

Sergio Alcalá León

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA
INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
EN EL COMPLEJO DEPORTIVO MUNICIPAL DE
BONAVISTA**

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

Dirigido por Francisco González Molina

Grado en Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2015



UNIVERSITAT
ROVIRA I VIRGILI

Departament d'Enginyeria Electrònica Elèctrica i Automàtica

ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL COMPLEJO DEPORTIVO MUNICIPAL DE BONAVISTA

1 ÍNDICE GENERAL

TITULACIÓN: Graduado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR: Sergio Alcalá León
DIRECTOR: Francisco González Molina

FECHA: Junio del 2015.

Índice General

1	ÍNDICE GENERAL.....	2
1.1	Índice de figuras.....	7
1.2	Índice de ilustraciones.....	7
1.3	Índice de tablas.....	8
2	MEMORIA	10
2.1	Objeto.....	11
2.2	Alcance.....	11
2.3	Antecedentes	12
2.4	Normas y referencias.....	13
2.4.1	Disposiciones legales y normas aplicadas.....	13
2.4.2	Bibliografía.....	14
2.4.3	Programas de cálculos	14
2.4.4	Plan de gestión de calidad aplicada durante la redacción del proyecto.....	15
2.4.5	Otras referencias.....	15
2.4.5.1	Webgrafía.....	15
2.4.5.2	Programas utilizados	17
2.5	Definiciones y abreviaturas.....	18
2.6	Introducción	19
2.6.1	Prólogo	19
2.7	¿Qué es la generación distribuida?.....	21
2.7.1	Definiciones formales	21
2.7.2	Definición asumida para el presente proyecto.....	22
2.7.3	Tecnologías de GD.....	23
2.7.3.1	Maduras.....	23
2.7.3.2	Semi-maduras.....	23
2.7.3.3	Emergentes	24
2.7.4	Sistemas de almacenamiento.....	24
2.7.4.1	Maduras.....	24
2.7.4.2	Semi-maduras.....	24
2.7.4.3	Emergentes	25
2.7.5	Sistemas de interconexión.....	25
2.8	Tecnologías más comunes para la GD.....	25
2.8.1	Motor alternativo.....	29
2.8.2	Turbina de gas	31

2.8.3	Mini-hidráulica.....	32
2.8.4	Eólica.....	37
2.8.5	Solar térmica	39
2.8.6	Solar fotovoltaica	42
2.8.7	Residuos Sólidos Urbanos.....	47
2.8.8	Biomasa.....	50
2.8.9	Microturbinas	55
2.8.10	Pilas de combustible.....	58
2.9	Factores facilitadores y barreras para el desarrollo de la generación distribuida.....	61
2.9.1	Factores facilitadores o ventajas de la GD	61
2.9.2	Barreras o desventajas de la GD.....	64
2.9.2.1	Barreras técnicas	64
2.9.2.2	Barreras económicas.....	65
2.9.2.3	Barreras regulatorias.....	65
2.10	Aspectos medioambientales	67
2.11	Marco regulatorio de la GD en España	70
2.11.1	Normativa sobre la GD en España	70
2.11.1.1	La ley 54/1997 del Sector Eléctrico y el régimen especial.....	70
2.11.1.2	Del régimen especial al régimen retributivo específico en España	70
2.11.1.3	Ley 24/2013 del Sector Eléctrico	75
2.12	Complejo Deportivo Municipal de Bonavista.....	77
2.12.1	Equipamientos que lo conforman.....	78
2.12.2	Instalaciones:.....	78
2.12.3	Instalación eléctrica.....	78
2.12.4	Mecanismos de la instalación.....	79
2.12.5	Agua Fría (AF) y Agua Caliente Sanitaria (A.C.S).....	79
2.12.6	Gas Natural.....	80
2.13	Estudio comparativo para la elección de tecnología a utilizar	81
2.13.1	Motor alternativo.....	81
2.13.2	Turbina de gas	83
2.13.3	Mini-hidráulica.....	83
2.13.4	Eólica.....	84
2.13.5	Solar térmica	85
2.13.6	Solar fotovoltaica	85
2.13.7	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	86

2.13.8	Biomasa.....	86
2.13.9	Microturbinas	86
2.13.10	Pilas de combustible:.....	87
2.13.11	Comparativa entre tecnologías de la GD.....	88
2.14	Motivos de la elección de la tecnología a implantar en el CDM.....	91
2.15	Análisis de ciclo de vida (ACV)	93
2.15.1	Descripción general del método del ACV.....	93
2.15.2	Definición del objetivo y alcance.....	95
2.15.2.1	Objetivo.....	95
2.15.2.2	Alcance.....	95
2.15.2.3	Tecnologías de generación.....	95
2.15.2.4	Unidades funcionales	98
2.15.2.5	Límites del sistema.....	98
2.15.2.6	Asignación de cargas.....	98
2.15.3	Análisis de inventario (ICV).	99
2.15.3.1	Microturbinas	99
2.15.3.2	Motores alternativos.....	101
2.15.4	Evaluación del impacto ambiental del ciclo de vida (EICV)	103
2.15.4.1	Selección de las categorías de impacto	103
2.15.4.2	Caracterización.....	105
2.15.5	Interpretación de los resultados obtenidos	107
2.15.5.1	Calentamiento global.....	107
2.15.5.2	Acidificación y lluvia ácida.....	107
2.15.5.3	Eutrofización acuática	107
2.15.5.4	Ocupación del terreno	107
2.15.6	Conclusión ACV	109
2.16	Microturbina a utilizar.....	110
2.16.1	Principio de funcionamiento de una microturbina	110
2.16.2	Microturbina Capstone C65 iCHP	113
2.16.2.1	Datos técnicos	115
2.16.3	Emplazamiento de la Capstone C65 iCHP.....	116
2.16.3.1	Esquema de interconexión.....	117
2.17	Periodos de mantenimiento	120
2.18	Previsión de horas de trabajo anuales.....	122
2.18.1	Previsión de horas a nivel térmico	122

2.18.2	Previsiones de horas a nivel eléctrico.....	123
2.18.3	Previsión de horas de trabajo para autoconsumo sin inyección de la red eléctrica	124
2.19	Consumos.....	125
2.19.1	Consumo eléctrico del ejercicio 2014 en el CDM.....	125
2.19.2	Consumo de gas natural del ejercicio 2014 en el CDM	128
2.20	Comparación de consumos con y sin Microturbina	131
2.21	Presupuesto, ahorro, Pay-Back y rentabilidad.....	133
2.21.1	Presupuesto.....	133
2.21.2	Ahorro	134
2.21.3	Pay-back y rentabilidad.....	135
2.22	Conclusiones	136
2.23	Agradecimientos.....	138
3	ANEXOS.....	139
3.1	Documentación de partida.....	140
3.2	Cálculos.....	141
3.2.1	Instalación solar fotovoltaica.....	141
3.2.1.1	Superficie disponible para colocación de paneles.....	141
3.2.1.2	Dimensionado de la instalación solar fotovoltaica con PV Syst	142
3.2.2	Horas de trabajo de las microturbinas	145
3.2.2.1	Horas de trabajo de las microturbinas a nivel térmico	145
3.2.2.2	Horas de trabajo de las microturbinas anuales	147
3.2.2.3	Energía térmica producida.....	147
3.2.2.4	Energía térmica pendiente por cubrir	149
3.2.2.5	Energía eléctrica producida	151
3.2.2.6	Energía eléctrica pendiente por cubrir.....	152
3.2.2.7	Consumo de gas natural de las microturbinas	154
3.3	Anexos de aplicación en el ámbito del proyecto.....	157
3.3.1	Ficha general del CDM	157
3.3.2	Ficha electricidad del CDM	158
3.3.3	Ficha gas natural del CDM.....	160
3.3.4	Reportaje fotográfico de la instalación eléctrica actual.....	161
3.3.5	Ficha técnica Capstone C65 iCHP	170
3.4	Otros documentos.....	172
3.4.1	Reportaje fotográfico visita CREVER-URV	172
4	Planos	176

1.1 Índice de figuras

Gráfico 1. Comparación de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación.	28
Gráfico 2. Potencia mini-hidráulica instalada en España (MW, según datos del 2004). Fuente: IDAE	33
Gráfico 3. Previsiones PER y evolución potencia instalada (MW, Fuente: PER 2011 – 2020)	34
Gráfico 4. Superficie instalada de captadores solares (miles de m ²). Fuente: IDEA	40
Gráfico 5. Potencia fotovoltaica instalada en España (MWp, según datos del año 2004)	44
Gráfico 6. Potencia instalada y acumulada por año en España. Fuente: IDAE	45
Gráfico 7. Potencia eléctrica con residuos sólidos urbanos (MW, según datos de 2004). Fuente: IDEA	48
Gráfico 8. Potencia eléctrica instalada según fuentes energéticas. (MW). Fuente: MITyC/IDAE	48
Gráfico 9. Potencia eléctrica con biomasa (MW, según datos del 2004). Fuente: IDEA	53
Gráfico 10. Producción anual de Windspot 7,5 kW en función de la velocidad.	85
Gráfico 11. Comparación de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación.	89
Gráfico 12. Ciclo de Brayton (ideal, negro y real, azul)	112
Gráfico 13. Evolución anual del consumo eléctrico expresado en kW.	127
Gráfico 14. Evolución anual del consumo eléctrico expresado en kWh.	127
Gráfico 15. Evolución anual del Gas Natural expresado en kWh	129
Gráfico 16. Evolución anual del consumo de Gas Natural expresado en m ³	130
Gráfico 17. Comparación de consumos con/sin m-T C65 iCHP	131
Gráfico 18. Estándares de amortización para plantas de micro-cogeneración. Fuente: Guía de Ahorro Energético y Climatización en el Hogar	137

1.2 Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Vista frontal del complejo deportivo municipal de Bonavista	12
Ilustración 2. Imagen ilustrativa de G.D	22
Ilustración 3. Motor alternativo de Guascor (Gas + diésel)	29
Ilustración 4. Emplazamiento de los equipos de generación de la Universidad de Santiago de Compostela	30
Ilustración 5. Turbina de gas de 4,6 MW. Leche Pascual	31
Ilustración 6. Turbina de gas de 3,8 MW. Papelera del Oria	31
Ilustración 7. Saltos y caudales óptimos según el tipo de turbina	33
Ilustración 8. Microturbina Hydro Regen desarrollada por Tecnoturbines	36
Ilustración 9. Mapa Eólico por comunidades autónomas	37
Ilustración 10. Tejado supermercado TESCO	38
Ilustración 11. Placas solares térmicas en edificio industrial	39
Ilustración 12. Esquemas captadores planos y de tubos de vacío	39
Ilustración 13. Esquema típico de instalación solar térmica para A.C.S. Fuente: IDAE	40
Ilustración 14. Esquema para vivienda unifamiliar. Fuente: IDAE	40
Ilustración 15. Instalación de energía solar fotovoltaica	42
Ilustración 16. Esquema básico de conexión de una instalación de una instalación fotovoltaica aislada	42
Ilustración 17. Kit solar híbrido foto-eólica de la empresa Teknosolar	43
Ilustración 18. Incineradora SIRUSA Polígono Industrial Riu Clar, (Tarragona)	47
Ilustración 19. Potencia eléctrica con biogás (MW, según datos de 2004)	49
Ilustración 20. Planta de Residuos de Melilla (REMESA)	49
Ilustración 21. Diversos tipos de biomasa	50
Ilustración 22. Clasificación de la biomasa	50
Ilustración 23. Clasificación de la biomasa húmeda	52
Ilustración 24. Microturbina Magnetek. LBEIN-TECNALIA	55
Ilustración 25. Vista general de la instalación y detalle de la microturbina	56
Ilustración 26. Vista general de la instalación en el edificio de Gas Natural en Montigalà	57
Ilustración 27. Esquema de funcionamiento pila combustible PEM	58
Ilustración 28. Pila de combustible Ballard. Fuente: Ballard	58
Ilustración 29. Situación del Complejo Deportivo Municipal de Bonavista	77
Ilustración 30. Etapas fundamentales del ACV	93

Ilustración 31. Capstone C65 iCHP	96
Ilustración 32. Balance energético Capstone C65 iCHP	96
Ilustración 33. Guascor FG 180	97
Ilustración 34. Balance energético con MACI	97
Ilustración 35. Esquema funcional de microturbina.	99
Ilustración 36. Balance de entradas/salidas en la microturbina.....	99
Ilustración 37. Balance E (Energía) / S (Emisiones) Microturbina	100
Ilustración 38. Esquema funcional motor alternativo (MACI).....	101
Ilustración 39. Balance de entradas/salidas en los MACI.	101
Ilustración 40. Balance E (Energía) / S (Emisiones) MACI.....	102
Ilustración 41. Turbina de generación convencional.....	110
Ilustración 42. Únicas partes móviles de las microturbinas. Casa: Capstone	111
Ilustración 43. Sección de una microturbina Capstone C65	111
Ilustración 44. Ciclo Regenerativo en una microturbina	112
Ilustración 45. Microturbina Capstone C65 iCHP y su igual sin intercambiador de calor.	113
Ilustración 46. Esquema funcional de una microturbina.	114
Ilustración 47. Datos técnicos de Capstone C65 iCHP.....	115
Ilustración 48. Imagen de la microturbina en modo animación.....	116
Ilustración 49. Situación actual de las calderas ROCA modelo CPM 300 en el CDM de Bonavista.	117
Ilustración 50. Kit compresor de presión de gas natural.....	118
Ilustración 51. Representación gráfica del modelo de interconexión para la producción de electricidad y A.C.S	118
Ilustración 52. Recuperador de calor del modelo Capstone C65 iCHP	119
Ilustración 53. Programa de mantenimiento de las microturbinas Capstone C65 iCHP.....	120
Ilustración 54. Separación por sombras para modelo de panel con dimensiones 1956 x 992 mm.	141
Ilustración 55. Enfriadora por absorción instalada en el banco de ensay. CREVER - URV	172
Ilustración 56. Microturbina C30 - CREVER URV	172
Ilustración 57. Vista lateral derecha de la microturbina Capstone C30. CREVER - URV	172
Ilustración 58. Interior microturbina Capstone C30 lateral izquierdo. CREVER - URV	173
Ilustración 59. Intercambiador gases de escape. CREVER - URV.	173
Ilustración 60. Caldera de recuperación para ACS integrada en el paquete original de la microturbina.	173
Ilustración 61. Sistema de inyección de gas natural. CREVER - URV.....	174
Ilustración 62. Conducción de gases de escape a la salida de la microturbina. CREVER - URV.	175
Ilustración 63. Sistema de trigeneración integrado en el CREVER - URV.....	175
Ilustración 64. Sistema de trigeneración en el banco de pruebas multifuncional CREVER-URV.....	175

1.3 Índice de tablas

Tabla 1. Tecnologías de la GD.....	25
Tabla 2. Resumen energías no renovables	26
Tabla 3. Resumen energías renovables	27
Tabla 4. Sistemas de almacenamiento.....	27
Tabla 5. Potencia prevista adicional en centrales minihidráulicas en Cataluña (2008)	35
Tabla 6. Estimación de la superficie de energía ST instalada por CTE.....	41
Tabla 7. Producción del Kit y autonomía de las baterías en la provincia de Tarragona.	44
Tabla 8. Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa.	51
Tabla 9. Evolución de la potencia eléctrica instalada para biomasa. (MW). Fuente: IDAE.....	53
Tabla 10. Comparativa general de prestaciones.	56
Tabla 11. Características pilas de combustible.....	59
Tabla 12. Reparto de emisiones en la Unión Europea.	68
Tabla 13. Comparativa de emisiones.	69
Tabla 14. Ficha técnica motor Guascor de gas natural FG 180.....	82
Tabla 15. Datos meteorológicos de Bonavista. Fuente: Meteonorm 7.1	84
Tabla 16. Previsión de horas de trabajo anuales de las Capstone C65 iCHP en el CDM	122
Tabla 17. Producción eléctrica manteniendo el mismo número de horas.....	123
Tabla 18. Previsión de horas de trabajo para el caso de estudio.....	124
Tabla 19. Consumo eléctrico del CDM durante el ejercicio de 2014.....	126
Tabla 20. Consumo de gas natural durante el ejercicio de 2014	129

Tabla 21. Consumo de gN de C65 iCHP.....	131
Tabla 22. Coste anual del consumo de gN con/sin m-T.....	132
Tabla 23. Inversión de instalación de 2 Capstone C65 iCHP.....	133
Tabla 24. Coste del consumo de gN con/sin microturbina.....	134
Tabla 25. Costes en € de la energía eléctrica y gN con/sin microturbina en el CDM.....	134



Departament d'Enginyeria Electrònica Elèctrica i Automàtica

ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL COMPLEJO DEPORTIVO MUNICIPAL DE BONAVISTA

2 MEMORIA

TITULACIÓN: Graduado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR: Sergio Alcalá León.
DIRECTOR: Francisco González Molina.

FECHA: Junio del 2015.

2.1 Objeto

El presente proyecto se redacta con el objetivo de realizar un análisis de las diferentes tecnologías disponibles en la Generación Distribuida para satisfacer la demanda del complejo deportivo municipal del barrio de Bonavista (Tarragona).

El consumo eléctrico, en la última década ha crecido de manera exponencial y continua haciéndolo, por lo que uno de los objetivos de la Directiva 2010/31/UE, es que a partir del 31 de diciembre de 2020 todos los edificios de nueva construcción sean edificios de consumo de energía casi nulo, adelantando esta obligación a 31 de diciembre de 2018 a todos los edificios ocupados por las administraciones y de titularidad pública.

Los motivos que han llevado a cabo la elección del presente tema del Trabajo de Final de Grado han sido los siguientes:

- Por un lado, considero que este tema hará que pueda expresar y exponer todos los conocimientos adquiridos durante el transcurso de la carrera académica universitaria.
- Considero además, que satisface mis pensamientos a cerca de mis objetivos profesionales. Dado que en el futuro, sería de mí agrado trabajar en el sector de generación de energía eléctrica de forma descentralizada. Y aunque la situación legislativa actual no sea la más idónea, el futuro de la generación de energía eléctrica está en la utilización de la Generación Distribuida.
- Otro punto más en esta lista es que el uso de la Generación Distribuida a lo largo de los años se pondrá en primera línea de acción, siendo esta, una parte esencial para el abastecimiento energético de las poblaciones; además de la creación de empleo que este mercado ofrecerá en su sector.

Por lo que, quiero y hago presente en este mismo proyecto un estudio sobre la implantación de la Generación Distribuida en el Complejo Deportivo Municipal de Bonavista.

2.2 Alcance

El alcance del proyecto consiste en definir las tecnologías posibles de la Generación Distribuida y la implementación de una de ellas en un caso real.

- Generación Distribuida
 - o Estudio de tecnologías para la GD.
 - o Comparación y análisis de la elección de la tecnología más conveniente a utilizar.
 - o Estudio de viabilidad.
- Caso real: Complejo deportivo municipal
 - o Estudio de consumo eléctrico.
 - o Estudio de consumo de gas natural.
 - o Sustitución de instalación existente por GD.
 - o Estudio de viabilidad de la instalación de la tecnología a usar.

2.3 Antecedentes

El Ayuntamiento de Tarragona es propietario y titular del complejo deportivo municipal situado en la calle veintiuno s/n, en el término municipal de Bonavista, en la cual se desea realizar un estudio para la viabilidad en la instalación de una micro red de generación que abastezca la totalidad o en su defecto, gran parte de su consumo eléctrico.

El estudio de viabilidad se realizará con el objetivo de cubrir la demanda eléctrica pudiendo utilizar el uso de las fuentes de energía recogidas en el presente proyecto.



Ilustración 1. Vista frontal del complejo deportivo municipal de Bonavista.

La micro red de generación irá conectada a la Caja General de Protección (C.G.P) del propio complejo con el fin de realizar el autoconsumo sustituyendo la inyección de energía por parte de la compañía comercializadora de la zona (FECSA - ENDESA) y por lo tanto trabajando de forma aislada. Evitando de esta manera el pago del *peaje de respaldo* a la comercializadora de la zona (que se debería de pagar en caso de apoyo de la red eléctrica). En nuestro caso, no será necesario el pago de este peaje, pero esta conclusión es resultado del estudio realizado en el presente proyecto que con el objetivo de continuar cumpliendo con la Directiva 2010/31/UE se decide suministrar el exceso de producción mediante una pequeña red de distribución al Complejo Educativo, compuesto por la Guardería Municipal y CEIP (Colegio de Educación Infantil y Primaria) Bonavista, situado a escasos diez metros del Complejo Deportivo Municipal.

El complejo deportivo consta de una sala de musculación (fitness) y actividades dirigidas de 256 m², de una piscina semiolímpica de 25 m de longitud y otra de iniciación de 10 m. Además cuenta con una zona de aguas (jacuzzi y sauna), jardín y de dos pistas de pádel.

Estas piscinas están protegidas por una cubierta retráctil de 883,10 m² de superficie. Por lo que el total de superficie útil de los espacios es un total de 1798,3 m².

La planta bajo cubierta consta de las siguientes instalaciones técnicas:

- Zona de climatización con una superficie de 292,53 m².
- Sala de calderas con una superficie de 26,01 m².
- Escalera de mantenimiento con una superficie de 17,59 m².
- Zona de paso con una superficie de 10,53 m².

Con los siguientes datos se realizara el estudio de viabilidad de generación distribuida en dicho centro y se determinará cual es la tecnología más idónea a utilizar.

2.4 Normas y referencias

2.4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas

- Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.
- R.D 436/2004, de 12 de marzo por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- R.D 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- R.D 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- R.D 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.
- R.D 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- R.D 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- R.D 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- R.D 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico.
- R.D-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- R.D-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- R.D-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 310, 27.12.2013) deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- R.D 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones técnicas complementarias.
- Ley 38/1999 de Ordenación de la Edificación.
- C.T.E (Código Técnico de la Edificación).

Conjunto de normas ISO – ACV

- UNE-EN-ISO 14040 Gestión ambiental. Análisis de ciclo de vida. Principios y marco de referencia. (ISO 14040:2006).
- UNE-EN-ISO 14044 Gestión ambiental. Análisis de ciclo de vida. Requisitos y directrices. (ISO 14044:2006)

2.4.2 Bibliografía

Guía Básica de la Generación Distribuida – Depósito Legal M-23400-2007 – Diseño e Impresión: Gráficas Elisa, S.A. Desarrollado por fenercorm (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid)

Guía Básica de Microgeneración. Fenercom.- Depósito Legal: M.4200-2012 - Impresión gráfica: Gráficas Arias Montoro, S.A. Desarrollado por fenercorm (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid)

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión VV.AA, S.A. MARCOMBO, 2008 ISBN 9788426714428

Revista: Infopower: Actualidad y tecnología de producción y uso eficiente de la energía, ISSN 1138-5073, Nº 55, 2003, págs. 23-27

PhD Thesis - Sistemas avanzados de microtrigeneración con microturbinas de gas y enfriadoras por absorción con disipación por aire. - Marta Moya Arévalo - ISBN: Depósito Legal: T-1260-2011.

PhD Thesis - Modelización y análisis energético de configuraciones de trigeneración en edificios. - Miguel Angel Marimón Sarmiento - Depósito Legal: T. 1363-2011.

2.4.3 Programas de cálculos

No es de aplicación en el presente proyecto.

2.4.4 Plan de gestión de calidad aplicada durante la redacción del proyecto

El siguiente proyecto se ha llevado a cabo según la normativa UNE 157001. Esta norma tiene como objetivo satisfacer las condiciones generales que permiten precisar las características de los proyectos por tal de que sean conformes al fin que están destinados.

Esta es una norma general. Por lo tanto, dentro de la misma están constituidos unos criterios generales en función del proyecto a elaborar.

- UNE 157601 Criterios generales para la elaboración de proyectos de actividades.
- UNE 157701 Criterios generales para la elaboración de proyectos destinados a la construcción o materialización de instalaciones eléctricas de baja tensión.

Una vez finalizado la realización del presente proyecto se han revisado todos los datos ofrecidos y recogidos que aparecen en este documento. Se ha llevado a cabo una autocorrección con la finalidad de garantizar que todo el proyecto sea coherente en todas sus partes. Por tal de evitar errores o mal entendidos en la realización del mismo.

Además, se ha realizado una serie de inspecciones visuales para la corrección de cualquier error de tipo ortográfico, de diseño del documento, de definiciones de cada uno de los elementos citados y de las medidas que aparecen en este documento.

2.4.5 Otras referencias

2.4.5.1 Webgrafía

1. <http://www.rawlemon.com/products/beta-ray-1-80> - Modelo revolucionario de placa solar fotovoltaica.
 2. <http://www.idae.es> – Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.
 3. <http://normativa.cnmc.es/normativa.asp> - Comisión nacional de los mercados y la competencia.
 4. http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA004_11.pdf - Documento sobre el consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2010.
 5. <http://www.aeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/generacion-eolica/> - Asociación Empresarial Eólica – Datos sobre la cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2013.
 6. http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2010/04/12/192337.php?page=2 – Investigación de aerogeneradores de eje vertical.
 7. ¹<http://www.energias-renovables.com/articulo/liam-f1-el-miniaerogenerador-domestico-mas-20140527>
 8. ²<http://www.prevencionintegral.com/actualidad/noticias/2014/06/05/molino-viento-revolucionario-para-uso-domestico>
- ¹ y ² Artículos de Liam F1, mini aerogenerador revolucionario doméstico más silencioso.
9. <http://tecnoturbinas.com/> - Micro turbinas hidráulicas para incrustarlas en la red de distribución de aguas.
 10. <http://www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem.detalle> - Plan de energías renovables 2011 – 2020.

11. <http://www.energetica21.com/noticia/pasado-presente-y-futuro-de-la-eficiencia-energetica> - Artículo: *Pasado, presente y futuro de la eficiencia energética*.
12. <http://www.sunpowercorp.es> – Paneles solares fotovoltaicos.
13. <http://www.sfe-solar.com/paneles-solares-fotovoltaicos/ranking-comparativo-paneles/> - Comparativa de paneles solares fotovoltaicos.
14. <http://www.atersa.com/> Distribuidor español de paneles solares fotovoltaicos.
15. http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/java/pro_rad_5.htm - Cálculo de la radiación media mensual sobre superficie arbitrariamente orientadas e inclinadas.
16. <http://www.windspot.es/images/stories/fichas/FICHA7.5.pdf> - Mini aerogenerador Windspot 7,5 kW
17. <http://www.sfe-solar.com/proyectos-suministros-autoconsumo-fotovoltaico/kit-autoconsumo-solar-fotovoltaico-modelo-swa5-10-5kw/> - Kit autoconsumo solar fotovoltaico.
18. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe> – Estimación del sistema solar fotovoltaicos según localización.
19. <http://www.sfe-solar.com/descargas-fichas-tecnicas-documentacion-fotovoltaica/#fichas-tecnicas-ecosafe> – Fichas técnicas de módulos, reguladores, inversores y baterías para instalación solar fotovoltaica.
20. <https://www.usc.es/estaticos/calidade/mrs200809/es/compromiso-con-el-desarrollo-sostenible/2-planificacion-gestion-y-evaluacion-ambiental/22-gestion-energetica.html> - Gestión energética y fomento de la cogeneración.
21. <http://www.epifppiramide.com/doc/pon2.pdf> - Microcogeneración con biomasa y microturbinas de gas.
22. http://www.directindustry.es/prod/dresser-rand-guascor-engines-gensets-23116.html#product-item_434654 – Motores alternativos casa Guascor de utilización en la USC.
23. <http://www.acogen.org/post/6.dresser-rand.pdf> - Presentación de productos y servicios ofrecidos por Dresser-rand con motores alternativos.
24. <http://www.capstoneturbine.com/> - Capstone Turbine Corporation – Principal productor de microturbinas en el mundo.
25. <http://www.micropowereurope.com/> - Distribuidor oficial de Capstone en España, localización: Barcelona.
26. http://www.capstoneturbine.com/docs/datasheets/C65%20&%20C65-ICHP%20NatGas_331035F_lowres.pdf - Capstone C65 ICHP NatGas CARB_331037F_lowres (Catálogo Comercial)
27. [http://www09.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/a142c4e41275d4b0c1256ddd00346d46/\\$file/22-30%20M624%20-%20SPA.pdf](http://www09.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/a142c4e41275d4b0c1256ddd00346d46/$file/22-30%20M624%20-%20SPA.pdf) – Microtrubinas: hacia la generación distribuida de energía y calor.
28. <http://upcommons.upc.edu/e-rints/bitstream/2117/9467/1/04UPC%20complert%20bilbao%20GEDIS%20REV040809.pdf> – Generación distribuida mediante microturbinas: Una tecnología eficiente demostrada.

29. <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/A%20Coru%C3%B1a%2020101026/5.%20Manel%20Blasco.pdf> – Cogeneración con microturbinas Capstone. Experiencia internacional.
30. http://www.pfienergy.com.ar/archivos/intro_esp.pdf - Generación distribuida con microturbinas Capstone.
31. http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/5502/1/Analisis%20de%20Ciclo%20de%20Vida_PFC.pdf - ACV en la aplicación de energías renovables en el ciclo urbano del agua. (PFC)
32. http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/5502/3/Anexo%20B_pfc.pdf - Resultados de la evaluación de impacto ambiental del ciclo de vida para los escenarios A, B1, B2, B3 Y B4 (anexo del PFC anterior)
33. <http://www.cecuc.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/guia/ahorro.htm> - Guía Básica de Climatización y Ahorro Energético en el Hogar.

Toda la webgrafía aquí citada ha sido consultada en el periodo de redacción del proyecto. Comprendido dicho periodo entre: Noviembre de 2014 hasta Mayo del 2015.

2.4.5.2 Programas utilizados

1. AutoCAD 2014 – Versión Estudiante
 - a. Planos.
2. PV Syst 6.3.5
 - a. Simulador de generación eléctrica a partir de sistema solar fotovoltaico.
3. Meteonorm 7
 - a. Base de datos meteorológicos proporcionados al programa PV Syst 6.3.5
4. Microsoft Office Word/Excel - Versión 2013 Professional
 - a. Word: Programa utilizado para la redacción del presente proyecto.
 - b. Excel: Programa utilizado para la creación de tablas y graficas presentes en este proyecto.

2.5 Definiciones y abreviaturas

Cogeneración: procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria). Si además se produce frío (hielo, agua fría, aire frío, por ejemplo) se llama trigeneración.

Efecto flicker o flicker: Es una fluctuación de tensión, que ocasiona uno de los mayores problemas de regulación de tensión en la industria eléctrica que se refleja en costes y por ende precios. Es la percepción de la variación de una lámpara, ocasionada por las fluctuaciones de tensión en la red. Estas variaciones tienen una duración entre varios milisegundos y una o dos décadas de segundos. Su amplitud de variación no supera $\pm 10\%$ del V_n .

Armónicos: Se trata de frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo del sistema y cuya amplitud va decreciendo conforme aumenta el múltiplo. Según la Comisión Electrotécnica Internacional se define como un componente de orden superior a 1 de la serie de Fourier de una cantidad periódica. Algunos de los problemas que producen: Sobrecargas del neutro, sobrecalentamiento de los transformadores, disparos de diferencias, ruido y posibles daños en circuitos electrónicos.

R.E.B.T: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

I.G.A: Interruptor General Automático.

I.C.P: Interruptor de Control de Potencia.

I.DIF: Interruptor Diferencial.

C.G.P.: Caja General de Protección.

R.D: Real Decreto.

B.O.E: Boletín Oficial del Estado.

Norma UNE: Una Norma Española.

Norma ISO: International Standard Organization.

GD: Generación Distribuida.

A.C.S: Agua Caliente Sanitaria.

W: Vatio.

Ktep: Kilo toneladas equivalentes de petróleo.

gN: Gas Natural.

m-T: Microturbina.

C65 iCHP: Modelo de microturbina; fabricante: Capstone; modelo: C65 iCHP.

kWh_e: Kilo vatio hora eléctrico.

kWh_t: Kilo vatio hora térmico.

CDM: Complejo Deportivo Municipal.

PER: Plan de Energías Renovables.

ACV: Análisis de Ciclo de Vida.

2.6 Introducción

2.6.1 Prólogo

Antes de entrar en materia haremos un retroceso al pasado, feedback, para ver la evolución de los hoy conocidos como sistemas eléctricos de potencia. Desde los años veinte, donde comenzó el gran ascenso por lo que respecta a la electricidad, hasta la década de los setenta hubo un crecimiento muy significativo referente a la potencia instalada y a la potencia media. Después, en los años setenta, con la crisis del petróleo surgió un pequeño declive de la demanda eléctrica, pero a partir de los noventa volvimos a ver esos grandes picos, ese punto álgido de la demanda de potencia eléctrica en todas las áreas metropolitanas de España. A partir de ahí, el consumo cada día es mayor y aumenta de forma exponencial. Todo esto es un pequeño prólogo para entender que problemas nos surgen en la actualidad y que posibilidades tenemos para afrontarlos.

Hoy en día la generación a gran escala se produce lejos de los consumidores; transportar esta electricidad y llegar a todos los puntos de consumo cada día es más difícil, es un reto nuevo y que supone unos grandes costes (transporte, pérdidas producidas en el tendido eléctrico,...). Desde hace unos años, escuchamos hablar de la generación distribuida (GD), Smart Grids, etc. Bien, pues veremos de que se trata la generación distribuida.

La Generación Distribuida, consiste en toda tecnología capaz de generar a pequeña escala, que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

La tecnología asociada a la GD podrían ser motores, mini- y micro turbinas, pilas de combustible y energías fotovoltaicas.

Se trata de aprovechar las nuevas tecnologías y acercar la producción de energía al consumidor. A tal punto que el mismo consumidor pueda llegar a ser poseedor de su propio centro de generación e inyectar electricidad a la red de baja tensión incluso de media.

En realidad, la GD no posee una única definición y con un tipo específico de tecnología a usar, sino que se emplean varias tecnologías y existe una cierta discrepancia a la hora de establecer el límite de potencia generada. En España, el anteriormente conocido como Régimen Especial, contemplaba un límite máximo de potencia de 50 MW, para ser considerada como GD. En la actualidad, se sustituye el régimen especial por el Régimen Retributivo, con el que se regula la generación especial, mientras que en el Reino Unido se amplía el rango hasta los 100 MW. Hemos de saber que existen diferentes maneras de hacer una generación distribuida. No solo consiste en generar sino también en los sistemas de almacenamiento, en la optimización de la energía ya producida, con el fin de prestar un mejor servicio por lo que respecta a la calidad (señales sin armónicos, poco ruido).

Primero de todo, hemos de entender el porqué de la generación distribuida.

Dado el espectacular crecimiento en la demanda energética, y las restricciones que los Estados imponen por lo que respecta en materia medioambiental a la construcción de nuevas centrales de producción, nos vemos obligados a aprovechar las energías alternativas.

Con esto conseguimos abrir un nuevo mercado, el de la GD. Esto conllevará un nuevo modelo de negocio impulsado por las siguientes razones o factores que la facilitan:

-
- Restructuración del sector energético, que elimina el centralismo y establece la libre competencia de la generación.
 - Saturación del actual sistema de potencia ante las nuevas demandas emergentes y crecientes (como podría ser el vehículo eléctrico). Junto con problemas de ubicación de las grandes centrales y ampliación de la infraestructura actual de nuestro sistema de potencia.
 - Reducción de las pérdidas en la red y del coste asociado a las infraestructuras que la soportan.
 - Avances tecnológicos en el desarrollo de las fuentes alternativas de generación y reducción de costes.
 - Conservación de las fuentes de energía básicas: petróleo, uranio, carbón y gas natural.
 - Autonomía energética.
 - Reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero (Protocolo de Kyoto) y potenciación de la utilización de fuentes de energías renovables.
 - Conseguir la continuidad en el servicio de suministro.
 - Favorecer el desarrollo de regiones aisladas y la inversión privada.

Se pretende con esto dejar claro por qué la GD es cada vez más necesaria pero cabe destacar que a pesar de que se ha presentado un panorama muy esperanzador para el desarrollo de la GD, existen unas ciertas controversias o contrapuntos que son las barreras.

Algunas de ellas serían las barreras técnicas, que incluyen las relacionadas con el nivel de desarrollo de las tecnologías y con la interconexión de los sistemas de generación, además de la falta de madurez de algunas tecnologías, esto supone una barrera a su implementación.

Por lo que respecta a las barreras de interconexión incluyen las exigencias de las compañías distribuidoras dirigidas a la compatibilidad con la explotación de la red. Además las redes actuales de distribución no están preparadas técnicamente para conectar GD, pues fueron diseñadas para conectar cargas, y no generadores. Es necesario por tanto, adoptar normativas técnicas de interconexión y acelerar el desarrollo de los sistemas y tecnologías de control en la GD.

Las barreras económicas. La falta de madurez de algunas tecnologías y la poca difusión provoca que los costes de la inversión inicial, así como su mantenimiento posterior aumenten por lo tanto, plazos de amortización muy altos. Todo esto se traduce en un mayor riesgo para el inversor.

Y por último, y no menos importantes, las barreras regulatorias que incluyen los problemas existenciales a la hora de obtener licencias de instalación, que involucran en muchos casos a autoridades locales, regionales y nacionales, haciendo el proceso largo y tedioso. Además del marco regulatorio de la GD en España, con el último borrador sobre Autoconsumo que no deja un panorama esperanzador para su desarrollo si se pretende vender la energía producida con GD o si se pretende consumir in-situ.

A continuación, se muestran las diferentes definiciones de diferentes autores sobre la GD y los tipos de tecnologías empleadas en la GD, los sistemas de almacenamiento y por último los sistemas de interconexión a la red aunque estos últimos se expondrán brevemente dado que no será competencia del presente estudio

2.7 ¿Qué es la generación distribuida?

2.7.1 Definiciones formales

El Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE) define la Generación Distribuida como todos los generadores con una capacidad máxima entre 50 MW a 100 MW, conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada. Es decir, que la Generación Distribuida no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte. Por tanto, no considera Generación Distribuida a los generadores instalados por las compañías eléctricas que son despachados por el operador de la red eléctrica de transporte.

El DPCA (*Distribution Power Coalition of América*) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

U.S.A. Department of Energy (DOE): Se define la GD como cualquier tecnología de generación eléctrica a pequeña escala, modular y conectada a la red, que se sitúe en el punto de consumo, pudiendo en ocasiones proveer además de energía térmica a las instalaciones donde esté instalada.

The California Energy Commission: Se considerará GD a aquellas tecnologías de generación de potencia eléctrica a pequeña escala (típicamente entre 3 y 10000 kW) situados cerca de los puntos de consumo (por ejemplo en una casa, en un negocio, etc.) para proporcionar una alternativa o una mejora al sistema eléctrico tradicional.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency), en 2002, la define como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores, o bien en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución, en baja tensión. Asimismo se asocia a tecnologías como motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.

Ackermann, T.; Andersson, G.; Söder, L. "Distributed Generation: a definition". Electric Power Systems Research, 2001. : La definición de Generación Distribuida más consensuada es la de Ackermann y colaboradores. Estos autores proponen una definición de Generación Distribuida según su propósito, ubicación, potencia, tecnología, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la Generación Distribuida.

Con lo que se entiende que: *"Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores"*.

La distinción entre red de distribución y red de transporte la dejan supeditada a lo establecido legalmente en cada país.

Se trata pues, de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Asimismo, existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la GD: El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el régimen especial contempla

un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

Considerando diversos rangos de potencia se habla de microgeneración para instalaciones de potencia inferior a 5 KW-, minigeneración -entre 5 kW y 5 MW- y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia esté entre 5 y 50 MW y 50 - 100 MW respectivamente.

2.7.2 Definición asumida para el presente proyecto

El Estado Español determina en su último Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (Régimen Retributivo Especifico), sustituyendo al anteriormente conocido como Régimen Especial de Generación Eléctrica, el régimen retributivo específico a las *“instalaciones que fomenten la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, que podrá ser percibido por las instalaciones adicionalmente a la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación.”*

Con lo que deja de lado el término de potencia (normalmente considerada en unos 50 MW con máximo) y pone hincapié en el problema del déficit tarifario que presenta el Estado Español.

Además de la necesidad de proporcionar el capital no sufragado mediante primas, a cualquiera de estas instalaciones inscritas ha dicho Régimen, de amortización de sus instalaciones.

“Este régimen retributivo será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable”.

Por lo tanto, asimilaremos en dicho proyecto que la generación distribuida, GD, está regulada o definida por el marco legislativo actual, conocido como Régimen Retributivo Especifico. Recogido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.



Ilustración 2. Imagen ilustrativa de G.D

2.7.3 Tecnologías de GD

2.7.3.1 *Maduras*

Motor alternativo: motores térmicos de combustión interna en los que los gases producto del proceso de combustión producen un movimiento de rotación traducido gracias a un alternador en electricidad.

Turbina de gas: máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante. Tamaños de turbinas entre 0,2 – 500 MW.

Mini-hidráulica: aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada o procedente de un río, para producir energía eléctrica mediante la rotación de una turbina (Pelton, Kaplan, Bulbo, Francis,...)

Eólica: aprovechamiento de la energía eólica donde gracias a la rotación de un aerogenerador se produce energía eléctrica. En España la potencia instalada es de alrededor de 25.000 MW.

Solar térmica: conversión de la radiación solar en calor transferido a un fluido (agua), aprovechándose su energía en su forma térmica. Existen dos tipos: las de altas temperaturas y las de baja. Consideramos como GD, las de baja dado que generan menos de 10 MW pero desde un punto de vista únicamente térmico.

Fotovoltaica: aprovechamiento de la energía solar para producir energía eléctrica. Las denominadas células fotovoltaicas a la radiación del sol, provocan un desplazamiento de cargas en su interior y originan la generación de energía eléctrica de CC que mediante electrónica de potencia se transforma en CA.

Residuos: aprovechamiento del calor producido al quemar los residuos sólidos con el fin de calentar agua y aprovechar el movimiento de una turbina para generar energía eléctrica.

2.7.3.2 *Semi-maduras*

Biomasa: Mediante la utilización de calor producido en la combustión de diversos tipos de materias de biomasa se calentará agua con el fin de aprovechar el movimiento de una turbina de vapor para generar energía eléctrica además de agua caliente.

Microturbina: Las microturbinas de gas son turbinas de combustión de tamaño pequeño, con potencias que actualmente se sitúan entre 28 y 200 kW. Están dotadas de generadores de alta velocidad de imán permanente que pueden girar a la misma velocidad que la turbina de gas, con lo que pueden acoplarse directamente sin necesidad de disponer de un sistema de caja de cambios. Además los gases de escape producidos en la combustión del combustible utilizado son utilizados para la generación de A.C.S (Agua Caliente Sanitaria) mediante un intercambiador de aire/agua.

Pilas de combustible: Dispositivo electroquímico que transforma de forma directa la energía química en eléctrica. Utilizando un combustible, generalmente hidrógeno y de un comburente, como el oxígeno, para producir agua, electricidad en CC y calor.

De estas tres tecnologías, el grado de madurez más alto lo ofrece las microturbinas. Su desarrollo se ha visto incrementado en la última década y ciertamente se podría considerar casi como una tecnología en un estado de madurez óptimo e incluyéndolas en la categoría de maduras.

2.7.3.3 Emergentes

Marina: La energía marina comprende el aprovechamiento de la energía cinética de las olas –producida por la acción del viento–, la energía cinética de las corrientes y el desnivel de las mareas –debidas a efectos gravitatorios– y la energía térmica debida al gradiente de temperatura existente a diferentes profundidades como consecuencia de la irradiación solar. Esta tecnología aún presenta un bajo grado de desarrollo por lo que su estado de maduración no es el más óptimo posible. Los tipos de aprovechamiento energético de la energía del mar son: la energía de las mareas (mareomotriz), energía de las corrientes marinas, energía de las olas (undimotriz) o energía térmica oceánica (maremotérmica).

Geotérmica: Consiste en el aprovechamiento del calor acumulado en rocas o aguas que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra. La energía térmica de un yacimiento es extraída haciendo circular agua o vapor a su través, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie. Sólo es aprovechable en lugares muy concretos del planeta. Dependiendo del nivel térmico del fluid, hay tres formas de aprovechamiento. Los procesos de alta, media o baja temperatura (entre 150 y 400 °C, entre 70 y 150 °C o entre 20 y 30 °C respectivamente).

2.7.4 Sistemas de almacenamiento

2.7.4.1 Maduras

Bombeo: Almacenamiento de energía en forma de energía potencial, utilizando para ello dos depósitos de agua a diferente altura. Durante los periodos de baja demanda de electricidad, el agua es elevada del depósito inferior al superior, mientras que durante las horas pico su funcionamiento es como el de una central hidroeléctrica convencional, dejando caer el agua y generando electricidad.

Batería: Sistema clásico de almacenamiento de energía eléctrica en forma de corriente continua, basado en reacciones de oxidación-reducción que tiene lugar en los electrodos separados por un electrolito.

2.7.4.2 Semi-maduras

Térmico: Consiste en almacenar energía térmica (calor), para luego ser utilizada cuando sea necesaria, es decir, en las horas de demanda. Estos sistemas suelen ser utilizados para balancear la demanda energética durante el día y la noche. Los depósitos de calor de sales fundidas almacenan la energía térmica a temperaturas entre 300 - 600 °C que será utilizada para alimentar turbinas, generalmente de vapor o de aire caliente para la producción de electricidad. Esta tecnología es comúnmente conocida por CSP o (Energía solar por concentración).

Volante: También conocido como volantes de inercia o flywheel, que permiten el almacenamiento de energía en forma de energía cinética de rotación mediante el giro permanente de una masa (volante), aumentando la energía almacenada a medida que aumenta la velocidad de giro del volante. Para generar electricidad, los volantes giratorios se conectan a un motor-generador.

Aire a presión (CAES – Compressed Air Energy Storage): El aire a alta presión es almacenado en depósitos bajo tierra naturales o artificiales (minas abandonadas, cavidades rellenas con soluciones minerales, acuíferos, etc.) durante las horas de baja demanda. Posteriormente, en las horas pico, el aire almacenado se expande, moviendo un turbogenerador.

2.7.4.3 Emergentes

Hidrógeno: Transformación de la energía eléctrica en hidrógeno mediante un electrolizador, que es un dispositivo en el que el paso de la corriente eléctrica disocia agua en sus dos componentes: oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂) según una reacción química. El H₂ obtenido se comprime para hacer más fácil su almacenamiento mientras que el O₂ se libera a la atmósfera debido a que no tiene contenido energético. El H₂ será utilizado como carburante en un grupo de generación eléctrica cuyo motor es similar a los de gas natural, pero adaptado para hidrógeno.

SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage): Permite almacenar energía bajo la forma de un campo magnético creado por la circulación de una corriente continua en un anillo superconductor que está refrigerado a una temperatura por debajo de la temperatura crítica de superconductividad. Una vez la bobina superconductora se carga, la corriente ya no disminuye y la energía magnética puede almacenarse indefinidamente. Cuando se dese podrá ser entregada a la red, descargando el anillo mediante un conmutador de estado sólido del sistema de electrónica de potencia.

Ultracapacidades: Dispositivos electroquímicos capaces de sustentar una densidad de energía inusualmente alta en comparación con los condensadores normales, presentado una capacidad mil veces mayor que los condensadores electrolíticos de alta capacidad.

2.7.5 Sistemas de interconexión

El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos (software/hardware) que permiten realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica y con las cargas locales. Estos equipos proporcionan protección, monitorización, control, medida y despacho de la unidad de GD.

2.8 Tecnologías más comunes para la GD

En el siguiente apartado se mostraran las tecnologías de generación distribuida más incipientes en la actualidad. Se muestran teniendo en cuenta su madurez y su grado de penetración en el mercado.

TECNOLOGÍAS DE GD	Maduras	Motor alternativo Turbina de gas Minihidráulica Eólica Solar térmica Fotovoltaica Residuos
	Semi-maduras	Térmico Volante Aire a presión
	Emergentes	Hidrógeno SMES Ultracapacidades

Tabla 1. Tecnologías de la GD

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico ¹ (%)	Coste inversión ² (€/MW)	Disponibilidad comercial
Motor alternativo	Gas natural, Diésel, Biogás, Propano.	0,08 - 20	24 – 42 % (gas natural) 30 – 50 % (diésel) 80 – 85 % (cogeneración)	600 - 1100	Actual
Turbina de gas	Gas natural, Biogás, Propano.	0,25 - 500	25 – 60 % 70 – 90 % (cogeneración)	700 – 1650	Actual
Microturbina	Gas natural, hidrógeno Diésel, Biogás, Propano.	0,025 – 0,4	25 – 30 % Hasta 85 % (cogeneración)	1100 – 2400	Actual
Pila de combustible	Gas natural, Hidrógeno, Metano, Propano.	1 kW – 11 MW	35 – 65 % Hasta 85% (cogeneración)	3000 - 4400	Disponibles en la actualidad (PAFC, MCFC, PEMFC, SOFC)

Tabla 2. Resumen energías no renovables

¹ Se considera como rendimiento eléctrico la relación entre energía eléctrica que se genera y la energía primaria aportada.

² Datos del 2014 – 2015 (1€ = 1,144115 \$).

Algunas de dichas tecnologías se utilizan principalmente para la generación a gran escala, aunque se dan casos en las que su aprovechamiento a pequeña escala puede ser una solución viable. En función de la energía primaria que utilicen, estas tecnologías se clasifican en dos grandes categorías: GD no renovable y GD renovable.

Las tecnologías que utiliza energía primaria no renovable como combustibles fósiles son: motores alternativos, turbinas de gas, pilas de combustible y microturbinas.

Por otro lado las que utilizan energías renovables son: Minihidráulica, eólica, solar térmica, fotovoltaica, biomasa.

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico ¹ (%)	Coste inversión ² (€/MW)	Disponibilidad comercial
Minihidráulica	Agua	0,01 - 10	80 – 90 %	1200 - 1800	Actual
Eólica	Viento	0,005 - 5	43 %	1100 – 2150	Actual
Solar térmica	Sol	0,0002 – 200	13 – 21 %	4200 - 9600	Actual
Fotovoltaica	Sol	< 0,001 – 0,1	14 %	6000 - 8400	Actual
Biomasa	Biomasa	5 - 50	18 – 32 %	1800 – 3000	Actual

Tabla 3. Resumen energías renovables

¹ Se considera como rendimiento eléctrico la relación entre energía eléctrica que se genera y la energía primaria aportada. Esta magnitud tiene más relevancia a la hora de comparar tecnologías de generación en las que la energía primaria aportada no sea renovable.

² Datos del 2014 – 2015 (1€ = 1,144115 \$).

Además de tecnologías de producción de energía eléctrica, la GD también abarca lo que se conoce como sistemas de almacenamiento. Se muestran en la siguiente tabla.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	Maduras	Bombeo Batería
	Semi-maduras	Térmico Volante Aire a presión
	Emergentes	Hidrógeno SMES Ultracapacidades

Tabla 4. Sistemas de almacenamiento

Cabe destacar que la GD además de las tecnologías de producción de energía eléctrica y de los sistemas para almacenarla también guarda relación con los sistemas de interconexión.

En este proyecto se pretenderá realizar la generación distribuida desde el punto de vista tecnológico, con el que se llevará a cabo un estudio de viabilidad sobre la implantación de alguna de esta tecnología en el complejo deportivo municipal del barrio de Bonavista.

La siguiente figura compara los costes mínimos de inversión y los rendimientos eléctricos medios de las tecnologías de GD más desarrolladas y de los ciclos combinados de

gas y las centrales nucleares, que no entran en la categoría de GD, pero permiten comparar la GD con la generación centralizada.

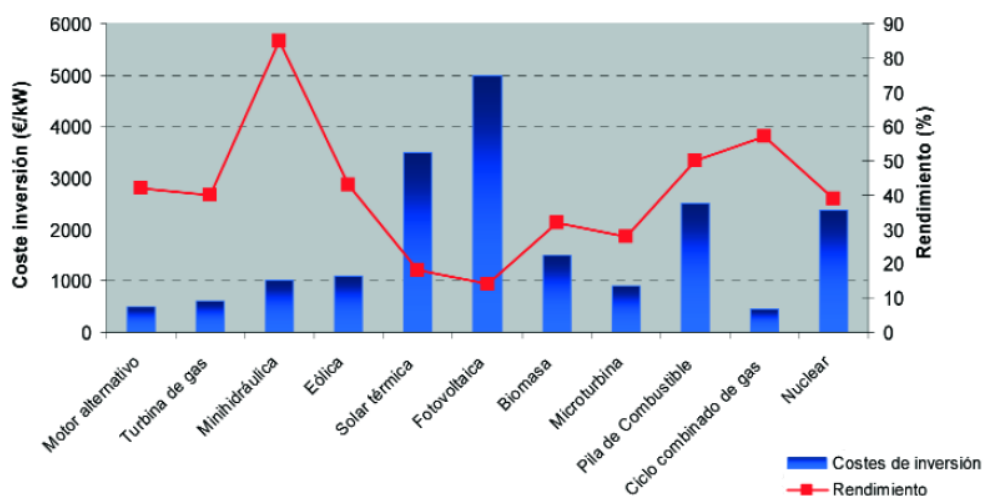


Gráfico 1. Comparación de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación.

A continuación, estudiaremos más a fondo con todo lujo de detalles las tecnologías nombradas anteriormente con el fin de conocerlas todas ellas y elegir cuál de ellas puede ser la más idónea para el presente proyecto.

2.8.1 Motor alternativo

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.



Ilustración 3. Motor alternativo de Guascor (Gas + diésel)

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.

Estos motores se pueden clasificar en función de diferentes aspectos. En función del encendido, se distinguen el Motor Otto, o de encendido provocado, en el que la combustión se inicia mediante una chispa y el Motor Diésel, o de encendido por compresión, de rendimiento superior por aprovechar mejor el combustible.

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal) tiempos.

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante podrá ser un líquido, normalmente agua, evacuando el calor en un radiador; o el aire, utilizando un ventilador, que será de aplicación sobre todo en motores de pequeña potencia.

El 75 % de las plantas de cogeneración existentes en España (según datos de 2004) utilizan motores alternativos, de los cuales, la gran mayoría (70 %), son de gas natural y el 28 % diésel. En muy pocas ocasiones se utilizan combinaciones: motor diésel-motor de gas natural, motor de gas-turbina de vapor, motor diésel-turbina de vapor.

Existen, numerosos ejemplos de instalaciones de este tipo. En la Universidad de Santiago de Compostela, se ha puesto en funcionamiento un "anillo de cogeneración" de 3,1 MW formado por 10 módulos de cogeneración por gas natural (equipos motor-alternador) que abastecen de energía térmica y eléctrica a tres Facultades y otras dependencias de la universidad. Emplea para ello motores de gas Guascor de 310 kW y un sistema de recuperación de calor.



Ilustración 4 . **Emplazamiento de los equipos de generación de la Universidad de Santiago de Compostela**

Por otro lado, el Hospital Central de Defensa de Madrid dispone de una instalación de cogeneración con motor de gas, de 6 MW de potencia, que suministra energía eléctrica y térmica a las instalaciones del hospital, que cuenta con más de 2.000 camas hospitalarias.

La planta permite disminuir los costes energéticos del hospital y aumentar la fiabilidad y garantía del suministro, al tiempo que éste se beneficia de las ventajas medioambientales que aporta el uso del gas natural como combustible. Incluye también un grupo frigorífico de absorción de 2.200 kW de potencia que complementa las necesidades de frío del hospital con un coste eléctrico prácticamente nulo.

2.8.2 Turbina de gas

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: ciclo simple (que es una turbina produciendo sólo electricidad), cogeneración (en la que se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica).

El tamaño de las turbinas varía entre 0,25-500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 %, en ciclo simple; entre el 40-60 %, en ciclo combinado; y entre el 70-90 %, en cogeneración.

La configuración de ciclo simple es la más común en instalaciones de menos de 40 MW. Por otro lado, la cogeneración es una aplicación muy apropiada para consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW y se utiliza frecuentemente en sistemas de "district heating" o "calefacción colectiva" que son redes de distribución de calor.

En 2004, más del 17 % de las plantas de cogeneración en España eran de turbina de gas.

Se pueden encontrar ejemplos de utilización de turbina de gas a pequeña escala en Galicia y el País Vasco. En la factoría de Leche Pascual de Otero de Rey (Lugo) se encuentra en funcionamiento una planta de cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación de gases de 4,6 MW y en la fábrica de Papelera del Oria en Zizurkil (Guipúzcoa) disponen de una planta de cogeneración en ciclo combinado de contrapresión de 9,25 MW. Esta última está compuesta por dos turbinas de gas, dos generadores de vapor con post-combustión y una turbina de vapor, abasteciendo con gran eficiencia tanto la demanda térmica como la demanda eléctrica de la fábrica.

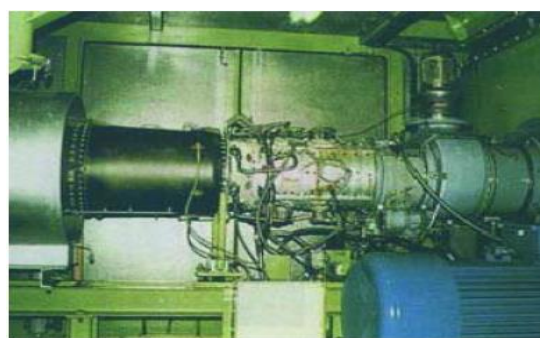


Ilustración 5. Turbina de gas de 4,6 MW. Leche Pascual Ilustración 6. Turbina de gas de 3,8 MW. Papelera del Oria.

2.8.3 Mini-hidráulica

El fundamento básico de este tipo de generación consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente de un río, para producir energía eléctrica. La energía potencial del agua se transforma en energía cinética en su camino descendiente por las tuberías forzadas. A continuación, se transforma la energía cinética en energía de presión, energía mecánica y, finalmente, en energía eléctrica.

Dentro de este tipo de generación, únicamente se consideran como GD las llamadas centrales mini-hidráulicas, es decir, aquéllas cuya potencia máxima instalada no supera los 10 MW, definiéndose la potencia de la instalación como el producto del caudal por el salto. Los caudales pueden variar desde 0,4 hasta 200 m³/s y los saltos desde 3 hasta 250 m, empleándose, en cada caso, la turbina más apropiada. Asimismo, entre la toma de agua y el punto en el que se restituye de nuevo al cauce no suele haber más de un kilómetro.

Las centrales mini-hidráulicas para generación eléctrica pueden ser de dos tipos:

a) **Central de agua fluyente o en derivación:** son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de un azud y de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo. En este tipo de centrales, el caudal del agua varía durante el año, en función del régimen hidrológico del curso de agua.

b) **Central de embalse o de regulación:** en este caso, se construye una presa en el cauce del río formándose un embalse en el que se almacena agua. Puede estar situada a pie de presa o más alejada para mejorar el salto (mixta).

Los elementos básicos de una central mini-hidráulica no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia. El elemento diferenciador de una central hidráulica lo constituye la turbina, que puede ser de acción (Pelton), en las que la energía de presión del agua se transforma íntegramente en energía cinética en la parte fija (inyector), o de reacción (Francis, Kaplan), en las que la transformación en energía cinética se produce tanto en la parte fija (caracol, distribuidor) como en la móvil (rodete).

La Ilustración 7 muestra el rango de saltos y caudales para el óptimo aprovechamiento energético de cada tipo de turbina. La turbina Pelton se emplea generalmente en centrales con grandes saltos; la Francis, en centrales con saltos comprendidos entre 30 y 1000 metros; y la Kaplan, con saltos pequeños (por debajo de 70 metros) y grandes caudales.

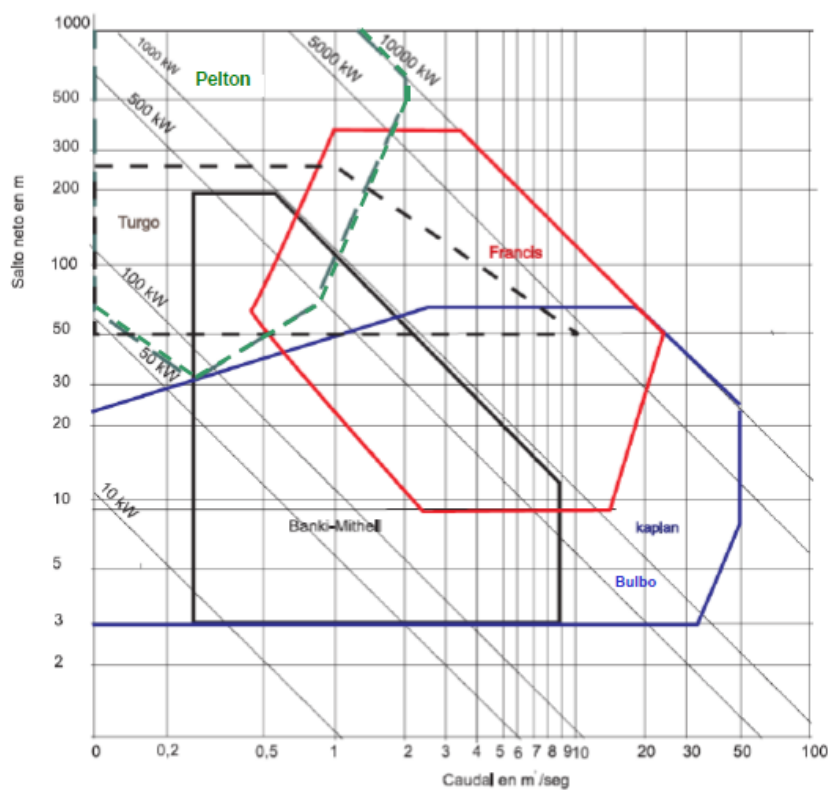


Ilustración 7. Saltos y caudales óptimos según el tipo de turbina

A continuación se muestra la potencia de mini-hidráulica instalada en España y los objetivos fijados por el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 y los datos ofrecidos por el Plan de Energías Renovables 2011 – 2020 para España.

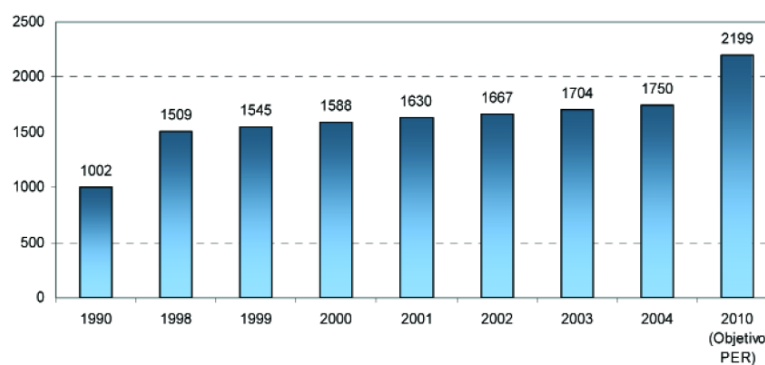


Gráfico 2. Potencia mini-hidráulica instalada en España (MW, según datos del 2004). Fuente: IDAE

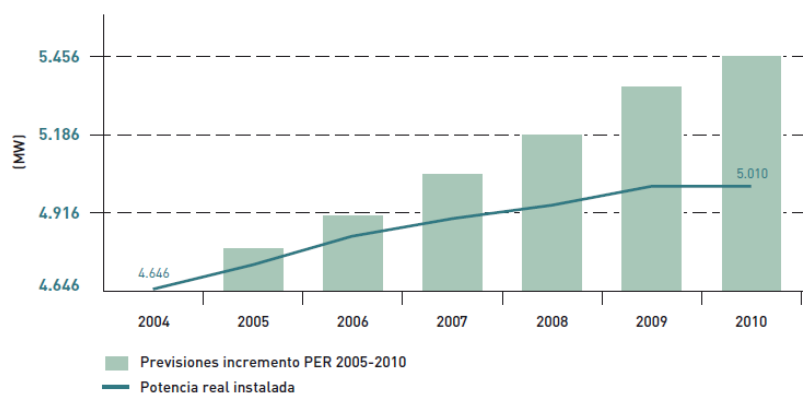


Gráfico 3. Previsiones PER y evolución potencia instalada (MW, Fuente: PER 2011 – 2020)

A finales de 2010, la potencia acumulada total en España en el área hidroeléctrica de potencia inferior a 50 MW fue de 5.010 MW, distribuida en 1.915 MW para el grupo de centrales menores de 10 MW y 3.095 MW para el área hidráulica de potencia entre 10 y 50 MW.

Cabe destacar que Cataluña, Galicia y Castilla y León se encuentran entre las comunidades autónomas que cuentan con la mayor potencia instalada en el sector hidroeléctrico de potencia inferior a 50 MW por ser los territorios que cuentan con mayores recursos.

En cuanto a la minihidráulica en Cataluña, existían en 2008, 345 centrales de hasta 10 MW de potencia, de las cuales 302 centrales estaban en servicio y 43 se encontraban paradas. La potencia total instalada en estas centrales es de 278,6 MW, 273,1 MW de los cuales corresponden a centrales en funcionamiento y el resto (5,5 MW) en centrales que están paradas. Décadas atrás (años 80 y 90) han estado marcadas por la voluntad de las Administraciones energéticas de darle apoyo. Esto es muy evidente al analizar las iniciativas como el "Programa de Puesta en Marcha de Minicentrales Hidroeléctricas" que sacó adelante la Generalidad de Cataluña en los años 80 y el desarrollo legislativo relacionado con la promoción de la energía hidroeléctrica desde la entrada en vigor de la Ley de Conservación de la Energía 82/80, hasta los diferentes decretos de régimen especial de generación eléctrica, que fija la obligatoriedad de compra de la energía producida y unas primas económicas para las centrales de hasta 50 MW (en dos tramos, uno fijo hasta 10 MW y otro decreciente linealmente hasta los 50 MW).

Este marco ha posibilitado puesta en funcionamiento y rehabilitación de centrales que habían sido paradas-incluyendo en muchos casos su interconexión a la Red eléctrica-, la mejora de centrales en servicio con un funcionamiento no óptimo y la construcción de centrales en nuevos aprovechamientos. Este esfuerzo se ha centrado en las centrales de mayor potencia, dada la mayor rentabilidad de las inversiones realizadas.

Por otra parte, también cabe destacar el abandono progresivo de centrales hidráulicas de muy pequeña potencia ligadas a la electrificación de pequeños núcleos rurales o destinadas al autoconsumo de empresas industriales (básicamente textiles).

Se tenía previsto que entren en servicio 51 aprovechamientos nuevos o rehabilitados, con una potencia conjunta de 73,3 MW. De esta manera la potencia instalada se incrementaría en un 4,5% y la producción eléctrica en un 9,6%. De esta manera actualmente los datos de potencia adicional que arrojarían serían:

	AÑO 2015
POTENCIA ADICIONAL (MW)	
Minihidráulica	73,3
POTENCIA ADICIONAL (GWh)	
Minihidráulica	274,8

Tabla 5. **Potencia prevista adicional en centrales minihidráulicas en Cataluña (2008)**

Otro sector que ofrece resultados bastante favorables son las microturbinas hidráulicas que usan la energía potencial del agua. En los últimos años, se han desarrollado nuevas patentes de grupos turbogeneradores para centrales hidroeléctricas de muy bajo salto. Estos nuevos diseños están basados en grupos compactos de simple regulación, totalmente sumergibles y de baja velocidad de paso, lo que hace que sus afecciones medioambientales sean mínimas y que requieran una infraestructura mínima en obra civil, lo que puede hacer viables económicamente el aprovechamiento energético de estos pequeños saltos. Asimismo, se están desarrollando microturbinas hidráulicas con potencias inferiores a los 10 kW, pensando en aprovechar la fuerza cinética de los ríos y generar electricidad en zonas aisladas. La turbina produce electricidad directamente en corriente alterna y no necesita caídas de aguas, infraestructuras adicionales ni elevados costes de mantenimiento, lo que las convierte en una óptima solución en sistemas aislados.

Tecnoturbines, una empresa catalana situada en Sant Cugat del Vallés ha desarrollado una nueva microturbina basada en el aprovechamiento del exceso de presión en las redes de distribución de agua que se pierde por las válvulas reguladoras de presión dado que se disipan. Tecnoturbines ha logrado generar energía eléctrica aprovechando la infraestructura hidráulica existente gracias a una innovadora tecnología de microturbinas.

El proyecto aplica la tecnología del frenado regenerativo -popularizado por el sistema KERS de la Fórmula 1- con el que se le quita el exceso de presión al agua con una turbina que al girar proporciona energía mecánica que se convierte en energía eléctrica.

Combinando el freno regenerativo y las microturbinas, los rangos de control y la eficiencia es similar a la obtenida por los reguladores de turbinas mecánicas tradicionales pero a un coste mucho más bajo. Se consiguen rendimientos globales del 75%. La electricidad producida o bien se inyecta a la red eléctrica nacional para su venta directa o para el autoconsumo, con potencias que van desde los 15 kW a los 500 kW.



Ilustración 8. Microturbina Hydro Regen desarrollada por Tecnoturbines.

El principal inconveniente de esta tecnología es la necesidad de un salto de presión de al menos 10 metros. Está pensada, para su utilización en redes de distribución de grandes depósitos situados a una altura pequeña pero considerable para que su utilización sea totalmente viable.

2.8.4 Eólica

En las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica, la fuente primaria de energía es el viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efecto del Sol.

Al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles), la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

Hoy en día, la gran mayoría de las aplicaciones de la energía eólica son consideradas generación centralizada -por tratarse de grandes parques eólicos o generación remota- por estar situados lejos del punto de consumo. En España, se ha pasado de una potencia instalada de 7 MW en 1990 a 22986,5 MW el 31 de diciembre del 2014, convirtiéndose en la cuarta potencia a nivel mundial, después de Alemania, EEUU y China. Presento una producción de 51138 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20,4%.

En el sector eólico en nuestro país trabajan alrededor de 20.000 personas. Además de exportar tecnología por valor de unos 2000 millones de euros anuales. Otro dato interesante que revela la AEE (Asociación Empresarial Eólica), aporta directa e indirectamente 2623 millones de euros al PIB del país, representando un 0,24% de este.

En la siguiente ilustración se muestra el mapa eólico de España con la potencia instalada por comunidad autónoma. En Cataluña, como se puede apreciar 1267,05 MW.

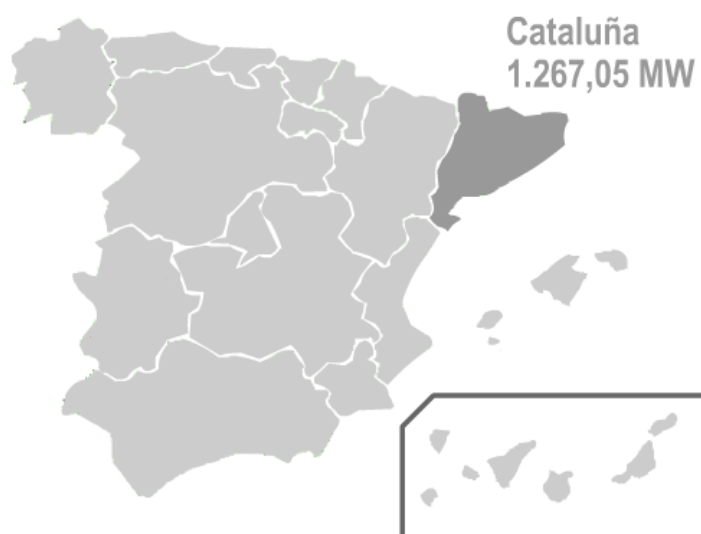


Ilustración 9. Mapa Eólico por comunidades autónomas

Como GD puede considerarse, únicamente, las pequeñas instalaciones de aerogeneradores instaladas cerca del consumo que pueden servir para llevar suministro eléctrico a lugares aislados, alejados de la red eléctrica, y utilizadas comúnmente para el bombeo de agua, etc.

Aparte de las aplicaciones para lugares remotos, una aplicación emergente es la integración de eólica a pequeña escala en edificios.

La empresa Windspire (conocida en sus orígenes como Mariah Power) destaca por un original diseño de turbina idóneo para edificios ecológicos, colegios, parques y museos, entre otros espacios. Sus responsables aseguran que es sencillo de instalar, silencioso y cubre hasta el 25% de las necesidades energéticas de una casa media. Su coste es de unos 3.000 euros.

En Cantabria, la empresa Indesmedia ha creado un prototipo de 5 kW diseñado para su instalación en edificios, que se ha probado en el Parque Empresarial Besaya de esta comunidad autónoma.

Un poco más lejos un ejemplo de integración arquitectónica son los aerogeneradores instalados en el techo de un supermercado de la cadena Tesco, en Estados Unidos, que, junto a otras medidas de eficiencia energética, les reportan ahorros de hasta un 20% en la factura eléctrica.



Ilustración 10. Tejado supermercado TESCO

Se trata, pues, de una energía limpia que está empezando a ser competitiva por la sencillez de los principios que se aplican. Sin embargo, se trata de una energía con ciertos inconvenientes relacionados con el alto coste de inversión inicial, la intermitencia de los vientos su impacto ambiental y visual, ruidos y vibraciones, etc.

2.8.5 Solar térmica

La energía solar térmica se basa en la conversión de la energía procedente de la radiación solar en calor transferido a un fluido (normalmente agua). En el caso de pequeñas instalaciones no se produce electricidad de forma directa, aprovechándose la energía en su forma térmica.



Ilustración 11. Placas solares térmicas en edificio industrial

En función de la temperatura máxima que alcanza el fluido, se distinguen tres tipos de sistemas:

- De baja temperatura (captadores planos y captadores con tubo de vacío)
- De media temperatura (espejo cilíndrico-parabólico)
- De alta temperatura (discos parabólicos y centrales de torre)

Solo se puede considerar GD los sistemas de baja temperatura y los discos parabólicos, pues las potencias de generación, en los otros casos, son superiores a los 10 MW y no están situados cerca de los puntos de consumo. Para aplicaciones individuales o pequeños sistemas eléctricos aislados, los sistemas de disco parabólico son una opción viable, con eficiencias teóricas muy altas. Sin embargo, se encuentran actualmente en fase de desarrollo, por lo que su falta de madurez le hace unos costes de generación un tanto mayores.

Los sistemas de baja temperatura (por debajo de 100°C) se utilizan en aplicaciones tales como calefacción, climatización de piscinas, A.C.S, etc. Los receptores más habituales son los captadores planos vidriados y los captadores de tubo de vacío. Cabe señalar que, si bien con estos últimos se pueden alcanzar temperaturas más elevadas, los captadores planos son los más utilizados debido, principalmente, a que se consiguen aumentos de temperatura importantes (del orden de 60°C) a un coste reducido.

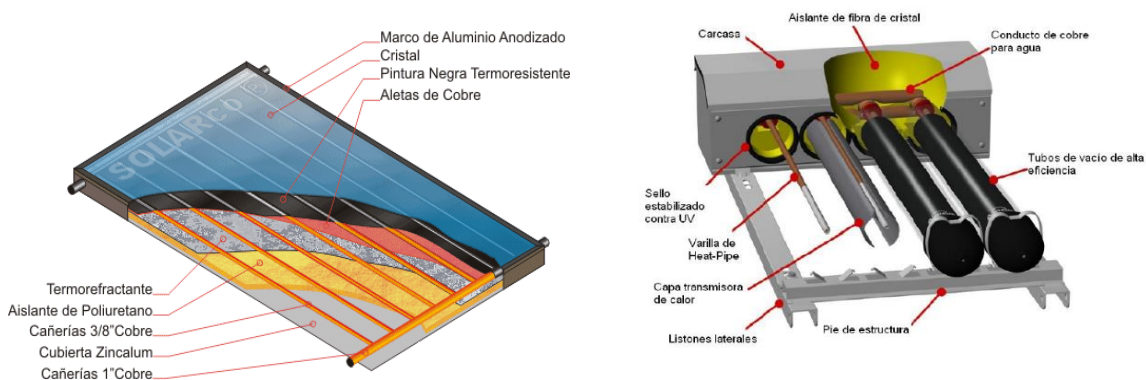


Ilustración 12. Esquemas captadores planos y de tubos de vacío.

Los sistemas de captador plano disponen, básicamente, de una placa absorbente -por ejemplo, cromo negro-, un aislamiento térmico, un fluido portador del calor, un sistema de conducción del fluido y un tanque de almacenamiento térmico convenientemente aislado.

En España la aplicación más extendida es la producción de agua caliente sanitaria con un 98% del total, y el captador más utilizado es el captador plano con recubrimiento con un porcentaje del 90% sobre el total.

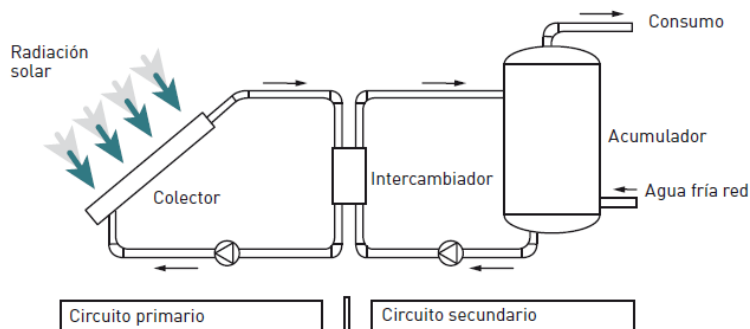


Ilustración 13. Esquema típico de instalación solar térmica para A.C.S. Fuente: IDAE

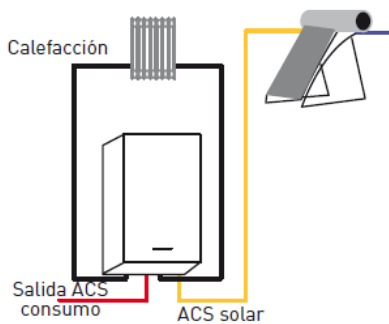


Ilustración 14. Esquema para vivienda unifamiliar. Fuente: IDAE

En el año 2004, la superficie instalada de captadores solares era de 700.400 m². En 2008 se instalaron 468.564 m² (328 MWt), entre fabricantes nacionales y distribuidores e importadores internacionales, con una facturación del sector cifrada en más de 375 millones de euros.

En 2009 se instalaron 350.054 m² (245,03 MWt) y el dato provisional de 2010 se cifra en 348.000 m² alcanzándose una capacidad total acumulada en operación de 2,367 millones de m², es decir 1.657 MWt.

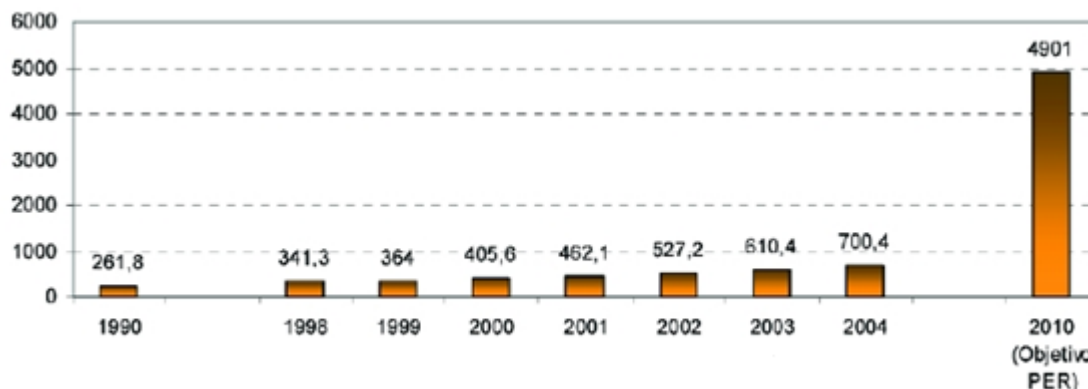
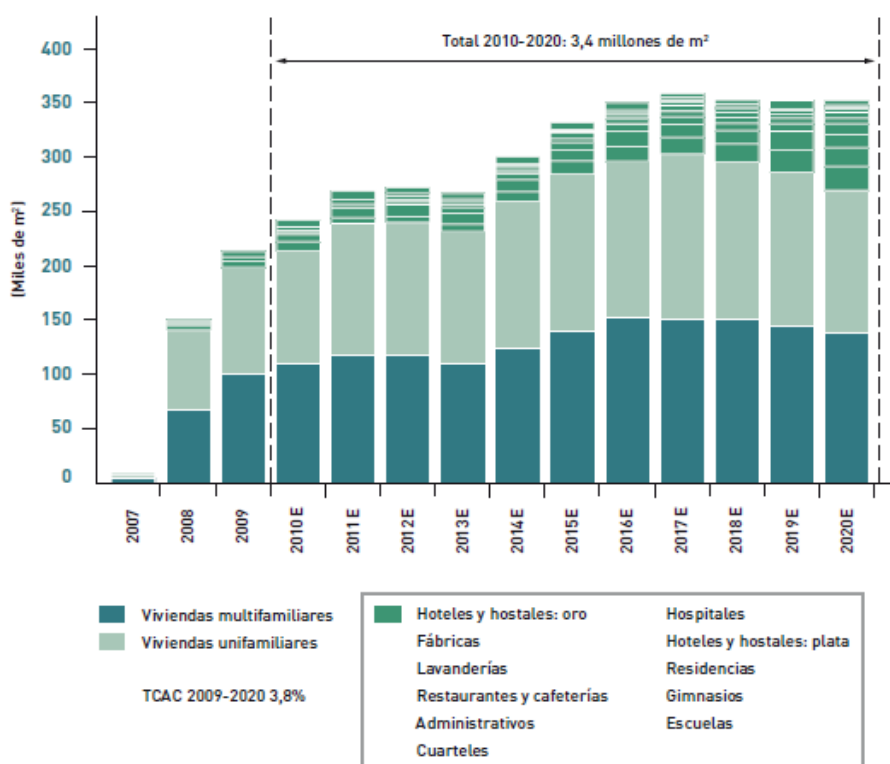


Gráfico 4. Superficie instalada de captadores solares (miles de m2). Fuente: IDEA



Fuente: *Potencial de la energía solar térmica derivada del CTE*, Eclareon y Creara

Tabla 6. Estimación de la superficie de energía ST instalada por CTE

Según el nuevo Código Técnico de la Edificación, desde septiembre de 2006, todos los edificios de nueva construcción y en rehabilitación de cualquier uso en los que exista una demanda de A.C.S y/o climatización de piscina cubierta deberán tener una contribución solar mínima de A.C.S. Así, en este nuevo texto normativo se obliga a que la producción de A.C.S se realice con un aporte obligatorio de energía solar térmica que variará entre un 30 % y un 70 % en función del volumen diario previsto de agua caliente demandado. Se recogen, además, ciertas excepciones: cuando la producción de A.C.S se cubra con otras fuentes (renovables, cogeneración o residuos), cuando no se cuente con suficiente acceso al sol o cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración del edificio o de la normativa urbanística aplicable.

Hoy en día, se tiende a utilizar la energía solar térmica, no sólo para la producción de A.C.S y para calefacción (de aplicación en edificios de viviendas, comerciales e industriales), sino también para la producción de frío. Con ello se busca una alternativa a los sistemas de refrigeración de alto consumo energético y aprovechar el mercado existente, ya consolidado, de energía solar térmica.

Dos ejemplos se pueden encontrar en la fábrica de BP Solar en Tres Cantos y en la planta de la empresa Rotartica en Vizcaya.

2.8.6 Solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las denominadas células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua.



Ilustración 15. Instalación de energía solar fotovoltaica

Originalmente orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, está evolucionando hacia:

- 1) Instalaciones de generación de gran extensión (Huertas Solares). Existen grandes instalaciones fotovoltaicas que podrían considerarse generación centralizada; sin embargo, la mayoría tienen potencias bajas y pueden encontrarse conectadas a la red de baja tensión o aisladas de la red (conectadas directamente a las cargas) por lo que pueden considerarse incluidas en el concepto de la GD.
- 2) Integración arquitectónica, siguiendo las indicaciones del actual Código Técnico de la Edificación, donde se exige una producción mínima de energía solar fotovoltaica para todos los nuevos edificios comerciales a partir de Septiembre de 2006. La potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp y el inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW. Se recogen, además, ciertas exenciones: cuando la producción eléctrica se cubre con otras fuentes renovables, cuando no se cuente con suficiente acceso al sol o cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración del edificio o de la normativa urbanística aplicable.

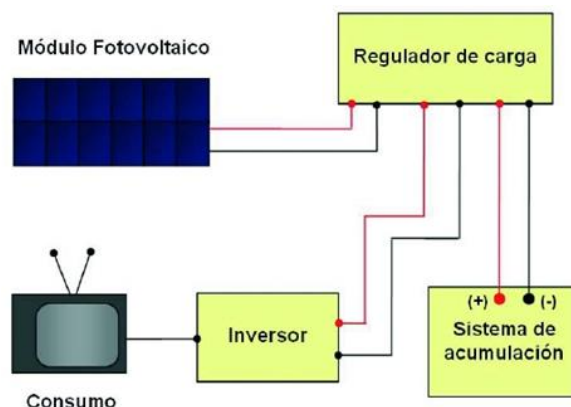


Ilustración 16. Esquema básico de conexión de una instalación de una instalación fotovoltaica aislada.

Básicamente, una instalación fotovoltaica se compone de:

- a) **Sistema de generación:** consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente.

Aunque, por razones de eficiencia, las células fotovoltaicas más utilizadas están fabricadas en silicio monocristalino (rendimiento 15-17 %), existen otros tipos de semiconductores: silicio policristalino (rendimiento 12-14 %), silicio amorfo (rendimiento menor del 10 %), telurio de cadmio (Cd Te), diseleniuro de indio-cobre (Cu In Se₂ o CIS) y arseniuro de galio (Ga As), algunos de ellos en periodo de experimentación.

El rendimiento de estas células viene a ser de entre un 12 % y un 25 % y es menor cuanto más alta es la temperatura.

- b) **Sistema de regulación de carga:** asociado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías y las protege frente a la sobrecarga y la sobredescarga.
- c) **Sistema de acumulación:** se trata de un elemento opcional para sistemas conectados a la red. El sistema que mejor se adapta a este tipo de generación es la batería de plomo-ácido. Ésta se encarga de proporcionar energía en horas de baja o nula insolación, almacenar la energía que excede la demanda y satisfacer picos instantáneos de demanda.
- d) **Sistema de interconexión** (inversor, protecciones y contador).

Actualmente se están desarrollando y comercializando nuevos sistemas de generación híbrida fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-diésel o fotovoltaica-eólica-diésel. La combinación de diversas fuentes de energía renovable y/o energía eficiente basada en el gas natural, apoyadas habitualmente en sistemas de almacenamiento de energía, hace posible un aprovechamiento energético óptimo de los recursos disponibles.



Ilustración 17. Kit solar híbrido foto-eólica de la empresa Teknosolar

Estos kits económicos pretenden dar abastecimiento a pequeños consumos como hogares de veraneo con consumos reducidos o casas de montaña. La empresa facilita la información sobre los Wh/día que puede suministrar según la provincia.

En Tarragona, la empresa Teknosolar estima que la producción del Kit sería:

PRODUCCIÓN DEL KIT	
Fines de semana y Verano	1925 Wh
Vivienda habitual	950 Wh
Telecomunicaciones	800 Wh
AUTONOMÍA BATERÍAS	
Fines de semana y Verano	3 días
Vivienda habitual	4,5 días

Tabla 7. Producción del Kit y autonomía de las baterías en la provincia de Tarragona.

A continuación se muestra en la siguiente ilustración la evolución de la potencia instalada en España y los objetivos impuestos en el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 para el año 2010. Seguidamente serán comparados con los obtenidos en el PER 2011 - 2020

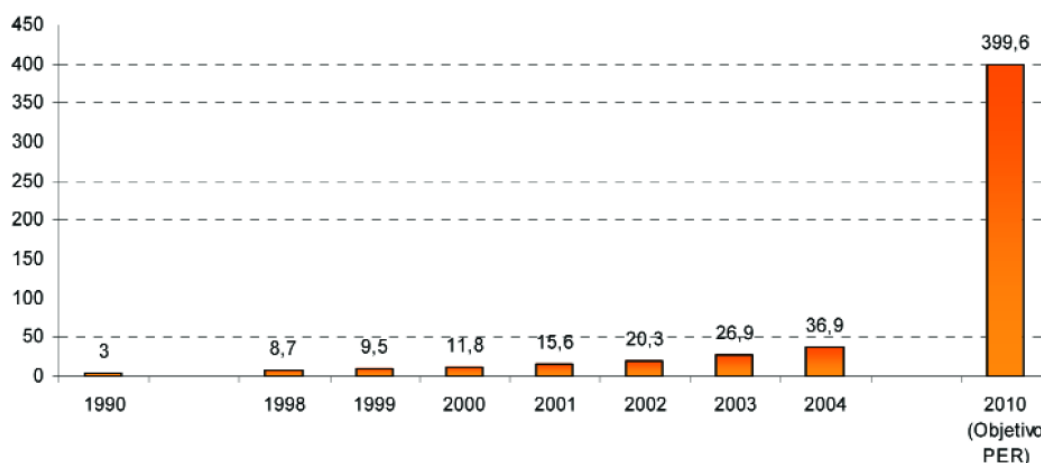


Gráfico 5. Potencia fotovoltaica instalada en España (MWp, según datos del año 2004)

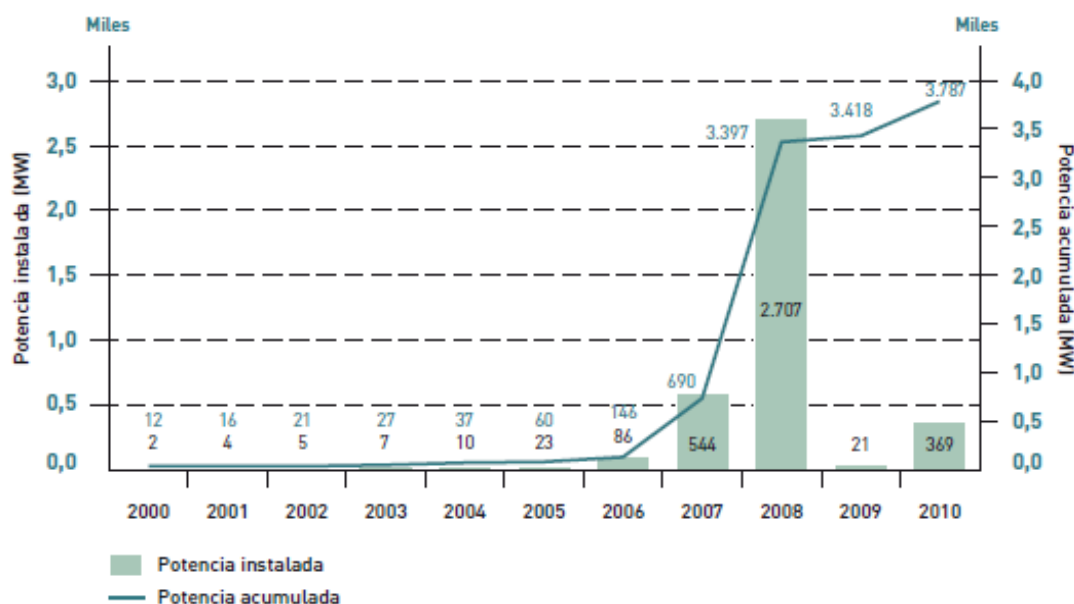


Gráfico 6. Potencia instalada y acumulada por año en España. Fuente: IDAE

Por los datos ofrecidos previa y posteriormente se observa que el PER 2005 – 2010, vaticino con bastante precisión los MW acumulados/instalados.

En agosto de 2007 se superó el 85% del objetivo de incremento de 363 MW previsto para el periodo 2005-2010 en el Plan de Energías Renovables 2005- 2010 (PER), por lo que se estableció un plazo de 12 meses durante el cual las instalaciones que fueran inscritas en el Registro administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RIPRE) tendrían derecho a la tarifa regulada establecida en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Pasados estos 12 meses, mediante el Real Decreto 1578/2008 se definió un nuevo régimen económico, además de la creación de un Registro de reasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica (PREFO), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el RIPRE a partir de septiembre de 2008.

Se estableció para 2009 un cupo de potencia base de 400 MW y un cupo extra de 100 MW. El cupo base para 2010 era de 413 MW, y el extra de 60 MW. A partir de 2011 no existe cupo extra, y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida

Se decidió frenar el crecimiento, dado que el gobierno debía de proporcionar las primas y el crecimiento de las renovables fue desmesurado en esa época con un ritmo de crecimiento del orden del 50 %. Esto conllevó a una detención del proceso de crecimiento.

Cabe destacar que durante el ejercicio del 2005, España facturó más de 580 millones de euros, consolidándose como el segundo mercado europeo (después de Alemania) y el cuarto del mundo con 60 MW instalados (hasta septiembre de 2006). En términos de producción energética, en 2010 la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad, mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica, según datos del operador, Red Eléctrica. A finales de 2014 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4,672 MW.

La mayor planta fotovoltaica española está construida en Sevilla, por la empresa Catalana Andaluza de Energías Renovables (CAENRE), ocupando más de 40 hectáreas de

terreno y con una inversión de 48 millones de euros. La planta "Huerta Solar de Carmona" tendrá una potencia de 6 MW y generará 12 GWh al año, el equivalente al consumo de unos 2.500 hogares (más del 40 % de la población de la localidad), que se inyectará a la red eléctrica para su venta.

En el ámbito catalán, las casi 200 compañías que componían la industria fotovoltaica facturaron alrededor de 550 millones de euros durante el año 2008. Para el año 2009 los volúmenes de negocios fueron mucho más modestos: actualmente el sector se encuentra con dificultades a causa de la parada que ha experimentado el mercado español y el decrecimiento de la actividad exportadora. La mayor parte del volumen de negocio generado en Cataluña se encuentra al final de la cadena de valor: distribuidores y proveedores que representaron cerca del 75%. Existen integrantes de todas las áreas del negocio excepto de aquellos donde hay más valor añadido implícito: purificación de silicio y fabricación de células.

2.8.7 Residuos Sólidos Urbanos

Dado el crecimiento real que se está produciendo en la generación de residuos urbanos, se hace necesaria una adecuada gestión de los mismos, apostando por la utilización de métodos que permitan su reutilización o eliminación en el mayor grado posible, además de la modificación de los hábitos sociales para disminuir su producción.



Ilustración 18. Incineradora SIRUSA Polígono Industrial Riu Clar, (Tarragona)

Existen varios métodos para la eliminación o disposición final de los residuos sólidos urbanos que, con distinto grado de desarrollo tecnológico, permiten, unos la obtención de energía (digestión anaerobia, incineración, gasificación o pirolisis y valorización energética del gas obtenido, etc.), y otros contribuir directamente a ahorros energéticos o a la conservación de los recursos (reciclaje y compostaje).

El vertido controlado o relleno sanitario consiste en el almacenamiento de residuos en terrenos amplios que se excavan y se rellenan con capas alternativas de basura y de tierra compactadas. Posteriormente, una vez sellados, estos terrenos se pueden convertir en áreas recreativas o zonas industriales.

Debido a la descomposición anaeróbica de los desechos orgánicos almacenados, se genera el llamado biogás de vertedero. Su recuperación energética, debido a su menor coste, es el procedimiento más generalizado en los países de nuestro entorno.

La incineración en hornos consiste en quemar los residuos en hornos especiales, reduciendo el volumen de basura y obteniendo gran cantidad de calor que puede aprovecharse para calefacción urbana o para generar energía eléctrica. El inconveniente está en los gases que se generan en la combustión (fundamentalmente dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y de azufre y cenizas volátiles) que deben controlarse mediante sistemas de lavado y filtrado para evitar la emisión de sustancias tóxicas a la atmósfera. Éste es el proceso más utilizado -después del vertido- en la Unión Europea.

La elección de uno u otro método dependerá, fundamentalmente, de criterios económicos locales y requerirá una clasificación previa al almacenamiento de los residuos que facilite su tratamiento posterior.

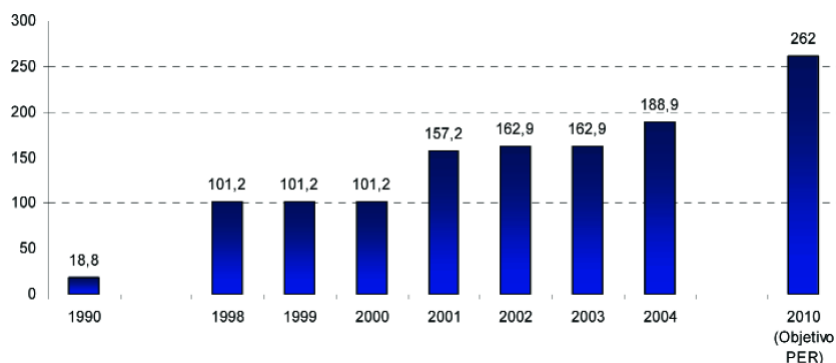


Gráfico 7. Potencia eléctrica con residuos sólidos urbanos (MW, según datos de 2004). Fuente: IDEA.

En el gráfico anterior se observa la evolución de la potencia eléctrica con residuos sólidos urbanos, así como los objetivos para el 2010, según el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

A continuación compararemos con la situación más actual. En el PER 2011 – 2020 obtenemos una potencia instalada de RSU (residuos sólidos urbanos).

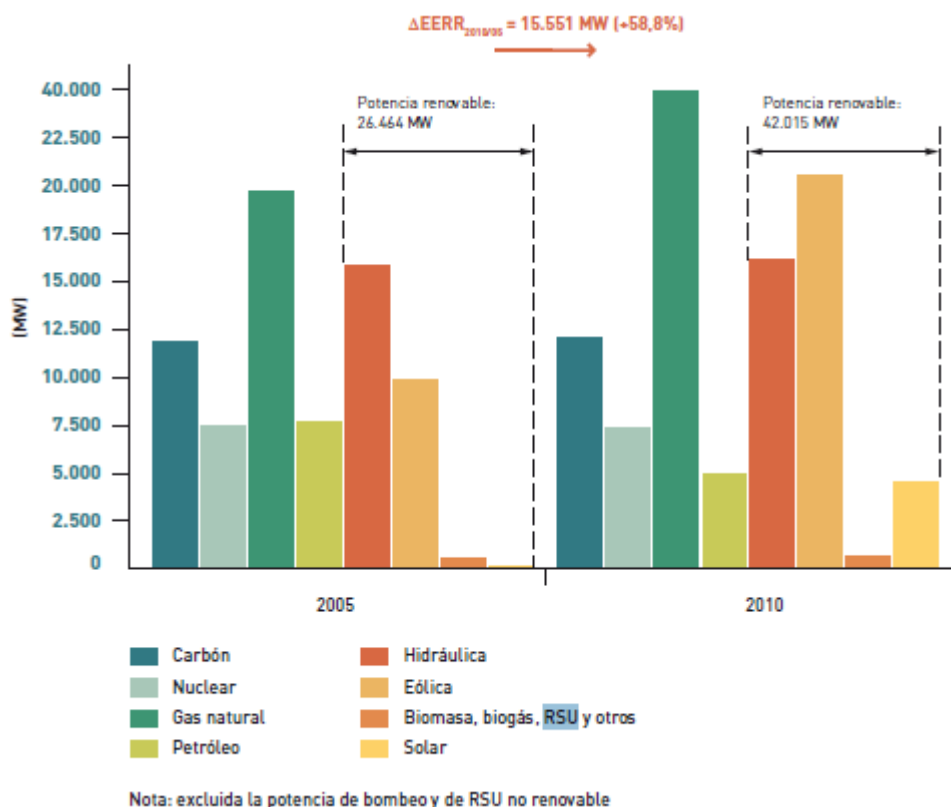


Gráfico 8. Potencia eléctrica instalada según fuentes energéticas. (MW). Fuente: MITyC/IDAE

Como se puede apreciar en el gráfico anterior la potencia instalada en 2010 de RSU junto con Biomasa, biogás y otras es del orden de 1000 MW aproximadamente. De estos 1000 MW un 25% es producto de la RSU por lo tanto, 250 MW. Como conclusión se extrae que las previsiones ofrecidas por el PER 2005 – 2010 fueron bastante aproximadas.

Para el biogás, la evolución de la potencia eléctrica y los objetivos previstos para el año 2010:

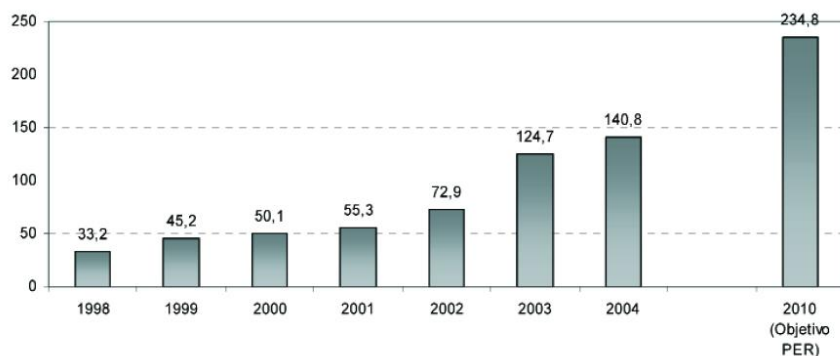


Ilustración 19. Potencia eléctrica con biogás (MW, según datos de 2004)

A finales de 2010, la potencia eléctrica instalada con biogás en España era de 177 MW, correspondiendo alrededor del 65% de la potencia instalada y del 70% de la generación a biogás de vertedero. Estos porcentajes han mostrado una evolución descendente desde la aparición del Real Decreto 661/2007, en el que se recogía un cambio significativo en el régimen tarifario de las instalaciones de digestión anaerobia.

Por lo que a finales del 2010 se obtuvo un 75% del dato previsto por el PER 2005 – 2010.

Generalmente, las plantas incineradoras de residuos sólidos urbanos son de potencias mayores de las consideradas como GD. Sin embargo, existe algún ejemplo de instalaciones de menos de 10 MW. Por ejemplo, en Melilla se constituyó en 1993 la sociedad Residuos de Melilla (REMESA) para construir y explotar una planta incineradora de 2,7 MW de potencia, que permitirá tratar todos los residuos de la ciudad, desde domiciliarios y comerciales, hasta hospitalarios, así como también aceites usados.



Ilustración 20. Planta de Residuos de Melilla (REMESA).

2.8.8 Biomasa

Se denomina biomasa a toda aquella materia orgánica cuyo origen está en un proceso biológico y a los procesos de reciente transformación de esta materia que se produzcan de forma natural o artificial, excluyendo, por tanto, de este grupo a los combustibles fósiles, cuya formación tuvo lugar hace millones de años.

Al estar constituida básicamente por carbono e hidrógeno, la energía química de la materia orgánica, producida en las plantas verdes a través de la fotosíntesis, puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o combustible mediante diversos procesos.



Ilustración 21. Diversos tipos de biomasa.

Según su origen, la biomasa se puede clasificar en dos grandes grupos: la biomasa vegetal y cultivos energéticos.

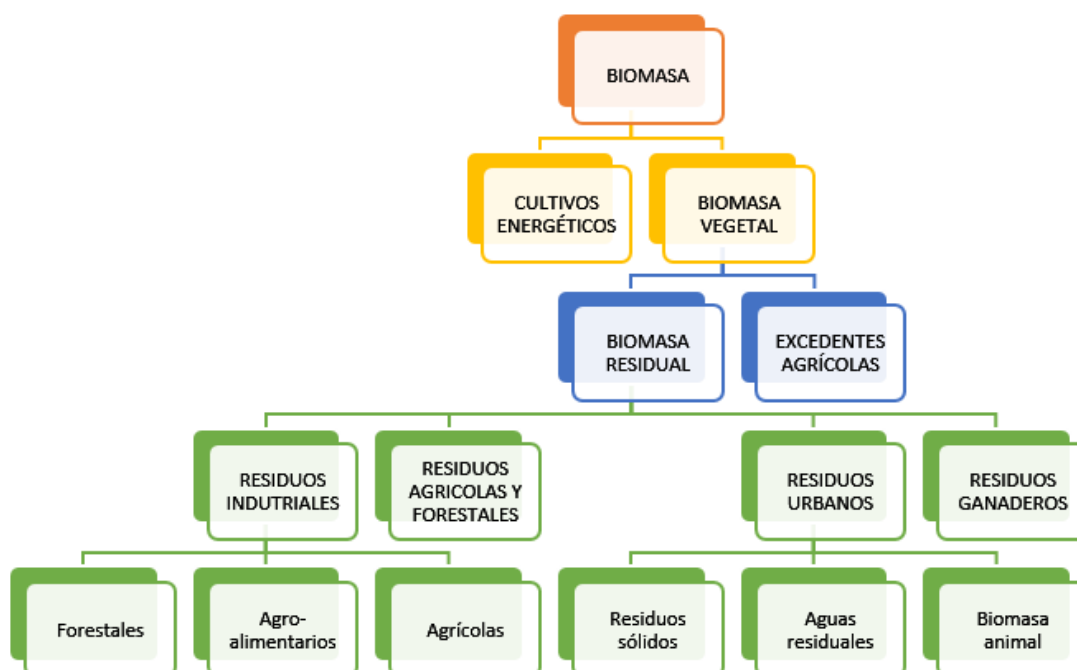


Ilustración 22. Clasificación de la biomasa.

La Biomasa Vegetal incluye los excedentes agrícolas, constituidos por los productos agrícolas que no emplea el hombre, y la biomasa residual, que incluye:

- a) **Residuos forestales y agrícolas:** se consideran residuos forestales la leña, la madera y los desechos madereros. En cuanto a los residuos agrícolas, pueden estar compuestos por las podas de los olivos, viñedos y frutales; por la paja de los cereales de invierno (trigo, cebada, etc.) o por residuos de otros cultivos como el cañote de maíz.
- b) **Residuos ganaderos:** en este grupo se encuentran el purín, el estiércol y los desechos de los mataderos.
- c) **Residuos industriales:** pueden provenir de industrias forestales, agrícolas (residuos de la industria del aceite de oliva -orujillo-, etc.) o del sector agroalimentario.
- d) **Residuos Urbanos:** residuos sólidos urbanos (RSU) y aguas residuales urbanas (ARU).

Los Cultivos Energéticos son plantaciones realizadas con la única finalidad de ser utilizadas como fuente de energía (calor) o como materia prima para la obtención de combustibles (biocarburantes). Se caracterizan, por una parte, por su alta producción por unidad de superficie y año y, por otra, por los pocos requerimientos que exige su cultivo.

Según el grado de humedad con el que se ha obtenido, la biomasa sigue tratamientos diferentes, distinguiéndose, por un lado, los procesos termoquímicos y, por otro, los químicos y bioquímicos

Tipos de biomasa	Tecnología			
	Combustión	Gasificación Pirolisis	Fermentación alcohólica	Digestión anaerobia
Forestal	X	X		
Agrícola	X	X	X	
Ganadera				X
Industrial	X			X
Urbana	X			X

Tabla 8. Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa.

Los **procesos termoquímicos** se emplean en la conversión de la biomasa seca, que es aquella cuyo grado de humedad es inferior al 60 %.

Dentro de la biomasa seca, se incluyen la biomasa forestal y agrícola, así como los residuos de la industria agroalimentaria o del sector de la madera.

El proceso termoquímico consiste en la descomposición térmica de la biomasa en diferentes condiciones de oxidación:

- **Combustión directa:** se realiza con exceso de oxígeno, obteniendo calor y vapor.
- **Gasificación:** se realiza con restricción en el suministro de oxígeno. Si la gasificación se realiza con aire, se obtiene gas pobre y si se realiza con oxígeno, se obtiene gas medio.
- **Pirolisis:** se realiza en ausencia total de oxígeno y se obtiene carbón vegetal, gas pobre, gas rico o líquidos piroleñosos.

Los procesos químicos y bioquímicos se emplean para el tratamiento de la biomasa húmeda, que es aquella con un grado de humedad mayor del 60 %. En este grupo se incluyen los vertidos biodegradables, las aguas residuales urbanas e industriales, y los residuos ganaderos. Estos procesos permiten obtener combustibles que se utilizarán para la producción de calor o electricidad. Dependiendo del tipo de biomasa y de los productos que se quieran obtener, se empleará uno u otro método.

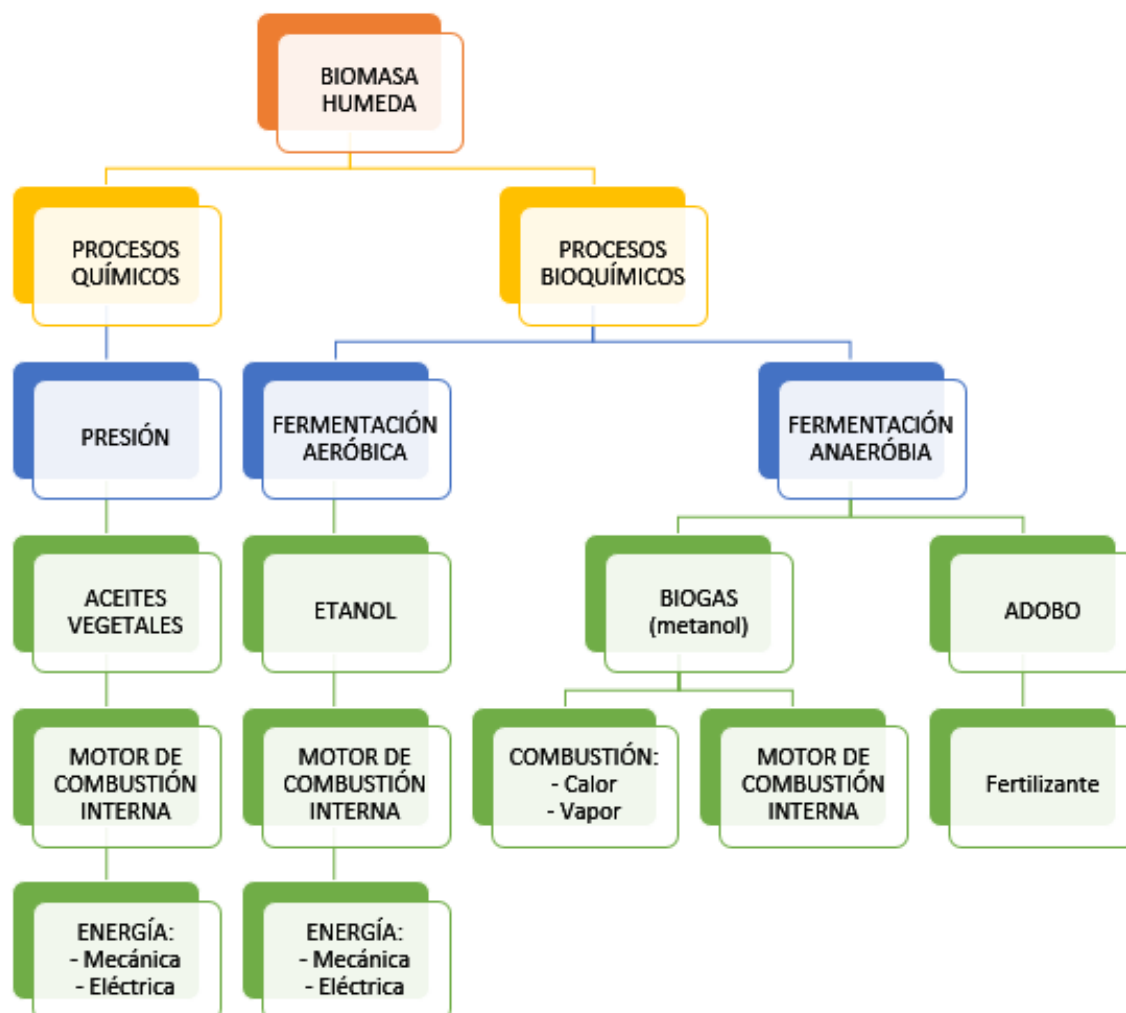


Ilustración 23. Clasificación de la biomasa húmeda.

En general, la biomasa presenta unas características de combustión inferiores, comparada con los combustibles fósiles, debido a su baja densidad energética y alta humedad, además de la imposibilidad de almacenarla durante mucho tiempo porque se deteriora. Sin embargo, su potencial es lo suficientemente elevado como para justificar el estudio y desarrollo de tecnologías que permitan un uso eficiente de la misma como fuente de energía.

A pesar de que el aprovechamiento de la biomasa en los países industrializados es aún muy escaso (del orden del 3-4 %), en los países en vías de desarrollo constituye la principal fuente de energía. Se trata de una tecnología que favorece el reciclaje de residuos, contribuyendo a una mayor limpieza de los bosques y disminuyendo así el riesgo de incendio. Sin embargo, la necesidad de grandes superficies de cultivo e infraestructuras de

transporte y el estado de desarrollo de la tecnología hace que se presenten inconvenientes para su utilización masiva.

En España, la utilización comercial de biomasa, tanto a partir de cultivos energéticos como de los residuos agrícolas y forestales, constituyeron uno de los objetivos prioritarios dentro del Plan de Energías Renovables 2005-2010.

A pesar del descenso a lo largo de las últimas décadas las circunstancias han cambiado en la actualidad, y la subida de precios de los combustibles convencionales, las necesidades de autosuficiencia energética y los objetivos medioambientales de nuestra sociedad ha impulsado el desarrollo de nuevos proyectos tanto de generación eléctrica como de producción de energía térmica. Este hecho, unido al desarrollo tecnológico de la biomasa, presenta unas expectativas de crecimiento importantes para el sector de la biomasa en España, incluidas las aplicaciones térmicas eficientes (tanto calderas industriales y domésticas como chimeneas y estufas modernas) o pequeñas cogeneraciones.

Potencia instalada a final de año	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total energías renovables	26.464	28.441	32.085	36.606	39.423	42.015
Potencia instalaciones biomasa	354	388	396	374	492	533

Tabla 9. Evolución de la potencia eléctrica instalada para biomasa. (MW). Fuente: IDAE

La evolución de la potencia eléctrica con biomasa y los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables para el año 2010:

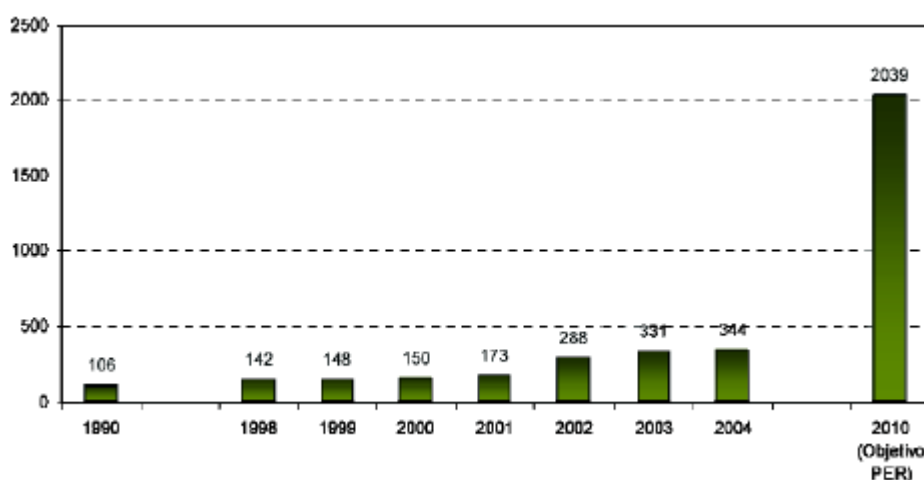


Gráfico 9. Potencia eléctrica con biomasa (MW, según datos del 2004). Fuente: IDEA

El consumo de biomasa forestal y agrícola destinado a la generación de energía eléctrica en Catalunya en el año 2009 se centraba exclusivamente en una centra de gasificación y de generación de electricidad con motores alternativos ubicada en Móra d'Ebre, con una potencia eléctrica de 500kW.

Por otro lado, Catalunya dispone actualmente de dos plantas de producción de biodiesel (éster metílico), una ubicada en Reus (Baix Camp) y la otra en Montmeló (Vallès Oriental), que producen combustible a partir de aceites vegetales usados. La capacidad total de estas dos plantas es actualmente de 81.000 toneladas de biodiesel. Este biodiesel se

distribuye para flotas captivas de transporte y en gasolineras ubicadas alrededor del territorio catalán.

Por otro lado a los derivados productos vegetales ricos en azúcares, actualmente se encuentra en funcionamiento la planta de la empresa Repsol en Tarragona, que produce etil ter-butyl éter (ETBE) a partir de etanol de origen vegetal. Se mezcla este ETBE y se utiliza mezclado con gasolina en concentraciones bajas para aumentar el índice de octano i eliminar el uso de aditivos con plomo. Se producen 44,8 ktep por año de ETBE de origen vegetal de los cuales 19,9 ktep se consumen en Catalunya.

Fuera del territorio catalán y dejando de lado la gran industria un modelo de generación distribuida sucede en la comunidad de Madrid, donde 150 viviendas ya disponen de calefacción mediante calderas que emplean como combustible biomasa tipo hueso de aceituna. La primera caldera de este tipo se instaló en 2002 en el edificio de la Comunidad de Vecino de la Calle Pedro Muguruza, I. El suministro de combustible se realiza en los meses de calefacción (aproximadamente, desde noviembre hasta abril) y se consumen unas 80 t/año.

También se han instalado este tipo de calderas en viviendas unifamiliares (con potencias de unos 60kW), funcionando en este caso de manera continua para proporcionar tanto calefacción como agua caliente sanitaria.

2.8.9 Microturbinas

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (25-500 kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50-60 % y eléctricas entre el 15-30 %. Se trata de una tecnología emergente pero con grandes avances en la actualidad. Su estado de maduración es de alrededor del 80 % y cada vez tiene más aplicación en la autosuficiencia energética de infraestructuras de gran envergadura. Las más desarrolladas son las microturbinas de potencia inferior a 200 kW, aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia.

Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.



Ilustración 24. Microturbina Magnetek. LABEIN-TECNALIA.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la GD, bien como elementos independientes de generación, o bien como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, micro-cogeneración o, en el terreno del transporte, vehículos eléctricos híbridos. Además de gas como combustibles, estas están disponibles con otras fuentes de combustión como por ejemplo: propano y diésel o biodiesel.

Un ejemplo de uso de microturbinas para el aprovechamiento del biogás puede encontrarse en la Planta de Biometanización y Compostaje de Pinto, que gestiona la empresa pública Gedesma. Esta planta trata los residuos orgánicos de la zona sur de la Comunidad de Madrid y en ella, tras un proceso riguroso de separación de la materia orgánica del resto que le pueda acompañar, se somete a ésta a una degradación anaeróbica, como la que ocurre en el vertedero, en unas condiciones controladas de tal forma que el proceso natural se lleva a cabo de una forma acelerada.

El biogás producido en el proceso de biometanización, junto con el extraído del vertedero adyacente, se utiliza en motores para generar energía eléctrica. Así en 2006 se obtuvieron 86.448.000 kWh, de los cuales 6.651.683 kWh corresponden al obtenido mediante el proceso de biometanización.

Esta instalación es la mayor generadora de energía eléctrica de este tipo de las existentes en España y ha sido cofinanciado con Fondos de Cohesión de la Unión Europea.

Otro ejemplo se encuentra en el Hotel Atrium, en el aeropuerto Orange County, en California. En este caso, para aprovechar al máximo el gas natural que se empleaba para calefacción y agua caliente, se instalaron tres microturbinas de 60 kW (con recuperación de

calor integrada) para cogeneración. Con ello, el ahorro en la factura (tanto de gas como de electricidad) ascendió a 139.000 \$ anuales, con una inversión de 337.763 \$.

Más cerca todavía, tenemos el caso de las cuatro instalaciones de microturbinas en fase de demostración en Madrid, en British Petroleum en una estación de servicio y tres más promovidas por parte de Gas Natural en el Tanatorio de L'Hospitalet, una Turbec en las oficinas de Gas Natural en Montigalà (Badalona) y en concreto, en la Universidad Rovira i Virgili, en el centro de investigación CREVER en la que se ha implantado una microturbina Capstone.

La microturbina del Tanatorio de l'Hospitalet se trata de una microturbina Bowman, modelo TG80CG de 80 kWe, y una potencia térmica de recuperación de calor de 150 kWt.



Ilustración 25. Vista general de la instalación y detalle de la microturbina.

En esta microturbina se realizó un exhaustivo trabajo de monitorización y seguimiento a lo largo de un año. La siguiente tabla muestra una comparativa de los resultados de funcionamiento medidos en relación a las prestaciones indicadas por parte del fabricante.

	Valores reales	Valores nominaes
Consumo de gas	31,8 Nm ³ /h	31,8 Nm ³ /h
Consumo de gas	344 kW	341 kW
Potencia eléctrica	79,1 kWe	80 kWe
Potencia térmica	146 kWc	150 kWc
Potencia frigorífica	91 kWf	115 kWf

Tabla 10. Comparativa general de prestaciones.

En Montigalà (Badalona) se instaló un equipo Turbec de 100 kWe. Esta instalación da cobertura a las necesidades energéticas del edificio de oficinas de Gas Natural así como, mediante una pequeña red de distrito, a un colegio cercano (200 m).



Ilustración 26. Vista general de la instalación en el edificio de Gas Natural en Montigalà.

Por lo que estas microturbinas de gas están especialmente indicadas para aplicaciones de baja potencia en edificios (uso doméstico, terciario o mixto), tal como también se indica en la Directiva de Cogeneración.

La generación distribuida de energía, además, aporta un conjunto adicional de ventajas desde el punto de vista del planificador energético como son:

- Limitación del factor de carga de las líneas de distribución en el interior de las ciudades.
- Consecuentemente limitación en los costes de suministro.
- Retraso en las necesidades de nueva potencia eléctrica como consecuencia del incremento del consumo.
- Posibilidad de abastecer eficientemente zonas con déficit de suministro en determinados barrios del interior de las ciudades o bien sea organismos municipales en los que sea de necesidad la instalación de GD para cumplir la Directiva Europea 2010/31/UE. los objetivos de esta directiva es que a partir del 31 de diciembre de 2020 todos los edificios de nueva construcción sean edificios de consumo de energía casi nulo, adelantando esta obligación a 31 de diciembre de 2018 a todos los edificios ocupados por las administraciones y de titularidad pública.

2.8.10 Pilas de combustible

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno, en electricidad, agua y calor. Esta transformación tiene lugar por medio de un proceso de electrólisis inversa, aportando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito. En el proceso también se generan gases procedentes de la extracción del hidrógeno del gas natural u otros combustibles.

Se trata de una tecnología en fase experimental, pero con un gran potencial de desarrollo.

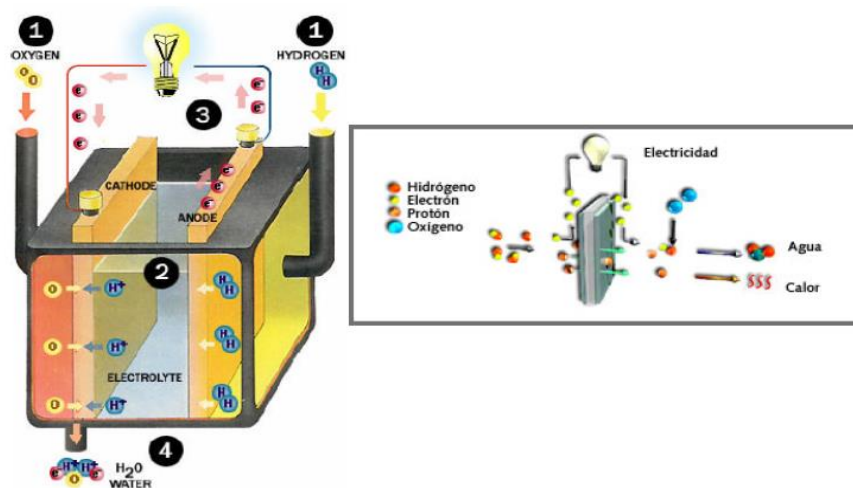


Ilustración 27. Esquema de funcionamiento pila combustible PEM



Ilustración 28. Pila de combustible Ballard. Fuente: Ballard

Se clasifican por el tipo de electrolito empleado y por la temperatura de trabajo. La Tabla 11 resume los diferentes tipos de pilas existentes (las que están más desarrolladas), atendiendo a estas dos clasificaciones, así como las características más importantes de cada una de ellas.

- AFC: alcalinas.
- PEMFC: de membrana polimérica.
- DMFC: conversión directa de metanol.
- PAFC: ácido fosfórico.
- MCFC: carbonato fundido.
- SOFC: óxido sólido.

	Baja temperatura (60-130 °C)			Media temperatura (160 – 220 °C)	Alta temperatura (600 - 1000 °C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero perfluoro-sulfonado	Polímero	H ₃ PO ₄	Li ₂ CO ₃ / K ₂ CO ₃	YSZ (ZrO ₂ estabilizada con itria)
Combustible	H ₂ puro	H ₂ CH ₄ CH ₃ OH	CH ₃ OH + H ₂ O	H ₂ CH ₃ OH	H ₂ CH ₄	H ₂ CH ₄ CO
Temperatura operación, °C	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750-1050
Tamaño, kW	1-250	1-250	1-100	100-11.000	250-10.000	1-10.000
Eficiencia, %	45-60	40 (CH ₄) 60(H ₂)	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, especial, transporte	Cogeneración (residencial, industrial), transporte, portátiles	Portátil, militar, transporte	Cogeneración		

Tabla 11. Características pilas de combustible.

Las pilas de combustible están formadas por "stacks" de conexión modular, por lo que la potencia de salida -tensión y corriente- es adaptable en función del número de módulos y las conexiones empleadas.

Actualmente, los principales inconvenientes de las pilas son su elevado coste y la degradación del electrolito, que no permite alcanzar una vida útil en el límite de la rentabilidad. Por otro lado, mantienen una eficiencia constante en un amplio rango de carga (desde el 30 hasta el 100 %), poseen un bajo impacto medioambiental, puesto que no hay combustión a alta temperatura, y su eficiencia máxima teórica puede llegar a alcanzar, teóricamente, el 95 %.

En la base de datos del Fuel Cells 2000 (www.fuelcells.org) se recogen las instalaciones de pilas de combustible estacionarias existentes en todo el mundo. Para España,

aparecen recogidas ocho instalaciones, de las cuales, cinco son de carbonatos fundidos (MCFC).

El primer ejemplo de utilización de esta tecnología en España se encuentra, desde 2003, en Cartagena, que cuenta con una instalación de trigeneración a partir de una pila MCFC alimentada con gas natural. El proyecto fue desarrollado por la empresa IZAR y la potencia instalada es de 250 kW, con un rendimiento energético global superior al 85 %.

Por otro lado, la instalación de mayor tamaño se instaló en diciembre de 2004 en San Agustín de Guadalix, y tiene 500 kW.

2.9 Factores facilitadores y barreras para el desarrollo de la generación distribuida

2.9.1 Factores facilitadores o ventajas de la GD

El espectacular incremento en la demanda energética, unido a las restricciones que los Estados imponen en materia medioambiental a la construcción de nuevas centrales de producción y la ampliación de la infraestructura del actual sistema de potencia, constituyen factores decisivos en la apertura del mercado a un nuevo escenario.

El desarrollo de la GD y la aceleración que previsiblemente iba a experimentar se ha visto frenado en el Estado Español por la crisis por la que aún en la actualidad vive el país y que comenzó en 2007. Esta crisis económica ha traído consigo una serie de barreras al desarrollo y la inclusión de estas tecnologías en el mercado actual. Los gobiernos han retirado las ayudas, rebajado primas y subvenciones que se les suministraban a los pequeños generadores de energía eléctrica como los parques solares.

Aun así se han adoptado una serie de situaciones y medidas que actúan de forma conjunta como plataforma de lanzamiento de este nuevo modelo de negocio:

a) Restructuración del sector eléctrico, que elimina la planificación centralizada y que establece la libre competencia de la generación.

En la Unión Europea, la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, actualmente derogada y sustituida por la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de Julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, ha obligado a los Estados Miembros a llevar a cabo iniciativas dirigidas a las aperturas del mercado eléctrico hasta alcanzar la completa liberalización.

Cabe destacar que actualmente el proceso de apertura del mercado en los países de la Unión Europea ofrece una visión desigual. Sólo nueve de los 28 países que la forman tienen su mercado eléctrico completamente liberalizado, entre ellos, España. En cualquier caso, esta liberalización deberá hacerse efectiva en todos ellos a medio plazo.

Dichas políticas de liberalización conducen a la división en la explotación del sistema entre los diferentes participantes: gestión de red, distribución y generación, abriendo el mercado a los autoprodutores y a la introducción de nuevos agentes que intervengan de forma activa en el mercado. Esta separación promueve la aparición de nuevos competidores en generación y la apertura de las redes de transporte y distribución.

b) Saturación de la capacidad del actual sistema de potencia ante demandas fuertemente crecientes. Problemas de ubicación de grandes centrales y ampliación de la infraestructura actual del sistema de potencia.

En España, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que ha tenido lugar en los últimos años ha sido muy superior que el crecimiento económico. Esta tendencia conlleva la saturación de las infraestructuras existentes y la necesidad de adaptarlas a las previsiones.

Sin embargo, la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, subestaciones y nuevas centrales de generación se enfrena actualmente a un creciente rechazo social, lo que hace cada vez más difícil la ampliación del actual sistema eléctrico.

Como alternativa a este problema se encuentra la GD que permitiría cubrir los picos de demanda y evitar las interrupciones de suministro que preocupan a los responsables del sistema y a la sociedad en general. Contribuye, por tanto, a una mayor seguridad global en el suministro de energía y facilita la planificación del abastecimiento frente a previsiones inciertas de demanda.

c) Reducción de pérdidas en la red y del coste asociado a las infraestructuras que la soportan.

Aproximadamente el 30% de la inversión de las compañías eléctricas se dedica a cubrir costes de transporte y distribución y las pérdidas de potencia que se producen en las líneas, debidas al transporte de la energía, se estima en un 7 – 10 % de promedio con respecto a la potencia total generada, alcanzando un 14 % en horas punta. La GD, al estar conectada en puntos mucho más cercanos al consumidor, reduce estas pérdidas, aunque los efectos pueden variar dependiendo de las características propias de la red, de su tipología, de la ubicación de los generadores y de cuanto se genera en cada momento.

Asimismo, como ya se ha comentado, el crecimiento de la demanda energética conlleva la necesidad de extender el sistema de distribución y reforzar las líneas existentes. Esto supone un coste muy alto, que en ocasiones, resulta inviable económicamente frente a la posibilidad de incorporar nuevos sistemas aislados de producción o la creación de microredes de distribución asociadas.

d) Avances tecnológicos en el desarrollo de las fuentes alternativas de generación y reducción de costes.

La necesidad de incrementar la capacidad del actual sistema eléctrico y las dificultades para construir nuevas grandes centrales o líneas de transporte y distribución han impulsado el desarrollo de equipos de generación a pequeña escala que ofrecen una solución innovadora de estos problemas. El vertiginoso desarrollo tecnológico que están experimentando estos equipos, constituye uno de los factores clave en el boom de la GD pues ha permitido aumentar la eficiencia de las tecnologías empleadas y su fiabilidad, al tiempo que permiten reducir sus costes de instalación, operación y mantenimiento.

e) Conservación de las fuentes de energía básicas: petróleo, carbón y gas natural.

El actual sistema energético está agotando las reservas de combustible. A escala mundial, aproximadamente el 93 % de la energía consumida por el hombre proviene de combustibles fósiles –carbón, petróleo y gas natural- y de la energía nuclear, cuya utilización masiva conduce al agotamiento de sus reservas. Al ritmo de consumo actual, estas fuentes de energía terminarán agotándose o dejarán de ser económicamente rentables a medio plazo. Se prevén los siguientes plazos de agotamiento de las reservas existentes:

- Carbón: 200 – 250 años.
- Uranio: 70 – 90 años.
- Gas natural: 60 – 80 años.
- Petróleo: 40 – 50 años.

La búsqueda y explotación de nuevas fuentes de energía primaria es, por tanto, un compromiso vital para salvaguardar el futuro de las generaciones venideras. Es aquí donde entran las fuentes de generación distribuida, donde la gran mayoría de tecnologías asociadas a la GD utilizan recursos renovables como alternativa a los recursos agotables.

f) Autonomía energética.

La crisis del petróleo de 1973 elevó el precio del barril de petróleo de forma espectacular, el cual ha mostrado desde entonces un comportamiento inestable. Esto ha provocado una creciente toma de conciencia sobre los aspectos reales del problema energético y ha despertado el interés en diversificar las fuentes de energía y fomentar el autoabastecimiento.

Actualmente, la dependencia energética de las importaciones de España se sitúa en el 80 %, por encima de la media europea (50 %). Se trata, por tanto, de buscar y explotar fuentes de energía autóctonas, que permitan reducir la dependencia exterior en materia energética.

La GD ofrece una estructura productiva más amplia que contribuye a la diversificación energética y potencia los recursos autóctonos.

g) Reducción de las emisiones de gases de combustión derivada de los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto. Potenciación de la utilización de fuentes de energía renovable.

De la transformación, transporte y uso final de la energía se derivan importantes efectos medioambientales como es el cambio climático. Para paliar en lo posible sus consecuencias, 36 países industrializados firmaron en 1997 el Protocolo de Kyoto, cuyo principal objetivo es la reducción global de las emisiones de gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012. Dado que no se consiguió cumplir muchos de estos objetivos, en la Cumbre de Doha los países que firmaron este Protocolo de Kyoto decidieron aplazar el plazo fijado hasta el 2020. Año de referencia para reevaluar los objetivos.

Con la producción descentralizada de energía eléctrica se logra, en el caso de las energías renovables, la eliminación del impacto medioambiental de la generación de energía eléctrica. Por otro lado, mediante la utilización de equipos de cogeneración, la eficiencia en el uso del combustible se incrementa, lo que provoca una reducción indirecta de las emisiones de gases de efecto invernadero.

h) Requisitos de continuidad en el servicio.

La fiabilidad del suministro afecta a todos los procesos industriales y, de manera especial, a sectores como el de la informática y las telecomunicaciones, donde cualquier indisponibilidad de suministro eléctrico puede causar grandes pérdidas en sus procesos productivos.

El sistema actual de potencia está diseñado para proporcionar un 99,97 % de disponibilidad de servicio (equivalentes a unas 2,6 horas al año fuera de servicio). La creación de microrredes locales permite alcanzar un 99,99 % de fiabilidad. Sin embargo, la alta tecnología en los procesos de producción y en las empresas de servicio demanda fiabilidades mayores que es posible alcanzar con la GD.

i) Favorece el desarrollo de regiones aisladas y la inversión privada.

La generación de energía eléctrica mediante energías renovables es muy apropiada para su implantación en zonas aisladas, a las que la red de transporte y distribución actual no llega. Esto favorece el desarrollo regional homogéneo de todo el país.

Por último, la producción descentralizada de energía eléctrica representa una mayor oferta de posibilidades de inversión para la iniciativa privada, que, de esta forma, puede penetrar más fácilmente en el negocio de la generación. Este hecho ha dado lugar, en los últimos años, a una fuerte inversión privada en Investigación y Desarrollo de nuevas tecnologías.

2.9.2 Barreras o desventajas de la GD

Hasta ahora, se ha presentado un panorama muy esperanzador para el desarrollo de la GD, que nos lleva hacia un nuevo modelo de negocio del sector eléctrico en el que los sistemas de micro- y mini-generación a partir de fuentes de energía renovable y las tecnologías de ahorro y eficiencia energética se muestran imprescindibles para satisfacer plenamente los requisitos, cada vez más exigentes, de los diferentes tipos de usuarios que demandan energía eléctrica de alta calidad y fiabilidad.

Sin embargo, no todos los factores y agentes implicados contribuyen en la misma medida en el desarrollo de sistemas que promuevan iniciativas en el sector de la GD. Existen una serie de barreras que impiden la implantación masiva de este tipo de instalaciones. Las más importantes son las barreras técnicas, económicas y regulatorias.

2.9.2.1 Barreras técnicas

Por un lado, existen **barreras técnicas**, que incluyen las relacionadas con el nivel de desarrollo de las tecnologías y con la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución.

La falta de madurez de algunas tecnologías se traduce en menores eficiencias, fiabilidad, tiempo de vida, etc., y supone una barrera a su implantación que puede ser reducida incrementando la investigación y el desarrollo tecnológico e implementando proyectos de demostración, etc.

Asimismo, en el caso concreto de las tecnologías de GD renovables, su producción depende de la disponibilidad del recurso renovable, el cual tiene, generalmente, variaciones aleatorias, lo que la hace bastante "impredecible".

Por ello, dicha producción puede variar mucho durante su operación y se pueden producir desvíos significativos en los programas de compra de energía de las distribuidoras. En el caso de las tecnologías de GD no renovables (cogeneración), la producción de energía eléctrica también puede verse afectada, en este caso, por las necesidades de energía térmica del propietario del equipo. Todo ello puede constituir una barrera para que la generación descentralizada se incorpore a los mercados de energía.

Las barreras de interconexión incluyen las exigencias de las compañías distribuidoras dirigidas a la compatibilidad con la explotación de la red (especificaciones relativas a calidad de suministro, fiabilidad y continuidad, seguridad, medida, distribución local y control). Las redes de distribución no están preparadas técnicamente para conectar GD, pues fueron diseñadas para conectar cargas, no generadores. Es por esto que la conexión de dichos generadores puede acarrear problemas de estabilidad, fiabilidad, flujos bidireccionales, etc. Es necesario, por tanto, adoptar normativas técnicas de interconexión que aseguren la fiabilidad, seguridad y calidad del suministro y acelerar el desarrollo de los sistemas y tecnologías de control en GD.

Hoy en día, a pesar de que existen reglamentaciones que definen los requisitos procedimentales y contractuales, los criterios de conexión exigidos por las distribuidoras son aún muy restrictivos, debido, sobre todo, a la falta de experiencia con este tipo de generación.

Esto hace que muchas veces los criterios aplicados sean redundantes y se produzcan sobrecostes innecesarios.

2.9.2.2 Barreras económicas

Por otro lado, están las **barreras económicas**. La falta de madurez de algunas tecnologías y la poca difusión que ello conlleva, hacen que los costes de la inversión inicial, así como el mantenimiento posterior, se disparen, resultando en una traba a su penetración. Todo esto, implica plazos de amortización muy altos que se traducen en un mayor riesgo para el inversor.

Un mayor esfuerzo de investigación y desarrollo tecnológico y herramientas específicas de financiación de proyectos, subvenciones, primas e incentivos fiscales pueden ayudar a reducir riesgos y difundir la GD pero la situación y marco legal actual no ofrece un escenario esperanzador.

Asimismo, los efectos resultantes de la instalación de generadores distribuidos (aumento o disminución de pérdidas, mejoramiento o empeoramiento de la calidad de suministro, inversiones evitadas o necesidad de realizar nuevas inversiones, etc.) pueden dar lugar a ahorros o sobrecostes cuyo reparto puede influir positiva o negativamente a la hora de estudiar la viabilidad de un proyecto de GD.

2.9.2.3 Barreras regulatorias

Por último, las **barreras regulatorias** incluyen los problemas existentes a la hora de obtener licencias de instalación (problemas medioambientales, sociales, etc.), que involucran en muchos casos a autoridades locales, regionales y nacionales, haciendo el proceso largo y tedioso. Convendría, por tanto, agilizar estos procesos de resolución de propuestas.

Además del peaje de respaldo que el autoconsumidor debe de pagar por producir su propia energía para autoabastecerse y que a su vez esté conectado a la Red como “respaldo”.

Los autoconsumidores tendrán que hacer frente, “al igual que el resto de los consumidores”, a los costes del sistema eléctrico, incluyendo aquellos necesarios para financiar las tecnologías de generación asociadas.

En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se crea en esta norma un peaje de generación en el que se limitan las horas de funcionamiento con derecho a retribución primada de las plantas fotovoltaicas (como ya se había hecho para la tecnología eólica y termoeléctrica en el Real Decreto 1614/2010, de 19 de noviembre) sin perjuicio de ampliar, a la par, el plazo de percepción de la misma, que fue luego nuevamente prolongado a través de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Además de cubrir las deficiencias que la generación de energía eléctrica, de los autoconsumidores, provocan a la red de distribución.

El nuevo peaje de respaldo se calculará teniendo en cuenta el término variable de los peajes de acceso, el valor de los pagos por capacidad que le corresponda y el precio estimado de los servicios de ajuste.

Industria ofrece en el real decreto un cuadro con los distintos importes del peaje, que van de los 0,04 euros por kilovatio hora (kWh) para el grupo tarifario 3.0 a los 0,089 euros para potencias inferiores a los 10 kilovatios (10 kW). Habrá también, para la mayor parte de los perfiles, tres periodos distintos de pago.

2.10 Aspectos medioambientales

La penetración y crecimiento de la Generación Distribuida, está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración. Adicionalmente, las pérdidas netas del sistema eléctrico derivadas de la lejanía entre las fuentes generación centralizada y los puntos de consumo, se estiman en un 7-10 % del total consumido. La GD entendida como generación junto a las fuentes de consumo, conlleva importantes reducciones en estas pérdidas.

Se puede afirmar por tanto, que la GD, tanto por las tecnologías de generación que utiliza, como por la reducción de pérdidas de transporte y distribución que conlleva, es un factor clave de cara a cumplir los compromisos adquiridos en materia medioambiental, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de combustibles fósiles.

En 2004, el consumo de energías renovables evitó la emisión a la atmósfera de entre 62 y 31 millones de toneladas de CO₂ (según se considere la sustitución de carbón o gas). En términos económicos, considerando a 15 € la tonelada de CO₂, supondría entre 930 y 470 millones de euros.

El Protocolo de Kyoto, aprobado el 10 de diciembre de 1997 en la Cumbre de Kyoto, obliga a los países industrializados a limitar las emisiones de seis gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012:

CO₂ (Anhídrido carbónico o dióxido de carbono).

CH₄ (Metano).

N₂O (Óxido nitroso).

HFC_s (Hidrofluorcarburos). PFC_s (Perfluorcarburos).

SF₆ (Hexafluoruro de azufre).

El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 en 141 países, obligando a sus firmantes a reducir, para 2012, sus emisiones de gases invernadero en un 5,2 % respecto de las de 1990. El objetivo de reducción y/o limitación del conjunto de gases de efecto invernadero regulados se entenderá como la media de emisiones anuales en los cinco años que cubre el periodo 2008-2012, para evitar las distorsiones que pudieran producirse en un año de dicho período por causas imprevisibles (sequía, etc.).

El éxito del Protocolo será relativo debido a la negativa a ratificarlo de Estados Unidos, principal emisor del mundo, con un 25 % del total. Sí lo ratificaron, sin embargo, los 15 países de la Unión Europea, Japón (segunda potencia económica mundial) y otros grandes emisores como Bulgaria, Eslovaquia, Estonia, Hungría, Islandia, Letonia, Rumania y República Checa.

Tras la firma del Protocolo, la Unión Europea ha asumido el compromiso de reducir sus emisiones en un 8 % con respecto a las emisiones del año 1990. Antes de la ratificación de dicho Protocolo, se produjo un acuerdo interno sobre el reparto del citado compromiso entre los quince países de la Unión Europea ("burden sharing"). Según este reparto, España puede aumentar sus emisiones un 15 % respecto a lo que emitía en el año 1990.

Países	Reducciones de las emisiones en 2010 para CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O, FSCs, PFCs y SF ₆ conjuntamente (de forma ponderada) en comparación con 1990.
Luxemburgo	- 30 %
Dinamarca	- 22,50 %
Alemania	- 22,50 %
Austria	- 20,50 %
Reino Unido	- 12 %
Bélgica	- 9 %
Países Bajos	- 8 %
Italia	- 7 %
Finlandia	0 %
Francia	0 %
Suecia	+ 5 %
Irlanda	+ 11 %
España	+ 15 %
Grecia	+ 23 %
Portugal	+ 24 %

Tabla 12. Reparto de emisiones en la Unión Europea.

Hasta ahora, el Protocolo no ha logrado su objetivo de reducir de manera significativa la emisión de gases, ya que es incumplido por muchos de los países firmantes.

Con el objetivo de complementar el Protocolo de Kyoto, Estados Unidos, Australia, Japón, China, India y Corea del Sur acordaron, en julio de 2005, colaborar en el desarrollo de tecnología dirigida a reducir las emisiones de gases contaminantes. Las seis naciones en conjunto, son responsables de cerca del 40 % de las emisiones de gas en todo el mundo y, de ellas, únicamente Japón ha ratificado el Protocolo.

Cabe destacar, que este protocolo a fechas de su reevaluación, no se habían cumplido muchos de los objetivos fijados por lo que los países firmantes, entre ellos España, decidieron marcar una nueva fecha para reevaluar la situación.

Este proceso se llevó a cabo en la Cumbre de Doha en 2012 y se asignó nueva fecha para el 2020.

Por otro lado, a nivel europeo, la Directiva 2003/87/CE establecía la obligación, para cada Estado, de elaborar un **Plan Nacional de Asignación (PNA)** que determinase la cantidad de derechos de emisión a asignar a cada instalación, así como el procedimiento a seguir. En el conjunto de la Unión Europea se establece a partir de 2005 un régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de CO₂ para fomentar su reducción eficaz. En España, se aprobó un plan para el periodo inicial 2005-2007, regulado mediante el Real Decreto 1866/2004 (modificado posteriormente por el Real Decreto 60/2005). Al final del periodo, las emisiones no deberían de sobrepasar un 24 % las emisiones de 1990.

Asimismo, la Ley 1/2005 regula el registro de derechos de emisión mediante la creación de un Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE), que se encuentra operativo desde junio de 2005. Este registro constituye un elemento esencial para el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones del Protocolo de Kyoto, así como para el establecimiento y funcionamiento del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión.

La Tabla 13 muestra una comparación de las emisiones de algunas de las tecnologías de generación explicadas anteriormente, así como las emisiones de un ciclo combinado, que no es GD pero sirve para comparar con la generación centralizada.

Tecnología	Emisiones (kg/MWh)			
	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO
Motor alternativo	590-800	4,5-18,6	0,18-1,36	0,18-4
Mini-turbina	545-700	1,8-5	0,14-0,18	0,5-0,4
Mini-hidráulica	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0
Solar Térmica	0	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	0	0
Biomasa	0-50 ⁶	0,15-3	Menor de 0,15	1-4
Microturbinas	590-800	0,09-0,64	Despreciable	0,14-0,82
Pilas de combustible	360-630	Menor a 0,03	0	0,005-0,055
Ciclo combinado	320-400	0,05-0,4	Despreciable	0,02-0,45

Tabla 13. Comparativa de emisiones.

^[6] El uso de la biomasa como combustible supone un ciclo neutro en la atmósfera, no contabilizándose las emisiones de CO₂ que se produzcan en su quemado pues éstas se deben a la quema conjunta con otros combustibles

2.11 Marco regulatorio de la GD en España

2.11.1 Normativa sobre la GD en España

2.11.1.1 *La ley 54/1997 del Sector Eléctrico y el régimen especial*

La regulación del nuevo sistema eléctrico español que ha iniciado su desarrollo en España el 1 de enero de 1998, se fundamenta en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y su desarrollo normativo. Esta ley principalmente introduce esquemas de mercado en las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica, si bien mantiene el transporte y la distribución como negocios regulados debido a su connotación de monopolios naturales.

Esta ley modificó el concepto de régimen especial hacia como lo conocemos hoy, desde entonces se aplica a la evacuación de energía eléctrica a las redes de distribución y transporte procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración, con una potencia instalada menor a 50 MW. Teniendo un carácter retributivo y normativo distinto de aquellas centrales que participan en el mercado mayorista "pool". La mayor parte de las instalaciones de GD (tal como la hemos definido) en España se acogen al régimen especial, salvo raras excepciones.

A continuación veremos cronológicamente el desarrollo normativo referente al régimen especial actualmente conocido como Régimen Retributivo Especifico Se distinguen cinco periodos: El correspondiente al RD 2818/1998 que tuvo vigencia desde 1998 hasta 2004, el correspondiente al RD 436/2004 con vigencia desde 2005 hasta 2007, el RD 661/2007 con vigencia desde 2007 hasta 2013, RD 9/2013 con vigencia desde 2013 hasta 2014 donde se sustituye por el actual y vigente RD 413/2014 donde se regula la actividad eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2.11.1.2 *Del régimen especial al régimen retributivo específico en España*

El régimen especial viene siendo regulado en España desde 1980, año en el que se promulgó la Ley 82/1980 de conservación de la energía. Esta Ley fue motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo y, en ella, se establecían los objetivos de mejorar la eficiencia energética de la industria y de reducir la dependencia del exterior. El desarrollo de dicha ley dio lugar al fomento de la autogeneración eléctrica y de la producción hidroeléctrica de pequeñas centrales. Posteriormente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 estableció un programa de incentivación de la cogeneración y de la producción con energías renovables para intentar pasar del 4,5 % de la producción nacional de energía eléctrica en 1990 al 10 % para el año 2000. Dentro de este contexto, la Ley 40/94 del sistema eléctrico nacional (LOSEN) dejó consolidado el concepto de régimen especial como tal.

Basándose en los principios establecidos en la **LOSEN**, se publicó el **Real Decreto 2366/1994**, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Se incluían en el régimen especial aquellas instalaciones de potencia menor o igual a 100 MVA, incluidas en alguno de los cinco grupos siguientes: nuevas renovables, de residuos, de biomasa, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales

hidráulicas. Estas instalaciones podían ceder su energía excedentaria a la empresa distribuidora más cercana que tuviera la obligación de adquirirla siempre que fuera técnicamente viable. El precio de venta de esta energía debía fijarse en función de las tarifas eléctricas, dependiendo de la potencia instalada y del tipo de instalación, constandingo de un término de potencia y de un término de energía, además de los complementos correspondientes.

Con la publicación de la **Ley 54/97**, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, se diferenció a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario que desarrollaran su actividad en el mercado de producción de los productores acogidos al régimen especial, que debían tener una potencia instalada menor o igual a 50 MW. Se establecía para las instalaciones en régimen especial la posibilidad de incorporar su energía excedentaria al sistema (tal y como se regulaba en el **Real Decreto 2366/94**), o participar directamente en el mercado de producción. En el primer caso, las instalaciones percibirían el precio medio final que pagan los adquirentes en el mercado organizado más una prima.

En el segundo caso, percibirían, aparte de la prima, el precio marginal horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios que les pudiera corresponder. Asimismo, en el mercado se les imputaba, en su caso, el coste de los desvíos entre su energía casada en el mercado y su producción real. Se establecía un periodo transitorio para que las instalaciones que estaban acogidas al **Real Decreto 2366/1994** mantuvieran su régimen mientras existieran los costes de transición a la competencia (CTC). Se establecía, además, que las energías renovables debían alcanzar el 12 % de la demanda energética en España en 2010.

El **Real Decreto 2818/1998** sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, establecía la regulación concreta de la retribución de la energía vertida en régimen especial, ajustándose a lo indicado en la **Ley 54/97**. Dicho Real Decreto establecía que las primas deberían ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros y revisadas cada cuatro años.

El Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999 estableció los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables, para conseguir que la producción con estas energías representase el 12 % del consumo español de energía primaria en el año 2010.

Dada la nula participación de las instalaciones de régimen especial en el mercado bajo la aplicación del Real Decreto 2818/98, el **Real Decreto-Ley 6/2000**, de 23 junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, estableció la obligación para las instalaciones del **Real Decreto 2366/94** con una potencia superior a 50 MW de participar en el mercado de producción. Al mismo tiempo, fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de instalaciones de régimen especial. También se estableció la posibilidad de que estas instalaciones pudieran realizar contratos de venta de energía con comercializadores. Se estableció la cantidad de 0,009015 €/kWh en concepto de garantía de potencia para aquellas instalaciones de régimen especial que participaran en el mercado.

El **Real Decreto 1663/2000**, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, simplificó las condiciones para la conexión de estas

instalaciones a la red. Para el resto de instalaciones de régimen especial, seguía vigente la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985. El Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrollaba el Real Decreto-Ley 6/2000, estableciendo la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia superior a 50 MW, que quedaban incluidas en el régimen ordinario, y se fijaba un procedimiento de acceso al mismo, tanto para aquellas obligadas a participar como para las que deseaban acceder de manera voluntaria.

Se establecía un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración que participan en el mercado, en función de su potencia y valor de la tarifa general del gas natural. Se permitía la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Por último, se establecía una prima específica de 12 cent€/kWh para las instalaciones que utilizasen únicamente como energía primaria para la generación eléctrica energía solar térmica.

En el Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas: Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de septiembre de 2002, se integraban los objetivos de producción del PFER y se incorporaba un nuevo objetivo para la cogeneración, apreciándose un incremento de la participación de algunas de las energías renovables en España en el período 2002-2011.

La Tarifa Media o de Referencia se definió en el **Real Decreto 1432/2002**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y se modifican algunos artículos del **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 costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Con el **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se estableció la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se establece un nuevo marco regulatorio para el régimen especial.

El titular de la instalación podía optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) de cada año, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tenía derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la TMR. La revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizaría cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectaría a las nuevas instalaciones.

Se derogan el **Real Decreto 841/2002**, de 2 de agosto, y el **Real Decreto 2818/98**, de 23 de diciembre, y se establece un período transitorio para las instalaciones acogidas al **Real Decreto 2366/94** (DT1ª Real Decreto 436/04) y al **Real Decreto 2818/98** (DT2ª Real Decreto 436/04), que tienen la opción de mantenerse en el antiguo régimen económico que les corresponde. Por otra parte, se obliga a ciertas instalaciones a comunicar su programa de producción a la distribuidora correspondiente, pudiendo ser penalizadas cuando su desvío resultara mayor de un margen determinado, a partir del 1 de enero de 2005.

El 26 de agosto de 2005 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables para el período 2005-2010. Las previsiones de la nueva normativa estimaban en un 12,1% el consumo de energía primaria que será abastecido en el año 2010 por las energías renovables. La nueva planificación sustituye al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, cuyos resultados fueron insuficientes.

El documento de **Planificación de los Sectores de Electricidad y gas 2002-2011**. Revisión 2005-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 31 de marzo de 2006, estableció unos objetivos nacionales de potencia instalada para las instalaciones de cogeneración y para las que utilizasen las energías renovables, basadas en el PER 2005-2010. Cabe destacar el fuerte aumento del objetivo de la energía eólica y solar, así como una reducción en el objetivo de potencia instalada de biomasa.

El **Real Decreto 314/2006**, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, obligaba a la incorporación de instalaciones solares térmicas en todas las edificaciones donde hubiera consumo de agua caliente sanitaria, y a la incorporación de paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones del sector terciario.

En el **Real Decreto-Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, se eliminaba la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración, primando no sólo los excedentes eléctricos, sino toda la electricidad cogenerada, en sintonía con la **Directiva 2004/8/CE**, relativa al fomento de la cogeneración. Se establecía la posibilidad de que todas estas plantas (no sólo las menores de 10MW) fueran retribuidas con el complemento de una prima por encima del precio del mercado durante 10 años desde su puesta en marcha. Se eliminaba la banda de retribución de las instalaciones de generación que utilizaban las energías renovables, entre el 80 y el 90 por 100 de la tarifa eléctrica media.

Se desvinculaba la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia. Y se mantenía el régimen del Real Decreto 2366/1994, en tanto no se realizase la revisión del régimen especial. Todas estas modificaciones tendrían efecto una vez aprobado el desarrollo de lo establecido en el citado Real Decreto Ley, lo que se preveía en un plazo de seis meses desde su publicación.

El 12 de mayo de 2007 fue publicado en el BOE el **Real Decreto 616/2007**, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Mediante este Real Decreto se incorporaba al derecho español el contenido de la **Directiva 2004/8/CE** (fomento de la cogeneración) y se desarrollaba el artículo 6 de la Ley 24/2005 en lo relativo a la información al consumidor sobre el origen de la electricidad y su impacto ambiental.

El 26 de mayo de 2007 se aprobó el **Real Decreto 661/2007**, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Así, se sustituía el **Real Decreto 436/2004** y se establecía un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además, el **Real Decreto 661/2007** determinaba una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilizasen energías renovables (con excepción de la hidráulica), las cogeneraciones y las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás.

El 1 de junio de 2007 se publicó la **ORDEN ITC/1522/2007**, de 24 de mayo, por la que se establecía la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Según esta Orden, será la CNE el organismo responsable de la expedición y gestión, mediante un sistema de anotaciones en cuenta, de las garantías de origen de la electricidad generada de esta forma.

En julio de 2007 se publicó la **Ley 17/2007**, de 4 de julio, por la que se modificaba la **Ley 54/1997**, del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la **Directiva 2003/54/CE** sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. En ella se establece que el Gobierno podrá determinar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW. Por otra parte, se acuerda modificar el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para 2020.

El 1 de agosto de 2007 se publicó el **Real Decreto 1028/2007**, de 20 de julio, por el que se establecía el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Posteriormente, fue aprobado el **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Este Real Decreto clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías, según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en suelo (tipo II). Dentro de las primeras existen dos subtipos: se diferencia aquellas instalaciones con potencia inferior o igual a 20 kW (tipo I.1) de aquellas con potencia superior a 20 kW. (tipo I.2.). Se establecen, asimismo, unas convocatorias anuales, con cupos de potencia por tipo y subtipo. Para la primera convocatoria, la tarifa regulada será la siguiente:

Tipo I- Subtipo I.1.: 34 cent€/ kWh

Tipo I- Subtipo I.2.: 32 cent€/ kWh

Tipo II.: 32 cent€/ kWh

En el caso de completar los cupos, en las siguientes convocatorias se reducirán las citadas tarifas de forma paulatina hasta alcanzar una reducción de un 10% anual.

El artículo 4 del **Real Decreto Ley 6/2009 de 30 de abril**, establece el mecanismo de registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, con el que se pretende controlar el cumplimiento de objetivos de planificación.

Se deroga el **RD 661/2007, de 25 de mayo** y se sustituye por su predecesor **RD 9/2013, de 13 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

La principal fuente de ingresos del sistema eléctrico que sirve para financiar las diferentes partidas de costes, son los peajes de acceso aplicados a los consumidores finales de electricidad.

En los últimos años, la evolución expansiva de las partidas de costes del sistema eléctrico provocó la aparición de desajustes entre dichos costes y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados. Con objeto de corregir los desajustes, durante el año 2012 se adoptaron una serie de medidas de carácter urgente que afectaban a ambas partidas.

Entre las medidas adoptadas, **la Ley 15/2012, de 27 de diciembre**, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y determina que los costes del sistema serán financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de las correspondientes partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

Estas desviaciones se deben en gran medida a un mayor crecimiento del coste del régimen especial por un incremento en las horas de funcionamiento superior a las previstas y por un incremento de los valores retributivos por su indexación a la cotización del Brent, y a una minoración de los ingresos por peajes por una caída de la demanda muy acusada que se consolida para este ejercicio.

Por lo que en este RD se plantea un nuevo incremento de los peajes de acceso que pagan los consumidores eléctricos.

2.11.1.3 Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

Seguidamente en el año 2013 también se establece la *nueva Ley 24/2013, del Sector Eléctrico donde sólo excepcionalmente el Gobierno podrá aprobar un régimen retributivo específico para instalaciones de producción a partir de tecnologías renovables, cogeneración y residuos que se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementando los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que no se puedan recuperar en el mercado, obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo, eficiente y bien gestionada, que en cada caso resulte aplicable y competir en el mercado en condiciones de igualdad con el resto de tecnologías.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 310, 27.12.2013) deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

El primer cambio es de carácter terminológico y ya da idea de la filosofía del nuevo régimen. No se habla de “régimen especial” sino de instalaciones de producción con retribución específica. Ante la elevada penetración de las tecnologías de producción a partir

de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el legislador considera que carece ya de fundamento una regulación singular ligada a la potencia y a su tecnología. Por ello, se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial y se procede a una regulación unificada de la producción de energía eléctrica (título IV), sin perjuicio de ciertas consideraciones singulares.

La ley fundamenta los cambios en la notoria situación del déficit tarifario, el deterioro progresivo de la sostenibilidad del sistema eléctrico y la consecuente amenaza a su viabilidad. Ante este escenario, el legislador argumenta que los sujetos del sistema eléctrico “no podían confiar legítimamente en la conservación de los parámetros que habían degenerado en la situación descrita y cualquier operador diligente podía anticipar la necesidad de estos cambios”. Diríase que el legislador ha querido colocar la venda de la previsibilidad diligente antes de que se abriera la herida del reproche de inseguridad jurídica y de incertidumbre tan poco saludables para el sistema eléctrico y para la economía en general.

Y consecuentemente entra en vigor el **RD 413/2014, de 6 de junio**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, supuso por tanto, una importante medida en este ámbito dentro del proceso de reforma del sector eléctrico. Esto es así, por cuanto incorpora un mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, haciendo explícita enunciación de los principios concretos sobre los que se articulará el régimen aplicable a estas instalaciones, en términos que han sido posteriormente integrados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y que son desarrollados en el dicho real decreto.

Este real decreto determina la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos a las que les sea otorgado.

Este real decreto establece sus derechos, obligaciones, las particularidades de su funcionamiento en el mercado y los procedimientos relativos a la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, donde deberán estar inscritas todas ellas. No se introducen limitaciones relativas a la potencia para estas instalaciones, pues sus particularidades deben serlo por razón de su tecnología y fuentes de energía utilizadas y no por otras características.

Por lo tanto las primas e incentivos para aquellas instalaciones que estén inscritas al régimen retributivo específico recogido en este último real decreto será establecidas en aplicación de lo previsto en el artículo 14.7 d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el órgano encargado de realizar las liquidaciones procederá a liquidar a los titulares de las instalaciones de generación o a sus representantes que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, de la forma prevista en la presente disposición. Para la determinación de las anteriores cuantías se aplicará lo establecido en la orden por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.

2.12 Complejo Deportivo Municipal de Bonavista

El complejo deportivo municipal (CDM) de Bonavista se encuentra situado en el extremo norte del barrio de Bonavista.



Ilustración 29. Situación del Complejo Deportivo Municipal de Bonavista.

Bonavista es un barrio que nace como consecuencia de la industrialización de la zona. Un barrio creado en 1960 a partir de inmigrantes, en su gran mayoría del Sur de la península. La industrialización de la zona hace que los obreros trabajadores decidan asentarse en la superficie que hoy día conforma dicho barrio, dada la cercanía al lugar de trabajo.

Bonavista forma parte del territorio Tarragonés quedando a escasos cuatro kilómetros de la ciudad de Tarragona, una de las cuatro principales ciudades del territorio Catalán.

El complejo se construye en 2005 y consta de una superficie útil de 2817,99 m². Se distribuyen en 3 plantas:

1. Planta subterránea
2. Planta baja
3. Planta cubierta.

A continuación se muestra un breve resumen aclaratorio de los equipos e instalaciones que conforman el CDM.

2.12.1 Equipamientos:

- Piscina cubierta
- Recepción
- Vestuarios
- Sala de musculación
- Sala de actividades dirigidas
- Sauna
- Jacuzzi
- Servicios generales (Sala de calderas, farmacia, etc)

2.12.2 Instalaciones:

- Agua (AF y A.C.S)
- Electricidad (alumbrado y fuerza)
- Contraincendios
- Seguridad
- Gas
- Climatización
- Ventilación
- Audiovisuales

En el presente proyecto se hace hincapié en las instalaciones de electricidad, agua y gas natural.

2.12.3 Instalación eléctrica

Actualmente la compañía suministradora es FECSA ENDESA que ofrece una tensión de servicio de 3x220/400V – 50 Hz.

La potencia contratada con dicha compañía es 138 kW (200A).

Posee un cuadro general formado por

- C.G.P 400V
- DI 4x120 mm²

Las protecciones de las que constan dicho cuadro son:

- ICP-M 200 A LEGRAND DPX 630
- IGA 200 A LEGRAND DPX
- Diferencial 40 A (0,3 A / 0,03 A)

El cuadro general esta comandado por el cuadro de conmutación del grupo y el cuadro general.

Posee además varios subcuadros en el interior del complejo.

El complejo dispone de equipos de medida:

- Contador trifásico. Activa y Reactiva. 4 hilos CTMR. TIPO 4. 3x220/400V - 5(10) A-50Hz.

Las protecciones generales de la instalación en general son:

- Fusibles 250A
- Para rayos

2.12.4 Mecanismos de la instalación

- Luminarias fluorescentes: Downlight en recepción, salas i pasadizos de 2x26W.
- Interruptores simples: Mecanismos empotrados de superficie. Simon 27 estancos.
- Interruptores dobles: Mecanismos empotrados de superficie. Simon 27 estancos.
- Interruptores conmutados: Mecanismos empotrados de superficie. Simon 27 estancos.
- Enchufes generales Mecanismos empotrados de superficie. Simon 27 estancos.
- Otras lámparas: Dicroica empotrada de 50W en servicios.
- Proyector exterior: CARANDINI TOP 604/A VSAP 150W.
- Otros: Grupo generador ELECTRA MOLINS.

Todos los elementos nombrados en el apartado 2.12.4 serán mostrados con imágenes en el apartado de *Anexos – Anexos de aplicación en el ámbito del proyecto – Reportaje fotográfico de instalación eléctrica actual.*

2.12.5 Agua Fría (AF) y Agua Caliente Sanitaria (A.C.S)

La compañía suministradora del agua en el recinto es EMATSA.

Se dispone de los siguientes equipos de medidas:

- Contador acero 4'', con llaves de corte delante y detrás, filtro y manómetro.

Los principales de puntos de consumo son:

- 15 lavabos (AFS y A.C.S)
- 14 WC (AFS)
- 15 duchas (AFS y A.C.S)

Otros puntos de consumo serían:

- 2 bocas de riego
- 6 duchas en el interior de la sala de piscina
- Jacuzzi
- Piscinas (grande y pequeña)

Se disponen de acumuladores de A.C.S de 1500 l situados en la Sala de Calderas en la planta cubierta.

2.12.6 Gas Natural

Dicha instalación se trata de una instalación tipo Gas Natural SDG, S.A legalizada en el año 2006.

La presión de servicio es de 0,05 – 0,5 Bar y se dispone de equipo de regulación:

- BG65. Con presión de salida de 22 mbar.

Los principales elementos de consumo en la actualidad son:

- 2x Calderas ROCA modelo CPA-300 con quemadores TECNO 38-G.

Con lo cual la potencia térmica instalada es de $2 \times \text{CPA}300 = 700 \text{ kW}$.

2.13 Estudio comparativo para la elección de tecnología a utilizar

En el siguiente punto del proyecto se ha llevado a cabo una comparación entre las tecnologías a implantar en el CDM de Bonavista.

Sobre cada tecnología se comenta a continuación las posibles ventajas y desventajas de cada una de ellas:

2.13.1 Motor alternativo

El motor alternativo de combustión es un elemento utilizado en la cogeneración, es un motor térmico en el que se usa los gases resultantes de un proceso de combustión interna para hacer girar un émbolo o pistón.

Estos motores se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores diversos como el agroalimentario, construcción, papel o textil. Cabe destacar que este motor se ha implantado en lugares como la Universidad de Santiago de Compostela dando servicio al 20 % de la demanda del campus. Abastece 3 Facultades de este campus.

Su combustible es el diésel o bien gas natural y fuel oil. En el caso que estudiamos el combustible a utilizar sería el gas natural dado que se hace uso de el para la calefacción del complejo deportivo.

Los motores alternativos ofrecen un rango de potencias de 0,05 – 5 MW, pero una de las mayores preocupaciones de esta tecnología es el respeto al medioambiente. Es una tecnología que en su conjunto ofrece emisiones peor que un ciclo combinado de gas. Por otro lado cabe destacar que ofrece grandes resultados por lo que respecta a su despacho económico, en su funcionamiento en isla y es una buena alternativa en la cogeneración. Por lo que respecta a calidad de la red, ofrece buenas respuestas en armónicos.

En el CDM, el gas natural forma parte de uno de los mayores costes anuales a los cuales el Ayuntamiento de Tarragona tiene que hacer frente. Por este motivo y dado a que el uso del gas natural en el recinto es necesario para cubrir la demanda de calefacción del recinto junto con el calentamiento de agua (A.C.S) para las zonas de aguas de complejo y zona de vestuarios además de piscinas, se presenta como una opción viable para su instalación.

Un motor alternativo que cogenere electricidad a la vez que se utiliza para el abastecimiento de A.C.S del centro es un gran punto a su favor.

A continuación se muestra una tabla de la serie FG de Motores Guascor que es uno de los principales productores de motores alternativos.

FG-FGLD SERIES ENGINES		Speed	1800 rpm
		Generator frequency	60 Hz
		Gas type	Natural gas
		Minimum methane number	75 1)
Engine type		FG 180	
Engine power 2)		kW	180
Speed		min ⁻¹	1800
Mean effective pressure		bar	6.7
Exhaust temperature	approx.	°C	645
Exhaust mass flow wet	approx.	kg/h	650
Combustion air mass flow 2)	approx.	kg/h	610
Combustion air temperature design		°C	25
Ventilation air flow (from data sheet: IT-C-A-35-001) 3)	approx.	m ³ /h	11520
Exhaust manifold type			Wet
InterCooler stages (LT / HT)			xx
Air supply			Natural
Engine parameters			
Bore		mm	152
Stroke		mm	165
Displacement		dm ³	17.96
Number of cylinders			6
Compression ratio			11,0 : 1
Mean piston speed		m/s	9.9
Lube oil content 4)		dm ³	70
Typical mean lube oil consumption 5)		g/kWh	0.35
Generator			
Efficiency 6)		%	94.6
Energy balance			
Electrical power 6)		kW	170
Jacket water heat ± 8 %	± 8 %	kW	171
Auxiliary cooling (Intercooler + Oilcooler LT heat ± 8 %)	± 8 %	kW	0
Exhaust cooled to 120 °C ± 8 %	± 8 %	kW	109
Engine radiation heat		kW	36
Generator radiation heat		kW	9
Fuel consumption 7) (HGM560 - (8)) + 5 %	+ 5 %	kW	516
Gas consumption 100% load (from: PCI de 43 MJ/Nm ³)		Nm ³ /h	43.20
Mechanical efficiency		%	34.9
Electrical efficiency		%	33.0
Thermal efficiency		%	54.3
Total efficiency		%	87.26
System parameters			
Engine jacket water flow rate min.		m ³ /h	25
Engine jacket water K value			4,5 x 10 ⁻⁴
Intercooler / Oilcooler coolant flow rate min./max.		m ³ /h	xx
Intercooler / Oilcooler K value			xx
Engine jacket water volume		dm ³	50
Auxiliary cooling circuit volume (IC + OC)		dm ³	25
Engine jacket water temperature max. (W/exhaust: 90°C-Thermal gap: 8°C- W/Inlet: 82°C)		°C	82
Intercooler coolant temperature		°C	xx
Exhaust backpressure max.		mbar	25
Maximum pressure loss in front of air cleaner		mbar	5
Gas flow pressure, fixed between (pressure variation +/- 10 %)		mbar	70-240
Starter battery 2 x 12 V, capacity required		Ah	230
Length		mm	2020
Width		mm	945
High		mm	1459
Mass		kg	2510
NOX emissions:		g/bHPH	FREE
Data sources		Ther/ Balance	IC-G-B-18-049

1) NOX emissions.

2) Engine power ratings and combustion air volume flows acc. to ISO 3046/1.

3) Intake air flow at delta T = 5° including combustion air.

4) Not including pipes and heat exchangers.

5) This values are the mean lube oil consumption between maintenance steps.

6) At 50 Hz, U = 0.4 kV, power factor = 1.

7) With a tolerance of + 5 %.

• Data for biogas, special gas and dual gas operation upon request.

• The values given in this data sheet are for information purpose only and not binding.

• Doc: 25/01/2012

Tabla 14. Ficha técnica motor Guascor de gas natural FG 180.

Para la instalación de uno de estos motores sería necesario además un convertidor de frecuencia dada que la que ofrece a la salida es de 60 Hz.

El coste de inversión de estos motores no es elevado y el rendimiento de este tipo de tecnología es mucho mejor que el del resto de tecnologías.

Esta tecnología ofrece algunos inconvenientes por el hecho de que no es una tecnología puramente renovable pero si es cierto que no se añade su fuente de energía prima como un elemento adicional a los que ya existen en el CDM sino que se utiliza doblemente. Además de que no es un elemento compacto y precisa de varios módulos como pueda ser: motogeneradores, sistemas de recuperación térmica, calderas de recuperación, sistemas auxiliares (sistema de combustible sistema de aceite, de refrigeración, de admisión y en alguno de los casos la necesidad de obra civil).

Como se expone en el apartado de *Tecnologías de la GD – Motor alternativo* esta tecnología se implanto en 2003 en la Universidad de Santiago de Compostela. El anillo de cogeneración implantado en la USC proporciona abastecimiento eléctrico y de agua caliente a un total de tres facultades de la USC. Está compuesto por diez módulos de cogeneración de gas natural equipados con grupos motogeneradores marca Guascor modelo FGLD 240/55, un motor sobrealimentado de 8 cilindros con una potencia eléctrica de 310 kW al 100 % de la carga. En su totalidad la USC cuenta con una potencia instalada de 3,1 MWe.

2.13.2 Turbina de gas

Como se expone en el estudio de esta tecnología, es una tecnología utilizada en la cogeneración y pensada u orientada para instalaciones con una demanda eléctrica superior a los 5 MW. No es el caso. En el caso actual se tiene una potencia contratada de 138 kW, quizás sobreexcedida. En los datos se muestran que los valores máximos de potencia instantánea son del orden de 48 kW como máximo. La previsión de carga del complejo es de alrededor de 100 kW suponiendo, que todos los elementos eléctricos entren en funcionamiento, y dado que se podría dar el caso, se pretende utilizar la tecnología que pudiese cubrir inclusive dicha demanda. Esta tecnología excede muy por encima el rango de potencias para el que está pensada su integración. Tiene aplicación en la industria en la que la fuente de energía primaria tiene un consumo muy elevado y en las que la demanda de energía eléctrica es mucho más elevada que la que se está llevando a estudio.

2.13.3 Mini-hidráulica

Tecnología que se usa en mini-hidráulicas y con un salto de presión mínimo de 10 metros en muchos de los casos. Dado que el complejo deportivo consta de dos piscinas se supuso pues que el flujo de agua era constante y la utilización de una de estas microturbinas incrustada en la red de distribución de agua, sería una buena opción. Como resultado de la investigación, estas microturbinas necesitan un salto de presión de 10 metros o superior y dado que las piscinas son de playas desbordantes, el canal de recogida de aguas se encuentra a una diferencia de potencial de tan solo 30 cm. La escasez de una zona geográfica cercana hace evidente que su viabilidad sea nula.

2.13.4 Eólica

Esta tecnología, ofrece buenos resultados como elemento generador, sobretodo en su conexión en isla. Es un elemento fácil de integrar en la arquitectura en los casos de menor potencia, en el que se ha investigado, el inconveniente es la superficie necesaria para la integración de dicho generador que es bastante grande. Una mini eólica de la empresa WINDSPOT muestra en la ficha técnica de su aerogenerador *Windspot 7.5 kW* que el rotor ocupa 6,3 m de diámetro mientras que precisa de una torre de 16 – 18 metro de altura. Emite un nivel de ruido de 45 dB a 60 metro y con un velocidad del viento de 8 m/s. El nivel de ruido puede ser un problema dado que se está llevando a cabo en el recinto adyacente del complejo la rehabilitación del antiguo instituto de Bonavista para convertirlo en centro de día y residencia de ancianos. Este centro se encuentra a escasos metros del complejo con lo que podría ocasionar posibles problemas en el descanso de los futuros clientes de dicho centro. Es cierto que existen de tamaños muchos más reducidos pero a la vez su rango de potencias es mucho menor. El promedio de viento en la zona no supera los 4 m/s y es bastante bajo. La climatología de la zona y los aspectos sonoros hacen que esta tecnología no pueda sufragar la totalidad de la demanda ni si quiera un 15 % de esta si se integrase un aerogenerador como el nombrado anteriormente. Los valores de potencia son suponiendo vientos más elevados del orden de 13 – 15 m/s.

Como se puede ver en la base de datos ofrecida por Meteonorm 7.1:

Lugar Bonavista (Spain)				
Origen de datos Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100%				
	Irrad. Global	Difuso	Temp.	VelViento
	kWh/m².día	kWh/m².día	°C	m/s
Enero	2.23	0.82	9.6	3.01
Febrero	3.07	1.17	10.8	3.39
Marzo	4.30	1.60	13.4	3.50
Abril	5.81	2.02	15.4	3.50
Mayo	6.74	2.38	19.1	3.10
Junio	7.34	2.47	23.4	2.90
Julio	7.42	2.35	25.8	3.11
Agosto	6.29	2.37	25.9	3.01
Septiembre	5.06	1.71	22.2	2.90
Octubre	3.53	1.35	18.8	2.70
Noviembre	2.54	0.88	13.2	2.99
Diciembre	1.99	0.75	10.0	3.00
Año	4.70	1.66	17.3	3.1

(Nota: La columna 'VelViento' está resaltada en amarillo en la imagen original)

Datos Requeridos

- Irradiación global horizontal
- Temp. Exterior Media

Datos adicionales

- Irradiación difusa horizontal
- Velocidad del viento

Unidades de insolación

- kWh/m².día
- kWh/m².mes
- MJ/m².día
- MJ/m².mes
- W/m²
- Índice de claridad Kt

Año

Tabla 15. Datos meteorológicos de Bonavista. Fuente: Meteonorm 7.1

Veamos pues la potencia que puede ofrecer con un promedio de 3 m/s según su ficha técnica.

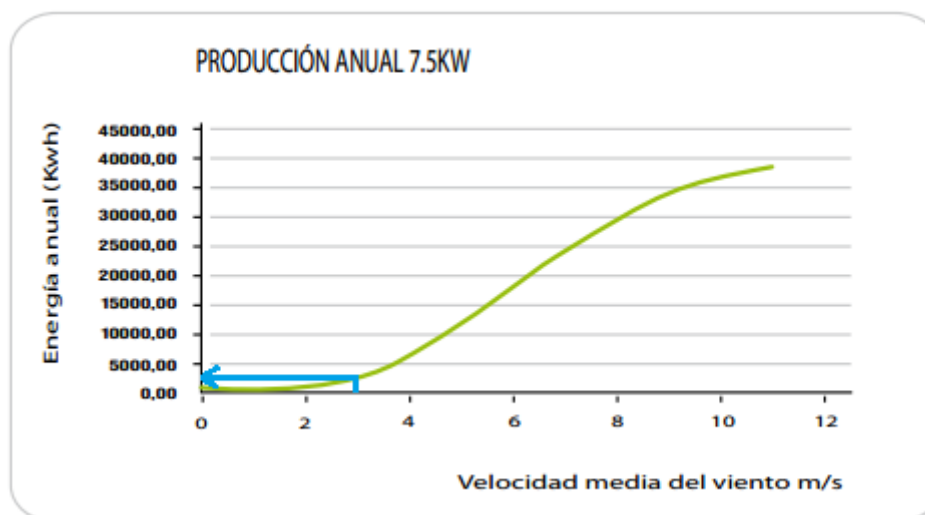


Gráfico 10. Producción anual de Windspot 7,5 kW en función de la velocidad.

Como se puede ver la producción anual del aerogenerador es de alrededor de 2500 kWh. Teniendo en cuenta que la superficie necesaria para el aerogenerador a pesar de ser un mini-aerogenerador son dimensiones bastante grandes, el nivel sonoro y la baja producción del aerogenerador con los vientos de la zona (un 1 % de la producción necesaria anual), deja evidente la poca viabilidad de la integración de esta tecnología en el caso actual.

2.13.5 Solar térmica

Actualmente, el complejo deportivo dispone de 18 paneles solares térmicos. Desde la concejalía de deportes de Tarragona nos informan que estos paneles no trabajan el 100 % del año y que supone un mantenimiento muy costoso. La rentabilidad de estos paneles apenas es considerable y no ofrecen el resultado esperado. El objetivo de este proyecto también se centra en el abastecimiento eléctrico y no en el suministro de agua caliente.

Es cierto que si se disponen de calderas eléctricas, esta tecnología debería de ofrecer una contribución significativa al ahorro de energía eléctrica, dado que suplantaría el uso de las calderas para el calentamiento pero no es el caso.

2.13.6 Solar fotovoltaica

Los niveles de irradiación solar en el territorio catalán son buenos pero no los más idóneos para conseguir un rendimiento del 100 % de los paneles comerciales que hay en el mercado actual. Pero esto no quita que sea una opción viable. Es una de las tecnologías más utilizadas en la autosuficiencia energética con una inclusión en el mercado mayor que el resto y con un desarrollo tecnológico bastante más favorable que el resto de tecnologías. Su fuente de energía primaria, el sol, es ciertamente gratuita, aunque no en todos los países. España es uno de los países que por generar energía eléctrica y verterla a la red de distribución eléctrica es obligatorio pagar el impuesto de peaje de respaldo aplicado a los auto consumidores de energía eléctrica mediante fotovoltaica que se recoge en el Real Decreto-ley 9/2013.

Con esto el consumidor debe de abonar un 5 % más que un consumidor convencional por MWh tanto por verterla como por recibirla.

En los kits que comercialmente se encuentran en el mercado también se disponen de baterías para almacenar la energía producida. Es cierto que el gobierno pone estos impuestos

por verter la energía a la red, pero el objetivo de este proyecto será llevar a cabo la desconexión directa de la acometida y la sustitución de esta por la energía entregada por las placas fotovoltaicas.

Mediante el software libre PV Syst 7.1 realizamos una simulación del proyecto y analizamos la situación. Este estudio se puede observar en el apartado de *Anexos – Cálculos – Dimensionado de la instalación solar fotovoltaica con PV Syst*.

2.13.7 Residuos Sólidos Urbanos (RSU)

Este tipo de central de cogeneración está pensada para el autoabastecimiento de los propios complejos y la venta del excedente, donde se operan con los residuos que se tratan en dichas instalaciones. Resulta inviable el uso de este tipo de tecnología a usar en el caso actual.

2.13.8 Biomasa

Este tipo de centrales de cogeneración son usadas en lugares donde la cercanía a la fuente de energía primaria (Biomasa vegetal o cultivos energéticos) es evidente. Es cierto que la adquisición de materia prima no es inviable y su suministración se podría llevar a cabo con alguna de las empresas suministradoras de la zona. Ofrece grandes posibilidades dado que se obtiene calor y electricidad.

Empresas como LASIAN ofrece una gran variabilidad de calderas de biomasa según la potencia térmica necesaria. Sin embargo, la combinación de cogeneración en estas calderas no está totalmente integrada y se tiene una visión puramente térmica de esta tecnología. Utilizada como elemento generador de energía calorífica con fines que no se tratan en este proyecto.

La escasez de tecnología desarrollada para la combinación de las dos necesidades principales del CDM (energía térmica y eléctrica), que son los mayores costes en el complejo, en las calderas de biomasa, hace que se contemple como una opción pero no la más conveniente, ni adaptada a las necesidades u objetivos marcados en este proyecto.

2.13.9 Microturbinas

La fuente de energía primaria de este tipo de tecnología es el diésel, propano o gas natural. Como se expone en su apartado correspondiente en *Tecnologías de la GD – Microturbinas*, estas están diseñadas para un rango de potencias bajas entre 20 – 500 kW.

Por el mismo motivo que en el motor alternativo se deja constancia de que esta tecnología es una de las más idóneas para realizar el autoabastecimiento eléctrico del CDM.

En esta tecnología, una diferencia con los motores alternativos es que son elementos más compactos y están pensadas para trabajar de forma autónoma.

Las ventajas de esta tecnología son prácticamente iguales a las del uso de motor alternativo solo que el hecho de que el elemento principal sea más compacto y de tamaño más reducido deja ver que esta tecnología puede tener mucha más viabilidad en el caso que se está estudiando.

El rendimiento de esta tecnología se sitúa entre el 25 – 35 % y su coste de inversión es del orden de los 900 €/kW producido. Casi el doble que los motores alternativos. Aun así muy inferior al resto de tecnologías.

Alguno de los aspectos desfavorables serían los armónicos que producen muchas de estas microturbinas y el efecto flicker. Cabe destacar, que este tema se ha venido corrigiendo por los fabricantes de estas microturbinas para mejorar la calidad del servicio.

En la Universidad Rovira i Virgili, en concreto en el Centro de Investigación CREVER se está llevando a cabo el ensamblaje de una de estas turbinas de la empresa Capstone, en concreto el modelo Capstone C30. En 2003 se llevaron a cabo estudios como prueba de resultados de estas microturbinas.

2.13.10 Pilas de combustible:

Este tipo de tecnologías es de las que más se está escuchando hablar en los últimos años. Los rangos de potencia son pequeños pero se están haciendo grandes avances en los de mayor potencia. El uso de esta tecnología se está observando en los vehículos limpios y comprometidos con el medio ambiente dado que una de sus principales fuentes de energía primaria es el hidrógeno.

Su estado de madurez es óptimo pero no el idóneo. Por lo que deja de ser una de las mejores opciones.

A continuación se muestra una tabla comparativa. Algunos de los datos recogidos y expuesto en la siguiente tabla han sido extraídos de la tesis doctoral de Méndez Quezada, 2005.

2.13.11 Comparativa entre tecnologías de la GD.

	Aspectos económicos y energéticos				Aspectos Desfavorables		Aspectos Favorables		
	Fuente de energía primaria	Coste de inversión (€/kW)	Potencia entregada (MW)	Eficiencia (%)	Armónicos	Flicker	Cogeneración	Despacho	Funcionamiento en isla
Motor alternativo	Diésel, gas natural, fuel oil, biodiesel	350 - 550	0,005-5	P.C.I 30 - 45	**	**	**	***	***
Turbina de gas	Diésel, gas natural	350 - 950	> 1	P.C.I 25 - 40	***	***	***	***	***
Mini-hidráulica	Agua	1500 - 4000	0,1-10	75 - 90	#	#	###	##	###
Eólica	Viento	750 - 1500	> 5	15 - 30	##	##	###	##	###
Solar térmica	Radiación Solar	2500 - 3000	5 - 100	15 - 25	**	**	##	**	**
Solar fotovoltaica	Radiación Solar	5000 - 7000	7,5 - 20	15 - 25	##	##	###	###	###
Residuos Sólidos Urbanos	Material residual doméstico	9000 - 10000	0,1 - 10	P.C.I 30 - 45	***	***	***	***	***
Biomasa	Biomasa vegetal o cultivos energéticos	8000 - 9000	> 1	P.C.I 30 - 45	***	***	***	***	***
Microturbinas	Diésel, gas natural y propano	700 - 1000	0,02 - 0,5	25 - 35	##	#	**	***	***
Pilas de combustible	Hidrógeno, gas natural, propano	1500 - 3500	0,02 - 2	30 - 50	##	#	***	***	**

P.C.I (Poder Calorífico Inferior): Energía calorífica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmósfera por el conducto de evacuación de gases.

LEYENDA: {***} → Muy buena | {**} → Buena | {#} → Normal | {##} → Malo | {###} → Muy malo.

En la tabla anterior se han realizado una serie de comparaciones de modo que se pueda apreciar los contrastes significativos entre cada una de las diferentes tecnologías sometidas a estudio. Si observamos punto por punto, en el uso de fuente de energía primaria observamos claramente dos tipos diferenciadores (las renovables y las fosiles).

Seguidamente aparece el factor de coste de inversión (€/kW) donde las tres tecnologías con menor coste de inversión son los MACI (Motor Alternativo de Combustión Interna), turbinas de gas y microturbinas y en contra posición, RSU, biomasa y solar fotovoltaica.

Respecto a la potencia entregada, turbinas de gas, parques eólicos y biomasa, salen mejor paradas dado que se utilizan a mayor escala. Son instalaciones de gran embergadura con una ocupación del terreno considerable.

Seguidamente, según la eficiencia, biomasa, RSU y MACI se sitúan entre el 30 – 45 % de rendimiento, pero la tecnología con un rendimiento significativamente mayor y que la hace muy atractiva es la minihidráulica, llegando a alcanzar rendimientos del 90 %.

Hasta ahora únicamente habíamos analizado los aspectos económicos y energéticos.

A continuación, si entramos en los aspectos desfavorables (armónicos y efecto flicker) las que ofrecen peores resultados son la eólica, fotovoltaica, microturbinas y pilas de combustible.

Sin embargo, en los aspectos favorables (cogeneración, despacho y funcionamiento en isla) las tecnologías con mejores resultados son: turbinas de gas, RSU y biomasa.

De la misma forma, si realizamos una comparación entre los costes de inversión y los rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías (objeto de interés de los potenciales clientes que quieran implantar la GD):

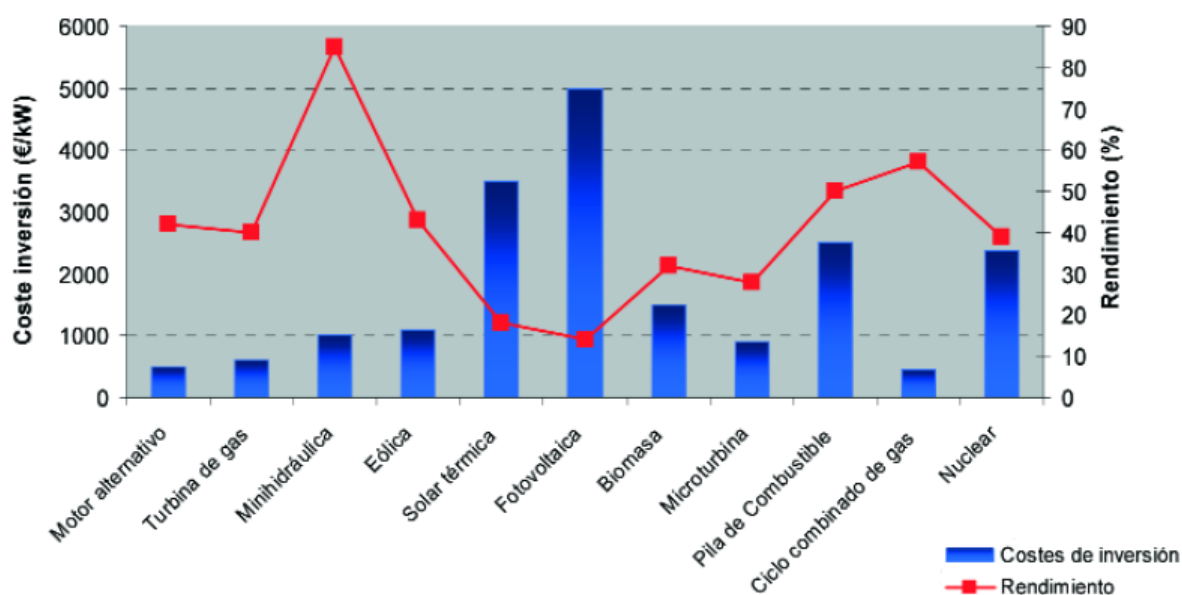


Gráfico 11. Comparación de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación.

En el siguiente gráfico se comparan los costes de inversión y rendimientos eléctricos de las tecnologías de la GD. Están incluidos además el Ciclo Combinado de Gas (CCG) y la Nuclear para realizar la comparación con las centrales base usadas en la generación centralizada.

Se analizan los dos picos más significativos (máximo y mínimo) de la gráfica anterior:

Fotovoltaica es la tecnología más cara respecto a su coste de inversión y sin embargo tiene el peor rendimiento de las diferentes tecnologías.

Es interesante observar este hecho dado que la mayoría de redes de micro generación cubren su demanda o parte de ella con dicha tecnología. Esta tecnología es la más desarrollada y la de implantación más sencilla y en la cual la fuente de materia prima es totalmente gratuita, el sol.

Resulta positiva la implantación de esta tecnología para consumos reducidos dado que puede proporcionar buenos resultados y con las ayudas del gobierno en el pasado era viable y rentable la implantación de dicha tecnología.

La recuperación de la inversión era más rápida gracias a estas ayudas y dado este hecho muchas empresas decidieron abrir mercado en este ámbito con el fin de beneficiarse económicamente al vender la energía producida, instalando pequeños parques fotovoltaicos. El boom fotovoltaico, creo una inestabilidad financiera del sector eléctrico que provocó la suspensión de las ayudas del gobierno hacia los generadores.

Este hecho es uno de los que crean mayor desconfianza a la hora de utilizar este tipo de tecnología. Pero este aspecto negativo tiene que compararse con la resta de aspectos positivos como la gran cantidad de avances en dicha tecnología que se están produciendo en la actualidad. En la actualidad se dispone de una amplia gama de paneles solares fotovoltaicos en el mercado y muchos de ellos ofrecen grandes garantías. Pero existen factores desfavorables como son la falta de irradiación solar, el espacio y factores económicos como podría ser el pago del peaje de respaldo en caso de verter la energía producida a la red de distribución.

Por otro lado, se observa que las microturbinas y los motores alternativos son los que tienen un coste de inversión mucho menor y sin embargo ofrecen rendimientos mucho más elevados que otras tecnologías como la fotovoltaica. Es cierto que estas dos tecnologías utilizan combustibles fósiles, pero están pensadas para su uso en cogeneración o trigeneración con lo que la combustión de gases o líquidos al producir gases de escape son utilizados mediante intercambiadores de calor aire/agua o chiller o refrigerador por absorción se genera A.C.S o frio (comúnmente utilizados para la producción de AA.CC).

En el caso de estas tecnologías el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se establece que las tecnologías empleadas para la cogeneración quedaran exentas del pago de peaje de respaldo. Por lo que si se decidiese verter a la red el excedente de producción de energía eléctrica para su venta no supondría un coste adicional. En contraposición, si se tendría que pagar el peaje de acceso al igual que cualquier consumidor.

2.14 Motivos de la elección de la tecnología a implantar en el CDM

Las tecnologías que ofrecen mejores resultados, sin duda, los motores alternativos y las microturbinas.

En este proyecto la elección de la tecnología a implantar es de microturbinas.

La principal ventaja de las microturbinas frente a otras tecnologías como los motores alternativos, que es la tecnología que en este proyecto compite con las microturbinas, es la producción de una única fuente de calor: los gases de escape a alta temperatura y por lo tanto, el sistema de recuperación es más sencillo que en los motores. Los motores alternativos a diferencia de las microturbinas precisan de un periodo de mantenimiento de 200 h mientras que las microturbinas cada 8000 h, además del gasto que supone el personal de mantenimiento necesario para realizar las tareas continuas de los motores alternativos. También, hay que destacar que las microturbinas no precisan de aceite refrigerante ni de cualquier otro líquido que haga esta función dado que las microturbinas se refrigeran por aire.

Otras ventajas de las microturbinas de gas son:

- un nivel de ruido moderado
- sin vibraciones
- requieren de un menor mantenimiento, en especial las microturbinas sin aceite lubricante, como es el caso
- las emisiones de gases perjudiciales para el medioambiente son inferiores a otras tecnologías alternativas, a excepción de las pilas de combustible
- pueden operar con diferentes tipos de combustibles, ya sean gas natural, propano o biogás.

También es cierto que su limitado rendimiento eléctrico es todavía una barrera importante que perjudica a su implantación en el mercado, pero la integración eficiente de estos sistemas de cogeneración incluso de trigeneración (agua caliente, fría y electricidad) puede ayudar a superar esta barrera. Es decir, en un rendimiento global, el resultado es bastante óptimo, del orden del 85 % por lo que se deja evidente la viabilidad de esta tecnología energéticamente hablando.

Con el tiempo, esta tecnología ha ido cogiendo forma, y de manera gradual se conseguirán aumentar los rendimientos y ser más atractiva en el mercado.

Muchos de los fabricantes, con el objetivo de aumentar el rendimiento eléctrico de la microturbina hasta un 50% más, añaden intercambiadores de calor aire-aire (regenerador o recuperador) de alta eficiencia y bajo coste que recuperan el calor residual de los gases de escape a la salida de la turbina para precalentar el aire comprimido antes de entrar en la cámara de combustión y de esta forma reducir la cantidad de combustible. En el caso de cogeneración se deberá evaluar el interés de aumentar el rendimiento eléctrico o aprovechar el calor residual a temperaturas más elevadas para aumentar la potencia térmica, según sean las necesidades del consumidor final

Además, cabe destacar que es una tecnología que con un tamaño más reducido que otras, como por ejemplo, los motores alternativos, puede cubrir la demanda del CDM a ambos niveles energéticos, para el que se está llevando a cabo el proyecto. No precisa de

una gran cantidad de sistemas auxiliares como el motor alternativo, ni obra civil, aunque no siempre es necesaria.

Otro punto a favor es la disponibilidad de esta tecnología dado que el principal proveedor, Micropower Europe, de microturbinas casa Capstone está situada en la ciudad de Barcelona.

Por último, realizaremos un análisis de ciclo de vida “ACV” en el cual compararemos las dos tecnologías más competentes para el caso de estudio.

2.15 Análisis de ciclo de vida (ACV)

2.15.1 Descripción general del método del ACV

El ACV es una herramienta de gestión ambiental y proceso objetivo que permite evaluar los impactos ambientales potenciales (utilización de recursos y las consecuencias ambientales asociadas a las emisiones y vertidos generados), a lo largo de todo el ciclo de vida de un producto o instalación. Permite evaluar y llevar a cabo estrategias de mejora ambiental.

El ACV comprende desde la extracción y procesado de las materias primas pasando por el proceso productivo, transporte y distribución del producto, consumidor, uso y reutilización, mantenimiento y reciclaje, y por último, su fin de vida, por lo tanto, un residuo.

Esta metodología está pensada para un producto, pero también es de aplicación en instalaciones y manufacturas, caracterizándola como un producto en sí mismo, donde existe un flujo de entradas y salidas.

La norma asociada a esta herramienta se recoge en la norma UNE-EN ISO-14040:2006 contenida en el apartado (ICS - 13.020.60) – Ciclo de vida de los productos.

Los ACV están estructurados en 4 fases fundamentales que se describen a continuación:

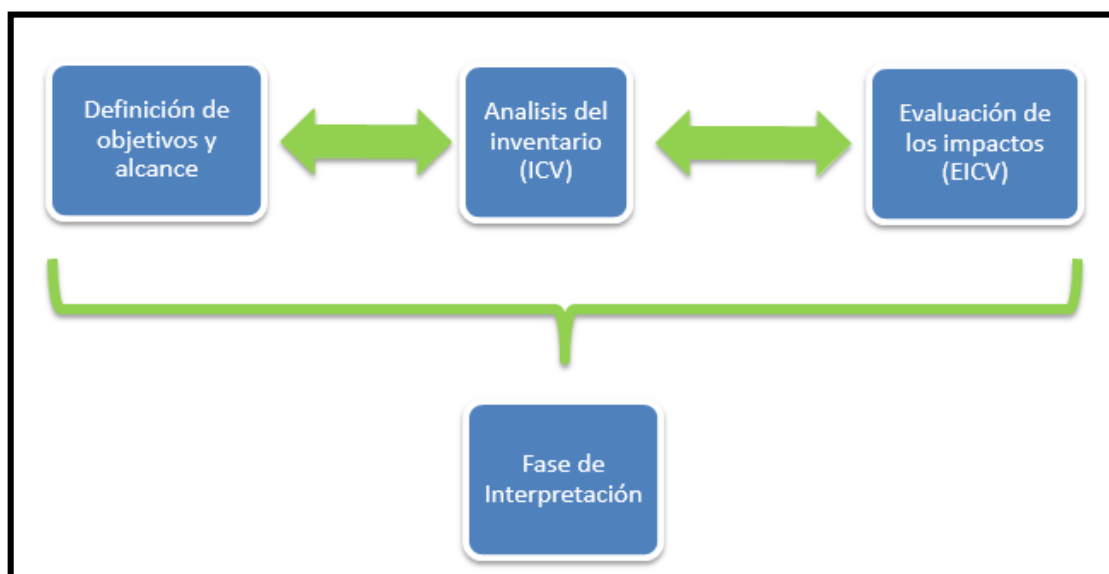


Ilustración 30. Etapas fundamentales del ACV

Definición de objetivos y alcance: En esta etapa se toman el conjunto de decisiones que determinarán el plan de trabajo. Se formula en términos de la pregunta a la cual se quiere responder, el público al cual va dirigido el estudio y la aplicación que se pretende. De la misma forma, se define la ubicación temporal, geográfica y el alcance tecnológico. La forma de análisis puede ser descriptiva, como es en el caso actual, u orientada al cambio. Por último se definen los motivos por los cuales se realiza el ACV.

En conclusión, se definen los objetivos y entre otros la unidad funcional que se utilizará y las tecnologías a analizar, así como sus límites. La unidad funcional proporciona

una referencia a partir de la cual se podrán normalizar los datos de entrada y salida, para la realización del balance de E/S.

Análisis de inventario: implica la recopilación de datos y procedimientos de cálculo para cuantificar las entradas y salidas (materia y energía) del sistema sometido a estudio. Es la fase más larga del estudio y la de mayor efecto sobre el resultado final.

Básicamente consiste en un balance de materia y energía del sistema que también incluye parámetros como la utilización del suelo, ruido y biodiversidad afectada.

Las entradas del sistema serán fundamentalmente las materias primas, la energía y el transporte necesario. Por otro lado, las salidas serán emisiones (aire, agua y suelo). El conjunto de datos recogidos y analizados se le conoce como perfil ambiental, ya que contiene la información básica sobre el comportamiento ambiental y los impactos causados en el ciclo de vida considerado.

Cabe destacar, la existencia de programas comerciales para su realización como pueden ser: SimaPro, Gabi o LCAManager a partir de bases de datos (Ecoinvent, Gabi, BUWAL, etc).

Evaluación de impactos ambientales: En esta esta fase se evalúan los impactos ambientales potenciales del producto. Esta evaluación se realiza a partir del análisis de inventario, realizado en la fase anterior. Implica asociar datos de inventario con impactos ambientales específicos. Es la fase del ACV dirigida al entendimiento, evaluación y caracterización de la magnitud e importancia de los potenciales impactos ambientales adoptados en la fase anterior.

El EIVC se desarrolla normalmente en diversas etapas:

1. Selección de categorías de impacto: Categorías de impacto referenciadas y justificadas, coherentes con el objetivo y el alcance del ACV.
2. Clasificación: Se asignan las entradas y salidas del inventario a las categorías de impacto afectadas por cada resultado. Es decir, se asignan los resultados obtenidos en el ICV a las categorías de impacto seleccionadas en el paso anterior.
3. Caracterización: Implica la conversión de los resultados de inventario a unidades comunes y agrupa los resultados en unidades homogéneas dentro de cada categoría de impacto.
4. Normalización: Contrasta los resultados de la caracterización, se obtienen los valores por cada categoría de impacto después de su clasificación y caracterización, y de este modo se pueden comparar posteriormente.
5. Interpretación y valoración: Organiza las categorías de impacto en conjuntos para expresar el conjunto como un único valor numérico. Esta fase es de las más subjetivas del estudio y en la que se reducen con consideración la cantidad de variables a utilizar. La cifra final resultado de la suma ponderada para obtener un único valor representará en conjunto todos los impactos ambientales asociados a cada una de las fases del ciclo.

La norma UNE-EN ISO 14044:2006 (actualmente vigente) determina que las fases de normalización, agrupación y valoración son fases opcionales

Fase de interpretación: En esta fase se detectan en que parte del ciclo de vida se encuentran los impactos ambientales principales y a su vez se identifican las etapas de mayor impacto. Seguidamente se compararán los resultados con otras modificaciones u opciones del proceso o con productos de la competencia.

Por último, se toman las decisiones teniendo en cuenta los criterios económicos y ambientales.

2.15.2 Definición del objetivo y alcance

2.15.2.1 *Objetivo*

El objetivo del presente análisis de ciclo de vida pretende evaluar, cuantificar y comparar los impactos ambientales asociados a las principales tecnologías utilizadas para la generación distribuida.

Con los resultados que obtendremos en la redacción del presente estudio se pretende elaborar una línea de estrategia para el uso de las tecnologías que generan un menor impacto medioambiental.

2.15.2.2 *Alcance*

En referencia al alcance del análisis de ciclo de vida, este englobará dos de los principales sistemas de cogeneración con combustibles fósiles, en concreto y para el caso de estudio, gas natural, utilizados en la GD. Estamos hablando de:

- Microturbinas.
- Motores alternativos

Estos dos sistemas son los más utilizados a la hora de abastecer consumos propios de la GD que realizan un aporte energético mixto de ACS y electricidad. Ambos sistemas son los que resultan mejor primados en el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2.15.2.3 *Tecnologías de generación*

Cada uno de estos sistemas tendrá diversos procesos para la transformación de una energía primaria en energía eléctrica, así como la necesidad de diferentes materiales para la construcción de cada tecnología, sus emisiones y por lo tanto diferentes impactos ambientales. A continuación, se muestra un breve resumen de las principales características de cada una de las tecnologías sometidas a estudio.

MICROTURBINAS

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (25-500 kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50-60 % y eléctricas entre el 15-30 %. Se trata de una tecnología emergente pero con grandes avances en la actualidad. Su estado de maduración es de alrededor del 80% y cada vez tiene más aplicación en la autosuficiencia energética de infraestructuras de gran envergadura. Las más desarrolladas son las microturbinas de potencia inferior a 200 kW, aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia.

Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.



Ilustración 31. Capstone C65 iCHP

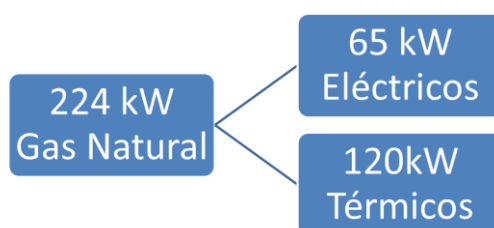


Ilustración 32. Balance energético Capstone C65 iCHP

Rendimiento eléctrico

$$\eta_e = \frac{65 \text{ kW}}{224 \text{ kW}} = 0.29 \rightarrow 29 \%$$

Rendimiento térmico

$$\eta_t = \frac{120 \text{ kW}}{224 \text{ kW}} = 0.53 \rightarrow 53 \%$$

Rendimiento mixto

$$\eta_m = 0.29 + 0.53 = 0.82 \rightarrow 82 \%$$

MOTORES ALTERNATIVOS

Los motores de combustión interna son motores térmicos en los que los gases generados en la combustión empujan un pistón que se desplaza dentro del cilindro haciendo girar un cigüeñal para la obtención de energía. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración.

Los motores alternativos son capaces de utilizar diversos combustibles como el etanol, biodiesel, bioetanol, diésel, gas natural y fueloil. En nuestro caso se ha utilizado un motor alternativo de gas natural.



Ilustración 33. Guascor FG 180

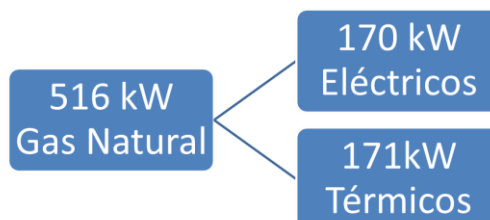


Ilustración 34. Balance energético con MACI

Rendimiento eléctrico

$$\eta_e = \frac{170 \text{ kW}}{516 \text{ kW}} = 0.33 \rightarrow 33 \%$$

Rendimiento térmico

$$\eta_t = \frac{170 \text{ kW}}{516 \text{ kW}} = 0.33 \rightarrow 33 \%$$

Rendimiento mixto

$$\eta_m = 0.33 + 0.33 = 0.66 \rightarrow 66 \%$$

2.15.2.4 *Unidades funcionales*

Con la finalidad de poder referenciar todas las cargas ambientales del inventario del ciclo de vida, las categorías de impactos medioambientales y los resultados obtenidos una vez finalizado el análisis del ciclo de vida, se utilizara como unidad funcional 1 kW_e en ambas tecnologías. A partir de esta unidad podremos fijar una unidad de referencia, es decir, los diferentes impactos que generaran la producción de 1 kW_e con la utilización de un sistema de generación u otro. Se decide esta unidad funcional dado que el ámbito de proyecto de final de grado está enfocado preferentemente a nivel eléctrico.

2.15.2.5 *Límites del sistema*

Los límites del sistema para el caso de la GD con microturbinas y motor alternativo están comprendidos entre la entrada del gas natural en el dispositivo; hasta la etapa final, que consistirá en el tratamiento de los residuos y emisiones generadas durante todo el proceso. La obtención del gas natural, como es un elemento común en ambos casos, quedará fuera de los límites del ACV.

2.15.2.6 *Asignación de cargas*

En el presente análisis de ciclo de vida no será de ámbito de aplicación una asignación de cargas ya que estaremos hablando de diferentes sistemas de generación de energía eléctrica.

2.15.3 Análisis de inventario (ICV).

2.15.3.1 Microturbinas

En primer lugar, para realizar correctamente el ICV, observaremos los flujos de materia y de energía del funcionamiento de una microturbina, que es el siguiente:

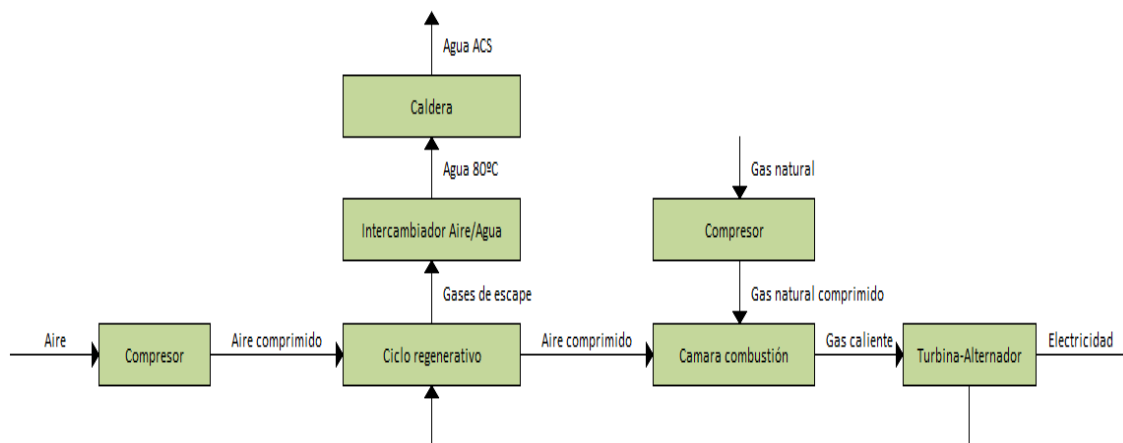


Ilustración 35. Esquema funcional de microturbina.

Consecuentemente, las entradas y salidas de materia y energía son:

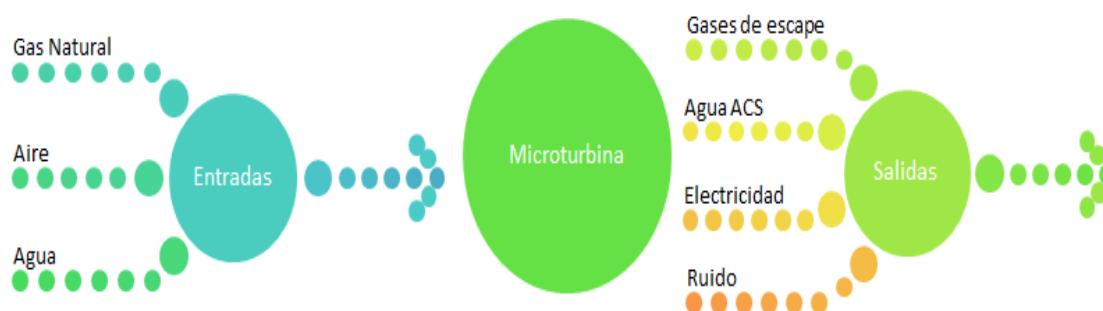


Ilustración 36. Balance de entradas/salidas en la microturbina

- Entradas:
 - Gas natural: 224 kW
 - Aire
 - Agua: 4.32 l/s
- Salidas:
 - Gases de escape
 - NO_x : $8 \text{ mg/m}^3 \rightarrow$ Extraído: Ficha Técnica Capstone C65 iCHP
 - CO : $300 \text{ mg/m}^3 \rightarrow$ Extraído: Guía Básica de Microgeneración
 - CO_2 : $250 \text{ kg/kWh}_{gN} \rightarrow$ Extraído: Guía Básica de Microgeneración
 - Entre otros
 - Agua ACS: 118 kW
 - Electricidad: 65 kW
 - Ruido: 65 dB \rightarrow Extraído: Guía Básica de Microgeneración

Los datos recogidos y expuestos en el presente documentos, han sido extraídos de fichas técnicas y estudios previos correctamente contrastados.

A continuación vamos a analizar el impacto asociado al gas natural con los datos ofrecidos por la ficha técnica del fabricante:

CAUDAL DE GAS NATURAL CON EL MEJOR PODER CALORIFICO (39,4 MJ/m³) PARA PRODUCIR 65 kW_e.

$$224 \text{ kW } gN \cdot \frac{1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{MJ}}{\text{s}}}{1 \text{ kW}} \cdot \frac{1}{39,4 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}} = 5,69 \cdot 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{s}} gN \rightarrow 65 \text{ kW}_e$$

CAUDAL DE GAS NATURAL CON EL MEJOR PODER CALORIFICO (39,4 MJ/m³) PARA PRODUCIR 1 kW_e.

$$86,75 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^3}{\text{s}} gN \rightarrow 1 \text{ kW}_e$$

EMISIONES PRODUCIDAS POR LA MICROTURBINA:

$$NO_x \rightarrow 8 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{86,75 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3}{1 \text{ s}} = 694 \cdot 10^{-6} \frac{\text{mg}}{\text{s}}$$

$$CO \rightarrow 300 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{86,75 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3}{1 \text{ s}} = 26,02 \cdot 10^{-3} \frac{\text{mg}}{\text{s}}$$

$$CO_2 \rightarrow 250 \frac{\text{Kg}}{\text{kW} \cdot \text{h}} \cdot \frac{(65 \cdot 1) \text{ kW} \cdot \text{h}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot \frac{10^3 \text{ mg}}{1 \text{ Kg}} = 4513 \frac{\text{mg}}{\text{s}}$$

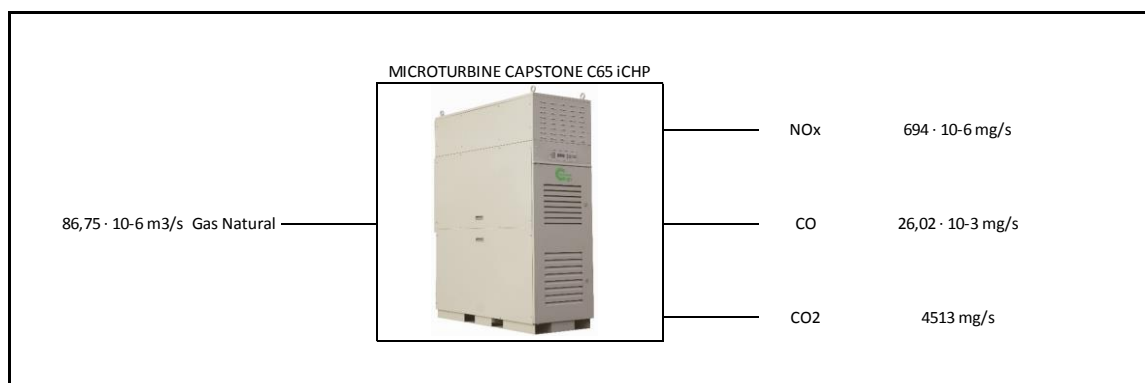


Ilustración 37. Balance E (Energía) / S (Emisiones) Microturbina

2.15.3.2 Motores alternativos

En primer lugar, para realizar correctamente el ICV, observaremos los flujos de materia y de energía del funcionamiento de un motor alternativo, que es el siguiente:

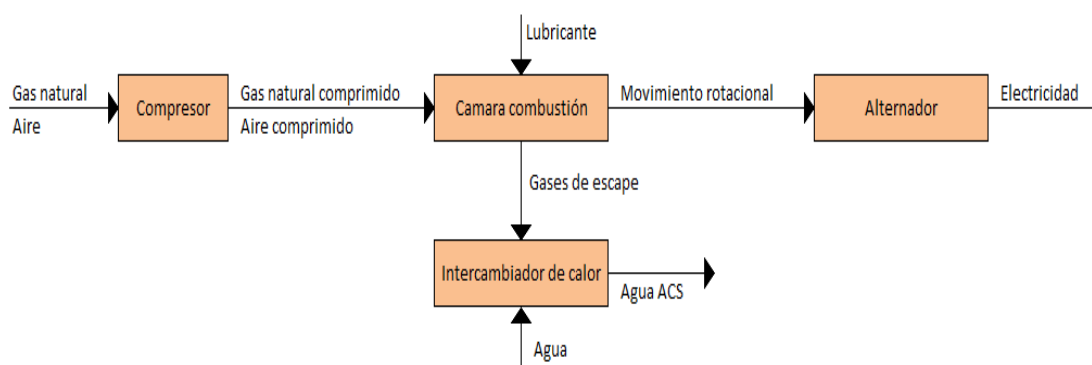


Ilustración 38. Esquema funcional motor alternativo (MACI)

Consecuentemente, las entradas y salidas de materia y energía son:

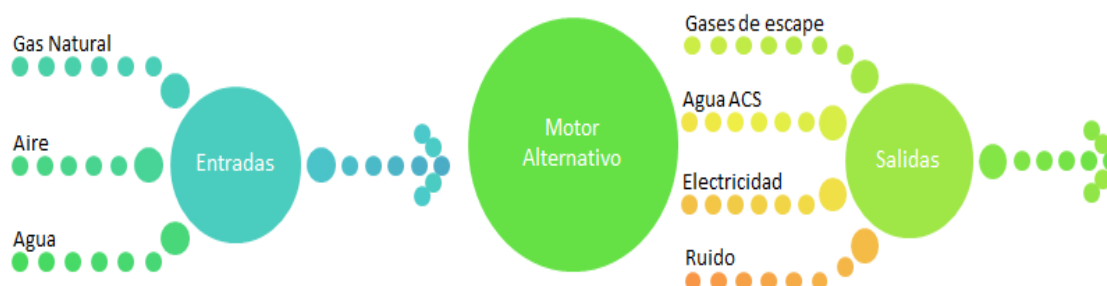


Ilustración 39. Balance de entradas/salidas en los MACI.

- Entradas:
 - Gas natural: 516 kW
 - Aire: 610 kg/h
 - Agua: 4.32 l/s
- Salidas:
 - Gases de escape
 - NO_x : 250 mg/m³ → Extraído: Ficha Técnica FG Guascor 180
 - CO: 300 mg/m³ → Extraído: Guía Básica de Microgeneración
 - CO_2 : 250 kg/kWh_{gN} → Extraído: Guía Básica de Microgeneración
 - Entre otros
 - Agua ACS: 171 kW
 - Electricidad: 170 kW
 - Ruido: 75 dB → Extraído: Guía Básica de Microgeneración

Los datos recogidos y expuestos en el presente documentos, han sido extraídos de fichas técnicas y estudios previos correctamente contrastados.

A continuación vamos a analizar el impacto asociado al gas natural con los datos ofrecidos por la ficha técnica del fabricante:

CAUDAL DE GAS NATURAL CON EL MEJOR PODER CALORIFICO (43 MJ/m³) PARA PRODUCIR 170 kW_e.

$$516 \text{ kW } gN \cdot \frac{1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{MJ}}{\text{s}}}{1 \text{ kW}} \cdot \frac{1}{43 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}} = 12 \cdot 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{s}} gN \rightarrow 170 \text{ kW}_e$$

CAUDAL DE GAS NATURAL CON EL MEJOR PODER CALORIFICO (43 MJ/m³) PARA PRODUCIR 1 kW_e.

$$70,6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^3}{\text{s}} gN \rightarrow 1 \text{ kW}_e$$

EMISIONES PRODUCIDAS POR EL MOTOR ALTERNATIVO:

$$NO_x \rightarrow 250 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{70,6 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3}{1 \text{ s}} = 17650 \cdot 10^{-6} \frac{\text{mg}}{\text{s}}$$

$$CO \rightarrow 300 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{70,6 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3}{1 \text{ s}} = 21,18 \cdot 10^{-3} \frac{\text{mg}}{\text{s}}$$

$$CO_2 \rightarrow 250 \frac{\text{Kg}}{\text{kW} \cdot \text{h}} \cdot \frac{(170 \cdot 1) \text{ kW} \cdot \text{h}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot \frac{10^3 \text{ mg}}{1 \text{ Kg}} = 11805,6 \frac{\text{mg}}{\text{s}}$$

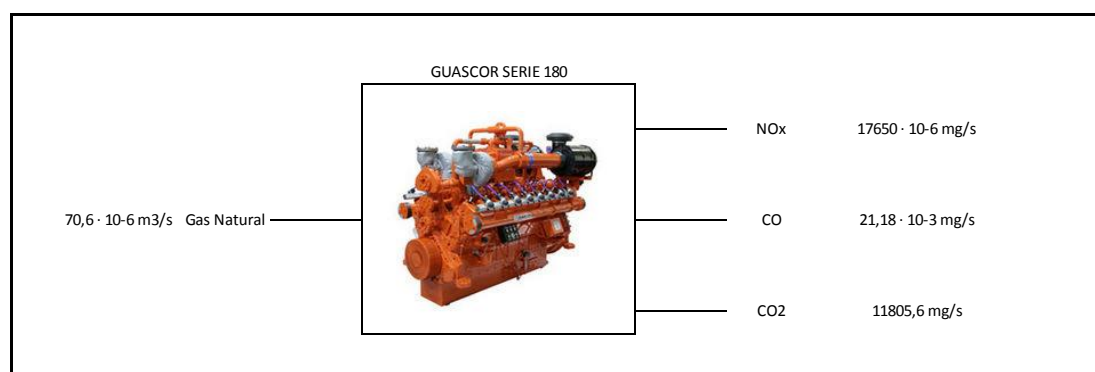


Ilustración 40. Balance E (Energía) / S (Emisiones) MACI.

2.15.4 Evaluación del impacto ambiental del ciclo de vida (EICV)

Dado que los únicos valores de emisiones que obtenemos en las fichas técnicas de los fabricantes son los de CO₂, NO_x, y CO, por lo que respecta a gases, se incluyen en las categorías de Calentamiento Global, Acidificación y Eutrofización indirecta (dado que no emite residuos acuosos) y por lo que respecta a las dimensiones de cada una de las tecnologías, la ocupación del terreno.

2.15.4.1 Selección de las categorías de impacto

Para la evaluación del impacto ambiental del ciclo de vida, una vez clasificados y caracterizados las diferentes entradas y salidas del análisis de inventario, asignaremos a cada una de ellas una categoría de impacto. Entre las cuales encontramos diferentes tipos como:

Calentamiento global.

El calentamiento global afecta a la calidad de los ecosistemas, la salud humana e incluso a los materiales. Este es consecuencia de las emisiones de los gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O,...) a la atmósfera. El principal causante del efecto invernadero es el CO₂.

En este ACV se tendrá en cuenta el resultado que ofrecen las dos tecnologías a estudiar sobre este indicador de evaluación de impacto ambiental debido a que es uno de los de mayor consideración a nivel social y con mayor repercusión ambiental.

Acidificación y lluvia ácida

La acidificación consiste en la modificación del equilibrio químico natural de un entorno debido a un aumento de la concentración de elementos ácidos. Está asociada a la lluvia ácida la cual viene producida por las emisiones de SO₂ y NO₂ los cuales al evaporarse a la atmósfera se transforman en las nubes H₂SO₄ y HNO₃.

La acidificación y lluvia ácida será el siguiente indicador de evaluación presente en este proyecto debido a la conciencia social de la zona en la que se desarrolla este estudio, debido a los impactos ambientales que están a la orden del día y que ofrece las industrias petroquímicas y demás que se encuentran en el Camp de Tarragona.

Eutrofización acuática

La eutrofización acuática viene dada por el enriquecimiento excesivo de las aguas con nutrientes como el nitrógeno, el fósforo y componentes del carbono; haciendo que los cuerpos acuáticos crezcan de forma potencial haciendo que se consuma más oxígeno.

Este indicador de evaluación se somete a estudio pero no será de impacto directo, sino que será un impacto indirecto como resultado de uno directo. Concretamente, no ofrecerá impacto negativo al medio acuoso directamente pero sí como resultado de la contaminación atmosférica producida, resultando finalmente, en lluvia contaminada que finaliza en las aguas.

Ocupación del terreno

Esta categoría de impacto viene provocada por la conversión de un terreno para otro uso. Esto tiene un impacto en la diversidad de especies la cual depende del tipo de uso del terreno y del tamaño del área.

Dado que este indicador fue uno de las connotaciones negativas que se expusieron en el Trabajo Final de Grado – Estudio de viabilidad de la GD en el Complejo Deportivo Municipal de Bonavista será estudiado en el presente para determinar las controversias entre las dos tecnologías a estudiar.

Otro punto que se podría considerar sería el de:

Agotamiento de recursos

El origen básico de todos los bienes materiales son los recursos naturales (materiales y energía obtenidos o procedentes del medio ambiente). Los recursos no renovables son los que se renuevan mediante ciclos naturales extremadamente lentos (combustibles fósiles) o aquellos que a efectos de utilización por parte de las personas, no se renuevan en ciclos naturales (depósitos minerales). El consumo per cápita global de recursos aumenta continuamente. Se ha calculado que el planeta Tierra es capaz de sostener como máximo mil millones de habitantes (delante de los cerca de seis mil millones actuales) si todo el mundo viviera según los estándares de los que disfrutan la mayor parte de los países ricos. Estos países, con un 20% de la población mundial, consumen el 80% de los recursos de la Tierra.

El crecimiento de la población, el aumento del consumo individual y la mala gestión conducen al agotamiento de los recursos naturales. Generalmente, en el ACV se mide el efecto relativo del consumo de recursos sobre el agotamiento de estos recursos teniendo en cuenta su escasez relativa y el horizonte temporal en el que se cree que se agotaran. Así, la relevancia ambiental del consumo de un recurso es inversamente proporcional a su abundancia (cuanto más hay, menos importante es consumirlo), y directamente proporcional al ritmo de explotación (si se consume muy rápidamente, se agotará antes, y por lo tanto debe ser más importante. El cálculo de esta categoría de impacto es de una gran complejidad dado que supone poseer datos de un inventario previo de todos los recursos existentes en el planeta para calcular la relevancia de cada uno en función de su escasez.

2.15.4.2 Caracterización

Dadas estas categorías y cada uno de las emisiones calculadas anteriormente, asociaremos cada una de ellas a las categorías seleccionadas y que serán sometidas a estudio con el fin de comparar ambas tecnologías.

2.15.4.2.1 Calentamiento global

Sabiendo que $1 \text{ Kg CO}_2 \rightarrow 1 \text{ Kg CO}_2 \text{ eq.} \rightarrow \text{EDIP GWD 100}$

Microturbina:

$$4513 \frac{\text{mg CO}_2}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{1 \text{ Kg eq. CO}_2}{1 \text{ Kg CO}_2} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 16,24 \frac{\text{Kg eq. CO}_2}{\text{kWh}}$$

Motor alternativo:

$$11805,6 \frac{\text{mg CO}_2 \text{ aire}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{1 \text{ Kg eq. CO}_2}{1 \text{ Kg CO}_2} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 42,5 \frac{\text{Kg eq. CO}_2}{\text{kWh}}$$

Sabiendo que $1 \text{ Kg CO} \rightarrow 2 \text{ Kg CO}_2 \text{ eq.} \rightarrow \text{EDIP GWD 100}$

Microturbina:

$$26,02 \cdot 10^{-3} \frac{\text{mg CO}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ Kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{2 \text{ Kg eq CO}_2}{1 \text{ Kg CO}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 18,73 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Kg eq. CO}_2}{\text{kWh}}$$

Motor alternativo:

$$21,18 \cdot 10^{-3} \frac{\text{mg CO}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ Kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{2 \text{ Kg eq CO}_2}{1 \text{ Kg CO}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 15,25 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Kg eq. CO}_2}{\text{kWh}}$$

2.15.4.2.2 Acidificación y lluvia ácida

Sabiendo que $1 \text{ Kg NO}_x \rightarrow 0,7 \text{ Kg SO}_2 \text{ eq.} \rightarrow \text{AP (genérico)}$

Microturbina:

$$694 \cdot 10^{-6} \frac{\text{mg}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ Kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{0,7 \text{ Kg eq SO}_2}{1 \text{ Kg NO}_x} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 1,75 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Kg eq SO}_2}{\text{kWh}}$$

Motor Alternativo:

$$17650 \cdot 10^{-6} \frac{\text{mg}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ Kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{0,7 \text{ Kg eq SO}_2}{1 \text{ Kg NO}_x} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 4,45 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Kg eq SO}_2}{\text{kWh}}$$

2.15.4.2.3 Eutrofización acuática

Sabiendo que 1 Kg NOx al aire → 1.2 Kg NOx eq. al agua → EP (genérico)

Microturbina:

$$694 \cdot 10^{-6} \frac{\text{mg NOx aire}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{1,2 \text{ Kg eq. NOx agua}}{1 \text{ Kg NOx aire}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}}$$

$$= 2,99 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Kg eq NOx agua}}{\text{kWh}}$$

Motor alternativo:

$$17650 \cdot 10^{-6} \frac{\text{mg NOx aire}}{\text{kW} \cdot \text{s}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{10^6 \text{ mg}} \cdot \frac{1,2 \text{ Kg NOx agua}}{1 \text{ Kg NOx aire}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}}$$

$$= 76,25 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Kg eq NOx agua}}{\text{kWh}}$$

2.15.4.2.4 Ocupación del terreno

Ocupación del terreno	[m]	[m ²]	[m ³]
Motor alternativo			
Length	2,02		
Width	0,95		
High	1,46		
Surface		1,91	
Volum			2,79
Microturbina			
Length	2,20		
Width	0,76		
High	2,60		
Surface		1,67	
Volum			4,35

2.15.5 Interpretación de los resultados obtenidos

2.15.5.1 *Calentamiento global*

CALENTAMIENTO GLOBAL	
MICROTURBINA	MOTOR ALTERNATIVO
16.24 [Kg eq.CO ₂ /kWh]	42.5 [Kg eq.CO ₂ /kWh]

En la categoría de calentamiento global uno de los principales contaminantes y que afectan de manera significativa en este hecho es el Dióxido de Carbono. En la tabla anterior se han comparado ambas tecnologías y se demuestra que la microturbina tiene un impacto significativamente menor. Aproximadamente el Motor Alternativo ofrece 2,5 veces más que la microturbina.

2.15.5.2 *Acidificación y lluvia ácida*

ACIDIFICACIÓN Y LLUVIA ÁCIDA	
MICROTURBINA	MOTOR ALTERNATIVO
$1,75 \cdot 10^{-6}$ [Kg eq.SO ₂ /kWh]	$4,45 \cdot 10^{-6}$ [Kg eq.SO ₂ /kWh]

Respecto a la acidificación y lluvia ácida el principal contaminante y que más efecto tiene sobre este aspecto es el Dióxido de azufre. Los datos adquiridos de las fichas técnicas de ambas tecnologías ofrecen datos de NO_x y mediante factores de conversión se obtiene la comparativa de la tabla anterior expresada en Kg equivalentes de SO₂. Como se puede observar en dicha comparativa de nuevo el motor alternativo ofrece mucha más contaminación. En el orden de 25 veces más que las microturbinas, para producir 1 kW (unidad funcional).

2.15.5.3 *Eutrofización acuática*

EUTROFIZACIÓN ACUÁTICA	
MICROTURBINA	MOTOR ALTERNATIVO
$2,99 \cdot 10^{-6}$ [Kg eq.NO _x /kWh]	$76,25 \cdot 10^{-6}$ [Kg eq.NO _x /kWh]

De igual forma que en el caso anterior el NO_x (Óxido de Nitrógeno) contribuye en la eutrofización acuática pero no de forma directa sino de forma indirecta, dado que no ofrece emisiones acuáticas, es decir, no emana agua contaminada. De nuevo el motor alternativo ofrece mayor contaminación y de forma mucho más significativa que la microturbina. En concreto, del orden de 2,5 millones de veces más. Esto se debe a que la microturbina es insignificante la cantidad de emisiones

2.15.5.4 *Ocupación del terreno*

OCUPACIÓN DEL TERRENO	
MICROTURBINA	MOTOR ALTERNATIVO
1,91 [m ²]	1,67 [m ²]

En esta comparación solo se tienen en cuenta los dos dispositivos principales, pero cabe destacar que el motor alternativo no puede realizar por si solo el objetivo que se pretende (cogeneración) por lo que precisa de equipos auxiliares para el fin al que está destinado, mientras que la microturbina contiene todos los elementos necesarios dentro de la superficie nombrada en la comparativa.

MICROTURBINA	MOTOR ALTERNATIVO	RED ELÉCTRICA NACIONAL
CALENTAMIENTO GLOBAL		
16.24 [Kg eq.CO ₂ /kWh]	42.5 [Kg eq.CO ₂ /kWh]	0,39 [Kg eq.CO ₂ /kWh]
ACIDIFICACIÓN Y LLUVIA ÁCIDA		
1,75·10 ⁻⁶ [Kg eq.SO ₂ /kWh]	4,45·10 ⁻⁶ [Kg eq.SO ₂ /kWh]	1,04 · 10 ⁻² [Kg eq.SO ₂ /kWh]
EUTROFIZACIÓN ACUÁTICA		
2,99·10 ⁻⁶ [Kg eq.NO _x /kWh]	76.25·10 ⁻⁶ [Kg eq.NO _x /kWh]	20,31 · 10 ⁻⁶ [Kg eq.NO _x /kWh]
OCUPACIÓN DEL TERRENO		
1,91 [m ²]	1,67* + EE.AA. [m ²]	

* EE.AA. - Equipos Auxiliares

En esta última tabla se ha marcado el fondo en color amarillo para aquella tecnología que ofrece un menor impacto ambiental.

Como se puede apreciar la microturbina sale mejor amparada en todos los aspectos estudiados, excepto en la contribución al calentamiento global donde la Red Eléctrica Nacional ofrece mejores resultados.

2.15.6 Conclusión ACV

Durante el análisis de ciclo de vida se han realizado los cálculos pertinentes para obtener las equivalencias para cada categoría seleccionada de impacto medioambiental. Dichos datos han sido extraídos de las fichas técnicas de cada tecnología a estudiar.

Gracias a la interpretación de los resultados se ha concluido que la microturbina tiene un impacto ambiental significativamente menor al motor alternativo. Resultando de este estudio que la microturbina ofrece mejores resultados medioambientalmente hablando.

Un punto que no se ha considerado dentro de las categorías de impacto pero que también podría ser una comparación subjetiva sería el ruido que ofrece cada una de estas tecnologías. Se expone en sus fichas técnicas que las microturbinas ofrecen 65 dB mientras que los motores alternativos 75 dB aunque en conjunto con los equipos auxiliares aumenta en un 35 % aproximadamente.

Respecto al aspecto económico, de nuevo salen mejor amparadas las microturbinas.

Sin embargo en la calidad de la señal eléctrica el punto a favor se lo llevan los motores alternativos dado que trabajan a revoluciones de 1500 rpm mientras que las microturbinas cerca de las 96.000 rpm con lo que la señal de salida tiene que ser “tratada” con etapas de electrónica de potencia y convertidores electrónicos. Con lo cual la señal tiene más ruidos y armónicos.

Respecto a los periodos de mantenimiento, dado que las microturbinas no utilizan ningún tipo de lubricante (solo aire) tiene periodos de mantenimiento mucho más discontinuos (8.000 h) que los motores. Estos tienen un periodo de mantenimiento de 200 h de trabajo.

Por último, dado que para la producción de un kW útil, las microturbinas precisan de una menor inyección de combustible, generador principal de los impactos ambientales asociados, queda demostrado que las microturbinas producen un menor impacto medioambiental.

Seguidamente se muestra cual es el principio de funcionamiento de estas microturbinas que vamos a utilizar el este proyecto.

2.16 Microturbina a utilizar

2.16.1 Principio de funcionamiento de una microturbina

Las microturbinas de gas son máquinas de combustión basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales pero simplificando los elementos mecánicos.

Las turbinas para generación de energía disponen habitualmente de un compresor de aire de varias etapas, una cámara de combustión y varias etapas de turbina en las que se absorbe la energía de los gases de escape. El movimiento de las turbinas de generación (usadas habitualmente en centrales de cogeneración) está entre las 15.000 y las 20.000 rpm. Para poder realizar el acoplamiento a un generador, se usa un reductor mecánico que ajusta la velocidad a 1.500 rpm.

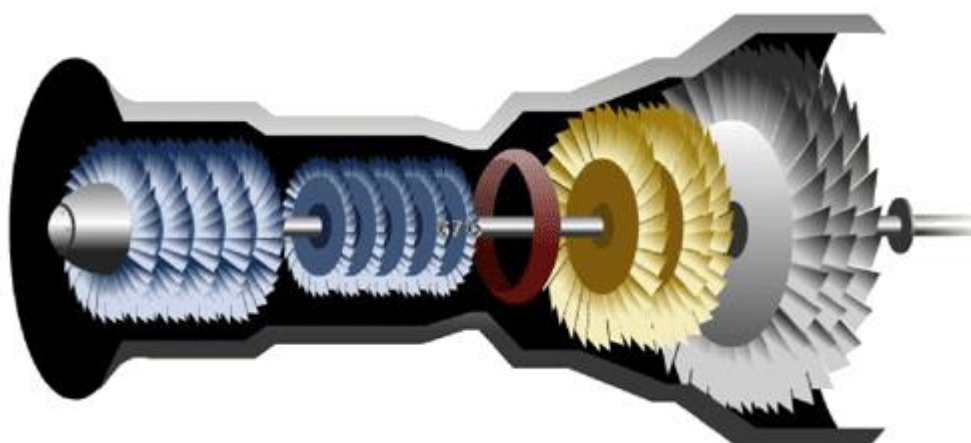


Ilustración 41. Turbina de generación convencional

Las Microturbinas simplifican todos estos elementos, quedando únicamente una pieza móvil en toda la máquina. Esta pieza móvil contiene la única etapa de compresor, la única etapa de turbina y el eje del alternador. El conjunto gira sobre unos cojinetes de aire que permiten alcanzar las 96.000 rpm. Para poder adaptar la corriente generada a una corriente alterna de 50 Hz útil, se utiliza electrónica de potencia. Se genera corriente alterna a frecuencia variable, se convierte a corriente continua y, mediante un inversor, se vuelve a convertir en corriente alterna. De este modo, el movimiento de la máquina es independiente de la frecuencia de la red y podemos decir que la máquina está permanentemente sincronizada.

Esta sincronización permanente o este acoplamiento por inversor, facilita la conexión de las microturbinas tanto a las redes de baja tensión de los centros consumidores como a los cuadros de conexión a la red. No es necesario ningún elemento intermedio, la microturbina conecta directamente y sincroniza al conectarla a un cuadro de baja tensión.

En el inversor, las microturbinas ya disponen de las protecciones eléctricas de baja tensión y el hecho que la máquina pueda girar a diferentes revoluciones sin perder el sincronismo, hace la conexión muy sencilla y fiable.



Ilustración 42. Únicas partes móviles de las microturbinas. Casa: Capstone

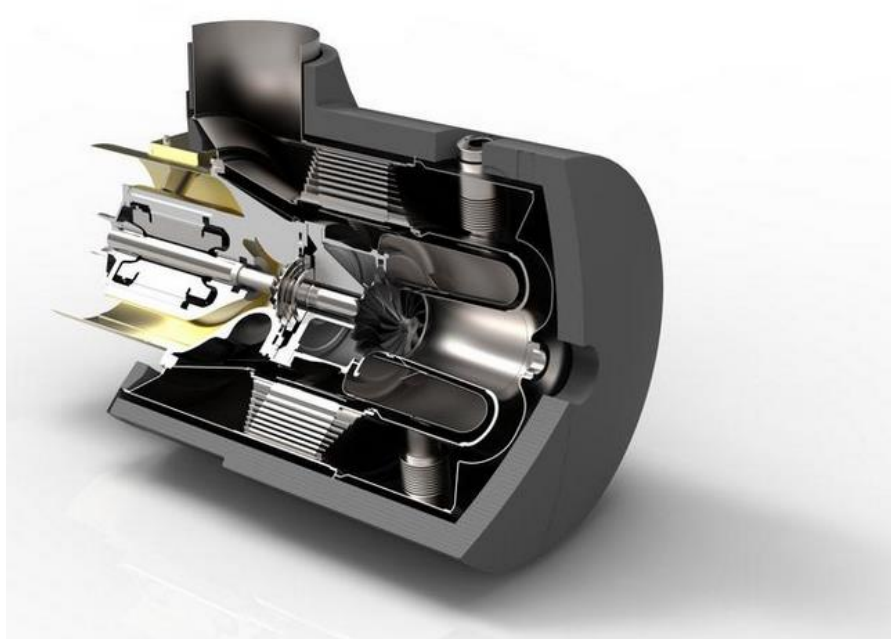


Ilustración 43. Sección de una microturbina Capstone C65

Por lo que se refiere a la parte termodinámica, la microturbina sigue un ciclo de Brayton Regenerativo: mejora su rendimiento eléctrico al utilizar un recuperador de calor de los gases a la salida de la cámara de combustión para precalentar el aire comburente después del compresor. Con ello se consigue que una turbina de tan solo 200 kW eléctricos tenga un rendimiento eléctrico del 33% comparable al de turbinas de tamaños 100 veces mayor

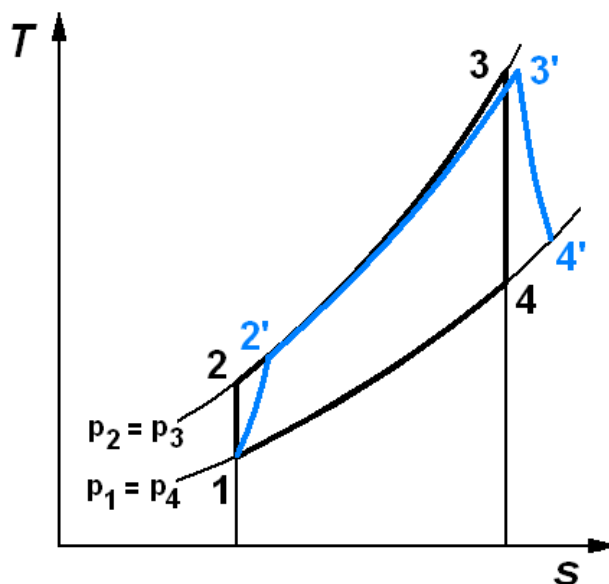


Gráfico 12. Ciclo de Brayton (ideal, negro y real, azul)

A pesar de esta reducción en la temperatura de los gases de escape, todavía nos queda más del 50% de la potencia térmica del combustible en forma de calor aprovechable a unos 300 °C. Disponer de todo el calor a esta temperatura y en una sola fuente (gases de escape), facilita también su recuperación y sus aplicaciones frente a los motores alternativos.

Por su simplicidad mecánica las microturbinas aceptan diferentes tipos de combustibles: desde biogás de vertedero con tan solo el 35% de metano a GLP con PCI muy elevado. Esta capacidad de adaptarse a diferentes calidades del biogás sin perder rendimiento, hace de la microturbina la máquina de combustión ideal para instalaciones como vertederos o depuradoras de tamaño pequeño o mediano.

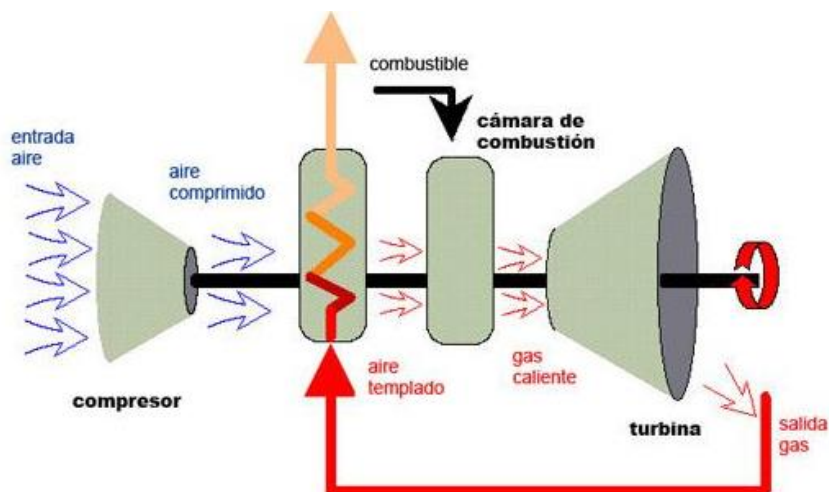


Ilustración 44. Ciclo Regenerativo en una microturbina

Por lo que se refiere a los elementos contaminantes, las microturbinas Capstone aceptan entre 5.000 y 70.000 ppmv de H_2S dependiendo del modelo. Estos valores no son asumibles si se realiza recuperación térmica debido a las condensaciones ácidas que se producen en los gases de escape pero nos da una idea de la capacidad enorme de trabajar con combustibles “no convencionales”.

En resumen, las microturbinas se adaptan perfectamente a los combustibles no convencionales como el biogás y permiten mantener una elevada eficiencia energética a cargas parciales. Esto se debe a la capacidad de una microturbina de mantener el 85% del rendimiento eléctrico cuando trabaja solo al 50% de su carga y a la modularidad que supone instalar varias turbinas que pueden arrancar y parar en función de la cantidad de biogás, a un solo motor de mayor tamaño que tendrá muchos problemas para seguir en funcionamiento a bajas cargas parciales. Además, con la modularidad, se optimizan los costes de mantenimiento ya que los equipos parados no computan mientras que un gran equipo a una baja carga, sigue contabilizando horas de operación cuyo coste de mantenimiento repercutido por kWh generado será mayor.

2.16.2 Microturbina Capstone C65 iCHP

La microturbina que se pretende instalar serán dos unidades de microturbina Capstone C65 iCHP que incorporan un recuperador de agua caliente en el propio *package* de la microturbina. El combustible que utiliza este tipo de microturbina puede ser diésel, biodiésel o queroseno si hablamos de combustibles líquidos mientras que si hablamos de combustibles gaseosos admiten gas natural, GLP, biogás (>35% CH₄; <5.000 ppm H₂S).



Ilustración 45. Microturbina Capstone C65 iCHP y su igual sin intercambiador de calor.

Sobre las prestaciones eléctricas hay que destacar la potencia neta de salida, aproximadamente ronda los 65 kW, aunque los casos conocidos donde se han instalado estas microturbinas auguran un margen de reducción de esta potencia de entre un 10 – 18%. Esta reducción en ocasiones es por malas conexiones, por la calidad del combustible o por el rendimiento de la máquina. Aun así los datos son bastante óptimos. El rendimiento eléctrico neto (PCI) de este tipo de microturbina es del 29 %.

A continuación se muestra un esquema funcional de la Microturbina:

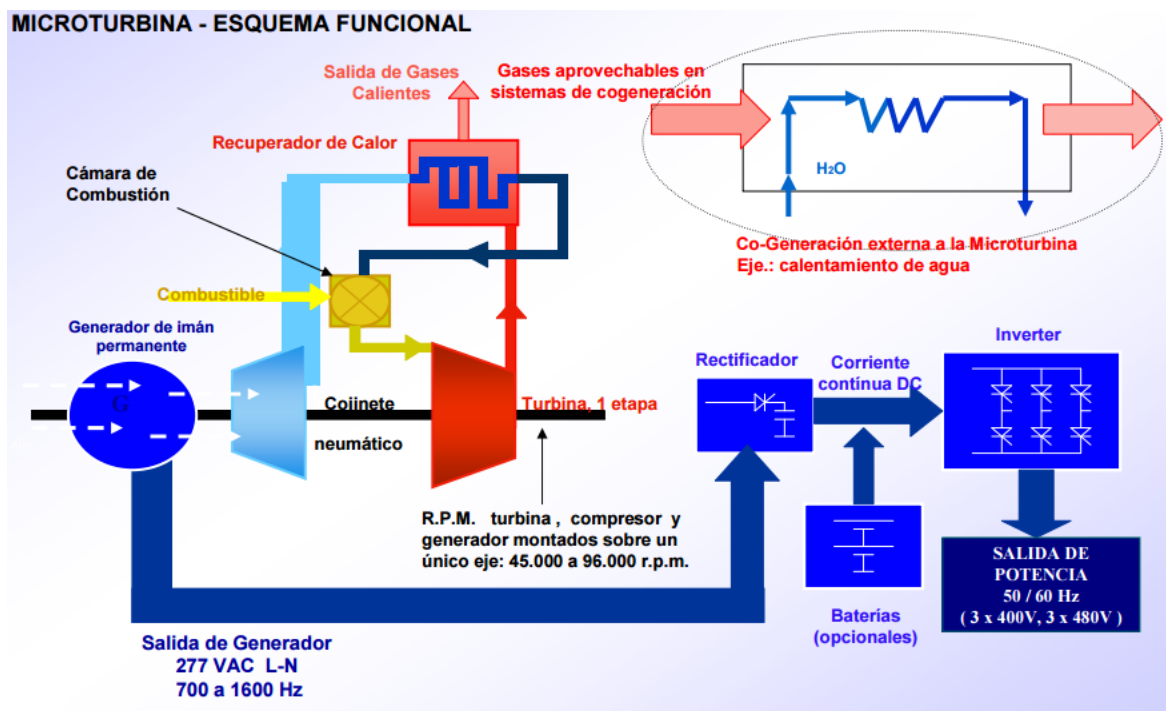


Ilustración 46. Esquema funcional de una microturbina.

En nuestro caso el combustible a utilizar será gas natural dado su disponibilidad y dado que este supone el mayor consumo del CDM su aplicación puede ser doble y el aprovechamiento del gas aumentaría la eficiencia del recinto y el ahorro eléctrico.

Respecto a los Kits necesarios para operar correctamente serán:

- **Banco de baterías:** para almacenar parte de los excedentes de producción de energía eléctrica para los casos de parada por mantenimiento o por emergencia. Aunque estos casos no se suelen dar. Además el recinto dispone de un grupo electrógeno para estos casos.
- **Regulador de presión de entrada de combustible:** En muchas ocasiones la presión de entrada solicitada por la unidad generadora no es suficiente por lo que este Kit proporciona la presión necesaria en la entrada de combustible.

La empresa Micropower Europe, principal proveedor de esta tecnología en Cataluña y en todo el territorio Español, ofrece las características principales de todas las microturbinas de la casa Capstone.

2.16.2.1 Datos técnicos

		C30		C65 (C65 iCHP)		C200	Power Package C600 - C800 - C1000	ORC
Prestaciones eléctricas ISO								
Potencia neta	KW _e	30	65	200	1.000	125		
Rendimiento eléctrico neto (PCI)	%	26	29	33	33	14		
Consumo de combustible ISO								
Potencia consumida al 100% de carga	KW _{red}	115	224	606	3.030	878		
Combustibles líquidos admitidos	-			Diesel, biodiesel, queroseno				Cualquier fuente de calor residual a partir de 130 °C
Combustibles gaseosos admitidos	-	3,5 - 4,8		5,2 - 5,5				Calor en forma de agua, vapor o gases calientes
Presión entrada combustibles gaseosos	bar _g	Compresores disponibles para presiones de gas a partir de 0,015 bar _g						
Prestaciones térmicas								
Temperatura de gases de escape	°C	275	309	280	280	280		Variable según fuente de calor
Caudal de gases de escape	kg/s	0,31	0,49	1,33	6,5	6,5		(agua, vapor, gases calientes)
Potencia térmica recuperable								
Agua caliente 40 - 60°C	KW _t	72	130	307	1.535	N.A.		
Agua caliente 60 - 80°C	KW _t	65	120	280	1.400	N.A.		
Agua caliente 70 - 90°C	KW _t	62	115	266	1.330	N.A.		
Dimensiones y peso								
Ancho x Largo x Alto	mm	762 x 1.524 x 1.956	762 x 1.956 x 2.108 (762 x 1.956 x 2.388)	1.702 x 3.658 x 2.490	2.438 x 9.144 x 2.896	1.160 x 2.850 x 2.020		
Peso								
Funcionamiento paralelo a red - GC	kg	405	758 (1.000)	2.775	14.106	3.175		
Funcionamiento dual: paralelo / isla - DM	kg	578	1.121 (1.364)	3.413	17.191			

Ilustración 47. Datos técnicos de Capstone C65 iCHP

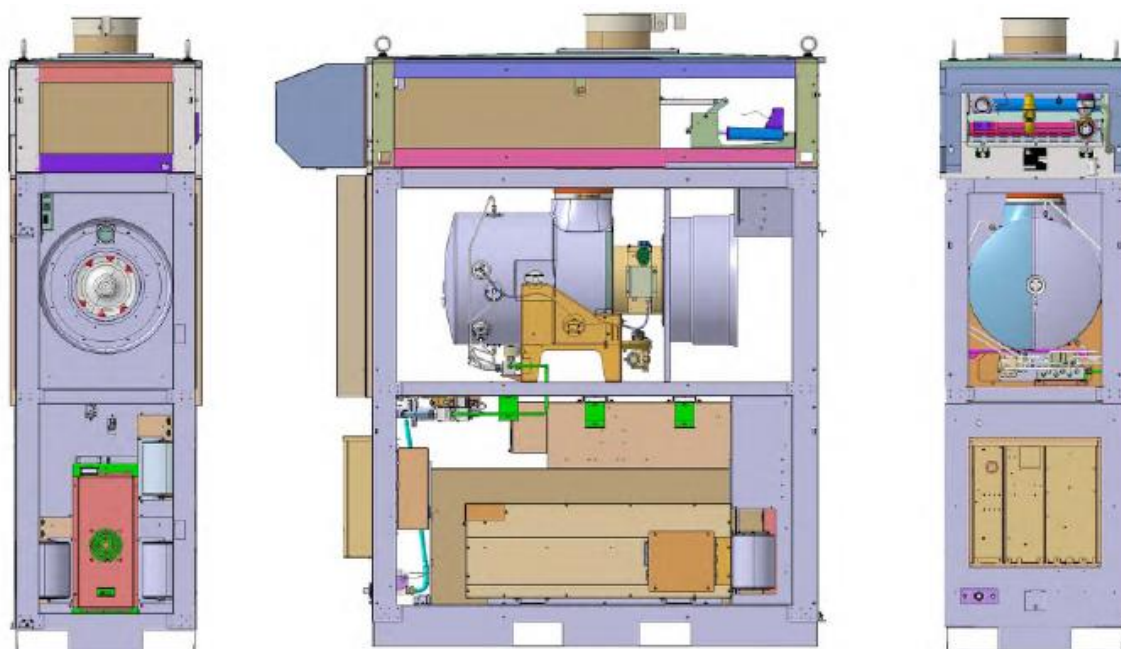


Ilustración 48. Imagen de la microturbina en modo animación.

En el apartado de *Anexos de aplicación en el ámbito del proyecto - Ficha técnica Capstone C65 iCHP* se puede ver la ficha técnica al completo que ofrece el fabricante.

2.16.3 Emplazamiento de la Capstone C65 iCHP

Estas microturbinas están diseñadas para su uso tanto en interior como en exterior. Dado que el recinto dispone de una sala de calderas y tiene la suficiente superficie necesaria para abarcar dos unidades de Capstone C65 iCHP, se decide situarlas en este emplazamiento por su disponibilidad hacia la entrada de gas natural, y el acceso a la red de ventilación.

En el interior de la sala de calderas se dispone de ventilación mecánica para las calderas con lo que puede ser aprovechable para lanzar las emisiones de escape propias de la microturbina. Además la sala de calderas se encuentra en el sótano del complejo pero no queda cubierta totalmente por el nivel del suelo. Además existe ventilación natural.

Para aclarar y tener una visión más ilustrativa se muestra a continuación el lugar donde se encuentran situadas actualmente las dos calderas y donde irían situadas las dos microturbinas.



Ilustración 49. Situación actual de las calderas ROCA modelo CPM 300 en el CDM de Bonavista.

La superficie necesaria para la colocación de una única microturbina es de 10 m² como mínimo.

La superficie de la sala de calderas es de 26 m². Con lo cual se podría instalar las dos microturbinas en este emplazamiento. Incluso las calderas dadas sus dimensiones (0,476 x 0,474 x 0,769) podrían continuar en la misma sala únicamente modificando la salida de humos.

2.16.3.1 Esquema de interconexión

La microturbinas Capstone C65 iCHP precisará de los elementos siguientes para el funcionamiento dentro del recinto:

- 2x Capstone C65 iCHP, Gas Natural
- 2x Kit Banco de batería – Proporcionado por la misma casa Capstone – Micropower Europe.
- 2x Kit compresor de presión en la entrada de la microturbina – Proporcionado por la misma casa Capstone – Micropower Europe.

*El compresor de presión se hace necesario dado que la presión de entrada necesaria de la C65 es de 5,17 barg y la proporcionada por la compañía suministradora de gas natural está situada entre 0.05 – 0.5 barg y a la salida de regulador de presión es de 22 mbar.

Compresor de <gas
natural (RFC)



Ilustración 50. Kit compresor de presión de gas natural.

En la siguiente imagen se muestra el modelo de interconexión entre los diferentes elementos para el fin que están destinados.

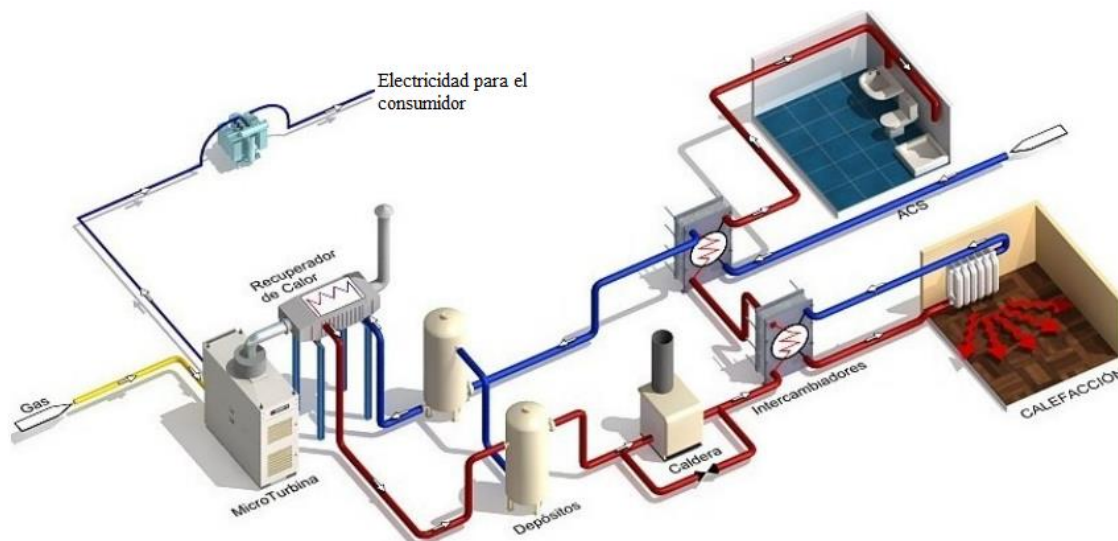


Ilustración 51. Representación gráfica del modelo de interconexión para la producción de electricidad y A.C.S

En la imagen anterior se puede apreciar la existencia de un recuperador de calor. En la microturbina Capstone C65 iCHP este viene integrado en el mismo módulo de la microturbina que aumenta el rendimiento eléctrico de la microturbina situándolo cerca del 30 %. Esta imagen es una instalación semejante que sirve para ilustrar como se realizaría el conexionado de los diferentes equipos entre sí.

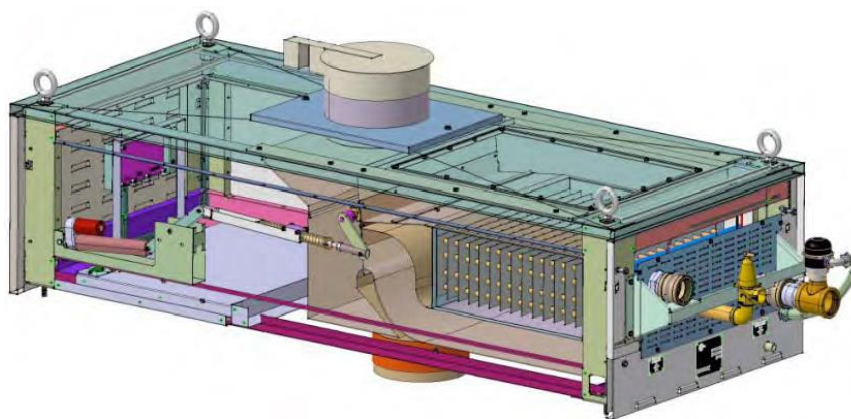


Ilustración 52. Recuperador de calor del modelo Capstone C65 iCHP

El conexionado eléctrico de la microturbina se realizara directamente a la C.G.P. La microturbina dispone de toda la aparamenta y de las protecciones eléctricas de baja tensión, aun así se decide conectar a la C.G.P y se tendría doble protección.

La tensión de salida de la microturbina es de 400 V con un corriente de 100 A (**con carga lineal*).

Por lo que corresponde a la parte de aguas se realizaría el conexionado desde la salida de la microturbina hasta la instalación existente disponible para las calderas.

2.17 Periodos de mantenimiento

Dadas las especificaciones del fabricante el programa de mantenimiento de las microturbinas CAPSTONE será el siguiente:

Filtro aire de combustión	8.000 h.
Filtro aire de refrigeración	8.000 h.
Filtro del combustible	8.000 h.
Sistema de encendido	8.000 h.
Sistema de inyección	20.000 h.
Termopares	20.000 h.
Overhaul.	40.000 h.

Ilustración 53. Programa de mantenimiento de las microturbinas Capstone C65 iCHP

Teniendo en cuenta los criterios anteriores y el número de horas de funcionamiento de la máquina, que queda especificado en el siguiente apartado del proyecto, el mantenimiento de:

- Filtro de aire de combustión
- Filtro de aire de refrigeración
- Filtro de combustible
- Sistema de encendido

Se realizará cada 8.000 h, por lo tanto:

$$\frac{\text{Horas hasta realizar el cambio}}{\text{Horas de trabajo al año}} = \frac{8000 \text{ h}}{4126 \text{ h/año}} = 1,9 \cong 2 \text{ años}$$

Por lo que corresponde a los sistemas de inyección y termopares:

$$\frac{\text{Horas hasta realizar el cambio}}{\text{Horas de trabajo al año}} = \frac{20000 \text{ h}}{4126 \text{ h/año}} = 4,85 \cong 5 \text{ años}$$

Por último el mantenimiento *overhaul*, que consiste en aquel mantenimiento aplicado a un activo o instalación donde su alcance en cuanto a la cantidad de trabajos incluidos, el tiempo de ejecución, el nivel de inversión o coste del mantenimiento y requerimientos de planificación y programación son de elevada magnitud (con respecto al mantenimiento operacional), dado que la razón de este tipo de mantenimiento reside en la restitución general de las condiciones del servicio del activo, bien sea desde el punto de vista de diseño o para extender su vida útil con la mínima probabilidad de fallo (confiabilidad) y dentro de los niveles de desempeño o eficiencia requeridos.

Este mantenimiento se realizaría cada 40000 h de funcionamiento por lo tanto:

$$\frac{\text{Horas hasta realizar el cambio}}{\text{Horas de trabajo al año}} = \frac{40000 \text{ h}}{4126 \text{ h/año}} = 9,69 \cong 10 \text{ años}$$

La empresa Micropower Europe ofrece los siguientes planes de mantenimiento:

La garantía de los equipos es de 12 meses des de la puesta en servicio o de 15 meses des de la fecha de salida de origen.

Las modalidades de mantenimiento según el Factory Protection Plan (FPP) de Capstone se ofertaran en documento aparte y dependerán de la opción finalmente escogida.

Existen básicamente 2 opciones:

FPP para 5 años o 39.999 h (preventivo + correctivo)

FPP para 9 años o 79.999 h (preventivo + correctivo + overhaul)

El mantenimiento preventivo de las turbinas es cada 8.000 h (revisión simple) y cada 20.000 h. El overhaul se realiza a las 40.000 h.

Para el **Power Package** ofertado en este proyecto los costes de mantenimiento, en función de las horas de trabajo anuales, serían los siguientes:

PRECIOS TODO INCLUIDO. EXTENSIÓN DE GARANTÍA CAPSTONE						
	PRECIO ANUAL FPP 5 (EUR)			PRECIO ANUAL FPP 9 (EUR)		
	< 4000 h/a	4000 - 6000 h/a	> 6000 h/a	< 4000 h/a	4000 - 6000 h/a	> 6000 h/a
1 x CR65	3.634 €	4.564 €	6.067 €	5.507 €	6.914 €	9.177 €

(Precios calculados con un cambio medio en el periodo de USD/EUR de 1,05)

ESTE ES TODO EL COSTE ANUAL DEL MANTENIMIENTO INTEGRAL.

2.18 Previsión de horas de trabajo anuales

2.18.1 Previsión de horas a nivel térmico

En este apartado del proyecto se ha realizado una estimación de previsión de horas de trabajo de las dos microturbinas teniendo en cuenta las necesidades térmicas del CDM en el año anterior, 2014.

A continuación, se muestra una tabla elaborada con el objetivo de evaluar las posibles necesidades futuras y teniendo presente la capacidad de las microturbinas.

	Días/mes	Necesidad	Unidades	m-T C65 iCHP	h/día	kWh prod.	kWh pend.
Enero	31	159572	2	117	22	159588	-16
Febrero	28	113163	2	117	18	117936	-4773
Marzo	31	113959	2	117	16	116064	-2105
Abril	30	91913	2	117	14	98280	-6367
Mayo	31	66215	2	117	10	72540	-6325
Junio	30	44819	2	117	7	49140	-4321
Julio	31	9956	2	117	2	14508	-4552
Agosto	31	10905	2	117	2	14508	-3603
Septiembre	30	7250	2	117	2	14040	-6790
Octubre	31	12117	2	117	2	14508	-2391
Noviembre	30	22613	2	117	4	28080	-5467
Diciembre	31	85030	2	117	12	87048	-2018
TOTALES	365	737512			3360	786240	-48728

Tabla 16. Previsión de horas de trabajo anuales de las Capstone C65 iCHP en el CDM

En esta tabla se han recogido las necesidades mensuales (expresadas en kWh) derivadas de los consumos por mes que ofreció el complejo y que fueron proporcionadas la concejalía de deportes de Tarragona. Además se muestra la cantidad de unidades de microturbinas que se van a instalar y la potencia térmica que esta suministra. Con el objetivo de minimizar las horas de trabajo y el consumo se realizó una previsión de horas de funcionamiento de estas microturbinas por día en un mes en concreto y se obtuvieron en la columna de kWh prod. La potencia térmica que suministraría para ese número de horas. En la última columna, se muestran los kWh pend. (kWh pendientes por producir y que serán extraídos de la combustión del gas directamente por la caldera) pero como se puede apreciar estos valores solo arrojan un resultado negativo. Con lo cual, solo existe exceso de producción. Los cálculos serán mostrados en el apartado de *Anexos – Cálculos – Horas de trabajo de las microturbinas - Horas de trabajo de las microturbinas a nivel térmico*.

Suponiendo que estas necesidades se mantuviesen constantes, las microturbinas con este ritmo de trabajo excederían su producción de energía térmica en 48.728 kWh que podrían ser reutilizados o simplemente evacuados en forma de calor.

Cabe destacar, que se debería considerar un ahorro energético a nivel tanto térmico como eléctrico sobre todo en los meses de diciembre, enero, febrero, marzo y abril.

Desde la concejalía de deportes del Ayuntamiento de Tarragona, se nos informa de que el aislamiento térmico de la zona de piscinas no es del todo adecuado y sufre de pérdidas que ocasionan este exceso de consumo. Tanto es así, que se sitúa entre uno de los CDM de la zona más caros referente al coste de gas natural.

El aislamiento de la cubierta retráctil del edificio no es el más óptimo y esto se muestra reflejado en los consumos excesivos.

Se podría considerar la renovación de la cubierta, o eliminarla y sustituirla por otro método, aunque esto no compete en el presente proyecto.

2.18.2 Previsiones de horas a nivel eléctrico

Manteniendo el mismo número de horas de trabajo anual que en el caso anterior:

	Días/mes	Necesidad	Unidades	m-T C65 iCHP	h/día	kWh prod.	kWh pend.
Enero	31	20267	2	65	22	88660	-68393
Febrero	28	21513	2	65	18	65520	-44007
Marzo	31	24112	2	65	16	64480	-40368
Abril	30	24403	2	65	14	54600	-30197
Mayo	31	28412	2	65	10	40300	-11888
Junio	30	27082	2	65	7	27300	-218
Julio	31	31466	2	65	2	8060	23406
Agosto	31	17897	2	65	2	8060	9837
Septiembre	30	22084	2	65	2	7800	14284
Octubre	31	34819	2	65	2	8060	26759
Noviembre	30	31894	2	65	4	15600	16294
Diciembre	31	29812	2	65	12	48360	-18548
TOTALES	365	313761			3360	436800	-123039

Tabla 17. Producción eléctrica manteniendo el mismo número de horas.

Se puede observar, que en los meses de julio hasta noviembre el complejo no sería autosuficiente, por lo que precisaría de inyección por parte de la compañía distribuidora. Para evitar este hecho lo que se puede realizar es un aumento de las horas de trabajo en estos meses para satisfacer ambos consumos; tanto el térmico como el eléctrico.

Por lo que la previsión de horas de trabajo quedaría de la siguiente forma:

2.18.3 Previsión de horas de trabajo para autoconsumo sin inyección de la red eléctrica

	Energía térmica (kW _t)							Energía eléctrica (kW _e)						
	Días/mes	Necesidad	Unid.	m-T C65 iCHP	h/día	kWh prod.	kWh pend.	Días/mes	Necesidad	Unid.	m-T C65 iCHP	h/día	kWh prod.	kWh pend.
Enero	31	159572	2	117	22	159588	-16	31	20267	2	65	22	88660	-68393
Febrero	28	113163	2	117	18	117936	-4773	28	21513	2	65	18	65520	-44007
Marzo	31	113959	2	117	16	116064	-2105	31	24112	2	65	16	64480	-40368
Abril	30	91913	2	117	14	92664	-751	30	24403	2	65	14	51480	-27077
Mayo	31	66215	2	117	10	68913	-2698	31	28412	2	65	10	38285	-9873
Junio	30	44819	2	117	7	49140	-4321	30	27082	2	65	7	27300	-218
Julio	31	9956	2	117	8	58032	-48076	31	31466	2	65	8	32240	-774
Agosto	31	10905	2	117	5	32643	-21738	31	17897	2	65	5	18135	-238
Septiembre	30	7250	2	117	6	42120	-34870	30	22084	2	65	6	23400	-1316
Octubre	31	12117	2	117	9	65286	-53169	31	34819	2	65	9	36270	-1451
Noviembre	30	22613	2	117	9	59670	-37057	30	31894	2	65	9	33150	-1256
Diciembre	31	85030	2	117	12	87048	-2018	31	29812	2	65	12	48360	-18548
TOTALES	365	737512			4126	965484	-227972	365	313761			4126	536380	-222619

Tabla 18. Previsión de horas de trabajo para el caso de estudio.

Dado que en la Tabla 17 se muestra que existen meses (que van desde Junio hasta Noviembre) en los que el recinto no es autosuficiente y precisa de inyección de la red; se decide aumentar el número de horas de trabajo en estos meses con el fin de que el complejo sea totalmente autosuficiente y no precisar del respaldo de la red de distribución. De esta manera evitamos pagos de peajes, inscripciones a regímenes y se decide trabajar con funcionamiento total en isla. Como se puede apreciar, el número total de horas para autoabastecerse sería de 4126 h al año. El excedente eléctrico se podría verter a la red o incluso mediante una pequeña red de distribución se podría entregar para el consumo del Complejo Educativo situado en el recinto adyacente al CDM. El excedente de energía térmica se desecharía en forma de calor por la salida de humos o sería entregado en forma de agua A.C.S del mismo modo que el excedente eléctrico.

2.19 Consumos

2.19.1 Consumo eléctrico del ejercicio 2014 en el CDM

En el siguiente apartado se expone de manera detallada el consumo energético que se ha consumido durante el ejercicio del 2014 en el complejo deportivo.

Gracias a los aparatos de medida disponibles en el propio complejo, la concejalía de deportes de Tarragona ha llevado a cabo las medidas mensuales del consumo.

En el apartado de *Planos – Esquema unifilar con m-T*, aguas arriba del esquema se puede apreciar la existencia del aparato de medida.

En la tabla que se muestra a continuación se exponen por orden cronológico los meses del año 2014 con su respectivo consumo y seguidamente una gráfica en la que se muestra la evolución de dicho consumo.

ENERO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 01/01/2014 al 31/01/2014	kWh	27.24	744 h
TOTAL	20267		

FEBRERO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 31/01/2014 al 28/02/2014	kWh	32.01	672 h
TOTAL	21513		

MARZO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 28/02/2014 al 31/03/2014	kWh	32.41	744 h
TOTAL	24112		

ABRIL	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 31/03/2014 al 30/04/2014	kWh	33.89	720 h
TOTAL	24403		

MAYO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 30/04/2014 al 31/05/2014	kWh	38.18	744 h
TOTAL	28412		

JUNIO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 31/05/2014 al 30/06/2014	kWh		
TOTAL	27082	37.61	720 h
JULIO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 30/06/2014 al 31/07/2014	kWh		
TOTAL	21466	28.85	744 h
AGOSTO	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 31/07/2014 al 31/08/2014	kWh		
TOTAL	17897	24	744 h
SETIEMBRE	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 31/08/2014 al 30/09/2014	kWh		
TOTAL	22084	30.67	720 h
OCTUBRE	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 30/09/2014 al 31/10/2014	kWh		
TOTAL	34819	46.8	744 h
NOVIEMBRE	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 31/10/2014 al 30/11/2014	kWh		
TOTAL	31894	44.3	720 h
DICIEMBRE	CONSUMO ENERGÉTICO	TOTAL POT (kW)	HORAS
Del 30/11/2014 al 31/12/2014	kWh		
TOTAL	29812	41	744 h

Tabla 19. Consumo eléctrico del CDM durante el ejercicio de 2014

En el Grafico 13 se muestra la evolución mensual del consumo de potencia expresada en kW. Este grafico nace de la conversión del consumo energético a potencia instantánea.

Con este gráfico podremos visualizar el prototipo de curva de consumo que sigue el CDM y de esta manera dimensionar los elementos de generación atendiendo al caso más desfavorable de consumo en un mes.

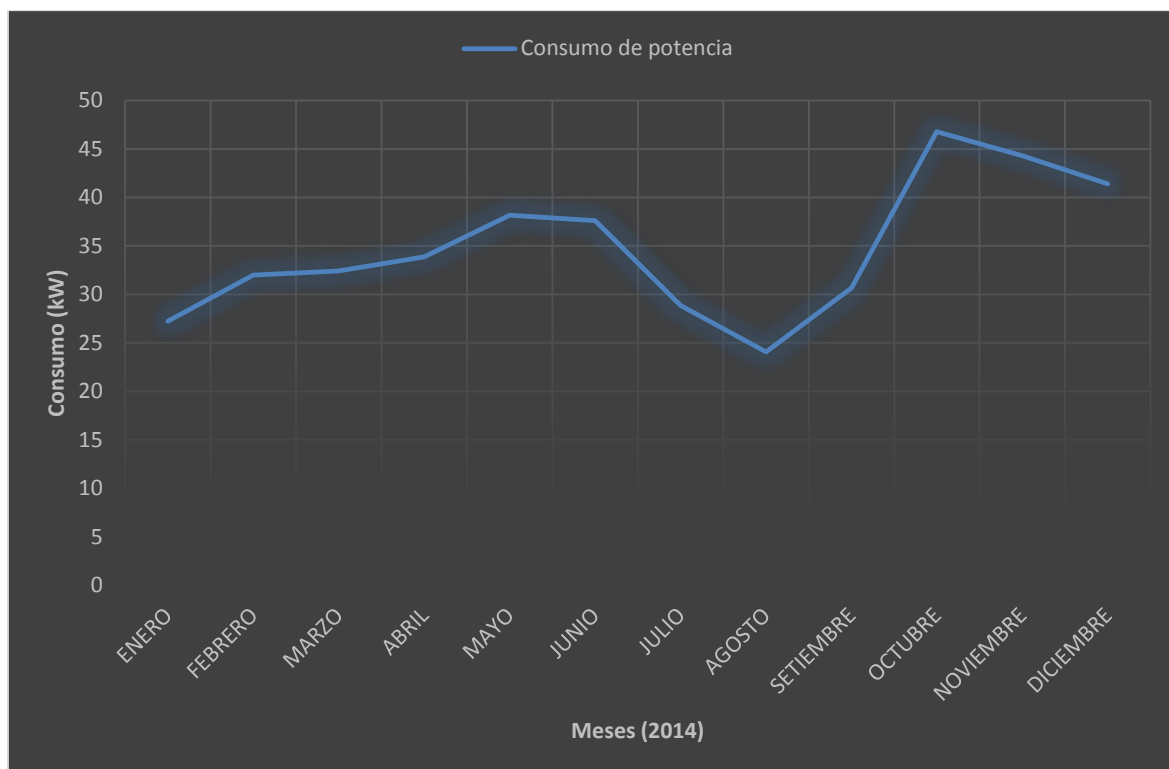


Gráfico 13. Evolución anual del consumo eléctrico expresado en kW.

A continuación se muestra el consumo energético medido en kWh.

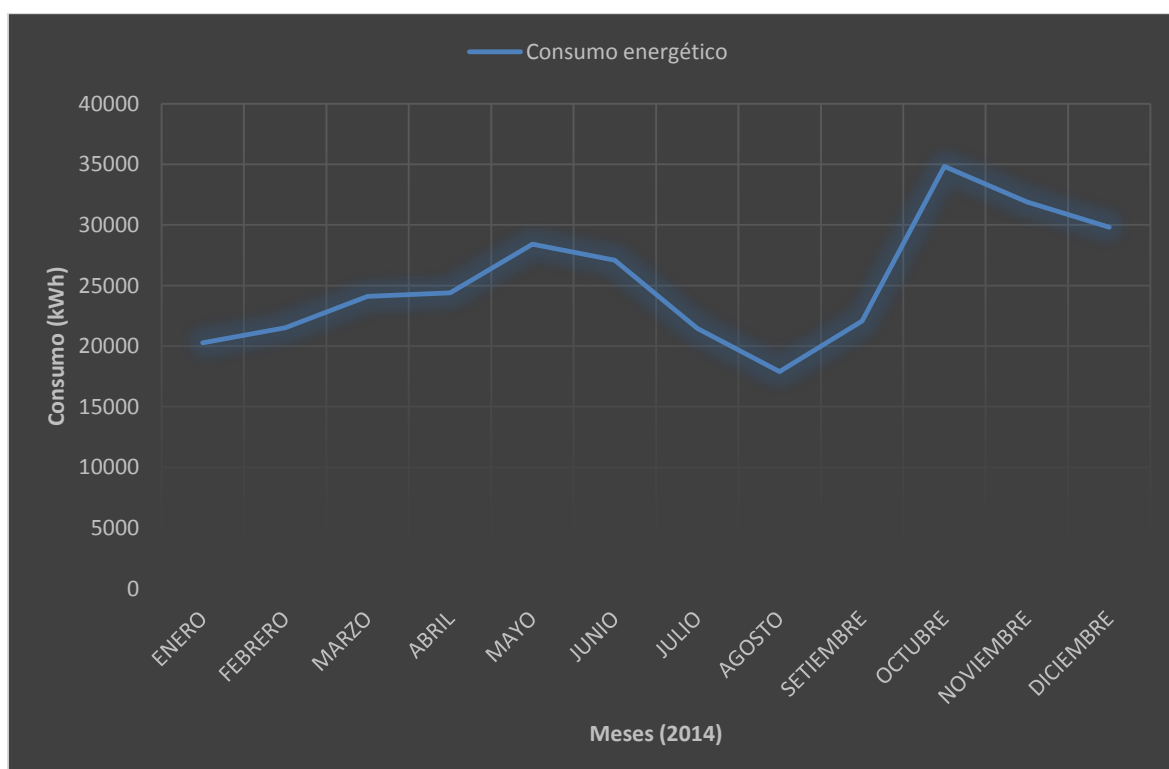


Gráfico 14. Evolución anual del consumo eléctrico expresado en kWh.

Como se puede observar el pico de consumo mayor es el del mes de Noviembre. En este mes se disparó el consumo llegando a una potencia instantánea de aproximadamente 50 kW. De manera opuesta el mes con un consumo más reducido es el mes de agosto. Esto se debe a que no es necesario la climatización del complejo. La cubierta retráctil se abre en los meses de verano para dejar al descubierto la piscina por lo que ya no es necesario la climatización dentro del recinto de piscina. Desde junio hasta finales de septiembre.

Por consiguiente, en el estudio comparativo y de viabilidad se han dimensionado las tecnologías estudiadas para abastecer el consumo mayor, es decir, el caso más desfavorable. Como resultado del estudio, las microturbinas.

2.19.2 Consumo de gas natural del ejercicio 2014 en el CDM

En el siguiente apartado se expone de manera detallada el consumo de Gas Natural que se ha consumido durante el ejercicio del 2014 en el complejo deportivo.

Gracias a los aparatos de medida disponibles en el propio complejo, la concejalía de deportes de Tarragona ha llevado a cabo las medidas mensuales del consumo.

En el apartado de *Planos – Emplazamiento microturbinas Capstone C65 iCHP y esquema de conexión* se puede observar la existencia de un contador de gas con el que se han realizado las medidas.

En la tabla que se muestra a continuación se exponen por orden cronológico los meses del año 2014 con su respectivo consumo y seguidamente una gráfica en la que se muestra la evolución de dicho consumo.

Del 05/12/13 al 03/01/14		
ENERO	159572.00	kWh
	Total 13951	m³
Del 04/01/14 al 06/02/14		
FEBRERO	113163.00	kWh
	Total 9848	m³
Del 07/02/14 al 06/03/14		
MARZO	113959.00	kWh
	Total 9900	m³
Del 07/03/14 al 04/04/14		
ABRIL	91913.00	kWh
	Total 8040	m³
Del 05/04/14 al 07/05/14		
MAYO	66215.00	kWh
	Total 5789	m³
Del 08/05/14 al 06/06/14		
JUNIO	44819.00	kWh
	Total 3897	m³

Del 07/06/2014 al 04/07/2014		
JULIO		9956.00 kWh
	Total	864 m ³
Del 05/07/2014 al 07/08/2014		
AGOSTO		10905.00 kWh
	Total	958 m ³
Del 08/08/2014 al 04/09/2014		
SETIEMBRE		7250.00 kWh
	Total	636 m ³
Del 05/09/2014 al 07/10/2014		
OCTUBRE		12117.00 kWh
	Total	1064 m ³
Del 08/10/2014 al 07/11/2014		
NOVIEMBRE		22613.00 kWh
	Total	1982 m ³
Del 08/11/2014 al 04/12/2014		
DICIEMBRE		85030.00 kWh
	Total	7434 m ³

Tabla 20. Consumo de gas natural durante el ejercicio de 2014

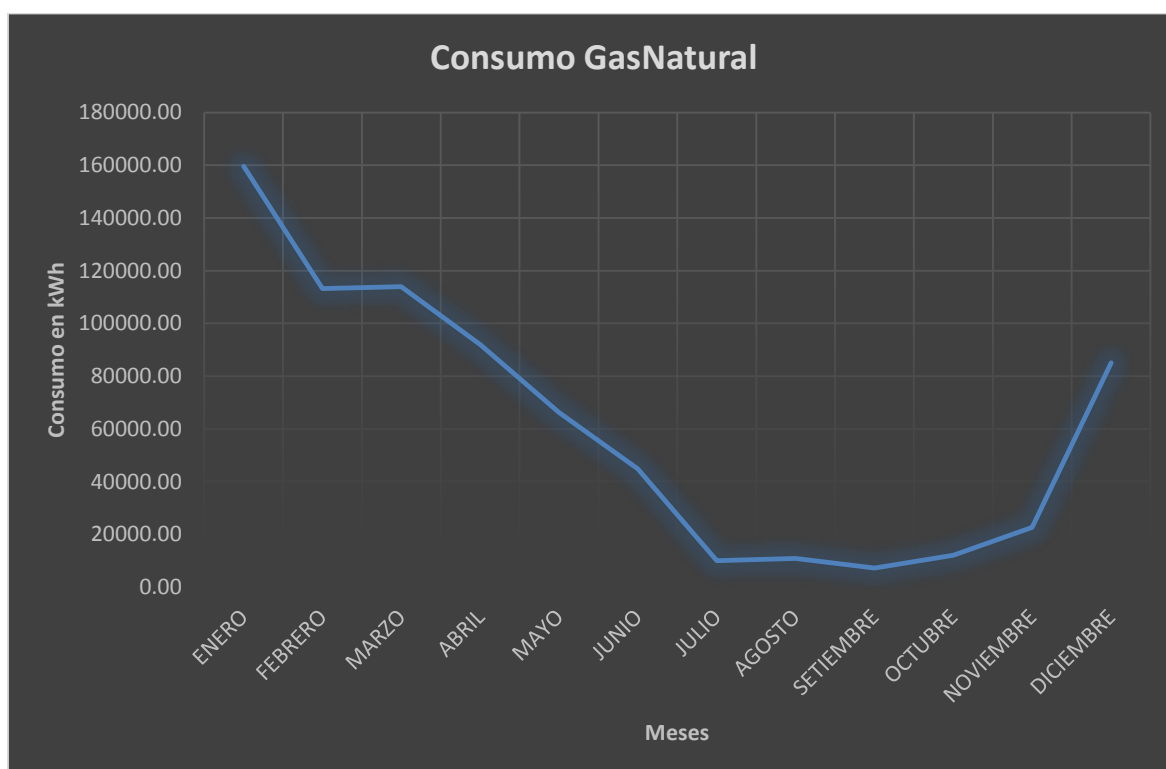


Gráfico 15. Evolución anual del Gas Natural expresado en kWh

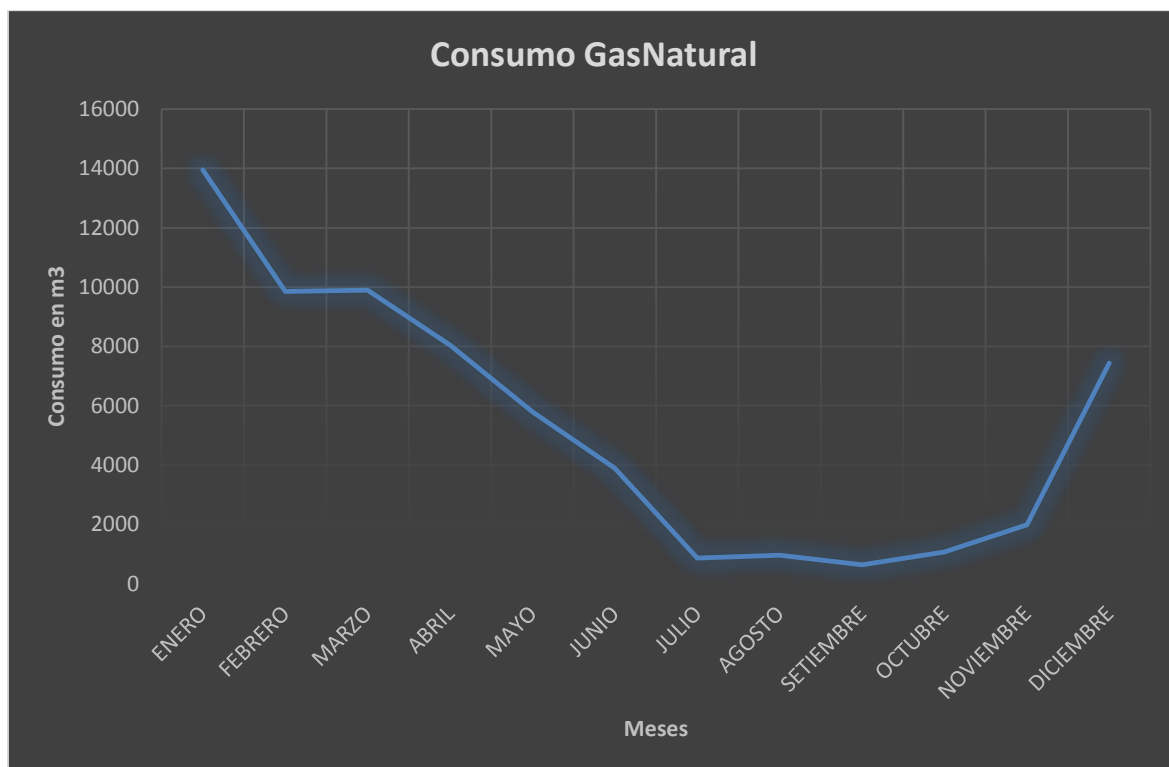


Gráfico 16. Evolución anual del consumo de Gas Natural expresado en m³

Como se puede observar en ambos gráficos los meses de mayor consumo se producen en los meses de invierno y disminuye considerablemente en los meses de verano y otoño.

Esto se debe a que entran en funcionamiento las calderas para cubrir la demanda de calefacción del CDM en los meses de invierno. Sin embargo, los meses de verano donde es evidente la ausencia de calefacción el consumo desciende en gran cantidad.

2.20 Comparación de consumos con y sin Microturbina

En el siguiente punto se ha realizado una comparación de los consumos de gas natural que se producen en la actualidad, sin instalación de las microturbinas y como sería después de la instalación.

Atendiendo al número de horas de trabajo por mes que se estableció en el punto anterior se ha realizado el cálculo del consumo en kWh/mes.

	Energía térmica				
	Días/mes	Unid.	h/día	Consumo de la m-T	kWh consumidos
Enero	31	2	22	224	305536
Febrero	28	2	18	224	225792
Marzo	31	2	16	224	222208
Abril	30	2	14	224	188160
Mayo	31	2	10	224	138880
Junio	30	2	7	224	94080
Julio	31	2	8	224	111104
Agosto	31	2	5	224	69440
Septiembre	30	2	6	224	80640
Octubre	31	2	9	224	124992
Noviembre	30	2	9	224	120960
Diciembre	31	2	12	224	166656
TOTALES	365		4126		1848448

Tabla 21. Consumo de gN de C65 iCHP

En esta Tabla se muestra el consumo de Gas Natural de la microturbina mensualmente y anual, atendiendo a los valores de consumo proporcionados por el fabricante junto con las necesidades las horas de trabajo diarias y los días de cada mes. Con esto obtenemos los kWh consumidos en cada mes y en conjunto el cómputo anual. Los cálculos se muestran en el apartado de *Anexos – Cálculos – Consumo de gas natural de las microturbinas*.

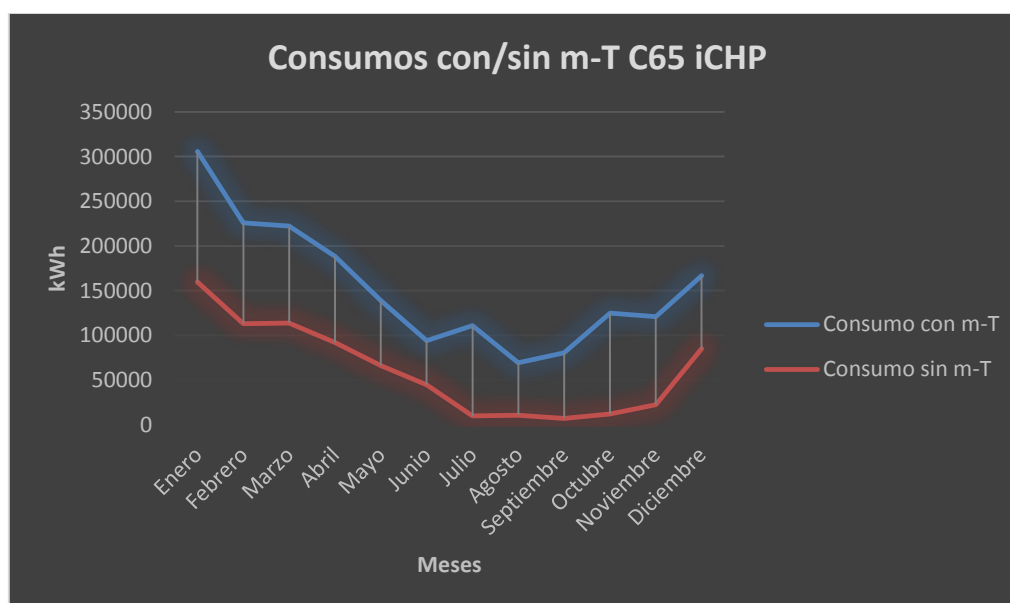


Gráfico 17. Comparación de consumos con/sin m-T C65 iCHP

Gracias a estos datos se ha realizado pues una comparativa de consumos que se muestran en el siguiente gráfico.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior el consumo de gas natural se ha visto incrementado en casi dos veces el valor de consumo sin microturbinas. Esto se debe a que los rendimientos de las calderas actuales y disponibles en el recinto actualmente se sitúan entre un 90 - 92% y sin embargo, el rendimiento mixto (eléctrico y térmico) se sitúa en un 82 %. Individualmente, a nivel térmico el rendimiento se sitúa con esta microturbina en un 53 % mientras que el eléctrico en un 29 %.

Una opción para evitar la pérdida de excedente térmico, energéticamente hablando, sería la utilización de una máquina frigorífica. Que se utilizase para la producción de agua fría. En este caso estaríamos hablando de trigeneración y no de cogeneración.

Aun así, esta tecnología existe y no sería mucho más difícil de implementar.

Otra opción y que será la que se lleve a cabo en este estudio, sería la de suministrar el excedente térmico, como en el caso de la energía eléctrica, al Complejo Educativo que se encuentra en el recinto adyacente como se comentó anteriormente mediante una pequeña red de distribución de A.C.S.

Sin más preámbulo, vamos a visualizar el coste que supone de consumo de gas natural con y sin microturbina Capstone C65 iCHP.

	kWh	precio del kWh de gN	Coste (€)
CONSUMO ANUAL SIN m-T	737512	0.05810432	42852.63
CONSUMO ANUAL CON m-T	1848448	0.05810432	107402.81

Tabla 22. Coste anual del consumo de gN con/sin m-T

El coste anual de gas natural con microturbinas aumenta un 150 % respecto al coste del consumo anual sin microturbinas. Aun así hay que tener en cuenta el ahorro que supone la eliminación de inyección de electricidad por parte de la compañía. Este se evaluará en el siguiente apartado.

Es decir, la generación de energía eléctrica producida por las microturbinas Capstone C65 iCHP permiten autoabastecer el CDM, con lo que no es necesaria la inyección de energía eléctrica por parte de la compañía distribuidora de la zona, en concreto, FECSA-ENDESA.

2.21 Presupuesto, ahorro, Pay-Back y rentabilidad

Para conocer la viabilidad del proyecto es indispensable saber el ahorro que económicamente esta solución presentará.

De la misma forma, se ha de establecer el Pay-Back o retorno de la inversión inicial con lo que es necesario saber el cose de esta instalación.

Finalmente, la rentabilidad de esta instalación. En este caso vamos obtener estos tres resultados o indicadores (ahorro, Pay-Back y rentabilidad) teniendo en cuenta la cesión del excedente de producción de energía eléctrica al Complejo Educativo.

2.21.1 Presupuesto

	Cantidad	Coste económico (€)
MICROTURBINA		
CAPSTONE C65 iCHP	2	108.304
Software	2	38.620
Modem de acceso exterior	2	
TOTAL MICROTURBINA		255.228
OTRAS MÁQUINAS		
Intercambiador de calor	0	
Absorción	0	
Torre Refrigeración	0	
Compresor	2	37.500
TOTAL OTRAS MÁQUINAS		37.500
OTROS		
Armario de control	1	21.000
Varios	1	
P. en marcha del conjunto	1	
Instalaciones	0	
TOTAL OTROS		21.000
LEGALIZACIONES Y PROYECTOS		
Anteproyecto	0	
Propuesta REPE	0	
Proyecto medioambiental	0	
Asesoramiento a proyecto	1	6.340
TOTAL LEG. Y PROYECTOS		6.340
TOTAL INVERSIÓN		320.068

Tabla 23. Inversión de instalación de 2 Capstone C65 iCHP

Los precios recogidos en esta tabla están extraídos de la empresa Distec.

*Distec es un conjunto de empresas de base tecnológica con una amplia experiencia en ingeniería integral. Las empresas que conforman a este grupo son Distec Grup Tecnològic, Micropower Europe y PROTEC.

2.21.2 Ahorro

Se realiza la evaluación del ahorro que la instalación de microturbinas Capstone C65 iCHP supone en el CDM.

	Coste (€)
SIN m-T	42852.63
CON m-T	107402.81

Tabla 24. Coste del consumo de gN con/sin microturbina

El coste de gas natural con microturbinas aumenta en 64.550,18 € al utilizar el sistema de cogeneración.

Hay que tener en cuenta que se reduce a cero por completo el coste de electricidad. Con lo que el ahorro que supone anual, teniendo en cuenta que el consumo se mantiene estable al del ejercicio 2014:

Precio del kWh_e: 0,15016 € (término de potencia y IVA incluido)

Dado el consumo eléctrico del ejercicio 2014, su totalidad ascendió a 274.467 kWh_e.

$$274467 \text{ kWh} \cdot 0,15016 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 41461,04 \text{ €}$$

En la siguiente tabla se muestran los gastos asociados a cada uno de los consumos de gN y electricidad con y sin microturbina.

	€
Coste gN sin m-T	42852.6333
Coste eléctrico sin m-T	41461.04
TOTAL COSTE sin m-T	84313.6733
Coste gN con m-T	107402.81
Coste eléctrico con m-T	0
TOTAL COSTE con m-T	107402.82

Tabla 25. Costes en € de la energía eléctrica y gN con/sin microturbina en el CDM.

$$\frac{\text{Ahorro}}{\text{anual}} = 84313,67 \text{ €} - 107402,82 \text{ €} = -23089,15 \text{ €}$$

**Este cálculo se ha realizado sin tener en cuenta el ahorro que supondría la venta del excedente de energía eléctrica o bien el ahorro que supondría la cesión de esta energía eléctrica al Complejo Educativo situado en el recinto adyacente.*

Es decir, no supone un ahorro sino que se incrementa el coste energético global. Teniendo en cuenta el exceso de producción eléctrico: 222619 kWh al año, se valoran en un total de:

$$222619 \text{ kWh} \cdot 0,15016 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 33428,47\text{€}$$

Si en el cálculo del ahorro se tuviese en cuenta además la cesión del excedente térmico en forma de A.C.S al Complejo Educativo:

$$227972 \text{ kWh} \cdot 0.05810432 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 12935,13 \text{ €}$$

Por lo tanto, el ahorro total de la instalación es de:

$$-23089,15 \text{ €} + 33428,47 + 12935,13 \text{ €} = 23274,46 \text{ €}$$

Por lo tanto, vamos a ver cómo afectaría esta situación en el retorno de la inversión o Pay-Back y en la rentabilidad.

2.21.3 Pay-back y rentabilidad

Se entiende por Pay-Back el valor mínimo aproximado del periodo necesario para hacer frente al retorno de una inversión.

$$\text{Pay - back (años)} = \frac{\text{Desenvolso inicial}}{\text{Flujo neto de ahorro por año}} = \frac{320.068 \text{ €}}{23.274,46 \text{ €}} = 13,75 \text{ años}$$

El retorno de la inversión se realizaría en una media de 13 años y 9 meses, es decir, 14 años. A partir de entonces la instalación resultaría rentable.

Con lo que se demuestra que si en la fecha de construcción, esta tecnología se hubiese instalado, en la actualidad esta instalación, a fechas de hoy, le quedarían 5 años y sería cuando la instalación comenzaría a ofrecer rentabilidad.

A continuación, vamos a calcular la rentabilidad de la instalación:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Beneficios proyectados/año}}{\text{Inversión}} \cdot 100 = \frac{23.274,46 \text{ €}}{320.068 \text{ €}} \cdot 100 = 7.27 \%$$

La rentabilidad de la instalación se sitúa entorno al 10 % anual.

2.22 Conclusiones

Este proyecto ha supuesto un reto en mi carrera educativa. Resultó ser un hándicap al inicio de este. La carencia de información acerca de las tecnologías disponibles y la necesidad de información externa que no estaba en mis manos provocó muchos quebraderos de cabeza, pero por algo se llama ingeniero al ingeniero, valga la redundancia. Ingeniero = Ingenio = Ideas!

Durante el desarrollo del proyecto final de grado, se ha tenido claro cuál era el objetivo: realizar un estudio con el fin de conocer cuál de las tecnologías disponibles de la GD proporcionaría el 100 % de la demanda eléctrica.

Este proyecto no nació con el objetivo de satisfacer dos necesidades del complejo deportivo, el cual se ha llevado a estudio, pero ha resultado gratificante satisfacer ambas necesidades energéticas del complejo, entender un nuevo mercado, una nueva forma de entender la generación, ya sea a nivel eléctrico o térmico, y como este tipo de generación se hace cada día más necesaria.

En el presente proyecto se ha llevado a cabo el estudio de todas las tecnologías disponibles en la GD, de casos reales verídicos en los que esta ha resultado satisfactoria y después, aplicar una de estas tecnologías a un caso real y cercano.

Después de analizar todas ellas, se optó por la GD con microturbinas. Un método poco convencional y poco utilizado en España, con tan solo 4 de estas microturbinas funcionando en el país, pero que ha demostrado ser unas de las tecnologías con mejores resultados aun no encontrándose con un estado de madurez de lo más óptimo posible. Avances en esta tecnología con una normativa y un marco legal adecuado puede ofrecer grandes resultados en el futuro y abrir una veta importante en la cogeneración con una infinidad de aplicaciones.

Los avances se deberían de centrar en la mejora de los rendimientos eléctricos y en la reducción del CO₂ producido, para de esta manera ser lo más atractiva posible. Una disminución de los costes de inversión y un marco legal adecuado con primas puede disminuir el retorno de la inversión y ofrecer una gran rentabilidad en este tipo de instalación, que presenta un gran potencial pero que aún tiene un alto Pay-Back. Este hecho puede suponer un gran punto en contra para potenciales clientes. La Generación Distribuida, se presenta como una solución esperanzadora al autoabastecimiento, pero solo con la ayuda del gobierno y con la mejora de los rendimientos de las tecnologías será plenamente viable.

Se decide ceder el excedente, tanto térmico como eléctrico, al Complejo Educativo dado que de esta manera se siguen cumpliendo los objetivos de la directiva europea (minimizar el consumo energético hasta convertirlo en casi nulo).

Otro aspecto que ha llevado a esta elección ha sido el marco legislativo actual, nada prometedor y favorable para la GD en España. El nuevo Real Decreto de Autoabastecimiento, aunque solo existe en borrador, no ofrece grandes expectativas ni un marco legal favorable para la implantación de la GD. Con el objetivo de crear los menos perjuicios a la instalación se decide por lo tanto continuar contribuyendo en la directiva europea, aumentando el ahorro y disminuyendo el retorno de inversión de la instalación comparado con la no cesión de estos excedentes.

Una vez realizado el estudio de viabilidad, se deja constancia en estas conclusiones que el proyecto es totalmente viable a nivel energético, abastece el 100 % de la demanda tanto a nivel térmico como eléctrico e incluso apoya al anteriormente citado Centro Educativo.

Pero como resultado final, se obtiene que es una instalación inviable económicamente en la actualidad, dado que como se muestra en la siguiente gráfica:

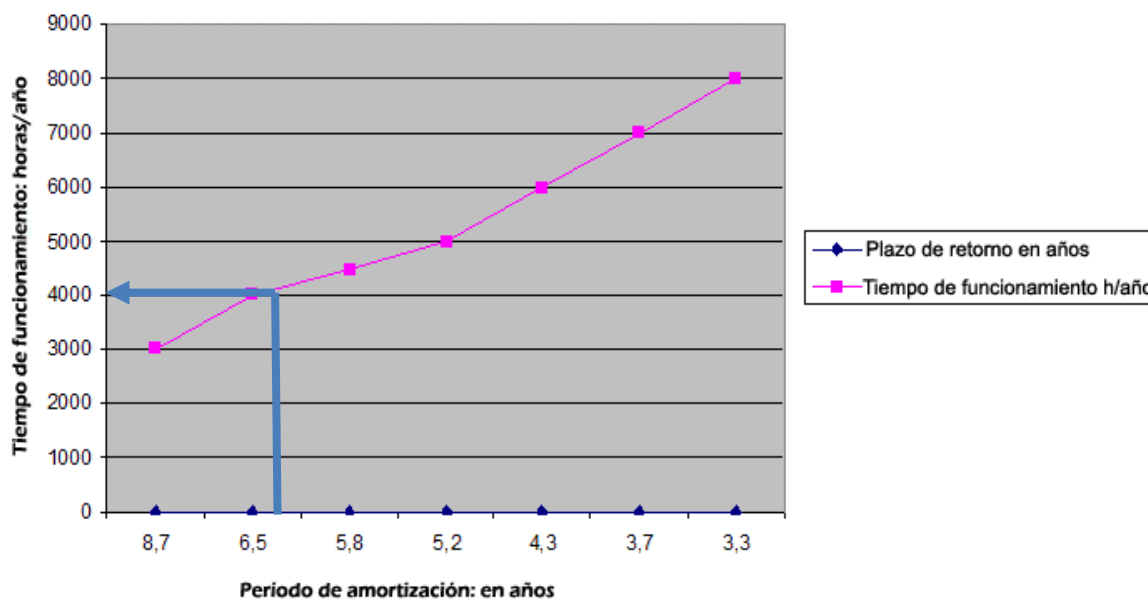


Gráfico 18. Estándares de amortización para plantas de micro-cogeneración. Fuente: Guía de Ahorro Energético y Climatización en el Hogar.

La amortización con el número de horas de trabajo de las microturbinas (4126 h/año) se debería de situar entorno a 6 años y 6 meses, sin embargo la instalación propuesta se amortizaría en 14 años. Es decir, casi 2 veces el valor estandarizado.

Esta situación, no quiere decir que no se pueda llevar a cabo la instalación, solo que no será rentable hasta pasado el doble del plazo estándar.

Como se ha comentado anteriormente, un marco legal más adecuado y que promueva el uso de este tipo de instalaciones, proporcionando ayudas y primas para reducir el Pay-Back sería idóneo para crear una autosuficiencia energética, una disminución de los impactos ambientales generados por la red eléctrica convencional y por los sistemas de calefacción de agua que se utilizan convencionalmente, además de crear trabajo y empleo destinados hacia los sectores industriales involucrados en la creación, mantenimiento y optimización de estas tecnologías.

2.23 Agradecimientos

Durante la carrera universitaria he crecido como persona y formado como profesional en la Ingeniería Eléctrica.

A nivel personal, durante el transcurso de este camino ha habido una serie de obstáculos que gracias a una serie de personas he podido superar.

Por lo que quiero dar las gracias al apoyo especialmente de mi familia, a mis padres por haberme dado la oportunidad de poder formarme y enseñarme los valores de vida necesarios para llegar a ser la persona que soy.

A mi hermana por haberme apoyado en todo momento y confiar en mí.

A mi sobrino al solo mirarlo y ver en sus ojos la felicidad de ser un niño y de tener a su tío como un referente.

A mi pareja, un gran pilar de mí vida, que confió en mí en todo momento y me ha ofrecido su amor incondicional, su apoyo y ayuda, toda su sabiduría y comprensión, en los momentos que más lo necesitaba.

Gracias a todos ellos, además he podido demostrar, a las personas que no confiaron en mí y que no creían que fuese capaz de obtener tal título, que se encontraban equivocados. Haberlo hecho me satisface como persona.

También, agradecer a esas personas que no confiaron en mí y me dieron esa fuerza y despertaron mi orgullo. Gracias a ellos, he conseguido labrar un futuro mejor. Una formación académica envidiable, que me hace una persona competente en el mercado laboral actual, teniendo en cuenta los tiempos que corren.

Agradecer a mi grupo de compañeros que ahora considero como amigos, que han hecho del transcurso de esta etapa una etapa bonita y que han comprendido y compartido mis pensamientos a lo largo de los cursos de la carrera.

A nivel educativo, agradecer a todos los profesores que han contribuido en mi formación por haberme enseñado de la mejor forma que han sabido los conocimientos necesarios para ser un buen ingeniero, pero especialmente al tutor y director de este proyecto que a pesar de ser el coordinador del grado de ingeniería eléctrica y por lo tanto con un nivel de trabajo quizás excesivo, ha atendido y resuelto todas las inquietudes que han surgido durante la elaboración del proyecto. Además, agradecerle su implicación en las asignaturas que me ha impartido y especialmente en la elaboración del proyecto de final de grado. También a la profesora de Tecnologías Medioambientales, Dra. Sandra Contreras por contribuir dejando que el trabajo de su asignatura pueda formar parte del presente proyecto en referencia al análisis de ciclo de vida.

Agradecer a los miembros del CREVER URV por contribuir en el aprendizaje de las microturbinas, por las explicaciones y mostrarme una microturbina real.

Por último, hago referencia a una frase que dijo Lao-Tsé, celebre filósofo chino *“El agradecimiento es la memoria del corazón”*.



UNIVERSITAT
ROVIRA I VIRGILI

Departament d'Enginyeria Electrònica Elèctrica i Automàtica

ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL BARRIO DE BONAVISTA

3 ANEXOS

TITULACIÓN: Graduado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR: Sergio Alcalá León.
DIRECTOR: Francisco González Molina.

FECHA: Junio del 2015.

3.1 Documentación de partida

En el momento de redactar el presente proyecto se parte de las características constructivas del edificio, del consumo eléctrico mensual durante el ejercicio anterior (2014) y de las instalaciones existentes.

En este proyecto se tiene bien claro la idea a desarrollar, que consta de la realización de un estudio para dar solución a cuál de las tecnologías utilizadas en la GD, es la más adecuada y ofrece un mejor servicio eléctrico al complejo para el que se lleva a cabo el estudio. El objetivo ideal es el desconexión de la red eléctrica de la compañía distribuidora de la zona, sustituyéndola por el flujo de energía eléctrica proporcionado por tecnología de la GD que se expone en este proyecto. Se tuvo presente, durante la redacción del estudio, la posibilidad de que no se pudiese llegar a satisfacer el 100 % de la demanda prevista y que se podría dejar como respaldo la red eléctrica convencional para cubrir los excesos de demanda que no se puedan cubrir mediante la instalación de GD. Una vez finalizado el trabajo se ha obtenido como resultado una satisfacción completa de la demanda (100 %), incluso por encima, que como se ha comentado en apartados anteriores se podrá ceder al Complejo Educativo con el fin de continuar disminuyendo el pay-back y aumentando el ahorro.

La superficie total del complejo deportivo es de 2817,99 m² de los cuales, la superficie útil a utilizar para el desarrollo de la GD con microturbinas es de 25 m² (sala de calderas). Una vez se ha determinado el tipo de tecnología a emplear se realiza el estudio para realizar la implantación en el complejo.

Como conclusión, los documentos ofrecido por el Ayuntamiento de Tarragona y los órganos competentes de este mismo, se han estudiado y analizados con detalle para la mejor utilización en el presente proyecto.

En los siguientes puntos del anexo se exponen cuáles son los documentos ofrecidos para el desarrollo del estudio y los datos de consumos (gas natural y electricidad) expuestos en el proyecto. Estos datos, son datos reales facilitados por la concejalía de deportes de Tarragona.

El apartado de anexos está compuesto por:

- Cálculos
 - Superficie disponible para la colocación de paneles
 - Dimensionado de la instalación solar fotovoltaica
 - Horas de trabajo de la microturbina
- Anexos de aplicación en el ámbito del proyecto
 - Ficha general de CDM
 - Ficha electricidad del CDM
 - Ficha de gas natural del CDM
 - Reportaje fotográfico de la instalación eléctrica actual
 - Ficha técnica Capstone C65 iCHP
- Otros documentos
 - Reportaje fotográfico vista CREVER-URV

3.2 Cálculos

3.2.1 Instalación solar fotovoltaica

3.2.1.1 Superficie disponible para colocación de paneles.

Dada la superficie en planta del edificio, se sabe que la superficie útil para la instalación de la tecnología solar fotovoltaica es de 364,8 m². Los paneles de la casa ATERSA más adecuados para el caso actual tienen una dimensión de 1960 x 990 mm. A esto hay que añadir la superficie de separación entre paneles necesaria para evitar sombras si el ángulo de colocación del panel es de 30°.

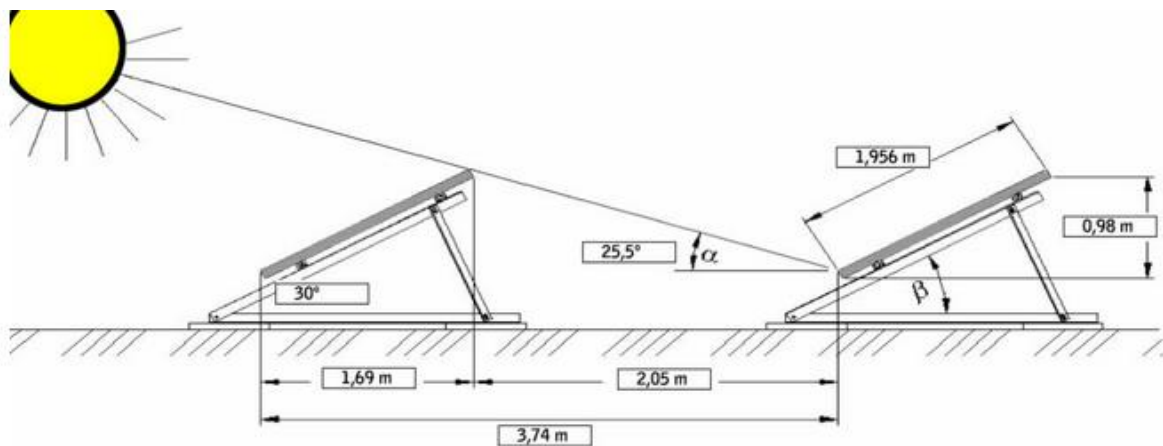


Ilustración 54. Separación por sombras para modelo de panel con dimensiones 1956 x 992 mm.

Por lo tanto, la superficie que ocupa un único panel solar fotovoltaico es aproximadamente 3,74 m².

En el *plano_2_placas_fotovoltaicas_tejado* se muestran representadas por colores las superficies útiles para la colocación de paneles solares.

En la superficie **rosa** con una disposición en filas verticales el número de filas disponibles de paneles solares de: $f = \frac{4\text{ m}}{3,74\text{ m}} \approx 1\text{ fila}$

En la superficie **amarilla** con una disposición en filas verticales el número de filas disponibles de paneles solares de: $f = \frac{19,7\text{ m}}{3,74\text{ m}} \approx 5\text{ filas}$

En la superficie **azul** con una disposición en filas verticales el número de filas disponibles de paneles solares de: $f = \frac{14,8\text{ m}}{3,74\text{ m}} \approx 4\text{ filas}$

En la superficie **verde** con una disposición en filas verticales el número de filas disponibles de paneles solares de: $f = \frac{6,3\text{ m}}{3,74\text{ m}} \approx 1\text{ fila}$

Por lo tanto, según la anchura de la superficie **rosa** (4,5 m) entran 4 paneles: 4 paneles (1965x990 mm) x 1 fila = 4 Paneles (1965 x 990 mm)

Según la anchura de la superficie **amarilla** (8,5 m) entran 8 paneles: 8 paneles (1965x990 mm) x 5 fila = 40 Paneles (1965 x 990 mm)

Según la anchura de la superficie azul (8,5 m) entran 8 paneles: 8 paneles (1965x990 mm) x 4 fila = 32 Paneles (1965 x 990 mm)

Según la anchura de la superficie verde (8,5 m) entran 8 paneles: 8 paneles (1965x990 mm) x 1 fila = 8 Paneles (1965 x 990 mm)

3.2.1.2 Dimensionado de la instalación solar fotovoltaica con PV Syst

Para dimensionar la instalación solar fotovoltaica y ver la viabilidad de esta tecnología se utiliza el software libre PV Syst versión 6.3.

Dado que el software únicamente contempla la opción de dimensionar la instalación para una vivienda y únicamente deja elegir cargas propias de una vivienda, lo que se ha realizado es añadir cargas hasta conseguir el consumo más desfavorable que el complejo tubo en el transcurso del año 2014. Es decir, 36540 kWh – 46,7 kWp.

A continuación, se mostraran los datos que ofrece el programa de simulación PV Syst.

3.2.1.2.1 Simulación de instalación fotovoltaica con PV Syst.

PVSYST V6.35	SERGIO ALCALÁ LEÓN - URV ETSE - GRADO INGENIERÍA ELÉCTRICA	09/04/15	Página 1/4
TFG - ESTUDIO DE VIABILIDAD DE GD EN EL COMPLEJO DEPORTIVO DE BONAVISTA			
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Proyecto Aislado Bonavista		
Lugar geográfico	Bonavista	País	España
Ubicación	Latitud 41.1°N	Longitud	1.2°E
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	48 m
Datos climatológicos:	Bonavista	Síntesis - Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100%	
Variante de simulación :	TFG_Complejo_Deportivo_Bonavista		
	Fecha de simulación	09/04/15 22h51	

Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	30°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Erbs, Meteonorm

PVSYST V6.35		09/04/15	Página 2/4
Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario			
Proyecto :	Proyecto Aislado Bonavista		
Variante de simulación :	TFG_Complejo_Deportivo_Bonavista		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Generador FV	N° de módulos	1113	Pnom total 323 kWp
Batería Modelo Solar PV 8GU1	Tecnología	errada, Gel banco de baterías	
N° de unidades 432	Tensión/Capacidad	96 V / 1566 Ah	
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global 422 MWh/año

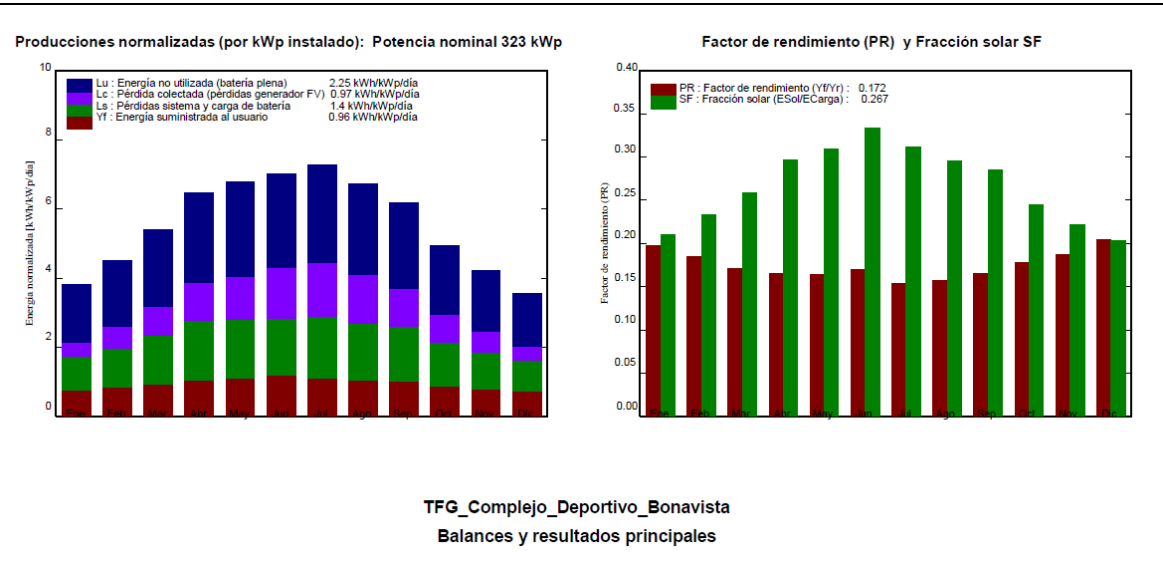
PVSYST V6.35	09/04/15	Página 3/4
--------------	----------	------------

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Aislado Bonavista
Variante de simulación : TFG_Complejo_Deportivo_Bonavista

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Aislado**
 Orientación Campos FV inclinación 30° acimut 0°
 Generador FV N° de módulos 1113 Pnom total **323 kWp**
 Batería Modelo Solar PV 8GU1 Tecnología errada, Gel banco de baterías
 N° de unidades 432 Tensión/Capacidad **96 V / 1566 Ah**
 Necesidades de los usuarios Cons. domésticos diarios Constante durante el año global 422 MWh/año

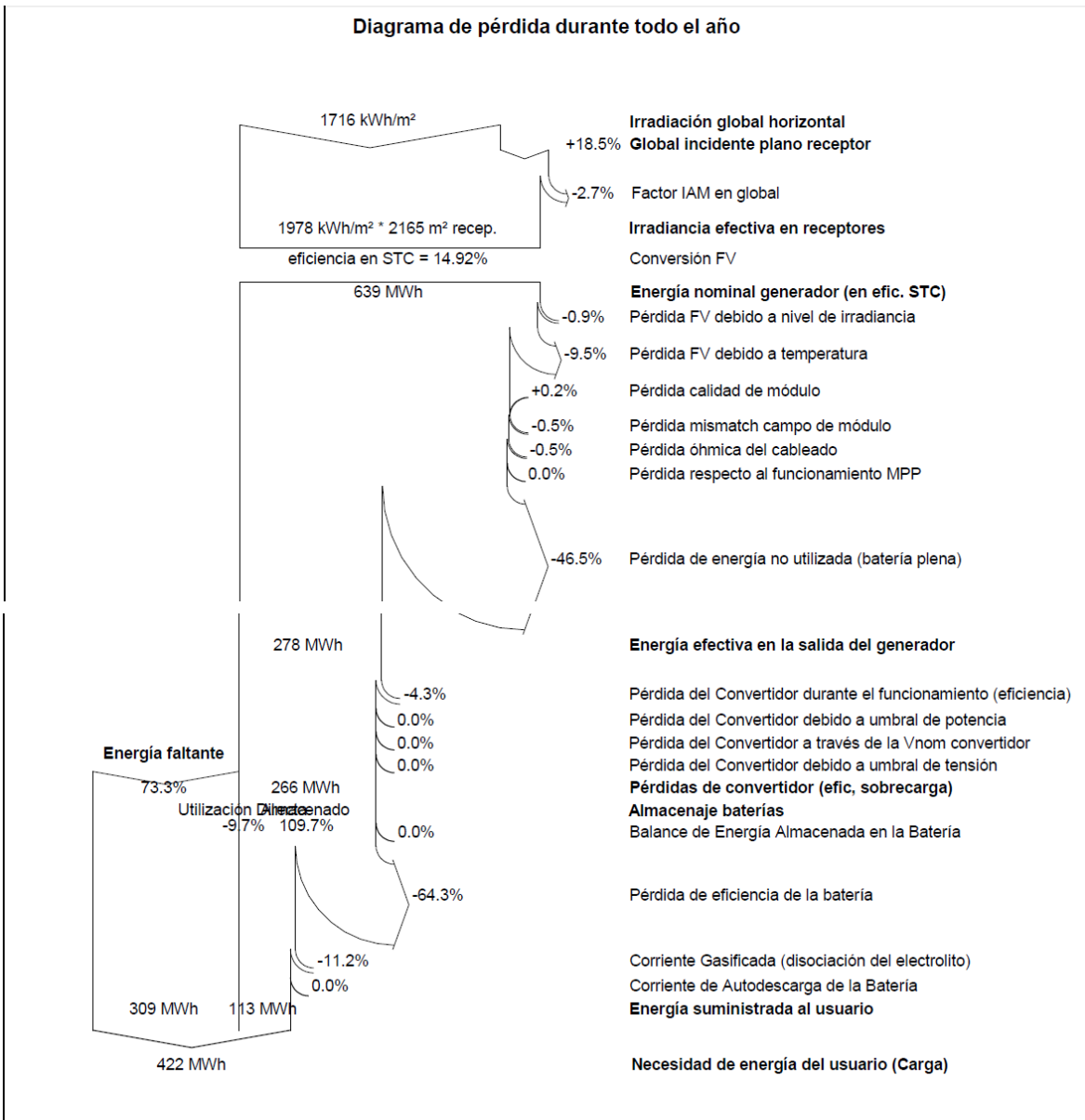
Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía disponible 530934425 W/año** Produc. específico 1645 kWh/kWp/año
 Energía utilizada 112663505 W/año Exced. (inutilizado) 264711934 W/año
 Factor de rendimiento (PR) 17.2 % Fracción solar SF 26.7 %
 Pérdida de carga Fracción de tiempo 73.3 % Energía faltante 309271020 W/año



TFG_Complejo_Deportivo_Bonavista Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	69.2	114.9	33257	16581	28325	7511	35836	0.210
Febrero	86.0	123.1	34399	17224	24811	7557	32368	0.233
Marzo	133.2	162.8	44687	22139	26588	9248	35836	0.258
Abril	174.2	188.3	50959	25090	24372	10308	34680	0.297
Mayo	209.1	204.0	54016	27191	24738	11097	35836	0.310
Junio	220.3	204.3	52325	26203	23120	11560	34680	0.333
Julio	229.9	218.6	55801	28162	24661	11175	35836	0.312
Agosto	194.9	202.3	52118	26188	25239	10597	35836	0.296
Septiembre	151.9	180.2	48089	23929	24806	9874	34680	0.285
Octubre	109.4	149.0	40210	19741	27055	8781	35836	0.245
Noviembre	76.2	123.6	34228	17003	26995	7685	34680	0.222
Diciembre	61.7	107.4	30845	15262	28562	7273	35836	0.203
Año	1715.9	1978.5	530934	264712	309271	112664	421935	0.267

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)



TFG - Estudio de viabilidad de GD en Complejo Deportivo Municipal Bonavista

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado Bonavista
Variante de simulación : TFG_Complejo_Deportivo_Bonavista

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Generador FV	N° de módulos	1113	Pnom total	323 kWp
Batería Modelo Solar PV 8GU1	Tecnología	errada, Gel banco de baterías		
N° de unidades	Tensión/Capacidad	96 V / 1566 Ah		
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	422 MWh/año

Como se muestra en la imagen anterior el número total de placas fotovoltaicas a instalar para cubrir el caso más desfavorable de consumo es de 1113 paneles solares de la casa ATERSA 290 Wp Monocristalino con un total de 432 baterías.

Por lo tanto, dados los cálculos según la disposición más óptima (vertical) y dado que la salida del sol se produce por el sur-este del complejo, la posibilidad de instalación de paneles asciende a un total de 84 paneles. Se debe considerar también que el panel no ofrecería el 100% de su disponibilidad (debido a pérdidas, suciedad, etc) con lo que la colocación de los 84 paneles llegaría a cubrir un 5,5 % de la demanda. Un muy bajo porcentaje que dado el coste que conllevaría, se hace inviable la instalación de esta tecnología como método a implantar en el CDM.

Según la base de datos ofrecidas por el programa, la instalación tendría un coste de inversión de 5.425.623 € lo que hace inviable su realización.

3.2.2 Horas de trabajo de las microturbinas

3.2.2.1 Horas de trabajo de las microturbinas a nivel térmico

Ecuación general utilizada en los próximos cálculos:

$$HdT = \frac{N [kWh]}{P_T [kW] \cdot N^o m - T \cdot D [días]} = \left[\frac{h}{día} \right]$$

Donde:

HdT: Horas de Trabajo al día

N: Necesidad de energía térmica

P_T: Potencia térmica que suministra la microturbina en condiciones nominales

N^o m - T: Número de microturbinas

D: días que tiene el mes

ENERO:

$$HdT = \frac{159572 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 21,99 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 22 \left[\frac{h}{día} \right]$$

FEBRERO:

$$HdT = \frac{113163 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 28 [días]} = 17,27 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 18 \left[\frac{h}{día} \right]$$

MARZO:

$$HdT = \frac{113959 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 15,71 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 16 \left[\frac{h}{día} \right]$$

ABRIL:

$$HdT = \frac{91913 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [días]} = 13,09 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 14 \left[\frac{h}{día} \right]$$

MAYO:

$$HdT = \frac{66215 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 9,12 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 10 \left[\frac{h}{día} \right]$$

JUNIO:

$$HdT = \frac{44819 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [días]} = 6,38 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 7 \left[\frac{h}{día} \right]$$

JULIO:

$$HdT = \frac{4956 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 1,37 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 2 \left[\frac{h}{día} \right]$$

AGOSTO:

$$HdT = \frac{10905 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 1,50 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 2 \left[\frac{h}{día} \right]$$

SEPTIEMBRE:

$$HdT = \frac{7250 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [días]} = 1,03 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 2 \left[\frac{h}{día} \right]$$

OCTUBRE:

$$HdT = \frac{159572 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 1,67 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 2 \left[\frac{h}{día} \right]$$

NOVIEMBRE:

$$HdT = \frac{159572 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [días]} = 3,22 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 4 \left[\frac{h}{día} \right]$$

DICIEMBRE:

$$HdT = \frac{159572 [kWh]}{117 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días]} = 11,79 \left[\frac{h}{día} \right] \approx 12 \left[\frac{h}{día} \right]$$

Se elige siempre el número inmediatamente superior como aproximación más exacta.
Anualmente, el cómputo global de horas de trabajo, quedaría de la siguiente forma:

3.2.2.2 Horas de trabajo de las microturbinas anuales

$$HdT_{anual} = \sum HdT_x \left[\frac{h}{día} \right] \cdot D_x \left[\frac{días}{mes} \right] = \left[\frac{h}{año} \right]$$

Siendo:

HdT_{anual} : Horas de Trabajo en un año

HdT_x : Horas de Trabajo de un mes en concreto

D_x : Días del mes en concreto

$$HdT_{anual} = \sum \left(22 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 31 \left[\frac{días}{mes} \right] \right) + \left(18 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 28 \left[\frac{días}{mes} \right] \right) + \\ + \left(16 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 31 \left[\frac{días}{mes} \right] \right) + \dots + \left(12 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 31 \left[\frac{días}{mes} \right] \right) = 3360 \left[\frac{h}{año} \right]$$

Con este número de horas de trabajo obtenemos una producción energética de:

3.2.2.3 Energía térmica producida

$$kWh \text{ prod.} = HdT \left[\frac{h}{día} \right] \cdot P_T [kW] \cdot N^{\circ} m - T \cdot D [días] = kWh$$

Donde:

$kWh \text{ prod.}$: Energía térmica producida por las microturbinas en un mes en concreto

HdT : Horas de Trabajo al día

P_T : Potencia térmica que suministra la microturbina en condiciones nominales

$N^{\circ} m - T$: Número de microturbinas

D : días que tiene el mes

ENERO:

$$kWh \text{ prod.} = 22 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 159588 kWh$$

FEBRERO:

$$kWh \text{ prod.} = 18 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 28 [\text{días}] = 117936 kWh$$

MARZO:

$$kWh \text{ prod.} = 16 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 116064 kWh$$

ABRIL:

$$kWh \text{ prod.} = 14 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 98280 kWh$$

MAYO:

$$kWh \text{ prod.} = 10 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 72540 kWh$$

JUNIO:

$$kWh \text{ prod.} = 22 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 49140 kWh$$

JULIO:

$$kWh \text{ prod.} = 7 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 14508 kWh$$

AGOSTO:

$$kWh \text{ prod.} = 2 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 14508 kWh$$

SEPTIEMBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 2 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 14040 kWh$$

OCTUBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 2 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 14508 kWh$$

NOVIEMBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 4 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 28080 kWh$$

DICIEMBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 12 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 117[kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 87048 kWh$$

Por consiguiente, la energía térmica que se deberá de cubrir será resultado de la diferencia entre las necesidades y la producción:

3.2.2.4 Energía térmica pendiente por cubrir

$$kWh \text{ pend.} = N [kWh] - kWh \text{ prod.} [kWh] = [kWh]$$

Donde:

kWh pend.: Energía térmica pendiente de producir, que se deberá de obtener de forma ajena.

kWh prod. Energía térmica producida por las microturbinas en un mes en concreto

N: Necesidad de energía térmica

ENERO:

$$kWh \text{ pend.} = 159572 [kWh] - 159588 [kWh] = -16 [kWh]$$

FEBRERO:

$$kWh \text{ pend.} = 113163 [kWh] - 117936 [kWh] = -4773 [kWh]$$

MARZO:

$$kWh \text{ pend.} = 113959 [kWh] - 116064 [kWh] = -2105 [kWh]$$

ABRIL:

$$kWh \text{ pend.} = 91913 [kWh] - 98280 [kWh] = -6367 [kWh]$$

MAYO:

$$kWh \text{ pend.} = 66215 [kWh] - 72540 [kWh] = -6325 [kWh]$$

JUNIO:

$$kWh\ pend. = 44819 [kWh] - 49140 [kWh] = -4321 [kWh]$$

JULIO:

$$kWh\ pend. = 9956 [kWh] - 14508 [kWh] = -4552 [kWh]$$

AGOSTO:

$$kWh\ pend. = 10905 [kWh] - 14508 [kWh] = -3603 [kWh]$$

SEPTIEMBRE:

$$kWh\ pend. = 7250 [kWh] - 14040 [kWh] = -6790 [kWh]$$

OCTUBRE:

$$kWh\ pend. = 12117 [kWh] - 14508 [kWh] = -2391 [kWh]$$

NOVIEMBRE:

$$kWh\ pend. = 22613 [kWh] - 28080 [kWh] = -5467 [kWh]$$

DICIEMBRE:

$$kWh\ pend. = 85030 [kWh] - 87048 [kWh] = -2018 [kWh]$$

El signo negativo quiere decir que no quedan kWh pendientes por abastecer sino al contrario. Existe un exceso de producción, dado que el número de horas de trabajo se ha aproximado a valores enteros; al valor inmediatamente superior en el caso de aquellas cifras que arrojaban decimales, con el fin de ser precavidos y velar por la seguridad del servicio.

Si realizamos una sencilla suma del exceso de producción de cada mes:

$$\begin{aligned} kWh\ pend._{anuales} &= \sum kWh\ pend._x = (-16 [kWh]) + (-4773 [kWh]) + \dots \\ &+ (-2018 [kWh]) = -48728 \left[\frac{kWh}{año} \right] \end{aligned}$$

Manteniendo el mismo número de horas de trabajo calculados en el apartado 3.2.2.1 *Horas de trabajo de las microturbinas a nivel térmico* para el nivel eléctrico la energía eléctrica producida sería:

3.2.2.5 Energía eléctrica producida

$$kWh \text{ prod.} = HdT \left[\frac{h}{día} \right] \cdot P_e [kW] \cdot N^{\circ} m - T \cdot D [días] = kWh$$

Donde:

kWh prod.: Energía térmica producida por las microturbinas en un mes en concreto

HdT: Horas de Trabajo al día

P_e: Potencia eléctrica que suministra la microturbina en condiciones nominales

N° m – T: Número de microturbinas

D: días que tiene el mes

ENERO:

$$kWh \text{ prod.} = 22 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días] = 88660 kWh$$

FEBRERO:

$$kWh \text{ prod.} = 18 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 28 [días] = 65520 kWh$$

MARZO:

$$kWh \text{ prod.} = 16 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días] = 64480 kWh$$

ABRIL:

$$kWh \text{ prod.} = 14 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [días] = 54600 kWh$$

MAYO:

$$kWh \text{ prod.} = 10 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [días] = 40300 kWh$$

JUNIO:

$$kWh \text{ prod.} = 22 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [días] = 27300 kWh$$

JULIO:

$$kWh \text{ prod.} = 7 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 8060 kWh$$

AGOSTO:

$$kWh \text{ prod.} = 2 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 8060 kWh$$

SEPTIEMBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 2 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 7800 kWh$$

OCTUBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 2 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 8060 kWh$$

NOVIEMBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 4 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 15600 kWh$$

DICIEMBRE:

$$kWh \text{ prod.} = 12 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 65 [kW] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 48360 kWh$$

Por consiguiente, la energía eléctrica que se deberán de cubrir será resultado de la diferencia entre las necesidades y la producción:

3.2.2.6 Energía eléctrica pendiente por cubrir

$$kWh \text{ pend.} = N [kWh] - kWh \text{ prod.} [kWh] = [kWh]$$

Donde:

kWh pend.: Energía térmica pendiente de producir, que se deberá de obtener de forma ajena.

kWh prod. Energía térmica producida por las microturbinas en un mes en concreto

N: Necesidad de energía térmica

ENERO:

$$kWh\ pend. = 20267 [kWh] - 88660 [kWh] = -68393 [kWh]$$

FEBRERO:

$$kWh\ pend. = 21513 [kWh] - 65520 [kWh] = -44007 [kWh]$$

MARZO:

$$kWh\ pend. = 24112 [kWh] - 64480 [kWh] = -40368 [kWh]$$

ABRIL:

$$kWh\ pend. = 24403 [kWh] - 54600 [kWh] = -30197 [kWh]$$

MAYO:

$$kWh\ pend. = 28412 [kWh] - 40300 [kWh] = -11888 [kWh]$$

JUNIO:

$$kWh\ pend. = 27082 [kWh] - 27300 [kWh] = -218 [kWh]$$

JULIO:

$$kWh\ pend. = 31466 [kWh] - 8060 [kWh] = 23406 [kWh]$$

AGOSTO:

$$kWh\ pend. = 17897 [kWh] - 8060 [kWh] = 9837 [kWh]$$

SEPTIEMBRE:

$$kWh\ pend. = 22084 [kWh] - 7800 [kWh] = 14284 [kWh]$$

OCTUBRE:

$$kWh\ pend. = 34819 [kWh] - 8060 [kWh] = 26759 [kWh]$$

NOVIEMBRE:

$$kWh\ pend. = 31894 [kWh] - 15600 [kWh] = 16294 [kWh]$$

DICIEMBRE:

$$kWh\ pend. = 29812 [kWh] - 48360 [kWh] = -18548 [kWh]$$

El signo negativo quiere decir que no quedan kWh pendientes por abastecer sino al contrario. Existe un exceso de producción, dado que el número de horas de trabajo se ha aproximado a valores enteros; al valor inmediatamente superior en el caso de aquellas cifras que arrojaban decimales, con el fin de ser precavidos y velar por la seguridad del servicio. Además en este, como se puede apreciar, en los meses que van desde Julio hasta Noviembre existe la necesidad de inyección de energía por parte de la red.

Si realizamos una sencilla suma del exceso de producción de cada mes:

$$\begin{aligned} kWh\ pend._{anuales} &= \sum kWh\ pend._x = (-68393 [kWh]) + (-44007 [kWh]) + \dots \\ &+ (-18548 [kWh]) = -123039 \left[\frac{kWh}{año} \right] \end{aligned}$$

3.2.2.7 Consumo de gas natural de las microturbinas

$$kWh_{consumidos} = Consumo\ m - T [kW] \cdot HdT \left[\frac{h}{día} \right] \cdot N^{\circ}\ m - T \cdot D [días] = [kWh]$$

Donde:

kWh consumidos: kWh consumidos de gas natural en un mes en concreto

Consumo m-T: Consumo de gas natural de la m-T (dato del fabricante)

HdT: Horas de Trabajo al día

N° m - T: Número de microturbinas

D: días que tiene el mes

ENERO:

$$kWh\ consumidos = 224 [kW] \cdot 22 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 2 \cdot 31 [días] = 305536 [kWh]$$

FEBRERO:

$$kWh\ consumidos = 224 [kW] \cdot 18 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 2 \cdot 28 [días] = 225792 [kWh]$$

MARZO:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 16 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 222208 [kWh]$$

ABRIL:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 14 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 188160 [kWh]$$

MAYO:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 10 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 138880 [kWh]$$

JUNIO:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 7 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 94080 [kWh]$$

JULIO:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 8 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 111104 [kWh]$$

AGOSTO:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 5 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 69440 [kWh]$$

SEPTIEMBRE:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 6 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 80640 [kWh]$$

OCTUBRE:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 9 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 31 [\text{días}] = 124992 [kWh]$$

NOVIEMBRE:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 9 \left[\frac{h}{\text{día}} \right] \cdot 2 \cdot 30 [\text{días}] = 120960 [kWh]$$

DICIEMBRE:

$$kWh \text{ consumidos} = 224 [kW] \cdot 12 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 2 \cdot 31 [días] = 166656 [kWh]$$

Si realizamos una sencilla suma obtenemos el número de kWh consumidos en el cómputo anual.

$$\begin{aligned} kWh \text{ consumidos} = \sum kWh_{consumidos} &= (305536 [kWh]) + (225792 [kWh]) + \dots \\ &+ (166656 [kWh]) = 1848448 \left[\frac{kWh}{año} \right] \end{aligned}$$

3.3 Anexos de aplicación en el ámbito del proyecto

3.3.1 Ficha general del CDM

	FITXA GENERAL EDIFICI (Dades de caràcter informatiu)
EDIFICI	COMPLEX ESPORTIU MUNICIPAL BONA VISTA.
ANY DE CONSTRUCCIÓ	2005
1ª UTILITZACIÓ	COMPLEX ESPORTIU
2ª UTILITZACIÓ	
3ª UTILITZACIÓ	
SUPERFÍCIE ÚTIL	2817,99 m2
SUPERFÍCIE CONSTRUÏDA	
PLANTES	PLANTA SOTERRANI, PLANTA BAIXA I PLANTA COBERTA.
EQUIPAMENTS	PISCINA COBERTA, RECEPCIÓ, VESTUARIS, SALA MUSCULACIÓ I SALA D'ACTIVITATS DIRIGIDES, SAUNA, JACUZZI i SERVEIS EN GENERAL (SALA CALDERES, FARMACIOLA, ETC).
INSTAL·LACIONS	AIGUA (AF i A.C.S), ELECTRICITAT (ENLLUMENAT I FORÇA), CONTRAINCENDIS, SEGURETAT, GAS, CLIMATITZACIÓ, VENTILACIÓ I AUDIOVISUALS.
DIRECCIÓ	COMPLEX ESPORTIU MUNICIPAL BONA VISTA C/VINT-I-UN, s/n 43100 BONA VISTA
PERSONAL RESPONSABLE	JOSEP LLUÍS INGLÈS

3.3.2 Ficha electricidad del CDM

	FITXA ELECTRICITAT (Dades de caràcter informatiu)
EDIFICI	COMPLEX ESPORTIU MUNICIPAL BONAVISTA.
COMPANYIA SUBMINISTRADORA	FECSA ENDESA
TENSIÓ DE SERVEI	3x230/400V-50Hz
POTÈNCIA CONTRACTADA	138 kW (200A)
QUADRE GENERAL	-C.G.P 400. Foto 1 i 2. -DI 4x120mm². Foto 3 i 4.
PROTECCIÓ I MESURA	ICP-M 200A LEGRAND DPX 630. Foto 5, 6 i 7. IGA 200A LEGRAND DPX 630. Foto 8. Diferencials 40A/0.3A/0.03A
QUADRE GENERAL COMANDAMENT	Quadre commutació grup. Foto 9. Quadre general 8, 10, 11 i 12.
SUBQUADRES	Fotos13, 14, 15 i 16.
EQUIPS DE MESURA	Comptador trifàsic Activa i Reactiva. 4 fils CTMR TIPO 4. 3x 230/400V-5(10) A-50Hz. Foto 17 i 18.
PROTECCIONS GENERALS	Fusibles 250A. Foto 5. Parallamps. Foto 19.
INFORMACIÓ GENERAL	Instal.lació interior empotrada, safata metal.lica REJIBAND, canal de plàstic. Foto 20, 21 i 22.
MECANISMES INSTAL·LACIÓ	
Lluminàries fluorescentes	Downlight en recepció, sales i passadissos de 2x26W. Foto 23.
	Lluminaries estanques, 1x36W, 2x36W, 2x58W. Foto 24, 25, 26 i 27.
Interruptor simple	Mecanismes d'empotrar i superfície. Simon 27 estancs.Foto 28 i 29.
Interruptor doble	Mecanismes d'empotrar i superfície Simon 27 estancs

Interruptor commutat	Mecanismes d'empotrar i superfície Simon 27 estancs
Làmpades serveis	Daisalux 6W. Foto 30 i 31.
Aplics escales i accés	
Endolls generals	Mecanismes d'empotrar i superfície Simon 27 estancs. Foto 32.
Endolls trifàsics	
Altres làmpades	Dicroica empotrar 50W en serveis. Foto 33.
Projectors exteriors	Projectors exteriors CARANDINI TOP 604/A VSAP 150W. Foto 34.
Altres	Grup generador Electra Molins. Foto 35.

3.3.3 Ficha gas natural del CDM

	FITXA GAS NATURAL (Dades de caràcter informatiu)
EDIFICI	COMPLEX ESPORTIU MUNICIPAL BONAVISTA.
TIPUS D'INSTAL·LACIÓ	Gas Natural SDG, S.A
ANY DE LEGALITZACIÓ	2006
PRESSIÓ DE SERVEI	0,05÷0,5 Bar
EQUIP DE REGULACIÓ	BG65. Pressió de sortida: 22 mbar. Foto 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 i 10.
EQUIP DE MESURA	G-65. Foto 11.
NÚM. DE CONSUM	Nº. 10197917
APARELLS DE CONSUM	
SALA DE CALDERES	2xCalderes ROCA CPA-300. Cremadors TECNO 38-G. Fotos 12, 13 i 14.
POTENCIA TÈRMICA INSTAL·LADA	2 x CPA300 = 700kW.

3.3.4 Reportaje fotográfico de la instalación eléctrica actual

COMPLEJO DEPORTIVO MUNICIPAL BONAVISTA

Instalación eléctrica – Fotos detalle



Foto 1



Foto 2



Foto 3



Foto 4



Foto 5



Foto 6



Foto 7



Foto 8

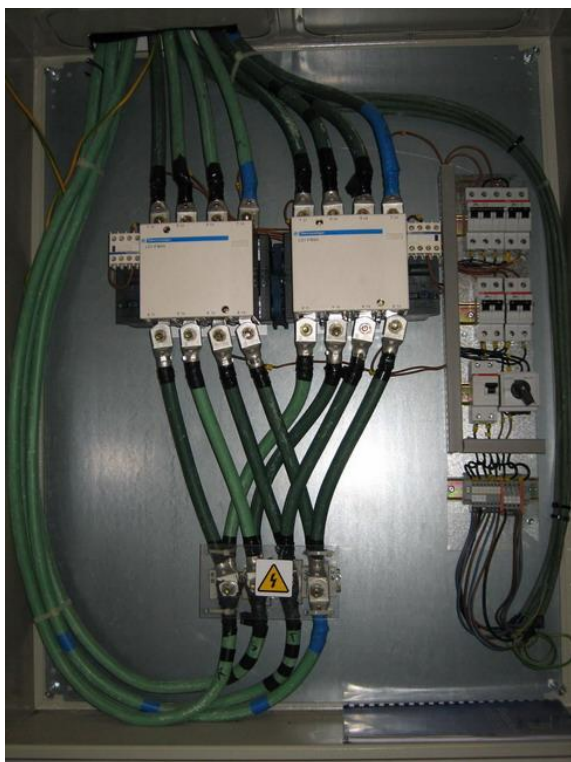


Foto 9



Foto 10



Foto 11



Foto 12



Foto 13



Foto 14



Foto 15



Foto 16



Foto 17

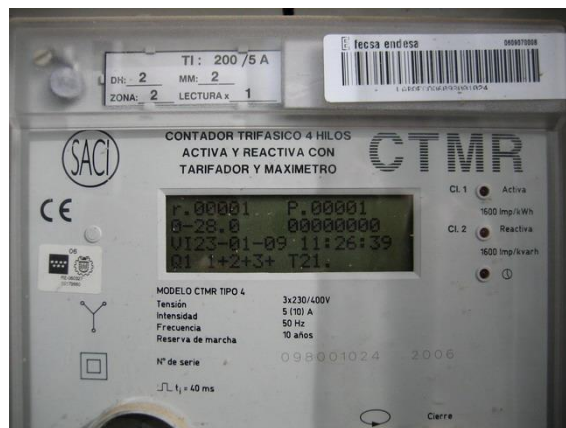


Foto 18



Foto 19



Foto 20

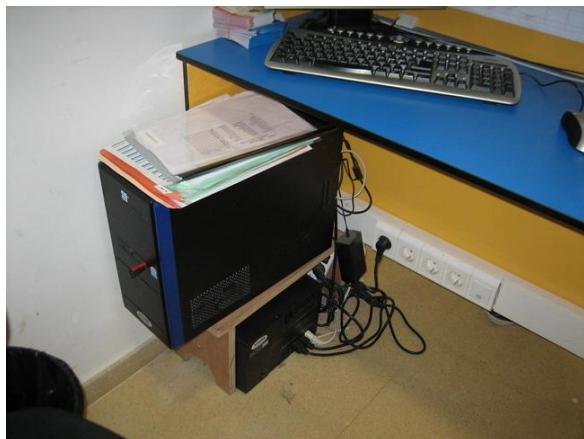


Foto 21



Foto 22



Foto 23



Foto 24



Foto 25



Foto 26



Foto 27



Foto 28



Foto 29



Foto 30



Foto 31



Foto 32



Foto 33



Foto 34



Foto 35

Todas las fotografías expuestas en este reportaje fotográfico están referenciadas y corresponden a los equipos, mecanismos y demás citados en las Fichas del CDM en el apartado de Anexos- Anexos de aplicación en el ámbito del proyecto.

3.3.5 Ficha técnica Capstone C65 iCHP

C65 iCHP MicroTurbine Natural Gas - CARB Certified

CARB certified to achieve ultra-low emissions and reliable electrical/thermal generation from natural gas.

- Less than 4 ppm volume NO_x emissions at 15% O₂ – among industry's lowest
- Reliable electrical/thermal generation from natural gas
- One moving part – minimal maintenance and downtime
- Patented air bearing – no lubricating oil or coolant
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Integrated utility synchronization and protection⁽¹⁾
- Small, modular design allows for easy, low-cost installation
- Reliable – tens of millions of run hours and counting




C65 CARB iCHP MicroTurbine

Electrical Performance ⁽²⁾	
Electrical Power Output	65kW
Voltage	400–480 VAC
Electrical Service	3-Phase, 4 wire
Frequency	50/60 Hz, grid connect operation 10–60 Hz, stand alone operation
Maximum Output Current	100A, grid connect operation 100A, stand alone operation ⁽³⁾
Electrical Efficiency LHV	28%

Fuel/Engine Characteristics ⁽²⁾	
Natural Gas HHV	30.7–47.5 MJ/m ³ (825–1,275 BTU/scf)
Inlet Pressure ⁽⁴⁾	517–552 kPa gauge (75–80 psig)
Fuel Flow HHV	919 MJ/hr (871,000 BTU/hr)
Net Heat Rate LHV	12.9 MJ/kWh (12,200 BTU/kWh)

Exhaust Characteristics ⁽²⁾	
NO _x Emissions @ 15% O ₂ ⁽⁵⁾	< 4 ppmvd (8 mg/m ³)
NO _x / Electrical & Thermal Output ⁽²⁾⁽⁶⁾	0.06 g/bhp-hr (0.17 lb/MW-hr)
Exhaust Gas Flow	0.51 kg/s (1.13 lbm/s)
Exhaust Gas Temperature	311°C (592°F) (Heat Recovery Bypassed)

Reliable power when and where you need it. Clean and simple.



C65 ICHP Heat Recovery⁽¹⁾

Integrated Heat Recovery Module Type	Copper Core
Hot Water Heat Recovery	118kW (0.40 MMBTU/hr)

Dimensions & Weight⁽²⁾

Width x Depth ⁽³⁾ x Height ⁽¹⁾⁽⁴⁾	0.76 x 2.2 x 2.6 m (30 x 87 x 103 in)
Weight – Grid Connect Model	1090 kg (2,400 lb)
Weight – Dual Mode Model	1450 kg (3,200 lb)

Minimum Clearance Requirements⁽¹⁾⁽⁵⁾

Horizontal Clearance	
Left & Right	0.76 m (30 in)
Front ⁽¹⁾⁽⁶⁾	1.65 m (65 in)
Rear	0.76 m (30 in)

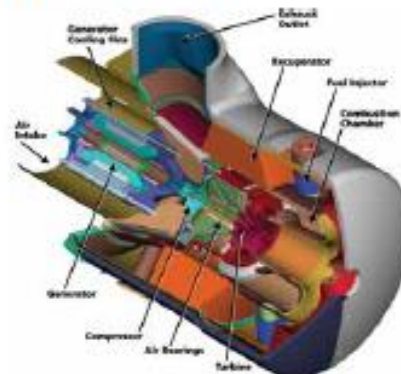
Sound Levels

Acoustic Emissions at Full Load Power⁽¹⁾⁽⁷⁾

Nominal at 10 m (33 ft)	65 dBA
-------------------------	--------

Certifications

- Certified to UL 2200 and UL 1741 for natural gas operation (UL files AU2687, E209370)
- Complies with IEEE 1547 and meets statewide utility interconnection requirements for California Rule 21 and the New York State Public Service Commission
- Certification to California Air Resources Board (CARB) 2007 for operation on Natural Gas
- CE certified models available with CARB level emissions



- (1) Some utilities may require additional equipment for grid interconnectivity.
 (2) Nominal full power performance at ISO conditions: ISEP, 16,696 psia, 62% RH
 (3) With linear load
 (4) Inlet pressure for standard natural gas at 26.4 Mj/ft³ (1,000 BTU/ft³) (68°F)
 (5) Exhaust emissions for standard natural gas at 26.4 Mj/ft³ (1,000 BTU/ft³) (68°F)
 (6) At full heat recovery for all allowable CGS CARB ICHP water temperatures and flow rates
 (7) Heat recovery for water inlet temperature of 60°C (140°F) and flow rate of 2.5 in (60 GPM)
 (8) Approximate dimensions and weights
 (9) Depth includes 10 inch extension for the heat recovery module rain hood on ICHP versions
 (10) Height dimensions are to the roof line. Exhaust outlet extends at least 7 inches above the roof line
 (11) Clearance requirements may increase due to local code considerations
 (12) Dual Mode MicroTurbine configuration for battery removal clearance
 (13) The optional acoustic inlet hood kit can reduce acoustic emissions at the front of the MicroTurbine by up to 5 dBA.
 Specifications are not warranted and are subject to change without notice.

21211 Nordhoff Street • Chatsworth • CA • 91311 • 866.422.7786 • 818.734.5300 • www.capstoneturbine.com
 ©2010 Capstone Turbine Corporation. P0513 C65 ICHP Natural Gas CARB Data Sheet CAP141 | Capstone PN 331037F



3.4 Otros documentos

3.4.1 Reportaje fotográfico visita CREVER-URV



Ilustración 56. Microturbina C30 - CREVER URV

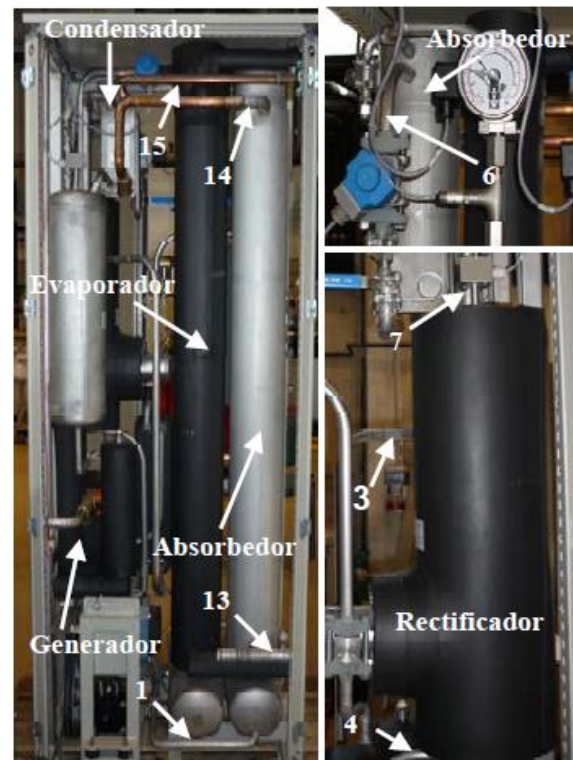


Ilustración 55. Enfriadora por absorción instalada en el banco de ensay. CREVER - URV



Ilustración 57. Vista lateral derecha de la microturbina Capstone C30. CREVER - URV.



Ilustración 58. Interior microturbina Capstone C30 lateral izquierdo. CREVER - URV



Ilustración 60. Caldera de recuperación para ACS integrada en el paquete original de la microturbina.



Ilustración 59. Intercambiador gases de escape. CREVER - URV.

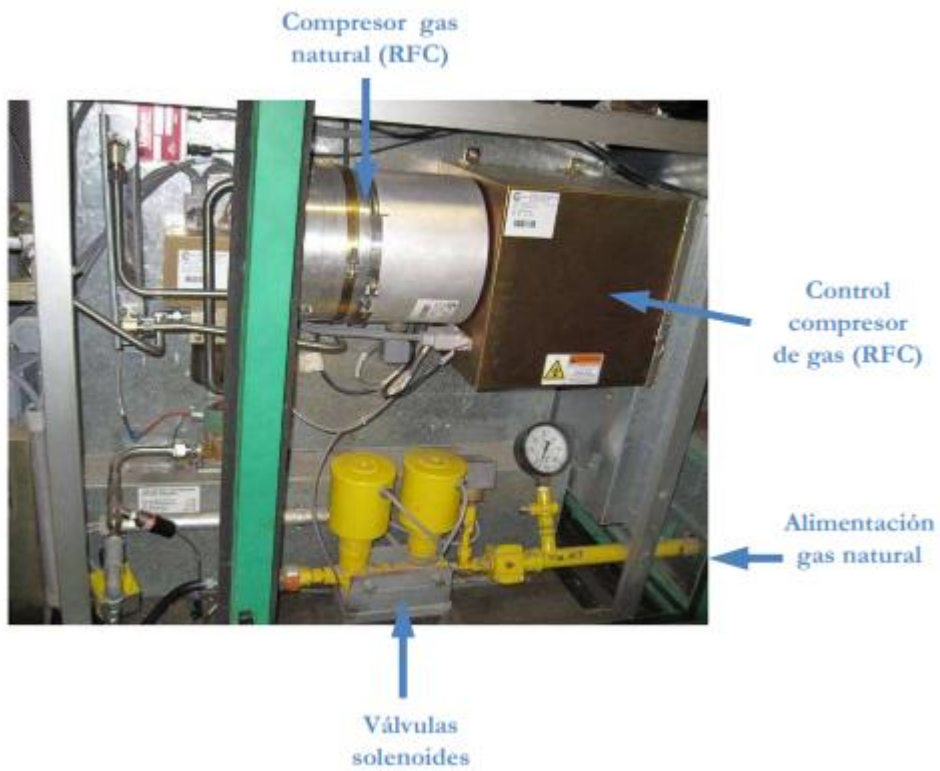


Ilustración 61. Sistema de inyección de gas natural. CREVER - URV.



Ilustración 62. Conducción de gases de escape a la salida de la microturbina. CREVER - URV.



Ilustración 63. Sistema de trigeneración integrado en el CREVER - URV.

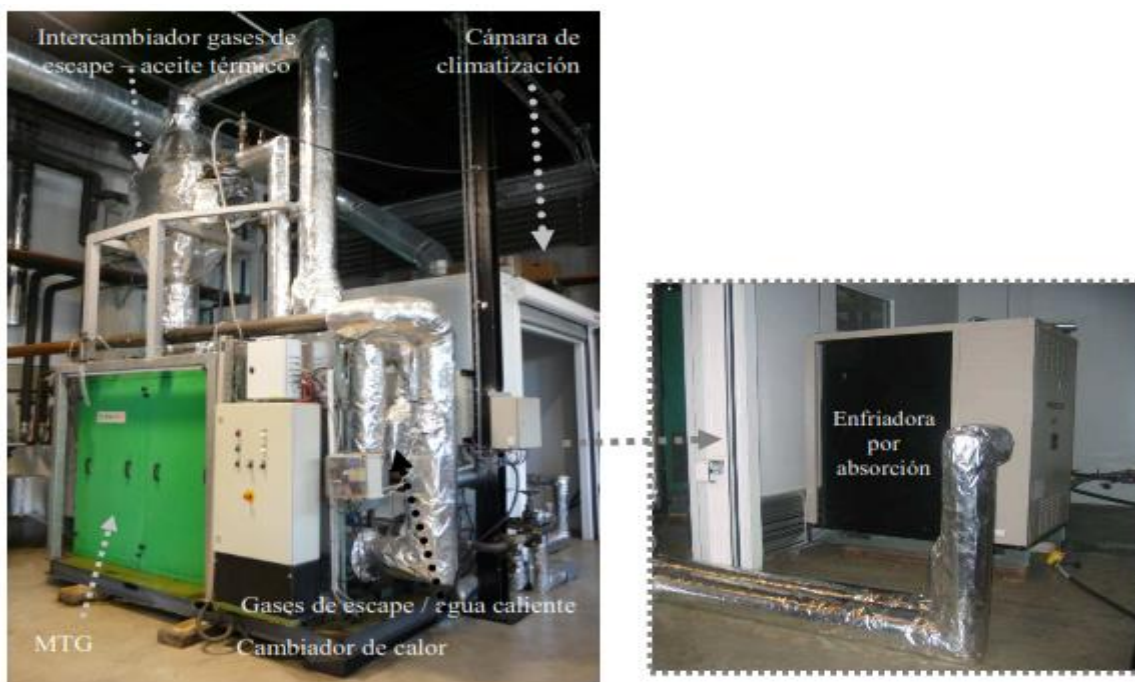


Ilustración 64. Sistema de trigeneración en el banco de pruebas multifuncional CREVER-URV.



Departament d'Enginyeria Electrònica Elèctrica i Automàtica

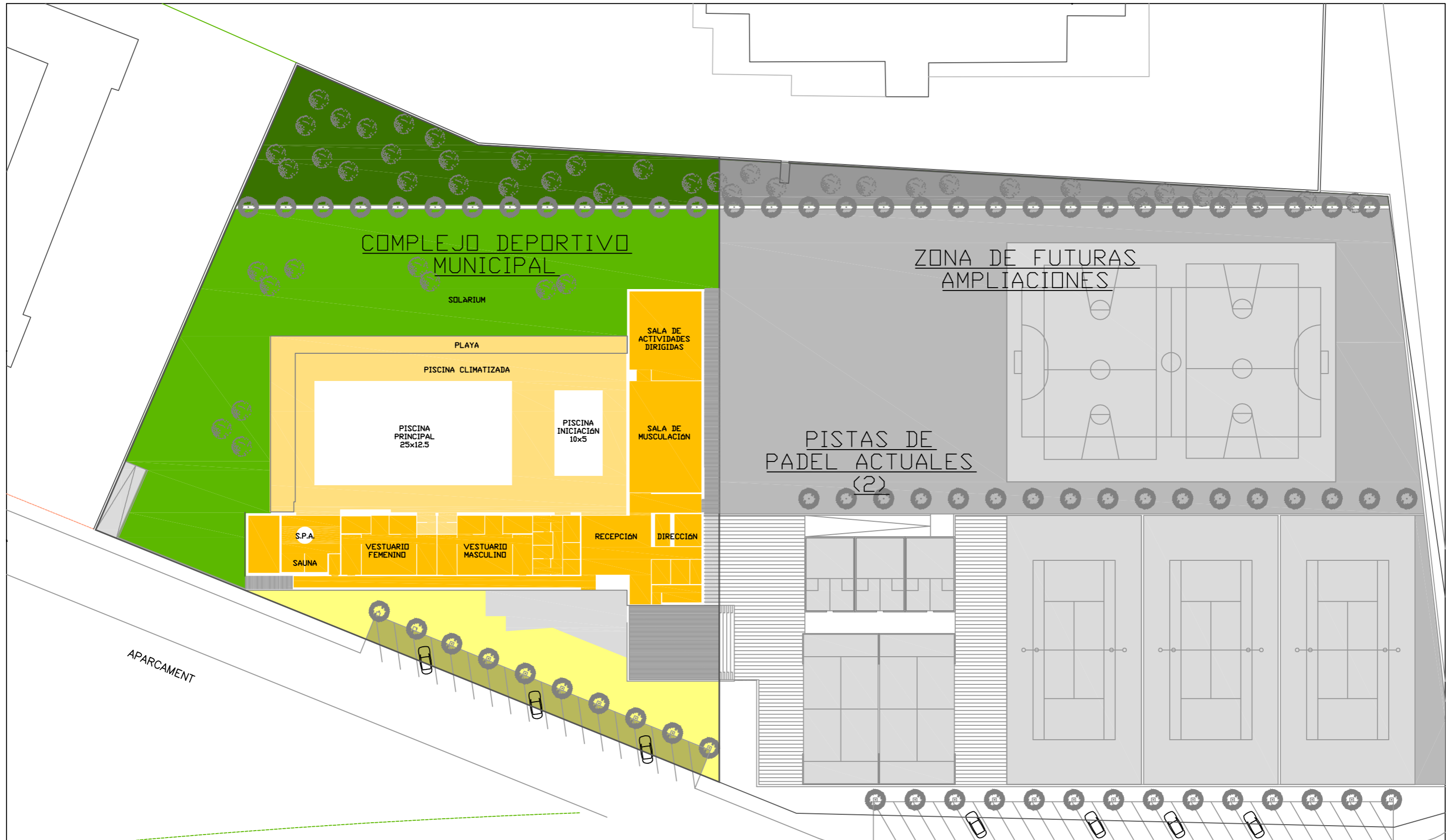
ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL BARRIO DE BONAVISTA

4 PLANOS

TITULACIÓN: Graduado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR: Sergio Alcalá León.
DIRECTOR: Francisco González Molina.

FECHA: Junio del 2015.

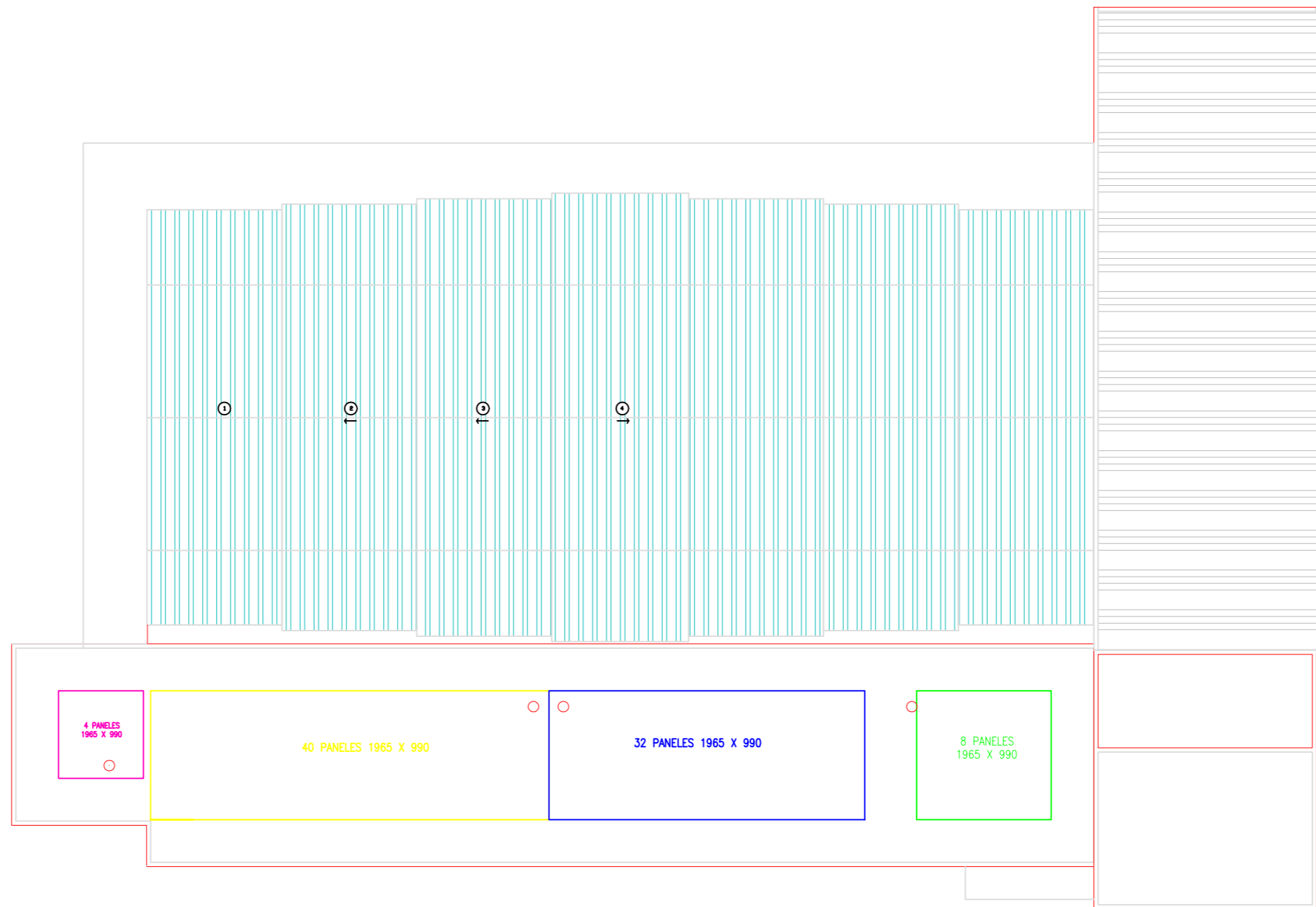
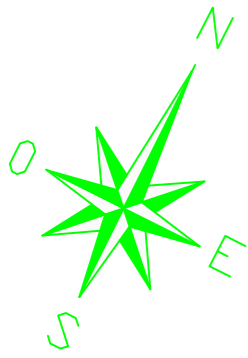


COMPLEJO DEPORTIVO MUNICIPAL.

SUPERFICIE DE LA PARCELA:	13400 m2
SUPERFICIE DEL AMBITO:	5253 m2
SUPERFICIE CONSTRUIDA PB:	1036.56 m2
SUPERFICIE CONSTRUIDA CUBIERTA MÓVIL:	883 m2
SUPERFICIE CONSTRUIDA P SUBTERRANEA:	767 m2
SUPERFICIE URBANIZACIÓN:	872 m2
SUPERFICIE JARDINADA:	2461 m2

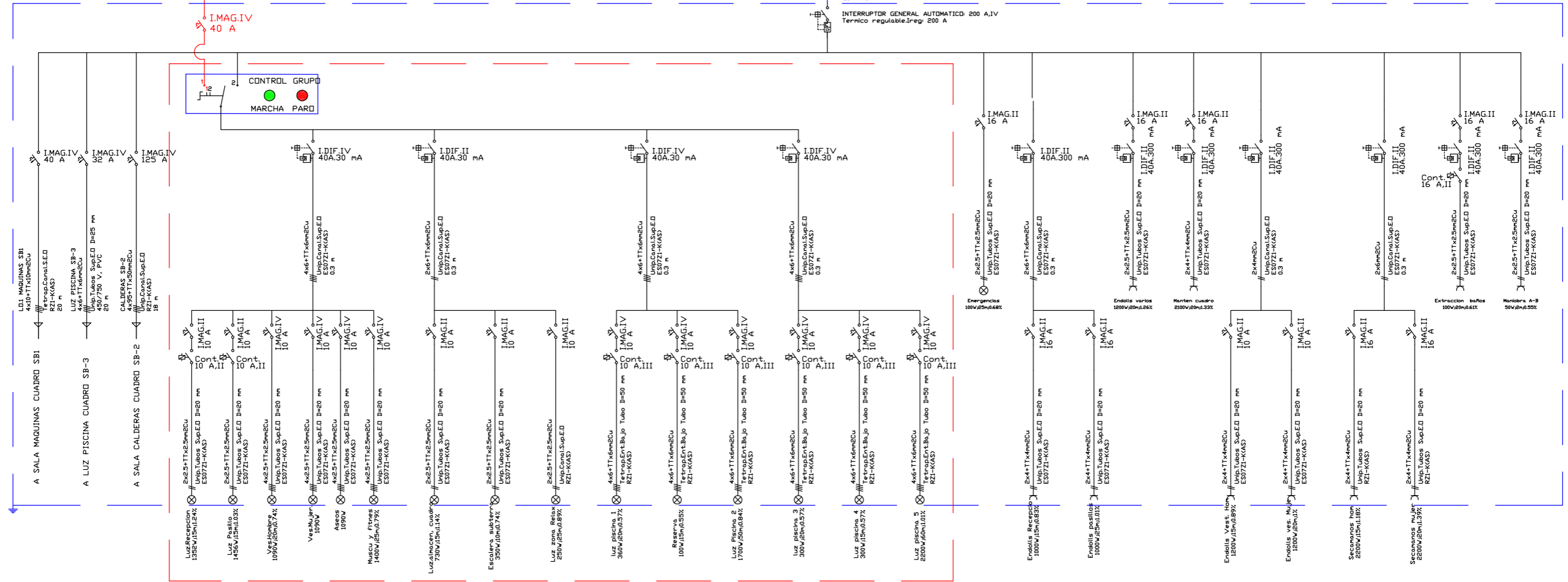
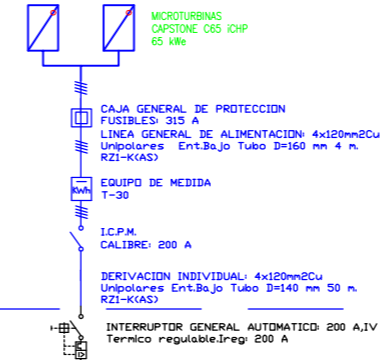
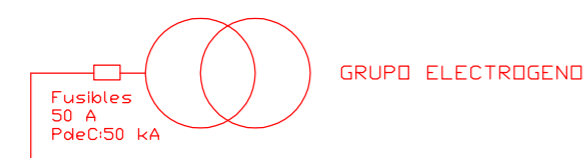


	Fecha	Nombre	
Dibujado		SERGIO ALCALÁ LEÓN	UNIVERSIDAD ROVIRA Y VIRGILI
Comprovado			
Escala:	A3: 1/500		Nº 2
	EMPLAZAMIENTO		
			Sustituido por

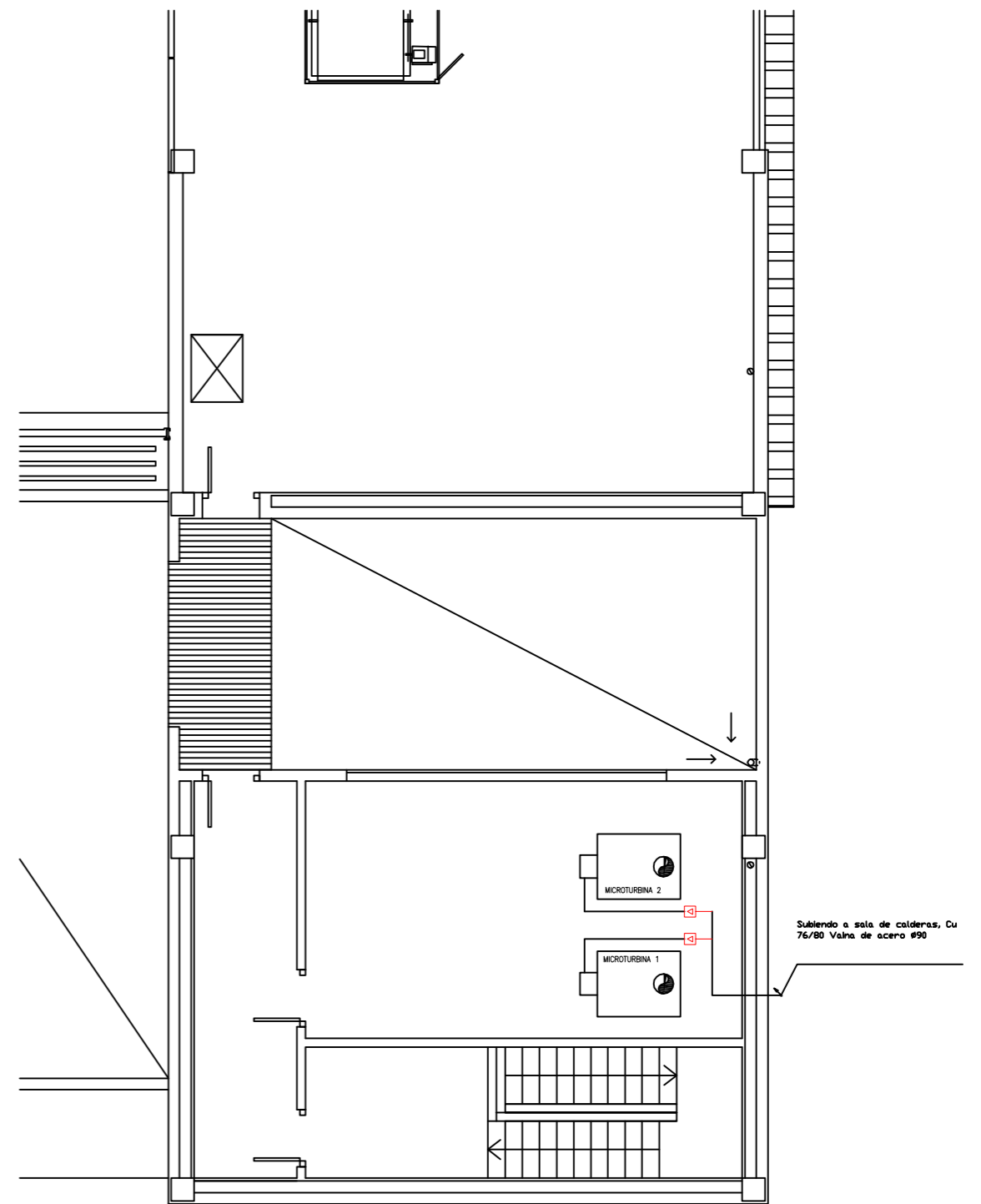
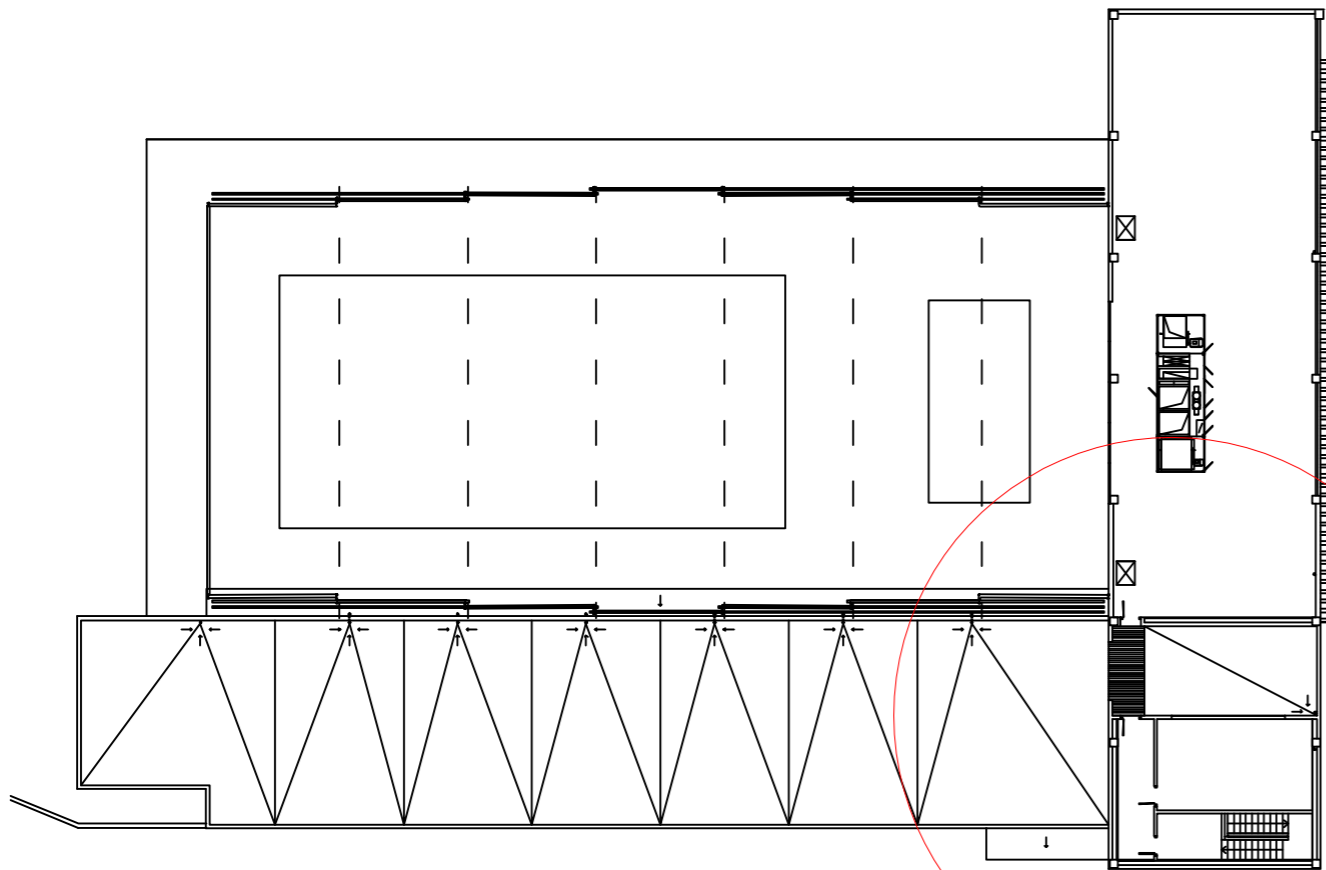


	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>UNIVERSIDAD ROVIRA Y VIRGILI</i>
<i>Dibujado</i>		SERGIO ALCALÁ LEÓN	
<i>Comprovado</i>			
<i>Escala:</i>	SUPERFICIE DISPONIBLE PLACAS SOLAES FOTOVOLTAICAS		Nº 3
A3: 1/250			<i>Sustituye a</i>
			<i>Sustituido por</i>

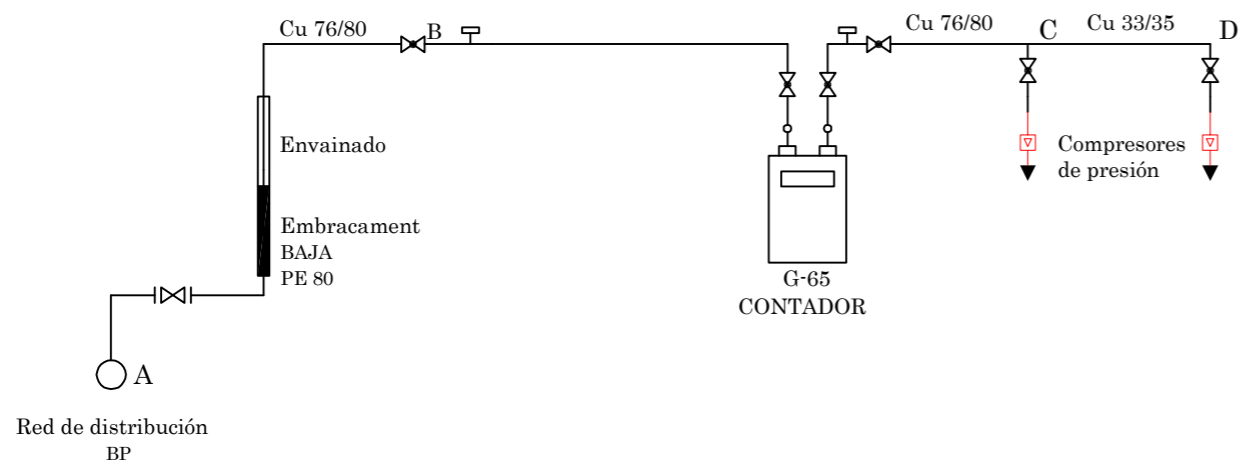
Cuadro General de distribución SB-0



	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD ROVIRA Y VIRGILI
Dibujado		SERGIO ALCALÁ LEÓN	
Comprovado			
Escala:	S/E Esquema unifilar con m-T		Nº 4
			Sustituye a
			Sustituido por



ESQUEMA



	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD ROVIRA Y VIRGLI
Dibujado		SERGIO ALCALÁ LEÓN	
Comprovado			
Escala:	EMPLAZAMIENTO MICROTURBINAS CAPSTONE C65 iCHP Y ESQUEMA DE CONEXIÓN CON GAS NATURAL		Nº5
S/E			Sustituye a
			Sustituido por