



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

REVALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE GAS RENOVABLE PROCEDENTE DE LODOS DE EDAR MEDIANTE COGENERACIÓN

Autor: Beatriz Marín Alcalá

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **“REVALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE GAS RENOVABLE PROCEDENTE DE LODOS DE EDAR MEDIANTE COGENERACIÓN”** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/2020 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Beatriz Marín Alcalá

Fecha: 12/07/2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 16/07/2020



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER REVALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE GAS RENOVABLE PROCEDENTE DE LODOS DE EDAR MEDIANTE COGENERACIÓN

Autor: Beatriz Marín Alcalá

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Julio de 2020

REVALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE GAS RENOVABLE PROCEDENTE DE LODOS DE EDAR MEDIANTE COGENERACIÓN

Autor: Beatriz Marín Alcalá

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Entidad Colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

En el presente Proyecto de Fin de Máster (PFM) se busca dar respuesta al objetivo de la descarbonización de la economía española. La Unión Europea tiene la intención, materializada en el acuerdo de París, de neutralizar las emisiones de GEI en 2050. En el corto plazo, se propone que las energías renovables alcancen una cuota del 27% en el panorama energético. Actualmente, el gas natural en España es responsable del 20% de las emisiones de GEI. Históricamente España ha optado por la inversión en el desarrollo de alternativas eléctricas; en el plano de los biocarburantes – con una única planta productora de biocombustibles – se ha quedado rezagada respecto a Europa, con un total de 540 plantas. Con el ánimo de incentivar la propuesta europea de la adopción de vectores energéticos limpios también en el sector gasista, el presente trabajo propone una alternativa al gas natural convencional: gas natural renovable (GNR).

El GNR tiene un amplio espectro de aplicaciones con una elevada penetración en la economía. Este estudio se centra en la calefacción de distrito a partir del GNR producido en una estación depuradora de aguas residuales (EDAR) que da servicio a medio millón de habitantes equivalentes. El biogás que se obtiene es almacenable y se consume en una planta de trigeneración con un ciclo orgánico de Rankine (ORC) capaz de calentar un circuito de agua (para calefacción en invierno, y agua caliente sanitaria a lo largo de todo el año), enfriar un segundo circuito mediante una máquina de absorción (para refrigeración en verano) y producir electricidad gracias a un generador asíncrono accionado por el fluido de trabajo del ORC.

El abastecimiento de la red de distrito se gestiona en función de la temperatura de demanda del agua de la red. Dicha temperatura varía esencialmente con la localización (esto es, el clima de la población) y depende de otros factores de como la ocupación media de las viviendas, la calificación energética de los inmuebles y la tipología de estos. Considerando todo lo expuesto se ha desarrollado una herramienta informática con la que se obtiene la curva monótona de demanda de cada provincia de España. A partir del perfil de demanda se establece el plan de consumo anual del biogás disponible. Para garantizar la máxima rentabilidad de la planta se necesitan calderas de apoyo cuando la potencia es superior a la potencia nominal del ORC (restringida por el biogás disponible). Así, la planta operaría a potencia nominal durante el máximo número de horas satisfaciendo la demanda valle de una población de treinta mil habitantes equivalentes. La calefacción de distrito contribuye a la economía circular y reduce las emisiones de GEI.

ENERGY REVALUATION OF RENEWABLE GAS FROM SEWAGE SLUDGE BY COGENERATION

Author: Marín Alcalá, Beatriz

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

In the present final thesis, the author seeks to give an adequate response to the aim of decarbonizing the Spanish economy. The European Union intends, in the shape of the Paris agreement, to neutralize GHG emissions by 2050. In the short term, it is proposed that renewable energies reach a 27% share in the energy panorama. Natural gas in Spain is responsible for 20% of GHG emissions. Historically, Spain has opted for investment in the promotion of electrical alternatives; in the area of biofuels - with only one biofuel production plant - it has lagged behind Europe, with a total of 540 plants. In order to encourage the European proposal for the adoption of clean energy carriers also in the gas sector, this paper proposes an alternative to conventional natural gas.

Renewable natural gas has a wide spectrum of applications with a high penetration in the economy. This study focuses on district heating from biogas produced in a wastewater treatment plant (WWTP) with a population of half a million. The biogas obtained can be stored and is consumed in a trigeneration plant with a Rankine organic cycle (ORC) capable of heating a water circuit (for heating in winter, and domestic hot water throughout the year), cooling a second circuit by means of an absorption machine (for cooling in summer) and producing electricity thanks to an asynchronous generator driven by the working fluid of the ORC.

The supply of the district network is managed according to the temperature demand of the water in the network. This temperature varies essentially with the location (i.e. the climate of the population) and depends on other factors such as the average occupation of the homes, the energy rating of the buildings and their typology. Considering all of the above, a computer tool has been developed with which the monotonous demand curve of each province in Spain can be obtained. From the demand profile, the annual consumption plan of the available biogas is established. To guarantee maximum profitability of the plant, support boilers are required when the power is higher than the ORC nominal power (restricted by the available biogas). Thus, the plant would operate at nominal power for the maximum number of hours, satisfying the valley demand of a population of thirty thousand equivalent inhabitants. District heating with renewable gas contributes to the circular economy and reduces GHG emissions.



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 – Distribución de edificios de nueva clasificación en emisiones según categorías definidas.	36
Gráfica 2 – Demanda horaria de invierno en la zona D3. Fuente: Elaboración propia..	42
Gráfica 3 – Demanda horaria de verano en zona D3. Fuente: Elaboración propia.	44
Gráfica 4 -Demanda horaria de verano en zona D3 con corrección de rango. Fuente: Elaboración propia.....	44
Gráfica 5 -Demanda horaria de verano en zona D3 con corrección de rango. Fuente: Elaboración propia.....	47
Gráfica 6 - Demanda térmica anual. Elaboración: propia.	49
Gráfica 7 – Demanda total anual (calefacción, refrigeración y ACS) para la zona D3. Elaboración: propia.....	49
Gráfica 8 - Curva monótona de demanda [MW]. Zona D3, Madrid. Población de 10k habitantes. Elaboración: propia	50
Gráfica 9 - Curva de demanda de la planta de Lienz y producción energética. Fuente: (30)	51
Gráfica 10 - Análisis de rentabilidad mediante el método de rectángulo máximo en carga completa. Elaboración: propia.....	51
Gráfica 11 – Funcionamiento en carga completa de centrales con potencia V1 y V2 en el periodo de invierno. Elaboración: propia	53
Gráfica 12 - Funcionamiento en carga completa de centrales con potencia V1 y V2 en el periodo de verano. Elaboración: propia.....	53
Gráfica 14 - Funcionamiento en carga parcial de central V1 en el periodo de verano. Elaboración: propia.....	54
Gráfica 13 - Funcionamiento en carga parcial de la central V1 en el periodo de verano. Elaboración: propia.....	54
Gráfica 15 - Operación para CHP y CCHP de la central 1 en carga parcial. Elaboración: propia	55
Gráfica 16 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.	59
Gráfica 17 – Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.	59



Gráfica 18 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	60
Gráfica 19 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.	64
Gráfica 20 – Demanda térmica horaria para municipios de menos de 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.	65
Gráfica 21 – Demanda térmica horaria para municipios de menos de 50k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.	66
Gráfica 22 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 100k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	67
Gráfica 23 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 250k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	68
Gráfica 24 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 500k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	69
Gráfica 25 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 30k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	70
Gráfica 26 - Precio medio aritmético de la casación del mercado eléctrico en España. Elaboración: propia. Datos:(45)	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Consumo de energía primaria en España. Elaboración: Propia. Fuente: IDAE(10).....	13
Tabla 2 - Tecnologías básicas de digestión anaerobia. Fuente: GNF (16).....	19
Tabla 3 – Energía diaria del biogás generado por la población tipo. Elaboración propia.	21
Tabla 4 – Cálculo de la potencia nominal. Elaboración: propia.....	22
Tabla 5 – Cálculo de la potencia nominal considerando horas anuales con demanda positiva. Elaboración: propia.....	22
Tabla 6 - Evaluación económica de la participación del GR en el sistema energético europeo en 2050. Fuente: GNF (16).....	23
Tabla 7 – Cálculo de la electricidad y el calor útil. Elaboración: propia.	25
Tabla 8 - Cálculo de la inversión necesaria para una planta que abastece 5.000 habitantes. Elaboración: propia.....	26



Tabla 9 - Constantes para el cálculo de la severidad climática	30
Tabla 10 - Valores de Alpha y Beta. Fuente:(1).....	31
Tabla 11 - Zonas climáticas de las capitales de provincia de España. Elaboración: Propia	32
Tabla 12 Número de edificios con certificación energética por Comunidades Autónomas. Fuente: registro CCAA.....	33
Tabla 13 Distribución de tipo de calificación de los Edificios certificados en diciembre 2018. Fuente: Propia.....	33
Tabla 14 – Análisis de la correlación entre la renta media de las CCAA y la distribución de CE en edificios existentes.	34
Tabla 15 – Análisis de la distribución del tipo de calificación energética de emisiones de edificios nuevos y (*) PIB per cápita CCAA, 2018. Fuente: elaboración propia. Datos: INE, Eurostat y registro de CCAA.	35
Tabla 16 – Coeficientes para la corrección de la demanda	37
Tabla 17 - R' para demanda de calefacción en edificios existentes.....	38
Tabla 18 - R' para demanda de refrigeración en edificios existentes	39
Tabla 19 - R' para demanda de calefacción en edificios de nueva construcción.....	39
Tabla 20 - R' para demanda de refrigeración en edificios de nueva construcción	39
Tabla 21 - Corrección de la demanda. Captura de pantalla de la aplicación informática. Fuente: Elaboración: propia.....	40
Tabla 22 - Temperaturas mínimas medias [°C] de las capitales de provincia de España. Elaboración: propia. Fuente datos: IDAE (29).....	46
Tabla 23 - Cálculo de la energía necesaria para el suministro de ACS por metro cuadrado. Elaboración propia.....	46
Tabla 24 - Cálculo densidad de vivienda en España. Elaboración: propia.....	46
Tabla 25 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.	60
Tabla 26 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	61
Tabla 27 - Cálculo de excedentes en municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	61



Tabla 28 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83 MW. Elaboración propia.	64
Tabla 29 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.	65
Tabla 30 - Cálculo de excedentes en municipios de hasta 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	66
Tabla 31 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 50k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	67
Tabla 32 - Cálculo de excedentes en municipios de 50k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	67
Tabla 33 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 100k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.	68
Tabla 34 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 250k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.	69
Tabla 35 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 500k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.	70
Tabla 36 - Cálculo de excedentes en municipios de 500k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	70
Tabla 37 - Cálculo de excedentes en municipios de 500k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.	71
Tabla 38 - Valores de las tasas nominales. Elaboración: propia. Fuente (datos): Uris(1)	74
Tabla 39 - Cálculo de fa. Elaboración propia.....	83
Tabla 40 - Cálculo LCOE. Elaboración propia	84
Tabla 41 - Cálculo LROE. Elaboración propia	84
Tabla 42 – Comparación LROE y LCOE. Elaboración propia	84
Tabla 43 - Cálculo del ahorro de energía primaria. Elaboración propia	86
Tabla 44 - Cálculo del ahorro de emisiones de dióxido de carbono. Elaboración propia	87
Tabla 45 – Cuenta de resultados simplificada de la central en el año 1. Elaboración: Propia	92



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Refrigeración por absorción. Disposición constructiva de una máquina de absorción de agua/bromuro de litio de simple efecto con dos recipientes. Fuente: Material de la asignatura Ingeniería Energética (22).	27
Ilustración 2 – Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.	40
Ilustración 3 – Cálculo de los parámetros necesarios de la demanda térmica en invierno. Elaboración, propia.....	41
Ilustración 4 - Cálculo de la demanda horaria. Elaboración propia.	42
Ilustración 5 – Cálculo de la demanda térmica en verano. Elaboración propia.	43
Ilustración 6 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia..	77
Ilustración 7 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia..	77
Ilustración 8 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia..	78
Ilustración 9 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia..	79
Ilustración 10 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.	79
Ilustración 11 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.	80
Ilustración 12 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.	80
Ilustración 13 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.	81
Ilustración 14 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.	81
Ilustración 15 - Recorte de la aplicación informática. Selección de la zona climática.	102
Ilustración 16 - Recorte de la aplicación informática. Selección de provincia.	102
Ilustración 17 - Recorte de la aplicación informática.....	103
Ilustración 18 - Recorte de la aplicación informática. Tamaño población tipo.....	103
Ilustración 19 - Recorte de la aplicación informática. Generación de biogás.	104
Ilustración 20 - Recorte de la aplicación informática. Gráficas previa ejecución de la macro.	104
Ilustración 21 - Recorte de la aplicación informática. Gráficas tras la ejecución de la macro.	105
Ilustración 22 - Recorte de la aplicación informática.....	105



Ilustración 23 - Recorte de la aplicación informática. Dimensión del ORC.	106
Ilustración 24 - Recorte de la aplicación informática. Modificación del parámetro F.	106
Ilustración 25 - Recorte de la aplicación informática. Curva monótona con las nuevas potencias del ORC.	107
Ilustración 26 - Recorte de la aplicación informática. Hoja ECON con la nueva inversión necesaria.	107
Ilustración 27 - Recorte de la aplicación informática. TIR	108
Ilustración 28 - Recorte de la aplicación informática desarrollada con error en el cálculo de los excedentes producidos. Elaboración propia.	110
Ilustración 29 - Recorte de la aplicación informática desarrollada con error en el cálculo de los excedentes producidos al abastecer a una población de 50k. Elaboración propia.	111



ÍNDICE DE CAPÍTULOS

1. CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 Motivación	11
1.2 Objetivos del proyecto	12
1.3 Plan de trabajo	13
2. CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE	15
2.1 Tipos de gas natural renovable	15
Biogás y biometano	15
Hidrógeno renovable - como producto intermedio	15
2.2 Aplicaciones del gas natural renovable (GNR)	16
Inyección en la red de gas natural	16
Uso vehicular.....	16
Generación eléctrica y cogeneración.....	16
Otros usos industriales	17
3. CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA	19
3.1 Modelo de producción de biogás: Abastecimiento de materias primas.....	19
Producción de biogás	19
Cálculo del potencial disponible	20
Tratamiento de aguas	22
3.2 Modelo del sistema de transformación: Coste y competitividad de la tecnología	23
Coste del biogás	23
Tecnología ORC.....	24
3.3 Modelo de demanda residencial: Análisis del modelo desarrollado de demanda	29
térmica	29
Análisis de las zonas climáticas:	29



Distribución según tipología de viviendas	32
Análisis de la calificación energética de las viviendas	32
Formulación para la corrección de la demanda.....	37
3.4 Modelado de la curva monótona de demanda	40
Demanda energética de calefacción	41
Demanda energética de refrigeración.....	43
Demanda de agua corriente sanitaria (ACS)	45
3.5 Dimensionamiento del ORC	47
Satisfacción de la demanda con los diferentes puntos de operación del ORC.....	47
Casación con la curva de demanda:	58
4. CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DEL PROYECTO.....	73
4.1 Análisis económico – barreras económicas	73
Tasa Interna de Retorno (TIR):	74
Índices de rentabilidad específicos para proyectos energéticos:	82
4.2 Análisis de viabilidad técnica/tecnológica y logística	85
PES:.....	85
4.3 Análisis de sostenibilidad	86
AVCO ₂ :	86
4.4 Barreras del mercado	88
4.5 Barreras administrativas y regulatorias. Análisis de alineación con los objetivos de la agenda pública – consideraciones político-económicas.....	89
5. CAPÍTULO 5: RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	91
5.1 Resultados:.....	91
5.2 Conclusiones.....	92
6. CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA.....	95
7. CAPÍTULO 7: ANEXOS.....	99
7.1 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	99



ODS 2: HAMBRE CERO	99
ODS 6: AGUA LIMPIA Y SANEAMIENTO.....	99
ODS 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE	100
ODS 11: CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES	101
ODS 13: ACCIÓN POR EL CLIMA	101
7.2 Instrucciones de uso de la aplicación informática	101
7.3 Diagrama de planificación del proyecto	109
7.4 Casación del mercado eléctrico español	110
7.5 Cálculos previos de la TIR.....	110





1. CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El presente Trabajo de Fin de Máster tiene por objeto analizar la viabilidad técnico-económica de diversas formas de revalorización energética a partir de gas natural renovable. Se generará biogás a partir de los residuos producidos en una estación depuradora de aguas residuales (EDAR). El presente trabajo toma como soporte teórico y analítico a la tesis doctoral “Viabilidad técnico-económica de la cogeneración para el sector residencial en España a partir de biomasa mediante ciclo de Rankine Orgánico” de María Uris Mas (1) , estudio sobre la cuestión tratada.

Así, el proyecto tomará como dato la producción de gas, analizando diversas maneras de cuantificar la revalorización de los recursos. Para ello se estudiará la demanda de diferentes poblaciones representativas; durante el estudio se considerarán diversos factores de la población de estudio que influyen en el modelado de los comportamientos de consumo como (i.) tamaño, (ii.) zona climática y (iii.) factores demográficos característicos como la capacidad económica.

Atendiendo a las consideraciones mencionadas se trabajará en la correlación óptima entre el tamaño y las necesidades de la población tipo con el centro productor de gas que optimice su rentabilidad y a la vez maximice el ahorro de energía primaria. Se analizarán diferentes formas de cogeneración, así como la producción de manera independiente de electricidad y energía térmica.

El gas renovable presenta tres ventajas respecto a otras fuentes de energía renovable:

a) Es un sumidero de CH₄ y CO₂:

La adopción de gas renovable presenta una reducción sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el caso del biogás y del gas natural sintético, a pesar de que en su combustión se libera CO₂, el balance neto de emisiones es negativo (efecto sumidero) ya que para su producción se evita la emisión natural y difusa de CH₄ (su efecto invernadero es 27 veces superior al del CO₂).

**b) La infraestructura necesaria ya está construida:**

Para la distribución de estos gases se aprovecha la red de gas existente lo que permite una capilaridad y alcance comparable al de la energía eléctrica; se supondrá para el presente trabajo que la infraestructura está completamente desarrollada y operativa.

Además, se pueden emplear también las infraestructuras de gas natural licuado (GNL) existentes y futuras, tanto para consumo final doméstico, industrial como aplicado a soluciones de movilidad.

c) Está alineado con las directrices de la economía circular:

El gas natural renovable (GNR) refuerza la economía circular mediante el aprovechamiento de residuos orgánicos conflictivos (deyecciones ganaderas, lodos de depuración o purines) y su transformación en energía. Asimismo, permite la reutilización de los productos derivados por otras industrias, como los fertilizantes. También contribuye a la mejora de la gestión ambiental y del desarrollo rural y forestal.

1.2 Objetivos del proyecto

Uno de los objetivos del presente proyecto es presentar el elevado potencial del gas natural renovable como fuente fiable de suministro energético. Actualmente, la Unión Europea tiene como meta común neutralizar las emisiones producidas con un horizonte temporal relativamente próximo de treinta años. Es por ello por lo que el presente trabajo se centrará en el estudio de alternativas energéticas a los combustibles tradicionales.

El mercado español ha llevado a cabo una paulatina transición hacia fuentes de energía renovables de electricidad y el “mundo” del gas ha sido poco explorado pese a las evidentes ventajas que presenta en cuanto a su mejor capacidad de almacenamiento y aplicaciones térmicas con mayores rendimientos.

Se trata de un tema de actualidad política de gran relevancia. En la agenda política española del 2019 existía transversalidad entre las propuestas de diferentes partidos en cuanto a la presencia de medidas energéticas que trataran de cumplir con el acuerdo internacional de descarbonización de la industria recogido en el Acuerdo de París. La UE quiere impulsar las energías renovables, representando estas un 27% de la energía total



generada en el año 2030. Para alcanzar el objetivo europeo España debería reducir anualmente sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 4% (9).

Las principales emisiones españolas por consumo de productos petrolíferos tienen su origen en el transporte, la industria y la producción de electricidad. El 80% del petróleo consumido en España (importado prácticamente en su totalidad, 99%), se destina al sector del transporte (10). De las emisiones producidas en el año 2015, el 42% se debieron a productos petrolíferos, un 17% al gas natural y ese mismo porcentaje por consumo de carbón, siendo el sector del transporte el principal emisor (9). En el 2016, tal y como se muestra en la Tabla 1, la participación del gas natural aumentó en un 3%.

Fuente de energía	%
Carbón	8,5
Productos petrolíferos	44,3
Gas Natural	20,3
Nuclear	12,4
Energías renovables	13,9
Hidráulica	2,5
Eólica	3,4
Biomasa, Biogás y Residuos Sólidos Urbanos	4,6
Biocarburantes	0,8
Geotérmica	0,016
Solar	2,6
Residuos no renovables	0,2
Saldo eléctrico (<i>importación-exportación</i>)	0,5

Tabla 1 - Consumo de energía primaria en España. Elaboración: Propia. Fuente: IDAE(10)

Se pretende, con vistas a la descarbonización energética del país, transformar el modelo de consumo energético hacia la adaptación de vectores energéticos más eficientes y limpios. **La idea no es popularizar el consumo de gas sino proponer una alternativa al gas natural convencional que sea responsable con el medio ambiente.**

1.3 Plan de trabajo

La **metodología** planteada propone la consecución de los objetivos del proyecto en el mes de julio (modificado por las circunstancias en las que se ha desarrollado del trabajo). El proyecto se ha llevado a cabo a distancia realizando un seguimiento mediante entregas parciales de los documentos, cumpliendo – en la medida en que las circunstancias lo han



permitido – los hitos propuestos en el diagrama de Gantt (*Diagrama de planificación del proyecto*), donde se refleja la planificación de los objetivos del proyecto.

El primer objetivo planteado supone la familiarización con el proceso de generación del gas natural renovable, comprendiendo los diferentes métodos de generación de este recurso y las alternativas que presenta en su utilización; esto es, su potencial de aplicación. Tras la consecución de este primer objetivo se procederá a desarrollar todos los cálculos necesarios para la obtención impacto económico y ambiental del desarrollo de esta fuente de energía renovable.



2. CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE

El gas renovable puede ser de tres tipos los cuales proceden de distintas fuentes renovables:

2.1 Tipos de gas natural renovable

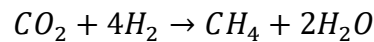
Biogás y biometano

Este es un gas combustible procedente de la digestión anaeróbica de materia orgánica. El gas producido directamente por este proceso recibe el nombre de “biogás” y es una mezcla de metano, dióxido de carbono y otros gases. Tras una purificación y separación del CO₂ (*upgrading*) se obtiene CH₄, denominado “biometano” por su origen. El biometano es perfectamente intercambiable tras un procesamiento previo que garantice el cumplimiento del control de calidad exigido a nivel estatal y especificado en el documento publicado por el IDAE “Protocolo de detalle con las especificaciones de calidad del gas procedentes de fuentes no convencionales introducido en el sistema gasista y posteriores modificaciones” en el que se concretan unos requisitos mínimos de poder calorífico y contenido de azufre y silicios que idealmente habrán de ser inferiores a aquellos tabulados en la normativa vigente (10–13)(14).

Requiere de una serie de procesos para su obtención: gasificación anaeróbica, purificación (esto es, eliminación de las partículas sólidas contenidas en el mismo) y *upgrading*. El *upgrading* es el proceso de concentración y purificación del metano en el biogás; tras el cual el porcentaje de metano en el gas aumenta considerablemente (80-90%).

Hidrógeno renovable - como producto intermedio

A partir de excedentes de generación eléctrica renovable (habitualmente energía eólica), se genera hidrógeno por electrólisis. Esta tecnología se denomina P2G: Power 2 Gas; esto es, de electricidad a gas. Si bien este gas no es intercambiable con el gas natural por lo que no se puede inyectar a la red de distribución (pudiendo incluir una cantidad tal que su concentración no exceda un 5%), puede emplearse para producir metano según la reacción de Sabatier combinándolo con CO₂ como expresa la *Ecuación 1*.



Ecuación 1 - Proceso de Sabatier: producción de metano

2.2 Aplicaciones del gas natural renovable (GNR)

Inyección en la red de gas natural

El **gas natural sintético** puede inyectarse directamente a la red de distribución gasista para cubrir parte de la demanda térmica, descarbonizando así usos energéticos poco adaptados a la electrificación (típicamente procesos industriales de alta temperatura.)

Uso vehicular

El **hidrógeno** renovable puede emplearse como combustible para vehículos eléctricos impulsados por pila de hidrógeno. Así mismo, el **gas natural sintético** puede emplearse como combustible alternativo para movilidad urbana y transporte pesado al ser sustitutivos del denominado *gas natural vehicular*.

Generación eléctrica y cogeneración

El **biogás** y el **gas natural sintético** se pueden emplear para generación de electricidad sustituyendo al carbón y al gas natural como combustibles convencionales en ciclos de Rankine (actualmente la generación eléctrica es la principal aplicación del biogás y gas sintético producido en España en ciclos combinados).

Tanto el biogás como el gas natural sintético pueden emplearse como combustibles en una planta de cogeneración para alimentar a una red de distrito, de modo que se genere calor y electricidad. En esta aplicación es común el uso del ciclo de Rankine orgánico (ORC), en el que condensando a temperatura adecuada se produce calor para la red distrital (15). En estas aplicaciones el ORC presenta un rendimiento eléctrico bajo (menor del 18%), y en consecuencia un alto rendimiento térmico, lo que permite adaptarse perfectamente al perfil de demanda del sector residencial.



Con un ciclo de ORC (*organic Rankine cycle*) se puede generar electricidad gracias a un generador asíncrono accionado por una turbina axial movida por el fluido orgánico de trabajo. El fluido extraído de la turbina es más adelante introducido en un condensador por el que circula el agua que retorna de la red de distrito y es precalentada. El agua de distrito se hará circular por un economizador donde se eleva su temperatura hasta los 80-100°C. Así, se suministra calor a esa red de distrito. Igualmente, se puede suministrar frío en caso de incluir una máquina de absorción.

Otros usos industriales

Los **productos derivados** de la producción de gases renovables también ofrecen múltiples usos y aplicaciones en otras industrias como la recuperación de nutrientes y obtención de nuevos fertilizantes, la producción de gases industriales (CO, CO₂, tolueno...) y la síntesis de compuestos de alto valor añadido como el metanol.

El dióxido de carbono es muy demandado en la industria alimentaria. Se emplea para la producción de bebidas, como agente conservante para casi la totalidad de productos y en invernaderos. Asimismo, se emplea en plantas de refrigeración y para la producción de extintores para incendios. El CO₂ puede almacenarse en estado sólido (hilo seco) o líquido, contenido en balas de alta presión a unos 65 bares.





3. CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

3.1 Modelo de producción de biogás: Abastecimiento de materias primas

El biogás se produce durante la descomposición de materia orgánica en condiciones anaeróbicas; durante la metabolización de las bacterias.

Producción de biogás

La digestión anaerobia es una tecnología madura, con un nivel de madurez tecnológica (*technology readiness level*) o TRL entre 6 y 9 (en una escala de 1-9) (16). Su potencial de mejora se centra en una mejor eficiencia. Según la materia sólida presente en la materia prima empleada para la producción del biogás, se emplean diferentes tecnologías.

Digestión	Húmeda	Seca en continuo	Seca en lotes
Reactor	Mezcla completa	Reactor de pistón	Sistema de túnel
Materia sólida	<15%	15-30%	>30%

Tabla 2 - Tecnologías básicas de digestión anaerobia. Fuente: GNF (16)

En España, la digestión anaerobia es el sistema más comúnmente empleado (porcentualmente) para el tratamiento de lodos de depuración de aguas residuales procedentes del espesador (16).

La producción de biogás se estima en función de los habitantes equivalentes de una población. Existen procesos internos en la planta productora de biogás, como la aceleración del proceso de digestión interno, en los que se consume parte de ese gas producido.

Se puede estimar, a partir de los datos conocidos de diversas EDAR de digestión anaerobia localizadas en el Norte de España, que el ratio medio de fangos producidos por agua tratada es de 0.38 [kg fangos/m³ agua tratada] (17). La producción de biogás es proporcional a la reducción de sólidos volátiles en los fangos: entre 0,75 y 1,1 Nm³/kg en condiciones de 0°C y 1 atm (18). En las plantas de tratamiento primario de aguas urbanas



con concentración media, la producción oscila entre los 15 Nm³ y los 22 Nm³ diarios ^[1] por cada mil habitantes (18). La producción aumenta hasta los 28 Nm³ por cada 1,000 habitantes equivalentes al día cuando se trata de una planta de tratamiento secundario (18).

Cálculo del potencial disponible

Así, de acuerdo con el modelo de Picardo et al., se considera que por cada mil habitantes habrá una producción media de 18,5 Nm³. Considerando además que (i) la producción es constante en todas las horas y que (ii) el biogás tendrá una concentración mínima del 65% de metano, se considera un poder calorífico de entre 6,5 y 7 kWh/m³: 6,75 kWh/m³ de media.

El biogás disponible para la red de distrito dependerá de la capacidad de cada planta depuradora. El potencial anual total de energía disponible de biogás es de 1,061 GWh (18). Así, el abastecimiento de la red de distrito depende de otros factores como la temperatura del agua de la red. Dicha temperatura depende esencialmente de la localización (esto es, el clima de la población) y de la ocupación media de las viviendas de la red (18).

Así, el potencial de biogás disponible se puede expresar como función lineal de los habitantes equivalentes que abastece la depuradora (p_d), 500.000 en este estudio – con los 10.000 habitantes de la población tipo inicialmente considerados, el tamaño resultante del ORC no resulta razonable –, y la estimación media de producción de biogás por cada 1.000 habitantes equivalentes (η_g), los 18,5 Nm³ mencionados. (18)

$$Q_{DH} = \eta_g \cdot p_d$$

Ecuación 2 - Potencial de biogás disponible en una población de tamaño p_d

Dicho potencial (Q_{DH}) tiene ya en cuenta el biogás que consume la central para su autoabastecimiento.

¹ Normal metro cúbico. En condiciones normales: 25°C y 1 atm.



A partir de este cálculo, se obtiene la energía que aporta el biogás generado por la población tipo: E_{GNR}

η_g	$18,5 \cdot 10^{-3}$	Nm ³ /pax · día
p_d	500.000	pax
Q_{DH}	9250	Nm ³ /día
$C_{biogás}$	6,75	[kWh/m ³]
E_{GNR}^2	2.601,56	kWh

Tabla 3 – Energía diaria del biogás generado por la población tipo. Elaboración propia.

Por lo tanto, considerando una producción del gas renovable constante a lo largo del año, la energía anual que aporta el biogás es de **22.789,69 MWh**.³

Se estudia a continuación el potencial de biogás disponible de la población tipo; esto es, con los 22.789,69 MWh que recibe la planta al año, qué porcentaje de demanda puede satisfacerse. Para ello, se consideran los rendimientos determinados por Maria Uris en su estudio, en el que establece(1):

- Rendimiento eléctrico: *energía eléctrica que se obtiene a partir de la energía térmica aportada por la biomasa.* $\eta_E = 14,8\%$
- Rendimiento térmico: *energía térmica que se obtiene del condensador; a partir del calor liberado por la biomasa.* $\eta_V = 70,2\%$

Con estos porcentajes se introducen además unas pérdidas en la caldera del 15%:
 $\eta_E + \eta_V = 85\%$.

Esto es, adoptando la hipótesis de **la energía es constante en todas las horas**, se obtienen así los kW de los que se dispone cada hora (F). Aplicando las pérdidas y los rendimientos, se obtienen los kW eléctricos y los kW térmicos:

² Tal y como se indica en la table 5, ese valor es de 3.514,22 kW si se considera un número reducido de horas de operación de la planta

³ Este valor es constante independientemente de las horas de funcionamiento del ORC que se consideren.



Energía suministrada a la caldera cada hora	F	2.601,56	kW
Electricidad producida por hora	E	385,03	kWe
Potencia térmica horaria	V	1.826,30	kW

Tabla 4 – Cálculo de la potencia nominal. Elaboración: propia

La *V* es la potencia térmica máxima que se puede producir; la suma de la potencia de calefacción y refrigeración que genera. Está calculada en función del potencial de combustible disponible: se trata de la potencia máxima entregable. **1,83 MW es la potencia nominal considerando que la planta opera durante las 8760 horas del año.** Si tomamos la gráfica resultante del cálculo de la demanda de la zona D3 (ver *Gráfica 8*), se observa como la demanda es mayor que cero durante 6485 horas al año. Por lo tanto, considerando que la producción de biogás sí es constante y hay una cierta capacidad de acumulación, la energía total se ha de suministrar a la caldera durante menos horas, por lo que la potencia nominal del ciclo ORC podrá ser superior a la calculada tomando todas las horas del año.

Energía suministrada a la caldera cada hora	F	3.514,22	kW
Electricidad producida por hora	E	520,10	kWe
Potencia térmica horaria	V	2.466,98	kW

Tabla 5 – Cálculo de la potencia nominal considerando horas anuales con demanda positiva. Elaboración: propia

2,47 MW es la potencia nominal considerando que la planta opera durante las 6485 horas al año.

Tratamiento de aguas

España es líder europeo en reutilización de agua; se reutilizan más de 400 hectómetros cúbicos al año, entre el 7 y el 13% del agua residual tratada (19). Con un 27% de las dos mil EDAR españolas con capacidad de tratar el agua para posibilitar su reutilización, España es la quinta potencia mundial en cuanto a capacidad de reutilización de agua instalada.

El agua reutilizada puede emplearse para usos muy diversos. En función de su uso posterior, los requisitos de calidad varían. Puede emplearse tanto para limpieza de calles como para sistemas contra incendios o en procesos industriales.



3.2 Modelo del sistema de transformación: Coste y competitividad de la tecnología

Coste del biogás

El coste de producción de biogás depende de la materia prima empleada. En el caso de emplear los lodos de una depuradora como es el caso, el coste de la producción de este es de entre **30 y 35 € por cada MWh_{PCI}** en el caso de una planta de producción de tamaño mediano. Para el cálculo, se toma como referencia el coste del autoconsumo eléctrico (100 €/MWh) y se considera que el coste de los motores empleados es de 20 €/MWh (16,20).

En el caso de la biomasa, tiene un precio medio de 10€/MWh en caso de encontrarse las materias primas dentro de un radio de 30km (15).

Estos costes, considerando la problemática de la centralización, han de considerar además los costes de operación del ORC y la distribución. La electricidad, paulatinamente cada vez más descentralizada, tiene un coste final tremendamente competitivo, de 60 €/MWh (15).

Otra puntualización destacable es el aumento esperado (como resultado de la intervención de la UE, fijando objetivos más exigentes) en el coste de los derechos de emisión de CO₂ (16).

A continuación, se muestra la evaluación económica relativa a la calefacción de Ecofys respecto a la participación del gas renovable en el sistema energético en Europa en el año 2050.

	Coste (kM€)		
	Sin GR	Con GR	Δ
Tecnologías de calefacción	210	173	37
Producción de energía para calefacción	61	67	-6
Calefacción de distrito	37	37	0

Tabla 6 - Evaluación económica de la participación del GR en el sistema energético europeo en 2050. Fuente: GNF (16)



De esta previsión, se concluye que, en el caso de la calefacción de distrito parece haber todavía rango de mejora en lo que a la eficiencia respecta para reducir su coste y suponga así una ventaja económica su utilización.

Tecnología ORC

La instalación de un ciclo orgánico de Rankine (ORC) tiene múltiples ventajas. Se trata de una tecnología madura, fiable, fácilmente adaptable a las instalaciones de combustión de biomasa y con un buen comportamiento cuando trabaja en carga parcial. Además, tiene capacidad de alternancias de carga rápida, lo que resulta ventajoso para la generación controlada del calor que será utilizado en la red de distrito. Esta tecnología tiene un alto grado de automatización y bajos costes de mantenimiento gracias a que, por las propiedades termodinámicas del fluido orgánico, la turbina trabaja en condiciones de menos estrés (21).

Para minimizar las pérdidas de calor, la estrategia más comúnmente implementada aquella que se centra en la satisfacción de la **demanda térmica**. La tecnología ORC alcanza su máximo potencial de ahorro energético (ver *PES*: Primary Energy Savings) cuando, en una red de distrito, la demanda térmica es significativamente superior a la demanda eléctrica(15). La configuración idónea es aquella que logra satisfacer según las necesidades instantáneas eléctricas y térmicas, alternando la configuración según sea más interesante en cada momento y obteniendo de la red (en caso de electricidad) o de una caldera de reserva (demanda térmica) la energía útil no satisfecha con la configuración en uso. Una hipótesis de trabajo habitual es considerar la red eléctrica como una fuente de almacenamiento, consumiendo la electricidad generada en alimentar el proceso de generación térmico.

La eficiencia energética total que resulta para las diferentes configuraciones de la tecnología ORC, adquiriendo un valor algo superior a 82,5% en el caso del biogás, se puede calcular con la siguiente expresión: (15)

$$\text{Eficiencia energética} = \frac{\text{Electricidad} + \text{Calor útil}}{\text{Energía primaria}}$$

Ecuación 3 – Eficiencia energética.



Con los rendimientos definidos en el apartado del *Cálculo del potencial disponible*, la eficiencia energética queda determinada al 85%; con los valores obtenidos en la herramienta informática:

F	52,03	kW
η_E	0,148	-
η_V	0,702	-
E	7,70	kW
V	36,53	kW

Tabla 7 – Cálculo de la electricidad y el calor útil. Elaboración: propia.

$$\text{Eficiencia energética} = \frac{7,700 + 36,526}{52,0313} = 85 \%$$

Ecuación 4 – Cálculo de la eficiencia energética.

A continuación, asumiendo la hipótesis de que la red de distrito está ya construida, se estudia la inversión necesaria para la instalación de un ciclo ORC:

$$INV_{ORC}[\text{€}] = 7609155 \cdot \dot{W}^{0.6} [\text{MWe}]$$

Ecuación 5 - Cálculo de la inversión ORC. Fuente:(15)

Asimismo, se estudia la inversión necesaria para el proceso de enfriamiento: refrigerador de absorción y una torre de refrigeración:

$$INV_{cooling}[\text{€}] = 893 \cdot \dot{Q}_C^{0.69} [\text{kWt}] + 2050 \cdot \left[(1 + \text{CSPF}) \cdot \dot{Q}_C [\text{kWth}] \right]^{0.6132}$$

Ecuación 6 - Cálculo de la inversión para la refrigeración. Fuente: (15)

Así, el coste de adaptación de las EDAR actuales a la técnica de estudio está determinado. Este es el coste que supone la instalación de la planta productora. Cuanto mayor es el tamaño de la planta, mayor es la inversión necesaria. Las ecuaciones anteriores se emplean para el cálculo del coste de inversión necesario:

W	0,52	MWe	Potencia eléctrica
INV_{ORC}	5.140.324,00 €	€	
Q_C	0,25	kWh	Potencia de la máquina de absorción
$INV_{cooling}$	2.058,44 €	€	



INV_{Total}	5.142.382,44 €	€	$INV_{ORC} + INV_{cooling}$
---------------	----------------	---	-----------------------------

Tabla 8 - Cálculo de la inversión necesaria para una planta que abastece 5.000 habitantes. Elaboración: propia.

- *Producción de frío*

El objetivo principal es reducir la energía térmica. El ciclo termodinámico de absorción, llamado de Carré, es similar a un ciclo inverso de Rankine, con la diferencia de que se sustituye el compresor mecánico por uno llamado “compresor térmico”, que realiza la compresión mediante una bomba. Para ello, el refrigerante se absorbe en una solución de transporte para atravesar la bomba en estado líquido y, una vez que está a alta presión, se separa (desorbe) de la solución aportando calor. De esta forma se sustituye la demanda eléctrica por demanda térmica casi en su totalidad.

La demanda térmica puede proceder de llama directa o de calores residuales, como ocurre en este caso de estudio. Se pretende aprovechar al máximo el calor generado en el ORC, optimizando el aprovechamiento de este, siendo la generación eléctrica un producto secundario. Se trata de un sistema de trigeneración; se producirá en la central electricidad, calor y frío.

Por lo comentado, se decide que la máquina trabajará con calores residuales. Por lo tanto, habrá de trabajar el máximo número de horas: ha de ser **de efecto simple**. El compresor térmico de simple efecto está compuesto por dos dispositivos similares a intercambiadores de calor (el absorbedor a la entrada y el generador a la salida) conectados por una bomba, una válvula y un regenerador (en este caso de baja presión). Para su funcionamiento se combinan pares refrigerante-absorbente: Agua-Bromuro de Litio o Amoniaco-Agua.

Respecto a los pares de líquidos de trabajo, el par Agua-Bromuro de Litio sólo se emplea en climatización, existe riesgo de cristalización. El par Amoniaco-Agua se emplea en refrigeración, aunque está restringido al ámbito industrial debido a la toxicidad e inflamabilidad del amoníaco, así como riesgos de corrosión en las tuberías y la necesidad de separación de los elementos por tener ambos líquidos presiones de saturación muy similares; las instalaciones de este tipo exigen mayor control. Ambos pares requieren torre de refrigeración.

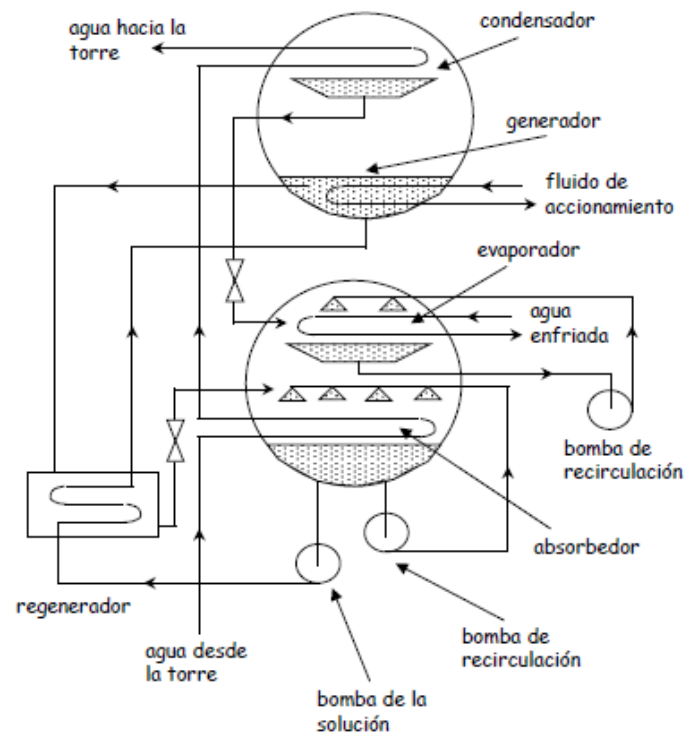


Ilustración 1 - Refrigeración por absorción. Disposición constructiva de una máquina de absorción de agua/bromuro de litio de simple efecto con dos recipientes. Fuente: Material de la asignatura Ingeniería Energética (22).

El proceso puede resumirse en tres pasos que siguen los líquidos implicados:

- i. En ciclos de simple efecto, en primer lugar, el refrigerante que viene del evaporador se absorbe en una disolución de transporte, liberando calor en el absorbedor.
- ii. En segundo lugar, esta solución atraviesa la bomba en estado líquido y, una vez a alta presión, el refrigerante se separa (desorbe) aportando calor en el generador.
- iii. En tercer lugar, el refrigerante va al condensador para continuar el ciclo de refrigeración convencional, mientras que la solución de transporte empobrecida vuelve al absorbedor a través de la válvula. En la circulación entre los intercambiadores hay una regeneración, cediendo calor la solución pobre a la rica.



Para la producción de frío, se tratará de reducir al máximo la temperatura de condensación en el ORC ya que así se puede aprovechar más calor residual para la alimentación del absorbedor: se mejora la eficiencia.

Así, con todo lo expuesto, se entiende que exista un rendimiento que defina la eficiencia de este proceso. En las máquinas de absorción en modo frío se emplea el CEE: coeficiente de eficiencia energética, y en el caso de las máquinas de simple efecto, toma un valor de 0,6 y se define como sigue:

$$CEE = \frac{Q_{ev}}{W}$$

Ecuación 7 - Coeficiente de eficiencia energética

Así, siendo en este caso el trabajo necesario para la inyección de calor en la red, el calor inicialmente aportado por el ciclo ORC, podemos reescribir la ecuación:

$$CEE = \frac{Q_{RED}}{Q_{ORC}^{CON}}$$

Ecuación 8 - Coeficiente de eficiencia energética

La demanda térmica final es por tanto menor que el calor que ha de aportar el ciclo ORC.

$$Q_{ORC}^{CON} = \frac{Q_{RED}}{0.6}$$

Ecuación 9 - Coeficiente de eficiencia energética

Esta corrección se aplica en el cálculo de la demanda de verano. Así, en la curva monótona de demanda se obtiene todo en demanda térmica; incluyendo tanto la energía destinada para calefacción como para refrigeración. La instalación, podría decirse que lo única que “sabe” es generar calor⁴. En verano, ese calor se emplea en la máquina de absorción.

⁴ Se tiene un recurso constante de calor que se reparte diferente según la demanda. El calor en verano se convierte a frío con el COP de la máquina de absorción.



Para dimensionar el grupo, se aplica el CEE de la bomba de absorción para obtener así el calor que ha de aportar la instalación para producir el frío que se necesita.

3.3 Modelo de demanda residencial: Análisis del modelo desarrollado de demanda térmica

El modelado de la demanda se realiza considerando la carga de energía térmica requerida por el agua caliente sanitaria (ACS) y la demanda de calefacción y refrigeración. Se toma como referencia el modelado y ecuaciones de la mencionada tesis de María Uris, basado en la normativa de edificación de España. Así se procede a la definición y clasificación de las poblaciones tipo escogidas según: (i) zona climática y (ii) factores demográficos característicos como la distribución de la población (tipología de vivienda y calificación energética de la misma). Respecto al tamaño, se considera la **población tipo** de entre **diez y quince mil habitantes**. Así, estudiando las necesidades de cada población, se podrá calcular el porcentaje de dicha demanda que será cubierto por la planta una vez esta esté dimensionada. Se considera, respecto a la infraestructura de la población, un nivel de desarrollo suficiente de sus redes de transporte y distribución.

Análisis de las zonas climáticas:

El índice de severidad climática (SC) se calcula tanto para invierno (SCI) como para verano (SCV). Se calcula en función de los grados-día [$^{\circ}\text{C}$] y la radiación solar [kWh/m^2]. Para ello, se emplean los datos proporcionados por el CTE (Código técnico de la Edificación), con datos climáticos de cada zona(23–25).

Existe un modelo para dicho cálculo, para el que difieren las constantes empleadas en cada periodo, tal y como se recoge en la *Tabla 9*.

Invierno - Contantes y cálculos parciales **Verano** - Constantes y cálculos parciales

<i>Constantes</i>	<i>CTE 2008 - corr#1</i>	<i>Constantes</i>	<i>CTE 2008 - corr#1</i>
a	-0,00835	a	0,003724
b	0,00372	b	0,01409
c	-0,00000862	c	-0,00001869
d	0,0000488	d	-2,053E-06



e	0,000000715	e	-0,00001389
f	-0,0681	f	-0,5434

Tabla 9 - Constantes para el cálculo de la severidad climática

A continuación, se muestra la formulación empleada para el cálculo de la severidad climática; en el caso de invierno la notación será **SCI**; en verano, **SCV**:

$$SCX_0 = a \cdot RAD_0 + b \cdot GD_0 + c \cdot RAD_0 \cdot GD_0 + d \cdot RAD_0^2 + e \cdot GD_0^2 + f$$

$$RAD_0 = \frac{\sum_{k=1}^{24 \cdot N_d \cdot N_m} r_k}{N_m} \quad GD_0 = \frac{\sum_{k=1}^{24 \cdot N_d \cdot N_m} \Delta T_k}{24 \cdot N_m}$$

Ecuación 10 - Cálculo de la severidad climática

En el periodo invernal se contemplan los meses de octubre a marzo y las variables N_d y N_m toman los siguientes valores: $N_d = 90$, $N_m = 3$ y $1 \leq i \leq 182 \times 24$.

Para el cálculo de los gradientes de temperaturas, se toma la siguiente consideración, siendo la temperatura base de referencia (T_b) de 20 °C.

$$\Delta T_k = \begin{cases} T_b - T_k & \text{si } T_b > T_k \\ 0 & \end{cases}$$

En el caso del verano, meses de abril a septiembre, la formulación es la misma si bien cambian los valores que toman los coeficientes: $N_d = 122$, $N_m = 4$ y $1 \leq i \leq 183 \times 24$

El gradiente de temperaturas en el caso de verano será nulo siempre que la temperatura a considerar sea inferior a los 20 °C de la temperatura base:

$$\Delta T_k = \begin{cases} T_k - T_b & \text{si } T_k > T_b \\ 0 & \end{cases}$$

La demanda horaria de referencia se calcula a partir del resultado obtenido de la severidad climática:

$$DR_i = \frac{\alpha + \beta \cdot (SCX_0 - \rho \cdot RAD_0 - \delta \cdot GD_0)}{24 \cdot N_d} + \left(\frac{\beta \cdot \rho}{N_m} \right) \cdot r_i + \left(\frac{\beta \cdot \delta}{24 \cdot N_m} \right) \cdot \Delta T_i$$

$$\rho = a + 2 \cdot d \cdot RAD_0 + c \cdot GD_0 \quad \delta = b + c \cdot RAD_0 + 2 \cdot e \cdot GD_0$$



Ecuación 11 - Cálculo de la demanda horaria de referencia

Los valores de α y β dependen tanto del factor estacional como del tipo de edificio.

		α	β
Invierno	Unifamiliares	32,08	117,00
	Viviendas en bloque	20,93	98,56
Verano	Unifamiliares	-6,46	33,96
	Viviendas en bloque	-5,58	25,13

Tabla 10 - Valores de Alpha y Beta. Fuente:(1)

Según las instrucciones del Código Técnico de la Edificación (CTE), se puede asumir que la zona climática de cada localización es la misma que la de su capital de provincia. Consecuentemente y para mayor simplicidad de este trabajo, se caracteriza cada provincia por una población tipo de 10.000 habitantes. Cada población tipo tiene una demanda energética igual a la calculada para la capital de la provincia.

<i>Comunidad Autónoma</i>	<i>Capital de provincia</i>	<i>Zona Climática</i>
Andalucía	Almería	A4
Andalucía	Cádiz	A3
Andalucía	Córdoba	B4
Andalucía	Granada	C3
Andalucía	Huelva	A4
Andalucía	Jaén	C4
Andalucía	Málaga	A3
Andalucía	Sevilla	B4
Aragón	Huesca	D2
Aragón	Teruel	D2
Aragón	Zaragoza	D3
Asturias	Oviedo	D1
Baleares, Islas	Palma de Mallorca	B3
Canarias	Las Palmas	A3
Canarias	Santa Cruz de Tenerife	A3
Cantabria	Santander	C1
Castilla y León	Ávila	E1
Castilla y León	Burgos	E1
Castilla y León	León	E1
Castilla y León	Palencia	D1
Castilla y León	Salamanca	D2
Castilla y León	Segovia	D2
Castilla y León	Soria	E1
Castilla y León	Valladolid	D2
Castilla y León	Zamora	D2
Castilla-La Mancha	Albacete	D3
Castilla-La Mancha	Ciudad Real	D3
Castilla-La Mancha	Cuenca	D2
Castilla-La Mancha	Guadalajara	D3



Castilla-La Mancha	Toledo	C4
Cataluña	Barcelona	C2
Cataluña	Gerona	D2
Cataluña	Lérida	D3
Cataluña	Tarragona	B3
Comunidad Valenciana	Alicante	B4
Comunidad Valenciana	Castellón	B3
Comunidad Valenciana	Valencia	B3
Extremadura	Badajoz	C4
Extremadura	Cáceres	C4
Galicia	A Coruña	C1
Galicia	Lugo	D1
Galicia	Orense	D2
Galicia	Pontevedra	C1
Madrid, Comunidad de	Madrid	D3
Murcia, Región de	Murcia	B3
Navarra, Comunidad Foral de	Pamplona	D1
País Vasco	Vitoria	D1
País Vasco	Bilbao	C1
País Vasco	San Sebastián	D1
La Rioja	Logroño	D2

Tabla 11 - Zonas climáticas de las capitales de provincia de España. Elaboración: Propia

Distribución según tipología de viviendas

En lo que a la distribución de la población respecta en la distribución de las diferentes localizaciones, de acuerdo con el documento “Estudio de la distribución del consumo energético residencial para la calefacción en España”, se ha calculado una distribución uniforme a lo largo del territorio español con un 73,32% de bloques de viviendas; 26,68% de viviendas unifamiliares (26). Esta información es coherente con la distribución que propone el Instituto Nacional de Estadística de 80% de bloques; 20% unifamiliares. Instituto

Análisis de la calificación energética de las viviendas

Este análisis se lleva a cabo de acuerdo con la información proporcionada por el registro de las Comunidades Autónomas considerando además la distribución de la renta por regiones.

No se consideran en este trabajo los factores socioeconómicos de la región considerada; si bien se tiene conciencia de la influencia que ejercerían en la instalación de esta tecnología los compromisos verdes; los diferentes esfuerzos aunados de las diferentes



industrias; así como el compromiso y la concienciación con la economía circular de las autoridades e industrias de la zona.

- *Factores demográficos: antigüedad del inmueble*

CCAA	Edificios nuevos acabados	Edificios existentes
Andalucía	7122	501428
Aragón	201	78284
Asturias	380	41286
Baleares	987	95509
Canarias	1845	121446
Cataluña	6253	906239
Castilla y León	1053	118394
C. La Mancha	1449	70546
Extremadura	7228	25432
Galicia	2542	143084
Murcia	2005	81039
Navarra	1713	45757
País Vasco	1739	138717
Rioja	243	26911
Valencia	20355	564350
Madrid	3029	582239
Cantabria	88	37744
Ceuta	20	1031

Tabla 12 Número de edificios con certificación energética por Comunidades Autónomas. Fuente: registro CCAA

En términos porcentuales, Extremadura es la Comunidad Autónoma con una mayor representación de edificios de nuevo registro con un 22,13%; en términos porcentuales, Valencia ostenta el primer puesto en dichas certificaciones (con un 3,48%).

Edificios nuevos	Edificios antiguos
58252	3579436
1,60%	98,40%

Tabla 13 Distribución de tipo de calificación de los Edificios certificados en diciembre 2018. Fuente: Propia.

Se considera la tipología de los edificios un factor no relevante pues no hay ninguna diferencia remarcable en la evolución de las certificaciones de los edificios del sector terciario y los destinados a viviendas.



- Factores demográficos: distribución de la renta

Con el objeto de tratar de determinar la distribución provincial de las diferentes clasificaciones proporcionadas por Comunidades Autónomas, información aportada por el INE; se desarrolla un análisis de la correlación entre la renta o PIB per cápita de las CCAA y la concentración porcentual de certificados con una u otra clasificación.

CCAA	Renta (*) [€]	A%	B%	C%	D%	E%	F%	G%
EXTREMADURA	19425	0,07%	0,43%	3,28%	11,68%	59,03%	11,81%	13,69%
CANARIAS	21184	1,32%	2,95%	4,40%	5,41%	17,17%	6,77%	61,97%
C. LA MANCHA	21678	0,18%	0,43%	2,84%	11,37%	54,85%	13,17%	17,15%
ANDALUCIA	21727	0,17%	0,86%	3,78%	10,01%	53,69%	10,16%	21,33%
MURCIA	22738	0,07%	0,48%	2,61%	8,94%	57,84%	10,19%	19,87%
VALENCIA	23415	0,07%	0,56%	2,39%	8,24%	55,02%	10,59%	23,14%
C. Y LEÓN	23604	0,66%	0,67%	4,32%	14,54%	56,18%	10,81%	12,81%
RIOJA	23943	0,30%	0,45%	3,50%	13,83%	61,61%	10,87%	9,44%
ARAGÓN	24171	0,14%	0,46%	3,61%	11,00%	55,35%	11,36%	18,08%
GALICIA	24696	0,28%	0,79%	4,97%	13,33%	48,67%	11,29%	20,68%
ASTURIAS	26120	0,22%	0,59%	3,81%	12,19%	47,78%	10,33%	25,08%
CANTABRIA	26300	0,18%	0,47%	3,06%	10,50%	53,87%	12,01%	19,90%
CEUTA	27832	0,00%	0,48%	8,44%	8,44%	52,18%	6,01%	24,44%
CATALUÑA	27997	0,15%	0,70%	3,91%	9,95%	51,02%	11,89%	22,37%
PAÍS VASCO	30411	0,08%	0,10%	0,30%	9,34%	47,06%	14,62%	28,50%
MADRID	30650	0,15%	0,62%	4,31%	16,49%	45,86%	12,46%	20,11%
NAVARRA	32423	0,13%	0,35%	4,74%	17,08%	54,16%	11,19%	12,36%

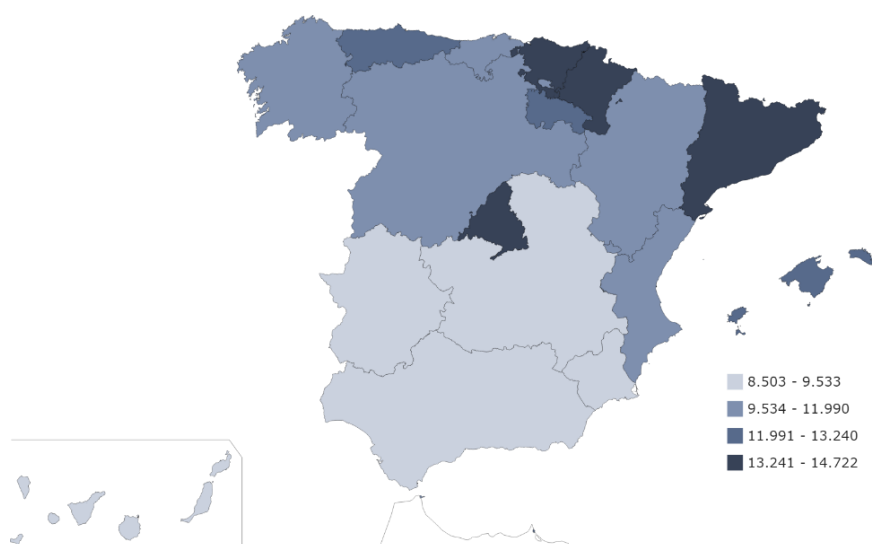
Tabla 14 – Análisis de la correlación entre la renta media de las CCAA y la distribución de CE en edificios existentes.
(*) Media de la renta disponible por hogar, 2003-2013 (euros constantes de 2011). Fuente: elaboración propia. Datos: Fundación BBVA, registro CCAA

Tras analizar la relación entre la media de la renta disponible por hogar por comunidad autónoma entre 2003 y 2013 con las diferentes clases de certificaciones energéticas de edificios ya existentes, parece no existir una correlación evidente para este tipo de edificaciones; presentando, independientemente de la renta media de la Comunidad Autónoma en cuestión, una evidente mayoría de edificios de clasificación E. El caso de Canarias presenta una excepción, donde las edificaciones con peor clasificación (G) ostentan el primer puesto. Se concluye que, en el caso de edificios existentes, la tecnología presente en los hogares es menos eficiente en lo que al ahorro de pérdidas energéticas respecta, pudiendo esto deberse a, entre otros muchos factores, la obsolescencia de los materiales y tecnología empleados en los cerramientos de las viviendas.

CCAA	PIB (*) [€]	A%	B%	C%	D%	E%	F%	G%
EXTREMADURA	18174	11,18%	39,72%	22,47%	19,87%	6,07%	0,29%	0,41%
ANDALUCÍA	19132	11,94%	38,81%	21,39%	19,90%	7,96%	0,00%	0,00%
C. LA MANCHA	20645	11,05%	12,63%	18,68%	24,74%	31,84%	0,53%	0,53%
CANARIAS	21031	4,36%	19,35%	32,32%	21,07%	21,28%	0,81%	0,81%
MURCIA	21134	3,41%	10,68%	15,66%	13,55%	20,76%	4,66%	31,27%
VALENCIA	22659	28,93%	37,28%	13,02%	12,70%	8,08%	0,00%	0,00%
ASTURIAS	23087	37,51%	31,43%	18,71%	8,83%	3,42%	0,09%	0,00%
GALICIA	23294	13,94%	22,98%	9,87%	15,80%	25,19%	5,38%	6,83%
CANTABRIA	23817	8,62%	22,16%	13,46%	15,70%	40,05%	0,00%	0,00%
C. Y LEÓN	24397	43,59%	20,65%	13,06%	11,92%	9,44%	0,63%	0,71%
BALEARES	26764	1,95%	15,86%	10,52%	15,51%	41,05%	6,33%	8,78%
RIOJA	26833	36,02%	26,80%	21,42%	11,03%	4,44%	0,23%	0,06%
ARAGÓN	28640	28,64%	25,99%	13,57%	20,70%	9,32%	1,21%	0,58%
CATALUÑA	30769	29,63%	25,93%	19,34%	13,58%	11,52%	0,00%	0,00%
NAVARRA	31809	6,12%	30,70%	23,15%	23,78%	16,25%	0,00%	0,00%
PAÍS VASCO	34079	31,83%	41,63%	17,83%	6,34%	2,28%	0,03%	0,07%
MADRID	34916	48,86%	14,77%	10,23%	6,82%	18,18%	0,00%	1,14%

Tabla 15 – Análisis de la distribución del tipo de calificación energética de emisiones de edificios nuevos y (*) PIB per cápita CCAA, 2018. Fuente: elaboración propia. Datos: INE, Eurostat y registro de CCAA.

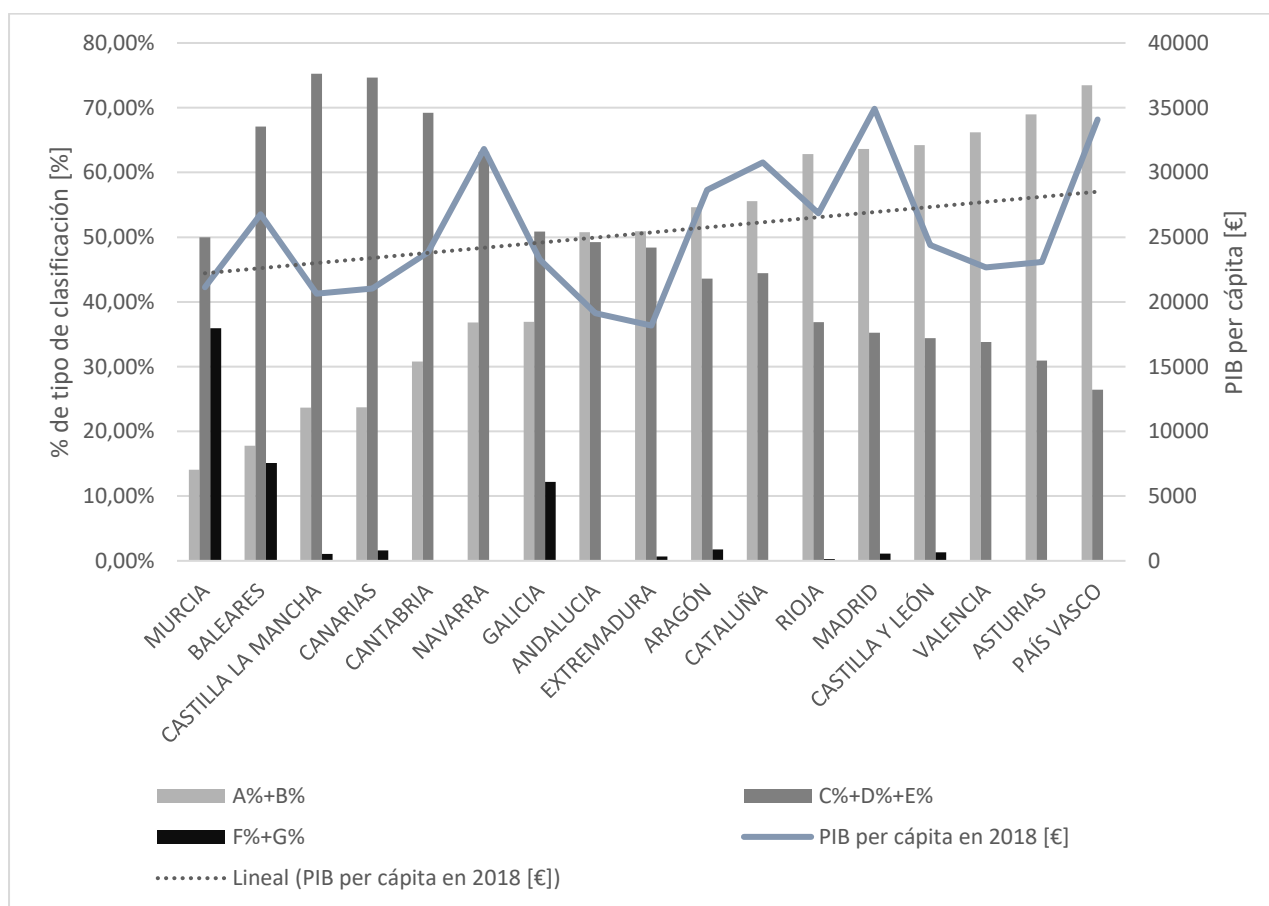
Cabe destacar que, cuanto mayor es ritmo actual del desarrollo urbanístico de la región, mayor es la cantidad de viviendas con una buena calificación energética; esto es, cuanto más nuevas son las infraestructuras de la región, mejor es su calificación general.



Mapa 1 – Encuesta de Condiciones de Vida (ECV), Comunidades y Ciudades Autónomas, Renta media por persona, 2018. Fuente: INE

Al analizar los datos de las calificaciones en emisiones de los edificios nuevos certificados en 2018, al distinguir por renta, se aprecia una gran mayoría de certificaciones de tipo A y B; siendo máxima en CCAA con rentas más altas.

Creando tres subgrupos para las calificaciones; buena (A y B), media (C, D y E) y deficiente (F y G), se obtiene el resultado representado en la *Gráfica 1*, por el que se puede concluir que no existe una correlación evidente entre la riqueza de una zona con un mayor cantidad de viviendas con mejor calificación para poblaciones más ricas, como cabría esperar. Entran en juego otros muchos factores como el clima, políticas medioambientales de los gobiernos autonómicos y las ayudas a la vivienda que incluyen como las recogidas en el *Plan Estatal de Vivienda 2018-2021*, que cada Comunidad Autónoma adapta según sus necesidades y conceden subvenciones para la compra, alquiler, rehabilitación y promoción de inmuebles (28).



Gráfica 1 – Distribución de edificios de nueva clasificación en emisiones según categorías definidas.
Fuente: elaboración propia. Datos: INE, Eurostat y registro CCAA.

Si



bien es cierto que existe una tendencia lineal de crecimiento de concentración de viviendas con una calificación “buena” con un PIB mayor, dicha tendencia no es suficientemente evidente como para poder asumir que el mismo comportamiento será replicado en las provincias de estas. Sin embargo, considerando que los factores económicos que tienen impacto directo en la rehabilitación y compra de viviendas son homogéneos dentro de cada comunidad autónoma, **parece razonable asumir esa misma homogeneidad en cuanto al tipo de calificación de los edificios dentro de las provincias de una misma región autonómica.**

Así, la corrección de la demanda se realizará de forma homogénea por Comunidades Autónomas. La corrección de la demanda, según la certificación de la vivienda, emplea un coeficiente u otro tal y como se refleja en el siguiente apartado.

Formulación para la corrección de la demanda

En edificios existentes:

$$D = DR \cdot \left(\frac{I_0}{\bar{I}_s} \right)$$

Ecuación 12 – Demanda corregida a partir de la Demanda de referencia para edificios existentes

$$\frac{I_0}{\bar{I}_s} = \frac{1 + (C_2 - 0,5) \cdot 2 \cdot (R' - 1)}{R'}$$

Ecuación 13 – Factor de corrección de la demanda para edificios existentes

Clase	Valores Recomendados
A	$C_1 < 0.15$
B	$0.15 \leq C_1 < 0.5$
C	$0.5 \leq C_1 < 1.0$
D	$1.0 \leq C_1 < 1.75$
E	$C_2 < 1.0$
F	$1.0 \leq C_2 < 1.5$
G	$1.5 \leq C_2$

Tabla 16 – Coeficientes para la corrección de la demanda

Siendo 1 el valor recomendado para C_2 en caso de tener el inmueble un aislamiento normal; y 1.5 si este es deficiente.



En edificios de nueva construcción:

$$D = DR \cdot \left(\frac{I_0}{\bar{I}_r}\right)$$

Ecuación 14 – Demanda corregida a partir de la Demanda de referencia para edificios de nueva construcción

$$\frac{I_0}{\bar{I}_r} = \frac{1+(C_1-0,6) \cdot 2 \cdot (R-1)}{R}$$

Ecuación 15 – Demanda corregida a partir de la Demanda de referencia para edificios de nueva construcción

En los edificios de nueva construcción se presupone un buen asilamiento. C_2 toma un valor recomendado de 1.75.

Para calcular la corrección de la demanda se ha desarrollado un modelo con la herramienta de Excel con el que, introduciendo la zona climática deseada, se obtienen los coeficientes de corrección de dicha zona.

La R' adopta un valor diferente según las características del edificio y según sea invierno o verano:

En edificios existentes:

R' para demanda de calefacción			
INVIERNO	Severidad	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloques
	A	1,4	1,1
	B	1,3	1,1
	C	1,2	1,1
	D	1,2	1,1
	E	1,2	1,1

Tabla 17 - R' para demanda de calefacción en edificios existentes

R' para demanda de refrigeración			
VERANO	Severidad	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloques



	1	0	0
	2	1,3	1,3
	3	1,3	1,3
	4	1,3	1,3

Tabla 18 - R' para demanda de refrigeración en edificios existentes

En edificios de nueva construcción:

R' para demanda de calefacción			
INVIERNO	Severidad	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloques
	A	1,7	1,7
	B	1,6	1,7
	C	1,5	1,7
	D	1,5	1,7
	E	1,4	1,7

Tabla 19 - R' para demanda de calefacción en edificios de nueva construcción

R' para demanda de refrigeración			
VERANO	Severidad	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloques
	1	0	0
	2	1,5	1,6
	3	1,4	1,5
	4	1,4	1,5

Tabla 20 - R' para demanda de refrigeración en edificios de nueva construcción

A continuación, se muestra una instantánea de la aplicación informática desarrollada, con los factores aplicados en la corrección de la demanda.

	Zona seleccionada: D3 && Madrid			
	<i>Existentes - C2</i>		<i>Nuevos - C1</i>	
<i>% distrib</i>	99,48%		0,52%	
	<i>unif</i>	<i>bloque</i>	<i>unif</i>	<i>bloque</i>
C	0,98		0,91	
$\frac{I_o}{I_s}$ <i>invierno</i>	0,99	1,00	0,88	0,85
$\frac{I_o}{I_s}$ <i>verano</i>	0,99	0,99	0,95	0,94



Tabla 21 - Corrección de la demanda. Captura de pantalla de la aplicación informática. Fuente: Elaboración: propia.

3.4 Modelado de la curva monótona de demanda

A continuación, se expone la metodología para la construcción de la curva monótona de demanda: se calcula todo el calor que se necesita cada hora y al ordenarlo se obtiene la curva en cuestión que consiste en la demanda de calor al ORC.

El código técnico de edificación español establece cuatro meses de verano (de junio a septiembre) y tres de invierno (diciembre, enero y febrero). Para el cálculo de la demanda horaria de energía se incluyen abril y mayo al periodo de verano y los tres restantes al periodo de invierno resultando:

Verano: abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre

Invierno: octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo

En caso de requerir refrigeración alguno de los días de los meses de entretiempo incluidos en el periodo invernal, o calefacción en el caso del verano, tales demandas serán suplidas por el sistema de reserva(15).

<i>Cálculo de la severidad climática</i>				Madrid	
Selección de Zona Climática:				ZonaD3	
Selección de Provincia:				MADRID	
CTE2008	CLIMA	MES	HDD_mes	CDD_mes	Rad Total
INVIERNO	INVIERNO	1	429,24	0	58,4
INVIERNO	INVIERNO	2	351,50	0	74,6
-	INVIERNO	3	311,59	0	117,3
-	VERANO	4	0	0,73	145,2
-	VERANO	5	0	15,53	184,1
VERANO	VERANO	6	0	66,63	199,3
VERANO	VERANO	7	0	144,25	222,9
VERANO	VERANO	8	0	129,29	198,6
VERANO	VERANO	9	0	55,98	143,2
-	INVIERNO	10	168,32	0	101,4
-	INVIERNO	11	317,80	0	63,9
INVIERNO	INVIERNO	12	421,57	0	51,5

Ilustración 2 – Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.



Demanda energética de calefacción

A continuación, se muestra el proceso seguido para el cálculo de los perfiles de demanda horaria de las capitales de provincia españolas. Para ello, se escoge el caso de la Comunidad de Madrid, perteneciente a la zona climática D3.

	<i>GDI</i>	<i>Rad</i>
<i>Invierno</i>	1202,31	184,435
<i>Media Invierno</i>	400,771	61,47833333
SCI	0,996	D

Invierno - Contantes y cálculo parciales

<i>Constantes</i>	<i>CTE 2008 - corr#1</i>
a	-0,00835
b	0,00372
c	-0,00000862
d	0,0000488
e	0,000000715
f	-0,0681

<i>Derivada parcial de SCI' Rad</i>	SCI'_Rad	-0,005804359
<i>Derivada parcial de SCI' GD</i>	SCI'_GD	0,003763159

<i>Días periodo de invierno</i>	N_d	90
<i>Número meses de invierno</i>	N_m	3
<i>Radiación correspondiente</i>	Rad_k	vector [k] OCT-MAR
<i>Incremento de temperatura</i>	ΔT_k	vector [k] OCT-MAR

Ilustración 3 – Cálculo de los parámetros necesarios de la demanda térmica en invierno. Elaboración, propia.

Introduciendo estas en la *Ecuación 11* - Cálculo de la demanda horaria de referencia, se obtiene la demanda de invierno, para los meses seleccionados tras el reajuste mencionado en el apartado *Modelado de la curva monótona de demanda*. La comprobación es el acumulado de la demanda anual.



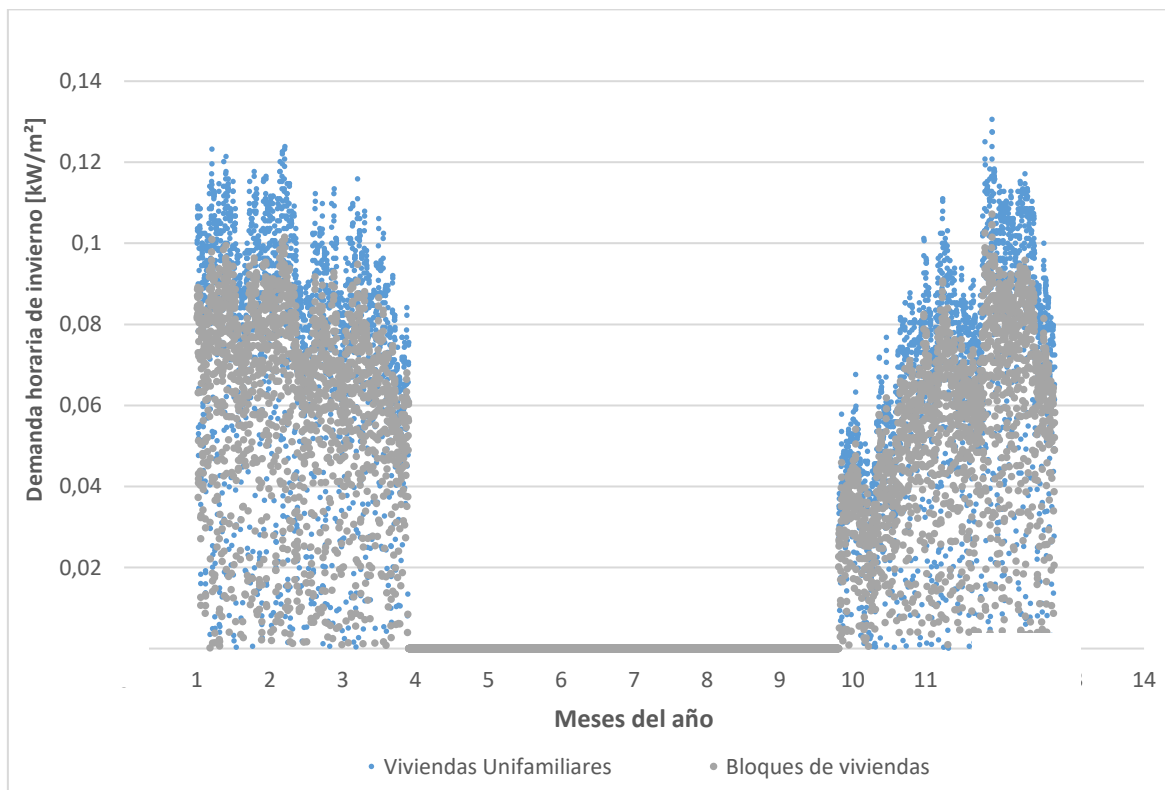
Comprobación ZonaD3	Viviendas Unif:	Bloques de viviendas
DEI TOTAL [kWh/m²]	254,50	204,36

Demanda Energética horaria

Demanda horaria de calefacción

DEI_k	Viviendas	Bloques de viviendas
1,0013	0,10002	0,081432857
1,0027	0,10063	0,081947991
1,0040	0,10308	0,08400853
1,0054	0,10369	0,084523664
1,0067	0,10674	0,087099338
1,0081	0,10858	0,088644742
1,0094	0,10919	0,089159876
1,0108	0,10627	0,086700737
1,0121	0,10149	0,08267633
1,0134	0,09001	0,073005305
1,0148	0,07831	0,063143588
1,0161	0,04765	0,037320639
1,0175	0,05186	0,040864343
1,0188	0,05303	0,041854885
1,0202	0,0546	0,04316987
1,0215	0,06424	0,05129549

Ilustración 4 - Cálculo de la demanda horaria. Elaboración propia.



Gráfica 2 – Demanda horaria de invierno en la zona D3. Fuente: Elaboración propia.



Demanda energética de refrigeración

	GDV	Rad
Verano	396,1625	763,982
Media Verano	99,040625	190,9955

SCV

0,999	3
-------	---

Verano - Constantes y cálculos parciales

Constantes

CTE 2008 - corr#1

a	0,003724
b	0,01409
c	-1,869E-05
d	-2,053E-06
e	-1,389E-05
f	-0,5434

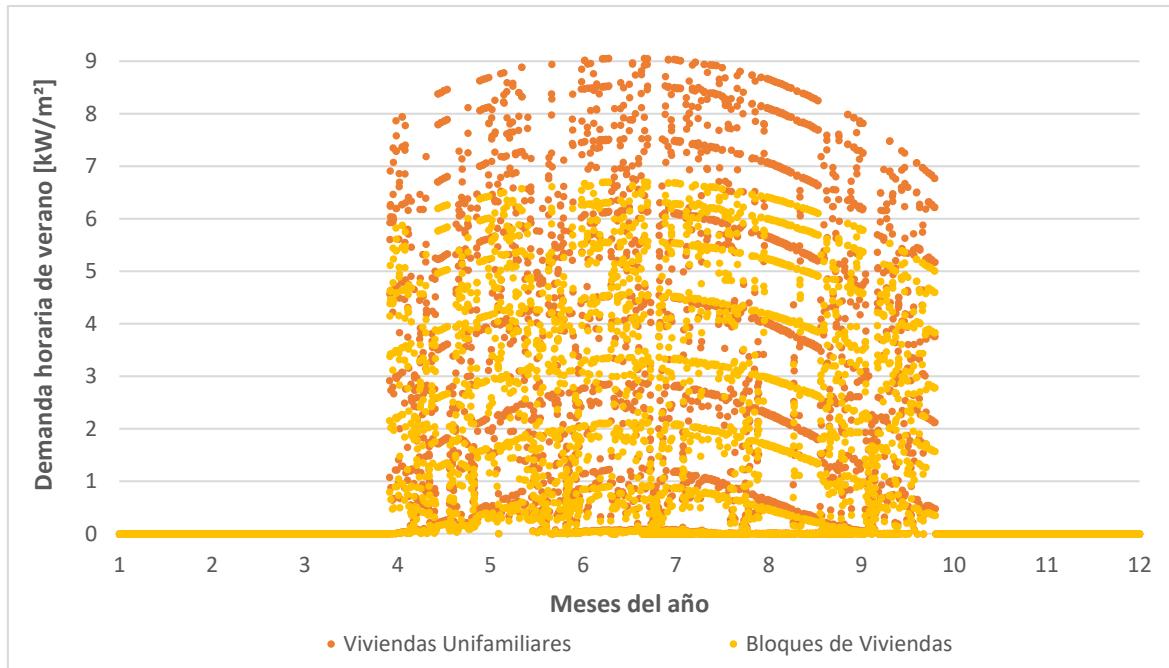
SCI'_Rad	0,0010887
SCI'_GD	0,00776895

Días periodo de v	N_d	122
Número meses re	N_m	4
Radiación corresp	Rad_k	vector [k] ABRIL-SEPT
Incremento de T _s	ΔT_k	vector [k] ABRIL-SEPT

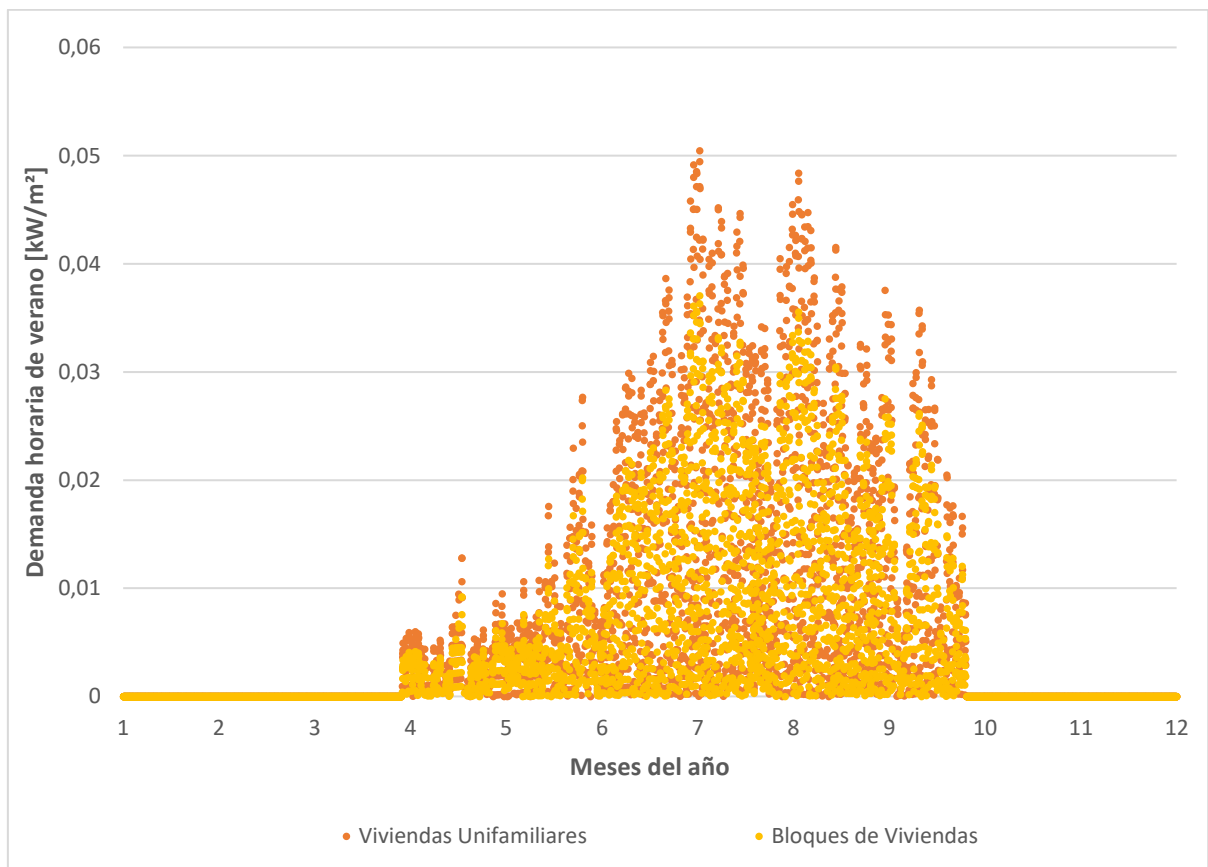
Comprobación ZonaD3	Viviendas Un Bloques de viviendas	
DEV TOTAL [kWh/m²]	31,99	23,01

Ilustración 5 – Cálculo de la demanda térmica en verano. Elaboración propia.

El resultado preliminar obtenido (*Gráfica 3*) diverge de la realidad por la cantidad de puntos atípicos que se obtienen. Así, se ha de corregir el rango en el que se presentan los datos; que, por otro lado, es donde lógicamente se encuentra la mayor parte de la información (*Gráfica 4*).



Gráfica 3 – Demanda horaria de verano en zona D3. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 4 -Demanda horaria de verano en zona D3 con corrección de rango. Fuente: Elaboración propia.

Demanda de agua corriente sanitaria (ACS)

La demanda diaria de agua caliente sanitaria se calcula a continuación de acuerdo con los valores proporcionados por el «DB-HE Ahorro de Energía» [CTE-HE08]. Se calcula con la siguiente ecuación la energía diaria requerida para satisfacer dicha demanda:

$$E_d = \frac{C_d \cdot \rho_w \cdot C_w \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH})}{24} [kWh/persona]$$

C_d representa el consumo diario por persona. El valor, tabulado por el CTE-HE08 varía entre 22 y 30 litros por persona dependiendo de si se trata de una vivienda multifamiliar o unifamiliar, respectivamente. En el «DB-HE Ahorro de Energía» del 2013 se introduce una simplificación que considera una demanda conjunta para cualquier tipo de vivienda: 28 litros/(persona-día). Asimismo, se mantiene el tamaño de la población tipo de estudio de 10.000 habitantes.

ρ_w es la densidad del agua: 1.000 kg/m³

C_w es el calor específico del agua: 4,18 kJ/kg-K

T_{ACS} es la temperatura media de uso habitual: 60 °C (se trata de la temperatura mínima dado que es la temperatura umbral necesaria para prevenir la legionelosis)

T_{AFCH} es la temperatura media del agua fría en el mes que se esté estudiando

Dado que la demanda de ACS representa menos de una 10% de la demanda de calefacción de acuerdo con los resultados reflejados en la tesis doctoral de Uris et al., se considera estimar la demanda de ACS de acuerdo con los valores medios de las temperaturas mínimas del agua de red de las capitales de provincia españolas, información proporcionada por el IDAE (29).

Mes	T_{AFCH}
Enero	5
Febrero	6
Marzo	7
Abril	9
Mayo	11



Junio	13,5
Julio	15
Agosto	16
Septiembre	14
Octubre	11
Noviembre	7
Diciembre	6

Tabla 22 - Temperaturas mínimas medias [°C] de las capitales de provincia de España. Elaboración: propia. Fuente datos: IDAE (29).

Cd	28	L/pax día
Cd anual	10220	L/pax año
Densidad del agua	1	kg/L
Calor específico	4,18	kJ/kg K
T_{ACS}	60	°C
T_{AFCH}	10,042	°C
Ek	2134200,017	kJ/pax año
Ek	592,833338	kWh/pax año
Densidad por vivienda	0,0375	pax/m ²
Ek anual	22,23125017	kWh/m² año

Tabla 23 - Cálculo de la energía necesaria para el suministro de ACS por metro cuadrado. Elaboración propia

El cálculo de la densidad poblacional por vivienda se ha efectuado realizando las siguientes estimaciones:

Superficie media por vivienda	80	m ²
N.º habitantes/vivienda	3	pax
Densidad media	0,0375	pax/m ²

Tabla 24 - Cálculo densidad de vivienda en España. Elaboración: propia

Se obtiene así una demanda anual correspondiente al agua corriente sanitaria de **22,23kWh/m²**.

De acuerdo con el resultado del cálculo de potencial de biogás disponible, si **todo el biogás** generado por la población de **500.000 habitantes** se destinase a satisfacer la demanda de ACS, se cubrirían las necesidades de agua corriente sanitaria de **38.442**

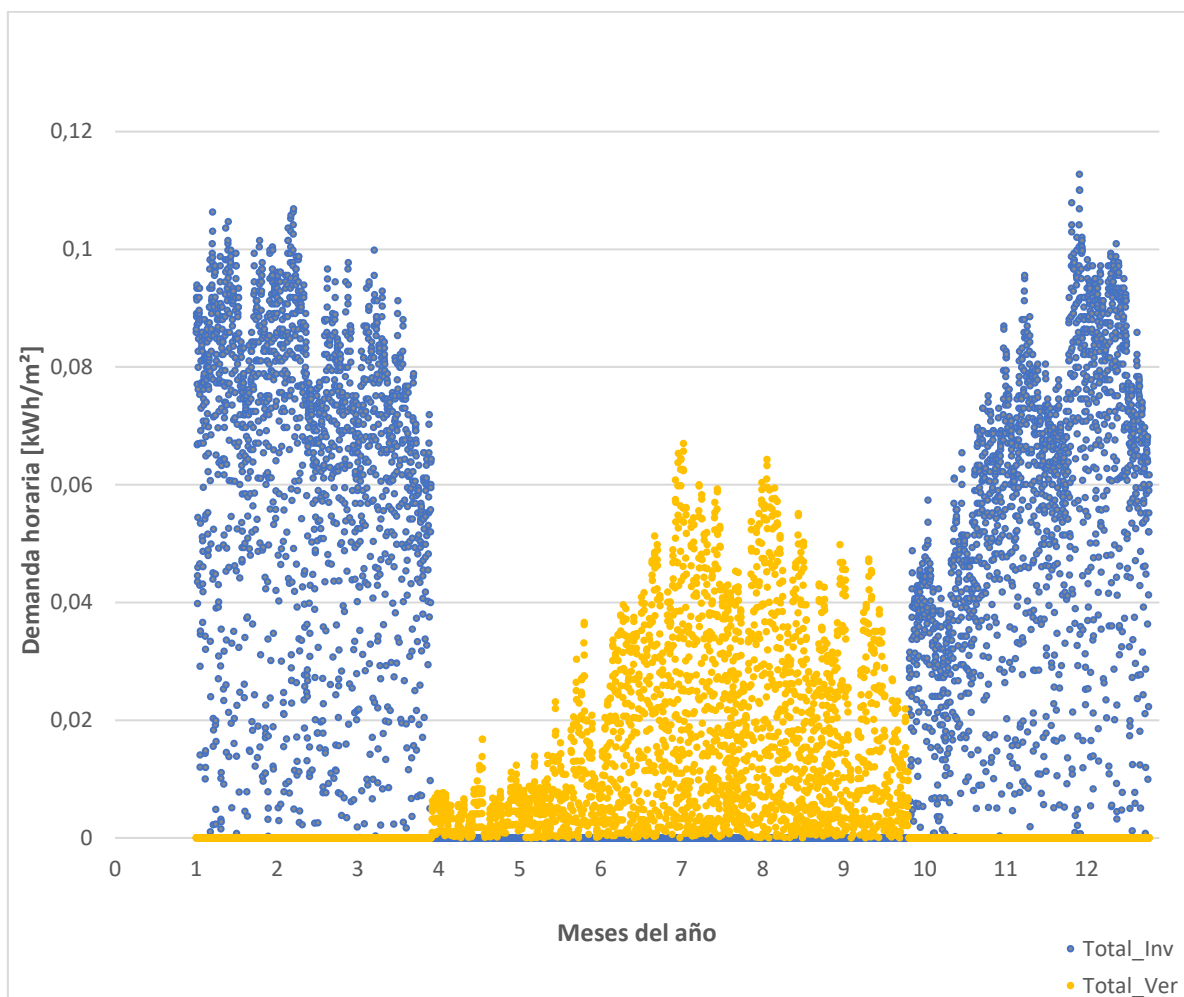


personas cada año; esto es, se podría abastecer casi cuatro poblaciones del tamaño tipo considerado (10k).

3.5 Dimensionamiento del ORC

Satisfacción de la demanda con los diferentes puntos de operación del ORC

Combinando las gráficas de las diferentes estaciones, obtenemos la curva de demanda horaria anual para la zona de estudio (D3). En la *Gráfica 5* -Demanda horaria de verano en zona D3 con corrección de rango. Fuente: Elaboración propia. se supera la distinción del tipo de vivienda; se diferencia entre la demanda de calefacción (en azul) y la de refrigeración (en amarillo).



Gráfica 5 -Demanda horaria de verano en zona D3 con corrección de rango. Fuente: Elaboración propia.



Los dos principales factores para determinar la viabilidad de la introducción de la tecnología ORC en la depuradora para la calefacción y refrigeración de una red de distrito son:

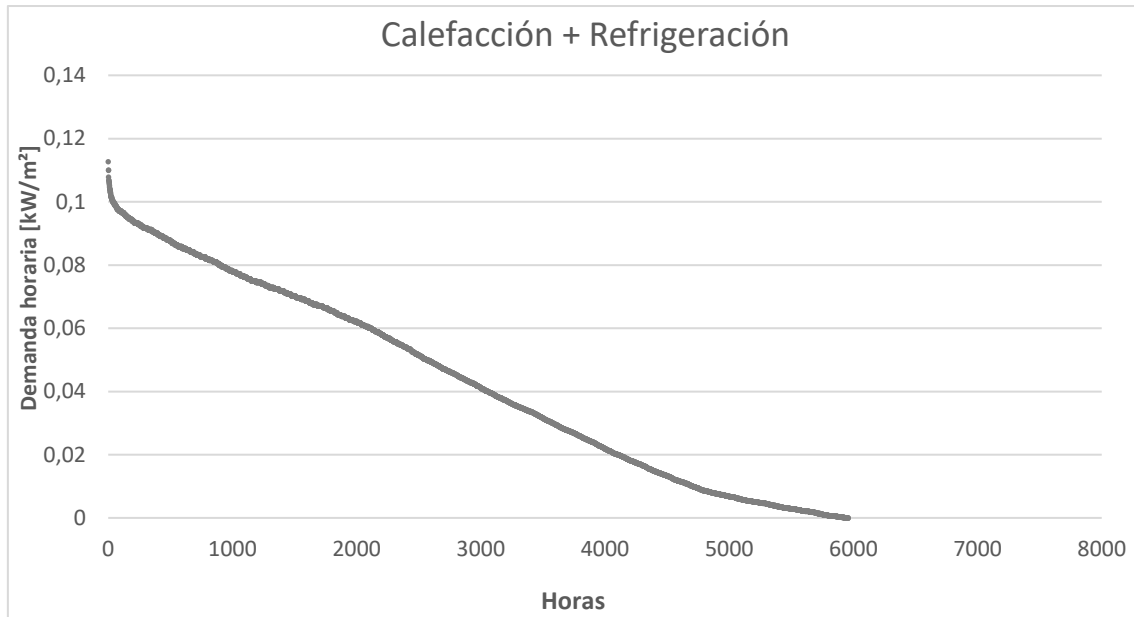
- a) La posibilidad de modelar el perfil de demanda
- b) La capacidad de simular la operación a carga parcial

En aras de lograr la viabilidad medioambiental de la tecnología, se limita su implantación a las plantas donde las necesidades de producción de calor sean muy superiores a las de refrigeración (15).

Una planta de producción de tamaño medio sin capacidad de almacenamiento resulta viable cuando la demanda térmica es superior a los 5GWh_{th} y un precio máximo para la biomasa de 17€/MWh (15). En el caso del biogás, el precio medio por MWh está entre 30 y 35€; para el presente estudio – teniendo en cuenta la autoproducción – se toma el mínimo de la horquilla: **30 €/MWh** (16).

Se trabaja con la premisa económica de que la planta vende al porcentaje de la población tipo que es capaz de abastecer toda la producción térmica que genera a un precio competitivo respecto a los combustibles fósiles; la electricidad que genera puede venderla a esa misma población o a la red, pues hay excedentes tras consumir lo necesario para operar la central (ver *Cálculo de ingresos*). Lo mismo ocurre con los excedentes de biogás.

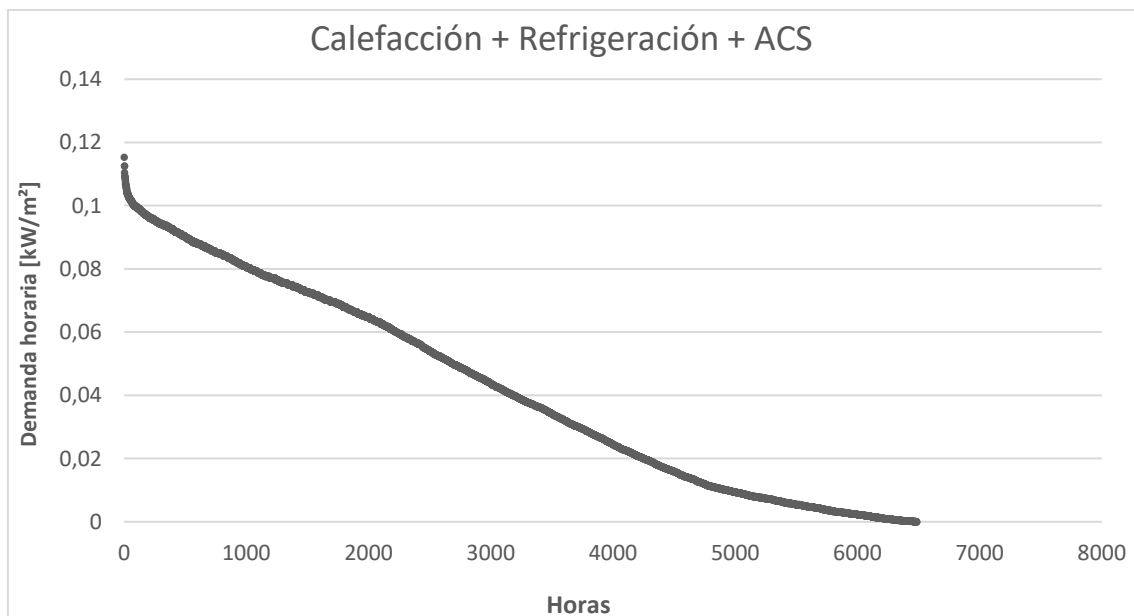
Así, ordenando de manera decreciente los valores de la demanda calculada en la *Gráfica 5*, resulta la curva de demanda anual total:



Gráfica 6 - Demanda térmica anual. Elaboración: propia.

Nótese que el número total de horas en un año es 8760. En el caso de D3, hay unas 2800 horas en las que la demanda es nula.

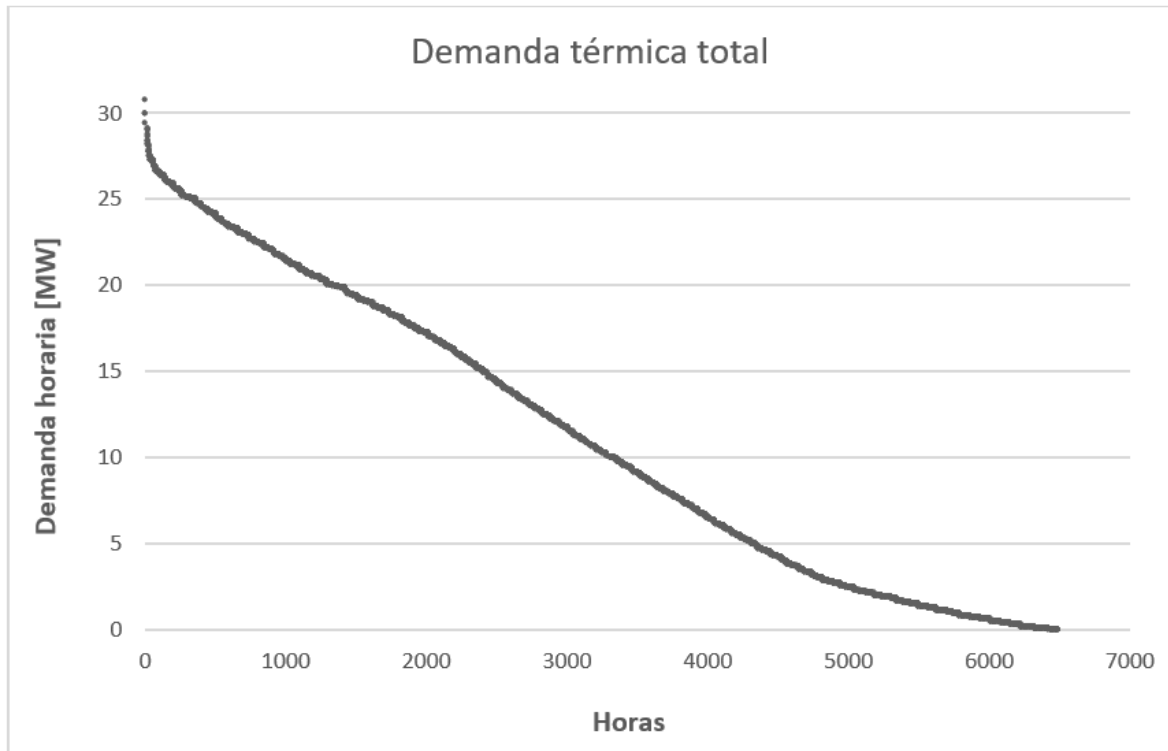
A esta demanda, se le ha de añadir la demanda de agua caliente sanitaria calculada. El número de horas de demanda nula se reduce en unas 600 horas. Nótese que el cálculo de la demanda de ACS se ha supuesto constante en todas las 8760 horas del año, debido a que se asume la existencia de un sistema de acumulación adecuado.



Gráfica 7 - Demanda total anual (calefacción, refrigeración y ACS) para la zona D3. Elaboración: propia



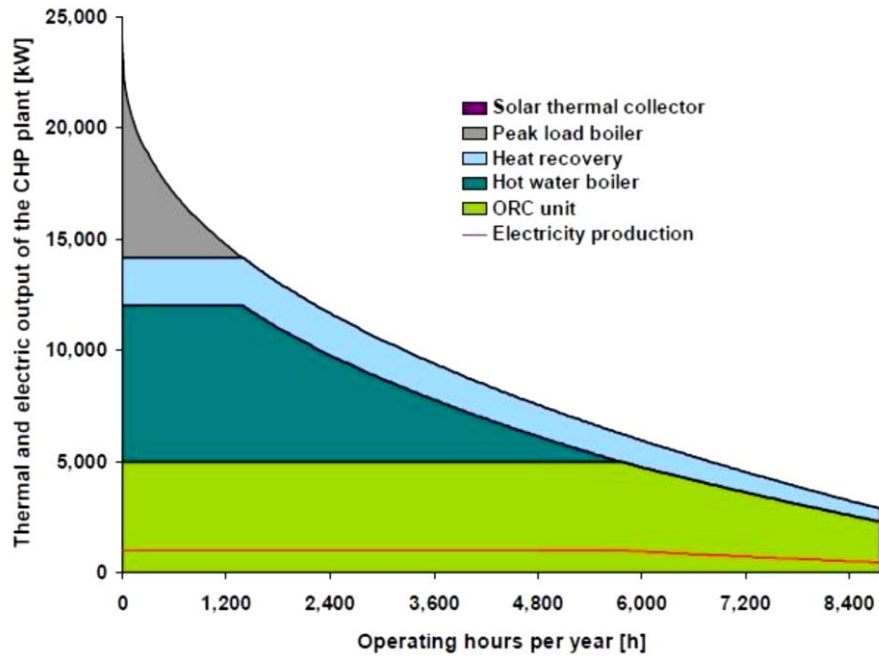
En el caso de estudio de la Comunidad de Madrid (zona D3), empleando de nuevo las estimaciones aplicadas para el dimensionamiento del área de viviendas de la población tipo inicialmente considerada de **10.000 habitantes** (ver *Tabla 24*), se obtiene la siguiente curva monótona:



Gráfica 8 - Curva monótona de demanda [MW]. Zona D3, Madrid. Población de 10k habitantes. Elaboración: propia

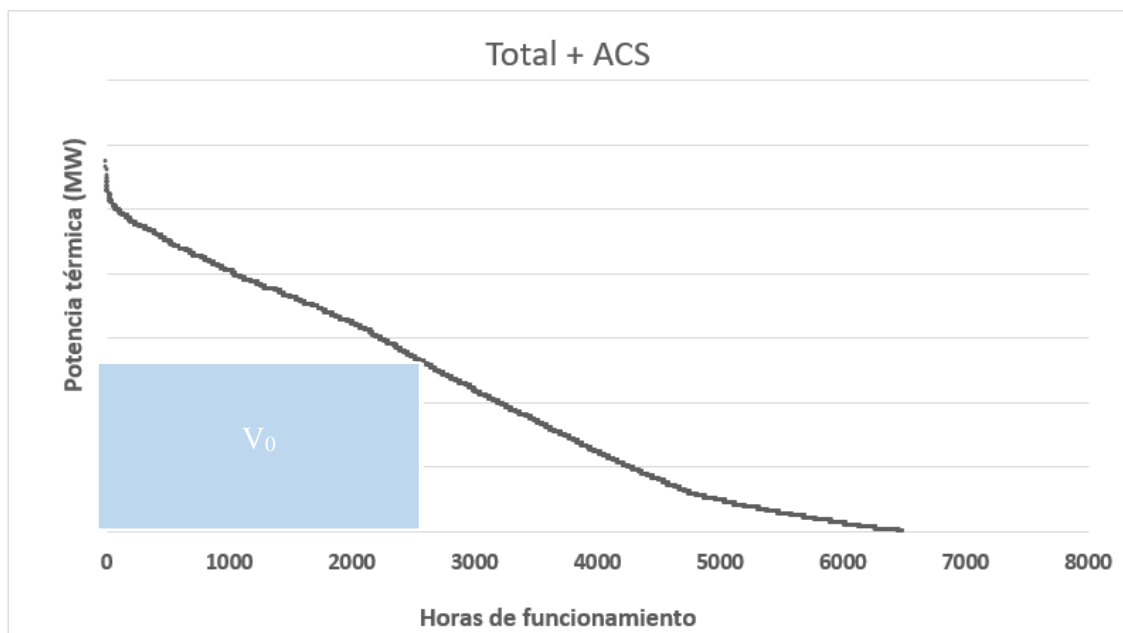
Así, con la curva de demanda, se fijarán los distintos tamaños de ORC que se puedan instalar.

Para maximizar la eficiencia energética, la planta ha de operar el máximo número de horas posible sin desperdiciar calor; esto es, el ciclo de ORC habrá de ser dimensionado siguiendo la demanda térmica (heat-lead strategy). La estrategia para satisfacer la demanda valle de la energía térmica implica que la planta está en funcionamiento más de 5000 horas al año, cubriéndose el resto de la demanda con otras fuentes de calor(1).



Gráfica 9 - Curva de demanda de la planta de Lienz y producción energética. Fuente: (30)

El método del Rectángulo Máximo proporciona, para la máxima cobertura de demanda, la rentabilidad del proyecto. El área bajo la curva monótona de demanda delimitada por el rectángulo representa el calor total suministrado. Para este caso concreto, el V_0 se obtiene en torno a las 2630 horas de funcionamiento. Durante esas horas, la planta funcionaría a carga completa.



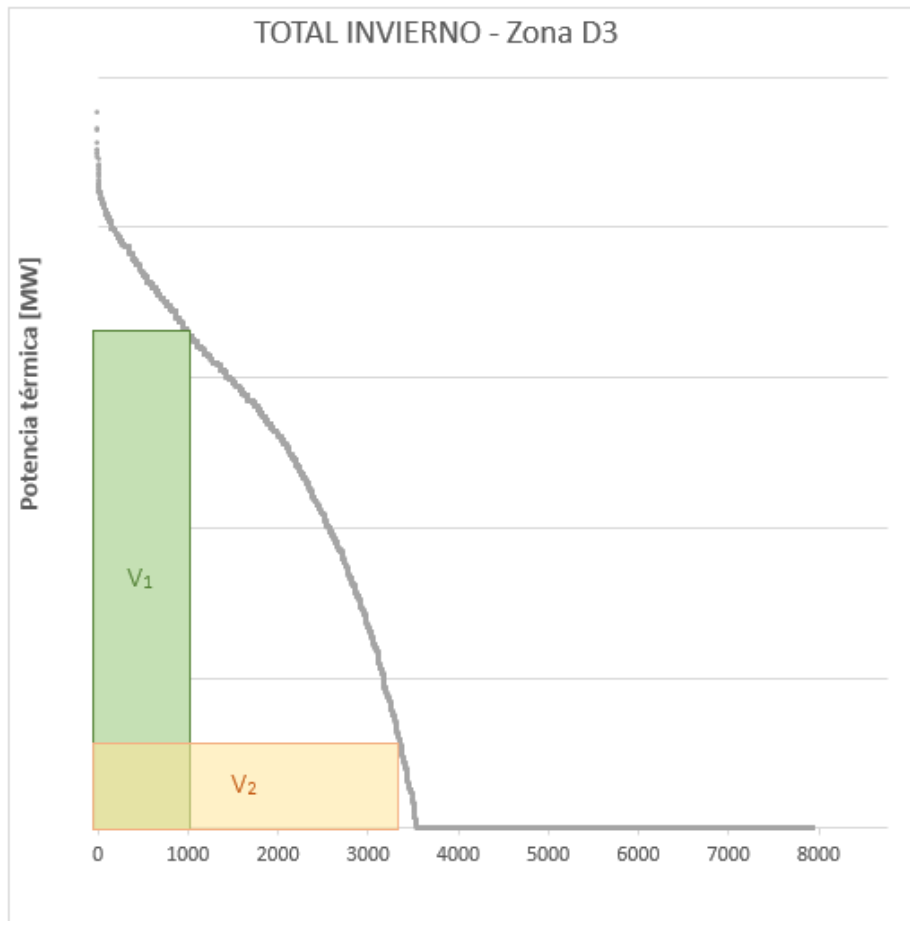
Gráfica 10 - Análisis de rentabilidad mediante el método de rectángulo máximo en carga completa. Elaboración: propia

**Carga completa:**

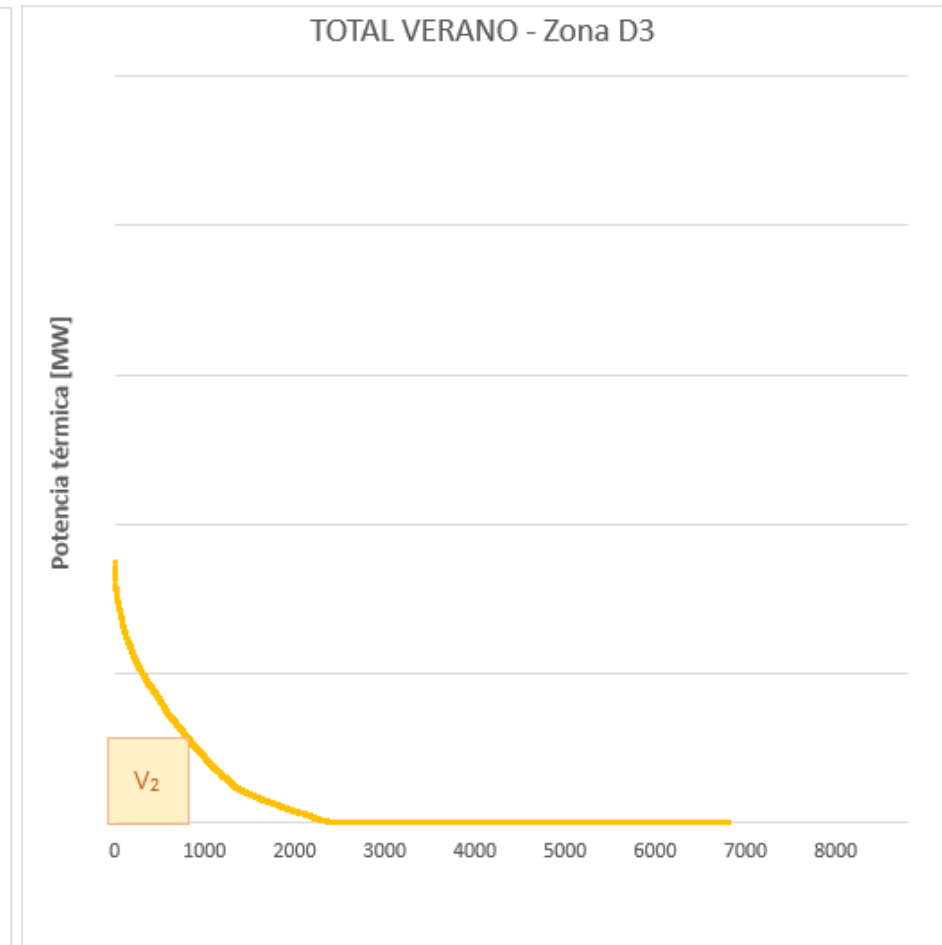
En la *Gráfica 11* se representa el calor que generan las centrales *1* y *2* durante los meses de invierno (cuando suministra a la red calefacción y agua caliente sanitaria). La central *1*, con una potencia nominal V_1 , a carga completa únicamente trabajaría unas 1000 horas en todo el año. La central *2*, sin embargo, trabaja durante muchas más horas teniendo una carga completa $V_2 < V_1$. La segunda central, de nuevo bajo la hipótesis de trabajo de carga completa), trabajaría unas 3500 horas en invierno y unas 800 horas en verano (ver *Gráfica 12*). La central *1* no está representada en la segunda gráfica ya que la demanda máxima de refrigeración es inferior a la potencia nominal de la central por lo que, en ningún caso trabajaría a carga completa durante esos meses de verano en los que provee a la red de refrigeración y agua corriente sanitaria.

Carga parcial:

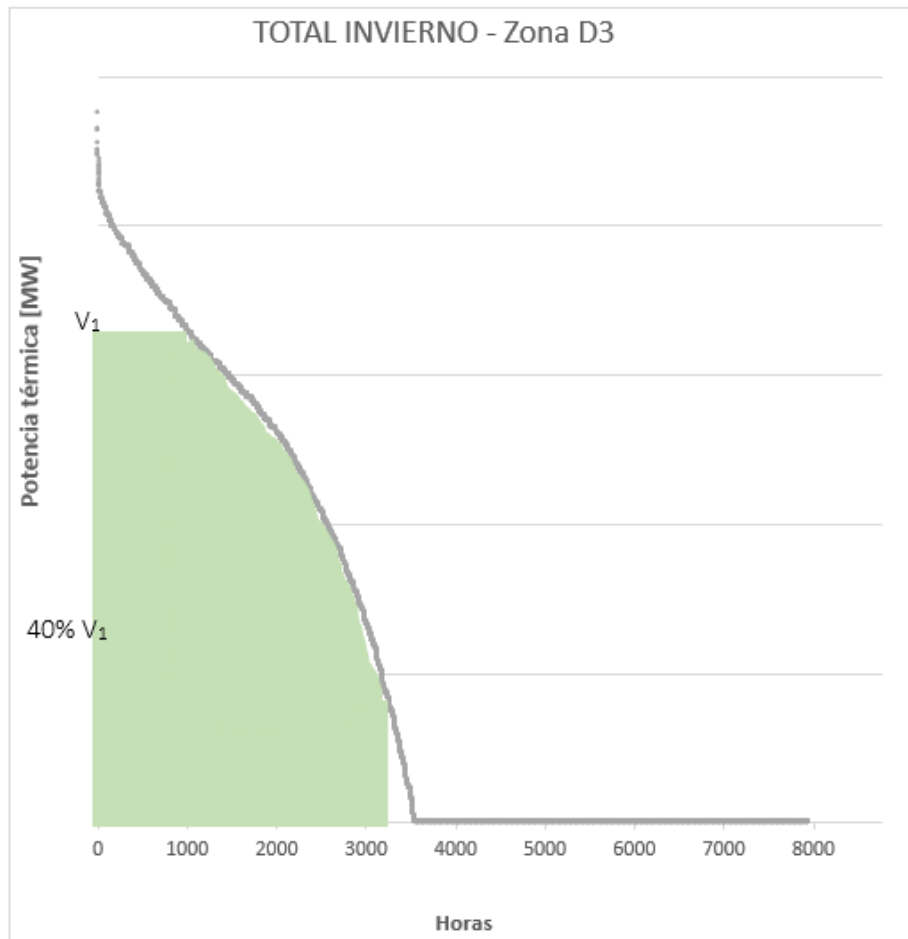
Asimismo, dado que el funcionamiento a carga completa limita el funcionamiento a los meses de invierno en los que la demanda es mayor, hay que considerar también la operación a carga parcial, que permite aumentar el número de horas de operación. Tal y como Uris desarrolla en su tesis, se establece que el límite de esta carga parcial será al 40% de la potencia nominal; la producción de potencias térmicas inferiores a ese 40% supondría pérdidas muy fuertes, rendimientos muy pobres. Este análisis tiene más sentido realizarlo en el caso de la central *1*, por ser su potencia nominal significativamente superior. En la *Gráfica 14* y la *Gráfica 13* se representa el funcionamiento de la central *1* en caso de operar en carga parcial. En invierno trabaja durante más de 3000 horas; en verano unas 500 horas.



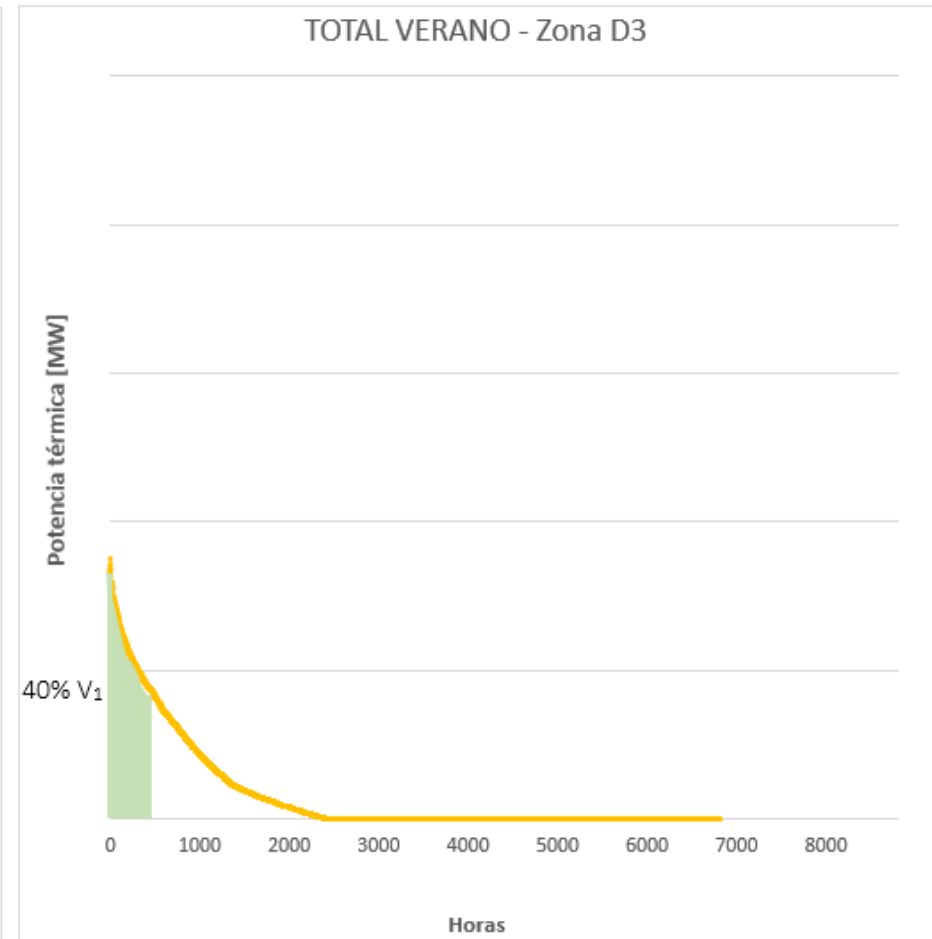
Gráfica 11 – Funcionamiento en carga completa de centrales con potencia V1 y V2 en el periodo de invierno. Elaboración: propia



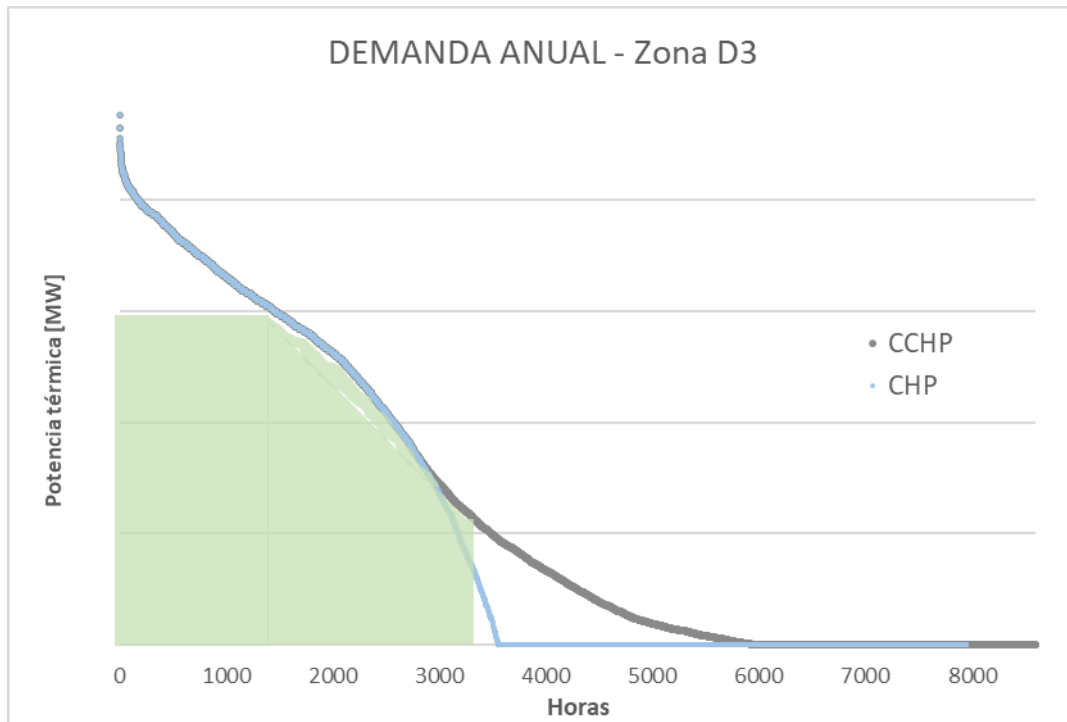
Gráfica 12 - Funcionamiento en carga completa de centrales con potencia V1 y V2 en el periodo de verano. Elaboración: propia



Gráfica 13 - Funcionamiento en carga parcial de central V1 en el periodo de verano.
Elaboración: propia



Gráfica 14 - Funcionamiento en carga parcial de la central V1 en el periodo de verano.
Elaboración: propia



Gráfica 15 - Operación para CHP y CCHP de la central 1 en carga parcial. Elaboración: propia

El método del Rectángulo Máximo no considera, entre otros, factores como el coste de combustible o los ingresos por la venta de los excedentes de electricidad. Efectuando el análisis a partir de la Tasa Interna de Retorno (TIR) sí se tienen en cuenta estos flujos energéticos.

Parte 1:

La instalación funciona a carga completa desde la hora cero hasta el punto de corte de la curva monótona de demanda con la potencia nominal (ver *Tabla 4*); la diferencia hasta el punto de corte se ha de suplir con apoyo.

Parte 2:

Cuando la potencia demandada es menor que la potencia nominal que la instalación es capaz de proporcionar, se opera en carga parcial. Se opera de esta manera conforme que el potencial disponible de biogás lo permita. En este caso hay excedentes de la producción de la población. El biogás que “sobra” se inyectarán en la red de gas como subproducto hasta alcanzar la mínima carga.



Parte 3:

La demanda por satisfacer que esté por debajo de la carga mínima del ORC será satisfecha con las calderas de apoyo.

Se hace un balance final anual de los apoyos que se han necesitado tanto en la parte 1 como en la 3, junto con los ingresos obtenidos por la venta de electricidad (a precio de mercado; a precio de pool) como por venta de gas a la red de gas. Para el gas, se calcula un precio competitivo (un 90% del mercado mayorista).

- *Cálculo de ingresos:*

Ingresos de venta de calefacción y frío:

Como consecuencia del proceso de liberalización de los mercados que se inició en 1997, en España conviven el mercado libre y el regulado. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y el ministerio de Industria diseñaron unas tarifas únicas para todo el territorio español que rigen los precios del mercado regulado: la Tarifa de Último Recurso (TUR), “pensada para proteger al pequeño consumidor”(31). La TUR1, con un componente fijo barato y un precio variable elevado, aplica al pequeño consumidor; la TUR2, donde el componente variable se abarata, es para consumos superiores de 5.000 kWh (31). Así, el consumidor objetivo del presente proyecto será de tipo TUR1, con un consumo menor de 5000 kWh/año.

Por tanto, se puede asumir que la vivienda con tarifa TUR1 – antes de abastecerse con la calefacción del ORC – tenía un coste de calor de 95 €/MWh (32). En aras a garantizar un precio competitivo, se plantea un **precio de venta del calor de 80 €/MWh**. Este precio se aplicará también para la demanda de ACS.

Respecto al precio para la refrigeración, partimos del coste de producción de frío en una instalación convencional. Se supone que la tecnología convencional emplea una máquina



con compresión eléctrica y un COP de 3⁽⁵⁾. El precio medio doméstico es de 209 €/MWh (33). Luego, el precio medio de la climatización es de $209/3=70\text{€/MWh}$. Contando con que la demanda es muy baja en verano, con el objeto de tener un precio competitivo, se establece en **40 €/MWh para la refrigeración**.

Ingresos de venta de electricidad:

Para el cálculo de los ingresos por venta de electricidad se toma el precio del pool del mercado diario. Actualmente, debido a la crisis del Covid-19 el precio actual no es representativo, el 7 de mayo del 2020 el precio del mercado era de 25€/MWh(34). Por lo tanto, se recurre al precio medio del mercado diario e intradiario regulado por la CNMC de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para los doce meses anteriores al 1 de octubre de 2019: **53,18 €/MWh**(35). Este precio es más coherente con el histórico del precio medio aritmético del histórico español (*Gráfica 26*): 47,03 €/MWh. Cabe destacar que se prevé que el precio de la producción de energía a partir de fuentes renovables se reduzca en las próximas décadas gracias a la curva de aprendizaje de las renovables.

Ingresos de venta de los excedentes de biogás:

En el caso de que se generases excedentes de biogás (se tuviese que parar temporalmente el funcionamiento del ORC, por ejemplo), se vendería el biogás restante a la red al precio de coste del biogás. Discutido en *Coste del biogás*, oscila entre los 30 y los 35 €/MWh.

Se toma el precio menor de la horquilla (30 €/MWh) a la luz de los resultados obtenidos al comparar el precio del biogás con el del gas natural tradicional, no renovable. Para efectuar este cálculo se han tomado los ficheros publicados por el Operador del Mercado Organizado de Gas en la península Ibérica. Se han calculado la media mensual de los seis meses que se consideran en el modelo como meses de verano (de abril a septiembre de 2019) y el periodo de invierno (de octubre a diciembre de 2018 y de enero a mayo de

⁵ Este COP es el de una enfriadora de compresión convencional. En un entorno doméstico genera frío accionando la máquina con electricidad. En el apartado de <<Producción de frío>> se ha utilizado un CEE (o COP) de 0,6. Este COP es el de la máquina de absorción simple que se instala en el ORC; esto es, para la producción de frío en un entorno industrial.



2019). El precio medio de invierno fue de 11,48€/MWh inferior al precio medio de verano de 13,81€/MWh (36). En aras a tener un precio más competitivo; a un 90% del precio de verano: es en ese periodo en el que se generarán más excedentes de biogás por ser significativamente inferior la demanda térmica. Así, el precio de venta de gas natural sería de 12,43€/MWh. Si bien, este es significativamente inferior al del biogás no cuenta con las ventajas medioambientales y de contribución a la economía sostenible del biogás.

Casación con la curva de demanda:

A la luz de los resultados obtenidos de demanda horaria máxima – por cada 10.000 habitantes – de 30 MW (ver *Gráfica 8*) y la oferta de biogás – generado por una población de 500.0000 habitantes – de menos de 2 MW (ver *Cálculo del potencial disponible*) la estrategia de operación exige el máximo número de horas posibles de funcionamiento. La potencia nominal del ORC que se obtiene aprovechando el 100% de la oferta de biogás es de 1.826,30 kW. De este modo, se podría cubrir la demanda horaria de ACS (constante a lo largo del año) de 676,75 kW de 10.000 habitantes; es más, podría abastecerse anualmente a 38.442 personas. Así, se cubrirá la demanda de ACS y la demanda valle de calefacción y refrigeración.

A la luz de los resultados obtenidos se decide por tanto iterar el tamaño de población a abastecer. Este será inferior al tamaño de la población productora del biogás, con el objetivo de que la planta opere a carga nominal todas las horas del año.

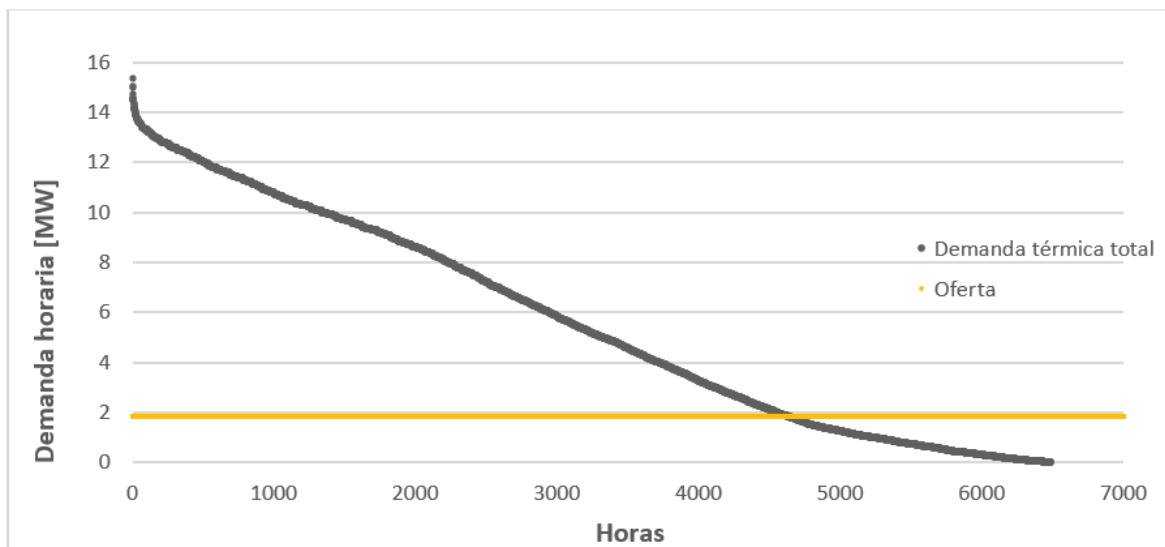
- *Caso a: municipios de menos de 5.000 habitantes*

Se considera este caso interesante por el problema persistente en España; la “España vacía”. Con objeto de subsanar la “nula previsión y planificación en el fomento de las energías renovables en España”(37) esta propuesta estaría alineada con iniciativas de otras empresas como la lanzada por Red Eléctrica *Holapueblo*(38) que cuentan con el apoyo político. Nótese que un municipio de 5.000 habitantes representa un 1% del tamaño respecto al que abastece la planta para la generación del gas renovable.

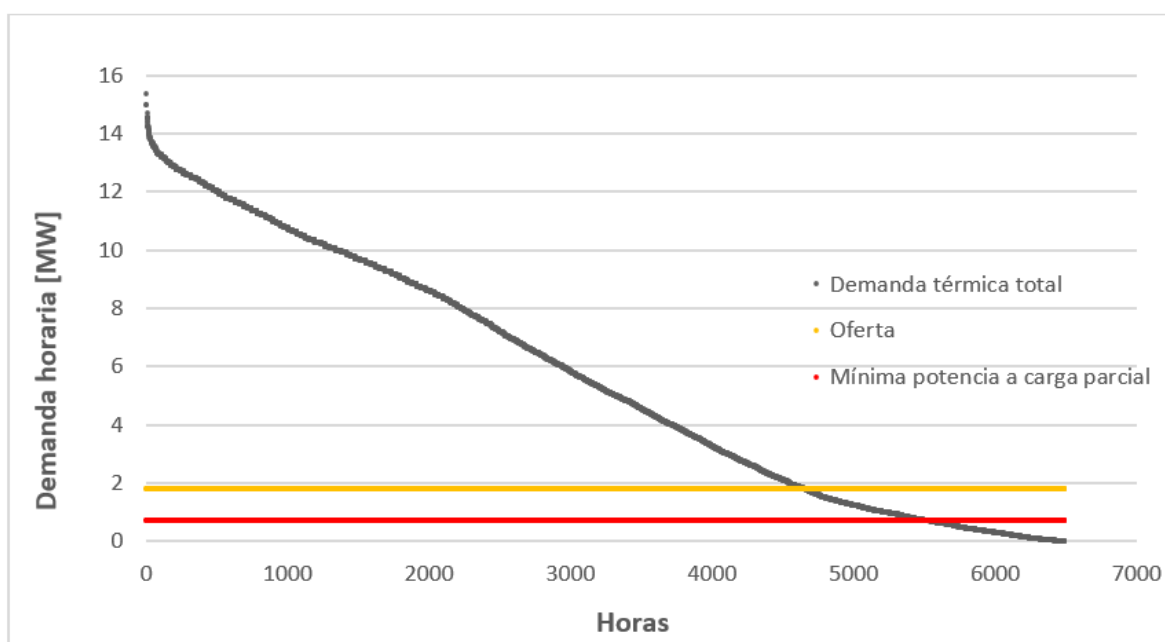
En España hay 6.829 municipios de menos de 5.000 habitantes (39). En caso de decidir satisfacer la demanda de cualquiera de los 79 municipios de reducido tamaño con zona



climática D3, la planta operaría a potencia nominal el 54,02% de las horas del año (ver *Gráfica 16*)⁶. Considerando las horas de funcionamiento a carga parcial (ver *Gráfica 17*), la planta operaría un 6,3% menos del tiempo respecto a operar durante todas las horas en las que la demanda es positiva.



Gráfica 16 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.



Gráfica 17 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.

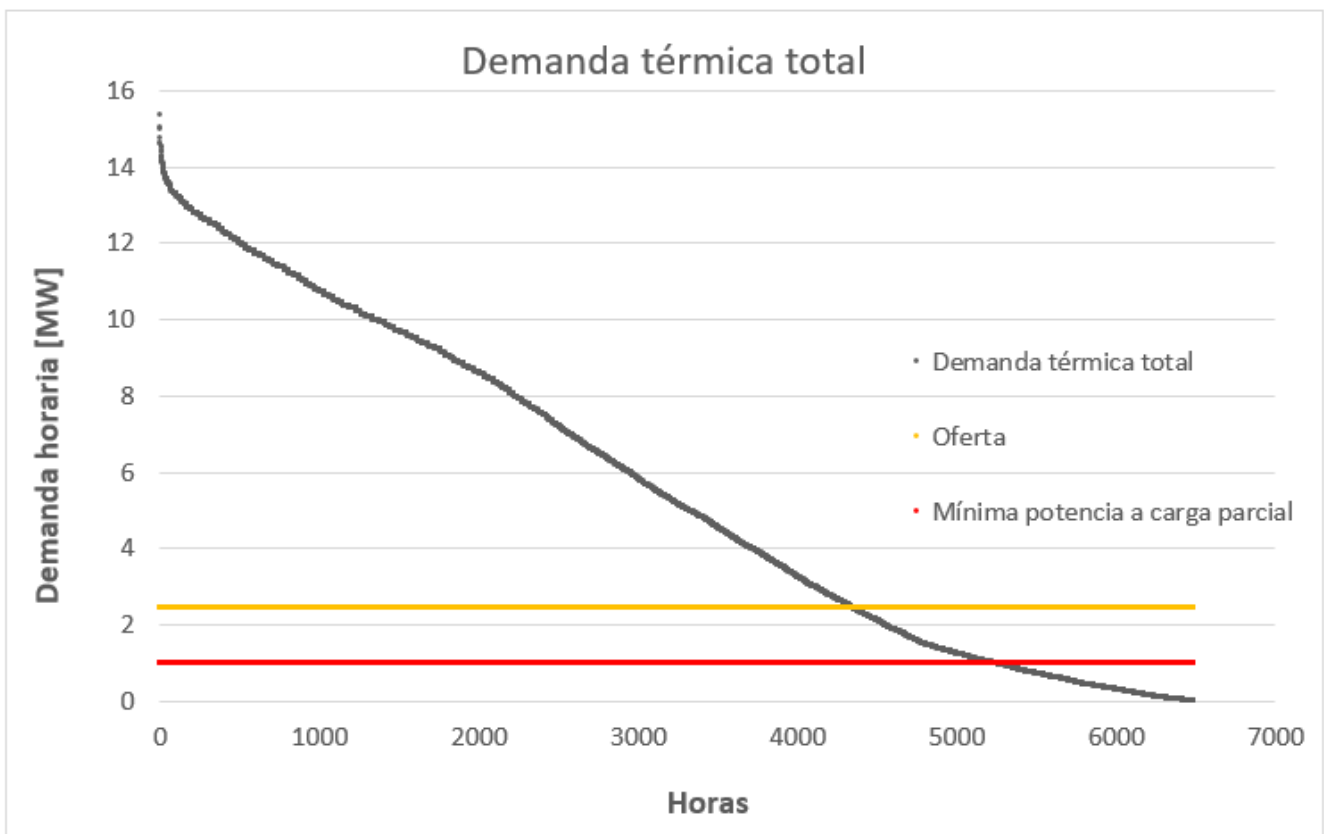
⁶ Si bien, respecto a las horas con demanda mayor que cero (unas 6,500 respecto al total de 8760 horas), el número de horas a carga completa representaría un 74,2%.



Carga parcial	h'	Horas en parcial	853,00	h
	B	$P_{nominal}$	1,83	MW
	b	40% $P_{nominal}$	0,73	MW
	$\frac{B + b}{2} \cdot h'$	Área	1090,48	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	4732,00	h
	B	Potencia nominal	1,83	MW
	$B \cdot h''$	Área	8642,04	MWh
TOTAL	$[\frac{B + b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	9732,52	MWh

Tabla 25 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.

A continuación, aplicando la corrección comentada en la *Tabla 5* se repite el proceso considerando la potencia nominal del ORC de 2,47MW:



Gráfica 18 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.



Carga parcial	h'	Horas en parcial	996	h
	B	$P_{nominal}$	2,47	MW
	b	$40\% P_{nominal}$	0,99	MW
	$\frac{B+b}{2} \cdot h'$	Área	1.719,98	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	4285	h
	B	Potencia nominal	2,47	MW
	$B \cdot h''$	Área	10.571,01	MWh
TOTAL	$[\frac{B+b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	12.290,98	MWh

Tabla 26 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

Se calculan los excedentes de GNR en el primer año. Para el cálculo se toma el menor de los dos consumos, siendo el consumo anual b el calculado como el área encerrada bajo la curva de demanda (Tabla 26):

Generación anual (⁷)	5.998,36	MWh
Consumo anual (⁸)	12.290,98	MWh
Excedentes	3.707,38	MWh

Tabla 27 - Cálculo de excedentes en municipios de menos de 5k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

En la sección *Tasa Interna de Retorno (TIR)*: se analiza la rentabilidad de las dos casuísticas planteadas según las dos potencias mencionadas.

Con el análisis de la TIR (desarrollado en el

⁷ Toda la energía térmica que se puede producir si se consume todo el GNR producido

⁸ Energía térmica que se consume considerando la limitación de 40% $P_{nominal}$ - ORC en carga parcial





CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DEL PROYECTO) se determina la rentabilidad de la planta. Esta está intrínsecamente ligada con la demanda energética: a mayor demanda, mayor rentabilidad. Las plantas de mayor tamaño resultan más rentables gracias al factor de escala de estas y al mayor número de horas de funcionamiento.

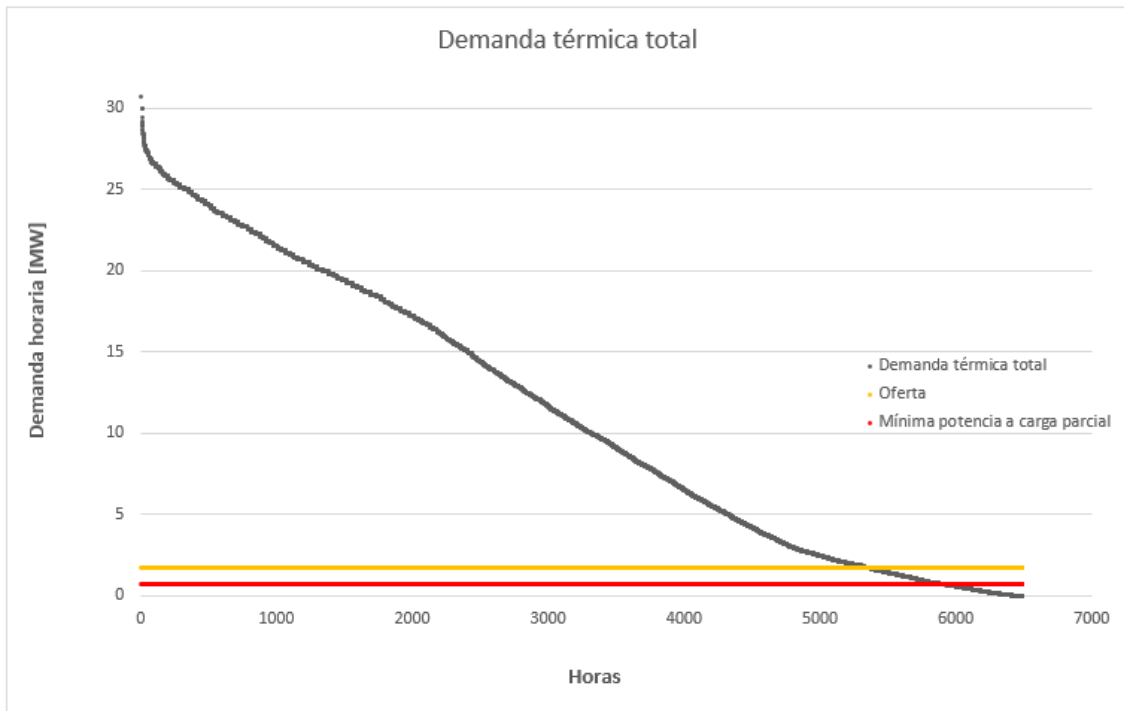
Se estudia si resulta más rentable operar una planta grande menos horas, o una planta que proporcione una potencia menor durante más horas. En el análisis de Uris se observa cómo el tamaño de una planta puede compensar un sobrecoste en sus materias primas: se obtiene la misma rentabilidad para una planta pequeña que opera con combustible barato que para una planta grande que funciona con combustible caro(1).

- *Caso b: municipios de hasta 10.000 habitantes*

La hipótesis inicial de este trabajo es el suministro de energía a poblaciones tipo de 10.000 habitantes (un 2,5% del tamaño de la población que abastece de RSU). Las poblaciones tipo en zona climática D3 como podría ser Colmenarejo. La planta operaría a potencia nominal el 60,96% de las horas del año. Considerando las horas de funcionamiento a carga parcial la planta operaría el 91,6% de las horas en las que la demanda es positiva: 5940 horas (ver *Gráfica 19*).

En caso de trabajar con la potencia de 2,47 MW (⁹), el número de horas de operación disminuye a un 57,80% anual; un 88,67% de las horas de demanda positiva: 5750 horas (ver *Gráfica 20*).

⁹ Esto es, operando durante las horas de demanda positiva

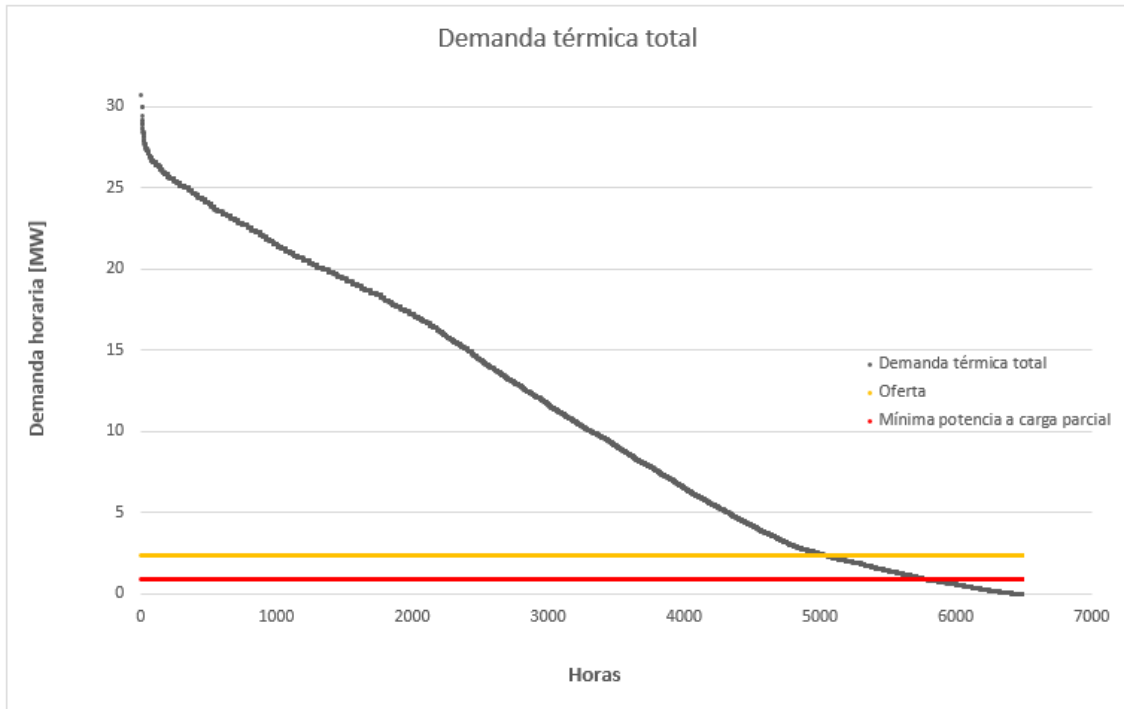


Gráfica 19 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83MW. Elaboración propia.

De la gráfica se toman los valores de los puntos de corte y se calcula el área encerrada bajo las curvas:

Carga parcial	h'	Horas en parcial	600,00	h
	B	$P_{nominal}$	1,83	MW
	b	40% $P_{nominal}$	0,73	MW
	$\frac{B+b}{2} \cdot h'$	Área	767,04	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	5340,00	h
	B	Potencia nominal	1,83	MW
	$B \cdot h''$	Área	9752,43	MWh
TOTAL	$[\frac{B+b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	10.519,47	MWh

Tabla 28 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 1,83 MW. Elaboración propia.



Gráfica 20 – Demanda térmica horaria para municipios de menos de 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.

De la gráfica se toman los valores de los puntos de corte y se calcula el área encerrada bajo las curvas:

Carga parcial	h'	Horas en parcial	687,00	h
	B	$P_{nominal}$	2,47	MW
	b	40% $P_{nominal}$	0,99	MW
	$\frac{B + b}{2} \cdot h'$	Área	1186,37	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	5063,00	h
	B	Potencia nominal	2,47	MW
	$B \cdot h''$	Área	12490,32	MWh
TOTAL	$[\frac{B + b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	13.676,69	MWh

Tabla 29 - Demanda térmica horaria para municipios de menos de 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.

Al aumentar la demanda, aumenta potencia suministrada y se reducen los MWh no consumidos y que se venden como excedentes. Respecto a la *Tabla 27* únicamente cambian el consumo anual b (calculado en la *Tabla 29*) y el cálculo final de excedentes. En *Caso b*: municipios de hasta 10.000 habitantes se calculan los ingresos que genera dicho excedente.

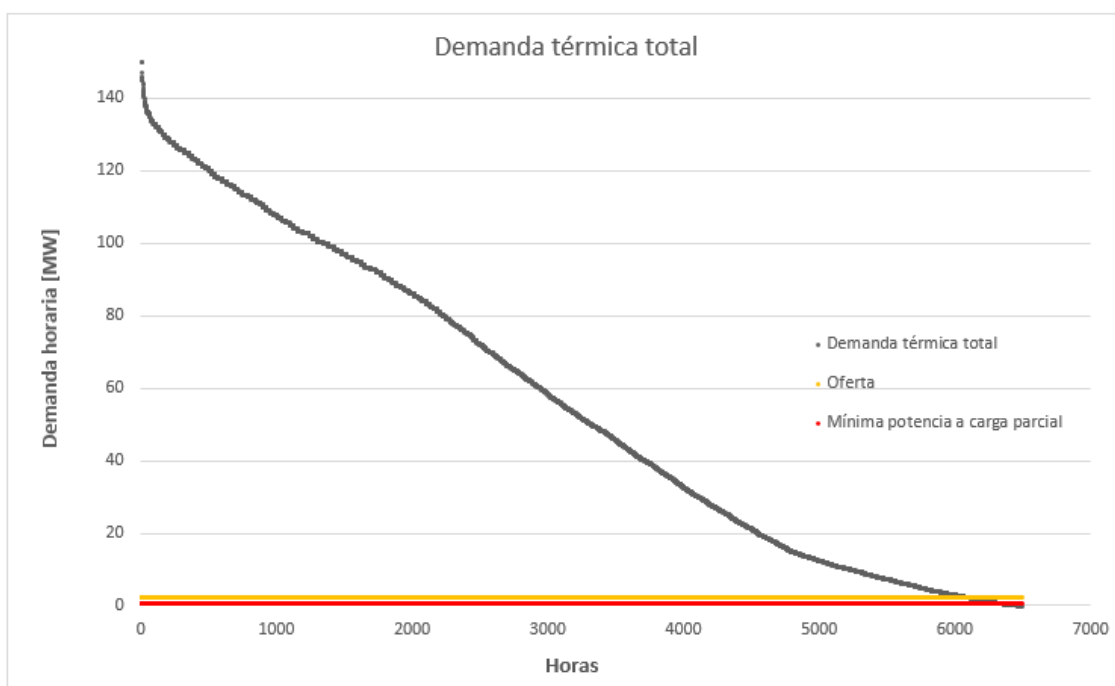


Generación anual	15.998,36	MWh
Consumo anual	13.676,69	MWh
Excedentes	2.321,67	MWh

Tabla 30 - Cálculo de excedentes en municipios de hasta 10k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

- Caso c: municipios de hasta 50.000 habitantes

Este tamaño es un 10% del de la población que abastece a la planta. En este caso la diferencia entre trabajar a potencia nominal o no hacerlo es de 291 horas – más de 12 días – de producción a carga parcial.



Gráfica 21 – Demanda térmica horaria para municipios de menos de 50k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.

Carga parcial	h'	Horas en parcial	291	h
	B	$P_{nominal}$	2,47	MW
	b	40% $P_{nominal}$	0,99	MW
	$\frac{B+b}{2} \cdot h'$	Área	502,52	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	6.048,00	h
	B	Potencia nominal	2,47	MW
	$B \cdot h''$	Área	14.920,29	MWh
TOTAL	$[\frac{B+b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	15.422,81	MWh



Tabla 31 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 50k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

En este caso los excedentes (en MWh) que resultan de satisfacer la demanda de 50.000 personas equivalentes son el 3,6% de la energía térmica disponible:

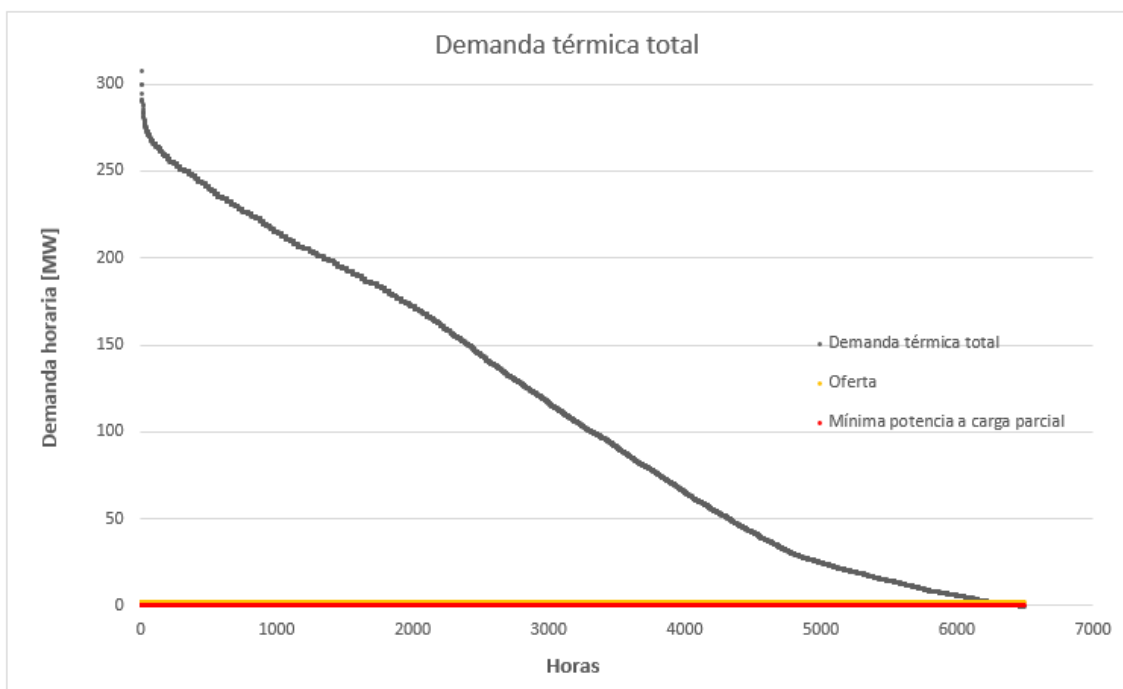
Generación anual	15.998,36	MWh
Consumo anual	15.422,81	MWh
Excedentes	575,55	MWh

Tabla 32 - Cálculo de excedentes en municipios de 50k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

Este parece un caso razonable, si bien se estudian también tamaños de población mayores para comprobar que la TIR sigue la tendencia al alza cuanto mayor es la demanda. Esto debería cumplirse ya que los excedentes se venden al mercado de gas por un valor inferior a la venta de energía térmica (30€/MWh vs 80€/MWh).

- Caso d: municipios de hasta 100.000 habitantes

Representa un 25% de la población que abastece a la planta.



Gráfica 22 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 100k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

	h'	Horas en parcial	121	h
--	------	------------------	-----	-----

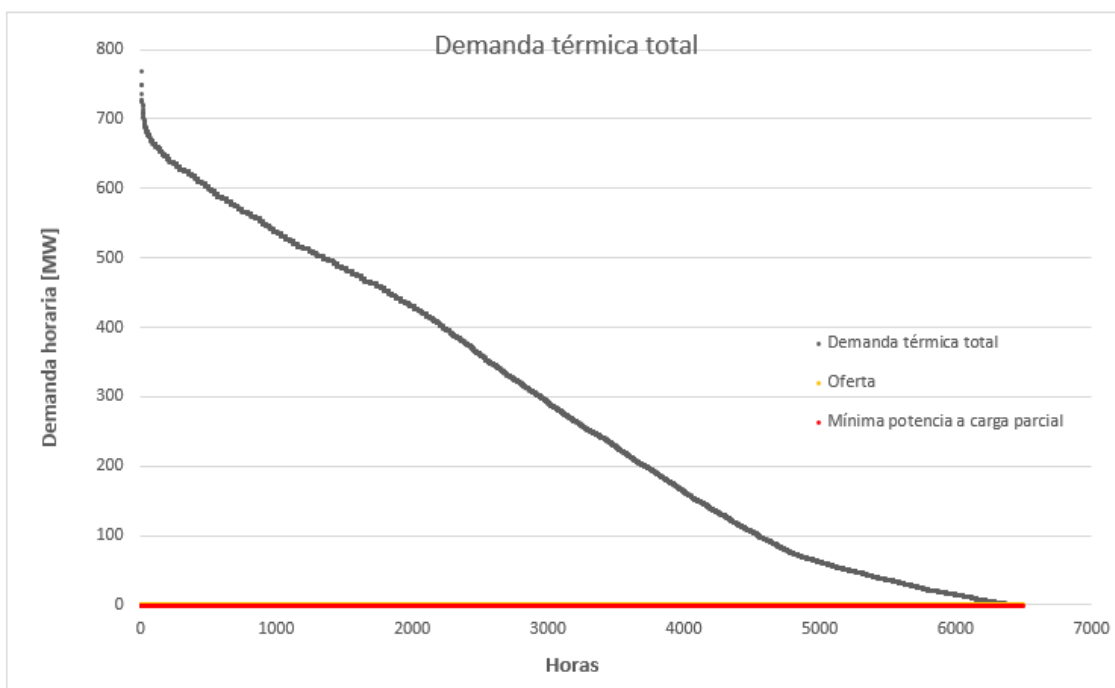


Carga parcial	B	$P_{nominal}$	2,47	MW
	b	$40\% P_{nominal}$	0,99	MW
	$\frac{B+b}{2} \cdot h'$	Área	208,95	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	6.270,00	h
	B	Potencia nominal	2,47	MW
	$B \cdot h''$	Área	15.467,96	MWh
TOTAL	$[\frac{B+b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	15.676,91	MWh

Tabla 33 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 100k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.

- Caso e: municipios de hasta 250.000 habitantes

Representa un 50% de la población que abastece a la planta.



Gráfica 23 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 250k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

Carga parcial	h'	Horas en parcial	87	h
	B	$P_{nominal}$	2,47	MW
	b	$40\% P_{nominal}$	0,99	MW
	$\frac{B+b}{2} \cdot h'$	Área	150,24	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	6.379,00	h
	B	Potencia nominal	2,47	MW

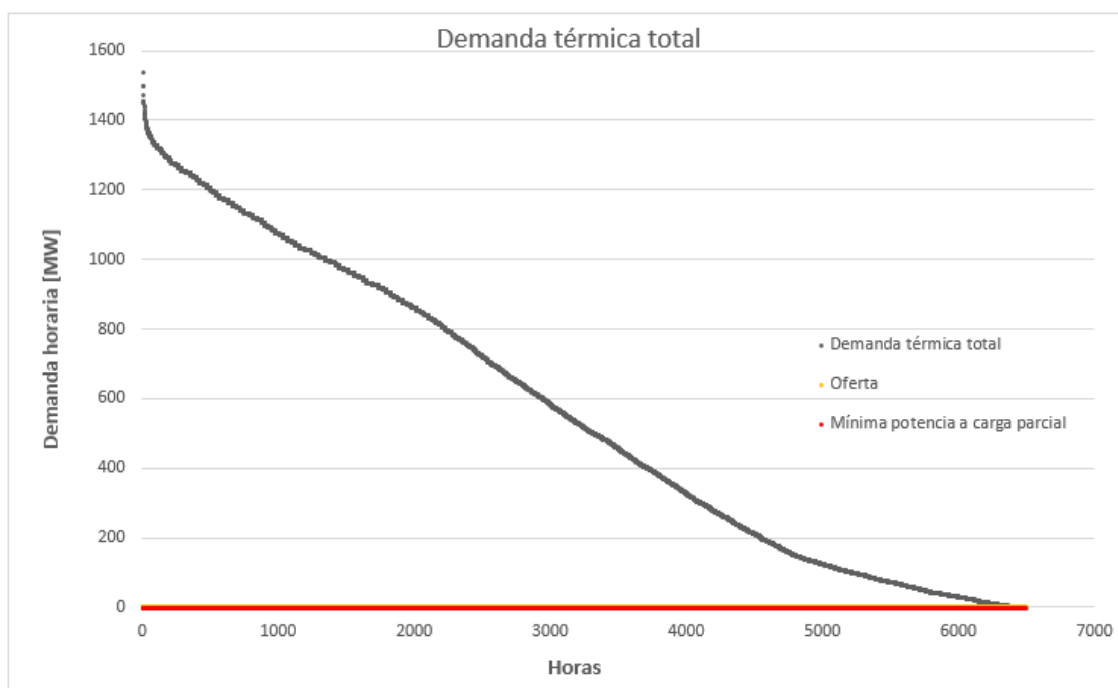


	$B \cdot h''$	Área	15.736,86	MWh
TOTAL	$[\frac{B+b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	15.887,10	MWh

Tabla 34 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 250k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.

- Caso f: municipios de hasta 500.000 habitantes

Como curiosidad, se analiza el caso de abastecer a la misma población que abastece la planta de RSU. Incluso en este caso habría un corto periodo de operación en carga parcial de 34 horas.



Gráfica 24 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 500k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

Carga parcial	h'	Horas en parcial	34	h
	B	$P_{nominal}$	2,47	MW
	b	40% $P_{nominal}$	0,99	MW
	$\frac{B+b}{2} \cdot h'$	Área	58,71	MWh
Carga total	h''	Horas carga total	6.448,00	h
	B	Potencia nominal	2,47	MW
	$B \cdot h''$	Área	15.907,08	MWh
TOTAL	$[\frac{B+b}{2} \cdot h'] + [B \cdot h'']$	Área	15.965,80	MWh



Tabla 35 - Demanda térmica horaria para municipios de hasta 500k con carga parcial. Potencia nominal del ORC 2,47 MW. Elaboración propia.

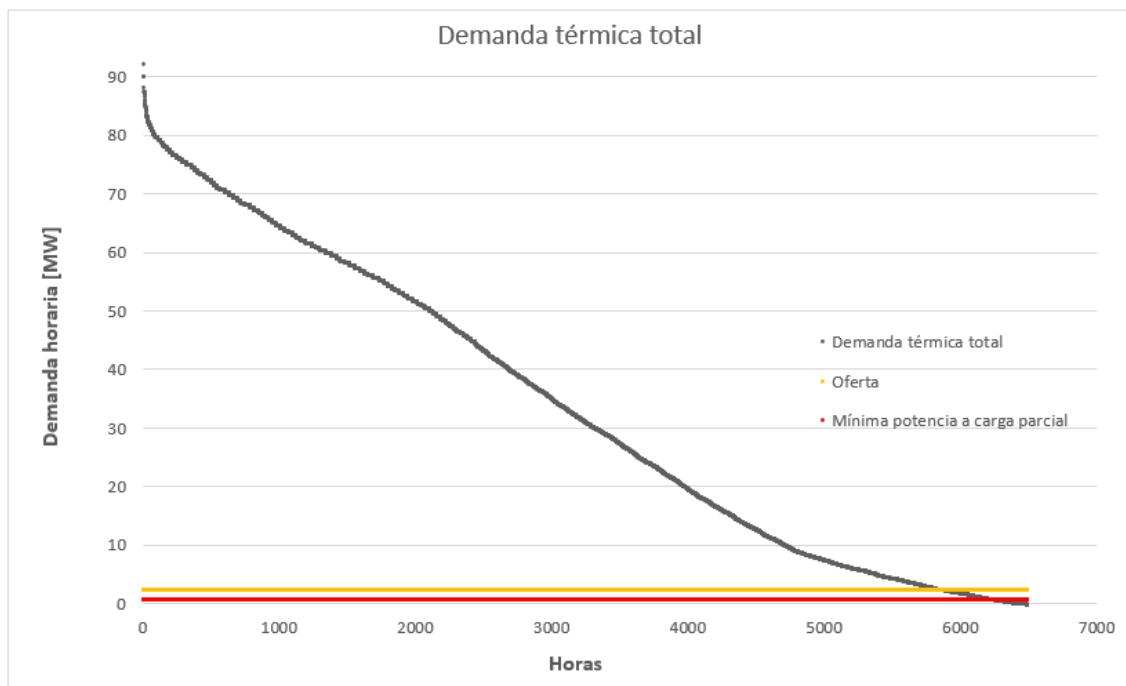
En este caso los excedentes son prácticamente nulos:

Generación anual	15.998,36	MWh
Consumo anual	15.965,80	MWh
Excedentes	32,56	MWh

Tabla 36 - Cálculo de excedentes en municipios de 500k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

- Caso g: tamaño intermedio entre 10k y 50k habitantes

Se plantea un nuevo caso. Intermedio entre el tamaño de 10.000 en el que el GNR tiene una participación significativa (pero peor TIR) y el tamaño de 50.000 en el que la participación del gas renovable es muy pequeña (pero tiene una TIR próxima al valor máximo de 14,77% que se obtendría en caso de abastecer un municipio de igual tamaño que el generador de biogás).



Gráfica 25 – Demanda térmica horaria para municipios de hasta 30k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.

En este caso los excedentes suponen un 6% de la producción térmica, lo cual parece razonable.



Generación anual	15.998,36	MWh
Consumo anual	15.012,56	MWh
Excedentes	985,80	MWh

Tabla 37 - Cálculo de excedentes en municipios de 500k. Potencia nominal del ORC 2,47MW. Elaboración propia.





4. CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DEL PROYECTO

Se estudian los costes e ingresos que se generan con la operación de la planta. Los dos costes principales son la inversión inicial necesaria para la implantación de la nueva tecnología y el coste de producción de biogás. Los ingresos consisten en la venta tanto de energía térmica de calefacción y refrigeración, como de los excedentes del nuevo combustible producido: el gas natural se inyecta en la red.

4.1 Análisis económico – barreras económicas

La valoración económica de proyectos requiere del cálculo en el presente de todos los flujos de caja esperados (en los N años que se espera haber amortizado el proyecto). Así, se definen a continuación algunos conceptos útiles que se van a emplear en este capítulo.

Factor de acumulación: se usa para obtener el valor actual de un flujo que en el momento presente tiene un valor V_0 y que se proyecta con una tasa r en un proyecto de rentabilidad i :¹⁰

$$VA = \sum_{j=1}^N V_0 \cdot \frac{(1+r)^j}{(1+i)^j} = V_0 \sum_{j=1}^N k^j = V_0 \cdot \frac{k \cdot (1 - k^N)}{1 - k}$$

Ecuación 16 – Valoración económica de proyectos energéticos. Fuente:(40)

$$f_{\Sigma x} = \frac{k_x \cdot (1 - k_x^N)}{1 - k_x}$$

Ecuación 17 – Factor de acumulación. Fuente:(40)

Se ha de tener en cuenta que:

$$\lim_{k_x \rightarrow 1} \left[\frac{k_x \cdot (1 - k_x^N)}{1 - k_x} \right] = N$$

¹⁰ Nota aclaratoria: VA es el sumatorio de V_0 proyectado hacia el futuro N años con tasa r , descontado al presente con rentabilidad i



Ecuación 18 – Valoración económica de proyectos energéticos. Fuente:(40)

El factor f_a es el factor de amortización y representa el valor por el que hay que multiplicar la inversión para obtener la amortización A . En general, puede aplicarse para distribuir anualmente un valor actual considerando una cierta tasa de descuento.

$$A = INV \cdot f_a = INV \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right]$$

Ecuación 19 – Valoración económica de proyectos energéticos. Fuente: (40)

Tasa Interna de Retorno (TIR):

Para determinar la viabilidad económica del proyecto, se realiza el análisis de la tasa interna de retorno (TIR). Donde:

$$\begin{aligned} & (1-t) \sum_{j=1}^N \frac{IE \cdot (1+\gamma_E)^j + IC \cdot (1+\gamma_C)^j + IR \cdot (1+\gamma_R)^j}{(1+TIR)^j} \\ & - (1-t) \sum_{j=1}^N \frac{CF \cdot (1+\gamma_F)^j + CM \cdot (1+\gamma_M)^j + CA \cdot (1+\gamma_A)^j}{(1+TIR)^j} \\ & + \left(\frac{t}{N}\right) \sum_{j=1}^N \frac{INV}{(1+TIR)^j} = INV \end{aligned}$$

Ecuación 20 – Cálculo de la TIR. Fuente:(1)

Donde:

Tasas nominales			
tasa nominal de electricidad	γ_E	3,5	[%/año]
tasa nominal de calefacción	γ_C	3,5	[%/año]
tasa nominal de refrigeración	γ_R	3,5	[%/año]
tasa nominal combustible (fuel)	γ_F	5	[%/año]
tasa nominal de mantenimiento	γ_M	3,5	[%/año]
tasa nominal de administración	γ_A	3,5	[%/año]
tasa de impuestos	t	36	[%]

Tabla 38 - Valores de las tasas nominales. Elaboración: propia. Fuente (datos): Uris(1)



La *Ecuación 20* es la versión compleja de la formulación de la TIR; incluyendo los impuestos (t) y la amortización. En su lugar, es más común emplear la versión sin impuestos (ver *Ecuación 22*).

Definiendo k como:

$$k_x = \frac{1 + \gamma_x}{1 + wacc}$$

Ecuación 21 - VAN. Fuente: (40)

Donde WACC es el coste medio ponderado del capital (en inglés, *weighted average cost of capital*); esto es, la tasa de descuento que debe utilizarse para determinar el valor presente de los flujos de caja futuros.

Se calculará el Valor Actual Neto (VAN). Iterando con valores de WACC hasta lograr el VAN nulo, se obtiene la TIR.

$$VAN = \left\{ \sum_m V_{0m} \frac{k_{Vm}(1 - k_{Vm}^N)}{1 - k_{Vm}} - \sum_m P_{0m} \frac{k_{Pm}(1 - k_{Pm}^N)}{1 - k_{Pm}} \right\} - INV$$

Ecuación 22 - VAN. Fuente: (40)

Empleando los factores de acumulación, se obtiene:

$$VAN_0 = \left\{ \sum_m V_{0m} \cdot f_{\Sigma}^{Vm} - \sum_m P_{0m} \cdot f_{\Sigma}^{Pm} \right\} - INV$$

Ecuación 23- VAN. Fuente: (40)

En el caso de la central la expresión puede simplificarse; tomando como ejemplo el término que registra los ingresos por venta de electricidad:

$$IE \cdot \sum_{j=1}^N \frac{(1+\gamma_E)^j}{(1+TIR)^j} = IE \cdot \sum_{j=1}^N \left(\frac{1+\gamma_E}{1+TIR} \right)^j = IE \cdot \sum_{j=1}^N k_E^j$$



Ecuación 24– Simplificación de la expresión de los ingresos por venta de electricidad. Fuente: J.I. Linares

Obteniendo la ecuación final simplificada:

$$IE \cdot f_{\Sigma E} + IC \cdot f_{\Sigma C} + IR \cdot f_{\Sigma R} - CF \cdot f_{\Sigma F} - CM \cdot f_{\Sigma M} - CA \cdot f_{\Sigma A} = 0$$

Ecuación 25– Expresión simplificada para el cálculo de la TIR Fuente: J.I. Linares

Así, iterando diferentes valores del WACC con los datos de *Tabla 38* hasta anular la parte izquierda de la *Ecuación 16*, se calcula el valor de la TIR. Para efectuar este cálculo se han hecho diferentes estimaciones modificando el número de habitantes a abastecer por la planta con el objeto de determinar el punto de mayor rentabilidad. Se plantean por ende diferentes casuísticas para determinar el punto óptimo de operación.

- *Caso a: municipios de menos de 5.000 habitantes*

Se incluyen en *Ilustración 6* e *Ilustración 7* los valores empleados para el cálculo de la tasa interna de retorno en el caso de un municipio de 5.000 personas. Se considera la venta de excedentes del gas natural renovable producido a partir de los RSU de 500.000 habitantes.

Para 5.000 habitantes, en el caso de instalar la potencia nominal de 1,83 MW; esto es, considerando funcionamiento constante anual, se obtiene un WACC de 8,56% teniendo en cuenta la venta de excedentes de GNR. Además, el VAN es de 5,3M€ en este caso con un valor del 0% para la WACC.

Con la potencia nominal de 2,47 MW (funcionamiento en horas de demanda no nula), el WACC es de 10,54%. Con un WACC 0% el VAN es de 8,2M€. ⁽¹¹⁾

Se atiende al criterio de que cuanto mayor es el valor actual neto (VAN) del proyecto, más favorable resulta. Lo mismo ocurre con la tasa interna de retorno. La TIR (WACC para el que VAN es nulo) ha de ser mayor que una tasa de inversión k para que la inversión

¹¹ Nótese que inicialmente se había cometido un error en el cálculo de los excedentes; los MWh no consumidos lo cual modifica muy significativamente el valor de la TIR (ver *Ilustración 28*)



sea razonable. Fijando k como 12% se descartarán aquellos escenarios en que la TIR sea inferior a este valor.

Así, a la luz de los resultados obtenidos, para municipios de hasta 5.000 habitantes, resulta más rentable la opción con mayor potencia nominal, que aunque opere durante menos horas, suministra más potencia (cálculo de horas de funcionamiento en Tabla 25 y Tabla 26).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	[€]	INV	4.293.294,96	inversión total de la planta							
2	[años]	N	20	vida útil de la planta							
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC							
4	[MWh/año]	E	3.372,87								
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año							
6	[€/MWh]	iv	80,00								
7	[MWh/año]	V	8.165,38								
8	[€/año]	IV	653.230,25	ingresos por venta de calefacción el primer año							
9	[€/MWh]	ir	40,00								
10	[MWh/año]	R	933,60								
11	[€/año]	IR	37.343,93	ingresos por venta de refrigeración el primer año							
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red							
13	[MWh/año]	F	22.789,69								
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año							
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red							
16	[MWh/año]	F_ex	6.899,38								
17	[€/año]	CF_excedente	206.981,53	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año							
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento							
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos							
20											
21	[%/año]	wacc	8,56%								

Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)									
Generación anual	15.998,36	MWh							
Consumo anual	9.098,98	MWh							
Excedentes	6.899,38	MWh							
VAN			0 €						

Ilustración 6 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	[€]	INV	5.142.382,44	inversión total de la planta							
2	[años]	N	20	vida útil de la planta							
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC							
4	[MWh/año]	E	3.372,87								
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año							
6	[€/MWh]	iv	80,00								
7	[MWh/año]	V	11.029,87								
8	[€/año]	IV	882.389,67	ingresos por venta de calefacción el primer año							
9	[€/MWh]	ir	40,00								
10	[MWh/año]	R	1.261,11								
11	[€/año]	IR	50.444,53	ingresos por venta de refrigeración el primer año							
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red							
13	[MWh/año]	F	22.789,69								
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año							
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red							
16	[MWh/año]	F_ex	3.707,38								
17	[€/año]	CF_excedente	111.221,29	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año							
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento							
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos							
20											
21	[%/año]	wacc	10,54%								

Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)									
Generación anual	15.998,36	MWh							
Consumo anual	12.290,98	MWh							
Excedentes	3.707,38	MWh							
VAN			0 €						

Ilustración 7 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.



- Caso b: municipios de hasta 10.000 habitantes

Se sigue el mismo procedimiento que en el caso a. La *Ilustración 8* se refiere al cálculo de la tasa interna de retorno (17,71%) considerando la población tipo original de 10.000 habitantes y una potencia nominal de la planta de 1,83 MW. En la *Ilustración 9* se obtiene una TIR superior (12,19%) al considerar una potencia nominal de 2,47 MW.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	[€]	INV	4.293.294,96	inversión total de la planta							
2	[años]	N	20	vida útil de la planta							
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC					Generación anual	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87						Consumo anual	10.519,47	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año					Excedentes	5.478,89	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00								
7	[MWh/año]	V	9.440,12								
8	[€/año]	IV	755.209,80	ingresos por venta de calefacción el primer año							
9	[€/MWh]	ir	40,00								
10	[MWh/año]	R	1.079,35						<u>Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)</u>		
11	[€/año]	IR	43.173,90	ingresos por venta de refrigeración el primer año					VAN	0 €	
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red							
13	[MWh/año]	F	22.789,69								
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año							
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red							
16	[MWh/año]	F_ex	5.478,89								
17	[€/año]	CF_excedente	164.366,72	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año							
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento							
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos							
20											
21	[%/año]	wacc	10,70%								

Ilustración 8 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.



	A	B	C	H	I	J	K
1	[€]	INV	5.142.382,44				
2	[años]	N	20				
3	[€/MWh]	ie	53,18		Generación anual	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87		Consumo anual	13.676,69	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43		Excedentes	2.321,67	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00				
7	[MWh/año]	V	12.273,39				
8	[€/año]	IV	981.871,48				
9	[€/MWh]	ir	40,00				
10	[MWh/año]	R	1.403,29		Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)		
11	[€/año]	IR	56.131,72				
12	[€/MWh]	cf	30,00		VAN	0 €	
13	[MWh/año]	F	22.789,69				
14	[€/año]	CF	683.690,63				
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00				
16	[MWh/año]	F_ex	2.321,67				
17	[€/año]	CF_excedent	69.650,23				
18	[€/año]	CM	10.000,00				
19	[€/año]	CA	-				
20							
21	[%/año]	wacc	12,19%				

Ilustración 9 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.

Cabe destacar cómo la inversión necesaria para el proyecto varía con la potencia de la planta; la potencia está limitada por la producción de biogás disponible, por lo que la variación de la demanda no influye en la inversión.

- Caso c: municipios de hasta 50.000 habitantes

	A	B	C	H	I	J	K
1	[€]	INV	5.142.382,44				
2	[años]	N	20				
3	[€/MWh]	ie	53,18		Consumo anual a	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87		Consumo anual b	15.422,81	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43		No consumidos	575,55	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00				
7	[MWh/año]	V	13.840,36				
8	[€/año]	IV	1.107.228,84				
9	[€/MWh]	ir	40,00				
10	[MWh/año]	R	1.582,45		Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)		
11	[€/año]	IR	63.298,16				
12	[€/MWh]	cf	30,00		VAN	0 €	
13	[MWh/año]	F	22.789,69				
14	[€/año]	CF	683.690,63				
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00				
16	[MWh/año]	F_ex	575,55				
17	[€/año]	CF_excedent	17.266,39				
18	[€/año]	CM	10.000,00				
19	[€/año]	CA	-				
20							
21	[%/año]	wacc	14,17%				

Ilustración 10 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.



- Caso d: municipios de hasta 100.000 habitantes

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K			
1	[€]	INV	5.142.382,44	inversión total de la planta										
2	[años]	N	20	vida útil de la planta										
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC								Consumo anual a	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87									Consumo anual b	15.676,91	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año								No consumidos	321,45	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00											
7	[MWh/año]	V	14.068,39											
8	[€/año]	IV	1.125.471,00	ingresos por venta de calefacción el primer año										
9	[€/MWh]	ir	40,00											
10	[MWh/año]	R	1.608,53									<u>Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)</u>		
11	[€/año]	IR	64.341,03	ingresos por venta de refrigeración el primer año										
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red								VAN	0 €	
13	[MWh/año]	F	22.789,69											
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año										
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red										
16	[MWh/año]	F_ex	321,45											
17	[€/año]	CF_excedente	9.643,42	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año										
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento										
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos										
20														
21	[%/año]	wacc	14,45%											

Ilustración 11 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.

- Caso e: municipios de hasta 250.000 habitantes

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K			
1	[€]	INV	5.142.382,44	inversión total de la planta										
2	[años]	N	20	vida útil de la planta										
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC								Consumo anual a	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87									Consumo anual b	15.887,10	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año								No consumidos	111,26	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00											
7	[MWh/año]	V	14.257,01											
8	[€/año]	IV	1.140.560,64	ingresos por venta de calefacción el primer año										
9	[€/MWh]	ir	40,00											
10	[MWh/año]	R	1.630,09									<u>Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)</u>		
11	[€/año]	IR	65.203,67	ingresos por venta de refrigeración el primer año										
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red								VAN	0 €	
13	[MWh/año]	F	22.789,69											
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año										
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red										
16	[MWh/año]	F_ex	111,26											
17	[€/año]	CF_excedente	3.337,82	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año										
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento										
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos										
20														
21	[%/año]	wacc	14,69%											

Ilustración 12 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.



- Caso f: municipios de hasta 500.000 habitantes

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	[€]	INV	5.142.382,44	inversión total de la planta							
2	[años]	N	20	vida útil de la planta							
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC							
4	[MWh/año]	E	3.372,87	Consumo anual a 15.998,36 MWh							
5	[€/año]	IE	179.369,43	Consumo anual b 15.965,80 MWh							
6	[€/MWh]	iv	80,00	No consumidos 32,56 MWh							
7	[MWh/año]	V	14.327,63	Ingresos por venta de electricidad el primer año							
8	[€/año]	IV	1.146.210,40	Ingresos por venta de calefacción el primer año							
9	[€/MWh]	ir	40,00								
10	[MWh/año]	R	1.638,17	Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)							
11	[€/año]	IR	65.526,66	Ingresos por venta de refrigeración el primer año							
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red							
13	[MWh/año]	F	22.789,69	VAN 0 €							
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año							
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red							
16	[MWh/año]	F_ex	32,56								
17	[€/año]	CF_excedente	976,92	Ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año							
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento							
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos							
20											
21	[%/año]	wacc	14,77%								

Ilustración 13 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.

Tal y como se había previsto, el resultado más favorable (en términos de TIR) es el obtenido en el caso de la población tipo de mayor tamaño. Si bien, la diferencia entre la TIR del caso c y la del caso f es de apenas un 0,6%. Se comenta en la sección de *Resultados*: la elección de población que se realiza.

- Caso g: tamaño intermedio entre 10k y 50k habitantes

	A	B	C	H	I	J	K
1	[€]	INV	5.142.382,44				
2	[años]	N	20				
3	[€/MWh]	ie	53,18	Generación anual 15.998,36 MWh			
4	[MWh/año]	E	3.372,87	Consumo anual 15.012,56 MWh			
5	[€/año]	IE	179.369,43	Excedentes 985,80 MWh			
6	[€/MWh]	iv	80,00				
7	[MWh/año]	V	13.472,20	Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)			
8	[€/año]	IV	1.077.775,70	VAN 0 €			
9	[€/MWh]	ir	40,00				
10	[MWh/año]	R	1.540,36				
11	[€/año]	IR	61.614,38				
12	[€/MWh]	cf	30,00				
13	[MWh/año]	F	22.789,69				
14	[€/año]	CF	683.690,63				
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00				
16	[MWh/año]	F_ex	985,80				
17	[€/año]	CF_excedente	29.574,15				
18	[€/año]	CM	10.000,00				
19	[€/año]	CA	-				
20							
21	[%/año]	wacc	13,71%				

Ilustración 14 - Recorte de la aplicación informática desarrollada. Elaboración propia.

Índices de rentabilidad específicos para proyectos energéticos:- *LCOE:*

Se calculará el LCOE (levelized cost of energy) pues los índices de rentabilidad como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Período de Retorno (PR) se utilizan para la valoración de proyectos en general; pero, para los proyectos energéticos, es necesario conocer las tarifas a las que se va a vender el producto, que, a veces, dependen del marco regulatorio. Una forma de independizarse de él consiste en obtener un coste normalizado de generación del producto.

El coste normalizado de generación de electricidad o LCOE (levelized cost of electricity) consiste en acumular todos los costes proyectados hacia el futuro y descontarlos al tiempo presente, obteniendo lo que podría llamarse un coste actual neto. Dicho coste actual se anualiza a lo largo de la vida del proyecto mediante el factor de amortización, para obtener un coste uniforme a lo largo de todos los años (coste normalizado). Entonces, el coste normalizado asociado a un cierto consumo x (combustible, operación o mantenimiento) viene dado por la siguiente expresión, donde C_0^x representa el coste anual de dicho consumo en el año actual:

$$LC_x = C_0^x \cdot f_{\Sigma}^x \cdot f_a$$

Ecuación 26 – Coste normalizado del consumo x. Fuente: (40)

El coste de la inversión sólo es preciso anualizarlo dado que se trata de un desembolso realizado en el momento actual, de forma que el coste normalizado de la inversión es la amortización:

$$LC_I = INV \cdot f_a$$

Ecuación 27 – Coste normalizado de la inversión. Fuente: (40)

El coste normalizado de generación (en electricidad, el LCOE) se obtiene sumando sus componentes (inversión, combustible y operación/mantenimiento). Tiene unidades monetarias, aunque habitualmente se divide por la producción eléctrica (o de otro tipo de energía anual), obteniendo unidades de €/MWh.



$$LCOE = INV \cdot f_a + C_0^F \cdot f_{\Sigma}^F \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_{\Sigma}^{OM} \cdot f_a$$

Ecuación 28 – Cálculo del LCOE. Fuente: (40)

Aunque el concepto de coste normalizado se ha definido para la generación eléctrica, puede aplicarse a la producción de cualquier bien energético.

- *LROE:*

El LCOE puede emplearse también como índice de rentabilidad de forma que un proyecto es rentable si la tarifa de venta de electricidad normalizada o *levelized revenue of electricity* (LROE) supera el coste normalizado de electricidad:

$$LROE = V_0^E \cdot f_{\Sigma}^E \cdot f_a > LCOE$$

Ecuación 29 - Cálculo del LROE. Fuente:(40)

Así, se calcularán los costes de instalación de la tecnología en primera instancia. Además, se calcularán los costes de operación y se evaluará la rentabilidad económica.

- *Resultados:*

Con la inversión ya calculada en la Tabla 8 – necesaria para una planta que genera 2,47MW de potencia térmica: 5,1M€ – se procede a calcular el factor de amortización f_a (indicado en la *Ecuación 19*):

i	14%	Tasa de rentabilidad (Caso g: tamaño intermedio entre 10k y 50k habitantes)
N	20	Periodos para los que se evalúa el proyecto [años]
f_a	14,85 %	$f_a = \left[\frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right]$

Tabla 39 - Cálculo de f_a . Elaboración propia

A continuación, se calcula el LCOE según la *Ecuación 28*:

INV_{total}	5.142.382,44 €	€
f_a		-
C_0^F	683.690,63 €	€



f_F	9,60	-
C_0^{OM}	10.000,00 €	€
f_{OM}	8,59	-
$LC1$	763653,90	€
$LCOE$	1.751.443,31 €	€

Tabla 40 - Cálculo LCOE. Elaboración propia

Para el cálculo del LROE se ha realizado una modificación a la Ecuación 29 para considerar también los ingresos por la venta de calefacción (V_0^V), refrigeración (V_0^R) y los excedentes de biogás (V_0^{ExF}) además de la venta de electricidad (V_0^E) ya considerada. Si bien el LROE se refiere a los ingresos por la venta de *electricidad*, dado que es un producto secundario del presente proyecto, se decide hacer la adaptación comentada. Los coeficientes Así, se reescribe la ecuación a utilizar:

$$LROE = f_a \cdot (V_0^E \cdot f_E + V_0^V \cdot f_V + V_0^R \cdot f_R + V_0^{ExF} \cdot f_F)$$

Ecuación 30 - Cálculo del LROE – modificación. Elaboración propia

V_0^E	179.369,43 €	€
f_E	9,60	-
V_0^V	1.077.775,70 €	€
f_V	8,59	-
V_0^R	61.614,38 €	€
f_R	8,59	-
V_0^{ExF}	29.574,15 €	€
f_F	9,60	-
$LROE$	1.751.504,69 €	€

Tabla 41 - Cálculo LROE. Elaboración propia

Para que resulte rentable, los ingresos “nivelados” han de ser superiores a los costes. Tal y como se observa a continuación, la planta está al límite de la rentabilidad:

$LCOE$	1.751.443,31 €	€
$LROE$	1.751.504,69 €	€
$LROE > LCOE?$	¡OK!	-

Tabla 42 – Comparación LROE y LCOE. Elaboración propia



4.2 Análisis de viabilidad técnica/tecnológica y logística

Como se ha mencionado, se parte del supuesto de que la infraestructura necesaria de las redes ya está disponible. Atendiendo a la necesidad de fomentar la economía circular, se analiza el impacto medioambiental del desarrollo de esta tecnología.

PES:

Se calculan a continuación, de acuerdo con la normativa europea, la ratio de ahorro de energía primaria: Primary Energy Savings (PES).

$$PES = 1 - \frac{F}{\frac{E}{\eta_{refE}} + \frac{V_H}{\eta_{refH}} + \frac{V_C}{\eta_{refH} \cdot CSPF_{refCOMP}}}$$

F : energía aportada a la caldera de biogás

E : electricidad generada

V_H : energía térmica de calefacción útil producida

V_C : energía de refrigeración útil producida

η_{refE} : valor de referencia de eficiencia eléctrica

η_{refH} : valor de referencia de eficiencia térmica

$CSPF_{refAbs}$: *Cooling Seasonal Performance Factor for absorption (multiplicado por el rendimiento de ref. H). Factor para el cálculo del rendimiento de máquinas de refrigeración por absorción.* ⁽¹²⁾

¹² La formulación considera la utilización de un combustible para producir frío; el gas natural renovable activa una máquina convencional de absorción para producir frío



- Resultados

DATOS ANUALES	Cálculo del ahorro de energía primaria	
Energía suministrada a la caldera	F	22789687,50 kWh año
Electricidad producida	E	3372873,75 kWh año
Calor útil producido	V_H	14356852,93 kWh año
Frío útil producido	V_C	1641507,70 kWh año
Eficiencia eléctrica de referencia	$rend_{refE}$	0,25 [-]
Eficiencia térmica (calor) de referencia	$rend_{refH}$	0,8 [-]
Factor de referencia de enfriamiento estacional para máquinas de absorción	$CSPF_{refAbs}$	1,40 [-]
	PES	30,74% %

Tabla 43 - Cálculo del ahorro de energía primaria. Elaboración propia

Se realiza en base al combustible que se está utilizando; aquí se emplea la referencia de refrigeración de absorción.

El resultado obtenido, mayor que cero, es favorable.

4.3 Análisis de sostenibilidad

A la luz de los resultados obtenidos, se concluirá si el proyecto resulta viable en el largo plazo atendiendo al cumplimiento con las medidas medioambientales, cada vez más exigentes.

AVCO₂:

Se calcularán las toneladas de CO₂ evitadas.

Con la popularización de esta tecnología se incurre también en una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El biogás producido por digestión, fermentación o gasificación de biomasa se pondera con un factor de emisión de cero toneladas de CO₂ (41). Al tratarse de un combustible neutro en emisiones de este tipo, no existe una definición establecida de las emisiones evitadas por esta fuente. Se recurre a la ratio definida por María Uris en su tesis – AVCO₂ – que refleja las emisiones de CO₂ evitadas por cada KWh e electricidad producido por el sistema ORC. La ratio considera tanto la electricidad generada como el calor y el frío útil producidos(15).



$$AVCO_2 = f_E + \frac{V_H}{E} \cdot \frac{f_{NG}}{\eta_{refHng}} + \frac{V_C}{E} \cdot \frac{f_E}{CSPF_{refCom}}$$

Ecuación 31 - Toneladas de CO2 evitadas. Fuente:(1)

Se conoce el valor de alguno de sus parámetros:

$$AVCO_2 = 340 + \frac{V_H}{E} \cdot \frac{201.5}{0.9} + \frac{V_C}{E} \cdot \frac{340}{2.3}$$

f_E : factor medio de emisiones por electricidad $\left[\frac{g}{kWh_e}\right]$

f_{NG} : factor medio de emisiones por combustión de gas natural $\left[\frac{g}{kWh_{th}}\right]$

E : electricidad generada $[kWh_e]$

V_H : energía térmica de calefacción útil producida $[kWh_{th}]$

V_C : energía de refrigeración útil producida $[kWh_{th}]$

η_{refHng} : valor de referencia de eficiencia térmica del gas natural [%] (90%)

$CSPF_{refCom}$: *Cooling Seasonal Performance Factor for Compression machines. Factor para el cálculo del rendimiento de máquinas de refrigeración por compresión.*

- *Resultados*

Emisiones de CO2 evitadas	
b	340 $[g/kWh_e]$
f_{NG}	201,5 $[g/kWh]$
E	3.372,87 MWh año
V_H	14.356,85 MWh año
V_C	1.641,51 MWh año
$rend_{refHng}$	0,9 <i>Eficiencia de referencia para calefacción por gas natural</i>
$CSPF_{refCom}$	2,3 <i>Factor de referencia para refrigeración estacionaria en máquinas de compresión</i>
$AVCO_2$	1364,94127 $[g/kWh_e]$

Tabla 44 - Cálculo del ahorro de emisiones de dióxido de carbono. Elaboración propia

Se ahorra 1,36 kg de CO₂ por cada kWh_e.



Cabe destacar la diferencia entre los criterios adoptados para el cálculo del PES y el $AVCO_2$ y es que, en el caso de la PES, tal y como se ha indicado, se calculan con el factor de una máquina de absorción que se acciona con el ORC de biogás. Sin embargo, en este caso se calculan las emisiones asociadas a la producción útil que producirían de forma convencional con caldera de gas natural y producir frío con una máquina de compresión.

Según un informe de la Fundación Naturgy, con la correcta impulsión de la tecnología del GNR, el biogás podría cubrir el 65% de la demanda de gas natural tradicional lo cual supondría un ahorro de emisiones de CO_2 (42).

4.4 Barreras del mercado

Esta iniciativa puede suponer una problemática en el supuesto en el que se produjese una interrupción del suministro de materias primas de cara al abastecimiento de una población dependiente del gas natural renovable. Si bien, se parte de la premisa de que el biogás satisfará únicamente una parte de la demanda. Además, la casuística de una interrupción de la provisión de materias primas en las depuradoras puede producirse en el supuesto de que disminuya temporalmente el número de habitantes en la zona (por ejemplo, en vacaciones). La demanda energética disminuiría en la misma proporción, con lo que a priori no presentaría un problema.

La percepción de la sociedad puede suponer otra barrera para el triunfo de esta tecnología pues, por no ser ampliamente conocida. Existe el riesgo de que la percepción pública pueda ser negativa, dificultando así su popularización.

Por otra parte, el hecho de favorecer a la descarbonización del panorama energético puede resultar clave para recibir una buena acogida. Para incentivar el uso de este tipo de tecnologías y así abaratar los costes de futuras inversiones se plantea la posibilidad de generar “garantías de origen” que certifiquen la procedencia del GR.



4.5 Barreras administrativas y regulatorias. Análisis de alineación con los objetivos de la agenda pública – consideraciones político-económicas

España prácticamente no tiene desarrollo en el campo de las tecnologías de gas renovable (42).

En el marco administrativo, existen restricciones para la inyección de gas renovable en la red. Idealmente, esta debería ser nula, pues la idea es emplear todo el biogás generado en la producción de electricidad y energía térmica (agua caliente y fría).

Se produce tanto biogás como permite la rentabilidad del proyecto en sí mismo; no se satisface la demanda al completo. De hecho, dado que el tamaño de la población que abastece la depuradora donde se producirá el biogás (500k) es 16 veces mayor que la población cuya demanda se plantea satisfacer (30k), la central habrá de comprar gas para poder llevar a cabo el proceso con normalidad. El coste de compra del gas para la central es menor que para el usuario final gracias a que esta puede aprovecharse de las economías de escala por comprar en grandes volúmenes.

De igual modo, se habrán de considerar los potenciales incentivos y barreras regulatorias que puedan surgir en el futuro, de cara a analizar la viabilidad de desarrollo de nuevos proyectos con estas tecnologías. Por ello se considera interesante la inercia europea que existe en el desarrollo de esta tecnología limpia para sus diferentes usos. En Europa el gas renovable, particularmente en el sector del transporte, tiene una penetración mayor que en España actualmente. Noruega, encabezando la lista de países pioneros en la producción de GNR, tiene una planta que trata diariamente 100 toneladas de residuos procedentes de la industria pesquera suministrando GNR a una flota de 300 camiones (43). En la Unión Europea hay en total 540 plantas y únicamente una de esas plantas es española (42).





5. CAPÍTULO 5: RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1 Resultados:

La herramienta informática desarrollada es capaz de generar la curva monótona de todas provincias de España. En este documento se han desarrollado los ejemplos para la provincia de Madrid, de zona climática D3. En el anexo *Instrucciones de uso de la aplicación informática* se detalla el modo de empleo de esta.

A la luz de los resultados obtenidos, parece razonable la elección de una población tipo de 50.000 habitantes. Con el objetivo de optimizar la producción de la planta, esta genera una tasa interna de retorno de 14,17%. Si bien, tal y como se ha comentado, cuanto mayor sea la demanda por satisfacer, mayor es también la TIR resultante, la diferencia a partir de dicho tamaño no es significativa. Consecuentemente, al aumentar la demanda, se reduce la “participación” del gas natural renovable en el *mix* de energía necesario. Así, se ha de poner en valor también el impacto social que puede tener. Cuanto más significativa sea la participación del GNR en el *mix*, mejor puede ser el panorama de cara a las barreras tanto de mercado como administrativas y regulatorias. La inversión necesaria de 5M€ puede ser percibida como superflua si luego el impacto relativo va a ser tan pequeño. Sin embargo, si se establece un objetivo de 30.000 habitantes, el GNR toma un papel más significativo lo cual justifica la elevada inversión y favorece la superación de las mencionadas barreras.

Se incluye a continuación la cuenta de resultados simplificada del año 1 de operación de la central:

[€]	<i>INV</i>	5.142.382,44	Inversión total de la planta
[años]	<i>N</i>	20	Vida útil de la planta
[€/MWh]	<i>ie</i>	53,18	Fuente: (33)
[MWh/año]	<i>E</i>	3.372,87	
[€/año]	<i>IE</i>	179.369,43	Ingresos por venta de electricidad el primer año
[€/MWh]	<i>iv</i>	80,00	
[MWh/año]	<i>V</i>	13.472,20	
[€/año]	<i>IV</i>	1.077.775,70	Ingresos por venta de calefacción el primer año
[€/MWh]	<i>ir</i>	40,00	
[MWh/año]	<i>R</i>	1.540,36	
[€/año]	<i>IR</i>	61.614,38	Ingresos por venta de refrigeración el primer año



[€/MWh]	cf	30,00	Coste del combustible
[MWh/año]	F	22.789,69	
[€/año]	CF	683.690,63	Coste de combustible del primer año
[€/MWh]	$cf_{excedentes}$	30,00	Precio venta a la red
[MWh/año]	F_{ex}	985,80	
[€/año]	$CF_{excedentes}$	29.574,15	Ingresos por venta de excedentes el primer año
[€/año]	CM	10.000,00	Costes de mantenimiento
[€/año]	CA	-	Costes administrativos
[%/año]	WACC	13,71%	

Tabla 45 – Cuenta de resultados simplificada de la central en el año 1. Elaboración: Propia

Se obtienen también resultados favorables para el proyecto en los análisis de viabilidad técnica (PES=31%) y en el análisis de sostenibilidad (AVCO₂=1,36 kgCO₂/kWh).

5.2 Conclusiones

La planta diseñada trata los RSU de un núcleo urbano y los revaloriza convirtiéndolos en biogás que introduce en un ciclo ORC con el que suministra calefacción, refrigeración y electricidad.

Se trata de un proyecto de alta fiabilidad ya que, por una parte, el suministro de la materia prima necesaria está garantizado. Por otra parte, la demanda del producto que genera la planta está igualmente asegurada. En caso de producirse una interrupción en el suministro de las materias primas, la demanda energética disminuirá en la misma proporción.

La inversión necesaria para la implantación de la tecnología ORC en la planta depende de la potencia nominal escogida. Como la principal restricción es el GNR disponible, la variación de la demanda no influye en la cuantía de la inversión. Esto es, se satisface más o menos porcentaje de la demanda según el tamaño de la población, pero la demanda es siempre muy superior a la oferta. Esto se satisface incluso en el *caso a* en el que la población de demanda es un 1% de la población que genera la oferta.

Se ha considerado el abastecimiento de la demanda doméstica de poblaciones tipo de diferentes tamaños. En aras a satisfacer la necesidad de España de repoblar zonas rurales abandonadas, se plantea la posibilidad de abastecer con GNR municipios de pequeño tamaño (aunque tenga peor rentabilidad el proyecto) en caso de poder contar con subvenciones estatales al favorecer energías limpias en tales zonas.



Atendiendo a un criterio de mayor rentabilidad, se adoptaría la decisión de suplir a una población de tamaño infinito. Así, se garantizaría el funcionamiento a potencia nominal durante todo el tiempo. Sin embargo, tratando de dar al GNR una significación en el *mix* de energía, se ha optado por un tamaño intermedio de 30.000 habitantes.

Con relación a la rentabilidad económica, esta está directamente relacionada con el tamaño de la explotación. La TIR incrementa conforme aumenta la demanda. Esto se debe a que el precio de venta del excedente de GNR es inferior al precio medio de venta de la energía térmica. Por lo tanto, cuanto mayor es la demanda, la planta funciona a potencia nominal durante más horas del año. Se considera en los cálculos la operación a carga parcial si bien podría realizarse la aproximación a considerar únicamente la operación a carga nominal pues es el modo de operación la mayor parte del tiempo.

A la luz del análisis económico, se puede confirmar que efectivamente este tipo de plantas “se encuentran en el límite de la rentabilidad” (44). Se aconseja por ello que se fijen acuerdos de antemano respecto a la recepción de las materias primas mencionadas (puede surgir un competidor por el recurso). También es aconsejable fijar un canon de tratamiento que asegure la venta de los productos generados(44). La producción de electricidad tiene asociada una posible subida en la prima que mejoraría la rentabilidad del proyecto(44).

El proyecto tendría un impacto positivo en el desarrollo económico y tecnológico de la región en la que tuviese lugar la implantación de la tecnología ORC operada con gas natural renovable.

Siendo positivos los análisis desarrollados, queda demostrada la viabilidad técnica y económica de la instalación de un ORC operado con biogás para el abastecimiento de una red de distrito en España, sin necesidad de contabilizar subvenciones para ello.





6. CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

1. Uris Más M, Linares Hurtado JL, Arenas Pinilla E. Viabilidad técnico-económica de la cogeneración para el sector residencial en España a partir de la biomasa mediante ciclo de Rankine orgánico. Universidad Pontificia de Comillas; 2017.
2. ONU. Objetivos de Desarrollo Sostenible [Internet]. Available from: www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/
3. Grupo abt [Internet]. Available from: www.abt-grupo.com/renewables.php?id=23
4. ONU. Objetivo 6: agua y saneamiento [Internet]. Available from: www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/
5. ONU. Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante [Internet]. Available from: www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/
6. FAO. Futuro Renovable: Biogás como fuente de energía [Internet]. PROBIOMASA. p. Hoja técnica 3. Available from: http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/Biogas.pdf
7. ONU. Objetivo 11: Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles [Internet]. Available from: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>
8. PNUD Argentina - Virginia Garcia. Proyecto PRO-Biogás: movilizand o la Agenda 2030 con energías alternativas [Internet]. 2016. Available from: <https://www.ar.undp.org/content/argentina/es/home/presscenter/pressreleases/2016/12/14/proyecto-pro-biog-s-movilizando-la-agenda-2030-con-energias-alternativas.html>
9. Amores A, Álvarez L, Chico J, Ramajo G, Márquez A, Benito Á. Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación. 2018; Available from: <https://perspectivas.deloitte.com/hubfs/Campanas/Descarbonizacion-2018/Deloitte-ES-MonitorDeloitte-Modelo-energetico-Espana-2050.pdf?hsCtaTracking=baaa02b1-ce22-4bd6-8d9b-452102a3328e%7Cb4a34507-57b2-4cdd-be09-27a03e35fa46>
10. IDAE. El consumo de Energía en España [Internet]. Available from: <http://guiaenergia.idae.es/el-consumo-energia-en-espana/>
11. IDAE. Situación potencial de generación de Biogás. Estudio técnico. [Internet]. PER 2011-2020. Available from: www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf
12. IDAE. Situación y potencial del gas renovable 2011-2020.
13. Metcalf, Eddy, Tchobanoglous G, Stensel H. Wastewater engineering: treatment and resource recovery. fifth. McGraw-Hill Education; 2013.
14. IDAE. Protocolo de detalle con las especificaciones de calidad del gas procedentes de fuentes no convencionales introducido en el sistema gasista y posteriores modificaciones [Internet]. 2018. Available from:



- [https://www.boe.es/eli/es/res/2018/10/08/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2018/10/08/(3))
15. Uris M, Linares JI, Arenas E. Feasibility assessment of an Organic Rankine Cycle (ORC) cogeneration plant (CHP/CCHP) fueled by biomass for a district network in mainland Spain. *Energy*. 2017;133:969–85.
 16. Fundación Gas Natural Fenosa. I FÓRUM TECNOLÓGICO: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España. Doc base para el debate. 2018;
 17. Rey Gosálvez H. Consulta de habitantes equivalentes - aguas residuales [Internet]. Available from: <https://www.aguasresiduales.info/expertos/tus-consultas/obtencion-habitantes-equivalentes-Idvy>
 18. Picardo A, Soltero VM, Peralta ME, Chacartegui R. District heating based on biogas from wastewater treatment plant. *Energy* [Internet]. 2019;180:649–64. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.123>
 19. AEDyR A española de desalación y reutilización. Cifras de reutilización de agua en España [Internet]. 2019. Available from: <https://www.aedyr.com/es/blog/cifras-reutilizacion-agua-espana>
 20. Environmental Protection Agency of the United States of America. Process design manual for sludge treatment and disposal. Office of Technology Transfer – Google Libros; 1974.
 21. Ostargui. Tecnología ORC para biomasa [Internet]. Available from: <http://ostargi.biz/otros/orc/>
 22. ICAI - Departamento de Mecánica. INGENIERÍA ENERGÉTICA - Tema 5: Ciclos de refrigeración y bomba de calor.
 23. IDAE. Guía técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyecto. [Internet]. Ahorro y eficiencia energética en climatización. 2010. 22 p. Available from: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf%0Ahttp://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/CondicionesClimaticas.pdf
 24. Ministerio de Fomento. CTE-HE. Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE Ahorro de energía. June. 2017;68.
 25. CSIC, IDAE. Calificación de la eficiencia energética de los edificios. 2015;34. Available from: <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/normativamodelosutilizacion/20151123-Calificacion-eficiencia-energetica-edificios.pdf>
 26. Cuchí, Albert; Arcas-Abella, Joaquim; Pagès-Ramon A. Estudio de la distribución del consumo energético residencial para calefacción en España [Internet]. 2017 [cited 2020 Jan 15]. p. 40. Available from: www.mitma.gob.es/recursos_mfom/201804_estudio_distribucion_consumo_energetico_res.pdf
 27. Instituto Nacional de Estadística. Instituto Nacional de Estadística [Internet]. 2016. Available from: <https://www.ine.es/en/>
 28. Ministerio de Transportes Movilidad y Agenda Urbana. Plan Estatal de Vivienda



- [Internet]. Available from: <https://www.mitma.gob.es/arquitectura-vivienda-y-suelo/programas-de-ayudas-a-la-vivienda>
29. IDAE. Guía técnica agua caliente sanitaria central [Internet]. 2010. Available from: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_08_Guia_tecnica_agua_caliente_sanitaria_central_906c75b2.pdf
 30. Obernberger I. Techni-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries. 2004.
 31. Endesa. Tarifa de Último Recurso de gas. Blog de Endesa. 2019.
 32. CNMC. Informe De Supervisión Del Mercado Minorista De Gas Natural En España. 2011;1–110.
 33. CNMC. Informe De Supervisión Del Mercado Minorista De Electricidad. 2019;
 34. OMIE. Mercado diario [Internet]. [cited 2020 May 7]. Available from: <https://www.omie.es/>
 35. CNMC. PRECIO MEDIO ANUAL DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO PARA LOS DOCE MESES ANTERIORES AL 1/10/2019, POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS [Internet]. 2019. Available from: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2739328_1.pdf
 36. MIBGAS. Índice de precio y volúmenes del días de gas [Internet]. [cited 2020 Jun 1]. Available from: http://www.mibgas.es/apps/reports/index.php?report_id=112
 37. Bakker F. La despoblación y la electricidad: el caso de España. El Periódico de la Energía. 2020.
 38. REE. Holapueblo, adiós a la España vacía. Sala de prensa de Red Eléctrica de España. 2020.
 39. Unidad de Datos de El Confidencial. ¿Quién puede salir a la hora que quiera en la desescalada? Estos son los municipios con menos de 5.000 habitantes [Internet]. 2020. Available from: https://www.elconfidencial.com/espana/coronavirus/2020-05-04/quien-puede-salir-hora-desescalada-municipios_2575147/
 40. ICAI - Departamento de Mecánica. INGENIERÍA ENERGÉTICA - Tema 1: Introducción. Universidad Pontificia de Comillas; 2018.
 41. Generalitat de Catalunya: Comisión Interdepartamental del Cambio Climático. Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) [Internet]. 2011 [cited 2020 Mar 17]. p. 0–66. Available from: <http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531>
 42. Díaz T. Los gases renovables podrían cubrir el 65% de la demanda de gas natural de España [Internet]. elEconomista. 2020 [cited 2020 Jul 5]. Available from: <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10585463/06/20/Los-gases-renovables-podrian-cubrir-el-65-de-la-demanda-de-gas-natural-de-Espana.html>



43. El Periódico de la Energía. El 17% del gas utilizado en el transporte en Europa es de origen renovable [Internet]. Actualidad, Movilidad, Petróleo & Gas. 2020. Available from: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-17-del-gas-utilizado-en-el-transporte-en-europa-es-de-origen-renovable/>
44. Agencia Andaluza de la Energía. Estudio Básico del Biogás [Internet]. 2011. Available from: https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/documentos/estudio_basico_del_biogas_0.pdf
45. OMIE. Resultados del mercado diario interanual: mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario [Internet]. 2020 [cited 2020 Jun 1]. Available from: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>



7. CAPÍTULO 7: ANEXOS

7.1 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Las mencionadas ventajas están alineadas con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) que acordaron los líderes mundiales presentes en la ONU. Estos se definieron con el propósito de erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad universal (2). Estos fueron expuestos en 2015 para la consecución de las metas en los siguientes 15 años. Se trata de un compromiso global, tanto por parte de la sociedad civil y el sector privado como de los gobiernos. Atendiendo a la importancia de los ODS, se analiza a continuación la alineación del proyecto con estos:

ODS 2: HAMBRE CERO

Este pretende acabar con el hambre en las zonas más pobres del planeta, fomentando la agricultura sostenible y así mejorar la nutrición en las regiones más castigadas por el hambre.

Uno de los productos derivados que se producen durante la obtención del gas renovable son fertilizantes. Tales biofertilizantes pueden llegar a mejorar el rendimiento de los cultivos hasta en un 50% (3).

ODS 6: AGUA LIMPIA Y SANEAMIENTO

El reparto de agua libre de impurezas y de acceso universal no es equitativo. Otros objetivos como la seguridad alimentaria (ODS 2: hambre cero), la seguridad de los medios de subsistencia (ODS 10: reducción de las desigualdades) y la oportunidad de educación para la población más castigada por la pobreza (ODS 1: fin de la pobreza; ODS 4: educación de calidad) se ven repercutidos por la escasez de recursos hídricos de calidad (4). En 2050 se espera que la escasez de agua dulce impacte a un 25% de la población; viéndose más castigadas las regiones más pobres del planeta. La mala calidad del agua y el saneamiento inadecuado acentúan los conflictos con los mencionados ODS.

El proyecto toma como materia prima aguas residuales urbanas que aprovecha para la obtención de energía al tiempo que las depura y limpia. Si bien, el proyecto se centra en



España a modo de estudio, todo avance en estas técnicas repercute indirectamente en avances en los países en desarrollo donde resulta más complicada su implantación en estadios iniciales en los que los costes son significativamente más elevados.

En caso de que no se quisiese reaprovechar el subproducto para producir fertilizantes, es sencillo adaptar la planta para incluir un tratamiento de depuración del agua que asegure que los niveles de DBO y DQO sean los adecuados.

ODS 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Para la consecución de este, se ha de garantizar el acceso universal a una energía asequible, confiable y moderna. Se debe aumentar el uso de energía renovable en sectores como el de la calefacción y el transporte (5).

En este trabajo se da respuesta a esta necesidad de energía “responsable” desde tres puntos distintos:

El biogás que se produce a partir de las aguas residuales urbanas. Es una fuente de energía fiable y limpia. El biogás se compone en un 50-70% (inflamable por encima de un 45%) de gas metano (CH_4) y un 50-30% de dióxido de carbono (CO_2). Tiene trazas de otros gases que se consideran impurezas, como nitrógeno (N_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) o vapor de agua (H_2O). Cuando el biogás tiene un poder calorífico de 6,5-7 [kWh/m³] cuando tiene una concentración de 65% en metano (6). Como se trata más adelante en el apartado *Aplicaciones del gas natural renovable (GNR)*, este puede ser purificado para emplear metano en más alta concentración para la inyección en la red de gas natural, la generación eléctrica y el uso vehicular, tratando la problemática del transporte.

Este trabajo plantea la posibilidad de generar electricidad mediante un ORC. Así, instalando un ciclo de Rankine con un medio orgánico de trabajo, la planta de limpieza de los mencionados residuos genera electricidad. La eliminación de los residuos lleva asociada una odorífera. El proceso anaeróbico de generación de biogás no contamina con olor y limpia los malos olores que la materia prima empleada sí generaría.



ODS 11: CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES

Las migraciones a los núcleos urbanos están en auge desde las últimas décadas. Crece con ellas la necesidad de una mejor gestión y planificación urbana de modo que estos espacios sean “inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles” (7).

La gestión de los residuos que generan estos núcleos, llevando asociados la generación de electricidad y de agua caliente con la que abastecer grandes bloques de viviendas (que es la configuración más habitual en las grandes ciudades), contribuye favorablemente a la consecución de este objetivo. Este proyecto contribuye a “no tener más basura, que impacta en la calidad de vida y en la salud, sino transformarla en residuos que se conviertan en recursos a través de nuevas tecnologías y nuevos procesamientos y tratamientos” (8). Asimismo, con la introducción del biogás en el panorama energético español se establece un nuevo mercado que potenciaría la economía garantizando un combustible con un precio estable.

ODS 13: ACCIÓN POR EL CLIMA

El cambio climático afecta a todo el planeta, perjudicando la economía y la calidad de vida de todas las personas. Se trata de adaptar la actividad económica de todos los países de forma que esta sea menos nociva para el medio ambiente. El principal objetivo es la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero (metano, dióxido de carbono, vapor de agua...), principales responsables del aumento de la temperatura media del planeta.

La producción de biogás es la mejor forma de preservar las emisiones del metano atmosférico. El dióxido de carbono que se genera es almacenable y muy valorado por diferentes industrias, como se verá más adelante.

7.2 Instrucciones de uso de la aplicación informática

Paso 1: Selección de la zona climática



Cálculo de la severidad climática Madrid

Selección de Zona Climática: **ZonaD3**

Selección de PProvincia: **MADRID**

CTE2008	CLIMA	MES	HDD_mes	Rad total	
INVERNO	INVERNO	1	429,24	18,4	
INVERNO	INVERNO	2	351,50	14,6	
-	INVERNO	3	311,59	117,3	
-	VERANO	4	0	145,2	
-	VERANO	5	0	15,53	184,1
VERANO	VERANO	6	0	66,63	199,3
VERANO	VERANO	7	0	144,25	222,9
VERANO	VERANO	8	0	129,29	198,6
VERANO	VERANO	9	0	55,98	143,2
-	INVERNO	10	169,32	10,4	
-	INVERNO	11	317,80	63,3	
INVERNO	INVERNO	12	421,57	0	51,5

GDV Invierno: 1202,3 Rad: 184,435
 Media Invierno: 400,77 61,47833333...0

GDV Verano: 396,1625 Rad: 763,582
 Media Verano: 99,0462 190,9955...0

SCI: **0,996** D

SCV: **0,999** 3

CTE 2008 - corr#1

a	-0,00835
b	0,00372
c	-8,62E-06

CTE 2008 - corr#1

a	0,003724
b	0,01409
c	-1,87E-05

Corrección de la demanda: MADRID

% viviendas	26,68%
% bloques	73,32%

Existentes - C2: 99,48% Nuevos - C1: 0,52%

unif	0,98	unif	0,91
bloque	1,00	bloque	0,85

lofts invierno: 0,99 1,00 0,88 0,85
 lofts verano: 0,99 0,99 0,95 0,94

CEE: **0,60**

Población: **30.000** pav/población tipo
 Distribución: **3** pav/vivienda
 Tamaño me: **80** m²

Ilustración 15 - Recorte de la aplicación informática. Selección de la zona climática.

Paso 2: Selección de la provincia.

Cálculo de la severidad climática Pamplona

Selección de Zona Climática: **ZonaD1**

Selección de PProvincia: **MADRID**

CTE2008	CLIMA	MES	HDD_mes	Rad total	
INVERNO	INVERNO	1	477,05	14,3	
INVERNO	INVERNO	2	393,23	12,0	
-	INVERNO	3	396,63	165,5	
-	VERANO	4	0	0,12	119,2
-	VERANO	5	0	0,81	158,2
VERANO	VERANO	6	0	14,23	114,3
VERANO	VERANO	7	0	39,39	184,5
VERANO	VERANO	8	0	41,99	185,8
VERANO	VERANO	9	0	19,25	120,9
-	INVERNO	10	226,44	0	86,8
-	INVERNO	11	374,75	0	49,8
INVERNO	INVERNO	12	465,79	0	36,7

GDV Invierno: 1336,1 Rad: 143,594
 Media Invierno: 445,36 47,8646667...0

GDV Verano: 114,45 Rad: 646,016
 Media Verano: 28,6125 161,504...0

SCI: **1,259** D

SCV: **0,310** 1

CTE 2008 - corr#1

a	-0,00835
b	0,00372
c	-8,62E-06

CTE 2008 - corr#1

a	0,003724
b	0,01409
c	-1,87E-05

Corrección de la demanda: MADRID

% viviendas	26,68%
% bloques	73,32%

Existentes - C2: 99,48% Nuevos - C1: 0,52%

unif	0,98	unif	0,91
bloque	1,00	bloque	0,85

lofts invierno: 0,99 1,00 0,88 0,85
 lofts verano: 1,00 1,00 1,00 1,00

CEE: **0,60**

Población: **30.000** pav/población tipo
 Distribución: **3** pav/vivienda
 Tamaño me: **80** m²

Ilustración 16 - Recorte de la aplicación informática. Selección de provincia.

Una vez seleccionado, se actualizan automáticamente los valores que toma la hoja de cálculo para el cálculo de la demanda, así como los parámetros empleados para la corrección de la demanda.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P												
1	Dirección de los datos																											
15	Cálculo de la severidad climática Pamplona																											
17	Selección de Zona Climática: ZonaD1																											
18	Selección de P/vincia: NAVARRA																											
19	% viviendas: 26,68%; % bloques: 73,32% <small>Esta distribución es la media de la Península española. Cálculo en la hoja "Distrib"</small>																											
20	CTE200	CLIMA	MES	HDD_mes	CDD_mes	Rad	Total	Corrección de la demanda: NAVARRA																				
21	INVERNO	INVERNO	1	477,05	0	44,9		Existentes - C2																				
22	INVERNO	INVERNO	2	393,23	0	62,0		Nuevos - C1																				
23	-	INVERNO	3	396,63	0	95,5		% distrib																				
24	-	VERANO	4	0	0,12	119,2		<table border="1"> <tr> <td>unif</td> <td>0,98</td> <td>bloque</td> <td>unif</td> <td>0,91</td> </tr> </table>									unif	0,98	bloque	unif	0,91							
unif	0,98	bloque	unif	0,91																								
25	-	VERANO	5	0	0,81	159,2		<table border="1"> <tr> <td>lois invierno</td> <td>0,99</td> <td>1,00</td> <td>0,88</td> <td>0,85</td> </tr> <tr> <td>lois verano</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> </tr> </table>									lois invierno	0,99	1,00	0,88	0,85	lois verano	1,00	1,00	1,00	1,00		
lois invierno	0,99	1,00	0,88	0,85																								
lois verano	1,00	1,00	1,00	1,00																								
26	VERANO	VERANO	6	0	14,23	174,9		Conexión de la demanda de verano:																				
27	VERANO	VERANO	7	0	38,99	184,5		CEE																				
28	VERANO	VERANO	8	0	41,98	165,8		<table border="1"> <tr> <td>CEE</td> <td>0,60</td> </tr> </table>									CEE	0,60										
CEE	0,60																											
29	VERANO	VERANO	9	0	19,25	120,9		<table border="1"> <tr> <td>Población</td> <td>30.000</td> <td>para población tipo</td> </tr> <tr> <td>Distribución</td> <td>3</td> <td>para vivienda</td> </tr> <tr> <td>Tamaño me</td> <td>80</td> <td>m²</td> </tr> </table>									Población	30.000	para población tipo	Distribución	3	para vivienda	Tamaño me	80	m ²			
Población	30.000	para población tipo																										
Distribución	3	para vivienda																										
Tamaño me	80	m ²																										
30	-	INVERNO	10	226,44	0	86,8		<table border="1"> <tr> <td>GDI</td> <td>1336,1</td> <td>Rad</td> <td>143,594</td> </tr> <tr> <td>Media Inverno</td> <td>445,36</td> <td></td> <td>47,8646667</td> </tr> </table>									GDI	1336,1	Rad	143,594	Media Inverno	445,36		47,8646667				
GDI	1336,1	Rad	143,594																									
Media Inverno	445,36		47,8646667																									
31	-	INVERNO	11	374,75	0	49,8		<table border="1"> <tr> <td>GDI</td> <td>114,45</td> <td>Rad</td> <td>646,016</td> </tr> <tr> <td>Media Verano</td> <td>28,6125</td> <td></td> <td>161,504</td> </tr> </table>									GDI	114,45	Rad	646,016	Media Verano	28,6125		161,504				
GDI	114,45	Rad	646,016																									
Media Verano	28,6125		161,504																									
32	INVERNO	INVERNO	12	465,79	0	36,7		<table border="1"> <tr> <td>SCI</td> <td>1,259</td> <td>D</td> </tr> </table>									SCI	1,259	D									
SCI	1,259	D																										
33								<table border="1"> <tr> <td>SCV</td> <td>0,310</td> <td>I</td> </tr> </table>									SCV	0,310	I									
SCV	0,310	I																										
34								Inverno - Constantes y cálculos parciales																				
41								Verano - Constantes y cálculos parciales																				
42								Constantes CTE 2008 - corr#1																				
43								<table border="1"> <tr> <td>a</td> <td>-0,00835</td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>0,00372</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>-8,62E-06</td> </tr> <tr> <td>d</td> <td>0,0000488</td> </tr> <tr> <td>e</td> <td>7,15E-07</td> </tr> <tr> <td>f</td> <td>-0,0681</td> </tr> </table>									a	-0,00835	b	0,00372	c	-8,62E-06	d	0,0000488	e	7,15E-07	f	-0,0681
a	-0,00835																											
b	0,00372																											
c	-8,62E-06																											
d	0,0000488																											
e	7,15E-07																											
f	-0,0681																											
44								Constantes CTE 2009 - corr#1																				
45								<table border="1"> <tr> <td>a</td> <td>0,003724</td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>0,01409</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>-1,87E-05</td> </tr> <tr> <td>d</td> <td>-2,05E-06</td> </tr> <tr> <td>e</td> <td>-1,39E-05</td> </tr> <tr> <td>f</td> <td>-0,5434</td> </tr> </table>									a	0,003724	b	0,01409	c	-1,87E-05	d	-2,05E-06	e	-1,39E-05	f	-0,5434
a	0,003724																											
b	0,01409																											
c	-1,87E-05																											
d	-2,05E-06																											
e	-1,39E-05																											
f	-0,5434																											
46								Derivada parcia SCI_Rad -0,0075174																				
47								Derivada parcia SCI_GD 0,00394427																				
48								Derivada parcia SCI_Rad 0,0025261																				
49								Derivada parcia SCI_GD 0,0102766																				
50								Derivada parcia SCI_Rad 0,0025261																				
51								Derivada parcia SCI_GD 0,0102766																				
52								Derivada parcia SCI_GD 0,0102766																				
...	Modelo	Curvas de demanda	ACS	RESUMEN	BG_generación	ORC_dimens	TIR	ECON	PRESUPUESTO	POOL E	ZonaA3	ZonaA4	ZonaA3	ZonaA4	ZonaA3													

Ilustración 17 - Recorte de la aplicación informática.

Paso 3: Selección del tamaño de la población tipo – población cuya demanda se quiere cubrir. Hoja: Modelo. Celda: M31.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P												
1	Dirección de los datos																											
15	Cálculo de la severidad climática Pamplona																											
17	Selección de Zona Climática: ZonaD1																											
18	Selección de P/vincia: NAVARRA																											
19	% viviendas: 26,68%; % bloques: 73,32% <small>Esta distribución es la media de la Península española. Cálculo en la hoja "Distrib"</small>																											
20	CTE200	CLIMA	MES	HDD_mes	CDD_mes	Rad	Total	Corrección de la demanda: NAVARRA																				
21	INVERNO	INVERNO	1	477,05	0	44,9		Existentes - C2																				
22	INVERNO	INVERNO	2	393,23	0	62,0		Nuevos - C1																				
23	-	INVERNO	3	396,63	0	95,5		% distrib																				
24	-	VERANO	4	0	0,12	119,2		<table border="1"> <tr> <td>unif</td> <td>0,98</td> <td>bloque</td> <td>unif</td> <td>0,91</td> </tr> </table>									unif	0,98	bloque	unif	0,91							
unif	0,98	bloque	unif	0,91																								
25	-	VERANO	5	0	0,81	159,2		<table border="1"> <tr> <td>lois invierno</td> <td>0,99</td> <td>1,00</td> <td>0,88</td> <td>0,85</td> </tr> <tr> <td>lois verano</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> </tr> </table>									lois invierno	0,99	1,00	0,88	0,85	lois verano	1,00	1,00	1,00	1,00		
lois invierno	0,99	1,00	0,88	0,85																								
lois verano	1,00	1,00	1,00	1,00																								
26	VERANO	VERANO	6	0	14,23	174,9		Conexión de la demanda de verano:																				
27	VERANO	VERANO	7	0	38,99	184,5		CEE																				
28	VERANO	VERANO	8	0	41,98	165,8		<table border="1"> <tr> <td>CEE</td> <td>0,60</td> </tr> </table>									CEE	0,60										
CEE	0,60																											
29	VERANO	VERANO	9	0	19,25	120,9		<table border="1"> <tr> <td>Población</td> <td>30.000</td> <td>para población tipo</td> </tr> <tr> <td>Distribución</td> <td>3</td> <td>para vivienda</td> </tr> <tr> <td>Tamaño me</td> <td>80</td> <td>m²</td> </tr> </table>									Población	30.000	para población tipo	Distribución	3	para vivienda	Tamaño me	80	m ²			
Población	30.000	para población tipo																										
Distribución	3	para vivienda																										
Tamaño me	80	m ²																										
30	-	INVERNO	10	226,44	0	86,8		<table border="1"> <tr> <td>GDI</td> <td>1336,1</td> <td>Rad</td> <td>143,594</td> </tr> <tr> <td>Media Inverno</td> <td>445,36</td> <td></td> <td>47,8646667</td> </tr> </table>									GDI	1336,1	Rad	143,594	Media Inverno	445,36		47,8646667				
GDI	1336,1	Rad	143,594																									
Media Inverno	445,36		47,8646667																									
31	-	INVERNO	11	374,75	0	49,8		<table border="1"> <tr> <td>GDI</td> <td>114,45</td> <td>Rad</td> <td>646,016</td> </tr> <tr> <td>Media Verano</td> <td>28,6125</td> <td></td> <td>161,504</td> </tr> </table>									GDI	114,45	Rad	646,016	Media Verano	28,6125		161,504				
GDI	114,45	Rad	646,016																									
Media Verano	28,6125		161,504																									
32	INVERNO	INVERNO	12	465,79	0	36,7		<table border="1"> <tr> <td>SCI</td> <td>1,259</td> <td>D</td> </tr> </table>									SCI	1,259	D									
SCI	1,259	D																										
33								<table border="1"> <tr> <td>SCV</td> <td>0,310</td> <td>I</td> </tr> </table>									SCV	0,310	I									
SCV	0,310	I																										
34								Inverno - Constantes y cálculos parciales																				
41								Verano - Constantes y cálculos parciales																				
42								Constantes CTE 2008 - corr#1																				
43								<table border="1"> <tr> <td>a</td> <td>-0,00835</td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>0,00372</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>-8,62E-06</td> </tr> <tr> <td>d</td> <td>0,0000488</td> </tr> <tr> <td>e</td> <td>7,15E-07</td> </tr> <tr> <td>f</td> <td>-0,0681</td> </tr> </table>									a	-0,00835	b	0,00372	c	-8,62E-06	d	0,0000488	e	7,15E-07	f	-0,0681
a	-0,00835																											
b	0,00372																											
c	-8,62E-06																											
d	0,0000488																											
e	7,15E-07																											
f	-0,0681																											
44								Constantes CTE 2009 - corr#1																				
45								<table border="1"> <tr> <td>a</td> <td>0,003724</td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>0,01409</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>-1,87E-05</td> </tr> <tr> <td>d</td> <td>-2,05E-06</td> </tr> <tr> <td>e</td> <td>-1,39E-05</td> </tr> <tr> <td>f</td> <td>-0,5434</td> </tr> </table>									a	0,003724	b	0,01409	c	-1,87E-05	d	-2,05E-06	e	-1,39E-05	f	-0,5434
a	0,003724																											
b	0,01409																											
c	-1,87E-05																											
d	-2,05E-06																											
e	-1,39E-05																											
f	-0,5434																											
46								Derivada parcia SCI_Rad -0,0075174																				
47								Derivada parcia SCI_GD 0,00394427																				
48								Derivada parcia SCI_Rad 0,0025261																				
49								Derivada parcia SCI_GD 0,0102766																				
50								Derivada parcia SCI_Rad 0,0025261																				
51								Derivada parcia SCI_GD 0,0102766																				
52								Derivada parcia SCI_GD 0,0102766																				
...	Modelo	Curvas de demanda	ACS	RESUMEN	BG_generación	ORC_dimens	TIR	ECON	PRESUPUESTO	POOL E	ZonaA3	ZonaA4	ZonaA3	ZonaA4	ZonaA3													

Ilustración 18 - Recorte de la aplicación informática. Tamaño población tipo.

Paso 4: Elección del tamaño de la población que abastece la producción de biogás en la depuradora. Hoja: BG_generación. Celda: C3.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1			Generación de biogás							
2			18,50	Nm ³ /1000 pax al día						
3			500.000	pax alimentación depuradora para producción de biogás						
4			30.000	pax población tipo						
5		QDH	9.250,00	Nm ³ /día-poblaci=	potencial disponible de biogás en la población					
6			Este biogás ya tiene descontado el consumo propio de la central para su autoabastecimiento							
7										
8			Poder calorífico del biogás							
9			6,75	[kWh/m ³]	poder calorífico de 6,5-7 cuando tiene una concentración de 65% en metano					
10										
11			Energía que aporta el biogás generado por la población tipo							
12			62.437,50	kWh/día						
13			22.789,69	MWh año						
14			22.789.687,50	kWh año						
15			2.601,56	kW	Oferta supuesta constante todas las horas (8760 horas del año)					
16			6.485	horas/año	Horas con demanda >0					
17			3.514,22	kW	Supuesta constante todas las horas CON DEMANDA >0					
18										
19										

Ilustración 19 - Recorte de la aplicación informática. Generación de biogás.

Paso 5: Ejecución de la macro. Una macro actualiza todas las curvas de demanda de la hoja *Modelo*. Con el comando **Ctrl+Shift+N** se reordenan todos los datos actualizados de la nueva zona y provincia seleccionada.

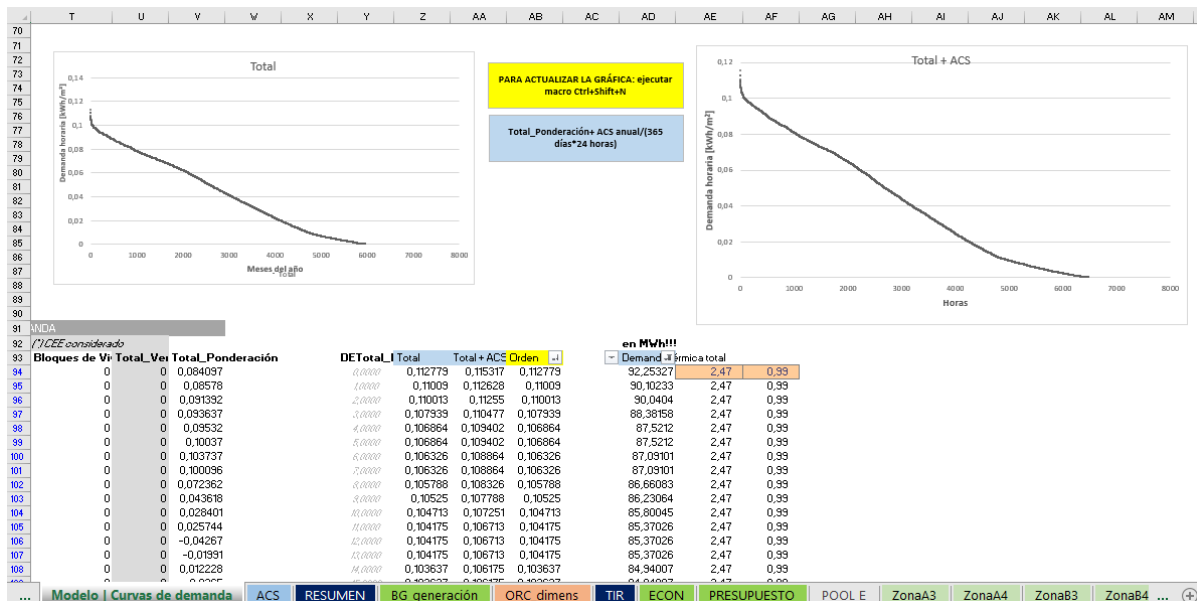


Ilustración 20 - Recorte de la aplicación informática. Gráficas previa ejecución de la macro.

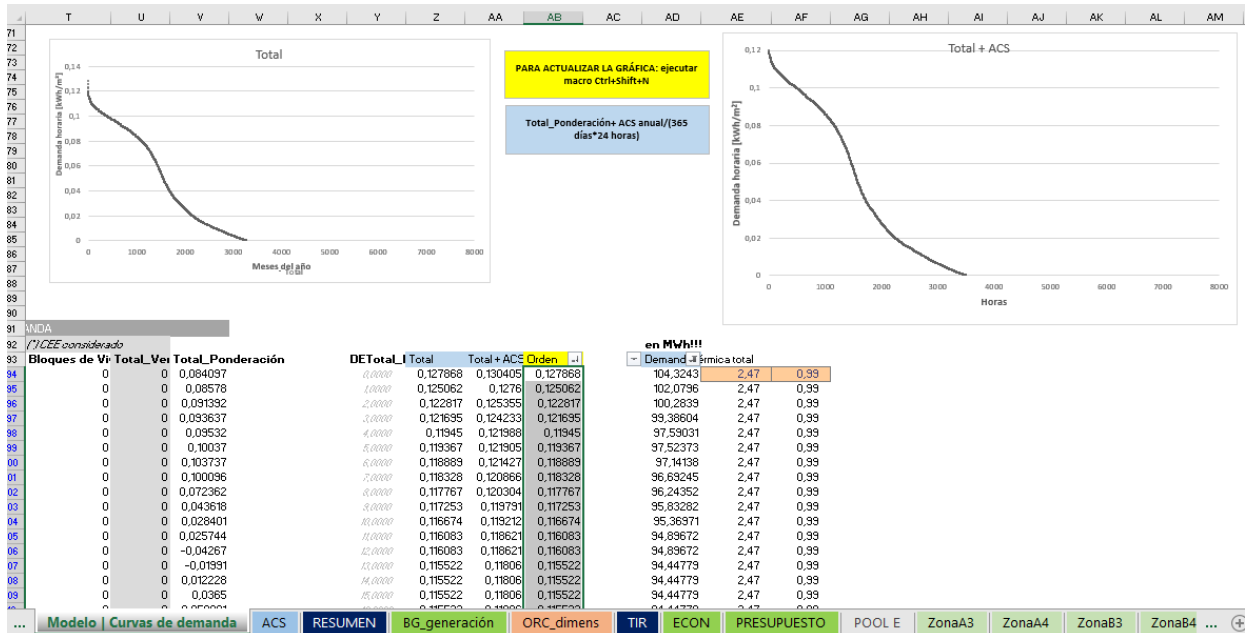


Ilustración 21 - Recorte de la aplicación informática. Gráficas tras la ejecución de la macro.

La curva donde se incluyen la potencia nominal y a carga parcial de la planta queda también actualizada:

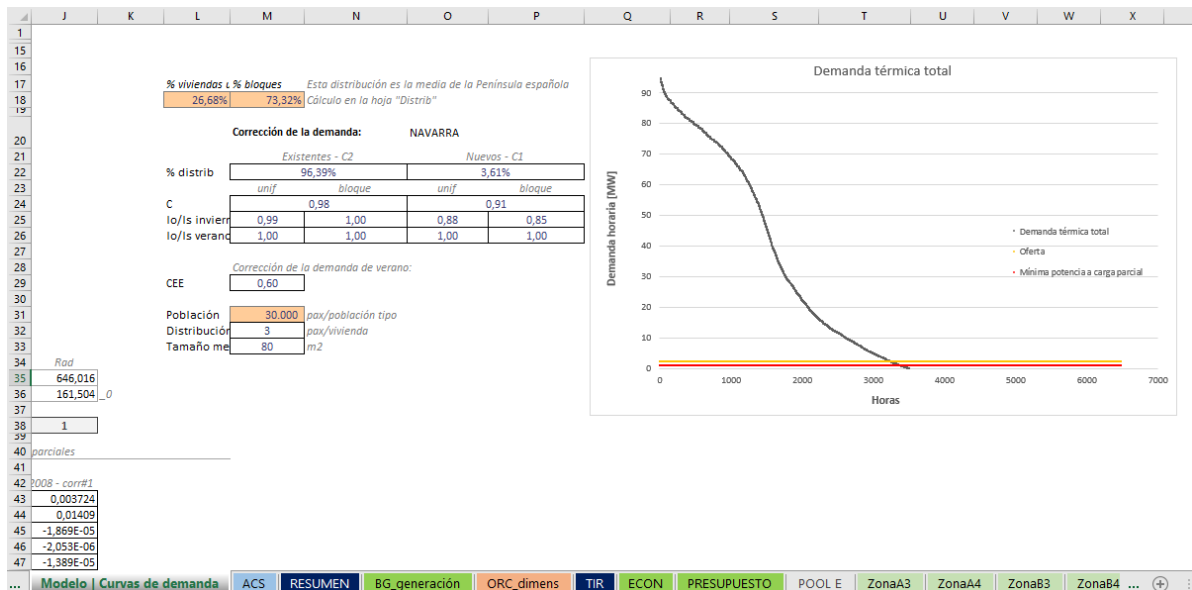


Ilustración 22 - Recorte de la aplicación informática.

Paso 6: A priori este paso no es necesario salvo que ocurran cambios en el scope del proyecto. Si se realizase algún cambio respecto a la potencia porque se decidiese operar el ORC comprando gas natural a la red, por ejemplo, habría que incrementar el valor de F (energía suministrada a la caldera). Hoja: ORC_dimens. Celda: C2.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	DATOS ANUALES	EN BASE HORARIA							
2	Energía suministrada a la caldera	F	3514,215497	kW	% calefacción	95,37%	Es la media anual. Estos valores se actualizan con el modelo.		
3	Ratio de energía eléctrica a energía	rend_E	0,148		% frío	4,63%			
4	Eficiencia térmica (calor) ratio ent.	rend_V	0,702						
5									
6	Electricidad producida	E	520,10	kWe					
7	Calor útil producido	V_H	2.352,76	kW	2 MW sería un tamaño normal				
8	Frio útil producido	V_C	114,22	kW	El frío lo produzco a partir de calor que tengo				
9	Potencia térmica total	V_all	2.466,98	kW	Demanda de calor al ORC: Potencia máxima que el ORC producirá				
10		40% V_min	986,79	kW					
11									
12		EN BASE ANUAL							
13		F	22.789.687,50	kWh año					
14		E	3.372.873,75	kWh año					
15		V_H	15.257.647,91	kWh año					
16		V_C	740.712,71	kWh año					
17		V_ALL	15.998.360,63	kWh año					
18									
19	Eficiencia energética	EE	0,85	-					
20									
21									
22									

Ilustración 23 - Recorte de la aplicación informática. Dimensión del ORC.

Por ejemplo, en el caso de duplicar la energía que se suministra a la caldera:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	DATOS ANUALES	EN BASE HORARIA							
2	Energía suministrada a la caldera	F	C17*2	kW	% calefacción	95,37%	Es la media anual. Estos valores se actualizan con el modelo.		
3	Ratio de energía eléctrica a energía	rend_E	0,148		% frío	4,63%			
4	Eficiencia térmica (calor) ratio ent.	rend_V	0,702						
5									
6	Electricidad producida	E	520,10	kWe					
7	Calor útil producido	V_H	2.352,76	kW	2 MW sería un tamaño normal				
8	Frio útil producido	V_C	114,22	kW	El frío lo produzco a partir de calor que tengo				
9	Potencia térmica total	V_all	2.466,98	kW	Demanda de calor al ORC: Potencia máxima que el ORC producirá				
10		40% V_min	986,79	kW					
11									
12		EN BASE ANUAL							
13		F	22.789.687,50	kWh año					
14		E	3.372.873,75	kWh año					
15		V_H	15.257.647,91	kWh año					
16		V_C	740.712,71	kWh año					
17		V_ALL	15.998.360,63	kWh año					
18									
19	Eficiencia energética	EE	0,85	-					
20									
21									
22									

Ilustración 24 - Recorte de la aplicación informática. Modificación del parámetro F.

La curva monótona de demanda que contiene las potencias límite del ORC queda actualizada:

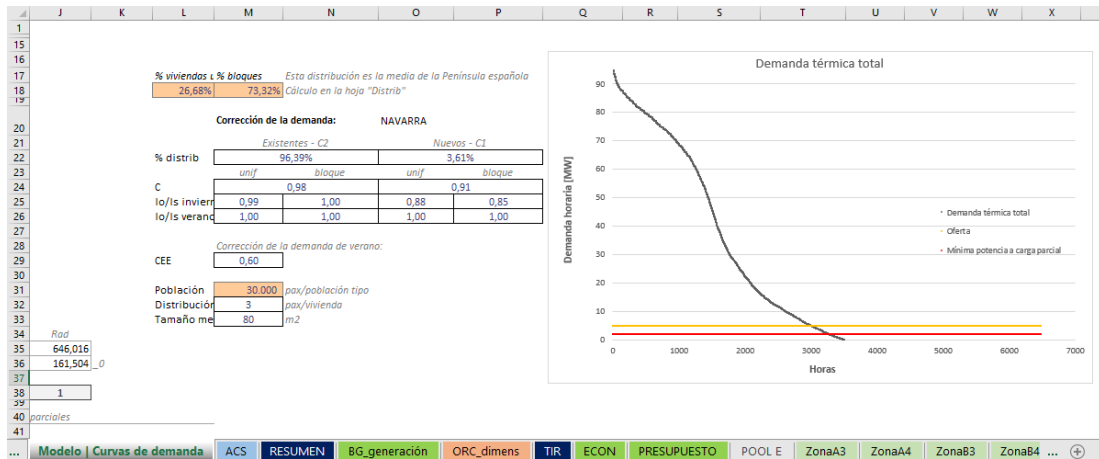


Ilustración 25 - Recorte de la aplicación informática. Curva monótona con las nuevas potencias del ORC.

Se actualizaría también el cálculo de la inversión necesaria. Se actualizan también los cálculos de la PES y las AVCO2 con los que se realizan los análisis de viabilidad técnica y sostenibilidad. Hoja: ECON.

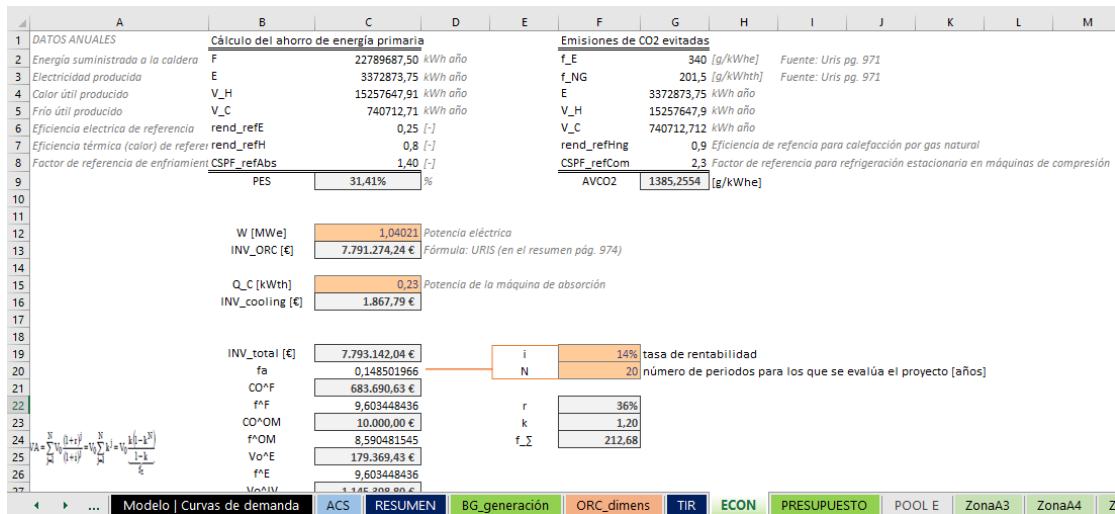


Ilustración 26 - Recorte de la aplicación informática. Hoja ECON con la nueva inversión necesaria.

Y lo mismo para la Hoja TIR en la que habría que modificar el valor de la celda C21 hasta conseguir un valor de 0€ en la celda J12.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	[€]	INV	7.793.142,04	inversión total de la planta											
2	[años]	N	20	vida útil de la planta											
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC											
4	[MWh/año]	E	3.372,87												
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año											
6	[€/MWh]	iv	80,00												
7	[MWh/año]	V	14.317,49												
8	[€/año]	IV	1.145.398,80	ingresos por venta de calefacción el primer año											
9	[€/MWh]	ir	40,00												
10	[MWh/año]	R	695,07												
11	[€/año]	IR	27.802,83	ingresos por venta de refrigeración el primer año											
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red											
13	[MWh/año]	F	22.789,69												
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año											
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red											
16	[MWh/año]	F_ex	985,80												
17	[€/año]	CF_excedent	29.574,15	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año											
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.U: Costes de mantenimiento											
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.U: Costes administrativos											
20															
21	[%/año]	wacc	13,71%												
22															
23	Tasas nominales														
24	tasa nominal: tNE		0,05	[%/año]											
25															

Generación anual: 15.998,36 MWh
 Consumo anual: 15.012,56 MWh
 Excedentes: 985,80 MWh (6,16%)

Cálculo del VAN (Valor Actual Neto): $IE \cdot f_{EX} + IC \cdot f_{EX} + IR \cdot f_{EX} - CF \cdot f_{EX} - CM \cdot f_{EX} - CA \cdot f_{EX} = 0$
 VAN: -2.359.889 €

kE: 0,923369154
 fE: 10

Botones de navegación: Modelo | Curvas de demanda | ACS | RESUMEN | BG_generación | ORC_dimens | TIR | ECON | PRESUPUESTO | POOL E | ZonaA3 | ZonaA4 | ZonaB3 | ZonaB4

Ilustración 27 - Recorte de la aplicación informática. TIR



7.3 Diagrama de planificación del proyecto

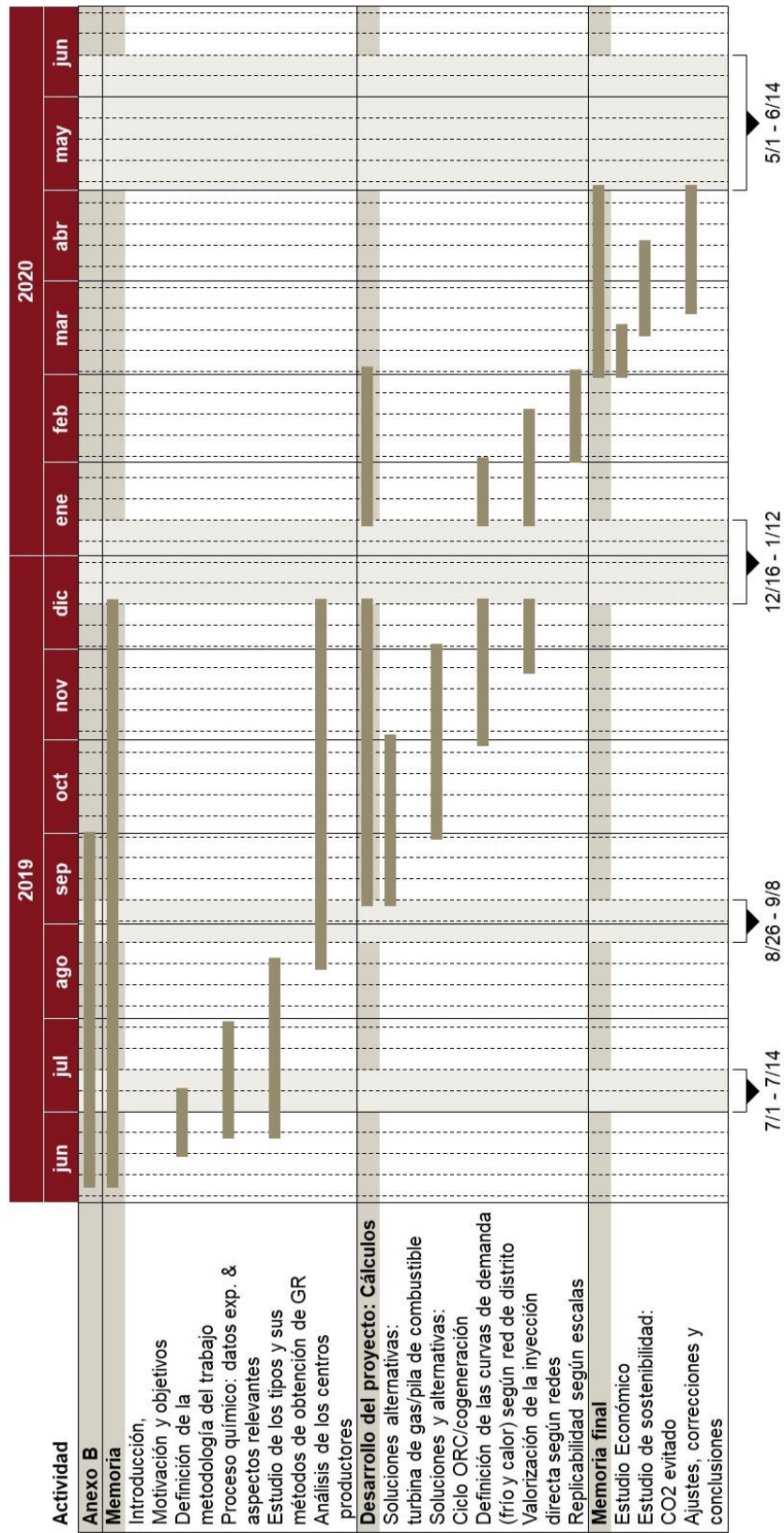
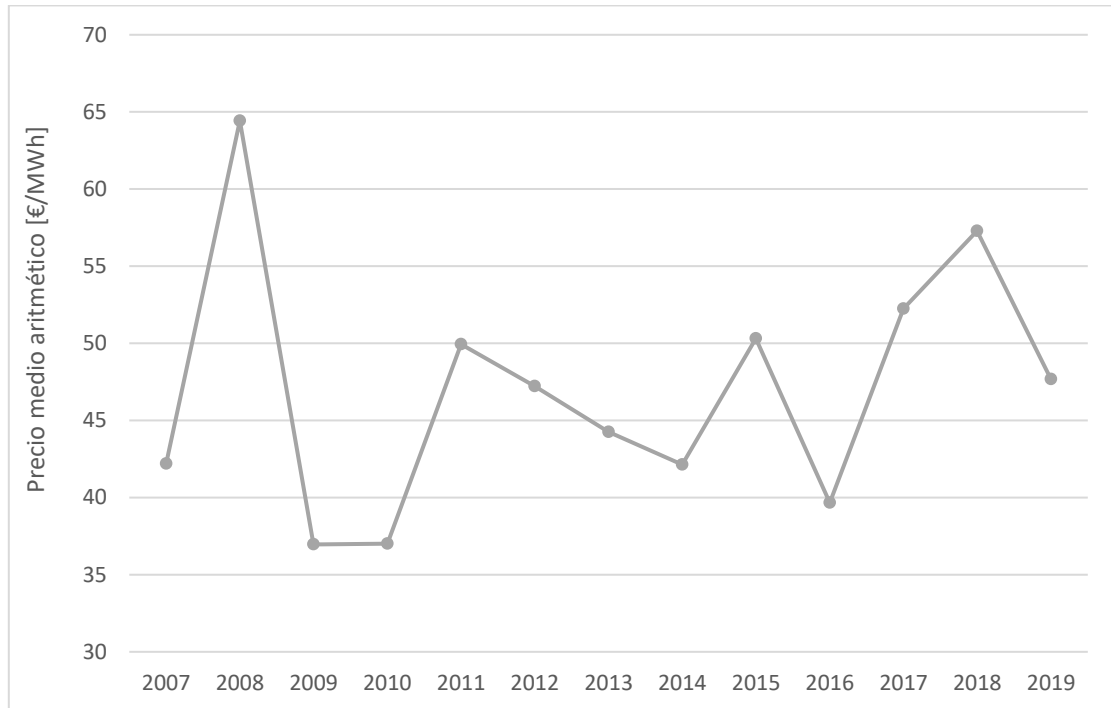


Diagrama 1 - Planificación del proyecto

7.4 Casación del mercado eléctrico español



Gráfica 26 - Precio medio aritmético de la casación del mercado eléctrico en España. Elaboración: propia. Datos:(45)

7.5 Cálculos previos de la TIR

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	[€]	INV	4.293.294,96	inversión total de la planta							
2	[años]	N	20	vida útil de la planta					Generación anual	22.789,69	MWh
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC					Consumo anual a	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87						Consumo anual b	9.098,98	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año					No consumidos	13.690,71	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00								
7	[MWh/año]	V	8.165,38								
8	[€/año]	IV	653.230,25	ingresos por venta de calefacción el primer año							
9	[€/MWh]	ir	40,00								
10	[MWh/año]	R	933,60						Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)		
11	[€/año]	IR	37.343,93	ingresos por venta de refrigeración el primer año							
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red					VAN	0 €	
13	[MWh/año]	F	22.789,69								
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año							
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red							
16	[MWh/año]	F_ex	13.690,71								
17	[€/año]	CF_excedente	410.721,34	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año							
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento							
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos							
20											
21	[%/año]	wacc	15,98%								

Ilustración 28 - Recorte de la aplicación informática desarrollada con error en el cálculo de los excedentes producidos. Elaboración propia.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	[€]	INV	5.142.382,44	inversión total de la planta							
2	[años]	N	20	vida útil de la planta					Generación anual	22.789,69	MWh
3	[€/MWh]	ie	53,18	Fuente: CNMC					Consumo anual a	15.998,36	MWh
4	[MWh/año]	E	3.372,87						Consumo anual b	15.422,81	MWh
5	[€/año]	IE	179.369,43	ingresos por venta de electricidad el primer año					No consumidos	7.366,87	MWh
6	[€/MWh]	iv	80,00								
7	[MWh/año]	V	13.840,36								
8	[€/año]	IV	1.107.228,84	ingresos por venta de calefacción el primer año							
9	[€/MWh]	ir	40,00								
10	[MWh/año]	R	1.582,45						<u>Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)</u>		
11	[€/año]	IR	63.298,16	ingresos por venta de refrigeración el primer año					VAN	0 €	
12	[€/MWh]	cf	30,00	tbn precio venta a la red							
13	[MWh/año]	F	22.789,69								
14	[€/año]	CF	683.690,63	coste de combustible del primer año							
15	[€/MWh]	cf_excedente	30,00	tbn precio venta a la red							
16	[MWh/año]	F_ex	7.366,87								
17	[€/año]	CF_excedente	221.006,19	ingresos por venta de excedentes de biogás el primer año							
18	[€/año]	CM	10.000,00	Fuente: M.Ur Costes de mantenimiento							
19	[€/año]	CA	-	Fuente: M.Ur Costes administrativos							
20											
21	[%/año]	wacc	19,67%								

Ilustración 29 - Recorte de la aplicación informática desarrollada con error en el cálculo de los excedentes producidos al abastecer a una población de 50k. Elaboración propia.

