



Diseño de un parque eólico en California y optimización de la producción con energía solar fotovoltaica

Proyecto Fin de Máster: MERME 2015

**Esther Aboín Pérez
Victoria del Río García
Carlos González Gisbert**

Tutor
Marcos Blanco Blanco

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Contexto energético en Estados Unidos	2
1.2. Contexto energético en California.....	8
1.3. Proyección energética en Estados Unidos.....	13
1.4. Proyección energética en California.....	14
2. OBJETIVO.....	16
3. UBICACIÓN.....	17
4. LEGISLACIÓN	19
4.1. Legislación estatal	19
4.1. Legislación de California	20
5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	21
5.1. Estudio del medio.....	21
5.2. Identificación y valoración de impactos.....	21
5.3. Propuesta de medidas correctoras y compensatorias.....	26
5.4. Plan de vigilancia ambiental.....	28
6. DISEÑO PARQUE EÓLICO	31
6.1. Datos de viento	31
6.2. Tipo de aerogenerador seleccionado.....	32
6.3. Disposición de aerogeneradores. Layout.....	35
6.4. Estimación de la producción	37
6.5. Configuración de la conexión eléctrica	39
6.6. Subestación de parque.....	42
6.7. Infraestructuras.....	46
6.8. Transporte y montaje.....	56
7. SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	61
7.1. Dimensionamiento	61
7.2. Distribución de los módulos.....	79
7.3. Esquema unifilar.....	82
7.4. Cableado y protecciones	82
8. ANÁLISIS ECONÓMICO	89
8.1. Modelo de negocio.....	89
8.2. Consideraciones en los cálculos	89
8.3. Resultados	91
9. CONCLUSIONES	92
10. BIBLIOGRAFÍA.....	93

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto energético en Estados Unidos

Desde principios del siglo XX Actualmente, Estados Unidos es el segundo consumidor mundial de energía, tras ser superado por China en 2009 debido al rápido desarrollo del país asiático y a la recesión estadounidense de 2008.

En la siguiente figura se puede observar el consumo histórico de energía primaria de Estados Unidos:

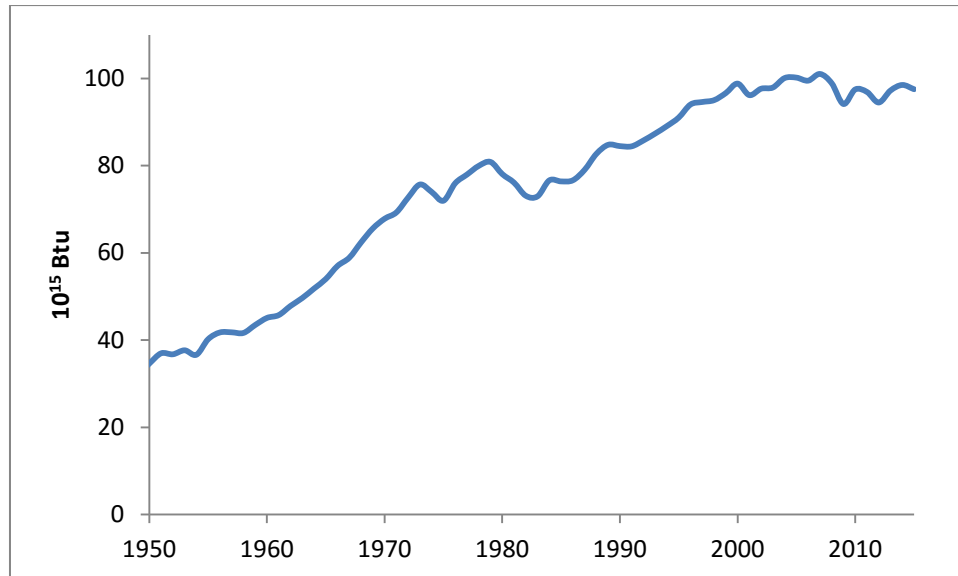


Figura 1. Evolución del consumo de energía primaria en Estados Unidos.

Como se puede observar, el consumo energético no ha dejado de crecer en términos globales, aunque se puede apreciar que las crisis económicas de 1980 y 2008 propiciaron el descenso del consumo. El consumo global de energía primaria de Estados Unidos en 2015 ascendió a $96,52 \cdot 10^{15}$ Btu (*british thermal units*).

En la Figura 2 se ha desglosado el consumo de energía primaria según las distintas fuentes de energía, agrupando todas las renovables en una única, ya que posteriormente se tratarán de manera individual:

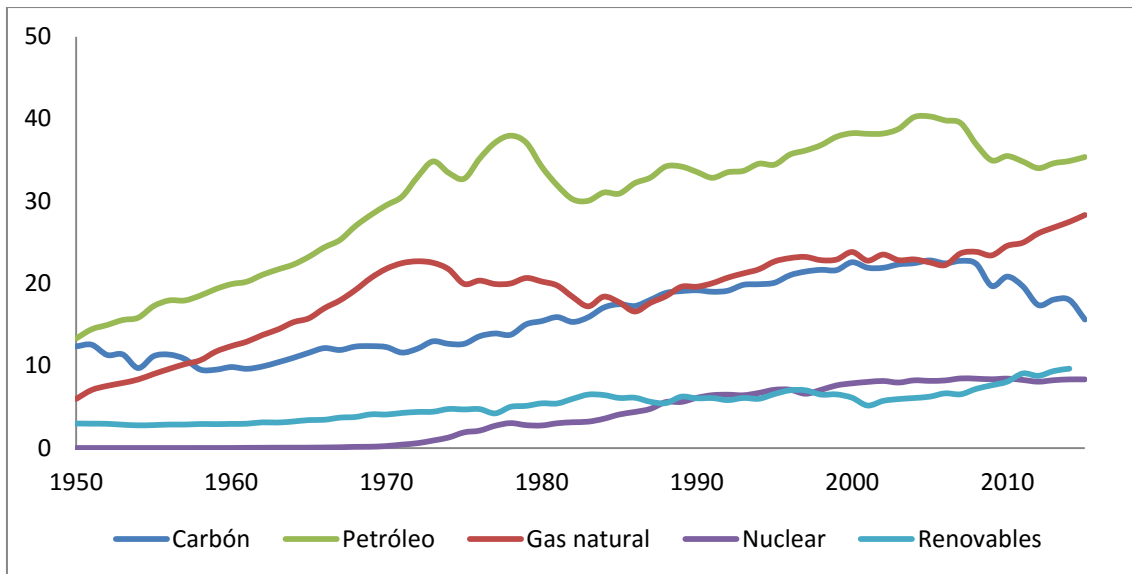


Figura 2. Evolución del consumo de energía según fuente en Estados Unidos.

Las principales fuentes energéticas de la que se ha abastecido y sigue abasteciéndose el gigante norteamericano son los combustibles fósiles. En primer lugar, el petróleo, debido a que el sector transporte es el mayor consumidor de energía primaria de todo el país. Concretamente, abarca el 99% del crudo que se consume. En segundo lugar y hasta hace relativamente poco tiempo, el gas natural. El descubrimiento de nuevas técnicas de extracción de gas natural en lugares antes inaccesibles ha propiciado la construcción de nuevos ciclos combinados que han desplazado progresivamente al carbón. Éste último ocupa la tercera posición hoy en día, pero hasta el año 2008 fue la segunda fuente de energía primaria y la primera en generación de electricidad. La última fuente no renovable la constituye la energía nuclear, cuya producción se ha mantenido relativamente estable a lo largo del tiempo, constituyendo una energía de base estable y segura, aunque en Estados Unidos la percepción a cerca de la nuclear nunca ha sido muy positiva, y esto unido a la abundancia de reservas de combustibles fósiles ha impedido su desarrollo. De hecho, el consumo de energía nuclear fue superado en 2011 por el de la energía renovable.

En la Figura 2 se muestra el consumo de energía primaria para cada tipo de fuente de energía en el año 2015:

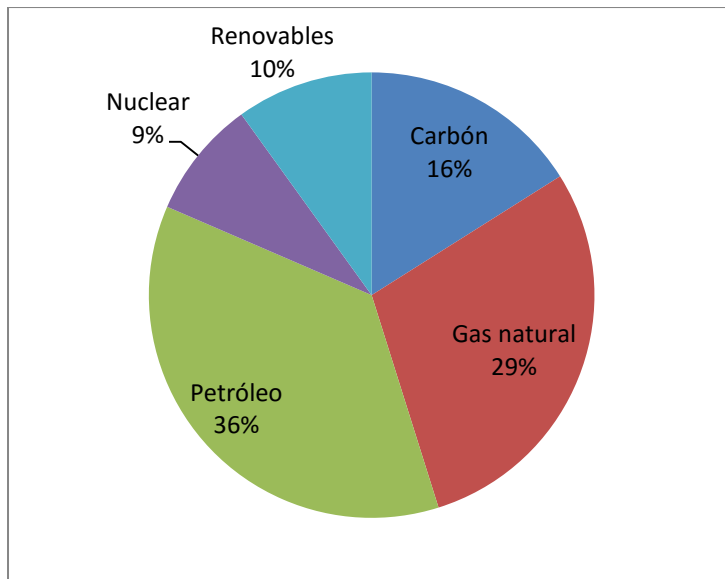


Figura 3. Mix de energía primaria en Estados Unidos para el año 2015.

Hoy en día, el petróleo sigue siendo la principal fuente de energía, seguida del gas natural, el carbón, las energías renovables, y en último lugar, la energía nuclear.

En la Figura 4 se puede observar el consumo de energía primaria según fuentes renovables:

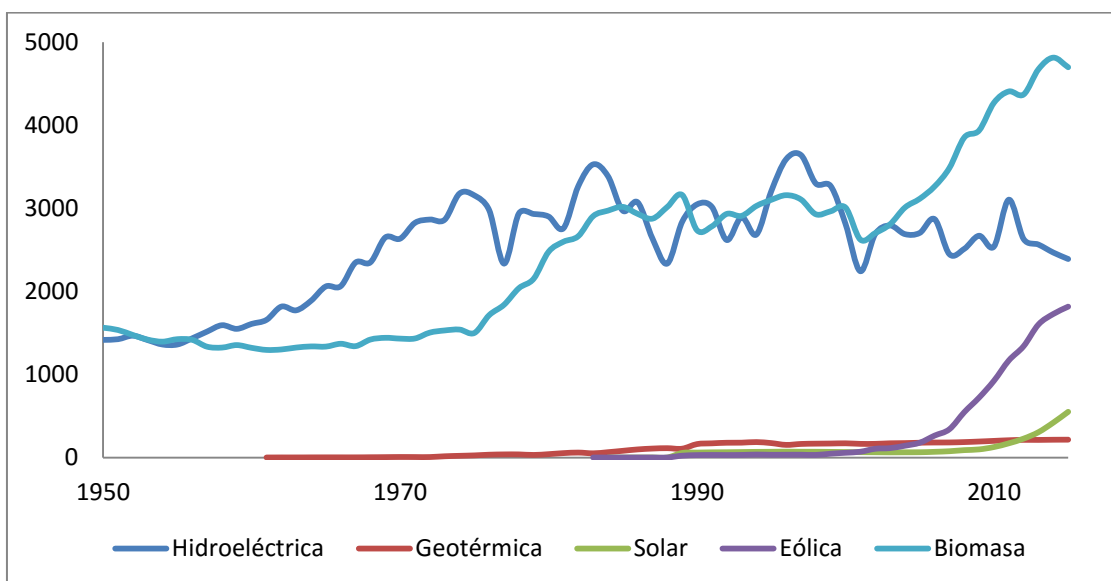


Figura 4. Evolución del consumo de energía según fuente renovable en Estados Unidos.

No es de extrañar que hoy en día la energía de la biomasa sea la fuente renovable más utilizada en Estados Unidos, debido principalmente al gran desarrollo de los biocarburantes (concretamente el bioetanol) experimentaron a partir de 1975 y posteriormente en 2004. En segundo lugar, la energía hidroeléctrica, la fuente renovable de mayor potencia instalada hasta hoy en día. Las fluctuaciones que se aprecian son debidas a la variabilidad

hidrológica a lo largo de la historia. La energía eólica constituye una fuente de energía relativamente joven, cuya producción empezó aumentar exponencialmente a partir 2006. La energía solar es la más joven de todas, e incluye tanto la tecnología fotovoltaica como la termosolar. Su evolución se ha acelerado a partir de 2009. Por último, la energía geotérmica ha formado parte del mix energético desde 1960, aunque su presencia es hoy en día muy inferior al del resto de tecnologías renovables.

En la siguiente figura se muestra el mix energético renovable de energía primaria en estados Unidos para el año 2015:

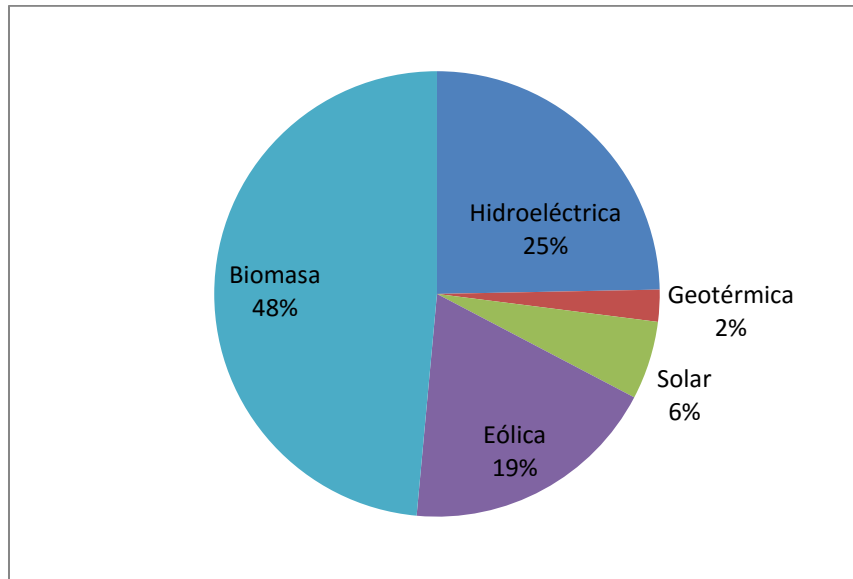


Figura 5. Mix renovable de energía primaria en Estados Unidos para el año 2015.

Dentro el 10% de consumo energético que suponen las energías renovables, la biomasa es la principal fuente de energía, debido a su uso en el sector transporte, como se explicó anteriormente, suponiendo prácticamente la mitad del consumo energético del país. En segundo lugar, la energía hidroeléctrica constituye una cuarta parte de la energía consumida, y a pesar de que la evolución de la potencia instalada se ha mantenido bastante estable desde 1975. La energía eólica es hoy en día la tecnología más prometedora en cuanto a producción energética, ya que en tan sólo 25 años ha conseguido cobrar una gran importancia y situarse muy cerca de la veterana energía hidroeléctrica. Por su parte, la energía solar, constituye un 6% del mix renovable de energía primaria, y se espera que se desarrolle a un ritmo más rápido incluso que la eólica.

En la Figura 6 se muestra la evolución de la producción de electricidad de Estados Unidos en función del tipo de recurso energético:

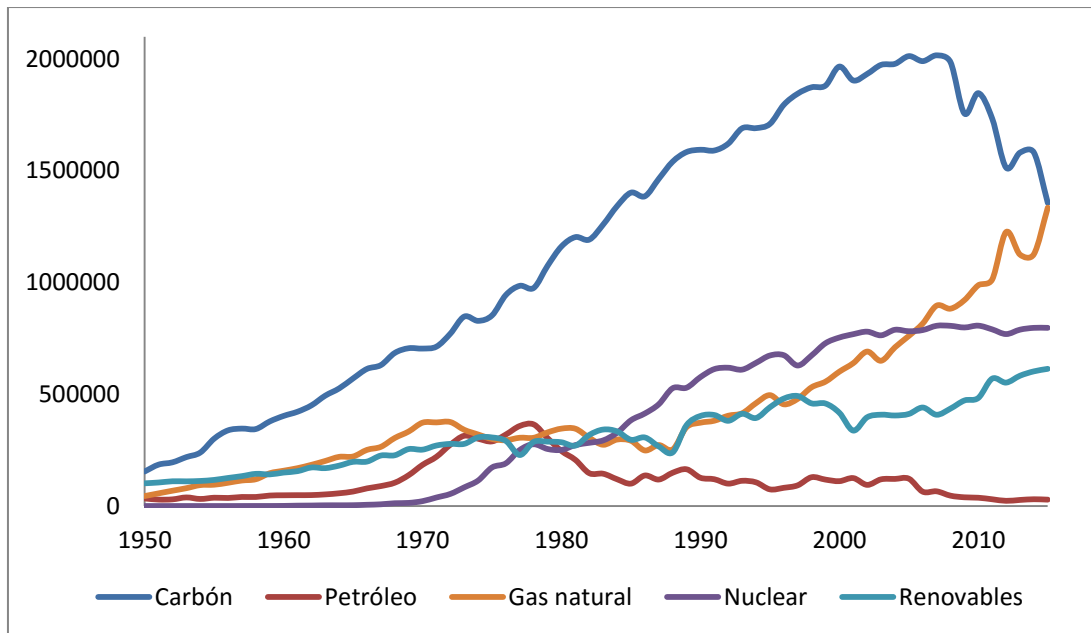


Figura 6. Evolución de la producción de electricidad según fuente energética en Estados Unidos.

Desde la revolución industrial, Estados Unidos ha sido un país dependiente del carbón para la producción de electricidad, alcanzando una producción máxima de 2.016.455 GWh en el año 2007 y suponiendo el 53% de la generación eléctrica con respecto al resto de fuentes energéticas. A partir de 2008 el uso del carbón descendió abruptamente debido a la aparición del *fracking* y a la instalación de numerosas plantas de ciclo combinado de gas, como se explicó con anterioridad. En 2015, el gas natural se situó como segunda fuente energética de producción de electricidad casi pareja la carbón, con un 32 y 33% de la generación respectivamente. Con respecto a la energía nuclear, comenzó su evolución a partir de 1970 hasta que en el año 2000 se produjo su estancamiento. Por su parte, el petróleo tuvo su importancia como fuente energética en la generación de electricidad en la década de los 70, pero actualmente su aportación al total es tan sólo del 1%, empleándose casi en su totalidad para el transporte. Con respecto a las energías renovables, se puede observar como su desarrollo se está incrementando en los últimos años, quedando muy cerca de la energía nuclear.

En la Figura 7 se muestra el mix eléctrico de Estados Unidos en el año 2015:

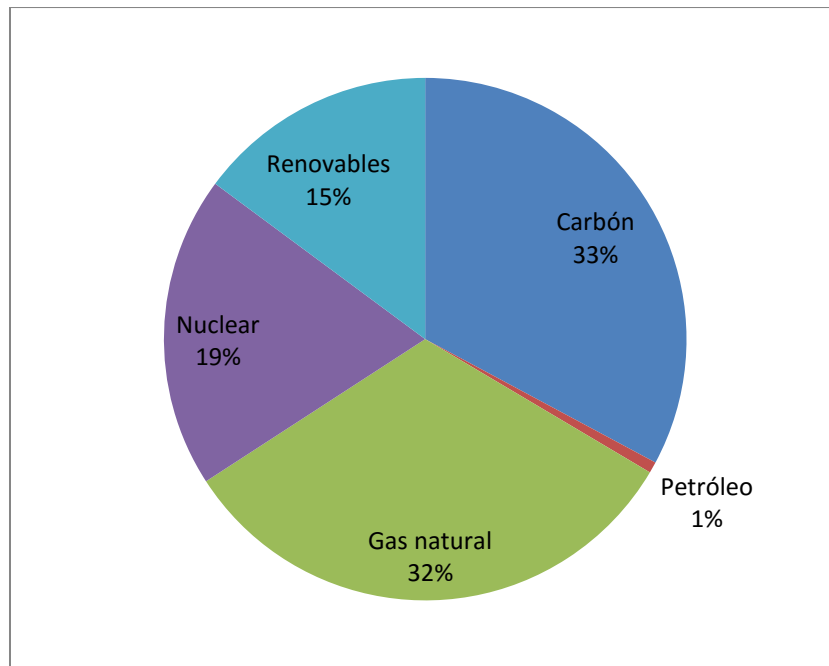


Figura 7. Mix de energía eléctrica en Estados Unidos para el año 2015.

En este caso, se puede observar como el petróleo apenas supone el 1% de la generación total de energía eléctrica. Como se indicó anteriormente, las principales fuentes energéticas son el carbón y el gas natural, prácticamente parejas, seguidas de la energía nuclear y las energías renovables.

En la siguiente figura se puede muestra la evolución de la generación eléctrica para las distintas fuentes renovables en Estados Unidos:

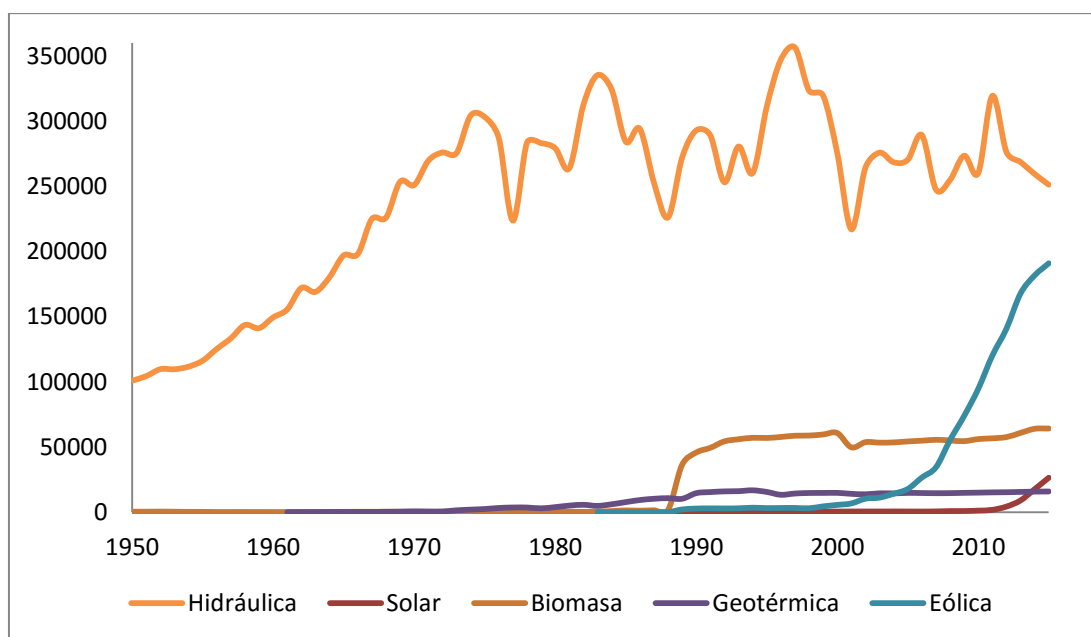


Figura 8. Evolución de la producción de electricidad según fuente renovable en Estados Unidos.

Se puede observar como la hidroeléctrica ha sido y es la principal responsable de la generación de electricidad en Estados Unidos. Nuevamente, la intermitencia anual de producción está motivada por las variaciones climatológicas. En segundo lugar, y tras una vertiginosa evolución, la eólica se ha posicionado como la segunda productora de energía eléctrica desde 2008, tras superar a la biomasa. La energía solar aun no supone un porcentaje importante de la generación de electricidad, pero su evolución promete ser exponencial. La energía de la biomasa experimentó un crecimiento exponencial en 1988, pero se ha mantenido prácticamente estable desde 1992. Por su parte, la energía geotérmica creció ligeramente a partir de 1984, manteniéndose constante hasta la actualidad.

En la Figura 9 se muestra el mix renovable de Estados Unidos para el año 2015:

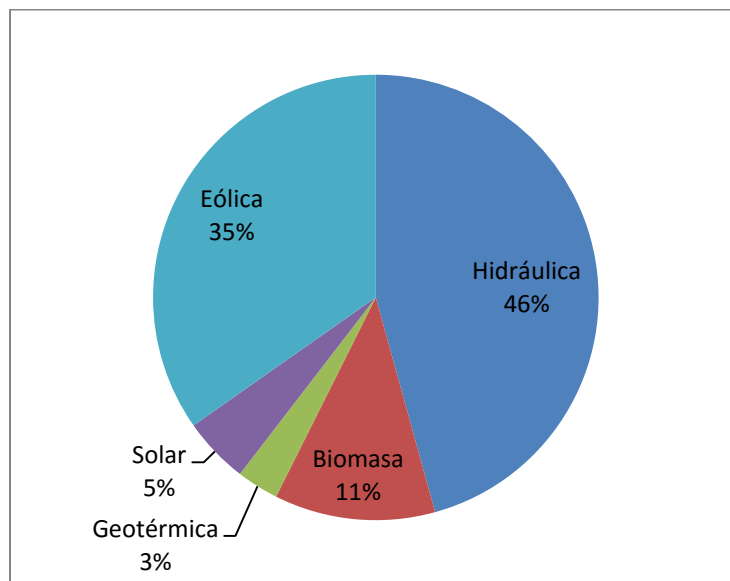


Figura 9. Mix renovable de energía eléctrica en Estados Unidos para el año 2015.

Actualmente, la energía hidroeléctrica sigue siendo la principal generadora de energía eléctrica, seguida de cerca por la eólica. En un segundo plano quedan relegadas la energía de la biomasa, la solar, y en último término la geotérmica. La biomasa empleada proviene un 70% de madera y un 30% de residuos.

1.2. Contexto energético en California

California es el estado más poblado de Estados Unidos, con una población de aproximadamente 39 millones de habitantes. En 2014 California se posicionó como el tercer estado en la producción de petróleo, a pesar de la caída de la producción a partir de mediados de 1980. En 2015 California fue el tercer estado en capacidad de refinado de petróleo, con una capacidad de aproximadamente 2 millones de barriles por día en las 18 refinerías que operan actualmente. California es uno de los estados con el consumo de energía per cápita más bajo, en 2013, se posicionó como el estado número 48, debido principalmente a las suaves temperaturas y a los programas de eficiencia energética. En

2014, el estado californiano se posicionó en cuarto lugar en generación hidroeléctrica, segundo en generación de otras fuentes renovables y primer productor de electricidad solar y geotérmica. En 2014, California se posicionó en 16 en producción de electricidad procedente de energía nuclear. El consumo medio de electricidad en los hogares californianos es el más bajo de todo el país (6.9 MWh/año).

La energía eléctrica consumida en California tiene dos partes bien diferenciadas, una que el estado produce, y el resto importada desde otros estados, de forma directa en electricidad y de forma indirecta en carbón.

En la Figura 10 se muestra la evolución de generación de electricidad propia y las importaciones:

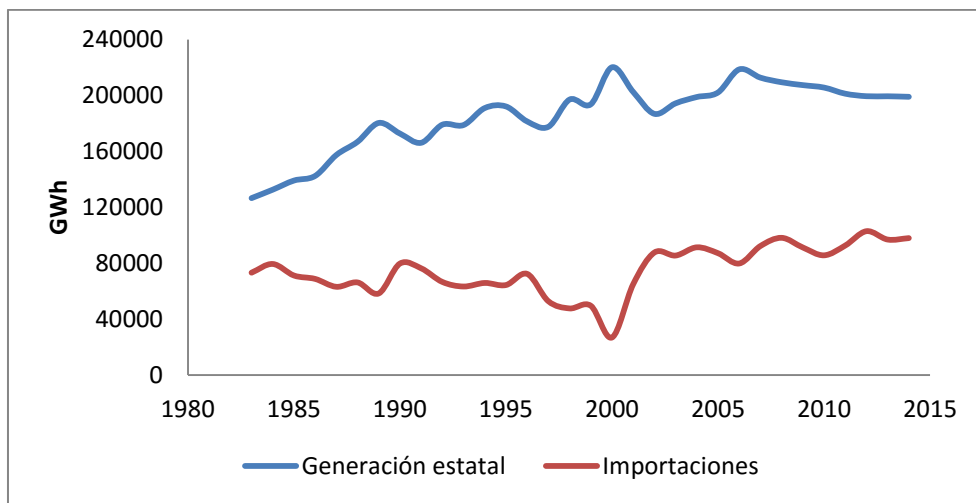


Figura 10. Evolución de la generación y las importaciones de electricidad en California.

Entre 1980 y 2015 cerca del 30% de la electricidad consumida en California ha sido importada, do.

En la Figura 11 se representa la evolución de las importaciones de electricidad y carbón:

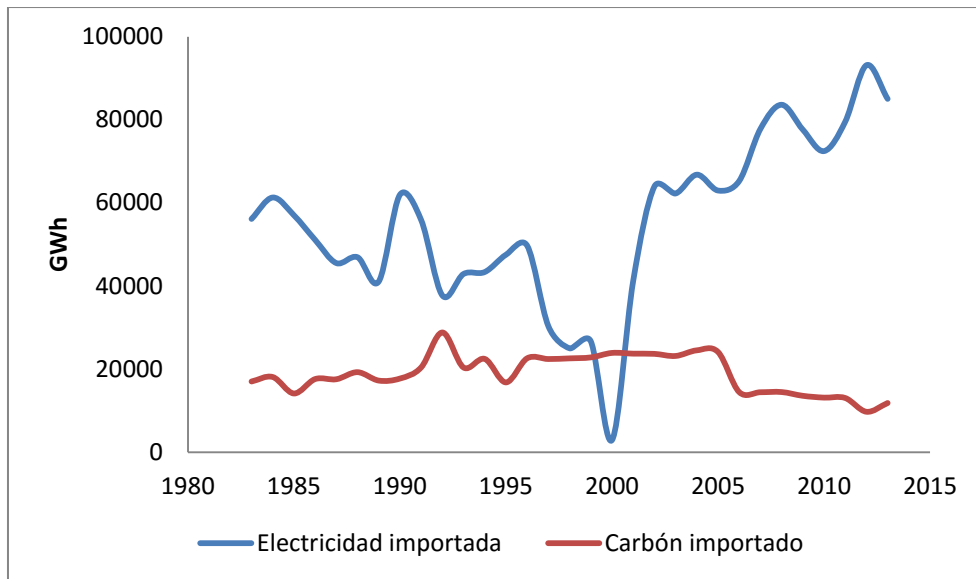


Figura 11. Evolución de las importaciones de electricidad y de carbón para generación eléctrica en California.

La electricidad es la principal importación de energía, ya que es más barata y limpia que el carbón, pero exige tener una buena infraestructura eléctrica que conecte los diferentes estados del país.

Atendiendo al consumo de electricidad en función de las fuentes de energía, en la siguiente figura se muestra su evolución:

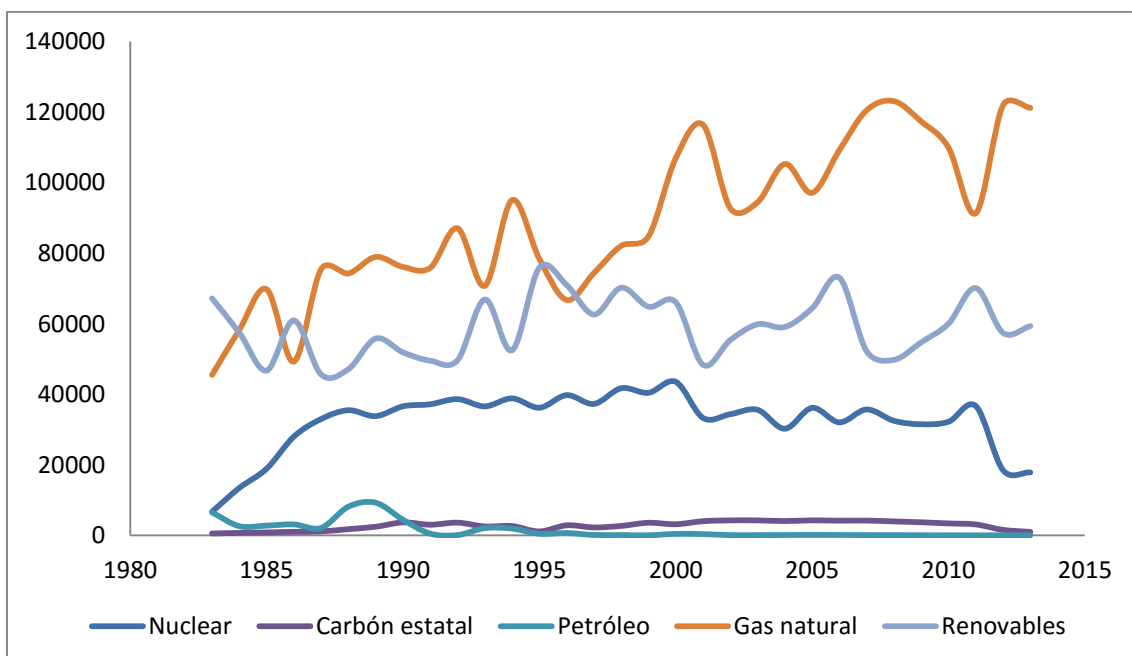


Figura 12. Evolución de la producción de electricidad según fuente energética en California.

Se puede observar como la mayor parte de la energía eléctrica ha sido producida por los ciclos combinados de gas, seguido de las renovables y la nuclear. El carbón estatal y el petróleo apenas han contribuido a la producción de electricidad.

En la Figura 11 se muestra el mix eléctrico californiano para el año 2015:

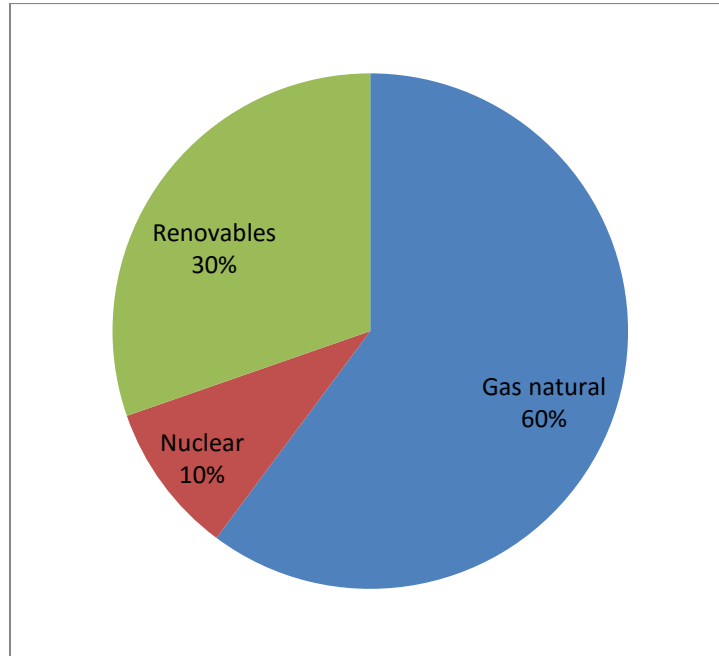


Figura 13. Mix de energía eléctrica en California para el año 2015.

El 60% de la energía es proporcionada por el gas natural, y exactamente la mitad por las energías renovables. El 10% restante es aportado por la energía nuclear.

En la siguiente figura se puede observar la evolución de la producción eléctrica procedente de fuentes renovables en California:

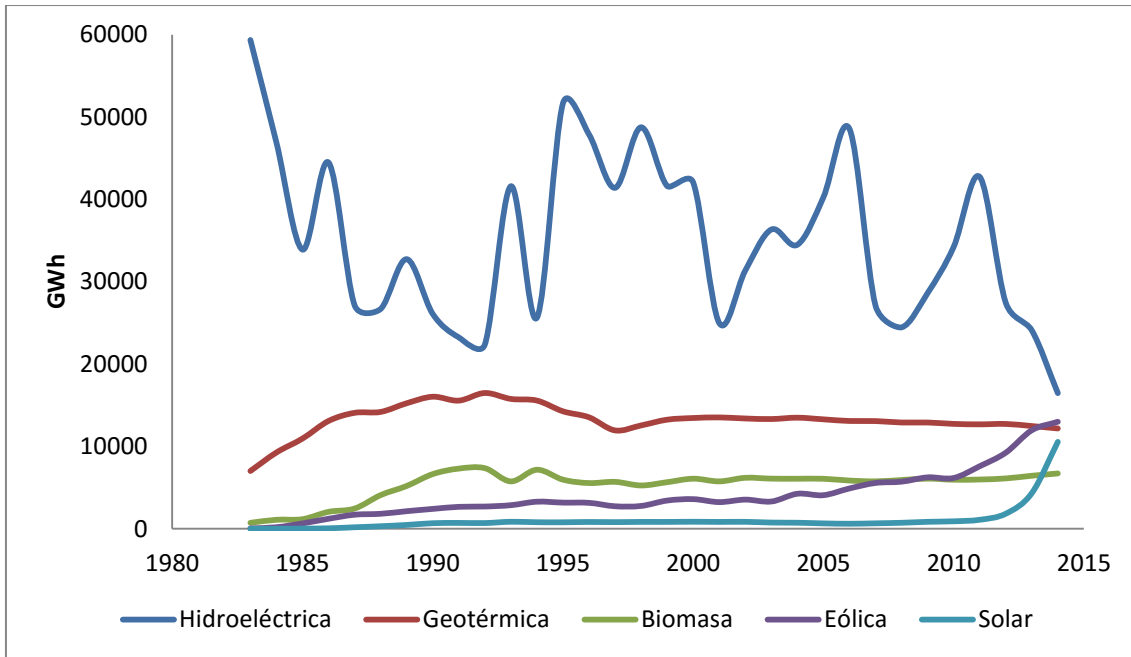


Figura 14. Evolución de la producción de electricidad según fuente renovable en California.

La energía hidroeléctrica ha liderado, al igual que en Estados Unidos, la producción de electricidad. La energía geotérmica siempre ha estado presente en la producción eléctrica, siendo hasta el año 2013 la segunda fuente de energía, cuando fue superada por la energía eólica. Una tendencia muy similar ha seguido la energía de la biomasa, pero esta vez fue superada por eólica en 2009 y por la solar en 2014.

En la Figura 15 se muestra el mix energético renovable de California para 2015:

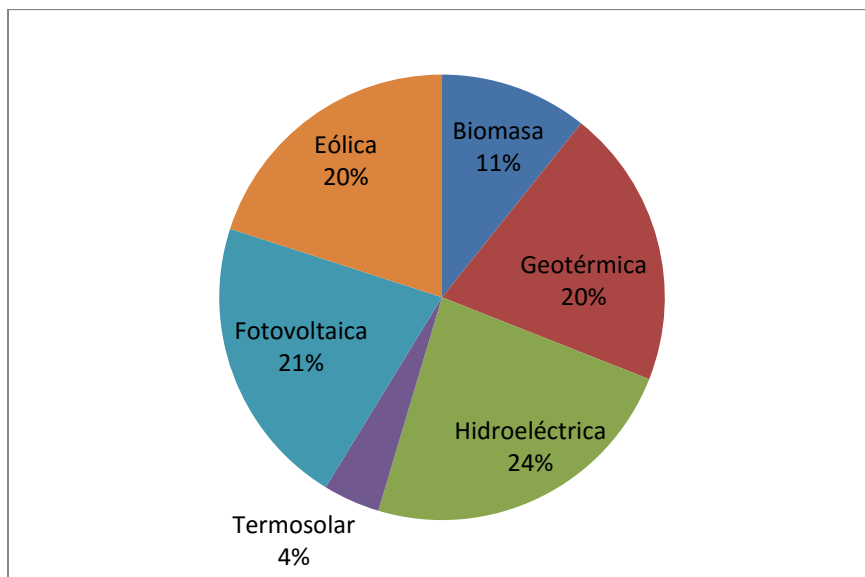


Figura 15. Mix renovable de energía eléctrica en California para el año 2015.

Se puede observar como la energía solar proporciona la mayor contribución al mix eléctrico, siendo casi en su totalidad tecnología fotovoltaica. En segundo lugar, la energía hidroeléctrica sigue proporcionando una gran cantidad de energía, además teniendo en cuenta que durante los mejor años llegó a producir cerca de 50.000 GWh/año, una cifra muy superior a los cerca de 14.000 GWh/año de 2015. Bien es cierto que California viene padeciendo problemas de sequía desde hace bastantes años, lo que limita la capacidad de los embalses y los ríos y por tanto la producción de la gran y pequeña hidroeléctrica. La geotérmica y la eólica produjeron aproximadamente la misma cantidad de energía. En último lugar está la energía de la biomasa, que contribuyó con un 11% al mix eléctrico renovable.

1.3. Proyección energética en Estados Unidos

Estados Unidos, como país desarrollado, espera un crecimiento sostenido para los próximos años. Según las proyecciones de la EIA (Energy Information Administration) de Estados Unidos, en la siguiente imagen se observa la predicción de la demanda total de energía hasta 2040:

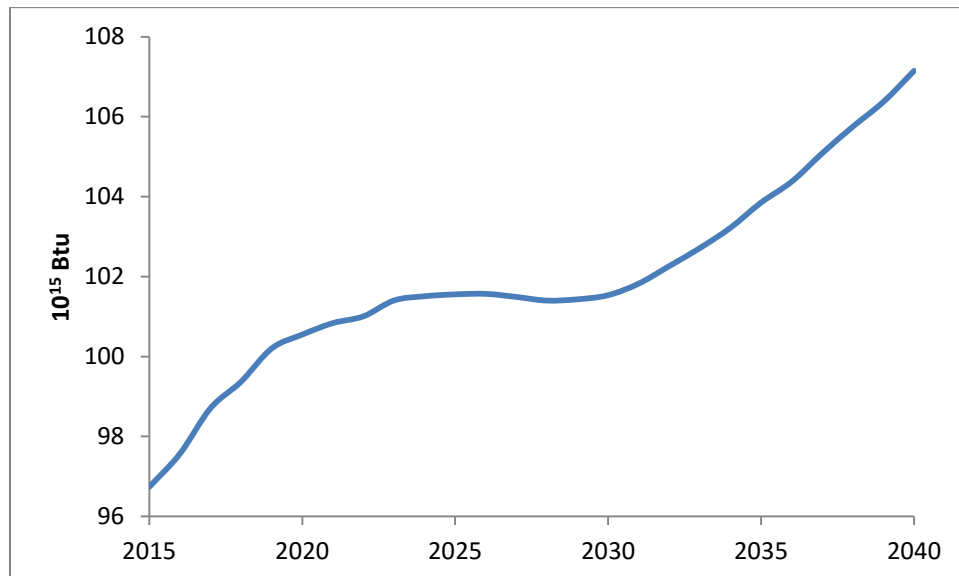


Figura 16. Proyección del consumo de energía primaria en Estados Unidos a 2040.

Se puede observar que la demanda actual, situada en casa $96,74 \cdot 10^{15}$ Btu, aumente a un ritmo medio anual del 0,4, llegando a $107,15 \cdot 10^{15}$ Btu en 2040.

En la siguiente imagen se muestra la proyección de generación eléctrica en Estados Unidos para el año 2040:

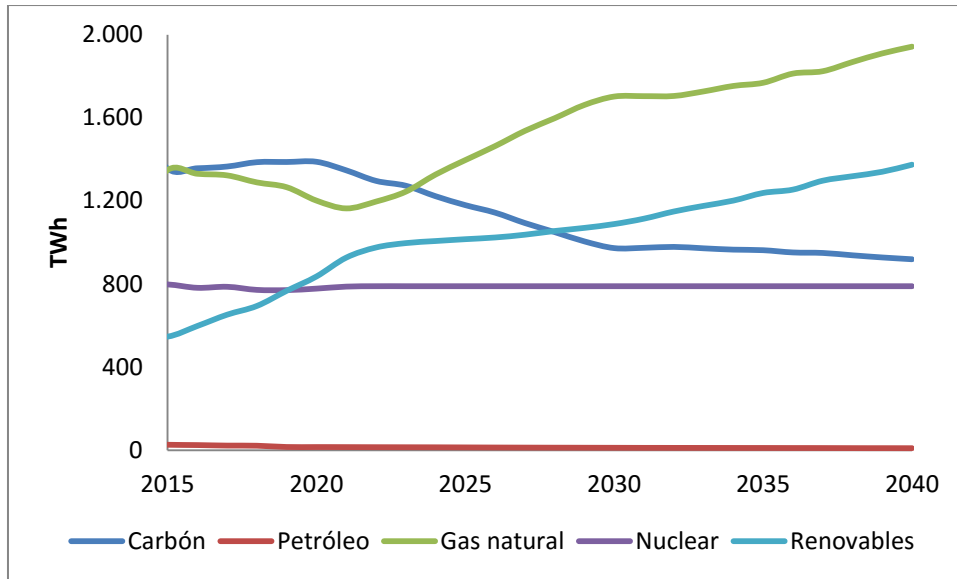


Figura 17. Proyección de la generación eléctrica en Estados Unidos por fuente energética a 2040.

Se espera que la generación de electricidad aumente con una tasa media del 0,9% anual. Se espera una bajada del carbón del 1,5%, llegando a niveles de la energía nuclear. El gran aumento de la producción está protagonizado por el gas natural y las energía renovables, con tasas medias de crecimiento anual del 1,5 y 3,8%. La energía nuclear se mantiene constante, y el petróleo disminuye a una tasa anual media del 4%. Si su producción en el mix eléctrico de 2015 era del 1%, en 2040 se espera que desaparezca casi en su totalidad.

1.4. Proyección energética en California

Las proyecciones energéticas realizadas por la comisión de energía californiana a 10 años muestran tres posibles escenarios de aumento de la demanda de electricidad en el estado, uno alto, otro medio y otro bajo. En el primer caso, se espera un crecimiento anual del 1,27% y un consumo de electricidad en 2025, mientras que en el segundo y el tercero los crecimientos son del 0,97 y 0,54%. En todos los casos, la horquilla de aumento de demanda de energía varía entre los 20.000 y los 45.000 GWh/año de la demanda para 2025.

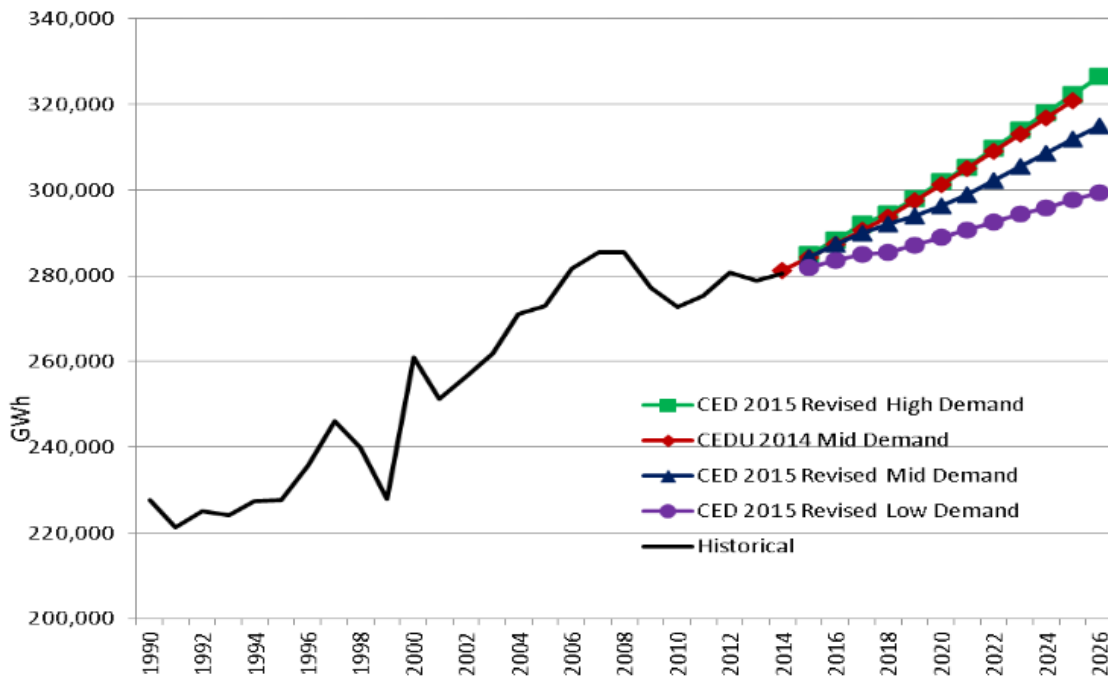


Figura 18. Proyección del consumo de electricidad a 10 años en California.

2. OBJETIVO

El objetivo de este Proyecto Fin De Máster es diseñar un parque eólico onshore en California y optimizar su rentabilidad a través de un análisis de sensibilidad con energía solar fotovoltaica.

Para llevar a cabo este objetivo, se han considerado los siguientes objetivos parciales:

- Diseño de un parque eólico de 60 MW, con una subestación de la misma potencia.
- Estudio de la posibilidad de implantación de una planta solar fotovoltaica para complementar la producción en las horas en las que el parque genere menos energía, compartiendo la subestación del parque y sin necesidad de aumentar la potencia.
- Análisis y comparativa de diferentes potencias instaladas de energía solar fotovoltaica: 5, 10 y 15 MW:
 - Obtención de gráficos mensuales de producción horaria frente al precio de venta correspondiente a cada hora.
 - Cálculo del excedente de energía total anual debido al solapamiento de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica.
 - Cálculo de los ingresos totales anuales por venta de electricidad.
 - Comparativa del coste de inversión por sobredimensionamiento de la subestación frente a los beneficios generados.
- Elección de la alternativa de mayor rentabilidad.

3. UBICACIÓN

El proyecto está ubicado en el condado de californiano de Kern, como muestra la siguiente imagen:

El proyecto se ha ubicado en el condado de Kern, aproximadamente 5 km al noroeste de la localidad de Neenach. La ciudad más cercana es Lancaster, situada a unos 40 km al sureste del parque. En 2014 la población censada era de 160.000 habitantes. La capital y ciudad más grande de California, Los Ángeles, está a aproximadamente a 90 km al sureste del parque, y cuenta con una población de 4 millones de habitantes.

En la siguiente Figura se muestran tres imágenes a diferentes escalas de la localización del parque:

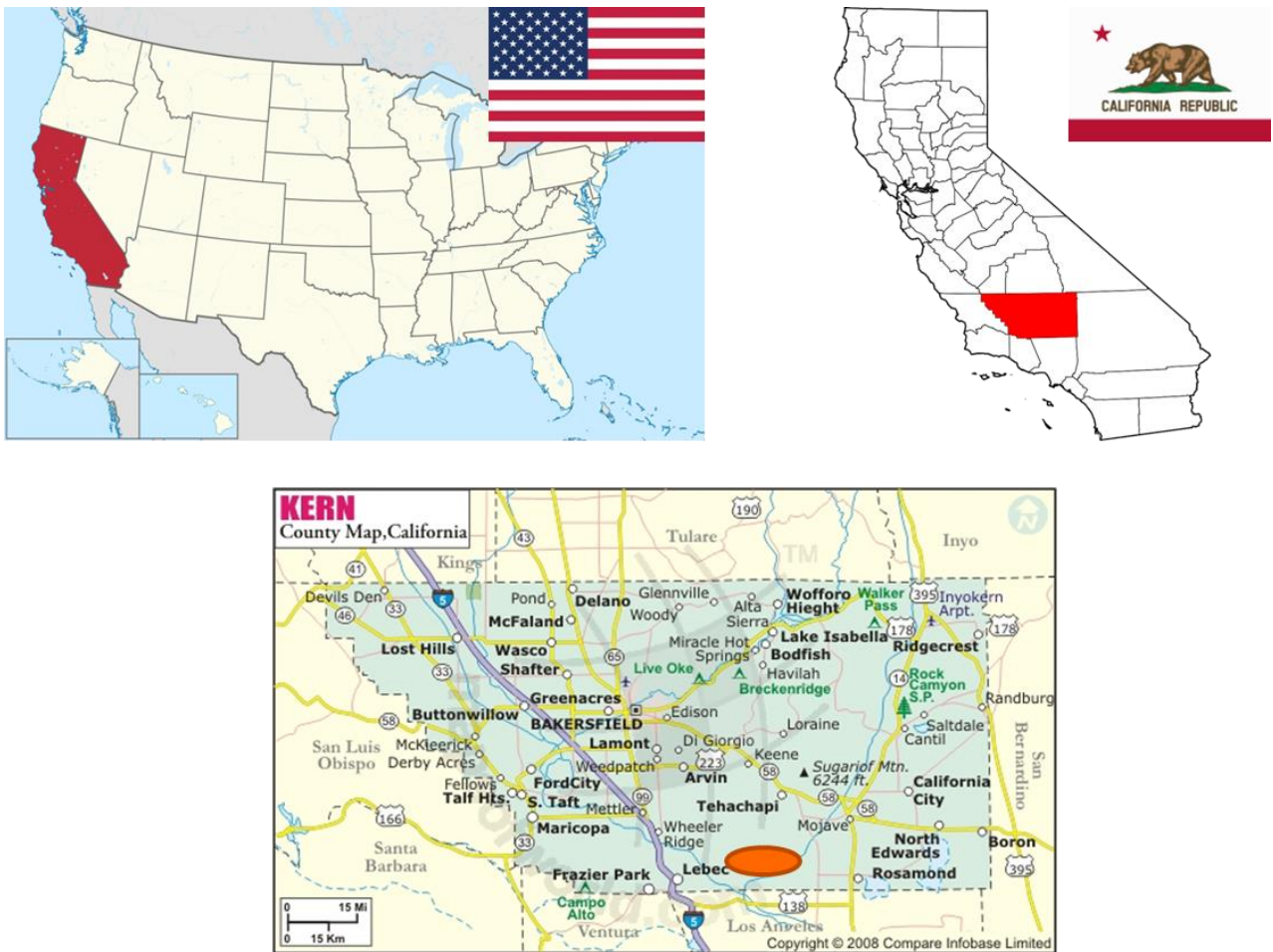


Figura 19. Mapa de localización del parque a diferentes escalas.

Se ha recurrido a la herramienta Wind Prospector del Natural Renewable Energy Laboratory (NREL), la cual proporciona numerosos datos de diferentes temáticas agrupadas en: fronteras de condado y de estado, áreas de interés ambiental, infraestructuras (aeropuertos, parques eólicos, líneas de transmisión), propiedad del terreno, zonas militares, topografía (pendientes, cobertura vegetal del terreno, sombras, hidrología) y

recurso eólico (velocidad del viento a diferentes alturas). Estos datos se pueden filtrar, y lo que se obtiene es una primera visual de los lugares más apropiados para situar nuestro parque.

Una vez ya se han obtenido los potenciales lugares para la ubicación de nuestro parque, Wind Prospector también proporciona datos detallados del recurso eólico. Concretamente proporciona una serie de valores de dirección y velocidad del viento cada 5 minutos a una altura determinada y a lo largo de varios años. Los datos se obtienen de la estación de medición de viento más cercana al punto elegido.

Con respecto al recurso solar, la variabilidad temporal y espacial es mucho más baja que la del recurso eólico, por lo que en principio cualquier ubicación será adecuada para la construcción de la planta solar fotovoltaica, siempre y cuando la pendiente no sea elevada y no existan sombras cercanas, factores tenidos en cuenta con la herramienta Wind Prospector.

4. LEGISLACIÓN

4.1. Legislación estatal

En cuanto a la legislación de Estados Unidos en materia de energía renovable, existen dos mecanismos de desarrollo de las energías renovables: el Production Tax Credit (PTC) y el Investment Tax Credit (ITC). Ambos mecanismos no son compatibles, es decir, la tecnología solicitante que se quiera acoger a esa ayuda fiscal debe elegir uno de los dos.

Production Tax Credit

Es una ayuda económica consistente en un importe determinado por KWh de electricidad producida se deduce indirectamente de los impuestos gubernamentales. Esta ayuda varía en función de la tecnología renovable y el año de comienzo de construcción. Además, el valor del PTC se ajusta a la variación anual de la inflación. Tiene validez durante los 10 primeros años de operación.

En la siguiente tabla se muestra el valor del PTC para la tecnología eólica (la solar fotovoltaica está exenta de esta ayuda) en función del año en el que comienza la construcción:

Tabla 1. Retribución del PTC en función del año de inicio de construcción.

	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022
Energía eólica	\$23/MWh	\$18,4/MWh	\$13,8/MWh	\$9,2/MWh	-	-	-

Investment Tax Credit

En este caso se trata de una ayuda económica correspondiente a un determinado porcentaje del valor de la inversión del proyecto renovable, que varía en función de la tecnología renovable que lo solicita y el año de construcción. Al igual que con los PTCs, este crédito se materializa como una deducción de impuestos.

En la siguiente tabla se representa el valor del ITC para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica en función el año en el que comienza la construcción:

Tabla 2. Retribución del ITC en función del año de inicio de construcción.

	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	Años futuros
Energía solar fotovoltaica	30%	30%	30%	30%	26%	22%	10%	10%
Energía eólica	30%	24%	18%	12%	-	-	-	-

4.1. Legislación de California

Renewable Portfolio Standard (RPS)

Es una regulación de obligado cumplimiento cuyo objetivo es incrementar la producción de energía de fuentes renovables frente a la generación fósil y nuclear.

Es importante tener un sistema de transmisión adecuado para poder instalar potencia renovable. California tiene un plan de líneas de transmisión que va de la mano del RPS, la Renewable Energy Transmission Initiative (RETI) 2.0.

El RPS californiano fue establecido en 2002, y en 2006 bajo requería que un 20% de la venta de la electricidad de las compañías proviniese de fuentes renovables hasta 2010. Posteriores recomendaciones en informes de energía de California abogaban llegar a un objetivo del 33% hasta 2020. En 2011 se aumentó el objetivo al 33%, estableciendo aumentos graduales: un 20% hasta 2014, un 25% hasta 2017 y un 33% hasta 2020. Recientemente en 2015 se firmó la última actualización del RPS en la cual se aumentó el porcentaje de venta de electricidad renovable al 50% hasta 2030.

5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La instalación de conexión a red tiene un impacto medioambiental que puede ser considerado prácticamente nulo. Su impacto está limitado únicamente a su construcción pero no a su funcionamiento, si nos referimos a factores como el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera terrestre, deterioro de flora y fauna, residuos tóxicos y vertidos. Al ser una energía renovable su impacto en el medioambiente se ve muy reducido, es una fuente de energía sostenible, y únicamente hay que destacarse como el mayor impacto, el impacto visual.

5.1. Estudio del medio

Geomorfología

El territorio seleccionado para la instalación del parque eólico-fotovoltaico es una zona de rocas sedimentarias y granito, y la superficie está cubierta por matorrales, praderas, plantas herbáceas y pequeños cultivos.

Fauna

El cóndor de california es el ave al que más atención habría que prestar ya que se encuentra en peligro de extinción, aunque su hábitat no entra en contacto directo con el parque porque vive en zonas montañosas y acantilados, donde busca alimento y coloca sus nidos.

Otro tipo de aves en la zona son: pájaro azul occidental, lechuzas, gavilanes de cola roja, águila calva, halcón peregrino, codornices y gran búho cornudo.

El resto de animales son mamíferos e insectos adaptados al clima de la zona.

Clima

El clima se caracteriza por ser semi-árido. La temperatura media en verano es de 35°C y en invierno de unos 15°C. Las tormentas son poco frecuentes pero ocurren de julio a septiembre. La precipitación media es de 200mm.

5.2. Identificación y valoración de impactos

Identificación

Principales impactos en la instalación del parque:

- Movimiento de vehículos
- Desbroce
- Construcción de vías de acceso
- Excavación
- Acopio de materiales
- Montaje de aerogeneradores y paneles solares
- Montaje de línea eléctrica

Impactos en la operación del parque eólico:

- Circulación de vehículos
- Restauración o revegetación de zonas utilizadas durante las obras
- Mantenimiento

a) Impacto sobre el terreno

El impacto sobre el terreno causado por la instalación depende de factores como la topografía de la zona, el área cubierta por la instalación, el tipo de terreno, la distancia a zonas naturales protegidas o ecosistemas, y de la biodiversidad de dicha zona.

El mayor impacto se produce durante la construcción de la instalación, por las obras que se llevan a cabo, el transporte del material, los movimientos del terreno y la adecuación del mismo. Pero en comparación con otro tipo de energía, aunque el área ocupada pueda ser mayor, las actividades de obra no tienen un impacto demasiado destacable.

b) Contaminantes

Durante el funcionamiento normal de la instalación, ésta no emiten contaminantes gaseosos o líquidos, ni sustancias reactivas. En instalaciones de gran escala, debe haber preparativos de urgencia y de respuesta para el caso de un fuego accidental. Las emisiones al suelo y aguas subterráneas pueden ocurrir por almacenamiento inadecuado de materiales.

c) Impacto visual

En el caso concreto de este proyecto, el entorno consiste en un paraje deshabitado, llano y con escaso atractivo natural.

La instalación será visible desde las carreteras cercanas, al no haber ningún elemento que dificulte su visión, aunque los paneles no alcanzan una altura importante sobre el propio suelo y los aerogeneradores se colocaran con un diseño lo más regular posible, proporcionando una perspectiva interesante y agradable para los transeúntes que circulen por las carreteras adyacentes. Por lo que no supone problema estético en el medio.

d) Intrusión de ruido

Habrà emisión de ruido limitado, pero no destacable. Su impacto estará limitado a la construcción pero no al funcionamiento de la planta. Dado que no hay viviendas próximas a la zona de instalación elegida (fuera del entorno urbano), la incidencia de este factor es despreciable.

e) Impacto socioeconómico

El fin previsto de la central es la venta de la totalidad de la producción eléctrica. Por tanto, el impacto socioeconómico de la energía producida sobre la región será indirecto, dado que dependerá del uso al que destine esa energía la compañía distribuidora.

En cualquier caso, tendrá una incidencia en cuanto a adquisición de equipamientos, suministros y servicios que se realizarán, dentro de lo posible, a suministradores y entidades, del propio estado, de solvencia conocida.

Respecto al empleo, se crearán puestos de empleo durante la fase de la construcción y especialmente para las labores de operación y mantenimiento más importantes durante la fase operacional.

Valoración

La valoración de los impactos se realiza mediante una matriz de Leopold, que se divide en dos partes. En la primera se realiza una matriz con los impactos que se generan durante la construcción del parque, y una segunda matriz en la que se tratan los impactos que se producen durante la explotación del parque.

a) Fase de construcción

Tabla 3. Matriz Leopold en la fase de construcción.

			Movimiento de vehículos	Desbroce	Construcción de vías de acceso	Excavación	Cimentación	Acopio de materiales	Montaje de aerogeneradores	Montaje de línea eléctrica
ABIÓTICO	AIRE	CALIDAD	T2	-	T2	T4	-	T2	-	-
		RUIDO	T3	T3	T2	T4	T3	-	T3	T3
	AGUAS SUPERFICIALES		-	-	-	-	-	-	-	-
	SUELO	RELIEVE	-	T3	T2	T4	T4	-	T2	T2
		CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS	-	-	T2	-	P4	-	-	-
BIÓTICO	VEGETACIÓN		-	T2	T2	T4	-	-	-	-
	FAUNA	AVES	-	-	-	-	-	-	P4	P3
		MAMÍFEROS	-	-	T2	-	-	-	P4	P3

		REPTILES	T2	T2	T2	T3	-	-	P4	P3
PAISAJE			T2	T2	T2	T3	T3	T2	P4	P4
FACTORES SOCIALES	BIENESTAR DE LA POBLACIÓN		-	-	-	-	-	-	-	-
	PATRIMONIO CULTURAL		-	-	-	-	-	-	-	-
APROVECHAMIENTO DEL SUELO	USOS DEL SUELO		-	-	T3	-	P3	-	-	-
SERVICIOS			-	-	-	-	-	-	-	P1
EMPLEO			-	T1	T1	T1	T1	-	T1	T1

- T: temporal → 1 Pts
- P: permanente → 3Pts
- 1: Impacto positivo → -3 Pts
- 2: Impacto negativo leve → 1 Pts
- 3: Impacto negativo medio → 2 Pts
- 4: Impacto negativo alto → 3 Pts

b) Fase de explotación

Tabla 4. Matriz de Leopold en la fase de explotación.

MEDIO FÍSICO	ABIÓTICO	AIRE	CALIDAD	T2	P2	P1
			RUIDO	T2	T2	P3
		AGUAS SUPERFICIALES		-	P1	-
		SUELO	RELIEVE	-	P1	-

		CARACTERÍSTICAS FÍSICO- QUÍMICAS	-	P1	-	
	BIÓTICO	VEGETACIÓN		-	P1	-
		FAUNA	AVES	T3	P1	-
			MAMÍFEROS	T2	P1	-
			REPTILES	T2	P1	-
	PAISAJE		-	P2	-	
MEDIO SOCIOECONÓMICO	FACTORES SOCIALES	BIENESTAR DE LA POBLACIÓN	-	-	-	
		PATRIMONIO CULTURAL	-	-	-	
	APROVECHAMIENTO DEL SUELO	USOS DEL SUELO	-	-	P1	
	SERVICIOS		-	-	P1	
	EMPLEO		-	T1	P1	

T: temporal → 1 Pts

P: permanente → 3Pts

1: Impacto positivo → 0 Pts

2: Impacto negativo leve → 1 Pts

3: Impacto negativo medio → 2 Pts

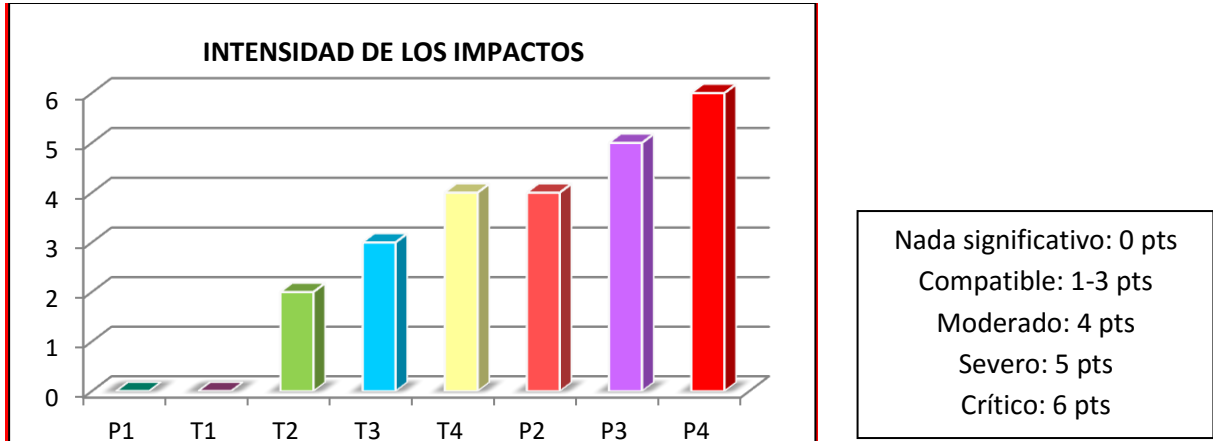
4: Impacto negativo alto → 3 Pts

Tabla 5. Clasificación de los impactos

Clasificación	Puntos
P1 (Permanente positivo)	0
P2 (Permanente negativo leve)	4
P3 (Permanente negativo medio)	5
P4 (Permanente negativo grave)	6
T1 (Temporal positivo)	0
T2 (Temporal negativo leve)	2
T3 (Temporal negativo medio)	3

T4 (Temporal negativo grave)	4
------------------------------	---

C Tabla 6. Intensidad de los impactos



5.3. Propuesta de medidas correctoras y compensatorias

Tipos de medidas:

- Minimizadoras o preventivas (“evitar efecto”)
- Correctoras (“revertir efecto”)
- Compensatorias (“compensar pérdida”)

Objetivos de las medidas correctoras:

- Rebajar impactos intolerables
- Minimizar impactos en general

Tipos de actuaciones:

1. Sobre el proyecto (minimizadoras)

- Diseño y ubicación
- Técnicas/procedimientos

2. Actuaciones específicas La atención a la viabilidad de las medidas correctoras

- Técnica
- Económica
- Criterios de eficacia y eficiencia
- Criterios de simplicidad de implantación de mantenimiento y de seguimiento

Principales medidas correctoras y preventivas a adoptar

Fauna:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño del parque con espacios libres entre aerogeneradores que garanticen el libre tránsito de la fauna. 2. Respeto de la fenología reproductiva de las especies en la fase de construcción.
Paisaje:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Estudio de detalle en fase de diseño para minimizar el campo visual. 2. Mimetismo de aerogeneradores.
Residuos:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Segregación de residuos y gestión de los mismos. 2. Acopio de residuos en zonas delimitadas. 3. Recogida selectiva.
Hidrología:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Acopio de materiales fuera de cualquier cauce de escorrentía natural. 2. Acondicionamiento de la red de drenaje superficial.
Uso de maquinaria pesada y montaje de aerogeneradores:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Control del ruido de los silenciosos de los vehículos de obra. 2. Mediciones periódicas en los alrededores de los aerogeneradores para verificar los niveles sonoros.
Pérdida de hábitat:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Restauración ambiental.
Vegetación:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Recuperación de la superficie forestal afectada. 2. Balizado de taxones de especial interés.
Avifauna:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Programa de seguimiento de avifauna en fase de explotación. 2. Respeto de la fenología reproductiva. 3. Instalación de salvapájaros en la línea eléctrica.

5.4. Plan de vigilancia ambiental

El plan de seguimiento ambiental asegura una vigilancia ambiental continua del proyecto en todas sus fases futuras (construcción, explotación y desmantelamiento). Define los límites aceptables de impacto a partir de los cuales se deberán implantar medidas adicionales.

Seguimiento y vigilancia de la calidad del aire

El tránsito de vehículos y las voladuras provocan entre otros impactos un aumento de partículas en suspensión en el aire y puede provocar la muerte de ejemplares de fauna y flora.

Ante estos impactos se debe asegurar la colocación de placas de limitación de velocidad, realizar riegos de forma periódica, lavar las ruedas de los vehículos y asegurarse de que la maquinaria que participan en la obra tiene en regla todas sus revisiones.

Seguimiento y vigilancia del ruido

Para controlar que los niveles de ruido no son superiores a los niveles marcados por la legislación, se realizarán campañas de medición del ruido. Es importante seleccionar bien los puntos de medición, tener un equipo en regla. En cada medición deben registrarse las condiciones de medida (hora, viento, ruidos que enmascaren la fuente, etc.).

Seguimiento y vigilancia de la calidad del agua y suelo

Para evitar la circulación de aguas sobre el firme de los viales del parque y mantener las condiciones hidrográficas originales del emplazamiento, se diseña y construye un sistema de drenaje. Es imprescindible que las instalaciones del Parque Eólico no modifiquen la red de drenaje natural para evitar la degradación y fragmentación innecesaria de los hábitats de la zona. Estos impactos deberán identificarse en la fase de construcción, se establecerán medidas preventivas y, en caso necesario, deberán corregirse. Por tanto es fundamental que exista un exhaustivo estudio de las microcuencas de la zona.

Las aguas sanitarias de los trabajadores deben ser depuradas antes de verterlas al medio mediante fosas sépticas o wáteres químicos. Si se utilizan fosas sépticas, los productos que se utilicen deben ser biodegradables.

El coordinador ambiental debe participar en la elección de zonas de acopios y ubicación de casetas, que deben localizarse en lugares poco sensibles ambientalmente, por ejemplo zonas de vegetación degradada, lejos de cursos de agua y de las zonas de recarga de acuíferos. Por otro lado es importante controlar al inicio de la obra que se está separando la tierra vegetal y se está acopiando convenientemente, para que después pueda ser repuesta al finalizar los trabajos de construcción y sentar las bases para una restauración adecuada.

Deben designarse zonas de lavado de canaletas para que las hormigoneras depositen el material sobrante y laven las cubas. Estas zonas deben estar señalizadas, a ser posible

impermeabilizadas y situarse en zonas estratégicas del emplazamiento y poco sensibles ambientalmente.

Hay que vigilar especialmente y realizar campañas de sensibilización periódicas a los trabajadores respecto a los vertidos accidentales de combustible u otros productos contaminantes. Ej.: Protección de grupos electrógenos Es importante asegurar que todas las fugas que pueden generar residuos peligrosos (aceites de la maquinaria, combustibles, etc.) deben ser recogidas DE INMEDIATO y depositadas en los contenedores de RESIDUOS PELIGROSOS para tierras contaminadas.

Al finalizar la obra, todas las instalaciones temporales como área de casetas, zonas de acopio, lavados de canaletas, etc. deben ser retirados y restaurados los terrenos topográficamente a la espera de la época idónea para realizar los trabajos de restauración y revegetación.

Protección de la vegetación y control de áreas de actuación

Para la adecuada protección de la vegetación, la presencia del coordinador ambiental en la fase de replanteo y en el inicio de la obra es decisiva para reducir los impactos.

En dicha fase de replanteo es necesario identificar los ejemplares de mayor valor ambiental. Para protegerlos, se analizará la posible variación del trazado de viales y plataformas. Dichas actuaciones deberán llevarse a cabo en coordinación con personal de la administración. Al comenzar la obra, es importante que los desbroces, se ajusten al máximo a lo autorizado por la administración.

También es fundamental controlar que los vehículos no se salgan de las zonas autorizadas de la obra, impactando sobre topografía, vegetación, suelo e hidrografía de la zona innecesariamente.

Seguimiento de avifauna

Las campañas realizadas por ornitólogos en fase de construcción, son sumamente importantes para:

- Actualizar los censos poblacionales de las aves del entorno.
- Identificar posibles pasos migratorios no detectados.
- Evaluar el comportamiento de la avifauna durante los trabajos de construcción para, si existe algún impacto no previsto, comunicarlo y definir medidas a tiempo.

Seguimiento y vigilancia de la correcta gestión de los residuos

Durante la fase de construcción del proyecto, el coordinador ambiental comprobará que los productores de residuos almacenan correctamente los residuos que van generando (recogida selectiva + almacén residuos peligrosos). Para residuos peligrosos es muy importante que los contenedores y su etiquetado estén homologados. Generalmente los proporciona el gestor que luego los recogerá. Estos contenedores deben colocarse en un almacén específico (plataforma impermeable con reborde, techada, señalizada y cercada

por seguridad). Finalmente, el coordinador ambiental comprobará que se ha realizado la gestión correcta de cada residuo con los albaranes de recogida y/o documentos de control y seguimiento.

Documentación de las incidencias ambientales y coordinación general

El Coordinador Ambiental debe reflejar por escrito en documentos tipo acta las carencias medioambientales encontradas y la recomendación de medidas preventivas y correctoras que propone llevar a cabo para subsanarlas en el menor tiempo posible.

Estas actas deben ser firmadas por el Coordinador Ambiental, el Jefe de Obra y el Responsable Medioambiental de la subcontrata objeto del acta, si fuese el caso. Además de dicha documentación, el Coordinador Ambiental debe estar al tanto de posibles cambios en el proyecto, incidencias que detecte el personal de obra, etc., manteniendo contacto permanente con el Director de Construcción y con los responsables ambientales de las empresas subcontratadas.

Es por tanto importante que el coordinador ambiental esté presente en las reuniones de seguimiento del proyecto. En caso de encontrar repetidamente el mismo tipo de deficiencia, o de identificar una incidencia, el Coordinador Ambiental debe informar al personal responsable del proyecto para encontrar soluciones en la mayor brevedad posible.

6. DISEÑO PARQUE EÓLICO

6.1. Datos de viento

Se dispone de una serie de datos cada 5 minutos desde el año 2007 al año 2012 de dirección de viento y velocidad a 100 metros. Es necesario realizar el cálculo de velocidad a 80 metros, que será la altura de buje.

Para describir la variación de la velocidad de viento con la altura se usa una relación exponencial, como se observa en la siguiente ecuación:

$$V(Z) = V(Z_{ref}) \cdot \left(\frac{Z}{Z_{ref}}\right)^\alpha$$

Conocida la velocidad de viento a una altura de referencia Z_{ref} , el perfil vertical depende de un parámetro que representa la rugosidad del terreno, α .

La norma IEC 61400-1 define un perfil vertical normalizado para los modelos de cálculo: $\alpha=0,2$. Además en la siguiente tabla se pueden observar valores que toma el coeficiente de fricción α para distintos tipos de terreno, y el valor correspondiente a un terreno de cultivo, setos o vallas, y arbustos es de 0.2, por lo que para el cálculo de velocidad a 80 metros se ha tomado dicho valor.

COEFICIENTE DE FRICCIÓN PARA DIFERENTES TIPOS DE TERRENO	
Tipo de terreno	Coefficiente de fricción α
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Figura 20. Coeficiente de fricción para distintos tipos de terreno.

Por tanto la ecuación se expresa de la siguiente forma:

$$V(80) = V(100) \cdot \left(\frac{80}{100}\right)^{0,2}$$

Una vez se han calculado las velocidades a 80 metros, junto con el mapa topográfico de la zona, se cargan los datos en el programa de simulación WAsP, con el que se obtienen los resultados de rosa de vientos y la distribución de Weibull.

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones se puede observar la rosa de los vientos en la siguiente figura, figura 2, en la que se ha seccionado en 16 sectores.

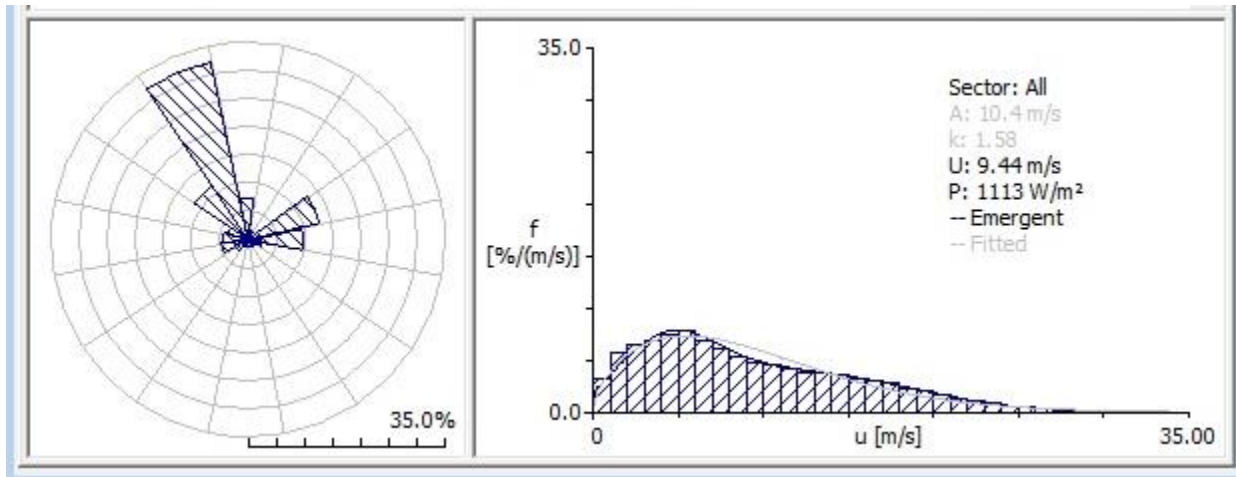


Figura 21. Izquierda: rosa de los viento. Derecha: distribución de Weibull.

Como se puede observar, una gran parte de la energía del viento procede de la dirección noroeste (NWN), en el sector 16, por lo que en el diseño del layout se debe considerar este hecho y encontrar la menor cantidad de obstáculos posibles en esta dirección, así como un terreno lo más liso posible.

La velocidad del viento cambia continuamente, por lo que es necesario describirlo de forma estadística, utilizando la distribución de Weibull que se observa en la figura anterior en la parte derecha.

Como se puede observar la velocidad media del viento obtenida es de 9,44 m/s.

6.2. Tipo de aerogenerador seleccionado

Las clases de aerogeneradores están diferenciadas según su velocidad (I, II, III) y según su turbulencia media anual para velocidades del viento de 15 m/s (A, B, C). Se muestra en la Tabla 5.

Tabla 7. Parámetros básicos para la clasificación de WTG según IEC 61400-1, Ed3, 2005

Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{med}	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	Valores definidos por el fabricante
V_{ref}	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	
A IT_{ref}	0,16			
B IT_{ref}	0,14			
C IT_{ref}	0,12			

La velocidad de viento media obtenida es de 9,44 m/s, por lo que se requiere una turbina de clase I. Respecto a la turbulencia no se tienen datos, ya que se requieren valores de desviación estándar de la velocidad, y no se dispone de dichos datos, por lo que no se va a considerar en la elección de la turbina.

En cuanto al diámetro de rotor, cuanto mayor es su valor más se aprovecha la energía contenida en el viento, pero en este caso sería suficiente con un diámetro de 90 metros.

Se han consultado las diferentes turbinas de General Electric y Vestas que tienen mucha presencia en Norteamérica y finalmente se ha seleccionado como turbina la Vestas V90-3MW, ya que se pretendía aprovechar el espacio metiendo más capacidad, y además el modelo Vestas V90-2MW, no es de clase I. Por tanto es la más adecuada para las condiciones mencionadas y la opción por la que se ha optado.

A continuación se muestran las especificaciones técnicas de la misma:

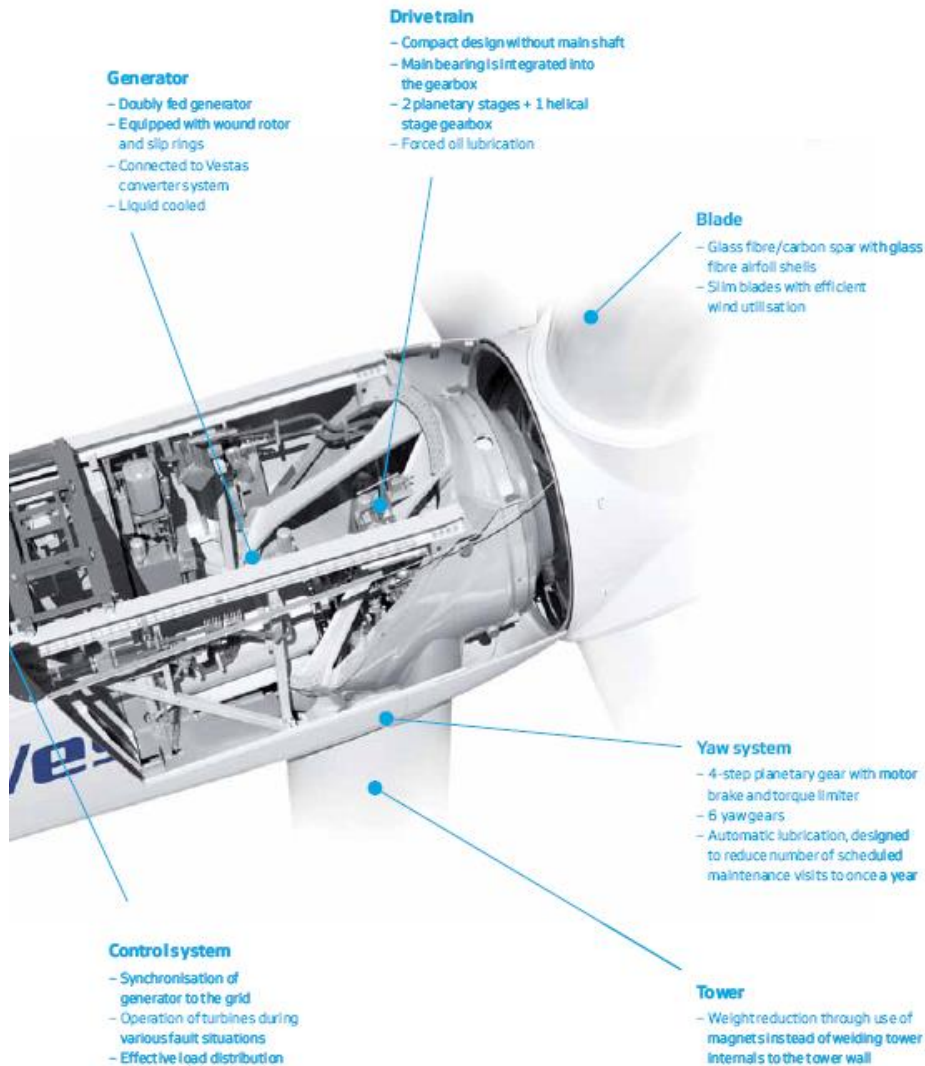


Figura 22. Componentes de la turbina Vestas V90-3MW.

POWER REGULATION pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3.0 MW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	15 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re-cut in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IA and IEC IIA
Operating temperature range	standard range: -20 °C to 40 °C low temperature option: -30 °C to 40 °C

SOUND POWER

(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m,
air density 1,225 kg/m³)

4 m/s	97.9 dB (A)
5 m/s	100.9 dB (A)
6 m/s	104.2 dB (A)
7 m/s	106.1 dB (A)
8 m/s	107.0 dB (A)
9 m/s	106.9 dB (A)

ROTOR

Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Nominal revolutions	16.1 rpm
Operational interval	8.6 - 18.4 rpm
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole doubly fed generator

GEARBOX

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

TOWER

Type	tubular steel tower
Hub heights	65 m and 80 m (IEC IA) 105 m (IEC IIA)

BLADE DIMENSIONS

Length	44 m
Max chord	3.5 m

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	4 m
Length	9.65 m
Width	3.65 m (3.85 m installed)

HUB DIMENSIONS

Max diameter	3.6 m
Max width	4.2 m
Length	4.4 m

Max weight per unit for transportation	70 metric tonnes
--	------------------

Figura 23. Vestass V90-3.0 MW. Datos técnicos y cifras.

POWER CURVE FOR V90-3.0 MW
Noise reduced sound power modes are available

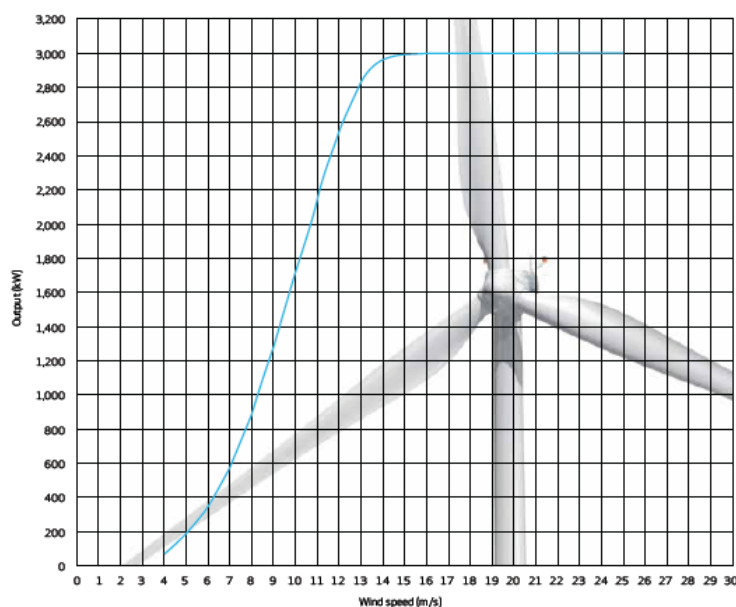


Figura 24. Curva de potencia para Vestas V90-3MW.

6.3. Disposición de aerogeneradores. Layout.

Para tener una potencia de 60MW el parque debe estar formado por 20 aerogeneradores V90 3MW, y tal como se ha observado la rosa de vientos es muy direccional, con su componente principal en la dirección NWN, por lo que no debe existir ningún obstáculo en dicha dirección como se mencionó anteriormente. Para la distancia entre turbinas se ha considerado una relación mínima de 3 diámetros en la dirección perpendicular al viento, y de 7 diámetros en dirección paralela, evitando así una gran afección entre turbinas y altas pérdidas por el efecto estela. Se muestra en la siguiente figura el layout del parque:

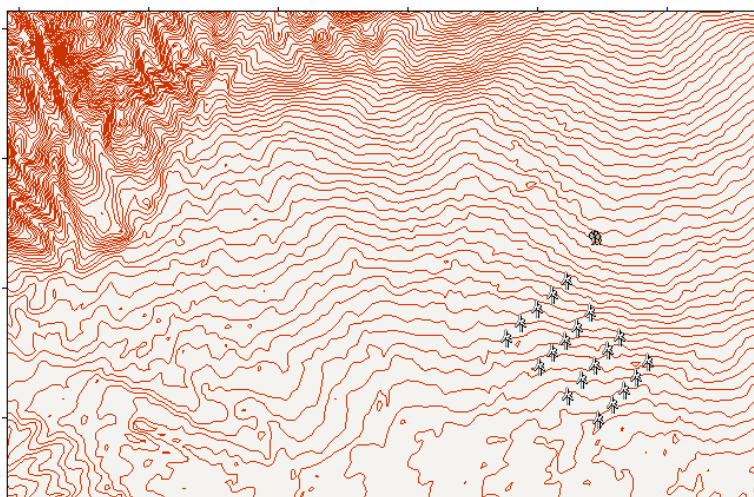


Figura 25. Layout del parque eólico.

Se ha comprobado en Google Earth con las coordenadas obtenidas con WASP la situación de cada turbina, se observa en la siguiente figura:

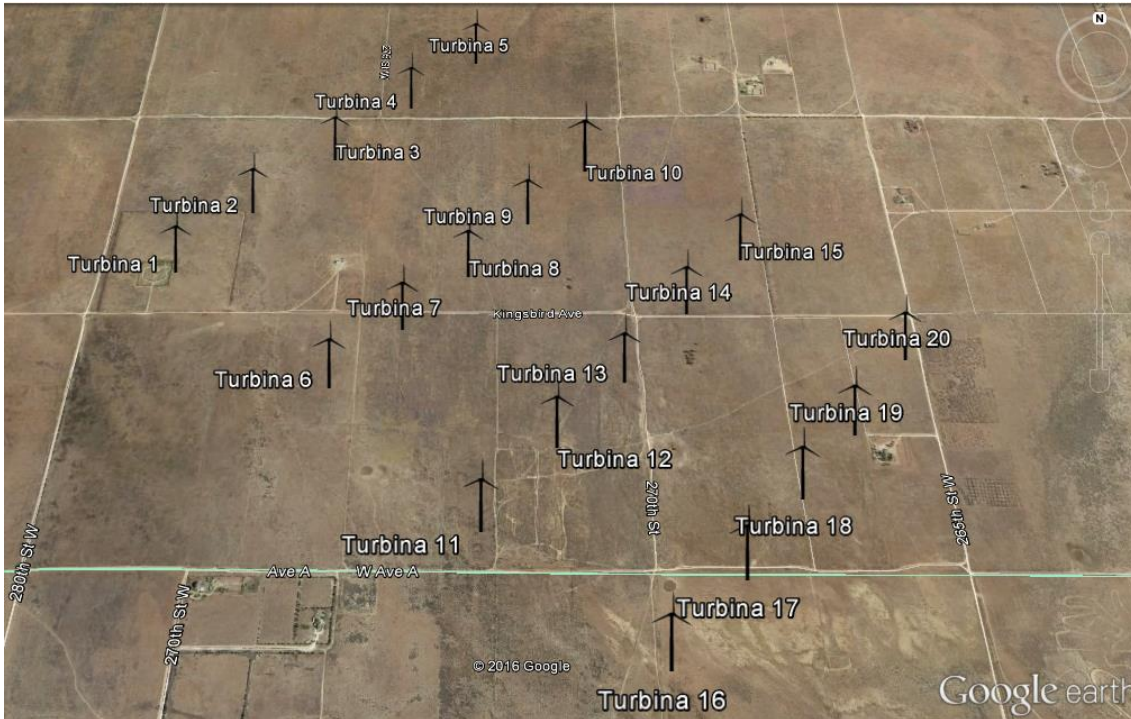


Figura 26. Situación de las turbinas en Google Earth.

Por la ubicación del proyecto, es necesario cambiar la densidad, por lo que ha seleccionado una densidad de 1.09 kg/m³ como se muestra en la siguiente figura, que es más adecuada para las características del emplazamiento: altura, temperatura, etc.

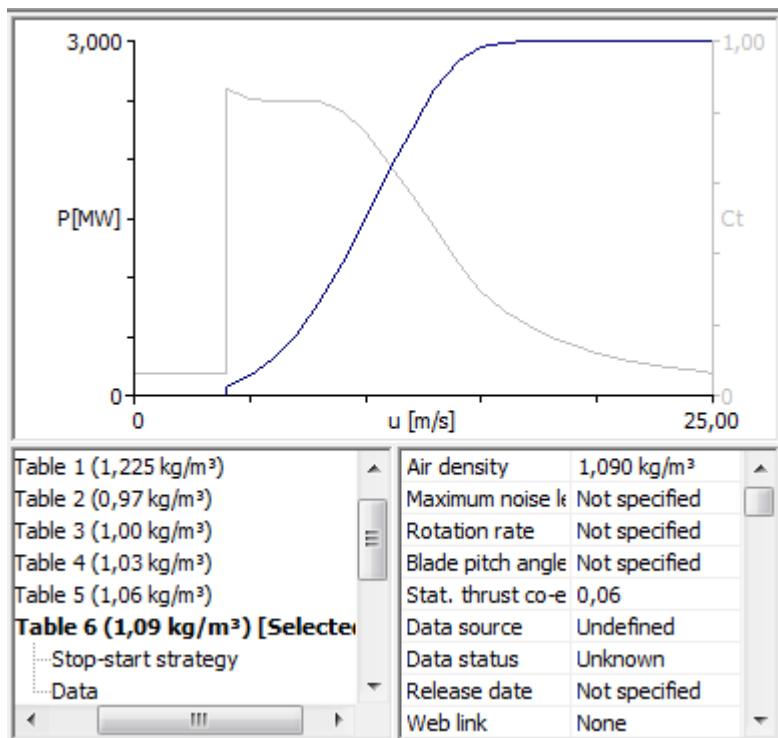


Figura 27. Cambio de densidad en WAsP.

6.4. Estimación de la producción

Los resultados obtenidos de la simulación se muestran en la siguiente figura, en la que se muestra una tabla con la localización, elevación, velocidad media, producción neta de energía, y pérdidas, por cada turbina.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Ht [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Reference site 1	352917.5	3856666.0	984.1	0.0	0.0	80.0	9.49	-	-	-
Turbine site 01	351555.2	3855107.0	923.1	0.0	0.0	80.0	9.27	10.789	10.566	2.07
Turbine site 02	351766.5	3855338.0	927.2	0.0	0.0	80.0	9.25	10.767	10.515	2.34
Turbine site 03	352010.3	3855565.0	932.5	0.0	0.0	80.0	9.27	10.763	10.543	2.04
Turbine site 04	352254.2	3855792.0	942.0	0.0	0.0	80.0	9.30	10.805	10.647	1.46
Turbine site 05	352472.8	3856002.0	953.2	0.0	0.0	80.0	9.37	10.889	10.815	0.69
Turbine site 06	352060.8	3854682.0	910.7	0.0	0.0	80.0	9.21	10.734	10.034	6.52
Turbine site 07	352262.6	3854883.0	914.0	0.0	0.0	80.0	9.20	10.724	9.975	6.98
Turbine site 08	352456.0	3855077.0	919.1	0.0	0.0	80.0	9.21	10.738	10.056	6.35
Turbine site 009	352641.0	3855279.0	927.0	0.0	0.0	80.0	9.26	10.791	10.216	5.32
Turbine site 010	352834.4	3855506.0	934.5	0.0	0.0	80.0	9.26	10.790	10.422	3.4
Turbine site 11	352498.1	3854228.0	897.4	0.0	0.0	80.0	9.12	10.643	9.801	7.92
Turbine site 12	352708.3	3854480.0	903.7	0.0	0.0	80.0	9.16	10.696	9.726	9.07
Turbine site 13	352910.1	3854690.0	908.1	0.0	0.0	80.0	9.16	10.703	9.822	8.24
Turbine site 14	353111.9	3854926.0	914.1	0.0	0.0	80.0	9.16	10.704	10.001	6.56
Turbine site 15	353296.9	3855127.0	920.1	0.0	0.0	80.0	9.17	10.714	10.368	3.23
Turbine site 016	352969.0	3853849.0	890.3	0.0	0.0	80.0	9.09	10.637	9.830	7.59
Turbine site 17	353187.6	3854085.0	892.9	0.0	0.0	80.0	9.10	10.638	9.764	8.21
Turbine site 18	353364.2	3854312.0	897.3	0.0	0.0	80.0	9.12	10.660	9.759	8.45
Turbine site 19	353540.8	3854505.0	901.2	0.0	0.0	80.0	9.11	10.652	9.913	6.94
Turbine site 20	353734.2	3854749.0	909.1	0.0	0.0	80.0	9.16	10.704	10.322	3.56

Figura 28. Site list del parque eólico simulado con WASP.

Como se puede observar no hay ninguna turbina con pérdidas por encima del 10%. En la siguiente tabla se muestran a modo de resumen los resultados totales que proporciona WASP:

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	214.539	10.727	10.637	10.889
Total net AEP [GWh]	203.095	10.155	9.726	10.815
Proportional wake loss [%]	5.33	-	0.69	9.07
Mean speed [m/s]	-	9.20	9.09	9.37
Power density [W/m2]	-	1028	984	1094
RIX	-	-	0.0	0.0

Figura 29. Resumen de resultados de la simulación con WASP.

Se tiene una producción neta anual de 203.095 GWh, y las pérdidas por estela obtenidas están entre 5 y 6%.

En el campo de la energía eólica se emplean varios indicadores para medir el comportamiento energético de una instalación eólica. El factor de capacidad (FC), también denominado como factor de carga es el más empleado y difundido.

El factor de capacidad se define como la relación entre la energía generada (E) por un aerogenerador, o parque eólico, durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (Pn). En general, el factor de capacidad se calcula para un período de un año (8760 horas), aunque puede ser calculado para cualquier otro período.

Teniendo en cuenta la anterior definición, el factor de capacidad se expresa por la relación siguiente:

$$FC = \frac{E}{P_n \cdot 8760} \times 100$$

El valor del FC debe ser mayor que 20% para que un sistema de generación de electricidad, ya sea un aerogenerador o una agrupación de aerogeneradores (parque eólico), se considere de forma preliminar factible económicamente.

Al aplicar la ecuación al caso objeto se obtiene lo siguiente:

$$FC = \frac{203,095 \text{ GWh}}{60\text{MWh} \cdot 10^{-3} \cdot 8760} = 38,64\%$$

Por tanto obteniendo un factor de 38,64% se prevé que el parque eólico diseñado es factible económicamente. De hecho, según indica la siguiente tabla la calificación del funcionamiento del parque sería muy buena.

Tabla 8. Calificación del funcionamiento de las instalaciones eólicas según el factor de capacidad.

Factor de capacidad (FC)	Calificación
Menos de 0,2	Inaceptable
0,2-0,25	Aceptable
0,25-0,30	Bueno
0,3-0,4	Muy bueno
0,4-0,5	Excelente
Mayor de 0,5	Extraordinario

Para ser más exactos se ha calculado la producción para cada hora de cada año, cruzando la matriz obtenida con WAsp en la que ya se consideran las pérdidas por estela de cada turbina asociando un valor de producción a cada valor de velocidad y dirección en el punto de la torre, con la serie de datos de viento.

Además se han considerado diferentes factores correctores:

- Factor de corrección por pérdidas eléctricas: 0,98
- Factor de corrección por otras medidas, como medioambientales, etc.: 0,99
- Factor de corrección por indisponibilidad: 0,97

Una vez se han cruzado los valores de datos, y aplicando los factores se tiene como resultado la producción en MWh para cada una de las 8760 horas de cada uno de los seis

años considerados (2007-2012), que se utilizará para el análisis de sensibilidad del presente trabajo.

6.5. Configuración de la conexión eléctrica

El parque tiene cuatro ramificaciones y cada una de ellas corresponde a un circuito que conecta con la subestación como se observa en la siguiente figura.

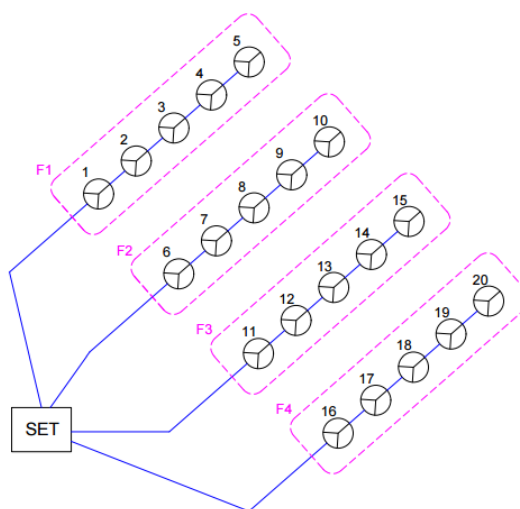


Figura 30. Esquema de la instalación.

Cableado. Cálculo de líneas

Se dispone de datos de longitud y número de aerogeneradores por cada tramo. Se tiene la siguiente ecuación para calcular la intensidad máxima:

$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Donde P es la potencia del aerogenerador y U la tensión de salida de los mismos. Si en el tramo pasa más de un aerogenerador, se multiplica la intensidad máxima obtenida con la ecuación anterior por el número de aerogeneradores de cada tramo.

A partir de la intensidad nominal del cable se obtiene una Intensidad corregida mediante la siguiente ecuación:

$$I_{cable} = I_{nom} \cdot F_c \cdot 0,8$$

Se muestran los resultados en la siguiente tabla. Y se tiene que cumplir que esta intensidad sea mayor o igual a la intensidad máxima del tramo, según este criterio se selecciona la sección requerida.

Tabla 9. Características del cable AL EPROTENAX-H COMPACT 18/30 kV (HEPRZ1-HEPR).

SECCIÓN	R máx. a 105 ° Ω/km	X a 60 Hz Ω/km	I nom(A)	I cable(A)
70	0,591	0,137	180	149,76
95	0,427	0,129	215	178,88

120	0,34	0,123	245	203,84
150,00	0,277	0,118	275	228,8
185	0,221	0,113	315	262,08
240	0,17	0,109	365	303,68
300	0,136	0,105	410	341,12
400	0,108	0,103	470	391,04
500	0,089	0,099	560	465,92
630	0,07	0,094	615	511,68

Con la sección se tienen datos de Rmax. a 105° y X a 60 Hz. A continuación se aplica la siguiente ecuación para obtener ΔU y posteriormente se calcula el porcentaje respecto a 30KV.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot I_{max} \cdot [(R \cdot \cos\varphi) + (X \cdot \sen\varphi)]$$

Para obtener las pérdidas de potencia se aplica la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot l \cdot I_{max}^2$$

Por último se calculan las pérdidas en porcentaje respecto a la potencia del circuito, que es de 15MW.

Los resultados por cada tramo se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 10. Cálculo de líneas I.

Circuito	tramo	Longitud (m)	nºaeros	lmax (A)	superficie cable	Rmax	X a 50Hz
1	T01-T02	312,89	1	64,15003	70	0,591	0,137
	T02-T03	333,13	2	128,30006	70	0,591	0,137
	T03-T04	333,17	3	192,45009	120	0,34	0,123
	T04-T05	303,32	4	256,60012	185	0,221	0,113
	T05-SET	1010,36	5	320,75015	300	0,136	0,105
2	T06-T07	285,34	1	64,15003	70	0,591	0,137
	T07-T08	273,58	2	128,30006	70	0,591	0,137
	T08-T09	273,73	3	192,45009	120	0,34	0,123
	T09-T10	298,41	4	256,60012	185	0,221	0,113
	T10-SET	431,76	5	320,75015	300	0,136	0,105
3	T11-T12	328,36	1	64,15003	70	0,591	0,137
	T12-T13	291,41	2	128,30006	70	0,591	0,137
	T13-T14	310,14	3	192,45009	120	0,34	0,123
	T14-T15	273,73	4	256,60012	185	0,221	0,113
	T15-SET	380,16	5	320,75015	300	0,136	0,105
4	T16-T17	321,32	1	64,15003	70	0,591	0,137
	T17-T18	287,6	2	128,30006	70	0,591	0,137
	T18-T19	261,99	3	192,45009	120	0,34	0,123
	T19-T20	311,14	4	256,60012	185	0,221	0,113
	T20-SET	941,6	5	320,75015	300	0,136	0,105

Tabla 11. Cálculo de líneas II.

Circuito	ΔU (V)	% (respecto a 30KV)	ΔP (KW)	%	Circuitos coincidentes
1	20,4922091	0,000683074	0,00228294	1,522E-07	1
	43,6355883	0,00145452	0,00972246	6,4816E-07	1
	39,7205274	0,001324018	0,01258642	8,3909E-07	1
	33,2115179	0,001107051	0,01324123	8,8275E-07	1
	93,4583	0,003115277	0,04241017	2,8273E-06	1
2	18,6878677	0,000622929	0,00208193	1,388E-07	1
	35,8353323	0,001194511	0,00798448	5,323E-07	1
	32,6340906	0,001087803	0,01034091	6,8939E-07	1
	32,6739056	0,00108913	0,01302689	8,6846E-07	1
	39,9378	0,00133126	0,01812326	1,2082E-06	1
3	21,5053909	0,000716846	0,00239581	1,5972E-07	1
	38,1708245	0,001272361	0,00850485	5,6699E-07	1
	36,9748908	0,001232496	0,0117164	7,8109E-07	1
	29,9716101	0,000999054	0,0119495	7,9663E-07	1
	35,1648	0,00117216	0,01595733	1,0638E-06	1
4	21,0443179	0,000701477	0,00234445	1,563E-07	1
	37,6717653	0,001255726	0,00839366	5,5958E-07	1
	31,2344478	0,001041148	0,0098974	6,5983E-07	1
	34,0677557	0,001135592	0,01358261	9,0551E-07	1
	87,098	0,002903267	0,03952395	2,6349E-06	1

Tipo de celdas de los aerogeneradores:

AG	Tipo de Celda
T01	OL 1L 1P
T02	OL 1L 1P
T03	OL 1L 1P
T04	OL 1L 1P
T05	OL 1P
T06	OL 1L 1P
T07	OL 1L 1P
T08	OL 1L 1P
T09	OL 1L 1P
T10	OL 1P
T11	OL 1L 1P
T12	OL 1L 1P
T13	OL 1L 1P
T14	OL 1L 1P
T15	OL 1P
T16	OL 1L 1P
T17	OL 1L 1P

T18	0L 1L 1P
T19	0L 1L 1P
T20	0L 1P

El diagrama unifilar se puede observar en la siguiente figura:

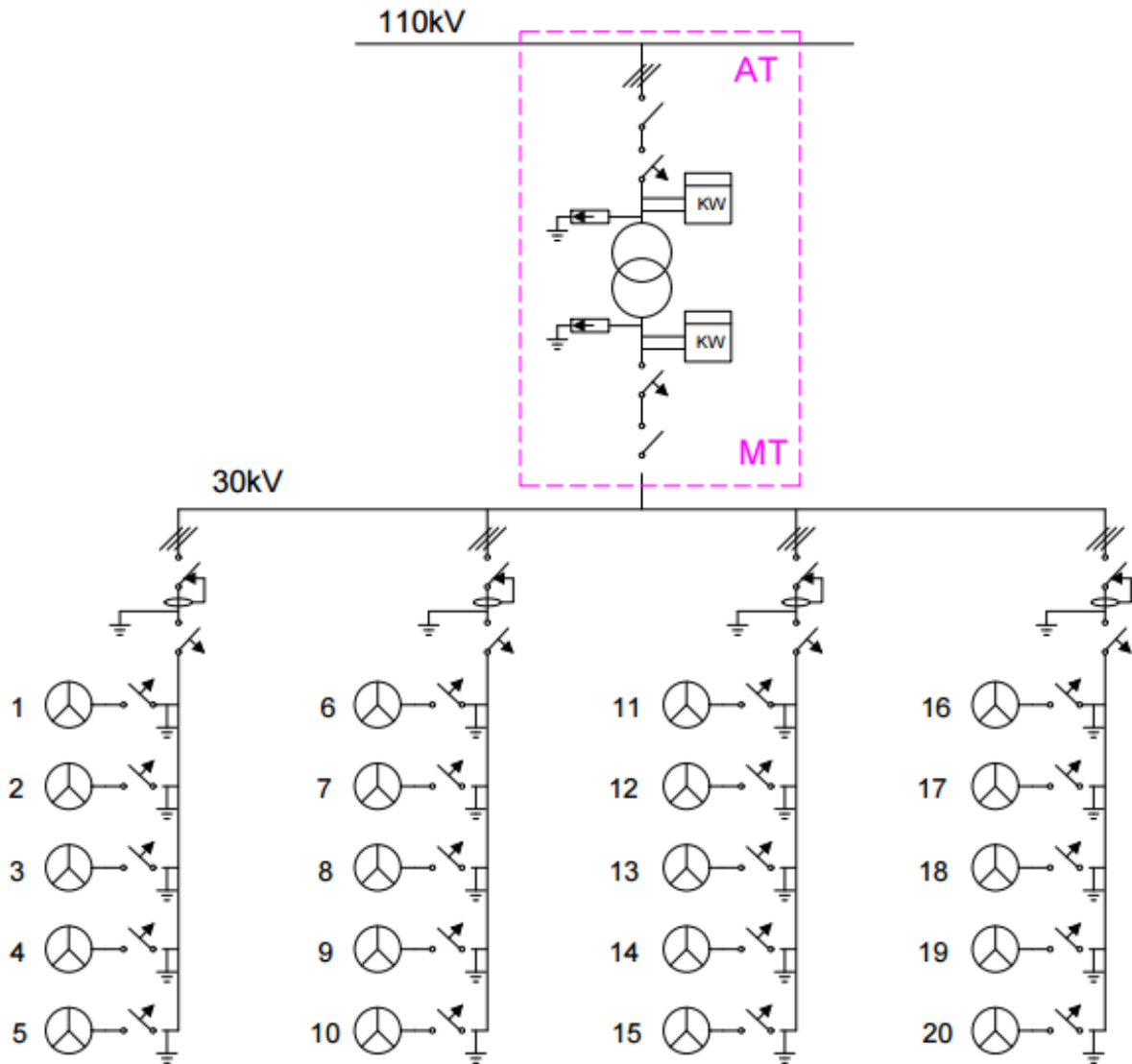


Figura 31. Diagrama unifilar.

6.6. Subestación de parque

Dentro de la nacelle de cada aerogenerador se dispondrá un transformador que elevará la tensión a 30 kV. De aquí, se irán conectando como se ve en el esquema mediante cable enterrado para llegar hasta la subestación del parque, donde se transforma una vez más para elevar la tensión a 110 kV, y de ahí, se conducirá la energía a través de una línea aérea hasta la subestación de la red distribuidora.

La clasificación de la subestación del parque viene dado según:

- Función: Se trata de una subestación de central porque su principal función es conectar la central a la red de transporte y distribución.
- Emplazamiento: Se ha optado por una estación a la intemperie ya que las condiciones climatológicas no son muy extremas.

Los elementos que componen la subestación son los siguientes:

- Líneas
- Barras o embarrado
- Transformador de potencia
- Aparata de maniobra y corte
- Aparata de transformación
- Relés de protección (de línea, de transformador, de batería de condensadores)
- Elementos de medida
- Pararrayos
- Celdas
- Servicios auxiliares
- Instalaciones de mando y control
- Baterías (alimentación de protecciones)
- Obra civil

Se muestra la siguiente figura a modo de esquema:

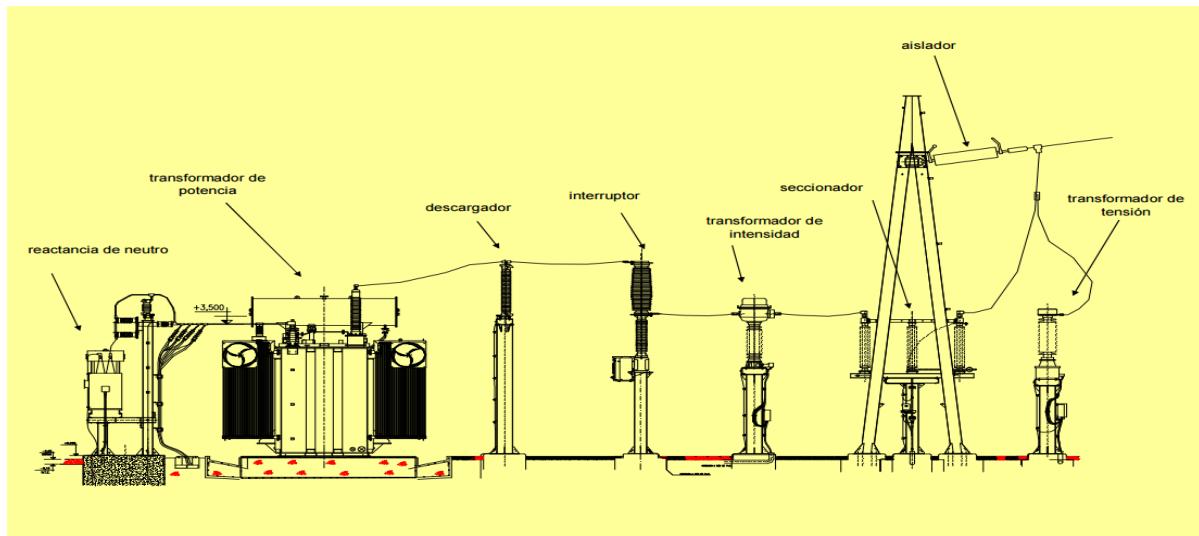


Figura 32. Elementos de la subestación.

El criterio para situar la central en el parque ha sido el ahorro de costes por pérdidas, se puede observar a continuación la disposición con Google Earth:

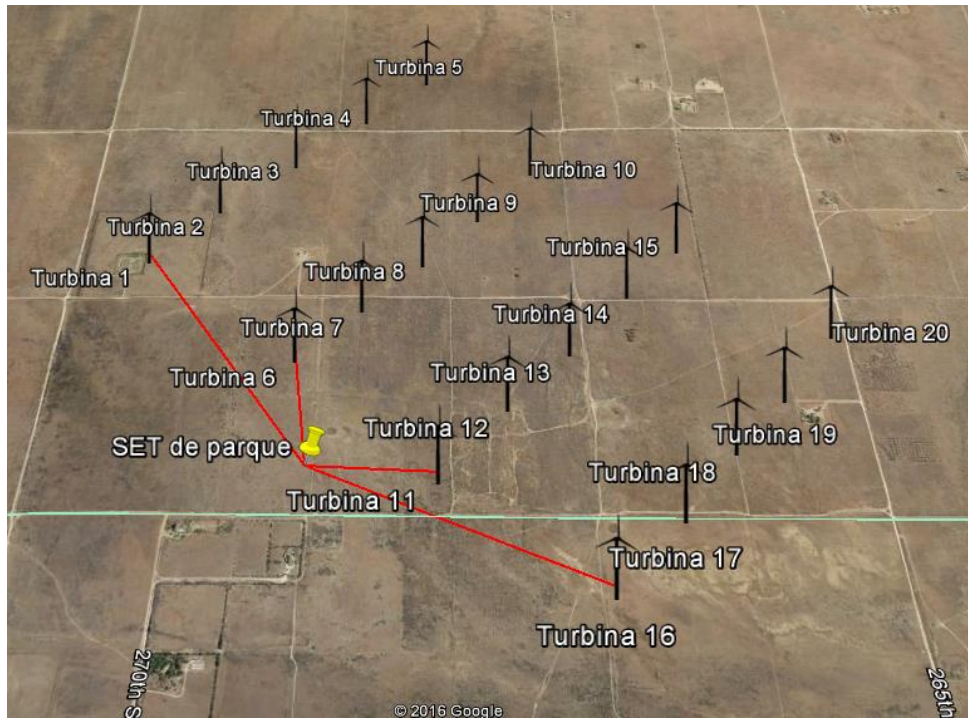


Figura 33. Situación de la subestación de parque.

Observando la red eléctrica de California en la siguiente figura en la zona de nuestro emplazamiento, se pueden identificar distintos puntos de evacuación próximos al parque que pertenecen a Southern California Edison (SCE).

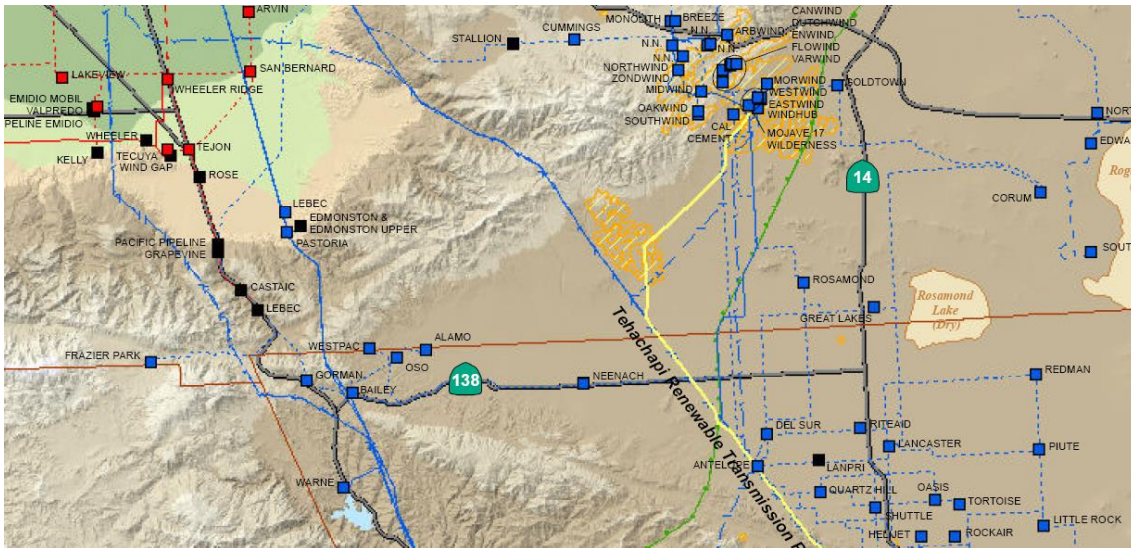


Figura 34. Red eléctrica de California en la zona de nuestro emplazamiento.

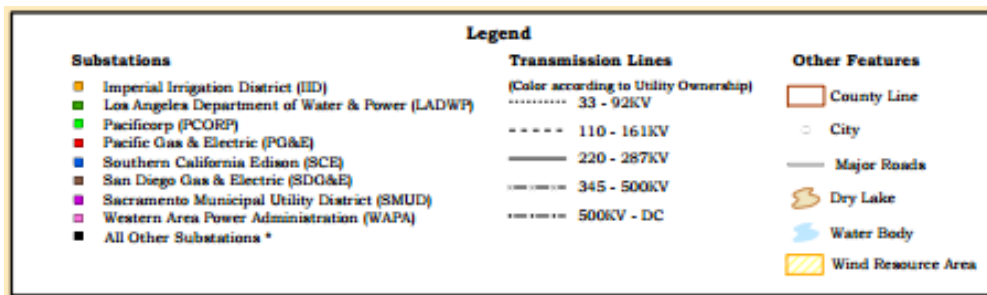


Figura 35. Leyenda de la figura anterior.

Se observa que la línea de transmisión cercana es de 110-161 KV. En la siguiente figura la conexión de la subestación de nuestra central con la subestación de transporte y distribución seleccionada que se hará mediante una red de 6,31 km.

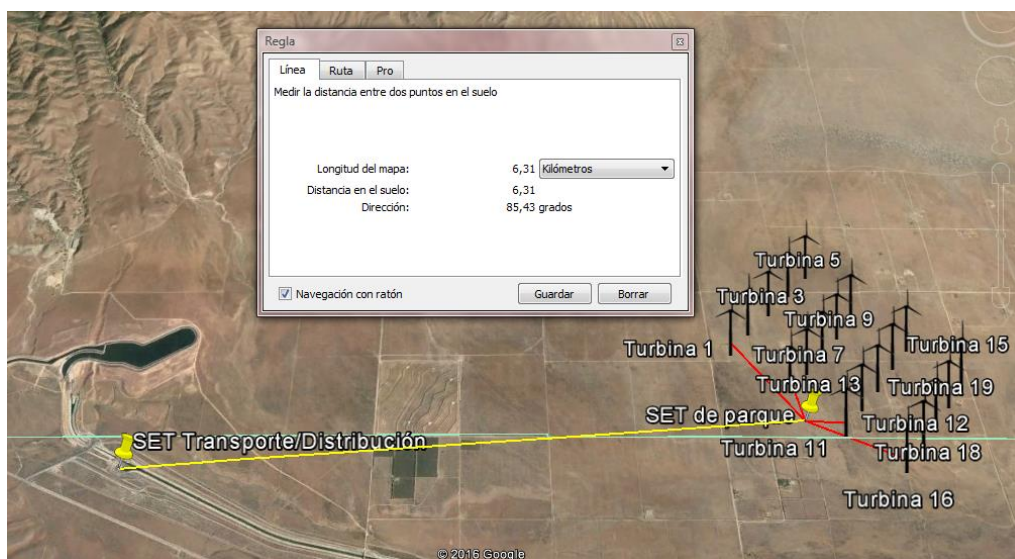


Figura 36. Conexión de la subestación del parque y la de transporte y distribución.

6.7. Infraestructuras

Accesos

Para la definición de caminos se han situado las veinte turbinas en Google Earth con las coordenadas extraídas del programa WASP, así como la subestación de parque. Se muestra en la siguiente figura una visión de todo el parque:

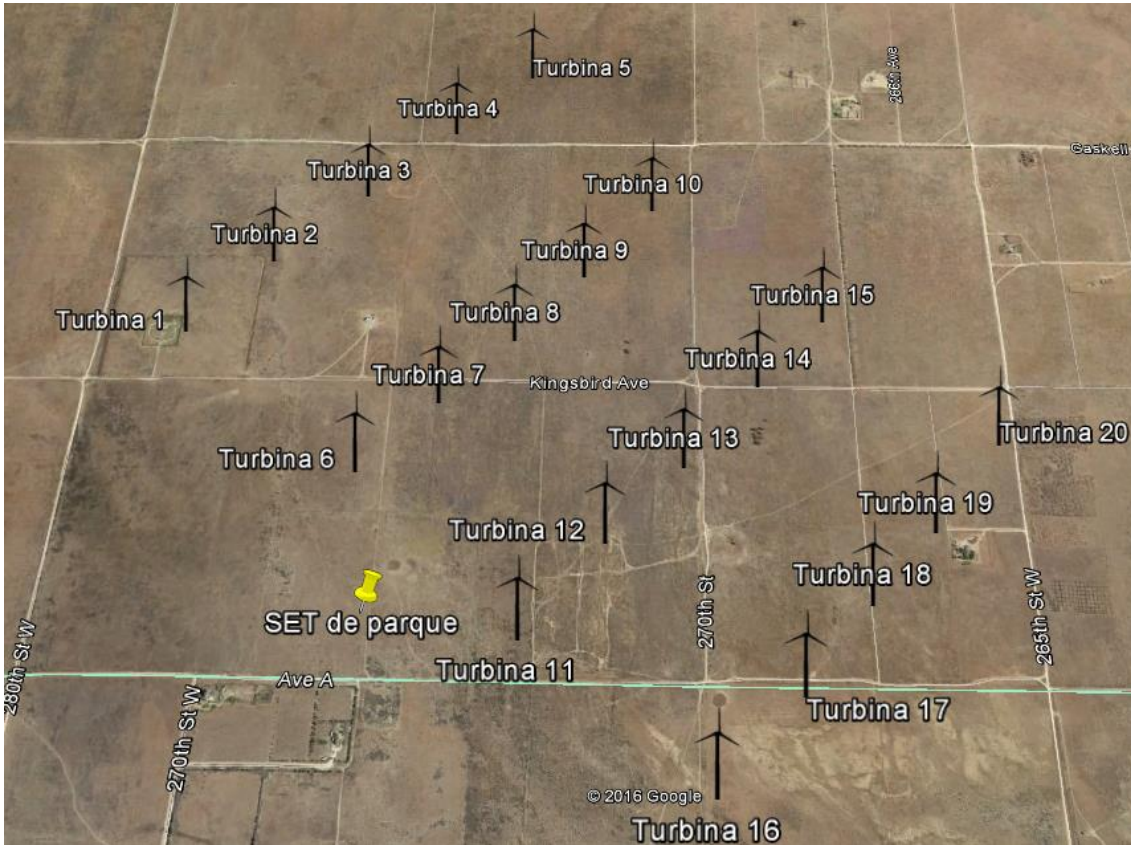


Figura 37. Situación de las turbinas del parque en Google Earth.

Se han observado varias carreteras y caminos existentes que facilitan el acceso al parque, aunque hay que definir el trazado de viales desde las mismas, así por ejemplo para los aerogeneradores del circuito 1 del parque el trazado comienza desde una de las carreteras mencionadas desde la turbina 1 a la 3, y otro trazado desde otra carretera a las turbinas 4 y 5. Se puede observar en la figura 37 una estimación del mismo, la longitud del vial sería aproximadamente 5 kilómetros.

Se pueden observar el resto de trazados en la Figura 38:

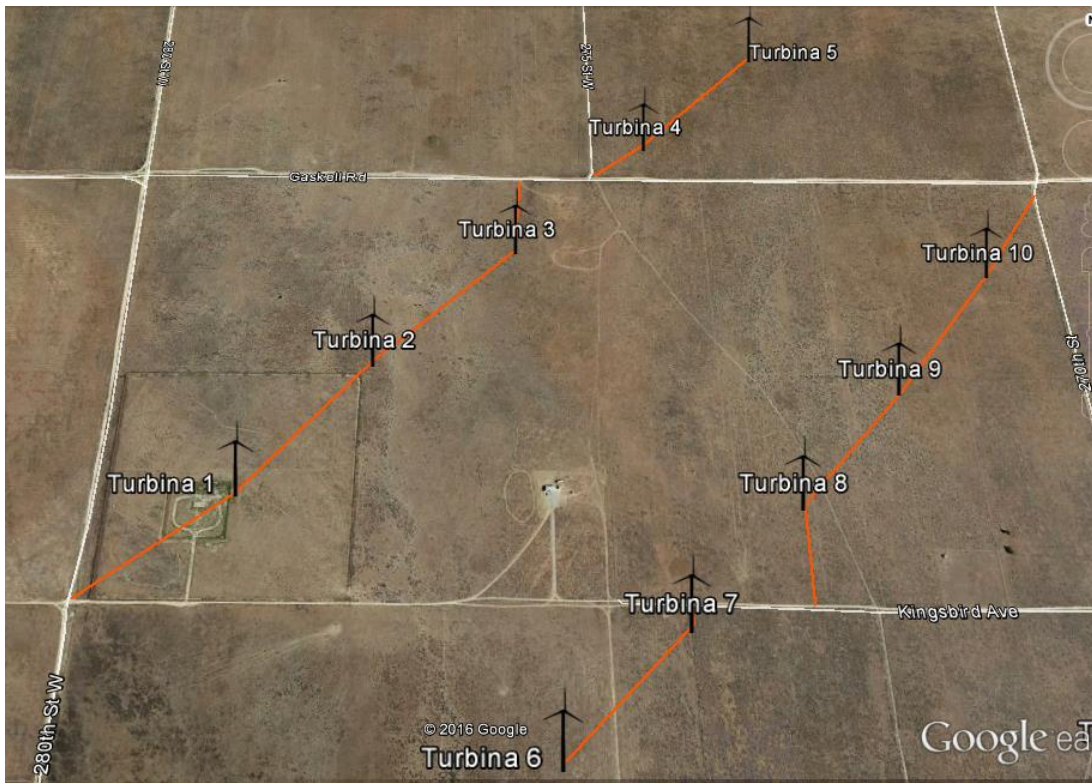


Figura 38. Trazado de vial de los circuitos 1 y 2 del parque eólico.

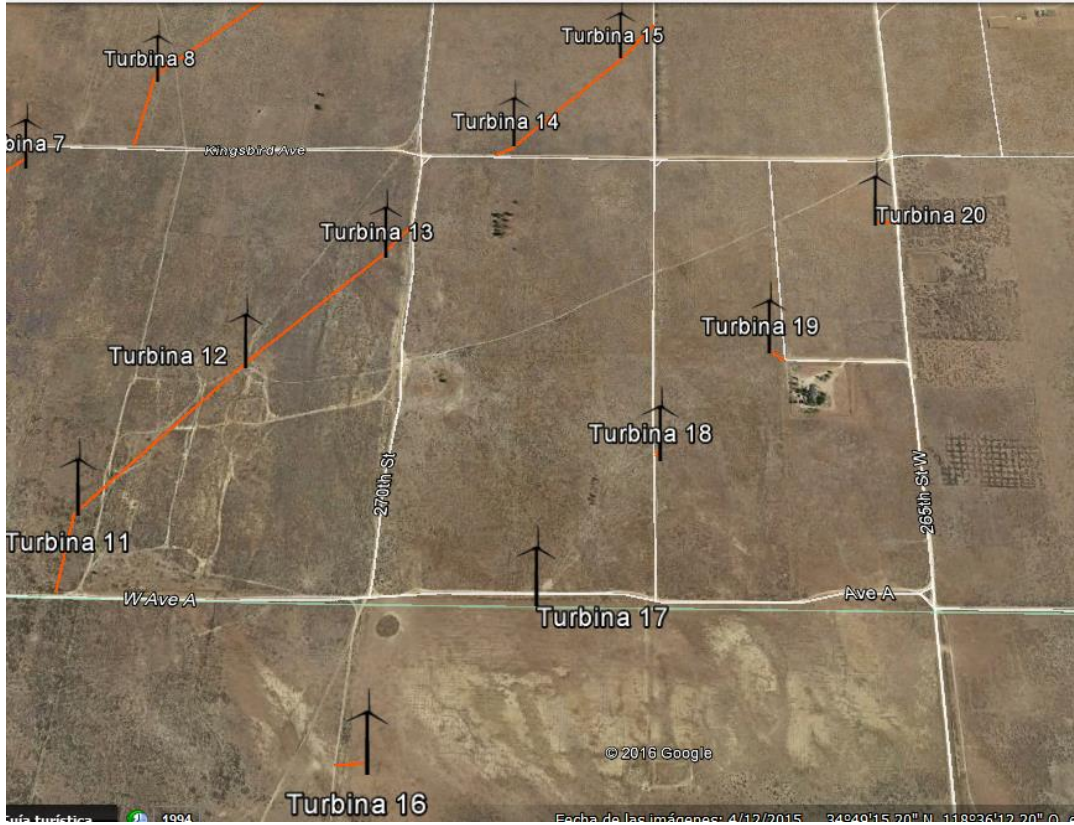


Figura 39. Trazado de vial de los circuitos 3 y 4 del parque eólico.

Hay pequeñas parcelas en el terreno cercano a los aerogeneradores, por lo que habría que gestionar ante los propietarios las afecciones a sus terrenos.

Las necesidades para el transporte del aerogenerador son condicionantes en el diseño de los viales. Una torre de unos 80 metros de altura, se segmenta en cuatro tramos, con las siguientes características que vienen resumidas a modo de tabla:

Tabla 12. Longitud, diámetros y peso de los cuatro tramos en que se divide la torre.

	Longitud (mm)	diámetro inferior (mm)	diámetro superior (mm)	Peso (Kg.)
inferior	11050	4036	3810	46000
Intermedio 1	16930	3810	3494	56000
Intermedio 2	23772	3494	2781	57000
superior	24247	2781	2314	41000

El tramo de mayor diámetro es de aproximadamente 4 metros que se ha de considerar para la anchura del vial.

Las palas del aerogenerador V90-3 MW tienen aproximadamente una longitud de 43 metros, y peso de 10400 kg.

Y el rotor tiene por longitud 10 metros, altura de 4.9 metros y peso aproximadamente 100000 kilogramos.

Por lo que las medidas del vial tienen que adaptarse a estos parámetros, los viales de acceso deberán tener unas dimensiones tales que puedan circular los transportes con el material, normalmente de 5 metros de anchura. Mientras que las dimensiones de los viales interiores, pueden tener una anchura mayor si el montaje mecánico de los aerogeneradores de una misma alineación se realiza sin desmontaje de grúa entre las diferentes plataformas.

Si se realiza desmontaje de la grúa entre aerogeneradores, el ancho de los viales interiores deberá ser de 5-6 metros. Sin embargo, si no se realiza desmontaje de grúa, la anchura de los viales puede llegar a alcanzar de 8-10 metros dependiendo de las dimensiones de la grúa. Tras la finalización de los trabajos de montaje, los viales interiores serán regenerados, siendo su ancho reducido a 5-6 metros.

En los viales de acceso y en el diseño de los viales interiores se deberán evitar, en la medida de lo posible, las pendientes tanto transversales como longitudinales.

Pendiente transversal

Las pendientes transversales máximas y mínimas admisibles en los viales de acceso al parque serán del 2 % y del 0,2 %. En cambio en los viales internos de parque se diferenciará si hay movimiento interno de la grúa, siendo el valor máximo y mínimo igual que en los viales de acceso al parque (máximo 2% y mínimo 0,2 %) y con desplazamiento interno de la grúa, se reducirán, siendo la pendiente máxima del 0,5 % y la mínima 0,2 %.

Pendiente longitudinal

Debido a la complicada orografía que se suele presentar en los parques eólicos, se podrán exceder las pendientes longitudinales siempre que se emplee como firme una capa de hormigón de firme, o bien, como pavimento de la capa de firme una mezcla bituminosa, consiguiendo un firme rugoso para mejorar la tracción de los transportes.

Las pendientes máximas que podemos encontrar en los viales del parque eólico, aunque dependerá de las especificaciones técnicas de infraestructura particulares de cada tecnólogo, pueden ser:

Tabla 13. Pendientes máximas de los viales del parque eólico.

Pendientes longitudinales máximas		
	Tramo recto	Tramo curvo
Vial de acceso al parque eólico	10-13 % sin hormigonar si pendiente < 200 m >13 % hormigonado	6-7 % sin hormigonar >10 % hormigonado
Vial interno del parque eólico	7-10 %	7-10 %

Los radios de las curvas tanto de los viales de acceso a parque como de los viales internos del parque, vendrán determinados generalmente por la longitud de las palas a transportar, aunque en determinadas configuraciones sea otro transporte el más restrictivo para los accesos. La longitud mínima de recta debe ser 60 metros y el radio de curvatura 35 metros.

El gálibo libre de paso de los transportes con el material para el montaje de los aerogeneradores, vendrá determinado por el material más alto sobre el transporte, generalmente el primer tramo del fuste del aerogenerador por ser el de mayor diámetro. Dentro de las actuaciones necesarias sería el aumento de altura libre sobre el vial de tanto líneas eléctricas como de telefonía, y su señalización con un gálibo de seguridad.

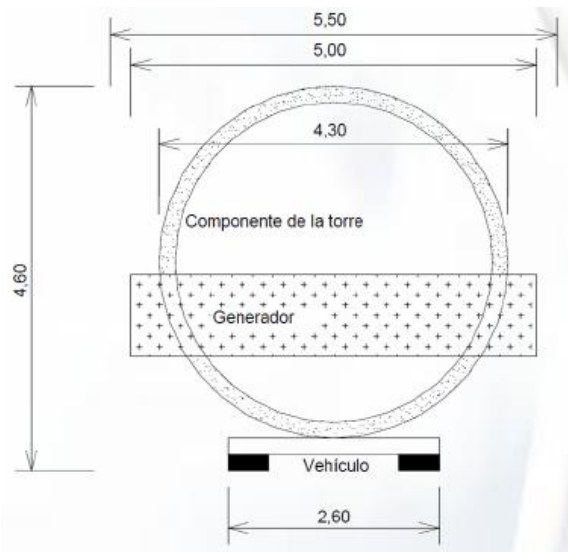


Figura 40. Gálibo libre de paso de los transportes.

La ejecución de los viales comprende una primera fase de apertura de la traza, con desbroce y retirada de la capa de tierra vegetal, hasta localizar un material suficientemente compactado válido como soporte del nuevo vial. Los materiales empleados en la formación de los viales dependerán del tipo de suelo existente en cada emplazamiento; en cualquier caso, se parte de una sección tipo de vial compuesta por una primera capa de material previamente seleccionado (de espesor variable, aproximadamente 20-40 cm), debidamente compactado, y una segunda capa de rodadura de zahorras naturales ó artificiales. En sus bordes laterales llevarán una cuneta de desagüe, de 0,60 m de anchura y 0,30 m de profundidad.

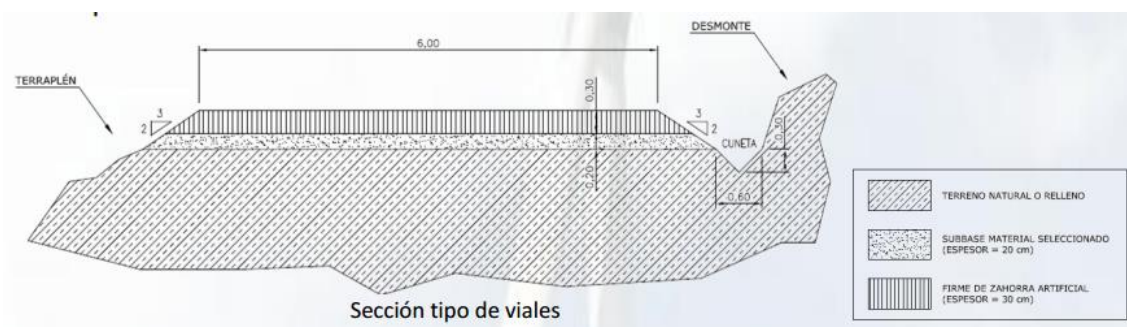


Figura 41. Sección tipo de viales.

La tierra vegetal retirada será acopiada convenientemente, separada del resto de material de excavación. Es importante garantizar la conservación de sus propiedades durante el periodo de acopio, por lo que no se acopiará con más de dos metros de altura y se evitara, en la medida de lo posible, que se produzcan arrastres de material. En caso necesario se habilitará una zona de acopio, debidamente preparada, para trasladar allí la tierra vegetal hasta su reutilización en la regeneración de taludes, zanjas y plataformas de montaje.

Las características generales y composición granulométrica de la capa de rodadura deberá ser acorde al apartado de zahorras del PG3:

Zahorra artificial: material formado por una mezcla de áridos, total o parcialmente machacados, en la que la granulometría del conjunto de los elementos que la componen es de tipo continuo.

Zahorra natural: material formado por áridos no triturados, suelos granulares, o una mezcla de ambos, cuya granulometría es de tipo continuo.

La compactación de las diferentes capas de la sección del vial deberá hacerse por diferentes capas y siempre con agua. Según el PG-3:

- La extensión de las tongadas no será de más de 30 cm.
- El grado de compactación para la subbase de viales mediante una capa de material procedente de excavación o zahorra natural será tal que la densidad seca tras compactación sea del 95 % del Próctor normal o superior.
- El grado de compactación de la capa de zahorra artificial (capa de rodadura) será tal que la densidad seca tras compactación sea del 98 % del Próctor modificado.

Para la comprobación de la compactación de viales y plataformas se realiza ensayos de densidad in situ. Dentro de los métodos de determinación de la densidad in situ es mediante el método con densímetro nuclear.



Figura 42. Compactación de viales

Zanjas para las conducciones eléctricas

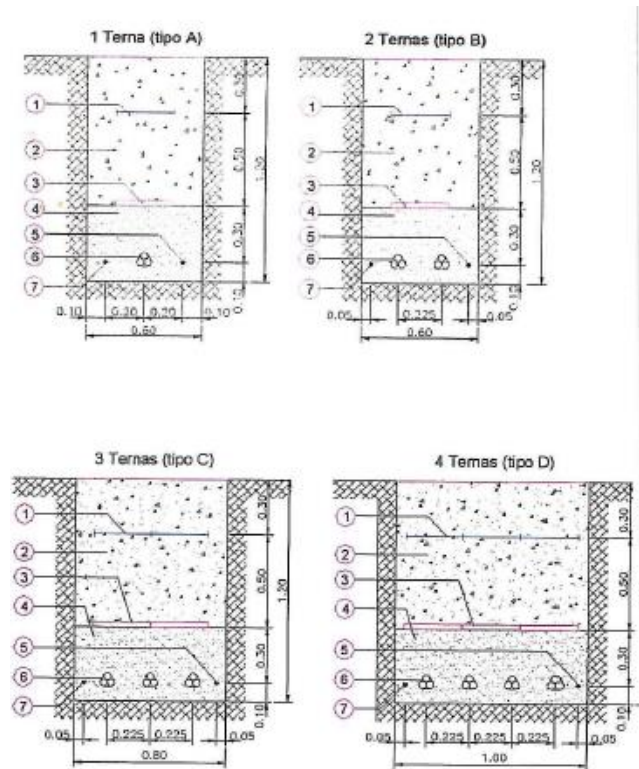


Figura 43. Tipos de zanjas según el número de ternas.

Siempre que sea posible se harán paralelas a los viales. Las zanjas tendrán una profundidad, que será definida por el proyectista, normalmente de 1,0 - 1,20 m y anchura variable en función del número de conductores a instalar en cada tramo. Conjuntamente con los cables de potencia y señal, se instalará un conductor de cobre desnudo de 50 mm² como electrodo de tierra directamente enterrado en el fondo de la zanja, a lo largo de todo su recorrido. La entrada y salida de cables en los aerogeneradores se realizará mediante tubos de las mismas características y sellados en sus extremos para evitar el deterioro de roedores. Además:

- Las zanjas adjuntas a un vial en terraplén se trazarán a pie de terraplén.
- Las zanjas que discurran bajo vial se deberán reforzar con una losa de 20 cm. de hormigón no inferior en resistencia a HM-20.
- Las zanjas que crucen terrenos de labor deberán tener una profundidad no inferior a 1,7 m.
- No se diseñarán zanjas bajo cunetas.
- La anchura de zanjas dependerá del número de ternas a tender.

Cimentaciones

Existen condicionantes de diseño para la selección de cimentaciones, por un lado se encuentran los condicionantes por el tipo de terreno en el que se van a implantar, y por otro lado, los condicionantes por el tipo de aerogenerador a instalar.

En cuanto a condicionantes por el tipo de terreno, la capacidad portante del suelo en el emplazamiento del aerogenerador deberá ser estimada en campo y dependiendo de esta se puede seleccionar una tipología de zapata, superficial o pilotada.

Zapata superficial

Se realiza un diseño de zapata teniendo en consideración aspectos tales como el coste, el vuelco, las presiones en el terreno o el cortante para la obtención de dichas dimensiones. Estas zapatas se diseñan para que cumpla con las condiciones de estabilidad, vuelco y deslizamiento, como las condiciones estructurales, carga, flexión y cortante.

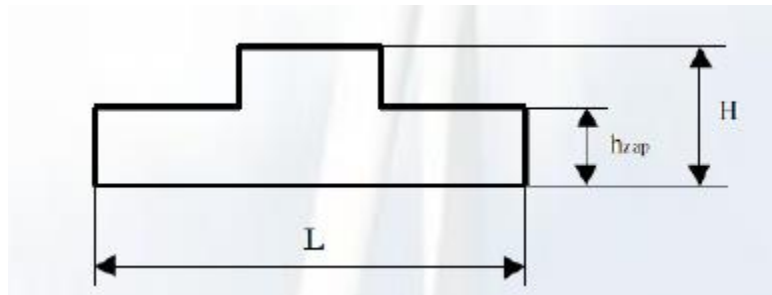


Figura 44. Zapata superficial.

Zapata pilotada o micropilotada

Si en el emplazamiento de un aerogenerador no cumple con la tensión admisible del terreno o se ha alcanzado el nivel freático del terreno, se podrá optar por la instalación de un encepado, es decir, una zapata con pilotes o micropilotes, o bien la utilización de un hormigón ciclópeo.

En cuanto a los condicionantes según el tipo de aerogenerador para cimentaciones, en la siguiente tabla vienen reflejados, según la potencia de turbina, la superficie, profundidad y metros cúbicos de excavación necesarios.

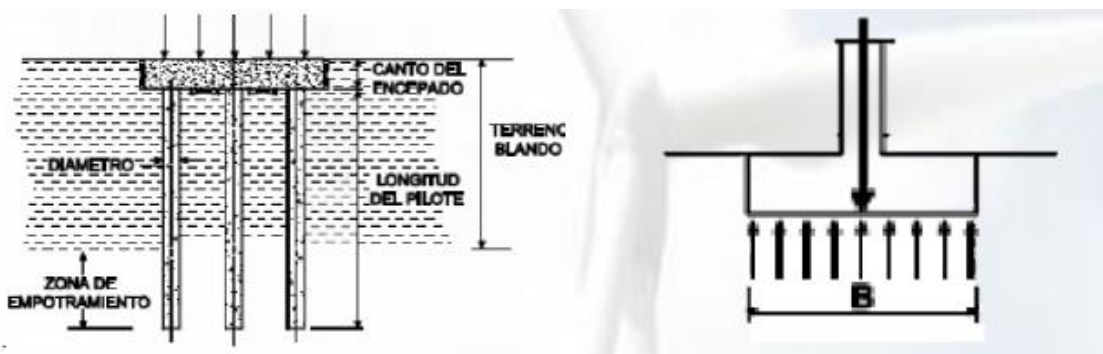


Figura 45. Zapata pilotada.

La virola es la parte de la torre que queda en el interior de la cimentación del aerogenerador. A partir de esta, se instalarán el resto de tramos que conformarán el fuste del aerogenerador. La virola se instalará en el armado de la cimentación y dispondrá de unas patas y tuercas para su ajuste a la altura de canto de la cimentación.

- Nivelación: este tramo del fuste requiere la nivelación mediante gatos hidráulicos con un ajuste milimétrico, pues cualquier desnivelación de este elemento puede provocar una gran inclinación a la altura del buje del aerogenerador.
- Orientación: la virola nos indicará la entrada de los cables de evacuación de la energía y nos posicionará la puerta de entrada al aerogenerador.

En cuanto a los condicionantes según el tipo de aerogenerador para cimentaciones, en la siguiente tabla vienen reflejados, según la potencia de turbina, la superficie, profundidad y metros cúbicos de excavación necesarios.

Tabla 14. Características de cimentaciones en función de la potencia de turbina.

Potencia turbina	superficie	profundidad	M3 excavación
750 kw	8*8	2	128
1500kw	11*11	2	242
2000kw	15*15	2.5	562
3000 kW	18 mts diámetro	3,5	890

La potencia de turbinas seleccionada en nuestro parque es de 3MW, por lo que, como se observa en la tabla anterior, la superficie necesaria para la cimentación es de 18 metros cuadrados, con una profundidad de 3,5 metros, y los metros cúbicos de excavación son aproximadamente 890.

El tipo de cimentaciones que se han seleccionado son de hormigón y ferralla, y la forma de las cimentaciones que se van a ejecutar es circular.

La forma circular reduce considerablemente el volumen de hormigón y de acero de armadura que se necesita. Además, permite usar encofrados de menor tamaño y una cubicación más rentable.

Otra de las razones es debido a que el efecto de las fuerzas que actúan es el mismo para todas las direcciones de viento. En cimentaciones en cruz o poligonales, se dan tensiones en el terreno que generan en proporción grandes cargas en las esquinas de las mismas y ello se evita con las cimentaciones circulares.

En los cálculos estáticos se cuenta con hacer uso de la tierra extraída de la excavación para cubrir la cimentación. Esto permite asegurar la estabilidad incluso con un diámetro menor.



Figura 46. Cimentación de un aero.

La ejecución de la cimentación de un aerogenerador requiere de los siguientes procedimientos:

- Excavación del hueco de la zapata mediante medios mecánicos.
- Mejora de la capacidad portante del suelo mediante hormigón ciclópeo si fuera necesario. Rellenar mediante piedra hasta la cota del hormigón de limpieza y verter el hormigón pobre para mejorar las características del subsuelo.
- Hormigón de limpieza para proporcionar una superficie lisa para el ferrallado de la armadura.
- Ferrallado de la armadura inferior, según planos del tecnólogo. El acero empleado para toda la armadura será B500-SD, con diferentes diámetros.
- Introducción y posicionamiento de la virola en la excavación.
- Ferrallado de la armadura superior. Se introduce parte del hierro de la armadura por los orificios de la virola para la unión con la losa de hormigón.
- Será necesario un encofrado de la cimentación si se ha realizado una sobreexcavación. No es necesario si se realiza el hormigonado contra el terreno.
- Hormigonado de la losa de hormigón mediante una bomba de hormigonado.
- Infraestructura eléctrica.

6.8. Transporte y montaje

Los lugares de fabricación de cada una de las partes de los aerogeneradores V90, Vestas Blades, Vestas Nacelles, y Vestas Towers más cercanos a la ubicación del parque están en Estados Unidos, en el estado de Colorado. Su ubicación se muestra en las siguientes imágenes.

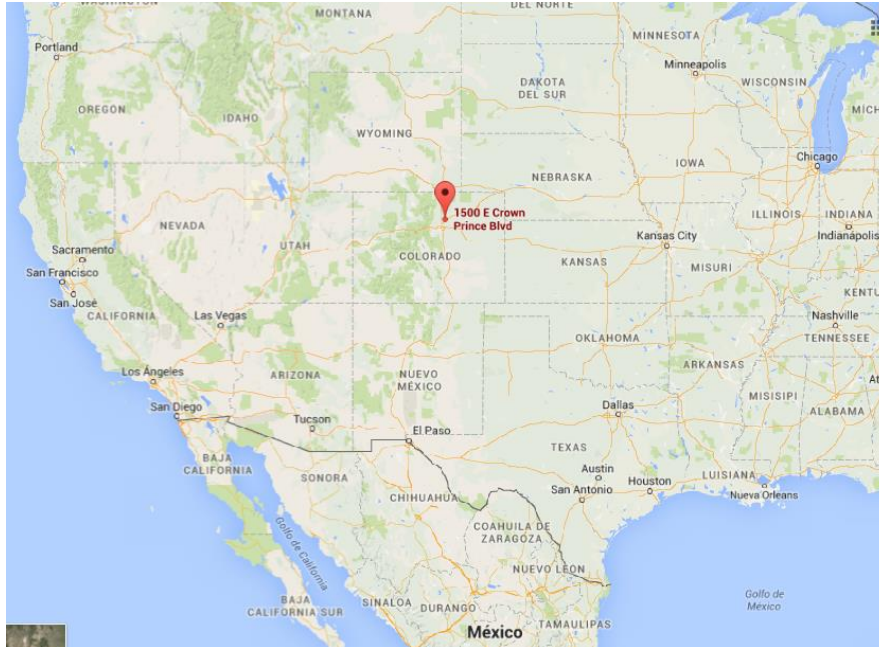


Figura 47. Vestas Blades America. 1500 East Crown Prince Boulevard, Building N, Brighton, CO 80603.



Figura 48. Vestas Towers America. 100 Towers Road, Pueblo, CO 81004, United States of America.

En todos los casos la distancia al parque es de aproximadamente 1130 millas por carretera. El montaje está condicionado por el peso de la nacelle y la altura de la torre. Se necesita una grúa principal (500-600 Tm) y una grúa de retenida (120-140 Tm).

Los parques ramificados requieren varios equipos montaje, por lo que el parque de este proyecto necesita cuatro líneas de montaje. La grúa principal puede ser de dos tipos:

-De cadenas con pluma de celosía.

- hay suficientes en el mercado dada su versatilidad
- requiere caminos de 9 m , si no se quiere desmontar las cadenas para su movimiento
- Requiere superficie adicional para montaje pluma de celosía (100 m lineales consolidados + 5 m de ancho)
- Menor ritmo montaje respecto a la telescópica.
- Mejor en cuanto a peso capaz de soportar de aerogeneradores.

-De cadenas/ruedas con pluma telescópica.

- NO hay suficientes en el mercado
- requiere caminos de 5 m
- MAYOR ritmo montaje respecto a la de celosía

Los tiempos medios de montaje por aerogenerador /equipo para una máquina de 3MW son:

- 1,5 a 2 aerogeneradores /semana con grúa de cadenas.

- 3 aerogeneradores / semana grúa telescópica.

Aunque los tiempos de montaje sean menores con la grúa con pluma telescópica, y no se requiera anchura adicional en los caminos, hay pocas en el mercado, en nuestro parque no se tendría problema de espacio para tener viales más anchos, por ello se trabajará con grúas de pluma de celosía que hay más en el mercado.

En concreto se trabajará con el siguiente modelo: MAMMOET TEREX-DEMAG CC 12600.



Figura 49. Grúa de montaje modelo MAMMOET TEREX-DEMAG CC 12600.

Sus dimensiones se muestran en la siguiente figura:

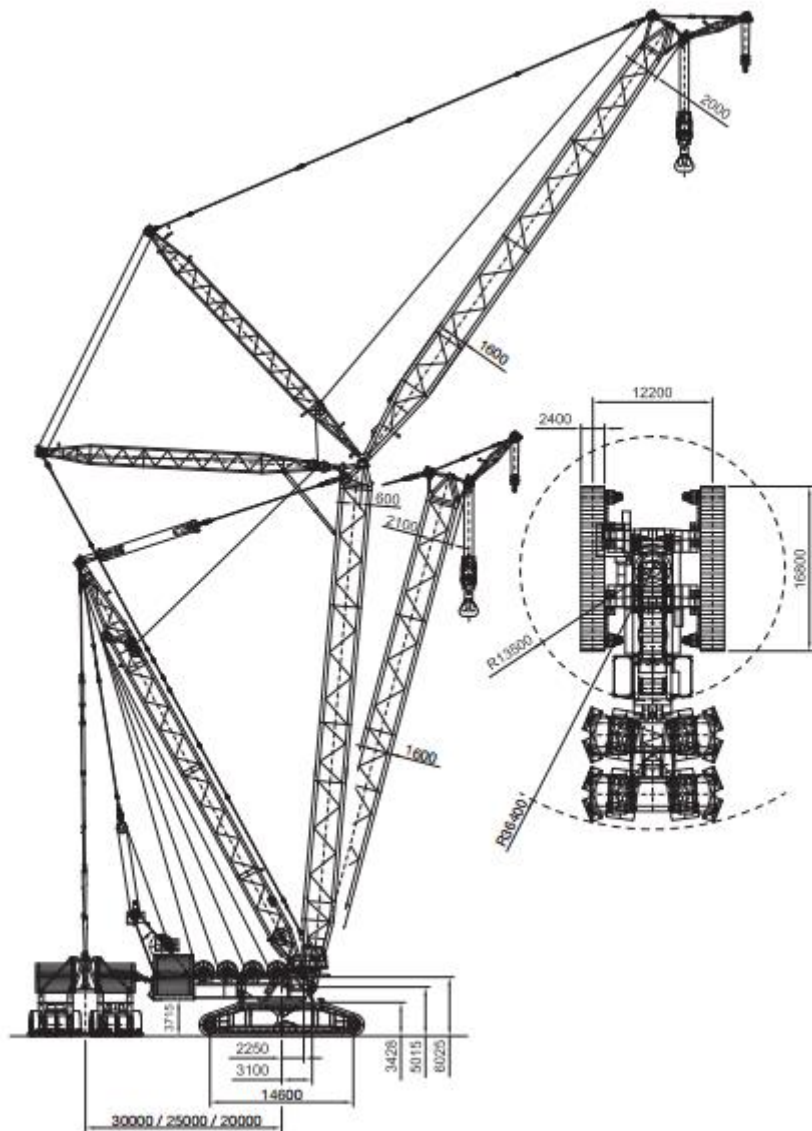


Figura 50. Dimensiones de la grúa de montaje MAMMOET TEREX-DEMAG CC 12600.

En las plataformas de montaje y acopio de material diferenciaremos entre:

- Plataformas intermedias.
- Plataformas de final del vial.

Las plataformas intermedias serán normalmente de planta rectangular, con unas dimensiones mínimas e inclinación, de acuerdo con las especificaciones constructivas del fabricante del aerogenerador. Las dimensiones de las plataformas serán función del tamaño del aerogenerador a instalar. Además, unas dimensiones reducidas de plataformas dificulta el montaje del aerogenerador, por lo que el coste del aerogenerador se encarece.

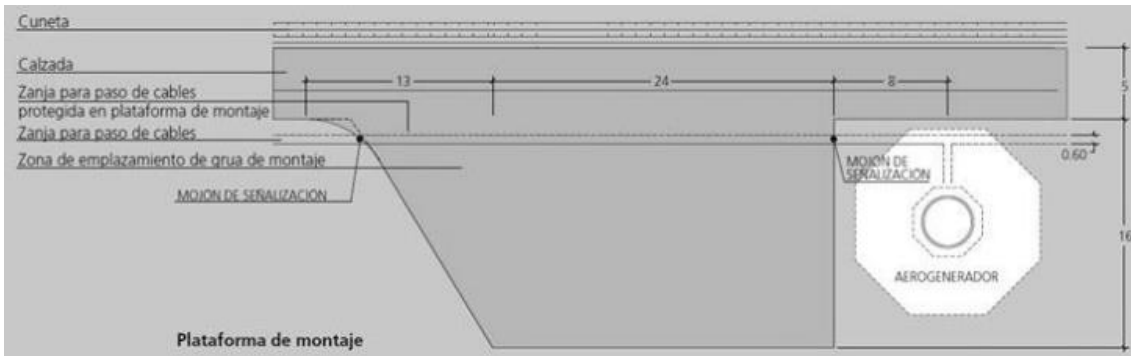


Figura 51. Plataforma de montaje intermedia.

Las plataformas al final de vial servirán para el giro de los transportes por lo que será necesaria la construcción de semiembudos que permitan la maniobrabilidad.

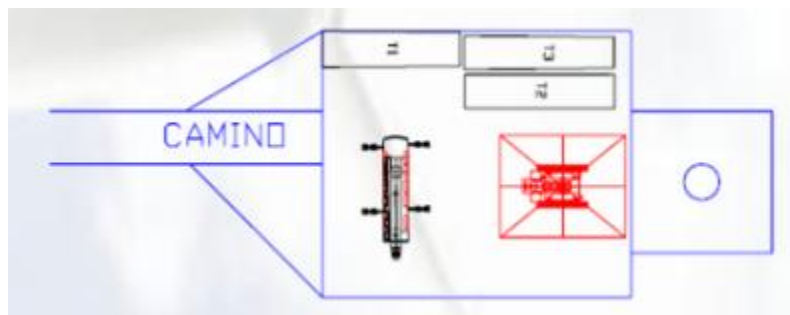


Figura 52. Plataforma de montaje al final del vial.

Si se trabaja con grúas de celosía, se hace necesario disponer de un espacio recto adicional, de aproximadamente 3 x 70 m, para realizar las labores de montaje de los tramos de celosía con una grúa auxiliar.

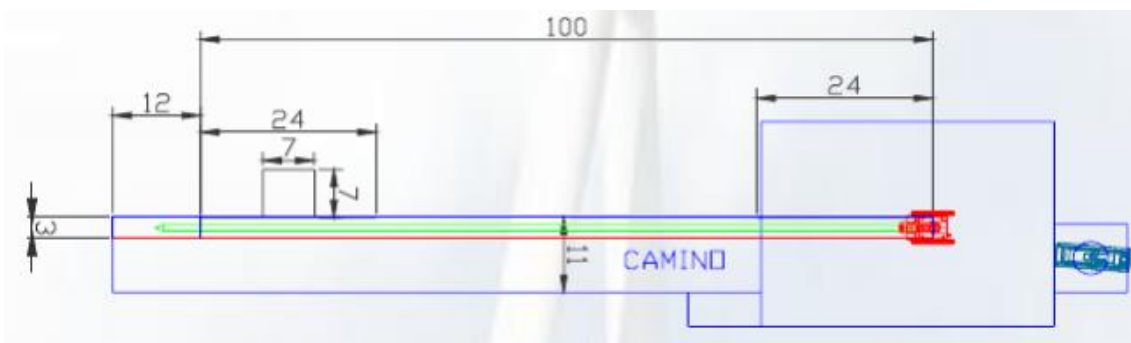


Figura 53. Esquema si se trabaja con grúas de celosía.

Las dimensiones de las plataformas de montaje pueden ser las siguientes, aunque estas dimensiones serán condicionadas por el fabricante del aerogenerador:

Tabla 15. Dimensiones plataformas de montaje.

Dimensiones	Plataformas intermedias		Plataformas final de vial	
	Torres 60-80 m	Torres 80-100 m	Torres 60-80 m	Torres 80-100 m
Reducidas	25x35 m	30x35 m	30x35 m + Semi-embudos	35m x 40m
Estándar	40x44 m	44x44 m	45x44 m + Semi-embudos	44x49 m

La composición de la zona de trabajo de vehículos y grúas, constará de una buena explanada.

La cota de explanación será preferiblemente la correspondiente a la virola de cimentación o ligeramente superior; en ningún caso se situará la plataforma por debajo de dicha cota. Si la cota es superior la virola, será necesario la construcción de una rampa o camino de llegada para el acceso al aerogenerador. Tras la finalización de los trabajos de montaje será necesario proceder a la regeneración de las plataformas, aprovechando para ello la tierra vegetal que se hubiera retirado de la zona. Antes de realizar el montaje del aerogenerador se deberá realizar un ensayo de carga a la plataforma para comprobar el módulo de deformación de capas de terraplenes y de firmes.

7. SISTEMA FOTOVOLTAICO

7.1. Dimensionamiento

Para el estudio de complementariedad de un parque eólico con energía solar fotovoltaica se tuvo en cuenta la implementación de una instalación de 5Mw, 10Mw y 15Mw y así comparar cual se ajusta mejor a la producción eléctrica necesaria para obtener la máxima rentabilidad.

Para realizar los cálculos, se sobredimensiona la potencia pico de cada instalación un 20%, teniendo que obtener resultados para potencias de 6MW, 12MW y 18MW, respectivamente.

Las coordenadas del emplazamiento para el estudio son:

- Latitud: 34,8°N
- Longitud: 118,5°W
- Altitud: 900m

Es preciso calcular la inclinación óptima de los módulos para poder aprovechar al máximo la potencia del panel. La inclinación óptima depende de la latitud del lugar.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,67 \cdot |\phi| = 3,7 + 0,67 \cdot 34,8^\circ = 27^\circ \approx 30^\circ$$

Debido a la gran diversidad de paneles e inversores existentes en el mercado, para la elección de estos elementos se tuvo en cuenta los que mejor se ajustan a la potencia que se pretende conseguir, calidad, complementariedad entre ellos y mercado en el que se instala.

Se eligió el panel del fabricante SunPower de potencia 300kWp, modelo SPR-300E-BLK-D.

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Datos adicionales | Parámetros modelo | Dimensiones y Tecnología | Comercial | Gráficos

Modelo: SPR-300NE-BLK-D Fabricante: SunPower
 N. archivo: Sunpower_SPR300NE_BLK.D.P Origen datos: Manufacturer 2010
 Original PVsyst database Prod. desde 2010

Potencia nominal: 300.0 Wp Tol. +/-: -5.0 5.0 % Tecnología: Simono

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia:	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito:	Isc	5.870	A	Circuito abierto Voc	64.00	V
Punto Potencia Máximo:	Imp	5.490	A	Vmpp	54.70	V
Coeficiente de temperatura:	milsc	3.5	mA/°C	N° células: 96 en serie		
	o milsc	0.060	%/°C			

Resumen del modelo

Parámetro principal

R paral. 3444 ohm
 Rp (G=0) 14000 ohm

R serie modelo 0.44 ohm
 R serie máx. 0.52 ohm
 R serie aparente 0.86 ohm

Parámetros modelo

Gamma 1.007
 Io Ref 0.04 nA
 muVoc -211 mV/°C
 miPmáx fijado -0.38 /°C

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento:	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	301.1	W	Coef. temperatura	-0.37	%/°C
	Corriente Imp	5.60	A	Tensión Vmpp	53.8	V
	Corriente de cortocircuito Isc	5.87	A	Circuito abierto Voc	64.0	V
Eficiencia	/ Sup. células	20.46	%	/ Sup. módulo	18.46	%

Figura 54. Características módulo fotovoltaico.

En cuanto al inversor, se optó por la marca ABB, con una potencia de 500kW y el modelo PV800-57-0500Kw-A.

Definición de un inversor conectado a la red

Parámetro principal | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Output parameters | Dimensiones | Comercial

Modelo: PVS800-57-0500Kw-A Fabricante: ABB
 N. archivo: ABB_PVS800_57_0500kw_A.DND Origen de datos: Manufacturer 2012
 Original PVsyst database Prod. desde 2010

Lado entrada (Campo FV CC)

Tensión MPP Mínima: 450 V
 Tensión Mínima para Pnom: N/A V
 Tensión MPP Nominal: N/A V
 Tensión MPP Máxima: 825 V
 Tensión FV máx Absoluta: 1000 V
 Umbral Potencia: 2500 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. **Obligatorio**

Potencia nominal FV: 500 kW
 Potencia máxima FV: 600 kW
 Corriente máxima FV: N/A A

Lado salida (Red CA)

Monophased Frecuencia: 50 Hz
 Triphased 60 Hz
 Biphased

Tensión de Red: 300 V
 Potencia nominal CA: 500 kW
 Potencia máxima CA: 500 kW
 Corriente CA nominal: 965 A
 Corriente CA máxima: N/A A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 0.0 %
 Eficiencia EURO: 0.0 %
 Eficiencia definida para 3 tensiones

Figura 55. Características inversor.

Instalación de 5MW

Para averiguar el número máximo de módulos a conectar en serie es preciso calcular el cambio del voltaje de circuito abierto con la temperatura de célula en condiciones óptimas:

Temperatura de célula para la tensión máxima admisible:

$$T_c(^{\circ}C) = T_{\alpha} + G_{ef} \times \frac{T_{ONC} - 20}{800}$$

$$T_c = -10 + 200 \times \frac{47 - 20}{800} = -3,25^{\circ}C$$

La tensión de circuito abierto para la célula se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}^* + (T_c - T_c^*) \times \frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c}$$

$$V_{oc} = 64,0 + (-3,25 - 25) \times \left(\frac{-0,37}{100} \times 64,0 \right) = 70,69V$$

Y el número máximo de módulos en serie:

$$N_{S_{m\acute{a}x}} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_{oc}} = \frac{1000}{70,69} = 14,15 \approx 14 \text{ m\u00f3dulos}$$

La V_{MPP} en condiciones ambiente es:

$$T_c = 25 + 1000 \times \frac{47 - 20}{800} = 58,75^{\circ}C$$

$$V_{oc} = 64,0 + (58,75 - 25) \times \left(\frac{-0,37}{100} \times 64,0 \right) = 71,99V$$

$$V_{mpp} = V_{mpp}^* \times \frac{V_{oc}}{V_{oc}^*} = 53,8 \times \frac{71,99}{64,0} = 60,52V$$

Según esta tensión, se calcula el intervalo de números de módulos en serie, según la ventana de tensión del inversor:

$$N_{S_{mpp}}^{m\acute{a}x} = \frac{V}{V_{mpp}} = \frac{1000}{60,52} = 16,52 \approx 17 \text{ m\u00f3dulos}$$

$$N_{S_{mpp}}^{m\acute{i}n} = \frac{V}{V_{mpp}} = \frac{450}{60,52} = 7,44 \approx 7 \text{ m\u00f3dulos}$$

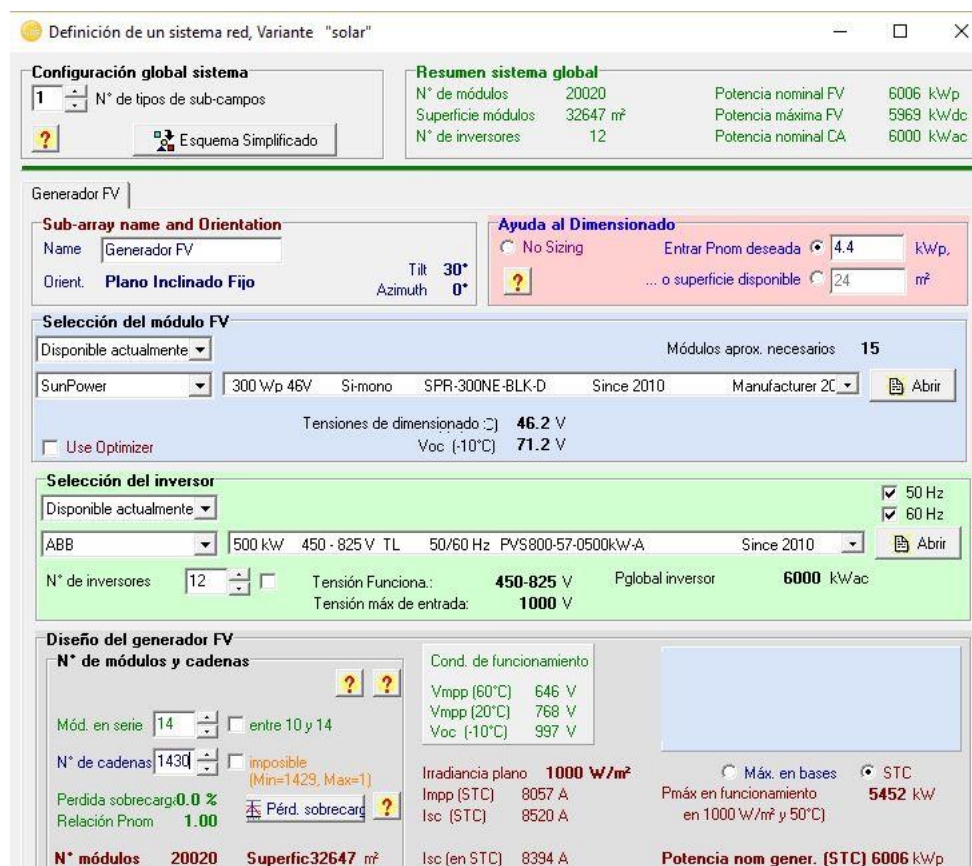
$$N_s = [7,14]$$

A partir de la tensión máxima y la de cortocircuito, se calcula el número de módulos en paralelo:

$$N_p = \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{SC}^*} = \frac{1145}{5,87} = 195,06 \approx 195 \text{ m\u00f3dulos}$$

Probando distintas combinaciones en PVsyst, la más óptima es: 14 módulos en serie y 1.430 módulos en paralelo, con 12 inversores.

$$N_{s(total)} = 14 \times 1.430 = 20.020 \text{ módulos}$$



Definición de un sistema red, Variante "solar"

Configuración global sistema
 1 N° de tipos de sub-campos
 Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	20020	Potencia nominal FV	6006 kWp
Superficie módulos	32647 m²	Potencia máxima FV	5969 kWdc
N° de inversores	12	Potencia nominal CA	6000 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation
 Name: Generador FV
 Orient: Plano Inclinado Fijo
 Tilt: 30°
 Azimuth: 0°

Ayuda al Dimensionado
 No Sizing
 Entrar Pnom deseada: 4.4 kWp
 ... o superficie disponible: 24 m²

Selección del módulo FV
 Disponible actualmente: Módulos aprox. necesarios: 15
 SunPower | 300 Wp 46V | Si-mono | SPR-300NE-BLK-D | Since 2010 | Manufacturer 2C
 Tensiones de dimensionado: 46.2 V
 Voc (-10°C): 71.2 V

Selección del inversor
 Disponible actualmente: 50 Hz 60 Hz
 ABB | 500 kW | 450 - 825 V TL | 50/60 Hz | PVS800-57-0500kW-A | Since 2010
 N° de inversores: 12
 Tensión Funciona.: 450-825 V
 Tensión máx de entrada: 1000 V
 Pglobal inversor: 6000 kWac

Diseño del generador FV
 N° de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 14 (entre 10 y 14)
 N° de cadenas: 1430 (imposible (Min=1429, Max=1))
 Pérdida sobrecarg.: 0.0 %
 Relación Pnom: 1.00
 Pérd. sobrecarg. ?

Cond. de funcionamiento
 Vmpp (60°C): 646 V
 Vmpp (20°C): 768 V
 Voc (-10°C): 997 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 8057 A
 Isc (STC): 8520 A
 Isc (en STC): 8394 A

Máx. en bases STC
 Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 5452 kW
 Potencia nom gener. (STC): 6006 kWp

Figura 56. Simulación en PVsyst de la instalación de 5MW.

De esta forma se obtiene una relación de 1,01 para una Potencia nominal de 6.006 kWp y una producción de 11.209 MWh/año.

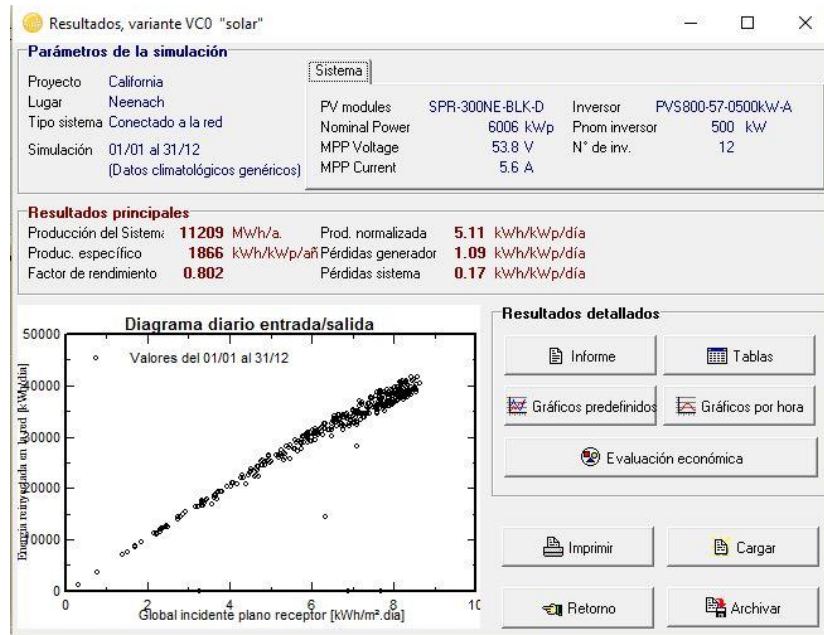


Figura 57. Resultados de la instalación de 5MW.

La eficiencia obtenida o performance ratio es de 80,2 %, en la cual se incluyen las pérdidas por polvo y suciedad, error en el seguimiento del punto de máxima potencia, rendimiento del inversor, pérdidas en el cableado y pérdidas por temperatura.

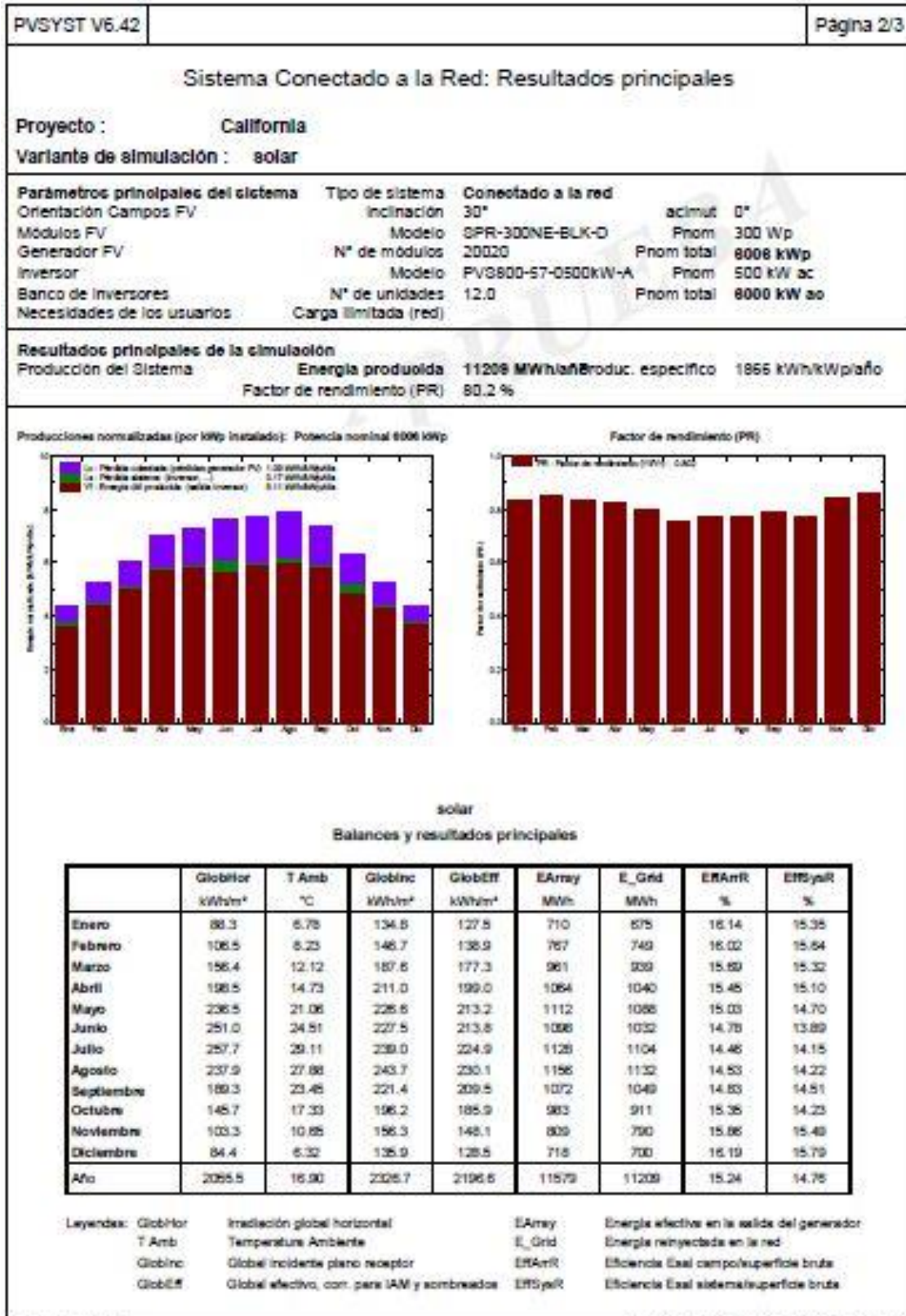
A continuación se muestran los datos detallados obtenidos a partir de la simulación:

PVSYST V6.42		Página 1/3	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : California			
Lugar geográfico	Neenach	País USA	
Ubicación	Latitud 34.8°N	Longitud	118.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-8	Altitud	900 m
Datos climatológicos:	Neenach	Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Síntesis	
Variante de simulación : solar			
	Fecha de simulación	04/07/16 18h28	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	30°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras aeronaos	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	8PR-300NE-BLK-D
<small>Original PVSyst database</small>		Fabricante	SunPower
Número de módulos FV		En serie	14 módulos
N° total de módulos FV		N° módulos	20020
Potencia global generador		Nominal (STC)	8008 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	677 V
Superficie total		Superficie módulos	32647 m²
		En paralelo	1430 cadenas
		En cond. funciona.	5452 kWp (50°C)
		Superf. célula	29463 m²
		Phom unitaria	300 Wp
		l mpp	8057 A
Inversor			
<small>Original PVSyst database</small>		Modelo	PVS800-67-0500kW-A
Características		Fabricante	ABB
Banco de Inversores		Tensión Funciona.	450-925 V
		N° de Inversores	12 unidades
		Phom unitaria	500 kWac
		Potencia total	6000 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	1.4 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas 1.3 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de Incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 periodos		Fracción de tiempo 1.0 %
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)			

Project Evaluation mode

Tratamiento en español, pero el texto inglés está generado.

Figura 58. Informe instalación de 5MW (1/3).



PV Syst Evaluation mode

Traducción en garantía, sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 59. Informe instalación de 5MW (2/3).

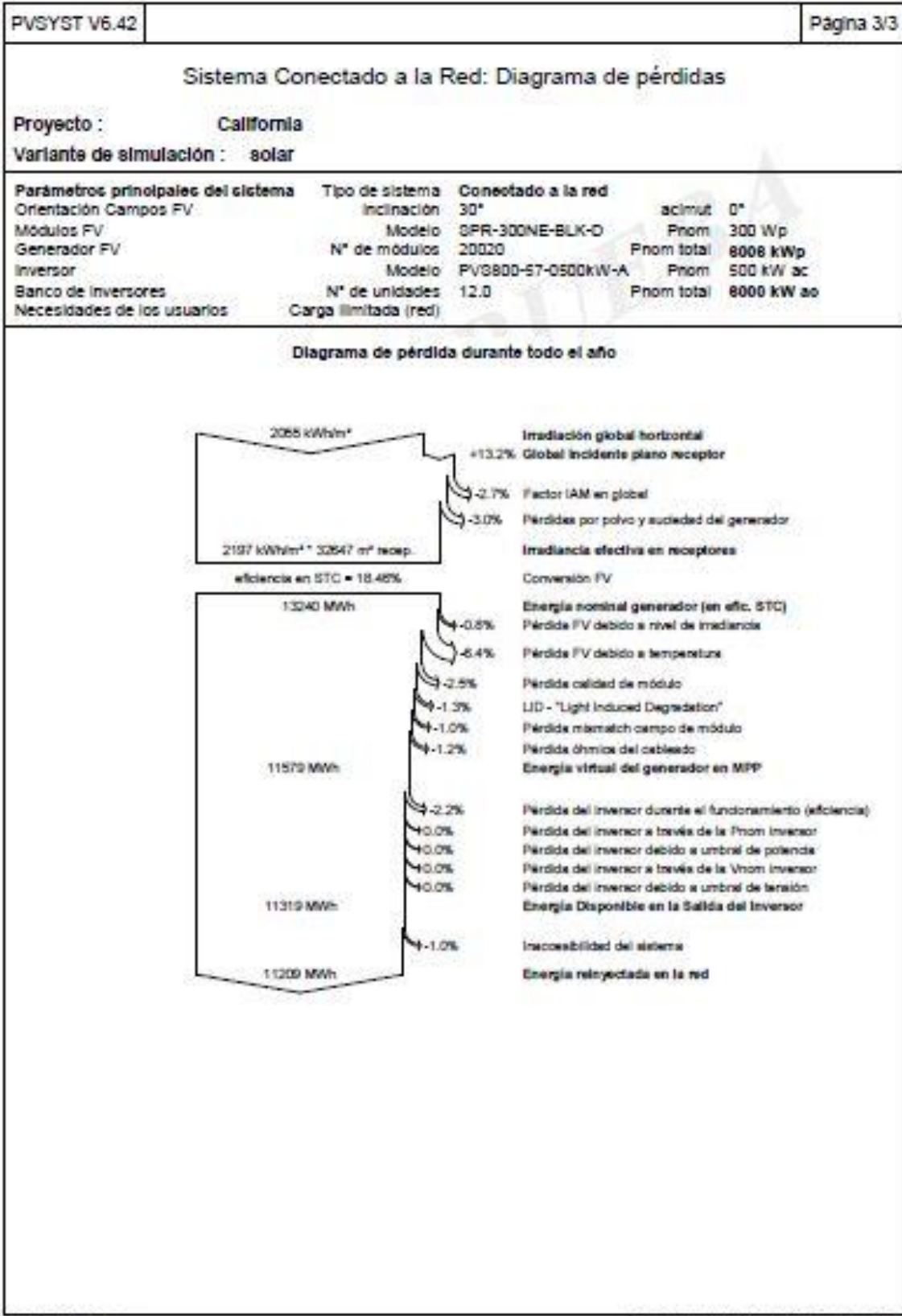


Figura 60. Informe instalación de 5MW (3/3).

Realizando los mismos cálculos para las plantas de 10MW y 15MW, y utilizando el mismo panel e inversor, se obtienen los siguientes resultados:

Instalación de 10MW

Definición de un sistema red, Variante "solar"

Configuración global sistema
 1 N° de tipos de sub-campos
 Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	40012	Potencia nominal FV	12004 kWp
Superficie módulos	65248 m²	Potencia máxima FV	11930 kWdc
N° de inversores	24	Potencia nominal CA	12000 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation
 Name: Generador FV
 Orient: Plano Inclinado Fijo
 Tilt: 30°
 Azimuth: 0°

Ayuda al Dimensionado
 No Sizing
 Entrar Pnom deseada: 4.4 kWp
 ... o superficie disponible: 24 m²

Selección del módulo FV
 Disponible actualmente: [dropdown]
 Módulos aprox. necesarios: 15
 SunPower | 300 Wp 46V | Si-mono | SPR-300NE-BLK-D | Since 2010 | Manufacturer 2C | [Abrir]
 Tensiones de dimensionado (C): 46.2 V
 Voc (-10°C): 71.2 V
 Use Optimizer

Selección del inversor
 Disponible actualmente: [dropdown]
 ABB | 500 kW | 450 - 825 V TL | 50/60 Hz | PVS800-57-0500kW-A | Since 2010 | [Abrir]
 N° de inversores: 24
 Tensión Funciona.: 450-825 V
 Tensión máx de entrada: 1000 V
 Pglobal inversor: 12000 kWac
 50 Hz
 60 Hz

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 14 (entre 10 y 14)
 N° de cadenas: 2858 (imposible (Min=2857, Max=1))
 Pérdida sobrecarg: 0.0 %
 Relación Pnom: 1.00
 N° módulos: 40012
 Superficie: 65248 m²

Cond. de funcionamiento
 Vmpp (60°C): 646 V
 Vmpp (20°C): 768 V
 Voc (-10°C): 997 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²
 Impp (STC): 16103 A
 Isc (STC): 17028 A
 Isc (en STC): 16776 A

Potencia nom gener. (STC) 12004 kWp
 Máx. en bases
 STC
 Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 10896 kW

System summary | Anular | OK

Figura 61. Simulación en PVsyst de la instalación de 10MW.

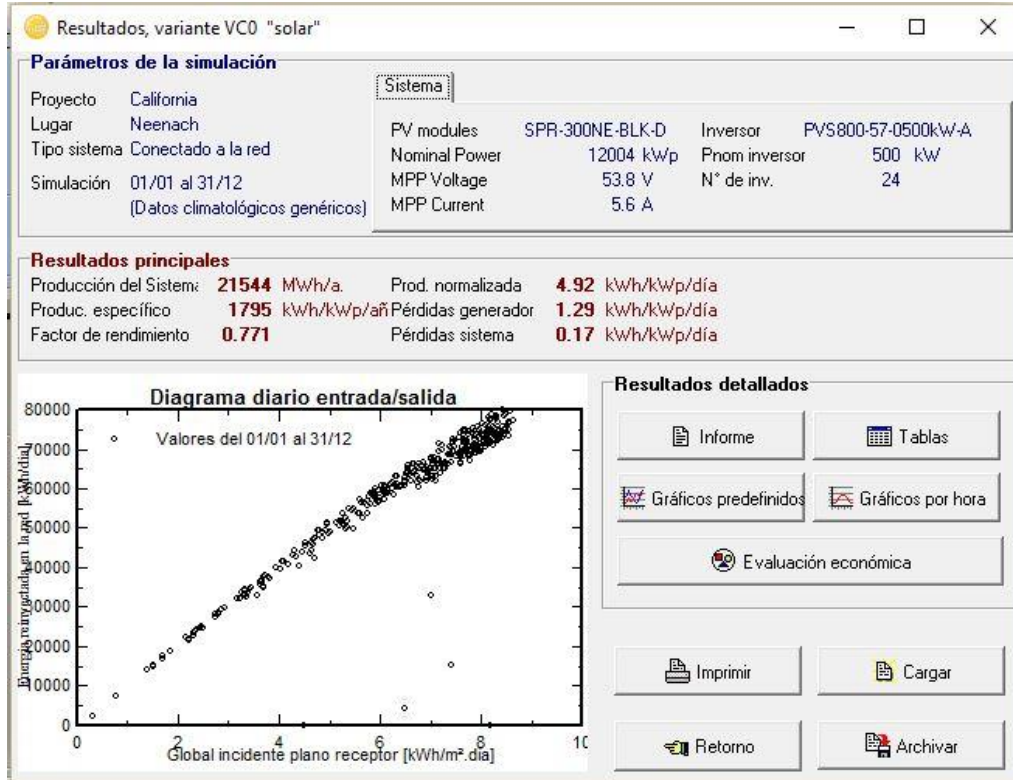


Figura 62. Resultados de la instalación de 10MW.

PVSYST V6.42		Página 1/3	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : California			
Lugar geográfico	Neenach	País USA	
Ubicación	Latitud 34.8°N	Longitud	118.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-8	Altitud	900 m
Datos climatológicos:	Neenach	Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Síntesis	
Variante de simulación : solar			
	Fecha de simulación	04/07/16 18h24	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación 30°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras oereanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	SI-mono	Modelo	SPR-300NE-BLK-D
<small>Original PVsyst database</small>	Fabricante	SunPower	
Número de módulos FV	En serie	14 módulos	En paralelo 2858 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	40012	Pnom unitaria 300 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	12004 kWp	En cond. funciona. 10896 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	677 V	I mpp 16103 A
Superficie total	Superficie módulos	86248 m²	Superf. célula 58885 m²
Inversor			
<small>Original PVsyst database</small>	Modelo	PV800-67-0500kW-A	
Características	Fabricante	ABB	
	Tensión Funciona.	450-825 V	Pnom unitaria 500 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	24 unidades	Potencia total 12000 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador 0.71 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"		Fracción de Pérdidas	1.3 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas	2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 periodos	Fracción de tiempo	1.0 %
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)			

PVsyet Evaluation mode

Traducción sin garantía, sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 63. Informe instalación de 10MW (1/3).

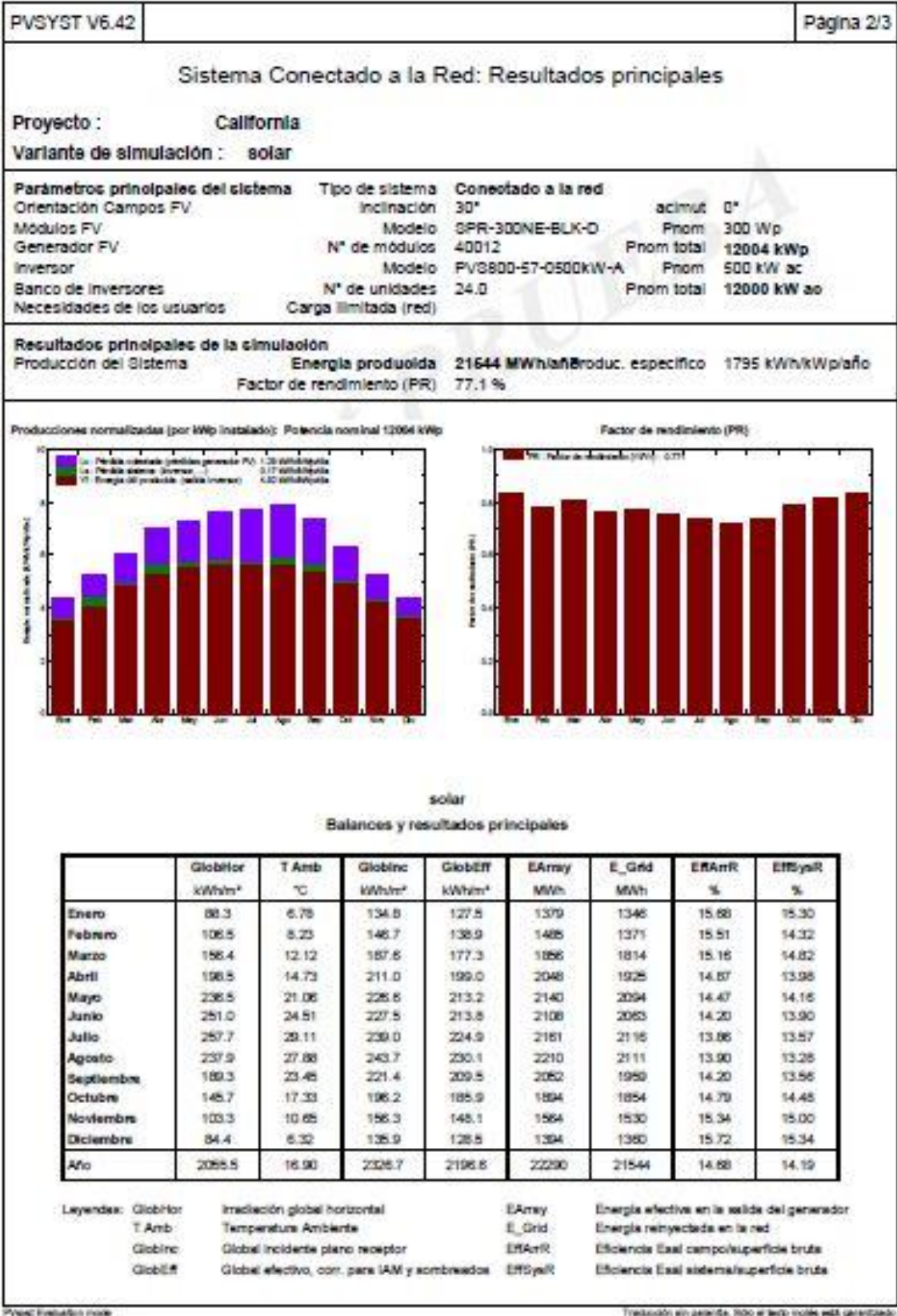


Figura 64. Informe instalación de 10MW (2/3).

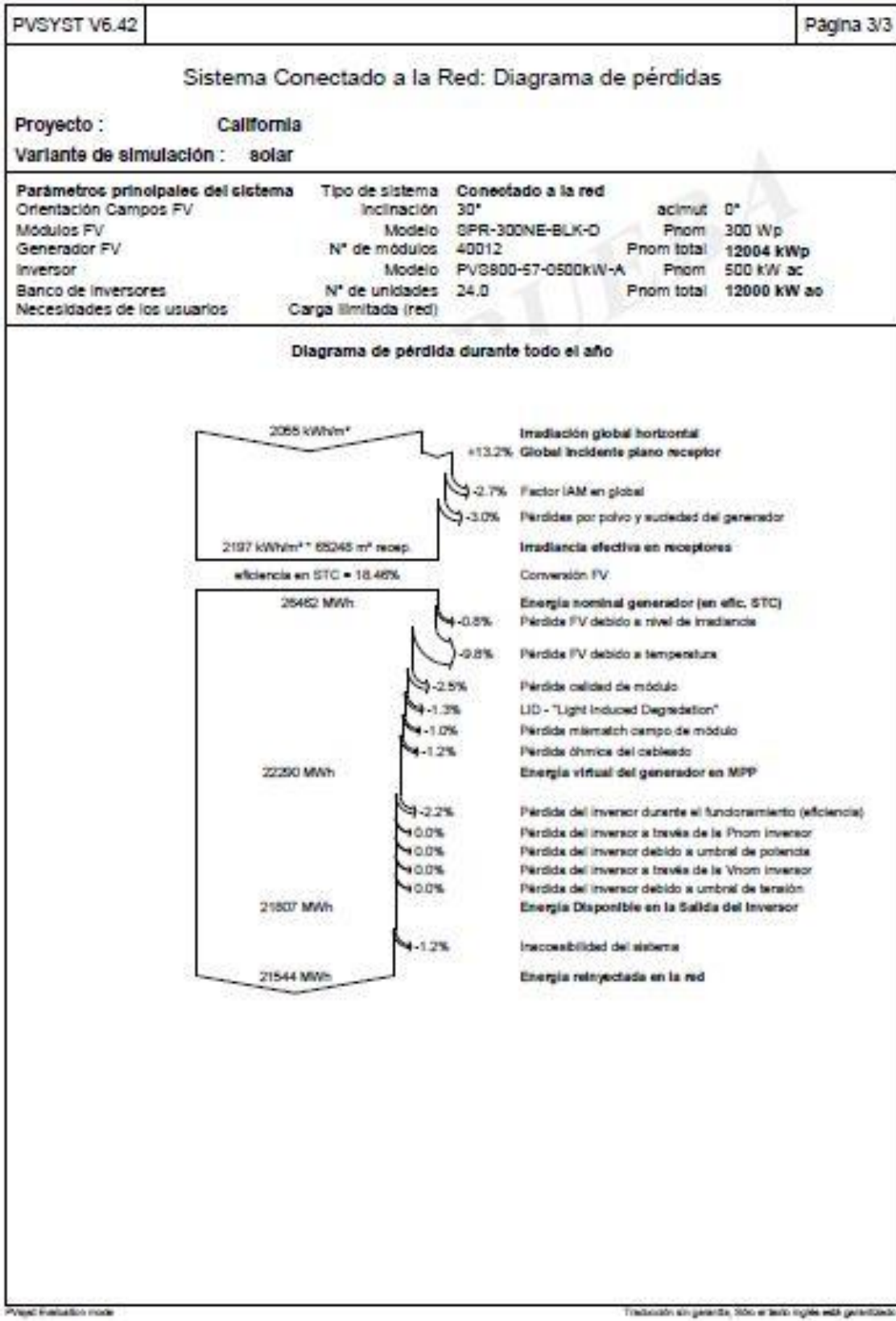


Figura 65. Informe instalación de 10MW (3/3).

Instalación de 15MW

Definición de un sistema red, Variante "solar"

Configuración global sistema

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	60004	Potencia nominal FV	18001 kWp
Superficie módulos	97849 m²	Potencia máxima FV	17891 kWdc
N° de inversores	36	Potencia nominal CA	18000 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation

Name: Generador FV

Orient: **Plano Inclinado Fijo**

Tilt: 30°
Azimuth: 0°

Ayuda al Dimensionado

No Sizing Entrar Phom deseada: 4.4 kWp.

... o superficie disponible: 24 m²

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente: Módulos aprox. necesarios: 15

SunPower | 300 Wp 46V | Si-mono | SPR-300NE-BLK-D | Since 2010 | Manufacturer 2C | **Abrir**

Tensiones de dimensionado: 46.2 V
Voc (-10°C): 71.2 V

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponibles actualmente:

ABB | 500 kW | 450 - 825 V TL | 50/60 Hz | PVS800-57-0500kW-A | Since 2010 | **Abrir**

N° de inversores: 36 Tensión Funciona.: 450-825 V Pglobal inversor: 18000 kWac
Tensión máx de entrada: 1000 V

50 Hz
 60 Hz

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie: 14 entre 10 y 14

N° de cadenas: 4286 imposible (Min=4286, Max=1)

Perdida sobrecarg: 0.0 % Pérd. sobrecarg: ?

Relación Phom: 1.00

N° módulos: 60004 Superficie: 97849 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C): 646 V
Vmpp (20°C): 768 V
Voc (-10°C): 997 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 24149 A
Isc (STC): 25536 A
Isc (en STC): 25159 A

Máx. en bases STC

Pmáx en funcionamiento: 16340 kW
en 1000 W/m² y 50°C

Potencia nom gener. (STC) 18001 kWp

System summary

Anular

OK

Figura 66. Simulación en PVsyst de la instalación de 15MW.

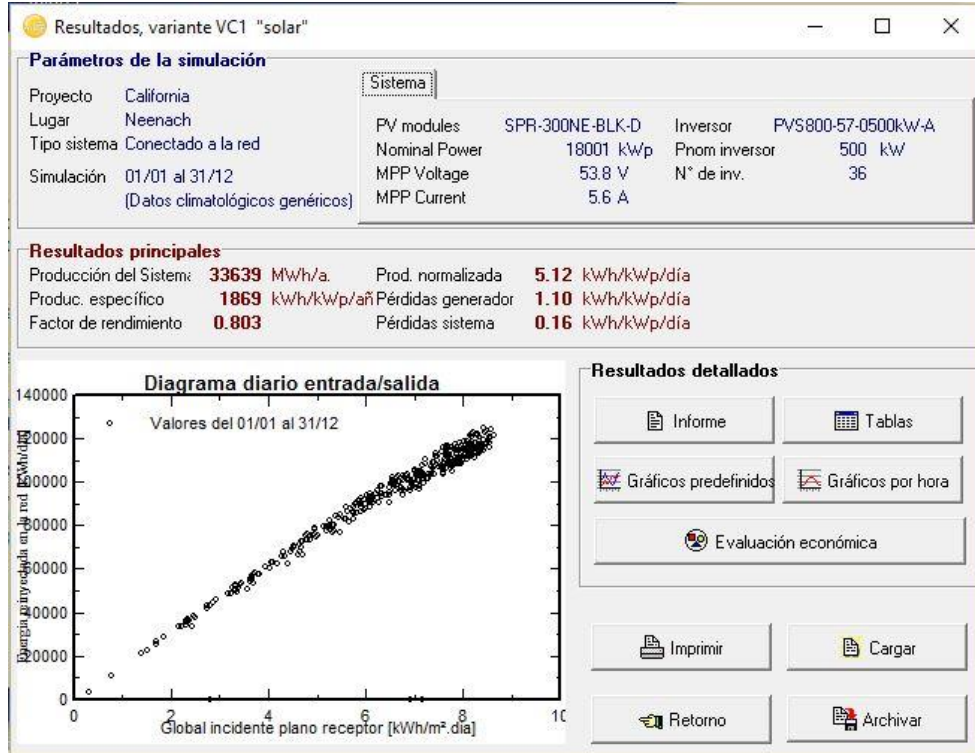


Figura 67. Resultados de la instalación de 15MW.

PVSYST V6.42		Página 1/3	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : California			
Lugar geográfico	Neenach	País	USA
Ubicación	Latitud 34.8°N	Longitud	118.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-8	Altitud	900 m
Datos climatológicos:	Neenach	Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Síntesis	
Variante de simulación : solar			
		Fecha de simulación	04/07/16 18h18
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	30°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras aeróreas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	SI-mono	Modelo	8PR-300NE-BLK-D
<small>Original PVSyst database</small>		Fabricante	SunPower
Número de módulos FV		En serie	14 módulos
N° total de módulos FV		N° módulos	60004
Potencia global generador		Nominal (STC)	18001 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	677 V
Superficie total		Superficie módulos	87848 m²
		En paralelo	4286 cadenas
		Pnom unitaria	300 Wp
		En cond. funciona.	16340 kWp (50°C)
		I mpp	24149 A
		Superf. célula	88307 m²
Inversor			
<small>Original PVSyst database</small>		Modelo	PV8800-67-0600kW-A
		Fabricante	ABB
Características		Tensión Funciona.	450-825 V
		Pnom unitaria	500 kWac
Banco de Inversores		N° de Inversores	36 unidades
		Potencia total	18000 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	0.50 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.6 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas 1.3 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Indisponibilidad del sistema		3.6 días, 3 periodos	Fracción de tiempo 1.0 %
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)			

Proyecto evaluado en modo

Trabaja en garantía, sólo el hecho de que está garantizado.

Figura 68. Informe instalación de 15MW (1/3).

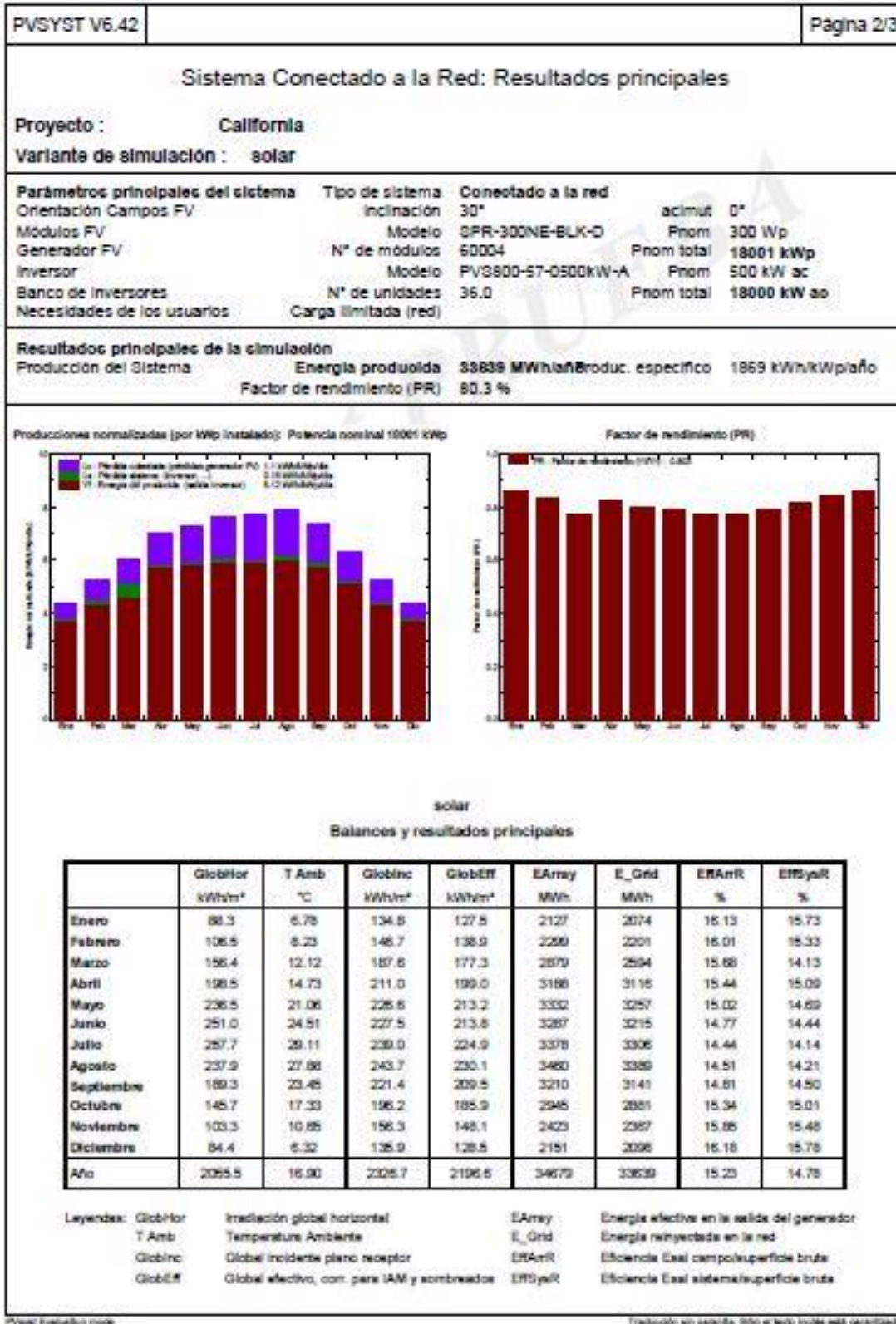


Figura 69. Informe instalación de 15MW (2/3).

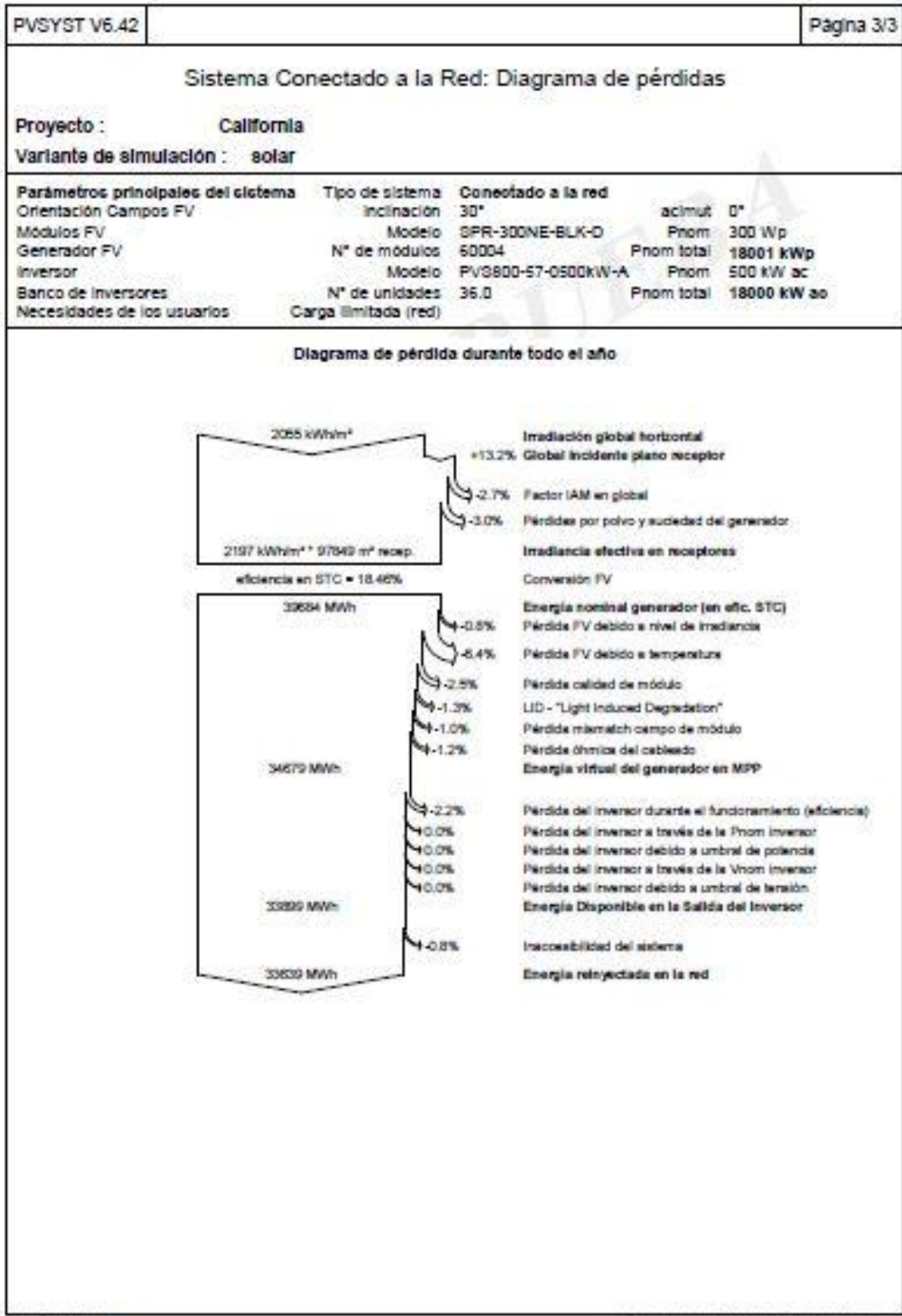


Figura 70. Informe instalación de 15MW (3/3).

Todos los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 16. Tabla resumen.

	5MW	10MW	15MW
Potencia nominal [kWp]	6.006	12.004	18.001
Nº módulos en serie	14	14	14
Nº cadenas	1.430	2.858	4.286
Nº módulos	20.020	40.012	60.004
Nº inversores	12	24	36
Energía producida [MWh/año]	11.164	22.363	33.638
Relación Pnom	1,0	1,0	1,1
Factor de rendimiento (PR)	80,2%	77,1%	80,3%

Para todos los cálculos se tuvieron en cuenta las pérdidas por polvo y suciedad del generador, factor de pérdidas térmicas, pérdida óhmica del cableado, pérdida en la calidad del módulo, indisponibilidad del sistema, etc.

7.2. Distribución de los módulos

Las medidas del módulo seleccionado, de la marca SunPower, son las siguientes:

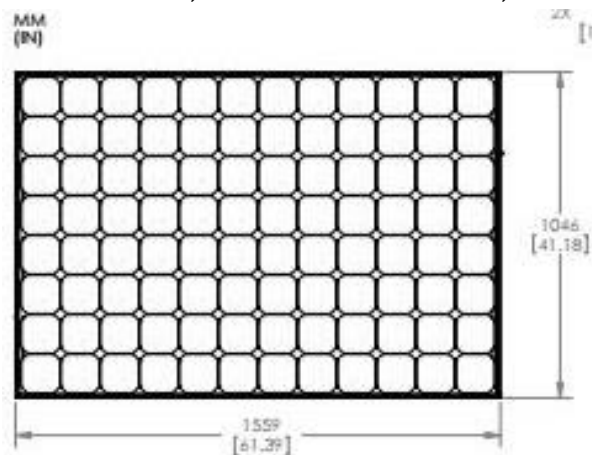


Figura 71. Dimensiones panel fotovoltaico.

Separación entre paneles

Las filas que componen el generador arrojan sombras unas sobre otras en determinados momentos del día y año. El diseñador debe decidir la separación entre filas como compromiso entre la ocupación del terreno y la productividad anual del sistema. Como recomendación general, es de uso común respetar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno libres de sombra. La longitud de la sombra de un obstáculo se mide con:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

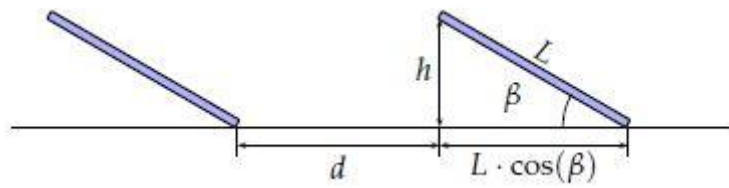


Figura 72. Dimensiones y distancias entre filas de un sistema estático.

Siendo:

h = altura de la fila adyacente

l = longitud del generador

En el mediodía del solsticio de invierno la altura solar es:

$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\phi| = 66,55^\circ - 34,8^\circ \approx 32^\circ$ Por tanto, la distancia mínima que permite 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía es:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} = \frac{L \cdot \sin \beta}{\tan \gamma_s} = \frac{1,559\text{m} \cdot \sin(30^\circ)}{\tan(32^\circ)} \approx 1,25\text{m}$$

Colocación

A la hora de determinar la disposición de los paneles sobre el terreno seleccionado, se tiene en cuenta la mejor colocación de éstos según el área del que disponemos, para obtener el mayor aprovechamiento posible para cada una de las configuraciones a estudiar.

Al encontrarse los paneles inclinados 30° , lo primero que hay que calcular es la longitud en planta “a” que ocupan, ya que no se puede tomar directamente la longitud del módulo.

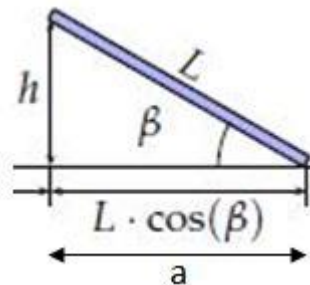


Figura 73. Dimensiones panel fotovoltaico.

$$a = L \cdot \cos(\beta) = 1,046\text{m} \cdot \cos(30^\circ) = 0,91\text{m}$$

Así para el caso de la instalación de 5MW, se ha determinado que la opción más eficaz es colocar 5 columnas de 14 módulos en serie cada una, con una separación entre ellas de 2m, quedando una anchura total de:

$$5\text{columnas} \cdot (14\text{módulos} \cdot 1,559\text{m} + 2\text{m}) = 119,15\text{m}$$

Si ésta instalación consta de 1430 cadenas, según se ha determinado con PVSyst, y se han distribuido en 5 columnas, significa que el parque estará formado por 286 filas con una separación de 1,25m como se ha calculado anteriormente. Así el largo del parque es de:

$$286\text{filas} \cdot (0,91\text{m} + 1,25\text{m}) = 617,76\text{m}$$

Realizando los mismos cálculos para las instalaciones de 10MW y de 15MW, se obtienen los datos de la tabla siguiente:

Tabla 17. Número de columnas y filas por instalación.

	5MW	Longitud (m)	10MW	Longitud (m)	15MW	Longitud (m)
Nº columnas	5	119,15	10	238,30	10	238,30
Nº filas	286	617,76	286	617,76	858	926,64

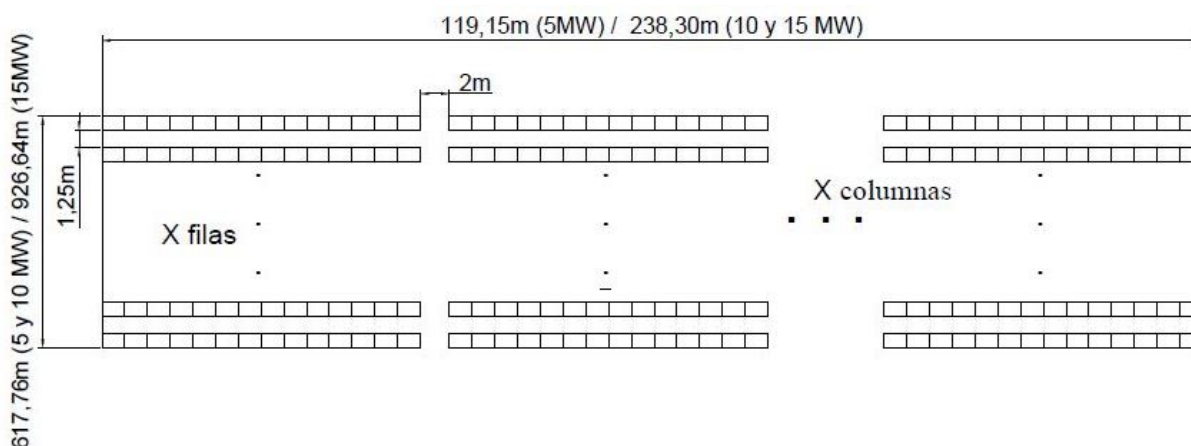


Figura 74. Distribución de los paneles.

Por lo que la superficie necesaria para cada instalación es de:

Tabla 18. Superficie de cada instalación.

	5MW	10MW	15MW
Superficie (m ²)	73.606	147.212	220.818

7.3. Esquema unifilar

A continuación se muestra el esquema unifilar de la instalación solar fotovoltaica:

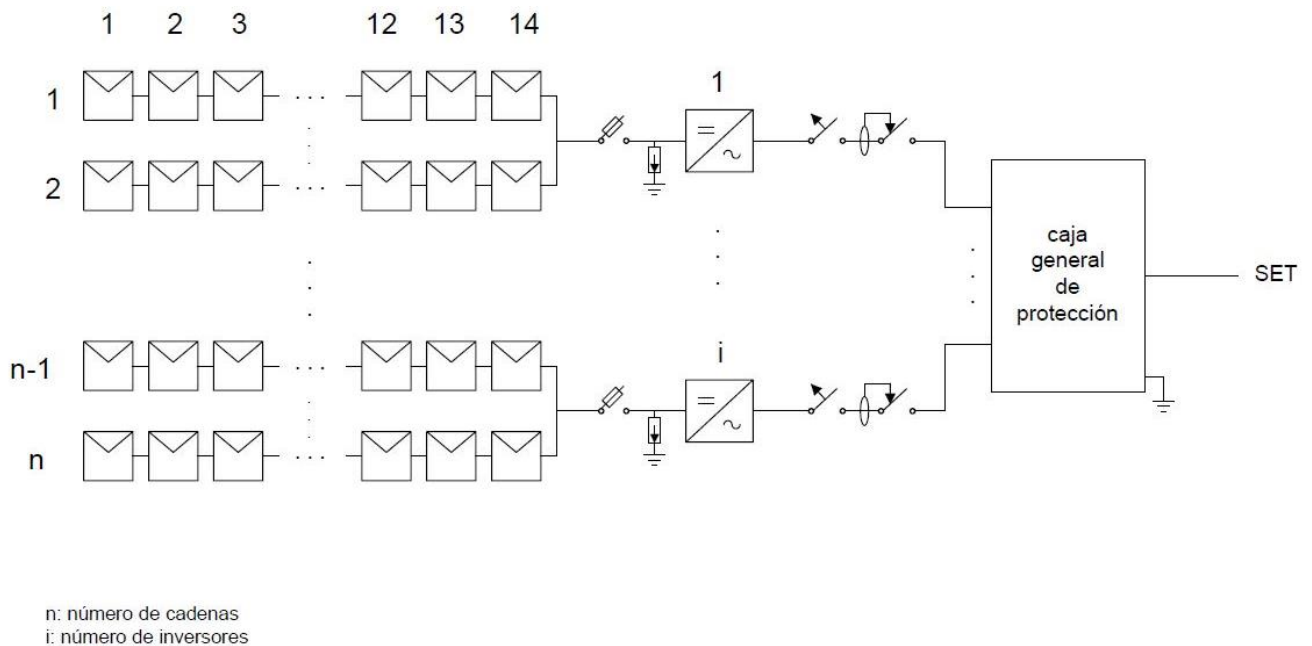


Figura 75. Esquema unifilar.

7.4. Cableado y protecciones

Dimensiones del cableado

El dimensionado de la sección del cableado se lleva a cabo según el criterio térmico y el criterio de caída de tensión en el cable.

El criterio térmico se basa en la intensidad que circula por el cable, que para este caso se considerará la intensidad de paso por el cable igual al 125% de la intensidad de cortocircuito que circula por los paneles.

Para el criterio de caída de tensión se tiene en cuenta que las pérdidas máximas de tensión permitidas son del 1.5% de la tensión que circule.

Se calcula las secciones aguas arriba del inversor (en corriente continua) para cada una de las ramas en paralelo y para el tramo desde la unión de éstas hasta el inversor. El cálculo se realiza a partir de la siguiente ecuación:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l_{dc} \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}}$$

Que para el caso de cada una de las ramas en paralelo los valores que toman estos parámetros son:

$$l_{dc} = 1,559 \text{ m/mód} \cdot 14 \text{ módulos} = 21,83 \text{ m}$$

$$I_{dc} = 1,25 \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 5,87 = 7,34 \text{ A}$$

$$\Delta V_{dc} = 0,015 \cdot 14 \cdot V_{mpp} = 0,015 \cdot 14 \cdot 54,70 = 12,31 \text{ V}$$

Resultando la sección de estos cables $S_{dc} = 0,46 \text{ mm}^2$

Desde la unión de las ramas hasta cada inversor se tiene:

$$l_{dc_u} = 55 \text{ m}$$

Con la misma fórmula, se obtiene una sección para este cable: $S_{dc_u} = 1,17 \text{ mm}^2$

Una vez obtenidos estos valores para las secciones se ha optado por utilizar una sección de cableado de todos ellos de 4 mm^2 ya que los cables de los paneles tienen la misma sección y así se usa el mismo tipo de cableado para todo el tramo de corriente continua. El cable elegido es el PV ZZ 4 mm^2 .

A la salida del inversor, la corriente es en alterna y monofásica, por lo que para el cálculo de la sección del cable que distribuye desde la salida del inversor hasta la caja de fusibles se calcula como:

$$S_{1ac} = \frac{2 \cdot l_{1ac} \cdot I_{1ac}}{56 \cdot \Delta V_{1ac}}$$

Siendo:

$$l_{1ac} = 3 \text{ m}$$

$$I_{1ac} = 1,25 \cdot 965 \text{ A} = 1206 \text{ A}$$

$$\Delta V_{1ac} = 0,015 \cdot 230 \text{ V} = 3,45 \text{ V}$$

Resultando la sección para el tramo de cableado aguas abajo del inversor $S_{1ac} = 37,45 \text{ mm}^2$. Por lo que la sección del cable elegido ha sido de 50 mm^2 , que es el de sección normalizada inmediatamente superior a la obtenida.

Seguridad eléctrica

Para la determinación de las protecciones necesarias se tiene en cuenta las protecciones necesarias tanto por contacto directo como indirecto así como las protecciones de los equipos.

-Protecciones para personas:

a) Contacto directo:

- Protección por aislamiento de las partes activas
- Protección por medio de barreras o envolventes
- Protección por medio de obstáculos
- Protección por puesta fuera del alcance por alejamiento

- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual
- b) Contacto indirecto:
- Protección por corte automático de la alimentación: cuando se produce el contacto, el objetivo es evitar que la fuente eléctrica siga alimentando la fuga.
 - Protección por empleo de equipos de clase II o por aislamiento equivalente, con la misión de alcanzar resistencias de aislamiento de alto valor y estables en el tiempo.
 - Puesta a tierra, como camino preferente para conducir la corriente de fuga y para servir de potencial común para todos los elementos que entran en contacto con ella.

-Protecciones de equipos:

- **Tormentas eléctricas:** La descarga está determinada por el campo eléctrico de la nube. Sólo cuando el trazador se encuentra a una distancia de entre 10 y 100 metros, las condiciones locales suponen una influencia determinante en la localización del impacto. Las construcciones metálicas de mayor altura o superficie favorecen la formación de trazadores ascendentes que conecten con el descendente. Las instalaciones fotovoltaicas no aumentan la probabilidad de descargas locales, pero una vez que se producen, son lugares con mayor probabilidad de impacto.
- **Sobretensión inducida:** El efecto de una descarga eléctrica sobre un sistema fotovoltaico se manifiesta mayoritariamente en forma de sobretensión inducida. Esta sobretensión aparece por tres fenómenos de acoplamiento diferenciados: galvánico, capacitivo e inductivo. Para reducir el flujo captado los conductores son guiados a lo largo de caminos cercanos, de forma que la superficie de captación que forman sea la mínima necesaria. Además, cada cierta distancia se realizan cruzamientos entre los cables para crear bucles anidados con signos alternos que reducen el flujo captado.
- **Sistemas de protección:** Se dividen en métodos de protección externa frente a descargas y métodos de protección frente a sobretensiones. El sistema de protección externa frente a descarga capta y conduce la descarga de forma adecuada, y se compone de terminal aéreo, conductor de bajada y red de puesta a tierra. Para la protección frente a sobretensiones se utilizan varistores con un tiempo de actuación bajo y una corriente máxima de actuación de 15 kA, con una tensión residual inferior a 2 kV.

-Elementos de protección:

- **Protecciones en DC:**
 - **Cortocircuitos:** Se incluyen fusibles en cada polo.
 - **Sobretensiones:** La entrada de los equipos electrónicos está protegida mediante varistores, con rango de tensión de operación definido por la

tensión del punto de máxima potencia y tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

- Protecciones en AC:
 - Cortocircuitos y sobrecargas: es necesario incluir un interruptor magnetotérmico omnipolar en el cuadro de contadores, sólo accesibles por la empresa distribuidora; y otro interruptor magnetotérmico omnipolar accesible en la instalación, que será el que realmente la proteja.
 - Fallos a tierra: Se coloca un interruptor diferencial de sensibilidad adecuada en la parte de corriente alterna para proteger de derivaciones en este circuito. Se le asigna corriente superior a la del magnetotérmico de protección para que sólo actúe por fallos a tierra.
 - La puesta a tierra se realiza de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma. Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para realizar el análisis de sensibilidad se tiene la producción de energía del parque eólico y la producción de energía de la planta fotovoltaica si la potencia es de 5 MW, de 10 MW o de 15 MW. Como la subestación tiene una capacidad de 60 MW, la energía evacuada de la planta fotovoltaica va a estar limitada por este factor, es decir, la energía que proviene del parque eólico va a ser siempre evacuada, y la energía producida con fotovoltaica será evacuada siempre que la suma de las dos potencias (eólica+FV) no supere los 60 MW. De este hecho se deriva el estudio de la complementariedad por cada hora de cada año (de los que se disponen datos) de las dos producciones, ya que si se complementan bien, en los momentos en los que menos producción se tenga con el parque eólico se tendría más producción con la planta fotovoltaica, y de esta forma idealmente en el mejor caso se podría evacuar toda la energía producida y además ahorrar el coste de la subestación y los elevados costes de otra línea de transporte si se construyese la planta fotovoltaica en otro lugar.

Si la suma de las dos potencias supera 60 MW no se evacuará toda la producción de fotovoltaica, por eso se va a realizar un estudio con diferentes capacidades para ver con cuál de ellas se tiene más rentabilidad, o dicho de otra forma, ver la potencia máxima que se puede instalar de fotovoltaica compartiendo la subestación ya diseñada para el parque sin tener elevadas pérdidas de producción que no se pueda evacuar.

Además se han obtenido precios de un nodo próximo al emplazamiento, para cada hora del año 2015, ofreciendo así una idea de la tendencia horaria que sigue el perfil de precios en la zona del emplazamiento.

A continuación se puede observar un gráfico con la producción promedio por cada hora del día para el año 2009, que ha sido seleccionado por tener un comportamiento promedio entre los años estudiados.

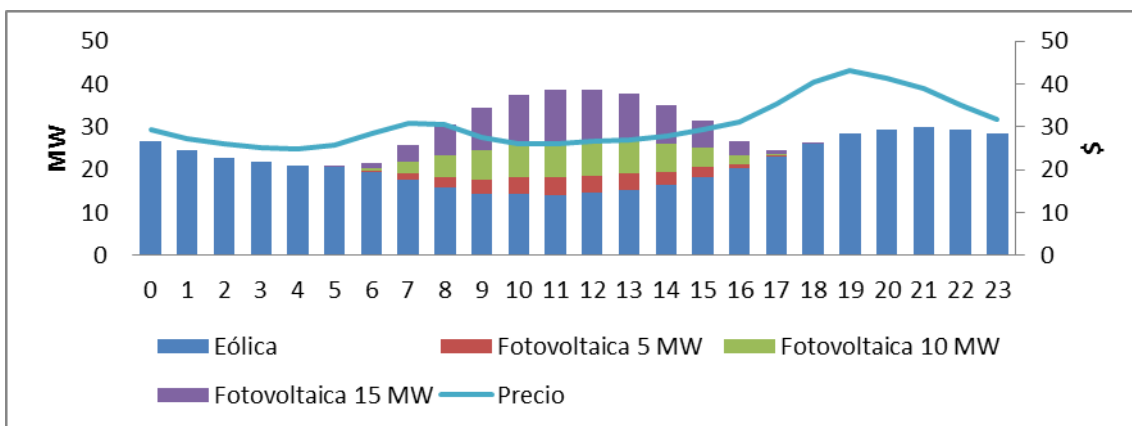


Figura 76. Producción promedio por cada hora del día para el año 2009.

Como se puede observar, aproximadamente desde las 7:00 hasta las 16:00 horas la planta fotovoltaica produce energía, coincidiendo dicha franja horaria con una menor producción del parque eólico, esta es la tendencia seguida en general a lo largo del año.

También puede observarse que la franja horaria mencionada coincide con menores precios de mercado, y éstos se sitúan en promedio en torno a 30\$.

Aunque al observar este gráfico se puede ver como en ningún caso se alcanzan 60 MW, y parezca que se puede evacuar toda la producción con la planta fotovoltaica, esto es porque se están considerando valores promedio. Al tratar valores promedio por cada hora concreta no se observan realmente las magnitudes debido a la disparidad de datos a lo largo de todo el año, por este motivo a continuación se muestra un gráfico para un día concreto, en este caso el día 5 de Enero del año 2009.

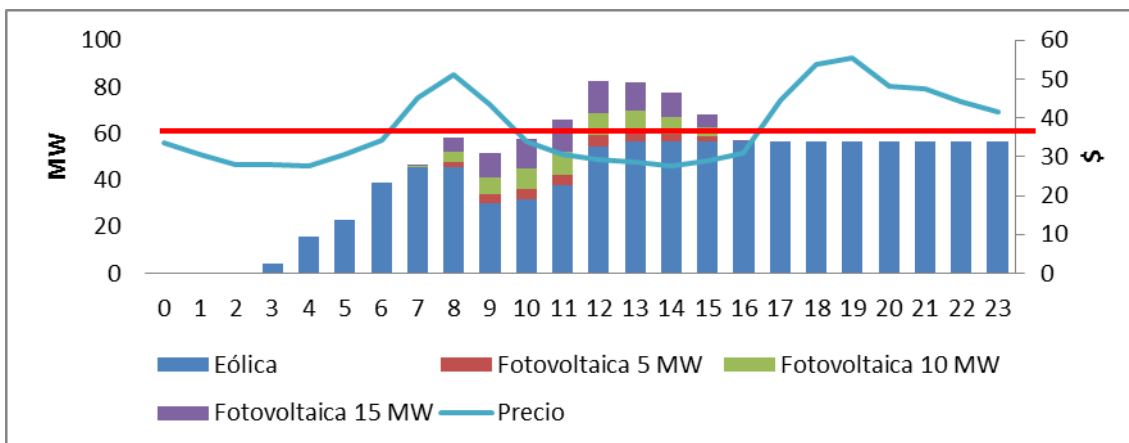


Figura 77. Producción promedio por cada hora del día 5 de Enero del año 2009.

En él se puede observar cómo para este día concreto se superan los 60 MW (línea roja) desde las 11:00 hasta las 15:00 horas, mostrando un ejemplo de lo que ocurre en varias ocasiones a lo largo del año en las que no se puede evacuar o inyectar a red todo lo que se produce con la planta fotovoltaica. De esta manera, se muestra a continuación a modo de resumen en un gráfico el sumatorio de energía producida (azul) y el sumatorio de energía que se puede inyectar a red (rojo) a lo largo de todo el año 2009.

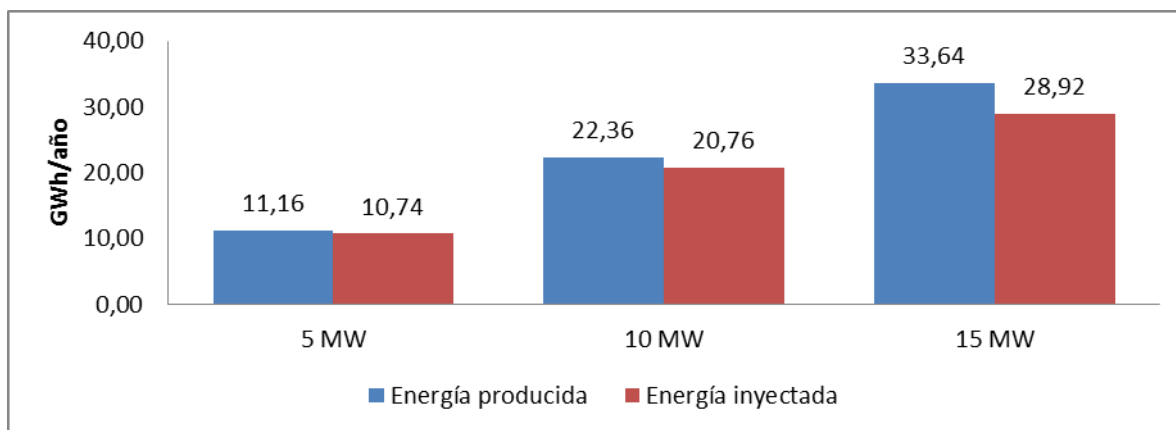


Figura 78. Sumatorio de energía producida y de energía que se puede inyectar a red a en 2009.

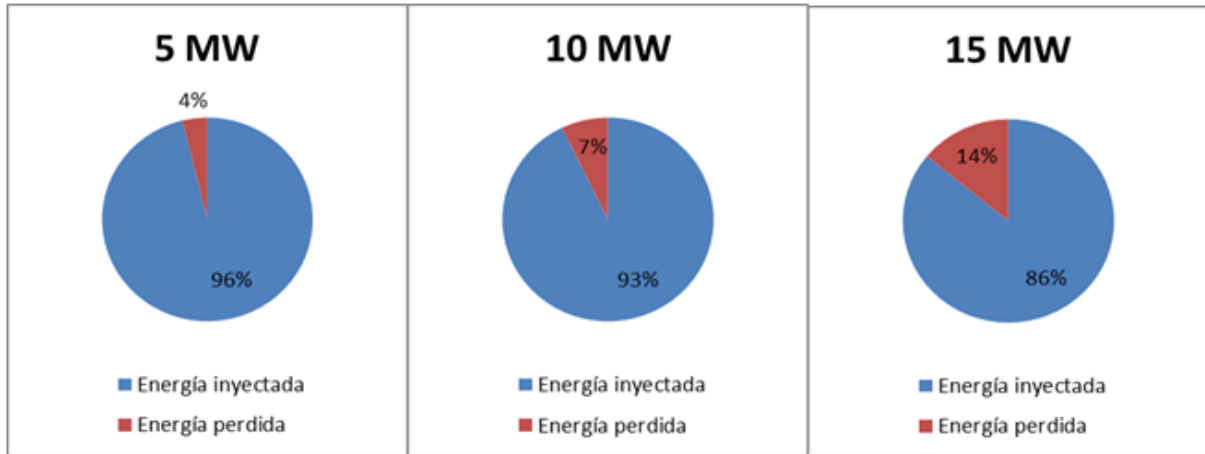


Figura 79. Energía inyectada y energía perdida por cada potencia instalada.

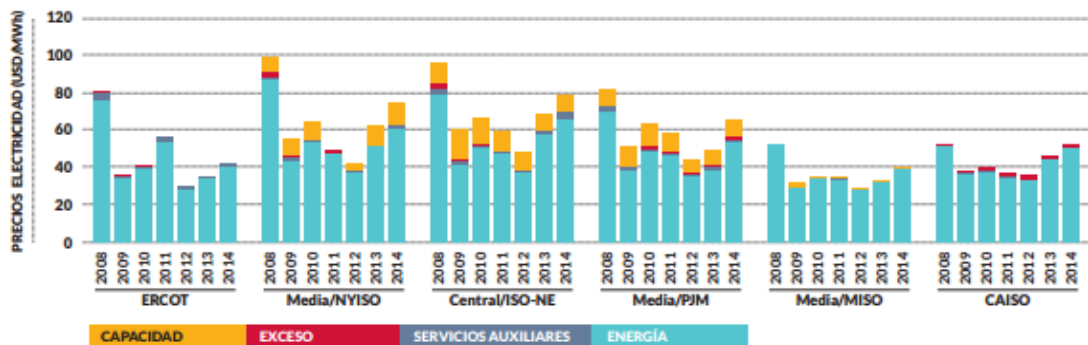
Como puede observarse, la diferencia entre la energía producida y la que se puede evacuar se va haciendo más grande a medida que se tiene una potencia superior en la planta fotovoltaica, ya que aunque se evacua más energía también se pierde más energía con una potencia superior, por lo que es necesario realizar un estudio económico para ver si este hecho compensa la mayor inversión que supone construir una planta de mayor potencia. En el siguiente punto se estimarán resultados de rentabilidad para cada una de las opciones.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1. Modelo de negocio

Con los precios utilizados para el análisis de sensibilidad se ha obtenido un valor promedio próximo a \$30, pero dado que dichos precios sólo consideran un nodo y un año concreto, no conviene tomar este valor para el análisis económico, ya que no es representativo.

En la siguiente figura se puede observar el precio de electricidad en \$/MWh desde el año 2008 al año 2014 para distintos mercados de EE.UU.



Fuente: Potomac Economics "State Of The Market Report For The Ercot ERCOT Wholesale Electricity Markets" de 2011 a 2014

Figura 80. Coste de electricidad completo en los mercados mayoristas de EE.UU. (2008-2014).

En concreto, los precios del mercado de California, CAISO, se pueden observar en el último gráfico. Para el año 2008 el precio estaría en torno a \$50, mientras que del año 2009 al 2012 se tienen valores próximos a \$40, volviendo a superar esta cifra en los años 2013 y 2014.

El valor promedio de mercado considerando estos datos sería sensiblemente mayor que 40, por lo que en el contrato PPA es justo considerar un precio de \$40/MWh ya que las dos partes ganan, se está comprando la energía a un precio más bajo que el precio de mercado. Contar con un PPA en el sector eléctrico supone cubrir el riesgo de mercado a largo plazo a un precio razonable para ambas partes.

8.2. Consideraciones en los cálculos

Incentivo en la inversión que se aplica

California presenta una de las políticas públicas más activas en lo que al sector energético se refiere, con un énfasis particular en el apoyo a las energías renovables y a los programas de eficiencia energética.

Estados Unidos tiene un sistema de crédito fiscal a la inversión, Investment Tax Credit (ITC).

La siguiente tabla muestra el valor del crédito fiscal a la inversión para cada tecnología por año. La fecha de vencimiento para las tecnologías solar y eólica se basa sobre cuándo comienza la construcción. Para todas las otras tecnologías, la fecha de caducidad se basa

en cuando el sistema se pone en servicio (totalmente instalado y se utiliza para los fines previstos).

Tabla 19. Valor del crédito fiscal a la inversión para cada tecnología por año.

Technology	12/31/16	12/31/17	12/31/18	12/31/19	12/31/20	12/31/21	12/31/22	Future Years
PV, Solar Water Heating, Solar Space Heating/Cooling, Solar Process Heat	30%	30%	30%	30%	26%	22%	10%	10%
Hybrid Solar Lighting, Fuel Cells, Small Wind	30%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Geothermal Heat Pumps, Microtubines, Combine Heat and Power Systems	10%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Geothermal Electric	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Large Wind	30%	24%	18%	12%	N/A	N/A	N/A	N/A

Como se puede observar si se empieza a construir el parque antes de que finalice 2016, el valor del crédito es de 30%, si se empieza en 2017 de 24% y en 2018 de 18%.

Se va a considerar que la construcción del parque comienza antes de que finalice 2016 ya que los trámites administrativos están muy avanzados.

En el análisis económico que se muestra a continuación no se considera que el 30% de la inversión se obtiene en el inicio de la misma, si no que el total que representa se deduce de los impuestos que se pagan cada año hasta que el valor alcanzado sea el 30% de la inversión, a partir de dicho año no se descuenta nada al porcentaje de impuestos, y se empieza a pagar los mismos con normalidad.

Otras consideraciones para los cálculos

-Para el parque eólico, se parte de un precio total de inversión de \$1,2/MW, teniendo en cuenta que el parque tiene una potencia de 60 MW, la inversión total es de \$72.000.000.

-En el caso de la planta fotovoltaica, se considera una inversión de \$1/MWp sin subestación ni línea aérea de transporte, que no es necesario si se construye junto al parque. Y si no se construye junto al parque, a esta inversión se le suma el coste de subestación y línea aérea que se desglosa de la siguiente forma:

- Parte fija: \$1.200.000
- Precio celda: \$25.000, serían cuatro celdas, una de potencia y tres auxiliares, por lo que el total es de \$100.000.
- Transformador: \$11.000/MWp, para cada capacidad de las que se tratan en los distintos escenarios sería un precio distinto.

-Precio de la energía: \$40/MWh

-Se ha considerado una vida útil del parque y de la planta fotovoltaica de 25 años

-El IPC se ha considerado del 1%

-En cuanto a operación y mantenimiento del parque eólico se han considerado los siguientes costes:

COSTE ANUAL FIJO O&M							
Costes en Materiales							
Tecnología	Nº Turbinas	Pequeño repuesto, por Turbina	Gran repuesto, por turbina	Total, por turbina	Pequeño repuesto, por Parque	Gran repuesto, por Parque	Total, por Parque
2 MW	20	\$ 8.800,00	\$ 9.127,19	\$ 17.927,19	\$ 176.000,00	\$ 182.543,83	\$ 358.543,83
Costes en Mano de Obra							
Tecnología	Nº Turbinas	M.O. Preventivo, por turbina	M.O. Predictivo, por turbina	M.O. Peq correctivo, por turbina	M.O. Gran correctivo, por turbina	M.O. Total, por turbina	M.O. Total, por parque
2 MW	20	\$ 4.800,00	\$ 800,00	\$ 2.400,00	\$ 2.905,95	\$ 10.905,95	\$ 218.118,91
TOTAL ANUAL							
Tecnología	Nº Turbinas	Total, por turbina		Total, por Parque			
2 MW	20	\$ 28.833,14		\$ 576.662,74			

Figura 81. Costes de operación y mantenimiento del parque eólico.

-El alquiler de terreno se ha establecido aproximadamente en 250000\$ para el parque, 7500\$ para la planta fotovoltaica de 5MW, 14900\$ para la planta con capacidad de 10MW y 22300\$ para la de 15MW.

-Los seguros del parque se han definido por 1200\$/turbina

8.3. Resultados

Los resultados obtenidos tras el estudio económico para las distintas alternativas se muestran a continuación a modo de tabla.

Tabla 20. Resultados de VAN y TIR para los diferentes escenarios.

	Tecnología	VAN	TIR
	Eólica	\$ 68.700.079,00	8,78%
5 MW	FV (compartiendo SET 60MW)	\$ 6.097.282,85	6,17%
	FV (compartiendo SET 65MW)	\$ 6.487.396,51	6,41%
	FV independiente	\$ 4.300.976,66	3,43%
10 MW	FV (compartiendo SET 60MW)	\$ 11.386.068,91	5,82%
	FV (compartiendo SET 70MW)	\$ 13.040.191,53	6,45%
	FV independiente	\$ 10.853.771,68	4,78%
15 MW	FV (compartiendo SET 60MW)	\$ 14.572.113,41	5,08%
	FV (compartiendo SET 75MW)	\$ 19.678.187,10	6,49%
	FV independiente	\$ 17.491.767,10	5,32%

9. CONCLUSIONES

- En el análisis de sensibilidad se ha observado que hay buena complementariedad entre el parque eólico y la planta fotovoltaica, ya que en los momentos en los que el parque produce menos es en los que la planta fotovoltaica está produciendo más.
- A mayor potencia instalada, la energía que no se inyecta a la red debido a la limitación de los 60 MW de la subestación es mayor.
- Se ha comprobado que la rentabilidad del parque eólico es más alta que la de la planta fotovoltaica en todas las situaciones con las distintas potencias.
- Ahora bien, se ha demostrado que la rentabilidad de la planta fotovoltaica es más alta si se construye junto al parque compartiendo subestación que si se construyese en otro lugar independiente. Esto sucede para todos los casos de estudio con las potencias consideradas, debido a que la mayor producción no compensa los costes de inversión.
- La TIR que se obtiene al construir la planta de forma independiente es mayor cuanto mayor es la capacidad instalada de la planta.
- Si no se amplía la subestación (casillas con sombreado azul), manteniendo 60 MW de potencia, a medida que la capacidad instalada de la planta fotovoltaica es mayor se obtienen valores de TIR más bajos, esto es debido a que la energía que no se puede inyectar a red es mayor.
- Ampliando subestación (casillas con sombreado verde) la TIR es más elevada cuando la capacidad instalada es mayor, pero tienen valores similares entre sí: 6,41, 6,45 y 6,49%.
- Comparando las TIR cuando se comparte subestación pero no se amplía la potencia con las TIR cuando se amplía la potencia de subestación se observa que tienen valores más altos al ampliar la potencia, esto es debido a que aunque se tienen mayores costes de inversión éstos quedan compensados con el hecho de poder inyectar a red toda la energía que se produce.
- Por tanto, invertir en energía eólica da mayor rentabilidad que en fotovoltaica en este emplazamiento exacto, debido a alta calidad del viento, por lo que en caso de invertir en fotovoltaica y no aumentar la capacidad de la subestación, la mejor opción sería instalar 5 MW (6 MWp) debido al buen acoplamiento horario de ambas tecnologías, ya que con potencias mayores se empieza a perder más energía y no compensa.
- La mejor alternativa para invertir en fotovoltaica es una planta de 15 MW (18 MWp) compartiendo la subestación del parque eólico pero aumentando la capacidad de la misma a 75 MW.

10. BIBLIOGRAFÍA

<https://www.census.gov/>

<http://energyalmanac.ca.gov/>

<http://www.eia.gov/>

<http://energy.gov/savings/renewable-electricity-production-tax-credit-ptc>

<http://energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>

<http://maps.conservation.ca.gov/cgs/gmc/>

<https://maps.nrel.gov/wind-prospector/#/?aL=kM6jR-%255Bv%255D%3Dt%26qCw3hR%255Bv%255D%3Dt%26qCw3hR%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>

<https://oscarperpinan.github.io/>

[Página oficial de Vestas https://www.vestas.com/en/about/find_vestas#!](https://www.vestas.com/en/about/find_vestas#!)

[Grúas mammoet http://www.mammoet.com/en/contact/](http://www.mammoet.com/en/contact/)

[California ISO http://www.caiso.com/Pages/default.aspx](http://www.caiso.com/Pages/default.aspx)

[Análisis y Validación de Metodología Usada para la Obtención de Perfiles de Velocidad](#)

[deViento. Bañuelos-Ruedas, F, Angeles-Camacho, C, Serrano-García, J. A, Muciño-](#)

[Morales, D. E.](#)

<https://es.scribd.com/doc/11545563/Analisis-de-perfiles-verticales-de-viento>

[¿Qué es el factor de capacidad? Conrado Moreno Figueredo.](#)

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia48/HTML/articulo03.htm>

[Southern California Edison](#)

https://www.sce.com/wps/portal/home!/ut/p/b0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfGjz

<Olt3Q1cPbz8DTzdQwKNDTyNAw38gh0djQ0MzPSDU4v1C7ldFQFgA9jG/>

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN CALIFORNIA Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

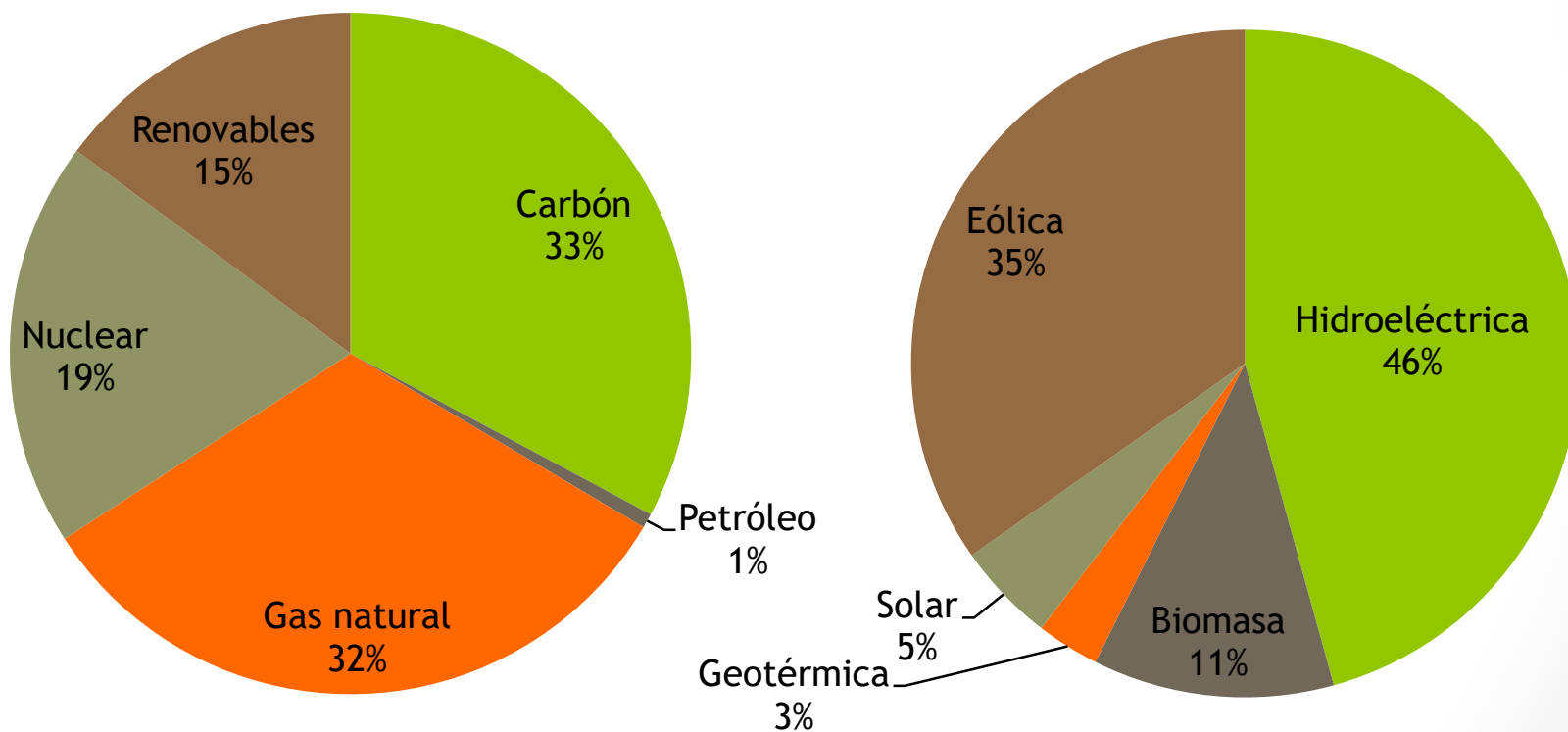


Esther Aboín Pérez
Victoria del Río García
Carlos González Gisbert

Tutor: Marcos Blanco

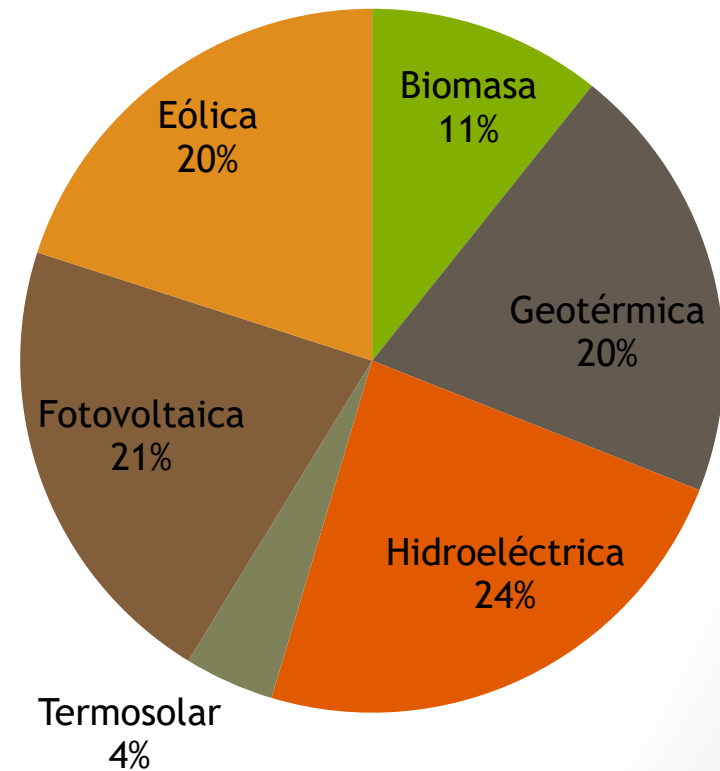
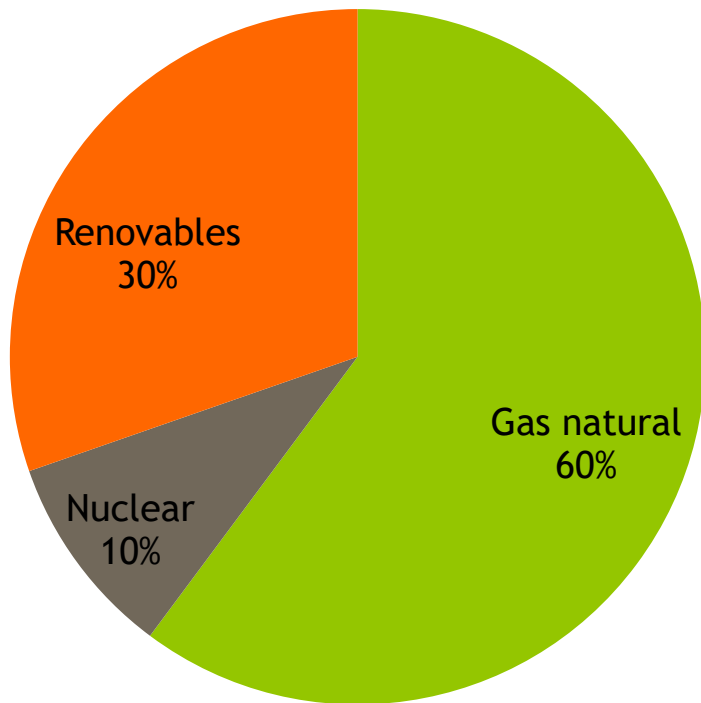
1. INTRODUCCIÓN

1.1.GENERACIÓN DE EL ECTRICIDAD (EE.UU.)

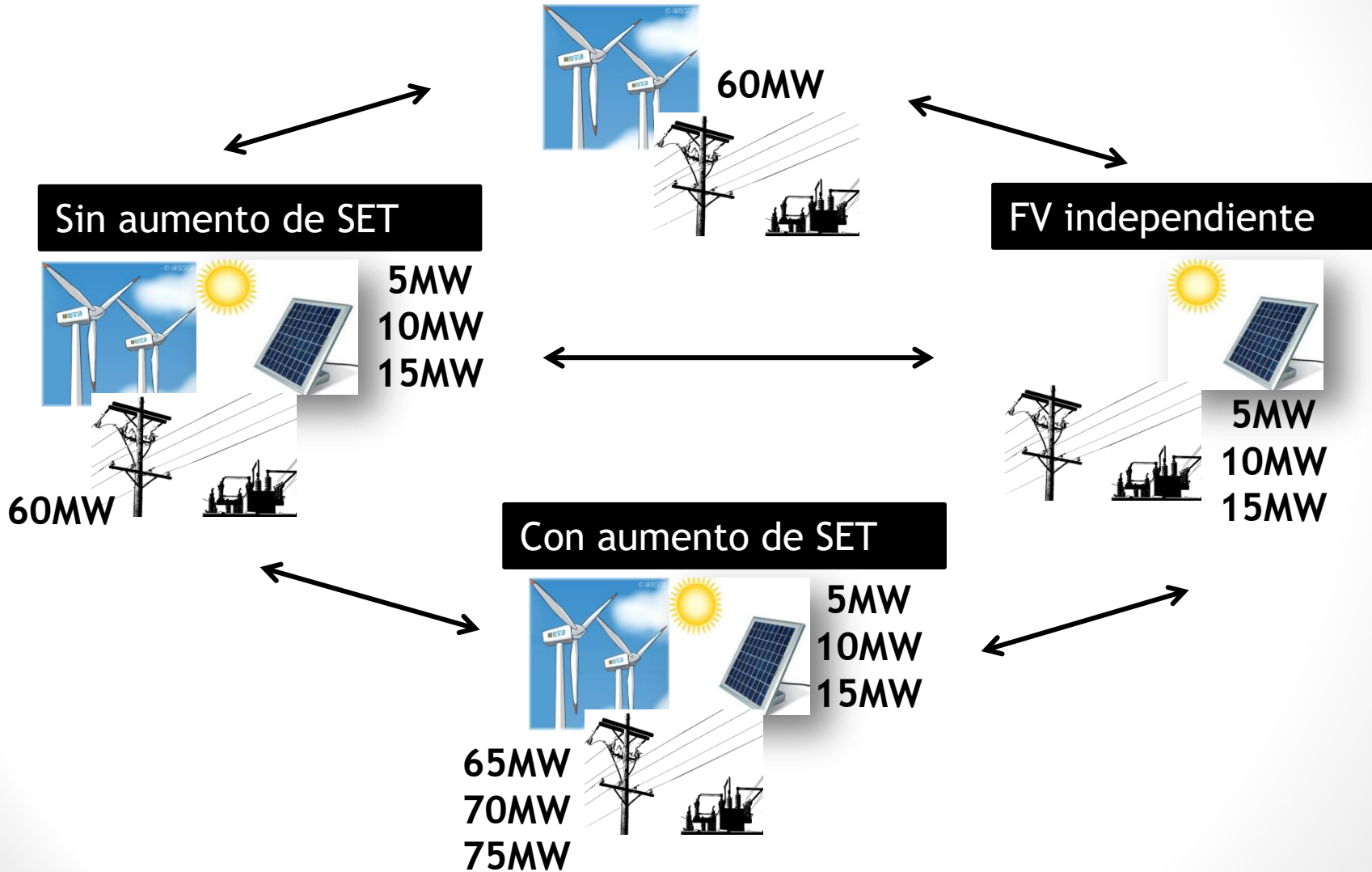


1. INTRODUCCIÓN

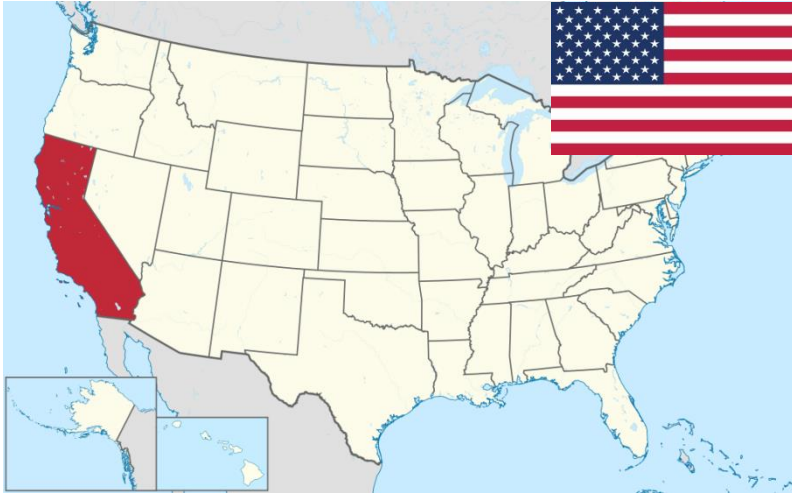
1.2. GENERACIÓN DE EL ECTRICIDAD (CALIFORNIA)



2. OBJETIVO



3. UBICACIÓN



4. IMPACTO AMBIENTAL

ESTUDIO DEL MEDIO

Territorio

Rocas sedimentarias y granito

Superficie

Matorrales, praderas, plantas herbáceas y pequeños cultivos

Clima

Semi-árido

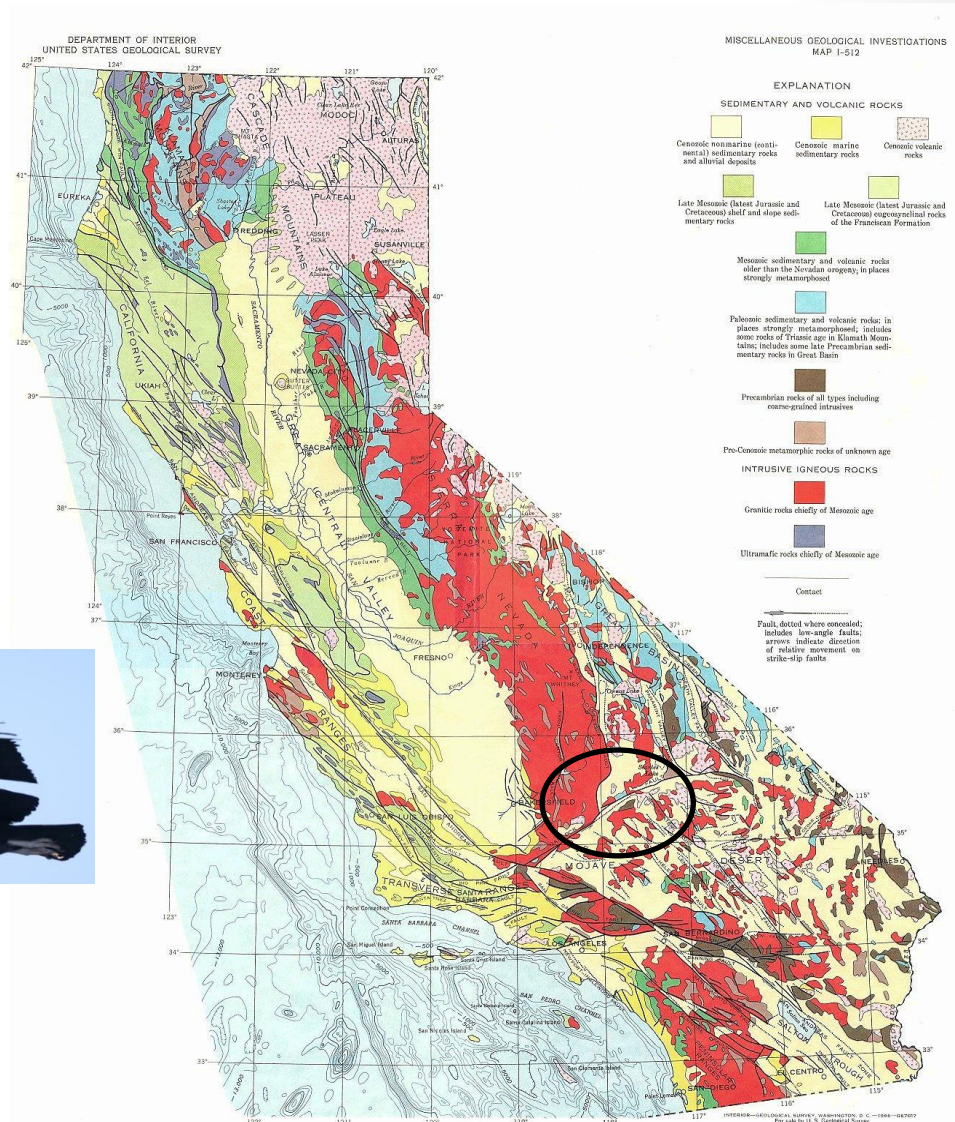
T^a media en verano: 35°C

T^a media en invierno: 15°C

Fauna:

Mamíferos e insectos

Aves: lechuzas, águilas, halcones, cóndor de california



4. IMPACTO AMBIENTAL

IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS

La valoración de los impactos se realiza mediante una matriz de Leopold

Fase de obra

		Movimiento de vehículos	Desbroce	Construcción de vías de acceso	Excavación	Cimentación	Acopio de materiales	Montaje de aerogeneradores	Montaje línea eléctrica
AIRE	CALIDAD	A2	-	A2	A4	-	A2	-	-
	RUIDO	A3	A3	A2	A4	A3	-	A3	A3
AGUAS SUPERFICIALES		-	-	-	-	-	-	-	-
SUELO		-	A3	A2	A4	B4	-	A2	A2
VEGETACIÓN		-	A2	A2	A4	-	-	-	-
FAUNA	AVES	-	-	-	-	-	-	B4	B3
	MAMÍFEROS	-	-	A2	-	-	-	B4	B3
	REPTILES	A2	A2	A2	A3	-	-	B4	B3
PAISAJE		A2	A2	A2	A3	A3	A2	B4	B4
USOS DEL SUELO		-	-	A3	-	B3	-	-	-
SERVICIOS		-	-	-	-	-	-	-	B1
EMPLEO		-	A1	A1	A1	A1	-	A1	A1

A = temporales
B = permanentes

1 → imp. positivo
2 → imp. negativo leve
3 → imp. negativo medio
4 → imp. negativo alto

4. IMPACTO AMBIENTAL

IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS

Fase de explotación

		Circulación de vehículos	Restauración de zonas utilizadas durante las obras	Explotación
AIRE	CALIDAD	A2	B2	B1
	RUIDO	A2	A2	B3
AGUAS SUPERFICIALES		-	B1	-
SUELO		-	B1	-
VEGETACIÓN		-	B1	-
FAUNA	AVES	A3	B1	-
	MAMÍFEROS	A2	B1	-
	REPTILES	A2	B1	-
PAISAJE		-	B2	-
USOS DEL SUELO		-	-	B1
SERVICIOS		-	-	B1
EMPLEO		-	A1	B1

A = temporales
B = permanentes

1 → imp. positivo
2 → imp. negativo leve
3 → imp. negativo medio
4 → imp. negativo alto

4. IMPACTO AMBIENTAL

MEDIDAS CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS

FAUNA

- Diseño del parque con espacios libres entre aerogeneradores que garanticen el libre tránsito de la fauna
- Respeto de la fenología reproductiva de las especies en la fase de construcción

PAISAJE

- Estudio de detalle en fase de diseño para minimizar el campo visual
- Mimetismo de aerogeneradores

RESIDUOS

- Segregación de residuos y gestión de los mismos
- Acopio de residuos en zonas delimitadas
- Recogida selectiva

HIDROLOGÍA

- Acopio de materiales fuera de cualquier cauce de escorrentía natural
- Acondicionamiento de la red de drenaje superficial

USO DE MAQUINARIA PESADA Y MONTAJE

- Control del ruido de los silenciosos de los vehículos de obra
- Mediciones periódicas en los alrededores de los aerogeneradores para verificar los niveles sonoros

PÉRDIDA DE HÁBITAT

- Restauración ambiental

VEGETACIÓN

- Recuperación de la superficie forestal afectada
- Balizado de taxones de especial interés

AVIFAUNA

- Programa de seguimiento de avifauna en fase de explotación
- Respeto de la fenología reproductiva
- Instalación de salvapájaros en la línea eléctrica

4. IMPACTO AMBIENTAL

PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL

Control en todas las fases

- a) Calidad del aire: tránsito de vehículos → partículas en suspensión
- b) Ruido: campañas de medición de ruido para controlar los niveles
- c) Calidad del agua y suelo: construcción de un sistema de drenaje
- d) Vegetación: controlando que los vehículos no salgan de las vías autorizadas
- e) Avifauna: actualizar los censos poblacionales de las aves del entorno
identificar posibles pasos migratorios no detectados
evaluar el comportamiento de las aves
- f) Gestión de residuos: recogida selectiva + almacén residuos peligrosos
- g) Documentación incidencias ambientales: reflejarlas por escrito y comunicarlas al personal responsable

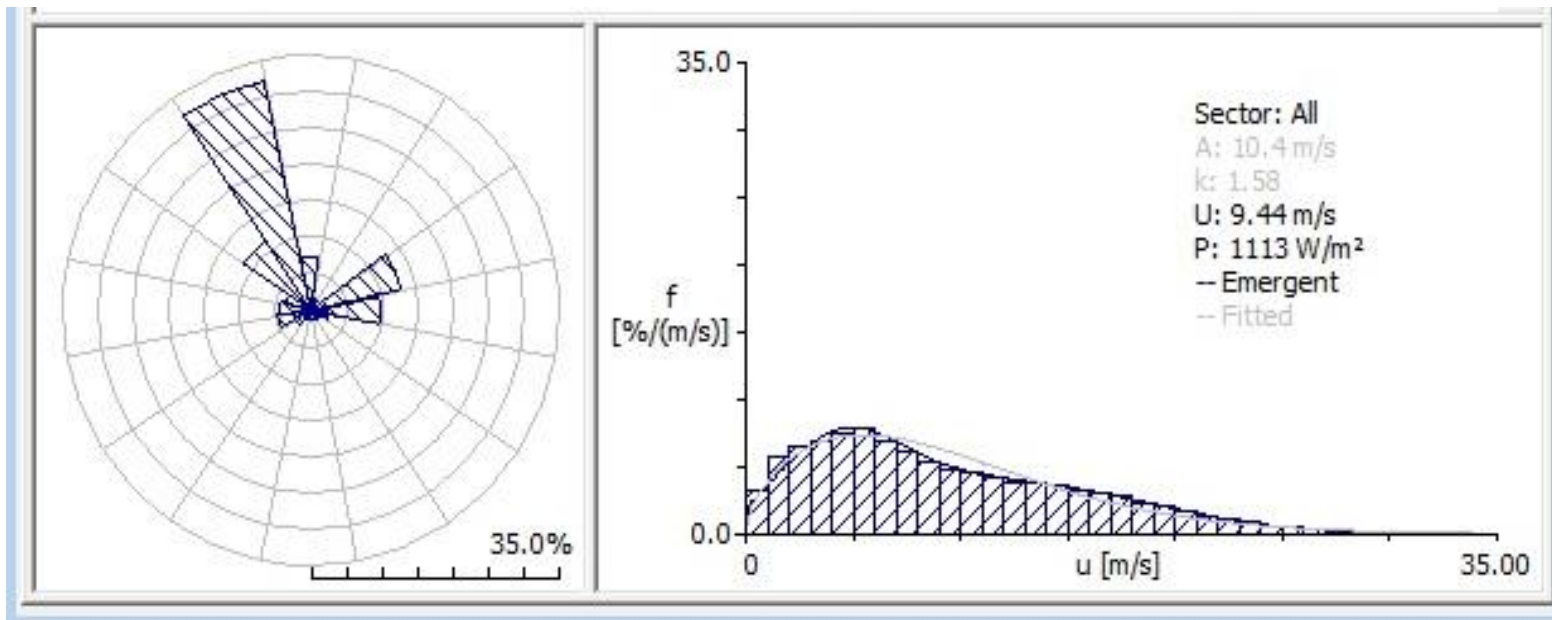
5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.1. DATOS DE VIENTO

- Datos de velocidad y dirección de viento a 100 metros



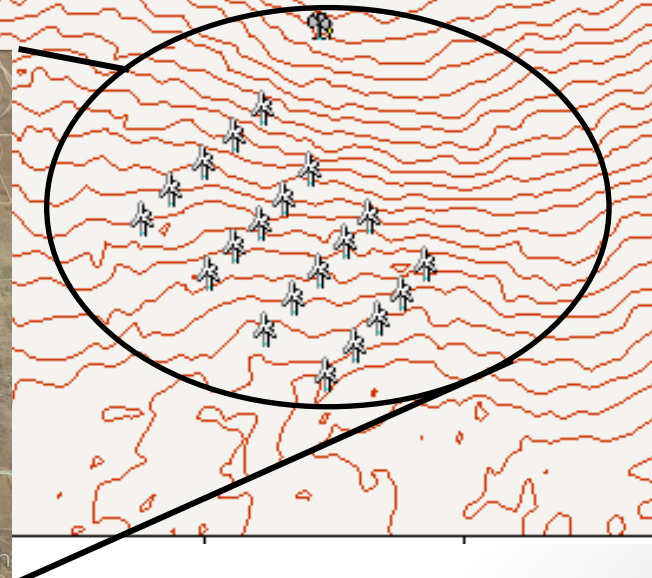
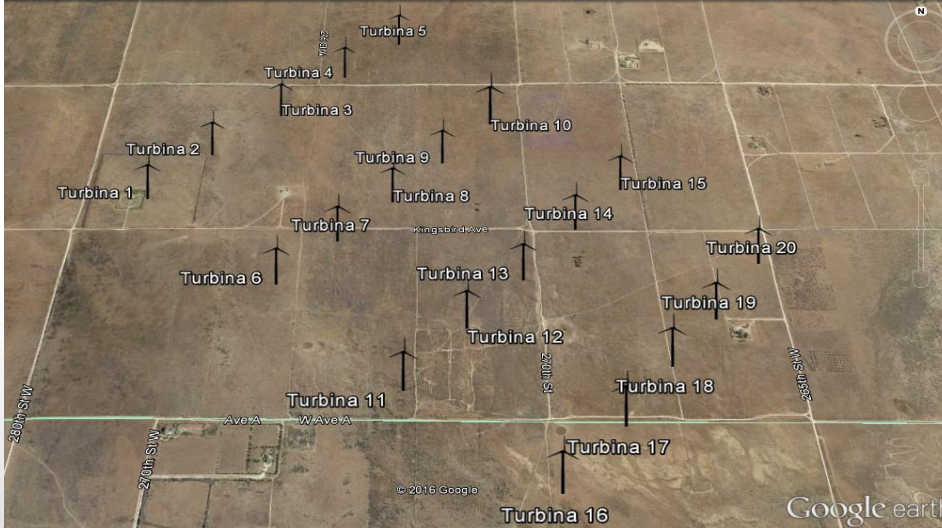
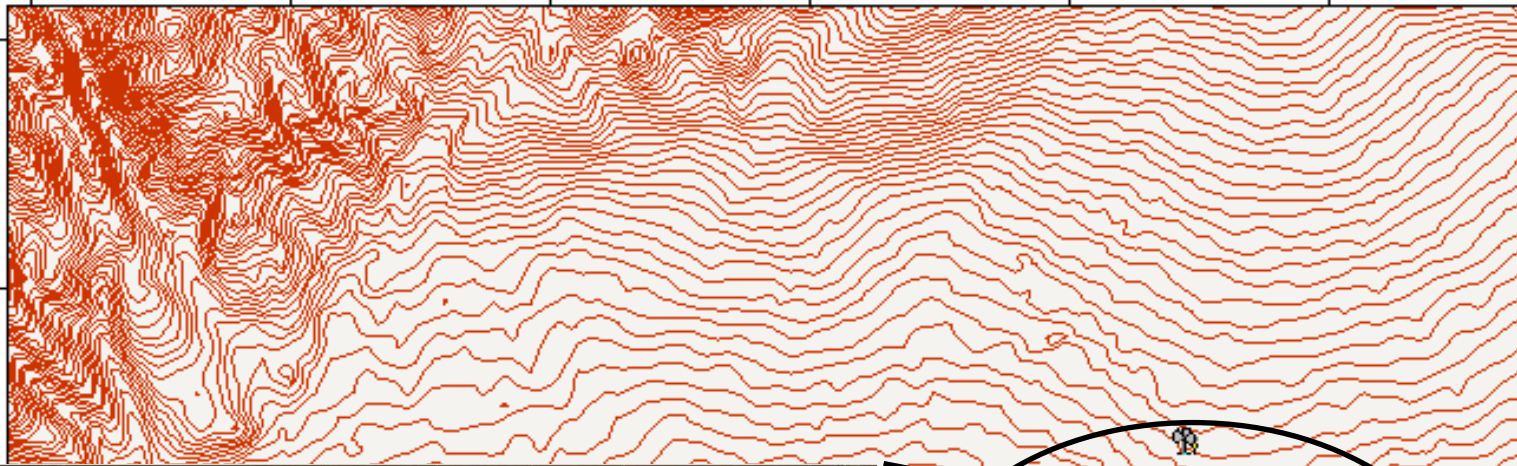
$$V(80) = V(100) \cdot \left(\frac{80}{100}\right)^{0,2}$$



Dirección noroeste (NWN)
Velocidad media: 9,44 m/s

5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.2. DISPOSICIÓN DE AEROGENERADORES. LAYOUT



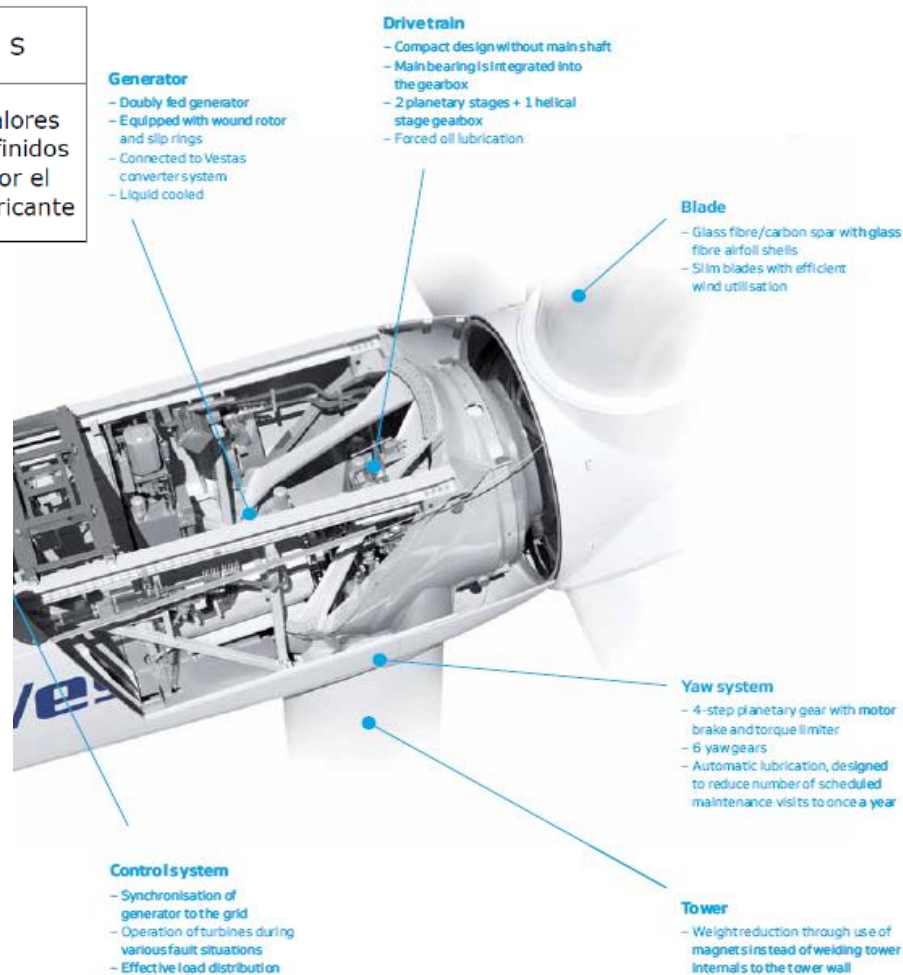
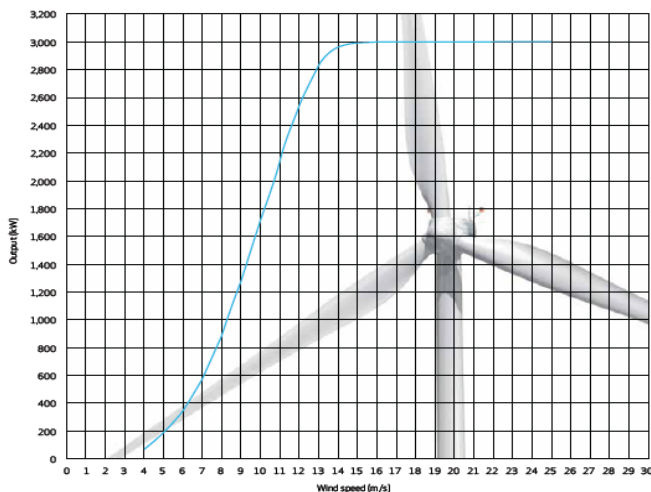
5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.3. SELECCIÓN DE AEROGENERADOR

Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{med}	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	Valores definidos por el fabricante
V_{ref}	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	
A IT_{ref}		0,16		
B IT_{ref}		0,14		
C IT_{ref}		0,12		

Clase I. Vestas V90-3MW

POWER CURVE FOR V90-3.0 MW
Noise reduced sound power modes are available



5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RDX [%]	DR [%]	Ht [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Reference site 1	352917.5	3856666.0	984.1	0.0	0.0	80.0	9.49	-	-	-
Turbine site 01	351555.2	3855107.0	923.1	0.0	0.0	80.0	9.27	10.789	10.566	2.07
Turbine site 02	351766.5	3855338.0	927.2	0.0	0.0	80.0	9.25	10.767	10.515	2.34
Turbine site 03	352010.3	3855565.0	932.5	0.0	0.0	80.0	9.27	10.763	10.543	2.04
Turbine site 04	352254.2	3855792.0	942.0	0.0	0.0	80.0	9.30	10.805	10.647	1.46
Turbine site 05	352472.8	3856002.0	953.2	0.0	0.0	80.0	9.37	10.889	10.815	0.69
Turbine site 06	352060.8	3854682.0	910.7	0.0	0.0	80.0	9.21	10.734	10.034	6.52
Turbine site 07	352262.6	3854883.0	914.0	0.0	0.0	80.0	9.20	10.724	9.975	6.98
Turbine site 08	352456.0	3855077.0	919.1	0.0	0.0	80.0	9.21	10.738	10.056	6.35
Turbine site 009	352641.0	3855279.0	927.0	0.0	0.0	80.0	9.26	10.791	10.216	5.32
Turbine site 010	352834.4	3855506.0	934.5	0.0	0.0	80.0	9.26	10.790	10.422	3.4
Turbine site 11	352498.1	3854228.0	897.4	0.0	0.0	80.0	9.12	10.643	9.801	7.92
Turbine site 12	352708.3	3854480.0	903.7	0.0	0.0	80.0	9.16	10.696	9.726	9.07
Turbine site 13	352910.1	3854690.0	908.1	0.0	0.0	80.0	9.16	10.703	9.822	8.24
Turbine site 14	353111.9	3854926.0	914.1	0.0	0.0	80.0	9.16	10.704	10.001	6.56
Turbine site 15	353296.9	3855127.0	920.1	0.0	0.0	80.0	9.17	10.714	10.368	3.23
Turbine site 016	352969.0	3853849.0	890.3	0.0	0.0	80.0	9.09	10.637	9.830	7.59
Turbine site 17	353187.6	3854085.0	892.9	0.0	0.0	80.0	9.10	10.638	9.764	8.21
Turbine site 18	353364.2	3854312.0	897.3	0.0	0.0	80.0	9.12	10.660	9.759	8.45
Turbine site 19	353540.8	3854505.0	901.2	0.0	0.0	80.0	9.11	10.652	9.913	6.94
Turbine site 20	353734.2	3854749.0	909.1	0.0	0.0	80.0	9.16	10.704	10.322	3.56

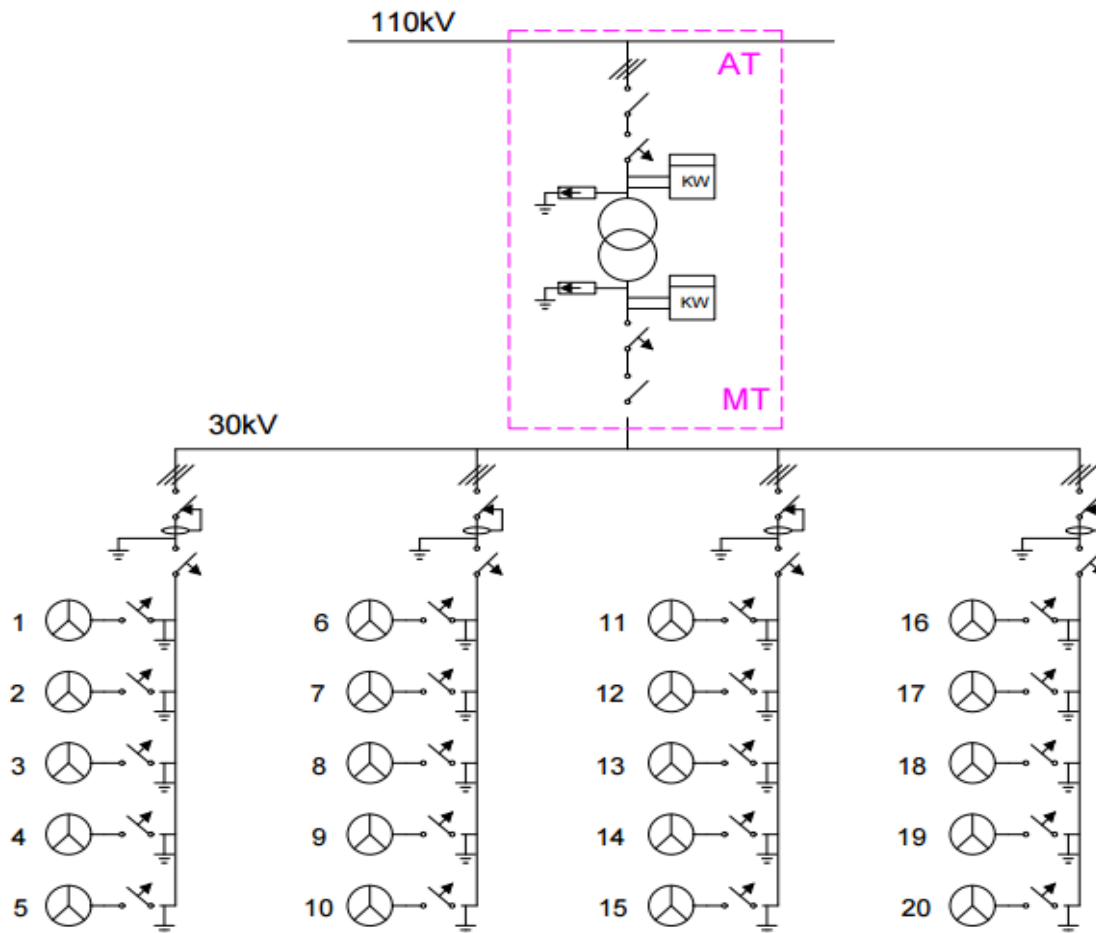
Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	214.539	10.727	10.637	10.889
Total net AEP [GWh]	203.095	10.155	9.726	10.815
Proportional wake loss [%]	5.33	-	0.69	9.07
Mean speed [m/s]	-	9.20	9.09	9.37
Power density [W/m2]	-	1028	984	1094
RIX	-	-	0.0	0.0

$$FC = \frac{203,095 \text{ GWh}}{60 \text{ MWh} \cdot 10^{-3} \cdot 8760} = 38,64\%$$

5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.5. CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA

- Diagrama unifilar



5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.6. INFRAESTRUCTURAS

- Accesos

Las necesidades para el transporte del aerogenerador son condicionantes en el diseño de los viales.

Torre: 4 tramos

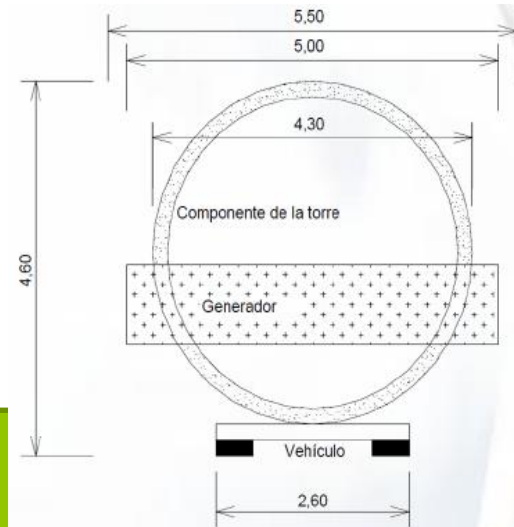
	Longitud (mm)	diámetro inferior (mm)	diámetro superior (mm)	Peso (Kg.)
inferior	11050	4036	3810	46000
Intermedio 1	16930	3810	3494	56000
Intermedio 2	23772	3494	2781	57000
superior	24247	2781	2314	41000

Palas

Longitud mínima de recta 60 m
Radio de curvatura > 35 m

Rotor

Tiene por longitud 10 metros
Altura de 4,9 metros



5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.7. INFRAESTRUCTURAS

- Cimentaciones

Condicionantes por el tipo de terreno: capacidad portante del suelo → tipología de zapata: superficial o pilotada

Condicionantes según el tipo de aerogenerador:

Potencia turbina	superficie	profundidad	M3 excavación
750 kw	8*8	2	128
1500kw	11*11	2	242
2000kw	15*15	2.5	562
3000 kW	18 mts diámetro	3,5	890

El tipo de cimentaciones que se han seleccionado son de hormigón y ferralla, y la forma de las cimentaciones que se van a ejecutar es circular.

5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

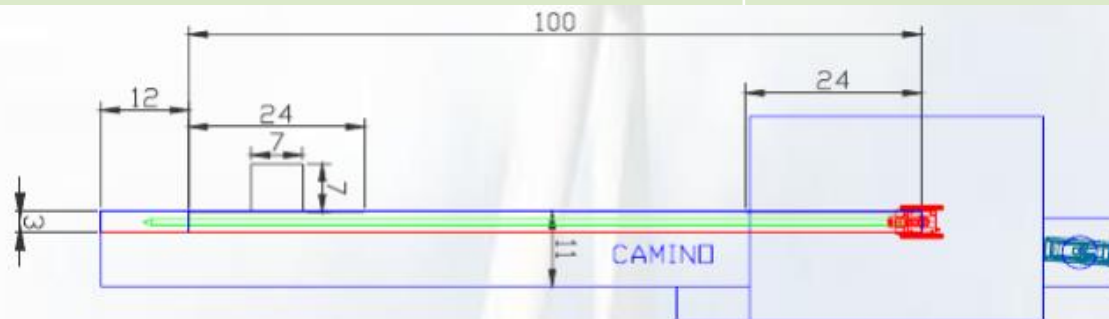
5.8. MONTAJE

Grúa con pluma de celosía

- Hay suficientes en el mercado dada su versatilidad
- Requiere superficie adicional para montaje pluma de celosía.
- Menor ritmo montaje respecto a la telescópica.
- Mejor en cuanto a peso capaz de soportar de aerogeneradores.

Grúa con pluma telescópica

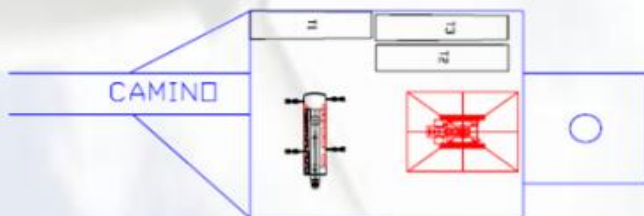
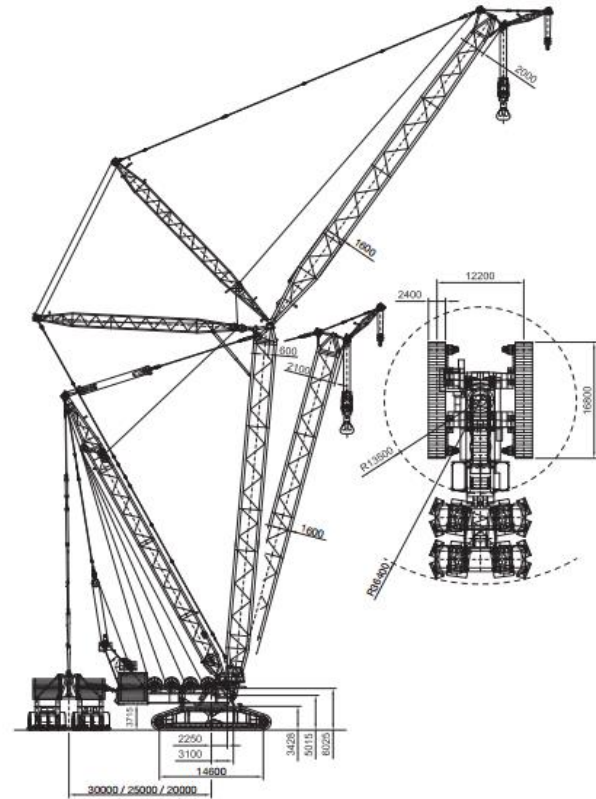
- NO hay suficientes en el mercado
- Requiere caminos de 5 m
- MAYOR ritmo montaje respecto a la de celosía



5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

5.8. MONTAJE

- MAMMOET TEREX-DEMAG CC 12600



Dimensiones	Plataformas intermedias		Plataformas final de vial	
	Torres 60-80 m	Torres 80-100 m	Torres 60-80 m	Torres 80-100 m
Reducidas	25x35 m	30x35 m	30x35 m + Semi-embudos	35m x 40m
Estándar	40x44 m	44x44 m	45x44 m + Semi-embudos	44x49 m

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.1. DIMENSIONAMIENTO

Sobredimensionamiento
20%

5MW



6MWp

10MW



12MWp

15MW



18MWp

Coordenadas:

LATITUD → 34,8°N

LONGITUD → 118,5°W

ALTITUD → 900m

Inclinación módulos:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,67 \cdot |\phi| \approx 30^\circ$$



Modelo: SPR-300E-BLK-D

Potencia: 300 Wp

SUNPOWER



Modelo: PV800-57-0500Kw-A

Potencia: 500 kW

ABB

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.1. DIMENSIONAMIENTO

Simulación mediante el software PVsyst

	5 MW	10 MW	15 MW
Potencia nominal [kWp]	6.006	12.004	18.001
Nº módulos en serie	14	14	14
Nº cadenas	1.430	2.858	4.286
Nº módulos	20.020	40.012	60.004
Nº inversores	12	24	36
Energía producida [MWh/año]	11.164	22.363	33.638
Relación Pnom	1,0	1,0	1,1
Factor de rendimiento (PR)	80,2%	77,1%	80,3%



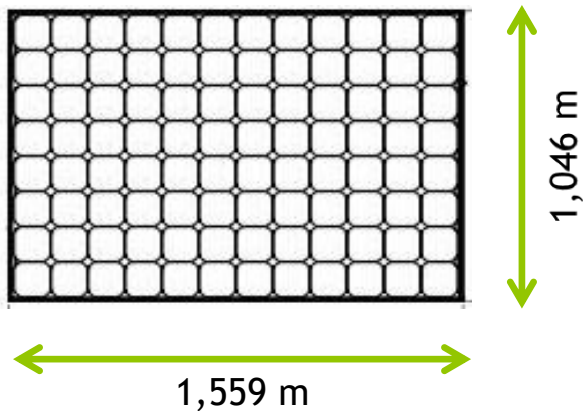
Pérdidas:

- Polvo y suciedad del generador
- Factor de pérdidas térmicas
- Pérdida óhmica del cableado
- Calidad del módulo
- Indisponibilidad del sistema

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO

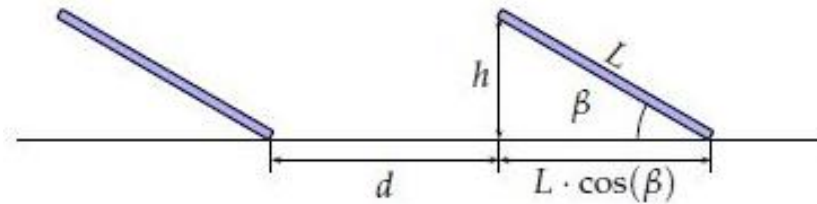
6.2. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS

Dimensiones de los módulos



Separación entre paneles

- Sombras entre filas
- Ocupación del terreno vs productividad anual del sistema



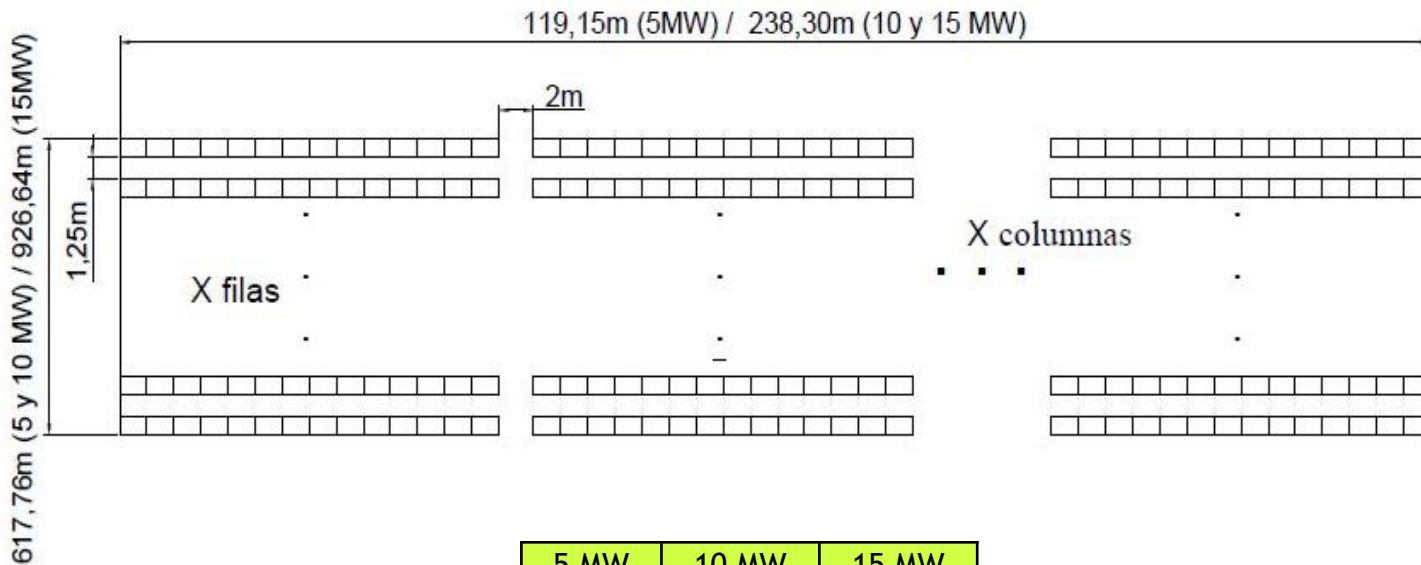
$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} \approx 1,25\text{m}$$

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.2. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS

Colocación

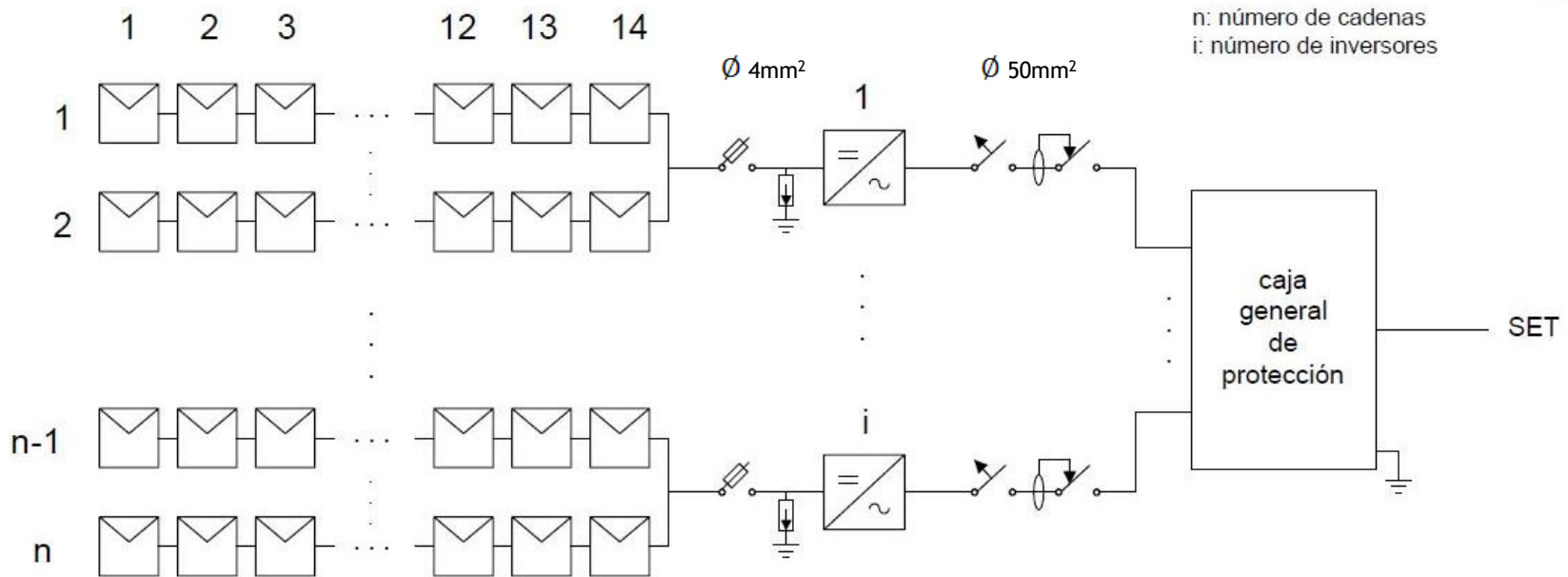
	5 MW	Longitud (m)	10 MW	Longitud (m)	15 MW	Longitud (m)
Nº columnas	5	119,15	10	238,30	10	238,30
Nº filas	286	617,76	286	617,76	858	926,64



	5 MW	10 MW	15 MW
Superficie (m ²)	73.606	147.212	220.818

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO

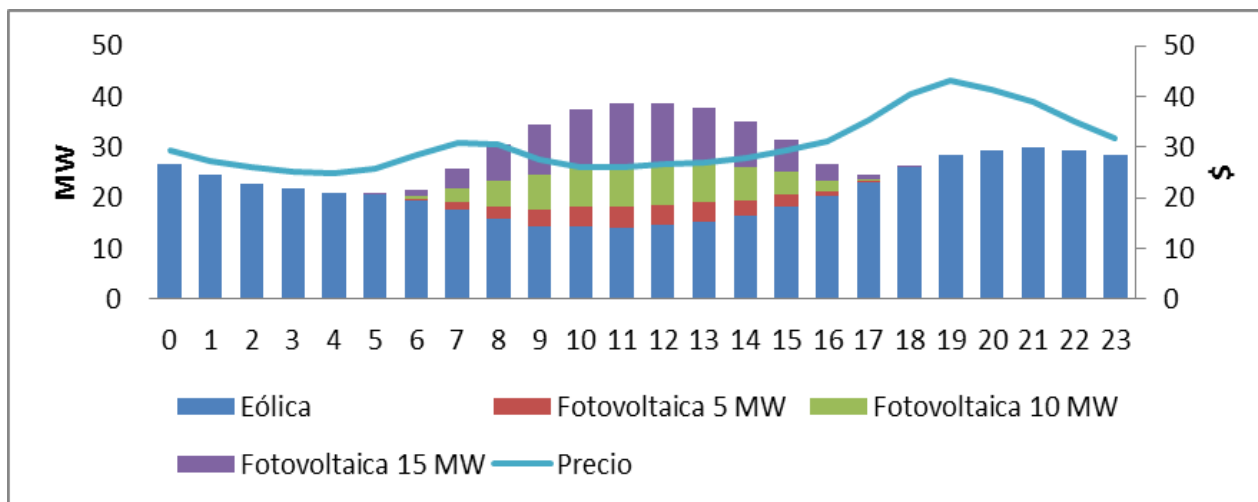
6.3. ESQUEMA UNIFILAR



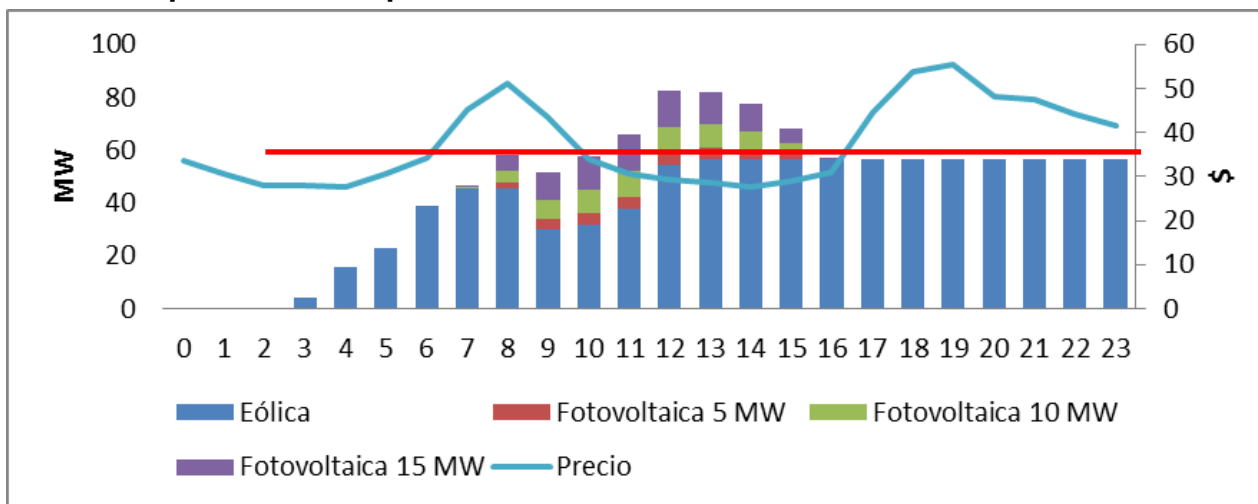
- Sección del cableado: según criterio térmico y de caída de tensión del cable
- Protecciones para contactos directos e indirectos (para personas y equipos)

7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

- Producción promedio por cada hora del día para el año 2009

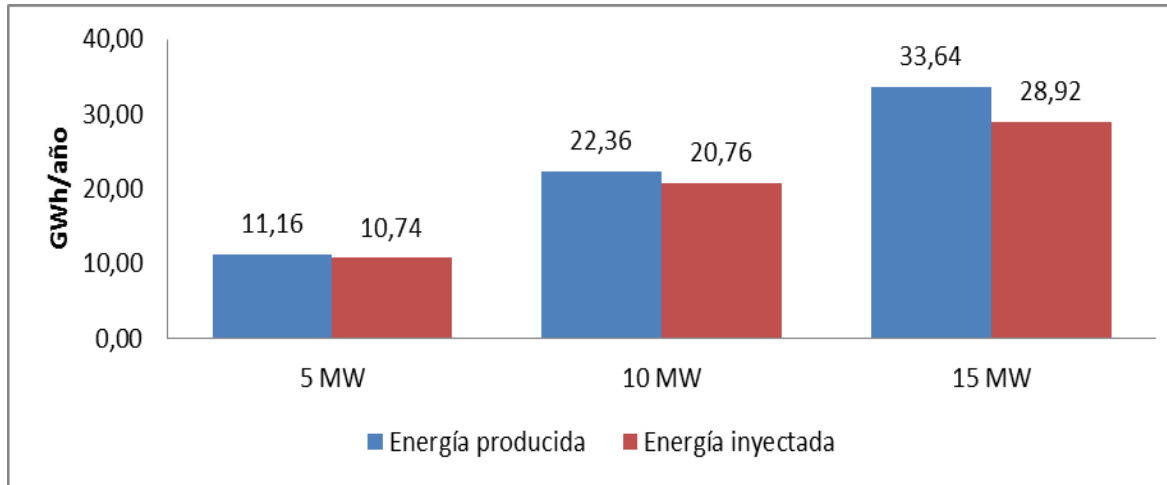


- Producción promedio por cada hora del día 5 de Enero del año 2009

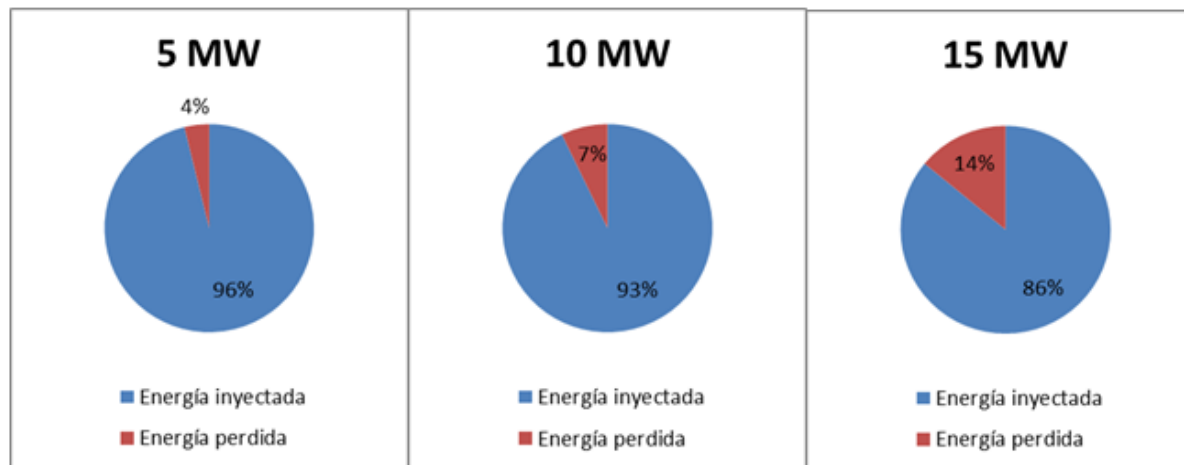


7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

- Sumatorio de energía producida y de energía que se puede inyectar a red a en 2009



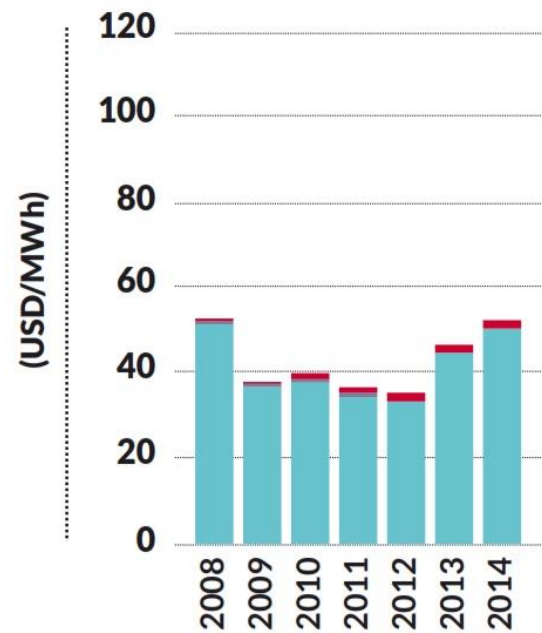
- Energía inyectada y energía perdida por cada potencia instalada



8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1. CONSIDERACIONES INICIALES

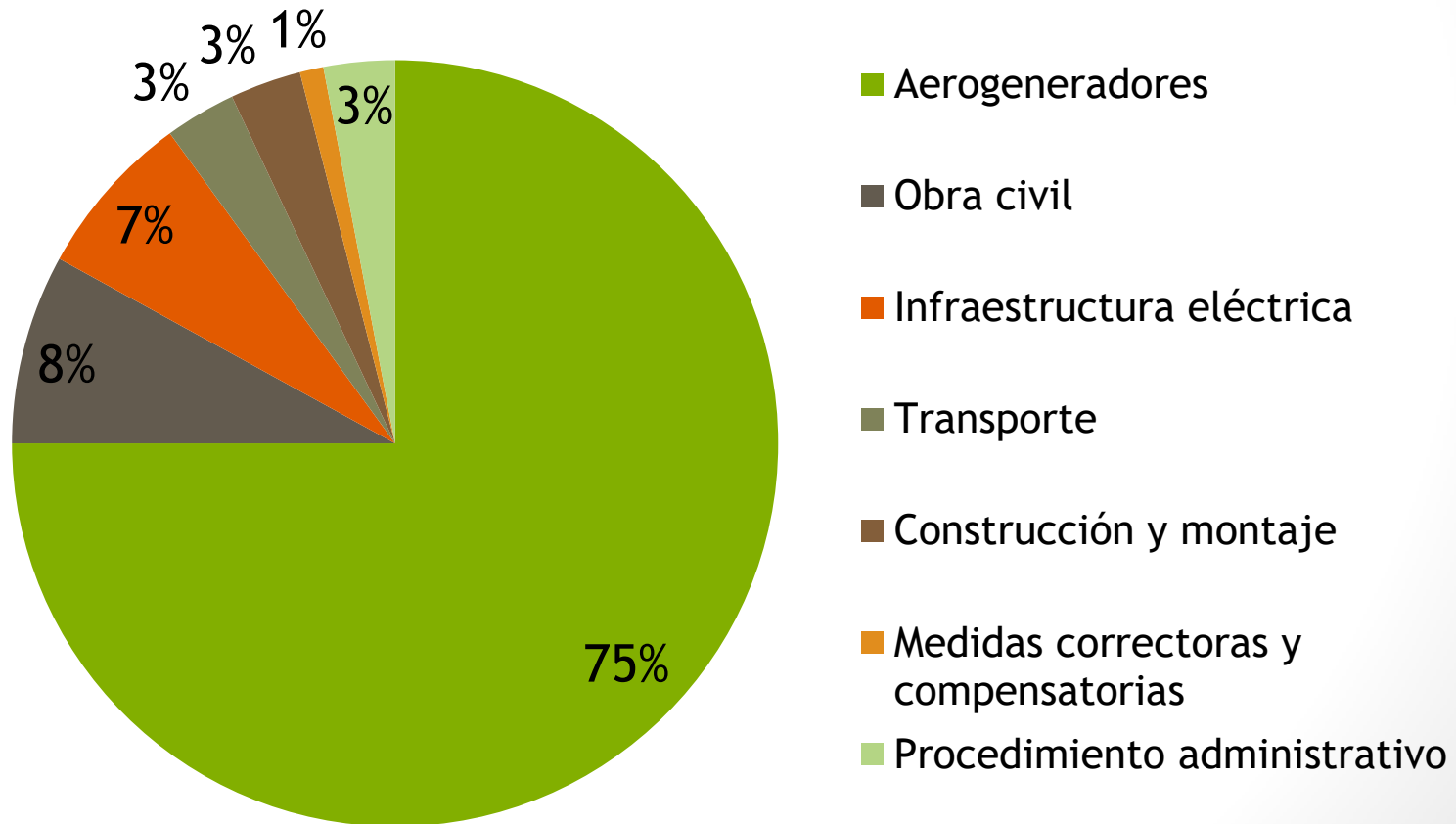
- Sistema de retribución: Power Purchase Agreement (PPA)
- Precio medio de la electricidad CAISO (2008-2014): \$43/MWh
- Precio PPA: \$40/MWh
- Variación IPC: 1% anual
- Impuestos: 30%
- Incentivo fiscal: Investment Tax Credit (ITC): 30% de la inversión eólica y fotovoltaica deducible de impuestos



8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.2. INVERSIÓN: PARQUE EÓLICO

- Coste: \$72M (\$1,2M/MW)

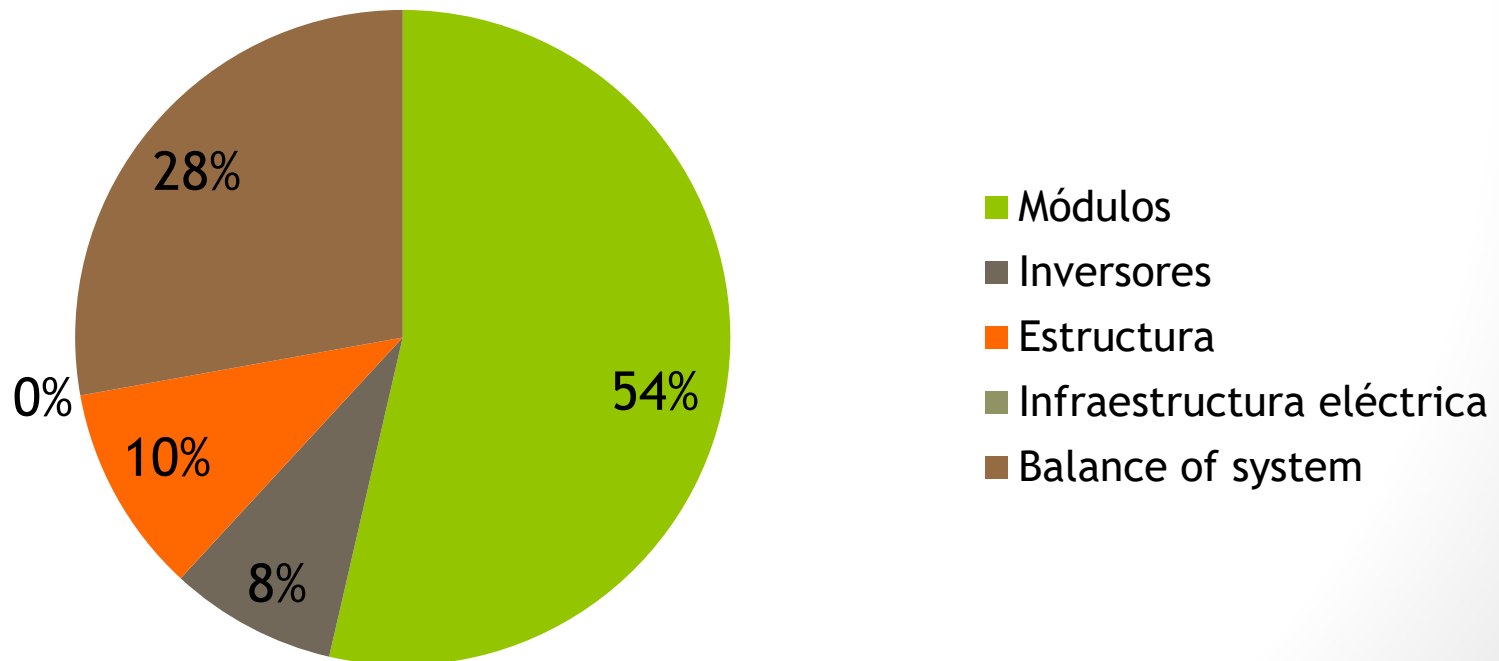


8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.2. INVERSIÓN: PARQUE FOTVOLTAICO

- Coste: \$0,97M/MWp (5, 10 y 15 MW)

SIN AMPLIACIÓN DE SET

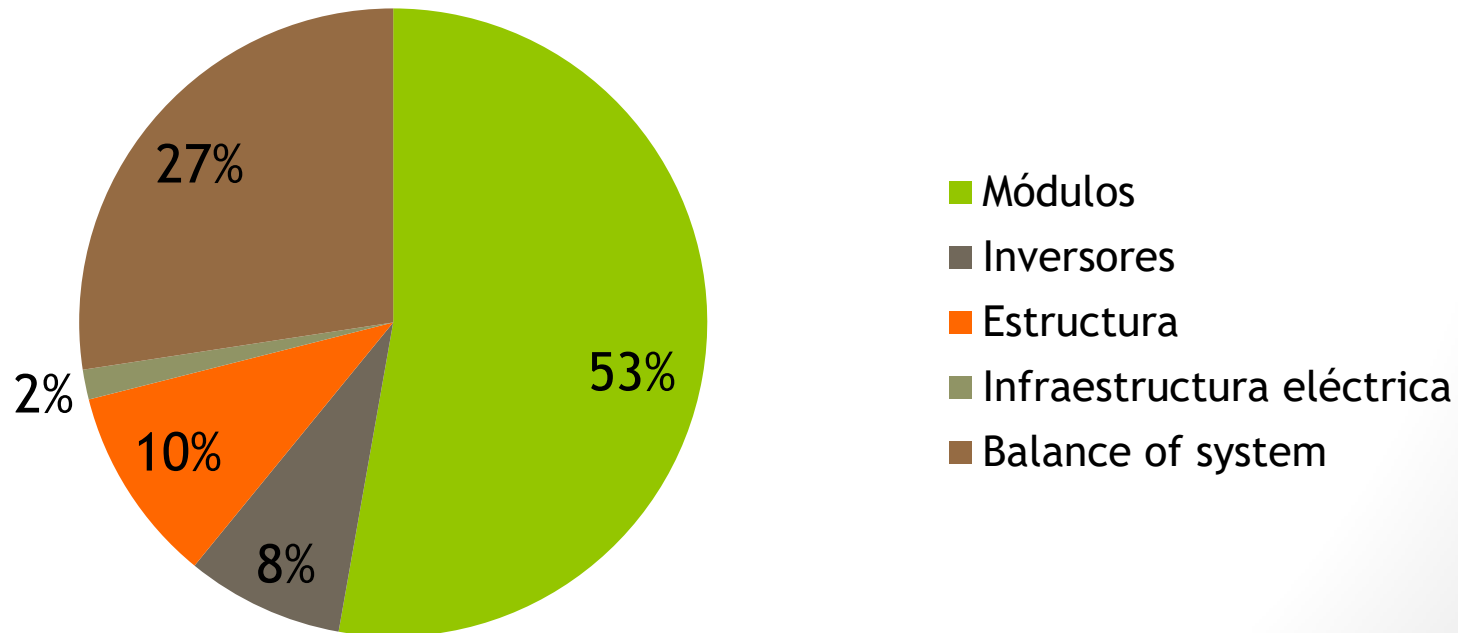


8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.2. INVERSIÓN: PARQUE FOTVOLTAICO

- Coste: \$0,985M/MWp (5 MW), \$0,983M/MWp (10 MW), \$0,982M/MWp (15 MW)

SET AMPLIADA



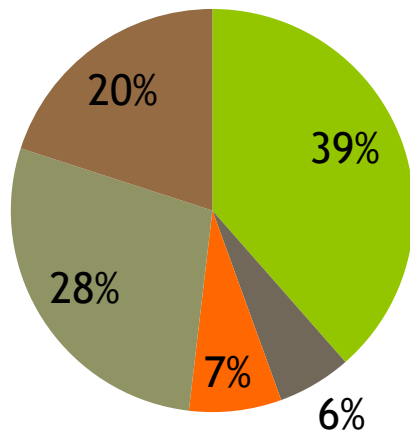
8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.2. INVERSIÓN: PARQUE FOTVOLTAICO

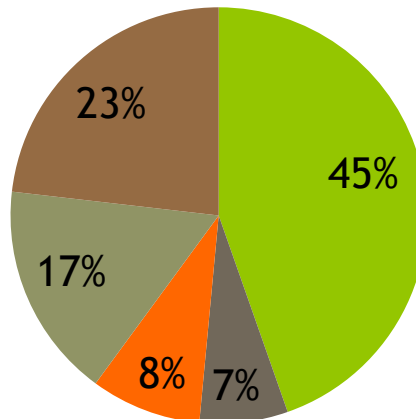
- Coste: \$1,35M/MWp (5 MW), \$1,12M/MWp (10 MW), \$1,1M/MWp (15 MW)

INDEPENDIENTE

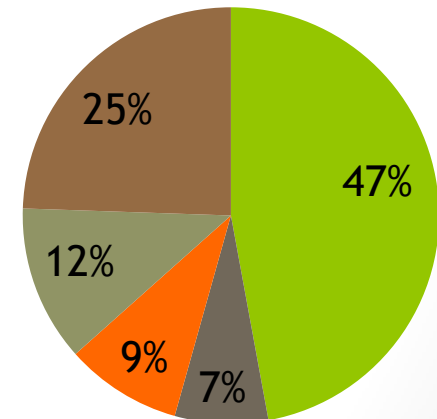
5 MW



10 MW



15 MW



■ Módulos
■ Estructura
■ Balance of system

■ Inversores
■ Infraestructura eléctrica

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.2. INVERSIÓN: SET Y LÍNEA ELÉCTRICA

SUBESTACIÓN

- Parte fija: \$1.200.000 (FV independiente)
- Transformador: \$15.000/MWp (aumento de SET)
- Celdas de MT: \$25.000/celda (aumento de SET)
 - 4 celdas: 1 potencia + 3 auxiliares
 - FV: 1 celda de potencia extra

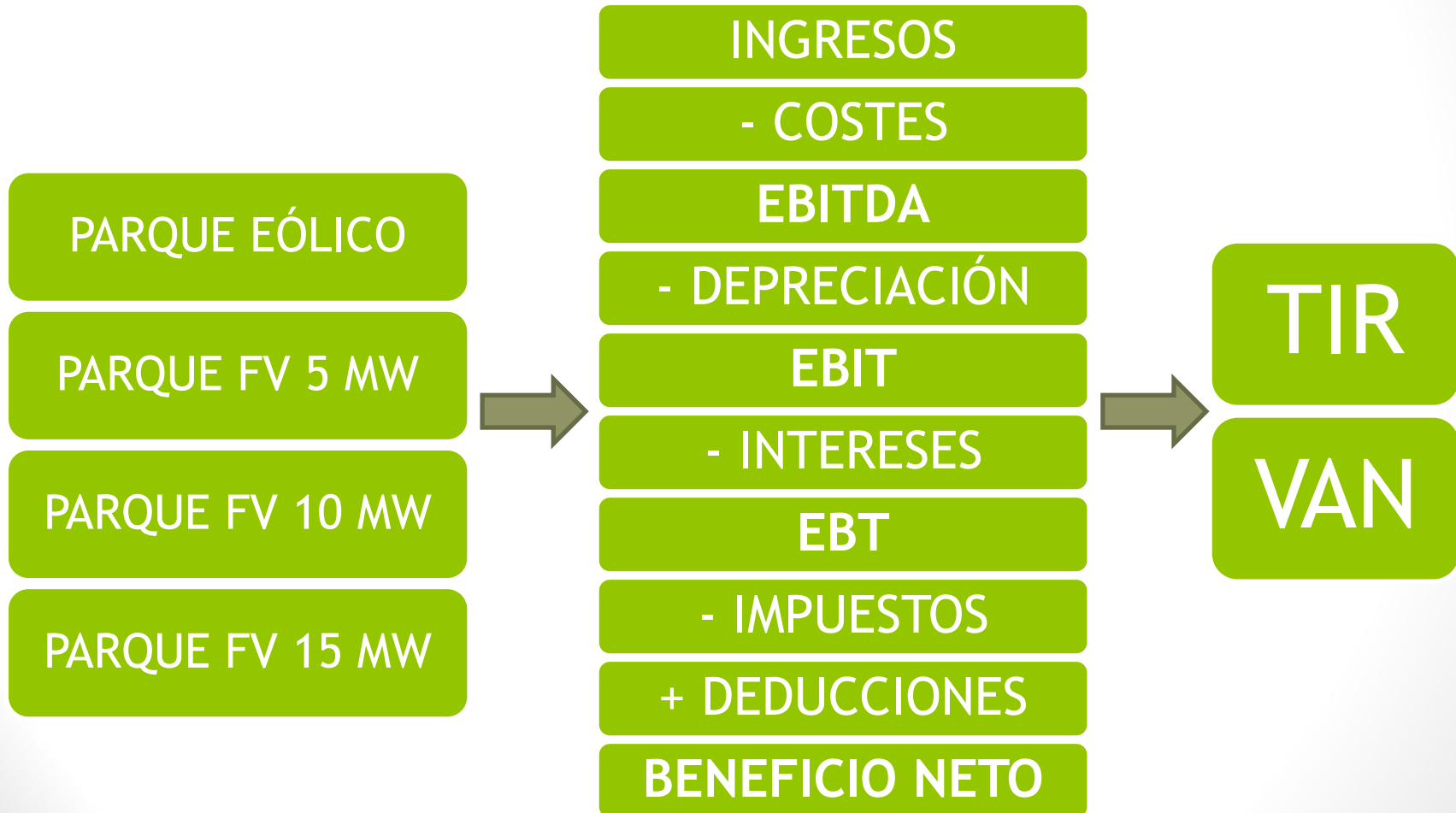
LÍNEA ELÉCTRICA

- \$138.000\$/km (FV independiente)



8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.3. FLUJO DE CAJA



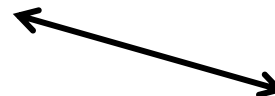
8. ANÁLISIS ECONÓMICO

	TECNOLOGÍA	VAN	TIR
	Eólica	\$68.700.079	8,78%
5 MW	FV SET 60 MW	\$6.097.283	6,17%
	FV SET 65 MW	\$6.487.397	6,41%
	FV independiente	\$4.300.976	3,43%
10 MW	FV SET 60 MW	\$11.386.069	5,82%
	FV SET 65 MW	\$13.040.191	6,45%
	FV independiente	\$10.853.772	4,78%
15 MW	FV SET 60 MW	\$14.572.113	5,08%
	FV SET 65 MW	\$19.678.187	6,49%
	FV independiente	\$17.491.767	5,32%



TIR
8,78%

60MW



Sin aumento de SET



5MW 6,17%
10MW 5,82%
15MW 5,08%

FV independiente



TIR

5MW 3,43%
10MW 4,78%
15MW 5,32%



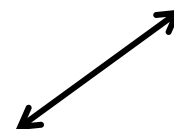
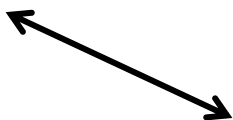
Con aumento de SET



5MW 6,41%
10MW 6,45%
15MW 6,49%

TIR

6,41%
6,45%
6,49%



60MW

65MW
70MW
75MW

9. CONCLUSIONES

- Hay una buena complementariedad entre la tecnología eólica y fotovoltaica.
- La rentabilidad del parque eólico es mayor que la de las plantas fotovoltaicas.
- La rentabilidad de la planta fotovoltaica es más alta si se construye junto al parque eólico que de manera independiente.
- La rentabilidad de la planta fotovoltaica independiente es mayor a medida que aumenta la potencia instalada.

9. CONCLUSIONES

- Si no se amplía la SET, a medida que la capacidad de la planta fotovoltaica es mayor, su rentabilidad disminuye.
- Ampliando la SET, la rentabilidad de la planta fotovoltaica aumenta a medida que lo hace la potencia instalada, aunque con valores de TIR muy parecidos.
- Invertir en energía eólica es más rentable que hacerlo en fotovoltaica para el emplazamiento elegido, debido a la elevada calidad del viento.
- En caso de invertir en fotovoltaica, la mejor alternativa es la planta de 15 MW con aumento de SET.

GRACIAS POR SU ATENCIÓN



Esther Aboín Pérez
Victoria del Río García
Carlos González Gisbert