



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Integración energética en EDAR mediante
simulación de un ciclo térmico de
aprovechamiento de biogás.**

Autor:

Domínguez Rodríguez, Adrián

Tutor:

**Fernández-Polanco Íñiguez de la
Torre, María**

Departamento:

**Ingeniería Química y Tecnología del
Medio Ambiente**

Valladolid, junio de 2023.



AGRADECIMIENTOS

- A mi tutora, María, por su amabilidad, empeño y ganas de trabajar.
- A Blanca Giménez, profesora del Área de Máquinas y Motores Térmicos, por la ayuda para resolver los problemas que iban surgiendo con el programa de simulación.
- A María del Carmen Martín, profesora del Área de Ingeniería Térmica y Fluidomecánica, por su amabilidad para resolver las dudas teóricas.
- A mis padres y a mi hermano, Daniel, por su apoyo incondicional durante todos estos años.
- A mis compañeros, sin todos ellos no hubiera sido posible llegar hasta aquí.

**TFG realizado en el marco del proyecto: VIABILIDAD TÉCNICA DE BIOTECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE GASES RENOVABLES (BIOREG).
PID 2020 - 112871RB-C21 / AEI / 10.13039 / 501100011033.
Agencia Estatal de Investigación, Ministerio de Ciencia e Innovación.**



RESUMEN

En el presente TFG se aborda el estudio del aprovechamiento eléctrico del biogás generado en la digestión del fango procedente de una depuradora de aguas residuales urbanas.

Para ello, se ha diseñado un ciclo térmico turbina de gas con un software de simulación de procesos termoquímicos, que, una vez optimizado, se ha implementado con el biogás procedente de una depuradora de 500.000 habitantes equivalentes.

Con la simulación del diseño, se han obtenido resultados de producción energética con los que realizar un balance global a la depuradora. Este balance, tiene en cuenta los consumos energéticos de la misma, estudiando la posibilidad de utilización en autoconsumo de la energía eléctrica, y en cogeneración, de la térmica, generadas en el ciclo.

Finalmente, se estudia la valorización del biogás (aumento del porcentaje de metano), mediante utilización de hidrógeno, para obtener conclusiones energéticas, y económicas en caso de venta del excedente eléctrico generado.

Palabras clave: fango, gas renovable, ciclo térmico, simulación integración energética.

ABSTRACT

In this TFG it has been studied a process of electrical recovery of biogas that is produced after an anaerobic digestion mud which it comes to the urban wastewater plant.

For this, it has been designed a gas turbine thermal cycle with a thermochemical processes simulation software, which, once that it has been optimized, it has been deployed with biogas that comes to 500.000 equivalent population treatment plant.

With the simulation, it has been obtained energy production results to make a global wastewater treatment plant balance, studying the possibility to use in self-consumption the electrical energy generated, and in cogeneration, of the thermal, both, generated in the cycle.

Finally, it is studied the biogas upgrading (the increase of methane percentage), with the use of hydrogen, from which it has been energy and, economic conclusions in case of selling the electrical surplus generated.

Keywords: mud, renewable gas, thermal cycle, simulation, energy integration.



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.





ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	9
2. OBJETIVOS.....	11
3. MARCO TEÓRICO.....	13
3.1. DEFINICIÓN DE CENTRAL TÉRMICA DE GENERACIÓN.	13
3.2. EL BIOGÁS COMO ENERGÍA RENOVABLE.....	16
3.2.1. CONCEPTO DE BIOGÁS. Composición y aplicaciones.....	17
3.2.2. VALORIZACIÓN DEL BIOGÁS.....	17
3.2.3. EL BIOGÁS EN ESPAÑA.....	19
3.2.4. LÍNEAS DE DESARROLLO.	20
3.3. ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR).....	20
3.3.1 DEFINICIÓN DE EDAR.	20
3.3.2. TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES URBANAS.....	21
3.3.3 EL CONSUMO ENERGÉTICO EN LAS EDAR URBANAS.	23
3.3.4. EL CONSUMO ELÉCTRICO POR ETAPAS EN UNA EDAR URBANA....	24
3.3.5. POTENCIA ELÉCTRICA CONSUMIDA EN UNA EDAR DISEÑADA PARA 500.000 h.e.	26
3.4 PROCESO DE APROVECHAMIENTO ELÉCTRICO DEL BIOGÁS.....	27
3.4.1 ELECCIÓN DEL PROCESO.....	27
3.4.2. CICLO TÉRMICO.....	28
3.4.3. ELEMENTOS Y FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	29
4. METODOLOGÍA Y SIMULACIÓN.....	32
4.1. DEFINICIÓN DEL ENTORNO GRÁFICO.....	32
4.2. UNIDADES DE OPERACIÓN.....	33
4.3. PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN.	36
5. CÁLCULOS.	39
5.1. OPTIMIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN DISEÑADA.....	39
5.2. IMPLMENTACIÓN DEL DISEÑO PARA ALIMENTAR CON EL CAUDAL DE BIOGÁS PROCEDENTE DE UNA EDAR URBANA DE 500.000 h.e. DE CAPACIDAD.....	47
5.2.1. CÁLCULO DEL BIOGÁS.....	48
5.2.2. CÁLCULO DEL AIRE DE COMBUSTIÓN Y REFRIGERACIÓN.....	49



5.2.3. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	50
5.3. BALANCE ENERGÉTICO EN LA INSTALACIÓN COMPUESTA POR LA EDAR URBANA DE 500.000 h.e. Y LA INSTALACIÓN TURBINA DE GAS.	51
5.3.1. ESTUDIO ENERGÉTICO Y CÁLCULOS PREVIOS.....	52
5.3.2. BALANCE ENERGÉTICO.....	54
5.3.3. INYECCIÓN A RED DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA.	57
5.3.4. EFECTO DE UNA POSIBLE VALORIZACIÓN DEL BIOGÁS CON H ₂ DISOCIADO CON EXCEDENTES DE ENERGÍA RENOVABLE.....	59
6. CONCLUSIONES.	61
7. BIBLIOGRAFÍA.....	63



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Caudales y cargas teóricas	23
Tabla 2. Consumos de potencia eléctrica estimados en una EDAR urbana diseñada para 500.000 h.e	27
Tabla 3. Estudio paramétrico de la eficiencia interna del compresor.....	41
Tabla 4. Estudio paramétrico de la relación de compresión del compresor. ..	43
Tabla 5. Estudio paramétrico de la eficiencia interna de la turbina.	45
Tabla 6. Propiedades y características del fango mixto producido en una EDAR urbana diseñada para 500.000 h.e	48
Tabla 7. Composición del biogás producido en la digestión anaerobia.....	48
Tabla 8. Resultados más relevantes de la simulación de la instalación turbina de gas con la alimentación del biogás procedente de una EDAR urbana de 500.000 h.e. de diseño.	50
Tabla 9. Valores medios del consumo energético de las EDAR con digestión anaerobia.....	53
Tabla 11. Parámetros del digestor anaerobio de la EDAR urbana.....	54
Tabla 12. Datos de la corriente de escape como resultado de la simulación.	55
Tabla 13. Resultados obtenidos tras valorizar el biogás desde el 65% al 75% en metano.....	60



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Constitución general de una máquina síncrona de rotor cilíndrico..	14
Figura 2. Esquema de excitación moderno de un generador síncrono	15
Figura 3. Esquema de funcionamiento de un transformador en vacío.....	16
Figura 4 Esquema de las unidades de tratamiento de una EDAR urbana	25
Figura 5. Representación de la potencia eléctrica requerida por unidad de tratamiento y tamaño de población de diseño	26
Figura 6. Diagrama T-S del Ciclo Brayton	28
Figura 7. Esquema básico de una turbina de gas	28
Figura 8. Representación del flujo a través de los componentes de la turbina de gas.....	29
Figura 9. Representación de las diferentes zonas de entrada de aire	30
Figura 10. Detalle de un álabe refrigerado	31
Figura 11. Turbina de gas.....	31
Figura 12. Detalle visual del entorno gráfico	33
Figura 13 Cuadro de parámetros configurables del compresor.....	34
Figura 14. Cuadro de parámetros configurables del reactor.....	35
Figura 15. Cuadro de parámetros configurables de la turbina.....	36
Figura 16 Esquema de simulación turbina de gas	37
Figura 17. Diagrama que muestra la dispersión en consumos eléctricos por dotación de agua residual y su comparativa entre la utilización o no de sistemas de cogeneración.....	53



1. INTRODUCCIÓN.

La sociedad actual se encuentra en una problemática sin precedentes. Una crisis energética unida a una medioambiental, que también acompañará a las sociedades venideras, hace cada vez más urgente el cambio a un modelo energético en el que se priorice el consumo de energía de origen renovable, cercana a los puntos de consumo y de coste económico asequible para el consumidor, por encima del consumo de combustibles fósiles, que deben viajar desde sus puntos de extracción, en nuestro caso muy alejados, y con un sobrecoste procedente del transporte, hasta su destino en nuestras centrales de generación, para ser quemados (carbón, gas natural, fuelóleo, queroseno...), o fisionados nuclearmente (U-235 enriquecido).

La generación eléctrica basada en la combustión de combustibles fósiles o no renovables, además, lleva asociada una serie de problemáticas medioambientales, algunas de las cuales se comentan a continuación:

Los residuos que se obtienen en la combustión llevada a cabo en las centrales térmicas convencionales generan muchos problemas para intentar reducirlos, transportarlos y eliminarlos, además del coste energético asociado a todos estos procesos.

Al quemar derivados del petróleo para la generación de energía eléctrica, se generan sulfatos alcalinos, V_2O_5 , Fe_2O_3 , SiO_2 , Al_2O_3 , CaO , y MgO .

La combustión del carbón produce SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , CaO , MgO , Na_2O y K_2O .

En ambos casos, todos ellos o en forma de cenizas volantes o de escorias que son evacuadas de las centrales con un coste energético asociado y depositadas en vertederos cercanos a dichas instalaciones suponiendo una problemática medioambiental muy elevada. [1]

A todo ello hay que añadir los productos de combustión evacuados a la atmósfera:

- CO Y CO_2 , que repercuten en la salud de los seres vivos y en el efecto invernadero respectivamente.
- Óxidos de nitrógeno, que provocan destrucción de la capa de ozono, lluvia ácida y ensuciamiento de la atmósfera.
- Óxidos de azufre, que, entre otros efectos, destruye la clorofila de las plantas. [1]

Por su parte, en las centrales nucleares, cada 12 o 24 meses debe producirse la recarga de un tercio de los elementos combustibles del reactor. Esto origina una evacuación de los elementos gastados, que con numerosos recursos económicos deben ser almacenados primero en piscinas y posteriormente en



ATIs o en ATCs. Tras el almacenamiento a medio plazo, se ha planteado un almacenamiento geológico profundo, que podría suponer un gran peligro para el medioambiente si por algún motivo la radiación que aún emiten los residuos se incorpora a los seres vivos. [1]

Si bien, la utilización de combustibles fósiles es altamente perjudicial para el medioambiente, el cambio a un modelo renovable se debe hacer progresivamente para que sea viable tanto desde el punto de vista energético como económico, introduciendo instalaciones de generación distribuida que favorezcan la implantación de pequeñas centrales de generación renovable que abastezcan en autoconsumo tanto viviendas como plantas de diferente índole. La generación fotovoltaica, termosolar de concentración, o eólica, pueden ser la solución a esas pequeñas centrales distribuidas, pero también será necesario contar con pequeñas instalaciones de generación que abastezcan de energía eléctrica determinadas zonas residenciales o industriales cuando la intermitencia que caracteriza las centrales anteriores impida que se genere la energía que en esos instantes se demande. Esto se podrá solucionar con instalaciones térmicas de generación que utilicen combustibles renovables, como el biogás, producido en el sector agropecuario, en el industrial, o en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales.

Por otra parte, la necesidad de aumentar el porcentaje de población con acceso a agua potable y saneamiento, en cumplimiento con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 6 de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, supondrá a su vez un mayor vertido de aguas residuales. Esto implica que su tratamiento debe ser más eficiente, asequible y sostenible, a la vez que se abrirá la posibilidad de aprovechar los productos finales de las etapas de depuración de aguas residuales urbanas para una generación de energía de origen renovable, sostenible y cercana a los puntos de consumo. [2]



2. OBJETIVOS.

El objetivo principal del presente TFG, es el diseño, estudio y análisis de viabilidad de un proceso de aprovechamiento eléctrico del biogás generado como producto de la digestión anaerobia del fango mixto producido en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales Urbanas.

Este proceso de aprovechamiento, generará energía eléctrica de origen renovable y de bajo coste debido a la procedencia y cercanía de su combustible. Además, presenta las características de una fuente de energía distribuida que podrá abastecer en autoconsumo aquellas Estaciones Depuradoras en las que se instaure, de forma que permitirá una adaptación suave al modelo eléctrico renovable de estos grandes puntos de consumo como son dichas instalaciones, apoyando la descarbonización del sector eléctrico, y ayudando a mitigar los efectos del cambio climático.

También, se incorpora al objetivo principal, el hecho de que el tratamiento de aguas residuales sea más eficiente y sostenible, produciéndose en las inmediaciones de la Estación, la energía necesaria para abastecer cada uno de los procesos, y así facilitar que el agua residual producto de las necesidades humanas pueda ser tratado y depurado incluso en los lugares más desfavorecidos del planeta.

Derivados del anterior objetivo principal, se han establecido los siguientes objetivos específicos:

- Estudio de los consumos eléctricos por etapas en una EDAR urbana con el fin de comprobar la viabilidad energética del ciclo térmico diseñado.
- Selección del ciclo térmico adecuado. Análisis del ciclo térmico adecuado para la aplicación esperada, teniendo en cuenta las características del combustible empleado (biogás), el tiempo de puesta en funcionamiento tras parada, y mantenimiento.
- Optimización del ciclo térmico diseñado. Búsqueda, con un criterio técnico y económico, las opciones más viables de funcionamiento. De esta forma se pretende llevar a cabo la simulación del diseño adaptado para operar con el caudal biogás generado en una EDAR de 500.000 habitantes equivalentes de capacidad.
- Conversión de la energía mecánica en eléctrica. Transformación de la energía mecánica de rotación obtenida en la simulación en energía eléctrica susceptible de ser consumida en la EDAR.
- Cálculo del balance energético global a la EDAR. Se realizará un cálculo que tenga en cuenta el dato de generación eléctrica obtenido



en la simulación y el consumo energético medio por dotación de agua a tratar en la EDAR.

- Comparación del nuevo consumo energético medio obtenido. Se cotejará este dato, tras el autoconsumo de la energía eléctrica y la utilización de la energía térmica para cogeneración, ambas generadas en el ciclo, con los que aparecen en estudios publicados en la bibliografía consultada.
- Análisis de los resultados energéticos y económicos que se obtendrían al valorizar el biogás. Cálculo que permitirá obtener resultados de generación eléctrica, y económicos tras la venta del excedente, después de haber mejorado el biogás utilizado como combustible.



3. MARCO TEÓRICO.

A continuación, se van a describir los conceptos necesarios para poder entender el alcance de la producción de energía eléctrica a partir de una instalación térmica de generación, cuyo combustible será el biogás procedente de la digestión anaerobia del fango mixto producido en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales Urbanas:

3.1. DEFINICIÓN DE CENTRAL TÉRMICA DE GENERACIÓN.

Se define central térmica de generación, como aquella instalación que utiliza la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad.

Las centrales térmicas operan en base a un ciclo térmico de trabajo, que puede ser un Ciclo Rankine, si se trata de centrales térmicas convencionales, o centrales de vapor; o un Ciclo Brayton, en caso de ser una turbina de gas. Estos ciclos presentan mejoras respecto a la teoría para adaptarse a las características del fluido de trabajo, que, en caso de las centrales de vapor, ese fluido será agua-vapor, y en el caso de centrales turbina de gas, será aire atmosférico o un fluido caloportador gaseoso. [1]

El ciclo térmico se materializa en una serie de componentes o unidades de operación que llevan a cabo el aumento de presión (bombas y compresores); la transformación de la energía química contenida en el combustible, en energía calorífica (calderas y cámaras de combustión); finalmente, expansión del fluido que contiene una elevada entalpía (turbinas). Si el ciclo es cerrado, además, se necesita un sistema de refrigeración para adaptar el fluido al sistema de aumento de presión.

Por tanto, en estas instalaciones, la energía contenida en el combustible se transforma, por combustión, en energía calorífica, que es absorbida por el fluido de trabajo y se convierte, al expandirse en la turbina, en energía mecánica de rotación, que, a su vez, es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico, y será necesario adaptarla a las necesidades de consumo a través de uno o varios transformadores eléctricos. [1]

GENERADOR ELÉCTRICO.

Una vez obtenida la potencia mecánica generada por la turbina gracias a la expansión en sus álabes del vapor o gases con un elevado incremento de entalpía procedente del proceso de compresión y combustión, se transmitirá el movimiento rotativo del rotor de la turbina, mediante un eje, al generador

síncrono, que será el encargado de transformar la potencia mecánica de rotación en potencia eléctrica.

El tipo constructivo del alternador o generador síncrono que se utiliza en este tipo de aplicaciones, instalaciones o ciclo térmicos, es el de rotor cilíndrico, porque como se indica en [3], para generadores síncronos accionados por turbinas de vapor o de gas, que presentan buenos rendimientos a velocidades muy elevadas (1500 o 3000 rpm), se utilizan rotores cilíndricos, ya que, el rotor de polos salientes no resultaría mecánicamente adecuado por los elevados esfuerzos mecánicos efecto de la fuerza centrífuga.

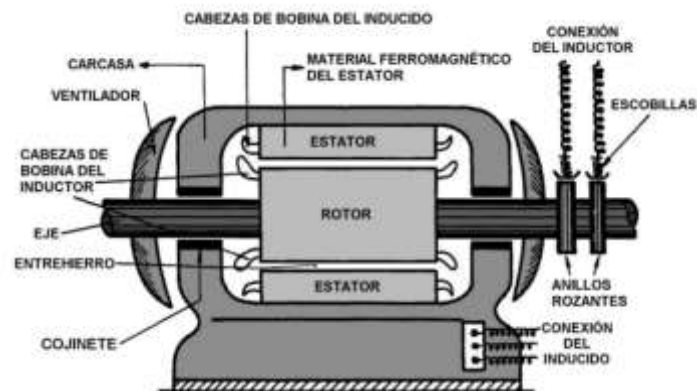


Figura 1. Constitución general de una máquina síncrona de rotor cilíndrico. [3]

Estos generadores se denominan turbogeneradores, y tienen una dimensión axial grande respecto de su diámetro.

En un generador rotativo síncrono, el campo magnético se crea en el rotor, y es producido por un electroimán, que requiere de una alimentación de corriente continua para crear ese campo, ese sistema de alimentación se denomina excitación.

El sistema de excitación de los generadores síncronos modernos, cuenta con una excitatriz principal y una excitatriz piloto. La excitatriz principal es otro generador síncrono con el inducido en el rotor y el devanado inductor en el estator. La salida trifásica de la excitatriz principal se convierte en continua mediante un puente rectificador de diodos giratorios que van montados sobre el mismo eje y cuya salida alimenta al rotor del generador principal. La ventaja de este sistema es que no se necesitan ni anillos ni escobillas ya que el puente rectificador de diodos es giratorio.

Por último, indicar que el devanado inductor de la excitatriz principal se alimenta mediante otro generador síncrono de pequeña potencia, excitatriz piloto, y cuyo rotor no está bobinado, sino que produce el campo de excitación con imanes permanentes. Lo explicado anteriormente, se puede visualizar en la siguiente imagen:

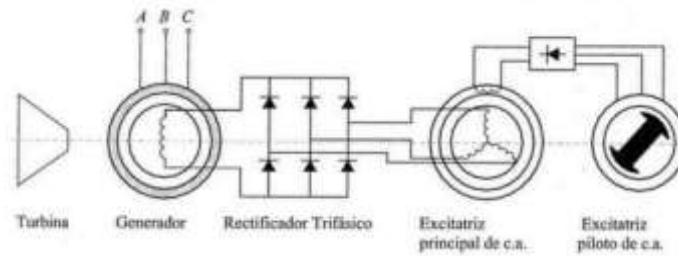


Figura 2. Esquema de excitación moderno de un generador síncrono. [4]

A partir de lo explicado anteriormente, se puede introducir el concepto de rendimiento de un generador eléctrico, que será:

$$\eta_{gen}(\%) = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{absorbida}}} \times 100$$

Dónde la potencia útil será la que le llega al rotor a través del eje que conecta con la turbina, y la absorbida será la que representa las pérdidas internas del generador. Esas pérdidas se sintetizan generalmente en pérdidas en el hierro y en el cobre (conductores) del generador.

La máquina síncrona es una de las máquinas eléctricas de mayor rendimiento. Se puede incluso aceptar, que sus pérdidas son despreciables (es decir, un rendimiento del 100%), lo que significaría que la potencia activa en bornes del inducido fuese igual a la potencia mecánica en el eje. [5].

Aunque, para obtener del estudio energético, que se hará más adelante, una aproximación lo más semejante posible a la realidad, se va a considerar un rendimiento del generador eléctrico igual al 90 % a plena carga (0,9).

TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Tras la conversión de energía mecánica de rotación en energía eléctrica, que se lleva a cabo en el generador, es necesario elevar la tensión eléctrica para poder hacer un consumo eficiente de la misma; ya sea o bien para reducir las pérdidas en el transporte de la electricidad, o bien para adecuar y estabilizar la tensión a la de consumo, la energía eléctrica debe pasar por un transformador de potencia.

Los transformadores son máquinas estáticas con dos devanados de corriente alterna arrollados sobre un núcleo magnético. El devanado por donde entra energía al transformador se denomina primario y el devanado por donde sale energía hacia las cargas que son alimentadas por el transformador se denomina secundario. [6]

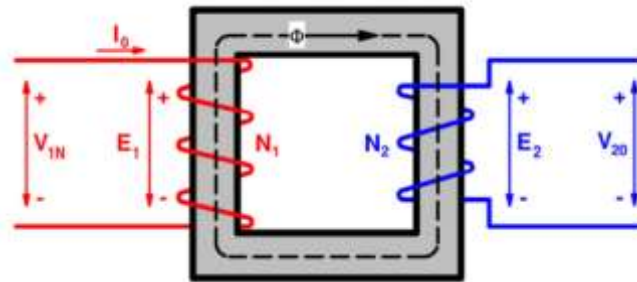


Figura 3. Esquema de funcionamiento de un transformador en vacío. [6]

En un transformador en carga se absorbe una potencia activa P_1 por el primario y se suministra una potencia activa P_2 de menor valor por el secundario debido a que una pequeña parte de la potencia de entrada se pierde dentro del transformador. Esta potencia perdida, que se denomina pérdidas del transformador, se debe a diferentes causas y se acaba disipando en forma de calor. Al igual que en el caso del generador, la potencia de pérdidas se sintetiza en pérdidas en el cobre y en el hierro del núcleo del transformador, que son debidas a los fenómenos de Corrientes de Foucault, histéresis y Efecto Joule. [6]

A consecuencia de ello, el rendimiento de un transformador se define como:

$$\eta_{tr}(\%) = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \times 100 = \frac{P_2}{P_1} \times 100$$

Siendo las pérdidas en el cobre y en el hierro potencias todas ellas activas, al igual que la de salida.

Una consecuencia de lo anterior, es que, se debe evitar el funcionamiento de un transformador a baja carga, porque el rendimiento será bajo; por ello, se ha decidido operar en el apartado de cálculos con un rendimiento típicamente habitual en la bibliografía consultada, es decir, al igual que el del generador, del 90% a plena carga (0,9).

3.2. EL BIOGÁS COMO ENERGÍA RENOVABLE.

Tras haber introducido los conceptos principales que son necesarios para entender la conversión de energía de rotación que suministra el eje de la turbina a energía eléctrica, es necesario conocer que el presente estudio se basa en el diseño de una instalación de generación eléctrica que utiliza biogás como combustible:



3.2.1. CONCEPTO DE BIOGÁS. Composición y aplicaciones.

En la economía circular, el reciclaje y el aprovechamiento energético renovable, el biogás juega un papel fundamental. Se obtiene en procesos biológicos anaerobios a partir de la materia orgánica presente, principalmente, en los residuos ganaderos y agroindustriales, en los fangos de Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR), y en la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

El biogás es un gas compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), en proporciones variables dependiendo de la composición de la materia orgánica a partir de la cual se ha generado.

De esta forma, el metano obtenido del propio biogás, puede emplearse en distintos sectores económicos, especialmente en la movilidad, y la generación eléctrica o en sistemas de calor y energía, desplazando materias primas de origen fósil y por ello tiene un papel relevante en la transición energética por su capacidad para integrar la economía circular en la generación de energía renovable.

El biogás es la única energía renovable que puede usarse para cualquiera de las grandes aplicaciones energéticas: eléctrica, térmica o como carburante. Puede desde canalizarse para su uso directo en una caldera adaptada para su combustión, a inyectarse previa purificación hasta biometano en las infraestructuras de gas natural existentes, tanto de transporte como de distribución, y su aprovechamiento apropiado tiene un gran potencial para contribuir a reducir emisiones de gases de efecto invernadero. [7]

3.2.2. VALORIZACIÓN DEL BIOGÁS.

En algunos casos, puede ser necesario el aumento del porcentaje de metano que contiene el biogás, (suele encontrarse entre un 65% y un 70% en metano, dependiendo de su procedencia), con ello, aumentará el poder calorífico del biocombustible, obteniéndose mejores rendimientos en combustión, y permitiéndose su inyección a la red gasista si se cumplen determinados parámetros.

Ese aumento de fracción molar de metano, se lleva a cabo a partir de un proceso denominado valorización con H_2 , que, en el caso estudiado, será producto de electrólisis de agua con energía eléctrica excedentaria de origen renovable, es decir, que, se llevará a cabo con el denominado **hidrógeno verde**:

- Hidrógeno renovable y su obtención:

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, esto es, un producto que requiere de una aportación de energía para ser



obtenido y que cuenta con la particularidad de ser capaz de almacenar energía para, posteriormente, ser liberada de forma gradual cuando sea requerida.

Atendiendo a la materia prima necesaria y a las emisiones de CO₂ generadas para su obtención, el hidrógeno es generalmente clasificado en los siguientes tipos:

Hidrógeno renovable o hidrógeno verde: Generado a partir de electricidad renovable, utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis. Así mismo, el hidrógeno obtenido mediante el reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, tendrá carácter renovable.

Hidrógeno azul: Obtenido de forma similar al hidrógeno gris, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono.

Hidrógeno gris: Hidrógeno producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. Actualmente, el 99% del hidrógeno consumido en España es de este tipo.

El hidrógeno renovable es una solución sostenible clave para la descarbonización de la economía, siendo parte de la solución para lograr la neutralidad climática en 2050 y desarrollar cadenas de valor industriales innovadoras en España y en la UE, así como una economía verde de alto valor añadido. [8]. Su obtención puede derivarse de procesos de reformado u oxidación de biogás, y recientemente están surgiendo estudios sobre procesos de termólisis y fotoelectrólisis, que trabajan con la disociación de la molécula de agua gracias a la energía solar, pero en este caso, la obtención se llevará a cabo a través de electrólisis, dado que es el proceso que actualmente se realiza en los laboratorios del Departamento de Ingeniería Química y Tecnología del Medio Ambiente de la Escuela de Ingenierías Industriales de Valladolid.

- Obtención por electrólisis:

La tecnología de electrólisis consiste en la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación renovable conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua. Para la aplicación de esta tecnología, existen en la actualidad varios tipos de electrolizadores, como son los alcalinos, los de intercambio protón-membrana, los de intercambio anión-membrana, o los de óxido sólido.



Una vez dissociada la molécula de agua, el hidrógeno resultante del proceso anterior puede utilizarse en numerosas aplicaciones que implican desde obtención directa de energía en combustión, hasta almacenamiento de energía, por ejemplo, en las denominadas pilas o celdas de combustible. En este caso, el hidrógeno obtenido en el laboratorio con excedente de energía eléctrica renovable, se utilizará para **valorizar** el biogás obtenido en las EDAR urbanas.

- Upgrading del biogás con H₂ renovable:

El procedimiento de upgrading, o de valorización del biogás, consiste en el aumento de su contenido en metano, que es el compuesto químico que aporta poder calorífico a dicho biocombustible, de forma que se pueden obtener mejores rendimientos de combustión, lo que se traduce en un aumento de la energía obtenida en su proceso de aprovechamiento energético

Esta mejora del biogás se puede realizar por medio de técnicas físicas, químicas o biológicas.

Las técnicas químicas basan su eficacia en la reducción del CO₂ contenido en el biogás a CH₄, y las físicas en su eliminación, por lo que pueden considerarse como procesos que, además de mejorar un biocombustible, ayudan a reducir el dióxido de carbono, principal gas de efecto invernadero.

Por su parte, el proceso biológico trabaja con reacciones fotosintéticas o quimio autótrofas.

El proceso de upgrading, sea cual sea su forma de llevarse a cabo, es un procedimiento costoso energéticamente, que lleva asociado un elevado coste económico, no siendo ninguno de ellos objetivo de este trabajo, puesto que es una vía de estudio de otros trabajos actuales en el Departamento de Ingeniería Química y Tecnología del Medio Ambiente de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid, pero en el proceso global, debe tenerse en cuenta.

3.2.3. EL BIOGÁS EN ESPAÑA.

En España hay 146 instalaciones productoras de biogás, con una producción energética de 2,74 TWh. De las plantas operativas, 46 están asociadas a vertederos, 34 a estaciones de depuración de aguas residuales, 13 al sector agropecuario, 7 al sector del papel y el resto al sector químico, el alimentario y otros. Solo una instalación, en Madrid, convierte el biogás en biometano, con las mismas propiedades que el gas fósil, y lo inyecta en la red de gasoductos. [7]



Comparado con el resto de Europa, donde hay cerca de 19.000 instalaciones y 725 inyectan biometano a la red gasista, el biogás ha experimentado un desarrollo modesto en España. Sin embargo, el país atesora un gran potencial y cuenta con industrias de gran tamaño en el sector agropecuario, en el agroalimentario y en la gestión de residuos, que pueden activar el mercado rápidamente. [7]

3.2.4. LÍNEAS DE DESARROLLO.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha elaborado una Hoja de Ruta con diferentes líneas de actuación para aumentar la producción de este gas renovable hasta 2030.

Enfocada en la valorización de residuos (agropecuarios, municipales y lodos de depuradora), y el desarrollo de la tecnología anaerobia, la Hoja de Ruta impulsará el aprovechamiento del biogás por dos grandes vías: la producción de electricidad y calor útil y su transformación en biometano para consumo del transporte pesado, y sustitución del gas natural de origen fósil. El desarrollo del biogás también reforzará la economía circular y fijará población rural, gracias al crecimiento de su amplia cadena de valor empresarial. [7]

3.3. ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR).

3.3.1 DEFINICIÓN DE EDAR.

Según el Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España, se define Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR), como el conjunto de instalaciones que tiene por objeto la reducción de la contaminación de las aguas residuales hasta límites aceptables para el cauce receptor. Además, una EDAR, también tiene el objetivo de tratar los fangos obtenidos en los procesos de depuración del agua residual, con el fin de conseguir un producto que cumpla con las condiciones exigidas para el destino que se le vaya a dar finalmente. [9]

La depuración de aguas residuales se realiza mediante una combinación de tecnologías físicas, químicas y biológicas de tratamiento que se aplican según las características de las aguas residuales a tratar y bajo criterios de funcionalidad, coste y efectividad.

Es preciso diferenciar entre aguas residuales urbanas y aguas residuales industriales, puesto que el proceso de tratamiento que llevan unas respecto de las otras es totalmente diferente.

Las aguas residuales industriales presentan características de cantidad y composición únicas a cada nivel de actividad industrial, y se buscarán



soluciones al vertido con tratamientos parciales, reutilización o aprovechamiento energético.

Por otro lado, las aguas residuales urbanas, se pueden caracterizar en función de parámetros generalmente aceptados como es el caso de “habitante equivalente” (h.e.), que, según la Directiva 91/271/CEE del Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España, es la carga orgánica biodegradable con una demanda biológica de oxígeno de 5 días (DBO₅) de 60 g O₂/día. De forma que en la depuración urbana se definen conceptos estandarizados en los que se combinan técnicas físicas, químicas y biológicas con el fin de verter el agua depurada dentro de los niveles exigidos por la normativa. [10]

3.3.2. TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES URBANAS.

Cuando se habla del tratamiento de aguas residuales urbanas, se distinguen las siguientes etapas:

Línea de agua.

1. Pretratamiento:

Consiste en el desbaste, proceso en el que se separan los residuos sólidos de gran tamaño mediante rejas y tamices de gran espesor, desarenado y desengrasado del agua residual que acaba de ingresar en la estación. Así, el agua se libera de objetos que puedan dañar la instalación o los equipos que se usarán a lo largo del proceso de depuración.

2. Tratamiento primario:

Consiste en un proceso de sedimentación de sólidos suspendidos en el agua en grandes tanques denominados sedimentadores. El agua queda retenida durante 1 a 2 horas en decantadores para que la gravedad ayude a separar esas partículas. En esta etapa, también, se consigue homogeneizar el caudal y eliminar la materia orgánica asociada a los sólidos suspendidos, de forma que al final de este tratamiento, se produce una corriente con alta concentración de sólidos, denominada fango primario.

3. Tratamiento secundario:

Tiene como objetivo la eliminación de la materia orgánica del agua, además de nutrientes tales como nitrógeno y fósforo.

Es un tratamiento principalmente biológico, se suele emplear la ayuda de microorganismos para eliminar la materia orgánica y los nutrientes que contiene el agua. El proceso más extendido es el de fangos activos, donde el agua a tratar pasa varios días en un tanque en condiciones variables de oxígeno según los requisitos de eliminación.



Tras el proceso biológico es habitual una segunda decantación, o decantación secundaria, donde los microorganismos, que han crecido en el proceso anterior, sedimentan en la parte inferior del decantador, generando una mezcla de agua y sólidos, que son lo que se denomina fango biológico o fango secundario. Esta mezcla se extrae o purga por la parte inferior del decantador y permite que por la parte superior salga el agua depurada sin la mayoría de las bacterias y sólidos, dando lugar al agua clarificada.

4. Tratamiento terciario:

Durante el tratamiento terciario se busca aumentar la calidad final del agua para poder devolverla al medio ambiente, y en algunos casos, emplearla para la actividad humana.

En muchos casos, se trata de adicionar en este proceso coagulantes y floculantes con el fin de eliminar fósforo.

Entre las técnicas utilizadas se encuentran la filtración mediante camas de arena u otros materiales, o la desinfección, ya sea mediante cloro o con luz UV.

Línea de fangos.

Como subproducto del tratamiento de las aguas residuales se producen ciertos residuos. Destaca principalmente la generación de gran cantidad de fangos, extraídos en los procesos de decantación primaria (fango primario) y secundaria (fango secundario). Ese fango generado se someterá a los siguientes procesos:

1. Espesado:

Cuyo objetivo es la reducción del volumen de agua a tratar para conseguir optimizar los procesos siguientes.

2. Digestión:

Los fangos obtenidos (primario y secundario), forman lo que se denomina el fango mixto, que se digiere en condiciones anaerobias en un tanque cerrado denominado digestor. La digestión anaerobia da lugar al biogás, y a una corriente de fango digerido.

3. Deshidratación:

Aquí tiene lugar un proceso de reducción de la cantidad de agua, y una vez que el fango cumple con los requisitos de sequedad y contenido en metales pesados, nutrientes y patógenos, se gestiona con el menor impacto ambiental posible, siendo habitual su reutilización como fertilizante agrícola. [10] [11]



3.3.3 EL CONSUMO ENERGÉTICO EN LAS EDAR URBANAS.

El consumo energético en las EDAR, depende de la tecnología empleada, que, a su vez, es dependiente del tamaño de la población de diseño y de los límites de vertido aplicables.

Según el *Estudio de Prospectiva del Consumo Energético en el sector del Agua* realizado por el IDAE, [10], la existencia de valores y ratios estándares permite realizar una estimación que proporcionará datos razonablemente fundamentados de consumo energético, y para ello el estudio se centra en 4 fuentes:

1. Censo de población:

Los datos aportados por el *INE* dan noción sobre la distribución del tamaño de los núcleos de población:

En la gran mayoría de los casos las depuradoras urbanas son depuradoras municipales. Salvo en grandes ciudades o en municipios con una orografía compleja, se dispondrá de una sola depuradora por municipio.

Por otro lado, la carga contaminante de una depuradora se expresa en habitantes equivalentes. Este parámetro incluye la carga contaminante aportada por los habitantes físicos, así como por los comercios e industrias que vierten sobre la red de saneamiento

2. Valores estándares:

Valores estándares de carga contaminante, generación de aguas residuales y límites de vertido. Son datos bibliográficos aceptados para dimensionamiento de depuradoras.

A continuación, se presentan los valores estándares que se emplearán para la estimación del consumo energético en la depuración de aguas residuales urbanas. El cálculo de los caudales y las cargas de las depuradoras de la tabla siguiente se realiza a partir de las dotaciones teóricas de la *Norma ATV-A131*:

Dotación por habitante equivalente y día	Concentración agua residual estándar (mg/L)
0,2 m ³	
120 g de DQO	600
60 g de DBO	300
70 g de SST	350
11 g de NH ₄	55
1,8 g de P _{tot}	9

Tabla 1. Caudales y cargas teóricas. Fuente: IDAE [10]



En la tabla se puede resaltar el valor de 200 litros de aguas residuales generadas por habitante equivalente y día que se tomará como dato estándar que permitirá hacer el cálculo del consumo eléctrico que tiene una determinada planta de tratamiento.

3. Censo de autorizaciones de vertido:

Aunque no se relaciona con el consumo energético, se debe tener en cuenta en todo momento, que, en cumplimiento del *RD 606/2003, de 23 mayo*, los Organismos de Cuenca deben llevar un Censo de los vertidos autorizados. De la misma forma, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, debe mantener el Censo nacional de vertidos desde tierra al mar

3.3.4. EL CONSUMO ELÉCTRICO POR ETAPAS EN UNA EDAR URBANA.

En la siguiente figura se resumen las unidades de tratamiento que se han diferenciado para hacer las estimaciones del consumo eléctrico para una EDAR urbana:

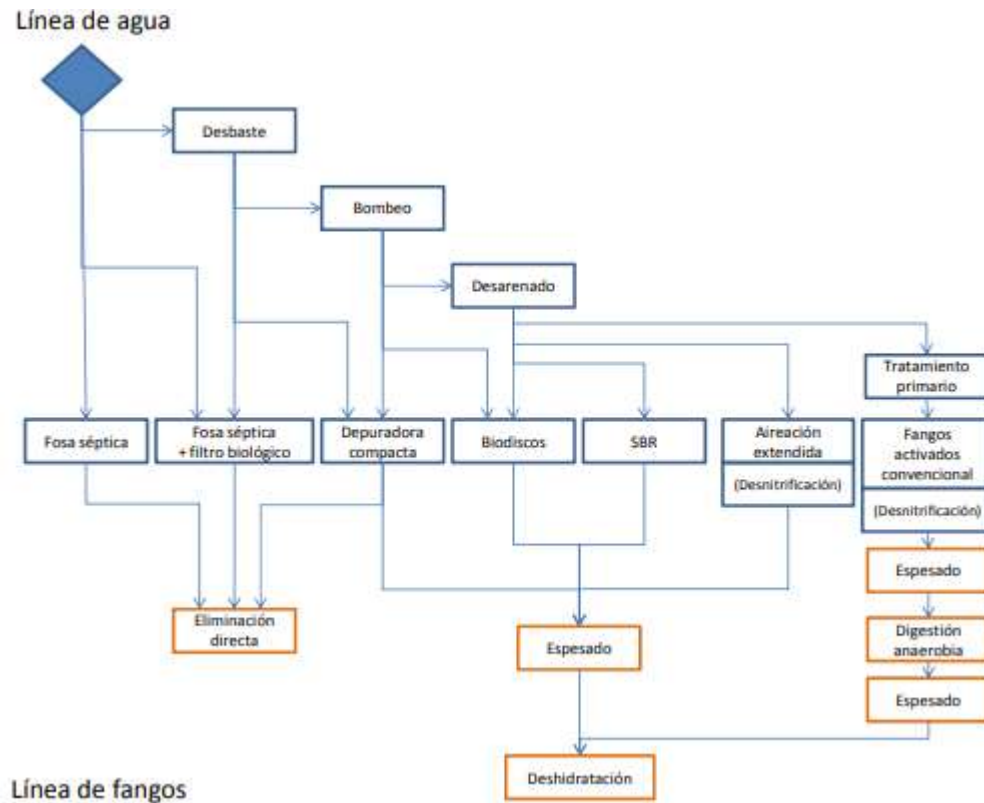


Figura 4 Esquema de las unidades de tratamiento de una EDAR urbana. Fuente: IDAE [10]

En este caso, se considera que el recorrido que hará el agua residual, será aquel que pase por las etapas de:

1. Desbaste
2. Bombeo
3. Desarenado
4. Tratamiento primario
5. Fangos activos
6. Desnitrificación
7. Espesado de fangos
8. Digestión anaerobia
9. Deshidratación

Además, se debe tener en cuenta que según el Estudio realizado por IDAE [10]:

Las depuradoras para poblaciones de menos de 100 h.e. normalmente se operan por gravedad y una parte relevante carece de depuración biológica aerobia. Por ello, el consumo por habitante en este rango será bajo.

En depuradoras pequeñas el peso del desbaste y desarenado en el consumo energético de la depuradora es relativamente grande. La explicación es que el correcto funcionamiento de estos equipos requiere de una potencia mínima de los motores y bombas, con el fin de evitar un mal funcionamiento debido a atascos. El diseño, por tanto, no guarda una relación directa con el tamaño de la instalación, sino que se parte de una potencia mínima.

En depuradoras pequeñas, la aireación se suele sobredimensionar. Ello se debe por una parte a los requisitos de robustez, similares a los del pretratamiento. Por otra, se emplea el sistema de aireación para la doble función de aireación y mezcla, a pesar de ser energéticamente ineficiente.

Todos estos datos han permitido elaborar la siguiente gráfica que hace tomar referencia de las potencias requeridas por etapas en las depuradoras urbanas respecto al tamaño del municipio en el que están construidas:

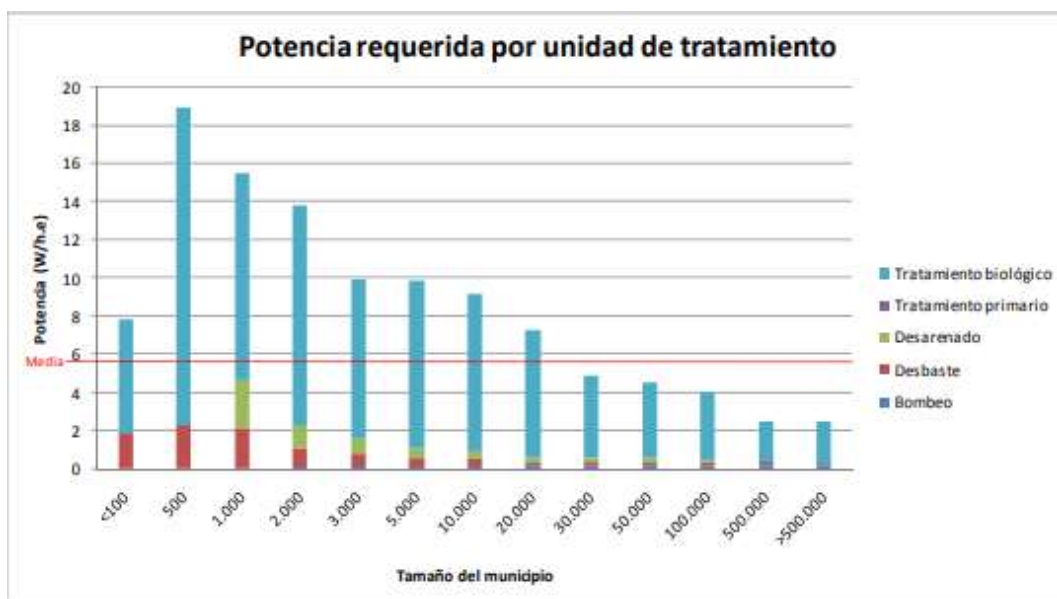


Figura 5. Representación de la potencia eléctrica requerida por unidad de tratamiento y tamaño de población de diseño [10].

3.3.5. POTENCIA ELÉCTRICA CONSUMIDA EN UNA EDAR DISEÑADA PARA 500.000 h.e.

Para el planteamiento de los cálculos que más tarde se abordarán, se ha decidido realizar el estudio con parámetros de una estación depuradora de aguas residuales urbanas diseñada para 500.000 h.e., dado que, con estas dimensiones, actualmente en España existen, según se habla en [12], 4 plantas de las que se tiene consideración y datos para su estudio.



Sabiendo esto, se puede considerar la siguiente tabla de potencias eléctricas consumidas por máquina, en una EDAR urbana de las características anteriores, que se ha podido extraer del *Estudio de Prospectiva del Consumo Energético en el Sector del Agua* [10]:

LÍNEA DE AGUA	kW
Bombeo	2583
Motores y bombas de desbaste	1560
Motores y bombas de desarenado	910
Airación fangos activos	21096
Aireación desnitrificación	2813
Agitación y retorno de fangos FA	3510
Agitación y retorno de fangos desnitri	468
Decantación y bombeo de fangos	130
Tratamiento terciario	17
LÍNEA DE FANGOS	kW
Espesador mecánico	1170
Deshidratación centrífugas	1950
Digestión anaerobia + cogeneración	-3900
POTENCIA TOTAL (kW)	32307

Tabla 2. Consumos de potencia eléctrica estimados en una EDAR urbana diseñada para 500.000 h.e.

La tabla anterior considera los equipos y procedimientos típicamente utilizados en una EDAR urbana con sus potencias eléctricas habituales de consumo, lo que permitirá en el apartado de cálculos, obtener resultados de balances energéticos tras la implantación de un proceso de aprovechamiento eléctrico del biogás que se puede llevar a cabo en la misma estación depuradora, y que se explicará a continuación.

3.4 PROCESO DE APROVECHAMIENTO ELÉCTRICO DEL BIOGÁS.

3.4.1 ELECCIÓN DEL PROCESO.

Para el aprovechamiento del biogás procedente del tratamiento primario y secundario de la EDAR con el fin de transformar la energía química que este tiene en energía eléctrica que pueda ser utilizada en autoconsumo en la propia estación, se ha propuesto un proceso turbina de gas de ciclo abierto,

pues se han considerado las siguientes ventajas de este tipo de instalaciones, según [13] [1], con respecto a los otros tipos de motores térmicos:

- El combustible a utilizar es gaseoso y de este modo su aprovechamiento no requiere de una caldera que necesite agua para generar vapor.
- Las presiones de trabajo son bajas, lo que permite diseños menos robustos que las turbinas de vapor.
- Los costes de instalación son bajos como consecuencia de una buena relación potencia, peso y tamaño.
- Su baja inercia térmica les permite alcanzar plena carga en tiempos muy bajos, lo que las hace ideales para determinadas aplicaciones en las que se pueden suceder variaciones de carga rápidas como son los ciclos de aprovechamiento eléctrico en una EDAR.
- El mantenimiento de este tipo de instalaciones es sencillo comparado con otras máquinas térmicas, y presentan una elevada fiabilidad.
- También se ha tenido en cuenta que la pérdida de calor al ambiente tras la etapa de expansión en la turbina pueda ser aprovechada en el calentamiento del proceso de digestión anaerobia del fango mixto de la EDAR urbana diseñada para una población de 500.000 h.e.

3.4.2. CICLO TÉRMICO.

Una turbina de gas, es una máquina térmica rotativa de flujo continuo que transforma la energía química contenida en un combustible en energía mecánica.

El ciclo termodinámico que sigue la turbina de gas es el Ciclo de Brayton, representado en el siguiente diagrama:

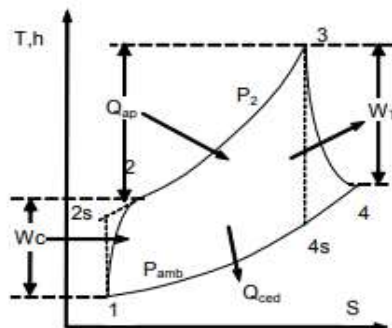


Figura 6. Diagrama T-S del Ciclo Brayton [13]

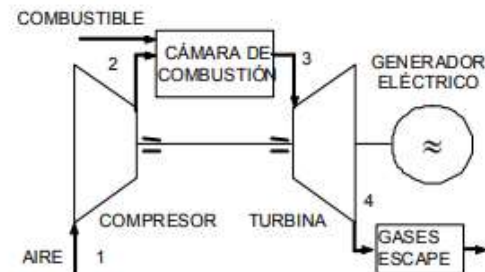


Figura 7. Esquema básico de una turbina de gas [13].

- 1-2 Representa la compresión isentrópica del aire atmosférico realizada en el compresor.

- 2-3 Representa el proceso de combustión a presión constante donde se produce el aporte de calor del medio al sistema debido a la oxidación del combustible inyectado en el punto 2.
- 3-4 Representa la expansión isentrópica de los gases de combustión que se desarrolla en la turbina.
- Podemos interpretar que del punto 4 a 1 se produce la devolución de calor del sistema al medio, es decir, la pérdida de calor al ambiente a través de los gases de escape de la turbina.
- Los puntos 2s y 4s representan el proceso de compresión y expansión ideal respectivamente.

3.4.3. ELEMENTOS Y FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

- **Compresor.**

Es el elemento encargado de comprimir el aire atmosférico antes de que entre en la cámara de combustión, hasta una presión a la salida que suele estar comprendida entre los 10 y los 30 bar, con un incremento de la temperatura del aire [13]. Es un proceso que puede llegar a consumir más del 50% de la energía generada por la turbina, muestra de la importancia de empleo de compresores de alto rendimiento.

No todo el aire comprimido es utilizado en la combustión, si no, que, aproximadamente la mitad del aire introducido en el compresor se utiliza para la refrigeración de álabes de la turbina y cámara de combustión.

Además, su eficiencia interna o isentrópica, que es la relación entre la energía real y la ideal necesaria para comprimir una determinada cantidad de aire suele estar en un rango comprendido, según [14], entre 0,89 y 0,91.

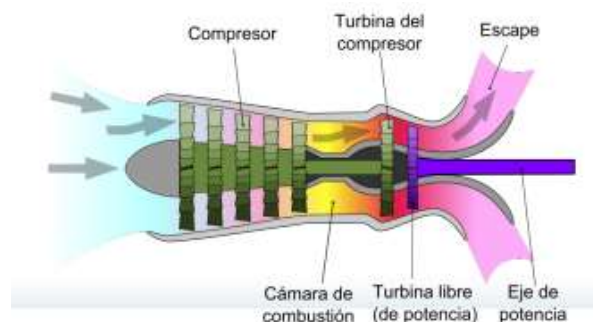


Figura 8. Representación del flujo a través de los componentes de la turbina de gas. [13]

- **Cámara de combustión.**

Incrementa la temperatura del aire comprimido antes de su expansión en la turbina. Es el lugar donde se inyecta el combustible y se mezcla con el aire procedente del compresor, de forma que se provoca la combustión de forma continua a presión constante.

Debe tener una mínima pérdida de carga en su interior, no debiendo ser la presión del aire a la entrada más de un 4% de la presión a la salida de la cámara. También, deben presentar una elevada eficiencia de combustión, superando el 95% para asegurar una baja emisión de contaminantes a la atmósfera. [14]

Además, debe introducirse un exceso de aire que, según [13], típicamente varía entre 2,75 y 5 veces la cantidad estequiométrica, pues con la cantidad teórica se alcanzarían temperaturas demasiado elevadas que podrían ocasionar daños a los álabes de la turbina y al revestimiento de la cámara.

De esta forma, en la cámara de combustión se dará generalmente la entrada de aire en tres puntos diferentes:

El primer punto corresponde al aire primario, que es el que se mezcla con el combustible para formar la mezcla rica. Normalmente corresponde al 20% del gasto másico total de aire.

El segundo punto de entrada de aire se corresponde con el aire secundario, que tiene el objetivo de asegurar una combustión completa y estabilizar la llama. Se introduce a la mitad del recorrido de la cámara y representa el 30% del gasto total de aire.

Por último, se introduce el aire terciario, que se mezcla con los productos de combustión en la zona de mezcla de la cámara, para enfriarlos a una temperatura que suele estar entre los 1200 °C y los 1400 °C. [13]

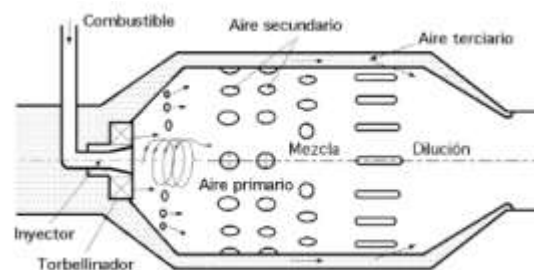


Figura 9. Representación de las diferentes zonas de entrada de aire. [14]

- **Turbina.**

Es la máquina que produce el trabajo debido a la expansión de los gases procedentes de la cámara de combustión, hasta la presión atmosférica. La disminución de la entalpía de los gases de escape se transforma en par motor en el eje de la propia turbina.

A su salida, los gases tendrán una temperatura que se situará típicamente entre 490°C y 560 °C, y presentan álabes refrigerados por aire procedente del compresor.

Su eficiencia isentrópica, que en este caso será la relación entre la energía generada realmente por la turbina entre la que se generaría de forma ideal, se establece, según [14], en un rango entre 0,91 y 0,93. Un tanto superiores a los rendimientos que se comentaban para el compresor. Esto se debe a que el compresor lleva el fluido desde un estado en equilibrio a un estado alejado de él, con mayor presión y temperatura, mientras que la expansión del gas en la turbina el fluido evoluciona desde un estado de alta presión y temperatura a otro en equilibrio. Por ello, es tecnológicamente más difícil conseguir rendimientos más elevados en los compresores que en las turbinas.



Figura 11. Turbina de gas. [13]



Figura 10. Detalle de un álabe refrigerado. [13]



4. METODOLOGÍA Y SIMULACIÓN.

Para la implementación de una instalación turbina de gas y su simulación, se ha decidido utilizar el software libre *COCO Simulator (CAPE-OPEN to CAPE-OPEN)*, que permite realizar simulaciones en estacionario de procesos termoquímicos.

4.1. DEFINICIÓN DEL ENTORNO GRÁFICO.

Para su manejo, resulta principalmente interesante conocer los elementos fundamentales de la aplicación [15] [16]:

- COFE- CAPE-OPEN Flowsheet Environment: Entorno gráfico que permite definir el sistema a simular. El software resuelve el sistema de forma iterativa realizando balances de masa y energía en cada elemento definido, y también permite hacer estudios paramétricos y tabular los resultados obtenidos.
- TEA- COCO 's: Programa que es llamado por el anterior para el cálculo de propiedades termoquímicas. Permite establecer reacciones químicas que resuelve gracias a numerosos algoritmos de cálculo.

En el entorno de trabajo del programa, se pueden definir principalmente:

-Settings

Configuración donde se pueden elegir los fluidos que se van a utilizar, sus propiedades y la reacción química.

-Flowsheet

Ventana donde se define el sistema, con corrientes mediante las que se unen las diferentes unidades de operación, y por donde el fluido definido va de una unidad a otra.

-Streams Editor

En él se define los valores iniciales de las propiedades de los fluidos que circulan por los conductos (presiones, temperaturas y concentraciones). Estos valores iniciales se utilizan para la primera iteración de la simulación, y se modifican mediante las siguientes para dar lugar a la solución final del problema.

-Barra de herramientas

Es un acceso rápido a todas las herramientas que permiten configurar el sistema.



Figura 12. Detalle visual del entorno gráfico

4.2. UNIDADES DE OPERACIÓN.

Tras la selección de los fluidos circulantes, sus propiedades y las reacciones químicas existentes, se puede empezar a definir el sistema.

El sistema quedará entonces definido por sus corrientes y sus unidades de operación.

La instalación que se va a representar en el programa se corresponde con lo que sería el diseño real de una planta de generación eléctrica de turbina de gas, y para ello, ha sido necesaria la utilización de las siguientes unidades de operación:

- **Compresor.**

Unidad de operación que simula la compresión del aire atmosférico formado por oxígeno y nitrógeno en una relación de 21% y 79% respectivamente.



El compresor presentará una relación de compresión y una eficiencia isentrópica que será objetivo de optimización. Además, deberá comprimir una cantidad de aire superior a la que presenta el oxígeno estequiométrico debido a la importancia del exceso de aire en este tipo de procesos, como anteriormente se dijo.

A su entrada será necesaria la colocación de un mezclador para que el programa reconozca la existencia de dos gases, como son el oxígeno y el nitrógeno atmosférico. Y la corriente de salida, mezcla de los anteriores gases tendrá, fruto de la compresión, un incremento de la presión y de la temperatura.

Parameter	Value	Unit
Pressure spec.	Pressure ratio	
Energy spec.	Efficiency	
Pressure increase	11.559	bar
Pressure	12.52225	bar
Energy demand	995.303081341	kW
Isentropic efficiency	0.9	
Thermo Version	1.1	
Pressure ratio	13	
Volume ratio	5.97557165553	
Ideal (isentropic) energy demand	895772.773207	W

Figura 13 Cuadro de parámetros configurables del compresor.

- **Reactor.**

Esta unidad de operación es la forma que tiene el programa de simular una cámara de combustión en la que participan aire más un combustible, es decir, una mezcla de fluidos que reacciona produciendo calor.

El combustible es el biogás, que podrá tener un porcentaje variable en metano, y el resto será dióxido de carbono. El nitrógeno atmosférico será un inerte en la reacción, y el metano reaccionará con el oxígeno para dar agua y dióxido de carbono como productos de reacción.

Para su inserción es necesario establecer la reacción de combustión ajustada con sus coeficientes estequiométricos:



En la unidad, también, se selecciona una conversión completa del metano y una caída de presión máxima en su interior 0,04 bar como se dijo anteriormente.

Se debe fijar una temperatura que asegure la combustión completa, una salida de los gases que no supere los 1400 °C, y que permita obtener una temperatura adecuada de los gases salientes de la turbina no siendo superior a 560 °C.

Esa temperatura elegida para alcanzar en combustión será de 1100 °C, y estará ligada mediante una consigna al flujo de biogás que entra a la cámara.

Además, esta unidad de operación, puede trabajar en dos modos:

- El modo isotérmico, en el que se varía el flujo de biogás para mantener la combustión a la misma temperatura.
- El modo adiabático, en el que no hay pérdidas de calor hacia el exterior y el flujo de combustible queda ligado a la consigna de temperatura. Es el indicado para simular de forma correcta el sistema.

Unit operation REACTOR (C.Combustión):

Name	Status	Edit	Balance	Ports	Info
Parameter			Value		Unit
Pressure drop			0.04		bar
Heat duty type			Heat duty		
Temperature			1099.99368622		°C
Heat duty			0		W
Enthalpy Type			Use EnthalpyF		
Thermo Version			1.1		
Conversion Methane reaction Comb			1		
Methane conversion			1		
Oxygen conversion			0.325415751868		

Edit

Figura 14. Cuadro de parámetros configurables del reactor

- **Turbina.**

Simula la expansión de los gases producto de combustión, que contienen una entalpía elevada.

La presión de descarga será la atmosférica, y la unidad presentará una eficiencia interna o isentrópica que será objetivo de optimización.

Parameter	Value	Unit
Pressure spec.	Pressure	
Energy spec.	Efficiency	
Pressure drop	1143225	Pa
Pressure	1	bar
Energy generation	2018.3900314	kW
Isentropic efficiency	0.92	
Thermo Version	1.1	
Ideal (isentropic) energy generation	2193902.20804	W

Figura 15. Cuadro de parámetros configurables de la turbina.

- **Mezcladores.**

Para la simulación de corrientes de diferentes componentes que convergen en el mismo elemento, el programa necesita de esta unidad de operación.

Será necesaria a la entrada del compresor para poder simular la entrada de oxígeno y nitrógeno que forman parte del aire atmosférico, y para generar la mezcla aire-combustible que será inyectada en la cámara de combustión.

4.3. PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN.

Una vez realizada la implementación de la instalación turbina de gas en *COCO Simulator*, el esquema final, que es con el que se va a trabajar el resto del estudio, ha resultado ser el siguiente:

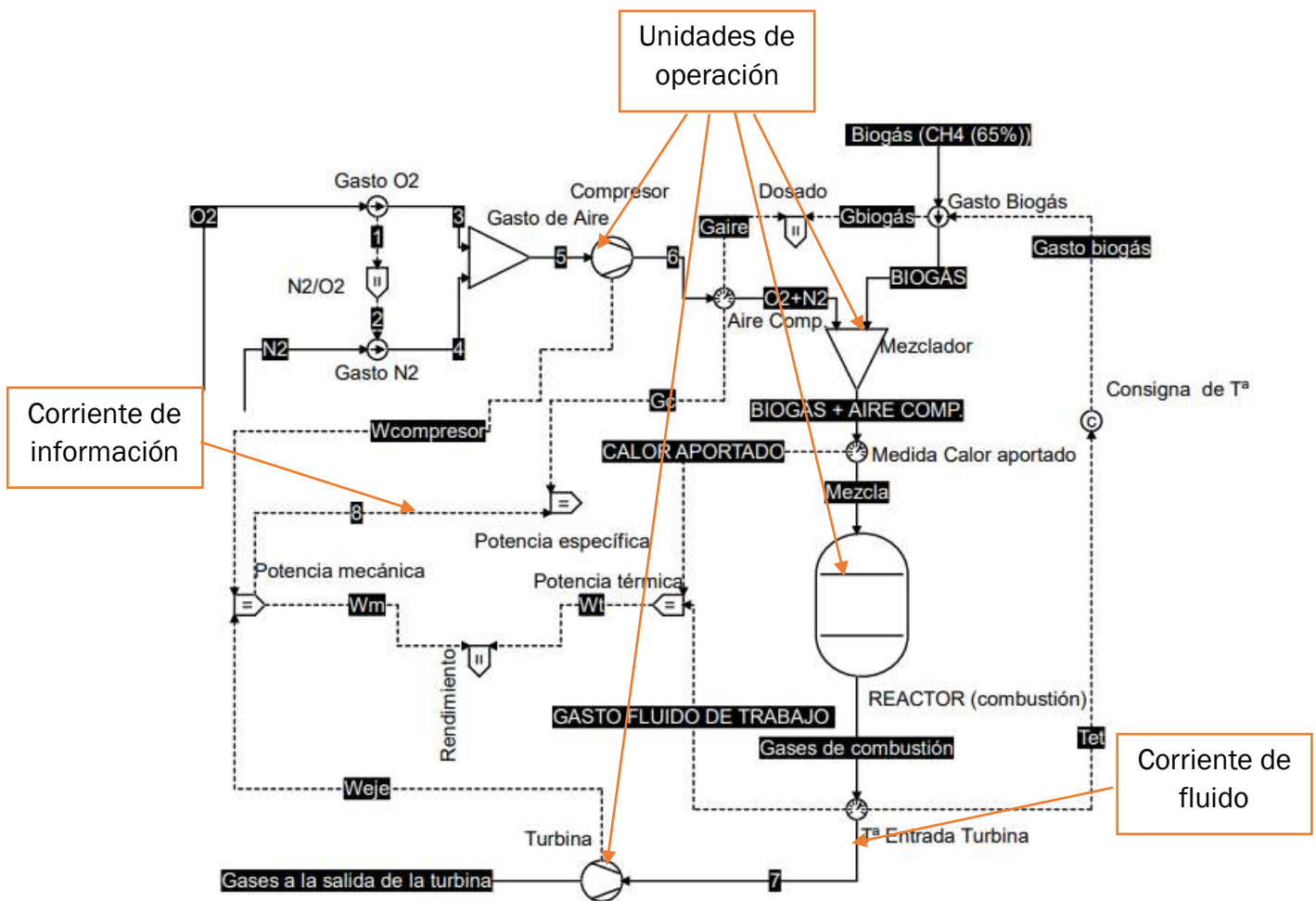


Figura 16 Esquema de simulación turbina de gas

A partir del diseño anterior, se va a trabajar en base a una secuencia determinada:

Primero, se buscará optimizar los parámetros de las diferentes unidades de operación del diseño, que sean susceptibles de ser mejorados. Esos parámetros serán los rendimientos isentrópicos o internos de turbina y compresor, la relación de compresión del compresor y el exceso de aire utilizado. Se tratará de alcanzar los mejores valores de rendimiento y de energía generada, así como, valores moderados de temperatura de los gases a la salida de la turbina, y de energía consumida en el proceso de compresión.

Segundo, una vez optimizado el sistema, se tratará de simular y obtener los resultados correspondientes si se alimenta la cámara de combustión con el



biogás procedente de una EDAR urbana diseñada para una población de 500.000 h.e.

Para finalizar, se llevará a cabo un estudio de consumo energético que permita realizar un balance de energía eléctrica consumida en el proceso de tratamiento y depuración de aguas residuales en la EDAR urbana, y generada en el proceso de aprovechamiento eléctrico con la instalación turbina de gas, con la finalidad principal de poder utilizar la energía generada para consumo de la propia EDAR urbana de 500.000 h.e. de diseño.

En ese balance energético, además, entrará en juego la posibilidad de utilizar los gases de escape de la turbina, con un calor latente, para calentar el digestor anaerobio a la temperatura óptima de funcionamiento.



5. CÁLCULOS.

A continuación, se van a desarrollar los cálculos necesarios para obtener el balance energético global a la EDAR, que será posible gracias a la optimización y posterior simulación de la turbina de gas diseñada para el aprovechamiento eléctrico, y el conocimiento del consumo energético medio de una planta de tratamiento diseñada para 500.000 h.e.

5.1. OPTIMIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN DISEÑADA.

Para realizar las mejoras, se partirá de una corriente de alimentación de 100 Nm³/d de biogás al 65% en CH₄, que es el porcentaje más común tras digestión anaerobia del fango mixto en las estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas, siendo el 35 % restante, CO₂.

El valor inicial, de 100 Nm³/d de biogás, ha sido elegido por simplicidad para realizar la optimización de los siguientes parámetros:

- Rendimiento interno o isentrópico del compresor.
- Rendimiento interno o isentrópico de la turbina.
- Relación de compresión del compresor.
- Exceso de aire.

Una vez optimizados los parámetros anteriores, se realizarán los cálculos necesarios para la simulación de diseño con el caudal de biogás procedente de una planta de tratamiento de 500.000 habitantes equivalentes.

Entonces, si se parte de 100 Nm³/d de biogás, y sabiendo que 1 Nm³ CH₄ ocupa 22,4 litros (0°C y 1 atm):

$$100 \frac{\text{Nm}^3 \text{ biogás}_4}{d} : 22,4 \frac{l}{\text{mol biogás}} = 4,46 \frac{\text{kmol biogás}}{d}$$

Entonces, los 100 Nm³/d de biogás al 65% en CH₄ se corresponden con 4,46 kmol/d, que se introducirán en la instalación.

Como se comentó en el apartado de explicación del programa, en el modo adiabático, la temperatura y el caudal de combustible quedan ligados, por lo que para conseguir la temperatura referencia de combustión, el programa varía la cantidad de biogás. Esto nos lleva a que para obtener esos 4,46 kmol/d de biogás, sea necesario introducir un flujo molar de 17,5 kmol/d de O₂, y el N₂ lo calculará automáticamente el software mediante un calculador en el que se ha introducido la relación en la que se encuentran N₂ y O₂ en la atmósfera (79% N₂ y 21% O₂).



Ese flujo molar de aire, se va a multiplicar por 3,875 veces, para obtener un exceso intermedio en el rango en el que según se dice en [14], que se utilizan comúnmente.

Además, se realizará el estudio paramétrico partiendo de una temperatura de combustión de 1100 °C, y de una relación de compresión de 1:12 bar en el compresor. La temperatura de combustión es la anterior puesto que con ella se conseguirán valores de temperatura de los gases a la salida de la turbina en el rango de 490°C y 560 °C. Esta temperatura deberá quedar fija para todo el estudio, dado que, es una consigna que el programa utiliza para fijar otros valores. La relación de compresión de partida es tal debido a que es la mínima que se utiliza comúnmente según [13] [14]

- Optimización del rendimiento isentrópico del compresor:

En primer lugar, se realiza un estudio paramétrico, que tiene como **entrada** la eficiencia isentrópica del compresor, que como se reporta en [14], este valor se mueve típicamente entre 0,89 y 0,91.

Como objeto de estudio, o **salida**, se tendrá en cuenta la variación de los siguientes parámetros: Rendimiento del ciclo, potencia generada, temperatura de los gases a la salida de la turbina, y la potencia demandada por el compresor.

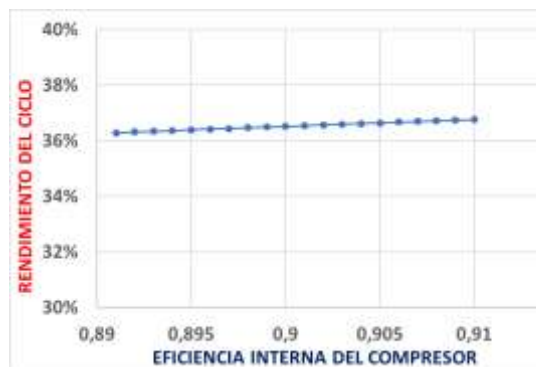
El resultado del estudio se ha recogido en la siguiente tabla:



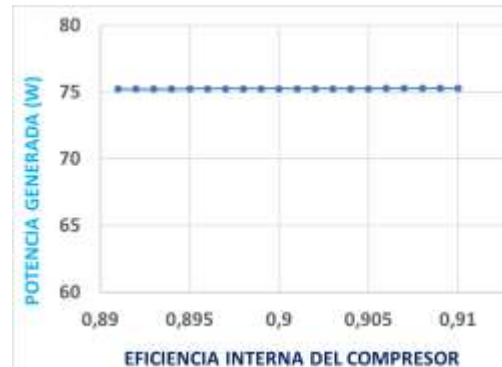
MEJORA DE LA EFICIENCIA ISENTRÓPICA DEL COMPRESOR				
EFICIENCIA	RENDIMIENTO CICLO	POTENCIA GENERADA (kW)	Tª SALIDA (°C)	POTENCIA DEMANDADA POR EL COMPRESOR (kW)
0,891	36,28%	75,212	557,16	37,49
0,892	36,31%	75,214	557,16	37,44
0,893	36,34%	75,216	557,17	37,40
0,894	36,36%	75,218	557,18	37,36
0,895	36,39%	75,220	557,19	37,32
0,896	36,41%	75,223	557,20	37,28
0,897	36,44%	75,225	557,20	37,23
0,898	36,46%	75,227	557,21	37,19
0,899	36,49%	75,229	557,22	37,15
0,900	36,51%	75,231	557,23	37,11
0,901	36,54%	75,233	557,24	37,07
0,902	36,56%	75,235	557,24	37,03
0,903	36,59%	75,237	557,25	36,99
0,904	36,61%	75,239	557,26	36,95
0,905	36,64%	75,242	557,27	36,91
0,906	36,66%	75,244	557,27	36,87
0,907	36,69%	75,246	557,28	36,82
0,908	36,71%	75,248	557,29	36,78
0,909	36,74%	75,250	557,30	36,74
0,910	36,76%	75,252	557,31	36,70

Tabla 3. Estudio paramétrico de la eficiencia interna del compresor.

Para una mayor visibilidad de los resultados obtenidos, estos se han graficado de la siguiente forma:



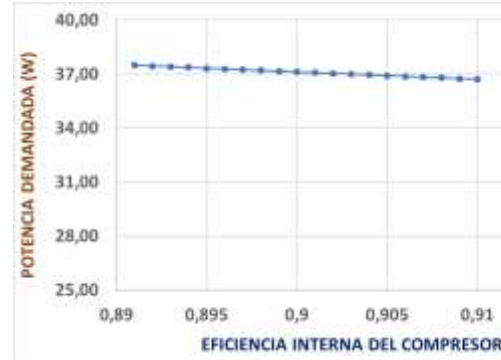
Gráfica 1. Rendimiento del ciclo frente a la eficiencia interna del compresor.



Gráfica 2 Potencia generada frente a eficiencia interna del compresor.



Gráfica 3. Temperatura a la salida de la turbina frente a la eficiencia interna del compresor.



Gráfica 4. Potencia demandada por el compresor frente a su eficiencia interna.

Una vez visto lo anterior, se puede concluir que:

El rendimiento interno del compresor influye ligeramente en el rendimiento final del ciclo (aumentando a medida que incrementa su valor), mientras que, la potencia generada y la temperatura de salida de los gases de escape se ven prácticamente invariantes con el incremento del rendimiento interno del compresor. Sin embargo, cobra algo más de importancia la potencia demandada por el compresor, con un descenso suave a medida que se incrementa el parámetro de estudio.

Obviamente, según muestran las tendencias y los datos tabulados, la eficiencia interna del compresor estará optimizada técnicamente para el valor de **0,91**, ya que, con él se consiguen alcanzar los mejores valores de aquellos estudiados.

- Optimización de la relación de compresión del compresor:

Para este estudio paramétrico, la **entrada**, que es la relación de compresión del compresor, estará acotada entre los valores de 1:10 bar y 1:30 bar, que son los típicamente utilizados, según [13].

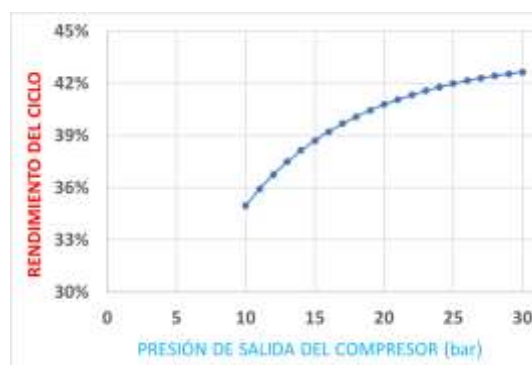
Como objeto de estudio, o **salida**, se tendrá en cuenta la variación de los mismos parámetros que en el caso anterior.

El resultado del estudio se ha recogido en la siguiente tabla:

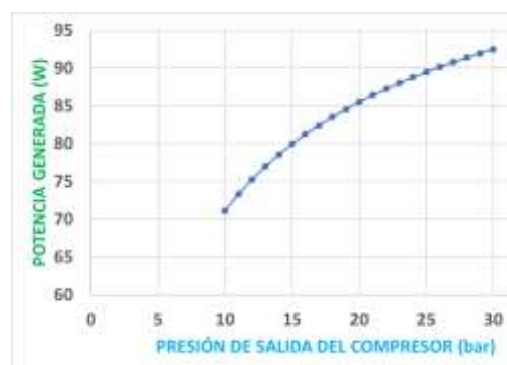
OPTIMIZACIÓN DE LA RELACIÓN DE COMPRESIÓN DEL COMPRESOR				
PRESIÓN SALIDA (bar)	RENDIMIENTO CICLO	POTENCIA GENERADA (kW)	Tª SALIDA (°C)	POTENCIA DEMANDADA POR EL COMPRESOR (kW)
10	34,96%	71,160	590,14	33,06
11	35,92%	73,328	572,82	34,94
12	36,76%	75,252	557,30	36,70
13	37,49%	76,975	543,27	38,36
14	38,14%	78,531	530,48	39,93
15	38,71%	79,946	518,75	41,42
16	39,22%	81,242	507,93	42,85
17	39,67%	82,434	497,89	44,20
18	40,08%	83,536	488,54	45,50
19	40,44%	84,559	479,81	46,75
20	40,77%	85,512	471,60	47,96
21	41,07%	86,403	463,87	49,12
22	41,33%	87,239	456,59	50,24
23	41,57%	88,025	449,69	51,32
24	41,78%	88,767	443,14	52,37
25	41,97%	89,468	436,92	53,39
26	42,14%	90,132	430,99	54,38
27	42,29%	90,762	425,33	55,34
28	42,42%	91,361	419,92	56,28
29	42,54%	91,932	414,74	57,19
30	42,64%	92,478	409,78	58,08

Tabla 4. Estudio paramétrico de la relación de compresión del compresor.

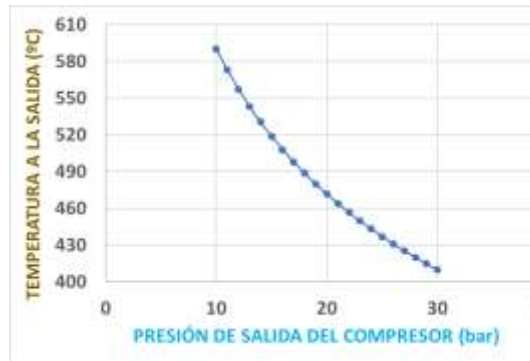
De nuevo, para una mayor visibilidad de los resultados obtenidos, estos se han graficado de la siguiente forma:



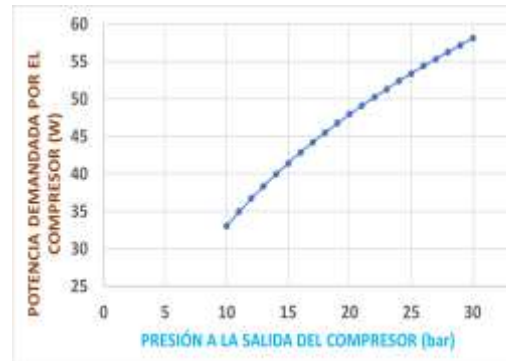
Gráfica 5. Rendimiento del ciclo frente a la presión de salida del compresor.



Gráfica 6. Potencia generada frente a la presión de salida del compresor.



Gráfica 7. Temperatura a la salida de los gases de escape frente a la presión de salida del compresor.



Gráfica 8. Potencia demandada por el compresor frente a la presión a su salida.

A la vista de lo anterior, se puede decir que:

El parámetro a optimizar tiene una notoria influencia en el rendimiento, al igual que en la potencia generada, (ambos suben con el aumento de la presión a la salida del compresor), y tiene mucha influencia en la temperatura de los gases a la salida de la turbina (que disminuye a medida que la presión de salida aumenta). La potencia demandada por el compresor también aumenta de forma considerable con la presión a su salida.

Debido a todo ello, la presión a la salida que se elige es una de las cuáles se sitúa en el rango de presiones 10-30 bar a la salida (según [13]), y que no necesite ni de un consumo de energía ni de un tamaño demasiado elevado de compresor para la instalación que se pretende diseñar.

Se considera, por tanto, que, **13 bar** es una presión a la salida del compresor que permite obtener una temperatura de los gases finales adecuada, entre los valores teóricos que se explicaban en el ciclo térmico, y que pueda ser empleada en un proceso de cogeneración para suministrar calor a los biorreactores de una EDAR urbana diseñada para una población de 500.000 h.e.

También, se ha buscado que la energía consumida por el compresor no supere el 50% de la que genera la turbina para que el proceso sea energéticamente óptimo. Por lo que se puede decir, que la relación de compresión del compresor queda optimizada en 1:13 bar.

- Optimización de la eficiencia isentrópica de la turbina:

Teniendo en cuenta la mejora de los dos parámetros anteriores, se llevará a cabo la del rendimiento interno de la turbina.



Para el siguiente estudio paramétrico, la **entrada**, que es la eficiencia interna de la turbina, estará acotada entre los valores de 0,91 y 0,93, que son los comúnmente utilizados según [14].

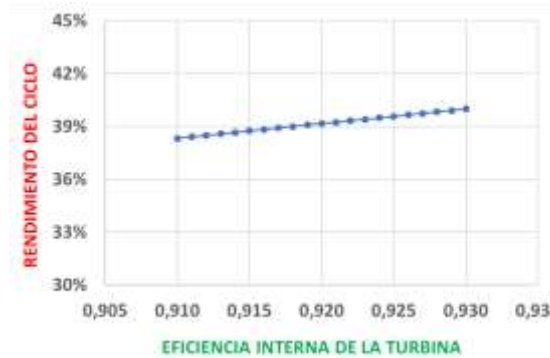
Como objeto de estudio, o **salida**, se tendrá en cuenta la variación del rendimiento del ciclo, de la potencia generada, y de la temperatura de los gases de escape a la salida de la turbina.

El resultado del estudio se ha recogido, de nuevo, en la siguiente tabla que se muestra a continuación:

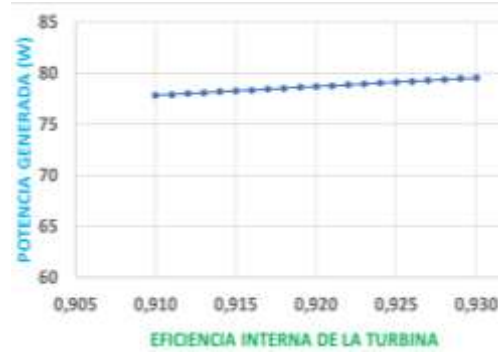
MEJORA DE LA EFICIENCIA ISENTRÓPICA DE LA TURBINA			
EFICIENCIA	RENDIMIENTO CICLO	POTENCIA GENERADA (kW)	Tª SALIDA (°C)
0,910	38,32%	77,830	536,74
0,911	38,41%	77,915	536,08
0,912	38,49%	78,001	535,43
0,913	38,57%	78,086	534,78
0,914	38,66%	78,172	534,12
0,915	38,74%	78,257	533,47
0,916	38,82%	78,343	532,81
0,917	38,90%	78,429	532,16
0,918	38,99%	78,514	531,51
0,919	39,07%	78,600	530,85
0,920	39,15%	78,685	530,20
0,921	39,24%	78,771	529,54
0,922	39,32%	78,856	528,89
0,923	39,40%	78,942	528,23
0,924	39,49%	79,027	527,58
0,925	39,57%	79,113	526,92
0,926	39,65%	79,198	526,27
0,927	39,74%	79,284	525,61
0,928	39,82%	79,369	524,96
0,929	39,90%	79,455	524,30
0,93	39,98%	79,540	523,65

Tabla 5. Estudio paramétrico de la eficiencia interna de la turbina.

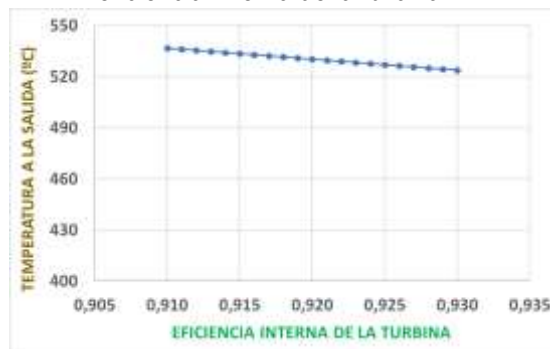
Para que el estudio sea más visual, se han realizado las siguientes gráficas:



Gráfica 9. Rendimiento del ciclo frente a la eficiencia interna de la turbina.



Gráfica 10. Potencia generada frente a la eficiencia interna de la turbina



Gráfica 11. Temperatura de los gases a la salida frente a la eficiencia interna de la turbina

Como conclusión al estudio anterior, se puede decir que la eficiencia interna de la turbina tiene notoria influencia en el rendimiento del ciclo y potencia generada (aumentando con el rendimiento isentrópico), e influye también de manera considerable en la temperatura de salida de los gases de la turbina (disminuye con su aumento).

Según muestran las tendencias y los datos tabulados, la eficiencia interna de la turbina estará optimizada técnicamente para el valor de **0,93**, puesto que con él se alcanzan los mejores valores posibles del resto de variables estudiadas.

- Optimización del exceso de aire:

El exceso de aire es muy importante en las turbinas de gas para asegurar la combustión completa (aire primario), estabilizar la llama (aire secundario) y atemperar la mezcla (aire terciario), en la cámara de combustión, pero también sirve para refrigerar los álabes de la turbina frente a las altas temperaturas a las que están los gases de combustión y que llegan a los álabes.



En el caso de *COCO Simulator*, el exceso de aire no se ve implicado en la refrigeración de gases, pero debe ser mencionado porque se introduce en los ciclos térmicos comúnmente utilizados.

Según [13], comúnmente se utilizan excesos de aire de entre 2,75 y 5 veces el estequiométrico.

Por tanto, se hace un estudio paramétrico partiendo del aire estequiométrico hasta un exceso 5 veces este, y se trata de buscar un exceso de aire que al combustionarlo y expandirlo, el proceso nos dé una energía generada igual que la que obteníamos con un rendimiento isentrópico medio de turbina (0,92), y uno medio de compresor (0,9). Es decir, busco un exceso de aire que nos dé una energía generada igual a 79,5407 kW.

Ese exceso es de 4,42 veces el necesario por el programa para realizar la combustión de los 100 Nm³/d de biogás, (68,5 kmol/d de oxígeno que se deben introducir en el programa).

Este es el procedimiento que se haría para optimizar el exceso de aire. Pero en este caso, no es un parámetro que se pueda variar, dado que, en el programa, el exceso de aire introducido va ligado al biogás necesario para alcanzar la temperatura a la que se quiere conseguir la combustión, además, la introducción de un exceso de aire en este tipo de centrales, turbina de gas, va principalmente encaminada a rebajar la temperatura con la que salen los gases de la cámara de combustión, y en este caso, es una temperatura adecuada (1100 °C) por lo que lo correcto es dejar al software que calcule el exceso necesario para mantener la temperatura fijada en combustión.

Por tanto, este apartado se concluye con los siguientes resultados de optimización, que serán los utilizados en el programa a partir de ahora:

- Rendimiento interno o isentrópico del compresor: **0,91**
- Rendimiento interno o isentrópico de la turbina: **0,93**
- Relación de compresión del compresor: **1:13 bar**
- Exceso de aire: **Ajustado por el programa.**

5.2. IMPLANTACIÓN DEL DISEÑO PARA ALIMENTAR CON EL CAUDAL DE BIOGÁS PROCEDENTE DE UNA EDAR URBANA DE 500.000 h.e. DE CAPACIDAD.

Se tratará, en este caso, de introducir en el programa los valores correspondientes a la alimentación de la instalación con biogás procedente de una estación depuradora de aguas residuales urbanas diseñada para una población de 500.000 h.e.



Primero se calculará el flujo de biogás producido por la EDAR urbana, y posteriormente se buscará en la instalación diseñada el flujo de aire a introducir correspondiente a ese caudal de biogás para que la combustión se lleve a cabo a la temperatura fijada en 1100 °C

5.2.1. CÁLCULO DEL BIOGÁS.

Según se muestra en [17], una planta de 1.000.000 de h.e. produce 54.500 m³/d de fango mixto, entonces, si se toma como referencia una planta de 500.000 h.e , que, como se ha hablado, en España son más comunes, pudiéndose hablar, según [12], de la existencia de 4 instalaciones de estas características, se producirá la mitad aproximadamente de fango, es decir, 27.250 m³/d de fango mixto.

EL caudal de biogás que se produce gracias a la digestión anaerobia de los 27.250 Nm³/d de fango mixto, lo podemos calcular gracias a la siguiente tabla, que contiene datos extraídos del artículo [17]:

FANGO MIXTO			
PRODUCCIÓN DE FANGO MIXTO		kg Fango mixto/d	454166,7
MATERIA SECA	MS	kg MS/d	27250
RATIO SÓLIDOS VOLÁTILES /MATERIA SECA	SV/MS	kg SV/kg MS	72%
RATIO DQO/SÓLIDOS VOLÁTILES	DQO/SV	kg DQO/kg SV	1,56
DQO ELIMINADA	% DQO ELIM		50%
TEMPERATURA DEL FANGO MIXTO	T	°C	15
DENSIDAD DEL FANGO MIXTO	ρ	kg/m ³	1000
PODER CALORÍFICO DEL FANGO MIXTO	Cp	kJ/kg °C	4,18
% MATERIA SECA EN EL FANGO MIXTO		kg MS/Kg Fango mixto	6%

Tabla 6. Propiedades y características del fango mixto producido en una EDAR urbana diseñada para 500.000 h.e.

Además, es necesario saber, que según [17], el digestor producirá 0,35Nm³ de metano porcada kilo de DQO eliminada.

Por último, para el cálculo del biogás con el que se alimentará la instalación turbina de gas, será necesario conocer la composición de dicho combustible, como se muestra en la tabla siguiente:

BIOGÁS		
CONTENIDO EN CH ₄	CH ₄ %	65,0%
CONTENIDO EN CO ₂	CO ₂ %	35,0%
CONTENIDO EN H ₂ S	H ₂ S %	0,0%

Tabla 7. Composición del biogás producido en la digestión anaerobia.



Sabiendo los datos de las dos tablas anteriores y de producción de metano en función de la DQO eliminada, se puede calcular el biogás producido de la siguiente forma:

Primero se calcula el CH_4 obtenido en la digestión anaerobia como:

$$27.250 \frac{\text{kg MS}}{\text{d}} \times 0,72 \frac{\text{kg SV}}{\text{kg MS}} \times 1,56 \frac{\text{kg DQO}}{\text{kg SV}} \times 0,5 \times 0,35 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{kg DQOelim}} = 5.356,26 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{d}}$$

Sabiendo que 1 $\text{Nm}^3 \text{CH}_4$ ocupa 22,4 litros (0°C y 1 atm):

$$5.356,26 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{d}} : 22,4 \frac{\text{l}}{\text{mol CH}_4} = 239,12 \frac{\text{kmol CH}_4}{\text{d}}$$

De forma que ahora, se puede calcular el flujo molar de biogás sabiendo que este tiene un 65% de contenido en CH_4 :

$$239,12 \frac{\text{kmol CH}_4}{\text{d}} : 0,65 \frac{\text{kmol biogás}}{\text{kmol CH}_4} = 367,87 \frac{\text{kmol biogás}}{\text{d}}$$

El resultado es de un flujo de alimentación de la cámara de combustible de 367,87 kmol/d de biogás, que es producto de la digestión anaerobia del fango mixto producido en una EDAR urbana diseñada para 500.000 h.e. Aunque, por simplicidad en el trabajo con *COCO Simulator*, se operará con 370 kmol/d (0,11 kg/s) de biogás.

Y, finalmente se ha operado con una eficiencia interna media de turbina y compresor, 0,91 y 0,90 respectivamente, para que ambos equipos no tengan que ser diseñados con el mayor rendimiento isentrópico, a modo de buscar una optimización económica además de técnica, y con la relación de compresión óptima que se ha estudiado, se busca alimentar la cámara de combustión con un flujo de biogás procedente de una EDAR urbana de las características anteriormente citadas:

5.2.2. CÁLCULO DEL AIRE DE COMBUSTIÓN Y REFRIGERACIÓN.

Entonces, ahora se trata de obtener el flujo de aire a introducir en la cámara de combustión para que la instalación sea alimentada por los 370 kmol/d de biogás al 65 % en CH_4 .

El flujo de biogás va ligado a la temperatura de combustión, por lo que se debe buscar esa cantidad de aire que haga que la instalación pueda trabajar con los 370 kmol/d de biogás para alcanzar los 1100°C en la cámara de combustión. Ese caudal de aire será de 7035 kmol/d (2,35 kg/s), que se distribuirán a lo largo de la cámara en aire primario (20%) y secundario (30%), que favorecerá una combustión completa, y que estabilizará la mezcla aire-



combustible, respectivamente, y aire terciario (resto), que atemperará los gases de escape al final de la cámara.

Podemos ver, con un cálculo rápido el exceso de oxígeno que se está utilizando respecto del que reacciona (el nitrógeno es inerte en la reacción):

A la entrada de la cámara de combustión se tienen 7035 kmol/d de aire atmosférico compuesto por N₂ (79%) y O₂ (21%), y a la salida de la cámara tenemos 6554 kmol/d, con lo cual:

$$1.478 \frac{\text{kmol } O_2 \text{ entrada}}{d} - 997 \frac{\text{kmol } O_2 \text{ salida}}{d} = 481 \frac{\text{kmol } O_2 \text{ reaccionan}}{d}$$

Eso quiere decir que:

$$997 \frac{\text{kmol } O_2 \text{ salida}}{d} : 481 \frac{\text{kmol } O_2 \text{ reaccionan}}{d} = 2,07 \frac{\text{kmol } O_2}{d}$$

Entonces, el exceso de oxígeno que está utilizando el software es de 2,07 veces el necesario para la combustión, una cantidad ligeramente inferior a la que se comenta en [14] que se utiliza normalmente (entre 2,75 y 5 veces el estequiométrico), pero que el programa utiliza para llegar a la consigna de temperatura de combustión.

5.2.3. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

Una vez alimentado el sistema con el biocombustible y el aire correspondiente, se ha procedido a simular la instalación diseñada, y los resultados más relevantes se han recogido en la siguiente tabla:

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN			
UNIDAD DE OPERACIÓN/CORRIENTE	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
COMPRESOR	POTENCIA DEMANDADA	845,44	kW
TURBINA	POTENCIA GENERADA	1714,48	kW
CALCULADOR: POTENCIA TÉRMICA	POTENCIA TÉRMICA	2233,98	kW
CALCULADOR: POTENCIA MECÁNICA	POTENCIA MECÁNICA	869,05	kW
CALCULADOR: RENDIMIENTO DEL CICLO	RENDIMIENTO DEL CICLO	38,90	%
CALCULADOR: POTENCIA ESPECÍFICA	POTENCIA ESPECÍFICA	369,92	kJ/kg
CORRIENTE: ALIMENTACIÓN DE BIOGÁS	FRACCIÓN MOLAR EN CH ₄	65	%
CORRIENTE: ALIMENTACIÓN DE BIOGÁS	FRACCIÓN MOLAR EN CO ₂	35	%
CORRIENTE: GASES A LA SALIDA	PRESIÓN	1	bar
CORRIENTE: GASES A LA SALIDA	TEMPERATURA	530,11	°C
CORRIENTE: GASES A LA SALIDA	FRACCIÓN MOLAR EN CH ₄	0	%
CORRIENTE: GASES A LA SALIDA	FLUJO MOLAR TOTAL	7405,26	kmol/d
CORRIENTE: GASES A LA SALIDA	PODER CALORÍFICO	33,21	J/mol K

Tabla 8. Resultados más relevantes de la simulación de la instalación turbina de gas con la alimentación del biogás procedente de una EDAR urbana de 500.000 h.e. de diseño.

Cabe destacar que:



- La potencia generada (1.714,48 kW), es aquella potencia mecánica que se encuentra en el eje entre generador eléctrico y turbina, y que es producto de la expansión de los gases calientes en su interior.
- La potencia térmica se define como el gasto total o flujo total de aire-combustible que entra en la cámara de combustión, multiplicado por el poder calorífico del biogás.
- La potencia mecánica será la diferencia entre la generada por la turbina y la demandada por el compresor.
- En vistas a lo anterior, el rendimiento del ciclo térmico se puede definir como el cociente entre la potencia mecánica y la térmica, y se obtiene un valor (38,9 %), que como se referencia en [13], [14], es típico en este tipo de instalaciones.

La corriente de salida presenta, también valores que merece la pena comentar:

- La fracción molar de metano en la corriente de salida es de 0%, por lo que, efectivamente, la combustión es completa.
- La composición del gas de salida de la turbina es la siguiente:
 - 5% CO₂
 - 6,5 % H₂O
 - 13,5 % O₂
 - 75 % N₂
- Los resultados anteriores son interesantes a la hora de evaluar el impacto ambiental que tiene su emisión, se puede ver que el contenido en CO₂, principal gas de efecto invernadero, es bajo, aunque debe tenerse en cuenta la formación o no de óxidos de nitrógeno si la combustión no es la adecuada.
- Es preciso, también, destacar el valor de la temperatura de los gases de escape (530,11 °C), su flujo molar total (7405,26 kmol/d), y su poder calorífico (33,21 J/mol K). Todos estos datos permitirán realizar un balance de energía térmica entre la propia de estos gases y las necesidades caloríficas del reactor anaerobio de la EDAR urbana.

5.3. BALANCE ENERGÉTICO EN LA INSTALACIÓN COMPUESTA POR LA EDAR URBANA DE 500.000 h.e. Y LA INSTALACIÓN TURBINA DE GAS.

A continuación, se va a realizar una serie de cálculos necesarios para conocer las potencias necesarias de generador y transformador, la energía generada en la instalación frente a la consumida en la EDAR, y la posibilidad de utilizar los gases de escape para ceder su calor al digestor anaerobio.



5.3.1. ESTUDIO ENERGÉTICO Y CÁLCULOS PREVIOS.

Contando con los rendimientos de generador y transformador que se vieron en el *Marco Teórico*, se puede decir que la potencia eléctrica activa lista para consumo, será el resultado de multiplicar la potencia mecánica en el eje por ambos parámetros:

$$P_{\text{eléctrica salida generador}} = P_{\text{mecánica generada}} \times \eta_{\text{gen}}$$

$$P_{\text{eléctrica salida generador}} = 1.714,48 \text{ kW} \times 0,9 = 1.543 \text{ kW}$$

Se sabe que:

$$P_{\text{gen}} = \sqrt{3} \times V \times I \times \text{Cos}(\varphi) = S_{\text{gen}} \times \text{Cos}(\varphi)$$

Si se supone un factor de potencia típico en centrales de generación de energía eléctrica, como es $\text{Cos}(\varphi) = 0,8$, se obtiene la potencia aparente (S_{gen}):

$$S_{\text{gen}} = \frac{P_{\text{gen}}}{\text{Cos}(\varphi)} = \frac{1543 \text{ kW}}{0,86} = 1.749,2 \text{ kVA}$$

Que es la unidad de diseño típica de los generadores, con lo que, se sabe la potencia aparente necesaria del generador síncrono de rotor cilíndrico necesario en la instalación.

Si se multiplica la potencia aparente anterior por el rendimiento del transformador, se obtiene la potencia aparente del transformador necesaria para evacuar la energía eléctrica que se genera en la instalación:

$$S_{\text{tr}} = S_{\text{gen}} \times \eta_{\text{tr}} = 1749,2 \text{ kVA} \times 0,9 = 1.574,3 \text{ kVA}, \text{ es la potencia aparente del transformador que permitirá su diseño o adquisición.}$$

De igual forma se puede operar con la potencia activa, que permitirá realizar el balance energético:

$$P_{\text{eléctrica producida}} = P_{\text{mecánica generada}} \times \eta_{\text{gen}} \times \eta_{\text{tr}}$$

$$P_{\text{eléctrica producida}} = 1714,48 \text{ kW} \times 0,9 \times 0,9 = 1.388,73 \text{ kW}$$

Ahora, se multiplica la cifra anterior por 24 h/d para conocer la energía eléctrica diaria producida:

$$E_{\text{eléctrica producida diaria}} = 1.388,73 \text{ kW} \times 24 \frac{\text{h}}{\text{d}} = 33.329,52 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$$

Por tanto, este valor, será el de la energía eléctrica producida diariamente en el proceso de aprovechamiento eléctrico propuesto con una turbina de gas, alimentando al sistema con biogás al 65% en CH_4 producido en la digestión anaerobia del fango mixto producido en una EDAR urbana de 500.000 h.e. de diseño.

Ahora, se debe hablar de los consumos en una EDAR urbana del tamaño de estudio:

Como se ve en la *Tabla 1*, con datos obtenidos de IDAE, [10], la dotación de aguas residuales por habitante equivalente y día, es de 0,2 m³.

Se sabe que la población de diseño de la EDAR urbana es de 500.000 h.e.

Y, gracias al documento *Huella Energética en el Ciclo Integral del Agua en la Comunidad de Madrid*, [18], se ha conseguido obtener los siguientes datos relacionados con consumos eléctricos en este tipo de instalaciones:

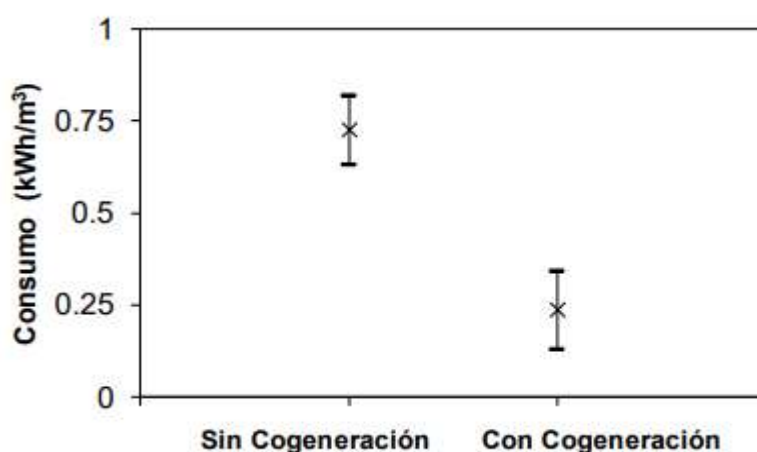


Figura 17. Diagrama que muestra la dispersión en consumos eléctricos por dotación de agua residual y su comparativa entre la utilización o no de sistemas de cogeneración [18].

La figura anterior, acompañada de la siguiente tabla, hace tener una noción de los parámetros de consumo eléctrico típicos en una EDAR.

	Consumo medio (kWh/m ³)	Consumo medio (kWh/kg DQO)
EDAR con digestión anaerobia	0,51	1,03
EDAR con sistema de cogeneración	0,24	0,43
EDAR sin sistema de cogeneración	0,73	1,51

Tabla 9. Valores medios del consumo energético de las EDAR con digestión anaerobia. [18]



La Tabla 9 muestra los consumos energéticos promedio por metro cúbico de agua tratada y por kg de DQO eliminada del conjunto de EDAR con digestión anaerobia y de los distintos subconjuntos.

A la vista de dicha tabla, desde el punto de vista energético se recomienda instalar un sistema de cogeneración en todas aquellas EDAR que no dispongan de dicho sistema. Para la toma de esta decisión, sería necesario realizar un análisis económico completo, considerando los costes de inversión y mantenimiento, por un lado, y la energía generada por otro.

En este caso, inicialmente, se va a considerar un sistema sin cogeneración, y al final del estudio energético se considerará la posibilidad de utilizar los gases de escape en el calentamiento del digestor, y ver la respuesta que tiene esto en el consumo energético.

5.3.2. BALANCE ENERGÉTICO.

Ahora, contando ya con los datos aportados por *Tabla 1*, *Tabla 9* y *Figura 17*, se puede hacer un cálculo del consumo eléctrico que tendría la EDAR de 500.000 h.e. Se considera, debido a la dispersión que se ve en la *Figura 17*, un consumo medio de 0,7 kWh/m³:

$$E_{\text{eléctrica diaria consumida}} = 0,7 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \times 0,2 \frac{\text{m}^3}{\text{h.e.d}} \times 500.000 \text{ h.e.} = 70.000 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$$

de consumo eléctrico diario en una EDAR urbana de 500.000 h.e.

Entonces, se estarían produciendo 33.329,52 kWh/d en el proceso de aprovechamiento, mientras que se estarían consumiendo en la EDAR 70.000 kWh/d .

Para hacer más preciso el cálculo, se retoman los datos de la *Tabla 6*, y se tendrá también en cuenta la siguiente tabla, en la que se indican los siguientes parámetros típicos del digestor anaerobio de una EDAR:

DIGESTOR			
TIEMPO DE RETENCIÓN HIDRÁULICO	TRH	d	25
ALTURA DEL DIGESTOR	h	m	5
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	T	°C	38
SÓLIDOS TOTALES ELIMINADOS	STelim	%	20%
DQO ELIMINADA	DQOelim	%	45%
PRODUCCIÓN DE CH ₄	CH ₄	Nm ³ /Kg DQOelim	0,35

Tabla 10. Parámetros del digestor anaerobio de la EDAR urbana. [19]



Con las *tablas 6 y 11* se pueden calcular las necesidades caloríficas para realizar la digestión anaerobia del fango producido en la EDAR diseñada para 500.000 h.e. Ese cálculo se hará de la siguiente forma:

$$Q_{necesario} = Producción_{fango\ mixto} \times Cp_{fango\ mixto} \times (T^a_{operación} - T^a_{fango\ mixto})$$

$$Q_{necesario} = 454.166,7 \frac{kg\ fango}{d} \times 4,18 \frac{kJ}{kg\ ^\circ C} \times (38\ ^\circ C - 15\ ^\circ C) = 43.663.583,33 \frac{kJ}{d}$$

También, se puede calcular, con los datos de las dos tablas anteriores, el volumen del digestor necesario para producir la digestión del caudal de fango mixto procedente de la EDAR:

$$Volumen_{digestor} = \left(\frac{Producción_{fango\ mixto}}{Densidad_{fango\ mixto}} \right) \times Tiempo\ de\ retención\ hidráulico$$

$$Volumen_{digestor} = \left(\frac{454.166,7 \frac{kg\ fango}{d}}{1000 \frac{kg}{m^3}} \right) \times 25\ d = 11.354,2\ m^3$$

Ahora, se utilizan los datos de los gases de escape que se pueden ver en la *Tabla 8*:

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN			
CORRIENTE	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
GASES A LA SALIDA	PRESIÓN	1	bar
GASES A LA SALIDA	TEMPERATURA	530,11	°C
GASES A LA SALIDA	FRACCIÓN MOLAR EN CH ₄	0	%
GASES A LA SALIDA	FLUJO MOLAR TOTAL	7405,26	kmol/d
GASES A LA SALIDA	PODER CALORÍFICO	33,21	J/mol K

Tabla 11. Datos de la corriente de escape como resultado de la simulación.

Y se podría decir que el calor de los gases es:

$$Q_{gases} = Producción_{gases} \times Cp_{gases} \times (\Delta T^a)$$

Pudiendo hallar el incremento de temperatura como el salto térmico que tendrían que dar los gases en un intercambiador de calor para que su incremento de entalpía que aún tienen a la salida de la turbina pueda ser aprovechado en el calentamiento del digestor anaerobio hasta su temperatura de operación. Entonces:

$$Q_{gases} = Q_{necesario}$$



$$Q_{gases} = 7.405,26 \frac{kmol}{d} \times 33,21 \frac{kJ}{kmol K} \times \Delta T^a = 43.663.583,33 \frac{kJ}{d}$$

De dónde se puede obtener que $\Delta T^a = 177,55 \text{ }^\circ\text{C}$, que es el salto de temperatura que darán los gases de escape al pasar por un intercambiador de calor presente en el digestor anaerobio, con el fin de elevar su temperatura hasta la de operación ($38 \text{ }^\circ\text{C}$).

Por tanto, se puede concluir que, a la temperatura con la que salen los gases de escape del proceso térmico ($530 \text{ }^\circ\text{C}$), es viable que los gases realicen un salto térmico de $177,55 \text{ }^\circ\text{C}$ para calentar el digestor, y entonces, si los gases finales de combustión sirven para aportar el calor suficiente al biodigestor, se puede recalculer el consumo medio en la EDAR, que inicialmente se ha estimado en $0,7 \text{ kWh/m}^3$. Para ello, se procede de la siguiente forma:

El balance energético hasta el momento es el siguiente:

$$E_{CONSUMIDA} = E_{GENERADA} + Q_{NECESARIO}$$

$$E_{CONSUMIDA} = E_{el\u00e9ctrica\ diaria\ consumida} = 70.000 \text{ kWh/d}$$

$$E_{GENERADA} = E_{el\u00e9ctrica\ producida\ diaria} = 33.329,52 \text{ kWh/d}$$

$$Q_{NECESARIO} = Q_{necesario} = 43.663.583,33 \text{ kJ/d} = 12.128,77 \text{ kWh/d}$$

Entonces, si se resta la energía eléctrica generada en el proceso de aprovechamiento y las necesidades caloríficas del proceso de digestión anaerobio, al consumo de energía eléctrica total en la planta, se puede obtener el consumo eléctrico que no se cubre con el proceso de aprovechamiento propuesto como autoconsumo:

$$\begin{aligned} E_{necesaria\ tras\ autoc.} &= 70.000 \frac{kWh}{d} - 33.329,52 \frac{kWh}{d} - 12.128,77 \frac{kWh}{d} \\ &= 24.541,71 \frac{kWh}{d} \end{aligned}$$

Sabiendo lo anterior, ya se puede recalculer el parámetro de consumo medio por dotación de agua residual:

Utilizando de nuevo la *Tabla 1*, con datos obtenidos de IDAE, [10], se ve que, la dotación de aguas residuales por habitante equivalente y día, es de $0,2 \text{ m}^3$, y sabiendo que en todo momento se trabaja con una población equivalente de 500.000 habitantes:

$$\frac{E_{necesaria\ tras\ autoc.}}{\text{dotación de A.R} \times N^\circ \text{ h. e}} = \text{Consumo medio EDAR}$$



$$\text{Consumo medio EDAR} = \frac{24.541,71 \frac{kWh}{d}}{0,2 \frac{m^3}{h.e.d} \times 500.000 h.e} = 0,24 \frac{kWh}{m^3}$$

Esta cifra, es sin duda igual a la que se puede leer en la *Tabla 9* para el caso de EDAR con cogeneración [18], y cercana también al dato aportado por el artículo [12] sobre el consumo medio por metro cúbico de agua residual tratada en una EDAR de 500.000 h.e. de población de diseño.

Por tanto, se podría reescribir el cálculo de la energía eléctrica consumida diariamente en la planta con este nuevo parámetro actualizado:

$$E_{\text{eléctrica diaria consumida}} = 0,24 \frac{kWh}{m^3} \times 0,2 \frac{m^3}{h.e.d} \times 500.000 h.e. = 24.000 \frac{kWh}{d}$$

Que, sería la energía eléctrica diaria consumida una vez que se realiza el aprovechamiento térmico de los gases de escape de la instalación turbina de gas propuesta.

Por último, se puede ver, que con el aprovechamiento del calor generado por los gases de escape el balance de energía eléctrica es el siguiente:

$$E_{\text{GENERADA}} - E_{\text{CONSUMIDA}} = 33.329,52 \frac{kWh}{d} - 24.000 \frac{kWh}{d} = 9329,52 \frac{kWh}{d}$$

Por tanto, ahora, no sólo se cubren todas las necesidades energéticas de la planta, sino, que, también, se genera un exceso de energía eléctrica diaria.

A ese exceso de energía eléctrica que se genera en el proceso de aprovechamiento y que no tiene utilidad en la EDAR, se le puede buscar un beneficio económico, por ejemplo, a través de su venta a la Red Eléctrica Nacional.

5.3.3. INYECCIÓN A RED DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA.

Para realizar el estudio de cualquier instalación con autoconsumo, así como para llevar a cabo la venta de excedentes que en este proceso se puedan generar, se debe tener en cuenta el *Real Decreto 244/2019 de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.* [20]

En este Real Decreto, se especifican las dos modalidades actuales de autoconsumo, autoconsumo sin excedentes, y autoconsumo con excedentes.

Sin excedentes:

Cuando existen sistemas antivertido que impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.

Con excedentes:



Cuando las instalaciones de generación pueden, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

El segundo caso es el que se va a considerar para este estudio, y dentro de esta modalidad, existen a su vez dos posibilidades:

Con excedentes **acogidos a compensación:**

En esta modalidad la energía que no sea autoconsumida de forma instantánea, se vuelca a la red, de manera que, al final del periodo de facturación (como máximo un mes) el valor de esa energía excedentaria se compensará en la factura del consumidor.

Con excedentes **no acogidos a compensación:**

En esta modalidad la energía que no sea autoconsumida de forma instantánea, se vuelca a la red y se vende obteniendo por ella el precio del mercado eléctrico. Los titulares de las instalaciones de producción, deberán satisfacer los peajes de acceso, establecidos en el *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre*, por la energía horaria excedentaria vertida. [21]

Por tanto, si se lleva a cabo un autoconsumo con excedentes acogido a compensación, se puede hacer el siguiente cálculo estimatorio del valor económico obtenido por la venta de la energía que no tiene utilidad en el EDAR:

En primer lugar, se debe tener constancia del precio del Mercado diario de Electricidad. Debido a la situación de inestabilidad vivida en los mercados, producto de la Pandemia Mundial vivida en 2020, 2021 y 2022, y posterior Guerra de Ucrania, el precio de la energía eléctrica ha sufrido grandes variaciones que no se corresponden con la realidad económica vivida normalmente.

Por ello, para que el importe final sea más significativo, y aunque se cuenta con una base de cálculo que permite incorporar las variaciones de precios vividas en los últimos años, se ha decidido realizar con el Precio medio aritmético del Mercado diario de electricidad en el año 2019 (año pre-pandemia y dos años antes del inicio de la Guerra de Ucrania), que es proporcionado por el informe anual realizado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Electricidad) [22]. Ese precio, según se refleja en la página 11 de dicho documento, es de **47,68 €/MWh**.

La cifra anterior, se corresponde con el precio marginal medio a lo largo de todo el año 2019, que se ha obtenido realizando una media aritmética del precio resultante del corte entre la curva diaria de precios de ofertas de venta y la de ofertas de compra de electricidad.



Entonces, gracias al excedente eléctrico generado en el proceso de aprovechamiento térmico y eléctrico diseñado, que como se vio en el punto anterior, es de 9329,52 kWh/d = 9,33 MWh/d, se puede obtener un importe de:

$$9,33 \frac{MWh}{d} \times 47,68 \frac{\text{€}}{MWh} = 444,85 \frac{\text{€}}{d}$$

gracias a la inyección a red del excedente eléctrico generado, acatando cuidadosamente los puntos establecidos en el *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre* [21].

5.3.4. EFECTO DE UNA POSIBLE VALORIZACIÓN DEL BIOGÁS CON H₂ DISOCIADO CON EXCEDENTES DE ENERGÍA RENOVABLE.

Por último, una vez que se ha evaluado el importe económico a recibir por la inyección a red del excedente eléctrico generado en el proceso de aprovechamiento, se han realizado los mismos cálculos que los vistos para el balance energético, pero para porcentajes de CH₄ superiores al 65 %:

Ese aumento de fracción molar de metano, se lleva a cabo a partir de un proceso denominado valorización con H₂, que, en este caso, será producto de electrólisis de agua con energía eléctrica excedentaria de origen renovable, es decir, que, como se explicó en el *Marco Teórico*, se llevará a cabo con hidrógeno renovable, o hidrógeno verde.

En este estudio solamente se va a tener en cuenta la generación eléctrica y el beneficio económico que se consigue aplicando el proceso de valorización al biogás empleado en el proceso de aprovechamiento diseñado en *COCO Simulator*, aunque, en un posible estudio global, sería totalmente necesario analizar el coste económico de mejorar el biogás.

De esta forma, realizando los mismos cálculos desarrollados en los dos apartados anteriores, e introduciendo en el programa diseñado variaciones en la fracción molar de metano en el combustible, se ha construido la siguiente tabla de resultados, con el fin de resumir el efecto energético y económico de una valorización del biogás obtenido en la EDAR urbana de 500.000 h.e. de diseño, desde el 65% al 75% en CH₄:



BIOGÁS	ENERGÍA ELÉCTRICA		VALOR ECONÓMICO
	% CH ₄	E. Generada (MWh/d)	E. Excedentaria (MWh/d)
65	33,33	9,33	444,83
67	34,43	10,43	497,52
69	35,50	11,50	548,10
71	36,56	12,56	598,65
73	37,62	13,62	649,22
75	38,90	14,90	710,45

Tabla 12. Resultados obtenidos tras valorizar el biogás desde el 65% al 75% en metano.

Es necesario recordar, que la tabla anterior, se ha obtenido, como todos los resultados del apartado correspondiente al balance energético, para el caudal de biogás generado por la EDAR de 500.000 h.e., que como se dijo, será de 370 kmol/d de biogás. Los rendimientos de generador y transformador serán de 0,9, como se indicó; y el precio estipulado de venta de energía, es el que se vio en el apartado anterior, de 47,68 €/MWh.

Por último, cabe decir, que, el criterio de parada de la valorización podría estar en el coste económico del proceso (en caso de entrar en esa evaluación), pero en este estudio, se ha decidido acordar la parada en 75% en metano puesto que se ha considerado que para valores superiores no sería razonable utilizarlo en un proceso de aprovechamiento energético, y se sacaría mayor beneficio al inyectar el biogás mejorado a la red gasista.



6. CONCLUSIONES.

Por último, una vez visto todo lo anterior, se pueden enumerar las siguientes conclusiones, fruto del diseño de la instalación y posteriores cálculos realizados.

1ª. Sobre la instalación turbina de gas diseñada:

Se puede concluir que el proceso diseñado y optimizado, alcanza unas prestaciones térmicas típicas en las instalaciones turbina de gas que hoy en día están en operación, su rendimiento se encuentra entre el 38 % y el 39 %, el biocombustible se adapta bien a los requerimientos técnicos de este tipo de procesos, pudiéndose obtener una temperatura de los gases producto de combustión adecuada, que permite que en la expansión en la turbina se generen la energía eléctrica y térmica necesarias para realizar el autoconsumo eléctrico que requiere la EDAR de 500.000 h.e, y el digestor, respectivamente, y no sólo eso, sino que, como se ha visto en el pequeño apartado de evaluación económica, la inyección de la energía eléctrica excedentaria de todo el proceso, produce un beneficio económico bastante aceptable.

De otra manera, el proceso diseñado no sería técnicamente viable si el rendimiento del ciclo fuese inferior al 35 %, y la cantidad de energía generada al final del mismo no fuese la suficiente como para satisfacer los requerimientos de la Estación Depuradora, que es la finalidad principal con la que se ha realizado el estudio.

2ª. Sobre el balance energético:

Una vez que se obtuvo el diseño optimizado y se realizó la simulación, se pudieron extraer una serie de datos que ayudaron a realizar el balance energético del proceso.

Para realizar el balance energético, ha sido necesario conocer los consumos por etapas de las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales Urbanas, y en concreto, para este caso, ha sido necesario conocer el consumo energético medio sin cogeneración de una planta de 500.000 h.e. de diseño. Una vez obtenido ese dato, y conociendo la energía eléctrica generada por la turbina de gas tras haber realizado la conversión de energía mecánica a eléctrica, se pudo realizar un primer balance energético en el que la energía generada por el proceso diseñado era deficitaria.

Para una mejor aproximación, se decidió contar con datos del digestor anaerobio que produce el biogás que se utilizará como combustible, el cual, necesita de unos requerimientos térmicos fijados, y se comprobó si la energía



térmica necesaria para el proceso de digestión podía ser cubierta con la energía térmica procedente de los gases de escape del proceso diseñado. El resultado fue positivo, y la temperatura y flujo de los gases de escape eran los suficientes como para poder cubrir esos requerimientos del digestor.

Con lo anterior, se pudo obtener que el consumo medio por dotación de agua residual de la Estación Depuradora sería de $0,24 \text{ kWh/m}^3$, muy cercano a la cifra que se ha podido comprobar en la bibliografía para plantas de este tipo, y alejado de los $0,7 \text{ kWh/m}^3$ de los que inicialmente se partieron para hacer el balance.

Se puede concluir que el parámetro de consumo medio es adecuado, porque como se ha dicho, se puede corroborar en la bibliografía que hay coincidencia con esta cifra.

Por último, la obtención del consumo medio con cogeneración, ha aportado una nueva cifra de consumo eléctrico, que, restada a la energía eléctrica generada en la turbina de gas, da como resultado un excedente energético que a su vez se puede inyectar a la red generando un beneficio económico.

3ª. Sobre la mejora del biogás:

La *Tabla 13*, se puede considerar como una respuesta a esta conclusión, es decir, en ella se muestra cómo una mejora del biogás se traduce en un incremento considerable de la energía generada, y a su vez, en una sustancial subida del importe percibido por la inyección de la energía eléctrica excedente. Si bien, merece la pena mencionar que hay que tener en cuenta que la energía que se va a inyectar a la red es elevada, por lo que se debería hacer un estudio posterior de evaluación de la viabilidad de esta operación debido a los peajes impuestos por la *Comisión Nacional de Mercados y la Competencia*.

4ª. Sobre el razonamiento a la mejora del biogás:

Todo el proceso de valorización cobra sentido si se comparan a la vez beneficios y costes del procedimiento global. Está claro, que en vistas a la *Tabla 13*, el resultado es positivo, pero se debe tener en cuenta que la valorización es un procedimiento costoso económica y energéticamente, que solamente sería sensato tomar como válido si se consideran los costes que ello conlleva. Esos costes no son producto de este análisis, puesto que se trata de otra vía de estudio llevada a cabo dentro del proyecto en el que se enmarca este trabajo.



7. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] C. Sánchez Naranjo, Tecnología de las centrales termoeléctricas convencionales, UNED, 2010.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «miteco.gob.es,» [En línea]. Available: https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf. [Último acceso: 7 5 2023].
- [3] J. A. De Gurrutxaga Ruiz, El Fenómeno Electromagnético.
- [4] F. Barrero González, Sistemas de Energía Eléctrica, Paraninfo, 2004.
- [5] M. Rodríguez Pozueta, «Máquinas Síncronas,» Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, 2015.
- [6] M. Rodríguez Pozueta, «Máquinas Eléctricas I. Tema 2. Transformadores,» Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética , Universidad de Cantabria, 2015.
- [7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «idae.es,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-termico/biogas>. [Último acceso: 7 5 2023].
- [8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable,» 2020. [En línea]. Available: https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf. [Último acceso: 7 6 2023].
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «miteco.gob.es,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/saneamiento-depuracion/sistemas/edar/default.aspx>. [Último acceso: 7 5 2023].
- [10] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), «Estudio de prospectiva sobre el Consumo Energético en el sector del agua,» 2020.
- [11] iagua, «iagua.es,» 4 8 2022. [En línea]. Available: <https://www.iagua.es/noticias/idrica/4-etapas-plantas-tratamiento-aguas-residuales>. [Último acceso: 1 5 2023].
- [12] A. Albadalejo Ruiz, J. L. Martínez Muro y J. M. Santos Asensi, «Parametrización del consumo energético en las depuradoras de aguas residuales urbanas de la Comunidad Valenciana,» *TECNOAQUA*, nº 4, p. 7, Febrero 2015.
- [13] S. García Garrido, Turbinas de gas: Manual de Campo, Renovetec, 2018.



- [14] S. Sabugal García y F. Gómez Moñux, Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Teoría y Proyecto, Díaz de Santos, 2015.
- [15] Área de Máquinas y Motores Térmicos. Universidad de Valladolid., «Prácticas de Simulación de Ciclos de Turbinas de Gas y de Vapor con COCO. Conceptos básicos.,» 2021.
- [16] R. Taylor y J. Van Baten, «Flowsheeting with COCO and ChemSep,» 2010. [En línea]. Available:
https://www.cocosimulator.org/downloads/FlowsheetingWithCOCOandChemsep_Notes.pdf. [Último acceso: 20 3 2023].
- [17] D. Fernández-Polanco, E. Aagesen, M. Fernández-Polanco y S. I. Pérez-Elvira, «Comparative analysis of the thermal hydrolysis integration within WWTPs as a pre-, inter- or post-treatment from anaerobic digestion of sludge.,» *ELSEVIER*, vol. 1, n° 3, p. 8, 2021.
- [18] Fundación Canal de Isabel II, «Huella Energética en el Ciclo Integral del Agua en la Comunidad de Madrid,» 2017. [En línea]. Available:
<http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM019568.pdf>. [Último acceso: 20 5 2023].
- [19] Metcalf & Eddy, Ingeniería de Aguas Residuales. Tratamiento, Vertido y Reutilización., MCGRAW-HILL, 1998.
- [20] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, «RD 244/19,» 2019.
- [21] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, «RD 1544/2011,» 2011.
- [22] OMIE, «Informe Anual OMIE-2019,» 2019. [En línea]. Available:
https://www.omie.es/sites/default/files/2020-02/informe_anual_2019_es.pdf. [Último acceso: 5 6 2023].