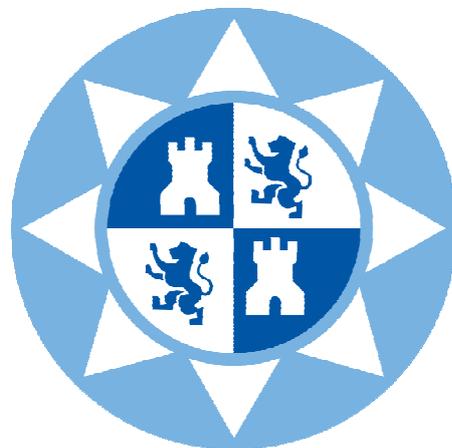


UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE
CARTAGENA

PROYECTO FIN DE
GRADO EN INGENIERÍA
DE RECURSOS
MINERALES Y ENERGÍA

ESTUDIO DE DIMENSIONADO, ANÁLISIS
ECONÓMICO Y DE IMPACTO AMBIENTAL DEL
PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN LA
CONCESIÓN DIRECTA “LOS TRES SANTOS I”

Alberto Manuel López Martínez



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Tutor del proyecto:
Jose Pablo Delgado Marín.

Asesor en el Estudio de Impacto Ambiental:
Andrés Perales Agüera.

Ingeniero tutor de prácticas de empresa:
Javier Merino.

Agradecimientos al tutor principal del proyecto Jose Pablo por su ayuda y paciencia, al ingeniero/amigo Javier Merino el cual sin ninguna razón más que ayudar a un desconocido me acogió y me enseñó la hermosa profesión minera, a Andrés Perales por su tiempo en el EIA, a todos los profesores y compañeros de carrera con el que he tenido el placer de coincidir y al resto de seres queridos, ellos saben quiénes son, tanto los que están como los que nos miran desde el cielo.

Orgulloso Ingeniero de Minas, ¡Viva Santa Bárbara!

ÍNDICE

PRÓLOGO	6
DATOS GENERALES	8
PARTE I.- REFERENTE A LA PLANTA FOTOVOLTAICA PROYECTADA	10
1.1.- ENTORNO, COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS	11
1.1.1.- RADIACIÓN Y TEMPERATURA.-	11
1.1.2.- MÓDULO FOTOVOLTAICO.-	16
1.1.3.- INVERSORES, ELECCIÓN Y CONEXIONADO.-	19
1.1.3.1.- Función de los inversores.-	19
1.1.3.2.- Tipos de inversores.-	19
1.1.3.3.- Principios de funcionamiento del inversor.-	20
1.1.3.4.- Elección de inversor y conexionado.-	20
1.1.4.- REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS A ABASTECER.-	21
1.1.4.1.- Planta de machaqueo de material árido.-	21
1.1.4.2.- Planta de aglomerado.-	25
1.1.4.3.- Curvas de consumo.-	27
1.2.- DIMENSIONADO	34
1.2.1.- ESTIMACIONES DE LA ENERGÍA REQUERIDA.-	34
1.2.2.- REPARTO DE CARGAS.-	36
1.2.3.- TAMAÑO DE LA PLANTA ENERGÉTICA.-	42
1.3.- MARCO LEGAL Y TARIFARIO DE LA FV EN ESPAÑA	45
1.3.1.- MARCO GENERAL PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.-	45
1.3.2.- NORMATIVA.-	46
PARTE II.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	49
2.1.- ESCENARIOS POSIBLES DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ENERGÉTICA	50

2.1.1.- SITUACIÓN LEGISLATIVA DE LA INSTALACIÓN. ESCENARIO 1º.-	51
2.1.2.- SITUACIÓN LEGISLATIVA DE LA INSTALACIÓN. ESCENARIO 2º.-	52
2.2.- CÁLCULO DE COSTES	53
2.2.1.- OPTIMIZACIÓN DEL REPARTO DE CONSUMOS Y CÁLCULO DE PAGO POR PEAJES.-	53
2.2.2.- PRECIO DE LA ENERGÍA PROCEDENTE DE LA RED.-	54
2.3.- ANÁLISIS DE AMORTIZACIÓN. ESCENARIO 1, CON PEAJE DE RESPALDO.-	56
2.3.1.- Situación general.-	56
2.3.2.- Planta de machaqueo.-	57
2.3.3.- Planta de aglomerado.-	60
2.3.4.-Estudio costes y periodo de amortización global.-	63
2.4.- ANÁLISIS DE AMORTIZACIÓN. ESCENARIO 2, SIN PEAJE DE RESPALDO.-	71
2.4.1.- Situación general.-	71
2.4.2.-Estudio de rentabilidad y periodo de amortización global.-	71
PARTE III.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PROYECTADA	74
DOCUMENTO DE SÍNTESIS ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	76
CONCLUSIONES, OPORTUNIDADES Y AMENAZAS	79
BIBLIOGRAFÍA. Páginas web consultadas.	85
<i>Otros</i>	86
FIRMA	86

PRÓLOGO

A lo largo del documento aquí expuesto, se tratará de poner en práctica parte de los conocimientos y habilidades adquiridos dentro del Grado en Ingeniería de Recursos Minerales y Energía (GIRME), del cual el redactor es y ha sido alumno durante los últimos cuatro años por la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT). El resultado final será la consecución y presentación del Proyecto Fin de Grado (PFG) con el título de *Estudio de dimensionado, análisis económico y estudio de impacto ambiental en el proyecto de planta fotovoltaica de la concesión directa Los Tres Santos I.*

El proyecto en sí, tan atípico y poco convencional al uso, ha contado con un componente más autodidacta de lo habitual, sorprendiendo gratamente al redactor del mismo por la capacidad de moverse en estos campos de conocimiento sin más ayuda que las lecciones recibidas durante la carrera. Esta opinión se espera que se haya reflejado de forma satisfactoria.

La idea comienza reflexionando sobre los objetivos del plan de estudios actual. Se llega a la conclusión de que, para el proyecto final, se intentaría conciliar los conceptos impartidos en las asignaturas cursadas. Por lo tanto, en su realización se trabaja dentro del ámbito de la energía (llevando a cabo un estudio de la posible implantación de una planta solar fotovoltaica), de la minería (ubicando el parque energético en una cantera totalmente operativa de piedra caliza), y del medio ambiente (con un estudio de impacto ambiental básico y relativo a los efectos que ocasionaría la puesta en marcha de dicha instalación en el entorno propuesto), estructurándolo todo a través de las prácticas de empresa que el redactor tuvo la suerte de poder realizar. Estas prácticas acontecieron en el seno de la empresa que recibía el nombre de Los Serranos S.A., actualmente englobada en el grupo Eiffage S.L., la cual se dedica a la obra civil y fabricación de hormigones, aglomerados y derivados asfálticos, siendo los datos manejados proporcionados por dicha empresa. Así pues, el proyecto es real y de posible aplicación.

Una vez finalizadas las prácticas de empresa, se propuso al ingeniero tutor de la compañía el estudio que aquí se desarrolla, con el incentivo de un posible interés empresarial que podría despertar el hecho de obtener unos datos económicos y de amortización favorables referentes a esta alternativa de abastecimiento energético. No hay que olvidar que en los últimos tiempos las facturas eléctricas se han disparado al alza, repercutiendo de una manera importante (aún más) en la actividad desarrollada cuando el consumo energético es elevado, como es el caso. Particularizando, en la planta de machaqueo del material árido, la legislación tarifaria que entró lugar en Agosto de 2013 trajo consigo un incremento del 22% en la previsión de gasto, y aunque en la planta de aglomerado este incremento solo fue de un 0.7%, en el global de las canteras activas del grupo empresarial estos cambios supondrán un aumento más que considerable. Respecto al término fijo de potencia, los cambios que introdujo esta legislación tuvo como consecuencia directa una subida de precio del 53% y 22% para las plantas de machaqueo y aglomerado respectivamente, conjuntamente con una bajada del precio

de la energía consumida que sin embargo no consigue que estos cambios influyan elevando el total de la factura a pagar.

A pesar de que este segundo efecto juega en contra de la viabilidad de proyectos como el aquí desarrollado, se despierta una conciencia de búsqueda de alternativas al modo de abastecimiento tradicional, es decir, diferente al abastecimiento eléctrico a través de la red eléctrica.

A lo largo del proyecto, se podrá comprobar el efecto de algunos aspectos de la legislación española vigente respecto en este tipo de instalaciones, tan atractivas desde el punto de vista medioambiental y de mejora global de eficiencia energética, que reducen de manera drástica su rentabilidad y casi imposibilitan su implantación (especial atención despierta la aplicación del famoso peaje de respaldo). El redactor ha esperado hasta el último momento a la publicación definitiva referente al estudio del borrador legislativo, que en primera instancia se esperaba para Diciembre del año pasado, resultando publicado el *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*, al cual se ha adaptado el proyecto con la premura que los plazos exigían. Con esto se pretende que en el momento de la presentación del mismo, los resultados y conclusiones mostrados sean de aplicación inmediata y acordes con lo actualmente legislado.

Debido a la naturaleza de los datos expuestos, se ha de entender que en algunos casos se tenga que omitir cierta información que pudiera afectar a la política de privacidad de la empresa, intentando sin embargo que ocurra lo menos posible y siempre tratando que no afecte en la comprensión global del proyecto expuesto.

Se tiene a bien señalar que a lo largo del documento se harán múltiples referencias a los datos mostrados en diferentes apartados y figuras, valiéndonos de hipervínculos para facilitar su búsqueda, por lo que aunque el formato papel no se descarta y es igualmente operativo, será recomendable su lectura detallada en formato digital.

A modo de resumen de lo que aquí se recoge, se comenzará el proyecto con el estudio del dimensionado de la planta energética (solar fotovoltaica) mediante la cual abastecer las plantas industriales existentes en la cantera de áridos en la que se ubica, buscando un autoabastecimiento parcial energético (con respaldo de la red). En la segunda parte, se dará paso a un resumen de la viabilidad económica de la implantación de la planta energética propuesta, para finalizar con un estudio de impacto ambiental referente a los posibles impactos que conllevarían la instalación y puesta en marcha del sistema (estudio recogido en el Anexo VIII al proyecto).

DATOS GENERALES

Como se refleja en el título que recibe este Proyecto Fin de Grado la instalación fotovoltaica a estudio se ubicará la explotación denominada “Los Tres Santos I”, concesión directa otorgada a D. XXXX, con domicilio en C/ XXXX (XXXX), y DNI XXXX-X, que corresponde al nº 22.047 en el T.M. de Abanilla (Murcia), con una longitud geográfica de 38º12’47’’ Norte y latitud 1º0’35’’, a 293 m.s.n.m.

En ella, el material que se extrae es árido de naturaleza caliza de gran calidad, destinado a la construcción de estructuras de hormigón, producción de cementos y soleras, siendo el lugar de obtención de la materia prima en cuestión la cantera de áridos que allí se ubica.

Anexa a las instalaciones de tratamiento del mineral calizo, se plantea la posibilidad de implantación de un complejo energético con el fin de alcanzar el mayor grado de autoabastecimiento eléctrico posible, mediante placas solares fotovoltaicas, por las condiciones ambientales que allí concurren.

Se trata por lo tanto de componer una instalación solar fotovoltaica, cuya finalidad sea la obtención de energía no convencional para el abastecimiento de una planta de machaqueo de áridos y la planta adyacente de aglomerados, en la explotación minera perteneciente al grupo Eiffage S.L. Situada en el municipio de Abanilla, se encuentra concretamente en la Sierra de El Cantón o Sierra de Abanilla, colindante por el Sur al *Lugar de Importancia Comunitaria (LIC)*, de la *Red Natura 2000*. La potencia buscada para esta instalación es de 1040 kWp/800 kW nominales dimensionada a partir las curvas de consumo obtenidas en ambas plantas a las que abastece y de la propia curva de generación energética intradiaria que caracteriza al clima en el que se ubica (zona climática V). Este dimensionado responde a la premisa de que toda la energía producida tiene que ser consumida instantáneamente (autoabastecimiento instantáneo), por lo que la instalación será minorizada a fin de no tener ningún excedente de producción ya que, por la legislación vigente, es casi la única opción lógica y mínimamente viable. Toda opción de vertido a la red queda descartada por no existir ninguna modalidad de balance neto ni existir retribución alguna por su vertido (es más, en uno de los escenarios contemplados habría que pagar por verter a la red) por lo que se descarta esta posibilidad actualmente.

Hasta la actualidad, el abastecimiento energético se ha ido llevando a cabo mediante la conexión a la red eléctrica, la cual tendría función de respaldo y completaría el abastecimiento en el nuevo sistema. En el apartado 2.1.- *ESCENARIOS POSIBLES DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ENERGÉTICA* se recogerán las diferentes situaciones a las cuales se remite el proyecto y las alternativas disponibles según su modo de operar, a fin de que el lector comprenda totalmente el marco en el que se mueve el estudio y las variaciones que estos presentan.

En cuanto a materia medioambiental, acorde a lo legislado por la nueva Ley de Impacto Ambiental (*Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental*), en su Anexo I, apartado j) que dice “Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie.”, y concurriendo su ubicación en una concesión ya otorgada de uso industrial (cantera de extracción de material árido), **este tipo de proyecto no estaría obligado a la realización de estudio de impacto ambiental** (ya que sería de autoconsumo instantáneo y comprende una extensión de 67 ha de superficie). Su redacción es llevada a cabo por el interés en extremar las medidas correctoras de posibles impactos de carácter negativo, siguiendo la política de responsabilidad social corporativa de la empresa respecto al medio ambiente y en atención a la zona donde se ubicaría (con protección especial). Esta protección especial responde a una zona con catalogación de *Lugar de Importancia Comunitaria* (LIC), de la *Red Natura 2000*, por lo que se considera que este estudio no es ni mucho menos superfluo, teniendo la precepción de que no se le podría considerar completo sin él. Adicionalmente, la legislación vigente deja una vía abierta a poder operar sin el abono de peajes de respaldo, solo cuando la posible instalación energética acredite formar parte de un “Sistema de ahorro y eficiencia”, yendo en consonancia la acreditación con una buena imagen medioambiental.

PARTE I.- REFERENTE A LA PLANTA FOTOVOLTAICA PROYECTADA



1.1.- ENTORNO, COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS

1.1.1.- RADIACIÓN Y TEMPERATURA.-

Lo primero que hay que tener claro en un proyecto de estas características, es la ubicación. Esta determina las condiciones de radiación y temperatura que permiten fijar la potencia pico de la planta fotovoltaica (FV) en función de: la superficie disponible, de la inversión posible o como en nuestro caso de las necesidades energéticas a cubrir.

Anteriormente a la publicación del *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio* de Junio, el modo de proceder era el de trabajar a partir de los datos de irradiación global diaria media sobre superficie horizontal. Estos valores están generalmente disponibles en cualquier centro de observación meteorológica (AEMET), y existen bastantes herramientas de estimación del potencial fotovoltaico, como la gratuita PVGIS para Europa y África que goza de gran aceptación en proyectos de este tipo.

Paralelamente, los datos de temperatura marcaban una parte importante de las pérdidas energéticas a considerar. Era imprescindible localizar los datos de temperaturas diurnas (TD, *Figura 4*), horas durante las cuales el funcionamiento de la instalación energética tendrá lugar y diferenciarlos de las medias diarias, que conllevaban a considerar un valor de temperatura menor al diurno (al de operación de la planta) y por lo tanto a unas conclusiones erróneas donde no se tenían en cuenta parte de las pérdidas por la temperatura ambiental (a mayor temperatura, mayores pérdidas).

Pero a partir de lo publicado en el *Real Decreto*, la herramienta PVGIS pasa a tener un carácter secundario, y de ella se obtendrán “solamente” los datos de ángulo óptimo y acimut en la zona en estudio. Las pautas ahora las marcan una serie de tablas de aplicación que el gobierno de España ha puesto a disposición de forma pública y oficial, que son de aplicación según la zona climática en la que se ubique la posible instalación. Con la tabla perteneciente a nuestra región climática (zona climática V, *Figura 1*) y el valor de la potencia nominal para la planta energética, obtenido de la suma de las potencias nominales de los inversores que la componen, se está capacitado para obtener la generación energética hora a hora y mes a mes, y con ello obtener las curvas de producción energética intradiaria. Para ello es suficiente con multiplicar los coeficientes mostrados en la *Figura 1* por la potencia nominal, obteniendo directamente la cantidad de kWh/h que la instalación generaría.

Es evidente que con este modo de proceder se simplifica bastante el proceso, ya que en las tablas se estima tanto la producción como las pérdidas ambientales, obteniendo de forma directa una aproximación de lo que generaría el proyecto de planta fotovoltaica. Alrededor de la *Figura 1* se articulará la PARTE I del proyecto.

ZONA V

ZONA V	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Enero	0	0	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,36	0,44	0,47	0,44	0,36	0,25	0,12	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,05	0,19	0,34	0,47	0,56	0,59	0,56	0,47	0,34	0,19	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,13	0,3	0,47	0,63	0,73	0,77	0,73	0,63	0,47	0,3	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,05	0,2	0,38	0,55	0,7	0,79	0,83	0,79	0,7	0,55	0,38	0,2	0,05	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0,11	0,28	0,46	0,64	0,79	0,89	0,93	0,89	0,79	0,64	0,46	0,28	0,11	0	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,01	0,14	0,31	0,5	0,68	0,83	0,93	0,96	0,93	0,83	0,68	0,5	0,31	0,14	0,01	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,01	0,14	0,32	0,52	0,71	0,88	0,99	1	0,99	0,88	0,71	0,52	0,32	0,14	0,01	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,09	0,26	0,46	0,65	0,82	0,93	0,97	0,93	0,82	0,65	0,46	0,26	0,09	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,01	0,16	0,34	0,52	0,68	0,78	0,82	0,78	0,68	0,52	0,34	0,16	0,01	0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,08	0,23	0,39	0,53	0,63	0,67	0,63	0,53	0,39	0,23	0,08	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0,02	0,14	0,28	0,4	0,48	0,51	0,48	0,4	0,28	0,14	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,01	0,1	0,22	0,33	0,41	0,44	0,41	0,33	0,22	0,1	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0	0,05	0,15	0,31	0,48	0,62	0,72	0,75	0,72	0,62	0,48	0,31	0,15	0,05	0	0	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	0,51	16,8	56,07	114,1	173,8	225,6	261	273,4	261	225,6	173,8	114,1	56,07	16,8	0,51	0	0	0	0	0	0

Figura 1.- Tabla de producción para instalaciones fotovoltaicas en la zona climática V según el Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio, para día estándar y en kWh/kW

Como se ha comentado, la potencia nominal se obtendrá a partir de la especificada por el/los inversor/es utilizados en cada instalación, requiriendo un número de kW a su entrada para operar a este régimen. Será el valor de la potencia nominal el que marque el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, y a partir de la cual se calcule el número de kWp a instalar mediante módulos solares.

Respecto al ángulo óptimo en el que la producción energética se maximiza, es decir, el ángulo de inclinación al cual colocar los paneles solares, hay bases de datos que nos proporcionan este ángulo como la mostrada en el trabajo de (Thomas Huld et al., Solar Energy 2012), aunque para el caso será utilizado el ángulo proporcionado por la aplicación anteriormente citada, PVGIS. La inclinación óptima dependerá de la latitud en primer lugar (ver *Figura 2*), y del modo operativo de la instalación (encuadrada en edificio, "free-standing", etc). Para una latitud como la de Murcia, la inclinación óptima será entre 30° y 35° aproximadamente.

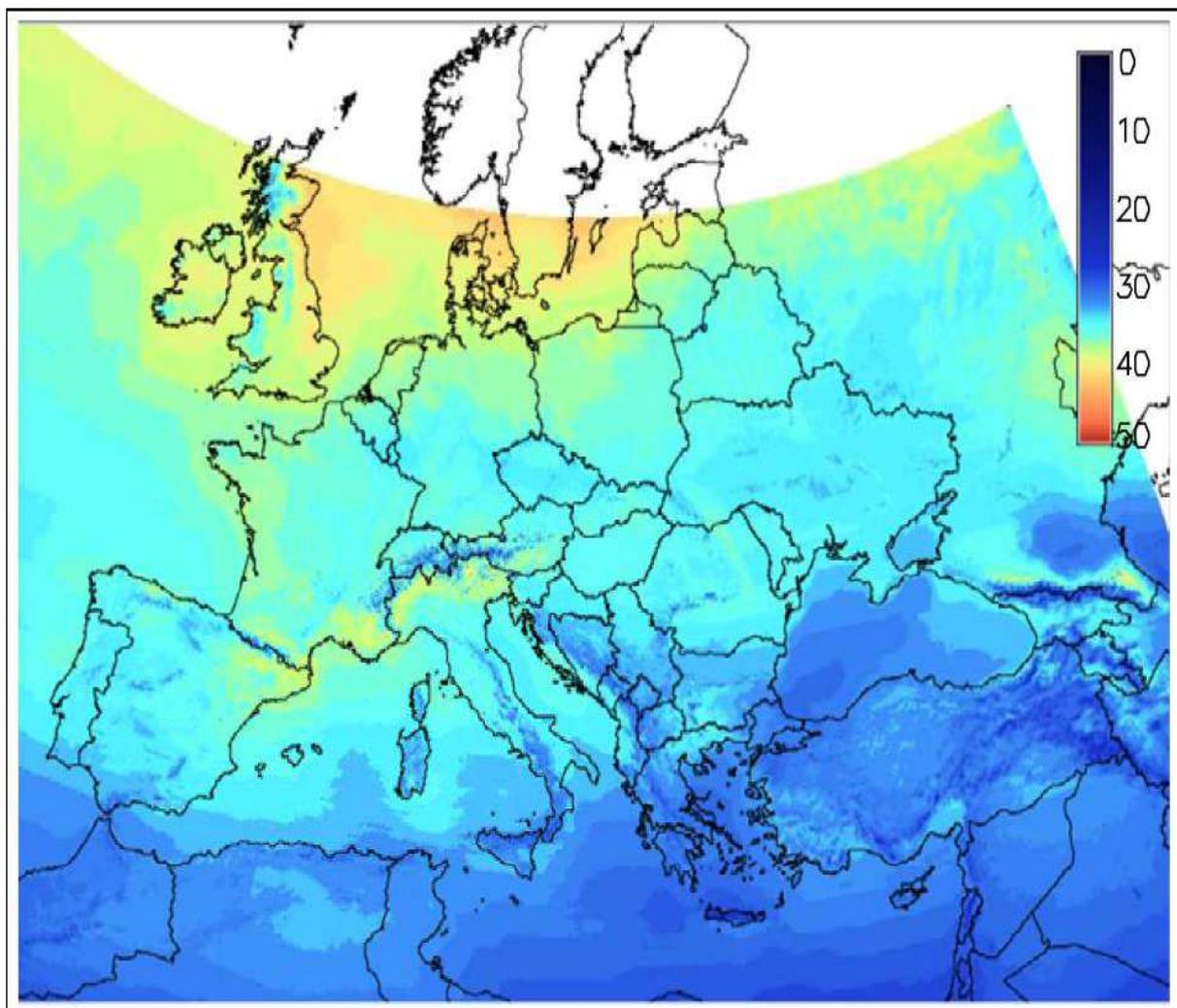


Figura 2.- Ángulo óptimo para una instalación fija al Sur puro. Fuente (Huld et al., 2012). Como se puede observar para Murcia éste ángulo estaría entre los 30-35°.

Los datos arrojados por la herramienta PVGIS, en su versión 3 para Europa, son los que a continuación se muestran en la *Figura 3*. Para ello se ha tenido que introducir una serie de características de la planta energética proyectada, como tipo de material, potencia pico a instalar, tipo de soporte, etc., aunque para el cálculo de la inclinación solo depende de la ubicación donde se desee instalar los módulos fotovoltaicos.

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 38°12'47" North, 1°0'35" West, Elevation: 293 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 800.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.5% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.5%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 25.8%

Fixed system: inclination=35 deg., orientation=-6 deg. (optimum)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	2720.00	84300	4.33	134
Feb	3120.00	87400	5.06	142
Mar	3460.00	107000	5.77	179
Apr	3740.00	112000	6.30	189
May	3790.00	118000	6.49	201
Jun	4030.00	121000	7.04	211
Jul	4100.00	127000	7.24	225
Aug	3960.00	123000	6.98	216
Sep	3560.00	107000	6.15	185
Oct	3180.00	98700	5.38	167
Nov	2760.00	82700	4.48	134
Dec	2680.00	83200	4.29	133
Year	3430.00	104000	5.80	176
Total for year		1250000		2120

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Figura 3.- Datos de posible producción según rendimientos estimados y radiaciones globales. Ángulo de inclinación y acimut óptimos.

Se puede apreciar que la inclinación óptima para un sistema fijo (sin seguimiento solar) y "free standing" (sin estar integrado en ningún tipo de edificio ni estructura) corresponde a unos 35°, con un azimut de -6° de orientación (el signo negativo expresa la desviación de 6° al Este). El material, correspondiente a placas solares de tipo silicio, inicialmente policristalino, es elegido por su amplia distribución y demostrados rendimientos, como así respalda el hecho de que más del 90% del mercado del sector fotovoltaico se encuentre ocupado por módulos de material silicio.

En cuanto a la estimación de la producción eléctrica por parte del sistema, así como de la pérdida de rendimiento por temperatura, ambos valores se encuentran estimados automáticamente

por la aplicación, aunque serán contrastados y corregidos por las tablas oficiales del RD del 6 de Junio. Es destacable que la propia aplicación avise de que, a partir de ciertos valores de kWp instalados, pueden darse significativas desviaciones en lo estimado. El resto de porcentajes mostrados (como pérdidas estimadas) corresponden a valores estándar comúnmente aceptados para el dimensionado y cálculo de las instalaciones.



Photovoltaic Geographical Information System

Incident global irradiation for the chosen location

Location: 38°12'47" North, 1°0'34" West, Elevation: 293 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 35 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.6 %

Month	Hh	Hopt	H(35)	DNI	lopt	TD	T24h	NDD
Jan	2530	4340	4340	4100	63	12.0	10.5	203
Feb	3400	5060	5060	4740	55	13.2	11.5	157
Mar	4630	5770	5770	5230	41	15.8	13.9	88
Apr	5850	6280	6280	5930	26	17.8	15.9	37
May	6750	6480	6480	6360	13	21.0	19.3	2
Jun	7770	7040	7040	7860	6	25.6	23.8	0
Jul	7800	7240	7240	8150	9	28.0	26.3	0
Aug	6770	6970	6970	6970	21	28.3	26.5	0
Sep	5190	6140	6140	5710	36	25.0	23.3	6
Oct	3860	5380	5380	5010	50	21.3	19.4	32
Nov	2720	4490	4490	4280	61	15.8	14.0	163
Dec	2460	4300	4300	3820	65	12.7	11.1	205
Year	4990	5790	5790	42400000	35	19.7	18.0	893
Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2/day) 00000								

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m2/day)

H(35): Irradiation on plane at angle: 35deg. (Wh/m2/day)

DNI: Direct normal irradiation (Wh/m2/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

TD: Average daytime temperature (°C)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

NDD: Number of heating degree-days (-)

Figura 4.- Radiación según ángulo inclinado, radiación a los 35°, radiación directa, radiación en inclinación óptima, temperaturas diurnas y media diaria de temperatura.

Llama la atención la gran producción que se es capaz de conseguir en la zona de estudio, siendo esto posible gracias a valores en los meses de verano de más de 7 kWh/m² (ver Figura 4), correspondientes a la media diaria de la radiación global susceptible de ser captada. Como es obvio

para el caso, el pico de radiación tendrá lugar en los meses centrales del año (Julio es el mes más productivo en este caso).

1.1.2.- MÓDULO FOTOVOLTAICO.-

Los paneles o módulos fotovoltaicos (llamados comúnmente paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos, ver *Figura 5*) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (energía solar fotovoltaica obtenida por el efecto fotovoltaico). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25 °C (no temperatura ambiente).
- Masa atmosférica (AM): 1.5

Los paneles fotovoltaicos más extendidos, los fabricados por silicio cristalino, se dividen en:

- Monocristalinos: se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si) (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- Policristalinos: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas. Será el elegido por su relación precio/rendimiento.
- Amorfos: cuando el silicio no se ha cristalizado.

Su efectividad es mayor cuanto mayores son los cristales, pero también su peso, grosor y coste. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso es muy inferior.

Adicionalmente, existen multitud de materiales y técnicas diferentes, aún con una cuota de mercado muy reducida y en fase de desarrollo en unos casos e investigación en otros.

Elegir un módulo es a veces una tarea difícil, y cuando ya está elegido, presupuestado y los cálculos de la instalación hechos, entonces el proveedor dice que no los puede servir, pero que tiene unos similares, y vuelta a empezar. Suponiendo que los tenemos ya en nuestras dependencias los módulos, habrá que disponer de los certificados, a veces en forma de pegatina en la parte posterior de cada módulo.

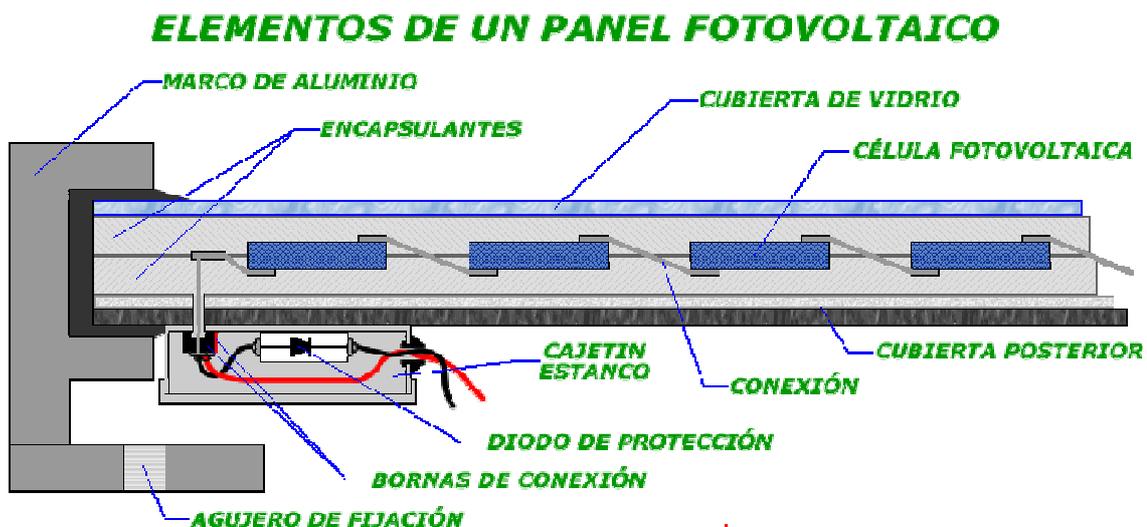


Figura 5.- Esquema de composición de una célula solar.

En la práctica los módulos presentan una cierta dispersión, y solo se suelen considerar iguales si hay una variación máxima del 10% de los valores nominales entre ellos (Lorenzo, 1994). La dispersión tiene dos efectos negativos: funcionará al nivel del peor de todos los módulos si la conexión es en serie, y en segundo lugar la posibilidad de que algunos se calienten y se conviertan en cargas en las que se disipa la energía producida. Dentro de un módulo este problema se soluciona con diodos de paso (o de bypass) entre cada grupo de células conectadas en serie o con diodos de bloqueo entre grupos en paralelo (Figura 6).

Los diodos son además de vital importancia para minimizar los efectos de las posibles sombras arrojadas sobre los módulos fotovoltaicos. En nuestro caso las sombras solamente podrán ocurrir debido a efectos climatológicos (como nubes) por situarse la posible instalación en un área sin ninguna posibilidad de interferencia adicional (tales como edificios o vegetación).

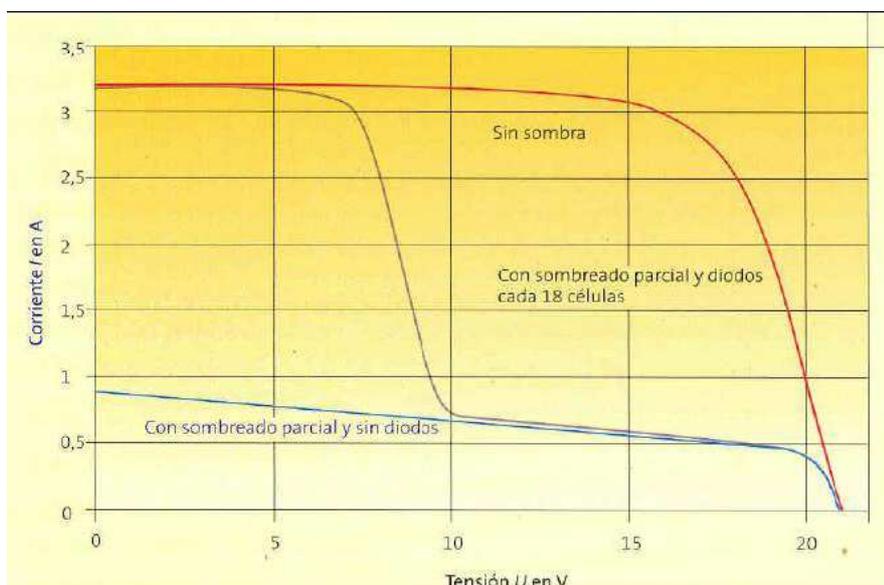


Figura 6.- Curvas características I/V con o sin diodos bypass.

Para cálculos preliminares como los que vamos a hacer, la ficha del módulo suele solicitarse al fabricante. Habrá que fijarse en:

- La temperatura normal de operación de la célula (o por sus siglas en inglés NOCT), pues cuanto más se aleje la temperatura de operación del módulo de esa TONC, se incurrirá en mayores pérdidas.
- El coeficientes de pérdidas de tensión, de corriente y de potencia, que varía con la temperatura, y suele expresarse en % de variación del P_{mpp} o en $mV/^{\circ}C$.
- Las fijaciones del módulo a la estructura soporte, si la marca posee por ejemplo un sistema de montaje especial para los módulos.
- Y la garantía, que suele venir en años, y que corresponda a un fabricante fiable.

Los siguientes módulos son los elegidos como referencia para los cálculos, obtenidos de estimaciones estándar de entre los modelos actuales disponibles en el mercado:

Potencia pico	300	Wp	U_{PMP}	36,5	V
Voc	45,13	V	I_{PMP}	8,22	A
Isc	8,82	A			
TONC	45	$^{\circ}C$	Coefficiente de variación de corriente	0	$A/^{\circ}C$
Coefficiente de variación con la temperatura	0,0023	$V/^{\circ}C$	Dimensiones	1,96x0,99	

Figura 7.- Características de los módulos solares considerados.

En cuanto al tema de presupuesto, haciendo referencia a la inversión inicial, se ha considerado que se aleja del objetivo del proyecto el entrar en el estudio pormenorizado de costes de los componentes de la planta energética, por lo que se ha optado por una simplificación correspondiente a multiplicar por un valor realista y de mercado cada kWp instalado. Para ello, ha sido fundamental la tarea de búsqueda de información realizada entre fabricantes e instaladores de este tipo de dispositivos. El valor final considerado será el de 1.1 €/kWp instalado, explicándose los motivos que han llevado a la elección del valor adoptado en el apartado 2.2.3.-*Estudio de rentabilidad y periodo de amortización global.*-.

1.1.3.- INVERSORES, ELECCIÓN Y CONEXIONADO.-

1.1.3.1.- Función de los inversores.-

La función de los inversores no es otra que la de convertir la corriente continua (CC) de la instalación fotovoltaica en corriente alterna (CA) para la alimentación de los receptores que trabajan con CA. Permiten por lo tanto:

- Utilizar receptores de CA en instalaciones aisladas de la red.
- Conectar los sistemas FV a la red de distribución eléctrica.

Para su correcto funcionamiento, requerirá de una potencia de entrada, a raíz de la cual cada inversor utilizado será capaz de operar a su potencia nominal, con la que calcularemos la energía producida por los módulos que soporta.

1.1.3.2.- Tipos de inversores.-

Se pueden distinguir entre:

- Inversores de conmutación natural. También son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas FV conectados a la red. Actualmente están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzada tipo PWM, conforme se desarrollan los transistores de tipo IGBT para mayores niveles de tensión y corriente.
- Inversores de conmutación forzada o autoconmutados. Son para sistemas FV aislados. Permiten generar CA mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control. Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.

En nuestra instalación planificada haremos uso del primer grupo de inversores, ya que aunque se operara con autoconsumo instantáneo y sin verter ningún tipo de excedente a la red, los inversores sí que “ven” la red. Además, la previsión es que en un futuro pueda ocurrir un cambio en la legislación (se espera que durante la vida útil de la instalación se introduzca el modelo de “balance neto”), dándose el caso de poder verter a la red. De este modo el proyecto estaría preparado para afrontar los cambios que pudieran tener lugar.

Con los inversores tipo PWM se consiguen rendimientos por encima del 90%, incluso con bajos niveles de carga.

1.1.3.3.- Principios de funcionamiento del inversor.-

Se basa en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores, permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad.

Las principales características vienen determinadas por la tensión de entrada del inversor, la potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (sinusoidal pura o modificada, etc.), la frecuencia de trabajo y la eficiencia, próxima al 85%. Este valor de eficiencia no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido. Para regímenes de carga próximos a la potencia nominal, la eficiencia es mayor que para regímenes de carga bajos.

1.1.3.4.- Elección de inversor y conexionado.-

Para nuestra instalación, se ha seleccionado el modelo de inversor trifásico con las características reflejadas en la *Figura 8*:

Entrada CC		Salida CA	
Pot.máxima, gen.FV	130.000 Wp	No.Fases	3
Intensidad máx.	400 A	Pot.nominal	100.000 Wp
Tensión máx. de paneles	900 V	Pot.máx	110.000 Wp
		Tensión nominal CA	220 V
U_{PMPmin}	405 V	Factor de pot.	1
U_{PMPmáx}	820 V	R_{toinv}	97,50%

Figura 8.- Características del inversor considerado.

Dada la tensión máxima y mínima que soporta el inversor, tenemos limitado el número de módulos que podemos conectar en serie, de modo que el máximo es 20 y el mínimo es 11. Este rango lo calculamos mediante el cociente del valor de la tensión máxima de paneles del inversor (900 V) entre el valor de cada módulo en la situación de open-circuit (circuito abierto), que con un valor de 45,13 V es el mayor voltaje que el módulo puede alcanzar, y por lo tanto el caso más extremo. El efecto de la temperatura se refleja en la minoración del denominador, por lo que a mayor temperatura, mayor cantidad de módulos es posible conectar en serie, a costa de perder voltaje total y por lo tanto potencia. El resumen de las conexiones del inversor será (*Figura 9*):

No. Máximo de módulos por ramal	20
No. Mínimo de módulos por ramal	11

Figura 9.- Máximo y mínimo de conexiones inversor.

Como el objetivo deseado para cada ramal es obtener el mayor valor de voltaje posible (y así limitar pérdidas), la configuración se llevará a cabo con 20 módulos por ramal.

Una vez calculadas las limitaciones respecto al voltaje (las conexiones en serie de los ramales), tendremos que fijarnos en la limitación de intensidad (el número de ramales en paralelo que el inversor es capaz de soportar). Se conoce que la intensidad total será la suma de las ofrecidas por cada ramal, hasta un valor máximo y que por lo tanto marcará nuestro límite. De esta forma, el máximo número de ramales a conectar corresponderá a 45 ramales en paralelo, cuya suma será de 396,9 A, inferior a los 400 A de intensidad marcada como límite por el modelo. En referencia al efecto de la variación de temperatura para la intensidad, aunque un aumento de temperatura conlleve que aumente el valor de la intensidad de cortocircuito, tiene una incidencia mínima y ni se contempla para los cálculos (coeficiente de variación de corriente 0 A/°C, ver *Figura 7*).

Más adelante se realizará el dimensionado total de la instalación para dar el número de inversores utilizados y la cantidad de módulos y ramales que soporta cada uno, hallando finalmente el número total de módulos y la potencia pico instalada de la planta fotovoltaica proyectada.

1.1.4.- REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS A ABASTECER.-

1.1.4.1.- Planta de machaqueo de material árido.-

El diagrama de flujo que se muestra hace referencia a la planta de machaqueo sobre la que versa parte del estudio (ver Anexo IV). En este diagrama, se puede apreciar como la planta industrial se compone de tres etapas (primaria, secundaria y terciaria), donde el material va sufriendo distintas transformaciones físicas hasta alcanzar las características deseadas de tamaño y forma.

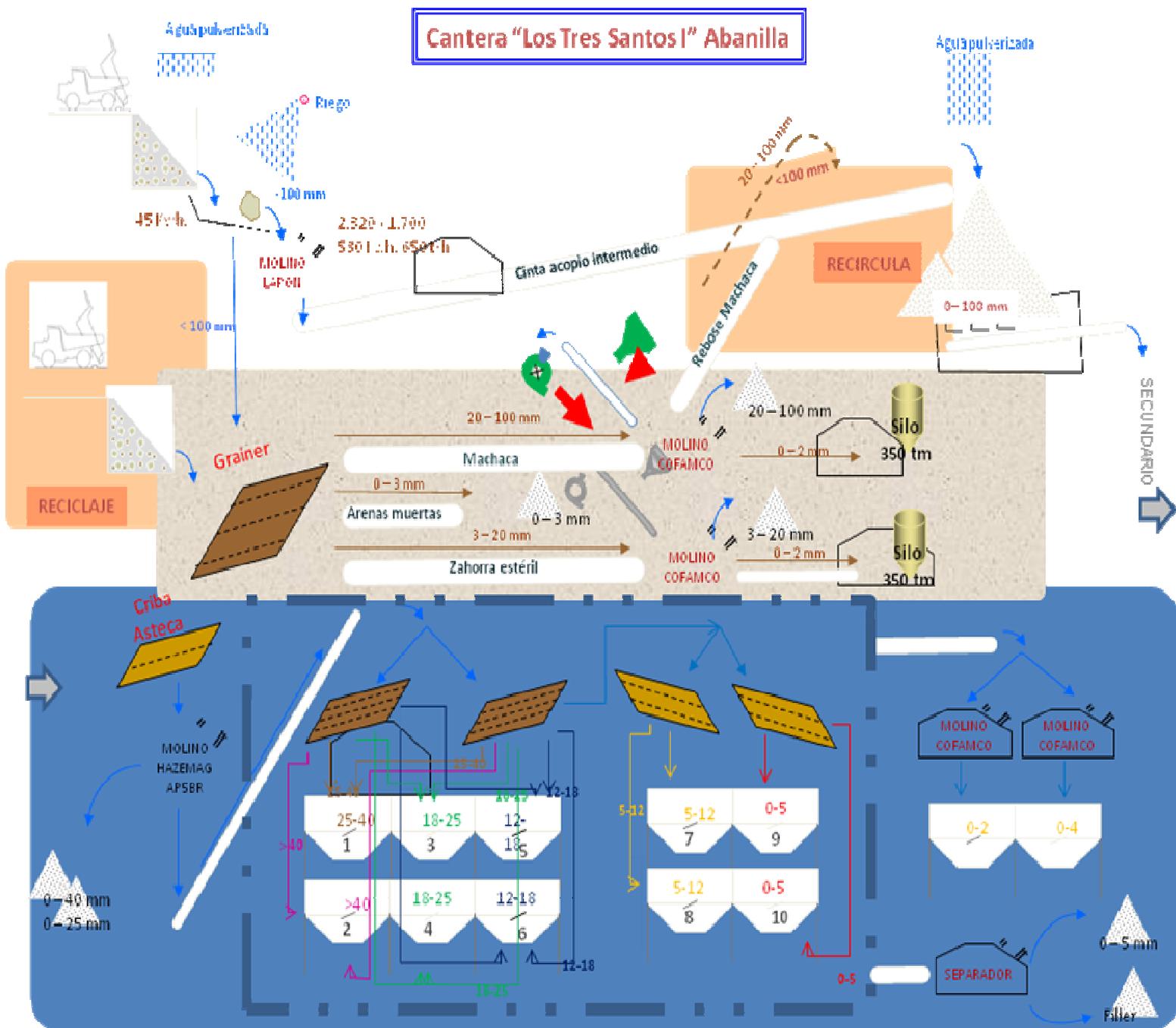


Figura 10.- Diagrama de flujo de planta de machaqueo cantera "Los tres Santos I".

A continuación se presentan los datos correspondientes a los consumos y potencias de las dos plantas a las cuales se pretender abastecer. Para conocer el entorno en el que estos consumos tienen lugar, es obligado mostrar primeramente la distribución horaria de los periodos, siendo los reflejados en la *Figura 11* los que rigen a la planta de machaqueo.

Calendario Energético 2013 Peninsular

Tarifa 6.1A



	0_1	1_2	2_3	3_4	4_5	5_6	6_7	7_8	8_9	9_10	10_11	11_12	12_13	13_14	14_15	15_16	16_17	17_18	18_19	19_20	20_21	21_22	22_23	23_24
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							
Marzo	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Abril	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5							
Mayo	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5							
1ª Quincena Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4															
2ª Quincena Junio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2														
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2														
Agosto, Sab, Dom y Festivos Nacionales	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6									
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4															
Octubre	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5							
Noviembre	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							

Figura 11.- Distribución horaria tarifa industrial P6.

La potencia contratada para abastecer esta planta se distribuye a lo largo de los diferentes periodos que conforman el modelo tarifario industrial (Tarifa acceso 6 periodos) de este tipo de instalaciones, con potencias mayores a 450 kW. La distribución laboral utilizada durante el periodo de estudio (1 año natural completo, desde Septiembre de 2012 hasta Agosto de 2013), se basaba en buscar maximizar el ahorro económico, intentando operar (y por lo tanto contratando la potencia pertinente) en los periodos más baratos (P1 será el más caro y P6 el más barato).

A la hora de contratar el fijo de potencia, precisamente por la intención de operar en estos periodos más económicos, se llevó a cabo una reserva de la “potencia total” solo en los últimos periodos, contratando para los periodos más caros el mínimo de potencia posible para así ahorrar en el pago del término fijo de potencia. En esta planta la distribución el término de potencia quedó de este modo (Figura 12):

kW	P1	P2	P3	P4	P5	P6
CONTRATADOS	230	230	1450	1450	1450	1580

Figura 12.- Potencias contratadas por periodos planta de machaqueo, Septiembre 2012- Agosto 2013.

Según lo indicado, la mayor potencia contratada corresponde al P6, donde se refleja el requerimiento de potencia real de la instalación, aunque puede operar casi al 100% desde el periodo 3, y renunciando totalmente a operar en los periodos uno y dos (solo se establece el mínimo de potencia necesario para no colapsar la instalación). Con el término de “potencia real”, hacemos referencia a que es práctica común el fijar el término de potencia contratado a valores entre el 65-75% del total de potencia máxima de los equipos, ya que es prácticamente imposible que toda la

maquinaria opere al 100% de sus capacidades. De este modo también se consigue ahorrar al no contratar un valor de potencia al cual nunca vamos a operar.

En cuanto al gasto energético llevado a cabo a lo largo del periodo de estudio en la planta de machaqueo, queda reflejado en la *Figura 13*:

Planta de machaqueo	P1:230 kW	P2:230 kW	P3:1450 kW	P4:1450 kW	P5:1450 kW	P6:1580 kWh	Total
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
SEPTIEMBRE			12681	9712		10658	33051
OCTUBRE					102052	17312	119364
NOVIEMBRE			3837	11493		6962	22292
DICIEMBRE	3545	5727				17179	26451
ENERO	5040	7970				53255	66265
FEBRERO	5485	9524				98405	113414
MARZO			4766	61065		13124	78955
ABRIL					138177	19209	157386
MAYO					120887	15375	136262
JUNIO	4261	3312	28487	9795		13444	59299
JULIO	9698	6931				23462	40091
AGOSTO						184630	184630
TOTALES	28029	33464	49771	92065	361116	473015	1037460

Figura 13.- Consumo energético por periodos planta de machaqueo, Septiembre 2012- Agosto 2013.

Como era de suponer, el mayor gasto energético se ha llevado a cabo durante el sexto periodo, siendo poco menos que testimonial el gasto en los dos primeros y solamente obligado por necesidades del mercado.

Cabe destacar que, por las características del producto obtenido y su modo de operar, es posible (y como tal se ha ido realizando) una cierta distribución de la carga de trabajo, como cuando se opera durante los periodos más económicos, realizando acopio de material para no hacerlo en periodos más desfavorables. Por lo tanto, será en esta planta en la cual se centrará en profundidad el estudio del reparto energético, a fin de distribuirlo de forma óptima y tratar de reducir costes.

1.1.4.2.- Planta de aglomerado.-

La planta de aglomerado, destinada a la fabricación de derivados asfálticos, es otra de las instalaciones a las que poder abastecer. Presenta menores requerimientos energéticos y de potencia que la de machaqueo, siendo factible el poder considerar en proyectos futuros el establecimiento de mecanismos de cogeneración térmica para tratar de hacer frente a las necesidades que presenta. En cuanto a la potencia contratada en la planta de aglomerado, la distribución busca continuar con las pautas antes descritas (operar en el sexto periodo), aunque en este caso, y debido a la naturaleza del producto, surgen requerimientos de mercado que cubrir y ante los cuales hay que operar sea el periodo que sea. Por ejemplo, a lo largo del año pueden surgir obras nocturnas en las que el material tiene que distribuirse lo antes posible, por lo que se contratará la potencia necesaria para poder operar a máximo rendimiento si la ocasión así lo demanda, sin importar el periodo en el que se esté. Se puede decir pues que es un modelo operativo dependiente de necesidades instantáneas, sin posibilidad de planificar su puesta en marcha ni repartir cargas, por lo que sus demandas energéticas se considerarán en el proyecto como un fijo y no pudiendo ser distribuidas. En la tarifa de P3 la distribución horaria se presenta en la *Figura 14*:

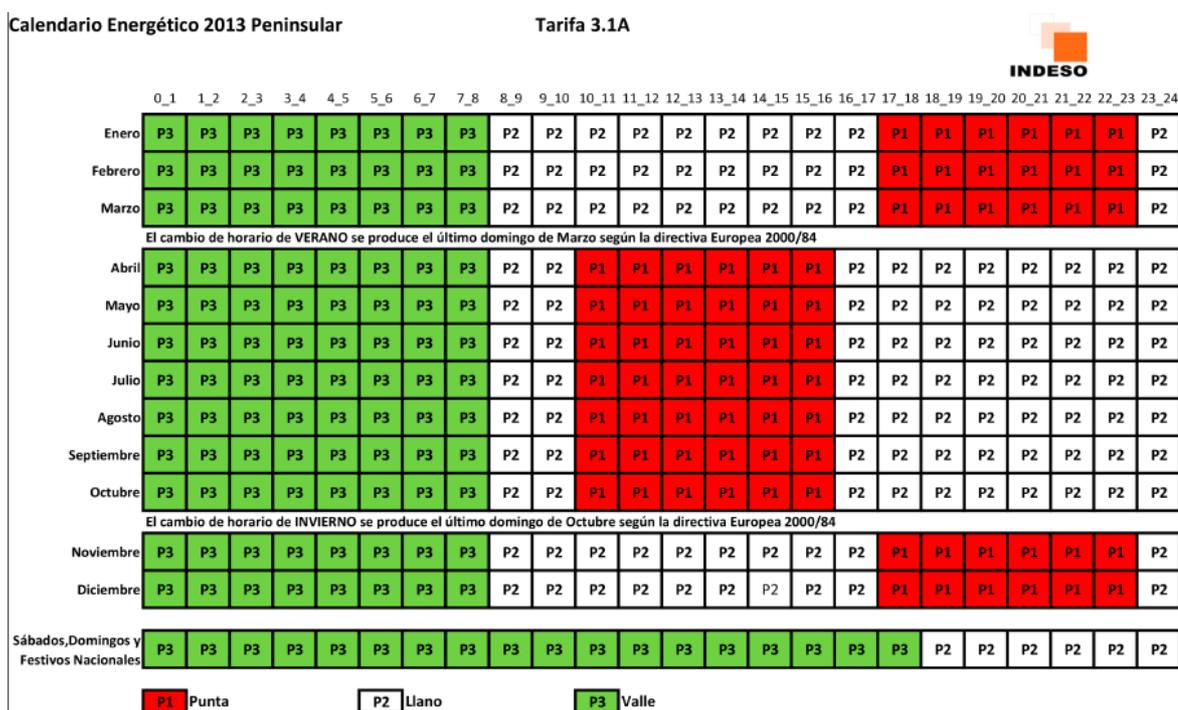


Figura 14.- Distribución horaria tarifa industrial P3.

Y la distribución en cuanto a potencia contratada se realizó de la siguiente manera (*Figura 15*):

KW	P1	P2	P3
CONTRATADOS	384	377	396

Figura 15.- Potencias contratadas por periodos planta de aglomerado, Septiembre 2012- Agosto 2013.

Se observa una paridad casi total en cuanto a la potencia contratada por periodos debido a lo anteriormente comentado.

Respecto al gasto energético, se repartió mes a mes de esta forma (*Figura 16*):

Planta de aglomerado	P1:384 KW	P2:377 KW	P3:396 KW	Total
	kWh	kWh	kWh	
SEPTIEMBRE	8962	5153	10191	24306
OCTUBRE	9158	5465	9360	23983
NOVIEMBRE	2032	14747	13035	29814
DICIEMBRE	1271	12710	9587	23568
ENERO	1029	10181	7516	18727
FEBRERO	1292	14653	10674	26619
MARZO	1273	14748	11920	27941
ABRIL	6192	5899	8890	20981
MAYO	7643	7248	10808	25699
JUNIO	13346	8181	11814	33341
JULIO	19593	9750	17259	46602
AGOSTO	3307	2981	3360	9650
TOTALES	75099	111717	124415	311232

Figura 16.- Consumo energético por periodos planta de aglomerado, Septiembre 2012- Agosto 2013.

En la tabla se aprecia que el consumo energético de la planta de aglomerado es entorno a la tercera parte del de la planta de machaqueo, con un mayor consumo en el tercer periodo, aunque sin la disparidad de valores de la planta anterior (ver *Figura 13, consumos energéticos planta de machaqueo*).

De forma conjunta, y sumando ambos consumos energéticos, se habrá producido entre ambas plantas industriales un consumo de más de 1.300.000 kWh (*Figura 17*).

Consumo total	Planta de machaqueo + Planta de aglomerado
	1348692 kWh

Figura 17.- Consumo energético total de ambas plantas industriales, entre Septiembre 2012 y Agosto 2013.

1.1.4.3.- Curvas de consumo.-

Una vez identificados los requerimientos de cada planta industrial, el siguiente paso es unir los valores de ambas a fin de encontrar los consumos globales a los que tratar de hacerles frente de modo parcial con nuestra planta fotovoltaica. Se especifica parcial ya que, como se indicó al inicio del proyecto, la instalación deberá ser minorizada a fin de no tener ningún tipo de excedente de producción, al cual no se le podría dar salida de forma rentable.

Para esta parte, se ha tenido que realizar un estudio relativo a las horas en las que opera cada planta, con la distribución horaria del gasto energético. Ha sido imprescindible la labor de campo, con entrevistas diversas a los encargados de cada una de las plantas y el estudio de facturas.

Basándonos en lo visto en la *Figura 11 (distribución horaria P6)* para el reparto de periodos, tendremos una distribución horaria reflejada en la siguiente tabla (*Figura 19*) para el caso de la planta de machaqueo, la cual muestra el número de horas perteneciente a cada periodo y mes a mes.

Machaca (horas)	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Septiembre	0	0	6	10	0	8
Octubre	0	0	0	0	16	8
Noviembre	0	0	6	10	0	8
Diciembre	6	10	0	0	0	8
Enero	6	10	0	0	0	8
Febrero	6	10	0	0	0	8
Marzo	0	0	6	10	0	8
Abril	0	0	0	0	16	8
Mayo	0	0	0	0	16	8
Junio (1ª quincena)	0	0	6	10	0	8
Junio (2ª quincena)	8	8	0	0	0	8
Julio	8	8	0	0	0	8
Agosto	0	0	0	0	0	24

Figura 18.- Reparto de horas por periodo y mes a mes, para un día estándar de trabajo. Planta de machaqueo.

En la tabla se refleja el cambio de tarifa que tiene lugar a mediados del mes de Junio, siendo mucho más caro operar en la segunda quincena. Se seguiría buscando operar en la primera quincena también con la implantación de la planta energética, donde el peaje de respaldo es menor.

Con las horas de cada periodo, se calculan los kWh/h pertenecientes a cada periodo. Por ejemplo, para el consumo en kWh/h para el sexto periodo del mes de Septiembre (10658), habrá que dividir entre el número de horas que el periodo indicado tiene en este mes (8) y el coeficiente hallado de días laborables (20,28) para Septiembre, como se puede observar en la *Figura 22*:

- Planta de machaqueo (Consumo medio de energía por periodo, kWh/h):

Machaca (kWh/h)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Septiembre			12681	9712		10658	0	0	104	48	0	66
Octubre					102052	17312	0	0	0	0	304	103
Noviembre			3837	11493		6962	0	0	32	57	0	43
Diciembre	3545	5727				17179	28	27	0	0	0	102
Enero	5040	7970				53255	40	38	0	0	0	318
Febrero	5485	9524				98405	48	50	0	0	0	650
Marzo			4766	61065		13124	0	0	38	291	0	78
Abril					138177	19209	0	0	0	0	426	118
Mayo					120887	15375	0	0	0	0	361	92
Junio	4261	3312	28487	9795		13444	26	20	234	48	0	83
Julio	9698	6931				23462	58	41	0	0	0	140
Agosto						184630	0	0	0	0	0	801

Figura 19.- La parte izquierda muestra los consumos en kWh alcanzados en el periodo de estudio (Septiembre 2012 hasta Agosto 2013), y la parte derecha de fondo blanco los valores de kWh/h, distribuidos por periodo y mes a mes, para un día estándar de trabajo en la planta de machaqueo.

Es sabido que en Agosto, el turno de día correspondió al horario de 8:00-18:00, siendo en su totalidad el sexto periodo. Esta situación tiene especial importancia ya que nos permite obtener el consumo energético de la planta a régimen de carga máxima (régimen nominal) de forma experimental y real, para a partir de este dato realizar una distribución energética a través de porcentajes del mismo. Se señala que el término de machaca es equivalente al de machaqueo, de uso más coloquial y extendido entre los trabajadores, siendo utilizados ambos términos de forma indistinta a lo largo del proyecto.

Seguidamente se muestra la tabla análoga del reparto de horas entre periodos para la planta de aglomerado, con tarifa de 3 periodos.

Aglomerado		Invierno				Verano	
Periodo	Punta	Llano	Valle		Punta	Llano	Valle
Horas	6	10	8		6	10	8

Figura 20.- Reparto de horas por periodo y mes a mes, para un día estándar de trabajo. Planta de aglomerado.

En la tarifa de 3 periodos, la diferencia en la organización de los periodos a lo largo del año viene dada por el cambio de horario entre verano e invierno. Aunque el número de horas por periodo es el mismo, no es así como se distribuyen (*Figura 14, distribución horaria tarifa P3*).

Procediendo de igual modo para el cálculo de los kWh/h, obtenemos la *Figura 21*:

- Planta de aglomerado (Consumo medio de energía por periodo, kWh/h):

Aglomerado (kWh/h)	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
SEPTIEMBRE	8962	5153	10191	74	25	63
OCTUBRE	9158	5465	9360	73	26	56
NOVIEMBRE	2032	14747	13035	17	73	80
DICIEMBRE	1271	12710	9587	10	61	57
ENERO	1029	10181	7517	8	49	45
FEBRERO	1292	14653	10674	11	77	70
MARZO	1273	14748	11920	10	70	71
ABRIL	6192	5899	8890	51	29	55
MAYO	7643	7248	10808	61	35	64
JUNIO	13346	8181	11814	110	40	73
JULIO	19593	9750	17259	156	47	103
AGOSTO	3308	2982	3361	26	14	20

Figura 21.- La parte izquierda muestra los consumos en kWh alcanzados en el periodo de estudio (Septiembre 2012 hasta Agosto 2013), y la parte derecha de fondo blanco los valores de kWh/h, distribuidos por periodo y mes a mes, para un día estándar de trabajo en la planta de aglomerado.

Una vez que se tiene el consumo medio de energía por hora y mes, se distribuye a lo largo de los turnos de trabajo, con el fin de poder modelar finalmente las curvas de consumo que han tenido lugar. Hay que tener en cuenta que, obviamente, no todos los días del mes son laborables, por lo que el consumo en vez de repartirse entre todos los días del mes lo hace solo entre los días laborables. A partir de ahora, siempre que se haga referencia al término día, será en relación a día laboral, cuyo reparto mes a mes es el siguiente (Figura 22):

Septiembre	20,28
Octubre	20,95
Noviembre	20,28
Diciembre	20,95
Enero	20,95
Febrero	18,93
Marzo	20,95
Abril	20,28
Mayo	20,95
Junio	20,28
Julio	20,95
Agosto	20,95

Figura 22.- Días laborables mes a mes, resultado de multiplicar el número de días que compone cada uno de ellos por el coeficiente calculado.

En las siguientes tablas se refleja el consumo horario que ha existido por día laboral estándar a lo largo de los diferentes meses del año. Nótese que ha sido necesario realizar ciertas simplificaciones como considerar que el gasto energético es uniforme a lo largo de los periodos al carecer de monitorización de datos, siendo estas simplificaciones perfectamente válidas.

- Planta de machaqueo:

Machaca	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
1:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
2:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
3:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
4:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
5:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
6:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
7:00	66	103	43	102	318	650	78	118	92	83	140	4
8:00	48	304	57	27	38	50	291	426	361	69	41	796
9:00	104	304	57	27	38	50	291	426	361	255	41	796
10:00	104	304	57	28	40	48	291	426	361	255	41	796
11:00	104	304	57	28	40	48	291	426	361	260	58	796
12:00	104	304	57	28	40	48	291	426	361	260	58	796
13:00	104	304	57	27	38	50	291	426	361	260	58	796
14:00	104	304	57	27	38	50	291	426	361	260	58	796
15:00	48	304	57	27	38	50	291	426	361	75	58	796
16:00	48	304	32	27	38	50	38	426	361	75	58	796
17:00	48	304	32	27	38	50	38	426	361	75	58	796
18:00	48	304	32	28	40	48	38	426	361	75	58	796
19:00	48	304	32	28	40	48	38	426	361	69	41	4
20:00	48	304	32	28	40	48	38	426	361	69	41	4
21:00	48	304	32	27	38	50	38	426	361	69	41	4
22:00	48	304	57	27	38	50	291	426	361	69	41	4
23:00	48	304	57	27	38	50	291	426	361	69	41	4

Figura 23.- Distribución del consumo por hora y mes a mes, para día estándar de trabajo en la planta de machaqueo.

Durante el mes de Agosto, el reparto del gasto energético es a lo largo de las once horas del turno de trabajo, acaparando en este periodo todo el consumo a excepción del consumo en “stand-by”, que queda recogido en una demanda energética de 50 kWh/día distribuido en las horas restantes. Luego, en Julio y debido a la tarificación más costosa que este mes presenta, el consumo es mínimo, al igual que en los meses de Diciembre, Enero y Febrero, donde solo ha existido consumo nocturno. Desde las 00:00 hasta las 08:00, está presente la tarifa más económica del sexto periodo a lo largo de todo el año, por lo que se ha operado durante estos meses en este periodo y no en horario diurno.

Los cuadros marcados con color amarillo diferencian las horas solares de las no solares (de color blanco), donde nuestra planta fotovoltaica no generaría energía. Las horas solares han sido debidamente adaptadas a las horas reales, y con el cambio horario reflejado (horario de verano desde Abril hasta Octubre, y de invierno desde Noviembre hasta Abril).

- Planta de aglomerado:

Aglomerado			Invierno					Verano				
	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
1:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
2:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
3:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
4:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
5:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
6:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
7:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
8:00	25	26	73	61	49	77	70	29	35	40	47	14
9:00	25	26	73	61	49	77	70	29	35	40	47	14
10:00	74	73	73	61	49	77	70	51	61	110	156	26
11:00	74	73	73	61	49	77	70	51	61	110	156	26
12:00	74	73	73	61	49	77	70	51	61	110	156	26
13:00	74	73	73	61	49	77	70	51	61	110	156	26
14:00	74	73	73	61	49	77	70	51	61	110	156	26
15:00	74	73	73	61	49	77	70	51	61	110	156	26
16:00	25	26	73	61	49	77	70	29	35	40	47	14
17:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
18:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
19:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
20:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
21:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
22:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
23:00	25	26	73	61	49	77	70	29	35	40	47	14

Figura 24.- Distribución del consumo por hora y mes a mes, para día estándar de trabajo en la planta de aglomerado.

Es obvio que para obtener el consumo total conjunto de ambas plantas industriales, tendremos que sumar los valores de cada una de las tablas anteriores (*Figura 23* y *Figura 24*), a fin de obtener el cómputo global, mostrado en la *Figura 25*.

- Consumo planta de machaqueo más planta de aglomerado:

Total consumo	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
1:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
2:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
3:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
4:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
5:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
6:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
7:00	129	159	123	160	363	720	149	173	156	156	243	24
8:00	73	330	129	88	87	128	362	455	395	109	88	811
9:00	130	330	129	88	87	128	362	455	395	295	88	811
10:00	178	377	129	89	89	126	362	477	421	364	197	823
11:00	178	377	129	89	89	126	362	477	421	370	214	823
12:00	178	377	129	89	89	126	362	477	421	370	214	823
13:00	178	377	129	88	87	128	362	477	421	370	214	823
14:00	178	377	129	88	87	128	362	477	421	370	214	823
15:00	122	377	129	88	87	128	362	477	421	184	214	823
16:00	73	330	104	88	87	128	108	455	395	115	104	811
17:00	73	330	48	37	46	62	48	455	395	115	104	811
18:00	73	330	48	38	48	60	48	455	395	115	104	811
19:00	73	330	48	38	48	60	48	455	395	109	88	18
20:00	73	330	48	38	48	60	48	455	395	109	88	18
21:00	73	330	48	37	46	62	48	455	395	109	88	18
22:00	73	330	73	37	46	62	302	455	395	109	88	18
23:00	73	330	129	88	87	128	362	455	395	109	88	18

Figura 25.- Distribución del consumo total por hora y mes a mes, para día estándar de trabajo de ambas plantas.

Una vez llegado a este punto, resta modelar gráficamente para tratar de obtener una mejor visualización. Las gráficas serán la representación de las curvas de consumo conjuntas de ambas plantas, y en ellas se reflejan los niveles energéticos alcanzados en el periodo de estudio. La importancia de este tipo de gráficas radica en el hecho de poder detectar picos de demanda, los cuales tratar de evitar mediante un reparto de carga cuando sea posible (como en el caso de la planta de machaqueo). Como ejemplo, aquí se muestra la curva de consumo gráfica para el mes de Agosto (Figura 26).

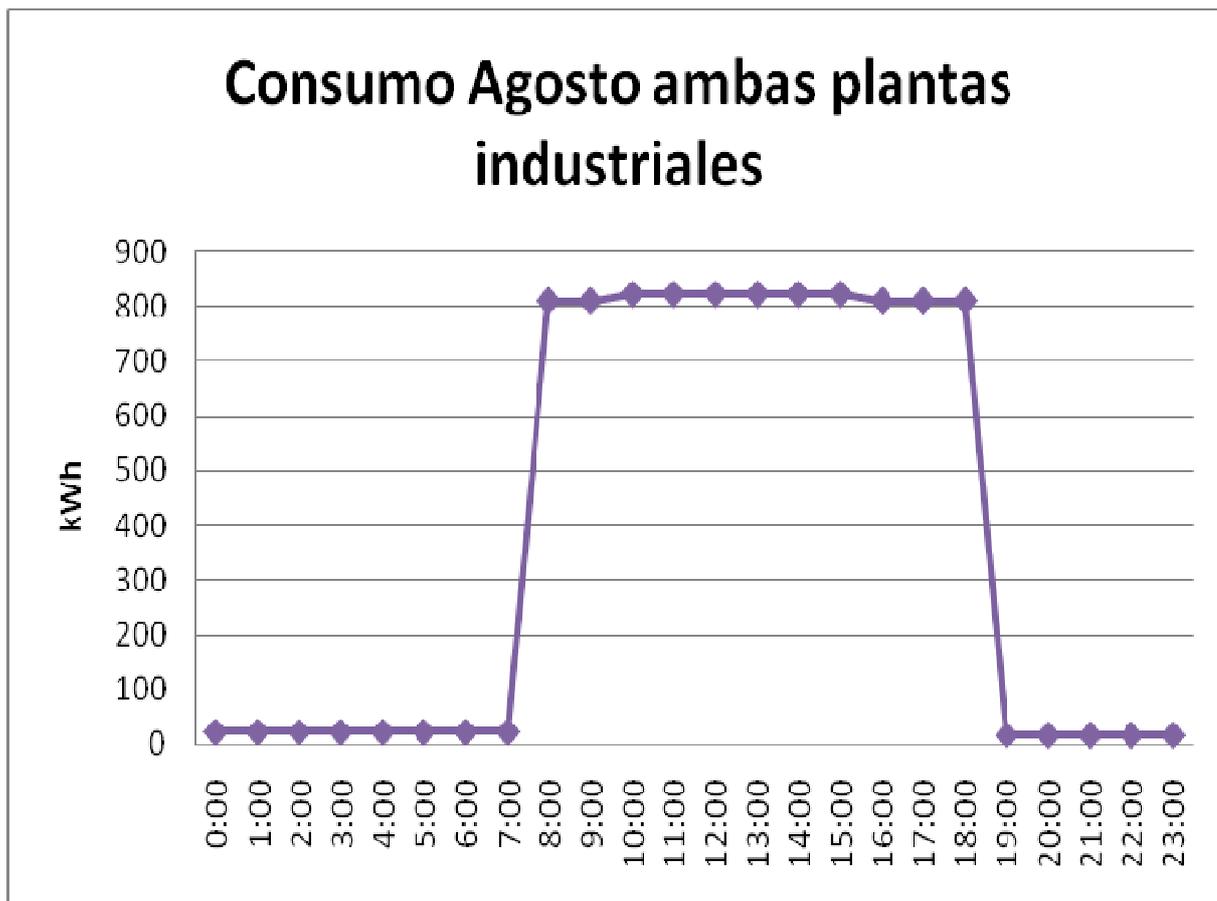


Figura 26.- Curva de consumo mes de Agosto.

Según lo anteriormente indicado, el consumo en esta gráfica se distribuye casi exclusivamente y de modo uniforme en el turno de trabajo que tiene lugar entre las 8:00 y las 18:00 (turno de trabajo de la planta de machaqueo). El resto, es el consumo en “stand-by” de la instalación de machaqueo, con las variaciones aportadas por el consumo de la planta de aglomerado a lo largo del día.

El resto de gráficas se encuentran en el Anexo I, donde son destacables las curvas obtenidas fruto de consumos nocturnos a lo largo de los meses de Enero, Febrero, Julio y Diciembre, explicándose por las características horarias ya comentadas de la tarificación de 6 periodos (ver *Figura 11, distribución horaria tarifa P6*) en la que durante estos meses solo se puede operar de forma económica en horario nocturno. Con el nuevo reparto, este fenómeno se evitaría (con el consiguiente ahorro de pago de nocturnidades al personal y mejora de las condiciones laborales) al funcionar en consonancia con la instalación energética en horario diurno. Como curiosidad, en las gráficas se pueden apreciar los cambios de patrones de consumo que ocurren en los cambios de turno (7 a.m.) variando en la mayoría de meses las tendencias que tienen hasta ese momento las gráficas.

1.2.- DIMENSIONADO

1.2.1.- ESTIMACIONES DE LA ENERGÍA REQUERIDA.-

Una vez presentados los diferentes componentes que formarán parte de nuestra instalación energética (módulos fotovoltaicos, inversores) y los datos referentes a la situación en la que deberá operar (radiación, temperaturas, gasto energético que cubrir, potencias, etc), se debe de tener claro cuál es el objetivo del dimensionado en cuestión. Es decir, que umbrales de energía se buscan cubrir con la planta energética.

La importancia del gasto en energía en el desarrollo de la actividad industrial es tal, que nos va a permitir adaptar la actividad realizada a la generación energética de la planta fotovoltaica, al igual que se ha estado llevando a cabo de forma similar con la búsqueda de los periodos más económicos con el abastecimiento a través de la red eléctrica.

Anteriormente, en el cálculo del promedio de energía generada por superficie al día (kWh/m²día) era necesario disponer de los valores de irradiación para el periodo que deseábamos calcular (obtenidos mediante PVGIS), así como de los parámetros involucrados en el cálculo de la eficiencia global de la instalación o performance ratio (PR).

$$E_{gen} = \frac{PR * P_{PV} * G(\beta, \alpha)}{G_{CEM}}$$

Con la nueva legislación, nos valdremos de los coeficientes publicados de manera oficial en el Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio (ver *Figura 1*) a fin de conseguir los datos de generación y así obtener las curvas de producción de la planta fotovoltaica. Multiplicando por la potencia nominal que nos proporcionan los inversores, de 800 kW para nuestra instalación, se tiene la cantidad de kWh que se producen hora a hora a lo largo de un día estándar de cada mes, para el tamaño de planta dado y en la zona climática V. Al igual que en la gráfica de consumo, para la curva de la posible generación de nuestra planta fotovoltaica se presenta el mes de Agosto (*Figura 27*), encontrándose el resto de meses recogidos en el Anexo II a fin de no sobrecargar con gráficas la redacción del proyecto:

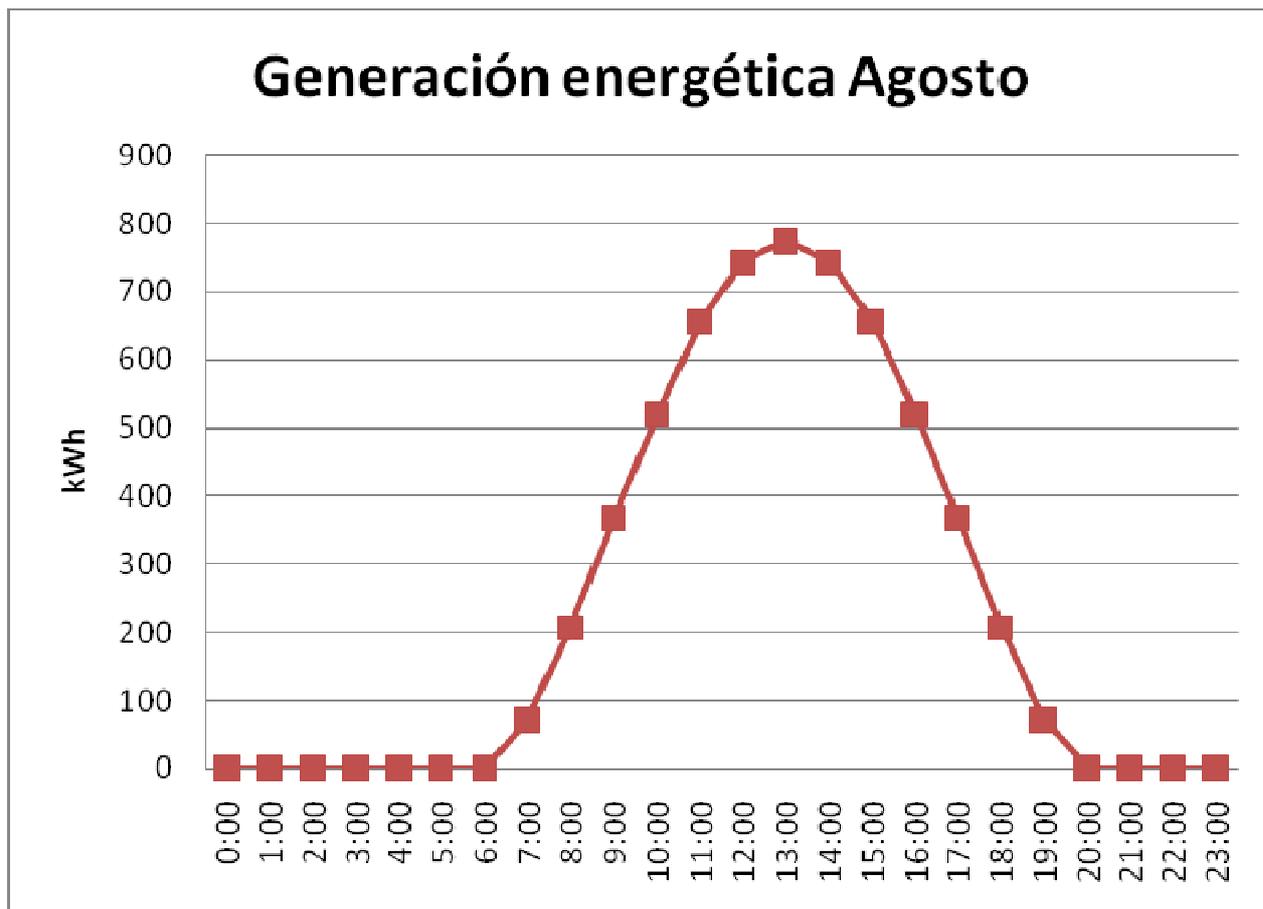


Figura 27.- Curva de producción intradiaria de la planta fotovoltaica proyectada para el mes de Agosto.

Es un hecho que entre los diferentes meses del año, la producción de los módulos fotovoltaicos varía notablemente. Estas variaciones, de hasta el 40% para un mismo tamaño de instalación, son de vital importancia a la hora de ajustar el dimensionado al nivel óptimo, y así evitar una sobreproducción en los meses centrales del año y “quedarse corto” en los de menos irradiancia.

Una vez tenidos en cuenta los diferentes factores que influyen en el dimensionado de la planta fotovoltaica y calculados los valores de producción por día estándar y por cada mes, los compararemos por los ofrecidos en la aplicación PVGIS a fin de comprobar lo acertado de los cálculos. La *Figura 28* que viene a continuación recoge la comparativa:

	Datos calculados		Datos PVGIS	
	Egen (kWh/día)	Egen (kWh/mes)	Egen (kWh/día)	Egen (kWh/mes)
Enero	2264	70184	2720	84300
Febrero	3048	91440	3120	87400
Marzo	4232	131192	3460	107000
Abril	4936	153016	3740	112000
Mayo	5816	174480	3790	118000
Junio	6208	192448	4030	121000
Julio	6512	195360	4100	127000
Agosto	5912	183272	3960	123000
Septiembre	4640	143840	3560	107000
Octubre	3512	98336	3180	98700
Noviembre	2520	78120	2760	82700
Diciembre	2064	61920	2680	83200
Total	51664	1573608	41100	1251300
Promedio	4305	131134	3425	104275

Figura 28.- Comparativa entre las producciones calculadas y las ofrecidas por la aplicación PVGIS.

La desviación de los valores calculados y los proporcionados por PVGIS está en torno a un 20%, dando una aproximación grosera de los valores a los que tiene que tender. La propia aplicación advierte que para dimensiones grandes de instalaciones (a partir de los 20 kWp instalados), pueden existir (y existen) desviaciones, por lo que el valor a tomar como referencia será el de los cálculos propios realizados.

1.2.2.- REPARTO DE CARGAS.-

En apartados anteriores hemos visto los consumos por plantas que tienen lugar. Por las características del producto y de su funcionamiento, la planta de aglomerado marcará unos consumos sin un patrón definido, ya que opera según los requerimientos del mercado. Como ya se ha comentado, su consumo será tomado como inamovible y sin posibilidad de redistribuirlo.

Sin embargo, y en función de la capacidad de generación de la planta fotovoltaica, para el caso de la planta de machaqueo el hecho de producir nuestra propia energía permitirá una cierta flexibilidad horaria. Ahí se enfocará el trabajo de este apartado, buscando la optimización de los niveles energéticos de esta planta para sumárselos a los de aglomerado. Ya en las curvas de consumo se puede apreciar como existen picos de demanda energética nocturnos, que pasarán a

distribuirse en función de lo generado por la planta energética.

En la *Figura 29*, se recogen los valores referentes a la generación energética de nuestra planta proyectada, de 800 kW nominales:

Generación planta FV 800kW zona climática V	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0
7:00	8	0	16	8	8	40	104	40	88	112	112	72
8:00	128	64	112	80	96	152	240	160	224	248	256	208
9:00	272	184	224	176	200	272	376	304	368	400	416	368
10:00	416	312	320	264	288	376	504	440	512	544	568	520
11:00	544	424	384	328	352	448	584	560	632	664	704	656
12:00	624	504	408	352	376	472	616	632	712	744	792	744
13:00	656	536	384	328	352	448	584	664	744	768	800	776
14:00	624	504	320	264	288	376	504	632	712	744	792	744
15:00	544	424	224	176	200	272	376	560	632	664	704	656
16:00	416	312	112	80	96	152	240	440	512	544	568	520
17:00	272	184	16	8	8	40	104	304	368	400	416	368
18:00	128	64	0	0	0	0	0	160	224	248	256	208
19:00	8	0	0	0	0	0	0	40	88	112	112	72
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 29.- Producción energética planta FV para una 800 kW de potencia nominal.

Nótese que los cuadros de color naranja es la propuesta de horario laboral realizada por el redactor, siendo evidentemente una consideración subjetiva y susceptible de variar. Los cuadros de color gris marcan las horas de los meses en los cuales se descartará en primera instancia el trabajo de la planta, ya que corresponden a periodos en los que, aunque se cuenta con producción energética suficiente, se desaconseja operar en ellos. El motivo es que si no se procede de este modo, se sobrepasarían las horas totales laborales de la explotación y la instalación estaría trabajando más tiempo del que debería con el personal existente. Es decir, si tratásemos de

aprovechar todas las horas solares a lo largo del año, tendríamos una explotación donde se necesitaría de más personal del habitual.

Gracias a la situación que tiene lugar para el mes de Agosto de trabajar en turnos de 11 horas a plena carga, somos capaces de obtener el consumo de la planta al 100% de su régimen nominal. Con la suma total de la energía consumida, entre la cantidad de días laborables y restándole el consumo por "stand-by", tendremos las siguientes demandas energéticas a distribuir en función del porcentaje de carga de régimen nominal (valor máximo):

Régimen nominal	796
90%	717
80%	637
70%	558
60%	478
50%	398
40%	319
30%	239

Figura 30.- Valor régimen nominal y porcentajes de carga del mismo.

La elección de un porcentaje de trabajo para cada momento corresponderá a la aplicación de los algoritmos correspondientes en relación con la curva de generación intradiaria de nuestra planta fotovoltaica, siempre buscando que la demanda de energía sea superior a la producción de la planta energética. El mínimo considerado para la entrada en funcionamiento de la planta de machaqueo en consonancia con la planta fotovoltaica es del 30% del régimen nominal, nivel por debajo del cual la planta de machaqueo no entraría a operar sin el respaldo de la red. Las situaciones donde esto ocurra escapan del control del estudio y serán a elección de la empresa, por lo que no se considera en el proyecto.

En la *Figura 31* se muestra la redistribución energética de la planta de machaqueo en función de la generación de la planta fotovoltaica (*Figura 29*). Se puede apreciar que los valores reflejados en la *Figura 29* son generalmente inferiores a los de la *Figura 31*, hecho que se explica porque siempre se buscará cubrir el máximo de demanda energética posible, pero sin sobreproducción. Es decir, la demanda energética de las plantas industriales (efecto ya buscado con la distribución por sí misma de la planta de machaqueo) deberá de superar en todo momento a la generación de la planta fotovoltaica, a fin de aprovechar totalmente lo producido.

Redistribución energía Machaca	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	319	0	239	319	319	239
9:00	319	0	239	0	0	319	398	319	398	398	398	398
10:00	398	319	319	0	319	398	478	398	478	558	558	478
11:00	558	398	398	0	319	478	558	558	637	637	717	637
12:00	637	478	398	0	398	478	637	637	717	717	796	717
13:00	637	558	398	0	319	478	558	637	717	796	796	796
14:00	637	478	319	0	319	398	478	637	717	717	796	717
15:00	558	398	0	0	0	319	398	558	637	637	717	637
16:00	398	319	0	0	0	0	319	398	478	558	558	478
17:00	319	0	0	0	0	0	0	319	398	398	398	398
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	239	319	319	239
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 31.- Redistribución del consumo horario de la planta de machaqueo para operar conjuntamente con la producción de la planta fotovoltaica, para un tamaño de planta de 800 kW nominales.

Si consideramos que la relación entre kWh y Toneladas es a 2.5 kWh/Tn (dato experimental proporcionado por la compañía), la producción de la planta de machaqueo quedaría así reflejada (Figura 32):

Producción planta de machaca	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn	Tn
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	127	0	96	127	127	96
9:00	127	0	96	0	0	127	159	127	159	159	159	159
10:00	159	127	127	0	127	159	191	159	191	223	223	191
11:00	223	159	159	0	127	191	223	223	255	255	287	255
12:00	255	191	159	0	159	191	255	255	287	287	319	287
13:00	255	223	159	0	127	191	223	255	287	319	319	319
14:00	255	191	127	0	127	159	191	255	287	287	319	287
15:00	223	159	0	0	0	127	159	223	255	255	287	255
16:00	159	127	0	0	0	0	127	159	191	223	223	191
17:00	127	0	0	0	0	0	0	127	159	159	159	159
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	96	127	127	96
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 32.- Producción de la planta de machaqueo en la situación propuesta por día estándar y mes a mes.

Una vez distribuidos los valores energéticos de la planta de machaqueo, se le sumarán los valores del consumo de la planta de aglomerado durante el periodo de estudio. Obtendremos así los niveles de energía que se tendrán como referencia para los cálculos económicos. Como es normal por la premisa de no tener excedentes, la planta energética no cubrirá totalmente las necesidades energéticas de las instalaciones, siendo estas completadas mediante aportes de la red eléctrica tradicional. Así pues, en el cálculo de coste del kWh según el modelo operativo propuesto se deberá considerar de forma separada los consumos de ambas plantas (al tener diferentes tarificaciones) y la red.

En la *Figura 33*, se recogen los niveles energéticos fruto de la suma de la demanda distribuida de la planta de machaqueo (demanda acorde con la generación energética) con el consumo pasado de la planta de aglomerado, tomado como inamovible como ya se ha comentado.

Energía Machaca + Aglomerado redistribuida	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	103	0
7:00	63	0	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
8:00	25	26	73	61	49	77	389	29	274	359	365	253
9:00	344	26	312	61	49	396	469	348	433	439	445	412
10:00	472	391	391	61	367	476	548	449	539	667	713	504
11:00	631	471	471	61	367	555	628	608	698	747	873	663
12:00	711	551	471	61	447	555	708	688	778	827	952	743
13:00	711	630	471	61	367	555	628	688	778	906	952	823
14:00	711	551	391	61	367	476	548	688	778	827	952	743
15:00	631	471	73	61	49	396	469	608	698	747	873	663
16:00	424	345	73	61	49	77	389	427	512	598	604	492
17:00	344	26	17	10	8	11	10	348	433	439	445	412
18:00	25	26	0	0	0	0	0	29	274	359	365	253
19:00	25	0	0	0	0	0	0	29	35	40	47	14
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	47	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 33.- Consumos distribuidos de la planta de machaqueo en función de la generación energética de la planta fotovoltaica, a la que se le suman los consumos de la planta de aglomerado sobre los cuales no actuamos.

Es evidente que para este método de cálculo, lo óptimo sería disponer de un estudio temporal de las plantas industriales más amplio, sobretodo en el caso de la planta de aglomerado por la variabilidad de carga que esta presenta. Sin embargo, teniendo presente la situación de crisis actual que presenta la economía española y que repercute directamente en este sector de manera importante, además de que nuestra instalación ha sido minorizada para no tener excesos de producción, parece razonable considerarlos como válidos.

Con estas consideraciones, nos aseguramos que los estudios aquí reflejados son totalmente orientativos para situaciones futuras, ya que la base del reparto de cargas es la planta con el mayor consumo y respecto a la cual se adapta el modo de operar. Por lo tanto, con las variaciones que pudieran ocurrir en años venideros referentes a los consumos de la planta de aglomerado, el impacto

de sobre los estudios realizados sería mínimo.

En el peor de los casos, la instalación sería susceptible de ser ampliada si los requerimientos energéticos aumentasen, y nunca nos excederíamos de producción, cumpliendo nuestra máxima en la labor de dimensionado.

Recopilando todos los datos obtenidos en la *Figura 34*, se observan las relaciones entre consumos y producciones de la planta de machaqueo. Es destacable los porcentajes de producción cubiertos por la planta fotovoltaica considerada, la cual es capaz de generar un 2,6 % de energía mayor que el consumo requerido para la planta de machaqueo, pero que por su régimen de generación y las limitaciones técnicas de los equipos (*Figura 30, limitación del mínimo del 30% del régimen nominal de la planta de machaqueo*) "solo" cubre hasta un 92,1 % del total.

Consumo total planta de machaqueo Septiembre 2012 - Agosto 2013	1037460	kWh
Producción total planta de machaqueo	414984	Tn
Energía total producida por la planta FV	1064005	kWh
Tonelaje total capaz de ser procesado en la planta de machaqueo por la energía de la instalación FV	425602	Tn
Porcentaje de la planta de machaqueo que cubriría aprovechando toda la producción de la planta	102,6	%
Porcentaje de la planta de machaqueo que se cubre con los turnos propuestos	92,1	%

Figura 34.- Relación entre consumo y producción de la planta de machaqueo, comparando con la energía total que proporcionaría la planta FV considerada de 800 kW nominales y con la cantidad de toneladas de material que se podría procesar con dicha energía.

1.2.3.- TAMAÑO DE LA PLANTA ENERGÉTICA.-

Dentro de los aspectos a tener en cuenta para el dimensionado de una planta fotovoltaica, el valor de régimen nominal de la planta de machaqueo será uno de los principales parámetros a tener en cuenta. Esto se debe a que existe la limitación de que nuestra potencia instalada no debe de generar más energía que la que las plantas demandan (consumo máximo posible), y cuando hablamos de las plantas realmente hacemos referencia al consumo que podemos controlar y distribuir: el consumo de la planta de machaqueo.

Desde la entrada en vigor del *Real Decreto de 6 de Junio*, no es la potencia pico instalada el valor que guiará los cálculos. Será la potencia nominal dada por los inversores, a la cual se le aplica la tabla oficial de su zona climática para obtener la generación energética prevista, y a partir de ahí se calcula la potencia pico necesaria para alimentar a los inversores y que estos ofrezcan correctamente su potencia nominal.

Por lo tanto, cruzando las curvas de generación para diferentes potencias nominales, adoptaremos el tamaño de planta que tenga una generación en su pico más alto justamente inferior al régimen de carga nominal. El pico de máxima producción según las tablas del Real-Decreto tendrá lugar en el mes de Julio a las 12:00 horas para la zona climática V (adaptado al horario real sería a las 13:00, momento en que se tiene un coeficiente de 1, ver *Figura 1*), por lo que el valor máximo de producción en este momento del año tiene que situarse por debajo de los 841 kWh (796 del 100% del régimen nominal más los 45 kWh considerados como margen provenientes de la planta de aglomerado), siendo este valor máximo de generación de 800 kWh para la dimensión de planta energética planteada (ver *Figura 29, producción energética de la planta fotovoltaica*). Tras lo expuesto, el resultado del dimensionado de la planta fotovoltaica corresponde a lo mostrado en la *Figura 35*:

Potencia Campo Paneles	1.040.000	Wp
Área captación	6726,72	m2
Potencia nominal	800.000	W

Figura 35.- Potencia instalada de la planta fotovoltaica., potencia nominal y área que ocupa.

De tal forma, el reparto energético mensual para esta potencia instalada corresponde a lo mostrado en la *Figura 36*:

Producción planta fotovoltaica	Radiación 35° (kWh/m²día)	Egen (kWh/día)	Energía generada mensual (kWh)
ENERO	4340	3556	110240
FEBRERO	5060	4133	115721
MARZO	5770	4758	147485
ABRIL	6280	5249	157469
MAYO	6480	5440	168642
JUNIO	7040	5874	176227
JULIO	7240	5979	185351
AGOSTO	6970	5661	175482
SEPTIEMBRE	6140	4955	148650
OCTUBRE	5380	4303	133407
NOVIEMBRE	4490	3597	107922
DICIEMBRE	4300	3457	107157
Total	69490	56962	1.733.754
Promedio	5790	4747	144.479

Figura 36.- Resumen energético de la planta fotovoltaica considerada (800 kW nominales).

Los datos de la primera columna son los considerados en el apartado sobre radiación y

temperatura (ver apartado 1.2.- *RADIACIÓN Y TEMPERATURA.*-) procedentes de la web PVGIS. Las otras columnas corresponden a la recopilación de resultados de apartados anteriores.

La siguiente tabla (Figura 37) muestra el número de inversores requeridos para conseguir la potencia nominal buscada, trabajando con los inversores de características antes presentadas en el apartado 1.4.4 (ver 1.4.4.- *Elección de inversor y conexionado.*)-:

Corriente a la entrada del inversor a 70°C en módulo (45 °C temp. Amb., verano), peor caso	1525	A
Intensidad máxima a la entrada del inversor (especificación del fabricante)	400	A
Número de inversores necesarios	8	
Corriente a la entrada soportada por los inversores (45 °C temp. Amb., verano), peor caso	3200	A

Figura 37.- Amperaje a la entrada de los inversores para la planta considerada, amperaje que soporta cada uno, número de inversores totales necesarios y amperaje máximo que podrían soportar.

Por lo tanto, el número de paneles solares con los que abastecer correctamente a los inversores para que funcionen en su punto óptimo, se distribuye según lo mostrado en la *Figura 38*:

$n_{\text{mod/ramal}}$	20
n_{ramales}	173
$n_{\text{mod/ramal}}$	7
n_{ramales}	1
Número de paneles necesarios	3467

Figura 38.- Número de ramales con 20 módulos más ramal adicional en el que se distribuyen los módulos restantes para completar la potencia buscada. Número de paneles necesarios para instalar los 1140 kWp de la instalación fotovoltaica.

En definitiva, para que los inversores operen a una potencia nominal de 100 kW necesitan tener una entrada de 130 kW cada uno, por lo que 8 inversores requerirán un total de 1140 kWp instalados, para lo que se necesitarán un total de 3467 módulos/paneles fotovoltaicos.

1.3.- MARCO LEGAL Y TARIFARIO DE LA FV EN ESPAÑA

1.3.1.- MARCO GENERAL PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.-

La regulación del sector eléctrico está siendo objeto de una profunda reforma. Dentro de este proceso, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico habilitó al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Dicho Real Decreto-Ley deroga el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, aunque se seguirán aplicando con carácter transitorio hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo real decreto.

La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Esta actividad goza de un régimen económico y jurídico beneficioso en comparación con el régimen ordinario que comprende a las tecnologías convencionales. Entre los beneficios de estas tecnologías se encuentran:

- Disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero.
- Un menor impacto sobre el entorno.
- El aumento de la seguridad de suministro derivado del uso de fuentes autóctonas.
- El ahorro de energía primaria.
- Ahorro en transporte y distribución eléctrica por la proximidad entre transporte y consumo, etc.

Ámbito de aplicación

Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán tener potencia instalada igual o inferior a 50 MW y estar en alguno de estos grupos:

- Instalaciones que utilicen cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica asociadas a la electricidad, con un rendimiento energético elevado.
- Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc.
- Instalaciones que utilicen residuos urbanos u otros residuos.
- Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.

Obviamente nuestra instalación se encuadraría en el segundo grupo, correspondiendo a una instalación que utilizaría energía renovable no consumible.

Trámites

Con carácter general, corresponde al órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubique la instalación, la autorización de la instalación y su inclusión en el régimen especial.

Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la autorización de las instalaciones que se encuentren entre dos Comunidades Autónomas, en el mar, o cuya potencia sea superior a 50 MW (en cuyo caso serían incluidas en el régimen ordinario).

Instalaciones en régimen ordinario, de tecnologías asimilables a las del régimen especial

Aquellas instalaciones que utilicen como energía primaria fuentes de energía renovable, cogeneración o residuos, estarán incluidas en el régimen ordinario, y les será de aplicación su normativa específica, si bien gozarán de un régimen económico y jurídico, en determinados aspectos, diferenciado respecto del resto de tecnologías convencionales.

1.3.2.- NORMATIVA.-

- Orden del 6 de Julio de 1984 (BOE del 1 de Agosto de 1984), por el que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Orden de 18 de Octubre de 1984 (BOE de 25 de Octubre de 1984), complementaria a la anterior.
 - Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
-

- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como sus instrucciones complementarias.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Artículo 2. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, queda modificado como sigue:

- *Uno. En las tablas 1 y 2 del artículo 35, se modifica el valor de la prima de referencia de todos los subgrupos, que pasa a tener un valor de 0 c€/kWh.*
- *Dos. En la tabla 3 del artículo 36, se modifica el valor de la prima de referencia de todos los subgrupos, que pasa a tener un valor de 0 c€/kWh y se suprimen los valores de los límites superiores y límites inferiores.*

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta ley tiene por objeto los dos siguientes puntos:

1. Regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

2. Son actividades destinadas al suministro de energía eléctrica: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En él quedan publicadas las tablas de generación energética para plantas fotovoltaicas según la región climática en la que se encuentre el proyecto. Es alrededor de la tabla mostrada en la figura 1 (ver *Figura 1*) como se estructura el proyecto presente en su adaptación a este Real Decreto.
 - Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir
-

de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. El ámbito de aplicación de esta orden afecta exclusivamente a instalaciones de vertido puro a la red, por lo que su desarrollo no tiene impacto en el proyecto actual.

- Condiciones Técnicas que han de cumplir las instalaciones fotovoltaicas para su conexión a la red de la compañía distribuidora, fijadas por ésta.

- Otras especificaciones, de materiales y elementos:
 - Conductores y canalizaciones.
 - Seccionadores e inversores.
 - Cuadro general de protección y medida.

PARTE II.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA



2.1.- ESCENARIOS POSIBLES DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ENERGÉTICA

El desconcierto imperante en este campo se hace patente en las diferentes interpretaciones que pueden tener lugar de los documentos que rigen el sector fotovoltaico. El borrador legislativo que se tomó como base inicial del desarrollo del proyecto, *el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio*, presentaba una serie de alternativas de funcionamiento, entre las cuales nos encontramos con dos en las que se centrará el estudio (con y sin pago de peaje) ya que siguen vigentes pese a las posteriores publicaciones.

Con la aparición del *Real Decreto 413/2014 de 6 de junio*, la situación no queda mucho más clarificada en ciertos aspectos que nos atañen, ya que no se hace referencia de forma concreta y explícita cuales serían los requisitos que habría que cumplir para que una instalación pueda ser catalogada como “sistema de ahorro y eficiencia”, a fin de estar exentos de pagar las tasas del peaje de respaldo. Se echa en falta por parte de la administración de un listado de medidas de carácter cuantitativo y/o cualitativo con las que el proyectista poder orientarse para tratar de conseguir esta catalogación.

Habitualmente, el modo de proceder en este tipo de proyectos se ha basado en el cálculo de lo ahorrado por kWh al no ser estos comprados procedentes de la red. Pero este método no es aplicable para el caso que nos ocupa, ya que según cuando se produzca y donde se consuma cada kWh existirá un ahorro diferente al ir variando las tarifas del peaje de respaldo que pagar, siendo este ahorro menor cuando se opera en los periodos más económicos. Sería por lo tanto ilógico utilizar la diferencia de precios como base de los cálculos, ya que siempre será mejor para la empresa operar en los periodos donde tenga que pagar menos.

Por ejemplo, observe la *Figura 39*, resultado de operar con la *Figura 41 (cuantías de peaje de respaldo para 6 periodos en alta tensión)* y las tarifas de compra de kWh a través de la red eléctrica. Cuando la planta de machaqueo opera en el sexto periodo abasteciéndose a través de la red, por cada kWh consumido a través de la generación energética de la planta fotovoltaica deberá de abonar un precio de 0.006676 € en concepto de peaje de respaldo. La diferencia entre este peaje y la tarifa por kWh comprado periodo desde la red en el mismo periodo sería de 0.057802 €, diferencia existente en este periodo, el más económico. Del mismo modo, si operase en el primer periodo, “el ahorro” sería de 0.078158 €, bastante mayor que el ahorro anterior, pero pagando el mayor peaje. Por lo tanto, sería ilógico considerar este método de estudio, “ya que al pagar más se ahorra más”, y evidentemente a la empresa siempre le va a interesar pagar lo menos posible en su funcionamiento.

Planta de machaqueo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Coste kWh desde la red con nueva ITC	0,122307 €	0,098975 €	0,086212 €	0,077565 €	0,073902 €	0,064478 €
Coste peaje de respaldo	0,044149 €	0,030248 €	0,019107 €	0,012878 €	0,011060 €	0,006676 €
Diferencia	0,078158 €	0,068727 €	0,067105 €	0,064687 €	0,062842 €	0,057802 €

Figura 39.- Diferenciales entre compra de kWh desde la red eléctrica y los costes de los peajes de respaldo, por periodos.

Así pues, el análisis se va a fundamentar primero en el cálculo de la cuantía a abonar en el modelo operativo propuesto (por el peaje de respaldo en el caso de estar en la situación en el que este peaje se aplique y por la energía comprada al sistema eléctrico tradicional) para que una vez obtenido este valor compararlo con lo que le costaría a la empresa esa cantidad de energía operando de la forma habitual en la que ha venido haciéndolo. Para esta valoración se aplica la tarifa que entró en vigor en Agosto de 2013 con la nueva ITC, y el nivel energético respecto al cual se calculan los costes es el de la distribución propuesta. Con este modo de proceder se dispondrá de la cantidad de dinero que la compañía podría ahorrarse anualmente en el caso de implantación de la planta energética, cantidad que se utilizará para calcular el resto de parámetros de análisis económico (periodo de amortización, VAN, TIR,... etc). Conscientes de la complejidad conceptual, utilizaremos otro ejemplo: para un consumo de la planta de machaqueo anual de 700.000 kWh, procedente de la instalación energética proyectada, el ahorro se cuantificaría promediando esta cantidad respecto a los 1.037.460 kWh que consumió durante el periodo estudiado, en el cual el importe a pagar habría sido de 75.358 € según la nueva ITC. Aquí además habría que restar el posible pago de peajes. El resultado final sería la operación $(700.000 * 75.358) / 1.037.460 - \text{“pago de peajes de respaldo”}$, obteniendo el ahorro total.

2.1.1.- SITUACIÓN LEGISLATIVA DE LA INSTALACIÓN. ESCENARIO 1º.-

En el primer escenario contemplado se va a estudiar el caso en el cual nuestra instalación fotovoltaica, la cual suministraría en régimen de alta tensión y con tarifas diferenciadas según a la planta a la que abastezca, tendrá que hacer frente al pago de peajes de respaldo. Este pago se distribuye de la siguiente manera en función del periodo en el que se encuentre cada planta (*Figura 40* y *Figura 41*).

PEAJE ALTA TENSIÓN (3 periodos)	Peaje de respaldo (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,032159	0,024332	0,012184

Figura 40.- Peajes de respaldo a pagar para régimen de alta tensión y 3 periodos. En nuestro proyecto corresponderá a las tarifas aplicadas para la planta de aglomerado.

PEAJE ALTA TENSIÓN (6 periodos)	Peaje de respaldo (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,044149	0,030248	0,019107	0,012878	0,01106	0,006676
6.2	0,033361	0,022191	0,014816	0,010741	0,00968	0,005811
6.3	0,032838	0,0218	0,014606	0,010636	0,009613	0,005771
6.4	0,026442	0,017704	0,012698	0,009962	0,009176	0,005587

Figura 41.- Peajes de respaldo a pagar para régimen de alta tensión y 6 periodos. En nuestro proyecto corresponderá a las tarifas aplicadas para la planta de machaqueo.

Estos peajes por kWh son de menor cuantía en cualquier periodo que la compra de kWh procedentes de la red, siendo aplicados según la franja horaria en la que se opere, y dependiendo del periodo horario imperante en ese momento en el sistema eléctrico español. Además, según la planta industrial a la que se abastezca tendremos tarifas diferenciadas: la de peaje en alta tensión de 3 periodos para la planta de aglomerado (*Figura 40*) y la de peaje en alta tensión de 6 periodos para la planta de machaqueo (*Figura 41*). Para obtener la cantidad de energía por la que habría que pagar así como su distribución, nos valdremos de la distribución energética propuesta en la *Figura 33* (*consumos de energía distribuidos de la planta de machaqueo más de la de aglomerado*).

2.1.2.- SITUACIÓN LEGISLATIVA DE LA INSTALACIÓN. ESCENARIO 2º.-

En este escenario, la situación que se presenta hace referencia a la única disposición adicional del borrador del decreto del 18 de Julio, donde se establece una variedad de autoconsumo especial para los consumidores conectados en alta tensión, algo más de 100.000 en todo el territorio. Ellos podrán autoconsumir instantáneamente sin que se les aplique el peaje de respaldo; éste, curiosamente, se aplicará a la energía excedentaria que viertan a la red. Podrán acogerse a esta variedad –con la autorización excepcional del Ministerio– cuando la instalación forme parte de un sistema de ahorro y eficiencia acreditado.

En el proyecto actual, de poder acogernos a este régimen de actuación, el peaje de respaldo no se tendría que pagar en ningún caso debido a que se ha afinado en el cálculo energético a fin de no tener excedentes y disponer de mecanismos que evitarían el vertido a la red en caso de producirse una generación superior al consumo. Por lo tanto en este escenario, la instalación no tendría que pagar ningún tipo de impuesto adicional, lo cual se verá como repercute de forma significativa sobre el periodo de amortización de la planta energética. Este escenario será el buscado y razón por la cual adquiere una especial importancia el EIA que se presenta en el Anexo VIII del proyecto, aumentando las posibilidades de alcanzar la posible autorización ministerial.

En el nuevo decreto no se hace referencia de forma específica a esta situación, por lo que se mantendrá lo considerado antes de su publicación, tal y como recogía el borrador previo.

2.2.- CÁLCULO DE COSTES

2.2.1.- OPTIMIZACIÓN DEL REPARTO DE CONSUMOS Y CÁLCULO DE PAGO POR PEAJES.-

Ya se ha comentado anteriormente en que para la distribución energética de lo producido, primará el suministro a la planta de machaqueo por tener unos valores económicos más rentables en los periodos altos y, principalmente, por tener un consumo dimensionado y optimizado para desarrollarse (según lo proyectado) acorde con la generación energética de la planta fotovoltaica.

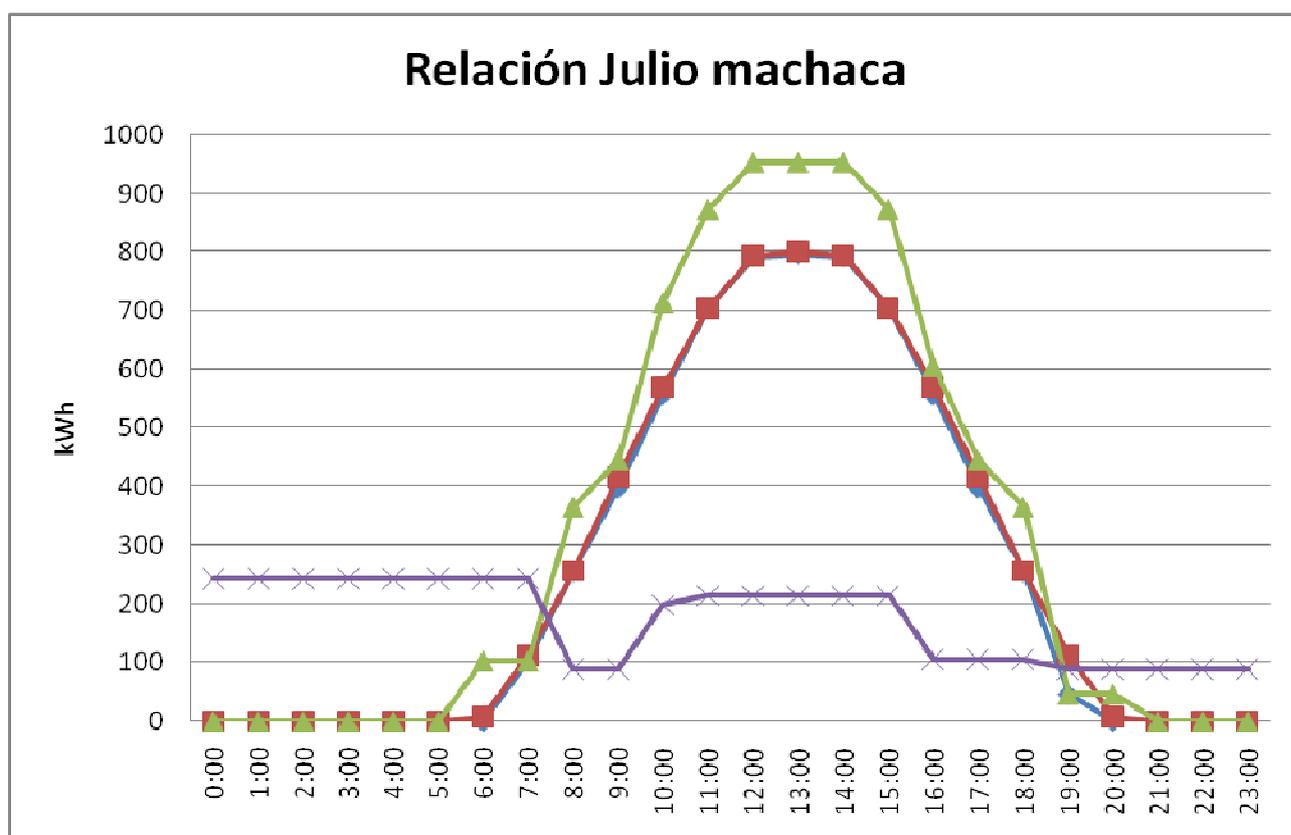


Figura 42.- Mes de Julio. Gráfica comparativa entre la energía total que consumirían las plantas de machaqueo y aglomerado procedente de la instalación fotovoltaica según la distribución propuesta (línea azul), respecto a la energía total generada (línea roja), el consumo de ambas plantas que tuvo lugar en el periodo de estudio (línea lila) y la demanda mínima que existiría sumando al consumo de la planta de machaqueo propuesto, el consumo que se produjo en la planta de aglomerado (línea verde).

Tras la tarea de optimización en el reparto de consumos, se observa en la anterior figura (Figura 42) que para el mes de Julio el modo de trabajo propuesto se ajusta en todo momento a la curva de generación energética de la planta solar, y por lo tanto se aprovecharía casi totalmente la energía generada (paridad entre la línea roja de generación y la línea azul que marca el consumo de la energía generada). Además, el hecho de que exista un margen de energía demandada por las plantas industriales, nos señala que nuestra planta fotovoltaica no generará excedentes energéticos

(el margen será la diferencia entre la línea roja de generación y la línea verde de consumo parcial propuesto de la planta de machaqueo más el consumo tenido en la de aglomerado). Presumiblemente aún existiría un margen mayor, al ser el consumo de la planta de machaqueo considerado una parte del total obtenido en el año estudiado, cifrado en torno al 92% del total. Las demás tablas para el resto de meses se encuentran en el Anexo III.

El modo de proceder para el cálculo del importe a abonar en el caso de encontrarnos en el *Escenario 1º*, con peajes de respaldo, será ilustrado con el ejemplo del mes de Julio (ver distribución de periodos *Figura 43*). Si el consumo tiene lugar a entre las 08:00-10:00 a.m., el peaje a pagar será de 0,030248 €/kWh, como es indicado en la *Figura 41* referente al segundo periodo (P2). En cambio, entre las 11:00 a.m. y las 19:00 p.m., todo consumo de la energía generada por los módulos fotovoltaicos deberá pagar el peaje máximo de 0,044149 €/kWh. Si la planta fotovoltaica fuera capaz de generar energía de algún modo (como mediante mecanismos de almacenamiento energético) en el periodo horario entre las 00:00 y las 08:00, el coste del peaje sería de de 0,006676 €/kWh, el más económico. De igual manera se actuará para el resto de meses.

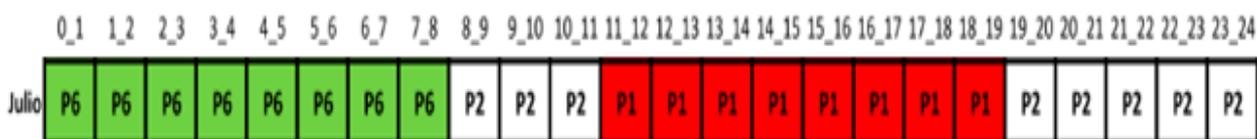


Figura 43.- Distribución de los periodos para el mes de Julio. Extracto de la Figura 8.

2.2.2.- PRECIO DE LA ENERGÍA PROCEDENTE DE LA RED.-

El primer paso a determinar para el comienzo del análisis económico de la planta energética, será la búsqueda y cálculo del precio de la energía que es suministrada por la red. Es decir, el precio de los kWh que a partir de la puesta en marcha de la instalación energética se evitaría pagar por estar produciéndolos mediante los módulos fotovoltaicos.

Para este cálculo, se ha tenido acceso a las tarifas del ejercicio anterior de la empresa propietaria de las instalaciones industriales del proyecto. Con fecha de Agosto del 2013, entró en vigor una nueva legislación que regulaba en primera instancia los precios tanto de los kWh consumidos como del término de potencia a contratar. Los cambios que se introdujeron llevaron consigo las siguientes tarifas:

- Planta de machaqueo:

TÉRMINO DE ENERGÍA						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Compañía XX	0,172032	0,136109	0,105997	0,087409	0,080258	0,068455
Compañía XX NUEVA ITC	0,122307	0,098975	0,086212	0,077565	0,073902	0,064478

Figura 44.- Cambios de tarifa en el término de energía con la entrada de la nueva ITC de Agosto de 2013 para la planta de machaqueo.

- Planta de aglomerado:

TÉRMINO DE ENERGÍA			
	P1	P2	P3
Compañía XX	0,133181	0,11876	0,079944
Compañía XX NUEVA ITC	0,103749	0,092573	0,06392

Figura 45.- Cambios de tarifa en el término de energía con la entrada de la nueva ITC de Agosto de 2013 para la planta de aglomerado.

Es con los nuevos precios con los que se llevarán a cabo los cálculos económicos de la planta.

En cuanto a los costes del término de potencia, inicialmente no se trabajará con ellos, ya que dependerá de la estrategia de cada empresa la contratación de unos valores u otros, sin influir de manera directa en el estudio. En el caso de que la planta fotovoltaica fuera puesta en funcionamiento, el único escenario posible para el caso del fijo de potencia sería el de mejora de los cálculos realizados, motivado por una posible reducción de la potencia contratada, aunque no se recomienda escatimar en la reserva de potencia de una forma excesiva.

Con las nuevas tarifas que entraron en vigor con la nueva ITC, se aplican al consumo producido el periodo de estudio, resultando las cuantías mostradas en la *Figura 46*.

Factura energética para nueva ITC		
	Antiguas tarifas	Tarifas nueva ITC
Planta machaqueo		
(1.037.460 kWh)	84.062 €	75.358 €
Planta aglomerado		
(311.232 kWh)	33.216 €	26.086 €
Total		
(1348692 kWh)	117.278 €	101.444 €

Figura 46.- Costes que abonaría la empresa abasteciéndose desde la red eléctrica, antes y después de la aplicación de las tarifas de la ITC de Agosto de 2013 y para el consumo tenido entre Septiembre de 2012 y Agosto de 2013.

2.3.- ANÁLISIS DE AMORTIZACIÓN. ESCENARIO 1, CON PEAJE DE RESPALDO.-

Una vez obtenidos los valores de referencia sobre los que realizar las operaciones de amortización, se mostrará la situación generada por el modelo de trabajo en los parámetros horarios considerados, es decir, con la distribución propuesta por el redactor del proyecto como horario de trabajo, buscando optimizar los consumos energéticos de las plantas industriales.

2.3.1.- Situación general.-

En la redacción de este apartado se tratará de mostrar de forma simplificada el proceso de cálculo realizado para reflejar el análisis global al final del apartado. El desarrollo general en su conjunto, se encuentra pormenorizado en el Anexo V al proyecto, debido a lo complejo y extenso de los cálculos realizados. En este anexo, con formato Excel, se puede comprobar la metodología utilizada.

Primeramente se va a distribuir la carga energética a lo largo de días estándar de cada mes, valiéndonos de la distribución realizada anteriormente. En la *Figura 47* (copia de la *Figura 33*) se puede ver el reparto de energía total, al sumar los consumos de ambas plantas (el consumo distribuido de la planta de machaqueo y el consumo fijo de la de aglomerado). La idea de volver a mostrar la figura es la de tener bien presente la base sobre la cual operamos.

Energía Machaca + Aglomerado redistribuida	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
1:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
2:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
3:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
4:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
5:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
6:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
7:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
8:00	25	26	73	61	49	77	389	29	274	359	365	253
9:00	344	26	312	61	49	396	469	348	433	439	445	412
10:00	472	391	391	61	367	476	548	449	539	667	713	504
11:00	631	471	471	61	367	555	628	608	698	747	873	663
12:00	711	551	471	61	447	555	708	688	778	827	952	743
13:00	711	630	471	61	367	555	628	688	778	906	952	823
14:00	711	551	391	61	367	476	548	688	778	827	952	743
15:00	631	471	73	61	49	396	469	608	698	747	873	663
16:00	424	345	73	61	49	77	389	427	512	598	604	492
17:00	344	26	17	10	8	11	10	348	433	439	445	412
18:00	25	26	17	10	8	11	10	29	274	359	365	253
19:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
20:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
21:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
22:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
23:00	25	26	73	61	49	77	70	29	35	40	47	14

Figura 47.- Niveles energéticos de la planta de machaqueo funcionando acorde a la generación de la planta fotovoltaica a la que se le suma la demanda energética inamovible de la planta de aglomerado.

Los colores reflejados mantienen el mismo significado que el expuesto en la PARTE I del proyecto. Fuera de los cuadros de color naranja, el consumo reflejado corresponde únicamente al de la planta de aglomerado y el consumo en “stand-by” de la planta de machaqueo.

2.3.2.- Planta de machaqueo.-

Pero como se ha comentado anteriormente, hay que realizar un estudio por separado de cada una de las plantas. La *Figura 47* anterior marca las demandas de la planta de machaqueo más de la planta de aglomerado, cubiertas por la planta energética en la medida de lo posible y por la red en el resto, como consecuencia del margen entre la demanda y la generación (debido a querer evitar

sobreproducción energética de la planta fotovoltaica). Separando el consumo cubierto por la planta fotovoltaica para la energía requerida por la planta de machaqueo (demanda que tiene prioridad sobre la de la planta de aglomerado), se presenta la *Figura 48* donde se recoge la energía que consumiría la planta de machaqueo procedente de la generación fotovoltaica, por día estándar y mes a mes:

Energía proporcionada por FV para machaca	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	240	0	224	248	256	208
9:00	272	0	224	0	0	272	376	304	368	398	398	368
10:00	398	312	319	0	288	376	478	398	478	544	558	478
11:00	544	398	384	0	319	448	558	558	632	637	704	637
12:00	624	478	398	0	376	472	616	632	712	717	792	717
13:00	637	536	384	0	319	448	558	637	717	768	796	776
14:00	624	478	319	0	288	376	478	632	712	717	792	717
15:00	544	398	0	0	0	272	376	558	632	637	704	637
16:00	398	312	0	0	0	0	240	398	478	544	558	478
17:00	272	0	0	0	0	0	0	304	368	398	398	368
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	224	248	256	208
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 48.- Consumos energía de la planta de machaqueo mediante lo generado por la instalación FV y según redistribución propuesta a lo largo de día estándar para cada mes.

El código de colores empleado es el mismo que el descrito en la *Figura 11*, haciendo referencia a los distintos periodos en los se opera.

Aplicando al número de kWh reflejados en la *Figura 48*, la cuantía por kWh del peaje de respaldo (*Figura 41, tarifas de peajes de respaldo*) y respecto al número de días laborables mensuales (*Figura 22, días laborales mes a mes*) obtendremos las cantidades que la empresa

debería de abonar por el consumo de la energía auto-producida. Pero como es natural, en la realidad no se puede ajustar de forma exacta el consumo energético de una instalación industrial. Se ha de recordar que en nuestro caso, la distribución de la demanda se ha llevado a cabo mediante la utilización de porcentajes del régimen nominal (100%) de la planta de machaqueo, en paquetes decrecientes en 10% hasta llegar al mínimo técnico considerado del 30% del régimen nominal (*Figura 30, régimen nominal y porcentajes de carga*). Es entonces lógico pensar que existan “picos” en nuestra distribución, los cuales tienen que ser cubiertos como comprados desde la red eléctrica tradicional (*Figura 49*).

Energía de la red para machaca	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	79	0	15	71	63	31
9:00	48	0	96	0	0	47	22	15	30	0	0	30
10:00	0	7	0	0	31	22	0	0	0	14	0	0
11:00	17	0	14	0	0	30	0	0	5	0	13	0
12:00	17	0	0	0	22	6	21	5	5	0	4	0
13:00	0	22	14	0	0	30	0	0	0	28	0	20
14:00	17	0	0	0	31	22	0	5	5	0	4	0
15:00	17	57	0	0	0	47	22	0	5	0	13	0
16:00	0	8	0	0	0	0	79	0	0	14	0	0
17:00	48	0	0	0	0	0	0	15	30	0	0	30
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	15	71	63	31
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 49.- Valores de kWh para la planta de machaqueo que se obtendrían desde la red eléctrica con el modelo de trabajo propuesto.

Procediendo de la misma manera que antes, se calculará el posible importe a abonar por la compra de kWh desde la red, pero esta vez con utilizando las tarifas de la nueva ITC en vez de con el

coste del peaje de respaldo. La suma de ambas líneas de cálculo nos dará como resultado el importe total (Figura 50) que pagaría la empresa por los niveles energéticos en el funcionamiento proyectado de la planta de aglomerado.

Coste machaca con FV	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Septiembre	1.796 €	1.832 €	1.868 €	1.905 €	1.942 €	...
Octubre	819 €	835 €	852 €	868 €	886 €	...
Noviembre	725 €	740 €	754 €	769 €	784 €	...
Diciembre	- €	- €	- €	- €	- €	...
Enero	1.492 €	1.522 €	1.552 €	1.582 €	1.613 €	...
Febrero	2.273 €	2.317 €	2.363 €	2.410 €	2.457 €	...
Marzo	1.465 €	1.494 €	1.524 €	1.554 €	1.584 €	...
Abril	1.051 €	1.071 €	1.093 €	1.114 €	1.136 €	...
Mayo	1.456 €	1.485 €	1.514 €	1.544 €	1.574 €	...
Junio	3.880 €	3.956 €	4.034 €	4.114 €	4.195 €	...
Julio	5.773 €	5.886 €	6.002 €	6.121 €	6.241 €	...
Agosto	975 €	994 €	1.014 €	1.034 €	1.054 €	...
Total	21.705 €	22.133 €	22.569 €	23.013 €	23.467 €	...

Figura 50.- Cuantías económicas que la empresa abonaría por la energía de la planta de machaqueo, resultado del producto de los kWh mensuales según la distribución diaria de la Figura 48, los días laborables mensuales y los peajes de respaldo de la Figura 42, más la compra de la energía desde la red reflejada en la Figura 49.

El incremento por año que se muestra está en relación con el IPC considerado (del 3%). Se observa que los gastos para el primer año de la empresa respecto a la planta de machaqueo es inferior a los 22.000€, menos de un tercio de lo que tendría que abonar (75.358 €) en la previsión con las nuevas tarifas que entraron en vigor en Agosto de 2013 (Figura 46, coste de lo que abonaría la empresa con la nueva ITC y según abastecimiento tradicional).

2.3.3.- Planta de aglomerado.-

Una vez distribuido lo generado primeramente a la planta de machaqueo, la energía restante será destinada a cubrir parte de los consumos de la planta de aglomerado. Este abastecimiento, de carácter residual, es de mayor entidad a lo largo de las primeras y últimas horas del día, donde la radiación no tiene entidad suficiente como para considerar que la planta de machaqueo opere en relación a la energía generada. En un modo de trabajo real, podría darse la situación de que estas generaciones energéticas de menor entidad, vayan también destinadas a la planta de machaqueo (debido a que en el planteamiento de redistribución de consumos solo se cubre una parte del consumo total que tuvo lugar, por lo que la empresa presumiblemente tendrá operar adicionalmente

con el fin de cubrir la demanda). Cuando esto ocurra, dependerá solo de las decisiones de la empresa y generalmente en función de las demandas comerciales.

En las próximas *Figura 51* y *Figura 52*, se muestran las tablas análogas a las de las *Figura 48* y *Figura 49*, referentes a la planta de aglomerado.

Energía proporcionada por FV para aglomerado	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0
7:00	8	0	16	8	8	40	71	40	64	73	103	20
8:00	25	26	73	61	49	77	0	29	0	0	0	0
9:00	0	26	0	61	49	0	0	0	0	2	18	0
10:00	18	0	1	61	0	0	26	42	34	0	10	26
11:00	0	26	0	61	33	0	26	2	0	27	0	19
12:00	0	26	10	61	0	0	0	0	0	27	0	26
13:00	19	0	0	61	33	0	26	27	27	0	4	0
14:00	0	26	1	61	0	0	26	0	0	27	0	26
15:00	0	0	73	61	49	0	0	0	0	0	0	0
16:00	18	0	73	61	49	77	0	29	0	0	10	14
17:00	0	26	16	8	8	11	10	0	0	2	18	0
18:00	25	26	0	0	0	0	0	29	0	0	0	0
19:00	8	0	0	0	0	0	0	29	35	40	47	14
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 51.- Consumos energía de la planta de aglomerado mediante lo generado por la instalación FV.

Se comprueba que la energía de la planta energética proyectada abastecerá casi únicamente en las horas donde la planta de machaqueo no esté operando, destacando el mes de Diciembre, donde se ha descartado a priori la puesta en marcha de la instalación de machaqueo para no sobrepasar el número de horas de trabajo de la explotación.

Ahora, en referencia a la energía restante adquirida desde la red obtendremos la siguiente tabla. A diferencia del caso de la planta de machaqueo, en las tablas de la planta de aglomerado se

recogen las demandas energéticas totales que tuvieron lugar durante el periodo de estudio, con motivo del análisis económico. Para la planta de aglomerado no será necesario promediar, se comparará directamente con su coste energético en el periodo de estudio.

Energía de la red para aglomerado	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
1:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
2:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
3:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
4:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
5:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	73	103	20
6:00	63	56	80	57	45	70	71	55	64	65	95	20
7:00	55	56	64	49	37	30	0	15	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	70	0	35	40	47	14
9:00	25	0	73	0	0	77	70	29	35	39	29	14
10:00	56	73	71	0	49	77	44	9	27	110	145	0
11:00	74	47	73	0	15	77	44	48	61	83	156	7
12:00	74	47	63	0	49	77	70	51	61	83	156	0
13:00	55	73	73	0	15	77	44	24	34	110	152	26
14:00	74	47	71	0	49	77	44	51	61	83	156	0
15:00	74	73	0	0	0	77	70	48	61	83	156	7
16:00	8	26	0	0	0	0	70	0	0	40	36	0
17:00	25	0	1	2	0	0	0	29	35	39	29	14
18:00	0	0	17	10	8	11	10	0	35	40	47	14
19:00	17	26	17	10	8	11	10	0	0	0	0	0
20:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	32	39	14
21:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
22:00	25	26	17	10	8	11	10	29	35	40	47	14
23:00	25	26	73	61	49	77	70	29	35	40	47	14

Figura 52.- Valores de kWh para la planta de aglomerado que se obtendrían desde la red eléctrica con el modelo de trabajo propuesto.

En esta *Figura 52* de energía procedente de la red para la planta de aglomerado, encontramos periodos donde la demanda de la planta energética es cero. La explicación radica en que durante estos periodos la energía generada por los módulos fotovoltaicos es capaz de abastecer completamente a la planta de aglomerado, como en el mes de Diciembre cuando la generación iría destinada únicamente a esta planta.

Para las horas solares en las que exista producción energética a la que no se le podrá dar

utilidad, se dispondrán de los mecanismos oportunos para su disipación sin verter a la red, considerándose a medio plazo su utilización para las necesidades térmicas de los productos asfálticos. En el modelo propuesto, podría adquirir especial importancia el hecho de que en uno de los meses más fríos del año (Diciembre) y por lo tanto con más demanda térmica, se posea una cantidad de energía a la que poder destinar para esta finalidad.

Procediendo de igual modo que en el apartado anterior, el gasto a afrontar para los requerimientos energéticos de la planta de aglomerado serían:

Coste aglomerado con FV	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Septiembre	1.891€	1.928€	1.966€	2.005€	2.044€	...
Octubre	1.788€	1.823€	1.859€	1.896€	1.933€	...
Noviembre	2.050€	2.090€	2.131€	2.173€	2.216€	...
Diciembre	1.120€	1.142€	1.165€	1.187€	1.211€	...
Enero	1.136€	1.158€	1.181€	1.204€	1.228€	...
Febrero	1.918€	1.956€	1.995€	2.034€	2.074€	...
Marzo	2.017€	2.056€	2.097€	2.138€	2.180€	...
Abril	1.447€	1.476€	1.505€	1.534€	1.565€	...
Mayo	1.895€	1.932€	1.970€	2.009€	2.048€	...
Junio	2.584€	2.635€	2.687€	2.740€	2.794€	...
Julio	3.754€	3.828€	3.903€	3.980€	4.058€	...
Agosto	597€	609€	621€	633€	645€	...
Total	22.195€	22.632€	23.078€	23.533€	23.997€	...

Figura 53.- Cuantías económicas que la empresa abonaría por la energía de la planta de aglomerado, resultado del producto de los kWh mensuales según la distribución diaria de la Figura 52, los días laborables mensuales y los peajes de respaldo de la Figura 41, más la compra de la energía desde la red reflejada en la Figura 53.

El gasto económico en ambas plantas prácticamente se equipararía con la puesta en marcha del proyecto.

2.3.4.-Estudio costes y periodo de amortización global.-

Finalmente se llega al que probablemente sea el apartado más importante desde el punto de vista del empresario: el estudio de los posibles beneficios que la implantación de la planta energética le repercutiría a nivel económico y el periodo en el que recuperaría la inversión realizada.

Con este propósito, se han juntado los ahorros calculados por planta, considerando para la búsqueda de conclusiones una serie de variables que se explican a continuación (Figura 54):

IPC	3%
Pérdida rendimiento anual	1%
Valor de Wp instalado	€ 1,10
Mantenimiento	0,75% inversión inicial

Figura 54.- Variables consideradas para los cálculos económicos.

El valor del IPC mide la evolución del conjunto de precios de los bienes y servicios que consume la población residente en viviendas familiares en España. Se trata de un porcentaje que puede ser positivo, en cuyo caso indica un incremento de los precios o negativo, que refleja una caída de los mismos. Ya se ha indicado que la estimación de este valor es del 3% constante para el periodo de estudio del análisis económico (20 años). La pérdida de rendimiento anual del 1%, hace referencia a que año a año los sistemas fotovoltaicos irán perdiendo rendimiento, aplicando este factor en los cálculos de generación a partir del año 2.

Respecto al valor del Wp instalado, se podrían escribir estudios enteros que analizaran el valor actual del mismo y los motivos que han llevado a ellos. Lo cierto es que la caída de los valores del Wp instalado es más que evidente, y a día de hoy no presenta signos de estancamiento. Existen teorías que afirman que, motivado en parte por las impresionantes mejoras debidas a las economías de escala y de eficiencia que se han conseguido (debidos en gran parte por el gran incremento en la demanda) se ha producido una disminución del coste de los paneles que sigue la llamada "Ley de Swanson".

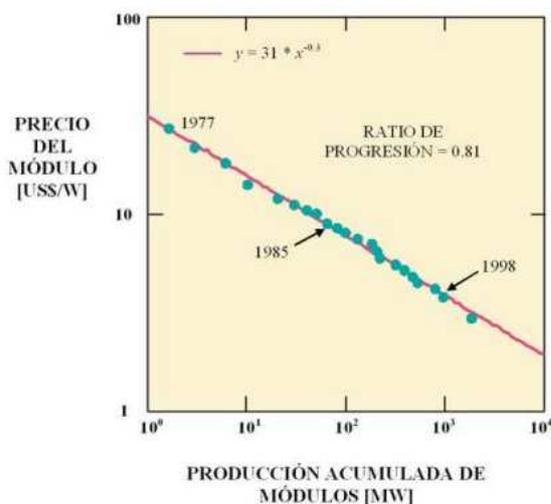


Figura 55.- Evolución de los precios respecto a la producción de los módulos fotovoltaicos en gráfica lineal.

La "ley" de Swanson afirma que los precios de los paneles fotovoltaicos disminuyen del orden de un 20% cada vez que se dobla la producción mundial de los mismos. En la *Figura 56* puede verse cómo han evolucionado los paneles solares siguiendo esta "ley" empírica. Esta ley empírica, se presenta en la *Figura 56* en forma de gráfica de barras.

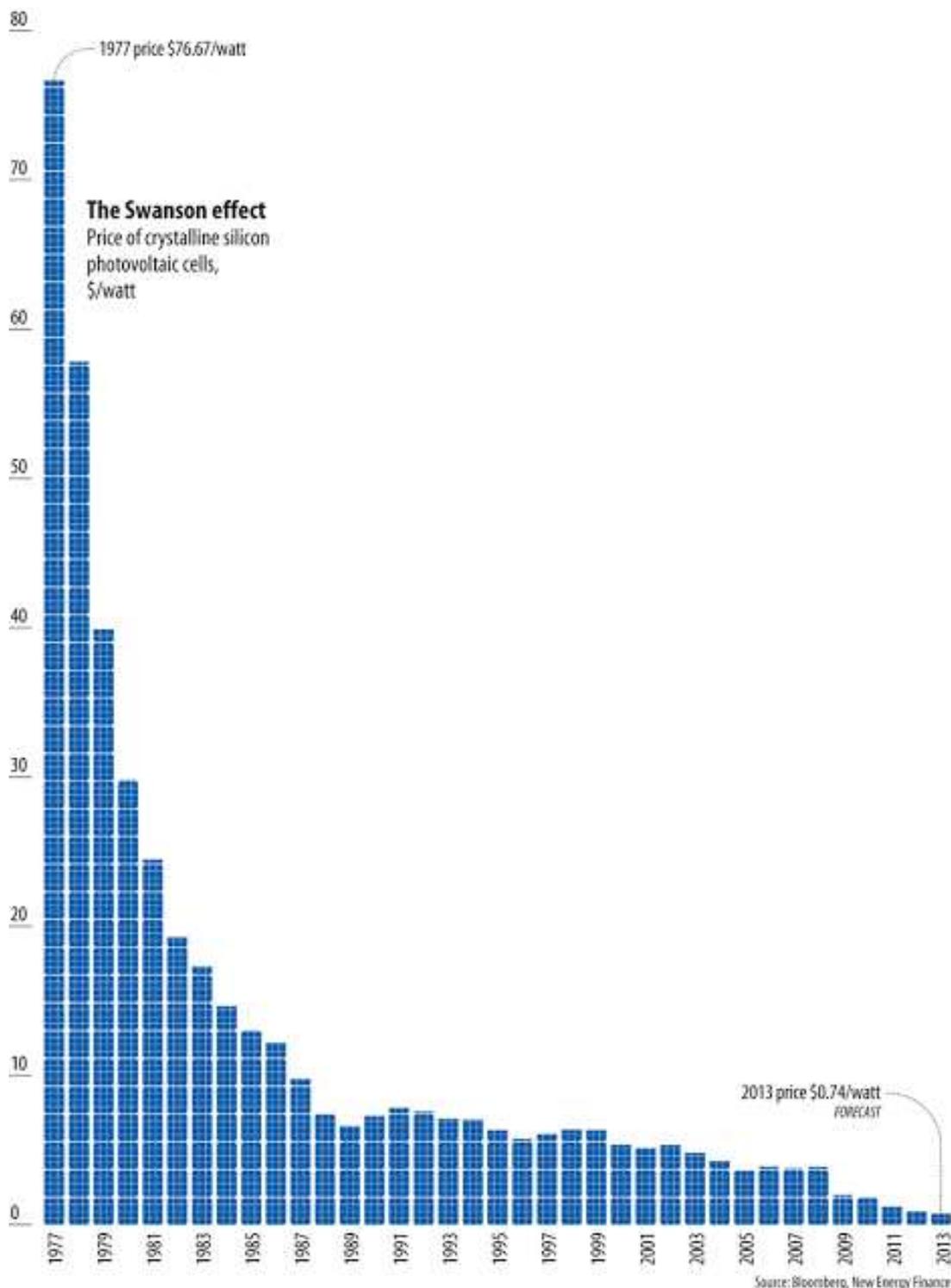


Figura 56.- Evolución de los precios respecto a la producción de los módulos fotovoltaicos en gráfica de barras.

Como puede verse, en el año 1977 el coste de los paneles era de 76,67 \$/Wp, en cambio en

2013 el precio previsto es de $0,74\$/Wp = 0,56 \text{ €/Wp}$ que hará aún más rentable el uso de esta tecnología. Pero esto es solo respecto a los módulos solares.

Concretando en la estimación del precio del kWp ya instalado, como método simplificado y de aplicación al proyecto, se ha realizado una tarea de investigación entre diferentes empresas del sector, así como la búsqueda de información en diferentes proyectos presentados a concurso en los últimos meses para adjudicación de obras. De este modo, y sabiendo casos en los que ofertas de 0.9 €/kWp han sido descartadas como temerarias, y teniendo constancia de adjudicaciones por $1-1.2 \text{ €/kWp}$, se adoptará el valor intermedio de 1.1 €/kWp para el estudio. Como previsión a corto plazo, se espera que los precios sigan bajando y mejore el escenario en el que poder iniciar el proyecto. No obstante, según el precio por kWp considerado, el valor de la inversión inicial para la planta fotovoltaica ascenderá a lo mostrado en la *Figura 57*:

Inversión inicial planta FV de 1.040 kWp a 1,1 €/kWp instalado	-1.144.000 €
--	--------------

Figura 57.- Coste inversión inicial para una planta fotovoltaica de 1040 kWp instalados.

Para labores de mantenimiento se ha destinado un porcentaje también intermedio de los valores que se manejan en el mercado. Según bibliografía consultada (Breyer et al, 2009; IEA, 2010c) los valores comunes considerados varían entre el 0.5% y el 1.5% de los costos de la inversión inicial, por lo que el valor de 0.75% se ha considerado como referente para el estudio. Particularizando tendremos los valores de la *Figura 58*:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Coste de mantenimiento	-8.580 €	-8.837 €	-9.103 €	-9.376 €	...

Figura 58.- Gastos de mantenimiento. El valor para el año 0 corresponde al 0.75% de la inversión inicial, siendo después actualizados según el IPC.

Con las variables de entorno debidamente definidas, se muestra en la *Figura 59* el gasto total que conllevaría el modo de funcionamiento propuesto, obtenido de la suma de los gastos resultantes en ambas plantas industriales (suma de las *Figura 50* y *Figura 53*, *cuantías económicas a abonar por la empresa en el funcionamiento propuesto de la planta de machaqueo y aglomerado respectivamente*):

Coste total funcionamiento de las plantas (Con peaje de respaldo)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Septiembre	3.687€	3.760€	3.834€	3.909€	3.986€	...
Octubre	2.607€	2.659€	2.711€	2.764€	2.819€	...
Noviembre	2.775€	2.830€	2.886€	2.942€	3.000€	...
Diciembre	1.120€	1.142€	1.165€	1.187€	1.211€	...
Enero	2.628€	2.680€	2.732€	2.786€	2.841€	...
Febrero	4.191€	4.273€	4.358€	4.443€	4.531€	...
Marzo	3.482€	3.550€	3.620€	3.692€	3.764€	...
Abril	2.498€	2.547€	2.597€	2.648€	2.701€	...
Mayo	3.351€	3.417€	3.484€	3.553€	3.623€	...
Junio	6.464€	6.591€	6.721€	6.853€	6.988€	...
Julio	9.526€	9.714€	9.905€	10.100€	10.299€	...
Agosto	1.572€	1.603€	1.635€	1.667€	1.700€	...
Total	43.900€	44.765€	45.647€	46.546€	47.463€	...

Figura 59.- Coste total del abastecimiento energético de ambas plantas industriales (peajes de respaldo).

Estos costes, se evaluarán respecto a los gastos de operación que existirían de no implantarse la planta fotovoltaica, calculados del promedio de la planta de machaqueo (*Figura 60*) más lo pagado durante el periodo de estudio por el consumo de la planta de aglomerado (*Figura 61*). Este promedio deriva de lo que le costaría a la empresa el consumo energético abarcado por la planta fotovoltaica para la planta de machaqueo según su operativa de trabajo “tradicional”, es decir, lo que le costaría los kWh totales recogidos en la *Figura 48* y la *Figura 49* trabajando como lo ha venido haciendo. La *Figura 60* refleja la cuantía económica correspondiente a 955.651 kWh de consumo de la planta de machaqueo según su operativa tradicional.

Factura energética para nueva ITC en formato tradicional de abastecimiento de la planta de machaqueo	
Consumo total Septiembre 2012- Agosto 2013	75.358 €
1.037.460 kWh	
Consumo modelo proyectado	69.416 €
955.651 kWh	

Figura 60.- Coste promediado que pagaría la empresa para el consumo reflejado en el proyecto de 955.651 kWh según el modelo operativo tradicional de la compañía.

A lo promediado en la *Figura 60* se le añade el importe que la empresa abonó por el consumo de la planta de aglomerado (*Figura 61*):

Valor referencia del ahorro de la compañía	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Promedio machaca	69.416 €	71.498 €	73.643 €	75.853 €	...
Agglomerado	26.086 €	26.869 €	27.675 €	28.505 €	...
Total	95.502 €	98.367 €	101.318 €	104.358 €	...

Figura 61.- Valor de referencia para el cálculo del ahorro del funcionamiento del proyecto, en el consumo energético considerado.

Finalmente, a estos valores calculados de las cuantías económicas a pagar por la empresa en el modo de abastecimiento tradicional mediante la red eléctrica (adaptado al nivel energético estudiado), se le restan los costes de mantenimiento (*Figura 58, costes de mantenimiento*) y el pago del funcionamiento de ambas plantas en el escenario de pago de peajes de respaldo (*Figura 59, costes de funcionamiento con peajes de respaldo*), obteniendo la cantidad de dinero que la empresa se ahorraría anualmente. Este será el margen "neto" parcial (*Figura 62*), ya que faltarían por recoger los costes de restauración, tal y como se hace en la parte final del proyecto.

Inversión	-1.144.000 €			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Coste de mantenimiento	-8.580 €	-8.837 €	-9.103 €	-9.376 €
Margen Neto	43.022€	44.765€	46.569€	48.436€
Margen Bruto	51.602€	53.602€	55.671€	57.811€
Amortización simple	-1.100.978 €	-1.056.214 €	-1.009.645 €	-961.209 €
	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
	-9.657 €	-9.947 €	-10.245 €	-10.552 €
	50.368€	52.368€	54.438€	56.579€
	-910.841 €	-858.473 €	-804.035 €	-747.456 €
	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
	-11.195 €	-11.531 €	-11.877 €	-12.233 €
	61.087€	63.459€	65.912€	68.450€
	-627.574 €	-564.115 €	-498.203 €	-429.753 €
	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
	-12.978 €	-13.367 €	-13.768 €	-14.181 €
	73.790€	76.598€	79.502€	82.504€
	-284.888 €	-208.290 €	-128.789 €	-46.284 €
	Año 20			
	-15.045 €			
	88.820€			
	128.146 €			

Van	-232.305 €
Tir	0,92%

Figura 62.- Resumen análisis económico del proyecto en el Escenario 1 (con pago de peajes de respaldo).

Como explicación lo mostrado en esta figura, el VAN se define conocido como valor actualizado neto o valor presente neto y es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El significado del mismo vendrá determinado por su signo:

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Figura 63.- Significado de los posibles valores mostrados por el parámetro económico VAN.

Pese a todo, no es suficiente con la información proporcionada por este parámetro. Tanto o más importante es la Tasa Interna de Retorno (TIR), que sería el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. El significado es que si el TIR es alto, estamos ante un proyecto empresarial rentable, que supone un retorno de la inversión equiparable a unos tipos de interés altos que posiblemente no se encuentren en el mercado. Explicado de este modo, parece imprescindible que el proyecto lleve aparejado una TIR positiva (y superior al 3% del IPC considerado).

Una vez presentados los conceptos que muestra la tabla, se pueden analizar los datos de la misma. El valor del TIR del 1% es claramente inferior al IPC considerado, por lo que el valor del VAN será negativo. A esto se le añade el hecho de que el periodo de amortización en el cual conseguir el retorno de la inversión tendría lugar a lo largo del decimonoveno año (cuando el valor de amortización simple adquiere carácter positivo); un dato desolador. Por lo tanto, en primera instancia y haciendo referencia únicamente a los parámetros económicos, **se desaconsejaría la puesta en marcha del proyecto en el escenario 1º de funcionamiento de la planta fotovoltaica con pago de peajes de respaldo.**

2.4.- ANÁLISIS DE AMORTIZACIÓN. ESCENARIO 2, SIN PEAJE DE RESPALDO.-

2.4.1.- Situación general.-

Reiterando lo expuesto al inicio de esta segunda parte del proyecto, existe una disposición adicional en el borrador legislativo que hace referencia a un escenario en el que, acreditándose que forma parte de un sistema de ahorro y eficiencia (carácter concedido por parte del ministerio), la instalación energética estaría exenta del pago de los peajes de respaldo, salvo que se vertiera a la red.

La posibilidad de operar en este régimen, añade especial importancia a la inclusión del Estudio de Impacto Ambiental en el proyecto presente (Anexo VIII), a fin de reflejar la política de conciencia medioambiental que conllevaría la implantación de la planta fotovoltaica. De llevarse a cabo el proyecto, repercutiría sin lugar a dudas en la disminución de la huella ecológica que conlleva el abastecimiento tradicional a través de la red eléctrica, además de ser un ejemplo de sinergia entre un sector tradicionalmente tachado como contaminante (minería) y la energía renovable fotovoltaica (de nulas emisiones en la generación de energía), tratando de optimizar el funcionamiento de la explotación y aumentar su eficiencia.

Por estos motivos, no sería descabellado considerar la planta proyectada como una clara candidata a obtener la calificación de "Sistema de ahorro y eficiencia".

2.4.2.-Estudio de rentabilidad y periodo de amortización global.-

El hecho de no tener que pagar peajes de acceso, propiciará una mejora sustancial de los datos económicos respecto al escenario anterior. Aún así, se adelanta que el cambio no es suficiente como para justificar el proyecto por parámetros meramente económicos.

En este escenario, nos valdremos de los datos expuestos en el apartado *II.III.4.-Estudio costes y periodo de amortización global.-* y especialmente de la *Figura 5* (costes de mantenimiento) y la *Figura 61* (Valor referencia del ahorro de la compañía), sin entrar ahora en la ecuación los pagos de peajes de respaldo.

En la próxima *Figura 64* se recogen los datos de márgenes y amortización en el escenario de NO pago de peajes, de forma análoga a la mostrada en el escenario de actuación anterior.

Inversión	-1.144.000 €				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	
Coste de mantenimiento	-8.580 €	-8.837 €	-9.103 €	-9.376 €	
Margen "Neto"	63.331 €	65.473 €	67.685 €	69.969 €	
Margen Bruto	71.911 €	74.311 €	76.788 €	79.344 €	
Amortización simple	-1.080.669 €	-1.015.196 €	-947.511 €	-877.542 €	
	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
	-9.657 €	-9.947 €	-10.245 €	-10.552 €	-10.869 €
	72.325 €	74.758 €	77.268 €	79.860 €	82.534 €
	-805.217 €	-730.459 €	-653.190 €	-573.331 €	-490.79 €
	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
	-11.195 €	-11.531 €	-11.877 €	-12.233 €	-12.600 €
	85.294 €	88.143 €	91.082 €	94.116 €	97.246 €
	-405.503 €	-317.360 €	-226.278 €	-132.162 €	-34.916€
	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
	-12.978 €	-13.367 €	-13.768 €	-14.181 €	-14.607 €
	100.477 €	103.810 €	107.250 €	110.800 €	114.462 €
	65.561 €	169.371 €	276.622 €	387.422 €	501.884 €
	Año 20				
	-15.045 €				
	118.242 €				
	620.125 €				

VAN	126.734 €
TIR	4,04%

Figura 64.- Resumen análisis económico del proyecto en el Escenario 2 (sin pago de peajes de respaldo).

Como se había indicado y era evidente, la exención de pago del peaje de respaldo modifica significativamente la rentabilidad del proyecto. En él, sería a lo largo del año decimoquinto año cuando se amortizaría la inversión realizada (cuatro años menos que el Escenario 1º), consiguiendo un valor

del VAN positivo y un TIR por encima del 3% (IPC considerado). Sin embargo, este parámetro **no es suficiente para confiar en la rentabilidad del proyecto en el periodo de 20 años de vida garantizada del proyecto.**

A pesar de tener una inversión bastante grande (por encima del millón de euros), el hecho de amortizar en un periodo de tiempo tan largo obliga a justificar el proyecto por otros motivos distintos a los meramente económicos. No obstante, habría que considerar en los datos económicos mostrados el ahorro del pago de nocturnidades (y el coste de restauración, que aunque sea de “carácter contrario” es de mucha menor entidad), aunque tendrán que ser los motivos tipo medioambientales, de seguridad laboral, de mejora de condiciones de trabajo, etc, los que decidan en esta situación si se produce la puesta en marcha del proyecto de planta fotovoltaica. En la parte final del proyecto, junto con el análisis económico definitivo, se recogerán las oportunidades y amenazas que rodean al proyecto aquí recogido.

PARTE III.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PROYECTADA



ANEXO VIII

DOCUMENTO DE SÍNTESIS ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El proyecto de autoconsumo pretende hacer frente a las subidas de las tarifas eléctricas en los últimos tiempos (con modelo tendencial claramente alcista), con el fin de aumentar la competitividad de los productos y la independencia horaria de los trabajos llevados a cabo en las instalaciones, frente a la tradicional búsqueda de operar en el denominado "P6" correspondiente a las franjas horarias más económicas de las tarifas con discriminación horaria (potencia >450kW).

El parque solar se ubicaría en Peña Roja (Abanilla), a unos 293 m.s.n.m., dentro de los terrenos en explotación por parte del grupo empresarial Eiffage S.A., en el intento por parte de la empresa de desarrollar alternativas de abastecimiento energético más respetuosas con el medio ambiente y la reducción de costes de sus productos. La distancia del complejo respecto a las instalaciones sería de unos 300 metros, más o menos equidistante respecto de la planta de machaqueo y de aglomerado que constituirían los centros de consumo. De salir la propuesta adelante, la independencia horaria se traduciría en la posibilidad de operar todos los meses del año y sin horarios nocturnos, como ocurría anteriormente, ya que con la tarifa de seis periodos existen meses en los que solo de 00:00-08:00 se puede operar en el periodo más económico en cuanto al consumo de electricidad. El supuesto ahorro en cuanto al coste de la energía consumida, unido a la eliminación de las extras por nocturnidad a los trabajadores y las mejoras de las condiciones de trabajo de estos, hacen muy interesante este tipo de estudios con energías renovables.

Ubicado el parque energético dentro de la concesión otorgada para la extracción de mineral calizo, se beneficiaría este proyecto de la actividad industrial desarrollada para agilizar la tramitación del EIA, pese a que se encuadra dentro de *Lugar de Importancia Comunitaria* (LIC), de la *Red Natura 2000*.

La elección de que el estudio sea con energía solar y no con otro tipo de energía renovable se debe en primera instancia a la disponibilidad de datos existentes y sobre todo por a razones de sencillez y viabilidad. Inicialmente, y en caso de estar en posesión de un estudio completo de los vientos predominantes en la zona, la energía eólica se presta como la más competitiva y rentable si las condiciones son favorables, aunque también con un grado de complejidad en su aplicación mayor. Con la energía solar, más fácil de instalar y de mantener, se es capaz de obtener datos de gran fiabilidad gracias a las herramientas de nivel europeo como el PVgis y por lo tanto de realizar estudios competentes al respecto.

En el estudio energético de la planta fotovoltaica, llevado a cabo en consonancia con las necesidades reales de las instalaciones (planta de machaqueo y planta de aglomerado), se ha dimensionado de tal manera que trate de cubrir la mayor parte posible de la demanda, pero sin caer en sobreproducciones, en un estudio llevado a cabo desde Septiembre de 2012 hasta Agosto de 2013. En el proceso, ha sido necesario extraer las curvas diarias de radiación solar diaria y cruzarlas

con las curvas de consumo medias representativas de cada mes.

Una vez llevado a cabo estos cálculos, la máxima prioridad pasa a ser la integración de estas nuevas instalaciones dentro del sistema productivo con el menor impacto posible para el medio circundante, con la premisa de que su puesta en marcha conlleva una reducción de emisiones atmosféricas, es decir, un abastecimiento por una energía limpia y renovable.

Por lo tanto, el objetivo no es otro que el de dar cumplimiento a la legislación ambiental y minera existente en la materia, analizando la viabilidad económica y ecológica presente y futura, así como evaluar los impactos estimados, las medidas de seguridad a adoptar y los costes de dichas operaciones.

El hecho de tratar de obtener un autoabastecimiento energético mediante el uso de energías renovables adquiere especial importancia por el lugar descrito en el que se ubica (LIC). Que mejor conjunción de la actividad humana con el medio, que desarrollar actividades industriales con formas de obtención de energía respetuosas con el medio ambiente, entrando en sinergia con el LIC circundante y constituyendo finalmente un modelo de desarrollo sostenible claro y evidente.

El estudio se ha desarrollado en once capítulos, entre los que se incluye el actual, y en los que se ambienta el proyecto energético a desarrollar, se evalúan las alternativas posibles, se estudia el entorno, la flora y fauna, así como los impactos de las actividades a realizar que conllevarían. Además, se describen las medidas a adoptar para paliarlos, junto con una estimación económica de lo que le costaría acometerlas al promotor. Entre medias, se encuentra un breve estudio del paisaje circundante, destacando el amplio aporte gráfico que se incluye en cuanto a la flora y fauna.

A modo de síntesis, se puede indicar a tenor de los resultados obtenidos en los diferentes estudios realizados, que todos los posibles impactos considerados de nuestra acción adquieren el calificativo de compatibles, según el modelo de análisis desarrollado. Los impactos tenidos en consideración han sido por Contaminación atmosférica por polvo, Contaminación por ruido, Destrucción de flora por cantera, Afección a la fauna, Afección al paisaje, Eliminación de suelo y Suelo, no produciendo afecciones que desaconsejen el desarrollo de la actividad.

Por otro lado, la riqueza del entorno en cuanto a flora y fauna, justifica su calificación de LIC y la necesidad de llevar a cabo un estudio de paisaje, ya que constituye un paraje de típico mediterráneo, adaptado al relieve y características de la zona. La única especie con especial protección, por su categoría de especie protegida por la Comunidad Autónoma de Murcia (Boletín Oficial de la Región de Murcia nº74 Viernes, 30 de Marzo de 1990) es la *Pistacia lentiscus*, siendo tenido en cuenta este déficit de población a la hora de realizar la pertinente restauración (incluyendo a la especie protegida como parte de la misma).

Como último apartado técnico, encontramos el plan de restauración considerado en el cual queda establecido tanto las especies consideradas para su consecución, como seguimiento y control a tener en cuenta y el tratamiento del terreno con el cual adecuar sus características para obtener la mayor eficacia y rapidez en la consolidación de las plantaciones. Es de destacar la cuantía total calculada para restauración que asciende a diez mil setenta y dos con treinta y ocho euros (10.072,38 €), obtenida del cálculo detallado de todos los componentes que integran el proceso, constituyendo una suma totalmente aceptable y de mínimo impacto en la amortización de las instalación energética.

No hay que olvidar que como se adelanta en la introducción al estudio presente, este no tendría porque haber sido desarrollado obligatoriamente en caso de aprobarse el proyecto, debido a que reúne los requisitos para no tener que someterse al estudio. No obstante, en la sociedad actual en la que la búsqueda de todas las garantías necesarias para evitar cualquier tipo de perjuicio al medio circundante es de obligado cumplimiento ético, el no escatimar en esfuerzos para este tipo de estudios, así como hacerlos públicos para la mentalización social en general, ha de llevarse a cabo de la manera más exhaustiva posible.

A la finalización del EIA, las conclusiones a las que se llegan es de la absoluta viabilidad del proyecto desde el punto de vista medio ambiental (no tanto en lo económico) basándonos en las hipótesis adoptadas, por lo que se recomienda que se tenga presente el estudio de presupuesto a la empresa propietaria de los terrenos e instalaciones, así como sobre su puesta en marcha a medio/corto plazo. De este modo, la empresa podría publicitar tal acción, vendiendo una imagen de marca a la sociedad de empresa comprometida socialmente, otorgándole un valor añadido a sus productos con una publicidad inmejorable.

Y con esto se da por finalizado el Estudio de Impacto Ambiental presente, en el que el suscriptor espera que el lector disfrute, aprenda y adquiera conciencia de la importancia de este tipo de estudios, ya que sin ellos difícilmente podría llevarse a cabo con las seguridades necesarias ese concepto tan necesario a día de hoy como es el del *Desarrollo Sostenible*.

CONCLUSIONES, OPORTUNIDADES Y AMENAZAS



Una vez presentados los escenarios posibles así como el EIA (Estudio de Impacto Ambiental), es el momento de sacar conclusiones sobre la idoneidad de la puesta en marcha del proyecto.

El redactor del mismo, dejando de lado la indudable empatía que se produce en su desarrollo, tiene que reconocer que actualmente la situación se plantea claramente desfavorable desde el punto de vista económico. Además, la incertidumbre que envuelve el sector, con múltiples cambios legislativos de carácter retroactivo, crean un clima de inseguridad que desaconsejan invertir en el mismo, más aún si el proyecto no se sostiene inicialmente por sí mismo (por resultados económicos). Estos datos arrojados, podrían mejorar con la consideración del ahorro del pago de nocturnidades a los trabajadores, al operar en horario diurno (en consonancia con la generación de la planta fotovoltaica). Fuera de lo estrictamente económico, el horario diurno llevaría consigo una mejora en las condiciones laborales y de seguridad.

Por otro lado, habría que considerar que la puesta en marcha del proyecto siempre tendría un efecto de revalorizar la imagen de marca de la empresa, al igual que la percepción social de la misma. El adoptar este tipo de políticas respetuosas con el medio ambiente, le permitiría a la optar con mayores garantías a grandes obras, donde lo importante no es solo el factor económico. Citando una parte del texto del Documento de Síntesis del EIA, la empresa en cuestión *“vendería una imagen de marca a la sociedad de empresa comprometida socialmente, otorgándole un valor añadido a sus productos con una publicidad inmejorable”*.

También no es menos cierto que todo apunta a que probablemente nos encontremos en un escenario más favorable para su puesta en marcha a medio plazo, ya que en consonancia con las políticas energéticas europeas, se espera que en los años venideros baje el precio del kWp instalado y sobre todo entre en escena el “balance neto”. Este balance neto, posibilita verter a la red los excedentes de producción, para después tomar del sistema esta energía cuando se requiera y la planta no los pueda generar. Ello conllevaría operar en total independencia horaria y distribuir la energía generada a lo largo del horario laboral al gusto del generador, además de no necesitar sistemas de almacenamiento ya que el mismo es el propio sistema eléctrico. Se podría entonces mejorar el ajuste del dimensionado de las instalaciones.

Otro factor a tener en cuenta es que la tecnología fotovoltaica posee una gran fiabilidad y duración, estando garantizado su rendimiento por el fabricante durante los primeros 20 años. Pero aún a día de hoy, existen múltiples ejemplos de instalaciones que sobrepasan largamente este periodo y siguen operando con unos rendimientos más que aceptables, por lo que si el estudio de rentabilidad tuviera este hecho en consideración mejorarían los resultados obtenidos.

Además, la tendencia en los últimos años en el precio del coste del kWh adquirido a través de la red eléctrica es claramente alcista, exceptuando en el cambio producido por la última ITC. Se espera que esta tendencia continúe sin visos de cambio a día de hoy, y en ningún caso se prevé una bajada importante respecto a los valores actuales.

Finalmente hay que destacar que en los dos escenarios presentados, solo en el Escenario 2º se podría considerar actualmente la puesta en marcha del proyecto, aunque asumiendo un riesgo en cuanto al campo económico que debería de ser compensado por los beneficios aquí expuestos. La imagen de marca y el ligar al nombre de la empresa la idea de compromiso con el medio ambiente, no son factores que se deban de descartar a la ligera, además a que sería evidente la repercusión mediática (y por lo tanto la publicidad) favorable que tendría el llevar a cabo un proyecto de estas características.

Volviendo a lo económico, en la Parte II del proyecto se realizaron los estudios económicos pertinentes para evaluar su viabilidad así como el periodo de amortización, aunque se destacaba que el "Margen Neto" utilizado no era el final, ya que estaba a expensas de incluirse en él los gastos de restauración, calculados en el EIA posterior. Aunque el impacto de este coste es mínimo, la importancia de reflejarlo reside en la concienciación de que en todo proyecto se tienen que evaluar y estudiar los posibles impactos negativos que conlleven, y destinar desde el inicio una partida económica para paliarlos. Sin el EIA desarrollado, difícilmente podría ser considerado como completo por parte de la administración, ya que aunque por las características del mismo no es obligatoria su redacción, el hecho de estar colindante con una zona de especial protección (LIC) casi fuerza a incluirlo inicialmente.

Por lo tanto, es ahora cuando se muestran los resultados económicos finales del proyecto, donde se recoge el citado gasto de restauración (adaptado a la evolución de los precios considerada) y diferenciando como se ha venido haciendo los dos posibles escenarios estudiados (*Figura 65 y Figura 66*):

- Escenario 1º, con pago de peajes de respaldo:

Inversión	-1.144.000 €			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Coste de mantenimiento	-8.580 €	-8.837 €	-9.103 €	-9.376 €
Margen Neto	43.022€	44.765€	46.569€	48.436€
Margen Bruto	51.602€	53.602€	55.671€	57.811€
Amortización simple	-1.100.978 €	-1.056.214 €	-1.009.645 €	-961.209 €
Coste de restauración	-10.072 €	Coste restauración actualizado de 20 años	-17.662 €	
	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
	-9.657 €	-9.947 €	-10.245 €	-10.552 €
	50.368€	52.368€	54.438€	56.579€
	-910.841 €	-858.473 €	-804.035 €	-747.456 €
	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
	-11.195 €	-11.531 €	-11.877 €	-12.233 €
	61.087€	63.459€	65.912€	68.450€
	-627.574 €	-564.115 €	-498.203 €	-429.753 €
	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
	-12.978 €	-13.367 €	-13.768 €	-14.181 €
	73.790€	76.598€	79.502€	82.504€
	-284.888 €	-208.290 €	-128.789 €	-46.284 €
	Año 20			
	-15.045 €			
	71.158€			
	110.484 €			

Van	-242.084 €
Tir	0,80%

Figura 65.- Resumen análisis económico final del proyecto en el Escenario 1º (con pago de peajes de respaldo).

Tomando como referencia el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR), este valor disminuye con la inclusión del gasto en restauración un 0,12%, de tal forma que aunque su impacto no sea de gran importancia, empeoran aún más los datos arrojados.

- Escenario 2º, sin pago de peajes de respaldo:

Inversión	-1.144.000 €				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	
Coste de mantenimiento	-8.580 €	-8.837 €	-9.103 €	-9.376 €	
Margen "Neto"	63.331€	65.473€	67.685€	69.969€	
Margen Bruto	71.911€	74.311€	76.788€	79.344€	
Amortización simple	-1.080.669 €	-1.015.196 €	-947.511 €	-877.542 €	
Coste de restauración	-10.072 €	Coste restauración actualizado de 20 años	-17.662 €		
	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
	-9.657 €	-9.947 €	-10.245 €	-10.552 €	-10.869 €
	72.325€	74.758€	77.268€	79.860€	82.534€
	-805.217 €	-730.459 €	-653.190 €	-573.331 €	-490.797 €
	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
	-11.195 €	-11.531 €	-11.877 €	-12.233 €	-12.600 €
	85.294€	88.143€	91.082€	94.116€	97.246€
	-405.503 €	-317.360 €	-226.278 €	-132.162 €	-34.916 €
	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
	-12.978 €	-13.367 €	-13.768 €	-14.181 €	-14.607 €
	100.477€	103.810€	107.250€	110.800€	114.462€
	65.561 €	169.371 €	276.622 €	387.422 €	501.884 €
Año 20					
	-15.045 €				
	100.580€				
	602.464 €				

Van	116.955 €
Tir	3,97%

Figura 66.- Resumen análisis económico final del proyecto en el Escenario 2º (sin pago de peajes de respaldo).

En este segundo escenario, la disminución del valor de la TIR es “solo” del 0,7%, permitiendo al proyecto seguir siendo rentable, pero con tan solo un margen del 0,97% de este indicador económico de rentabilidad. Por lo tanto, todo lo expuesto anteriormente sobre que deberán de ser otros factores a los meramente económicos los que justifiquen el proyecto se mantienen, con la seguridad de haber considerado todos los costes que pudieran ocurrir en circunstancias normales. De tal modo, es presumible que cualquier otro parámetro no incluido (como el ahorro de nocturnidades) influirá en sentido positivo, aumentando la rentabilidad del proyecto.

A modo de conclusión final, se incide en la recomendación del estudio de implantación de este tipo de proyectos respetuosos con el medio ambiente, a pesar de que según lo expuesto, **solamente en el escenario 2º (sin pago de peajes de respaldo) se tiene cierto margen de rentabilidad con el que poder contemplar la puesta en marcha del proyecto.**

Con esta última reflexión, se da por concluido el Proyecto Fin de Grado con nombre *Estudio de dimensionado, análisis económico y estudio de impacto ambiental en el proyecto de planta fotovoltaica de la concesión directa Los Tres Santos I*, incidiendo en que aunque los resultados obtenidos son un tanto desalentadores, se puede y debe de extraer en su lectura multitud de conclusiones favorables a este tipo de proyectos. Como se dijo en la parte final del EIA, el desarrollo profesional del ingeniero actual tiene que orientarse al concepto de *Desarrollo Sostenible*, tratando de contribuir en la medida de lo posible en el avance y mejora de la sociedad.

Muchas gracias.

BIBLIOGRAFÍA. Páginas web consultadas.

- www.carm.es (Sitio web oficial de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia)
- www.iderm.es (Infraestructura de datos espaciales de la Región de Murcia)
- www.sitmurcia.es (Sistema de Información Territorial de la Región de Murcia)
- www.madrid.org (Web oficial del gobierno autonómico con información sobre economía, educación, servicios sociales)
- www.noticias.juridicas.com (Portal de noticias sobre el derecho con repertorio de legislación)
- www.boe.es (Boletín Oficial del Estado)
- www.wikipedia.com (Enciclopedia interactiva)
- www.abanilla.es (Web oficial del municipio de Abanilla)
- www.murcianatural.carm.es (Dirección general de medio ambiente)
- www.PVCDROM.com (Portal educativo sobre energía solar fotovoltaica)
- www.PVGIS.com (“Online free solar photovoltaic energy calculator”)
- <http://www.minetur.gob.es> (Página principal del Ministerio de Industria, Energía y Turismo)
- <http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.cz/> (Blog sobre energía solar fotovoltaica)
- <http://www.arcgis.com/> (Sistemas de Información Geográfica)
- <http://www.tutiempo.net/calendario-solar/> (Calendario horas solares)
- <http://www.fomento.gob.es/salidapuestasol/2011/Murcia-2011.txt> (Horarios solares)
- http://web.ing.puc.cl/~power/alumno12/costosernc/C_Foto.html (Página web sobre la energía solar fotovoltaica)
- <http://www.idae.es/> (Compendio de legislación europea y española, ayudas y subvenciones a

proyectos)

Otros

- LIC ES6200027 Sierra de Abanilla. Documentación: Localización y delimitación. Medio Físico. Descripción e Interpretación de la Biodiversidad. Descripción Socioeconómica. Procesos ecológicos. Descripción e Interpretación del Paisaje. Fuentes de documentación y bibliografía.
- Diferentes y muy variados ejemplos de estudios de impactos ambientales “reales” encontrados por la red.
- Fotografías introductorias a cada una de las partes del proyecto pertenecientes a las prácticas de empresa en la cantera de áridos del grupo Eiffage S.L. de Almansa y Abanilla.

FIRMA

Este documento ha sido elaborado y desarrollado por el que suscribe a continuación, asegurando la veracidad de todos los datos considerados y los cálculos realizados mediante la firma del proyecto.

Murcia a 21 de Julio de 2014:

A handwritten signature in black ink on a light blue background. The signature is stylized and appears to read 'ALBERTO'.

Fdo. Alberto Manuel López Martínez
Graduado en Ingeniería de Recursos Minerales y
Energía.