

Universidad de **Cádiz**

Proyectos de fin de carrera de **Ingeniería Química**

Facultad: CIENCIAS

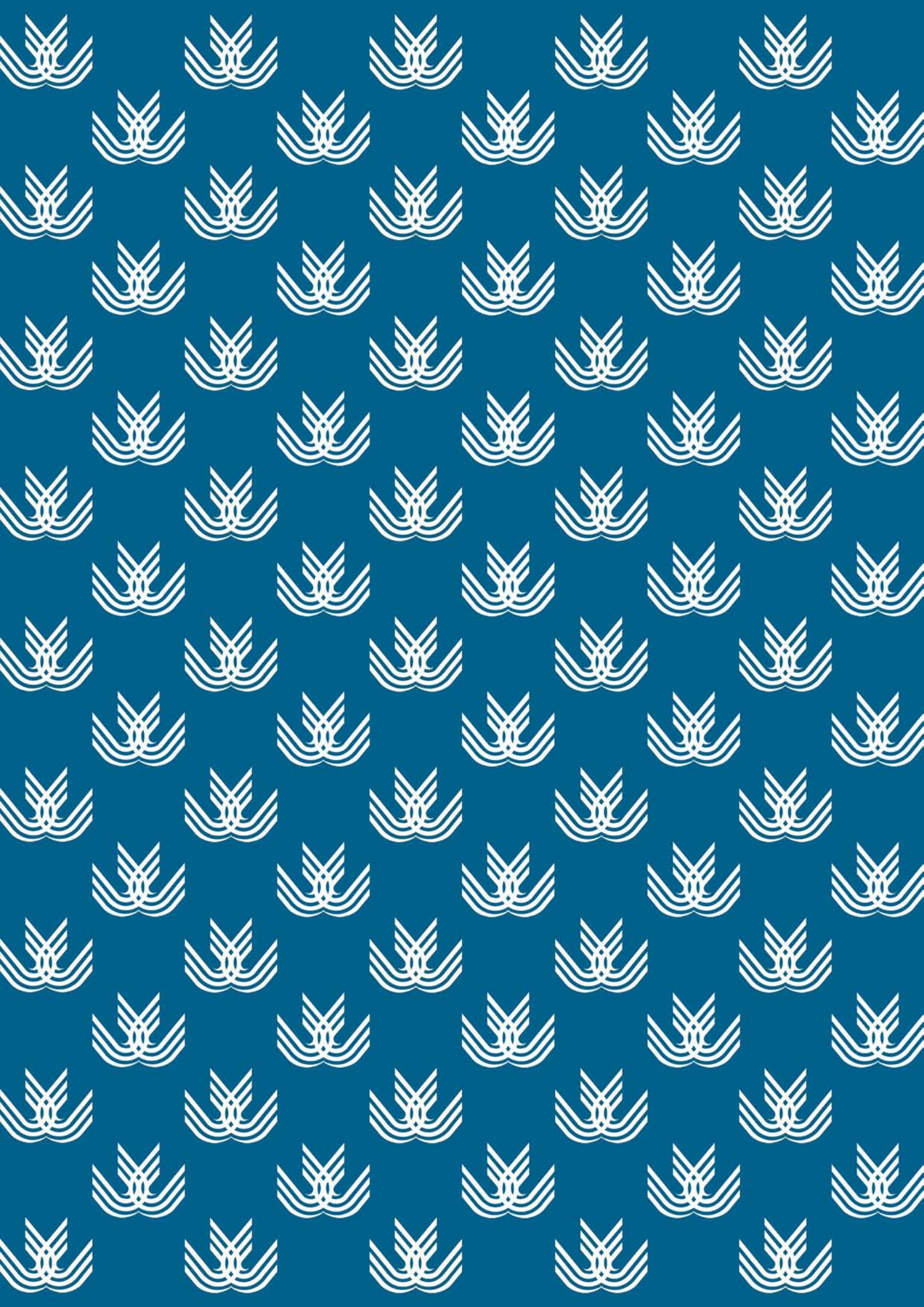
Titulación: INGENIERÍA QUÍMICA

Título: DISEÑO DE UNA PLANTA DE
COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.

Autora: M^a Pilar GONZÁLEZ MARÍN

Fecha: Noviembre 2009





DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.

DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA Y ANEJOS

ÍNDICE

1. Antecedentes.....	página 2
2. Objeto y justificación.....	página 12
3. Operación de la E.D.A.R. en la actualidad.....	página 13
4. El proceso de cogeneración.....	página 18
5. Sistemas de cogeneración.....	página 26
5.1 Sistema de cogeneración con turbina de vapor.....	página 26
5.2 Sistema de cogeneración con turbina de gas.....	página 28
5.3 Sistema de cogeneración de ciclo combinado.....	página 30
5.4 Sistema de cogeneración con motor alternativo.....	página 31
6. Aplicaciones del proceso de cogeneración.....	página 35
7. Sistema de Cogeneración en la E.D.A.R.	página 39
8. Diseño del sistema de cogeneración.....	página 42
8.1 Selección del tipo de motor.....	página 42
8.2 Intercambiadores de calor de los lodos.....	página 55
8.3 Caldera alternativa.....	página 56
8.4 Intercambiadores de calor para el acondicionamiento del agua de calefacción de los lodos.....	página 56
9. Localización del cogenerador en la E.D.A.R.	página 58
10. Operación del Sistema de Cogeneración para la E.D.A.R.	página 59
11. Anexos.....	página 61
Anexo 1: Cálculo de las necesidades de energía eléctrica de la E.D.A.R.....	página 61
Anexo 2: Cálculo de las necesidades de energía térmica de la E.D.A.R.....	página 61
Anexo 3: Características del combustible y de su almacenamiento en la E.D.A.R.....	página 61
Anexo 4: Selección del módulo contenerizado	página 62
Anexo 5: Cálculo de la composición de los gases de escape.....	página 64
Anexo 6: Cálculo del calor recuperado a través de los gases de escape.....	página 68
Anexo 7: Aprovechamiento de combustible respecto al sistema convencional.....	página 69
Anexo 8: Cantidad de CO ₂ que se evita emitir.....	página 70
Anexo 9: Determinación de los intercambiadores de calor de placas necesarios.....	página 70
Anexo 10: Balance del sistema.....	página 73
Anexo 11: Tablas y catálogos.....	página 74
Webgrafía.....	página 75
Bibliografía.....	página 76

1.- ANTECEDENTES

La cogeneración se conoce como el proceso de producción simultánea de energía térmica y eléctrica útil a partir de una única fuente primaria. El uso que se le da a ambas formas de energía puede ser muy variado, además se puede aplicar en diferentes sectores.

Con el comienzo del crecimiento del sector industrial, se necesitaban elevadas cantidades de energía eléctrica, pero las redes de distribución de éstas estaban poco extendidas y además presentaban poca fiabilidad en la seguridad del suministro. Por ello, las industrias tuvieron que generar su propia electricidad, fundamentalmente mediante dos métodos: cogeneración en las propias factorías y generación exclusivamente eléctrica mediante aprovechamiento de los saltos hidráulicos situados en las proximidades de las fábricas.

La cogeneración no es un concepto nuevo, hace más de cien años los europeos aprovechaban el calor residual de las centrales eléctricas. Tal y como es hoy conocida, la cogeneración se inició en Europa a finales del siglo pasado, extendiéndose desde allí a E.E.U.U.

En Norteamérica, sobre 1900 la cogeneración suministraba alrededor de la mitad de toda la energía producida en E.E.U.U., sin embargo la construcción de centrales eléctricas térmicas, la ampliación de las redes de distribución de electricidad y el incremento de la seguridad de suministro, acompañado todo de la bajada del precio de la electricidad hicieron que descendiera su importancia. El abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas hizo que las inversiones en instalaciones de cogeneración se convirtieran en poco rentables, excepto para la factoría que dispusiera de calores residuales o se encontrara aislada de la red de distribución eléctrica. La industria del gas intentó realzar la cogeneración para usos residenciales y comerciales a través de los equipos de energía total en el período 1960-1970, así surgieron diversas instalaciones al final de la década, pero aparecieron también numerosas barreras que impedían el desarrollo de la cogeneración, entre otras:

- Los bajos precios de adquisición de la electricidad cogenerada, ofrecidos por las compañías eléctricas (en los casos en que las compañías eléctricas estaban dispuestas a la interconexión).
- Las elevadas tarifas impuestas a los cogeneradores, para el suministro de potencia de emergencia o potencia suplementaria.
- La preocupación por el riesgo de que las instalaciones de cogeneración se sometieran a la reglamentación de las distribuidoras de energía.

Estas barreras lograron a principios de la década de los setenta el desmantelamiento prácticamente total de las instalaciones de energía total. La crisis energética de 1973 provocó en el mundo industrializado y en particular en EEUU un estado de alarma que dio lugar a la “National Energy Act” y dentro de ella, en 1978, a la “Public Utility Regulatory Policy Act” (PURPA).

La “National Energy Act” era la solución legislativa para la crisis energética generada en este periodo, fue promulgada por el congreso de los E.E.U.U. que era consciente de este problema y constaba de los siguientes estatutos:

- Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) (Pub.L.95-617).
- Energy Tax Act (Pub.L.95-618).
- National Energy Conservation Policy Act (NECPA) (Pub.L.95-619).
- Power Plant and Industrial Fuel Use Act (Pub.L.95-620).
- Natural Gas Policy Act (Pub.L.95-621).

La PURPA estableció los principios básicos para la compra de la electricidad producida por los cogeneradores y por los sistemas de generación de pequeña potencia, lo que estimuló la iniciación de una carrera para la puesta en marcha de un elevado número de proyectos de cogeneración y de aprovechamiento de pequeños saltos hidráulicos, promovió el desarrollo de las granjas eólicas y en general, suscitó el interés por los proyectos de energías alternativas, tanto en empresas pequeñas como en las grandes.

El estado de la cuestión en la actualidad se resume en los siguientes puntos principales:

- Se exige a las compañías eléctricas comprar y vender energía eléctrica a los cogeneradores. Éstos pueden conexionarse a la red en paralelo.
- La compra-venta debe efectuarse a tarifas justas y razonables, estableciéndose como límite el llamado “coste evitado”.

El “coste evitado” incluye el coste energético y el de capacidad. El “coste energético evitado” comprende el del combustible y parte de los costes de operación y mantenimiento, es el más caro de producción de electricidad a cada nivel de demanda. El “coste de capacidad evitado” se añade al anterior cuando la compra de electricidad al cogenerador permite a la compañía eléctrica reducir sus inversiones en la construcción de nuevas centrales de generación.

En los últimos años han aparecido algunos conceptos, como son los Sistemas de Energía Total, que constituyen una forma nueva de aplicación de la cogeneración. Básicamente, hay cuatro tipos de proyectos de cogeneración:

- Proyectos en los que intervienen las compañías eléctricas.
- Proyectos de cogeneración industriales.
- Sistemas de calefacción de distrito (“district heating”).
- Sistemas de energía total.

Cogeneración por parte de las compañías eléctricas

En las dos o tres décadas anteriores a los años ochenta, el método más económico de generar vapor para los procesos consistía en obtenerlo a partir de generadores de vapor, a una presión demasiado baja como para poder ser utilizado de forma eficiente en la generación de electricidad. La demanda eléctrica era satisfecha adquiriendo electricidad de la red, las compañías eléctricas construían centrales cada vez más grandes, de forma que los costes de generación iban disminuyendo progresivamente. Esta situación se mantuvo hasta finales de la década de los setenta.

Con el aumento de los precios de la energía, las compañías industriales comenzaron a interesarse por las inversiones en proyectos de conservación de energía basados en la recuperación de calores residuales y en general, sobre utilización eficiente de la energía. Además, cuando al coste creciente de la energía se unió el embargo del petróleo, se aceleró el interés en la conservación de la energía y en particular en la cogeneración. Pero pocas compañías han participado en proyectos de cogeneración, debido a los temores de las eléctricas a la posibilidad de una disminución de la demanda base, a la baja fiabilidad y posible mal mantenimiento de los equipos de cogeneración y los elevados costes de interconexión con la red, entre otras causas. Algo parecido podría decirse respecto a las compañías eléctricas españolas.

Los importantes cambios en los aspectos económicos y legislativos que se produjeron en los ochenta respecto a la generación de energía, modificaron la situación y provocaron un interés creciente y una aceptación progresiva de la cogeneración industrial por parte de las eléctricas. Estos cambios les condujeron a considerar la cogeneración en su planificación de la capacidad de generación futura y en definitiva, a considerarla como una posibilidad de negocio. Por ello las compañías eléctricas comenzaron a estar cada vez más interesadas en participar en proyectos de cogeneración industrial, ya que la inversión en tales plantas y la operación de las mismas podían constituir una actividad complementaria a la

tradicional y ofrecer un potencial de beneficios, e incluso superior al de las plantas de generación tradicionales.

Es difícil hacer consideraciones generales respecto a los beneficios que puede reportar la cogeneración a una compañía eléctrica. En general, en aquellas regiones en las que los clientes industriales tienen importantes demandas de electricidad y vapor y además de forma continua, la cogeneración puede ser rentable. Hay que tener en cuenta que para que un proyecto de cogeneración sea interesante para una compañía eléctrica se requiere una dimensión mínima, así, aquellas zonas en las que existan industria petroquímica o complejos químicos, el interés de la cogeneración es muy grande, no sólo por parte de las compañías eléctricas, también para la industria que puede recibir importantes beneficios derivados de la disminución del coste de capital en la financiación del proyecto, ya que interviene la compañía eléctrica. Además, muchas industrias no disponen del personal adecuado para operar una planta de cogeneración y la compañía eléctrica sí.

Cogeneración industrial

A finales del siglo XIX, el vapor era producido en las industrias para accionar las máquinas de vapor y generar así energía mecánica o electricidad. En aquellos años, lo innovador era utilizar vapor residual con fines de calefacción. Los primeros años del siglo XX trajeron consigo una rápida electrificación dentro de las industrias, de forma que los motores eléctricos eran cada vez más utilizados para el accionamiento de las máquinas, siendo la autogeneración de la electricidad la práctica más habitual.

No obstante en los años posteriores se produjo una disminución progresiva de la autogeneración en las industrias, ello se debe a dos razones fundamentales: por una parte los costes progresivamente decrecientes de la electricidad comprada de las compañías eléctricas, consecuencia del bajo precio de los combustibles fósiles y de la economía de escala que se lograba al generarse la electricidad en las grandes centrales, además la fiabilidad en el suministro eléctrico era cada vez mayor. La otra razón fue la aparición en el mercado de las calderas que una vez montadas en fábrica eran vendidas como un "package", de forma que el tiempo de instalación y el coste final se reducía de forma notable. Estas unidades fueron diseñadas para generar vapor a unas presiones demasiado bajas como para ser utilizado en la generación de electricidad de una manera eficiente. Como consecuencia, la tendencia en la industria se dirigió hacia la instalación de calderas para generar el vapor necesario para procesos y la compra a la red de electricidad.

Estos mismos factores de coste que llevaron a los usuarios a sustituir la cogeneración por la electricidad de la red, son los que han impulsado el incremento de las instalaciones de cogeneración en los últimos años. El coste de la energía eléctrica suministrada por la red pública ha experimentado un crecimiento muy significativo, además la construcción de nuevas centrales eléctricas se ha recortado en los últimos años por razones de tipo ecológico y por las nuevas exigencias de seguridad, mientras que el coste de los combustibles ha mostrado una clara tendencia al aumento e inestabilidad. Ante la necesidad de la diversificación y mejora de los rendimientos de la producción eléctrica, los órganos legislativos de varios países (USA, Holanda, Alemania, España entre otros) han aprobado leyes dirigidas a potenciar la instalación de plantas de cogeneración. Estas leyes regulan las relaciones entre los cogeneradores y las grandes compañías de electricidad previendo los grandes supuestos de venta de energía a la red por parte del cogenerador y de compra de energía en régimen de puntas o de emergencia.

Todo lo anteriormente expuesto, unido a la cada vez mayor importancia de la protección del medio ambiente, ya que la cogeneración en general tiene un alto rendimiento, está suponiendo un notable incremento de la cogeneración en las instalaciones industriales.

Sistema de calefacción del distrito

El término de calefacción de distrito se aplica de una forma general a un tipo de sistemas, en los que a partir de una central de cogeneración, se distribuye el servicio de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS), e incluso refrigeración, a un cierto número de usuarios. Los sistemas de calefacción de distrito ("district heating") que utilizan la cogeneración se clasifican en dos grupos:

1. Grandes sistemas que proporcionan calefacción a ciudades enteras.
2. Calefacción de urbanizaciones y distritos residenciales, hospitales, universidades, etc.

Estos sistemas han experimentado un considerable desarrollo en los países europeos, especialmente a partir de la II Guerra Mundial, por ejemplo, en la antigua Europa del Este existen numerosas redes que suministran calefacción de una manera similar a las redes eléctricas (red de tuberías calorifugadas). En la actualidad la utilización del vapor como fluido calefactor no se debe a razones económicas ni de operación, sino que los sistemas de agua presurizada a la temperatura apropiada presentan muchos menos problemas y son, con diferencia, menos costosos y más eficientes. Además para conseguir las máximas rentabilidad económica y eficiencia en la utilización de la energía, estos sistemas pueden complementarse, por ejemplo proporcionando en los meses de verano frío mediante máquinas frigoríficas de absorción, que se alimentan de energía calorífica, esto aumenta la utilidad del sistema, haciendo al coste unitario menor para el cliente y los beneficios mayores para la compañía suministradora.

Sistemas de Energía Total

En el sector terciario (comercio, hostelería, sanidad...), a diferencia del sector industrial, la demanda energética depende especialmente de las condiciones climatológicas y de las costumbres en la utilización de la energía. Además el consumo energético presenta grandes fluctuaciones horarias y estacionales.

Los Sistemas de Energía Total utilizan plantas de generación más pequeñas que las consideradas en los sistemas de calefacción de distrito. Están ubicadas en un edificio, proporcionando electricidad, calefacción, refrigeración y ACS a ese edificio solamente o a un conjunto reducido, perteneciente al sector residencial, comercial o terciario en general. Conforme el número de edificios a los que sirve ese sistema aumenta, la capacidad de generación será también mayor y pasaría a ser el tipo de sistema anteriormente descrito.

En la terminología americana, Sistemas de Energía Total consiste en una planta de cogeneración que, en funcionamiento normal, está totalmente aislada de la red eléctrica, y suministra la totalidad de la demanda eléctrica. En este tipo de planta, el calor residual recuperado es un subproducto que suministra parte de las demandas de calefacción y refrigeración de la comunidad. Se trabaja en combinación con calderas de combustibles fósiles que proporcionan así el total de la calefacción.

Por su parte, el concepto de Sistema de Energía Total Integrado se diferencia del de Energía Total en que la producción eléctrica de la planta de cogeneración va directamente a la red eléctrica, en lugar de al usuario. Éste recibe la electricidad de la red, como en un sistema convencional, pero además calor y frío como un subproducto de la planta. Este planteamiento permite que la planta opere respondiendo instantáneamente a la demanda térmica, en lugar de la eléctrica.

- Cogeneración industrial en España

Aunque hay otras razones, el despegue de la autogeneración en España en años atrás se produjo como consecuencia del diferencial de precios energéticos (precio de la electricidad – precio de los combustibles). Este diferencial era elevado, lo que permitía que las importantes inversiones que se requerían en los proyectos de cogeneración alcanzasen una rentabilidad elevada, siendo frecuente unos tiempos de recuperación simple de alrededor de tres años e incluso inferiores.

En 1982 España comienza la construcción de plantas de cogeneración, las primeras fueron de turbina de gas y motores de gasoil de pequeña potencia. En 1989 se instalaron 65 plantas de cogeneración con una potencia conjunta de 787 MW, y desde ese año hasta 1992 se levantaron otras 60 plantas de 450 MW de potencia instalada.

Gracias a un favorable marco legal, el decreto 2366/94, se produce un mayor desarrollo de esta tecnología entre los años 1995 y 1999. Éste decreto establece una interesante prima para el promotor por cada KWh que entregaba a la red eléctrica. La rentabilidad de las plantas de cogeneración en esta época fue muy alta, con períodos de retorno de inversión bajos.

En el año 2000 hay una potencia instalada de cogeneración de unos 5.000 MW, más o menos el máximo histórico; aunque a partir de este mismo año los proyectos de construcción de nuevas plantas se paralizaron, y muchas de las plantas que existían llegaron a parar o a funcionar muy pocas horas al día. La razón de esto fue la falta de aliciente económico provocado por las siguientes causas:

- El alto precio del combustible.
- La falta de un marco legal estable, que da lugar a la incertidumbre de lo que ocurrirá con las primas necesarias para garantizar la rentabilidad de las plantas.

En el año 2003 la potencia instalada superaba los 5.400 MW; pero debido a un marco legislativo poco favorable, el alto precio del gas y el bajo precio de la electricidad, en los tres años siguientes se volvió a congelar este sector. A partir del año 2006 la cogeneración remontó de nuevo, con una potencia instalada de 5.873 MW repartidas en 873 plantas.

La introducción en el 2007 del Real Decreto 661/2007, según la Asociación Española de Cogeneradores (ACOGEN), reanimó las inversiones de cogeneración de cara al 2008, es más, por aquel entonces se llegó a suponer que se alcanzarían a comienzos del 2008 los 6028 MW de potencia instalada.

Junto a la implantación de este Real Decreto, la Estrategia Española de Eficiencia Energética añadió un Plan Renove del parque de cogeneración 2008-2012, este tipo de plan consiste en renovar industrias e instalaciones antiguas con sistemas de cogeneración y al mismo tiempo aumentar su eficiencia energética, obteniendo un rendimiento mayor. Este Plan tuvo en cuenta las plantas con 16 o más años de operación, lo que en principio supondría unos 2.350 MW en el 2012, se modernizarían 940 MW aproximadamente. Esto contribuirá a unos beneficios económicos mayores, en términos de energía primaria y emisiones de CO₂ se ahorrarían 545 millones de energía primaria, y 60 millones por el CO₂ evitado.

Además de esto, se abrieron las puertas a nuevas formas de cogeneración, por ejemplo, en el sector servicios, plantas de pequeña potencia, o de microgeneración. La última se suele emplear actualmente en actividades económicas como la hotelera o la hospitalaria.

Durante el año 2008, el sector de cogeneración contó en España con unos 6.500 MW instalados, que produjeron cerca de 30.000 GWh/año de energía eléctrica de alta calidad. Las características principales de este sistema fueron la generación distribuida y la elevada disponibilidad de las instalaciones, proporcionando una total garantía de suministro, que produjo más del 11% de la demanda eléctrica nacional.

- Situación con respecto a los demás países de la Comisión Europea (CEE)

El desarrollo de la cogeneración en Europa tuvo lugar fundamentalmente en los años sesenta. Antes de la crisis del petróleo de 1973, en los países de la CEE se cogeneraba el 15 % del consumo total de electricidad, durante la crisis no se llevaron a cabo nuevos proyectos de cogeneración debido a los elevados precios de los combustibles, por lo que manteniéndose las producciones absolutas de energía eléctrica cogenerada, en valor relativo el nivel de cogeneración descendió. No obstante, en los últimos años y con la salvedad de Francia se apostó claramente por la utilización máxima de la cogeneración.

En la tabla 1 se recogen los niveles de energía eléctrica cogenerada en los diferentes países de la Comunidad referentes al año 1985.

	Producción bruta total (GWh)	Producción bruta cogenerada (GWh)	% Cogeneración
EUR-12	1.572.012	127.791	8,13
EUR-10	1.425.536	124.597	8,74
España	127.363	2.093	1,64
Italia	185.740	16.127	8,68
Francia	344.209	25.332	7,36
Alemania	408.706	58.860	14,40
Holanda	62.935	7.935	12,61
Bélgica	57.321	2.866	5,00
Luxemburgo	936	439	46,75
R. Unido	296.795	12.193	4,11
Irlanda	12.088	156	1,29
Dinamarca	29.064	273	0,94
Grecia	27.739	416	1,50
Portugal	19.113	1.101	5,76

Tabla .1. Energía eléctrica cogenerada en los diferentes países de la CEE en el año 1985.

Los valores de la tabla se muestran gráficamente en la figura 1.

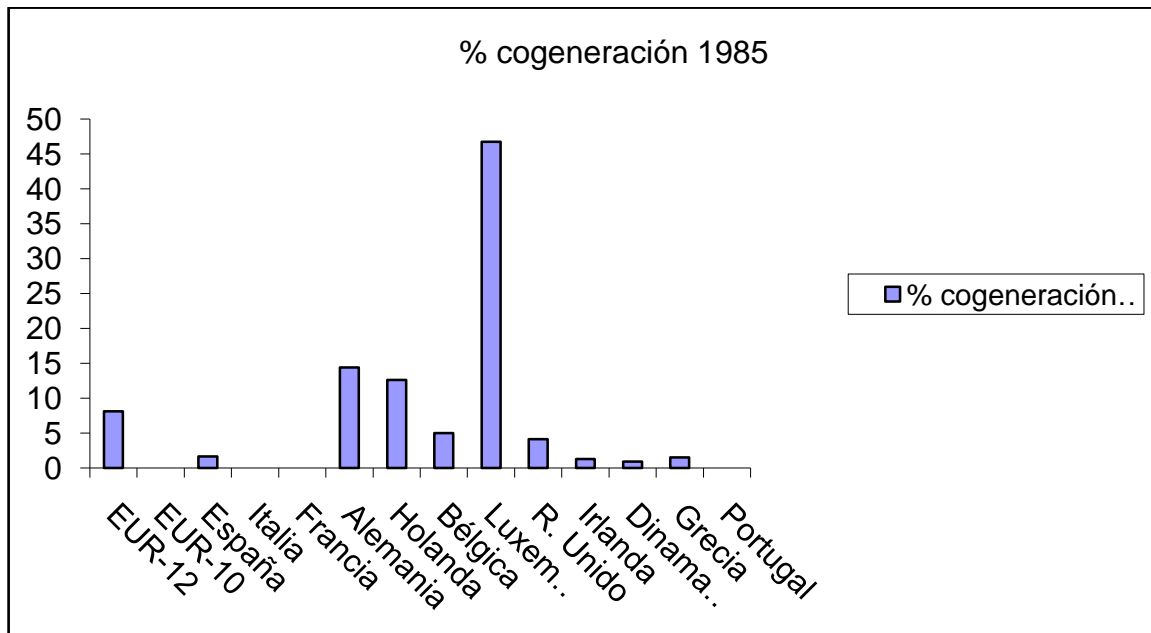


Figura .1. Energía eléctrica cogenerada en los diferentes países de la CEE en el año 1985.

En 1985 el nivel de cogeneración en Luxemburgo era elevado (47 %), no obstante en este país la producción bruta total de energía eléctrica era solo de 939 GWh.

En países con una estructura industrial parecida a la española, como es el caso de Italia o Francia, el nivel de cogeneración era de 5,3 y 4,5 veces respectivamente superior al de España y coincidían prácticamente con la media europea. Esta situación representaba una desventaja para las industrias españolas, que tenían que competir con sus homólogas europeas. Por ello se tenía que aprovechar la oportunidad, reflejada en una mejora de los resultados de las empresas, la penetración del gas natural, el diferencial de precios, etc., para implementar la cogeneración y situar los costes de producción de las industrias españolas en el nivel competitivo requerido.

Las instituciones Europeas promulgaban en el 2004 una Directiva en la que se proponía facilitar la instalación y la puesta en marcha de centrales eléctricas de cogeneración, con el fin de economizar energía y luchar contra el cambio climático. La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, cuyo objetivo primordial era incrementar su eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración.

Entre las medidas implantadas para fomentar la cogeneración se encontraba la retribución de la energía generada mediante esta tecnología. Dicha retribución se basaba en los servicios prestados al sistema, tanto por su condición de generación distribuida como por su mayor eficiencia energética. La retribución que se obtenía era función directa del ahorro de energía primaria que excedía del que correspondía al cumplimiento de los requisitos mínimos.

En el periodo del 2006 el centro y norte de Europa eran los lugares donde más se utilizaba la cogeneración. Según la CEE el desarrollo de la cogeneración podría evitar la emisión de 127 millones de toneladas de CO₂ en la Unión Europea en el año 2010 y de 258 millones de toneladas en el 2020. De esta forma la CEE se tomó como fecha límite el 21 de febrero del 2006 para establecer los valores de referencia para la producción por separado de electricidad y calor.

2.- OBJETO Y JUSTIFICACIÓN

El objetivo de este proyecto es diseñar una planta de cogeneración para el mayor aprovechamiento del biogás de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (E.D.A.R.).

El biogás producido en el proceso depurador se utilizará para generar la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de las diferentes unidades. Mientras el calor necesario se empleará para ayudar a mantener los lodos de la depuradora a una temperatura adecuada. De esta forma se persigue el autoabastecimiento energético de la E.D.A.R.

El diseño consistirá en la elección del motor de cogeneración, estableciendo sus características técnicas, en la configuración de los circuitos de fluidos más adecuados especificando los intercambiadores de calor necesarios. Se incluirá la valoración del ahorro económico y de energía primaria que implica la instalación del sistema.

Con este diseño se pretenden obtener una serie de ventajas:

- **Ahorro económico**, para el usuario: como consecuencia del menor coste de la electricidad consumida y el beneficio adicional por la vendida.
- **Mayor garantía de suministro**: ante un posible fallo de la red, puede seguir suministrando electricidad, al menos a los equipos considerados como críticos.
- **Reducción de la emisión de ciertas sustancias a la atmósfera**: Evita la emisión a la atmósfera de metano (CH_4) que se genera en la depuración del agua, ya que es la alimentación del motor de cogeneración. Adicionalmente, este aprovechamiento de combustible en la E.D.A.R., reduce la emisión del dióxido de carbono (CO_2) común fuente a la electricidad no generada en centrales termoeléctricas, que tienen peor rendimiento que el de cogeneración. Esto ayuda a cumplir con el “*Protocolo de Kioto*”, que se actualizará a partir del año 2009 según lo estipulado en la “*Conferencia de Bali*”, conferencia de la ONU celebrada en Bali (Indonesia).

3.- OPERACIÓN DE LA E.D.A.R. EN LA ACTUALIDAD

El diseño del presente proyecto se ha realizado teniendo en cuenta una E.D.A.R. cuya manera de obtención de calor y electricidad necesaria, se realiza mediante un sistema no cogenerativo.

Una E.D.A.R. es un lugar donde se llevan a cabo una serie de operaciones, cuya finalidad es la depuración del agua residual de diferentes orígenes.

La implantación de este tipo de sistemas es importante, si se vierte agua residual sin tratar a un cauce, produce varios efectos negativos sobre él, como una menor salubridad del agua, eutrofización, etc.

El agua residual se trata en la E.D.A.R. a través de una serie de etapas de diferente naturaleza:

- Tratamientos físicos u operaciones unitarias físicas.
- Tratamientos químicos u operaciones unitarias químicas.
- Tratamientos biológicos.

Del proceso depurativo del agua residual se obtiene dos corrientes fundamentalmente: una es el agua ya tratada, que se envía a un cauce receptor sin peligro de producir contaminación alguna. La otra corriente es la llamada lodos de depuradora, ésta contiene todas las impurezas y la suciedad eliminada del agua que se trata.

Los lodos no se pueden eliminar directamente sin aplicarles otro tipo de tratamiento, ya que contienen una gran cantidad de sustancias patógenas para el ambiente y el hombre, especialmente materia orgánica sin degradar. Del acondicionamiento de los mismos, se obtiene una tercera corriente, la de los gases emitidos durante el tratamiento biológico anaerobio aplicado.

El esquema de depuración de la E.D.A.R., sobre la que se implantará el sistema de cogeneración, es el que se muestra en la fig.2. Las operaciones que se llevan a cabo en la misma se engloban en cuatro categorías: pretratamiento, tratamiento primario, tratamiento biológico y vertido.

- **Pretratamiento:** está formado por operaciones físicas y mecánicas, con las que se eliminan aquellos materiales de gran tamaño o elevado peso específico, como materiales flotantes, arena, grasas, etc. Si no se excluyen, éstos podrían producir daños a las partes móviles de la E.D.A.R. y afectar negativamente a los procesos posteriores al pretratamiento.
- **Tratamiento primario:** formado por la decantación primaria, su objetivo principal es la reducción, por medios físicos, de sólidos en suspensión además de disminuir parte de la DBO₅.
- **Tratamiento biológico:** constituido por la depuración biológica, la decantación secundaria y el tratamiento terciario. Gracias a esta etapa se produce la degradación de la mayor parte de la materia orgánica presente en el agua residual, por la acción de una microbiota que convive en ambiente aerobio.
- **Vertido:** una vez que el agua ha sido adecuadamente tratada y se tiene constancia de ello, se vierte a un cauce sin peligro alguno.

Las unidades de las que se compone la E.D.A.R., se encuentran dentro de tres categorías:

- Línea de agua
- Línea de fangos
- Línea de gas

Línea de agua:

Comprende las operaciones que afectan directamente al tratamiento del agua a depurar por la E.D.A.R. Inicialmente el agua pasa por una etapa de desbaste de gruesos y finos, primero a través de tres canales de diferente tamaño de paso cada uno, después a través de un cuarto canal de by-pass, dotado de una reja manual de gruesos.

A la salida el agua se conduce a los desarenadores-desengrasadores, los cuales son aireados por medio de cuatro soplantes. Además contienen una bomba de extracción que se encargan de aspirar la arena del fondo del desarenador e impulsar la mezcla agua-arena hacia un clasificador.

La recogida de grasa se efectúa mediante un sistema de rasquetas de superficie. Las grasas y flotantes se conducen hacia un separador, al que le llegan adicionalmente los flotantes procedentes de la decantación primaria, depositándose todos estos residuos en un contenedor.

Tras esta etapa, el agua debe pasar por una decantación primaria. Se tienen tres decantadores tipo rasquetas, que disponen de un sistema de recogida superficial de espumas y flotantes. La extracción de fangos de los decantadores se realiza mediante una tubería que comunica con el bombeo de fangos a espesamiento.

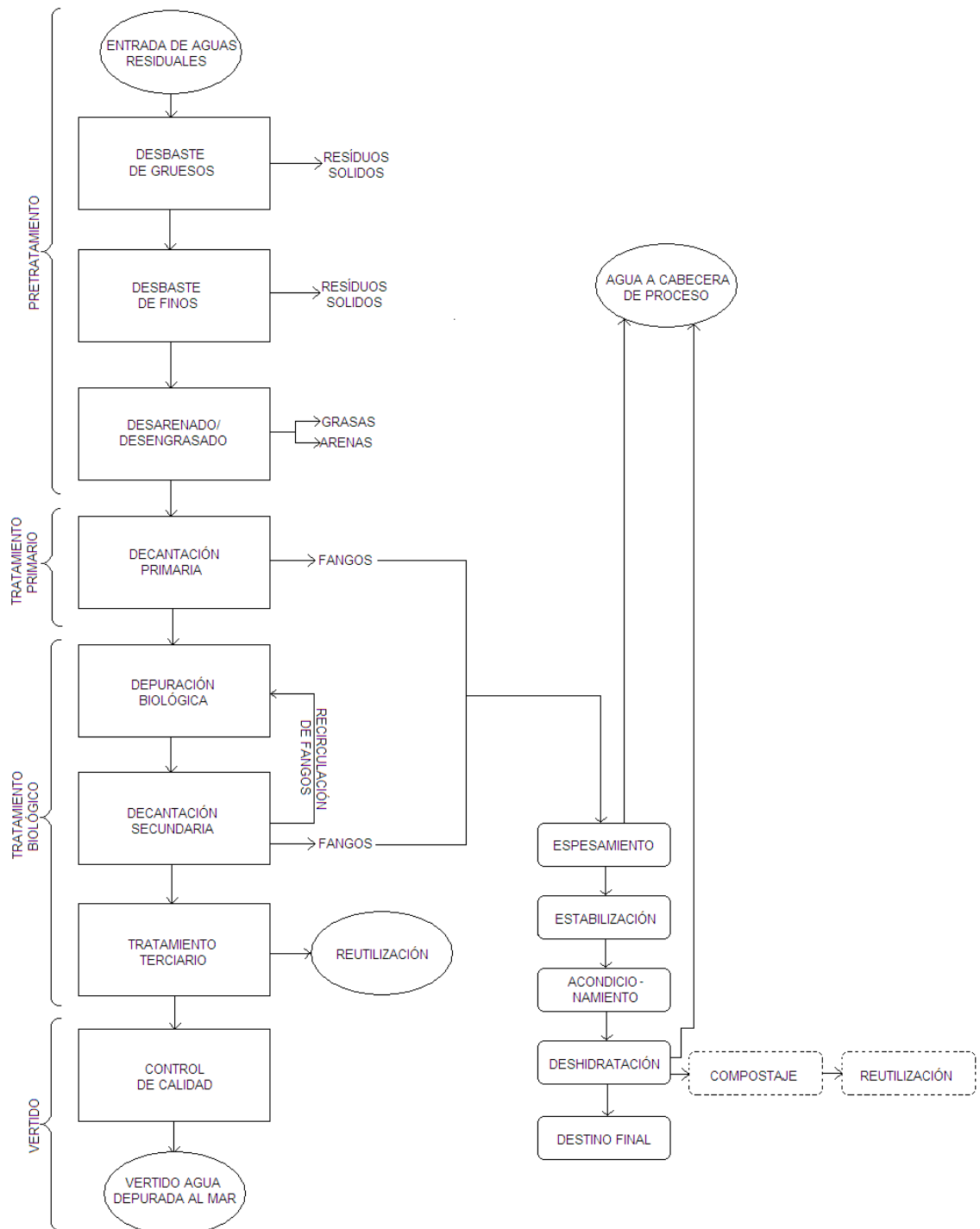


Figura.2. Esquema de las operaciones que se llevan a cabo en la E.D.A.R. andaluza sobre la que se basa el sistema de cogeneración.

El agua, está ya preparada para su tratamiento en el reactor biológico, éste se compone de tres cubas aireadas por difusores de membrana. Una vez se ha degradado la materia orgánica, se procede a la decantación secundaria de la mezcla del agua y flóculos bacterianos. Para ello se emplean tres decantadores secundarios.

La salida del agua decantada se realiza mediante un canal vertedero, desde el que se envía a un emisario submarino, a través del cual se devuelve al medio ambiente.

La extracción de fangos se realiza mediante una tubería que arranca desde la columna de cada decantador.

Línea de fangos:

Comprende cada una de las unidades destinadas a la estabilización y acondicionamiento de los fangos de la E.D.A.R. En primer lugar, los fangos de la decantación primaria, se envían a dos espesadores. Estos consisten básicamente en cubas cilíndricas de hormigón, dotadas de un equipo de espesamiento mecánico de accionamiento central.

La concentración del fango biológico en exceso (de la decantación secundaria) se realiza mediante espesamiento por flotación. Para ello se cuenta con dos unidades de flotación donde se separan los fangos mediante adición de aire.

Los fangos espesados son retirados recogiendo en una tolva, a partir de la cual son enviados a un pozo de bombeo de fangos mezclados. El sobrenadante de este proceso se reincorpora a la cabecera de la planta.

Como ayuda de esta parte del proceso, se cuenta con un Edificio de Espesamiento y Cámara de Mezcla. Este edificio contiene todas las instalaciones complementarias y necesarias para el espesamiento por gravedad, flotación y mezcla de fangos, además incorpora una cámara de mezcla en la que se reciben los fangos espesados y la salida de los fangos flotados.

Los fangos deben de tener un bajo contenido en materia orgánica, por ello se les dirigen luego a la unidad de digestión anaerobia, que se realiza en una sola etapa usando dos digestores cilíndricos. Para mantener una temperatura óptima de digestión, 35°C, se debe suministrar calor al fango. Actualmente esto se consigue recirculando el fango al exterior del digestor para intercambiar calor con un fluido, agua, previamente calentado a través de una caldera. Para ello cuenta, con dos calderas de agua caliente con quemador Vulcano Sadeca modelo Eurobloc Super 1.000, siendo una de ellas de reserva, y dos intercambiadores de calor centrífugos Iberfuel.

De la digestión anaerobia se produce una mezcla de gases, entre los cuales aparece en mayor proporción el metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), esta mezcla es lo que se llama biogás.

Con objeto de regular la producción de los lodos con el funcionamiento discontinuo de la deshidratación, la instalación añade un depósito equipado de un sistema de espesamiento, que favorece la mezcla de los fangos a deshidratar actuando como post-espesador.

Finalmente, el fango es deshidratado mediante dos centrifugas en el Edificio de Espesamiento y Cámara de Mezcla. El fango deshidratado es conducido hacia las tolvas de almacenamiento, como acondicionamiento químico a la deshidratación se emplea polielectrolito, y finalmente deshidratado, se envía a dos silos de almacenaje.

Línea de gas:

Dentro se encuentran los elementos y operaciones cuyo fin es almacenar el biogás para su posterior uso. El biogás es almacenado mediante dos gasómetros de membrana, para su utilización posterior como combustible en el proceso de calefacción de los fangos. Además existe un circuito de by-pass para quemar el gas en exceso.

4.- EL PROCESO DE COGENERACIÓN

En un sistema convencional, la energía eléctrica necesaria la aporta totalmente la red de la compañía eléctrica, mientras que el calor se obtiene mediante el empleo de calderas. En este tipo de sistemas, el consumo de la fuente primaria es suma de la utilizada por parte de la central eléctrica, para generar electricidad, y la usada para producir calor en una caldera, por ello es mayor que el consumo dado en un sistema de cogeneración.

A modo de comparación, se supone un rendimiento de generación y transporte de electricidad del 37 % y un rendimiento de caldera del 90 % en el caso de un sistema convencional cualquiera, y un rendimiento de generación de electricidad del 32 % y un rendimiento global del 87 % en el caso de un sistema de cogeneración. Se obtienen las siguientes conclusiones:

- ✓ Para obtener las mismas cantidades de energía eléctrica y térmica útil, en el sistema convencional se requiere una mayor utilización de la fuente primaria de manera global.
- ✓ Se producen mayores pérdidas energéticas en un sistema convencional que en un cogenerador.
- ✓ Así en el caso de que el usuario del cogenerador deba utilizar más cantidad de fuente primaria que en el sistema convencional, y además sufra mayores pérdidas energéticas, se ve compensado por un menor gasto económico en la obtención de la energía que requiere. En algunos casos la fuente primaria empleada es un subproducto del proceso principal del usuario, y puede ser de gran utilidad la opción de un cogenerador como ayuda a un mayor aprovechamiento del mismo que podría no tener utilidad, e incluso aumentar los costes por su almacenamiento o eliminación. Además cumple con facilidad la cada vez más restrictiva legislación medio ambiental.

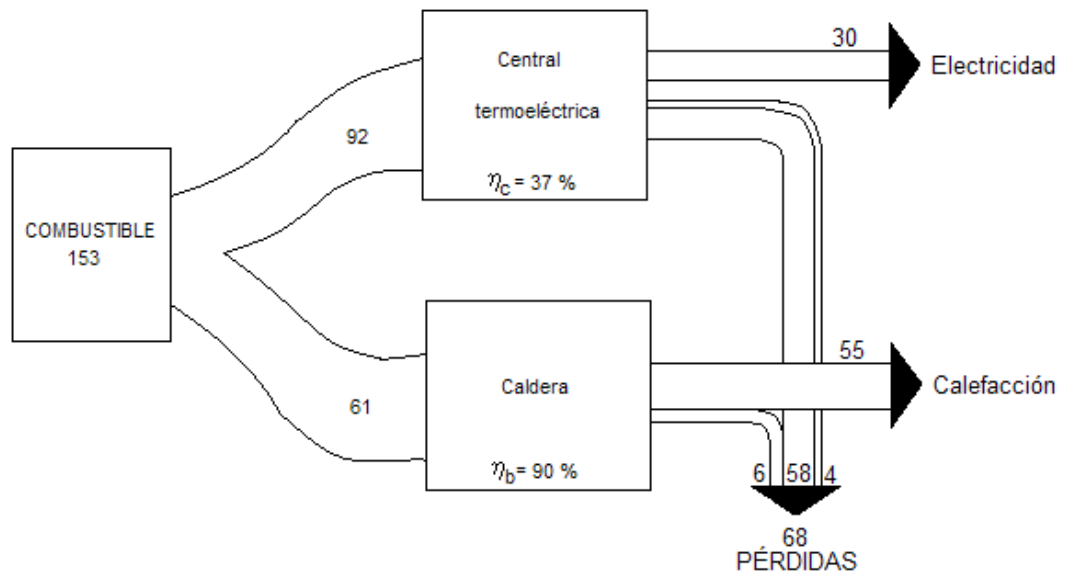


Figura.3. Sistema convencional.

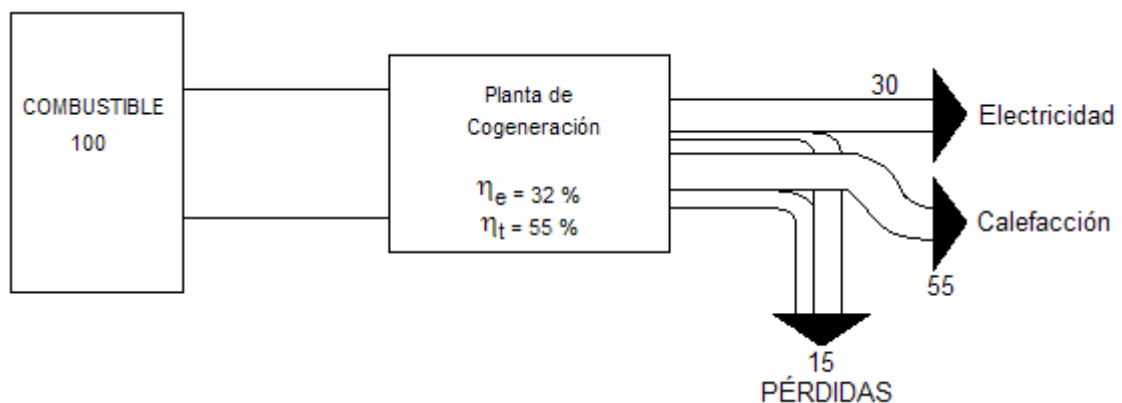


Figura.4. Sistema de cogeneración.

La clasificación de los sistemas de cogeneración se hace en base a diversos criterios. En función de la **secuencia de generación y consumo** se distinguen los sistemas de cabecera (topping) de los de cola (bottoming):

1. En los **ciclos de cabecera**, un combustible aporta la energía necesaria a un sistema de cogeneración que genera electricidad; el calor o calores residuales de la combustión (energía no transformada en mecánica) se utilizan para producir energía térmica. Es el más utilizado de los sistemas de cogeneración, ya que se pueden aplicar en procesos que requieran temperaturas moderadas o bajas, esto hace que tengan un campo de aplicación más amplio y una mayor versatilidad en la selección del equipo.

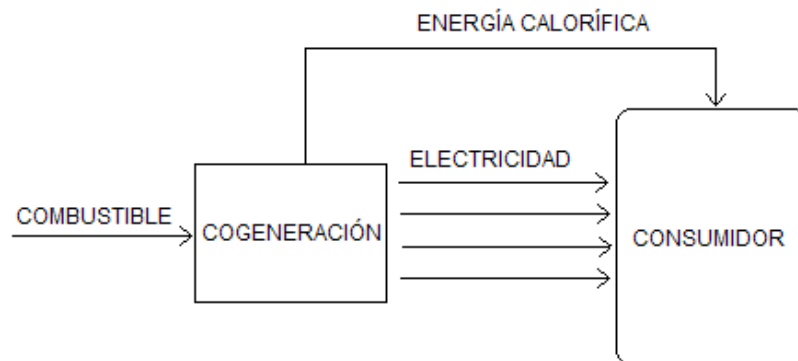


Figura.5. Ciclo de cabeza

2. En los **ciclos de cola** el combustible se emplea en el proceso industrial y la energía térmica residual del proceso se aprovecha en la producción de energía mecánica-eléctrica. Estos ciclos están asociados a procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas, además los calores residuales que utilizan son en muchas ocasiones de efluentes corrosivos, por lo que necesitan usar intercambiadores de calor muy costosos, estas dos razones hacen que sean menos utilizados.

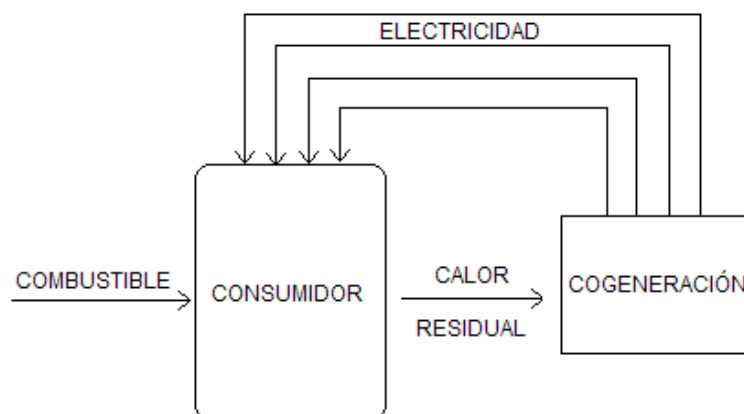


Figura.6. Ciclo de cola

También se pueden clasificar, según el **tipo de conexión con la red eléctrica general**. Esta clasificación consiste en:

1. **Sistemas aislados o en isla:** no se encuentran conectados a la red.

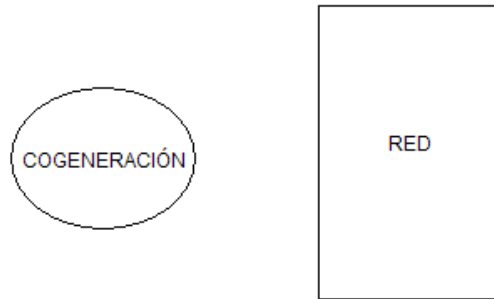


Figura.7. Sistema en isla.

2. **Sistemas integrados o interconectados:** se encuentran conectados en paralelo a la red. Ofrecen una doble seguridad de suministro y además la regulación de la potencia y frecuencia generadas es más sencilla. Para poderse conectar a la red, deben cumplir con una serie de condiciones técnicas y de rendimiento.

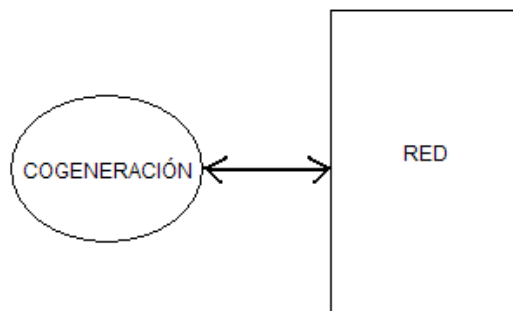


Figura.8. Sistema interconectado.

La disposición en isla está pensada para generar energía eléctrica en zonas aisladas o independientes de la red. El funcionamiento interconectado se emplea cuando sea necesaria la generación continua de energía eléctrica, para aplicaciones puntuales o como protección ante posibles fallos en la red eléctrica, que podría producir enormes inconvenientes en el sector en el que se aplique.

Los elementos comunes a todo sistema de cogeneración son:

1. Fuente de energía primaria.
 - a. Gas natural.
 - b. Combustibles líquidos.
 - c. Otros combustibles.

2. Elemento motor.
 - a. Turbina de gas.
 - b. Turbina de vapor.
 - c. Motores alternativos.

3. Sistema de aprovechamiento de energía térmica.
 - a. Caldera de recuperación.
 - b. Secadero.
 - c. Intercambiadores.

4. Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica del motor .
 - a. Accionamiento de generadores eléctricos.
 - b. Accionamientos mecánicos (compresores, bombas).

Existen diversos equipos y tecnologías que pueden ser consideradas para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, y se utilizan según los requerimientos específicos del lugar.

Las ventajas e inconvenientes de la cogeneración son muchas, depende del punto de vista del que se hable: del país, de las compañías eléctricas o del usuario.

Para un país:

- 1) Ventajas
 - a. **Ahorro de energía primaria:** en los ciclos de cabecera se debe a la menor cantidad de combustible para generar la electricidad y el calor demandados, en los ciclos de cola por el aprovechamiento de los calores residuales.

- b. **Mayor diversificación energética:** ya que la cogeneración permite aprovechar calores residuales y combustibles derivados del proceso.
- c. **Disminución de la contaminación:** por el menor consumo global de combustible, consecuencia del mejor aprovechamiento de la energía en la generación de electricidad, y al no disiparse directamente en el ambiente grandes cantidades de calor.
- d. **Ahorro económico:** es de menor coste en la generación y distribución de electricidad, respecto a los sistemas convencionales.

2) Inconvenientes

- a. **Normativa:** es necesaria una reglamentación adecuada, para regular los numerosos posibles puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogeneración-compañía eléctrica.
- b. **Infraestructura:** se requiere una infraestructura adecuada para el correcto mantenimiento de las instalaciones.

Para las compañías eléctricas:

1) Ventajas

- a. **Posibilidad de rebajar la potencia de reserva:** debido al aumento de las instalaciones generadoras.
- b. **Utilización más económica de sus medios de producción:** al sustituir la cogeneración a aquellas centrales de costes de generación más altos.

2) Inconvenientes

- a. **Problemas de regulación de la red:** la conexión en paralelo de los equipos del cogenerador con la red de distribución puede crear problemas de este tipo, por los intercambios de energía entre ambos y como consecuencia de los posibles fallos de suministro de los equipos del autogenerador.
- b. **Menor mercado:** el cogenerador reduce el suministro de la compañía eléctrica con su propio autoabastecimiento y con la posible venta de la red o a terceros.

Para el usuario:

1) Ventajas

- a. **Ahorro económico:** consecuencia del menor coste de la electricidad autoconsumida de la energía primaria, respecto al coste de la compra de electricidad más el de la energía primaria para cogeneración del calor. Adicionalmente hay un beneficio por la electricidad vendida.
- b. **Mayor garantía de suministro:** ante un posible fallo de la red, puede seguir suministrando electricidad, al menos a los equipos considerados como críticos.

2) Inconvenientes

- a. Aunque estos sistemas suponen una inversión adicional para la empresa, por el contrario **el empresario se enfrenta a nuevos riesgos** para él, como evolución de los precios de la electricidad y los combustibles.
- b. **Aumento de la contaminación local:** consecuencia del mayor consumo de combustible en la propia factoría en el caso de emplear ciclos de cabecera.

Aunque la mayor parte de las características de la cogeneración son ventajas, todas estas tecnologías tienen un inconveniente común, producen un impacto negativo en la calidad del aire. Todas las tecnologías de cogeneración utilizan un combustible constituido por hidrocarburos, por ello se producen emisiones de gases nocivos y aunque es inevitable eliminarlas, es posible su reducción mediante diferentes alternativas según el tipo de emisión.

La composición química de este combustible, las condiciones de presión y temperatura y el porcentaje en el que aparecen cada uno de los componentes que intervienen en la combustión, alteran la proporción en la que intervienen los siguientes elementos que pueden influir de manera negativa en la calidad del aire:

- ✓ **Dióxido de carbono (CO₂):** responsable del efecto invernadero e inevitable cuando se quema un combustible fósil. Las emisiones de CO₂ dependen del tipo, calidad y cantidad de combustible utilizado. La única manera de reducir estas emisiones es aumentando la eficacia de la utilización del combustible.
- ✓ **Monóxido de carbono (CO) e Hidrocarburos sin quemar (C_xH_y):** se generan cuando no es posible la oxidación del CO a CO₂, o no se oxidan completamente las moléculas de hidrocarburos para producir CO₂ y H₂O. Si persisten las cantidades de CO en los gases de escape, puede ser síntoma de baja eficacia en la combustión, debido a una mezcla deficiente de

combustible con aire o a malas condiciones de operación. Se necesita un mantenimiento adecuado y un buen ajuste de la combustión, para reducir las emisiones de estas sustancias y mantenerlas dentro de los límites especificados. Si un sistema no cumple con los límites legales o requiere una gran reducción de estos dos compuestos, se puede instalar un catalizador para favorecer la oxidación de CO y C_xH_y .

- ✓ **Óxidos de nitrógeno (NO_x):** responsables de la lluvia ácida, proceden de la reacción del oxígeno con el nitrógeno presente en el combustible, y de manera importante en el aire, especialmente a elevadas temperaturas. De entre las tecnologías de cogeneración, los motores a gas y Diesel son los que mayores niveles de estos compuestos contienen, debido a las altas temperaturas y presiones de combustión.

Las técnicas más utilizadas para disminuir las emisiones de NO_x en turbinas de gas son: la inyección de vapor en la cámara de combustión y la reducción catalizada de los gases de escape. Los métodos para la reducción de emisiones de NO_x en equipos Diesel y a gas se pueden clasificar en dos categorías:

- Reducción activa a través de la modificación del equipo.
 - Reducción pasiva de NO_x en los gases de escape, en este caso disminuyendo el volumen de NO_x por reducción catalítica a oxígeno y nitrógeno.
- ✓ **Óxidos de azufre (SO_x):** si el combustible contiene azufre, tras quemarlo aparece en los gases de escape en forma de óxidos de azufre, principalmente dióxido de azufre (SO_2). Debido a los efectos negativos que producen en el ambiente atmosférico, la normativa obliga la reducción de las emisiones de este tipo de óxidos. Se puede eliminar un 95 % de este compuesto de los gases de escape usando técnicas de desulfuración, por ejemplo con agua y caliza, estas técnicas se emplean en plantas grandes. En plantas pequeñas es más barato el uso de combustible con bajo contenido en azufre. No obstante la normativa futura obligará cada vez más a no usar combustibles con azufre.
 - ✓ **Partículas sólidas:** es la principal preocupación para plantas de combustibles sólidos (carbón) y para equipos diesel. La normativa es muy estricta respecto a la emisión de partículas, por lo que en caso de plantas de combustibles sólidos se evitan instalando filtros o limpiadores, mientras que en equipos diesel la solución más adecuada es la de utilizar combustibles de calidad.

5.- SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Existen diversas tecnologías de cogeneración, cada una de ellas adecuada en determinadas ocasiones. Básicamente se tratan de las siguientes:

- Sistema de cogeneración con turbina de vapor.
- Sistema de cogeneración con turbina de gas.
- Sistema de cogeneración de ciclo combinado.
- Sistema de cogeneración con motor alternativo.

A continuación se describe las características de cada una de estas tecnologías.

5.1.- Sistema de cogeneración con turbina de vapor.

Este elemento motor fue el primero en usarse para aplicaciones de cogeneración. La energía mecánica se produce por la expansión de un fluido (vapor) a elevada presión, procedente de una caldera convencional. El vapor traspasa su energía al eje de la turbina de vapor, de manera que la cantidad de energía del mismo entre la entrada y la salida de la turbina disminuye. La energía mecánica del eje procede, en una pequeña parte de la energía mecánica que tiene la corriente de vapor, y por otra de la energía térmica disponible, transformada en parte en mecánica por expansión en el rotor de la turbina.

La utilización del vapor como fluido de trabajo se debe a la elevada energía disponible por unidad de Kg de fluido. Para un mejor rendimiento de la operación de la turbina de vapor, se requiere de una gran diferencia de presiones del fluido de trabajo entre la entrada y la salida de la misma, por ello la expansión se debe de producir en diferentes etapas o escalonamientos. Si la expansión se realiza en una sola etapa el fluido estará sometido a grandes deflexiones, y por tanto, se producirán elevadas pérdidas.

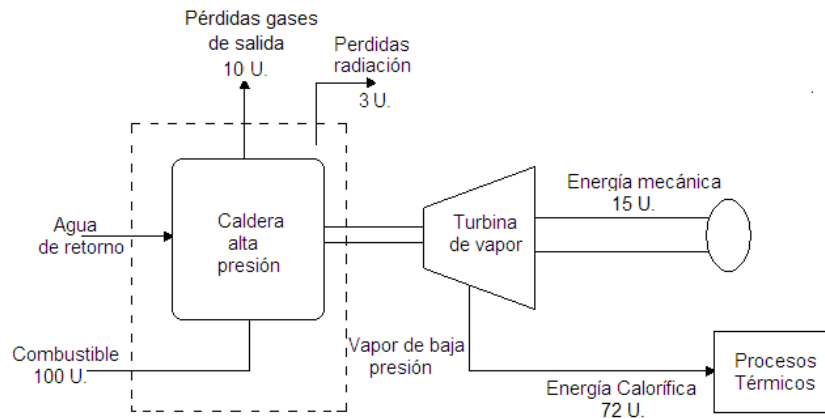


Figura.9. Sistema de cogeneración con turbina de vapor

Las turbinas de vapor se clasifican según diferentes criterios. En cogeneración es importante según la presión de salida del vapor de la turbina, en este caso se encuentran las turbinas a contrapresión y turbinas de condensación:

- **Turbinas de contrapresión:** la presión del vapor a la salida de la turbina está por encima de la presión atmosférica y depende de la que es necesaria para los procesos. La generación de energía eléctrica depende de la demanda de vapor de procesos. Es la más usada en la industria.
- **Turbinas de condensación:** el vapor se expande desde la presión de entrada hasta una presión por debajo de la atmosférica, condensándose posteriormente y bombeándose el agua de nuevo a la caldera. Apenas hay aprovechamiento térmico, es el más usado en centrales de sólo generación eléctrica.

Las turbinas de vapor permiten el empleo de elevadas presiones y velocidades periféricas, con el consiguiente aumento de los esfuerzos centrífugos. No ocurre así con la temperatura, se limita a una temperatura máxima de vapor de unos 565 °C, porque a mayores temperaturas debería usarse en la construcción de las mismas acero austenítico, que haría poco rentable económicamente a este tipo de turbinas, aunque su rendimiento fuera mayor.

La aplicación actual de las turbinas de vapor, ha quedado limitada como complemento para centrales eléctricas de ciclo combinado, o en las de un solo ciclo, que utilizan combustibles residuales como biomasa o residuos que se incineran. Generan elevadas cantidades de energía eléctrica, por lo que es razonable su uso en grandes centrales termo-eléctricas, que cuentan con una importante demanda de energía eléctrica. Es por esto que este sistema de cogeneración no es el adecuado para ser instalado en una E.D.A.R.

5.2.- Sistema de cogeneración con turbina de gas.

El funcionamiento consiste en quemar un combustible mezclado con aire de admisión, que proviene de un compresor, en una cámara de combustión. Los gases calientes de la combustión fluyen a través de la turbina, donde se expansionan y transforman la energía térmica en energía mecánica que se transmite al exterior de la turbina en forma de par motor. Parte de esta energía mecánica se emplea en accionar el compresor, mientras que el resto puede transformarse en energía eléctrica usando un alternador.

La energía residual en forma de gases de escape a elevada temperatura, se utiliza para satisfacer total o parcialmente las necesidades térmicas del proceso. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o ser aprovechados para la producción de vapor o agua caliente, mediante calderas convencionales o de recuperación.

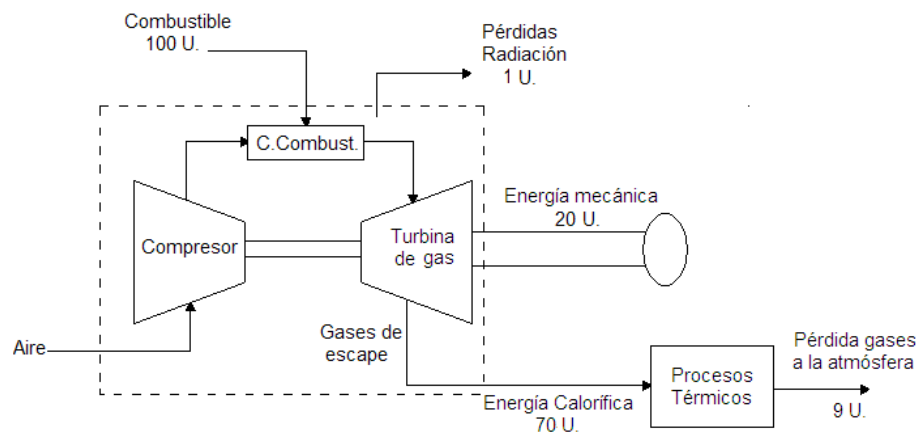


Figura.10. Sistema de cogeneración con turbina de gas

Los rendimientos de las turbinas de gas (relación entre producción de energía mecánica y consumo de combustible) están comprendidos entre el 25 % y 35 %, pero puede incrementarse hasta el 40 % y 42 % a medida que aumenta la potencia de la turbina, como consecuencia de la elevada temperatura de los gases de escape a la entrada de la misma. Los factores que influyen en el rendimiento son los siguientes:

- **Temperatura del aire de aspiración en el compresor:** a mayor temperatura de admisión, mayor es la energía necesaria para mover el compresor de aire, y en consecuencia disminuye el rendimiento y la potencia generada en el eje.
- **Altitud:** la disminución de la presión atmosférica hace que la potencia disminuya a medida que aumenta la altitud.

- **Régimen de funcionamiento de la turbina:** cuando se trata de turbinas mono-eje, el rendimiento disminuye con la carga.

En función de las características constructivas de las turbinas de gas, se puede mejorar su rendimiento precalentando el aire de combustión a la salida del compresor. Se utiliza para ello los gases de escape en un intercambiador de calor situado antes de la entrada de aire en la cámara de combustión de la turbina de gas.

En las turbinas de gas destacan dos focos de emisión de energía calorífica:

- Los **gases de escape**, que contienen entre el 65 y 80 % de la energía primaria consumida por la turbina.
- Las **pérdidas por radiación**, comprendidas entre el 2 y 5 % de la energía primaria necesaria para la turbina.

De ambos, la fuente de calor recuperable de manera factible es la de los gases de escape. Tienen un nivel de temperatura relativamente bajo (420 – 650 °C), una proporción de oxígeno alta y un contenido en partículas contaminantes prácticamente nulo.

Enlazadas a la cogeneración con turbina de gas se encuentran las siguientes ventajas y desventajas:

VENTAJAS	INCONVENIENTES
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Amplia gama de aplicaciones ✓ Muy fiable ✓ Elevada temperatura de la energía térmica ✓ Rango desde 0,5 – 100 MW ✓ Gases con alto contenido en oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Limitación en los combustibles ✓ Tiempo de vida relativamente corto

Tabla .2. Ventajas e inconvenientes del sistema de cogeneración con turbina de gas.

5.3.- Sistema de cogeneración de ciclo combinado.

Consiste en la existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno en el que el fluido de trabajo es vapor (turbina de vapor) y otro en el que se emplea gas (turbina de gas). Se usan los gases de escape de alta temperatura de la turbina de gas, para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor.

La ventaja principal de utilizar un ciclo combinado es su alta eficiencia, se obtienen rendimientos superiores al de una central de ciclo único y muchos mayores que la de una turbina de gas, esto se debe a que se obtiene electricidad en dos etapas usando una única fuente de energía.

Una central térmica convencional raramente supera el 40 % de rendimiento, mientras que las centrales de ciclo combinado pueden alcanzar el 60 %.

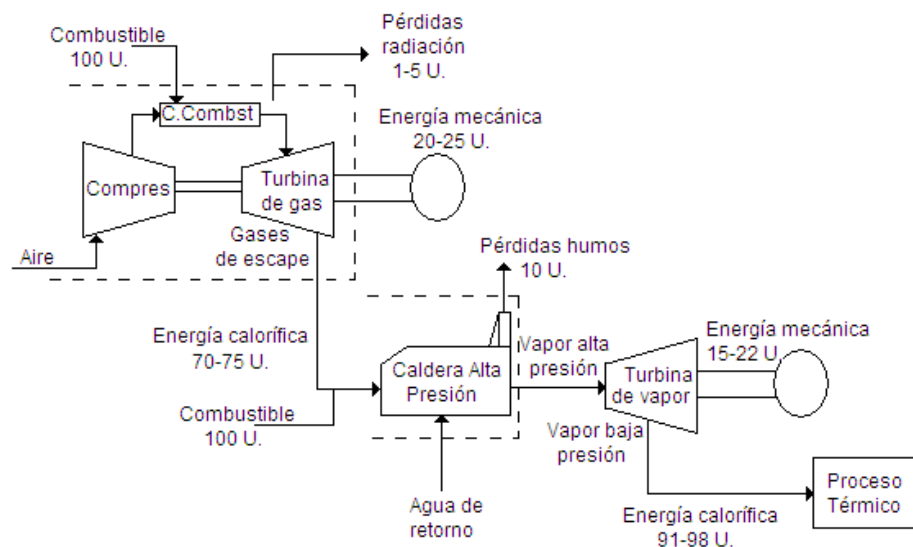


Figura.11. Sistema de cogeneración de ciclo combinado

Las plantas de ciclo combinado pueden ser de gas natural, fuel o mixtas. El combustible se inyecta, mezclado con aire, a una turbina en donde se produce la combustión. La turbina gira por la fuerza de expulsión de los gases, su giro se aprovecha para mover un alternador y producir electricidad. El calor remanente de los gases que salen de la turbina, se usa para hervir agua a través de un intercambiador de calor y un generador de vapor. El vapor generado se usa para mover otra turbina, que también produce electricidad al hacer girar un alternador.

Una mejora adicional en este tipo de plantas es la posibilidad de añadirle un proceso de postcombustión, ya que aumenta el rendimiento de las plantas de cogeneración de ciclo combinado, aunque también aumenta la complejidad de la misma.

Los gases que resultan de la combustión se expulsan a la atmósfera y el vapor se condensa mediante un foco frío que ha de ser un río o una masa de agua. También hay centrales que funcionan con un sistema de refrigeración por aire o mezcla de aire y agua, aunque son más complejas técnicamente.

Los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica, en los que además puede aprovecharse el vapor de baja presión. Ésta es la razón por la que se trata de un sistema de cogeneración inadecuado para emplear en una E.D.A.R.

5.4.- Sistema de cogeneración con motor alternativo.

Los motores alternativos consisten en un dispositivo cilindro-émbolo. Dentro del cilindro se introduce la mezcla aire/combustible adecuada, que terminará combustionando. De la combustión se libera la energía química del combustible, parte de ésta se transforma en trabajo mecánico que se transmite por el mecanismo biela-manivela, y con ayuda de un transformador, parte del trabajo mecánico se transforma en energía eléctrica.

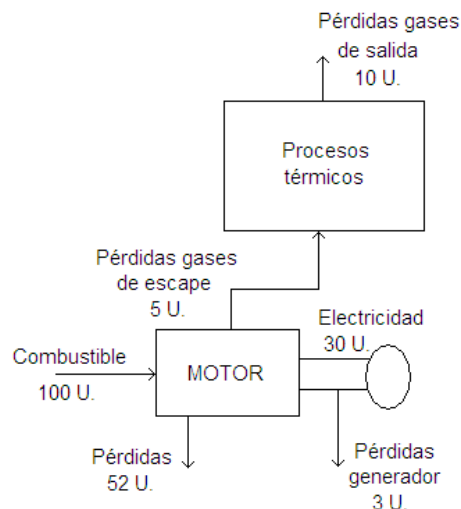


Figura.12. Sistema de cogeneración con motor alternativo.

En un motor alternativo, aproximadamente el 30-35 % de la energía que hay en el combustible se convierte en trabajo en el eje, la energía restante se elimina en forma de calor o energía térmica de los gases de escape.

La fuente más conveniente de calor recuperable es la del agua de enfriamiento de las camisas, prácticamente utilizable en su totalidad. La segunda fuente es la de los gases de escape, en la que aproximadamente el 60 % es económicamente recuperable. Hay una tercera fuente de calor recuperable, aunque ya de menor importancia, el calor del circuito de lubricación del motor.

La potencia en el eje puede emplearse para generar electricidad, o bien mover una bomba, accionar un compresor o para cualquier otra carga. El calor recuperado puede utilizarse en: calefacción industrial o de edificio, suministro de agua caliente para uso doméstico, refrigeración mediante frigoríficos de absorción, hospitales, centros comerciales etc.

Los motores alternativos se clasifican según diversos criterios, fundamentalmente se pueden distinguir en función del tipo de encendido y en función del tipo de combustión.

Según el tipo de encendido:

- **Motores de encendido provocado por chispa (gasolina):** se introduce en el cilindro la mezcla carburada del aire y combustible. La compresión se efectúa sobre esta mezcla y el encendido tiene lugar mediante una chispa eléctrica.
- **Motores de encendido por compresión (diesel):** la compresión se realiza sobre el aire introducido en el cilindro. Se comprime el mismo hasta que alcance una temperatura tal que, al inyectar parte del combustible, se produzca la autoinflamación del combustible inyectado.

Los motores diesel permiten relaciones de compresión más elevadas pero exigen una construcción más robusta que los motores de explosión.

Por el tipo de combustión:

- **Motores de cuatro tiempos (4T):** son aquellos en los que el ciclo completo de paso del fluido por el motor, se produce en dos carreras de ida y dos de vuelta del pistón: admisión, compresión, expansión y escape.
- **Motores de dos tiempos (2T):** en éstos, el ciclo completo tiene lugar en una carrera de ida y otra de vuelta del pistón. La renovación de la carga tiene lugar por el barrido de los gases de escape.

En los motores de 2T se necesita una bomba de barrido, y las características constructivas de los cilindros son más complejas que en los de 4T.

Un motor de 2T debería tener el doble de potencia que uno de 4T de la misma cilindrada e igual velocidad de rotación. Pero a la potencia hay que restarle la que se emplea en el barrido, además una parte de la carrera se pierde por la renovación de la carga, lo cual hace que en realidad no se supere la potencia de un motor de 2T al de uno de 4T más del 60 %, y dependiendo del tipo de motor.

Otra característica a tener en cuenta es que los motores de 2T son más sensibles a las variaciones de carga que los motores de 4T.

Tanto los motores de encendido por chispa como los diesel de 4T constan de cuatro etapas: en la *etapa de aspiración*, la mezcla aire/combustible (motor de explosión) o el aire (motor diesel) se introducen en el cilindro a través de una válvula, para luego ser comprimido por el pistón hasta una presión adecuada para la combustión en la *etapa de compresión*. Se quema la mezcla mediante bujías (explosión) o se inyecta rápidamente el combustible en el recinto que contiene aire comprimido (diesel) y se produce la combustión de la mezcla, tras ésta se libera una serie de gases a elevada temperatura, estos se expanden moviendo el émbolo en la *etapa de expansión*, de esta forma se produce energía mecánica que puede ser transformada en eléctrica con ayuda de un transformador. En la etapa de barrido se elimina la mayor parte de los gases, resultado de la combustión, del cilindro a través de una válvula de salida.

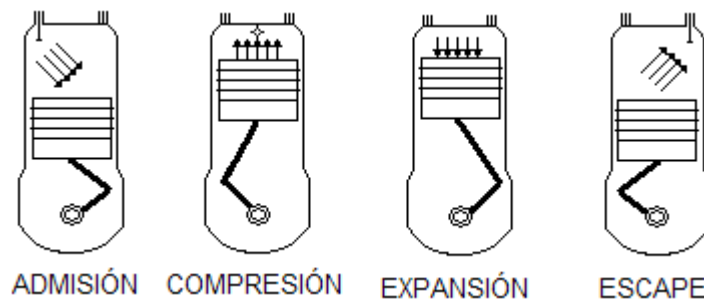


Figura.13. Etapas del émbolo dentro del cilindro de un motor de 4T.

En los motores de 2T, el ciclo completo se efectúa en una vuelta del cigüeñal, de modo que hay un tiempo motor por vuelta. Son motores sin válvulas, en el que el mismo émbolo abre o cierra las aberturas de admisión y escape, por ello no existe estos dos tiempos que son sustituidos por un barrido de los gases de combustión.

Los motores alternativos, además pueden ser **sobrealimentados o no**, en función de la presión a la que entrará la mezcla carburada (explosión) o el aire (diesel). La sobrealimentación mediante un compresor tiene por objeto básicamente incrementar la potencia de los motores. En los motores sobrealimentados, el aire

una vez comprimido se puede refrigerar, con objeto de posibilitar una mayor elevación de la potencia del motor sin elevar las cargas térmicas.

Los factores que determinan la potencia de un motor de unas características dadas son:

- **Combustible consumido por unidad de tiempo:** depende del número de tiempos, dimensiones del cilindro, velocidad de giro y presión de admisión.
- **Exceso de aire de combustión:** a menor exceso de aire, mayor potencia obtenida, ahora bien, si se desea obtener una combustión de buena calidad se necesitará un exceso de aire, que en función del combustible empleado será mayor o menor.
- **El que sea sobrealimentado o no:** la sobrealimentación permite introducir en el cilindro una mayor cantidad de combustible, lo cual incrementa la potencia.
- **Poder calorífico inferior (PCI) del combustible:** mayor potencia cuanto mayor sea el PCI de la mezcla de combustible.
- **Picado de las bielas:** en los motores de mezcla previa, las detonaciones o el picado de las bielas provocan disminución del rendimiento y deterioro del propio cilindro. Este fenómeno tiene lugar cuando la relación de compresión del motor es alta y el índice de octano del combustible es bajo.
- **Autoencendido:** es la inflamación espontánea del combustible por contacto con puntos calientes. En general, se presenta cuando se emplean combustibles que tienen algún tipo de impurezas, capaces de provocar depósitos o incrustaciones en las paredes o válvulas de admisión.

Los motores se pueden aplicar de una manera casi ilimitada en cogeneración por varios motivos:

- La disponibilidad de motores de funcionamiento seguro y eficiente en una amplia gama de tamaños.
- El perfeccionamiento de los reguladores de velocidad que aseguran la generación de electricidad a la frecuencia exacta.
- La disponibilidad de combustibles de buena calidad y precio atractivo, como el gas natural.
- La posibilidad de emplear una amplia gama de combustibles.
- Un mayor conocimiento sobre dónde y cómo utilizar este tipo de sistemas.

VENTAJAS	INCONVENIENTES
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Elevada relación electricidad/calor ✓ Alto rendimiento eléctrico ✓ Bajo coste ✓ Tiempo de vida largo ✓ Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto coste de mantenimiento ✓ Energía térmica muy distribuida y a baja temperatura

Tabla .3. Ventajas e inconvenientes de los sistemas de cogeneración con motor alternativo.

6.- APLICACIONES DEL PROCESO DE COGENERACIÓN

Normalmente las empresas satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles necesarios para la generación de energía térmica, pero en algunos casos suele salir demasiado cara esta forma de abastecimiento energético, especialmente cuando las necesidades de ambos tipos de energía son excesivamente elevadas. De ahí el uso de la cogeneración, un sistema alternativo de alta eficiencia energética, que reduce de manera importante la factura de suministro de electricidad y calor sin alterar el proceso productivo de la empresa, que además asegura un aporte de energía eléctrica sin interrupciones.

La cogeneración permite ser utilizada en una amplia gama de terrenos, ya sea en el sector industrial como terciario y residencial. Dentro de las aplicaciones industriales, se puede emplear en la industria papelera, petroquímicas, etc.; la cogeneración en el sector terciario se comprende en el uso de hoteles, instalaciones deportivas y hospitales; por último el uso de la cogeneración en el sector residencial se encuentra, por ejemplo, en el caso de instalaciones térmicas de calefacción de edificios residenciales.

El empleo de dicha tecnología en los sectores residencial y terciario se debe especialmente al ahorro económico que conlleva, ya que en estos sectores los consumos eléctricos se presentan principalmente en horas punta y llano, de forma que el precio de la electricidad es muy superior al del sector industrial.

La manera más adecuada de incluir la cogeneración en ambos sectores, es mediante equipos pequeños y modulares, que permite el fraccionamiento de la potencia térmica instalada, exigido por el Reglamento de Calefacción, Climatización y Agua Caliente Sanitaria.

Para una mayor comprensión de la utilidad de la cogeneración en estos sectores, se explica tres ejemplos de su aplicación, uno por cada sector.

Cogeneración en el sector terciario: Planta de la estación de ferrocarril Madrid-Puerta de Atocha.

Debido a los consumos energéticos en esta estación de ferrocarril, se realizó un estudio en el cual, se aconsejaba la implantación de una planta de cogeneración, que les permitiría cumplir sus necesidades energéticas con un menor coste económico.

El proyecto de cogeneración fue sacado a concurso por RENFE, en enero de 1995 y fue adjudicado a las empresas ISOLUX y GUASCOR, que subcontrataron a HEYMO ingeniería para que hiciera el estudio de viabilidad y diseño del proyecto.

El complejo “Estación Puerta de Atocha” se compone de una zona de Jardín Tropical, Estación AVE, estación de cercanías, edificios adyacentes, explanadas peatonales y playas de vías. La instalación sin embargo, se diseñó para cubrir solo las necesidades térmicas de la Estación AVE y del jardín tropical, en ambos se producen consumos de energía eléctrica por el alumbrado y fuerza (para escaleras, ascensores, etc.) y consumos térmicos (vapor de agua, calefacción y aire acondicionado).

Antes de la puesta en servicio de la planta de cogeneración, la única fuente de energía que alimentaba las instalaciones era la eléctrica. Se disponía de dos centros de transformación independientes, uno para la Estación AVE y otro para el Jardín Tropical, cada uno con características determinadas. Se sustituye esta forma de funcionamiento por dos motores alternativos alimentados con gas natural y conectados en paralelo a la red de distribución de energía eléctrica.

El sistema de refrigeración de cada motor está constituido por dos circuitos cerrados: el circuito de refrigeración principal y el circuito de refrigeración auxiliar. El primero es el agua de enfriamiento de las camisas del motor, el calor disipado en el mismo es utilizable casi en su totalidad; el segundo es el circuito de lubricación del motor, del que se recupera una menor cantidad de energía calorífica.

También se obtiene una abundante cantidad de calor de los gases de escape. Para el aprovechamiento de estos calores, se incluye un recuperador de calor de los gases de escape, además de intercambiadores de calor de los circuitos de

refrigeración. Se transforma así este calor en energía térmica que se utiliza en la Estación AVE y en el Jardín Tropical.

De esta forma se suministra la energía eléctrica y térmica prevista a la Estación Ave y Jardín Tropical.

Cogeneración en el sector residencial: micro turbinas de cogeneración para las viviendas del Nodo en Avilés.

Los sistemas de cogeneración en edificios y urbanizaciones están diseñados para atender sus demandas de electricidad, ACS y calefacción. La viabilidad económica de estos sistemas queda garantizada cuando la producción simultánea de calor y trabajo, sobre todo de calor, es durante muchas horas al cabo del año. Dicho de otra forma, si la utilización de los módulos de cogeneración es alta, se obtendrán grandes ahorros económicos y cortos períodos de recuperación de la inversión. Esto ocurre en las instalaciones ubicadas en lugares de clima frío, que demandan calor durante un gran número de horas al año para suministro de servicios de calefacción y ACS.

Un ejemplo novedoso es la implantación de micro turbinas de cogeneración de energía para edificaciones residenciales, por primera vez en España por parte de Visoren en Viviendas de Protección Oficial (VPO). El sistema permite abastecer de energía eléctrica y agua caliente a una comunidad de 133 viviendas, reduciendo las emisiones contaminantes y contribuyendo a un mayor respeto al medio ambiente.

Visoren ha instalado dicho sistema en la promoción de viviendas del Nodo (Avilés), a partir del consumo de múltiples combustibles (gas natural, gases licuados del petróleo, propano, keroseno, biogás, etc.). Permite autoabastecer de electricidad y agua caliente a la comunidad de viviendas, obteniendo un ahorro energético del 25 % frente al consumo de la red eléctrica principal, e incluso vender como energía sobrante el 30 % del total que se genere.

Las micro turbinas de cogeneración, aunque susceptibles de ser implantadas en todas las edificaciones residenciales posibles, resultan de especial importancia en edificios de VPO en renta ya que el control del sistema se centraliza en un solo operador, en este caso el gestor de viviendas y de los alquileres. Por ello y tras la prueba piloto en el 2010, se instalará en el resto de edificios de Visoren.

Cogeneración en el sector industrial: sistema de cogeneración en el sector cerámico.

Se inauguró en el año 2005 una planta de cogeneración en la empresa *Nuevos Productos Cerámicos*, empresa situada en Vilafamés (Castellón) dedicada desde el 2001 a la fabricación de atomizados para pavimentos, revestimientos, porcelánicos para esmaltes y porcelánicos técnicos.

El objetivo inicial que les llevo a implantar dicha planta de cogeneración, fue la de aumentar la competitividad debido a los ahorros energéticos que les permitía producir.

Se implantó un turbogenerador TBM-T70 fabricado por TURBOMACH, éste se encuentra equipado con una turbina de gas solar modelo Taurus 70 T10301 y se conectaron a las unidades que funcionan en Europa. Esta turbina de gas es de una elevada fiabilidad, pues recoge los últimos avances de Solar Turbines y se adapta a las condiciones de trabajo de este tipo de industria, debido a su gran robustez.

Los gases de escape de la turbina se conducen a un colector que alimenta dos atomizadores, el sistema de gases calientes se complementa con un quemador de post-combustión, que aporta la energía necesaria para conseguir el caudal de gases de escape y la temperatura de trabajo del atomizador.

Otra ventaja de la implantación del sistema de cogeneración anterior, es que la fábrica dispone de un suministro de energía seguro e ininterrumpible. El excedente de energía eléctrica se vende a la red según el régimen económico que legisla a los auto-productores de electricidad.

7.- SISTEMA DE COGENERACIÓN EN LA E.D.A.R.

Las características de partida son:

a) Datos del biogás:

Producción de biogás	5.000 Nm ³ /día
Porcentaje medio de metano en biogás	60 %(sin desulfurar)
PCI metano	9.000 Kcal/Nm ³

b) Necesidades térmicas en la E.D.A.R.:

Calor medio necesario para la digestión	500.000 Kcal/h
Biogás a calderas	100 m ³ /h

c) Potencia eléctrica instalada:

Bombas: dos bombas de 5,5 KW y tres de 2,2 KW

Motores: uno de potencia 2,6 KW y otro de 1,5 KW

Precio del KW/h: 0,071 euros/KW

Todas las bombas trabajan 24 horas al día, mientras que los motores 7 horas al día aproximadamente. Las calderas donde se dirige el biogás funcionan unas 7 horas al día también.

De estos datos se deduce, que la potencia eléctrica inducida de las instalaciones de la E.D.A.R. es de 19,5 KW, siendo la potencia térmica media necesaria de 581 KW. Anualmente, la cantidad de energía eléctrica demandada por la misma es de 145.379,5 KWh/año, mientras que el calor medio necesario anual es de 5.089.560 KWh/año (anexos 1 y 2, apartado de "Anexos")

Parte del biogás, generado en la estabilización anaerobia de los lodos, se usa actualmente como combustible en las calderas, que ayudan a mantener la temperatura adecuada de los lodos en dicha etapa.

El exceso de esta mezcla de gases, se suele emitir al ambiente tras hacerlo pasar por un quemador, para evitar emisiones de CH₄ que producen el efecto invernadero. Un inconveniente derivado de esta combustión es la generación de diversos gases tóxicos como el SO₂, una mayor cantidad de CO₂ y emanación de calor al ambiente atmosférico.

Instalando un sistema de cogeneración, el biogás se emplea como combustible en el motor impidiendo este derroche de recurso, de esta forma se reduce considerablemente las emisiones de los compuestos anteriormente mencionados.

La electricidad que genera este elemento motor, se emplea directamente en las diferentes unidades que componen la E.D.A.R.

La implantación de un sistema de cogeneración en la E.D.A.R. tiene dos tipos de ventajas fundamentalmente:

- Económicas: debido a que producen energía eléctrica, reduciendo los costes de explotación y produciendo calor, lo cual permite conseguir una fuente de energía térmica útil.
- Medioambientales: son diversas, una de ellas es la utilización de un recurso de la E.D.A.R., el biogás, con lo que se ahorra en combustibles fósiles no renovables.

Debido a la baja cantidad de energía eléctrica requerida por la E.D.A.R., se puede emplear como elemento motor del sistema de cogeneración, un motor alternativo o una turbina de gas.

La energía térmica demandada por la misma es baja, por ello no se recomienda la utilización de una *turbina de gas*. Además, durante la operación de la E.D.A.R. se esperan fluctuaciones de la cantidad de biogás que se produce, se requiere por tanto un sistema de cogeneración sencillo, resistente a las paradas y arranques generados por este tipo de fluctuaciones, ello no se consigue con una turbina de gas.

La alternativa más conveniente es el empleo de un sistema de cogeneración que use *motores alternativos*. Este tipo de sistemas es de un coste inicial relativamente bajo, y además cuenta con una buena relación electricidad/calor, y sobre todo, es el sistema que más fácilmente se adapta a variaciones de demanda eléctrica y térmica. Uno de los pocos inconvenientes que podrían tener es que los costes de mantenimiento pueden considerarse algo elevados, sin embargo se ven rápidamente compensados.

En algunos casos, cuando la potencia eléctrica necesaria no es demasiado elevada, como el caso que nos ocupa, se pueden usar los denominados "Equipos Modulares de Cogeneración". Éstos son conjuntos compactos de diseño muy ajustados, que se suministran después de montados y probados en fábrica.

Con los módulos se facilita el planteamiento de la instalación de los sistemas de cogeneración, ya que no hace falta un estudio demasiado exhaustivo sobre ciertos factores que influyen en el diseño de estos sistemas, solo elegir a través de un catálogo qué módulo de cogeneración se adapta mejor a los requerimientos de la planta.

Como se ha comentado anteriormente, existen dos tipos de motores a elegir: motores de encendido por compresión (diesel) y motores de encendido por chispa (gasolina o de ciclo Otto), al mismo tiempo pueden ser motores de 2T y 4T.

Si se tiene en cuenta el tipo de combustible que se va a utilizar, el motor adecuado es el de encendido por chispa o de ciclo Otto, ya que por su propio diseño opera adecuadamente con combustibles volátiles como la gasolina, o gaseosos como el gas natural o el biogás. Además el motor diesel emplea solamente como combustible el gasoil, que no es nuestro caso.

En lo que se refiere a los tiempos de funcionamiento, los motores a gas diseñados para aplicaciones de cogeneración, son motores de 4T.

Al emplear un motor alternativo, el biogás debe ser tratado previamente antes de utilizarlo como combustible. Si no se acondiciona adecuadamente, el motor no operará en las mejores condiciones de funcionamiento, haciendo que su rendimiento no sea tan elevado como lo esperado. Otra consecuencia de una mala adecuación del combustible, es la posible disminución de la vida útil del motor, por ejemplo si no se eliminan sustancias corrosivas como compuestos de azufre.

La mayor problemática en motores alternativos es la cantidad de azufre que contiene el biogás, especialmente en forma de ácido sulfhídrico (H_2S). Éste se debe eliminar antes de utilizarlo como combustible, de no ser así se producirá la corrosión de la cámara de combustión y del sistema de gases de escape. Además el azufre podría salir de entre los gases de escape del motor en forma de SO_2 y dispersarse a la atmósfera, contribuyendo a la producción de la lluvia ácida, por la formación de ácido sulfúrico con la humedad del ambiente.

Además, la existencia de SH_2 en los digestores dificulta la formación de biogás por su acción tóxica sobre las bacterias metánicas.

Para la eliminación de este componente, o por lo menos la mayor parte del mismo, se pueden emplear diferentes alternativas. Actualmente se está proponiendo en esta E.D.A.R. un sistema eficaz a la vez que simple de instalación, éste consiste en un proceso en el que se adiciona una solución de Cloruro Férrico a los fangos mixtos que entran en el digestor. Este procedimiento presenta también la ventaja de ser seguro y requerir poco espacio de almacenamiento de producto.

Asimismo y para una mejor limpieza del gas producido se instalará una torre de desulfuración por carbón activo, añadiendo un medidor en continuo de sulfhídrico, de forma que actúe sobre la torre de desulfuración si fuese necesario. Este medidor es un elemento costoso, pero asegura un correcto funcionamiento de la instalación de desulfuración

8.- DISEÑO DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

8.1.- Selección del tipo de motor

De entre diversos proveedores de motores, el que tiene una mejor relación precio/servicio, así como motores de gran calidad durante su funcionamiento, es la empresa GUASCOR.

En función de la producción de biogás de la E.D.A.R., así como de las necesidades de energía eléctrica y térmica, se ha seleccionado el motor GUASCOR modelo SFGLD 240 90/80.

Este motor genera la cantidad de energía térmica necesaria para la digestión. Además proporciona una gran cantidad de energía eléctrica, pudiéndose vender la sobrante a la red.

Así mismo consume casi la totalidad del biogás generado en la E.D.A.R., sobrando una pequeña cantidad que puede ser fácilmente almacenada en los gasómetros de la misma. Este biogás sobrante puede emplearse para la regulación de la temperatura del digestor, en el caso de ser necesaria, mediante el uso de una caldera alternativa.

Las características más relevantes de este modelo de motor de GUASCOR, considerando un 100% del valor nominal de funcionamiento, son las siguientes:

MOTOR GUASCOR		
Modelo: SFGLD 240 90/80		
Potencia mecánica	KW	419
Potencia eléctrica	KWe	405
Consumo combustible	KW	1.123
Potencia térmica recuperable circuito principal motor	KW	299
Potencia térmica recuperable circuito auxiliar motor	KW	104
Potencia térmica recuperable gases escape motor	KW	178
Caudal aire admisión	Kg/h	2.100
Caudal gases de escape	Kg/h	2.320
Medidas aproximadas:		
Longitud	m	9,12
Anchura	m	2,44
Altura	m	2,90
Peso aproximado	Kg	10.000

Tabla.4. Características relevantes motor GUASCOR SFGLD 240 90/80.

GUASCOR dispone de los Certificados de Empresa Registrada por el Lloyd's Register Quality Assurance, que garantizan que su sistema de gestión de Calidad aplicado al diseño, mecanizado, montaje, instalación y servicio post-venta cumple con la normativa ISO 9001 de Calidad. Adicionalmente el Sistema de Gestión Medio Ambiental de GUASCOR POWER cumple con la norma ISO 14001.

Este módulo contenerizado está compuesto por los siguientes componentes y sistemas:

Motor a biogás GUASCOR:

- De mezcla pobre, para servicio continuo. Además de las datos de la tabla, destacar:
 - Ciclo: Otto de 4 tiempos
 - Tipo de aspiración: Sobrealimentado y postenfriado
 - Régimen: 1.500 r.p.m.
 - Número de cilindros: 8 en Línea
 - Cilindrada: 24 litros
 - Diámetro pistón: 152 mm
 - Carrera pistón: 165 mm
 - Sentido de rotación: Antihorario visto desde volante inercia

Con las características que se relacionan a continuación:

- Bloque de fundición con aberturas laterales de inspección. Cáster volante con brida SAE.
- Cigüeñal de una sola pieza, suspendido con apoyos en bloque y equilibrado.
- Volante de inercia de fundición con corona.
- Amortiguador de vibraciones torsionales doble.
- Bielas de acero aleado de corte oblicuo.
- Cojinetes de bancada y cabeza de bielas trimetálicos.
- Camisas intercambiables y refrigeradas por agua (circuito principal).
- Pistones de aleación de aluminio con cámara de combustión diseñada para alto rendimiento y bajas emisiones, con tres aros. Refrigerados por chorro de aceite.
- Culatas individuales por cilindro, de fundición, refrigeradas por agua, cuatro válvulas y bujía centrada
- Colectores de escape refrigerados por agua de las culatas
- Árbol de levas de acero aleado accionado por el cigüeñal a través de engranajes.

 Sistema de combustible y control de velocidad electrónico

- Control de la carburación del combustible mediante válvula electrónica (tipo TECJET 50+ o similar), para obtención de la relación aire/combustible (λ) óptima para cada caso. Se consigue el control de combustible requerido, incluso en situaciones de temperatura y presiones de gas variable, con una respuesta transitoria elevada.

- Carburador venturimétrico
- Válvula especial de mariposa FLOWTEC con servomotor eléctrico integrado
- Sonda de presión para lectura y control de la presión de admisión
- Sistema de regulación electrónica de velocidad WOODWARD EGS-01

Sistema de encendido electrónico

- Unidad central Altronic CPU-95 que permite variar los niveles de energía de chispa de bujía de forma automática, para optimizar la vida de las bujías.
- Display digital que permite ver la velocidad del motor en r.p.m., los niveles de energía de encendido, el avance de encendido y otra serie de diagnósticos.
- Bobinas individuales por cada cilindro (8)
- Captadores magnéticos para conocer la posición exacta de los pistones y determinar el momento del encendido
- Bujías para biogás pobre (8)
- Conexionados de baja y alta tensión

Sistema de admisión de aire

- Filtro de aire comburente de alta eficacia
- Sonda PT100 para lectura y control de la temperatura de admisión
- Turbocompresor, uno por cada banda de cilindros, calorifugado
- Enfriador (intercooler) de mezcla de sobrealimentación, refrigerado por agua del circuito de baja temperatura con aleaciones de intercambio calórico de alta resistencia al ataque químico por biogás
- Colector de admisión

Sistema de lubricación de motor

- Circulación de aceite mediante bomba de aceite empernada al bloque de cilindros
- Refrigeración de aceite mediante intercambiador de haces enfriado por agua del circuito de alta temperatura
- Batería de 3 filtros de aceite "pleno caudal"
- Refrigeración de fondo de pistón por surtidor fijo
- Circuito de engrase de turbocompresores
- Cárter cerrado con sistema de evacuación de gases al exterior
- Grifo de vaciado en la parte inferior del enfriador de aceite
- Resistencia para precalentamiento de aceite con termostato para regulación automática

- Controlador automático de nivel de aceite con sistema de rellenado automático del cárter
- Varilla de inspección de nivel de aceite
- Conjunto de alarmas por contactos libres de potencial:
 - Nivostato bajo nivel de aceite en el cárter
 - Nivostato alto nivel de aceite en el cárter
 - Presostato baja presión de aceite
 - Presostato alta presión de aceite (colmatación de filtros)
 - Termostato alta temperatura de aceite
- Sonda PT100 para lectura continua de la temperatura del aceite
- Convertidor de presión de aceite de lubricación a 4-20 mA para lectura continua

Sistema de arranque

- Motor de arranque eléctrico de 24 Vcc
- Baterías de Pb-PbO₂ de 180 Ah, 12+12 Vcc en serie y con seccionador manual

Instrumentación y sensores

- Termostatos mecánicos (2) de regulación de temperatura de refrigeración
- Panel de control mecánico incluyendo: presión de aceite, presión colector de admisión, temperatura de agua y temperatura de colector de admisión
- Sistema de seguridades (presostatos, termostatos y nivostatos)
- Sondas de temperatura de agua y aceite
- Cableado de todos los sensores y elementos eléctricos del motor hasta una caja de bornas con pulsador de parada de emergencia

Generador síncrono:

- ♦ Fabricante: Leroy Somer
- ♦ Tipo de generador: Síncrono, auto excitado y sin escobillas
- ♦ Tensión de generación: 400 V nominales
- ♦ Potencia aparente: 500 kVA en calentamiento clase F
- ♦ Velocidad: 1.500 r.p.m.
- ♦ Numero de rodamientos: 1
- ♦ Frecuencia de generación: 50 Hz
- ♦ Factor de potencia: entre 0,8 inductivo y 1
- ♦ Clase de aislamiento: H
- ♦ Clase de calentamiento: F
- ♦ Refrigeración: Autoventilado
- ♦ Protección: IP23

- ♦ Sistema de neutro: Accesible
- ♦ Tipo de servicio: Continuo
- ♦ Capacidad de cortocircuito: 300 % In durante 10 segundos
- ♦ Tratamientos especiales: Sí, recubrimiento Dolf para ambientes corrosivos
- ♦ Condiciones ambientales: Ambiente típico de vertedero o depuradora

Equipado con:

- Protección térmica mediante 3 PTC en estátor.
- Sistema electrónico de control automático de la tensión
- Sistema electrónico de ajuste de tensión para maniobra de sincronización
- Control de factor de potencia del generador parametrizable en función de la franja horaria durante el funcionamiento en paralelo.

Sistema de combustible en contenedor:

En el suministro se incluyen los siguientes elementos para la alimentación del biogás al motor GUASCOR propuesto:

- Flexible de gas hasta válvula TECJET
- Rampa de biogás, para una presión de entrada entre 90 y 400 mbar, formada principalmente por:
 - ✓ Válvula de corte manual
 - ✓ Filtro de biogás para partículas de hasta 1 micrómetro
 - ✓ Doble electroválvula serie
 - ✓ Detector electrónico de fugas de gas ínter válvulas
 - ✓ Manómetros (3) para visualización de presiones
 - ✓ Presostatos (2) para generación de alarmas por alta y baja presión
- Tuberías de biogás en el interior del contenedor

Además se instala un (1) detector de fugas de gas en el interior del contenedor.

Sistema de suministro de aceite en contenedor:

Para la correcta alimentación de aceite de lubricación al motor se incluye en el suministro:

- Depósito diario de aceite de 300 l con electrobomba y juego de válvulas para realizar diversas funciones como el preengrase, llenado y vaciado de cárter, reposición automática de nivel, llenado y vaciado del depósito diario
- Flexibles y tuberías de conexión entre motor y depósito diario.
- Aceite necesario para la puesta en marcha.

Sistema de escapes y recuperación térmica de gases de escape:

Para la conducción de los escapes del motor hasta la atmósfera el suministro incorpora los siguientes elementos para su instalación en obra:

- Flexible de acero inoxidable para la salida del turbo
- Silencioso de escape 30 dBA de atenuación, sin calorifugar, para montaje en exterior, sin apagachispas.
- Válvula distribuidora de gases de escapes motorizada con actuador eléctrico.
- Recuperador pirotubular de gases para precalentamiento de gases, ubicado sobre el contenedor.
- Chimenea de gases de escape en el exterior del contenedor.

Dichos elementos se suministrarán sueltos y sin calorifugar para su ensamblaje en obra.

El calorifugado será realizado en obra por parte del Cliente.

Sistema de refrigeración/recuperación térmica del motogenerador:

El sistema de refrigeración del motor propuesto tiene dos circuitos independientes: uno de alta temperatura para refrigerar bloque y camisas y otro de baja temperatura para refrigerar aceite e intercooler. Para extraer el calor de estos circuitos el suministro incluye los siguientes elementos:

- Bombas eléctricas / mecánicas (2), una para cada circuito de refrigeración
- Cajas o válvulas termostáticas (2) para regulación de la temperatura del agua de ambos circuitos
- Depósitos de expansión (2) para ambos circuitos, con manómetro, válvula de seguridad y grifos para llenado
- Intercambiadores (2) de calor de placas AISI 316, con presión de diseño 5 bar, para la recuperación de los circuitos de alta/baja temperatura.
- Válvula de 3 vías de agua servocomandada eléctricamente con sonda PT100 asociada, que controlará el caudal de agua derivado al aerorefrigerador para la refrigeración de emergencia cuando la demanda térmica disminuya.

Instalación mecánica en el interior del container, incluyendo las conexiones flexibles de agua y valvulería y el llenado inicial de los circuitos de refrigeración del motogenerador.

Para montaje sobre solera de hormigón junto al grupo:

- Aerorefrigerador para refrigeración del circuito de recuperación cuando la demanda térmica disminuya, equipado con ventiladores eléctricos para impulsión del aire de circulación y patas de apoyo.

Contenedor y sistema de ventilación del área de máquinas:

El contenedor en el que se alojan los componentes es de 30 pies HC. Las dimensiones externas del contenedor son las siguientes: Longitud 9,12 m (30') x Ancho 2,44 m (8') x Alto 2,90 m (9'6"). La altura total del conjunto se verá incrementada en la del silencioso que se montará sobre el contenedor.

En el interior se debe evacuar el calor de radiación del motor y el producido en el alternador. El sistema de ventilación tiene que combinar la necesidad de refrigeración con la de atenuación del ruido producido por las máquinas de forma que llegue al exterior a un nivel de 75 dBA a 10m. Está compuesto por:

- Ventiladores axiales para impulsión de aire de ventilación
- Baffles de atenuación sonora contruidos en chapa de acero perforada y rellena de material fonoabsorbente. Dos paquetes de baffles, uno en la aspiración y otro en la descarga
- Panel de atenuación de ruido de motor, con chapa perforada interior, recubriendo el interior de la estructura del contenedor en la sala de motor.
- Rejilla antipájaros en huecos de entrada de aire de ventilación
- Sala de motor con doble portón para mantenimientos de grupo y puerta para paso del técnico de operación del motor.
- Sala de cuadros independiente con puerta de acceso para operador.

El grupo motogenerador sobre bancada se apoyará en el bastidor del contenedor mediante suspensión elástica con elementos tipo silentblock (Metalastic).

Servicios eléctricos y elementos varios

Para facilitar las labores de mantenimiento y operación diaria se le han dotado al contenedor de los siguientes elementos:

- Luminarias fluorescentes a ambos lados del motor
- Tomas de fuerza para alimentación de herramientas y aparatos de medida

- Lote de herramientas: incluye barra de virar, alargadera especial, caja de herramientas, llave de desmontaje de bujías, llave de desmontaje de filtros de aceite y llave fija balancines.

Instalación eléctrica y de control del contenedor.

La unidad contenerizada se suministra con la instalación eléctrica que aparece a continuación, siempre en bandeja y/o tubos portacables y con las prensastopas necesarias:

- Cableado de potencia entre alternador y cuadro de potencia de grupo.
- Cableado de control entre el motogenerador y el cuadro de control
- Cableado de control (sensores, instrumentación y elementos eléctricos de los accesorios del módulo hasta cuadro de control)
- Cableado de fuerza entre auxiliares (ventiladores, electrobombas, válvulas de control, etc.) y cuadro de control

Cuadro de control, protección y sincronismo:

Este cuadro alberga el control y las maniobras de la planta de generación contenerizada, y las maniobras de apertura y cierre del interruptor de red (si así es requerido).

Así mismo, este cuadro alberga todas las protecciones, indicadores, mandos y alarmas del motogenerador y los elementos auxiliares (ventiladores, bombas, temperaturas de proceso, etc.).

Funciones realizadas por el cuadro de control

Los armarios de control y protección de GUASCOR se basan en el uso de un autómatas programable (PLC) que rodeado por el equipamiento necesario, permite el desempeño de las siguientes maniobras y funciones:

- Funcionamiento completamente automático, y manual asistido del grupo.
- Arranque automático del grupo generador, en función de la discriminación horaria, por programación específica de la planta, o por disponibilidad de biogás.
- Protección continuada de motor y alternador, con parada de grupo en caso de anomalía.
- Sincronización automática del grupo con la red eléctrica y con otros grupos, con posibilidad de sincronización semiautomática.
- Posibilidad de funcionamiento en isla, con resincronización automática y manual.

- Control desde el PLC de la potencia generada por el grupo a partir de las consignas de potencia introducidas o por disponibilidad de biogás.
- Ejecución manual y automática de maniobras de los equipos auxiliares del grupo descritos anteriormente.
- Visualización de las alarmas producidas y memorización histórica de las últimas producidas en la pantalla de diálogo con el operador (pantalla táctil color TFT).
- Visualización de las variables fundamentales del motor y accesorios contenerizados, temperaturas y presiones, directamente en el terminal de operador, mediante sinópticos, diagramas y tablas de variables de la instalación en pantalla.
- Indicación óptica y acústica de los estados principales (funcionamiento – alarma).

Controles electrónicos del propio motor instalados en el cuadro

- Unidad de control de velocidad, carburación y misfiring (EGS-01) o similar.
- Unidad de control y reparto de carga y sincronización.

Descripción de funcionamiento de estos elementos:

El sistema de regulación se encarga de actuar sobre el motor para conseguir un funcionamiento totalmente automático del mismo, para lo que realiza varias acciones:

- Controla el régimen del motor para que la frecuencia del generador al que arrastra coincida exactamente con la frecuencia deseada (50 Hz), independientemente de la potencia eléctrica generada.
- En la maniobra de puesta en paralelo, el sistema de regulación actúa sobre el régimen del motor que va a entrar en sincronismo para que la frecuencia y fase del alternador que arrastra sea la misma que la de la red, enviando en ese momento la oportuna señal de cierre al interruptor correspondiente.
- Cuando el grupo trabaja en paralelo con la red, marca la potencia en función del deseo del usuario y la disponibilidad de biogás.

Control de velocidad (Integrada en el EGS-01)

Este dispositivo recibe una señal de "pick-up" magnético instalado en una corona dentada del motor y cuya señal en frecuencia es proporcional a la velocidad de giro de éste. Compara esta señal con una referencia de velocidad preestablecida y comanda el actuador FLOWTEC para regular el caudal de combustible.

Control de carburación (Integrada en el EGS-01)

Este dispositivo mediante la lectura de las variables físicas de presión y temperatura de admisión así como una señal de caudal de gas calculada digitalmente por el TECJET desarrolla un algoritmo para regulación de la relación aire / combustible. Esta relación está optimizada para todo el rango de funcionamiento del motor en velocidad y carga para lo que utiliza un mapa de memorias propio para cada motor que se sintoniza para cada aplicación.

Detección de misfiring (Integrada en el EGS-01)

Esta sección del EGS detecta las micro variaciones de velocidad que suceden al producirse un fallo del encendido en uno o más cilindros generando una alarma para su conocimiento. Si la situación persiste provoca para parada del motor.

Control de carga mediante PLC

Mediante un convertidor de medida, recibe una señal proporcional a la potencia eléctrica real generada. Compara esta señal con una referencia preestablecida y envía, como resultado de la comparación, una señal de control al regulador de velocidad de forma que éste modifica ligeramente la misma para llevar al grupo a la potencia a generar deseada.

Equipamiento principal del cuadro de control

- Los armarios o cuadros son de primeras marcas del mercado (Rittal, Himel) cerrados por todos los lados con chapa de acero de 1,5 mm, puertas de 2 mm con juntas de goma perfilada y 2 cierres de aldabilla, con índice de protección IP 41. Las dimensiones previstas son 2100 (alto) x 1200 (ancho) x 600 (fondo).

Equipamiento de medida

- 1 Multimedidor de variables eléctricas. Modelo a 24Vcc, de dos cuadrantes con puerto RS-485 para medida de tensiones, corrientes, potencia generada, factor de potencia y frecuencia.
- 1 Convertidor de potencia activa a 4-20 mA.

Equipo de Protecciones

- 1 Vigilante trifásico de mínima y máxima tensión (Funciones ANSI 27/59).
- 1 Vigilante trifásico de mínima y máxima frecuencia (Funciones ANSI 81m/81M).
- 1 Vigilante de sobrecarga y cortocircuito (Funciones ANSI 50/51).
- 1 Detección direccional de potencia (Función ANSI 32). Se hace por software.
- 1 Relé comprobador de sincronismo.
- 1 Relé tacométrico en dos niveles (para detectar grupo arrancado y sobrevelocidad).
- 1 Módulo de alarmas específicas del motor.
- 1 Módulo de alarmas de servicios auxiliares del grupo (codificable a conveniencia de la instalación).
- Doble parada de emergencia (Tanto en cuadro de control como en el propio grupo).
 - ✓ Desactivación de la alimentación de combustible.
 - ✓ Apertura del interruptor de grupo.
 - ✓ Información al PLC.

Equipo de Control

- 1 Control electrónico de velocidad, carburación y misfiring WOODWARD EGS-01
- 1 Control de carga PLC + convertidor
- 1 Módulo de gestión del circuito de excitación del alternador.

Otro equipamiento específico para el grupo

- Cargabaterías electrónico de 24V y 40A, con vigilante de mínima tensión (ANSI 27), voltímetro y amperímetro.
- Maniobra para la bomba de preengrase con selector de funcionamiento automático, manual o desconectado.
- Maniobra para los ventiladores del radiador de doble circuito, con selector de funcionamiento automático, manual o desconectado.
- Maniobra para los ventiladores de aireación de sala, con selector de funcionamiento automático, manual o desconectado.
- Maniobras de arranque y parada del grupo.
- Maniobra para el precalentamiento de aceite con control termostático y con posibilidad de desconexión voluntaria.
- Los parámetros fundamentales del motor: Temperatura de escape izda. y dcha., temperatura de agua, temperatura de aceite, presión de aceite y potencia generada, se visualizan en la pantalla táctil color.

- Contactos conmutados libres de potencial en bornas para indicar estados de los grupos: Grupo en marcha, grupo en paralelo con red, activación del sistema de refrigeración, bocina de grupo, alarma general de grupo.
- Maniobra para control y fuerza de la rampa de biogás con detección electrónica de fugas.
- Maniobra para el encendido electrónico del motor.
- La acometida 400V+N+T que llegará al cuadro de control desde el cuadro de potencia se recibirá mediante bornas adecuadas, además se seccionará y protegerá dentro del cuadro de control mediante un magnetotérmico de calibre adecuado.

Control y protección del grupo frente a la red

La vigilancia y protección de red se debe incluir en un cuadro de protecciones independiente con las protecciones que indique la normativa local vigente. De todas formas y como seguridad adicional GUASCOR incluye sus protecciones a modo de vigilancia redundante.

Equipo de Protecciones

- ✓ 1 Vigilante trifásico de mínima y máxima tensión (Funciones ANSI 27/59).
- ✓ 1 Vigilante trifásico de mínima y máxima frecuencia (Funciones ANSI 81m/81M).
- ✓ 1 Relé de micro-cortes por salto de vector de tensión (Función ANSI 78).

Equipo de control

- ✓ 1 Autómata programable Telemecánica TSX 57 o similar.
Incluyendo en el PLC las siguientes tarjetas de comunicación:
 - Tarjeta de comunicaciones para envío de alarmas a móvil vía GSM.
- ✓ 1 Terminal de operador mediante pantalla táctil color de gran tamaño.
- ✓ 1 Sincronoscopio de 360 ° de conexión/desconexión automática.

Equipamiento variado

- ✓ Iluminación automática por apertura de puerta. Luminaria especial de bajas emisiones electromagnéticas apta para uso cercano a PLC's y sistemas de control.

Armario de potencia de grupo B.T.

El cuadro alberga el interruptor de potencia del grupo. Las dimensiones unitarias son 2100 (alto) x 600 (ancho) x 600 (fondo). El cuadro contiene:

- 1 Interruptor automático, marca Merlin Guerin o similar, intensidad nominal 800 A, capacidad de corte 42 kA, a 400 V, ejecución fija, dotado con mando motorizado, bobina de cierre, y bobina de disparo por mínima tensión.
- 3 transformadores de corriente tipo /5A para protección, Clase 5P10 , de 15 VA.
- 3 transformadores de corriente tipo /5A para medida, Clase 1, de 20 VA.
- 1 Embarrado en pletina de cobre debidamente dimensionado, aislado por plásticos de colores identificadores de fases y neutro.
- 1 Placa de protección adicional, de metacrilato de 3 mm de espesor para prevención de accidentes por contacto de personal con los embarrados de potencia.

Se incluye un sistema de ventilación-extracción de calor del cuadros de potencia compuesto por filtro de aire, ventilador expelente y termostato regulable.

8.2.- Intercambiadores de calor de los lodos.

Se emplearán los intercambiadores de calor que siempre se han usado en la E.D.A.R. para este fin, ya que son los adecuados.

Se tratan de dos intercambiadores de calor centrífugos, tipo espiral y de flujo a contracorriente, marca IBERFUEL, modelo CE-450. Son capaces de calentar las corrientes de lodos que entran en los mismos hasta una temperatura adecuada, de manera que cuando los lodos regresen a sus digestores correspondientes, la temperatura media en los mismos sea de unos 35 °C.

En la E.D.A.R. hay dos digestores de lodos, por lo tanto a cada uno hay que proporcionarle su propio intercambiador de calor centrífugo.

8.3.- Caldera alternativa.

Aunque el motor proporciona la energía térmica necesaria para la E.D.A.R., a veces se necesita parar el motor para su mantenimiento. También es posible que se produzca alguna avería que lo imposibilite momentáneamente de su operación.

En ocasiones como estas, la energía eléctrica se puede obtener de la red suministradora.

En el caso de la energía térmica, se opta por mantener la caldera que se utiliza actualmente en la E.D.A.R. como caldera alternativa, para suministra de esta manera el calor requerido para la digestión de los lodos.

Se trata de una caldera de agua VULCANO SADECA, modelo EUROBLOC SUPER 1.000 de 1.000.000 Kcal/h de potencia calorífica y que monta un quemador WEISHAUPPT modelo GL7/1-D.

8.4.- Intercambiadores de calor para el acondicionamiento del agua de calefacción de los lodos.

Existen dos circuitos de agua que salen del módulo, uno del motor (circuito principal) y circuito auxiliar, y otro de la caldera recuperadora de los gases de escape.

Las condiciones de flujo y temperatura a la que sale el agua de ambos circuitos, no son las adecuadas para los intercambiadores de calor centrífugo. Para corregir esto se introducen un par de intercambiadores de calor adicionales, uno por circuito de agua.

Se han elegido dos intercambiadores de calor de placas de SUICALSA, S.A. (en adelante SUICALSA), ambos del mismo modelo, IP3601B65NX08.

Estos intercambiadores de calor son desmontables y se componen de un bastidor de construcción robusta formada por dos placas de acero al carbono, entre los que se intercalan y comprimen las placas de intercambio de calor (flujo en sistema paralelo). La configuración ondulada de las placas a través de las cuales circulan los fluidos, provoca una elevada turbulencia que asegura una máxima transferencia de calor. El material de las placas de intercambio es de acero inoxidable AISI 316.

Los altos valores de coeficientes de transmisión, hace que la superficie de intercambio se reduzca con respecto a otros tipos de intercambiadores, así como también se reduce su peso y volumen.

Por su forma constructiva, son fácilmente ampliables, y permiten una gran facilidad de acceso a las placas para su limpieza o sustitución.

Éstos cumplen con las siguientes características:

INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS SUICALSA		
Modelo: IP3601B65NX08		
Superficie	m ²	7,875
Potencia	KW	292
Caudal primario	L/h	25.855
Caudal secundario	L/h	63.525
Pérdida carga primario	mca	3
Pérdida carga secundario	mca	3
Peso	Kg	143

Tabla.5.- Características relevantes del intercambiador de calor centrífugo SUICALSA IC26186LB08

Estos intercambiadores de calor deben operar en posición vertical, así mismo la placa identificadora de cada modelo indica las presiones y temperaturas de diseño, las cuales no se sobrepasarán durante el funcionamiento normal de los mismos.

Deberán instalarse los intercambiadores de calor sobre unas bancadas lo suficientemente resistentes para sostener el peso de los mismos llenos de agua.

SUICALSA proporciona la indicación del peso en vacío del intercambiador y de la capacidad del mismo en litros. Ambos intercambiadores de placas, al pertenecer al modelo 3601B, se suministran con patas soporte lo suficientemente resistentes para sostener el intercambiador y fijarlo a la bancada.

Es necesario dejar suficiente espacio libre a los lados de los intercambiadores de calor para facilitar el acceso a estos, y permitir las operaciones normales de mantenimiento (extracción e introducción de placas).

Las bombas de alimentación de los intercambiadores de calor deben estar dotadas de válvulas de regulación. Si las bombas trabajan a presiones mayores de las que puede garantizar el intercambiador, es necesario instalar válvulas de seguridad, las cuales no deben aspirar aire. SUICALSA aconseja la instalación de

válvulas de drenaje en los tubos de entrada al intercambiador, así como válvulas de corte en los cuatro tubos de entrada/salida de manera que el intercambiador se pueda parar y abrir sin crear inconvenientes a los aparatos adyacentes. El montaje de conexiones para la limpieza entre las válvulas y el intercambiador se presenta a menudo muy útil, para efectuar un lavado químico sin necesidad de desmontar o abrir el intercambiador.

Además SUICALSA aconseja respetar las siguientes precauciones:

- No se deberán descargar las tensiones o expansiones térmicas en las conexiones o en el intercambiador. En el caso de los intercambiadores de placas, la plancha móvil no se deberá jamás sujetar a un punto fijo. Las tensiones térmicas que se generan pueden causar pérdidas.
- Antes de conectar cualquier conducto, compruebe que no haya suciedad en el sistema de tuberías.
- No actúe de manera brusca conectando los tubos en las conexiones. Hay soldaduras que se podrían deteriorar y provocar futuras pérdidas.
- Para prevenir golpes de ariete, no utilice válvulas de cierre rápido.

9.- LOCALIZACIÓN DEL COGENERADOR EN LA E.D.A.R

Las unidades que existen inicialmente en la E.D.A.R. no modificarán su posición al introducir el sistema cogenerador, ya que seguirá siendo la más adecuada, tanto los intercambiadores de calor centrífugos como la caldera de agua seguirán encontrándose en el edificio de calefacción.

La posición de los intercambiadores de calor centrífugos en esta zona es estratégica, ya que se encuentran cerca de los digestores, con lo que se evitan excesivas pérdidas de energía térmica.

El módulo del motor estará en el mismo recinto donde se encuentra el edificio del turbocompresor. Así mismo cerca, pero al otro lado de la zona donde se encuentra el edificio de turbocompresores, se localizará la solera sobre la que se instalará el aerorefrigerador exterior que acompaña al módulo.

En lo que se refiere a los intercambiadores de placas, se recogerán en una nueva caseta que se levantará en una zona con espacio disponible en la E.D.A.R. Éste recinto contará con todas las características necesarias de aireación, espacio suficiente para el mantenimiento de los intercambiadores de calor y cumplirá con todos los requisitos, legislativos o no, que le sea de aplicación.

En el plano número 1 del documento de “*Planos*” se señala la localización exacta de cada una de estas unidades.

10.- OPERACIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA LA E.D.A.R.

Al módulo del motor deberá entrar un caudal de aire del ambiente de 2.100 Kg/h y un caudal de biogás de 201,24 Kg/h (4.298 Nm³/día). Con este consumo de combustible, la cantidad sobrante de biogás será de 702 Nm³/día, los gasómetros son capaces de almacenarlo (capacidad total de 2.630 Nm³, más del 30% del biogás generado), de manera que, como se comentó anteriormente, el poco biogás sobrante se podrá emplear para la regulación de la temperatura en el digestor en caso necesario.

Se comprueba al mismo tiempo que el consumo de combustible respecto a la forma actual de operación en la EDAR, aumentará de un 48% a un 86 %, por lo que de esta manera se optimiza la utilización del biogás generado en la E.D.A.R.

La potencia eléctrica cogenerada mediante el motor GUASCOR elegido será de 405 KW, generando una cantidad de energía eléctrica anual de 3.547.800 KWh/año. Se generará mucha más energía eléctrica de la requerida, por lo que la electricidad sobrante, 3.402.420,5 KWh/año, se podrá vender a la red percibiendo 362.619,1 €/año aproximadamente.

Respecto a la energía térmica, para poder cumplir con todos los requerimientos térmicos, ésta se producirá por medio de la recuperación de calor del circuito de refrigeración del motor y del circuito principal (403 KW), añadiendo adicionalmente el calor recuperado de los gases de escape antes de su emisión al ambiente (181 KW). Esto se conseguirá mediante dos circuitos de agua de refrigeración, uno encargado de captar el calor de refrigeración del motor, intercooler y del aceite de lubricación, el segundo irá directamente a la caldera recuperadora de calor de los gases de escape. En conjunto se obtendrá una potencia térmica de 584 KW, suficiente para el calentamiento de los lodos de la depuradora.

Mediante estas potencias térmicas ambos circuitos de agua, que entrarían al módulo del motor a 80 °C, terminarán saliendo a 90°C con unos caudales de 34.704Kg/h para el circuito de refrigeración de salida del motor, y de 15.588Kg/h de agua en el circuito que saldrá de la caldera recuperadora de los gases de escape.

A la salida del módulo, ambos circuitos de agua se unirán para posteriormente dividirse en dos circuitos del mismo caudal, 25.146 Kg/h, sin variación de temperatura. De esta forma pasarán por un par de intercambiadores de calor de placas, de manera que puedan ceder su calor a otro circuito de agua, calentándola de 38 °C a 42 °C. Éste último circuito será el encargado de suministrar el calor requerido a los lodos, a través de dos intercambiadores de calor centrífugos, uno por digestor de lodos que hay en la depuradora.

En caso de que se necesite eliminar el calor que emita el motor, y que no se pueda evitar con los circuitos de refrigeración por agua, así como en los momentos en los que disminuya la demanda de energía térmica, y por tanto no operará el proceso de calentamiento del agua de refrigeración, se desviará el calor al aerorefrigerador externo cercano al módulo del motor.

Con este sistema de cogeneración se generará un caudal de gases de escape de 2.301 Kg/h, cuya composición volumétrica será:

- 9,37% CO₂
- 11,88% H₂O
- 73,52% N₂
- 5,23% O₂

El porcentaje de CO₂ emitido, será menor del que se produciría en caso de que el cogenerador no suministrase a la red la energía eléctrica excedentaria. Al vender este exceso de electricidad, se evitarán las emisiones de CO₂ que se producirían como consecuencia de la generación de la misma cantidad de electricidad, por parte de las grandes centrales de generación de energía eléctrica. Se evitará emitir una cantidad de 2.208,20 Ton CO₂/año.

El diagrama de bloques del *anexo 10 del apartado de "Anexos", "Balance del sistema"*, es una representación del Sistema de Cogeneración descrito.

11.- ANEXOS**Anexo 1: Cálculo de las necesidades de energía eléctrica de la E.D.A.R.**Potencia instalada:

2 bombas 5,5 KW (24 h/día)
 2 bombas 2,2 KW (24 h/día)
 1 soplante 2,6 KW (7 h/día)
 1 motor quemador 1,5 KW (7 h/día)

2 x 5,5 (KW) = 11 KW
 2 x 2,2 (KW) = 4,4 KW
 1 x 2,6 (KW) = 2,6 KW
 1 x 1,5 (KW) = 1,5 KW

Potencia inducida total = 11+4,4+2,6+1,5 = 19,5 KW

Energía eléctrica demandada anualmente:

2 x 5,5 (KW) x 24 (h/día) x 365 (días/año) = 96.360 KWh/año
 2 x 2,2 (KW) x 24 (h/ día) x 365 (días /año) =38.544 KWh/año
 1 x 2,6 (KW) x 7 (h/ día) x 365 (días /año) =6.643 KWh/año
 1 x 1,5 (KW) x 7(h/ día) x 365 (días /año) =3.832,5 KWh/año

Energía eléctrica demandada anualmente=96.360+38.544+6.643+3.832,5 = 145.379,5 KWh/año

Anexo 2: Cálculo de las necesidades de energía térmica de la E.D.A.R.

Calor necesario para la digestión de los lodos: 500.000 Kcal/h

500.000 (Kcal/h) x 4,18KJ/1Kcal x 1h/3.600s = 581 KW

Anualmente se necesita: 581(KW) x 24(h/día) x 365(días/año) = 5.089.560 KWh/año

Anexo 3: Características del combustible y de su almacenamiento en la E.D.A.R.Poder calorífico inferior del biogás empleado (PCI_b):

%CH₄ = 62,5 %
 $PCI_{(CH_4)} = 9.000 \text{ Kcal/Nm}^3$

$PCI_b = 9.000 \text{ (Kcal/Nm}^3) \times 0,625 = 5.625 \text{ Kcal/Nm}^3$

$5.625 \text{ (Kcal/Nm}^3) \times 4,18 \text{ (KJ/Kcal)} = \underline{23.512 \text{ KJ/Nm}^3}$

Capacidad de almacenamiento de los gasómetros de la E.D.A.R.:

Hay dos gasómetros de capacidad unitaria de 1.315 m³, por lo tanto se podría almacenar en total 2.630 m³, capacidad suficiente para almacenar más del 30% de la producción diaria de biogás a total producción.

Anexo 4: Selección del módulo contenerizado.Características del motor SFGLD 240 90/80:

Potencia mecánica (P_{mec}) = 419 KW
 Consumo combustible (C_c) = 1.123 KW
 Calor recuperable del circuito principal (Q_p) = 299 KW
 Calor recuperable del circuito auxiliar (Q_a) = 104KW
 Potencia eléctrica (P_{elec}) = 405 KWe

Los circuitos principal y auxiliar del motor, son de agua de refrigeración. Están formados, en el caso del circuito principal del agua, de las camisas del motor; en el caso del circuito auxiliar, del calor recuperado del intercooler y del intercambiador de aceite.

Rendimientos:

$\eta_{motor} = (419/1.123) \times 100 = 37,31\%$
 $\eta_{gener} = (405/419) \times 100 = 96,66\%$
 $\eta_{eléctrico \text{ del motogenerador}} = (405/1.123) \times 100 = 36\%$
 $\eta_{no \text{ trans}} = 100 - 36 = 64\%$

Energía eléctrica cogenerada:

$$E_{cog} = P_{Ecog} \times (\text{horas funcionamiento/año})$$

Siendo P_{Ecog} la potencia eléctrica cogenerada, es decir la P_{elec} del motor.

Se tiene en cuenta además que el funcionamiento del motor es de 365 días al año, las 24 h/día.

$$E_{cog} = 405 \text{ (KW)} \times 24 \text{ (h/día)} \times 365 \text{ (días/año)} = \underline{3.547.800 \text{ KWh/año}}$$

Conociendo la energía demandada en KWh/año por la E.D.A.R., se comparan ambas para saber si con este motor se puede suministrar la suficiente energía eléctrica:

$$E_{\text{cog}} <> E_{\text{necesaria}}$$

$$3.547.800 \text{ KWh/año} <> 145.379,5 \text{ KWh/año}$$

El motor suministra suficiente energía eléctrica, los excedentes de electricidad se venderán a la red.

Energía eléctrica sobrante:

$$3.547.800 - 145.379,5 = \underline{3.402.420,5 \text{ KWh/año}}$$

Calor cogenerado:

$$\text{Energ no Trans} = V_{\text{comb}} \times \text{PCI}_{\text{comb}} \times \eta_{\text{no trans}}$$

Siendo “Energ no Trans” la energía no transformada en electricidad, cuyo valor es de:

$$\text{Energía no transformada en electri} = 1.123 \text{ (KW)} \times 0,64 = \underline{719 \text{ KW}}$$

De toda esta energía, parte no se puede aprovechar, pero el resto se utiliza en forma de energía térmica en la digestión de los lodos. Para ello se emplea el calor correspondiente al circuito principal y el circuito auxiliar de agua del motor.

$$Q_p = 299 \text{ KW}$$

$$Q_a = 104 \text{ KW}$$

Supuesto 1: Suponemos solo el aprovechamiento del calor del motor y del circuito auxiliar del agua.

$$\text{Total aprovechado} = 299 + 104 = 403 \text{ KW}$$

Comparando el calor cogenerado de esta forma con las necesidades de digestión, se observa que no es suficiente el calor suministrado, hay que suministrar más calor añadiendo otra fuente.

$$Q_{\text{cog}} <> Q_{\text{necesaria}}$$

$$403 \text{ KW} <> 581 \text{ KW}$$

La energía térmica aprovechada para este caso es aproximadamente de:

$$(403/581) \times 100 = 69\%$$

Supuesto 2: Suponemos que además aprovechamos el calor de los gases de escape del motor (ver anexo 6).

$$403 + 181 = \underline{584 \text{ KW}}$$

$$Q_{\text{cog}} \langle \rangle Q_{\text{necesaria}}$$

$$584 \text{ KW} \langle \rangle 581 \text{ KW}$$

Cubre los requerimientos de energía térmica necesarios. La energía térmica aprovechada es de:

$$(584/1.123) \times 100 = 52\%$$

Combustible a almacenar:

$$C_c = 1.123 \text{ KJ/s} \times 1 \text{ Nm}^3/23.512 \text{ KJ} \times 3.600 \text{ s/1h} \times 24 \text{ h/1día} = 4.127 \text{ Nm}^3/\text{día}$$

$$\text{Almacenar: } 5.000 - 4.127 = \underline{873 \text{ Nm}^3/\text{día}}$$

Al tener 2.263 m³/día de almacenamiento en los gasómetros, se puede almacenar esa cantidad de biogás.

Volumen ocupado en los mismos por el biogás no consumido:

$$(873/5.000) \times 100 = 17,5 \%$$

Anexo 5: Cálculo de la composición de los gases de escape.

Densidad del biogás:

Composición del biogás:

62,5 % CH₄

36 % CO₂

1,5 % N₂

Ecuación de estado de los gases ideales:

$$P \times V = n \times R \times T$$

$$P \times V = (m/P_m) \times R \times T$$

$$\rho = m/V = (P \times P_m)/(R \times T)$$

Siendo:

$\rho \rightarrow$ Densidad

$m \rightarrow$ Masa

$V \rightarrow$ Volumen

$n \rightarrow$ Número de moles

$R \rightarrow$ Constante de los gases ideales

$T \rightarrow$ Temperatura

$P_m \rightarrow$ Peso molecular

Teniendo en cuenta condiciones normales: $P = 1 \text{ atm}$

$T = 273 \text{ K}$

Sabiendo los siguientes valores:

$R = 0,082 \text{ atmL/molK}$

$P_m(\text{CH}_4) = 16 \text{ g/mol}$

$P_m(\text{CO}_2) = 44 \text{ g/mol}$

$P_m(\text{N}_2) = 28 \text{ g/mol}$

$$\rho_{\text{CH}_4} = (1 \times 16)/(0,082 \times 273) = 0,72 \text{ g/L} = 0,72 \text{ Kg/m}^3$$

$$\rho_{\text{CO}_2} = (1 \times 44)/(0,082 \times 273) = 1,96 \text{ g/L} = 1,96 \text{ Kg/m}^3$$

$$\rho_{\text{N}_2} = (1 \times 28)/(0,082 \times 273) = 1,25 \text{ g/L} = 1,25 \text{ Kg/m}^3$$

$$\rho_{\text{biogás}} = (0,72 \times 0,625) + (1,96 \times 0,36) + (1,25 \times 0,015) = 1,17 \text{ Kg/m}^3$$

Consumo de combustible:

$$((1.123 \text{ KJ/s})/(23.512 \text{ KJ/Nm}^3)) \times 3.600 \text{ s/1h} = \underline{172 \text{ m}^3/\text{h}}$$

$$172 \text{ (m}^3/\text{h}) \times 1,17 \text{ (Kg/m}^3) = \underline{201 \text{ Kg/h}}$$

Caudal de gases de escape:

$$2.100 + 201 = \underline{2.301 \text{ Kg/h}}$$

Composición de los gases de escape:

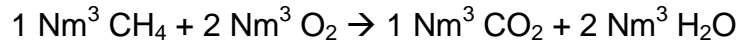
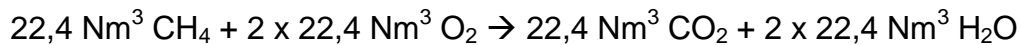
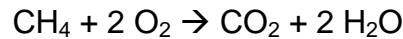
De la composición del biogás:

$$0,625 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{Nm}^3_{\text{biogás}}$$

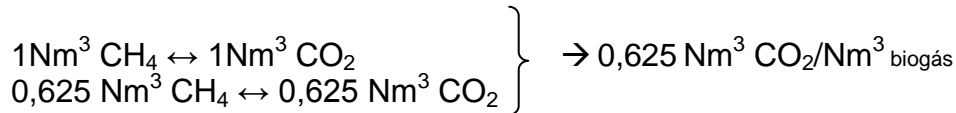
$$0,36 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2/\text{Nm}^3_{\text{biogás}}$$

$$0,015 \text{ Nm}^3 \text{ N}_2/\text{Nm}^3_{\text{biogás}}$$

Reacción de combustión que se produce en el motor:

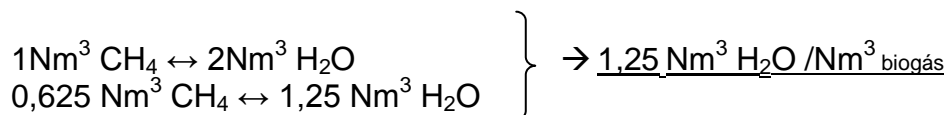


De ahí se saca que:

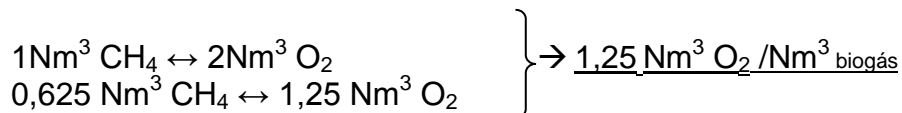


El CO_2 no reacciona, el CO_2 total que sale en los gases de escape es de:

$$\text{CO}_{2T} = 0,625 + 0,36 = \underline{0,985 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2 / \text{Nm}^3 \text{ biogás}}$$



El oxígeno mínimo consumido es de:



El N_2 no reacciona, por lo que sale en su totalidad en los gases de escape.

Pasándolo todo a Kg/h:

$$0,985 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2 / \text{Nm}^3 \text{ biogás} \times 10^3 \text{ dm}^3 (\text{L}) / 1 \text{ Nm}^3 \times 1 \text{ mol} / 22,4 \text{ L} \times 44 \text{ g CO}_2 / 1 \text{ mol} \times 1 \text{ Kg} / 10^3 \text{ g} \times 172 \text{ m}^3 \text{ biogás} / \text{h} = \underline{332,80 \text{ Kg/h CO}_2}$$

$$1,25 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2\text{O} / \text{Nm}^3 \text{ biogás} \times 10^3 \text{ dm}^3 (\text{L}) / 1 \text{ Nm}^3 \times 1 \text{ mol} / 22,4 \text{ L} \times 18 \text{ g CO}_2 / 1 \text{ mol} \times 1 \text{ Kg} / 10^3 \text{ g} \times 172 \text{ m}^3 \text{ biogás} / \text{h} = \underline{172,76 \text{ Kg/h H}_2\text{O}}$$

$$0,015 \text{ Nm}^3 \text{ N}_2 / \text{Nm}^3 \text{ biogás} \times 10^3 \text{ dm}^3 (\text{L}) / 1 \text{ Nm}^3 \times 1 \text{ mol} / 22,4 \text{ L} \times 28 \text{ g CO}_2 / 1 \text{ mol} \times 1 \text{ Kg} / 10^3 \text{ g} \times 172 \text{ m}^3 \text{ biogás} / \text{h} = \underline{3,23 \text{ Kg/h N}_2}$$

$$1,25 \text{ Nm}^3 \text{ O}_2 / \text{Nm}^3 \text{ biogás} \times 10^3 \text{ dm}^3 (\text{L}) / 1 \text{ Nm}^3 \times 1 \text{ mol} / 22,4 \text{ L} \times 32 \text{ g CO}_2 / 1 \text{ mol} \times 1 \text{ Kg} / 10^3 \text{ g} \times 172 \text{ m}^3 \text{ biogás} / \text{h} = \underline{307,14 \text{ Kg/h O}_2}$$

Se desconoce el oxígeno que no se consume:

$$(\text{Entrada de aire}) - (\text{Salida de aire}) = (\text{Consumo de aire})$$

$$\boxed{(\text{Salida de aire}) = (\text{Entrada de aire}) - (\text{Consumo de aire})}$$

$$\left. \begin{array}{l} 100 \text{ g Aire} \leftrightarrow 21 \text{ g O}_2 \\ 1.462,60 \times 10^3 \text{ g Aire} \leftrightarrow 307,14 \times 10^3 \text{ g O}_2 \end{array} \right\} \rightarrow \underline{1.462,60 \text{ Kg/h Aire que consume}}$$

Aire de admisión = 2.100 Kg/h

De este aire de admisión, entran de O₂ y N₂:
 $2.100 \times 0,79 = 1.659 \text{ Kg/h N}_2$
 $2.100 \times 0,21 = 441 \text{ Kg/h O}_2$

$441 - 307,14 = 134 \text{ Kg/h}$ no reacciona de O₂
 $1.659 + 3,23 = 1.662,23 \text{ Kg/h N}_2$ sale en los gases de escape

Se verifica que el caudal de gases de escape del motor es de:

$$332,80 + 172,76 + 1.662,23 + 134 = \underline{2.301 \text{ Kg/h}}$$

Que es el caudal de gases de escape que debe salir, según se calculó anteriormente en la sección de "Caudal de gases de escape" del presente apartado.

Se pasan las unidades a Nm³/Nm³ biogás de los elementos que faltan para determinar la composición volumétrica:

$$1.662,23 \text{ Kg N}_2/\text{h} \times 1\text{h}/172 \text{ m}^3 \text{ biogás} \times 10^3 \text{ g}/1\text{Kg} \times 1\text{mol}/28\text{g N}_2 \times 22,4\text{L}/1\text{mol} \times 1\text{Nm}^3/10^3 \text{ dm}^3 (\text{L}) = \underline{7,73 \text{ Nm}^3\text{N}_2/\text{Nm}^3\text{biogás}}$$

$$134 \text{ Kg O}_2/\text{h} \times 1\text{h}/172 \text{ m}^3 \text{ biogás} \times 10^3 \text{ g}/1\text{Kg} \times 1\text{mol}/32\text{g N}_2 \times 22,4\text{L}/1\text{mol} \times 1\text{Nm}^3/10^3 \text{ dm}^3 (\text{L}) = \underline{0,55 \text{ Nm}^3\text{O}_2/\text{Nm}^3\text{biogás}}$$

El caudal de los gases de escape en estas unidades es de:

$$0,985 + 1,25 + 7,73 + 0,55 = \underline{10,515 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3 \text{ biogás}}$$

La composición volumétrica de los gases de escape es la que sigue:

$$\begin{aligned} (0,985/10,515) \times 100 &= 9,37\% \text{ CO}_2 \\ (1,25/10,515) \times 100 &= 11,88\% \text{ H}_2\text{O} \\ (7,73/10,515) \times 100 &= 73,52\% \text{ N}_2 \\ (0,55/10,515) \times 100 &= 5,23\% \text{ O}_2 \end{aligned}$$

Anexo 6: Cálculo del calor recuperado a través de los gases de escape.

Calor máximo recuperable:

La entrada de los gases de escape del motor al recuperador de calor de los mismos, es de 403 °C. Tomando como referencia a los cálculos una temperatura de 0°C, la siguiente expresión representa todo el calor que se podría recuperar, el máximo recuperable:

$$Q_{mx} = m_{GE} \times C_{p403} \times 403$$

Mirando en una tabla de Cp del libro *Monografías nº1 "Combustibles y su Combustión"* de la serie *"Manuales Técnicos y de Instrucción para Conservación de Energía"* se obtiene:

$$C_{p(CO_2)403} = 0,4719 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}$$

$$C_{p(H_2O)403} = 0,3842 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}$$

$$C_{p(N_2)403} = 0,3111 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}$$

$$C_{p(O_2)403} = 0,3289 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}$$

$$C_{p(\text{biogás})403} = (0,4719 \times 0,0937) + (0,3842 \times 0,1188) + (0,3111 \times 0,7352) + (0,3289 \times 0,0523) = 0,3358 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}$$

$$0,3358 \text{ (Kcal/Nm}^3\text{°C)} \times 4,18\text{KJ/1Kcal} = 1,40 \text{ KJ/Nm}^3\text{°C}$$

$$m_{GE} = 10,515 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3_{\text{biogás}} \times 172 \text{ m}^3_{\text{biogás}}/\text{h} \times 1\text{h}/3.600\text{s} = 0,502 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{mx} = 0,502 \times 1,40 \times 403 = \underline{283,23\text{KW}}$$

Calor recuperable:

No es posible la recuperación total del calor, ya que es un hecho ideal, además en nuestro sistema se requiere una cierta cantidad determinada de calor para la digestión de los lodos. Esto se consigue haciendo que los gases de escape salgan del recuperador de calor a una temperatura de 150 °C, tomando la misma temperatura de referencia que en el caso del calor máximo recuperable, nos encontramos con la siguiente expresión:

$$Q = Q_{mx} - m_{GE} \times C_{p150} \times 150$$

Mirando en la tabla indicada anteriormente se obtienen los siguientes valores de Cp:

$$\begin{aligned}C_p(\text{CO}_2)_{150} &= 0,4272 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C} \\C_p(\text{H}_2\text{O})_{150} &= 0,3765 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C} \\C_p(\text{N}_2)_{150} &= 0,3052 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C} \\C_p(\text{O}_2)_{150} &= 0,2994 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}\end{aligned}$$

$$C_p(\text{biogás})_{150} = (0,4272 \times 0,0937) + (0,3765 \times 0,1188) + (0,3052 \times 0,7352) + (0,2994 \times 0,0523) = 0,3248 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C}$$

$$0,3248 \text{ Kcal/Nm}^3\text{°C} \times 4,18 \text{ KJ/1Kcal} = 1,36 \text{ KJ/Nm}^3\text{°C}$$

$$Q = 283,23 - (0,502 \times 1,36 \times 150) = \underline{181 \text{ KW}}$$

Anexo 7: Aprovechamiento de combustible respecto al sistema convencional.

Actualmente el biogás producido se quema en una caldera que consume 100 m³/h, es decir:

$$100 \text{ m}^3/\text{h} \times 24 \text{ h/1 día} = 2.400 \text{ m}^3/\text{día}$$

Se produce un aprovechamiento de combustible de:

$$(2.400/5.000) \times 100 = 48\%$$

Teniendo en cuenta el consumo de biogás usando el motor elegido, se producirá un aprovechamiento de combustible de:

$$(4.298/5.000) \times 100 = 86\%$$

El consumo de combustible aumenta en un 38%, lo cual es favorable ya que se desecha menos combustible al ambiente.

Al usar la caldera se tiene que almacenar:

$$5.000 - 2.400 = 2.600 \text{ m}^3/\text{día}$$

Teniendo en cuenta que esta cantidad de biogás sobrante, es bastante elevada, y aunque parte se pueda almacenar en los gasómetros, se debe quemar en antorcha la mayor parte del mismo. El uso en antorcha no genera ninguna corriente aprovechable en el proceso, además produce la emisión de diversas sustancias a la atmósfera como CO₂.

De esto se deduce que el empleo de la cogeneración, con el motor mencionado, es una alternativa que además de rentable pone solución al almacenamiento del biogás sobrante.

Anexo 8: Cantidad de CO₂ que se evita emitir.

Para determinar este valor, se introduce el concepto de factor de paso de emisión de CO₂, que se trata de la cantidad de CO₂ emitido por KWhe generado mediante una determinada tecnología de generación de energía eléctrica.

La energía eléctrica sobrante vendida es de 3.402.420,5 KWhe/año.
Factor de paso de emisión de CO₂: 649 gr CO₂/KWhe.

$649 \text{ (gr CO}_2\text{/ KWhe)} \times 3.402.420,5 \text{ (KWhe /año)} = 2.208.171.000 \text{ gr CO}_2\text{/año}$

$2.208.171.000 \text{ gr CO}_2\text{/año} \times 1\text{Ton CO}_2\text{/1.000.000 gr CO}_2 = \underline{2.208,20 \text{ Ton CO}_2\text{/año.}}$

El factor de paso de emisión de CO₂ ha sido obtenido del texto “*Condiciones de aceptación Palternativos Anexo Definitivo*”. Este texto se ha bajado en formato PDF de la página de internet siguiente:

www.mityc.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Paginas/DocumentosReconocidos.aspx

Anexo 9: Determinación de los intercambiadores de calor de placas necesarios*Determinación de los intercambiadores adecuados:*

Para el tipo y lugar de utilización, y debido a las ventajas ya mencionadas en el apartado de “*Diseño del sistema de cogeneración, Intercambiadores de calor para el acondicionamiento del agua de calefacción de los lodos*”, los intercambiadores más adecuados son los de placas desmontables.

Se emplearán dos intercambiadores de calor de placas de la misma potencia, siendo la potencia térmica de cada uno de ellos de:

$$Q = 584\text{KW} \rightarrow 584/2 = \underline{292\text{KW}}$$

A continuación se determina la manera en la que se tienen que unir los caudales de los dos circuitos de agua que salen finalmente del módulo contenerizado, de manera que sean los adecuados para la transferencia de calor en estos intercambiadores de calor.

Determinación del flujo de agua de refrigeración al motor:

Calor proporcionado por el motor, intercooler y circuito de lubricación: $Q_m = 403 \text{ KW}$

El calor anterior, lo recibe el agua de refrigeración de los circuitos auxiliar y principal que hay dentro del módulo contenerizado del motor.

$$Q_m = m_w \times C_{p_w} \times \Delta T_w$$

Siendo m_w el caudal de agua de refrigeración, C_{p_w} calor específico a presión constante del agua (4,18 KJ/Kg °C), ΔT_w variación de temperatura del agua entre la entrada y la salida del circuito de refrigeración.

El agua de refrigeración entra al motor a 80 °C y sale a 90 °C:

$$\Delta T_w = 90 - 80 = 10 \text{ °C}$$

$$m_w = Q_m / (C_{p_w} \times \Delta T_w) = 403 / (4,18 \times 10) = 9,64 \text{ Kg/s}$$

$$9,64 \text{ Kg/s} \times 3.600 \text{ s/1h} = \underline{34.704 \text{ Kg/h}}$$

Determinación del flujo de agua a la caldera recuperadora de calor de los gases de escape:

El mismo principio, pero en este caso los gases de escape ceden el calor al agua que pasa por este intercambiador de calor. Se intercambia una cantidad de calor de 181 KW.

El agua de refrigeración entra al recuperador de calor a 80 °C y sale a 90 °C:

$$Q_{GE} = m_w \times C_{p_w} \times \Delta T_w$$

Donde Q_{GE} es el calor cedido por los gases de escape.

$$\Delta T_w = 90 - 80 = 10 \text{ °C}$$

$$m_w = Q_{GE} / (C_{p_w} \times \Delta T_w) = 181 / (4,18 \times 10) = 4,33 \text{ Kg/s}$$

$$4,33 \text{ Kg/s} \times 3.600 \text{ s/1h} = \underline{15.588 \text{ Kg/h}}$$

Caudales de agua a los intercambiadores de calor de placas:

En estos intercambiadores de calor, se definen dos tipos de caudales:

- El caudal primario: el de mayor temperatura.
- El caudal secundario: el de menor temperatura.

En función del modelo de intercambiador de calor elegido, el caudal de fluido primario y secundario será diferente.

La suma de los caudales de agua que salen del módulo, dan lugar a una corriente que al dividirla entre dos indica el caudal de agua que entrará en los intercambiadores de calor de placas como primario:

$$34.292 + 15.588 = 50.292 \text{ Kg/h}$$

$$50.292 / 2 = 25.146 \text{ Kg/h}$$

Anexo 10: Balance del sistema.

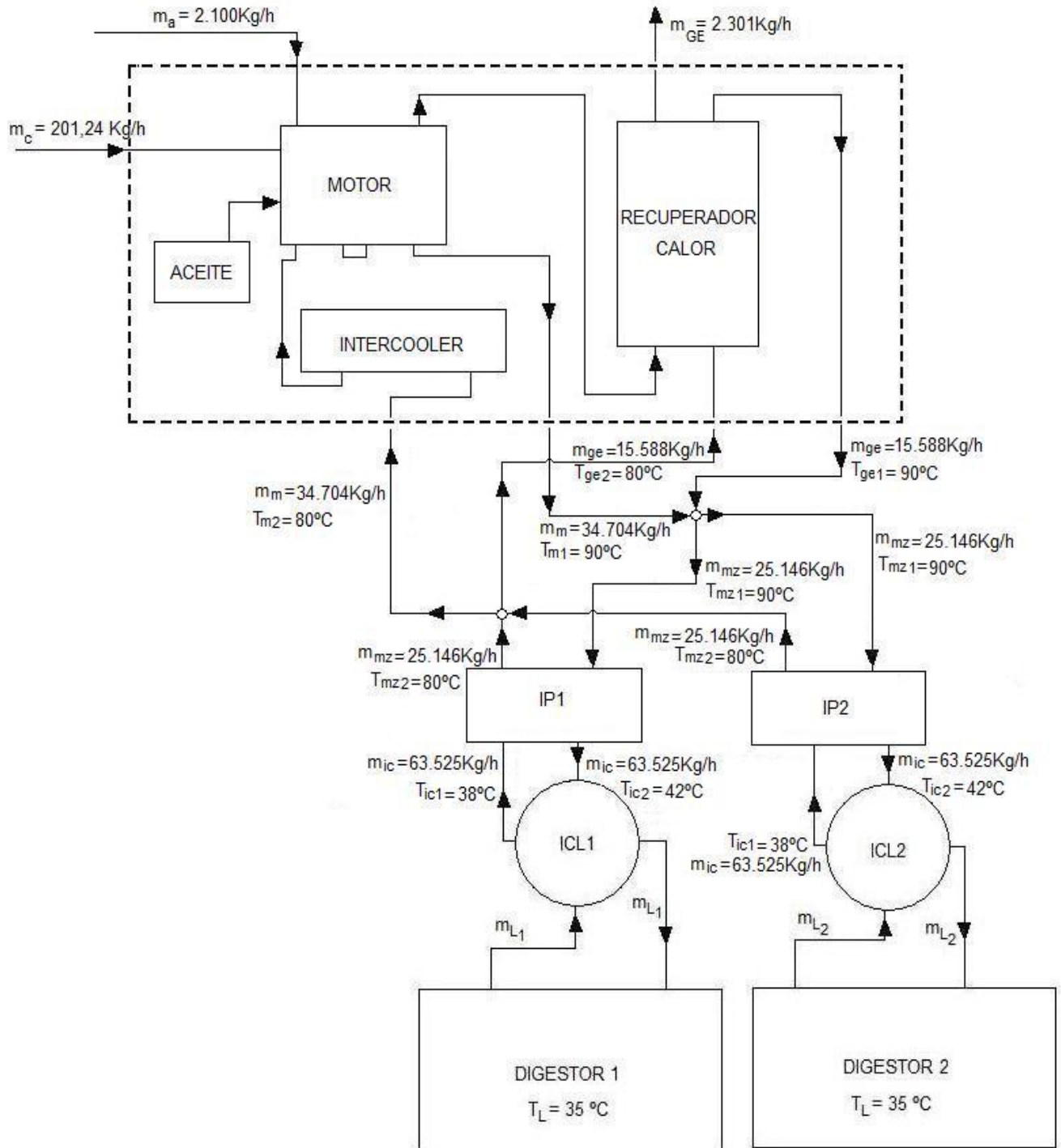


Figura.14. Diagrama del Balance Global del sistema de cogeneración.

Donde:

- IP1 e IP2 → Intercambiadores de placas 1 y 2 respectivamente.
- ICL1 e ICL2 → Intercambiadores de calor centrífugos 1 y 2.
- m_a → Caudal de aire de admisión.
- m_c → Caudal de combustible (biogás).
- m_{GE} → Caudal de gases de escape.
- m_m → Caudal de agua de entrada al intercooler y salida del motor.
- m_{ge} → Caudal de agua de entrada y salida de la caldera recuperadora de los gases de escape.
- m_{ic} → Caudal de entrada y salida del agua de calefacción de los fangos de los intercambiadores de calor centrífugos 1 y 2.
- m_{mz} → Caudales de agua de entrada y salida de los intercambiadores de calor de placas.
- m_{L1} → Caudal de lodos a la entrada y salida del digestor 1.
- m_{L2} → Caudal de lodos a la entrada y salida del digestor 2.
- T_{m2} y T_{m1} → Temperatura del agua a la entrada del intercooler y salida del motor respectivamente.
- T_{ge2} y T_{ge1} → Temperatura del agua a la entrada y salida de la caldera recuperadora de los gases de escape.
- T_{mz1} y T_{mz2} → Temperatura de entrada y salida de los intercambiadores de calor de placas.
- T_{ic2} y T_{ic1} → Temperatura de entrada y salida de los intercambiadores de calor centrífugos a la entrada y salida de los mismos respectivamente.

Anexo 11: Tablas y catálogos.

Son los que se encuentran a continuación.

Cp medio entre 273°K y T en kcal/Nm³°C

°K	°C	O ₂	CO ₂	N ₂	H ₂ O	SO ₂
373	100	0,2904	0,4151	0,3044	0,3752	0,4160
473	200	0,3084	0,4393	0,3060	0,3777	0,4264
573	300	0,3203	0,4572	0,3089	0,3807	0,4366
673	400	0,3288	0,4716	0,3111	0,3841	0,4466
773	500	0,3353	0,4839	0,3133	0,3878	0,4563
873	600	0,3404	0,4947	0,3155	0,3920	0,4657
973	700	0,3446	0,5046	0,3178	0,3965	0,4749
1073	800	0,3481	0,5138	0,3200	0,4015	0,4839
1173	900	0,3511	0,5224	0,3222	0,4068	0,4926
1273	1000	0,3538	0,5307	0,3245	0,4126	0,5011
1373	1100	0,3561	0,5386	0,3267	0,4187	0,5093
1473	1200	0,3582	0,5463	0,3289	0,4253	0,5173
1573	1300	0,3601	0,5538	0,3312	0,4322	0,5250
1673	1400	0,3618	0,5611	0,3334	0,4396	0,5325

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Chemical Engineering Handbook (Perry y Chilton)



GRUPO	GAS	INFORMACIÓN DE PRODUCTO	ÍNDICE
IC		IC-G-B-24-046	1
BALANCE TÉRMICO			FECHA
			12-02-09
			DEP.
			2

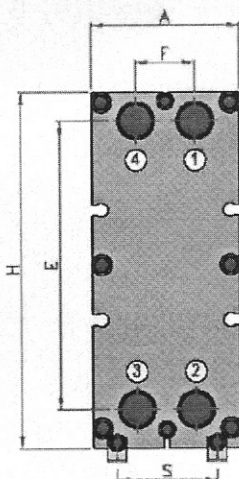
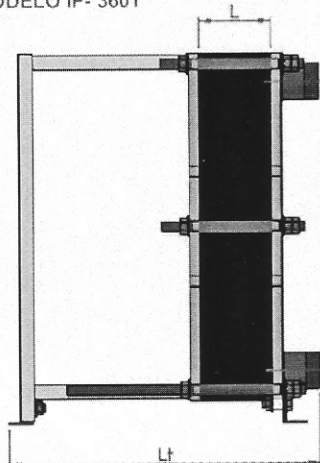
MOTOR:	SFGLD 240	RÉGIMEN:	1500
C. PRINCIPAL TEMPERATURA AGUA SALIDA (°C):	90	COMBUSTIBLE:	Gas Depuradora
C. AUXILIAR TEMPERATURA AGUA ENTRADA (°C):	80		

APLICACIÓN REFRIGERACIÓN:	CONTINUO DOS CIRCUITOS	REFRIGERADO POR AGUA	RELACIÓN DE COMPRESIÓN:	11.8:1
COLECTOR ESCAPE:			REGULACIÓN:	Electrónica
EMISIONES:	NOX mg/Nm3 (8)	500	AVANCE ENCENDIDO:	11º
	CO mg/Nm3(8)	<800	MAX. CONTRAPRESIÓN:	450 mmH2O
	NMHC mg/Nm3	<300	CONDICIONES AMBIENTALES ISO 3046/1:	
			Presión Ambiente (kPa)=	100
			Temperatura Ambiente (°C)=	25
			Humedad relativa (%)=	30

BALANCE TÉRMICO (4)			NOMINAL	CARGAS PARCIALES		
CARGA		%	100%	80%	60%	40%
POTENCIA MECÁNICA	(3, 4, 5)	kWb	419	336	252	168
PRESIÓN MEDIA EFECTIVA		bar	14	11,2	8,4	5,6
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	(1)	kW	1123	920	720	522
RENDIMIENTO TÉRMICO		%	37,3	36,5	35,0	32,2
POTENCIA C. PRINCIPAL AGUA	(1)	kW	299	256	216	170
POTENCIA C. AUXILIAR AGUA	(1)	kW	104	76	54	39
POTENCIA INTERCOOLER	(1)	kW	59	34	15	4
POTENCIA INTERCAMBIADOR ACEITE	(1)	kW	45	42	39	35
POTENCIA GASES DE ESCAPE (25 °C)	(1)	kW	280	233	184	134
POTENCIA GASES DE ESCAPE (120°C)	(1)	kW	210	176	140	103
TEMPERATURA GASES ESCAPE	(1)	°C	403	414	426	437
PÉRDIDAS POR RADIACIÓN	(1)	kW	21	19	14	11
AJUSTE CARBURACIÓN (2)						
O ₂ SECO EN ESCAPE (SOLO COMO REFERENCIA)		%	8,4	8,2	7,9	7,5
CAUDALES MÁSCOS						
CAUDAL AIRE ADMISIÓN	(1)	kg/h	2100	1700	1300	920
CAUDAL GASES DE ESCAPE (HÚMEDOS)	(1)	kg/h	2320	1870	1430	1020

NOTAS:
<p>1. TOLERANCIAS AL 100% CARGA: CONSUMO ±5%, CIRCUITOS REFRIGERACIÓN Y GASES DE ESCAPE ±15%, PERDIDAS ±25%, TEMPERATURAS DE ESCAPE ±20°C Y CAUDALES MÁSCOS ± 10%.</p> <p>2. LAS PRESTACIONES, AVANCES Y CARBURACIÓN DEFINIDAS EN ESTE BALANCE SON VÁLIDAS PARA UN GAS QUE CUMPLA LOS REQUISITOS DEFINIDOS EN IC-G-D-30-001 e IC-G-D-30-003. BALANCE PARA UN GAS DE REFERENCIA: CH4 62.5%, CO2 36%, N2 1,5%</p> <p>3. LAS POTENCIAS NO INCLUYEN BOMBAS MECÁNICAS DE AGUA.</p> <p>4. LAS POTENCIAS SON VALIDAS PARA TEMP. AMBIENTE <25°C Y ALTITUD <500m. PARA OTRAS CONDICIONES VER IP IC-G-B-00-001</p> <p>5. NO SE ADMITEN SOBRECARGAS</p> <p>6. LAS ESPECIFICACIONES Y MATERIALES ESTÁN SUJETOS A CAMBIOS SIN NOTIFICACIÓN</p> <p>7. UN MOTOR CON UNA RESTRICCIÓN A LA ENTRADA O SALIDA POR ENCIMA DE LOS LIMITES PUBLICADOS, O CON UN MANTENIMIENTO O INSTALACIÓN INADECUADOS PUEDE MODIFICAR LOS DATOS DEL BALANCE</p> <p>8. EMISIONES CORREGIDAS AL 5% DE O2</p>

MODELO IP- 3601



CONDICIONES DE DISEÑO

P diseño (bar)	T diseño (°C)	
	NBR	EPDM
8 bar	95	140

CONEXIONES

- 1 - Entrada primario (fluido caliente)
- 2 - Salida primario (fluido caliente)
- 3 - Entrada secundario (fluido frío)
- 4 - Salida secundario (fluido frío)

DIMENSIONES

Nº placas	Área placa (m ²)	Dimensiones (mm)						L	Lt	Conexiones Rosca gas MACHO
		H	E	A	F	S				
0 - 51	0,125	745	603	310	124	210	nº placas x 3,4	630	2" 1/2	
52 - 101		745	603	310	124	210	nº placas x 3,4	880	2" 1/2	
102 - 200		745	603	310	124	210	nº placas x 3,4	1.130	2" 1/2	

El área total de intercambio se calcula por la fórmula siguiente: $A = (nº \text{ placas} - 2) * \text{Área placa}$.

DATOS DE FUNCIONAMIENTO PARA PRODUCCIÓN ACS - CALENTAMIENTO POR CALDERA

Nº placas	Código	Potencia (kw)	Caudal (litros/hora)		Pérdida de carga (mca)		Peso (kg)
			Primario	Secundario	Primario	Secundario	
9	IP3601B09NX08	90	3.870	1.935	3,06	1,08	97
11	IP3601B11NX08	140	6.020	3.010	2,93	1,03	99
13	IP3601B13NX08	190	8.170	4.085	3,02	1,06	101
15	IP3601B15NX08	245	10.535	5.268	3,05	1,07	102
17	IP3601B17NX08	270	11.610	5.805	2,99	1,05	104
19	IP3601B19NX08	300	12.900	6.450	3,12	1,10	106
21	IP3601B21NX08	350	15.050	7.525	3,06	1,08	106
23	IP3601B23NX08	395	16.985	8.493	3,03	1,07	109
25	IP3601B25NX08	455	19.565	9.783	3,11	1,09	110
27	IP3601B27NX08	500	21.500	10.750	2,98	1,05	112
29	IP3601B29NX08	545	23.435	11.718	2,95	1,04	114
31	IP3601B31NX08	605	26.015	13.008	2,99	1,05	115
33	IP3601B33NX08	640	27.520	13.760	2,93	1,03	117
35	IP3601B35NX08	685	29.455	14.728	2,87	1,01	119
37	IP3601B37NX08	740	31.820	15.910	2,88	1,01	120
39	IP3601B39NX08	780	33.540	16.770	3,12	1,10	122
41	IP3601B41NX08	820	35.260	17.630	3,06	1,08	124
43	IP3601B43NX08	860	36.980	18.490	3,06	1,08	125
45	IP3601B45NX08	915	39.345	19.673	3,06	1,08	127
47	IP3601B47NX08	960	41.280	20.640	3,06	1,08	129
49	IP3601B49NX08	1.000	43.000	21.500	3,06	1,09	130
51	IP3601B51NX08	1.050	45.150	22.575	3,06	1,08	131

Los datos térmicos están calculados para un primario con agua de 90 a 70 °C y un secundario con agua de 15 a 55 °C.

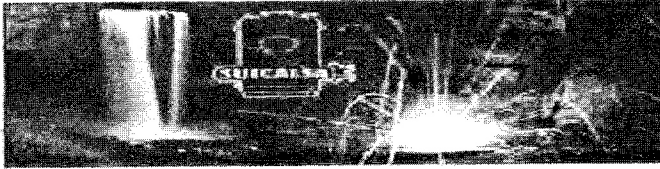
En el código de un intercambiador mod. 3601 es importante indicar correctamente el tipo de placa y el material de la junta.

Tipo de placa (eficiencia):

- A Alta eficiencia térmica - Alta pérdida de carga
- B Alta eficiencia térmica - Baja pérdida de carga
- M Mezcla de placas tipos A y B

Material de junta:

- N Junta en nitrilo NBR (95 °C - Temperatura diseño)
- P Junta en EPDM-PRX (140 °C - Temperatura diseño)



Suicalsa - Construyendo tu futuro

no 1 dd. 16/09/2009 9:46:54

AtenciEn de:

Referencia

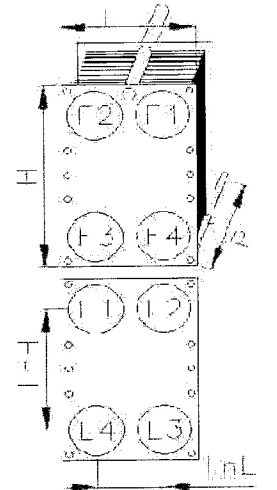
Hemos utilizado vuestros datos tcnicos. Se lo devolvemos junto con el resultado del calculo

Datos de proyecto

		Primario	Secundario
Fluido		Agua	Agua
Caudal mc/h	mc/h	25,855	63,525
Temperatura G(G(F2 90	F4 38
Out	G(F3 80	F1 42
Potencia	KW	292	
Pcrrdida de carga	mca	3	3

Datos de Calculo

Superf. De interc.	m ²	7,875	
Factor de seguridad	%	556,4	
DeltaT medio log:G(G(44,9	
Cof.Segur		4663,4	
intercambic	kcal/h /m ²		
Pcrrdida de carga	mca	0,49	3,09
Densidad	Kg/m ³	969	989,8
Calor especifico	Kcal/Kg G(1,002	0,998
Conduc.Termica	Kcal/mh G(0,708	0,623
Viscosidad	cp	0,295	0,772



H mm	773
InH mm	603
L mm	310
InL mm	124
P mm	880
peso kg	143
cota de apriete	227,5
Presion trabajo	10 bar
Presion prueba	14,8 bar

Model

3601B con nr.65 Placa AISI 316 y junta NBR. Bastidor con boca en AISI 316.
NG Pasos 1-1 Diam Conexiones 2" 1/2.

Note Software Phe 7.1

Ninguna nota

Departamento tecnico



PLACAS EN ACERO INOXIDABLE

INTERCAMBIADOR CON JUNTAS NBR

Código	Nº placas	PVP (€)
IP360005NX08	5	369
IP360007NX08	7	402
IP360009NX08	9	434
IP360011NX08	11	467
IP360013NX08	13	499
IP360015NX08	15	532
IP360017NX08	17	564
IP360019NX08	19	597
IP360021NX08	21	630
IP360023NX08	23	662
IP360025NX08	25	695
IP360027NX08	27	727
IP360029NX08	29	760
IP360031NX08	31	793
IP360033NX08	33	825
IP360035NX08	35	858

Código	Nº placas	PVP (€)
IP360037NX08	37	890
IP360039NX08	39	923
IP360041NX08	41	955
IP360043NX08	43	988
IP360045NX08	45	1.021
IP360047NX08	47	1.053
IP360049NX08	49	1.086
IP360051NX08	51	1.118
IP360053NX08	53	1.151
IP360055NX08	55	1.184
IP360057NX08	57	1.216
IP360059NX08	59	1.249
IP360061NX08	61	1.281
IP360063NX08	63	1.314
IP360065NX08	65	1.346
IP360067NX08	67	1.379

INTERCAMBIADOR CON JUNTAS EPDM

Código	Nº placas	PVP (€)
IP360005PX08	5	377
IP360007PX08	7	413
IP360009PX08	9	448
IP360011PX08	11	484
IP360013PX08	13	520
IP360015PX08	15	556
IP360017PX08	17	591
IP360019PX08	19	627
IP360021PX08	21	663
IP360023PX08	23	699
IP360025PX08	25	734
IP360027PX08	27	770
IP360029PX08	29	806
IP360031PX08	31	842
IP360033PX08	33	877
IP360035PX08	35	913

Código	Nº placas	PVP (€)
IP360037PX08	37	949
IP360039PX08	39	985
IP360041PX08	41	1.020
IP360043PX08	43	1.056
IP360045PX08	45	1.092
IP360047PX08	47	1.128
IP360049PX08	49	1.163
IP360051PX08	51	1.199
IP360053PX08	53	1.235
IP360055PX08	55	1.271
IP360057PX08	57	1.306
IP360059PX08	59	1.342
IP360061PX08	61	1.378
IP360063PX08	63	1.414
IP360065PX08	65	1.449
IP360067PX08	67	1.485

PLACAS EN TITANIO

INTERCAMBIADOR CON JUNTAS NBR

Código	Nº placas	PVP (€)
IP360005NX08PTI	5	625
IP360007NX08PTI	7	756
IP360009NX08PTI	9	888
IP360013NX08PTI	13	1.151
IP360015NX08PTI	15	1.283
IP360017NX08PTI	17	1.414
IP360021NX08PTI	21	1.677
IP360023NX08PTI	23	1.809
IP360025NX08PTI	25	1.940
IP360029NX08PTI	29	2.203
IP360033NX08PTI	33	2.466
IP360039NX08PTI	39	2.861
IP360045NX08PTI	45	3.256
IP360049NX08PTI	49	3.519
IP360055NX08PTI	55	3.913

INTERCAMBIADOR CON JUNTAS EPDM

Código	Nº placas	PVP (€)
IP360005PX08PTI	5	633
IP360007PX08PTI	7	768
IP360009PX08PTI	9	903
IP360013PX08PTI	13	1.172
IP360015PX08PTI	15	1.307
IP360017PX08PTI	17	1.442
IP360021PX08PTI	21	1.711
IP360023PX08PTI	23	1.846
IP360025PX08PTI	25	1.981
IP360029PX08PTI	29	2.251
IP360033PX08PTI	33	2.520
IP360039PX08PTI	39	2.925
IP360045PX08PTI	45	3.329
IP360049PX08PTI	49	3.599
IP360055PX08PTI	55	4.003

JUNTAS DE REPUESTO

Código	Tipo	PVP (€)
JIP3600NX	NBR	7,2
JIP3600PX	EPDM	11,3

PLACAS INOX + JUNTAS DE REPUESTO

Código	Tipo	PVP (€)
PJIP3600NX	NBR	18,0
PJIP3600PX	EPDM	19,8

PLACAS TITANIO + JUNTAS DE REPUESTO

Código	Tipo	PVP (€)
PJIP3600NXTI	NBR	76,2
PJIP3600PXTI	EPDM	78

PLACAS EN ACERO INOXIDABLE

INTERCAMBIADOR CON JUNTAS NBR

Código	Nº placas	PVP (€)
IP3601*09NX08	9	1.053
IP3601*11NX08	11	1.125
IP3601*13NX08	13	1.197
IP3601*15NX08	15	1.269
IP3601*17NX08	17	1.341
IP3601*19NX08	19	1.413
IP3601*21NX08	21	1.485
IP3601*23NX08	23	1.557
IP3601*25NX08	25	1.629
IP3601*27NX08	27	1.701
IP3601*29NX08	29	1.773

Código	Nº placas	PVP (€)
IP3601*31NX08	31	1.845
IP3601*33NX08	33	1.917
IP3601*35NX08	35	1.989
IP3601*37NX08	37	2.061
IP3601*39NX08	39	2.133
IP3601*41NX08	41	2.205
IP3601*43NX08	43	2.277
IP3601*45NX08	45	2.349
IP3601*47NX08	47	2.421
IP3601*49NX08	49	2.493
IP3601*51NX08	51	2.564

INTERCAMBIADOR CON JUNTAS EPDM

Código	Nº placas	PVP (€)
IP3601*09PX08	9	1.077
IP3601*11PX08	11	1.154
IP3601*13PX08	13	1.232
IP3601*15PX08	15	1.309
IP3601*17PX08	17	1.386
IP3601*19PX08	19	1.463
IP3601*21PX08	21	1.541
IP3601*23PX08	23	1.618
IP3601*25PX08	25	1.695
IP3601*27PX08	27	1.772
IP3601*29PX08	29	1.850

Código	Nº placas	PVP (€)
IP3601*31PX08	31	1.927
IP3601*33PX08	33	2.004
IP3601*35PX08	35	2.081
IP3601*37PX08	37	2.159
IP3601*39PX08	39	2.236
IP3601*41PX08	41	2.313
IP3601*43PX08	43	2.390
IP3601*45PX08	45	2.468
IP3601*47PX08	47	2.545
IP3601*49PX08	49	2.622
IP3601*51PX08	51	2.699

JUNTAS DE REPUESTO

Código	Tipo	PVP (€)
JIP3601NX	NBR	15,6
JIP3601PX	EPDM	23,0

PLACAS + JUNTAS DE REPUESTO

Código	Tipo	PVP (€)
PJIP3601NX	NBR	40,5
PJIP3601PX	EPDM	43,5

WEBGRAFÍA

http://www.miliarium.com/monografias/Energia/Eficiencia_Energetica_Renovables/Cogeneracion.htm

http://www.teorema.com.mx/articulos.php?id_sec=42&id_art=1542

http://www.boe.es/g/es/bases_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=2007/09691

<http://www.pensamientocritico.org/fracas1105.htm>

<http://www.croem.es/web/croemwebambiente.nsf/5d2129bb71a45f7cc1256bd700562d04/a198ff311b5960b0dc12572e90053f6c8?OpenDocument>

<http://www.boe.es/boe/dias/2007/11/16/pdfs/A46962-46987.pdf>

http://www.mityc.es/es-ES/Documentacion/DocumInteres/PLAN%20ENERGIAS%20RENOVABLES_RESUMEN.pdf

http://acta.es/articulos_mf/27079.pdf

http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2006/02/01/148988.php

<http://www.energetica21.com/articulos/cc/2008/040-041.pdf>

http://www.endesaonline.es/ES/empresas/teguia/asesoramientotarifas/tarifas_electricas/index.asp

<http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Paginas/DocumentosReconocidos.aspx>

BIBLIOGRAFÍA

- “Tecnología Energética”, dirigido por Vicente Bermúdez, Universidad Politécnica de Valencia.

- “Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos”, José M^a. Sala Lizárraga, 3^a Edición, Universidad del País Vasco.

- “La energía en sus Claves”, Editor Científico: José María Martínez-Val, Fundación Iberdrola.

- “Manual de Eficiencia Energética. Eléctrica en la Industria”, TOMO I, CADEM.

- Monografía nº1: “Combustibles y su combustión”, de la serie “Manuales Técnicos y de Instrucción para Conservación de Energía”

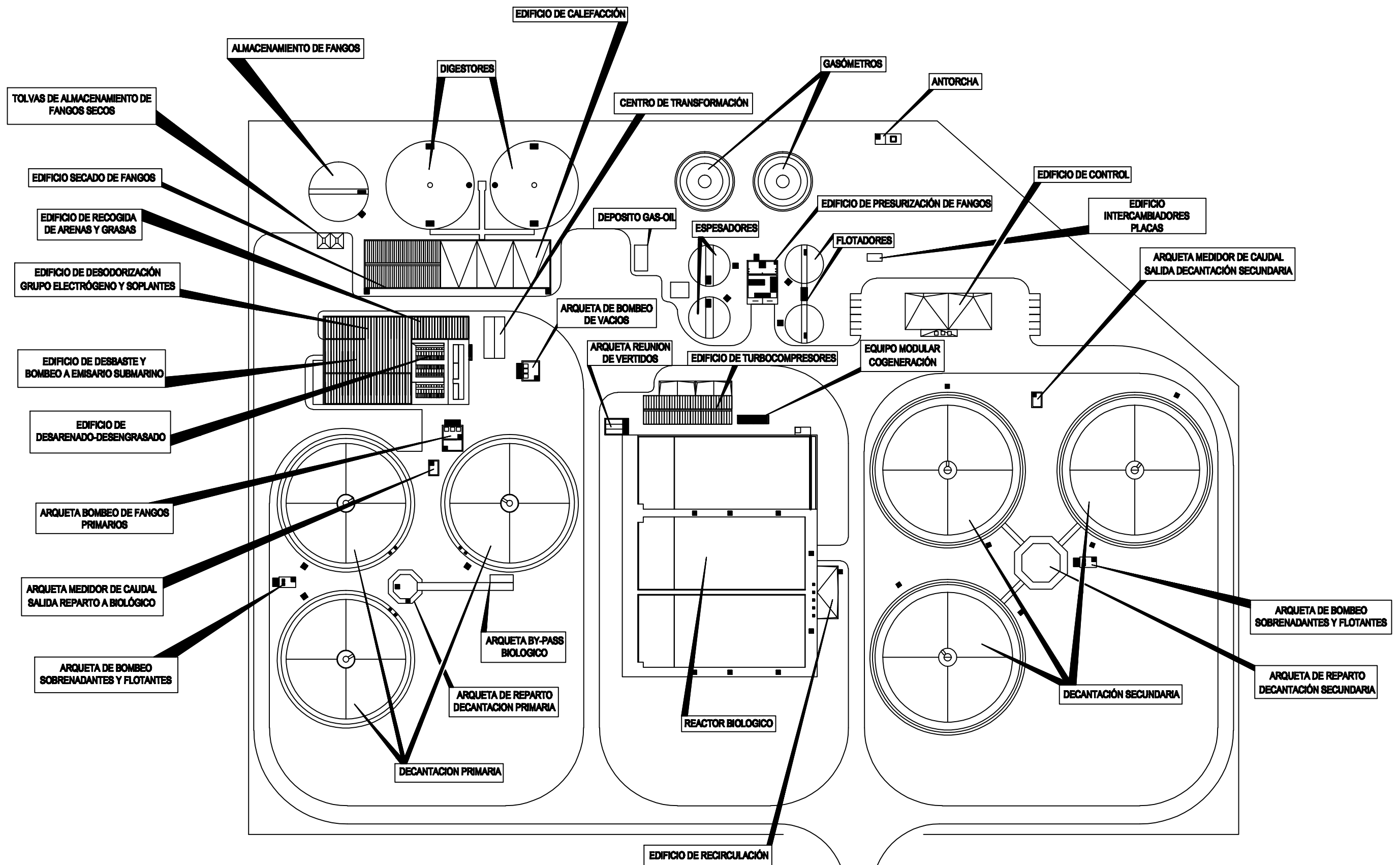
- “Condiciones de aceptación Palternativos Anexo Definitivo”.

DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.

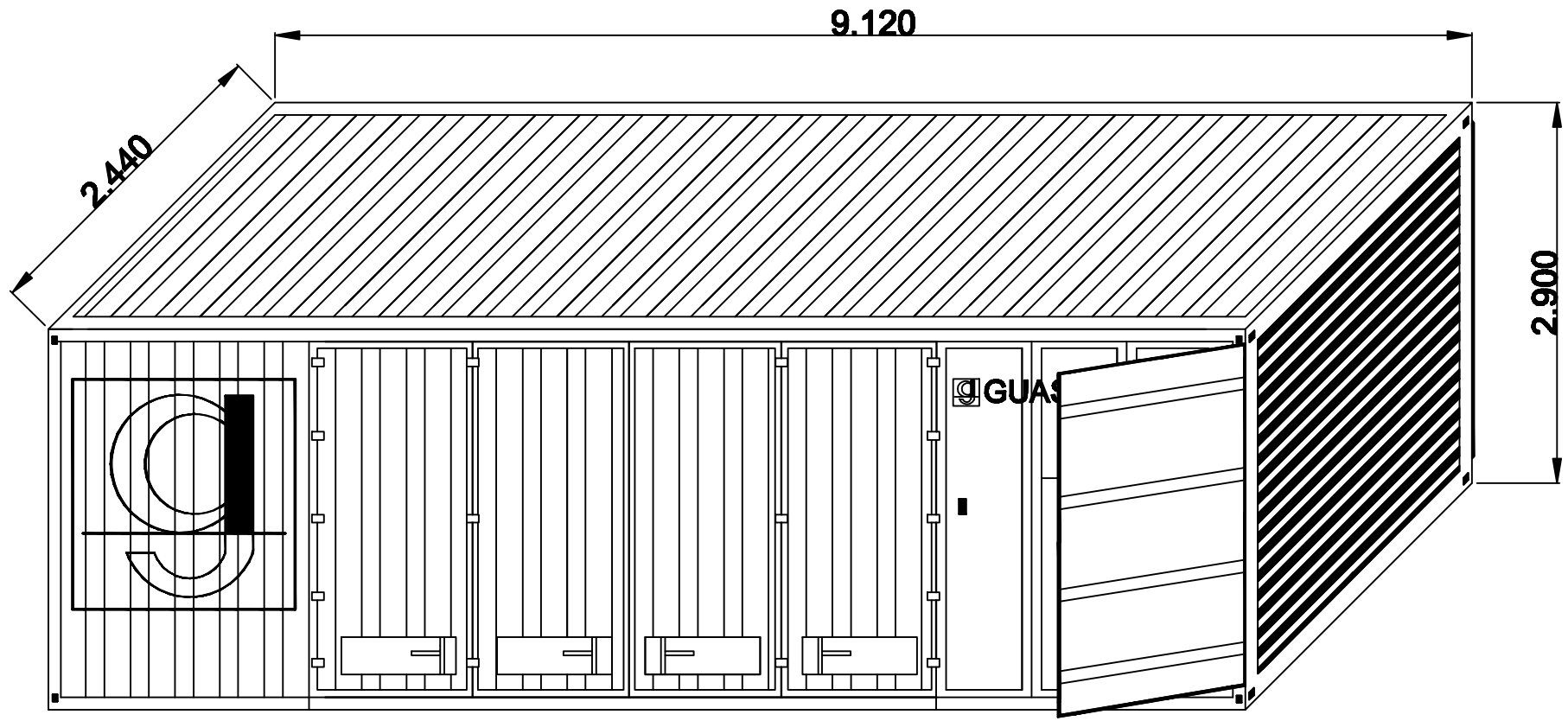
DOCUMENTO Nº 2: PLANOS

ÍNDICE

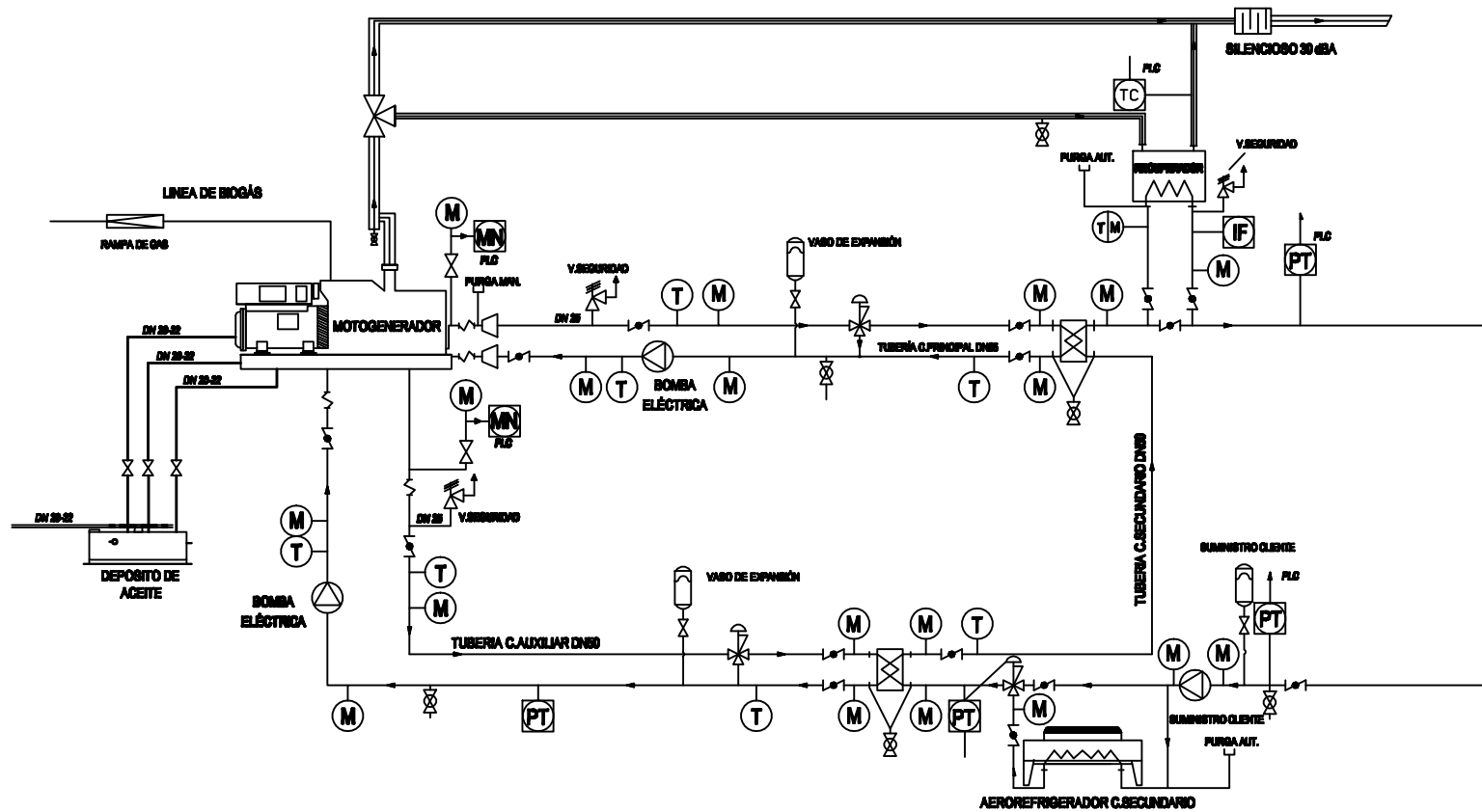
1. Plano 1 de 5: Estación Depuradora de Aguas Residuales.
2. Plano 2 de 5: Equipo Modular de Cogeneración.
3. Plano 3 de 5: Diagrama de flujo preliminar Grupo GUARCOR / 90-80°C.
4. Plano 4 de 5: Intercambiador de calor de placas SUICALSA, IP3601B65NX08.
5. Plano 5 de 5: Intercambiador de calor de placas SUICALSA, IP3601B65NX08 (DIMENSIONES).



PROYECTO DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.		FECHA NOVIEMBRE DE 2009	
PLANO ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES		ESCALA 1/1000	UNIDADES m
NOMBRE M ^a . PILAR GONZÁLEZ MARÍN		N ^o PLANO 1 de 5	

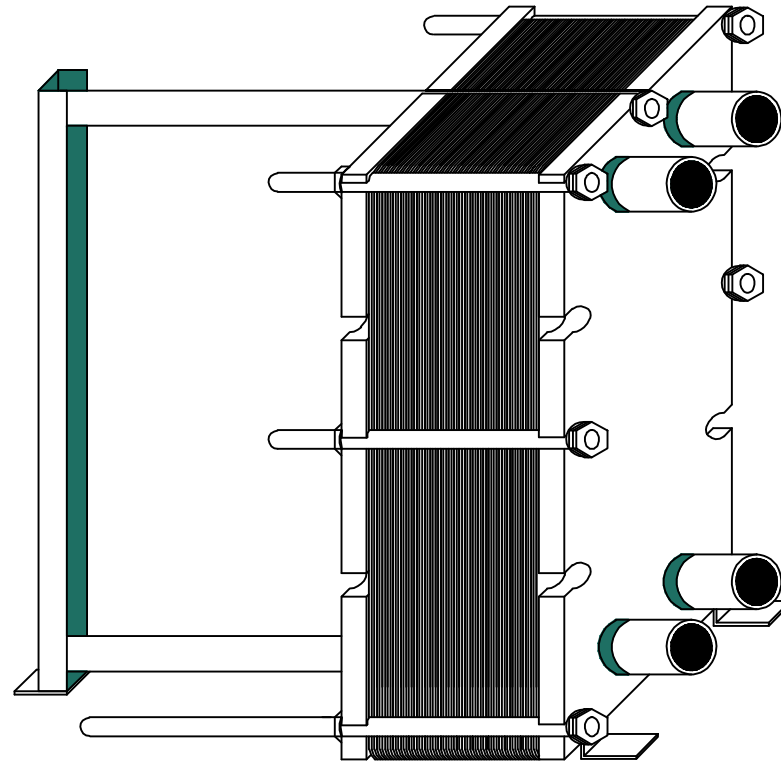


PROYECTO PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.	DISEÑO DE UNA	FECHA NOVIEMBRE DE 2009	
PLANO EQUIPO MODULAR DE COGENERACIÓN, PARA COGENERACIÓN		ESCALA 1/50	UNIDADES mm
NOMBRE M ^o . PILAR GONZÁLEZ MARÍN		Nº PLANO 2 DE 5	

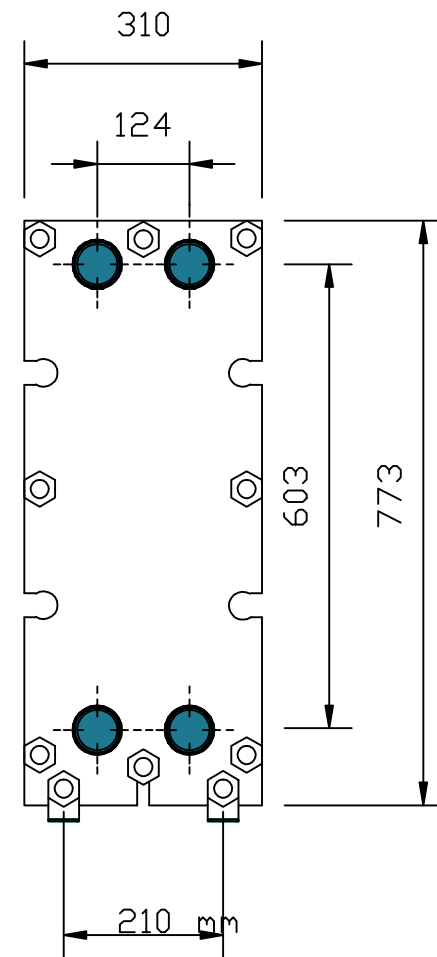
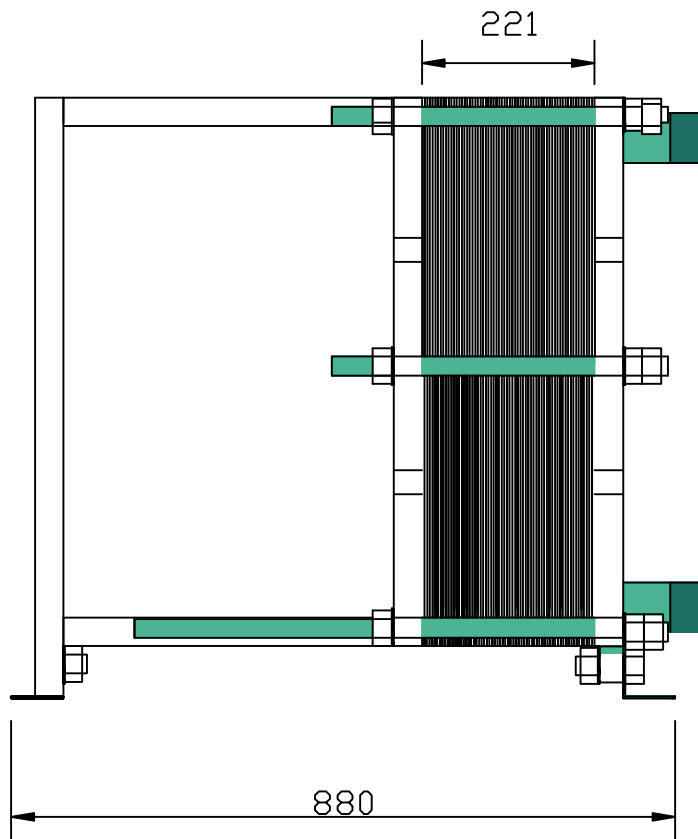


T - TERMOMETRO
M - MANOMETRO
PT - SONDA PT
MN - MANCONTACTO
TC - TERMOPAR

PROYECTO DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.		FECHA NOVIEMBRE DE 2008	
PLANO DIAGRAMA DE FLUJO PRELIMINAR GRUPO GUASCOR/ 90-80°C		ESCALA	UNIDADES
NOMBRE M ^a . PILAR GONZÁLEZ MARÍN		N° PLANO 3 DE 5	



PROYECTO DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA EDAR		FECHA NOVIEMBRE DE 2009	
PLANO INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS IP3601B65NX08, ACONDICIONAMIENTO AGUA PRE CALEFACCIÓN LODOS		ESCALA	UNIDADES
NOMBRE M ^a . PILAR GONZÁLEZ MARÍN		Nº. PLANO 4 DE 5	



PROYECTO DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA EDAR		FECHA NOVIEMBRE DE 2009	
PLANO INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS IP3601B65NX08, ACONDICIONAMIENTO AGUA PRE CALEFACCIÓN LODOS (DIMENSIONES)		ESCALA 1/10	UNIDADES mm
NOMBRE M ^o . PILAR GONZÁLEZ MARÍN		N^o. PLANO 5 DE 5	

DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.

DOCUMENTO Nº 3: PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE

1. Pliego de condiciones generales.....	<i>página 79</i>
1.1. Objetivo.....	<i>página 79</i>
1.2. Organización General del Proyecto.....	<i>página 79</i>
1.3. Ingeniería de Detalle.....	<i>página 81</i>
1.4. Gestión de Compras.....	<i>página 85</i>
1.5. Documentación final.....	<i>página 85</i>
1.6. Inspección.....	<i>página 85</i>
1.7. Supervisión de construcción y puesta en marcha.....	<i>página 86</i>
1.8. Interrelaciones con las compañías eléctricas.....	<i>página 86</i>
1.9. Procedimientos para regular la conexión de cogeneradores a la red.....	<i>página 87</i>
1.10. Normas para la contratación de energía con autoproducción.....	<i>página 90</i>
1.11. Visados, permisos y homologaciones.....	<i>página 90</i>
2. Pliego de condiciones particulares.....	<i>página 92</i>
2.1. Objetivo.....	<i>página 92</i>
2.2. Condiciones de los materiales.....	<i>página 92</i>
2.3. Instalación del módulo contenerizado del motor.....	<i>página 92</i>
2.4. Aerorefrigerador externo.....	<i>página 93</i>
2.5. Intercambiadores de calor de placas.....	<i>página 93</i>
2.6. Conexión a la red eléctrica.....	<i>página 95</i>
2.7. Condiciones de suministro del gas.....	<i>página 95</i>

1.- PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

1.1.- Objetivo.

El objetivo de este pliego de condiciones, es enumerar las entidades de importancia que intervienen en este proyecto, indicando sus funciones. Además se tratan diversos temas a tener en cuenta en la ejecución del presente proyecto.

1.2.- Organización general del proyecto.

Para que una instalación de cogeneración sea la adecuada y su funcionamiento el correcto, en todas las fases del proyecto debe intervenir personal especializado. Es necesario contar con una ingeniería que disponga del personal con los conocimientos técnicos y económicos adecuados, además de la suficiente experiencia acumulada.

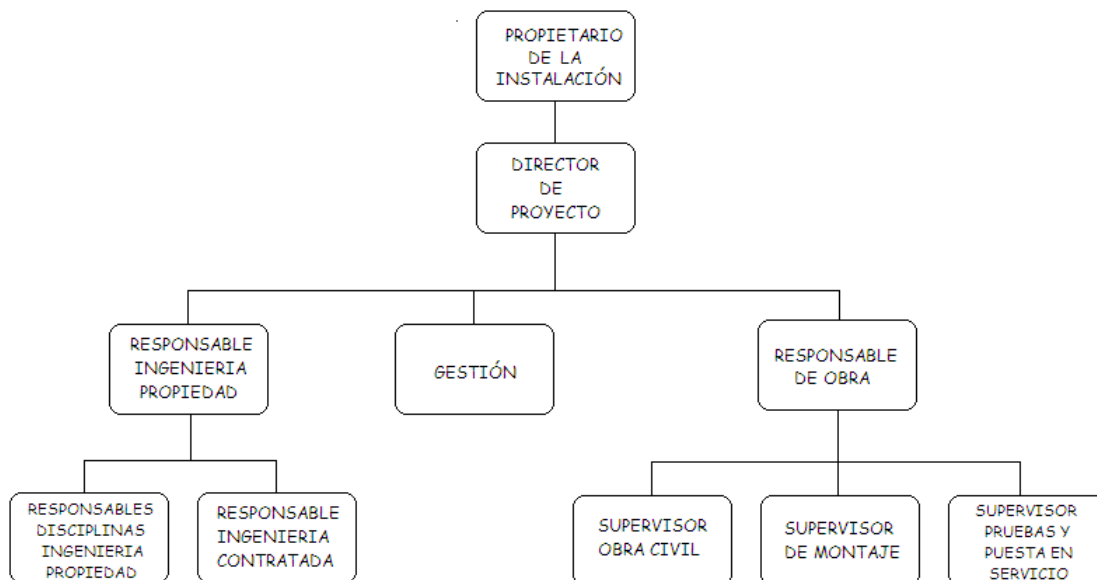


Fig.15. Organigrama general del proyecto.

Es fundamental la figura del *Director* o *Jefe de Proyecto*, será el responsable ante el cliente de la totalidad de los trabajos. El Director de Proyecto deberá estar asistido, en sus funciones, por los especialistas correspondientes a las distintas actividades que intervienen en la ejecución del mismo.

Las funciones del Director de Proyecto son las siguientes:

- Planificar el Proyecto.
- Supervisar el desarrollo del mismo.
- Recibir y transmitir la documentación al cliente.
- Emitir informes periódicos sobre el avance del Proyecto.

Otras dos figuras de gran importancia, presentes durante la ejecución de la obra, son las del contratista y el director de la obra. Estos mantendrán una continua relación durante el tiempo de ejecución de la obra e instalación del sistema de cogeneración.

Los derechos y deberes del contratista son:

Deberes

- Conocer la normativa aplicable.
- Conocer el proyecto en todas sus partes.
- Habilitar un local en la obra para consulta del proyecto (oficina de obra).
- Proporcionar los materiales (incluyendo EPIS), equipos y la mano de obra necesarios para la materialización del proyecto.
- Designar un responsable de obra localizable en todo momento.
- Ejecutar trabajos no especificados en proyecto pero necesarios.
- Custodiar el Libro de Órdenes.
- Cumplir las directrices de la Dirección de Obras.
- Cumplir los Plazos.
- Disponer de medios auxiliares para la ejecución del proyecto.
- Notificación de iniciación, finalización, realización de pruebas, controles, recepciones o certificaciones.
- Realizar cuantas inspecciones fuesen necesarias para garantizar el completo desarrollo del proyecto.
- Reponer materiales o trabajos que no se ajusten a las calidades del proyecto.

Derechos

- Exigir un ejemplar del proyecto.
- Recibir solución de problemas técnicos.
- Percibir pagos comprometidos en fechas pactadas.
- Percibir compensación económica por trabajos realizados no especificados en el proyecto pero necesarios.

La Dirección de Obra tiene las siguientes obligaciones y facultades:

- Supervisar los aspectos del proyecto que puedan afectar a la fiabilidad, calidad y seguridad durante su ejecución.
- Cumplimentar los certificados de dirección exigibles.
- Presenciar los momentos del desarrollo del proyecto que se convengan.
- Asumir la responsabilidad derivada de ser la máxima autoridad técnica en la interpretación del proyecto.
- Realizar los seguimientos necesarios para obligar a la contrata a cumplir los plazos pactados.
- Informar periódicamente al cliente de las marchas de los trabajos y de las cuantas contingencias surjan.
- Aportar soluciones técnicas a problemas no previstos.
- Cursar las ampliaciones de proyectos necesarias.
- Decisión sobre el comienzo, ritmo, calidad de los trabajos, condiciones de seguridad, etc.

1.3.- Ingeniería de Detalle.

Ésta ingeniería comprende las siguientes especialidades, con el siguiente desglose de tareas que se señalan a continuación:

Obra Civil

- Cálculo y diseño de cimentaciones, losas y obras de hormigón para equipos y estructuras.
- Planos de situación de cimentaciones.
- Planos constructivos de cimentaciones, losas y obras de hormigón incluyendo dimensiones, juntas, armaduras de refuerzo, situación y tipo de pernos de anclaje y medición.

- Planos estándar de pernos de anclaje.

Estructura Metálica

- Cálculo y diseño de estructuras y plataformas.
- Planos de planta, secciones y detalles típicos de las estructuras, plataformas, escaleras y barandillas.
- Planos de nudos estándar siempre que sean aplicables.
- Emisión de documentos técnicos para petición de oferta.
- Comparación técnica de ofertas.
- Emisión de documentos técnicos para compras.
- Asistencia en la selección de suministradores.
- Aprobación de planos del suministrador.

Tuberías

- Especificaciones de tuberías.
- Especificaciones de aislamiento.
- Estudio de tensiones térmicas en aquellas tuberías que lo requieran.
- Diseño de soportes de tuberías.
- Diseño de los conductos de humos y de los elementos auxiliares de los mismos.
- Estudio de las modificaciones y/o conexiones a realizar en las tuberías existentes.
- En aquellos casos en que la configuración de la tubería lo requiera, se realizarán detalles isométricos.
- Emisión de documentos técnicos para petición de ofertas.
- Comparación técnica de ofertas.
- Asistencia en la selección de suministradores.
- Emisión de documentos para compras.
- Aprobación de planos del suministrador.

Mecánica

- Preparación de las especificaciones y hojas de datos de los equipos materiales.
- Análisis del sistema de alimentación, regulación y medida del gas combustible, incluyendo:
 - Diseño mecánico de la acometida y estación de regulación y medida, de acuerdo con la normativa vigente.
 - Diseño de los grupos de regulación para motor.
 - En caso necesario se especificará el compresor de gas con sus elementos accesorios y se realizará el correspondiente plano de implantación.
 - Evaluación de la capacidad, medios, calidad técnica, experiencia previa y carga de trabajo actual de los proveedores y subcontratistas potenciales.
 - Planos de implantación de los equipos en planta y alzado con sus cotas correspondientes.
 - Emisión de documentos técnicos para petición de ofertas.
 - Comparación técnica de ofertas.
 - Emisión de documentos técnicos para compras.
 - Verificación y aprobación de los planos del suministrador.

Instrumentación

La ingeniería realizará el diseño de la instrumentación complementaria al grupo principal incluyendo:

- Diagrama de tuberías e instrumentos.
- Establecimiento de los criterios de operación, en estrecha colaboración con el suministrador del grupo y al Cliente.
- Hojas de datos de instrumentos.
- Lista de instrumentos.
- Esquema de montaje de los instrumentos, incluyendo los esquemas requeridos de proceso y neumáticos, con indicación de los materiales a emplear así como la posible interconexión de sistemas existentes.
- Dibujos de localización de instrumentos.

- Diseño de principio del panel de control para su adaptación con el panel suministrado dentro del grupo principal.
- Comparación técnica de ofertas.
- Asistencia en la selección de suministradores.
- Revisión y aprobación de los planos del suministrador.
- Electricidad
- Diagrama unifilar general correspondiente a la nueva instalación.
- Especificaciones de materiales eléctricos.
- Diagramas esquemáticos de control y protección de motores.
- Lista de cables.
- Lista de motores.
- Planos de distribución de zanjas eléctricas y de bandejas de cables, si se requiere.
- Planos de distribución de fuerza, con indicación de situación de los consumidores de potencia.
- Planos de puesta a tierra.
- Planos de alumbrado.
- Esquemas lógicos de arranque y parada.
- Diseño de interconexión de la nueva red con la red actual de distribución interior.
- Clasificación de áreas peligrosas.
- En el diseño eléctrico se uniformará, en la medida de lo posible, los nuevos requerimientos técnicos con las características de la actual red.
- Emisión de documentos técnicos para petición de ofertas.
- Comparación técnica de ofertas.
- Asistencia en la selección de suministradores.
- Revisión y aprobación de información de proveedores.

1.4.- Gestión de compras.

Está relacionado con la compra de los equipos y materiales necesarios para la ejecución del proyecto. Los servicios previstos a realizar dentro de esta actividad son los siguientes:

- Preparación de la lista de proveedores.
- Preparación de las peticiones de oferta.
- Comparación de ofertas y recomendación del proveedor.
- Preparación de la documentación del pedido.
- Revisión de los planos del vendedor.

1.5.- Documentación final.

La Ingeniería entrega al Cliente, junto con el Manual de Funcionamiento de la instalación, un libro final de Proyecto donde hace constar entre otras, la siguiente documentación:

- Descripción del Proceso.
- Balance de Masa y Energía.
- Lista de Equipos.
- Diagrama de Proceso.
- Hojas de Datos.
- Planos.

Por último, la Ingeniería entrega al final de la puesta en marcha la revisión “como construido” de los documentos correspondientes del Proyecto.

1.6.- Inspección.

El alcance del trabajo a desarrollar por la Ingeniería dentro de este servicio comprende los puntos siguientes:

- Inspección de equipos y materiales.
- Comprobación de pruebas en fábricas.
- Inspección de las instalaciones del taller.
- Redacción de informes de inspección parciales y finales.

1.7.- Supervisión de construcción y puesta en marcha

Supervisión de construcción

Se designará un Jefe de Obra, quien dependerá del Jefe de Proyecto y será el interlocutor válido de la Ingeniería frente al cliente en todo lo relacionado con los trabajos de obra.

Los trabajos a desarrollar son los siguientes:

- Vigilar del cumplimiento de la normas de seguridad.
- Inspeccionar el trabajo de los subcontratistas.
- Supervisar que los trabajos ejecutados por el personal técnico de obra estén de acuerdo con las informaciones, especificaciones y plazos del proyecto.
- Comprobar que la planificación establecida para la obra es adecuada y que se cuenta con los medios suficientes para la ejecución de la misma.

Puesta en marcha

Este servicio comprende lo siguiente:

- Asistencia de personal especializado de la Ingeniería durante las pruebas preoperacionales, puesta en marcha y pruebas de aceptación provisional y definitiva.

1.8.- Interrelaciones con las compañías eléctricas.

Entre los aspectos que habrá que tener en cuenta se pueden citar los siguientes:

- **Corriente de cortocircuito.** Cuando una planta de cogeneración se conecta a una red eléctrica, se produce un aumento de la corriente de cortocircuito en los equipos de la compañía. Se requiere una protección adecuada para prevenir cualquier fallo en los equipos.
- **Calidad de la electricidad autoproducida.** La compañía eléctrica debe tener la certeza de que la potencia generada por el sistema de cogeneración es limpia. Para ello, este último debe cumplir con los requisitos de calidad exigidos, ya sea importando electricidad a la red como exportándola.
- **Medición.** El sistema de contaje debe cumplir con los requerimientos de la compañía.
- **Seguridades.** Para la protección de la red de la compañía como del sistema eléctrico del cogenerador, se requieren diversos tipos de relés. La selección adecuada de estos, se efectuará de acuerdo con las especificaciones técnicas establecidas por la compañía eléctrica.

- **Protección del personal de la compañía eléctrica.** La compañía eléctrica en ningún momento puede suponer que la red está caída y se puede operar en ella con seguridad. Necesita tener la certeza de que bajo ninguna circunstancia, el cogenerador enviará energía en una red en la que se ha producido un fallo y debe por tanto estar desenergizada.
- **Electricidad revertida.** Cuando se considera la posibilidad de vender a la red los excedentes de la electricidad autoproducida, se negociará con la compañía el precio de venta dentro del mercado establecido por la legislación vigente.
- **Exigencias operatorias.** Se debe efectuar una descripción del modo de operación del sistema y someterlo a la aprobación de la compañía. Esta descripción irá acompañada de los diagramas de control precisos, para un completo conocimiento del modo de funcionamiento.
- **Modificaciones en la red.** Puede ocurrir que para poder conectar el sistema de cogeneración, la compañía tenga que efectuar ciertas modificaciones en su red. En este caso la compañía solicitará al cogenerador que haga frente de este coste adicional. Es necesario llegar a acuerdos en la fase de negociación sobre quien paga el equipo adicional requerido.

1.9.- Procedimientos para regular la conexión de cogeneradores a la red.

Normativa aplicable

Una tarea de las empresas eléctricas, es recopilar la normativa aplicable en materia de conservación de la energía, cogeneración y producción de energía eléctrica en pequeñas centrales hidráulicas.

Esta información es facilitada a los futuros cogeneradores, en el momento en que establecen los primeros contactos con la empresa eléctrica. También suelen realizar una recopilación sistemática de bibliografía publicada de interés, así como artículos técnicos relativos a la problemática de la conexión de los cogeneradores con la red eléctrica.

Datos de interfase

Son datos iniciales que se intercambian entre el cogenerador y la compañía eléctrica. Su fin es analizar y asegurar técnicamente la conexión entre las instalaciones del cogenerador y la red eléctrica.

Por parte del cogenerador los datos a facilitar son los siguientes:

- Tipo y ubicación de la central autogeneradora.
- Datos correspondientes al titular de la misma.
- Justificación de la condición de autogenerador, en caso de haberlo solicitado, así como el momento de la autorización administrativa de la instalación eléctrica.
- Numero, tipo y potencia de los generadores.
- Datos que permitan calcular la potencia de cortocircuito aportado por la instalación en el punto de conexión.
- Régimen de autoproducción elegido (asistido, con o sin demanda de energía o interconectado).
- Clasificación de la energía que se pretende entregar a la red (eventual, garantizada o programada).
- Esquema unifilar de la instalación, el cual deberá completarse posteriormente durante el desarrollo del proyecto, con los esquemas desarrollados de corriente continua y corriente alterna de la parte de la instalación correspondiente a la interconexión con la red.

Por parte de la compañía eléctrica, los datos a facilitar son los siguientes:

- Punto de conexión a la red.
- Tensión nominal y máxima de la red en el punto de conexión. Asimismo, indicará la tensión nominal futura que se prevea.
- Potencias mínima y máxima de cortocircuito de la red en ese punto de conexión.
- Tipo y características de la protección de la red en la que se realizará la interconexión, así como los datos de los sistemas de reenganche (número de reenganches y tiempo entre ellos).
- Características de los elementos que afectan a la interconexión.

Condiciones Técnicas de carácter general

Tomando como base la orden del 5 de septiembre de 1985, las compañías eléctricas han elaborado una guía o pliego de condiciones técnicas para funcionamiento y conexión de autoproducción a la red, particularizando en cada caso el contenido de dicha Orden a las características propias de su red.

Estos requisitos técnicos son obligatorios para los autoproduccionistas que deseen conectarse a la red en condiciones de central interconectada, trabajando sus generadores en paralelo. El objetivo es garantizar el adecuado

funcionamiento de la instalación de interconexión, asegurando que no se produzca la degradación de las condiciones de explotación de la red.

Los requisitos técnicos fijados, se refieren a centrales de autogeneración que se van a conectar a la red de media tensión. Para instalaciones que se vayan a conectar a la de alta tensión, debido a las implicaciones en la propia red de transporte, se requiere un análisis más detallado y específico en cada caso.

Este conjunto de recomendaciones técnicas garantiza la seguridad de las personas, del resto de equipos conectados a la red y de la propia instalación auto productora, sin degradar la calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica.

Procedimientos de tramitación

Describen y enumeran una serie de pasos en relación directa entre el autoprodutor y la empresa eléctrica. Su fin es hacer conocer al futuro autoprodutor, el proceso a seguir desde la presentación de la solicitud formal hasta la conexión de su instalación a la red.

Este proceso incluye los siguientes pasos:

1. **Contactos previos** para proporcionar la viabilidad de conexión en la zona y condiciones deseadas. Se entrega al autoprodutor los documentos que son de aplicación.
2. **Solicitud formal de conexión**, con la cual el futuro autoprodutor debe entregar los planos y documentos justificativos, relacionados con las características de la instalación y la condición de autoprodutor que ha solicitado el titular.
3. **Comentarios y datos de interconexión**. A la solicitud de conexión sigue un proceso de información y análisis en las diversas unidades de la empresa, a juicio de las cuales podrán recabarse datos adicionales o comentar, si procede, las características de la conexión propuesta.

Considerada completa y aceptable la documentación facilitada, la empresa comunicará su aprobación al titular, así como el modelo de contacto a establecer.

4. **Inspección inicial**. Finalizada la instalación de interconexión, el titular avisará a la compañía eléctrica para que los técnicos de la misma efectúen la inspección y verificación inicial, establecida en el apartado 1.5 de la O.M. de 5/9/85.
5. **Contrato**. Efectuada la inspección inicial y contando con un acta favorable, se establece el contrato que regula el Régimen de Producción concertada. Previamente, se habrán acordado y el contrato así lo reflejará, los siguientes términos de dicho régimen:

- Clasificación de la energía entregada.
- Condiciones de la entrega de energía.
- Condiciones económicas.
- Comunicaciones entre las partes.
- Responsabilidad.

Todo ello de acuerdo con el artículo del R.D. 907/1982 de 2 de abril.

- 1) **Conexión.** Establecido el contrato, la compañía eléctrica procederá a la puesta en servicio de la interconexión con la responsabilidad de haber precintado previamente aquellos elementos que lo precisen, para garantizar así la permanencia de la regularidad del suministro.

1.10- Normas para la contratación de energía con autoprodutores.

Para facilitar la aplicación de las normas vigentes en materia de relaciones entre titulares no distribuidores y la compañía eléctrica, se procede de la manera siguiente:

- Se establecen los conceptos básicos que regulan dichas relaciones y se definen los términos generales a incluir en el Contrato a suscribir entre ambas partes, señalando los aspectos de obligado cumplimiento, así como aquellos susceptibles de negociación específica.
- Se definen los derechos y obligaciones de cada una de las partes, autoprodutor y empresa eléctrica.
- Se fijan las bases y modelo de contratación en función del Régimen de Producción concertado (energía garantizada, energía programada o energía eventual).
- Se definen las condiciones técnicas de la conexión.
- Se establecen las condiciones económicas que rigen para el intercambio de energía entre auto productor y empresa eléctrica.
- Se normalizan los modelos de contrato.

1.11.- Visados, permisos y homologaciones.

En el desarrollo de todo proyecto de cogeneración, la ingeniería responsable tiene que elaborar una serie de proyectos técnicos, necesarios para la obtención de permisos oficiales, así como para conseguir las subvenciones y exenciones de impuestos que procedan.

Los visados, permisos y homologaciones que se requieren son:

-
- **Visado del Proyecto de Ingeniería Básica** en el Colegio de Ingenieros y en la correspondiente Delegación del Ministerio de Industria y Energía.
 - **Certificado de la condición de autogenerador**, expedido por el Ministerio de Industria y Energía.
 - **Visado del proyecto completo eléctrico de alta tensión y/o baja tensión**, por la Delegación correspondiente del Ministerio de Industria y Energía.
 - **Permiso municipal de obras** por el Ayuntamiento correspondiente.
 - **Visado del Proyecto de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas**, por el Colegio de Ingenieros y la correspondiente Delegación del Ministerio de Industria y Energía.
 - **Homologaciones de equipos**, por la Delegación correspondiente del Ministerio de Industria y Energía.
 - **Certificado de Dirección y Terminación de Obra** (con las actas de pruebas) en el ayuntamiento, el Colegio Oficial y en la Delegación de Industria.
 - **Visado del Proyecto Constructivo**, en el que estarán incluidas todas las modificaciones al Proyecto de Ingeniería Básica, por el colegio de Ingenieros y la Correspondiente delegación de Industria.

2.- PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES

2.1.- Objetivo.

El objetivo del presente pliego de condiciones es nombrar los elementos necesarios, así como la información adicional necesaria, para llevar a cabo la instalación del sistema de cogeneración.

2.2.- Condiciones de los materiales.

La empresa suministradora del módulo contenerizado del motor, se encargará de suministrar el material y los componentes adecuados para la instalación del mismo.

Todo el material a usar será de elevada calidad y cumplirá con la legislación adecuada respecto a la ley de prevención de riesgos laborales. Una vez que llegue a la E.D.A.R., la persona responsable de la instalación comprobará la veracidad de este hecho. En el caso de que no se cumpla alguna de las especificaciones adecuadas del material, se encargará de la sustitución por otro adecuado.

Todo lo anterior es de aplicación también a los intercambiadores de calor de placas.

La recogida y transporte de estos intercambiadores de calor desde el almacén de SUILCASA, la realizará el personal de la EDAR que haya sido designado para ello, salvo acuerdo escrito en otro sentido. El envío se realizará mediante un embalaje estándar, de manera que si la persona responsable de la recogida del material, observa algún deterioro del mismo a su recepción, deberá indicar las causas del rechazo en el albarán del transportista.

2.3.- Instalación del módulo contenerizado del motor.

La instalación y puesta en marcha del mismo la llevará a cabo el personal de la misma empresa que suministre el motor. Dentro del personal de instalación, habrá uno responsable que esté pendiente de cómo se realiza la instalación, la puesta en marcha, de si se siguen las condiciones de seguridad y prevención adecuadas, etc.

La instalación comenzará en un mínimo de cuatro meses desde la adjudicación del módulo, excluyendo el mes de agosto, que es el Plazo de Entrega del Suministro impuesto por la empresa suministradora (GUASCOR). Para ello deben de estar confirmados, por parte del Cliente, todos los requerimientos técnicos del suministro en el plazo de dos semanas desde la fecha de adjudicación.

2.4.- Aerorefrigerador externo.

Se levantará el aerorefrigerador externo cerca de la localización del módulo del motor. La instalación y puesta en marcha la realizará igualmente el personal asignado por la empresa suministradora del motor, para ello se procederá en primer lugar a la preparación de una solera sobre la que se colocará.

2.5.- Intercambiadores de calor de placas.

Los pedidos aceptados por SUICALSA deben ser considerados a todos los efectos contratos mercantiles de compra-venta en firme, con determinación de calidad conocida en el comercio. Solo se aceptarán pedidos realizados por escrito. A la recepción de un pedido, SUICALSA enviará un acuse de pedido, que deberán recibir firmado o sellado por el cliente. Cuando los pedidos incluyan equipos que no estén en catálogo, no podrán anularse.

Se indicarán los plazos de entrega y siempre contarán a partir del momento de recibir firmado o sellado el acuse de pedido. Eventuales retrasos debidos a causas de fuerza mayor, no justificarán la anulación del pedido ni podrá ser solicitada ninguna indemnización.

El material se recogerá por el cliente en el almacén de SUICALSA, salvo acuerdo escrito en otro sentido. En caso de ser solicitado por el cliente, SUICALSA podrá enviar el material a portes pagados, incluyendo en la factura del material un concepto de coste de transporte.

La mercancía será enviada siempre con un embalaje estándar. Si el cliente observa algún deterioro de la mercancía a su recepción, deberá indicar las causas del rechazo en el albarán del transportista. Una vez se ha aceptado la recepción del material, SUICALSA declina toda responsabilidad sobre posibles deterioros denunciados con posterioridad.

Sólo se admitirán devoluciones de mercancías pactadas anteriormente con SUICALSA. En cualquier caso siempre se devolverían a portes pagados. Toda devolución de mercancía llevará implícita una reducción mínima del 15% de su valor en concepto de verificación, embalaje, etc.

El plazo de garantía de cada intercambiador de placa de acero inoxidable/Titanio es de 2 años, cubriendo exclusivamente los defectos derivados de la fabricación del producto o bien del material utilizado. Sin embargo ésta quedará anulada en los siguientes casos:

- Si el producto ha sido reparado o manipulado por personas no autorizadas.
- Si la incidencia ha sido provocada por una instalación incorrecta o por el mal funcionamiento de los elementos de seguridad de la instalación (ánodo electrónico, válvula de seguridad, termostato, vaso de expansión, etc) haciendo trabajar al producto en condiciones que no se corresponden con las condiciones de diseño.
- Si el producto ha sido utilizado para un uso diferente al previsto en el catálogo de SUICALSA.
- Si no se han seguido las normas de instalación y mantenimiento facilitadas con el producto.
- Si se ha dañado el revestimiento interno (Polywarm) por agresión mecánica durante los procesos de revisión y/o limpieza.
- Si se han producido corrosiones por incorrecta instalación y/o falta de mantenimiento o inspección de los ánodos de protección catódica (electrónicos o de magnesio).
- Si se ha producido corrosión galvánica en el producto a causa de la conexión directa con tuberías de cobre (sin interponer conexión de manguito electrolítico)
- Si la incidencia se ha producido como consecuencia de la normal utilización, pero ha ocurrido después de la fecha de finalización de la garantía.

La garantía consistirá en la reparación o sustitución del producto afectado, a elección de SUICALSA, y no cubrirá en ningún caso el desmontaje del anterior producto, ni el transporte y conexionado del nuevo. En caso de reparación, ésta podrá realizarse en el lugar de la propia instalación, o en el almacén principal de SUICALSA.

La reparación o sustitución no supondrá el inicio de un nuevo cómputo del plazo de garantía, manteniéndose como inicio del plazo la fecha de venta inicial.

No se aceptarán reclamaciones que contravengan las condiciones generales de venta y garantía, o aquellas otras particulares que hubieren podido ser pactadas por escrito. En cualquier caso, las reclamaciones deberán ser cursadas siempre y con preciso detalle por escrito.

Los productos suministrados por SUICALSA deberán ser instalados conforme a la ingeniería necesaria y adecuada, siendo el instalador el único responsable de que se cumplan las normas de instalación correspondientes. El instalador o distribuidor deberá devolver cumplimentado el folleto de garantía dentro de un plazo de tres meses a partir de la fecha de venta. En caso contrario, la garantía quedará automáticamente anulada.

2.6.- Conexión a la red eléctrica.

El personal de la compañía eléctrica será el encargado de la conexión satisfactoria del sistema cogenerador a la red eléctrica. De esta manera es posible el suministro de energía eléctrica desde la E.D.A.R. a la red eléctrica cuando exista un exceso de electricidad, al igual que un suministro desde la red de energía eléctrica a la E.D.A.R. en el caso de haber un déficit de energía eléctrica en la misma.

2.7.- Condiciones de suministro del gas:

En la tabla siguiente, se enumeran los valores admisibles de diferentes componentes en el gas a emplear como alimentación en el motor de cogeneración.

Formula	Parámetro	Valor límite	Motor aplicación	Comentarios
PCI	Poder Calorífico Inferior	23-30 MJ/m ³ _n	Todos Biogás	Gas depuradora
		17-23 MJ/m ³ _n	Todos Biogás	Gas vertedero
		14-17 MJ/m ³ _n	SFGLD	Gas vertedero pobre
ΔPCI	Variación PCI	<+5%	Carburación mecánica	Reajustar carburación
		<+10%	Carburación electrónica	
		>+10%	Carburación electrónica	Necesario analizador de gas continuo
∇PCI	Gradiente PCI	<1%PCI/min	Analizador continuo gas	
P y T (1)	Presión y temperatura de suministro	IC-G-D-30-006	Carburación electrónica	TECJET 50
		IC-G-D-30-007	Carburación electrónica	TECJET 50+
		IC-G-D-30-008	Carburación mecánica	Regulador presión cero y tornillo
		IC-G-D-30-015	Carburación electrónica	ELEKTRA 50
φ	Humedad del gas	<80%	Todos Biogás	Sin condensaciones
WetDew T	Temp. rocío del gas húmedo	>15% inferior T _{gas}	Todos Biogás	Recomendable
WetDew T	Temp. rocío del gas húmedo	<283K	Todos Biogás	Recomendable
O ₂	Oxígeno en gas	<2% vol	Carburación mecánica	Reajustar carburación. Problemas digestión anaeróbica
		<+1% ajuste carb.		
O ₂	Oxígeno en gas	>2% vol.	Carburación electrónica	Medidor metano continuo para ajuste automático de carburación
		>+1% ajuste carb.		

H ₂	Hidrógeno en gas	<12%	Todos Biogás	
C4+	Hidrocarburos superiores	<2%	Todos Biogás	
H ₂ S	Ácido sulfhídrico equivalente	<70 mg/MJ	Sin catalizador escape	Azufre total: H ₂ S equivalente
Cl ⁻	Cloro equivalente	<3,5 mg/MJ	Sin catalizador escape	F, Cl, Br, I orgánico e inorgánico
Si	Silicio y siloxanos	<0,2 mg/MJ	Sin catalizador escape	Analizar: TMOH, TMS, L2, L3, L4, D3, D4, D5 Además <75ppm de Si en aceite motor
NH ₃	Amoniaco	<1,5 mg/MJ	Todos Biogás	
Tar	Aceites y alquitranes	No se admiten condensados	Todos Biogás	Vapores de aceites condensables
Dust	Partículas sólidas	<5 µg	Todos Biogás	No permitidos tamaños mayores
		<0,3 mg/M (1-5 µm)	Todos Biogás	

Tabla.6. Condiciones de suministro del gas en el motor.

(1) Los rangos admisibles de presión y temperatura del gas a la entrada del motor dependen del sistema de carburación empleado.

DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA E.D.A.R.

DOCUMENTO N° 4: ESTUDIO ECONÓMICO

ÍNDICE

1. Coste económico de la implantación de la instalación.....	<i>página 98</i>
1.1. Coste del módulo contenerizado.....	<i>página 98</i>
1.2. Coste de los intercambiadores de calor de placas.....	<i>página 98</i>
1.3. Coste total	<i>página 98</i>
2. Ahorro económico debido a la implantación de la instalación....	<i>página 98</i>
2.1. Venta de energía eléctrica sobrante.....	<i>página 98</i>
2.2. Ahorro de electricidad respecto a la comprada en el sistema actual.....	<i>página 101</i>
3. Amortización.....	<i>página 102</i>

1.- COSTE ECONÓMICO DE LA IMPLANTACIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.1.- Coste del módulo contenerizado.

El módulo GUASCOR modelo SFGLD 240 90/80 cuesta 300.000 € + I.V.A. (en total 321.000 €) La puesta en marcha está incluida en el precio de suministro del mismo.

1.2.- Coste de los intercambiadores de calor de placas.

Los dos intercambiadores de calor de placas de SUILCASA S.A. tienen un precio de:

- Unidad: 3.061 €
- Los dos: 6.122 €

1.3.- Coste total.

Unidad	Coste (€)
Módulo SFGLD 240 90/80 (IVA incluido)	321.000
Dos intercambiadores IP3601B65NX08	6.122
TOTAL	327.122

Tabla.7.Coste total del sistema de cogeneración

2.- AHORRO ECONÓMICO DEBIDO A LA IMPLANTACIÓN DE LA INSTALACIÓN

2.1.- Venta de energía eléctrica sobrante.

La cuantía de la misma se determina según lo indicado en el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Al mismo tiempo hay que tener en cuenta los cambios incorporados por la orden *ITC/3801/2008 del 26 de diciembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero del 2009*.

En el Real Decreto 661/2007 aparecen dos alternativas de venta de energía eléctrica:

- a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.
- b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

Se sigue la primera de las opciones, ésta se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

Según lo indicado en el artículo 2 del presente Real Decreto el sistema de cogeneración del presente proyecto pertenece al subgrupo a.1.3. de *“cogeneraciones que utilizan como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que figuran en el anexo II, y siempre que ésta suponga al menos el 90 % de energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior”*.

Además indica que las instalaciones de la categoría a) y los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido la opción a) como forma de retribución de la energía eléctrica vendida, pueden acogerse con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de los dos períodos siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22 h	22-24 h y 0-12 h

Tabla.8.Discriminación horaria de carácter voluntario

La tarifa regulada a percibir en este caso, se calcula como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

Las tarifas correspondientes a las instalaciones de la categoría a), se contemplaban en la tabla 1 del artículo 35 del Real Decreto 661/2007. Estas tarifas están actualizadas en el anexo III de la orden *ITC/3801/2008*, para las categorías a.1.1, a.1.2 y c.2.

En el caso de la subcategoría a.1.3. la retribución será la correspondiente a la de los grupos b.6, b.7 y b.8 (de la categoría b) según lo indicado por el Real Decreto 661/2007.

Dicha retribución era incrementada con los porcentajes que se establecían en la tabla 2 del mismo, sin embargo hay que emplear los nuevos valores retributivos de la orden ITC/3801/2008, que se encuentran recogidos en su anexo IV.

En el caso del subgrupo a.1.3. que corresponda a *“instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando algunos de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.”* se aplica la retribución perteneciente al grupo b.7, más concretamente al subgrupo b.7.2. según indica el Real Decreto 661/2007.

El valor que aparece para esta categoría de instalación en el anexo IV de la orden ITC mencionada anteriormente, teniendo en cuenta que la potencia instalada es menor de 500 KW y de que nos encontraríamos dentro de los primeros 15 años de antigüedad es de 10,6338 c€/KWh.

Es decir, se percibirá en horas punta una cantidad de:

$$1,0462 \times 10,6338 = 11,1251 \text{ c€/KWh}$$

Mientras que en horas valle una cantidad de:

$$0,9670 \times 10,6338 = 10,2829 \text{ c€/KWh}$$

La energía eléctrica sobrante del sistema de cogeneración según indica el anexo 6, es de 3.402.420,5 KWh/año, los cuales se distribuyen entre periodo punta y valle de la siguiente manera:

- Período Punta: 1.514.077,12 KWh/año
- Período Valle: 1.888.343,38 KWh/año

La ganancia por la venta de la misma es la que sigue:

$$\text{Período Punta: } 1.514.077,12 \text{ (KWh/año)} \times 11,1251 \text{ (c€/KWh)} = 16.844.259,37 \text{ c€/año}$$

$$16.844.259,37 \text{ (c€/año)} \times (0,1\text{€}/10\text{c€}) = 168.442,60 \text{ €/año}$$

$$\text{Período Valle: } 1.888.343,38 \text{ (KWh/año)} \times 10,2829 \text{ (c€/KWh)} = 19.417.646,14 \text{ c€/KWh}$$

$$19.417.646,14 \text{ (c€/año)} \times (0,1\text{€}/10\text{c€}) = 194.176,50 \text{ €/año}$$

GANANCIAS POR VENTA DE ELECTRICIDAD A LA RED		
Período Punta	€/año	168.442,60
Período Valle	€/año	194.176,50
Total	€/año	362.619,10

Tabla.9. Ganancias por venta de electricidad sobrante a la red de distribución.

2.2.- Ahorro de electricidad respecto a la compra en el sistema actual

Coste de la energía eléctrica en el sistema actual

Se hace este estudio teniendo en cuenta lo reflejado en la siguiente página de internet, perteneciente a la página web de ENDESA:

http://www.endesaonline.es/ES/empresas/teguia/asesoramientotarifas/tarifas_electricas/tarifas/index.asp

Las tarifas eléctricas para clientes con potencia contratada a partir de 15 KW es de:

Tarifa	Términos de potencia (€/KW/mes)	Términos de energía (€/KWh)		
		Punta	LLano	Valle
Tarifa 3.0.2 general potencia > 15KW	1,8585	0,150208	0,121359	0,082405

Tabla.10. Coste de compra de electricidad de la E.D.A.R. a la compañía eléctrica, sistema actual de funcionamiento.

La potencia requerida es de 19,5 KW (anexo 1):

Términos de potencia → 19,5 KW x 1,8585 €/KW/mes = 36,24075 €/mes

36,24075€/mes x 12 meses/1 año = 435 €/año

Recordando que la energía eléctrica requerida por la E.D.A.R. es de 145.379,5 KWh/año (anexo 1), para este tipo de instalación el suministro se facturará de la siguiente forma:

- Se aplicará 17% del total de su consumo a la punta.
- Un 55% del total de su consumo al llano.
- Un 28% del total de su consumo al valle.

De lo cual resulta:

$145.379,5 \times 0,17 = 24.714,51$ KWh/año en punta.

$145.379,5 \times 0,55 = 79.958,73$ KWh/año en llano.

$145.379,5 \times 0,28 = 40.706,26$ KWh/año en valle.

Términos de energía eléctrica:

Periodo tarifario 1 (punta): $0,150208 \times 24.714,51 = 3.712,32$ €/año

Periodo tarifario 2 (llano): $0,121359 \times 79.958,73 = 9.703,71$ €/año

Periodo tarifario 3 (valle): $0,082405 \times 40.706,26 = 3.354,4$ €/año

Coste anual total: $435 + 3.712,32 + 9.703,71 + 3.354,4 = \underline{17.205,43}$ €/año

La E.D.A.R. se ahorraría esta cantidad de euros anualmente en la compra de la energía eléctrica necesaria para las unidades que la requieren.

3.- AMORTIZACIÓN

Amortización (años) = coste del equipo/ganancias por dicho equipo

Ganancias por implantación del sistema de cogeneración:

Causa de ganancias	Ganancias (€/año)
Venta de energía eléctrica	362.619,10
Ahorro de compra de energía eléctrica	17.205,43
Total	379.824,53

Tabla.11. Ganancia económica de la EDAR al implantar el cogenerador.

El coste total es el de la compra de los equipos necesarios: 327.122

Amortización = $379.824,53 / 327.122 = 1,16$ años

En aproximadamente 1 año se amortizará el sistema de cogeneración propuesto.

