3. Sistemas CHP

3.1. Introducción

Una ventaja añadida de la generación distribuida es la oportunidad de cogeneración a pequeña escala. Al poderse localizar la generación cerca del consumo, se pueden satisfacer las necesidades tanto de potencia eléctrica como de calefacción y ACS. En el caso de generación a altas temperaturas, incluso se podrían emplear para refrigeración mediante equipos de absorción.

La generación de electricidad no es un proceso eficiente en las plantas tradicionales; en general solo se convierte una tercera parte de la energía potencial del combustible, y gran parte del subproducto de la generación de electricidad en las plantas eléctricas convencionales es el calor, que sencillamente es liberado a la atmosfera circundante. Este calor no solo es energía perdida, sino que contribuye con la contaminación y el calentamiento global, y debería ser tratado antes de ser liberado a la atmosfera.

El uso de sistemas combinados de calefacción y suministro eléctrico (CHP), que permiten generar electricidad y energía térmica utilizando un único sistema integrado, constituye una importante alternativa de futuro para el suministro eléctrico doméstico. Los sistemas integrados CHP presentan una eficiencia total mucho mayor. Las nuevas tecnologías CHP dan la alternativa de aprovechar y reutilizar el calor producido en sistemas de calefacción y refrigeración, utilizando una sola fuente de combustible como el gas natural, o biogás, capturando el calor generado por este proceso.

En estos sistemas, se alcanzan grandes eficiencias gracias a la utilización del calor residual. Para ello usan combustibles como por ejemplo el gas natural. En la mayoría de los casos el calor se convierte en trabajo para generar electricidad mediante un motor de combustión o un motor Stirling. Otra opción es la integración de aerogeneradores a pequeña escala, o el uso de pilas de combustible.

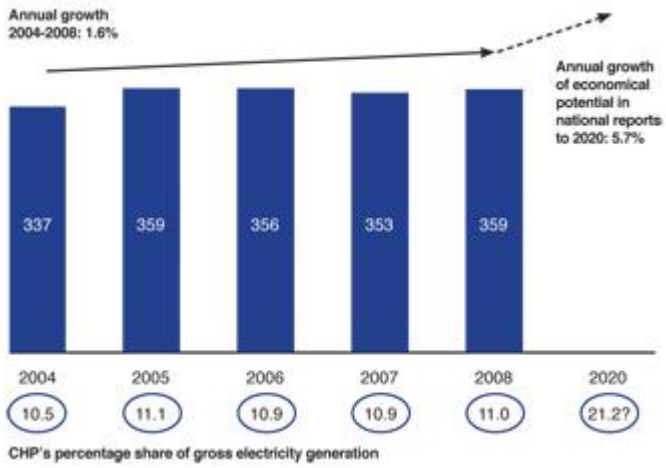

Figura 3.1: Porcentajes de participación de los sistemas CHP en el total de generación eléctrica.

3.2. Emisiones en plantas de cogeneración

El impacto medioambiental de cada tipo de máquina es por supuesto un factor técnico a considerar, pero la gran importancia que está adquiriendo nos obliga a tratarlo por separado y porque su tratamiento también es diferente. Así como el rendimiento es el que es, los efectos sobre el medio ambiente pueden y deben ser paliados. Hay unas características generales en los efectos medioambientales que pueden producirse en instalaciones de cogeneración según el tipo de combustible utilizado y el tipo de elemento motor. Sin embargo, hay algunos diseños especiales que unidos a unas condiciones de funcionamiento apropiadas pueden bajar considerablemente las emisiones.

En términos generales puede decirse que las turbinas de gas producen menor contaminación para el mismo combustible en todos los contaminantes típicos, es decir, hidrocarburos, CO y NO_x, y que la concentración de NO_x puede ser bajada con facilidad con inyección de agua o vapor, por el contrario, en los motores diésel con concentraciones de NO_x unas cinco a diez veces más solo puede bajarse a índices aceptables con la instalación de convertidores catalíticos con inyección de amoníaco. En la Tabla 3.1 se pueden ver las emisiones de una turbina de gas funcionando con gas natural y de un motor diésel con fuelóleo número 1 y con gas natural. El porcentaje de óxidos de azufre, por supuesto, está condicionado a la composición del combustible y puede disminuirse sin más que utilizar combustibles de bajo índice de azufre. No se puede hacer lo mismo con los óxidos de nitrógeno. La proporción de monóxido de carbono e hidrocarburos está condicionada tanto por el combustible como por el tipo de máquina. También se muestran los valores de emisiones de las centrales convencionales. Hemos indicado, por supuesto las emisiones netas, es decir después de considerar el aprovechamiento térmico.

Contaminante	Turbina de gas	Ciclo combinado	Motor de gas	Motor de fuelóleo	Central convencional de gas	Central de Carbón
NO_x	1,9	1,9	0,8	7,2	6,6	3,4
SO_2	-	-	-	3	-	15
CO_2	280	280	240	530	470	1200
CO	0,1	0,1	1,5	1,6	0,1	1,0

Tabla 3.1: Emisiones de diferentes sistemas de generación (en g/kWh).

Las concentraciones de óxidos de azufre, como se ha dicho, dependen del combustible utilizado. En el caso de combustibles prácticamente exentos de azufre como el gas natural o GLP la emisión es despreciable y sólo en el caso de los motores diésel quemando fuelóleo, ésta tiene relevancia. Así, utilizando fuelóleo nº1, con una proporción de azufre del 2,7% en peso se alcanzan concentraciones en los gases de escape de 1,7 g de SO_2 por Nm^3 aproximadamente mientras que si se utiliza fuelóleo de bajo índice de azufre (< 1%) esta cantidad puede bajar a 600 mg/Nm^3.

Según la legislación española actual no es necesario tomar medidas correctoras para estas emisiones, pero teniendo en cuenta otras legislaciones medioambientales europeas más avanzadas y hacia las que la unión europea en su conjunto tenderá, porque así lo hace la demanda social, cada vez más influyente, será preciso tomar algunas acciones sobre todo en los motores que queman fuelóleo.

En la práctica no se instalan plantas con motores de fuelóleo. En el caso de las turbinas de gas, el contaminante más importante es el NO_x. Es conocido que la mayor parte de las turbinas admiten inyección de vapor o agua o ambos. Esto reduce la proporción de NO_x a valores de 25-50 ppmv, lo que por el momento se considera perfectamente admisible, además de tener otros efectos sobre el funcionamiento de la planta, cual es la mayor flexibilidad y potencia, en los que no entraremos en este momento.

En el caso de los motores diésel nos encontramos de nuevo con el problema de óxidos de nitrógeno que pueden ser bajados por un procedimiento similar, ya sea inyectando agua con el combustible o con el aire. Pero en este caso, la disminución de concentración que se consigue es menor y además se parte de valores mucho más elevados, sobre todo si se trabaja con fuelóleo. Por esto, en el caso de motores quemando fuelóleo es recomendable instalar desde el principio convertidores catalíticos, que con inyección de amoníaco reducen los óxidos de nitrógeno a valores del orden de 50-100 ppm (reducción del 90%-95%). En el caso de los

óxidos de azufre hay dos corrientes actuales, la que tiende a hacer depuración del combustible en refinerías y la depuración en los consumidores.

Hay que decir que parece más racional y económico a nivel nacional hacer depuración en el origen (refinería), por economía de escala y porque no produce apenas residuos. Además, hay sistemas combinados que reducen simultáneamente los óxidos de nitrógeno y de azufre.

3.3. Micro-cogeneración

Según la directiva 2004/8/CE se denomina cogeneración de pequeña escala a la de potencia eléctrica inferior a 1 MWeléctrico y micro-cogeneración cuando la potencia instalada es inferior a 50 kW eléctricos.

Aunque las tecnologías utilizadas son las mismas en cogeneración y micro-cogeneración, independientemente de las potencias instaladas, lo que segmenta la potencia instalada eléctrica (y por ende térmica) es el cliente o «*host*» que utiliza la micro-cogeneración.

Una de las características propias de la micro-cogeneración es que la totalidad de los elementos que forman la instalación vienen encapsulados de manera compacta, con su aislamiento acústico incluido, de manera que el equipo suele estar listo para ser conectado y puesto en marcha. Por otro lado, los equipos operan con un sistema de regulación y control automáticos y pueden también ser controlados a distancia si fuera necesario.

Como ventajas operativas respecto a soluciones convencionales, la micro-cogeneración ocupa espacios reducidos y modulares y no ocupa espacios arquitectónicos que pueden ser utilizados para otros fines. También pudieran utilizarse en caso de emergencia como equipos electrógenos en caso de fallo de suministro de la red.

Además, el hecho de que se puedan instalar varios módulos compactos en paralelo permite ajustarse a las variaciones de demanda de manera más flexible.

La siguiente tabla muestra las tecnologías disponibles:

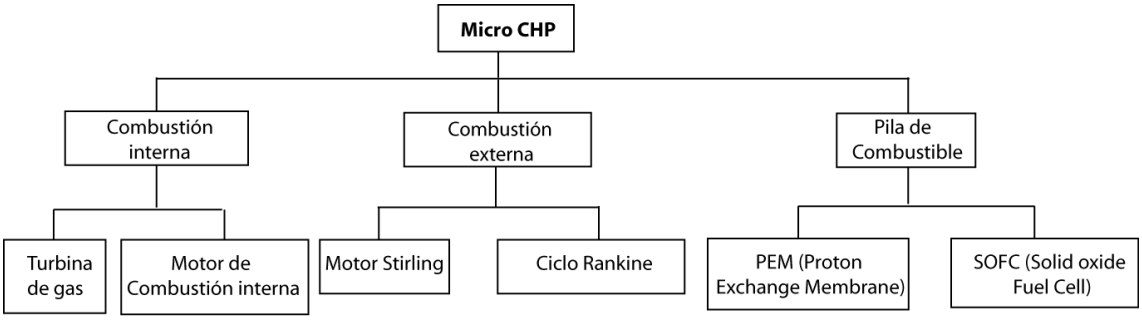

Figura 3.2: Principales tecnologías de micro-cogeneración disponibles.

3.3.1. Micro-cogeneración con motores de combustión interna alternativos

Mediante este tipo de motores se obtienen rendimientos eléctricos elevados pero con una mayor limitación en lo referente al aprovechamiento de la energía térmica, ya que posee un nivel térmico inferior y se encuentra repartida entre diferentes subsistemas. Sin embargo, los sistemas con motor alternativo presentan una mayor flexibilidad de funcionamiento, lo que permite responder de manera casi inmediata a las variaciones de potencia, sin que ello conlleve un gran incremento en el consumo específico del motor.

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor, tal y como puede apreciarse en la siguiente figura:

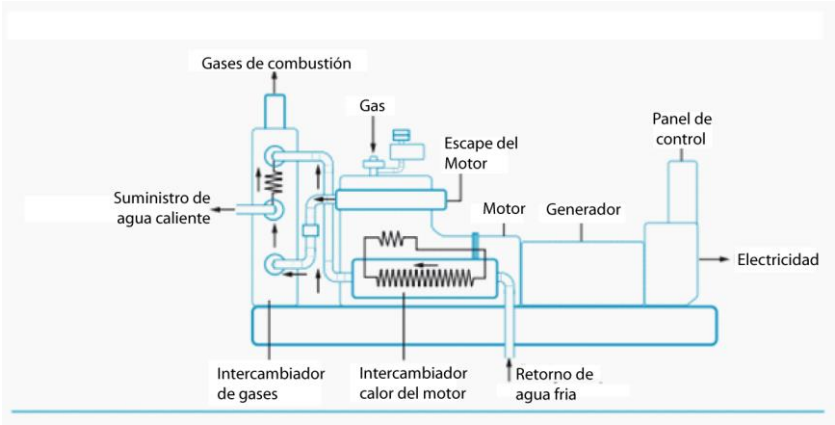

Figura 3.3: Módulo CHP con motor de combustión interna

Un diagrama del proceso de implementación en una vivienda de este tipo de instalación se presenta en la siguiente figura:

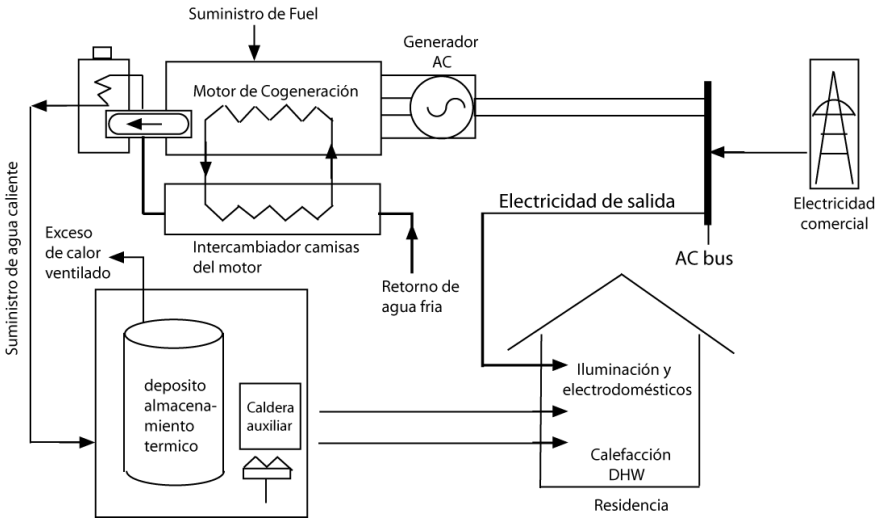

Figura 3.4: Implementación en una vivienda de un sistema de micro-cogeneración

3.3.2. Situación de la micro-cogeneración en el mundo

El mercado más importante a nivel mundial de micro-cogeneración es Japón, que en el período 2005-2010 conectó 104.194 instalaciones, siendo la marca Honda la líder mundial en instalaciones realizadas. En Europa, Alemania es el segundo mercado mundial con 18.415 instalaciones y el Reino Unido tercero con 2.515 instalaciones.

Con respecto a la situación actual de la micro-cogeneración en España, el IDAE publicó en 2007 que el potencial hasta el 2020 en los sectores residencial y terciario sería de unos 9.700 MW. Bien es verdad que aunque este potencial incluye tanto micro-cogeneración como cogeneración a pequeña escala, lo que sí parece evidente es la baja penetración de la cogeneración en estos sectores (en torno al 2%) según estudios del IDAE en 2008.

A finales del año 2009, según ECLAREON, existían 150 instalaciones en España menores de 100 kW eléctricos, con una potencia media de 21 kW eléctricos por unidad.

Sin embargo en 2011, sólo 67 instalaciones de menos de 100 kW estaban inscritas en el Registro de Instalaciones del Régimen especial (RIPRE) y ECLAREON estimaba en 120 instalaciones las que están en espera de autorizaciones para conexión a red.

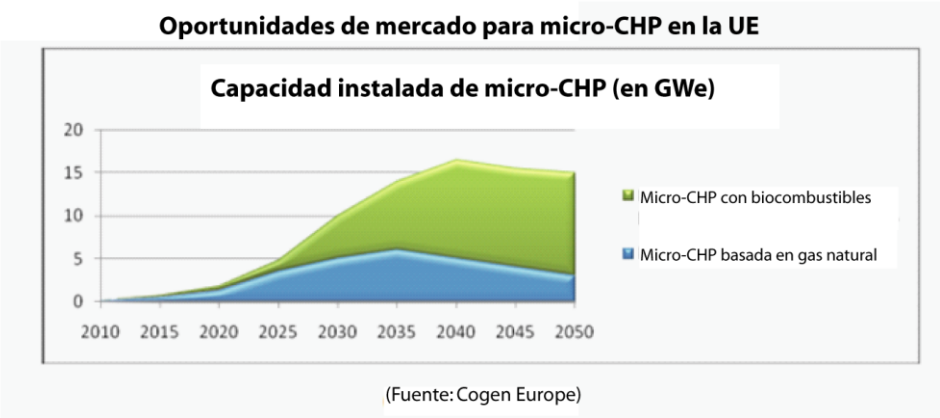

Figura 3.5: Previsión de instalaciones de micro-generación en la Unión Europea.

3.3.3. Normativa sobre micro-cogeneración

En la actualidad, la incertidumbre sobre la normativa relativa a las primas de las energías renovables es enorme, debido a la cantidad de cambios que se han producido recientemente. Además, el desarrollo futuro de las instalaciones de micro-cogeneración en España está ligado a las acciones previstas en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER 2011–2020). De hecho, la Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de

abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que cada Estado miembro debe elaborar un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.

La legislación básica a nivel europeo y español referente específicamente a la micro-cogeneración viene detallada en el apartado 1.4 de la presente memoria.

Requisitos y recomendaciones de interconexión

Los requisitos de conexión de la micro-cogeneración se reflejan en documentos legales, normativos y en requisitos particulares de las compañías distribuidoras.

Los requisitos se refieren a:

- *Regulación de tensión*: Son equipos y procesos que permiten al operador de la red de distribución mantener una tensión constante a pesar de las variaciones de carga y de la fluctuación de las fuentes renovables.
- *Puesta a tierra*: para evitar sobretensiones.
- *Desconexión del sistema ante interrupciones en la red*: se evitan sobretensiones y protección de los equipos ante el restablecimiento del suministro.
- *Sincronización*: la unidad de micro-cogeneración debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red de conexión.
- *Inyección de armónicos*: no permitido por encima de un umbral máximo para asegurar el funcionamiento de la red.

La llegada del *smartgrid* y del *Smart metering* permitirá una mejor gestión de las cargas tanto de consumo como de generación.

El Real Decreto 1699/2011 (BOE de 8/12/2011) es el documento básico legal para regular la conexión a red de las instalaciones de micro-cogeneración.

Normativa sobre micro-generación en la edificación

A nivel español, las normas básicas son el Código Técnico de Edificación (CTE) y el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios).

En cuanto al nivel municipal, las normas básicas son las ordenanzas municipales.

A nivel europeo, la norma básica es la Directiva 2010/31/UE de Eficiencia Energética en Edificios que todavía no ha sido traspuesta. En esta Directiva sigue considerando a la cogeneración como un sistema de ahorro energético. Establece el concepto de NET ZERO

ENERGY BUILDING, edificio con un nivel de eficiencia energética alto. También se establece la necesidad para edificios nuevos de realizar un estudio de viabilidad técnica, económica y medioambiental de las instalaciones en dichos edificios, comparando las diferentes alternativas (centralizadas, cogeneración, etc.).

De acuerdo con la IT 1.2.4.6.1 del RITE, para edificaciones nuevas o edificios sometidos a reforma, se exige el aporte de energía solar térmica para la generación de un porcentaje de ACS. El cálculo del aporte de ACS por tecnología solar térmica se realiza mediante el HE4.

En cualquier caso, tanto la IT 1.2.2 como el CTE en el artículo 1.2 del Documento básico HE4 permite tanto excepciones al cumplimiento del RITE como el estudio de alternativas a esta exigencia de aporte por solar térmica (por ejemplo micro-cogeneración) con la condición de que se justifique que la alternativa diseñada tenga un ahorro en energía primaria (AEP) y en emisiones de CO_2 con respecto a la solución básica de producción de ACS y calefacción con tecnología solar térmica.

Para realizar esta comparación debemos establecer un caso base de producción de (en el caso de Madrid) 70% de ACS con tecnología solar térmica y 30% con la restante. En este caso base hay que establecer las emisiones de CO_2 (para el caso de la tecnología solar térmica es 0) y la energía primaria utilizada (en el caso de la tecnología solar térmica es también 0).

Este caso base hay que compararlo con un caso alternativo de producción de un porcentaje del ACS por medio de micro-cogeneración y el resto de ACS producido por medio de generadores de calor que cumplan, como mínimo, los requisitos de rendimiento establecidos en el RITE. Como la micro-cogeneración produce también energía eléctrica, al caso base deberemos añadir la energía primaria y el CO_2 de la producción de la electricidad generada en micro-cogeneración para que ambos supuestos sean compatibles. Ambos datos se pueden obtener de los datos de energía primaria por kWh y CO_2 por kWh del sistema eléctrico español, pues la generación en el sistema español es la alternativa a la electricidad generada por micro-cogeneración.

Debido al alto nivel de eficiencia del sistema eléctrico español y a la alta penetración de las energías renovables en nuestro país, ambos índices son bajos, por lo que se hace difícil la sustitución total de la tecnología solar térmica por micro-cogeneración.

Por otro lado, la obra nueva ha perdido en España en los últimos tiempos el empuje que podría dar a la micro-cogeneración, aunque esta solución sigue siendo plenamente válida para las excepciones del RITE en cuanto a ACS (por ejemplo en edificios históricos, restricciones en emplazamientos, etc.).

3.3.4. Combustibles empleados

Hay muchos tipos de combustibles y fuentes de calor que pueden ser consideradas para este tipo de sistemas. Sus propiedades varían en términos de costes, efectos ambientales, facilidad de transporte y almacenamiento, mantenimiento y período de vida útil.

La mayoría de los sistemas de cogeneración usan gas natural como combustible, debido a que es consumido de forma fácil y limpia, es más barato que otros combustibles, está ampliamente disponible y se transporta fácilmente a través de tuberías.

3.3.5. Aumento en la eficiencia

Actualmente ya no existen grandes diferencias de eficiencia entre la generación a pequeña y gran escala. De hecho, en un futuro cercano es posible que se alcancen eficiencias en pilas de combustible mayores que en centrales de generación. La razón principal por la que ya no existen tales diferencias es porque los generadores tradicionales trabajan mediante un ciclo de Carnot, el cual requiere cuatro transformaciones de energía para poder obtener electricidad, mientras que las pilas de combustible convierten la energía química directamente en eléctrica. Si además se aprovecha el calor residual generado, la eficiencia global es aún mayor. Además, por su pequeño tamaño pueden estar situadas cerca de los puntos de consumo, por lo que se eliminan las pérdidas energéticas de la transmisión y distribución.

En muchos casos, los sistemas CHP generan electricidad principalmente, siendo el calor residual el subproducto, aunque puede darse al revés. Si se usan principalmente para la producción de calor en circunstancias de fluctuación de la demanda eléctrica, los sistemas CHP generaran frecuentemente más electricidad de la demandada.

Hoy en día los sistemas CHP alcanzan gran parte de su ahorro, y de ahí su potencial atractivo, gracias a un modelo de balance neto mediante el cual se vierte a la red eléctrica los excedentes de la producción en caso de ser mayor que la potencia demandada. Una de sus ventajas es su simple configuración, pues el contador del usuario es capaz de medir fácilmente la potencia eléctrica tanto de entrada como de salida, pudiéndose hacer un balance posteriormente. Si en la red no existe una gran cantidad de sistemas CHP (lo cual es impensable actualmente), no será necesario hacer grandes cambios en la red eléctrica. Sin embargo, los operadores de la red podrían tener que compensar a quién añade potencia eléctrica a sus redes (dependiendo de las normas del país), lo cual produce inconvenientes técnicos y administrativos. Por ello, el balance neto tiene muchos detractores. Sin embargo, los efectos adversos que puedan producirse en las redes por la adición de sistemas CHP es de

momento inapreciable, hasta que no exista una cantidad considerable de ellos como para que puedan producirse daños.

En la siguiente imagen puede observarse la diferencia de energía necesaria para satisfacer una necesidad concreta, tanto por cogeneración como por la generación tradicional:

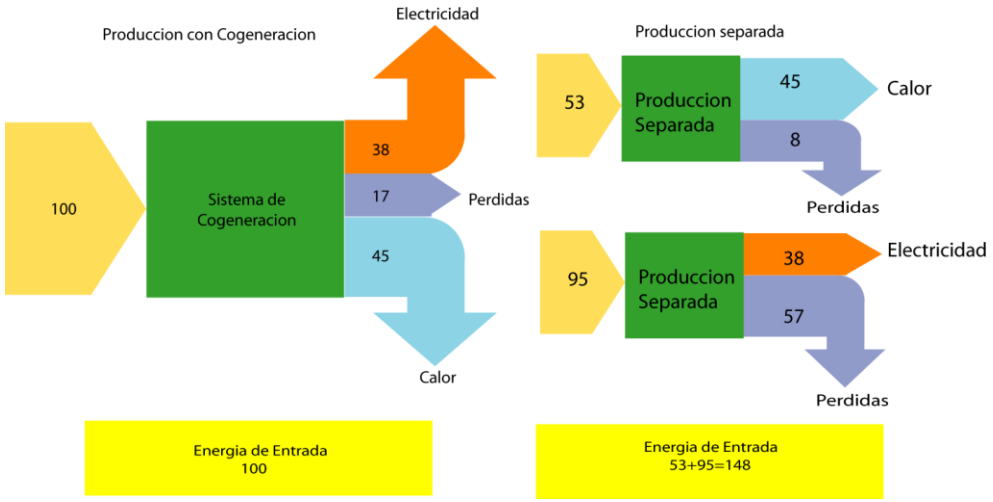

Figura 3.6: Comparación del consumo en cogeneración con la generación tradicional