



Universidad de Valladolid

ESCUELA DE CIENCIAS EMPRESARIALES Y DEL TRABAJO DE
SORIA

Grado en Administración y Dirección de Empresas

TRABAJO FIN DE GRADO

**EFEECTO DE LOS CAMBIOS NORMATIVOS EN
LA VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR:
ESTUDIO DEL CASO**

Presentado por: Luis Miguel Fernández Moreno

Tutelado por: Pablo de Frutos Madrazo

Soria, 25 de agosto de 2014

Contenido

Introducción	1
Objeto	1
Objetivo	5
1.- Evolución de las energías renovables.....	8
2.- Análisis Situación Inicial.....	20
2.1 Proyecto Técnico	20
2.1.1 Memoria.....	20
2.1.1.1 Objeto	20
2.1.1.2 Antecedentes.....	23
2.1.1.2.1 Solicitud de Punto de Conexión para una Instalación Fotovoltaica y concesión del mismo.....	23
2.1.1.2.2 Código de registro en el Régimen Especial.....	24
2.1.1.2.3 Resolución Servicio de Urbanismo Ayuntamiento de Soria	25
2.1.1.3 Condiciones Técnicas de la Instalación.....	26
2.1.2 Presupuesto	26
2.2.- Primer Estudio De Viabilidad De La Inversión	28
2.2.1.- Ventajas e inconvenientes de la inversión.....	28
2.2.2.- Previsión de gastos	29
2.2.3.- Previsión de ingresos.....	33
2.2.4.- Cuenta previsional de resultados	34
2.2.5.- Previsión de Tesorería	37
3.- Análisis Situación año 2012	40
3.1.- Ventajas e inconvenientes de la inversión.....	40
3.2.- Previsión de gastos	41
3.3.- Previsión de ingresos.....	42
3.4.- Cuenta previsional de resultados	43
3.5.- Previsión de Tesorería	45
4.- Situación actual	47
4.1.- Ventajas e inconvenientes de la inversión.....	49

4.2.- Plan de Viabilidad	50
5.- Conclusiones	56
Bibliografía	60
ANEXOS	63
ANEXO 1.- Solicitud punto conexión.....	64
ANEXO 2.- Concesión autorización conexión.....	66
ANEXO 3.- Resolución Dirección Gral. Energía y Minas.....	70
ANEXO 4.- Requerimiento presentación aval	73
ANEXO 5.- Autorización Ayuntamiento de Soria	75
ANEXO 6.- Memoria técnica del caso	77

Introducción

Objeto

El objeto de este trabajo es valorar las consecuencias económicas que han supuesto los diferentes cambios normativos en una inversión que se plantea hacer en el año 2005, consistente en una instalación fotovoltaica, concretamente un llamado huerto solar, acogida al Régimen Especial, Real Decreto 436/2004 de 12 de Septiembre y que debería entrar en funcionamiento en el ejercicio 2006, aunque se verá a lo largo del trabajo que, por diferentes motivos, no se pone en marcha hasta el 2008.

Dicha instalación fotovoltaica, en principio, estaba acogida al citado Régimen Especial porque se podía optar por vender la producción total o los excedentes de la energía eléctrica generada al distribuidor, que estaba obligado a su compra, percibiendo a cambio una retribución en forma de tarifa regulada por el Gobierno Central, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) de cada año, o bien venderlo directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral con el distribuidor, percibiendo, en este caso, el precio negociado libremente en el mercado más un incentivo por participar en el mismo, así como una prima, si la instalación tuviera derecho a ella.

Se estableció que, tanto las revisiones de las tarifas, como las primas e incentivos, se realizarían cada cuatro años a partir del ejercicio 2006 y que sólo afectaría a las nuevas instalaciones.

Todo lo que se oía y se iba desarrollando normativamente, refrendaba la idea de que el Gobierno de España había apostado definitivamente por la producción de energía verde, apoyando a otros productos como la biomasa, para cumplir los objetivos de reducción de emisiones del Protocolo de Kioto.

Tanto es así que, en el Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo, se aprueba el Código Técnico de la Edificación, por el que se obliga a la instalación de paneles solares térmicos en todas aquellas edificaciones donde haya consumo de agua caliente sanitaria, así como la instalación de paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones del sector terciario, afectando a todas las nuevas edificaciones y a aquéllas que se rehabiliten.

Incluso en el Real Decreto-ley 7/2006 de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, destaca el hecho de que se elimina la necesidad de que exista autoconsumo eléctrico de las plantas que usan la cogeneración, primando no sólo los excedentes, sino toda la electricidad cogenerada y estableciendo que todas las plantas, no sólo las menores de diez MW¹, fuesen retribuidas con una prima complementaria por encima del precio de mercado durante diez años desde su puesta en marcha.

Daba la sensación de que la inversión estaba en el camino correcto; hasta los pequeños ahorradores se estaban animando a participar en el sector, motivados incluso por publicidades del Ministerio de Industria, el cual facilitaba líneas de crédito oficiales con un primer año de carencia a fin de ir desarrollando la instalación; se hablaba de rentabilidades en torno al quince por ciento anual, lo que motivó que un elevado número de inversores particulares optaran por este tipo de inversión, tal y como se puede observar en multitud de casos analizados en prensa nacional; aportando sus ahorros para la inversión inicial a fin de obtener beneficios futuros con los que complementar una futura pensión, pagar los estudios de los hijos, etc.

También según www.laopiniondemalaga.com, “poner huertos solares donde en vez de lechugas ‘crezcan’ placas fotovoltaicas que generen electricidad, puede convertirse en un negocio de mucho futuro que otorgue dividendos de más de 84.000 euros al año a sus propietarios.”

En www.terra.es también podíamos leer en el ejercicio 2006, “Industria recibe casi 400 solicitudes para instalar 'huertos solares' en 57 pueblos de la provincia de Albacete. Toda una avalancha. En solo un año, las peticiones para instalar 'huertos solares' y producir energía eléctrica en la provincia de Albacete se han multiplicado por 20. Tanto es así, que a la Delegación de Industria y Tecnología ya han llegado cerca de 400 proyectos, que de hacerse realidad tendrían capacidad para producir 800 megavatios de electricidad a la hora (800.000 kilovatios²)”

Asimismo, se apunta en www.laeconomia.com que “Murcia es un sol. La Región genera 854 kilovatios de energía por hora mediante placas solares,

¹ Megavatio (MW), según el diccionario de la Real Academia Española (RAE), equivale a mil kilovatios y por tanto a un millón de vatios. El vatio es la unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades que equivale a un julio por segundo, según el diccionario de la RAE.

² Un kilovatio es la unidad de potencia equivalente a mil vatios, según el diccionario de la RAE.

equivalentes a 216 toneladas de petróleo” y “España es el primer país en la fabricación de módulos fotovoltaicos, aunque exporta más del 80 por ciento de su producción. Alemania e Italia van a la cabeza en instalación. España se sitúa en tercer lugar, aunque pretende ganar cuota de mercado en los próximos años. Actualmente hay instalados en Murcia 20.000 metros cuadrados de placas solares térmicas, y el objetivo es alcanzar los 135.000 metros en 2010, según los objetivos del Plan de Energías Renovables regional. No existen todavía instalaciones termo solares (de alta temperatura), pero hay en estudio proyectos que alcanzan los cien megavatios hora³.⁴

Una vez puesta en marcha la inversión, se ve la necesidad de que cada inversor no debía sobrepasar los 100 KW. o 110 Kwp⁵ ya que, según se establecía en el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo de 2007, la bonificación de la prima era 0,440381 €/kwh con una evolución de IPC menos un cuarto de punto porcentual hasta 2012 e IPC menos medio punto porcentual hasta los veinticinco años de la puesta en marcha para dichas instalaciones; en caso contrario, la prima bajaba sensiblemente por lo que, en determinadas instalaciones, surgieron diferentes sociedades mercantiles que “adquirían” una instalación de uno de los socios a fin de rentabilizar la misma.

Sin darnos cuenta, éste último Real Decreto supuso un primer recorte por parte del Gobierno, ya que limitaba a veinticinco el número de ejercicios durante los cuales se garantizaban las primas cuando, hasta la fecha, era por toda la vida útil de la instalación, dato que tampoco se conocía con exactitud porque, hasta entonces, no había habido ninguna inversión con esa duración que permitiera evaluar su producción; de hecho, a la hora de hacer los cálculos, siempre se ha estimado como veinticinco los años de vida útil, pero

³ El Megavatio hora (MWh), según el diccionario de la RAE equivale a mil kilovatios hora (KWh) y por tanto a un millón de vatios hora (Wh), que éste último sería la unidad de trabajo o energía equivalente a la energía producida o consumida por una potencia de un vatio durante una hora. El Megavatio hora se utiliza para medir el consumo de grandes industrias o conglomerados urbanos y para dar a conocer el índice de producción de una central eléctrica, aunque para estos casos también se utiliza el megavatio-año, unidad con que se mide la energía suministrada por una central eléctrica durante un año

⁴ Todos estos artículos más desarrollados se pueden ver en CÁMARA OFICIAL DE COMERCIO E INDUSTRIA DE ZARAGOZA (2006).

⁵ El Kilovatio pico (kwp) según el diccionario de la RAE, hace referencia a la cantidad de potencia instalada, que siempre es superior a la potencia que cada inversor es capaz de convertir, a fin de cubrir al cien por cien la capacidad del inversor la máxima cantidad de tiempo que resulte económicamente viable. Por otro lado conviene instalar la potencia pico ajustada a fin de no incrementar el coste innecesariamente, buscando la mejor relación kwp/precio, a fin de evitar sobrecostes innecesarios. El inversor se utiliza para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicas en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas.

con la normativa anterior se podían sustituir los paneles y seguir cobrando las primas.

Posteriormente, el sector se vio de nuevo afectado por otras regulaciones, y nunca en sentido favorable; así, se produjo una limitación horaria a las plantas existentes (Real Decreto 1614/2010 de 7 de diciembre de 2010 y Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de diciembre de 2010, se estableció un impuesto del siete por ciento sobre la generación de la electricidad (Ley 15/2012 de 27 de diciembre de 2012 y una moratoria (Real Decreto-ley 1/2012 de 27 de enero de 2012 que provocó la congelación de la actualización del IPC.

Toda la batería legislativa anterior supuso un mordisco importante en los beneficios inicialmente calculados, bajando un cuarenta por ciento la perspectiva de los mismos; aunque, posiblemente, debía reconocerse que las rentabilidades previstas en un principio tampoco eran razonables, puesto que se producían como consecuencia de las primas extraordinarias aportadas por el Gobierno, interesado en la implantación de este tipo de producción de energía que permitiera cumplir los objetivos de Kioto y evitara las sanciones que el Estado se vería obligado a pagar en caso de incumplimiento de dichos acuerdos.

Sin embargo, la modificación más importante para las renovables y, por tanto, para la producción de energía fotovoltaica, estaba pendiente de llegar; ésta se produjo a través del Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio, por el que las obliga a recibir la tarifa regulada, sacándolas del mercado y sin actualización según el IPC, sino según un indicador específicamente creado a tal efecto.

Esto último, ha supuesto entrar en una situación en la que los inversores no tienen un parámetro sobre el que basarse para calcular las posibles rentabilidades ya que, según el decreto anteriormente citado, la retribución pasará a ser razonable y, en función de los parámetros, supondrá un ingreso del siete y medio por ciento antes de impuestos.

El porqué de esta regulación última ha sido justificado por la necesidad de reducir el llamado “déficit de tarifa”, es decir, la diferencia entre lo que cuesta producir y distribuir la electricidad y lo que realmente pagamos e ingresa el sistema eléctrico; ahora bien, la situación sobrevenida a los inversores es tal, que incluso en determinados medios se ha planteado la posibilidad de que el SAREB se quede con esos activos (TOLEDO y

HERRANZ, 2013), teniendo pendientes de encontrar las oportunas fórmulas jurídicas que permitan liberar los avales que pusieron en su día los inversores.

No obstante, además de las repercusiones económicas que se van a analizar profundamente en este estudio, debería reflexionarse sobre la inseguridad jurídica y de inversión que genera el continuo cambio normativo, máxime cuando se hace incluso con efectos retroactivos, al modificar criterios retributivos establecidos para periodos largos, -veinticinco años- de manera que, lo que se dio por bueno en el 2007, seis años más tarde no tiene validez alguna.

Es cuando menos llamativo que, con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio que entraba en vigor al día siguiente de su publicación, lo único que se recogía claramente era la derogación de toda la legislación anterior que regulaba las retribuciones y primas a las instalaciones solares, dejando para más adelante, a través del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico -una vez supere el trámite parlamentario- el establecimiento de los precios que se pagarán de manera definitiva; transitoriamente, se ha implantado un sistema de retribución a cuenta que se mantendrá hasta la entrada en vigor de la nueva Ley, momento en el que se procederá a regularizar la diferencia entre el importe ya facturado y el que realmente corresponda según los precios que se establezcan.

Objetivo

A la vista de todos los cambios normativos anteriormente citados, nos planteamos estudiar el caso de una instalación fotovoltaica concreta, que se pretendía ubicar en Soria capital, junto al Polígono Industrial de la ciudad.

La idea es partir de una situación inicial y ver cómo le han afectado a la viabilidad y a la rentabilidad de la inversión todos los cambios normativos, para, posteriormente, sacar las oportunas conclusiones.

En primer lugar, se analizará la evolución de las energías alternativas de una manera muy somera, observando la importancia que en un plazo de diez años ha ido adquiriendo.

Después se entrará en el análisis de la situación inicial, comenzando con la memoria técnica del caso, en el que se va a comenzar por ver el objeto de la inversión, con unos mínimos antecedentes para, a continuación, pasar a

revisar toda la documentación y permisos que se solicitan y se obtienen, los cuales se aportan como Anexos, comenzando por la petición de punto de conexión, el código registro en el Régimen Especial y la Resolución del Servicio de Urbanismo del Ayuntamiento de Soria, para terminar este apartado con las Condiciones Técnicas y el objetivo último del mismo que es deducir el presupuesto de la instalación, que será el dato base para los cálculos que posteriormente se realicen.

Es importante recordar que debemos hacer un esfuerzo mental inicial y posicionarnos en el ejercicio 2006 para la realización del estudio inicial de la viabilidad de la inversión, que será nuestro segundo apartado dentro del capítulo, para lo que se va a efectuar un análisis de ventajas e inconvenientes del proyecto, la primera previsión de gastos, de ingresos, una cuenta de resultados previsional así como una previsión de tesorería, tomando como base los datos existentes inicialmente en el momento de la puesta en marcha de la inversión; es un estudio económico básico que evaluaría la viabilidad o no del proyecto.

A pesar de que estamos hablando de que nos encontramos en el 2006, la previsión es la de realizar la inversión durante el ejercicio siguiente y que comience la producción energética y la consecución de ingresos económicos a lo largo del 2008.

Posteriormente, en el tercer capítulo, se procede a realizar un nuevo estudio de la viabilidad de la inversión, pero tomando como base la situación existente, normativamente hablando y, con la repercusión económica correspondiente, en el año 2012, con el fin de poder hacer una comparativa para observar la repercusión de los cambios y la viabilidad de la inversión a dicha fecha, considerada como un momento intermedio en las modificaciones legislativas, y buscando ver si éstas han repercutido de manera importante en la rentabilidad.

Para tener datos y poder evaluar, se ha procedido a realizar un análisis de ventajas e inconvenientes del proyecto, una previsión de gastos, de ingresos, la cuenta de resultados previsional así como una previsión de tesorería.

Se decidió no hacer un estudio puntual del caso cada vez que se ha modificado la legislación con el fin de poder ver con más claridad la repercusión económica en la inversión, buscando un punto intermedio entre lo que había al principio y la situación actual.

Para concluir, en el capítulo cuarto analizaremos el momento en el que nos encontramos y el porqué no se pueden hacer los cálculos ciertos realizados en los otros escenarios, por lo que se decide incorporar una cuenta de resultados previsional con un porcentaje de reducción de los ingresos del veintidós por ciento a partir del año 2013, al considerar dicho porcentaje como la media de las reducciones establecidas en la propuesta de la Orden Ministerial que había en dicho ejercicio, con respecto al marco retributivo existente en el año 2012.

A pesar de que se haya regulado de nuevo en el año 2013, esta no fue desarrollada con la Orden Ministerial oportuna que permitiera conocer el importe a cobrar por la producción energética, y de nuevo se ha regulado en el 2014 con otra normativa, estando pendiente de desarrollo normativo por medio de la oportuna Orden Ministerial.

Y por último finalizaríamos el trabajo con un quinto capítulo de conclusiones y la oportuna bibliografía.

1.- Evolución de las energías renovables

Energía renovable es aquella que se obtiene de fuentes naturales inagotables, ya sea porque son capaces de regenerarse por medios naturales o por la inmensa cantidad de energía que contienen.

Las energías renovables se dividen en función de los recursos utilizados para la generación de energía en: geotérmica, eólica, hidráulica, solar y biomasa.

La energía solar, a su vez, puede clasificarse en tres grandes grupos: la fotovoltaica, que sería la que transforma la luz solar en energía eléctrica, la térmica, que aprovecharía la luz solar para producir calor y la termoeléctrica, que generaría electricidad por medio de una tecnología que usa la luz solar para calentar un fluido y producir vapor, que pasa por una turbina para generar la electricidad.

En nuestro caso, la solar fotovoltaica se consigue mediante una sencilla generación eléctrica, sin emisión de ningún gas contaminante. Es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol, convirtiendo directamente la energía solar en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico, utilizando para ellos las “células solares fotovoltaicas”⁶.

Todas las energías renovables han experimentado un crecimiento importante motivado por diferentes causas, en primer lugar estratégicas, para disminuir la dependencia de otros recursos energéticos y blindarse ante subidas de precios o agotamiento de dichos recursos de carácter no renovable.

Por otro lado, el Protocolo de Kioto (NACIONES UNIDAS, 1998), establece metas vinculantes que insta a reducir la producción de CO₂ a treinta y siete países industrializados y la Unión Europea, para lo que es obligado disminuir la combustión de materias fósiles, teniendo que pagar en caso contrario importantes penalizaciones económicas.

Hay que recordar que tanto la producción, como el transporte y el consumo de energía es fuente de emisiones atmosféricas; teniendo entre los

⁶ Célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores de silicio, cuando la luz del sol incide en la superficie de la célula, ésta genera una corriente eléctrica.

contaminantes principales de las fuentes de energías actuales al dióxido de carbono, los óxidos de azufre y nitrógeno, el monóxido de carbono, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos.

Así mismo también se producen vertidos que contaminan el agua y los suelos con las correspondientes consecuencias para la salud humana y los ecosistemas.

Y por último la producción y el consumo de energía también produce residuos sólidos, los cuales con de difícil y costoso tratamiento para evitar impactos ambientales significativos, presentando el mayor problema los residuos radioactivos.

También la Unión Europea publicó en su Libro Blanco de las Energías Renovables (COMISIÓN EUROPEA, 1997) un objetivo para el año 2010 en el que se hacía referencia a que el 22 % de la energía eléctrica producida fuera de origen renovable, elevando el Gobierno hasta el 29 % dicho objetivo en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010.

La Directiva para facilitar a los Estados miembros alcanzar el cumplimiento de sus objetivos, prevé una serie de mecanismos de flexibilidad, como la transferencias estadísticas, por lo que un Estado miembro puede, a efectos estadísticos, comprar a otro Estado producción renovable.

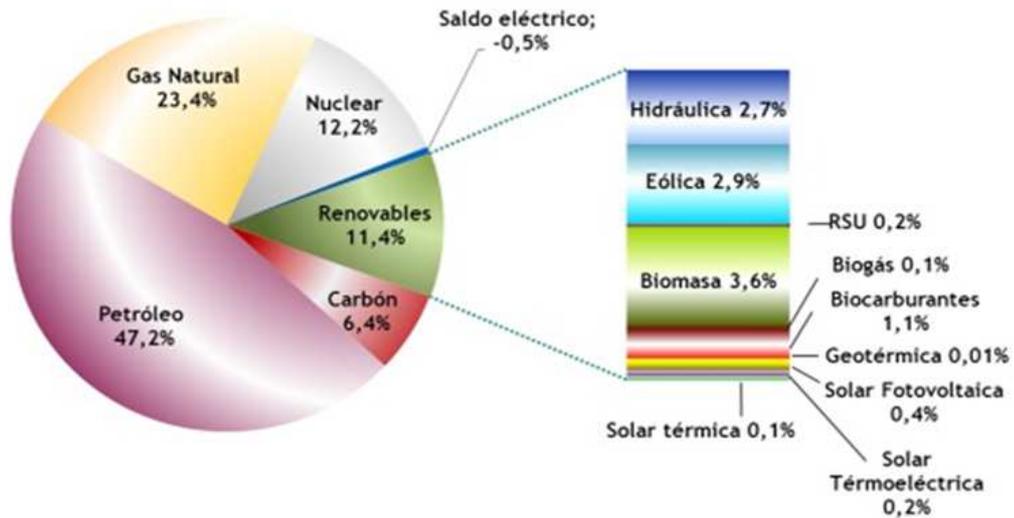
Por otro lado estarían los proyectos conjuntos, por medio de los cuales un Estado miembro puede apoyar a otro en proyectos concretos de nueva generación renovable, pudiendo encontrarse los proyectos fuera de la Unión Europea siempre y cuando el consumo de la energía se produzca en ella.

Y por último estarían los mecanismos de apoyo conjuntos, por los que se podrá establecer una tarifa regulada común o un mercado común de certificados para la electricidad de origen renovable.

Para finalizar evidentemente han tenido una repercusión sumamente importante las primas que se aprobaron en su día, que suponían que invertir en éste sector fuera inicialmente muy rentable.

En el año 2003 la situación de las energías renovables era testimonial, no suponiendo ni el 7 % de consumo de energía primaria anual tal como se puede observar a continuación en el gráfico adjunto, destacando la importancia que tenían el petróleo y el carbón a pesar de que el peso específico de éste último venía reduciéndose en los últimos años a favor del gas natural:

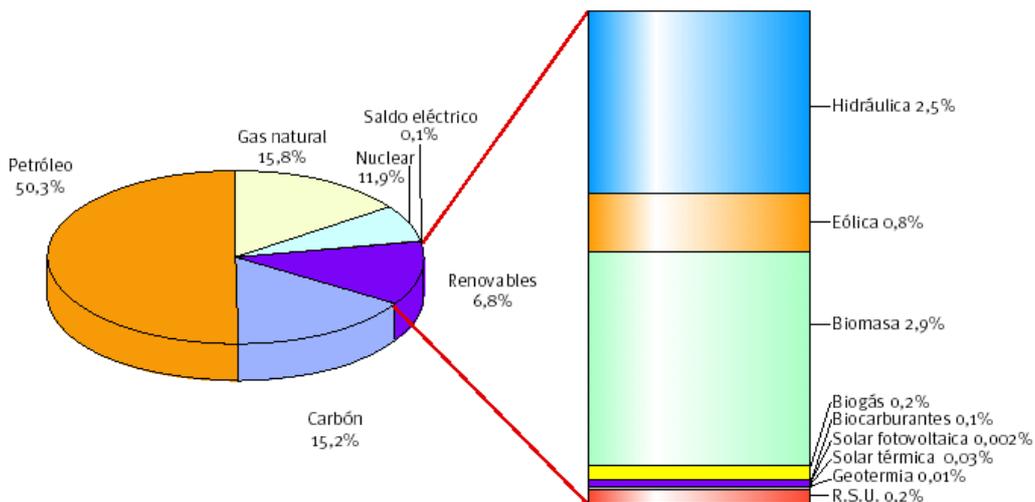
GRÁFICO 1 CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA 2003



FUENTE: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA (IDAE)

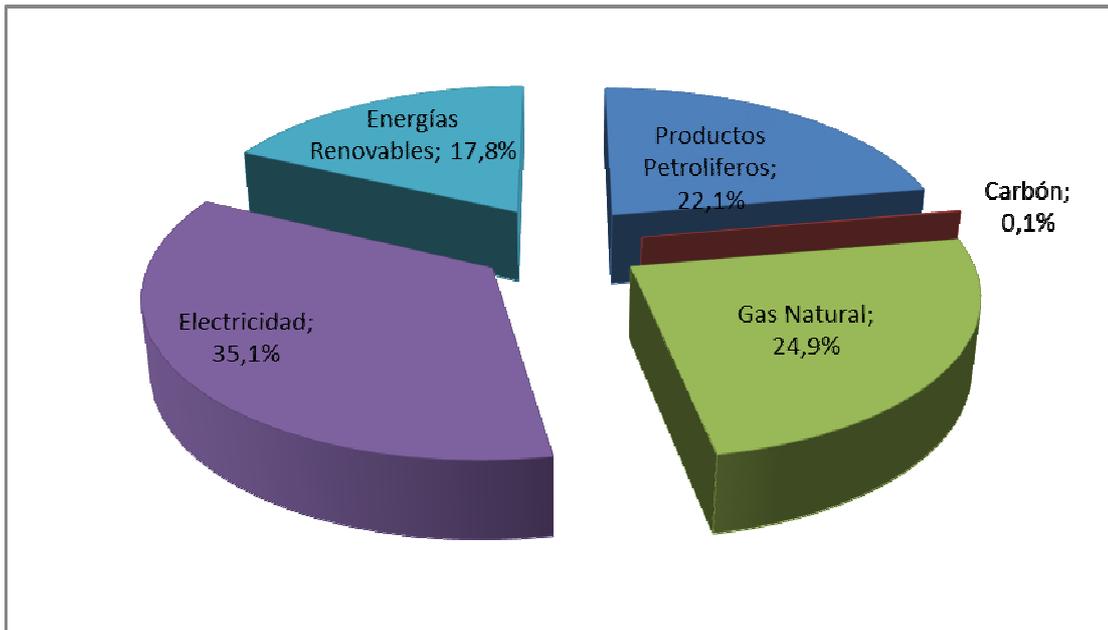
GRÁFICO 2 CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA 2010

FUENTE: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA (IDAE)



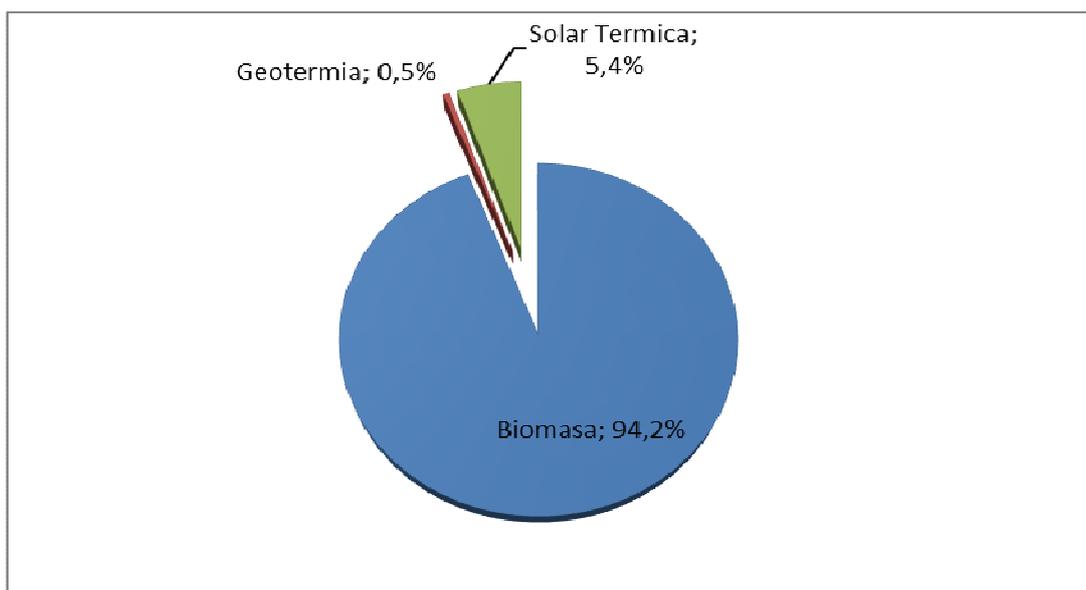
En el año 2010, el consumo de energía primaria se había incrementado en el apartado de renovables más de un 67 %, pudiéndose observar como el carbón había disminuido del 15,7 al 6,4 %, el gas natural había crecido y por el contrario había caído el petróleo más de diez puntos porcentuales permaneciendo prácticamente igual la energía nuclear.

GRÁFICO 3 ESTRUCTURA DEL CONSUMO SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS 2010



FUENTE: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA (IDAE)

GRÁFICO 4 DESGREGACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES DEL 2010 EN SUS DISTINTAS FUENTES



FUENTE: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA (IDAE)

Si observamos la tabla anexa se recogen los datos de la evolución de las instalaciones fotovoltaicas en España así como las primas dadas a dichas instalaciones por la producción de energía eléctrica.

TABLA 1 EVOLUCIÓN POTENCIA INSTALADA, ENERGÍA VENDIDA, NÚMERO DE INSTALACIONES, RETRIBUCIONES TOTALES Y PRIMAS RECIBIDAS

Año	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente (miles €)
2004	23	18	18	3.233	6.791	36,741	6.144
2005	47	41	41	5.328	16.402	39,909	13.990
2006	145	106	106	9.720	45.499	42,747	39.783
2007	692	495	495	19.967	214.601	43,382	193.837
2008	3.463	2.549	2.549	51.313	1.155.068	45,321	990.830
2009	3.628	6.203	6.203	52.099	2.868.132	46,236	2.634.074
2010	3.840	6.402	6.402	55.016	2.898.501	45,276	2.651.966
2011	4.250	7.417	5.859	57.991	2.666.116	35,944	2.282.485
2012	4.533	8.166	6.724	60.105	3.012.589	36,894	2.618.682

FUENTE: CNE 2012

Con un simple vistazo, observamos cómo se ha pasado de poco más de tres mil instalaciones del 2004 a las más de sesenta mil en ocho años, y cómo de una energía vendida de dieciocho se ha pasado a más de ocho mil.

No vamos a entrar en más detalle por ahora, pero el dato importante a tener en cuenta es el incremento del número de instalaciones y la capacidad para generar energía, porque las instalaciones se han multiplicado por veinte, pero la potencia lo ha hecho por doscientos y eso que desde el 2008 se ha ralentizado de forma importante, motivado por el cambio normativo.

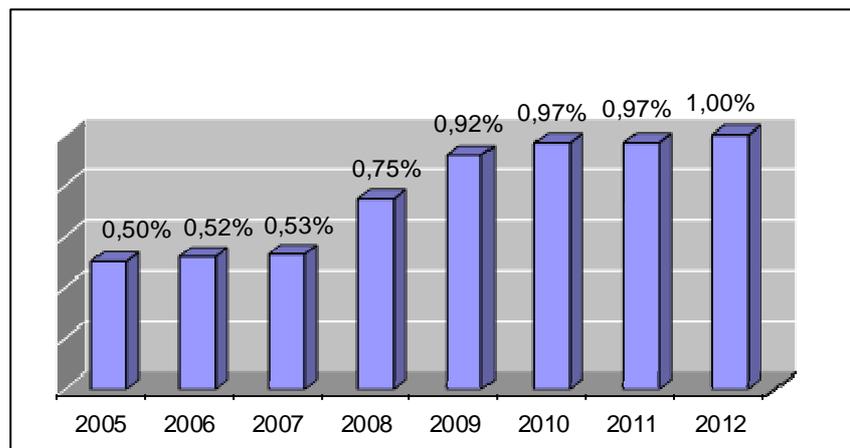
Esta paralización no hace sino refrendar la idea de que el cambio normativo ha supuesto una merma importante en los ingresos de las empresas con huertos solares, ya que, de hecho, del 2004 al 2006 el número de instalaciones se multiplicaba por dos prácticamente de un año a otro, pero en 2007 y 2008, el número se duplicó el primer año y el segundo se multiplicó más de dos veces y media.

Por el contrario, a partir de entonces se ha ido incrementando únicamente un 2 % escaso moderándose por tanto el crecimiento, siendo

claramente indicativo de la posible caída de rentabilidad de este tipo de inversiones.

En cuanto a la importancia que tiene el sector de las Energías Renovables en España, se puede ver en el gráfico adjunto, en el que se puede observar como ha evolucionado desde el 0.5 % que representaba en términos del PIB en el año 2005 al 1% en el 2012, como en ocho años se ha duplicado.

GRÁFICO 5 RELEVANCIA DEL SECTOR DE LAS ENERGIAS RENOVABLES EN TERMINOS DE PIB



FUENTE: ASOCIACIÓN DE ENERGIAS RENOVABLES 2012

En el gráfico también podemos observar el salto cualitativo que se observa del ejercicio 2007 al 2008 y de éste al 2009, coincidiendo evidentemente con el período de máxima implantación de instalaciones de energías renovables, motivada por la existencia de altas primas a las renovables.

Cabe destacar que en el ejercicio 2012 el sector de las Energías Renovables, aportó al PIB un importe superior a los diez mil millones de euros, alcanzando evidentemente el máximo histórico. Con una reflexión más profunda deberíamos de valorar que las energías renovables son contribuidoras fiscales, en 2012 la diferencia entre los impuestos pagados y las subvenciones recibidas fue de más de quinientos cincuenta millones de euros y al ser un sector eminentemente exportador, mejora nuestra balanza comercial.

El incremento hasta el uno por ciento del total del PIB está motivado tanto por la disminución del PIB nacional como por el aumento de la

aportación del sector al mismo, siendo las que tuvieron una mayor aportación al PIB la solar fotovoltaica con un treinta y uno por ciento del total, la eólica con algo más de un veintisiete por ciento y la solar termoeléctrica con algo más de un dieciocho por ciento del total.

De acuerdo con el Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España (ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍAS RENOVABLES (APPA), 2012) cabe significar que de forma desagregada, la contribución directa aumentó con respecto al 2011 debido a la mayor producción de electricidad renovable situándose prácticamente en los siete mil quinientos millones. Por el contrario, debido a la paralización industrial que sufre el Sector como consecuencia de una menor actividad en la construcción de nuevas centrales, la contribución inducida descendió hasta poco más de los tres mil millones.

La contribución directa al PIB del Sector de las Energías Renovables fue de más de siete mil cuatrocientos millones de euros, que supuso un aumento respecto al ejercicio anterior del ocho y medio por ciento prácticamente, siendo especialmente relevante al cambiar la tendencia del año anterior, cuando se registró un descenso de prácticamente un dos por ciento.

El incremento en la aportación al PIB está relacionado de forma directa con la mayor producción eléctrica registrado en el sector de las renovables, ya que el ejercicio 2011 fue un mal ejercicio en la producción eólica e hidráulica.

La contribución al PIB del sector fotovoltaico fue de más de tres mil trescientos millones de euros, siendo la mayor parte, casi tres mil millones de manera directa, que viene a significar prácticamente el noventa por ciento del total, mientras que el diez por ciento restante fue de manera indirecta.

La fotovoltaica es de las renovables, la que más aporta al PIB nacional con algo más del treinta y uno por ciento, incrementándose su aportación en más de un diez por ciento con respecto al ejercicio inmediatamente anterior, debido fundamentalmente a la entrada en funcionamiento de nuevas plantas fotovoltaicas, no obstante, y gracias a las normativas últimas aprobadas, la contribución al PIB se verá reducida una vez que se lleven a cabo las reliquidaciones a los productores de energía tanto por el exceso de energía primada facturada, como por el precio.

Durante el ejercicio 2012, se han puesto en marcha 285 MW que estaban incluidos en su día en los registros de preasignación de retribución establecidos en el Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre, no estando previsto en los próximos años la entrada en funcionamiento de nuevas plantas solares fotovoltaicas ya que el Real Decreto 1/2012 de 27 de enero, suspendió los registros de preasignación de ésta tecnología.

Las energías renovables evitaron, de acuerdo con los datos contenidos en el estudio anteriormente citado, más de treinta y seis millones de toneladas de CO², lo que ha conllevado un ahorro de más de doscientos setenta millones de euros.

Por otro lado el abaratamiento en el coste de adquisición de la energía en el Mercado Diario de OMIE debido a la penetración de las energías renovables fue de más de cuatro mil millones de euros.

Teniendo en cuenta solamente el abaratamiento acumulado en el Mercado Diario de OMIE y las primas recibidas acumuladas, el abaratamiento neto acumulado entre 2005 y 2012 ascendió a más de cinco mil seiscientos millones de euros, según la APPA (2012).

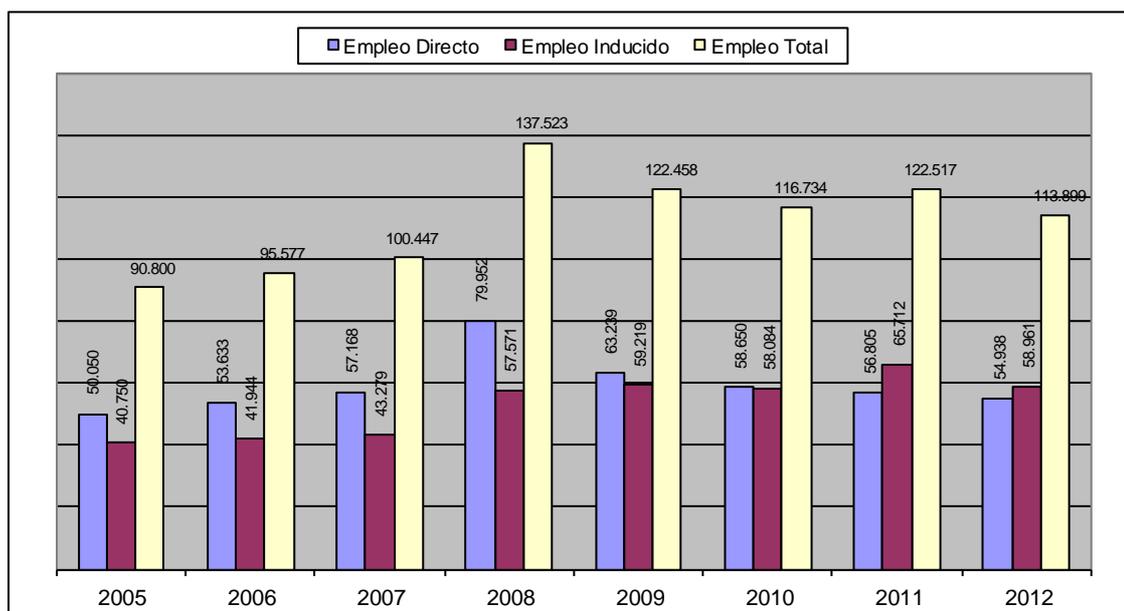
Según diversas fuentes de productores de Energías Renovables, fue en 2012 cuando se consiguió alcanzar el objetivo de nuestro país previsto para 2010, y fijado en la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, de un consumo total de la energía primaria del doce por ciento, al alcanzarse un doce con veinte por ciento el proveniente de fuentes de energías renovables.

No obstante hay que reflejar la alta dependencia que tenemos a día de hoy del petróleo, que viene a representar más de cuarenta y dos por ciento del consumo de energía primaria.

Por otro lado, deberíamos de evaluar, de acuerdo con los datos contenidos en el Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España (ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍAS RENOVABLES (APPA), 2012), que en términos globales, el sector de las energías renovables registró en el ejercicio 2012 prácticamente ciento catorce mil empleos, más de ocho mil seiscientos empleos menos que el año anterior, tal como se puede observar en el gráfico adjunto.

Si analizamos más detalladamente, observamos que el descenso es mayor que el incremento que hubo en el ejercicio 2011 y descendemos a niveles inferiores a los registrados en el ejercicio 2008, siendo el peor dato de la serie de los últimos cinco ejercicios.

GRÁFICO 6 EMPLEO DIRECTO E INDUCIDO SECTOR ENERGÍAS RENOVABLES



FUENTE: ASOCIACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2012

Cabe destacar que el veintidós por ciento de la destrucción de empleo total correspondió al empleo directo y el resto al indirecto, motivado fundamentalmente a la paralización del sector, destacando según la APPA que la solar térmica, la biomasa eléctrica y la marina las únicas que dentro de las renovables generaron empleo neto en 2012.

En el caso de la solar fotovoltaica, el número de trabajadores pasaron de los once mil seiscientos ochenta y tres a los once mil cuatrocientos noventa, escasamente doscientos empleos perdidos.

Cabe destacar a su vez que algo más del ochenta y seis por ciento de los puestos de trabajo que genera la solar fotovoltaica son de empleo directo, dejando a poco más del trece por ciento a los puestos de trabajos generados de forma indirecta, mientras que en el conjunto de las renovables, se observa que el grado de relación entre el empleo directo y el indirecto viene a ser un cincuenta por ciento por cada vía o incluso en el caso de éste último año la proporción es un cuarenta y ocho a cincuenta y dos, habiendo un mayor número de puestos de trabajos indirectos.

En el caso de la solar fotovoltaica, se ve que una de las posibles vías de desarrollo es por el autoconsumo eléctrico, a pesar de que nos encontramos pendientes de desarrollo normativo para regular el autoconsumo. No obstante, y a la vista de las últimas regulaciones habidas es bastante probable que la nueva normativa no fomente precisamente el autoconsumo, sino que sea de nuevo una nueva barrera.

Las energías renovables producen de media cinco veces más de empleo que la generación de energía tradicional, adicionalmente tanto la energía eólica como la solar disponen de características excepcionales en zonas tradicionalmente castigadas con el desempleo.

La bioenergía, ya sea en forma de biomasa o biocarburantes, permite una revitalización del sector de la agricultura, y una utilización de los desechos agrícolas y ganaderos, pudiendo conseguirse el objetivo de fijar población en núcleos rurales, en lugar de lo que hasta ahora estaba pasando que el empleo se generaba alrededor de núcleos comerciales o industriales.

Las primas recibidas por el Sector de las Energías Renovables en el año 2012 ascendieron a algo más de seis mil millones de euros, siendo la solar fotovoltaica la que más primas recibió, seguida de la eólica, la solar termoeléctrica, la biomasa y la mini hidráulica.

El total de las primas se ha incrementado un veintidós por ciento aproximadamente en comparación con el año inmediatamente anterior, debido fundamentalmente a dos motivos, la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones que comentábamos anteriormente y una mayor producción renovable durante el año.

Del mismo modo, un menor precio del mercado eléctrico durante el 2012, como resultado en gran parte de la entrada en el mismo de la producción generada mediante renovables, ha contribuido de forma directa al incremento de las primas.

No obstante esta cifra podría variar una vez se lleven a cabo las reliquidaciones de las instalaciones solares fotovoltaicas afectadas por las diferentes normativas, que suponían tanto recortes en el número de horas como en el importe de las primas.

Por último y sin querer entrar en un grado de complejidad propio de una ingeniería, explicar que la generación renovable, en el Régimen Especial,

actúa como tomadora de precio en el mercado mayorista de la electricidad, conocida como “pool”.

Esta generación, que tiene un coste marginal de generación inferior al de las unidades de generación a partir de combustibles fósiles, produce un efecto depresor en el mercado, estableciendo un precio marginal inferior al que se obtendría en el caso de no existir la de origen renovable.

Las de origen renovable sustituye a unidades de generación convencional con un mayor coste marginal, y que por tanto fijarían un precio marginal más elevado.

Dado que el mercado mayorista, pool, es marginalista, es decir que toda la generación se paga al precio de la última unidad de generación casada en el mercado, o lo que es lo mismo, el precio más alto, la existencia de generación a partir de fuentes renovables, que ofertan su energía a precio cero, da como resultado el fijar precios marginales más bajos.

Es por todo lo anterior por lo que las diferentes asociaciones de productores de energías renovables defienden que su producción reduce el coste de la energía en el Mercado Diario de OMIE.

A modo de resumen, y según los datos contenidos en el Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España (ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍAS RENOVABLES (APPA), 2012) el volumen total de primas recibidas por las energías renovables en el período 2005-2012 ha ascendido a casi veintisiete mil millones de euros, mientras que por el contrario, el ahorro producido en el “pool” por la existencias de éstas energías ascendió a más de treinta y dos mil quinientos millones de euros.

En términos acumulados, en dicho período el déficit tarifario generado anualmente asciende a más de treinta y seis mil setecientos millones de euros, mientras que el abaratamiento neto acumulado, es decir los ahorros en el mercado menos las primas recibidas, en el sector eléctrico derivado de la existencia de las energías renovables en dicho período ascendió a más de cinco mil seiscientos millones de euros.

Por tanto sin las energías renovables el déficit pudiera haber sido mayor al poderse haber incrementado dicho déficit en la misma cantidad, por

lo que las energías renovables no son las causantes del déficit tarifario del sistema eléctrico, que defienden algunas voces interesadas.

2.- Análisis Situación Inicial

En éste capítulo se va a evaluar el caso en el año 2006, comenzando por ver el proyecto técnico concreto que se plantea desarrollar, con un primer apartado en el que se vea el objeto de la inversión, presentando unos mínimos antecedentes para, a continuación, pasar a ver toda la documentación y permisos que se solicitan y se obtienen, los cuales se aportan como Anexos, para terminar este primer apartado con las Condiciones Técnicas y el objetivo último del mismo que es deducir el presupuesto de la instalación, que será el dato base para los cálculos que a continuación se realicen.

Una vez obtenido el presupuesto de la inversión del caso, procederíamos a realizar el estudio de viabilidad económica, que será nuestro segundo apartado dentro del capítulo, para lo que se va a efectuar un análisis de ventajas e inconvenientes del proyecto, la primera previsión de gastos, de ingresos, una cuenta de resultados previsional así como una previsión de tesorería, tomando como base los datos existentes inicialmente en el momento de la puesta en marcha de la inversión, con el fin de poder evaluar la viabilidad o no del proyecto.

2.1 Proyecto Técnico

2.1.1 Memoria

2.1.1.1 Objeto

El presente documento define la instalación de una planta solar fotovoltaica conectada a red de cien Kw nominales sobre estructuras fijas colocadas sobre el terreno, en el año 2006.

La planta, inicialmente, se va a instalar en una finca de Soria, en el Polígono 33, parcela 10088, en el paraje conocido como “Serrezuela”.

Con la construcción del generador solar, se pretenden alcanzar tres objetivos bien definidos:

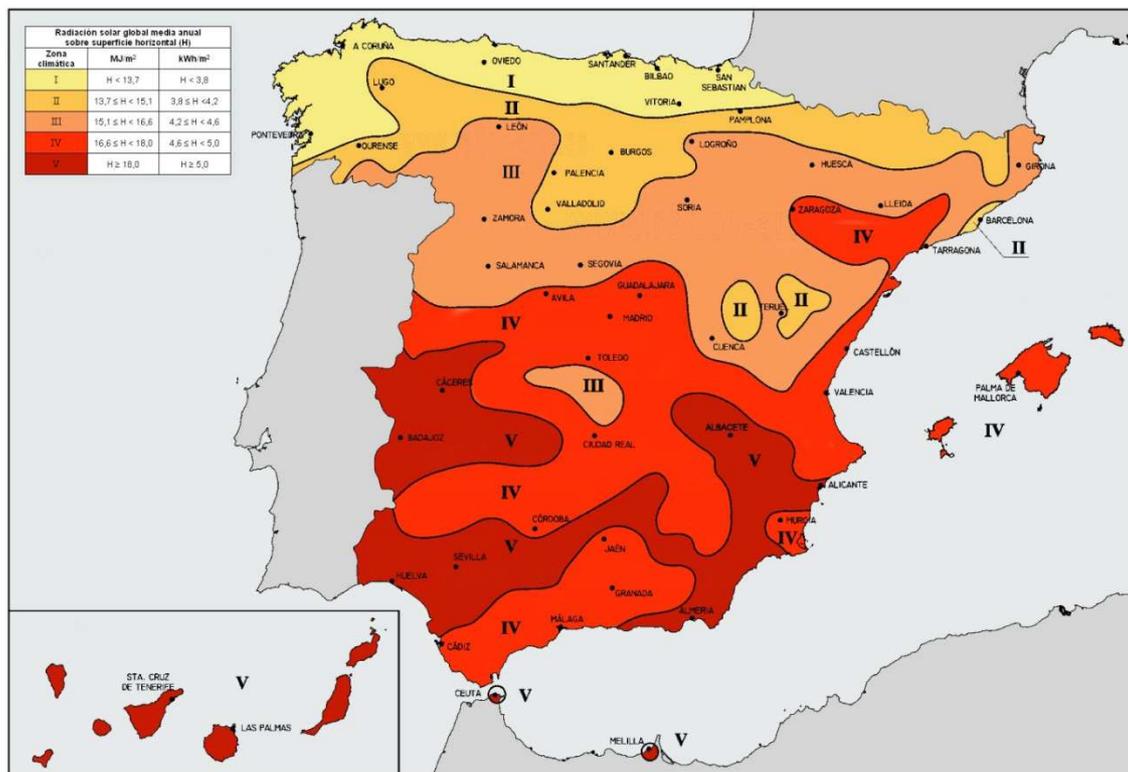
- Fomentar la energía solar fotovoltaica como fuente alternativa de producción de energía.

- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.
- Disminuir la imagen de abandono que presentan muchas parcelas a lo largo de la geografía española.

La obra civil del proyecto estará compuesta por las canalizaciones de cableado desde las cajas de agrupación hasta los cuadros eléctricos intermedios y generales, además de todos los movimientos de tierra y cimentaciones necesarias para la correcta colocación de las estructuras y ejecución de la instalación.

En cuanto a la conveniencia de implantar el “huerto solar” en Soria o no, tal y como se observa en los gráficos adjuntos, podemos ver que nuestra provincia se encuentra en el término medio de la radiación, valorándose muy positivamente la limpieza ambiental, es decir, que la producción puede ser óptima, no por la cantidad de horas de sol anuales sino porque, al tener un cielo limpio, la radiación solar llega de una forma adecuada a las placas solares.

GRÁFICO 7 MAPA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL MEDIA ANUAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL



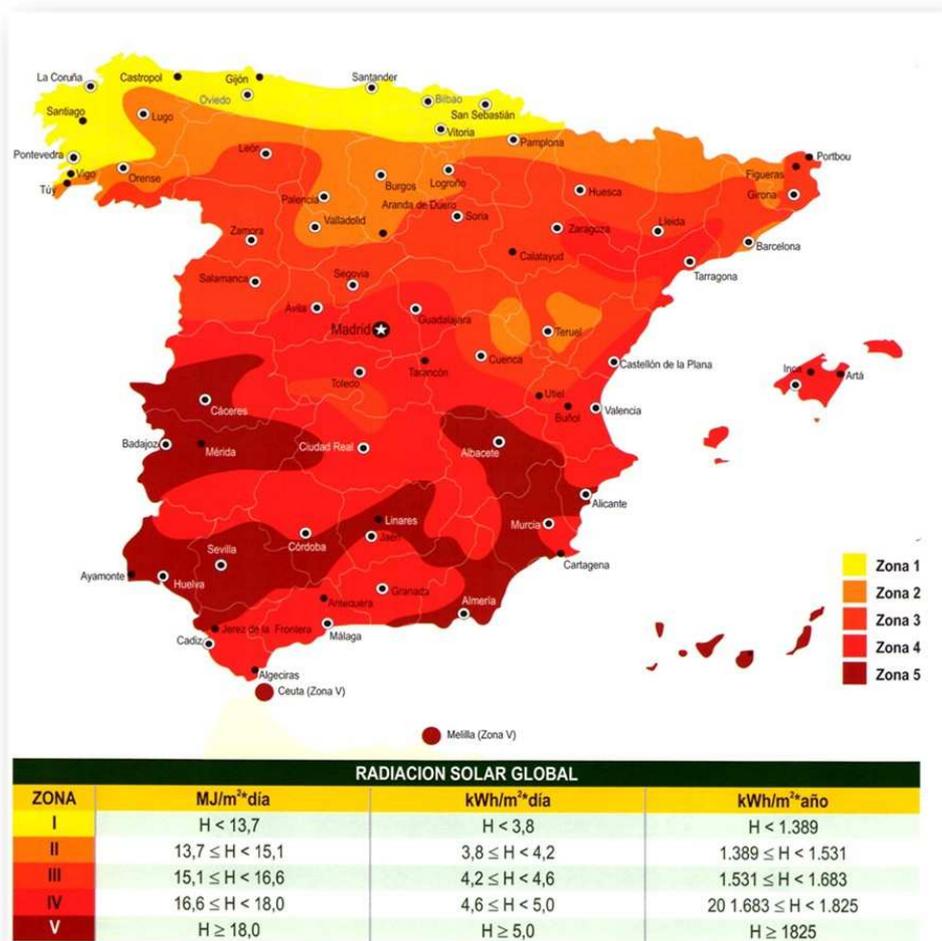
FUENTE: CODIGO TECNICO DE LA EDIFICACION

De acuerdo con el Código Técnico de Edificación se establecen estas cinco zonas bien diferenciadas en función de la media anual de radiación solar que recibe la superficie terrestre y de la que luego se generará la energía térmica.

A simple vista, se observa que Soria se encuentra en la zona III, es decir, en la zona media.

El mapa de la radiación solar global diseñado a partir de isólinas de radiación solar anual sobre superficie horizontal del Instituto Nacional de Meteorología es el que a continuación se recoge, presentando pequeñas diferencias con respecto al anterior e incluyendo el dato de los kWh/metro cuadrado al año :

GRÁFICO 8 MAPA RADIACIÓN SOLAR



FUENTE: INST. NACIONAL METEOROLOGÍA

2.1.1.2 Antecedentes

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica implica la captación de nuevas oportunidades y productos fotovoltaicos y, más concretamente, todas aquellas aplicaciones en proceso de demostración o simplemente emergentes en el mercado como una futura o posible opción tecnológica.

Debido a las mejoras estéticas incorporadas a los sistemas fotovoltaicos, y a todos los beneficios derivados de la generación distribuida, dichos sistemas integrados en edificios y otras construcciones son una opción de futuro atractiva.

El proyecto pretende seguir con la línea marcada en la Cumbre de Kioto, según la cual, en el año 2010, el diez por ciento de la energía producida en España ha de ser de carácter renovable. (NACIONES UNIDAS, 1998)

2.1.1.2.1 Solicitud de Punto de Conexión para una Instalación Fotovoltaica y concesión del mismo.

La primera traba a superar consiste en conseguir que una compañía eléctrica compre la producción, obligada por Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre de 2000, pero que, a la hora de entregar dicha producción, se haga en un punto no muy alejado de la instalación, con el fin de evitar unos gastos importantes como son los de transporte.

En el [Anexo 1](#) y en el [Anexo 2](#) se incorporan, tanto la solicitud de autorización de conexión en un punto concreto cercano a las instalaciones, como la concesión de dicha autorización con una serie de condicionantes.

Se puede ver que ambos documentos son del ejercicio 2005 ya que, sin éstos, la inversión no debería plantearse, puesto que hay que tener en cuenta que un punto de entrega alejado del lugar de producción puede suponer, entre las pérdidas provocadas durante el transporte de la misma, y los sobrecostes de las instalaciones necesarias para hacerla llegar hasta el punto determinado, que la inversión sea económicamente inviable.

2.1.1.2.2 Código de registro en el Régimen Especial

En el [Anexo 3](#) puede verse la Resolución de la Dirección General de Energía y Minas de la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León, gracias a la cual, el régimen económico aplicable para la facturación de la potencia y de la energía entregada será el establecido en el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo de 2004, tal como se recoge literalmente en uno de los párrafos de la resolución anexa.

La ventaja de haber obtenido el Régimen Especial es que la empresa que había aceptado la entrega de la energía en el punto solicitado, en éste caso, Iberdrola Distribución Eléctrica, estaba obligada a la compra de la energía que se fuese capaz de producir con la planta de cien KW., percibiendo a cambio una retribución en forma de tarifa regulada por el Gobierno Central, que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, TMR, de cada año, o bien debía venderla directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral con el distribuidor, percibiendo así el precio negociado libremente en el mercado más un incentivo por participar en el mismo y una prima en el caso de que la instalación tuviera derecho a ella.

Se da la circunstancia de que, en lo relativo a ésta instalación, interesaba vender toda la energía que se fuese capaz de producir y, suponiendo que se necesitara consumirla, se hacía recomendable que se comprase a la Compañía Eléctrica correspondiente, ya que la diferencia entre el valor de compra y el de venta, incluso a la misma empresa, era, prácticamente, de cinco a uno, es decir, comprábamos a un céntimo el kilovatio y lo vendíamos a casi cinco céntimos.

A raíz de esta situación, surgieron “fraudes” y tópicos, como menciona PRIETO P. A. en su artículo “La Subida al Gólgota de la energía solar fotovoltaica” (2013), en el que para, criticar la energía fotovoltaica en particular y al sector de las renovables en general, afirmaba que *“muchos promotores fotovoltaicos generan electricidad hasta por la noche. Sabiendo la industria que a veces fuentes gubernamentales han utilizado esta excusa cuando empezaron a montar estrategias de descrédito de la energía fotovoltaica para atacar la política de primas y crear un estado de opinión favorable a acabar con ellas o reducirlas considerablemente...”*

Aunque en dicho artículo reconozca que, efectivamente, en algún caso se olvidaron de desconectar el generador y marcaron producciones

nocturnas, aun a pesar de las inspecciones frecuentes, queda clara constancia de que estos casos representaron bastante menos del 0,1% de las plantas.

Otro de los aspectos a reseñar de dicha Resolución, y que tiene efectos en los cálculos que posteriormente se va a realizar es que, según el anteúltimo párrafo, no nos interesa sobrepasar los 150 MW de potencia instalada dado que, en ese caso, se procedería a revisar tanto las tarifas, como los incentivos y primas expresadas en el artículo 33, apartado cuarto del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo de 2004.

Una consecuencia “negativa”, o mejor dicho, con repercusión económica hacia la inversión a realizar, es que supone tener que presentar un aval ante Iberdrola, mediante el cual quede constancia de que se va a efectuar dicha inversión y en las condiciones establecidas, de quinientos euros/kw para las instalaciones fotovoltaicas que estén en suelo, como es éste caso concreto [Anexo 4](#)

2.1.1.2.3 Resolución Servicio de Urbanismo Ayuntamiento de Soria

Por último, y para terminar con lo que podríamos llamar “documentos burocráticos”, se debería obtener la autorización del Ayuntamiento en el que vamos a situar la Instalación Fotovoltaica, en éste caso, el Ayuntamiento de Soria, en el que, según se desprende del [Anexo 5](#), se procede a la Exposición Pública para, posteriormente, y en base a las alegaciones o no presentadas, resolver en un sentido o en otro.

Cabe señalar que, en este caso, la autorización se concedió condicionada a que, suponiendo que desde el Ayuntamiento, indicaran que se retirasen las placas fotovoltaicas así como todos aquellos soportes, cimentaciones e instalaciones complementarias, accediéramos a ello, motivo por el cual, finalmente, no se llevó a cabo la inversión en este caso concreto, porque podría darse el caso de que, antes de que transcurriesen los veinticinco años, se aprobara el desarrollo urbanístico del polígono en el que ésta se hallaba enclavada; de esa forma, se corría el riesgo de encontrarse con el problema de tener conseguida la venta de una producción energética a un precio ventajoso, y no poderla producir por falta de sitio en el que instalarla así como de un punto de evacuación, lo que obligaría a tener que volver a iniciar el expediente que permitiera llevarla a otro lugar.

2.1.1.3 Condiciones Técnicas de la Instalación.

En este apartado, se va a tratar de la forma más sencilla posible el aspecto más Técnico de la Inversión, pero que se toma de base a la hora de realizar todos los cálculos.

Tal y como se observa en el [Anexo 6](#), la memoria está firmada por un Ingeniero Industrial, colegiado en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Soria, y es la que ha servido de memoria-guía en la mayoría de las instalaciones de este tipo en la provincia de Soria.

Los datos relevantes para nuestro estudio son que, en el cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras, se recoge que *“tal como se ha diseñado la instalación, no existen objetos que puedan provocar sombras al generador fotovoltaico, debido a que la finca en la que se encuentra situada la instalación no tiene a su alrededor elementos susceptibles de causar sombras.”*

Otro dato importante es el estudio que se ha realizado con el programa PVSYST, que es una aplicación informática que se utiliza para el cálculo y dimensionamiento de este tipo de instalaciones, en el que se indica que se van a producir en un año ciento cuarenta y cuatro mil cuatrocientos dos Kwh/año, desglosado mes a mes incluso a fin de poder hacer una estimación más exacta y concreta de los flujos económicos.

En cuanto al resto de datos recogidos en dichos anexos, a pesar de su importancia a nivel técnico, no se va a entrar a valorarlos, ya que lo único que podría tener trascendencia económica es el apartado en el que se alude al número de paneles, inversores, etc. que se prevé que conformen la instalación pero que luego se incluirán en otro anexo.

2.1.2 Presupuesto

En este capítulo, únicamente se va a analizar el presupuesto de la inversión de forma conjunta, ya que entendemos que es un dato necesario para la realización del estudio pero, por otro lado, no se entra a valorar si es preciso un componente u otro, y los precios de los mismos que conforman el presupuesto final.

Así, el presupuesto se podría resumir de la siguiente manera, sin tener en cuenta el IVA:

TABLA 2 PRESUPUESTO INSTALACION FOTOVOLTAICA

PRESUPUESTO	
CONCEPTO	IMPORTE
Presupuesto Obra Civil	14.529 €
Equipos, paneles, Inversores, cuadros...	505.015 €
Cableado	5.085 €
Red de Tierra	779 €
Estructura	39.000 €
Monitorización	4.295 €
Seguridad	13.200 €
Caseta evacuación producción	20.350 €
Total Inversión	602.253 €

FUENTE: PRESUPUESTO CASO

2.2.- Primer Estudio De Viabilidad De La Inversión

El título de este apartado ya es claramente indicativo de lo que se va a tratar; evidentemente, a la hora de valorar si afrontar o no la inversión, se desarrolla un estudio de viabilidad que contendría varios aspectos; pero antes de entrar a comentarlos, se hace necesario apuntar que, en todos los cálculos que se realizan más adelante, se han estimado importes exactos, despreciando los decimales y con las cifras del primer recorte, es decir, con la prima de producción durante veinticinco años, no durante la vida útil de la instalación, que era lo que había a lo largo del planteamiento inicial de la inversión; sin embargo, cuando se iba a poner en marcha, se aprobó que únicamente era para veinticinco años.

Para la realización del estudio de viabilidad, normalmente habría que hacer un profundo análisis de mercado, ver a qué clientes deberíamos dirigirnos, un plan de marketing, etc., aunque en este caso concreto, no es necesario nada de lo anterior en ninguna de las situaciones que vamos a considerar, ya que el Gobierno estipula el precio de venta, el cliente va a ser quien nos ha firmado la autorización de conexión que veíamos en el apartado segundo, y está obligada a comprarnos toda la energía que seamos capaces de producir.

2.2.1.- Ventajas e inconvenientes de la inversión

Dicho lo cual, cabría analizar las ventajas e inconvenientes del proyecto, con el fin de valorar la conveniencia o no de acometer dicha inversión.

En el caso de los inconvenientes, nos encontramos con el alto importe económico que necesitamos para acometer la inversión inicial, los procedimientos administrativos largos y complejos, la dependencia de materiales como el silicio, y, en caso de querer acometer la inversión en otras regiones, la falta de uniformidad normativa.

También nos podemos encontrar con el posible cambio regulatorio, el elevado número de solicitudes de enganche, la alta demanda de paneles solares existente ante una posible reposición de los mismos y la nula experiencia a largo plazo del material que se utiliza (paneles solares).

En cuanto a las ventajas, tenemos que es un proyecto aparentemente rentable y con poco riesgo, regulado y apoyado por el Gobierno, todas las políticas energéticas apoyan las inversiones en renovables, la “materia prima” a utilizar es gratuita, inagotable y respetuosa con el medio ambiente y se reduce la dependencia energética con el exterior y la emisión de CO2.

Para finalizar con las oportunidades, cabe destacar el auge de las energías renovables, las subvenciones existentes y la disponibilidad de terrenos.

Con todo lo anterior, se valora inicialmente que la inversión es viable, debiendo aprovechar las oportunidades y prepararnos contra las amenazas, siendo conscientes de las debilidades y fortalezas que el proyecto tiene.

Una vez efectuado el análisis anterior, se entra a realizar el primer estudio de viabilidad económica y, así, nos encontramos:

2.2.2.- Previsión de gastos

En primer lugar, indicar que, como base de los cálculos, se tomó el ejercicio 2007 que es el año en el que se hace la inversión, a fin de comenzar a producir energía y poder venderla desde el 1 de enero de 2008, momento también a partir del cual se preveía comenzar a tener gastos.

A la hora de efectuar la inversión y obtener la financiación, se plantea realizarla mediante un leasing a veinte años, con el fin de acompasar el pago del IVA con los ingresos que se obtuvieran, en vez de tener que adelantar el importe de la totalidad del IVA y estar obligados a esperar a que lo devolviera la A.E.A.T. a lo largo del año segundo o tercero.

El tipo de interés de salida se estima que sería del tres cincuenta y cinco por ciento, basando toda la operación en el citado tipo.

Se tuvo en cuenta que, en el caso de solicitar un préstamo personal, se arriesgaban otros bienes aparte de la inversión, algo que, en principio, no interesaba, limitando por tanto el riesgo a la inversión pura y dura y al dinero que se pusiera para iniciarla, sin afectar al patrimonio particular del inversor o inversores.

Si se optaba por un préstamo hipotecario, podría darse la situación de que el porcentaje que financiara la entidad bancaria no llegara al importe que se necesitaba.

Finalmente, en el caso de que así interesara, con un leasing se podría financiar la totalidad de la inversión, incluido el IVA.

El huerto sería de cien Kw; inicialmente, para el cálculo, se previó una facturación de seis euros con dos céntimos (6,02 €/Wp).

La inversión total, tal como se ha visto anteriormente, ascendía a 602.253 € más IVA, con lo que el importe total era de 698.613 €, del que se asumiría el veinticinco por ciento por medios propios y se buscaría la financiación para el setenta y cinco por ciento restante. Se estimó una comisión de estudio y apertura del crédito del uno por ciento, por tanto, 4.517 € y otros 1.500 € en concepto de gastos de constitución del crédito como, por ejemplo, la escritura.

Por otro lado, se decidió que no habría carencia, se pagaría desde el primer año amortización del capital, y se financiaría a veinte años, considerando que la inversión se mantendría viva durante veinticinco, buscando con ello acompasar la financiación a la vida útil de la inversión; de esa forma, se trata de dejar un pequeño margen por si acaso, a la finalización de esos veinte años, no fuese rentable mantenerla, bien por deterioro de la misma, bien por la posible pérdida de producción, que estimamos en un uno por ciento anual, lo que supondría que la producción a diez años sería del noventa y el ochenta por ciento a los veinte; ante todo, impera el principio de prudencia, máxime teniendo en cuenta que, a pesar de que en esos momentos, los fabricantes mantenían que, en condiciones normales, las producciones deberían ser superiores a las estimadas, no menos cierto era que aún no existía ninguna instalación que llevara esos veinte años funcionando, por lo que se opta por ser cuidadosos al máximo en la previsión.

Continuando con el apartado de gastos se establecen unos fijos de 9.000 € para el primer año, en los que se incluye el seguro de la instalación, el mantenimiento de la misma, el alquiler de los terrenos, el IBI y otros, teniendo en cuenta además que, cada año, el importe debería actualizarse según el IPC previsto que, considerando su trayectoria de los últimos ejercicios, estaría en torno al 2,5 % ; este porcentaje se va a mantener, tanto en el capítulo de gastos como en el de ingresos, en aquellas partidas susceptibles de ser actualizadas puntualmente, aunque luego, para el cálculo de los ingresos que

dependan de los precios que marque el Gobierno, se recogerá el 2 % al ver de forma continuada que éste marcaba a efectos Presupuestarios un ligero IPC inferior al real.

Asimismo, se considera necesario incluir en este apartado cuatro datos base:

1.- Gastos de representación, contemplados en la disposición transitoria Sexta, apartado Segundo del Real Decreto 661/2007⁷ de 25 de mayo.

2.- Una tasa de descuento del 4% para calcular el VAN y el TIR, es decir, la rentabilidad que se obtendría, descontando al momento actual todos los flujos de caja futuros para calcular el VAN, mientras que la TIR es el tipo de interés para la cual el VAN es cero.

3.- El porcentaje de impuestos que se pagaría sobre los beneficios conseguidos sería del 25%; llegamos a esta conclusión, basándonos en que la inversión se realizaría mediante una empresa mercantil, con una forma jurídica a determinar posteriormente, Sociedad Anónima o Limitada, por considerar que, fiscalmente, es mucho más conveniente que hacerla como persona física, ya que el beneficio tributaría a un tipo mayor que el citado anteriormente, dependiendo de si la persona física que hace la inversión tuviera más ingresos o beneficios; en este sentido, en función de los rendimientos obtenidos por diferentes vías, podría llegar a tener que tributar hasta por el 55%.

También es cierto que hemos apuntado ese porcentaje al considerarnos como una Pyme, siendo en caso contrario la tributación del 30% ó el 35 % en función del caso concreto.

4.- No se contempla importe alguno de gastos de seguridad social al considerarse que no va a contratarse ningún trabajador, externalizando todos los trabajos que la empresa tenga que realizar, y para el caso del administrador, a fin de evitar tener que cotizar, figuraría alguien que ya cotizara como autónomo o profesional, con lo que se evitaría el gasto de cuatro mil euros anuales.

Finalmente, cabe señalar que los gastos de explotación de los próximos veinticinco años serían los que figuran en la tabla adjunta desglosados de forma anual; en dicha tabla, evidentemente, no aparece como “gastos de explotación” el importe del principal del leasing, ya que no podemos deducírnoslo cuando, previsiblemente, vamos a ejecutar la opción de compra sobre él.

⁷ "La empresa distribuidora percibirá, desde el 1 de julio de 2008, del generador en régimen especial que haya elegido la opción a) del artículo 24.1, cuando actúe como su representante, un precio de 0,5 c€/kWh cedido, en concepto de representación en el mercado."

En cuanto a los gastos de constitución del préstamo aunque se devenguen en el ejercicio 2007, se abonan en el ejercicio 2008, y al ponerse en marcha en éste último año los gastos anteriores a la puesta en marcha se incorpora en el resultado del ejercicio 2008.

TABLA 2 GASTOS DE EXPLOTACIÓN PREVISTOS

GASTOS DE EXPLOTACION							
AÑO	LEASING VIVO	PRINCIPAL LEASING	INTERESES	GASTOS FIJOS CONSTITUCION	GASTOS FIJOS	GASTOS DE REPRESENTACION	TOTAL GASTOS
2007	451.690		0	6.017			6.017
2008	451.690	15.890	16.035		9.000	210	31.262
2009	435.799	16.454	15.471		9.225	208	24.904
2010	419.345	17.039	14.887		9.456	206	24.548
2011	402.306	17.643	14.282		9.692	204	24.178
2012	384.663	18.270	13.656		9.934	202	23.791
2013	366.393	18.918	13.007		10.183	200	23.389
2014	347.475	19.590	12.335		10.437	197	22.970
2015	327.885	20.285	11.640		10.698	195	22.533
2016	307.599	21.006	10.920		10.966	193	22.079
2017	286.594	21.751	10.174		11.240	191	21.605
2018	264.843	22.523	9.402		11.521	189	21.112
2019	242.319	23.323	8.602		11.809	187	20.598
2020	218.996	24.151	7.774		12.104	185	20.063
2021	194.845	25.008	6.917		12.407	183	19.506
2022	169.837	25.896	6.029		12.717	181	18.927
2023	143.941	26.815	5.110		13.035	179	18.323
2024	117.125	27.767	4.158		13.361	176	17.695
2025	89.358	28.753	3.172		13.695	174	17.041
2026	60.605	29.774	2.151		14.037	172	16.361
2027	30.831	30.831	1.094		14.388	170	15.652
2028	0	0	0		14.748	168	14.916
2029	0	0	0		15.116	166	15.282
2030	0	0	0		15.494	164	15.658
2031	0	0	0		15.881	162	16.043
2032	0	0	0		16.279	160	16.438
	TOTALES	451.690	186.817	6.017	307.420	4.620	504.874

FUENTE: ELABORACION PROPIA

En todo momento, se ha contemplado la normativa fiscal vigente a la hora del cálculo de gastos así como en el apartado de beneficios y su correspondiente repercusión, equiparando el criterio contable al criterio fiscal.

2.2.3.- Previsión de ingresos

TABLA 3 INGRESOS PREVISTOS

INGRESOS PREVISTOS						
AÑO	PERDIDA ACUMULADA	PRODUCCION ESTIMADA	COEFICIENTE REDUCTOR IPC	IPC REDUCIDO	PRECIO kWh.	INGRESOS
	%	Kwh.		%	€	€
2007					0,440381	0
2008		140.000	0,25%	2,25%	0,450290	63.041
2009	-1%	138.600	0,25%	2,25%	0,460421	63.814
2010	-2%	137.200	0,25%	2,25%	0,470781	64.591
2011	-3%	135.800	0,25%	2,25%	0,481373	65.370
2012	-4%	134.400	0,25%	2,25%	0,492204	66.152
2013	-5%	133.000	0,50%	2,00%	0,502048	66.772
2014	-6%	131.600	0,50%	2,00%	0,512089	67.391
2015	-7%	130.200	0,50%	2,00%	0,522331	68.007
2016	-8%	128.800	0,50%	2,00%	0,532777	68.622
2017	-9%	127.400	0,50%	2,00%	0,543433	69.233
2018	-10%	126.000	0,50%	2,00%	0,554302	69.842
2019	-11%	124.600	0,50%	2,00%	0,565388	70.447
2020	-12%	123.200	0,50%	2,00%	0,576695	71.049
2021	-13%	121.800	0,50%	2,00%	0,588229	71.646
2022	-14%	120.400	0,50%	2,00%	0,599994	72.239
2023	-15%	119.000	0,50%	2,00%	0,611994	72.827
2024	-16%	117.600	0,50%	2,00%	0,624234	73.410
2025	-17%	116.200	0,50%	2,00%	0,636718	73.987
2026	-18%	114.800	0,50%	2,00%	0,649453	74.557
2027	-19%	113.400	0,50%	2,00%	0,662442	75.121
2028	-20%	112.000	0,50%	2,00%	0,675691	75.677
2029	-21%	110.600	0,50%	2,00%	0,689204	76.226
2030	-22%	109.200	0,50%	2,00%	0,702989	76.766
2031	-23%	107.800	0,50%	2,00%	0,717048	77.298
2032	-24%	106.400	0,50%	2,00%	0,731389	77.820
		3.080.000				1.771.908

FUENTE: ELABORACION PROPIA

En cuanto al apartado de ingresos, tal y como se puede comprobar en la tabla anexa, se ha tenido en cuenta la posible pérdida desde el año segundo de la actividad a razón del 1 % anual; sin embargo, se confía en que la disminución irá en realidad por debajo de las previsiones basándonos en los diferentes motivos indicados con anterioridad, aunque el principio de prudencia nos lleva a reflejarlo.

Por otro lado, y teniendo en cuenta lo que era habitual en aquellos años, el IPC que se preveía anualmente estaba como mínimo en el 2 %; ésa era la previsión del Gobierno para la Ley de Acompañamiento de Presupuestos del Estado, que se toma como referencia a la hora de aplicar posibles subidas salariales aunque, a final de año, en la mayoría de los últimos ejercicios, se había acreditado que no era ajustada a la realidad, por lo que el IPC reducido estimado podía pecar de ser excesivamente prudente una vez más.

El resultado final es que, a lo largo de la serie de años que se han tenido en cuenta para realizar o no el Plan de Viabilidad de la inversión, el incremento del IPC anual compensa con creces la posible bajada de la producción del mismo periodo; de esta forma, se empieza con prácticamente 63.000 euros el primer año, y se termina con casi 78.000 euros de ingresos en el 2032, por lo que la media se situaría en casi 71.000 euros.

2.2.4.- Cuenta previsional de resultados

De la cuenta de resultados provisional siguiente se han de resaltar varias cuestiones:

En primer lugar, se ha procedido a trasladar los datos recogidos en las dos tablas anteriores, la de ingresos y la de gastos, calculando por una simple diferencia el beneficio que se obtiene anualmente, recordando el tema de los gastos de apertura del leasing que se han incorporado al ejercicio 2008, por ser el ejercicio de puesta en marcha.

Hasta esta columna, el único dato novedoso incorporado es el correspondiente a la amortización anual prevista, una quinceava parte del importe de la instalación al preverse en quince el número de años máximo para amortizar este tipo de bienes según las tablas de amortización fiscales.

Una vez calculado el beneficio, se procede a obtener la base imponible a efectos impositivos; la conclusión es que, durante los primeros años, se producen pérdidas que se van acumulando en ejercicios sucesivos hasta que se empiezan a obtener beneficios; de esta forma, se va compensando con las pérdidas anteriores hasta que, en el séptimo, ya se consigue un beneficio por el que tributar.

TABLA 4 CUENTA DE RESULTADOS PREVISIONAL

CUENTA DE RESULTADOS PREVISIONAL												
AÑO	AMORTIZACION	GASTOS DE EXPLOTACION	TOTAL GASTOS	TOTAL INGRESOS	BENEFICIO	BASE IMPONIBLE IMPUESTOS	RENTABILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	CUOTA LIQUIDA IMPUESTOS	DEDUCCION MEDIO AMBIENTE	CUOTA IMPUESTOS A PAGAR	BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	RENTABILIDAD FINANCIERA
2007		0	0	0	0	0	0	0	36.135	0	0	0,00%
2008	40.150	31.262	71.412	63.041	-8.372	-8.372	-1,39%	0	0	0	-8.372	-5,56%
2009	40.150	24.904	65.054	63.814	-1.240	-9.611	-0,21%	0	0	0	-1.240	-0,82%
2010	40.150	24.548	64.698	64.591	-107	-9.718	-0,02%	0	0	0	-107	-0,07%
2011	40.150	24.178	64.328	65.370	1.043	-8.676	0,17%	0	0	0	1.043	0,69%
2012	40.150	23.791	63.942	66.152	2.211	-6.465	0,37%	0	0	0	2.211	1,47%
2013	40.150	23.389	63.539	66.772	3.233	-3.232	0,54%	0	0	0	3.233	2,15%
2014	40.150	22.970	63.120	67.391	4.271	1.039	0,71%	260	91	169	4.102	2,84%
2015	40.150	22.533	62.684	68.007	5.324	5.324	0,88%	1.331	466	865	4.459	3,54%
2016	40.150	22.079	62.229	68.622	6.393	6.393	1,06%	1.598	559	1.039	5.354	4,25%
2017	40.150	21.605	61.755	69.233	7.478	7.478	1,24%	1.870	654	1.215	6.263	4,97%
2018	40.150	21.112	61.262	69.842	8.580	8.580	1,42%	2.145		2.145	6.435	5,70%
2019	40.150	20.598	60.748	70.447	9.699	9.699	1,61%	2.425		2.425	7.274	6,44%
2020	40.150	20.063	60.213	71.049	10.836	10.836	1,80%	2.709		2.709	8.127	7,20%
2021	40.150	19.506	59.657	71.646	11.990	11.990	1,99%	2.997		2.997	8.992	7,96%
2022	40.150	18.927	59.077	72.239	13.163	13.163	2,19%	3.291		3.291	9.872	8,74%
2023	0	18.323	18.323	72.827	54.504	54.504	9,05%	13.626		13.626	40.878	36,20%
2024	0	17.695	17.695	73.410	55.715	55.715	9,25%	13.929		13.929	41.786	37,00%
2025	0	17.041	17.041	73.987	56.946	56.946	9,46%	14.236		14.236	42.709	37,82%
2026	0	16.361	16.361	74.557	58.197	58.197	9,66%	14.549		14.549	43.647	38,65%
2027	0	15.652	15.652	75.121	59.468	59.468	9,87%	14.867		14.867	44.601	39,50%
2028	0	14.916	14.916	75.677	60.762	60.762	10,09%	15.190		15.190	45.571	40,36%
2029	0	15.282	15.282	76.226	60.944	60.944	10,12%	15.236		15.236	45.708	40,48%
2030	0	15.658	15.658	76.766	61.108	61.108	10,15%	15.277		15.277	45.831	40,59%
2031	0	16.043	16.043	77.298	61.255	61.255	10,17%	15.314		15.314	45.941	40,68%
2032	0	16.438	16.438	77.820	61.382	61.382	10,19%	15.345		15.345	46.036	40,77%
TOTALES	602.253 €	504.874	1.107.127	1.771.908	664.781		4,42%	166.195	1.770	164.425	500.356	17,66%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

En la columna siguiente se ha calculado la rentabilidad anual sobre la totalidad de la inversión, obteniendo en la fila que correspondería a los totales el promedio de los beneficios sobre la inversión total.

A continuación, se calcula la cuota líquida de impuestos, y la de impuestos a pagar, que sería el resultado de restar a la cuota líquida la deducción “*por inversiones realizadas en elementos patrimoniales del inmovilizado material destinados a la protección del medio ambiente consistentes en (...) b) Activos materiales nuevos destinados al aprovechamiento de fuentes de energía renovables consistentes en instalaciones y equipos con cualquiera de las finalidades definidas a continuación: 1ª Aprovechamiento de la energía proveniente del sol para su transformación en calor o electricidad (...)*” que, de conformidad con el artículo 33 del Reglamento del Impuesto sobre Sociedades aprobado

mediante Real Decreto 1777/2004 de 30 de julio, establecía una deducción de la cuota íntegra del 10 %; dicho porcentaje fue modificado con posterioridad por el apartado 1 de la Disposición Adicional Décima de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, añadida por el apartado 14 de la Disposición Final Segunda de la Ley del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, en la que se establecía para los ejercicios impositivos iniciados a partir del uno de enero de 2007, que *“Las deducciones reguladas en los artículos treinta y seis, los apartados cuatro, cinco y seis del artículo treinta y ocho, artículos treinta y nueve, cuarenta y cuarenta y tres de esta Ley, se determinarán multiplicando los porcentajes de deducción establecidos en dichos artículos por el coeficiente siguiente: 0,8 en períodos impositivos iniciados a partir del uno de enero de 2007, 0,6 para los iniciados a partir del uno de enero del 2008 y así sucesivamente hasta el 0,2 para los iniciados a partir del uno de enero de 2010. El porcentaje de deducción que resulte se redondeará a la unidad superior”*

En este caso, el momento en que resulta aplicable la deducción es claro, ya que en el artículo 35 del Reglamento del Impuesto sobre Sociedades, distingue entre las instalaciones adquiridas en régimen de arrendamiento financiero y el resto; así, establece para el primer caso –el nuestro- que la inversión se va a entender realizada en el momento de la celebración del contrato, es decir, el año 2007, a partir del cual, se dispondrá de diez años para podernos aplicar dicha deducción.

Por otro lado, debemos tener en cuenta que, como máximo, la deducción será del treinta y cinco por ciento de la cuota líquida; por tanto, al ser ésta igual a cero durante los primeros seis años, no se puede deducir ningún importe y, durante los cuatro siguientes, hasta el máximo de diez, únicamente se podría deducir 1.770 euros, muy lejos de los 36.135 euros a que se tendría derecho -0,6% de la inversión total-.

Para finalizar este análisis de la cuenta de resultados provisional, se calculan dos últimos datos: el beneficio después de impuestos y la rentabilidad financiera anual, en función del importe efectivamente aportado con recursos propios; en los primeros años, este dato será negativo, mientras que, en los últimos diez, dará lugar a rentabilidades superiores al 30 % sobre el capital aportado.

No obstante, si calculamos la rentabilidad media anual sobre los poco más de 150.000 euros que se aportan efectivamente con recursos propios, el

resultado es de un 17,76 %, un importe bastante elevado en comparación con el rendimiento anual de otro tipo de inversiones.

El beneficio de los 150.000 euros iniciales asciende a más de medio millón después de impuestos, cantidad muy respetable, y que no hace sino ratificar lo recogido en la introducción, estamos ante una inversión sumamente rentable y segura con el aval, aparente, del Gobierno al estar regulado por éste.

2.2.5.- Previsión de Tesorería

Respecto al Plan de Viabilidad efectuado con el fin de considerar la conveniencia o no de realizar la inversión, se desarrolla una previsión de Tesorería que permitiera valorar si se era capaces de generar anualmente liquidez suficiente para atender todas las obligaciones o si sería necesario obtener financiación temporal con el fin de superar determinados picos de tesorería, etc.; en este sentido, se puede comprobar que, en todos los años, el Cash Flow de Tesorería siempre resulta positivo, excepto el del primero, evidentemente porque se trataba de aquél en el que se pone en marcha la inversión y no se obtiene ningún ingreso.

Para realizar este cálculo, consideramos en primer lugar todos los gastos: de explotación, intereses, impuestos e importe principal del leasing; no se tiene en cuenta el importe del IVA puesto que, al tratarse de un impuesto neutro, en el que se paga la diferencia entre lo soportado y lo repercutido, no supone un desembolso de liquidez; tampoco se contemplan a efectos de Tesorería los importes que se ingresan como consecuencia del citado impuesto ni lo que se paga por ello.

Con los datos anteriores, se obtiene el montante de salidas de Tesorería, y se añade la columna de “total entradas” de Tesorería, que se corresponde con los ingresos por ventas de energía eléctrica; de la diferencia entre estas dos últimas columnas, resulta el Cash Flow de Tesorería, es decir el Flujo de Caja real.

Este Flujo de Caja lo actualizamos en la columna siguiente, es decir, se le aplica la tasa de descuento para llevarlo al año 2007 en que se hace la inversión; de esta forma, es posible saber, en el momento preciso en que se efectúa la misma, cuánto se obtendría con el valor de ese día; así, se puede valorar de manera adecuada si es conveniente o no.

Según diferentes publicaciones y autores (MORALES, 2012), y opiniones expresadas en diferentes foros de empresas dedicadas a la realización de proyectos e instalaciones fotovoltaicas, se exige un TIR superior al 8 % para considerar la viabilidad del proyecto, obteniéndose en éste caso casi el doble del valor objetivo marcado.

3.- Análisis Situación año 2012

En este segundo estudio, se va a analizar cómo quedaría el caso anterior con los recortes derivados de las nuevas normativas; por ejemplo, en cuanto a la limitación horaria a las plantas existentes, (Real Decreto 1614/2010 de 7 de diciembre y Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico), que no afectarían en la viabilidad, ya que la producción prevista es inferior a la que se podría obtener de conformidad con dicha normativa.

En dicho Real Decreto-ley 14/2010 de 23 Diciembre, se establecía que el número de horas equivalentes de referencia que podría producir una instalación como la objeto de estudio, fija, es decir, sin instalaciones de seguimiento, para la zona III, de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la radiación media en España contemplada en el Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, y del que se incluye un mapa en apartados anteriores (ver gráfico 5 apartado 1), era de 1.492 horas al año; esto significaría una producción de 149.200 kW., según un estudio realizado con una producción estimada en el primer año de 140.000 kW.

En la práctica, únicamente repercutiría en el caso de que los cálculos fueran demasiado prudentes y la producción superase la cifra tope ya que, a partir entonces, daría igual seguir produciendo y regalando la energía obtenida, porque no la iban a pagar, que hacernos cargo de la instalación, no producir y dedicarse a tareas de mantenimiento de la propia instalación.

En cuanto al segundo tijeretazo, en el que se estableció un impuesto del siete por ciento sobre la generación de la electricidad (Ley 15/2012 de 27 de Diciembre) y una moratoria (Real Decreto-ley 1/2012 de 27 de enero) que provocó la congelación de la actualización del IPC, ya afecta en gran medida puesto que, en el resultado final, sólo se aprecia una merma sensible.

3.1.- Ventajas e inconvenientes de la inversión

En cuanto a las ventajas e inconvenientes, en este caso no hay variación alguna, sin embargo, en los inconvenientes vemos cómo se van cumpliendo las sospechas de la modificación normativa cambiante.

3.2.- Previsión de gastos

A continuación, aportamos la documentación oportuna y los ratios para su estudio comparativo:

Se comenzará por evaluar los gastos de explotación en la tabla anexa, en los que únicamente aparece una nueva columna, la correspondiente al impuesto sobre la generación de la electricidad, que no se podrá repercutir a nadie, y que viene a suponer algo más de 80.000 euros en total a lo largo de los próximos veinticinco años.

TABLA 6 GASTOS DE EXPLOTACIÓN PREVISTOS INCORPORANDO LEGISLACIÓN VIGENTE A PARTIR 2012

GASTOS DE EXPLOTACION								
AÑO	LEASING VIVO	PRINCIPAL LEASING	INTERESES	GASTOS CONSTITUCION	IMPUESTO ELECTRICIDAD	GASTOS FIJOS	GASTOS DE REPRESENTACION	TOTAL GASTOS
2007	451.690		0					
2008	451.690	15.890	16.035	6.017	0	9.000	210	31.262
2009	435.799	16.454	15.471		0	9.225	208	24.904
2010	419.345	17.039	14.887		0	9.456	206	24.548
2011	402.306	17.643	14.282		0	9.692	204	24.178
2012	384.663	18.270	13.656		4.529	9.934	202	28.320
2013	366.393	18.918	13.007		4.482	10.183	200	27.871
2014	347.475	19.590	12.335		4.434	10.437	197	27.404
2015	327.885	20.285	11.640		4.387	10.698	195	26.921
2016	307.599	21.006	10.920		4.340	10.966	193	26.419
2017	286.594	21.751	10.174		4.293	11.240	191	25.898
2018	264.843	22.523	9.402		4.246	11.521	189	25.357
2019	242.319	23.323	8.602		4.199	11.809	187	24.797
2020	218.996	24.151	7.774		4.151	12.104	185	24.215
2021	194.845	25.008	6.917		4.104	12.407	183	23.610
2022	169.837	25.896	6.029		4.057	12.717	181	22.984
2023	143.941	26.815	5.110		4.010	13.035	179	22.333
2024	117.125	27.767	4.158		3.963	13.361	176	21.658
2025	89.358	28.753	3.172		3.915	13.695	174	20.957
2026	60.605	29.774	2.151		3.868	14.037	172	20.229
2027	30.831	30.831	1.094		3.821	14.388	170	19.474
2028	0	0	0		3.774	14.748	168	18.690
2029	0	0	0		3.727	15.116	166	19.009
2030	0	0	0		3.680	15.494	164	19.338
2031	0	0	0		3.632	15.881	162	19.676
2032	0	0	0		3.585	16.279	160	20.023
	TOTALES	451.690	186.817	6.017	85.197	307.420	4.620	590.071

FUENTE: ELABORACION PROPIA

Evidentemente, al ser un porcentaje sobre el importe que se va a facturar, el primer año, 2012, es en el que más impuesto se tendría que pagar, porque en cada uno de los años sucesivos está previsto que la producción energética sea menor y el precio se mantenga.

3.3.- Previsión de ingresos

TABLA 7 INGRESOS PREVISTOS INCORPORANDO LEGISLACIÓN VIGENTE A PARTIR
2012

INGRESOS PREVISTOS						
AÑO	PERDIDA ACUMULADA	PRODUCCION ESTIMADA	COEFICIENTE REDUCTOR IPC	IPC REDUCIDO	PRECIO kWh.	INGRESOS
	%	Kwh.		%	€	€
2007					0,440381	0
2008		140.000	0,25%	2,25%	0,450290	63.041
2009	-1%	138.600	0,25%	2,25%	0,460421	63.814
2010	-2%	137.200	0,25%	2,25%	0,470781	64.591
2011	-3%	135.800	0,25%	2,25%	0,470781	65.370
2012	-4%	134.400	0,25%	0,00%	0,470781	64.697
2013	-5%	133.000	0,50%	0,00%	0,470781	64.023
2014	-6%	131.600	0,50%	0,00%	0,470781	63.349
2015	-7%	130.200	0,50%	0,00%	0,470781	62.675
2016	-8%	128.800	0,50%	0,00%	0,470781	62.001
2017	-9%	127.400	0,50%	0,00%	0,470781	61.327
2018	-10%	126.000	0,50%	0,00%	0,470781	60.653
2019	-11%	124.600	0,50%	0,00%	0,470781	59.979
2020	-12%	123.200	0,50%	0,00%	0,470781	59.305
2021	-13%	121.800	0,50%	0,00%	0,470781	58.631
2022	-14%	120.400	0,50%	0,00%	0,470781	57.957
2023	-15%	119.000	0,50%	0,00%	0,470781	57.283
2024	-16%	117.600	0,50%	0,00%	0,470781	56.609
2025	-17%	116.200	0,50%	0,00%	0,470781	55.936
2026	-18%	114.800	0,50%	0,00%	0,470781	55.262
2027	-19%	113.400	0,50%	0,00%	0,470781	54.588
2028	-20%	112.000	0,50%	0,00%	0,470781	53.914
2029	-21%	110.600	0,50%	0,00%	0,470781	53.240
2030	-22%	109.200	0,50%	0,00%	0,470781	52.566
2031	-23%	107.800	0,50%	0,00%	0,470781	51.892
2032	-24%	106.400	0,50%	0,00%	0,470781	51.218
		3.080.000				1.473.920

FUENTE: ELABORACION PROPIA

Respecto al capítulo de ingresos de la tabla que se incluye a continuación, podemos observar que éstos se reducen en unos 300.000 euros debido a la congelación del precio del kilovatio hora a partir del año 2012, como consecuencia del nuevo marco regulatorio.

En dicha tabla, se han respetado los importes previstos para los ejercicios comprendidos entre el 2008 y 2011, ya que la regulación era a partir del 2012, por lo que no afectaba a las previsiones de ingresos de los citados ejercicios.

No obstante, y a la vista del comportamiento hasta el ejercicio 2012, da la impresión de que los ingresos reflejados en ésta tabla son los máximos a

los que se podrá aspirar en los próximos años, salvo que el cálculo de pérdida de producción haya sido demasiado pesimista, y las placas se comporten de mejor manera a la inicialmente prevista y consigamos llegar al máximo que nos dejan facturar conforme a la regulación vigente al día de hoy.

3.4.- Cuenta previsional de resultados

A la vista de la cuenta de resultados obtenida de la variación, tanto del capítulo de gastos como de ingresos que se ha mencionado anteriormente, se observa que todo ha cambiado.

TABLA 8 CUENTA DE RESULTADOS PREVISIONAL INCORPORANDO LEGISLACIÓN VIGENTE A PARTIR 2012

CUENTA DE RESULTADOS PREVISIONAL												
AÑO	AMORTIZACION	GASTOS DE EXPLOTACION	TOTAL GASTOS	TOTAL INGRESOS	BENEFICIO	BASE IMPONIBLE IMPUESTOS	RENTABILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	CUOTA LIQUIDA IMPUESTOS	DEDUCCION MEDIO AMBIENTE	CUOTA IMPUESTOS A PAGAR	BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	RENTABILIDAD FINANCIERA
2007		0	0	0	0	0	0	0	36.135	0	0	0,00%
2008	40.150	31.262	71.412	63.041	-8.372	-8.372	-1,39%	0	0	0	-8.372	-5,56%
2009	40.150	24.904	65.054	63.814	-1.240	-9.611	-0,21%	0	0	0	-1.240	-0,82%
2010	40.150	24.548	64.698	64.591	-107	-9.719	-0,02%	0	0	0	-107	-0,07%
2011	40.150	24.178	64.328	65.370	1.043	-8.676	0,17%	0	0	0	1.043	0,69%
2012	40.150	28.320	68.470	64.697	-3.774	-12.450	-0,63%	0	0	0	-3.774	-2,51%
2013	40.150	27.871	68.021	64.023	-3.998	-16.448	-0,66%	0	0	0	-3.998	-2,66%
2014	40.150	27.404	67.555	63.349	-4.206	-20.654	-0,70%	0	0	0	-4.206	-2,79%
2015	40.150	26.921	67.071	62.675	-4.396	-25.050	-0,73%	0	0	0	-4.396	-2,92%
2016	40.150	26.419	66.569	62.001	-4.568	-29.618	-0,76%	0	0	0	-4.568	-3,03%
2017	40.150	25.898	66.048	61.327	-4.721	-34.339	-0,78%	0	0	0	-4.721	-3,14%
2018	40.150	25.357	65.508	60.653	-4.855	-39.194	-0,81%	0	0	0	-4.855	-3,22%
2019	40.150	24.797	64.947	59.979	-4.968	-44.161	-0,82%	0	0	0	-4.968	-3,30%
2020	40.150	24.215	64.365	59.305	-5.060	-49.221	-0,84%	0	0	0	-5.060	-3,36%
2021	40.150	23.610	63.761	58.631	-5.129	-54.350	-0,85%	0	0	0	-5.129	-3,41%
2022	40.150	22.984	63.134	57.957	-5.176	-59.527	-0,86%	0	0	0	-5.176	-3,44%
2023	0	22.333	22.333	57.283	34.950	-24.576	5,80%	0	0	0	34.950	23,21%
2024	0	21.658	21.658	56.609	34.952	10.376	5,80%	2.594	0	2.594	32.358	23,21%
2025	0	20.957	20.957	55.936	34.979	34.979	5,81%	8.745	0	8.745	26.234	23,23%
2026	0	20.229	20.229	55.262	35.033	35.033	5,82%	8.758	0	8.758	26.275	23,27%
2027	0	19.474	19.474	54.588	35.114	35.114	5,83%	8.779	0	8.779	26.336	23,32%
2028	0	18.690	18.690	53.914	35.224	35.224	5,85%	8.806	0	8.806	26.418	23,40%
2029	0	19.009	19.009	53.240	34.231	34.231	5,68%	8.558	0	8.558	25.673	22,74%
2030	0	19.338	19.338	52.566	33.228	33.228	5,52%	8.307	0	8.307	24.921	22,07%
2031	0	19.676	19.676	51.892	32.216	32.216	5,35%	8.054	0	8.054	24.162	21,40%
2032	0	20.023	20.023	51.218	31.195	31.195	5,18%	7.799	0	7.799	23.396	20,72%
TOTALES	602.253 €	590.071	1.192.324	1.473.920	281.596		1,87%	70.399	0	70.399	211.197	7,48%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

Así, para comenzar, no se puede aplicar la deducción establecida por Medio Ambiente ya que, si obviamos el resultado obtenido en el 2011 con poco más de 1.000 euros de beneficio, en los primeros quince años obtenemos resultados negativos, lo que supondría casi 10.000 euros de pérdidas acumuladas.

Lo destacable no es ya el no poder aplicarnos la deducción, prevista en escasamente mil ochocientos euros, sino el hecho de no tener la posibilidad

de hacerlo a lo largo de los diez años en los que la misma estaba contemplada.

Analizando más detalladamente, observamos cómo el beneficio total que se obtendría ahora, supone poco más del cuarenta por ciento de lo que se conseguía anteriormente, pasando de los 664.000 euros a los 280.000 antes de impuestos en ambos casos.

La rentabilidad antes de impuestos, evidentemente, cae en el mismo porcentaje del cuarenta y dos por ciento, pasando del 4,42 % al 1,87 % de promedio de rentabilidad sobre la totalidad de la inversión.

Con independencia de lo que pueda pasar en un futuro, vistos estos porcentajes, se hace necesario valorar si merecía la pena acometer una inversión de más de 600.000 euros para obtener una rentabilidad media inferior al dos por ciento antes de impuestos, sobre todo, si tenemos en cuenta que los bancos, en aquel momento, estaban dando rentabilidades superiores al 4 % en el plazo fijo, algo que incluso llevó al propio Banco de España a acometer una regulación en lo que se dio en llamar “guerra de depósitos”.

Por tanto, aun suponiendo que se hubiera tenido todo el dinero necesario para poner en marcha la inversión, a la vista de los números, es evidente que no habría sido la mejor forma de obtener rentabilidad del capital.

La única columna que se ha visto mejorada es, evidentemente, la que corresponde a la cuota líquida de impuestos, ya que hemos pasado de pagar más de 166.000 euros a escasamente 70.000 por la acusada disminución de los beneficios.

El resto de las cifras, tanto el beneficio después de impuestos como la rentabilidad financiera, se han visto disminuidas en el mismo porcentaje del 42 % que han minorado otros importes.

En la columna final de la tabla de resultados previsionales, observamos que la rentabilidad media obtenida sobre el capital efectivamente desembolsado es de un 7,5 % aproximadamente; podemos comprobar que dicha rentabilidad es negativa durante quince años y, únicamente en los diez últimos, ésta mejora, hasta el punto de permitir obtener la media anteriormente citada. Desde la distancia, y comparada con el 4% ofrecido por las entidades financieras, esta rentabilidad podría parecer jugosa, sin

embargo, no estaba muy alejada de la que se podía obtener con el bono español a diez o a treinta años, que oscilaba en torno al 6 %.

Pero no menos importante que el diferencial del que se está hablando, era la duda que ya se podía plantear el inversor en el ejercicio 2012 sobre si podría, por fin, contar con una situación estable o si, por el contrario, aún debería encajar nuevos recortes a la vista de la flagrante vulneración de los principios de no retroactividad y de seguridad jurídica que se estaba produciendo de manera continuada.

3.5.- Previsión de Tesorería

A continuación, se adjunta la tabla previsional de Tesorería, en la que se comienza por el apartado de gastos; se incluyen unas columnas en las que se recogen todas las salidas de tesorería, el principal de leasing, los intereses, los gastos de explotación, el impuesto de electricidad y los impuestos que se pagan; el importe total de las salidas asciende a algo más de un 1.100.000 euros. Al igual que en el caso anterior, no se incluye el IVA, por considerarse un importe neutro, es decir, que se paga la diferencia entre lo efectivamente cobrado y lo pagado.

Con posterioridad y a la vista de las entradas, se procede a calcular el flujo de caja real, la diferencia entre los ingresos y los pagos, de tal manera que, prácticamente, todos los años son positivos, excepto los tres comprendidos entre el décimo octavo y el vigésimo, es decir, entre el segundo y el cuarto que nos corresponde pagar el impuesto de sociedades, en los que no se es capaz de generar suficiente tesorería para atender los pagos.

El importe total que se obtendría de Cash Flow en los veinticinco años asciende a poco más de 200.000 euros, una vez salvada la inversión inicial de los 150.000.

Al actualizar el Cash Flow con la tasa de descuento correspondiente, nos resulta que el importe disminuye hasta los 90.000 euros, que sería el VAN, siendo el porcentaje medio del VAN a veinticinco años el 2,42 %.

El retorno de la inversión sería en diez años, y el TIR que se obtendría el 9,5 %.

Comparándolo con los resultados del caso anterior, nos cuesta dos años más obtener el retorno de la inversión, el TIR disminuye del catorce

sesenta y siete por ciento a un nueve y medio y el Cash Flow actualizado pasa de los 251.000 a los 91.000 euros, es decir, menos de la mitad de lo que íbamos a obtener con anterioridad.

El Cash Flow ha pasado de 500.000 euros a los poco más de 211.000, y la media durante los veinticinco años previstos de inversión que obtendríamos sería de un 2,42 contra un 6,68 % que se obtenía en el caso anterior.

TABLA 9 PREVISIÓN DE TESORERÍA INCORPORANDO LEGISLACIÓN VIGENTE A PARTIR 2012

PREVISION TESORERIA											
AÑO	PRICIPAL LEASING	INTERESES	GASTOS EXPLOTACION	IMPUESTO ELECTRICIDAD	IMPUESTOS	TOTAL SALIDAS	TOTAL ENTRADAS	CASH FLOW TESORERIA	CASH FLOW ACTUALIZADO	PAYBACK RETORNO INVERSION	T.I.R. hasta el año 'x'
2007	0	0	0		0	0	0	-150.563	-150.563	-150.563	
2008	15.890	16.035	15.227	0	0	47.152	63.041	15.888	15.327	-135.236	-89,45%
2009	16.454	15.471	9.433	0	0	41.358	63.814	22.456	20.897	-114.339	-55,75%
2010	17.039	14.887	9.661	0	0	41.587	64.591	23.004	20.651	-93.688	-33,06%
2011	17.643	14.282	9.896	0	0	41.821	65.370	23.549	20.394	-73.294	-18,76%
2012	18.270	13.656	10.136	4.529	0	46.590	64.697	18.107	15.126	-58.168	-11,32%
2013	18.918	13.007	10.382	4.482	0	46.789	64.023	17.234	13.888	-44.280	-6,13%
2014	19.590	12.335	10.635	4.434	0	46.994	63.349	16.354	12.714	-31.566	-2,44%
2015	20.285	11.640	10.893	4.387	0	47.206	62.675	15.469	11.601	-19.965	0,23%
2016	21.006	10.920	11.159	4.340	0	47.424	62.001	14.577	10.545	-9.420	2,20%
2017	21.751	10.174	11.431	4.293	0	47.649	61.327	13.678	9.546	126	3,68%
2018	22.523	9.402	11.710	4.246	0	47.881	60.653	12.772	8.599	8.724	4,80%
2019	23.323	8.602	11.996	4.199	0	48.120	59.979	11.860	7.702	16.426	5,67%
2020	24.151	7.774	12.289	4.151	0	48.365	59.305	10.940	6.854	23.280	6,34%
2021	25.008	6.917	12.589	4.104	0	48.619	58.631	10.012	6.051	29.331	6,86%
2022	25.896	6.029	12.897	4.057	0	48.880	57.957	9.078	5.292	34.623	7,26%
2023	26.815	5.110	13.213	4.010	0	49.148	57.283	8.135	4.575	39.199	7,58%
2024	27.767	4.158	13.537	3.963	2.594	52.019	56.609	4.591	2.491	41.689	7,73%
2025	28.753	3.172	13.869	3.915	8.745	58.454	55.936	-2.519	-1.318	40.371	7,65%
2026	29.774	2.151	14.209	3.868	8.758	58.761	55.262	-3.499	-1.767	38.604	7,55%
2027	30.831	1.094	14.558	3.821	8.779	59.083	54.588	-4.495	-2.189	36.415	7,42%
2028	0	0	14.916	3.774	8.806	27.496	53.914	26.418	12.412	48.827	8,07%
2029	0	0	15.282	3.727	8.558	27.567	53.240	25.673	11.636	60.463	8,56%
2030	0	0	15.658	3.680	8.307	27.645	52.566	24.921	10.896	71.359	8,95%
2031	0	0	16.043	3.632	8.054	27.730	51.892	24.162	10.191	81.550	9,26%
2032	0	0	16.438	3.585	7.799	27.822	51.218	23.396	9.519	91.069	9,51%
TOTALES	451.690	186.817	318.057	85.197	70.399	1.112.160	1.473.920	211.197	91.069		
							2,42%		V.A.N.		91.069
									T.I.R. (a 25 años)		9,51%
									RETORNO (En años)		10

FUENTE: ELABORACION PROPIA

Los datos son contundentes, la rentabilidad ha caído tanto que debería hacer que se plantee el inversor muy seriamente si merece la pena invertir en este negocio o no, al obtener márgenes demasiado ajustados; por decirlo de otra manera, se podía conseguir dicha rentabilidad en otras inversiones, y a la vista de la regulación normativa que se estaba viviendo entonces, más estables o con menos riesgo.

4.- Situación actual

El dos de febrero de dos mil trece se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 2/2013 de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, por el que suprime el IPC garantizado de subida anual a la prima fotovoltaica, que había sido introducido con anterioridad a fin de eliminar el derecho al cobro del 575 % de la tarifa vigente en cada momento y la referencia a un IPC constante sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (del 3% al -0,028% en 2012 para la fotovoltaica).

El trece de julio de dos mil trece, se publicó en el BOE, el Real Decreto-Ley 9/2013 del doce de julio, que entró en vigor al día siguiente, con el objeto de adoptar medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, regula en primer lugar, la derogación de toda la legislación anterior relativa a las retribuciones y primas a las instalaciones solares y, en segundo lugar, aprueba el nuevo marco retributivo de primas desde el mismo día de su entrada en vigor, aunque para sorpresa general, no se explica cuál es el sistema de retribución de primas.

Como complemento normativo, y con el fin, supuestamente, de completar la reforma, también se publicó un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, que, una vez supere todos los trámites parlamentarios, y con las modificaciones oportunas, derogará casi en su totalidad la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, vigente a día de hoy.

La justificación que el Gobierno da a la hora de regular de nuevo el Sector Eléctrico, es terminar con el déficit tarifario, y garantizar la estabilidad financiera del mismo.

La reforma pretende, en primer lugar, reducir costes, en segundo lograr la estabilidad financiera del sector y, finalmente, garantizar el suministro al consumidor al menor coste posible.

Para conseguirlo, marca, a mi modo de ver, tres bases y conceptos fundamentales:

1.- Establece el concepto de “empresa eficiente y bien gestionada”; la propia normativa contempla que, a la hora de tomar los parámetros que se van a

utilizar, se harán “de la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada”, sin concretar a qué se refiere este concepto.

2.-Introduce una “regla de estabilidad financiera” mediante un sistema de revisión destinado a evitar la aparición de nuevos desajustes económicos.

3.-Fija una “rentabilidad razonable” de tal forma que la misma se calculará antes de impuestos; está referenciada sobre el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario y establece un diferencial para las instalaciones ya operativas de trescientos puntos básicos, lo que supondría ahora una retribución en torno al 7,5 % de rentabilidad del proyecto, antes de impuestos; sin embargo, no se ha marcado diferencial alguno para las nuevas instalaciones.

El despacho de GÓMEZ-ACEBO & POMBO (2013), en los comentarios de urgencia que realiza sobre el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio, considera que “el concepto de “Rentabilidad Razonable” está en línea con la doctrina jurisprudencial de los últimos años”. (Sentencia Tribunal Supremo (Sala 3) de doce de abril de 2012, Sentencia Tribunal Supremo (Sala 3) de treinta y uno de octubre de 2012, entre otras, habiendo más de la misma sala y Sección de fechas de tres y nueve de diciembre de 2009 y del siete de mayo de 2013)

Por otro lado, el concepto de “Empresa eficiente y bien gestionada” podría proceder de la jurisprudencia comunitaria según varios autores, idea refrendada por el informe realizado en el mes de julio de 2013 por el despacho de CUATRECASAS GONÇALVES PEREIRA sobre el citado Real Decreto Ley, en el que, a su juicio, *“Se encuentra esta idea en la Sentencia Altmark, de 24 de julio de 2003 (Asunto C-280/00), en la que el Tribunal de Justicia señaló que el nivel de compensación necesaria debe calcularse sobre la base de un análisis de los costes que una empresa media, bien gestionada y adecuadamente equipada en medios de transporte para poder satisfacer las exigencias de sector público requeridas, habría soportado para ejecutar estas obligaciones, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la ejecución de estas obligaciones”*

A la vista de lo anterior, la clave va a ser la base de cálculo que se tome y los criterios para la fijación del estándar de costes, ya que la prima para el caso de las plantas existentes debe dar como resultado la rentabilidad anteriormente citada; evidentemente, puede haber proyectos que se encuentren beneficiados porque el coste de la inversión ha sido menor del

que se tome como referencia, y otros, la gran mayoría, que resulten perjudicados.

Mientras se aprueba el nuevo régimen retributivo, el Gobierno determina que se mantenga el régimen último, que precisamente deroga este Real Decreto Ley, con carácter transitorio, hasta que se aprueben las disposiciones necesarias que permitan aplicar plenamente ésta, pero recoge expresamente que el porcentaje de bonificación por el cumplimiento en el rango del factor de potencia reflejado en el anexo V del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, deja de aplicarse inmediatamente.

Es decir, un nuevo recorte a nivel práctico; y ya anticipa que, cuando se apruebe definitivamente la nueva disposición que va a desarrollar este Real Decreto Ley, se deberá regularizar la facturación que hemos realizado a las eléctricas con el nuevo precio, al entenderse que la facturación que se haga tendrá la consideración de pago a cuenta; la nueva metodología se aplicará desde el 14 de julio de 2013.

A nivel normativo, también diferencia y establece regímenes específicos para las instalaciones insulares y extra peninsulares, planteando incluso la posibilidad de extender el nuevo régimen a instalaciones con potencia superior a 50 MW.

Para darle aún más carácter de temporalidad y más incertidumbre al sector, ya de por sí muy tocado, se plantea la posibilidad de revisar cada seis años los parámetros de retribución, tanto de las nuevas como de las preexistentes.

4.1.- Ventajas e inconvenientes de la inversión

Con todo lo anterior, con la incertidumbre existente a día de hoy, y la temporalidad que otorga a lo que se regula de que, cada seis años podrá revisarse la retribución y a la vista que ningún cambio ha sido a mejor, invita evidentemente a no realizar ningún tipo de inversión en materia de energías renovables, sin entrar en un análisis más en profundidad.

4.2.- Plan de Viabilidad

A continuación, se muestra la tabla de reducciones establecidas por la propuesta de Orden Ministerial de costes de inversión con respecto al marco retributivo inicial (UNEF, 2013) en la que se fija el porcentaje en función de las horas de producción de energía, la potencia y las condiciones de la instalación, si es fija, tiene un eje o dos.

Se podría decir que el nuevo sistema genera un impacto que no es homogéneo para todos los proyectos, y mucho menos para las tecnologías que se hayan usado, de tal manera que los recortes que se prevén están entre el diez por ciento y el cincuenta y dos por ciento.

Viendo la tablas, se observa que las más perjudicadas son las grandes plantas, propiedad de los inversores que hicieron una apuesta mayor y optaron por las tecnologías más avanzadas, es decir, la de dos ejes, buscando una mayor producción.

Bajo mi punto de vista, el texto recoge otra cuestión peligrosa y conflictiva al equiparar las grandes plantas y las agrupaciones fotovoltaicas, sin tener en cuenta las diferentes personalidades físicas o jurídicas propietarias de las instalaciones; además, se da la circunstancia de que considera propietarios de una misma agrupación por la cercanía de sus plantas o por tener determinadas instalaciones de forma colectiva, por ejemplo, la planta de evacuación de la energía producida e incorporarla a la red eléctrica.

TABLA 10 TABLA DE REDUCCIONES ESTABLECIDAS EN LA PROPUESTA DE LA O.M.
(ANTES MEDIDAS RETROACTIVAS)

Horas	≤ 5kW			5Kw<P≤100kW			100Kw<P≤2.000kW			2.000Kw<P≤10.000kW			P≥10.000kW		
	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes
1500	-10%			-18%			-17%			-24%			-41%		
1550	-12%			-20%			-19%			-26%			-42%		
1600	-15%			-22%			-21%			-28%			-43%		
1650	-17%			-24%			-23%			-30%			-45%		
1700	-19%	-9%		-26%	-11%		-25%	-13%		-32%	-23%		-46%	-40%	
1750	-21%	-12%		-28%	-13%		-27%	-15%		-33%	-25%		-47%	-41%	
1800	-23%	-14%	-9%	-30%	-15%	-15%	-29%	-17%	-17%	-35%	-27%	-24%	-49%	-43%	-41%
1850	-25%	-16%	-12%	-31%	-17%	-17%	-30%	-19%	-19%	-36%	-28%	-25%	-50%	-44%	-43%
1900	-27%	-18%	-14%	-33%	-19%	-19%	-32%	-21%	-21%	-38%	-30%	-27%	-51%	-45%	-44%
1950		-19%	-15%		-21%	-21%		-23%	-22%		-31%	-29%		-46%	-45%
2000		-21%	-17%		-22%	-22%		-24%	-24%		-33%	-30%		-47%	-46%
2050		-23%	-19%		-24%	-24%		-26%	-25%		-34%	-31%		-48%	-47%
2100		-24%	-21%		-26%	-26%		-27%	-27%		-35%	-33%		-49%	-48%
2150		-26%	-22%		-27%	-27%		-29%	-28%		-37%	-34%		-50%	-49%
2200		-27%	-24%		-29%	-29%		-30%	-30%		-38%	-35%		-51%	-50%
2250			-25%			-30%			-31%			-37%			-51%
2300			-27%			-31%			-32%			-38%			-52%

FUENTE: UNEF

Tabla de reducciones establecidas por la propuesta de Orden Ministerial de costes de inversión con respecto al marco retributivo actual (incluye medidas retroactivas del Real Decreto-ley 14/10 de 23 de diciembre, Ley 15/12 de 27 de diciembre, y Real Decreto-ley 2/13 de 1 de febrero (UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA, 2013) sería la que a continuación se detalla con unos recortes entre el cero y el cuarenta y cuatro por ciento, refiriéndose en el primer caso únicamente a aquellas instalaciones de autoconsumo.

La mayoría de las plantas se verían afectadas conforme a esta segunda tabla, con descuentos de entre el nueve y el veintiuno, con respecto a la situación que había.

TABLA 11 TABLA DE REDUCCIONES ESTABLECIDAS EN LA PROPUESTA DE LA O.M. CON RESPECTO MARCO RETRIBUTIVO ACTUAL

Horas	≤ 5kW			5Kw<P≤100kW			100Kw<P≤2.000kW			2.000Kw<P≤10.000kW			P≥10.000kW		
	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes	fijo	1 eje	2 ejes
1500	0%			-9%			-8%			-16%			-34%		
1550	-3%			-11%			-10%			-18%			-36%		
1600	-5%			-14%			-12%			-20%			-37%		
1650	-7%			-15%			-14%			-21%			-38%		
1700	-7%	0%		-15%	-1%		-14%	-4%		-21%	-15%		-38%	-34%	
1750	-7%	-2%		-15%	-4%		-14%	-6%		-21%	-17%		-38%	-35%	
1800	-7%	-4%	0%	-15%	-6%	-6%	-14%	-9%	-8%	-21%	-19%	-16%	-38%	-37%	-35%
1850	-7%	-7%	-2%	-15%	-8%	-8%	-14%	-11%	-10%	-21%	-21%	-17%	-38%	-38%	-36%
1900	-7%	-9%	-4%	-15%	-10%	-10%	-14%	-13%	-12%	-21%	-22%	-19%	-38%	-39%	-38%
1950		-11%	-6%		-12%	-12%		-14%	-14%		-24%	-21%		-40%	-39%
2000		-13%	-8%		-14%	-14%		-16%	-16%		-26%	-23%		-42%	-40%
2050		-15%	-10%		-16%	-16%		-18%	-17%		-27%	-24%		-43%	-41%
2100		-16%	-12%		-18%	-18%		-20%	-19%		-28%	-26%		-44%	-42%
2150		-17%	-14%		-18%	-19%		-20%	-21%		-29%	-27%		-44%	-43%
2200		-17%	-16%		-18%	-21%		-20%	-22%		-29%	-28%		-44%	-45%
2250			-16%			-21%			-22%			-29%			-45%
2300			-16%			-21%			-22%			-28%			-44%
Peso relativo de cada grupo de potencia respecto del total instalado del RD 661															
%	2%			82%			5%			3%			8%		

FUENTE: UNEF

Evidentemente, en la situación en la que estamos, en que prácticamente un año después de que se ha legislado anulando todo lo anterior, aún no existe un precio definitivo, el plantearnos hacer a día de hoy un estudio de viabilidad de la inversión realizada, es poco menos que garantizar el error, puesto que cualquier previsión se va a realizar con datos erróneos.

A la hora de efectuar los cálculos, sabemos la “rentabilidad razonable” que deberíamos obtener del 7,5 %; la duda es sobre qué valor, porque desconocemos el coste de la inversión que el Gobierno contempla como el coste de la realización de un proyecto de ésta envergadura realizado por una empresa eficiente y bien gestionada, con lo que no podemos deducir cual será el valor base y si con ello va a ser suficiente para rentabilizar nuestra inversión. (EL BLOG DE LA ENERGÍA SOSTENIBLE. *Rentabilidad Razonable ¿para quién?*, 2013)

Por otro lado, el coste de la inversión no era el mismo en los años 2006, 2007 o 2008, en los que había una gran demanda de placas fotovoltaicas, que ahora cuando existe una mayor oferta y una mínima demanda, teniendo en cuenta, además, que el precio ha bajado por debajo del 50% del valor inicial.

A la vista de lo anterior de que no se puede sacar una cuenta de resultados con cierta fiabilidad, vamos a plantear diferentes casos a fin de poder ver la posible rentabilidad.

Así partiendo de la tabla número 8 en la que figura la cuenta de resultados previsional para el año 2006 y siguientes, incluyendo la normativa vigente desde el ejercicio 2012, observamos un beneficio bruto de doscientos ochenta y un mil quinientos noventa y seis euros.

Por otro lado la suma total de ingresos desde el ejercicio 2013 en el que se rompe toda posibilidad de establecer previsiones al anular el gobierno todo lo establecido hasta entonces asciende al importe de un millón ciento cincuenta y dos mil cuatrocientos siete euros, con lo que el beneficio total estimado en todos los años viene a significar poco más del veinticuatro por ciento del total de ingresos pendientes de percibir.

Ante las previsiones de recortes que se recogen por diferentes vías, y que por ejemplo en la tabla 11, en la que figuran las reducciones establecidas en la propuesta de Orden Ministerial que había en 2013, y que de nuevo se ha visto derogada por el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, había una media del veintidós por ciento, este recorte prácticamente compensaría el margen del veinticuatro por ciento que teníamos de diferencia entre los ingresos desde el 2013 y los gastos.

Cualquier recorte de ingresos desde el año 2013, que se procedió a liquidar con un porcentaje igual o mayor a ese veinticuatro por ciento, supondrá pérdidas reales, y todos los indicios indican desde diversas fuentes que el porcentaje de recorte será al menos superior a ese veinte por ciento.

Con un recorte del veintidós por ciento en los ingresos a partir del ejercicio 2013 nos quedaría la siguiente cuenta previsional

TABLA 12 CUENTA DE RESULTADOS PREVISIONAL INCORPORANDO LEGISLACIÓN VIGENTE A PARTIR 2012 Y RECORTE 22% A PARTIR DEL EJERCICIO 2013

CUENTA DE RESULTADOS PREVISIONAL												
AÑO	AMORTIZACION	GASTOS DE EXPLOTACION	TOTAL GASTOS	TOTAL INGRESOS	BENEFICIO	BASE IMPONIBLE IMPUESTOS	RENTABILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	CUOTA LIQUIDA IMPUESTO	DEDUCCION MEDIO AMBIENTE	CUOTA IMPUESTOS A PAGAR	BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	RENTABILIDAD FINANCIERA
2007		0	0	0	0	0	0	0	36.135	0	0	0,00%
2008	40.150	31.262	71.412	63.041	-8.372	-8.372	-1,39%	0	0	0	-8.372	-5,56%
2009	40.150	24.904	65.054	63.814	-1.240	-9.611	-0,21%	0	0	0	-1.240	-0,82%
2010	40.150	24.548	64.698	64.591	-107	-9.719	-0,02%	0	0	0	-107	-0,07%
2011	40.150	24.178	64.328	65.370	1.043	-8.676	0,17%	0	0	0	1.043	0,69%
2012	40.150	28.320	68.470	64.697	-3.774	-12.450	-0,63%	0	0	0	-3.774	-2,51%
2013	40.150	27.871	68.021	49.938	-18.083	-16.448	-0,66%	0	0	0	-3.998	-2,66%
2014	40.150	27.404	67.555	49.412	-18.143	-20.654	-0,70%	0	0	0	-4.206	-2,79%
2015	40.150	26.921	67.071	48.886	-18.184	-25.050	-0,73%	0	0	0	-4.396	-2,92%
2016	40.150	26.419	66.569	48.361	-18.208	-29.618	-0,76%	0	0	0	-4.568	-3,03%
2017	40.150	25.898	66.048	47.835	-18.213	-34.339	-0,78%	0	0	0	-4.721	-3,14%
2018	40.150	25.357	65.508	47.309	-18.198	-39.194	-0,81%	0	0	0	-4.855	-3,22%
2019	40.150	24.797	64.947	46.784	-18.163	-44.161	-0,82%	0	0	0	-4.968	-3,30%
2020	40.150	24.215	64.365	46.258	-18.107	-49.221	-0,84%	0	0	0	-5.060	-3,36%
2021	40.150	23.610	63.761	45.732	-18.028	-54.350	-0,85%	0	0	0	-5.129	-3,41%
2022	40.150	22.984	63.134	45.207	-17.927	-59.527	-0,86%	0	0	0	-5.176	-3,44%
2023	0	22.333	22.333	44.681	22.348	-24.576	5,80%	0	0	0	34.950	23,21%
2024	0	21.658	21.658	44.155	22.498	10.376	5,80%	2.594	0	2.594	32.358	23,21%
2025	0	20.957	20.957	43.630	22.673	34.979	5,81%	8.745	0	8.745	26.234	23,23%
2026	0	20.229	20.229	43.104	22.875	35.033	5,82%	8.758	0	8.758	26.275	23,27%
2027	0	19.474	19.474	42.578	23.105	35.114	5,83%	8.779	0	8.779	26.336	23,32%
2028	0	18.690	18.690	42.053	23.363	35.224	5,85%	8.806	0	8.806	26.418	23,40%
2029	0	19.009	19.009	41.527	22.518	34.231	5,68%	8.558	0	8.558	25.673	22,74%
2030	0	19.338	19.338	41.001	21.664	33.228	5,52%	8.307	0	8.307	24.921	22,07%
2031	0	19.676	19.676	40.476	20.800	32.216	5,35%	8.054	0	8.054	24.162	21,40%
2032	0	20.023	20.023	39.950	19.927	31.195	5,18%	7.799	0	7.799	23.396	20,72%
TOTALES	602.253 €	590.071	1.192.324	1.220.391	28.067		1,87%	70.399	0	70.399	211.197	7,48%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

A pesar de haber promulgado el Gobierno dicho Real Decreto todavía se ha de aprobar otra pieza clave de la reforma, la orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que concretará y cuantificará los parámetros definidos en el reglamento, y servirá para calcular la retribución correspondiente a cada instalación en función de las distintas variables.

Todo ello, genera una incertidumbre económica muy elevada, con inversores que, en su día, acometieron una inversión segura aportando pocos fondos propios y, como consecuencia de los innumerables cambios legislativos, no pueden hacer frente a los pagos, lo que ha derivado en una ruina total para ellos.(VIÚDEZ, 2013).

Una de las consecuencias inmediatas ha sido, por parte de los fondos de inversión extranjeros, con intereses en plantas termo solares, movilizarse

para llevar al Reino de España a un arbitraje internacional de inversión como mecanismo de protección, con el fin de proteger y salvaguardar las inversiones que han realizado en un país diferente al suyo de origen (RASO, 2013), según la web de Energiza *“El fondo británico Eiser Infrastructure Limited y su filial luxemburguesa Energía Solar Luxembourg han presentado una denuncia contra España ante el tribunal internacional de arbitraje del Banco Mundial, el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), por los recortes a las renovables. La denuncia quedó registrada el pasado 23 de diciembre por la secretaría general del tribunal y en ella el demandante aparece representado por el despacho británico de abogados Allen & Overy, indica el propio CIADI.”*

Por otro lado y de acuerdo con la información recogida en El Confidencial del 18 de marzo de 2013, (HERNANZ Y TOLEDO, 2013), *“había fondos termo solares extranjeros que están preparando también litigios internacionales contra el Estado español en base a la “expropiación progresiva” de su inversión en activos renovables en España, que se sumaría al proceso de arbitraje planteado en 2011 por una quincena de fondos fotovoltaicos por el recorte retroactivo de las primas.”*

Una cuestión que no debería pasarse por alto es que únicamente se ha oído hablar de los fondos extranjeros, que han sido los que se están moviendo en los tribunales, bien de arbitraje o en Bruselas, pero en ningún momento se ha sabido nada acerca de los españoles, lo que lleva a pensar que no están presentando litigios contra el Gobierno de España, resignándose a las sentencias del Tribunal Supremo, *“en las que admite la llamada retroactividad impropia siempre que se mantenga una rentabilidad razonable”* (¿casualidad?) según la información de EL CONFIDENCIAL del 18 de marzo de 2013 anteriormente citada, volviendo a surgir la posibilidad de crear un banco malo fotovoltaico.

La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), ha interpuesto ante el Tribunal Supremo sendos Recursos Contenciosos Administrativos contra el Real Decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014 de 16 de junio de 2014, según una nota de prensa emitida por dicha Asociación el pasado 31 de julio de 2014. Parece ser que los pequeños productores siguen la senda marcada con anterioridad por los grandes fondos internacionales de recurrir ante los juzgados las diferentes normativas aprobadas por el Gobierno.

A la hora de evaluar las consecuencias que pueden conllevar las decisiones adoptadas, deberíamos tener muy en cuenta que en el sector, de acuerdo a los datos facilitados por la ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA SOLAR TERMOELÉCTRICA (PROTERMOSOLAR), entre un treinta y cinco y un cuarenta por ciento de las inversiones en el capital social de las centrales termo solares españolas son extranjeras, con una aportación de unos quince mil millones de euros, y el grado de desconfianza que puede generar es demasiado elevado en los inversores internacionales. (RASO, 2013)

Es llamativo al menos, pero a la vista de lo anterior está más que justificado, que el Ministro de Industria, Energía y Turismo se haya desplazado a EE.UU. para mediar con fondos internacionales recientemente así como a los Emiratos Árabes, para mediar con los inversores de la zona, ya que España tiene ocho demandas presentadas por inversores internacionales, por violaciones de la Carta de la Energía, en los tribunales de arbitraje internacional, mientras que los inversores nacionales deben de agotar la jurisdicción nacional antes de poder solicitar justicia en las instancias internacionales, estando en estos momentos resolviéndose las primeras reclamaciones presentadas en el año 2010.

5.- Conclusiones

En el año 2007, se plantea la puesta en marcha de una inversión, razonable, proporcionada y, a la vista de un primer estudio de viabilidad, en principio, rentable.

Se había deducido de un estudio muy conservador, en el que se estimaba una pérdida de producción superior a la planteada en la mayoría de los estudios, y con un cálculo muy prudente, una tasa interna más que razonable de retorno superior al 14 %.

Por otro lado, el retorno de la inversión inicial se obtendría en ocho años, menos de una tercera parte de la vida útil que los fabricantes estimaban para las instalaciones fotovoltaicas.

Todo ello, se veía refrendado por la política gubernativa, que apoyaba al sector, y garantizaba además, para nuestro caso, y para la mayoría de las personas, que la mayor parte de los ingresos procedían de unas primas estatales fijadas para animar la inversión en fotovoltaicas, y promulgadas en sendos Reales Decretos.

El problema surge cuando el Estado decide unilateralmente cambiar las reglas de juego, modificando todo el marco regulatorio, de tal manera que, desde el primer Real Decreto 436/2004 que empezó a regular las instalaciones fotovoltaicas, hasta el año 2013 incluido, se han producido diez cambios normativos, aplicando en la mayoría de los casos la retroactividad, es decir, afecta a las instalaciones que ya están en funcionamiento con unas reglas de juego, no manteniendo los posibles derechos otorgados por normativas anteriores.

Así, los últimos cambios normativos han significado limitación horaria a las plantas existentes (Real Decreto 1614/2010 y Real Decreto-ley 14/2010) para minorar la retribución sin tocar la tarifa, una moratoria al régimen especial (Real Decreto-ley 1/2012) o establecimiento de nuevos impuestos (Ley 15/2012) que no se pueden trasladar al cliente, y ahora el Real Decreto-ley 2/2013 y el Real Decreto-ley 9/2013.

Considerando que este tipo de inversiones, inicialmente, se recuperaba a los ocho años, vemos cómo con las regulaciones que se implantan desde el

2008 que empezamos con nuestro caso, hasta el 2010, el retorno de la inversión sufre un retraso de dos años, no obteniéndolo hasta el décimo año, lo que supone la caída de la tasa interna de retorno hasta el nueve y medio por ciento, y la tasa de VAN sobre la inversión a porcentajes del 2,42 %, es decir, a rentabilidades inferiores a las que se podían obtener con simples productos financieros y garantizados por el Fondo de Garantía hasta 100.000 euros por persona y entidad.

Pero el problema aún es mayor, porque no se ha quedado ahí, sino que la última reforma normativa ha supuesto una nueva reducción en la retribución, que no sólo anula todo lo vigente a la fecha de aprobación, sino que establece que la nueva retribución se regulará más adelante, es decir, anulan una ley concreta, concisa, determinada, por algo indeterminado e inconcreto.

No conformes con ello, determinan además que, hasta que se regule, habrá una situación transitoria que puede durar incluso años; durante la cual, pretenden comenzar a retirar una parte de la retribución existente, consideran que la facturación es “a cuenta” y anuncian que no se regularizará hasta la aprobación definitiva.

Además, y para curarse en salud, la nueva normativa ya se refiere a la posibilidad de que los parámetros de retribución puedan ser revisados cada seis años, tanto para las nuevas instalaciones como para las ya existentes, sembrando un carácter de temporalidad en la nueva regulación.

Todo ello ha generado una incertidumbre económica muy elevada, al no saber ni el porcentaje del recorte, ni si éste va a ser el último que va a existir, y si va a poder hacer frente a sus obligaciones.

Pero tan grave como lo anterior es la inseguridad jurídica que se deriva de todos los cambios regulatorios y del perverso efecto retroactivo de las normas; y no sólo para este sector sino, en general, para toda la economía a nivel nacional, porque a la vista de lo que ha ido sucediendo en el eléctrico ¿qué sector está libre de una nueva regulación gubernativa?; y, yendo más allá, a partir de ahora ¿podría el gobierno legislar la rentabilidad razonable para los negocios? y, para finalizar con las preguntas, ¿quién va a creer en España a la hora de hacer inversiones en aquellos sectores que el Gobierno quiera desarrollar y en los que establezca determinadas primas cuando, en diez años, es capaz de dar la vuelta a la legislación y transformar algo rentable en ruinoso?.

A nivel práctico, la nueva normativa va a llevar a gran parte del sector al concurso de acreedores, puesto que no pueden hacer frente a las obligaciones contraídas con los bancos que, según fuentes del sector, cuantifican en más de veintidós mil millones de euros, llevándose por delante a muchos pequeños inversores y las propiedades que habían puesto como aval.

El problema añadido es que la mayoría de la deuda, más de diecisiete mil millones, se debe a entidades nacionales, con lo que el sector bancario podría tener otro problema adicional a los ya existentes.

Ante la posibilidad de renegociaciones de la deuda bancaria, nos encontraremos con el problema añadido de que los nuevos tipos serán superiores a los que hasta ahora se habían negociado, y la perspectiva de ingresos futuros va a ser menor, lo que originará problemas de tesorería.

Desde la distancia y el paso del tiempo, se debe dar las gracias al Ayuntamiento por las dificultades puestas en el caso concreto, ya que, en dicha fecha, se pensaba que el desarrollo urbanístico era previsible a un corto o medio plazo, sin ser conscientes del estallido de la burbuja inmobiliaria que tuvo lugar sólo un año después y cuyas consecuencias económicas, sociales, etc., hacen pensar que el citado desarrollo no se va a dar en el plazo previsto, y, por tanto, no se realizó la inversión.

A la vista de todo ello, la conclusión que deberíamos extraer es que el Gobierno se ha cargado por completo el sector, ha llevado a numerosos pequeños inversores a graves problemas financieros y a los internacionales les hemos transmitido que las normas se pueden modificar con retroactividad, que no hay seguridad jurídica y que se va regulando conforme a lo que interesa en cada momento.

Por último y para finalizar el presente trabajo, deberíamos recoger el último cambio normativo producido, el Real D 413/2014 de 6 de junio publicado en el BOE del 10 de junio de 2014, en el que se fijan los últimos recortes introducidos a los productores energéticos de energías renovables, definiendo el funcionamiento del nuevo esquema de retribución para las instalaciones de renovables en operación, que sustituye al anterior esquema de tarificación de inyección que existía anteriormente, estando pendiente de promulgarse la Orden Ministerial que apruebe los parámetros retributivos y las

categorías de instalaciones tipo, debiendo por tanto esperar a los efectos definitivos del mismo.

Según esta nueva norma el sistema retributivo parte de que el productor va a percibir dos importes, por un lado la que se corresponde en función del precio del pool, y la segunda parte que la denomina Régimen Retributivo Específico que será para aquellas instalaciones que no alcancen el nivel económico mínimo necesario para cubrir los costes que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado logrando una rentabilidad razonable.

Para determinar el Régimen Retributivo Específico se establecerá una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otro tipo de segmentación que se considere necesaria.

Una vez más la legislación que hace el Poder Legislativo es incompleta, al detallar por un lado las instalaciones tipo y los parámetros utilizados para definirlos, pero no se ha publicado el importe a abonar para cada instalación tipo. Según diversas fuentes se calculan como mínimo en un 40 % el recorte que sufrirá el pequeño inversor con respecto a los ingresos previstos inicialmente, llegando otras fuentes a calcular cifras superiores incluso al 50 %.

Además, y para confirmar el carácter de temporalidad de la regulación recién publicada, establece que los parámetros sobre los que pivota la legislación podrán modificarse cada tres años, y la tasa de rentabilidad razonable cada seis.

Todo lo anterior no hace sino confirmar las conclusiones anteriores, pudiendo proceder, a la vista de la nueva regulación decretada, y en espera de que terminen de legislar publicando los importes a abonar a cada instalación tipo, abrir una nueva línea de investigación que pueda ratificar o no las sospechas mayoritarias del sector de que va a ser necesaria la realización de quitas por parte de los bancos para dar viabilidad a los proyectos de los pequeños inversores ya que, en caso contrario, no podrán hacer frente a sus compromisos bancarios.

Bibliografía

- ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍAS RENOVABLES *Estudio Del Impacto Macroeconómico De Las Energías Renovables En España*, 2012.
- CÁMARA DE COMERCIO E INDUSTRIA DE ZARAGOZA. (2006) *Informe del Servicio de Medio Ambiente de la Cámara Oficial de Comercio e Industria de Zaragoza*, documento bibliocamara72, de la (<http://www.camarazaragoza.com/medioambiente/docs/bliocamara/bliocamara72.pdf>).
- COMISION NACIONAL DE ENERGIA. (2013) *Estadística sobre Potencia instalada, energía vendida, número de instalaciones, retribuciones totales y primas recibidas*.
http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=143&accion=1&soloUltimo=si&slidCat=10&keyword=&auditoria=Fgía.
- COMISIÓN EUROPEA (1997) *Libro Blanco para una estrategia y plan de acción comunitario*.
- CUATRECASAS GONÇALVES PEREIRA (2013). *Legal Flash. Energía. Julio 2013*
- EL BLOG DE LA ENERGIA SOSTENIBLE. (2013) *Webmaster. Historia de una fotovoltaica XI. Rentabilidad razonable, ¿para quién?*
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA, (2011). Proyecto Sech-Spahouse. *Análisis del consumo energético del sector residencial español. Informe final. Secretaría General. Departamento de Planificación y Estudios*
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre (BOE núm. 285, del 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126), del sector eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, (BOE núm. 312 de 28 de diciembre de 2012, páginas 88081 a 88096), de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- MENDOZA A. I. (2013). *Comentario de Urgencia sobre R. D. L. 9/2013, de 12 de julio. Gómez-Acebo & Pombo*
- MORALES J. I. (2012) *“Las claves del éxito de la inversión en energías renovables. La transición de un modelo económico “energívoro” a un modelo económico sostenible”*
- NACIONES UNIDAS (1998) *Protocolo de Kioto de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*.
- Orden IET/1045/2014 de 16 de junio de 2014, 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 (BOE núm. 150, del 20 de junio de 2014, páginas 46430 a 48190)
- PRIETO, P. A. (2013) *“La subida al Gólgota de la energía solar fotovoltaica”*
Wordpress.com
<http://lacrisisenergetica.wordpress.com/2013/07/29/la-subida-de-la-energia-solar-fotovoltaica-espanola-al-golgota/>
- RASO C. (2013) *“Fondos termosolares preparan demandas contra España”*.
El Confidencial. (25/10/2013).
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre de 2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (BOE núm. 235, de 30 de septiembre de 2000, páginas 33511 a 33515)
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE núm. 75, de 27 de marzo de 2004, páginas 13217 a 13238).
- Real Decreto 1777/2004, de 30 de junio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades (BOE núm. 189, de 6 de agosto de 2004, páginas 28377 a 28429)
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE núm. 74, de 28 de marzo de 2006, páginas 11816 a 11831).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE núm. 126, de 25 de mayo de 2007, páginas 22846 a 22886).
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, por el que se aprueba la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007 de 25 de mayo, para dicha tecnología (BOE núm. 234, de 27 de septiembre de 2008, páginas 39117 a 39125)
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica (BOE núm. 298, de 8 de diciembre de 2010, páginas 101853 a 101859).
- 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 (BOE núm.140, del 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978).

Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, (BOE núm. 150, de 24 de junio de 2006, páginas 23979 a 23983), por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, (BOE núm. 312 de 24 de diciembre de 2010, páginas 106386 a 106394), por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, (BOE núm. 24 de 28 de enero de 2012, páginas 88081 a 88096), 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 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero (BOE núm. 29 del 2 de febrero de 2013 páginas 9072 a 9077).

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (BOE núm. 167 del 13 de julio de 2013, páginas 52106 a 52147).

TOLEDO D. Y HERRANZ C. (2013)

a) *“Fondos termosolares preparan litigios contra España por “expropiación continuada”*”. El Confidencial (18/03/2013).

b) *“Industria también planea enviar los huertos solares al Sareb”* El Confidencial (02/04/2013)

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA (2014)

a) *“El sector fotovoltaico sufrirá recorte ente 550 y 600 millones en su retribución, un 25 % menos.”* Comunicado de prensa.

b) *“El RD de renovables ahonda la ruptura de la seguridad jurídica e impide financiar los proyectos”* Comunicado de prensa.

VIUDEZ JUANA. (2013). *“La gran ruina solar”* El País (28-Julio-2013)

ANEXOS

ANEXO 1.- Solicitud punto conexión

IBERDROLA, S.A.
Polig. Las Casas
42005 Soria

ASUNTO: SOLICITUD DE PUNTO DE CONEXIÓN PARA UNA INSTALACIÓN FOTVOLTAICA DE 97200 W.

D. _____ con D.N.I _____ y domicilio en CL.
42004 Soria

Expone:

Que en virtud del Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión y por medio del Documento Básico que acompaña esta petición,

SOLICITA

Le sea autorizado por esa Compañía la conexión en el punto propuesto así como se indique las condiciones que deben verificarse para realizar dicha conexión.

Soria, 18 de enero de 2005



ANEXO 2.- Concesión autorización conexión



IBERDROLA

42005 SORIA

GESTION DE SUMINISTROS

Exp. 9016086760

18-08-05

Muy Sr.. nuestro:

Hemos analizado su solicitud de central fotovoltaica, a nombre de
a la red de distribución de Iberdrola en . Le
comunicamos a continuación las condiciones para realizarla:

- Punto de conexión y medida: *El indicado en el informe adjunto y esquema unifilar*
- Potencia nominal máxima disponible: *97,2 kW.*
- Modificaciones a realizar en la red de distribución de Iberdrola: *Modificación de las instalaciones.*

Estas condiciones tienen validez de UN AÑO a partir de esta fecha, plazo en el que nos debe notificar su disponibilidad para la firma del contrato, adjuntando para ello la siguiente información:

- 1.- Protocolo de ensayos tipo de relés de protección y certificado de ajuste.
- 2.- Protocolo de ensayos tipo del sistema de aislamiento galvánico (si no dispone de transformador de aislamiento).
- 3.- Certificado de conexión en caso de isla, del inversor.
- 4.- Copia de la condición de Instalación de Producción en Régimen Especial e inscripción previa en el registro.
- 5.- Documentación reglamentaria exigida por el Departamento de Industria para la puesta en servicio de la instalación.
- 6.- Certificado de ajuste de las protecciones a las taras establecidas en el RD 1663/2000. Asimismo, en el caso que estas protecciones sean efectuadas por software, certificado de no accesibilidad al usuario de la instalación, de los ajustes, ni al software del inversor que controla las protecciones.
- 7.- Teléfono de contacto de 24 horas con los responsables del Centro de Control de Iberdrola.
- 8.- Fotocopia DNI/CIF
- 9.- N° de cuenta bancaria

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A. (Sdad. Unipersonal). Domicilio Social - Garduqui, 8 - 48008 Bilbao - Reg. Merc. de Vizcaya, t. 3.863, l. 0, f. 179, sec. 8, h. BI-27057, insc. 1.º - NIF: A-95075578

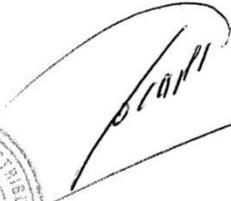
Por la modificación de las instalaciones necesarias para poder evacuar la Energía Producida y que serán realizadas por Iberdrola, les repercutiremos la cantidad de 1.410,61 €

NOTA.- Les recordamos que al ser necesaria su conexión a la red de media o alta tensión, no les es de aplicación el RD 1663/2000.

Como consecuencia, le recomendamos que se dirija a la Dirección General de Energía y Minas de la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León, solicitando el régimen especial de las instalaciones interesadas.

Quedamos a su disposición para cualquier información complementaria que precise, en nuestras oficinas o en el número de teléfono 947-481060.

Aprovechamos la ocasión para saludarles atentamente.



Fdo: J. Ignacio Lozares Colina

- Información Técnica referente a la red: **Angel Verde**
- Información Técnica referente al Equipo de Medida y demás datos técnicos: **Manuel Dueñas**
- Información Comercial: **Begoña Diez**

El equipo de medida a instalar, es de su responsabilidad y pueden Vds. comprarlo o alquilarlo. Si optan por la compra, deben adjuntar el certificado de verificación de origen y sus datos técnicos.

NOTAS.-

Las centrales fotovoltaicas están reguladas por el Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre que establece las condiciones administrativas y técnicas de conexión a la red de baja tensión

Protecciones

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en dicho Real Decreto.

Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por Iberdrola en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a Iberdrola con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento.
- Relés de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión –conexión serán realizadas por este. En este caso solo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las condiciones en el punto 7 del artículo 11 del Real decreto 1663/2000.
- Relé anti-isla para el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea. En este caso el relé debe actuar para que la instalación fotovoltaica no mantenga tensión en la línea de distribución.

Entre el circuito de generación y la medida no podrá intercalar ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

ANEXO 3.- Resolución Dirección Gral. Energía y Minas



**Junta de
Castilla y León**

Consejería de Economía y Empleo
Dirección General de Energía y Minas

RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA Y MINAS, DE LA CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y EMPLEO, POR LA QUE SE OTORGA LA CONDICIÓN DE INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ACOGIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL A LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DENOMINADA "LA SERREZUELA III".

Vista la solicitud de fecha 14 de octubre de 2005, formulada por D. _____, y la documentación que se acompaña a la misma, relativa a la obtención del reconocimiento de la Condición de Instalación de Producción Acogida al Régimen Especial correspondiente a la Central Fotovoltaica denominada "LA SERREZUELA III", situada en el término municipal de SORIA.

Considerando que, según se indica en la documentación presentada, la energía eléctrica generada será entregada a la red, previa transformación de la corriente continua en corriente alterna, mediante el uso de inversores.

Visto el informe de la empresa eléctrica distribuidora "IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.", con fecha 25 de enero de 2006.

Vista la Propuesta del Servicio de Ordenación y Planificación Energética, de fecha 26 de enero de 2006.

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, la Orden de 23 de mayo de 1995 de la Consejería de Economía y Hacienda de la Junta de Castilla y León, y cumplidos los trámites administrativos que prevé la Ley de 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común (modificada por la Ley 4/1999, de 13 de



RESUELVO:

OTORGAR LA CONDICIÓN DE INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL, E INSCRIBIR EN EL REGISTRO, CON CARÁCTER PREVIO, a la instalación cuyas características son las siguientes:

Código de Registro:	170/SO/CRE/b.1.1/436
Nombre de la Central:	LA SERREZUELA III
Tecnología:	Paneles fotovoltaicos SHARP NT R5E3H Inversores INGTEAM INGECON SUN 5
Conexión:	Línea ALMZARA (13,2 kV) de la ST Soria, en el tramo de línea entre el CT Las Casas y el Seccionamiento 6000
Emplazamiento: Municipio:	42005 SORIA
Grupo (Art. 2 R.D: 436/2004):	b.1.1 (Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica)
Nº Paneles / Potencia unitaria / Pot. total:	640 / 0,175 KWp / 112 kWp
Potencia total nominal inversores:	100,00 kW (20x 5,0 kW)
Energía eléctrica a transferir al año:	158,68 MWh
Titular:	N.I.F.:
Domicilio notificaciones:	

Deberá procederse a la obtención de cuantas autorizaciones y licencias dependan de los organismos administrativos correspondientes, según la legislación vigente.

Esta Inscripción Previa será cancelada si transcurridos dos años desde que sea notificada al interesado, éste no ha solicitado la inscripción definitiva, conforme al art. 13 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Para proceder a la Inscripción Definitiva en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial de la Comunidad Autónoma de Castilla y León, creado por Orden de 23 de mayo de 1995, de la Consejería de Economía y Hacienda, y de conformidad con lo previsto en el citado R.D. 436/2004, de 12 de marzo, el interesado deberá solicitarlo ante esta Dirección General, acompañando la siguiente documentación:

- Acta de puesta en marcha definitiva de la instalación
- Contrato de compraventa de energía eléctrica con la Empresa Distribuidora, según Anexo correspondiente a la Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión (B.O.E. nº 148 de 21/06/2001).
- Documento de opción de venta de la energía producida. En el caso de que se opte por la venta libre en el mercado, deberá acompañarse documento acreditativo de haberse adherido a las reglas del mercado de que se trate o, en su defecto, acreditación de haber firmado un contrato bilateral.
- Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

El régimen económico aplicable para la facturación de la potencia y de la energía entregada a la red, será el establecido por el citado R.D. 436/2004, de 12 de marzo.

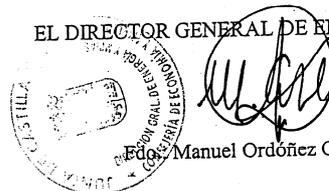
Los titulares de las instalaciones de producción acogidas al régimen especial podrán transferir al sistema su producción de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red, conforme al artículo 18.b del R.D. 436/2004, de 12 de marzo.

Asimismo, se informa de que en artículo 33, apartado 4, del R.D. 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial se expone: "Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el subgrupo b.1.1 alcance los 150 MW de potencia instalada (...) se procederá a la revisión de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo".

Contra la presente Resolución cabe interponer Recurso de Alzada ante el Ilmo. Sr. Viceconsejero de Economía, en el plazo de UN MES, contado a partir del día siguiente a la notificación de la presente Resolución, de conformidad con los artículos 58 y 114 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, (modificada por la Ley 4/1999, de 13 de enero) de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

León, 27 de enero de 2006

EL DIRECTOR GENERAL DE ENERGÍA Y MINAS



Fdo. Manuel Ordóñez Carballada

ANEXO 4.- Requerimiento presentación aval



42005 SORIA

02-07-2007

Muy Sr. mío:

El R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial en su *Disposición final segunda* modifica el RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, añadiendo un nuevo art. 66 bis, relativo a la necesidad de aportar aval, como requisito imprescindible *para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial*.

La cuantía que debe cubrir el referido aval es de 500 €/kW, para las instalaciones fotovoltaicas (excepto las que van en cubierta de edificios) y de 20 €/kW para el resto.

Esta exigencia, en virtud del apartado 4 de la citada *Disposición final segunda*, es de aplicación a las instalaciones que a la entrada en vigor de la norma no hayan obtenido autorización de acceso y conexión a la red de distribución, debiendo presentar el correspondiente resguardo en el plazo de tres meses, que finaliza el próximo día 1 de septiembre. Transcurrido dicho plazo, el órgano competente iniciará el procedimiento de cancelación de la solicitud.

El citado aval deberá ser presentado ante el organismo competente de la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación.

Como quiera que es Vd. titular de una solicitud de generación en régimen especial ante Iberdrola Distribución, expediente referencia 9016086760, en el supuesto de seguir manteniendo interés en el mismo, deberá presentar en el referido plazo el correspondiente resguardo de constitución del aval que garantice las cuantías anteriormente indicadas. En caso contrario, entenderemos que desiste de dicha solicitud y procederemos, sin mas comunicación, a cancelar el referido expediente.

Quedamos a su disposición para cualquier aclaración al respecto.

José María Checa Garrido
Extensión de Red de Burgos y Soria

ANEXO 5.- Autorización Ayuntamiento de Soria



EXCMO. AYUNTAMIENTO DE SORIA

SERVICIO DE URBANISMO

MOBS

NOTIFICACIÓN

El Ilmo. Sr. Alcalde en fecha 4 de julio de dos mil siete, asistido del Secretario, adoptó la siguiente resolución,

Examinado el expediente tramitado para la concesión, en su caso de licencia de uso excepcional para la instalación de placas fotovoltaicas en Paraje "La Serrezuela" promovido por D.

De conformidad con el informe emitido por la Sección de Seguimiento de Programas, en cumplimiento de lo dispuesto en el Art. 306 a 308 del Reglamento de Urbanismo de Castilla y León:

HE RESUELTO:

a) Ordenar la apertura de un período de información pública de veinte días, mediante la publicación de anuncios en el B.O.P. y en uno de los diarios de mayor difusión de la provincia.

b) Notificar al promotor la necesidad de presentación de compromiso del propietario de los terrenos de retirada de paneles, soportes, cimentaciones instalaciones complementarias derivadas del uso autorizado una vez finalice el uso que se autorice de forma que quede asegurada sin ninguna alteración la naturaleza de los terrenos permitiendo continuar con la utilización racional y sin derecho a indemnización.

Lo que se notifica a los efectos oportunos



Soria, a 4 de julio de 2007
EL SECRETARIO GRAL.,
Fdo.: D. Mariano A. Aranda Gracia

SORIA - 42004

ANEXO 6.- Memoria técnica del caso

CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCTORES

13 CENTRALES FOTOVOLTAICAS

Las centrales fotovoltaicas están reguladas por el Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre que establece las condiciones administrativas y técnicas de conexión a la red de baja tensión

Se agrupan en esta categoría todas aquellas plantas que dispongan de módulos fotovoltaicos para conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún tipo de paso intermedio. La conexión de las mismas se realizará en B.T. siempre que la potencia nominal de ésta no supere los 100 kVA y que la potencia de instalación no sea superior a la mitad de la capacidad de transporte de la línea. Aquellas cuya potencia sea ≥ 15 kW deberán realizar su conexión de forma trifásica, dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos hasta los 15 kW, a las diferentes fases, o directamente con un inversor trifásico.

La potencia nominal instalada será la suma de la potencias nominales de los inversores conectados a cada una de las fases.

13.1 Protecciones

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en dicho Real Decreto.

Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por Iberdrola en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a Iberdrola con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento.
- Relés de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

- Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión –conexión serán realizadas por este. En este caso solo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las condiciones en el punto 7 del artículo 11 del Real decreto 1663/2000.
- Relé anti-isla para el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea. En este caso el relé debe actuar para que la instalación fotovoltaica no mantenga tensión en la línea de distribución.

NOTA: Entre el circuito de generación y la medida no podrá intercalar ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

14 PERTURBACIONES

De acuerdo al artículo 110 “Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras” del RD 1955/2000, los usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones estén dentro de los límites establecidos en el artículo 104.

Esto implica que los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética, recogidas en las series 61000-3-xx de las normas UNE-EN o CEI .

La inyección de perturbaciones en niveles superiores a los admisibles autoriza a IBERDROLA a desconectar la central de su red, previa comunicación al órgano competente de la administración.

1.3 Emplazamiento

La planta se encontrará situada en la parcela 10088 del polígono 33, del municipio de Soria.

1.4 Normativa aplicada

El documento se define de acuerdo a los reglamentos y normas vigentes, siendo las siguientes de aplicación:

- Reglamento de Centrales Generadoras de Energía Eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Decreto 842/2002, de 2 de Agosto) e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en estaciones eléctricas, instituciones o centros (12 de Noviembre de 1982).
- Reglamento de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de energía eléctrica (RCL 1998/3048).
- RD 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- RD 436/2004 de 12 de Marzo.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C.-Octubre 2002).
- Reglamento de Seguridad e Higiene en Centros de Trabajo.
- Recomendaciones técnicas del Instituto Eduardo Torroja para instalaciones eléctricas de edificios.
- Normas C:T:N:E: aplicables a esta instalación.
- Normas Autonómicas y Provinciales para este tipo de instalaciones.
- Normas Municipales para este tipo de instalaciones.

1.5 Descripción de la planta

La planta objeto del proyecto convierte la energía que proporciona el sol en energía eléctrica alterna de 400V, que es inyectada directamente en la red eléctrica de la compañía distribuidora, a través de un centro de transformación.

1.5.1 Descripción de funcionamiento

En un primer paso se convierte la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica a través de una serie de módulos solares instalados sobre estructuras fijas que hacen de soporte. A este conjunto de módulos solares se le denomina generador fotovoltaico.

Posteriormente la corriente continua producida en el generador fotovoltaico se convierte en corriente alterna mediante inversores, para posteriormente inyectarla directamente en la red de distribución de baja tensión.

La instalación posee elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión ó interruptor general que nos permita separar la instalación fotovoltaica de la red de distribución. Aún así, los equipos, cableado y protecciones, se especificarán a posteriori.

Tendremos que asegurar un grado de aislamiento eléctrico mínimo de tipo básico clase I en lo que afecta a equipos (módulos e inversores) y al resto de materiales (conductores, cajas,

armarios de conexión...). En este apartado exceptuaremos el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de la persona, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

Puesto que se trata de una instalación conectada a la red de baja tensión de la compañía distribuidora, y el objetivo final de la planta será el de vender la energía producida a la compañía en cuestión, se dispondrá de todo un equipo de contadores con el fin de controlar la energía producida.

1.5.1.1 Generador fotovoltaico

Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de módulos fotovoltaicos encargados de transformar sin ningún paso intermedio la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica de continua.

La potencia de la planta será de 112 kWp

En la tabla adjunta se indican las características de los paneles proyectados:

Sharp NT-R5E3H

Características eléctricas						
Modelo	Número de células	Potencia en prueba +/- 10%	Corriente en punto de máxima potencia	Tensión en punto de máxima potencia	Corriente de cortocircuito	Tensión a circuito abierto
NT-R5E3H	72 serie'	175W	4,95 A	35,4 V	5,55 A	44,4V
Características físicas						
Modelo	Largo	Ancho	Fondo	Peso		
NT-R5E3H	1575 mm	826 mm	46 mm	17 Kg		

Estas características son especificaciones en condiciones estándar (según la normativa EN 61215) de 1000W/m², temperatura de la célula de 25°C y una masa de aire de 1,5.

Estos tipos de paneles utilizan células de silicio monocristalino que garantizan con un máximo rendimiento la producción eléctrica mientras exista radiación solar. Las cajas de conexiones intemperie incorporan diodos de derivación (by-pass) para evitar la posibilidad de rotura de circuito eléctrico en el interior del módulo como consecuencia de sombreados parciales de alguna célula (se producen corrientes inversas que pueden romper el diodo por sobreintensidad).

1.5.1.1.1 Conexión de módulos

En este apartado se define el tipo de asociación que se llevará a cabo en la instalación:

1 planta de 112 kWp (descripción):

640 Paneles Sharp NT-R5E3H

20 inversores INGETEAM Ingecon Sun 5 (4 líneas de 8 paneles serie por inversor).

Formación línea trifásica de conexión a red: Fase R → 6 inversores

Fase S → 7 inversores

Fase T → 7 inversores

1.5.1.2 Inversor

Los inversores son los encargados de convertir la corriente continua generada en los módulos solares en corriente alterna sincronizada con la de la red.

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que ésta es suficiente, el aparato comienza a inyectarla a la red.

Los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede de los paneles solares, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de distribución de la compañía.

La empresa garantiza la fabricación de los inversores bajo todas las normativas de seguridad aplicables.

El inversor se desconectará cuando se de:

- Fallo de red eléctrica: en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- Frecuencia fuera de rango: en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Temperatura elevada: el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo esta diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

Los inversores INGETEAM Ingecon Sun están provistos de transformadores convencionales con aislamiento galvánico.

Las características técnicas suministradas por los fabricantes del inversor considerado son las que se muestran en los anexos finales y a continuación:

INGETEAM Ingecon Sun 5

Características eléctricas	
Modelo	INGETEAM Ingecon Sun 5
Potencia nominal de inversor	5 kW
Potencia nominal de paneles	Hasta 30% Potencia nominal del inversor
Rango de tensión MPP	150-450 Vdc
Máxima tensión de entrada	450V
Máxima corriente	33 A
Factor de potencia	0.9 a 1
Rango de temperatura de trabajo	-10 / 50°C
Frecuencia de trabajo	50Hz
Máxima distorsión armónica	4 %
Sistema aislado red/panel	Trafo toroidal aislamiento galvánico

Humedad relativa	De 0 a 90 %
Rendimiento máximo	94 % aprox
Sistema de refrigeración	Convección natural y forzada
Características físicas	
Armario de 370x507x310mm (22 kg) Trafo de 440x390x200mm (44kg)	
Grado de protección IP-54	

1.5.1.3 Estructura soporte

Los paneles de la instalación se situarán sobre estructuras metálicas. Dichas estructuras están diseñadas para resistir el peso propio de los módulos, las sobrecargas de viento y de nieve según la norma NBE-AE-88. El material utilizado para su construcción es acero galvanizado, con lo que las estructuras de soporte estarán protegidas contra la corrosión. La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable. La de fijación de módulos estará sin embargo realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106 sobre "Tornillos ordinarios y calibrados, tuercas y arandelas de acero para estructuras de acero laminado".

El modelo de fijación garantizará las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

1.5.1.4 Centro de transformación (ver Anexo de Centro de Transformación)

1.5.1.5 Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de continua, han de tener la sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1,5%, y los conductores de la parte de alterna, han de tener una sección adecuada para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%, teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones, cumpliendo específicamente el PCT de instalaciones conectadas a red de IDAE.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Todo el cableado en continua será adecuado para su uso a la intemperie según la norma UNE 21123.

El cableado se conducirá de forma que tenga el menor impacto visual posible.

El tipo de cable que se empleará será RV-K 0,6/1kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-20432.1 (IEC-332.1).

Conductor de Cu: clase 5.

Aislamiento: XLPE.

Cubierta: PVC

Temperatura máxima de utilización: 90°C.

Características constructivas: UNE-21123 (P-2)

Los colores de los conductores aislados estarán de acuerdo con la norma UNE 21.089, son los que se muestran a continuación:

Amarillo	Protección
Azul claro	Neutro

Negro	Fase
Marrón	Fase
Gris	Fase
Azul	Negativo
Rojo/marrón	Positivo

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en la instrucciones MI.BT.07 - MI.BT.19 - MI.BT.20 - MI.BT.21.

Cada extremo del cable habrá de suministrarse con un medio autorizado de identificación. Este requisito tendrá vigencia especialmente para todos los cables que terminen en la parte posterior o en la base de un cuadro de mandos, y en cualquier otra circunstancia en que la función del cable no sea evidente de inmediato.

Los medios de identificación serán etiquetas de plástico rotulado, firmemente sujetas al cajetín que precinta el cable o al cable.

Los conductores de todos los cables de control habrán de ir identificados a título individual en todas las terminaciones por medio de células de plástico autorizadas, que lleven rotulados caracteres indelebles, con arreglo a la numeración que figure en los diagramas de cableado pertinentes.

1.5.1.6 Puesta a tierra

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (art.12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

La red de tierras se hará a través de picas de cobre. La configuración de las mismas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Hay que tratar de evitar que la pica se doble a la hora de su colocación.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado de 35mm² de sección y picas de 2m de longitud y 14mm de diámetro mínimo. Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Para la puesta a tierra de la instalación se seguirá lo señalado en la instrucciones MI.BT.18.

1.5.1.7 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (art.13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

1.5.1.8 Protecciones y cuadro eléctrico

El sistema de protecciones cumplirá las exigencias previstas en la reglamentación vigente. El conjunto de protecciones instaladas serán:

- Interruptor general manual: será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial: su fin es el de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
Los interruptores diferenciales serán del tipo y denominación que se fijen en el proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, cumplan la norma UNE 20.283, lleven impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.
Reaccionarán con toda intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del interruptor.
La capacidad de maniobra debe garantizar que se produzca una desconexión perfecta en caso de cortocircuito y simultánea derivación a tierra.
Por él deberán pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a los aparatos receptores, incluso el neutro.
- Interruptor automático de la interconexión: para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o de la frecuencia de red.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente). Esta protección estará integrada en los inversores.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Esto es gestionado por los inversores. El estado del contactor (on/off) deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo en un lugar destacado.
- Interruptor de corte CC: este elemento permite aislar los inversores de los generadores en el lado de continua.

El cuadro eléctrico constará de una pletina de cobre para su puesta a tierra y del resto de elementos de la instalación con cable de cobre desnudo de 35mm² de sección.

Se dotará de protecciones de cabecera a todas las instalaciones, y se retrasará su actuación con respecto a la de las protecciones de cada línea de generación con el fin de aislar la zona de fallo sin parar toda la instalación.

La disposición y tipo de protecciones se especifican en los esquemas unifilares de la instalación.

1.5.1.9 Medida

Los consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de la instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación.

El contador de salida será bidireccional, y en su defecto, se conectarán 2 contadores unidireccionales. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores, no será necesario contrato de suministro para la instalación fotovoltaica. Este será el caso de la instalación de referencia de este Proyecto.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto a la entrada como a la salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. Los puestos de los contadores se deberán señalar de forma indeleble, de manera que la asignación a cada titular de la instalación quede patente sin lugar a la confusión. Además se indicará, para cada titular de la instalación, si se trata de un contador de entrada de energía procedente de la empresa distribuidora o de un contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica.

Los contadores se ajustarán a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la Clase2, regulada por el Real Decreto 875/1984 de 28 de Marzo, por el que se aprueba el Reglamento para la aprobación del modelo y verificación primitiva de contadores de uso corriente (clase2) en conexión directa, nueva, a tarifa simple o a tarifas múltiples, destinadas a la medida de energía en corriente monofásica o polifásica de 50Hz de frecuencia.

Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

1.5.1.10 Sistema de monitorización

Se dotará a la instalación de un sistema de captura de datos de producción de energía eléctrica y las siguientes variables:

- Voltaje y corriente D.C. a la entrada del inversor.
- Voltaje de fases en la red, potencia total de salida de inversor
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con una célula o módulo de tecnología equivalente.

Temperatura ambiente a la sombra.

Los datos se presentarán en forma de medidas horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se harán conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario. En principio se encontrará integrado en los inversores, si bien se podrá disponer de un sistema adicional.

1.5.1.11 Conclusiones

Con los detalles aportados en este proyecto eléctrico, se entienden definidas las obras e instalaciones de la planta solar fotovoltaica proyectada, para que se ajuste a las directrices que marcan los reglamentos al respecto.

1.6 Obra civil

La obra civil del proyecto estará compuesta por las canalizaciones de cableado desde las cajas de agrupación hasta los cuadros eléctricos intermedios y generales, además de todos los movimientos de tierra y cimentaciones necesarias para la correcta colocación de los seguidores solares y ejecución de la instalación.

1.7 Anexos y planos

- Cálculos.
- Planos.

1.7.1 CÁLCULOS

1.7.1.1 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

Este valor será tal que ninguna masa pueda alcanzar una tensión de contacto de un valor superior a 24v.

Cada circuito llevará una protección con interruptor diferencial de 300mA de sensibilidad, por lo que la resistencia más desfavorable no podrá ser superior al valor dado por:

$$R_{\max} = 24 / 0,3 = 80\Omega$$

La red de tierras será independiente de la red de la compañía distribuidora.

La red de tierras se realizará mediante picas de cobre de 2 m de longitud. El número de picas a utilizar vendrá condicionado por la naturaleza conductora del terreno con el fin de garantizar

que $R_{p-t} < 80\Omega$. En el caso de picas $R_{p-t} = \frac{\rho}{L}$.

Teniendo en cuenta que el suelo sobre el que se realizará la puesta a tierra tiene una naturaleza pedregosa, $\rho = 1500\Omega\cdot m$, por lo que la resistencia de una pica es:

$$R_{p-t} = \frac{\rho}{L} = \frac{1500}{2} = 750$$

Por lo que será necesario como mínimo un número de picas igual a:

$$n \geq \frac{750}{80} = 9,375 = 10 \text{ picas}$$

La unión de los diferentes puntos de puesta a tierra se realizará mediante cable desnudo de cobre de 35mm² de sección directamente enterrado.

Aún así, el número de picas se podrá determinar con exactitud y aumentar y disminuir "insitu" en función de la medida real de la resistencia de puesta a tierra en el lugar de ubicación.

1.7.1.2 Cálculo de protecciones

Se dotará a la instalación de todo un sistema de protección frente a sobretensiones mediante interruptores magnetotérmicos monofásicos, y contactos directos e indirectos mediante interruptores diferenciales monofásicos.

La intensidad a partir de la cual deberá actuar la protección térmica a la entrada de cada uno de los inversores vendrá marcada por la potencia unitaria de cada uno de ellos: $5,4 \text{ kW}_{\text{max}}$.

$$I_N = \frac{P}{V} = \frac{5400}{230 \cdot 0,9} = 26,08 \text{ A} \rightarrow I_N = 32 \text{ A}$$

La potencia de cortocircuito que deberán despejar la deberá marcar la compañía distribuidora. Se dispondrá de un sistema centralizado de protecciones situado en la interconexión planta fotovoltaica-red de distribución formado por un interruptor magnetotérmico tripolar y un diferencial asociado de 300mA en sus versiones comerciales de caja moldeada. En este caso la intensidad de los mismos vendrá marcada por la potencia nominal de la instalación:

$$I_N = \frac{\frac{P}{\sqrt{3}}}{\frac{V}{\sqrt{3}}} = \frac{5400 \cdot 20}{400} = 155,88 \text{ A} \rightarrow I_N = 200 \text{ A}$$

Las protecciones contra sobretensiones se encontrarán integradas en los diferentes equipos electrónicos.

1.7.1.3 Cálculo de la caída de tensión

Corriente continua $U = 2 \times I \times L$

Corriente alterna monofásica $U = 2 \times I \times L \times (\text{Rcos } \varphi + \text{Xsen } \varphi)$

Corriente alterna trifásica $U = \sqrt{3} \times I \times L \times (\text{Rcos } \varphi + \text{Xsen } \varphi)$

El valor obtenido se expresa en V/A km

Corriente continua $I = \frac{P}{U}$

Corriente alterna monofásica $I = \frac{P}{U \times \text{cos } \varphi}$

Corriente alterna trifásica $I = \frac{P}{U \times \text{cos } \varphi \times \sqrt{3}}$

Potencia expresada en voltios-amperios (VA), tensión expresada en voltios.

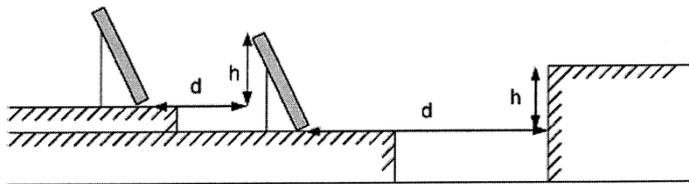
Se adjunta listado con caídas de tensión e intensidades.

En el caso del circuito más desfavorable, la caída de tensión tanto en el lado de continua como en el lado de alterna viene marcada por:

Circuito	Intensidad	Longitud	K	ΔU	Sección
1	21,74	48,6	2,54	1,15	3x16/10
1.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
1.b	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
1.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6
2	21,74	41	2,54	0,984	3x16/10
2.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
2.b	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
2.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6

3	21,74	34,4	2,54	0,825	3x16/10
3.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
3.b	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
3.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6
4	21,74	26,8	2,54	0,643	3x16/10
4.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
4.b	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
4.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6
5	21,74	19,2	2,54	0,461	3x16/10
5.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
5.b	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
5.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6
6	21,74	11,6	2,54	0,278	3x16/10
6.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
6.b	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
6.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6
7	21,74	4	0,86	0,096	3x16/10
7.a	17,67	13,44	7,83	0,808	2x6
7.c	17,67	1	7,85	0,060	2x6

1.7.1.4 Cálculo de la distancia entre paneles



El cálculo de la distancia "d" se hará en base a la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \operatorname{lat})} = \frac{1,6}{\operatorname{tg}(61^\circ - 42,12^\circ)} = 4,7\text{m}$$

* lat → Latitud de la ciudad de Soria.

Para la distancia total entre la base de dos paneles consecutivos, el cálculo sería el siguiente:

$$d_t = d + \cos(30) \cdot 3,2 = 7,45\text{m}$$

1.7.1.5 Cálculo de la producción anual estimada

El polígono en el que se ubica el proyecto de encuentran en la provincia de Soria. Las características físicas del entorno son:

Latitud.....42° 7' 12'' Norte

Longitud.....2° 16' 48'' Oeste

Altura sobre el nivel del mar.....1082 m

La atmósfera en Soria es muy limpia, con un gran número de días soleados durante el año, debido a estas buenas condiciones solares es un lugar muy apropiado para instalar un sistema fotovoltaico.

Los datos de producción estimados para la instalación de 112 kWp, son los que se muestran a continuación:

Mes	Radiación (kWh/m ²)	Producción (kWh)
Enero	50,8	6762
Febrero	67,7	8239
Marzo	110,2	11827
Abril	142,5	13562
Mayo	169,6	14548
Junio	181,7	14696
Julio	207,5	16732
Agosto	192,0	16890
Septiembre	145,8	14652
Octubre	95,6	10987
Noviembre	63,3	8471
Diciembre	48,2	7037
Total		144402

Todos los resultados están obtenidos a través de la aplicación informática para el cálculo y dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas PVSYSY.

Producción anual instalación

Potencia pico total instalada: 112 kWp

Producción: 144.402 kWh/año

1.7.1.6 Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

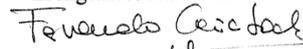
La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo, serán tales que las pérdidas sean inferiores a los valores que se muestran en la siguiente tabla. Se considerarán tres casos: caso general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Según se ha diseñado la instalación, no existen objetos que puedan provocar sombras al generador fotovoltaico, debido a que:

La finca en la que se encuentra situada la instalación no tiene a su alrededor elementos susceptibles de causar sombras.

El Ingeniero Industrial



Fernando Ceña Jodra
Nº Colegiado 5503

Soria, Marzo 2006

