UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Ingeniero en Organización Industrial

PROYECTO FIN DE CARRERA

PLANTA DE MICROCOGENERACIÓN EN EDIFICIO RESIDENCIAL (MADRID)

AUTOR: **Ignacio Díaz de Bustamante Torres**

MADRID, junio 2010

ESTE PROYECTO CONTIENE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS:

DOCUMENTO Nº1, MEMORIA

1.1 Memoria descriptiva	pág. 1 a 25	25 páginas
1.2 Cálculos	pág. 26 a 56	31 páginas
1.3 Estudio económico	pág. 57 a 112	56 páginas
1.4 Impacto ambiental	pág. 113 a 118	6 páginas
ANEXO RD 661 / 07	pág. 118 a 132	15 páginas

DOCUMENTO Nº2, PLANOS

2.1 Lista de planos	pág. 1	1 página
2.2 Planos	pág. 2 a 4	3 páginas

Autorizada la entrega del proyecto del alumno/a:

Ignacio Díaz de Bustamante Torres

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Francisco González Hierro

Fdo: Fecha:

Vº Bº del Coordinador del Proyectos

Susana Ortiz Marcos

Fdo: Fecha:

DOCUMENTO Nº1 MEMORIA

ÍNDICE GENERAL

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA 1

1.2 CÁLCULOS……...26

1.3 ESTUDIO ECONÓMICO……...57

1.4 IMPACTO AMBIENTAL…….113

ANEXO RD 661/07……..…….118

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA 1

1.1.1 INTRODUCCIÓN A LA MICROCOGENERACIÓN 1

1.1.1.1 DEFINICIÓN 1

1.1.1.2 BREVE DESCRIPCIÓN TECNOLÓGICA 2

1.1.1.3 EVOLUCIÓN HISTÓRICA 3

1.1.1.4 VENTAJAS DE LA MICROCOGENERACIÓN 4

1.1.1.5 INCONVENIENTES DE LA MICROCOGENERACIÓN 5

1.1.1.6 TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN 5

1.1.1.6.1 MOTORES ALTERNATIVOS 5

1.1.1.6.1.1 MOTORES DIESEL 6

1.1.1.6.1.2 MOTORES ENCENDIDO PROVOCADO 6

1.1.1.6.2 MICRO TURBINAS DE GAS 7

1.1.1.6.3 MOTOR STIRLING 7

1.1.1.6.4 CICLO ORGÁNICO DE RANKINE (ORC) 8

1.1.1.6.5 PILAS DE COMBUSTIBLE 8

1.1.1.7 TIPOS DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN 9

1.1.1.8 OTROS ASPECTOS ECONÓMICOS 9

1.1.2 INTRODUCCIÓN A LA MICROTRIGENERACIÓN 10

1.1.2.1 DEFINICIÓN 10

1.1.2.2 CONCEPTOS 11

1.1.2.3 COMPONENTES 12

1.1.2.3.1 PLANTA DE MICROCOGENERACIÓN 12

1.1.2.3.3 MÁQUINAS DE ABSORCIÓN 12

1.1.2.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA..... 13

1.1.2.5 VENTAJAS DE LA MICROTRIGENERACIÓN..... 14

1.1.2.6 INCONVENIENTES DE LA MICROTRIGENERACIÓN 14

1.1.3 OBJETO DEL PROYECTO 15

1.1.4 SITUACIÓN DE REFERENCIA (CARACTERISTICAS DE UBICACIÓN). 15

1.1.5 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO..... 16

1.1.6 REFERENCIAS LEGALES (NORMATIVAS VIGENTES) 18

1.1.7 PLANTEAMIENTO DE MICROCOGENERACIÓN EN EL EDIFICIO RESIDENCIAL..... 19

1.1.8 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA DE MICROCOGENERACIÓN ELEGIDA 20

1.1.9 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN 21

1.1.10 CONDICIONES DE OPERACIÓN..... 23

1.1.11 BIBLIOGRAFÍA..... 25

1.2 CÁLCULOS

1.2 CÁLCULOS 26

1.2.1 CÁLCULOS 26

1.2.2 DATOS DE PARTIDA DEL EDIFICIO 27

1.2.2.1 DEMANDA DE ACS Y CALEFACCIÓN 27

1.2.3 ESTUDIO MENSUAL Y DE UN DÍA TÍPICO EN EL EDIFICIO 27

1.2.4 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE FUNCIONAMIENTO. 29

1.2.4.1 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO 29

1.2.2.1.1 ESTUDIO INICIAL 29

1.2.2.1.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR 31

1.2.2.1.3 ELECCIÓN DE MOTORES PARA LA POTENCIA CALCULADA 31

1.2.2.1.4 NUEVO CÁLCULO DEL REE 34

1.2.4.2 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO EXCLUSIVAMENTE LOS AÑOS EN LOS QUE LA CALEFACCIÓN ES NECESARIA 37

1.2.2.2.1 ESTUDIO INICIAL 37

1.2.2.2.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR 38

1.2.2.2.3 ELECCIÓN DE MOTORES PARA LA POTENCIA CALCULADA 39

1.2.2.2.4 NUEVO CÁLCULO DEL REE 45

1.2.4.3 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO CON MÁQUINA DE ABSORCIÓN EN VERANO.....47

1.2.2.3.1 ESTUDIO INICIAL.....47

1.2.2.3.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR 49

1.2.2.3.3 ELECCIÓN DE MOTORES PARA LA POTENCIA CALCULADA.....49

1.2.2.3.4 NUEVO CÁLCULO DEL REE.....55

1.3 ESTUDIO ECONÓMICO

1.3 ESTUDIO ECONÓMICO 57

1.3.1 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS 57

1.3.1.1 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO 57

1.3.1.1.1 FACTURA DE VENTA ENERGÍA ELÉCTRICA 57

1.3.1.1.2 FACTURA DE COMPRA DE GAS NATURAL 58

1.3.1.1.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 60

1.3.1.1.4 INVERSIÓN 60

1.3.1.1.5 INGRESOS 61

1.3.1.1.6 GASTOS 62

1.3.1.1.7 CRÉDITO 63

1.3.1.1.8 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A TARIFA 64

1.3.1.1.9 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A MERCADO 65

1.3.1.1.10 ELECCIÓN TIPO DE VENTA PARA ESTE ESCENARIO 66

1.3.1.2 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO EXCLUSIVAMENTE LOS MESES DEL AÑO EN LOS QUE LA CALEFACCIÓN ES NECESARIA 67

1.3.1.2.1 FACTURA DE VENTA ENERGÍA ELÉCTRICA 67

1.3.1.2.2 FACTURA DE COMPRA DE GAS NATURAL 68

1.3.1.2.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 69

1.3.1.2.4 INVERSIÓN 70

1.3.1.2.5 INGRESOS 71

1.3.1.2.6 GASTOS 72

1.3.1.2.7 CRÉDITO 73

1.3.1.2.8 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A TARIFA 74

1.3.1.2.9 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A MERCADO 75

1.3.1.2.10 ELECCIÓN TIPO DE VENTA PARA ESTE ESCENARIO 76

1.3.1.3 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO CON MÁQUINA DE ADSORCIÓN EN VERANO 77

1.3.1.3.1 FACTURA DE VENTA ENERGÍA ELÉCTRICA 79

1.3.1.3.2 FACTURA DE COMPRA DE GAS NATURAL 79

1.3.1.3.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 80

1.3.1.3.4 INVERSIÓN 80

1.3.1.3.5 INGRESOS 81

1.3.1.3.6 GASTOS 82

1.3.1.3.7 CRÉDITO 83

1.3.1.3.8 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A TARIFA 84

1.3.1.3.9 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A MERCADO 85

1.3.1.3.10 ELECCIÓN TIPO DE VENTA PARA ESTE ESCENARIO 86

1.3.2 ESTUDIO ECONÓMICO COMPRATIVO 87

1.3.3 ANÁLISIS DE SENSIBLIDAD 92

1.3.3.1 CAMBIO EN EL PRECIO DE COMPRA DEL GAS NATURAL 93

1.3.3.2 CAMBIO EN LOS COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO102

1.3.4 CONCLUSIÓN FINAL..... 111

1.4 IMPACTO AMBIENTAL

1.4 IMPACTO AMBIENTAL 113

1.4.1 NORMATIVA 113

1.4.2 ANTECEDENTES GENERALES 113

1.4.1.1 NOMBRE, TIPO Y OBJETIVO DEL PROYECTO 114

1.4.1.2 IDENTIFICACIÓN SEGÚN TIPO DE PROYECTO 114

1.4.1.3 LOCALIZACIÓN 114

1.4.1.4 SUPERFICIE Y LÍMITES DE LA SALA 114

1.4.1.5 ACCESOS 114

1.4.1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO Y SU LOCALIZACIÓN 115

1.4.3 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN 115

1.4.3.1 RECEPCIÓN DEL GAS 115

1.4.3.2 PRODUCCIÓN DE ACS Y CALEFACCIÓN 115

1.4.3.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 115

1.4.3.4 INSUMOS Y SUMINISTROS 116

1.4.4 EMISIONES ATMOSFÉRICAS 116

1.4.4.1 GASES Y MATERIAL PARTICULADO 116

1.4.4.2 RUIDOS Y VIBRACIONES 117

1.4.4.3 OLORES 117

1.4.5 COMPROMISOS AMBIENTALES VOLUNTARIOS 117

ANEXO RD 661 / 07

1 ANEXO RD 661/07 118

1.1 DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS PRODUCTORES 118

1.2 POTENCIA DE LAS INSTALACIONES 120

1.3 REGIMEN ECONÓMICO 120

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1.1. INTRODUCCIÓN A LA MICROCOGENERACIÓN

Actualmente se consume y se contamina mucho más de lo que nuestro planeta puede soportar conduciéndole a un calentamiento global que se debe de evitar, por lo que los servicios energéticos tienden cada vez más en ahorro tanto de combustible como de emisiones de CO_2 pero sin dejar de satisfacer las necesidades de los consumidores.

Esto lleva a la inclusión de nuevos equipos de generación de energía como es la microcogeneración, que conlleva un ahorro de consumo energético a los usuarios y ofrece al gestor ventajas que conllevan a incrementar el valor de su contrato de gestión.

El gobierno, mediante las directrices marcadas por el Ministerio de Industria con el Plan de Acción 2008-2012 tiene como prioridad el fomento de la cogeneración de alta eficiencia para conseguir el ahorro de energía primaria. En el RD 661/2007 se establece un marco de subvenciones para fomentar la microcogeneración de alta eficiencia y mediante sus actualizaciones tarifarias se establece el régimen económico al que están sujetas este tipo de instalaciones. La microcogeneración como tal comprende unidades de cogeneración con una potencia máxima inferior a los 50 KWe.

1.1.1.1. DEFINICIÓN

Hasta hoy se han venido utilizando diferentes definiciones referentes a la microcogeneración, pero finalmente la publicación de la directiva de cogeneración en Febrero de 2004 aclaró la situación en Europa dando las siguientes definiciones:

- “Unidad de microcogeneración debe ser una unidad de cogeneración con una capacidad máxima por debajo de 50 KWe.”
- “Unidad de minigeneración debe ser una unidad de cogeneración con una capacidad máxima instalada, por debajo de 1 MWe.”

Los equipos de microcogeneración trabajan como generadores de calor, consiguiendo Agua Caliente Sanitaria (ACS) y calefacción para satisfacer las necesidades de edificios residenciales y comerciales (hoteles, empresas, colegios, edificios públicos, etc.), es decir, funcionan como calderas convencionales, pero con el factor diferenciador de que además también funcionan como generadores de electricidad que junto a la generación de calor anteriormente comentada hace que se consiga una eficiencia muy buena. Por lo que se consigue un ahorro importante de combustible, con el consiguiente ahorro de gases contaminantes.

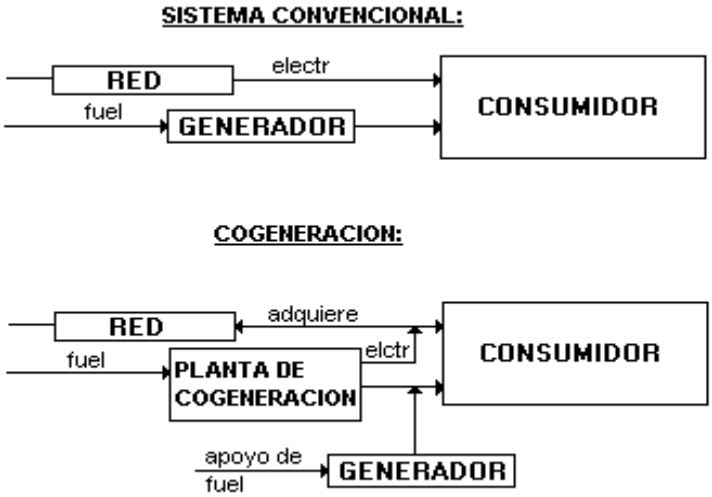


Imagen 1. Esquema de caldera convencional y de caldera de micro-cogeneración. Fuente: Guía de la cogeneración IDAE

1.1.1.2. BREVE DESCRIPCIÓN TECNOLÓGICA

La cogeneración es la utilización de energía primaria para producir calor y energía mecánica, habitualmente un equipo de cogeneración quema un combustible (gas natural, biogás, gas óleo, etc.) en una turbina o en un motor y del eje del motor se puede obtener electricidad, mediante el acoplamiento de un generador eléctrico, o energía mecánica para otros usos. Tanto de los gases de escape como del circuito de refrigeración del motor se obtiene energía térmica en forma de vapor, agua caliente, aire caliente o bien refrigeración mediante un equipo de absorción.

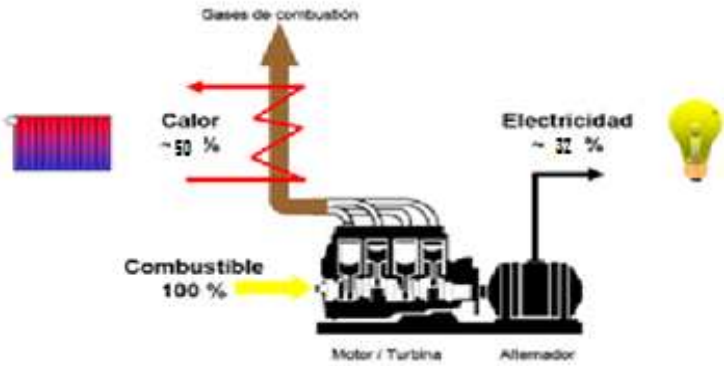


Imagen 2. Ejemplo de caldera de micro-cogeneración.

Fuente: www.construible.es

El elemento principal del sistema de cogeneración es el motor primario, que puede ser un motor alternativo o una turbina. Con motores alternativos se tiene un rango de potencias desde 30 a 15.000 KW. Con turbinas de gas se pueden realizar instalaciones desde 80 KWe (microturbinas) hasta potencias a partir de 1000 KWe utilizando turbinas de vapor.

La elección del motor y el diseño del resto de la instalación se realizan en función de las necesidades del consumidor. Se consideran los costes de la inversión teniendo en cuenta las necesidades a cubrir y el mantenimiento.

1.1.1.3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

En el comienzo de la electricidad, ésta se obtenía de equipos de cogeneración situados cerca de las industrias. Pero cuando las eléctricas fueron perfeccionando la tecnología y se creó la red interconectada, la gran mayoría de usuarios prefirieron comprar energía eléctrica más segura y barata que la que ellos mismos podían producir, dado que las tecnologías de alto rendimiento no quedaban a disposición del usuario final.

Fueron estos mismos factores los que llevaron a los usuarios a sustituir la cogeneración por la energía eléctrica de red pública ahora han impulsado el incremento de las instalaciones de cogeneración en la última década (el coste de la energía eléctrica suministrada por la red pública ha ido creciendo). En 1985, la

cogeneración con 124.597 millones de KWh producidos representó el 8,74% de la producción total de electricidad (1.425.536 millones de KWh) en Europa. En España en este mismo período, el porcentaje era significativamente inferior, del 1,64% (2.093 millones de KWh).

Debido a que el coste medio por KW instalado de una central nuclear es de unos 3.000 €/KW, siendo el de las centrales convencionales de 2.400 €/KW, que la construcción de nuevas centrales se ha reducido en los últimos años debido principalmente a razones ecológicas y de seguridad, mientras que el coste de los combustibles ha mostrado inestabilidad sobre todo a partir del año 1973 y ante la necesidad de diversificación y mejora de rendimiento de la producción eléctrica, los órganos de gobierno han aprobado decretos y leyes para potenciar las instalaciones de cogeneración. Estas leyes han regulado las condiciones económicas y las relaciones entre los cogeneradores y las grandes compañías productoras de electricidad.

1.1.1.4. VENTAJAS DE LA MICROCOGENERACIÓN

Las ventajas de este tipo de proyectos son:

- Para el promotor (ESCo):

  Mejora de la eficiencia en la creación de energía.

  Mayor independencia y seguridad en el suministro eléctrico.

  Rentabilidad económica.

- Para los vecinos:

  Pagar menos dinero por ACS.

  Satisfacción por el consumo de energía limpia.

- Para el país:

  Ahorro de combustible total.

  Industrialización de zonas remotas, de difícil acceso o alejadas de la red.

  Reducción de pérdidas por transporte eléctrico.

  Reducción de emisiones contaminantes.

  Disminución de la dependencia energética exterior.

Mejora económica por las ventajas de los promotores.

Por lo que tanto los vecinos, el promotor y el país salen beneficiados.

1.1.1.5. INCONVENIENTES DE LA MICROCOGENERACIÓN

Los inconvenientes son:

- Necesita fuerte inversión inicial.
- Instalaciones pequeñas (no aprovecha economías de escala).
- Mayor consumo de combustible (riesgo asociado a los precios de combustible).
- Mayor complejidad de la instalación (mantenimiento).
- Riesgo por cambios legislativos.
- Aumenta el impacto ambiental de la instalación (ruido, emisiones).

1.1.1.6 TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN

1.1.1.6.1 MOTORES ALTERNATIVOS

Los motores alternativos son populares y conocidos debido a su utilización en medios de trasporte como pueden ser coches o motos. Estos motores producen energía mecánica a partir de la energía producida por la explosión de un combustible en una cámara integrada en el motor. Debido a este proceso también se les conoce como motores de combustión interna o endotérmicos.

Utilizando estos motores para microcogeneración lo que se consigue es que la energía mecánica que se consigue en el eje del motor debido a la explosión del combustible, se consigue transformar en energía eléctrica acoplando un generador mientras que el calor proveniente de los gases de escape del motor y de la refrigeración del mismo es utilizado para conseguir energía térmica calentando agua y consiguiendo cubrir demanda de calor. Los motores tienen alta eficiencia incluso en la microcogeneración con pequeños tamaños. Éstos son frecuentemente utilizados en pequeñas plantas debido a que permiten un diseño modular.

Los motores alternativos pueden ser divididos en dos categorías principalmente:

- Motores de encendido por compresión. Diesel. (MEC).
- Motores de encendido provocado (MEP).

1.1.1.6.1.1 MOTORES DIESEL

La gran parte de los motores diesel trabajando en plantas de cogeneración son motores cuatro tiempos como los de los coches, con tiempo de admisión, compresión, combustión y escape. En el primer tiempo el aire es aspirado en la cámara de combustión mediante la válvula de admisión, en el segundo tiempo el aire es comprimido elevando su temperatura aproximadamente a 440 ºC.

Cuando el tiempo de compresión finaliza se inyecta el combustible diesel en la cámara de combustión. Por la alta temperatura existente en la cámara de combustión se produce una combustión instantánea de la mezcla de aire y combustible.

El último tiempo consiste en el escape de los gases producidos en la combustión. Este motor ofrece una mejor relación potencia/calor, que uno de encendido provocado, y ofrece una amplia escala de tamaños muy pequeños, desde 5 KWe, hasta 10 MWe.

1.1.1.6.1.2 MOTORES ENCENDIDO PROVOCADO

El funcionamiento de los motores de encendido provocado utilizados en la cogeneración es similar al del motor diesel anteriormente descrito. Son también motores de cuatro tiempos pero en el tiempo de combustión, esta se obtiene mediante una chispa eléctrica que produce la bujía del motor.

Estos motores de encendido provocado ofrecen potencias desde 3 KWe hasta 6 MWe.

La relación potencia/calor es peor que la que ofrece un diesel pero sin embargo se consigue una eficiencia global mayor.

1.1.1.6.2 MICRO TURBINAS DE GAS

Las microturbinas tiene un funcionamiento similar a las turbinas de una potencia mayor, pero su eficiencia eléctrica es menor, pudiéndose mejorar mediante la incorporación de un recuperador de calor, precalentando el aire de escape de la combustión, consiguiendo así reutilizar la energía térmica.

Los puntos fuertes de las microturbinas son su fiabilidad, reducido peso, pequeño tamaño y ligereza, consiguiéndose además un bajo nivel de emisiones de NOx y CO. Por el contrario como punto flojo tenemos que todavía el rendimiento eléctrico que ofrecen es ligeramente menor que el que se obtiene con motores alternativos de combustión interna.

Los gases de escape están a una temperatura superior a 500ºC, y esta energía térmica es recuperable para calefacción y ACS, o para refrigeración incluyendo un sistema de absorción.

La inversión necesaria en las microturbinas es mayor que la necesaria en los motores de combustión interna alternativos, pero debido a las pocas partes móviles del dispositivo son necesarios menores costes de operación y mantenimiento que con motores alternativos de combustión interna.

La vida media útil que ofrecen las microturbinas está en torno a 40.000 horas.

1.1.1.6.3 MOTOR STIRLING

Estos motores ofrecen ventajas pero principalmente en un campo en el que la potencia instalada sea inferior a 1KWe.

Sus puntos fuertes son la alta eficiencia, el rendimiento que ofrecen sin estar a plena carga es bueno, ofrece flexibilidad de combustible y bajas emisiones de NOx y CO. Son equipos compactos por lo que producen bajo nivel de ruido.

Es un motor de combustión externa, el fluido con el que se trabaja en cada ciclo no se intercambia por lo que queda dentro del ciclo, mientras que la energía para accionar el ciclo se aplica desde el exterior.

El quemador que acciona el ciclo ofrece flexibilidad en cuanto al combustible con el que puede funcionar (gasolina, G.N., butano, etc.).

Gracias a la combustión externa se obtiene un control del proceso más limpio y eficiente.

Esta tecnología está en el principio de su comercialización (las expectativas que ofrecen son favorables) por lo que no existen datos de fiabilidad ni precios. En la industria automovilística durante los años 70 intento competir con los motores de combustión interna pero finalmente no venció.

Para la planta de microcogeneración a estudiar ofrece potencias demasiado pequeñas.

1.1.1.6.4 CICLO ORGÁNICO DE RANKINE (ORC)

Es similar al ciclo de una turbina de vapor convencional pero utilizando como fluido de trabajo un fluido orgánico de alta masa molecular.

Debido al fluido elegido se puede utilizar fuentes de calor de baja temperatura para producir energía eléctrica con potencias que van desde pocos KWe hasta 3 MWe.

El fluido se vaporiza aplicando calor en el evaporador, este vapor se turbina y posteriormente utilizando un intercambiador de calor se condensa para finalizar el ciclo bombeándolo de nuevo hasta el evaporador. En el intercambiador de calor se consigue ACS y calefacción, estos nuca entran en contacto con el fluido de trabajo.

Como principales puntos fuertes del ciclo de Rankine cabe destacar que es un clico de alto rendimiento sobre todo en la turbina (en torno al 85%), que la turbina gira a bajas revoluciones permitiendo el acoplamiento directo al generador, no se necesita operador y se consigue una larga vida útil. El ciclo de Rankine también ofrece un proceso de puesta en marcha y parada simples, poco ruido y buen funcionamiento a carga parcial.

Para la planta de microcogeneración a estudiar es un proceso demasiado grande.

1.1.1.6.5 PILAS DE COMBUSTIBLE

Sistema actualmente en desarrollo, en importantes programas de investigación tanto en la Unión Europea como en USA y Japón.

1.1.1.7 TIPOS DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Se pueden clasificar según el orden en que generan energía térmica o eléctrica:

- *Ciclo de cabeza,* primero se genera la energía eléctrica, y posteriormente, es el calor residual el que se utiliza para generar la energía térmica. Este ciclo es el más utilizado y es el que se ha elegido para este proyecto.
- *Ciclos de cola,* es el inverso al de cabeza, primero se genera la energía térmica y posteriormente, es el calor residual el que se utiliza para la producción de energía eléctrica.

1.1.1.8. OTROS ASPECTOS ECONÓMICOS

Para que la inversión sea rentable el coste de la producción de electricidad y calor utilizando la planta de cogeneración tiene que ser menor que el coste de producción separada de calor y electricidad.

Para optimizar el beneficio la planta se debe de ajustar lo máximo posible a la demanda de calor, por lo que un requisito previo para el óptimo desarrollo del proceso es definir correctamente las horas anuales de funcionamiento adecuándose a las opciones tecnológicas existentes, además se deben de incluir los costes de explotación que influyen en la rentabilidad de nuestro proyecto.

1.1.2. INTRODUCCIÓN A LA MICROTRIGENERACIÓN

1.1.2.1. DEFINICIÓN

El concepto es ampliar una planta de cogeneración introduciendo una máquina de absorción para que en las épocas del año que no sea necesaria la calefacción se produzca frio a partir del calor residual que no consuma la producción de ACS.

Por lo que se conseguirá generar simultáneamente tres energías:

- Energía Eléctrica
- Energía Térmica en forma de Calor
- Energía Térmica en forma de Frío

Por lo que es esta generación de tres tipos de energía diferentes lo que da el nombre, Trigeneración, que ofrece un ahorro económico importante además de ser una buena alternativa para el medioambiente.

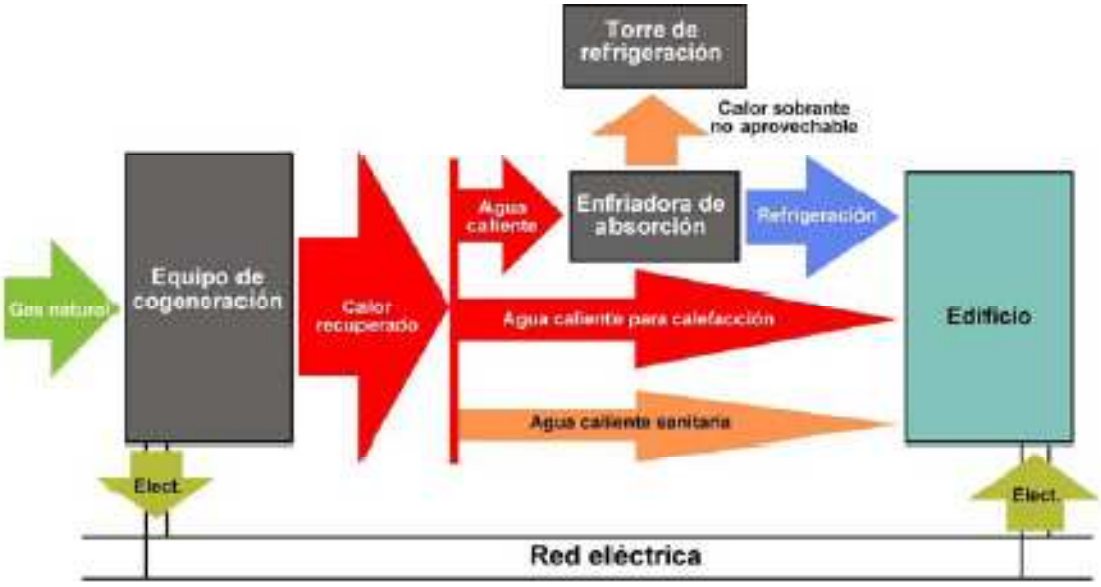


Imagen 3. Esquema de la trigeneración.

Fuente: Ente Regional de la Energía de Castilla y León

1.1.2.2. CONCEPTOS

Por la generación de los tres tipos de energía, la planta de microtrigeneración ofrece un alto rendimiento tanto en invierno como en verano donde lógicamente baja mucho la eficiencia del motor si no disponemos de la máquina de absorción para recuperar todo el calor.

Debido a su alto rendimiento, las plantas de trigeneración posibilitan una gran reducción del coste energético de los procesos productivos allí donde se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío industrial o energía eléctrica.

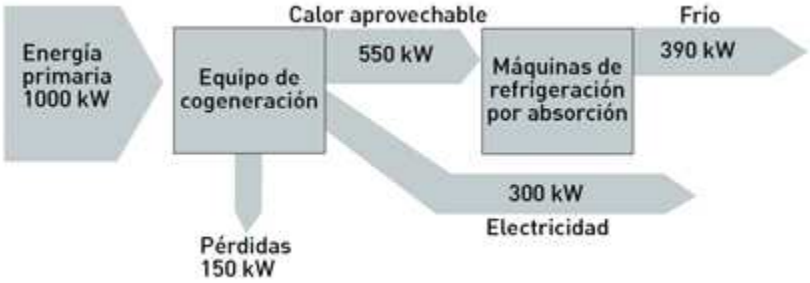


Imagen 4. Esquema de distribución de la energía en la trigeneración

. Fuente: Guía de la cogeneración IDAE

La trigeneración es aplicable en instalaciones donde aparte de agua caliente sanitaria y calefacción sea necesario un aporte de frío. Por lo tanto sólo se instalará la máquina de absorción en aquellas instalaciones que la demanda de frio lo justifique.

La instalación de una máquina de absorción nos permite tener una curva de demanda térmica más homogénea a lo largo del año, ya que el calor que se deja de demandar en verano lo suplimos con frio recuperado, por lo que se podrá aumentar el tamaño de la planta de microcogeneración pudiendo vender más electricidad.

1.1.2.3. COMPONENTES

Los componentes son los mismos que una planta de microtrigeneración pero añadiéndole una máquina de absorción para producir frío.

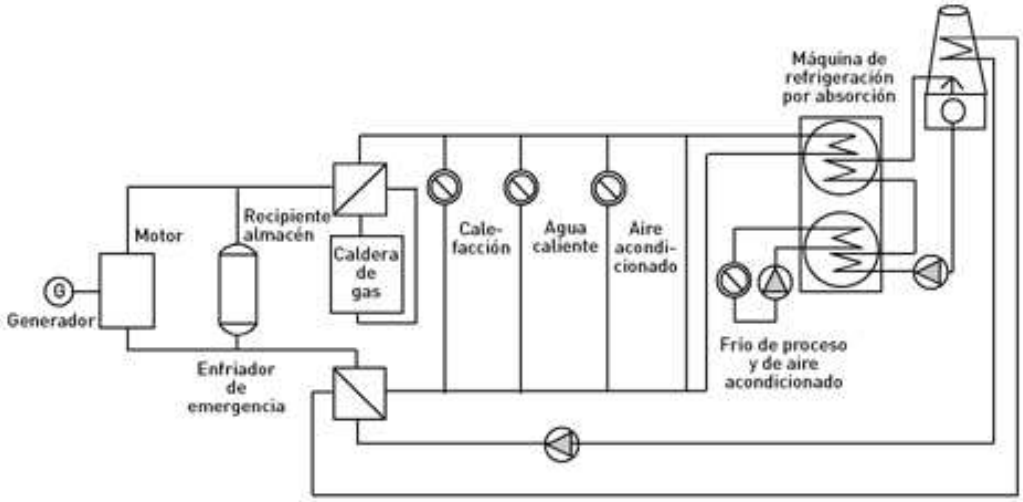


Imagen 5. Esquema de componentes en la trigeneración

Fuente: www.empresaeficiente.com

1.1.2.3.1 PLANTA DE MICROCOGENERACIÓN

Explicada anteriormente el apartado 1.1.1

1.1.2.3.2 MÁQUINAS DE ABSORCIÓN

Las máquinas de absorción son capaces de producir frío a partir del calor residual.

Consiste en un ciclo basado en el uso de sorbentes, líquidos en el caso de absorción y sólidos en caso de adsorción. Se reemplaza el compresor mecánico que usan las máquinas de aire acondicionado por uno termoquímico. Utilizan refrigerantes naturales, como puede ser el agua o amoniaco, y el vapor de este es ab/ad-sorbido por el sorbente. Posteriormente se comprime y finalmente se recupera mediante el aporte de calor. El vapor de refrigerante evaporado es ab/ad-sorbido por el sorbente.

Al tener pocas partes móviles ofrecen una alta vida útil.

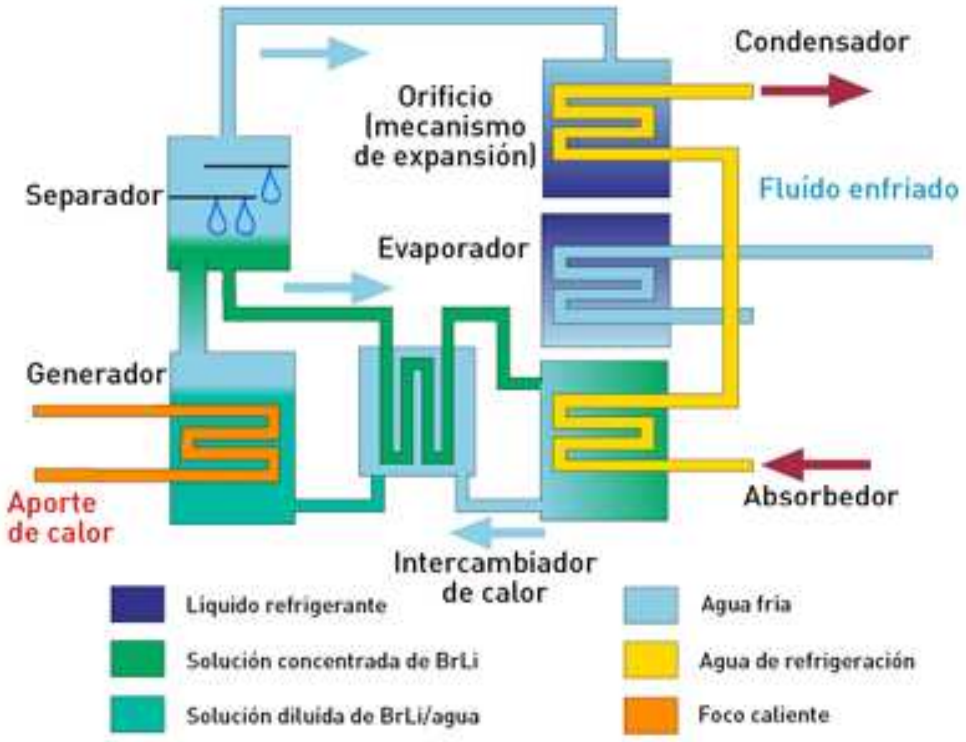


Imagen 6. Esquema de funcionamiento de máquina de absorción

Fuente: www.empresaeficiente.com

1.1.2.4. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Las primeras aplicaciones industriales de los principios termodinámicos de la absorción de un vapor por un líquido, con el fin de conseguir la refrigeración de otro líquido, datan de los primeros años 30.

La comercialización a mayor escala de plantas frigoríficas de absorción con ciclo Amoniaco-Agua comienzan en los 40 y la puesta en el mercado de las primeras plantas con ciclo agua-Bromuro de Litio tiene lugar a principio de los 50.

Los ciclos de absorción se basan físicamente en la capacidad que tienen algunas sustancias, tales como el agua y algunas sales como el Bromuro de Litio, para absorber, en fase líquida, vapores de otras sustancias tales como el Amoniaco y el agua, respectivamente.

1.1.2.5. VENTAJAS DE LA MICROCTRIGENERACIÓN

- Se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo que favorece al protocolo de Kyoto.
- Menos pérdidas en el sistema eléctrico.
- Aumento de la potencia de la planta de microcogeneración.
- Curva de demanda de calor recuperado más uniforme.

1.1.2.6. INCONVENIENTES DE LA MICROTRIGENERACIÓN

- Una mayor inversión inicial, por lo que será más difícil amortizar la inversión.
- Contaminación del local, ya que existe mayor consumo en la propia instalación.

1.1.3. OBJETO DEL PROYECTO

Concretamente en el proyecto se va realizar un diseño técnico y un estudio de viabilidad económico de una planta de microcogeneración a instalar en el edificio residencial situado en General Pardiñas, 43 (Madrid). Con coordenadas Latitud 40º 25' 46,57" N y Longitud3º 40' 41,99" W.

Para más detalle consultar **plano nº 1 "Situación"**.

El uso térmico por parte del edificio será en forma de agua caliente sanitaria y calefacción.

Se va a crear una empresa del tipo ESCo (Energy Service Company). Las empresas ESCo son empresas de servicios energéticos que diseñan, desarrollan, instalan y financian proyectos de eficiencia energética, cogeneración y aprovechamiento de energías renovables (solar, eólica, etc.) con el objeto de reducir costos operativos y de mantenimiento y mejorar la calidad de servicio del cliente. Asumen los riesgos técnicos y económicos asociados con el proyecto.

El esquema ESCo permite que los consumidores de energía continúen enfocando sus recursos a su actividad principal, mientras que la ESCo se encarga de la modernización de los equipos e instalaciones, mediante la integración de proyectos con ahorros energéticos y económicos garantizados.

El gestor del proyecto va a ser la empresa de nueva creación ESCo que les va a suministrar agua caliente sanitaría a los vecinos a un precio más económico del que pagan actualmente y va a ganar dinero también con la gestión de la electricidad ya que vende electricidad a mayor precio de la que la compra gracias a la prima otorgada por el gobierno.

1.1.4. SITUACIÓN DE REFERENCIA (CARACTERISTICAS DE UBICACIÓN).

El edificio se encuentra en la ciudad de Madrid en el barrio de Salamanca. El clima en ésta comunidad es un clima Mediterráneo, las temperaturas medias en invierno son del orden de 4 ºC mientras que en verano rondan los 34 ºC.

Las condiciones ambientales tienen una ligera influencia en las características de los motores alternativos. La altura supondrá disminución de prestaciones, así como las

temperaturas máximas de Agosto pueden suponer una pérdida en el rendimiento de las instalaciones.

Se deben tener en cuenta en las especificaciones del fabricante las condiciones ambientales que tiene nuestra instalación.

La temperatura de la red de agua se considerará a 17ºC.

La distribución de la demanda térmica y eléctrica no es uniforme, aproximaremos éstas demandas con las facturas.

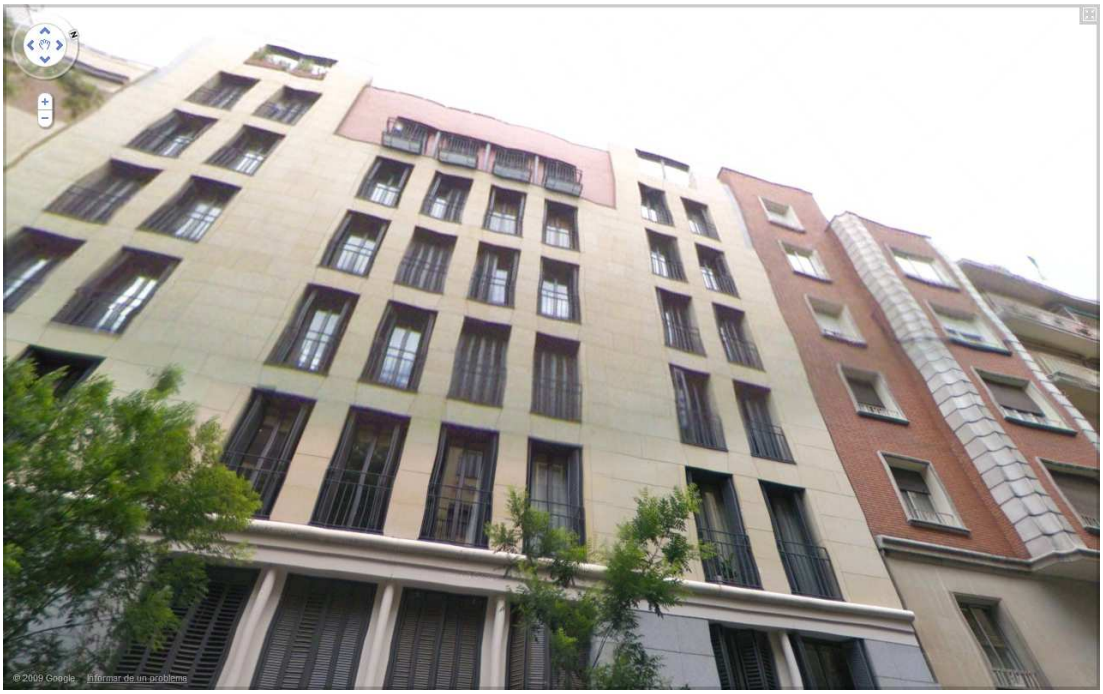
El motor debe funcionar siempre a plena carga, con el fin de alcanzar la máxima rentabilidad.

Además el régimen de funcionamiento del motor debe cumplir un rendimiento energético mínimo establecido por Ley, el Rendimiento Energético Equivalente.

1.1.5. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

El edificio está ubicado en Madrid, es un edificio que consta de 6 plantas y ático.

En total son 40 viviendas, a continuación se muestra la fachada principal del mismo:



- Demanda térmica del edificio:

El edificio consume gas natural para el calentamiento de agua sanitaria y calefacción. Las necesidades de calor en la planta se han obtenido a partir de las facturas por las compras de combustible efectuadas a lo largo del último año de funcionamiento.

Mes	ACS (kWh)	Calefacción (KWh)	Total (KWh)
Enero	6779,4153	41833,68	48613,095
Febrero	7192,8516	37189,1625	44382,014
Marzo	9732,196	18830,595	28562,791
Abril	8399,099	13809,2325	22208,331
Mayo	9294,0945	0	9294,0945
Junio	8101,9416	0	8101,9416
Julio	4514,9121	0	4514,9121
Agosto	4739,2483	0	4739,2483
Septiembre	8508,3307	0	8508,3307
Octubre	6468,1636	5578,86	12047,024
Noviembre	9074,46	36722,96	45797,419
Diciembre	6518,6686	37311,54	43830,209
			280599,41

- Demanda de KWh para aire acondicionado del edificio:

Se parte de la hipótesis de que es necesario en los meses de Mayo a Septiembre tener instalado una potencia de 100 frigorías/m^2 (la equivalencia es de 86 w/m^2).

La máquina de absorción funcionará de Mayo a Septiembre incluidos, tres horas al día.

1.1.6. REFERENCIAS LEGALES (NORMATIVAS VIGENTES)

La cogeneración se ampara en las siguientes disposiciones legales:

- *REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
- Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación
- *Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*
- *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*
- Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

1.1.7. PLANTEAMIENTO DE MICROCOGENERACIÓN EN EL EDIFICIO RESIDENCIAL

Una vez es efectuada la combustión, los gases resultantes del motor son expulsados al exterior a través de las válvulas de escape. Mediante las reacciones químicas de combustión se libera energía química del combustible siendo parte de ésta energía transformada en el efecto útil del motor, que en una aplicación convencional es el trabajo mecánico que se transmite.

Los adelantos en esta materia de años anteriores en la recuperación del calor eliminado, así como la coyuntura de los precios de la energía, ha permitido la utilización cada vez más frecuente de motores alternativos en instalaciones de microcogeneración.

En un motor aproximadamente el 30% de la energía que hay en el combustible es convertida en trabajo en el eje. La energía restante es eliminada en forma de calor o energía térmica de los gases de escape. La fuente más conveniente de calor recuperable es la correspondiente a los gases de escape por su alta temperatura y al agua de enfriamiento de las camisas por ser utilizable prácticamente en su totalidad.

En cuanto a eficiencia, los gases de escape ocupan el segundo puesto del aprovechamiento de la energía térmica de la turbina, ronda el 60% aproximadamente.

La potencia en el eje del motor puede emplearse para generar electricidad (como es en nuestro caso), para mover una bomba, accionar un compresor o cualquier otra carga. Por otra parte el calor recuperado puede utilizarse para calefacción industrial o de un edificio, secado, suministro de agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, o incluso para la producción de vapor a baja presión.

Las oportunidades en el mercado para la aplicación de microcogeneración con éste tipo de microturbina son prácticamente ilimitadas.

El criterio de diseño de la planta de microcogeneración será satisfacer lo mejor posible las necesidades térmicas del edificio, cumpliendo además la normativa para obtener la máxima prima y complementos en el precio de venta de la energía eléctrica para así obtener una rentabilidad económica mayor con el proyecto.

Se han estudiado 3 opciones de satisfacer la demanda térmica del edificio:

- Motor de microcogeneración funcionando todo el año.

- Motor de microcogeneración funcionando exclusivamente los meses del año en los que la calefacción es necesaria.
- Motor de microcogeneración funcionando todo el año y además una máquina de absorción funcionando en verano para poder obtener también aire acondicionado.

Estudiando en los cálculos las 3 opciones se ha decidido que la opción más rentable es la de tener un motor de microcogeneración exclusivamente durante los meses en los que la calefacción es necesaria.

1.1.8. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA DE MICROCOGENERACIÓN ELEGIDA.

La central de microcogeneración constará principalmente de los siguientes equipos:

- Un motor de 36 Kw de potencia eléctrica con el que se generará energía eléctrica y se recuperará el calor de los gases de escape.
- Un generador eléctrico acoplado al motor. Los grupos estarán Interconectados con la compañía eléctrica, ésta energía se venderá íntegramente a la Red Eléctrica.
- Instalación eléctrica, encargada de realizar la conexión de la Red con el grupo motogenerador.
- Intercambiador de calor, encargado de refrigerar el motor.
- Una caldera de recuperación encargada de la recuperación del calor de los gases de escape, calentando así agua.
- Cuadro eléctrico, que es en una instalación eléctrica, el panel o conjunto de paneles en los que están montados los interruptores, cortacircuitos, barras de corriente, contadores, etc. y que permiten efectuar el control y protección del circuito o los circuitos eléctricos.
- Rampa de gas mediante la cual se suministra el combustible necesario.
- Ventilador, para refrigerar el motor si no está habiendo demanda de ACS ni calefacción (se colocará en el exterior de la sala).
- Depósito de 1000 litros para acumular el ACS.
- Torre de refrigeración donde se enfriará el agua que se usa en el post enfriador para refrigerar la mezcla de gas natural y aire que se ha calentado en el compresor (se colocará en el exterior de la sala).

Al ser un equipo de microcogeneración no es necesario una sala muy grande, ya que no será necesaria bancada ni sala de máquinas, se utilizara la azotea del edificio y bastará una sala de 6,25x8m → 50 m².

Para más detalle consultar **plano nº 2 "Implantación"**.

1.1.9 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

Se ha elegido un motor **Energator GB** de la marca **BESEL:**

Los módulos de micro-cogeneración a gas Energator integran en un único equipo todos los elementos necesarios para producir conjuntamente electricidad y calor. Un motor de combustión interna acciona un generador eléctrico que trabaja en paralelo con la red. El calor de refrigeración y de los gases de escape se recupera simultáneamente como agua caliente para calefacción, ACS o procesos, lográndose el máximo aprovechamiento del combustible.

Descripción

Motor: Los módulos Energator emplean motores industriales de última generación, diseñados para trabajo en continuo y que cumplen las normativas más exigentes en materia de eficiencia y emisiones.

Generador: Un generador industrial asíncrono refrigerado por aire está permanentemente acoplado al motor, que lo acciona a una velocidad constante de 1500 rpm.

Encapsulado: Un encapsulado de aislamiento térmico y acústico garantiza una sonoridad inferior a 59-62 dB(A) a 1m según DIN 45635.

Las conexiones eléctricas y el control se ubican en un armario independiente de fácil acceso unido al encapsulado.

Control: El control por microprocesador supervisa en todo momento el funcionamiento del motor y la producción eléctrica y térmica. La carga se regula en dos escalones (60-100%) para evitar paradas y arranques innecesarios.

Instalación: El equipo se instala como un generador térmico más en sala de calderas. Los gases de combustión se evacúan conjunta- o independientemente.

En instalaciones de baja temperatura se puede instalar un condensador de gases de escape para recuperar más calor.

Mantenimiento: El mantenimiento preventivo de los motores (cambio de aceite y chequeo) se realiza cada 1.500 horas.

Acceso remoto: Los módulos se pueden controlar y monitorizar y remotamente a través de modem o red, así como integrar en un control centralizado del edificio.

Principales ventajas:

Los módulos ENERGATOR aprovechan la energía primaria del combustible con rendimientos entre el 86% y el 100% sobre el PCI. Su uso reporta significativos ahorros de energía primaria y de emisiones de CO2.

-Su diseño prima la eficiencia, la sencillez y la robustez, incorporando los mejores motores y generadores industriales y una cuidada fabricación respaldada por años de experiencia en microcogeneración.

-Se integran fácilmente en las instalaciones térmicas y eléctricas de los edificios, resultando sencillos de operar y mantener.

Aplicaciones:

Hoteles, residencias, comunidades de vecinos, centros deportivos, piscinas cubiertas, spas, clínicas, colegios, industrias agroalimentarias.

Características técnicas:

	GB30
Motor	
Disposición	6 cil. en V 4T
Cilindrada (cm^3)	4200
Velocidad de giro (rpm)	1500
Potencia (kW)	36
Consumo (kW)	105
Generador	
Tipo	Asínc. 3x400V
Potencia aparente (kVA)	33
Potencia activa (kW, 1ª/2ª etapa)	18 / 30
Recuperación térmica	
Potencia útil (kW, 1ª/2ª etapa)	37 / 62
Temperaturas (ºC)	80 / 60
Dimensiones y peso	
Dimensiones (mm, LxAxA)	3000x1180x1820
Peso en funcionamiento (kg)	2100
Conexiones	
Electricidad (mm^2)	5x50
Agua caliente	1.5" AG
Gas	1/2" IG
Gases de escape	DN80 Fl.

1.1.10 CONDICIONES DE OPERACIÓN

El motor proporciona varias fuentes térmicas, dos de ellas aprovechables como son los gases de escape, las camisas y el aceite. Además se considera potencia térmica no aprovechable la referente a radiación que se va al ambiente así como el circuito de baja.

El funcionamiento del motor requiere una refrigeración continua de sus distintos elementos. Para ello, se cuenta con tres intercambiadores de calor:

- Se refrigera el agua en contacto con el motor así como el aceite de lubricación, lo que conforma el Circuito de Alta. Los circuitos de agua necesarios, así como los distintos cambiadores constituyen la primera parte del sistema de recuperación de calor.

- La segunda parte la constituye la caldera de recuperación que produce vapor de agua aprovechando el calor de los gases de escape. El objetivo fundamental del sistema de recuperación de calor es, la obtención del máximo caudal de agua caliente a la máxima temperatura posible para su consumo en el edificio, bien en forma de ACS o de calefacción.
- El tercer el sistema es el de baja, se intercambia calor con el circuito del postenfriador. A comprimir la mezcla de aire y gas natural la mezcla se caliente un poco, por lo que es necesario refrigerarla esta refrigeración se consigue con el circuito postenfriador, pero la energía recuperada es muy pequeña y no es aprovechable. El agua que refrigera el motor se lleva a la torre de refrigeración.

Para más detalle consultar **plano nº 3 “Esquema de principio”**.

1.1.11 BIBLIOGRAFÍA

- Cogeneración en el sector terciario. IDAE.
- Boletines IDAE.
- Leyes relacionadas con el sector.
- Plan de acción 2008-2012 de ahorro energético. IDAE.
- Apuntes de la asignatura de cogeneración de la Escuela Técnica de Ingeniería ICAI.
- BOE
- Guía de la cogeneración. IDAE

Internet:

- **www.cogen.org**
- **www.acogen.com**
- **www.icogen-sa.com**
- **www.senertec.de**
- **www.enernalon.com**
- **www.eqtec.es**
- **www.gasnatural.com**
- **www.acogen.org**
- **www.omel.es**
- **www.omip.pt**
- **www.cne.es**
- **www.construible.es**
- **www.empresaeficiente.com**

1.2 CÁLCULOS

1.2.1 CÁLCULOS

Para el correcto diseño de la planta de microcogeneración es necesario conocer las demandas energéticas del edificio.

Esto permite adecuar la instalación de cogeneración a las necesidades del edificio cumpliendo las especificaciones que marca la ley con la condición de rendimiento equivalente.

Para hacer la instalación de cogeneración debemos hacer unos cálculos previos para estudiar qué equipos se adapta mejor a las características del edificio, estos cálculos se basan en las demandas eléctricas y térmicas del edificio. A partir de ellos se decidirá que motor es el más apropiado para las condiciones de operación del edificio dependiendo de la opción a estudiar.

Se ha estimado conveniente estudiar las siguientes 3 configuraciones.

- Motor de microcogeneración funcionando todo el año.
- Motor de microcogeneración funcionando exclusivamente los meses del año en los que la calefacción es necesaria.
- Motor de microcogeneración funcionando todo el año y además una máquina de absorción funcionando en verano para poder obtener también aire acondicionado.

1.2.2 DATOS DE PARTIDA DEL EDIFICIO

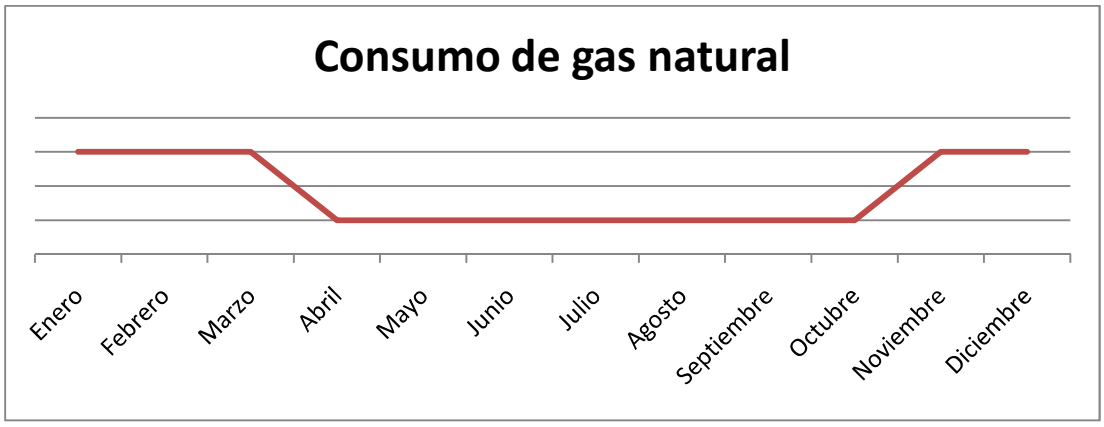
1.2.2.1 DEMANDA DE ACS Y CALEFACCÍON

En La siguiente tabla se recoge el consumo mes a mes tanto de agua caliente sanitaria (ACS) como de calefacción:

Mes	ACS (kWh)	Calefacción (KWh)	Total (KWh)
Enero	6779,4153	41833,68	48613,095
Febrero	7192,8516	37189,163	44382,014
Marzo	9732,196	18830,595	28562,791
Abril	8399,099	13809,233	22208,331
Mayo	9294,0945	0	9294,0945
Junio	8101,9416	0	8101,9416
Julio	4514,9121	0	4514,9121
Agosto	4739,2483	0	4739,2483
Septiembre	8508,3307	0	8508,3307
Octubre	6468,1636	5578,86	12047,024
Noviembre	9.074,46	36722,96	45797,419
Diciembre	6518,6686	37311,54	43830,209
			280599,41

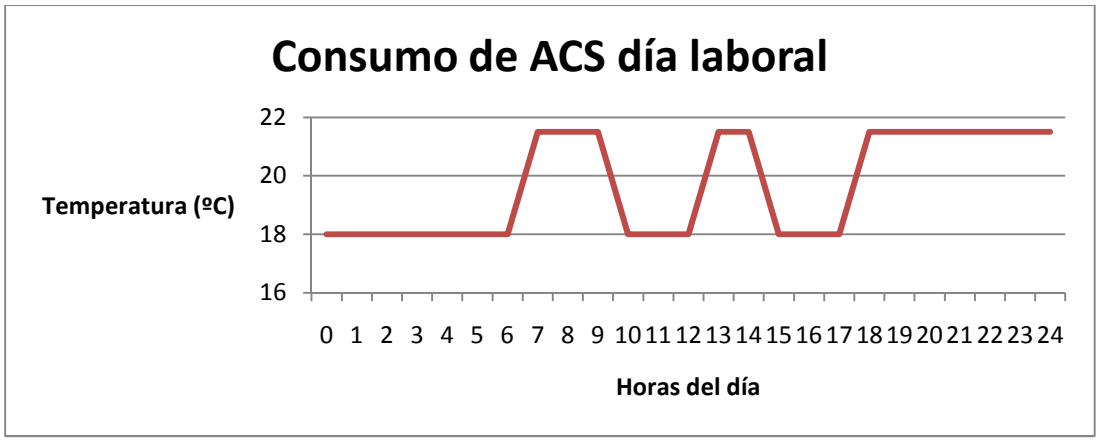
1.2.3 ESTUDIO MENSUAL Y DE UN DÍA TÍPICO EN EL EDIFICIO

Consumo de Gas Natural mes a mes que tiene el edificio:



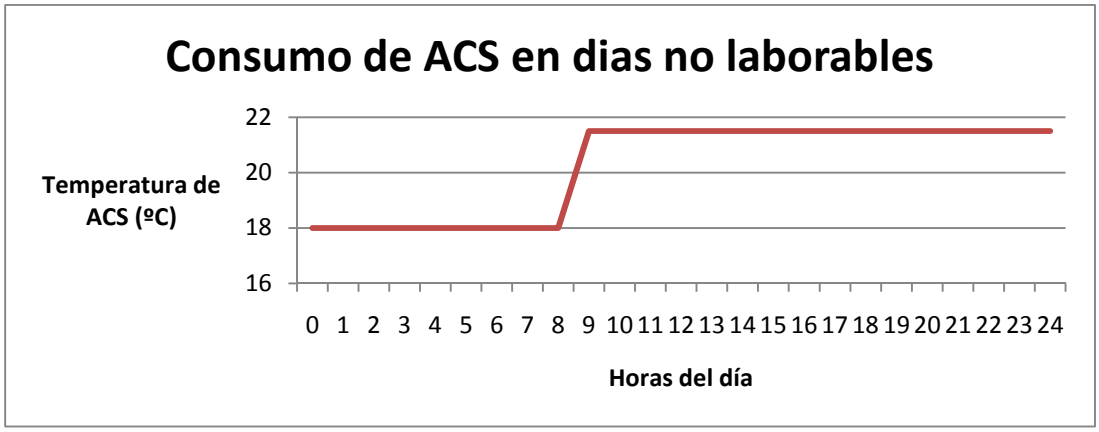
El consumo de Abril a Octubre será el consumo diario más o menos constante de ACS pero de mediados de Octubre a Abril hay que sumarle el consumo por calefacción y será aquí cuando encenderemos el equipo de microcogeneración.

El horario de funcionamiento del motor de microcogeneración en día laboral:



Por lo que encenderemos en motor de 6 a 9 y de 13 a 24, guardando en un depósito el agua caliente sanitaria (ACS) calentada y no utilizada, para mantener la temperatura de 18ºC cuando el motor de cogeneración se encuentre apagado. Total de horas de funcionamiento son 14h.

Horario de funcionamiento en sábados, domingos y festivos:



Por lo que encenderemos en motor de 9 a 24, guardando en un depósito el agua caliente sanitaria (ACS) calentada y no utilizada, para mantener la temperatura de 18ºC cuando el motor de cogeneración se encuentre apagado. Total de horas de funcionamiento son 14h.

1.2.4 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE FUNCIONAMIENTO

Como ya se ha comentado se van a estudiar las siguientes 3 configuraciones.

- Motor de microcogeneración funcionando todo el año.
- Motor de microcogeneración funcionando exclusivamente los meses del año en los que la calefacción es necesaria.
- Motor de microcogeneración funcionando todo el año y además una máquina de absorción funcionando en verano para poder obtener también aire acondicionado.

1.2.4.1 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO

1.2.4.1.1 ESTUDIO INICIAL

Se decide tanto el equipo como el horario de funcionamiento para satisfacer los consumos de ACS del edificio residencial y para poder beneficiarnos de las subvenciones del gobierno.

El gobierno dice que para sujetarnos a los beneficios de producir en régimen especial el $\eta_{ee\,min} = 55\%$ para la cogeneración, pero al tratarse de microcogeneración en nuestro caso será de $\eta_{ee\,min} = 49.5\%$.

Para conseguir vender la energía eléctrica en régimen especial y aparte para poder conseguir prima en el precio de venta de energía por eficiencia intentaremos que el $\eta_{ee\,medio} \simeq 58\%$.

Por ley tenemos que la fórmula del rendimiento eléctrico equivalente es:

$$\eta_{ee} = 58\% = \frac{E}{Q - \frac{V}{0{,}9}}$$

Donde: - E= P·h; E: energía eléctrica generada

P: potencia motor

h: horas de funcionamiento del motor

- Q: Energía consumida, va en función del rendimiento del motor≃32%
- V: Energía destinada para calentar agua, dividida por 0,9 debido al rendimiento del intercambiador de calor.

Energía destinada para calentar agua (V) la obtenemos de los datos de partida del bloque de propietarios:

Mes	ACS (kWh)	Calefacción (KWh)	Total (KWh)
Enero	6779,4153	41833,68	48613,095
Febrero	7192,8516	37189,163	44382,014
Marzo	9732,196	18830,595	28562,791
Abril	8399,099	13809,233	22208,331
Mayo	9294,0945	0	9294,0945
Junio	8101,9416	0	8101,9416
Julio	4514,9121	0	4514,9121
Agosto	4739,2483	0	4739,2483
Septiembre	8508,3307	0	8508,3307
Octubre	6468,1636	5578,86	12047,024
Noviembre	9.074,46	36722,96	45797,419
Diciembre	6518,6686	37311,54	43830,209
			280599,41

- Por lo que en todo el año → V= 280599,4104KWh
- Si el motor funciona todo el año, habrá estado funcionando 14h al día durante todo el día lo que hace un total de 5110h.
- Por lo que se tiene que la potencia del calor recuperado es

$$P_V = \frac{280599{,}4104}{5110} = 54{,}92\ KW$$

- El rendimiento eléctrico típico de los motores es $\eta_e = 0{,}32$

1.2.4.1.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR

Poniendo la fórmula del rendimiento en función de las potencias queda:

$$\eta_{ee} = 0{,}58 = \frac{P_E}{\frac{P_E}{\eta_e} - \frac{P_V}{0{,}9}}$$

Introduciendo los datos y despejando se tiene que P_E=43,56KW. Luego la inversión necesaria será en un motor de microcogeneración con una potencia eléctrica en torno a 43,56KW.

1.2.4.1.3 ELECCIÓN DE MOTORES PARA LA POTENCIA CALCULADA

Se ha elegido un motor **Energator GB** de la marca **BESEL:**

Los módulos de micro-cogeneración a gas Energator integran en un único equipo todos los elementos necesarios para producir conjuntamente electricidad y calor. Un motor de combustión interna acciona un generador eléctrico que trabaja en paralelo con la red. El calor de refrigeración y de los gases de escape se recupera simultáneamente como agua caliente para calefacción, ACS o procesos, lográndose el máximo aprovechamiento del combustible.

Descripción

Motor: Los módulos Energator emplean motores industriales de última generación, diseñados para trabajo en continuo y que cumplen las normativas más exigentes en materia de eficiencia y emisiones.

Generador: Un generador industrial asíncrono refrigerado por aire está permanentemente acoplado al motor, que lo acciona a una velocidad constante de 1500 rpm.

Encapsulado: Un encapsulado de aislamiento térmico y acústico garantiza una sonoridad inferior a 59-62 dB(A) a 1m según DIN 45635.

Las conexiones eléctricas y el control se ubican en un armario independiente de fácil acceso unido al encapsulado.

Control: El control por microprocesador supervisa en todo momento el funcionamiento del motor y la producción eléctrica y térmica. La carga se regula en dos escalones (60-100%) para evitar paradas y arranques innecesarios.

Instalación: El equipo se instala como un generador térmico más en sala de calderas. Los gases de combustión se evacúan conjunta- o independientemente.

En instalaciones de baja temperatura se puede instalar un condensador de gases de escape para recuperar más calor.

Mantenimiento: El mantenimiento preventivo de los motores (cambio de aceite y chequeo) se realiza cada 1.500 horas.

Acceso remoto: Los módulos se pueden controlar y monitorizar y remotamente a través de modem o red, así como integrar en un control centralizado del edificio.

Principales ventajas:

Los módulos ENERGATOR aprovechan la energía primaria del combustible con rendimientos entre el 86% y el 100% sobre el PCI. Su uso reporta significativos ahorros de energía primaria y de emisiones de CO2.

-Su diseño prima la eficiencia, la sencillez y la robustez, incorporando los mejores motores y generadores industriales y una cuidada fabricación respaldada por años de experiencia en microcogeneración.

-Se integran fácilmente en las instalaciones térmicas y eléctricas de los edificios, resultando sencillos de operar y mantener.

Aplicaciones:

Hoteles, residencias, comunidades de vecinos, centros deportivos, piscinas cubiertas, spas, clínicas, colegios, industrias agroalimentarias.

Características técnicas:

OPCIÓN 1:

	GB50
Motor	
Disposición	10 cil. en V 4T
Cilindrada (cm^3)	4580
Velocidad de giro (rpm)	1500
Potencia (kW)	55
Consumo (kW)	167
Generador	
Tipo	Asínc. 3x400V
Potencia aparente (kVA)	53
Potencia activa (kW, 1ª/2ª etapa)	30 / 49
Recuperación térmica	
Potencia útil (kW, 1ª/2ª etapa)	57 / 95
Temperaturas (ºC)	80 / 60
Dimensiones y peso	
Dimensiones (mm, LxAxA)	3000x1180x1820
Peso en funcionamiento (kg)	2060
Conexiones	
Electricidad (mm^2)	5x50
Agua caliente	NW40
Gas	1/2" IG
Gases de escape	DN80 Fl.

OPCIÓN 2:

	GB30
Motor	
Disposición	6 cil. en V 4T
Cilindrada (cm^3)	4200
Velocidad de giro (rpm)	1500
Potencia (kW)	36
Consumo (kW)	105
Generador	
Tipo	Asínc. 3x400V
Potencia aparente (kVA)	33
Potencia activa (kW, 1ª/2ª etapa)	18 / 30
Recuperación térmica	
Potencia útil (kW, 1ª/2ª etapa)	37 / 62
Temperaturas (ºC)	80 / 60
Dimensiones y peso	
Dimensiones (mm, LxAxA)	3000x1180x1820
Peso en funcionamiento (kg)	2100
Conexiones	
Electricidad (mm^2)	5x50
Agua caliente	1.5" AG
Gas	1/2" IG
Gases de escape	DN80 Fl.

1.2.4.1.4 NUEVO CALCULO DEL REE

Con el motor elegido cambian los parámetros de cálculo del rendimiento eléctrico equivalente ya que ahora ya no se trabaja con datos teóricos sino que se hace con los datos reales de los dos motores elegidos:

OPCIÓN 1:

P_E = 55 Kw → E=55*5110h=281050Kwh

P_V = 95 Kw no se va a recuperar toda la energía térmica generada, por lo que tendrá que verse mes a mes el calor que se puede recuperar.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
Demanda gas natural Kwh	48613,10	44382,01	28562,79	22208,33
ENERGÍA TERMICA GENERADA	39060,00	35280,00	39060,00	37800,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	39060,00	35280,00	28562,79	22208,33

	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
Demanda gas natural Kwh	9294,09	8101,94	4514,91	4739,25
ENERGÍA TERMICA GENERADA	39060,00	37800,00	39060,00	39060,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	9294,09	8101,94	4514,91	4739,25

	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Demanda gas natural Kwh	8508,33	12047,02	45797,42	43830,21
ENERGÍA TERMICA GENERADA	37800,00	39060,00	37800,00	39060,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	8508,33	12047,02	37800,00	39060,00

En este caso, en todo el año se recuperan V= 249.177 Kwh

η_e = Potencia eléctrica/consumo = 55/165 = 0,33

$$\eta_{ee} = \frac{E}{\frac{E}{\eta_e} - \frac{V}{0{,}9}} = \frac{281050}{\frac{281050}{0{,}33} - \frac{249177}{0{,}9}} = 0{,}488$$

Por lo que se obtiene un rendimiento eléctrico equivalente del 48,8% < 49,5% exigido por el gobierno. Este motor no es válido

OPCIÓN 2:

P_E = 36Kw → E=36*5110h=183960Kwh

P_V = 60 Kw al no se va a recuperar toda la energía térmica generada, por lo que tendrá que verse mes a mes el calor que se puede recuperar.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
Demanda gas natural Kwh	48613,10	44382,01	28562,79	22208,33
ENERGÍA TERMICA GENERADA	26040,00	23520,00	26040,00	25200,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	26040,00	23520,00	26040,00	22208,33

	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
Demanda gas natural Kwh	9294,09	8101,94	4514,91	4739,25
ENERGÍA TERMICA GENERADA	26040,00	25200,00	26040,00	26040,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	9294,09	8101,94	4514,91	4739,25

	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Demanda gas natural Kwh	8508,33	12047,02	45797,42	43830,21
ENERGÍA TERMICA GENERADA	25200,00	26040,00	25200,00	26040,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	8508,33	12047,02	25200,00	26040,00

En este caso, en todo el año se recuperan V= 196.254 Kwh

η_e = Potencia eléctrica/consumo = 36/105 = 0,343

$$\eta_{ee} = \frac{E}{\frac{E}{\eta_e} - \frac{V}{0{,}9}} = \frac{183960}{\frac{183960}{0{,}343} - \frac{196.254}{0{,}9}} = 0{,}578$$

Por lo que se obtiene un rendimiento eléctrico equivalente del 57,8% > 49,5% exigido por el gobierno.

1.2.4.2 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO EXCLUSIVAMENTE LOS AÑOS EN LOS QUE LA CALEFACCIÓN ES NECESARIA

1.2.4.2.1 ESTUDIO INICIAL

Se decide tanto el equipo como el horario de funcionamiento para satisfacer los consumos de ACS del edificio residencial y para poder beneficiarnos de las subvenciones del gobierno.

El gobierno dice que para sujetarnos a los beneficios de producir en régimen especial el $\eta_{ee\,min} = 55\%$ para la cogeneración, pero al tratarse de microcogeneración en nuestro caso será de $\eta_{ee\,min} = 49.5\%$.

Para conseguir vender la energía eléctrica en régimen especial y aparte para poder conseguir prima en el precio de venta de energía por eficiencia intentaremos que el $\eta_{ee\,medio} \simeq 58\%$.

Por ley tenemos que la fórmula del rendimiento eléctrico equivalente es:

$$\eta_{ee} = 58\% = \frac{E}{Q - \frac{V}{0{,}9}}$$

Donde: - E= P·h; E: energía eléctrica generada

P: potencia motor

h: horas de funcionamiento del motor

- Q: Energía consumida, va en función del rendimiento del motor≃32%
- V: Energía destinada para calentar agua, dividida por 0,9 debido al rendimiento del intercambiador de calor.

Energía destinada para calentar agua (V) la obtenemos de los datos de partida del bloque de propietarios:

Mes	ACS (kWh)	Calefacción (KWh)	Total (KWh)
Enero	6779,4153	41833,68	48613,09535
Febrero	7192,8516	37189,1625	44382,01413
Marzo	9732,196	18830,595	28562,79105
Abril	8399,099	13809,2325	22208,33145
Mayo	9294,0945	0	9294,094535
Junio	8101,9416	0	8101,941628
Julio	4514,9121	0	4514,912093
Agosto	4739,2483	0	4739,248256
Septiembre	8508,3307	0	8508,330698
Octubre	6468,1636	5578,86	12047,0236
Noviembre	9.074,46	36722,96	45797,41901
Diciembre	6518,6686	37311,54	43830,2086
			280599,4104

- Por lo que de Octubre a Abril → V= 245440,883KWh
- Si el motor funciona de mediados de Octubre a mediados de Abril (cuando es necesaria la calefacción) el motor habrá estado funcionando 181 días, 14h al día lo que hace un total de 2534horas.
- Por lo que se tiene que la potencia del calor recuperado es

$$P_V = \frac{245440{,}883}{2354} = 104{,}265\ KW$$

- El rendimiento eléctrico típico de los motores es $\eta_e = 0{,}32$

1.2.4.2.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR

Poniendo la fórmula del rendimiento en función de las potencias queda:

$$\eta_{ee} = 0{,}58 = \frac{P_E}{\frac{P_E}{\eta_e} - \frac{P_V}{0{,}9}}$$

Introduciendo los datos y despejando tenemos que P_E=82,9543KW. Luego la inversión necesaria será en un motor de microcogeneración con una potencia eléctrica en torno al 82,9543KW.

1.2.4.2.3 ELECCIÓN DE MOTORES PARA LA POTENCIA CALCULADA

OPCION1:

El modulo de microcogeneración finalmente elegido es un módulo ICOGEN-BOWMAN que es un sistema de cogeneración ligero, compactos y encabinado de potencias eléctrica de 80 kWe y potencias térmicas de 136 kWt con un rendimiento global de 75,1%.

Sus principales características son:

- Multi-combustible: gas natural, propano, butano, combustibles líquidos, biogás, otros.
- Bypass regulador de la potencia térmica a recuperar.
- Único eje: alternador-compresor-microturbina a 68.000 r.p.m.
- Alternador de imán permanente (no requiere motor de arranque).
- Bajo nivel sonoro y aislado de vibraciones.
- Operación flexible: en paralelo o en isla con la red eléctrica.
- Bajos costes de mantenimiento.
- Elevada vida útil.
- Gases de escape:

  [O2]=18%. Posibilidad de post-combustión

  Bajas emisiones contaminantes

  Elevada Tª: 565ºC (secados directos, máquinas de absorción,...)

Es un conjunto encabinado formados por:

- *Grupo turbogenerador* (compresor + microturbina + alternador): Es el compuesto por la cámara de combustión donde se produce la mezcla combustible, el compresor del aire de combustión accionado por el mismo eje de la microturbina, el recuperador gases/aire de combustión para calentar el aire para aumentar el rendimiento eléctrico, la microturbina encargada de transformar la energía del gas

en energía mecánica y el alternador encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

• *Sistema eléctrico (control + potencia)*: Se compone de la parte de potencia y de control. En la primera, mediante un acondicionador eléctrico (rectificador+convertidor+inversor+filtro) se transforma la energía eléctrica trifásica de alta frecuencia a trifásica, 380 V, 50 Hz, pasando por corriente continua y los elementos de sincronización y protección de línea, tanto magnetotérmica como diferencial. Además se dispone de un panel de control como interface hombre máquina mediante pantalla de LCD y que realiza el control de funcionamiento del módulo de cogeneración así como sus auxiliares inmediatos (sistema combustible, eléctrico y recuperación de calor).

• *Sistema de recuperación de calor*: Los gases de escape procedentes de la turbina se conducen a un recuperador de calor tipo carcasa y tubos, calentándose agua hasta 90 ºC. El sistema de aportación del aire de combustión dispone de un sistema de bypass del recuperador gases/aire de manera que la energía térmica de los gases de escape es disipada en el recuperador térmico gases/agua. Mediante una señal externa se regula el bypass según las necesidades de demanda térmica.

Se trata de un *módulo encabinado* mediante cabina de aislamiento térmico y acústico, con antivibratorios y puertas abatibles para realizar tareas de mantenimiento. Para evitar transmisiones de ruido estructural se usan conexiones flexibles y los módulos están vibroamortiguados.

Mantenimiento: sólo se requiere realizar un servicio de mantenimiento (cambio de aceite, filtros, revisión intercambiadores y válvulas) cada 4.000 horas, aunque en función del combustible utilizado el plan de mantenimiento puede variar ligeramente. No requiere de operario de planta ni de personal especializado para el funcionamiento de estos equipos.

Control remoto: vigilancia y control a distancia mediante módem o interface para conexión a instalaciones de control superior (RS-232, RS-485, CAN).

Aplicaciones: Los módulos ICOGEN-BOWMAN son unidades compactas y encabinadas que se pueden instalar fácilmente en cualquier lugar, sustituyendo parte de la energía eléctrica y térmica demandada por los usuarios de la instalación.

Características técnicas:

FICHA TÉCNICA TG80		RC-G
Posición del By-Pass	%	0
Potencia térmica en forma de agua caliente	kW(t)	**136**
Caudal de agua caliente	kg/s	3,0
Potencia eléctrica	KW(e)	**80**
Rendimiento eléctrico	%	**27,8**
Consumo de combustible	m^3/h	29,7
Rendimiento del sistema (sin incluir GBC*)	%	**75,1**

OPCIÓN 2:

Los módulos ICOGEN-Schmitt-enertec son sistemas de cogeneración con potencias eléctricas comprendidas entre 22-105 kWe y potencias térmicas entre 42-450 kWt que utilizan los motores de combustión interna para impulsar un generador y producir energía eléctrica.

El calor generado por el agua de refrigeración y de los gases de escape se transfiere por medio de los intercambiadores de calor a los sistemas de calefacción.

La electricidad producida es directamente usada en el sitio o se puede proveer a la red nacional.

Los módulos de calor y electricidad de Schmitt-enertec permiten el uso de varios combustibles. Se utilizan motores que trabajan con el ciclo Otto, que funcionan con gas natural, biogás, gas de vertedero o incluso gas de pirolisis en vez de gasolina.

La unidad de cogeneración puede trabajar en paralelo con la red eléctrica. Los módulos están formados por:

Motor: Motores Schmitt-enertec basados en Iveco y MTU así como Mercedes OM400 en el caso del uso de gas de pirolisis como combustible. Utilizan desde tres hasta doce cilindros dependiendo de la potencia con un rendimiento que va desde el 88% al 95%.

Generador: Los generadores síncronos refrigerados por aire acoplados al motor de forma flexible para aislar los esfuerzos del arranque. Las potencias eléctricas nominales se producen con un rendimiento entorno al 96%.

Módulo encabinado: El sistema está equipado con una cabina de aislamiento acústico, con puertas de inspección a ambos lados y ventilación eléctrica. El nivel de sonido a 1m es aproximadamente de 75 dB(A). Para evitar transmisiones de ruido estructural se utilizan soportes antivibratorios entre el motor y el generador.

El controlador: Toda la información como potencia, temperatura, presiones...esta monitorizado por el sistema de control. Las diferencias entre valores nominales mas allá de los límites provocará el apagado del sistema. Cualquier fallo será mostrado en el monitor indicando día y hora.

Mantenimiento: En general sólo se requiere realizar un servicio de mantenimiento (incluye cambio de aceite, filtros, bujías, revisión de los intercambiadores y de las válvulas) cada 2.000 horas, aunque en función del combustible utilizado el plan de mantenimiento puede variar ligeramente. No

es necesario de un operario de planta ni de personal especializado para el funcionamiento de estos equipos.

Emisiones: La temperatura de los gases de escape es de 120º C debido al uso de un intercambiador de calor de gases de escape fabricado con acero inoxidable 1.4571 integrado al circuito por camisa de agua.

Control remoto: Vigilancia y control a distancia mediante módem o interface.

El entorno: La cogeneración por medio de módulos fabricados por ICOGEN-Schmitt-enertec hace posible utilizar el calor residual que normalmente es eliminado a la atmósfera para convertirlo en procesos de calor y electricidad. La generación de electricidad y calor de manera simultánea aprovecha la materia prima hasta el 100%, permite el ahorro de hasta un 37% de dicha materia prima y reduce considerablemente las emisiones de CO_2. Además el catalizador de tres pasos reduce las emisiones de NOx e hidrocarburos no deseados.

Aplicaciones: Hoteles, hospitales, residencias, edificios públicos, oficinas, plantas depuradoras, piscinas públicas, gimnasios, escuelas, factorías, etc.

Los módulos ICOGEN-Schmitt-enertec son unidades compactas y encabinadas que se pueden instalar fácilmente en cualquier lugar, sustituyendo parte de la energía eléctrica y térmica
demandada por los usuarios de la instalación.

Características técnicas:

MODELO		FMB-80-GSK
Potencia eléctrica	KW	66
Potencia térmica	KW	103
Consumo(LHV)	KW	192
Fabricante		MAN
Ventilación		natural
Nº de cilindros/disposición		6 / en línea
Diámetro interior/carrera	Mm	108/125
cilindrada	l	6,87
Peso aproximado	t	2,4
dimensiones	LxBxH	2,8 x 0,85 x 1,85 m
emisiones		TA-Luft

1.2.4.2.4 NUEVO CALCULO DEL REE

Con el motor elegido cambian los parámetros de cálculo del rendimiento eléctrico equivalente ya que ahora ya no se trabaja con datos teóricos sino que se hace con los datos reales de los motores:

OPCIÓN 1:

P_E = 80 Kw → E=80*2534h=202720Kwh

P_V = 104,265 Kw no se va a recuperar toda la energía térmica generada, por lo que tendrá que verse mes a mes el calor que se puede recuperar.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
Demanda gas natural Kwh	48613,10	44382,01	28562,79	22208,33
ENERGÍA TERMICA GENERADA	45251,01	40871,88	45251,01	43791,30
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	45251,01	40871,88	28562,79	22208,33

	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Demanda gas natural Kwh	12047,02	45797,42	43830,21
ENERGÍA TERMICA GENERADA	45251,01	43791,30	45251,01
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	12047,02	43791,30	43830,21

En este caso, en todo el invierno se recuperan V= 236.563 Kwh

η_e = 0,278

$$\eta_{ee} = \frac{E}{\frac{E}{\eta_e} - \frac{V}{0,9}} = \frac{202720}{\frac{202720}{0,278} - \frac{236.563}{0,9}} = 0,434$$

Por lo que se obtiene un rendimiento eléctrico equivalente del 43,4% < 49,5% exigido por el gobierno. Esta microturbina no es válida.

OPCIÓN 2:

P_E = 66 Kw → E=66*2534h=167244Kwh

P_V = 103 Kw no se va a recuperar toda la energía térmica generada, por lo que tendrá que verse mes a mes el calor que se puede recuperar.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
Demanda gas natural Kwh	48613,10	44382,01	28562,79	22208,33
ENERGÍA TERMICA GENERADA	44702,00	40376,00	44702,00	43260,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	44702,00	40376,00	28562,79	22208,33

	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Demanda gas natural Kwh	12047,02	45797,42	43830,21
ENERGÍA TERMICA GENERADA	44702,00	43260,00	44702,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	12047,02	43260,00	43830,21

En este caso, en todo el invierno se recuperan V= 234.986 Kwh

η_e = Potencia eléctrica/consumo = 103/195 = 0,343

$$\eta_{ee} = \frac{E}{\frac{E}{\eta_e} - \frac{V}{0,9}} = \frac{167244}{\frac{167244}{0,343} - \frac{234.986}{0,9}} = 0,738$$

Por lo que obtenemos un rendimiento eléctrico equivalente del 73,8% > 49,5% exigido por el gobierno. Este motor es válido.

1.2.4.3 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO CON MÁQUINA DE ABSORCIÓN EN VERANO

1.2.4.3.1 ESTUDIO INICIAL

Se decide tanto el equipo como el horario de funcionamiento para satisfacer los consumos de ACS del edificio residencial y para poder beneficiarnos de las subvenciones del gobierno.

El gobierno dice que para sujetarnos a los beneficios de producir en régimen especial el $\eta_{ee\,min} = 55\%$ para la cogeneración, pero al tratarse de microcogeneración en nuestro caso será de $\eta_{ee\,min} = 49.5\%$.

Para conseguir vender la energía eléctrica en régimen especial y aparte para poder conseguir prima en el precio de venta de energía por eficiencia intentaremos que el $\eta_{ee\,medio} \simeq 58\%$.

Por ley tenemos que la fórmula del rendimiento eléctrico equivalente es:

$$\eta_{ee} = 58\% = \frac{E}{Q - \frac{V}{0{,}9}}$$

Donde: - E= P·h; E: energía eléctrica generada

P: potencia motor

h: horas de funcionamiento del motor

- Q: Energía consumida, va en función del rendimiento del motor≃32%
- V: Calor recuperado, que en este caso, debido a la máquina de absorción será la energía destinada para calentar agua más el calor recuperado en verano por la máquina de absorción, dividida por 0,9 debido al rendimiento del intercambiador de calor. Vt=Vc+Vf

Energía destinada para calentar agua (Vc) la obtenemos de los datos de partida del bloque de propietarios:

Mes	ACS (kWh)	Calefacción (KWh)	Total (KWh)
Enero	6779,4153	41833,68	48613,09535
Febrero	7192,8516	37189,1625	44382,01413
Marzo	9732,196	18830,595	28562,79105
Abril	8399,099	13809,2325	22208,33145
Mayo	9294,0945	0	9294,094535
Junio	8101,9416	0	8101,941628
Julio	4514,9121	0	4514,912093
Agosto	4739,2483	0	4739,248256
Septiembre	8508,3307	0	8508,330698
Octubre	6468,1636	5578,86	12047,0236
Noviembre	9.074,46	36722,96	45797,41901
Diciembre	6518,6686	37311,54	43830,2086
			280599,4104

- La V recuperada en todo el año para calefacción y ACS es Vc=280599,41 KWh
- Por parte del motor de microcogeneración, este funcionara todo el año, 365 días al año, 14h al día lo que hacen un total de 5110h.
  - <u>V recuperada en la máquina de absorción:</u>

    Lo normal es instalar 100 frigorías/m^2, la equivalencia en 86 w/m^2.

    Tenemos 40 viviendas de media 90$m^2/vivienda$.

    Luego la potencia frigorífica necesaria será:

    P_{frig} = 40 viviendas ·86w/m^2 ·90$m^2/vivienda$=309600w=309,6Kw

    Tenemos que la máquina de absorción tiene un COP = 0,7 = $\frac{Pfrig}{Pf}$

    Por lo que si lo que necesita el edificio es 309,6 Kw, como el COP es 0,7, lo que va a recuperar el motor es Pf = 442,286 Kw

    Se considera un factor de simultaneidad de 0,4 debido a que no es normal que las 40 viviendas enciendan las mismas 3h al día el aire acondicionado. Por lo que la potencia que necesitará la máquina de absorción será Pf = 442,286 · 0,4 = 176,91Kw

    La máquina de absorción funcionará de Mayo a Septiembre incluidos, tres horas al día, lo que hace un total de 153díasx3h=459h.

    Por lo que la energía recuperada en la máquina de absorción al año es:

$V_f = P_f \cdot h$ = 81201,69 Kwh

- $V = Vc + Vf = 280599{,}41 + 81201{,}69 = 361801{,}1$Kwh
- El rendimiento eléctrico típico de los motores es $\eta_e = 0{,}32$

1.2.4.3.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR

Introduciendo los datos en la fórmula del rendimiento eléctrico equivalente, vamos a calcular potencia necesaria del motor:

$$\eta_{ee} = 0{,}58 = \frac{E}{\frac{E}{\eta_e} - \frac{V}{0{,}9}}$$

Despejando:

E = 286967,026 Kwh; Como tenemos el motor de microcogeneración funcionando todo el año esto quiere decir que funciona 5110h por lo que el motor necesario en esta opción es un motor con una potencia de 56,16 Kw.

1.2.4.3.3 ELECCIÓN DE MOTOR Y MÁQUINA DE ADSORCIÓN PARA LA POTENCIA CALCULADA

- Se ha elegido un motor **Energator GB** de la marca **BESEL:**

Los módulos de micro-cogeneración a gas Energator integran en un único equipo todos los elementos necesarios para producir conjuntamente electricidad y calor. Un motor de combustión interna acciona un generador eléctrico que trabaja en paralelo con la red. El calor de refrigeración y de los gases de escape se recupera simultáneamente como agua caliente para calefacción, ACS o procesos, lográndose el máximo aprovechamiento del combustible.

Descripción

Motor: Los módulos Energator emplean motores industriales de última generación, diseñados para trabajo en continuo y que cumplen las normativas más exigentes en materia de eficiencia y emisiones.

Generador: Un generador industrial asíncrono refrigerado por aire está permanentemente acoplado al motor, que lo acciona a una velocidad constante de 1500 rpm.

Encapsulado: Un encapsulado de aislamiento térmico y acústico garantiza una sonoridad inferior a 59-62 dB(A) a 1m según DIN 45635.

Las conexiones eléctricas y el control se ubican en un armario independiente de fácil acceso unido al encapsulado.

Control: El control por microprocesador supervisa en todo momento el funcionamiento del motor y la producción eléctrica y térmica. La carga se regula en dos escalones (60-100%) para evitar paradas y arranques innecesarios.

Instalación: El equipo se instala como un generador térmico más en sala de calderas. Los gases de combustión se evacúan conjunta- o independientemente.

En instalaciones de baja temperatura se puede instalar un condensador de gases de escape para recuperar más calor.

Mantenimiento: El mantenimiento preventivo de los motores (cambio de aceite y chequeo) se realiza cada 1.500 horas.

Acceso remoto: Los módulos se pueden controlar y monitorizar y remotamente a través de modem o red, así como integrar en un control centralizado del edificio.

Principales ventajas:

Los módulos ENERGATOR aprovechan la energía primaria del combustible con rendimientos entre el 86% y el 100% sobre el PCI. Su uso reporta significativos ahorros de energía primaria y de emisiones de CO2.

-Su diseño prima la eficiencia, la sencillez y la robustez, incorporando los mejores motores y generadores industriales y una cuidada fabricación respaldada por años de experiencia en microcogeneración.

-Se integran fácilmente en las instalaciones térmicas y eléctricas de los edificios, resultando sencillos de operar y mantener.

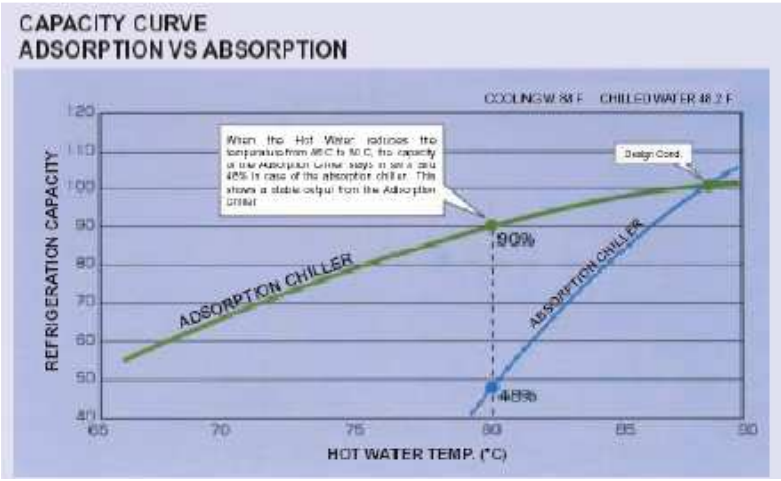
Aplicaciones:

Hoteles, residencias, comunidades de vecinos, centros deportivos, piscinas cubiertas, spas, clínicas, colegios, industrias agroalimentarias.

Características técnicas:

	GB50
Motor	
Disposición	10 cil. en V 4T
Cilindrada (cm^3)	4580
Velocidad de giro (rpm)	1500
Potencia (kW)	55
Consumo (kW)	167
Generador	
Tipo	Asínc. 3x400V
Potencia aparente (kVA)	53
Potencia activa (kW, 1ª/2ª etapa)	30 / 49
Recuperación térmica	
Potencia útil (kW, 1ª/2ª etapa)	57 / 95
Temperaturas (ºC)	80 / 60
Dimensiones y peso	
Dimensiones (mm, LxAxA)	3000x1180x1820
Peso en funcionamiento (kg)	2060
Conexiones	
Electricidad (mm^2)	5x50
Agua caliente	NW40
Gas	1/2" IG
Gases de escape	DN80 Fl.

- Se ha elegido la máquina de adsorción La máquina de adsorción **ICOGEN-NISHIYODO** es una enfriadora de agua que funciona mediante el calor residual de una planta de microcogeneración, de un sistema de energía solar o de cualquier otro proceso (químico, papelero, cementero, etc).



Este equipo funciona de manera similar a una máquina de absorción, pero en comparación con este sistema tiene las siguientes ventajas:

• Utiliza una mezcla de agua-silica gel: no utiliza Li-Br ni NH3. Esto evita: fugas peligrosas, corrosión, cristalización, análisis químicos y sustitución de piezas.

• Producción de agua fría estable utilizando temperaturas de agua caliente entre 32ºC - 90ºC.

• Operación estable, incluso ante fluctuaciones de temperatura y caudal de agua caliente.

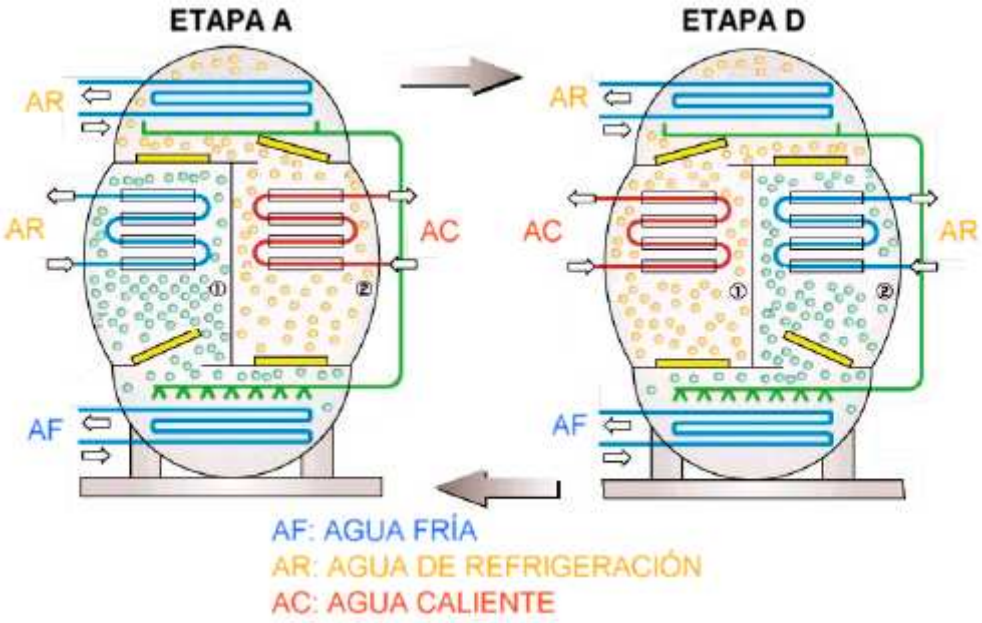
• Sencilla y corta operación de arranque – paro.

• Operación constante 24 horas / 7 días por semana.

• Vida útil superior a los 20 años.

Ciclo frigorífico: La máquina de adsorción trabaja con agua como refrigerante y silica-gel como adsorbente. Este equipo está constituido por cuatro elementos: 1 evaporador, 2 cámaras adsorbentes y 1 condensador. En el evaporador, el agua a baja presión se evapora, enfriando agua de 11,7ºC a 6,7ºC, o a las temperaturas que se requieran, pudiendo enfriar agua de hasta 6ºC a 3ºC. La evaporación de agua producida, se adsorbe en una de las cámaras de adsorción mediante el deshidratante (silica gel), el cual se va saturando. Mientras, en la otra cámara de adsorción, el agua caliente pasa a través del intercambiador de calor, regenerando el deshidratante que con anterioridad había adsorbido el vapor de agua.

El agua evaporada al regenerar el deshidratante es condensada mediante el agua de refrigeración en el condensador para ser devuelta de nuevo al evaporador. El agua de refrigeración del equipo pasa por el intercambiador de la cámara de adsorción, absorbiendo la potencia cedida por la condensación del vapor de agua y después pasa a través del condensador. Mediante una torre de refrigeración se enfría hasta la temperatura necesaria para poder ser introducida de nuevo en el equipo.



Características:

- Rendimiento: COP entorno a 0,7.
- Agua fría de hasta 3ºC.
- Potencias unitarias de 11 - 1.357 Kw.
- Agua caliente desde 32ºC hasta 90ºC.
- Muy bajo consumo eléctrico.
- Muy poco ruido y vibraciones.

Modo de operación: Un mismo equipo puede funcionar en dos modos de operación, el modo estándar para cuando la potencia térmica residual es limitada y se busca una máxima eficiencia o el modo económico para cuando la potencia térmica residual es

muy abundante y se busca una producción de frío muy elevada. El control por temperatura se realiza mediante siete niveles de carga de la máquina, de forma que para una carga inferior, los ciclos frigoríficos tienen una duración inferior.

Mantenimiento: Consiste en revisiones periódicas del nivel de aceite de la bomba de vacío, cambio de éste y el cambio de los asientos de las válvulas mariposa una vez cada tres años. En cambio, la máquina de absorción requiere de análisis del fluido, revisión de bombas, concentración Li-Br, revisión de los intercambiadores de calor y del sistema de control de manera periódica.

Modelo: La siguiente tabla muestra las producciones de agua fría con entrada a 11,7ºC y salida a 6,7ºC para un modo de funcionamiento estándar y con una temperatura de entrada de agua caliente a 90ºC:

MODELOS ADCM		060
Rendimiento equipo	COP	0,70
Potencia frigorífica	KW	184,79

Aplicaciones: La máquina de adsorción ICOGEN-NISHIYODO se puede instalar para sustituir máquinas de absorción y recuperar cualquier tipo de calor residual para producción de frío con paneles solares, aguas termales, chimeneas,...etc.

1.2.4.3.4 NUEVO CALCULO DEL REE

Con el motor elegido cambian los parámetros de cálculo del rendimiento eléctrico equivalente ya que ahora ya no se trabaja con datos teóricos sino que se hace con los datos reales del motor

P_E = 55 Kw → E=55*5110=281050Kwh

P_{Vf} = 184,79 Kw → Vf=184,79*469= 86666,51 Kwh

$Pvc = 95Kw$ →Vc=95*5110= 485450 Kwh no se va a recuperar toda la energía térmica generada, por lo que tendrá que verse mes a mes el calor que se puede recuperar.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
Demanda gas natural Kwh	48613,10	44382,01	28562,79	22208,33
ENERGÍA TERMICA GENERADA	41230,00	37240,00	41230,00	39900,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	41230,00	37240,00	28562,79	22208,33

	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
Demanda gas natural Kwh	9294,09	8101,94	4514,91	4739,25
ENERGÍA TERMICA GENERADA	41230,00	39900,00	41230,00	41230,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	9294,09	8101,94	4514,91	4739,25

	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Demanda gas natural Kwh	8508,33	12047,02	45797,42	43830,21
ENERGÍA TERMICA GENERADA	39900,00	41230,00	39900,00	41230,00
ENERGÍA TERMICA RECUPERADA (V)	8508,33	12047,02	39900,00	41230,00

En este caso, en todo el año se recuperan en ACS y calefacción

Vcrec= 222.418 Kwh

$V = Vcrec + Vf = 222.418 + 86666{,}51 = 309084{,}51$Kwh.

η_e = Potencia eléctrica/consumo = 55/167 = 0,323

$$\eta_{ee} = \frac{E}{\frac{E}{\eta_e} - \frac{V}{0{,}9}} = \frac{281050}{\frac{281050}{0{,}323} - \frac{309084{,}51}{0{,}9}} = 0{,}5336$$

Por lo que se obtiene un rendimiento eléctrico equivalente del 53,36% > 49,5% exigido por el gobierno. Este motor y la máquina de adsorción son válidos.

1.3 ESTUDIO ECONÓMICO

1.3.1. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

Se va a realizar un estudio económico de las alternativas de los motores estudiados para ver cuál es la inversión más rentable para la EsCo.

1.3.1.1 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO

Se va a realizar un estudio económico de las posibilidades que nos da este motor Besel GB30.

1.3.1.1.1 FACTURA DE VENTA ENERGÍA.

ENERGÍA ELÉCTRICA

Tenemos dos opciones de venta de energía eléctrica, vender a tarifa o a mercado, primando los ingresos con los complementos que ofrece el gobierno. En el caso del escenario a estudiar:

COMPLEMENTOS

- Complemento por **eficiencia** [Cef]= [1,1· $(\frac{1}{\eta_{eemin}} - \frac{1}{\eta_{ee}}) \cdot Cmp$] ·E= [1,1· $(\frac{1}{0{,}495} - \frac{1}{0{,}578}) \cdot 0{,}017217€/Kwh$] $\cdot 183960Kwh$ = 1.010,69€
- Complemento por **energía reactiva [Creac]** = E·X%·C = $183960Kw \cdot 0{,}0830\ \frac{€}{Kwh} \cdot 6\%$ = 915,61 €
- Complemento por **discriminación horaria [Cdh]**:
    - Precio valle [Pv]= 0,967; Horas valle [hv] = 6h
    - Precio punta [Pp]= 1,0462; Horas punta [hp] = 8h
    - Horas al día de funcionamiento del motor [h] = 14h
    - $I_0 = E \cdot Tarifa + Cef + Creac$
    - Cdh = $(I_0 \cdot Pv \cdot hv/h + I_0 \cdot Pp \cdot hp/h)$- I_0 = 310,33 €

MERCADO

- Precio = Pmercado – 0,004€/Kwh + Prima - Desvíos = 0,03427€/Kwh - 0,004€/Kwh + 0 – 0€/Kwh = 0,03027€/Kwh (A la microcogeneración no se le prima)
- Complementos = Ceficiencia+Cereactiva+Cdhoraria = 2.236,638€
- Ingresos = E*Precio + Complementos= 7.900,776€

TARIFA

- Tarifa = Tarifa(ITC) – Desvíos = 0,12716€/Kwh
- Complementos = Ceficiencia+Cereactiva+Cdhoraria = 2.236,638€
- Ingresos = E*Tarifa + Complementos = 25.628,99 €

ENERGÍA CALORÍFICA

- Calor recuperado durante todo el año(Et) = 196254,8823 KWh
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley= 66,48 €/mes
- El negocio lo hacen los vecinos con el precio que les ofrecemos por el término variable donde le ofrecemos el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 10%. = 0,03431€/KWh
- Meses de funcionamiento = 12
    - Factura = Tf · meses + Et · Tv = 7.614,85€

1.3.1.1.2 FACTURA DE COMPRA GAS NATURAL

Sin cogeneración

- Factura = Tf · meses + Et · Tv;
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley ya que el negocio lo hacen con el precio del término variable donde en este caso por nuestro consumo nos ofrecen el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 3%.

- La energía térmica es la energía que se gastaba hasta ahora sin el motor de cogeneración para la calefacción y el ACS durante los meses de funcionamiento en los que estamos estudiando el motor.

MESES DE FUNCIONAMIENTO	12	MES
ENERGIA TERMICA	280.599,41	KWh
PRECIO TERMINO FIJO	66,48	€/MES
PRECIO TERMINO VARIABLE	0,036872969	€/KWh
TOTAL FACTURA	11.144,29 €	

Con cogeneración

- Factura = Tf · meses + Et · Tv;
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley ya que el negocio lo hacen con el precio del término variable donde en este caso por nuestro el consumo del motor de cogeneración nos ofrecen el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 5%.
- Ahora la energía térmica es lo que consume el motor, que es la energía generada por el motor entre su rendimiento eléctrico.

MESES	12	MES
ENERGIA TERMICA (Qmotor)	536326,531	KWh
RENDIMIENTO ELECTRICO	0,343	
PRECIO TERMINO FIJO	66,48	€/MES
PRECIO TERMINO VARIABLE	0,0361127	€/KWh
FACTURA	20.165,96 €	

1.3.1.1.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En el gasto de operación y mantenimiento un 80% será debido a los motores y un 20% al resto de la instalación.

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		20.165,96 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		5.638,38 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	4.510,70 €	
	Resto instalación	1.127,68 €	

1.3.1.1.4 INVERSIÓN

Inversión a 15 años según el RD 661/07.

INVERSIÓN	1700	€/KW
Potencia instalada	36	KW
TOTAL INVERSIÓN	61200	€

Desglose de la inversión:

CONCEPTO	TOTAL anual (€)
MOTOR	30600,00
Instalación mecánica	12240,00
Instalación eléctrica y control	12240,00
Obra civil	6120,00

1.3.1.1.5 INGRESOS

AÑO	IPC (%)	VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA anual								VENTA CALORIFICA anual				TOTAL	
		Energía producida (KWh)	Tarifa (€/KWh)	Pool (€/KWh)	Prima (€/KWh)	Complementos (€)	Desvios (€)	Ingresos tarifa (€)	Ingresos mercado (€)	Calor kWh	PrecioF €	Precio €/KWh	Ingresos Calor (€)	Ingresos tarifa(€)	Ingresos mercado(€)
2010	0,8	0	0,127	0,034	0,000	2236,639	0,000	0,000	0,000	0	0,00	0,03431	0	0,000	0,000
2011	1,5	183960	0,129	0,035	0,000	2264,597	0,000	25949,355	7927,631	196254,88	797,76	0,0347	7614,851	33564,206	15542,482
2012	2,5	183960	0,132	0,036	0,000	2315,550	0,000	26533,215	8138,556	196255,88	815,71	0,0355	7786,221	34319,436	15924,777
2013	3,0	183960	0,135	0,037	0,000	2373,439	0,000	27196,546	8393,210	196256,88	836,10	0,0364	7980,912	35177,458	16374,123
2014	3,0	183960	0,138	0,038	0,000	2432,775	0,000	27876,460	8655,215	196257,88	857,00	0,0373	8180,473	36056,932	16835,687
2015	3,0	183960	0,142	0,039	0,000	2493,595	0,000	28573,371	8924,782	196258,88	878,43	0,0382	8385,023	36958,394	17309,805
2016	3,0	183960	0,145	0,040	0,000	2555,934	0,000	29287,705	9202,133	196259,88	900,39	0,0392	8594,687	37882,393	17796,820
2017	3,0	183960	0,149	0,041	0,000	2619,833	0,000	30019,898	9487,493	196260,88	922,90	0,0402	8809,595	38829,493	18297,087
2018	3,0	183960	0,153	0,043	0,000	2685,329	0,000	30770,395	9781,093	196261,88	945,97	0,0412	9029,876	39800,271	18810,969
2019	3,0	183960	0,156	0,044	0,000	2752,462	0,000	31539,655	10083,175	196262,88	969,62	0,0422	9255,665	40795,320	19338,840
2020	3,0	183960	0,160	0,045	0,000	2821,273	0,000	32328,147	10393,983	196263,88	993,86	0,0433	9487,1	41815,247	19881,083
2021	3,0	183960	0,164	0,047	0,000	2891,805	0,000	33136,350	10713,771	196264,88	1018,71	0,0444	9724,322	42860,672	20438,093
2022	3,0	183960	0,169	0,048	0,000	2964,100	0,000	33964,759	11042,800	196265,88	1044,18	0,0455	9967,475	43932,234	21010,276
2023	3,0	183960	0,173	0,049	0,000	3038,203	0,000	34813,878	11381,339	196266,88	1070,28	0,0466	10216,71	45030,587	21598,048
2024	3,0	183960	0,177	0,051	0,000	3114,158	0,000	35684,225	11729,664	196267,88	1097,04	0,0478	10472,17	46156,399	22201,838
2025	3,0	183960	0,181	0,052	0,000	3192,012	0,000	36576,331	12088,058	196268,88	1124,46	0,0490	10734,03	47310,358	22822,085
								464250,290	**147942,902**				**136239,1**	**600489,400**	**284182,012**

1.3.1.1.6 GASTOS

En la siguiente tabla se ven los gastos que se van a tener a 15 años.

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	20165,96	4510,70	1127,68	0,00
2011	1,5	20468,45	4578,36	1144,59	26191,40
2012	2,5	20980,16	4692,82	1173,21	26846,19
2013	3,0	21609,57	4833,61	1208,40	27651,57
2014	3,0	22257,85	4978,62	1244,65	28481,12
2015	3,0	22925,59	5127,97	1281,99	29335,55
2016	3,0	23613,36	5281,81	1320,45	30215,62
2017	3,0	24321,76	5440,27	1360,07	31122,09
2018	3,0	25051,41	5603,48	1400,87	32055,75
2019	3,0	25802,95	5771,58	1442,89	33017,43
2020	3,0	26577,04	5944,73	1486,18	34007,95
2021	3,0	27374,35	6123,07	1530,77	35028,19
2022	3,0	28195,58	6306,76	1576,69	36079,03
2023	3,0	29041,45	6495,96	1623,99	37161,40
2024	3,0	29912,69	6690,84	1672,71	38276,25
2025	3,0	30810,07	6891,57	1722,89	39424,53
					484.894,08 €

1.3.1.1.7 CRÉDITO

Se solicita el 85% de la inversión necesaria:

IMPORTE SOLICITADO CRÉDITO	52.020,00 €
EURIBOR (%)	3,5
INTERÉS APLICABLE (%)	7,5
AÑOS	15
CUOTA ANUAL	5.893,20 €

AÑO	INTERÉS €	AMORTIZACIÓN €	PENDIENTE €
2011	3901,50	1991,70	50028,30
2012	3752,12	2141,08	47887,22
2013	3591,54	2301,66	45585,56
2014	3418,92	2474,29	43111,27
2015	3233,35	2659,86	40451,42
2016	3033,86	2859,35	37592,07
2017	2819,41	3073,80	34518,27
2018	2588,87	3304,33	31213,94
2019	2341,05	3552,16	27661,79
2020	2074,63	3818,57	23843,22
2021	1788,24	4104,96	19738,26
2022	1480,37	4412,83	15325,42
2023	1149,41	4743,80	10581,63
2024	793,62	5099,58	5482,05
2025	411,15	5482,05	0,00

1.3.1.1.8 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A TARIFA (WACC=7%)

- Estudio de la rentabilidad del inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	33564,21	26191,40	5893,20	232,26	1247,34
2012	0,00	34319,44	26846,19	5893,20	267,42	1312,63
2013	0,00	35177,46	27651,57	5893,20	285,84	1346,84
2014	0,00	36056,93	28481,12	5893,20	303,31	1379,30
2015	0,00	36958,39	29335,55	5893,20	319,77	1409,86
2016	0,00	37882,39	30215,62	5893,20	335,15	1438,42
2017	0,00	38829,49	31122,09	5893,20	349,37	1464,83
2018	0,00	39800,27	32055,75	5893,20	362,36	1488,96
2019	0,00	40795,32	33017,43	5893,20	374,04	1510,65
2020	0,00	41815,25	34007,95	5893,20	384,33	1529,76
2021	0,00	42860,67	35028,19	5893,20	393,15	1546,13
2022	0,00	43932,23	36079,03	5893,20	400,40	1559,60
2023	0,00	45030,59	37161,40	5893,20	405,99	1569,99
2024	0,00	46156,40	38276,25	5893,20	409,83	1577,12
2025	0,00	47310,36	39424,53	5893,20	411,82	1580,81
					VAN	3.888,89 €
					TIR	12,89%

- Estudio de la rentabilidad de la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	33564,21	26191,40	3901,50	-213,04	7372,80
2012	0,00	34319,44	26846,19	3752,12	-200,17	7473,25
2013	0,00	35177,46	27651,57	3591,54	-121,04	7525,88
2014	0,00	36056,93	28481,12	3418,92	-15,45	7575,81
2015	0,00	36958,39	29335,55	3233,35	102,91	7519,92
2016	0,00	37882,39	30215,62	3033,86	193,52	7473,25
2017	0,00	38829,49	31122,09	2819,41	282,80	7424,60
2018	0,00	39800,27	32055,75	2588,87	376,48	7368,04
2019	0,00	40795,32	33017,43	2341,05	474,90	7303,00
2020	0,00	41815,25	34007,95	2074,63	578,43	7228,87
2021	0,00	42860,67	35028,19	1788,24	687,49	7145,00
2022	0,00	43932,23	36079,03	1480,37	802,49	7050,71
2023	0,00	45030,59	37161,40	1149,41	923,92	6945,26
2024	0,00	46156,40	38276,25	793,62	1052,29	6827,87
2025	0,00	47310,36	39424,53	411,15	1188,14	6697,69
					VAN	5.523,91 €
					TIR	8,43%

1.3.1.1.9 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A MERCADO (WACC=7%)

- Estudio de la rentabilidad del inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,000	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	15542,482	26191,40	5893,20	-6075,34	-16542,12
2012	0,00	15924,777	26846,19	5893,20	-8297,08	-16814,61
2013	0,00	16374,123	27651,57	5893,20	-9199,31	-17170,65
2014	0,00	16835,687	28481,12	5893,20	-9643,88	-17538,64
2015	0,00	17309,805	29335,55	5893,20	-9932,59	-17918,95
2016	0,00	17796,820	30215,62	5893,20	-10171,21	-18312,00
2017	0,00	18297,087	31122,09	5893,20	-10396,89	-18718,20
2018	0,00	18810,969	32055,75	5893,20	-10622,81	-19137,99
2019	0,00	19338,840	33017,43	5893,20	-10853,71	-19571,79
2020	0,00	19881,083	34007,95	5893,20	-11091,42	-20020,07
2021	0,00	20438,093	35028,19	5893,20	-11336,75	-20483,30
2022	0,00	21010,276	36079,03	5893,20	-11590,15	-20961,96
2023	0,00	21598,048	37161,40	5893,20	-11851,95	-21456,56
2024	0,00	22201,838	38276,25	5893,20	-12122,44	-21967,61
2025	0,00	22822,085	39424,53	5893,20	-12401,93	-22495,65
					VAN	-168.163,17 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Estudio de la rentabilidad de la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0	0	0	0	-61200,00
2011	0	15542,48172	26191,40	3901,50	-6520,647571	-10648,92
2012	0	15924,77666	26846,19	3752,12	-8845,963592	-10921,41
2013	0	16374,12271	27651,57	3591,54	-9728,234719	-11277,45
2014	0	16835,68715	28481,12	3418,92	-10105,405	-11645,43
2015	0	17309,80498	29335,55	3233,35	-10305,57514	-12025,75
2016	0	17796,82044	30215,62	3033,86	-10443,38137	-12418,80
2017	0	18297,08733	31122,09	2819,41	-10558,72634	-12825,00
2018	0	18810,9692	32055,75	2588,87	-10665,3332	-13244,78
2019	0	19338,83968	33017,43	2341,05	-10767,73764	-13678,59
2020	0	19881,08271	34007,95	2074,63	-10867,233	-14126,87
2021	0	20438,09288	35028,19	1788,24	-10963,94886	-14590,09
2022	0	21010,2757	36079,03	1480,37	-11057,57616	-15068,76
2023	0	21598,04789	37161,40	1149,41	-11147,61843	-15563,36
2024	0	22201,83774	38276,25	793,62	-11233,47689	-16074,41
2025	0	22822,08537	39424,53	411,15	-11314,47728	-16602,45
					VAN	-166.616,65 €
					TIR	#¡DIV/0!

1.3.1.1.10 ELECCIÓN TIPO DE VENTA PARA ESTE ESCENARIO

La rentabilidad del proyecto se ha calculado con impuestos y sin deuda, y es más rentable la venta de energía eléctrica a tarifa que a mercado (como cabía esperar ya que a mercado no se obtiene prima).

Pidiendo un crédito del 80% de una inversión de 61200€ (el otro 20% lo ponen los accionistas de la EsCO).

Obtenemos:

De la inversión: - TIR = 8,43%

- VAN = 5.523,91 €

Del inversor: - TIR = 12,89%

- VAN = 3.888,89 €

1.3.1.2 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO EXCLUSIVAMENTE LOS MESES DEL AÑO EN LOS QUE LA CALEFACCIÓN ES NECESARIA

Se va a realizar un estudio económico de las posibilidades que nos da este motor ICOGEN-Schmitt-enertec.

1.3.1.2.1 FACTURA DE VENTA ENERGÍA

ENERGÍA ELÉCTRICA

Tenemos dos opciones de venta de energía eléctrica, vender a tarifa o a mercado, primando los ingresos con los complementos que ofrece el gobierno. En el caso del escenario a estudiar:

COMPLEMENTOS

- Complemento por **eficiencia** [Cef]= [1,1· $(\frac{1}{\eta_{eemin}} - \frac{1}{\eta_{ee}}) \cdot Cmp$] ·E= [1,1· $(\frac{1}{0{,}495} - \frac{1}{0{,}738}) \cdot 0{,}017217€/Kwh$] $\cdot 167244Kwh$ = 2.106,90 €
- Complemento por **energía reactiva [Creac]** = E·X%·C = $167244Kw \cdot 0{,}0830 \ \frac{€}{Kwh} \cdot 6\%$ = 832,4135 €
- Complemento por **discriminación horaria [Cdh]**:
  - Precio valle [Pv]= 0,967; Horas valle [hv] = 6h
  - Precio punta [Pp]= 1,0462; Horas punta [hp] = 8h
  - Horas al día de funcionamiento del motor [h] = 14h
  - $I_0 = E \cdot Tarifa + Cef + Creac$
  - Cdh = $(I_0 \cdot Pv \cdot hv/h + I_0 \cdot Pp \cdot hp/h)$- I_0 = 296,70 €

MERCADO

- Precio = Pmercado – 0,004€/Kwh + Prima - Desvíos = 0,03427€/Kwh - 0,004€/Kwh + 0 – 0€/Kwh = 0,03027€/Kwh (A la microcogeneración no se le prima)
- Complementos = Ceficiencia+Cereactiva+Cdhoraria = 3.236,018€
- Ingresos = E*Precio + Complementos= 8.400,20€

TARIFA

- Tarifa = Tarifa(ITC) – Desvíos = 0,12716€/Kwh
- Complementos = Ceficiencia+Cereactiva+Cdhoraria = 3.236,018€
- Ingresos = E*Tarifa + Complementos = 24.502,77 €

ENERGÍA CALORÍFICA

- Calor recuperado durante todo el año(Et) = 234.986,35 KWh
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley= 66,48 €/mes
- El negocio lo hacen los vecinos con el precio que les ofrecemos por el término variable donde le ofrecemos el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 10%. = 0,03431€/KWh
- Meses de funcionamiento = 12
    - Factura = Tf · meses + Et · Tv = 8627,82€

1.3.1.2.2 FACTURA DE COMPRA GAS NATURAL

Sin cogeneración

- Factura = Tf · meses + Et · Tv;
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley ya que el negocio lo hacen con el precio del término variable donde en este caso por nuestro consumo nos ofrecen el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 3%.
- La energía térmica es la energía que se gastaba hasta ahora sin el motor de cogeneración para la calefacción y el ACS durante los meses de funcionamiento en los que estamos estudiando el motor.

MESES DE FUNCIONAMIENTO	7	MES
ENERGIA TERMICA	245440	KWh
PRECIO TERMINO FIJO	66,48	€/MES
PRECIO TERMINO VARIABLE	0,036872969	€/KWh
TOTAL FACTURA	9.515,46 €	

Con cogeneración

- Factura = Tf · meses + Et · Tv;
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley ya que el negocio lo hacen con el precio del término variable donde en este caso por nuestro el consumo del motor de cogeneración nos ofrecen el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 5%.
- Ahora la energía térmica es lo que consume el motor, que es la energía generada por el motor entre su rendimiento eléctrico.

MESES	7	MES
ENERGIA TERMICA (Qmotor)	487591,837	KWh
RENDIMIENTO ELECTRICO	0,343	
PRECIO TERMINO FIJO	66,48	€/MES
PRECIO TERMINO VARIABLE	0,0361127	€/KWh
FACTURA	18.073,62 €	

1.3.1.2.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En el gasto de operación y mantenimiento un 80% será debido a los motores y un 20% al resto de la instalación.

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		18.073,62 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		5.390,61 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	4.312,49 €	
	Resto instalación	1.078,12 €	

1.3.1.2.4 INVERSIÓN

Inversión a 15 años según el RD 661/07.

INVERSIÓN	1700	€/KW
Potencia instalada	66	KW
TOTAL INVERSIÓN	112200	€

Desglose de la inversión:

CONCEPTO	TOTAL anual (€)
MOTOR	56100,00
Instalación mecánica	22440,00
Instalación eléctrica y control	22440,00
Obra civil	11220,00

1.3.1.2.5 INGRESOS

AÑO	IPC (%)	VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA anual								VENTA CALORIFICA anual				TOTAL	
		Energía producida (KWh)	Tarifa (€/KWh)	Pool (€/KWh)	Prima (€/KWh)	Complementos (€)	Desvios (€)	Ingresos tarifa (€)	Ingresos mercado (€)	Calor kWh	PrecioF €	PrecioV €/KWh	Ingresos Calor (€)	Ingresos tarifa(€)	Ingresos mercado(€)
2010	0,8	0	0,127	0,034	0,000	3236,02	0,000	0,000	0,00	0	0,00	0,03431	0,00	0,00	0,00
2011	1,5	167244	0,129	0,035	0,000	3276,47	0,000	24809,05	8424,92	234986,35	465,36	0,0347	8627,82	33436,87	17052,74
2012	2,5	167244	0,132	0,036	0,000	3350,19	0,000	25367,25	8644,07	234986,35	475,83	0,0355	8821,95	34189,20	17466,02
2013	3,0	167244	0,135	0,037	0,000	3433,94	0,000	26001,43	8906,71	234986,35	487,73	0,0364	9042,50	35043,93	17949,21
2014	3,0	167244	0,138	0,038	0,000	3519,79	0,000	26651,47	9176,81	234986,35	499,92	0,0373	9268,56	35920,03	18445,37
2015	3,0	167244	0,142	0,039	0,000	3607,79	0,000	27317,76	9454,59	234986,35	512,42	0,0382	9500,27	36818,03	18954,86
2016	3,0	167244	0,145	0,040	0,000	3697,98	0,000	28000,70	9740,26	234986,35	525,23	0,0392	9737,78	37738,48	19478,04
2017	3,0	167244	0,149	0,041	0,000	3790,43	0,000	28700,72	10034,04	234986,35	538,36	0,0402	9981,23	38681,94	20015,27
2018	3,0	167244	0,153	0,043	0,000	3885,19	0,000	29418,24	10336,18	234986,35	551,82	0,0412	10230,76	39648,99	20566,94
2019	3,0	167244	0,156	0,044	0,000	3982,32	0,000	30153,69	10646,91	234986,35	565,61	0,0422	10486,53	40640,22	21133,44
2020	3,0	167244	0,160	0,045	0,000	4081,88	0,000	30907,53	10966,48	234986,35	579,75	0,0433	10748,69	41656,22	21715,16
2021	3,0	167244	0,164	0,047	0,000	4183,93	0,000	31680,22	11295,13	234986,35	594,25	0,0444	11017,41	42697,63	22312,54
2022	3,0	167244	0,169	0,048	0,000	4288,52	0,000	32472,23	11633,13	234986,35	609,10	0,0455	11292,84	43765,07	22925,97
2023	3,0	167244	0,173	0,049	0,000	4395,74	0,000	33284,03	11980,75	234986,35	624,33	0,0466	11575,16	44859,20	23555,92
2024	3,0	167244	0,177	0,051	0,000	4505,63	0,000	34116,14	12338,27	234986,35	639,94	0,0478	11864,54	45980,68	24202,81
2025	3,0	167244	0,181	0,052	0,000	4618,27	0,000	34969,04	12705,96	234986,35	655,94	0,0490	12161,16	47130,19	24867,11
								443849,51	**156284,21**				**154357,19**	**598206,70**	**310641,40**

1.3.1.2.6 GASTOS

En la siguiente tabla se ven los gastos que se van a tener a 15 años.

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	18073,62	4312,49	1078,12	0,00
2011	1,5	18344,72	4377,17	1094,29	23816,19
2012	2,5	18803,34	4486,60	1121,65	24411,59
2013	3,0	19367,44	4621,20	1155,30	25143,94
2014	3,0	19948,46	4759,84	1189,96	25898,26
2015	3,0	20546,92	4902,63	1225,66	26675,21
2016	3,0	21163,33	5049,71	1262,43	27475,47
2017	3,0	21798,23	5201,20	1300,30	28299,73
2018	3,0	22452,17	5357,24	1339,31	29148,72
2019	3,0	23125,74	5517,96	1379,49	30023,18
2020	3,0	23819,51	5683,49	1420,87	30923,88
2021	3,0	24534,09	5854,00	1463,50	31851,59
2022	3,0	25270,12	6029,62	1507,40	32807,14
2023	3,0	26028,22	6210,51	1552,63	33791,36
2024	3,0	26809,07	6396,82	1599,21	34805,10
2025	3,0	27613,34	6588,73	1647,18	35849,25
					440.920,61 €

1.3.1.2.7 CRÉDITO

Se solicita el 85% de la inversión necesaria:

IMPORTE SOLICITADO CRÉDITO	95.370,00 €
EURIBOR (%)	3,5
INTERÉS APLICABLE (%)	7,5
AÑOS	15
CUOTA ANUAL	10.804,20 €

Detalles de la evolución:

AÑO	INTERÉS €	AMORTIZACIÓN €	PENDIENTE €
2011	7152,75	3651,45	91718,55
2012	6878,89	3925,31	87793,23
2013	6584,49	4219,71	83573,52
2014	6268,01	4536,19	79037,33
2015	5927,80	4876,40	74160,93
2016	5562,07	5242,13	68918,79
2017	5168,91	5635,29	63283,50
2018	4746,26	6057,94	57225,56
2019	4291,92	6512,29	50713,27
2020	3803,50	7000,71	43712,56
2021	3278,44	7525,76	36186,80
2022	2714,01	8090,19	28096,61
2023	2107,25	8696,96	19399,65
2024	1454,97	9349,23	10050,42
2025	753,78	10050,42	0,00

1.3.1.2.8 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A TARIFA (WACC=7%)

- Estudio de la rentabilidad del inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	112200,00	95370,00	0,00	0,00	0,00	-16830,00
2011	0,00	33436,87	23816,19	10804,20	-937,83	-1183,52
2012	0,00	34189,20	24411,59	10804,20	-1211,15	-1026,60
2013	0,00	35043,93	25143,94	10804,20	-1263,98	-904,21
2014	0,00	35920,03	25898,26	10804,20	-1239,84	-782,43
2015	0,00	36818,03	26675,21	10804,20	-1189,03	-661,38
2016	0,00	37738,48	27475,47	10804,20	-1129,18	-541,19
2017	0,00	38681,94	28299,73	10804,20	-1066,51	-421,99
2018	0,00	39648,99	29148,72	10804,20	-1003,25	-303,93
2019	0,00	40640,22	30023,18	10804,20	-940,25	-187,17
2020	0,00	41656,22	30923,88	10804,20	-877,84	-71,86
2021	0,00	42697,63	31851,59	10804,20	-816,20	41,83
2022	0,00	43765,07	32807,14	10804,20	-755,47	153,72
2023	0,00	44859,20	33791,36	10804,20	-695,74	263,64
2024	0,00	45980,68	34805,10	10804,20	-637,13	371,38
2025	0,00	47130,19	35849,25	10804,20	-579,74	476,74
					VAN	-21.063,63 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Estudio de la rentabilidad de la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	112200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-112200,00
2011	0,00	33436,87	23816,19	7152,75	-1754,22	9620,68
2012	0,00	34189,20	24411,59	6878,89	-1603,45	9777,61
2013	0,00	35043,93	25143,94	6584,49	-2018,78	9899,99
2014	0,00	35920,03	25898,26	6268,01	-2010,76	10021,77
2015	0,00	36818,03	26675,21	5927,80	-1846,51	10142,82
2016	0,00	37738,48	27475,47	5562,07	-1618,95	10263,02
2017	0,00	38681,94	28299,73	5168,91	-1359,97	10382,22
2018	0,00	39648,99	29148,72	4746,26	-1080,09	10500,27
2019	0,00	40640,22	30023,18	4291,92	-782,24	10617,04
2020	0,00	41656,22	30923,88	3803,50	-466,69	10732,35
2021	0,00	42697,63	31851,59	3278,44	-132,68	10846,04
2022	0,00	43765,07	32807,14	2714,01	220,93	10957,93
2023	0,00	44859,20	33791,36	2107,25	595,53	11067,84
2024	0,00	45980,68	34805,10	1454,97	992,65	10182,93
2025	0,00	47130,19	35849,25	753,78	1066,51	10214,44
					VAN	-18.801,39 €
					TIR	4,28%

1.3.1.2.9 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A MERCADO (WACC=7%)

- Estudio de la rentabilidad del inversor:

VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
112200,00	95370,000	0,00	0,00	0,00	-16830,00
0,00	17052,740	23816,19	10804,20	-6672,28	-17567,65
0,00	17466,022	24411,59	10804,20	-9071,32	-17749,78
0,00	17949,211	25143,94	10804,20	-9998,19	-17998,94
0,00	18445,374	25898,26	10804,20	-10412,95	-18257,09
0,00	18954,863	26675,21	10804,20	-10651,72	-18524,55
0,00	19478,038	27475,47	10804,20	-10832,27	-18801,63
0,00	20015,270	28299,73	10804,20	-10995,93	-19088,66
0,00	20566,939	29148,72	10804,20	-11157,27	-19385,99
0,00	21133,436	30023,18	10804,20	-11321,53	-19693,95
0,00	21715,164	30923,88	10804,20	-11490,66	-20012,92
0,00	22312,536	31851,59	10804,20	-11665,47	-20343,26
0,00	22925,975	32807,14	10804,20	-11846,39	-20685,37
0,00	23555,916	33791,36	10804,20	-12033,71	-21039,64
0,00	24202,808	34805,10	10804,20	-12227,67	-21406,49
0,00	24867,111	35849,25	10804,20	-12428,51	-21786,34
				VAN	-178.451,34 €
				TIR	#¡DIV/0!

- Estudio de la rentabilidad de la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	112200,00	0	0	0	0,00	-112200,00
2011	0	17052,73956	23816,19	7152,75	-7488,67	-6763,45
2012	0	17466,02172	24411,59	6878,89	-10077,60	-6945,57
2013	0	17949,21095	25143,94	6584,49	-10967,89	-7194,73
2014	0	18445,37435	25898,26	6268,01	-11259,08	-7452,89
2015	0	18954,8631	26675,21	5927,80	-11335,53	-7720,35
2016	0	19478,03796	27475,47	5562,07	-11331,26	-7997,43
2017	0	20015,26957	28299,73	5168,91	-11292,62	-8284,46
2018	0	20566,93865	29148,72	4746,26	-11235,23	-8581,78
2019	0	21133,43634	30023,18	4291,92	-11163,91	-8889,75
2020	0	21715,16447	30923,88	3803,50	-11079,64	-9208,71
2021	0	22312,53584	31851,59	3278,44	-10982,00	-9539,06
2022	0	22925,97453	32807,14	2714,01	-10870,01	-9881,17
2023	0	23555,91622	33791,36	2107,25	-10742,44	-10235,44
2024	0	24202,80848	34805,10	1454,97	-10597,90	-10602,29
2025	0	24867,11115	35849,25	753,78	-10434,84	-10982,14
					VAN	-175.616,05 €
					TIR	#¡DIV/0!

1.3.1.2.10 ELECCIÓN TIPO DE VENTA PARA ESTE ESCENARIO

Es más rentable la venta de energía eléctrica a tarifa que a mercado (como cabía esperar ya que a mercado no se obtiene prima).

Pidiendo un crédito del 80% de una inversión de 112200€ (el otro 20% lo ponen los accionistas de la EsCO).

Obtenemos:

De la inversión: - TIR = 4,28%

- VAN = -18.801,39 €

Del inversor: - TIR = Negativo

- VAN = -21.063,63 €

Se observa que con el TIR del 4,28% nos da un VAN negativo, esto es debido a que estamos actualizando el valor del dinero con una tasa del 7%

1.3.1.3 MOTOR DE MICROCOGENERACIÓN FUNCIONANDO TODO EL AÑO CON MÁQUINA DE ADSORCIÓN EN VERANO

Se va a realizar un estudio económico de las posibilidades que nos da este motor Energeator CB de BESSEL junto con la máquina de adsorción ICOGEN-NISHIYODO.

1.3.1.3.1 FACTURA DE VENTA ENERGÍA

ENERGÍA ELECTRICA

Tenemos dos opciones de venta de energía eléctrica, vender a tarifa o a mercado, primando los ingresos con los complementos que ofrece el gobierno. En el caso del escenario a estudiar:

COMPLEMENTOS

- Complemento por **eficiencia** [Cef]= [1,1· $(\frac{1}{\eta_{eemin}} - \frac{1}{\eta_{ee}}) \cdot Cmp$] ·E= [1,1· $(\frac{1}{0{,}495} - \frac{1}{05366}) \cdot 0{,}017217€/Kwh$] $\cdot\ 281050Kwh$ = 833,6259351 €
- Complemento por **energía reactiva [Creac]** = E·X%·C = $281050Kw \cdot 0{,}0830\ \frac{€}{Kwh}$. 6% = 1.398,85 €
- Complemento por **discriminación horaria [Cdh]**:
  - Precio valle [Pv]= 0,967; Horas valle [hv] = 6h
  - Precio punta [Pp]= 1,0462; Horas punta [hp] = 8h
  - Horas al día de funcionamiento del motor [h] = 14h
  - $I_0 = E \cdot Tarifa + Cef + Creac$
  - Cdh = $(I_0 \cdot Pv \cdot hv/h + I_0 \cdot Pp \cdot hp/h)$- I_0 = 465,41 €

MERCADO

- Precio = Pmercado – 0,004€/Kwh + Prima – Desvíos = 0,03427€/Kwh – 0,004€/Kwh + 0 – 0€/Kwh = 0,03027€/Kwh (A la microcogeneración no se le prima)
- Complementos = Ceficiencia+Cereactiva+Cdhoraria = 2.697,89€
- Ingresos = E*Precio + Complementos= 11342,62€

TARIFA

- Tarifa = Tarifa(ITC) – Desvíos = 0,12716€/Kwh
- Complementos = Ceficiencia+Cereactiva+Cdhoraria = 2697,89€
- Ingresos = E*Tarifa + Complementos = 38.436,21 €

ENERGÍA CALORÍFICA

- Calor recuperado durante todo el año(Et) = 257576,6733KWh
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley= 66,48 €/mes
- El negocio lo hacen los vecinos con el precio que les ofrecemos por el término variable donde le ofrecemos el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 10%. = 0,03431€/KWh
- Meses de funcionamiento = 12
    - Factura = Tf · meses + Et · Tv = 9.744,92€

1.3.1.3.2 FACTURA DE COMPRA GAS NATURAL

Sin cogeneración

- Factura = Tf · meses + Et · Tv;
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley ya que el negocio lo hacen con el precio del término variable donde en este caso por nuestro consumo nos ofrecen el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 3%.
- La energía térmica es la energía que se gastaba hasta ahora sin el motor de cogeneración para la calefacción y el ACS durante los meses de funcionamiento en los que estamos estudiando el motor.

MESES DE FUNCIONAMIENTO	12	MES
ENERGIA TERMICA	280.599,41	KWh
PRECIO TERMINO FIJO	66,48	€/MES
PRECIO TERMINO VARIABLE	0,036872969	€/KWh
TOTAL FACTURA	11.144,29 €	

Con cogeneración

- Factura = Tf · meses + Et · Tv;
- El término fijo es lo que nos ofrecen las operadoras que les ofrecen a ellas por ley ya que el negocio lo hacen con el precio del término variable donde en este caso por nuestro el consumo del motor de cogeneración nos ofrecen el precio de la tarifa del último recurso con un descuento del 5%.
- Ahora la energía térmica es lo que consume el motor, que es la energía generada por el motor entre su rendimiento eléctrico.

MESES	12	MES
ENERGIA TERMICA (Qmotor)	870123,839	KWh
RENDIMIENTO ELECTRICO	0,323	
PRECIO TERMINO FIJO	66,48	€/MES
PRECIO TERMINO VARIABLE	0,0361127	€/KWh
FACTURA	32.220,28 €	

1.3.1.3.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En el gasto de operación y mantenimiento un 80% será debido a los motores y un 20% al resto de la instalación.

CONCEPTO		TOTAL anual	OBSERVACIONES
Gas Natural		32.220,28 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		8.455,97 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	6.764,77 €	
	Resto instalación	1.691,19 €	

1.3.1.3.4 INVERSIÓN

Inversión a 15 años según el RD 661/07.

INVERSIÓN	1900	€/KW
Potencia instalada	80	KW
TOTAL INVERSIÓN	152000	€

Desglose de la inversión:

CONCEPTO	TOTAL anual (€)
MOTOR Y MÁQUINA DE ABS.	76000,00
Instalación mecánica	30400,00
Instalación eléctrica y control	30400,00
Obra civil	15200,00

1.3.1.3.5 INGRESOS

AÑO	IPC (%)	VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA anual								VENTA CALORIFICA anual				TOTAL	
		Energía producida (KWh)	Tarifa (€/KWh)	Pool (€/KWh)	Prima (€/KWh)	Complementos (€)	Desvios (€)	Ingresos tarifa (€)	Ingresos mercado (€)	Calor kWh	PrecioF €	PrecioV €/KWh	Ingresos Calor (€)	Ingresos tarifa(€)	Ingresos mercado(€)
2010	0,8	0	0,127	0,034	0,000	2697,89	0,000	0,000	0,00	0	0,00	0,03431	0,00	0,00	0,00
2011	1,5	281050	0,129	0,035	0,000	2731,62	0,000	38916,66	11383,47	257576,67	797,76	0,0347	9744,92	48661,58	21128,39
2012	2,5	281050	0,132	0,036	0,000	2793,08	0,000	39792,29	11689,34	257576,67	815,71	0,0355	9964,18	49756,47	21653,52
2013	3,0	281050	0,135	0,037	0,000	2862,90	0,000	40787,10	12059,78	257576,67	836,10	0,0364	10213,28	51000,38	22273,06
2014	3,0	281050	0,138	0,038	0,000	2934,48	0,000	41806,77	12440,98	257576,67	857,00	0,0373	10468,62	52275,39	22909,60
2015	3,0	281050	0,142	0,039	0,000	3007,84	0,000	42851,94	12833,27	257576,67	878,43	0,0382	10730,33	53582,27	23563,60
2016	3,0	281050	0,145	0,040	0,000	3083,04	0,000	43923,24	13236,95	257576,67	900,39	0,0392	10998,59	54921,83	24235,54
2017	3,0	281050	0,149	0,041	0,000	3160,11	0,000	45021,32	13652,37	257576,67	922,90	0,0402	11273,55	56294,88	24925,92
2018	3,0	281050	0,153	0,043	0,000	3239,11	0,000	46146,85	14079,87	257576,67	945,97	0,0412	11555,39	57702,25	25635,26
2019	3,0	281050	0,156	0,044	0,000	3320,09	0,000	47300,53	14519,79	257576,67	969,62	0,0422	11844,28	59144,80	26364,07
2020	3,0	281050	0,160	0,045	0,000	3403,09	0,000	48483,04	14972,51	257576,67	993,86	0,0433	12140,39	60623,42	27112,90
2021	3,0	281050	0,164	0,047	0,000	3488,17	0,000	49695,12	15438,40	257576,67	1018,71	0,0444	12443,89	62139,01	27882,29
2022	3,0	281050	0,169	0,048	0,000	3575,38	0,000	50937,49	15917,83	257576,67	1044,18	0,0455	12754,99	63692,49	28672,83
2023	3,0	281050	0,173	0,049	0,000	3664,76	0,000	52210,93	16411,22	257576,67	1070,28	0,0466	13073,87	65284,80	29485,09
2024	3,0	281050	0,177	0,051	0,000	3756,38	0,000	53516,20	16918,96	257576,67	1097,04	0,0478	13400,71	66916,92	30319,67
2025	3,0	281050	0,181	0,052	0,000	3850,29	0,000	54854,11	17441,47	257576,67	1124,46	0,0490	13735,73	68589,84	31177,20
								696243,60	**212996,20**				**174342,73**	**870586,33**	**387338,93**

1.3.1.3.6 GASTOS

En la siguiente tabla se ve los gastos que se van a tener a 15 años.

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	32220,28	6764,77	1691,19	0,00
2011	1,5	32703,59	6866,24	1716,56	41286,39
2012	2,5	33521,18	7037,90	1759,48	42318,55
2013	3,0	34526,81	7249,04	1812,26	43588,11
2014	3,0	35562,62	7466,51	1866,63	44895,75
2015	3,0	36629,49	7690,50	1922,63	46242,62
2016	3,0	37728,38	7921,22	1980,30	47629,90
2017	3,0	38860,23	8158,86	2039,71	49058,80
2018	3,0	40026,04	8403,62	2100,91	50530,56
2019	3,0	41226,82	8655,73	2163,93	52046,48
2020	3,0	42463,62	8915,40	2228,85	53607,88
2021	3,0	43737,53	9182,86	2295,72	55216,11
2022	3,0	45049,66	9458,35	2364,59	56872,60
2023	3,0	46401,15	9742,10	2435,53	58578,77
2024	3,0	47793,18	10034,36	2508,59	60336,14
2025	3,0	49226,98	10335,39	2583,85	62146,22
					764.354,90 €

1.3.1.3.7 CRÉDITO

Se solicita el 85% de la inversión necesaria:

IMPORTE SOLICITADO CRÉDITO	129.200,00 €
EURIBOR (%)	3,5
INTERÉS APLICABLE (%)	7,5
AÑOS	15
CUOTA ANUAL	14.636,71 €

Evolución del crédito:

AÑO	INTERÉS €	AMORTIZACIÓN €	PENDIENTE €
2011	9690,00	4946,71	124253,29
2012	9319,00	5317,71	118935,57
2013	8920,17	5716,54	113219,03
2014	8491,43	6145,28	107073,75
2015	8030,53	6606,18	100467,57
2016	7535,07	7101,64	93365,93
2017	7002,44	7634,27	85731,66
2018	6429,87	8206,84	77524,82
2019	5814,36	8822,35	68702,47
2020	5152,69	9484,03	59218,45
2021	4441,38	10195,33	49023,12
2022	3676,73	10959,98	38063,14
2023	2854,74	11781,98	26281,17
2024	1971,09	12665,62	13615,55
2025	1021,17	13615,55	0,00

1.3.1.3.8 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A TARIFA (WACC=7%)

- Estudio de la rentabilidad del inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	152000,00	129200,00	0,00	0,00	0,00	-22800,00
2011	0,00	48661,58	41286,39	14636,71	-3250,87	-7261,52
2012	0,00	49756,47	42318,55	14636,71	-4366,71	-7198,80
2013	0,00	51000,38	43588,11	14636,71	-4766,24	-7224,44
2014	0,00	52275,39	44895,75	14636,71	-4917,49	-7257,07
2015	0,00	53582,27	46242,62	14636,71	-4984,43	-7297,06
2016	0,00	54921,83	47629,90	14636,71	-5024,56	-7344,78
2017	0,00	56294,88	49058,80	14636,71	-5058,15	-7400,64
2018	0,00	57702,25	50530,56	14636,71	-5092,45	-7465,03
2019	0,00	59144,80	52046,48	14636,71	-5130,13	-7538,39
2020	0,00	60623,42	53607,88	14636,71	-5172,28	-7621,16
2021	0,00	62139,01	55216,11	14636,71	-5219,47	-7713,81
2022	0,00	63692,49	56872,60	14636,71	-5272,03	-7816,82
2023	0,00	65284,80	58578,77	14636,71	-5330,29	-7930,69
2024	0,00	66916,92	60336,14	14636,71	-5394,51	-8055,93
2025	0,00	68589,84	62146,22	14636,71	-5464,99	-8193,09
					VAN	-90.853,03 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Estudio de la rentabilidad de la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	152000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-152000,00
2011	0,00	48661,58	41286,39	9690,00	-4356,85	7375,19
2012	0,00	49756,47	42318,55	9319,00	-5729,94	7437,92
2013	0,00	51000,38	43588,11	8920,17	-6079,91	7412,27
2014	0,00	52275,39	44895,75	8491,43	-6063,76	7379,64
2015	0,00	53582,27	46242,62	8030,53	-5910,79	7339,65
2016	0,00	54921,83	47629,90	7535,07	-5700,54	7291,93
2017	0,00	56294,88	49058,80	7002,44	-5460,09	7236,08
2018	0,00	57702,25	50530,56	6429,87	-5198,06	7171,68
2019	0,00	59144,80	52046,48	5814,36	-4916,60	7098,32
2020	0,00	60623,42	53607,88	5152,69	-4615,48	7015,55
2021	0,00	62139,01	55216,11	4441,38	-4293,55	6922,90
2022	0,00	63692,49	56872,60	3676,73	-3949,31	6819,89
2023	0,00	65284,80	58578,77	2854,74	-3580,97	6706,02
2024	0,00	66916,92	60336,14	1971,09	-3186,61	9767,40
2025	0,00	68589,84	62146,22	1021,17	-1648,81	8092,43
					VAN	-84.909,70 €
					TIR	-3,64%

1.3.1.3.9 ESTUDIO DE RENTABILIDAD CON VENTA A MERCADO (WACC=7%)

- Estudio de la rentabilidad del inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	152000,00	129200,000	0,00	0,00	0,00	-22800,00
2011	0,00	21128,392	41286,39	14636,71	-12887,48	-34794,71
2012	0,00	21653,516	42318,55	14636,71	-17575,56	-35301,75
2013	0,00	22273,061	43588,11	14636,71	-19443,90	-35951,76
2014	0,00	22909,598	44895,75	14636,71	-20332,70	-36622,87
2015	0,00	23563,596	46242,62	14636,71	-20886,29	-37315,74
2016	0,00	24235,539	47629,90	14636,71	-21330,41	-38031,07
2017	0,00	24925,924	49058,80	14636,71	-21744,33	-38769,59
2018	0,00	25635,259	50530,56	14636,71	-22156,06	-39532,02
2019	0,00	26364,070	52046,48	14636,71	-22575,65	-40319,12
2020	0,00	27112,896	53607,88	14636,71	-23006,90	-41131,69
2021	0,00	27882,292	55216,11	14636,71	-23451,43	-41970,53
2022	0,00	28672,826	56872,60	14636,71	-23910,10	-42836,48
2023	0,00	29485,085	58578,77	14636,71	-24383,51	-43730,40
2024	0,00	30319,671	60336,14	14636,71	-24872,17	-44653,18
2025	0,00	31177,201	62146,22	14636,71	-25376,60	-45605,73
					VAN	-351.711,78 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Estudio de la rentabilidad de la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	152000,00	0	0	0	0,00	-152000,00
2011	0	21128,39243	41286,39	9690,00	-13993,47	-20158,00
2012	0	21653,5159	42318,55	9319,00	-18938,79	-20665,04
2013	0	22273,06109	43588,11	8920,17	-20757,57	-21315,05
2014	0	22909,59798	44895,75	8491,43	-21478,97	-21986,15
2015	0	23563,59645	46242,62	8030,53	-21812,65	-22679,03
2016	0	24235,53949	47629,90	7535,07	-22006,40	-23394,36
2017	0	24925,92355	49058,80	7002,44	-22146,27	-24132,88
2018	0	25635,25893	50530,56	6429,87	-22261,67	-24895,31
2019	0	26364,07016	52046,48	5814,36	-22362,12	-25682,41
2020	0	27112,89642	53607,88	5152,69	-22450,09	-26494,98
2021	0	27882,29191	55216,11	4441,38	-22525,52	-27333,82
2022	0	28672,82634	56872,60	3676,73	-22587,37	-28199,77
2023	0	29485,08529	58578,77	2854,74	-22634,20	-29093,69
2024	0	30319,67072	60336,14	1971,09	-22664,28	-30016,47
2025	0	31177,20137	62146,22	1021,17	-22675,73	-30969,02
					VAN	-347.870,74 €
					TIR	#¡DIV/0!

1.3.1.3.10 ELECCIÓN TIPO DE VENTA PARA ESTE ESCENARIO

Es más rentable la venta de energía eléctrica a tarifa que a mercado (como cabía esperar ya que a mercado no se obtiene prima).

Pidiendo un crédito del 80% de la inversión de 160000€ (el otro 20% lo ponen los accionistas de la EsCO).

Obtenemos:

De la inversión: - TIR = -3,64%

- VAN = -84.909,70 €

Del inversor: - TIR = Negativo

- VAN = -90.853,03 €

1.3.2 ESTUDIO ECONÓMICO COMPARATIVO

Se va a realizar el estudio económico comparativo en torno al VAN y al TIR de cada escenario en la venta a Tarifa (se ha visto que es lo más rentable en cada escenario), tanto del accionista como de la inversión.

El valor actualizado neto ***VAN*** de una inversión es la suma algebraica del valor actual de los flujos descontados a una tasa T de 0.07.

Siendo I la inversión inicial realizada y B el beneficio obtenido cada año.

Para calcularlo habrá que aplicar la siguiente expresión:

$$VAN = -I + \frac{B}{1+T} + \frac{B}{(1+T)^2} + ... + \frac{B}{(1+T)^n}$$

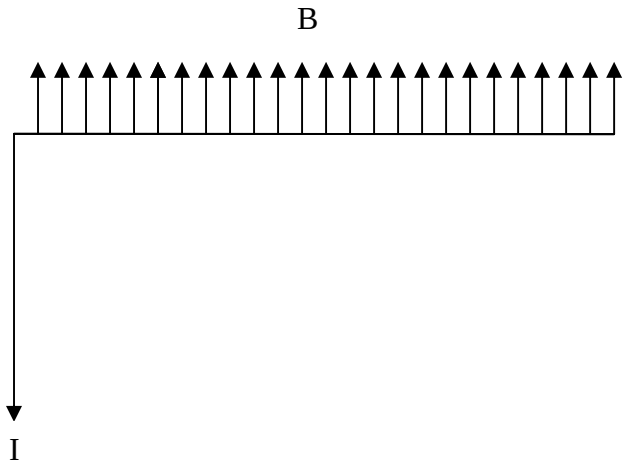
Una inversión es rentable si en VAN es mayor de cero, y no rentable si no lo es.

Cuando mayor sea el VAN, más interesante será la inversión.

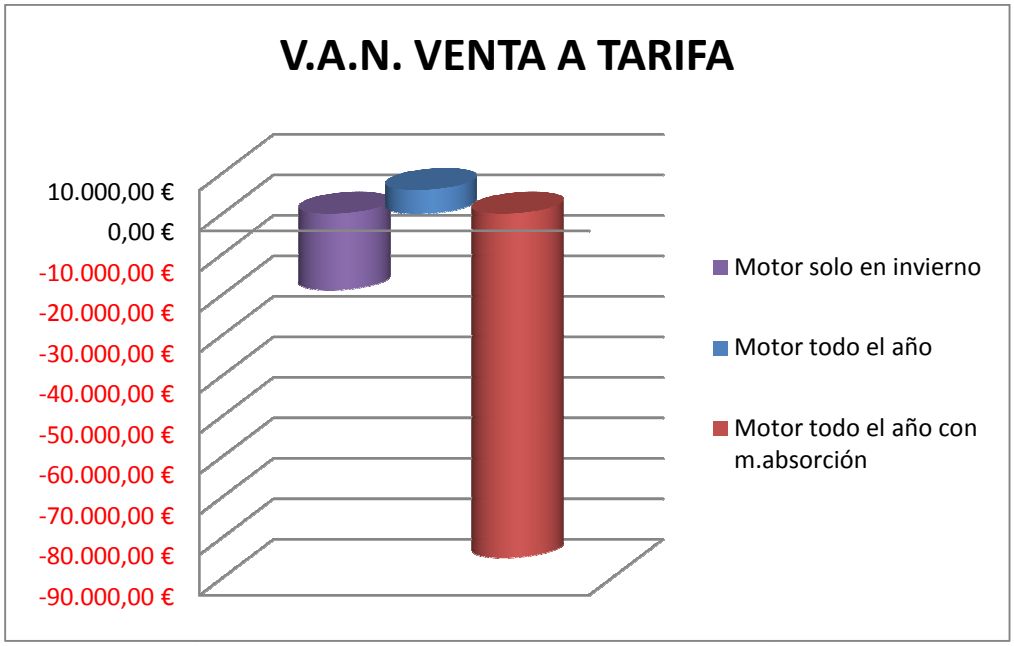
La tasa interna de retorno ***TIR***, es aquella tasa de descuento que hace cero la suma algebraica de los flujos descontados. Los recursos invertidos en un proyecto solo serán rentables mientras permanezcan dentro de la tasa interna de retorno.

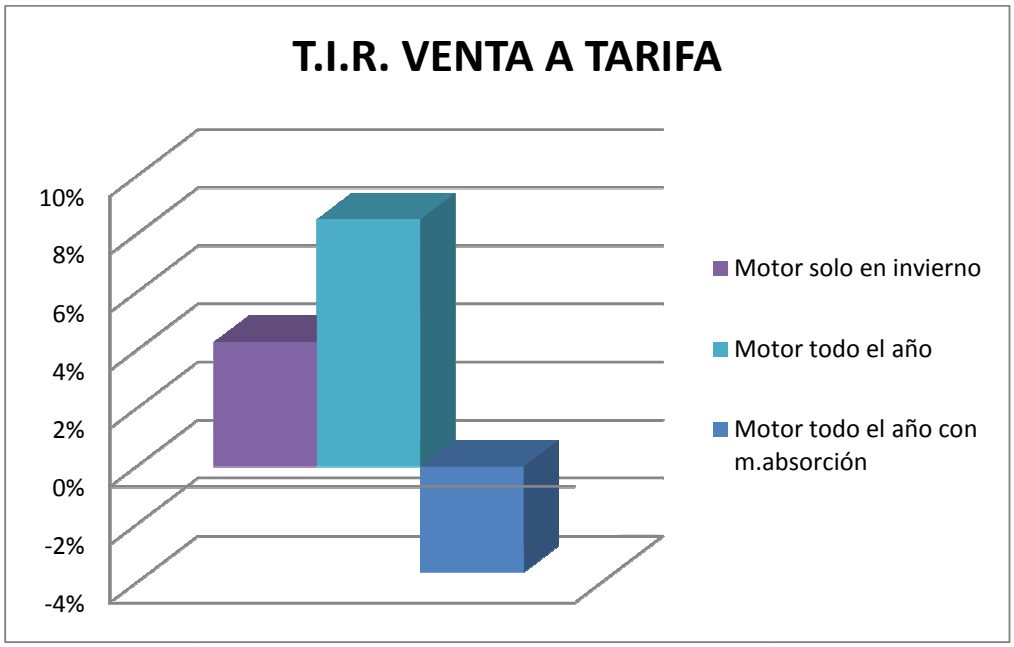
Para calcularlo habrá que aplicar la siguiente expresión:

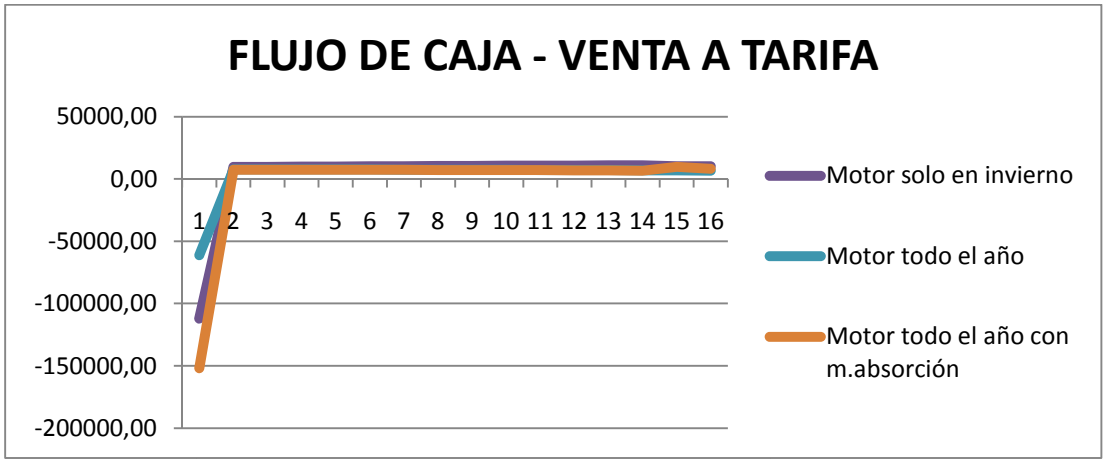
$$0 = VAN = -I + \frac{B}{1+T} + \frac{B}{(1+T)^2} + ... + \frac{B}{(1+T)^n} = 0$$



Estudio del inversor:

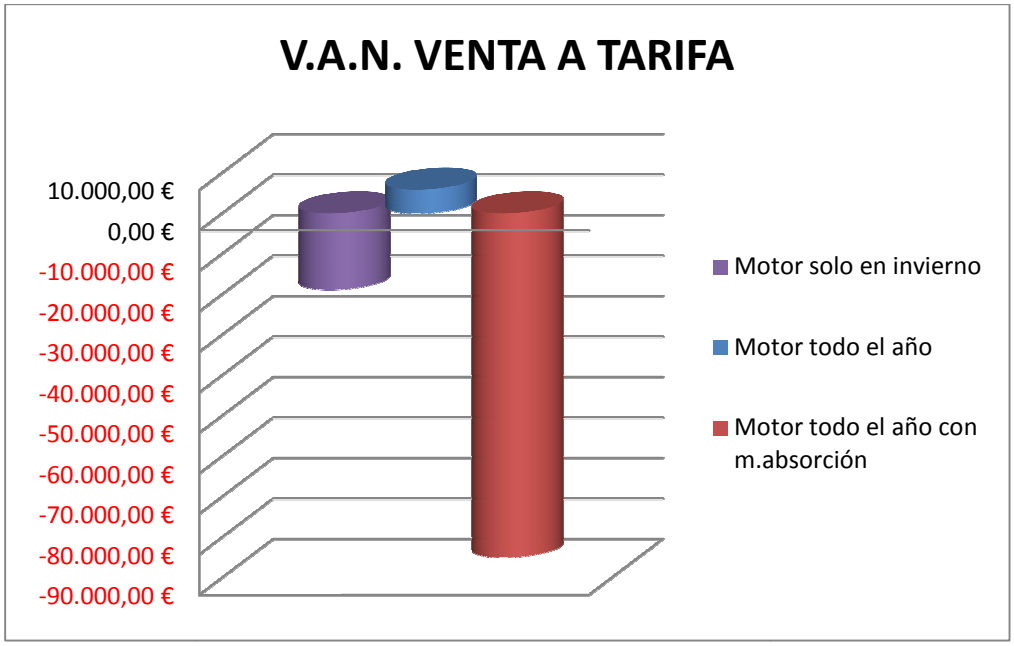


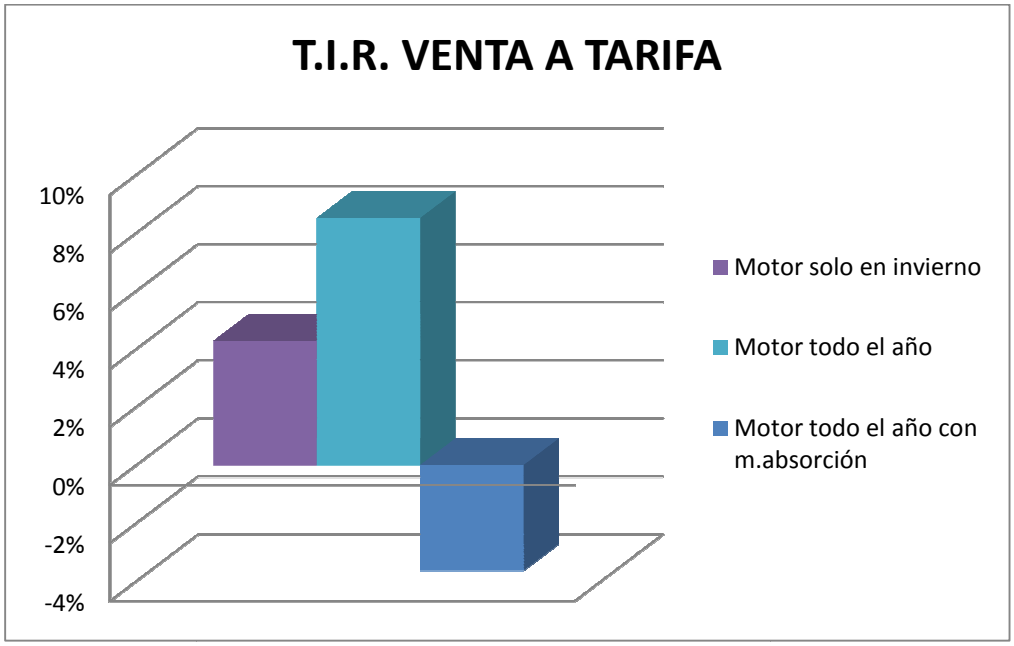


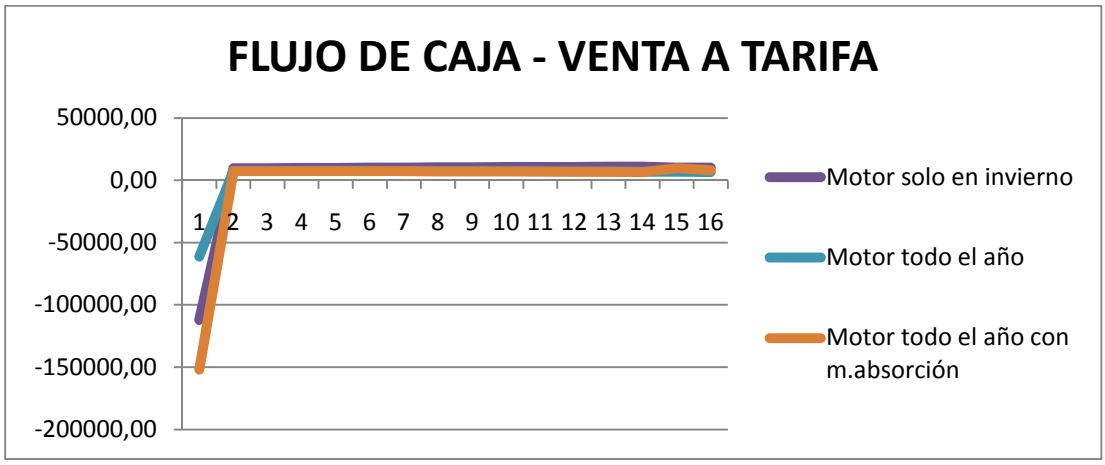


Se puede observar que el proyecto que ofrece tanto un Valor Actualizado Neto como una TIR mayor para el inversor es el motor "**Energator GB** de la marca **BESEL**" funcionando todo el año, donde obtenemos un VAN de 3.888,89 € y una TIR de 12,89%

Estudio de la inversión:







Se puede observar que el proyecto que ofrece tanto un Valor Actualizado Neto como una TIR mayor para la inversión es el motor "**Energator GB** de la marca **BESEL**" funcionando todo el año, donde obtenemos un VAN de 5.523,91 €y una TIR de 8,43%.

Por lo que claramente la opción elegida es funcionar todo el año con el motor de 36 KW **Energator GB** de la marca **BESEL** 14 horas al día, siendo esta la opción más rentable para la inversión y también para el accionista.

1.3.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez definida la opción más rentable a escoger que es funcionar con el motor de 36 KW de potencia durante todo el año, el análisis de sensibilidad es una de las partes más importantes en el proyecto pues permite determinar cuándo una solución sigue siendo óptima dados algunos cambios.

Este análisis consiste en determinar que tan sensible es la respuesta al cambio de ya sea el precio de compra del gas natural o el gasto de operación y mantenimiento.

La variación en estos datos se analizará individualmente, es decir, se analiza la sensibilidad de la solución debido a la modificación de un dato a la vez, asumiendo que todos los demás permanecen sin alteración alguna.

El objetivo principal del Análisis de Sensibilidad es establecer un intervalo de números reales de tal manera que la solución sigue siendo óptima siempre que el dato pertenezca a dicho intervalo.

La base para aplicar este método es identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, los cuales se clasifican en los siguientes:

- Pesimista: Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso total del proyecto.
- Probable: Éste sería el resultado más probable que supondríamos en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible. (está opción es la estudiada en el proyecto)
- Optimista: Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que proyectamos, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo.

Así podremos darnos cuenta donde estaríamos dispuestos a invertir una misma cantidad, el grado de riesgo y las utilidades se pueden comportar de manera muy diferente, por lo que debemos analizarlas por su nivel de incertidumbre, pero también por la posible ganancia que representan.

1.3.3.1 CAMBIO EN EL PRECIO DE COMPRA DEL GAS NATURAL

- PESIMISTA: La opción pesimista supone que el precio de compra del gas natural suba más de lo esperado por el IPC supuesto, Se había conseguido un precio de compra para el año 2010 de 0,036112702 €/Kwh realizando un 5% de descuento sobre la tarifa de último recurso.

- Vamos a suponer una subida de un **25%** sobre este precio por lo que quedaría un precio de compra de 0,045140877€/KWh

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	25008,01	4510,70	1127,68	0,00
2011	1,5	25383,13	4578,36	1144,59	31106,08
2012	2,5	26017,71	4692,82	1173,21	31883,74
2013	3,0	26798,24	4833,61	1208,40	32840,25
2014	3,0	27602,19	4978,62	1244,65	33825,46
2015	3,0	28430,25	5127,97	1281,99	34840,22
2016	3,0	29283,16	5281,81	1320,45	35885,43
2017	3,0	30161,65	5440,27	1360,07	36961,99
2018	3,0	31066,50	5603,48	1400,87	38070,85
2019	3,0	31998,50	5771,58	1442,89	39212,97
2020	3,0	32958,45	5944,73	1486,18	40389,36
2021	3,0	33947,21	6123,07	1530,77	41601,04
2022	3,0	34965,62	6306,76	1576,69	42849,08
2023	3,0	36014,59	6495,96	1623,99	44134,55
2024	3,0	37095,03	6690,84	1672,71	45458,58
2025	3,0	38207,88	6891,57	1722,89	46822,34
					575.881,94 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	35268,48	31106,08	5893,20	-891,38	-1730,81
2012	0,00	36062,06	31883,74	5893,20	-1197,79	-1714,87
2013	0,00	36963,66	32840,25	5893,20	-1324,25	-1769,79
2014	0,00	37887,80	33825,46	5893,20	-1389,89	-1830,86
2015	0,00	38835,04	34840,22	5893,20	-1436,49	-1898,38
2016	0,00	39805,97	35885,43	5893,20	-1478,80	-1972,66
2017	0,00	40801,17	36961,99	5893,20	-1522,09	-2054,02
2018	0,00	41821,25	38070,85	5893,20	-1568,31	-2142,80
2019	0,00	42866,83	39212,97	5893,20	-1618,28	-2239,34
2020	0,00	43938,56	40389,36	5893,20	-1672,40	-2344,01
2021	0,00	45037,08	41601,04	5893,20	-1730,95	-2457,17
2022	0,00	46163,06	42849,08	5893,20	-1794,16	-2579,22
2023	0,00	47317,19	44134,55	5893,20	-1862,25	-2710,56
2024	0,00	48500,18	45458,58	5893,20	-1935,45	-2851,60
2025	0,00	49712,75	46822,34	5893,20	-2013,99	-3002,79
					VAN	-28.372,36 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	35268,48	31106,08	3901,50	-1336,69	4162,39
2012	0,00	36062,06	31883,74	3752,12	-1746,67	4178,33
2013	0,00	36963,66	32840,25	3591,54	-1853,18	4123,41
2014	0,00	37887,80	33825,46	3418,92	-1851,41	4062,34
2015	0,00	38835,04	34840,22	3233,35	-1809,48	3994,82
2016	0,00	39805,97	35885,43	3033,86	-1750,98	3920,54
2017	0,00	40801,17	36961,99	2819,41	-1683,92	3839,18
2018	0,00	41821,25	38070,85	2588,87	-1610,84	3750,40
2019	0,00	42866,83	39212,97	2341,05	-1532,31	3653,86
2020	0,00	43938,56	40389,36	2074,63	-1448,21	3549,19
2021	0,00	45037,08	41601,04	1788,24	-1358,15	3436,03
2022	0,00	46163,06	42849,08	1480,37	-1261,59	3313,98
2023	0,00	47317,19	44134,55	1149,41	-1157,92	3182,65
2024	0,00	48500,18	45458,58	793,62	-1046,48	3041,60
2025	0,00	49712,75	46822,34	411,15	-926,53	2890,41
					VAN	-26.717,58 €
					TIR	-1,36%

Por lo que podemos observar para el escenario más pesimista de una subida de un 25% en el precio de compra del gas natural se obtiene TIR de un -1,36% para la inversión y una TIR bastante negativa para el accionista..

- Vamos a suponer una subida de un **15%** sobre este precio por lo que quedaría un precio de compra de 0,041529607€/KWh

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	23071,19	4510,70	1127,68	0,00
2011	1,5	23417,26	4578,36	1144,59	29140,21
2012	2,5	24002,69	4692,82	1173,21	29868,72
2013	3,0	24722,77	4833,61	1208,40	30764,78
2014	3,0	25464,45	4978,62	1244,65	31687,72
2015	3,0	26228,39	5127,97	1281,99	32638,35
2016	3,0	27015,24	5281,81	1320,45	33617,50
2017	3,0	27825,70	5440,27	1360,07	34626,03
2018	3,0	28660,47	5603,48	1400,87	35664,81
2019	3,0	29520,28	5771,58	1442,89	36734,75
2020	3,0	30405,89	5944,73	1486,18	37836,80
2021	3,0	31318,07	6123,07	1530,77	38971,90
2022	3,0	32257,61	6306,76	1576,69	40141,06
2023	3,0	33225,34	6495,96	1623,99	41345,29
2024	3,0	34222,10	6690,84	1672,71	42585,65
2025	3,0	35248,76	6891,57	1722,89	43863,22
					539.486,79 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	34586,77	29140,21	5893,20	-441,93	-446,64
2012	0,00	35365,01	29868,72	5893,20	-579,19	-396,91
2013	0,00	36249,18	30764,78	5893,20	-631,40	-408,80
2014	0,00	37155,45	31687,72	5893,20	-655,50	-425,47
2015	0,00	38084,38	32638,35	5893,20	-671,54	-447,17
2016	0,00	39036,54	33617,50	5893,20	-686,60	-474,17
2017	0,00	40012,50	34626,03	5893,20	-703,27	-506,73
2018	0,00	41012,86	35664,81	5893,20	-722,55	-545,16
2019	0,00	42038,23	36734,75	5893,20	-744,90	-589,73
2020	0,00	43089,23	37836,80	5893,20	-770,58	-640,77
2021	0,00	44166,51	38971,90	5893,20	-799,81	-698,59
2022	0,00	45270,73	40141,06	5893,20	-832,77	-763,53
2023	0,00	46402,55	41345,29	5893,20	-869,65	-835,94
2024	0,00	47562,67	42585,65	5893,20	-910,64	-916,18
2025	0,00	48751,79	43863,22	5893,20	-955,94	-1004,63
					VAN	-14.253,77 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	34586,77	29140,21	3901,50	-887,23	5446,56
2012	0,00	35365,01	29868,72	3752,12	-1128,07	5496,30
2013	0,00	36249,18	30764,78	3591,54	-1160,32	5484,40
2014	0,00	37155,45	31687,72	3418,92	-1117,03	5467,73
2015	0,00	38084,38	32638,35	3233,35	-1044,52	5446,03
2016	0,00	39036,54	33617,50	3033,86	-958,77	5419,03
2017	0,00	40012,50	34626,03	2819,41	-865,10	5386,47
2018	0,00	41012,86	35664,81	2588,87	-765,07	5348,05
2019	0,00	42038,23	36734,75	2341,05	-658,93	5303,47
2020	0,00	43089,23	37836,80	2074,63	-546,39	5252,43
2021	0,00	44166,51	38971,90	1788,24	-427,01	5194,61
2022	0,00	45270,73	40141,06	1480,37	-300,20	5129,67
2023	0,00	46402,55	41345,29	1149,41	-165,32	5057,26
2024	0,00	47562,67	42585,65	793,62	-21,67	4977,02
2025	0,00	48751,79	43863,22	411,15	131,51	4757,06
					VAN	-12.646,66 €
					TIR	3,48%

Por lo que podemos observar que aun para el escenario pesimista de una subida de un 15% sobre el precio de compra del gas natural se sigue obteniendo una TIR del 3,48% para la inversión y una TIR Negativa para el accionista.

- Vamos a suponer una subida de un 7**%** sobre este precio por lo que quedaría un precio de compra de 0,038640591 €/KWh

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	21521,73	4510,70	1127,68	0,00
2011	1,5	21844,56	4578,36	1144,59	27567,51
2012	2,5	22390,67	4692,82	1173,21	28256,70
2013	3,0	23062,39	4833,61	1208,40	29104,40
2014	3,0	23754,27	4978,62	1244,65	29977,53
2015	3,0	24466,89	5127,97	1281,99	30876,86
2016	3,0	25200,90	5281,81	1320,45	31803,17
2017	3,0	25956,93	5440,27	1360,07	32757,26
2018	3,0	26735,64	5603,48	1400,87	33739,98
2019	3,0	27537,70	5771,58	1442,89	34752,18
2020	3,0	28363,84	5944,73	1486,18	35794,74
2021	3,0	29214,75	6123,07	1530,77	36868,59
2022	3,0	30091,19	6306,76	1576,69	37974,64
2023	3,0	30993,93	6495,96	1623,99	39113,88
2024	3,0	31923,75	6690,84	1672,71	40287,30
2025	3,0	32881,46	6891,57	1722,89	41495,92
					510.370,68 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	34041,40	27567,51	5893,20	-82,36	580,69
2012	0,00	34807,37	28256,70	5893,20	-84,31	657,47
2013	0,00	35677,60	29104,40	5893,20	-77,11	679,99
2014	0,00	36569,57	29977,53	5893,20	-68,00	698,84
2015	0,00	37483,86	30876,86	5893,20	-59,57	713,79
2016	0,00	38420,99	31803,17	5893,20	-52,83	724,62
2017	0,00	39381,56	32757,26	5893,20	-48,21	731,10
2018	0,00	40366,14	33739,98	5893,20	-45,94	732,96
2019	0,00	41375,34	34752,18	5893,20	-46,19	729,96
2020	0,00	42409,77	35794,74	5893,20	-49,13	721,83
2021	0,00	43470,06	36868,59	5893,20	-54,90	708,28
2022	0,00	44556,87	37974,64	5893,20	-63,66	689,02
2023	0,00	45670,84	39113,88	5893,20	-75,57	663,75
2024	0,00	46812,66	40287,30	5893,20	-90,79	632,16
2025	0,00	47983,03	41495,92	5893,20	-109,51	593,91
					VAN	-2.958,90 €
					TIR	1,42%

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	34041,40	27567,51	3901,50	-527,66	6473,89
2012	0,00	34807,37	28256,70	3752,12	-633,19	6550,67
2013	0,00	35677,60	29104,40	3591,54	-606,04	6573,19
2014	0,00	36569,57	29977,53	3418,92	-529,52	6592,04
2015	0,00	37483,86	30876,86	3233,35	-432,56	6606,99
2016	0,00	38420,99	31803,17	3033,86	-325,00	6617,83
2017	0,00	39381,56	32757,26	2819,41	-210,04	6624,30
2018	0,00	40366,14	33739,98	2588,87	-88,46	6626,16
2019	0,00	41375,34	34752,18	2341,05	39,78	6583,38
2020	0,00	42409,77	35794,74	2074,63	161,14	6453,89
2021	0,00	43470,06	36868,59	1788,24	256,63	6344,85
2022	0,00	44556,87	37974,64	1480,37	357,65	6224,57
2023	0,00	45670,84	39113,88	1149,41	464,64	6092,31
2024	0,00	46812,66	40287,30	793,62	578,11	5947,25
2025	0,00	47983,03	41495,92	411,15	698,58	5788,52
					VAN	-2.358,61 €
					TIR	6,37%

Por lo que podemos observar que aun para el escenario pesimista de una subida de un 10% sobre el precio de compra del gas natural se sigue obteniendo una TIR del 6,37% para la inversión y una TIR del 1,42% para el accionista.

- OPTIMISTA: La opción optimista supone que el precio de compra del gas natural baja ligeramente de lo esperado por el IPC supuesto, Se había conseguido un precio de compra para el año 2010 de 0,036112702 €/Kwh realizando un 5% de descuento sobre la tarifa de último recurso. Vamos a suponer un descuento de un **5%** sobre este precio por lo que quedaría un precio de compra de 0,034212033 €/KWh

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	19197,55	4510,70	1127,68	0,00
2011	1,5	19485,51	4578,36	1144,59	25208,47
2012	2,5	19972,65	4692,82	1173,21	25838,68
2013	3,0	20571,83	4833,61	1208,40	26613,84
2014	3,0	21188,99	4978,62	1244,65	27412,25
2015	3,0	21824,65	5127,97	1281,99	28234,62
2016	3,0	22479,39	5281,81	1320,45	29081,66
2017	3,0	23153,78	5440,27	1360,07	29954,11
2018	3,0	23848,39	5603,48	1400,87	30852,73
2019	3,0	24563,84	5771,58	1442,89	31778,32
2020	3,0	25300,76	5944,73	1486,18	32731,67
2021	3,0	26059,78	6123,07	1530,77	33713,62
2022	3,0	26841,57	6306,76	1576,69	34725,02
2023	3,0	27646,82	6495,96	1623,99	35766,77
2024	3,0	28476,22	6690,84	1672,71	36839,78
2025	3,0	29330,51	6891,57	1722,89	37944,97
					466.696,51 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	33223,35	25208,47	5893,20	456,99	1664,69
2012	0,00	33970,91	25838,68	5893,20	498,06	1740,97
2013	0,00	34820,22	26613,84	5893,20	524,01	1789,16
2014	0,00	35690,76	27412,25	5893,20	549,26	1836,05
2015	0,00	36583,06	28234,62	5893,20	573,73	1881,51
2016	0,00	37497,68	29081,66	5893,20	597,39	1925,43
2017	0,00	38435,16	29954,11	5893,20	620,15	1967,70
2018	0,00	39396,08	30852,73	5893,20	641,95	2008,19
2019	0,00	40381,02	31778,32	5893,20	662,73	2046,78
2020	0,00	41390,58	32731,67	5893,20	682,40	2083,32
2021	0,00	42425,39	33713,62	5893,20	700,90	2117,67
2022	0,00	43486,07	34725,02	5893,20	718,15	2149,70
2023	0,00	44573,27	35766,77	5893,20	734,05	2179,24
2024	0,00	45687,64	36839,78	5893,20	748,53	2206,13
2025	0,00	46829,88	37944,97	5893,20	761,50	2230,21
					VAN	8.477,43 €
					TIR	18,83%

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	33223,35	25208,47	3901,50	11,68	8014,88
2012	0,00	33970,91	25838,68	3752,12	109,13	8132,23
2013	0,00	34820,22	26613,84	3591,54	225,39	8206,38
2014	0,00	35690,76	27412,25	3418,92	351,74	8278,50
2015	0,00	36583,06	28234,62	3233,35	485,39	7863,05
2016	0,00	37497,68	29081,66	3033,86	455,76	7960,26
2017	0,00	38435,16	29954,11	2819,41	553,57	7927,47
2018	0,00	39396,08	30852,73	2588,87	656,07	7887,28
2019	0,00	40381,02	31778,32	2341,05	763,58	7839,12
2020	0,00	41390,58	32731,67	2074,63	876,50	7782,42
2021	0,00	42425,39	33713,62	1788,24	995,24	7716,54
2022	0,00	43486,07	34725,02	1480,37	1120,24	7640,81
2023	0,00	44573,27	35766,77	1149,41	1251,98	7554,51
2024	0,00	45687,64	36839,78	793,62	1390,98	7456,88
2025	0,00	46829,88	37944,97	411,15	1537,81	7347,09
					VAN	10.814,35 €
					TIR	9,74%

Por lo que podemos observar para el escenario optimista de una bajada de un 5% en el precio de compra del gas natural se obtiene una TIR de un 18,83% para el inversor y un 9,74% para la inversión.

Tabla resumen del análisis de sensibilidad sobre el precio de compra del gas natural:

PRECIO DE COMPRA DEL GAS NATURAL			
	PRECIO €/Kwh	TIR INVERSIÓN	TIR INVERSOR
PROBABLE			
Según IPC	0,036112702	8,51%	12,89%
PESIMISTA			
Subida del 25%	0,045140877	-1,36%	Negativo
Subida del 15%	0,041529607	3,48%	Negativo
Subida del 10%	0,039723972	6,37%	1,42%
OPTIMISTA			
Bajada del 5%	0,034212033	9,74%	18,83%

1.3.3.2 CAMBIO EN LOS COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- PESIMISTA: La opción pesimista supone que los costes de operación y mantenimiento suban más de lo esperado por el IPC supuesto, Se había conseguido:

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		20.165,96 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		5.638,38 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	4.510,70 €	
	Resto instalación	1.127,68 €	

- Vamos a suponer una subida de un **50%** sobre este precio por lo que quedaría:

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		20.165,96 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		8.457,57 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	6.766,05 €	
	Resto instalación	1.691,51 €	

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	20165,96	6766,05	1691,51	0,00
2011	1,5	20468,45	6867,54	1716,89	29052,88
2012	2,5	20980,16	7039,23	1759,81	29779,20
2013	3,0	21609,57	7250,41	1812,60	30672,58
2014	3,0	22257,85	7467,92	1866,98	31592,76
2015	3,0	22925,59	7691,96	1922,99	32540,54
2016	3,0	23613,36	7922,72	1980,68	33516,75
2017	3,0	24321,76	8160,40	2040,10	34522,26
2018	3,0	25051,41	8405,21	2101,30	35557,92
2019	3,0	25802,95	8657,37	2164,34	36624,66
2020	3,0	26577,04	8917,09	2229,27	37723,40
2021	3,0	27374,35	9184,60	2296,15	38855,10
2022	3,0	28195,58	9460,14	2365,04	40020,76
2023	3,0	29041,45	9743,95	2435,99	41221,38
2024	3,0	29912,69	10036,26	2509,07	42458,02
2025	3,0	30810,07	10337,35	2584,34	43731,76
					537.869,99 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	33564,21	29052,88	5893,20	-769,26	-1381,88
2012	0,00	34319,44	29779,20	5893,20	-1028,38	-1352,97
2013	0,00	35177,46	30672,58	5893,20	-1131,45	-1388,32
2014	0,00	36056,93	31592,76	5893,20	-1181,76	-1429,03
2015	0,00	36958,39	32540,54	5893,20	-1215,59	-1475,35
2016	0,00	37882,39	33516,75	5893,20	-1245,70	-1527,56
2017	0,00	38829,49	34522,26	5893,20	-1276,68	-1585,97
2018	0,00	39800,27	35557,92	5893,20	-1310,24	-1650,86
2019	0,00	40795,32	36624,66	5893,20	-1347,07	-1722,54
2020	0,00	41815,25	37723,40	5893,20	-1387,55	-1801,36
2021	0,00	42860,67	38855,10	5893,20	-1431,92	-1887,63
2022	0,00	43932,23	40020,76	5893,20	-1480,37	-1981,73
2023	0,00	45030,59	41221,38	5893,20	-1533,13	-2084,00
2024	0,00	46156,40	42458,02	5893,20	-1590,38	-2194,82
2025	0,00	47310,36	43731,76	5893,20	-1652,35	-2314,61
					VAN	-24.079,22 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	33564,21	29052,88	3901,50	-1214,56	4511,33
2012	0,00	34319,44	29779,20	3752,12	-1577,26	4540,23
2013	0,00	35177,46	30672,58	3591,54	-1660,37	4504,88
2014	0,00	36056,93	31592,76	3418,92	-1643,29	4464,18
2015	0,00	36958,39	32540,54	3233,35	-1588,57	4417,86
2016	0,00	37882,39	33516,75	3033,86	-1517,88	4365,64
2017	0,00	38829,49	34522,26	2819,41	-1438,52	4307,24
2018	0,00	39800,27	35557,92	2588,87	-1352,76	4242,35
2019	0,00	40795,32	36624,66	2341,05	-1261,10	4170,66
2020	0,00	41815,25	37723,40	2074,63	-1163,36	4091,84
2021	0,00	42860,67	38855,10	1788,24	-1059,11	4005,57
2022	0,00	43932,23	40020,76	1480,37	-947,80	3911,48
2023	0,00	45030,59	41221,38	1149,41	-828,80	3809,21
2024	0,00	46156,40	42458,02	793,62	-701,42	3698,38
2025	0,00	47310,36	43731,76	411,15	-564,89	3578,60
					VAN	-22.424,44 €
					TIR	0,30%

Por lo que podemos observar para el escenario más pesimista de una subida de un 50% en el coste de operación y mantenimiento tenemos una TIR del 0,3% para la inversión y una TIR negativa para el accionista.

- Vamos a suponer una subida de un **25%** sobre este precio por lo que quedaría:

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		20.165,96 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		7.047,97 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	5.638,38 €	
	Resto instalación	1.409,59 €	

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	20165,96	5638,38	1409,59	0,00
2011	1,5	20468,45	5722,95	1430,74	27622,14
2012	2,5	20980,16	5866,03	1466,51	28312,70
2013	3,0	21609,57	6042,01	1510,50	29162,08
2014	3,0	22257,85	6223,27	1555,82	30036,94
2015	3,0	22925,59	6409,97	1602,49	30938,05
2016	3,0	23613,36	6602,27	1650,57	31866,19
2017	3,0	24321,76	6800,33	1700,08	32822,17
2018	3,0	25051,41	7004,34	1751,09	33806,84
2019	3,0	25802,95	7214,47	1803,62	34821,04
2020	3,0	26577,04	7430,91	1857,73	35865,68
2021	3,0	27374,35	7653,84	1913,46	36941,65
2022	3,0	28195,58	7883,45	1970,86	38049,90
2023	3,0	29041,45	8119,95	2029,99	39191,39
2024	3,0	29912,69	8363,55	2090,89	40367,13
2025	3,0	30810,07	8614,46	2153,61	41578,15
					511.382,03 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	33564,21	27622,14	5893,20	-268,50	48,86
2012	0,00	34319,44	28312,70	5893,20	-339,84	113,54
2013	0,00	35177,46	29162,08	5893,20	-361,78	122,18
2014	0,00	36056,93	30036,94	5893,20	-367,85	126,79
2015	0,00	36958,39	30938,05	5893,20	-369,85	127,14
2016	0,00	37882,39	31866,19	5893,20	-371,99	123,00
2017	0,00	38829,49	32822,17	5893,20	-375,86	114,12
2018	0,00	39800,27	33806,84	5893,20	-382,07	100,23
2019	0,00	40795,32	34821,04	5893,20	-390,95	81,07
2020	0,00	41815,25	35865,68	5893,20	-402,70	56,37
2021	0,00	42860,67	36941,65	5893,20	-417,51	25,82
2022	0,00	43932,23	38049,90	5893,20	-435,53	-10,86
2023	0,00	45030,59	39191,39	5893,20	-456,94	-54,01
2024	0,00	46156,40	40367,13	5893,20	-481,91	-103,94
2025	0,00	47310,36	41578,15	5893,20	-510,61	-160,99
					VAN	-8.577,56 €
					TIR	#¡DIV/0!

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	33564,21	27622,14	3901,50	-713,80	5942,06
2012	0,00	34319,44	28312,70	3752,12	-888,71	6006,74
2013	0,00	35177,46	29162,08	3591,54	-890,71	6015,38
2014	0,00	36056,93	30036,94	3418,92	-829,37	6019,99
2015	0,00	36958,39	30938,05	3233,35	-742,83	6020,35
2016	0,00	37882,39	31866,19	3033,86	-644,17	6016,20
2017	0,00	38829,49	32822,17	2819,41	-537,69	6007,32
2018	0,00	39800,27	33806,84	2588,87	-424,59	5993,43
2019	0,00	40795,32	34821,04	2341,05	-304,98	5974,28
2020	0,00	41815,25	35865,68	2074,63	-178,51	5949,57
2021	0,00	42860,67	36941,65	1788,24	-44,71	5919,03
2022	0,00	43932,23	38049,90	1480,37	97,04	5785,30
2023	0,00	45030,59	39191,39	1149,41	213,43	5625,77
2024	0,00	46156,40	40367,13	793,62	320,48	5468,79
2025	0,00	47310,36	41578,15	411,15	434,37	5297,84
					VAN	-7.336,15 €
					TIR	5,02%

Por lo que podemos observar para el escenario pesimista de una subida de un 25% en el coste de operación y mantenimiento TIR del 5,02% para la inversión y una TIR Negativa para el accionista.

- Vamos a suponer una subida de un **10%** sobre este precio por lo que quedaría:

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		20.165,96 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		6.202,22 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	4.961,77 €	
	Resto instalación	1.240,44 €	

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	20165,96	4961,77	1240,44	0,00
2011	1,5	20468,45	5036,20	1259,05	26763,70
2012	2,5	20980,16	5162,10	1290,53	27432,79
2013	3,0	21609,57	5316,97	1329,24	28255,77
2014	3,0	22257,85	5476,48	1369,12	29103,45
2015	3,0	22925,59	5640,77	1410,19	29976,55
2016	3,0	23613,36	5809,99	1452,50	30875,85
2017	3,0	24321,76	5984,29	1496,07	31802,12
2018	3,0	25051,41	6163,82	1540,96	32756,19
2019	3,0	25802,95	6348,74	1587,18	33738,87
2020	3,0	26577,04	6539,20	1634,80	34751,04
2021	3,0	27374,35	6735,38	1683,84	35793,57
2022	3,0	28195,58	6937,44	1734,36	36867,38
2023	3,0	29041,45	7145,56	1786,39	37973,40
2024	3,0	29912,69	7359,93	1839,98	39112,60
2025	3,0	30810,07	7580,72	1895,18	40285,98
					495.489,26 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	33564,21	26763,70	5893,20	31,96	875,35
2012	0,00	34319,44	27432,79	5893,20	62,10	931,34
2013	0,00	35177,46	28255,77	5893,20	74,37	954,11
2014	0,00	36056,93	29103,45	5893,20	85,50	974,78
2015	0,00	36958,39	29976,55	5893,20	95,42	993,22
2016	0,00	37882,39	30875,85	5893,20	104,07	1009,27
2017	0,00	38829,49	31802,12	5893,20	111,36	1022,81
2018	0,00	39800,27	32756,19	5893,20	117,21	1033,67
2019	0,00	40795,32	33738,87	5893,20	121,54	1041,71
2020	0,00	41815,25	34751,04	5893,20	124,25	1046,75
2021	0,00	42860,67	35793,57	5893,20	125,26	1048,63
2022	0,00	43932,23	36867,38	5893,20	124,48	1047,18
2023	0,00	45030,59	37973,40	5893,20	121,80	1042,19
2024	0,00	46156,40	39112,60	5893,20	117,11	1033,49
2025	0,00	47310,36	40285,98	5893,20	110,31	1020,87
					VAN	-141,54 €
					TIR	6,76%

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	33564,21	26763,70	3901,50	-413,35	6800,51
2012	0,00	34319,44	27432,79	3752,12	-475,59	6886,64
2013	0,00	35177,46	28255,77	3591,54	-428,91	6921,68
2014	0,00	36056,93	29103,45	3418,92	-341,02	6953,48
2015	0,00	36958,39	29976,55	3233,35	-235,38	6981,84
2016	0,00	37882,39	30875,85	3033,86	-119,94	7006,54
2017	0,00	38829,49	31802,12	2819,41	2,81	7024,56
2018	0,00	39800,27	32756,19	2588,87	131,32	6912,76
2019	0,00	40795,32	33738,87	2341,05	222,39	6834,06
2020	0,00	41815,25	34751,04	2074,63	318,35	6745,86
2021	0,00	42860,67	35793,57	1788,24	419,60	6647,50
2022	0,00	43932,23	36867,38	1480,37	526,57	6538,29
2023	0,00	45030,59	37973,40	1149,41	639,72	6417,46
2024	0,00	46156,40	39112,60	793,62	759,56	6284,24
2025	0,00	47310,36	40285,98	411,15	886,63	6137,75
					VAN	702,70 €
					TIR	7,18%

Por lo que podemos observar para el escenario pesimista de una subida de un 10% en el coste de operación y mantenimiento, tenemos una TIR del 7,18% para la inversión y una TIR del 6,76% para el accionista.

- OPTIMISTA: La opción optimista supone que el coste de operación y mantenimiento bajan ligeramente de lo esperado por el IPC supuesto. Vamos a suponer una bajada de un 5**%** sobre este precio por lo que quedaría:

CONCEPTO		TOTAL anual (€)	OBSERVACIONES
Gas Natural		20.165,96 €	gas natural utilizado por la instalación
Operación y Mantenimiento		5.356,46 €	mantenimiento motores, limpieza, recambios
	Motores	4.285,17 €	
	Resto instalación	1.071,29 €	

Las demás variables se mantienen constantes por lo que:

- Gastos:

AÑO	IPC (%)	GAS NATURAL	MOTORES	RESTO INSTALACIÓN	TOTAL
2010	0,8	20165,96	4285,17	1071,29	0,00
2011	1,5	20468,45	4349,45	1087,36	25905,26
2012	2,5	20980,16	4458,18	1114,55	26552,89
2013	3,0	21609,57	4591,93	1147,98	27349,47
2014	3,0	22257,85	4729,68	1182,42	28169,96
2015	3,0	22925,59	4871,57	1217,89	29015,06
2016	3,0	23613,36	5017,72	1254,43	29885,51
2017	3,0	24321,76	5168,25	1292,06	30782,07
2018	3,0	25051,41	5323,30	1330,83	31705,54
2019	3,0	25802,95	5483,00	1370,75	32656,70
2020	3,0	26577,04	5647,49	1411,87	33636,40
2021	3,0	27374,35	5816,92	1454,23	34645,49
2022	3,0	28195,58	5991,42	1497,86	35684,86
2023	3,0	29041,45	6171,17	1542,79	36755,41
2024	3,0	29912,69	6356,30	1589,08	37858,07
2025	3,0	30810,07	6546,99	1636,75	38993,81
					479.596,49 €

Realizando un estudio de rentabilidad con venta a tarifa obtenemos los siguientes resultados:

- Para el inversor:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DEL INVERSOR)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	CUOTA CRÉDITO	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	52020,00	0,00	0,00	0,00	-9180,00
2011	0,00	33564,21	25905,26	5893,20	332,41	1433,34
2012	0,00	34319,44	26552,89	5893,20	370,07	1503,28
2013	0,00	35177,46	27349,47	5893,20	391,57	1543,21
2014	0,00	36056,93	28169,96	5893,20	412,22	1581,55
2015	0,00	36958,39	29015,06	5893,20	431,95	1618,19
2016	0,00	37882,39	29885,51	5893,20	450,69	1652,99
2017	0,00	38829,49	30782,07	5893,20	468,38	1685,84
2018	0,00	39800,27	31705,54	5893,20	484,94	1716,60
2019	0,00	40795,32	32656,70	5893,20	500,30	1745,12
2020	0,00	41815,25	33636,40	5893,20	514,37	1771,27
2021	0,00	42860,67	34645,49	5893,20	527,09	1794,88
2022	0,00	43932,23	35684,86	5893,20	538,36	1815,81
2023	0,00	45030,59	36755,41	5893,20	548,09	1833,89
2024	0,00	46156,40	37858,07	5893,20	556,20	1848,93
2025	0,00	47310,36	38993,81	5893,20	562,57	1860,78
					VAN	5.904,11 €
					TIR	15,60%

- Para la inversión:

AÑO	VENTA A TARIFA (RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN)					
	INVERSION	INGRESOS	GASTOS	INTERESES	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA
2010	61200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-61200,00
2011	0,00	33564,21	25905,26	3901,50	-112,89	7658,95
2012	0,00	34319,44	26552,89	3752,12	-62,46	7766,55
2013	0,00	35177,46	27349,47	3591,54	32,89	7795,09
2014	0,00	36056,93	28169,96	3418,92	135,82	7751,15
2015	0,00	36958,39	29015,06	3233,35	220,50	7722,84
2016	0,00	37882,39	29885,51	3033,86	309,06	7687,82
2017	0,00	38829,49	30782,07	2819,41	401,80	7645,61
2018	0,00	39800,27	31705,54	2588,87	499,05	7595,68
2019	0,00	40795,32	32656,70	2341,05	601,15	7537,47
2020	0,00	41815,25	33636,40	2074,63	708,47	7470,37
2021	0,00	42860,67	34645,49	1788,24	821,43	7393,75
2022	0,00	43932,23	35684,86	1480,37	940,45	7306,92
2023	0,00	45030,59	36755,41	1149,41	1066,02	7209,16
2024	0,00	46156,40	37858,07	793,62	1198,65	7099,68
2025	0,00	47310,36	38993,81	411,15	1338,89	6977,66
					VAN	7.757,47 €
					TIR	8,99%

Por lo que podemos observar para el escenario pesimista de una subida de un 10% en el coste de operación y mantenimiento, tenemos una TIR del 8,99% para la inversión y una TIR del 15,6% para el accionista.

Tabla resumen del análisis de sensibilidad sobre el coste de operación y mantenimiento:

COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
	PRECIO €	TIR INVERSIÓN	TIR INVERSOR
PROBABLE			
Según IPC	5638,38	8,51%	12,89%
PESIMISTA			
Subida del 50%	8457,57	0,30%	Negativa
Subida del 25%	7047,97	5,02%	Negativa
Subida del 10%	6202,22	7,18%	6,76%
OPTIMISTA			
Bajada del 5%	5356,46	8,99%	15,60%

1.3.4 CONCLUSIÓN FINAL

Se va a satisfacer la demanda de agua caliente sanitaría y calefacción del edificio mediante un **equipo de microcogeneración "ENERGATOR GB30"** de 36 KW de potencia eléctrica y 62 KW de potencia térmica. El equipo está funcionando durante 14 horas al día (de 6 a 9 y de 13 a 24, el horario que mejor se ajusta a las necesidades de calefacción) durante todo el año.

Se producen 183960 Kwh eléctricos y 196254,88 KWh caloríficos al año, obteniéndose un rendimiento eléctrico equivalente de 57,8%.

Se decide **vender a tarifa** (opción más rentable que la venta a mercado) obteniéndose **25.628,99 [€/primer año] de ingresos por energía eléctrica** (1010,691517€ por el complemento de eficiencia, 915,6131 € por el complemento de energía reactiva, 310,33 € por el complemento de discriminación horaria) **y 7614,85 [€/primer año] por venta de calor.**

La factura de **compra del gas natural** asciende a **20165,951€.**

Los **costes de operación y mantenimiento** ascienden a **4613,22€.**

Se realiza una **inversión** de **61200€**, se pide un crédito del 80% de la inversión y el otro 20% lo ponen los accionistas de la ESCo.

Se realiza un estudio a 15 años (según el RD661) y se calcula VAN con un WACC del 7% y la TIR obteniéndose:

	VAN	TIR
INVERSIÓN	5.523,91 €	8,43%
ACCIONISTA	3.888,89 €	12,89%

Se realiza un análisis de sensibilidad sobre la inversión, cambiando el precio de compra del G.N. y el coste de operación y mantenimiento (los dos valores que no dependen de subvenciones del gobierno, los que dependen se actualizan durante 15 años según indica el RD661) obteniéndose los resultados que se indican en las tablas:

COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
	PRECIO €	TIR INVERSIÓN	TIR INVERSOR
PROBABLE			
Según IPC	5638,38	8,51%	12,89%
PESIMISTA			
Subida del 50%	8457,57	0,30%	Negativa
Subida del 25%	7047,97	5,02%	Negativa
Subida del 10%	6202,22	7,18%	6,76%
OPTIMISTA			
Bajada del 5%	5356,46	8,99%	15,60%

PRECIO DE COMPRA DEL GAS NATURAL			
	PRECIO €/Kwh	TIR INVERSIÓN	TIR INVERSOR
PROBABLE			
Según IPC	0,036112702	8,51%	12,89%
PESIMISTA			
Subida del 25%	0,045140877	-1,36%	Negativo
Subida del 15%	0,041529607	3,48%	Negativo
Subida del 10%	0,039723972	6,37%	1,42%
OPTIMISTA			
Bajada del 5%	0,034212033	9,74%	18,83%

Se puede observar:

- La inversión es flexible porque aguanta la rentabilidad aun variando hasta casi un 50% el coste de operación y mantenimiento y hasta casi un 25% el precio del G.N.
- El TIR del inversor aguanta hasta un 10% la subida del precio de compra del G.N. y una subida de un 10% en el coste de operación y mantenimiento.

1.4. IMPACTO AMBIENTAL

1.4.1. NORMATIVA

- Hay una ley nacional que incorpora una directiva Europea, la Directiva 96/61/CE, que es la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. El objeto de la ley citando textualmente es "Esta Ley tiene por objeto evitar o, cuando ello no sea posible, reducir y controlar la contaminación de la atmósfera, del agua y del suelo, mediante el establecimiento de un sistema de prevención y control integrados de la contaminación, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto." En ella se cita que las instalaciones afectadas por esta ley (en su ANEJO 1. Categorías de actividades e instalaciones contempladas) son las instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW, por lo que la microcogeneración queda excluida de este ámbito.
- REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos. Dentro del Grupo 4 "Industria energética" nombra a "Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 100 MW", por lo que la microcogeneración queda excluida de este ámbito.

Por lo que la microcogeneración queda excluida de la obligación de la realización de la evaluación de impacto ambiental, por lo que el impacto ambiental del presente proyecto tiene carácter voluntario.

1.4.2. ANTECEDENTES GENERALES

El presente documento tiene por objetivo presentar todos los antecedentes que permitan evaluar ambientalmente el proyecto "planta de microcogeneración en un edificio residencial en Madrid". Por el RD 136/1986 se indica que para este proyecto no es obligatoria la evaluación de impacto ambiental, por lo que se realiza voluntariamente.

1.4.2.1 NOMBRE, TIPO Y OBJETIVO DEL PROYECTO

El nombre del proyecto es PLANTA DE MICROCOGENERACIÓN EN EDIFICIO RESIDENCIAL EN MADRID

El tipo de proyecto corresponde a una planta generadora de energía cuya potencia eléctrica instalada es de 36 KW.

El objetivo del proyecto es implementar un sistema de cogeneración de energía proveniente de la quema de gas natural con el propósito de abastecer de vapor de baja presión y energía eléctrica a un edifico residencial en el barrio de Salamanca en Madrid.

1.4.2.2 IDENTIFICACIÓN SEGÚN TIPO DE PROYECTO

La Planta de microcogeneración es una central generadora de energía que entra dentro del grupo “Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente”.

1.4.2.3 LOCALIZACIÓN

El proyecto que se va realizar es una planta de microcogeneración a instalar en el edificio residencial situado en General Pardiñas, 43 (Madrid).

Se instalará en una sala propiedad de la comunidad de vecinos.

1.4.2.4 SUPERFICIE Y LÍMITES DE LA SALA

La sala cuenta aproximadamente con 45 metros cuadrados para la instalación de la planta de microcogeneración.

1.4.2.5 ACCESOS

El acceso al edificio donde se sitúa la sala de microcogeneración se realizará a través de cualquiera de los medios de transporte público con los que cuenta la ciudad de Madrid o bien, mediante transporte particular al estar perfectamente condicionadas las carreteras.

1.4.2.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO Y SU LOCALIZACIÓN

El edificio requiere para el desarrollo diario de energía en forma de gas natural para ACS y calefacción y energía eléctrica.

La ejecución de este proyecto permitirá ahorro global en el consumo de energía necesaria para calentar el ACS y la calefacción y para producir electricidad, con la consecuente contribución a la disminución de emisiones de gases con efecto invernadero. Esta contribución en la disminución de los GEI es uno de los objetivos del Convenio Marco de la Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y colabora con las metas impuestas por el Protocolo de Kyoto.

1.4.3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN

1.4.3.1 RECEPCIÓN DEL GAS

El proceso se inicia con la recepción del gas suministrado por la compañía con la que se contrate y se lanzará al motor mediante la denominada rampa de gas.

1.4.3.2 PRODUCCIÓN DE ACS Y CALEFACCIÓN

El gas ingresa en el motor, más una corriente de aire, se genera la combustión. La energía liberada en la combustión (calor), es transmitida al agua (principalmente por radiación y convección) generando ACS y calefacción.

El motor instalado es un módulo ENERGATOR de Besel con una potencia eléctrica instalada de 36 KWe.

1.4.3.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El motor tiene acoplado un generador de electricidad, el generador se conectará a la línea directamente ya que se genera a baja tensión

1.4.3.4 INSUMOS Y SUMINISTROS

Los insumos necesarios para la operación normal del proyecto son:

• Combustible. La planta de microcogeneración se ha concebido para utilizar como combustible Gas Natural, cuyas características principales son:

- El principal componente del GN es el metano, en cuanto menos un 70%.
- El GNC es un combustible inodoro e incoloro, por lo que se le debe de adherir mercaptano, el cual se detecta al 0.5% de concentración (muy por debajo de los niveles de peligrosidad), para identificar las fugas mediante el olfato.
- El GN es biológicamente inerte y no-tóxico. En general el riesgo a fuego del GNC es menor que la gasolina y comparable al del diesel. Su flama es 60% visible.
- Se considera contar con un stock suficiente de repuestos para operar en forma segura. Principalmente se trata de trampas de vapor, válvulas, y componentes electrónicos menores tales como sensores, tarjetas y elementos de control cuyo suministro en caso de falla requiere de un largo plazo para su reposición.

• Energía eléctrica, se considera la utilización de energía eléctrica proveniente de la red, con un sistema de distribución eléctrico que permita la operación.

• Agua, el agua requerida para la generación de vapor será la que utiliza actualmente el edificio.

1.4.4. EMISIONES ATMOSFÉRICAS

1.4.4.1 GASES Y MATERIAL PARTICULADO

Los módulos ENERGATOR aprovechan la energía primaria del combustible con rendimientos entre el 86% y el 100% sobre el PCI.

Las emisiones atmosféricas corresponden al producto de la combustión de gas natural en la caldera, corresponden principalmente a material particulado, NOx, y CO2.

Con el motor de 36 Kw y funcionando 5110 h al año se generan 183960 KWh, y esto provoca y gracias al catalizador de tres pasos se reducen las emisiones de emisión de CO_2, de NOx e hidrocarburos no deseados.

1.4.4.2 RUIDO Y VIBRACIONES

Se generará ruido en la etapa de funcionamiento del motor de 6:00 a 9:00 y de 13:00 a 24:00 de lunes a viernes, mientras que el fin de semana su funcionamiento será de 9:00 a 24:00.

Se debe tener presente que el REAL DECRETO 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, establece que "el nivel máximo permisible de presión sonora equivalentes en una zona residencial es de 65 db(A)"

Un encapsulado de aislamiento térmico y acústico del motor Energator de Besel garantiza una sonoridad inferior a 59-62 dB(A) a 1m según DIN 45635.

1.4.4.3 OLORES

Al ser una combustión completa se asegura la no aparición de olores.

1.4.5. COMPROMISOS AMBIENTALES VOLUNTARIOS

La empresa EsCO con el objeto de minimizar el impacto ambiental de sus emisiones, los cuales son el resultado de la aplicación de la política ambiental de la empresa, contempla realizar:

- Un monitoreo en chimenea durante el primer año de operación, respecto al Material Particulado y para los gases CO2 y NOx. La información que se obtenga de estas mediciones, será puesta a disposición de la autoridad ambiental en forma oportuna.
- Evitar la utilización simultanea de equipo ruidoso

1. ANEXO RD 661/07

1.1. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS PRODUCTORES.

Entendidos como derechos y obligaciones de los productores en régimen especial con las compañías distribuidoras, según el Real Decreto 661/2007.

Derechos:

- Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto. El derecho a la percepción de la tarifa regulada, o en su caso, prima, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, con anterioridad a la fecha límite establecida en el artículo 22.
- Vender toda o parte de su producción neta a través de líneas directas.
- Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos en el anexo XI de este real decreto o en las normas que lo sustituyan.

Obligaciones:

- Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.
- Para las instalaciones de generación de la categoría a) en el caso en que se produzca una cesión de energía térmica producida, será requisito para acogerse a este régimen retributivo, la formalización de uno o varios contratos de venta de energía térmica, por el total del calor útil de la planta.
- Ser inscritas en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo

21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido
en el artículo 9 del presente real decreto.

- Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información
en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

La obligación de adscripción a un centro de control de generación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa.

Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a los mismos. La comunicación de dichos centros control de generación con el operador del sistema se hará de acuerdo a los protocolos y estándares comunicados por el operador del sistema y aprobados por la Dirección General de Política Energética
y Minas.

Las condiciones de funcionamiento de los centros de control, junto con las obligaciones de los generadores en régimen especial, en relación con los mismos, serán las establecidas en los correspondientes procedimientos de operación.

Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», aprobado mediante resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía. A estos efectos,

la verificación de su cumplimiento se regulará en el procedimiento correspondiente.

La percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio.

Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

1.2. POTENCIA DE LAS INSTALACIONES

- La potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador, según aplique, corregida por las condiciones de medida siguientes, en caso que sea procedente:

a) Carga: 100 por ciento en las condiciones nominales del diseño.

b) Altitud: la del emplazamiento del equipo.

c) Temperatura ambiente: 15 ºC.

d) Pérdidas de carga: admisión 150 mm c.d.a.; escape 250 mm c.d.a.

e) Pérdidas por ensuciamiento y degradación: tres por ciento.

- A los efectos del límite de potencia establecido para acogerse al régimen especial o para la determinación del régimen económico establecido en el capítulo IV, se considerará que pertenecen a una única instalación cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias para cada uno de los grupos.

1.3. REGIMEN ECONÓMICO

Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.

2. En ambos casos, el titular de la instalación deberá observar las normas contenidas en la sección 2.ª de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico.

3. De acuerdo con el artículo 17.d), el titular de una instalación de régimen especial podrá además, vender parte de su energía a través de una línea directa, sin que a esta energía le sea de aplicación el régimen económico regulado en este real decreto.

4. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción

vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

Tarifa regulada.

La tarifa regulada consiste en una cantidad fija, única para todos los periodos

de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente real decreto.

Discriminación horaria.

1. Las instalaciones de la categoría a) y los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos siguiente:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

2. La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

3. El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. El acogimiento al régimen de discriminación horaria regulado en el presente artículo, podrá realizarse, conjuntamente con la elección de venta regulada en el artículo 24.4 del presente real decreto. En caso de no realizarse de forma conjunta, el titular de la instalación no podrá cambiar a la opción de venta del artículo, en tanto en cuanto no haya permanecido acogido al citado
régimen de discriminación horaria durante al menos un año.

Prima.

1. La prima consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

2. Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b), se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia.

Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.

ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.

iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.

iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

3. La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que

pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

Complemento por Eficiencia.

1. Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible según se recoge en el anexo I de este real decreto, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

Complemento por eficiencia = 1,1 x (1/REEminimo –1/REEi) x Cmp

REEminimo: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido

REEi: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación

Cmp: coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWhPCS) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

2. Este complemento por mayor eficiencia será retribuido a la instalación independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1 del presente real decreto.

- El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

R = (E + V)/Q

donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil o energía térmica. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

- Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.
- El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, considerando el apartado anterior, por la fórmula:

  REE = E/[Q-(V/ Ref H)]

  Siendo:

  Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor.

  Para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente en el momento de extender el acta de puesta en servicio, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

  A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período.
- Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este real decreto, para las instalaciones de producción del grupo a.1 del artículo 2.1 y para aquéllas que estén acogidas a la disposición transitoria segunda del presente real decreto y anteriormente les fuese de aplicación este requisito, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, en promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente - Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

Para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual 1MW, el valor del rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido será un 10 por ciento inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

- Quedan excluidos del cálculo del promedio de un período anual a que hace referencia el apartado anterior aquellas horas en las que la instalación haya sido programada por el operador del sistema para mantener su producción cuando el proceso consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia. Por tanto, los valores de Q, V y E serán los correspondientes al resto del período anual.
- En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la proporción de Q y E que les sean técnicamente imputables.
- Para la verificación del rendimiento eléctrico equivalente, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

Complemento por energía reactiva.

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía que será revisado anualmente.

2. Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW podrán recibir instrucciones del mismo para la modificación temporal del valor mantenido. En caso de cumplimiento de estas instrucciones del operador del sistema, se aplicará la máxima bonificación contemplada en el anexo V para el periodo en que se encuentre y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada en el mismo anexo para dicho periodo.

El operador del sistema podrá incorporar en dichas instrucciones las propuestas recibidas de los gestores de la red de distribución, y podrá delegar en éstos la transmisión de instrucciones a los generadores conectados a sus redes.

3. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado y cumplan los requisitos para ser proveedor del servicio de control de tensiones de la red de transporte, podrán renunciar al complemento por energía reactiva establecido en este artículo, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos.

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del RD661 liquidarán con la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, a la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

2. Las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 recibirán de la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente a las primas y complementos que le sean de aplicación.

3. Los pagos correspondientes a los conceptos establecidos en los párrafos 1 y 2 anteriores podrán ser gestionados, a través de un tercero previa autorización por parte de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que deberá ser independiente de las actividades de generación y distribución y ser designado conforme a la legislación de contratos de las Administraciones Públicas.

4. Los importes correspondientes a estos conceptos se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y

comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Participación en el mercado.

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 realizarán la venta de su energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, a los efectos de la cuantificación de los desvíos de energía, y en su caso, liquidación del coste de los mismos, bien directamente o a través de su representante. Para ello, realizarán ofertas de venta de energía a precio cero en el mercado diario, y en su caso, ofertas en el intradiario, de acuerdo con las Reglas del Mercado vigentes.

2. Para las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.2, la oferta de venta se realizará de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o en su defecto, de acuerdo con los perfiles de producción recogidos en el anexo XII del presente real decreto.

3. El operador del sistema liquidará tanto el coste de los desvíos como el déficit de desvíos correspondiente a aquellas instalaciones que están exentas de desvíos, de acuerdo a los procedimientos de operación correspondientes.

4. Con carácter mensual, el operador del mercado y el operador del sistema remitirán a la Comisión Nacional de Energía la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones que hayan optado por vender su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1.

5. Las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 podrán vender su energía bien directamente o bien indirectamente mediante representación tanto en el mercado de ofertas como en la firma de contratos bilaterales o en la negociación a plazo.

6. El representante podrá ser agente del mercado en el que vaya a negociar la energía de su representado, para lo que tendrá que cumplir con los requisitos y procedimientos establecidos para ello.

Si el sujeto al que representa fuera agente del mercado diario de producción no será necesario que el representante se acredite como tal.

7. El representante podrá presentar las ofertas por el conjunto de las instalaciones de régimen especial a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de oferta, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

8. Los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de la Energía, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones de régimen especial. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

9. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario que no pertenezcan a los operadores dominantes, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, o terceras sociedades que ejerzan la representación de instalaciones de producción, podrán actuar como representantes de instalaciones de producción en régimen especial, con la adecuada separación de actividades por cuenta propia y cuenta ajena, y hasta un límite máximo del 5 por ciento de cuota conjunta de participación del grupo de sociedades en la oferta del mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones de régimen especial. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

10. La Comisión Nacional de Energía será responsable de incoar los correspondientes procedimientos sancionadores en caso de incumplimiento de lo previsto en los apartados anteriores.

Requisitos para participar en el mercado.

Para adquirir la condición de sujeto del mercado de producción, el titular de la instalación o quien le represente deberá cumplir las condiciones establecidas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Una vez adquirida dicha condición, o cuando se produzca cualquier modificación de ésta, el operador del sistema lo comunicará en el plazo de dos semanas a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Participación en los servicios de ajuste del sistema.

1. Las instalaciones objeto del presente real decreto que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo teniendo en cuenta que:

a) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzar dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

b) Podrán participar todas las instalaciones de régimen especial salvo las no gestionables, previa autorización mediante resolución, de la Dirección General de Política Energética y Minas y habilitación del operador del sistema.

2. En caso de que el programa de producción de una instalación de régimen especial resulte modificado por alguno de los servicios de ajuste del sistema, esta modificación del programa devengará los derechos de cobro y/u obligaciones de pago correspondientes a la provisión del servicio, obteniendo en todo caso la instalación el derecho a la percepción de la prima y los complementos correspondientes por la energía vertida de forma efectiva a la red.

En este caso, el operador del sistema comunicará al distribuidor correspondiente, al operador del mercado y a la Comisión Nacional de Energía el importe devengado por este servicio, así como la energía cedida.

3. Las instalaciones que tengan la obligación de cumplir un determinado rendimiento eléctrico equivalente cuando sean programadas por restricciones técnicas serán

eximidas del requisito del cumplimiento del citado rendimiento durante el periodo correspondiente a dicha programación.

4. La Secretaría General de Energía establecerá, mediante Resolución, un procedimiento técnico-económico en el que se fijará el tratamiento de las instalaciones de cogeneración para la solución de situaciones de congestión del sistema.

Cálculo y liquidación del coste de los desvíos.

1. A las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, se les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación.

El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

2. Estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones que habiendo elegido la opción a) del artículo 24.1 no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con 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.

TARIFAS Y PRIMAS

Tarifas, y primas para instalaciones de la categoría a): cogeneración u otras a partir de energías residuales.

Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría a), será la contemplada en la tabla siguiente:

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P≤0,5 MW	12,7166	-
			0,5<P≤1 MW	10,4352	-
			1<P≤10 MW	8,1381	3,4076
			10<P≤25 MW	7,7026	2,8033
			25<P≤50 MW	7,2866	2,4884
	a.1.2		P≤0,5 MW	14,3837	0,0000
		Gasóleo / GLP	0,5<P≤1 MW	12,2408	0,0000
			1<P≤10 MW	10,2601	5,4560
			10<P≤25 MW	9,9442	4,9691
			25<P≤50 MW	9,5621	4,5299
		Fuel	0,5<P≤1 MW	11,3038	0,0000
			1<P≤10 MW	9,4088	4,5858
			10<P≤25 MW	9,0836	4,0891
			25<P≤50 MW	8,6935	3,6578
c.2				5,7415	2,9294