

Microcogeneración

Descripción de la tecnología

Definición

Se entiende por cogeneración la producción conjunta, en proceso secuencial, de electricidad (o energía mecánica) y energía térmica útil. (Lizarraga, 1999).

Microcogeneración es el término empleado para pequeñas cogeneraciones, normalmente de hasta 50 kW eléctricos, aunque el concepto suele extenderse a las cogeneraciones de pequeña potencia de hasta 500 kWe o incluso 1000 kWe.

A nivel residencial y de sector terciario la aplicación de sistemas de cogeneración pretenderá contribuir a la cobertura de las demandas térmicas en cuanto a climatización y generación de ACS, produciendo de manera conjunta energía eléctrica para su venta a red o, en algunos casos, para autoconsumo. En la mayoría de los casos dentro de estos sectores los sistemas empleados serán de pequeña potencia (< 1000 kWe), con lo que se tratará de sistemas de microcogeneración de acuerdo con cómo suele entenderse este término.

Tipos de tecnologías

Si bien existen diversas tecnologías dentro del ámbito de la cogeneración, a continuación se exponen sólo aquellas que actualmente tienen sentido técnico a nivel de microcogeneración y cuya aplicación comercial está más extendida:

- Motores alternativos de combustión interna
- Microturbinas
- Motores Stirling
- Pilas de combustible

De estas tecnologías, las dos últimas se encuentran en la actualidad en fase de desarrollo y su aplicación comercial es aún escasa. También existen equipos para microcogeneración que operan según ciclo Rankine (turbina de vapor) pero su aplicación es muy escasa, con lo que no se considerarán.

A continuación se describirán las principales características de cada una de las tecnologías.

Motores alternativos de combustión interna

Los motores alternativos son máquinas volumétricas, consistentes básicamente en un dispositivo cilindro – émbolo, en las que se introduce a través de unas válvulas el aire y el combustible. Una vez efectuada la combustión, los gases resultantes de la misma son expulsados al exterior a través de las válvulas de escape. Mediante las reacciones químicas de combustión se libera la energía

química del combustible y parte de esa energía es transformada en el efecto útil del motor.

En los motores alternativos, aproximadamente el 30 – 35% de la energía que hay en el combustible es convertida en trabajo en el eje y, por tanto, de este orden será el potencial de generación de energía eléctrica mediante un alternador, considerando un elevado rendimiento para estos equipos (en torno al 90%). Algunos equipos actuales están logrando rendimientos eléctricos que se acercan al 40 – 45%.

La energía restante es eliminada en forma de calor o energía térmica en los gases de escape. La fuente más conveniente de calor recuperable es la correspondiente al agua de enfriamiento de las camisas, que es utilizable prácticamente en su totalidad. En cambio, normalmente no es económicamente recuperable más de un 60% del calor de los gases de escape. Una tercera fuente de recuperación de calor sería el circuito de lubricación, aunque esta fuente tiene menor importancia.

En términos generales, la distribución de las transformaciones de la energía primaria experimentadas en un motor alternativo de combustión interna suele tomar valores próximos a los siguientes:

- Trabajo en el eje: 30 – 35%
 - Electricidad: 27 – 32%
 - Alternador: 3 – 4%
- Circuito refrigeración: 35 – 40%
- Gases de escape: 20 – 25%
- Circuito de lubricación: 5%
- Transmisión por radiación del motor: 5%

Los rendimientos globales de estos equipos se sitúan entre un 65 – 90%.

Entre los principales fabricantes y distribuidores de estos equipos se pueden mencionar:

- Baxi Roca
- Senertec Dachs
- Besel
- Giese Energator
- Caterpillar
- Tedom

Microturbinas

Una turbina es una turbomáquina térmica cíclica motora. Está constituida por un compresor para el comburente, una o varias cámaras de combustión y una

turbina accionada por los gases calientes procedentes de la cámara de combustión.

Una microturbina será sencillamente una turbina cuya potencia se encuentre dentro del rango de aquellas potencias entre las que entendemos el concepto de microgeneración, normalmente desde unos 25 kWe hasta 1000 kWe.

Estos equipos suelen emplear combustibles gaseosos (gas natural, propano, biogás, etc.) como fuente de energía, aunque también existen equipos capaces de funcionar con combustibles líquidos (gasolina, gasoil, keroseno, fuel, etc.).

Mediante microturbinas, de manera general se logra convertir en energía eléctrica entre un 22 y un 27% de la energía contenida en el combustible. No obstante, existen fabricantes que aseguran lograr rendimientos eléctricos de entre un 29 y un 33% utilizando ciclos con regeneración. La energía restante (65 – 75% de la energía contenida en el combustible) se encuentra en su mayor parte en los gases de escape a una temperatura de unos 300 °C. De esta energía, con cambiadores de calor adecuados puede lograr recuperarse entre un 60 y un 70%, es decir, entre un 40 y un 50% de la energía primaria contenida en el combustible.

El rendimiento global de una microturbina se sitúa en torno a 65 – 85%.

Entre los principales fabricantes y distribuidores de estos equipos se pueden mencionar:

- Capstone
- Turbec
- Salicru

Motores Stirling

El motor Stirling basa su funcionamiento en el trabajo realizado por la expansión y contracción de un gas entre dos focos a diferente temperatura. Dicho gas puede ser helio, hidrógeno, nitrógeno o simplemente aire. Al igual que los motores de vapor, estos motores son considerados motores de combustión externa en tanto en cuanto la fuente de calor del foco caliente procede de un proceso externo siendo el calor transmitido a través de las paredes del motor.

Esto hace que estos equipos sean extremadamente versátiles en cuanto al combustible a emplear, pudiendo diseñarse para emplear prácticamente cualquier tipo: gas natural, gasoil, gasolina, carbón, biomasa, etc.

Al ser motores de combustión externa, se dispondrá de una fuente de calor externa, cuyo calor residual será recuperado para el fin térmico deseado. Este calor residual normalmente se obtiene en el circuito de refrigeración del motor. Mientras tanto, el motor Stirling generará energía eléctrica con rendimientos que variarán entre el 25 – 50%. Los rendimientos teóricos de este tipo de motores

son los que más se pueden llegar a acercar a los rendimientos termodinámicos de Carnot. El rendimiento del aprovechamiento térmico puede alcanzar valores entre 40 – 60%.

El rendimiento total de este tipo de equipos alcanza valores entre el 70 – 90%.

Entre los principales fabricantes y distribuidores de estos equipos se pueden mencionar:

- Wishper gen
- Baxi Roca
- Solo
- Sunmachine

Pila de combustible

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que permiten la conversión directa de la energía química de un combustible en energía eléctrica. Al no ser necesario un proceso de combustión, se pueden lograr rendimientos eléctricos más elevados. Las pilas de combustible basan su funcionamiento en la reacción producida entre combustible y comburente en contacto a través de una membrana intercambiadora de protones. El flujo de cargas a través de la membrana origina la corriente eléctrica.

Las pilas de combustible son dispositivos en fase de desarrollo en la actualidad. Inicialmente, el combustible empleado en estos dispositivos era casi exclusivamente hidrógeno. En la actualidad se están desarrollando nuevos tipos de membranas y de pilas de combustible que funcionan con combustibles como gas natural o incluso diesel.

La reacción llevada a cabo en las pilas de combustible es de tipo exotérmico, con lo que se generará calor. Este calor residual es el que permite entender las pilas de combustible como equipos de microgeneración.

El rendimiento de la generación eléctrica respecto al combustible primario empleado puede alcanzar valores entre el 35 – 55%, mientras que el aprovechamiento del calor residual producido por la pila ronda valores entre el 40 – 60%.

El rendimiento total de este tipo de equipos puede alcanzar valores entre el 70 – 90%.

Entre los principales fabricantes y distribuidores de estos equipos se pueden mencionar:

- Baxi Roca
- Ceramic fuel cells
- Helion

Resumen de características

| Tecnología | Rend. eléct. | Rend. térm. | Rend. total | Carga mínima | T (°C) | Ruido (dB) | Coste instalación |
|---|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|------------|-------------------|
| Motores Alternativos de Combustión Interna | 25 – 45% | 40 – 60% | 70 – 90% | 50% | 300 – 600°C | 62 – 75 | 500 – 3000 €/kWe |
| Microturbinas | 15 – 35% | 40 – 60% | 60 – 90% | 75% | 450 – 800°C | 52 – 56 | 900 – 2600 €/kWe |
| Motores Stirling | 20 – 50% | 40 – 60% | 70 – 90% | 50% | 300 – 600°C | 56 | 2500 – 4500 €/kWe |
| Pilas de Combustible | 25 – 55% | 40 – 60% | 70 – 90% | Ilimitada | 250 – 550°C | Muy bajo | 2500 – 4500 €/kWe |

Ventajas e inconvenientes

Microgeneración frente a tecnologías convencionales

A la hora de diseñar el abastecimiento energético de un determinado edificio del sector residencial o terciario, la solución más habitual es acudir a la red de distribución eléctrica para las necesidades eléctricas y bien a la red de distribución de gas, o bien a suministro de gasóleo o de GLP para las necesidades térmicas. En ocasiones, las necesidades térmicas son cubiertas también mediante suministro eléctrico, empleando para ello radiadores eléctricos, sistemas de bomba de calor, acumuladores, termos eléctricos, etc.

La microgeneración se plantea como una posible alternativa a este sistema convencional de abastecimiento energético. Los sistemas de microgeneración se benefician del mayor rendimiento obtenido del combustible cuando se aprovecha el calor residual producido en el proceso de generación de electricidad para satisfacer demandas térmicas existentes. Por tanto, un sistema de microgeneración puede permitir a un determinado edificio del sector residencial o terciario cubrir, total o parcialmente, sus necesidades de energía térmica generando a la vez energía eléctrica para autoconsumo (instalaciones aisladas) o para venta a red.

Por tanto, la microgeneración como alternativa a los modos convencionales de abastecimiento de energía a edificios del sector residencial y terciario presentará una serie de ventajas e inconvenientes.

VENTAJAS:

- Mayor eficiencia en el uso de la energía primaria del combustible
- Ahorro económico en la explotación de los suministros energéticos
- Disminución de emisiones de gases de efecto invernadero
- Liberación de espacio respecto a instalaciones solares térmicas y a sistemas convencionales
- Posibilidad de auto-abastecimiento eléctrico en zonas aisladas o alejadas de la red
- Disminución de las importaciones de combustible. Equilibrio de balanza comercial
- Generación distribuida. Reducción de pérdidas en redes de distribución y transporte
- Mayor seguridad en el abastecimiento energético
- Promoción de pequeñas y medianas empresas de generación de energía. Apertura de la competencia

INCONVENIENTES:

- Inversión inicial más elevada
- Incertidumbre legislativa
- Posible desconocimiento y desconfianza por parte de los usuarios
- Necesidad de un mantenimiento y una gestión de la instalación específica
- Gestión más compleja respecto a sistemas convencionales

Comparación entre diferentes tecnologías de microgeneración

Las diferentes tecnologías expuestas anteriormente presentan una serie de ventajas e inconvenientes entre sí. Como se indicó, los sistemas de microgeneración mediante motores alternativos de combustión interna y microturbinas, son dispositivos existentes a nivel comercial y que están perfectamente probados y testados. Los sistemas que funcionan mediante motores Stirling y las pilas de combustible, aunque ya se pueden encontrar a nivel comercial, se encuentran aún en fase de desarrollo y se espera que alcancen su plena madurez en los próximos años. Por tanto, esta cuestión será una desventaja intrínseca de estos sistemas respecto a los dos primeros que, como es lógico, se traducirá además en unos costes de instalación por kW más elevados.

Cada una de las tecnologías tiene sus ventajas e inconvenientes respecto a las demás, con lo que habrá aplicaciones en las que será más recomendable una de ellas e instalaciones en las que será más recomendable otra.

| Tecnología | Ventajas | Inconvenientes |
|---|---|---|
| Motores Alternativos de Combustión Interna | <ul style="list-style-type: none"> • Fiables y testados • Compactos • Alto rendimiento eléctrico | <ul style="list-style-type: none"> • Aprovechamiento de energía térmica en diferentes focos y a baja T |

| | | |
|-----------------------------|---|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> • Alta relación energía eléctrica/ energía térmica • Variedad de combustibles • Alta capacidad de modulación | <ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento más elevado |
| Microturbinas | <ul style="list-style-type: none"> • Fiables y testadas • Aprovechamiento de energía térmica en un solo foco. Sencillez • Alta T de la energía térmica • Poco mantenimiento | <ul style="list-style-type: none"> • Baja relación energía eléctrica/energía térmica • Menor capacidad de modulación • Menor variedad de combustibles |
| Motores Stirling | <ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimiento eléctrico • Alta eficiencia • Total versatilidad en combustibles • Bajo mantenimiento • Pequeño tamaño | <ul style="list-style-type: none"> • Equipos poco testados y escasamente comercializados • Alto coste de inversión |
| Pilas de Combustible | <ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimiento eléctrico • Alta eficiencia • Gran capacidad de modulación | <ul style="list-style-type: none"> • Equipos poco testados y escasamente comercializados • Alto coste de inversión • Combustibles limitados |

Posibilidades y barreras de implantación

Existen diversos factores que hacen presagiar buenas **oportunidades** en el presente y el futuro para la microgeneración dentro de los sectores residencial y terciario. Entre ellos se pueden destacar los siguientes.

- **Factores legislativos:** Con la aprobación del Real Decreto 616/2007 sobre fomento de la cogeneración y, sobre todo, con la posterior aprobación del Real Decreto 661/2007 que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial, se ha creado un marco normativo que promueve y favorece las instalaciones de microgeneración. Paralelamente a esto, con la entrada en vigor del nuevo Código Técnico de la Edificación, pasa a ser obligatorio cubrir parcialmente las demandas de ACS de los edificios nuevos y reformados mediante aporte de energías renovables o de sistemas de cogeneración. En muchas ocasiones resulta más interesante optar por la cogeneración en lugar de por la energía solar térmica u otro tipo de energías renovables, con lo que esta cuestión favorecerá la ejecución de proyectos de microgeneración.

- **Factores económicos:** Una instalación de microgeneración adecuadamente diseñada y gestionada genera una importante reducción de los costes de abastecimiento energético. Este es un criterio básico que hace que optar por esta tecnología sea recomendable.
- **Empresas de Servicios Energéticos:** Con la potenciación y promoción de las ESEs desde la Administración Central y Autonómica, se creará un tejido de empresas interesadas en promover, gestionar y explotar este tipo de instalaciones, resolviendo algunas de las problemas existentes para esta tecnología, como son los costes iniciales de inversión y las gestiones de tramitación y explotación de las instalaciones.
- **Madurez de la tecnología:** Pese a que se están desarrollando continuamente nuevos equipos cada vez más eficientes, la microgeneración es una tecnología madura que viene utilizándose desde hace muchos años con millones de horas de funcionamiento acumuladas entre todos los equipos instalados en el mundo.
- **Sensibilidad de la sociedad por el ahorro de energía:** Cada vez es mayor la sensibilización y la preocupación de la sociedad por el ahorro de energía, y por los ahorros económicos y los beneficios medioambientales que esto conlleva. Por tanto, este hecho facilitará una mayor predisposición por parte de los promotores y usuarios de edificios hacia este tipo de tecnología, lo cual, sin duda constituye un incremento de las oportunidades y posibilidades de los sistemas de microgeneración.

En cuanto a las **barreras** aún existentes de cara a acometer un proyecto de microgeneración se pueden destacar las siguientes:

- **Tramitación de permisos y gestión:** Una de las principales barreras existentes a la hora de implantar este tipo de tecnologías se encuentra en la tramitación de los permisos necesarios y en la posterior gestión de la instalación. Es necesario acudir a personal experto en este tipo de cuestiones ya que los gestores o administradores de edificios del sector residencial y terciario normalmente no disponen de medios para realizarlo por sí mismos. No obstante, como se ha indicado, la proliferación de Empresas de Servicios Energéticos supondrá una reducción del peso de esta barrera.
- **Costes iniciales de inversión elevados:** Las instalaciones de microgeneración requieren un coste de inversión elevado que, en ocasiones, supone una barrera a la hora de decidirse por esta tecnología.
- **Desconocimiento de la tecnología:** Este tipo de sistemas son aún bastante desconocidos por parte de los usuarios, lo que supone de por sí una barrera para la tecnología.

Aspectos energéticos

Para evaluar los aspectos energéticos de un sistema de microgeneración, debe hacerse por comparación respecto al abastecimiento mediante sistemas convencionales. En la práctica, la sustitución de una caldera por una microgeneración que suministre la misma energía térmica, conllevará un aumento del consumo de combustible en el emplazamiento. Pero habrá que tener en cuenta la energía eléctrica cogenerada. Esa cantidad de energía eléctrica habría supuesto un gasto de combustible en el mix de generación de nuestro sistema eléctrico. Por tanto, habrá que considerar el ahorro de energía que ha supuesto al mix la puesta en la red de la energía cogenerada.

Para establecer el ahorro energético que se producirá con estos equipos, se compararán los siguientes sistemas de abastecimiento:

- Abastecimiento convencional.
 - Energía térmica: Caldera convencional de gas natural $\eta = 85\%$
 - Energía eléctrica: Suministro de red. Rendimiento mix generación $\eta = 44\%$
- Abastecimiento mediante microgeneración.
 - Unidad de microgeneración: $\eta_{\text{eléctrico}} = 30\%$, $\eta_{\text{térmico}} = 60\%$

Considérese ahora un edificio que tenga una instalación de cogeneración que cubre una demanda térmica de 100 MWh/año y una demanda eléctrica de 50 MWh/año, empleando para ello 167 MWh/año de energía primaria en forma de gas natural ($\eta_{\text{global}} = 90\%$). Si comparásemos esta situación con aquella en la que se genera esa misma cantidad de energía mediante un sistema convencional como el propuesto, se obtendría lo siguiente:

| AHORRO ENERGÉTICO | | | |
|---|------------------|---------------------------------|------------------------|
| Abastecimiento de 100 MWh de energía térmica y 50 MWh de energía eléctrica | | | |
| | | Sistema convencional | Microgeneración |
| Energía combustible | primaria | 118 MWh | 167 MWh |
| Energía generada | eléctrica | 0 MWh | 50 MWh |
| Energía adquirida a red | eléctrica | 50 MWh | 0 MWh |
| Energía necesaria mix | primaria | 114 MWh | 0 MWh |
| Energía primaria total necesaria | | 118 + 114 = 232 MWh | 167 + 0 = 167 MWh |
| Ahorro de energía primaria | | 232 – 167 = 65 MWh (28%) | |

Para realizar este cálculo se han considerado unos rendimientos promedio y un determinado tipo de sistema de abastecimiento convencional. Existen diversas distribuciones de rendimientos para los diferentes equipos de cogeneración, como se ha indicado, y también existen infinidad de modos de abastecimiento energético convencionales, particularmente en lo referente a las necesidades térmicas, con lo que para cada situación se pueden repetir los cálculos de manera análoga.

Aspectos económicos

La principal razón por la cual se ejecutan proyectos de microgeneración es debido a que estas instalaciones, adecuadamente diseñadas y gestionadas, resultan rentables desde el punto de vista económico.

Este hecho viene dado por el favorable marco normativo que establece las retribuciones para la venta de electricidad a red de las instalaciones de microgeneración. Estas retribuciones vienen reguladas por el RD 661/2007 de 25 de mayo. En este Real Decreto se establecen las tarifas y primas para cada tipo de instalación en función del tipo de tecnología empleada, el combustible y la potencia. Están definidas las siguientes categorías:

- a) Categoría a): Productores que utilicen la cogeneración (u otras formas de generación a partir de energías residuales).
 - 1) Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración de alto rendimiento (tal como se define en el anexo I del propio Decreto)
 - 1) Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que empleen como combustible gas natural.
 - 2) Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que empleen como combustible gasóleo, fuel-oil o gases licuados de petróleo (GLP)
 - 3) Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilicen como combustible biomasa y/o biogás.
 - 4) Subgrupo a.1.4. Cogeneraciones que utilicen otros tipos de combustible, como gases residuales de refinería, de coquería, combustibles de proceso, carbón y otros no contemplados en los apartados anteriores.
 - 2) Grupo a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación.

A partir de estas categorías, grupos y subgrupos así definidos, se establecen las diferentes tarifas y primas para los rangos de potencias contemplados en el Real Decreto. Con carácter trimestral, esas tarifas son revisadas. Las que se muestran a continuación son las correspondientes al primer trimestre de 2011, publicadas en la Orden ITC 3353/2010 de 28 de diciembre.

| Grupo | Subgrupo | Combustible | Potencia | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh | |
|------------|----------|-------------|------------|---------------------------|----------------------------------|---|
| a.1 | a.1.1 | | P≤0,5 MW | 14,3548 | - | |
| | | | 0,5<P≤1 MW | 11,7794 | - | |
| | | | 1<P≤10 MW | 9,3510 | 3,9154 | |
| | | | 10<P≤25 MW | 8,8772 | 3,2307 | |
| | | | 25<P≤50 MW | 8,4358 | 2,8808 | |
| | a.1.2 | | | P≤0,5 MW | 16,5821 | - |
| | | | | 0,5<P≤1 MW | 14,1116 | - |
| | | Gasóleo/GLP | 1<P≤10 MW | 12,0543 | 6,4102 | |
| | | | 10<P≤25 MW | 11,7236 | 5,8584 | |
| | | | 25<P≤50 MW | 11,3148 | 5,3602 | |
| | | | Fuel | 0,5<P≤1 MW | 12,9418 | - |
| | | 1<P≤10 MW | | 10,9960 | 5,3595 | |
| 10<P≤25 MW | 10,6555 | 4,7968 | | | | |
| | | 25<P≤50 MW | 10,2533 | 4,3140 | | |

| Grupo | Subgrupo | Combustible | Potencia | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh |
|-------|----------|-------------|------------|---------------------------|----------------------------------|
| a.1 | a.1.4 | Carbón | P≤10 MW | 11,1839 | 7,8430 |
| | | | 10<P≤25 MW | 7,6889 | 3,6321 |
| | | | 25<P≤50 MW | 6,9900 | 2,6266 |
| | | Otros | P≤10 MW | 5,0116 | 2,5979 |
| | | | 10<P≤25 MW | 4,5939 | 1,7524 |
| | | | 25<P≤50 MW | 4,1764 | 1,1515 |
| a.2 | | | P≤10 MW | 5,0168 | 2,5991 |
| | | | 10<P≤25 MW | 4,5914 | 1,7570 |
| | | | 25<P≤50 MW | 4,1770 | 1,1594 |

| Subgrupo | Combustible | Potencia | Plazo | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh |
|----------|-------------|----------------------|----------------------|------------------------|----------------------------|
| a.1.3 | b.6.1 | P≤2 MW | primeros 15 años | 17,2917 | 13,0780 |
| | | | a partir de entonces | 12,8343 | 0,0000 |
| | | 2 MW < P | primeros 15 años | 15,8313 | 11,3885 |
| | | | a partir de entonces | 13,3344 | 0,0000 |
| | b.6.2 | P≤2 MW | primeros 15 años | 13,8233 | 9,6258 |
| | | | a partir de entonces | 9,3195 | 0,0000 |
| | | 2 MW < P | primeros 15 años | 11,6140 | 7,1712 |
| | | | a partir de entonces | 8,7110 | 0,0000 |
| | b.6.3 | P≤2 MW | primeros 15 años | 13,8233 | 9,6258 |
| | | | a partir de entonces | 9,3195 | 0,0000 |
| | | 2 MW < P | primeros 15 años | 12,7754 | 8,3333 |
| | | | a partir de entonces | 8,7110 | 0,0000 |
| | b.7.1 | | primeros 15 años | 8,8884 | 4,8897 |
| | | | a partir de entonces | 7,2402 | 0,0000 |
| | b.7.2 | P≤500 kW | primeros 15 años | 14,4147 | 11,3753 |
| | | | a partir de entonces | 7,1803 | 0,0000 |
| | | 500 kW < P | primeros 15 años | 10,7563 | 7,0735 |
| | | | a partir de entonces | 7,2337 | 0,0000 |
| | b.7.3 | | primeros 15 años | 5,7887 | 3,8158 |
| | | | a partir de entonces | 5,7887 | 0,0000 |
| | b.8.1 | P≤2 MW | primeros 15 años | 13,8233 | 9,6258 |
| | | | a partir de entonces | 9,3195 | 0,0000 |
| | | 2 MW < P | primeros 15 años | 11,8253 | 7,3772 |
| | | | a partir de entonces | 8,8695 | 0,0000 |
| b.8.2 | P≤2 MW | primeros 15 años | 10,2385 | 6,0564 | |
| | | a partir de entonces | 7,1824 | 0,0000 | |
| | 2 MW < P | primeros 15 años | 7,7053 | 3,7202 | |
| | | a partir de entonces | 7,7053 | 0,0000 | |
| b.8.3 | P≤2 MW | primeros 15 años | 10,2385 | 6,3374 | |
| | | a partir de entonces | 7,1824 | 0,0000 | |
| | 2 MW < P | primeros 15 años | 10,0437 | 5,8398 | |
| | | a partir de entonces | 8,1705 | 0,0000 | |

Existen dos posibilidades para la venta de energía dentro del régimen especial. La primera consiste en la venta a tarifa, que sería la venta a un precio fijo que se establece trimestralmente y que es el que figura en las anteriores tablas como “tarifa regulada”. La otra posibilidad es vender la electricidad al precio que resulte en el mercado, pero complementándolo mediante la prima que figura en las tablas anteriores. La opción seleccionada deberá mantenerse durante periodos de al menos un año.

Para establecer un criterio que permita definir qué instalaciones de microgeneración pueden considerarse de alta eficiencia y cuáles no, de cara a poder beneficiarse de este sistema retributivo favorable, se define el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) del siguiente modo:

ANEXO I

Rendimiento mínimo para las instalaciones de producción

1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

$$R = (E + V)/Q$$

donde:

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

V = producción de calor útil o energía térmica útil definida de acuerdo con el apartado 1.a) del artículo 2 del presente real decreto. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

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

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

Se fija un rendimiento para la producción de calor útil igual al Ref H definido en el apartado 3 del presente anexo, que podrá ser revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

3. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, considerando el apartado anterior, por la fórmula:

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

Siendo:

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006, por la que se establecen valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga.

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

A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período.

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este real decreto, para las instalaciones de producción del grupo a.1 del artículo 2.1 y para aquellas que estén acogidas a la disposición transitoria segunda del presente real decreto y anteriormente les fuese de aplicación este

requisito, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, en promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

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

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

5. Quedan excluidos del cálculo del promedio de un período anual a que hace referencia el apartado anterior aquellas horas en las que la instalación haya sido programada por el operador del sistema para mantener su producción cuando el proceso consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia. Por tanto, los valores de Q, V y E serán los correspondientes al resto del período anual.

6. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la proporción de Q y E que les sean técnicamente imputables.

7. Para la verificación del rendimiento eléctrico equivalente, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

El cumplimiento de este REE es condición mínima para poder optar a este sistema retributivo. No obstante, las instalaciones que ofrezcan un rendimiento mejor al mínimo exigido para su categoría, pueden beneficiarse de un complemento económico adicional por eficiencia. Dicho complemento por eficiencia consiste en un plus para los kWh eléctricos vendidos a red y se calcula del siguiente modo:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 \times \left(\frac{1}{\text{REE}_{\text{mínimo}}} - \frac{1}{\text{REE}_i} \right) \times \text{Cmp}$$

Siendo:

REE_{mínimo}: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido según la tabla anterior.

REE_i: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación en el año considerado.

Cmp: Coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWh_{PCS}) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Conociendo el sistema retributivo existente, se puede simular el balance económico de una instalación. Para ello se verá el siguiente ejemplo.

Ejemplo

Considérese una instalación de microgeneración constituida por una microturbina de 65 kWe y 120 kWt de potencia nominal. El consumo nominal de la microturbina es de 224 kW gas natural. Considérese que dicha instalación ha sido diseñada para operar en torno a 6.000 h/año. Se considerará que la instalación vende energía eléctrica a red según tarifa regulada. La energía térmica es aprovechada en la propia instalación, evitando el su parte equivalente de consumo de gas natural en una caldera convencional con un rendimiento del 85%. Se consideran los siguientes términos:

Coste gas natural: 0,04 €/kWh

Tarifa regulada para venta de electricidad (a.1.1 <0,5 MW): 0,143548 €/kWh

REE_{mínimo}: 0,59

Cmp: 0,025414 €/kWh_{PCS}

RefH (para generación de agua caliente): 0,9

La producción de energía será la siguiente:

$E = 65 \text{ kW} \times 6.000 \text{ h/año} = 390.000 \text{ kWh/año}$

$V = 120 \text{ kW} \times 6.000 \text{ h/año} = 720.000 \text{ kWh/año}$

Consumo de energía: $Q = 224 \text{ kW} \times 6.000 \text{ h/año} = 1.344.000 \text{ kWh/año}$

Así, el REE de la instalación será:

$$REE_i = 0,717 \quad \left(REE = \frac{E}{\left[Q - \left(\frac{V}{RefH} \right) \right]} = \frac{390.000}{\left[1.344.000 - \left(\frac{720.000}{0,9} \right) \right]} = 0,717 \right)$$

Con lo que será muy superior al REE = 0,59 exigido como mínimo pudiendo acogerse al complemento por eficiencia.

$$\begin{aligned} Comp \text{ efic} &= 1,1 \times \left(\frac{1}{REE_{mínimo}} - \frac{1}{REE_i} \right) \times Cmp \\ &= 1,1 \times \left(\frac{1}{0,59} - \frac{1}{0,717} \right) \times 0,025414 \text{ €/kWh} = \mathbf{0,00839 \text{ €/kWh}} \end{aligned}$$

El balance económico de la instalación será, por tanto, el siguiente:

Venta de electricidad: $390.000 \text{ kWh/año} \times (0,143548 + 0,00839) \text{ €/kWh} = 59.256 \text{ €/año}$

Ahorro gas natural en caldera: $\frac{720.000 \text{ kWh/año}}{0,85 \text{ (rend cald)}} \times 0,04 \text{ €/kWh} = 33.882 \text{ €/año}$

Coste del combustible: $1.344.000 \text{ kWh/año} \times 0,04 \text{ €/kWh} = 53.760 \text{ €/año}$

Mantenimiento instalación: 6.500 €/año

Balance anual: 32.878 €/año

Inversión total: 115.000 €

Tasa de retorno simple: 3,5 años

Como puede comprobarse, la rentabilidad de una instalación como la propuesta en este ejemplo es perfectamente contrastable. La rentabilidad de una instalación de microgeneración depende en gran medida de las horas/año de funcionamiento de la misma. A la hora de diseñar estas instalaciones deberá buscarse aquél que permita un mayor número de horas de funcionamiento a plena carga, con lo que será preferible disponer una instalación de menor potencia funcionando durante un mayor número de horas que una instalación de más potencia funcionando menos horas.

Sobra decir que la instalación debe dimensionarse de acuerdo a demandas térmicas y, salvo en el caso de instalaciones aisladas para autoabastecimiento, nunca según criterio de demanda eléctrica. La electricidad producida debe considerarse como un valioso subproducto del proceso que es vendido generando beneficios.

También influyen en los resultados económicos el combustible empleado en la instalación original y el empleado en el sistema de microgeneración. Reemplazar generación de energía térmica mediante combustibles más costosos (electricidad, gasóleo, GLP) en sistemas convencionales, por energía térmica microgenerada mediante combustibles más económicos (gas natural, biomasa), permitirá lograr unos beneficios económicos más elevados.

Otro factor que influirá en la viabilidad y rentabilidad de este tipo de instalaciones será la evolución de los precios de la energía. En un marco en el que se prevé el gradual encarecimiento de los combustibles y de los costes de la electricidad, la utilización de sistemas de cogeneración de alta eficiencia resultará cada vez más rentable ya que, pese a que la fuente de energía se encarecerá, el diferencial con el precio de la electricidad lo hará en mayor medida dejando márgenes más jugosos para este tipo de instalaciones.

Aspectos medioambientales

Las ventajas desde el punto de vista medioambiental de estos equipos, van ligadas a las disminuciones en el consumo de energía primaria conseguidas por la mayor eficiencia de estas instalaciones. Cuanto más se reduce el consumo primario de un determinado combustible, menores emisiones de CO₂ se producen. No obstante, el impacto en cuanto a emisiones de CO₂ que implica la sustitución de una determinada instalación de abastecimiento energético por una instalación de microgeneración, variará mucho en función de la instalación original y del sistema de cogeneración que la sustituya. Uno de los factores que más influirá en las emisiones de CO₂ será el combustible empleado.

Cada fuente de energía tiene una determinada tasa de emisiones de CO₂ asociada, que depende también del proceso que se emplee para su transformación en energía final. Por ejemplo, en el proceso de combustión del gas natural para su aprovechamiento térmico, cada kWh de energía primaria empleado generará 0,216 kg de CO₂. Las emisiones asociadas a cada kWh consumido de energía eléctrica varían en función del mix de generación de cada país y del grado de utilización que haya habido durante ese periodo de cada una de las tecnologías instaladas. El último dato para España indica que el consumo de 1 kWh en baja tensión en el sector doméstico implica como media la emisión de 0,350 kg de CO₂. Este es un valor que se ha ido reduciendo los últimos años debido al cada vez mayor peso en el mix de generación de las energías renovables y los ciclos combinados de gas natural y a la disminución en el uso de carbón.

Por tanto, conocidas las emisiones asociadas a estas fuentes de energía y para una instalación de microgeneración que generase 100 MWh de energía térmica y 50 MWh de energía eléctrica, se pueden estimar fácilmente las emisiones de CO₂ evitadas:

| EMISIONES DE CO₂ | | |
|---|--|------------------------|
| Abastecimiento de 100 MWh de energía térmica y 50 MWh de energía eléctrica | | |
| | Sistema convencional | Microgeneración |
| Emisiones de CO₂ in situ | 25,5 tCO ₂ | 36,1 tCO ₂ |
| Emisiones CO₂ electricidad mix | 17,5 tCO ₂ | 0 tCO ₂ |
| Emisiones CO₂ totales sistema | 25,5 + 17,5 = 43,0 tCO ₂ | 36,1 tCO ₂ |
| Ahorro de energía primaria | 43,0 – 36,1 = 6,9 tCO₂ (16%) | |

No obstante, como se ha indicado, estos valores son muy sensibles al tipo de combustible empleado en el sistema convencional y en la microgeneración, así como también del ratio energía eléctrica/energía térmica del sistema de microgeneración. Puede llegar a darse el caso en que el sistema de cogeneración genere mayores emisiones de CO₂ que el sistema de abastecimiento convencional, aún incluso siendo viable económicamente la sustitución del sistema de convencional por el de microgeneración.

Supóngase para ello que en el caso anterior el abastecimiento térmico del sistema convencional consiste en una caldera de gas natural. Esta aportación energética se reemplaza por una microgeneración con un motor de gasóleo

con un 30% de rendimiento eléctrico y un 60% de rendimiento térmico. Teniendo en cuenta que, según el IDAE, las emisiones de CO₂ derivadas de la combustión de gasóleo son de 0,294 kg CO₂/kWh primario, se obtienen los siguientes resultados.

| EMISIONES DE CO₂ | | |
|---|--|--------------------------|
| Abastecimiento de 100 MWh de energía térmica y 50 MWh de energía eléctrica | | |
| | Sistema convencional | Microcogeneración |
| Emisiones de CO₂ in situ | 25,5 tCO ₂ | 49,1 tCO ₂ |
| Emisiones electricidad mix CO₂ | 17,5 tCO ₂ | 0 tCO ₂ |
| Emisiones CO₂ totales sistema | 25,5 + 17,5 = 43,0 tCO ₂ | 49,1 tCO ₂ |
| Ahorro de energía primaria | 43,0 – 49,1 = -6,1 tCO₂ (incremento del 14%) | |

Sin perjuicio de que llevar a cabo esta sustitución resultase viable desde el punto de vista económico, puede verse que la rentabilidad medioambiental sería, cuando menos, discutible. Esta apreciación puede llevarse al extremo suponiendo un caso en el que el sistema convencional de abastecimiento térmico sea una caldera de biomasa o una instalación solar térmica. Este sistema de generación térmica es considerado neutral desde el punto de vista de las emisiones de CO₂. Por tanto, una posible sustitución de energía térmica generada mediante biomasa, por energía térmica y eléctrica cogeneradas mediante una instalación que emplee cualquier combustible fósil implicará un incremento notable en las emisiones de CO₂.

Con ello pretende hacerse ver que debe estudiarse detenidamente cada situación y cada propuesta de modificación, no solo desde el punto de vista técnico y económico, sino también desde el punto de vista de las emisiones de CO₂, ya que no en todos los casos se logra reducir éstas. Los aspectos medioambientales deberán ser considerados como un factor más a la hora de decidir la idoneidad o no de una determinada instalación bajo unas determinadas condiciones concretas.

Bibliografía y referencias

Libros:

- Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos. 3ª Edición. José María Sala Lizarraga. Servicio Editorial del País Vasco. Bilbao. 1999
- Disminución de los costes energéticos en la empresa. Amaya Martínez García, Alicia Valero Delgado, Alfonso Aranda Usón, Ignacio Zabalza Bribián, Sabina Scarpellini. FC Editorial. Madrid. 2006.

- Cogeneración. 2ª Edición. Mario Villares Martín. FC Editorial. Madrid. 2003.
- Mejoras horizontales de ahorro y eficiencia energética. Sector industrial. Energía térmica ejemplos prácticos. Junta de Castilla y León.
- Guía de la cogeneración. Fenercom. Madrid. 2010

Páginas web y recursos de las siguientes organizaciones y empresas:

- Cogen – España
- Micropower Europe
- Atecyr
- Wikipedia
- Baxi – Roca
- IDAE
- EnergyLab
- Fundación Metal
- AEH2
- PTE-HPC
- Capstone