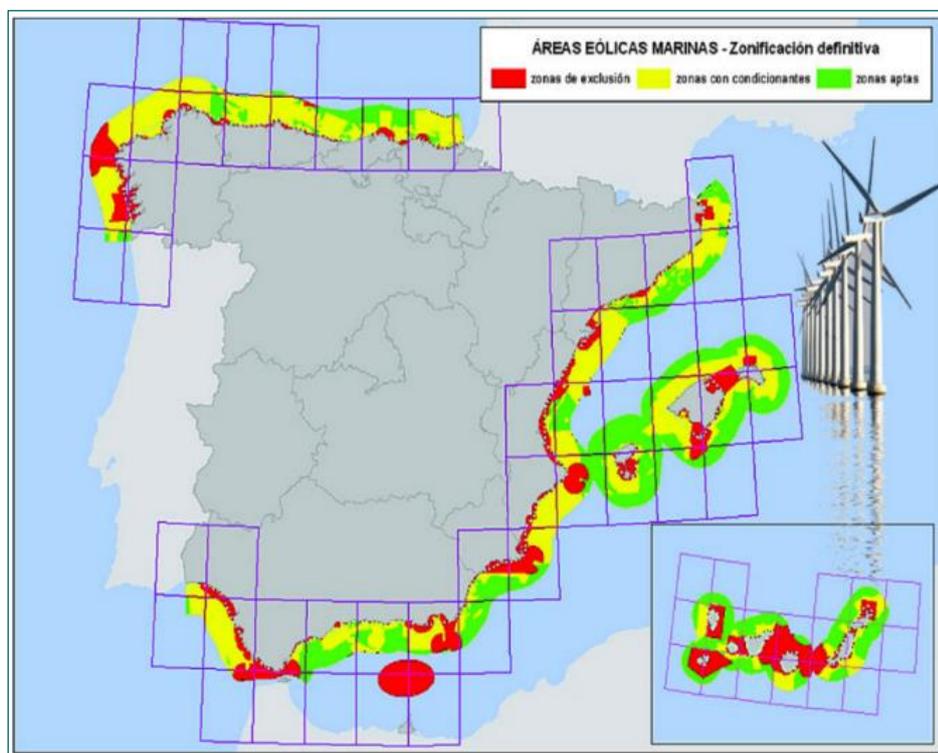


Figura 4. Zonificación definitiva del Estudio Estratégico ambiental para la ubicación de parques offshore (Fuente: <http://www.emberizamedioambiente.es/>).

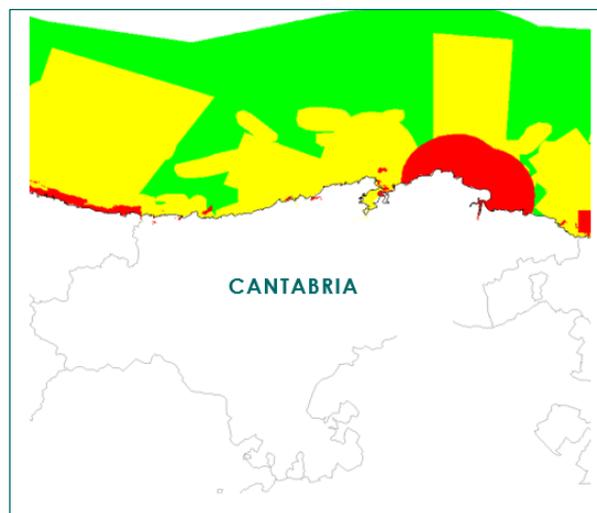


Figura 5. Detalle de la zonificación en Cantabria –Parques Marino (Fuente: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>).

El “Estudio Estratégico Ambiental del litoral” presenta un 75% del litoral español potencialmente disponible para la implantación de parques eólicos marinos, pero sin descartar la necesidad de realizar estudios detallados que determinen la viabilidad medioambiental, donde se presente una evaluación del impacto visual y la afección al paisaje, además de la implementación de una metodología donde se cuantifique esta afección visual, según condiciones específicas de cada área en estudio.

Las zonas aptas para la ubicación de parques eólicos marinos también se ven limitadas por razones técnicas, como es la batimetría, ya que se hace necesario implantar un parque eólico a bajas profundidades (inferiores a 50), lo que hace que la superficie útil disponible se reduzca.

En el mar Cantábrico la explotación de energía eólica se desarrollaría de manera excelente en cuanto a la calidad del viento, ya que cumple con las condiciones necesarias para transformar la energía cinética en energía eléctrica; sin embargo hay un punto de complejidad en cuanto se refiere a la batimetría, ya que aparecen profundidades mayores a 100 metros a distancias muy cercanas de la costa (2

kilómetros), lo que implicaría que los aerogeneradores habrían de ser emplazados en estructuras flotantes, lo que supone un reto técnico considerable.

1.5.2. Revisión bibliográfica, metodología de búsqueda y panorama internacional.

En este apartado se resume el proceso de revisión de las investigaciones publicadas, fundamentalmente en las bases de datos indexadas: SCOPUS y en la WEB OF SCIENCE; la búsqueda se organizó en dos etapas:

- El primer conjunto de palabras propuesto para la búsqueda fue: “Impacto visual de parques eólicos” (visual impact of wind farms).
- Y en segundo lugar se hizo una búsqueda más específica con el conjunto de palabras “Impacto visual de parques eólicos offshore” (visual impact of offshore wind farms).

El filtrado final de las consultas en las bases de datos arrojó alrededor de ochenta publicaciones, en ellas se ha abordado el tema de la evaluación de impacto visual para la implantación de estas infraestructuras de dos formas diferentes:

- Por una parte, se ha enfocado la evaluación y análisis de las herramientas asistidas por ordenador. Con ellas se modelan características geográficas y el inventario visual (topografía, redes de carreteras, lugares de interés público, etc.) y la ubicación de las turbinas eólicas que se desea analizar.
- Por otra parte, se han estudiado metodologías para la evaluación del impacto visual de proyectos eólicos de forma general, cuya finalidad es predecir la afección visual pero siempre antes de su construcción y sin que apenas se hayan encontrado casos de validación de estos métodos tras la construcción del parque.

Estas metodologías se proponen para proyectos eólicos tanto en tierra como offshore.

En ambos casos los procedimientos de análisis tienen como objetivo proporcionar a la población una predicción de la perspectiva visual futura y a su vez ser de ayuda para la evaluación subjetiva de aceptabilidad del desarrollo de este tipo de proyectos.

Adicionalmente, se ha realizado una clasificación de los trabajos encontrados. Se puede observar que, aunque Alemania encabeza la lista de potencia instalada en Europa hasta Diciembre del 2016, no es uno de los países que más ha comunicado investigación en el tema de impacto visual de proyectos eólicos, ocurriendo lo mismo con Francia, sin embargo, países como Reino Unido, Italia, España y Grecia ofrecen más resultados en el tema. Reino Unido es el país que encabeza la lista (ver figura 6).

Otro resultado interesante que se desprende de la búsqueda en las bases de datos es el carácter minoritario de la investigación. Es contradictorio, pero ésta no es una línea de investigación de masas (la contradicción es que las repercusiones económicas de un alto impacto visual pueden sin embargo ser altísimas). Se muestra además claramente que la producción científica desde los ochenta hasta principios del año dos mil, no presentó un incremento considerable (ver figura 7). La producción científica en el tema tuvo un incremento significativo entre los años 2004 a 2012 con 23 documentos publicados (recordar que manejamos datos sólo de publicaciones en revistas de alto impacto). Desde 2012 la frecuencia de comunicaciones de alto factor de impacto se mantiene.

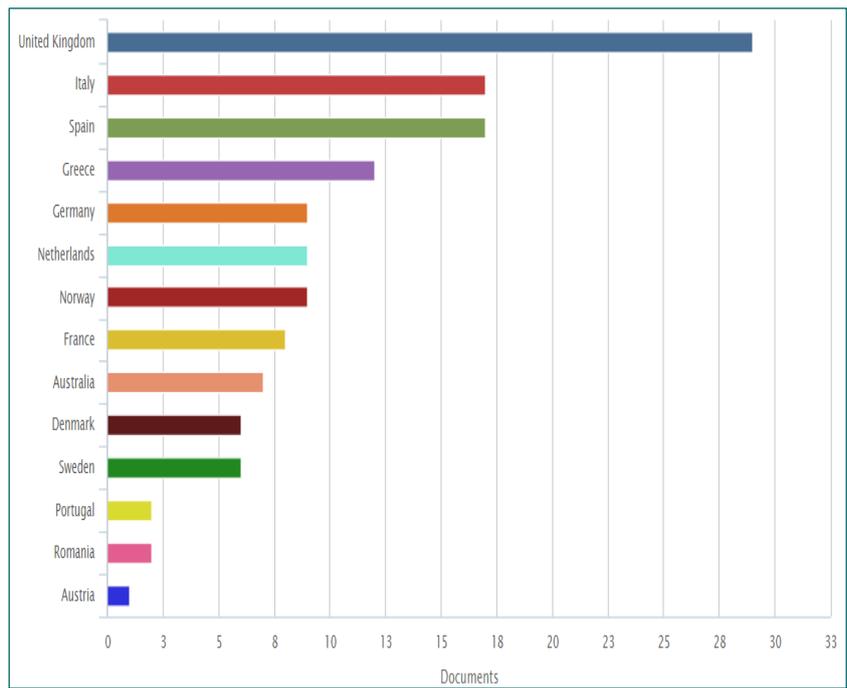


Figura 6. Relación de trabajos de investigación en el tema de impacto visual de proyectos eólicos en los países de la UE desde 2000 al 2017 (Fuente: SCOPUS).

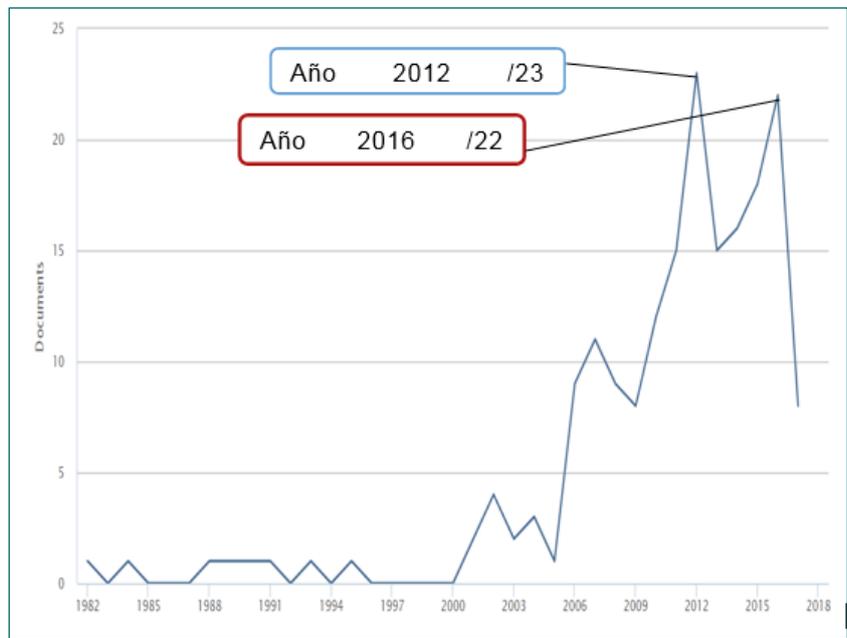


Figura 7. Producción científica desde 1982 hasta 2017 (Fuente: SCOPUS).

1.5.3. Herramientas de evaluación de impacto visual

El software sobre Impacto Visual existente en el mercado suele tener varias funciones como son realizar el análisis de producción de energía por turbina, así como el uso óptimo del sitio para producción de ésta y evaluaciones ambientales donde se estudian los efectos del ruido, sombra y zonas de influencia visual. En general, en ellas no se llega a tratar el componente social. Dentro de estas aplicaciones tenemos:

1. WindPRO: es un software basado en módulos que tienen la capacidad de planificar y diseñar proyectos de energía eólica de forma individual como grupal, esta herramienta fue desarrollada por EMD International [19].
2. GH Wind Farmer: sirve como herramienta para diseñar un parque eólico optimizando la energía exportada pero considerando restricciones técnicas ambientales y financieras [20].
3. Wind Farm: este programa realiza cálculos no solamente a nivel de rendimiento energético, sino que además tiene herramientas de visualización creando vistas tridimensionales del paisaje (un mundo en realidad virtual) mostrando diferentes vistas del parque eólico y las zonas de influencia visual que muestran el impacto [21].
4. Open Wind: es un software de diseño y optimización de proyectos eólicos utilizando una interfaz intuitiva en SIG [22].
5. LSS: tiene gran utilidad en estudios de impacto ambiental (EA), dado que cuenta con una serie de herramientas capaces de calcular las zonas de influencia visual [23].
6. MOYSES v4.0 [24]: es una aplicación creada para automatizar la fase de cálculos requeridos en la generación de Estudios de impacto visual. Más adelante se explicará detalladamente cómo se realiza el procedimiento de cálculo cuantitativo con esta herramienta para obtener los resultados de impacto visual.

7. Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) han servido de apoyo para el análisis a las herramientas anteriormente mencionadas ya que permiten construir una base de datos donde está incluido el **Inventario Visual** (la topografía del terreno, redes de carreteras y lugares de interés público entre otros, además de ubicar dentro de todo este conjunto el número de turbinas eólicas proyectadas o existentes) todo con el objetivo de visualizar y relacionar las características geográficas y demás capas con el proyecto eólico.

1.5.4. Metodologías de evaluación de impacto visual

Las investigaciones se han centrado primordialmente en desarrollar un proceso metodológico objetivo capaz de valorar la interferencia visual de las instalaciones eólicas, con el objetivo primordial de servir como herramienta a los actores que planifican este tipo de proyectos, ayudándoles a tomar decisiones y soluciones de carácter científico y técnico.

Dentro de la literatura existente se han encontrado estudios estratégicos, que describen metodologías aplicables a aquellas áreas susceptibles de desarrollo de infraestructuras y servicios eólicos, y también estudios que intentan cuantificar el impacto visual generado mediante la definición indicadores visuales que pueden ser aplicados a diferentes elementos del inventario visual de una región, tanto a nivel local como regional.

En general, la mayoría de los estudios regionales detectados describen casos de estudio en distintas zonas. En esta línea, Cowel [6] describe la planificación eólica en Gales (Reino Unido), en la que se ha desarrollado un modelo GIS utilizando un amplio inventario visual (entidades medioambientales, residenciales, patrimoniales, etc.), contando con la colaboración de los diferentes agentes implicados.

Lejeune y Feltz [25] crean un sistema de soporte a las decisiones (DSS – Decision Support System) considerando cuarenta criterios distintos, generando una base de datos que permite analizar la capacidad de la región de Walloon (Bélgica) para albergar proyectos de energía eólica.

Nadaï y Labussière [26] describen el proceso de implantación eólica llevado a cabo en Aveyron (Francia), y las implicaciones visuales generadas en cada desarrollo. Para ello, utilizan la documentación generada para cada uno de los planteamientos, junto con un conjunto de entrevistas con diferentes agentes implicados.

Otero et al. [13] comunican el resultado de un estudio en la región de Cantabria (España) realizado a través de una metodología dividida en dos fases: por un lado, se analizan 22 variables (medioambientales, demográficas y regulatorias), y por otro proponen un indicador denominado Magnitud del Efecto Visual (MEV), que relaciona el área con visibilidad con la longitud de carreteras afectadas y la población con afección visual. A través de los valores obtenidos, es posible seleccionar aquellas zonas más aptas para la instalación de parques eólicos en la región.

También en España, Rodrigues et al. [27] evalúan el impacto visual de instalaciones de energía renovable (fotovoltaica y eólica) a tres niveles diferentes (local, regional y nacional) utilizando para ello cuatro indicadores distintos: área visualmente afectada, área de núcleos de población visualmente afectados, tiempo de viaje con visibilidad y percepción visual.

Ohl y Eichhorn [28] describen la situación generada por el desarrollo eólico en tierra en la región de Sajonia occidental (Alemania), centrando el análisis en el planeamiento regional existente y clasificando las áreas potencialmente aptas de acuerdo a sus actuales “feed-in tariff” (FIT - desarrollo normativo que impulsa el establecimiento de tarifas especiales asociadas al modo de producción de energía eléctrica consumida).

Depellegrin et al. [29] en el año 2014 utilizan la técnica de análisis de la cuenca visual realizada con un Sistema de Información Geográfica SIG; la investigación se aplica a un caso de estudio en el mar lituano y plantea dos modelos; el primero es un modelo de visibilidad “tierra-mar” donde se evalúan puntos de observación tales como acceso a lugares turísticos, edificaciones y áreas de costa donde hay gran concentración de población y el segundo se plantea analizando la visibilidad “mar-tierra” donde se aborda el impacto visual acumulativo del parque eólico.

En el año 2016 este mismo autor presenta otra investigación ejecutando metódicamente una secuencia de operaciones en los datos geográficos direccionados por un flujo de trabajo con la finalidad de realizar el modelado y análisis de resultados que muestran las áreas con mayor impacto visual en zonas costeras de un parque eólico en el Mar báltico [30].

Chías et al. [31] se centran en desarrollar sistemáticamente una metodología donde se integran **aspectos cualitativos** (refiriéndose con este término a la percepción visual del parque eólico y qué tan compatible es éste con el paisaje) y **aspectos cuantitativos** realizando un cálculo numérico de cuánto una instalación es visible y cuánto de la zona a su alrededor se ve afectada. El enfoque de esta investigación se desarrolló bajo el planteamiento de tres problemas a resolver incluyendo herramientas capaces de calcular el impacto visual y a su vez de mitigarlo. El primer problema, de carácter **técnico**, es resolver i) “cómo visualizar los posibles cambios en el paisaje”; en segundo lugar se detecta un problema **teórico** ii) “cómo evaluar la belleza del escenario” y por último el problema **administrativo** iii) “cómo integrar aspectos visuales y su impacto con el proceso de planificación”. Además, todo ello “modelado en realidad virtual 3D”. Esta investigación se aplicó a un caso estudio en Sierra de Pela (Soria y Guadalajara, España).

Bernd Möller [32], ha realizado diversos trabajos desde el año 2006, ha estudiado la energía eólica desde diferentes puntos de vista: planificación, evaluación y consecuencias económicas y aceptación de la población entre otros. Con respecto al análisis de la afección visual al paisaje debido a las estructuras eólicas, este autor ha sido pionero en desarrollar una primera investigación aplicada a un caso de estudio al norte de Dinamarca en la región de Jutlandia. En este trabajo se enfoca la variabilidad del impacto visual sobre la población; para ello utiliza un Sistema de información geográfica (SIG). Esta herramienta le permite construir un modelo del paisaje de la zona en estudio donde evalúa la variación de la visibilidad causada a través del tiempo por las turbinas en servicio desde el año 1990 hasta el 2010. Los resultados en esta investigación muestran que si se disminuye el número de turbinas y se incrementa la capacidad no habrá un aumento del impacto en general, sin embargo, sí habrá variantes en el patrón de visibilidad debido a la nueva distribución de las torres.

Ladenburg (junto con Dubgaard y Möller), ha desarrollado sus investigaciones desde diferentes puntos. En su primera publicación del año 2007 [33] analizan cuánto está dispuesta la población danesa a pagar con tal de reducir las desventajas visuales y de ruidos de futuros parques eólicos marinos, ya que ubicando las turbinas a distancias lejanas de la costa se disminuirían estas dos desventajas. Sin embargo, habría un incremento económico dado que aumenta la distancia de instalación de las turbinas desde la costa. Para estudiar esto utilizan el método de valoración económica “Choice experiments” el cual valora y analiza económicamente bienes no mercantiles, como lo son los recursos naturales, entre ellos el paisaje.

Un año más tarde Ladenburg [34] analiza la actitud de la población frente al desarrollo eólico offshore dado que las posibilidades de generar energía eólica en tierra se ven día a día más limitadas con respecto al impacto visual, haciendo de la primera una alternativa potencial. Sin embargo, la localización offshore presenta de igual forma desventajas visuales que hacen menos atractivo su desarrollo en comparación con los parques eólicos en tierra. Elegir dónde desarrollar la energía en tierra o en mar es un factor que depende también de la población, y hace necesario que los planificadores desarrollen los estudios basándose en información científica que conlleve la aceptación de la población. El autor realiza encuestas a la población que vive en zonas cercanas a grandes parques eólicos y los que no tienen experiencia previa de impacto de este tipo de proyectos. Los resultados obtenidos mostraron que el primer grupo de encuestados tienen una percepción más positiva de los impactos visuales que el segundo grupo.

Ladenburg realiza un siguiente trabajo de investigación publicando un artículo más a profundidad en esta línea [35], además realiza una comparación entre la actitud que muestra la población dependiendo de si tienen o no experiencia visual previa (es decir, si han estado anteriormente expuestos a los efectos visuales de parques eólicos marinos). Los resultados obtenidos presentan que la actitud de la población hacia posibles instalaciones varía en aquellas zonas ya expuesta a impactos visuales previos. Este resultado sirve de herramienta para tener en cuenta en el planeamiento de futuras localizaciones de parques eólicos, ya que la experiencia previa de la población influye de forma significativa en su aceptación.

Dado que en la zona costera se desarrollen diversos tipos de recursos (residencial, recreativo y de agricultura marina entre otros) ha hecho que se genere un conflicto frente al recurso eólico. Partiendo de esta premisa Ladenburg y Dubgaard analizan las preferencias de los usuarios de la costa con respecto a la ubicación de los parques eólicos [36]. Para ello los investigadores realizan encuestas a la población. Por una parte, se encuentra el público que interactúa permanentemente en la zona costera como residentes, pescadores, navegantes recreativos entre otros y por otro lado están los que no la frecuentan constantemente. El resultado de las encuestas indica que los usuarios frecuentes están dispuestos a pagar por alejar el parque eólico de la zona costera, ya que para ellos esta zona tiene un valor recreativo el cual está ligado íntimamente al impacto visual.

Profundizando en la actitud de la población, Ladenburg [37] realiza un estudio para discernir si factores como el género, el nivel educativo o el tipo de visitantes a la costa influyen de forma positiva o negativa (respecto a los efectos visuales).

Otra contribución realizada por Ladenburg y Möller [38] a la hora de estudiar la percepción de los aerogeneradores es el efecto de la distancia de viaje. Para ello utilizan las bases de datos de la red de carreteras donde se incluye la longitud de las vías y la velocidad media de los vehículos y miden la distancia en línea recta desde el centroide de la carretera hasta el parque eólico más cercano; los resultados obtenidos son estimaciones de proximidad y apuntan a que el tiempo de viaje y las características del parque eólico influyen en la actitud del observador, lo que significa que cuanto más cercano esté el parque eólico habrá una percepción más negativa hacia éste.

También se ha detectado literatura científica que propone sistemas de múltiple criterio de toma de decisiones basados en GIS (GIS-MCDM). Griffin et al. [39] crean un sistema que combina mapas de visibilidad con la distribución de observadores en el área de estudio y la duración de la vista, utilizándolo para decidir la zona más apta para la implantación de un parque eólico offshore en Rhode Island (Estados Unidos).

Watson et al. [40] desarrollan un método multicriterio de asignación de pesos para la detección de zonas aptas para el desarrollo de energías renovables en la región sur de

Inglaterra. Para ello utilizan un conjunto de restricciones previas (medioambientales, paisajísticas, clasificación de suelos, ecológicas, técnicas e incluso económicas) y generan mapas de idoneidad.

También utilizando GIS-MCDM, Latinopoulos y Kechagia [41] proponen una herramienta de decisión para el planeamiento eólico a nivel regional en Grecia, a través de dos mapas que combinan las posibles restricciones de uso (paisajísticas, patrimoniales, turísticas, etc.) y por otro la aptitud de la zona para el desarrollo eólico (en función por ejemplo de la velocidad de viento, usos del suelo, etc.). La combinación de los diferentes factores propuestos permite generar distintos escenarios de trabajo según los criterios tomados en cuenta, para su uso en la toma de decisiones.

Finalmente, Tsoutsos et al. [42] desarrollan un sistema MCDM para la isla de Creta, de acuerdo con la legalidad existente en el país, que ya define en su plan estratégico de desarrollo y planeamiento de energía eólica una serie de criterios concretos. El conjunto de datos y mapas generados puede ser utilizado para la toma de decisiones.

En relación a metodologías que proponen el uso de indicadores de impacto visual, o indicadores basados en la visibilidad, Shang y Bishop en el año 2000 [43], llevaron a cabo un procedimiento sistemático basado en estudiar el contraste que produce un objeto del tipo torre eólica utilizando fotografías e investigando tres umbrales visuales: el primero para la detección, el segundo para el reconocimiento y el último para la sensación de impacto visual; los dos primeros se centran en la sensibilidad y estímulo de un sujeto haciendo de éste un análisis psicofísico, en el tercero se combina la magnitud visual calculada y el ángulo visual que abarca.

Como continuación del estudio de umbrales visuales, Bishop [44] estudia la percepción de los aerogeneradores en función de sus dimensiones, del contraste con el fondo del paisaje y de la influencia del efecto de dispersión atmosférica, también conocido como "scattering". Utilizando estos tres factores propone diferentes umbrales de distancia y sus niveles de impacto visual asociados.

Bishop y Miller [45] establecen parámetros de visibilidad e impacto de la turbina eólica analizando diferentes condiciones de iluminación y atmosféricas cuando las máquinas

están en movimiento o bien estacionarias. La información obtenida por medio de una encuesta recoge diversas variables sociales (grado de interés en asuntos de energía renovable, existencia de desarrollo eólico en la zona de residencia, edad, país y preferencias) todo ello realizado por medio simulaciones de fotomontaje.

En relación con los umbrales de distancia, Sullivan et al. [46] presentan un estudio sobre parques eólicos offshore estableciendo distintos umbrales de distancia, mediante la relación entre la ratio de visibilidad y la distancia, medido sobre fotografías.

Algunos artículos exploran el concepto de la dimensión fractal y su relación con la experiencia visual experimentada por un observador. Así, Hagerhall et al. [47] buscan evidencias empíricas que les permitan relacionar las propiedades fractales de los paisajes eólicos con las preferencias de los observadores. Esta premisa se basa en la fractalidad de muchas formas naturales, y la posible mejora en la aceptación pública si la implantación de energías renovables genera también formas fractales. Para ello, calculan la dimensión fractal con base en fotografías, y proponen una relación con las posibles preferencias de los observadores.

El concepto de fractalidad también es utilizado por Torres-Sibille et al. [48] que lo combinan con indicadores basados en la visibilidad, el contraste, y la continuidad del paisaje (grado de uniformidad). Finalmente proponen un indicador que integra los cuatro anteriores y validan los resultados mediante encuestas realizadas a distintos grupos de agentes implicados (tanto experto como no experto).

En España las normas para la instalación de parques eólicos dependen de cada región del país, y primordialmente su enfoque se basa en la conservación del medio ambiente y la generación del ruido que producen los aerogeneradores en funcionamiento. Una aportación significativa al estudio del impacto visual de parques eólicos en España ha sido la publicación realizada por Hurtado et al. [49] “Método Español de evaluación de impacto visual en parque eólicos”, donde los autores desarrollan una metodología para predecir el impacto visual de un parque eólico proponiendo cinco coeficientes que cuantifican la afección visual de este tipo de infraestructuras antes de su construcción. Para ello proponen variables como son la población, zonas afectadas y edificadas entre otras.

Manchado et al. [9] analizan la metodología de Hurtado, revisando y comparando los cinco coeficientes propuestos en el “Método Español de evaluación de impacto visual en parques eólicos”. La revisión se realiza desde varios enfoques: validez, eficiencia, limitaciones y actualización; para ello desarrollaron un caso de estudio donde se aplicó la nueva propuesta de coeficientes, que se denomina “SPM2”. La investigación desarrollada por Manchado se ha enfocado en medir el efecto visual de forma tal que esta sirva de herramienta a la hora de formular consultas y comparar soluciones en el proceso de diseño de proyectos eólicos, con el fin de optimizar cualquier decisión final. En el año 2013 Manchado et al. [50] ya habían publicado el desarrollo de una metodología para la evaluación de visibilidad de parques eólicos, donde se planteó como interrogantes: cómo evaluar y medir la visibilidad de este tipo de proyectos y a su vez disponer de una herramienta software que analizase y evaluase la afección visual en diferentes etapas del proceso de diseño. La respuesta a ambas preguntas se basó en el uso de una herramienta asistida por ordenador “MOYSES v4.0”, la cual desarrolla su análisis basando en SIG y el cuál había sido previamente desarrollada y descrita por Otero et al. [16] [17] [18] [51]. Los resultados del estudio fueron obtener de forma automática puntos de máximo impacto visual en escenarios afectados como la red de carreteras, núcleos de población, puntos de interés turístico y edificaciones entre otros

De esta aplicación se han desarrollado cuatro versiones. Las dos primeras tenían como objetivo evaluar el impacto visual ocasionado por proyectos viales y se centraba en determinar zonas de influencia visual (ZVI) y seleccionar puntos de vista adecuados y representativos que caracterizan el impacto visual. La primera versión se desarrolló como un sistema ráster, y la segunda como un sistema vector. Posteriormente se implementó la selección automática de puntos de vista con mayor impacto visual y se estableció una relación entre las áreas con alta calidad paisajística, zonas pobladas o carreteras y la población afectada. Estas mejoras técnicas dieron origen a la tercera versión en el año 2007. Actualmente, MOYSES tiene vigente su versión 4.0.

También proponiendo diferentes indicadores visuales, Molina-Ruiz et al. [4] intentan predecir y evaluar, en la fase de diseño, el impacto visual producido por parques eólicos. Para ello proponen un indicador que estudia la percepción de los individuos, tomando como base el cálculo de la capacidad visual del ser humano. A partir de ello, generan

mapas de “frecuencia de observación”, utilizando sistemas de información geográfica. Los resultados son cotejados con diferentes infografías.

Dentoni y Massacci [52] proponen un indicador denominado Lvi (basado en el tamaño de la estructura que se quiere construir y su contraste cromático con el fondo escénico) y la relación existente entre el ángulo vertical de la intrusión y su distancia al observador.

Kokologos et al. [53] en el año 2014 comunican un trabajo de investigación que se basa en los indicadores cuantitativos propuestos por Hurtado et al. [49] en el Método Español. La herramienta básica de la metodología es ArcGIS10 ya que es un software idóneo para este tipo de análisis. Por último, los autores realizan una visualización de su propuesta de investigación en 3D, representando la ubicación geográfica del proyecto, y la zona radial afectada antes y después de la implantación del proyecto eólico.

Wróżyński et al. [54] proponen un método que relaciona el ángulo visual abarcado por el parque eólico y el ángulo visual percibido por el ojo humano. En función de los resultados obtenidos proponen un umbral de distancia a partir del cual el impacto visual ya no es apreciable (lo hacen para un aerogenerador de una altura concreta) y proponen un software “OPENSOURCE” de modelado 3D como alternativa a las infografías, tanto por su capacidad de generar renderizados realistas, como la forma de simular el movimiento en los modelos generados.

Sunak y Madlener [55] finalmente, generan un método que combina indicadores habituales en este tipo de estudios (como son la visibilidad, la distancia del observador al parque eólico, y el ángulo horizontal de visión abarcado por el mismo) con un análisis de precios de las propiedades afectadas por los parques eólicos. La variación del precio de estas varía según este estudio en función de los indicadores mencionados.

De forma complementaria a estos estudios, los efectos generados por grandes estructuras civiles en el paisaje han sido representados y simulados mediante técnicas de visualización realística, utilizando para ello no sólo ordenadores para generar infografías o modelos virtuales, sino también distintos dispositivos inmersivos, como grandes dispositivos envolventes (caves), pantallas 3D, o gafas de realidad virtual. Ello

nos permite no sólo su utilización como herramienta de visualización final, sino dentro del proceso de planeamiento y diseño previo.

Además, gran cantidad de estudios se han centrado en la presentación de imágenes estáticas, aunque ciertos autores han constatado que puede existir una diferencia considerable de percepción cuando un elemento está en movimiento o estático [56]; De hecho, se han comunicado trabajos en donde se ha comparado el impacto producido por los proyectos eólicos por medio de imágenes animadas llegando a la conclusión de que el impacto producido por los aerogeneradores con sus palas en movimiento es menor que cuando estos están inmóviles [45].

De acuerdo con Bishop y Stock [57], hay dos factores determinantes que impiden la exploración detallada de entorno eólico y son el movimiento de las turbinas y la inmersión de los individuos dentro de este mismo.

Independientemente del conjunto de indicadores elegidos para llevar a cabo un análisis de visibilidad o impacto visual, los diseñadores también deben seguir un marco técnico (principios y metodología general), preferiblemente de acuerdo con algunos de los diferentes manuales y guías emitidos a nivel nacional. En cuanto a entidades y organizaciones relevantes en la investigación en Evaluación de Impacto Visual, y que han redactado diversas guías de buenas prácticas y/o documentos técnicos relacionados, cabe destacar:

1. Landscape Institute (LI), organismo inglés encargado del paisaje y cuyo objetivo es protegerle y conservarle para el beneficio de la población. La institución ha desarrollado directrices para la evaluación del impacto paisajístico y visual por medio de la publicación "Guidelines for Landscape and Visual Impact Assessment" [58], actualmente en su tercera edición. Asimismo, también han redactado un conjunto de normas técnicas para la realización de fotografías y fotomontajes para la representación de parques eólicos.
2. Scottish National Heritage (SNH), es la entidad escocesa que cuida y promueve el patrimonio natural, para lo cual ha desarrollado guías para evaluar los impactos potenciales al paisaje debido a proyectos eólicos. Entre ellas, cabe destacar la

publicación “Siting and designing windfarms in the landscape” [59], cuya última edición data del año 2017, en la que presenta directrices a tomar en cuenta en la fase de diseño de los parques eólicos. En este documento se presentan directrices generales, existiendo documentos más extensos aplicables tanto en onshore como a offshore. Asimismo, también inciden en el estudio de efectos acumulados, es decir, los producidos por aquellos parques eólicos instalados en zonas con presencia previa de otros parques eólicos.

3. Clean Energy States Alliance (CESA), es una alianza Americana que trabaja para la producción de energía limpia y está formada por organizaciones estatales. En relación al impacto visual producido por la energía eólica, publicaron una guía denominada “Visual Impact Assessment Process for Wind Energy Projects” [60], en colaboración con el Departamento de Energía, que proponía metodologías para evaluar los efectos visuales generados por su implantación.
4. National Academy of Sciences (NAS), es una organización privada sin ánimo de lucro que también ha realizado importantes aportaciones a este campo. Entre ellas podemos destacar las publicaciones “Environmental impacts of wind-energy projects” [61], que propone diversas metodologías para la evaluación de los posibles impactos de la energía eólica sobre el medioambiente, y “Evaluation of Methodologies for visual impact assessment” [62], un resumen de diversas metodologías de impacto visual y comparación entre ellas.
5. Argonne National Laboratory and Center for Advanced Spatial Technologies, laboratorio nacional de investigación en ciencia e ingeniería en los Estados Unidos. En relación al impacto visual generado por estructuras eólicas, proponen un sistema denominado “Visual Impact Evaluation System for Offshore Renewable Energy (VIESORE)” [63] que tiene en cuenta el contraste visual de las mismas con el fondo escénico y factores como la iluminación nocturna, la refracción atmosférica, o incluso las condiciones marítimas, para generar, a partir de ello, representaciones realistas de los futuros proyectos. Además, han colaborado con diferentes departamentos federales de EEUU para

la generación de guías metodológicas, como la desarrollada para la evaluación de parques eólicos en Wyoming y Colorado [64].

Además de todo lo anterior, existen diferentes departamentos de gobierno en algunos países que han publicado sus propias guías, como es el caso de Reino Unido, con documentos como el editado por el Departamento de Comercio e Industria (DTI) [65], el publicado por Nueva Gales del Sur [66], o el existente en el condado de Norfolk [67]. Sirva para cerrar esta revisión los documentos publicados por el gobierno de la Columbia británica [68], Francia [69] Serbia [70], Quebec (Canadá) [71], o Australia [72].

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA Y MAPAS DE IMPACTO VISUAL

2.1. INTRODUCCIÓN

El capítulo 2 propone una metodología con el fin de caracterizar y conocer los sitios cercanos a la costa en la región de Cantabria en los que la afección visual producida por emplazamiento de un parque eólico sea mínima. Estos sitios de ubicación hipotéticos también podrían ser mostrados en infografía realista lo cual sirve a los diseñadores para integrar los aspectos visuales tanto en el proceso de planificación como de diseño; además sirven como herramienta de divulgación a la población.

Los resultados obtenidos son indicadores numéricos y gráficos que nos suministran información de cuánto está siendo afectado el recurso visual y su entorno al instaurar infraestructuras de gran altura y volumen como son los aerogeneradores. A partir de estos indicadores se puede realizar el análisis de impacto visual

2.2. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La región de Cantabria está ubicada al Norte de España, limita al Norte con el Mar Cantábrico, al sur con Castilla y León, al Este con el País Vasco, y al Oeste con Asturias y León. La capital de Cantabria es Santander.

Una característica importante de la región son sus 284 kilómetros de costa, los cuales están clasificados dentro del Plan Regional de Ordenamiento (PROT) de Cantabria como 3 unidades del paisaje (la costa occidental, la costa oriental y la costa central - bahía de Santander) (ver figura 8). Esta franja costera se extiende desde la punta de Cobarón, limitando con el País Vasco hasta la ría de Tina Mayor colindando con Asturias. El litoral está formado por abruptos acantilados, los cuales se han quebrado por la desembocadura de ríos dando origen a la formación de rías y playas con grandes zonas arenosas en donde se pueden apreciar islotes, dunas y estuarios entre otros, siendo algunos de estos últimos declarados Reserva Natural [73].

Otra característica de la zona es la gran cantidad de puertos tradicionalmente pesqueros sobre los que se ha desarrollado una historia y una gran cantidad de actividades de diferente índole y que han hecho que sus habitantes tengan una estrecha vinculación

con el mar, vivan en el mar y lo sientan como parte suya. A su vez es la zona costera por excelencia para vivir, concentrando así un gran porcentaje de la población Cántabra.

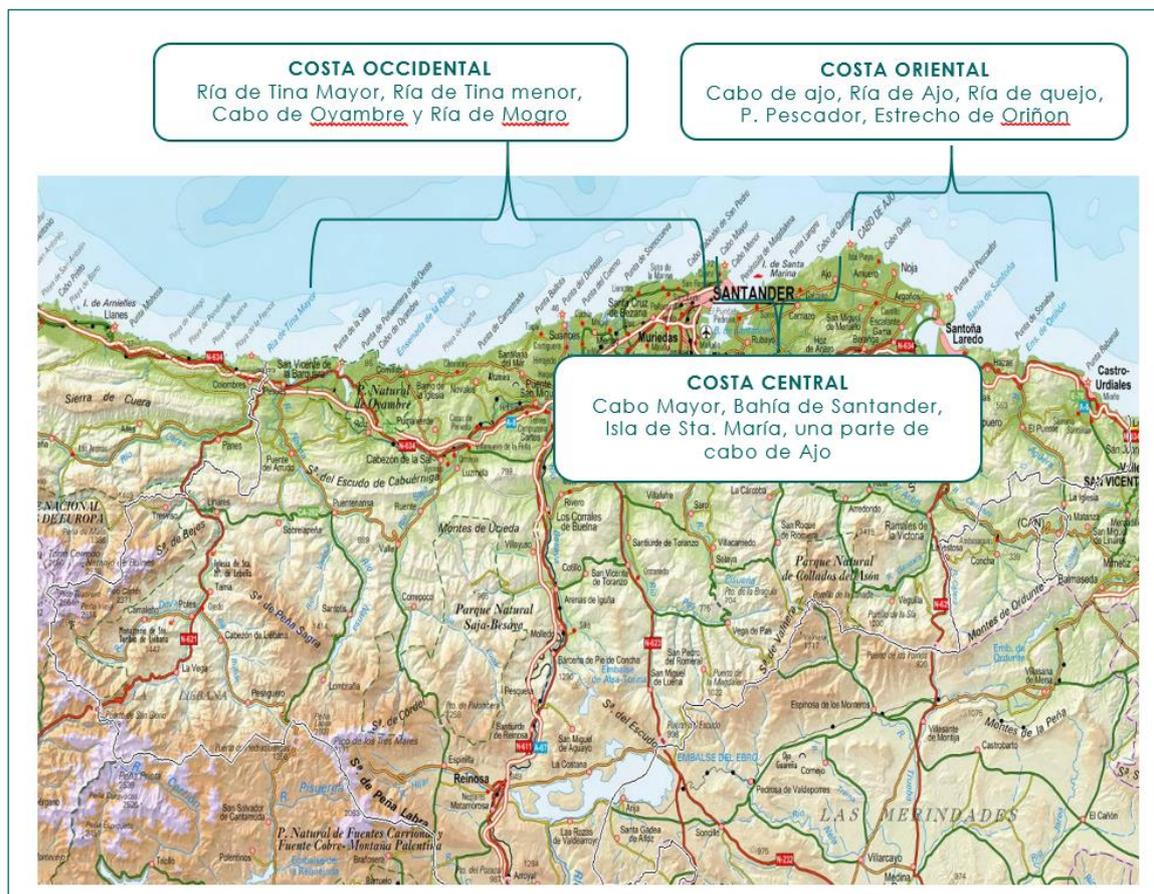


Figura 8. División de la zona costera de la comunidad de Cantabria (Fuente: Gobierno de Cantabria).

Las isobatas de 200 m discurren a distancias comprendidas entre los 5 y 15 millas náuticas de tierra hasta la altura del meridiano de Cabo Mayor, a partir de ahí se aleja pasando a encontrarla a unos 25 millas náuticas a la altura del meridiano de Gijón [74].

Paralelamente a estas áreas de costa se encuentran muchas de las principales vías de comunicación y se localiza también una buena parte del patrimonio cultural de la provincia: Bienes Culturales, Patrimonio etnológico material e inmaterial, red de caminos y rutas de turismo, hábitats y espacios protegidos, entre otros. Todos los aspectos característicos y propios de la región hacen de la zona costera del mar Cantábrico una

zona con un valor apreciable y deber ser analizados con el fin de minimizar su afección a la hora de desarrollar un proyecto de energía eólica.

2.3. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO

Conforme a los umbrales establecidos en el ISA del PSEC 2014-2020, el umbral de distancia máxima de territorio a analizar es un círculo de hasta de 15 Km (ver figura 9) al parque objeto de estudio². Dadas las abruptas condiciones de batimetría en la zona, se considera inviable situar parques más allá de una distancia a la costa de 8 km, lo que significa que:

- Como mínimo, una franja costera de 7 km ha de ser analizada.
- Esta franja puede llegar a los 15 km (en el poco previsible caso de que el parque se instale en la línea de costa).

En cualquier caso, y también conforme al ISA-PSEC, los efectos visuales pueden ser analizados en un umbral máximo que fijamos en los 35 km. tierra adentro.

² Esta distancia puede ser modificada de forma justificada por el equipo redactor de cualquier proyecto.

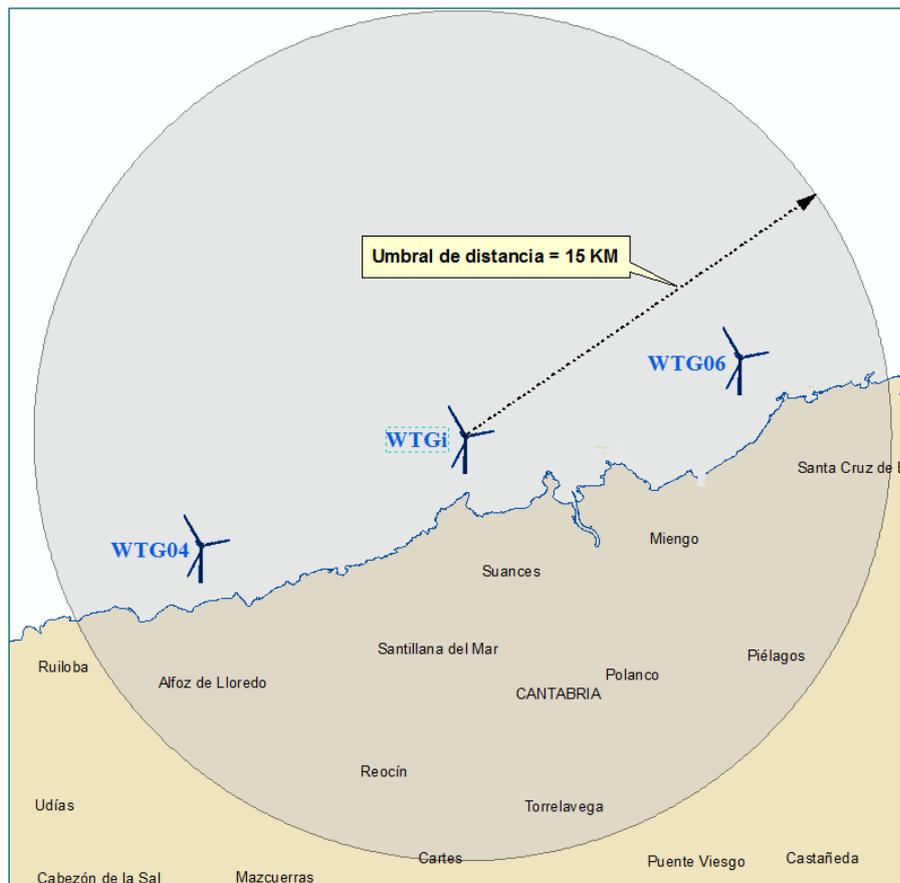


Figura 9. Efecto visual de un parque eólico (WTGi) dentro de un umbral de distancia con radio de 15 Km y centro en WTGi.

2.4. PROPUESTA METODOLÓGICA

Se parte de plantear un conjunto de puntos en dos direcciones principales para la ubicación de las torres de viento; la primera es situar cada aerogenerador a una distancia de 6Km paralela a la línea de costa (los referenciamos con la nomenclatura WTG01, WTG02, WTG03,...) y distanciados uno de otro 10 Km en dirección Occidente a Oriente (ver figura 10). Una segunda serie de aerogeneradores está orientada de Norte a Sur y se sitúa en entorno a la zona turística de Ubiarco (ha sido referenciada como UB1, UB2, UB3,...). En esta última serie las torres eólicas están separadas 1 Km una de otro.

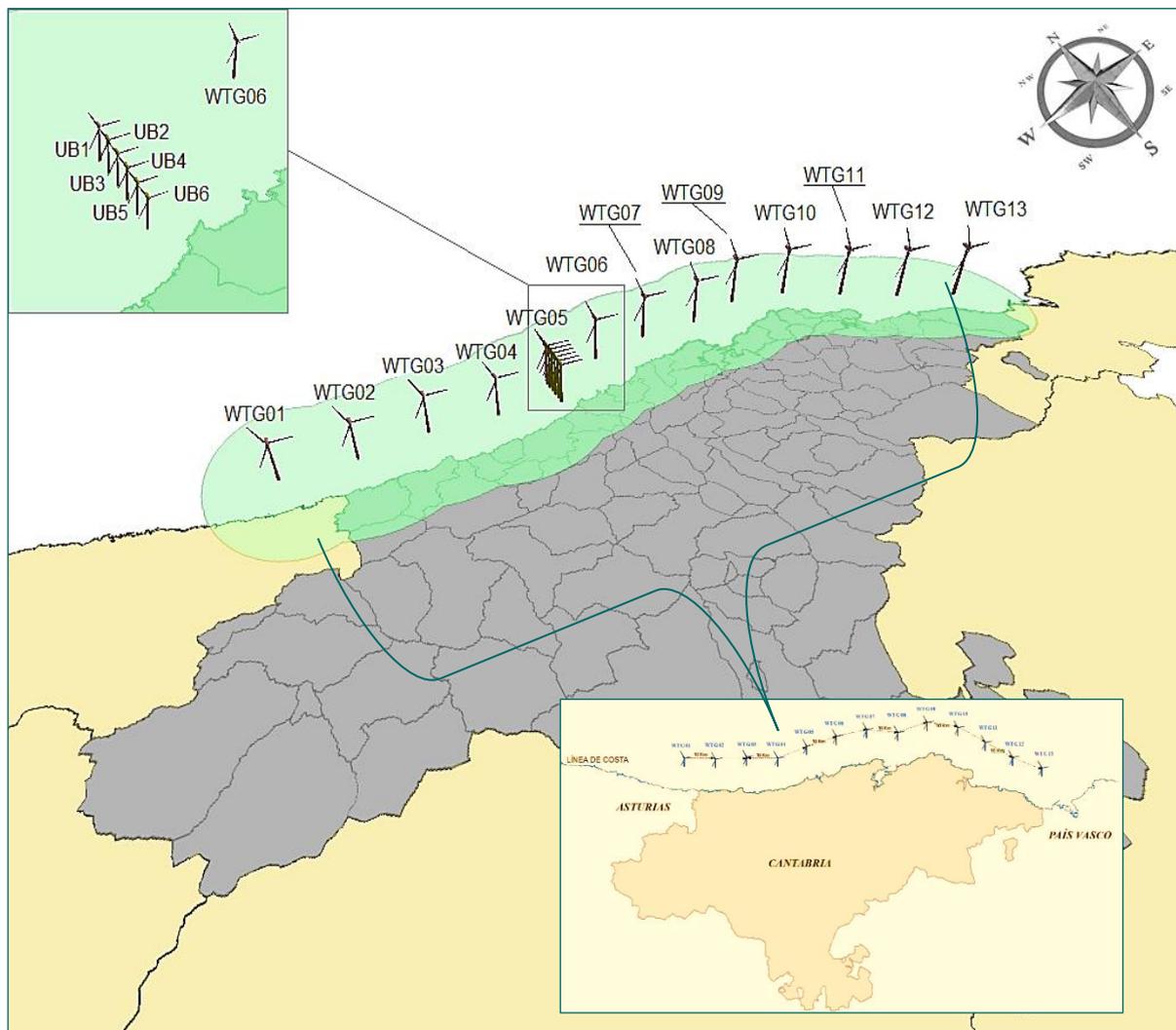


Figura 10. Mapa de ubicación y distribución de WTGs y UBs.
WTGs (Sentido Occidente – Oriente) y UBs (Sentido Norte-Sur).

Se seleccionan los indicadores asociados a la Magnitud del Efecto Visual MEV [13]. Ello se debe a que este índice es explícitamente citado en ISA-PSEC y por tanto tiene en Cantabria carácter casi obligado uso.

Cada parque eólico estará por tanto representado visualmente por un solo aerogenerador, para el que se calcularán los siguientes valores: i) indicadores para el área de núcleos de población afectados visualmente y el número de habitantes afectados (ver tablas 1, 2), ii) indicadores para las carreteras con afección visual, expresada en área y en términos de longitud (kilómetros afectados medidos en la

alineación de la vía) (ver tabla 3) (en un buffer de 100 metros a cada lado de la alineación de la vía), iii) miradores visualmente afectados en el área de estudio (ver tabla 4). El resultado obtenido de los indicadores i) y ii) da origen al índice global MEV y se expresará numérica y gráficamente.

Tabla 1. Indicadores de área visualmente afectada.

Torre eólica	Área afectada en el mar (km ²)	Área no afectada en tierra (km ²)	Área afectada en tierra (km ²)	Área de núcleos de población en la zona de estudio (km ²)	Área de núcleos de población afecta en la zona de estudio (km ²)
--------------	--	---	--	---	--

Tabla 2. Indicadores de núcleos de población y habitantes visualmente afectados.

Torre eólica	% de área de núcleos de población en el área de estudio	% de área de núcleos de población afectados en la región de Cantabria	Número total de habitantes en el área de estudio	Número de Habitantes afectados en el área de estudio	% de habitantes afectados en el área de estudio	% de habitantes afectados en la región de Cantabria
--------------	---	---	--	--	---	---

Tabla 3. Indicadores de carreteras visualmente afectadas.

Torre Eólica	Área Total De Carreteras En El Buffer(Km ²)	Área Total De Carreteras Afectadas (Km ²)	% De Área De Carreteras Afectadas Dentro Del Buffer En La Región De Cantabria	% De Área De Carreteras Afectadas Dentro Del Buffer En El Área De Estudio	Longitud De Carreteras Afectadas En El Área De Estudio (Km)	Longitud De Carreteras En El Área De Estudio (Km)	% De Kms De Carreteras Afectadas En El Área De Estudio
--------------	---	---	---	---	---	---	--

Tabla 4. Indicadores de miradores afectados visualmente.

Torre eólica	Total de puntos de vista afectados en el área de estudio(km ²)	Total de puntos de vista en el área de estudio (km ²)	% De puntos de vista afectados en el área de estudio	% De puntos de vista en afectados en la región de Cantabria
--------------	--	---	--	---

El proceso para realizar el análisis de impacto visual para cada parque eólico se lleva a cabo con la asistencia de entrada de este Inventario Visual³:

- Modelo digital de terreno (MDT25) con 25 m de resolución en la rejilla ASCII. Referencia geodésica ETRS89, calculado a partir de la interpolación de 5m de resolución DEM obtenida de PNOA (Plan Nacional de Ortofotografía Aérea en España) [75].
- Capa de los núcleos de población en formato SHP, incluyendo no solo datos de Cantabria, sino de las regiones contiguas (Asturias y País Vasco) a partir de los archivos oficiales de mapas de vectores provinciales del Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG), en escala: 1: 200.000.
- Censo de población del Catastro Provincial del año 2013.
- Capa de las carreteras en formato SHP, a partir de los archivos de mapas oficiales de vectores provinciales del Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG), en escala: 1: 25.000.
- Capa de Miradores oficiales de Cantabria en formato SHP del año 2011.

2.5. RESULTADOS

Habiendo hecho uso de MOYSES v4.0, a continuación las tablas 5, 6, 7 y 8 muestran los resultados para la serie de aerogeneradores WTG01 hasta WTG13, y las tablas 8, 9, 10 y 11 presentan los resultados para la franja de los aerogeneradores UB1, UB2, etc.

³ Definimos como inventario visual del paisaje el conjunto de información alfanumérica y gráfica que lo caracteriza de un modo u otro. Forman parte del inventario visual capas tales como los núcleos de población, las carreteras, la densidad de población, los itinerarios paisajísticos, los miradores, los lugares de interés comunitario de uno u otro tipo, los lugares de interés cultural, el patrimonio histórico, las villas monumentales, etc.

Tabla 5. Resultados de visibilidad en términos de área de núcleos de población y habitantes afectados (I).

Torre eólica	Área afectada en el mar(km ²)	Área no afectada en tierra (km ²)	Área afectada en tierra (km ²)	Área de núcleos de población en la zona de estudio	Área de núcleos de población afectada en la zona de estudio (km ²)
WTG01	517,6	132,0	57,4	7,50	1,13
WTG02	522,9	140,3	43,8	10,66	1,28
WTG03	559,2	98,2	49,7	12,65	3,28
WTG04	508,5	152,4	46,1	34,72	3,76
WTG05	553,9	115,3	37,8	33,59	3,99
WTG06	547,6	119,9	39,6	55,04	9,11
WTG07	557,3	110,5	39,2	53,98	12,48
WTG08	532,2	124,1	50,6	48,44	12,83
WTG09	585,5	95,6	24,8	22,54	1,57
WTG10	583,1	93,2	30,6	14,26	4,10
WTG11	567,9	97,1	42,0	21,02	6,88
WTG12	551,2	124,7	31,0	17,22	2,77
WTG13	522,7	125,7	58,6	34,23	3,95

Tabla 6. Resultados de visibilidad en términos de número de habitantes de núcleos de población afectados (II).

Torre eólica	% de área de núcleos de población en el área de estudio	% de área de núcleos de población afectados en la región de Cantabria	Número total de habitantes en el área de estudio	Número de Habitantes afectados en el área de estudio	% de habitantes afectados en el área de estudio	% de habitantes afectados en la región de Cantabria
WTG01	15,01%	0,10%	18995	8408	44,26%	0,10%
WTG02	12,01%	0,69%	16885	7663	45,38%	1,33%
WTG03	25,95%	1,77%	16328	9434	57,78%	1,64%
WTG04	10,83%	2,03%	93599	12591	13,45%	2,19%
WTG05	11,88%	2,15%	80220	19244	23,99%	3,34%
WTG06	16,57%	4,93%	268634	213731	79,56%	37,11%
WTG07	23,12%	6,74%	265619	227218	85,54%	39,45%
WTG08	26,49%	6,93%	256212	206951	80,77%	35,93%
WTG09	6,97%	0,85%	188868	7653	4,05%	1,33%
WTG10	28,75%	2,21%	37361	29304	78,43%	5,09%
WTG11	32,73%	3,72%	74349	28096	37,79%	4,88%
WTG12	16,09%	1,50%	75582	38870	51,43%	6,75%
WTG13	11,53%	1,40%	457766	147949	32,32%	5,40%

Tabla 7. Resultados de visibilidad en términos de área y longitud de carreteras afectadas.

Torre eólica	Área total de carreteras en el buffer (km ²)	Área total de carreteras afectadas (km ²)	% de área de carreteras afectadas dentro del buffer en la región de Cantabria	% de área de carreteras afectadas dentro del buffer en el área de estudio	Longitud de carreteras afectadas en el área de estudio (km)	Longitud de carreteras en el área de estudio (km)	% de kilómetros de carreteras afectadas en el área de estudio
WTG01	16,70	0,68	0,16%	4,1%	3,40	83,50	4,1%
WTG02	34,39	3,52	0,84%	10,2%	17,60	171,95	10,2%
WTG03	39,72	6,93	1,66%	17,4%	34,65	198,60	17,4%
WTG04	52,23	6,03	1,44%	11,5%	30,15	261,15	11,5%
WTG05	41,73	5,01	1,20%	12,0%	25,05	208,65	12,0%
WTG06	47,39	3,86	0,92%	8,1%	19,30	236,95	8,1%
WTG07	43,49	5,30	1,27%	12,2%	26,50	217,45	12,2%
WTG08	50,36	6,61	1,58%	13,1%	33,05	251,80	13,1%
WTG09	28,59	2,58	0,62%	9,0%	12,90	142,95	9,0%
WTG10	26,73	4,81	1,15%	18,0%	24,05	133,65	18,0%
WTG11	34,19	8,11	1,94%	23,7%	40,55	170,95	23,7%
WTG12	35,56	4,03	0,96%	11,3%	20,15	177,80	11,3%
WTG13	21,08	5,40	1,29%	25,6%	27,00	105,40	25,6%

Tabla 8. Resultados de visibilidad de Miradores afectados.

Torre eólica	Total de puntos de vista afectados en el área de estudio (km ²)	Total de puntos de vista en el área de estudio (km ²)	% de puntos de vista afectados en el área de estudio	% de puntos de vista en la región de Cantabria
WTG01	1	3	33,3%	2,94%
WTG02	2	4	50,0%	5,88%
WTG03	2	5	40,0%	5,88%
WTG04	3	4	75,0%	8,82%
WTG05	2	4	50,0%	5,88%
WTG06	3	3	100,0%	8,82%
WTG07	0	3	0,0%	0,00%
WTG08	1	2	50,0%	2,94%
WTG09	1	2	50,0%	2,94%
WTG10	1	1	100,0%	2,94%
WTG11	0	2	0,0%	0,00%
WTG12	2	4	50,0%	5,88%
WTG13	2	2	100,0%	5,88%

Tabla 9. Resultados de visibilidad en términos de área de núcleos de población y habitantes afectados (I).

Torre eólica	Área afectada en el mar	Área no afectada en tierra (km ²)	Área afectada en tierra (km ²)	Área de núcleos de población en la zona de estudio	Área de núcleos de población afectada en la zona de estudio (km ²)
UB1	553,875	115,3	37,80	33,59	3,99
UB2	527,19	137,64	42,15	39,18	4,07
UB3	499,51	161,21	46,26	43,07	4,12
UB4	471,06	187,94	47,98	44,62	4,23
UB5	442,29	216,1	48,59	47,41	4,10
UB6	412,64	247,16	47,18	50,50	4,16

Tabla 10. Resultados de visibilidad en términos de número de habitantes de núcleos de población afectados (II).

Torre eólica	% de área de núcleos de población en el área de estudio	% de área de núcleos de población afectados en la región de Cantabria	Número total de habitantes en el área de estudio	Número de Habitantes afectados en el área de estudio	% de habitantes afectados en el área de estudio	% de habitantes afectados en la región de Cantabria
UB1	11,88%	2,16%	80220	19244	23,99%	3,34%
UB2	10,39%	2,20%	85785	21868	25,49%	3,80%
UB3	9,57%	2,23%	108856	21945	20,16%	3,81%
UB4	9,48%	2,28%	112261	22812	20,32%	3,96%
UB5	8,65%	2,21%	115521	21987	19,03%	3,82%
UB6	8,24%	2,25%	122490	23725	19,37%	4,12%

Tabla 11. Resultados de visibilidad en términos de área y longitud de carreteras afectadas.

Torre eólica	Área total de carreteras en el buffer (km ²)	Área total de carreteras afectadas(km ²)	% De área de carreteras afectadas dentro del buffer en la región de cantabrita	% De área de carreteras afectadas dentro del buffer en el área de estudio	Longitud de carreteras afectadas en el área de estudio (km)	Longitud de carreteras en el área de estudio (km)	% De kilómetros de carreteras afectadas en el área de estudio
UB1	41,73	5,01	1,20%	12,01%	25,05	208,65	12,01%
UB2	46,74	5,58	1,33%	11,94%	27,90	233,70	11,94%
UB3	52,25	6,00	1,43%	11,48%	30,00	261,25	11,48%
UB4	57,46	6,12	1,46%	10,65%	30,60	287,30	10,65%
UB5	64,26	6,23	1,49%	9,69%	31,15	321,30	9,69%
UB6	69,72	5,99	1,43%	8,59%	29,95	348,60	8,59%

Tabla 12. Resultados de visibilidad de Miradores afectados.

Torre eólica	Total de puntos de vista afectados en el área de estudio (km ²)	Total de puntos de vista en el área de estudio (km ²)	100% para comparación	% de puntos de vista afectados en el área de estudio	% de puntos de vista en afectados en la región de Cantabria
UB1	2	4	100%	50,00%	5,88%
UB2	2	4	100%	50,00%	5,88%
UB3	2	4	100%	50,00%	5,88%
UB4	2	5	100%	40,00%	5,88%
UB5	2	5	100%	40,00%	5,88%
UB6	2	5	100%	40,00%	5,88%

2.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA SERIE DE TORRES DE VIENTO DE WTG01 A WTG13 UBICADOS PARALELAMENTE A LA COSTA

De ahora en adelante llamaremos efecto local visual (o simplemente efecto local) al producido dentro del círculo de radio de 15 Km alrededor de cada uno de los parques eólicos y nos referiremos como efecto regional al producido dentro de la región de Cantabria.

2.6.1. Núcleos de población y habitantes

En términos generales, las áreas de cuenca visual producidas por las 13 torres eólicas son similares (ver tabla 5 y figura 11). El área local total afectada visualmente en el mar varía entre 508,5 km² en WTG04 y 585,5 km² en WTG09. El área local no afectada visualmente en la tierra oscila entre 93,2 km² en WTG10 y 152,4 km² en WTG04. El área local visualmente afectada en tierra es de 24,8 km² en WTG09 a 58,6 en WTG13.

El análisis en núcleos de población (ver tabla 6 y figura 12) muestra que el área total a nivel local varía de 7,50 km² en WTG01 a 55,04 km² en WTG06. Esta variación es elevada y también aparece cuando se calcula el área de los núcleos de la población afectada, oscilando entre 1,13 km² en WTG01 y 12,83 km² en WTG08. La Figura 12 muestra que los sitios representados por las torres WTG06, WTG07 y WTG08 dan un valor alto para este indicador, los sitios representados por las torres WTG04, WTG05, WTG10 y WTG11 también presentan un valor apreciable de afección visual, pero el resto de parques eólicos tiene valores moderados o bajos.

Al expresar la población afectada, aparecen efectos similares (ver figura 13, que se deriva de la tabla 6). Santander, la capital de Cantabria, se encuentra cerca de la costa y aproximadamente en el medio de la región; otras poblaciones relativamente grandes de la comarca están ubicadas en la mitad oriental, y de igual forma limitando con la costa. Esta concentración de localidades da como resultado tres grupos diferentes en los efectos visuales de la población: el primero está formado por las turbinas WTG01,

WTG02, WTG03, WTG04 y WTG09 en las que el porcentaje de población en la comunidad de Cantabria afectada visualmente es bajo o moderadamente bajo, siendo este efecto inapreciable a nivel regional (valores que varían de 0,10% a 2,2%); el segundo grupo está compuesto por las torres WTG05, WTG10, WTG11, WTG12, donde el efecto local y regional en la población es bajo, aunque la población total en el área es considerablemente más alta (lo que puede ser relevante); el tercer grupo tiene las torres eólicas WTG06, WTG07 y WTG08, todas ellas con un número muy alto de habitantes a nivel local (figura 13 en el medio) produciendo una alta incidencia visual a nivel regional (ver figura 13 inferior).

Finalmente, el WTG13 es un caso especial, ya que presenta también un alto número de habitantes afectados a nivel local, pero muy bajo a nivel regional con un 0,10%. Esta circunstancia se debe principalmente a la población perteneciente al País Vasco, que no debe ser considerada a efectos del estudio regional (lo que no significa que se le reste importancia).

2.6.2. Carreteras

El efecto visual en las carreteras se muestra en la figura 14, de acuerdo con los valores presentados en la tabla 7. La figura 14-superior y la figura 14-media muestran valores absolutos para el área afectada de carreteras a nivel local (considerando un ancho de 100 m a cada lado del eje de la carretera) y la figura 14-inferior también representa este efecto visual a nivel local y regional.

Se puede afirmar que el efecto visual en las carreteras es de poca relevancia a nivel regional; en cualquier caso, lo que es razonable dada la posición relativa de las torres eólicas. Además, el efecto local, tanto en valores absolutos como relativos, es bajo. Estos valores relativos tienen un mínimo (4,1%) en WTG01 y un máximo (25,6%) en WTG13 (ver tabla 7). La tendencia general apunta a ubicar el parque eólico en la zona oeste de la región ya que produciría un efecto visual local mucho más bajo sobre las carreteras.

2.6.3. Miradores

La Tabla 8 (representada en la figura 15) revela que todas las turbinas, además de WTG07 y WTG11, afectan a uno, dos o tres puntos de vista. Esto se puede considerar un efecto bajo ya que significa que el área no se ve afectada por otros puntos de vista locales accesibles desde los cuales es posible disfrutar del carácter original del paisaje. Solo en tres casos (WTG06, WTG10 y WTG13) todos los puntos de vista locales se ven afectados visualmente. En todos los casos, el efecto regional es bajo, ya que más del 90% de los puntos de vista se mantienen libres de impacto visual.

A continuación se presentan todas las figuras que demuestran los resultados descritos anteriormente.

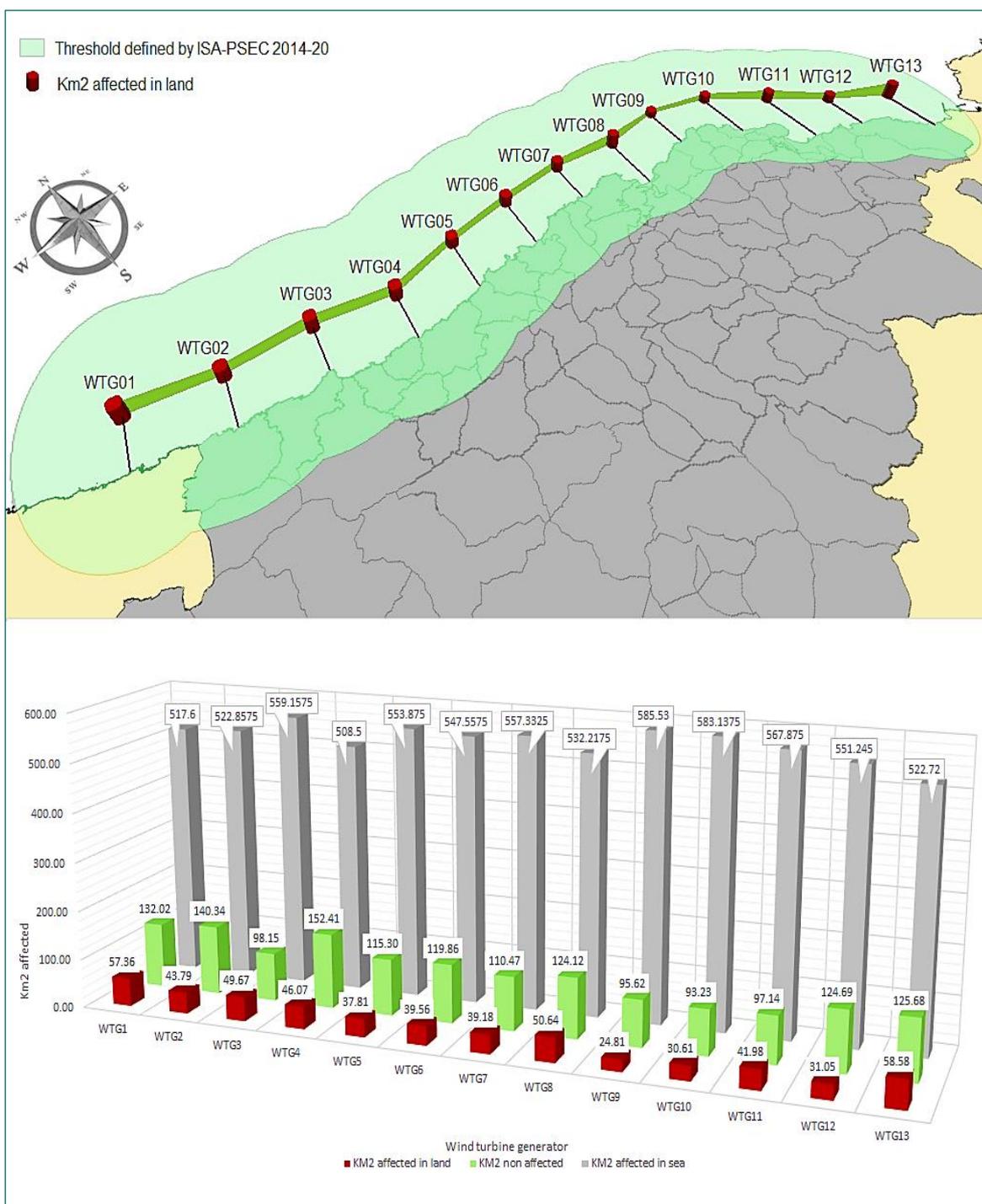


Figura 11. Área visualmente afectada (Km²).

Superior: los valores afectados se muestran a lo largo de la costa; cada barra roja representa el área afectada en tierra para cada turbina.

Inferior: gráfico de barras que muestra los valores: área en el mar en color gris, área no afectada en color verde y área afectada en tierra en color rojo.

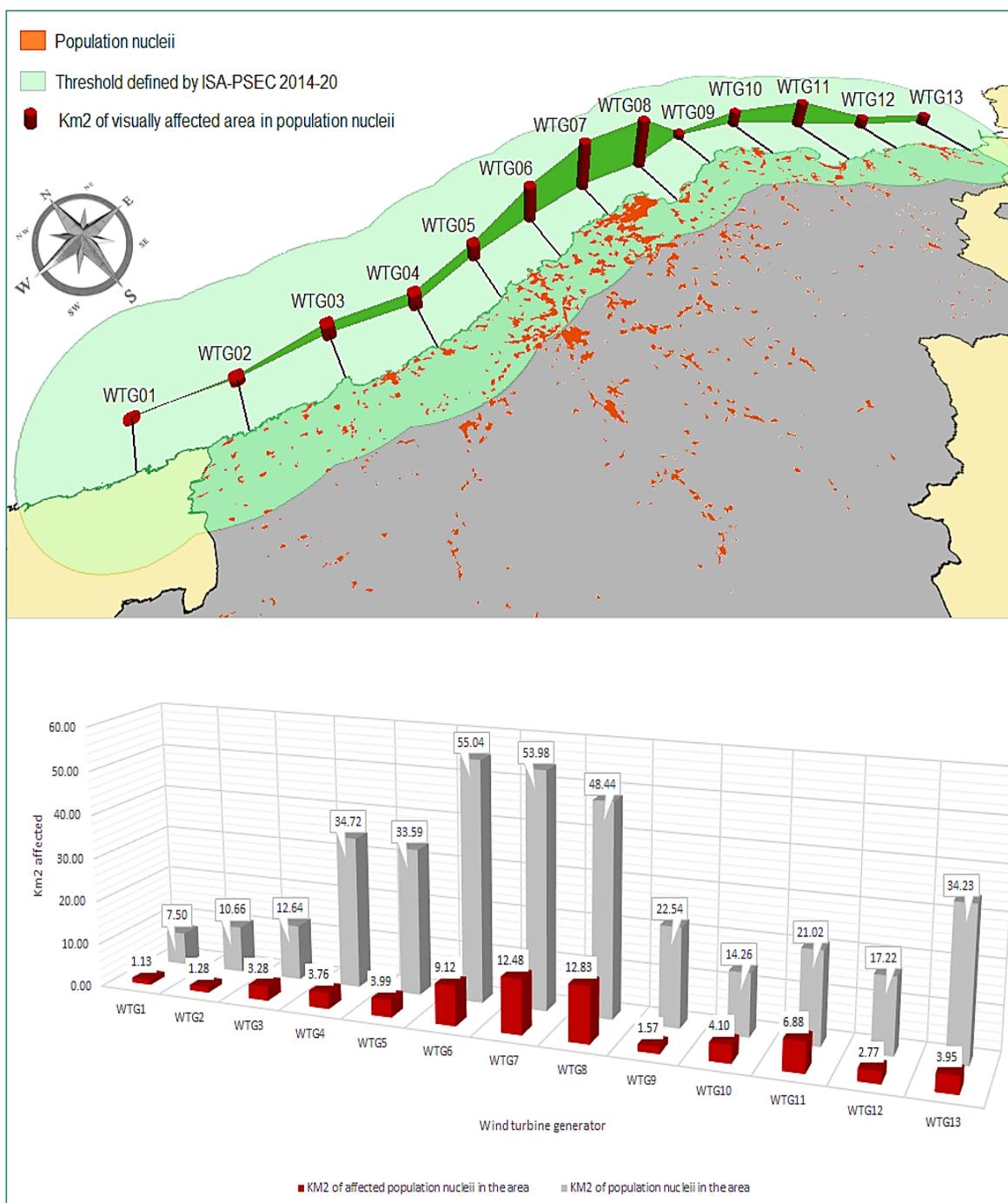


Figura 12. Área visualmente afectada (km²).

Superior: los valores de afección se muestran a lo largo de la costa; cada barra roja representa el área afectada en tierra por cada turbina.

Inferior: gráfico de barras que muestra los valores de núcleos de población en el área de estudio en color gris y área afectada de núcleos de población en color rojo.

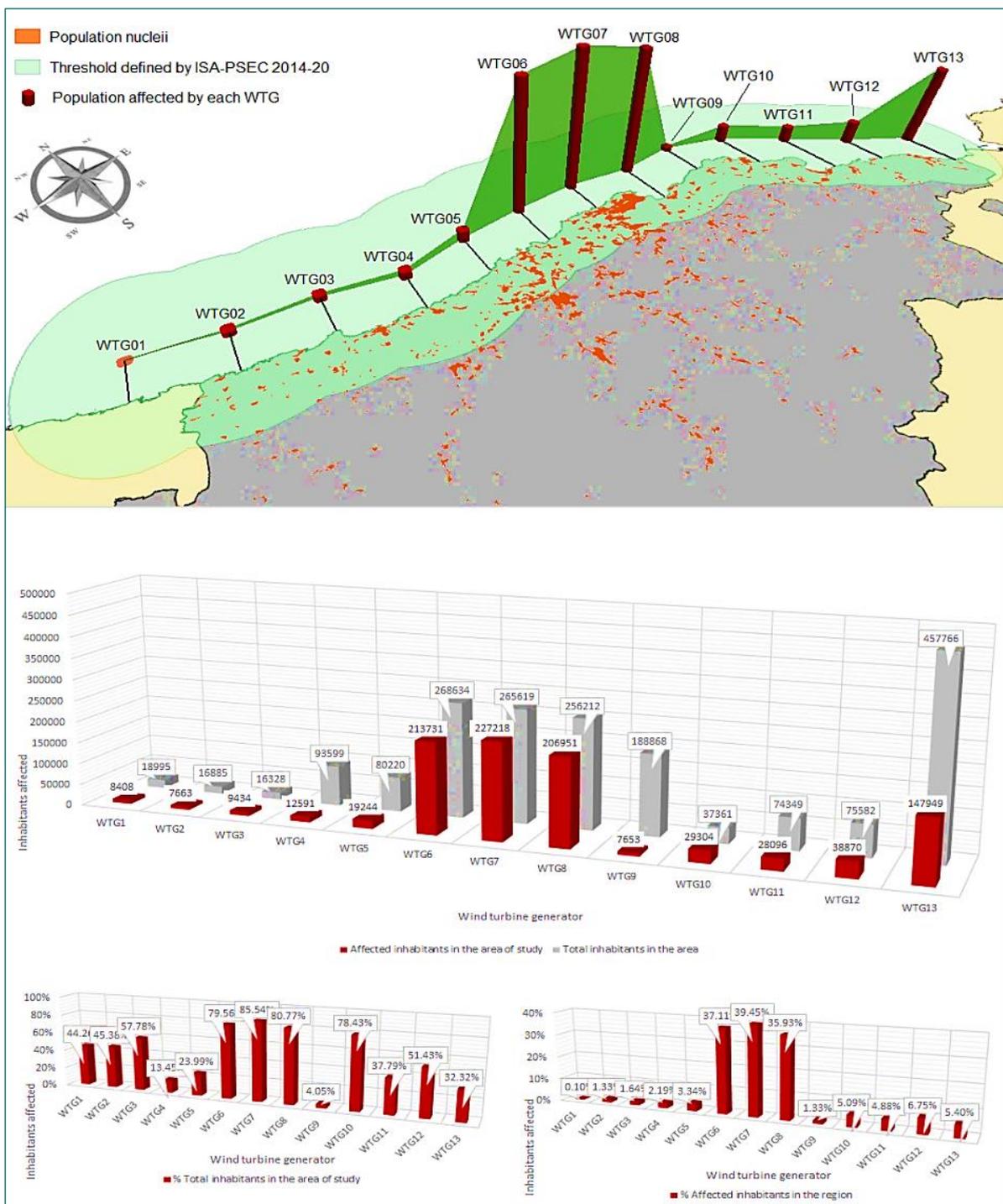


Figura 13. Población afectada visualmente (habitantes).

Superior: población afectada a lo largo de la costa.

Medio: gráfico de barras con datos de población afectados.

Inferior: porcentaje de población afectada con respecto al área de estudio y a la población total de la región.

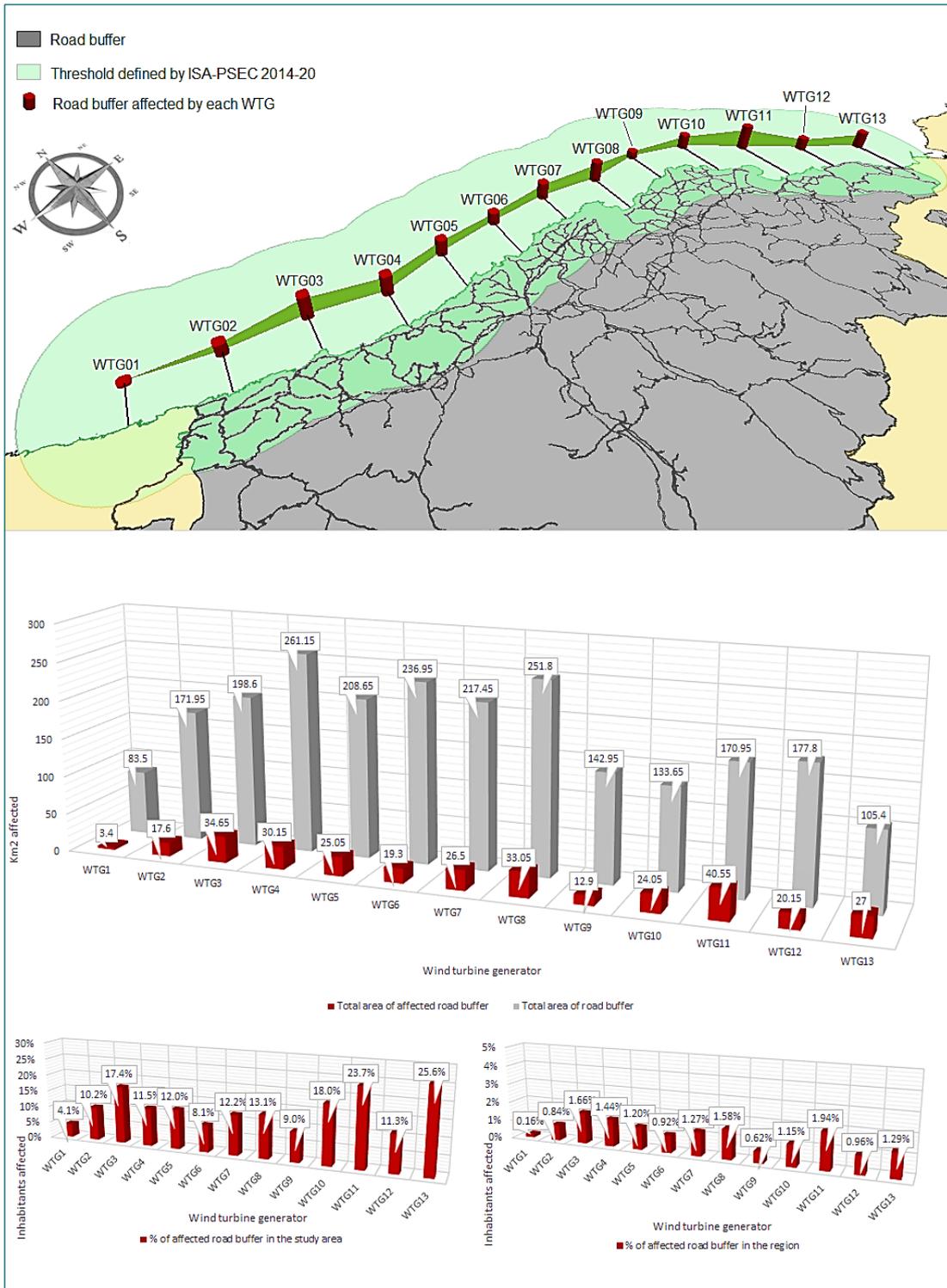


Figura 14. Efecto visual en las carreteras.
 Medio: efecto local expresado en valores absolutos (km2).
 Inferior: nivel local y regional expresado en porcentaje.

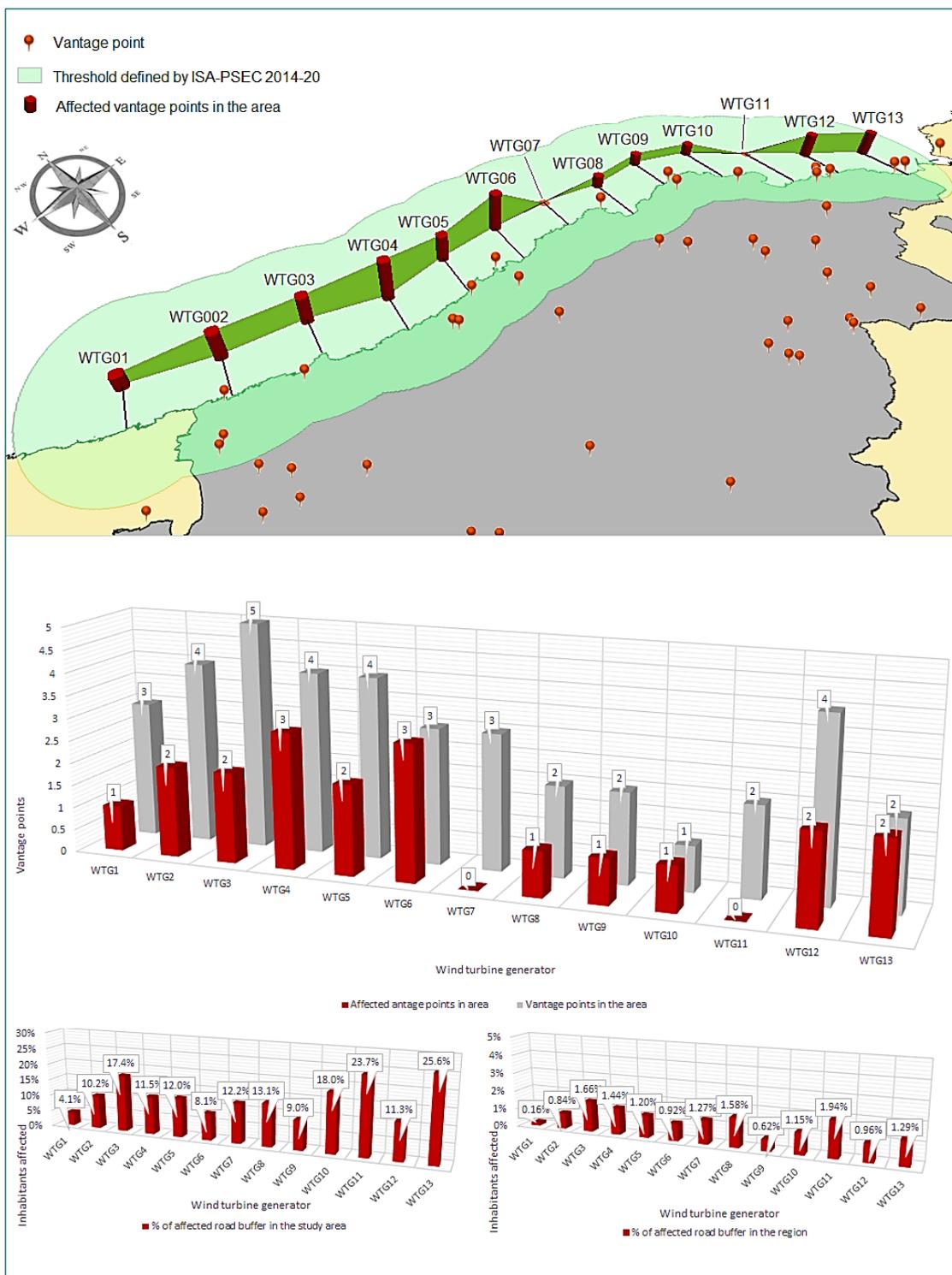


Figura 15. Efecto visual en los miradores.

Medio: efecto local expresado en valores absolutos (miradores afectados).

Inferior: nivel local y regional expresado en porcentaje.

2.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA SERIE DE TORRES DE VIENTO UB1 A UB6, UBICADAS PERPENDICULARMENTE A LA LÍNEA DE COSTA

La ubicación de los aerogeneradores se muestra con detalle en la figura 16. Aproximadamente UB1 está distanciado a 7,5 km de la costa, medida sobre la línea Norte-Sur frente a la población de Ubiarco. Las otras ubicaciones de UB2, UB3, etc. son equidistantes a 1 km hacia el sur. Como en la serie paralela a la costa en sentido Occidente –Oriente, en esta ubicación hipotética de las torres de igual forma se analizarán varios efectos sobre habitantes y núcleos de población, carreteras y miradores (Ver apartados 2.6.1, 2.6.2, y 2.6.3 respectivamente).

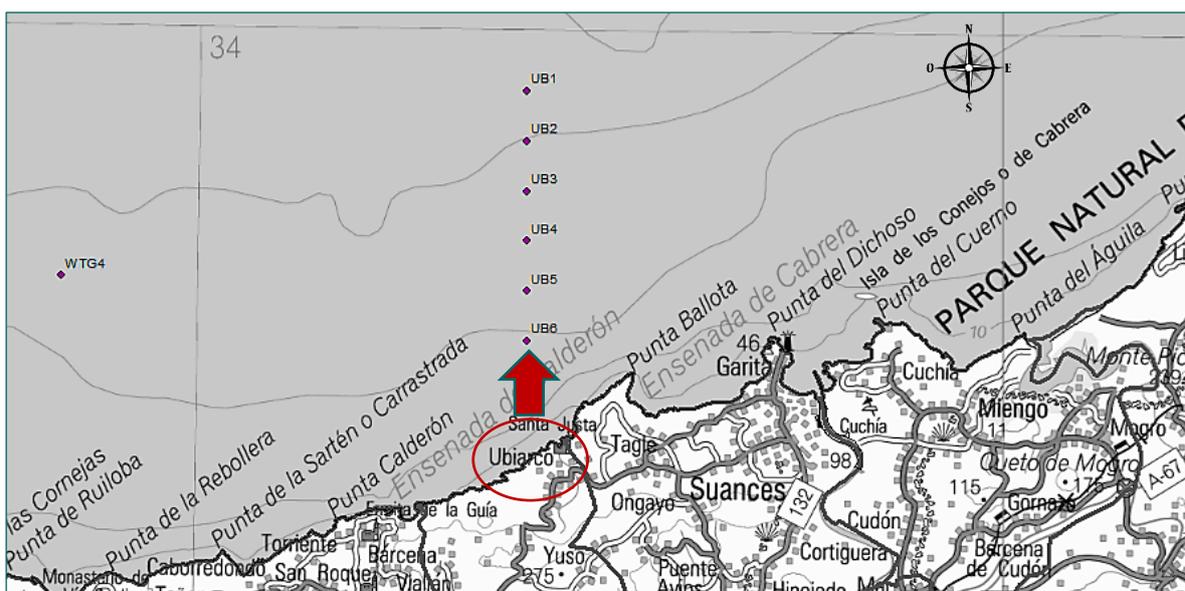


Figura 16. Distribución de la serie de aerogeneradores UB01 a UB06.

2.7.1. Núcleos de población y habitantes

En los sitios UB_i, el área afectada visualmente en el mar (columna 2 de la tabla 9 y figura 17 superior) está disminuyendo paulatinamente, mientras que el área afectada en tierra se incrementa suavemente (columna 4 de la tabla 9). Estos dos resultados de

afección deberían seguir una ley de variación cuadrática aproximadamente, que no puede ser perfecta ya que la línea costera no es regular. La superficie visualmente afectada está creciendo, pero con un ritmo decreciente desde el valor de 37,805 km² en la torre UB1 a 48,595 km² en UB5. Sorprendentemente, este indicador no tiene una variación relevante en los aerogeneradores más cercanos a tierra (UB4, UB5 y UB6).

Se presenta una situación análoga con el indicador de la superficie de los núcleos de población que existen en el área de estudio; sigue una ley de aumento lenta pero no cuadrática (ver, por ejemplo, los valores en UB3 y UB4); la sexta columna en la tabla 9 muestra que el área visualmente afectada en los núcleos de población es casi invariante en el área de estudio, desde un mínimo de 3,99 km² en la torre UB1 hasta un máximo de 4,23 km² en UB4. En términos relativos (en la tabla 10, columnas 2-3 y figura 17-inferior), el efecto visual oscila entre el 11,88% y el 8,24% del área total de núcleos de población en el área de estudio y entre el 2,16% y el 2,25% a nivel regional.

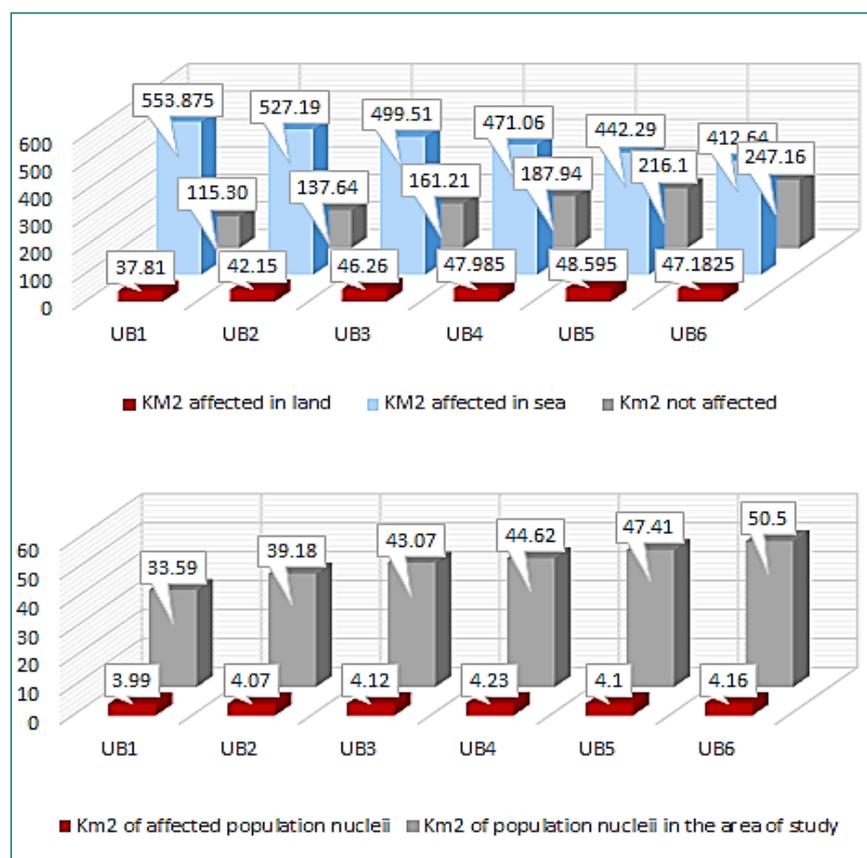


Figura 17. Área visualmente afectada (Km²).

Superior: Valores generales. Inferior: Núcleos de población.

Con respecto a la población afectada, las columnas 6 - 7 de la tabla 10 (ver también la figura 18) muestran que el efecto visual del aerogenerador más lejano UB1 alcanza un valor de 23,99% de los habitantes afectados en el área de estudio (lo que representa un 3,34% de la población total de la región) y el efecto visual del aerogenerador más cercano, UB6, alcanza un porcentaje de 19,37% de habitantes afectados en el área de estudio (lo que implica un 4,12% del total de habitantes de la región). No puede pasar desapercibido el efecto de inversión producido en la población local: cuanto más cercana está la torre eólica de la tierra, este indicador decrece. Este problema de inversión será analizado en el apartado 2.8 en la discusión de resultados.

Sin embargo, la afección visual en porcentaje se considera moderado o bajo a nivel regional en todas las torres de viento, lo que indica que la mayoría del área habitada y de otros usos urbanos está, en la mayoría de los casos, libre de efecto visual.

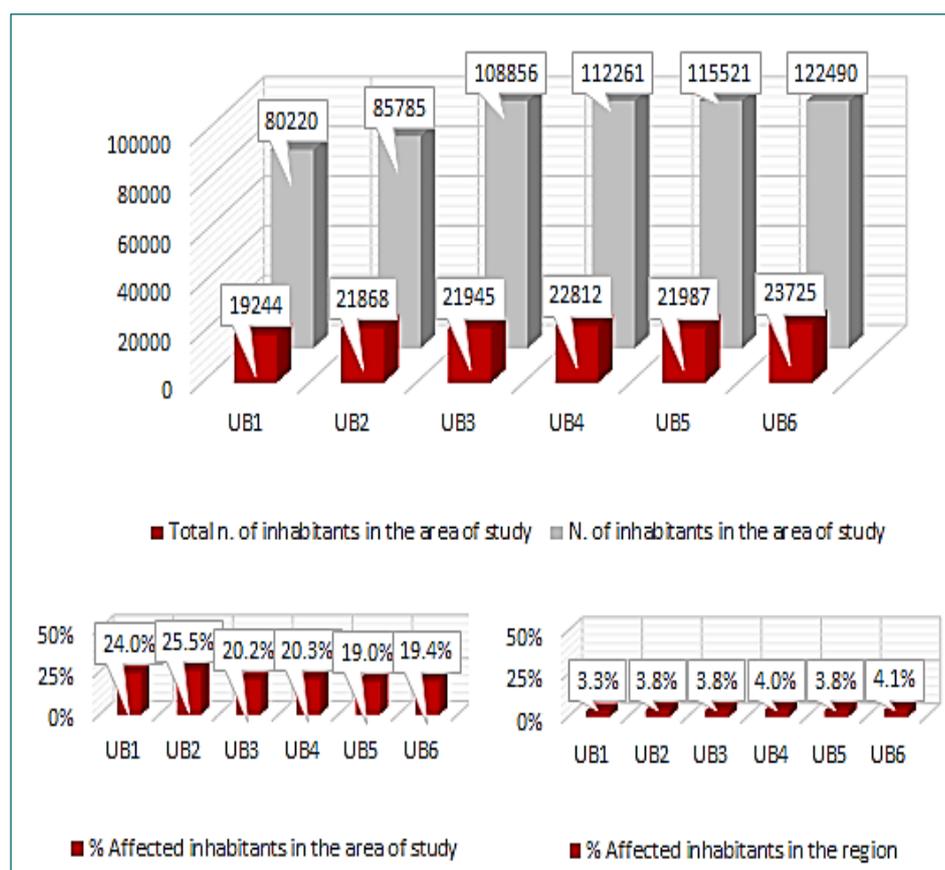


Figura 18. Habitantes visualmente afectados.

2.7.2. Carreteras

Los resultados de las columnas 2 y 3 de la tabla 11 se representan en la figura 19 – superior; dicha figura muestra que las carreteras en el área de estudio tienen una variación creciente gradualmente (pero no exactamente cuadrática); a medida que las torres eólicas se están acercando a la tierra los datos muestran que el área de carreteras visualmente afectadas permanece en un rango de [5,0-6,3] km². Las columnas 4 y 5 en la tabla 11 están representadas en las figuras 19-inferior; muestran que el efecto visual en las carreteras es realmente irrelevante a nivel regional, mientras que este efecto varía en el área de estudio de un máximo de 12,01% a un mínimo de 8,59%. Nuevamente, esta afección en el área de estudio presenta un efecto de inversión cuando se presenta el resultado de área afectada en términos de porcentaje.

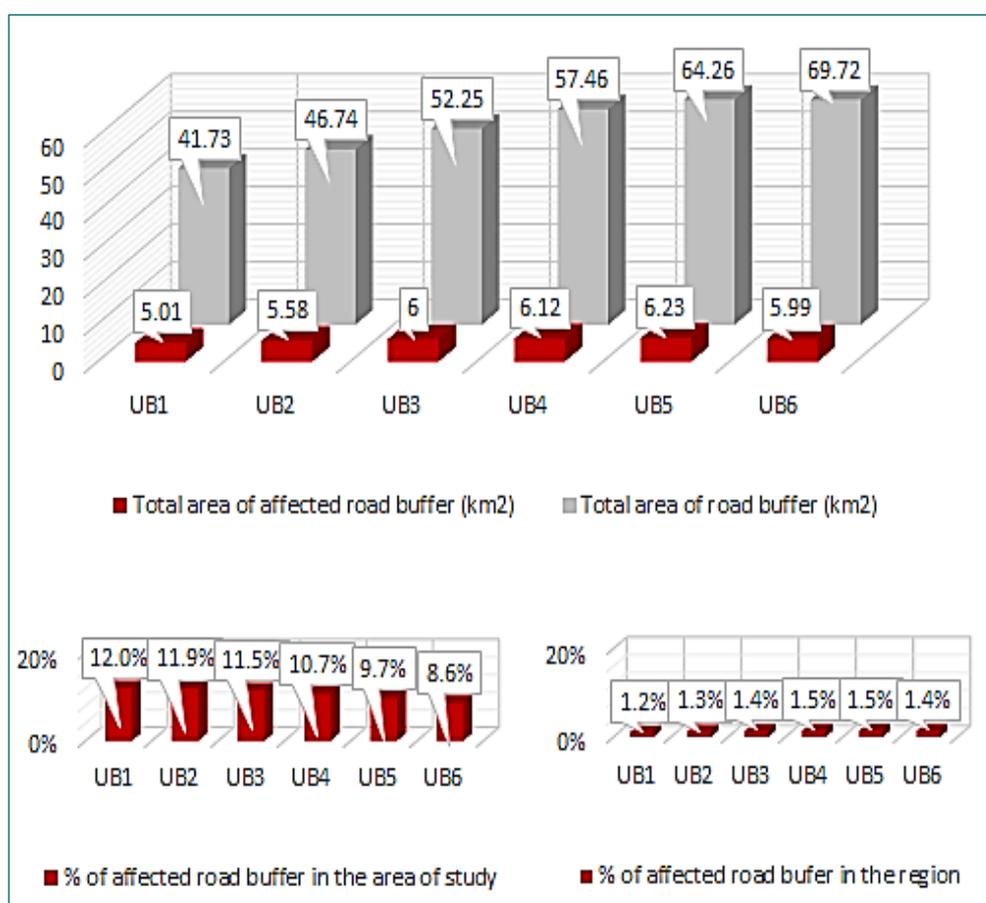


Figura 19. Efecto visual en las carreteras.

Superior: efecto local expresado en valores absolutos (km²).

Inferior: nivel local y nivel regional expresado en porcentaje.

2.7.3. Miradores

El efecto visual en los miradores se muestra en la tabla 12 y se representa en la figura 20. En la columna 5 podemos observar que la afección en porcentaje está entre valores de 40% y 50%, independientemente de la torre eólica (ver figura 20 inferior izquierda). Una vez más, existe inversión del efecto visual respecto de la distancia cuando calculamos el porcentaje para representar la afección. A nivel regional (ver la columna 6 en la tabla 12 y en la figura 20, inferior derecha), el efecto visual es muy bajo e invariante. Su valor de 5,9%, indica que hay 32 miradores libres de afección visual de los 34 existentes en la región.

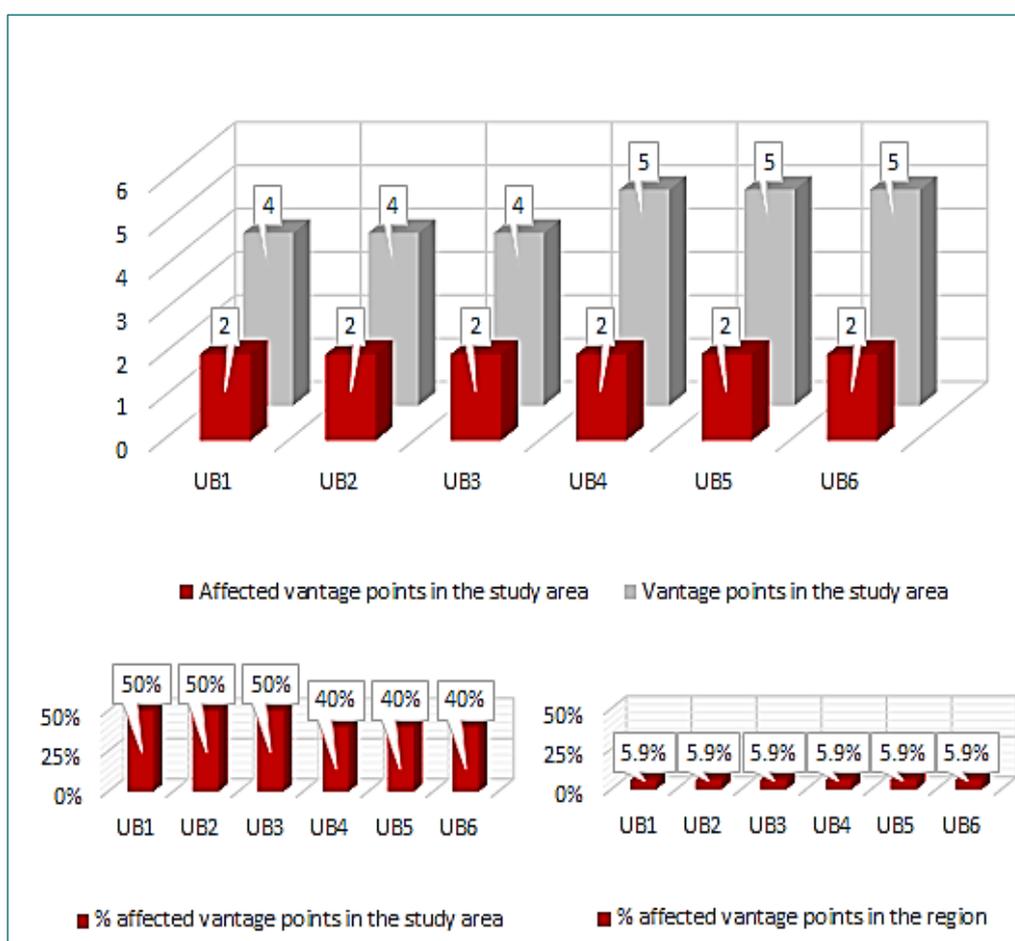


Figura 20. Efecto visual de miradores.

Superior: Nivel local.

Inferior: Nivel regional.

2.8. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

El análisis realizado en las torres eólicas WTG01 a WTG13 y resumido en las tablas del apartado de resultados en la sección 2.5 muestra que en relación con los efectos visuales, la zona Occidental de la franja costera de la región de Cantabria sería la zona más adecuada para ubicar los parques eólicos marinos ya que su incidencia es realmente mínima. En particular, el área donde se ubicaron las torres eólicas WTG01, WTG02 y WTG03 puede ser adecuada para el desarrollo de la energía eólica. Esta evaluación se basa únicamente en el análisis realizado sobre los indicadores de población, carreteras y miradores. Otros indicadores podrían ser fácilmente tomados en cuenta y analizados usando la misma metodología.

No existe una conclusión tan evidente en el análisis de las torres eólicas UB1 a UB6. Esta simulación no proporciona resultados claros y de fácil interpretación. La distancia minimiza los efectos visuales pero la ley de variación es más suave de lo esperado. Por ejemplo, la población afectada por el aerogenerador UB6 ubicado a 2,5 km mar adentro de la costa alcanza 23275 habitantes mientras que la máquina UB1 situada a 7,5 km afecta a 19244. Este hecho indica, por ejemplo, que alejar el parque eólico un 300% de su distancia inicial, produce una reducción en la afección visual en la población local de solo un 21%.

Este resultado puede justificarse porque todas las torres eólicas en la simulación de los sitios propuestos UB1 a UB6 están ubicadas en una franja de distancia a la costa inferior a 10 km, cuyo efecto visual (según ISA-PSEC) se considera muy alto (distancias entre 0 y 5 km) o alto (distancias entre 5 y 10 km) (ver tabla 13). Desde este punto de vista, el experimento valida la similitud del efecto visual en áreas cercanas a la tierra (entendiendo como distancias cercanas de hasta 8 o 10 km).

Resulta notable la inversión del efecto visual producido a nivel local si se cuantifica en porcentaje. De hecho, por ejemplo, la torre eólica más lejana UB1, situada a 7,5 km de la costa afecta a un 23,99% de la población local, mientras que la más cercana UB6 localizada a 2,5 km de la costa, tiene una afección de un 19,37%. Este hecho parece ser causado principalmente por la forma de la costa y por la distribución de los núcleos de población que están cerca del mar. No resulta factible establecer una ley para

predecir tal circunstancia, excepto por medio de una simulación como la que se presenta en este documento. No obstante, las conclusiones sobre dicho efecto de inversión no deben interpretarse prematuramente: de acuerdo con la metodología propuesta y llevada a cabo, es un resultado visual relevante, pero debe complementarse profundamente con los resultados de otros indicadores. Tal idea se aborda a continuación.

Tabla 13. Nivel de impacto dependiendo de la distancia (Fuente PSEC 2014-202).

Distancia (km)	Incidencia visual
0 – 5	Muy alto
5 – 10	Alto
10 - 15	Medio – Alto
15 – 20	Medio
20 – 25	Medio – Bajo
25 – 30	Bajo
30	Muy bajo

2.9. CONCLUSIONES: MAPAS DE IMPACTO VISUAL

La metodología descrita permite realizar simulaciones precisas sobre el efecto visual de un parque eólico marino en varios elementos del inventario visual de una región. En este capítulo, algunos de ellos han sido seleccionados: habitantes que viven en núcleos de población, carreteras afectadas y miradores (puntos de observación oficialmente declarados como tales). Este análisis se puede mejorar aplicando la misma metodología a otras capas de información como unidades de paisaje, itinerarios paisajísticos o senderos, diferentes figuras de protección ambiental, cultural o patrimonial e, incluso, a sitios socialmente singulares o sobresalientes declarados por la población.

Si la familia de WTGs tipo UBi se extiende a lo largo del dominio definido por la familia WTGj, surge una malla bidireccional (ver figura 21). Es inmediato obtener el valor de cualquier indicador visual para cada uno de los sesenta y cinco nodos de esta malla. Resulta factible por tanto aplicar cualquier técnica de interpolación estándar para conocer el valor del área afectada en cualquier punto (x, y) dentro de este dominio. Vale

la pena señalar aquí que tal dominio es exactamente la franja costera donde podría erigirse un parque eólico marino.

La variación del impacto visual expresado por medio del indicador del área afectada se muestra en la figura 21 como un dominio continuo coloreado. Es fácil apreciar que las aguas marinas más occidentales pueden mantener el desarrollo de la energía eólica marina con el mínimo efecto visual (para este indicador en particular). Además, este mapa muestra que el efecto visual se mantiene bajo incluso a distancias realmente cercanas de la tierra.

En la figura 22 se muestra un mapa de impacto visual para el indicador de la población afectada. Nuevamente, "el oeste es el mejor" e incluso superior al primer indicador considerado, ya que la zona con un valor mínimo de rango (el área azul) es considerablemente mayor.

Concluimos este capítulo de la tesis doctoral presentando la idea de producir sistemáticamente mapas de impacto visual (VIM). Los mapas de impacto visual no se pueden confundir con los mapas de visibilidad. Estos últimos son una referencia en los primeros pasos de la evaluación del paisaje, pero los mapas de impacto visual son una idea novedosa y de gran utilidad. Pueden llegar a ser una herramienta de información básica para planificadores y diseñadores. Además, son lo suficientemente intuitivos como para ser utilizados en la difusión a la población de los efectos visuales y las posibles soluciones. Cada indicador visual (y hay muchos) da lugar a un nuevo mapa de impacto visual. La selección del conjunto de indicadores puede ser una cuestión de acuerdo entre las partes interesadas. Gracias a los VIM, la evaluación del impacto visual puede incorporarse definitivamente en cualquier metodología multicriterio, ya sea en la etapa de ubicación o en la etapa de diseño.

La producción de Mapas de Impacto Visual pertenece a la categoría científica de generación de información básica ambiental, donde también se encuentran los mapas de deslizamientos, mapas de inundación u otros que resultan necesarios para la planificación sostenible de la actividad de desarrollo en nuestra Sociedad.

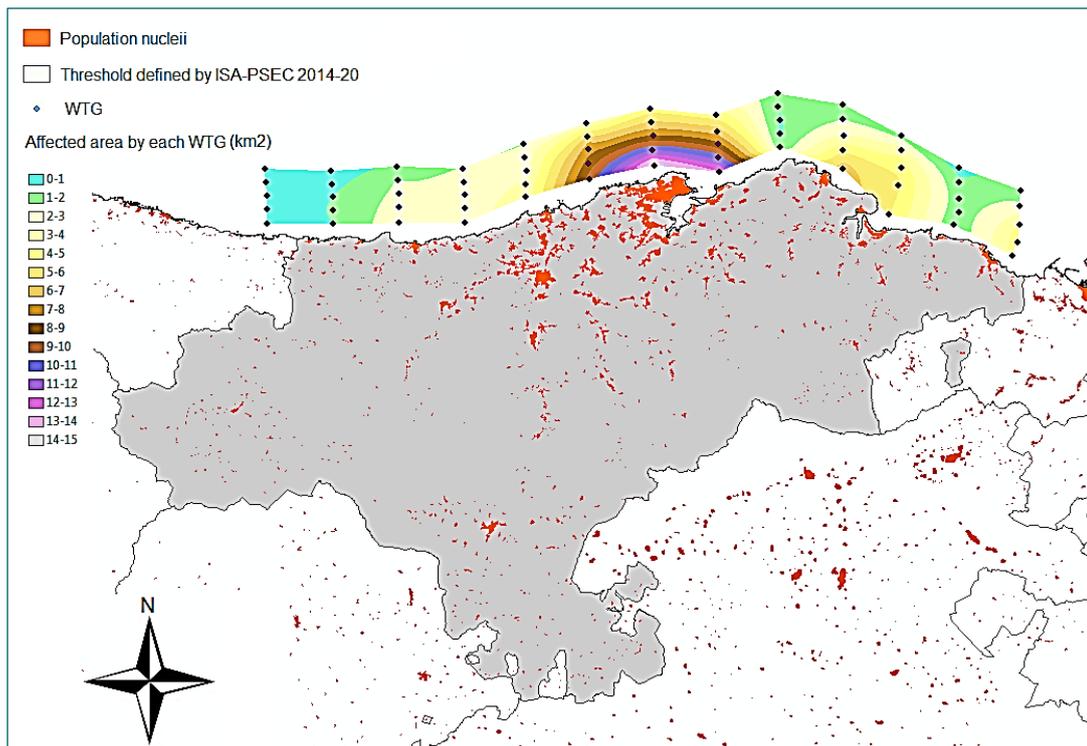


Figura 21. Mapa del impacto visual del desarrollo costa afuera en Cantabria:
Indicador del área afectada.

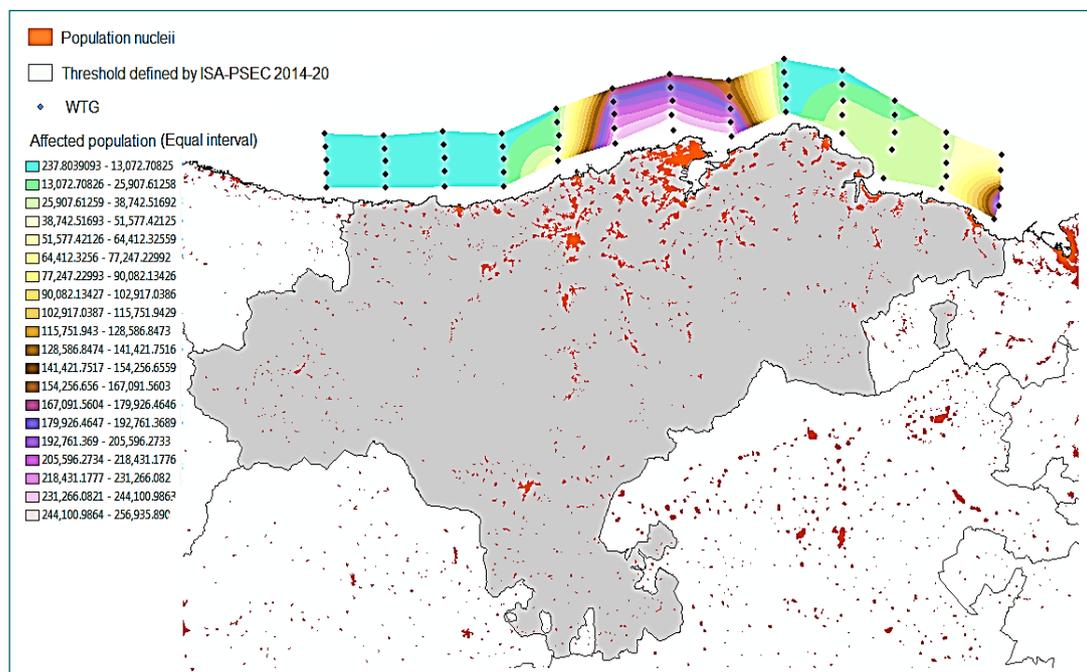


Figura 22. Mapa del impacto visual del desarrollo costa afuera en Cantabria:
Indicador de población afectada.

CAPÍTULO 3

3. REALIDAD VIRTUAL EN PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA

3.1. INTRODUCCIÓN

El avance de la tecnología virtual 3D ha permitido que proyectos de gran magnitud en el campo de ingeniería civil como lo son los parques eólicos, sean visualizados en diferentes escenarios propuestos. Esta simulación realista permite incluir no solo aspectos visuales sino además auditivos, e involucrar a todos los interesados en la planificación de proyectos eólicos e interactuar en un entorno tridimensional real de forma tal que cualquier alteración producida en el paisaje sea percibida de forma inmediata y previamente a la construcción.

En este capítulo se presenta el modelo en realidad virtual de un proyecto eólico propuesto para la región de Cantabria y se presenta el software y dispositivos utilizados para llevarlo a cabo en 3D; partiendo de los resultados cuantitativos obtenidos en el capítulo 2 por medio de la herramienta software como MOYSES v4.0 y creando a partir de estos datos un modelo del entorno eólico, utilizando la herramienta de Autodesk InfraWorks 360.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE Y TECNOLOGÍAS UTILIZADAS

Para crear el modelo en realidad virtual se utiliza una herramienta de diseño conceptual y de visualización llamado Autodesk Infracworks 360 [76]. Esta plataforma BIM (Building Information Modeling) centraliza toda la información digital del proyecto eólico cargando los diferentes tipos de datos de entrada como son el MDT (modelo digital de terreno), ortofotografías aéreas, el inventario visual utilizado también para la obtención de datos (Núcleos de población, carreteras, edificios y miradores entre otros) y por último características de los aerogeneradores como son su altura, color, número de palas y éstas incluso en movimiento.

Infracworks 360 también nos permite incluir las diferentes capas de información contenidas en el proyecto, como son vegetación, zonas húmedas (Mar, río o lagos, etc.) o incluso condiciones atmosféricas (sol, viento, nubosidad, etc.). Todos estos parámetros permiten visualizar el proyecto eólico consiguiendo una sensación de profundidad y acercándonos más a la realidad (ver figura 23).

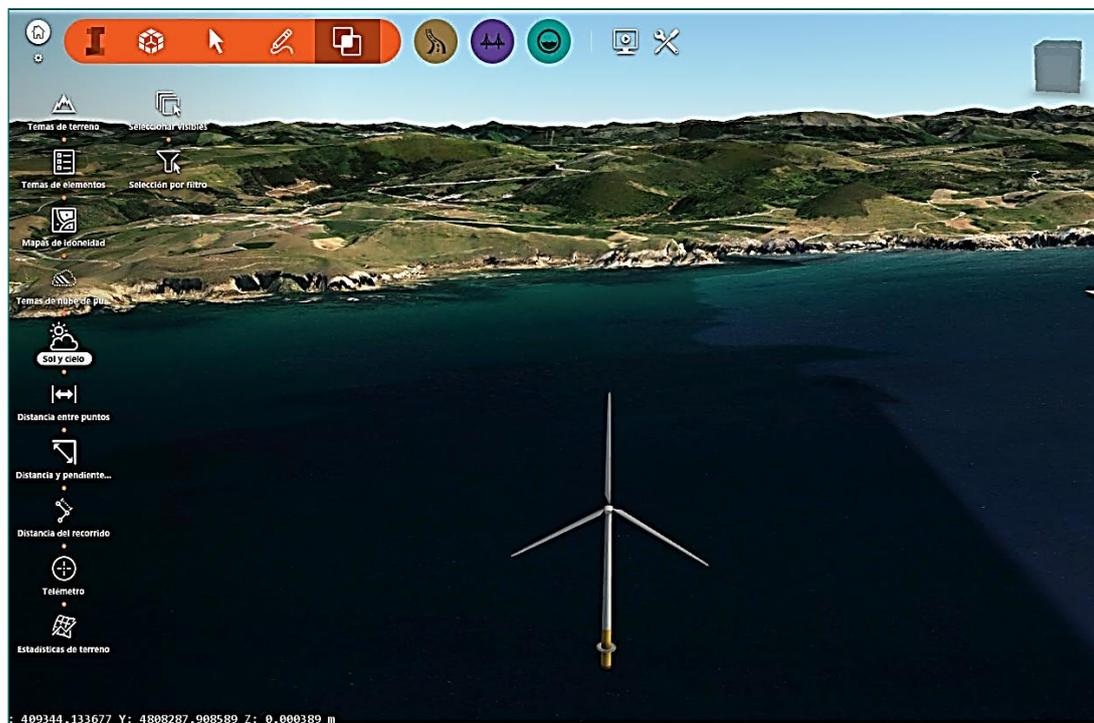


Figura 23. Pantalla principal de Autodesk InRoads 360.

La figura muestra un aerogenerador offshore frente a la costa de Cantabria.

El modelo puede ser visualizado bien mediante una estación de trabajo equipada con un monitor 3D, o por medio de gafas de realidad virtual. En este caso se ha utilizado la solución de bajo coste propuesta por Google, denominado Google Cardboard (ver figura 24). Es un visor que permite utilizar un teléfono móvil como dispositivo de realidad virtual, y que fue dado a conocer por Google en el año 2014.

Esta plataforma cuenta con tres dispositivos esenciales: un anillo de neodimio magnético más un imán en la cara interna del visor que permite a la persona interactuar con el teléfono inteligente sin necesidad de tocar la pantalla; unas lentes biconvexas de 40 - 45 mm de distancia focal, que aumentan el campo de visión, ayudando a dar la sensación de profundidad y mejorando la experiencia de forma significativa; por último el teléfono inteligente que se usa como pantalla y como sensor con una alta concentración de píxeles por pulgada y en el cual debe estar instalada una aplicación capaz de transformar el móvil Android en un visor de realidad virtual.



Figura 24.Plataforma Cardboard (Fuente: Google Cardboard).

El teléfono se inserta en la parte posterior del Cardboard y por medio de la aplicación instalada en el dispositivo se generan imágenes estereoscópicas que son vistas a través de las lentes. El sistema conductor inalámbrico está ubicado en la cara lateral derecha de la plataforma. Al mover el anillo, el imán actúa en la brújula del smartphone produciendo un evento de toque en la pantalla del móvil. El giroscopio del móvil inteligente nos ayuda a controlar el puntero de la pantalla mediante el movimiento de la cabeza, permitiendo al usuario controlar elementos interactivos en el mundo tridimensional. El SDK (Software Development Kit) proporcionado por Google (denominado Google VR) ofrece amplias posibilidades, no sólo para mostrar escenas estáticas, sino para crear entornos inmersivos o incluso, ofrecer experiencias en realidad aumentada.

En esta tesis los modelos han sido representados utilizando una aplicación denominada *Camera cardboard* [77], que permite visualizar directamente imágenes panorámicas inmersivas. Originalmente, la app ha sido desarrollada por Google para visualizar fotografías estereoscópicas tomadas con la misma aplicación, pero es posible utilizar otro tipo de imágenes siempre y cuando utilicemos el mismo formato. Los ficheros deben ser codificados en formato JPG, con la información estereoscópica incluida en la cabecera Exif en formato XMP [78] [79]

Para generar la imagen panorámica (a partir de un conjunto de fotografías obtenidas a partir del modelo virtual de Autodesk Infracad desde una localización concreta), utilizamos el software *Image Composite Editor* [80], un generador de imágenes

panorámicas de uso libre propiedad del grupo Microsoft Research Computational Photography group.

3.3. FLUJO DE TRABAJO

El flujo de trabajo se describe siguiendo una serie de pasos que se exponen a continuación y que se muestran gráficamente en la figura 25.



Figura 25. Flujo trabajo para la construcción del entorno virtual 3D.

De izquierda a derecha: datos de partida, modelo en Infracad, generación de imagen panorámica y generación de imagen estereoscópica.

3.3.1. Recopilación de información

Este primer paso consiste en seleccionar, recopilar y organizar la información de los datos de entrada que darán origen a la creación del modelo tridimensional del proyecto eólico que se plantea desarrollar en la región de Cantabria. Esta información es obtenida

a través de la página del Instituto Geográfico Nacional de España. Cabe aclarar que estos datos son los mismos que se utilizaron para modelar el proyecto eólico en la aplicación MOYSES v4.0 del capítulo anterior, exceptuando los modelos en 3D de los aerogeneradores.

- Modelo digital de terreno (MDT) con resolución 5m.
- Capas del inventario visual (Núcleos de población, Edificios, Carreteras y sendas y lugares de interés turístico LICs entre otros).
- Orto fotos para ayudar a dar realismo al modelo.
- Modelos de turbinas 3D con determinadas características (color, altura, movimiento etc.) ubicadas según las coordenadas espaciales introducidas en la aplicación MOYSES v4.0.
- Resultados de visibilidad obtenidos en Moyses v4.0 que nos permiten visualizar en tiempo real los molinos que son visibles desde diferentes puntos de vista.

3.3.2. Modelado en Infracworks 360

Este programa de modelado BIM tridimensional, como ya se mencionó anteriormente centraliza los datos de forma organizada en una base de datos estructural. Además, Infracworks permite dar movimiento a las turbinas de los aerogeneradores con el fin de dar ese toque de sensación realista (Ver figura 26). Es incluso posible incluir una capa con los valores de visibilidad generados por Moyses (por ejemplo las tablas numéricas del capítulo 2), de modo que se puede comprobar en tiempo real qué puntos tienen o no visibilidad a los aerogeneradores.

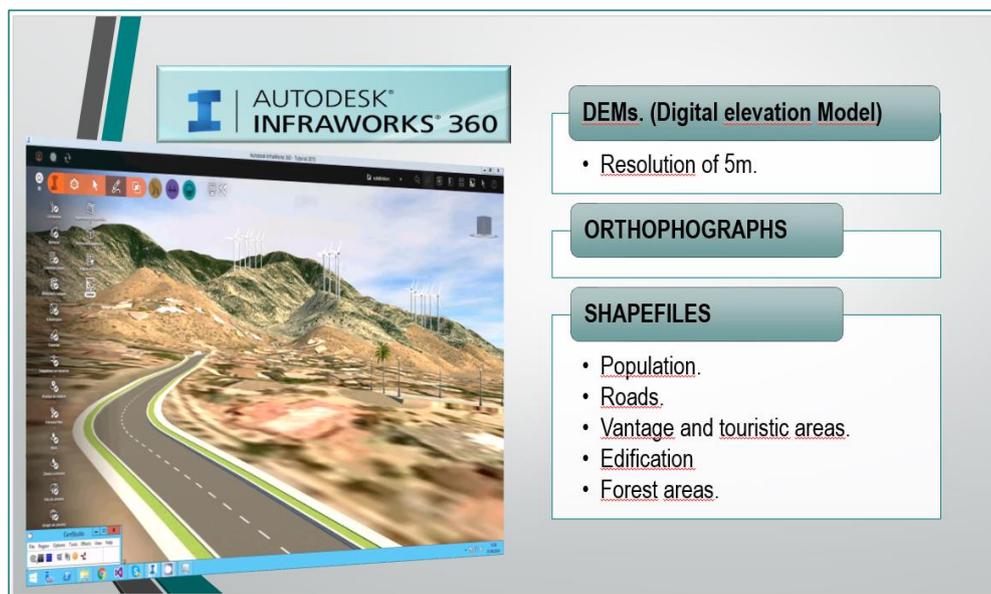


Figura 26. Entrada de datos para crear el modelo eólico en Infracworks.

3.3.3. Generación de la imagen panorámica estereoscópica

Una vez se ha creado el modelo 3D del proyecto eólico y basándonos en los resultados cuantitativos obtenidos en la aplicación MOYSES v4.0, seleccionamos puntos estratégicos desde donde hay o no afección visual por uno o varios aerogeneradores, teniendo en cuenta los sitios más importantes en tierra de las capas del inventario visual, para ir formando cada imagen panorámica, una vez definidos los sitios de importancia visual, se va haciendo la captura de forma secuencial, asegurando un solape de 50% o 60% entre una captura y la sucesiva, para obtener una adecuada unión de las imágenes para el resultado final.

Finalmente, valiéndonos de la aplicación Image Composite Editor (ICE) de Microsoft y utilizando la opción de “nueva panorámica desde fotografías” escogemos las imágenes que hemos capturado y las añadimos al programa ICE, dándole por ultimo un cosido (stitch) a las imágenes: el resultado que obtendremos es la panorámica del proyecto eólico. La composición de las imágenes se puede llevar a cabo mediante diferentes proyecciones (plana, cilíndrica, estereográfica, esférica, etc.). En este caso, se ha utilizado una proyección cilíndrica de las imágenes. Este programa también tiene otras

herramientas de trabajo que permiten mejorar la imagen; como alinear, recortar y autocompletar, además nos permite rellenar esos espacios que no fueron unidos correctamente (Ver figura 27).

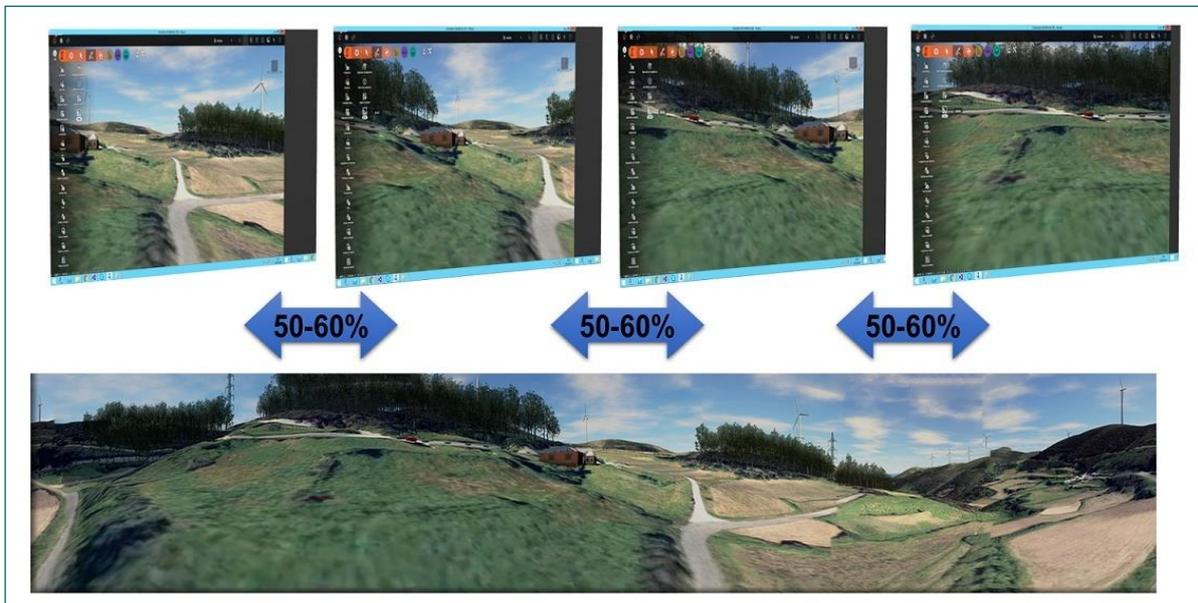


Figura 27. Detalle de una de las imágenes panorámicas creadas.

Una vez se ha generado la imagen panorámica, es necesario generar un par estereoscópico y almacenarlo en un archivo con el formato adecuado para la aplicación *camera cardboard*, que incluye dos imágenes jpg (una para cada ojo) y una cabecera XMP (ver muestra en la figura 28).

```
<XMP-GPano:FullPanoWidthPixels>8704</XMP-GPano:FullPanoWidthPixels>
<XMP-GPano:CroppedAreaLeftPixels>0</XMP-GPano:CroppedAreaLeftPixels>
<XMP-GPano:CroppedAreaImageWidthPixels>8704</XMP-GPano:CroppedAreaImageWidthPixels>
<XMP-GPano:CroppedAreaImageHeightPixels>1221</XMP-GPano:CroppedAreaImageHeightPixels>
<XMP-GImage:Mime>image/jpeg</XMP-GImage:Mime>
<XMP-GImage:Data>(Binary data 1567396 bytes, use -b option to extract)</XMP-GImage:Data>
```

Figura 28. Ejemplo de cabecera de imagen estereoscópica en formato XMP.
Información obtenida utilizando la herramienta *exiftool*.

3.3.4. Visualización del entorno eólico en la plataforma cardboard

El resultado final se almacena en el Smartphone en la carpeta *DCIM/Cardboard camera*. De esta forma, la aplicación las encontrará automáticamente. Estas imágenes inmediatamente se pueden visualizar en la pantalla del móvil y posteriormente valiéndonos del visor de realidad virtual Cardboard podemos observar la imagen estereoscópica a través de las lentes y con movimientos de la cabeza según la necesidad del observador (Ver figura 29).



Figura 29. Captura de pantalla de la aplicación de Cardboard.

3.4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En este trabajo hemos descrito brevemente la forma en que hemos construido un modelo de terreno utilizando Autodesk Infracore, así como la forma en que hemos adaptado imágenes panorámicas con el fin de ser visualizado en modo estereoscópico utilizando un teléfono inteligente y un cardboard de Google.

La combinación de los teléfonos inteligentes y los auriculares permiten a diseñadores una representación mejorada de inmersión abriendo nuevas posibilidades para la exploración in situ de terrenos con posibilidades de explotación de proyectos eólicos, trabajando a una escala real en un ambiente dinámico que nos permite comprender mejor el proyecto y visualizarlo.

En el caso de la evaluación de los parques eólicos, la realidad virtual y los modelos en 3D son una combinación poderosa ya que permiten a las partes interesadas comprender y experimentar el paisaje involucrado y los efectos visuales producidos sobre él. Por otra parte, una herramienta de este tipo permite una mejor participación pública en los procesos de planificación y decisión.

CAPÍTULO 4

4. IMPACTO VISUAL EQUIVALENTE. DISEÑO DE SOLUCIONES ALTERNATIVAS DE PARQUES EÓLICOS

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan dos conceptos aplicables a la evaluación de impacto visual (VIA): El Impacto Visual Equivalente (EVI) y el Nivel de Detalle (LOD) para datos de visibilidad. En una misma área de estudio, se dice que dos soluciones alternativas para el diseño de una infraestructura generan un EVI si varios indicadores de visibilidad tienen en ambos casos el mismo valor. Tal conjunto de indicadores puede ser seleccionado por un experto o acordado entre los interesados. EVI demuestra ser útil como un criterio para ser considerado en el proceso de toma de decisiones en la etapa de diseño.

Para un diseño de parque eólico dado, la búsqueda de una alternativa que tenga EVI implica un proceso iterativo donde los indicadores de visibilidad elegidos desempeñan el papel de iteradores. Durante esta tarea, es aconsejable que el efecto visual se analice numéricamente a nivel de cada píxel y cada torre de viento. Llamamos alto nivel de detalle (LOD de alta visibilidad) a tal nivel de precisión en un estudio de los efectos de visibilidad.

En este capítulo se ha analizado visualmente un proceso de repotenciación en un parque eólico (que denominaremos a partir de ahora con terminología estándar: WF, (Wind farm)). El objetivo es describir una metodología capaz de conferir a la nueva solución efectos visuales iguales o menores (pero nunca mayores) a los causados por el diseño original.

El método ha sido aplicado a un caso de estudio. Un WF, actualmente autorizado pero aún no construido, ha sido revisado bajo una hipótesis de repotenciación mediante el aumento de la altura de sus turbinas. Su presumible incremento de intrusión visual se ha calculado y comparado con el que se calculó originalmente. Se ha llevado a cabo un análisis detallado de los efectos visuales tanto a nivel de píxel como a nivel de turbina, lo que ha permitido al diseñador la selección de un conjunto de medidas de mitigación adecuadas: eliminación de turbinas, barreras vegetales erigidas a gran distancia del observador e incluso el desplazamiento de una o varias torres de viento, que denominaremos a partir de ahora con terminología estándar: WT, (Wind Tower).

Como resultado, el WF se volvió a replantear de tal manera que el efecto visual no se incrementara. Todo el proceso ha sido mostrado numéricamente con rigor y precisión, a fin de poder explicarlo a las partes interesadas y a la población.

Para resolver el problema se ha propuesto la nueva condición llamada Equivalent Visual Impact (EVI). Para un mismo inventario visual potencialmente afectado, dos diseños alternativos de un WF tienen el mismo EVI si un conjunto previamente establecido de indicadores visuales tiene en ambos casos el mismo valor. El análisis visual consecuente debe llevarse a cabo conociendo y comparando las afecciones en cada píxel de terreno y para cada WT de ambas soluciones de WF. Este grado de precisión se denomina LOD de alta visibilidad (nivel de detalle).

La idea de establecer una relación de equivalencia entre los resultados de impactos visuales de dos diseños de parques eólicos lleva implícita la necesidad de comparar y medir. Existe en la literatura científica una amplia serie de trabajos que proponen métodos para evaluar el impacto visual por medio de algún indicador asociado a la visibilidad. A tal efecto, puede consultarse el apartado 1.5.4. del capítulo 1 de esta tesis doctoral.

4.2. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO

Independientemente del área de estudio a considerar, una Evaluación de Impacto Visual (VIA) necesita datos de entrada al menos sobre i) la intrusión visual y ii) el carácter del paisaje. Dicho más explícitamente, de acuerdo con Vissering [60], un VIA necesita esta información de entrada:

- Mapa del proyecto.
- Cartografía de la cuenca visual (Zonas de Influencia Visual, ZVI).
- Identificación de recursos y elementos naturales y culturales.
- Identificación de puntos de vista.
- Documentación del carácter del paisaje existente en el área (ilustraciones o fotografías).
- Simulaciones (visualizaciones).

Además, se plantean dos preguntas clave para la evaluación del impacto visual:

1. ¿Cuáles son los impactos visuales del proyecto?
2. ¿El proyecto tendrá impactos injustificables o indebidos?

Sobre el conjunto de elementos que se muestra arriba, los comentarios adicionales siguientes pueden ser útiles: i) ZVI es una técnica estándar en el campo de VIA; ii) la identificación de recursos naturales y culturales propios del área deben incluirse en el inventario visual; iii) la combinación de las áreas más pobladas con los puntos focales más relevantes del paisaje se conocen como los View points (puntos de vista) [9] [51]; (iv) al respecto de este último, las áreas pobladas pueden ser sustituidas por áreas que representan cualquier otra característica visual, como el interés cultural, la protección del medio ambiente, etc. El resto de los términos no necesita más explicación introductoria.

4.3. CASO DE ESTUDIO

4.3.1. Descripción. Objetivo y restricciones principales.

Como se ha indicado al principio de este capítulo, se plantea incrementar la potencia eólica de un WF. El parque cuenta con 29 aerogeneradores y está ubicado en la costa atlántica (ver figura 30). El promotor del proyecto eólico llevó a cabo un estudio de incremento en la potencia de las turbinas mediante variación de altura de las mismas; sin embargo la ubicación y distribución de las máquinas debería mantenerse igual que en el proyecto original. Durante la nueva etapa de autorización, la administración regional obligó a garantizar que la nueva situación no implicara un incremento de los efectos visuales, en comparación con los ya existentes en el diseño inicial autorizado. Sin embargo, una ampliación del tamaño de las torres debería producir inevitablemente un incremento de la visibilidad. De hecho, las áreas inicialmente afectadas sufrirían un efecto visual más fuerte, mientras que las áreas inicialmente no afectadas podrían comenzar a sufrir intrusión visual.

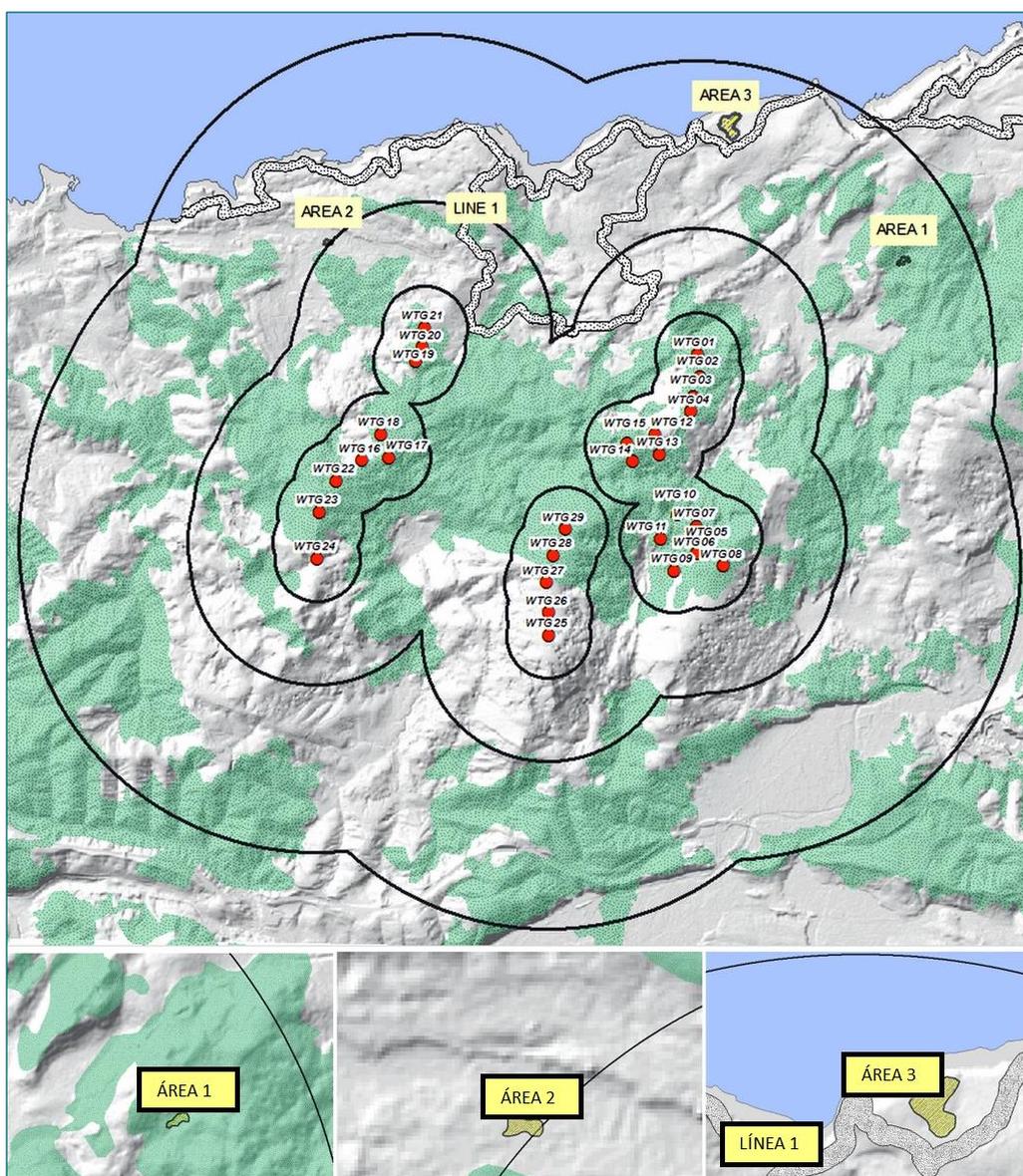


Figura 30. Ubicación del parque eólico WF y de los elementos relevantes del inventario visual.

El inventario visual (Mapa del proyecto, Mapeo de cuenca visual y los demás elementos descritos en el apartado 4.2) en el área de estudio son los mismos tanto en la hipótesis original como en el nuevo diseño de incremento de potencia. De acuerdo con la sensibilidad expresada por varios grupos sociales, la protección de un conjunto seleccionado de lugares históricos y culturales resultaba obligatoria. Más en concreto, las partes interesadas acordaron que cuatro elementos muy relevantes del inventario visual debían preservarse por completo de cualquier incremento de efecto visual. Estos

elementos, que se muestran en la figura 30, fueron: i) un área paisajística de alto valor (área 1), ii) un núcleo monumental de población (área 2), iii) un sitio histórico (área 3) y iv) un itinerario cultural (línea 1) con un significado particularmente alto para la población local y de gran interés para los visitantes.

4.3.2. Formulación

Tras varias reuniones con las partes interesadas, las autoridades regionales dictaminaron que la propuesta de diseño para el incremento de potencia del parque resultaría aceptable si: a) los efectos visuales generales no eran mayores que los generados por el diseño eólico inicial y b) si ninguno de los cuatro elementos críticos del inventario (áreas 1, 2, 3 y línea 1) experimentaban un incremento de impacto visual.

4.3.3. Especificaciones paisajísticas y visuales

El nuevo estudio de VIA se llevó a cabo bajo las siguientes condiciones e hipótesis:

- La posición de los WT debía conservarse según el diseño original. Ello significa que cualquier aerogenerador podría ser eliminado, pero no desplazado.
- Las características del paisaje y la definición de las áreas de calidad del paisaje eran las mismas en ambos casos: (proyecto original y nueva propuesta de incremento de potencia).
- Mantener los efectos visuales de corta distancia sin cambios fue una prioridad. Los umbrales visuales se establecieron de 0 a 3500 metros (ver el último párrafo de la sección 4.6.1).
- Las cuencas visuales se calcularon considerando la vegetación existente. Se estableció una altura promedio de la vegetación de 15 metros (un valor realmente conservador para el área).
- Se aceptó la mitigación por eliminación de WTs.

- Se admitió la mitigación mediante la construcción de barreras de vegetación lejana [13] [50].
- Para fines de mitigación de barreras, la altura promedio de la vegetación se estableció en 25 metros.
- El impacto visual global se obtuvo por medio del indicador MVE [13].
- El impacto visual detallado para las áreas 1, 2, 3 y la línea 1 se obtuvo mediante el método SPM2 [9].
- La herramienta computacional VIA utilizada fue MOYSES [17] [24] [50].

4.3.4. Datos de entrada

Concretamente son cuatro los datos de partida para realizar el análisis de impacto visual:

1. Modelo de superficie: se ha utilizado un Modelo Digital de Terreno de 10 m de píxel, obtenido a partir del MDT de 5 m, tomado de PNOA de vuelos LIDAR en este modelo el área 1 (núcleos de población contenía 72 píxeles), el área 2 (área con alto valor paisajístico, contenía 48 píxeles), el área 3 (área con alto valor histórico, contenía 443 píxeles) y la línea 1 (itinerario paisajístico, contenía 26122 píxeles).
2. Inventario visual: Los cuatro elementos considerados áreas (1, 2, 3 y Línea 1), extraídos de la cartografía regional oficial.
3. Datos de vegetación: los polígonos de vegetación a escala 1:100,000, extraídos del proyecto europeo Corine Land Cover, de las que se han seleccionado los valores de código 311, 312 y 313, corresponden a la vegetación natural en espacios abiertos (bosques de hoja ancha, bosques de coníferas y bosques mixtos). Altura, propuesta por el promotor, de 15 metros.

4. Aerogeneradores:

- Modelo 1: Gamesa G66, con 67 metros de altura de torre y 1650 KW de potencia, utilizado para la hipótesis original.
- Modelo 2: Gamesa G106, con altura de la torre de 93 metros y potencia de 2500 KW, utilizado para las hipótesis de reactivación.
- Modelo 3: Gamesa G80, con 78 metros de altura de torre y 2000 KW de potencia, solo utilizado para la hipótesis 6 (ver sección 4.1.6).
- Modelo 4: Gamesa G66, con 67 metros de altura de torre y 2000 KW de potencia, utilizado solo una vez en la hipótesis definitiva para obtener la condición EVI (ver apartado 4.5.6).

4.4. METODOLOGÍA Y TECNOLOGÍA

En este apartado se describen los indicadores de visibilidad seleccionados, se establece la idea de LOD de alta visibilidad en el análisis de visibilidad y se propone la definición de EVI.

4.4.1. Medición de los efectos generales e individuales

Como se explicó al final del apartado 4.3.3, el indicador MVE [13], consta de tres indicadores numéricos: área total afectada por la visibilidad (Km²) para los elementos del inventario visual, población total afectada visualmente (número de habitantes) y longitud de carreteras dentro del área de visibilidad (Km). Por medio de un producto simple, los tres indicadores dan lugar al indicador MVE antes mencionado que se expresa en unidades de "Km³ * persona".

Como en este caso la población es invariable para todas las hipótesis consideradas, el indicador MVE se redujo al producto del área visible total por la longitud total de las carreteras afectadas dentro del área de visibilidad. Este valor, expresado en Km³, (ver tabla 14) fue adecuado para describir cómo la visibilidad de las torres (figura 31) se distribuía a lo largo del territorio.

MVE es un indicador bastante conservador, ya que un píxel se considera visiblemente afectado si desde él se percibe al menos un WF. Para complementar MVE, SPM2 [9] puede proporcionar un conjunto de seis indicadores de visibilidad adicionales, los cuales se pueden obtener para cualquier elemento individual del inventario visual (cualquier área, línea o punto en particular) sea cual sea su naturaleza (núcleo de población, área protegida, sitio cultural o histórico, carretera, camino o camino panorámico, mirador panorámico, etc.). Los significados de estos seis indicadores son los siguientes:

- **Indicador a:** promedio de píxeles visualmente afectados por el WF en un elemento particular del inventario visual (un polígono, área o punto, o línea).
- **Indicador b:** relación entre el número de edificios de un núcleo de población que son visibles desde la WF y el número total de edificios. Este indicador se puede adaptar fácilmente a cualquier otro tipo de elementos del inventario visual [9].
- **Indicador c:** valor combinado de 1) la relación longitud / ancho de la caja rectangular que envuelve al WF y 2) su posición relativa con respecto a un elemento del inventario visual. El impacto visual en este elemento es mayor cuando se enfrenta al lado más largo de la caja de WF.
- **Indicador d:** Distancia entre el elemento del inventario visual analizado y el WF.
- **Indicador e:** Población (incluidos los visitantes) dentro del elemento del inventario visual analizado.
- **Indicador ang:** ángulo de amplitud visual horizontal de la WF del elemento del inventario visual analizado.

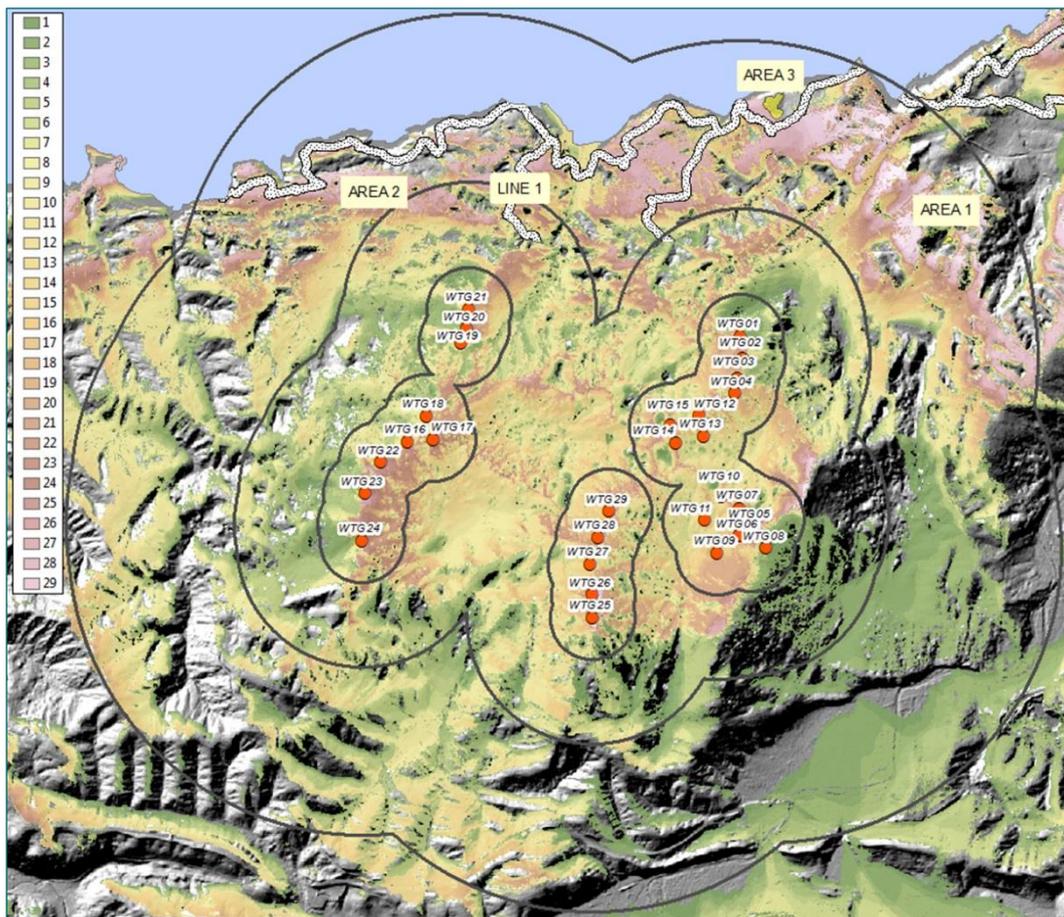


Figura 31. Ubicación y distribución de los WTG a lo largo del territorio.

En este caso de estudio, los indicadores c , d y e no variarían con un simple cambio de la altura de los WTG. Además, el conjunto de WTG está muy disperso en todo el territorio, lo que dio como resultado que el indicador ang no resultaba tan bueno para describir los efectos visuales. El indicador b era bastante limitado ya que está relacionado con los edificios y los sitios críticos eran esencialmente rurales. Por el contrario, el indicador α era particularmente adecuado para describir la intensidad del efecto visual (ver tabla 14).

Tabla 14. Efectos visuales generales, conforme a los índices MVE y SPM2.

Área	Distancia mínima (m)	Área o longitud con visibilidad (m ² -m)	Indicador a (SPM2)	Ángulo visual (SPM2)	Indicador MVE (km ³)
Núcleo Población (Área 1)	2655,15	6000	0,16	33,23	0.008
Área con alto valor paisajístico (Área 2)	1561,21	0	0	0	
Área con alto valor histórico (Área 3)	2597,12	100	0	0	
Itinerario con alto valor paisajístico1 (Línea 1)	536	12,41	0,11	-	

4.4.2. Efectos locales: LOD en el análisis de visibilidad

La herramienta de software MOYSES mantiene información sobre las condiciones de visibilidad gracias a su estructura principal de datos, llamada CHESSBOARD. Esta estructura computacional CHESSBOARD (x, y).vis (i) nos permite saber el estado de visibilidad (visible, no visible) en cada píxel (x, y) y para cada WT(i). Como x e y varían a lo largo del dominio de estudio, el análisis se realiza para todo el conjunto de WTs en WF, por lo tanto podemos decir que MOYSES puede proporcionar información de visibilidad para cada píxel y cada WT. Esto es lo que definimos como alto nivel de detalle de visibilidad (LOD de alta visibilidad).

Como se explicó anteriormente (apartados 4.3.1 y 4.3.4), el inventario visual se centró en cuatro elementos singulares. CHESSBOARD (x, y).vis (i) se usa generalmente solo para cálculos internos de MOYSES, pero para este estudio fue necesario implementar una interfaz numérica que permitiera al diseñador analizar la visibilidad de las áreas 1, 2 y 3 y la línea 1 en un LOD de alta visibilidad.

La tabla 15 muestra un ejemplo de la estructura CHESSBOARD (x, y).vis (i). El contenido de cada fila en la tabla representa un píxel (x, y) y cada columna representa un WT; una celda con valor nulo corresponde a un píxel particular sin efecto visual desde un WT particular; las filas con valores nulos representan píxeles completamente libres de

efectos visuales; las columnas con valores nulos representan WTs que no tienen efecto visual en el área considerada. En lugar de un valor de 1, las celdas visualmente afectadas guardan el valor de distancia entre pixel y WT. Esto hace que sea más fácil filtrar píxeles según los umbrales de distancia.

Tabla 15. LOD de alta visibilidad. La tabla muestra la propiedad CHESSBOARD (x, y).vis (i). Los píxeles varían en filas y los WTs lo hacen en columnas. Una celda de valor cero significa que no hay afección visual (no hay visibilidad). Estas celdas guardan el valor de la distancia de píxel a WT. Así se puede saber que la columna WTG01, por ejemplo, contiene algunos píxeles visibles pero fuera del umbral de distancia (a más de 3500 metros).

WT	WTG01	WTG02	WTG03	WTG04	WTG05	WTG06	WTG07	WTG08	WTG09	WTG10	WTG11
Pixel											
0	0	0	2913	0	3433	0	0	3480	2434	2527	2625
1	0	0	2922	0	3438	0	0	3487	2440	2534	2632
2	0	0	2840	3334	3406	0	0	3422	2389	2477	2569
3	0	0	2849	3336	3410	0	0	3429	2395	2483	2576
4	0	0	2857	3339	3414	0	0	3436	2401	2489	2583
5	5114	0	2866	3342	3418	0	0	3443	2407	2496	2590
6	5118	0	2875	3344	3422	0	0	3450	2413	2502	2597
7	5133	0	2910	0	3438	0	0	3479	2436	2528	2625
8	5137	0	2918	0	3442	0	0	3486	2442	2535	2632
9	5141	0	2927	0	3447	0	0	3494	2448	2542	2639
10	0	0	2936	0	3451	0	0	3501	2454	2548	2646
11	0	0	2845	3343	3415	0	0	3429	2398	2484	2576
12	0	0	2854	3346	3419	0	0	3436	2403	2491	2583

4.4.3. Propuesta de impacto visual equivalente (EVI)

En un dominio donde se va a construir una instalación de energía renovable, consideremos:

- Un elemento E_i de su inventario visual⁴.
- Dos diseños, A y B, para una instalación que provocará intrusión visual, INT_A e INT_B ⁵, siendo $INT_A = \{A_1, A_2... A_m\}$ e $INT_B = \{B_1, B_2... B_n\}$.
- Un conjunto VIMI de indicadores de impacto visual, $VIMI = \{I_1, I_2... I_k\}$.

Proposición 1. INT_A e INT_B producen una condición EVI si para cada indicador I_j de VIMI se cumple la expresión:

$$I_{jA} = I_{jB} \pm \varepsilon \quad [\text{Ec. 1}]$$

Es verdadera, siendo I_{jA} el valor del indicador I_j para el diseño A, I_{jB} el valor del indicador I_j para el diseño B y ε un valor de tolerancia lo suficientemente pequeño y preferiblemente establecido por el acuerdo de las partes interesadas.

Corolario: Para cada indicador I_j de VIMI, la expresión

$$I_{jA} \leq I_{jB} \pm \varepsilon, \quad [\text{Ec. 2}]$$

Garantiza que INT_B posee en el peor⁶ de los casos una condición EVI con INT_A .

4.4.4. Aplicación de la proposición al caso estudio

EVI se puede aplicar a dos problemas básicos: i) una comparación directa entre diferentes soluciones (es decir, varios diseños para un mismo WF) y ii) la búsqueda de una nueva propuesta de diseño, sujeta a reducir o adecuar el impacto visual existente.

⁴ E_i denota cualquier elemento, como un núcleo de población, un área protegida, un sitio cultural o histórico, un camino, una carretera o camino panorámico, un mirador panorámico, etc.

⁵ INT_A e INT_B representan, por ejemplo, la intrusión visual de dos diseños alternativos (A, B) para un parque eólico. Los elementos como A_k o B_k representarían sus respectivos WTs.

⁶ En el peor de los casos, los efectos visuales de INT_B pueden ser incluso más bajos que los de INT_A .

El presente caso de estudio pertenece al segundo tipo. Para llevarlo a cabo, se establecieron un conjunto de indicadores VIMI y una estrategia para formular los diferentes pasos que condujeron a una solución.

VIMI consistió en el conjunto MVE y SPM2, dando lugar a estos indicadores: {área de visibilidad total, población afectada total, longitud de las carreteras afectadas, α , b , c , d , e , ang }. Todos ellos han sido descritos en el apartado 4.4.1. Sin embargo, según las razones discutidas en esa sección, VIMI se redujo a tres indicadores {área de visibilidad total, longitud de las carreteras afectadas, indicador α }. En otras palabras, MVE se materializa por la pareja (área de visibilidad total, longitud de las carreteras afectadas), mientras que SPM2 se convirtió en el indicador α .

Finalmente, para admitir que dos posibles soluciones tenían el mismo EVI, se acordó que [Ec.1] o [Ec. 2] deberían aplicarse utilizando un valor de $\epsilon = 0.001$.

4.4.5. Búsqueda del nuevo diseño de energía renovable con el criterio EVI

La estrategia de buscar diseños alternativos se limitó a: i) modificación de la altura de los WTs, ii) mitigación del efecto visual global mediante la eliminación de uno o varios WT o iii) mitigación del efecto visual de uno o varios WTs por medio de la construcción de una barrera vegetal lejana. La solución (si existiese) debería aparecer como resultado de un proceso iterativo. Cada nuevo paso de iteración exigiría tomar decisiones basadas en el análisis de los indicadores de visibilidad⁷ obtenidos a partir de los cálculos de alta visibilidad (LOD), llevados a cabo por MOYSES.

⁷Expresados computacionalmente, los indicadores de visibilidad desempeñan el papel de los iteradores y la condición de "fin de la iteración" es la convergencia de los valores expresados por [Ec. 1] o [Ec. 2] para todo el conjunto de ellos. En este caso de estudio, [Ec 2.] fue la única necesaria.

En las siguientes secciones se ilustrará este proceso iterativo desde su comienzo está en el diseño original antes de la hipótesis de repotenciación hasta un resultado final que resultó exitoso.

4.5. RESULTADOS PARCIALES Y DEFINITIVOS

4.5.1. Hipótesis 0: Diseño inicial

La hipótesis 0 representa el diseño original, el cual se pretende someter a una repotenciación. Como intrusión visual, se caracterizó por el indicador MVE en la tabla 16 y por el indicador α (de SPM2) en la tabla 17 (ver en ambas la fila llamada hipótesis 0).

Tabla 16. Valores del indicador MVE para las diferentes hipótesis.

MVE (área afectada x longitud afectada)	Área con visibilidad (Km ²)	Longitud con visibilidad (Km)	Producto MVE (km ³)
Hipótesis 0 (Diseño original)	0,0061	11,64	0,07100
Hipótesis 1	0,0067	12,22	0,08187
Hipótesis 2	0,0067	9,84	0,06593

Tabla 17. Valores del indicador α de SPM2 para las diferentes hipótesis.

Indicador α	Área 1	Área 2	Área 3	Línea 1
Hipótesis 0 (Diseño original)	0,159	0,00	0,001	0,101
Hipótesis 1	0,300	0,001	0,002	0,118
Hipótesis 2	0,329	0,001	0,002	0,100
Hipótesis 3	0,226	0,001	0,002	0,095
Hipótesis 4	0,174	0,001	0,002	0,094
Hipótesis 5	0,189	0,001	0,002	0,099
Hipótesis 6	0,181	0,001	0,002	0,099
Hipótesis 7	0,156	0,001	0,002	0,098

4.5.2. Hipótesis 1: Aumento de altura de todos los WTs en WF

Esta hipótesis representa la propuesta de repotenciación inicial. La altura de todos los WTs se cambió a 93 metros (modelo G16, ver apartado 4.3.4). El efecto visual correspondiente se muestra en las tablas 16 y 17 (ver filas llamadas hipótesis 1). El indicador MVE no sufrió un cambio relevante (de hecho 0,08187 en lugar de 0,07100 significa solo un 15,3% del incremento global). Más en detalle, el efecto sobre los polígonos (áreas 1, 2, 3) alcanzó un incremento de 9,8% (0,0067 Vs 0,0061 Km²) mientras que en las carreteras fue 4,98% (12,22 Vs 11,64 Km).

En cuanto al indicador α , las áreas 2 y 3 apenas sufrieron variación del efecto visual, de hecho, el valor absoluto era casi nulo en ambos elementos. La línea 1 recibió un incremento moderado de un 16,8% (0,118 frente a 0,101). Claramente, fue en el área 1 donde el indicador α sufrió la variación más notable, alcanzando un valor de 88,67% (0,300 contra 0,159). El significado combinado de ambos métodos (MVE y SPM2) reveló que el área 1 sufrió una intrusión visual claramente mayor (su indicador α mostró que el número de WTs visibles era casi el doble que en el diseño original).

Para definir la siguiente hipótesis, se llevó a cabo un estudio más detallado de los resultados de la hipótesis 1, interrogando a MOYSES sobre los porcentajes de área visualmente afectada y la longitud visualmente afectada para cada WT. Esto se aplicó al conjunto de áreas (áreas 1, 2 y 3 juntas) y a la línea 1. El resultado se presenta en la tabla 18. Un valor del porcentaje de superficie afectada (en la fila "Áreas 1, 2, 3") y un valor del porcentaje de la longitud afectada (en la fila "Línea 1") para cada WT. Este resultado no ofreció valores detallados de visibilidad a nivel de píxel, por lo que este recurso debe considerarse como LOD de visibilidad media.

El mayor efecto visual apareció sobre la línea 1, más precisamente en el grupo de torres WT19, 20 y 21. La intrusión visual afectó al 31,74% (WT19), 31,07% (WT20) y 27,82% (WT21) de la longitud total de la línea, aunque un segundo grupo (WT01, 02, 03, y 04) produjo una alteración visual también relevante en las áreas 1, 2 y 3, se tomó la decisión de eliminar WT19, 20 y 21 (ver figura 31) porque su intrusión en general (líneas más áreas) era más alta.

Tabla 18- Hipótesis 1 .Indicadores MVE y SPM2 obtenidos para cada WT.

WT	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT06	WT07	WT08	WT09	WT10
Áreas 1, 2, 3	16,2%	14,2%	16,2%	15,1%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	2,30%
Línea 1	10,71%	8,41%	4,32%	1,91%	15,76%	13,85%	2,08%	1,68%	0,00%	1,00%
WT	WT11	WT12	WT13	WT14	WT15	WT16	WT17	WT18	WT19	WT20
Áreas 1, 2, 3	3,75%	0,20%	0,10%	0,10%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%	0,10%
Línea 1	0,70%	7,23%	18,28%	1,68%	4,94%	4,77%	4,15%	2,92%	31,74%	31,07%
WT	WT21	WT22	WT23	WT24	WT25	WT26	WT27	WT28	WT29	
Áreas 1, 2, 3	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,13%	0,12%	0,15%	0,15%	
Línea 1	27,82%	3,59%	2,19%	3,53%	6,79%	4,09%	1,12%	8,86%	6,39%	

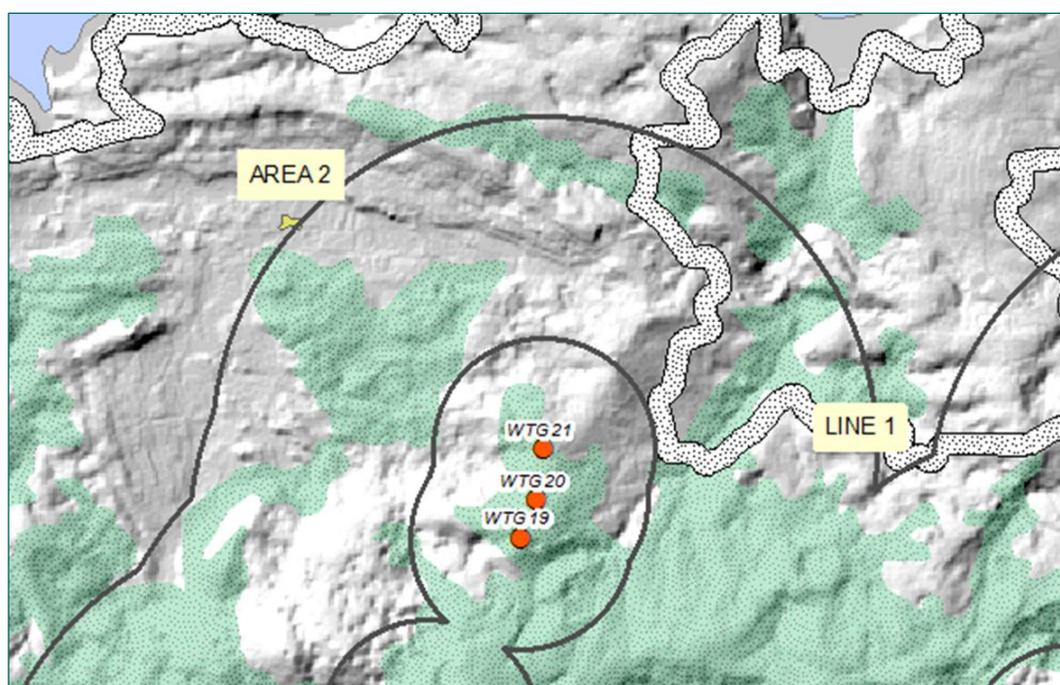


Figura 32: Eliminación de los WTs WT19, 20 y 21, dado a su incremento en la intrusión visual

4.5.3. Hipótesis 2: Eliminación de WT19, WT20 y WT21

La hipótesis 2 (ver la fila correspondiente en las tablas 16 y 17) ya cumplía con la condición de efecto visual equivalente para el indicador MVE. Con respecto al indicador α , tres de los cuatro elementos del inventario visual (áreas 2, 3 y línea 1) también cumplían la condición de equivalencia cuando se consideró un valor de $\epsilon = 0,001$.

En particular, la Línea 1 cumplía con el requisito de EVI: su indicador MVE alcanzaba un valor de 0,06593 (contra 0,071 en la hipótesis 0) mientras que el indicador α , que en el diseño original valía 0,101, en la hipótesis 2 se convirtió en 0,100 (ver hipótesis 2 en la tabla 17 en la columna línea).

Por el contrario, el área 1 permaneció lejos de la condición EVI buscada para el indicador α : un valor de 0,329 contra 0,159 en la hipótesis 0 (ver hipótesis 2 en la tabla 17-columna área 1). Un análisis de visibilidad LOD medio como el que se muestra en la tabla 18 ya no era útil porque 3 de los 4 elementos (áreas 2, 3 y línea 1) ya habían satisfecho la condición EVI. Por lo tanto, el resto del estudio se realizó exclusivamente en el área 1 y realizando el análisis de alta visibilidad LOD.

La Tabla 19 muestra estos valores de visibilidad⁸. De un total de 29 WTs (no olvidar que los tres WTs 19,20 y 21 han sido eliminados en la hipótesis actual), solo 14 tuvieron efecto visual en el área 1 en esta hipótesis 2. Los otros 12 WTs (06, 08, 09, 14, 15, 16, 17, 18, 22, 23, 24, 25) no aparecen en la tabla porque todos sus valores fueron nulos. De este conjunto de 14 elementos, los WT26, 27, 28, 29 están fuera del umbral (su distancia era mayor a 3500 metros, ver sección 4.3.3).

De los otros 10 WTs restantes, las nuevas alturas de WT01, 02, 03, 04 provocaron exactamente el mismo efecto visual que en el diseño original (el de la hipótesis 0). Por lo tanto, en estos WTs, el aumento de la altura no modificó el indicador α (en otras palabras, el valor promedio de los píxeles afectados en el área permaneció igual). En conclusión, solo las torres WT05, 07, 10, 11, 12, 13 crearon un incremento real del efecto visual en el área 1 (ver figura 32). La eliminación de estas máquinas no se consideró una solución adecuada todavía; por lo tanto, se propuso la siguiente hipótesis usando mitigación por reducción de altura.

⁸Solo se muestra un subconjunto de píxeles y WTs. Se considera suficiente para mostrar la metodología que también permite evitar mostrar tablas de 72 elementos, el contenido real del área 1.

Tabla 19. LOD de alta visibilidad para el área 1 (extracto). Arriba: hipótesis 2. Abajo: hipótesis 0.

HIPÓTESIS 2														
WT	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT07	WT10	WT11	WT12	WT13	WT26	WT27	WT28	WT29
Pix														
46	2776	2667	2571	2478	3522	0	3478	0	2950	0	0	0	5172	5055
47	2784	2674	2577	2484	3529	0	3482	0	2959	0	0	0	5176	5059
48	2791	2681	2584	2490	3536	0	3487	0	2968	0	0	0	5180	5063
49	2731	2625	2533	2445	3478	3404	3458	3383	2895	0	5317	5218	5155	5034
50	2738	2632	2539	2451	3485	3409	3462	3386	2903	0	5320	5221	5159	5038
51	2746	2639	2546	2457	3493	3415	3466	3388	2912	0	5323	5225	5162	5042
52	2753	2646	2552	2463	3500	3421	3471	3391	2921	0	5327	5228	5166	5047
53	2761	2653	2559	2469	3507	0	3475	3394	2929	3163	5330	5232	5170	5051
54	2768	2660	2565	2474	3514	0	3479	3397	2938	3172	5333	5235	5174	5055
55	2775	2667	2572	2480	3521	0	3483	3400	2947	0	0	5239	5178	5059
56	2783	2674	2578	2486	3529	0	3487	0	2955	0	0	5242	5182	5064
57	2790	2681	2585	2492	3536	0	3491	0	2964	0	0	0	5186	5068
58	2775	2667	2573	2483	3521	3440	3488	3407	2943	3176	5343	5245	5183	5064
59	2782	2674	2579	2488	3528	3446	3492	3410	2952	3185	5346	5248	5187	5068
HIPÓTESIS 0														
WT	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT07	WT10	WT11	WT12	WT13	WT26	WT27	WT28	WT29
Pix														
46	2776	2667	2571	2478	0	0	3478	0	0	0	0	0	0	0
47	2784	2674	2577	2484	0	0	3482	0	0	0	0	0	0	0
48	2791	2681	2584	2490	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
49	2731	2625	2533	2445	0	0	3458	3383	0	0	5317	0	0	0
50	2738	2632	2539	2451	0	0	3462	3386	0	0	5320	0	0	0
51	2746	2639	2546	2457	0	0	3466	3388	0	0	5323	0	0	0
52	2753	2646	2552	2463	0	0	0	3391	0	0	5327	0	0	0
53	2761	2653	2559	2469	0	0	0	3394	0	0	5330	0	0	0
54	2768	2660	2565	2474	0	0	0	3397	0	0	0	0	0	0
55	2775	2667	2572	2480	0	0	3483	3400	0	0	0	0	5178	0
56	2783	2674	2578	2486	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
57	2790	2681	2585	2492	0	0	3491	0	0	0	0	0	0	0
58	2775	2667	2573	2483	0	0	3488	0	0	0	5343	0	5183	0
59	2782	2674	2579	2488	0	0	3492	0	0	0	0	0	5187	0

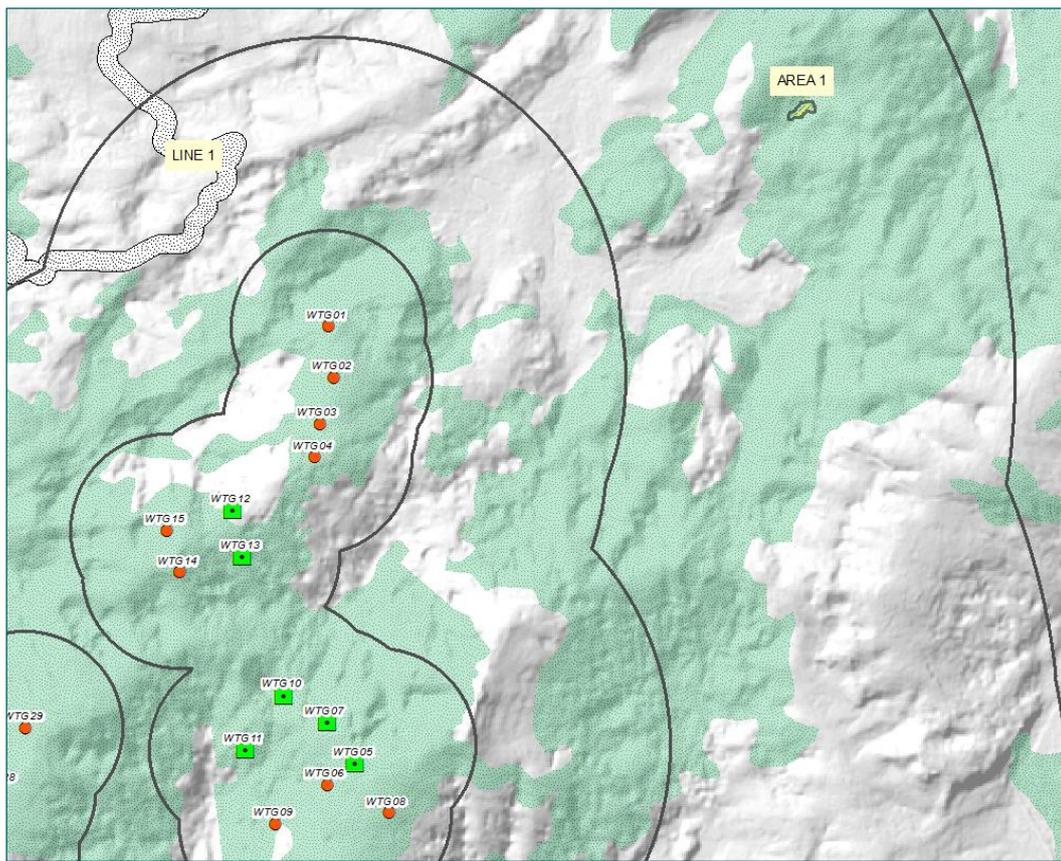


Figura 33. WTs con incremento de visibilidad en la Hipótesis2
(Propuesta de mitigación de afectación visual por disminución de altura).

4.5.4. Hipótesis 3 y 4: reducción de altura en WTG05, WTG07, WTG10, WTG11, WTG12 Y WTG13

El promotor del proyecto decidió reducir la altura de los seis WTs a un valor de 78 metros (WT modelo 3, ver sección 4.3.4). Ello dio origen a la hipótesis 3 (ver la fila que corresponde a la hipótesis 3 en la tabla 17). Puede entenderse que el indicador α aún se mantuvo alto (0,226) con respecto al del diseño original de (0,159), lo que llevó a la conclusión de que la estrategia de reducción de altura definitivamente no era efectiva.

El análisis con un LOD de alta visibilidad para el área 1 (ver tabla 20) demuestra que la reducción de altura analizada en la hipótesis 3 solo tuvo éxito en el aerogenerador WT07. WT12 y 13 tenían una visibilidad nula tanto en la hipótesis 3 como en el diseño

original. Las torres 26, 27 y 28 estaban a más de 3500 metros del área 1, lo que significaba que su efecto no debería ser considerado. Por último, las torres WT01, 02, 03, 04, 10 y 11 eran visibles en ambas hipótesis (aunque el efecto visual no era exactamente el mismo; compárense, por ejemplo, las columnas WT10 para las hipótesis 0 y 3 en la tabla 20).

Tabla 20. LOD de alta visibilidad para el área 1. Arriba: hipótesis 3. Abajo hipótesis 0.

HIPÓTESIS 3														
WT	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT07	WT10	WT11	WT12	WT13	WT26	WT27	WT28	WT29
Pix														
46	2776	2667	2571	2478	3522	0	3478	0	0	0	0	0	5172	0
47	2784	2674	2577	2484	0	0	3482	0	0	0	0	0	5176	0
48	2791	2681	2584	2490	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
49	2731	2625	2533	2445	3478	0	3458	3383	0	0	5317	5218	5155	0
50	2738	2632	2539	2451	3485	0	3462	3386	0	0	5320	5221	5159	0
51	2746	2639	2546	2457	3493	0	3466	3388	0	0	5323	5225	5162	0
52	2753	2646	2552	2463	3500	0	3471	3391	0	0	5327	5228	5166	0
53	2761	2653	2559	2469	3507	0	3475	3394	0	0	5330	5232	5170	0
54	2768	2660	2565	2474	3514	0	3479	3397	0	0	5333	5235	5174	0
55	2775	2667	2572	2480	3521	0	3483	3400	0	0	0	5239	5178	0
56	2783	2674	2578	2486	3529	0	3487	0	0	0	0	0	5182	0
57	2790	2681	2585	2492	3536	0	3491	0	0	0	0	0	5186	0
58	2775	2667	2573	2483	3521	0	3488	3407	0	0	5343	5245	5183	0
59	2782	2674	2579	2488	3528	0	3492	3410	0	0	0	5248	5187	0
HIPÓTESIS 0														
WT	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT07	WT10	WT11	WT12	WT13	WT26	WT27	WT28	WT29
Pix														
46	2776	2667	2571	2478	0	0	3478	0	0	0	0	0	0	0
47	2784	2674	2577	2484	0	0	3482	0	0	0	0	0	0	0
48	2791	2681	2584	2490	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
49	2731	2625	2533	2445	0	0	3458	3383	0	0	5317	0	0	0
50	2738	2632	2539	2451	0	0	3462	3386	0	0	5320	0	0	0
51	2746	2639	2546	2457	0	0	3466	3388	0	0	5323	0	0	0
52	2753	2646	2552	2463	0	0	0	3391	0	0	5327	0	0	0
53	2761	2653	2559	2469	0	0	0	3394	0	0	5330	0	0	0
54	2768	2660	2565	2474	0	0	0	3397	0	0	0	0	0	0
55	2775	2667	2572	2480	0	0	3483	3400	0	0	0	0	5178	0
56	2783	2674	2578	2486	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
57	2790	2681	2585	2492	0	0	3491	0	0	0	0	0	0	0
58	2775	2667	2573	2483	0	0	3488	0	0	0	5343	0	5183	0
59	2782	2674	2579	2488	0	0	3492	0	0	0	0	0	5187	0

En conclusión, la reducción de la altura resultó ser un recurso limitado. Por lo tanto, para finalizar este análisis, se formuló una nueva hipótesis 4: la altura de la torre WT05 se redujo a 67 metros (la altura original, lo que por tanto resultaba ser el caso límite de

reducción de altura). Esto se muestra como la hipótesis 4 en la tabla 17. A pesar del hecho de que esta pequeña modificación produce un efecto notable (el indicador α para el área 1 obtiene un valor de 0,174), no es suficiente para alcanzar el efecto EVI. Esto demostraba que la equivalencia visual no era factible por medio de la reducción de altura de las torres descritas en el enunciado.

4.5.5. Hipótesis 5: Mitigación por barreras de vegetación lejana

El fracaso de las técnicas de reducción de altura sugería probar la colocación de la barrera de vegetación lejana. Este enfoque se basa en una metodología que permite encontrar los recintos del área de estudio donde el levantamiento de una franja de vegetación con una altura adecuada podría producir la mitigación prevista [13].

MOYSES presenta este algoritmo de mitigación como un comando de usuario. Este comando recibe datos de: i) el MDT del área de estudio, ii) el polígono cuya intrusión visual debe ser mitigada (el área 1 en este caso), iii) los valores para delimitar una solución aceptable (en general, no demasiado cerca al polígono, ni muy cerca del WF) y iv) la altura de la barrera promedio. Este último se estableció en 25 metros (apartado 4.3.3). Aparecieron varias soluciones (el problema podría no haber tenido ninguna). La Figura 33 muestra la solución que dio el mejor resultado aproximándose a la condición de EVI. Los resultados aparecen en la fila correspondiente en la tabla 17 (hipótesis 5, establece un valor de 0,189 para el indicador α , aún insuficiente).

El análisis LOD de alta visibilidad reveló que: i) las torres WT07, WT12, WT 13 y WT 29 no afectaron el área1 en ninguno de los dos casos (hipótesis 5 y 0, ver tabla 21); ii) WT01, WT02, WT03 y WT 4 no se mitigaron y el efecto visual permaneció sin cambios en el área 1; iii) las torres WT10 y WT11 fueron parcialmente mitigadas por la barrera de vegetación; iv) la torre WT26 se mitigó completamente y v) a pesar de que las torres WT05, WT27 y WT28 sufrieron un efecto visual mayor en la hipótesis 5, estas se encuentran fuera del umbral de distancia establecido (WT05 tenía algunos pocos píxeles justo en el límite de distancia de 3500 metros).

Todo ello sugería la necesidad de reducir o evitar el efecto de la torre WT05.

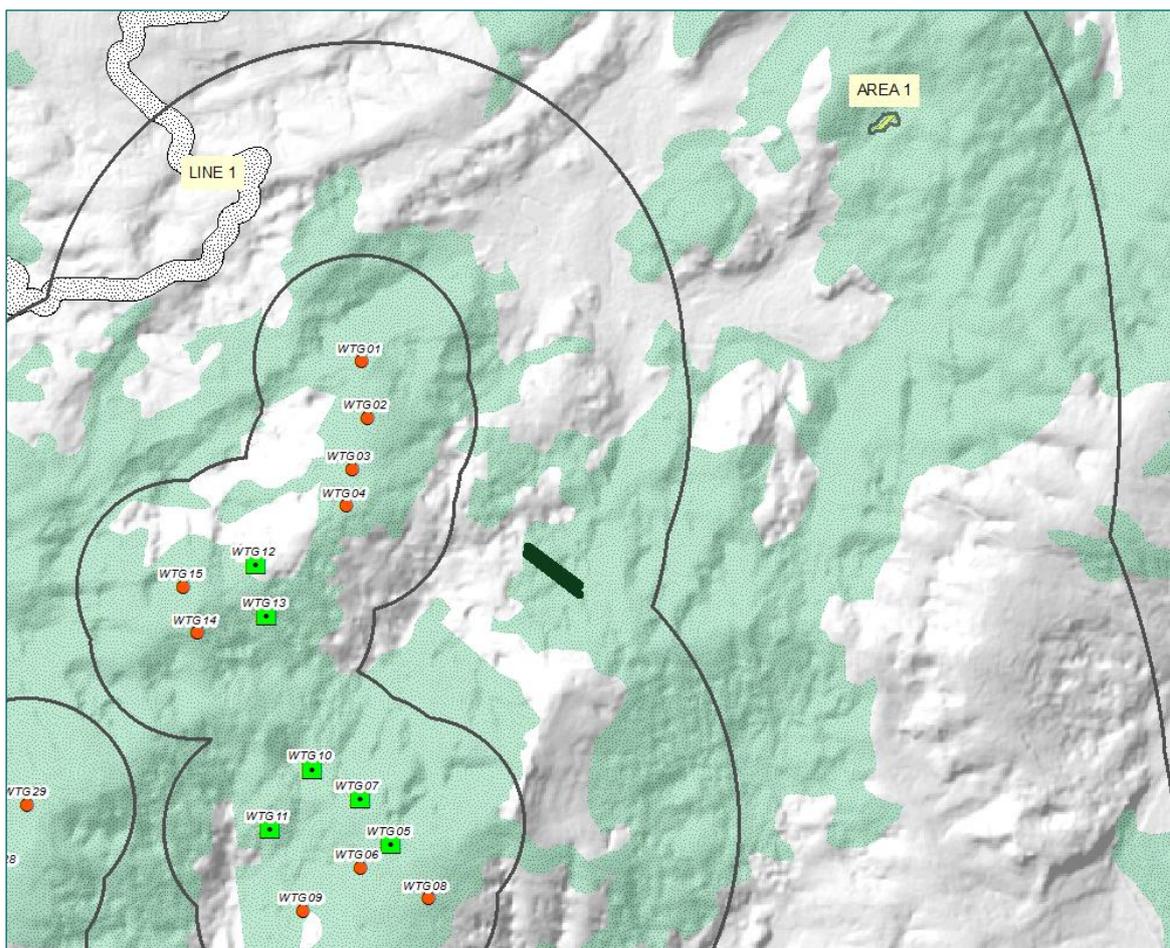


Figura 34. Mejor solución de aproximación a la condición EVI (hipótesis 5).

Tabla 21. LOD de alta visibilidad para el área 1. Arriba: hipótesis 5. Abajo hipótesis 0

HYPÓTESIS 5														
WT Pix	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT07	WT10	WT11	WT12	WT13	WT26	WT27	WT28	WT29
46	2776	2667	2571	2478	3522	0	3478	0	0	0	0	0	0	0
47	2784	2674	2577	2484	3529	0	3482	0	0	0	0	0	0	0
48	2791	2681	2584	2490	3536	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	2731	2625	2533	2445	3478	0	0	3383	0	0	0	5218	5155	0
50	2738	2632	2539	2451	3485	0	0	3386	0	0	0	5221	5159	0
51	2746	2639	2546	2457	3493	0	0	3388	0	0	0	5225	5162	0
52	2753	2646	2552	2463	3500	0	0	0	0	0	0	0	5166	0
53	2761	2653	2559	2469	3507	0	0	0	0	0	0	0	5170	0
54	2768	2660	2565	2474	3514	0	3479	0	0	0	0	0	5174	0
55	2775	2667	2572	2480	3521	0	3483	0	0	0	0	0	5178	0
56	2783	2674	2578	2486	3529	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
57	2790	2681	2585	2492	3536	0	3491	0	0	0	0	0	0	0
58	2775	2667	2573	2483	3521	0	3488	0	0	0	0	0	5183	0
59	2782	2674	2579	2488	3528	0	3492	0	0	0	0	0	5187	0

HIPÓTESIS 0

WT Pix	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT07	WT10	WT11	WT12	WT13	WT26	WT27	WT28	WT29
46	2776	2667	2571	2478	0	0	3478	0	0	0	0	0	0	0
47	2784	2674	2577	2484	0	0	3482	0	0	0	0	0	0	0
48	2791	2681	2584	2490	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
49	2731	2625	2533	2445	0	0	3458	3383	0	0	5317	0	0	0
50	2738	2632	2539	2451	0	0	3462	3386	0	0	5320	0	0	0
51	2746	2639	2546	2457	0	0	3466	3388	0	0	5323	0	0	0
52	2753	2646	2552	2463	0	0	0	3391	0	0	5327	0	0	0
53	2761	2653	2559	2469	0	0	0	3394	0	0	5330	0	0	0
54	2768	2660	2565	2474	0	0	0	3397	0	0	0	0	0	0
55	2775	2667	2572	2480	0	0	3483	3400	0	0	0	0	5178	0
56	2783	2674	2578	2486	0	0	3487	0	0	0	0	0	0	0
57	2790	2681	2585	2492	0	0	3491	0	0	0	0	0	0	0
58	2775	2667	2573	2483	0	0	3488	0	0	0	5343	0	5183	0
59	2782	2674	2579	2488	0	0	3492	0	0	0	0	0	5187	0

4.5.6. Hipótesis 6 y 7: reducción de altura de la torre WT05

Al asignar a la torre WT05 una altura de 78 metros (modelo 3 G8, ver apartado 2.4), el valor del indicador α se estableció en 0,181 (hipótesis 6, tabla 4). Reduciendo nuevamente la altura WT05 a 67 metros (modelo 4 G80) su efecto visual en el área 1 era nulo, dejando finalmente el valor del indicador α en 0,156 (hipótesis 7, tabla 3), lo que cierra el proceso iterativo con una resolución positiva.

En resumen, la definición inicial de 29 torres de 67 metros de altura puede cambiarse por una nueva solución de 25 torres de 93 metros de altura más una torre más de 67 metros de altura junto con una franja de vegetación de 25 metros de alto, 180 metros de largo y 50 metros de ancho. Todo eso implica una repotenciación del 34,8% (64.500 KW frente a su valor original de 47.850 KW) que satisface las condiciones de EVI.

4.6. DISCUSIÓN

4.6.1. En la metodología

El método descrito no necesita funcionar ni con un conjunto particular de indicadores VIA ni con un conjunto específico de elementos de inventario visual. Estos dos conjuntos tienen un grado de libertad que puede provenir del acuerdo de las partes interesadas o de la decisión de un experto. Además, esta metodología permite a los diseñadores de un proyecto de energía eólica comparar diferentes hipótesis de diseño, repotenciación

o mitigación en términos de VIA. Aunque no se ha llevado a cabo en este caso de estudio, los cambios en la posición de los WTs también podrían haber sido considerados.

Existe un amplio conjunto de indicadores VIA utilizables en este procedimiento. Sin embargo, una revisión como la que se muestra en la sección 1.5.4. del capítulo 1 de esta tesis revela que algunos de estos indicadores se usan con más frecuencia que otros en el análisis de visibilidad y VIA. Esto se sintetiza en la tabla 22 (algo similar ya fue hecho por Bishop [81] para resumir una revisión de la investigación sobre VIA y LIA).

Es posible que dos autores usen el mismo nombre para un indicador que no da exactamente el mismo tipo de resultado⁹. Este problema es inevitable y afecta solo ligeramente a la forma en que dos o varios autores son asignados a una determinada columna. Aparte de ello, la correspondencia autor-indicador ha sido rigurosa.

La Tabla 22 es útil para identificar los dos indicadores más frecuentes: área visualmente afectada y población visualmente afectada en el área de estudio (8 veces en nuestra revisión, ver columna de frecuencia en la tabla 22). Seguidamente está el indicador de distancia (natural o afectada por la dispersión), seguido de la exposición visual en tramos lineales (por ejemplo, caminos o itinerarios de paisaje). Para una velocidad de viaje constante, el tiempo de exposición visual significa lo mismo que la duración de alcance visualmente afectado, por lo tanto ambos están incluidos en la misma columna en la tabla. En resumen, este caso de estudio se ha basado en los indicadores más comúnmente utilizados en este tipo de investigación.

Todos los indicadores elegidos se pueden programar (no necesariamente en MOYSES) para obtener valores de visibilidad. La herramienta utilizada debe ser capaz de dar resultados en un LOD de alta visibilidad. Con respecto a este tema, estamos realmente

⁹Considere por ejemplo el criterio más simple de visibilidad: un WT desde un píxel. Algunos investigadores aplican el criterio considerando la altura limitada a la torre, otros consideran la altura de la torre más las aspas, otros consideran la vegetación, etc.

interesados en incluir indicadores que analicen la condición fractal y de contraste en nuestra metodología, pero aún no hemos terminado su implementación computacional, que se está volviendo altamente costosa y compleja.

El conjunto de indicadores visuales puede implementarse en una herramienta computacional, pero la definición de cada nueva hipótesis en el proceso de búsqueda de EVI no puede automatizarse. Esto depende fuertemente del análisis e interpretación del diseñador. No es extraño que algunas de las decisiones del diseñador conduzcan a una condición de fallo que hace necesario retroceder uno o dos pasos y volver a establecer un nuevo camino de hipótesis. Esto sucedió, por ejemplo, en nuestra hipótesis 3, donde era evidente que una reducción en la altura no podría conducir a una solución, lo que obligó al diseñador a cambiar la estrategia, introduciendo técnicas de mitigación.

El umbral de distancia (3500 metros) ha sido una condición establecida por las partes interesadas después de un proceso de análisis y acuerdo. Puede parecer bastante extraño (inicialmente fue así para nosotros, de hecho), pero debe entenderse como simplemente una especificación adicional. Al contrario de lo que parece, trabajar con un umbral de visibilidad de distancia tan pequeño es una espada de doble filo. Por un lado, reduce mucho el campo de estudio y, en consecuencia, puede omitir muchos elementos del inventario visual que (en nuestra opinión) pueden verse afectados. Por otro lado y debido a estas mismas razones, también el inventario visual disponible para trabajar resulta tan reducido que hace que sea muy difícil encontrar medidas de compensación o mitigación que puedan equilibrar los indicadores para obtener el efecto EVI. Este bajo valor del umbral de visibilidad ha sido la condición más difícil de tratar y superar en este capítulo.

4.6.2. Verificación de la metodología replicable

MOYSES es una herramienta que se puede utilizar de forma gratuita. El usuario solo necesita solicitarlo e informar cuándo se usa. En el sitio web de MOYSES [24] hay algunos tutoriales e información de contacto.

4.7. CONCLUSIÓN

Este capítulo ofrece una metodología que permite incluir criterios de visibilidad durante el proceso de toma de decisiones para la etapa de diseño de un parque eólico (o cualquier otra instalación ambientalmente sostenible). La reducción del EVI permite justificar que una solución es visualmente más sostenible que otras. Para aplicar con precisión el método propuesto, el diseñador debe hacer mediciones y estimaciones que se pueden apoyar en cualquier conjunto de indicadores de visibilidad.

Nosotros aquí trabajamos con dos indicadores generales (MVE y SPM2) principalmente porque ya teníamos una implementación computacional disponible y probada de ambos en la aplicación MOYSES. Ha sido simplemente una cuestión práctica. No obstante, independientemente del conjunto de indicadores elegidos, la herramienta de cómputo debe poseer una alta precisión estructurando y procesando los datos y también al devolver resultados. Usamos el término Nivel de detalle de alta visibilidad (LOD) para caracterizar este nivel de rendimiento. Para cualquier indicador de visibilidad, LOD de alta visibilidad significa que las salidas pueden analizarse individualmente a un nivel de píxel y WT.

La combinación de EVI + LOD de alta visibilidad es un método replicable para tomar decisiones de diseño. Sin embargo, al ser un recurso en la etapa de diseño, no elimina la necesidad de escribir la Evaluación de Impacto Visual (IVA) en la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Esto es así, entre otras razones, porque la mejora de EVI no garantiza una sostenibilidad global exitosa del proyecto (lo hace para un diseño frente a otro). Desde este punto de vista, queremos dejar en claro que este documento contribuye al papel de VIA en la etapa de diseño, pero no modifica en absoluto la relevancia del informe final de EIA del diseño definitivo.

Tabla 22- Visibilidad e indicadores visuales utilizados por diferentes autores en el campo VIA y LIA.

	BISHOP	HAGERHAL	HURTADO	BISHOP - MILLER	MOLLER	TORRES	RODRIGUEZ	LADENBURG - MOLLER	MOLINA RUIZ	OTERO	DENTONI / MASACCI	KAMETANAKIS	FERNÁNDEZ JIMENEZ	MANCHADO	KOKOLOGOS	MANCHADO	WRÓŻYŃSKI	SUNAK - MADLENER	FRECUENCIA
ALTURA	X										X								2
CONTRASTE	X			X							X								3
FRACTALIDAD		X				X						X							3
ÁREA VISUALMENTE AFECTADA			X			X	X			X		X			X	X		X	8
ÁREA CONSTRUIDA VISUALMENTE AFECTADA			X				X								X	X			4
UBICACIÓN RELATIVA			X												X	X			3
DISTANCIA (CON O SIN DISPERSIÓN)	X		X	X											X	X		X	6
POBLACIÓN VISUALMENTE AFECTADA	X		X		X					X		X	X		X	X			8
ÁNGULO (VERTICAL, HORIZONTAL O SOLIDO)									X		X					X	X	X	5
MOVIMIENTO				X															1
PREFERENCIAS SOCIALES				X															1
CARACTERÍSTICAS DEL PAISAJE					X														1
EFFECTO ACUMULATIVO					X														1
COLOR						X						X							2
CONTINUIDAD						X													1
TIEMPO DE VIAJE VISUALMENTE AFECTADO							X	X		X				X					4
PERCEPCION VISUAL ESTIMADA							X												1
COMENTARIOS	PARQUE EÓLICO [ONSHORE]	PARQUE EÓLICO [ONSHORE]	PARQUE EÓLICO [ONSHORE]	PARQUE EÓLICO [ONSHORE]	PARQUE EÓLICO A NIVEL REGIONAL						INDUSTRIA MINERA	PARQUE EÓLICO [NIVEL REGIONAL]		PARQUE EÓLICO [ONSHORE]		PARQUE EÓLICO [ONSHORE]			

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y VÍAS DE CONTINUACIÓN

5.1. CONCLUSIONES

Concluimos esta tesis doctoral haciendo un resumen de sus aportaciones, ordenadas de mayor a menor relevancia:

- El concepto de Mapa de Impacto Visual.
- El concepto de Impacto Visual Equivalente.
- El concepto de Niveles de detalle visual para el análisis de Impactos de esta naturaleza.
- La herramienta de realidad virtual de simulación inmersiva en dispositivos móviles.
- Un análisis pormenorizado de las zonas idóneas (desde el punto de vista de su impacto visual) para el desarrollo de parques eólicos marinos en aguas de la región de Cantabria.
- Un estudio de repotenciación guiado por el concepto de “diseño mediante Impacto Visual Equivalente”.

Los mapas de impacto visual no se pueden confundir con los mapas de visibilidad. Estos últimos son una herramienta clásica en los primeros pasos de la evaluación del paisaje, pero los mapas de impacto visual son una idea completamente novedosa y de gran utilidad. Pueden llegar a ser una herramienta esencial para planificadores y diseñadores. Además, son lo suficientemente intuitivos como para ser utilizados en la difusión a la población de los efectos visuales y las posibles soluciones. Cada indicador visual (y hay muchos) da lugar a un nuevo mapa de impacto visual. La selección del conjunto de indicadores puede ser una cuestión de acuerdo entre las partes interesadas. Gracias a los VIM, la evaluación del impacto visual puede incorporarse definitivamente en cualquier metodología multicriterio, ya sea en la etapa de ubicación o en la etapa de diseño.

La producción de Mapas de Impacto Visual pertenece a la categoría científica de generación de información básica ambiental, donde también se encuentran los mapas de deslizamientos, mapas de inundación u otros que resultan necesarios para la planificación sostenible de la actividad de desarrollo en nuestra Sociedad. En el capítulo 2 existe un apartado final con las conclusiones específicas más detalladas.

El capítulo 4 ofrece una metodología que permite incluir criterios de visibilidad durante el proceso de toma de decisiones para la etapa de diseño de un parque eólico (o cualquier otra instalación ambientalmente sostenible). La reducción del EVI permite justificar que una solución es visualmente más sostenible que otras. Para aplicar con precisión el método propuesto, el diseñador debe hacer mediciones y estimaciones que se pueden apoyar en cualquier conjunto de indicadores de visibilidad.

En el mismo capítulo 4, independientemente del conjunto de indicadores elegidos, la herramienta de cómputo debe poseer una alta precisión estructurando y procesando los datos y también al devolver resultados. Usamos el término Nivel de detalle de alta visibilidad (LOD) para caracterizar este nivel de rendimiento. Para cualquier indicador de visibilidad, LOD de alta visibilidad significa que las salidas pueden analizarse individualmente a un nivel de píxel y WT.

En el capítulo 3, la combinación de los teléfonos inteligentes y los auriculares permiten a diseñadores una representación mejorada de inmersión abriendo nuevas posibilidades para la exploración in situ de terrenos con posibilidades de explotación de proyectos eólicos, trabajando a una escala real en un ambiente dinámico que nos permite comprender mejor el proyecto y visualizarlo.

Gracias al caso de estudio que ilustra el capítulo 2 se puede conocer cuál es la zona de Cantabria más adecuada para el desarrollo de parques eólicos, siempre desde el punto de vista de su sostenibilidad paisajística-visual. Los datos generados se ofrecen en el apéndice de la tesis.

Gracias al caso de estudio del capítulo 4 se puede seguir un modelo de repotenciación (o en general de redefinición) de parques eólicos bajo el principio del mantenimiento de

Impacto Visual, es decir, garantizando que no se produce más efecto que el que había. No hace falta decir que el que había, si está construido, es porque cumple con la aprobación ambiental. Ello implica que el criterio EVI (Impacto Visual Equivalente) da argumentos para defender la sostenibilidad del proyecto alternativo.

5.2. VIAS DE CONTINUACIÓN.

Se formulan las siguientes:

- Elaboración sistemática de Mapas de Impacto Visual.
- Implementación del cálculo de Mapas de Impacto Visual.
- Mejora de la metodología de aplicación de los métodos EVI+LOD y su correspondiente implementación computacional.

No hace falta formular más objetivos. Todo el equipo nos sentiríamos muy satisfechos si se consiguen sólo éstos en la próxima tesis doctoral.

APÉNDICES

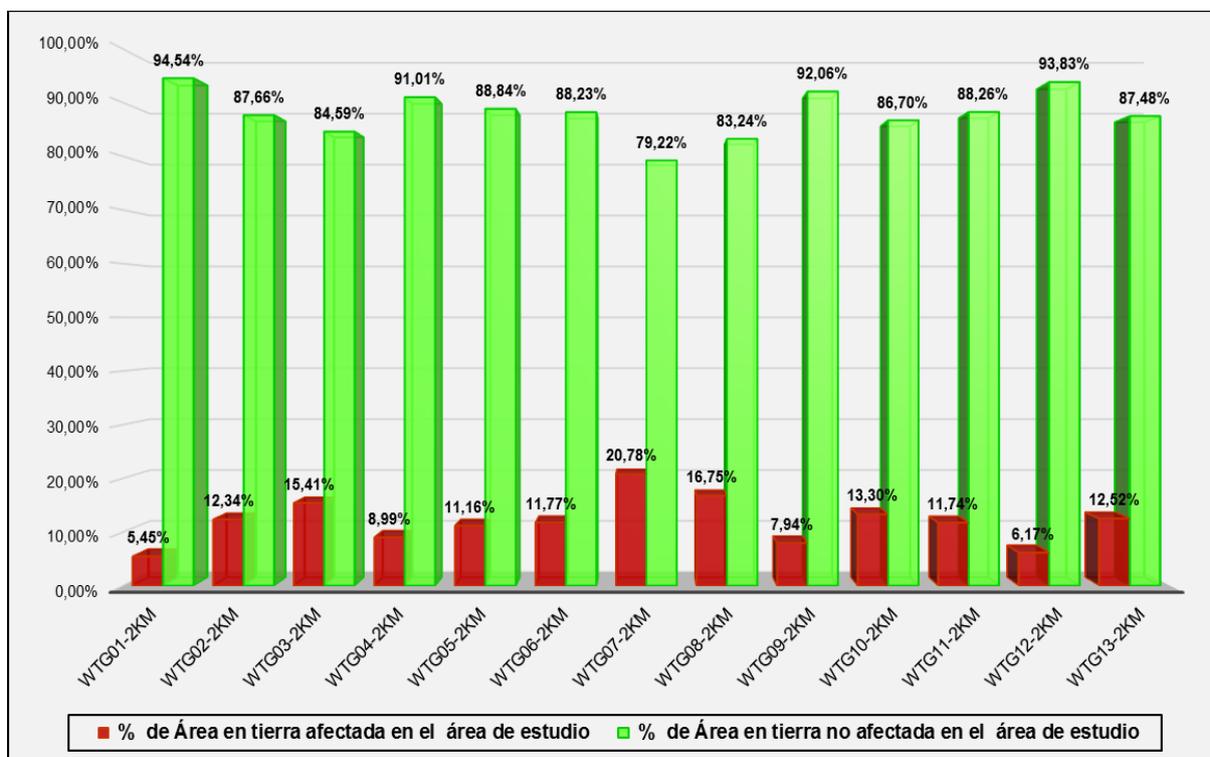
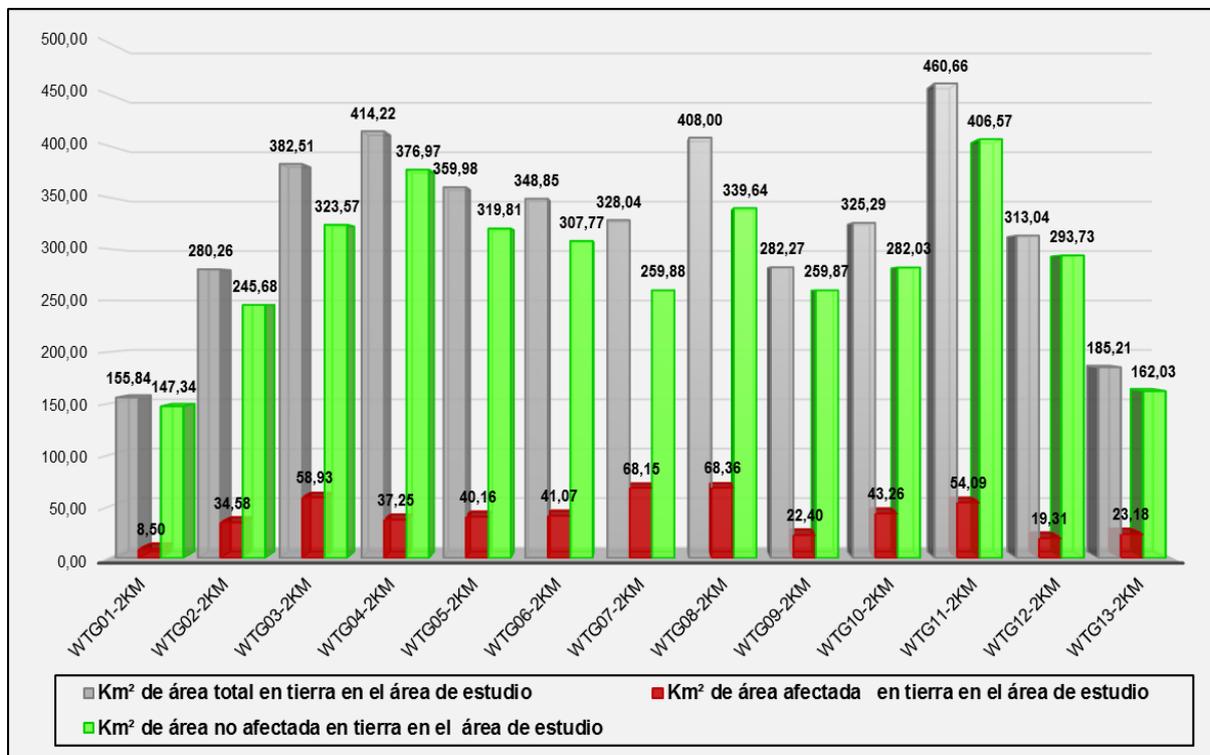
APÉNDICE A

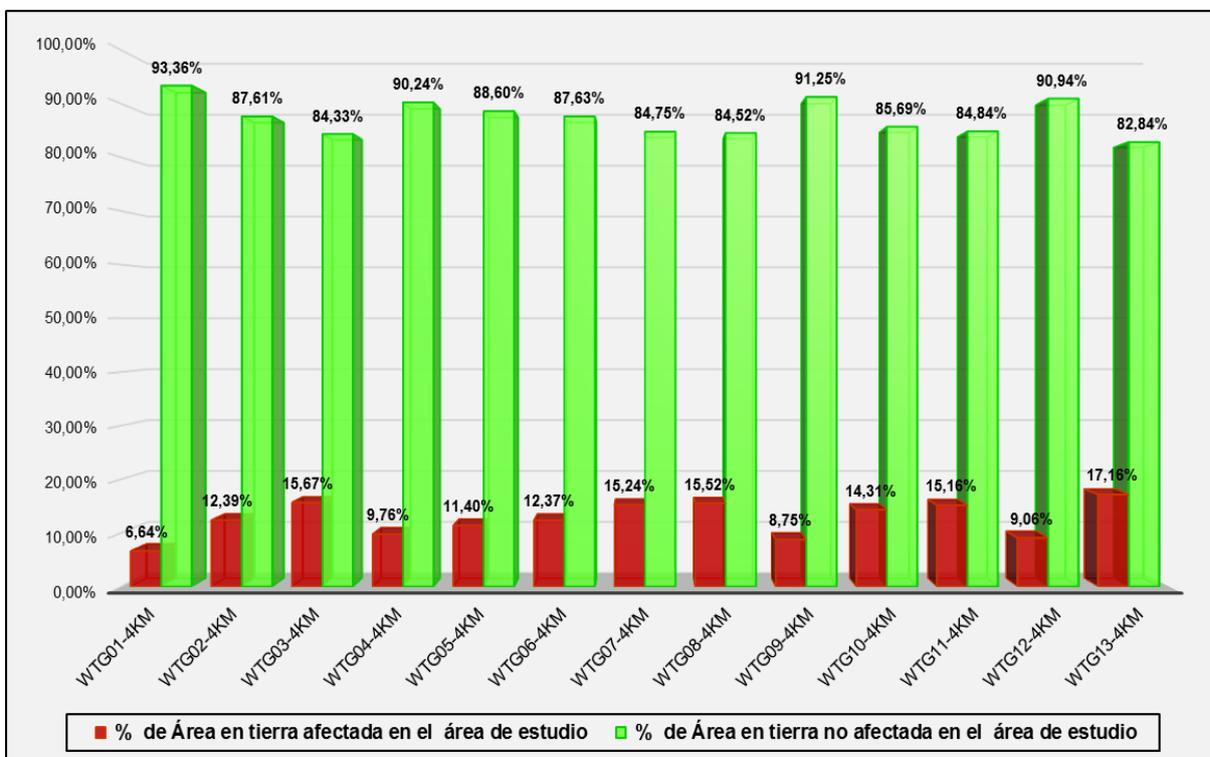
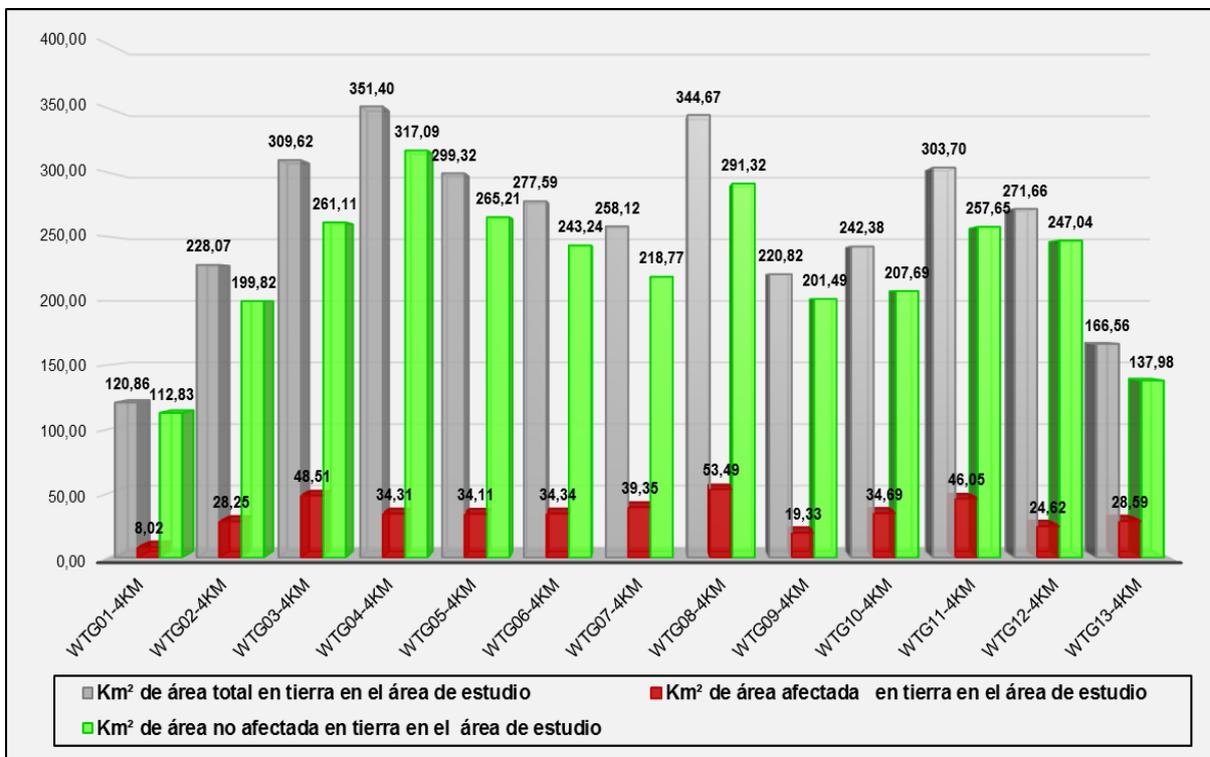
ÁREA VISUALMENTE AFECTADA EN EL DOMINIO DE ESTUDIO

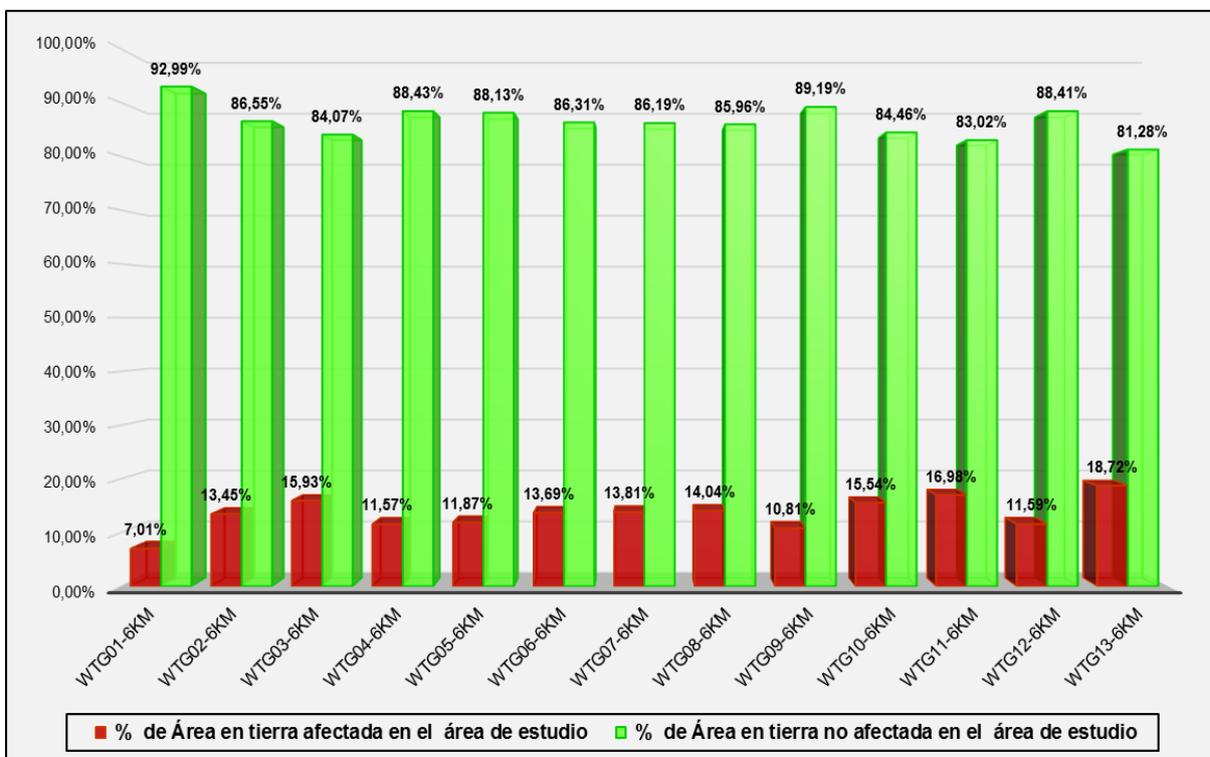
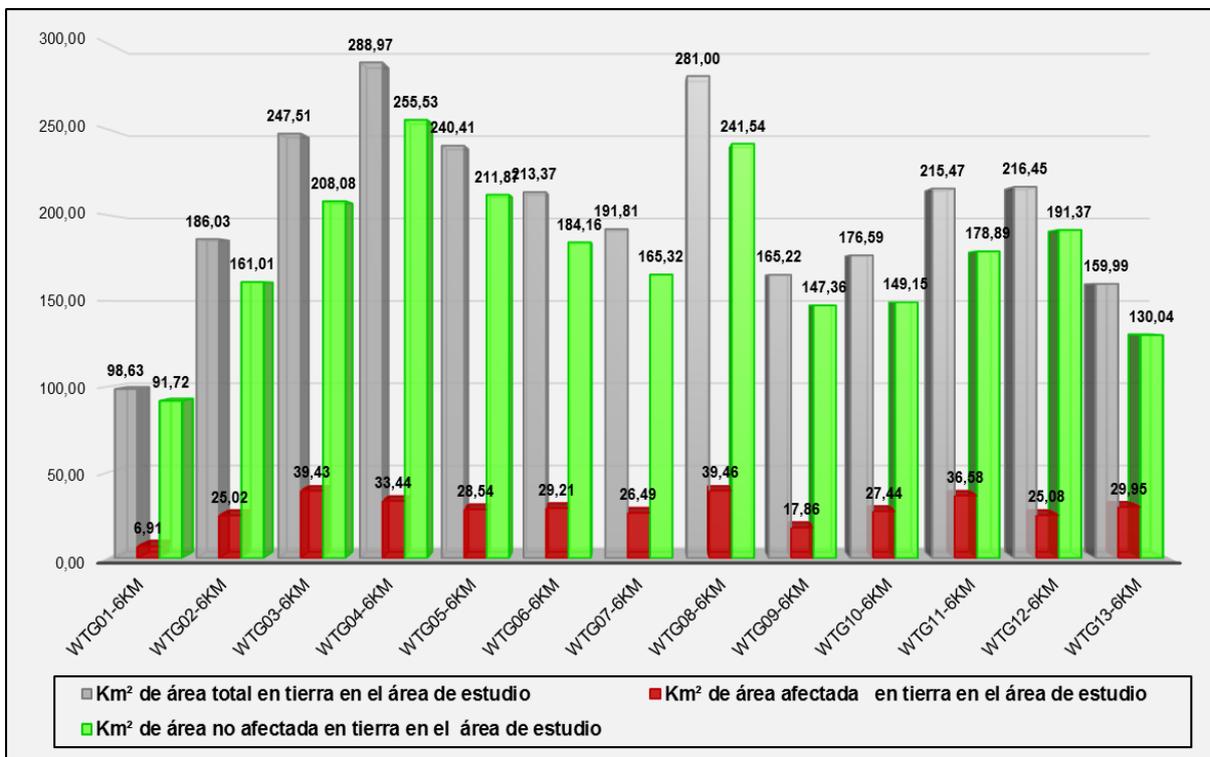
RESULTADOS NUMÉRICOS DEL ÁREA VISUALMENTE AFECTADA EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TÉRMINOS DE ÁREA Y PORCENTAJE

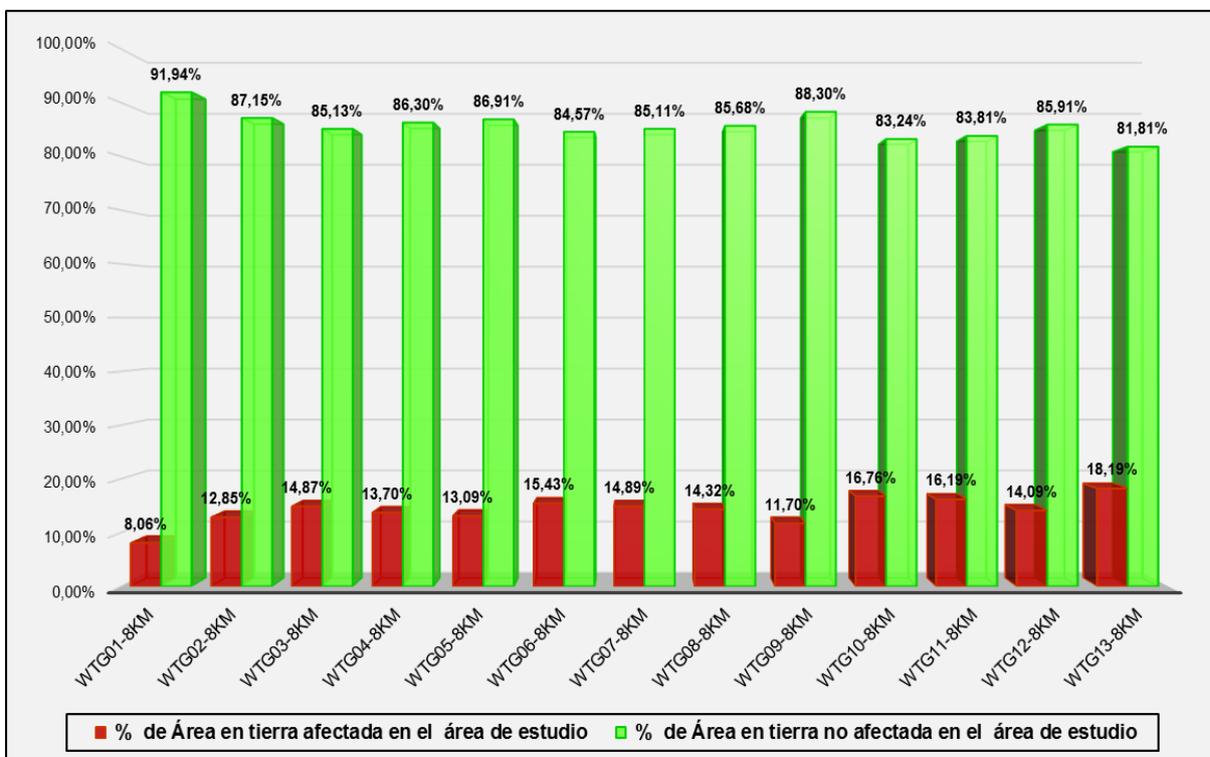
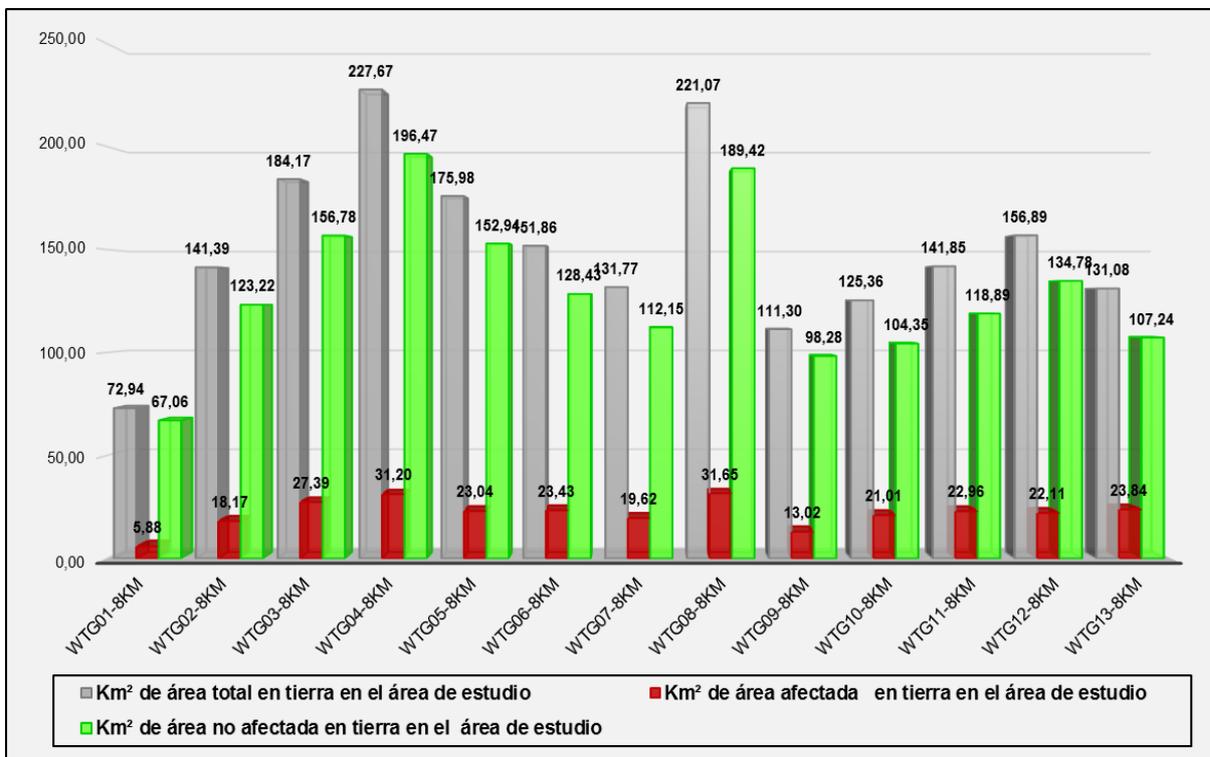
WIND TOWER	Km² de área total en tierra en el área de estudio	Km² de área afectada en tierra en el área de estudio	% de Área en tierra afectada en el área de estudio	Km² de área no afectada en tierra en el área de estudio	% de Área en tierra no afectada en el área de estudio
WTG01-2Km	155,84	8,50	5,45%	147,34	94,54%
WTG02-2Km	280,26	34,58	12,34%	245,68	87,66%
WTG03-2Km	382,51	58,93	15,41%	323,57	84,59%
WTG04-2Km	414,22	37,25	8,99%	376,97	91,01%
WTG05-2Km	359,98	40,16	11,16%	319,81	88,84%
WTG06-2Km	348,85	41,07	11,77%	307,77	88,23%
WTG07-2Km	328,04	68,15	20,78%	259,88	79,22%
WTG08-2Km	408,00	68,36	16,75%	339,64	83,24%
WTG09-2Km	282,27	22,40	7,94%	259,87	92,06%
WTG10-2Km	325,29	43,26	13,30%	282,03	86,70%
WTG11-2Km	460,66	54,09	11,74%	406,57	88,26%
WTG12-2Km	313,04	19,31	6,17%	293,73	93,83%
WTG13-2Km	185,21	23,18	12,52%	162,03	87,48%
WTG01-4Km	120,86	8,02	6,64%	112,83	93,36%
WTG02-4Km	228,07	28,25	12,39%	199,82	87,61%
WTG03-4Km	309,62	48,51	15,67%	261,11	84,33%
WTG04-4Km	351,40	34,31	9,76%	317,09	90,24%
WTG05-4Km	299,32	34,11	11,40%	265,21	88,60%
WTG06-4Km	277,59	34,34	12,37%	243,24	87,63%
WTG07-4Km	258,12	39,35	15,24%	218,77	84,75%
WTG08-4Km	344,67	53,49	15,52%	291,32	84,52%
WTG09-4Km	220,82	19,33	8,75%	201,49	91,25%
WTG10-4Km	242,38	34,69	14,31%	207,69	85,69%
WTG11-4Km	303,70	46,05	15,16%	257,65	84,84%
WTG12-4Km	271,66	24,62	9,06%	247,04	90,94%
WTG13-4Km	166,56	28,59	17,16%	137,98	82,84%
WTG01-6Km	98,63	6,91	7,01%	91,72	92,99%
WTG02-6Km	186,03	25,02	13,45%	161,01	86,55%
WTG03-6Km	247,51	39,43	15,93%	208,08	84,07%
WTG04-6Km	288,97	33,44	11,57%	255,53	88,43%
WTG05-6Km	240,41	28,54	11,87%	211,87	88,13%
WTG06-6Km	213,37	29,21	13,69%	184,16	86,31%
WTG07-6Km	191,81	26,49	13,81%	165,32	86,19%
WTG08-6Km	281,00	39,46	14,04%	241,54	85,96%
WTG09-6Km	165,22	17,86	10,81%	147,36	89,19%
WTG10-6Km	176,59	27,44	15,54%	149,15	84,46%
WTG11-6Km	215,47	36,58	16,98%	178,89	83,02%
WTG12-6Km	216,45	25,08	11,59%	191,37	88,41%
WTG13-6Km	159,99	29,95	18,72%	130,04	81,28%
WTG01-8Km	72,94	5,88	8,06%	67,06	91,94%
WTG02-8Km	141,39	18,17	12,85%	123,22	87,15%
WTG03-8Km	184,17	27,39	14,87%	156,78	85,13%
WTG04-8Km	227,67	31,20	13,70%	196,47	86,30%
WTG05-8Km	175,98	23,04	13,09%	152,94	86,91%
WTG06-8Km	151,86	23,43	15,43%	128,43	84,57%
WTG07-8Km	131,77	19,62	14,89%	112,15	85,11%
WTG08-8Km	221,07	31,65	14,32%	189,42	85,68%
WTG09-8Km	111,30	13,02	11,70%	98,28	88,30%
WTG10-8Km	125,36	21,01	16,76%	104,35	83,24%
WTG11-8Km	141,85	22,96	16,19%	118,89	83,81%
WTG12-8Km	156,89	22,11	14,09%	134,78	85,91%
WTG13-8Km	131,08	23,84	18,19%	107,24	81,81%
WTG01-10Km	47,91	3,69	7,70%	44,22	92,30%
WTG02-10Km	97,04	11,77	12,13%	85,27	87,87%
WTG03-10Km	123,08	15,13	12,29%	107,95	87,71%
WTG04-10Km	166,53	26,07	15,65%	140,46	84,35%
WTG05-10Km	113,99	18,86	16,54%	95,13	83,46%
WTG06-10Km	96,47	14,28	14,80%	82,19	85,20%
WTG07-10Km	75,64	13,30	17,58%	62,34	82,42%
WTG08-10Km	151,96	20,42	13,44%	131,54	86,56%
WTG09-10Km	58,71	10,46	17,82%	48,25	82,18%
WTG10-10Km	81,68	12,12	14,84%	69,56	85,16%
WTG11-10Km	86,00	12,76	14,84%	73,24	85,16%
WTG12-10Km	104,41	18,60	17,81%	85,81	82,19%
WTG13-10Km	92,84	17,97	19,36%	74,87	80,64%

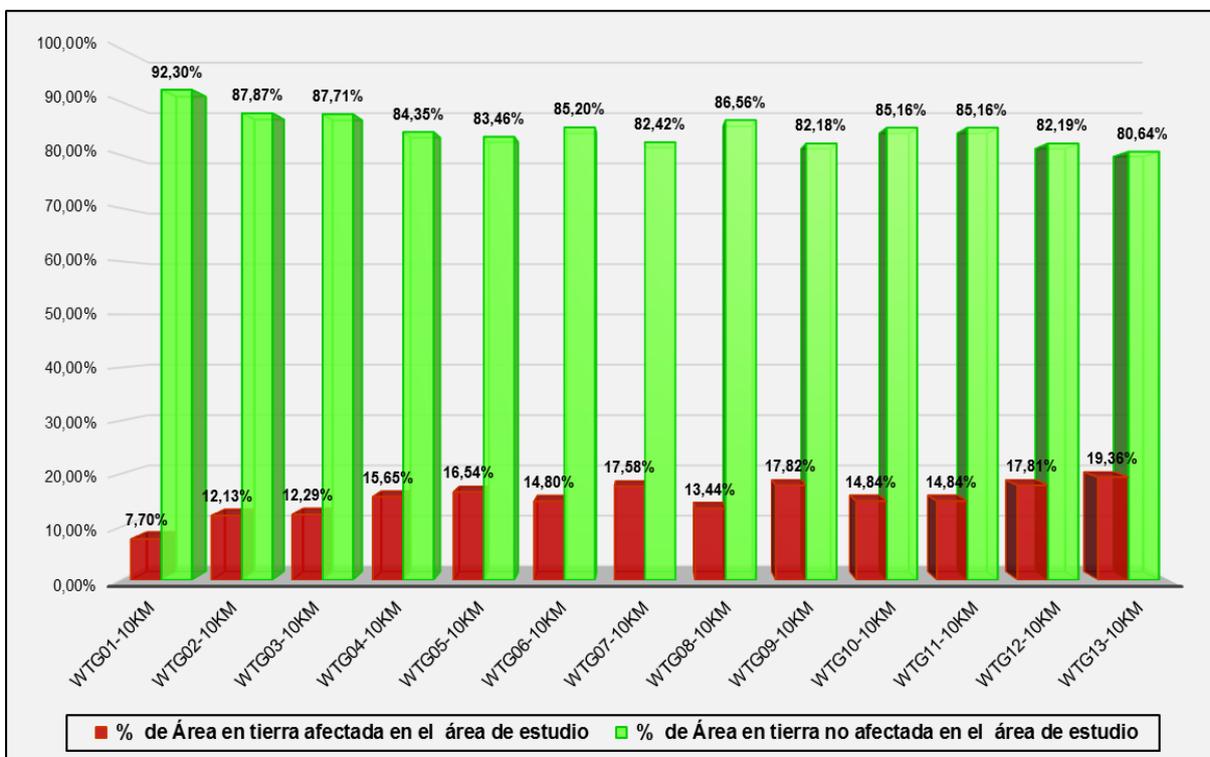
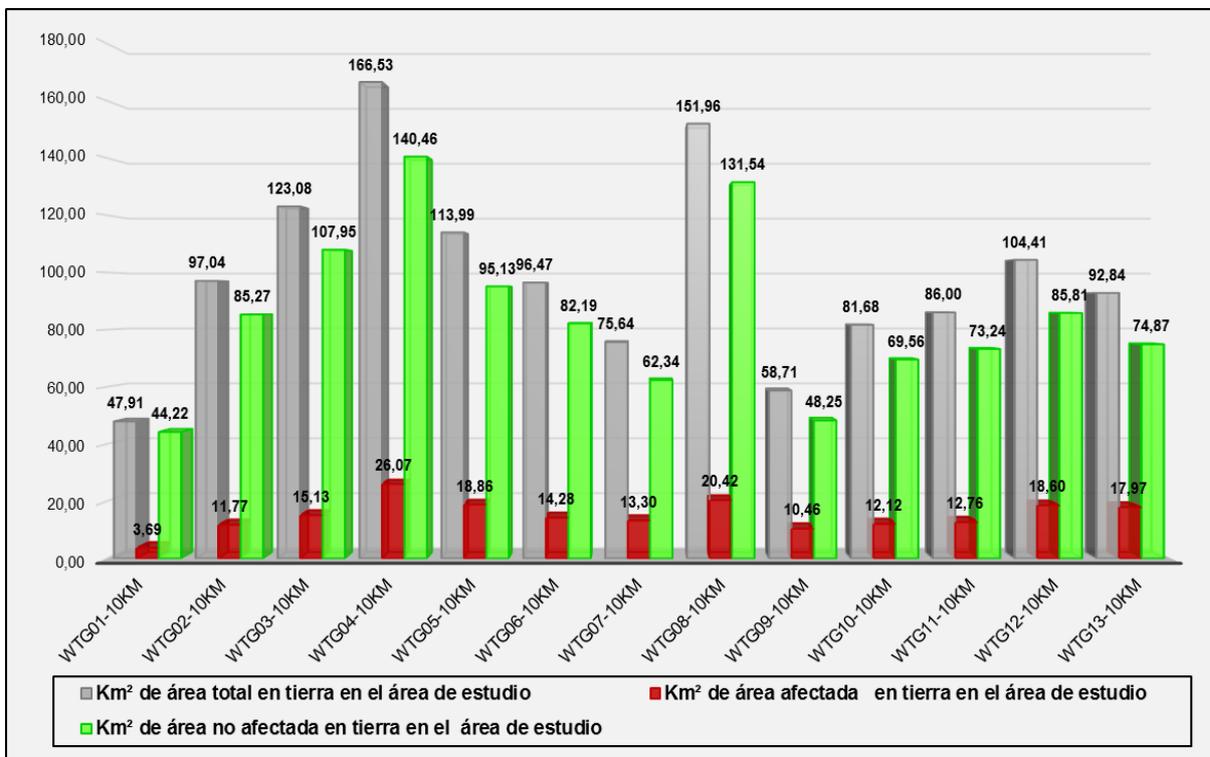
GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN TÉRMINOS DE ÁREAY PORCENTAJE











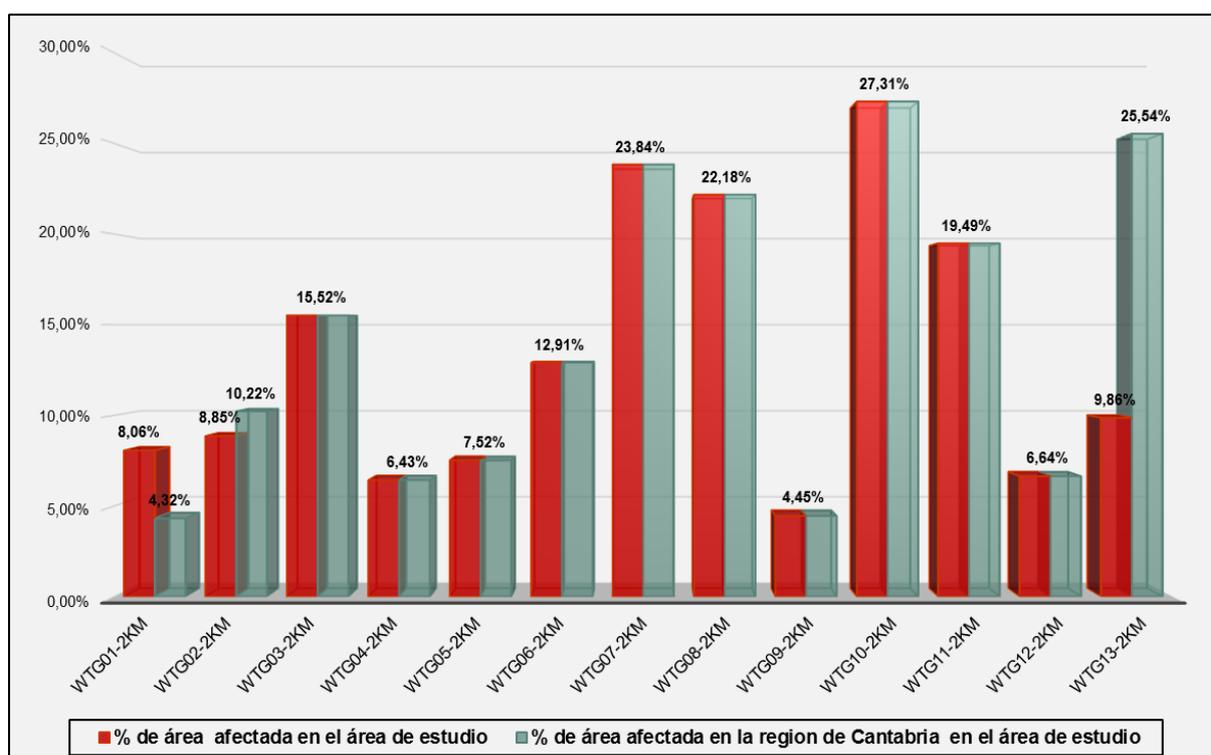
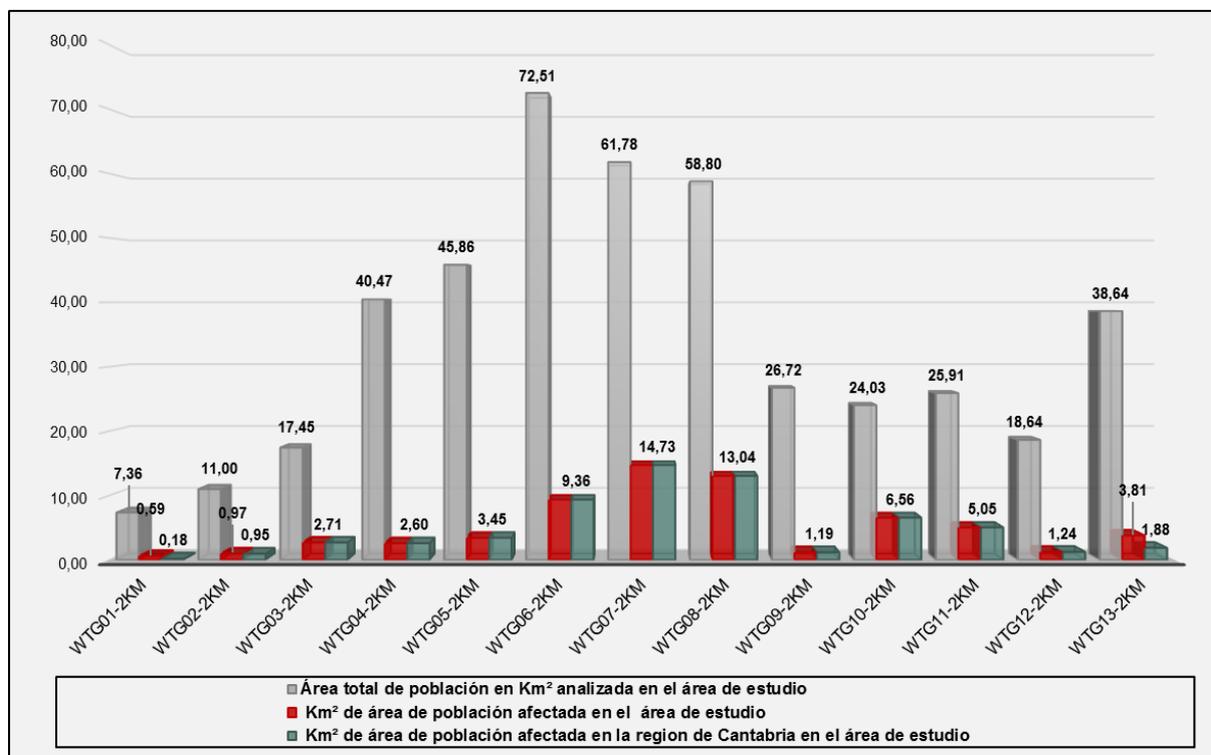
APÉNDICE B

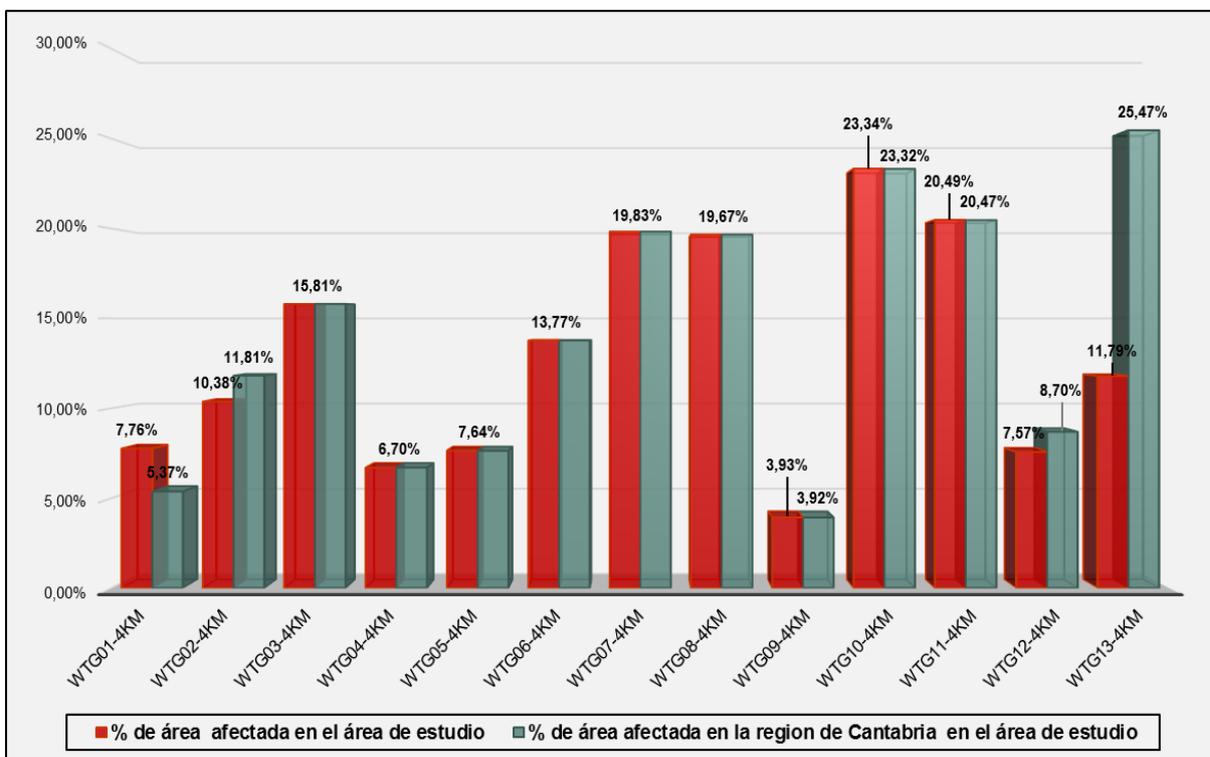
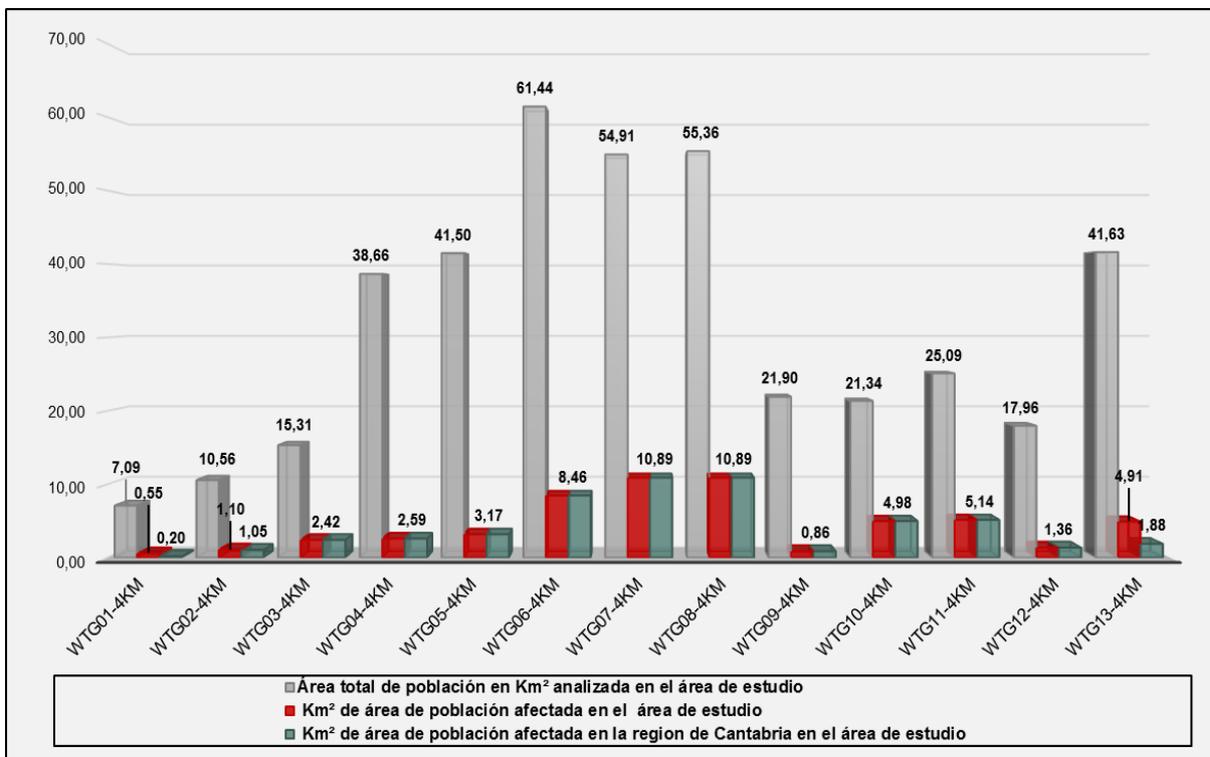
NÚCLEOS DE POBACIÓN AFECTADOS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE ÁREA

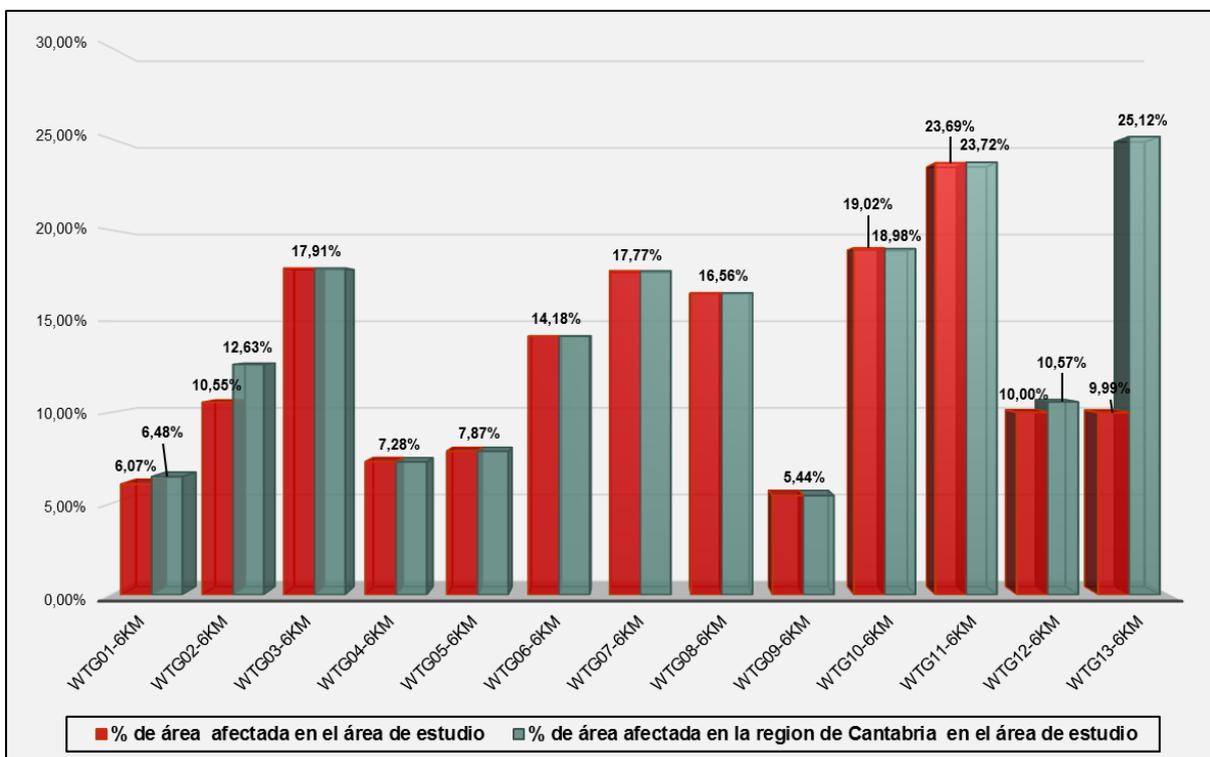
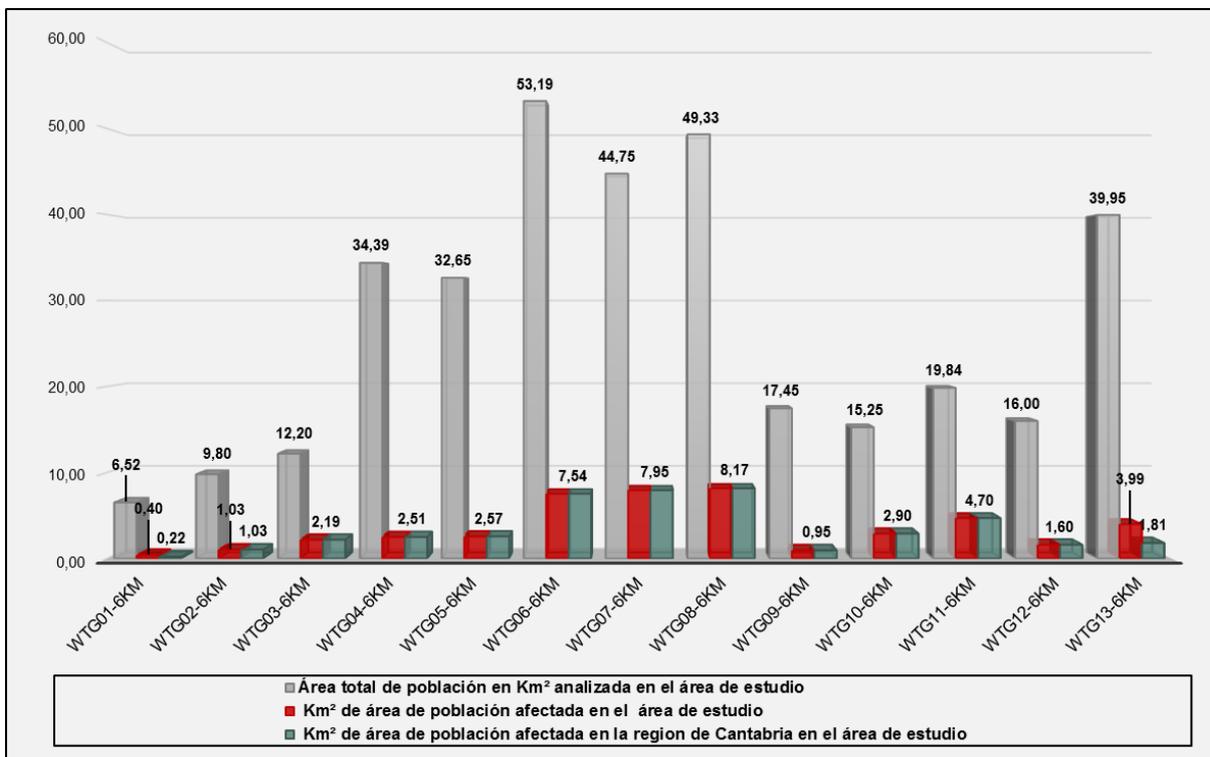
RESULTADOS NUMÉRICOS DE NÚCLEOS DE POBLACIÓN AFECTADOS VISUALMENTE EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TERMINOS DE ÁREA Y PORCENTAJE

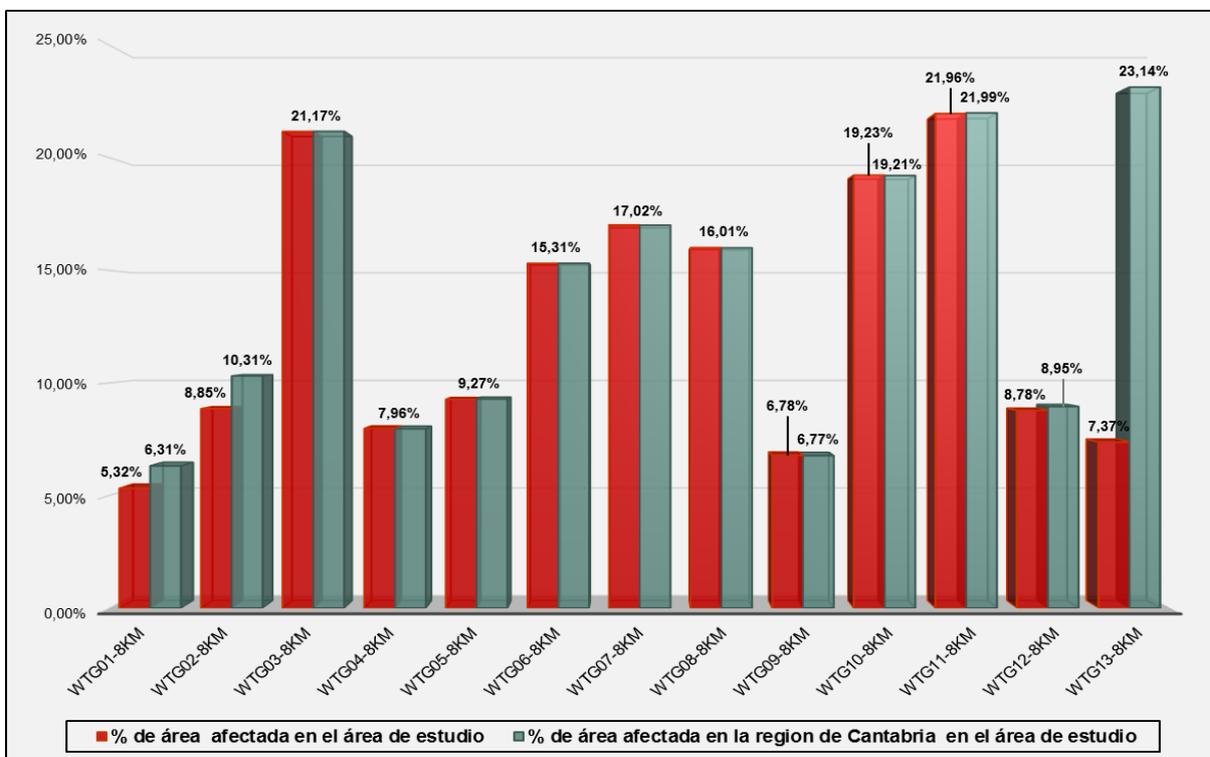
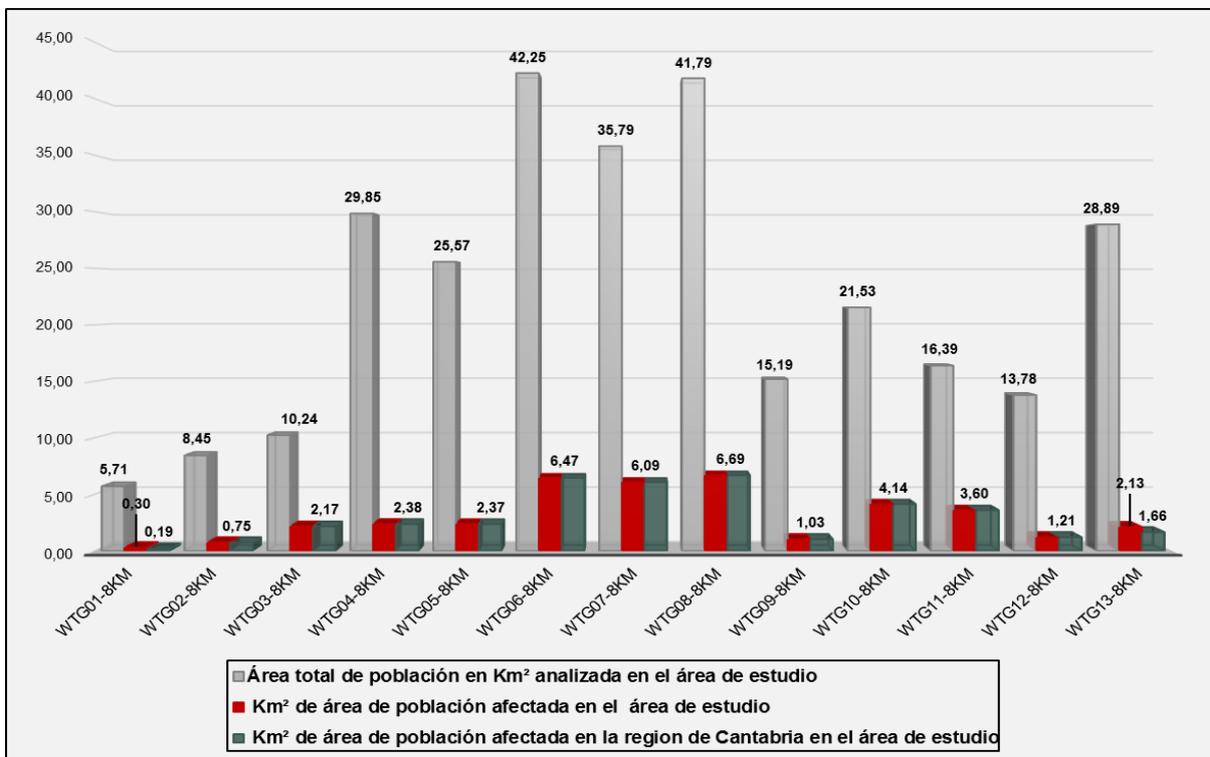
WIND TOWER	Área total de población en Km² analizada en el área de estudio	Km² de área de población afectada en el área de estudio	% de área afectada en el área de estudio	Km² de área de población afectada en la region de Cantabria en el área de estudio	% de área afectada en la region de Cantabria en el área de estudio
WTG01-2Km	7,36	0,59	8,06%	0,18	4,32%
WTG02-2Km	11,00	0,97	8,85%	0,95	10,22%
WTG03-2Km	17,45	2,71	15,52%	2,71	15,52%
WTG04-2Km	40,47	2,60	6,43%	2,60	6,43%
WTG05-2Km	45,86	3,45	7,52%	3,45	7,52%
WTG06-2Km	72,51	9,36	12,91%	9,36	12,91%
WTG07-2Km	61,78	14,73	23,84%	14,73	23,84%
WTG08-2Km	58,80	13,04	22,18%	13,04	22,18%
WTG09-2Km	26,72	1,19	4,45%	1,19	4,45%
WTG10-2Km	24,03	6,56	27,31%	6,56	27,32%
WTG11-2Km	25,91	5,05	19,49%	5,05	19,49%
WTG12-2Km	18,64	1,24	6,64%	1,24	6,64%
WTG13-2Km	38,64	3,81	9,86%	1,88	25,54%
WTG01-4Km	7,09	0,55	7,76%	0,20	5,37%
WTG02-4Km	10,56	1,10	10,38%	1,05	11,81%
WTG03-4Km	15,31	2,42	15,81%	2,42	15,81%
WTG04-4Km	38,66	2,59	6,70%	2,59	6,70%
WTG05-4Km	41,50	3,17	7,64%	3,17	7,64%
WTG06-4Km	61,44	8,46	13,77%	8,46	13,77%
WTG07-4Km	54,91	10,89	19,83%	10,89	19,83%
WTG08-4Km	55,36	10,89	19,67%	10,89	19,67%
WTG09-4Km	21,90	0,86	3,93%	0,86	3,92%
WTG10-4Km	21,34	4,98	23,34%	4,98	23,32%
WTG11-4Km	25,09	5,14	20,49%	5,14	20,47%
WTG12-4Km	17,96	1,36	7,57%	1,36	8,70%
WTG13-4Km	41,63	4,91	11,79%	1,88	25,47%
WTG01-6Km	6,52	0,40	6,07%	0,22	6,48%
WTG02-6Km	9,80	1,03	10,55%	1,03	12,63%
WTG03-6Km	12,20	2,19	17,91%	2,19	17,91%
WTG04-6Km	34,39	2,51	7,30%	2,51	7,28%
WTG05-6Km	32,65	2,57	7,87%	2,57	7,87%
WTG06-6Km	53,19	7,54	14,18%	7,54	14,18%
WTG07-6Km	44,75	7,95	17,77%	7,95	17,76%
WTG08-6Km	49,33	8,17	16,56%	8,17	16,55%
WTG09-6Km	17,45	0,95	5,44%	0,95	5,44%
WTG10-6Km	15,25	2,90	19,02%	2,90	18,98%
WTG11-6Km	19,84	4,70	23,69%	4,70	23,72%
WTG12-6Km	16,00	1,60	10,00%	1,60	10,57%
WTG13-6Km	39,95	3,99	9,99%	1,81	25,12%
WTG01-8Km	5,71	0,30	5,32%	0,19	6,31%
WTG02-8Km	8,45	0,75	8,85%	0,75	10,31%
WTG03-8Km	10,24	2,17	21,17%	2,17	21,17%
WTG04-8Km	29,85	2,38	7,97%	2,38	7,96%
WTG05-8Km	25,57	2,37	9,27%	2,37	9,28%
WTG06-8Km	42,25	6,47	15,31%	6,47	15,31%
WTG07-8Km	35,79	6,09	17,02%	6,09	17,01%
WTG08-8Km	41,79	6,69	16,01%	6,69	16,00%
WTG09-8Km	15,19	1,03	6,78%	1,03	6,77%
WTG10-8Km	21,53	4,14	19,23%	4,14	19,21%
WTG11-8Km	16,39	3,60	21,96%	3,60	21,99%
WTG12-8Km	13,78	1,21	8,78%	1,21	8,95%
WTG13-8Km	28,89	2,13	7,37%	1,66	23,14%
WTG01-10Km	5,04	0,23	4,63%	0,17	7,31%
WTG02-10Km	7,16	0,46	6,42%	0,46	7,54%
WTG03-10Km	8,57	1,24	14,41%	1,24	14,41%
WTG04-10Km	21,90	2,07	9,45%	2,07	9,45%
WTG05-10Km	16,62	1,96	11,79%	1,96	11,81%
WTG06-10Km	32,06	2,78	8,67%	2,78	8,67%
WTG07-10Km	26,85	4,65	17,32%	4,65	17,30%
WTG08-10Km	33,54	4,44	13,24%	4,44	13,24%
WTG09-10Km	8,97	1,03	11,48%	1,03	11,43%
WTG10-10Km	8,94	1,30	14,54%	1,30	14,54%
WTG11-10Km	10,57	1,71	16,18%	1,71	16,21%
WTG12-10Km	9,86	0,64	6,49%	0,64	6,52%
WTG13-10Km	16,56	1,67	10,08%	1,58	23,57%

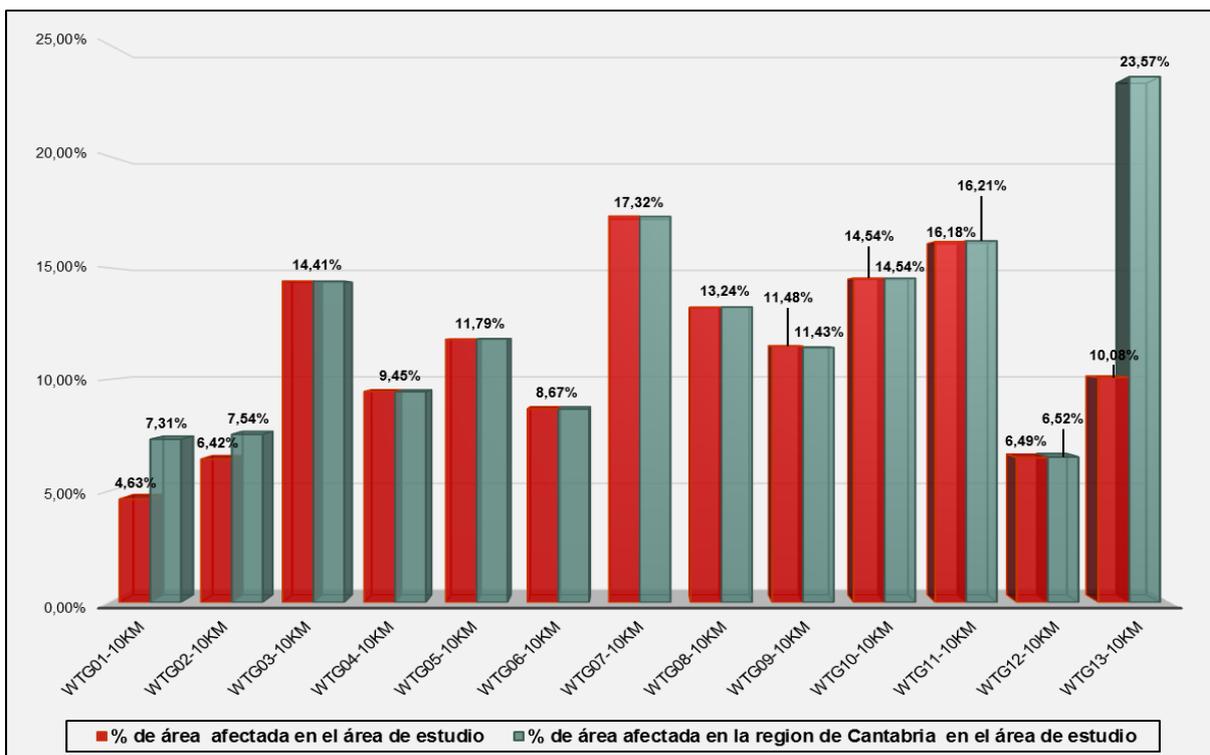
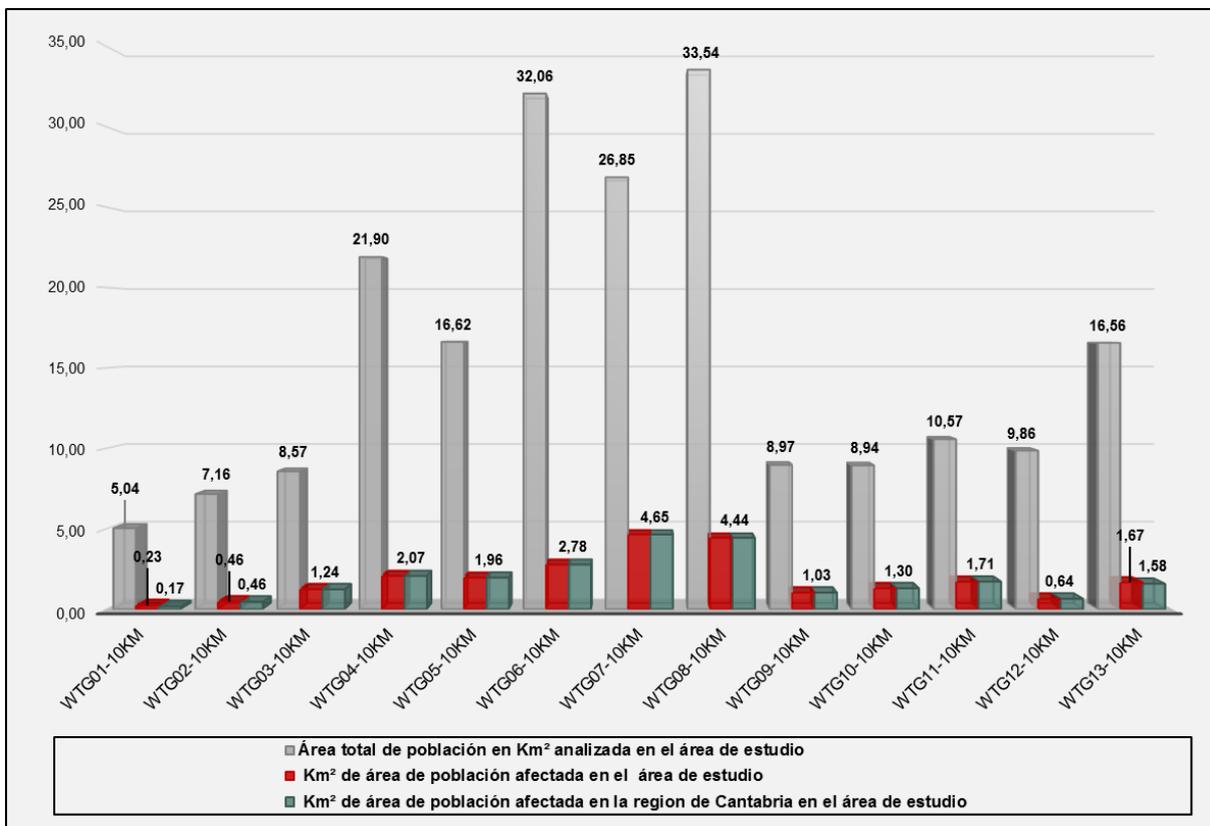
GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN TÉRMINOS DE ÁREAY PORCENTAJE DE NÚCLEOS DE POBLACIÓN











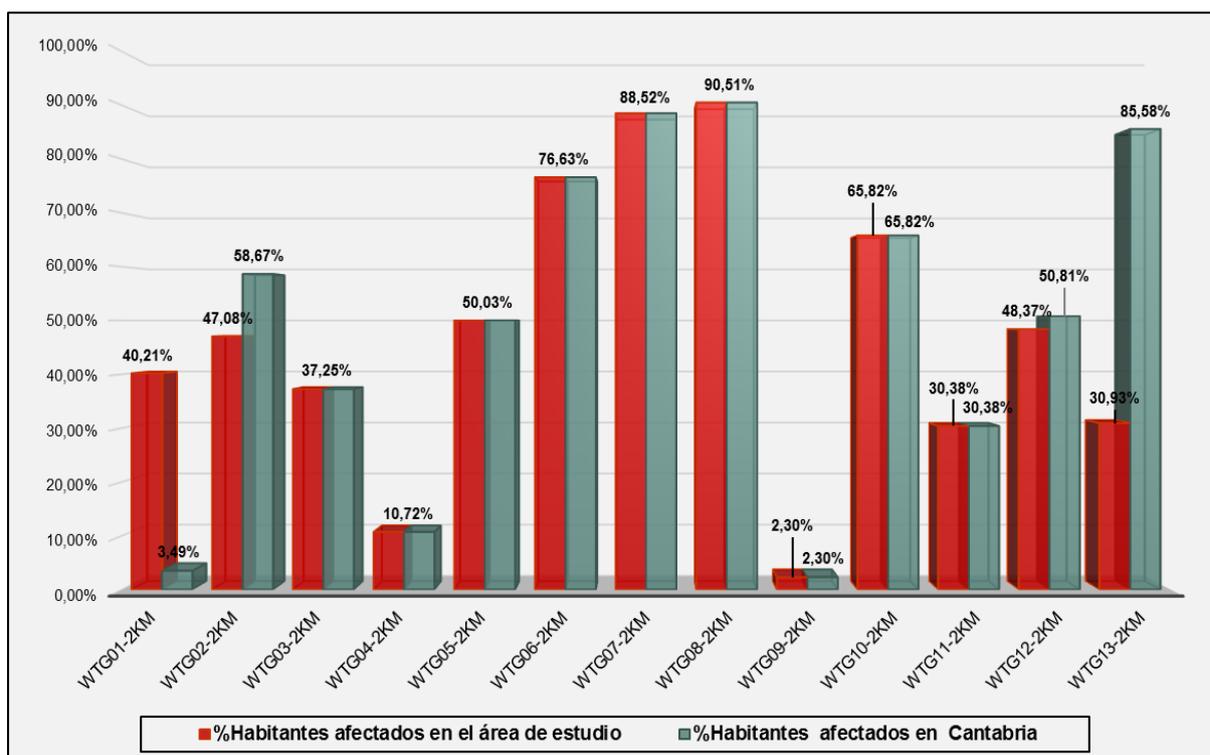
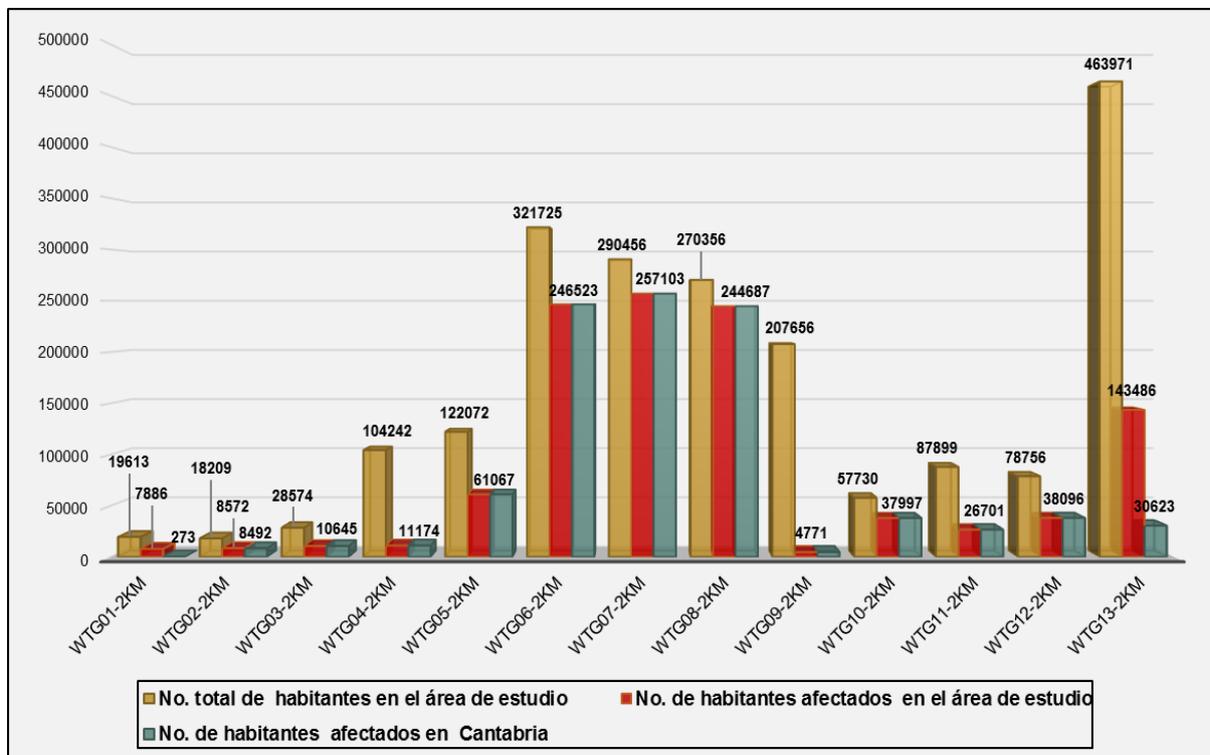
APÉNDICE C

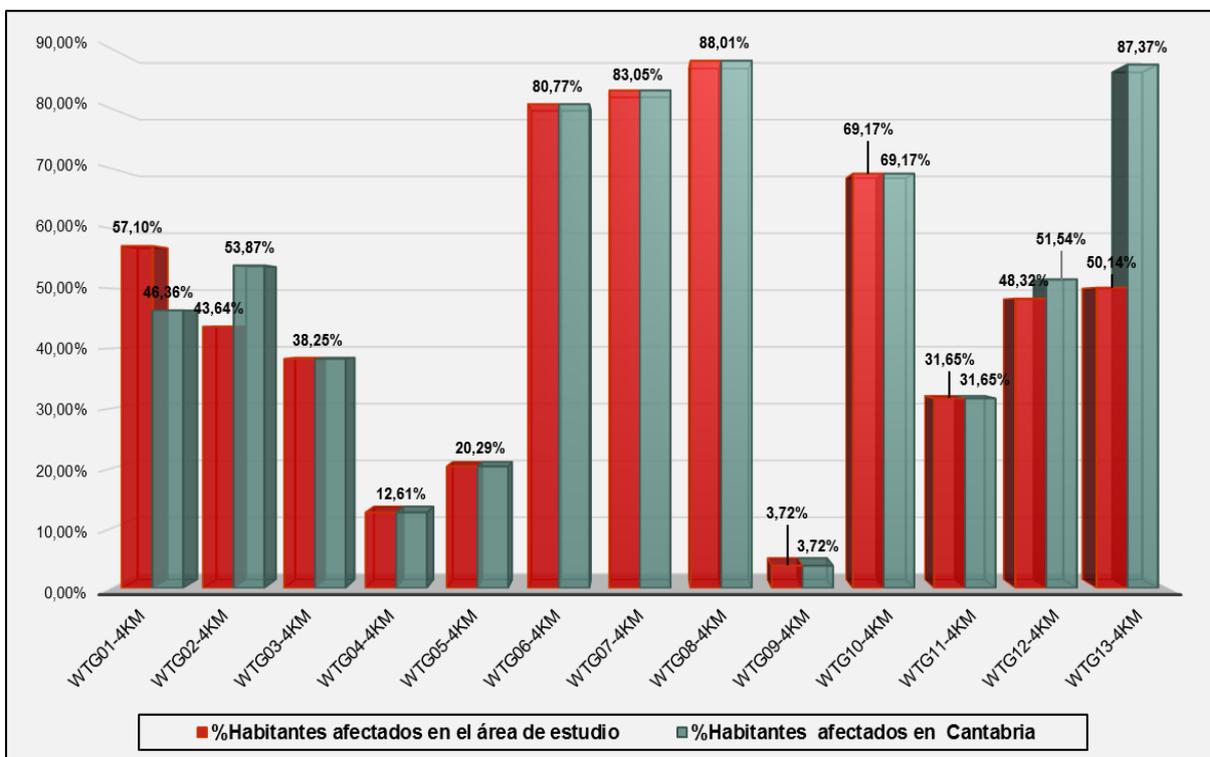
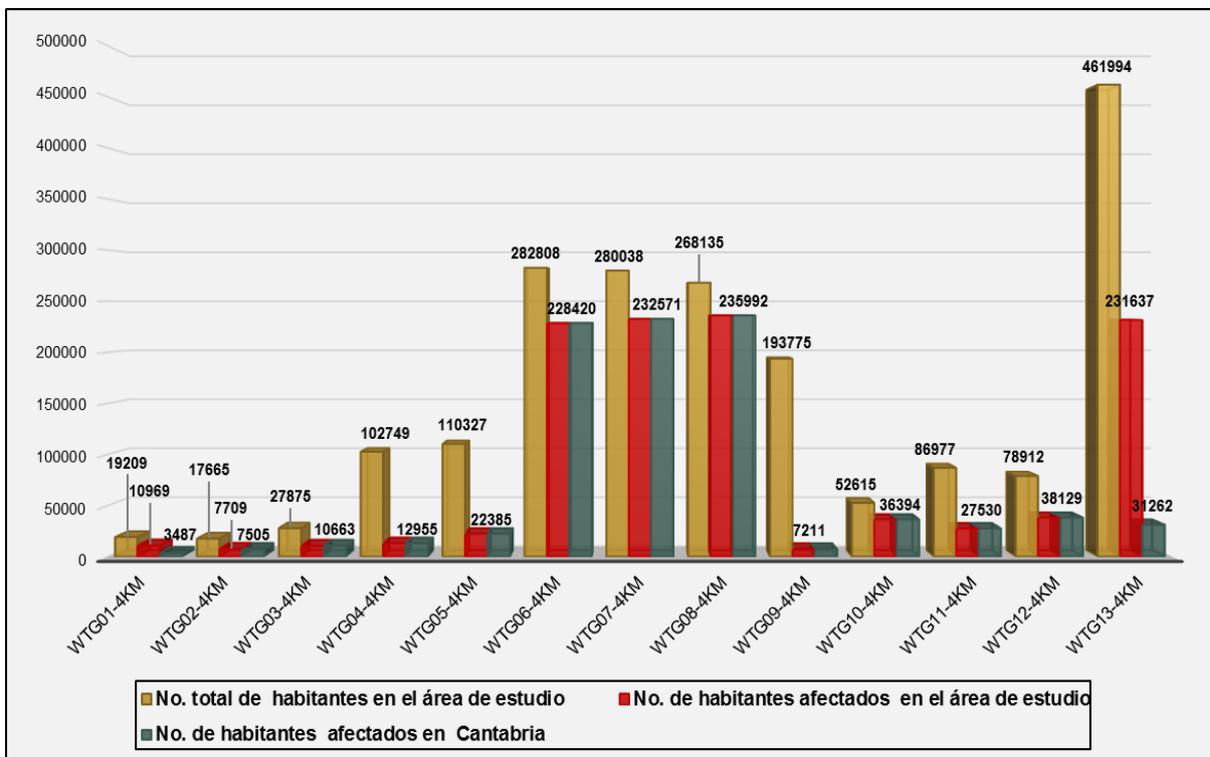
HABITANTES AFECTADOS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE CANTIDAD

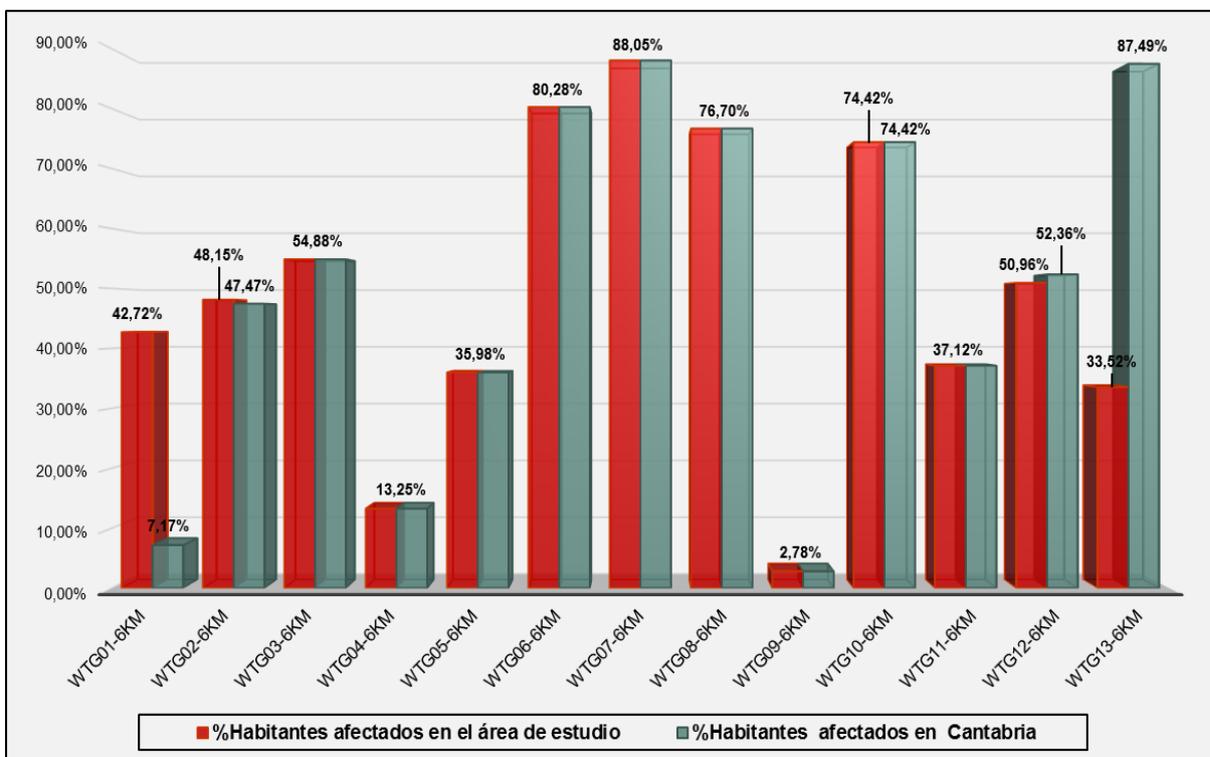
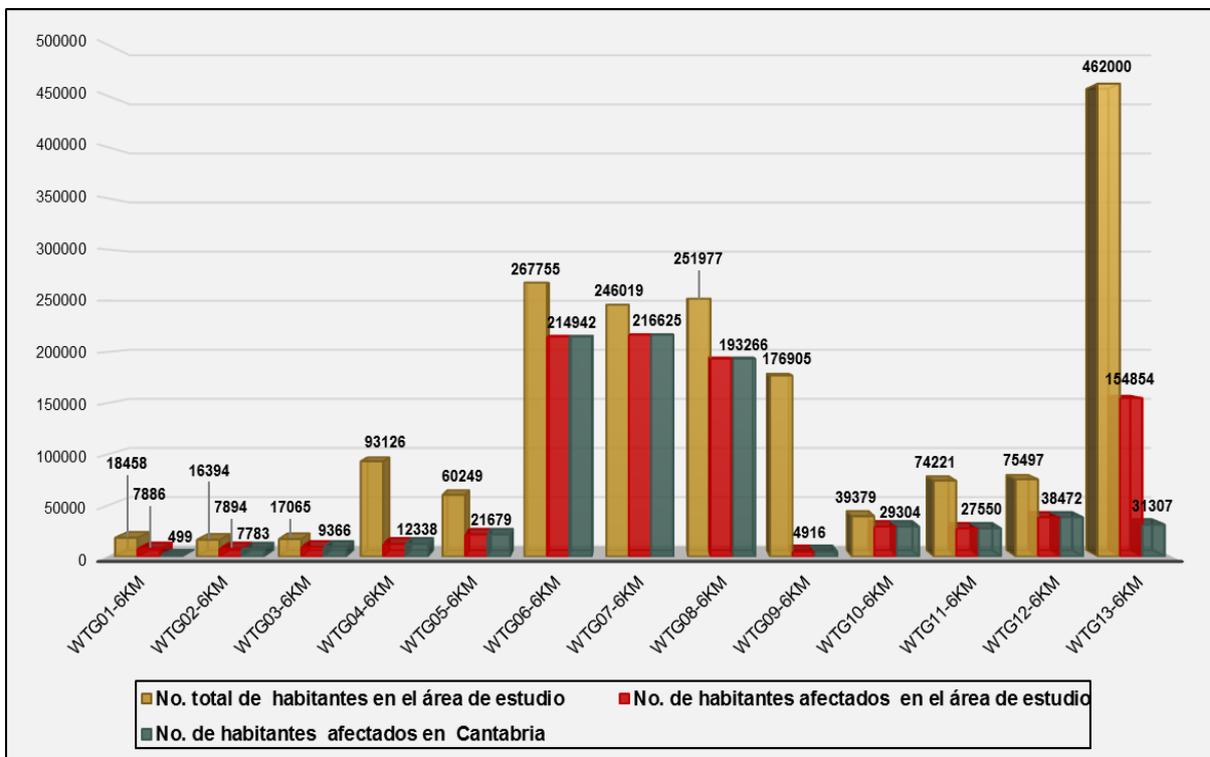
RESULTADOS NUMÉRICOS DE HABITANTES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TÉRMINOS DE CANTIDAD Y PORCENTAJE

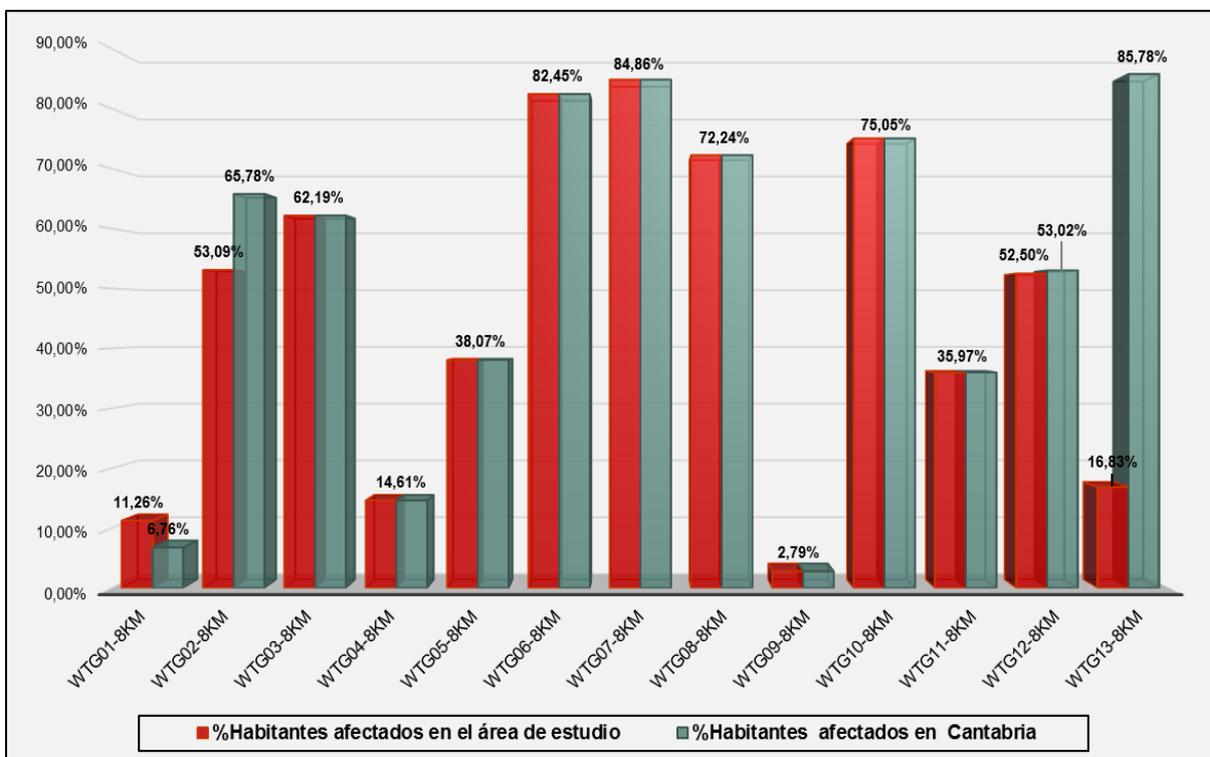
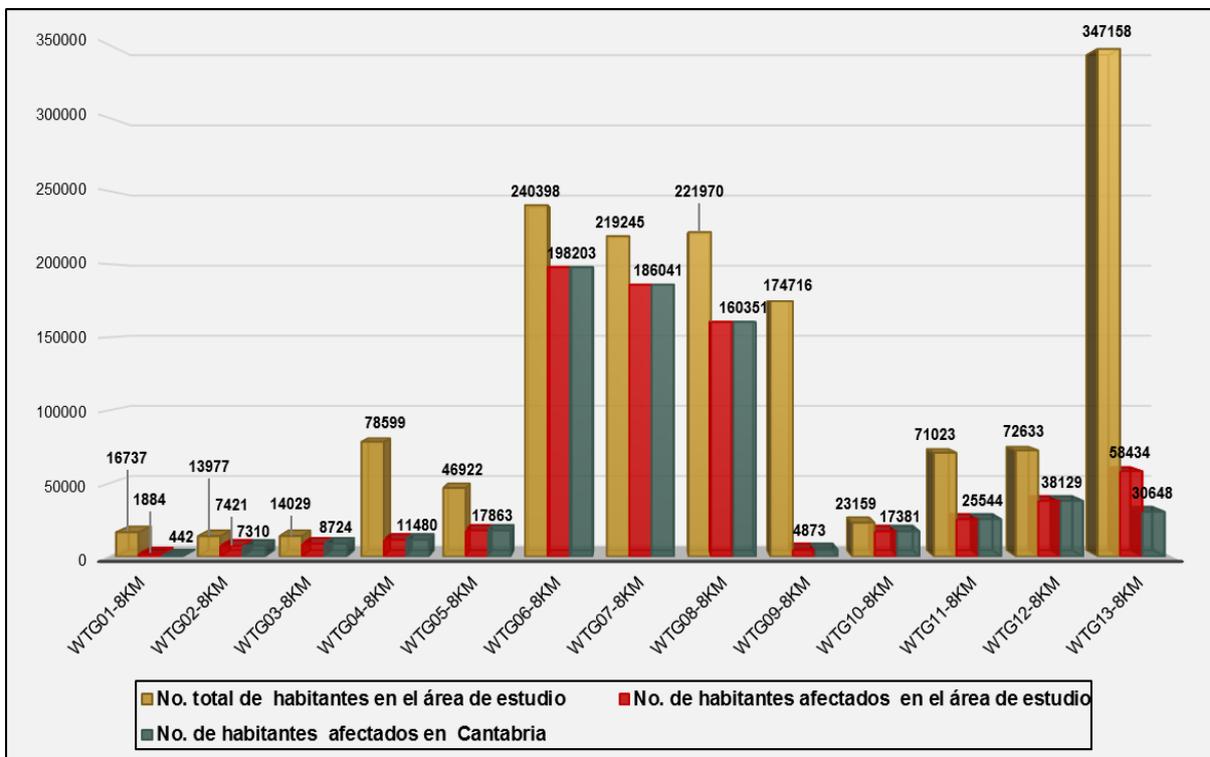
WIND TOWER	No. total de habitantes en el área de estudio	No. de habitantes afectados en el área de estudio	%Habitantes afectados en el área de estudio	No. de habitantes afectados en Cantabria	%Habitantes afectados en Cantabria
WTG01-2Km	19613	7886	40,21%	273	3,49%
WTG02-2Km	18209	8572	47,08%	8492	58,67%
WTG03-2Km	28574	10645	37,25%	10645	37,25%
WTG04-2Km	104242	11174	10,72%	11174	10,72%
WTG05-2Km	122072	61067	50,03%	61067	50,03%
WTG06-2Km	321725	246523	76,63%	246523	76,63%
WTG07-2Km	290456	257103	88,52%	257103	88,52%
WTG08-2Km	270356	244687	90,51%	244687	90,51%
WTG09-2Km	207656	4771	2,30%	4771	2,30%
WTG10-2Km	57730	37997	65,82%	37997	65,82%
WTG11-2Km	87899	26701	30,38%	26701	30,38%
WTG12-2Km	78756	38096	48,37%	38096	50,81%
WTG13-2Km	463971	143486	30,93%	30623	85,58%
WTG01-4Km	19209	10969	57,10%	3487	46,36%
WTG02-4Km	17665	7709	43,64%	7505	53,87%
WTG03-4Km	27875	10663	38,25%	10663	38,25%
WTG04-4Km	102749	12955	12,61%	12955	12,61%
WTG05-4Km	110327	22385	20,29%	22385	20,29%
WTG06-4Km	282808	228420	80,77%	228420	80,77%
WTG07-4Km	280038	232571	83,05%	232571	83,05%
WTG08-4Km	268135	235992	88,01%	235992	88,01%
WTG09-4Km	193775	7211	3,72%	7211	3,72%
WTG10-4Km	52615	36394	69,17%	36394	69,17%
WTG11-4Km	86977	27530	31,65%	27530	31,65%
WTG12-4Km	78912	38129	48,32%	38129	51,54%
WTG13-4Km	461994	231637	50,14%	31262	87,37%
WTG01-6Km	18458	7886	42,72%	499	7,17%
WTG02-6Km	16394	7894	48,15%	7783	47,47%
WTG03-6Km	17065	9366	54,88%	9366	54,88%
WTG04-6Km	93126	12338	13,25%	12338	13,25%
WTG05-6Km	60249	21679	35,98%	21679	35,98%
WTG06-6Km	267755	214942	80,28%	214942	80,28%
WTG07-6Km	246019	216625	88,05%	216625	88,05%
WTG08-6Km	251977	193266	76,70%	193266	76,70%
WTG09-6Km	176905	4916	2,78%	4916	2,78%
WTG10-6Km	39379	29304	74,42%	29304	74,42%
WTG11-6Km	74221	27550	37,12%	27550	37,12%
WTG12-6Km	75497	38472	50,96%	38472	52,36%
WTG13-6Km	462000	154854	33,52%	31307	87,49%
WTG01-8Km	16737	1884	11,26%	442	6,76%
WTG02-8Km	13977	7421	53,09%	7310	65,78%
WTG03-8Km	14029	8724	62,19%	8724	62,19%
WTG04-8Km	78599	11480	14,61%	11480	14,61%
WTG05-8Km	46922	17863	38,07%	17863	38,07%
WTG06-8Km	240398	198203	82,45%	198203	82,45%
WTG07-8Km	219245	186041	84,86%	186041	84,86%
WTG08-8Km	221970	160351	72,24%	160351	72,24%
WTG09-8Km	174716	4873	2,79%	4873	2,79%
WTG10-8Km	23159	17381	75,05%	17381	75,05%
WTG11-8Km	71023	25544	35,97%	25544	35,97%
WTG12-8Km	72633	38129	52,50%	38129	53,02%
WTG13-8Km	347158	58434	16,83%	30648	85,78%
WTG01-10Km	15734	835	5,31%	216	3,61%
WTG02-10Km	12772	4360	34,14%	4249	41,94%
WTG03-10Km	12124	7455	61,49%	7455	61,49%
WTG04-10Km	32369	10221	31,58%	10221	31,58%
WTG05-10Km	39520	12481	31,58%	12481	31,58%
WTG06-10Km	212966	162768	76,43%	162768	76,43%
WTG07-10Km	188107	176062	93,60%	176062	93,60%
WTG08-10Km	191895	158217	82,45%	158217	82,45%
WTG09-10Km	155901	4742	3,04%	4742	3,04%
WTG10-10Km	10694	5721	53,50%	5721	53,50%
WTG11-10Km	33174	16444	49,57%	16444	49,57%
WTG12-10Km	64496	38151	59,15%	38151	59,15%
WTG13-10Km	193603	45010	23,25%	30167	84,95%

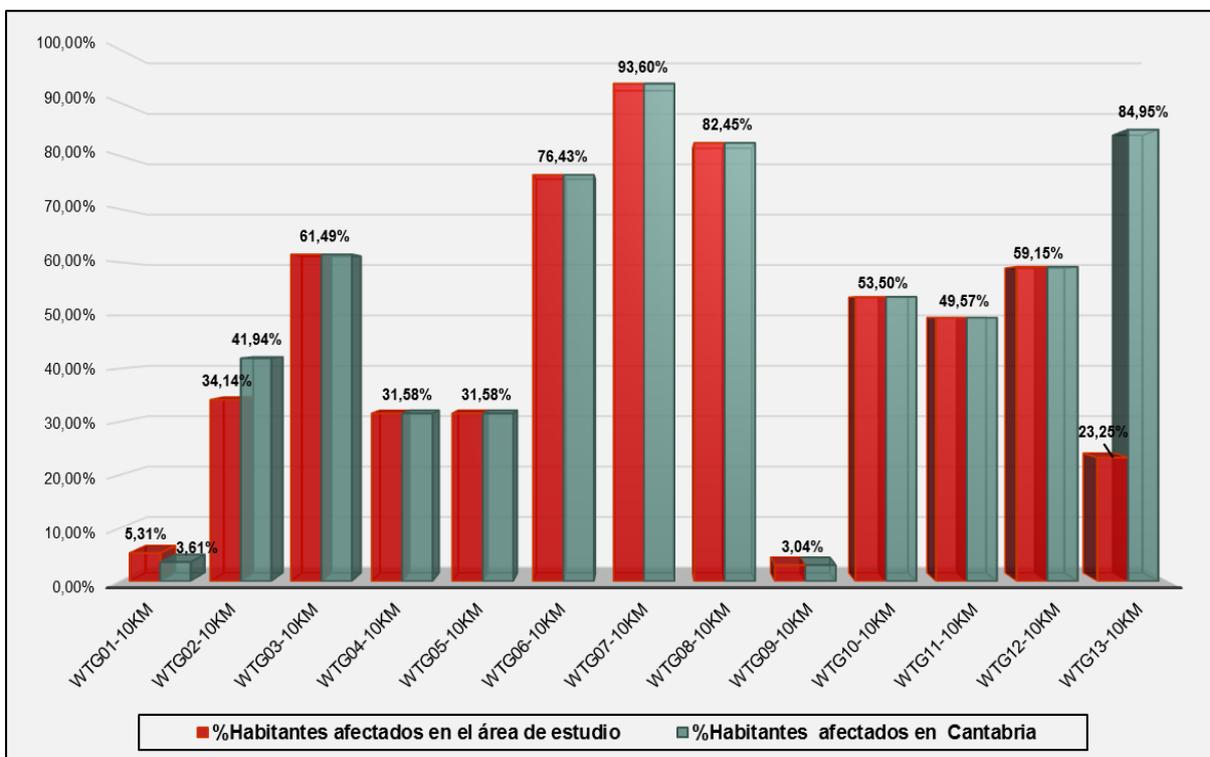
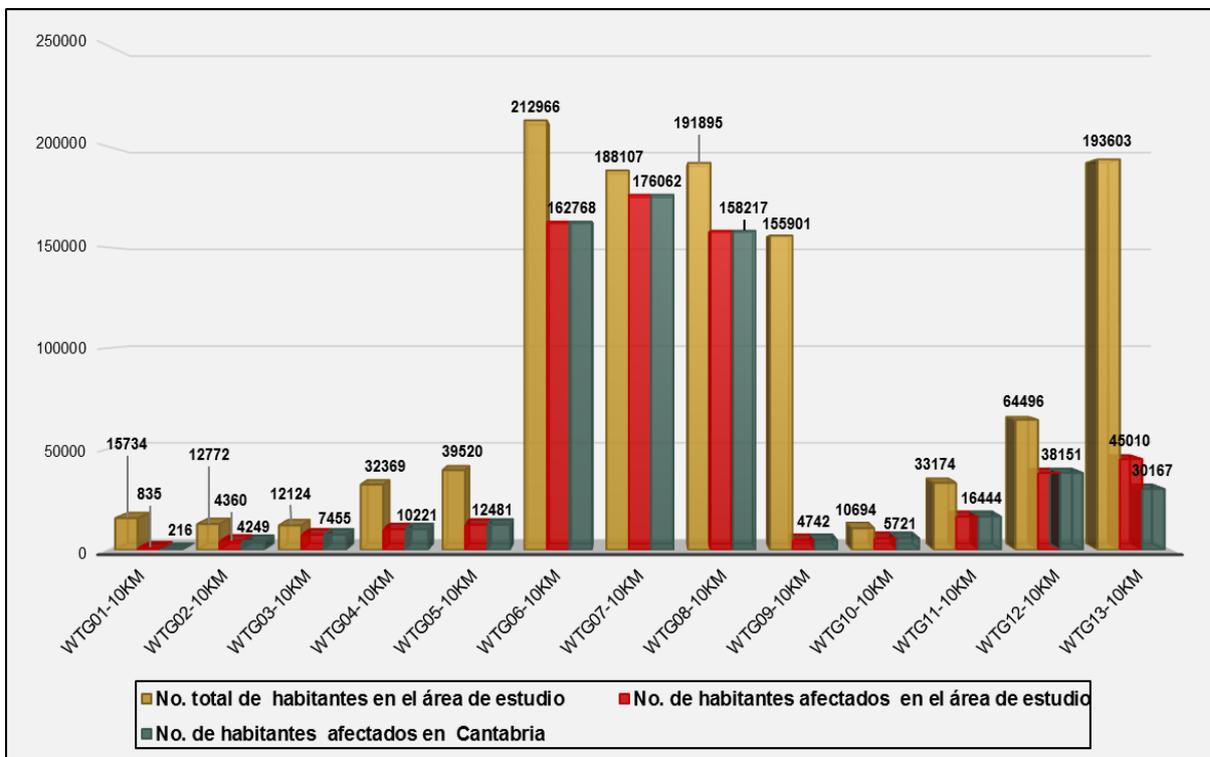
GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN LOS HABITANTES EN TÉRMINOS DE CANTIDAD











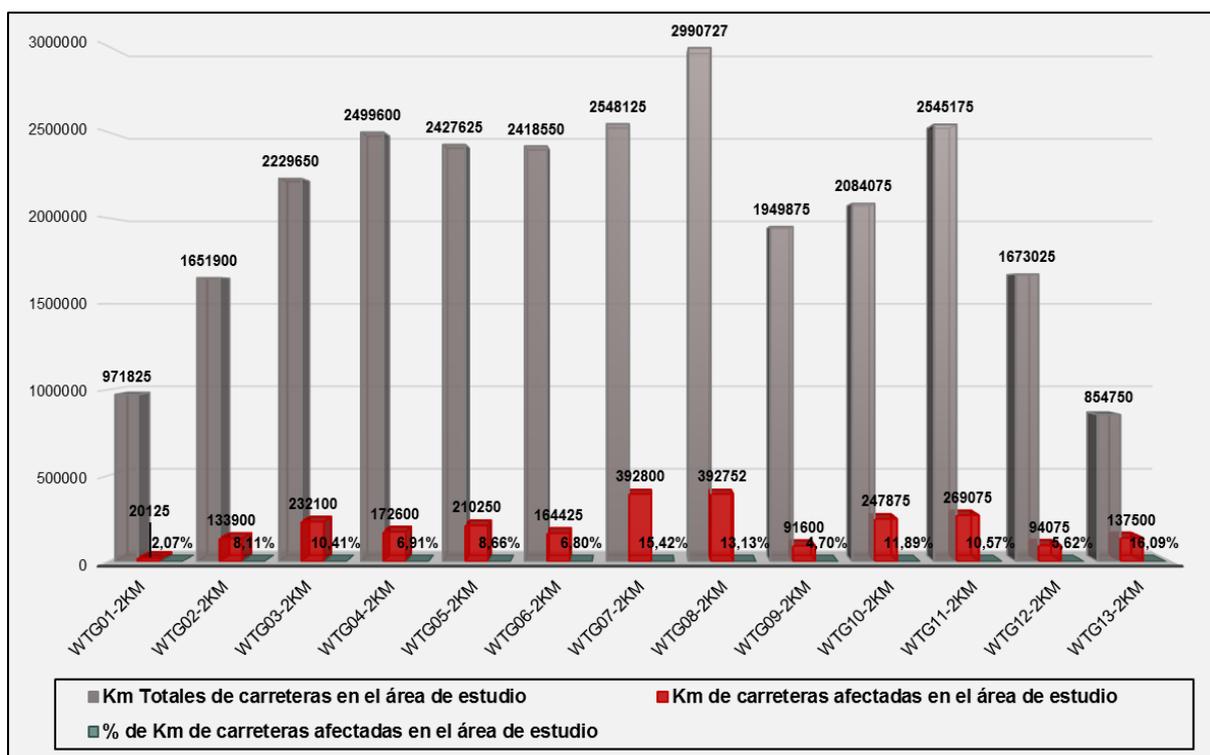
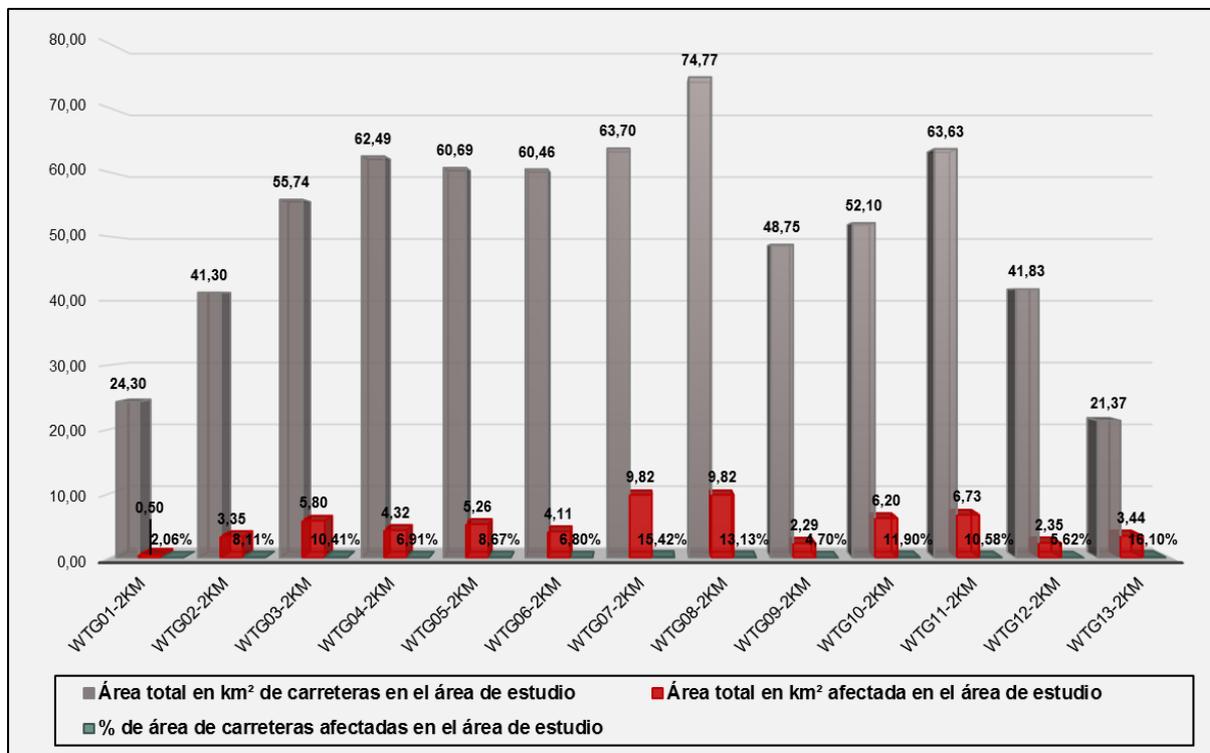
APÉNDICE D

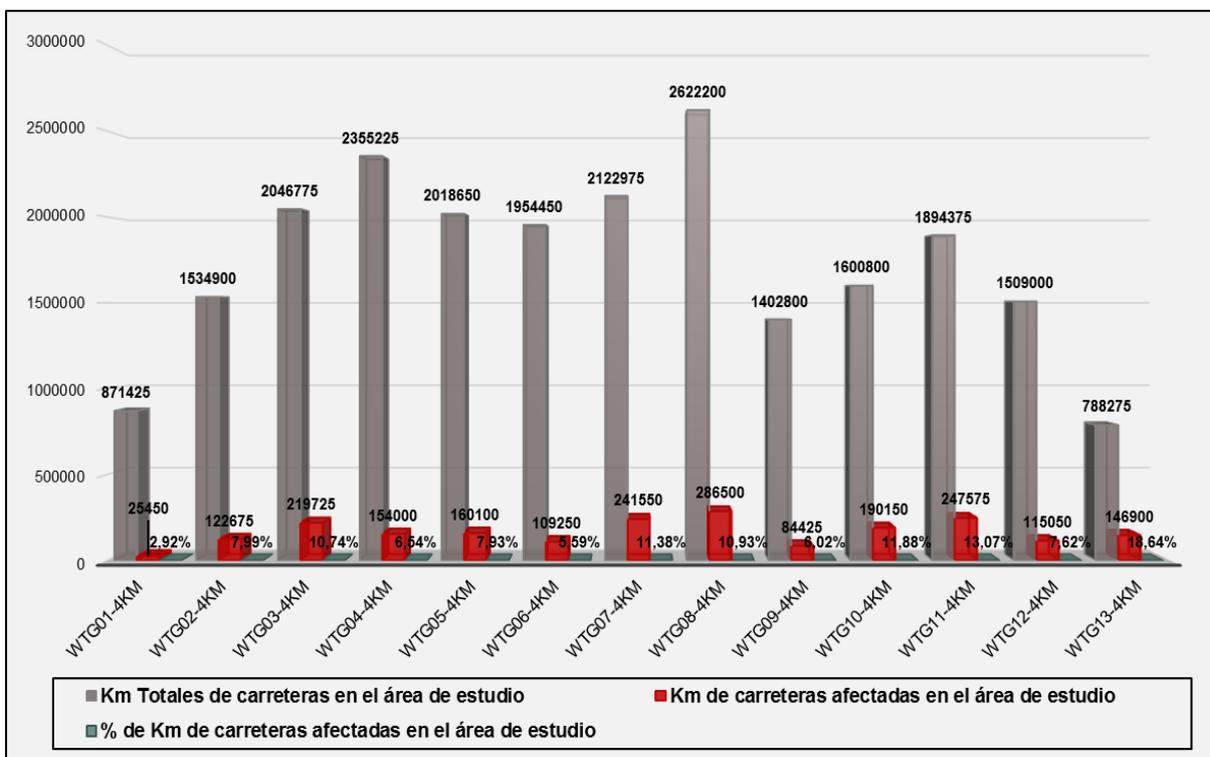
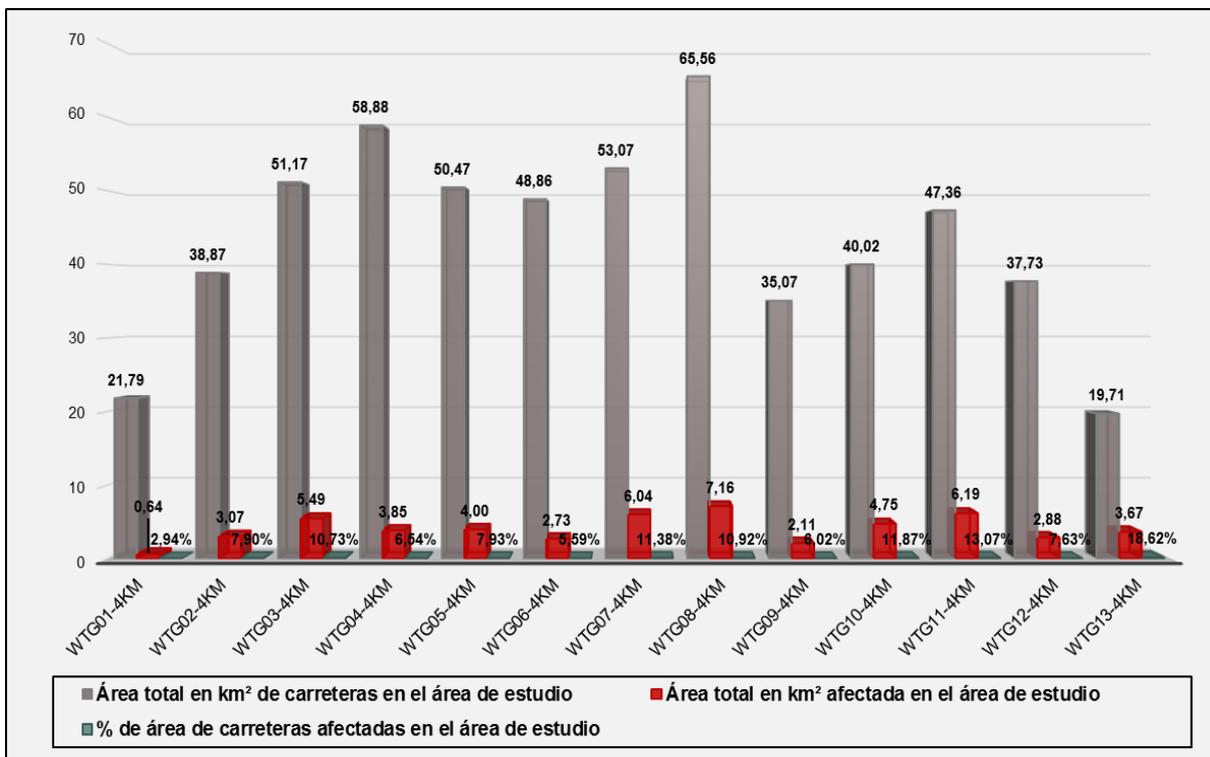
CARRETERAS AFECTADAS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE ÁREA Y LONGITUD

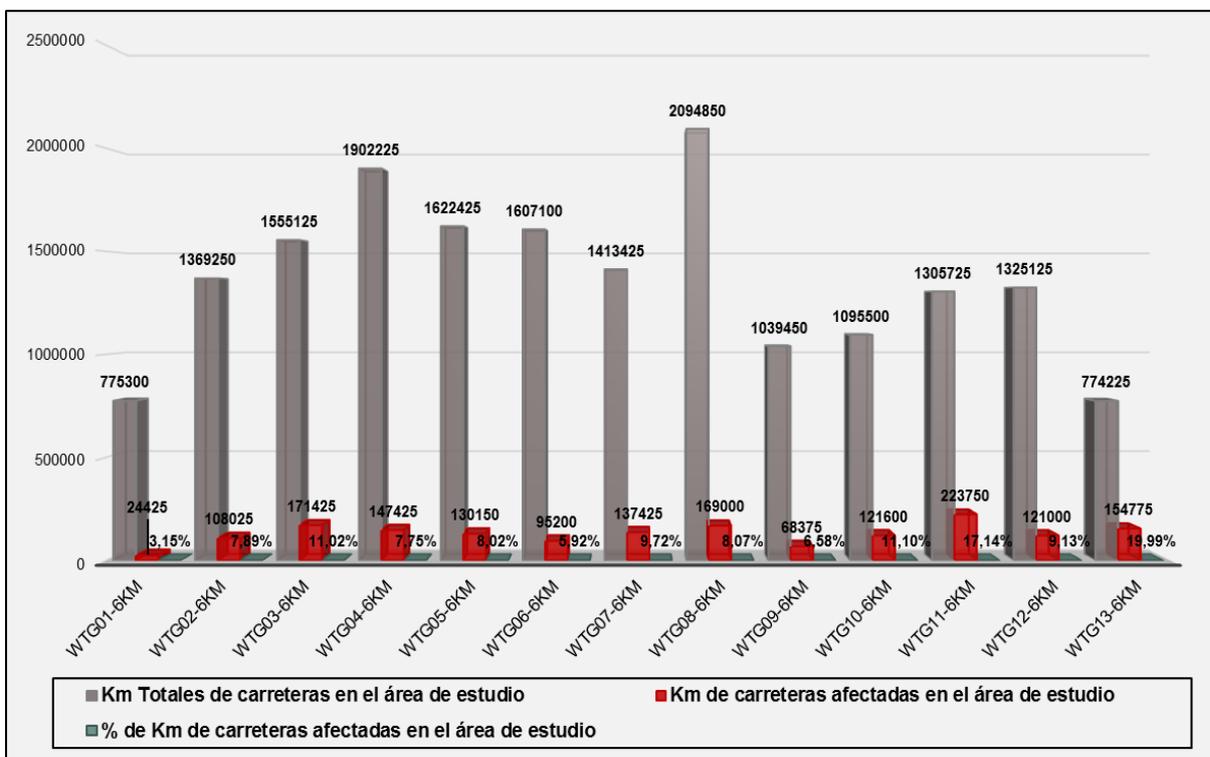
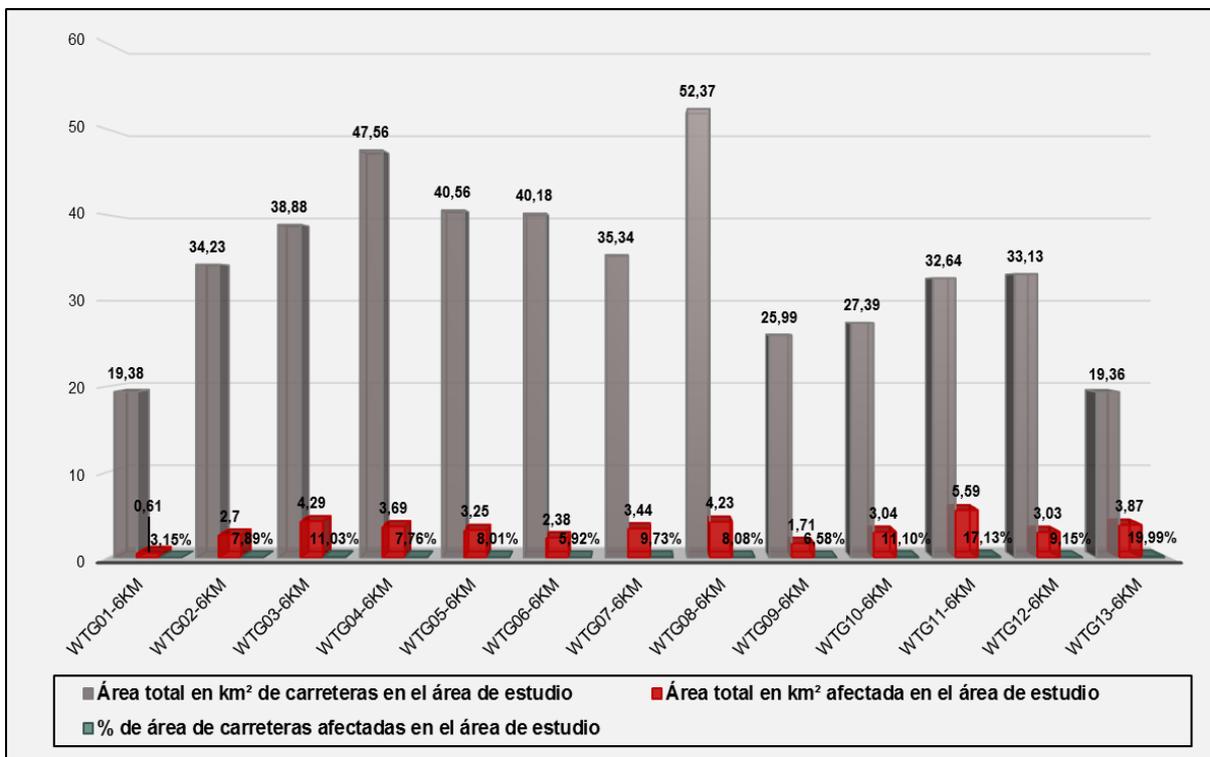
RESULTADOS NUMÉRICOS DE CARRETERAS AFECTADAS VISUALMENTE EN EL DOMINIO DE ESTUDIO EN TERMINOS DE LONGITUD (Km), AREA YPORCENTAJE

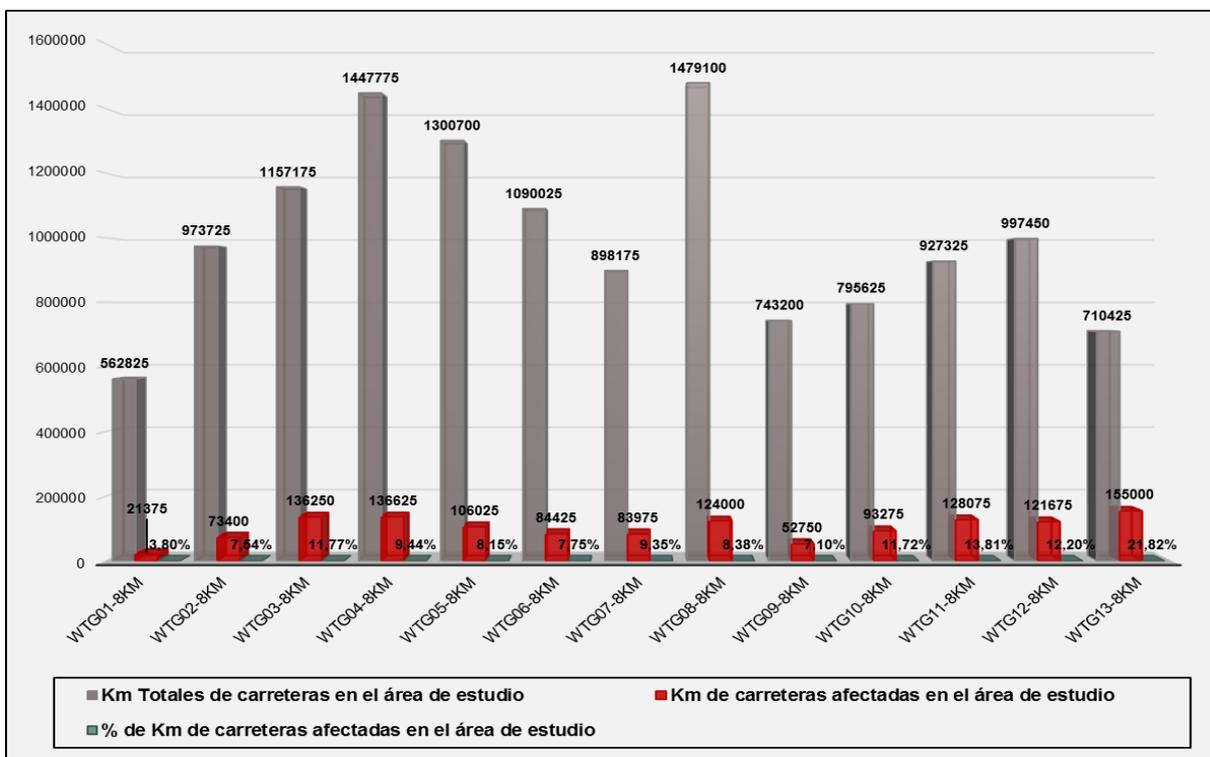
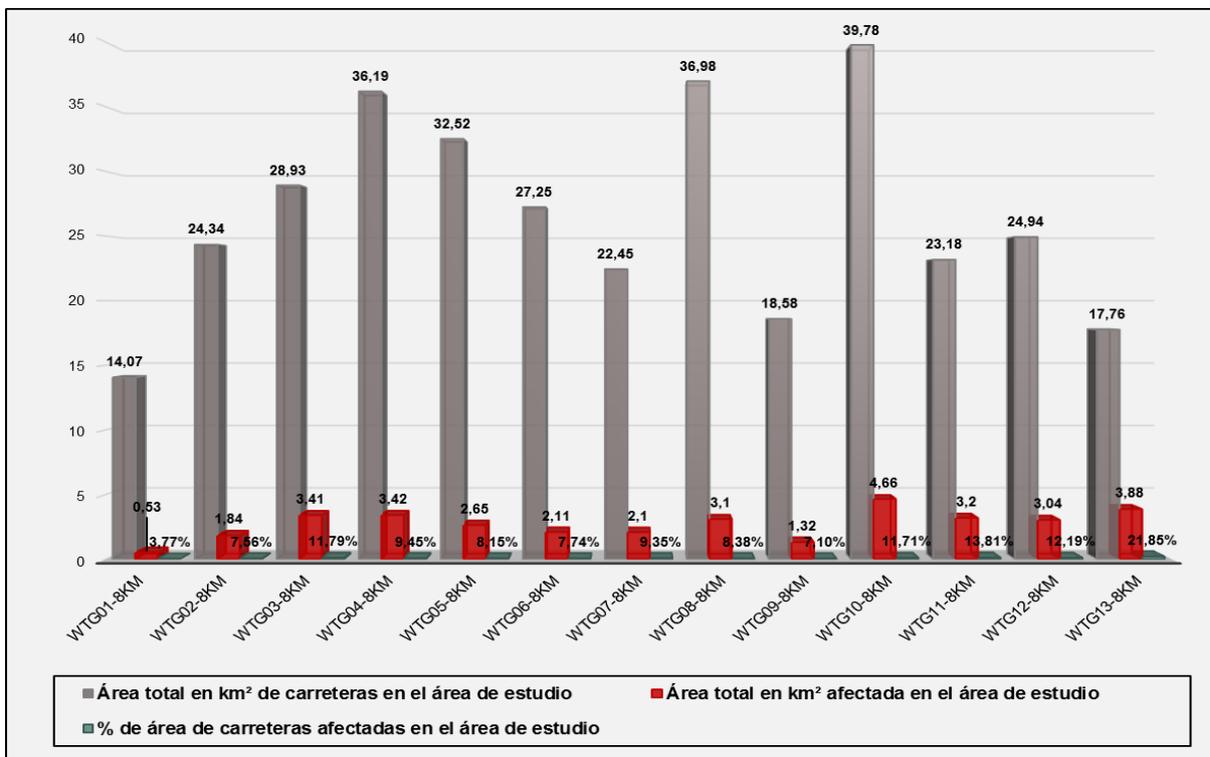
WIND TOWER	Área total en km² de carreteras en el área de estudio	Área total en km² afectada en el área de estudio	% de área de carreteras afectadas en el área de estudio	Km Totales de carreteras en el área de estudio	Km de carreteras afectadas en el área de estudio	% de Km de carreteras afectadas en el área de estudio
WTG01-2Km	24,30	0,50	2,06%	971825	20125	2,07%
WTG02-2Km	41,30	3,35	8,11%	1651900	133900	8,11%
WTG03-2Km	55,74	5,80	10,41%	2229650	232100	10,41%
WTG04-2Km	62,49	4,32	6,91%	2499600	172600	6,91%
WTG05-2Km	60,69	5,26	8,67%	2427625	210250	8,66%
WTG06-2Km	60,46	4,11	6,80%	2418550	164425	6,80%
WTG07-2Km	63,70	9,82	15,42%	2548125	392800	15,42%
WTG08-2Km	74,77	9,82	13,13%	2990727	392752	13,13%
WTG09-2Km	48,75	2,29	4,70%	1949875	91600	4,70%
WTG10-2Km	52,10	6,20	11,90%	2084075	247875	11,89%
WTG11-2Km	63,63	6,73	10,58%	2545175	269075	10,57%
WTG12-2Km	41,83	2,35	5,62%	1673025	94075	5,62%
WTG13-2Km	21,37	3,44	16,10%	854750	137500	16,09%
WTG01-4Km	21,79	0,64	2,94%	871425	25450	2,92%
WTG02-4Km	38,87	3,07	7,90%	1534900	122675	7,99%
WTG03-4Km	51,17	5,49	10,73%	2046775	219725	10,74%
WTG04-4Km	58,88	3,85	6,54%	2355225	154000	6,54%
WTG05-4Km	50,47	4,00	7,93%	2018650	160100	7,93%
WTG06-4Km	48,86	2,73	5,59%	1954450	109250	5,59%
WTG07-4Km	53,07	6,04	11,38%	2122975	241550	11,38%
WTG08-4Km	65,56	7,16	10,92%	2622200	286500	10,93%
WTG09-4Km	35,07	2,11	6,02%	1402800	84425	6,02%
WTG10-4Km	40,02	4,75	11,87%	1600800	190150	11,88%
WTG11-4Km	47,36	6,19	13,07%	1894375	247575	13,07%
WTG12-4Km	37,73	2,88	7,63%	1509000	115050	7,62%
WTG13-4Km	19,71	3,67	18,62%	788275	146900	18,64%
WTG01-6Km	19,38	0,61	3,15%	775300	24425	3,15%
WTG02-6Km	34,23	2,7	7,89%	1369250	108025	7,89%
WTG03-6Km	38,88	4,29	11,03%	1555125	171425	11,02%
WTG04-6Km	47,56	3,69	7,76%	1902225	147425	7,75%
WTG05-6Km	40,56	3,25	8,01%	1622425	130150	8,02%
WTG06-6Km	40,18	2,38	5,92%	1607100	95200	5,92%
WTG07-6Km	35,34	3,44	9,73%	1413425	137425	9,72%
WTG08-6Km	52,37	4,23	8,08%	2094850	169000	8,07%
WTG09-6Km	25,99	1,71	6,58%	1039450	68375	6,58%
WTG10-6Km	27,39	3,04	11,10%	1095500	121600	11,10%
WTG11-6Km	32,64	5,59	17,13%	1305725	223750	17,14%
WTG12-6Km	33,13	3,03	9,15%	1325125	121000	9,13%
WTG13-6Km	19,36	3,87	19,99%	774225	154775	19,99%
WTG01-8Km	14,07	0,53	3,77%	562825	21375	3,80%
WTG02-8Km	24,34	1,84	7,56%	973725	73400	7,54%
WTG03-8Km	28,93	3,41	11,79%	1157175	136250	11,77%
WTG04-8Km	36,19	3,42	9,45%	1447775	136625	9,44%
WTG05-8Km	32,52	2,65	8,15%	1300700	106025	8,15%
WTG06-8Km	27,25	2,11	7,74%	1090025	84425	7,75%
WTG07-8Km	22,45	2,1	9,35%	898175	83975	9,35%
WTG08-8Km	36,98	3,1	8,38%	1479100	124000	8,38%
WTG09-8Km	18,58	1,32	7,10%	743200	52750	7,10%
WTG10-8Km	39,78	4,66	11,71%	795625	93275	11,72%
WTG11-8Km	23,18	3,2	13,81%	927325	128075	13,81%
WTG12-8Km	24,94	3,04	12,19%	997450	121675	12,20%
WTG13-8Km	17,76	3,88	21,85%	710425	155000	21,82%
WTG01-10Km	9,93	0,5	5,04%	397175	19950	5,02%
WTG02-10Km	18,4	1,46	7,93%	736100	58500	7,95%
WTG03-10Km	22,05	2,23	10,11%	881875	89000	10,09%
WTG04-10Km	27,13	2,72	10,03%	1085075	108650	10,01%
WTG05-10Km	20,82	1,65	7,93%	832675	65950	7,92%
WTG06-10Km	16,36	1,14	6,97%	654425	45775	6,99%
WTG07-10Km	11,81	0,65	5,50%	472500	25950	5,49%
WTG08-10Km	25,25	1,81	7,17%	1009875	72425	7,17%
WTG09-10Km	7,89	1,17	14,83%	315725	46675	14,78%
WTG10-10Km	13,44	1,18	8,78%	537725	47300	8,80%
WTG11-10Km	13,19	0,81	6,14%	527500	32300	6,12%
WTG12-10Km	15,08	2,24	14,85%	603075	89675	14,87%
WTG13-10Km	15,04	3,55	23,60%	601500	142075	23,62%

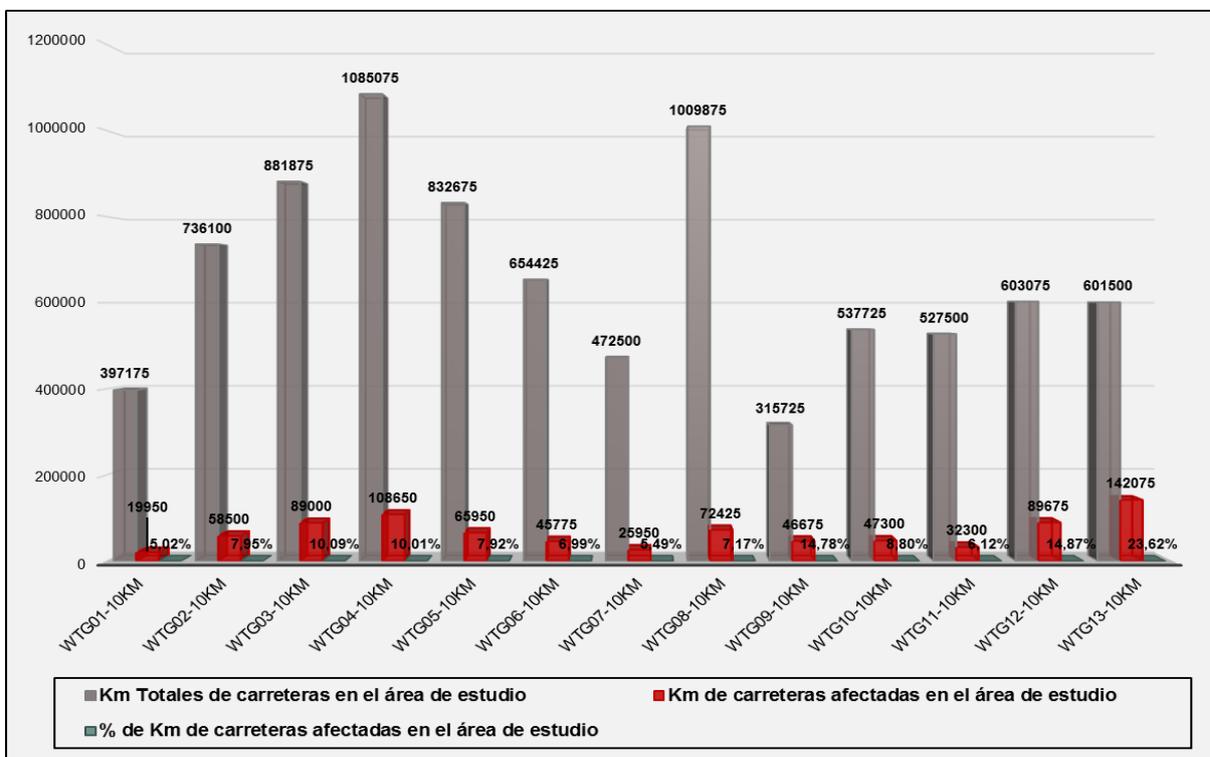
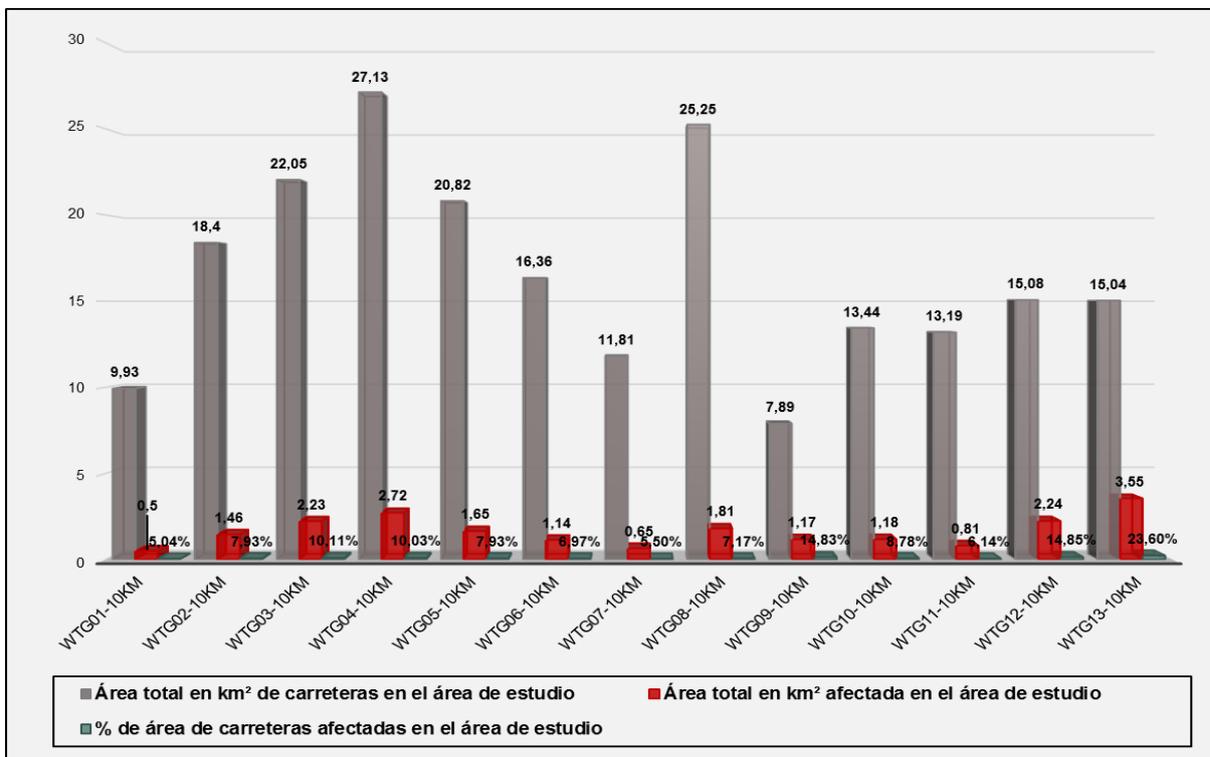
GRÁFICOS DE AFECCIÓN VISUAL EN LAS CARRETERAS EN TERMINOS DE ÁREA, LONGITUD Y PORCENTAJE







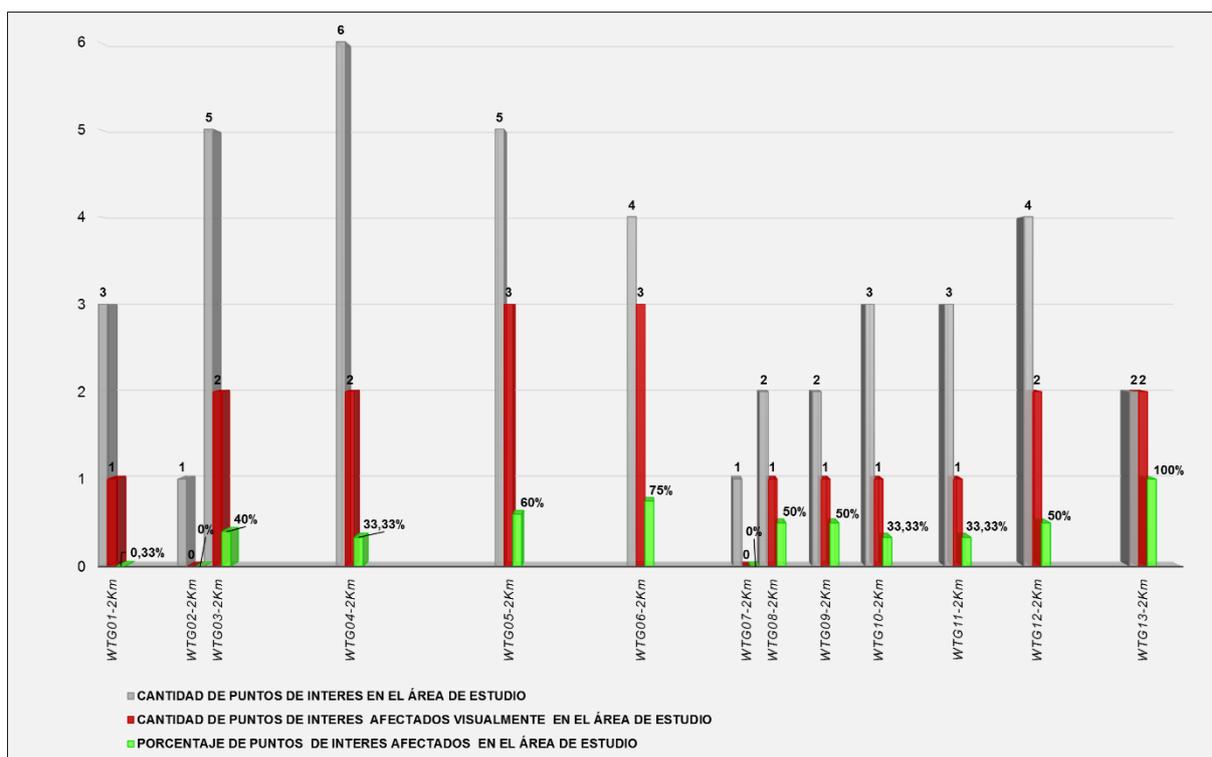




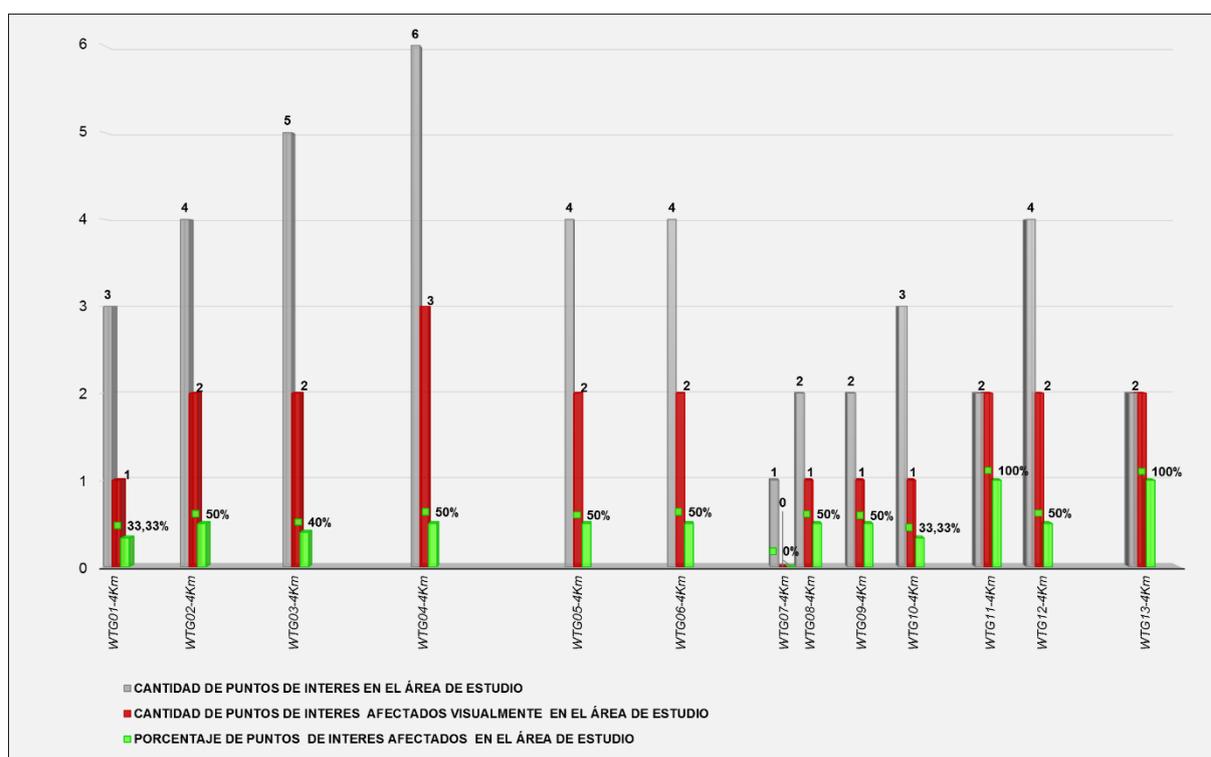
APÉNDICE E

INDICADORES DE PUNTOS DE VISTA AFECTADOS VISUALMENTE EN TÉRMINOS DE CANTIDAD

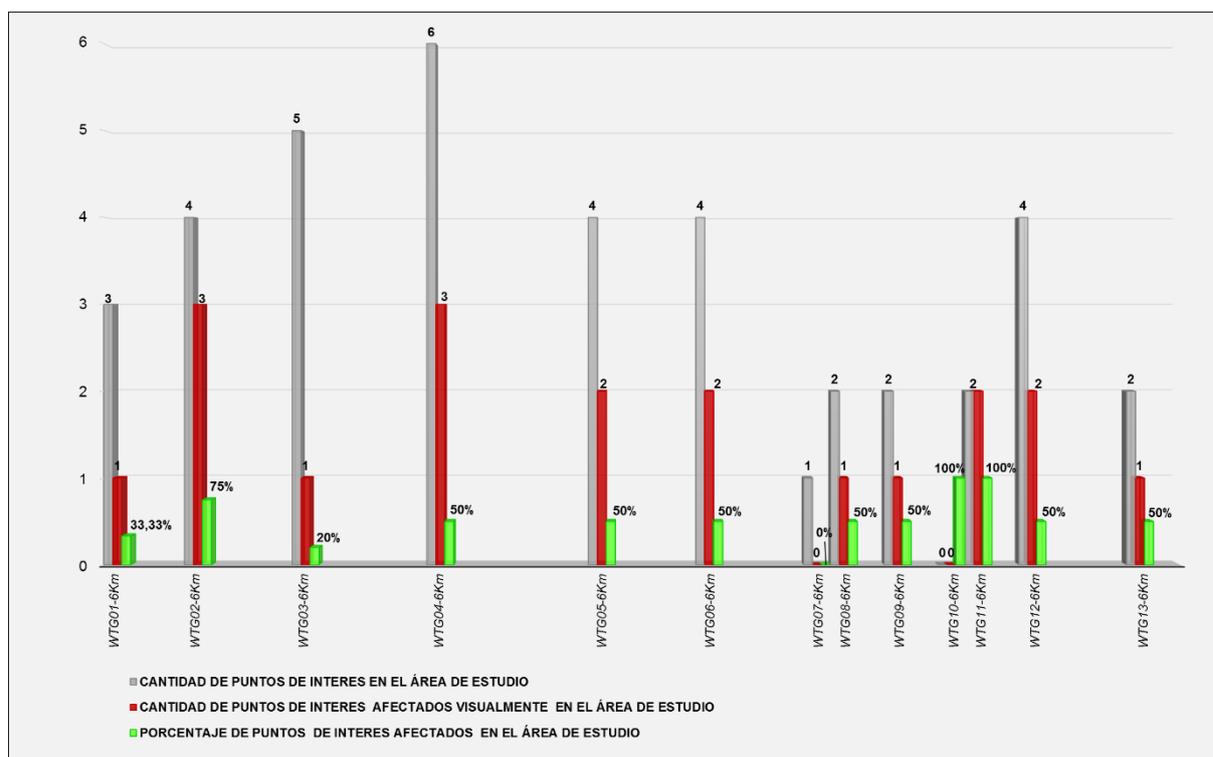
WIND TOWER	NOMBRE DEL PUNTO DE INTERES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO	AFECTADO VISUALMENTE		CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES EN EL ÁREA DE ESTUDIO	CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO	PORCENTAJE DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO
		SI	NO			
WTG01-2Km	COFRÍA		X	3	1	0,33%
	EL POETA		X			
	TINA MENOR	X				
WTG02-2Km	COFRÍA		X	1	0	0%
WTG03-2Km	COFRÍA		X	5	2	40%
	EL POETA		X			
	LA PITA		X			
	LOS PANDOS	X				
	TINA MENOR	X				
WTG04-2Km	CURVA DEL RIO		X	6	2	33,33%
	FARO DE SUANCES		X			
	LA PITA		X			
	LA VUELTUCA		X			
	LOS PANDOS	X				
	UBIARCO	X				
WTG05-2Km	CURVA DEL RIO		X	5	3	60%
	FARO DE SUANCES	X				
	LA VUELTUCA	X				
	LOS PANDOS		X			
	UBIARCO	X				
WTG06-2Km	CURVA DEL RIO	X		4	3	75%
	FARO DE SUANCES	X				
	MATALEÑAS		X			
	UBIARCO	X				
WTG07-2Km	MATALEÑAS		X	1	0	0%
WTG08-2Km	ALTO DE AJO		X	2	1	50%
	MATALEÑAS	X				
WTG09-2Km	ALTO DE AJO	X		2	1	50%
	MATALEÑAS		X			
WTG10-2Km	ALTO DE AJO	X		3	1	33,33%
	ANTONIO RUIZ		X			
	MONTE CANDINA		X			
WTG11-2Km	ANTONIO RUIZ		X	3	1	33,33%
	LA BIEN APARECIDA		X			
	MONTE CANDINA	X				
WTG12-2Km	ANTONIO RUIZ		X	4	2	50%
	LA BIEN APARECIDA		X			
	MONTE CANDINA	X				
	SALTACABALLOS	X				
WTG13-2Km	MONTE CANDINA	X		2	2	100%
	SALTACABALLOS	X				



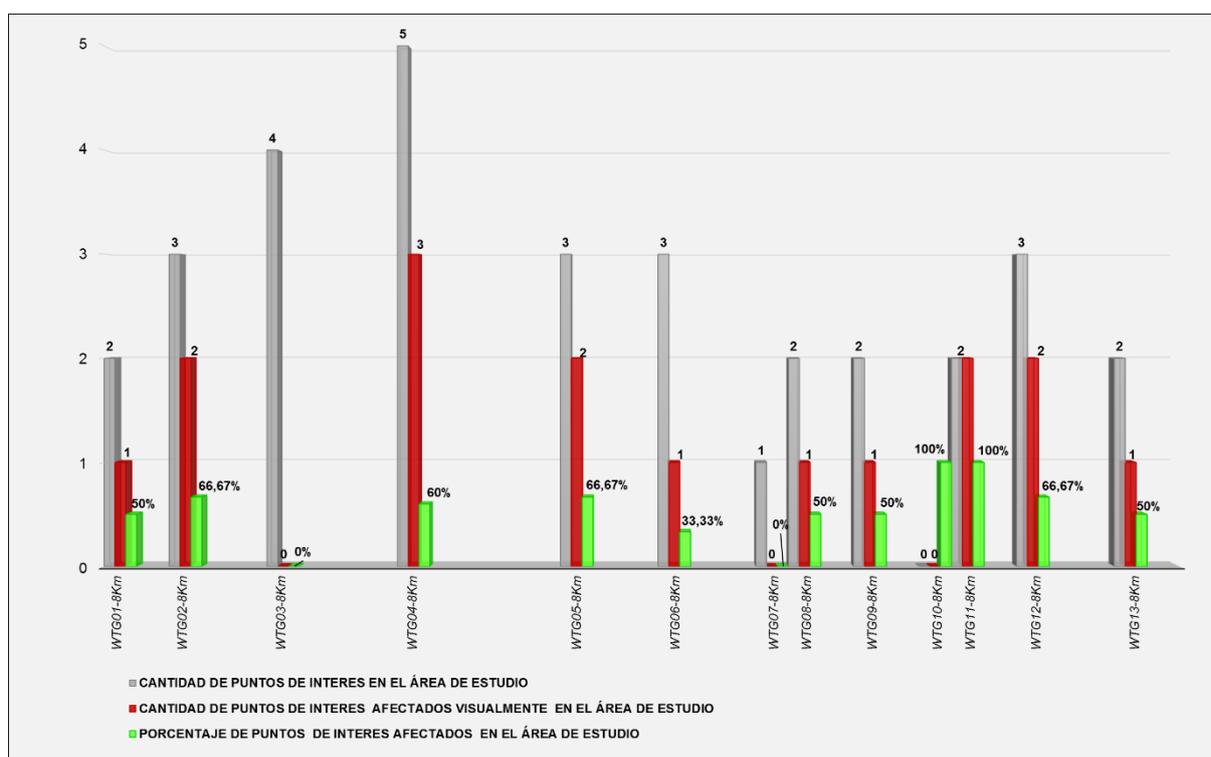
WIND TOWER	NOMBRE DEL PUNTO DE INTERES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO	AFECTADO VISUALMENTE		CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES EN EL ÁREA DE ESTUDIO	CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO	PORCENTAJE DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO
		SI	NO			
WTG01-4Km	COFRÍA		X	3	1	33,33%
	EL POETA		X			
	TINA MENOR	X				
WTG02-4Km	COFRÍA		X	4	2	50%
	EL POETA		X			
	LA PITA	X				
	TINA MENOR	X				
WTG03-4Km	COFRÍA		X	5	2	40%
	EL POETA		X			
	LA PITA		X			
	LOS PANDOS	X				
	TINA MENOR	X				
WTG04-4Km	CURVA DEL RIO		X	6	3	50%
	FARO DE SUANCES	X				
	LA PITA		X			
	LA VUELTUCA		X			
	LOS PANDOS	X				
	UBIARCO	X				
WTG05-4Km	CURVA DEL RIO		X	4	2	50%
	FARO DE SUANCES	X				
	LOS PANDOS		X			
	UBIARCO	X				
WTG06-4Km	CURVA DEL RIO	X		4	2	50%
	FARO DE SUANCES	X				
	MATALEÑAS		X			
WTG07-4Km	UBIARCO		X	1	0	0%
	MATALEÑAS		X			
WTG08-4Km	ALTO DE AJO		X	2	1	50%
	MATALEÑAS	X				
WTG09-4Km	ALTO DE AJO	X		2	1	50%
	MATALEÑAS		X			
WTG10-4Km	ALTO DE AJO	X		3	1	33,33%
	ANTONIO RUIZ		X			
	MONTE CANDINA		X			
WTG11-4Km	ANTONIO RUIZ	X		2	2	100%
	MONTE CANDINA	X				
WTG12-4Km	ANTONIO RUIZ		X	4	2	50%
	LA BIEN APARECIDA		X			
	MONTE CANDINA	X				
	SALTACABALLOS	X				
WTG13-4Km	MONTE CANDINA	X		2	2	100%
	SALTACABALLOS	X				



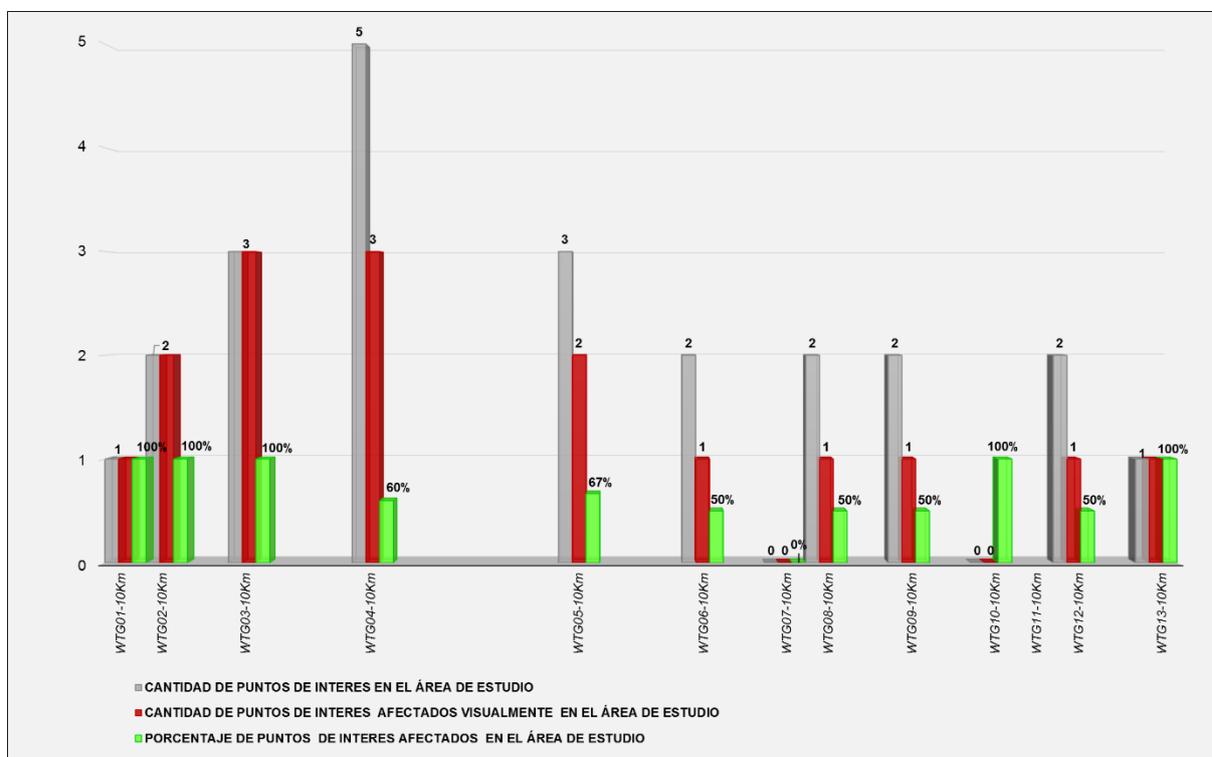
WIND TOWER	NOMBRE DEL PUNTO DE INTERES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO	AFECTADO VISUALMENTE		CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES EN EL ÁREA DE ESTUDIO	CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO	PORCENTAJE DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO
		SI	NO			
WTG01-6Km	COFRÍA CA-181		X	3	1	33,33%
	EL POETA		X			
	TINA MENOR CA-380	X				
WTG02-6Km	COFRÍA		X	4	3	75%
	EL POETA	X				
	LA PITA	X				
	TINA MENOR	X				
WTG03-6Km	COFRÍA		X	5	1	20%
	EL POETA		X			
	LA PITA		X			
	LOS PANDOS		X			
	TINA MENOR	X				
WTG04-6Km	CURVA DEL RIO		X	6	3	50%
	FARO DE SUANCES	X				
	LA PITA		X			
	LA VUELTUCA		X			
	LOS PANDOS	X				
	UBIARCO	X				
WTG05-6Km	CURVA DEL RIO		X	4	2	50%
	FARO DE SUANCES	X				
	LOS PANDOS		X			
	UBIARCO	X				
WTG06-6Km	CURVA DEL RIO	X		4	2	50%
	FARO DE SUANCES	X				
	MATALEÑAS		X			
	UBIARCO		X			
WTG07-6Km	MATALEÑAS		X	1	0	0%
WTG08-6Km	ALTO DE AJO		X	2	1	50%
	MATALEÑAS	X				
WTG09-6Km	ALTO DE AJO	X		2	1	50%
	MATALEÑAS		X			
WTG10-6Km	ALTO DE AJO	X		1	1	100%
WTG11-6Km	ANTONIO RUIZ	X		2	2	100%
	MONTE CANDINA	X				
WTG12-6Km	ANTONIO RUIZ		X	4	2	50%
	LA BIEN APARECIDA		X			
	MONTE CANDINA	X				
	SALTACABALLOS	X				
WTG13-6Km	MONTE CANDINA		X	2	1	50%
	SALTACABALLOS	X				



WIND TOWER	NOMBRE DEL PUNTO DE INTERES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO	AFECTADO VISUALMENTE		CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES EN EL ÁREA DE ESTUDIO	CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO	PORCENTAJE DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO
		SI	NO			
WTG01-8Km	COFRÍA CA-181		X	2	1	50%
	TINA MENOR	X				
WTG02-8Km	COFRÍA		X	3	2	66,67%
	LA PITA	X				
	TINA MENOR	X				
WTG03-8Km	COFRÍA		X	4	0	0%
	LA PITA		X			
	LOS PANDOS		X			
	TINA MENOR		X			
WTG04-8Km	CURVA DEL RIO		X	5	3	60%
	FARO DE SUANCES	X				
	LA PITA		X			
	LOS PANDOS	X				
WTG05-8Km	UBIARCO	X		3	2	66,67%
	CURVA DEL RIO		X			
	FARO DE SUANCES	X				
	UBIARCO	X				
WTG06-8Km	FARO DE SUANCES	X		3	1	33,33%
	MATALEÑAS		X			
	UBIARCO		X			
WTG07-8Km	MATALEÑAS		X	1	0	0%
WTG08-8Km	ALTO DE AJO		X	2	1	50%
	MATALEÑAS	X				
WTG09-8Km	ALTO DE AJO	X		2	1	50%
	MATALEÑAS		X			
WTG10-8Km	ALTO DE AJO	X		1	1	100%
WTG11-8Km	ANTONIO RUIZ	X		2	2	100%
	MONTE CANDINA	X				
WTG12-8Km	ANTONIO RUIZ		X	3	2	66,67%
	MONTE CANDINA	X				
	SALTACABALLOS	X				
WTG13-8Km	MONTE CANDINA		X	2	1	50%
	SALTACABALLOS	X				



WIND TOWER	NOMBRE DEL PUNTO DE INTERES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO	AFECTADO VISUALMENTE		CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES EN EL ÁREA DE ESTUDIO	CANTIDAD DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS VISUALMENTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO	PORCENTAJE DE PUNTOS DE INTERES AFECTADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO
		SI	NO			
WTG01-10Km	TINA MENOR CA-380	X		1	1	100%
WTG02-10Km	LA PITA	X		2	2	100%
	TINA MENOR	X				
WTG03-10Km	LA PITA	X		3	3	100%
	LOS PANDOS	X				
WTG04-10Km	TINA MENOR	X		5	3	60%
	CURVA DEL RIO		X			
FARO DE SUANCES	X					
LA PITA		X				
LOS PANDOS	X					
WTG05-10Km	UBIARCO	X		3	2	67%
	CURVA DEL RIO		X			
	FARO DE SUANCES	X				
WTG06-10Km	UBIARCO	X		2	1	50%
	FARO DE SUANCES	X				
WTG07-10Km	MATALEÑAS		X	1	0	0%
	MATALEÑAS		X	1	0	0%
WTG08-10Km	ALTO DE AJO		X	2	1	50%
	MATALEÑAS	X		2	1	50%
WTG09-10Km	ALTO DE AJO	X		2	1	50%
WTG10-10Km	MATALEÑAS		X	2	1	50%
WTG11-10Km	ALTO DE AJO	X		1	1	100%
WTG11-10Km	NO HAY PUNTOS DE VISTA DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO					
WTG12-10Km	ANTONIO RUIZ		X	2	1	50%
	MONTE CANDINA	X		2	1	50%
WTG13-10Km	SALTACABALLOS	X		1	1	100%



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Red Eléctrica Española, «El sistema eléctrico español 2016». [En línea]. http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Informes/SistemaElectrico/2016/inf_sis_elec_ree_2016.pdf. [Último acceso: 15 Diciembre 2017].
- [2] Consejo de Europa, «Convenio Europeo del Paisaje». [En línea]. http://www.mecd.gob.es/cultura-mecd/dms/mecd/cultura-mecd/areas-cultura/patrimonio/Convenio_europeo_paisaje.pdf. [Último acceso: 20 Julio 2017].
- [3] Comisión del arco Atlántico. [En línea]. Disponible:<http://cpmr-atlantic.org/es/>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [4] J. Molina-Ruiz, M. J. Martínez- Sánchez, C. Pérez-Sirvent, M. L. Tudela-Serrano y M. L. García Lorenzo, «Developing and applying a GIS-assisted approach to evaluate visual impact in wind farms», *Renewable Energy*, vol. 36, nº 3, pp. 1125-1132, 2011.
- [5] G. Aylward y M. Turnbull, «Visual analysis: a computer-aided approach to determine visibility», *Comput Aided Design*, vol. 9, nº 2, pp. 103-108, 1977.
- [6] R. Cowell, «Wind power, landscape and strategic, spatial planning—The construction of ‘acceptable locations’ in Wales», *Land Use Policy*, vol. 27, nº 2, pp. 222-232, 2010.
- [7] E. Shove, «Gaps, barriers and conceptual chasms: theories of technology transfer and energy in buildings», *Energy Policy*, vol. 26, nº 15, pp. 1105-1112, 1998.
- [8] A. C. Torres Sibile, V. A. Cloquell-Ballester, V.A. Cloquell-Ballester y R. Darton, «Development and validation of a multicriteria indicator for the assessment of objective aesthetic impact of wind farms», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, nº 1, pp. 40-66, 2009.

- [9] C. Manchado, V. Gomez-Jauregui y C. Otero, «A review on the Spanish Method of visual impact assessment of wind farms: SPM2», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 156-767, 2015.
- [10] Gobierno de Cantabria, Dirección general de Innovación e Industria, «Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2014-2020». [En línea]. <http://www.dgicc.cantabria.es/documentos/psec-2014-2020/PSEC-2014-2020.pdf>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017]
- [11] Ministerio de Industria, Turismo, Comercio. Ministerio del Medio ambiente y el Medio Rural y Marino, «Estudio estratégico ambiental del litoral Español para la instalación de parques eólicos marinos», [En línea]. https://www.aeeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos_mityc.pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2017]
- [12] Gobierno de Cantabria, «Plan Energético de Cantabria 2006 - 2011» [En línea]. http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random49954167d8337/1234518868_Plan_Energ_Cantabria06_11_GobCantabria.pdf.
- [13] C. Otero, C. Manchado, R. Arias, V. Bruschi, V. Gomez-Jauregui y A. Cendrero, «Wind energy development in Cantabria, Spain. Methodological approach, environmental, technological and social », *Renewable Energy*, vol. 40, nº 1, pp. 137-149, 2012.
- [14] Instituto para la diversificación y ahorro de energía, «Energía eólica marina», [En línea]. <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina>.
- [15] Grupo de Expresión Gráfica en la ingeniería – CAD. Dpto. Ing. Geográfica y Técnicas de Expresión Geográfica [En línea]. <http://www.egicad.unican.es/>. [Último acceso: 2017].

- [16] C. Otero, R. Togores, A. de la Pedraja, V. Bruschi, A. González, «Métodos gráficos en la modelización, simulación y evaluación de impacto ambiental», *XII Congreso Internacional de Ingeniería Gráfica (Ingegraf)*. Valladolid, Junio 2000.
- [17] C. Otero, A. Cendrero, V. Bruschi, R. Togores, C. Manchado y R. Arias, «Moyses v3.0», *XVIII Congreso de Ingeniería Gráfica (Ingegraf)*, Sitges, Junio 2006.
- [18] C. Otero, A. Cendrero, V. Bruschi y R. Arias, «Moyses (Modeller and Simulator for Visual Impact Assessment) V3.0», *Computing in Civil Engineering, International Workshop in Civil Engineering*, pp. 486-493, Pittsburgh, Pennsylvania, EEUU, Julio 2007.
- [19] EMD International A/S, «WindPro», [En línea]. <https://www.emd.dk/windpro>. [Último acceso: 16 Junio 2017].
- [20] DNV.GL, «WindFarmer», [En línea]. <https://www.dnvgl.com/services/windfarmer-3766>. [Último acceso: 29 Junio 2017].
- [21] Resolft Ltd, «WindFarm», [En línea]. <http://www.resoft.co.uk/Spanish/index.HTM>. [Último acceso: 29 Junio 2017].
- [22] AWS Software, «Openwind», [En línea]. <http://software.awstruepower.com/openwind/>. [Último acceso: 29 Junio 2017].
- [23] McCarthy Taylor System Ltd, «LSS Elite», [En línea]. <http://www.dtmssoftware.com/Planning>. [Último acceso: 29 Junio 2017].
- [24] Grupo de Investigación de Expresión Gráfica en la Ingeniería - CAD, «MOYSES v4.0», [En línea]. <http://193.144.189.246/moyeses/>. [Último acceso: 29 Junio 2017].
- [25] P. Lejeune, C. Feltz, «Development of a decision support system for setting up a wind energy policy across the Walloon Region (southern Belgium)», *Renewable Energy*, vol 33, nº 11, pp. 2416-2422, 2008.
- [26] A. Nadaï, O. Labussière, «Wind power planning in France (Aveyron), from state regulation to local planning», *Land Use Policy*, vol. 26, nº 3, pp. 744-754, 2009.

- [27] M. Rodrigues, C. Montañés, N. Fueyo, «A method for the assessment of the visual impact caused by the large-scale deployment of renewable-energy facilities», *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 30, nº 4, pp. 240-246, 2010.
- [28] C. Ohl, M. Eichhorn, «The mismatch between regional spatial planning for wind power development in Germany and national eligibility criteria for feed-in tariffs – A case study in West Saxony», *Land Use Policy* vol. 27, nº 2, pp. 243-254, 2010.
- [29] D. Depellegrin, N. Blazauskas, L.E. Vigl, «An integrated visual impact assessment model for offshore windfarm development», *Ocean & Coastal Management*, vol. 98, pp. 95-110, 2014.
- [30] D. Depellegrin, «Assessing cumulative visual impacts in coastal areas of the Baltic Sea», *Ocean & Coastal Management*, vol. 119, pp. 184-198, 2016.
- [31] P. Chias y T. Abad, «Wind farms: GIS-based visual impact assessment and visualization tools», *Cartography and Geographic Information Science*, vol. 40, nº 3, pp. 229-237, 2013.
- [32] B. Möller, «Changing wind-power landscapes: regional assessment of visual impact on land use and population in Northern Jutland, Denmark», *Applied Energy*, vol. 83, nº 5, pp. 477-494, 2006.
- [33] J. Ladenburg y A. Dubgaard, «Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark», *Energy Policy*, vol. 35, nº 8, pp. 4059-4071, 2007.
- [34] J. Ladenburg, «Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy», *Renewable Energy*, vol. 33, nº 1, pp. 111-118, 2008.
- [35] J. Ladenburg, «Visual impact assessment of offshore wind farms and prior experience», *Applied Energy*, vol. 86, nº 3, pp. 380-387, 2009.

- [36] J. Ladenburg y A. Dubgaard, «Preferences of coastal zone user groups regarding the siting of offshore wind farms», *Ocean & Coastal Management*, vol. 52, nº 5, pp. 233-242, 2009.
- [37] J. Ladenbur, «Attitudes towards offshore wind farms—The role of beach visits on attitude and demographic and attitude relations», *Energy Policy*, vol. 38, nº 3, pp. 1297-1304, 2010.
- [38] J. Ladenbur y B. Möller, «Attitude and acceptance of offshore wind farms—The influence of travel time and wind farm attributes», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 9, pp. 4223-4235, 2011.
- [39] R. Griffin, N. Chaumont, D. Denu, A. Guerry, C. Kim, M. Ruckelshaus, «Incorporating the visibility of coastal energy infrastructures into multi-criteria siting decisions», *Marine Policy*, vol. 62, pp. 218-223, 2015.
- [40] J.J.W. Watson, M.D. Hudson, «Regional Scale wind farm and solar farm suitability assessment using GIS-assisted multi-criteria evaluation», *Landscape and Urban Planning*, vol. 138, pp. 20-31, 2015.
- [41] D. Latinopouls, K. Kechagia, «A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece», *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 550-560, 2015.
- [42] T. Tsoutsos, I. Tsitoura, D. Kokologos, K. Kalaitzakis, «Sustainable siting process in large wind farms case study in Crete», *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 474-480, 2015.
- [43] H. Shang y I. Bishop, «Visual Thresholds for detection, recognition and visual impact in ladscape settings», *Journal of Environmental Psychology*, vol. 20, nº 2, pp. 125-140, 2000.
- [44] I. D. Bishop, «Determination of Thresholds of Visual Impact: The Case of Wind Turbines», *Environment and Planning B: Urban Analytics and City Science*, vol. 29, nº 5, pp. 707-718, 2002.

- [45] I. D. Bishop y D. Miller, «Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables», *Renewable Energy*, vol. 32, nº 5, pp. 814-831, 2007.
- [46] R. G. Sullivan, L.B. Kirchler, J. Cothren, S.L. Winters, «Offshore Wind Turbine Visibility and Visual Impact Threshold Distances», *Environmental Practice*, vol. 15, nº 1, pp. 33-49, 2013.
- [47] C.M. Hagerhall, T. Purcell., R. Taylor, «Fractal dimension of landscape silhouette outlines as a predictor of landscape preference», *Journal of Environmental Psychology*, vol. 24, nº 2, pp. 247-255, 2004.
- [48] A. Torres-Sibille, V.A. Cloquell-Ballester, V.A. Cloquell-Ballester, R. Darton, «Development and validation of a multicriteria indicator for the assessment of objective aesthetic impact of wind farms», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 13, nº 1, pp. 40-66, 2009.
- [49] J.P. Hurtado. J. Fernández, J.L. Parrondo, E. Blanco, «Spanish method of visual impact evaluation in wind farms», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 8, nº 5, pp. 483-491, 2004.
- [50] C. Manchado, C. Otero, V. Gómez-Jáuregui, R. Arias, V. Bruschi y A. Cendrero, «Visibility analysis and visibility software for the optimisation of wind farm design», *Renewable Energy*, vol. 30, pp. 344-401, 2013.
- [51] C. Otero, V. Bruschi, A. Cendrero, A. Gálvez, M. Lázaro y R. Togores, «An application of computer graphics for landscape impact assessment», *Lecture notes in computer science* (ICCSA – 2004), pp. 779-788, 2004.
- [52] V. Dentoni, G. Massacci, «Assessment of visual impact induced by surface mining with reference to a case study located in Sardinia (Italy)», *Environmental Earth Sciences*, vol 68, nº 5, pp. 1485-1493, 2013.
- [53] D. Kokologos, I. Tsitoura, V. Kouloumpis y T. Tsoutsos, «Visual impact assessment method for wind parks: A case study in Crete», *Land Use Policy*, vol. 39, pp. 110-120, 2014.

- [54] R. Wróżyński, M. Sojka, K. Pyszny, «The application of GIS and 3D graphic software to visual impact assessment of wind turbines», *Renewable Energy*, vol 96, part A, pp. 625-635, 2016.
- [55] Y. Sunak, R. Madlener, «The impact of wind farm visibility on property values: A spatial difference-in-differences analysis», *Energy Economics*, vol 55, pp. 79-91, 2016.
- [56] J. Hetherington, T. C. Daniel y T. C. Brown, «Is motion more important than it sounds?: the medium of presentation in environment perception research», *Journal of Environmental Psychology*, vol. 13, nº 4, pp. 283-291, 1993.
- [57] I. D. Bishop y C. Stock, «Using collaborative virtual environments to plan wind energy installations», *Renewable Energy*, vol. 35, nº 10, pp. 2348-2355, 2010.
- [58] Landscape Institute, Institute of Environmental Management & Assessment, «Guidelines for Landscape and Visual impact Assessment», 3ª ed., Routledge 2013. ISBN: 978-0415680042.
- [59] Scottish Natural Heritage, «Sitting and designing wind farms in the landscape», 2015. [En línea]. <https://www.snh.scot/siting-and-designing-wind-farms-landscape-version-3a/>. [Último acceso: 17 Julio 2017].
- [60] Clean Energy Group, J. Vissering, «A visual Impact assessment process for wind energy projects», [En línea]. <http://www.cleanenergystates.org/resource-library/resource/a-visual-impact-assessment-process-for-wind-energy-projects>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [61] National Academy of Sciences, «Environmental Impacts of wind energy projects», [En línea]. <https://www.nap.edu/catalog/11935/environmental-impacts-of-wind-energy-projects>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [62] National Academy of Sciences, «Evaluation of methodologies for visual impact assessment», [En línea]. <https://www.nap.edu/catalog/22644/evaluation-of-methodologies-for-visual-impact-assessments>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].

- [63] Argonne National Laboratory, «Visual Impact Evaluation System for Offshore Renewable Energy», [En línea]. <http://visualimpact.anl.gov/viesore>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [64] Argonne National Laboratory, «Wind Turbine Visibility and Visual Impact Threshold Distances in Western Landscapes», [En línea]. <http://blmwyomingvisual.anl.gov/docs/WindVITD.pdf>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [65] Department of Trade and Industry of United Kingdom, «Guidance on the assessment of the impact of offshore wind farms», [En línea]. <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.berr.gov.uk/files/file22852.pdf>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [66] New South Wales Government, «Wind energy: visual assessment bulletin», [En línea]. <http://www.planning.nsw.gov.au/~media/Files/DPE/Bulletins-and-Community-Updates/wind-energy-visual-assessment-bulletin-2016-12.ashx>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [67] South Norfolk Council, «Guidance Note on Assessing the Landscape and Visual Impact of Large Wind Turbine Developments», [En línea]. https://www.south-norfolk.gov.uk/sites/default/files/Wind_Turbine_Guidance_Note_2009.pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [68] Ministry of forest, lands, and natural resources operations, «British Columbia. A Visual Effects Assessment Guidebook for Wind Energy Developments in British Columbia», [En línea]. https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/forestry/visual-resource-mgmt/windenergy_vea.pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [69] Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de la Mer, «Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens», [En línea]. http://www.grand-est.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Guide_eolien_cle71dfc4.pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].

- [70] Western Balcan Countries. Ministry of Environment and Spatial Planning of the Republic of Serbia, «Guidelines on the environmental impact assessment for wind farms», [En línea].
https://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/eia/documents/EIAGuides/Serbia_EIA_windfarms_Jun10_en.pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [71] Direction générale de la gestion du territoire public Gouvernement du Québec, «Landscape integration and harmonization assessment guide. Wind farm siting project on public land», [En línea].
<https://www.mern.gouv.qc.ca/english/publications/territory/program/eolien.pdf>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [72] Central Local Government Region of South Australia, «Windfarm development guidelines for developers and local government planners»,
<https://www.lga.sa.gov.au/webdata/resources/files/2012.32%20-%20Windfarm%20Development%20Guidelines%20-%20Final%20Report.pdf>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [73] Comunidad Autónoma de Cantabria, «Informe de Sostenibilidad Ambiental del Programa de Desarrollo Rural 2010», [En línea].
http://cantabriaeuropa.org/ESP/258/noticias_ficheros/Cantabria-en-Europa/Aprobado-el-Programa-de-Desarrollo-Rural-2014-2020-de-Cantabria/Informe-de-sostenibilidad-ambiental-del-PDR-Cantabria-2014-2020---Julio-2014-pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [74] Turismo de Cantabria, «Navegando por Cantabria», [En línea].
<https://www.turismodecantabria.com/ficherosGaleria/esp/FolletosTuristicosFicheros/128/navegando-por-cantabria.pdf>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [75] Autodesk Inc, «Autodesk Infraworks 360», [En línea].
<https://www.autodesk.com/products/infraworks>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [76] Microsoft, «Image composite Editor», [En línea]. <https://www.microsoft.com/en-us/research/product/computational-photography-applications/image-composite-editor/>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].

- [77] Google LLC, «Google Cardboard», [En línea]. <https://vr.google.com/cardboard/>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [78] Google LLC, «Camera Cardboard app», [En línea]. <https://play.google.com/store/apps/details?id=com.google.vr.cyclops>. [Último acceso: 15 Marzo 2016].
- [79] Vectorcult Vr, «Extracting the audio & stereo pair from Cardboard Camera 3D panoramic images», [En línea]. <http://vectorcult.com/2015/12/extracting-the-audio-stereo-pair-from-cardboard-camera-3d-panoramic-images>. [Último acceso: Marzo 2016].
- [80] Adobe Systems Incorporated, «Extensible metadata platform, XMP ISO Codification Standard», [En línea]. <http://web.archive.org/web/20171009062755/http://www.adobe.com/products/xmp.html>. [Último acceso: 18 Diciembre 2017].
- [81] Microsoft, «Image Composite editor», [En línea]. <https://www.microsoft.com/en-us/research/project/image-composite-editor/?from=http%3A%2F%2Fresearch.microsoft.com%2Fen-us%2Fum%2Fredmond%2Fprojects%2Fice>. [Último acceso: 25 Marzo 2016].
- [82] Bishop ID, «What Do We Really Know? A Meta-Analysis of Studies Into Public Responses to Wind Energy», *World Renewable Energy Congress*, Linköping, Suiza, vol. 57, nº 15, pp. 4161-4168, 2011.