



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA
SUSTITUCIÓN DE CALDERA CONVENCIONAL DE GAS
POR MOTOR DE COGENERACIÓN EN LA ESCUELA
SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS
EN LA UNIVERSIDAD DE LEÓN

León, Julio de 2016

Autor: Antonio Pascual González
Tutor: Ana María Díez Suárez

El presente proyecto ha sido realizado por D. Antonio Pascual González, alumno de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por Dña. Ana María Diez Suárez, profesora del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D. Antonio Pascual González
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: Dña. Ana María Diez Suárez
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

La necesidad actual de promover la eficiencia energética con el fin de reducir el consumo de energía primaria y los gases de efecto invernadero. Hace que sea necesaria la implantación de instalaciones de cogeneración, renovables y valorización de residuos con el fin de cumplir el objetivo de la Unión Europea de 2020. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar un 20% del consumo de energía mediante eficiencia energética y promover las energías renovables en un 20%.

España es deficitaria en recursos energéticos, con lo cual la mayor parte de la energía primaria que se consume proviene del exterior, haciéndolo vulnerable a los vaivenes del mercado de materias primas. Este objetivo ayudaría a reducir la balanza comercial, aumentar la independencia energética del país, reducir el consumo de energía primaria, el uso de energía autóctona como la energía eólica, fotovoltaica...

Debido a este panorama surge la idea de modificar la actual caldera de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León. La idea que se basa el estudio es dimensionar el módulo de cogeneración con el fin de garantizar la demanda térmica del edificio, además de generar energía eléctrica con el fin de alimentar la red de anillo en que está situado el edificio, con el fin de que toda la energía se pueda aprovechar para autoconsumo. Dando lugar a una reducción de costes energéticos. Sobre todo destacar que la energía es producida en el mismo lugar de consumo con lo cual se eliminan gran parte de las pérdidas por el transporte, la reducción de consumo de energía primaria ya que un mismo recurso se usa para generar calor y electricidad.

Se van a plantear distintas alternativas con el fin de analizar y determinar la más rentable. Al tratarse de una instalación de autoconsumo se tendrá que acoger al Real Decreto 900/2015. Se realizará un análisis del mismo teniendo en cuenta los requisitos obligatorios que deben de cumplir las instalaciones de autoconsumo.

ABSTRACT

Nowadays, the necessity of promoting the energetic efficiency with the aim of reducing the consumption of primary energy and the greenhouse effect makes essential the implantation of renewable co-generation installations, as the valorisation of residues with the objective of achieving the landmark of the European Union in 2020 (reducing the greenhouse effect gases in a 20%, saving a 20% of the energy consumption with energetic efficiency and by promoting the renewable energies in another 20%).

Spain has a lack of energetic resources, so the majority of the primary energy which is consumed comes from abroad, making us vulnerable to the market oscillations of raw materials. This objective would help to decrease the commercial balance, to increase the energetic independence of the country, to reduce the consumption of primary energy, the use of autochthonous energy such as the wind or the photovoltaic energy.

Due to this situation it emerges the idea of modify the current boiler of the Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León. The idea in which this study is based is to size the co-generation module with the purpose of guaranteeing the thermic demand of the building, as to generate electric energy with the aim of feeding the ring network in which is located the building, with the objective that all the energy could be utilised to the auto-consumption, giving as a result a reduction in the energetic costs. It's important to outline that the energy is produced in the same place where it will be consumed, so the lost due to transportation is almost removed, as well as the reduction of the consumption of primary energy, because the same resource is used to generate heat and electricity.

Different alternatives will be proposed with the idea of analysing and determine the most profitable. As it is an auto-consumption installation it will need to be made according to the Royal Decree 900/2015. An analysis will be made taking into consideration the requirements that the auto-consumption installations must have.

ÍNDICE

| | |
|---|------------|
| RESUMEN..... | 3 |
| ÍNDICE..... | I |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | III |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | IV |
| 1 Introducción..... | 1 |
| 2 Estrategias para cogenerar. | 3 |
| 2.1 Sistema Superior e Inferior de cogeneración. | 4 |
| 2.2 Tipos de planta de cogeneración. | 6 |
| 2.2.1 Ciclo con turbina de gas. | 6 |
| 2.2.2 Ciclo con turbina de vapor..... | 6 |
| 2.2.3 Ciclo combinado..... | 6 |
| 2.2.4 Ciclo con motor alternativo. | 6 |
| 2.3 Micro-cogeneración. | 7 |
| 2.4 La cogeneración en el mundo..... | 9 |
| 2.4.1 La cogeneración en Europa. | 10 |
| 2.4.2 La cogeneración es España. | 10 |
| 2.5 Evolución tecnológica y medioambiental..... | 11 |
| 3 Marco legal. | 12 |
| 3.1 Evolución normativa..... | 12 |
| 3.2 Situación actual. | 16 |
| 4 Real Decreto 900/2015. | 18 |
| 4.1 Objeto y ámbito de aplicación. | 18 |
| 4.2 Clasificación, requisitos de las instalaciones y calidad del servicio. | 18 |
| 4.3 Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo. | 19 |
| 4.3.1 Procedimiento de conexión y acceso en las modalidades de autoconsumo. | 19 |
| 4.3.2 Contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo. | 20 |
| 4.3.3 Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica. | 20 |
| 4.4 Requisitos de medida y gestión de la energía. | 20 |
| 4.5 Gestión energía producida y consumida..... | 21 |
| 4.5.1 Régimen económico de la energía excedentaria y consumida. | 21 |
| 4.5.2 Liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo. | 22 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4.6 | Registro, inspección y régimen sancionador. | 22 |
| 4.6.1 | Registro administrativo | 22 |
| 4.6.2 | Registro sancionador..... | 25 |
| 4.7 | Disposición adicional. Referente a instalaciones de cogeneración. | 25 |
| 4.8 | Cargos asociados a los costes del sistema y otros servicios para las modalidades de autoconsumo..... | 26 |
| 4.8.1 | Costes fijos en función de la potencia..... | 26 |
| 4.8.2 | Cargo variable por energía autoconsumida. | 29 |
| 5 | Objeto del Proyecto. | 29 |
| 6 | Instalación..... | 30 |
| 6.1 | Lugar de la instalación. | 30 |
| 6.2 | Descripción del centro..... | 32 |
| 6.3 | Singularidades de la instalación..... | 32 |
| 6.4 | Instalación actual. | 36 |
| 7 | Alternativas..... | 38 |
| 7.1 | Alternativa 0..... | 39 |
| 7.1.1 | Conclusiones alternativa 0..... | 39 |
| 7.2 | Alternativa 1..... | 40 |
| 7.2.1 | Alternativa 1.1..... | 41 |
| 7.2.2 | Alternativa 1.2..... | 42 |
| 7.3 | Alternativa 2..... | 44 |
| 7.3.1 | Módulo de cogeneración Bosch CE 12 NA. | 45 |
| 7.3.2 | Módulo de cogeneración Bosch CE 19 NA. | 47 |
| 7.3.3 | Módulo de cogeneración Bosch CE 50 NA. | 49 |
| 8 | Conclusiones. | 52 |
| | Bibliografía y recursos web..... | 54 |
| | Lista de referencias..... | 55 |
| | Anexos..... | 57 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1-1 Comparativa sistema tradicional frente a cogeneración. Fuente: [2] | 2 |
| Figura 2-1 Estrategias de cogeneración. Fuente [3] | 3 |
| Figura 2-2 Sistema superior e inferior de cogeneración. Fuente [4] | 4 |
| Figura 2-3 Tipos de planta de cogeneración. Fuente [6] | 6 |
| Figura 3-1 Contribución de las energías renovables en el consumo de energía primaria. Fuente [13] | 13 |
| Figura 3-2 Retribución Régimen especial. Fuente [14] | 14 |
| Figura 3-3 Déficit de tarifa año 2012. Fuente [15] | 15 |
| Figura 3-4 Evolución normativa Régimen especial. Fuente [16] | 15 |
| Figura 4-1 Supuesto A para el cálculo de potencia de cargos fijos | 27 |
| Figura 4-2 Supuesto B1 para el cálculo de potencia de cargos fijos. | 28 |
| Figura 4-3 Supuesto B2 para el cálculo de potencia de cargos fijos. | 28 |
| Figura 6-1 Situación de la instalación. Fuente [19] | 30 |
| Figura 6-2 Vista detallada campus de Vegazana. Fuente [20] | 31 |
| Figura 6-3 Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas. Fuente [21] | 31 |
| Figura 6-4 Tarifa eléctrica 3.1A. Fuente [22] | 32 |
| Figura 6-5 Vista aérea edificios alimentados por el centro de transformación. Fuente [23] | 34 |
| Figura 6-6 Caldera Viessmann VZB46 | 36 |
| Figura 6-7 Dimensiones de la caldera Viessmann Vertomat VZB46 | 37 |
| Figura 6-8 Sala de calderas de la Escuela de Minas. | 37 |
| Figura 7-1 Dimensiones módulo de cogeneración CE 365 NA. | 41 |
| Figura 7-2 Dimensiones módulo de cogeneración CE 12 NA. | 45 |
| Figura 7-3 Dimensiones módulo de cogeneración CE 19 NA. | 47 |
| Figura 7-4 Dimensiones módulo de cogeneración CE 50 NA. | 49 |
| Figura 8-1 Balances energéticos cogeneración | 52 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 2-1 Temperatura gases de escape de varias industrias. Fuente [5] | 5 |
| Tabla 2-2 Cobertura de la demanda eléctrica mediante cogeneración. Fuente [9] | 9 |
| Tabla 2-3 Potencia instalada de cogeneración en España. Fuente [11] | 10 |
| Tabla 2-4 Comparativa emisiones de plantas de generación convencionales y plantas de cogeneración. Fuente [12] | 11 |
| Tabla 4-1 Modelo de comunicación para la inscripción en el registro de autoconsumo sección 1. Fuente [17] | 23 |
| Tabla 4-2 Modelo de comunicación para la inscripción en el registro de autoconsumo sección 2. Fuente [18] | 25 |
| Tabla 4-3 Cargos en función de la potencia. RD 900/2015. | 26 |
| Tabla 4-4 Cargo por energía autoconsumida. | 29 |
| Tabla 6-1 Tarifas de acceso alta tensión 3.1A..... | 33 |
| Tabla 6-2 Tarifa Gas Energía 3.4..... | 35 |
| Tabla 6-3 Tabla de Medidas..... | 38 |
| Tabla 7-1 Características Modulo cogeneración Bosch CHP CE 365 NA. | 40 |
| Tabla 7-2 Poderes caloríficos de los combustibles. Fuente [23] | 40 |
| Tabla 7-3 Precio año 2015 mercado diario. Fuente [24] | 43 |
| Tabla 7-4 Características módulo de cogeneración Bosch CE 12 NA..... | 45 |
| Tabla 7-5 Características módulo de cogeneración Bosch CE 19 NA..... | 47 |
| Tabla 7-6 Características módulo de cogeneración Bosch CE 50 NA..... | 49 |

1 Introducción.

La cogeneración se puede definir como el aprovechamiento de energía primaria con el fin de producir calor y electricidad. En el caso de que la instalación produzca calor, electricidad y frío hablamos de una trigeneración.

La energía usada para la generación de dichos productos suelen ser combustibles fósiles como por ejemplo el petróleo y el gas. El más usado en las centrales de cogeneración es el gas natural debido a las siguientes ventajas:

- El suministro es continuo: debido a este factor se puede gestionar la producción de energía de manera más eficiente. Evita los costes de instalación y mantenimiento de tanques de almacenamiento. Con lo cual se evitan los posibles riesgos generados por el almacenamiento de sustancias peligrosas.
- Para ser consumido no es necesario prepararlo para su utilización, como es el caso de algunos combustibles líquidos que tienen la necesidad de calentar el fluido para poder transmitirlo por las canalizaciones hasta el punto de consumo por ejemplo.
- La combustión es más limpia, es decir la emisión de dióxido de carbono (CO_2) será menor y reducción importante de óxidos de nitrógeno (NO_x). El índice de inquemados será mucho menor. Ahorrando costes en mantenimiento y aumentando la vida útil de la instalación.
- Facilidad en la regulación.
- Elevado poder calorífico, el cual eleva el rendimiento del proceso.

En la actualidad se están implantando combustibles alternativos como el biogás, biodiesel... No obstante el precio elevado que tienen en la actualidad no los hace competitivos con los combustibles convencionales.

Cabe destacar la biomasa, la cual es de origen renovable no obstante tiene algunos problemas como son: la continuidad de suministro no está garantizada, necesidad de grandes almacenes, tratado previo, mayores costes por mantenimiento debido a tener un porcentaje mayor de inquemados...

La cogeneración aporta las siguientes ventajas:

- Aumento de la eficiencia energética, es decir con una menor alimentación de energía primaria obtener los mismos productos que un sistema convencional hecho que favorece la disminución el impacto ambiental.
- La energía eléctrica se genera en el lugar de consumo, reduciendo las pérdidas por transformación y transporte.
- Rendimientos de proceso altos, pudiendo alcanzar en algunos casos el 90%. En comparación con sistemas convencionales que apenas se acercan al 65%. [1]
- Uso de tecnología de alta eficiencia y competitividad.

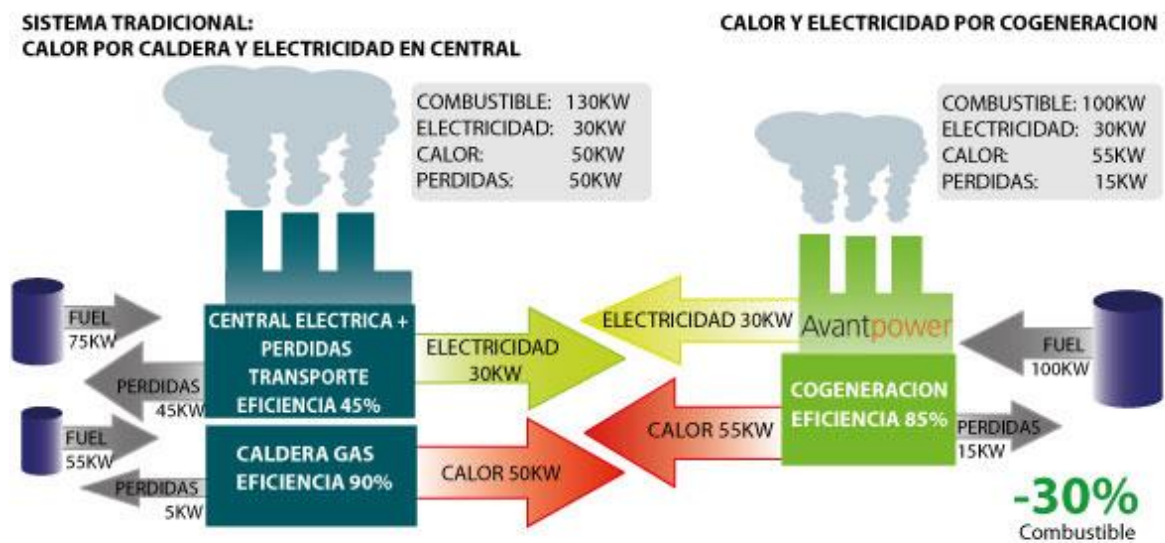


Figura 1-1 Comparativa sistema tradicional frente a cogeneración. Fuente: [2]

Como se puede observar en esta comparativa, el sistema tradicional necesita producir calor y energía eléctrica de manera independiente. No obstante en la cogeneración se obtienen en un mismo proceso.

En el ejemplo se puede ver que para una central eléctrica es necesaria una alimentación de 75kW en energía primaria. Obteniendo 35kW eléctricos, el rendimiento es reducido aproximadamente un 45% con lo cual las pérdidas de energía son próximas a 45kW.

Por otro lado se debe de producir calor. Para dicho proceso se destina 55kW de energía primaria. Obteniendo 50kW. Debido al rendimiento del proceso ronda el 90% las pérdidas son de 5kW.

En el cómputo global del sistema tradicional se necesitan 130kW de energía primaria con el fin de obtener en este caso 30kW eléctricos y 40kW térmicos.

En el caso de la generación por cogeneración de alta eficiencia. Para crear el mismo producto electricidad y calor. Es necesaria la aportación de 100kW de energía primaria en el sistema. Se puede observar de manera simple en este ejemplo que la reducción de energía primaria en la alimentación es de 30kW. Lo que supone un gran ahorro económico y una gran mejora medioambiental.

2 Estrategias para cogenerar.

Con el fin de satisfacer las necesidades térmicas y eléctricas, se puede plantear el sistema de cogeneración desde 4 puntos de vista. A continuación se puede observar en la figura dichos puntos de vista.



Figura 2-1 Estrategias de cogeneración. Fuente [3]

- Satisfacer el 100% de la demanda eléctrica y comprar la demanda térmica necesaria.
- Satisfacer el 100% de la demanda térmica y comprar la demanda eléctrica necesaria.
- Satisfacer el 100% de la demanda térmica y vender los excedentes de energía eléctrica a la red.
- Satisfacer el 100% de la demanda eléctrica y vender los excedentes de energía térmica.

La elección de la estrategia cambiara en cada caso de aplicación. Por ejemplo en industrias donde se usen grandes cantidades de calor la opción a tratar será la de satisfacer la demanda térmica. Ya que en algunas fases de trabajo tendrán energía calorífica residual, la cual se podrá aprovechar para generar energía eléctrica.

2.1 Sistema Superior e Inferior de cogeneración.

- Sistema superior: La energía primaria que se suministra al sistema de cogeneración se usa con el fin de generar energía eléctrica. Generando un calor residual proveniente de los gases de escape. Dicho flujo se aprovecha en un proceso productivo. Cabe destacar la diferencia entre un ciclo combinado y una cogeneración. Ya que en el ciclo combinado el uso de la energía primaria solo se usa para generar electricidad y se desaprovecha el calor residual.

Se aplican principalmente en las industrias del papel, cervecera, textil...

- Sistema inferior: la energía primaria se usa principalmente para generar calor, y es a través de la energía térmica sobrante de algún proceso que se destina a la producción de energía eléctrica.

Se aplican principalmente en las industrias del acero, cemento, vidrio...

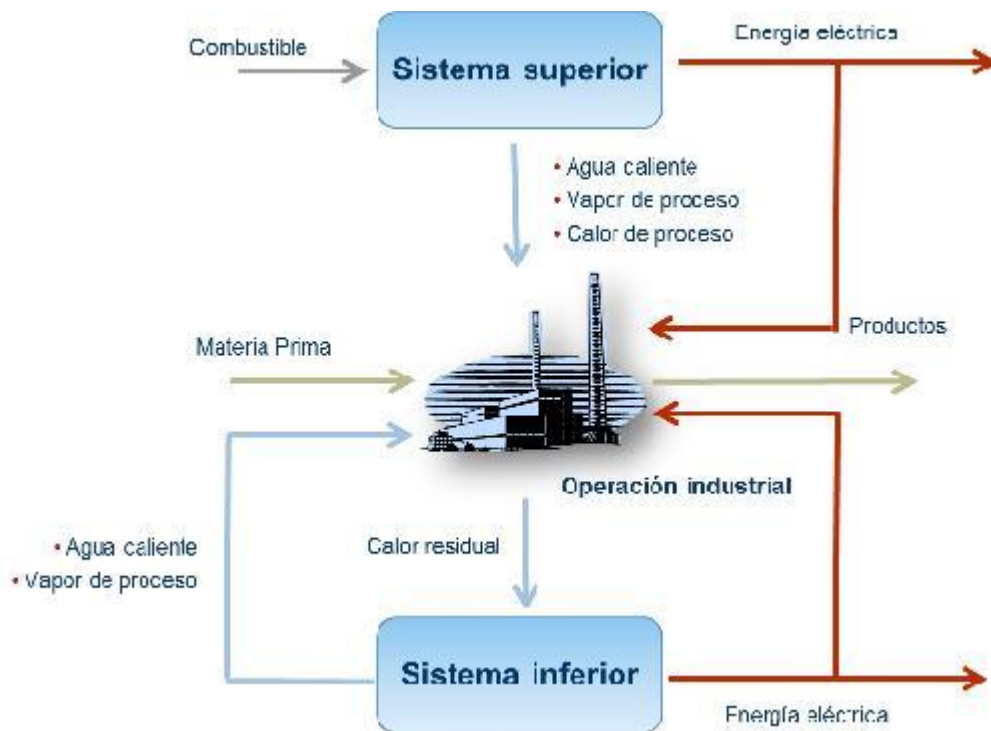


Figura 2-2 Sistema superior e inferior de cogeneración. Fuente [4]

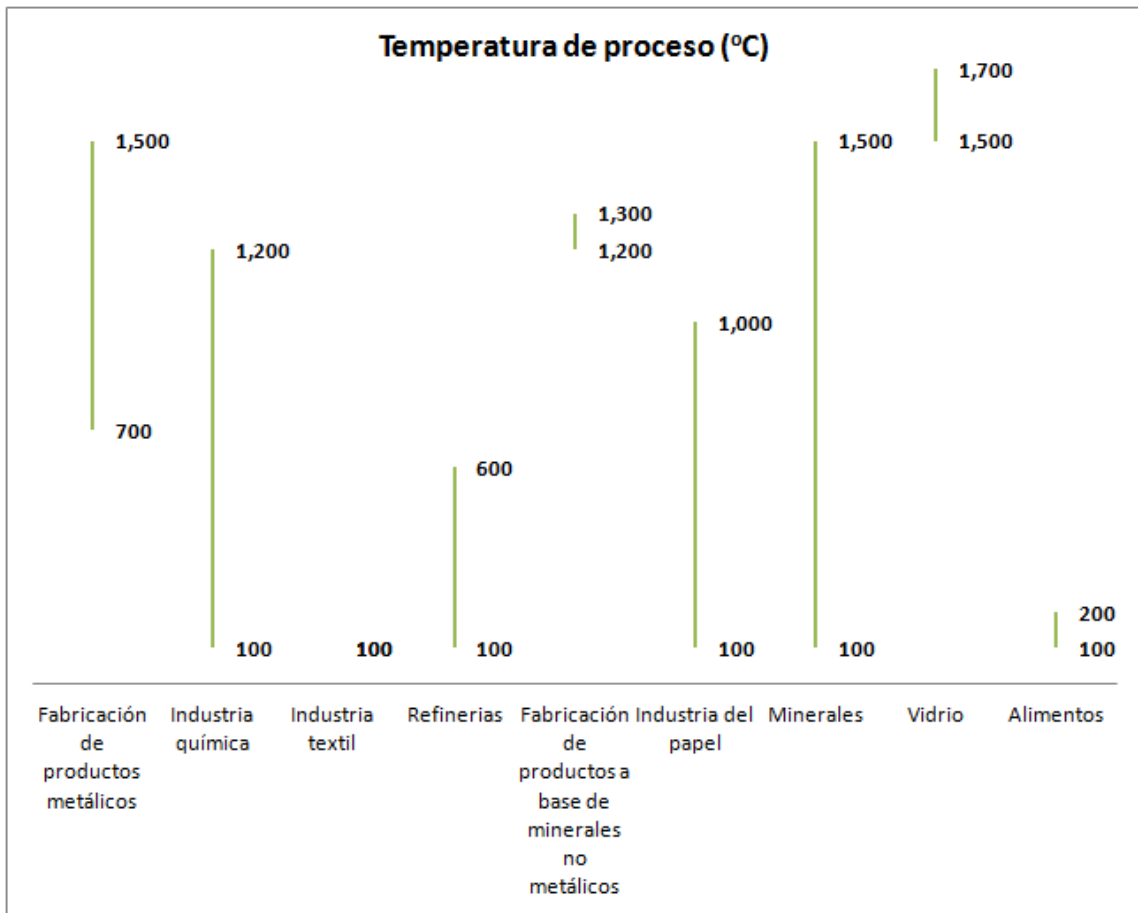


Tabla 2-1 Temperatura gases de escape de varias industrias. Fuente [5]

Como se puede observar en la anterior tabla las temperatura de gases de combustión que se pueden emitir al exterior si los procesos no están optimizados. Las temperaturas oscilan desde los 100°C hasta 1700°C.

Viendo esto, surge la necesidad de optimizar los procesos con el fin de aprovechar al máximo la energía que se dispersa al entorno sin ningún aprovechamiento energético. Los sistemas inferiores de cogeneración son una solución eficiente ya que de un residuo se obtiene energía eléctrica. Haciendo la posibilidad de autoconsumir la energía o vertiendo a la red los excedentes.

Además de poder aportar beneficio económico por la venta de energía eléctrica a la red.

En conclusión optimizar estos procesos nos ayudan a reducir las emisiones de CO₂, aumentar el rendimiento del ciclo, reducir el consumo de energía primaria...

2.2 Tipos de planta de cogeneración.

2.2.1 Ciclo con turbina de gas.

Es el ciclo más utilizado en instalaciones de tamaño medio, con una demanda de vapor. El ciclo se regula mediante el sistema de postcombustión el cual ajusta el vapor generado a la demanda de la instalación.

El gas se combustiona dentro de una cámara y los gases calientes de la reacción se introducen en la turbina. Donde la energía térmica se transforma en energía mecánica y a su vez en energía eléctrica.

2.2.2 Ciclo con turbina de vapor.

Tiene un rendimiento global mayor al de la turbina de gas. No obstante se genera menos energía eléctrica por unidad de energía primaria si se compara con la turbina de gas.

Se obtiene energía mecánica debido a la expansión del vapor de agua de elevada presión el cual procede de la caldera (Ciclo Rankine).

2.2.3 Ciclo combinado.

Aplicación de manera conjunta de una turbina de gas y una de vapor con el fin de la producción de energía eléctrica. En este caso el rendimiento de la instalación a la hora de generar energía eléctrica es mucho mayor que en los otros sistemas.

2.2.4 Ciclo con motor alternativo.

Los rendimientos eléctricos son más elevados, no obstante tiene limitaciones a la hora de aprovechar el calor. Ya que la energía tiene un nivel térmico inferior. La gran ventaja de este sistema de producción es la flexibilidad de funcionamiento, ya que lo capacita para responder rápidamente a variaciones de potencia sin incrementar el consumo energético del motor.

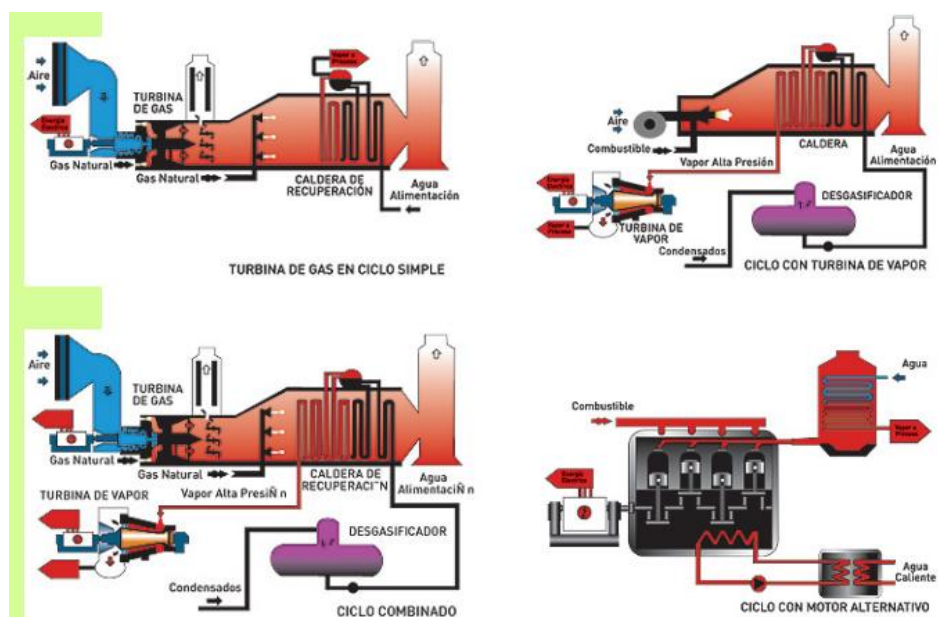


Figura 2-3 Tipos de planta de cogeneración. Fuente [6]

2.3 Micro-cogeneración.

Consiste en la generación de energía eléctrica y térmica al mismo tiempo y en un mismo lugar, es decir es una cogeneración. No obstante la característica que los enmarca es que la potencia de los equipos tiene una potencia menor a 50kW.

Este proceso permite la generación distribuida, es decir en la generación eléctrica de pequeños generadores en los lugares próximos de consumo.

Normalmente se asocia a la cogeneración al sector industrial, debido a sus numerosos beneficios, no obstante su instalación a menor escala permite la instalación en bloques de pisos, edificios... tienen en común la alta demanda de energía térmica.

No obstante necesita unos requisitos de instalación [7]:

- Conexión eléctrica trifásica.
- Alimentación mediante gas natural.
- Chimenea de evacuación de gases.
- Aproximadamente 2m² de espacio mínimo para su ubicación.
- Ventilación.

Los equipos más comunes son:

- Motor de combustión interna: es la opción adecuada para viviendas con instalación centralizada. Debido a que la energía química del combustible se transforma en energía mecánica y los gases de escape y el agua de refrigeración se usa para generar agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción.
- Motor Stirling: es el sistema más reducido. El aspecto que tiene es similar a una caldera mural estándar para ACS y calefacción. El método de funcionamiento se basa en el quemador de gas natural va calentando el Helio, el cual está aislado en el interior del motor Stirling. El Helio se va dilatando y contrayendo. Permitiendo el movimiento del pistón. Junto a él un imán genera electricidad, bajo la presencia del campo magnético generado por el motor. Los humos de combustión se recuperan en el intercambiador de calor para la generación de agua caliente.
- Micro turbina: el equipo está formado por una micro turbina, el funcionamiento es parecido al motor de combustión interna. El alternador obtiene la energía eléctrica, y en los gases de escape se obtiene la energía térmica. Se usa principalmente en instalaciones de District Heating (calefacción urbana).
- Micro generación mediante pilas de combustible: se puede generar calor y electricidad mediante gas natural o en los casos más óptimos mediante Hidrógeno. Se basa en la electrolisis inversa. Cabe destacar que no se forma energía mecánica para la producción eléctrica. el sistema se basa en un proceso químico el cual mediante celdas catódicas y anódicas, se genera corriente continua y agua caliente como sub-producto.

Un punto a favor es el mantenimiento el cual al carecer de partes móviles tiene un menor coste y es más sencillo. Si se usa hidrogeno como combustible las emisiones de gases de efecto invernadero son nulas. No obstante la inversión inicial es elevada, además de la poca gama de productos y la vida útil se reduce por la degradación del electrolito.

Ventajas:

- Ahorro energético, se comprenden ahorros entorno del 30 - 40% de energía primaria.
- Garantía de suministro si la red eléctrica falla. Pudiendo funcionar como generadores de emergencia.
- Facilidad a la hora de integrar el sistema en edificios si se compara con las energías renovables debido a necesidades de espacio menores y la producción se puede controlar.
- Se evitan las pérdidas en el transporte, distribución y transformación de energía eléctrica.

Desventajas:

- Pocas instalaciones de micro-Cogeneración para servir de ejemplo. Además de la poca información sobre el tema.
- Elevado coste del gas natural debido a que al tratarse de tarifas individuales son de mayor coste que las industriales.
- El coste por mantenimiento es proporcionalmente más elevado a un sistema industrial.
- El precio de la energía sobrante a la red eléctrica se rige mediante un marco regulatorio.
- Necesidad de ayudas y subvenciones para obtener una rentabilidad atractiva al consumidor.
- Los trámites que hay que seguir en la administración son muy complejos.

2.4 La cogeneración en el mundo.

La Agencia Internacional de la Energía en el año 2008 estimó que la potencia instalada era de 330 GW, el cual representaba un 9% de la energía eléctrica producida [8]. Cabe destacar que entre las ocho economías más industrializadas del planeta a excepción de Rusia la implantación de la cogeneración es reducida.

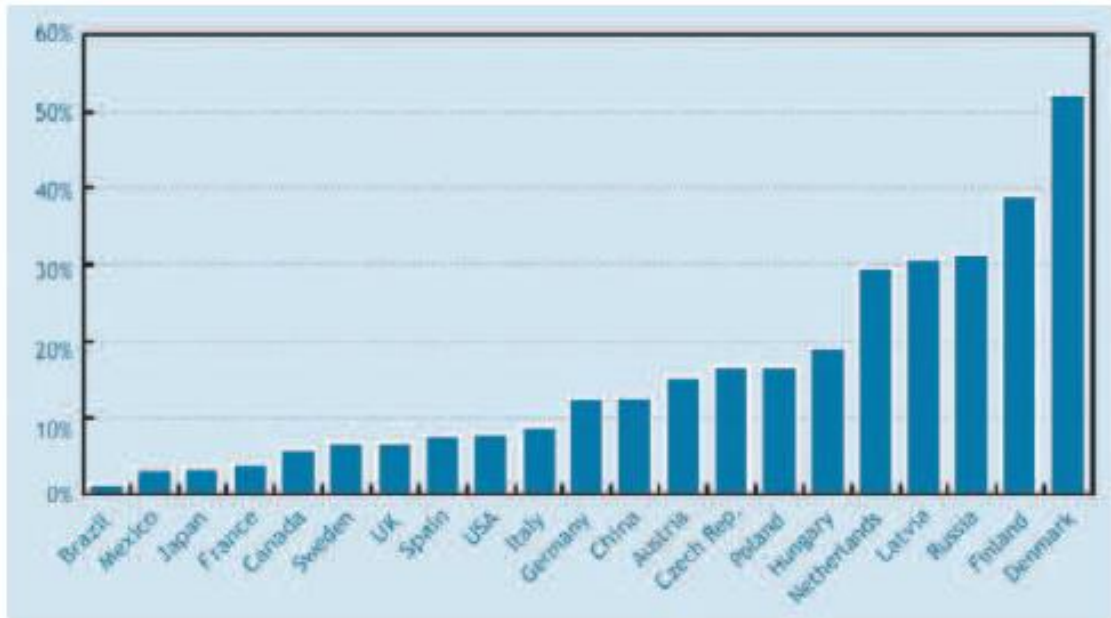


Tabla 2-2 Cobertura de la demanda eléctrica mediante cogeneración. Fuente [9]

Alemania apostó por la cogeneración, con una potencia instalada de 20000MW, además aplicó incentivos gubernamentales. También cabe destacar que la elevada penetración fue en gran parte por el desarrollo de District Heating.

Viendo la tabla 2-2 destaca Dinamarca la cual tiene más de un 50% de su producción eléctrica mediante cogeneración. Eso se debe a lo anteriormente comentado, District Heating el cual contribuye a reducir las emisiones de gases contaminantes y a mejorar la eficiencia energética.

Al ahorrar energía primaria se importa menor cantidad de combustible. Con lo cual favorece al autoabastecimiento.

Además de favorecer la seguridad de suministro, debido a que ofrece una garantía de potencia si es requerido por el Operador del Sistema. Evitando la construcción de nuevas plantas de régimen ordinario con el fin de cubrir las carencias energéticas si en algunos momentos las plantas de energías renovables dejan de funcionar.

La energía eléctrica generada en la cogeneración favorece el autoconsumo energético. Evitando los costes de producción y acceso al sistema. Además el aprovechamiento térmico rebaja el coste de la energía a los usuarios además de aumentar su competitividad. Es una manera de paliar la deslocalización de numerosas industrias.

2.4.1 La cogeneración en Europa.

En la actualidad la cogeneración tiene mayor peso para contribuir en las estrategias energéticas de la Unión Europea. Tratando los principales pilares: el cambio climático, la competitividad y garantizar el suministro energético.

La Directiva Europea 2004/8/EC trata de impulsar la potencia instalada por cogeneración. Indicando en ella la posibilidad de poder doblar la capacidad instalada para el año 2020. Con una estimación de energía ahorrada del 13% para dicho año. Su objetivo es ayudar a conseguir el objetivo de 2020 el cual es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar un 20% el consumo de energía y la implantación de las energías renovables en un 20%.

2.4.2 La cogeneración es España.

En España a inicios de 2009 había instalados 6200MW, cubriendo las necesidades del 12% de la demanda nacional, además de representar el 6.5% de la capacidad de producción de energía eléctrica. Dicho parque de cogeneración evito perdidas energéticas de 1300GWh/año [10].

El impulso de la cogeneración dio lugar al RD 661/2007 que surgía de la trasposición de la Directiva Europea para promover la cogeneración, no obstante la recesión económica repercutió negativamente en la industria, incrementando la inseguridad financiera, provoco el endurecimiento de las condiciones de financiación y además de muchos impedimentos bancarios. Además de la dificultad de realizar interconexiones entre la planta de cogeneración y la red eléctrica. Esto hizo que se frenaran muchos proyectos.

En la actualidad debido al RD 900/2015 el cual tiene la finalidad de regular las condiciones administrativas y económicas de las instalaciones de autoconsumo. Impide que muchas empresas y pequeños consumidores puedan autoconsumir energía. Impidiendo el auge de las energías solar fotovoltaica, la cogeneración...

Un punto a favor, es que nuestro país tiene un elevado grado de implantación de la cogeneración en el sector industrial destacando el sector del refino, petroquímico, paplero...

No obstante, en el sector terciario tiene poca penetración.

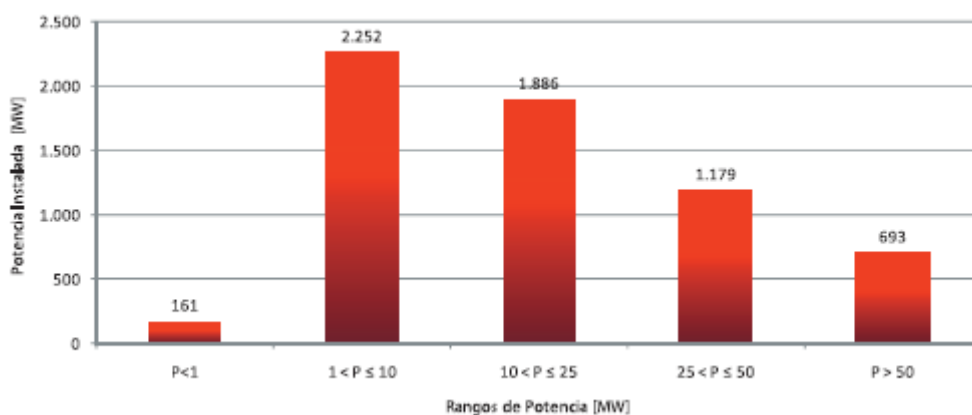


Tabla 2-3 Potencia instalada de cogeneración en España. Fuente [11]

Como se puede observar en la tabla la mayoría de la potencia instalada oscila entre 1MW a 25MW. En el año 2009 el número de plantas que estaban instaladas en el territorio nacional era de 883. Un dato curioso es que se instala gran parte en los años 90. Pudiendo aumentar el ahorro energético de los que ya ha proporcionado, en el caso de que se vayan renovando.

De media su rendimiento eléctrico es cercano al 29% y su rendimiento global aproximado del 80%.

Cabe destacar que en Cataluña se encuentra aproximadamente el 22% de la potencia de cogeneración instalada.

2.5 Evolución tecnológica y medioambiental.

En los últimos años la tecnología ha mejorado exponencialmente. Debido al avance en los equipos y en instalaciones auxiliares. Provocando el aumento del rendimiento y la reducción de emisiones. Esto ha hecho que sean más competitivas a nivel ambiental comparando con otras formas de generación de energía mediante el uso de combustibles fósiles.

A continuación se adjunta una tabla la cual compara las emisiones de gases contaminantes por unidad de energía eléctrica que se genera. Para la cogeneración se han quitado la parte proporcional de las emisiones para generar calor. Además de calcularlo con un rendimiento medio del 90%.

| Contaminante | Turbina de Gas | Cogeneración en Ciclo Combinado | Motor de Gas | Motor Fuelóleo | Central Eléctrica de Ciclo Combinado | Central Eléctrica de Carbón |
|-----------------|----------------|---------------------------------|--------------|----------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| NO ₂ | 0,20 | 0,20 | 1,2 | 7,2 | 0,24 | 3,4 |
| SO ₂ | - | - | - | 3 | | 15 |
| CO ₂ | 245 | 210 | 284 | 530 | 350 | 1000 |
| CO | 0,1 | 0,1 | 1,6 | 1,7 | 0,1 | 1,0 |

Tabla 2-4 Comparativa emisiones de plantas de generación convencionales y plantas de cogeneración. Fuente [12]

Se están desarrollando mejoras en los motores alternativos, debido a que se ha podido aumentar la relación de compresión, mejoras en el control de la combustión, consiguiéndose evitar la detonación y poder alimentar al motor con mezcla de gases pobres.

3 Marco legal.

3.1 Evolución normativa.

No fue hasta el año 1980, cuando se empezó a regularizar la normativa de las energías renovables. La primera ley se basaba en el fomento de la mini hidráulica (LEY 82/1980) con el fin de reducir la dependencia energética del exterior impuso medidas para aumentar la eficiencia energética y paliar la crisis del petróleo. La cual surgió de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo con otros países exportadores de no suministrar crudo a los países que apoyaron a Israel en la guerra de Yom Kipur también conocida como guerra del Ramadán. Lo que provocó el auge del precio del petróleo, provocando la desaceleración económica y un efecto inflacionista en los productos.

El concepto de régimen especial que hoy conocemos, se definió en la década de los 90 con el Plan Energético Nacional 1991-2000. Su objetivo era incentivar la producción de energía mediante el uso de energías renovables y la Ley 40/1994 cuyo objetivo era garantizar la seguridad del suministro eléctrico, aumentando la calidad y que su coste fuera el menor posible. Surgió entonces el Real Decreto 2366/1994 con la finalidad de regular la producción eléctrica procedente de instalaciones hidráulicas, cogeneración, fuentes renovables u otros recursos como por ejemplo residuos regulaban todas las instalaciones con una potencia inferior a 100MVA. Obliga a las empresas distribuidoras que operan en la zona a adquirir los excedentes de energía siempre y cuando sean viables técnicamente. Además se regulaba el precio de venta además de remunerar por otros complementos.

La Ley 54/1997 distinguía la producción de energía en régimen especial y la de régimen ordinario, identificando además la retribución para cada modelo de generación. En este caso la potencia se redujo a 50MW para poder ampararse a régimen especial.

Con el fin de revisar las primas que se destinaban al régimen especial apareció el Real Decreto 2818/1998. El cual establecía que se tenían que actualizar anualmente las primas por generación y ser revisadas cada 4 años.

Se aplicó el plan de fomento de las Energías Renovables (PFER), 1999. En el cual se establecía los objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable. Con la finalidad en que en el año 2010 el sistema nacional se nutriera como mínimo del 12% de energía primaria.

Como se puede observar en la siguiente figura. La contribución de las energías renovables en el consumo de energía primaria fue en el año 2011 cerca del 12%. Destacando la biomasa y la energía eólica.

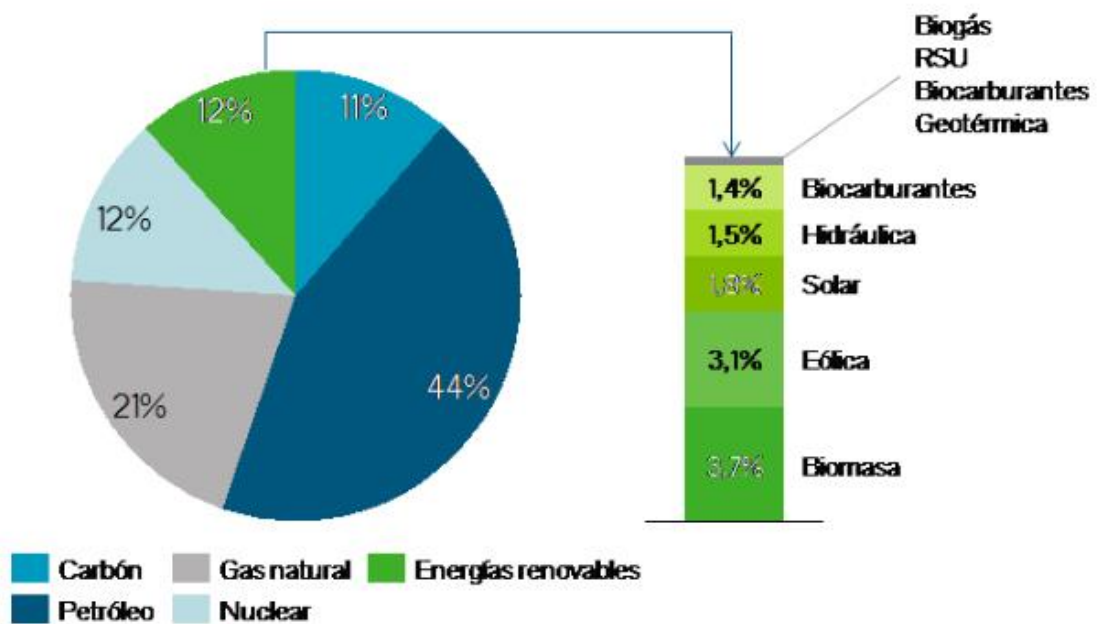


Figura 3-1 Contribución de las energías renovables en el consumo de energía primaria. Fuente [13]

Con el fin de mejorar la competencia en los mercados de bienes y servicios surgió el Real Decreto-Ley 6/2000. Con el objeto de evitar contratos de venta de energía eléctrica a comercializadores.

Con el Real Decreto 841/2002 se regularon las instalaciones que producción energía eléctrica en régimen especial, además de sus incentivos y obligación de enviar previsiones de producción de energía eléctrica.

El Real Decreto 436/2004 actualizaba el régimen jurídico y económico para el régimen especial. Consolidando el marco regulador con la finalidad de que el sistema sea estable y previsible. Complementa a la Ley del Sector Eléctrico.

Este RD daba dos alternativas para la remuneración de la energía vertida a la red:

- Vender la electricidad a la tarifa regula por el gobierno a la empresa distribuidora, variando el importe según la potencia y los años desde que la instalación estaba en funcionamiento.
- Vender al mercado eléctrico. A través de contratos bilaterales o directamente por el mismo. Recibiendo precio de mercado más un incentivo además de la prima.

Mediante el Real Decreto-Ley 7/2006 se desvincularon las variaciones de las primas para el régimen especial de la tarifa de referencia.

Se derogó el RD 436/2004 mediante el Real Decreto 661/2007. Se mantuvo el esquema básico. Es decir se mantenía las dos alternativas de remuneración. No obstante se imponían unos límites superiores e inferiores horarios para la retribución total. Además de eliminar el incentivo por estar en el mercado eléctrico.

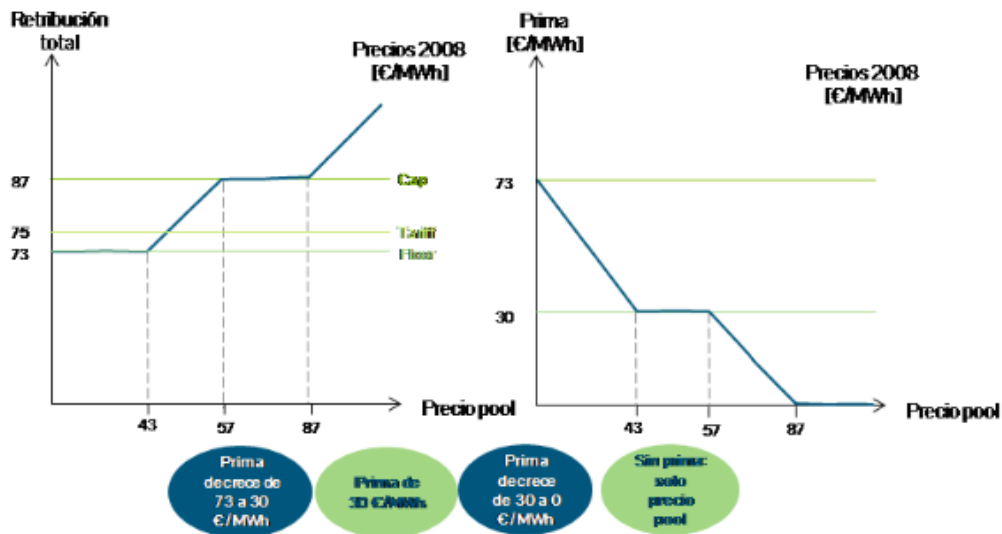


Figura 3-2 Retribución Régimen especial. Fuente [14]

El límite inferior de referencia (FLOOR) determinaba la retribución mínima por la venta de energía eléctrica era menor. El productor era remunerado por el precio de mercado de referencia más la prima de referencia.

El límite superior de referencia (CAP). Determinaba que si el precio de mercado superaba dicho límite no se retribuirían primas a la generación en régimen especial.

Además en este RD la condición para ampararse a régimen especial lo determinaba la Comunidad Autónoma en la que estaba situada la instalación. Registrando administrativamente la instalación de régimen especial como condición a ampararse en el régimen regulatorio. Siempre y cuando no se cumpliera el objetivo de potencia instalada. Cuando se alcanzaba el 85% de dicho objetivo, se determinaba un plazo máximo para inscribirse al régimen especial.

Para cumplir con la Directiva Europea 2003/54/CE. Se estableció la Ley 17/2007 con el fin de poder aplicar primas para instalaciones a plantas con potencia superior a 50MW. Modificando así la LEY 54/1997.

Se aprobó el Real Decreto-Ley 6/2009 con el fin de limitar el impacto económico que suponía el régimen especial al sistema tarifario, garantizando que el sistema sea sostenible técnicamente y económicamente. Es decir el déficit tarifario es la diferencia del importe recaudado mediante peajes de acceso y los costes asociados a las tarifas (costes transporte, subvenciones...).

En la siguiente figura se puede observar el déficit de tarifa del sistema eléctrico español en 2012. Se puede ver que el déficit ascendió a 5600 M€. Según la Comisión Nacional de la Energía.

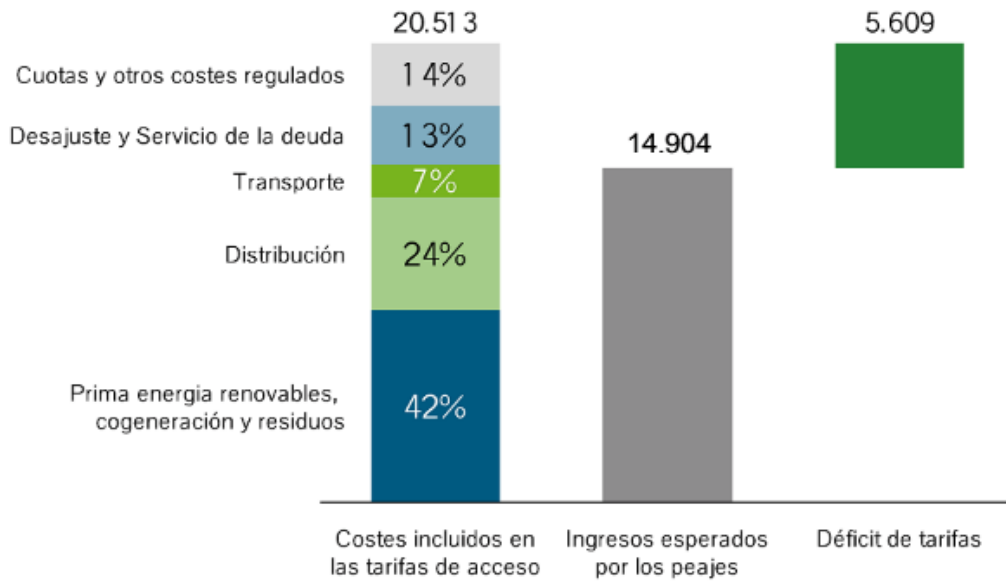


Figura 3-3 Déficit de tarifa año 2012. Fuente [15]

El déficit de tarifa provocó la necesidad de crear un registro de pre asignación de retribución. Permitiendo conocer si cumplen los requisitos necesarios para que se puedan llevar a término, el volumen de potencia y el impacto que tendría en los costes eléctricos. No obstante se permitió un régimen transitorio con el fin de cumplir con la seguridad jurídica para los productores que se habían acogido al Real Decreto 661/2007 antes de la entrada del RD 6/2009. No obstante si la potencia real era mayor al previsto, se podían establecer restricciones anuales para la ejecución y entrada en operación.

Con el objetivo de cumplir la Directiva Europea 2009/28/CE, en el año 2010 se redacta el Plan Nacional de Energías Renovables (PER) 2010-2020. No fue hasta 2011 cuando se aprobó el PER. El objetivo del plan es que en el año 2020 las energías renovables representen en 20.8% de la energía consumida a nivel nacional.

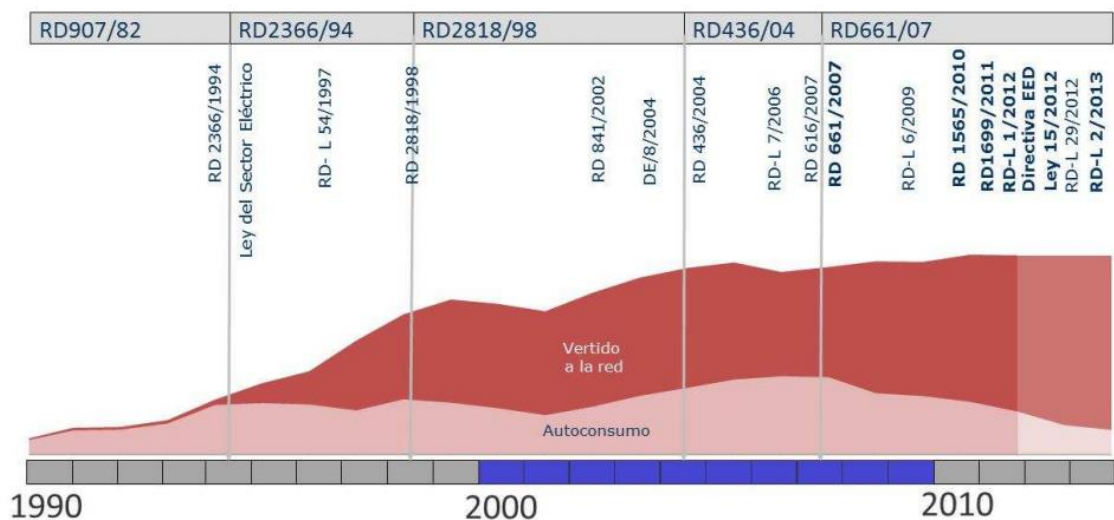


Figura 3-4 Evolución normativa Régimen especial. Fuente [16]

3.2 Situación actual.

Debido a la crisis económica que sufre el país el gobierno orienta sus medidas a reducir el coste de las tecnologías del régimen especial.

Se aprueba en enero de 2012 el Real Decreto-Ley 1/2012. Suspendingo los incentivos económicos para nuevas plantas de producción en régimen especial. Su finalidad es la de paliar el déficit tarifario eléctrico ya que su coste es muy elevado. Además se eliminaba lo expuesto en el RD-Ley 6/2009 con lo referente a las inscripciones en el registro de pre asignación.

Después de este cambio, precedieron el Real Decreto-Ley 13/2012 con el objetivo de corregir las variaciones entre ingresos y coste del sector del gas y eléctrico. Además para mantener la estabilidad del presupuesto y aumentar la competitividad se redacta el Real Decreto-Ley 20/2012.

Con el fin de llegar a una sostenibilidad energética, decidió el gobierno que era necesario nuevos impuestos para reducir el déficit mediante la Ley 15/2012. El impuesto era sobre la producción de energía eléctrica, la generación y el vertido a red. El tipo impositivo es del 7%. Además de desamparar del régimen económico especial a las instalaciones renovables que usan combustibles fósiles para generar energía eléctrica.

Para las instalaciones que no cumplían los requisitos para el registro de pre asignación se les suprimía el régimen económico especial mediante el Real Decreto-Ley 29/2012.

Anteriormente el cálculo para actualizar las retribuciones, primas y tarifas se realizaban mediante el Índice de Precios del Consumidor (IPC). Sustituyéndolo por el IPC subyacente a impuestos constantes. El cual tiene la finalidad de evitar estimar la inflación del país. Mediante el Real Decreto-Ley 2/2013.

El gobierno también eliminó las primas que existían, además impidió a acogerse a la retribución tarifaria a las instalaciones que optaban por vender en el mercado eléctrico, posteriores al Real Decreto-Ley 2/2013.

Con el fin de eliminar los incentivos a la producción que determinaba la Ley 54/1997, se redactó el Real Decreto-Ley 9/2013. Cambiando el régimen jurídico y económico para la generación eléctrica mediante cogeneración, renovable y residuos.

Esto provocaba la eliminación del régimen especial, además de ampararse bajo una misma normativa todas las instalaciones y de contraer obligaciones de mercado.

Se le aplica una retribución adicional además de los ingresos obtenidos por estar en el mercado eléctrico.

- Remuneración por potencia instalada (€/MW). En el caso de que la instalación no pudiera recuperar la inversión mediante la venta de energía eléctrica. puede obtener una retribución con el fin de tener una rentabilidad. Es determina por el gobierno la rentabilidad razonable.
- Remuneración por operación (€/MWh). En el caso de que la instalación tenga unos costes mayores al precio que recibe por el mercado obtendrá dicha remuneración. Es decir evitar pérdidas para la instalación. Es decir el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA) sea cero.

Elimina además los complementos por eficiencia energética y energía reactiva.

En el caso excepcional, en que una directiva o norma de la Unión Europea estime necesario de cumplir unos determinados objetivos energéticos o tenga una reducción del coste de generación y una reducción a la dependencia energética exterior se puede fomentar mediante primas la producción de energía eléctrica mediante cogeneración de alta eficiencia, renovables, y residuos.

Se determina que:

- cada seis años las retribuciones y la rentabilidad razonable se puede variar no obstante la vida útil y el valor de la inversión no se pueden cambiar.
- Cada tres años se revisa la estimación de ingresos por la energía vertida a la red, basándose en el precio medio del mercado y las horas estimadas de explotación de la instalación.
- Cada año se estudian la retribución para las instalaciones que dependan del precio del combustible. Ya que el precio de la energía que consumen es muy volátil durante el tiempo.

Posteriormente a este Real Decreto se redacta el Real Decreto 413/2014 regulando la generación eléctrica mediante cogeneración, residuos y renovables.

Para terminar se realiza el Real Decreto 900/2015 cuyo objetivo primordial es regular el suministro de energía eléctrica mediante autoconsumo y su producción. Este RD se tratara en profundidad en el siguiente apartado. Ya que afectara para la realización del presente estudio Técnico-Económico.

4 Real Decreto 900/2015.

El Real Decreto 900/2015 también conocido popularmente como el impuesto al sol. Se redactó en la X legislatura. El gobierno fue presidido por Mariano Rajoy.

José Manuel Soria fue designado como ministro de Industria, Energía y Turismo.

Dicho gobierno aprobó este RD el 9 de octubre 2015. Con el fin de regular el suministro eléctrico mediante autoconsumo y su producción. La norma grava el autoconsumo mediante una serie de peajes que se detallaran más adelante. Además en él no se contempla el balance neto.

4.1 Objeto y ámbito de aplicación.

Se estipulan las condiciones técnicas, económicas y administrativas en la que se ampara las modalidades de autoconsumo eléctrico que se definen en la Ley 24/2013.

Las modalidades son las siguientes:

- a) Suministro con autoconsumo: con conexión interior de la red y sin registrarse como instalación de producción.
- b) Producción con autoconsumo: la instalación está registrada como instalación de producción. Con conexión interior de la red.
- c) Producción con autoconsumo mediante línea directa: la instalación está registrada.
- d) Cualquier otra modalidad de consumo eléctrico que este asociada a un consumidor.

Ámbito de aplicación: afecta a instalaciones con conexión interior de la red, contempladas en las modalidades a), b) y c) en la Ley 24/2013 artículo 9.

No afecta a grupos de generación eléctrica cuya única función es la de garantizar el suministro eléctrico en el caso de que la alimentación de la red se interrumpa y a instalaciones aisladas.

Cabe destacar que en las instalaciones de cogeneración se puede elegir entre vender la totalidad de la energía producida a la red o acogerse al autoconsumo aceptando dicho RD.

4.2 Clasificación, requisitos de las instalaciones y calidad del servicio.

En el Real decreto se establecen dos modalidades para acogerse en modalidad de autoconsumo:

- 1) Modalidad de Tipo 1: instalaciones con conexión interior de la red y no están registrada como instalación de producción. Está definida en el artículo 9 de la Ley 24/2013.
 - a) Requisitos generales:
 - i) Tienen que tener el consumidor una potencia contratada menor a 100kW.
 - ii) El consumidor tendrá que tener una potencia instalada igual o menor a la potencia contratada.

- iii) El punto de suministro y los equipos de generación y consumo conectados a red serán del mismo propietario.
 - iv) La obligación de cumplir con los requisitos técnicos que se establecen principalmente en el RD 1699/2011.
- 2) Modalidad de tipo 2: instalaciones registradas como instalación de producción y con conexión interior a la red o mediante línea directa.
- a) Requisitos generales:
 - i) El conjunto de las instalaciones de producción deben de tener una potencia igual o inferior de la que está contratada en el suministro.
 - ii) Un mismo titular para todas las instalaciones conectadas.
 - iii) Obligación de cumplir con los requisitos establecidos en el RD 1955/2000, RD 1699/2011 y el RD 413/2014.
 - iv) En el caso de compartir infraestructura para la conexión a la red tienen que responder solidariamente por el incumplimiento de dicho RD.

Se deben de cumplir los requisitos de dicha ley. Además se prohíbe que un generador este conectados a varios consumidores.

Se considera consumidor a titulares que necesiten servicios auxiliares de energía eléctrica para la instalación de producción.

Primordialmente si hay alguna instalación peligrosa o tenga manipulados los elementos de medida se puede realizar la interrupción de suministro por parte de la distribuidora de energía eléctrica.

Se acepta la instalación de acumuladores de energía, siempre y cuando tenga:

- las protecciones que exige la normativa pertinente de seguridad y calidad industrial.
- Este instaladas compartiendo equipo de medida para registrar la energía neta.

Con lo referente a la calidad del servicio: si se producen incidencias por fallos en instalaciones compartidas por consumidor y productor la distribuidora carece de obligación legal referente a la calidad de servicio.

4.3 Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo.

4.3.1 Procedimiento de conexión y acceso en las modalidades de autoconsumo.

Se tendrá que solicitar una nueva conexión o cambiar la existente a la empresa de la zona de distribución. También en el caso de que no se vaya a verter energía a red en ningún momento.

Para las instalaciones de tipo 1 este procedimiento vendrá determinado por el RD 1699/2011. Si se tiene una potencia contratada igual o menor a 10kW y se reconozca que dispone de un dispositivo de imposición de vertido a la red no tendrán que pagar los estudios de acceso y conexión que establece el RD 1048/2013 además de evitar el pago de derechos de acometida que se prevén en el RD 1699/2011.

Para las modalidades acogidas en el tipo 2, el procedimiento de conexión y acceso se regirán por el RD 1699/2011, RD 1955/2000 y para las líneas directas el artículo 42 de la Ley 24/2013.

4.3.2 Contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo.

Es necesario disponer de un contrato de acceso mediante la distribuidora de la zona de referencia o mediante una comercializadora. O también se puede modificar el existente con el fin de reflejar que se está acogido a una modalidad de autoconsumo.

En especial para la modalidad de tipo 2 adicionalmente tiene que disponer de un contrato de acceso con la distribuidora o una comercializadora para los servicios auxiliares.

Cabe la posibilidad de tener un contrato de acceso conjunto para el consumo asociado y para los servicios auxiliares, si se cumple lo siguiente:

- Para conexiones a red interior han de estar dentro del ámbito del RD 1699/2011.
- La potencia instalada para la producción de energía eléctrica tiene que ser menor a 100kW.
- Misma persona titular para la instalación y el consumidor.
- Disponer de la siguiente configuración de medida:
 - equipo de medida bidireccional para medir la energía neta.
 - equipo de medida bidireccional situado en la frontera de la instalación.
 - equipo de medida con el fin de registrar la energía total consumida.

Se tiene que permanecer como mínimo 1 año en el tipo de modalidad elegida y prorrogable de manera automática.

4.3.3 Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica.

Para la modalidad de autoconsumo de tipo 2, que viertan energía a la red excedentaria tienen la obligación de abonar los peajes de acceso que determina el RD 1544/2011. Debido a que se les gratificara la energía vertida por el precio que marque el Pool eléctrico.

4.4 Requisitos de medida y gestión de la energía.

Requisitos generales para la medida:

- Tienen que ajustarse a los requisitos que se exigen en el RD 1110/2007 y la normativa vigente de seguridad y calidad industrial.
- La instalación de los equipos de medida deben estar en redes interiores, situados en el punto más próximo a la frontera y como mínimo tener capacidad de medida horaria. Los equipos medirán al nivel de la tensión del punto frontera. Influyendo las perdidas en el caso de hubiere.
- Imposibilidad de conectar elementos de consumo entre la instalación y el equipo de medida, exceptuando los servicios auxiliares.
- En modalidad de tipo 1, se encargara de su lectura la empresa distribuidora.

Requisitos particulares modalidad tipo 1:

- En la frontera donde se van a situar los equipos de medida deben de tener la misma precisión y comunicación que le corresponda. Además de cumplir las especificaciones del sistema de telegestión, en los puntos que estén entre dos tipos de equipos de medida se aplicara siempre la más exigente.
- Los consumidores están obligados a disponer de los equipos necesarios de medida para la facturación de precios.

Requisitos particulares modalidad de tipo 2:

- Los equipos de medida tienen que tener la misma clasificación referente a su precisión y comunicación. Además de aplicar la clasificación más exigente en distintos puntos de medida.
- Se tiene que disponer de tantos equipos como sea necesarios para la facturación de precios.
- Generalmente han de disponer de:
 - Equipo de medida bidireccional con el fin de medir la energía generada neta.
 - Equipo de medida con el fin de registrar la energía consumida total por el consumidor.
 - Potestativamente un equipo bidireccional en la frontera de la instalación.

Sin embargo, si la suma de potencia instalada es igual o inferior a 100kW y el consumidor y productor son del mismo titular, pueden disponer de los siguientes elementos:

- Equipo de medida bidireccional con el fin de medir la energía generada neta.
- Equipo bidireccional en la frontera de la instalación.
- Potestativamente un equipo de medida con el fin de registrar la energía consumida total por el consumidor

Para autoconsumo mediante línea directa, se instalaran los equipos que sean necesarios con el fin de la facturación de precios.

4.5 Gestión energía producida y consumida.

4.5.1 Régimen económico de la energía excedentaria y consumida.

La energía que se adquiere de la red de la modalidad tipo 1 corresponderá al saldo neto que recibe de la red. Para la modalidad de tipo 2 corresponderá al saldo neto horario que se recibe de la red que no se destina a servicios auxiliares. Se le aplicaran los cargos pertinentes por los peajes de acceso, cargos asociados a coste del sistema y otros servicios.

Solo se puede recibir una contraprestación económica por la energía vertida si se está acogido a la modalidad de tipo 2.

Si de manera transitoria no se tiene un contrato de suministro en vigor y no consume directamente del mercado, será suministrado por una comercializadora de referencia con

la tarifa de último recurso (TUR), no podrá recibir ningún tipo de contraprestación por la energía vertida.

4.5.2 Liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo.

La empresa distribuidora o la comercializadora serán los que realicen la facturación de los pagos anteriormente señalados.

4.6 Registro, inspección y régimen sancionador.

4.6.1 Registro administrativo

Gestionar el registro correrá a cargo de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Con la finalidad de controlar y mantener un seguimiento efectivo a los consumidores acogidos a una de las modalidades de autoconsumo.

Se contemplan dos secciones:

- Los consumidores con una potencia inferior o igual a 10kW, que estén acogidos en la modalidad 1 de autoconsumo.
- El resto de consumidores de la modalidad 1 de autoconsumo y los de tipo 2.

Todas las modalidades se tienen que registrar a excepción de las instalaciones de autoconsumo aisladas.

Para el correcto registro se tendrá que cumplimentar los modelos que están presentes en el anexo II de dicho RD además de una declaración responsable.

4.6.1.1 Modelo de declaración responsable.

Datos del titular:

Declaración:

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de inscripción en el Registro de autoconsumo que las instalaciones de generación y consumo cuyos datos comunico junto con la presente declaración cumplen los requisitos necesarios exigidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo y que dispongo del certificado de la empresa instaladora del cumplimiento con lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, o, en su caso, del cumplimiento con lo dispuesto en el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23,, debidamente diligenciado por la comunidad autónoma competente.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredite el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo durante el que realice un autoconsumo de energía eléctrica y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

Fecha y Firma

Tal y como aparece redactado en el RD 900/2015

4.6.1.2 Modelos de comunicación para la inscripción en el registro.

- Los consumidores con una potencia inferior o igual a 10kW, que estén acogidos en la modalidad 1 de autoconsumo.

| | |
|---|--|
| Datos del titular del punto de suministro | |
| Titular del punto de suministro. | |
| NIF del titular. | |
| Dirección del titular (domicilio social). | |
| Municipio/Código Postal del titular. | |
| Provincia titular. | |
| País. | |
| Teléfono de contacto del titular. | |
| Correo electrónico de contacto del titular. | |
| Datos del punto de suministro | |
| CUPS del suministro. | |
| Potencia contratada. | |
| Dirección. | |
| Municipio/Código Postal. | |
| Provincia. | |
| Otros datos de emplazamiento. | |
| Referencia catastral de parcela/construcción. | |
| Teléfono de contacto del punto de suministro. | |
| Correo electrónico de contacto del punto de suministro. | |
| Empresa distribuidora a la que está conectado. | |
| Datos de la instalación de generación. | |
| Tecnología del generador y combustible empleado. | |
| Potencia instalada del equipo generador (KW). | |
| Datos de la instalación de acumulación (sólo si dispone de ella) | |
| Potencia instalada de salida (kW). | |
| Detalles del representante que presenta la comunicación (sólo si la comunicación es presentada por un representante) | |
| Empresa representante (si existe). | |
| NIF de la empresa representante. | |
| Usuario representante de la empresa o del titular. | |
| NIF del usuario representante. | |
| Dirección (incluyendo el código postal). | |
| Teléfono. | |
| Dirección de correo electrónico. | |
| Certificado eléctrico de la Instalación de Autoconsumo | |
| Número de identificación/expediente de la CC.AA. | |
| Fecha y Firma | |
| Fecha. | |
| Firma del titular del punto de suministro. | |
| Firma del usuario representante. | |

Tabla 4-1 Modelo de comunicación para la inscripción en el registro de autoconsumo sección 1. Fuente [17]

- El resto de consumidores de la modalidad 1 de autoconsumo y los de tipo 2.

| | |
|---|----------------------------------|
| Modalidad de autoconsumo | |
| Tipo de autoconsumo: | Tipo 1 (mayores 10 kW) o Tipo 2. |
| Datos del titular del punto de suministro | |
| Titular del punto de suministro. | |
| NIF del titular. | |
| Dirección del titular (domicilio social). | |
| Municipio/Código Postal del titular. | |
| Provincia titular. | |
| País. | |
| Teléfono de contacto del titular. | |
| Correo electrónico de contacto del titular. | |
| Datos del punto de suministro | |
| CUPS del suministro. | |
| Potencia contratada. | |
| Potencia máxima disponible de la instalación de consumo. | |
| Dirección. | |
| Municipio/Código Postal. | |
| Provincia. | |
| Otros datos de emplazamiento. | |
| Referencia catastral de parcela/construcción. | |
| Teléfono de contacto del punto de suministro. | |
| Correo electrónico de contacto del punto de suministro. | |
| Empresa distribuidora a la que está conectado. | |
| Tipo del punto de medida de acuerdo con el RD 1110/2007. | |
| Datos de la instalación de generación | |
| Tecnología del generador y combustible empleado. | |
| Tipo del punto de medida de acuerdo con el RD 1110/2007. | |
| Potencia instalada del equipo generador (kW). | |
| Potencia bruta del equipo generador (kW). | |
| Potencia neta del equipo generador (kW). | |
| Código CIL (si procede). | |
| Datos de la instalación de producción (sólo para modalidades de autoconsumo tipo 2) | |
| Número de inscripción en el registro administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. | |
| Fecha de acta de puesta en servicio definitiva. | |
| Datos de la instalación de acumulación (sólo si dispone de ella) | |
| Tecnología del sistema de acumulación. | |
| Potencia instalada de salida (kW). | |
| Energía máxima almacenable (kWh). | |
| Detalles del representante que presenta la comunicación (sólo si la comunicación es presentada por un representante) | |
| Empresa representante (si existe). | |
| NIF de la empresa representante. | |
| Usuario representante de la empresa o del titular. | |
| NIF del usuario representante. | |
| Dirección (incluyendo el código postal). | |

| | |
|---|--|
| Teléfono. | |
| Dirección de correo electrónico. | |
| Certificado eléctrico de la Instalación de Autoconsumo | |
| Número de identificación/expediente de la CC.AA. | |
| Fecha y Firma | |
| Fecha. | |
| Firma del titular del punto de suministro. | |
| Firma del usuario representante. | |

Tabla 4-2 Modelo de comunicación para la inscripción en el registro de autoconsumo sección 2. Fuente [18]

4.6.2 Registro sancionador.

Se podrán llevar a término inspecciones con el fin de garantizar que se cumplen las condiciones para cada modalidad de autoconsumo, será por parte de la Administración General del Estado además de la colaboración de los órganos competentes de la Comunidad Autónoma que se encuentre la instalación.

Las infracciones que se consideran muy graves son las siguientes:

- No estar en el registro de autoconsumo.
- No se cumpla con lo establecido para acogerse a una modalidad de autoconsumo.
- Incumplir los requisitos técnicos que se exigen para cada instalación cuando se genere incidencias a la red de distribución o transporte.

Las infracciones graves son las siguientes:

- Aplicación incorrecta de los tipos de autoconsumo.
- Incumplir los requisitos técnicos cuando no se provoque incidencias a la red de distribución o transporte.

4.7 Disposición adicional. Referente a instalaciones de cogeneración.

Si se decide vender toda la energía neta generada a la red, es obligatorio disponer de contratos de acceso independientes con lo referente al consumidor asociado y a los consumos producidos por los servicios auxiliares.

Los titulares de la cogeneración y su consumidor asociado, pueden compartir únicamente las instalaciones de conexión a red.

4.8 Cargos asociados a los costes del sistema y otros servicios para las modalidades de autoconsumo.

Estos cargos son de manera transitoria, hasta que se aprueben dichos cargos como lo prevé el artículo 16 de la Ley 24/2013.

4.8.1 Costes fijos en función de la potencia.

Para las dos modalidades de autoconsumo, la aplicación de dichos cargos se calculara mediante la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes eléctricos.

| NT | Peaje de acceso | Cargo fijo (€/kW) | | | | | |
|----|-----------------------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 |
| BT | 2.0 A (Pc ≤ 10 kW) | 8,989169 | | | | | |
| | 2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW) | 8,989169 | | | | | |
| | 2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW) | 8,989169 | | | | | |
| | 2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW) | 15,390453 | | | | | |
| | 2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW) | 15,390453 | | | | | |
| | 2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW) | 15,390453 | | | | | |
| | 3.0 A (Pc > 15 kW). | 32,174358 | 6,403250 | 14,266872 | | | |
| AT | 3.1 A (1 kV a 36 kV) | 36,608828 | 7,559262 | 5,081433 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 |
| | 6.1A (1 kV a 30 kV). | 22,648982 | 8,176720 | 9,919358 | 11,994595 | 14,279706 | 4,929022 |
| | 6.1B (30 kV a 36 kV) | 16,747077 | 5,223211 | 7,757881 | 9,833118 | 12,118229 | 3,942819 |
| | 6.2 (36 kV a 72,5 kV). | 9,451587 | 1,683097 | 4,477931 | 6,402663 | 8,074908 | 2,477812 |
| | 6.3 (72,5 kV a 145 kV). | 9,551883 | 2,731715 | 3,994851 | 5,520499 | 6,894902 | 1,946805 |
| | 6.4 (Mayor o igual a 145 kV) ... | 3,123313 | 0,000000 | 1,811664 | 3,511473 | 4,991205 | 1,007911 |

Tabla 4-3 Cargos en función de la potencia. RD 900/2015.

Potencia de cargos fijos = Potencia de Aplicación de Cargos – Potencia a Facturar a efectos de aplicación del peaje de acceso.

La potencia a facturar a efectos de aplicación del peaje de acceso, corresponde a la potencia contratada en nuestro punto de suministro.

La potencia de aplicación de cargos, se especifica como calcularla en el anexo I de dicho RD. Para calcular este término se determinan 3 supuestos. Dependiendo del supuesto que se encuentre la instalación se calculara de una manera u otra. Es necesario saber la configuración de contadores que va a tener la instalación.

- Supuesto A: tiene que tener un contador para registrar la energía consumida total, al no mencionar en este supuesto la instalación de acumuladores se supone que la instalación es opcional.

Cumpliendo dicha condición la potencia de aplicación de cargos coincidirá con la potencia contratada. Es decir no se aplicara a la instalación cargos por término fijo de potencia.

El contador estará de manera obligatoria si la instalación tiene una potencia superior a 100kW. La instalación acogida a tipo 2 no superior a 100kW y que el consumidor y productor no sean el mismo.

Los restos de casos podrán instalar dicho contador si lo desean.

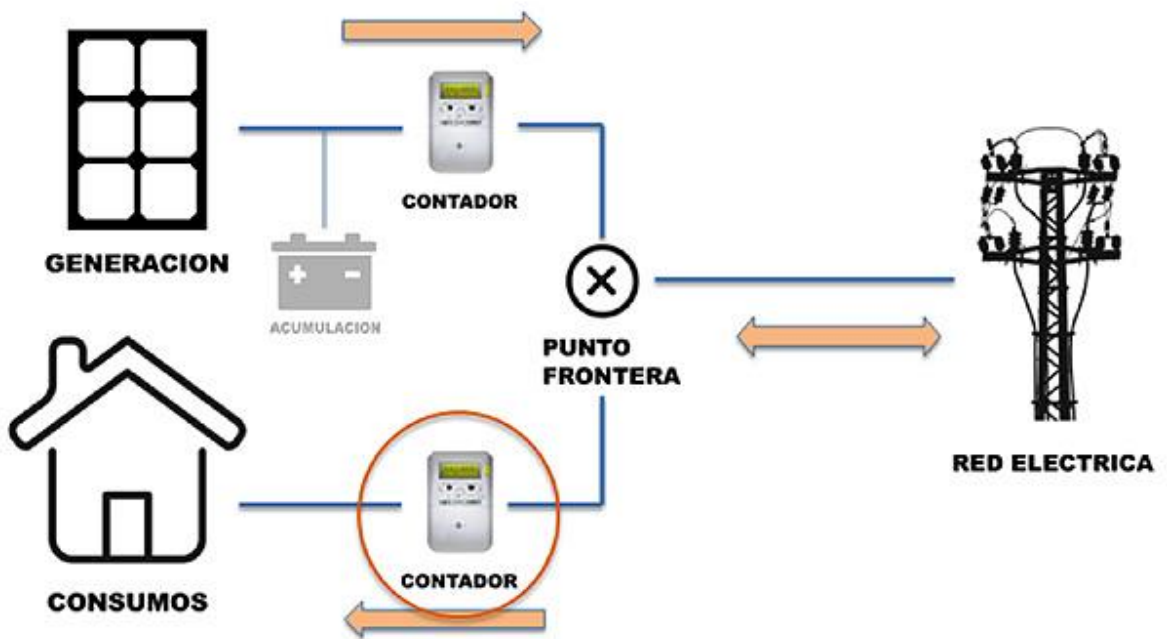


Figura 4-1 Supuesto A para el cálculo de potencia de cargos fijos.

En la imagen se puede ver resaltado el contador para registrar la energía consumida total para poder acogerse a dicha modalidad.

- Supuesto B1: la instalación carece de contador para registrar el consumo total y no es gestionable, es decir carece de acumuladores. En este caso la potencia de aplicación de cargos coincidirá con la potencia contratada. Pasará como en el supuesto A, no se aplicaran cargos por potencia.

Esta disposición será obligatoria para las instalaciones de tipo 1 con potencia menor a 100kW y opcional para modalidad de tipo 2 mientras que la potencia no supere los 100kW, además de ser el consumidor y productor la misma persona.

En la siguiente imagen se puede ver la configuración típica de este supuesto. Se puede ver que carece del contador presente en el supuesto A. además de no incluirse en dicho supuesto la presencia de acumuladores.

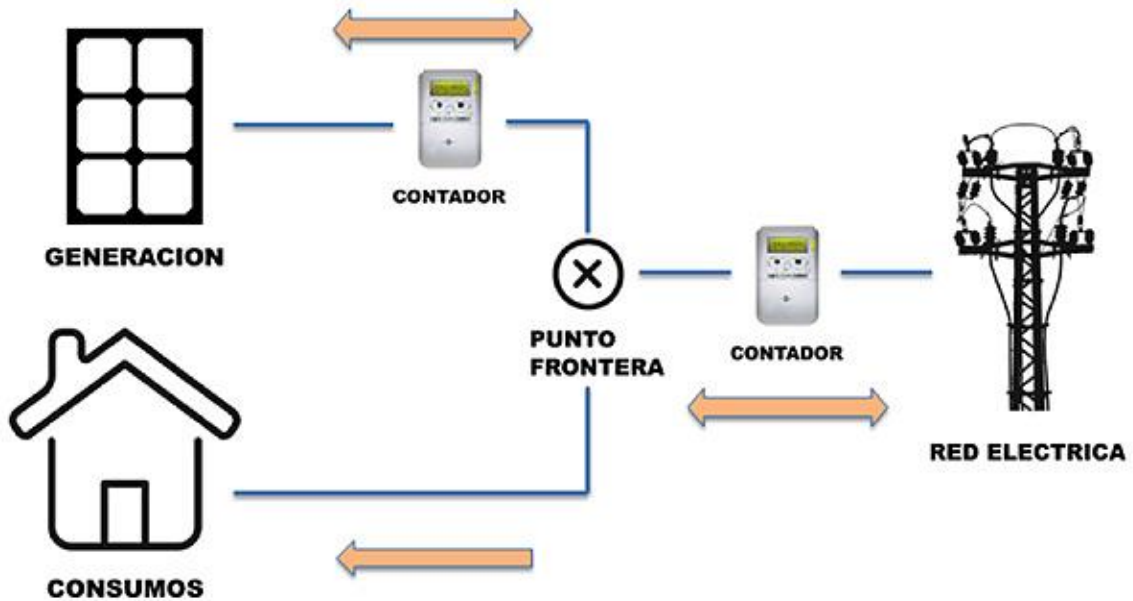


Figura 4-2 Supuesto B1 para el cálculo de potencia de cargos fijos.

- Supuesto B2: la instalación carece de contador para registrar el consumo total y ser gestionable, es decir disponer de elementos de acumulación.

En este caso la potencia de aplicación de cargos será la suma de dos términos, los cuales serán la potencia contratada y la potencia máxima de generación.

Con lo cual la potencia de cargos fijos será igual a la potencia máxima de generación, se tendrán que pagar por el término de potencia fijo.

Con lo cual la potencia máxima de generación registrada se tarificará al precio indicado en la tabla 4.3.

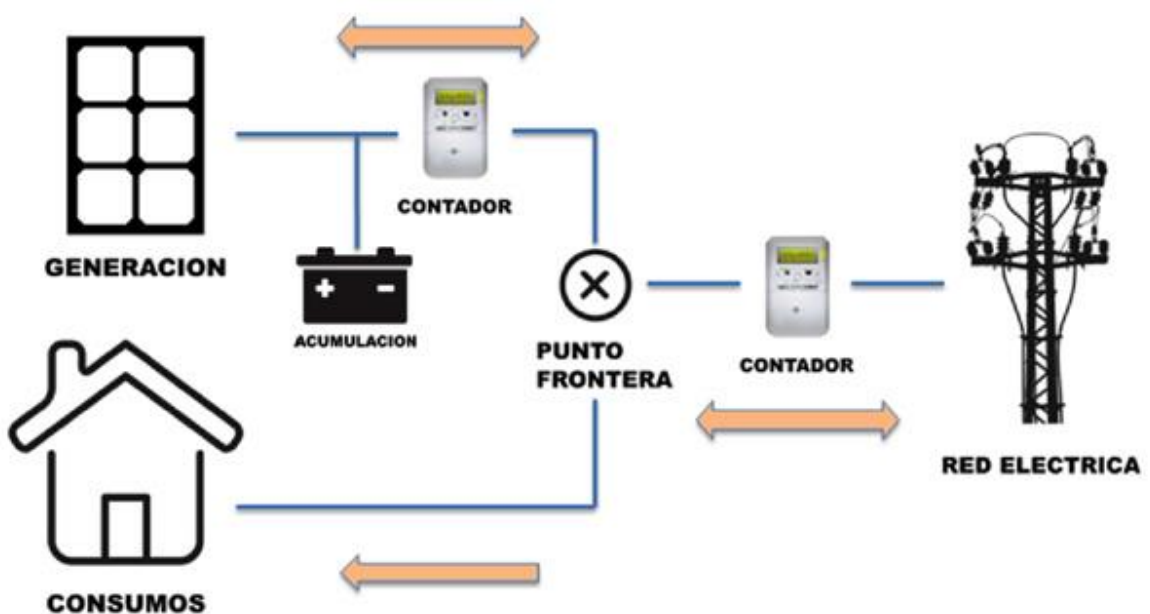


Figura 4-3 Supuesto B2 para el cálculo de potencia de cargos fijos.

4.8.2 Cargo variable por energía autoconsumida.

Este cargo es de aplicación sobre el autoconsumo horario. Denominándose cargo por energía autoconsumida.

Teniendo diferente precio dependiendo de la categoría de peaje de acceso, se determinara a través de la siguiente tabla que esta publicada en el dicho RD.

| Peaje de acceso | Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh) | | | | | |
|--|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 |
| 2.0 A ($P_c \leq 10$ kW) | 0,049033 | | | | | |
| 2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW) | 0,063141 | 0,008907 | | | | |
| 2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW) | 0,063913 | 0,009405 | 0,008767 | | | |
| 2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW) | 0,060728 | | | | | |
| 2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW) | 0,074079 | 0,018282 | | | | |
| 2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW) | 0,074851 | 0,021301 | 0,014025 | | | |
| 3.0 A ($P_c > 15$ kW) | 0,029399 | 0,019334 | 0,011155 | | | |
| 3.1A (1 kV a 36 kV) | 0,022656 | 0,015100 | 0,014197 | | | |
| 6.1A (1 kV a 30 kV) | 0,018849 | 0,016196 | 0,011534 | 0,012518 | 0,013267 | 0,008879 |
| 6.1B (30 kV a 36 kV) | 0,018849 | 0,013890 | 0,010981 | 0,011905 | 0,012871 | 0,008627 |
| 6.2 (36 kV a 72,5 kV) | 0,020138 | 0,016194 | 0,011691 | 0,011696 | 0,011996 | 0,008395 |
| 6.3 (72,5 kV a 145 kV) | 0,022498 | 0,017414 | 0,012319 | 0,011824 | 0,011953 | 0,008426 |
| 6.4 (Mayor o igual a 145 kV) | 0,018849 | 0,013138 | 0,010981 | 0,011104 | 0,011537 | 0,008252 |

Tabla 4-4 Cargo por energía autoconsumida.

En este cargo se incluyen: costes del sistema, pagos por capacidad y otros servicios del sistema.

Cabe destacar que quedaran exentos de pago del cargo para la modalidad de autoconsumo de tipo 1 con potencia inferior a 10kW.

La empresa distribuidora será la que realice la facturación de los peajes y los cargos transitorios.

5 Objeto del Proyecto.

El objeto principal será realizar un estudio técnico y viabilidad de una planta de cogeneración en la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León.

El sistema se proyectara con el fin de suponer un ahorro económico para la Universidad de León, además de una reducción de la energía primaria. Cabe destacar que la instalación también tendrá un objetivo didáctico, ya que al estar en el centro educativo, los profesores podrán explicar el sistema de cogeneración de manera más práctica. El uso actual del calor se destina al agua caliente sanitaria y a la calefacción.

Se plantearan una serie de alternativas. Las cuáles serán:

- Cubrir el 100% de la demanda térmica del edificio y la energía producida de la cogeneración autoconsumir o verter a red.
- Cubrir una parte de la demanda eléctrica con una microcogeneración y mantener la actual caldera con el fin de garantizar la energía térmica para calefacción.

6 Instalación.

Una vez que se conoce el concepto de cogeneración, las estrategias a cogenerar y el marco legal a cual hay que acogerse para un proyecto de este índole. Se describirá a continuación el centro educativo, el lugar de la instalación, las singularidades del proyecto y el estudio económico.

6.1 Lugar de la instalación.

La Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas se encuentra situado en el campus universitario de Vegazana. Pertenece a la universidad de León. Se puede ver la situación actual en la zona resaltada de la figura.

- Población: León.
- CP: 24071
- Coordenadas UTM X=289998 Y=4721092 Huso:30

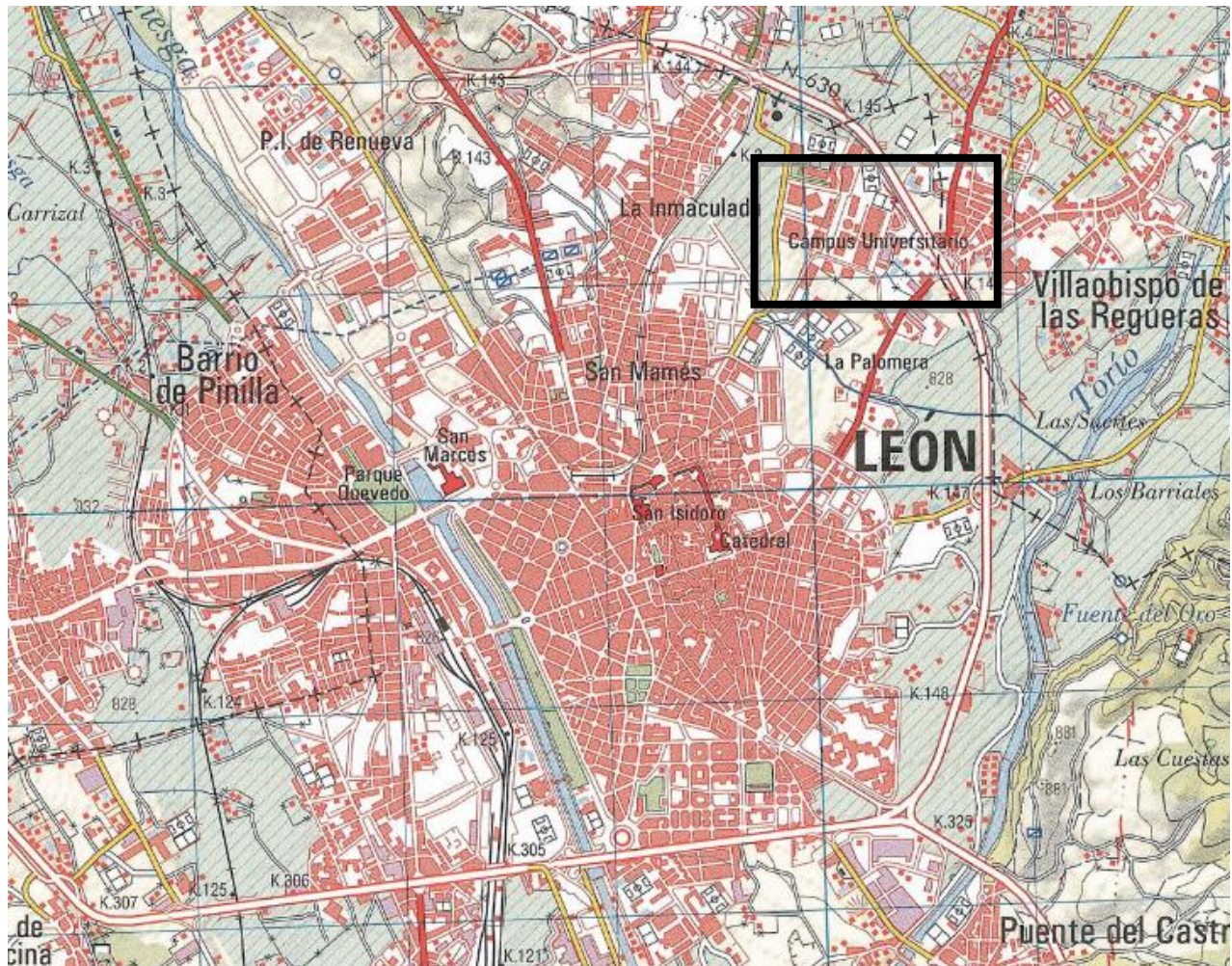


Figura 6-1 Situación de la instalación. Fuente [19]

A continuación se puede ver en detalle el campus de Vegazana y la situación de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas mediante la zona resaltada.



Figura 6-2 Vista detallada campus de Vegazana. Fuente [20]



Figura 6-3 Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas. Fuente [21]

6.2 Descripción del centro.

El centro educativo se destina para las sesiones magistrales de los grados en ingeniería minera y el grado en ingeniería de la energía, además del master en ingeniería de minas.

El horario del centro es de apertura del centro es de las 8:00 de la mañana hasta las 20:30 aproximadamente. Este dato es importante ya que en ese periodo de tiempo el consumo eléctrico se incrementa. Además del uso de calefacción para los meses más fríos del año.

La Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas se surte de un contador en alta tensión el cual suministra al centro de transformación del cual están colgados la Facultad de Filosofía y Letras (donde reside el centro de transformación), la Facultad de Derecho, la Facultad de Ciencias de la Salud y la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas. Con lo cual la potencia contratada esta compartida por los 4 centros educativos.

Actualmente existe una instalación fotovoltaica destinada a autoconsumo con una potencia inferior a 15kW en la azotea del edificio.

6.3 Singularidades de la instalación.

La tarifa eléctrica que está contratada para el centro de transformación de la Facultad de Filosofía y Letras, nutre a los cuatro centros, será una tarifa de alta tensión. Al no disponer del tipo de tarifa y potencia contratada debido a que el Servicio de Infraestructuras y TIC's de Ingeniería y Control de Sistemas de la Universidad de León no ha podido facilitar los datos. Se tendrá que suponer la tarifa eléctrica que se adapte mejor a la instalación y la potencia contratada estimarla, sabiendo que la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas ha tenido picos de consumo 57.2kW medido mediante un analizador de potencia el cual está integrado en el edificio.

La tarifa que se adapta mejor es la tarifa 3.1A. Se caracteriza por dividirse en 3 periodos tarifarios. En cada periodo tendrá un distinto precio para el término de potencia y el de energía. Esta tarifa es para potencias contratadas menores de 450kW. Con lo cual nos servirá de dato para poder estimar la potencia contratada para el suministro. Esta tarifa es para tensiones entre 1kV y 36kV. La empresa distribuidora de la zona es Iberdrola.

A continuación se pueden observar los diferentes periodos horarios.

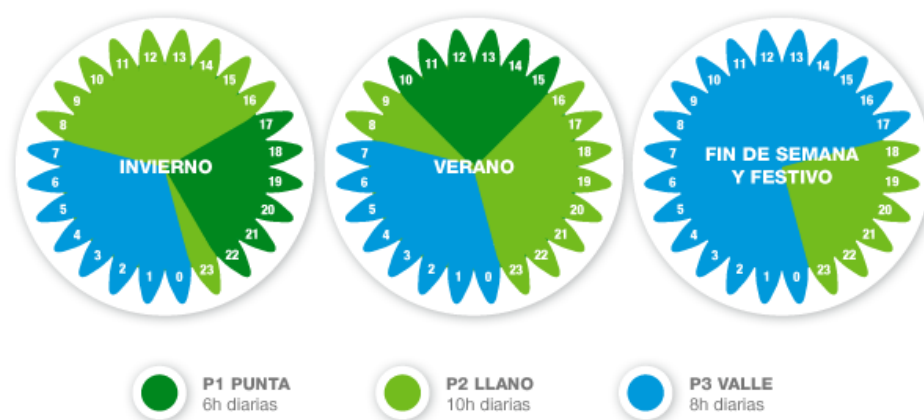


Figura 6-4 Tarifa eléctrica 3.1A. Fuente [22]

Se distinguen 3 periodos:

- Periodo 1, también llamado periodo de punta. Se caracteriza por estar en la franja donde el consumo eléctrico nacional es mayor. A la hora de tarificarlo tendrá un coste más elevado que los otros periodos. Cambia según la época en que nos encontremos. En invierno que coincide con el cambio horario que se produce en octubre hasta mayo, las horas punta están concentradas desde las 17:00 hasta las 23:00. En verano que va desde el cambio horario de mayo hasta el de octubre, las horas punta están situadas entre las 10:00 hasta las 16:00. Por ultimo en fin de semana y festivos el horario de punta no está contemplado. Es decir solo se divide en llano y valle. Debido a que en esos periodos el consumo eléctrico es menor si se compara con un día laborable.
- Periodo 2, también llamado periodo llano. Se caracteriza por tener 10h diarias en este periodo. En invierno el intervalo es de 8:00 a 17:00 y de 23:00 a 00:00. En verano el intervalo es de 8:00 a 10:00 y de 16:00 a 00:00. En fin de semana y festivos el periodo llano es 18:00 a 00:00, en total 8 horas.
- Periodo 3, también llamado periodo valle. Se caracteriza por estar en la franja donde el consumo energético es menor. Esto hace que al tarificarlo tiene el coste más bajo de los 3 periodos. Con el fin de recompensar los consumos en dicha franja. En invierno y verano el intervalo es de 00:00 a 8:00. En fines de semana y festivo el periodo valle aumenta de 8 horas de aplicación a 18 horas.

Cabe destacar que estos periodos son aplicables en el sistema peninsular. Es decir en sistemas insulares tendrán otra disposición las franjas horarias.

En cada periodo en que estemos situados se pagara por término de potencia y por término de energía. A continuación se detallaran los precios.

Tarifa de acceso de alta tensión 3.1 A. Para potencias inferiores a 450kW. Los precios publicados son los siguientes por las comercializadora de energía eléctrica Enercoluz:

| Periodo tarifario | Termino de potencia | Termino de energía |
|-------------------|---------------------|--------------------|
| P1 | 5.031757 €/kW mes | 0.121459 €/kWh |
| P2 | 3.102950 €/kW mes | 0.107846 €/kWh |
| P3 | 0.711542 €/kW mes | 0.074326 €/kWh |

Tabla 6-1 Tarifas de acceso alta tensión 3.1A.

Se puede ver en la tabla que si sumamos los diferentes términos de potencia por periodo, el total a pagar será 106.16 €/kW.

Esto es un punto importante para determinar la potencia a contratar, ya que si dimensionamos incorrectamente podremos tener dos consecuencias:

- Si se dimensiona en exceso, tendremos un sobrecoste económico ya que nunca llegaremos a dicha potencia.
- Si dimensionamos la potencia en defecto, podremos tener cortes de suministro. pudiendo afectar gravemente a equipos conectados a red, afectando a la labor docente e investigadora...

La potencia contratada se va a estimar según el dato de la potencia máxima registrada en la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas, la cual era de 57.2kW. Como se ha explicado anteriormente el centro de transformación alimenta cuatro edificios. En la siguiente imagen se pueden ver la situación de dichos edificios.

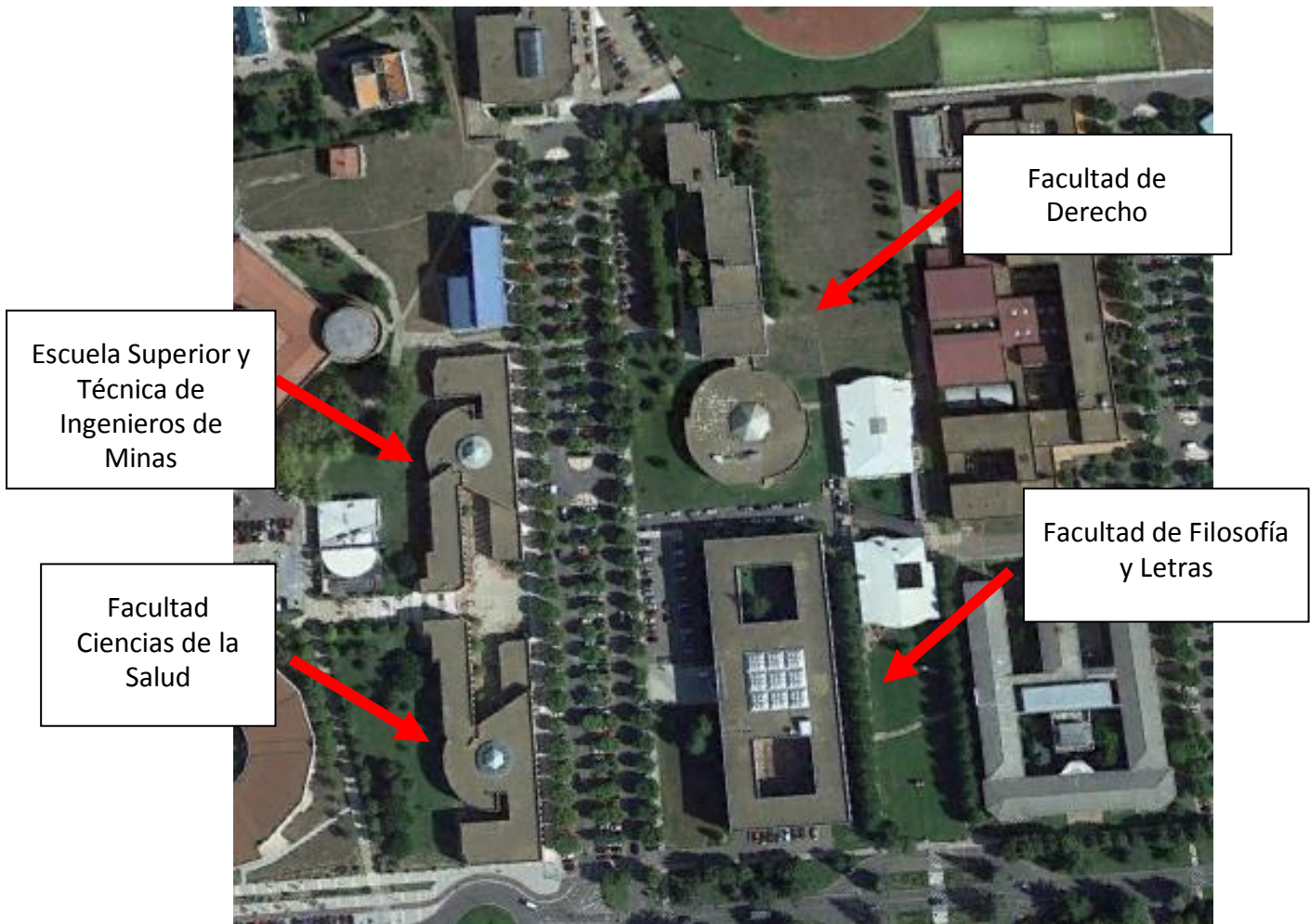


Figura 6-5 Vista aérea edificios alimentados por el centro de transformación. Fuente [23]

Una vez vista la situación de los edificios se puede ver el tamaño de los edificios que nos ayudaran a poder estimar de una manera la potencia eléctrica contratada. Como se puede observar el edificio de la Facultad de Ciencias de la Salud es muy parecido a la Escuela de Minas. Esto hace que se pueda suponer que tenga el mismo consumo pico aproximado.

La Facultad de Derecho es de tamaño parecido, pero tiene matriculados un gran número de alumnos si se compara con el dato que conocemos. Debido a ello se plantea un coeficiente de un 20% para aumentar la potencia, debido al posible uso de equipos electrónicos por parte de los alumnos a red, el elevado número de aulas... en definitiva para este edificio se estima una potencia pico de 68.64kW.

Para la facultad de Filosofía y Letras alberga mayor número de estudiantes. Con lo cual se va a plantear un coeficiente del 25% con el fin de aumentar la potencia pico.71.5kW.

En total la potencia total alcanzara 254kW. No obstante esta situación es poco probable que suceda ya que implicaría que todos las potencias pico estimadas se produjeran a la vez. Se aplicara un coeficiente de simultaneidad 0.7.aplicando dicho coeficiente nos saldrá 177.8kW. En definitiva se estimara que la potencia contratada que dispone el centro de transformación será de 180kW.

La caldera actual se alimenta de gas natural. Al contactar con el Servicio de Infraestructuras y TIC's de Ingeniería y Control de Sistemas no me pudieron facilitar los consumos históricos del centro educativo. No obstante me facilitaron que el consumo anual ronde los 350000kWh.

Como el consumo anual es superior a 100000kWh/año. La tarifa de gas que mejor se adapta a nuestras características en la tarifa 3.4. Esta tarifa se caracteriza por tener un término fijo mensual y un término de consumo. En la siguiente tabla se pueden ver la tarifa 3.4 de gas. Los precios corresponden a los publicados en la página web del comercializador de energía Fenie.

| Gas Energía 3.4 | |
|------------------------|----------------|
| Término fijo | 80.97 €/mes |
| consumo | 0.039416 €/kWh |

Tabla 6-2 Tarifa Gas Energía 3.4.

Como se puede observar esta tarifa es la que se paga un término fijo de mayor coste económico si se compara con las otras tarifas de gas, pero tiene la ventaja de que se paga un precio menor por el consumo. Con lo cual dicha tarifa es ideal para grandes consumidores.

El termino fijo anual asciende a 971.64 €/año.

El precio de los diferentes servicios puede variar de un comercializador a otro. Con lo cual es necesario con el fin de poder ahorrar en costes, estudiar todas las posibilidades que se ofertan. Con el objetivo de disponer la tarifa que se adapte mejor a nuestras singularidades.

Cabe destacar que para una entidad como la universidad puede disponer de otros tipos de contratos más ventajosos debido a ser un gran consumidor energético tanto de electricidad como de gas natural. Es decir puede solicitar tarifas especiales a diferentes comercializadores energéticos con el fin de obtener mejores condiciones económicas. Debido a que no conozco si están acogidos a dicha modalidad. Se tomaran como dato las tarifas explicadas anteriormente.

6.4 Instalación actual.

Actualmente, está instalada en el centro una caldera de gas natural de potencia útil de 460kW. Es una caldera Viessmann modelo Vertomat VZB46. La potencia nominal es de 479kW.

Su rendimiento esta entorno al 96%. Se construyó en el año 1997. En el apartado de anexos se adjunta las características técnicas para mayor información.



Figura 6-6 Caldera Viessmann VZB46.

La caldera tiene un consumo estimado de 360000kWh/año. Pero no toda la energía se transforma en calor útil. Al tener un rendimiento entorno al 96% se puede ver que las necesidades energéticas del edificio ascienden a 345600kWh térmicos/año. Este dato nos servirá para poder dimensionar la instalación de cogeneración. La finalidad es garantizar la demanda térmica del edificio además de generar energía eléctrica para destinarla a autoconsumir o para verter a red.

En la siguiente imagen se puede ver las dimensiones de la sala de calderas. Estas dimensiones será un carácter limitativo ya que solo podremos instalar los módulos de cogeneración con unas determinadas dimensiones. Los módulos que se plantearan a instalar no tendrán problema de espacio. Debido a que la superficie libre es elevada.



Figura 6-8 Sala de calderas de la Escuela de Minas.

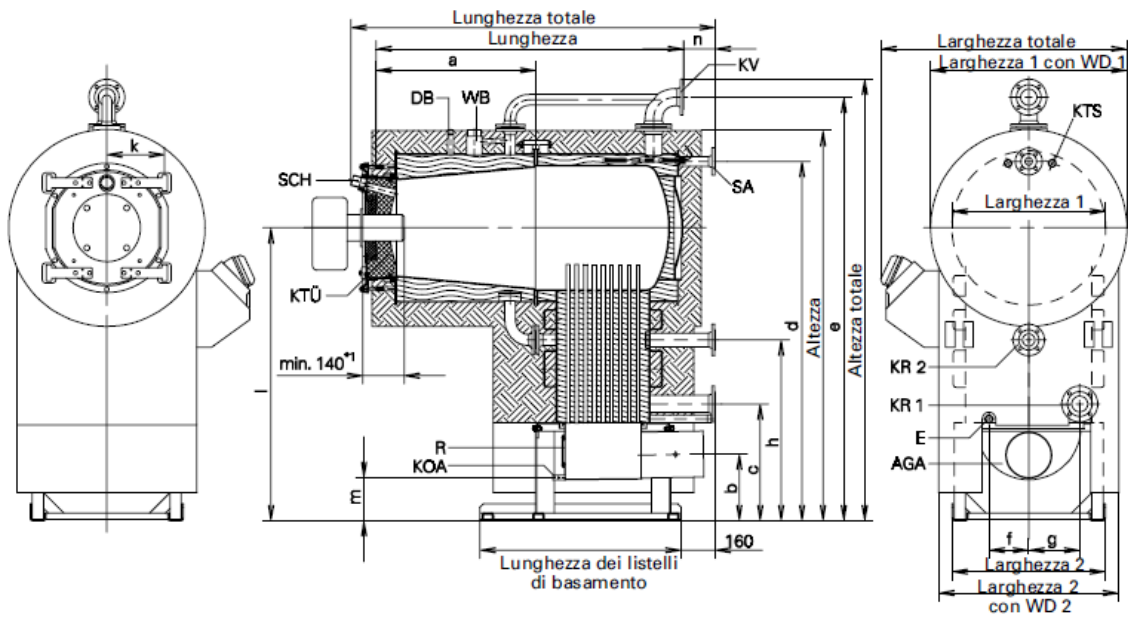


Figura 6-7 Dimensiones de la caldera Viessmann Vertomat VZB46.

| Tabella misure | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Potenzialità utile | kW | 170 | 225 | 285 | 370 | 460 | 560 | 720 | 895 |
| a | mm | 715 | 715 | 715 | 751 | 751 | 751 | 751 | 751 |
| b | mm | 298 | 298 | 298 | 325 | 325 | 325 | 365 | 365 |
| c | mm | 518 | 518 | 523 | 577 | 577 | 577 | 644 | 644 |
| d | mm | 1 594 | 1 644 | 1 644 | 1 854 | 1 854 | 1 854 | 2 043 | 2043 |
| e | mm | 1 879 | 1 929 | 1 937 | 2 185 | 2 185 | 2 185 | 2 426 | 2426 |
| f | mm | 177 | 177 | 177 | 200 | 200 | 200 | 250 | 250 |
| g | mm | 227 | 227 | 221 | 241 | 241 | 241 | 280 | 280 |
| h | mm | 802 | 852 | 852 | 921 | 921 | 921 | 965 | 965 |
| k | mm | 257 | 257 | 257 | 284 | 284 | 284 | 360 | 360 |
| l | mm | 1 299 | 1 349 | 1 349 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 621 | 1621 |
| m | mm | 194 | 194 | 194 | 190 | 190 | 190 | 199 | 199 |
| n | mm | 141 | 141 | 121 | 79 | 79 | 79 | 65 | 65 |
| Lunghezza listelli di basamento | mm | 895 | 973 | 1 051 | 1 192 | 1 270 | 1 426 | 1 426 | 1621 |

Tabla 6-3 Tabla de Medidas.

Como se puede ver en la hoja de características de la caldera, la altura total del equipo es de 2290mm, su ancho máximo es de 1211mm y su largo máximo es de 1949mm.

7 Alternativas.

Una vez conocida la caldera que está instalada actualmente. Se puede plantear una serie de alternativas con el fin de sustituirla o integrar en ella un sistema de cogeneración.

Las alternativas a plantear serán las siguientes:

- Alternativa 0: mantener el sistema actual.
- Alternativa 1: sustituir la caldera actual por un sistema de cogeneración que garantice el 100% de la demanda térmica del edificio.
- Alternativa 2: mantener la caldera actual e instalar una pequeña microcogeneración con el fin de suministrar una parte del consumo eléctrico.

En estas tres alternativas se analizarán las ventajas y desventajas de dichas alternativas, si van a suponer un ahorro energético y económico y sobretodo la viabilidad económica de la instalación.

En la alternativas 1 y 2, nos tendremos que acoger al marco legal vigente, con el fin de cumplir con la ley. Se tratara como afectara el RD 900/2015 y en qué alternativas se cumple.

7.1 Alternativa 0.

Se va a plantear seguir con el sistema actual. Es decir no realizar ninguna modificación en la instalación. Nos servirá para determinar el coste actual de servicio de la actual caldera. Al no implantar ninguna medida la inversión a destinar ser nula.

Sabemos que el consumo estimado de gas natural es de 360000kWh/año. Sabiendo el precio a que se aplica la tarifa gas 3.4. Se recuerda a continuación los precios de dicha tarifa:

- Termino fijo 80.97 €/mes.
- Consumo: 0.039416 €/kWh.

El coste por explotación será el siguiente:

Termino fijo: $80.97\text{€/mes} \times 12 \text{ meses/año} = 971.64 \text{ €/año}$.

Coste por energía: $0.039416 \text{ €/kWh} \times 360000\text{kWh/año} = 14189.76 \text{ €/año}$.

Coste total: 15164.4€/año.

A este precio se le tendrían que añadir costes de mantenimiento y otros conceptos. Que puede variar dependiendo de la antigüedad de la caldera, el tipo de caldera, horas de funcionamiento...

7.1.1 Conclusiones alternativa 0.

Al no suponer ninguna modificación no se requiere inyección económica, los únicos gastos que se tendrán serán los de operación. No se tendrán que modificar la sala de calderas ni realizar obras, pudiendo provocar molestias a los usuarios del centro.

No obstante, al no realizar ninguna modificación se está perdiendo una oportunidad de ahorro económico además de contribuir a reducir la demanda de energía primaria del país. Debido a que la cogeneración puede suponer importantes ahorros económicos e incluso ingresos por venta de energía.

La cogeneración permitiría generar una parte de la electricidad que se consume en los centros educativos, produciendo una energía eléctrica más barata que la que se paga actualmente, reducir las pérdidas de energía eléctrica durante el transporte, poder disponer de ella como generador de emergencia si el suministro eléctrico falla y principalmente a contribuir a la generación distribuida aportando ventajas a la sociedad.

Un punto importante es que se podría usar el sistema de cogeneración para uso educativo.

7.2 Alternativa 1.

La primera alternativa a plantear, será la instalación de un módulo de cogeneración mediante motor de combustión interna. Con el fin de cubrir el 100% de la demanda térmica del edificio.

El modulo que mejor se adapta es el de la marca comercial Bosch. El modelo elegido es el CE 365 NA.

Este módulo tiene las siguientes características básicas:

| Modulo cogeneración Bosch CHP CE 365 NA | |
|--|---------------|
| Potencia térmica | 242.3 - 478kW |
| Potencia eléctrica | 185 - 365kW |
| Potencia de combustible | 484.2 - 955kW |
| Rendimiento eléctrico | 38.2% |

Tabla 7-1 Características Modulo cogeneración Bosch CHP CE 365 NA.

Como se puede ver en la anterior tabla tiene una potencia térmica útil similar a la anterior caldera. En este caso tiene 18kW térmicos más. Con lo cual las horas de funcionamiento serán menores que el sistema actual. Es decir la caldera actual funciona aproximadamente 752 horas a máxima potencia. Con el nuevo módulo las horas de funcionamiento a máxima potencia se reducen a 723 horas. Usaremos dicho dato para calcular la energía eléctrica generada, el coste de operación...

Con respecto a las dimensiones del módulo de cogeneración CE 365 NA, se pueden ver en la siguiente figura. Su longitud máxima es de 5300mm, su anchura máxima es de 1600mm y tiene una altura de 2240mm. Como se puede ver las dimensiones son idóneas para la sustitución de la caldera actual. Quedará perfectamente integrado en el entorno.

No obstante se tendrán que realizar algunas obras de adaptación de la sala de calderas, para poder integrarla correctamente. Principalmente se tendrá que dimensionar los conductos de alimentación de gas natural, debido a que este módulo de cogeneración tiene una potencia de entrada de 955kW. Es decir sabiendo que el gas natural tiene un poder calorífico superior de 11.98kWh/m³.

| Combustible | Poder calorífico inferior | Poder calorífico superior |
|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| | PCI | PCS |
| Carbón | 9.08 kWh/kg | 9.43 kWh/kg |
| Gasóleo | 10.28 kWh/l | 10.89 kWh/l |
| Gas butano | 12.73 kWh/kg | 13.79 kWh/kg |
| Gas propano | 12.86 kWh/kg | 13.97kWh/kg |
| Gas natural | 10.83 kWh/Nm ³ | 11.98 kWh/Nm ³ |

Tabla 7-2 Poderes caloríficos de los combustibles. Fuente [23]

La alimentación necesaria para operar a máxima potencia es de $79.72 \text{ m}^3/\text{h}$. si lo comparamos con la alimentación actual que es de $40 \text{ m}^3/\text{h}$, se puede ver a simple vista que se necesita entorno al doble del caudal de combustible para poder alimentar la instalación. El volumen de gases de escape será mayor con lo cual será necesario dimensionar una nueva chimenea.

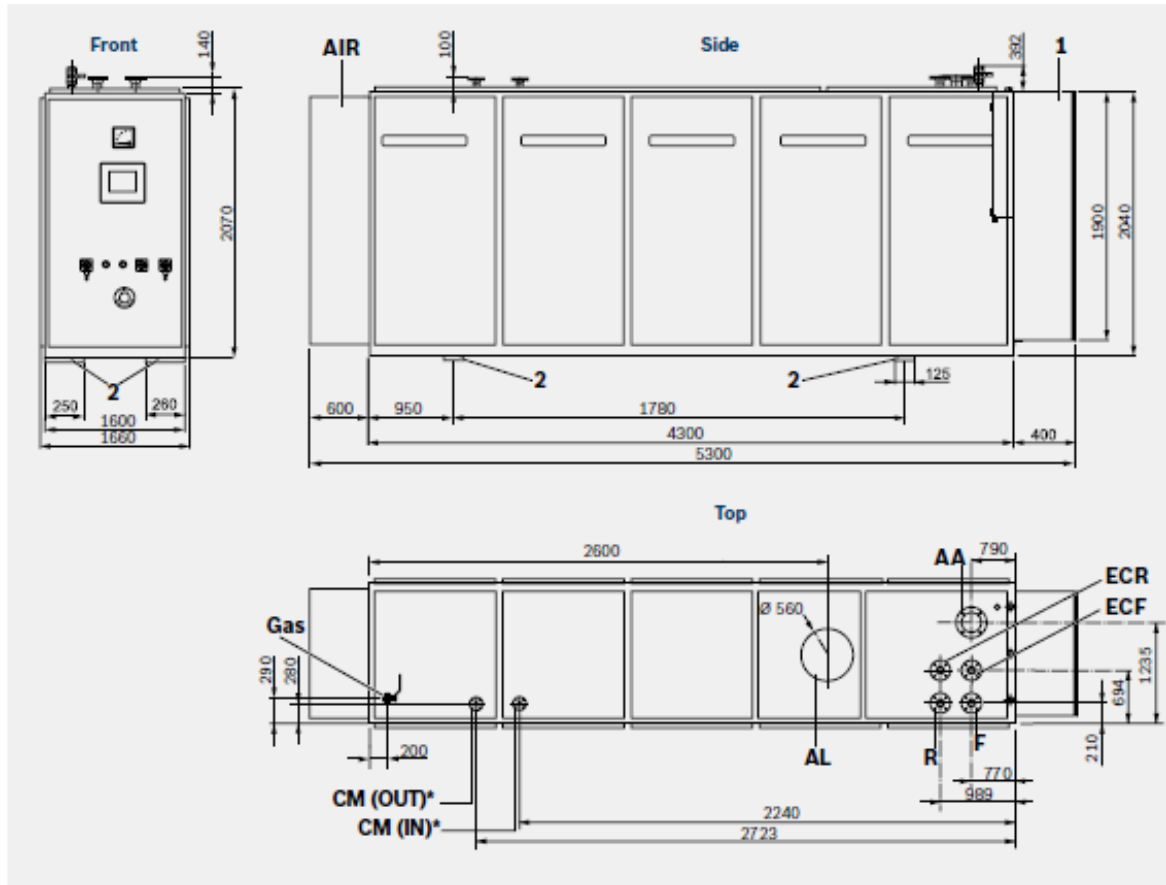


Figura 7-1 Dimensiones módulo de cogeneración CE 365 NA.

Una vez explicado las características generales y las principales obras necesarias que se deben de realizar para adaptar la instalación. Se analizara en que marco legal nos podemos ceñir para cumplir la legislación vigente.

Si recordamos el RD 900/2015 para las instalaciones de autoconsumo, cuya potencia sea mayor a 100kW, se han de acoger a la modalidad de autoconsumo de tipo 2. No obstante si recordamos el límite de la potencia a instalar es equivalente a la potencia contratada. En nuestro caso dicha potencia es de 180kW. Con lo cual no nos podríamos acoger a la modalidad de autoconsumo, estando esta situación prohibida y sancionada. Tenemos dos alternativas para poder realizar dicha instalación.

7.2.1 Alternativa 1.1

La primera alternativa y la menos aconsejable será aumentar la potencia contratada a fin de que sea igual a la potencia instalada. El problema es que se tendrá que subir a 365kW. Más del doble que esta contratada. Incrementando el coste por término de potencia. Si recordamos el precio, 106.16 €/kW año el coste anual solo por poder autoconsumir dicha

energía ascendería a 38748.4€/año frente a los 19108.8€/año que se están abonando actualmente. El sobrecoste sería de 19639.6€/año.

Esto haría inviable la instalación, debido a que el ahorro producido se destinaría a pagar dicho término. Además no se garantizaría que la energía generada se consumiera toda, con lo cual se tendría que verter a red la mayor parte, pagando el peaje de generación que equivale a 0.5€/MWh y el impuesto del 7% sobre la producción. Con lo cual dicha alternativa quedaría descartada.

7.2.2 Alternativa 1.2

La segunda alternativa, es vender íntegramente toda la energía generada a la red. Para ello tendremos que contratar un representante de mercado eléctrico para instalaciones productoras. Normalmente el coste oscila 0.9€/MWh vertido a la red. Se tendría que analizar que representante de mercado nos ofrece mejores condiciones.

Vamos a calcular a continuación el coste de explotación que tendremos. Se estimó que la planta funcionaría 752 horas a máxima potencia. Usaremos dicho dato para calcular dicho coste.

La instalación tiene una potencia de combustible de 955kW. Con lo cual es consumo anual de gas ascenderá a:

$$\text{Consumo gas anual} = 752 \text{ horas de funcionamiento/año} \times 955 \text{ kW} = \mathbf{718160 \text{ kWh/año.}}$$

$$\text{Termino fijo: } 80.97 \text{ €/mes} \times 12 \text{ meses/año} = \mathbf{971.64 \text{ €/año.}}$$

El coste de gas natural ascenderá a:

$$\text{Coste anual gas} = \text{Consumo de gas } 718160 \text{ kWh/año} \times 0.039416 \text{ €/kWh} = \mathbf{28307 \text{ €.}}$$

$$\text{Coste operación: } \mathbf{29278.64 \text{ €/año}}$$

El coste actual de la caldera es de 15164.4€/año. Es decir el sistema de cogeneración planteado tendrá un sobrecoste de 14114.24€/año.

Se calculará a continuación el precio de venta de energía que se tendría que percibir para que la instalación no tuviera pérdidas económicas. Con lo cual vamos a calcular la energía generada y su coste por el servicio del representante del mercado.

$$\text{Energía anual generada} = 365 \text{ kW} \times 752 \text{ h/año} = \mathbf{274480 \text{ kWh/año.}}$$

$$\text{Coste por venta de energía} = 274.480 \text{ MWh/año} \times 0.9 \text{ €/MWh} = \mathbf{247.032 \text{ €/año.}}$$

Una vez conocidos estos datos, el sobrecoste que tendrá la instalación comparada con la instalación actual será de 14362€/año. Vamos a ver a qué precio nos tendrían que remunerar la energía vertida para no entrar en pérdidas.

$$\text{Sobrecoste de explotación} = \text{ingreso por venta de energía.}$$

Con lo cual sabiendo lo siguiente el ingreso mínimo por venta de energía es de $\mathbf{52.33 \text{ €/MWh.}}$

Vamos a analizar a continuación el precio medio de venta de energía eléctrica. Vamos a ver en la siguiente tabla los precios medios de venta de energía publicados en la página web del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). Los precios equivalen al año 2015. Para poder hacernos una idea del precio a percibir debido a que nuestra instalación solo opera desde octubre a mayo. Como se puede ver el mes de dicho rango que tiene mayor valor es diciembre con un precio medio de 52.61€/MWh. El de menor precio

febrero con un precio medio de 42.57. Para calcular la rentabilidad vamos a hacer la media de todos los meses que funciona la instalación con el fin de poder facilitar el cálculo.

| Precio mínimo, medio y máximo del precio del mercado diario (€/MWh) | | | |
|--|----------------------|--------------------------------|----------------------|
| Mes | Precio Mínimo | Precio Medio Aritmético | Precio Máximo |
| Enero | 4.00 | 51.60 | 85.05 |
| Febrero | 4.00 | 42.57 | 82.01 |
| Marzo | 4.13 | 43.13 | 77.15 |
| Abril | 12.00 | 45.34 | 69.49 |
| Mayo | 14.95 | 45.12 | 67.01 |
| Junio | 28.56 | 54.73 | 67.57 |
| Julio | 39.91 | 59.55 | 72.48 |
| Agosto | 10.28 | 55.59 | 71.69 |
| Septiembre | 12.00 | 51.88 | 68.48 |
| Octubre | 20.15 | 49.90 | 68.48 |
| Noviembre | 7.20 | 51.20 | 85.00 |
| diciembre | 13.49 | 52.61 | 78.69 |

Tabla 7-3 Precio año 2015 mercado diario. Fuente [24]

El precio medio el cual se percibirá la instalación asciende a 47.68€/MWh. Se puede ver que el precio de venta es mucho menor al requerido por nuestra instalación para no entrar en pérdidas.

Las pérdidas anuales con respecto al sistema actual, si se mantienen dichos precios ascenderá a:

Pérdidas anuales por implantar cogeneración: 1274.80€/año.

En definitiva nunca se podría recuperar la inversión. Una inversión de esta índole ronda los 600000€, debido a las adaptaciones a realizar, los gastos administrativos, estudios de enganche...

Siendo un gasto inasumible debido a las pérdidas económicas que generaría. Un punto importante es la gran variación del precio de la energía debido a que la integración en el sistema eléctrico de energías renovables favorecen la bajada del precio de la energía eléctrica, nuestra instalación funciona gran parte del tiempo donde la energía eléctrica tiene el precio medio menor, debido a que las condiciones climáticas que favorecen a la producción de energía eólica e hidroeléctrica.

7.3 Alternativa 2.

La idea principal de esta alternativa, es realizar una microcogeneración. Con el fin de mantener la actual caldera. Funcionando la cogeneración la mayor parte del tiempo de operación. Generando energía eléctrica a un precio menor del que se obtiene de la red eléctrica. Dicho ahorro nos determinara si la instalación es rentable. A mayor horas de funcionamiento de la cogeneración y si se garantiza el consumo total de la energía eléctrica generada, el ahorro será mayor.

En los siguientes apartados se calculara la rentabilidad de 3 módulos de cogeneración, que generan 12kW eléctricos, 19kW eléctricos y 50kW eléctricos.

En todos los casos nos podremos acoger al Real Decreto 900/2015. Debido a que cumplimos con las condiciones establecidas. Nos acogeremos a la modalidad 2 de autoconsumo.

Nuestro límite de potencia a instalar es de 180kW. Las opciones planteadas no alcanzan dicha potencia. Tendremos que asumir el coste de los estudios de conexión. Pero por otro lado los excedentes de energía eléctrica se retribuirán, pero se tendrá que pagar el peaje por la generación que asciende a 0.5€/MWh y el impuesto del 7% sobre la producción.

Será necesario dar de alta la instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.

Con el fin de evitar el pago por costes fijos en función de la potencia, se instalaran los equipos de medida para acogerse al supuesto A que aparece descrito en el RD 900/2015 Anexo I.

Se tendrá que pagar por la energía autoconsumida. En nuestro caso supondremos que la instalación de cogeneración de media funcionara de 8:00 a 18:00. En total 10 horas diarias, dependiendo del mes en que se encuentre y la demanda térmica necesaria del edificio en cada mes. Con lo cual consumirá en los periodos de llano y punta. Gran parte del consumo será en llano.

Los sistemas de microcogeneración son los recomendados por los fabricantes, debido a que pueden funcionar a carga completa la mayor parte del tiempo. Siendo utilizada de manera óptima. Además de suponer una inversión mucho menor que un sistema de cogeneración a gran escala.

Siendo la conexión de la caldera convencional para cubrir los picos de calor que no puede alcanzar la cogeneración.

7.3.1 Módulo de cogeneración Bosch CE 12 NA.

El modulo seleccionado CE 12 NA tiene las siguientes características principales, seleccionaremos la variante que permite condensar los humos con el fin de aumentar el rendimiento global:

| Modulo cogeneración Bosch CHP CE 12 NA | |
|--|----------------|
| Potencia térmica | 13.75 – 27.5kW |
| Potencia eléctrica | 6 - 12kW |
| Potencia de combustible | 19.9 – 39.7kW |
| Rendimiento eléctrico | 30.2% |

Tabla 7-4 Características módulo de cogeneración Bosch CE 12 NA.

Se estima que la instalación funcione 1600 horas a máxima potencia, aportando 44000kWh/año de demanda térmica. Con lo cual la caldera convencional tendrá que funcionar 655h a máxima potencia.

La energía producida un 30% se generara en el periodo tarifario 1 o también llamado punta y el 70% en el periodo 2 o también llamado llano.

A continuación se pueden ver las dimensiones del módulo de cogeneración:

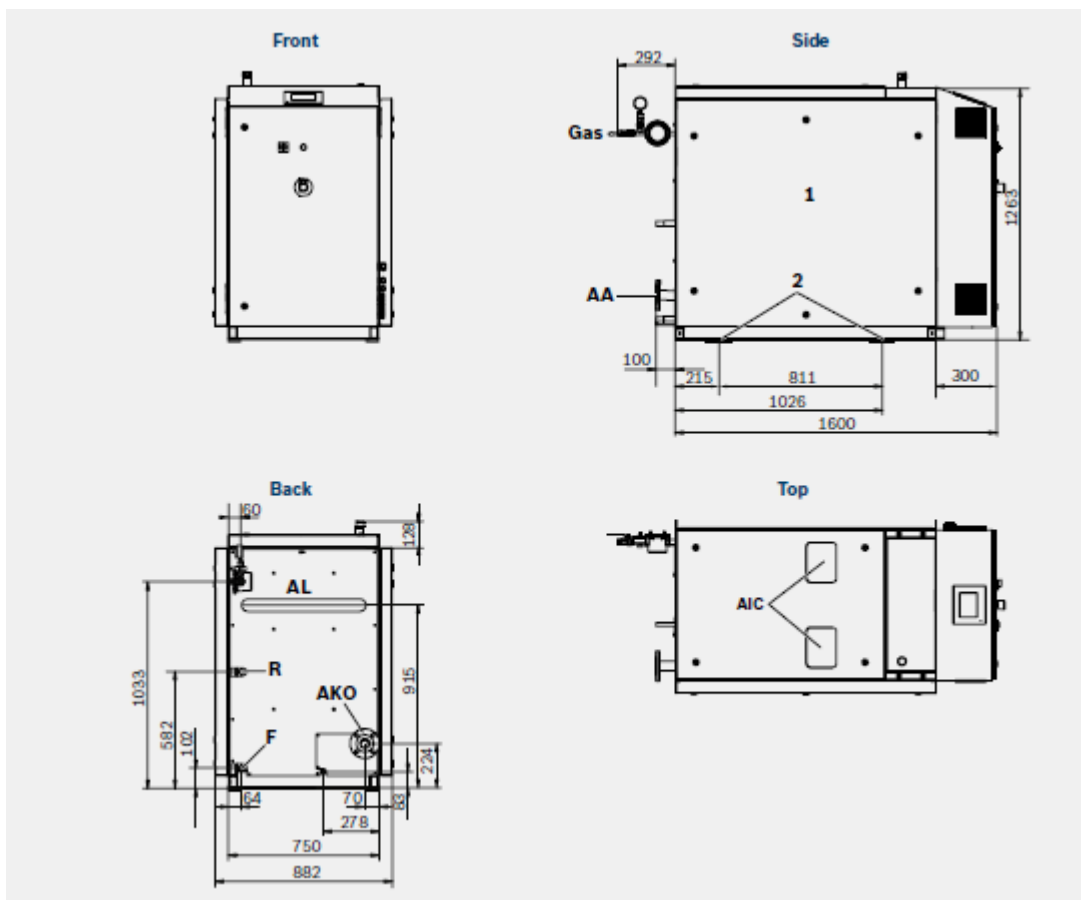


Figura 7-2 Dimensiones módulo de cogeneración CE 12 NA.

Como se ha podido observar las dimensiones son las apropiadas para integrarse cómodamente con la actual caldera, es el módulo de la gama de Bosch de menor tamaño. Su largo máximo es de 1600mm, su ancho de 882mm y su altura 1265mm. Dimensiones de menor tamaño que la actual caldera.

Se tendrán que hacer las obras pertinentes para adaptar la instalación a la actual. No obstante serán de menor envergadura que las de la alternativa 1.

Vamos a calcular a continuación el coste de explotación que tendremos:

En primer lugar vamos a calcular el consumo de gas que tendrá nuestra instalación.

Consumo gas natural caldera: 655 horas/año x 479kW = **313745kWh/año.**

Consumo gas natural modulo cogeneración: 1600 horas x 39.7kW = **63520kWh/año.**

Coste gas natural 377265kWh/año x 0.039416€/kWh = **14870.28€/año.**

Termino fijo: 80.97€/mes x 12 meses/año = **971.64 €/año.**

Coste total operación: 15841.92€/año

La instalación tendrá un sobrecoste de operación de 677.52€/año. A continuación vamos a calcular el ahorro obtenido por energía autoconsumida, tendremos unos costes por energía autoconsumida debido a la aplicación del RD 900/2015.

Energía eléctrica generada: 1600 horas de funcionamiento x 12kW = **19200kWh/año.**

De esta energía generada cabe destacar que el 30% se generara en periodo de punta y el 70% en periodo llano.

Energía generada periodo llano: 13440kWh/año.

Energía generada periodo punta: 5760kWh/año.

Por lo tanto sabiendo esto tendremos que pagar el cargo transitorio por energía autoconsumida que exige el gobierno mediante el RD 900/2015.

Cargo periodo llano: 13440kWh/año x 0.0151€/kWh = **202.95€/año.**

Cargo periodo punta: 5760kWh/año x 0.022656€/kWh = **130.5€/año.**

Cargo total por energía autoconsumida: 333.45€/año.

A continuación se va a calcular el ahorro por energía autoconsumida:

Ahorro periodo llano: 13440kWh/año x 0.107846€/kWh = **1449.45€/año.**

Ahorro periodo punta: 5760kWh/año x 0.121459€/kWh = **699.6€/año.**

Ahorro por energía autoconsumida: 2119.05€/año.

Los ahorros anuales con respecto al sistema actual, si se mantienen dichos precios ascenderá a:

Ahorro anual por implantar cogeneración: 1108.08€/año.

7.3.2 Módulo de cogeneración Bosch CE 19 NA.

El modulo seleccionado CE 19 NA tiene las siguientes características principales, seleccionaremos la variante que permite condensar los humos con el fin de aumentar el rendimiento global:

| Modulo cogeneración Bosch CHP CE 19 NA | |
|--|------------|
| Potencia térmica | 18 - 36kW |
| Potencia eléctrica | 9.5 - 19kW |
| Potencia de combustible | 28 - 56kW |
| Rendimiento eléctrico | 34% |

Tabla 7-5 Características módulo de cogeneración Bosch CE 19 NA.

Se estima que la instalación funcione 1600 horas a máxima potencia, aportando 57600kWh/año de demanda térmica. Con lo cual la caldera convencional tendrá que funcionar 626h a máxima potencia.

La energía producida un 30% se generara en el periodo tarifario 1 o también llamado punta y el 70% en el periodo 2 o también llamado llano.

A continuación se pueden ver las dimensiones del módulo de cogeneración:

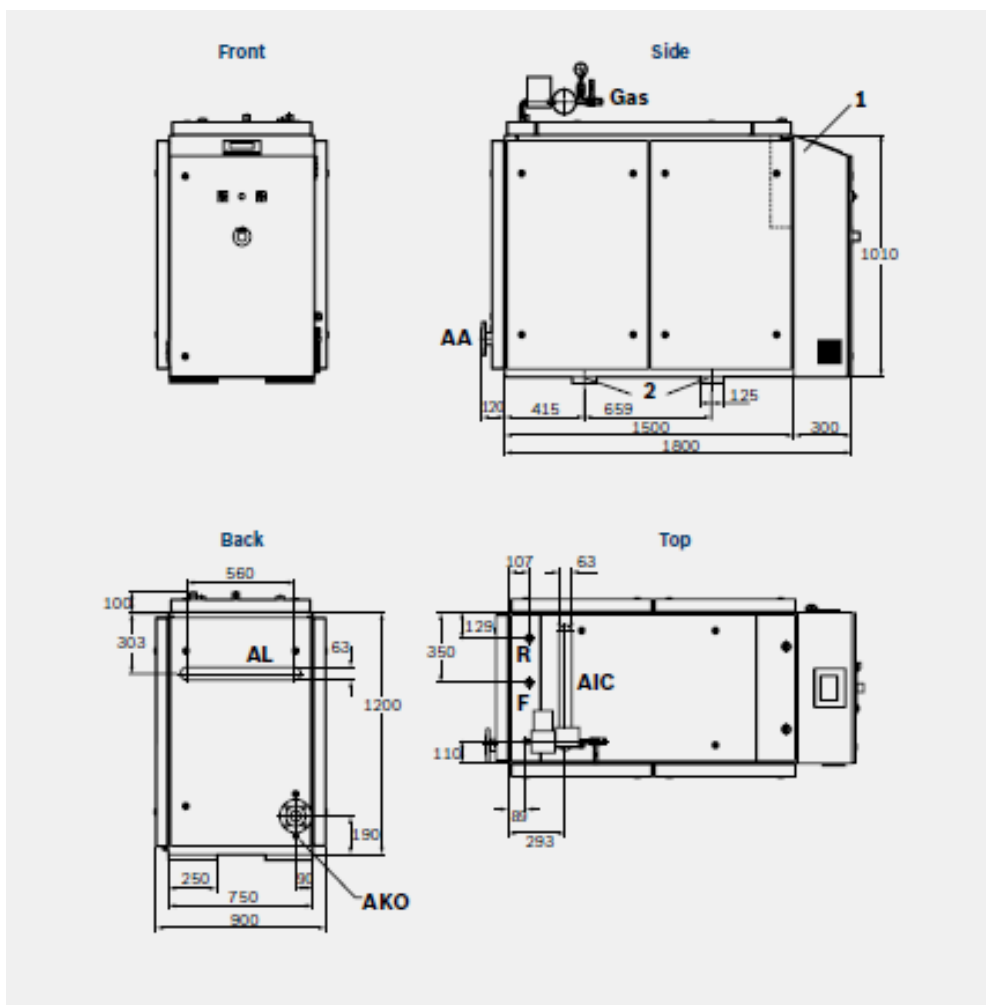


Figura 7-3 Dimensiones módulo de cogeneración CE 19 NA.

Como se ha podido observar las dimensiones son las apropiadas para integrarse cómodamente con la actual caldera, Su largo máximo es de 1800mm, su ancho de 800mm y su altura 1265mm. Dimensiones similares a la actual caldera.

Se tendrán que hacer las obras pertinentes para adaptar la instalación a la actual. No obstante serán de menor envergadura que las de la alternativa 1.

Vamos a calcular a continuación el coste de explotación que tendremos:

En primer lugar vamos a calcular el consumo de gas que tendrá nuestra instalación.

Consumo gas natural caldera: 626 horas/año x 479kW = **299854kWh/año.**

Consumo gas natural modulo cogeneración: 1600 horas x 56kW = **89600kWh/año.**

Coste gas natural 389454kWh/año x 0.039416€/kWh = **15350.72€/año.**

Termino fijo: 80.97€/mes x 12 meses/año = **971.64€/año.**

Coste total operación: 16322.36€/año

La instalación tendrá un sobrecoste de operación de 1157.96€/año. A continuación vamos a calcular el ahorro obtenido por energía autoconsumida, tendremos unos costes por energía autoconsumida debido a la aplicación del RD 900/2015.

Energía eléctrica generada: 1600 horas de funcionamiento x 19kW = **30400kWh/año.**

De esta energía generada cabe destacar que el 30% se generara en periodo de punta y el 70% en periodo llano.

Energía generada periodo llano: 21280kWh/año.

Energía generada periodo punta: 9120kWh/año.

Por lo tanto sabiendo esto tendremos que pagar el cargo transitorio por energía autoconsumida que exige el gobierno mediante el RD 900/2015.

Cargo periodo llano: 21280kWh/año x 0.0151€/kWh = **321.33€/año.**

Cargo periodo punta: 9120kWh/año x 0.022656€/kWh = **206.63€/año.**

Cargo total por energía autoconsumida: 527.96€/año.

A continuación se va a calcular el ahorro por energía autoconsumida:

Ahorro periodo llano: 21280kWh/año x 0.107846€/kWh = **2294.96€/año.**

Ahorro periodo punta: 9120kWh/año x 0.121459€/kWh = **1107.70€/año.**

Ahorro por energía autoconsumida: 3402.66€/año.

Los ahorros anuales con respecto al sistema actual, si se mantienen dichos precios ascenderá a:

Ahorro anual por implantar cogeneración: 1716.74€/año.

7.3.3 Módulo de cogeneración Bosch CE 50 NA.

El modulo seleccionado CE 50 NA tiene las siguientes características principales:

| Modulo cogeneración Bosch CHP CE 50 NA | |
|--|------------|
| Potencia térmica | 40 - 80kW |
| Potencia eléctrica | 25 - 50kW |
| Potencia de combustible | 74 - 148kW |
| Rendimiento eléctrico | 33.8% |

Tabla 7-6 Características módulo de cogeneración Bosch CE 50 NA.

Se estima que la instalación funcione 1600 horas a máxima potencia, aportando 128000kWh/año de demanda térmica. Con lo cual la caldera convencional tendrá que funcionar 473h a máxima potencia.

La energía producida un 30% se generara en el periodo tarifario 1 o también llamado punta y el 70% en el periodo 2 o también llamado llano.

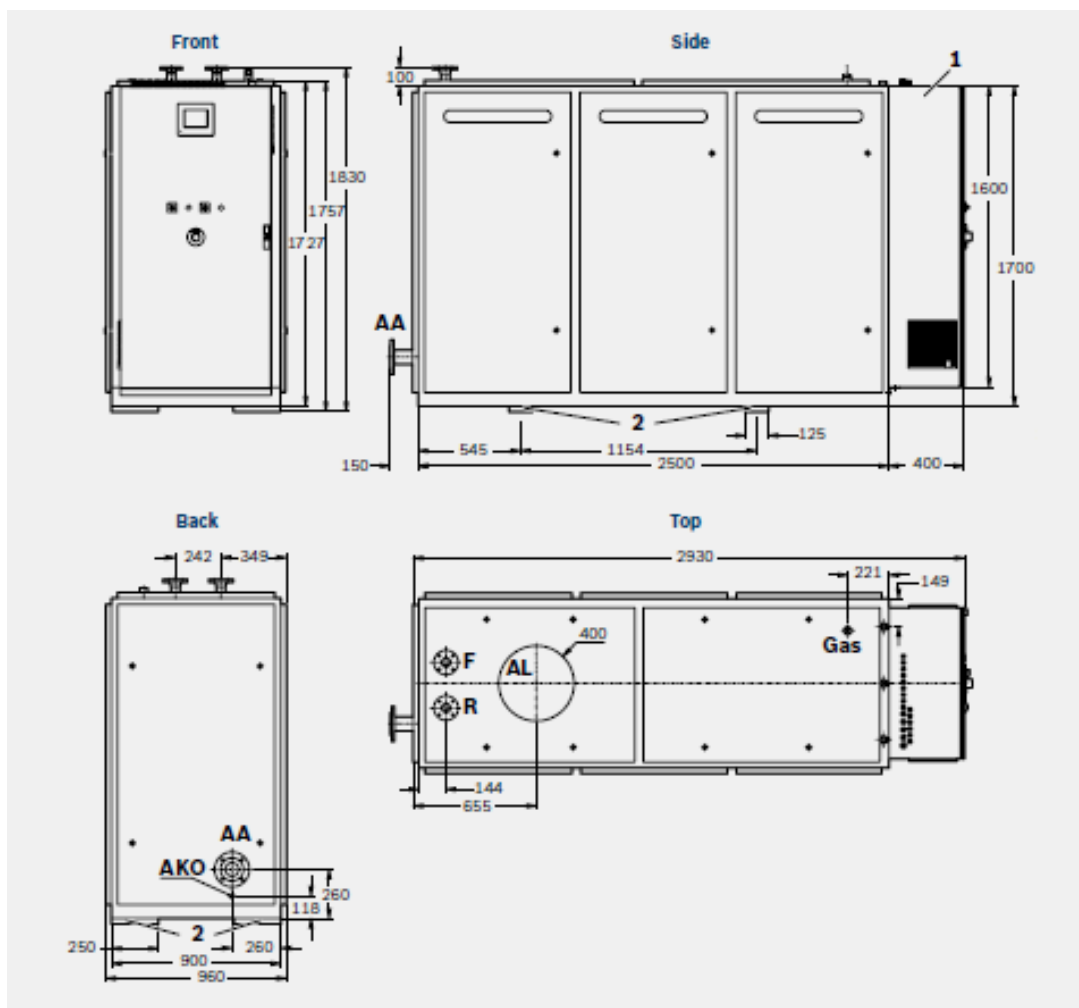


Figura 7-4 Dimensiones módulo de cogeneración CE 50 NA.

Como se ha podido observar las dimensiones son las apropiadas para integrarse cómodamente con la actual caldera, Su largo máximo es de 2500mm, su ancho de 960mm y su altura 1830mm.

Se tendrán que hacer las obras pertinentes para adaptar la instalación a la actual. No obstante serán de menor envergadura que las de la alternativa 1.

Vamos a calcular a continuación el coste de explotación que tendremos:

En primer lugar vamos a calcular el consumo de gas que tendrá nuestra instalación.

Consumo gas natural caldera: 473 horas/año x 479kW = **226567kWh/año.**

Consumo gas natural modulo cogeneración: 1600 horas x 148kW = **236800kWh/año.**

Coste gas natural 463367kWh/año x 0.039416€/kWh = **18264.07€/año.**

Termino fijo: 80.97€/mes x 12 meses/año = **971.64€/año.**

Coste total operación: 19235.71€/año

La instalación tendrá un sobrecoste de operación de 4071.31€/año. A continuación vamos a calcular el ahorro obtenido por energía autoconsumida, tendremos unos costes por energía autoconsumida debido a la aplicación del RD 900/2015.

Energía eléctrica generada: 1600 horas de funcionamiento x 50kW = **80000kWh/año.**

De esta energía generada cabe destacar que el 30% se generara en periodo de punta y el 70% en periodo llano.

Energía generada periodo llano: 56000kWh/año.

Energía generada periodo punta: 24000kWh/año.

Por lo tanto sabiendo esto tendremos que pagar el cargo transitorio por energía autoconsumida que exige el gobierno mediante el RD 900/2015.

Cargo periodo llano: 56000kWh/año x 0.0151€/kWh = **845.6€/año.**

Cargo periodo punta: 24000kWh/año x 0.022656€/kWh = **543.75€/año.**

Cargo total por energía autoconsumida: 1409.35€/año.

A continuación se va a calcular el ahorro por energía autoconsumida:

Ahorro periodo llano: 56000kWh/año x 0.107846€/kWh = **6039.38€/año.**

Ahorro periodo punta: 24000kWh/año x 0.121459€/kWh = **2915.02€/año.**

Ahorro por energía autoconsumida: 8954.4€/año.

Los ahorros anuales con respecto al sistema actual, si se mantienen dichos precios ascenderá a:

Ahorro anual por implantar cogeneración: 3473.74€/año.

De los 3 supuestos de la alternativa 2. Vamos a elegir la alternativa que incluye el módulo de cogeneración CE 50 NA. El cual se obtiene un ahorro económico mayor, además de que será el que tenga más probabilidades de recuperar la inversión debida que para estas alternativas el coste es muy similar.

Para realizar una instalación de cogeneración de 50kW eléctricos se necesita una inversión que ronda los 115000€ [25].

El periodo de retorno simple de la inversión es de 33.11 años.

Viendo este resultado quedaría desestimada la opción de implantar el sistema de cogeneración. Debido a que los años para que la inversión se retornara sería muy elevado, aumentando el riesgo de la inversión.

Cabe destacar que el RD 900/2015 impide que se amorticen en menor tiempo las instalaciones. Si no se aplicaran cargos por energía autoconsumida la inversión se retornaría en 23.55 años. Con lo que vemos que impide el impulso de la eficiencia energética y las inversiones de autoconsumo.

Si la instalación de cogeneración se usara más de las 1600h el periodo de retorno sería mayor. La cogeneración al depender del tiempo de funcionamiento de la calefacción, puede oscilar su ahorro anual, es decir en los años más fríos obtener un ahorro mayor del calculado y por el contrario en años cálidos obtener un ahorro menor.

El ahorro también está sujeto a los costes de la energía primaria y al precio de la tarifa eléctrica. Crecimientos en el precio del combustible nos retrasara el retorno de la inversión, si por el contrario el precio eléctrico sube, el retorno de la inversión se adelantara.

8 Conclusiones.

Como podemos observar la cogeneración es fundamental para poder ahorrar energía primaria, con el fin de obtener de una misma energía, electricidad y calor. Haciendo que el rendimiento global roce valores del 90% de eficiencia. En la siguiente imagen se pueden ver los balances energéticos de una cogeneración estándar. Se genera energía mecánica que se transforma en energía eléctrica, ocasionando unas pequeñas pérdidas, no obstante son menores que si se compara con un sistema convencional, se aprovechan los gases de escape, para obtener energía térmica útil, además del calor del tubo colector y del bloque motor. Las pérdidas térmicas son pequeñas, producidas por radiación y calor de desecho sensible.

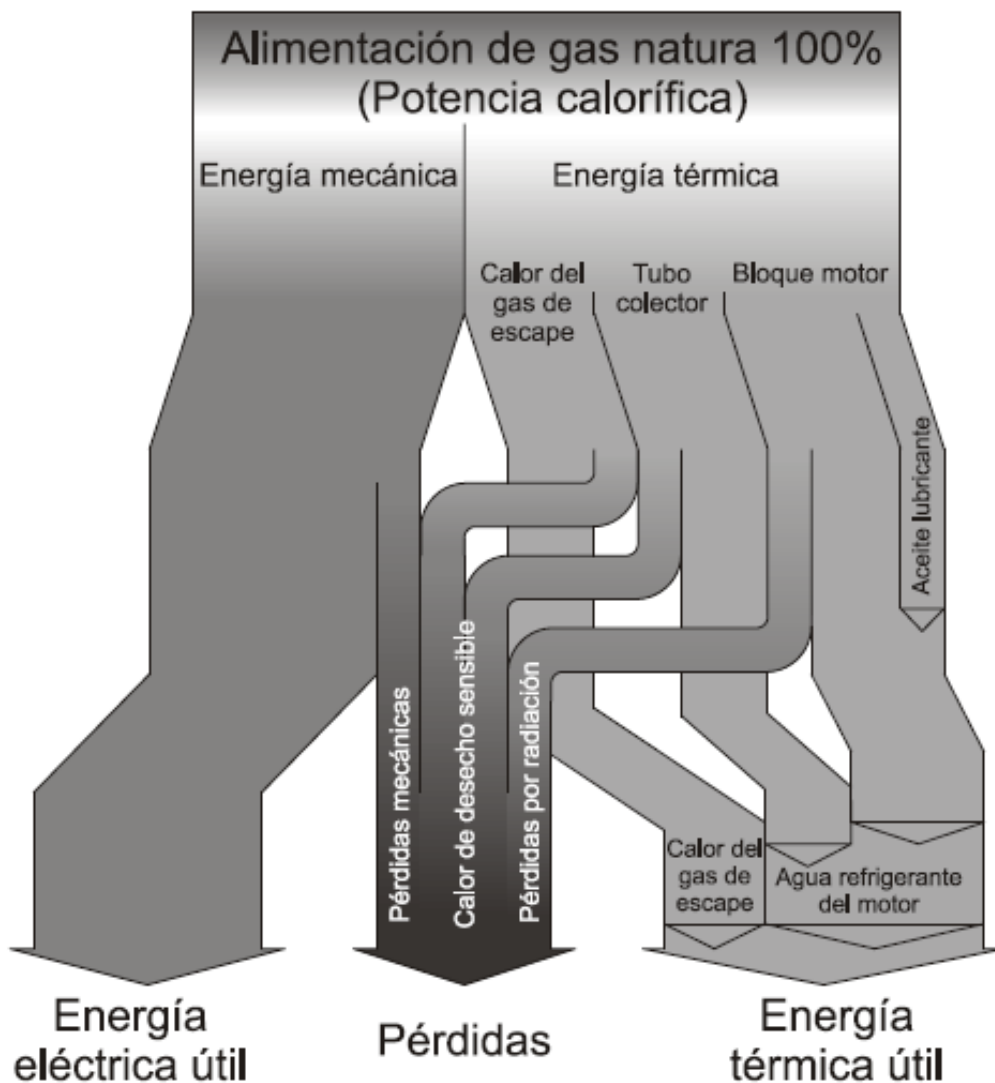


Figura 8-1 Balances energéticos cogeneración.

Visto esto, la cogeneración tendría un papel fundamental en el ahorro de energía primaria del país, si se fomentara su uso residencial, donde las demandas térmicas son normalmente constantes, además de la necesidad de agua caliente sanitaria. Hecho que aumentaría las horas de funcionamiento del sistema, provocando del retorno de la inversión fueran menores a 10 años. No obstante en la actualidad por parte de la sociedad estos sistemas tienen poca aceptación, debido por el desconocimiento, los impedimentos legales o las trabas burocráticas para poder instalar un sistema de estas características.

Debido al nuevo RD 900/2015, muchas inversiones se han paralizado, debido a que el pago por energía autoconsumida las hace inviables, en algunos casos técnicamente. Además de aumentar considerablemente los años necesarios para amortizar el sistema. Se puede ver que genera un impedimento para las instalaciones destinadas para autoconsumo, parando muchas instalaciones renovables.

En muchos casos dicha norma obliga a que los aparatos de medida se instalen en lugares accesibles y cercanos a la frontera. Haciendo que se eleven el coste de la instalación ya que en la mayor parte de casos el punto frontera dicha distancia es muy elevada. Es una incongruencia que se exija también a los equipos telecontrolados y telegestionados, ya que se pueden leer sin necesidad de acceder al contador.

Por otro lado, va en contra de las recomendaciones de la Comunidad Europea, expuesto en la Directiva 2009/72/CE y en la directiva 200/28/CE. Se aplicaría de manera discriminatoria los peajes y los costes de la red, debido a que estas instalaciones evitan o mejoran las congestiones en la red. Además se atrasarían muchos procesos administrativos de autorización y conexión a red.

Para finalizar, permite las inspecciones en propiedad privada sin orden judicial. Otro punto criticado es que las centrales de producción convencional, son grandes consumidores de energía autoconsumida, a ellos se les exenta el pago de los cargos establecidos por este RD.

El autoconsumo aumenta la competencia, reduce los precios de la energía en las horas más caras del día, reduce el mercado para las centrales convencionales y pone el primer paso para desestabilizar el monopolio eléctrico. Con esta normativa intenta evitar estas características favoreciendo a las grandes multinacionales.

En definitiva, la inseguridad e inestabilidad normativa hacen que posibles instalaciones potenciales de autoconsumo se desestimen. Muchos comercializadores de módulos de cogeneración debido a la situación actual que atraviesa el mercado de generación, han dejado de comercializarlos hasta que la situación cambie.

Bibliografía y recursos web.

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid:

<http://www.fenercom.com/>

Gas Natural Distribución:

<http://www.gasnaturaldistribucion.com/>

Avant Solar:

<http://www.avantsolar.com/>

Cogeneración Eficiente:

<http://www.cogeneracioneficiente.cl/>

Agencia Chilena de Eficiencia Energética:

<http://www.acee.cl/>

Pontificia Universidad Católica de Chile:

<http://www.uc.cl/>

Ministerio de electricidad y energía renovable de Ecuador:

<http://www.energia.gob.ec/>

Cogenera México:

<http://www.cogeneramexico.org.mx/index.php>

Noticias jurídicas:

<http://noticias.juridicas.com/>

Energías renovables el periodismo de las energías limpias:

<http://www.energias-renovables.com/>

Instituto Geográfico Nacional:

<http://www.ign.es/ign/main/index.do>

Enercoluz energía:

<http://www.enercoluz.com/>

Gesternova:

<http://www.gesternova.com/>

Fenie Energía:

<http://www.fenieenergia.es/>

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

<http://www.idae.es/>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Gobierno de España

<http://www.minetur.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>

Lista de referencias

[1] Gas Natural Fenosa.

<http://www.gasnaturalfenosa.es/es/grandes+clientes/eficiencia+y+sostenibilidad/aprend+e+y+ponte+al+dia/pildoras+de+conocimiento/en+la+gestion+de+las+instalaciones/tecnologias+y+buenas+practicadas+para+el+ahorro+de+emisiones/sector+industrial/1297074692129/cogeneracion.html>

[2] Avant Solar.

<http://www.avantsolar.com/cogeneracion.php?sub=2>

[3] Plataforma de Apoyo para el Desarrollo de la Cogeneración Eficiente.

<http://www.cogeneracioneficiente.cl/informacion-tecnica/>

[4] Cogenera México.

<http://www.cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=76>

[5] Cogenera México.

<http://www.cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=76>

[6] Presentación Petronor otros procesos sostenibles de generación eléctrica: Plantas de cogeneración.

http://www.somorrostro.com/pdf/plantas_de_cogeneracion.pdf

[7] Energías de Portugal (EDP)

<http://eficiencia.hcenergia.com/eficiencia/portal.do?IDM=16&NM=3>

[8] Agencia Internacional de la Energía.

<http://www.iea.org/>

[9] Agencia Internacional de la Energía.

<http://www.iea.org/>

[10] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

<http://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/documentaci%C3%B3n/documentoscne/boletinescne/regeinformaci%C3%B3nestad%C3%ADsticassobrelasventasdeenerg%C3%ADadelr%C3%A9gimenespecial.aspx>

[11] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

<http://energia.cnmc.es/cne/Home>

[12] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.

<http://www.fenercom.com/>

[13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

<http://www.idae.es/>

[14] Energía y Sociedad las claves del sector energético.

<http://www.energiaysociedad.es/>

[15] Asociación Española para la promoción de la Cogeneración.

<http://www.cogenspain.org/>

[16] AESA

<http://aesa.net/es/>

[17] Real Decreto 900/2015. Anexo II

[18] Real Decreto 900/2015. Anexo II

[19] Instituto Geográfico Nacional

<http://www.ign.es/ign/main/index.do>

[20] Bing Maps

<https://www.bing.com/mapspreview>

[21] Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas.

<http://minasyenergia.unileon.es/>

[22] Gesternova

<http://www.gesternova.com/empresa/>

[23] Google Earth Pro

<http://www.google.es/earth/download/gep/agree.html>

[23] Guía técnica Diseño de centrales de calor eficientes. Publicada por el Ministerio de Industria, Turismo Y comercio a través del IDAE.

<http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/CentralesCalor.pdf>

[24] OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

<http://www.omie.es/inicio>

[25] Altare Energía

http://www.fenercom.com/pages/pdf/formacion/13-03-06_Jornada%20sobre%20el%20gas%20natural%20y%20su%20futuro/04-El-gas-natural-en-procesos-de-cogeneracion-ALTARE-ENERGIA-fenercom-2013

Anexos.

En el siguiente apartado se pueden consultar los catálogos de los módulos de cogeneración y de la actual caldera.

El orden en que aparecen es el siguiente:

1. Ficha de características caldera Viessmann modelo vertomat.
2. Ficha de características módulos de cogeneración Bosch (CHP).
3. Catalogo tarifa general 2015 Buderus grupo Bosch. Capítulo 7.
4. Tarifa eléctrica 3.1A luz comercializadora Enercoluz.
5. Tarifa Gas 3.4 comercializadora Fenie Energía.
6. Información del consumo estimado de gas por el Servicio de Infraestructuras y TIC's de Ingeniería y Control de Sistemas

Foglio dati tecnici

Articolo e prezzi: vedi relativo "Listino prezzi,"



Da inserire nel:
raccoltore Vitotec 1, indice 13



Vertomat

Tipo VSB – versione compatta

Tipo VZB – versione scomponibile in 2 parti

Caldaia a gas a condensazione per gas metano E, LL
e gas liquido



Marchio di qualità DVGW



Marchio CE in conformità alle direttive UE in vigore



Certificazione secondo norma DIN ISO 9001
Nr. di omologazione 12 100 5581

Dati tecnici

Dati tecnici

| | | | | | | | | | |
|--|------------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Potenzialità utile | | | | | | | | | |
| con temp. acqua di riscald. 80/60 °C | kW | 170 | 225 | 285 | 370 | 460 | 560 | 720 | 895 |
| con temp. acqua di riscald. 70/50 °C | kW | 176 | 233 | 295 | 383 | 476 | 580 | 745 | 926 |
| con temp. acqua di riscald. 40/30 °C | kW | 187 | 248 | 314 | 408 | 508 | 620 | 795 | 988 |
| Potenzialità al focolare | kW | 177 | 234,5 | 297 | 385,5 | 479 | 577 | 750 | 932,5 |
| Marchio CE | | CE-0085 AQ 0257 | | | | | | | |
| Perdita di carico lato fumi | Pa mbar | 100 1,0 | 140 1,4 | 160 1,6 | 200 2,0 | 220 2,2 | 270 2,7 | 300 3,0 | 330 3,3 |
| Dimensioni d'ingombro del corpo caldaia | | | | | | | | | |
| Lunghezza ^{*1} | mm | 1 516 | 1 594 | 1 675 | 1 751 | 1 829 | 1 985 | 2 095 | 2 289 |
| Larghezza 1 | mm | 684 | 684 | 684 | 800 | 800 | 800 | 951 | 951 |
| Larghezza 2 | mm | 682 | 682 | 682 | 796 | 796 | 796 | 896 | 896 |
| Altezza (con attacchi) | mm | 1 744 | 1 794 | 1 778 | 1 986 | 1 986 | 1 986 | 2 187 | 2 187 |
| Dimensioni d'ingombro complessive | | | | | | | | | |
| Lunghezza totale | mm | 1 636 | 1 714 | 1 795 | 1 871 | 1 949 | 2 105 | 2 214 | 2 409 |
| Larghezza totale | mm | 1 095 | 1 095 | 1 095 | 1 211 | 1 211 | 1 211 | 1 328 | 1 328 |
| Altezza totale | mm | 1 959 | 2 009 | 2 032 | 2 290 | 2 290 | 2 290 | 2 546 | 2 546 |
| Larghezza 1 con isolamento termico (WD 1) | mm | 876 | 876 | 876 | 992 | 992 | 992 | 1 149 | 1 149 |
| Larghezza 2 con isolamento termico (WD 2) | mm | 800 | 800 | 800 | 916 | 916 | 916 | 990 | 990 |
| Basamento | | | | | | | | | |
| Lunghezza | mm | 1 000 | 1 100 | 1 200 | 1 250 | 1 300 | 1 500 | 1 500 | 1 650 |
| Larghezza | mm | 800 | 800 | 800 | 900 | 900 | 900 | 1 000 | 1 000 |
| Altezza | mm | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Peso | | | | | | | | | |
| – Corpo caldaia | kg | 459 | 505 | 545 | 758 | 798 | 905 | 1 220 | 1 370 |
| – Camera di combustione staccabile senza portina caldaia | kg | 90 | 90 | 90 | 115 | 115 | 115 | 175 | 175 |
| Peso complessivo | kg | 557 | 613 | 660 | 890 | 936 | 1 053 | 1 388 | 1 549 |
| Caldaia con isolamento termico e regolazione circuito di caldaia | | | | | | | | | |
| Contenuto acqua di caldaia | litri | 270 | 296 | 330 | 490 | 533 | 570 | 754 | 840 |
| Pressione massima d'esercizio ^{*2} | bar | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Attacchi caldaia | | | | | | | | | |
| Mandata caldaia | PN 6 DN | 65 | 65 | 80 | 100 | 100 | 100 | 125 | 125 |
| Ritorno caldaia 1 ^{*3} | PN 6 DN | 65 | 65 | 80 | 100 | 100 | 100 | 125 | 125 |
| Ritorno caldaia 2 ^{*3} | PN 6 DN | 50 | 50 | 50 | 80 | 80 | 80 | 100 | 100 |
| Raccordo di sicurezza | PN 6 DN | 32 | 32 | 50 | 50 | 50 | 50 | 65 | 65 |
| Scarico | R (fil. maschio) | 1" | 1" | 1" | 1" | 1" | 1" | 1" | 1" |
| Scarico condensa | R (fil. maschio) | ½" | ½" | ½" | ½" | ½" | ½" | ½" | ½" |
| Gas di scarico ^{*4} | | | | | | | | | |
| Temperatura (con temperatura di ritorno di 30 °C) | °C | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| – alla potenzialità utile | °C | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| – a carico parziale | °C | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Temperatura (con temperatura di ritorno di 60 °C) | °C | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Portata (con gas metano) | | | | | | | | | |
| – alla potenzialità utile | kg/h | 269 | 357 | 452 | 586 | 727 | 909 | 1 138 | 1 415 |
| – a carico parziale | kg/h | 81 | 107 | 136 | 176 | 218 | 272 | 341 | 425 |
| Pressione disponibile per scarico fumi sull'attacco scarico fumi ^{*5} | Pa mbar | 50 0,5 | 50 0,5 | 80 0,8 | 80 0,8 | 80 0,8 | 80 0,8 | 80 0,8 | 80 0,8 |
| Attacco scarico fumi | Ø interno mm | 201 | 201 | 201 | 251 | 251 | 251 | 301 | 301 |
| Volume lato fumi | m ³ | 0,250 | 0,281 | 0,340 | 0,450 | 0,521 | 0,610 | 1,150 | 1,210 |
| Camera di combustione e condotti fumo | | | | | | | | | |
| Perdita per mantenimento in funzione | | | | | | | | | |
| con temp. acqua di riscald. 80/60 °C | W | 752 | 826 | 898 | 1 050 | 1 260 | 1 536 | 1 686 | 1 944 |
| con temp. acqua di riscald. 70/50 °C | W | 627 | 688 | 748 | 893 | 1 050 | 1 280 | 1 405 | 1 686 |
| con temp. acqua di riscald. 40/30 °C | W | 251 | 275 | 299 | 335 | 420 | 512 | 562 | 648 |

^{*1}Portina caldaia smontata.

^{*2}Caldaia da 370 kW con pressione massima d'esercizio 5,5 bar a richiesta.

^{*3}Per l'allacciamento di due circuiti di riscaldamento, allacciare al ritorno caldaia 1 il circuito con il livello di temperatura più basso.

^{*4}Valori orientativi per il dimensionamento del camino secondo DIN 4705 riferiti ad un tenore di CO₂ del 10 % con gas metano.

Temperature fumi come valori lordi riferiti ad una temperatura aria di combustione di 20 °C.

I dati del carico parziale si riferiscono ad una resa del 30 % della potenzialità utile. Con un carico parziale differente (a seconda del modo operativo del bruciatore) la portata gas di scarico va calcolata di conseguenza.

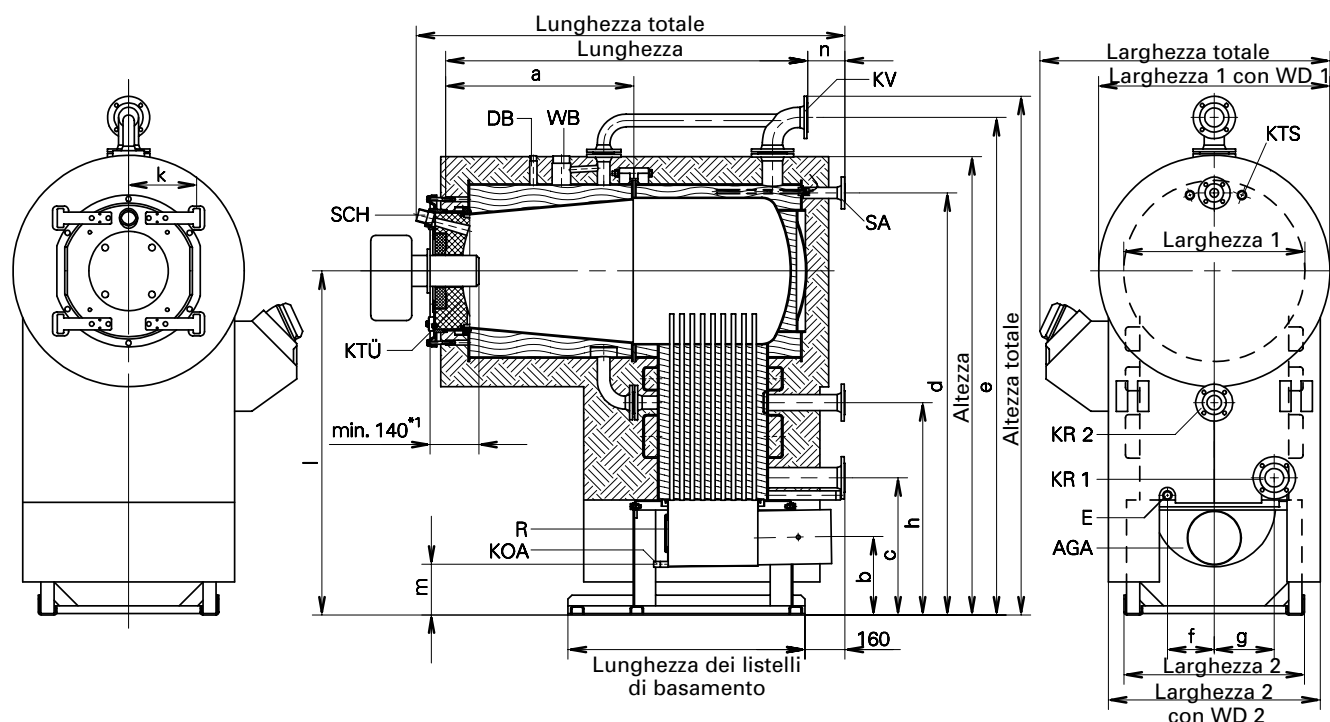
La temperatura dei gas di scarico con temperatura del ritorno di 30 °C è vincolante per il dimensionamento dell'impianto gas di scarico.

La temperatura dei gas di scarico con temperatura del ritorno di 60 °C serve per determinare il campo d'impiego dei tubi per lo scarico fumi alle temperature massime di esercizio.

^{*5}Le pressioni disponibili vengono raggiunte con tutti i bruciatori a gas ad aria soffiata da noi offerti (di produzione Elco e Weishaupt) e con molti altri bruciatori a gas ad aria soffiata.

Pressioni disponibili diverse devono essere concordate con i fornitori dei bruciatori. Se si collega la Vertomat a camini adatti per caldaie a condensazione, il tiraggio necessario deve essere max. 0 Pa.

► Per i dati tecnici dei componenti del sistema integrato Viessmann, vedi relativi fogli dati tecnici.



Legenda

AGA Scarico fumi
 DB Manicotto R 1/2" per dispositivo controllo pressione
 E Scarico
 KOA Scarico condensa
 KR 1 Ritorno caldaia 1

KR 2 Ritorno caldaia 2
 KTS Sensore temperatura caldaia
 KTÜ Portina caldaia con flangia d'attacco bruciatore
 Caldaia fino a 285 kW:
 diametro interno Ø 225 mm
 Caldaie a partire da 370 kW:
 diametro interno Ø 275 mm

KV Mandata caldaia
 R Apertura per pulizia
 SA Raccordo di sicurezza
 SCH Foro d'ispezione (caldaia con potenzialità da 170 a 285 kW: spostato di 90°)
 WB Manicotto R 2" per sicurezza a galleggiante

Tabella misure

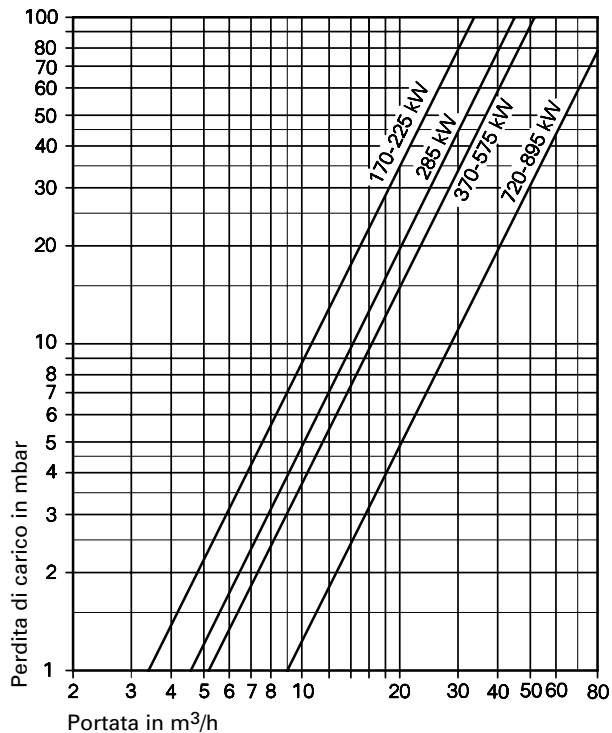
| Potenzialità utile | kW | 170 | 225 | 285 | 370 | 460 | 560 | 720 | 895 |
|---------------------------------|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| a | mm | 715 | 715 | 715 | 751 | 751 | 751 | 751 | 751 |
| b | mm | 298 | 298 | 298 | 325 | 325 | 325 | 365 | 365 |
| c | mm | 518 | 518 | 523 | 577 | 577 | 577 | 644 | 644 |
| d | mm | 1 594 | 1 644 | 1 644 | 1 854 | 1 854 | 1 854 | 2 043 | 2 043 |
| e | mm | 1 879 | 1 929 | 1 937 | 2 185 | 2 185 | 2 185 | 2 426 | 2 426 |
| f | mm | 177 | 177 | 177 | 200 | 200 | 200 | 250 | 250 |
| g | mm | 227 | 227 | 221 | 241 | 241 | 241 | 280 | 280 |
| h | mm | 802 | 852 | 852 | 921 | 921 | 921 | 965 | 965 |
| k | mm | 257 | 257 | 257 | 284 | 284 | 284 | 360 | 360 |
| l | mm | 1 299 | 1 349 | 1 349 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 621 | 1 621 |
| m | mm | 194 | 194 | 194 | 190 | 190 | 190 | 199 | 199 |
| n | mm | 141 | 141 | 121 | 79 | 79 | 79 | 65 | 65 |
| Lunghezza listelli di basamento | mm | 895 | 973 | 1 051 | 1 192 | 1 270 | 1 426 | 1 426 | 1 621 |

*1 Per un corretto funzionamento attenersi alla lunghezza minima prevista del bocaglio bruciatore.

In caso in cui si incontrino difficoltà nell'introdurre la caldaia nel locale d'installazione è possibile smontare la portina caldaia. Se ciò non dovesse essere sufficiente, la parte anteriore della caldaia può essere fornita separata (da indicare nell'ordine).

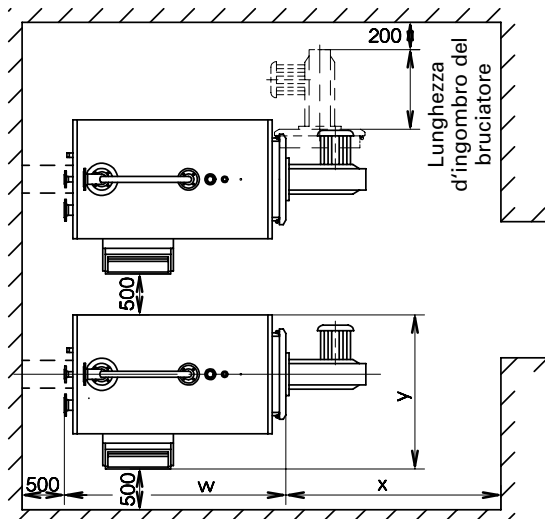
Perdita di carico lato riscaldamento

La Vertomat è idonea unicamente per funzionamento in impianti di riscaldamento con pompa.



Distanze minime dalle pareti (salvo diversa prescrizione di legge)

Al momento della fornitura, la portina caldaia è montata in modo da poter essere aperta verso destra. È possibile però spostare i perni della cerniera per consentire l'apertura verso sinistra.



| Poten- zialità utile | kW | 170 | 225 | 285 | 370 | 460 | 560 | 720 | 895 |
|----------------------------|----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| w | mm | 1593 | 1671 | 1752 | 1828 | 1906 | 2062 | 2172 | 2366 |
| x | mm | 930 | 1000 | 1100 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| y | mm | 1095 | 1095 | 1095 | 1211 | 1211 | 1211 | 1328 | 1328 |

Stato di fornitura

Corpo caldaia con portina caldaia già montata, coperchio d'ispezione già avvitato e controflange già fissate con guarnizioni in tutti gli attacchi; imballo di sicurezza già avvitato e scatola di raccolta fumi.

In caso di difficoltà di introduzione nel locale caldaia, la Vertomat è disponibile anche nella versione smontabile. La parte anteriore della camera di combustione può quindi essere rimossa direttamente nel luogo di installazione, introdotta separatamente e nuovamente montata.

A richiesta il montaggio del bruciatore può essere predisposto in fabbrica. A questo proposito fornire con l'ordinazione anche i dati relativi al tipo e al modello del bruciatore. In caso contrario eseguire sulla piastra cieca il foro per il bocaglio del bruciatore e i fori per il fissaggio.

- 2 imballi con isolamento termico
- 1 imballo con regolazione circuito di caldaia
- 1 tubazione di collegamento lato sanitario, fissata sul piedistallo della caldaia (a partire da 370 kW)
- 1 kit accessori piastra del bruciatore o piastra cieca

Varianti regolazione

Tutte le versioni regolazione possono essere montate sia a sinistra sia a destra.

Per impianto a una caldaia:

KR

Per temperatura acqua di caldaia proporzionale ridotta, solo in abbinamento a una regolazione a livello superiore

Dekamatik-E

Per temperatura acqua di caldaia proporzionale ridotta

Per impianto a più caldaie:

Dekamatik-M 1

Per temperatura acqua di caldaia proporzionale ridotta per la prima caldaia di un impianto con più caldaie oppure per impianti con una caldaia

Dekamatik-M 2

Per temperatura acqua di caldaia proporzionale ridotta per la seconda o terza caldaia di un impianto con più caldaie

Accessori della caldaia (dispositivi di sicurezza)

Sicurezza a galleggiante

Articolo 9521 600

Versione: interruttore a galleggiante con dispositivo di prova e sblocco.

Inserimento come sicurezza per mancanza d'acqua per caldaie in impianti di riscaldamento secondo norme DIN 4751-2.

- per l'inserimento verticale nella caldaia
- con tubo protettivo per il galleggiante
- con cavo di allacciamento, lunghezza 4,10 m
- raccordo filettato: R 2"
- pressione massima d'esercizio: max. 10 bar
- temperatura di funzionamento: max. 120 °C
- microinterruttore: commutatore a 1 polo
- potenza d'intervento: 10 A 250 V~
- tipo di protezione: IP 65
- nr. omologazione: TÜV-HWB · 96-206

Dispositivo di neutralizzazione condensa

Articolo 7226 141

fino a 460 kW

Composto da:

- serbatoio di neutralizzazione con afflusso e scarico
- tubo flessibile in fibra, lunghezza 5 m
- 4 fascette
- apparecchiatura di misurazione valore pH (campo di misurazione da 5 a 10)
- prodotto per la neutralizzazione da 8 kg, granulazione II
- istruzioni d'uso

Impianto di neutralizzazione condensa

con pompa di sollevamento e indicazione rabbocco granulato, articolo 7226 142

a partire da 575 kW

Composto da:

- serbatoio di neutralizzazione con afflusso e scarico
- serbatoio di raccolta condensa
- pompa di sollevamento condensa
- regolazione
- 1 tubo flessibile in fibra, lunghezza 2 m
- 1 tubo flessibile in fibra, lunghezza 4 m
- 3 fascette
- apparecchiatura di misurazione valore pH (campo di misurazione da 5 a 10)
- prodotto per la neutralizzazione da 25 kg, granulazione II
- istruzioni d'uso

Avvertenza!

Al fine di evitare la fuoriuscita di gas di scarico, utilizzare un sifone per la ritenzione per il collegamento dello scarico acqua di condensa all'impianto di neutralizzazione condensa.

Indicazioni per la progettazione

Installazione

- Evitare l'inquinamento atmosferico dovuto ad idrocarburi alogeni (ad es. quelli contenuti negli spray, nelle vernici, nei detergenti e solventi)
- Evitare un'elevata ricaduta di polveri
- Evitare un alto grado di umidità
- Fare in modo che il locale sia protetto dal gelo e ben aerato

In caso contrario sono possibili guasti e danni all'impianto.

L'installazione della caldaia in locali in cui **nell'aria possono essere presenti idrocarburi alogeni**, come negozi di parrucchieri, tipografie, lavanderie chimiche, laboratori, ecc., è possibile solo se vengono presi provvedimenti in maniera tale che l'aria utilizzata per la combustione sia priva di queste sostanze.

Nel caso di dubbi, preghiamo l'utente di rivolgersi direttamente a noi.

La nostra garanzia non si estende a danni insorti a causa di una mancata osservazione di queste indicazioni.

Garanzia

La nostra garanzia non si estende a danni causati da funzionamento con acqua di riempimento e di rabbocco non conforme alle nostre indicazioni.

Dispositivi di sicurezza

Le caldaie devono essere installate complete di tutte le apparecchiature di sicurezza e controllo previste dalle norme in vigore come ad es. il Decreto Ministeriale 1.12.1975 e relativi aggiornamenti.

Camino

Nella Vertomat i gas di scarico vengono raffreddati, a seconda della temperatura del ritorno riscaldamento, fino al punto di condensazione e fuoriescono con un tasso relativo di umidità del 100 %. La temperatura dei gas di scarico supera quella del ritorno riscaldamento di un valore compreso tra i 5 e i 15 K. A seconda delle condizioni dell'impianto, i suoi valori possono pertanto variare tra 30 e 110 °C.

A causa della bassa temperatura dei gas di scarico e della spinta ridotta che ne risulta, come pure in seguito alla successiva condensazione dei gas di scarico nel relativo impianto, i tubi per lo scarico fumi devono essere calcolati dal costruttore e realizzati in materiale adatto.

Per i sistemi di scarico fumi delle camere di combustione a condensazione valgono inoltre particolari prescrizioni inerenti il modello e il tipo di montaggio. Le caldaie a condensazione devono essere collegate a tubi per lo scarico fumi o camini controllati e omologati.

Per la Vertomat della potenzialità fino a 460 kW è disponibile tra la gamma dei prodotti Viessmann un sistema scarico fumi in plastica (PPs). Per informazioni più dettagliate vedi listino prezzi o indicazioni per la progettazione.

I tubi fumo contenuti nel listino prezzi (indice 18 e 21) **non** possono essere impiegati.

Grado di rendimento stagionale

Il grado di rendimento stagionale della Vertomat è pari al 106 % - riferito ad una temperatura dell'impianto di riscaldamento pari a 75/60 °C e al 109 % - riferito ad una temperatura dell'impianto di riscaldamento pari a 40/30 °C.

Il grado di rendimento stagionale secondo DIN 4702-8 consente di determinare il coefficiente di utilizzazione di energia di una caldaia. Esso comprende tutte le dispersioni di calore di una caldaia (dispersioni per gas di scarico, perdite per irraggiamento, perdite di mantenimento) che sono determinate in modo decisivo dalla temperatura acqua di caldaia e dal fattore d'utilizzo.

I valori rilevati a norma DIN 4702-8 corrispondono al funzionamento tipico di un impianto di riscaldamento nell'arco dell'anno.

Impianto di neutralizzazione condensa

Durante la condensazione si sviluppa condensa acida con valori di pH compresi tra 3 e 4. Questa condensa può essere neutralizzata mediante un apposito prodotto nel dispositivo o impianto di neutralizzazione condensa.

Secondo il foglio di lavoro ATV A 251, le caldaie a condensazione con potenza di combustione fino a 200 kW non richiedono un impianto di neutralizzazione condensa.

Per ulteriori informazioni, vedi le indicazioni per la progettazione.

Riscaldamento a pavimento

Con impianti di riscaldamento a pavimento consigliamo l'impiego di tubazioni in materiale plastico impermeabili ai gas, al fine di evitare la diffusione di ossigeno attraverso le pareti delle tubazioni. Per gli impianti di riscaldamento a pavimento non provvisti di questo tipo di tubi (DIN 4726) deve essere effettuata una separazione di sistema.

A questo scopo forniamo appositi scambiatori di calore.

Anche per le caldaie a condensazione, i riscaldamenti a pavimento con un elevato contenuto d'acqua devono essere collegati alla caldaia tramite un miscelatore a 3 vie; vedi indicazioni per la progettazione "Regolazione di impianti di riscaldamento a pavimento," o le indicazioni per la progettazione per questa caldaia.

Installare nella mandata del circuito di riscaldamento a pavimento un termostato di blocco per la limitazione temperatura massima.

Installazione di un bruciatore idoneo

Per la Vertomat sono disponibili bruciatori delle ditte Elco e Weishaupt (vedi relativo listino prezzi).

Il bruciatore deve essere adatto alla potenzialità utile e alla perdita di carico lato fumi della caldaia installata (vedi "Dati tecnici," del costruttore del bruciatore). Il materiale della testata bruciatore deve sopportare temperature d'esercizio pari ad almeno a 500 °C.

Il bruciatore deve essere omologato secondo la normativa EN 676 ed essere provvisto del marchio CE secondo la direttiva 90/396/CEE.

Taratura del bruciatore

La portata del gas del bruciatore deve essere regolata in funzione della potenzialità utile della caldaia.

Per altri dati sulla pianificazione vedi le indicazioni per la progettazione per questa caldaia.

Salvo modifiche tecniche.

Viessmann, S.r.l.
Via Brennero 56
37026 Balconi di Pescantina (VR)
Tel. 045 6768999 · Fax 045 6700412
www.viessmann.de



Bosch Commercial and Industrial Heating Combined heat and power modules

CE 12 NA - CE 400 NA

12kWe - 400kWe (24kWth - 500kWth)



BOSCH

Invented for life



Bosch Thermotechnology Ltd.

Bosch is one of the world's leading manufacturers of heating products. In the UK, Bosch Commercial and Industrial Heating is part of Bosch Thermotechnology Ltd., a company that specialises in providing complete system solutions for the commercial and industrial heating sectors with individual outputs from 50kW to 38,000kW.

Bosch Commercial and Industrial Heating offers an extensive product range of energy-efficient steel shell, cast iron, stainless steel and aluminium condensing boilers, as well as an extensive renewable range.

For well over a hundred years, the name Bosch has stood for first-class technology, innovation and excellent customer service. Forward-looking combined heat and power (CHP) modules are one of the many areas of expertise at Bosch.

As one of the leading providers worldwide, we endeavour to support you with our wide range of products and services used for indoor climate, hot water and decentralized energy management systems.

Bosch Parkhaus, Stuttgart, is currently one of the largest neon signs in the world and has the second largest lettering to the unlit Hollywood sign. A symbol of Bosch's global brand awareness.

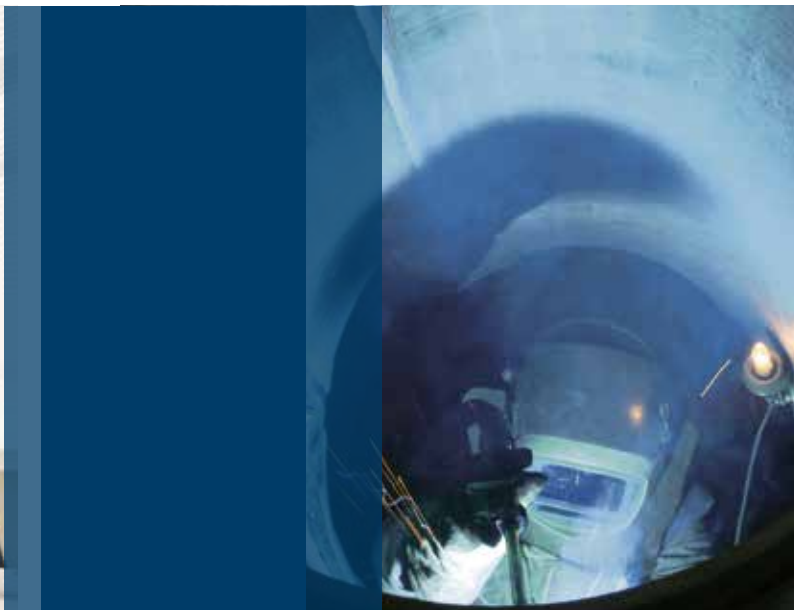


Contents

| | |
|----|--|
| 3 | Discover Bosch |
| 4 | Expertise and trust |
| 5 | Environment and efficiency |
| 6 | Bosch CHP delivers a range of benefits |
| 7 | Why choose Bosch CHP? |
| 10 | Features overview |
| 12 | Technical overview |
| 14 | Remote Monitoring System |
| 16 | Bosch BMS controls |
| 17 | Dimensions and connections – CE 12 NA |
| 18 | Dimensions and connections – CE 19 NA |
| 19 | Dimensions and connections – CE 50 NA |
| 20 | Dimensions and connections – CE 70 NA |
| 21 | Dimensions and connections – CE 140 NA |
| 22 | Dimensions and connections – CE 240 NA |
| 23 | Dimensions and connections – CE 365 NA & CE 400 NA |
| 24 | Clearances |
| 25 | Internal schematics |
| 28 | Technical data |
| 32 | Training |
| 34 | Overview of the complete range |

Discover Bosch...

Complete heating technology solutions



At Bosch, all our projects are planned from start to finish using an integrated, systematic approach, in order to guarantee that the heating and hot water systems will be as energy-efficient as possible. Thanks to our comprehensive product portfolio, we can find the optimum solution to meet the precise requirements of any facility.

Bosch Thermotechnology Ltd. is renowned for providing energy efficient products and comprehensive support services, working in partnership with heating engineers, contractors and consultants. We pride ourselves on delivering tailored heating solutions that provide tangible benefits to the end-user in the most efficient and practical way possible, across a wide range of markets and industries.

All Bosch Thermotechnology Ltd. products are subject to rigorous quality testing of each and every component, to ensure efficient, reliable and consistent performance throughout its long life. These products are supported by an unrivalled technical support team which is able to help with system design, product specification and installation queries. This ensures our system technology is perfectly matched to meet the precise requirements of each project. From initial consultation to final commissioning, as well as on-going whole-life support, we offer the complete package. Added peace of mind comes from secure guarantees and 10 year spares availability.



BOSCH
Invented for life

Expertise and trust

As a leading manufacturer and innovator, Bosch specialises in providing energy-efficient commercial heating solutions. Whether it be condensing boiler technology, solar thermal energy, heat pumps, biomass boilers or combined heat and power, our innovative solutions and outstanding quality ensure that you can generate heat and hot water in an efficient and environmentally friendly way. Bosch is a name you can trust.



Bosch – a strong brand

It is not only our CHP modules that stand out for their high quality, but also the wide variety of other products and services we offer. Meeting your needs and expectations is our top priority. It is exactly for this reason that we call upon all our knowledge and experience, while measuring ourselves against international standards and our own strict quality guidelines. This enables us to reaffirm our brand's promises every day.

Bosch – we pride ourselves in innovation

Bosch has a long tradition for new, innovative ideas within the commercial and industrial heating industry. This is thanks to thousands of researchers, engineers and technicians, whose knowledge, dedication and creativity allows us to continue to move forward. We focus our attention equally on developing new products and systematically optimising our existing products. With an average of 16 patents applied for every working day, Bosch is one of the world's most innovative companies.

Environment and efficiency

As a responsible and innovative manufacturer, we dedicate ourselves to environmental protection and the saving of resources. Our sustainable and efficient systems keep CO₂ emissions low and contribute to a reduction in climate change.

Bosch CHP modules deliver efficiency at a whole new level

By simultaneously delivering both heat and electricity, Bosch CHP modules boast particularly high efficiency levels and significantly reduce your energy consumption and costs. When compared with conventional heating systems, Bosch CHP modules can amount to savings of up to 30%. Bosch CHP modules achieve a total efficiency of up to 91.8%, which compares more than favourably with the average 38% to 52% efficiency achieved when generating electricity using conventional power units and producing heat from a traditional boiler. Such high levels of efficiency mean that your initial investment costs can be paid back within as little as 2 to 3 years.

Good for both the environment and the climate

Bosch CHP modules not only help to reduce your energy costs, they also make a positive impact on the environment. This is because less gas is required to generate the same output as a conventional solution and so emissions are also lower. This not only applies to CO₂ emissions, as both overall NO_x and CO emissions are also significantly reduced.



Bosch CHP modules are perfectly matched to your requirements. This saves not only natural resources, but your financial resources as well.

Bosch CHP delivers a range of benefits

The typical efficiency of a large power station ranges from 38% to 52%, as most of the heat produced in the process is wasted.

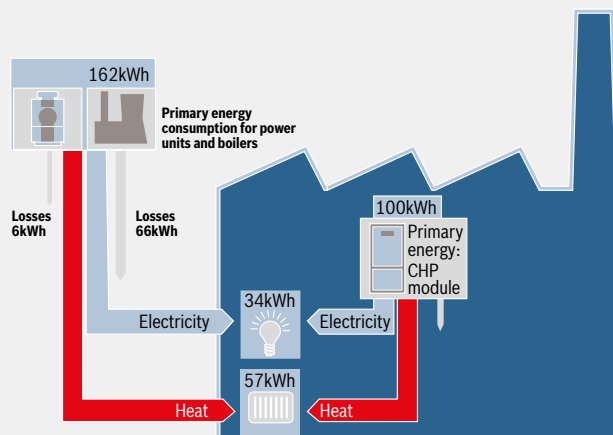
Reduced carbon emissions for both power and heat

According to the Carbon Trust, when compared to using conventional boiler systems and mains electricity, CHP has the potential to reduce carbon dioxide emissions for power and heat generation by around 30%. In utilising the waste heat from the power generation process, Bosch CHP delivers energy utilisation of around 92%, of which around 33% is in the form of higher value electrical energy.

Safe and secure energy supply

Electrical and thermal energy lost during transportation from power stations is also avoided through on-site generation. The ability to generate electricity on-site provides enhanced security against disruption of the mains electrical supply.

Environmental assessment of a CHP module in comparison to separate energy provision



Bosch CHP delivers a fast return on investment in several ways:

- ▶ Improved energy efficiency, therefore reducing the requirement to purchase energy from utility companies
- ▶ Locally generating electricity with a Bosch gas powered CHP is more cost-effective than buying mains electricity as the cost of mains gas is considerably lower
- ▶ Tax benefits: fuel inputs to CHP are exempt from the Climate Change Levy (CCL)*
- ▶ Money saving: Bosch CHP plant and machinery is eligible for Enhanced Capital Allowances (ECA)*
- ▶ Carbon Allowance: qualifies for favourable allocations under Phase II of the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS)*
- ▶ Business Rate Exemption: Bosch CHP power generation plant and machinery is exempt from Business Rates*.

*Benefit depends on achieving certain CHPQA quality CHP statuses.

Why choose **Bosch CHP?**

Energy efficient

Bosch CHP are highly efficient generators of both electricity and heat energy, with overall net efficiencies of up to 91.8%.

Individual Bosch CHP modules can modulate outputs from 50% to 100% to match the building's daily heating requirements.

Quality and reliability assured

Bosch CHP modules benefit from a manufacturing quality which ensures a robust product with a long, reliable life in line with the company's strict internal quality processes. This is combined with the best-in-class engines from Volkswagen (CE 12 NA and CE 19 NA) and MAN (CE 50 NA and above) providing further peace of mind for the end user.

Low environmental impact

Bosch CHP modules feature a three-way catalyst and lambda control, ensuring low emissions and enhanced efficiency. They also produce very low noise levels through their integrated sound insulation.

Energy centres

Typically, CHP is combined with other heat sources in an energy centre – an arrangement that enables system designers to achieve maximum energy efficiency. CHP will act as the main heat generator with peak load boilers making up the demand.

Bosch offers a comprehensive range of heating technologies, backed by intelligent controls and expert technical support to ensure that mixed heat sources are optimised for maximum energy efficiency.

CHP Remote Monitoring System

Bosch CHP includes the option of a Remote Monitoring System for centralised monitoring of single or multiple CHP systems using either transmitted data or online web portal access. Using the Remote Monitoring System facilitates system monitoring, performance analysis and fault detection/diagnosis, as well as automatically providing advance notice of servicing requirements.

Optional service contracts

Bosch combined heat and power modules are supported with a choice of optional 10* year service contracts – Premium and Premium Plus – which are designed to offer the user complete peace of mind. The contracts are transferable with the ownership of the property, and include scheduled engine overhauls, incorporating parts, labour and engine replacement if necessary, as well as disposing of waste oil in an environmentally friendly manner.

The Premium Plus option is a fully transparent rolling contract, which enables the customer to budget for maintenance and repairs, providing control of the whole life costs of the CHP module from the outset.

If you would like more information about combined heat and power contracts from Bosch, please call **0330 123 3004**.

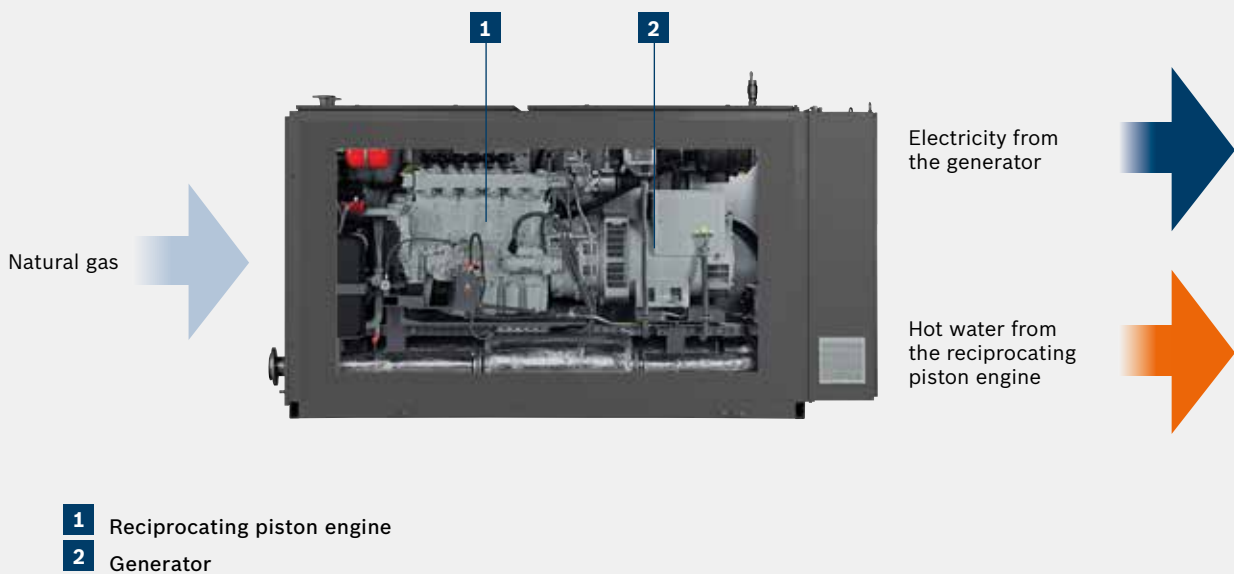
Typical applications

- ▶ Property heating
 - Apartment buildings
 - Hotels, conference centres and restaurants
 - Retirement and nursing homes.
- ▶ Public heating
 - Administration and municipal buildings
 - Hospitals
 - Sports complexes or schools with sports facilities
 - Indoor and outdoor pools.
- ▶ Industrial heating
 - Commercial buildings – supermarkets, shops etc
 - Production plants, breweries, garden centres etc.
- ▶ District and centralised heating (wide-area supply)
 - Residential areas or blocks
 - Business parks
 - Holiday resorts.

Bosch combined heat and power

Total system solution CHP with high efficiency boilers provides electricity, heat and hot water

Bosch combined heat and power (CHP) offers a more efficient way to generate heat and electrical power, compared to conventional methods.



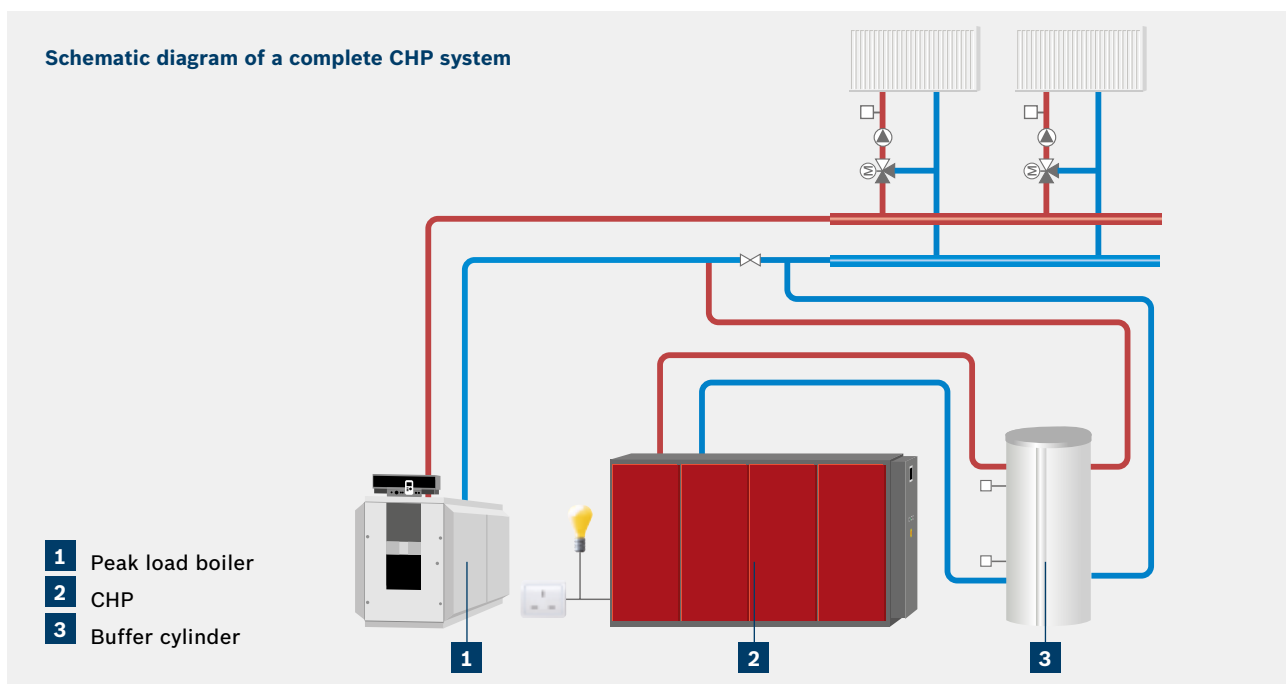
A Bosch CHP module consists of a gas engine, a generator and a heat exchange system. The gas engine drives the generator to produce three-phase electrical power, which feeds into the main low voltage distribution system, where it can be used locally or exported to the national grid.

Heat is produced as a by-product of the power generated, which in a conventional power station

would be wasted. However, the heat generated by a Bosch CHP module is used to generate hot water via the integral heat exchangers. This hot water may be used for space heating, process heating or heating of domestic hot water (DHW).

When the hot water is not required immediately, it can be stored in a suitable storage vessel for later use.

CHP systems should be sized upon the thermal base load of the project to ensure maximum efficiency. In order to satisfy peak heating loads, combining the Bosch CHP with Bosch Thermotechnology Ltd. high efficiency boilers, allows for total cost effectiveness to be achieved.



Bosch CHP key features and benefits:

- ▶ High efficiency
 - Overall net efficiencies of up to 91.8%, with higher efficiencies available through optional condensing technology
 - Modulation of output between 50% and 100%
- ▶ Highest environmental standards
 - Energy savings
 - CO₂ reduction and primary energy savings through simultaneous use of heat and power
 - Built in catalyser as standard for low NOx
- ▶ Proven quality and reliability
 - Bosch renowned standards for manufacturing quality
 - Tried-and-tested components
- ▶ Cost-efficient supply of energy on site
- ▶ Effective monitoring
 - Communication via remote monitoring router
 - Interfaces for integration with Building Management Systems
- ▶ Quietness
 - Noise levels of 44 dB(A) can be achieved with optional air and exhaust silencers (CE 50-400 NA modules); and 44 dB(A) with optional secondary exhaust silencer on CE 12-19 NA modules)
- ▶ Trigeneration
 - Absorption cooling operation is possible with CE 50 NA - CE 400 NA
 - The additional heat load for an absorption chiller allows the plant to operate more efficiently
 - It extends the CHP running time and offers an all year round heat demand
- ▶ Bosch Service Support
 - Bosch specialist team providing system designs, product specification and installation queries
 - Choice of service and maintenance plans.

Features overview

Bosch's highly effective CHP modules are compact power units which, through the clever combination of the reciprocating engine and generator, optimised hydraulics and an intelligent control system, makes them an energy efficient technology for today and tomorrow.

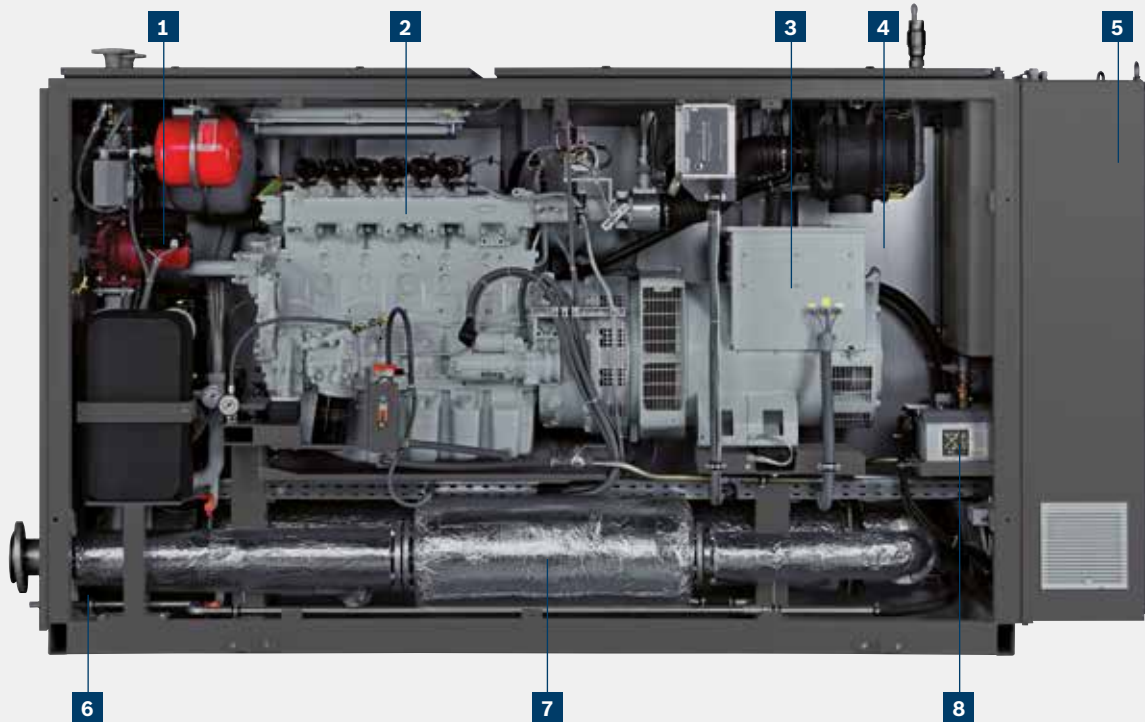
CE 70 NA module



Bosch CHP complete module technology

- ▶ High efficiency gas combustion engine from Volkswagen (CE 12 NA and CE 19 NA modules) and MAN (CE 50 NA module and above)
- ▶ Heat harvesting via the engine coolant and exhaust gas heat exchangers
- ▶ Highly efficient air-cooled synchronous (CE 50 NA module and above) and asynchronous (CE 12 NA and CE 19 NA modules) generator
- ▶ Integrated control cabinet with touch screen display and options for remote monitoring
- ▶ Primary noise reduction within the acoustic lined module
- ▶ Integrated primary exhaust silencer with options for additional secondary (CE 12 - 240 NA modules) and tertiary silencing (CE 50 - 240 NA modules)
- ▶ Primary and secondary air outlet silencers available to provide additional noise reduction (CE 50 NA module and above)
- ▶ Integrated lubricated reservoir and starter batteries for security and space saving.

CE 70 NA module



1 Advanced temperature control
Fully equipped: heating circuit pump, 3-way valve with actuator, expansion vessel, safety valve and control unit (optional)*.

2 Full power
Industrial gas engines provide reliable power with modulating output.

3 Always in sync
Both synchronous (CE 50 NA and above) and asynchronous (CE 12 NA and CE 19 NA) generator enables mains substitution. The standby operation is available as an accessory (CE 50 NA and above).

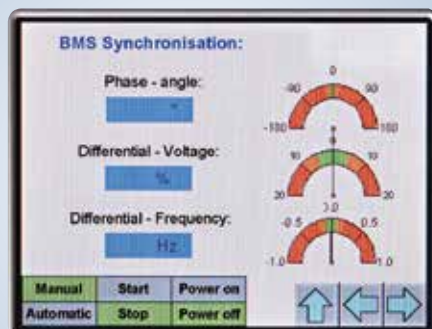
4 Gently does it
The Bosch CHP module offers low noise levels thanks to its acoustic lined module casing.

5 Integrated controls
Integral touch screen panel for control and monitoring at a glance.

6 Tightly sealed
Floor tray is sealed to prevent lubricating oil leakage.

7 Low noise
Effective silencers are utilised to increase noise protection even further.

8 Perfect start
Starter batteries enable equipment to be started without mains electrical supply or loading.

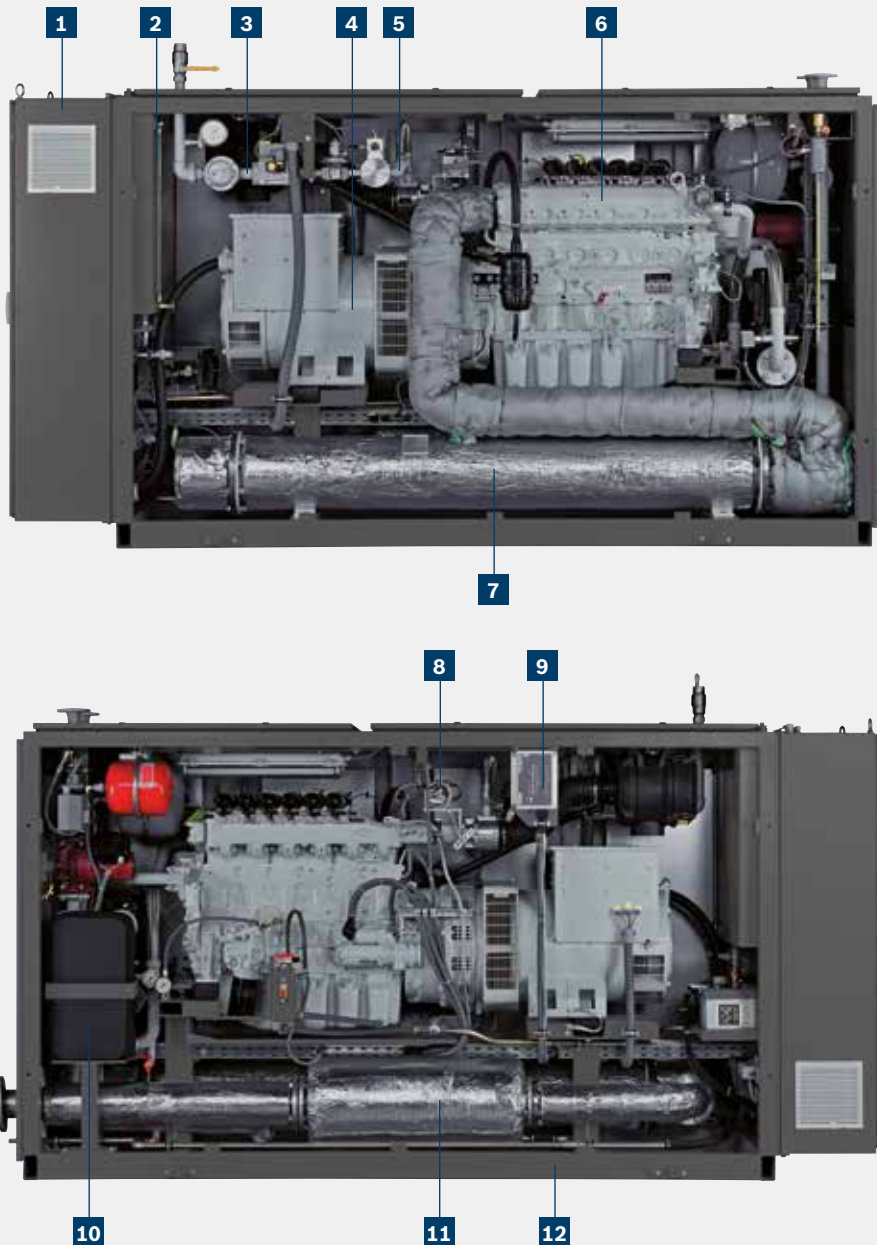


Integrated intelligent control system
Once commissioned, all Bosch CHP module settings, from synchronisation through to maintenance, can be monitored via the colour touch screen display.

*Represents maximum equipment level – standard accessories and options differ between modules.

Technical overview

CE 70 NA module shown



- 1** Module control cabinet with controls
- 2** Module oil tank
- 3** Safety gas train (natural gas)
- 4** Synchronous generator
- 5** Lambda control (natural gas)
- 6** Gas fuelled reciprocating piston engine

- 7** Exhaust gas heat exchanger
- 8** Speed/output control
- 9** Ignition unit
- 10** Heat exchanger for engine coolant
- 11** Exhaust gas silencer
- 12** Base

CE 70 NA module shown



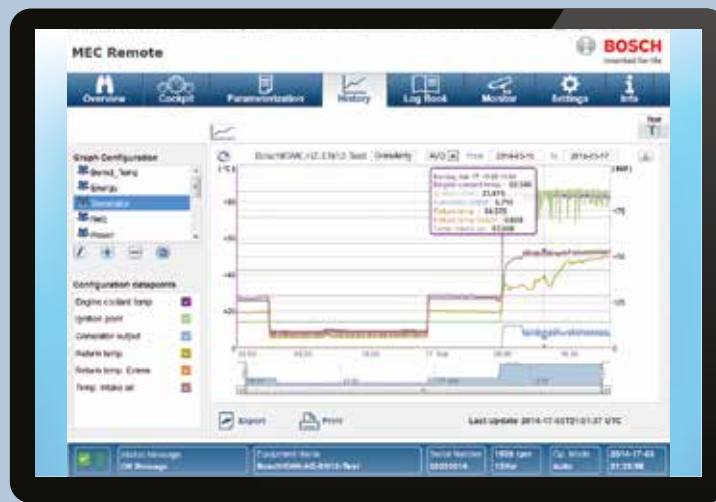
- 1** Enclosure lighting switch
- 2** Reset button
- 3** Service key switch
- 4** Ventilation air grille for control cabinet
- 5** Touch screen operation terminal

- 6** Extract air grille for control cabinet
- 7** Switch to enable standby operation (optional)
- 8** Emergency stop push button
- 9** Special lock for module control cabinet

CHP Remote Monitoring System

The CHP Remote Monitoring System enables centralised monitoring of single or multiple CHP systems from a central location, providing online monitoring and diagnostics. Use of the system helps to avoid unnecessary call-outs and assists engineers in identifying any spares they may require should a site visit be necessary.

CHP Remote Monitoring System



Performance monitoring

Run hours data provides advance notice of service requirements to facilitate the planning of engineers' visits.

Monitoring of current and historical performance data provides information on key parameters such as run hours and electricity generation, so that the system can be optimised to deliver a faster return on investment. This data also helps facilities and energy managers build a bank of knowledge in support of financial analysis and future procurement.

Information transmission

Data from the CHP can be transmitted via the 3G network or a router. The router option should be considered over 3G in cases where connection availability and consistency are jeopardised; potentially by the building's design and location of the plant room. Information is sent automatically via email or text and a log is built up of the message history, including fault warnings.

Information can also be accessed online via the Web Portal.

Technical requirements

To use the Remote Monitoring System the CHP must be equipped with an industrial router for data transfer, using either a data-enabled SIM card, a direct DSL connection or via a Local Area Network (LAN) connection. Where no DSL or LAN connection is available, the data is transmitted via GSM.

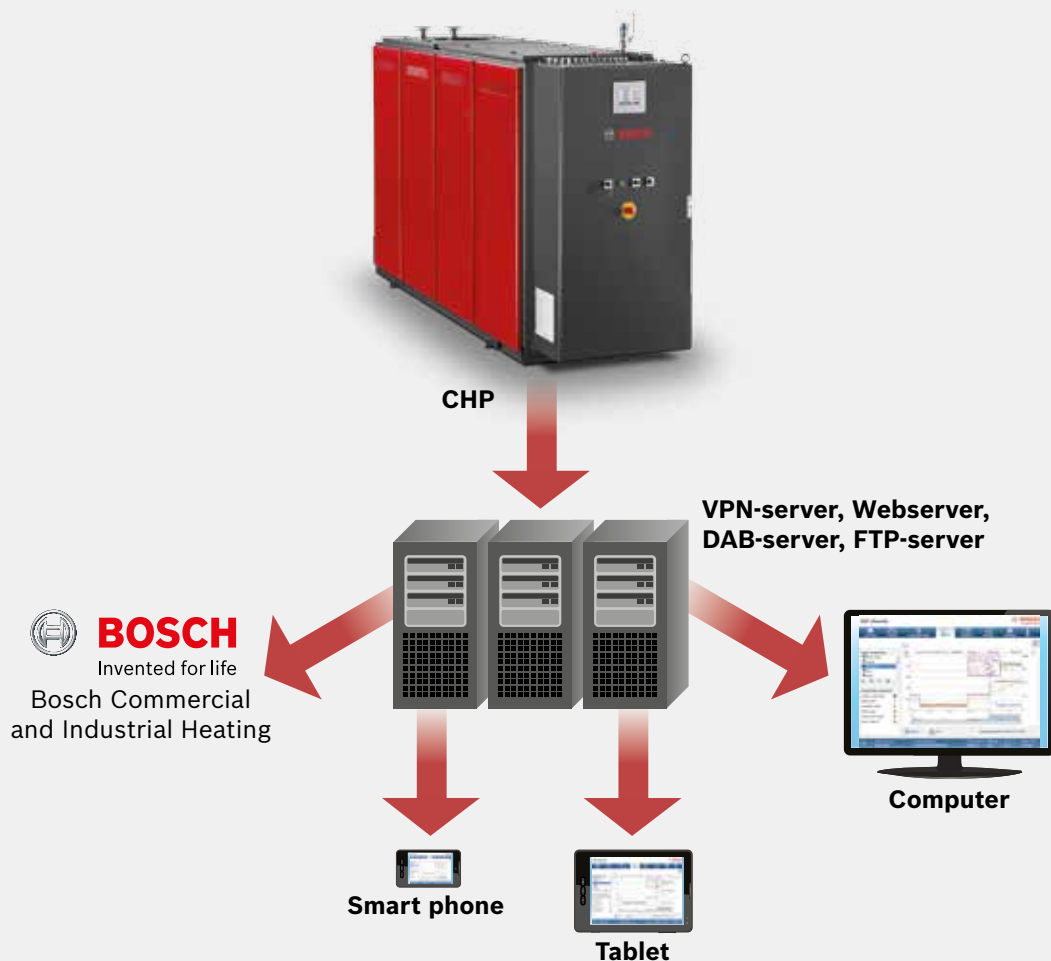
Web portal

The web portal provides easy access to key CHP data via an Open Virtual Private Network (VPN), using a PC, tablet or smartphone at any time. The portal is browser-based, allowing use from any software platform, and features an intuitive interface for ease of use. The inherent security of the VPN, combined with password-protected login, ensures a high level of security for all CHP data.

CHP Remote Monitoring System benefits:

Using this online service, users and their service providers can monitor CHP performance and detect faults and errors to ensure a swift response to issues. This arrangement delivers a number of key benefits, including:

- ▶ Management of multiple CHP sites from a central location
- ▶ Improved visibility of CHP performance
- ▶ Performance analysis in support of future investment
- ▶ Enhanced performance analysis for system fine-tuning
- ▶ Improved payback periods
- ▶ Remote fault diagnosis
- ▶ Increased frequency of first-time fixes
- ▶ Service intervals aligned to run hours
- ▶ Engagement of Bosch Commercial and Industrial Heating for CHP advice and interaction.

How CHP Remote Monitoring System works

Everything is under control with Bosch BMS controls

Bosch Thermotechnology Ltd. offers a range of controls for single and multi-module systems which can be easily connected into an existing Building Management System (BMS).

4000 controller

For single modules where a standard solution is needed, the 4000 controller using an FM444 module can be used. This off the shelf control seamlessly integrates a CHP module with back up boilers, whilst controlling DHW, multiple mixed heating circuits and solar, using expandable modules.

Standard buffer control

The standard buffer control module is for single units where the overall control is from a BMS. The package contains two sensors, top and bottom of a buffer vessel, as well as a matched software module.

Premium buffer control

This module controls up to two CHP modules under overall BMS control. The package contains three buffer vessel sensors, top, middle and bottom, as well as a common flow sensor and matched software module.

Optional BUS connection

With the optional data BUS connection, the CHP can be connected to a higher control unit such as a BMS, using Modbus RS485.

Multi-Module System control (MMS)

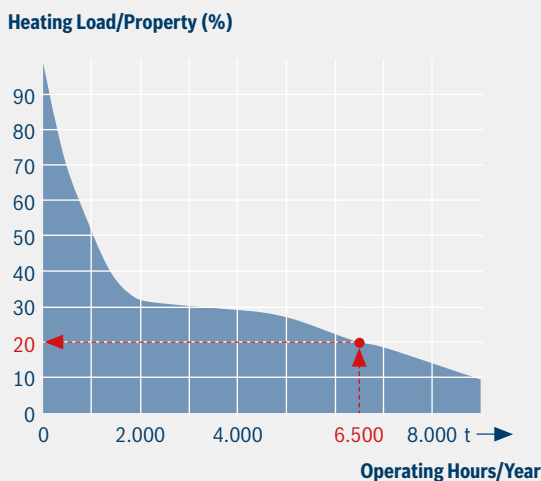
When a modular configuration of up to three CHP modules are being used, the modules and any auxiliary heat sources can be controlled via the MMS (multi-module system).

The MMS is housed in a separate control cabinet, with its own touch screen, and supplied complete with a wide range of standard functions to accommodate the majority of project requirements. When also required, the MMS can be configured to control back up boilers and heat rejection (if required).

Minimising the risk of cycling

Unless there is a constant flow demand, Bosch always recommends the use of a buffer vessel with CHP systems to minimise the risk of cycling.

Typical annual load curve



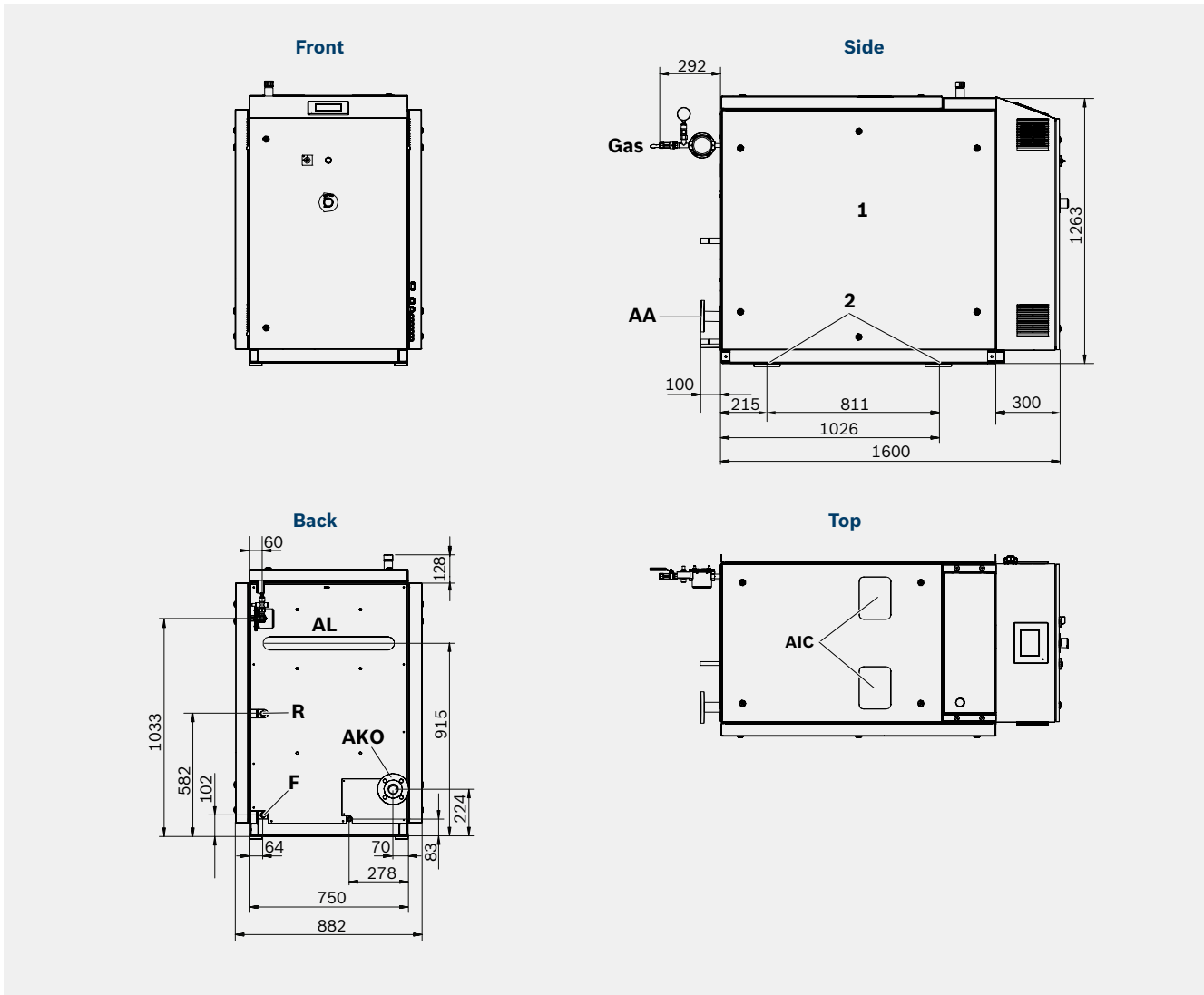
Individual Bosch CHP modules can modulate their output between 50% and 100% to match the base heating load of a building.

To satisfy peak seasonal heat demands, our 4000 controls take the demand communicated from a BMS and optimise the need for back up boilers to ensure maximum CHP run times.

The Bosch CHP system should be sized to approximately 20% of a project's heat load. It will then reliably and efficiently cover the project's heating base load, which corresponds to the majority of the hours run each year. High efficiency boiler systems are then only needed to cover peak heating loads.

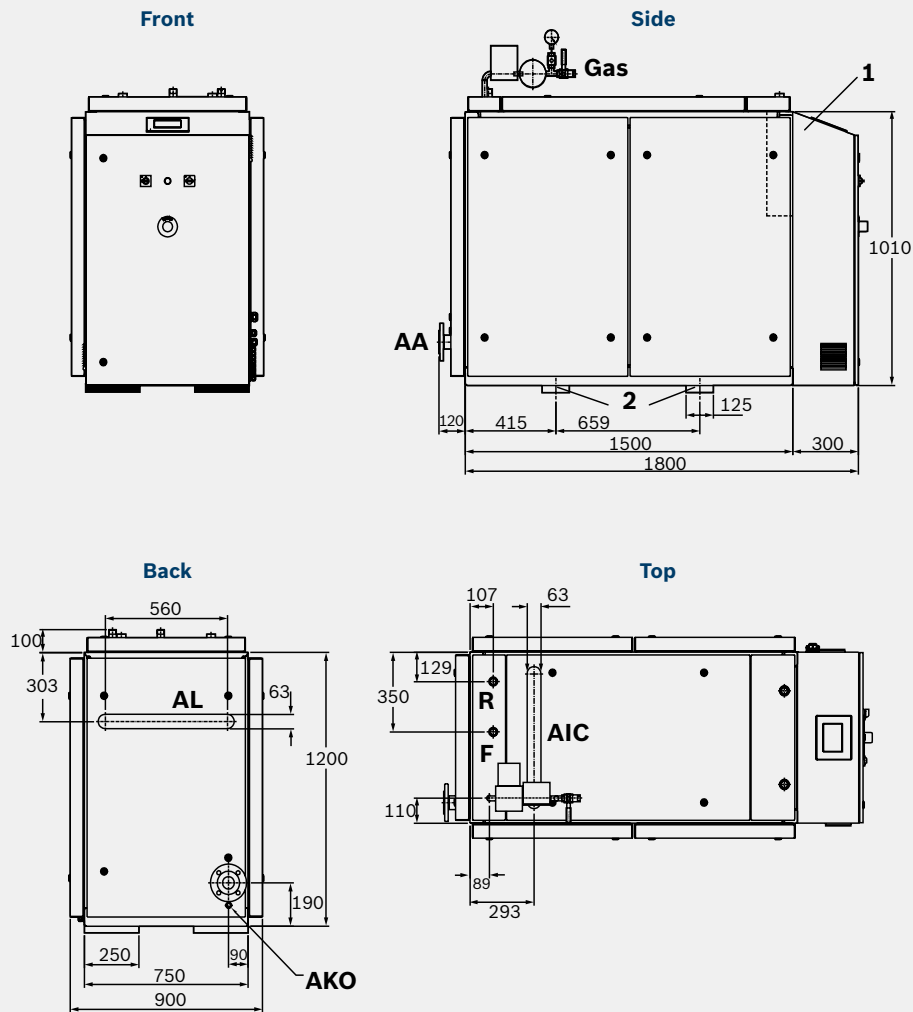
Bosch offers a free feasibility study for any potential site to ensure the system is sized correctly in order to maximise efficiency.

Dimensions and connections – **CE 12 NA**



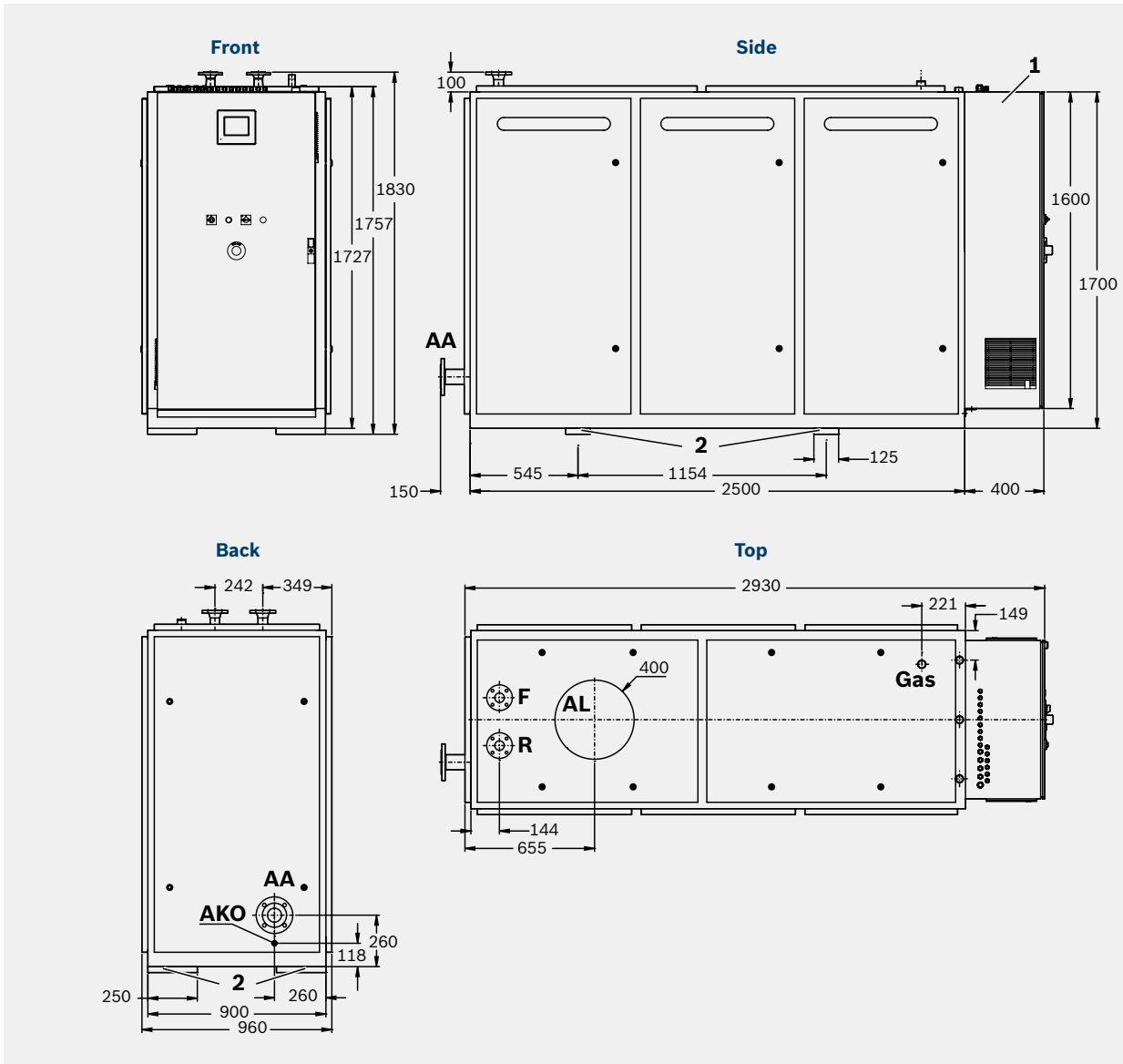
| Key | Description |
|-----|------------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| AKO | Condensate drain |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |
| AIC | Air intake and cooling |

Dimensions and connections – CE 19 NA



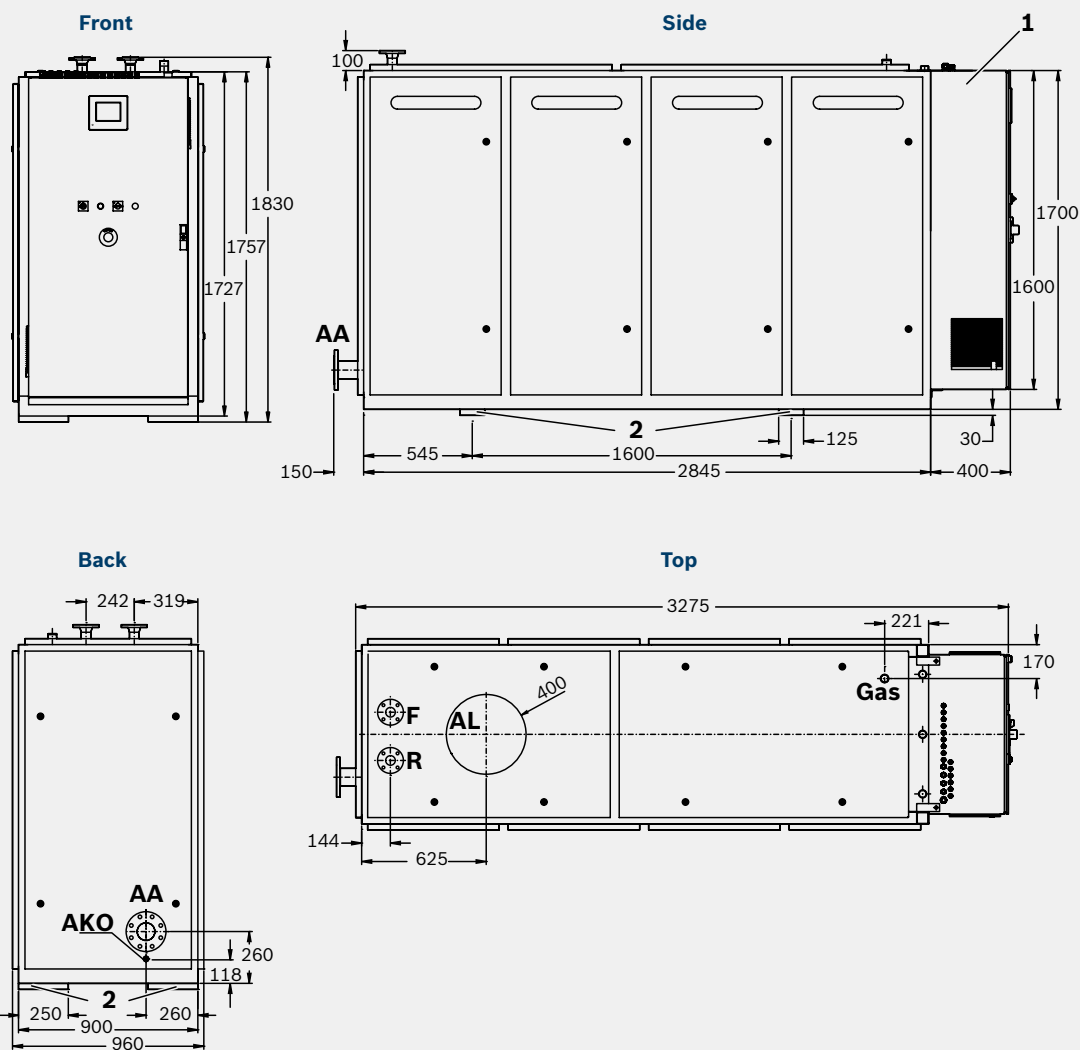
| Key | Description |
|-----|------------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| AKO | Condensate drain |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |
| AIC | Air intake and cooling |

Dimensions and connections – CE 50 NA



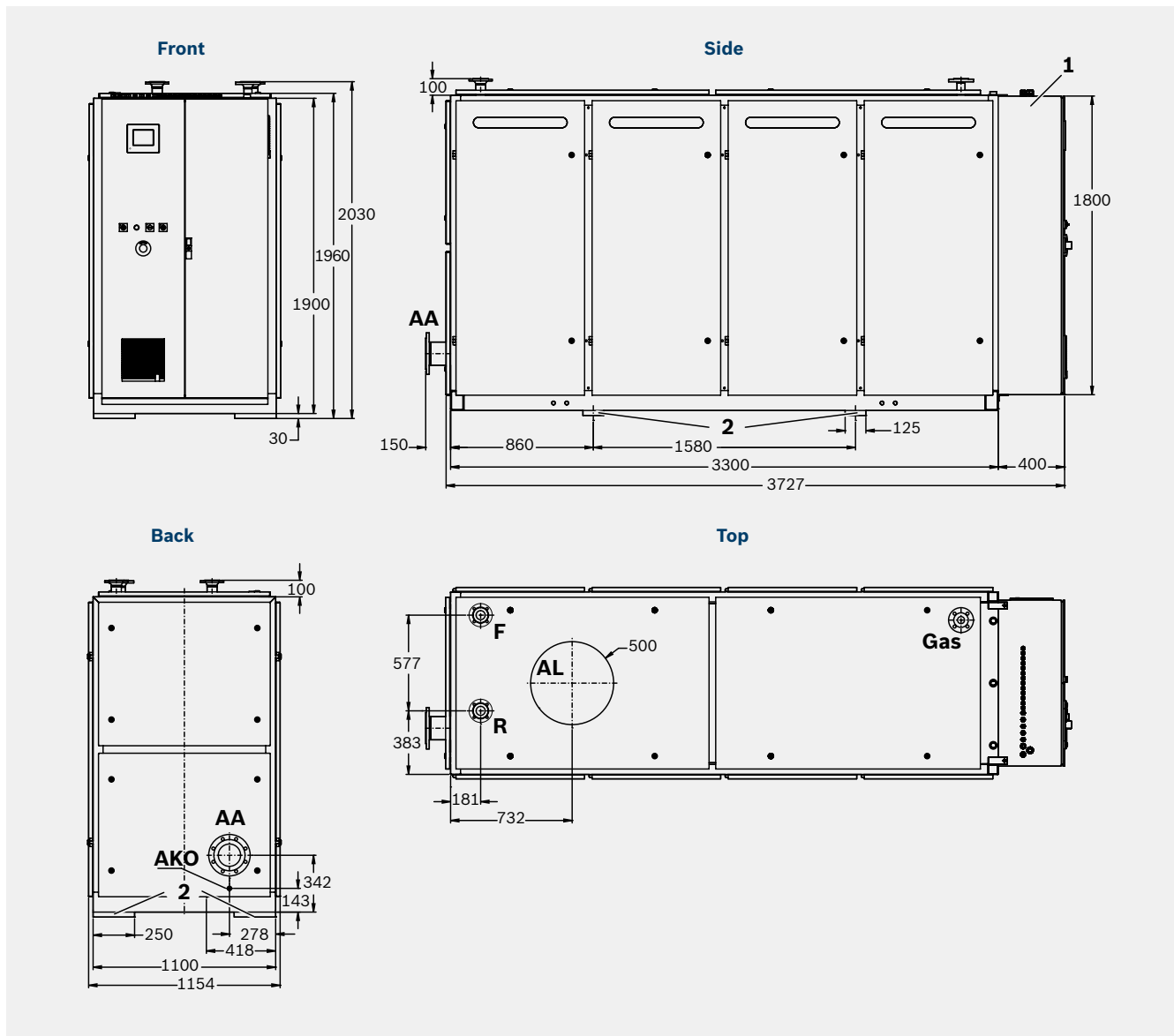
| Key | Description |
|-----|---------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| AKO | Condensate drain |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |

Dimensions and connections – CE 70 NA



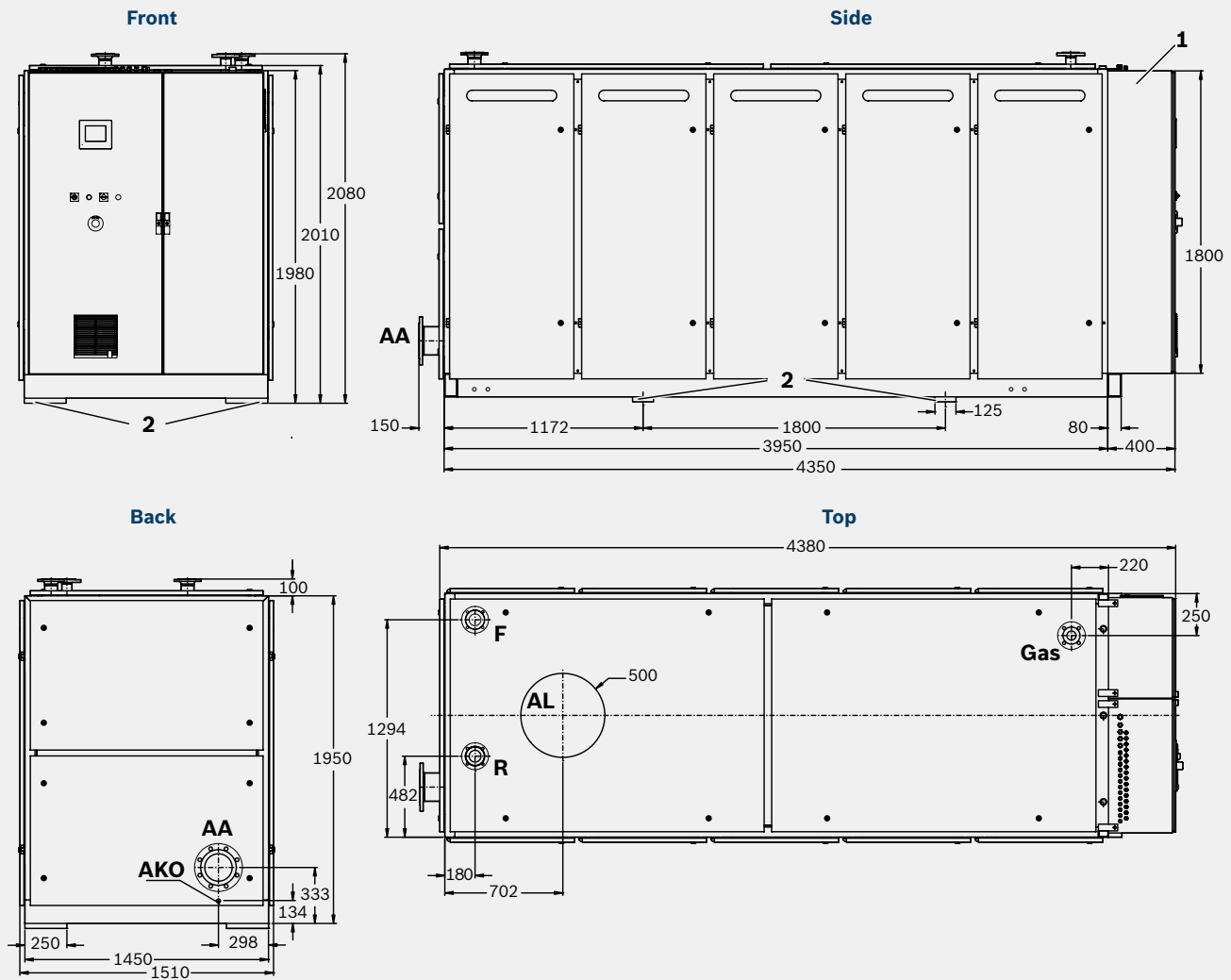
| Key | Description |
|-----|---------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| AKO | Condensate drain |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |

Dimensions and connections – CE 140 NA



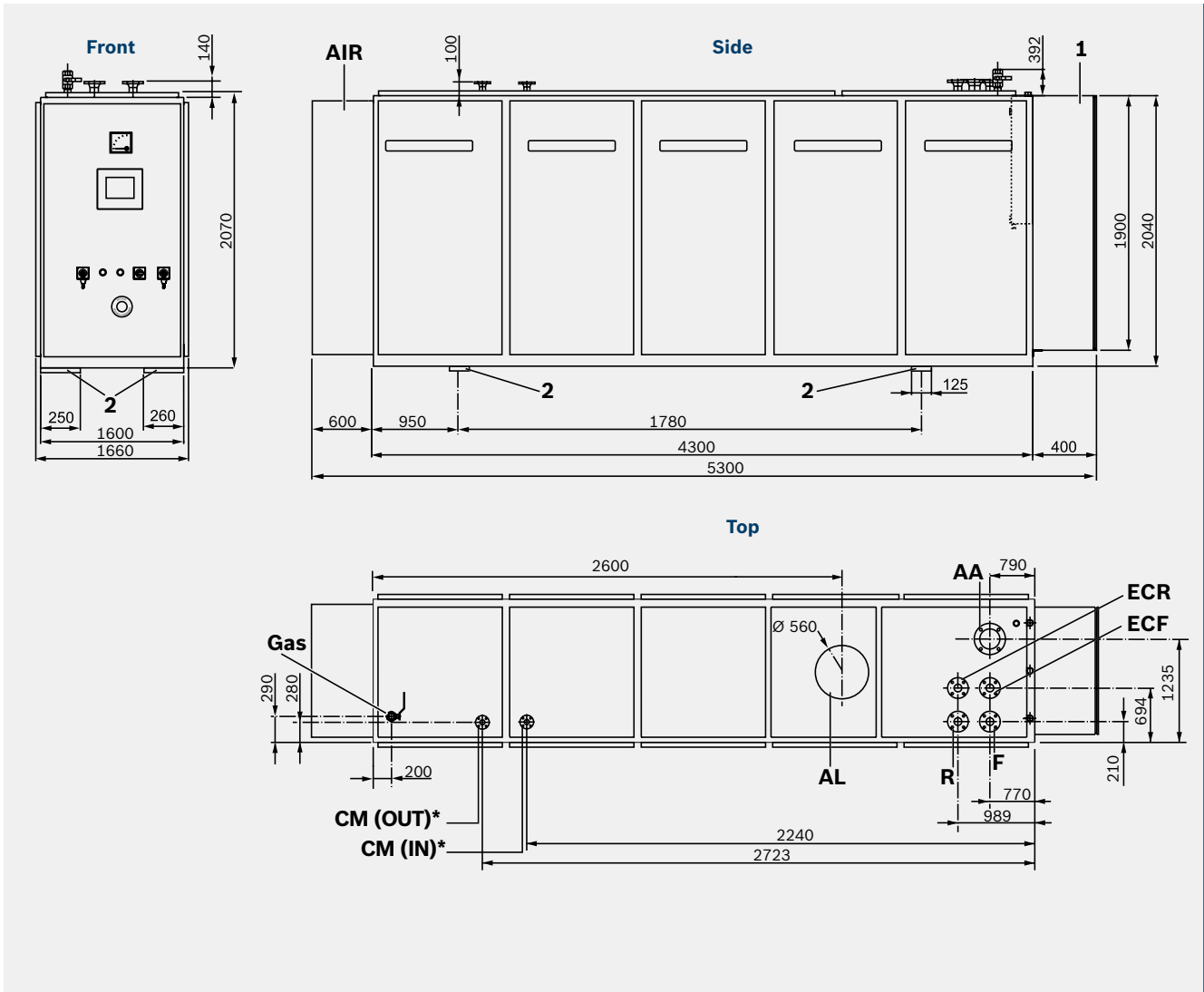
| Key | Description |
|-----|---------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| AKO | Condensate drain |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |

Dimensions and connections – CE 240 NA



| Key | Description |
|-----|---------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| AKO | Condensate drain |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |

Dimensions and connections – CE 365 NA & CE 400 NA



| Key | Description |
|-----------|--------------------------------------|
| 1 | CHP control cabinet |
| 2 | Load points |
| AA | Exhaust gas outlet |
| AL | Extract air outlet |
| Gas | Gas inlet |
| F/R | Heating flow/return |
| AIR | Air intake |
| ECR | Return (Emergency Cooling, optional) |
| ECF | Flow (Emergency Cooling, optional) |
| CM (IN)* | Coolant mixture (in) |
| CM (OUT)* | Coolant mixture (out) |

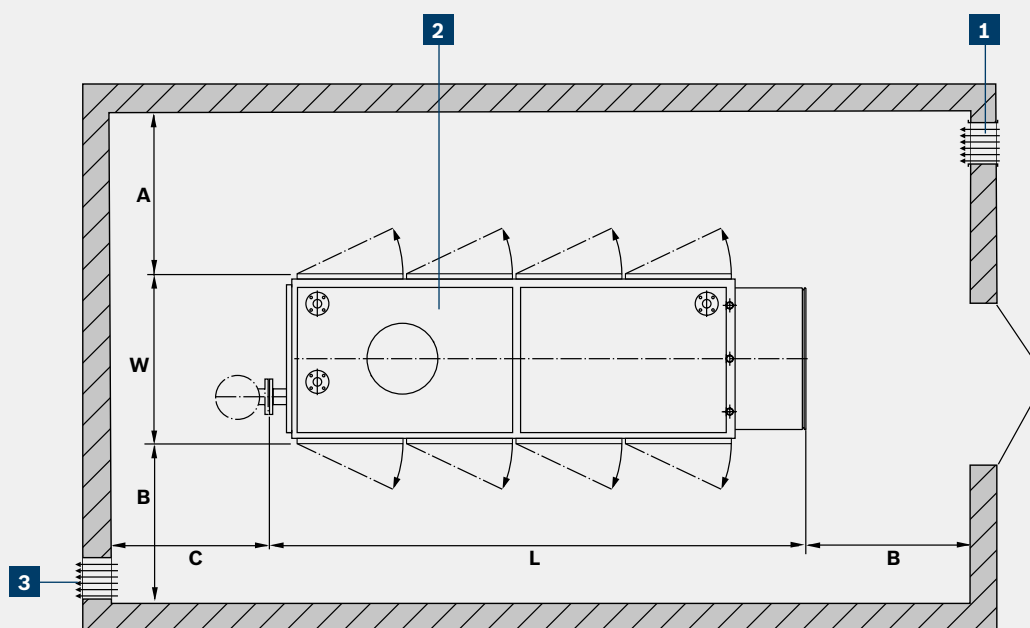
*Available on the CE 400 NA only

Clearances

Room size

The CHP modules must be easily accessible. Sufficient clearance to the wall should be planned on the exhaust gas side. This space is needed for piping and installation of the secondary exhaust gas silencer.

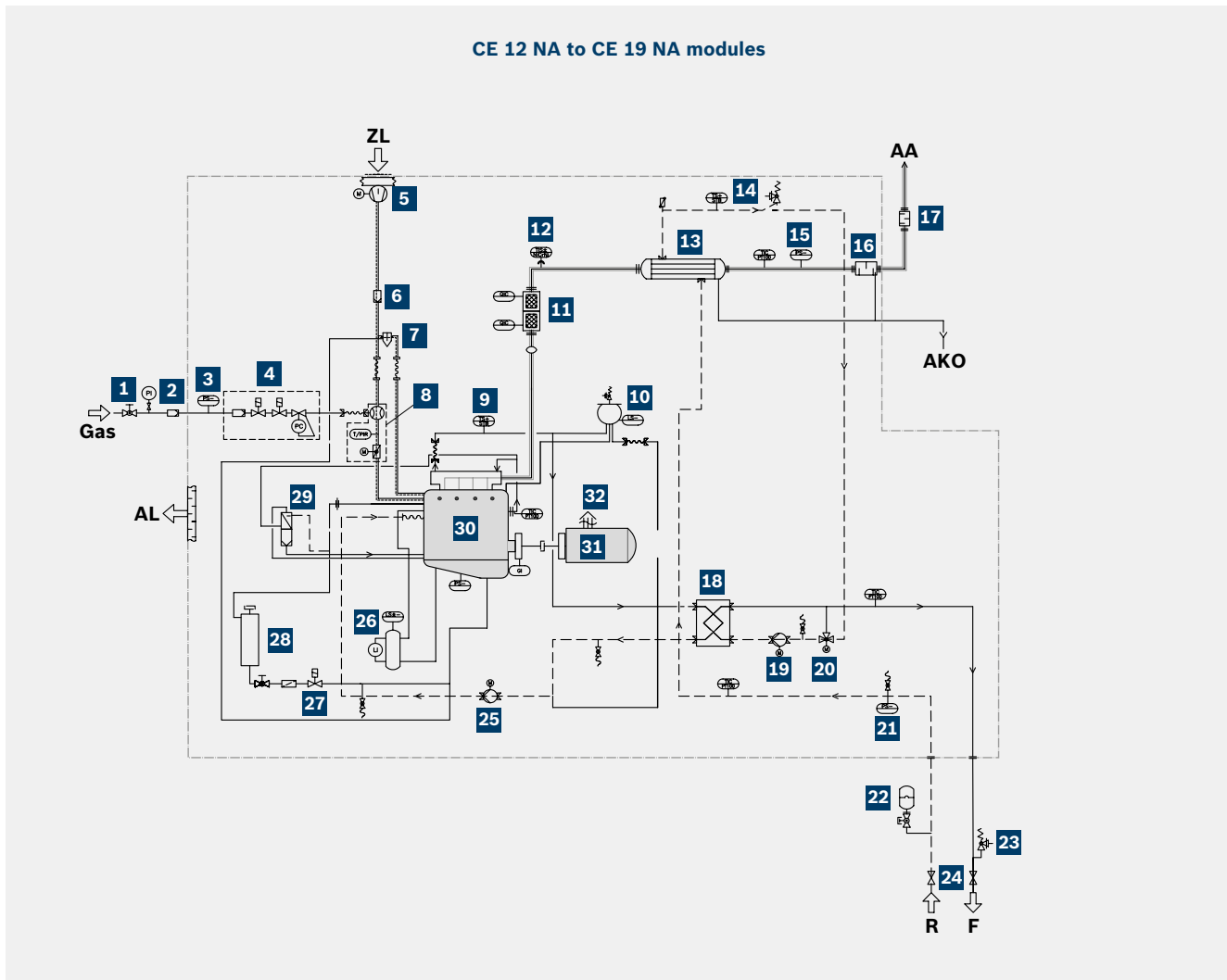
The optimum room size for the individual modules can be found in the corresponding table below.



- 1** Supply air vent
- 2** CHP
- 3** Extract air opening

| Dimensions | CE 12 NA | CE 19 NA | CE 50 NA | CE 70 NA | CE 140 NA | CE 240 NA | CE 365 NA | CE 400 NA |
|--------------------------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Wall clearance A in mm | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >1,400 | >1,400 | >1,400 |
| Wall clearance B in mm | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 |
| Wall clearance C in mm | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >1,100 | >1,100 |
| Module width W in mm | >882 | >900 | >960 | >960 | >1,160 | >1,510 | >1,660 | >1,660 |
| Module length L in mm | 1,600 | 1,800 | 3,050 | 3,395 | 3,850 | 4,530 | 5,300 | 5,300 |
| Room height (min.) in mm | 2,000 | 2,000 | 2,500 | 2,700 | 2,900 | 2,900 | 3,500 | 3,500 |

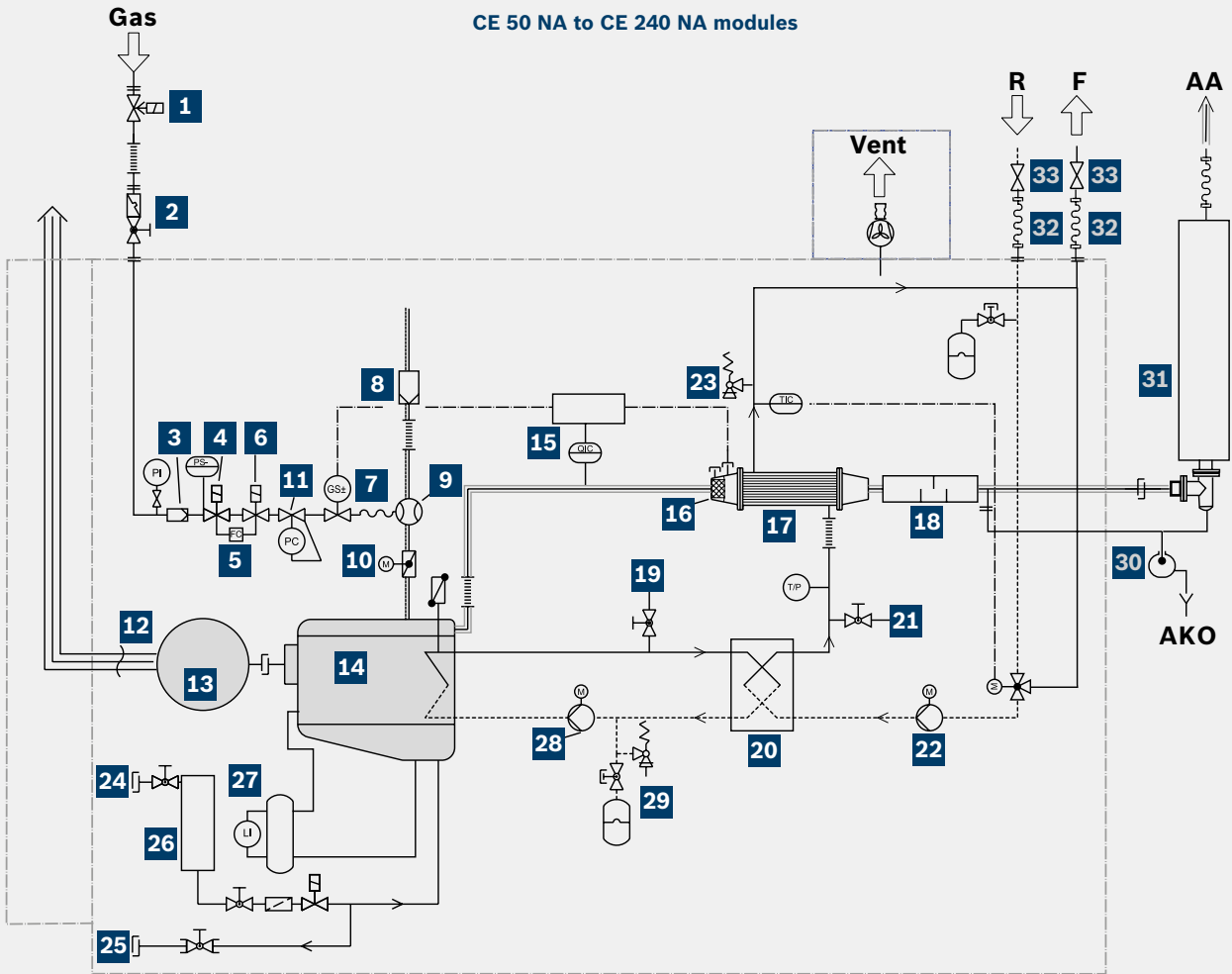
Internal schematics



- | | | |
|--|--|---|
| AA Exhaust gas outlet | 7 Oil separator | 19 Heating circuit pump |
| AKO Condensate drain | 8 Gas-air mixer and speed regulator | 20 Heating circuit 3-way valve |
| AL Extract air outlet | 9 Engine coolant safety temperature limiter | 21 Heating circuit pressure switch |
| Gas Gas inlet | 10 Engine coolant bleeding pot and air vent | 22 Expansion vessel* |
| R Heating return | 11 Catalyst with lambda probes | 23 Safety valve/PRV* |
| F Heating flow | 12 Exhaust gas temperature sensor | 24 Isolation valves* |
| ZL Combustion and ventilation air inlet | 13 Exhaust gas/condensing heat exchanger | 25 Engine coolant pump |
| 1 Thermally activated shut-off facility with ball valve | 14 Heating circuit safety temperature limiter | 26 Oil level switch |
| 2 Gas filter | 15 Exhaust gas pressure switch | 27 Solenoid valve for automatic oil top up |
| 3 Gas pressure switch | 16 Primary exhaust gas silencer | 28 Oil tank |
| 4 Double solenoid valve with gas pressure regulator | 17 Secondary exhaust gas silencer* | 29 Oil cooler |
| 5 Combustion and ventilation air inlet fan | 18 Engine coolant heat exchanger | 30 Gas-fuelled reciprocating engine |
| 6 Air filter | | 31 Asynchronous generator |
| | | 32 400V power current |

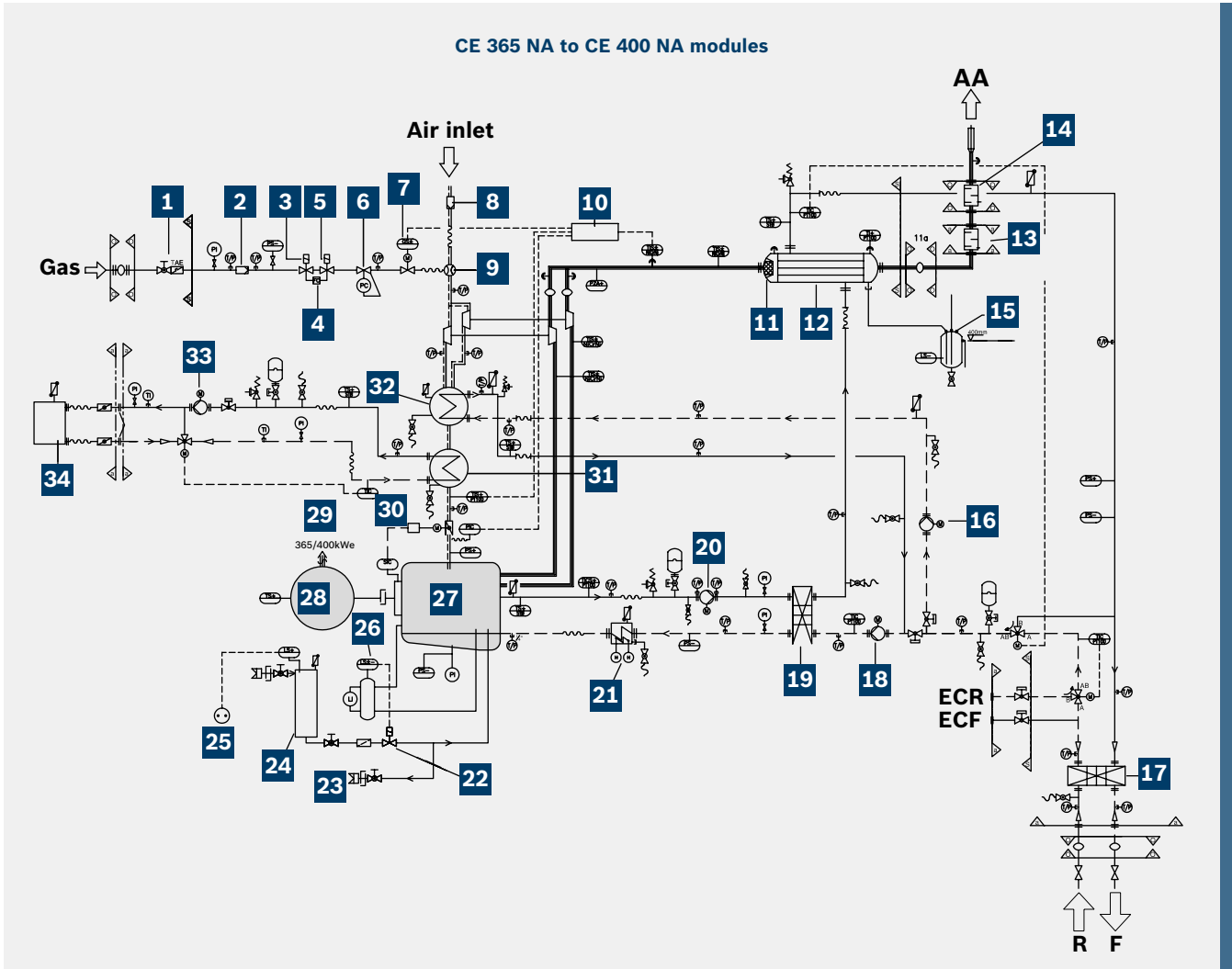
*Not included in standard delivery

Internal schematics



- AA** Exhaust gas outlet
- AKO** Condensate drain
- Gas** Gas inlet
- R** Heating return
- F** Heating flow
- Vent** Extract air fan
- 1** Gas solenoid valve
- 2** Thermally activated shut-off facility with ball valve
- 3** Gas filter
- 4** Solenoid valve
- 5** Gas valve proving
- 6** Solenoid valve
- 7** Lambda servovalve
- 8** Combustion air filter
- 9** Gas-air mixer
- 10** Speed controller
- 11** Zero pressure regulator
- 12** 400V power current
- 13** Synchronous generator
- 14** Gas fuelled reciprocating engine
- 15** Lambda control
- 16** Catalyst with lambda probes
- 17** Exhaust gas heat exchanger
- 18** Primary exhaust gas silencer
- 19** Drain & fill valve for engine coolant
- 20** Engine coolant heat exchanger
- 21** Drain & fill valve for heating water
- 22** Heating circuit pump
- 23** Angle safety valve for heating water
- 24** Filler neck for oil tank
- 25** Engine oil drain
- 26** Reserve oil tank
- 27** Automatic oil top up with level indicator
- 28** Engine coolant pump
- 29** Fuse for engine coolant circuit
- 30** Float trap (with condensate bowl)*
- 31** Secondary exhaust gas silencer*
- 32** Flexible connection*
- 33** Shut-off valve*

*Not included in standard delivery



- | | | |
|---|--|--|
| AA Exhaust gas outlet | 10 Lambda control | 25 Filler neck for oil tank |
| R Heating return | 11 Catalyst* | 26 Oil level switch |
| F Heating flow | 12 Exhaust gas heat exchanger* | 27 Gas-fuelled reciprocating engine |
| A Emergency cooling – return | 13 Primary exhaust gas silencer* | 28 Synchronous generator |
| B Emergency cooling – flow | 14 Secondary exhaust gas silencer* | 29 400V power current |
| 1 Thermally activated shut-off facility with ball valve* | 15 Float trap (with condensate bowl)* | 30 Speed control |
| 2 Gas filter | 16 Cooling mixture pump | 31 Coolant mixture (low temperature) |
| 3 Solenoid valve | 17 Heat exchanger for DHW* | 32 Coolant mixture (high temperature) |
| 4 Gas valve proving | 18 Heating circuit pump | 33 External mixture cooler pump** |
| 5 Solenoid valve | 19 Engine coolant heat exchanger | 34 External mixture cooler** |
| 6 Zero pressure regulator | 20 Engine coolant pump | |
| 7 Lambda servovalve | 21 Engine preheating unit* | |
| 8 Combustion air filter | 22 Automatic oil fill solenoid | |
| 9 Gas-air mixer | 23 Engine oil drain | |
| | 24 Reserve oil tank | |

*Optional **Optional and available for CE 400 NA only

Technical data – CE 12 NA & CE 19 NA

| | CHP CE 12 NA module | | CHP CE 19 NA module | |
|---|---------------------------------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | Non-condensing | Condensing | Non-condensing | Condensing |
| General | | | | |
| Nominal heat output at 80/60°C (kW _{th}) | 11.8-23.6 | – | 16-32 | – |
| Nominal heat output at 80/30°C (kW _{th}) | – | 13.75-27.5 | – | 18-36 |
| Nominal heat output at 90/70°C (kW _{th}) | – | – | – | – |
| Nominal electrical output at 80/60°C (kW _{el}) | 6-12 | – | 9.5-19 | – |
| Nominal electrical output at 90/70°C (kW _{el}) | – | – | – | – |
| Nominal electrical output at 80/30°C (kW _{el}) | – | 6-12 | – | 9.5-19 |
| Modulation range (turn-down) (%) | 50-100 | 50-100 | 50-100 | 50-100 |
| Gas input (kW) | 19.9-39.7 | 19.9-39.7 | 28-56 | 28-56 |
| Net thermal efficiency (%) | 59.5 | 69.3 | 57.1 | 64.3 |
| Net electrical efficiency (%) | 30.2 | 30.2 | 34 | 34 |
| Net overall efficiency (%) | 89.7 | 99.5 | 91.1 | 98.3 |
| Maximum operating pressure (bar) | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Heating flow/return (°C) | 80/60 | 80/30 | 80/60 | 80/30 |
| Pressure drop @ ΔT 20°C (mbar) | <100 | <100 | <180 | <180 |
| Flow rate @ ΔT 20°C (kg/s) | 0.69 | 0.31 | 0.88 | 0.29 |
| Module noise level dB(A) | 56 | 56 | 56 | 56 |
| Exhaust noise level with primary silencer (dB(A) in 1m) | 57 | 57 | 54 | 54 |
| Exhaust noise level with primary & secondary silencer (dB(A) in 1m) | 44 | 44 | 44 | 44 |
| Exhaust noise level with tertiary silencer (dB(A) in 1m) | – | – | – | – |
| Air outlet silencer segments 1 & 2 (dB(A)) | – | – | – | – |
| Air outlet silencer segments 1, 2 & 3 (dB(A)) | – | – | – | – |
| NO _x content at 5% oxygen, dry (max gNO _x /m ³) | 0.125 | 0.125 | 0.125 | 0.125 |
| Exhaust gas mass flow rate, wet (g/s) | 15.8 | 15.8 | 20.4 | 20.4 |
| Exhaust gas pressure (Pa) | 500 | 500 | 400 | 400 |
| CO content at 5% oxygen, dry (max gCO/m ³) | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 |
| Design gas supply pressure (mbar) | 20-65 | 20-65 | 20-65 | 20-65 |
| Operating voltage (V/Hz) | 400/50 | 400/50 | 400/50 | 400/50 |
| Electrical supply (phases) | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Electrical power consumption (W) | 350 | 350 | 400 | 400 |
| Engine | | | | |
| Engine model | Naturally aspirated “Otto” gas engine | | Naturally aspirated “Otto” gas engine | |
| Principle of operation | Four-stroke | Four-stroke | Four-stroke | 4 in line |
| Number of cylinders/arrangement | 4 in line | 4 in line | 4 in line | 4 in line |
| Gas consumption (m ³ /h) | 4 | 4 | 5.6 | 5.6 |
| Oil consumption (g/h) | Approx. 2.4 | Approx. 2.4 | Approx. 2.4 | Approx. 2.4 |

| | CHP CE 12 NA module | | CHP CE 19 NA module | |
|--|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | Non-condensing | Condensing | Non-condensing | Condensing |
| Generator | | | | |
| Three-phase generator | Asynchronous, air-cooled | | Asynchronous, air-cooled | |
| Model output (kVA) | 14.46 | 14.46 | 23.5 | 23.5 |
| Regulated cos φ | >0.83 [†] | >0.83 [†] | >0.83 [†] | >0.83 [†] |
| Efficiency under full load cos $\varphi=1$ (%) | 91.6 | 91.6 | 94.6 | 94.6 |
| Stator connection | Star | Star | Star | Star |
| Maximum ambient temperature (°C) | +65 | +65 | +65 | +65 |
| Voltage (V) | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Rated current (A) | 17.5 | 17.5 | 28.2 | 28.2 |
| Frequency (Hz) | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Speed (rpm) | 1,535 | 1,535 | 1,522 | 1,522 |
| Cooling | Air | Air | Air | Air |
| Ventilation air fan | | | | |
| Flow rate (m ³ /h) | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Compression (Pa) | 180 | 180 | 180 | 180 |
| Connections | | | | |
| Flow connection \varnothing [F] (mm/inch) | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " |
| Return connection \varnothing [R] (mm/inch) | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " | DN 20/R $\frac{3}{4}$ " |
| Exhaust connection \varnothing [AA] (mm) | DN 40 flange | DN 40 flange | DN 40 flange | DN 40 flange |
| Extracted air connection \varnothing [AL] (mm) | – | – | – | – |
| Gas connection \varnothing [GAS] (mm/inch) | DN 15/Rp $\frac{1}{2}$ " internal | DN 15/Rp $\frac{1}{2}$ " internal | DN 15/Rp $\frac{1}{2}$ " internal | DN 15/Rp $\frac{1}{2}$ " internal |
| Condensate connection \varnothing [AKO] | Hose 19mm | Hose 19mm | Hose 19mm | Hose 19mm |
| Dimensions | | | | |
| Length (mm) | 1,600 | 1,600 | 1,800 | 1,800 |
| Width (mm) | 882 | 882 | 900 | 900 |
| Height (mm) | 1,263 | 1,263 | 1,010 | 1,010 |
| Service clearances | | | | |
| Front (mm) | >900 | >900 | >900 | >900 |
| Back (mm) | >800 | >800 | >900 | >900 |
| Right side (mm) | >900 | >900 | >900 | >900 |
| Left side (mm) | >900 | >900 | >900 | >900 |
| Width for access (mm) | >882 | >882 | >900 | >900 |
| Weights | | | | |
| Weight in operation (kg) | 925 [^] | 925 [^] | 1,110 [^] | 1,110 [^] |
| Weight at shipping (kg) | 900 [^] | 900 [^] | 990 [^] | 990 [^] |
| ErP | | | | |
| Rated heat output | – | 28 | – | 36 |
| Seasonal space heating energy efficiency | – | 124 | – | 128 |
| Energy Efficiency Class | – | A+ | – | A++ |

[†]cos φ = 0.96 when opting for compensation capacitor installation.

[^]The actual weight of the delivered module may differ due to variable manufacturing options.

Technical data – CE 50 NA to CE 400 NA

| | CHP CE 50 NA to CE 400 NA modules | | | | | |
|---|---------------------------------------|------------|------------|-------------------------------|------------|-----------|
| | CE 50 NA | CE 70 NA | CE 140 NA | CE 240 NA | CE 365 NA | CE 400 NA |
| General | | | | | | |
| Nominal heat output at 80/60°C (kW _{th}) | – | – | – | – | 242.3-478* | 250-500* |
| Nominal heat output at 80/30°C (kW _{th}) | – | – | – | – | – | – |
| Nominal heat output at 90/70°C (kW _{th}) | 40-80 | 54.5-109 | 106-212 | 187-374 | 242.3-478* | 250-500* |
| Nominal electrical output at 80/60°C (kW _{el}) | – | – | – | – | – | – |
| Nominal electrical output at 90/70°C (kW _{el}) | 25-50 | 35-70 | 70-140 | 120-240 | 185-365 | 200-400 |
| Nominal electrical output at 80/30°C (kW _{el}) | – | – | – | – | – | – |
| Modulation range (turn-down) (%) | 50-100 | 50-100 | 50-100 | 50-100 | 50.7-100 | 50-100 |
| Gas input (kW) | 74-148 | 102-204 | 192-384 | 334.5-669 | 484.2-955 | 519-1,038 |
| Net thermal efficiency (%) | 54.1 | 53.4 | 55.2 | 55.9 | 50.1 | 48.2 |
| Net electrical efficiency (%) | 33.8 | 34.3 | 36.5 | 35.9 | 38.2 | 38.5 |
| Net overall efficiency (%) | 87.9 | 87.7 | 91.7 | 91.8 | 88.3 | 86.7 |
| Maximum operating pressure (bar) | 6 | 6 | 6 | 6 | 6** | 6** |
| Heating flow/return (°C) | 90/70 | 90/70 | 90/70 | 90/70 | 90/70* | 90/70* |
| Pressure drop @ ΔT 20°C (mbar) | 500 | 480 | 550 | 560 | 200 | 200 |
| Flow rate @ ΔT 20°C (kg/s) | 0.96 | 1.3 | 2.53 | 4.47 | 6.64 | 6.94 |
| Module noise level dB(A) | 65 | 68 | 71 | 70 | 83 | 83 |
| Exhaust noise level with primary silencer (dB(A) in 1m) | 75 | 79 | 72 | 77 | 79 | 79 |
| Exhaust noise level with primary & secondary silencer (dB(A) in 1m) | 61 | 64 | 57 | 63 | >50 | >50 |
| Exhaust noise level with tertiary silencer (dB(A) in 1m) | 35 | 35 | 35 | 35 | – | – |
| Air outlet silencer segments 1 & 2 (dB(A)) | 43 | 51 | 59 | 61 | 35 | 35 |
| Air outlet silencer segments 1, 2 & 3 (dB(A)) | 35 | 35 | 35 | 35 | – | – |
| NOx content at 5% oxygen, dry (max gNOx/m ³) | 0.125 | 0.25 | 0.25 | 0.25 | 0.5 | 0.5 |
| Exhaust gas mass flow rate, wet (g/s) | 53.3 | 78.1 | 146.7 | 255.8 | 557.2 | 598.1 |
| Exhaust gas pressure (Pa) | 750 | 750 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| CO content at 5% oxygen, dry (max gCO/m ³) | 0.15 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| Design gas supply pressure (mbar) | 20-80 | 20-80 | 20-80 | 20-80 | 25-80 | 25-80 |
| Operating voltage (V/Hz) | 400/50 | 400/50 | 400/50 | 400/50 | 400/50 | 400/50 |
| Electrical supply (phases) | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Electrical power consumption (W) | 1,000 | 1,700 | 2,500 | 3,900 | 6,400 | 6,400 |
| Engine | | | | | | |
| Engine model | Naturally aspirated “Otto” gas engine | | | Gas-fired turbo “Otto” engine | | |
| Principle of operation | 4 in line | 6 in line | 6 in line | V12 | V12 | V12 |
| Number of cylinders/arrangement | 4 in line | 6 in line | 6 in line | V12 | V12 | V12 |
| Gas consumption (m ³ /h) | 14.8 | 20.4 | 38.4 | 66.9 | 95 | 106 |
| Oil consumption (g/h) | Approx. 40 | Approx. 50 | Approx. 60 | Approx. 100 | <200 | <200 |

*90/70°C flow and return temperatures without optional DHW heat exchanger. 80/60°C with DHW heat exchanger.

**Over 6 bar pressure possible with optional system separation heat exchangers.

| | CHP CE 50 NA to CE 400 NA modules | | | | | |
|--|-----------------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|-----------|
| | CE 50 NA | CE 70 NA | CE 140 NA | CE 240 NA | CE 365 NA | CE 400 NA |
| Generator | | | | | | |
| Three-phase generator | Synchronous, air-cooled | | | Synchronous, air-cooled | | |
| Model output (kVA) | 63 | 88 | 175 | 300 | 594 | 594 |
| Regulated cos φ | >0.95 | >0.95 | >0.95 | >0.95 | >0.95 | >0.95 |
| Efficiency under full load cos $\varphi=1$ (%) | 94.2 | 94.5 | 95.1 | 96.1 | 96.3 | 96.3 |
| Stator connection | Star | Star | Star | Star | Star | Star |
| Maximum ambient temperature (°C) | +40 | +40 | +40 | +40 | +40 | +40 |
| Voltage (V) | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Rated current (A) | 72 | 101 | 202 | 346 | 528 | 528 |
| Frequency (Hz) | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Speed (rpm) | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 1,500 |
| Cooling | Enclosure air | | Enclosure air | | Enclosure air | |
| Ventilation air fan | | | | | | |
| Flow rate (m ³ /h) | 400-3,483 | 400-5,932 | 400-5,932 | 400-5,932 | 14,000 | 14,000 |
| Compression (Pa) | 605 | 605 | 675 | 675 | 400 | 400 |
| Connections | | | | | | |
| Flow connection \varnothing [F] (mm/inch) | DN 32/Rp1¼" | DN 40/Rp1½" | DN 50/Rp2" | DN 65/Rp2½" | DN 80 | DN 80 |
| Return connection \varnothing [R] (mm/inch) | DN 32/Rp1¼" | DN 40/Rp1½" | DN 50/Rp2" | DN 65/Rp2½" | DN 80 | DN 80 |
| Exhaust connection \varnothing [AA] (mm) | DN 65 | DN 100 | DN 125 | DN 150 | DN 200 | DN 200 |
| Extracted air connection \varnothing [AL] (mm) | DN 400 | DN 400 | DN 500 | DN 500 | DN 560 | DN 560 |
| Gas connection \varnothing [GAS] (mm/inch) | DN 25/Rp1" | DN 32/Rp1¼" | DN 40/Rp1½" | DN 50/Rp2" | DN 65 | DN 65 |
| Condensate connection \varnothing [AKO] | R½" | R½" | R½" | R½" | R½" | R½" |
| Dimensions | | | | | | |
| Length (mm) | 2,930 | 3,275 | 3,730 | 4,380 | 5,300 | 5,300 |
| Width (mm) | 960 | 960 | 1,160 | 1,510 | 1,660 | 1,660 |
| Height (mm) | 1,730 | 1,730 | 1,930 | 1,980 | 2,070 | 2,070 |
| Service clearances | | | | | | |
| Front (mm) | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 |
| Back (mm) | >900 | >900 | >900 | >900 | >1,100 | >1,100 |
| Right side (mm) | >900 | >900 | >900 | >1,400 | >1,400 | >1,400 |
| Left side (mm) | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 | >900 |
| Width for access (mm) | >960 | >960 | >1,160 | >1,510 | >1,660 | >1,660 |
| Weights | | | | | | |
| Weight in operation (kg) | Approx. 2,360 | Approx. 2,800 | Approx. 4,000 | Approx. 5,200 | 7,500 | 7,500 |
| Weight at shipping (kg) | Approx. 2,200 | Approx. 2,500 | Approx. 3,900 | Approx. 4,400 | 6,900 | 6,900 |

Training – keeping you up to speed with the latest technology

Bosch Thermotechnology Ltd. is as renowned for the quality of its training as it is for the quality of its products. Training that enables specifiers and installers to keep up to speed with the latest regulations, as well as the most recent products to enter the market.



Many Bosch training courses are LOGIC approved

State-of-the-art facilities

All our training courses are carried out at our purpose-built training facilities in Worcester. The Worcester facility has been expanded with the opening of a new £1.5m, 400m² unit which includes life-size single-storey buildings with working appliances to simulate real installations.

Bosch also has Training and Assessment academies at West Thurrock and a brand new £1.2 million facility in Wakefield.

Apply now

If you would like further information, or to book a place, you can contact our training team on **0330 123 0166** or email training@uk.bosch.com

| Training courses | Content | Duration |
|--|---|----------|
| Commercial ACS course CODNC01 | Changeover qualification from domestic to commercial, including CIGA1. | 5 days |
| CHP overview course | Product overview, systems and controls. | 1 day |
| CHP CPD | Product overview, module sizing, installation considerations, legislation incentives | ½ day |
| GB162 | Features and benefits, energy efficiency and legislation requirements. | 1 day |
| Heat Interface Unit | Product overview, systems, controls, installation and commissioning. | 1 day |
| Gas-fired continuous flow water heater | Product overview, installation, commissioning, servicing and maintenance. | 1 day |
| Gas Absorption Heat Pump | Product overview, systems, controls, installation and commissioning. | 1 day |
| Solar thermal | Installation of panels, system design, Bosch solar components, commissioning, servicing, basic fault finding. | 1 day |
| Commercial controls | Guide to the varied range of Bosch control options that are available with the commercial boiler range. Controls covered: RC25, RC35, 4000. | 2 days |

CIBSE CPD accredited training course

Bosch Commercial and Industrial Heating now offers a CIBSE accredited Continuing Professional Development (CPD) for its CHP training programme.



Comprehensive CHP training

The new training course, aimed at consultants, contractors and specifiers, covers a multitude of CHP topic areas including the principles of CHP, sizing, typical applications, potential CO₂ savings, legislation incentives, installation requirements, service and maintenance and many more.

Bespoke to your needs

The half day training course, which counts towards your CIBSE CPD requirement, can be held at your premises as well as being tailored to meet your exact requirements.

The training course can also be arranged at Bosch Commercial and Industrial Heating's dedicated training and assessment academies at Worcester, Wakefield or West Thurrock. All courses are conducted by CHP experts and comprehensive notes are provided.






Our half day CHP training course covers a multitude of topic areas including:






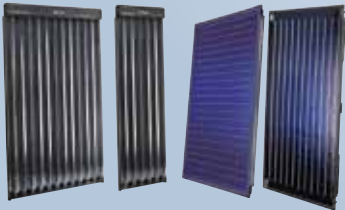
- ▶ The operating principles of CHP
- ▶ Module sizing
- ▶ Typical applications
- ▶ Maximising CO₂ savings
- ▶ Legislation incentives
- ▶ Installation considerations
- ▶ Financial savings
- ▶ Servicing and maintenance.

Contractors, specifiers and consultants wishing to confirm their place should call Bosch Commercial and Industrial Heating training on **0330 123 0166** or email **training@uk.bosch.com**

Overview of the **complete product range**

With an extensive product range of energy-efficient cast iron boilers, stainless steel boilers, the latest aluminium condensing boilers and an extensive renewable range, we can provide the complete heating and hot water solution. For more information please call **0330 123 3004** or visit **www.bosch-industrial.co.uk**

| Range Overview | Outputs | Description |
|--|--|---|
| Condensing wall hung  | 65 - 100kW | GB162 The GB162 is a stylish and remarkably compact condensing gas boiler. Up to 110% efficiency, quiet and easy to install and maintain. |
| | Up to 800kW | GB162 Cascades Boilers can be installed in an innovative in-line or back-to-back cascade system of up to 8 boilers, with just 4 boilers back-to-back giving a 400kW output in just 1m ² . |
| Continuous Flow Water Heater  | 50kW | CWi47 With an output of 50kW, the CWi47 instantaneous water heater is ideal for use in high-end residential, and both small and large commercial applications. |
| | Up to 600kW | CWi47 Cascades Up to 12 appliances can be cascaded in parallel, offering a combined flow rate of up to 250 lts/min. |
| Heat Interface Unit  | | Heat Interface Unit (HIU) The Heat Interface Unit (HIU) provides domestic hot water and space heating to properties that are serviced from district heating or centralised boiler plants. The HIU comprises of two heat exchangers, one for providing instant domestic hot water at a regulated temperature and the second for space heating within the property. |
| Condensing Pre-mix Aluminium  | 90 - 280kW | GB312 A compact floor standing, condensing gas boiler, the GB312 is suitable for room-sealed or open flue systems and is fitted with a cast aluminium heat exchanger. |
| | 180 - 560kW | GB312 Cascades Available as a two boiler cascade where higher outputs are required. |
| | 320 - 620kW | GB402 A floor standing, condensing gas boiler, the GB402 is fitted with a cast aluminium heat exchanger and thermally-insulated boiler body. |
| | 640 - 1,240kW | GB402 Cascades Can be used as a multiple boiler cascade where higher outputs are required. |
| Condensing Stainless Steel  | 50 - 115kW 145 - 640kW 790 - 1,200kW | SB325 SB625 SB745 High-performance gas condensing boilers with precision-engineered condensing heat exchangers made of high-quality stainless steel and with compact dimensions for easy installation. |

| Range Overview | Outputs | Description |
|---|---|---|
| High Efficiency Cast Iron  | 68 - 83kW 86 - 230kW 201 - 510kW 511 - 1,200kW | G215 GE315 GE515 GE615 The GE range is particularly well suited for replacement boilers, or where access to the boiler room is restricted. They offer high efficiency and allow very simple, cost-effective hydraulic system design. |
| Steel with Stainless or Galvanised Steel Secondary Heat Exchanger  | 650 - 19,200kW 750 - 19,200kW 820 - 18,300kW 13,000 - 38,000kW | UNIMAT UT-L UNIMAT UT-M UNIMAT UT-H UNIMAT UT-HZ Bosch steel boilers are available for a wide range of industrial applications. The sizing and equipment level of Bosch steel boilers are designed to individual customer specification with many different options and variants available. |
| High efficiency steam boilers  | 175 - 3,200kg/hr 175 - 1,250kg/hr 200 - 2,000kg/hr 1,250kg/hr 2,600 - 28,000kg/hr 18,000 - 55,000kg/hr 18,000 - 55,000kg/hr | UNIVERSAL U-ND UNIVERSAL U-HD UNIVERSAL U-MB UNIVERSAL ULS UNIVERSAL UL-SX UNIVERSAL ZFR UNIVERSAL ZFR-X The shell boilers of the proven and reliable UNIVERSAL series cover the full spectrum of steam capacities from 175 to 55,000kg/hr. |
| Heat recovery steam boilers  | 400 - 4,170kg/hr | HRSB 40 HRSB 80 HRSB 50 HRSB 90 HRSB 60 HRSB 100 HRSB 70 HRSB 110 Designed to recover the accumulated flue gas heat from combined heat and power (CHP) plant by converting it into process steam. |
| Gas Absorption Heat Pump  | 38.3kW | GHP AWO 38 The GWPL 38 is a low carbon solution for the delivery of highly efficient, renewable heating for commercial, industrial and residential applications. |
| | 76.6 - 205.5kW | GHP AWO 38 Cascade System For higher heat demands, the GWPL 38 can be supplied in a factory-assembled rig-mounted multi heat pump cascade of up to 205.5kW, and larger cascade systems are available if required. |
| Solar thermal  | | SKR6 and SKR12 Evacuated tube portrait panels Evacuated tubes work on a similar principle to a vacuum flask by using the excellent thermal insulation properties to help generate heat. In optimum conditions they can produce up to 60%* of a property's hot water. |
| | | SKS 4.0 and SKN (Lifestyle) flat plate portrait and landscape panels SKS 4.0 collectors use high specification solar technology to maximise the amount of heat captured from the sun and ensure optimum energy yields. SKN (Lifestyle) collectors offer both quality and value for investors wishing to upgrade their heating system with renewable technology. |

* Source: Energy Saving Trust

Bosch Commercial and Industrial Heating

Cotswold Way

Warndon

Worcester

WR4 9SW

Tel: 0330 123 3004

Email: commercial.industrial@uk.bosch.com

www.bosch-industrial.co.uk



93/2339

8-716-116-367 Issue E 10/15

Bosch Thermotechnology Ltd. has a policy of continuous research and development and this may necessitate alterations to this specification from time to time. Therefore before preparing for the installation of the appliance it is important that the instructions issued with the unit are carefully read and adhered to. The statutory rights of the customer are not affected. Photographs shown are used for illustrative purpose only. All information is correct at time of going to press. Bosch Thermotechnology Ltd. reserves the right to alter any information where necessary. E&OE.

Catálogo tarifa general **2015**

- Tarifa calderas medianas
y grandes potencias
- Tarifa regulaciones
- Tarifa energías renovables
- Tarifa acumuladores



El calor es nuestro

Buderus
Grupo Bosch



Capítulo 7

Módulos de cogeneración CHP para aplicaciones del sector terciario e industrial

Módulos de cogeneración CHP CE

Módulos CHP



Módulos de cogeneración CHP

- Economía y durabilidad, producción eficiente de energía in situ.
- Costes energéticos bajos gracias a su elevada eficiencia en la generación conjunta de calor y electricidad.
- Integración óptima a la instalación debido a su diseño compacto y sistema hidráulico integrado.
- Bajas emisiones de CO₂, CO y NO_x y ahorro de combustible.
- Interfaces para conexión e integración con sistemas de control centralizadas del edificio.
- También se puede concebir para el suministro eléctrico de emergencia (modelo de 50 kW_{el} en adelante).
- Son adecuadas para su integración en sistemas con producción de frío mediante sistemas de absorción.
- Con el módulo de integración para el funcionamiento conjuntamente con un generador de calor convencional que le ofrece el Grupo Bosch, la integración de los módulos de cogeneración en su instalación es muy sencilla.

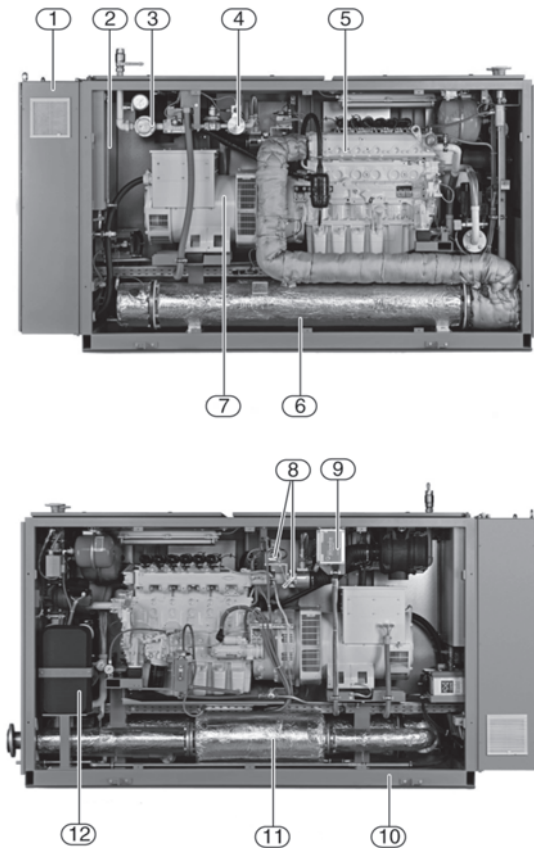
Módulos CHP

| Equipo | Potencia eléctrica [kW _{el}] | Potencia térmica [kW _{th}] | Peso en vacío [kg] | Largo [mm] | Ancho [mm] | Alto [mm] | Referencias |
|----------------------|--|--------------------------------------|--------------------------|------------|------------|-----------|-------------|
| CHP CE 19 NA | 19 | 31-38, entrada 54 kW | Aprox. 970 ¹⁾ | 1900 | 881 | 1334 | 8738613148 |
| CHP CE 50 NA | 50 | 80, entrada 148 kW | Aprox. 2200 | 2930 | 960 | 1830 | 8738613150 |
| CHP CE 70 NA | 70 | 109, entrada 204 kW | Aprox. 2500 | 3275 | 960 | 1830 | 8738613161 |
| CHP CE 140 NA | 140 | 212, entrada 384 kW | Aprox. 3900 | 3730 | 1154 | 2030 | 8738613162 |
| CHP CE 240 NA | 238 | 374, entrada 669 kW | Aprox. 4400 | 4380 | 1510 | 2080 | 8738613163 |
| CHP CE 365 NA | 365 | 478, entrada 955 kW | Aprox. 6900 | 5300 | 1660 | 2470 | 8738612341 |
| CHP CE 400 NA | 400 | 500, entrada 1038 kW | Aprox. 6900 | 5300 | 1660 | 2470 | 8738611891 |

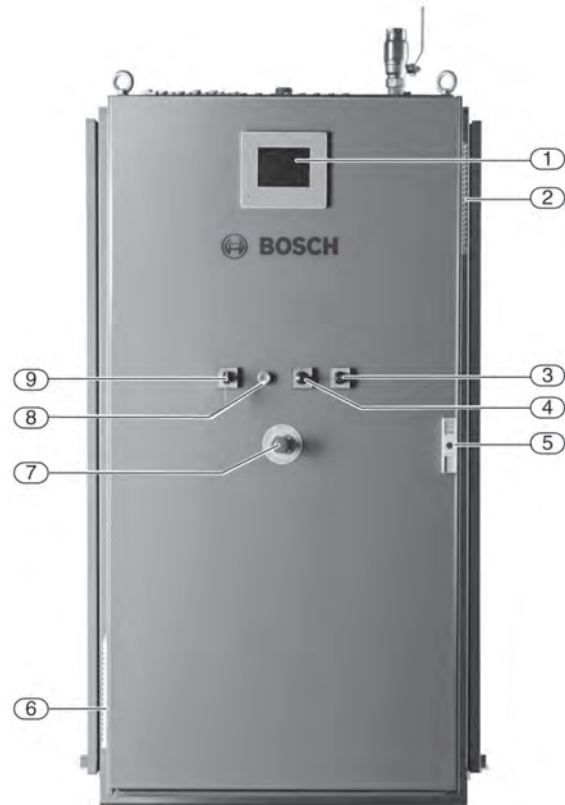
1) CE19: Peso con embalaje para el transporte.

Detalle constructivo módulo CHP

Componentes



Cuadro de control



Conexiones componentes

- 1 = Cuadro mando y control
- 2 = Depósito de aceite
- 3 = Rampa de seguridad de gas (gas natural)
- 4 = Control Lambda (gas natural)
- 5 = Motor de gas
- 6 = Intercambiador de calor de gases de combustión
- 7 = Generador síncrono
- 8 = Control de velocidad de salida
- 9 = Unidad de encendido
- 10 = Plataforma de soporte
- 11 = Silenciador de gases de escape
- 12 = Intercambiador de calor de refrigeración del motor

Conexiones cuadro de control

- 1 = Pantalla táctil de operación y visualización
- 2 = Parrilla de entrada de aire ambiente al cuadro de control
- 3 = Interruptor para permitir la operación sin corriente (opcional)
- 4 = Iluminación de cabina
- 5 = Cerradura especial para el cierre del armario de control
- 6 = Parrilla de entrada de aire ambiente al cuadro de control
- 7 = Parada de emergencia
- 8 = Confirmación parada de emergencia + alarma de humo
- 9 = Interruptor de servicio

Datos técnicos CHP

| Módulos CHP | CE19 condens | | CE50 | CE70 | CE140 | CE240 | CE365 | CE400 |
|--|---------------------------------|-------------|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------|
| | Sin | Con | | | | | | |
| Descripción del generador | | | | | | | | |
| Generador trifásico | Asíncrono, refrigerado por agua | | Síncrono, refrigerado por aire | | | | | |
| Potencia de salida ▶ [kVA] | 26 | 63 | 88 | 175 | 300 | 594 | 594 | |
| Cos ϕ regulado | >0,76 | >0,95 | | | | | | |
| Grado de efectividad a carga total y $\cos \phi = 1$ ▶ [%] | 93,2 | 94,2 | 94,5 | 95,1 | 96,1 | 96,3 | 96,3 | |
| Conexión del estator | Estrella | | | | | | | |
| Temperatura ambiente máxima ▶ [°C] | +60 | +40 | | | | | | |
| Tensión ▶ [V] | 400 | | | | | | | |
| Corriente nominal ▶ [A] | 37,5 | 72 | 101 | 202 | 346 | 528 | 528 | |
| Corriente de cortocircuito ▶ [kA(a 0,1 s)] | 0,242 | 1,008 | 1,011 | 1,414 | 3,044 | 7,942 | 7,942 | |
| Frecuencia ▶ [Hz] | 50 | | | | | | | |
| Revoluciones ▶ [rpm] | 1525 | 1500 | | | | | | |
| Momento de inercia ▶ [kgm ²] | 0,3051 | 0,9785 | 0,9785 | 1,738 | 7,41 | | | |
| Clase de aislamiento DIN 40050/IEC 529 | H | | | | | | | |
| Peso del generador ▶ [kg] | Aprox. 310 | 460 | 460 | 615 | 1253 | | | |
| Longitud generador ▶ [mm] | 470 | 875 | 875 | 985 | 1311 | | | |
| Ancho generador ▶ [mm] | 464 | 537 | 537 | 527 | 740 | 750 | 750 | |
| Altura generador ▶ [mm] | 420 | 661 | 661 | 765 | 867 | | | |
| Medio de refrigeración | Agua | | Aire encapsulado | | | | | |
| Nivel de intensidad acústica (medición en campo acústico libre) | | | | | | | | |
| Ruido del módulo CHP encapsulado ▶ [dB(A)] | 56 | 65 | 68 | 71 | 70 | 83 | 83 | |
| Ruido de gases con silenciador de gases de escape primario ▶ [dB(A) a 1m] | 66 | 75 | 79 | 72 | 77 | 79 | 79 | |
| Ruido de gases con silenciador de gases de escape primario y secundario ▶ [dB(A) a 1m] | 35 | 61 | 64 | 57 | 63 | >50 | >50 | |
| Dimensiones y peso | | | | | | | | |
| Longitud ▶ [mm] | 1810/1900 | 2930 | 3275 | 3730 | 4380 | 5300 | 5300 | |
| Anchura ▶ [mm] | 750/900 | 960 | 960 | 1160 | 1510 | 1660 | 1660 | |
| Altura ▶ [mm] | 1300/1300 | 1730 | 1730 | 1930 | 1980 | 2040 | 2040 | |
| Peso en funcionamiento ▶ [kg] | Aprox. 1115 | Aprox. 2360 | Aprox. 2800 | Aprox. 4000 | Aprox. 5200 | Aprox. 7500 | Aprox. 7500 | |
| Peso en vacío ▶ [kg] | Aprox. 970 ¹⁾ | Aprox. 2200 | Aprox. 2500 | Aprox. 3900 | Aprox. 4400 | Aprox. 6900 | Aprox. 6900 | |

1) CE19: Peso con embalaje para el transporte.

■ Datos técnicos CHP (continuación)

| Módulos CHP | CE19 condens | | CE50 | CE70 | CE140 | CE240 | CE365 | CE400 |
|---|-----------------|----------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-------------|----------|
| | Sin | Con | | | | | | |
| Condiciones ambientales | | | | | | | | |
| Temperatura ambiente admisible ▶ [°C] | de +4 hasta +30 | | | | | | +4 a +25 | +4 a +25 |
| Humedad relativa del aire sin rocío ▶ [%] | ≤70 | | | | | | | |
| Delta p área de aspiración ▶ [Pa] | ≤50 | | | | | | ≤100 | ≤100 |
| Altura de emplazamiento ▶ [m] | <300 | | | | | | | |
| Intercambiador de calor del agua de refrigeración del motor | | | | | | | | |
| Potencia térmica (±5 %) ▶ [kW] | 22,6 | 46 | 63 | 128 | 236 | 231 | 236 | |
| Temp. agua de refrigeración ▶ [°C] | 93/86,5 | 86/80 | | | | 80/86 | 82/88 | |
| Temp.a del agua de calefacción ▶ [°C] | 90/75,4 | 70/82 | 70/82 | 70/82 | 70/83 | 70/82 | 72/82 | |
| Pérdida carga agua calefacción ▶ [mbar] | <200 | 160 | 234 | 150 | 150 | 250 | 200 | |
| Material intercambiador calor completo | 1.4404 | 1.4401 | | | | | | |
| Intercambiador de calor de gas | | | | | | | | |
| Potencia térmica (±5 %) ▶ [kW] | 11,5 | 18 | 34 | 46 | 84 | 138 | 194 | 209 |
| Temperatura de gases ▶ [°C] | 500/110 | 500/50 | 620/110 | 610/110 | 590/110 | 570/110 | 435/120 | 440/120 |
| Temp. del agua de calefacción ▶ [°C] | 60/80 | 30/50 | 82/90 | 82/90 | 82/90 | 83/90 | 82/90 | 82/90 |
| Pérdida carga agua de calefacc. ▶ [mbar] | 7 | 7 | 93 | 88 | 95 | 95 | 60 | 80 |
| Pérdida de carga de gases ▶ [mbar] | 3,5 | 3,5 | 9 | 8 | 11,5 | 11 | 5,3 | 5,3 |
| Gases después de catalizador (estado nuevo) | | | | | | | | |
| NOx ▶ [g NOx/Nm³] | <0,125 | ≤0,125 | ≤0,25 | ≤0,25 | ≤0,25 | ≤0,25 | ≤0,5 | ≤0,5 |
| CO ▶ [g CO/Nm³] | <0,15 | ≤0,15 | ≤0,30 | ≤0,30 | ≤0,30 | ≤0,30 | ≤0,3 | ≤0,3 |
| HCHO ▶ [g HCHO/m³] | ≤0,06 | | | | | | ≤0,06 | ≤0,06 |
| NMHC ▶ [g NMHC/m³] | ≤0,15 | | | | | | | |
| Todos a 5% de volumen de O ₂ contenido seco en gases de salida | | | | | | | | |
| Suministro de gas natural | | | | | | | | |
| Poder calorífico (Hi) ▶ [kWh/Nm³] | 8,2 - 10,2 | | | | | | 10 | 10 |
| Número metano | ≥80 | | | | | | | |
| Presión de suministro de gas ▶ [mbar] | 25 - 30 | | | | | | 50-100 | 50-100 |
| Temperatura de gas ▶ [°C] | ≤30 | | | | | | | |
| Conexión de gas roscada | R1/2 interno | DN 25//R1 DN32/R11/4 | | — | — | — | — | |
| Conex. gas con brida para soldar | — | — | — | DN40/PN16 | DN50/PN10 | DN65/PN10 | | |
| Generación de calor | | | | | | | | |
| Temperatura de retorno mín./máx. ▶ [°C] | 30/60 | | 50/70 | | | 50/65 | | |
| Caudal ▶ [m³/h] | 1,38 | 1,66 | 3,44 | 4,69 | 9,10 | 16,09 | 23,9 | 25 |
| Presión máx. servicio admisible ▶ [bar] | 6 | | | | | | | |
| Máximo sobrecalentamiento ▶ [k] | 20 | | | | | | | |
| Pérdida de presión con caudal estándar ▶ [bar] | 0,2 | 0,2 | 0,50 | 0,48 | 0,55 | 0,56 | 0,2 | 0,2 |
| Conexión ida/retorno (PN6) | DN25 | DN25 | DN32 | DN40 | DN50 | DN65 | DN80 (PN10) | |

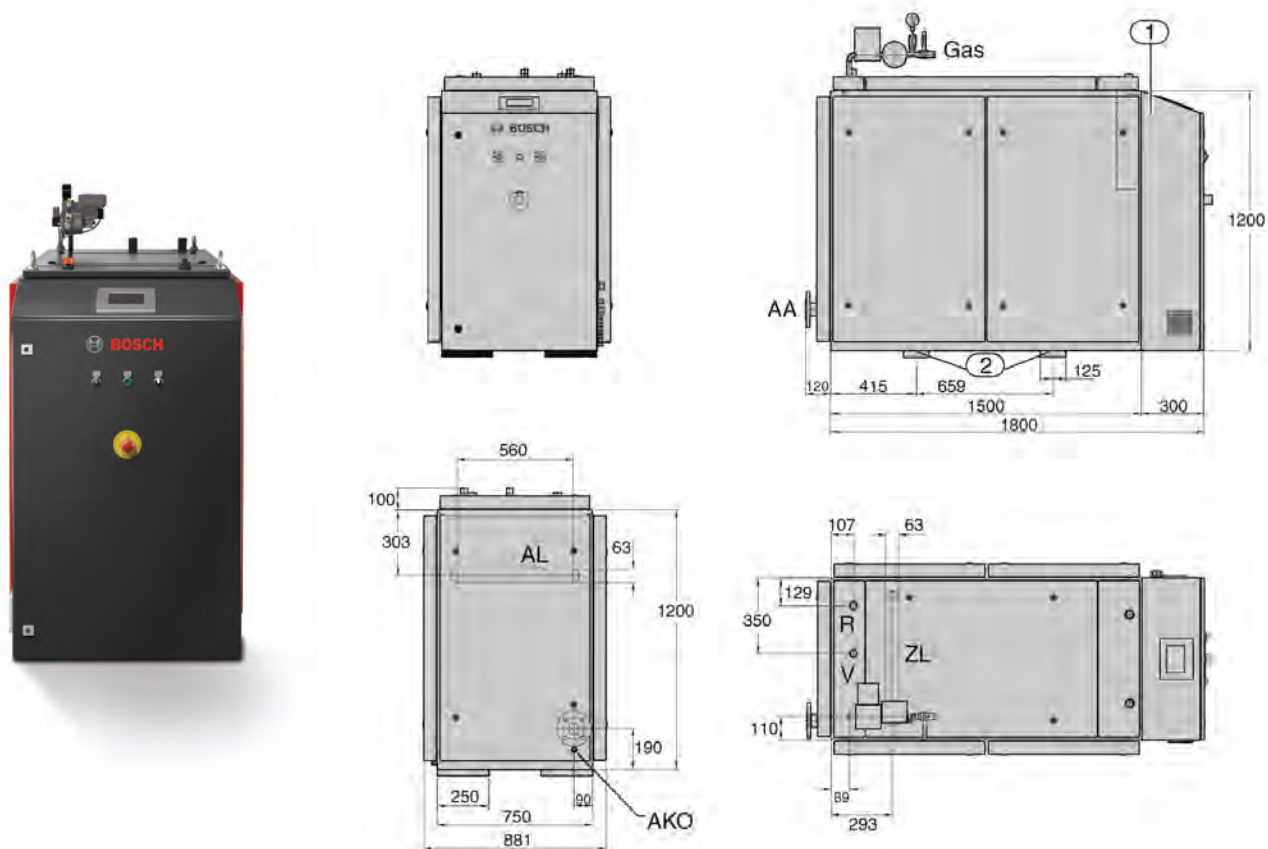
Datos técnicos CHP (continuación)

| Módulos CHP | CE19 condens | | CE50 | CE70 | CE140 | CE240 | CE365 | CE400 |
|---|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|---------|
| | Sin | Con | | | | | | |
| Modo de funcionamiento ▶ [%] | 100 | | | | | | | |
| Generación de corriente trifásica ▶ [V/Hz] | 400/50 | | | | | | | |
| Temperatura de calefacción ▶ [°C] | 80/60 | 50/30 | 90/70 | 90/70 | 90/70 | 90/70 | 80/60 | 80/60 |
| Potencia eléctrica (Cos $\phi = 1$) ▶ [kWel] | 19 | | 50 | 70 | 140 | 240 | 365 | 400 |
| Potencia térmica ($\pm 5\%$) ▶ [kWth] | 31 | 38 | 80 | 109 | 212 | 374 | 478 | 500 |
| Potencia de combustible ($\pm 5\%$) ISO3046-1 ▶ [kW] | 54 | 54 | 148 | 204 | 384 | 669 | 955 | 1038 |
| Rango modulación ▶ [kWel] | 9,5-19 | | 25-50 | 35-70 | 70-140 | 120-240 | 185-365 | 200-400 |
| Relación arranque/parada (media anual) Hs/arranque | 6:1 | | | | | | | |
| Rendimientos en funcionamiento paralelo con la red | | | | | | | | |
| Rendimiento eléctrico ▶ [%] | 35,1 | 35,1 | 33,8 | 34,3 | 36,5 | 35,9 | 38,2 | 38,5 |
| Rendimiento térmico ▶ [%] | 57,3 | 70,2 | 54,1 | 53,4 | 55,2 | 55,9 | 50,1 | 48,2 |
| Rendimiento global ▶ [%] | 94,2 | 105,3 | 87,9 | 87,7 | 91,7 | 91,8 | 88,3 | 86,7 |
| Ratio de potencia de calefacción ▶ [kWel/kWth] | 0,61 | 0,50 | 0,63 | 0,64 | 0,66 | 0,64 | 0,76 | 0,8 |
| Poder calorífico inferior (Hi) ▶ [kWh/m ³] | 10,0 | | | | | | | |
| Temperatura media ambiente ▶ [DIN ISO] | 25°C | | | | | | | |
| Humedad media de operación ▶ [%] | 30 | | | | | | | |
| Presión atmosférica ▶ [kPa] | 100 | | | | | | | |
| Instalación sobre nivel mar ▶ [m] | <100 | | | | | | | |
| Número metano | >80 | | | | | | | |
| Descripción del motor | | | | | | | | |
| Tipo de motor Motor | Atmosférico Otto de gas | | | | | | Turbo Otto de gas | |
| Modo de trabajo | 4 tiempos | | | | | | | |
| Número de cilindros/distribución | 4 línea | 4 línea | 4 línea | 6 línea | 6 línea | V12 | | |

■ Datos técnicos CHP (continuación)

| Módulos CHP | CE19 condens | | CE50 | CE70 | CE140 | CE240 | CE365 | CE400 |
|---|--------------|--------------|----------|--------------|----------|--------|--------|-------|
| | Sin | Con | | | | | | |
| Aire de combustión y ventilación | | | | | | | | |
| Calor de radiación ▶ [kW] | 3 | 3 | 12 | 16 | 30 | 42 | 55 | 55 |
| Masa de aire de combustión <25°C ▶ [m³/h] | 40 | | 140 | 199 | 367 | 642 | 1636 | 1717 |
| Masa de aire de combustión ▶ [kg/h] | 52 | | 181 | 257 | 475 | 830 | 2050 | 2136 |
| Temperatura de aire de entrada ▶ [°C] | + 4/+ 25 | | | | | | +4/+30 | |
| Cabina de insonorización | | | | | | | | |
| Temp. de entrada de aire máxima ▶ [°C] | ≤25 | | | ≤+30 | | | | |
| Temp. de salida de aire máxima ▶ [°C] | +50 | | | +52 | | | | |
| Ventilador de aire de entrada | | | | | | | | |
| Caudal ▶ [m³/h] | 600 | 400-3483 | 400-5932 | 400-5932 | 400-5932 | 14000 | 14000 | |
| Compresión ▶ [Pa] | 180 | 605 | 605 | 675 | 675 | 400 | 400 | |
| Gases de escape | | | | | | | | |
| Volumen de gases a 110 °C ▶ [Nm³/h] | 80 | 218 | 301 | 567 | 1043 | 1596 | 1716 | |
| Caudal de gases húmedo ▶ [kg/h] | 71 | 192 | 281 | 528 | 921 | 2006 | 2153 | |
| Presión gases escape inferior a ▶ [mbar] | 2 | 7,5 | 7,5 | 5,0 | 5,0 | 5 | 5 | |
| Conexión de los gases PN 10 DN 65 | DN50 | DN65 | DN100 | DN125 | DN 150 | DN 200 | DN 200 | |
| Conexión de condensados ▶ [Rosca] | 18 mm | 19 mm hembra | | 25 mm hembra | | R 1/2 | R 1/2 | |
| Cantidades de llenado | | | | | | | | |
| Depósito de aceite ▶ [l] | 35,5 | 70 | 70 | 110 | 150 | 250 | 250 | |
| Aceite lubricante del motor ▶ [l] | 4,5 | 12 | 34 | 28 | 30 | 90 | 90 | |
| Agua de refrigeración (máxima) ▶ [l] | 38 | 60 | 75 | 75 | 120 | 130 | 130 | |
| Agua de calefacción ▶ [l] | 8 | 65 | 98 | 107 | 155 | 165 | 165 | |
| Datos eléctricos | | | | | | | | |
| Energía auxiliar consumo (anual) ▶ [kW] | 0,5 | 0,5 | 1,0 | 1,7 | 2,5 | 3,9 | 6,4 | 6,4 |
| Tensión ▶ [V] | 400 | | | | | | | |
| Frecuencia ▶ [Hz] | 50 | | | | | | | |
| Pasacables | Placa ciega | | | | | | | |

Módulo CHP CE 19 NA



Conexiones

1 = Cuadro de control

2 = Puntos de apoyo

AA = Salida gases

AL = Salida aire extracción

AKO = Condensados

Gas = Entrada Gas natural

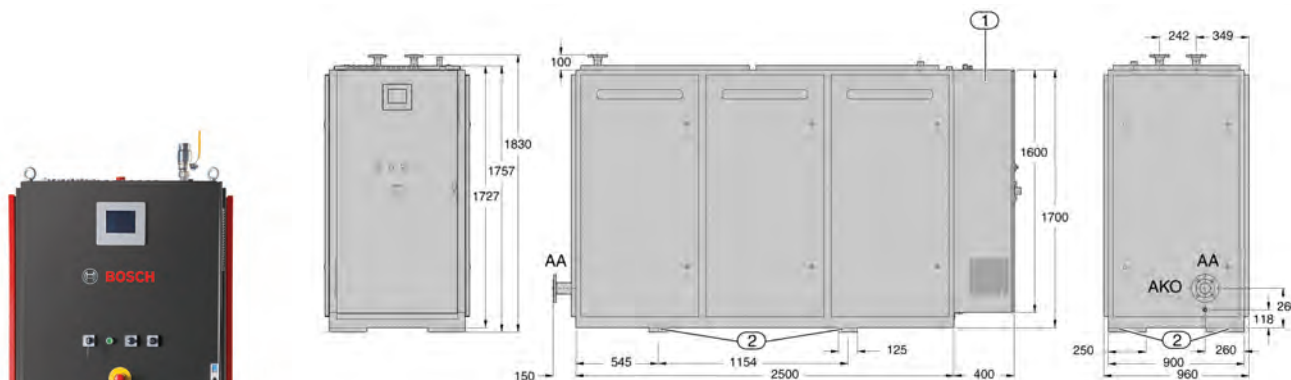
V/R = Ida y retorno de calefacción

ZL = Entrada de aire de ventilación

| CHP CE 19 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|---|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 19 NA | 19 | 31 – 38 | 54 | 8738613148 |
| Opciones | | | | |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 19 NA | | | | 7747221812 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 19 NA con M-Bus | | | | 8738612368 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 40 litros de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural | | | | 7747221030 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para el módulo CHP CE 19 NA | | | | 7747221032 |
| Silenciador secundario para gases de escape para módulo CHP CE 19 NA, uno por módulo, ca. 35 dB(A)/1m | | | | 7747221033 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 19 NA sin primer llenado de lubricante y costes de desplazamiento | | | | 7747221031 |

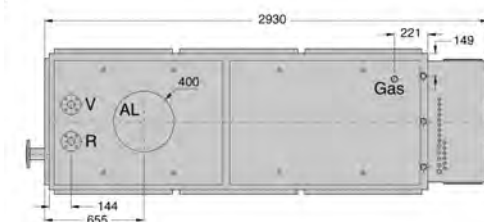
Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Módulo CHP CE 50 NA



Conexiones

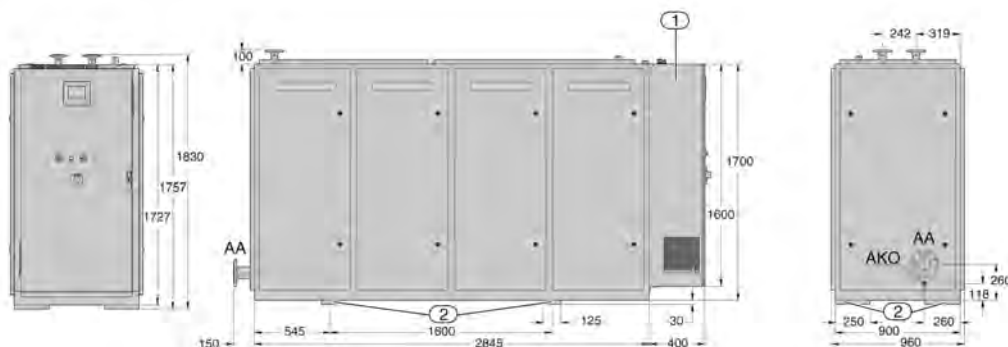
- 1 = Cuadro de control
- 2 = Puntos de apoyo
- AA = Salida gases
- AL = Salida aire extracción
- AKO = Condensados
- Gas = Entrada Gas natural
- V/R = Ida y retorno de calefacción



| CHP CE 50 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|--|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 50 NA | 50 | 80 | 148 | 8738613150 |
| Opciones | | | | |
| Regulación de temperatura de impulsión / regulación para aumento de temperatura de retorno para módulo CHP CE 50 NA, válvula de 3 vías, actuador, racores, bomba de agua caliente, vaso de expansión, válvula de seguridad | | | | 7747213589 |
| Control para módulo CHP CE 50 NA, para Gas Natural número de metano < 80 | | | | 7747213807 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA | | | | 7747213817 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA con M-Bus | | | | 8738612369 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia según DIN 6280 part 14, CHP CE 50 NA | | | | 7747213819 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia de seguridad según DIN 6280 part 13, CHP CE 50 NA, VDE 0107/0108 | | | | 7738300863 |
| Refrigerador aire/agua para CHP CE 50 NA | | | | 7747213825 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 60 litros de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural para CHP CE 50 NA, CE 70 NA, CE 140 NA | | | | 7747213708 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para el módulo CHP CE 50 NA | | | | 7747213714 |
| Silenciador de los gases de escape para el módulo CHP CE 50 NA, uno por módulo, 55 dB(A)/1m | | | | 7747213718 |
| Tercer nivel de insonorización para el módulo CHP CE 50 NA, uno por módulo, 35 dB(A)/1m | | | | 7747213789 |
| Recuperador de humos para el módulo CHP CE 50 NA con grupo de seguridad | | | | 7747221813 |
| Silenciador para el aire para módulo CHP CE 50 NA, uno por módulo, 54 dB(A)/1m, se compone de 2 segmentos | | | | 7747213725 |
| Silenciador para el aire para módulo CHP CE 50 NA, uno por módulo EN50, tercer segmento adicional, cerca de 35 dB(A)/1m | | | | 7747213729 |
| Sistema de precalentamiento de aire para módulo CHP CE 50 NA | | | | 7747213733 |
| Controlador del sistema de precalentamiento de aire para el módulo CHP CE 50 NA | | | | 7738300848 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 50 NA, sin primer llenado de lubricante | | | | 747213710 |

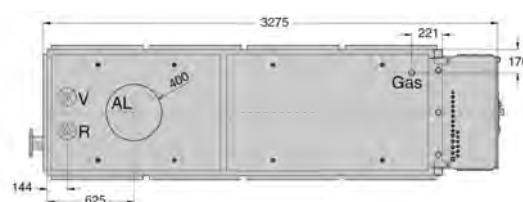
Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Módulo CHP CE 70 NA



Conexiones

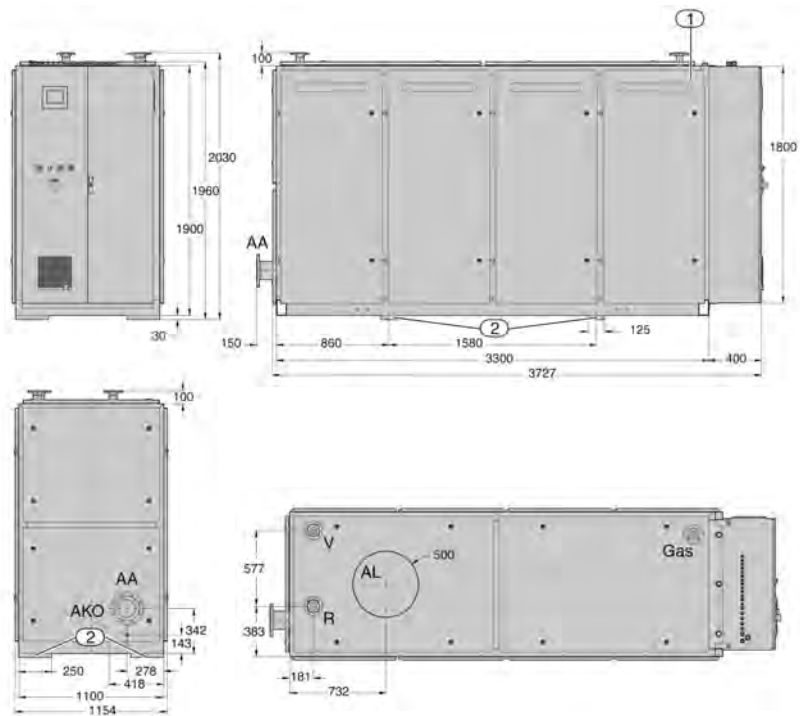
- 1 = Cuadro de control
- 2 = Puntos de apoyo
- AA = Salida gases
- AL = Salida aire extracción
- AKO = Condensados
- Gas = Entrada Gas natural
- V/R = Ida y retorno de calefacción



| CHP CE 70 NA | Potencia eléctrica (kW _e) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|---|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 70 NA | 70 | 109 | 204 | 8738613161 |
| Opciones | | | | |
| Regulación de temperatura de impulsión / regulación para aumento de temperatura de retorno para módulo CHP CE 70 NA, válvula de 3 vías, actuador, racores, bomba de agua caliente, vaso de expansión, válvula de seguridad. | | | | 7747213590 |
| Control para CHP CE 70 NA o CHP CE 140 NA, para gas natural con número de metano < 80 | | | | 7747213808 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA | | | | 7747213817 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA con M-Bus | | | | 8738612369 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia según DIN 6280 part 14, CHP CE 70 NA | | | | 7747213820 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia de seguridad según DIN 6280 part 13, CHP CE 70 NA, VDE 0107/0108 | | | | 7738300864 |
| Refrigerador auxiliar para CHP CE 70 NA con intercambiador aire/agua, instalación en cuadro eléctrico, y bomba de circulación | | | | 7747213826 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 60 litros de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural para CHP CE 50 NA, CE 70 NA, CE 140 NA | | | | 7747213708 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para el módulo CHP CE 70 NA | | | | 7747213715 |
| Silenciador de los gases de escape para el módulo CHP CE 70 NA, uno por módulo, valor de 55 dB(A)/1m | | | | 7747213719 |
| Tercer nivel de insonorización para el módulo CHP CE 70 NA, uno por módulo, 35 dB(A)/1m | | | | 7747213790 |
| Recuperador de humos para el módulo CHP CE 70 NA con grupo de seguridad | | | | 7747213722 |
| Silenciador para el aire para módulo CHP CE 70 NA, uno por módulo, sobre 58 dB(A)/1m, se compone de 2 segmentos | | | | 7747213726 |
| Silenc. de aire para módulo CHP CE 70 NA, uno por módulo CHP CE 70 NA, 3º segmento adicional, cerca de 35 dB(A)/1m | | | | 7747213730 |
| Sistema de precalentamiento de aire para módulo CHP CE 70 NA | | | | 7747213832 |
| Controlador del sistema de precalentamiento de aire para el módulo CHP CE 70 NA | | | | 7738300849 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 70 NA, sin primer llenado de lubricante | | | | 7747213711 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Módulo CHP CE 140 NA



Conexiones

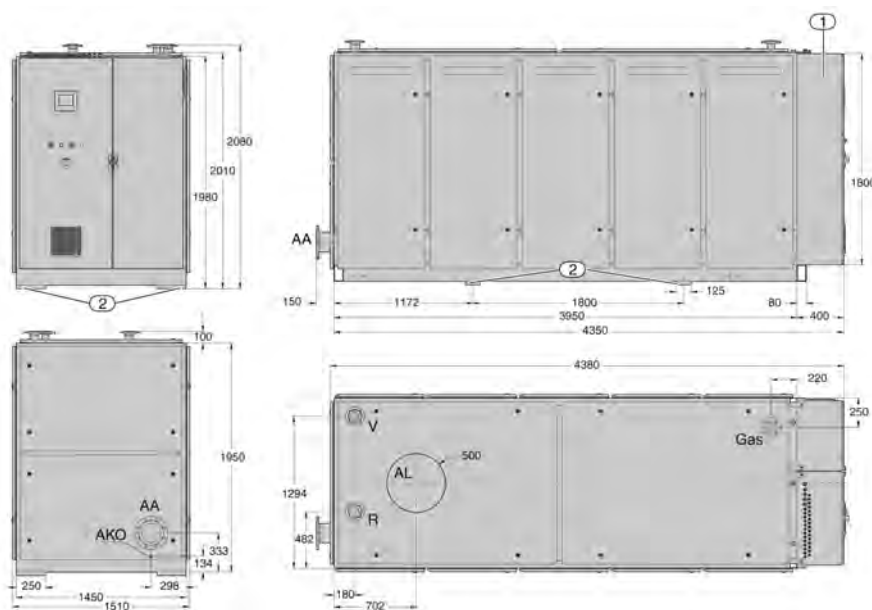
- 1 = Cuadro de control
- 2 = Puntos de apoyo
- AA = Salida gases

- AL = Salida aire extracción
- AKO = Condensados
- Gas = Entrada Gas natural
- V/R = Ida y retorno de calefacción

| CHP CE 140 NA | Potencia eléctrica (kW _e) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|--|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 140 NA | 140 | 212 | 384 | 8738613162 |
| Opciones | | | | |
| Regulación de temperatura de impulsión / regulación para aumento de temperatura de retorno para módulo CHP CE 140 NA, válvula de 3 vías, actuador, racores, bomba de agua caliente, vaso de expansión, válvula de seguridad. | | | | 7747213591 |
| Control para CHP CE 70 NA o CHP CE 140 NA, para gas natural con número de metano < 80 | | | | 7747213808 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA | | | | 7747213817 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA con M-Bus | | | | 8738612369 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia según DIN 6280 part 14, CHP CE 140 NA | | | | 7747213821 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia de seguridad según DIN 6280 part 13, CHP CE 140 NA, VDE 0107/0108 | | | | 7738300865 |
| Refrigerador auxiliar para CHP CE 140 NA con intercambiador aire/agua, instalación en cuadro eléctrico, y bomba de circulación | | | | 7747213827 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 60 litros de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural | | | | 7747213708 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para el módulo CHP CE 140 NA | | | | 7747213716 |
| Silenciador de los gases de escape para el módulo CHP CE 140 NA, uno por módulo, 55 dB(A)/1m. | | | | 7747213720 |
| Tercer nivel de insonorización para el módulo CHP CE 140 NA, uno por módulo, 35 dB(A)/1m | | | | 7747213791 |
| Recuperador de humos para el módulo CHP CE 140 NA con grupo de seguridad | | | | 7747213723 |
| Silenciador para el aire para módulo CHP CE 140 NA, uno por módulo, sobre 60 dB(A)/1m, se compone de 2 segmentos | | | | 7747213727 |
| Silenc. de aire para módulo CHP CE 140 NA, uno por módulo CHP CE 140 NA, 3º segmento adicional, cerca de 35 dB(A)/1m | | | | 7747213731 |
| Sistema de precalentamiento de aire para módulo CHP CE 140 NA | | | | 7747213734 |
| Controlador del sistema de precalentamiento de aire para el módulo CHP CE 140 NA | | | | 7738300850 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 140 NA, sin primer llenado de lubricante | | | | 7747213712 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Módulo CHP CE 240 NA



Conexiones

1 = Cuadro de control

2 = Puntos de apoyo

AA = Salida gases

AL = Salida aire extracción

AKO = Condensados

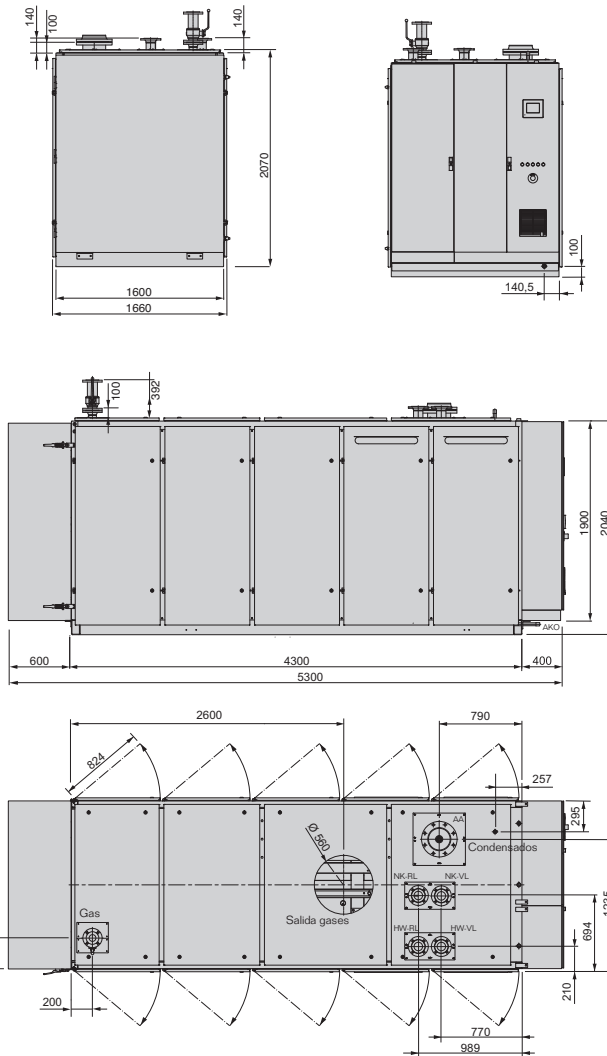
Gas = Entrada Gas natural

V/R = Ida y retorno de calefacción

| CHP CE 240 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|--|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 240 NA | 238 | 374 | 669 | 8738613163 |
| Opciones | | | | |
| Regulación de temperatura de impulsión / regulación para aumento de temperatura de retorno para módulo CHP CE 240 NA, válvula de 3 vías, actuador, racores, bomba de agua caliente, vaso de expansión, válvula de seguridad. | | | | 7747213592 |
| Control para módulo CHP CE 240 NA, para Gas Natural <número de metano < 80 | | | | 7747213810 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA | | | | 7747213817 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA con M-Bus | | | | 8738612369 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia según DIN 6280 part 14, CHP CE 240 NA | | | | 7747213822 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia de seguridad según DIN 6280 part 13, CHP CE 240 NA, VDE 0107/0108 | | | | 7738300866 |
| Refrigerador auxiliar para CHP CE 240 NA con intercambiador aire/agua, instalación en cuadro eléctrico, y bomba de circulación | | | | 7747213828 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 200 litros de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural | | | | 7747213709 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para el módulo CHP CE 240 NA | | | | 7747213717 |
| Silenciador de los gases de escape para el módulo CHP CE 240 NA, uno por módulo, 63 dB(A)/1m | | | | 7747213721 |
| Tercer nivel de insonorización para el módulo CHP CE 240 NA, uno por módulo, 35 dB(A)/1m | | | | 7747213792 |
| Recuperador de humos para el módulo CHP CE 240 NA con grupo de seguridad | | | | 7747213724 |
| Silenciador para el aire para módulo CHP CE 240 NA, uno por módulo, sobre 58 dB(A)/1m, se compone de 2 segmentos | | | | 7747213728 |
| Silenc. para aire para módulo CHP CE 240 NA, uno por módulo CHP CE 240 NA, 3 ^{er} segmento adicional, cerca de 35 dB(A)/1m | | | | 7747213732 |
| Sistema de precalentamiento de aire para módulo CHP CE 240 NA | | | | 7747213833 |
| Controlador del sistema de precalentamiento de aire para el módulo CHP CE 240 NA | | | | 7738300851 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 240 NA, sin primer llenado de lubricante | | | | 7747213713 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Módulo CHP CE 365 NA



Conexiones

AA = Salida gases

AL = Salida aire extracción

AKO = Condensados

Gas = Entrada Gas natural

V/R = Ida y retorno de calefacción

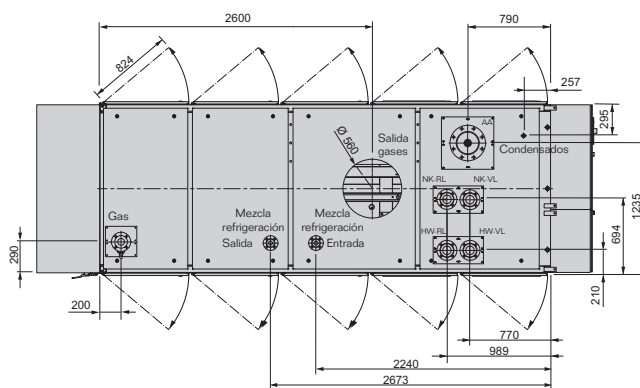
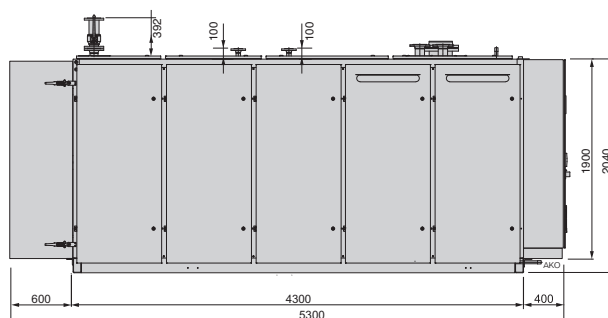
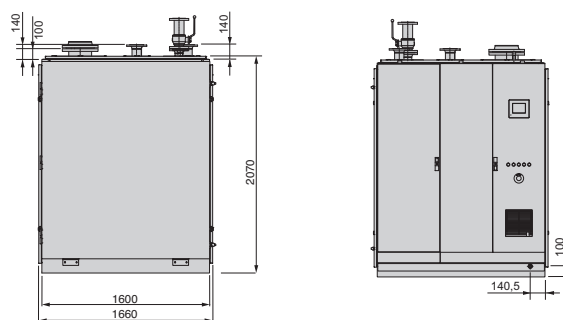
| CHP CE 365 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|---|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 365 NA | 365 | 478 | 995 | 8738612341 |
| Opciones | | | | |
| Cabina acústica para CHP CE 365 NA incluida unidad de entrada de aire | | | | 8738612344 |
| Intercambiador de calor para calentamiento del agua con separación del sistema y presión del sistema >2 bar, integrado en el módulo | | | | 8738612424 |
| Conexiones hidráulicas y equipo de control para enfriamiento auxiliar y con válvula de 3 vías para CHP CE 365 NA | | | | 8738613144 |
| Control para CHP CE 365 / CE 400 NA, para gas natural con número de metano < 80 | | | | 8738612490 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA | | | | 7747213817 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA con M-Bus | | | | 8738612369 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia según DIN 6280 part 14, CE 365 NA | | | | 8738612420 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 90/70°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 365 NA, 57dB(A) | | | | 8738612425 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 90/70°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 365 NA, 35dB(A) | | | | 8738612426 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 93/80°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 365 NA, 57dB(A) | | | | 8738612427 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 93/80°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 365 NA, 35dB(A) | | | | 8738612428 |

Continuación

| CHP CE 365 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|---|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 365 NA | 365 | 478 | 995 | 8738612341 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 240 l de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural | | | | 8738612379 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para CHP CE 365 NA | | | | 8738612406 |
| Conexión de gas completa con TAE para CHP CE 365 NA | | | | 8738612402 |
| Válvula de bola de gas con TAE para CHP CE 365 NA | | | | 8738612403 |
| Silenciador de primario extracción para CHP CE 365 NA, por módulo | | | | 8738612409 |
| Silenciador de secundario extracción para CHP CE 365 NA, por módulo | | | | 8738612410 |
| Recuperador de humos para el módulo CHP CE 365 NA con equipo de seguridad | | | | 8738612411 |
| Extractor de aire para CHP CE 365 NA | | | | 8738612345 |
| Adaptador para aire de entrada para CHP CE 365 NA | | | | 8738613214 |
| Silenciador de aire de entrada para módulo CHP CE 365 NA | | | | 8738613213 |
| Adaptador aire de evacuación, ventilador en silenciador CHP CE 365 NA | | | | 8738612415 |
| Silenciador de aire de salida para CHP CE 365 NA, por módulo, 1 segmento | | | | 8738612412 |
| Sistema de precalentamiento de aire para el módulo CHP CE 365 NA | | | | 8738612414 |
| Controlador del sistema de precalentamiento del aire para CHP CE 365 NA | | | | 8738613142 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 365 NA, sin primer llenado de lubricante | | | | 8738612380 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Módulo CHP CE 400 NA



Conexiones

AA = Salida gases

AL = Salida aire extracción

AKO = Condensados

Gas = Entrada Gas natural

V/R = Ida y retorno de calefacción

| CHP CE 400 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|---|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 400 NA | 400 | 500 | 1038 | 8738611891 |
| Opciones | | | | |
| Cabinas acústicas para CHP CE 400 NA incluida unidad de entrada de aire | | | | 8738612516 |
| Intercambiador de calor para calentamiento del agua con separación del sistema y presión del sistema >2 bar, integrado en el módulo | | | | 8738612424 |
| Conexiones hidráulicas y equipo de control para enfriamiento auxiliar y con válvula de 3 vías para CHP CE 400 NA | | | | 8738613144 |
| Control para CHP CE 400 NA, para gas natural con número de metano < 80 | | | | 8738612490 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA | | | | 7747213817 |
| Contador eléctrico kWh instalado en el cuadro eléctrico del módulo para CHP CE 50-400 NA con M-Bus | | | | 8738612369 |
| Funcionamiento como grupo de emergencia según DIN 6280 part 14, CHP CE 400 NA | | | | 8738612420 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 90/70°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 400 NA, 57dB(A) | | | | 8738612425 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 90/70°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 400 NA, 35dB(A) | | | | 8738612426 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 93/80°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 400 NA, 57dB(A) | | | | 8738612427 |
| Enfriamiento auxiliar agua/aire para 93/80°C (interno) incl. Sistema de control, bomba, válvula para CHP CE 400 NA, 35dB(A) | | | | 8738612428 |

Continuación

| CHP CE 400 NA | Potencia eléctrica (kW _{el}) | Potencia térmica (kW _{th}) | Entrada (kW) | Referencias |
|---|--|--------------------------------------|--------------|-------------|
| CHP CE 400 NA | 400 | 500 | 1038 | 8738611891 |
| Accesorios | | | | |
| Llenado de 240 l de aceite. Aceite sintético para motor a gas con Gas natural | | | | 8738612379 |
| Juego de conexiones flexibles (1x gas, 1x humos, 2x agua caliente) para CHP CE 400 NA | | | | 8738612406 |
| Conexión de gas completa con TAE para CHP CE 400 NA | | | | 8738612402 |
| Válvula de bola de gas con TAE para CHP CE 400 NA | | | | 8738612403 |
| Silenciador de primario extracción para CHP CE 400 NA, por módulo | | | | 8738612409 |
| Silenciador de secundario extracción para CHP CE 400 NA, por módulo | | | | 8738612410 |
| Recuperador de humos para el módulo CHP CE 400 NA con equipo de seguridad | | | | 8738612411 |
| Extractor de aire para CHP CE 400 NA | | | | 8738612345 |
| Adaptador para aire de entrada para CHP CE 400 NA | | | | 8738613214 |
| Silenciador de aire de entrada para módulo CHP CE 400 NA | | | | 8738613213 |
| Adaptador aire de evacuación, ventilador en silenciador CHP CE 400 NA | | | | 8738612415 |
| Silenciador de aire de salida para CHP CE 400 NA, por módulo, 1 segmento | | | | 8738612412 |
| Sistema de precalentamiento de aire para el módulo CHP CE 400 NA | | | | 8738612414 |
| Controlador del sistema de precalentamiento del aire para CHP CE 400 NA | | | | 8738613142 |
| Servicios | | | | |
| Puesta en marcha del módulo CHP CE 400 NA, sin primer llenado de lubricante | | | | 8738612380 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Opciones comunes

| CHP CE 19-400 NA | |
|---|------------|
| Transmisión de datos para comunicación con regulación superior (CTG) | |
| Transmisión de datos vía Profibus DP-Slave, para CHP CE 19-400. Uno por módulo, | 7747213814 |
| Transmisión de datos vía Modbus RTU RS232, para CHP CE 19-400 NA | 8738612000 |
| Transmisión de datos vía Modbus RTU RS485, para CHP CE 19-400 NA | 8738612011 |
| Transmisión de datos vía Protocolo 3964, para CHP CE 19-400 NA | 7747213816 |
| Puesta en marcha para la transmisión de datos (máx. 10 h) | 7738300914 |
| Sistemas de control | |
| Regulación de la acumulación STANDARD. Regulación 2 x PT100, acumulador arriba/abajo; para 2 sondas de inmersión 1/2"x120x280 con aislante y tuerca de fijación para la construcción por parte del cliente en el tanque de inercia+ cableado (para selección de un módulo CHP). | 7747213829 |
| Módulo para el autoconsumo para CHP CE 50 hasta CHP CE 240. Modulación del módulo para poder consumir toda la producción de energía eléctrica. | 7747213830 |
| Módulo para control de cascada. Armario de conexión separado para CHP CE 19 NA - CHP CE 240 - Estrategia de modulación (equiparar horas de trabajo), máximo 5 módulos. - Incluye transmisión de datos Profibus DP-Slave, CAN-Bus o 3964-Protocolo | 7747213831 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.

Accesorios comunes

| CHP CE 19-400 NA | |
|---|------------|
| Accesorios para evacuación de gases de escape | |
| Recolector de condensados, fundición, en lugar de un sifón, incluye filtro. | 7747213811 |

Nota: Las opciones elegidas deben venir incluidas conjuntamente con el pedido del módulo.



Tarifa de Acceso de Alta Tensión 3.1A. Potencias inferiores a 450 kW

Término de Potencia P1: 5,031757 €/kW mes

Término de Potencia P2: 3,102950 €/kW mes

Término de Potencia P3: 0,711542 €/kW mes

Término de Energía P1: 0,121459 €/kWh

Término de Energía P2: 0,107846 €/kWh

Término de Energía P3: 0,074326 €/kWh

(
http://www.enercoluz.es/oficina_1_id=es&6=2)
Condiciones Generales del Contrato
 (docs/CONDICIONES GENERALES.pdf)

Precios válidos hasta el 31/05/2016, salvo ampliación de la oferta.

Hasta 20% de descuento a aplicar en el término de energía sobre el precio mostrado (tarifa Enercoluz vigente), variable en función de su volumen y modalidad de consumo.

Precios actualizados según orden IET/2735/2015 de 17 de diciembre.

En estos precios no está incluido el IVA ni el impuesto eléctrico.

Estas condiciones económicas se mantendrán firmes durante los doce meses desde su activación. Tan solo serían modificados a la alza o la baja si algún concepto regulado lo afectara. Con tiempo suficiente a la finalización del contrato se informará al cliente de las nuevas condiciones económicas en el caso que las hubiera.

Energía reactiva

En caso de incurrir en recargos por consumo de energía reactiva serían aplicados según establece el RD. 1164/2001.

Facturación por potencia

La contratación del Término de Potencia se contempla con valores distintos y adaptados al mayor ahorro, previo estudio y seguimiento en coordinación con el cliente. Esta modalidad le permitirá reducir costes en el término de contratación, además de recibir descuentos en concepto de potencia no demandada. Todo ello según disposición del RD 1164/2001.

Periodos tarifarios

Los periodos tarifarios serán los establecidos en la ITC 2794/2007 o normativa que lo sustituya. Consultar tabla [aquí \(http://www.enercoluz.es/pdf/Periodos_3.1A.pdf\)](http://www.enercoluz.es/pdf/Periodos_3.1A.pdf).

[Volver \(tarifas.php\)](#)



Gas (<http://www.fenieenergia.es/energia/gas/>)

¿Cuál es mi tarifa? (http://www.fenieenergia.es/wp-content/themes/fenieenergia/library/images/tarifa_electricidad.jpg)

La tarifa viene reflejada en la factura, te mostramos las más comunes


Gas Energía 3.1
Generalmente para clientes que solo usan el gas para agua caliente, con un consumo inferior a 5000kW/año
[VER OFERTA](#)


Gas Energía 3.2
Cliente con un consumo anual entre a 5.000kW 50.000kW/año, aproximadamente el consumo producido con una caldera de agua caliente y calefacción.
[VER OFERTA](#)


Gas Energía 3.3
Grandes consumidores de gas, como industrias, comunidades de vecinos o grandes empresas que tienen un consumo anual entre a 50.000kW 100.000kW.
[VER OFERTA](#)


Gas Energía 3.4
Tarifa para consumidores con un consumo anual superior a 100.000kWh.
[VER OFERTA](#)

Otras tarifas
Si estas interesado en otra tarifa, ponte en [contacto con nosotros](#).
(<mailto:info@fenieenergia.es>)

Gas Energía 3.4

Tarifa para consumidores con un consumo anual superior a 100.000kWh/año.



Sin permanencia



Sin descuentos que se acaban



Atención personalizada y 24h



Sin subidas de IPC

[Contratar ahora \(http://www.fenieenergia.es/proceso-de-contratacion/?ref=gas\)](http://www.fenieenergia.es/proceso-de-contratacion/?ref=gas)

[Condiciones legales de contratación de gas \(http://www.fenieenergia.es/condiciones-legales-de-contratacion-de-gas/\)](http://www.fenieenergia.es/condiciones-legales-de-contratacion-de-gas/)

Consumo* 0,039416 €/kWh

Término fijo* 80,97 €/mes

*Variaciones regulatorias o legislativas, que se produzcan con posterioridad a la fecha de firma del contrato, se repercutirán al cliente según corresponda.



Normativa actual

VER NORMATIVA
([HTTP://WWW.FENIEENERGIA.ES/ENERGIA/GAS/NORMATIVA-](http://www.fenieenergia.es/energia/gas/normativa-)



Conoce tu factura

SABER MÁS
([HTTP://WWW.FENIEENERGIA.ES/ENERGIA/GAS/CONOCE-TU-FACTURA-GAS/](http://www.fenieenergia.es/energia/gas/conoce-tu-factura-gas/))

¿Sabías qué?

1. ¿Cada cuanto me facturaré Fenie Energía?

Fenie Energía facturará cada vez que se complete el ciclo de lectura. Esto es, de forma orientativa, cada dos meses para las tarifas 3.1 3.2 y 3.3 y cada mes para la tarifa 3.4

2. ¿Fenie Energía vendrá a leer el contador de gas?

3. En el proceso de cambio de comercializadora, ¿me voy a quedar sin gas en algún momento?

4. Desde mi alta con Fenie Energía, ¿cuánto va a tardar Fenie Energía en pasarme la primera factura?

5. ¿Tengo que avisar a mi antigua comercializadora del cambio?

6. Si tengo la luz ya con Fenie Energía, y quiero tener el gas también, ¿hay alguna oferta dual?

7. Si tengo la luz con Fenie Energía y quiero tener también el gas, ¿Vendrán los dos conceptos en la misma factura?

8. ¿Cómo se que tarifa se adapta mejor a mi consumo de gas?

Comercializadora de electricidad, gas, energía verde, productores de energía, servicios de ahorro energético, autoconsumo, movilidad eléctrica.

¿Quieres conocer más sobre Fenie Energía?



([http://www.linkedin.com/company/fenie-](http://www.linkedin.com/company/fenie-energ)



energ-



(<http://www.facebook.com/fenieenergia>) (<http://www.twitter.com/fenieenergia>) (<http://www.google.com/fenieenergia>) (<http://www.youtube.com/fenieenergia>) ([http://www.linkedin.com/company/fenie-](http://www.linkedin.com/company/fenie-energ)

Contacta con

☎ 900 215 470

✉ info@fenieenergia.es (<mailto:info@fenieenergia.es>)



C/Jacinto Benavente, 2B Planta Baja

(Edificio Tripark)

C.P. 28232 Las Rozas (Madrid).

Aviso legal (<http://www.fenieenergia.es/aviso-legal/>) Política de cookies (<http://www.fenieenergia.es/politica-de-cookies/>) Política de Privacidad (<http://www.fenieenergia.es/politica-de-privacidad/>)



PYME INNOVADORA

Válido hasta el 31 de diciembre de 2018



AENOR

FER

Empresa Registrada

UNE-EN ISO 9001



The logo for Enisa, featuring a stylized lowercase 'e' with a curved arrow pointing upwards and to the right, and the word "enisa" in a lowercase sans-serif font below it.

Con la colaboración de Enisa, empresa pública dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Desarrollo de un sistema inteligente integral de gestión de recarga de vehículos eléctricos, en un entorno de una red eléctrica sostenible (PROYECTO WALKIRIA) (IPT-2012-0999-120000) financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación, dentro del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008-2011 dentro del Programa INNPACTO.



Antonio Pascual Gonzalez <apascg00@estudiantes.unileon.es>

datos para tfg

2 mensajes

Antonio Pascual Gonzalez <apascg00@estudiantes.unileon.es>
Para: infraestructuras@unileon.es

2 de marzo de 2016, 13:40

Buenas tardes.
soy estudiante de ultimo curso de la escuela de minas.
este año estoy matriculado en el TFG. y me gustaría hacerlo de un estudio de viabilidad económica planteando la sustitución de la actual caldera de gas por motores con el fin de cogenerar.
si fuera posible me facilitaría los cálculos si pudiera disponer de los consumos de gas de la escuela de minas y los consumos históricos con el fin de evitar estimar los datos.
muchas gracias por su tiempo.
Un saludo.

Servicio de Infraestructuras y TICs ICS <ulesi@unileon.es>
Para: Antonio Pascual Gonzalez <apascg00@estudiantes.unileon.es>

2 de marzo de 2016, 14:32

Buenos días Antonio, no puedo facilitarle esos datos sin una autorización del rectorado o gerencia de la Universidad, pero puede considerar para sus estimaciones que el consumo anual ronda los 350.000 Kw.

Un saludo.



José Carlos Cosgaya Hijosa
Director del Servicio de Infraestructuras y TICs ICS T. + F.: +34 987 29 1307
infraestructuras@unileon.es www.unileon.es
ulesi@unileon.es

Edificio CRAI-TIC, Campus de Vegazana, Universidad de León, 24071 León, España

La información contenida en este correo electrónico es confidencial y privada. Si usted no es la persona a la cual la información va destinada, por favor contacte inmediatamente con el remitente. Cualquier copia o uso no autorizado de este correo electrónico queda prohibido. The information in this e-mail is confidential and may also be private. If you are not the intended recipient please notify us immediately by replying to this e-mail. Do not copy it nor use it for any purpose nor disclose its contents to any other person.

De: Antonio Pascual Gonzalez [mailto:apascg00@estudiantes.unileon.es]**Enviado el:** miércoles, 2 de marzo de 2016 13:40**Para:** infraestructuras@unileon.es**Asunto:** datos para tfg

[El texto citado está oculto]