



PROYECTO FIN DE CARRERA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA

TITULACIÓN: INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANÁLISIS DE IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Autor:

María de Castro Busqué

Tutor:

Mathieu Legrand

Leganés, Septiembre de 2017

Título: ANÁLISIS DE IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Autor: María de Castro Busqué

Director: Mathieu Legrand

EL TRIBUNAL

Presidente: Antonio Soria Verdugo

Vocal: Alejandro Martínez Calvo

Secretario: Fernando Hernández Jiménez

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 26 de Septiembre de 2017 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

AGRADECIMIENTOS

Sin lugar a dudas dedico este proyecto a mi mejor amigo, pareja y compañero de vida y aventuras. Sabes que sin ti este momento no habría sido posible. Gracias por tu apoyo incondicional en los momentos de dudas, donde tu cariño, comprensión y mucha paciencia me han animado a acabar esta memoria.

Gracias a mis padres, mi hermano y mi querida abuela, por su confianza y amor incondicional, por los momentos de risas y los abrazos en los momentos tristes. Sin ellos no habría llegado a ser la persona que soy en estos momentos. También a mi nueva familia, a Bernardo y Loredana, por haberme ayudado y acompañado durante todo el proceso.

Me gustaría expresar mi más sincera gratitud a mi tutor y profesor en la Universidad, por haberme guiado en este proyecto incluso en la adversidad, por sus explicaciones y comprensión, y sobre todo por hacerme comprender los motores un poquito mejor.

Mil gracias a todos mis amigos, que son los que me han sacado de la rutina y me han hecho sonreír a pesar de mis preocupaciones. En especial, gracias a mi mejor amiga Bea y a Lisar, por todo su apoyo, inestimable ayuda, alegría y mucho chocolate; a Lorena y Manolo por su comprensión, su experiencia y los partidos anti-estrés de squash.

Una mención especial a mi mejor amiga peluda de cuatro patas, por su inestimable compañía debajo de mi escritorio durante las largas horas de escribir e investigar, y los paseos para estirar las piernas.

A todos vosotros, ¡muchas gracias!

ÍNDICE

RESUMEN	xxiii
ABSTRACT	xxiv
DOCUMENTO Nº1: MEMORIA.....	1
1 OBJETIVO Y METODOLOGÍA DEL PROYECTO.....	2
2 INTRODUCCIÓN	3
2.1 EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA.....	3
2.2 ESTADO DEL ARTE DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN	14
2.2.3 Motores alternativos de combustión interna	17
2.2.2 Microturbinas.....	22
2.2.3 Pilas de combustible.....	26
2.2.4 Motores Stirling.....	29
2.3 COMPARATIVA SISTEMAS DE COGENERACIÓN ACTUALES.....	31
3 ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN	33
3.1 DESCRIPCIÓN COMUNIDAD DE VIVIENDAS.....	34
3.1.1 Sala de calderas de la comunidad objeto.....	37
3.2 DEMANDA DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS)	39
3.3 DEMANDA DE CALEFACCIÓN	46
3.3.1 Demanda teórica de calefacción	51
3.3.2 Demanda real de calefacción	64
3.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	67
4 MODOS DE OPERACIÓN	74
4.1 CUBRIR LA DEMANDA TÉRMICA DE ACS Y CALEFACCIÓN.....	81
4.1.1 Cubrir la demanda térmica pico mediante un único módulo	84
4.1.2 Cubrir la demanda media conjunta de ACS y calefacción	91

4.2	SELECCIÓN DEL MODO DE OPERACIÓN	98
4.3	HORAS DE FUNCIONAMIENTO	101
5	ANÁLISIS DE EMISIONES DE CO ₂	104
5.1	EMISIONES DE CO ₂ PARA CUBRIR LA DEMANDA TÉRMICA Y ELÉCTRICA	105
5.2	EMISIONES DE CO ₂ : COGENERACIÓN VS. SISTEMA CONVENCIONAL	106
6	ANÁLISIS ENERGÉTICO.....	108
6.1	COSTES ENERGÉTICOS SIN COGENERACIÓN	109
6.2	COSTES ENERGÉTICOS CON COGENERACIÓN	109
6.2.1	CASO 1: Venta de toda la Energía Eléctrica.....	109
6.2.2	CASO 2: Autoabastecimiento y venta de excedentes de energía eléctrica	114
7	ANÁLISIS ECONÓMICO	117
7.1	INVERSIÓN INICIAL	122
7.2	ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN	124
7.2.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	124
8	CONCLUSIONES	129
9	REFERENCIAS.....	132
10	BIBLIOGRAFÍA	133
	DOCUMENTO Nº2: ANEXOS	135
	ANEXO A: TABLAS ANÁLISIS MÓDULOS COGENERACIÓN.....	136
	• Cubrir la demanda térmica pico mediante un único módulo	136
	- Generación de potencia eléctrica, consumo de combustible y REE[%]	136
	- Energía eléctrica satisfecha por el módulo de cogeneración.....	149
	• Cubrir la demanda media conjunta de ACS y calefacción.....	162
	- Generación de potencia eléctrica, consumo de combustible y REE[%]	162
	- Energía eléctrica satisfecha por el módulo de cogeneración.....	175
	ANEXO B: CATÁLOGO EQUIPOS DE COGENERACIÓN.....	188
	• Vitobloc 200 Modelo EM-140/207.....	188

• Vitobloc 200 Modelo EM-238/363.....	194
ANEXO C: CATÁLOGO CALDERAS MURALES AUXILIARES.....	199
ANEXO D: CATÁLOGO ACUMULADORES.....	201
ANEXO E: PLANOS	203
• Cartografía catastral.....	203
• Planta de la finca	204
• Vivienda tipo	205
• Disposición de las viviendas en planta	206

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1: Evolución de la potencia de cogeneración con la legislación.....	4
Figura 2. 2: Gestión de la demanda de energía eléctrica 17 Diciembre 2001	4
Figura 2. 3: Potencia instalada de régimen especial en España [MW]	5
Figura 2. 4: Esquema de la retribución en régimen especial	5
Figura 2. 5: Energía eléctrica de cogeneración y cobertura demanda por países	7
Figura 2. 6: Retribución instalaciones	9
Figura 2. 7: Precio medio anual del mercado (pool) diario e intradiario histórico	10
Figura 2. 8: Mecanismo de ajuste de precios.....	11
Figura 2. 9: Potencia Instalada por Comunidades Autónomas 2014	12
Figura 2. 10: Evolución nacional de la potencia instalada total y por sectores	12
Figura 2. 11: Evolución de la potencia de cogeneración instalada	13
Figura 2. 12: Evolución de la potencia instalada de energías renovables y cogeneración.	13
Figura 2. 13: Diagrama diferencia Generación Distribuida y Centralizada.	16
Figura 2. 14: Distribución transformación energía primaria en MACI	18
Figura 2. 15: Emisiones del escape en función a la proporción aire/combustible.....	19
Figura 2. 16: Curvas de potencia/consumo en función de la mezcla.....	20
Figura 2. 17: Esquema reacciones químicas catalizador de tres vías.....	20
Figura 2. 18: Efecto catalizador de tres vías en emisiones de NO _x y CO	21
Figura 2. 19: Esquema sistema cogeneración con motor de combustión interna.....	22
Figura 2. 20: Esquema ciclo abierto de una turbina de gas	23
Figura 2. 21: Diagramas P-V y T-S del ciclo Brayton ideal	23
Figura 2. 22: Esquema ciclo Brayton regenerativo.....	24
Figura 2. 23: Diagramas T-S del ciclo Brayton regenerativo	24
Figura 2. 24: Esquema de una microturbina	25

Figura 2. 25: Pila de combustible de hidrógeno.....	27
Figura 2. 26: Esquema funcionamiento pila de combustible con gas natural	27
Figura 2. 27: Diagrama de proceso de electrolisis en pila de combustible PEMFC.....	28
Figura 2. 28: Esquema de un motor Stirling.....	30
Figura 3. 1: Esquema básico de un sistema completo de módulo de cogeneración	33
Figura 3. 2: Mapa de zonificación climática, régimen de invierno.....	35
Figura 3. 3: Esquema hidráulico sala de calderas para ACS y calefacción	37
Figura 3. 4: Caldera EuroCondens SGB 500 D instalada en la comunidad objeto.....	38
Figura 3. 5: Interacumuladores VITOCCEL de 1000 [l] instalados en la comunidad objeto	38
Figura 3. 6: Evolución mensual demanda de ACS [kWh/día]	43
Figura 3. 7: Potencia horaria días tipo mensual de ACS [kW]	45
Figura 3. 8: Estimación horas anuales uso de calefacción en una vivienda media.....	46
Figura 3. 9: Desgregación consumo Térmico y Eléctrico en la zona Continental.....	47
Figura 3. 10: Letras de calificación energética de los edificios	47
Figura 3. 11: Letras de calificación energética de los edificios	50
Figura 3. 12: Evolución mensual demanda de calefacción de la comunidad.....	64
Figura 3. 13: Evolución mensual demanda real de calefacción [kWh].....	65
Figura 3. 14: Demanda horaria mensual de calefacción	67
Figura 3. 15: Evolución mensual demanda de Energía Eléctrica [kWh] de una vivienda.....	69
Figura 3. 16: Evolución horaria mensual de la demanda de potencia eléctrica [kW].....	71
Figura 3. 17: Estimación consumo electricidad vivienda	73
Figura 4. 1: Evolución demanda Energía térmica (ACS más calefacción) para las 49 viviendas .	82
Figura 4. 2: Evolución horaria mensual de la demanda energía térmica (ACS más calefacción)	84
Figura 4. 3: Curva característica: potencia eléctrica vs potencia térmica [kW]	86
Figura 4. 4: Curva característica: potencia combustible vs potencia térmica [kW].....	86

Figura 4. 5: Curva característica: % carga vs potencia térmica [kW]	86
Figura 4. 6: Curva característica: potencia eléctrica vs potencia térmica [kW]	92
Figura 4. 7: Curva característica: potencia combustible vs potencia térmica [kW].....	92
Figura 4. 8: Curva característica: % de carga vs potencia térmica [kW]	92
Figura 4. 9: Estructura de consumo según usos energéticos	98
Figura 4. 10: Demanda energética de la comunidad de estudio	99
Figura 4. 11: Demanda térmica desglosada de la comunidad de estudio	99
Figura 5. 1: Emisiones de CO2 detallado	107
Figura 6. 1: Reparto de energía [%] según fuente.....	108
Figura 7. 1: Costes iniciales de la cogeneración	122
Figura 7. 2: Influencia del precio de la electricidad sobre el VAN.....	127
Figura 7. 3: Influencia del precio de la electricidad sobre el TIR.....	127
Figura 7. 4: Influencia del precio de la electricidad sobre el Payback.....	128
Figura 8. 1: Reparto económico sin cogeneración	129
Figura 8. 2: Reparto económico con cogeneración.....	130

ÍNDICE DE TABLAS

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

Tabla 2. 1: Datos de comportamiento para varios sistemas de cogeneración.	14
Tabla 2. 2: Clasificación sistemas de cogeneración según potencia eléctrica.	15
Tabla 2. 3: Características de las distintas áreas de aplicación de la microcogeneración	16
Tabla 2. 4: Emisiones en instalaciones de motores de microcogeneración	21
Tabla 2. 5: Emisiones en instalaciones de Microturbinas	26
Tabla 2. 6: Emisiones en instalaciones de pilas de combustibles	29
Tabla 2. 7: Ventajas e Inconvenientes de las tecnologías de microcogeneración	31
Tabla 2. 8: Resumen características de las tecnologías de microcogeneración	32
Tabla 3. 1: Características comunidad estudio implantación cogeneración.....	34
Tabla 3. 2: Zonas climáticas por provincias.....	35
Tabla 3. 3: Climatología mensual Comunidad de Madrid año 2016	36
Tabla 3. 4: Datos climáticos medios mensuales para la localidad de Madrid.....	36
Tabla 3. 5: Características Caldera EuroCondens SGB 500 D	37
Tabla 3. 6: Demanda diaria de referencia de ACS a 60°C.....	39
Tabla 3. 7: Número de personas por vivienda dependiendo del número de dormitorios	40
Tabla 3. 8: Temperatura media diaria mensual de agua fría según provincia	41
Tabla 3. 9: Valores del factor de centralización	42
Tabla 3. 10: Demanda mensual Energía Térmica ACS total viviendas.	42
Tabla 3. 11: Demanda horaria día tipo de casa mes ACS comunidad	44
Tabla 3. 12: Criterio de calificación energética	48
Tabla 3. 13: Dispersión del indicador de eficiencia energética para demanda de calefacción ..	49
Tabla 3. 14: Valores de referencia para edificios ya existentes en Madrid	49
Tabla 3. 15: Demanda de calefacción para la calificación energética.....	50

Tabla 3. 16: Servicio de calefacción en invierno según zona climática	51
Tabla 3. 17: Categoría de la calidad del aire	52
Tabla 3. 18: Caudales de ventilación mínimos exigidos	52
Tabla 3. 19: Dimensiones de una vivienda de la comunidad	53
Tabla 3. 20: Caudal admisión de aire de una vivienda	53
Tabla 3. 21: Caudal extracción de aire de una vivienda	53
Tabla 3. 22: Caudal admisión de aire equilibrado de una vivienda.....	54
Tabla 3. 23: Renovación de aire por hora de una vivienda tipo.....	54
Tabla 3. 24: Renovación de aire en función del volumen de la zona de la vivienda.....	55
Tabla 3. 25: Potencia de ventilación [W] de una vivienda tipo de la comunidad	55
Tabla 3. 26: Climatología mensual Comunidad de Madrid	56
Tabla 3. 27: Condiciones exteriores para el cálculo de calefacción	56
Tabla 3. 28: Temperatura en función de la hora solar	57
Tabla 3. 29: Características zona climática D3	58
Tabla 3. 30: Superficies de la vivienda y de los huecos de la fachada	59
Tabla 3. 31: Condiciones interiores de diseño	59
Tabla 3. 32: Flujo térmico de la comunidad a estudio	59
Tabla 3. 33: Particiones interiores en contacto con superficies no habitables.....	60
Tabla 3. 34: Resistencia total del garaje.....	61
Tabla 3. 35: Coeficiente reductor de la temperatura.....	61
Tabla 3. 36: Potencia calorífica por transmisión de la comunidad	62
Tabla 3. 37: Demanda Energía térmica de calefacción [kWh]	62
Tabla 3. 38: Demanda de calefacción anual tras la aplicación del coeficiente de seguridad	63
Tabla 3. 39: Demanda mensual real de la energía térmica de calefacción total viviendas	64
Tabla 3. 40: Demanda horaria calefacción [kWh]	66
Tabla 3. 41: Coste Gas Natural para el consumo de ACS y calefacción.....	67
Tabla 3. 42: Factura consumo mensual año 2016 de una vivienda de la comunidad	68

Tabla 3. 43: Consumo mensual [kWh] de una vivienda de la comunidad	68
Tabla 3. 44: Consumo horario [kW] de una vivienda de la comunidad propuesta.....	70
Tabla 3. 45: Datos de facturación de electricidad.....	72
Tabla 3. 46: Facturación de electricidad para una vivienda de la comunidad	72
Tabla 4. 1: REE mínimo [%].....	74
Tabla 4. 2: Valores de Ref H η	77
Tabla 4. 3: Valores de Ref E η	78
Tabla 4. 4: Demanda pico de energía térmica de la comunidad objeto [kW]	81
Tabla 4. 5: Datos consumo ACS + calefacción anual 2016 [kWh]	81
Tabla 4. 6: Consumo horario de un día tipo de cada mes de la demanda total de energía térmica	83
Tabla 4. 7: Parámetros de servicio del módulo Vitobloc 200 EM-238/363	84
Tabla 4. 8: Ecuaciones polinómicas para el módulo Vitobloc 200 EM-238/363	85
Tabla 4. 9: Análisis energético mensual del módulo Vitobloc 200 EM-238/363	87
Tabla 4. 10: Energía anual satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-238/363	87
Tabla 4. 11: Datos requerimientos módulo Vitobloc 200 EM-238/363	89
Tabla 4. 12: Energía eléctrica satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-238/363	89
Tabla 4. 13: Energía eléctrica compra/venta total de Vitobloc 200 EM-238/363	90
Tabla 4. 14: Energía eléctrica exceso/defecto de Vitobloc 200 EM-238/363	90
Tabla 4. 15: Parámetro de servicio del módulo Vitobloc 200 EM-140/207	91
Tabla 4. 16: Ecuaciones polinómicas para el módulo Vitobloc 200 EM-149/207	91
Tabla 4. 17: Análisis energético mensual del módulo Vitobloc 200 EM-149/207	93
Tabla 4. 18: Energía anual satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-149/207	93
Tabla 4. 19: Datos requerimientos módulo Vitobloc 200 EM-149/207	95
Tabla 4. 20: Características de servicio de la caldera auxiliar	95
Tabla 4. 21: Características técnicas caldera mural BIOS PLUS de Baxi	95
Tabla 4. 22 Energía eléctrica satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-149/207	96

Tabla 4. 23: Energía eléctrica compra/venta total de Vitobloc 200 EM-149/207	96
Tabla 4. 24: Energía eléctrica compra/venta excedentes de Vitobloc 200 EM-149/207.....	96
Tabla 4. 25: Salto de temperatura salida/retorno del módulo Vitobloc 200 EM-140/207.....	97
Tabla 4. 26: Datos técnicos acumulador Logalux L2TN	97
Tabla 4. 27: Estudio comparativo de los distintos modos de operación propuestos	100
Tabla 4. 28: Clasificación instalaciones tipo	102
Tabla 4. 29: Clasificación instalaciones tipo	103
Tabla 5. 1: Factores de emisiones de CO2	104
Tabla 5. 2: Ahorro emisiones de CO2 uso módulo cogeneración con caldera auxiliar	105
Tabla 5. 3: Ahorro emisiones de CO ₂ módulo de cogeneración vs. sistema convencional.....	106
Tabla 5. 4: Consumo eléctrico propio del módulo de cogeneración Vitobloc 200 EM-140/207	107
Tabla 6. 1: Reparto energético comunidad de referencia	108
Tabla 6. 2: Costes energéticos sin cogeneración	109
Tabla 6. 3: Parámetro de Retribución a la Operación [€].....	110
Tabla 6. 4: Ingresos procedentes de venta de electricidad [€]	111
Tabla 6. 5: Coste eléctrico Total [€].....	111
Tabla 6. 6: Precios sin impuestos al consumo de gas natural del año 2016	111
Tabla 6. 7: Tarifas sin impuestos al consumo de gas natural del año 2016.....	112
Tabla 6. 8: Precios Gas Natural Tarifa 3.4	112
Tabla 6. 9: Caudal máximo Gas Natural correspondiente al mes de Enero.....	113
Tabla 6. 10: Coste de Gas Natural asociado al módulo de cogeneración y la caldera auxiliar .	113
Tabla 6. 11: Factura detallada de Gas Natural para módulo CHP y caldera auxiliar.....	114
Tabla 6. 12: Costes energéticos anuales asociados al uso del módulo CHP y la caldera de gas	114
Tabla 6. 13: Ahorro porcentual de costes al utilizar módulo de cogeneración	114
Tabla 6. 14: Resumen modalidades de autoconsumo.	116

Tabla 7. 1: Riesgo País de España.....	121
Tabla 7. 2: Conceptos para calcular WACC	121
Tabla 7. 3: Costes iniciales de la inversión [€].....	123
Tabla 7. 4: Costes instalación convencional [€]	123
Tabla 7. 5: Flujo de caja del proyecto.....	124
Tabla 7. 6: Estudio Económico del proyecto	124
Tabla 7. 7: Ingresos por venta de electricidad precio 0,04[€/kWh].....	125
Tabla 7. 8: Flujo de caja precio de electricidad precio 0,04[€/kWh].....	125
Tabla 7. 9: Ingresos por venta de electricidad precio 0,03kWh].....	125
Tabla 7. 10: Flujo de caja precio de electricidad precio 0,03 [€/kWh].....	126
Tabla 7. 11: Ingresos por venta de electricidad precio 0,02[€/kWh].....	126
Tabla 7. 12: Flujo de caja precio de electricidad precio 0,05584 [€/kWh].....	126
Tabla 7. 13: Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad sobre el estudio económico	127
Tabla 7. 14: Precio medio de la electricidad [€/MWh] para el año 2015 y 2016.....	128
Tabla 8. 1:Resumen sistema con cogeneración vs sistema convencional	131

DOCUMENTO Nº2: ANEXOS

Tabla A. 1: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363,mes Enero	136
Tabla A. 2: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Febrero	137
Tabla A. 3: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363 mes Marzo	138
Tabla A. 4: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Abril	139
Tabla A. 5: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Mayo.....	140
Tabla A. 6: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Junio	141
Tabla A. 7: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Julio	142
Tabla A. 8: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Agosto	143

Tabla A. 9: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Septiembre	144
Tabla A. 10: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 1-14 de Octubre	145
Tabla A. 11: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 15-31 de Octubre	146
Tabla A. 12: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Noviembre.....	147
Tabla A. 13: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Diciembre	148
Tabla A. 14: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Enero	149
Tabla A. 15: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Febrero.....	150
Tabla A. 16: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Marzo	151
Tabla A. 17: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Abril.....	152
Tabla A. 18: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Mayo	153
Tabla A. 19: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Junio	154
Tabla A. 20: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Julio	155
Tabla A. 21: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Agosto	156
Tabla A. 22: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Setiembre.....	157
Tabla A. 23: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 1-14 Octubre.....	158
Tabla A. 24: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 14-31 Octubre.....	159
Tabla A. 25: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Noviembre	160
Tabla A. 26: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Diciembre.....	161
Tabla A. 27: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Enero	162
Tabla A. 28: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Febrero	163
Tabla A. 29: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Marzo	164
Tabla A. 30: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Abril	165
Tabla A. 31: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Mayo	166
Tabla A. 32: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Junio	167
Tabla A. 33: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Julio	168
Tabla A. 34: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Agosto	169

Tabla A. 35: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Septiembre....	170
Tabla A. 36: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, del 1-14 Octubre ...	171
Tabla A. 37: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, del 14-31 Octubre.	172
Tabla A. 38: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Noviembre.....	173
Tabla A. 39: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Diciembre	174
Tabla A. 40: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Enero	175
Tabla A. 41: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Febrero.....	176
Tabla A. 42: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Marzo	177
Tabla A. 43: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Abril.....	178
Tabla A. 44: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Mayo	179
Tabla A. 45: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Junio	180
Tabla A. 46: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Julio	181
Tabla A. 47: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Agosto	182
Tabla A. 48: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Septiembre.....	183
Tabla A. 49: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, el 1-14 Octubre	184
Tabla A. 50: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, el 14-31 Octubre.....	185
Tabla A. 51: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Noviembre	186
Tabla A. 52: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Diciembre.....	187

SUMARIO DE ACRÓNIMOS

ACS

Agua Caliente Sanitaria

AEMET

Agencia Estatal de Meteorología

BAIT

Beneficios Antes de Intereses e Impuesto

BAT

Beneficios Antes de Impuestos

BDI

Beneficios Después de Impuestos

BOE

Boletín Oficial del Estado

CHP

Combined Heat and Power

CNE

Comisión Nacional de Energía

CSIC

Consejo Superior de Investigaciones Científicas

CTE

Código Técnico de Edificación

DB

Documento Básico

IDAE

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

GLP

Gases Licuados del Petróleo

LOSEN

Ley de Ordenación del Sector Eléctrico

LSE

Ley del Sector Eléctrico

MACI

Motores Alternativos de Combustión Interna

MEP

Motores de encendido Provocado

MINETUR

Ministerio de Energía y Turismo

OMIE

Operador del Mercado Ibérico de Energía

PES

Primary Energy Savings

PIB

Producto Interior Bruto

REE

Rendimiento Eléctrico Equivalente

RD

Real decreto

RITE

Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios

TIR

Tasa Interna de Rentabilidad

TUR

Tarifa de Último Recurso

VAN

Valor Actual Neto

WACC

Weighed Average Cost of Capital

RESUMEN

Este proyecto pretende analizar la posibilidad de implantar un sistema de cogeneración en el sector residencial con el fin de satisfacer las demandas de agua caliente sanitaria, calefacción y electricidad consiguiendo de este modo un consumo más eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

En primer lugar se analiza la evolución legislativa que ha sufrido este tipo de sistemas hasta la situación actual, y las diferentes tecnologías en desarrollo que se encuentran disponibles en el mercado.

A continuación se realiza un análisis de la estimación de la demanda térmica y eléctrica de una comunidad de 49 viviendas que se ha tomado como modelo, para posteriormente simular los modos de funcionamiento de los equipos de cogeneración que se adaptan mejor a las demandas calculadas.

Para el modo de funcionamiento escogido se lleva a cabo un análisis del ahorro de las emisiones contaminantes y del coste energético que supondría optar por el sistema de cogeneración en vez de por el sistema convencional.

Finalmente se efectúa el análisis económico que conllevaría implantar el sistema de cogeneración escogido, determinando las condiciones más adecuadas para realizar la inversión.

ABSTRACT

This project analyzes the implementation of a cogeneration system in the residential sector to supply the demand of hot water, heating and electricity, thus achieving a more efficient and environmentally friendly consumption.

Firstly, the legislative evolution of this type of systems until the current situation is analyzed, and the different technologies that are being developed and available in the market.

Subsequently, is performed an analysis of the estimation of the thermal and electrical demand of a residential building of 49 dwellings that have been selected as a model, followed by the simulation modes of the cogeneration equipment operation that are optimized to the calculated demands.

Once the operating mode is chosen, an analysis of the saving of the pollutant emissions and the energy cost of installing the cogeneration system is carried out instead of the current conventional system.

Finally, is detailed the economic analysis, which entails implementing the cogeneration system, stipulating the most appropriate conditions for the investment.

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE
UN SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA USO
RESIDENCIAL**

1 OBJETIVO Y METODOLOGÍA DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es analizar la posibilidad de implantar un sistema de cogeneración en un bloque de viviendas situado en la Comunidad de Madrid (España) desde el punto de vista de la eficiencia, ambiental, legal y económico.

Con este fin, se produce a la realización de un apartado introductorio en el que se expone la evolución de la legislación en el ámbito de la cogeneración, determinando la situación actual en la que se encuentra y analizando la viabilidad del proyecto desde un punto de vista legal. Además, se realizará un estudio de las tecnologías actuales que se pueden implantar, eligiendo la mejor opción acorde a las necesidades del presente proyecto.

Para realizar el estudio de implantación de la tecnología escogida se analizará la demanda de energía térmica (Agua Caliente Sanitaria o ACS y calefacción) y energía eléctrica de los edificios que componen la comunidad, así como los datos del consumo energético residencial en el ámbito nacional, pudiendo extrapolar dicho análisis a proyectos urbanísticos similares.

Una vez realizado dicho análisis se planteará la elección de un equipo de cogeneración en función del Rendimiento Eléctrico Equivalente, REE, y del ahorro de energía primaria, PES, estudiando dos modos de funcionamiento a instalar:

- Un módulo de cogeneración que abastezca la demanda térmica pico de ACS y calefacción;
- Un módulo de cogeneración que satisfaga la demanda térmica media conjunta de ACS y calefacción, incorporando a la instalación una caldera auxiliar para satisfacer la demanda horaria pico.

A continuación, se estudiará el modo de instalación seleccionado cumple el número de horas equivalentes de funcionamiento, y las retribuciones que podrá percibir de acuerdo a la legislación actual.

Así mismo se realizará una comparación de las emisiones de dióxido de carbono entre el sistema de cogeneración escogido y el sistema convencional actualmente implantado.

El estudio económico del proyecto pretende dar a conocer las ventajas de este frente a sistemas convencionales que se usan hoy en día. Por ello el estudio incluirá el ahorro económico frente a la inversión, el ahorro de energía primaria, y de las emisiones de gases contaminantes en comparación con los equipos actuales instalados en la comunidad.

2 INTRODUCCIÓN

2.1 EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA

La cogeneración surge en un contexto en el que la Unión Europea busca un sistema energético sostenible en relación a mejorar aspectos medioambientales, de seguridad de suministro y de mejora de la eficiencia energética. Esto se consigue gracias al ahorro de energía primaria que permite la cogeneración, aprovechando las fuentes de calor residual y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, así como otros contaminantes.

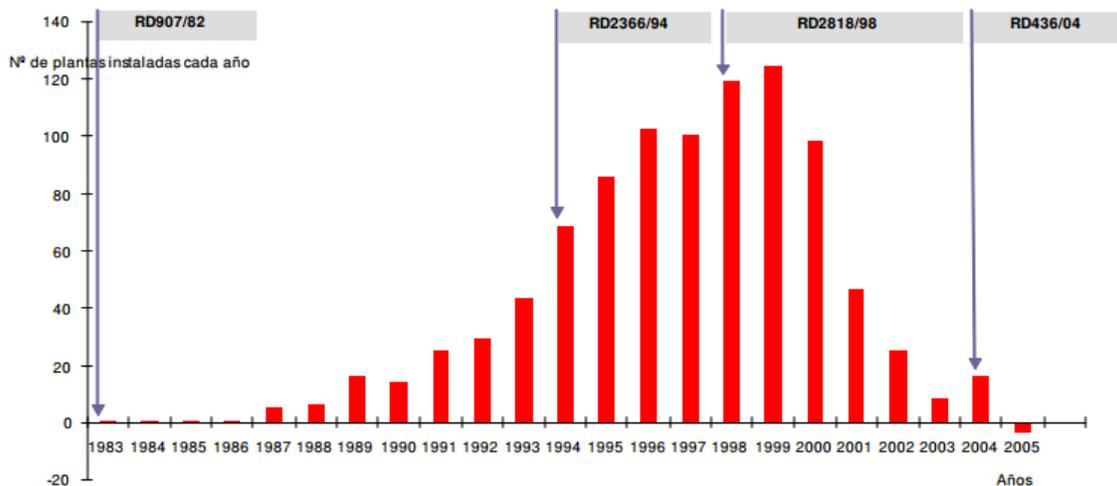
En 1980 se aprueba la Ley 82/80 con el objetivo de regular la normativa de las plantas de cogeneración, haciendo que las compañías eléctricas adquiriesen la energía que las plantas de cogeneración vertían a la red. No obstante, es en 1986 cuando se comienza a observar un desarrollo significativo debido al fomento de la Administración Pública, el desarrollo de nuevas tecnologías y la ampliación de nuevos gasoductos. Esta situación también se ve favorecida por los programas de subvenciones de la Unión Europea.

Los objetivos para el periodo 1991-2000 se fijan en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), anexo del Plan Energético Nacional de 1990. Se publica entonces el Real Decreto 2366/1994 y la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico (LOSEN), en el que se diferencia la cogeneración como un grupo de producción eléctrico diferenciado.

Aunque la retribución a los productores de energía por cogeneración era menor que en los años 80, el precio de venta de electricidad producida por cogeneración era menor y por lo tanto beneficioso para el consumidor. No obstante, esta tecnología era nueva para los empresarios, que además tenían que enfrentarse con el monopolio que suponía la energía eléctrica en aquella época. Para respaldar a los empresarios que se embarcaban en fuentes alternativas de energía como la cogeneración en los años 90 surgieron entidades como el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía).

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) 54/1997, modificada posteriormente en varias ocasiones, es el antecedente normativo de la situación actual de la cogeneración. En ella se recoge:

- El derecho de los productores de energía a través de la cogeneración de incorporar su producción de energía al sistema eléctrico.
- La necesidad de una autorización administrativa previa para reglar el carácter energético de este tipo de plantas.
- El régimen de retribución de la energía que es vertida a la red y la percepción de una prima por dicha aportación.



FUENTE: IDAE/CNE

Figura 2. 1: Evolución de la potencia de cogeneración con la legislación

Como se puede observar en la Figura 2.1, hay una importante crisis en el sector a partir del año 2000. Esto se debe a que el desarrollo de la cogeneración se ve afectado por la crisis del petróleo de 1999 y a las barreras que se implantaron con el RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

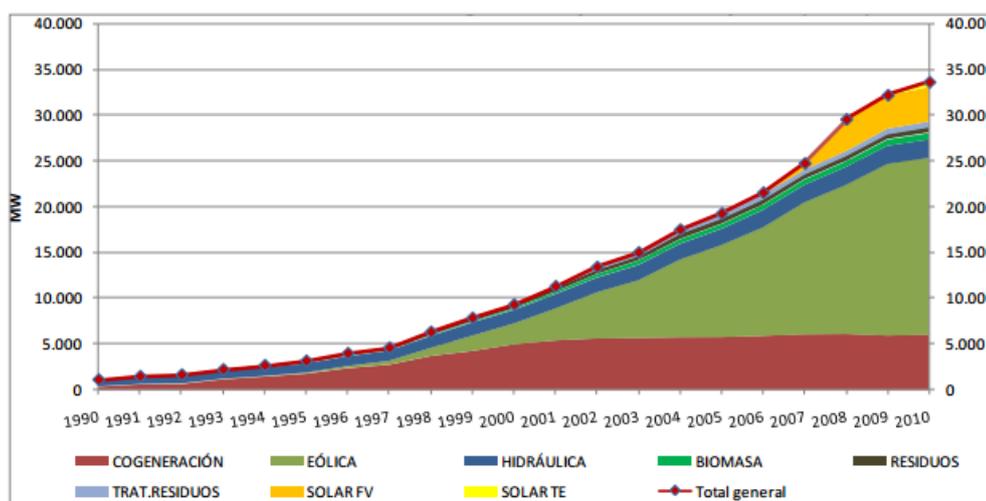
La importancia de abastecer al sistema con energía procedente de la cogeneración para asegurar el suministro eléctrico del país, se puso de manifiesto el 17 de Diciembre de 2001. Dicho día se produjo una demanda histórica de electricidad en el país, entre las 18-19 horas, gestionada de la siguiente manera:

Demanda solicitada	37.718 MW
Producciones:	
Producción térmica convencional	20.925
Producción hidráulica	6.857
Producción de bombeo	1.927
Interrumpibilidad	1.727
Importaciones de Francia	812
Régimen especial (básicamente cogeneración)	4.970
Total	37.218
Deslastres	500

FUENTE: COGEN España

Figura 2. 2: Gestión de la demanda de energía eléctrica 17 Diciembre 2001

El RD 436/2004 deroga al RD 2818/1998. En él se regula y sistematiza el régimen económico y jurídico de la producción de la energía eléctrica en régimen especial. Con esta ley se pretende crear un sistema estable, estableciendo dos opciones para remunerar la producción de energía eléctrica al titular de la instalación: vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada o venderla libremente en el mercado recibiendo de esta forma el precio de mercado, una prima y un incentivo por participar en el mercado. Este incentivo era proporcional a la eficiencia del sistema, significando cada punto por encima del REE mínimo admisible un aumento de la retribución por venta de electricidad a la red.



FUENTE: CNE. Datos 2011 según previsiones de cierre
 Figura 2. 3: Potencia instalada de régimen especial en España [MW]

Posteriormente, el RD 661/2007, actualmente en vigor, cataloga en grupos y subgrupos los diferentes sistemas de cogeneración, por ejemplo, las centrales que de cogeneración en función de los combustibles que utilizan: gas natural; gasóleo, fueloil o Gases Licuados del Petróleo (GLP); biomasa y/o biogás.

Las modificaciones recopiladas en el RD 661/2007 mantienen el esquema básico del DC 436/2004, realizando cambios en la retribución total del productor de energía, limitada ahora por un máximo (CAP, límite de precio máximo) y mínimo (FLOOR, límite de precio mínimo) horarios, y eliminando el incentivo por participar en el mercado.

- $FLOOR < (\text{Precio Mercado ref.} + \text{Prima ref.}) < CAP \rightarrow \text{Prima} = \text{Prima ref.}$
- $\text{Precio Mercado ref.} + \text{Prima ref.} \leq FLOOR \rightarrow \text{Prima} = (FLOOR - \text{Precio mercado ref.})$
- $\text{Precio mercado ref.} \geq CAP \rightarrow \text{Prima} = 0$

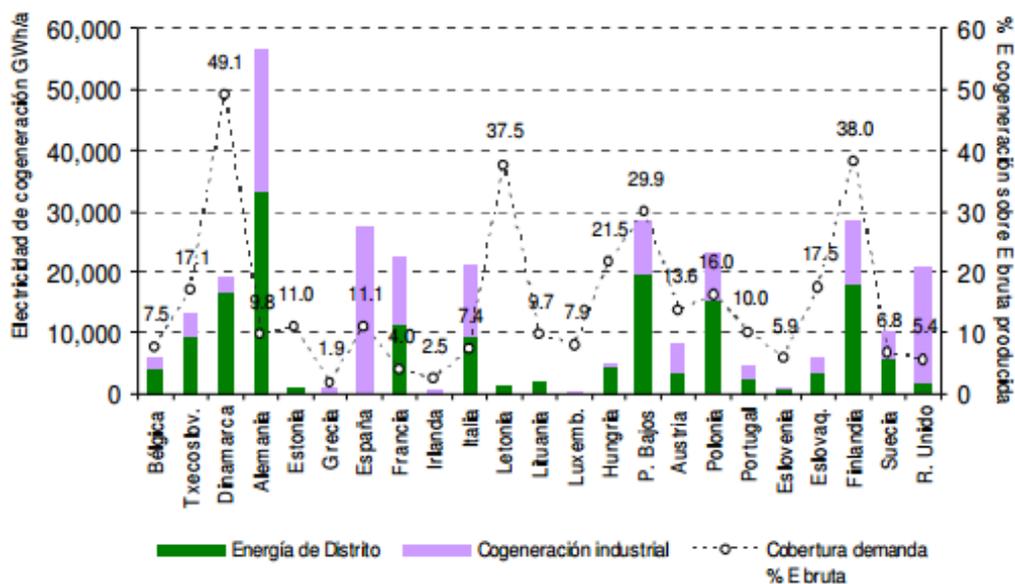
FUENTE: IDAE/Elaboración propia
 Figura 2. 4: Esquema de la retribución en régimen especial

El objetivo de este Real Decreto es fomentar la cogeneración de alta eficiencia

En este RD se definen los conceptos que caracterizan los estudios de los sistemas de cogeneración:

- Calor útil: parte del calor producido en un proceso de cogeneración que satisface una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración.
- Demanda económicamente justificable: demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración.
- Electricidad de cogeneración: electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculado de acuerdo con la metodología establecida en el anexo II del presente RD.
- Ahorro de Energía Primaria (AEP o PES, Primary Energy Savings): también llamado ahorro porcentual de energía primaria se define como la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad y/o energía mecánica.
De acuerdo al Anexo III de la Directiva Europea, una planta de cogeneración que posea un PES \geq 10% se considerará de alta eficiencia.
- Eficiencia global: suma anual de producción de electricidad y energía mecánica y de calor útil, dividida por la cantidad de combustible consumido para la producción de calor y para la producción bruta de electricidad y energía mecánica, mediante un proceso de cogeneración.
- Cogeneración de alta eficiencia: de acuerdo a lo indicado en el Anexo III de la Directiva 2004/8/CE se entiende por cogeneración de alta eficiencia aquella que cumple los siguientes criterios:
 - Para cogeneraciones de potencia eléctrica igual o superior a 1 MWe, aquella cuya producción aporte un ahorro porcentual de energía primaria (PES) de al menos un 10%.
 - Para cogeneraciones de potencia eléctrica inferior a 1 MWe, aquella cuya producción aporte ahorro de energía primaria. Esto se refiere a que en instalaciones de microcogeneración o cogeneración de pequeña escala sería necesario un PES mayor que 0%.

En el marco europeo la cogeneración ha sido implantada tanto a nivel Industrial como en lo referido a energías de distrito (ESCOs), basadas en la utilización del calor útil para uso doméstico y comercial.



FUENTE: IDAE. Datos EUROSTAT 2002

Figura 2. 5: Energía eléctrica de cogeneración y cobertura demanda por países

En 2009 España apuesta por incrementar en un 50% la electricidad proveniente de la cogeneración (producción simultánea de dos o más tipos de energía), pasando de un 14% a un 17% del total del consumo eléctrico de la energía en 2020, con la intención de estar a la par de otros países de la Unión Europea.

A principio de 2009 en España había un total de 883 plantas de cogeneración de 1 MW y 10 MW instaladas.

En 2011 se aprueba el Plan de Energías Renovables (PER) atendiendo al RD 661/2007. El PER 2011-2020 propone que en 2020 las energías renovables en España supongan un 20,8% del consumo final bruto, suponiendo un 39% sobre el total del consumo eléctrico.

Debido a la situación económica, y con fines puramente recaudatorios, se adoptó la Ley 15/2012 de medidas fiscales, con la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico que grava la actividad de generación y la incorporación al sistema eléctrico con un tipo impositivo del 7%.

Se modifica el RD 661/2007 para suprimir la prima existente y anular la posibilidad de optar a la retribución a tarifa a las instalaciones que quieran vender su producción de energía en el mercado.

Para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico se adoptan medidas urgentes con el RD 9/2013, donde el régimen económico se basa en los ingresos de la participación en el mercado de la empresa productora por medio de una retribución adicional específica que cubra los costes de inversión, siempre que las instalaciones sean eficientes y bien gestionadas. Para las instalaciones que antes de la aprobación de esta ley tenían derecho a prima, el sistema retributivo garantiza una rentabilidad a diez años, revisable a los seis.

Este Real Decreto trata de solucionar dos problemas:

- El déficit de tarifa, debido al desajuste entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos por los precios regulados.
- La regulación retributiva desigual de las instalaciones de producción de energía eléctrica por las primas al empleo de nuevas tecnologías como la cogeneración, la energía residual y las renovables.

Por otra parte se establecen las retribuciones de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica teniendo en cuenta únicamente los ingresos de sistema eléctrico. Para ello se tomarán como referencia para los regímenes retributivos los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. La revisión de los criterios aplicados tendrá en cuenta la rentabilidad, la situación económica y la demanda eléctrica.

En este RD se desarrolla por primera vez un marco legal de autoconsumo de energía eléctrica, entendiéndose como autoconsumo como todo aquel consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Las instalaciones de producción o consumo conectadas parcial o totalmente a la red tendrán que pagar lo que se denomina como “costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema”, además de tener que pagar los peajes de acceso a la red y los cargos como el resto de usuarios.

Los consumidores que utilicen cualquier tipo de autoconsumo tendrán así mismo que inscribirse en el Registro de Autoconsumo (REA) a través del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Posteriormente, en el Real Decreto 900/2015 se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro y producción de energía eléctrica con autoconsumo.

En 2013 había instaladas en España un total de 727 instalaciones de cogeneración con una potencia de 6486,7 MW. Este dato supone la reducción del 2,02% de la potencia instalada por cogeneración respecto al año 2012 y una disminución del 12,86% de la energía vendida respecto del año anterior.

Es con el RD 413/2014 con el que se regula la producción de energía a partir de fuentes renovables, como la cogeneración, definiendo retribuciones específicas a la inversión y a la operación durante la vida útil regulatoria de las instalaciones, además de la retribución debida a la venta de energía en el mercado. Es decir, modifica el régimen retributivo anterior, basado en la remuneración por kWh producido, dependiendo ahora la cantidad retribuida del tipo de instalación y de la categoría en la que esté inscrita cada planta. Siempre bajo el lema de empresas eficientes y bien gestionadas.

Las dos remuneraciones a percibir más importantes son:

- La retribución en función del precio del pool: el pool es el mercado eléctrico donde se negocian los intercambios de energía eléctrica en la península (España y Portugal). El precio del pool es comúnmente denominado precio del mercado. En este mercado la electricidad se compra y se vende diariamente.

A través del proceso de liquidación del mercado de producción de energía eléctrica se determina el precio al que se realizan las correspondientes transacciones de compra/venta de electricidad. El operador independiente del mercado, OMIE, es quien realiza diariamente las subastas, al ser el responsable de la gestión económica del sistema.

Los vendedores son las centrales de producción, tanto en régimen ordinario como régimen especial, y los compradores constituyen el total de los consumidores, domésticos e industriales.

- El “Régimen Retributivo Específico” (RRE), para las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en las mismas condiciones que otro tipo de instalaciones.

Los parámetros más importantes que se deben tener en cuenta para la aplicación del RRE son:

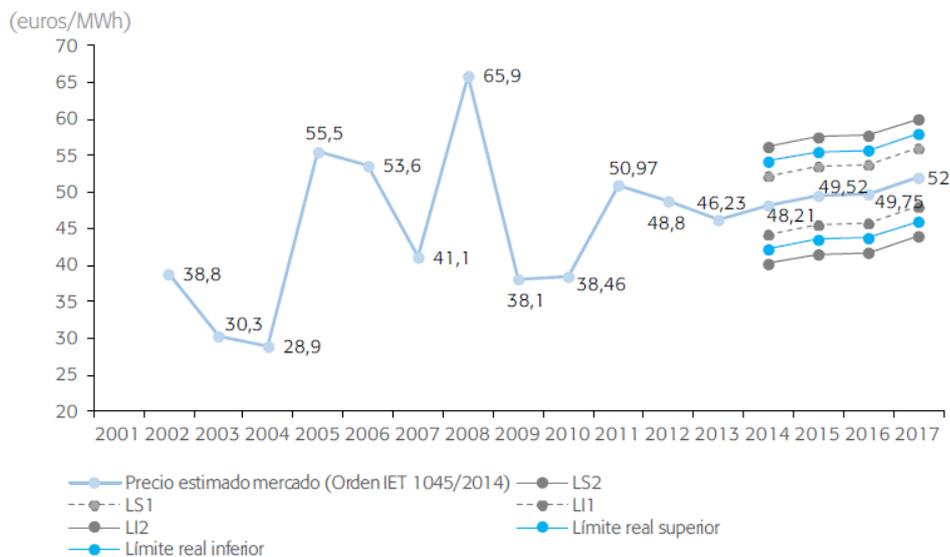
- Retribución a la inversión: término por unidad de potencia instalada destinado a cubrir, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado.
- Retribución a la operación: término a la operación que cubrirá, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos de explotación de dicha instalación tipo.
- Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación: cuando la instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares.

<p>RETRIBUCIÓN _{instalación} = Retribución venta _{precio mercado} + Retribución específica + [incentivo a la inversión para instalaciones en sistemas eléctricos no peninsulares que supongan reducción global del coste de generación]</p> <p>(Durante vida útil regulatoria del coste de generación)</p>	
Retribución _{específica}	Retribución a la inversión + Retribución a la operación
Retribución _{inversión}	Término por unidad de potencia instalada = Costes de inversión de instalación tipo no recuperados
Retribución _{operación}	Costes de explotación instalación tipo – Ingresos mercado de instalación tipo.

Fuente: RD 413 2014 documento BOE-A-2014-6123

Figura 2. 6: Retribución instalaciones

- Vida útil regulatoria.
- Número de horas de funcionamiento mínimas que es necesario alcanzar para percibir el 100% de la remuneración específica prevista.
- Umbral de funcionamiento. Si el número de horas se sitúa entre el umbral de funcionamiento y el número de horas mínimas de funcionamiento, se percibirá sólo la parte proporcional a las horas trabajadas.
- Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución de la operación, por encima del cual no se recibirá dicha retribución.
- Límites anuales máximos y mínimos del precio del mercado.
- Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

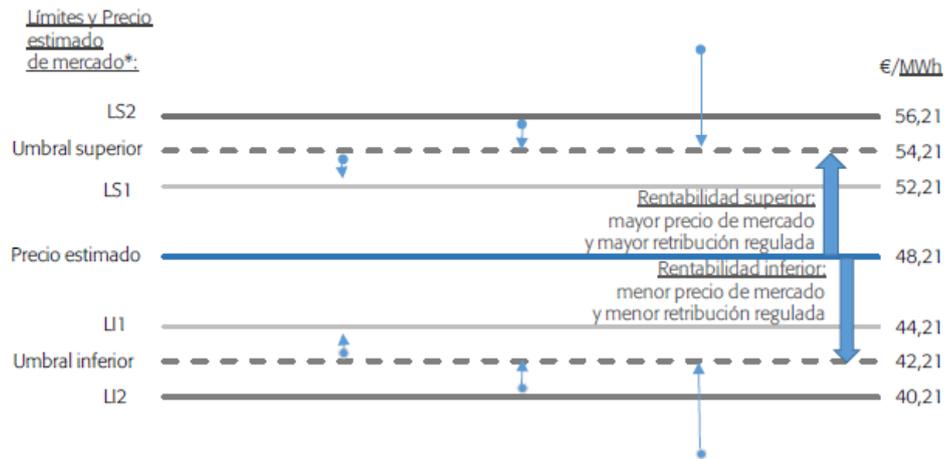


FUENTE: OMIE y Orden IET/1045/2014

Figura 2. 7: Precio medio anual del mercado (pool) diario e intradiario histórico

Este RD fija un valor de pool estimado, dos límites inferiores (LI1 y LI2) y dos límites superiores (LS1 y LS2). Como la retribución depende del precio del pool es necesario aclarar qué ocurre si el precio real es distinto del estimado.

- Si el precio del pool se mantiene entre los límites inferior y superior, LI1-LS1, será el titular de la instalación quien asuma el impacto, negativo o positivo, de la variación.
- Si el precio del pool está comprendido entre ambos límites superiores e inferiores, 1 y 2, el impacto se asumirá entre el titular y el sistema al 50%.
- Si el precio del pool es superior al límite superior 2, LS2, y menor al límite inferior 2, LI2, será el sistema quien se encargue de asumir el impacto de la variación del pool.



FUENTE: RD 413/2014

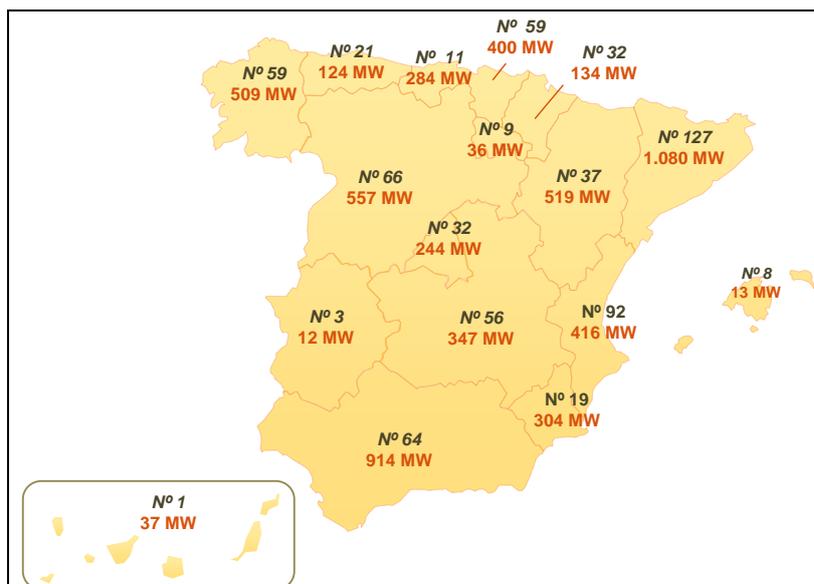
Figura 2. 8: Mecanismo de ajuste de precios

Así mismo el RD 413/2014 establece los derechos y obligaciones de los titulares de instalaciones de cogeneración, energías renovables y residuos, derogando el RD 661/2007.

Los derechos que se establecen son:

- Contratar la venta o compra de energía.
- Exportar su energía a través del operador del sistema.
- Tener acceso a las redes de transporte y distribución, teniendo derecho a un contrato de conexión con el distribuidor para la entrega de energía.
- Recibir la retribución correspondiente por participar en el mercado de producción de energía eléctrica y en el régimen específico regulado de acuerdo a este RD.
- Las obligaciones más destacadas son:
 - Disponer de equipos de medida de energía.
 - Estar inscritos en el Registro de autoconsumo.
 - Estar asignadas a un centro de control de generación si la instalación supera los 5 MW de potencia.
 - Si las instalaciones superan 1 MW de potencia deberá enviar telemidas al operador del sistema.
 - Las instalaciones deberán mantenerse dentro del factor de potencia que se establece en el anexo III del RD de forma horaria.
 - Las instalaciones estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación.

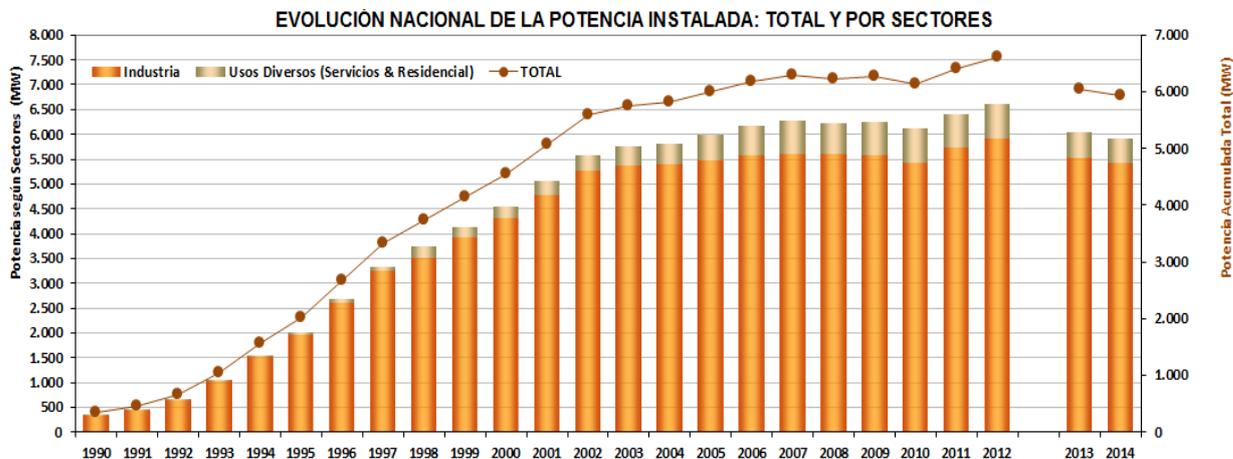
En 2014 el número de instalaciones de cogeneración en España era de 696, con una potencia de 5929 MW. La distribución de estas instalaciones se recoge en el siguiente mapa:



FUENTE: MINETUR/IDAE

Figura 2. 9: Potencia Instalada por Comunidades Autónomas 2014

La Figura 2.10 muestra la evolución de la potencia instalada en España desde el año 1990 hasta el año 2014 [1].

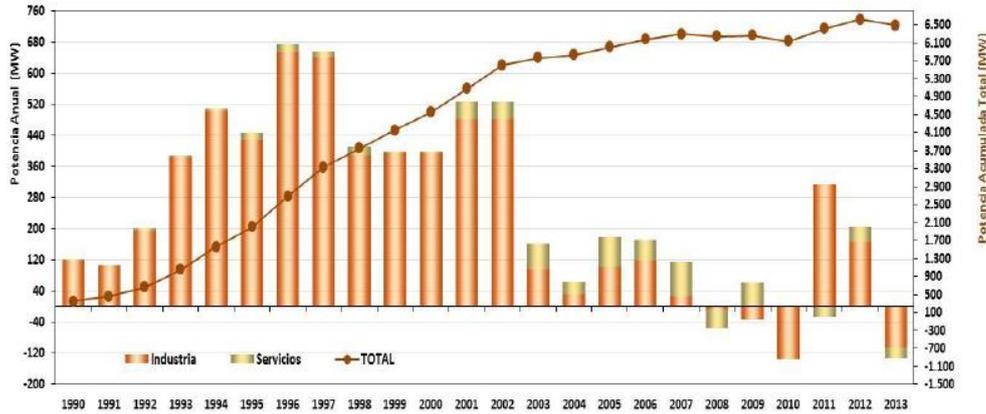


FUENTE: MINETUR/IDAE

Figura 2. 10: Evolución nacional de la potencia instalada total y por sectores

De acuerdo a la Figura 2.10, se produce a cierre de año 2014 una disminución del 20,94% de la producción eléctrica bruta respecto del año 2013.

La Figura 2.11 muestra la evolución de la potencia instalada de cogeneración en España desde el año 1990 hasta el año 2013. En dicha figura se pueden identificar dos períodos, uno de crecimiento hasta el año 2002, y otro de decrecimiento que incluye años en los que no se han desarrollado nuevos proyectos.

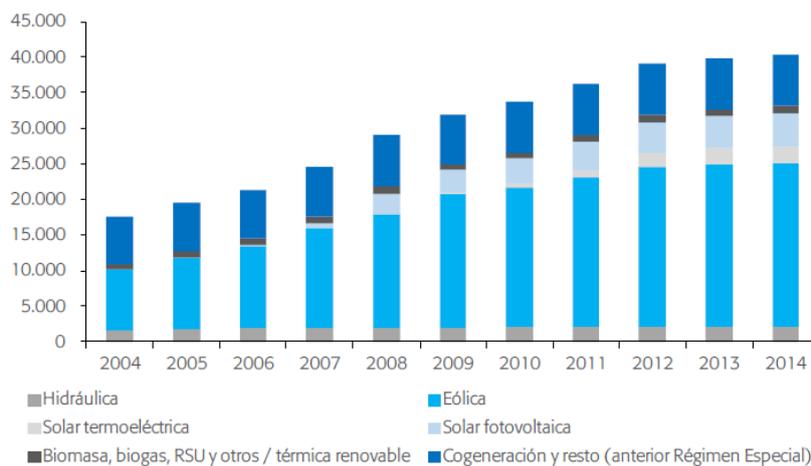


FUENTE: IDAE

Figura 2. 11: Evolución de la potencia de cogeneración instalada

En 2016 se marca la hoja de ruta de cogeneración en España 2017-2020, donde se proponen cambios en la LSE con el fin de adoptar nuevas tarifas de red para la generación de energía y desarrollar los mercados eléctricos, aportando competitividad a 600 industrias. También pretende la eliminación del peaje de autoconsumo modificando el RD 900/2015.

Si se quisiera cumplir el compromiso energético fijado por la Directiva 2012/27 de la Unión Europea, para 2020 deberán instalarse en España entre 6.600MW y 8.500MW de energías renovables, 76% eólica y 16% fotovoltaica, e incentivar la implantación de medidas de mejora de la eficiencia energética con el objetivo de reducir un 1,6% la intensidad energética final de acuerdo al Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 del Ministerio de Industria.



FUENTE: Informe Anual REE

Figura 2. 12: Evolución de la potencia instalada de energías renovables y cogeneración.

2.2 ESTADO DEL ARTE DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN

La cogeneración se trata de una forma de un proceso secuencial de producción efectiva donde se aprovecha el calor residual del proceso de producción de electricidad (o energía mecánica) para producir energía térmica útil (por ejemplo climatización, calor de proceso industrial, ACS, etc.), pudiendo adaptarse tanto al sector industrial como al uso residencial. Esto supone un mayor rendimiento que una central convencional, lo que implica menor consumo de combustible, menor coste de producción y menor impacto ambiental, ya que en centrales termoeléctricas independientes el calor residual no es aprovechado y es evacuado al ambiente.

La introducción de las centrales de ciclo combinado con gas natural ha supuesto el aumento del rendimiento energético hasta un 60%, debido al aprovechamiento del calor mediante dos ciclos, uno con una turbina de gas y otro con una turbina de vapor. Sin embargo, el aprovechamiento del calor de una planta de cogeneración implica que el rendimiento global puede oscilar en torno al 75% y el 90%.

SISTEMAS	CAPACIDAD UNITARIA (kW)	RÉGIMEN TÉRMICO (Btu/kWh)	EFICIENCIA ELÉCTRICA (%)	EFICIENCIA TÉRMICA (%)	EFICIENCIA TOTAL (%)	TEMP. ESCAPE (°F)	GENERACIÓN DE VAPOR lb/h (125 Psig)
Gas Comb. Interna (pequeña)	1-500	10,000 a 25,000	14-34	52	66-86	600-1200	0-200 ¹
Gas Comb. Interna (grande)	500-17,000	9,500 a 13,000	26-36	52	78-88	600-1200	100-10,000 ¹
Máquina Diesel	100-1,000	11,000 a 15,000	23-31	44	67-75	700-1500	100-400 ¹
Turbina de Gas Industrial	800-10,000	11,000 a 14,000	24-31	50	74-81	800-1000	3000 a 30,000
Turbina de Gas CTE	10,000-150,000	9,000 a 13,000	26-31	50	76-81	700	30,000 a 300,000
Ciclos de Vapor	5,000-100,000	10,000 a 30,000	7-34	28	35-62	350-1000	10,000 a 100,000

¹ Puede disponerse de 10 veces este flujo en agua a 250°F.

² El régimen térmico es el calor de entrada al ciclo por kWh de entrega eléctrica. La eficiencia de generación eléctrica en porcentaje de una máquina primaria puede determinarse de su régimen térmico de esta manera:

$$\text{Eficiencia} = \frac{3,413}{\text{Régimen Térmico}} \times 100\%$$

Tabla 2. 1: Datos de comportamiento para varios sistemas de cogeneración.

También se evitan las pérdidas en las redes de transmisión del sistema eléctrico, ya que no hay pérdidas de distribución por efecto Joule (se estima que en grandes redes este valor puede llegar a ser de hasta el 15%) por encontrarse el punto de generación en el punto de consumo.

La cogeneración puede clasificarse según la potencia instala, según la directiva 2004/8/CE, de acuerdo a la siguiente tabla [2]:

Cogeneración	CHP > 1 MWe
Cogeneración a pequeña escala	50 kWe < CHP < 1 MWe
Microgeneración	CHP < 50 kWe

Tabla 2. 2: Clasificación sistemas de cogeneración según potencia eléctrica.

El término CHP (Combined Heat and Power) hace referencia a los procesos de cogeneración en los que se genera electricidad y calor simultáneamente.

Se entiende por microgeneración al término empleado para referirse a pequeñas cogeneraciones, menores a 50 kWe, cuya instalación puede producir un ahorro de hasta un 40% de energía primaria al reducirse las pérdidas en el transporte y en distribución de la electricidad. Uno de los requisitos necesarios para que las instalaciones de microgeneración sean rentables consiste en asegurar una demanda térmica elevada. Esta tecnología se denomina generación distribuida.

Hay varias definiciones para explicar el término de generación distribuida, la más consensuada la de Ackermann, que propone la siguiente definición [3]:

“Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores”, dejando la diferenciación entre red de distribución y red de transporte a lo establecido legalmente en cada país.

En España puede asimilarse al Régimen Especial (RE), y se define la Generación Distribuida como:

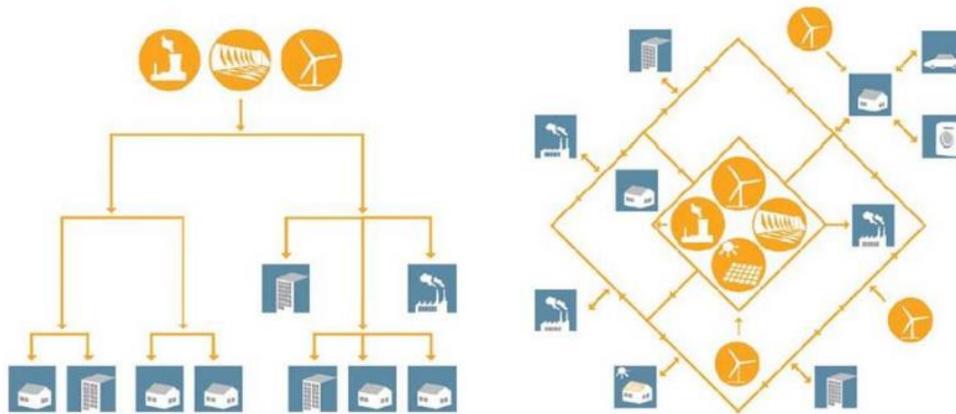
- Instalaciones de pequeña potencia, menor de 50 MW, ubicadas en puntos cercanos al consumo.
- Instalaciones conectadas a la red de distribución.
- Frecuentemente parte de la generación es consumida por la misma instalación y el resto se exporta a una red de distribución.
- La generación no consta de una planificación centralizada y no se distribuye centralizadamente. Esto implica que dicha generación no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte, es decir no se considera Generación Distribuida a los generadores instalados por las compañías eléctricas.

En Octubre de 2014 entra en vigor la reglamentación que permite inyectar a la red los excedentes de la generación eléctrica domiciliaria.

GENERACIÓN CENTRALIDA

VS

GENERACIÓN DISTRIBUIDA



FUENTE: Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONCYTEC) de Perú
 Figura 2. 13: Diagrama diferencia Generación Distribuida y Centralizada.

Se pueden distinguir tres áreas de aplicación para la instalación de equipos de microgeneración:

- Sector residencial
- Sector terciario
- Edificios públicos

La “Tabla 2.3” resume las características de estas áreas:

Área de aplicación	Costes de uso del módulo cogeneración CHP	Demanda de calor	Demanda de electricidad	Ratio de precios específicos de energía	Viabilidad económica de CHP	% de calor del CHP sobre el total de demanda térmica
Calefacción de edificios (suministro individual)	Edificios de apartamentos	O	+	Conforme	Posible	10-20%
	Hoteles y auditorios	+	+	Conforme	Apropiado	
	Restaurantes y hostelería	+	+	Conforme	Apropiado	
	Residencias de tercera edad y guarderías infantiles	++	+	Conforme	Apropiado	
Edificios públicos	Edificios de la administración	O	+	Disconforme	Posible	10-30%
	Complejos deportivos o centros escolares con pistas deportivas	O	O	Disconforme	Posible	
	Piscinas de interior o exterior	+	+	Conforme	Apropiado	
	Hospitales	++	++	Medio	Apropiado	
Producción de calor (generación de calor industrial)	Edificios comerciales (supermercados, tiendas, ...)	++	+	Conforme	Apropiado	10-25%
	Producción (fábricas de galvanizados, cervecerías, viveros,...)	++	+	Disconforme	Posible	
	Conversión para frío (ciclos de absorción)	+	O	Conforme	Apropiado	
Calefacción local (suministro a grandes superficies)	Chalets y adosados	+	+	Conforme	Apropiado	10-15%
	Áreas residenciales o bloques de viviendas	O	O	Conforme	Posible	
	Parques empresariales, complejos de vacaciones	+	O	Conforme	Apropiado	

FUENTE: Bosch

Tabla 2. 3: Características de las distintas áreas de aplicación de la microgeneración

Las tecnologías de cogeneración cuyas aplicaciones comerciales están más extendidas a nivel comercial, y más desarrolladas a nivel técnico son: motores alternativos de combustión interna (MACI), Microturbinas y en menor medida los Motores de Stirling y las Pilas de combustible.

2.2.3 Motores alternativos de combustión interna

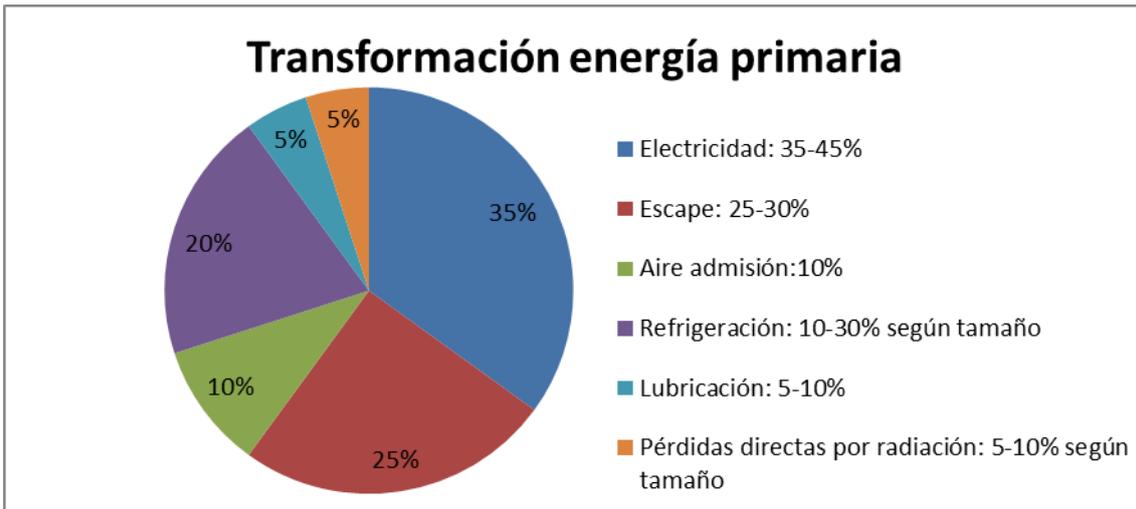
Por regla general el motor que se utiliza en cogeneración es un motor de encendido provocado (MEP) que es alimentado mediante gas (casi siempre gas natural, aunque algunas instalaciones admiten gases licuados del petróleo (GLP)).

Los motores alternativos de combustión interna o micromotores son máquinas volumétricas que se basan en producir energía eléctrica (o energía mecánica) y energía térmica a partir de la energía química contenida en un combustible.

Dichos motores constan de varios cilindros en los que se introduce aire y combustible a través de unas válvulas de admisión. El aire y el combustible combustionan mediante reacciones químicas liberando energía. Las diferentes fases del motor (admisión, compresión, explosión y escape) provocan movimientos alternativos y lineales del pistón contenido en el cilindro, que mediante un alternador acoplado al eje transforma la energía mecánica del movimiento del pistón en energía eléctrica.

La energía restante se obtiene en forma de calor o energía térmica por medio de los gases resultantes de la combustión, que son expulsados al exterior por medio de la válvula de escape, y mediante el agua de enfriamiento de las camisas. En motores grandes generalmente turboalimentado, se recupera también calor pos-enfriador de aire de admisión situado aguas abajo del compresor para aumentar la densidad de los gases de admisión. También es usual recuperar calor del circuito de refrigeración del lubricante. Las fuentes de calor se recuperan mediante un intercambiador de calor para, de esta forma, obtener energía térmica que pueda suplir a una demanda de calor.

En general se pueden dividir las transformaciones de la energía primaria que tienen lugar en un motor alternativo de combustión interna de la siguiente manera:



FUENTE: Elaboración propia

Figura 2. 14: Distribución transformación energía primaria en MACI

Los rendimientos globales de estos equipos están alrededor del 65 – 90%.

El factor más influyente en el rendimiento de un motor es la relación de compresión geométrica.

La relación de compresión mide el volumen que se ha comprimido de la mezcla aire-combustible en un motor MEP dentro de la cámara de combustión del cilindro, es decir la relación de volúmenes entre el punto muerto inferior y superior.

La relación de compresión se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$RC = \frac{\frac{\pi}{4} * d^2 * s + V_c}{V_c}$$

(Fórmula 2.1)

siendo,

d= diámetro del cilindro,

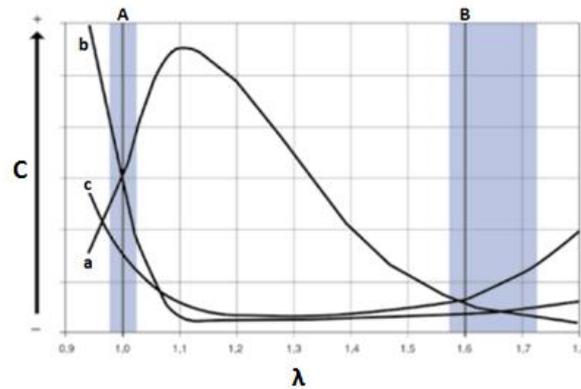
s=carrera del pistón,

Vc=Volumen de la cámara de combustión (punto muerto superior).

Al emplear generalmente gas natural, con buenas propiedades anti detonantes, los motores de cogeneración disponen generalmente de una elevada relación de compresión y son fuertemente turboalimentados, permitiendo obtener buenos rendimientos.

Otro factor que influye en el rendimiento es la proporción de aire y combustible de la mezcla que entra en el cilindro del motor, comparada con la proporción estequiométrica de la mezcla ideal. Es el denominado factor lambda, λ .

Como se observa en la “Figura 2.17”, $\lambda=1$ corresponde a la proporción aire/gas requerida para una combustión estequiométrica. Por otro lado, esto implica que los niveles de gases contaminantes son bastante elevados. Cuanto mayor sea el valor de λ , motor de mezcla pobre, menores serán las emisiones de contaminantes, aunque la potencia de salida también será menor al entrar menos combustible en la cámara de combustión.



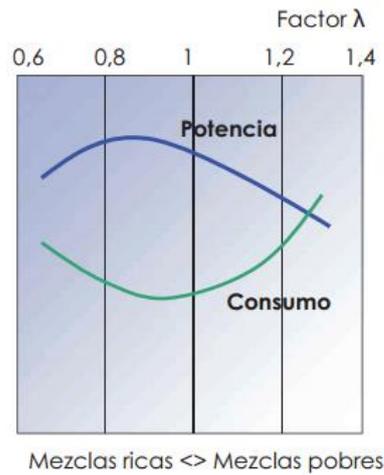
FUENTE: Buderus

Figura 2. 15: Emisiones del escape en función a la proporción aire/combustible

Los puntos más significativos de la “Figura 2.17” son:

- A: Motor estequiométrico
- B: Motor mezcla pobre
- C: Concentración de NO_x , CO e hidrocarburos (C_nH_m) en los gases de escape
- a: NO_x
- b: CO
- c: Hidrocarburos

Típicamente los motores de cogeneración queman gas natural en mezcla pobre, incluso a plena carga. Esto es así para minimizar emisiones, pero sobre todo para obtener mejor rendimiento. Se utiliza conjuntamente la sonda λ , o sensor de oxígeno de los gases de escape, y un catalizador, que transforma los elementos contaminantes para el medio ambiente en otros menos nocivos. Este sistema actúa de tal forma que empobrece la mezcla si hay exceso de combustible ($\lambda < 1$) o la enriquece si hay mayor cantidad de aire ($\lambda > 1$), optimizando automáticamente el consumo de combustible.

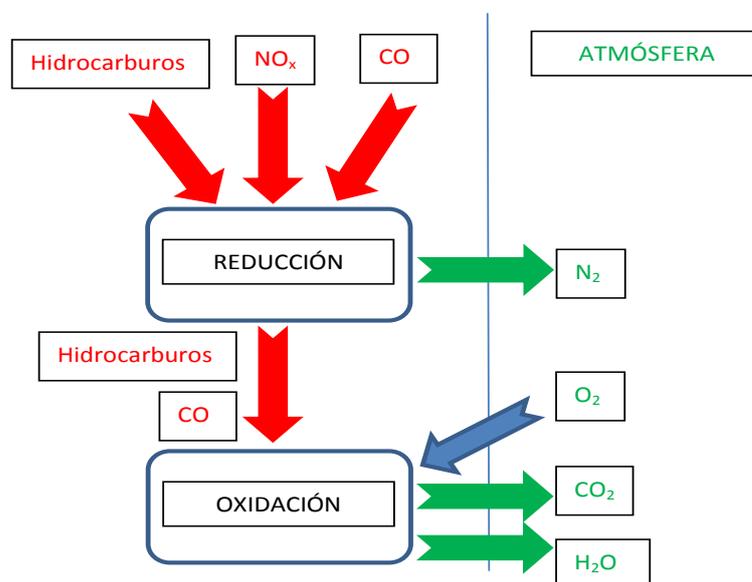


FUENTE: Buderus

Figura 2. 16: Curvas de potencia/consumo en función de la mezcla

Suele utilizarse un catalizador de tres vías para asegurar que las emisiones cumplen la legislación vigente.

El catalizador se sitúa en la salida de los gases de escape antes del intercambiador de calor de los gases quemados procedentes de la combustión. El proceso químico que se lleva a cabo consiste en la reducción de óxidos de nitrógeno, NO y NO₂ (NO_x), produciendo nitrógeno a la atmósfera, y la oxidación simultánea de hidrocarburos y monóxido de carbono, obteniendo de la reacción dióxido de carbono y agua.

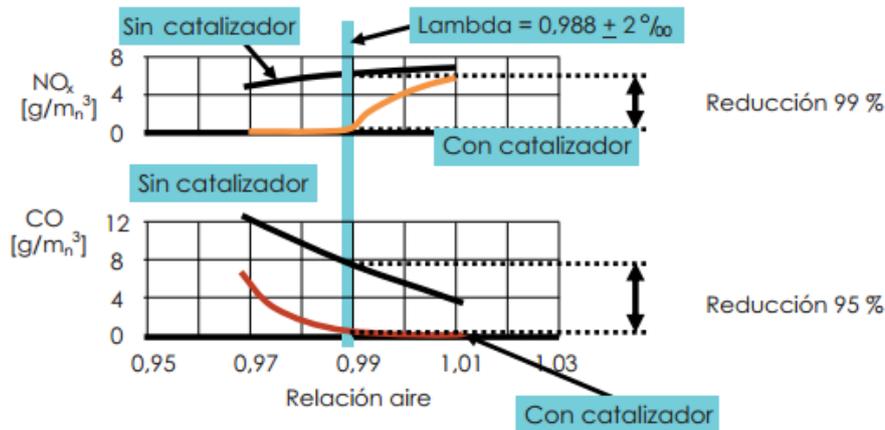


FUENTE: Elaboración propia

Figura 2. 17: Esquema reacciones químicas catalizador de tres vías

El parámetro básico que debe controlarse para optimizar la vida del catalizador es la Temperatura de los gases de escape.

La repercusión en los gases de escape en el uso del catalizador de tres vías puede observarse en la “Figura 2.20”.



FUENTE: Buderus

Figura 2. 18: Efecto catalizador de tres vías en emisiones de NO_x y CO

Valores típicos de las emisiones se muestran en la tabla 2.3:

	Emisiones
CO	< 300 mg/Nm ³
NO _x	< 250 mg/Nm ³
CO ₂	~ 250 Kg CO ₂ / kWh PCI Gas Natural
Acústicas	~ 50 dB(A) (a 1 m de la instalación)

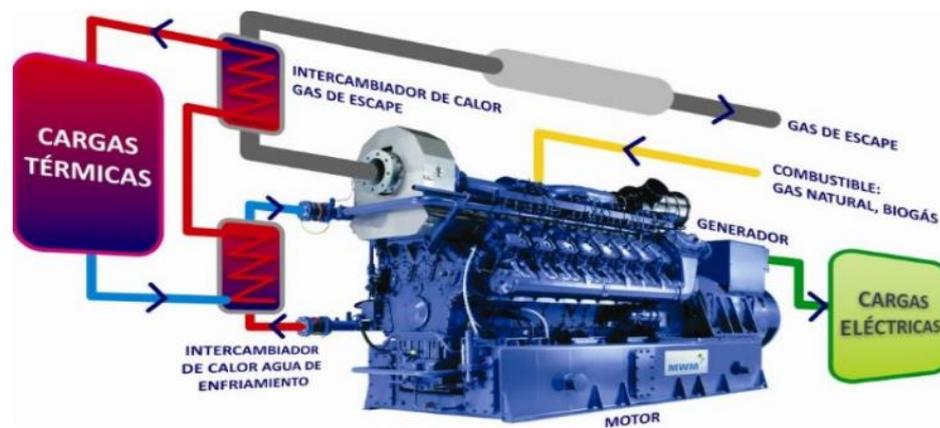
FUENTE: Fenercom/Elaboración propia

Tabla 2. 4: Emisiones en instalaciones de motores de microgeneración

Otro aspecto que es necesario analizar es el sistema para recuperar la mayor cantidad de energía térmica posible en forma de calor útil de los MACI, el intercambiador de calor.

Aproximadamente se transfiere a los gases de escape el 65% del calor total generado, recuperable mediante un intercambiador de calor a la salida de los gases de escape; un 25% se distribuye entre el refrigerante de las camisas y el aceite de refrigeración, que precisa de la incorporación de otro intercambiador de calor; el 10% restante se consideran pérdidas. Generalmente se recupera del turbo también ya que es una fuente que suele estar típicamente a más de 200 °C (más que el aceite o el agua de refrigeración), aunque depende del tamaño del motor ya que complica mucho el circuito e recuperación de calor.

La recuperación consiste en uno o dos circuitos en el que entra agua caliente a 70°C y sale entre 85-90 °C. El retorno debe mantenerse entre 65-70 °C.



FUENTE: Electríz

Figura 2. 19: Esquema sistema cogeneración con motor de combustión interna

Un aspecto importante que tiene que considerarse durante la puesta en marcha de estas instalaciones de cogeneración es que la potencia nominal depende de la altura sobre el nivel del mar y la temperatura de aspiración. De no ajustarse dicho parámetro se produciría una sobrecarga en el motor y se modificaría su vida útil.

Con los mantenimientos adecuados, este tipo de motor puede alcanzar una vida útil de entre 40.000 y 80.000 horas, lo que corresponde a 10 años funcionando 24 horas al día los 7 días a la semana.

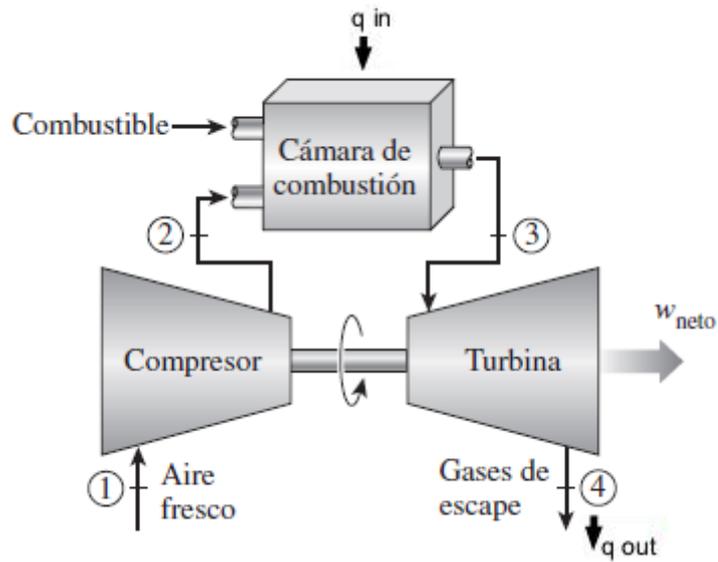
2.2.2 Microturbinas

Una turbina es una turbomáquina térmica rotativa de combustión interna, que al igual que los micromotores transforman la energía química procedente de un combustible, en energía térmica y eléctrica.

La franja de operación de las turbinas va desde potencias de 30 kW hasta 500 MW.

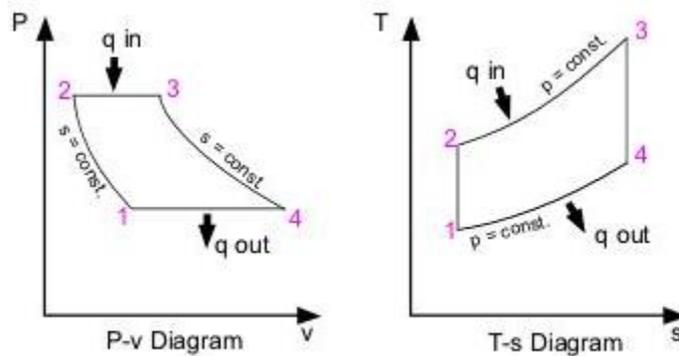
Los turbogeneradores a gas están formados por un compresor rotativo, en el que el aire atmosférico aspirado es comprimido; este aire es conducido a una o varias cámaras de combustión donde se mezcla con el combustible y se quema; una turbina de gas (normalmente trabajando en ciclo simple abierto, pues el fluido se renueva constantemente) expande los gases calientes procedentes de la combustión hasta presión atmosférica, moviendo el eje de la turbina generalmente unido directamente al del compresor, facilitando su movimiento.

Instalado en el eje de la turbina hay acoplado, a través de un reductor, un alternador que aprovecha el trabajo neto del ciclo producido por el movimiento del eje, y lo transforma en energía eléctrica.



Fuente: Universidad Tecnológica de Panamá, Termodinámica II.
 Figura 2. 20: Esquema ciclo abierto de una turbina de gas

Una turbina de gas en ciclo simple abierto sigue un ciclo Brayton, tal como se representa en la “Figura 2.23”:

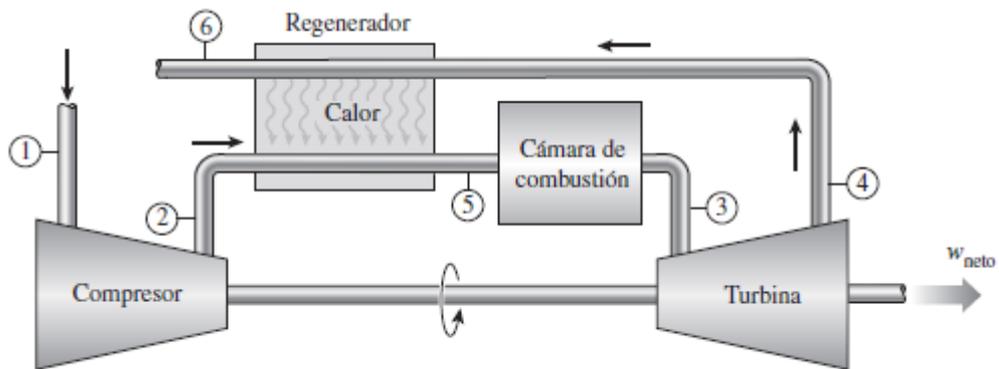


Fuente: Universidad Tecnológica de Panamá, Termodinámica II.
 Figura 2. 21: Diagramas P-V y T-S del ciclo Brayton ideal

Las Microturbinas son aquellas cuya potencia oscila entre los rangos comprendidos para instalaciones de microgeneración, generalmente entre 25 kWe hasta 50 kWe.

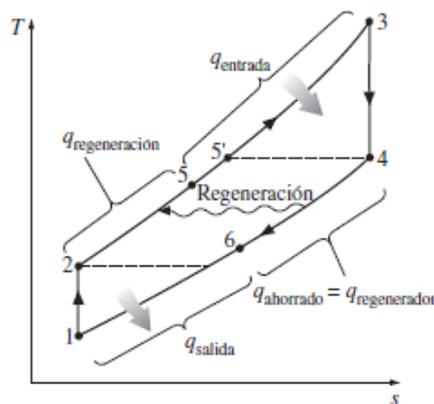
Su funcionamiento es semejante al de las turbinas convencionales, pero al simplificar elementos mecánicos, los rendimientos que ofrecen son menores que las turbinas de gran potencia.

Para mejorar el rendimiento de los sistemas con Microturbinas se utiliza un ciclo de regeneración. Este ciclo consiste en transmitir calor a partir de la elevada temperatura de los gases de escape que salen de la turbina al aire a alta presión que sale del compresor utilizando un intercambiador de calor a contraflujo, también denominado regenerador.



Fuente: Universidad Tecnológica de Panamá, Termodinámica II.

Figura 2. 22: Esquema ciclo Brayton regenerativo



Fuente: Universidad Tecnológica de Panamá, Termodinámica II.

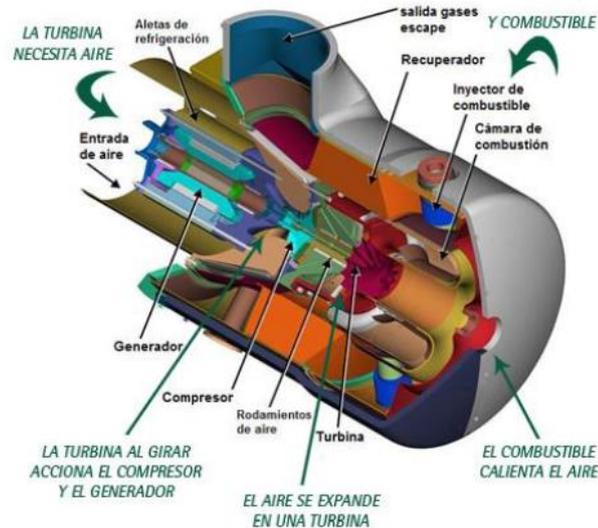
Figura 2. 23: Diagramas T-S del ciclo Brayton regenerativo

Como resultado de la regeneración la eficiencia térmica aumenta, ya que la energía de los gases de escape, que en el ciclo abierto se expulsaba a los alrededores, se utiliza para precalentar el aire que entra en la cámara de combustión. Esto produce que los requerimientos de entrada de calor disminuyan, y por tanto la cantidad de combustible, para la misma producción de trabajo neto.

Una contraindicación en el uso de regenerador es cuando la temperatura de los gases de escape de la turbina es inferior a la del aire que sale del compresor. En este caso el calor fluiría en dirección inversa y la eficiencia sería menor.

Otra diferencia importante entre las turbinas y las Microturbinas es la ausencia de reductor para conectarse al alternador.

El mantenimiento mecánico de este tipo de instalaciones es menor, ya que se utilizan cojinetes para evitar es uso de lubricantes y se refrigera por aire. La única parte móvil de la turbina es el rotor, siendo el compresor y el alternador solidarios al eje de la turbina.



FUENTE: Capstone

Figura 2. 24: Esquema de una microturbina

Con las microturbinas se logra convertir en torno al 30% de la energía contenida en el combustible, llegando algunos fabricantes a lograr rendimientos eléctricos de hasta el 35% utilizando ciclos de regeneración. De la energía restante la mayoría está contenida casi íntegramente en los gases de escape (diferencia fundamental con los micromotores), que a la salida de la turbina suelen estar a una temperatura de 300 °C, se puede llegar a recuperar entre un 60-70% lo que supone que la eficiencia térmica oscile entre el 50 y el 60%. Esto implica que el rendimiento global de una microturbina se sitúa alrededor del 65-85%.

Para conseguir rendimientos máximos, el sistema de regeneración debe ser lo más eficiente posible (cuanto más eficiente más caro).

Lo bueno de la regeneración es que permite mantener más o menos estable la temperatura de los gases de escape, independientemente del grado de carga. Para que se pueda realizar regeneración la relación de presiones del ciclo ha de ser relativamente baja, entre 2 y 8m típicamente entre 4 y 6., si no la temperatura de escape sería menor que la de la salida del compresor. Por esta razón se incorpora en microturbinas de gas y, generalmente en turbinas de gas grandes.

La eficiencia de la instalación puede variar hasta un 30% dependiendo de la temperatura ambiental y disminuir la potencia nominal hasta un 40% con la variación de la altura, por lo que es importante tener en cuenta estas variables durante la puesta en marcha de la instalación.

El correcto mantenimiento de los filtros de aire también es esencial, ya que la disminución de la presión del aire a la entrada del compresor puede suponer una pérdida de eficiencia y potencia eléctrica de hasta el 8%.

Respecto a las emisiones contaminantes de las Microturbinas se pueden considerar que similares a las de los micromotores.

	Emisiones
CO	< 300 mg/Nm ³
NO _x	< 50 mg/Nm ³
CO ₂	~ Motor de igual capacidad. Depende de composición combustible
Acústicas	~ 65 dB(A) (a 10 m de la instalación)

FUENTE: Fenercom/Elaboración propia

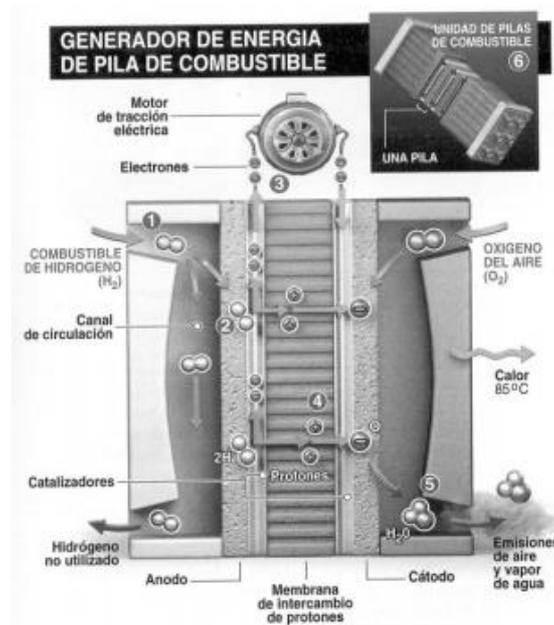
Tabla 2. 5: Emisiones en instalaciones de Microturbinas

2.2.3 Pilas de combustible

La pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química del gas natural en energía eléctrica y térmica.

La diferencia principal con las tecnologías anteriormente mencionadas es que la producción de electricidad se obtiene mediante un proceso de electrolisis inversa y no de la transformación de energía mecánica, lo que significa que la recuperación directa de energía eléctrica es mayor que con los otros sistemas.

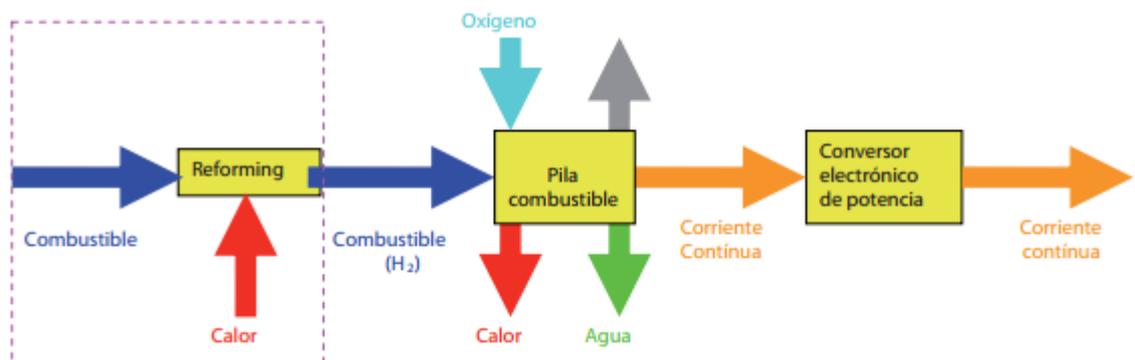
Las pilas de combustibles están formadas por dos electrodos porosos, ánodo y cátodo, separados por un electrolito denso o membrana. Este proceso se basa en la reacción entre el combustible (gas natural o hidrógeno) y el comburente a través de una membrana que permite intercambiar protones, lo que origina una corriente eléctrica debido al flujo de cargas a través de dicha membrana.



FUENTE: L. D. Burns, J. B. McCormick, C. E. Borroni-Bird. Investigación y Ciencia (2002)
 Figura 2. 25: Pila de combustible de hidrógeno

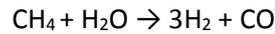
El tipo de electrolito utilizado determina la temperatura de operación y por lo tanto la aplicación del dispositivo.

A la entrada del sistema el gas natural tiene que pasar por el desulfurador para eliminar las impurezas que pudieran dañar otros componentes del sistema. Este proceso, denominado reforming, transforma el gas natural de red en un gas enriquecido en hidrógeno.

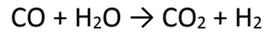


FUENTE: ICI Caldaie
 Figura 2. 26: Esquema funcionamiento pila de combustible con gas natural

La reacción química, favorecida por el uso de un catalizador, que tiene lugar en el reformador es la siguiente:



El monóxido de carbono producido no puede ser introducido en las celdas de combustible, por lo que a través del uso de catalizadores se consigue eliminar mediante la cesión de calor al agua. Además de esta reacción se obtiene una molécula de hidrógeno adicional.

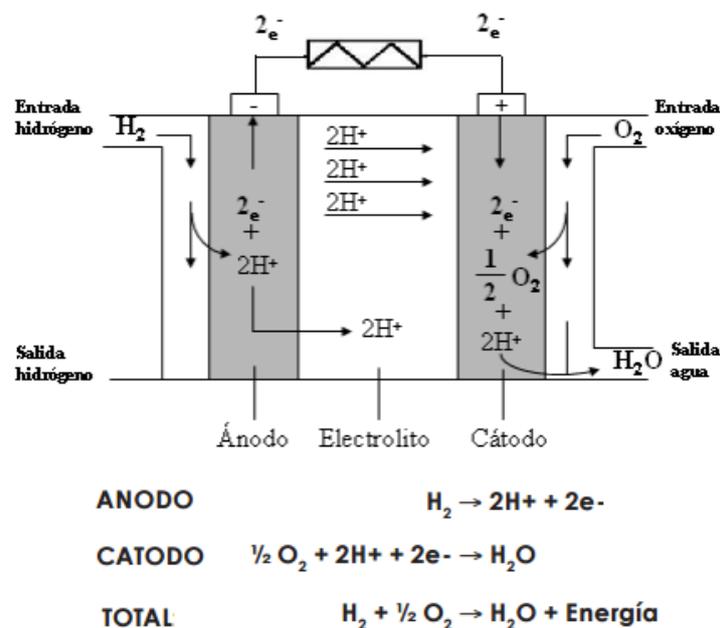


El CO residual que contiene el gas se elimina mediante un proceso de oxidación, consiguiendo que la cantidad de CO esté comprendida entre 2-50 ppm. El sucesivo calentamiento del agua será utilizado para mejorar el rendimiento térmico de la pila.

El ánodo se alimenta del hidrógeno generado por las anteriores reacciones y el cátodo se alimenta por un oxidante, generalmente aire. En el ánodo se produce la disociación del hidrógeno, H₂, en dos protones H⁺ y liberándose dos electrones. Los electrones se desplazan hacia el cátodo a través del circuito exterior, mientras que los protones atraviesan la membrana situada entre el ánodo y el cátodo, generando energía eléctrica.

Cuando los electrones y los protones llegan al cátodo se combinan con el oxígeno procedente del aire, teniendo lugar una reacción exotérmica que genera agua y calor.

Por esta razón puede considerarse a las pilas de combustible como un sistema de microgeneración.



FUENTE: CSIC

Figura 2. 27: Diagrama de proceso de electrolisis en pila de combustible PEMFC

El rendimiento eléctrico puede alcanzar un valor del 55%, frente a un aprovechamiento del calor residual comprendido entre el 35-55%. El rendimiento global de este sistema de cogeneración oscila entre el 70-90%.

Una de sus ventajas más importantes es, debido a la ausencia de combustión, la reducción de emisiones de gases contaminantes como CO, CO₂ y NO_x respecto a otros sistemas.

	Emisiones
CO	< 20 ppm
NO _x	< 10 ppm
CO ₂	0,02 kg CO ₂ /kWe - 0,2 kg CO ₂ /kWe Depende de la membrana.
Acústicas	45-47 dB(A) (a 1 m de la instalación)
SO ₂	0,04 mg/Nm ³ en régimen normal 2,38 mg/Nm ³ en régimen de encendido

FUENTE: Fenercom/Elaboración propia
Tabla 2. 6: Emisiones en instalaciones de pilas de combustibles

2.2.4 Motores Stirling

Por último, vamos a explicar la tecnología más novedosa de microgeneración.

Los motores Stirling son máquinas de combustión externa en las que el origen de calor del foco caliente proviene de una fuente externa (cuyo calor residual se puede recuperar mediante el circuito de refrigeración del motor,) transmitiéndose el calor a través de las paredes del motor. Esto implica que se pueden adaptar a cualquier fuente de energía (versatilidad en el combustible utilizado) y que la contaminación química es mínima (emisiones de CO₂ entre 0,2-0,3 kg CO₂/kWh eléctrico producido).

Este motor trabaja en ciclo cerrado habiendo siempre una cantidad fija de un fluido inerte, normalmente helio, o aire en el interior.

Al no modificar el espacio que contiene al fluido, cuando éste se calienta se expande y aumenta la presión en el interior. A continuación, se produce un enfriamiento en el que la presión disminuye, es decir, el fluido se contrae. Esta variación de presión actúa en el cilindro del desplazador (elemento que facilita el desplazamiento del fluido de forma cíclica por cada revolución del volante de inercia entre la zona de calentamiento y la zona de enfriamiento) que provoca el giro del volante de inercia y del cigüeñal, transformando el calor en energía mecánica. Generalmente en los motores de Stirling el desplazador y el pistón están acoplados mecánicamente a un cigüeñal con un desfase de 90° para asegurar la eficacia y el correcto funcionamiento del motor.

El calentamiento y enfriamiento del fluido causa el movimiento ascendente y descendente del pistón libre, que mediante un campo magnético genera energía eléctrica.

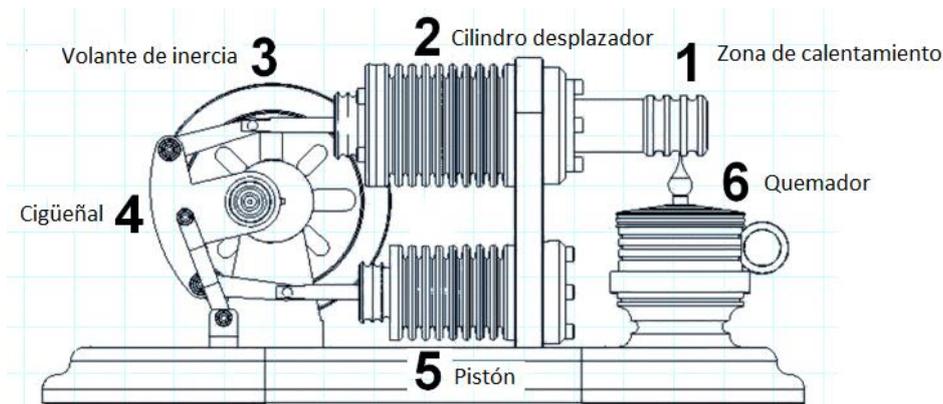


Figura 2. 28: Esquema de un motor Stirling

El ciclo se repite mientras exista una diferencia de temperatura entre la zona de calentamiento y la zona de enfriamiento en el cilindro del desplazador, por cada vuelta o giro del volante.

Por lo tanto, el motor Stirling sólo produce energía eléctrica si hay demanda de calor, que es la base de la cogeneración.

El motor de Stirling es, teóricamente, capaz de aproximarse al rendimiento máximo teórico del ciclo de Carnot, siendo sensible a la temperatura exterior (sería más eficiente en climas fríos que cálidos).

El rendimiento eléctrico del motor Stirling es inferior al de las otras tecnologías mencionadas, variando entre el 25-50% y con una capacidad eléctrica instalada de 1kWe. Es el rendimiento térmico el que puede alcanzar valores aproximados al rendimiento del ciclo de Carnot, que puede situarse en valores de entre el 40 y el 60% y una capacidad térmica de 6 kW con posibilidad de instalar fuentes adicionales de energía térmica. Esto hace que el rendimiento total de este tipo de instalaciones sea de entre el 70 y el 90%.

Pese a sus considerables ventajas (rendimiento, versatilidad, bajas emisiones, buena respuesta a altas temperaturas, etc.), la instalación del motor Stirling supone un elevado coste ya que requiere de intercambiadores de calor a la entrada y la salida para mantener al fluido de trabajo a alta temperatura. Estos intercambiadores deben estar fabricados con materiales que soporten los efectos corrosivos debidos al calor y a la atmósfera, lo que encarece el precio del equipo. Los intercambiadores también aumentan el espacio que ocupa la instalación.

Otro inconveniente importante es que el fluido tiene que calentarse al inicio, lo que supone un arranque lento.

2.3 COMPARATIVA SISTEMAS DE COGENERACIÓN ACTUALES

Una vez analizadas las tecnologías existentes vamos a compararlas para ver qué aplicación es la más conveniente en nuestra instalación. Los motores alternativos de combustión interna y las microturbinas son dispositivos muy comercializados, testados y fiables. Las pilas de combustible y los motores de Stirling, aunque ya se han empezado a comercializar aún están en vía de desarrollo esperando a obtener máximos rendimientos, lo que supone un coste de instalación más elevado.

Tecnología	Ventajas	Inconvenientes
MACI	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad tecnológica. Fiables y testados. • Ocupan poco espacio. • Alto rendimiento eléctrico. • Alta relación energía eléctrica/ energía térmica. • Bajo coste de inversión y operación • Variedad de combustibles. • Muy modulables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Calor residual se genera en diferentes focos y a baja Tª, más difícil aprovechar energía térmica. • Problemas con combustibles sucios y de bajo poder calorífico. • Elevado mantenimiento.
Microturbinas	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad tecnológica. Fiables y testados. • Más sencillo aprovechar la energía térmica al generarse en un solo foco. • Energía térmica a alta Tª. Posibilidad de integrar otras tecnologías. • Reducido tamaño y peso. • Pocas partes móviles: menos mantenimiento y ruido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja relación energía eléctrica/energía térmica. • Menos capacidad de modulación. • Menos variedad de combustibles. • Problemas con combustibles sucios y de bajo poder calorífico. • Requiere personal cualificado.
Pilas de combustible	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado rendimiento eléctrico. • Elevada eficiencia. • Muy modulables. • Pocas partes móviles: menos mantenimiento y ruido. • Bajas emisiones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja comercialización y poco testados. • Elevado coste de inversión. • Poca variedad de combustibles. • Vida útil menor. • Arranque lento.
Motores Stirling	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado rendimiento eléctrico. • Elevada eficiencia. • Gran versatilidad de combustibles. • Escaso mantenimiento. • Pequeño tamaño. • Combustión continua: menor consumo de combustible, pocas emisiones y poco ruido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poca disponibilidad tecnológica. • Arranque lento. • Elevado coste de inversión. • Gran tamaño.

FUENTE: Esen/Elaboración propia

Tabla 2. 7: Ventajas e Inconvenientes de las tecnologías de microgeneración

Así mismo se deberá atender a las características de funcionamiento de cada una de las tecnologías, para ello comparamos en la “Tabla 2.7” los parámetros más significativos. Cabe recordar que estos parámetros son aproximados, ya que varían dependiendo del fabricante.

Tecnología	Rend. eléctrico %	Rend. térmico %	Rend. total %	Carga mínima %	Tª (°C)	Ruido (dB)	Coste Instalación (€/kWe)
MACI	25 - 45	40 - 60	70 - 90	50	300 - 600	62 - 75	500 - 3000
Microturbinas	15 - 35	40 - 60	60 - 90	75	450 - 800	52 - 56	900 - 2600
Pilas de combustible	30 - 55	40 - 60	70 - 90	Ilimitada	250 - 550	Muy bajo	2500 - 4500
Motores Stirling	20 - 50	40 - 60	70 - 90	50	300 - 600	56	2500 - 4500

FUENTE: Esen

Tabla 2. 8: Resumen características de las tecnologías de microcogeneración

Tras el estudio de las características y ventajas y desventajas de las distintas tecnologías disponibles, se opta por la instalación de micromotores o MACI por las siguientes razones:

- Son instalaciones con elevados rendimientos, tanto eléctrico como térmico.
- Debido a la amplia comercialización y desarrollo hay gran variedad de equipos, lo que permite dimensionar con precisión los equipos de la instalación.
- Por su elevada disponibilidad tecnológica están ampliamente testados y son equipos fiables.
- En función de los precios de la electricidad se podría verterla a la red o autoconsumirla.
- Mejoran la estabilidad de la red y ahorran energía primaria al producir calor y electricidad en los picos de demanda, lo implica un suministro seguro.
- Disminuyen las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y pueden utilizar una amplia gama de combustibles.
- Mejora la calificación energética de los edificios que lo utilizan.
- Aumenta el rendimiento global de los equipos.
- Está promovido por las diferentes directivas Europeas.

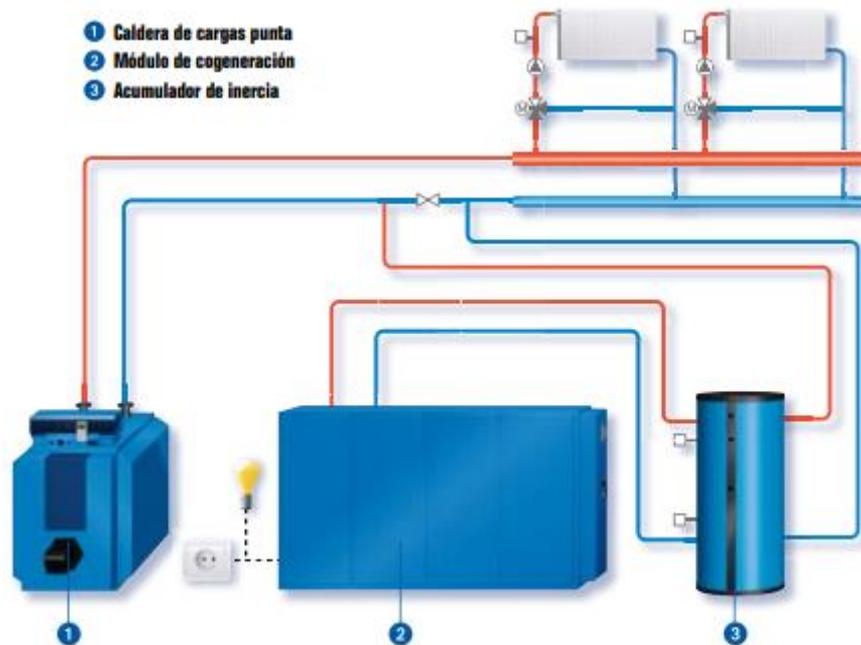
3 ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN

El criterio fundamental para dimensionar los sistemas de microgeneración es la demanda térmica del consumidor. Para establecer los ahorros pertinentes se deberá establecer si se trata de una obra nueva o de renovación, los criterios para el ahorro de energía primaria y la disminución de las emisiones contaminantes. Todos estos factores determinarán la viabilidad del proyecto.

Para hacer un primer análisis se deberá estudiar la demanda de energía térmica total (ACS y calefacción) y la demanda térmica máxima el día más frío del año. Así se podrá crear la curva de demanda térmica acumulada. Esta curva nos indica cuántas horas al año se precisa demanda térmica, y nos permite diseñar los módulos de microgeneración. La curva nunca llegará al 0% de demanda térmica, ya que siempre hay una demanda térmica mínima de ACS.

Para que la instalación sea rentable, es recomendable que la microgeneración no supere el 20% del máximo de la demanda térmica para un mínimo de funcionamiento de 4.500 horas. Así, aunque la cantidad de calor aportado por el módulo de cogeneración es pequeña respecto a la demanda térmica total, se asegurará que el módulo trabaje un número elevado de horas, ya que si está parado o trabajando pocas horas no será viable económicamente.

Para abastecer el resto de la demanda térmica se utilizan calderas convencionales de apoyo y acumuladores de inercia.



Fuente: Buderus

Figura 3. 1: Esquema básico de un sistema completo de módulo de cogeneración

3.1 DESCRIPCIÓN COMUNIDAD DE VIVIENDAS

La comunidad en la cual se estudiará la viabilidad de la implantación de un sistema de microcogeneración o cogeneración a pequeña escala, tiene las características que se muestran en la “Tabla 3.1”.

Localización	Madrid
Nº bloques de la comunidad	3
Nº plantas por bloque	4
Nº viviendas por planta	4
Nº Viviendas totales comunidad	48
Superficie de cada vivienda(m ²)	150
Nº habitaciones por vivienda	4
Nº locales en la comunidad	3
Superficie total locales(m ²)	1000
Sistema térmico actual	Caldera central
Módulo calefacción en viviendas	Radiador

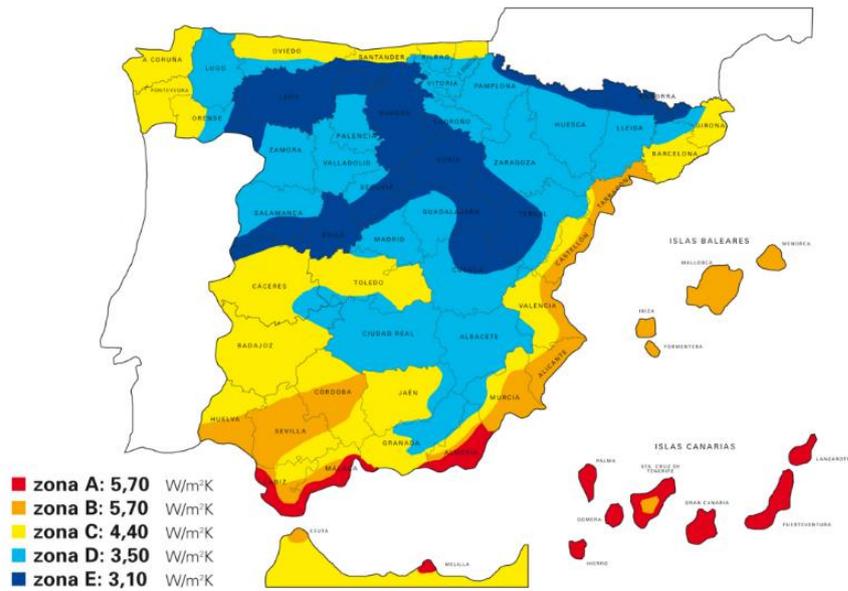
Tabla 3. 1: Características comunidad estudio implantación cogeneración

En el “Anexo E” del “Documento nº2” se encuentra la cartografía catastral de la comunidad a la que se hace referencia.

Para estudiar la demanda de climatización por calefacción y de agua caliente sanitaria de la comunidad en cuestión es necesario tener en cuenta la zona climática donde se sitúan los edificios.

Se determina la zona climática en función de la localidad en la que se sitúan las viviendas, y la diferencia de altura entre dicha localidad y la altura de referencia de la capital de provincia (“Tabla 3.2).

El DB HE1 (Documento básico – limitación de la demanda energética) establece las zonas climáticas clasificándolas mediante un número (1, 2, 3, 4) en verano y una letra (A, B, C, D, E) en invierno.



FUENTE: CTE- DB HE1

Figura 3. 2: Mapa de zonificación climática, régimen de invierno.

Capital de provincia	Capital	Altura de referencia (m)	Desnivel entre la localidad y la capital de su provincia (m)				
			≥200 <400	≥400 <600	≥600 <800	≥800 <1000	≥1000
Albacete	D3	677	D2	E1	E1	E1	E1
Alicante	B4	7	C3	C1	D1	D1	E1
Almería	A4	0	B3	B3	C1	C1	D1
Ávila	E1	1054	E1	E1	E1	E1	E1
Badajoz	C4	168	C3	D1	D1	E1	E1
Barcelona	C2	1	C1	D1	D1	E1	E1
Bilbao	C1	214	D1	D1	E1	E1	E1
Burgos	E1	861	E1	E1	E1	E1	E1
Cáceres	C4	365	D3	D1	E1	E1	E1
Cádiz	A3	0	B3	B3	C1	C1	D1
Castellón de la Plana	B3	18	C2	C1	D1	D1	E1
Ceuta	B3	0	B3	C1	C1	D1	D1
Ciudad real	D3	630	D2	E1	E1	E1	E1
Córdoba	B4	113	C3	C2	D1	D1	E1
Coruña (a)	C1	0	C1	D1	D1	E1	E1
Cuenca	D2	975	E1	E1	E1	E1	E1
Donostia-San Sebastián	C1	5	D1	D1	E1	E1	E1
Girona	C2	143	D1	D1	E1	E1	E1
Granada	C3	754	D2	D1	E1	E1	E1
Guadalajara	D3	708	D1	E1	E1	E1	E1
Huelva	B4	50	B3	C1	C1	D1	D1
Huesca	D2	432	E1	E1	E1	E1	E1
J León	C4	436	C3	D2	D1	E1	E1
León	E1	346	E1	E1	E1	E1	E1
Lleida	D3	131	D2	E1	E1	E1	E1
Logroño	D2	379	D1	E1	E1	E1	E1
Lugo	D1	412	E1	E1	E1	E1	E1
Madrid	D3	589	D1	E1	E1	E1	E1
Málaga	A3	0	B3	C1	C1	D1	D1
Melilla	A3	130	B3	B3	C1	C1	D1
Murcia	B3	25	C2	C1	D1	D1	E1
Ourense	C2	327	D1	E1	E1	E1	E1
Oviedo	C1	214	D1	D1	E1	E1	E1
Palencia	D1	722	E1	E1	E1	E1	E1
Palmas de Mallorca	B3	1	B3	C1	C1	D1	D1
Palmas de Gran Canaria (las)	A3	114	A3	A3	A3	B3	B3
Pamplona	D1	456	E1	E1	E1	E1	E1
Pontevedra	C1	77	C1	D1	D1	E1	E1
Salamanca	D2	770	E1	E1	E1	E1	E1
Santa Cruz de Tenerife	A3	0	A3	A3	A3	B3	B3
Santander	C1	1	C1	D1	D1	E1	E1
Segovia	D2	1013	E1	E1	E1	E1	E1
Sevilla	B4	9	B3	C2	C1	D1	E1
Soria	E1	984	E1	E1	E1	E1	E1
Tarragona	B3	1	C2	C1	D1	D1	E1
Teruel	D2	995	E1	E1	E1	E1	E1
Toledo	C4	445	D3	D2	D1	E1	E1
Valencia	B3	8	C2	C1	D1	D1	E1
Valladolid	D2	704	D2	E1	E1	E1	E1
Vitoria-Gasteiz	D1	512	E1	E1	E1	E1	E1
Zamora	D2	617	E1	E1	E1	E1	E1
Zaragoza	D3	207	D2	E1	E1	E1	E1

FUENTE: CTE- DB HE1- Apéndice D1

Tabla 3. 2: Zonas climáticas por provincias

Se toman los datos de la localidad objeto de estudio, según lo reflejado en la norma UNE 100001 relativos a:

Localidad: Madrid (Madrid)

Altitud (sobre el nivel del mar): 701 m

Como la diferencia de altura sobre el nivel entre la localidad estudiada (701m) y la capital de provincia (589m) es menor a 200 metros, se tomarán como referencia los valores indicados para la ciudad de Madrid.

De acuerdo a la “Tabla 3.2” a la Comunidad de Madrid se le asigna una zona climática D3.

La climatología de la Comunidad de Madrid, tomando como referencia la zona del Retiro, presenta la siguiente climatología anual:

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tª diaria máx (°C)	17.5	16.2	22.5	22.3	29.2	35.8	38.6	37.9	38.9	27.6	21	14.5
Tª diaria mín (°C)	-3	-2.5	1.5	3.5	4.5	10.8	13	15.9	10.5	7.6	7	-2.4
Tª media (°C)	8.4	8.4	9.6	12.3	16.4	23.8	28.1	27.5	23	17	9.7	8.3
Precipitación (l/m²)	34.2	39.3	42.7	93.2	55.1	1.1	11.4	0	8.1	75.4	95.7	29.8

FUENTE: AEMET-avances climatológicos mensuales
Tabla 3. 3: Climatología mensual Comunidad de Madrid año 2016

Los valores de temperatura y humedad exterior relativa mensuales, para la zona considerada, vienen reflejados en el Apéndice G, tabla G.2, según CTEHE1 del Código Técnico de la Edificación (CTE).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Madrid												
T med °C	6,2	7,4	9,9	12,2	16,0	20,7	24,4	23,9	20,5	14,7	9,4	6,4
Hr med%	71	66	56	55	51	46	37	39	50	63	70	73

FUENTE: CTE
Tabla 3. 4: Datos climáticos medios mensuales para la localidad de Madrid

3.1.1 Sala de calderas de la comunidad objeto

Los tres bloques que componen la comunidad comparten sala de calderas (situada en el garaje), que consta de dos calderas y los equipos correspondientes, para satisfacer la demanda de ACS y calefacción del conjunto de viviendas.

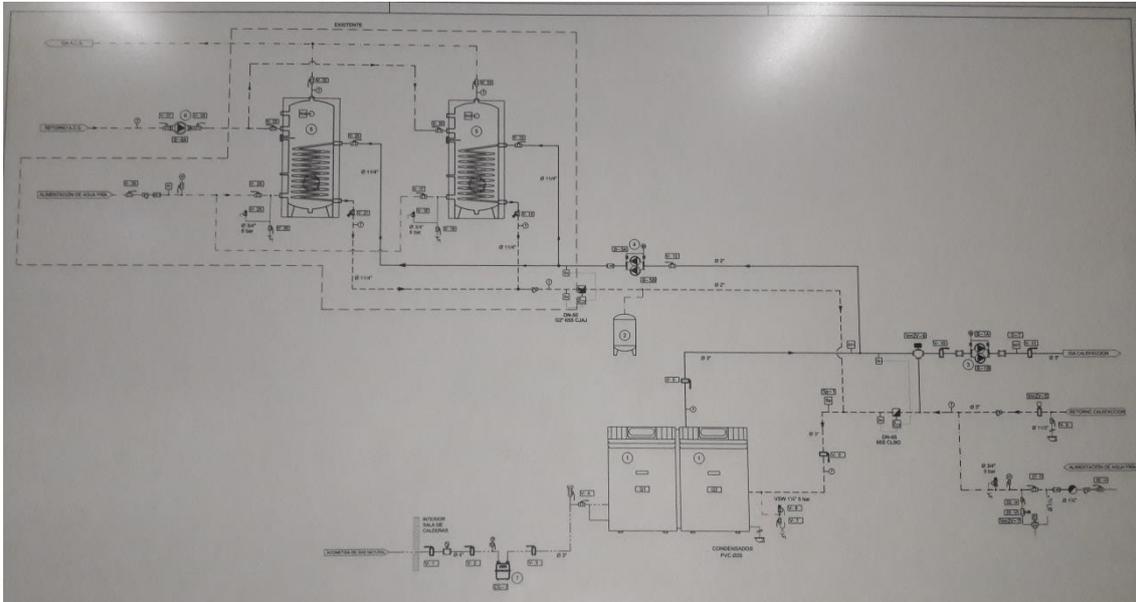


Figura 3. 3: Esquema hidráulico sala de calderas para ACS y calefacción

El sistema está formado por dos calderas de condensación marca BRODJE, modelo EuroCondens SGB de 500 kW cada una, cuyas características son las especificadas a continuación:

Caldera EuroCondens SGB 500 D	
Potencia útil nominal [kW]	80 / 60 °C → 59,4 – 474 50 / 30 °C → 66,1 – 504,6
Temperatura máxima de servicio (°C)	110
Presión máxima de servicio (bar)	6
Combustible	Gas natural
Gasto nominal combustible [kW]	62,5 – 500
Consumo eléctrico a plena carga [W]	630
Volumen de agua caldera [l]	70

Fuente: Brötje Heizung

Tabla 3. 5: Características Caldera EuroCondens SGB 500 D



Figura 3. 4: Caldera EuroCondens SGB 500 D instalada en la comunidad objeto

También forma parte principal del sistema los dos interacumuladores de ACS, marca VITOCCEL, de 500 litros cada uno, por lo que la instalación tiene una capacidad de 1000 litros de ACS (clase de eficiencia B).



Figura 3. 5: Interacumuladores VITOCCEL de 1000 [l] instalados en la comunidad objeto

3.2 DEMANDA DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS)

En España la normativa de implantación de la cogeneración se basa en la sección HE4 del Código Técnico de Edificación (a partir del cual se puede obtener los consumos diarios de ACS, a una temperatura de referencia de 60°C en función del tipo de edificio) y del Reglamento de Instalaciones Térmicas en edificios (RITE).

La sección IT 1.2.4.6.1 del RITE exige que un porcentaje de la generación de ACS proceda del aporte de energía solar térmica, que se calcula mediante la sección HE4 del CTE.

Aunque el aporte que se exige es de procedencia de energía solar térmica, ambas normas permiten el estudio de tecnologías alternativas siempre que supongan un ahorro en energía primaria (AEP) y la disminución de emisiones contaminantes respecto de las que se obtendrían con la instalación de energía solar térmica (la energía primaria utilizada y las emisiones de CO₂ procedentes de energía solar térmica es en ambos casos 0, ya que no se produce energía eléctrica).

Este estudio debe comparar ambas tecnologías:

- Un caso base de producción con el 70% del ACS proveniente de tecnología solar térmica. A este consumo habrá que sumar la energía primaria y el CO₂ correspondientes a la producción de electricidad (en kWh) del sistema eléctrico español, para que se pueda comparar también con la energía eléctrica que se genera en microgeneración.
- Un caso alternativo con un porcentaje de ACS producida por microgeneración y el resto del ACS generado mediante otros sistemas, siempre que cumplan los requisitos de rendimiento establecidos en el RITE.

Para determinar la demanda de ACS del total de viviendas del caso supuesto se tienen en cuenta dos factores según el HE 4 del CTE anteriormente citado: el consumo de ACS y la estimación del número de personas (en función del número de dormitorios).

Criterio de demanda	Litros ACS/día a 60° C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión *	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

FUENTE: HE 4 CTE

Tabla 3. 6: Demanda diaria de referencia de ACS a 60°C

El volumen de ACS al día se ha calculado a partir del consumo unitario diario medio determinado según la norma UNE 94002:2005 “Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: cálculo de la demanda energética”.

Si la Temperatura final es distinta a la de referencia (60°C), se tiene que tener en cuenta que se debe alcanzar la contribución mínima de energía solar equivalente a la demanda de referencia.

El número de personas por vivienda se calcula de acuerdo a la “Tabla 3.7”.

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	7	más de 7
Número de Personas	1,5	3	4	6	7	8	9	Nº de dormitorios

FUENTE: HE 4-4 CTE

Tabla 3. 7: Número de personas por vivienda dependiendo del número de dormitorios

De acuerdo a la información proporcionada por la “Tabla 3.6” y la “Tabla 3.7”, se calcula la demanda de ACS (en litros) según la fórmula propuesta por el documento básico de ahorro de Energía HE 4 del CTE:

$$D_i(T) = D_i(60\text{ °C}) \times \left(\frac{60 - T_i}{T - T_i} \right)$$

(Fórmula 3.1)

donde,

$D_i(T)$: Demanda [l] de ACS para el mes “i” a la temperatura de consumo elegida;

$D_i(60\text{°C})$: Demanda[l] de ACS para el mes “i” a la temperatura de 60°C (Tabla 3.6”);

T: Temperatura [°C] del acumulador final o de consumo elegida;

T_i : Temperatura media [°C] de agua fría en el mes “i”, es decir, la temperatura del agua de red. Este dato depende del mes y de la localidad pudiendo consultarse en la norma UNE 94003 (“Tabla 3.8”).

Capital de provincia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>A Coruña</i>	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11
<i>Albacete</i>	7	8	9	11	14	17	19	19	17	13	9	7
<i>Alicante/Alacant</i>	11	12	13	14	16	18	20	20	19	16	13	12
<i>Almería</i>	12	12	13	14	16	18	20	21	19	17	14	12
<i>Ávila</i>	6	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
<i>Badajoz</i>	9	10	11	13	15	18	20	20	18	15	12	9
<i>Barcelona</i>	9	10	11	12	14	17	19	19	17	15	12	10
<i>Bilbao/Bilbo</i>	9	10	10	11	13	15	17	17	16	14	11	10
<i>Burgos</i>	5	6	7	9	11	13	16	16	14	11	7	6
<i>Cáceres</i>	9	10	11	12	14	18	21	20	19	15	11	9
<i>Cádiz</i>	12	12	13	14	16	18	19	20	19	17	14	12
<i>Castellón/Castelló</i>	10	11	12	13	15	18	19	20	18	16	12	11
<i>Ceuta</i>	11	11	12	13	14	16	18	18	17	15	13	12
<i>Ciudad Real</i>	7	8	10	11	14	17	20	20	17	13	10	7
<i>Córdoba</i>	10	11	12	14	16	19	21	21	19	16	12	10
<i>Cuenca</i>	6	7	8	10	13	16	18	18	16	12	9	7
<i>Girona</i>	8	9	10	11	14	16	19	18	17	14	10	9
<i>Granada</i>	8	9	10	12	14	17	20	19	17	14	11	8
<i>Guadalajara</i>	7	8	9	11	14	17	19	19	16	13	9	7
<i>Huelva</i>	12	12	13	14	16	18	20	20	19	17	14	12
<i>Huesca</i>	7	8	10	11	14	16	19	18	17	13	9	7
<i>Jaén</i>	9	10	11	13	16	19	21	21	19	15	12	9
<i>Las Palmas de Gran Canaria</i>	15	15	16	16	17	18	19	19	19	18	17	16
<i>León</i>	6	6	8	9	12	14	16	16	15	11	8	6
<i>Lleida</i>	7	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	7
<i>Logroño</i>	7	8	10	11	13	16	18	18	16	13	10	8
<i>Lugo</i>	7	8	9	10	11	13	15	15	14	12	9	8
<i>Madrid</i>	8	8	10	12	14	17	20	19	17	13	10	8
<i>Maraga</i>	12	12	13	14	16	18	20	20	19	16	14	12
<i>Melilla</i>	12	13	13	14	16	18	20	20	19	17	14	13
<i>Murcia</i>	11	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
<i>Ourense</i>	8	10	11	12	14	16	18	18	17	13	11	9
<i>Oviedo</i>	9	9	10	10	12	14	15	16	15	13	10	9
<i>Palencia</i>	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	9	6
<i>Palma de Mallorca</i>	11	11	12	13	15	18	20	20	19	17	14	12
<i>Pamplona/Iruña</i>	7	8	9	10	12	15	17	17	16	13	9	7
<i>Pontevedra</i>	10	11	11	13	14	16	17	17	16	14	12	10
<i>Salamanca</i>	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	8	6
<i>San Sebastián</i>	9	9	10	11	12	14	16	16	15	14	11	9

FUENTE: Documento básico ahorro de Energía HE 4, apéndice B
Tabla 3. 8: Temperatura media diaria mensual de agua fría según provincia

En este caso los datos obtenidos a partir del HE 4 del CTE son:

- Cada vivienda dispone de 4 habitaciones, por lo que de acuerdo a la “Tabla 3.7” el número de personas que alberga es 6.
- Como la comunidad propuesta consta de 48 viviendas, los usuarios totales son 288 personas.
- Según la “Tabla 3.6” cada persona consume una cantidad aproximada de 22 Litros al día de ACS.
- La temperatura real del acumulador es de 45°C.

Aplicando la “Fórmula 3.1”, se obtiene el consumo de ACS diario por persona en función del mes del año.

Para calcular la demanda térmica de ACS en kWh al día, la norma UNE 94002:2005 establece la siguiente fórmula:

$$D_{ACS,i} = D_i (T) \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T - T_i) \cdot f_c$$

(Fórmula 3.2)

Siendo,

$D_{ACS,i}$: Demanda de energía para ACS en el mes “i” [kWh/día];

ρ : Densidad del agua ($\rho_{agua} = 1$ [kg/L]);

C_p : Calor específico del agua ($C_{p, agua} = 4182$ [J/kg·°C] = 0,00116 [kWh/kg·°C]);

f_c : Factor de centralización. La “Tabla 3.9” recoge los valores del factor de centralización para viviendas multifamiliares de acuerdo al número de viviendas del edificio.

Nº viviendas	N≤3	4≤N≤10	11≤N≤20	21≤N≤50	51≤N≤75	76≤N≤100	N≥101
Factor de centralización	1	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70

FUENTE: Documento básico HE 4 del CTE
Tabla 3. 9: Valores del factor de centralización

Los valores de demanda obtenidos con los datos anteriores se recogen en la “Tabla 3.10” que se muestra a continuación.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Tª consumo elegida	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Tª red agua fría	8	8	10	12	14	17	20	19	17	13	10	8
Demanda ACS/persona/día[L]	30,92	30,92	31,43	32,00	32,65	33,79	35,20	34,69	33,79	32,31	31,43	30,92
Demanda ACS/total viviendas/día[L]	8905	8905	9051	9216	9402	9730	10138	9991	9730	9306	9051	8905
Demanda energía térmica diaria [kWh/día]	324,9	324,9	312,4	299,9	287,4	268,6	249,9	256,1	268,6	293,6	312,4	324,9
Nº días	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Demanda energía térmica ACS [kWh]	10.071	9.421	9.683	8.996	8.909	8.059	7.747	7.940	8.059	9.102	9.371	10.071

Tabla 3. 10: Demanda mensual Energía Térmica ACS total viviendas.

La “Tabla 3.10” muestra que la demanda de ACS no varía significativamente a lo largo del año.

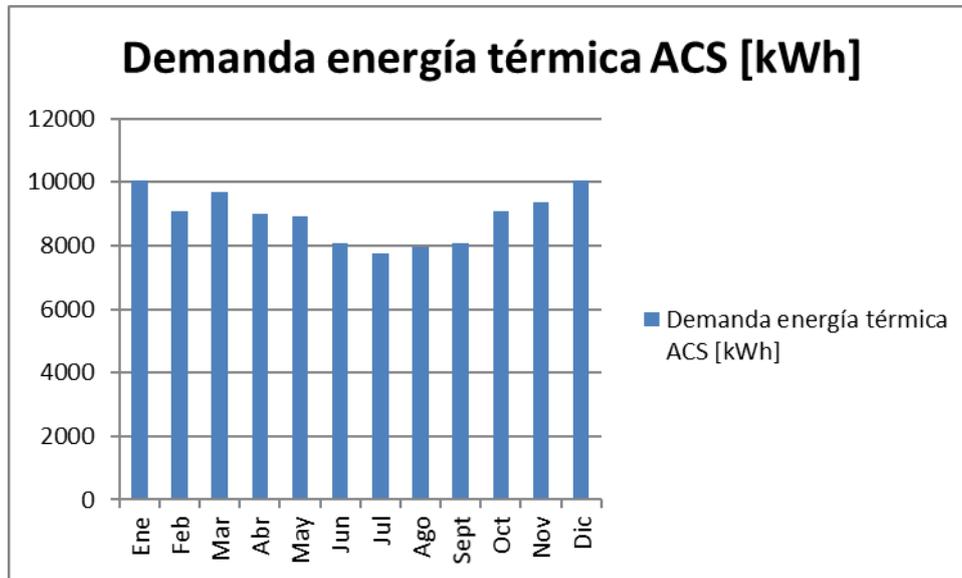


Figura 3. 6: Evolución mensual demanda de ACS [kWh/día]

La demanda anual de ACS, de acuerdo a los datos de la “Tabla 3.10”, alcanza un valor de:

$$D_{\text{anual-ACS}} = 107.429[\text{kWh}]$$

Para dimensionar correctamente los equipos de la instalación de microgeneración, es necesario conocer el caudal punta de ACS, tanto en valor como en duración, para que la instalación sea capaz de cubrir la demanda.

No hay un método oficial para determinar la demanda máxima. Las hipótesis conservadoras, que conllevan sistemas que no presentan problemas de funcionamiento, suelen tomar el consumo en la hora punta de un 50% sobre el consumo medio diario en edificios de viviendas.

El consumo medio de ACS para todas las viviendas de la comunidad en el mes de Enero (Diciembre y Enero son los meses de máxima demanda de energía térmica para ACS) es, según la “Tabla 3.10”, de 8905 [l/día]. Si tenemos en cuenta que no hay consumo de ACS entre la 01:00 am y las 06:00 am, la media diaria de demanda de ACS se reparte entre las 19 horas restantes, resultando un consumo medio horario de 468,68 [l/h]. Suponiendo que el pico de máxima demanda corresponde al 60% respecto de la media de ese consumo (este valor corresponde al caso general en la zona climática de Madrid de acuerdo al documento básico el HE4), el valor máximo que alcanza el consumo de ACS será de 749,89 [l/h]. Esto equivale a un pico máximo de la demanda de energía térmica de 27,36 [kW].

$$D_{\text{máx-diaria-ACS}} = (8905[\text{l/día}] \cdot 1[\text{kg/L}] \cdot 0,00116[\text{kWh/kg} \cdot ^\circ\text{C}] \cdot (45-8)[^\circ\text{C}] \cdot 0,85 \cdot 1,6) / 19[\text{h/día}] = 27,36[\text{kW}]$$

El consumo horario de ACS para la comunidad en cuestión se ha calculado a partir de uno obtenido para un bloque de viviendas situado en la misma zona climática [4], extrapolando los valores para ajustarlos al caso de estudio. Para ello se ha empleado la siguiente fórmula:

$$D_{h-p} = D_{mm-p} \cdot (D_{h-ref} / D_{mm-ref})$$

donde:

D_{h-p} : Demanda horaria del proyecto [kW];

D_{mm-p} : Demanda media mensual del proyecto [kW];

D_{h-ref} : Demanda horaria de los datos de referencia [kW];

D_{mm-ref} : Demanda media mensual de los datos de referencia [kW].

La “Tabla 3.11” representa la demanda de energía térmica de ACS horaria para un día tipo de cada mes del año, no diferenciándose entre días laborales y festivos.

DEMANDA HORARIA ACS COMUNIDAD ESTUDIO												
Hora (p.m)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
1:00	8,98	8,96	8,62	8,28	7,93	7,42	6,90	7,07	7,40	8,11	8,62	8,96
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	8,98	8,96	8,62	8,28	7,93	7,42	6,90	7,07	7,40	8,11	8,62	8,96
8:00	12,99	12,99	12,50	11,99	11,50	10,74	10,01	10,22	10,74	11,73	12,50	12,99
9:00	20,14	20,12	19,35	18,58	17,81	16,64	15,49	15,89	16,66	18,20	19,37	20,14
10:00	30,39	30,39	29,22	28,05	26,90	25,12	23,37	23,97	25,12	27,45	29,22	30,38
11:00	23,79	23,78	22,86	21,97	21,05	19,65	18,29	18,76	19,69	21,49	22,88	23,80
12:00	16,47	16,47	15,83	15,20	14,56	13,62	12,67	12,99	13,61	14,89	15,83	16,47
13:00	10,81	10,81	10,38	9,96	9,55	8,94	8,31	8,51	8,94	9,76	10,38	10,81
14:00	21,59	21,60	20,77	19,94	19,11	17,85	16,61	17,01	17,86	19,52	20,77	21,60
15:00	17,03	17,02	16,37	15,70	15,06	14,08	13,10	13,42	14,07	15,38	16,37	17,03
16:00	15,92	15,93	15,32	14,70	14,09	13,16	12,25	12,56	13,16	14,39	15,31	15,93
17:00	12,81	12,82	12,33	11,84	11,33	10,60	9,87	10,11	10,59	11,58	12,32	12,81
18:00	15,92	15,93	15,32	14,70	14,09	13,16	12,25	12,56	13,16	14,39	15,31	15,93
19:00	21,59	21,60	20,77	19,94	19,11	17,85	16,61	17,01	17,86	19,52	20,77	21,60
20:00	27,10	27,09	26,05	25,00	23,96	22,39	20,83	21,35	22,41	24,49	26,05	27,08
21:00	21,59	21,63	20,77	19,94	19,11	17,85	16,61	17,01	17,86	19,52	20,77	21,60
22:00	17,03	17,02	16,37	15,70	15,06	14,08	13,10	13,42	14,07	15,38	16,37	17,03
23:00	12,81	12,82	12,33	11,84	11,33	10,60	9,87	10,11	10,59	11,58	12,32	12,81
0:00	8,98	8,96	8,62	8,28	7,93	7,42	6,90	7,07	7,40	8,11	8,62	8,96
Pot Media [kW]	17,10	17,10	16,44	15,78	15,13	14,14	13,15	13,48	14,14	15,45	16,44	17,10
Energía Diaria[kWh]	324,9	324,9	312,4	299,9	287,4	268,6	249,9	256,1	268,6	293,6	312,4	324,9
Energía mensual [kWh]	10.071	9.421	9.683	8.996	8.909	8.059	7.747	7.940	8.059	9.102	9.371	10.071
Total ACS [kWh]	107.429											

Tabla 3. 11: Demanda horaria día tipo de casa mes ACS comunidad

Cabe señalar que la hora 1:00 corresponde con la franja horaria situada de 24:00 a 01:00 horas.

A la vista de los resultados obtenidos, la demanda máxima de potencia de ACS se produce en Enero y Febrero a las 10:00 de la mañana, alcanzando un valor de 30,39 [kW], un valor inferior al obtenido con la hipótesis conservadora. Como la demanda horaria mensual se ha extrapolado de la demanda media diaria, se va a tener en consideración un factor de seguridad del 10%, por lo que la demanda pico de ACS a considerar alcanza un valor de:

$$D_{\text{máx-diaria-ACS}} = 33,43 \text{ [kW]}$$

A continuación, se representa la demanda horaria para cada día tipo del año, pudiéndose distinguir tres periodos de demanda punta a las 10:00 de la mañana, a las 14:00 de la tarde y a las 20:00 horas; y el valle de demanda cero entre la 1:00 a.m. y las 7:00 de la mañana. Estos periodos se repiten con distinta intensidad durante todo el año, tal como se puede observar en la "Figura 3.7".

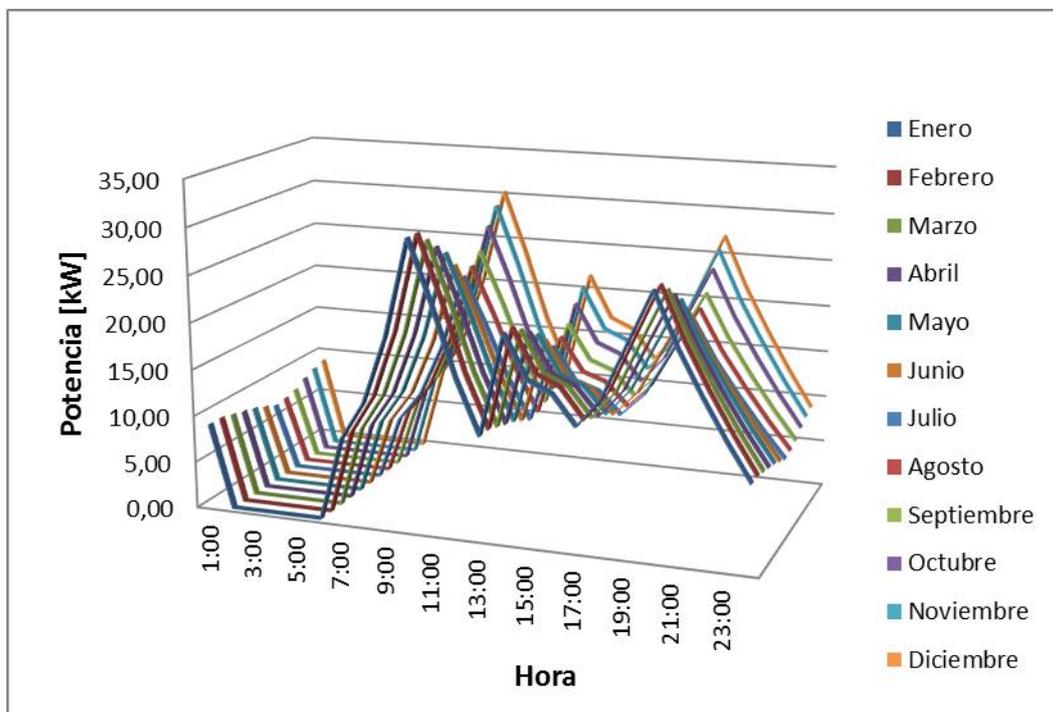


Figura 3. 7: Potencia horaria días tipo mensual de ACS [kW]

3.3 DEMANDA DE CALEFACCIÓN

Para calcular la demanda calorífica de una vivienda deben calcularse las pérdidas de calor por transmisión en todas las superficies que componen la vivienda (paredes, ventanas, suelo, techo, puertas) y las pérdidas por infiltraciones de aire por los huecos. Además, se deberán tener en cuenta los siguientes factores:

- Factor A: Base en W/m^2 . Este factor varía dependiendo del uso de la vivienda, la localización y del régimen de calefacción que se utilice para cada vivienda.
- Factor B: Coeficiente corrector que depende de la variación de la temperatura de servicio con la temperatura exterior del edificio.
- Factor C: Depende de la antigüedad de edificio, del tipo de construcción.

El número de horas al año en el que se produce demanda de energía térmica para calefacción varía mucho de la ubicación de la instalación. A continuación, se muestra una estimación para una vivienda situada en la Comunidad de Madrid [5].

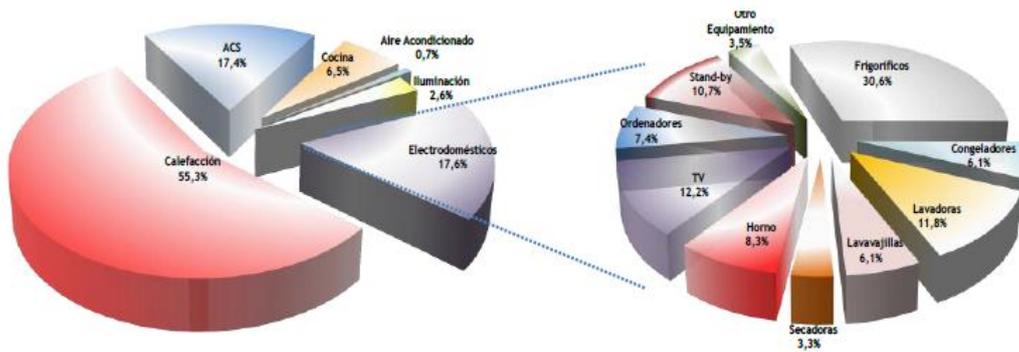


Fuente: clickrenovables.com

Figura 3. 8: Estimación horas anuales uso de calefacción en una vivienda media

Cabe destacar que la “Figura 3.8” es el valor medio de una vivienda, pero el dato correspondiente al consumo térmico medio de una vivienda unifamiliar depende mucho del tamaño de la vivienda.

Según el informe SPAHOUSEC del año 2011 [4], desarrollado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), el consumo medio anual de los hogares situados en la zona continental es de 13.141[kWh]. Del total de este consumo aproximadamente el 55,3% corresponde al consumo de calefacción.



Fuente: IDAE

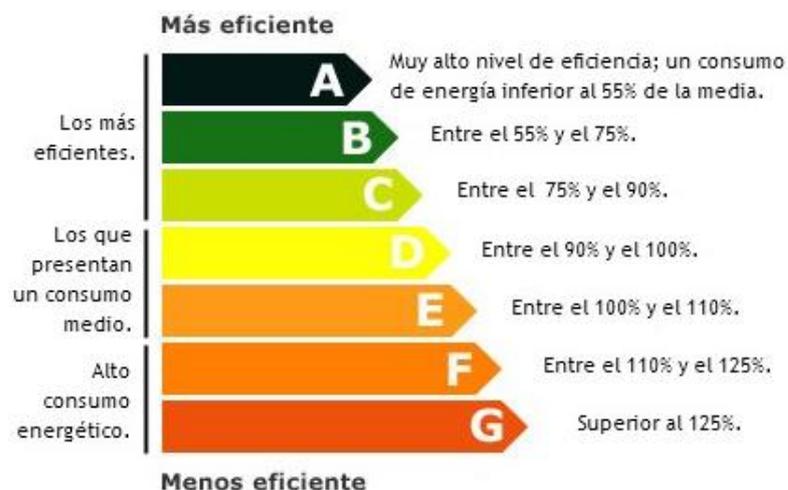
Figura 3. 9: Disgregación consumo Térmico y Eléctrico en la zona Continental

Atendiendo a este dato, la demanda térmica de calefacción alcanzaría un valor anual para el conjunto propuesto de las 48 viviendas de:

$$D_{\text{calef-IDAE}} = 13.141[\text{kWh}] \cdot 0,553 \cdot 48 \sim 348.814,7 [\text{kWh}]$$

Para medir el consumo de energía necesario para cubrir la demanda energética y las emisiones de CO₂ de un edificio en condiciones normales de uso, aparece el RD 47/2007 que regula las certificaciones energéticas de los edificios de nueva construcción. Posteriormente se incluyen los edificios existentes con el RD 235/2013, obligando a clasificar los inmuebles mediante una letra dentro de una escala. El proceso de cálculo que determina dicha letra se determina mediante dos factores [6]:

- El consumo de energía primaria [kWh/m²]
- Las emisiones de CO₂ [kgCO₂/ m²]



Fuente: Certificaciones Energéticas

Figura 3. 10: Letras de calificación energética de los edificios

Mediante el proceso de cálculo de la letra de calificación se puede obtener la demanda de referencia de calefacción.

El criterio de calificación energética para edificios de nueva construcción se establece en el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética (apartado 4 del Anexo II del RD 47/2007).

Clase	Valor de C ₁ y C ₂
A	C ₁ < 0,15
B	0,15 ≤ C ₁ < 0,5
C	0,5 ≤ C ₁ < 1,0
D	1,0 ≤ C ₁ < 1,75
E	C ₂ < 1,0
F	1,0 ≤ C ₂ < 1,5
G	1.5 ≤ C ₂

Fuente: RD 47/2007 – IDAE: Escala de calificación energética
 Tabla 3. 12: Criterio de calificación energética

En la que C₁ y C₂ se obtienen de la comparación de las emisiones del edificio a estudio con las de uno de referencia de similares características.

C₁ y C₂ se definen como:

$$C_1 = \frac{\left(\frac{I_o}{I_r} R\right) - 1}{2(R-1)} + 0,6$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{I_o}{I_s} R'\right) - 1}{2(R'-1)} + 0,5$$

Fuente: IDAE: Escala de calificación energética
 (Fórmula 3.3)

donde,

I_o: Emisiones de CO₂ (ACS, calefacción y refrigeración) del edificio de estudio siguiendo la metodología descrita en el RD 47/2007.

I_r: valor medio de las emisiones de CO₂ (ACS, calefacción y refrigeración) del edificio de referencia que cumple los apartados HE1, HE2, HE3 y HE4 del documento básico HE del CTE.

R: ratio entre el valor de I_r y el valor de las emisiones de CO₂ correspondientes al percentil del 10% de edificios nuevos de viviendas que cumplen los apartados HE1, HE2, HE3 y HE4.

I_s: valor medio de las misiones de CO₂ (ACS, calefacción y refrigeración) para el parque de edificios de viviendas existente en el año 2006.

R = ratio entre el valor de I_s y el valor de las emisiones de CO_2 correspondientes al percentil del 10% para el parque de edificios de viviendas existente en el año 2006.

El siguiente paso en el proceso es la desnormalización, despejando I_o/I_r y I_o/I_s de la "Fórmula 3.3". Al valor de estos cocientes se les llama IEE o Indicadores de Eficiencia Energética.

$$\frac{I_o}{I_r} = \frac{1 + (C_1 - 0,6) \cdot 2(R - 1)}{R}$$

$$\frac{I_o}{I_s} = \frac{1 + (C_2 - 0,5) \cdot 2 \cdot (R' - 1)}{R'}$$

(Fórmula 3.4)

Los valores de R y R' dependen de la zona climática del edificio objeto, en nuestro caso se trata de la zona D3 al estar el inmueble situado en la Comunidad de Madrid.

R' para demanda de calefacción		
Zona climática de invierno	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloques
A	1,4	1,1
B	1,3	1,1
C	1,2	1,1
D	1,2	1,1
E	1,2	1,1

Fuente: IDAE: Escala de calificación energética

Tabla 3. 13: Dispersión del indicador de eficiencia energética para demanda de calefacción

Por lo tanto, para la demanda de calefacción de viviendas en bloques en la Comunidad de Madrid se obtienen valores: $R=1,5$ y $R'=1,1$.

A partir de dichos valores y teniendo en cuenta los valores límites de C_1 y C_2 de la "Tabla 3.12", se aplica la "fórmula 3.4" para obtener los valores IEE.

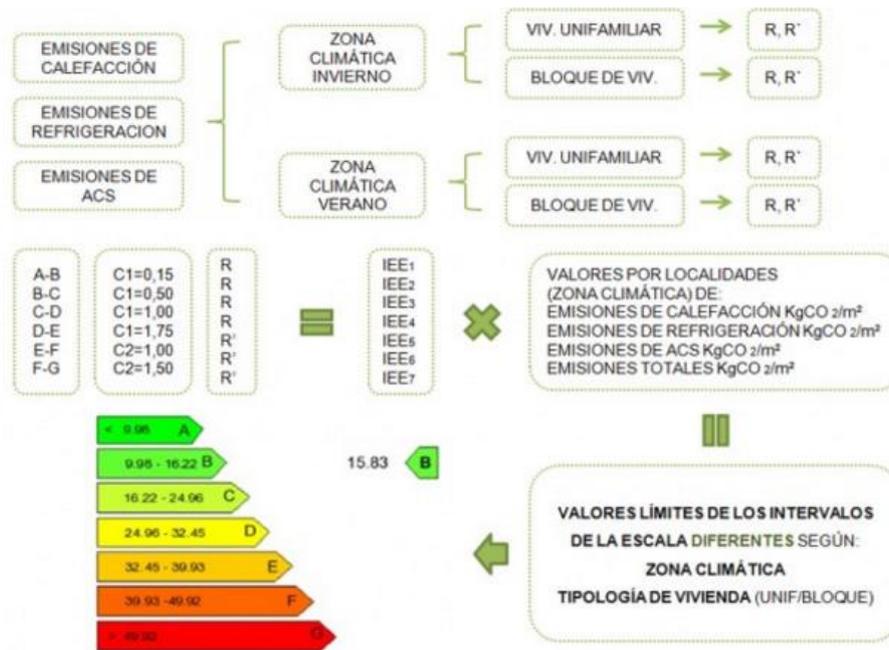
Con estos valores y los de referencia se obtienen los límites entre clases para la calificación energética de la demanda.

Localidad	Demanda calefacción kWh/m ²	Demanda refrigeración kWh/m ²	Demanda ACS kWh/m ²	Emisiones calefacción kgCO ₂ /m ²	Emisiones refrigeración kgCO ₂ /m ²	Consumo E. primaria calefacción kWh/m ²	Consumo E. primaria refrigeración kWh/m ²
Madrid	149,8	26,5	17,7	52,8	6,5	248,9	27

Fuente: IDAE: Escala de calificación energética

Tabla 3. 14: Valores de referencia para edificios ya existentes en Madrid

El proceso de cálculo es el siguiente:



Fuente: Certificaciones Energéticas

Figura 3. 11: Letras de calificación energética de los edificios

R=1,5			
Límites	C ₁	IEE	Demanda calefacción [kWh/m ²]
A-B	0,15	0,37	149,8 × 0,37 = 55,43
B-C	0,5	0,60	149,8 × 0,60 = 89,88
C-D	1	0,93	149,8 × 0,93 = 139,31
D-E	1,75	1,43	149,8 × 1,43 = 214,21
R=1,1			
Límites	C ₂	IEE	Demanda calefacción [kWh/m ²]
E-F	1	1	149,8 × 1 = 149,8
F-G	1,5	1,09	149,8 × 1,09 = 163,28

Tabla 3. 15: Demanda de calefacción para la calificación energética

La comunidad objeto consta de una certificación energética B, por lo que el valor de referencia para la demanda de calefacción estará entre 55,43 [kWh/m²] y 89,88[kWh/m²]. Con este dato se obtienen los límites de la demanda de calefacción del conjunto de las 48 viviendas:

$$D_{\text{calef_mín}} = 55,43 \text{ [kWh/m}^2\text{]} \cdot 150 \text{ [m}^2\text{]} \cdot 48 = 399.096 \text{ [kWh]}$$

$$D_{\text{calef_máx}} = 89,88 \text{ [kWh/m}^2\text{]} \cdot 150 \text{ [m}^2\text{]} \cdot 48 = 647.136 \text{ [kWh]}$$

Para dimensionar de forma correcta los equipos de la instalación, al igual que se hizo con la demanda de ACS, se deberá calcular la demanda pico de calefacción, al igual que se hizo para ACS. Para ello se tendrá en cuenta que el mes de mayor demanda tiene 31 días, y que la

calefacción está puesta entre las 6:00 y las 23:00, un total de 17 horas al día, (según lo establecido por medio de un acuerdo de la mayoría de la propiedad de propietarios y de acuerdo a la campaña de invierno de servicio de calefacción publicado en el Código técnico de Edificación, CTE, para la zona climática D a la que pertenece la Comunidad de Madrid).

Servicio de calefacción	Zona de severidad climática de invierno				
	A	B	C	D	E
Inicio campaña	1 Nov.	1 Nov.	15 Oct.	15 Oct.	15 Oct.
Fin campaña	15 Marzo	31 Marzo	30 Abril	15 Mayo	15 Mayo
Hora inicio	7 h.	7 h.	7 h.	6 h.	6 h.
Parada calderas	21 h.	21 h.	22 h.	23 h.	23 h.
Parada bombas	22 h.	22 h.	23 h.	24 h.	24 h.
Tª exterior marcha	8°C	5°C	5°C	5°C	5°C
Tª exterior paro	15°C	15°C	18°C	18°C	18°C
Tª interior normal	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C
Tª interior reducida	18°C	18°C	18°C	18°C	18°C

Fuente: CTE

Tabla 3. 16: Servicio de calefacción en invierno según zona climática

3.3.1 Demanda teórica de calefacción

3.3.1.1 Pérdidas térmicas por ventilación

Se comienza calculando los caudales de ventilación de una vivienda de la comunidad, mediante el método indirecto de caudal de aire exterior por persona aplicando la norma 1.4.2.1 del RITE2007. El RITE insiste en la necesidad de ventilar de cara a la salubridad y al confort de los ocupantes, controlando de esta forma, por ejemplo, la concentración de vapor de agua fuente de condensaciones y moho en los puntos fríos de la vivienda.

La calidad ambiental interior dispone de un marco normativo para su certificación expuesto en la IT 1.1.4.2 del RITE2007.

CATEGORIA DE LA CALIDAD DEL AIRE	(A) NO FUMADORES		(A) FUMADORES		(B)	(C)	(D)	
	l/s-persona	m ³ /h-persona	l/s-persona	m ³ /h-persona	dp	ppm CO ₂	l/s·m ²	m ³ /h·m ²
IDA 1 (OPTIMO)	20,0	72,0	40,0	144,0	0,8	350	No Aplicable	
IDA 2 (BUENO)	12,5	45,0	25,0	90,0	1,2	500	0,83	2,99
IDA 3 (MEDIO)	8,0	28,8	16,0	57,6	2,0	800	0,55	1,98
IDA 4 (BAJO)	5,0	18,0	10,0	36,0	3,0	1.200	0,28	1,01
(A): METODO DIRECTO: CAUDAL DE AIRE EXTERIOR POR PERSONA								
(B): METODO DIRECTO: POR CALIDAD DE AIRE PERCIBIDO (decipols)								
(C): METODO DIRECTO: POR CONCENTRACION DE CO2 POR ENCIMA DEL AIRE EXTERIOR, LOCALES EN LOS QUE ESTA PROHIBIDO FUMAR								
(D): METODO INDIRECTO: CAUDAL DE AIRE POR UNIDAD DE SUPERFICIE, PARA LOCALES SIN OCUPACION HUMANA PERMANENTE								
IDA 1: Hospitales, Clinicas, Laboratorios y Guarderías.								
IDA 2: Oficinas, Residencias, Salas de lectura, Museos, Aulas y asimilables.								
IDA 3: Edificios comerciales, Cines, Teatros, Salones de Actos, Habitaciones de Hoteles, Restaurantes, Cafeterías, Gimnasios, Locales para Deportes.								

Fuente: RITE2007

Tabla 3. 17: Categoría de la calidad del aire

El Documento Básico HS3 del Código Técnico de la Edificación establece los caudales mínimos de ventilación de las viviendas. En relación a los caudales de ventilación en impulsión y extracción se considera que el aire entra a la vivienda por las habitaciones y el salón y sale por los aseos y la cocina.

Locales	Caudal de ventilación mínimo exigido q_v en l/s		
	Por ocupante	Por m ² útil	En función de otros parámetros
Dormitorios (1)	5		
Salas de estar y comedores (2)	3		
Aseos y cuartos de baño			15 por local
Cocinas		2	50 por local (3)
Trasteros y sus zonas comunes		0,7	
Aparcamientos y garajes			120 por plaza
Almacenes de residuos		10	

(1) Para los dormitorios individuales se considera un ocupante y, en los dobles, dos ocupantes; se considera dormitorio doble si la superficie es superior a 8 m².

(2) Para el comedor y la sala de estar, los ocupantes a contabilizar serán la suma de los ocupantes de todos los dormitorios de la vivienda.

(3) Este es el caudal correspondiente a la ventilación adicional específica de la cocina.

Fuente: IDAE. Documento HS3 del CTE

Tabla 3. 18: Caudales de ventilación mínimos exigidos

Las dimensiones de las distintas zonas relevantes de la vivienda para el cálculo de las pérdidas térmicas por ventilación, se extraen de los planos de la vivienda adjuntos en el "Anexo E" del "Documento nº2", quedando resumidas en la siguiente tabla:

Zona	Superficie (m ²)
Salón	35,63
Cocina	9,86
Dormitorio 1	13,37
Dormitorio 2	11,85
Dormitorio 3	11,39
Dormitorio 4	10,84
Baño 1	4,11
Baño 2	4,05
Baño 3	2,60

Tabla 3. 19: Dimensiones de una vivienda de la comunidad

Para el caso de una vivienda de la comunidad estudiada se obtienen los siguientes caudales de admisión y extracción de aire.

Admisión de aire			
Local	Personas	Caudal por persona[m ³ /h]	Caudal total [m ³ /h]
Dorm. 1	2	18	36
Dorm. 2	2	18	36
Dorm. 3	1	18	18
Dorm. 4	1	18	18
Salón	6	10,68	64,08
Total			172,08

Tabla 3. 20: Caudal admisión de aire de una vivienda

Extracción de aire			
Local	Por local [m ³ /h]	Caudal por m ² [m ³ /h]	Caudal total [m ³ /h]
Baño 1	54		54
Baño 2	54		54
Baño 3	54		54
Cocina(9,86m ²)		7,2	71
Total			232,99

Tabla 3. 21: Caudal extracción de aire de una vivienda

A efectos de determinar la ocupación, se debe de tener en cuenta el carácter simultáneo o alternativo de las diferentes zonas de la vivienda, considerando el régimen de actividad y de uso previsto para el mismo.

Los caudales de referencia son los mínimos exigidos por el CTE HS3. Lógicamente ambos caudales, de admisión y extracción, deberán ser iguales, y teniendo en cuenta que ambos son caudales mínimos deberemos incrementar el menor de ellos.

$$\text{Caudal de equilibrado de la instalación} = 232,99 - 172,08 = 60,912[\text{m}^3/\text{h}]$$

El caudal de equilibrado de la instalación se añadirá en el salón, ya que parece lógico que sea por este local, aun no hallando referencias de esta disposición en el CTE HS 3. En el caso contrario se añadiría por la cocina.

Así, el caudal introducido en la vivienda será:

Admisión de aire		
Local	Equilibrado	Caudal total [m ³ /h]
Dorm. 1		36
Dorm. 2		36
Dorm. 3		18
Dorm. 4		18
Salón	64,08 +60,912	124,992
Total		232,99

Tabla 3. 22: Caudal admisión de aire equilibrado de una vivienda

Estos caudales producirán las pérdidas que debemos calcular de acuerdo a la normativa del RITE de 2007.

Consideramos que la altura media de la vivienda es de 2,5[m] para calcular el volumen de cada local de la misma. Las renovaciones horarias del caudal de ventilación se calculan como:

$$\text{Renov. horaria [Renov/h]} = \text{Caudal [m}^3\text{/h]} / \text{Volumen [m}^3\text{]}$$

(Fórmula 3.5)

Las pérdidas de ventilación que se producen en los locales con admisión de aire:

Local	Superficie [m ²]	Volumen [m ³ /h]	Caudal aire [m ³ /h]	Renov/h
Dorm. 1	13,37	33,43	36	1,077
Dorm. 2	11,85	29,63	36	1,215
Dorm. 3	11,39	28,48	18	0,632
Dorm. 4	10,84	27,10	18	0,664
Salón	35,63	89,08	124,992	1,403

Tabla 3. 23: Renovación de aire por hora de una vivienda tipo

Las pérdidas térmicas se calculan a partir del RITE 98, pero teniendo en cuenta las renovaciones horarias del aire interior calculadas de acuerdo al CTE HS 3.

Las pérdidas por ventilación se calculan a partir de la ecuación:

$$Q_{\text{vent}} = \text{Renov/h} \cdot V [\text{m}^3] \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot C_p \cdot \Delta T$$

(Fórmula 3.6)

tal que,

Q_{vent} : pérdidas por ventilación [W],

Renov/h : son las veces que renovamos el aire en una hora [h^{-1}],

V : Volumen del recinto a ventilar [m^3],

ρ_{aire} : Densidad específica del aire. Este valor depende de la altura, la velocidad del aire y la humedad relativa entre otros factores, por lo que se va a fijar como aquel para una temperatura de 10°C en condiciones normales. $\rho_{\text{aire}} = 1,204 \text{ [kg/m}^3\text{]}$

C_p : Calor específico del aire, es la cantidad de energía que necesitamos aportar a 1 kg de aire, para subir su temperatura 1°C . $C_p = 0,28 \text{ [W}\cdot\text{h/kg}\cdot^\circ\text{C]}$,

ΔT : Diferencia de temperatura entre el interior y el exterior.

Local	Renov/h	Volumen [m3]	Renov/h*Volumen
Dorm. 1	1,08	33,425	36
Dorm. 2	1,22	29,625	36
Dorm. 3	0,63	28,475	18
Dorm. 4	0,66	27,1	18
Salón	1,40	89,075	124,99
Total			232,99

Tabla 3. 24: Renovación de aire en función del volumen de la zona de la vivienda

Mes	Nº días	Temperatura media mensual [$^\circ\text{C}$]	Temperatura de diseño [$^\circ\text{C}$]	ΔT [K]	Renov/h*Vol	Pérdidas ventilación [W]
Enero	31	6	22	16	232,99	1256,74
Feb.	29	7,8	22	14,2	232,99	1115,36
Marzo	31	10,9	22	11,1	232,99	871,86
Abril	30	12,6	22	9,4	232,99	738,33
Mayo	31	-	-	-	-	0,00
Junio	30	-	-	-	-	0,00
Julio	31	-	-	-	-	0,00
Agos.	31	-	-	-	-	0,00
Sept.	30	-	-	-	-	0,00
Oct.	31	14,9	22	7,1	232,99	557,68
Nov.	30	9	22	13	232,99	1021,10
Dic.	31	6,3	22	15,7	232,99	1233,18
TOTAL 1 vivienda						6.794,25
TOTAL 48 viviendas						326.124,0841

Tabla 3. 25: Potencia de ventilación [W] de una vivienda tipo de la comunidad

3.3.1.2 Pérdidas térmicas por transmisión

La demanda de calefacción de cualquier edificio depende principalmente de las temperaturas exterior e interior de la vivienda, siendo el consumo de energía mayor cuanto más elevada sea la temperatura interior que se alcance en las viviendas.

Se realiza una estimación de la demanda térmica del edificio mediante el cálculo de las pérdidas de calor a través de los cerramientos y de las pérdidas por ventilación para un día tipo de cada mes del año.

La siguiente tabla muestra los valores de las temperaturas medias anuales de Madrid en la zona de Retiro.

Mes	TA (°C)	TASOL (°C)	GD_15 (°C)	GD_20	GDR_20	RADH (kWh/m² día)	TTERR (°C)
Enero	6,0	7,3	280	434	0	2,2	
Febrero	7,8	9,3	206	346	0	3,1	
Marzo	10,9	12,5	143	284	1	4,3	
Abril	12,6	14,3	103	227	6	5,4	
Mayo	17,0	18,6	41	128	35	6,3	
Junio	23,2	25,0	3	28	123	7,6	
Julio	25,4	27,2	1	11	177	7,6	
Agosto	24,8	26,5	0	12	160	6,7	
Septiembre	20,5	22,4	6	49	65	5,1	
Octubre	14,9	16,6	50	167	7	3,2	
Noviembre	9,0	10,4	181	329	0	2,2	
Diciembre	6,3	7,5	270	425	0	1,7	

FUENTE: IDAE - Guía Técnica condiciones climáticas exteriores de proyecto
Tabla 3. 26: Climatología mensual Comunidad de Madrid

Las condiciones exteriores utilizadas en el cálculo de cargas responden a lo indicado en la UNE 100014, al nivel del 97,5% en invierno y del 5% en verano, tomando las condiciones generales de diseño para cualquier tipo de espacio climatizado. Los datos obtenidos a partir de la norma UNE 100001, y para la localidad de Madrid son los siguientes:

CONDICIONES PROYECTO CALEFACCIÓN (TEMPERATURA SECA EXTERIOR MÍNIMA)					
TSMIN (°C)	TS_99,6 (°C)	TS_99 (°C)	OMDC (°C)	HUMcoin (%)	OMA (°C)
-6,1	-0,8	0,3	8,9	69	35,6

FUENTE: IDAE- Guía Técnica condiciones climáticas exteriores de proyecto
Tabla 3. 27: Condiciones exteriores para el cálculo de calefacción

Donde TSMIN es la temperatura exterior mínima en la localidad en el periodo observado.

TS_99,6 ofrece la temperatura de -0,8°C para un nivel de percentil de 99,6%, lo que significa que el 99,6% de las horas de invierno la temperatura exterior es superior a -0,8°C. Con este margen se cubriría perfectamente las necesidades de cobertura de calefacción, pero ya que la temperatura mínima sólo se alcanza durante periodos de breve duración, TS_99 no es una temperatura característica.

TS_99, con una temperatura de 0,3°C, representa la temperatura normal de diseño para la mayor parte de los edificios, como es el caso de las viviendas.

Las condiciones climatológicas exteriores reflejadas anteriormente en las “Tabla 3.27” y “Tabla 3.28” son variables a lo largo del día, viéndose los valores afectados por la norma UNE 100014 según la hora solar y mes del año que se considere. De acuerdo a lo reflejado en la tabla I de la norma UNE 100014, se indican unos valores de corrección para la temperatura seca exterior en función de la hora solar y de la Oscilación Media Diaria, OMD, de la temperatura seca por la zona considerada. En Madrid el valor de la OMD es de 8,9°C.

Hora solar	8h	12h	16h	20h	24h
	9,7	3,2	0,6	5,3	11,3

Tabla 3. 28: Temperatura en función de la hora solar

La estación meteorológica de Retiro no ofrece el dato de la temperatura de terreno, por lo que se podría calcular de acuerdo a la fórmula:

$$T_{\text{terreno}} = 0,0068 \cdot T_A^2 + 0,963 \cdot T_A + 0,6865$$

(Fórmula 3.7)

Siendo T_A [°C] la temperatura media del mes correspondiente. Si se calcula el valor de T_{terreno} de acuerdo a la “Fórmula 3.7” se observa que la diferencia con T_A es mínima, por lo que para simplificar cálculos se va a suponer que la temperatura del terreno es igual a la temperatura exterior media.

La zona climática, D3, cuenta con las características mostradas en la “Tabla 3.30”, donde la transmitancia se define como la cantidad de energía que es capaz de atravesar un cuerpo en cada elemento constructivo. Estos datos son relevantes a la hora de calcular el aislamiento y las pérdidas energéticas, necesarios para determinar la cantidad de potencia que hay que suministrar en la vivienda para su correcta climatización.

Para los cálculos se van a emplear los valores de transmitancia límite señalados en la siguiente tabla en caso de desconocer los materiales y composición de construcción de la vivienda.

Transmitancia límite de muros de fachada y cerramientos en contacto con el terreno	$U_{Mlim}: 0,66 \text{ W/m}^2 \text{ K}$
Transmitancia límite de suelos	$U_{Slim}: 0,49 \text{ W/m}^2 \text{ K}$
Transmitancia límite de cubiertas	$U_{Clim}: 0,38 \text{ W/m}^2 \text{ K}$
Factor solar modificado límite de lucernarios	$F_{Lim}: 0,28$

% de huecos	Transmitancia límite de huecos $U_{Hlim} \text{ W/m}^2 \text{ K}$				Factor solar modificado límite de huecos F_{Hlim}					
	N/NE/NO	E/O	S	SE/SO	Baja carga interna			Alta carga interna		
					E/O	S	SE/SO	E/O	S	SE/SO
de 0 a 10	3,5	3,5	3,5	3,5	-	-	-	-	-	-
de 11 a 20	3,0	3,5	3,5	3,5	-	-	-	-	-	-
de 21 a 30	2,5	2,9	3,5	3,5	-	-	-	0,54	-	0,57
de 31 a 40	2,2	2,6	3,4	3,4	-	-	-	0,42	0,58	0,45
de 41 a 50	2,1	2,5	3,2	3,2	0,50	-	0,53	0,35	0,49	0,37
de 51 a 60	1,9	2,3	3,0	3,0	0,42	0,61	0,46	0,30	0,43	0,32

FUENTE: CTE- DB HE1- Apéndice D2.15
 Tabla 3. 29: Características zona climática D3

Se tienen en cuenta los cerramientos del edificio en el que se produce salto térmico, clasificándose de la siguiente forma:

- Cerramientos exteriores:
 - Muros exteriores o fachada.
 - Techo del edificio o cubierta.
- Cerramientos en contacto con espacios no habitables:
 - Suelo de separación entre la planta baja y el garaje. Suelo en contacto con el terreno.
- Huecos:
 - Puertas en la fachada principal.
 - Ventanas en la fachada principal.

Utilizamos la siguiente ecuación para obtener el valor de la potencia calorífica necesaria de la comunidad en cuestión [7]:

$$Q_{ci} = \left(\sum U_k \cdot S_k \right) \cdot (\Delta T_i)$$

(Fórmula 3.8)

donde,

Q_{ci} : Potencia calorífica requerida el mes "i" [W],

U_k : Transmitancia del cerramiento "k" [$\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$],

S_k : Superficie del cerramiento "k" que separa el exterior del interior [m^2],

ΔT_i : Incremento de temperaturas entre el exterior y el interior para el mes "i".

Las superficies necesitadas se calculan mediante los planos de la comunidad, resumiéndose:

Zona	Sup. [m ²]	Hueco-Ventana [m ²]
Salón	35,63	10,55
Cocina	9,86	1,6
Baño 1	4,22	0,6
Baño 2	4,05	0,6
Baño 3	2,6	0
Dorm 1	13,37	1,58
Dorm 2	11,85	1,58
Dorm 3	11,39	1,58
Dorm 4	10,84	1,58
Total	103,81	19,67
Puertas Ext		15,9
Escalera		6,3
Total Comunidad	4.982,88	966,4

Tabla 3. 30: Superficies de la vivienda y de los huecos de la fachada

La superficie de las fachadas a exterior, sin contar las medianeras con otro bloque, tiene un valor de:

$$352,20[\text{m}] \text{ de perímetro} \cdot 4 [\text{pisos}] \cdot 3 [\text{m/piso}] = 4.226,40 [\text{m}^2]$$

De acuerdo a la Instrucción Técnica IT 1.1.4.1 del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE, se establecen las siguientes temperaturas de confort para la calidad del ambiente en el diseño de interiores:

Estación	Temperatura operativa °C	Humedad Relativa %
Verano	23 a 25 *	45 a 60.
Invierno	21 a 23 *	40 a 50.
* En edificios de gran afluencia de público estos valores son normativos.		

FUENTE: IT 1.1.4.1 – Guía RITE
Tabla 3. 31: Condiciones interiores de diseño

El valor del flujo térmico se obtiene mediante el sumatorio de cada superficie por su transmitancia correspondiente, tal como se muestra en la “Tabla 3.33”:

Zona	Superficie Total [m ²]	Superficie Huecos [m ²]	Huecos [%]	Transmitancia huecos [W/ m ² *k]	Superficie Opaca [m ²]	Transmitancia a Sup. Opaca [W/ m ² *k]	Uk*S k [W/K]
Fachada a exterior	4226,4	1063,7	25,17	2,9	3162,7	0,66	5.172
Cubierta	1899,46	189,95	10	3,5	1709,51	0,38	1.314
Suelo sobre terreno	633,15	0	0	0	633,15	0,66	417,9
Suelo sobre garaje	1266,31	0	0	0	1266,31	0,67	848,4
TOTAL							7.753

Tabla 3. 32: Flujo térmico de la comunidad a estudio

-De la fachada se desconocen los materiales de fabricación, por lo que se coge el valor límite de la “Tabla 3.30” de $0,66[W/m^2 \cdot K]$.

-El suelo del edificio está compuesto por forjado de hormigón directamente en contacto con el terreno, siendo el coeficiente de transmisión de $0,49[W/m^2 \cdot K]$.

-La transmitancia equivalente de los suelos que separan las zonas habitables de planta baja con el garaje se calculan a partir de las resistencias térmicas superficiales de la “Tabla 3.34”, multiplicándola por un coeficiente reductor de temperatura:

$$U = U_s \cdot b$$

(Fórmula 3.9)

donde,

U_s : transmitancia térmica.

$$U_s = 1 / R_T$$

(Fórmula 3.10)

siendo,

R_T : Resistencia térmica total del componente constructivo. Se calcula como:

$$R_T = R_{se} + R_{si} + R_n$$

(Fórmula 3.11)

Obteniéndose R_{se} y R_{si} a partir de la “Tabla 3.”. R_n es la resistencia térmica de cada una de las capas del cerramiento, de forma que:

$$R_n = e / \lambda,$$

(Fórmula 3.12)

tal que,

e : espesor de la capa [m]

λ : conductividad térmica del material [$W/m \cdot K$].

b : coeficiente reductor de temperatura.

Posición de la <i>partición interior</i> y sentido del flujo de calor	R_{se}	R_{si}
<i>Particiones interiores</i> verticales o con pendiente sobre la horizontal $>60^\circ$ y flujo horizontal	0,13	0,13
<i>Particiones interiores</i> horizontales o con pendiente sobre la horizontal $\leq 60^\circ$ y flujo ascendente	0,10	0,10
<i>Particiones interiores</i> horizontales y flujo descendente	0,17	0,17

Fuente: CTE-DB HE 1, Apartado E.1.3.1

Tabla 3. 33: Particiones interiores en contacto con superficies no habitables

Capa	e[m]	λ [W/m·K]	R=e/ λ
R _{se}			0,17
Solería de terrazo	0,03	1,3	0,023
Arena	0,02	2	0,01
Forjado reticular	0,3	2	0,15
Enlucido de yeso	0,015	0,4	0,037
R _{si}			0,17
R _t			0,56

Tabla 3. 34: Resistencia total del garaje

El valor de la transmitancia térmica, aplicando la “Fórmula 3.10” es de:

$$U_s = 1 / 0,56 = 1,78 \text{ [W/m}^2\cdot\text{K]}$$

Para calcular “b” se debería saber la transmitancia del cerramiento que envuelve el garaje, es decir, los muros y la solera de éste en contacto con el terreno. De forma general se calcula el coeficiente reductor de la temperatura a partir de la “Tabla 3.36”, donde el CASO 1 corresponde con un espacio ligeramente ventilado y el CASO 2 al de un espacio muy ventilado. El área habitable entre el área no habitable tiene un valor de:

$$A_{iu} / A_{ue} = 1266,31 / 1437 = 0,8812$$

A _{iu} /A _{ue}	No aislado _{ue} - Aislado _{iu}		No aislado _{ue} -No aislado _{iu}		Aislado _{ue} -No aislado _{iu}	
	CASO 1	CASO 2	CASO 1	CASO 2	CASO 1	CASO 2
<0.25	0,99	1,00	0,94	0,97	0,91	0,96
0.25 ≤0.50	0,97	0,99	0,85	0,92	0,77	0,90
0.50 ≤0.75	0,96	0,98	0,77	0,87	0,67	0,84
0.75 ≤1.00	0,94	0,97	0,70	0,83	0,59	0,79
1.00 ≤1.25	0,92	0,96	0,65	0,79	0,53	0,74
1.25 ≤2.00	0,89	0,95	0,56	0,73	0,44	0,67
2.00 ≤2.50	0,86	0,93	0,48	0,66	0,36	0,59
2.50 ≤3.00	0,83	0,91	0,43	0,61	0,32	0,54
>3.00	0,81	0,90	0,39	0,57	0,28	0,50

Fuente: CTE-DB HE 1

Tabla 3. 35: Coeficiente reductor de la temperatura

Atendiendo a la tabla anterior, el coeficiente reductor en este caso tiene un valor de:

$$b = 0,94$$

Por lo que la transmitancia equivalente al suelo que separa la zona habitada con el garaje:

$$U = U_s \cdot b = 1,78 \text{ [W/m}^2\cdot\text{K]} \cdot 0,94 = 0,67 \text{ [W/m}^2\cdot\text{K]}$$

Para el proyecto se ha tomado una temperatura de operación de 22 °C, temperatura dentro del rango de valores de la “Tabla 3.32” donde se especifican las temperaturas de diseño.

Aplicamos la “Fórmula 3.9” para calcular la potencia calorífica [W] de cada mes.

Mes	Nº días	Temperatura media mensual [°C]	Temperatura de diseño[°C]	ΔT_{ext} [K]	$U_k \cdot S_k$ [W/K]	Potencia calorífica [W]
Enero	31	6	22	16	7752,84	124045,52
Feb.	29	7,8	22	14,2	7752,84	110090,40
Marzo	31	10,9	22	11,1	7752,84	86056,58
Abril	30	12,6	22	9,4	7752,84	72876,74
Mayo	31	-	-	-	-	-
Junio	30	-	-	-	-	-
Julio	31	-	-	-	-	-
Agosto	31	-	-	-	-	-
Sept.	30	-	-	-	-	-
Oct.	31	14,9	22	7,1	7752,84	55045,20
Nov.	30	9	22	13	7752,84	100786,98
Dic.	31	6,3	22	15,7	7752,84	121719,67
Total						670.621,09

Tabla 3. 36: Potencia calorífica por transmisión de la comunidad

La distribución anual de la energía de calefacción se calcula a partir de la suma de la potencia necesaria para ventilación y la potencia de transmitancia de los elementos que componen la comunidad.

Para obtener la energía [kWh] correspondiente se ha multiplicado la potencia [kW] por el número de días y las horas de operación de calefacción al día, que como se señaló en la "Tabla 3.17" de acuerdo al CTE y a lo establecido por la comunidad de propietarios, son 17 horas al día. Cabe añadir que la calefacción está operativa del 15 de Octubre hasta el 30 de Abril, no encontrando consumos la primera quincena de Mayo pese a la campaña de calefacción propuesta por el CTE.

Mes	Demanda Energía Térmica Calefacción [kWh]	Energía transmisión [kWh]	Energía ventilación [kWh]
Enero	97162,49	65371,99	31790,50
Febrero	80668,37	54274,57	26393,81
Marzo	67406,48	45351,82	22054,66
Abril	55241,58	37167,14	18074,44
Mayo	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00
Sept.	0,00	0,00	0,00
Octubre	23644,18	15908,06	7736,12
Nov.	76397,93	51401,36	24996,56
Dic.	95340,69	64146,26	31194,43
TOTAL	495.861,71	333.621,20	162.240,51

Tabla 3. 37: Demanda Energía térmica de calefacción [kWh]

Como es posible un error en los cálculos realizados, se deberán aplicar unos coeficientes de seguridad en relación a que:

- Se ha dimensionado la instalación para la temperatura media exterior en vez de para la temperatura normal de diseño, TS₉₉ de valor 0,3 °C en la Comunidad de Madrid.
- Se ha aproximado la temperatura del terreno a la temperatura media exterior de cada mes, si bien es cierto que esta diferencia es insignificante.
- No se ha tenido en consideración la orientación de las fachadas, siendo la transmitancia mayor para la orientación norte que en otras orientaciones.

Por ello se aplica un coeficiente de seguridad del 10%, resultando la demanda de energía térmica de calefacción:

$$D_{\text{anual-calefacción}} = 495.861,71[\text{kWh}] \cdot 1,1 = 545.447,88 [\text{kWh}]$$

Extrapolamos para conseguir la demanda mensual de calefacción con el coeficiente de seguridad mencionado.

Mes	Demanda Calefacción Ajuste [kWh]
Enero	106878,74
Febrero	88735,21
Marzo	74147,12
Abril	60765,73
Mayo	0
Junio	0
Julio	0
Agosto	0
Sept.	0
Octubre	26008,60
Nov.	84037,72
Dic.	104874,76
TOTAL	545.447,88

Tabla 3. 38: Demanda de calefacción anual tras la aplicación del coeficiente de seguridad

Se puede comprobar que la demanda anual obtenida de calefacción de 545.447,88 [kWh], está comprendida entre los valores límites de la demanda calculados de acuerdo a la eficiencia energética ($399.096 [\text{kW}] < D_{\text{máx-calefacción}} < 647.136 [\text{kW}]$).

En la “Figura 3.13” puede observarse como la necesidad de energía térmica es más elevada en los meses de Diciembre y Enero, mientras que de Mayo a Septiembre es inexistente.

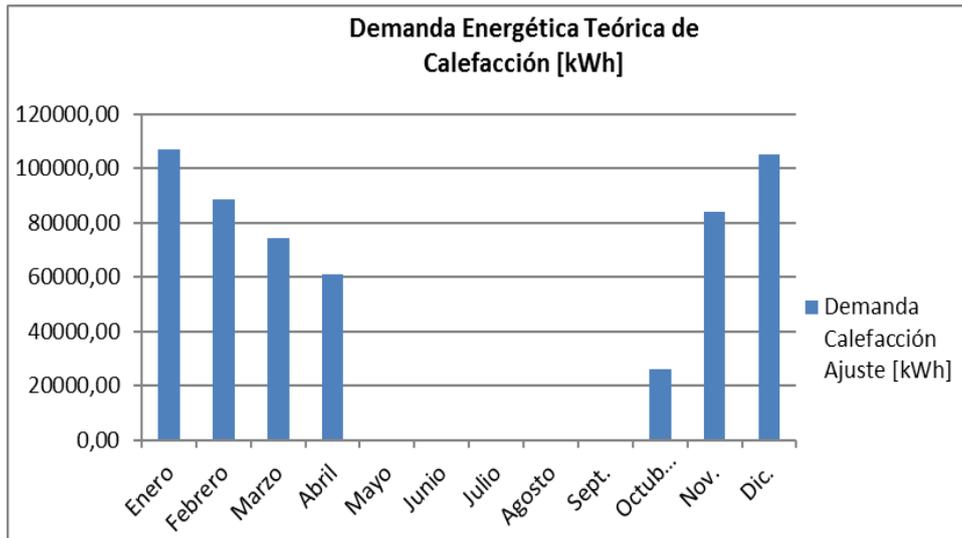


Figura 3. 12: Evolución mensual demanda de calefacción de la comunidad

3.3.2 Demanda real de calefacción

La demanda de energética de calefacción mensual a lo largo del año se obtiene de los valores del consumo de gas natural para calefacción facilitados por la comunidad para el año 2016.

Mes	Demanda Energética calefacción [kWh]	Nº días	Demanda media diaria [kWh]
Enero	126.090	31	4.067,42
Febrero	112.972,59	29	3.895,61
Marzo	62.646,25	31	2.020,85
Abril	48.132,68	30	1.604,42
Mayo	250	31	8,06
Junio	0	0	0,00
Julio	0	0	0,00
Agosto	0	0	0,00
Septiembre	0	0	0,00
Octubre	25.244,55	17	1.484,97
Noviembre	84.630	30	2.821,00
Diciembre	115.940	31	3.740,00
TOTAL	575.906,07	230	

Tabla 3. 39: Demanda mensual real de la energía térmica de calefacción total viviendas

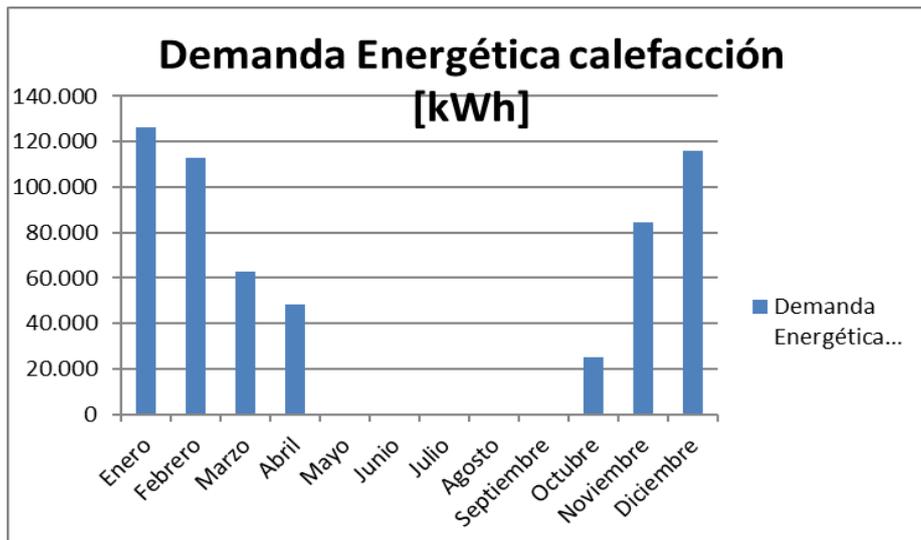


Figura 3. 13: Evolución mensual demanda real de calefacción [kWh]

De acuerdo a la “Tabla 3.16” la demanda anual de calefacción real del edificio es de 575.906,07[kWh], bastante mayor al dato aportado por el informe SPAHOUSEC del IDAE de 348.814,7 [kWh], aunque se trata de una vivienda con una ocupación y superficie [m²] superior a la media.

Una vez calculada la demanda de calefacción del edificio puede parecer sobredimensionado el uso actual de dos calderas de condensación para abastecer la demanda térmica de la comunidad. No obstante, el Reglamento establecido de la IT 1.2.4.1.2.2 requiere que aquellas instalaciones de baja temperatura o de condensación con una potencia superior a 400[kW] deban tener dos generadores térmicos.

El valor obtenido de la demanda de energía térmica de calefacción de forma teórica, 545.444,88[kWh], es menor del obtenido a partir de los datos facilitados por la comunidad, de 575.906,07[kWh]. Esto se debe al rendimiento de la caldera, que se sitúa entre el 90 y el 95%, siendo por lo tanto los valores obtenidos teóricamente muy cercanos a la realidad.

Para calcular la potencia horaria de un día tipo de cada mes del año, extrapolamos los datos facilitados del mismo bloque de viviendas que utilizamos para dimensionar la demanda horaria de ACS [4], situado en la misma zona climática que nuestra comunidad, utilizando los valores teóricos de la demanda de calefacción obtenidos a partir de las cargas térmicas del edificio. No se diferencian entre días laborales y festivos.

DEMANDA HORARIA CALEFACCIÓN COMUNIDAD ESTUDIO												
Hora (p.m)	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	251,81	234,74	200,01	182,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	143,26	219,92	272,11
8:00	250,71	230,71	195,78	178,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	141,25	213,82	265,93
9:00	241,56	222,28	188,66	171,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	136,12	206,01	256,24
10:00	227,07	208,94	177,34	161,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	127,95	193,66	240,86
11:00	212,35	195,40	165,82	150,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	119,61	181,08	225,22
12:00	202,64	186,45	158,24	143,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,17	172,79	214,93
13:00	196,42	180,75	153,43	139,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,71	167,52	208,38
14:00	186,76	171,85	145,85	132,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	105,25	159,26	198,09
15:00	180,78	166,34	141,18	128,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	101,87	154,17	191,74
16:00	170,55	156,95	133,21	121,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,10	145,47	180,91
17:00	157,39	144,82	122,90	111,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	88,65	134,22	166,93
18:00	229,47	151,86	92,15	53,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,08	136,06	172,16
19:00	222,64	175,10	97,64	53,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,23	154,14	171,53
20:00	194,81	178,74	114,22	72,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46,88	162,31	171,76
21:00	194,33	164,54	114,53	75,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	50,28	161,01	169,73
22:00	147,02	123,86	72,49	54,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,17	94,70	123,30
23:00	181,37	166,51	118,42	94,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,34	145,09	153,23
00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pot Media [kW]	202,81	179,99	140,70	119,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	90,00	164,78	199,00
Energía Diaria [kWh]	3447,70	3059,83	2391,84	2025,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1529,92	2801,26	3383,06
Energía mensual [kWh]	106.879	88.735	74.147	60.766	0	0	0	0	0	26.009	84.038	104.875
Total [kWh]	545.448											

Tabla 3. 40: Demanda horaria calefacción [kWh]

El valor máximo de la potencia horaria de calefacción alcanza un valor de 272,11[kW] para un día tipo de Diciembre entre las 6:00 y las 7:00 horas de la mañana. Sin embargo, dicho valor está calculado de acuerdo a la demanda media mensual del mes de Diciembre, y no a la demanda diaria máxima, por lo que para asegurarnos que se abastece la demanda pico se tendrá en cuenta un coeficiente de seguridad de 1,1. De acuerdo a este ajuste, la demanda máxima de calefacción tiene un valor de:

$$D_{\text{máx-calefacción}} = 300 \text{ [kW]}$$

La “Figura 3.14” representa la variación horaria de la potencia de calefacción para cada día tipo del año. Se puede observar que los picos de demanda se producen en las mismas franjas horarias, aconteciendo el mayor de ellos a las 6 a.m., hora en la que se encienden las calderas.

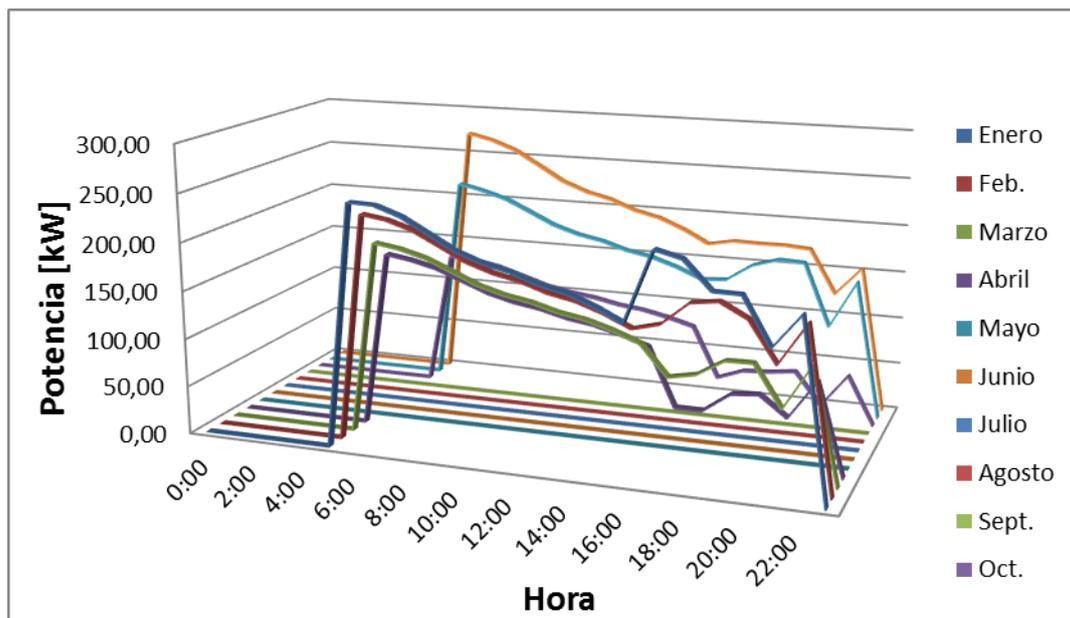


Figura 3. 14: Demanda horaria mensual de calefacción

El consumo de gas asociado a satisfacer la demanda de ACS y calefacción se obtiene a partir del precio de gas natural por kWh consumido fijado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) y publicado en el BOE, vigentes a partir del 1 de Enero de 2016. La factura de Gas Natural se detalla en el apartado “6” de este documento.

Para calcular el consumo total de gas natural se supone un rendimiento de la caldera del 90%:

$$\text{Consumo gas}_{\text{ACS+calefacción}} = (107.429[\text{kWh}] + 545.444,88 [\text{kWh}]) / 0,9 = 725.418,88 [\text{kWh}]$$

Consumo Gas Natural [kWh]	Tarifa 3.4: Consumo superior a 100.000 [kWh/año]		Precio anual desglosado		Impuesto hidrocarburos	Alquiler de contador (Q<40[m3/h])	Precio TOTAL 21%IVA [€]	Precio medio anual por vivienda [€]
	Fija [€/mes]	Variable [€/kWh]	Fija [€/año]	Variable [€/kWh]				
725.418,89	80,97	0,039659	971,64	28.769,39	1.697,48	112,92	38.177,23	795,36

Tabla 3. 41: Coste Gas Natural para el consumo de ACS y calefacción

3.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para estimar el consumo eléctrico de un hogar hay que tener en cuenta datos como los metros cuadrados, las personas que conviven en el domicilio, los hábitos de gasto y los electrodomésticos conectados.

Para calcular la demanda correspondiente a las 48 viviendas partimos de las facturas proporcionadas por una de las viviendas de la comunidad, habitada por cinco personas, para el año 2016.

Periodo de facturación	Nº días	Consumo de Energía Eléctrica [kWh]
01/12-9/02	71	1294,08
10/02-12/04	63	1242,36
13/04-14/06	63	1301,45
15/06-14/08	60	1821,47
15/08-14/10	61	1565,28
15/10-10/12	57	915,45
Total		8140,09

Tabla 3. 42: Factura consumo mensual año 2016 de una vivienda de la comunidad

Extrapolamos los datos de la “Tabla 3.42” para obtener el consumo mensual de la vivienda en cuestión y así poder aplicarlo para las 48 viviendas que componen los bloques.

Periodo de facturación	Nº días	Consumo de Energía Eléctrica [kWh]	Consumo medio diario [kWh]
Enero	31	618,40	19,95
Febrero	29	578,51	19,95
Marzo	31	608,03	19,61
Abril	30	588,41	19,61
Mayo	31	558,80	18,03
Junio	30	834,85	27,83
Julio	31	952,16	30,71
Agosto	31	938,98	30,29
Septiembre	30	823,66	27,46
Octubre	31	501,96	16,19
Noviembre	30	480,14	16,00
Diciembre	31	496,14	16,00
Total	366	7.980,05	21,18

Tabla 3. 43: Consumo mensual [kWh] de una vivienda de la comunidad

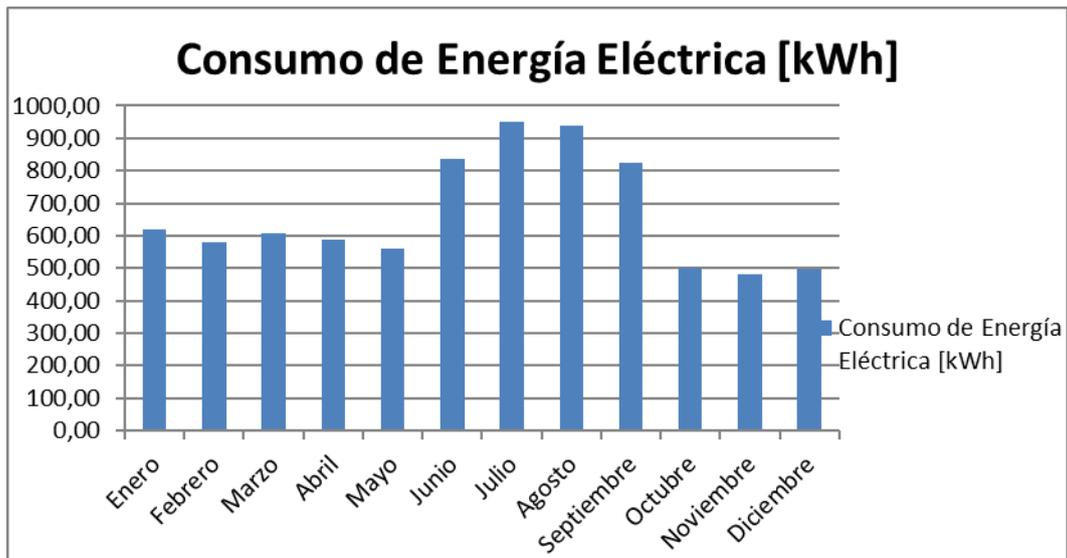


Figura 3. 15: Evolución mensual demanda de Energía Eléctrica [kWh] de una vivienda

Como se puede observar en la “Figura 3.15” existe un pico en el consumo de electricidad en los meses de verano, donde la demanda de energía eléctrica se duplica, debido al uso masivo de los equipos de aire acondicionado y otros aparatos de refrigeración.

Al igual que se hizo para ACS y calefacción, se deberá calcular el valor pico de la demanda eléctrica para poder dimensionar correctamente los equipos de la instalación. Para ello se ha utilizado la demanda horaria de un día tipo de cada mes cuyos datos se han obtenido a partir de la web de Iberdrola.

De la “Tabla 3.43” se obtiene el pico máximo de potencia eléctrica, que corresponde con un día típico de Julio entra las 20:00 y las 21:00 horas y con un valor de 3,027[kW]. Este dato tiene sentido ya que se corresponde con el mes más caluroso y a una hora de máxima ocupación de la vivienda, por lo que además de los electrodomésticos habituales estará encendido el aparato de aire acondicionado.

La demanda pico de energía eléctrica para las 48 viviendas supone un total de:

$$D_{\text{máx-diaria-electricidad}} = 3,027[\text{kW}] \cdot 48 = 145,30[\text{kW}]$$

A partir de la “Figura 3.16” se puede comparar la demanda de la potencia horaria mensual eléctrica, diferenciándose dos picos de consumo común en todos los meses que se corresponde a la franja horaria entre las 13:00 y las 15:00 y otro de 20:00 a 22:00 horas.

DEMANDA HORARIA ELECTRICIDAD 1 VIVIENDA COMUNIDAD REFERENCIA												
Hora (p.m)	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	AgoS.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
0:00	0,489	0,489	0,543	0,543	0,619	0,619	0,574	0,574	0,448	0,448	0,393	0,393
1:00	0,390	0,390	0,436	0,436	0,524	0,524	0,486	0,486	0,360	0,360	0,313	0,313
2:00	0,350	0,350	0,391	0,391	0,479	0,479	0,445	0,445	0,323	0,323	0,281	0,281
3:00	0,339	0,339	0,374	0,374	0,462	0,462	0,428	0,428	0,309	0,309	0,272	0,272
4:00	0,345	0,345	0,379	0,379	0,457	0,457	0,424	0,424	0,313	0,313	0,277	0,277
5:00	0,393	0,393	0,429	0,429	0,484	0,484	0,449	0,449	0,354	0,354	0,316	0,316
6:00	0,506	0,506	0,548	0,548	0,544	0,544	0,504	0,504	0,452	0,452	0,406	0,406
7:00	0,640	0,640	0,688	0,688	0,631	0,631	0,585	0,585	0,568	0,568	0,513	0,513
8:00	0,726	0,726	0,769	0,769	0,708	0,708	0,656	0,656	0,635	0,635	0,582	0,582
9:00	0,783	0,783	0,839	0,839	0,768	0,768	0,712	0,712	0,692	0,692	0,629	0,629
10:00	0,818	0,818	0,867	0,867	0,800	0,800	0,742	0,742	0,716	0,716	0,656	0,656
11:00	0,853	0,853	0,905	0,905	0,827	0,827	0,767	0,767	0,747	0,747	0,684	0,684
12:00	0,955	0,955	0,986	0,986	0,909	1,331	1,443	1,407	1,434	0,814	0,766	0,766
13:00	1,046	1,046	1,024	1,024	0,944	1,659	1,875	1,838	1,766	0,846	0,839	0,839
14:00	1,045	1,045	0,970	0,970	0,884	2,011	2,420	2,385	2,120	0,800	0,838	0,838
15:00	1,026	1,026	0,901	0,901	0,835	1,271	1,774	1,741	1,362	0,743	0,831	0,831
16:00	1,036	1,036	0,872	0,872	0,792	1,237	1,235	1,203	1,337	0,720	0,824	0,824
17:00	1,114	1,114	0,912	0,912	0,787	1,333	1,530	1,499	1,429	0,753	0,894	0,894
18:00	1,255	1,255	1,032	1,032	0,792	1,837	1,935	1,903	1,939	0,852	1,007	1,007
19:00	1,387	1,387	1,236	1,236	0,854	1,987	2,092	2,058	2,061	1,021	1,113	1,113
20:00	1,417	1,417	1,387	1,387	1,023	2,123	2,649	2,608	2,188	1,145	1,136	1,136
21:00	1,286	1,286	1,313	1,313	1,108	2,391	3,027	2,983	2,468	1,084	1,032	1,032
22:00	1,036	1,036	1,067	1,067	0,996	2,101	2,424	2,384	2,203	0,881	0,831	0,831
23:00	0,712	0,712	0,746	0,746	0,797	1,241	1,539	1,508	1,231	0,616	0,572	0,572
Potencia Media [kW]	0,83	0,83	0,82	0,82	0,75	1,16	1,28	1,26	1,14	0,67	0,67	0,67
Energía Diaria[kW]	19,95	19,95	19,61	19,61	18,03	27,83	30,71	30,29	27,46	16,19	16,00	16,00
Energía mensual [kWh]	618,40	578,51	608,03	588,41	558,80	834,85	952,16	938,98	823,66	501,96	480,14	496,14
Total Electricidad [kWh]	7.980,05											

Tabla 3. 44: Consumo horario [kW] de una vivienda de la comunidad propuesta

Cabe aclarar que la hora 01:00 corresponde a la hora comprendida entre las 24:00 y la 01:00 horas.

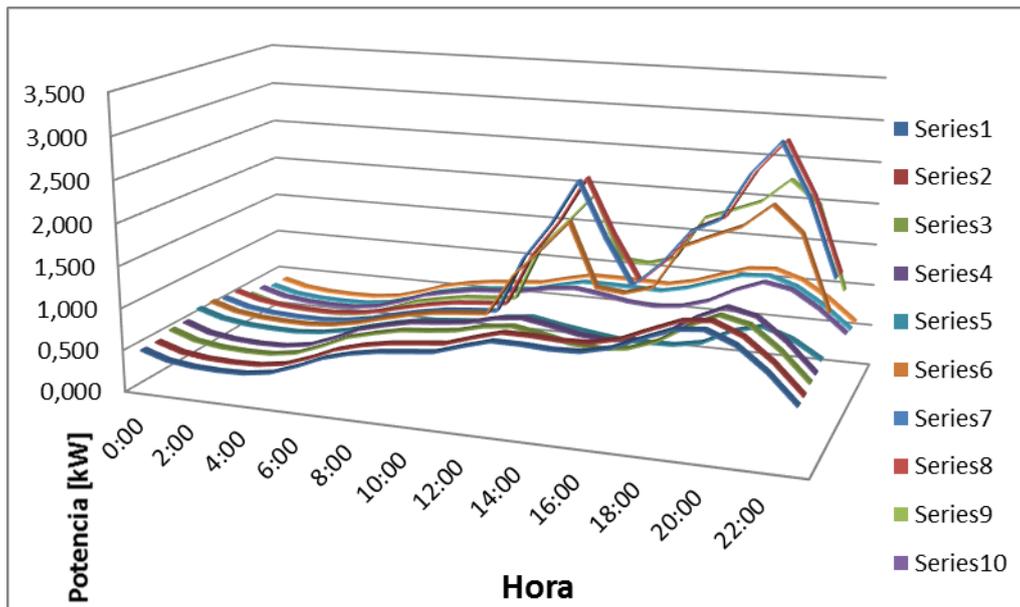


Figura 3. 16: Evolución horaria mensual de la demanda de potencia eléctrica [kW]

Los conceptos que hay que tener en cuenta a la hora de calcular la factura de la energía eléctrica son:

- **Término de potencia:** precio fijo, en concepto de tener disponibilidad inmediata de la potencia contratada, que fija el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Actualmente el precio del término de potencia del peaje de acceso es de 38,043426 [€/kW/año], estando fijado el margen de comercialización en 4 [€/kW/año].
- **Término de energía:** formado por el término de energía del peaje de acceso (fijado por el Ministerio de Energía, con un valor actual de 0,044027 [€/kWh]) más el coste de producción de la energía eléctrica en cada periodo (variable, publicado por REE; se compone del precio horario del mercado de electricidad, de los servicios de ajuste del sistema y de otros costes de suministro).
- **Impuesto sobre la electricidad:** fijado por Ley, desde 2015 es del 5,1127%.
- **Equipos de medida y control:** Si el equipo es de alquiler, el precio está fijado por el Ministerio de Energía, dependiendo del tipo de contador. En este caso se trata de un contador simple tarifa sin posibilidad de tele-gestión, con un precio de alquiler de 0,54 [€/mes] más 0,03 [€/mes] del importe del ICP (Interruptor de Control de Potencia) cuya finalidad es controlar que, en el punto de suministro, la demanda de la potencia no sea mayor que la contratada, saltando automáticamente y dejando instantáneamente de suministrar potencia a la instalación.
- **Impuesto sobre el valor añadido (IVA):** del 21%.

Estos conceptos se reflejan en la siguiente tabla:

Peaje de acceso	2.0 A
Potencia contratada	5,5 [kW]
Término fijo de potencia del peaje de acceso	38,043426[€/kW/año] →0,104229[€/kW/día]
Margen de comercialización	4 [€/kW/año] → 0,010959 [€/kW/día]
Término de energía del peaje de acceso	0,044027 [€/kWh]
Coste medio de producción de electricidad	0,076973[€/kWh]
Impuesto sobre la electricidad	5,1127 %
Alquiler Equipo de medida y Control	0,57 [€/mes]
IVA	21%

Tabla 3. 45: Datos de facturación de electricidad

De acuerdo a los datos de consumo reflejados en la “Tabla 3.44” y los de facturación de la electricidad reflejados en la “Tabla 3.42”, se obtiene la factura de la energía eléctrica de una vivienda tipo de la comunidad.

Periodo de facturación	Nº días	Consumo de Energía Eléctrica [kWh] – 1 vivienda	Facturación del término de potencia [€]	Facturación del término de energía [€]	Impuesto sobre la electricidad - 5,1127 %	Coste total [€] - IVA 21%
Enero	31,0	618	19,6	73,20	97,59	118,77
Febrero	29,0	579	18,4	68,48	91,29	111,15
Marzo	31,0	608	19,6	71,97	96,30	117,21
Abril	30,0	588	19,0	69,65	93,19	113,45
Mayo	31,0	559	19,6	66,15	90,17	109,80
Junio	30,0	835	19,0	98,82	123,85	150,55
Julio	31,0	952	19,6	112,71	139,11	169,02
Agosto	31,0	939	19,6	111,15	137,47	167,03
Septiembre	30,0	824	19,0	97,50	122,46	148,87
Octubre	31,0	502	19,6	59,42	83,10	101,24
Noviembre	30,0	480	19,0	56,83	79,72	97,15
Diciembre	31,0	496	19,6	58,73	82,38	100,36
TOTAL	360	7.980,05	231,9	944,60	1236,63	1.504,59

Tabla 3. 46: Facturación de electricidad para una vivienda de la comunidad

Extrapolando los datos de las tablas “Tabla 3.42”, “Tabla 3.43” y “Tabla 3.45” para las 48 viviendas que forman la comunidad, se obtiene la demanda de energía eléctrica anual, el coste y el máximo de la demanda para las viviendas del edificio de estudio:

$$D_{\text{electricidad- anual}} = 7.980,05[\text{kWh}] \cdot 48 = 383.042,24[\text{kWh}]$$

$$\text{Coste}_{\text{electricidad- anual}} = 1504,59[€] \cdot 48 = 72.220,32[€]$$

$$D_{\text{máx - diaria-electricidad}} = 145,30 [\text{kW}]$$

Para comprobar si el consumo de electricidad anual obtenido es coherente se compara con el obtenido mediante un comparador de luz [8] que estima el consumo eléctrico de una vivienda a partir de sus características. Este resultado es aproximado, pero en ningún caso el real.

Como se puede observar en la “Figura 3.17” adjuntada a continuación, dicha estimación tiene un valor de 5.435[kWh] anuales, un valor inferior al obtenido realmente de 7.980[kWh], siendo este valor aceptable dentro de las características del tipo de vivienda a la que nos referimos ya que el estimado no tiene en consideración el uso de aparatos de aire acondicionado en los meses de verano.

Características de su vivienda

Personas: 5 personas
Horario de uso: Todo el día
Superficie (m²): 150
Aislamientos: Malo
¿Tiene termostatos?: Sí
Calefacción: Central
Agua Caliente: Central
Cocina: Electricidad

Tipo de contador eléctrico

Opción tarifaria: Sin Discriminación I
Potencia eléctrica: 5,75 kW

Electrodomésticos

Televisión: 4 Ordenador: 4
Lavadora: 1 Secadora: 1
Lavaplatos: 1 Congelador: 1
Nevera: 1

Electricidad

Consumo: 5435 kWh al año.
Opción tarifaria: Base.
Potencia eléctrica: 9 kW.

Fuente: comparadorluz.com/estimación/
Figura 3. 17: Estimación consumo electricidad vivienda

4 MODOS DE OPERACIÓN

Tras el anterior estudio de las tecnologías existentes se ha optado por el uso de micromotores para la instalación de equipos de microgeneración de la comunidad de estudio, tal como se indicó en el apartado 2.3.

En este apartado se va a proceder a dimensionar los equipos de instalación en función del modo de operación o necesidades que se elijan abastecer:

- Cubrir la demanda térmica máxima de ACS y calefacción.
- Cubrir la demanda térmica media conjunta mediante un equipo de microgeneración, y utilizar una caldera auxiliar para abastecer los picos de máxima demanda.

También se deberá tener en cuenta que la instalación escogida deberá igualar o superar el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), que es la base para la retribución del complemento de eficiencia y para la introducción en el Régimen Especial. Si la instalación no alcanza el REE mínimo no se incluiría en Régimen Especial, de acuerdo a lo establecido en el RD 661/2007.

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

Fuente: BOE- Anexo I RD 166/07

Tabla 4. 1: REE mínimo [%]

Más tarde se estableció que para plantas de potencia menor o igual a 1 [MW], el rendimiento equivalente mínimo tendría valor un 10% menor al equivalente en la “Tabla 4.1”.

$$REE_0 (P \leq 1 \text{ [MW]}) = REE \cdot 0,9 = 55 \cdot 0,9 = 49,5 \%$$

El REE para cogeneración se calcula a partir de la fórmula:

$$REE (\%) = E / (F - (H / \text{Ref } H))$$

(Fórmula 4.1)

donde,

E: Energía eléctrica generada anualmente en bornes del alternador [kWh].

$$E \text{ [kWh]} = \text{Potencia eléctrica del motor [kW]} \cdot \text{n}^\circ \text{ horas al año [h]}$$

F: Consumo de energía primaria anual de combustible [kWh], medida por su PCI.

$$F \text{ [kWh]} = \text{Carga de combustible [kW]} \cdot \text{n}^\circ \text{ horas al año [h]}$$

H: Consumo anual de calor útil o energía térmica útil [kWh], que se utiliza en el proceso.

Ref H = Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en la DE 2004/8/CE (Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo) y en el Documento DOUE-L-2011-82732 publicado en el BOE. Para gas natural Ref H = 0,9.

De acuerdo al anexo VI del RD 413/2014, las instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil sea empleado para la climatización de edificios, serán retribuidas únicamente atendiendo a si la energía eléctrica que generan cumple con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido (E_{REEO}). Dicha energía se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$E_{REEO} = H / (\text{Ref H} \cdot ((F/E) - (1/REE_0)))$$

(Fórmula 4.2)

siendo,

H: Consumo anual de calor útil o energía térmica útil [kWh], que se utiliza en el proceso.

Ref H = Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en la DE 2004/8/CE (Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo) y en el Documento DOUE-L-2011-82732 publicado en el BOE. Para gas natural Ref H = 0,9.

F: Consumo de energía primaria anual de combustible [kWh], medida por su PCI.

REE_0 : Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido a las instalaciones de cogeneración.

E_{REEO} no podrá ser mayor al valor de la electricidad vendida a la red en ese periodo.

Atendiendo a los términos utilizados para calcular el REE y E_{REEO} , se calcula el rendimiento global del equipo de cogeneración a partir de la fórmula:

$$\eta = (E+H)/F$$

(Fórmula 4.3)

siendo,

E: Energía eléctrica generada anualmente en bornes del alternador [kWh].

H: Consumo anual de calor útil o energía térmica útil [kWh], que se utiliza en el proceso.

F: Consumo de energía primaria anual de combustible [kWh], medida por su PCI.

La microgeneración considerada de alta eficiencia es aquella que aporta un ahorro de energía primaria.

De acuerdo al RD 616/2007, el ahorro de energía porcentual (PES) es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad, refiriéndose dicho ahorro únicamente al calor útil y a la electricidad producida por cogeneración. Para calcular el PES se utiliza la siguiente fórmula:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right]$$

(Fórmula 4.4)

en la que,

CHP H_{η} : Eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración definida como la producción anual de calor útil procedente de la cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de cogeneración.

Ref H_{η} : Valor armonizado de referencia de la eficiencia para la producción separado del calor. De acuerdo a los datos recogidos en "Tabla 4.2", Ref H_{η} = 90.

CHP E_{η} : Eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración definida como la electricidad anual producida por cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedente de la cogeneración.

Ref E_{η} : Valor de referencia para la producción separada de electricidad. De acuerdo a los datos recogidos en "Tabla 4.3", Ref E_{η} = 52,5.

Los valores revisados de "Ref H_{η} " y "Ref E_{η} " se recogen en el Reglamento Delegado (UE) 2015/2402 de la Comisión de acuerdo a lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y el Consejo.

Categoría		Tipo de combustible:	Año de construcción					
			Antes de 2016			A partir de 2016		
			Agua caliente	Vapor (°)	Uso directo de gases de escape (°)	Agua caliente	Vapor (°)	Uso directo de gases de escape (°)
Sólidos	S1	Hulla, incluida la antracita, carbón bituminoso, carbón subbituminoso, coque, semicoque y coque de petróleo	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignito, briquetas de lignito, petróleo de esquisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Turba, briquetas de turba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomasa seca, incluida madera y otra biomasa sólida, incluidos gránulos y briquetas de madera, astillas de madera secas, madera residual limpia y seca, cáscaras de frutos secos y huesos de aceituna y otros.	86	81	78	86	81	78
	S5	Otros tipos de biomasa sólida, incluidos todos los tipos de madera distintos de los indicados en S4 y leña negra y marrón.	80	75	72	80	75	72
	S6	Residuos municipales e industriales (no renovables) y residuos renovables/biodegradables	80	75	72	80	75	72
Líquidos	L7	Fuelóleo pesado, gasóleo/carburante diésel, otros productos derivados del petróleo	89	84	81	85	80	77
	L8	Biolíquidos, incluidos biometanol, bioetanol, biobutanol, biodiésel y otros biolíquidos	89	84	81	85	80	77
	L9	Líquidos residuales, incluidos los residuos biodegradables y no renovables (incluidos sebo, grasa y bagazo).	80	75	72	75	70	67
Gaseosos	G10	Gas natural, GLP y GNL	90	85	82	92	87	84
	G11	Gases de refinería, hidrógeno y gases de síntesis	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogás de la digestión anaeróbica, gases de vertedero y gases de depuradora	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas de coquería, gas de alto horno y otros gases recuperados (excluido el gas de refinería)	80	75	72	80	75	72

Fuente: Anexo II Reglamento Delegado (UE) 2015/2402
Tabla 4. 2: Valores de Ref H_q

Categoría		Tipo de combustible	Año de construcción		
			Antes de 2012	2012-2015	A partir de 2016
Sólidos	S1	Hulla, incluida la antracita, carbón bituminoso, carbón subbituminoso, coque, semicoque y coque de petróleo	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignito, briquetas de lignito, petróleo de esquisto	41,8	41,8	41,8
	S3	Turba, briquetas de turba	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomasa seca, incluida madera y otra biomasa sólida, incluidos gránulos y briquetas de madera, astillas de madera secas, madera residual limpia y seca, cáscaras de frutos secos y huesos de aceituna y otros	33,0	33,0	37,0
	S5	Otros tipos de biomasa sólida, incluidos todos los tipos de madera distintos de los indicados en S4 y lejía negra y marrón.	25,0	25,0	30,0
	S6	Residuos municipales e industriales (no renovables) y residuos renovables/biodegradables	25,0	25,0	25,0
Líquidos	L7	Fuelóleo pesado, gasóleo/carburante diésel, otros productos derivados del petróleo	44,2	44,2	44,2
	L8	Biolíquidos, incluidos biometanol, bioetanol, biobutanol, biodiésel y otros biolíquidos	44,2	44,2	44,2
	L9	Líquidos residuales, incluidos los residuos biodegradables y no renovables (incluidos sebo, grasa y bagazo).	25,0	25,0	29,0
Gaseosos	G10	Gas natural, GLP y GNL	52,5	52,5	53,0
	G11	Gases de refinería, hidrógeno y gases de síntesis	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogás de la digestión anaeróbica, gases de vertedero y gases de depuradora	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas de coquería, gas de alto horno y otros gases recuperados (excluido el gas de refinería)	35,0	35,0	35,0
Otros	O14	Calor residual (incluidos los gases de escape de alta temperatura y los productos de reacciones químicas exotérmicas)			30,0
	O15	Energía nuclear			33,0
	O16	Energía solar térmica			30,0
	O17	Energía geotérmica			19,5
	O18	Otros combustibles no mencionados anteriormente			30,0

Fuente: Anexo I Reglamento Delegado (UE) 2015/2402
Tabla 4. 3: Valores de Ref E η

Según el RD 616/2007 los valores utilizados para calcular la electricidad de cogeneración se determinan a partir de las condiciones reales de utilización. Por esta razón la producción de electricidad mediante cogeneración se considera igual a la producción total anual de electricidad si la eficiencia global anual, η , es mayor o igual al rendimiento umbral, η_0 , establecido por el Anexo II del Real Decreto RD 616/2007, cuyo valor es del 75%.

Una planta de cogeneración tiene como objetivo último la generación de energía eléctrica con alta eficiencia gracias al aprovechamiento del calor que genera. Sin embargo, esta misma planta puede generar electricidad sin aprovechar el calor, o con un aprovechamiento insuficiente del mismo. Esto ocurre cuando el valor del rendimiento global es inferior al valor del rendimiento umbral establecido del 75%. Por lo tanto, la electricidad generada, E, podrá dividirse en dos clases: E_{CHP} o electricidad de cogeneración, y otra E_{no-CHP} que no puede considerarse de cogeneración al no aportar los beneficios que deben atribuirse a la electricidad producida en cogeneración.

Si el valor de la eficiencia global anual fuese menor del 75%, la electricidad de cogeneración se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} \cdot C$$

(Fórmula 4.5)

donde,

E_{CHP} : Electricidad de cogeneración,

H_{CHP} : Cantidad de calor útil procedente de la cogeneración,

C: Relación entre la electricidad y el calor funcionando en modo de cogeneración total.

La metodología para el cálculo del factor C es la siguiente:

- Obtención de la energía eléctrica en los periodos de trabajo en modo cogeneración total, E_{CT} . Se obtendrá la energía eléctrica generada en los puntos de trabajo de cogeneración total a lo largo del periodo considerado.
- Obtención del calor útil aportado en modo cogeneración total, H_{CT} . También se obtendrá el calor útil aportado en los puntos de trabajo en cogeneración total del periodo considerado.

El parámetro C, se calcula de acuerdo a la fórmula:

$$C = E_{\text{CT}} / H_{\text{CT}}$$

(fórmula 4.6)

Sin embargo, al no disponer de estos datos, ya que el módulo de cogeneración es nuevo y no se puede medir ni certificarlo en una operación puntual de prueba en modo de cogeneración total, se acepta como aproximación el método de cálculo en régimen transitorio:

$$C = \eta_E / (\eta_0 - \eta_E)$$

(fórmula 4.7)

donde:

η_E : rendimiento eléctrico de la cogeneración calculado como la división de la energía eléctrica generada entre el combustible consumido exclusivamente por la cogeneración,

η_0 : rendimiento global umbral establecido cuyo valor es del 75%

Si fuese necesario que la instalación precisase del uso de calderas de apoyo o acumuladores de inercia en caso de no poder cubrir la demanda de ACS y/o calefacción, el volumen que éstos deberán tener se calcula de forma que sean capaces de almacenar como mínimo una hora de funcionamiento del módulo, de acuerdo a la ecuación [9]:

$$V_{Sp,min} = \frac{Q_{BHKW} \times t}{c \times \Delta\vartheta}$$

(Fórmula 4.8)

donde,

$V_{Sp,min}$: tamaño mínimo del acumulador de inercia en litros [l],

Q_{BHKW} : Potencia del equipo CHP en kW,

t : tiempo de módulo que tiene que ser almacenado en horas, de forma que $t=1$ [h],

c : capacidad específica de calentamiento del agua, tal que

$$c = C_{p,agua} \cdot \rho = 4182 \text{ [J/kg}\cdot\text{K]} \cdot 1 \text{ [kg/l]} = 0,00116 \text{ [kWh/l}\cdot\text{K]},$$

$\Delta\vartheta$: Dispersión de calor en módulo de cogeneración CHP medida en grados kelvin [K].

4.1 CUBRIR LA DEMANDA TÉRMICA DE ACS Y CALEFACCIÓN

Con este modo de operación se pretende cubrir la demanda de ACS y calefacción en todo momento, por lo que deberá cubrir la demanda punta total. Para realizar el análisis deberemos tener en cuenta los siguientes datos calculados en puntos anteriores:

Modo de operación	Demanda potencia térmica punta [kW]
ACS	33,43
Calefacción	300
Total	333,43

Tabla 4. 4: Demanda pico de energía térmica de la comunidad objeto [kW]

Por lo tanto, el motor escogido deberá dimensionarse con una potencia térmica mayor o igual a 334 [kW]. No obstante, los picos de máxima demanda de ACS y calefacción no se producen al mismo tiempo, pero por seguridad se tomará el valor de 334 [kW] como demanda pico de referencia.

También se deberá tener en cuenta la demanda de ACS y calefacción anual para poder calcular el REE, que es el requisito normativo necesario para ser considerado cogeneración de alta eficiencia.

Mes	Demanda energía térmica ACS [kWh]	Demanda energía térmica Calefacción [kWh]	Demanda energía térmica TOTAL [kWh]
Enero	10.071	106.879	116.950
Febrero	9.421	88.735	98.156
Marzo	9.683	74.147	83.830
Abril	8.996	60.766	69.762
Mayo	8.909	0	8.909
Junio	8.059	0	8.059
Julio	7.747	0	7.747
Agosto	7.940	0	7.940
Septiembre	8.059	0	8.059
Octubre	9.102	26.009	35.111
Noviembre	9.371	84.038	93.409
Diciembre	10.071	104.875	114.946
Total [kWh]	107.429	545.449	652.878

Tabla 4. 5: Datos consumo ACS + calefacción anual 2016 [kWh]

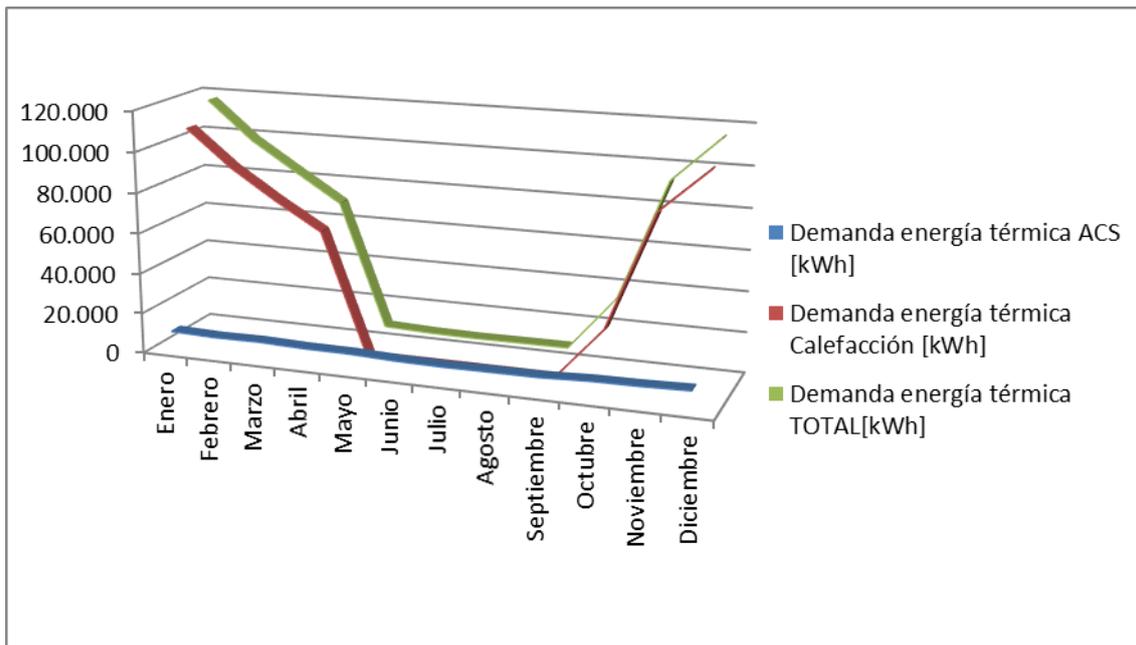


Figura 4. 1: Evolución demanda Energía térmica (ACS más calefacción) para las 49 viviendas

Como se puede observar en la “Figura 4.1”, la contribución de la energía demandada de ACS, constante a lo largo del año, es mínima en comparación con la de calefacción, cuyo máximo se sitúan en los meses de Enero y Diciembre.

La evolución horaria de la demanda conjunta de ACS y calefacción de un día tipo de cada mes del año se obtiene a partir de las tablas “Tabla 3.11” y la “Tabla 3.40”.

De acuerdo a los datos, la demanda pico máxima de potencia térmica se produce entre las 6:00 y las 7:00 a.m. del mes de Diciembre con un valor de 282,07 [kW], coincidiendo dicho pico con la demanda máxima de calefacción. Si tomásemos un factor de seguridad de 1,2 el valor de la demanda máxima alcanzaría el valor de 337,28[kW], un valor similar al calculado a partir del sumatorio de las demandas picos de ACS y calefacción reflejado en la “Tabla 4.4”.

DEMANDA HORARIA ACS + CALEFACCIÓN COMUNIDAD ESTUDIO												
Hora (p.m)	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
1:00	8,98	8,96	8,62	8,28	7,93	7,42	6,9	7,07	7,4	8,11	8,62	8,96
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	260,79	243,7	208,63	190,66	7,93	7,42	6,9	7,07	7,4	151,37	228,54	281,07
8:00	263,7	243,7	208,28	190,1	11,5	10,74	10,01	10,22	10,74	152,98	226,32	278,92
9:00	261,7	242,4	208,01	190,17	17,81	16,64	15,49	15,89	16,66	154,32	225,38	276,38
10:00	257,46	239,33	206,56	189,38	26,9	25,12	23,37	23,97	25,12	155,4	222,88	271,24
11:00	236,14	219,18	188,68	172,82	21,05	19,65	18,29	18,76	19,69	141,1	203,96	249,02
12:00	219,11	202,92	174,07	159,19	14,56	13,62	12,67	12,99	13,61	129,06	188,62	231,4
13:00	207,23	191,56	163,81	149,51	9,55	8,94	8,31	8,51	8,94	120,47	177,9	219,19
14:00	208,35	193,45	166,62	152,63	19,11	17,85	16,61	17,01	17,86	124,77	180,03	219,69
15:00	197,81	183,36	157,55	144,15	15,06	14,08	13,1	13,42	14,07	117,25	170,54	208,77
16:00	186,47	172,88	148,53	135,84	14,09	13,16	12,25	12,56	13,16	110,49	160,78	196,84
17:00	170,2	157,64	135,23	123,67	11,33	10,6	9,87	10,11	10,59	100,23	146,54	179,74
18:00	245,39	167,79	107,47	67,82	14,09	13,16	12,25	12,56	13,16	49,47	151,37	188,09
19:00	244,23	196,7	118,41	72,95	19,11	17,85	16,61	17,01	17,86	64,75	174,91	193,13
20:00	221,91	205,83	140,27	97,85	23,96	22,39	20,83	21,35	22,41	71,37	188,36	198,84
21:00	215,92	186,17	135,3	95,24	19,11	17,85	16,61	17,01	17,86	69,8	181,78	191,33
22:00	164,05	140,88	88,86	70,62	15,06	14,08	13,1	13,42	14,07	31,55	111,07	140,33
23:00	194,18	179,33	130,75	106,28	11,33	10,6	9,87	10,11	10,59	62,92	157,41	166,04
0:00	8,98	8,96	8,62	8,28	7,93	7,42	6,9	7,07	7,4	8,11	8,62	8,96
Pot Media [kW]	198,56	178,14	142,33	122,39	15,13	14,14	13,15	13,48	14,14	95,97	163,88	195,15
Energía Diaria [kWh]	3772,6	3384,7	2704,3	2325,4	287,41	268,59	249,94	256,11	268,59	1823,5	3113,6	3707,9
Energía mensual [kWh]	116.951	98.157	83.832	69.763	8.910	8.058	7.748	7.939	8.058	35.110	93.409	114.946
Total [kWh]	652.882											

Tabla 4. 6: Consumo horario de un día tipo de cada mes de la demanda total de energía térmica

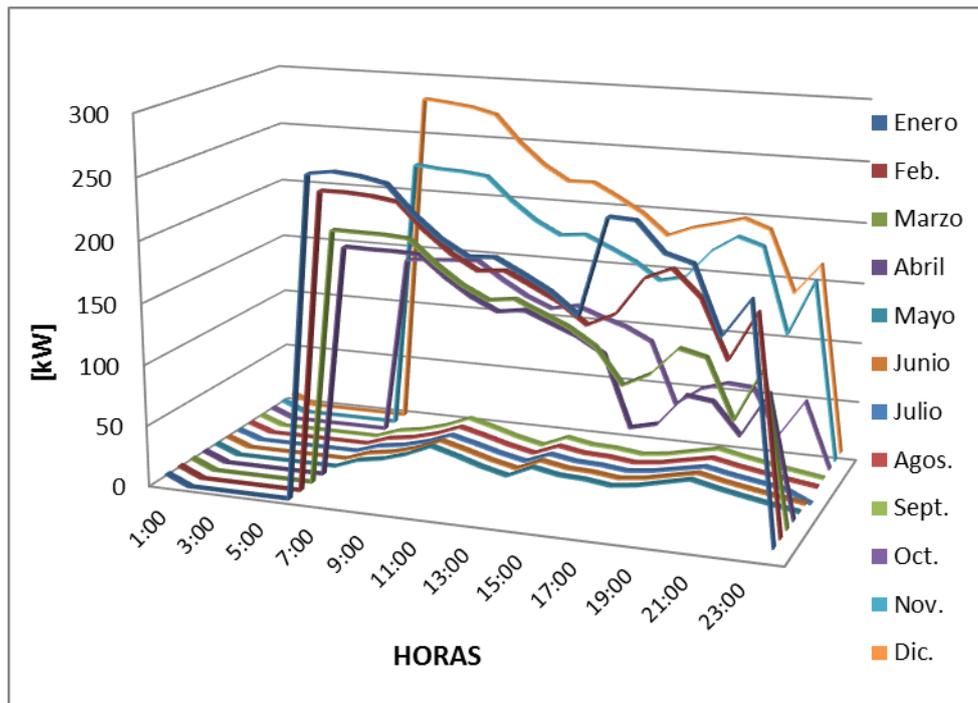


Figura 4. 2: Evolución horaria mensual de la demanda energía térmica (ACS más calefacción)

4.1.1 Cubrir la demanda térmica pico mediante un único módulo

Esta opción consiste en escoger una instalación con la potencia necesaria para cubrir la potencia térmica horaria máxima sin que sea necesario el uso de calderas de apoyo o acumuladores de inercia.

El módulo de cogeneración Vitobloc 200 EM-238/363 cumple con los requisitos mencionados.

Potencia constante ¹⁾ en funcionamiento paralelo a la red		50% carga	75% carga	100% carga	
Potencia eléctrica ²⁾	sin capacidad de sobrecarga	kW	119	179	238
Potencia calorífica	tolerancia 7 %	kW	220	298	363
Carga de combustible	tolerancia 5 %	kW	396	536	667
Relación energía-calor según AGFW FW308 (potencia eléctrica / potencia térmica)				0,66	
Factor energético primario f_{PE} según DIN V 18599-9				0,186	
Ahorro de energía primario PEE según directiva 2004/8/CE fomento de la cogeneración - Fomento de las plantas pequeñas y microplantas de cogeneración (< 1 MW de potencia eléctrica) Por lo tanto esta planta de cogeneración es altamente eficiente				27,6	
Grado de utilización según EnergieStV ³⁾				91,1	
Rendimiento en funcionamiento paralelo a la red					
Rendimiento eléctrico		%	30,1	33,4	35,7
Rendimiento térmico		%	55,6	55,6	54,4
Eficiencia global		%	85,6	89,0	90,1

Tabla 4. 7: Parámetros de servicio del módulo Vitobloc 200 EM-238/363

En este caso se consideran dos posibles escenarios de funcionamiento:

Una vez escogido el motor se procede a analizar que el módulo escogido cumple los requisitos atendiendo al calor útil aportado y el consumo de energía primaria.

Esta opción plantea el uso continuo del equipo durante:

- 19 horas al día para la demanda de ACS los 366 días al año 2016:

$$t_{ACS} = 19 \text{ [h/día]} \cdot 366 \text{ [días/año]} = 6.954 \text{ [h/año]}$$

- 17 horas al día durante la campaña de calefacción para la zona climática D, de acuerdo a la “Tabla 3.18”, que comprende el período del 15 de Octubre al 15 de Mayo del año siguiente:

$$t_{Calefacción} = 17 \text{ [h/día]} \cdot 213 \text{ [días/año]} = 3.621 \text{ [h/año]}$$

Por lo tanto, el número total de horas de funcionamiento del equipo de cogeneración para satisfacer la demanda de ACS y calefacción debería de ser de 6.954[h/año].

Para calcular el REE se opta por un análisis horario de un día tipo de cada mes del año, y se analiza el rendimiento en función de la demanda de energía térmica requerida, la generación de energía eléctrica del módulo de cogeneración y del consumo de combustible requerido para alcanzar dicha potencia.

Para ello primero se obtienen las ecuaciones características del motor para la potencia eléctrica y la de combustible en función de la potencia calorífica que se consume, a partir de las características técnicas del motor recogidas en la “Tabla 4.7”.

Pot. Calorífica[kW]	0	220	298	363	Ecuación polinómica
Pot. Eléctrica[kW]	0	119	179	238	$y = 8,086E-04x^2 + 3,614E-01x + 3,372E-02$
Pot. Combustible[kW]	0	396	536	667	$y = 3,101E-04x^2 + 1,719E+00x + 2,602E-01$
Carga [%]	0	50	75	100	$y = 3,413E-04x^2 + 1,511E-01x + 2,259E-02$

Tabla 4. 8: Ecuaciones polinómicas para el módulo Vitobloc 200 EM-238/363

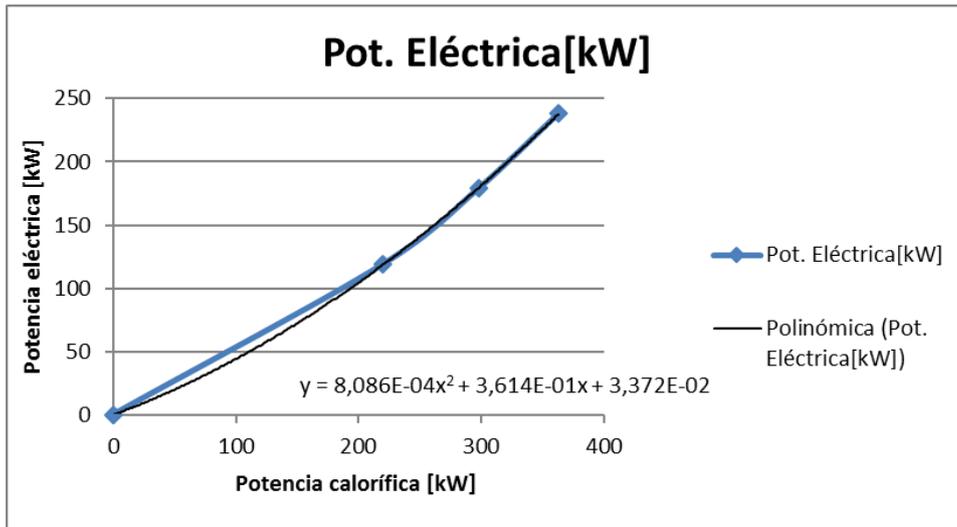


Figura 4. 3: Curva característica: potencia eléctrica vs potencia térmica [kW]

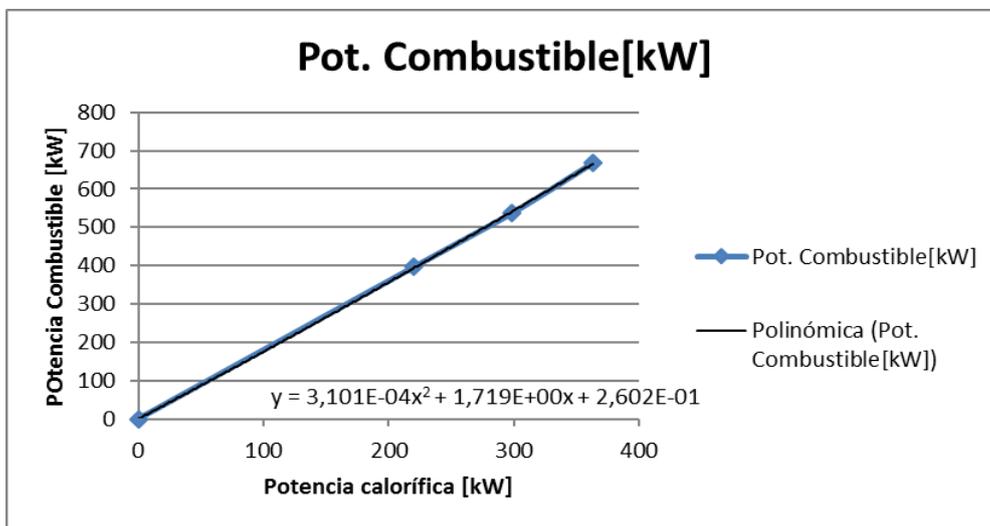


Figura 4. 4: Curva característica: potencia combustible vs potencia térmica [kW]

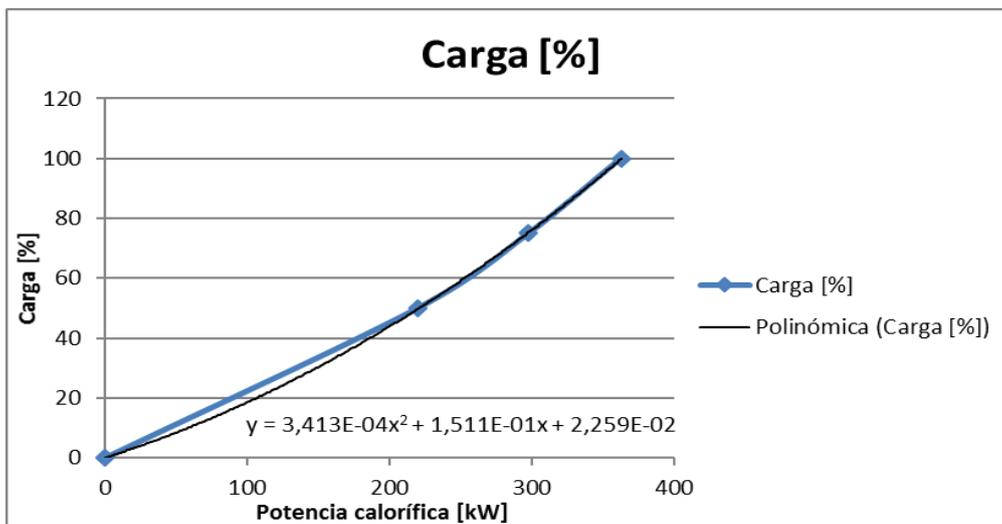


Figura 4. 5: Curva característica: % carga vs potencia térmica [kW]

A partir de los datos recogidos en la “Tabla 4.6” y de los polinomios recogidos en la “Tabla 4.8” se obtiene para cada mes la energía térmica demandada y que será satisfecha por el módulo de cogeneración, la energía eléctrica generada en bornes del alternador por el equipo de cogeneración y la energía de combustible necesaria para satisfacer dicha demanda térmica. Con estos datos se podrá calcular el REE de la instalación a partir de las energías anuales [kWh].

Las tablas correspondientes a los distintos meses se recogen en el “Anexo A” del “Documento nº2”, sirviendo la “Tabla 4.9” como resumen del análisis del consumo del equipo de cogeneración seleccionado.

	Demanda Pot. térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	REE Medio[%]
Enero	116950,6	63492,98	209362,67	77,42
Febrero	98157,46	51502,8669	175051,8399	75,70
Marzo	83832,37	41531,9337	148600,428	72,56
Abril	69763,2	33602,9992	123318,7806	70,72
Mayo	8909,71	3367,50893	15556,34094	59,51
Junio	8057,7	3039,78512	14078,20513	59,11
Julio	7748,14	2917,83593	13548,14245	59,11
Agosto	7939,41	2991,61179	13878,7192	59,18
Septiembre	8057,7	3039,83506	14078,22428	59,32
Oct. (1/10-14/10)	4110,4	1554,52537	7175,331694	59,58
Oct. (15/10-31/10)	30999,84	14222,2796	54547,38	68,26
Noviembre	93408,90	47872,76	166160,99	74,46
Diciembre	114946,14	62359,36	205760,07	77,11
TOTAL	652.881,57	331.496,288	1.161.117,113	

Tabla 4. 9: Análisis energético mensual del módulo Vitobloc 200 EM-238/363

En la siguiente tabla se resumen los parámetros necesarios de energía anual satisfecha por el módulo de cogeneración [kWh] para calcular el rendimiento eléctrico equivalente global del equipo de cogeneración, de acuerdo a la “Fórmula 4.1”.

	Satisfecha por cogeneración
H[kWh]	652.881,57
E[kWh]	331.496,29
F[kWh]	1.161.117,11

Tabla 4. 10: Energía anual satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-238/363

Atendiendo a los valores representados en la “Tabla 4.10”, el valor del REE es:

$$\text{REE}[\%] = (331.496,29 \text{ [kWh]} / (1.161.117,11 \text{ [kWh]} - (652.881,57[\text{kWh}] / 0,9))) \cdot 100 = 76,08\%$$

Al ser el REE obtenido mayor que 49,5%, valor mínimo exigido del REE, esta instalación se consideraría según la normativa existente como un equipo de cogeneración eficiente, pudiéndose facturar complemento por eficiencia.

Aplicamos la “Fórmula 4.2” para obtener el valor de la Energía que cumple el Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo:

$$E_{\text{REEO}} = 652.881,6[\text{kWh}] / (0,9 \cdot ((1.161.117,11[\text{kWh}] / 331.496,3[\text{kWh}]) - (1/0,495))) = 489.362,40[\text{kWh}]$$

Esto implicaría que, del total de la electricidad generada por el módulo de cogeneración, 489.362,40 [kWh] serían retribuidos, en este caso la totalidad de la energía generada por el módulo de cogeneración.

Se calcula el rendimiento de la instalación según la “Fórmula 4.3”:

$$\eta = ((331.496,29 \text{ [kWh]} + 652.881,57[\text{kWh}]) / 1.161.117,11 \text{ [kWh]}) \cdot 100 = 84,78\%$$

La planta posee un rendimiento global mayor al rendimiento umbral establecido por el Anexo II del RD 616/2007 en un 75%, por lo que toda la electricidad generada, E, es de cogeneración.

$$E_{\text{CHP}} = E = 331.496,29 \text{ [kWh]}$$

El valor del combustible de la cogeneración asociado al calor útil y a la electricidad de cogeneración es el siguiente:

$$F_{\text{CHP}} = F - (E_{\text{no-CHP}} / \eta_E) = F - ((E - E_{\text{CHP}}) / (E / F))$$

(fórmula 4.9)

En este caso al ser toda la electricidad de cogeneración también lo será el combustible asociado a la misma:

$$F_{\text{CHP}} = F = 1.161.117,11 \text{ [kW]}$$

El ahorro de energía primaria porcentual (PES) se obtiene aplicando la “fórmula 4.4”:

$$\text{CHP } H_{\eta} = H / F_{\text{CHP}} = 652.881,57 \text{ [kWh]} / 1.161.117,11 \text{ [kWh]} = 0,56252$$

$$\text{CHP } E_{\eta} = E_{\text{CHP}} / F_{\text{CHP}} = 331.496,29 \text{ [kWh]} / 1.161.117,11 \text{ [kWh]} = 0,28556$$

$$\text{PES} = [1 - (1 / ((0,56231 / 0,9) + (0,28550 / 0,525)))] \cdot 100 = 14,45\%$$

La planta logra el PES requerido por la Directiva 2004/8/CE para ser considerada de alta eficiencia, por lo que tiene derecho a percibir garantías de origen por una cuantía de E_{CHP} .

Vitobloc 200 EM-238/363		Requeridos
E [kWh]	331.496,29	
F [kWh]	1.161.117,11	
H [kWh]	652.881,57	
REE [%]	76,08	>49,5%
E _{REEO} [kWh]	489.362,40	
η[%]	84,78	>75%
E _{CHP} [kWh]	331.496,29	
PES[%]	14,45	>0%

Tabla 4. 11: Datos requerimientos módulo Vitobloc 200 EM-238/363

Otro dato a tener en cuenta es la demanda de energía eléctrica que no queda satisfecha y que se deberá comprar al sistema, y el exceso de energía que produce el módulo de cogeneración y que se podrá vender.

Este análisis también se realizará de forma horaria atendiendo a las demandas de energía eléctrica de las 48 viviendas de la comunidad para un día tipo de cada mes, conforme a lo expuesto en la “Tabla 3.44”. Las tablas correspondientes se recogen en el “Anexo A” del “Documento nº2”, quedando los resultados recogidos en la siguiente tabla.

	Potencia satisfecha CHP [kW]	Potencia exceso CHP [kW]	Potencia defecto CHP [kW]
Enero	25402,43	38090,55	4280,876935
Febrero	23763,13	27739,74	4005,127377
Marzo	23636,98	17894,95	5548,234437
Abril	20313,91	13289,09	7929,848711
Mayo	3367,51	0,00	23455,05507
Junio	3039,79	0,00	37033,17211
Julio	2917,84	0,00	42786,02207
Agosto	2991,61	0,00	42079,38491
Septiembre	3039,84	0,00	36495,92286
Oct. (1/10-14/10)	1554,53	0,00	9326,610627
Oct. (15/10-31/10)	8866,67	5355,61	4346,140128
Noviembre	19755,50	28117,26	3291,197768
Diciembre	20421,94	41937,43	3392,986392
TOTAL	159.071,66	172.424,63	223.970,58

Tabla 4. 12: Energía eléctrica satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-238/363

De acuerdo a este análisis, en los meses de verano donde el módulo de cogeneración no trabaja con una carga eleva, prácticamente toda la energía eléctrica demandada deberá ser suministrada por la red eléctrica a la que estamos conectados.

Atendiendo a los datos obtenidos se puede establecer dos opciones para satisfacer la demanda de energía eléctrica:

- Vender toda la energía eléctrica producida por el módulo de cogeneración, ya que nuestra instalación es considerada de alta eficiencia y nos permite vender la totalidad de la energía eléctrica generada por el módulo según los datos calculados y expuestos en la “Tabla 4.24”, y comprar toda la energía eléctrica demandada al sistema.

Energía Anual - VENDER [kWh]	331.434,58
Energía Anual - COMPRAR [kWh]	383.042,24

Tabla 4. 13: Energía eléctrica compra/venta total de Vitobloc 200 EM-238/363

- Vender la energía en exceso producida por el módulo de cogeneración y comprar la necesaria restante al sistema para satisfacer la demanda que el módulo de cogeneración no pueda cubrir.

Energía Anual Satisfecha CHP[kW]	159.071,66
Energía Anual en Exceso-VENDER[kW]	172.424,63
Energía Anual en Defecto-COMPRAR[kW]	223.970,58

Tabla 4. 14: Energía eléctrica exceso/defecto de Vitobloc 200 EM-238/363

4.1.2 Cubrir la demanda media conjunta de ACS y calefacción

En este caso se considera la implantación de un único módulo de cogeneración para cubrir la demanda base térmica, es decir la demanda base del conjunto de ACS y calefacción. Además, se propondrá el uso de una caldera de apoyo y acumuladores de inercia para poder proporcionar la suficiente potencia durante los picos horarios de máxima demanda de energía térmica.

Como la demanda pico del conjunto tiene un valor de 333,43 [kW], la demanda base aproximada que se utiliza para el ajuste del equipo de cogeneración tendrá un valor aproximado de 200 [kW] de acuerdo a la demanda media diaria calculada en la “Tabla 4.6”.

Se escoge el módulo Vitobloc 200 EM-140/207 para satisfacer dicha demanda media.

Potencia constante ¹⁾ en funcionamiento paralelo a la red			50% carga	75% carga	100% carga
Potencia eléctrica ²⁾	sin capacidad de sobrecarga	kW	70	105	140
Potencia calorífica	Tolerancia 7 %	kW	130	171	207
Carga de combustible	Tolerancia 5 %	kW	227	310	384
Relación energía-calor según AGFW FW308 (potencia eléctrica / potencia térmica)			0,676		
Factor energético primario f_{PE} según DIN V 18599-9			0,147		
Ahorro de energía primario PEE según directiva 2004/8/CE fomento de la cogeneración - Fomento de las plantas pequeñas y microplantas de cogeneración (< 1 MW de potencia eléctrica) Por lo tanto esta planta de cogeneración es altamente eficiente			28,2		
Grado de utilización según EnergieStV ³⁾			92,3		
Rendimiento en funcionamiento paralelo a la red					
Rendimiento eléctrico		%	30,8	33,8	36,5
Rendimiento térmico		%	57,3	55,0	53,9
Eficiencia global		%	88,1	88,8	90,4

Tabla 4. 15: Parámetro de servicio del módulo Vitobloc 200 EM-140/207

A partir de los datos característicos de la potencia obtenidos en la “Tabla 4.15”, se obtienen las ecuaciones características del motor en función de la potencia calorífica.

Pot. Calorífica[kW]	0	130	171	207	Ecuación polinómica
Pot. Eléctrica[kW]	0	70	105	140	$y = 1,782E-03x^2 + 3,080E-01x - 1,289E-02$
Pot. Combustible[kW]	0	227	310	384	$y = 1,381E-03x^2 + 1,572E+00x - 5,191E-02$
Carga [%]	0	50	75	100	$y = 1,273E-03x^2 + 2,200E-01x - 9,206E-03$

Tabla 4. 16: Ecuaciones polinómicas para el módulo Vitobloc 200 EM-140/207

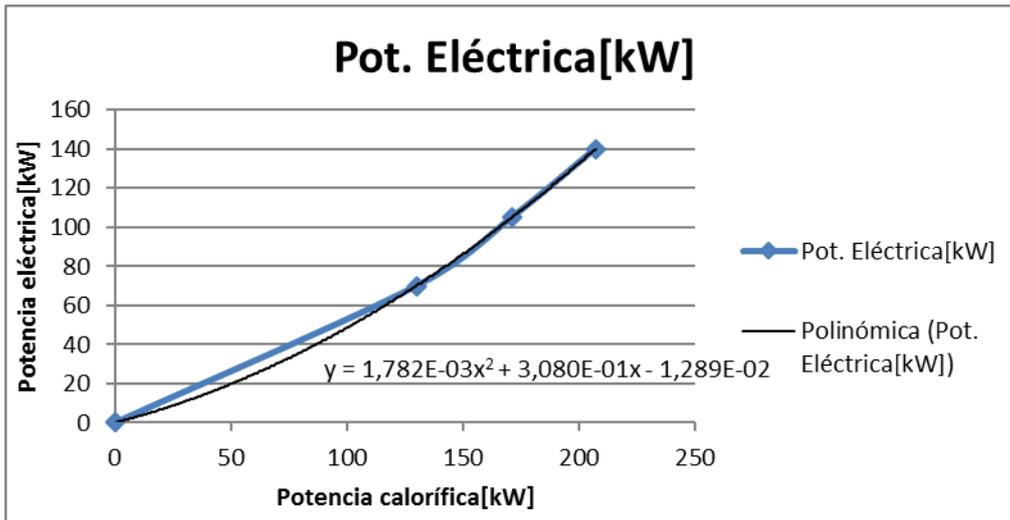


Figura 4. 6: Curva característica: potencia eléctrica vs potencia térmica [kW]

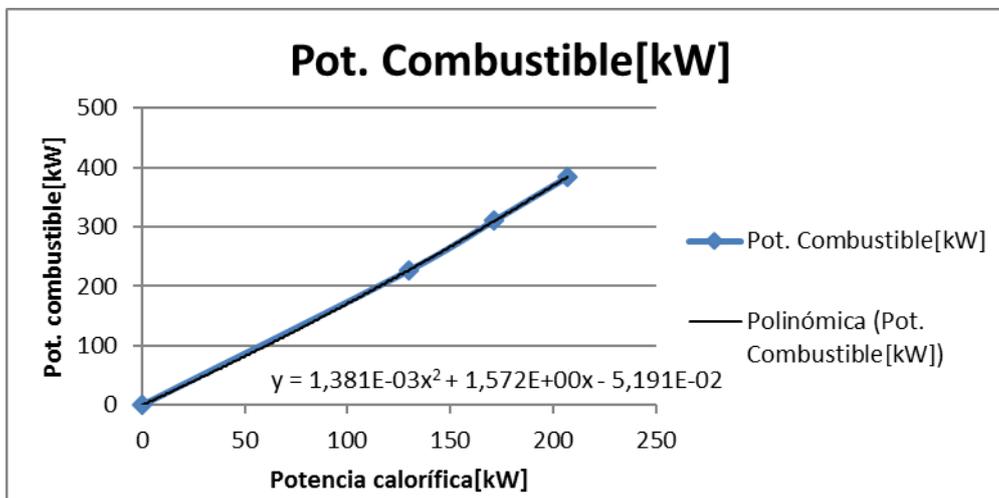


Figura 4. 7: Curva característica: potencia combustible vs potencia térmica [kW]

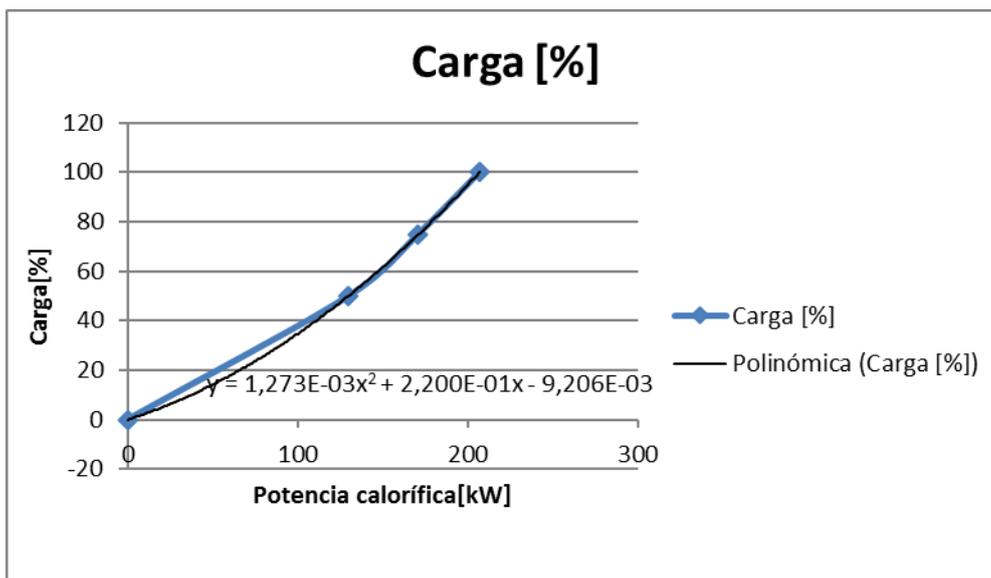


Figura 4. 8: Curva característica: % de carga vs potencia térmica [kW]

De acuerdo a la “Fórmula 4.1” y aplicando las ecuaciones recogidas en la “Tabla 4.16”, se calcula la energía producida por el módulo de cogeneración, la energía de combustible y el tanto por ciento de carga del motor a partir de la potencia calorífica diaria demandada de un día tipo de cada mes del año.

Con este análisis se podrá calcular la energía consumida por el módulo de cogeneración y la energía que no queda satisfecha, con el fin de dimensionar de forma correcta la caldera auxiliar que cubra la demanda de energía térmica.

Las tablas correspondientes a cada uno de los meses se recogen en el “Anexo A” del “Documento nº2”, sirviendo la “Tabla 4.17” como resumen del análisis del consumo del equipo de cogeneración seleccionado.

	Demanda Pot.térmica[kW]	Consumo Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	REE Medio[%]
Enero	116950,60	69409,62	195351,32	87,13
Febrero	98157,46	59904,49	171850,43	86,28
Marzo	83832,37	49784,60	150297,69	84,55
Abril	69763,20	39479,56	123637,50	82,84
Mayo	8909,71	3009,18	14183,94	69,95
Junio	8057,70	2704,71	12813,02	69,81
Julio	7748,14	2584,90	12306,68	69,67
Agosto	7939,41	2654,16	12615,34	69,71
Septiembre	8057,70	2704,83	12813,10	69,81
Oct. (1/10-14/10)	4110,40	1391,01	6545,99	70,00
Oct. (15/10-31/10)	30999,84	16006,71	53687,32	80,25
Noviembre	93408,90	56761,34	151436,72	85,51
Diciembre	114946,14	67105,39	190309,77	86,77
TOTAL	652881,57	373500,51	1107848,83	

Tabla 4. 17: Análisis energético mensual del módulo Vitobloc 200 EM-140/207

En la siguiente tabla se resumen los parámetros necesarios de energía anual [kWh] para calcular el rendimiento eléctrico equivalente global del equipo de cogeneración, de acuerdo a la “Fórmula 4.1”.

	Satisfecha por cogeneración
H[kWh]	623.411,55
E[kWh]	373.500,51
F[kWh]	1.107.848,8

Tabla 4. 18: Energía anual satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-140/207

Para calcular la demanda satisfecha por el módulo de cogeneración se consideran tres escenarios posibles de funcionamiento:

- La demanda se sitúa con valores menores o iguales al máximo de potencia térmica que puede proporcionar el módulo escogido, de 207[kW], por lo que el calor útil lo proporciona el propio módulo.
- La demanda es mayor que la máxima que puede proporcionar el módulo de cogeneración, por lo que el calor útil es proporcionado por el módulo de cogeneración y una caldera auxiliar. En este caso, el pico máximo que debe ser capaz de abastecer la caldera auxiliar es de 74,07[kW] dato que corresponde a un día típico de Diciembre entre las 6:00 y las 7:00 horas.

Atendiendo a los valores representados en la “Tabla 4.55”, el valor del REE es:

$$REE[\%] = (373.500,51 \text{ [kWh]} / (1.107.848,88 \text{ [kWh]} - (623.411,55[\text{kWh}] / 0,9))) \cdot 100 = 89.96\%$$

Aplicamos la “fórmula 4.2” para obtener el valor de la Energía que cumple el Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo:

$$E_{REE0} = 623.411,6[\text{kWh}] / (0,9 \cdot ((1.107.848,88[\text{kWh}] / 373.500,5[\text{kWh}]) - (1/0.495))) = 732.279,63[\text{kWh}]$$

Esto implica que de la totalidad de la electricidad generada 732.279,63[kW] serán retribuidos, en nuestro caso los 373.500,51[kWh] producidos, debido a que el REE obtenido es mayor que el mínimo requerido (REE = 91,29% > 49,5% = REE₀).

Se calcula el rendimiento de la instalación según la “Fórmula 4.3”:

$$\eta = ((373.500,51[\text{kWh}] + 623.411,55[\text{kWh}]) / 1.107.848,88[\text{kWh}]) \cdot 100 = 89,99\%$$

Al ser el rendimiento global mayor que el valor del rendimiento umbral, 75%, la energía eléctrica generada por el módulo es igual a la electricidad de cogeneración.

$$E = E_{\text{CHP}} = 373.500,51[\text{kWh}]$$

El ahorro porcentual de energía primaria se calcula como:

$$\text{CHP } H_{\eta} = H / F = 623.411,55[\text{kWh}] / 1.107.848,88 \text{ [kWh]} = 0,56723$$

$$\text{CHP } E_{\eta} = E / F = 373.500,51[\text{kWh}] / 1.107.848,88 \text{ [kWh]} = 0,33714$$

$$\text{PES} = [1 - (1 / ((0,56723 / 0,9) + (0,33714 / 0,525)))] \cdot 100 = 21,41\%$$

La planta logra el PES requerido por la Directiva 2004/8/CE para ser considerada de alta eficiencia, por lo que tiene derecho a percibir garantías de origen por una cuantía de E_{CHP}.

Vitobloc 200 EM-140/207		Requeridos
E [kWh]	373.500,51	
F [kWh]	1.107.848,88	
H [kWh]	623.411,55	
REE [%]	89,96	>49,5%
E _{REEO} [kWh]	732.279,63	
η[%]	89,99	>75%
E _{CHP} [kWh]	373.500,51	
PES[%]	21,41	>0%

Tabla 4. 19: Datos requerimientos módulo Vitobloc 200 EM-140/207

Para proporcionar la demanda calorífica restante se escoge una caldera mural de condensación BIOS PLUS 50F, que comercializa Baxi, que proporcionan un calor útil de hasta 85[kW].

Esta caldera trabaja principalmente los días de invierno de máxima demanda térmica de calefacción.

Caldera Auxiliar	
Energía térmica anual [kWh]	29470,02
Horas funcionamiento [h]	1009,00

Tabla 4. 20: Características de servicio de la caldera auxiliar

Modelo	Potencia útil	Potencia útil	Rendimiento útil (1) con carga		Capacidad agua	Peso
	80/60 °C	50/30 °C	100 %	30%	litros	kg
BIOS PLUS 50 F	5,0 - 45	5,4 - 48,6	97,4	107,8	4	40
BIOS PLUS 70 F	7,2 - 65	7,8 - 70,0	97,2	107,1	6	50
BIOS PLUS 90 F	9,4 - 85	10,2 - 92,3	97,3	107,5	9	83
BIOS PLUS 110 F	11,4 - 102	12,3 - 110,3	97,2	107,4	10	93

Tabla 4. 21: Características técnicas caldera mural BIOS PLUS de Baxi

Para este modo de operación también se analiza de forma horaria, para un día tipo de cada mes del año, la energía eléctrica que se cubre con el módulo de cogeneración, el exceso de energía que se produce con el mismo y la que se debería comprar para satisfacer la demanda de energía eléctrica de la comunidad en cuestión.

	Potencia satisfecha CHP [kW]	Potencia exceso CHP [kW]	Potencia defecto CHP [kW]
Enero	25369,54	44040,08	4313,768251
Febrero	23732,40	36172,09	4035,855361
Marzo	23730,69	26053,91	5454,527379
Abril	20640,53	18839,04	7603,233826
Mayo	3009,18	0,00	23813,3846
Junio	2704,71	0,00	37368,24295
Julio	2584,90	0,00	43118,96068
Agosto	2654,16	0,00	42416,83505
Septiembre	2704,83	0,00	36830,93246
Oct. (1/10-14/10)	1391,01	0,00	9490,126891
Oct. (15/10-31/10)	8890,72	7115,99	4322,090991
Noviembre	19724,45	37036,89	3322,251525
Diciembre	20389,09	46716,30	3425,833547
TOTAL	157526,20	215974,31	225516,04

Tabla 4. 22 Energía eléctrica satisfecha por el módulo Vitobloc 200 EM-140/207

a “Tabla 4.22” Resume los datos de las tablas correspondientes al resto de meses recopiladas en el “Anexo A” del “Documento nº2”.

Para el análisis económico, energético y de emisiones se deberán contemplar dos posibilidades para satisfacer la demanda de energía eléctrica:

- Vender toda la energía eléctrica generada por el módulo de cogeneración, y comprar toda la electricidad necesaria para abastecer la demanda eléctrica a la red distribuidora a la que estemos conectados.

Energía Anual - VENDER [kWh]	373.500,51
Energía Anual - COMPRAR [kWh]	383.042,24

Tabla 4. 23: Energía eléctrica compra/venta total de **Vitobloc 200 EM-140/207**

- Satisfacer parte de la demanda de energía eléctrica con la energía producida por la cogeneración, vender el exceso de energía producido por el módulo y comprar la restante necesaria para satisfacer la demanda.

Energía Anual Satisfecha CHP[kW]	157.526,20
Energía Anual en Exceso-VENDER[kW]	215.974,31
Energía Anual en Defecto-COMPRAR[kW]	225.516,04

Tabla 4. 24: Energía eléctrica compra/venta excedentes de **Vitobloc 200 EM-140/207**

El volumen total necesario de los acumuladores de inercia a utilizar se determina siguiendo la “fórmula 4.8”.

De acuerdo a las características técnicas del módulo de cogeneración escogido la dispersión de calor tiene un valor de:

$$\Delta\vartheta=20[\text{K}]$$

Energía calorífica (calor de calefacción) sin función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/70
Energía calorífica (calor de calefacción) con función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/65

Tabla 4. 25: Salto de temperatura salida/retorno del módulo Vitobloc 200 EM-140/207

$$V_{sp,min} = (207 [\text{kW}] \cdot 1 [\text{h}]) / (0,00116 [\text{kWh/l}\cdot\text{K}] \cdot 20 [\text{K}]) = 8.922,41 [\text{l}]$$

Para cubrir este volumen se opta por la instalación de dos acumuladores: un Logalux L2TN2000/1 con una capacidad de 4000 litros, y un Logalux L2TN2500/1, con una capacidad de 5000 litros.

Logalux	L2TN800	L2TN1100	L2TN1500	L2TN950/1	L2TN1500/1	L2TN2000/1	L2TN2500/1	L2TN3000/1
Capacidad del acumulador (l)	800	1100	1500	1900	3000	4000	5000	6000
Altura del acumulador H (mm)	1680	2030	2030	2230	2430	2930	2930	2930
Ancho (mm)	810	1000	1000	1100	1200	1450	1450	1450
Largo (mm)	1600	1510	1910	1910	2405	2150	1570	2970
Peso (kg)	682	762	968	1066	1784	2331	2641	2961
Potencia de funcionamiento								
a caudal continuo 45°C (kw)	200	200	296	296	450	596	780	780
Indice de potencia 60°C	53	62	118	127	226	322	478	504

Tabla 4. 26: Datos técnicos acumulador Logalux L2TN

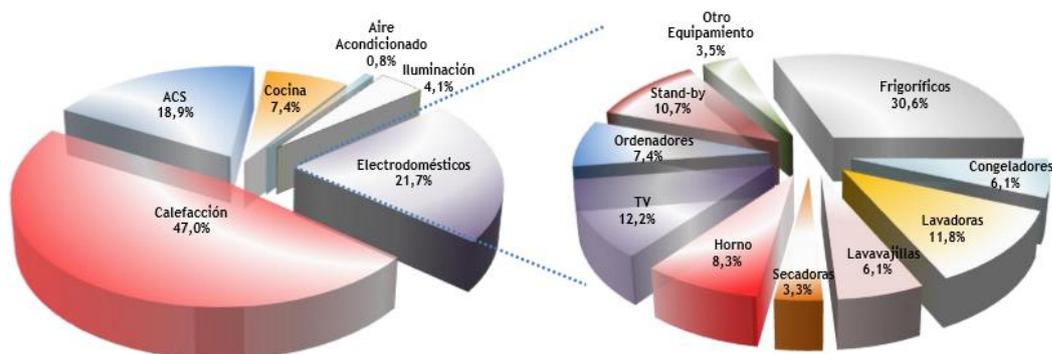
4.2 SELECCIÓN DEL MODO DE OPERACIÓN

En España el sector residencial es el tercer consumidor más importante de energía final.

El aumento del nivel de vida junto con el incremento del uso de equipos de confort, supone un aumento de la demanda energética. Esto también se ve afectado por el crecimiento del número de viviendas y la reducción del tamaño de miembros por hogar que se afronta desde 1975, y que sin embargo no lleva asociado una reducción equivalente del consumo de energía por vivienda.

El sector residencial basa la mejora de la eficiencia energética no solo en el uso de equipos energéticos y electrodomésticos más eficientes sino también en el progreso de la edificación residencial: la renovación de las envolventes de los edificios, el desarrollo e implementación de tecnologías que mejoran el rendimiento de las instalaciones de climatización, y el aumento del uso de equipos de iluminación más eficientes.

Como se puede observar en la “Figura 4.9”, donde se representa la distribución del consumo de energía en las viviendas españolas, el consumo de energía térmica formada por ACS (en menor medida) y calefacción abarcan un porcentaje mayor de la energía consumida en el hogar medio español.



Fuente: IDAE, Informe Spahousec

Figura 4. 9: Estructura de consumo según usos energéticos

Este proyecto pretende desarrollar una alternativa para aprovechar la energía térmica de forma más eficiente, mediante el estudio de viabilidad desde el punto de vista energético, económico y de las emisiones de gases de efecto invernadero. Para ello se propone emplear un equipo de microgeneración para abastecer la demanda de calefacción y ACS durante todo el año, apoyado por el uso de una caldera auxiliar y acumuladores de inercia, y a la vez producir electricidad, que en el estudio energético se analizará si se vende directamente a la red o se emplea para autoconsumo.

En la comunidad de estudio, la estructura de la demanda de energía, de acuerdo a la “Figura 4.10”, es muy similar a la estructura del consumo energético representada en la “Figura 4.9”, con la salvedad de que el consumo de energía depende del rendimiento del equipo empleado.

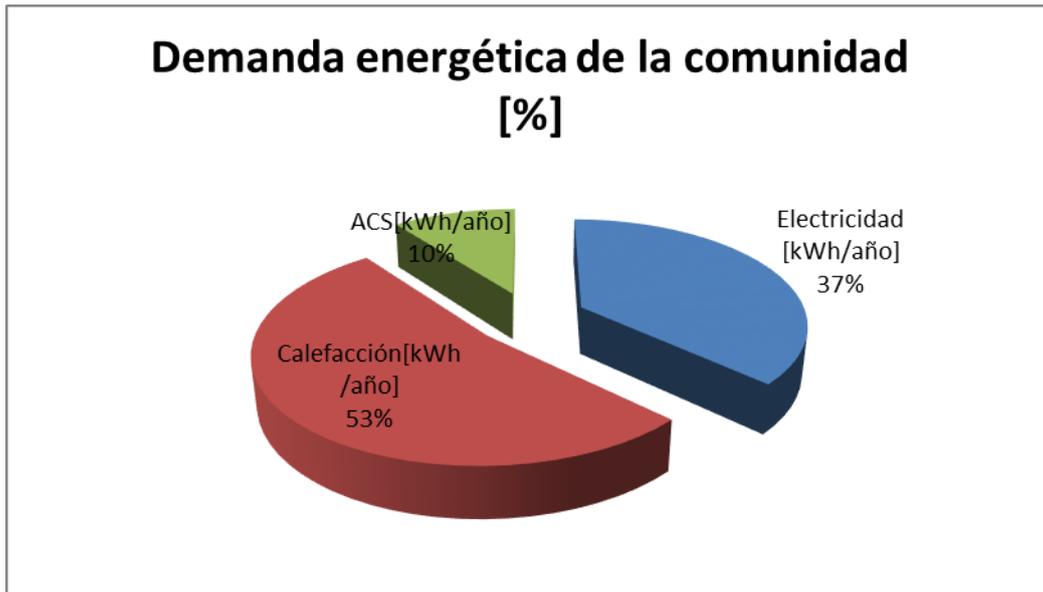


Figura 4. 10: Demanda energética de la comunidad de estudio

El porcentaje de la demanda térmica de la comunidad de referencia, desglosado en función del sistema al que quiere abastecer (ACS o calefacción) se representa en la siguiente figura:



Figura 4. 11: Demanda térmica desglosada de la comunidad de estudio

La “Tabla 4.27” muestra los modos de operación estudiados. Como se puede observar la primera opción, “4.1.1”, que consiste en satisfacer la demanda de potencia térmica pico mediante un único equipo de cogeneración sin necesidad del apoyo de una caldera auxiliar, cumple con todos los parámetros requeridos, pero en menor medida que el modo estudiado en la opción “4.1.2”.

Por estas razones se opta por la alternativa “4.1.2”, que sugiere el uso de un equipo de cogeneración para satisfacer la demanda media conjunta de ACS y calefacción más el uso de una caldera auxiliar, ya que cumple con los requisitos exigidos por la normativa y se adapta mejor a las necesidades energéticas del edificio, produciendo más energía de cogeneración que la opción “4.1.1” y tiene PES significativamente mayor.

	Opción" 4.1.1": cubrir la demanda máxima térmica	Opción" 4.1.2": cubrir la demanda media térmica conjunta	Requeridos
E [kWh]	331.496,29	373.500,51	
F [kWh]	1.161.117,11	1.107.848,88	
H [kWh]	652.881,57	623.411,55	
REE [%]	76,08	89,96	>49,5%
E _{REEO} [kWh]	489.362,40	732.279,63	
η[%]	84,78	89,99	>75%
E _{CHP} [kWh]	331.496,29	373.500,51	
PES[%]	14,45	21,41	>0%

Tabla 4. 27: Estudio comparativo de los distintos modos de operación propuestos

Además, la opción”4.1.2” genera más energía eléctrica consumiendo menos combustible, lo que se va a traducir en menores emisiones de dióxido de carbono, CO₂, tanto por generación de energía primaria como por combustión de gas natural (de ahí que el PES sea mayor para esta opción). Así mismo, al ser un módulo más pequeño la inversión inicial va a ser menor, por lo que se amortizará en un menor número de años. En este análisis también influye que la cantidad de energía eléctrica que se puede vender (en este caso el total de la energía generada por el módulo de cogeneración) va a ser mayor, por lo que también lo será la prima recibida por venta de electricidad.

4.3 HORAS DE FUNCIONAMIENTO

De acuerdo al RD413 2014 uno de los parámetros necesario analizar es el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación, Nh_{ins} , estableciendo tres límites en cuánto a las horas equivalentes de funcionamiento de las plantas de cogeneración:

- Umbral de funcionamiento, Uf : horas equivalentes de funcionamiento por debajo del cual no existirá derecho a la percepción de retribución específica.
- Horas mínimas de funcionamiento, Nh_{min} : horas equivalentes de funcionamiento que, de no superarse, los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico (retribución a la inversión y a la operación) se verán reducidos.

Si se diese el caso en el que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación se encuentra entre el umbral de funcionamiento y el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en el año correspondiente, los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico serán menores, obteniéndose dichos ingresos multiplicándolos por un coeficiente “d” que se calculará de acuerdo a la fórmula:

$$d = (Nh_{ins} - Uf) / (Nh_{min} - Uf)$$

(fórmula 4.10)

donde:

Nh_{ins} : Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales [h] de la instalación de producción de energía eléctrica en un periodo determinado determinada como el cociente entre la energía generada [kWh] en barras de central, y la potencia instalada [kW]:

$$Nh_{ins} = E_{gen} / P_{ins}$$

(fórmula 4.11)

Uf : Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año[h],

Nh_{min} : Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año[h].

- Horas máximas de funcionamiento, $Nh_{máx}$: horas de funcionamiento máximas por encima de la que se deja de percibir la retribución a la operación.

De situarse el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación entre los parámetros mínimo y máximo para la instalación tipo ($Nh_{min} < Nh_{ins} < Nh_{máx}$), el valor del parámetro “d” sería igual a la unidad ($d=1$).

Según lo dispuesto en la Orden ETU/130/2017, por la que se aprueban y actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, nuestra instalación tipo se clasifica en el grupo a.1.1

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
a.1	a.1.1	Gas Natural	25 < P ≤ 50 MW	Turbinas	-	2014	IT-01145
a.1	a.1.1	Gas Natural	25 < P ≤ 50 MW	Turbinas	-	2015	IT-01146
a.1	a.1.1	Gas Natural	25 < P ≤ 50 MW	Turbinas	-	2016	IT-01147
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	1996	IT-01148
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	1998	IT-01149
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	1999	IT-01150
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2000	IT-01151
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2001	IT-01152
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2003	IT-01153
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2004	IT-01154
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2007	IT-01155
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2008	IT-01156
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2009	IT-01157
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2010	IT-01158
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2011	IT-01159
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2012	IT-01160
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2014	IT-01161
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2015	IT-01162
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	-	2016	IT-01163
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	-	≤ 1993	IT-01164
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	-	1994	IT-01165

Fuente: RD 413/2014 y Orden ETU/130/2017 publicada en BOE-A-2017-1793

Tabla 4. 28: Clasificación instalaciones tipo

Una vez obtenido el código de la instalación tipo, IT-01162 se obtienen los valores de los parámetros límites U_f , $N_{h_{\min}}$ y $N_{h_{\max}}$, que van a establecer los ingresos anuales percibidos referentes al régimen retributivo específico.

Código de Identificación ¹	Vida Útil Regulatoria (años) ¹	Coeficiente de ajuste C _{1,a}	Retribución a la Inversión 2017-2019 Rinv (€/MW)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual 2017-2019 Nh (h). ¹	Umbral de funcionamiento anual 2017-2019 Uf (h). ¹	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses(%)		
						3 meses ¹	6 meses ¹	9 meses ¹
IT-01145	25	1,0000	82.832	3.580	1.080	15%	30%	45%
IT-01146	25	1,0000	83.600	3.580	1.080	15%	30%	45%
IT-01147	25	1,0000	81.243	3.580	1.080	15%	30%	45%
IT-01148	25	1,0000	223.518	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01149	25	1,0000	129.408	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01150	25	1,0000	138.994	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01151	25	1,0000	107.271	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01152	25	1,0000	97.772	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01153	25	1,0000	105.871	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01154	25	1,0000	118.350	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01155	25	1,0000	119.562	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01156	25	1,0000	109.121	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01157	25	1,0000	115.448	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01158	25	1,0000	132.819	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01159	25	1,0000	149.050	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01160	25	1,0000	166.885	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01161	25	1,0000	163.448	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01162	25	1,0000	165.041	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01163	25	1,0000	164.870	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01164	25	1,0000	14.515	2.260	680	15%	30%	45%
IT-01165	25	1,0000	10.018	2.260	680	15%	30%	45%
IT-01166	25	1,0000	7.775	2.260	680	15%	30%	45%

Fuente: Orden ETU/130/2017 publicada en el BOE-A-2017-1793

Tabla 4. 29: Parámetros significativos de la instalación tipo

Se aplica la “fórmula 4.11” utilizando los datos correspondientes al modo de operación estudiado en el apartado “4.1.2”:

$$N_{h_{ins}} = 373.500,51[\text{kWh}] / 140[\text{kW}] = 2.667,86[\text{h}]$$

Como el número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación es mayor que el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico son los máximos a percibir, ya que el coeficiente “d” sería igual a la unidad.

$$N_{h_{ins}} = 2.667,86[\text{h}] > 2100 [\text{h}] = N_{h_{min}}$$

Cabe recordar que la retribución de la instalación queda determinada por la retribución de la venta de electricidad a precio de mercado más la retribución específica. Tal como se señaló en la “Figura 2.6”, la retribución específica está compuesta por la Retribución a la inversión y a la Operación (cuyo valor se encuentra actualizado en el mismo documento BOE-A-2017-1793). La instalación no está limitada por un número de horas equivalente de funcionamiento máximo.

5 ANÁLISIS DE EMISIONES DE CO₂

Se va a tener en cuenta también el ahorro de emisiones de CO₂ que supondría la sustitución de la actual caldera de gas natural por un módulo de cogeneración.

Los factores de emisiones de CO₂ [10] empleados para realizar dicho análisis se representan en la “Tabla 5.1” que se muestra a continuación:

Factores de emisiones de CO ₂		
	Fuente	Valores Propuestos
		kg CO ₂ /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,399
Electricidad Nacional de origen 100% renovable	(**)	0
Electricidad Nacional de origen 100% no renovable	(**)	0,521
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,372
Electricidad convencional Extra peninsular	(**)	0,867
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,960
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,811
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,732
Gasóleo calefacción	(***)	0,311
GLP	(***)	0,254
Gas natural	(***)	0,252
Carbón	(***)	0,472
Biomasa	(***)	0,018
Biomasa densificada (pelets)	(***)	0,018

(*) Valor obtenido de la Propuesta de Documento Reconocido: **Valores aprobados en Comisión Permanente de Certificación Energética de Edificios de 27 de Junio de 2013**

(**) Según cálculo del apartado 5 de este documento.

(***) Basado en el informe “Well to tank Report, version 4.0” del Joint Research Intitute.

Fuente: IDAE y Ministerio de Industria, Energía y Turismo
Tabla 5. 1: Factores de emisiones de CO₂

Se van a realizar dos simulaciones de ahorro de emisiones de CO₂:

- En las condiciones estudiadas para satisfacer la demanda de ACS y calefacción anual calculadas en el punto tres de este documento.
- Comparando el sistema convencional y el modo de operación seleccionado, partiendo de las condiciones de energía térmica y eléctrica producidas por el módulo CHP, según los datos reflejados en la “Tabla 4.18”.

5.1 EMISIONES DE CO₂ PARA CUBRIR LA DEMANDA TÉRMICA Y ELÉCTRICA

La demanda de energía térmica conjunta de ACS y calefacción que se ha de satisfacer es de 652.878[kWh], mientras que la demanda de energía eléctrica alcanza un valor de 383.042,24 [kWh], de acuerdo a los datos calculados en los apartados anteriores “3.3” y “3.4”.

- El sistema convencional lo componen dos calderas de gas natural con un rendimiento aproximado del 90%, por lo que el consumo de gas natural para abastecer la demanda alcanza un valor de 725.420[kWh].
- El sistema alternativo propuesto está compuesto por un módulo de microgeneración y una caldera auxiliar. El consumo de gas del módulo de cogeneración es de 1.107.848,8[kWh] para satisfacer 623.411,55[kWh] térmicos. El módulo CHP trabajando para satisfacer dicha demanda térmica genera 373.500,51[kWh] de energía eléctrica, cuya producción está libre de emisiones de CO₂. Dichos resultados se extraen de la “Tabla 4.18”.

La energía eléctrica asociada a emisiones de CO₂ del módulo de microgeneración se calcula como la diferencia entre:

- La energía eléctrica que se ha de comprar a la red eléctrica a la que estemos conectados (225.516,04[kWh] de acuerdo con los datos de la “Tabla 4.24”), debido a que el módulo no es capaz de proporcionarla trabajando en las condiciones de satisfacer la energía térmica horaria.
- La energía que se puede vender por exceso de producción de dicho módulo CHP (215.974,31[kWh] según lo reflejado en la “Tabla 4.24”).

$$225.516,04[\text{kWh}] - 215.974,31[\text{kWh}] = 9.541,73[\text{kWh}]$$

La caldera auxiliar cubre los 29.470,02[kWh] restantes necesarios para satisfacer la demanda de energía térmica, dato obtenido de la “Tabla 4.20”. Suponiendo que el rendimiento de la caldera es del 90% el consumo de gas natural de la caldera auxiliar es de 32.744,47[kWh].

El ahorro de CO₂ referido al uso del sistema de microgeneración respecto al convencional se refleja en la siguiente tabla:

		Sistema convencional	Cogeneración	
			Módulo CHP	Caldera auxiliar
Energía Eléctrica	Consumo anual electricidad [kWh]	383.042,24	9.541,73	-
	Emisiones CO ₂ [kg CO ₂]	152.833,85	3.807,15	-
Energía Térmica	Consumo anual gas [kWh]	725.418,89	1.107.848,88	32.744,47
	Emisiones CO ₂ [kg CO ₂]	182.805,56	279.177,92	8.251,61
TOTAL EMISIONES CO ₂ [kg CO ₂]		335.639,41	282.985,07	8.251,61
Ahorro emisiones CO₂ [%]		13,23%		

Tabla 5. 2: Ahorro emisiones de CO₂ uso módulo cogeneración con caldera auxiliar

5.2 EMISIONES DE CO₂: COGENERACIÓN VS. SISTEMA CONVENCIONAL

Partiendo de los datos recogidos en la “Tabla 4,18”, el módulo de cogeneración escogido para cubrir la demanda base de energía térmica es capaz de satisfacer 623.411,55[kWh] mediante el uso de 1.107.848,8[kWh] de combustible, generando 373.500,51[kWh] de energía eléctrica, estando esta energía eléctrica libre de emisiones de CO₂.

Se comparan las emisiones de CO₂ que produce este modo de operación con el sistema convencional de caldera de gas instalada en la comunidad en cuestión de forma que satisfagan las mismas cantidades de energía. Se supone un rendimiento de la caldera del 90%, por lo que el consumo de gas alcanza una cifra de:

$$623.411,55[\text{kWh}]/0,9=692.679,50[\text{kWh}]$$

Se obtienen los siguientes resultados:

		Sistema convencional	Cogeneración
Energía Eléctrica	Consumo anual [kWh]	373.500,51	0,00
	Emisiones CO ₂ [kg CO ₂]	149.026,70	0,00
Energía Térmica	Consumo anual gas [kWh]	692.679,50	1.107.848,88
	Emisiones CO ₂ [kg CO ₂]	174.555,23	279.177,92
TOTAL EMISIONES CO ₂ [kg CO ₂]		323.581,94	279.177,92
Ahorro emisiones CO₂ [%]		13,72%	

Tabla 5. 3: Ahorro emisiones de CO₂ módulo de cogeneración vs. sistema convencional

De acuerdo a los resultados obtenidos reflejados en las tablas “Tabla 5.2” y “Tabla 5.3”, se puede concluir que el uso del modo de operación estudiado en el apartado “4.1.2” formado por un módulo de cogeneración y una caldera auxiliar, supone una disminución aproximada del 13% de las emisiones de CO₂ respecto de las que se producirían mediante el uso del sistema convencional de calderas instaladas en la comunidad actualmente.

La diferencia entre ambos resultados radica en el uso de la caldera auxiliar en la instalación para satisfacer la demanda de energía térmica, lo que supone un aumento de las emisiones de CO₂.

Se observa que, aunque en el caso con cogeneración las emisiones de CO₂ por gas natural son mayores que las producidas por el sistema convencional, las de la electricidad comprada son mínimas ya que se puede alcanzar un grado alto de autoabastecimiento, resultando el balance total de emisiones de CO₂ menor al optar por una opción con cogeneración.

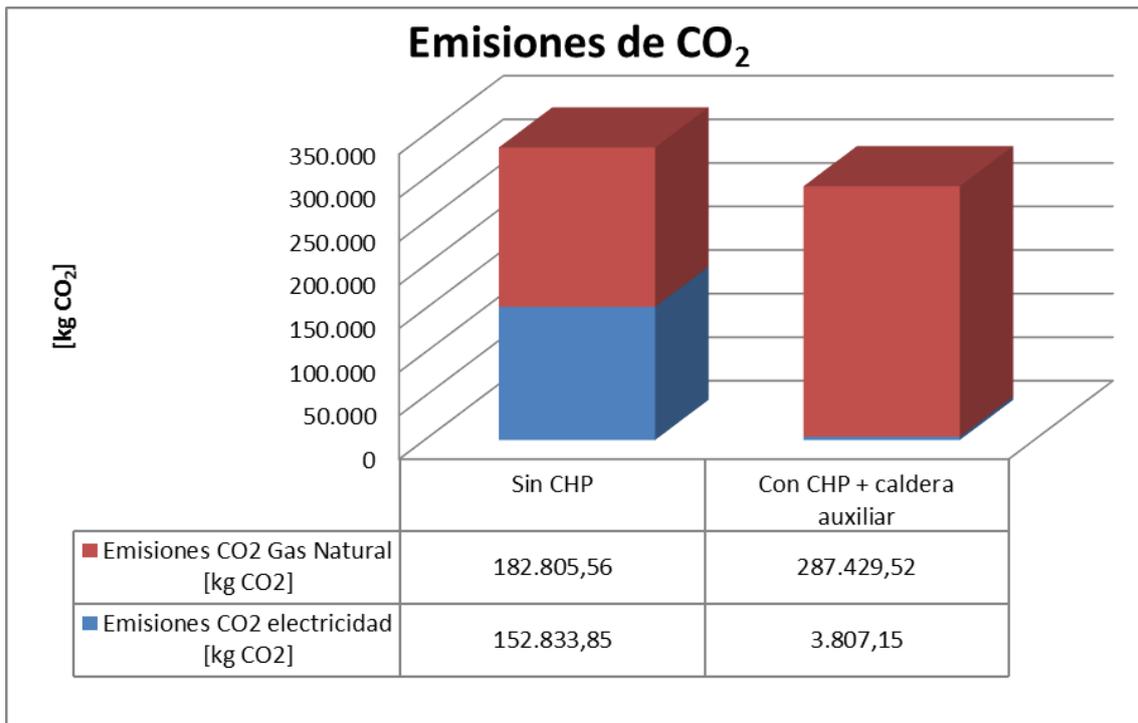


Figura 5. 1: Emisiones de CO₂ detallado

El consumo eléctrico máximo propio del módulo de cogeneración es de 2,7[kW], de acuerdo a las especificaciones técnicas de dicho módulo. Dicho consumo no se va a tener en cuenta en los cálculos de emisiones, ni en los análisis energéticos y económicos que se van a realizar a continuación, ya que varía en función del estado de funcionamiento del módulo y, puesto que el módulo CHP no siempre trabaja a carga máxima, no va a consumir los 2,7[kW] de consumo eléctrico propio, siendo este gasto poco significativo en términos globales al compararlo con la potencia consumida por las actuales calderas murales de condensación.

Generación de energía			
Energía eléctrica (trifásica)	Tensión	V	400
	Corriente	A	202
	Frecuencia	Hz	50
Potencia eléctrica con	cos phi = 1 y U _n	kW	140
	cos phi = 0,95 y U _n	kW	140
	cos phi = 0,9 y U _n	kW	135
	cos phi = 1 y U _n - 10%	kW	140
	cos phi = 0,951 y U _n - 10%	kW	140
	cos phi = 0,9 y U _n - 10%	kW	110
Consumo eléctrico propio ⁴⁾		kW	2,7
Energía calorífica (calor de calefacción) sin función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/70
	Temperatura de salida / de retorno con función de red de reserva	°C	90/65

Tabla 5. 4: Consumo eléctrico propio del módulo de cogeneración Vitobloc 200 EM-140/207

6 ANÁLISIS ENERGÉTICO

El reparto energético de comunidad estudiada, de acuerdo con los resultados expuestos en los apartados “3.3” y “3.4”, es el que se detalla en la siguiente tabla:

	Energía [kWh/año]	[%]
Electricidad	383.042,24	36,98
Gas Natural	652.873,88	63,02
TOTAL	1.035.916,12	100

Tabla 6. 1: Reparto energético comunidad de referencia

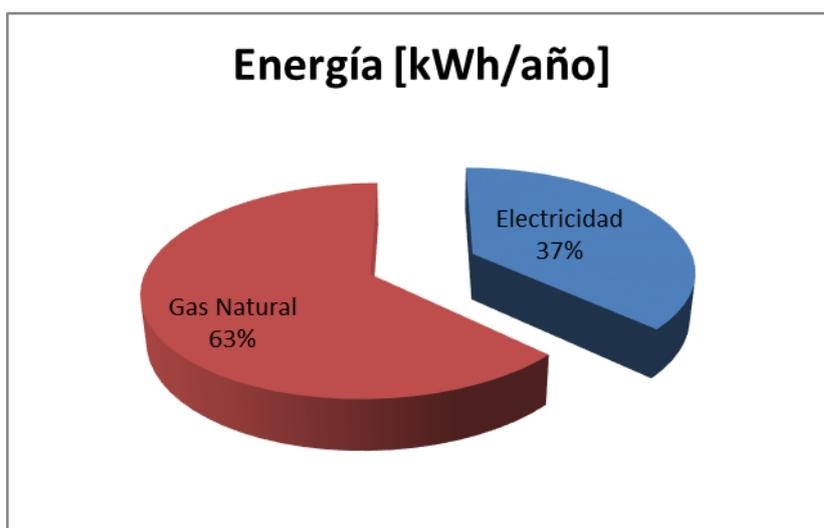


Figura 6. 1: Reparto de energía [%] según fuente

A continuación, se van a analizar los costes energéticos en los siguientes casos:

- Costes energéticos sin cogeneración, es decir, del modo de operación convencional consistente en el uso de dos calderas de gas natural, en funcionamiento actualmente.
- Costes energéticos con cogeneración, de acuerdo al modo de operación seleccionado según los datos expuestos en el apartado “4.1.2”:
 - CASO 1: Venta de toda la Energía Eléctrica obtenida por el módulo CHP, y compra de toda la Energía Eléctrica demandada.
 - CASO 2: Autoabastecimiento usando la Energía Eléctrica que proporciona el módulo de cogeneración en régimen de satisfacer la demanda de energía térmica a la que se dimensiona la instalación, y venta de los excedentes de Energía Eléctrica generados por dicho módulo CHP.

6.1 COSTES ENERGÉTICOS SIN COGENERACIÓN

Estos costes se calcularon en los apartados “3.3” y “3.4”. El resumen de los datos es:

Coste anual de Gas Natural (€)	38.177,23
Coste anual de Electricidad (€)	72.220,32
TOTAL gasto energético (€)	110.397,55

Tabla 6. 2: Costes energéticos sin cogeneración

La factura total de gas natural anual se detalla en la “Tabla 3.41” y la factura total de electricidad anual para una vivienda tipo viene desglosada en la “Tabla 3.46”.

6.2 COSTES ENERGÉTICOS CON COGENERACIÓN

6.2.1 CASO 1: Venta de toda la Energía Eléctrica

- **Costes asociados a la Energía Eléctrica**

En este caso se opta por vender toda la energía eléctrica generada por el módulo de cogeneración, de 373.500,51[kWh], y comprar la energía necesaria para abastecer toda la demanda de electricidad, 383.042,24[kWh], de acuerdo a los datos proporcionados en la “Tabla 4.23”.

Como valor orientativo del precio de la electricidad, ya que este es muy sensible a cambios de acuerdo con el mercado existente, se han calculado los ingresos que se percibirían de acuerdo al RD 413 2014, con el valor de las primas actualizadas de 2017.

El coste de comprar toda la energía eléctrica demandada sería el mismo que en el caso convencional, de valor 72.220,32[€],

Para establecer el precio de mercado de venta de la energía eléctrica se van a utilizar los valores aprobados en el Artículo 3 del documento publicado en el BOE A-2017-1793 para los años 2017, 2018 y 2019, que son respectivamente 42,84[€/MWh], 41,54[€/MWh] y 41,87[€/MWh]. Por lo tanto, el precio de partida para venta de la energía eléctrica será de 0,04284 [€/kWh].

Según la Asociación Española de Cogeneración, Acogen, el precio del mercado de energía eléctrica en el Mercado Ibérico de la Electricidad (Mibel), cerró en Junio de 2017 con un valor de 50,22[€/MWh], un valor bastante superior al establecido en el BOE.

La retribución a la instalación (R_{inst}) se calcula como la retribución de venta de electricidad a precio de mercado ($R_{venta-precio\ de\ mercado}$) más la retribución específica (R_{esp}).

Esta última se calcula, según lo explicado en la “Figura 2.6”, como la retribución a la inversión (R_{inv}), que depende de la potencia eléctrica neta instalada (en este caso de 140[kW]) y cuyo valor se especifica en la “Tabla 4.29”, más la retribución a la operación (R_o), que se percibe si el número de horas equivalentes de funcionamiento no supera el límite máximo de horas equivalentes de la instalación tipo.

$$R_{inst} = R_{venta-precio\ de\ mercado} + R_{resp} = R_{venta-precio\ de\ mercado} + (R_{inv} + R_o)$$

(fórmula 6.1)

El valor de la Retribución a la operación se recoge en la “Tabla 6.3”, obtenido a partir del documento del BOE A-2017-1793.

Cabe destacar que al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para este tipo de tecnología, ya que los costes de explotación dependen esencialmente el precio del combustible. Luego los ingresos percibidos están calculados para el año 2017.

El coste eléctrico total anual se obtiene como el coste eléctrico de compra de la energía eléctrica menos los ingresos percibidos de la venta de la energía eléctrica que genera el módulo de cogeneración.

Código de identificación ³	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de R_o Anual (h) ²	Retribución a la Operación R_o (€/MWh) 1º semestre 2017
IT-01142	-	34,345
IT-01143	-	34,361
IT-01144	-	34,327
IT-01145	-	33,748
IT-01146	-	33,568
IT-01147	-	32,977
IT-01148	-	84,036
IT-01149	-	82,718
IT-01150	-	81,025
IT-01151	-	78,817
IT-01152	-	77,298
IT-01153	-	75,348
IT-01154	-	74,819
IT-01155	-	73,043
IT-01156	-	72,384
IT-01157	-	72,085
IT-01158	-	72,001
IT-01159	-	71,999
IT-01160	-	71,724
IT-01161	-	71,369
IT-01162	-	71,137

Fuente: BOE A-2017-1793

Tabla 6. 3: Parámetro de Retribución a la Operación [€]

Precio venta electricidad [€/kWh]	Retribución venta electricidad [€]	Retribución a la inversión [€/kW]	Total Retribución Inversión [€]	Retribución a la operación [€/kWh]	Total Retribución Operación [€]	Ingresos Venta Energía Eléctrica CHP [€]
0,04284	16.000,7623	0,165041	23,10574	0,071137	26.569,71	42.593,57

Tabla 6. 4: Ingresos procedentes de venta de electricidad [€]

Coste Eléctrico TOTAL [€]	Ingresos Venta Energía Eléctrica CHP [€]	TOTAL COSTE eléctrico [€]	Precio medio anual por vivienda [€]
72.220,32	42.593,57	29.626,75	617,22

Tabla 6. 5: Coste eléctrico Total [€]

- **Costes asociados a la Energía Térmica**

El módulo CHP consume 1.107.848,88[kWh] anuales de gas natural, mientras que la caldera auxiliar tiene un consumo anual de combustible de 32.744,47[kWh].

En necesario señalar que la instalación se acoge a la tarifa del mercado libre al sobrepasar el máximo consumo de gas natural establecido por el BOE de la Tarifa de Último Recurso (TUR)

	Tarifa	
	Fijo (€/cliente)/mes	Variable cent/kWh
T.1 Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	4,34	4,762449
T.2 Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año	8,67	4,075049
T.3 Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año	60,38	3,630290
T.4 Consumo superior a 100.000 kWh/año	181,72	3,142950

Fuente: Documento BOE-A-2016-3068

Tabla 6. 6: Precios sin impuestos al consumo de gas natural del año 2016

De acuerdo a la información proporcionada por el IDAE, al acogerse al mercado libre el consumidor de Gas Natural deberá pagar un peaje de acceso, correspondiéndose este caso con la Tarifa 3.4.

PEAJE	TÉRMINOS DE PEAJE				TÉRMINO ENERGÍA
	Término fijo c€/kWh día/mes	Δ (*)	Término variable c€/kWh	Δ (*)	
Peaje 1 (P>60bar)					
1.1 Consumo \leq 200GWh	3,4560	0,00%	0,0847	0,00%	Varía según oferta de la compañía
1.2 200GWh/año <Consumo \leq 1000 GWh/año	3,0875	0,00%	0,0682	0,00%	
1.3 .Consumo > 1000 GWh/año	2,8657	0,00%	0,0615	0,00%	
Peaje 2 (4 bar<P\leq60 bar)					
2.1 Consumo \leq 0,5 GWh/año	25,3055	0,00%	0,1934	0,00%	Varía según oferta de la compañía
2.2 0,5 < Consumo \leq 5 GWh/año	6,8683	0,00%	0,1543	0,00%	
2.3 5 < Consumo \leq 30 GWh/año	4,4971	0,00%	0,1249	0,00%	
2.4 30 <Consumo \leq 100GWh/año	4,1210	0,00%	0,1121	0,00%	
2.5. 100 < Consumo \leq 500GWh/año	3,7887	0,00%	0,0983	0,00%	
2.6 Consumo > 500GWh/año	3,4848	0,00%	0,0852	0,00%	
Peaje 3 (P\leq 4 bar)					
3.1 Consumo \leq 5.000 kWh/año	2,53	0,00%	2,9287	0,00%	Varía según oferta de la compañía
3.2 5.000 <Consumo \leq 50.000 kWh/año	5,79	0,00%	2,2413	0,00%	
3.3 50.000 kWh/año <Consumo \leq 100 MWh/año	54,22	0,00%	1,6117	0,00%	
3.4 Consumo >100 MWh/año	80,97	0,00%	1,3012	0,00%	
Peaje P>4 bar. Consumidores industriales con carácter interrumpible					
3.5 Consumo > 8 GWh/año	5,9258	0,00%	0,2010	0,00%	Varía según oferta de la compañía

NOTA: Se mantienen los peajes y cánones vigentes en 2015 establecidos en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre.

(*) Variación con respecto a peajes anteriores: nº 312; 26 de diciembre 2014.

Fuente: BOE nº 302; 18 de diciembre 2015.

Fuente: IDAE

Tabla 6. 7: Tarifas sin impuestos al consumo de gas natural del año 2016

Como habría que sumarle el término variable correspondiente al término de energía, se busca la Tarifa 3.4 más rentable del mercado, proporcionada por Iberdrola.

PRECIO GAS NATURAL	TARIFA 3.4 (>100.000 kWh/año y <=3GWh/año)
TÉRMINO FIJO	80,970000 €/mes
TÉRMINO VARIABLE	0,039659 €/kWh

Fuente: Iberdrola

Tabla 6. 8: Precios Gas Natural Tarifa 3.4

A estos costes les serán añadidos los impuestos indirectos correspondientes al 21% del IVA, y el impuesto a hidrocarburos establecido en la Ley 15/2012.

El precio de dicho impuesto es de 0,00234[€/kWh], aplicándose la tarifa general destinada a los consumidores que utilizan el suministro en usos domésticos o como comburente para la generación o cogeneración de electricidad.

Otro de los costes a tener en cuenta a la hora de realizar la factura del consumo de Gas Natural es el precio mensual del alquiler del contador, que será el fijado en cada momento por el Ministerio de Industria, Energía y Agenda Digital para el caudal correspondiente que cobre la Empresa Distribuidora, al que se le incorporarán los impuestos indirectos no incluidos, es decir, el 21% correspondiente al IVA.

El consumo de gas natural se mide en metros cúbicos [m³], por lo que se necesita un factor de conversión que permita transformarlos en kWh, y de esta forma poder facturar la energía al cliente. Dicho factor de conversión es de 11,70[kWh/m³].

Para saber el caudal del contador, se calcula el caudal pico de consumo de Gas Natural, que se produce a las 7:00 horas de la mañana del mes de Diciembre de acuerdo a los datos de la tabla correspondiente al mes de Diciembre del modo de operación seleccionado recogida en el “Anexo A” del “Documento nº2”.

	Energía [kWh]	Consumo Gas Natural [kWh]	Caudal [m3/h]
Módulo CHP	207,00	301,36	25,76
Caldera Aux.	74,07	82,30	7,03
TOTAL	281,07	383,66	32,79

Tabla 6. 9: Caudal máximo Gas Natural correspondiente al mes de Enero

El precio del alquiler del contador es, por lo tanto:

Caudal del contador (m3/h)	Tarifas del alquiler		Δ (*)
Hasta 3 m3/hora	0,69 €/mes		0,00%
Hasta 6 m3/hora	1,25 €/mes		0,00%
Q>6m ³ /hora (%1000 del valor medio del contador que se fija a continuación)	12,5 por 1000 del valor medio de contador que se fija a continuación/mes		-
Caudal del contador (m3/h)	valor medio del contador €	valor calculado €/mes	Δ (*)
Q<10	210,94	2,64	0,000%
Q<25	388,25	4,85	0,000%
Q<40	752,97	9,41	0,000%
Q<65	1.538,21	19,23	0,000%
Q<100	2.082,41	26,03	0,000%
Q<160	3.266,32	40,83	0,000%
Q<250	6.912,62	86,41	0,000%

Fuente: IDAE

Tabla 6. 10: Coste de Gas Natural asociado al módulo de cogeneración y la caldera auxiliar

La factura detallada correspondiente al consumo de Gas Natural para satisfacer la demanda de ACS y calefacción asciende a un total de:

Consumo Gas Natural [kWh]	Tarifa 3.4: Consumo superior a 100.000 [kWh/año]		Precio anual desglosado		Impuesto hidrocarburos	Alquiler de contador (Q<40[m3/h])	Precio TOTAL 21%IVA [€]	Precio medio anual por vivienda [€]
	Fija [€/mes]	Variable [€/kWh]	Fija [€/año]	Variable [€/kWh]	0,00234 [€/kWh]	9,41 [€/mes]		
1.140.593,35	80,97	0,039659	971,64	45.234,79	2.668,99	112,92	59.275,89	1234,91

Tabla 6. 11: Factura detallada de Gas Natural para módulo CHP y caldera auxiliar

Resumiendo, los costes energéticos asociados al uso del módulo de cogeneración y la caldera auxiliar se resumen a continuación:

Coste anual de Gas Natural (€)	59.275,89
Coste anual de Electricidad (€)	29.626,75
TOTAL gasto energético (€)	88.902,64

Tabla 6. 12: Costes energéticos anuales asociados al uso del módulo CHP y la caldera de gas

El uso del módulo de cogeneración supone, con el precio de mercado marcado para el año 2017 de 42,84[€/MWh], un ahorro en los costes energéticos del 19,47%.

	Sin Cogeneración	Con cogeneración
Coste energético [€]	110.397,55	88.902,64
Ahorro [%]	19,47	

Tabla 6. 13: Ahorro porcentual de costes al utilizar módulo de cogeneración

6.2.2 CASO 2: Autoabastecimiento y venta de excedentes de energía eléctrica

El autoconsumo es un modo de consumir la energía generada a nivel local en instalaciones de producción conectadas en el interior de la red del consumidor, o con éste por medio de una línea directa.

Hay dos sistemas de autoconsumo:

- Aislados: se utiliza para producir energía que consumimos en el instante o almacenamos utilizarla con posterioridad

- Con conexión a la red: permite verter energía a la red eléctrica, ya sea la totalidad de la energía eléctrica producida o los excedentes de dicha energía que no se vayan a utilizar del consumo propio.

De acuerdo a la Ley del Sector Eléctrico (LSE) y al RD 900/2015 hay dos modalidades de autoconsumo:

- Tipo 1: instalación de generación de energía eléctrica destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red del consumidor, sin precisar estar dada de alta en el registro de producción. Tiene las siguientes características:
 - La potencia contratada del consumidor será menor o igual a 100 kW, y mayor o igual a la suma de las potencias instaladas de generación.
 - El titular del suministro deberá ser el mismo que el de la instalación de generación conectadas a su red. Esta razón impide que pueda haber una instalación de generación que satisfaga la demanda conjunta de una comunidad de vecinos.
 - Si la potencia contratada por los consumidores es menor o igual a 10 kW, y mediante el uso de un dispositivo acreditado que evite el vertido de energía a la red, no tendrán que pagar los estudios de acceso y conexión ni los derechos de acometida.
 - Los equipos de medida obligatorios de los que debe constar la instalación son un contador que registre la energía neta generada en la instalación de generación, y un contador independiente en el punto frontera de la instalación.
De forma opcional la instalación podrá contar con un equipo de medida que contabilice la energía consumida por el consumidor.
- Tipo 2: producción con autoconsumo en la que el consumidor se encuentra conectado a la instalación por medio de una línea directa. En este caso la instalación de generación debe estar inscrita en el registro de producción. Este tipo de instalaciones deben cumplir los siguientes requisitos:
 - La totalidad de las potencias instaladas en los equipos de producción ha de ser menor o igual a la contratada por el consumidor.
 - El titular de todas las instalaciones de producción deberá ser el mismo, aunque no tiene por qué coincidir con el consumidor.
 - El titular de la instalación de producción deberá pagar los peajes de acceso, de acuerdo a lo establecido en el RD 1544/2011, en concepto del vertido horario realizado a la red.
 - Para poder percibir contraprestación económica será necesario verter los excedentes de energía a la red.
 - Los equipos de medida de los que deberá disponer la instalación son un contador bidireccional que mida la energía neta generada, otro que registre la energía consumida por el consumidor asociado, y opcionalmente un equipo de medida bidireccional situado en la frontera de la instalación.
Si se da el caso de que el generador y el consumidor estén unidos mediante líneas directas, será imprescindible el uso de equipos para cuantificar las demandas de la red, el consumo con independencia de su procedencia y el autoconsumo.

AUTONSUMO RD 900/2015		
Requisitos generales	TIPO 1	TIPO 2
Modalidad	Suministro	Producción
Sujetos	Consumidor	Productor Consumidor
Potencia máxima contratada [kW]	100	Ilimitada
Potencia máxima instalada	≤ Potencia contratada	≤ Potencia contratada
Titular del suministro = Titular de la instalación	Sí	No obligatoriamente
Tramitación y legalización	RD 1699/2011	≤ 100 kW: RD 1699/2011 > 100 kW: RD1955/2000
Solicitud de punto de conexión o modificación	Sí	Sí
Pago del estudio del punto de conexión	No	Sí
Equipos de medida obligatorios	-Energía generada - Energía importada	≤ 100 kW: - Energía neta generada (bidireccional) - Energía importada/exportada (bidireccional) > 100 kW: - Energía neta generada (bidireccional) - Consumo total del consumidor
Excedentes inyectados a la red	No remunerados	Obligatorio, venta del kWh a precio de mercado

Fuente: RD 900/2015. Elaboración propia.
Tabla 6. 14: Resumen modalidades de autoconsumo.

De acuerdo al RD 900/2015, en ninguna circunstancia un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores, como resulta ser el caso propuesto, ya que se tiene un solo generador que debería abastecer la demanda de todas las viviendas que componen la comunidad. Debido a esto será imperativo verter la totalidad de la energía neta generada a la red y adquirir toda la energía consumida.

Aunque la energía generada se podría usar exclusivamente para satisfacer los servicios comunitarios de dicha comunidad de propietarios, debido a los costes asociados a esta operación no compensa analizar esta alternativa.

7 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este punto se va a realizar el estudio económico de la instalación de microgeneración escogida anteriormente, teniendo en cuenta que el proyecto es muy sensible a la variación del precio de la electricidad. Debido a dicha sensibilidad, se realizará un análisis para analizar para qué precio de venta de la electricidad sería rentable la inversión de la instalación, suponiendo un precio fijo del combustible.

Para ello se va a considerar un período de amortización lineal de 10 años y se calculará el Valor Actual Neto, VAN, la Tasa Interna de Retorno, TIR, y el Payback o período de retorno simple de la inversión.

- Valor Actualizado Neto (VAN[€]): es un método de valoración de la inversión de un proyecto en términos absolutos netos, que se calcula como la diferencia entre los valores actualizados de los cobros y los pagos con el objetivo de cuantificar la ganancia o pérdida de la inversión, por lo que se utiliza para valorar las distintas opciones de inversión. Para ello se reúnen todos los flujos de caja actuales descontándolos a un interés determinado.

Se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$VAN = -I + (\sum R_j / (1+r)^n)$$

(fórmula 7.1)

donde:

n: número de períodos, número de años

I: inversión [€] inicial (n=0),

R_j: flujos de dinero o de caja (entradas y salidas netas de dinero) para el período "j",

r: tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión. En este caso el valor utilizado va a ser el del WACC.

El VAN genera dos tipos de decisiones: la primera ver si la inversión es factible y la segunda comparar inversiones en términos absolutos (unidades monetarias). Los criterios selección de inversiones son:

- VAN >0: el proyecto de inversión generará beneficios, por lo que se acepta la inversión.
- VAN=0: el proyecto de inversión no generará beneficios ni pérdidas, por lo que su realización será, en principio, indiferente.
- VAN<0: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que se rechazará su realización.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): es un método que mide la rentabilidad de una inversión en términos relativos, es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tiene una inversión para las cantidades actualizadas de los cobros y los pagos.

Esto se corresponde con el valor de la tasa de descuento, r , que hace que el VAN sea igual a cero.

Se puede calcular igualando a cero el VAN y despejando el valor de la TIR:

$$\text{VAN} = -I + (\sum R_j / (1+TIR)^n) = 0$$

(fórmula 7.2)

en la que:

n : número de períodos, número de años

I : inversión [€] inicial ($n=0$),

R_j : flujos de dinero o margen de explotación para el período “ j ”,

El criterio de selección en función de la tasa de descuento, r , elegida para el cálculo del VAN es:

- $TIR > r$: la tasa de rendimiento interno es mayor a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión, es decir, a la tasa de descuento, por lo que la inversión será aceptada.
- $TIR = r$: la inversión podrá llevarse a cabo si no se encuentran alternativas más favorables.
- $TIR < r$: no se alcanza la rentabilidad mínima exigida a la inversión, por lo que se rechazará el proyecto de inversión.

De forma gráfica, situando el VAN en el eje de ordenadas y la tasa de descuento en el de abscisas, la inversión será una curva descendente. El TIR es el punto donde el VAN es cero que corresponde con la intersección de la curva de inversión con el eje de abscisas.

- Payback o plazo de recuperación simple: es un método estático utilizado para evaluar inversiones que consiste en el cálculo del tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.
 - La fórmula utilizada para calcular el Payback si los flujos de caja son iguales todos los años es:

$$\text{Payback} = I / \sum R_j$$

(fórmula 7.3)

siendo:

I : Inversión inicial del proyecto,

R : flujos de dinero o de caja.

- Si los flujos de caja no son iguales todos los períodos, se restará a la inversión inicial los flujos de caja de cada período hasta llegar al período en el que se recupere la inversión. En este caso la fórmula utilizada será:

$$\text{Payback} = a + ((I - b) / R_t)$$

(fórmula 7.4)

tal que:

a: período inmediatamente anterior hasta recuperar el capital inicial,

I: inversión inicial,

b: suma de los flujos hasta el final del período "a",

R_t: valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión

Los inconvenientes de utilizar el Payback como método de análisis es que no tiene en cuenta los beneficios o pérdidas posteriores al período de recuperación y que no valora los efectos del paso del tiempo en el dinero.

- Payback descontado o plazo de recuperación descontado: es el Payback corregido, teniendo en consideración la diferencia del valor del dinero con el tiempo.

Para ello se establece una tasa de descuento, r, que se utilizará para calcular el valor de los flujos de caja.

$$VP = VF / (1+r)^n$$

(fórmula 7.5)

tal que:

VP: valor presente del dinero[€],

VF: valor presente del dinero[€],

r: tasa de interés, en este caso considerada del 2%.

n: año del cálculo.

El Payback descontado se calcula restando a la inversión inicial los flujos de caja descontados hasta que se recupere la inversión.

- Weighted Average Cost of Capital (WACC) o coste medio ponderado de capital: es la tasa de descuento que utilizaremos para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar la inversión de un proyecto. Es la media ponderada de la suma de la deuda financiera y los fondos propios, que son los dos recursos de coste que posee una empresa, teniendo en cuenta su porcentaje en el valor de la empresa.

El WACC pondera los costes de cada una de las fuentes de capital independientemente de que estas sean propias o de terceros.

$$\text{WACC} = K_e \cdot (E / (E + D)) + K_d \cdot (1-t) \cdot (D / (E + D))$$

(fórmula 7.6)

siendo:

Ke: Coste de los Fondos Propios o coste del patrimonio. Generalmente se obtiene mediante el modelo CAPM, Capital Asset Pricing Model, que se utiliza para calcular el precio de un activo o una cartera de inversión, suponiendo una relación lineal entre el riesgo y la rentabilidad financiera del activo. Se calcula como:

$$K_e = R_f + (E[R_m] - R_f) \cdot b$$

(fórmula 7.7)

donde:

Rf: tasa libre de riesgos. Se puede tomar como referencia la tasa de rentabilidad de una obligación a 10 años (5,446%) emitido por el Tesoro Público de acuerdo a las rentabilidades según la última subasta publicada por este organismo. Cuanto mayor sea el número de años considerado, menor se verá afectada Rf por la política monetaria o por los efectos de las crisis económicas,

E[Rm]: Rentabilidad esperada del mercado. Busca minimizar los efectos cortoplacistas causados por circunstancias externas.

El valor obtenido de la operación “(E[Rm] – Rf)”, se denomina prima del mercado,

b: o beta apalancada, determina el riesgo de mercado de un activo en función de las variaciones del mercado.

Para establecer la beta apalancada (be), se debe encontrar primero la beta desapalancada (bu). Este dato se puede encontrar en múltiples fuentes de información externas (Damodaran aswath, Mergemarket o Thomson Financial). Una vez conocido el valor de “bu” aplicamos la siguiente fórmula para calcular “be”:

$$b_e = b_u \cdot (1 + ((D \cdot (1 - t)) / E))$$

(fórmula 7.7)

Kd: Coste de la Deuda Financiera,

E: Fondos Propios,

D: Deuda Financiera,

t: Tasa impositiva.

Otro factor que es recomendable tener en cuenta es el riesgo de país, o prima de riesgo, donde se efectúa la inversión. Se define como el sobrepago que se tiene que pagar cuando acude a los mercados para financiarse, en comparación con Alemania. Esta información es aportada por varias empresas privadas como CESCE.

	PESO	PRIMA DE RIESGO	TASA LIBRE DE RIESGO
Mexico	29.55%	3.59%	6.14%
Spain	28.38%	3.23%	3.16%
South America	18.70%	3.81%	9.35%
United States	11.19%	2.77%	3.05%
Turkey	10.18%	3.73%	8.13%
Asia & Europe	2.00%	3.10%	4.02%
Total		3.44%	5.71%

Fuente: Liberbank (LBK:SM)
 Tabla 7. 1: Riesgo País de España

En resumen, se puede concluir de manera aproximada que el valor del parámetro WACC obtenido en el supuesto de la inversión de proyecto a estudio es del 6,91%.

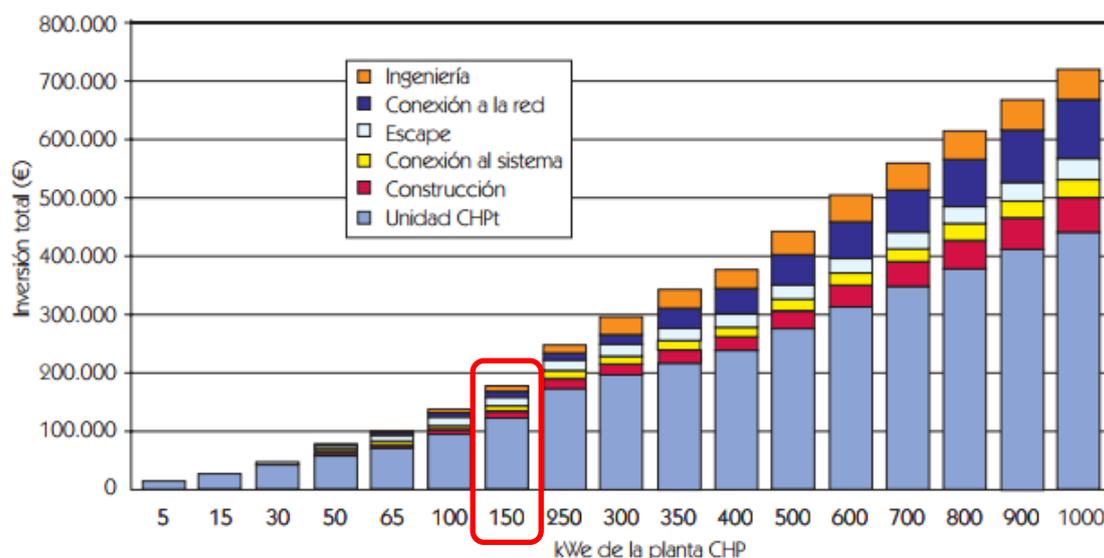
Concepto	Fórmula	Valor
Fondos Propios	$E/(D+E)$	10%
Endeudamiento	$D/(D+E)$	90%
Tasa libre de riesgos	R_f	3,16%
Prima de mercado	$E[R_m] - R_f$	3,23%
Beta apalancada	$be = bu \cdot (1 + ((D \cdot (1 - t)) / E))$	1,1
Tasa impositiva		30%
Coste de los fondos propios	$Ke = R_f + (E[R_m] - R_f) \cdot be$	3,24%
Coste de la deuda	Kd	10,46%
WACC	$WACC = Ke \cdot (E / (E + D)) + Kd \cdot (1-t) \cdot (D / (E + D))$	6,91%

Tabla 7. 2: Conceptos para calcular WACC

7.1 INVERSIÓN INICIAL

Para calcular los gastos asociados a la inversión hay que tener en cuenta la adquisición de equipos, ingeniería, conexión a red, mano de obra, materiales, etc.

La “Figura 7.2” muestra el precio por kW eléctrico de los equipos de cogeneración, variando los costes iniciales desde los 700 euros hasta los 3.000 euros por kW eléctrico.



Fuente: ASUE 2005 - FAEN Guía de Cogeneración
Figura 7. 1: Costes iniciales de la cogeneración

Otro coste a tener en cuenta es el coste de mantenimiento del módulo de cogeneración. La mayoría de distribuidores de estos equipos ofrece un contrato de operación que se puede considerar como una garantía durante la vida útil de la unidad de cogeneración, por lo que suelen tener una duración de diez años al menos, cubriendo costes como los de lubricación, reparaciones, piezas de repuesto y mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costes de mantenimiento integral varían con los fabricantes. Un valor aproximado para un mantenimiento integral durante 10 años de funcionamiento del equipo realizado por técnicos especialistas se sitúa alrededor de 0,8[€/h] de funcionamiento, de acuerdo a la información contenida en la guía de cogeneración realizada por Fenercom y publicada por la Comunidad de Madrid.

De acuerdo con el presupuesto facilitado por el instalador el mantenimiento tendrá un precio anual a partir del segundo año de 3.103,6[€]. Según los datos proporcionados por la comunidad de propietarios el coste de mantenimiento de la caldera de condensación instalada tiene un precio de 2650,8[€] anuales. Por lo tanto, la diferencia en el mantenimiento es de 452,8[€].

El precio del Módulo de cogeneración mostrado en la “Tabla 7.2” incluye dos años de garantía y mantenimiento integral.

Costes iniciales proyecto[€]		
Módulo Vitobloc 200 EM-140/209	Módulo de cogeneración	168.767,85
	Coste mano de obra	462,58
	útiles y herramientas	8.461,52
	Costes indirectos	10.661,52
Caldera Baxi BIOS PLUS 90 F		5.311
Acumulador de inercia Logalux L2TN(4000l)		2.720,6
Acumulador de inercia Logalux L2TN(5000l)		3.014,5
TOTAL inversión inicial [€]		199.399,57
Coste de mantenimiento [€/año]		3.103,6 [€]

Tabla 7. 3: Costes iniciales de la inversión [€]

A la vista de los datos recopilados en la “Tabla 7.2”, el coste inicial del módulo de cogeneración seleccionado para el proyecto, que asciende a un total de 188.353,47[€], está comprendido en el rango de precios mostrados en la “Figura 7.2” para el rango de potencia eléctrica instalada (para 150 kWe se supone una inversión total inicial de 190.000[€] aproximadamente).

El precio actual de la instalación el sistema convencional que cuenta las dos calderas murales y los acumuladores de inercia tienen un coste aproximado de 60.000[€].

Costes iniciales proyecto[€]		
Caldera Baxi EuroCondens 500D	2 módulos	48.867,00
	Costes de mano de obra	232,50
	útiles, herramientas y costes indirectos	6.969,00
Acumulador de inercia Logalux L2TN(2x1000l)		2.921
TOTAL inversión inicial [€]		59.989,10
Coste de mantenimiento [€/año]		2.650,8

Tabla 7. 4: Costes instalación convencional [€]

El ahorro se va a calcular como la diferencia que supone la instalación de cogeneración frente a la instalación actual, suponiendo constantes los gastos anteriormente señalados.

El precio de mercado de venta de electricidad se supone de 0,04284 [€/kWh].

7.2 ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57	42.593,57
Gastos											
De producción		21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66
Operación y mantenimiento		0	0	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
BAT(beneficios antes de impuestos)		21.494,91	21.494,91	21.042,11	21.042,11	21.042,11	21.042,11	21.042,11	21.042,11	21.042,11	21.042,11
Impuestos		6448,474	6448,474	6312,634	6312,634	6312,634	6312,634	6312,634	6312,634	6312,634	6312,634
BDI(beneficios después de impuestos)		15.046,44	15.046,44	14.729,48	14.729,48	14.729,48	14.729,48	14.729,48	14.729,48	14.729,48	14.729,48
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
Flujo de caja	-139.399,57	28.986,40	28.986,40	28.669,44	28.669,44	28.669,44	28.669,44	28.669,44	28.669,44	28.669,44	28.669,44
Valor FINAL del Flujo de caja		29.566,12	30.157,45	30.424,24	31.032,72	31.653,37	32.286,44	32.932,17	33.590,81	34.262,63	34.947,88

Tabla 7. 5: Flujo de caja del proyecto

Parámetros		Condiciones
VAN[€]	25.026,09	>0
TIR[%]	8,69	>WACC=6,91%
Payback	9,61	

Tabla 7. 6: Estudio Económico del proyecto

Como se puede observar en la “Tabla 7.6” el valor obtenido del VAN es positivo, por lo que se recomienda la inversión, que se recuperará en un plazo aproximado de nueve años y medio más respecto a la inversión que supondría la implantación de una caldera convencional.

Para calcular el periodo de retorno de la inversión se ha utilizado la hipótesis más conservadora, excluyendo con este fin la amortización en dicho cálculo. Esto significa que la inversión inicial se recuperará a los 9,61 años, y a partir de ese momento sólo se percibirán ingresos de la generación y venta de la energía eléctrica del módulo de cogeneración, siendo la vida útil regulatoria para una instalación tipo es de 25 años, de acuerdo a la “Tabla 4.29”.

7.2.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

A la vista del resultado representado en la “Tabla 7.5” se va a hacer un análisis de sensibilidad para saber la influencia que tiene el precio de mercado de energía eléctrica sobre los distintos parámetros utilizados para evaluar la inversión.

- Precio de la electricidad 0,04[€/kWh]

Precio venta electricidad [€/kWh]	Retribución venta electricidad [€]	Retribución a la inversión [€/kW]	Total Retribución Inversión [€]	Retribución a la operación [€/kWh]	Total Retribución Operación [€]	Ingresos Venta Energía Eléctrica CHP [€]
0,04	14.940,02	0,165041	23,10574	0,071137	26569,7058	41.532,83

Tabla 7. 7: Ingresos por venta de electricidad precio 0,04[€/kWh]

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83	41.532,83
Gastos											
De producción		21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66
Operación y mantenimiento		0	0	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
BAT(beneficios antes de impuestos)		20.434,17	20.434,17	19.981,37	19.981,37	19.981,37	19.981,37	19.981,37	19.981,37	19.981,37	19.981,37
Impuestos		6130,2516	6130,2516	5994,4116	5994,4116	5994,4116	5994,4116	5994,4116	5994,4116	5994,4116	5994,4116
BDI(beneficios después de impuestos)		14.303,92	14.303,92	13.986,96	13.986,96	13.986,96	13.986,96	13.986,96	13.986,96	13.986,96	13.986,96
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
Flujo de caja	-139.399,57	28.243,88	28.243,88	27.926,92	27.926,92	27.926,92	27.926,92	27.926,92	27.926,92	27.926,92	27.926,92
Valor FINAL del Flujo de caja		28.808,75	29.384,93	29.636,27	30.228,99	30.833,57	31.450,24	32.079,25	32.720,83	33.375,25	34.042,76

Tabla 7. 8: Flujo de caja precio de electricidad precio 0,04[€/kWh]

- Precio de la electricidad 0,03[€/kWh]

Precio venta electricidad [€/kWh]	Retribución venta electricidad [€]	Retribución a la inversión [€/kW]	Total Retribución Inversión [€]	Retribución a la operación [€/kWh]	Total Retribución Operación [€]	Ingresos Venta Energía Eléctrica CHP [€]
0,03	11.205,02	0,165041	23,10574	0,071137	26569,7058	37.797,83

Tabla 7. 9: Ingresos por venta de electricidad precio 0,03kWh]

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83	37.797,83
Gastos											
De producción		21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66
Operación y mantenimiento		0	0	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
BAT(beneficios antes de impuestos)		16.699,17	16.699,17	16.246,37	16.246,37	16.246,37	16.246,37	16.246,37	16.246,37	16.246,37	16.246,37
Impuestos		5009,75	5009,75	4873,91	4873,91	4873,91	4873,91	4873,91	4873,91	4873,91	4873,91
BDI(beneficios después de impuestos)		11.689,42	11.689,42	11.372,46	11.372,46	11.372,46	11.372,46	11.372,46	11.372,46	11.372,46	11.372,46
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
Flujo de caja	-139.399,57	25.629,37	25.629,37	25.312,41	25.312,41	25.312,41	25.312,41	25.312,41	25.312,41	25.312,41	25.312,41
Valor FINAL del Flujo de caja		26.141,96	26.664,80	26.861,74	27.398,97	27.946,95	28.505,89	29.076,01	29.657,53	30.250,68	30.855,69

Tabla 7. 10: Flujo de caja precio de electricidad precio 0,03 [€/kWh]

- Precio de la electricidad 0,02[€/kWh]

Precio venta electricidad [€/kWh]	Retribución venta electricidad [€]	Retribución a la inversión [€/kW]	Total Retribución Inversión [€]	Retribución a la operación [€/kWh]	Total Retribución Operación [€]	Ingresos Venta Energía Eléctrica CHP [€]
0,02	7.470,01	0,165041	23,10574	0,071137	26569,7058	34.062,82

Tabla 7. 11: Ingresos por venta de electricidad precio 0,02[€/kWh]

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82	34.062,82
Gastos											
De producción		21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66	21.098,66
Operación y mantenimiento		0	0	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
BAT(beneficios antes de impuestos)		12.964,16	12.964,16	12.511,36	12.511,36	12.511,36	12.511,36	12.511,36	12.511,36	12.511,36	12.511,36
Impuestos		3889,2485	3889,2485	3753,4085	3753,4085	3753,4085	3753,4085	3753,4085	3753,4085	3753,4085	3753,4085
BDI(beneficios después de impuestos)		9.074,91	9.074,91	8.757,95	8.757,95	8.757,95	8.757,95	8.757,95	8.757,95	8.757,95	8.757,95
Amortización		13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957	13939,957
Flujo de caja	-139.399,57	23.014,87	23.014,87	22.697,91	22.697,91	22.697,91	22.697,91	22.697,91	22.697,91	22.697,91	22.697,91
Valor FINAL del Flujo de caja		23.475,17	23.944,67	24.087,20	24.568,95	25.060,33	25.561,53	26.072,76	26.594,22	27.126,10	27.668,63

Tabla 7. 12: Flujo de caja precio de electricidad precio 0,05584 [€/kWh]

El resultado del análisis de sensibilidad de los precios de venta de energía eléctrica estudiado es:

Precio de la electricidad [€]	VAN[€]	Condición	TIR[%]	Condición	PayBack[años]
0,04284	25026,09	>0	8,69	>6,91	9,61
0,04	20776,24		8,41		9,92
0,03	5812,00		7,35		11,20
0,02	-9152,25		6,19		15,84

Tabla 7. 13: Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad sobre el estudio económico

Las figuras que se muestran a continuación muestran la influencia del precio de la electricidad sobre los diferentes parámetros utilizados para valorar la inversión.

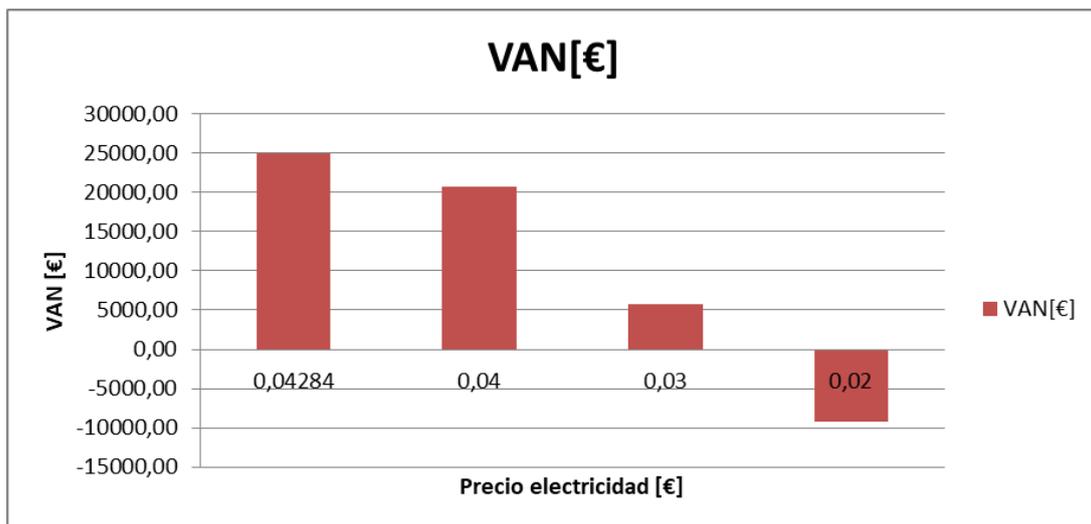


Figura 7. 2: Influencia del precio de la electricidad sobre el VAN

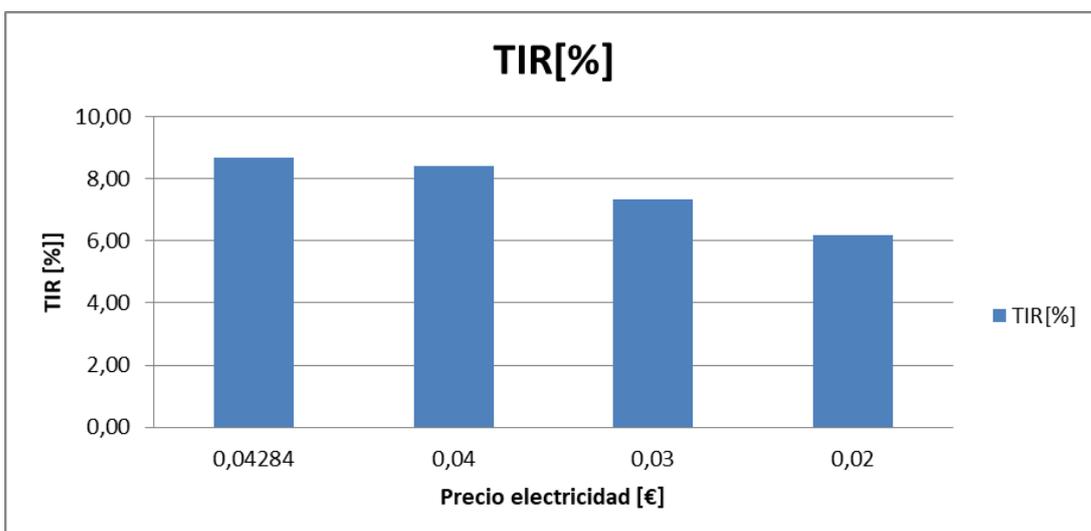


Figura 7. 3: Influencia del precio de la electricidad sobre el TIR

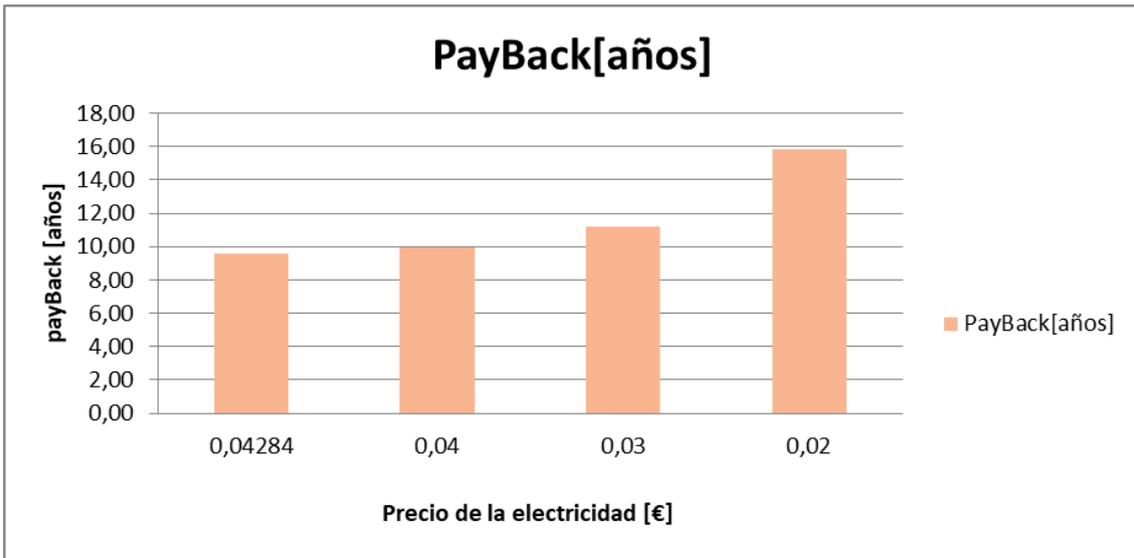


Figura 7. 4: Influencia del precio de la electricidad sobre el Payback

Como se aprecia en la “Tabla 7.13” en el análisis de sensibilidad se han tomado valores por debajo del precio medio de venta de electricidad de años anteriores, con el fin de analizar los escenarios del precio de venta de la electricidad más desfavorecidos.

	Precio Medio Mensual (€/MWh)		Energía Adquirida (GWh)	
	2016	2015	2016	2015
Ene	36,53	51,60	15.561	15.445
Feb	27,50	42,57	16.003	13.966
Mar	27,80	43,13	15.291	13.743
Abr	24,11	45,34	13.653	12.815
May	25,77	45,12	13.981	14.107
Jun	38,90	54,73	14.325	15.172
Jul	40,53	59,55	15.979	16.952
Ago	41,16	55,59	15.669	14.892
Sep	43,59	51,88	15.382	13.667
Oct	52,83	49,90	14.719	14.410
Nov	56,13	51,20	16.390	15.041
Dic	60,49	52,61	17.018	15.759
Año	39,67	50,32	183.970	175.968

Fuente: OMIE

Tabla 7. 14: Precio medio de la electricidad [€/MWh] para el año 2015 y 2016

De acuerdo al estudio de sensibilidad del precio de venta en el mercado de electricidad sobre la inversión, este proyecto es viable para un rango de precios de venta de electricidad mayor a 0,03 euros. Cabe señalar que, si no se recibiesen las primas descritas y sólo se percibiese el ingreso de venta de electricidad a precio de mercado, esta instalación no sería económicamente viable ya que los gastos energéticos serían superiores a los ingresos que se percibirían por la venta de la electricidad generada por el módulo CHP.

8 CONCLUSIONES

Este proyecto pretende dar una visión de los pasos a seguir para valorar la implantación de un sistema de cogeneración en el sector residencial, desde el punto de vista de la eficiencia, el ahorro energético y de emisiones de gases contaminantes, y del análisis económico.

Esta tecnología, poco implantada en el sector residencial, requiere una inversión inicial más elevada que los sistemas actuales de calderas centrales de condensación.

Al ser respaldada por el gobierno con el objetivo de cumplir con las expectativas fijadas por la Comunidad Europea, su instalación es posible debido a la rentabilidad económica derivada del régimen primado al que está favorecido.

Tras el estudio de la demanda de agua caliente sanitaria, calefacción y electricidad requerida por una comunidad de 49 viviendas localizadas en la zona climática D3, se estudian dos modos de operación capaces de satisfacer dicha demanda térmica, seleccionando el que cumple de manera más satisfactoria con los parámetros mínimos legislados para estas tecnologías y poder percibir las primas correspondientes.

El módulo de cogeneración escogido corresponde a un sistema más eficiente que, al generar energía eléctrica, se traduce en mayores ingresos y una reducción en los costes energéticos.

En cifras, la implantación del módulo de cogeneración con una caldera auxiliar, **supondría un ahorro del 13% de las emisiones de dióxido de carbono, y un ahorro en la factura eléctrica que se refleja en la disminución del 19,4% de los costes energéticos**, a pesar del aumento en la factura del gas.

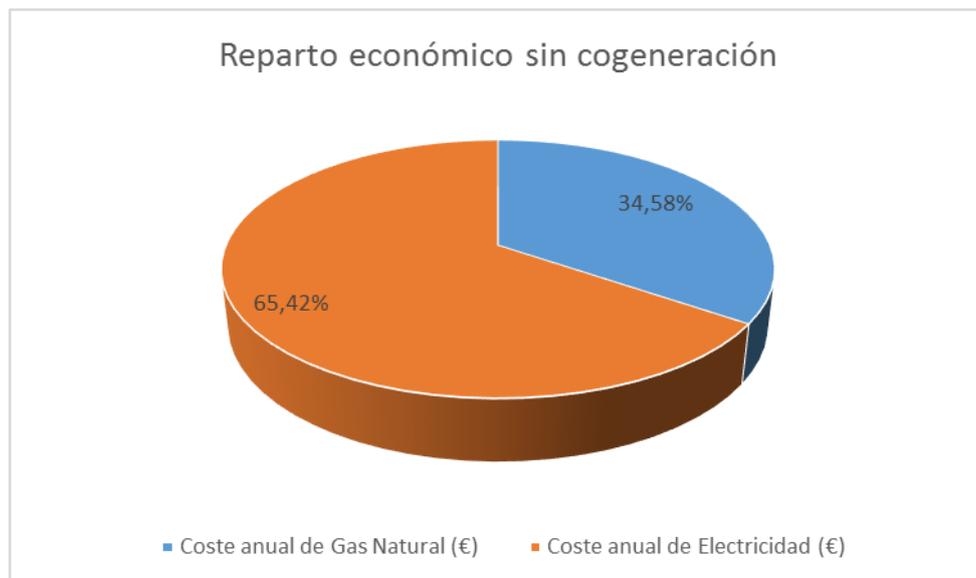


Figura 8. 1: Reparto económico sin cogeneración

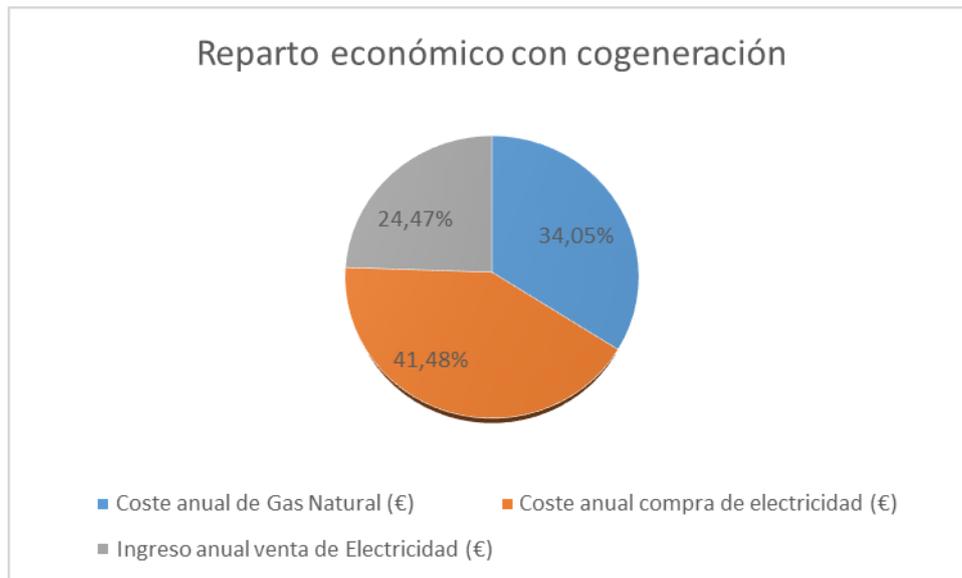


Figura 8. 2: Reparto económico con cogeneración

Sería interesante estudiar la posibilidad de implantar una máquina de absorción en la instalación para poder satisfacer la demanda de refrigeración en el período de verano, en este estudio incluida en la demanda eléctrica. En esta posibilidad, al tener el módulo que trabajar con cargas superiores durante dichos meses se generaría más energía eléctrica, que no pudiendo autoconsumirla se vendería percibiendo unos mayores ingresos. Es cierto que el consumo de gas natural también sería mayor, pero se ahorraría en la factura de electricidad. Habría que estudiar las emisiones asociadas a este consumo.

Cabe destacar que la energía generada por el módulo de cogeneración no podrá ser autoconsumida en ningún caso de acuerdo a la legislación existente, teniendo que venderse la totalidad de dicha energía y comprar la necesaria para satisfacer la demanda eléctrica de la comunidad.

El análisis del estudio de la implantación del sistema de cogeneración se resume en la “Tabla 8.1”.

No obstante, hay dos factores que deben tenerse en consideración en este tipo de instalaciones y que son muy variables y complicados de analizar: el precio de venta de la electricidad en el mercado y las retribuciones específicas asociadas a la instalación tipo.

Si las primas de la retribución a la operación fuesen menores, los ingresos percibidos serían sustancialmente más pequeños, no compensando económicamente la inversión.

	Sistema con cogeneración	Sistema convencional
Emisiones de CO ₂ [kg CO ₂ /año]	291.236,68	335.639,41
Ahorro de emisiones de CO₂	13,23%	
Ingresos venta electricidad[€/año]	42.593,57	0,00
Coste eléctrico[€/año]	72.220,32	72.220,32
Coste gas natural[€/año]	59.275,89	38.177,23
Ahorro anual coste energético	19,47%	
Coste Inversión inicial [€]	199.399,57	58.989,10
Incremento de la inversión inicial	≈300%	
Recuperación de la inversión	9,61 años	

Tabla 8. 1:Resumen sistema con cogeneración vs sistema convencional

Se puede concluir tras el análisis económico que, a pesar de que la inversión inicial asociada a este tipo de instalaciones es 3 veces mayor que el coste de instalación de un sistema de calderas murales convencional, al percibir ingresos por la venta de la energía eléctrica y de las retribuciones asociadas a la instalación, **esta inversión se recuperaría en nueve años y medio respecto a la inversión de la instalación del sistema actual**, siguiendo una hipótesis conservadora, considerándose una inversión aceptable si se tiene en cuenta que la vida útil regulatoria de una instalación tipo es de 25 años.

9 REFERENCIAS

- [1] MINETAD, << La energía en España 2015,>>2015.
- [2] Cristina M. León, << Tecnología CHP – Dimensionamiento de potencia de sistemas de cogeneración,>>2012.
- [3] T. Ackermann, <<Distributed generation: a definition, >> 2004.
- [4] J.C.R. Saravia, << Tesis Doctoral: Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial,>>Zaragoza, 2012.
- [5] <<horasdecalefacción,>>2017.[En línea].Available:
<http://www.clickrenovables.com/resultados-mapa/madrid-4356>
- [6] Francisco Javier Rey Martínez, Eficiencia Energética en Edificios: Certificaciones y Auditorías: Thomson, 2006.
- [7] Rodrigo Nuñez Carrasco <<Bioclimática, sostenibilidad y ahorro de energía: Manual de Técnicas de Acondicionamiento Térmico>>, 2012.
- [8] <<comparadorluz,>>2017.[En línea]. Available:
<http://comparadorluz.com/estimacion/>
- [9] Buderus, <<Documento de planificación Edición 09/2011, módulos de cogeneración,>> 2011.
- [10] MINETUR, <<Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España,>> 2016.

10 BIBLIOGRAFÍA

- Guía básica de microgeneración (2012). Fenercom.
- Cogeneración de pequeña potencia (2016). FAEN.
- Microgeneración, Soluciones tecnológicas innovadoras (2011). ESEN, Eficiencia y Servicios Energéticos.
- Günter R. Simader, Robert Krawinkler y Georg Trnka (2006): "Micro CHP systems: state-of-the-art."
- Documento Básico HE: Ahorro de Energía.
- Guía práctica sobre instalaciones centralizadas de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) en edificios de viviendas (2008). IDAE.
- Guía Técnica condiciones climáticas exteriores de proyecto (2010). IDAE.
- Guía de la cogeneración (2010). Fenercom.
- Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y el ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia (2008). IDAE.
- Guía técnica de agua caliente sanitaria central (2010). IDAE.
- Salvador Guerrero Esteve (2010). "Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE)".
- Boletín IDAE (2006). "Eficiencia energética y energía renovables". IDAE.
- Informe Proyecto Sech-Spahousec (2011). "Análisis del consumo energético del sector residencial en España". IDAE.
- Artículo, José María Roqueta (2012). "Visión histórica de la cogeneración en España". COGEN España.
- Guitteny, Oliver (2015). "Tecnología de microgeneración y experiencias prácticas". Jornada sobre microgeneración en la edificación. Fenercom.
- Casos prácticos para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia (2008). IDAE.
- Aplicación práctica HE-1, limitación de la demanda energética (2004). Plan de formación del CTE - CSCAE
- Ana Isabel Mendoza Losana (2014). "Guía breve para la aplicación de la Orden de Renovables".
- Artículo, DELTA Energy & Environment: "The benefits of micro-CHP".

DOCUMENTO N°2: ANEXOS

ANEXO A: TABLAS ANÁLISIS MÓDULOS COGENERACIÓN

- Cubrir la demanda térmica pico mediante un único módulo
 - Generación de potencia eléctrica, consumo de combustible y REE[%]

Enero					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,98	3,34	15,72	1,41	58,22
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	260,79	149,28	469,65	62,64	82,99
8:00	263,70	151,56	475,12	63,60	83,22
9:00	261,70	149,99	471,36	62,94	83,06
10:00	257,46	146,68	463,39	61,55	82,72
11:00	236,14	130,46	423,48	54,73	80,98
12:00	219,11	118,04	391,80	49,52	79,57
13:00	207,23	109,65	369,81	45,99	78,57
14:00	208,35	110,43	371,88	46,32	78,67
15:00	197,81	103,16	352,43	43,27	77,78
16:00	186,47	95,54	331,58	40,07	76,80
17:00	170,20	84,97	301,82	35,63	75,39
18:00	245,39	137,41	440,76	57,65	81,74
19:00	244,23	136,53	438,59	57,28	81,65
20:00	221,91	120,05	396,99	50,36	79,81
21:00	215,92	115,77	385,88	48,56	79,31
22:00	164,05	81,08	290,61	34,00	74,85
23:00	194,18	100,70	345,75	42,23	77,47
0:00	8,98	3,34	15,72	1,41	58,22
TOTAL CHP [kW]	3772,60	2048,16	6753,63	Media diaria	77,42
TOTAL Mes CHP[kW]	116950,6	63492,98	209362,7		

Tabla A. 1: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363,mes Enero

Febrero					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,96	3,34	15,69	1,40	58,22
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	243,70	136,13	437,60	57,12	81,60
8:00	243,70	136,13	437,60	57,12	81,60
9:00	242,40	135,15	435,17	56,70	81,50
10:00	239,33	132,84	429,43	55,73	81,25
11:00	219,18	118,09	391,93	49,54	79,58
12:00	202,92	106,66	361,85	44,74	78,21
13:00	191,56	98,94	340,93	41,49	77,24
14:00	193,45	100,21	344,41	42,03	77,40
15:00	183,36	93,49	325,88	39,20	76,53
16:00	172,88	86,68	306,71	36,35	75,62
17:00	157,64	77,10	278,95	32,32	74,28
18:00	167,79	83,44	297,42	34,98	75,18
19:00	196,70	102,41	350,39	42,95	77,68
20:00	205,83	108,68	367,22	45,58	78,46
21:00	186,17	95,34	331,03	39,98	76,78
22:00	140,88	67,00	248,59	28,08	72,78
23:00	179,33	90,85	318,50	38,10	76,19
0:00	8,96	3,34	15,69	1,40	58,22
TOTAL CHP [kW]	3384,74	1775,96	6036,27	Media diaria	75,70
TOTAL Mes CHP[kW]	98157,46	51502,87	175051,8		

Tabla A. 2: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Febrero

Marzo					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,62	3,21	15,10	1,35	58,10
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	208,63	110,63	372,39	46,40	78,69
8:00	208,28	110,38	371,75	46,30	78,66
9:00	208,01	110,20	371,25	46,22	78,64
10:00	206,56	109,19	368,57	45,80	78,52
11:00	188,68	97,01	335,64	40,68	76,99
12:00	174,07	87,44	308,88	36,67	75,73
13:00	163,81	80,93	290,17	33,93	74,83
14:00	166,62	82,70	295,29	34,67	75,07
15:00	157,55	77,04	278,79	32,30	74,27
16:00	148,53	71,55	262,42	29,99	73,47
17:00	135,23	63,69	238,39	26,70	72,27
18:00	107,47	48,21	188,58	20,20	69,70
19:00	118,41	54,16	208,15	22,70	70,72
20:00	140,27	66,64	247,49	27,93	72,72
21:00	135,30	63,73	238,52	26,71	72,27
22:00	88,86	38,53	155,46	16,14	67,93
23:00	130,75	61,11	230,32	25,61	71,86
0:00	8,62	3,21	15,10	1,35	58,10
TOTAL CHP [kW]	2704,27	1339,74	4793,56	Media diaria	72,56
TOTAL Mes CHP[kW]	83832,37	41531,93	148600,43		

Tabla A. 3: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363 mes Marzo

Abril					
Hora (p.m)	Demanda Pot. térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,28	3,08	14,51	1,30	57,98
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	190,66	98,33	339,28	41,24	77,16
8:00	190,10	97,96	338,25	41,08	77,12
9:00	190,17	98,00	338,38	41,10	77,12
10:00	189,38	97,48	336,93	40,88	77,05
11:00	172,82	86,64	306,60	36,33	75,62
12:00	159,19	78,06	281,77	32,73	74,42
13:00	149,51	72,14	264,20	30,24	73,56
14:00	152,63	74,03	269,86	31,04	73,83
15:00	144,15	68,93	254,50	28,90	73,07
16:00	135,84	64,05	239,49	26,85	72,32
17:00	123,67	57,10	217,59	23,93	71,21
18:00	67,82	28,26	118,27	11,84	65,86
19:00	72,95	30,70	127,31	12,86	66,37
20:00	97,85	43,14	171,43	18,08	68,79
21:00	95,24	41,79	166,79	17,51	68,54
22:00	70,62	29,59	123,20	12,40	66,14
23:00	106,28	47,58	186,46	19,94	69,59
0:00	8,28	3,08	14,51	1,30	57,98
TOTAL CHP [kW]	2325,44	1120,10	4110,63	Media diaria	70,72
TOTAL Mes CHP[kW]	69763,2	33603	123318,8		

Tabla A. 4: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Abril

Mayo					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	7,93	2,95	13,91	1,24	57,85
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,93	2,95	13,91	1,24	57,85
8:00	11,50	4,30	20,07	1,81	58,92
9:00	17,81	6,73	30,97	2,82	60,14
10:00	26,90	10,34	46,73	4,33	61,42
11:00	21,05	8,00	36,58	3,35	60,63
12:00	14,56	5,47	25,35	2,29	59,58
13:00	9,55	3,56	16,70	1,50	58,40
14:00	19,11	7,24	33,22	3,03	60,34
15:00	15,06	5,66	26,22	2,38	59,67
16:00	14,09	5,29	24,54	2,22	59,48
17:00	11,33	4,23	19,78	1,78	58,88
18:00	14,09	5,29	24,54	2,22	59,48
19:00	19,11	7,24	33,22	3,03	60,34
20:00	23,96	9,16	41,63	3,84	61,03
21:00	19,11	7,24	33,22	3,03	60,34
22:00	15,06	5,66	26,22	2,38	59,67
23:00	11,33	4,23	19,78	1,78	58,88
0:00	7,93	2,95	13,91	1,24	57,85
TOTAL CHP [kW]	287,41	108,63	501,82	Media diaria	59,51
TOTAL Mes CHP[kW]	8909,71	3367,509	15556,341		

Tabla A. 5: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Mayo

Junio					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	7,42	2,76	13,03	1,16	57,64
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,42	2,76	13,03	1,16	57,64
8:00	10,74	4,01	18,76	1,68	58,73
9:00	16,64	6,27	28,95	2,63	59,95
10:00	25,12	9,62	43,64	4,03	61,19
11:00	19,65	7,45	34,16	3,12	60,43
12:00	13,62	5,11	23,73	2,14	59,39
13:00	8,94	3,33	15,65	1,40	58,21
14:00	17,85	6,74	31,04	2,83	60,15
15:00	14,08	5,28	24,53	2,22	59,48
16:00	13,16	4,93	22,94	2,07	59,30
17:00	10,60	3,96	18,52	1,66	58,70
18:00	13,16	4,93	22,94	2,07	59,30
19:00	17,85	6,74	31,04	2,83	60,15
20:00	22,39	8,53	38,90	3,58	60,82
21:00	17,85	6,74	31,04	2,83	60,15
22:00	14,08	5,28	24,53	2,22	59,48
23:00	10,60	3,96	18,52	1,66	58,70
0:00	7,42	2,76	13,03	1,16	57,64
TOTAL CHP [kW]	268,59	101,33	469,27	Media diaria	59,32
TOTAL Mes CHP[kW]	8057,7	3039,785	14078,21		

Tabla A. 6: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Junio

Julio					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	6,90	2,57	12,14	1,08	57,41
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	6,90	2,57	12,14	1,08	57,41
8:00	10,01	3,73	17,50	1,57	58,54
9:00	15,49	5,83	26,96	2,45	59,75
10:00	23,37	8,92	40,60	3,74	60,95
11:00	18,29	6,91	31,80	2,90	60,22
12:00	12,67	4,74	22,09	1,99	59,19
13:00	8,31	3,09	14,57	1,30	57,99
14:00	16,61	6,26	28,90	2,63	59,94
15:00	13,10	4,91	22,83	2,06	59,28
16:00	12,25	4,58	21,36	1,92	59,10
17:00	9,87	3,68	17,26	1,55	58,50
18:00	12,25	4,58	21,36	1,92	59,10
19:00	16,61	6,26	28,90	2,63	59,94
20:00	20,83	7,91	36,20	3,32	60,60
21:00	16,61	6,26	28,90	2,63	59,94
22:00	13,10	4,91	22,83	2,06	59,28
23:00	9,87	3,68	17,26	1,55	58,50
0:00	6,90	2,57	12,14	1,08	57,41
TOTAL CHP [kW]	249,94	94,12	437,04	Media diaria	59,11
TOTAL Mes CHP[kW]	7748,14	2917,836	13548,142		

Tabla A. 7: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Julio

Agosto					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	7,07	2,63	12,43	1,11	57,49
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,07	2,63	12,43	1,11	57,49
8:00	10,22	3,81	17,86	1,60	58,59
9:00	15,89	5,98	27,65	2,51	59,82
10:00	23,97	9,16	41,64	3,84	61,04
11:00	18,76	7,10	32,62	2,98	60,29
12:00	12,99	4,86	22,64	2,04	59,26
13:00	8,51	3,17	14,91	1,33	58,06
14:00	17,01	6,42	29,59	2,69	60,01
15:00	13,42	5,03	23,39	2,11	59,35
16:00	12,56	4,70	21,90	1,97	59,17
17:00	10,11	3,77	17,67	1,59	58,56
18:00	12,56	4,70	21,90	1,97	59,17
19:00	17,01	6,42	29,59	2,69	60,01
20:00	21,35	8,12	37,10	3,40	60,67
21:00	17,01	6,42	29,59	2,69	60,01
22:00	13,42	5,03	23,39	2,11	59,35
23:00	10,11	3,77	17,67	1,59	58,56
0:00	7,07	2,63	12,43	1,11	57,49
TOTAL CHP [kW]	256,11	96,50	447,70	Media diaria	59,18
TOTAL Mes CHP[kW]	7939,41	2991,612	13878,72		

Tabla A. 8: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Agosto

Septiembre					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	7,40	2,75	13,00	1,16	57,63
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,40	2,75	13,00	1,16	57,63
8:00	10,74	4,01	18,76	1,68	58,73
9:00	16,66	6,28	28,98	2,63	59,95
10:00	25,12	9,62	43,64	4,03	61,19
11:00	19,69	7,46	34,23	3,13	60,43
12:00	13,61	5,10	23,71	2,14	59,39
13:00	8,94	3,33	15,65	1,40	58,21
14:00	17,86	6,75	31,06	2,83	60,15
15:00	14,07	5,28	24,51	2,22	59,48
16:00	13,16	4,93	22,94	2,07	59,30
17:00	10,59	3,95	18,50	1,66	58,69
18:00	13,16	4,93	22,94	2,07	59,30
19:00	17,86	6,75	31,06	2,83	60,15
20:00	22,41	8,54	38,94	3,58	60,82
21:00	17,86	6,75	31,06	2,83	60,15
22:00	14,07	5,28	24,51	2,22	59,48
23:00	10,59	3,95	18,50	1,66	58,69
0:00	7,40	2,75	13,00	1,16	57,63
TOTAL CHP [kW]	268,59	101,33	469,27	Media diaria	59,32
TOTAL Mes CHP[kW]	8057,7	3039,835	14078,224		

Tabla A. 9: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Septiembre

1 Octubre - 14 Octubre					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,11	3,02	14,22	1,27	57,92
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	8,11	3,02	14,22	1,27	57,92
8:00	11,73	4,38	20,47	1,84	58,98
9:00	18,20	6,88	31,65	2,89	60,20
10:00	27,45	10,56	47,68	4,43	61,49
11:00	21,49	8,17	37,34	3,43	60,69
12:00	14,89	5,59	25,92	2,35	59,64
13:00	9,76	3,64	17,07	1,53	58,46
14:00	19,52	7,40	33,93	3,10	60,41
15:00	15,38	5,78	26,77	2,43	59,73
16:00	14,39	5,40	25,06	2,27	59,54
17:00	11,58	4,33	20,21	1,82	58,94
18:00	14,39	5,40	25,06	2,27	59,54
19:00	19,52	7,40	33,93	3,10	60,41
20:00	24,49	9,37	42,54	3,93	61,10
21:00	19,52	7,40	33,93	3,10	60,41
22:00	15,38	5,78	26,77	2,43	59,73
23:00	11,58	4,33	20,21	1,82	58,94
0:00	8,11	3,02	14,22	1,27	57,92
TOTAL CHP [kW]	293,60	111,04	512,52	Media diaria	59,58
TOTAL Mes CHP[kW]	4110,4	1554,525	7175,332		

Tabla A. 10: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 1-14 de Octubre

15 Octubre - 31 Octubre					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,11	3,02	14,22	1,27	57,92
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	151,37	73,27	267,57	30,71	73,72
8:00	152,98	74,24	270,49	31,13	73,87
9:00	154,32	75,06	272,92	31,47	73,99
10:00	155,40	75,72	274,88	31,75	74,08
11:00	141,10	67,13	248,98	28,14	72,80
12:00	129,06	60,14	227,28	25,21	71,70
13:00	120,47	55,31	211,85	23,18	70,91
14:00	124,77	57,71	219,57	24,19	71,31
15:00	117,25	53,52	206,08	22,43	70,61
16:00	110,49	49,84	193,98	20,88	69,98
17:00	100,23	44,38	175,67	18,60	69,02
18:00	49,47	19,89	86,06	8,33	63,98
19:00	64,75	26,82	112,87	11,24	65,55
20:00	71,37	29,95	124,52	12,55	66,21
21:00	69,80	29,20	121,76	12,23	66,06
22:00	31,55	12,24	54,80	5,13	61,99
23:00	62,92	25,97	109,65	10,88	65,37
0:00	8,11	3,02	14,22	1,27	57,92
TOTAL CHP [kW]	1823,52	836,60	3208,67	Media diaria	68,26
TOTAL Mes CHP[kW]	30999,84	14222,28	54547,38		

Tabla A. 11: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 15-31 de Octubre

Noviembre					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,62	3,21	15,10	1,35	58,10
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	228,54	124,86	409,32	52,38	80,36
8:00	226,32	123,24	405,19	51,70	80,17
9:00	225,38	122,56	403,44	51,41	80,09
10:00	222,88	120,75	398,80	50,65	79,89
11:00	203,96	107,38	363,77	45,04	78,30
12:00	188,62	96,97	335,53	40,67	76,99
13:00	177,90	89,92	315,88	37,70	76,06
14:00	180,03	91,30	319,78	38,29	76,25
15:00	170,54	85,18	302,44	35,72	75,42
16:00	160,78	79,04	284,66	33,14	74,56
17:00	146,54	70,36	258,82	29,49	73,29
18:00	151,37	73,27	267,57	30,71	73,72
19:00	174,91	87,98	310,42	36,89	75,80
20:00	188,36	96,80	335,05	40,59	76,97
21:00	181,78	92,45	322,99	38,77	76,40
22:00	111,07	50,15	195,02	21,02	70,04
23:00	157,41	76,96	278,53	32,26	74,26
0:00	8,62	3,21	15,10	1,35	58,10
TOTAL CHP [kW]	3113,63	1595,76	5538,70	Media diaria	74,46
TOTAL Mes CHP [kW]	93408,90	47872,76	166160,99		

Tabla A. 12: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Noviembre

Diciembre					
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Generación Pot. Eléctrica[kW]	Consumo Pot. Combustible[kW]	% Carga	REE[%]
1:00	8,96	3,34	15,69	1,40	58,22
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	281,07	165,49	507,92	69,46	84,60
8:00	278,92	163,74	503,85	68,72	84,43
9:00	276,38	161,68	499,04	67,85	84,23
10:00	271,24	157,55	489,34	66,12	83,82
11:00	249,02	140,17	447,56	58,81	82,04
12:00	231,40	126,96	414,64	53,26	80,59
13:00	219,19	118,10	391,95	49,54	79,58
14:00	219,69	118,46	392,87	49,69	79,62
15:00	208,77	110,73	372,65	46,44	78,70
16:00	196,84	102,50	350,64	42,99	77,69
17:00	179,74	91,11	319,25	38,21	76,22
18:00	188,09	96,62	334,56	40,52	76,94
19:00	193,13	99,99	343,82	41,93	77,38
20:00	198,84	103,86	354,33	43,56	77,86
21:00	191,33	98,78	340,51	41,43	77,22
22:00	140,33	66,67	247,59	27,95	72,73
23:00	166,04	82,33	294,23	34,52	75,02
0:00	8,96	3,34	15,69	1,40	58,22
TOTAL CHP [kW]	3707,94	2011,42	6636,12	Media diaria	77,11
TOTAL Mes CHP [kW]	114946,14	62354,14	205719,74		

Tabla A. 13: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Diciembre

- Energía eléctrica satisfecha por el módulo de cogeneración

Enero			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	23,484	3,34	-20,140
1:00	18,724	0,00	-18,724
2:00	16,819	0,00	-16,819
3:00	16,264	0,00	-16,264
4:00	16,581	0,00	-16,581
5:00	18,883	0,00	-18,883
6:00	24,277	149,28	125,000
7:00	30,704	151,56	120,859
8:00	34,829	149,99	115,161
9:00	37,606	146,68	109,072
10:00	39,272	130,46	91,192
11:00	40,938	118,04	77,102
12:00	45,857	109,65	63,794
13:00	50,221	110,43	60,212
14:00	50,141	103,16	53,020
15:00	49,269	95,54	46,271
16:00	49,745	84,97	35,223
17:00	53,473	137,41	83,935
18:00	60,217	136,53	76,313
19:00	66,564	120,05	53,487
20:00	67,993	115,77	47,773
21:00	61,725	81,08	19,358
22:00	49,745	100,70	50,955
23:00	34,195	3,34	-30,850
Exceso[kW]			1228,73
Defecto[kW]			-138,26
Total Mensual Exceso[kWh]			38090,55
Total Mensual Defecto [kWh]			-4286,10

Tabla A. 14: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Enero

Febrero			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	23,484	3,337	-20,147
1:00	18,724	0,00	-18,724
2:00	16,819	0,00	-16,819
3:00	16,264	0,00	-16,264
4:00	16,581	0,00	-16,581
5:00	18,883	0,00	-18,883
6:00	24,277	136,129	111,852
7:00	30,704	136,129	105,425
8:00	34,829	135,149	100,319
9:00	37,606	132,843	95,237
10:00	39,272	118,090	78,818
11:00	40,938	106,664	65,726
12:00	45,857	98,935	53,078
13:00	50,221	100,207	49,986
14:00	50,141	93,486	43,345
15:00	49,269	86,680	37,411
16:00	49,745	77,099	27,354
17:00	53,473	83,438	29,965
18:00	60,217	102,407	42,189
19:00	66,564	108,678	42,114
20:00	67,993	95,341	27,348
21:00	61,725	66,996	5,272
22:00	49,745	90,848	41,103
23:00	34,195	3,337	-30,858
Exceso[kW]			956,54
Defecto[kW]			-138,28
Total Mensual Exceso[kWh]			27739,74
Total Mensual Defecto [kWh]			-4010,02

Tabla A. 15: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Febrero

Marzo			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	26,072	3,21	-22,863
1:00	20,932	0,00	-20,932
2:00	18,753	0,00	-18,753
3:00	17,953	0,00	-17,953
4:00	18,182	0,00	-18,182
5:00	20,583	0,00	-20,583
6:00	26,301	110,63	84,327
7:00	33,047	110,38	77,336
8:00	36,935	110,20	73,260
9:00	40,251	109,19	68,934
10:00	41,624	97,01	55,385
11:00	43,453	87,44	43,990
12:00	47,341	80,93	33,591
13:00	49,171	82,70	33,527
14:00	46,541	77,04	30,503
15:00	43,225	71,55	28,326
16:00	41,853	63,69	21,840
17:00	43,797	48,21	4,416
18:00	49,514	54,16	4,650
19:00	59,348	66,64	7,289
20:00	66,553	63,73	-2,819
21:00	63,007	38,53	-24,475
22:00	51,229	61,11	9,881
23:00	35,792	3,21	-32,583
Exceso[kW]			574,44
Defecto[kW]			-176,32
Total Mensual Exceso[kWh]			17807,55
Total Mensual Defecto [kWh]			-5466,07

Tabla A. 16: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Marzo

Abril			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	26,072	3,082	-22,990
1:00	20,932	0,00	-20,932
2:00	18,753	0,00	-18,753
3:00	17,953	0,00	-17,953
4:00	18,182	0,00	-18,182
5:00	20,583	0,00	-20,583
6:00	26,301	98,332	72,031
7:00	33,047	97,957	64,910
8:00	36,935	98,004	61,069
9:00	40,251	97,476	57,225
10:00	41,624	86,641	45,017
11:00	43,453	78,056	34,603
12:00	47,341	72,141	24,800
13:00	49,171	74,031	24,860
14:00	46,541	68,932	22,391
15:00	43,225	64,047	20,822
16:00	41,853	57,095	15,242
17:00	43,797	28,263	-15,534
18:00	49,514	30,701	-18,813
19:00	59,348	43,139	-16,209
20:00	66,553	41,788	-24,765
21:00	63,007	29,588	-33,419
22:00	51,229	47,577	-3,653
23:00	35,792	3,082	-32,710
Exceso[kW]			439,32
Defecto[kW]			-260,84
Total Mensual Exceso[kWh]			13179,51
Total Mensual Defecto [kWh]			-7825,33

Tabla A. 17: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Abril

Mayo			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	29,688	2,950	-26,738
1:00	25,157	0,00	-25,157
2:00	23,011	0,00	-23,011
3:00	22,177	0,00	-22,177
4:00	21,938	0,00	-21,938
5:00	23,249	0,00	-23,249
6:00	26,111	2,950	-23,161
7:00	30,284	4,297	-25,987
8:00	33,980	6,727	-27,253
9:00	36,842	10,340	-26,502
10:00	38,392	7,999	-30,393
11:00	39,703	5,467	-34,236
12:00	43,638	3,559	-40,079
13:00	45,307	7,235	-38,072
14:00	42,445	5,660	-36,786
15:00	40,061	5,286	-34,774
16:00	38,034	4,232	-33,802
17:00	37,795	5,286	-32,509
18:00	38,034	7,235	-30,799
19:00	41,015	9,157	-31,858
20:00	49,122	7,235	-41,887
21:00	53,176	5,660	-47,516
22:00	47,811	4,232	-43,578
23:00	38,273	2,950	-35,322
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-756,78
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-23460,28

Tabla A. 18: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Mayo

Junio			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	29,688	2,760	-26,928
1:00	25,157	0,00	-25,157
2:00	23,011	0,00	-23,011
3:00	22,177	0,00	-22,177
4:00	21,938	0,00	-21,938
5:00	23,249	0,00	-23,249
6:00	26,111	2,760	-23,352
7:00	30,284	4,008	-26,276
8:00	33,980	6,271	-27,709
9:00	36,842	9,622	-27,220
10:00	38,392	7,447	-30,945
11:00	39,703	5,106	-34,597
12:00	63,902	3,329	-60,573
13:00	79,645	6,742	-72,903
14:00	96,543	5,283	-91,260
15:00	61,025	4,930	-56,095
16:00	59,394	3,955	-55,439
17:00	64,002	4,930	-59,073
18:00	88,194	6,742	-81,452
19:00	95,392	8,531	-86,861
20:00	101,914	6,742	-95,171
21:00	114,775	5,283	-109,492
22:00	100,859	3,955	-96,903
23:00	59,586	2,760	-56,827
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1234,61
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-37038,23

Tabla A. 19: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Junio

Julio			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	27,529	2,566	-24,963
1:00	23,328	0,00	-23,328
2:00	21,337	0,00	-21,337
3:00	20,564	0,00	-20,564
4:00	20,343	0,00	-20,343
5:00	21,559	0,00	-21,559
6:00	24,212	2,566	-21,646
7:00	28,082	3,732	-24,350
8:00	31,509	5,826	-25,683
9:00	34,163	8,921	-25,241
10:00	35,599	6,914	-28,685
11:00	36,816	4,742	-32,074
12:00	69,264	3,093	-66,171
13:00	90,012	6,260	-83,752
14:00	116,159	4,907	-111,252
15:00	85,147	4,582	-80,565
16:00	59,268	3,680	-55,588
17:00	73,447	4,582	-68,864
18:00	92,868	6,260	-86,608
19:00	100,432	7,913	-92,519
20:00	127,150	6,260	-120,890
21:00	145,309	4,907	-140,402
22:00	116,333	3,680	-112,654
23:00	73,889	2,566	-71,323
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1380,36
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-42791,25

Tabla A. 20: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Julio

Agosto			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	27,529	2,629	-24,899
1:00	23,328	0,00	-23,328
2:00	21,337	0,00	-21,337
3:00	20,564	0,00	-20,564
4:00	20,343	0,00	-20,343
5:00	21,559	0,00	-21,559
6:00	24,212	2,629	-21,583
7:00	28,082	3,812	-24,270
8:00	31,509	5,981	-25,528
9:00	34,163	9,161	-25,002
10:00	35,599	7,098	-28,501
11:00	36,816	4,865	-31,951
12:00	67,533	3,168	-64,365
13:00	88,215	6,415	-81,800
14:00	114,475	5,029	-109,446
15:00	83,558	4,700	-78,858
16:00	57,759	3,770	-53,989
17:00	71,948	4,700	-67,247
18:00	91,359	6,415	-84,944
19:00	98,805	8,118	-90,687
20:00	125,202	6,415	-118,787
21:00	143,200	5,029	-138,170
22:00	114,437	3,770	-110,667
23:00	72,371	2,629	-69,742
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1357,57
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-42084,61

Tabla A. 21: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Agosto

Septiembre			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	21,524	2,752	-18,772
1:00	17,276	0,00	-17,276
2:00	15,482	0,00	-15,482
3:00	14,821	0,00	-14,821
4:00	15,010	0,00	-15,010
5:00	16,993	0,00	-16,993
6:00	21,713	2,752	-18,960
7:00	27,283	4,008	-23,274
8:00	30,493	6,279	-24,214
9:00	33,230	9,622	-23,608
10:00	34,363	7,463	-26,899
11:00	35,873	5,102	-30,771
12:00	68,838	3,329	-65,509
13:00	84,785	6,746	-78,039
14:00	101,761	5,279	-96,482
15:00	65,357	4,930	-60,427
16:00	64,196	3,952	-60,245
17:00	68,591	4,930	-63,662
18:00	93,056	6,746	-86,309
19:00	98,933	8,539	-90,395
20:00	105,026	6,746	-98,280
21:00	118,458	5,279	-113,179
22:00	105,726	3,952	-101,775
23:00	59,070	2,752	-56,318
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1216,70
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-36500,98

Tabla A. 22: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Setiembre

1-14 Octubre			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	21,524	3,018	-18,506
1:00	17,276	0,00	-17,276
2:00	15,482	0,00	-15,482
3:00	14,821	0,00	-14,821
4:00	15,010	0,00	-15,010
5:00	16,993	0,00	-16,993
6:00	21,713	3,018	-18,695
7:00	27,283	4,384	-22,898
8:00	30,493	6,879	-23,614
9:00	33,230	10,563	-22,667
10:00	34,363	8,174	-26,189
11:00	35,873	5,594	-30,279
12:00	39,083	3,638	-35,445
13:00	40,593	7,396	-33,197
14:00	38,422	5,783	-32,639
15:00	35,685	5,402	-30,283
16:00	34,552	4,327	-30,225
17:00	36,157	5,402	-30,755
18:00	40,877	7,396	-33,480
19:00	48,995	9,369	-39,626
20:00	54,943	7,396	-47,546
21:00	52,017	5,783	-46,233
22:00	42,293	4,327	-37,966
23:00	29,548	3,018	-26,530
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-666,36
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-9328,97

Tabla A. 23: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 1-14 Octubre

15-31 Octubre			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	21,524	3,018	-18,506
1:00	17,276	0,00	-17,276
2:00	15,482	0,00	-15,482
3:00	14,821	0,00	-14,821
4:00	15,010	0,00	-15,010
5:00	16,993	0,00	-16,993
6:00	21,713	73,266	51,554
7:00	27,283	74,244	46,962
8:00	30,493	75,062	44,569
9:00	33,230	75,722	42,492
10:00	34,363	67,126	32,763
11:00	35,873	60,144	24,271
12:00	39,083	55,307	16,223
13:00	40,593	57,714	17,120
14:00	38,422	53,524	15,102
15:00	35,685	49,836	14,152
16:00	34,552	44,380	9,828
17:00	36,157	19,891	-16,266
18:00	40,877	26,824	-14,052
19:00	48,995	29,946	-19,050
20:00	54,943	29,199	-25,744
21:00	52,017	12,241	-39,776
22:00	42,293	25,974	-16,318
23:00	29,548	3,018	-26,530
Exceso[kW]			315,04
Defecto[kW]			-255,82
Total Mensual Exceso[kWh]			5355,61
Total Mensual Defecto [kWh]			-4349,01

Tabla A. 24: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, del 14-31 Octubre

Noviembre			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	18,841	3,209	-15,632
1:00	15,022	0,00	-15,022
2:00	13,495	0,00	-13,495
3:00	13,049	0,00	-13,049
4:00	13,303	0,00	-13,303
5:00	15,149	0,00	-15,149
6:00	19,478	124,862	105,384
7:00	24,633	123,243	98,610
8:00	27,943	122,560	94,616
9:00	30,171	120,750	90,579
10:00	31,508	107,382	75,874
11:00	32,845	96,969	64,124
12:00	36,791	89,918	53,126
13:00	40,292	91,304	51,012
14:00	40,229	85,184	44,955
15:00	39,910	79,042	39,132
16:00	39,528	70,357	30,829
17:00	42,902	73,266	30,364
18:00	48,313	87,984	39,671
19:00	53,405	96,796	43,391
20:00	54,550	92,448	37,898
21:00	49,522	50,150	0,628
22:00	39,910	76,957	37,047
23:00	27,434	3,209	-24,225
Exceso[kW]			937,24
Defecto[kW]			-109,88
Total Mensual Exceso[kWh]			28117,26
Total Mensual Defecto [kWh]			-3296,26

Tabla A. 25: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Noviembre

Diciembre			
Hora (p.m)	Potencia eléctrica demandada[kW]	Potencia eléctrica CHP[kW]	Potencia eléctrica no satisfecha[kW]
0:00	18,841	3,337	-15,505
1:00	15,022	0,00	-15,022
2:00	13,495	0,00	-13,495
3:00	13,049	0,00	-13,049
4:00	13,303	0,00	-13,303
5:00	15,149	0,00	-15,149
6:00	19,478	165,492	146,014
7:00	24,633	163,742	139,108
8:00	27,943	161,683	133,740
9:00	30,171	157,549	127,378
10:00	31,508	140,172	108,664
11:00	32,845	126,959	94,114
12:00	36,791	118,098	81,306
13:00	40,292	118,456	78,164
14:00	40,229	110,726	70,497
15:00	39,910	102,502	62,592
16:00	39,528	91,115	51,587
17:00	42,902	96,616	53,714
18:00	48,313	99,991	51,678
19:00	53,405	103,864	50,460
20:00	54,550	98,781	44,231
21:00	49,522	66,672	17,150
22:00	39,910	82,333	42,423
23:00	27,434	3,337	-24,097
Exceso[kW]			1352,82
Defecto[kW]			-109,62
Total Mensual Exceso[kWh]			41937,43
Total Mensual Defecto [kWh]			-3398,21

Tabla A. 26: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-238/363, mes Diciembre

- Cubrir la demanda media conjunta de ACS y calefacción

- Generación de potencia eléctrica, consumo de combustible y REE[%]

Enero							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Generación Pot. Eléctrica CHP[kW]	Consumo Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,98	8,98	0,00	2,90	14,17	2,07	69,06
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	260,79	207,00	53,79	138,30	383,80	100,00	89,92
8:00	263,70	207,00	56,70	138,30	383,80	100,00	89,92
9:00	261,70	207,00	54,70	138,30	383,80	100,00	89,92
10:00	257,46	207,00	50,46	138,30	383,80	100,00	89,92
11:00	236,14	207,00	29,14	138,30	383,80	100,00	89,92
12:00	219,11	207,00	12,11	138,30	383,80	100,00	89,92
13:00	207,23	207,00	0,23	138,30	383,80	100,00	89,92
14:00	208,35	207,00	1,35	138,30	383,80	100,00	89,92
15:00	197,81	197,81	0,00	129,13	364,83	93,35	89,03
16:00	186,47	186,47	0,00	118,17	341,51	85,40	87,97
17:00	170,20	170,20	0,00	103,12	308,24	74,48	86,56
18:00	245,39	207,00	38,39	138,30	383,80	100,01	89,92
19:00	244,23	207,00	37,23	138,30	383,80	100,01	89,92
20:00	221,91	207,00	14,91	138,30	383,80	100,01	89,92
21:00	215,92	207,00	8,92	138,30	383,80	100,01	89,92
22:00	164,05	164,05	0,00	97,63	295,71	70,51	86,07
23:00	194,18	194,18	0,00	125,58	357,36	90,78	88,69
0:00	8,98	8,98	0,00	2,90	14,17	2,07	69,06
TOTAL CHP [kW]	3772,60	3414,67	357,93	2239,02	6301,66		
TOTAL Mes CHP[kW]	116950,6	105854,8	11095,83	69409,62	195351,37		

Tabla A. 27: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Enero

Febrero							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,96	8,96	0,00	2,89	14,14	2,07	69,06
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	243,70	207,00	36,70	138,30	383,80	100,01	89,92
8:00	243,70	207,00	36,70	138,30	383,80	100,01	89,92
9:00	242,40	207,00	35,40	138,30	383,80	100,01	89,92
10:00	239,33	207,00	32,33	138,30	383,80	100,01	89,92
11:00	219,18	207,00	12,18	138,30	383,80	100,01	89,92
12:00	202,92	202,92	0,00	134,20	375,37	97,03	89,52
13:00	191,56	191,56	0,00	123,04	351,97	88,93	88,44
14:00	193,45	193,45	0,00	124,87	355,85	90,26	88,62
15:00	183,36	183,36	0,00	115,23	335,14	83,27	87,69
16:00	172,88	172,88	0,00	105,54	313,70	76,24	86,78
17:00	157,64	157,64	0,00	92,04	282,69	66,45	85,59
18:00	167,79	167,79	0,00	100,96	303,33	72,91	86,37
19:00	196,70	196,70	0,00	128,04	362,54	92,56	88,93
20:00	205,83	205,83	0,00	137,12	381,39	99,15	89,80
21:00	186,17	186,17	0,00	117,89	340,90	85,19	87,95
22:00	140,88	140,88	0,00	78,00	248,80	56,28	84,53
23:00	179,33	179,33	0,00	111,47	326,88	80,54	87,34
0:00	8,96	8,96	0,00	2,89	14,14	2,07	69,06
TOTAL CHP [kW]	3384,74	3231,43	153,31	2065,67	5925,88		
TOTAL Mes CHP[kW]	98157,46	93711,47	4445,99	59904,4933	171850,4323		

Tabla A. 28: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Febrero

Marzo							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,62	8,62	0,00	2,78	13,60	1,98	69,02
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	208,63	207,00	1,63	138,30	383,80	100,01	89,92
8:00	208,28	207,00	1,28	138,30	383,80	100,01	89,92
9:00	208,01	207,00	1,01	138,30	383,80	100,01	89,92
10:00	206,56	206,56	0,00	137,85	382,89	99,68	89,88
11:00	188,68	188,68	0,00	120,28	346,05	86,93	88,18
12:00	174,07	174,07	0,00	106,63	316,13	77,03	86,88
13:00	163,81	163,81	0,00	97,42	295,23	70,35	86,05
14:00	166,62	166,62	0,00	99,91	300,94	72,16	86,27
15:00	157,55	157,55	0,00	91,96	282,51	66,39	85,58
16:00	148,53	148,53	0,00	84,30	264,24	60,84	84,97
17:00	135,23	135,23	0,00	73,45	237,43	52,99	84,26
18:00	107,47	107,47	0,00	52,51	181,92	37,84	84,01
19:00	118,41	118,41	0,00	60,49	203,72	43,61	83,83
20:00	140,27	140,27	0,00	77,50	247,57	55,92	84,50
21:00	135,30	135,30	0,00	73,51	237,57	53,03	84,26
22:00	88,86	88,86	0,00	39,77	145,05	28,63	85,87
23:00	130,75	130,75	0,00	69,92	228,43	50,43	84,08
0:00	8,62	8,62	0,00	2,78	13,60	1,98	69,02
TOTAL CHP [kW]	2704,27	2700,35	3,92	1605,95	4848,31		
TOTAL Mes CHP[kW]	83832,37	83710,85	121,52	49784,6008	150297,694		

Tabla A. 29: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Marzo

Abril							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,28	8,28	0,00	2,66	13,06	1,90	68,99
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	190,66	190,66	0,00	122,18	350,12	88,30	88,36
8:00	190,10	190,10	0,00	121,64	348,97	87,91	88,31
9:00	190,17	190,17	0,00	121,71	349,11	87,96	88,31
10:00	189,38	189,38	0,00	120,95	347,49	87,41	88,24
11:00	172,82	172,82	0,00	105,49	313,58	76,20	86,78
12:00	159,19	159,19	0,00	93,38	285,84	67,42	85,70
13:00	149,51	149,51	0,00	85,12	266,23	61,44	85,03
14:00	152,63	152,63	0,00	87,75	272,54	63,34	85,24
15:00	144,15	144,15	0,00	80,67	255,40	58,21	84,71
16:00	135,84	135,84	0,00	73,94	238,66	53,34	84,28
17:00	123,67	123,67	0,00	64,45	214,24	46,47	83,89
18:00	67,82	67,82	0,00	29,15	112,97	20,89	77,50
19:00	72,95	72,95	0,00	32,03	122,05	22,96	78,15
20:00	97,85	97,85	0,00	45,80	162,83	32,98	84,65
21:00	95,24	95,24	0,00	44,02	157,66	31,70	84,93
22:00	70,62	70,62	0,00	30,71	117,92	22,01	77,86
23:00	106,28	106,28	0,00	51,67	179,55	37,23	84,06
0:00	8,28	8,28	0,00	2,66	13,06	1,90	68,99
TOTAL CHP [kW]	2325,44	2325,44	0,00	1315,99	4121,25		
TOTAL Mes CHP[kW]	69763,2	69763,2	0	39479,5623	123637,5021		

Tabla A. 30: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Abril

Mayo							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	7,93	7,93	0,00	2,54	12,50	1,82	68,95
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
7:00	7,93	7,93	0,00	2,54	12,50	1,82	68,95
8:00	11,50	11,50	0,00	3,77	18,21	2,69	69,39
9:00	17,81	17,81	0,00	6,04	28,38	4,32	70,33
10:00	26,90	26,90	0,00	9,57	43,24	6,85	71,73
11:00	21,05	21,05	0,00	7,27	33,65	5,20	70,83
12:00	14,56	14,56	0,00	4,85	23,13	3,47	69,83
13:00	9,55	9,55	0,00	3,09	15,08	2,21	69,13
14:00	19,11	19,11	0,00	6,53	30,49	4,67	70,53
15:00	15,06	15,06	0,00	5,03	23,93	3,60	69,91
16:00	14,09	14,09	0,00	4,68	22,37	3,35	69,76
17:00	11,33	11,33	0,00	3,71	17,93	2,65	69,37
18:00	14,09	14,09	0,00	4,68	22,37	3,35	69,76
19:00	19,11	19,11	0,00	6,53	30,49	4,67	70,53
20:00	23,96	23,96	0,00	8,40	38,41	6,01	71,28
21:00	19,11	19,11	0,00	6,53	30,49	4,67	70,53
22:00	15,06	15,06	0,00	5,03	23,93	3,60	69,91
23:00	11,33	11,33	0,00	3,71	17,93	2,65	69,37
0:00	7,93	7,93	0,00	2,54	12,50	1,82	68,95
TOTAL CHP [kW]	287,41	287,41	0,00	97,07	457,55		
TOTAL Mes CHP[kW]	8909,71	8909,71	0	3009,1794	14183,9431		

Tabla A. 31: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Mayo

Junio							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	7,42	7,42	0,00	2,37	11,69	1,69	68,90
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,42	7,42	0,00	2,37	11,69	1,69	68,90
8:00	10,74	10,74	0,00	3,50	16,99	2,50	69,29
9:00	16,64	16,64	0,00	5,61	26,49	4,01	70,15
10:00	25,12	25,12	0,00	8,86	40,31	6,34	71,46
11:00	19,65	19,65	0,00	6,73	31,37	4,82	70,61
12:00	13,62	13,62	0,00	4,52	21,61	3,23	69,69
13:00	8,94	8,94	0,00	2,88	14,11	2,06	69,06
14:00	17,85	17,85	0,00	6,06	28,45	4,33	70,33
15:00	14,08	14,08	0,00	4,68	22,35	3,35	69,76
16:00	13,16	13,16	0,00	4,35	20,87	3,11	69,63
17:00	10,60	10,60	0,00	3,45	16,76	2,47	69,27
18:00	13,16	13,16	0,00	4,35	20,87	3,11	69,63
19:00	17,85	17,85	0,00	6,06	28,45	4,33	70,33
20:00	22,39	22,39	0,00	7,79	35,84	5,57	71,03
21:00	17,85	17,85	0,00	6,06	28,45	4,33	70,33
22:00	14,08	14,08	0,00	4,68	22,35	3,35	69,76
23:00	10,60	10,60	0,00	3,45	16,76	2,47	69,27
0:00	7,42	7,42	0,00	2,37	11,69	1,69	68,90
TOTAL CHP [kW]	268,59	268,59	0,00	90,16	427,10		
TOTAL Mes CHP[kW]	8057,7	8057,7	0	2704,71428	12813,01719		

Tabla A. 32: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Junio

Julio							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	6,90	6,90	0,00	2,20	10,86	1,57	68,86
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	6,90	6,90	0,00	2,20	10,86	1,57	68,86
8:00	10,01	10,01	0,00	3,25	15,82	2,32	69,19
9:00	15,49	15,49	0,00	5,19	24,63	3,71	69,97
10:00	23,37	23,37	0,00	8,17	37,44	5,84	71,19
11:00	18,29	18,29	0,00	6,22	29,16	4,45	70,40
12:00	12,67	12,67	0,00	4,18	20,09	2,99	69,56
13:00	8,31	8,31	0,00	2,67	13,10	1,91	68,99
14:00	16,61	16,61	0,00	5,60	26,44	4,00	70,14
15:00	13,10	13,10	0,00	4,33	20,78	3,10	69,62
16:00	12,25	12,25	0,00	4,03	19,41	2,88	69,50
17:00	9,87	9,87	0,00	3,20	15,60	2,29	69,17
18:00	12,25	12,25	0,00	4,03	19,41	2,88	69,50
19:00	16,61	16,61	0,00	5,60	26,44	4,00	70,14
20:00	20,83	20,83	0,00	7,18	33,29	5,14	70,79
21:00	16,61	16,61	0,00	5,60	26,44	4,00	70,14
22:00	13,10	13,10	0,00	4,33	20,78	3,10	69,62
23:00	9,87	9,87	0,00	3,20	15,60	2,29	69,17
0:00	6,90	6,90	0,00	2,20	10,86	1,57	68,86
TOTAL CHP [kW]	249,94	249,94	0,00	83,38	396,99		
TOTAL Mes CHP[kW]	7748,14	7748,14	0	2584,89732	12306,6831		

Tabla A. 33: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Julio

Agosto							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	7,07	7,07	0,00	2,25	11,13	1,61	68,87
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,07	7,07	0,00	2,25	11,13	1,61	68,87
8:00	10,22	10,22	0,00	3,32	16,16	2,37	69,22
9:00	15,89	15,89	0,00	5,34	25,27	3,81	70,03
10:00	23,97	23,97	0,00	8,40	38,42	6,01	71,28
11:00	18,76	18,76	0,00	6,40	29,92	4,58	70,47
12:00	12,99	12,99	0,00	4,29	20,60	3,07	69,60
13:00	8,51	8,51	0,00	2,74	13,42	1,96	69,01
14:00	17,01	17,01	0,00	5,75	27,09	4,11	70,20
15:00	13,42	13,42	0,00	4,44	21,29	3,18	69,67
16:00	12,56	12,56	0,00	4,14	19,91	2,96	69,54
17:00	10,11	10,11	0,00	3,28	15,98	2,35	69,20
18:00	12,56	12,56	0,00	4,14	19,91	2,96	69,54
19:00	17,01	17,01	0,00	5,75	27,09	4,11	70,20
20:00	21,35	21,35	0,00	7,38	34,14	5,28	70,87
21:00	17,01	17,01	0,00	5,75	27,09	4,11	70,20
22:00	13,42	13,42	0,00	4,44	21,29	3,18	69,67
23:00	10,11	10,11	0,00	3,28	15,98	2,35	69,20
0:00	7,07	7,07	0,00	2,25	11,13	1,61	68,87
TOTAL CHP [kW]	256,11	256,11	0,00	85,62	406,95		
TOTAL Mes CHP[kW]	7939,41	7939,41	0	2654,16165	12615,33546		

Tabla A. 34: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Agosto

Septiembre							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	7,40	7,40	0,00	2,36	11,65	1,69	68,90
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	7,40	7,40	0,00	2,36	11,65	1,69	68,90
8:00	10,74	10,74	0,00	3,50	16,99	2,50	69,29
9:00	16,66	16,66	0,00	5,62	26,52	4,02	70,15
10:00	25,12	25,12	0,00	8,86	40,31	6,34	71,46
11:00	19,69	19,69	0,00	6,75	31,44	4,83	70,62
12:00	13,61	13,61	0,00	4,51	21,60	3,23	69,69
13:00	8,94	8,94	0,00	2,88	14,11	2,06	69,06
14:00	17,86	17,86	0,00	6,06	28,46	4,33	70,33
15:00	14,07	14,07	0,00	4,68	22,34	3,34	69,76
16:00	13,16	13,16	0,00	4,35	20,87	3,11	69,63
17:00	10,59	10,59	0,00	3,45	16,75	2,47	69,27
18:00	13,16	13,16	0,00	4,35	20,87	3,11	69,63
19:00	17,86	17,86	0,00	6,06	28,46	4,33	70,33
20:00	22,41	22,41	0,00	7,79	35,87	5,57	71,04
21:00	17,86	17,86	0,00	6,06	28,46	4,33	70,33
22:00	14,07	14,07	0,00	4,68	22,34	3,34	69,76
23:00	10,59	10,59	0,00	3,45	16,75	2,47	69,27
0:00	7,40	7,40	0,00	2,36	11,65	1,69	68,90
TOTAL CHP [kW]	268,59	268,59	0,00	90,16	427,10		
TOTAL Mes CHP[kW]	8057,7	8057,7	0	2704,82545	12813,1036		

Tabla A. 35: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Septiembre

1 Octubre-14 Octubre							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,11	8,11	0,00	2,60	12,79	1,86	68,97
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	8,11	8,11	0,00	2,60	12,79	1,86	68,97
8:00	11,73	11,73	0,00	3,85	18,58	2,75	69,42
9:00	18,20	18,20	0,00	6,19	29,01	4,43	70,39
10:00	27,45	27,45	0,00	9,80	44,14	7,01	71,81
11:00	21,49	21,49	0,00	7,44	34,37	5,32	70,90
12:00	14,89	14,89	0,00	4,97	23,66	3,55	69,88
13:00	9,76	9,76	0,00	3,16	15,42	2,26	69,16
14:00	19,52	19,52	0,00	6,69	31,16	4,78	70,59
15:00	15,38	15,38	0,00	5,15	24,45	3,68	69,96
16:00	14,39	14,39	0,00	4,79	22,85	3,43	69,81
17:00	11,58	11,58	0,00	3,80	18,33	2,71	69,40
18:00	14,39	14,39	0,00	4,79	22,85	3,43	69,81
19:00	19,52	19,52	0,00	6,69	31,16	4,78	70,59
20:00	24,49	24,49	0,00	8,61	39,28	6,16	71,36
21:00	19,52	19,52	0,00	6,69	31,16	4,78	70,59
22:00	15,38	15,38	0,00	5,15	24,45	3,68	69,96
23:00	11,58	11,58	0,00	3,80	18,33	2,71	69,40
0:00	8,11	8,11	0,00	2,60	12,79	1,86	68,97
TOTAL CHP [kW]	293,60	293,60	0,00	99,36	467,57		
TOTAL Mes CHP[kW]	4110,4	4110,4	0	1391,00911	6545,994925		

Tabla A. 36: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, del 1-14 Octubre

15 Octubre-31 Octubre							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,11	8,11	0,00	2,60	12,79	1,86	68,97
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	151,37	151,37	0,00	86,69	269,99	62,57	85,16
8:00	152,98	152,98	0,00	88,05	273,25	63,56	85,26
9:00	154,32	154,32	0,00	89,19	275,96	64,39	85,35
10:00	155,40	155,40	0,00	90,11	278,15	65,06	85,43
11:00	141,10	141,10	0,00	78,17	249,25	56,41	84,54
12:00	129,06	129,06	0,00	68,60	225,04	49,47	84,03
13:00	120,47	120,47	0,00	62,03	207,84	44,72	83,84
14:00	124,77	124,77	0,00	65,29	216,44	47,08	83,91
15:00	117,25	117,25	0,00	59,63	201,41	42,98	83,83
16:00	110,49	110,49	0,00	54,68	187,93	39,40	83,91
17:00	100,23	100,23	0,00	47,43	167,54	34,17	84,44
18:00	49,47	49,47	0,00	19,63	81,12	14,06	75,05
19:00	64,75	64,75	0,00	27,48	107,58	19,69	77,11
20:00	71,37	71,37	0,00	31,14	119,24	22,31	77,95
21:00	69,80	69,80	0,00	30,26	116,47	21,68	77,75
22:00	31,55	31,55	0,00	11,50	50,93	8,23	72,44
23:00	62,92	62,92	0,00	26,49	104,38	18,98	76,87
0:00	8,11	8,11	0,00	2,60	12,79	1,86	68,97
TOTAL CHP [kW]	1823,52	1823,52	0,00	941,57	3158,08		
TOTAL Mes CHP[kW]	30999,84	30999,84	0	16006,7115	53687,3172		

Tabla A. 37: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, del 14-31 Octubre

Noviembre							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,62	8,62	0,00	2,78	13,60	1,98	69,02
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	228,54	207,00	21,54	138,30	383,80	100,01	89,92
8:00	226,32	207,00	19,32	138,30	383,80	100,01	89,92
9:00	225,38	207,00	18,38	138,30	383,80	100,01	89,92
10:00	222,88	207,00	15,88	138,30	383,80	100,01	89,92
11:00	203,96	203,96	0,00	135,24	377,52	97,78	89,62
12:00	188,62	188,62	0,00	120,22	345,93	86,88	88,17
13:00	177,90	177,90	0,00	110,14	323,96	79,58	87,21
14:00	180,03	180,03	0,00	112,12	328,32	81,01	87,40
15:00	170,54	170,54	0,00	103,42	308,93	74,70	86,59
16:00	160,78	160,78	0,00	94,77	289,07	68,43	85,82
17:00	146,54	146,54	0,00	82,64	260,22	59,64	84,85
18:00	151,37	151,37	0,00	86,69	269,99	62,57	85,16
19:00	174,91	174,91	0,00	107,39	317,85	77,58	86,96
20:00	188,36	188,36	0,00	119,97	345,39	86,70	88,15
21:00	181,78	181,78	0,00	113,75	331,90	82,19	87,55
22:00	111,07	111,07	0,00	55,10	189,08	39,71	83,90
23:00	157,41	157,41	0,00	91,84	282,23	66,31	85,57
0:00	8,62	8,62	0,00	2,78	13,60	1,98	69,02
TOTAL CHP [kW]	3113,63	3038,51	75,12	1892,04	5047,89		
TOTAL Mes CHP[kW]	93408,9	91155,3	2253,6	56761,3385	151436,7209		

Tabla A. 38: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Noviembre

Diciembre							
Hora (p.m)	Demanda Pot.térmica[kW]	Carga Satisfecha por CHP[kW]	Carga satisfecha por caldera auxiliar[kW]	Consumo Pot. Eléctrica CHP[kW]	Generación Pot. Combustible CHP[kW]	Carga[%]	REE[%]
1:00	8,96	8,96	0,00	2,89	14,14	2,07	69,06
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	281,07	207,00	74,07	138,30	383,80	100,01	89,92
8:00	278,92	207,00	71,92	138,30	383,80	100,01	89,92
9:00	276,38	207,00	69,38	138,30	383,80	100,01	89,92
10:00	271,24	207,00	64,24	138,30	383,80	100,01	89,92
11:00	249,02	207,00	42,02	138,30	383,80	100,01	89,92
12:00	231,40	207,00	24,40	138,30	383,80	100,01	89,92
13:00	219,19	207,00	12,19	138,30	383,80	100,01	89,92
14:00	219,69	207,00	12,69	138,30	383,80	100,01	89,92
15:00	208,77	207,00	1,77	138,30	383,80	100,01	89,92
16:00	196,84	196,84	0,00	128,18	362,83	92,66	88,94
17:00	179,74	179,74	0,00	111,85	327,72	80,81	87,37
18:00	188,09	188,09	0,00	119,71	344,84	86,52	88,12
19:00	193,13	193,13	0,00	124,56	355,20	90,04	88,59
20:00	198,84	198,84	0,00	130,15	366,95	94,09	89,13
21:00	191,33	191,33	0,00	122,82	351,49	88,77	88,42
22:00	140,33	140,33	0,00	77,55	247,70	55,95	84,50
23:00	166,04	166,04	0,00	99,40	299,76	71,78	86,23
0:00	8,96	8,96	0,00	2,89	14,14	2,07	69,06
TOTAL CHP [kW]	3707,94	3335,26	372,68	2164,69	6139,02		
TOTAL Mes CHP[kW]	114946,14	103393,06	11553,08	67105,3945	190309,771		

Tabla A. 39: Análisis funcionamiento módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Diciembre

- **Energía eléctrica satisfecha por el módulo de cogeneración**

Enero			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	23,48	2,90	-20,59
1:00	18,72	0,00	-18,72
2:00	16,82	0,00	-16,82
3:00	16,26	0,00	-16,26
4:00	16,58	0,00	-16,58
5:00	18,88	0,00	-18,88
6:00	24,28	138,30	114,02
7:00	30,70	138,30	107,59
8:00	34,83	138,30	103,47
9:00	37,61	138,30	100,69
10:00	39,27	138,30	99,03
11:00	40,94	138,30	97,36
12:00	45,86	138,30	92,44
13:00	50,22	138,30	88,08
14:00	50,14	129,13	78,99
15:00	49,27	118,17	68,90
16:00	49,74	103,12	53,37
17:00	53,47	138,30	84,83
18:00	60,22	138,30	78,08
19:00	66,56	138,30	71,73
20:00	67,99	138,30	70,31
21:00	61,72	97,63	35,91
22:00	49,74	125,58	75,84
23:00	34,19	2,90	-31,30
Exceso[kW]			1420,65
Defecto[kW]			-139,15
Total Mensual Exceso[kWh]			44040,08
Total Mensual Defecto [kWh]			-4313,77

Tabla A. 40: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Enero

Febrero			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	23,48	2,89	-20,59
1:00	18,72	0,00	-18,72
2:00	16,82	0,00	-16,82
3:00	16,26	0,00	-16,26
4:00	16,58	0,00	-16,58
5:00	18,88	0,00	-18,88
6:00	24,28	138,30	114,02
7:00	30,70	138,30	107,59
8:00	34,83	138,30	103,47
9:00	37,61	138,30	100,69
10:00	39,27	138,30	99,03
11:00	40,94	134,20	93,26
12:00	45,86	123,04	77,19
13:00	50,22	124,87	74,65
14:00	50,14	115,23	65,09
15:00	49,27	105,54	56,27
16:00	49,74	92,04	42,30
17:00	53,47	100,96	47,48
18:00	60,22	128,04	67,83
19:00	66,56	137,12	70,55
20:00	67,99	117,89	49,89
21:00	61,72	78,00	16,27
22:00	49,74	111,47	61,72
23:00	34,195	2,891	-31,30
Exceso[kW]			1247,31
Defecto[kW]			-139,17
Total Mensual Exceso[kWh]			36172,09
Total Mensual Defecto [kWh]			-4035,86

Tabla A. 41: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Febrero

Marzo			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	26,07	2,78	-23,30
1:00	20,93	0,00	-20,93
2:00	18,75	0,00	-18,75
3:00	17,95	0,00	-17,95
4:00	18,18	0,00	-18,18
5:00	20,58	0,00	-20,58
6:00	26,30	138,30	112,00
7:00	33,05	138,30	105,25
8:00	36,94	138,30	101,36
9:00	40,25	137,85	97,60
10:00	41,62	120,28	78,65
11:00	43,45	106,63	63,17
12:00	47,34	97,42	50,08
13:00	49,17	99,91	50,74
14:00	46,54	91,96	45,42
15:00	43,22	84,30	41,08
16:00	41,85	73,45	31,60
17:00	43,80	52,51	8,72
18:00	49,51	60,49	10,97
19:00	59,35	77,50	18,15
20:00	66,55	73,51	6,95
21:00	63,01	39,77	-23,24
22:00	51,23	69,92	18,69
23:00	35,79	2,78	-33,02
Exceso[kW]			840,45
Defecto[kW]			-175,95
Total Mensual Exceso[kWh]			26053,91
Total Mensual Defecto [kWh]			-5454,53

Tabla A. 42: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Marzo

Abril			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	26,07	2,66	-23,41
1:00	20,93	0,00	-20,93
2:00	18,75	0,00	-18,75
3:00	17,95	0,00	-17,95
4:00	18,18	0,00	-18,18
5:00	20,58	0,00	-20,58
6:00	26,30	122,18	95,88
7:00	33,05	121,64	88,59
8:00	36,94	121,71	84,77
9:00	40,25	120,95	80,70
10:00	41,62	105,49	63,86
11:00	43,45	93,38	49,93
12:00	47,34	85,12	37,78
13:00	49,17	87,75	38,58
14:00	46,54	80,67	34,13
15:00	43,22	73,94	30,71
16:00	41,85	64,45	22,60
17:00	43,80	29,15	-14,64
18:00	49,51	32,03	-17,48
19:00	59,35	45,80	-13,55
20:00	66,55	44,02	-22,53
21:00	63,01	30,71	-32,29
22:00	51,23	51,67	0,44
23:00	35,79	2,66	-33,13
Exceso[kW]			627,97
Defecto[kW]			-253,44
Total Mensual Exceso[kWh]			18839,04
Total Mensual Defecto [kWh]			-7603,23

Tabla A. 43: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Abril

Mayo			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	29,69	2,54	-27,15
1:00	25,16	0,00	-25,16
2:00	23,01	0,00	-23,01
3:00	22,18	0,00	-22,18
4:00	21,94	0,00	-21,94
5:00	23,25	0,00	-23,25
6:00	26,11	2,54	-23,57
7:00	30,28	3,77	-26,52
8:00	33,98	6,04	-27,94
9:00	36,84	9,57	-27,27
10:00	38,39	7,27	-31,12
11:00	39,70	4,85	-34,85
12:00	43,64	3,09	-40,55
13:00	45,31	6,53	-38,78
14:00	42,45	5,03	-37,41
15:00	40,06	4,68	-35,38
16:00	38,03	3,71	-34,33
17:00	37,80	4,68	-33,11
18:00	38,03	6,53	-31,50
19:00	41,01	8,40	-32,61
20:00	49,12	6,53	-42,59
21:00	53,18	5,03	-48,14
22:00	47,81	3,71	-44,10
23:00	38,27	2,54	-35,73
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-768,17
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-23813,38

Tabla A. 44: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Mayo

Junio			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	29,69	2,37	-27,32
1:00	25,16	0,00	-25,16
2:00	23,01	0,00	-23,01
3:00	22,18	0,00	-22,18
4:00	21,94	0,00	-21,94
5:00	23,25	0,00	-23,25
6:00	26,11	2,37	-23,74
7:00	30,28	3,50	-26,78
8:00	33,98	5,61	-28,37
9:00	36,84	8,86	-27,98
10:00	38,39	6,73	-31,66
11:00	39,70	4,52	-35,19
12:00	63,90	2,88	-61,02
13:00	79,65	6,06	-73,59
14:00	96,54	4,68	-91,86
15:00	61,02	4,35	-56,67
16:00	59,39	3,45	-55,94
17:00	64,00	4,35	-59,65
18:00	88,19	6,06	-82,14
19:00	95,39	7,79	-87,61
20:00	101,91	6,06	-95,86
21:00	114,77	4,68	-110,09
22:00	100,86	3,45	-97,40
23:00	59,59	2,37	-57,21
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1245,61
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-37368,24

Tabla A. 45: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Junio

Julio			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	27,53	2,20	-25,33
1:00	23,33	0,00	-23,33
2:00	21,34	0,00	-21,34
3:00	20,56	0,00	-20,56
4:00	20,34	0,00	-20,34
5:00	21,56	0,00	-21,56
6:00	24,21	2,20	-22,01
7:00	28,08	3,25	-24,83
8:00	31,51	5,19	-26,32
9:00	34,16	8,17	-25,99
10:00	35,60	6,22	-29,38
11:00	36,82	4,18	-32,64
12:00	69,26	2,67	-66,59
13:00	90,01	5,60	-84,41
14:00	116,16	4,33	-111,83
15:00	85,15	4,03	-81,12
16:00	59,27	3,20	-56,07
17:00	73,45	4,03	-69,42
18:00	92,87	5,60	-87,27
19:00	100,43	7,18	-93,25
20:00	127,15	5,60	-121,55
21:00	145,31	4,33	-140,98
22:00	116,33	3,20	-113,13
23:00	73,89	2,20	-71,69
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1390,93
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-43118,96

Tabla A. 46: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Julio

Agosto			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	27,53	2,25	-25,27
1:00	23,33	0,00	-23,33
2:00	21,34	0,00	-21,34
3:00	20,56	0,00	-20,56
4:00	20,34	0,00	-20,34
5:00	21,56	0,00	-21,56
6:00	24,21	2,25	-21,96
7:00	28,08	3,32	-24,76
8:00	31,51	5,34	-26,17
9:00	34,16	8,40	-25,76
10:00	35,60	6,40	-29,20
11:00	36,82	4,29	-32,52
12:00	67,53	2,74	-64,79
13:00	88,21	5,75	-82,47
14:00	114,48	4,44	-110,03
15:00	83,56	4,14	-79,42
16:00	57,76	3,28	-54,47
17:00	71,95	4,14	-67,81
18:00	91,36	5,75	-85,61
19:00	98,81	7,38	-91,42
20:00	125,20	5,75	-119,45
21:00	143,20	4,44	-138,75
22:00	114,44	3,28	-111,15
23:00	72,37	2,25	-70,12
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1368,29
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-42416,84

Tabla A. 47: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Agosto

Septiembre			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	21,52	2,36	-19,16
1:00	17,28	0,00	-17,28
2:00	15,48	0,00	-15,48
3:00	14,82	0,00	-14,82
4:00	15,01	0,00	-15,01
5:00	16,99	0,00	-16,99
6:00	21,71	2,36	-19,35
7:00	27,28	3,50	-23,78
8:00	30,49	5,62	-24,87
9:00	33,23	8,86	-24,37
10:00	34,36	6,75	-27,61
11:00	35,87	4,51	-31,36
12:00	68,84	2,88	-65,95
13:00	84,79	6,06	-78,72
14:00	101,76	4,68	-97,08
15:00	65,36	4,35	-61,00
16:00	64,20	3,45	-60,75
17:00	68,59	4,35	-64,24
18:00	93,06	6,06	-86,99
19:00	98,93	7,79	-91,14
20:00	105,03	6,06	-98,96
21:00	118,46	4,68	-113,78
22:00	105,73	3,45	-102,28
23:00	59,07	2,36	-56,71
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-1227,70
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-36830,93

Tabla A. 48: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Septiembre

1-14 Octubre			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	21,52	2,60	-18,92
1:00	17,28	0,00	-17,28
2:00	15,48	0,00	-15,48
3:00	14,82	0,00	-14,82
4:00	15,01	0,00	-15,01
5:00	16,99	0,00	-16,99
6:00	21,71	2,60	-19,11
7:00	27,28	3,85	-23,44
8:00	30,49	6,19	-24,30
9:00	33,23	9,80	-23,43
10:00	34,36	7,44	-26,93
11:00	35,87	4,97	-30,90
12:00	39,08	3,16	-35,92
13:00	40,59	6,69	-33,91
14:00	38,42	5,15	-33,27
15:00	35,68	4,79	-30,89
16:00	34,55	3,80	-30,76
17:00	36,16	4,79	-31,36
18:00	40,88	6,69	-34,19
19:00	49,00	8,61	-40,39
20:00	54,94	6,69	-48,26
21:00	52,02	5,15	-46,87
22:00	42,29	3,80	-38,50
23:00	29,55	2,60	-26,94
Exceso[kW]			0,00
Defecto[kW]			-677,87
Total Mensual Exceso[kWh]			0,00
Total Mensual Defecto [kWh]			-9490,13

Tabla A. 49: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, el 1-14 Octubre

15-31 Octubre			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	21,52	2,60	-18,92
1:00	17,28	0,00	-17,28
2:00	15,48	0,00	-15,48
3:00	14,82	0,00	-14,82
4:00	15,01	0,00	-15,01
5:00	16,99	0,00	-16,99
6:00	21,71	86,69	64,98
7:00	27,28	88,05	60,77
8:00	30,49	89,19	58,70
9:00	33,23	90,11	56,88
10:00	34,36	78,17	43,81
11:00	35,87	68,60	32,72
12:00	39,08	62,03	22,95
13:00	40,59	65,29	24,70
14:00	38,42	59,63	21,20
15:00	35,68	54,68	18,99
16:00	34,55	47,43	12,88
17:00	36,16	19,63	-16,53
18:00	40,88	27,48	-13,40
19:00	49,00	31,14	-17,86
20:00	54,94	30,26	-24,69
21:00	52,02	11,50	-40,52
22:00	42,29	26,49	-15,80
23:00	29,55	2,60	-26,94
Exceso[kW]			418,59
Defecto[kW]			-254,24
Total Mensual Exceso[kWh]			7115,99
Total Mensual Defecto [kWh]			-4322,09

Tabla A. 50: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, el 14-31 Octubre

Noviembre			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	18,84	2,78	-16,07
1:00	15,02	0,00	-15,02
2:00	13,49	0,00	-13,49
3:00	13,05	0,00	-13,05
4:00	13,30	0,00	-13,30
5:00	15,15	0,00	-15,15
6:00	19,48	138,30	118,82
7:00	24,63	138,30	113,67
8:00	27,94	138,30	110,36
9:00	30,17	138,30	108,13
10:00	31,51	135,24	103,73
11:00	32,84	120,22	87,38
12:00	36,79	110,14	73,35
13:00	40,29	112,12	71,83
14:00	40,23	103,42	63,20
15:00	39,91	94,77	54,86
16:00	39,53	82,64	43,12
17:00	42,90	86,69	43,79
18:00	48,31	107,39	59,08
19:00	53,40	119,97	66,57
20:00	54,55	113,75	59,20
21:00	49,52	55,10	5,58
22:00	39,91	91,84	51,93
23:00	27,43	2,78	-24,66
Exceso[kW]			1234,56
Defecto[kW]			-110,74
Total Mensual Exceso[kWh]			37036,89
Total Mensual Defecto [kWh]			-3322,25

Tabla A. 51: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Noviembre

Diciembre			
Hora (p.m)	Potencia demandada[kW]	Potencia proporcionada CHP[kW]	Potencia no satisfecha[kW]
0:00	18,84	2,89	-15,95
1:00	15,02	0,00	-15,02
2:00	13,49	0,00	-13,49
3:00	13,05	0,00	-13,05
4:00	13,30	0,00	-13,30
5:00	15,15	0,00	-15,15
6:00	19,48	138,30	118,82
7:00	24,63	138,30	113,67
8:00	27,94	138,30	110,36
9:00	30,17	138,30	108,13
10:00	31,51	138,30	106,79
11:00	32,84	138,30	105,45
12:00	36,79	138,30	101,51
13:00	40,29	138,30	98,01
14:00	40,23	138,30	98,07
15:00	39,91	128,18	88,27
16:00	39,53	111,85	72,32
17:00	42,90	119,71	76,81
18:00	48,31	124,56	76,25
19:00	53,40	130,15	76,74
20:00	54,55	122,82	68,27
21:00	49,52	77,55	28,03
22:00	39,91	99,40	59,49
23:00	27,43	2,89	-24,54
Exceso[kW]			1506,98
Defecto[kW]			-110,51
Total Mensual Exceso[kWh]			46716,30
Total Mensual Defecto [kWh]			-3425,83

Tabla A. 52: Análisis eléctrico módulo Vitobloc 200 EM-140/207, mes Diciembre

ANEXO B: CATÁLOGO EQUIPOS DE COGENERACIÓN

- **Vitobloc 200 Modelo EM-140/207**

Datos técnicos

4 Datos técnicos

Todos los datos de planificación y servicio siguientes se refieren respectivamente a un módulo de cogeneración.

Encontrará información detallada sobre planificación y ejecución en la "Línea técnica Planta de cogeneración a gas natural – Gestión de proyectos".

4.1 Parámetros de servicio del módulo de cogeneración

Parámetros de servicio del módulo de cogeneración			Vitobloc 200 EM-140/207		
Potencia constante ¹⁾ en funcionamiento paralelo a la red			50% carga	75% carga	100% carga
Potencia eléctrica ²⁾	sin capacidad de sobrecarga	kW	70	105	140
Potencia calorífica	Tolerancia 7 %	kW	130	171	207
Carga de combustible	Tolerancia 5 %	kW	227	310	384
Relación energía-calor según AGFW FW308 (potencia eléctrica / potencia térmica)			0,676		
Factor energético primario f_{PE} según DIN V 18599-9			0,147		
Ahorro de energía primario PEE según directiva 2004/8/CE fomento de la cogeneración - Fomento de las plantas pequeñas y microplantas de cogeneración (< 1 MW de potencia eléctrica) Por lo tanto está planta de cogeneración es altamente eficiente			28,2		
Grado de utilización según EnergieStV ³⁾			92,3		
Rendimiento en funcionamiento paralelo a la red					
Rendimiento eléctrico		%	30,8	33,8	36,5
Rendimiento térmico		%	57,3	55,0	53,9
Eficiencia global		%	88,1	88,8	90,4
Generación de energía					
Energía eléctrica (trifásica)	Tensión	V	400		
	Corriente	A	202		
	Frecuencia	Hz	50		
Potencia eléctrica con	$\cos \phi = 1$ y U_n	kW	140		
	$\cos \phi = 0,95$ y U_n	kW	140		
	$\cos \phi = 0,9$ y U_n	kW	135		
	$\cos \phi = 1$ y $U_n - 10\%$	kW	140		
	$\cos \phi = 0,951$ y $U_n - 10\%$	kW	140		
	$\cos \phi = 0,9$ y $U_n - 10\%$	kW	110		
Consumo eléctrico propio ⁴⁾		kW	2,7		
Energía calorífica (calor de calefacción) sin función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/70		
Energía calorífica (calor de calefacción) con función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/65		
Combustibles y cantidades de llenado					
Calidad del combustible, aceite lubricante, agua refrigerante, agua de calefacción			Véase la prescripción de servicio actual		
Cantidad de llenado	Aceite lubricante	litr	21		
	Tanque adicional de aceite nuevo	litr	70		
	Agua refrigerante	litr	85		
	Agua de calefacción	litr	10		
Presión de red del gas ⁵⁾		mbares	20 - 50		

5719 894-3 07/2014

VITOBLOC 200 EM-140/207

ESS Energie Systeme & Service GmbH 21

Datos técnicos

Generación de calor (calefacción)			
Temperatura de retorno delante del módulo	mín./máx.	°C	60/70
Diferencia de temperatura típica	Retorno/salida	K	20
Caudal del agua de calefacción	Estándar	m³/h	8,9
Presión de servicio máxima admisible		bares	10
Pérdida de presión con caudal estándar en el módulo	Estándar	bares	0,15
Emisión de contaminantes ¹⁾ según TA Aire 2002			
Contenido de NOx	medido como NO ₂	mg/Nm³	< 125
Contenido de CO		mg/Nm³	< 150
		mg/kWh	< 129
Formaldehído CH ₂ O		mg/Nm³	< 60
Nivel de intensidad acústica a una distancia de 1 m campo acústico libre según DIN 45635 (tolerancia sobre los valores mencionados 3 dB(A))			
Gas de escape ⁷⁾	con un absorbedor acústico opcional	dB(A)	56
Aire de combustión y ventilación			
Calor de radiación del módulo	sin conducto de empalme	kW	17
Ventilación del lugar de instalación	Caudal de aire entrante	m³/h	> 3.400
	Caudal de aire de escape nominal	m³/h	3.000
	Caudal de aire de escape máx.	m³/h	4.500
Caudal de aire de combustión	con 25 °C y 1000 mbares	m³/h	391
Temperatura del aire entrante	mín./máx.	°C	10/25
Diferencia de temperatura	Aire entrante/aire de escape	K	< 20
Presión del tubo de escape integrado	máx.	Pa	500
Gas de escape			
Caudal del gas de escape, húmedo	con 120 °C	m³/h	608
Caudal másico del gas de escape, húmedo		kg/h	520
Caudal del gas de escape, seco	0 % O ₂ (0 °C; 1012 mbares)	Nm³/h	336
Contrapresión máx. admisible	según el módulo	mbares	15

- 1) Datos de potencia según DIN ISO 3046 parte 1, (con presión de aire de 1000 mbares, temperatura del aire 25 °C, humedad relativa del aire 30 % y cos φ = 1) Todos los demás especificaciones del módulo tienen validez para el funcionamiento paralelo a la red; especificaciones para otras condiciones de emplazamiento sobre de manda
- 2) La visualización de potencia en la pantalla esté orientada en el sistema de flechas de cuenta del generador, no en el sistema de flechas de cuenta del consumidor, es decir, en caso de potencia suministrada (alimentación), la potencia se visualiza en la pantalla con signo positivo.
- 3) El grado de utilización según la Ley reguladora del Impuesto sobre energía (EnergieStV) está definido como el cociente entre la suma de la potencia térmica y mecánica generada y la suma de la energía utilizada y de la energía auxiliar utilizada.
- 4) Bomba de agua refrigerante, ventilador, cargador de batería, transformador de control
- 5) La presión de red del gas es, de acuerdo a DVGW-TRGI 1986/96, la presión del flujo de gas al comienzo del tramo de regulación de gas del módulo
- 6) Valores de emisión después del catalizador respecto a gas de escape seco;
- 7) En caso de utilización de la planta de cogeneración en entornos residenciales, se han de prever dos absorbedores acústicos sucesivos para cumplir con los requerimientos de aquellos lugares especialmente necesitados de protección.

Tab. 6 Parámetros de servicio de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos

4.2 Datos técnicos de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos del módulo de cogeneración			Vitobloc 200 EM-140/207
Motor con accesorios			
Motor Otto de gas	Fabricante		MAN
	Tipo de motor		E 2876 E
Principio de trabajo			4 tiempos
Número de cilindros/disposición			6 en línea
Diámetro/carrera	mm		128/166
Cilindrada	ltr		12,82
Número de revoluciones	rpm		1500
Velocidad media del pistón	m/s		8,3
Relación de compresión			12 : 1
Presión media efectiva	bares		9,36
Potencia estándar ¹	sin capacidad de sobrecarga	kW	150
Consumo espec. a plena carga	tolerancia 5 %	kWh/kWh _{meq}	2,62
Consumo de gas	p. ej. con Hi = 10 kWh/m ³	Nm ³ /h	38,4
Cantidad de aceite lubricante en cárter			ltr
Consumo de aceite lubricante (valor medio)			g/h
Peso del motor (redondeo)			kg
Sistema intercambiador de calor de refrigeración del motor (bloque motor y aceite lubricante)			
Potencia calorífica	tolerancia 7 %	kW	128
Temperatura del agua refrigerante	entrada/salida	°C	82/68
Caudal del agua refrigerante			m ³ /h
Intercambiador de calor gas de escape			
Potencia calorífica	tolerancia 7 %	kW	79
Temperatura del gas de escape	entrada/salida	°C	aprox. 590 / < 120
Temperatura del agua refrigerante	entrada/salida	°C	88/92
Pérdida de presión	del lado gas de escape	mbares	< 10
Material de los tubos			
Material cabeza gas de escape	entrada		1.4828
	salida		1.4571
Material tubo envolvente agua			
Intercambiador de calor de placas			
Potencia calorífica		kW	207
Temperatura del agua refrigerante	entrada/salida	°C	92/82
Temperatura del agua de calefacción	entrada/salida	°C	70/90
Pérdida de presión		bares	0,15
Material de las placas			
Diámetros nominales			
Toma de gas de escape (AGA) desde el módulo de cogeneración, empalme de tubos			DN 100 PN 10
Toma de agua condensada (KO), empalme de tubos			Tubo ø 22 x 1,2
Agua de calefacción salida/retorno (HV/HR), empalme de tubos			DN 50 PN 16
Toma de gas (GAS), empalme de tubos			Llave esférica de gas Rp 1 ½*

5719 884-3 07/2014

Datos técnicos

Generador sincrónico			
Potencia		kVA	165
Corriente trifásica	Tensión / Frecuencia	V / Hz	400/50
Número de revoluciones		rpm	1500
Rendimiento con potencia nominal del módulo y $\cos \varphi = 1^{2)}$		%	95,4
Corriente nominal		A	216,5
Corriente de cortocircuito permanente		A	de 3 a 5 veces la corriente nominal
Conexión adicional de carga máx. admisible		A	61,9
Conexión de estator			en estrella
Temperatura ambiente	máx.	°C	40
Modo de protección			IP 23
Constantes de tiempo en segundos			
Circuito de corriente abierto transitorio Td'o		seg.	2,80
Circuito de corriente cortocircuitado transitorio Td'		seg.	0,10
Circuito de corriente cortocircuitado subtransitorio Td''		seg.	0,010
Con campo cortocircuitado Ta		seg.	0,015
Cableado hacia la caja de bornes de la planta de cogeneración			
Protección por fusible en la distribución principal de baja tensión (recomendación)	A		300
Ejecución mínima necesaria para la correcta conexión de la planta de cogeneración ³⁾			
Conexión de red a la distribución adicional de baja tensión, campo de acoplamiento de red o estación de transformadores	X1: L1, L2, L3, N, PE		H07 RNF 5 x 1 x 120 mm ²
Selección remota, a cargo del propietario, "Funcionamiento térmico" potencia 100%	X1: borne 40 / 41		Ölflex 12 x 1,5mm ²
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Listo"	X5: borne 1 / 2		
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Servicio"	X5: borne 3 / 4		
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Fallo"	X5: borne 5 / 6		
Selección Bomba de agua de calefacción ⁴⁾ (contacto libre de potencial)	X5: borne 9 / 10		
Válvula reguladora de agua de calefacción (aumento de retorno)	X5: borne 16 / 17 / 18 / PE		Ölflex 4 x 0,75mm ²
Bomba de agua de calefacción 230 V / 10 A ⁴⁾	X5: borne 21 / N / PE		Ölflex 3 x 1,5mm ²
Sensor PT 100 adicional en retorno general de agua de calefacción para selección y deselección opcional de módulo	X1: borne 44 / 45		Ölflex 2 x 1,5mm ²
Cable de puesta a tierra desde el módulo hasta la barra equipotencial a cargo del cliente	Conexión de puesta a tierra en el bastidor del módulo		Dimensionamiento de acuerdo a las condiciones en la obra
Versión ampliada de la instalación con "funcionamiento con red de reserva"			
Tensión de medición de la red delante del interruptor de acoplamiento de red	X1: borne 7 / 8 / 9 / N / PE		Ölflex 5 x 1,5mm ²
Respuesta Interruptor de acoplamiento de red On (mensaje de la distribución principal de baja tensión o del campo de acoplamiento de red)	X1: borne 12 / 13		Ölflex 5 x 1,5mm ²
Respuesta Interruptor de acoplamiento de red Off (mensaje de la distribución principal de baja tensión o del campo de acoplamiento de red)	X1: borne 14 / 15		
Selección Funcionamiento con red de reserva ⁵⁾	X1: borne 38 / 39		Ölflex 3 x 1,5mm ²
Orden de conexión interruptor de acoplamiento de red "Habilitación interruptor de acoplamiento de red" (contacto libre de potencial)	X5: borne 7 / 8		Ölflex 3 x 1,5mm ²

- 1) Datos de potencia según DIN ISO 3046 parte 1, (con presión del aire de 1000 mbars, temperatura del aire 25 °C, humedad relativa del aire 30 % y $\cos \varphi = 1$)
Todos los demás especificaciones del módulo tienen validez para el funcionamiento paralelo a la red; especificaciones para otras condiciones de emplazamiento sobre demanda
- 2) Valor indicado $\cos \varphi$ en el sistema de fechas de cuenta del generador
- 3) Esta lista de cables contiene la ejecución mínima necesaria para una correcta conexión de la planta de cogeneración y sirve solo de orientación. La responsabilidad del correcto cableado es de la empresa electrotécnica que realiza la obra y se debe llevar a cabo según las circunstancias locales y las prescripciones VDE y de la empresa productora y distribuidora de energía.
- 4) La bomba de agua de calefacción en la versión de 230 V se puede conectar directamente al borne. En caso de una versión de bomba de 400 V, la parte de potencia debe ser realizada por el cliente. Sin embargo, la selección técnica de control tiene lugar libre de potencia desde el sistema de mando del módulo.
- 5) La selección para el funcionamiento con red de reserva tiene lugar mediante técnica de mando e de más la desconexión de carga del lado de la obra. La selección puede realizarse internamente en el módulo de modo automático, no obstante sin supervisión de desconexión de carga.

Tab. 7 Datos técnicos de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos

4.3 Medidas, pesos y colores

Dimensiones del módulo de cogeneración		Medida del bastidor	incl. cubierta insonorizante y tubo de ventilación	
Longitud	mm	3.400	4.250	
Anchura	mm	900	940	
Altura (sin patas)	mm	1.700	1.730	
Peso del módulo de cogeneración				
Peso estructural	(redondeo) kg	3.420		
Peso en estado de funcionamiento	(redondeo) kg	3.620		
Colores				
Motor, generador		Gris claro (RAL 7035)		
Bastidor		Gris antracita (RAL 7016)		
Armario de distribución		Plata Vito		
Cubierta insonorizante		Plata Vito		
Conexiones		Ejecución	Norma	Tamaño
AGA	Salida de gas de escape	Brida	EN 1092-1	DN 100 / PN10
KO	Descarga de agua condensada	Tubo	DIN EN 10220	ø22 x 1,2
GAS	Entrada de gas	Llave esférica de gas	DIN 2999	Rp 1 ½ "
HV/HR	Alimentación/retorno calefacción	Brida	EN 1092-1	DN 50 / PN16
AL	Salida de aire de escape	Brida	—	550 x 550 P20

Tab. 8 Dimensiones, pesos, colores y conexiones

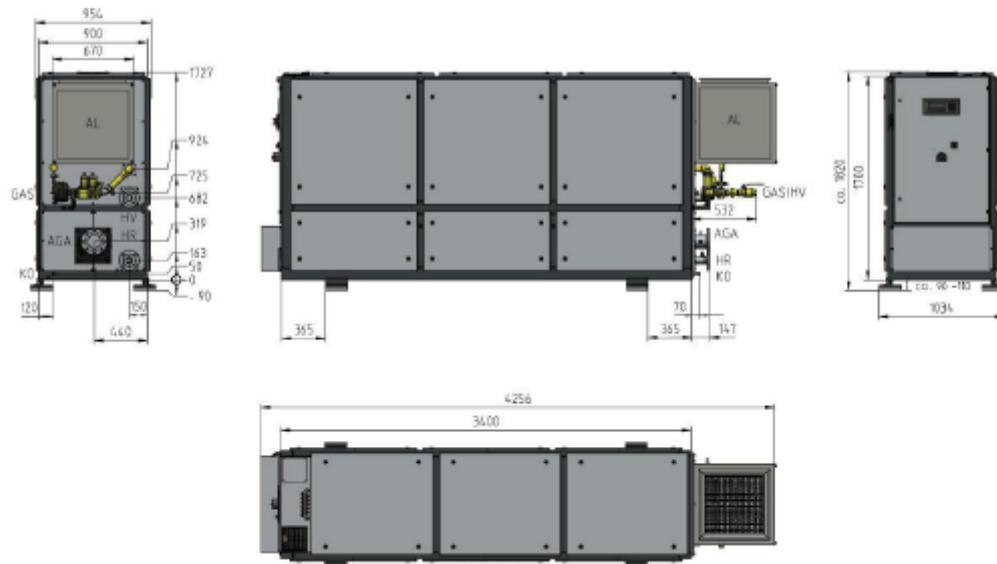


Fig. 5 Dimensiones y empalmes del módulo de cogeneración Vitobloc 200 EM-140/207 (medidas en mm); La caja de ventilador ya montada se puede desmontar para el transporte interno del módulo

5719 884-3 07/2014

- Vitobloc 200 Modelo EM-238/363

Datos técnicos

4 Datos técnicos

Todos los datos de planificación y servicio siguientes se refieren respectivamente a un módulo de cogeneración.

Encontrará información detallada sobre planificación y ejecución en la "Línea técnica Planta de cogeneración a gas natural – Gestión de proyectos".

4.1 Parámetros de servicio de un módulo de cogeneración completo

Parámetros de servicio del módulo de cogeneración			Vitobloc 200 EM-238/363		
Potencia constante¹⁾ en funcionamiento paralelo a la red			50% carga	75% carga	100% carga
Potencia eléctrica ²⁾	sin capacidad de sobrecarga	kW	119	179	238
Potencia calorífica	tolerancia 7 %	kW	220	298	363
Carga de combustible	tolerancia 5 %	kW	396	536	667
Relación energía-calor según AGFW FW308 (potencia eléctrica / potencia térmica)			0,66		
Factor energético primario f_{PE} según DIN V 18599-9			0,186		
Ahorro de energía primario PEE según directiva 2004/8/CE fomento de la cogeneración - Fomento de las plantas pequeñas y microplantas de cogeneración (< 1 MW de potencia eléctrica) Por lo tanto esta planta de cogeneración es altamente eficiente			27,6		
Grado de utilización según EnergieStV ³⁾			91,1		
Rendimiento en funcionamiento paralelo a la red					
Rendimiento eléctrico			%	30,1	33,4
Rendimiento térmico			%	55,6	54,4
Eficiencia global			%	85,6	89,0
Generación de energía					
Energía eléctrica trifásica	Tensión	V	400		
	Corriente	A	344		
	Frecuencia	Hz	50		
Potencia eléctrica con	$\cos \phi = 1$ y U_n	kW	238		
	$\cos \phi = 0,95$ y U_n	kW	238		
	$\cos \phi = 0,9$ y U_n	kW	238		
	$\cos \phi = 1$ y $U_n - 10\%$	kW	238		
	$\cos \phi = 0,951$ y $U_n - 10\%$	kW	238		
	$\cos \phi = 0,9$ y $U_n - 10\%$	kW	238		
Consumo eléctrico propio ⁴⁾			kW	6,1	
Energía calorífica (calor de calefacción) sin función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/70		
Energía calorífica (calor de calefacción) con función de red de reserva	Temperatura de salida / de retorno	°C	90/65		
Combustibles y cantidades de llenado					
Calidad del combustible, aceite lubricante, agua refrigerante, agua de calefacción			Véase la prescripción de servicio actual		
Cantidad de llenado	Aceite lubricante	litr	30		
	Tanque adicional de aceite nuevo	litr	200		
	Agua refrigerante	litr	120		
	Agua de calefacción	litr	40		
Presión de red del gas ⁵⁾			mbares	20 - 50	

5719 929-3 07/2014

Datos técnicos

Generación de calor (calefacción)			
Temperatura de retorno delante del módulo	mín./máx.	°C	60/70
Diferencia de temperatura típica	Retorno/salida	K	20
Caudal del agua de calefacción	Estándar	m³/h	15,6
Presión de servicio máxima admisible		bares	10
Pérdida de presión con caudal estándar en el módulo	Estándar	bares	0,4
Emisión de contaminantes ⁷⁾ según TA Aire 2002			
Contenido de NOx	medido como NO ₂	mg/Nm³	< 125
Contenido de CO		mg/Nm³	< 150
		mg/kWh	< 181
Formaldehído CH ₂ O		mg/Nm³	< 60
Nivel de intensidad acústica a una distancia de 1 m campo acústico libre según DIN 45635 (tolerancia sobre los valores mencionados 3 dB(A))			
Gas de escape ⁷⁾	con un absorbedor acústico opcional	dB(A)	67
Aire de combustión y ventilación			
Calor de radiación del módulo	sin conducto de empalme	kW	35
Ventilación del lugar de instalación	Caudal de aire entrante	m³/h	> 9.000
	Caudal de aire de escape nominal	m³/h	8.250
	Caudal de aire de escape máx.	m³/h	10.000
Caudal de aire de combustión	con 25 °C y 1000 mbares	m³/h	750
Temperatura del aire entrante	mín./máx.	°C	10/25
Diferencia de temperatura	Aire entrante/aire de escape	K	< 20
Presión del tubo de escape integrado	máx..	Pa	500
Gas de escape			
Caudal del gas de escape, húmedo	con 120 °C	m³/h	961
Caudal másico del gas de escape, húmedo		kg/h	836
Caudal del gas de escape, seco	0 % O ₂ (0 °C; 1012 mbares)	Nm³/h	668
Contrapresión máx. admisible	según el módulo	mbares	15

- 1) Datos de potencia según DIN ISO 3046 parte 1, (con presión del aire de 1000 mbares, temperatura del aire 25 °C, humedad relativa del aire 30% y cos φ = 1)
Todos las demás especificaciones del módulo tienen validez para el funcionamiento paralelo a la red; especificaciones para otras condiciones de emplazamiento sobre demanda
- 2) La visualización de potencia en la pantalla está orientada en el sistema de flechas de cuenta del generador, no en el sistema de flechas de cuenta del consumidor, es decir, en caso de potencia suministrada (alimentación), la potencia se visualiza en la pantalla con signo positivo.
- 3) El grado de utilización según la Ley reguladora del impuesto sobre energía (EnergieStIV) está definido como el cociente entre la suma de la potencia térmica y mecánica generada y la suma de la energía utilizada y de la energía auxiliar utilizada.
- 4) Bomba de agua refrigerante, ventilador, cargador de batería, transformador de control
- 5) La presión de red del gas es, de acuerdo a DVGW-TRGI 1986/96, la presión del flujo de gas al comienzo del tramo de regulación de gas del módulo
- 6) Valores de emisión después del catalizador respecto a gas de escape seco;
- 7) En caso de utilización de la planta de cogeneración en entornos residenciales, se han de prever dos absorbedores acústicos sucesivos para cumplir con los requerimientos de aquellos lugares especialmente necesitados de protección.

Tab. 6 Parámetros de servicio de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos

4.2 Datos técnicos de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos del módulo de cogeneración		Vitobloc 200 EM-238/363
Motor con accesorios		
Motor Otto de gas	Fabricante	MAN
	Tipo de motor	E 2842 E 312
Principio de trabajo		4 tiempos
Número de cilindros/disposición		12 / disposición en V
Diámetro/carrera	mm	128/142
Cilindrada	litr	21,93
Número de revoluciones	rpm	1500
Velocidad media del pistón	m/s	7,1
Relación de compresión		12,5 : 1
Presión media efectiva		bares
Potencia estándar ¹⁾		sin capacidad de sobrecarga
		kW
		250
Consumo espec. a plena carga	tolerancia 5 %	kWh/kWh _{mec}
		2,67
Consumo de gas	p. ej. con Hi = 10 kWh/m ³	Nm ³ /h
		66,7
Cantidad de aceite lubricante en cárter		litr
		22-30
Consumo de aceite lubricante (valor medio)		g/h
		aprox. 100
Peso del motor (redondeo)		kg
		1300
Sistema intercambiador de calor de refrigeración del motor (bloque motor y aceite lubricante)		
Potencia calorífica		tolerancia 7 %
		kW
		236
Temperatura del agua refrigerante		entrada/salida
		°C
		80/88
Caudal del agua refrigerante		m ³ /h
		38,28
Intercambiador de calor gas de escape		
Potencia calorífica		Tolerancia 7 %
		kW
		127
Temperatura del gas de escape		entrada/salida
		°C
		570 / < 120
Temperatura del agua refrigerante		entrada/salida
		°C
		88/92
Pérdida de presión		del lado gas de escape
		mbares
		< 10
Material de los tubos		
		1.4571
Material cabeza gas de escape		entrada
		1.4828
		salida
		1.4571
Material tubo envolvente agua		
		ST 50
Intercambiador de calor de placas		
Potencia calorífica		kW
		363
Temperatura del agua refrigerante		entrada/salida
		°C
		92/80
Temperatura del agua de calefacción		entrada/salida
		°C
		70/90
Pérdida de presión		bares
		0,4
Material de las placas		
		1.4401
Diámetros nominales		
Toma de gas de escape (AGA) desde el módulo de cogeneración, empalme de tubos		DN 150 / PN 10
Toma de agua condensada (KO), empalme de tubos		Tubo ø 22 x 2,0
Agua de calefacción salida/retomo (HV/HR), empalme de tubos		DN 65 / PN 16
Toma de gas (GAS), empalme de tubos		DN 50 / PN16

5719 928-3 07/2014

Datos técnicos

Generador sincrónico		
Potencia	kVA	280
Corriente trifásica	Tensión / Frecuencia V / Hz	400/50
Número de revoluciones	rpm	1500
Rendimiento con potencia nominal del módulo y $\cos \varphi = 1^{2)}$	%	95,4
Corriente nominal	A	405
Corriente de cortocircuito permanente	A	de 3 a 5 veces la corriente nominal
Conexión adicional de carga máx. admisible	A	103
Conexión de estator		en estrella
Temperatura ambiente máx.	°C	40
Modo de protección		IP 23
Constantes de tiempo en segundos		
Circuito de corriente abierto transitorio Td'o	seg.	3,6
Circuito de corriente cortocircuitado transitorio Td'	seg.	0,17
Circuito de corriente cortocircuitado subtransitorio Td"	seg.	0,01
Con campo cortocircuitado Ta	seg.	0,016
Cableado hacia la caja de bornes de la planta de cogeneración		
Protección por fusible en la distribución principal de baja tensión (recomendación)	A	630
Ejecución mínima necesaria para la correcta conexión de la planta de cogeneración ³⁾		
Conexión de red a la distribución adicional de baja tensión, campo de acoplamiento de red o estación de transformadores	X1: L1, L2, L3, N PE	H07 RNF 5 x 2 x 120 mm ²
Selección remota, a cargo del propietario, "Funcionamiento térmico" potencia 100%	X1: borne 40 / 41	Ölflex 12 x 1,5mm ²
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Listo"	X5: borne 1 / 2	
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Servicio"	X5: borne 3 / 4	
Respuesta (contacto libre de potencial) módulo "Fallo"	X5: borne 5 / 6	
Selección Bomba de agua de calefacción ⁴⁾ (contacto libre de potencial)	X5: borne 9 / 10	
Válvula reguladora de agua de calefacción (aumento de retorno)	X5: borne 16 / 17 / 18 / PE	Ölflex 4 x 0,75mm ²
Bomba de agua de calefacción 230 V/10 A ⁴⁾	X5: borne 21 / N / PE	Ölflex 3 x 1,5mm ²
Sensor PT 100 adicional en retorno general de agua de calefacción para selección y deselección opcional de módulo	X1: borne 44 / 45	Ölflex 2 x 1,5mm ²
Cable de puesta a tierra desde el módulo hasta la barra equipotencial a cargo del cliente	Conexión de puesta a tierra en el bastidor del módulo	Dimensionamiento de acuerdo a las condiciones en la obra
Versión ampliada de la instalación con "funcionamiento con red de reserva"		
Tensión de medición de la red delante del interruptor de acoplamiento de red	X1: borne 7 / 8 / 9 / N / PE	Ölflex 5 x 1,5mm ²
Respuesta Interruptor de acoplamiento de red On (mensaje de la distribución principal de baja tensión o del campo de acoplamiento de red)	X1: borne 12 / 13	Ölflex 5 x 1,5mm ²
Respuesta Interruptor de acoplamiento de red Off (mensaje de la distribución principal de baja tensión o del campo de acoplamiento de red)	X1: borne 14 / 15	
Selección Funcionamiento con red de reserva ⁵⁾	X1: borne 38 / 39	Ölflex 3 x 1,5mm ²
Orden de conexión interruptor de acoplamiento de red "Habilitación interruptor de acoplamiento de red" (contacto libre de potencial)	X5: borne 7 / 8	Ölflex 3 x 1,5mm ²

1) Datos de potencia según DIN ISO 3046 parte 1, (con presión del aire de 1000 mbares, temperatura del aire 25 °C, humedad relativa del aire 30 % y $\cos \varphi = 1$)
 Todos las demás especificaciones del módulo tienen validez para el funcionamiento paralelo a la red; especificaciones para otras condiciones de emplazamiento sobre demanda

2) Valor indicado $\cos \varphi$ en el sistema de flechas de cuenta del generador

3) Esta lista de cables contiene la ejecución mínima necesaria para una correcta conexión de la planta de cogeneración y sirve solo de orientación. La responsabilidad del correcto cableado es de la empresa electrobécica que realiza la obra y se debe llevar a cabo según las circunstancias locales y las prescripciones VDE y de la empresa productores y distribuidores de energía.

4) La bomba de agua de calefacción en la versión de 230 V se puede conectar directamente al borne. En caso de una versión de bomba de 400 V, la parte de potencia debe ser realizada por el cliente. Sin embargo, la selección técnica de control tiene lugar libre de potencial desde el sistema de mando del módulo.

5) La selección para el funcionamiento con red de reserva tiene lugar mediante técnica de mando externa tras la desconexión de carga del lado de la obra. La selección puede realizarse internamente en el módulo de modo automático, no obstante sin supervisión de desconexión de carga.

Tab. 7 Datos técnicos de un módulo de cogeneración completo

Datos técnicos

4.3 Medidas, pesos y colores

Dimensiones del módulo de cogeneración		Medida del bastidor	incl. cubierta insonorizante y tubo de ventilación ¹⁾	
Longitud (incl. armario de distribución)	mm	3.585	4.320	
Anchura	mm	1.600	1.650	
Altura	mm	2.000	2.020	
Peso del módulo de cogeneración				
Peso estructural (redondeo)	kg	5.300		
Peso en estado de funcionamiento (redondeo)	kg	5.800		
Colores				
Motor, generador	Grís claro (RAL 7035)			
Bastidor	Grís antracita (RAL 7016)			
Armario de distribución	Plata Vito			
Cubierta insonorizante ¹⁾	Plata Vito			
Conexiones		Ejecución	Norma	Tamaño
AGA	Salida de gas de escape	Brida	EN 1092-1	DN 150 / PN10
KO	Descarga de agua condensada	Tubo	DIN EN 10220	ø22 x 2,0
GAS	Entrada de gas	Brida	EN 1092-1	DN 50 / PN16
HV/HR	Alimentación/retorno calefacción	Brida	EN 1092-1	DN 65 / PN16
AL	Salida de aire de escape	Brida	—	550 x 550 P20

¹⁾ En los módulos de cogeneración Vitobloc 200 EM-238/363, el tubo de ventilación y la cubierta insonorizante están disponibles opcionalmente.

Tab. 8 Dimensiones, pesos, colores y conexiones

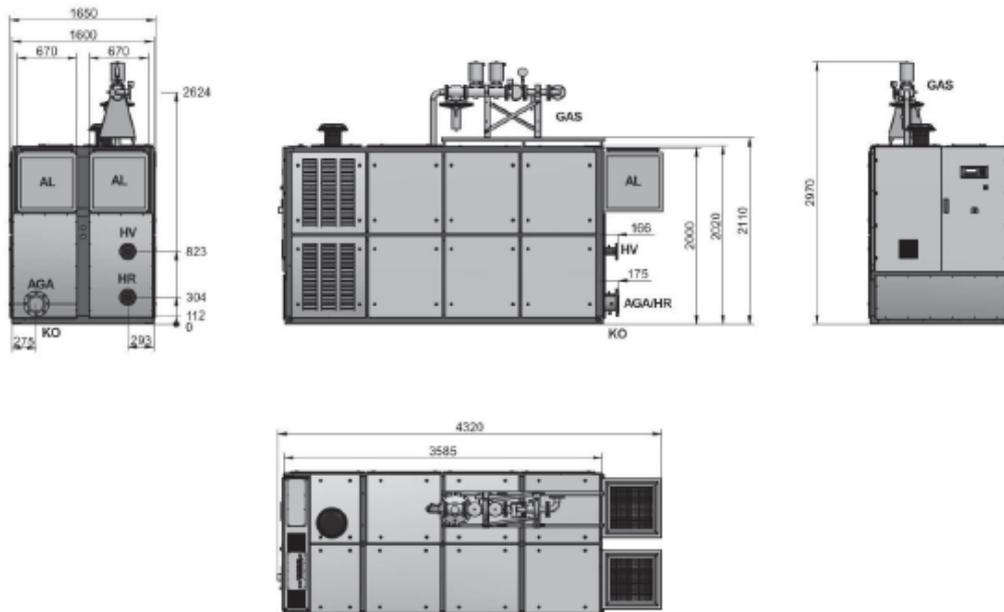


Fig. 5 Dimensiones y empalmes del módulo de cogeneración Vitobloc 200 EM-238/363 con cubierta insonorizante opcional (medidas en mm); la caja de ventilador ya montada en la parte posterior se puede desmontar para el transporte interno del módulo.

5719 928-3 07/2014



**Calderas murales de Condensación a gas
Bios Plus**

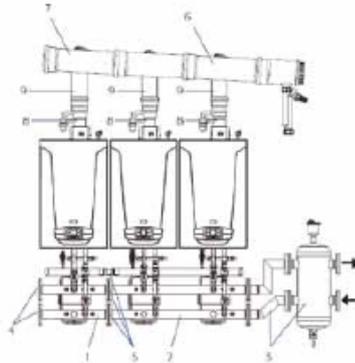
Combustible: gas
Rango de potencia: 45 - 102 kW
Presión máxima: 4 bar
Rendimiento: **** según Directiva 92/42/CEE
Protección eléctrica: IP 5 XD



Características Principales

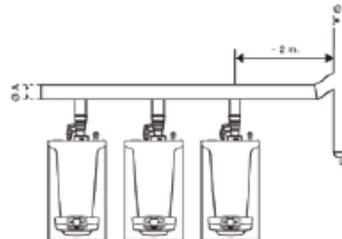
- Cuerpo caldera de acero inox AISI 316 L
- Quemador de premezcla con encendido electrónico
- Baja emisión de NOx: Clase 5
- Rango de modulación 11-100%
- Accesorios hidráulicos para evacuación en cascada

Instalación en cascada



1. Kit hidráulico individual (para una caldera)
2. Kit hidráulico doble (para dos calderas)
3. Kit botella de equilibrio
4. Platinas y juntas de cierre
5. Enlace colectores
6. Kit evacuación 1ª y 2ª caldera
7. Kit evacuación 3ª o más calderas
8. Racord evacuación
9. Prolongador

Diametros de evacuación (A y B), según el nº de calderas en cascada y la longitud de la chimenea (H)



Nº de calderas en cascada	Ø A (mm) del kit de evacuación, según nº y modelo de caldera			
	BIOS PLUS 50 F	BIOS PLUS 70 F	BIOS PLUS 90 F	BIOS PLUS 110 F
2	125	125	160	160
3	125	160	200	200
4	125	200	200	200
5	160	200	200	(*) 250
6	160	200	(*) 250	(*) 250

▲ Ø B (mm) de la chimenea (H), según nº y modelo de caldera y para una longitud H ≤ 20 metros.

(*) Diámetro 250 mm no disponible como accesorio

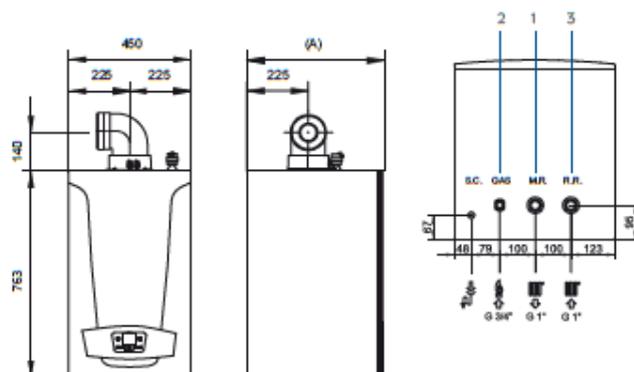
• Características Técnicas

Modelo	Potencia útil	Potencia útil	Rendimiento útil (1) con carga		Capacidad agua	Peso
	80/60 °C kW	50/30 °C kW	100 %	30%	litros	kg
BIOS PLUS 50 F	5,0 - 45	5,4 - 48,6	97,4	107,8	4	40
BIOS PLUS 70 F	7,2 - 65	7,8 - 70,0	97,2	107,1	6	50
BIOS PLUS 90 F	9,4 - 85	10,2 - 92,3	97,3	107,5	9	83
BIOS PLUS 110 F	11,4 - 102	12,3 - 110,3	97,2	107,4	10	93

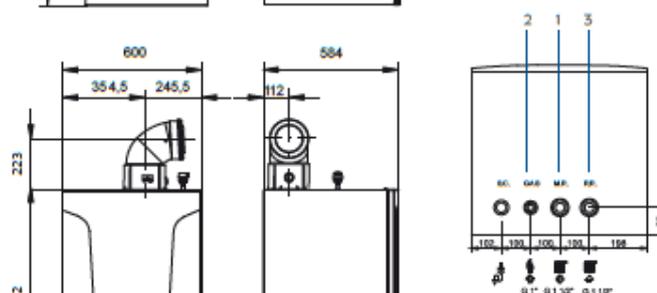
(1) = Temperatura media del agua 70 ° C al 100 % y 40 ° C al 30 %

• Dimensiones

BIOS PLUS 50 F y 70 F



BIOS PLUS 90 F y 110 F

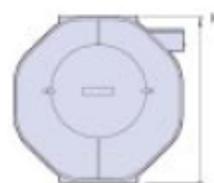


1. Ida Calefacción:
1" en BIOS PLUS 50 F y 70 F;
1 1/2" en BIOS PLUS 90 F y 110 F.
2. Conexión gas:
3/4" en BIOS PLUS 50 F y 70 F;
1" en BIOS PLUS 90 F y 110 F.
3. Retorno Calefacción:
1" en BIOS PLUS 50 F y 70 F;
1 1/2" en BIOS PLUS 90 F y 110 F.

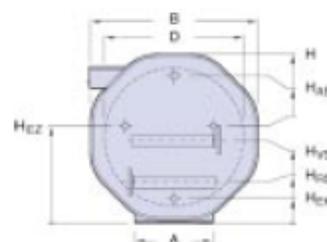
• Evacuación caldera individual

Longitud máxima	Conducto concéntrico ø 80/125		Conducto doble 2 x ø 80		Conducto concéntrico ø 110/160		Conducto doble 2 x ø 110	
	Horizontal	Vertical	Aspiración	Evacuación	Horizontal	Vertical	Aspiración	Evacuación
BIOS PLUS 50 F	10 m	11 m	15 m	60 m				
BIOS PLUS 70 F	10 m	11 m	15 m	60 m				
BIOS PLUS 90 F					10 m	11 m	7 m	27 m
BIOS PLUS 110 F					10 m	11 m	7 m	27 m

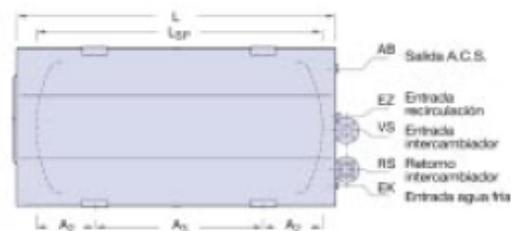
Logalux	ØN400/1	L2N550/1	L2N750/1	ØN950/1	ØN1500/1	ØN2000/1	L2N2900/1	ØN3000/1
Capacidad del acumulador (l)	400	550	750	950	1500	2000	2900	3000
Altura del acumulador H (mm)	830	1010	1010	1110	1210	1460	1460	1460
Ancho (mm)	810	1000	1000	1100	1200	1450	1450	1450
Largo (mm)	1600	1510	1910	1910	2405	2150	2570	2970
Peso (kg)	330	367	470	517	875	1145	1300	1460
Potencia de funcionamiento a caudal continuo 45°C (kw)	100	100	148	148	224	298	390	390
Índice de potencia 60°C	22	26	49	53	94	134	199	210



Logalux	L2N800	L2N1100	L2N1500	L2N1950/1	L2N1500/1	L2N2000/1	L2N2500/1	L2N3000/1
Capacidad del acumulador (l)	800	1100	1500	1900	3000	4000	5000	6000
Altura del acumulador H (mm)	1680	2030	2030	2230	2430	2930	2930	2930
Ancho (mm)	810	1000	1000	1100	1200	1450	1450	1450
Largo (mm)	1600	1510	1910	1910	2405	2150	1570	2970
Peso (kg)	682	762	968	1066	1784	2331	2641	2961
Potencia de funcionamiento a caudal continuo 45°C (kw)	200	200	296	296	450	596	780	780
Índice de potencia 60°C	53	62	118	127	226	322	478	504



Logalux	L3TN1200	L3TN1650	L3TN2250
Capacidad del acumulador (l)	1200	1650	2250
Altura del acumulador H (mm)	2530	3050	3050
Ancho (mm)	810	1000	1000
Largo (mm)	1600	1510	1910
Peso (kg)	1034	1157	1466
Potencia de funcionamiento a caudal continuo 45°C (kw)	300	300	444
Índice de potencia 60°C	84	99	186



Distribuidor:



Buderus
CALEFACCIÓN

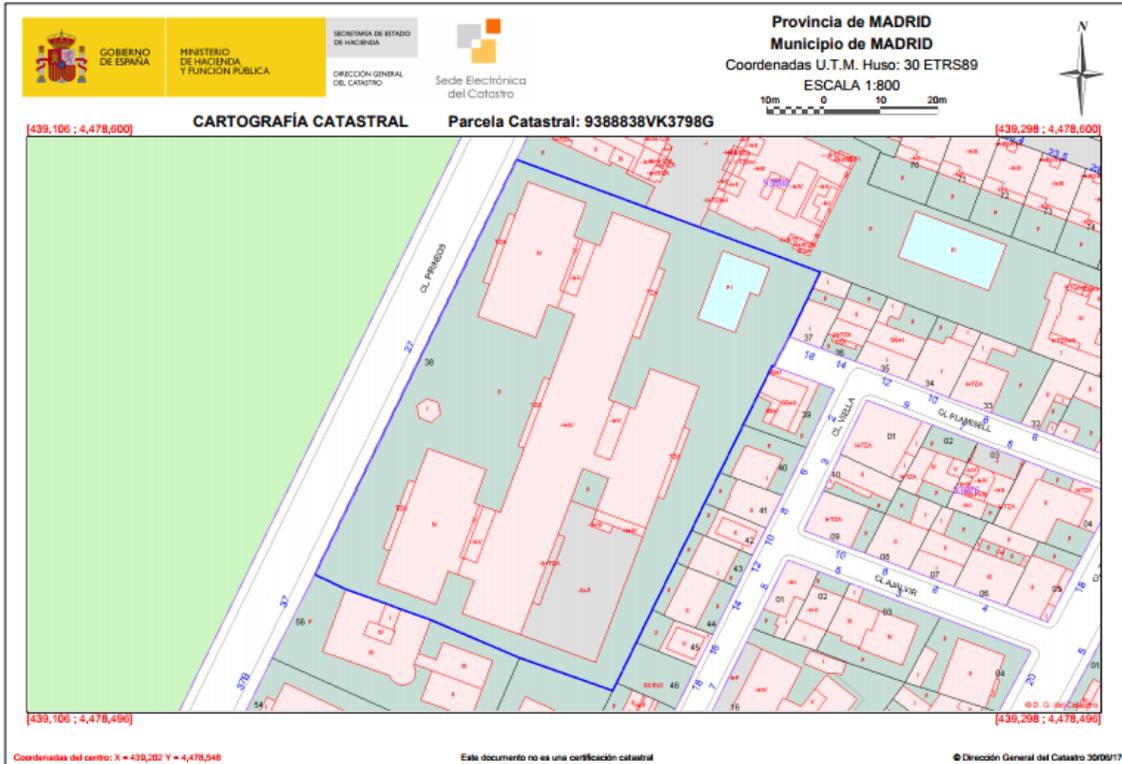
Buderus Calefacción S.L. - C/ Calabozos, 9 - Polígono Industrial Sector B - 28108 Alcobendas (Madrid)

Teléfono : 91 484 01 91 - Fax: 91 662 24 07

<http://www.buderus.es> - e-mail: buderus@buderus.es

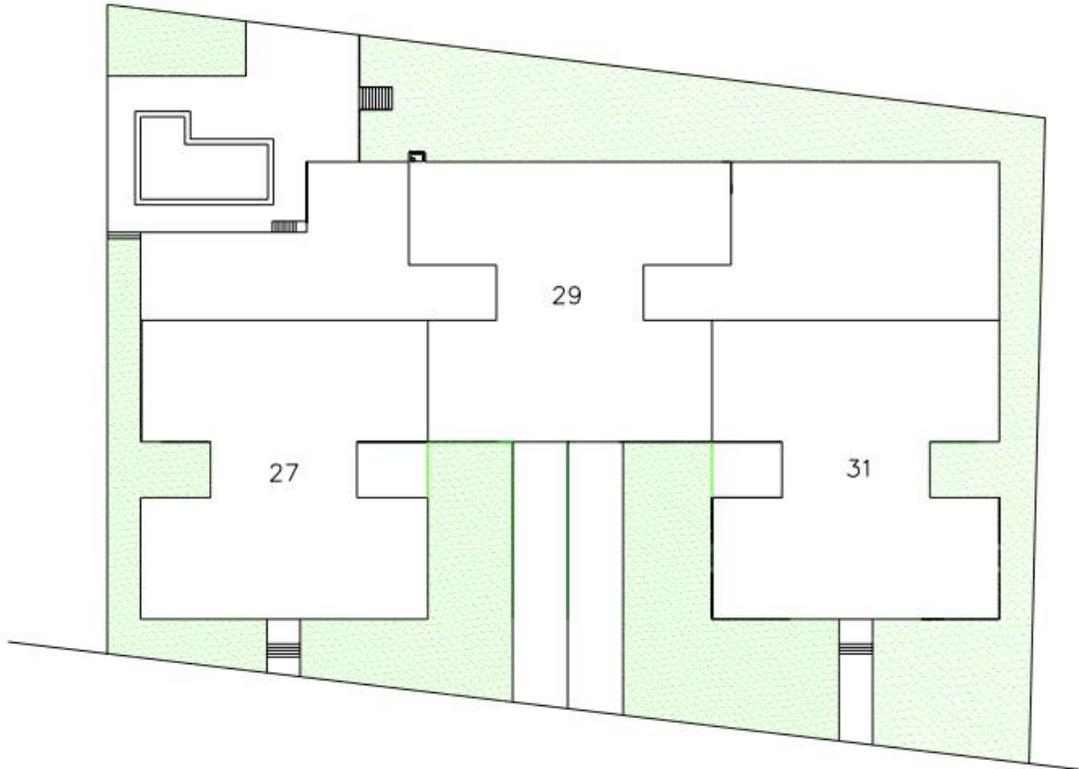
ANEXO E: PLANOS

- Cartografía catastral



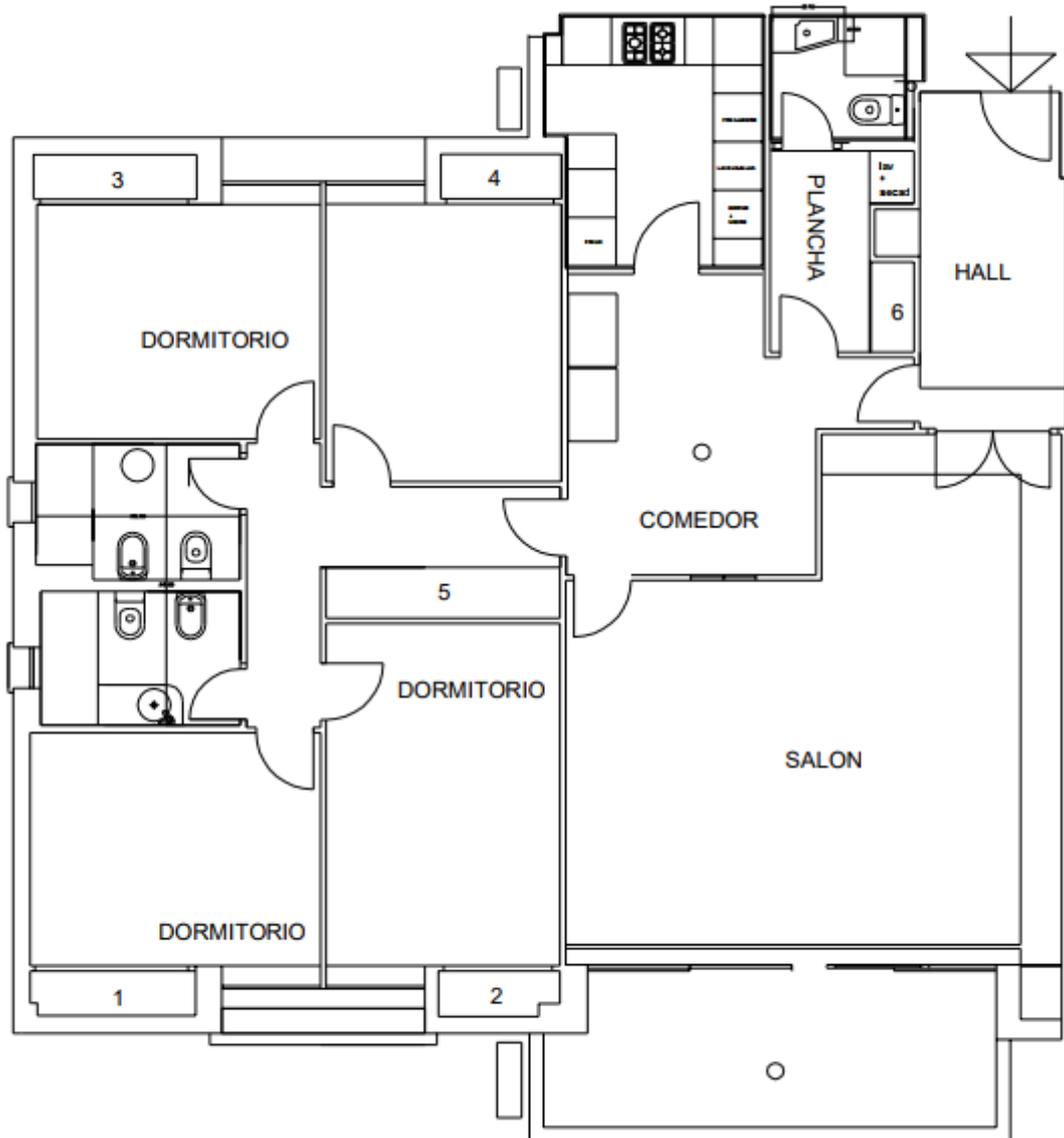
- **Planta de la finca**

Escala: 1:800 m



- **Vivienda tipo**

Escala: 1: 120 m



- Disposición de las viviendas en planta

