

BASES PARA DESARROLLAR LA COGENERACIÓN

LA COGENERACIÓN PERMITIÓ EN LOS AÑOS 80 EL DESARROLLO DEL SISTEMA DISTRIBUIDO, PERO A PARTIR DE 2010 ENTRÓ EN UNA PROFUNDA CRISIS. EN ESTE ARTÍCULO, JOSE MARÍA ROQUETA, PRESIDENTE DE AESA, ANALIZA SU SITUACIÓN ACTUAL Y LAS MEDIDAS A ADOPTAR, QUE DEBERÍAN PERMITIR Y JUSTIFICAR UN NUEVO DESARROLLO DE ESTA TECNOLOGÍA, QUE ÚLTIMAMENTE SE HA VISTO SUPERADA POR LAS INVERSIONES EN RENOVABLES. EFECTIVAMENTE, LA INVERSIÓN EN COGENERACIÓN ES MÁS DIFÍCIL QUE EN RENOVABLES POR VARIAS RAZONES, Y MUY ESPECIALMENTE, POR LOS RIESGOS QUE DEBEN ASUMIR LOS INVERSORES.

Entre estos riesgos se encuentran, especialmente, el precio del combustible, difícil de prever a largo plazo, y el riesgo del industrial que cogenera. Estos riesgos son perjudiciales frente a la opción de invertir en renovables, ya que estas tecnologías disponen de ciertas ventajas: el nivel de inversión por kW es similar, el coste del combustible es nulo y el coste de operación y mantenimiento es similar al de otras tecnologías. También, desde el punto de vista medioambiental y de aceptación pública, han ganado la partida, tanto entre el público en general, como entre las empresas del sector energético.

Otro factor a tener en cuenta, es la propia competencia con el sistema eléctrico centralizado, formado por grandes centrales alejadas de los consumidores: gran hidráulica, nucleares, centrales de carbón en bocamina, gran eólica, parques fotovoltaicos y termosolar. Las economías de escala permiten costes de inversión por kW mucho menores, y los últimos ciclos combinados a gas pueden tener eficiencias cercanas al 55%, casi iguales a las primeras cogeneraciones, cuyo REE se acerca al 60%.

Por todo ello, la nueva cogeneración debe ser capaz competir con las energías renovables y con el sistema eléctrico centralizado, y para ello, es necesario hacer ver sus ventajas frente al resto de tecnologías:

Aporta el calor que no pueden dar las renovables, ni las plantas del sistema centralizado. Efectivamente, donde se usa un combustible para producir calor es posible cogenerar electricidad de forma económica. Por todo ello, se debe hacer entender que debe instalarse donde se precisa el calor, siempre. El calor se produce donde se consume o se auto-consume y, si al mismo tiempo, se produce electricidad, es decir se cogenera, ésta se consume en el punto más cercano a su producción. La electricidad coproducida encuentra siempre su valorización dentro del centro consumidor o a través del sistema eléctrico.

También aporta gestionabilidad, que permite un uso a voluntad según las necesidades del proceso productivo en el lugar de su

BASIS FOR CHP DEVELOPMENT

IN THE 1980S, COGENERATION FACILITATED THE DEVELOPMENT OF THE DISTRIBUTED ENERGY SYSTEM. HOWEVER, CHP HIT A MAJOR CRISIS IN 2010. IN THIS ARTICLE, JOSE MARÍA ROQUETA, PRESIDENT OF AESA, ANALYSES THE CURRENT SITUATION AND THE MEASURES NEEDED TO FACILITATE AND JUSTIFY FURTHER DEVELOPMENT OF THIS TECHNOLOGY. IN RECENT TIMES, THERE HAS BEEN GREATER INVESTMENT IN RENEWABLES THAN IN CHP. INVESTING IN COGENERATION IS MORE DIFFICULT THAN INVESTING IN RENEWABLES FOR A NUMBER OF REASONS, PRIMARILY BECAUSE OF THE RISKS INVESTORS ARE REQUIRED TO ASSUME.

Chief amongst these risks is the price of fuel, which is difficult to forecast in the long term. Such risks make investment in renewables more attractive, because renewable technologies enjoy certain advantages in this respect: investment per kW is similar, the cost of fuel is negligible, and operating and maintenance costs are similar to those of other technologies. Moreover, renewables are more positively perceived from the environmental perspective, and by both the general public and companies operating in the energy sector.

Another factor is competition from the centralised electricity system, made up of large power stations located far from consumers: large hydropower, nuclear and coal-fired plants, wind farms, solar photovoltaic and CSP plants. Economies of scale enable much lower investment costs per kW. Recently built combined cycle power plants can have electrical efficiencies of almost 55%, nearly the same as the first CHP plants, which had electrical efficiencies of around 60%.

Modern CHP has to be able compete with renewable energies and the centralised electricity system. In order to compete effectively, the advantages of CHP over other technologies have to be highlighted:

CHP provides heat that renewables or power stations belonging to the centralised system cannot. Wherever a fuel is used to produce heat, cost-effective cogeneration of electricity is possible. Therefore, the message must be conveyed that CHP facilities should be always be installed where heat is required. Heat is produced where it is consumed or self-consumed and, if electricity is produced at the same time, i.e., cogeneration take place, then this power is consumed at the nearest point to where it is generated.

CHP also affords manageability (of the heat), enabling it to be used whenever desired in accordance with production process requirements at the point where it is produced. CHP provides energy that the operator can use as needed, whereas renewables depend on the weather. While renewables are available 25% of the time, CHP, taken as a whole, has 100% availability.

Other advantages for the electricity system are that self-consumption avoids power losses and reduces investment requirements in centralised grids, whilst adding value to grids by increasing their transmission capacity, thereby enhancing the efficiency of the electricity system.



producción: la cogeneración aporta energías a voluntad del operador. Mientras que las renovables dependen de la climatología y están disponibles en un 25% del tiempo, la cogeneración puede estarlo al 100%.

Otras ventajas para el sistema eléctrico son: la electricidad autoconsumida evita pérdidas e inversiones al sistema centralizado en redes, y las revaloriza al aumentar su capacidad de distribución, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico.

En su competencia con el sistema centralizado, se deben incorporar a sus centrales las inversiones en las redes de transporte y distribución (que no precisan las plantas de cogeneración), salvo como sistema de apoyo y sus correspondientes costes de mantenimiento. Es decir, el sistema eléctrico centralizado debe cargar por sí mismo con las inversiones y las pérdidas de sus redes, así como con los costes operacionales del conjunto.

Estas ventajas permitieron un importante desarrollo de la cogeneración en los años 80 y 90, pero en la actualidad la opinión general es que debe apoyarse de nuevo. Si tantas ventajas aporta ¿por qué hacen falta apoyos a su promoción? Esta es la gran pregunta que siempre han hecho al sector todos los Secretarios de Estado de la Energía en los últimos 15 años. La respuesta a esta pregunta es que la cogeneración no necesita apoyos para la energía autoproducida. Sus ventajas son suficientes, si se reconocen y se retribuyen. Sin embargo, muchas de las ventajas aportadas por la cogeneración no lo son para el cogenerador, sino para el sistema eléctrico centralizado, ya que:

- Aporta potencia eléctrica.
- Evita pérdidas en la red de transmisión eléctrica, cuyo coste se retribuye a las empresas del sistema a través de las tarifas de acceso. Ambos conceptos incrementan el coste al usuario de la electricidad consumida, que se refleja en las tarifas eléctricas.

Potencia y coste de transmisión son conceptos evitados por el cogenerador que, sin embargo, no se retribuyen al cogenerador.

La legislación de los años 90 permitió el desarrollo de la cogeneración basada en:

- Obligar a autoconsumir y exportar únicamente los excedentes.
- Un contrato “productor-consumidor”, que disminuya los costes fijos de contratación para el cogenerador.
- Las compañías eléctricas tenían la obligación de adquirir los excedentes a un precio razonable (similar al de venta) en el nivel de tensión de suministro.
- No había apoyos económicos a la cogeneración. ¡Ni falta que hacían!

La regulación europea definió que la cogeneración debía basarse en la demanda de calor útil y esto produce, en general, más energía que la que autoconsume y es razonable que ésta se aproveche, vertiendo los excedentes al sistema en el nivel de tensión que el cogenerador este interconectado. Sería razonable que los excedentes se retribuyeran al cogenerador al precio de cada nivel de tensión; precio del Pool + tarifas de transmisión hasta el nivel de tensión vertido.

Es decir, la electricidad sobrante tiene el precio al que una comercializadora que suministre a este usuario debe pagar al sistema.



Investment in power stations belonging to the centralised system must include investment in distribution and transmission grids (which are not required by CHP plants except as a support system) as well as investment in the maintenance of these grids. In other words, the centralised electricity system must assume responsibility for investment in its grids, losses in its grids and operating costs in general.

These benefits enabled significant development of CHP in the 1980s and 1990s but there is now a generally accepted view that it requires further support. If CHP has so many benefits, why does it require support for its promotion? This is the major question that the sector has been asking successive Secretaries of State for Energy over the last 15 years.

The answer to this question is that CHP does not require support for self-produced energy. The advantages are sufficient if they are acknowledged and remunerated. However, many of the benefits afforded by CHP are not advantageous for the producer but rather for the centralised electricity system. This is because CHP:

- Provides electrical power.
- Avoids losses in the transmission grid, the cost of which have to be borne by companies in the form of grid access tolls, which increases power consumption costs for users, and is reflected in electricity prices.

Power and transmission costs are concepts avoided by the CHP producer. However, the CHP producer is not remunerated for these costs.

The legislation of the 1990s enabled CHP development based on:

- Obliging self-consumption, with only excess power being exported to the grid.
- A “producer-consumer” contract to reduce fixed contracting costs for CHP producers.
- Electricity utilities had the obligation to acquire excess power generated at a reasonable price (similar to the selling price) at the supply voltage level.
- CHP did not receive any financial support, nor did it require such support.

European regulation sets out that CHP must be based on useful heat demand and this generally results in more power being produced than is required for self-consumption. It is reasonable

Pero también los cogeneradores reciben ayudas del sistema cuando la planta se para (voluntaria o involuntariamente). Por lo tanto, el sistema eléctrico debe prever su alimentación y por este motivo la legislación actual indica que los cogeneradores deben contribuir a los costes del sistema. Es correcto, pero deberá evaluarse el coste de esta contribución, para cada tipo de tecnología autoconsumidora que es muy diferente al de las energías renovables que al depender de condiciones climatológicas quedan prácticamente afectadas en su conjunto y realmente requieren un gran apoyo del sistema (25% de la disponibilidad).

No nos consta que, en ningún país, los autoprodutores deban pagar retribuciones al sistema eléctrico. Es más bien lo contrario: en todos los países europeos y americanos, los cogeneradores están apoyados por los gobiernos, ya que, como se ha indicado, también puede considerarse que el sistema eléctrico recibe ayudas de los cogeneradores.

La opinión generalizada en nuestras administraciones es que se está apoyando a los cogeneradores con los regímenes específicos (Ro y Ri), pero, en realidad no es así, este apoyo no es a la cogeneración, sino al sistema eléctrico, al obligar a que la energía autoproducida se lleve al pool eléctrico, donde el precio del mercado es mucho menor que el que paga el usuario. Por esta razón, se debe compensar al autoprodutor al que no se permita autoconsumir, ya que la actual legislación prevé penalizar este proceso de autoconsumo, cuando es el que físicamente se produce siempre.

La inventiva española ha conducido a imaginar que la electricidad producida por un consumidor (que realmente la consume) se dirige al pool imaginario al nivel de tensión donde vierten las nucleares y otras plantas del sistema. Por ello, hay que compensar al productor (con el Ro) para que una pequeña planta pueda competir con las centrales nucleares o de carbón. Y una vez en el pool, esta misma electricidad (incrementada en un valor por el Ro, por las pérdidas de transmisión y por los peajes de la red) vuelve a su punto de partida, a un precio mucho más elevado, produciendo costes al sistema que se retribuyen a las empresas eléctricas de producción y distribución.

Es decir, la actual legislación española ha obligado al cogenerador a participar en el pool eléctrico en contra de las leyes de la física y de la economía, y esto comporta ineficiencias en el sistema centralizado y perjuicios a la cogeneración.



to avail of this excess power by exporting it to the grid at the voltage level of the CHP producer's connection point. It would be reasonable for the CHP producer to be remunerated based on the price corresponding to each voltage level, i.e., pool price + transmission charges up to the voltage level of the power exported.

In other words, the excess electricity would have the same price as a trader supplying to this user would have to pay the system.

But CHP producers also receive support from the system when the CHP plant is closed down (voluntarily or involuntarily). Therefore, the electricity system must allow for supply to CHP producers. For this reason, current legislation sets out that CHP producers must contribute to the costs of the system. This is correct but this contribution should be assessed for each type of self-consumption technology. CHP is very different to renewables, which, because they depend on weather conditions are very affected and require great support from the system (25% availability).

As far as we are aware, there is no country in which self-producers are required to pay remuneration to the electricity system. In fact, the opposite is the case. In all European and American countries, CHP producers receive government support, due to the fact that, as has been mentioned, it can also be considered that the electricity system receives support from CHP producers.

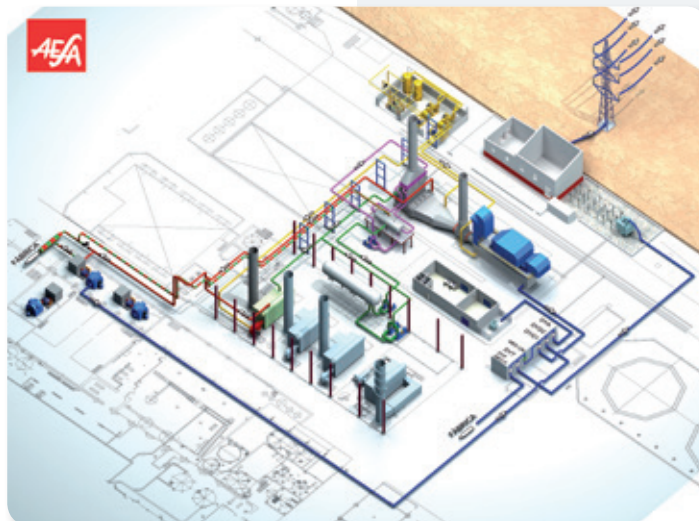
Our authorities are of the general opinion that CHP producers are being supported by the specific remuneration regimes (Ro and Ri) but in reality this is not the case. These regimes do not support CHP but rather the electricity system, because they oblige self-produced power to be sold in the pool, where the market price is far lower than the price paid by users. For this reason, the self-producer who is not permitted to self-consume should be compensated, because current legislation envisages the penalisation of the self-consumption process, when it is the process that has always occurred, in physical terms.

The scenario invented in Spain would lead one to imagine that the electricity produced by a consumer (who really consumes it) is sent to the imaginary pool at the voltage level where nuclear power stations and other system plants sell the power they produce. For this reason, the producer must be compensated (with the Ro remuneration regime) to enable the small plant to compete with nuclear or coal-fired power stations. And once in the pool, this same electricity (with a higher value due to the Ro remuneration regime, transmission losses and grid access tolls) returns to its starting point, at a much higher price, producing costs for the system for which electric generation and distribution utilities are remunerated.

In other words, current Spanish legislation has obliged the CHP producer to participate in the pool, which goes against the laws of physics and economics, and leads to inefficiencies in the centralised system, whilst damaging cogeneration.

But does this process, known in Spain as the "todo-todo" process (whereby all the electricity produced is exported to the grid), make sense? The answer is,

Pero ¿tiene sentido este proceso conocido como “todo-todo”? ¡Ahora no! Pudo haberlo tenido cuando se inició a principios de este siglo en España, para entrar en el marco del euro ya que fue necesario disminuir la inflación. Una de las medidas que se tomaron fue la reducción del precio de la electricidad, lo que de inmediato inició el déficit de tarifa, que afectó tanto a empresas del sector eléctrico como a cogeneradores (que entonces autoconsumían obligatoriamente su producción). Mientras las compañías eléctricas pudieron negociar con la Administración la compensación del déficit de tarifa, los cogeneradores no tuvieron esta oportunidad, y la única salida a esta compensación fue la de retribuir adecuadamente la energía vertiéndola en la red.



¿Entonces, no es necesario apoyar a la cogeneración?

En la actualidad, tanto la nueva cogeneración como las tecnologías renovables han alcanzado una madurez suficiente para poder competir por sí mismas, si no se lo impiden las legislaciones vigentes o los impuestos, y siempre que se retribuyan la totalidad de sus aportaciones de forma equitativa.

En numerosos países europeos y americanos los cogeneradores se rigen por legislaciones específicas que tienen en cuenta, tanto las características de cada tecnología como sus ventajas y sus inconvenientes, así como los objetivos del país en materia energética y medioambiental, todo ello a través de mercados más o menos establecidos (certificados de energía libre de combustibles, emisiones de CO₂, etc.) y a través de imposición o desgravación de impuestos. Las reglamentaciones deben ser simples y entendibles, a diferencia de la actual legislación española (más de 1.000 páginas, frente a los 24 de la ley alemana equivalente).

Por ello, entendemos que es hora de modificar y renovar la actual legislación y lo más simple sería copiar legislaciones como la alemana o la belga, o incluso la mexicana; todas ellas son más racionales que la actualmente vigente en España, que se refiere exclusivamente al sistema eléctrico y que no tiene en cuenta que la cogeneración está orientada a la generación de energía térmica.

Como modificaciones urgentes, antes de realizar una nueva legislación específica para la cogeneración, están:

- Eliminación de impuestos y peajes a la generación eléctrica tanto a la vertida a la red como a la autoconsumida, así como a los combustibles usados en cogeneración.
- Establecer un contrato de respaldo en función de la disponibilidad del autoproducer.
- Permitir de nuevo el autoconsumo y exportar solo los excedentes cuando el déficit de la tarifa sea cero y mantener el Ro solo para la energía exportada de plantas actuales, que se dimensionaron según la demanda de calor y no de electricidad.
- Apoyar la renovación de plantas de los sistemas centralizado y distribuido, con apoyos similares a las inversiones necesarias y/o desgravación de impuestos durante un periodo razonable.
- Eliminación de impuestos al uso de biocombustibles (en todo caso aplicarlos a su uso por su impacto negativo al medio ambiente.)

not now! It may have made sense at the beginning of the century to facilitate Spain's entry into the euro framework when inflation had to be reduced. One of the measures taken was to reduce the price of electricity, which immediately gave rise to the tariff deficit. The tariff deficit greatly affected companies in the electricity sector as well as CHP producers (at that time, self-consumption of electricity generated was mandatory). While

electric utilities were able to negotiate compensation for the tariff deficit with the authorities, CHP producers were not and the only option to offset the deficit adequately was to export the power to the grid.

In that case, is support for CHP unnecessary?

Both new CHP technologies and renewable energy technologies are now sufficiently mature to compete for themselves if they are not impeded by legislation or taxes and as long as the full amount of their contribution is remunerated equitably.

In many European and American countries, CHP producers are governed by specific legislation. This legislation takes into account the characteristics of each technology, its benefits and shortcomings, and the energy and environmental goals of the country. This is done by means of markets that are established to a greater or lesser degree (fossil fuel free energy certificates, CO₂ emissions certificates, etc.), as well as through taxes or tax relief schemes. The regulations have to be simple and comprehensible, unlike current Spanish legislation (the Spanish Act contains 1,000 pages compared to the 24 pages of the equivalent German legislation).

We, therefore, feel that the time has come to reform and renew the legislation and the easiest solution would be to copy German, Belgian or even Mexican legislation, all of which is more rational than the current Spanish Act, which refers exclusively to the electricity system and fails to take into account that CHP is geared towards the generation of thermal energy.

Urgent legislative modifications required, prior to the drafting of specific new legislation to cover cogeneration, are as follows:

- The elimination of taxes and tolls on electricity generation for both export to the grid and for self-consumption, and the elimination of taxes on fuels used in CHP processes.
- The establishment of a back-up contract in accordance with the availability of the power generated by the self-producer.
- Self-consumption should be permitted once again and excess power only exported when the tariff deficit is zero. The Ro remuneration system should only be retained for energy exported to the grid by current plants that are sized in accordance with the demand for heat and not electricity demand.
- The renovation of plants belonging to the centralised and distributed energy systems should be supported, with aid similar to the amount of the investment required and/or tax deductions over a reasonable period.

- Asegurar que no exista déficit de tarifas (ni eléctrica ni de gas) y para ello:
 - Auditar las inversiones que pueden contribuir a este déficit (sobretodo redes de transmisión y costes de operación y mantenimiento del sistema).
 - Fijar las tarifas necesarias para evitar el déficit en los negocios regulados.
 - Establecer que el precio del pool eléctrico refleje la totalidad de los costes de las energías en competencia (inclusión en el mismo de las ayudas aportadas para compensaciones del déficit de tarifas).
 - Apoyar la eficiencia energética, aumentando los términos de energía y disminuyendo el de potencia en las tarifas.
- Establecer un objetivo vinculante de eficiencia energética a través de la cogeneración (doblar su producción de aquí al 2025).

Para conseguir una nueva legislación que permita un nuevo desarrollo de la cogeneración es necesario convencer de sus ventajas a:

Entidades gubernamentales y sociedad en general:

- Convencer de que se producen menos importaciones de combustible gracias a la mayor eficiencia y ahorro de energía primaria. La base debe ser el REE de cada planta, comparada con el del mix energético del sistema en bornes de usuario.
- Se emite menos CO₂, que debe considerarse como una ventaja aportada al medio ambiente.
- Contribuye a las obligaciones medioambientales con la comunidad europea (DEE 2012/27/CE y Protocolo de París).
- Aporta ahorros económicos globales por: ahorro de energía primaria importada, ahorro de inversiones en redes de transporte y distribución nacionales y transnacionales, mejora la competitividad de la economía nacional al ahorrar costes energéticos.
- Aporta negocio distribuido: inversores descentralizados y negocio para productores de equipos nacionales.

Empresas del sector energético. Les permite aumentar sus actividades en base a:

- Realizar inversiones descentralizadas y acuerdos productor consumidor y negocios compartidos con: entidades industriales, equipamientos residenciales, equipamientos municipales y redes de calor y frío.
- Asegurar los clientes con los que coinvierten, al establecer una vinculación de larga duración.
- Incrementar sustancialmente la participación en el negocio energético, al aportar el suministro de energía térmica junto con la eléctrica, ampliando el potencial de negocio de estas empresas.
- Sustituir las centrales térmicas obsoletas por nuevos sistemas de cogeneración ajustados a los clientes.
- Las empresas que comercializan combustible pueden incrementar sustancialmente los suministros de combustible (gas natural o derivados del petróleo).
- Las empresas gasistas son las que más ventajas pueden obtener de la promoción de la cogeneración. Deberán apoyar a fondo la cogeneración, en el sector residencial estableciendo tarifas especiales de gas⁽¹⁾ que permitan a la cogeneración competir con el suministro eléctrico en cada nivel de tensión, para suministro a comunidades de vecinos.



J.M. Roqueta
Presidente de AESA
President of AESA

- The elimination of taxes on the use of biofuels (or, better still, the imposition of taxes for failure to use biofuels, which has a negative environmental impact).
- Ensuring that tariff deficits do not exist (either for electricity or gas), and for this purpose:
 - Audit investments that might contribute to this deficit (especially transmission networks, and system operating and maintenance costs).
 - Set the tariffs necessary to avoid deficits in regulated businesses.
 - Establish that the electricity pool price must reflect all the costs of the energies that are competing with each other (including subsidies to offset the tariff deficit).
 - Support energy efficiency by increasing the price of energy consumption and reducing fixed power capacity charges.
- Set a binding target for energy efficiency through cogeneration (doubling CHP production by 2025).

To achieve the new legislation that would enable further development of CHP, it is necessary to convince government bodies and society in general of the following benefits of cogeneration:

- Fuel imports are lower thanks to greater efficiency and saving of primary energy. The basis should be the electrical efficiency of each plant, compared to the electrical efficiency of the energy mix of the system in user terminals.
- Less CO₂ is emitted, which must be considered environmentally beneficial.
- It contributes to meeting European environmental obligations (Energy Efficiency Directive 2012/27/EC and Paris Agreement).
- It affords global economic savings associated with: savings in imported primary energy, savings in national and transnational distribution and transmission grids, enhanced competitiveness of the national economy arising from savings in energy costs.
- It provides distributed business: decentralised investors and business for national equipment producers.

Energy sector companies must also be convinced of the benefits of CHP, which allows them to improve their business through:

- Decentralised investment and producer/consumer agreements, as well as shared business opportunities with: industrial companies, residential and municipal equipment suppliers, and heating and cooling networks.
- Reassuring clients with whom they co-invest, through the establishment of long-term relationships.
- Substantially increasing participation in the energy business by providing thermal energy along with electrical energy, which increases business potential.
- Replacing obsolete thermal power plants with new CHP systems adapted to customer needs.
- Enabling companies that sell fuel to increase fuel sales substantially (natural gas or petroleum products).
- Bearing in mind that gas companies stand to gain most from the promotion of CHP, they should support cogeneration to the hilt in the residential sector by setting special gas prices⁽¹⁾ to enable cogeneration to compete with the centralised electricity supply system at each voltage level for the supply of apartment blocks and housing estates.

⁽¹⁾ En los años 80 las empresas gasísticas ofrecieron tarifas de gas para cogeneración más elevadas que para uso industrial ya que en aquellos años los proyectos de cogeneración eran muy rentables. En la actualidad el gas distribuido en las zonas residenciales (baja presión) es demasiado caro para cogenerar | ⁽²⁾ In the 1980s, gas companies charged higher gas prices for cogeneration than for industrial use, because in those years CHP projects were very profitable. Nowadays, the gas distributed in residential areas (low pressure) is too expensive for cogeneration.