

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

DEPARTAMENTO DE EXPLORACIÓN Y PROSPECCIÓN DE MINAS



**APROVECHAMIENTO DE LAS AGUAS DE MINA EN LA CUENCA
CENTRAL ASTURIANA COMO RECURSO ENERGÉTICO.
APLICACIÓN AL EMBALSE MINERO BARREDO-FIGAREDO**

TESIS DOCTORAL

AUTOR: D. JOSÉ SANTIAGO JARDÓN PALACIO

**DIRECTORES: D. JORGE LOREDO PÉREZ
Dª ALMUDENA ORDÓÑEZ ALONSO
D. FERNANDO PENDÁS FERNÁNDEZ**

OVIEDO, 2010

AGRADECIMIENTOS

"כִּילָא בְּכָח יַגְבֵּר אִישׁ:"

(Elliger y Rudolph, 1997)

"porque el hombre no triunfa por su fuerza"

(Vaticano, 2010)

1Sm 2, 9b

Que esta Tesis se pueda presentar, finalmente, es un claro ejemplo del espíritu del *Cántico de Ana*.

Se me han concedido gran variedad de fuerzas complementarias, aportadas por muchas personas, y, por eso, es larga la enumeración de los que me aportaron su fuerza.

Y creo que en esta larga, pero no exhaustiva, lista debo comenzar por los que aportaron la fuerza del Agapé y la Philia, motores del ánimo y la perseverancia.

En primer lugar mi mujer, Felicísima, novia constante y paciente durante 48 años, sin la que nada hubiese sido factible. Con su aliento he sido Ingeniero de Minas y, finalmente, he concluido este estudio.

Nuestros hijos y nietos, que me alentaron y, al igual que su madre y abuela, supieron prescindir de mi tiempo en unos momentos en que la esperanza matemática de estar juntos es ya pequeña.

Fernando Pendás, que no sólo me animó a esta Tesis, sino que me sugirió el tema de la misma, y la facilitó con sus ánimos y consejos.

Igualmente, Almudena Ordóñez, Jorge Loredo y Pablo Cienfuegos, me brindaron en todo momento el apoyo de su amistad.

Pero no basta con la fuerza que nos impulsa, que nos hace querer hacer.

Es también necesaria la fuerza que nos hace saber hacer.

Y, en este sentido, vuelvo a expresar mi reconocimiento a Fernando Pendás, por sus ideas y continuas aportaciones sobre el aprovechamiento del embalse minero.

Sin Almudena Ordóñez, dedicándome horas de trabajo en la revisión de mis textos originales y brindándome su colaboración y conocimientos en todos los capítulos, no hubiese podido realizar esta Tesis; pero, sobre todo, su ejemplo y exigencias de rigor, están presentes a lo largo de todo este trabajo. Especialmente, su capacidad de trabajo me sirvió de aliento en los momentos de debilidad en que la voluntad flaquea.

A Rodrigo Álvarez le debo doble agradecimiento. Por un lado, a su generosa ayuda en la revisión final de algunos textos. Por otro lado, como marido de Almudena, a la paciencia que demostró aceptando perder horas familiares en mi favor.

El tesón de Almudena en la búsqueda de documentación minera posibilitó la valoración de los huecos residuales mineros; sin este tesón, y la especial colaboración de mi compañera Clara Andrés, no hubiese podido establecer conclusiones ni validar el modelo de hueco residual.

En este sentido, agradezco a los profesores Benjamín Celada y Javier Toraño sus informaciones en relación con los huecos residuales.

Agradezco a mi hija Ana su asesoramiento sobre centrales de bombeo y sobre el análisis de las inversiones. Y a mi hijo Jorge su colaboración en la información y aclaraciones sobre las calderas de gas y de biomasa.

Mis habilidades informáticas son inversamente proporcionales a mi edad. Sin la ayuda de mis hijos Rita y Jorge no hubiese podido desenvolverme en la elaboración de tablas y figuras.

Pero, aún así, no es exagerado decir que, sin la colaboración de Pablo Cienfuegos, no hubiese podido incorporar la cartografía ni hubiese realizado muchas de las figuras. Y, a su espíritu crítico de investigador, le debo la revisión de muchos de mis iniciales planteamientos sobre las cuencas de afección.

En el campo de las bombas de calor debo reconocer los consejos y recomendaciones de Miguel Zamora García, Director del Departamento de I+D+I de Ciatesa.

En el campo de las redes de calor agradezco la información personal facilitada por David Serrano, Director General de Cofely España- GDF-SUEZ, sobre precios de las canalizaciones de la red térmica urbana de Barcelona y sobre la participación de la Administración en el proyecto.

Y, en el campo de los emisores de baja masa, la información facilitada por José Zamora García, del Departamento Técnico y Diseño de Conves S.L. y Responsable de Proyectos de Jaga España.

Igualmente, tengo que agradecer a Jørn Stene, especialista en bombas de calor y consultor técnico de COWI Trondheim AS, sus aclaraciones personales en el campo de las bombas de calor que usan CO2 y amoniaco como refrigerantes.

Sin la generosa ayuda de Arturo Gutierrez de Terán, Director del Proyecto del Centro de Investigación del "Campus universitario de Mieres", y de Fernando Díaz García y Yolanda Coronas, de ENOL CONSULTORES S.L., empresa autora del proyecto de climatización de este Centro, no hubiese podido exponer el desarrollo de una aplicación del aprovechamiento del agua de mina mediante el uso de una bomba de calor en un sistema de climatización a cuatro tubos.

Agradezco a Conchita Crespo, responsable del mantenimiento del Edificio de la Universidad del Campus de Mieres, al estudio de arquitectos ARQUYURBAN, S.L., autores del proyecto del Polideportivo del Campus de Mieres y a la Empresa Consultora ARKIMAX 55. S.L., autora del proyecto del I.E.S. "Bernaldo Quiros" la información suministrada sobre los sistemas de calefacción de estos edificios.

Agradezco también a Alfonso de Carlos Muñoz, Director Gerente de GISPASA, la información facilitada sobre los planteamientos generales del proyecto de climatización del Nuevo Hospital Vital Álvarez Buylla de Mieres.

Siento un especial agradecimiento por el asesoramiento de Elvira Martín, miembro del Instituto de Filología del CSIC, sobre los textos masoréticos del versículo 9b del Cántico de Ana.

Y, deliberadamente, dejo para el final a la empresa HUNOSA y, muy particularmente, al Director General de Ingeniería y Nuevos Desarrollos del Grupo HUNOSA, Claudio Álvarez, que, desde la primera exposición sobre esta Tesis, en octubre de 2006, supo ver su alcance. Sin ellos, sin su colaboración y facilidades en el suministro de datos, sencillamente este trabajo no hubiese sido posible.

RESUMEN

En la Cuenca Central Asturiana, como resultado de la minería del carbón, se ha formado un nuevo “acuífero” con una triple porosidad similar a la de los acuíferos carbonatados kársticos, creándose, en sus antiguas labores, un “embalse subterráneo”. En este estudio se determina su aprovechamiento hídrico y energético, eligiendo como modelo el embalse minero subterráneo formado por los antiguos pozos Barredo y Figaredo, una vez llevado a cabo el proceso de inundación de los mismos.

Tras un estudio climático, y estimada la recarga anual del embalse, se muestra la relación entre dicha recarga y la lluvia útil, definiendo el modelo hidrogeológico conceptual, que permite, a partir del ajuste de volumen de huecos estimados a partir de la producción histórica de las minas y el volumen de agua infiltrada durante la inundación, calcular la capacidad del embalse.

La caracterización físico-química de las aguas del embalse permite definirlas como aptas para su aprovechamiento hídrico tras un tratamiento tipo A3, y su cercanía a la red de abastecimiento de agua del valle del Caudal facilita la conexión de su desagüe con el sistema de abastecimiento de la zona central de Asturias, al que puede llegar a aportar 4,1 Hm³/año o, con un factible ampliación, 7,7 Hm³/año.

El aprovechamiento energético de estas aguas mediante la utilización de bombas de calor agua-agua es óptimo, porque la alta capacidad de bombeo (que permite unos elevados gastos máximos del agua que circula por el evaporador de las bombas de calor), unida a los altos COP obtenidos por su temperatura media de 20°C, derivan en una gran capacidad térmica del embalse. Este aprovechamiento energético se plantea mediante dos redes de calor, una de baja temperatura, a 35°C, para suministro de calefacción y otra de muy baja temperatura, a 20°C, para aprovechamiento directo de diversos usuarios que precisan sólo calefacción o calefacción y refrigeración simultáneas. Se estudia la rentabilidad de su uso y de la renovación de los antiguos sistemas de emisores térmicos por otros más eficientes energéticamente, al mismo tiempo que se muestra la gran reducción de las emisiones de CO₂.

Asimismo, la devolución al embalse minero de parte de estas aguas permite su aprovechamiento para generación eléctrica mediante microturbinas, consiguiendo un interesante resultado final como central de bombeo que logra mejorar, substancialmente, los resultados económicos del aprovechamiento energético y la disminución de las emisiones de CO₂.

Finalmente, el traslado de los resultados de esta Tesis al resto de los futuros embalses mineros de HUNOSA, en función de la razón de su semejanza, permite deducir un potencial hídrico de 40 Hm³/año, lo que supone una capacidad de suministro energético a la zona central de Asturias cercana a 260 GWh/año.

ABSTRACT

In the Asturian Central Basin, as a result of the coal mining a new "aquifer" has been created. This aquifer has triple porosity, similar to that of carbonate karst aquifers, creating, in their mining voids, an "underground reservoir". This study determines its water and energy use, choosing the model of the underground mining reservoir constituted by the old Barredo and Figaredo pits, once their flooding process has been carried out.

After undertaking a climate study and estimating the reservoir recharge, the relation between that recharge and the efective rainfall is presented, which helps to define the hydrogeological conceptual model. This allows, after adjusting the voids volume obtained from the historic mining production and the infiltrated water during the flooding process, to calculate the capacity of the dam.

The physico-chemical characterization of the reservoir water allows to define it as suitable for drinking, after A3 treatment. The proximity of the reservoir to the water supply network in the Caudal valley facilitates connecting its drain to the supply system the central area of Asturias, to which it can provide 4.1 Hm³/year or, with a possible extension, 7.7 Hm³/year.

The energy use of these waters by means of water-water heat pumps is optimal, as the high pumping capacity (which allows a high mass flow rate of the water flowing through the evaporator of heat pumps), together with highest COP obtained at its average temperature of 20°C, give rise to a large thermal capacity of the reservoir. This energy use is raised by two district heating options, a low temperature one (35°C), for heat supply, and a very low temperature one (20°C), for direct use of several customers, who require only heating or heating and cooling simultaneously. The profitability of this use and the renovation of old heating systems with more energy-efficient ones, as well as the significant reduction of CO₂ emissions, are studied.

Likewise, the return to the mining reservoir of part of these waters allows its use for electricity generation, by means of microturbines, achieving an interesting result as pumping station that manages to improve, substantially, the economic performance of energy use, reducing also CO₂ emissions.

Finally, the transfer of the results of this Thesis to other future HUNOSA mining reservoirs, depending on the their similarity, implies a 40 Hm³/year water potential, representing a energy supply capacity to central Asturias close to 260 GWht/year.



INDICE

I. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
I.1 Introducción	1
I.2. Objetivos	3
I.2.1. Objetivos generales	3
I.2.2. Objetivos específicos	3
II. LAS LABORES MINERAS DE LA CUENCA CENTRAL ASTURIANA COMO EMBALSES SUBTERRÁNEOS	5
II.1. Marco geográfico	5
II.2. Encuadre geológico	5
II.3. Litoestratigrafía	9
II.4. Climatología	14
II.4.1. Introducción	14
II.4.2. Características climáticas de la CCC	17
II.4.3. Validación de datos	20
II.4.4. Resultados	21
II.5. Hidrogeología	26
II.6. Incidencia de la minería	29
II.6.1. Sistemas de explotación	29
II.6.2. Influencia sobre el drenaje	30
II.6.3. Relación entre precipitación e infiltración	33
II.6.4. Características del nuevo “acuífero”	35
II.7. La formación del “embalse minero subterráneo”	36
II.8. Definición de la cuenca de afección hidrológica del embalse minero subterráneo	40
III. APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO. FUNDAMENTOS. EXPERIENCIAS	42
III.1. Aprovechamiento mediante bombas de calor. Introducción	42
III.1.1. Principios físicos de funcionamiento	42
III.1.2. Principales tipos de bombas de calor	43
III.1.3. Funcionamiento de la bomba de calor de compresión mecánica	44
III.1.4. Clasificación de las bombas de calor de compresión mecánica	50
III.1.4.1. Clasificación de las bombas de calor agua-agua	51
III.1.5. Eficacia de la bomba de calor	58
III.1.6. Potencia calorífica aprovechada. Energía calorífica útil	62
III.1.7. Ventajas económicas	63
III.1.8. Fluidos Refrigerantes	65
III.1.9. Ventajas ambientales	72
III.1.10. Resumen de utilización mundial de la bomba de calor	75
III.1.11. Aplicaciones de la bomba de calor utilizando el agua de mina como fuente fría	82
III.1.12. Aplicaciones de la bomba geotérmica de calor agua-agua de especial interés para este estudio	87
III.1.12.1. Experiencias de Hospitales. Proyecto Hospital - Deventer	87
III.1.12.2. Experiencias de bombas de calor simultáneas	91
III.2. Aprovechamiento mediante minicentral hidroeléctrica	97
III.2.1. Fundamentos técnicos	98
III.2.2. Selección tipo de turbina	100
IV. EL EMBALSE MINERO BARREDO-FIGAREDO. CARACTERIZACIÓN HIDROGEOLÓGICA	103
IV.1. Marco geográfico	104
IV.2. Marco geológico	105
IV.2.1. Estratigrafía	105
IV.2.2. Estilo estructural	107
IV.3. Síntesis minera	108
IV.3.1. Documentación	109
IV.3.2. Introducción	109
IV.3.3. Explotaciones mineras de montaña	112
IV.3.4. Pozo Barredo	114
IV.3.5. Pozo Figaredo	115
IV.4. Interconexiones del embalse minero Barredo-Figaredo con explotaciones colindantes	116
IV.5. Delimitación de la cuenca de afección hidrológica del embalse minero Barredo-Figaredo	121
IV.6. Climatología	123
IV.6.1. Cálculo de la precipitación útil en la cuenca de afección	125
IV.7. Estudio Hidrológico	126



IV.7.1. Aforos del río Turón	128
IV.8. Estudio Hidrogeológico	133
IV.9. Formación del embalse minero Barredo-Figaredo	135
IV.9.1. Relación entre lluvia útil y bombeo	138
IV.9.1.1. Desagüe histórico del pozo Barredo	139
IV.9.1.2. Desagüe histórico del pozo Figaredo	141
IV.9.1.3. Período de retardo	142
IV.9.2. Relación entre lluvia útil y recarga del embalse minero Barredo-Figaredo	144
IV.10. Modelo hidrogeológico conceptual del embalse minero Barredo-Figaredo	146
IV.10.1. Balance hídrico de la cuenca de afección	147
IV.11. Capacidad del embalse minero Barredo-Figaredo	150
IV.11.1. Huecos residuales en los talleres de explotación de carbón	150
IV.11.2. Huecos residuales de galerías, embarques y cañas de pozo	156
IV.11.3. Calibración del volumen de huecos mineros residuales	158
IV.12. Cese del desagüe. El rebote del nivel piezométrico	161
IV.12.1. Aplicación del Modelo GRAM	163
IV.13. Hidroquímica del agua del embalse minero Barredo-Figaredo	164
IV.13.1. Temperatura de las aguas del embalse minero	168
V. EL EMBALSE MINERO BARREDO-FIGAREDO. APROVECHAMIENTO	172
V.1. Aprovechamiento hídrico. Regulación del embalse subterráneo	173
V.2. Aprovechamiento energético	180
V.2.1. Datos técnicos considerados	180
V.2.2. Aprovechamiento del agua como recurso hídrico y energético mediante bomba de calor	181
V.2.2.1. Valoración de las características químico-físicas del agua del embalse minero para su aprovechamiento mediante bombas de calor	182
V.2.2.2. Aprovechamiento geotérmico con bombas de calor y una red térmica de baja temperatura	186
V.2.2.3. Aprovechamiento geotérmico con bombas de calor y una red térmica de muy baja temperatura	208
V.2.2.4. Esquemas de las redes térmicas de distrito propuestas	238
V.2.3. Aprovechamiento energético mediante microturbinas	241
V.2.3.1. Aprovechamiento energético mediante microturbinas desde el pozo Barredo	241
V.2.3.2. Aprovechamiento energético mediante microturbinas desde el pozo Figaredo	242
V.2.4. Posibilidades de las redes de calor: energía térmica distribuida, reducción de emisiones de CO ₂ y generación microhidráulica	243
V.2.4.1. Redes de calor desde el pozo Barredo	243
V.2.4.2. Red de calor desde el pozo Figaredo	245
V.2.4.3. Balance final de las redes térmicas	245
V.3. Síntesis de Aprovechamiento	246
VI. CONCLUSIONES	249
VI.1. Conclusiones respecto a la Hidrogeología	249
VI.2. Conclusiones respecto al Aprovechamiento	249
VI.2.1. Aprovechamiento energético	250
VI.2.2. Aprovechamiento hídrico	250
VI.3. Recomendaciones y líneas de investigación abiertas	251
VI.4. Consideración final	252
VII. BIBLIOGRAFÍA	253
ANEXO: CÁLCULOS ECONÓMICOS	270



INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Estaciones pluviométricas y termopluviométricas incluidas en el área seleccionada.	18
Tabla 2: Características y periodo de funcionamiento de las estaciones utilizadas en el estudio climático.....	19
Tabla 3. Variación de los valores hidráulicos del acuífero por la acción de las labores mineras en la zona del Aller (García-Fuente, 1996)	36
Tabla 4. Volumen medio (m ³) desaguado mensualmente en los pozos de HUNOSA de las zonas del Caudal y del Nalón durante los años 2004-2006.	38
Tabla 5. Temperaturas de distribución del agua para distintas aplicaciones	50
Tabla 6. Potencial destructor de ozono (ODP) y Potencial de efecto invernadero directo (GWP) de diversos refrigerantes (Gutiérrez, 2005; Colasson et al., 2008; Colbourne, 2008; Danfoss, 2001a y b, y elaboración propia)	67
Tabla 7. Características de los principales refrigerantes;*R22 es el único refrigerante con ODP (Colbourne, 2008).....	72
Tabla 8. Ejemplo del cálculo del TEWI aplicado a factores de emisiones de generación de electricidad nacionales (Forsén, 2005)	74
Tabla 9. Uso directo mundial de energía geotérmica por categorías en 1995-2000-2005 (Lund et al., 2005).....	76
Tabla 10. Bombas de calor geotérmicas instaladas anualmente en los EEUU (Geo-Heat Center, 2003)	76
Tabla 11. Número y potencia de las GSHP instaladas en los países de la Unión Europea (EurObserv'ER, 2009)	77
Tabla 12. Evolución del mercado europeo de bombas de calor en 8 países europeos (EurObserv'ER, 2009)	78
Tabla 13. Principales fabricantes europeos y cifra estimada de ventas en 2008 (EurObserv'ER, 2009).....	78
Tabla 14. Naciones líderes en el uso de GHP (Lund et al., 2004).....	79
Tabla 15. Aprovechamiento geotérmico del agua de mina en Alemania (Wieber, y Pohl, 2008).....	85
Tabla 16. Potencial geotérmico de los túneles seleccionados como de más interés (Société Suisse pour la Géothermie, 2010).....	87
Tabla 17. Horquilla de funcionamiento de las turbinas según la altura de salto neto (Penche, 1998)	100
Tabla 18. Caudal mínimo técnico de las turbinas, en porcentaje del caudal nominal (Penche, 1998).....	101
Tabla 19. Cota absoluta del nivel del agua durante la inundación de los pozos, medida en la caña de los mismos. Entre paréntesis figura la cota (m.s.n.m.) del brocal de cada pozo	121
Tabla 20. Áreas de la cuenca de afección entre isoyetas consecutivas.....	126
Tabla 21. Valores medios anuales de precipitación y lluvia útil en la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo	126
Tabla 22. Ubicación de los puntos de aforo del río Turón	127
Tabla 23. Resultados de los aforos y mediciones de parámetros in situ realizados en el río Turón	130
Tabla 24. Características hidrogeológicas de las formaciones existentes en la zona de estudio	133
Tabla 25. Volúmenes mensuales y anuales desaguados, en m ³ , del Pozo Barredo durante el periodo 2002-2007.	141
Tabla 26. Volúmenes mensuales y anuales desaguados, en m ³ , del Pozo Figaredo durante el periodo 2002-2007.....	141
Tabla 27. Datos de bombeo máximo diario en el pozo Figaredo y periodos de retardo de la infiltración en cada caso ..	143
Tabla 28. Toneladas de carbón extraídas por relleno y hundimiento en los pozos Barredo y Figaredo, según los planes de labores consultados	155
Tabla 29. Longitud de galerías abiertas en los pozos Barredo-Figaredo	156
Tabla 30. Cálculos para la estimación de volúmenes de huecos de los pozos Barredo y Figaredo.	157
Tabla 31. Parámetros medidos in situ en el agua de los pozos Barredo y Figaredo durante su inundación, a nivel superficial.	165
Tabla 32. Valores analíticos del agua de los pozos Barredo y Figaredo	165
Tabla 33. Variación del embalse subterráneo Barredo-Figaredo a lo largo de un año, supuesto lleno hasta la cota +150 m.s.n.m., a principios de año.	176
Tabla 34. Caudales medios bombeados, en el embalse actual y en el propuesto, periodo 2002-2007.....	178
Tabla 35. Variación del embalse subterráneo Barredo-Figaredo-San José a lo largo de un año, supuesto lleno hasta la cota +150 m.s.n.m., a principios de año.....	180
Tabla 36. Indicadores de corrosión y de incrustación (FCIHS, 2009)	183
Tabla 37. Parámetros significativos de las aguas del pozo Barredo.	183
Tabla 38. Carácter del agua, en función del IER.	185
Tabla 39. Condiciones de diseño para temperatura operativa y humedad relativa.....	188
Tabla 40. Demandas térmicas en viviendas (Oschner, 2008)	193
Tabla 41. Análisis comparativo de las alternativas de calefacción para una vivienda de 100 m ²	202
Tabla 42. Características generales de los distintos sistemas de calefacción (mod. de GeoExchange, 2010)	203
Tabla 43. Costes renovación del sistema de emisión térmica.....	203
Tabla 44. Datos comparativos de los sistemas de calefacción aplicables al aprovechamiento desde el pozo Figaredo.	207
Tabla 45. Potencias térmicas necesarias calculadas para el Centro de Investigación.	219



Tabla 46. Energía térmica necesaria, ahorros de energía térmica y consumo eléctrico del Centro de Investigación.	220
Tabla 47. Balance de energías y consumos y Eficiencia Energética del Centro de Investigación.	220
Tabla 48. Balance calefacción Edificio Residencia Estudiantes del Campus de Mieres.	225
Tabla 49. Cargas térmicas de calefacción y refrigeración del nuevo hospital de Mieres (Gispasa, 2008)....	228
Tabla 50. Balance de calefacción del Edificio docente del Campus de Mieres.	230
Tabla 51. Balance de calefacción del Polideportivo del Campus de Mieres.	231
Tabla 52. Balance de calefacción para el I.E.S. Bernaldo de Quirós.	233
Tabla 53. Balance renovación calefacción Edificios Residenciales.....	236



INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Situación de los pozos de HUNOSA en relación a los principales núcleos de población de la Cuenca Central Asturiana.....	2
Figura 2. Detalle de situación de los pozos Barredo y Figaredo.....	2
Figura 3. Situación de la Cuenca Carbonífera Central	5
Figura 4. División del Macizo Ibérico (Vera et al., 2004)	6
Figura 5. Distribución en unidades de la zona Cantábrica (según Vera et al., 2004)	7
Figura 6. Unidades y delimitación del paquete improductivo de la Cuenca Carbonífera Central (González y Rebollar, 1986).	8
Figura 7. Esquema geológico de la CCC (IGME, 1991).....	9
Figura 8. Columna estratigráfica de los Grupos Lena y Sama del Carbonífero productivo (Pendás y Loredo, 2006, mod. de Aramburu y Bastida, 1995)	10
Figura 9. Columna estratigráfica de la Unidad Rosa-Olloniego del Carbonífero productivo (García-Loygorri et al., 1971)	13
Figura 10. Mapa geológico de la CCC a cota (- 100m) (ENADIMSA, 1977)	14
Figura 11. Área total considerada para la petición de datos climáticos a la AEMET	17
Figura 12. Estaciones consideradas en el estudio climático	19
Figura 13. Correlación y ecuación de la recta de regresión entre los datos brutos (izda.) y los datos completados (dcha.) de una estación problema y una estación base para una misma serie.....	21
Figura 14. Isoyetas medias anuales (periodo 1970/71 – 2007/08).....	22
Figura 15. Isoyetas del año seco (periodo 1970/71 – 2007/08).....	22
Figura 16. Isoyetas del año húmedo (periodo 1970/71 – 2007/08)	23
Figura 17. Isotermas medias anuales (periodo 1970/71 – 2007/08)	24
Figura 18. Evapotranspiración potencial anual (periodo 1970/71 – 2007/08)	24
Figura 19. Evapotranspiración real anual (periodo 1970/71 – 2007/08)	25
Figura 20. Isoyetas de precipitación útil anual (periodo 1970/71 – 2007/08)	25
Figura 21. Mapa de situación de los sistemas acuíferos de Asturias, según IGME 1984, con la ubicación de la CCC y su zona productiva (Modificación propia).	26
Figura 22. Esquema de funcionamiento hidrodinámico, según González y Rebollar (1986)	29
Figura 23. Esquema de la evolución de la minería de carbón en la Cuenca Central Asturiana.....	30
Figura 24. Esquema teórico de drenaje en una explotación de montaña, según González y Rebollar (1986)	32
Figura 25. Esquema teórico de drenaje en un pozo minero, según González y Rebollar (1986)	32
Figura 26. Correlación pluviometría-desagüe en el Pozo San Mamés (Arquer et al., 2006).....	34
Figura 27. Comparación entre desagüe anual y volumen de huecos acumulados en el Pozo San Mamés (Arquer et al., 2006).....	35
Figura 28. Límite de la Cuenca de Afección mediante líneas divisorias.....	41
Figura 29. Ángulos de incidencia para los límites de la Cuenca de Afección (mod. de Rambaud et al., 1986).....	41
Figura 30. Máquina de Carnot	43
Figura 31. Componentes del ciclo de la bomba de calor (Monasterio et al., 1993).....	45
Figura 32. Ciclo teórico de Carnot en el diagrama de Mollier (García-López, 2005).....	46
Figura 33. Bomba de calor de compresión mecánica accionada por motor eléctrico (ENEBC, 2007).....	46
Figura 34. Diagrama presión-entalpía del ciclo de bomba de calor (Tubío, 2008)	48
Figura 35. Ciclos de calefacción y refrigeración (ENEBC, 2007)	49
Figura 36. Sistemas en circuito cerrado: (A) Horizontal europeo; (B) Horizontal norteamericano;(C) y (D) Verticales; (E) Embalse o lago norteamericano	51
Figura 37. Sistemas de circuito abierto: (A) y (B) Aprovechamiento de un acuífero; (C) Aprovechamiento de acuífero con vertido a cauce público; (D) Aprovechamiento de lago o embalse con retorno al mismo.	52
Figura 38. Sistema de calefacción mediante bomba de calor con agua subterránea (agua de mina) utilizando un intercambiador de calor y con retorno a un cauce de vertido (mod. de Viessmann, 2006).....	53
Figura 39. Sistema de calefacción mediante bomba de calor con agua de mina, mediante una red de calor de muy baja temperatura, usando intercambiador de calor y retorno a la red (mod. de Watzlaf y Ackman, 2006).....	53
Figura 40. Esquema de funcionamiento bomba de calor agua-agua no reversible, con instalación de cambio de operación, trabajando en modo calefacción (Tubío, 2008)	54
Figura 41. Esquema de instalación de bomba de calor geotérmica agua-agua reversible (Zamora, 2008b)	55
Figura 42. Instalación de bomba de calor geotérmica agua-agua reversible. Esquema del movimiento del refrigerante en modo calefacción (Zamora, 2008b).....	56
Figura 43. Instalación de bomba de calor geotérmica agua-agua reversible. Esquema del movimiento del refrigerante en modo refrigeración (Zamora, 2008b).....	56



Figura 44. Esquema de producción de A.C.S. en una bomba de calor geotérmica agua-agua no reversible, mediante válvula de tres vías (Zamora, 2008b)	58
Figura 45. Esquema de producción de A.C.S. en una bomba de calor geotérmica agua-agua reversible, mediante intercambiador de gases calientes (Zamora, 2008b)	58
Figura 46. Evolución de los costes de calefacción en \$/GJ (Watzlaf y Ackman, 2006)	65
Figura 47. Capacidad volumétrica de refrigeración (VRC) de varios refrigerantes (Stene, 2008a).....	68
Figura 48. Curva de presión de saturación de vapor-temperatura del amoniaco (Stene, 2008b)	69
Figura 49. Ciclo transcíptico en una bomba de calor con CO ₂ . 1-2: Compresión; 2-3: Transferencia de calor en el intercambiador de calor; 3-4: Expansión; 4-1: Evaporación (Stene, 2008).	70
Figura 50. Evolución de la potencia instalada en GSHP en USA (Geo-Heat Center, 2005)	76
Figura 51. Vista general emplazamiento y estado de las obras del Hospital de Deventer (De jong gortewaker algra, 2010)	89
Figura 52. Esquema de utilización de una bomba de calor para calefacción en el Hospital de Deventer (Fraunhofer Institute for Solar Energy, 2005).....	90
Figura 53. Esquema del sistema total de energía (Deventer Ziekenhuis, 2005)	90
Figura 54. Esquema de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (mod. de Torrero y Torrero, 2005).....	92
Figura 55. Esquema de los intercambios de calor y frío con el aljibe regulador del agua del foco frío de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (mod. de Torrero y Torrero, 2005).....	94
Figura 56. Esquema del control y comutación de la Máquina de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (mod. de Torrero, 2008).....	94
Figura 57. Demandas de energía térmica (calorífica y frigorífica), consumo de energía eléctrica y ahorros de energía de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (Torrero, 2008).....	97
Figura 58. Gráfico de envolventes operacionales de turbinas indicando (color ocre) la zona de funcionamiento en el caso del embalse minero Barredo-Figaredo (mod. de Penche, 1998).....	102
Figura 59. Esquema hidrogeológico general de la cuenca minera de Mieres (Bueno, 2005)	103
Figura 60. Ortofoto de la zona de estudio.....	104
Figura 61. Mapa Geológico de la zona de estudio (IGME, 1975).....	105
Figura 62. Mapa geológico-estructural de superficie de la zona (IGME, 1984). Labores en profundidad de los pozos Barredo y Figaredo	108
Figura 63. Situación de las labores de minería de montaña en la zona de estudio	110
Figura 64. Esquema de las plantas de los pozos San Vicente y San Inocencio (Figaredo) y Barredo	111
Figura 65. Correlación de las columnas de los pozos Barredo y Figaredo	112
Figura 66. Explotación del paquete María Luisa en el Sur Derecha del Pozo Figaredo (Ochoa, 1994)	116
Figura 67. Corte geológico horizontal de la zona de estudio a cota -100 m.s.n.m. (Bueno et al., 2007)	118
Figura 68. Zona de conexión de los Pozos San José y Santiago (Bueno, 2005)	118
Figura 69. Conexiones entre los pozos San José y el conjunto Figaredo – Barredo (modificado de original facilitado por Hunosa)	119
Figura 70. Cortes B-B' y C-C' (indicados en fig. 62), con los límites de la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo.....	122
Figura 71. Límite de la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo. Inclinación del sinclinal	123
Figura 72. Isoyetas de precipitación útil anual. Zona de estudio y cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo..	124
Figura 73. Variación de precipitación, temperatura y evapotranspiración real a lo largo de un año hidrológico medio la estación de 'San Andrés de Mieres'	124
Figura 74. Isoyetas de precipitación útil media anual en la cuenca de afección (la leyenda muestra los rangos de variación de la lluvia útil dentro de la misma)	125
Figura 75. Cuenca del río Turón considerando el área de afección de las labores mineras existentes en su valle. Se indican los puntos de aforo (con escalas limníméticas) y las subcuencaas asociadas a los mismos: (1) La Granxa, (2) La Veguina y (3) Peñule	127
Figura 76. a) Aforo con molinete; b) Detalle del molinete; c) Ejemplo para el cálculo del caudal a partir del trazado de la sección del cauce del río y la determinación de la velocidad media para la misma.....	129
Figura 77. Curvas de gastos e Hidrogramas en las secciones de aforo de la Granxa, La Veguina y Peñule.....	131
Figura 78. Representación conjunta de los hidrogramas de las tres secciones de aforo.....	132
Figura 79. Caudal bombeado recientemente en el Pozo San José que es incorporado al río Turón	132
Figura 80. Mapa hidrogeológico de la zona de estudio	134
Figura 81. Correlación entre el desagüe mensual del conjunto Barredo-Figaredo y la precipitación mensual, durante el periodo 2002-2007	135
Figura 82. Interconexiones Barredo-Figaredo y límite superior del embalse minero.	136
Figura 83. Nivel del agua y temperatura en los pozos de la Cuenca del río Turón, a fecha 8-02-2010, obtenidos a partir del programa de monitorización en continuo, establecido por HUNOSA.....	137
Figura 84. Canal de vertido general Pozo Barredo (10-07-2007).....	139



Figura 85. Esquema del sistema de desagüe del pozo Barredo.....	140
Figura 86. Relación entre lluvia útil diaria y días de máximo bombeo en los pozos San Vicente y San Inocencio de Figaredo, en el año 1992.....	142
Figura 87. Relación entre lluvia útil diaria y bombeo diario en el pozo Barredo, mostrando un retardo medio de 19 días.....	143
Figura 88. Relación entre la lluvia útil mensual y la infiltración al interior del embalse minero Barredo-Figaredo	144
Figura 89. Relación entre la infiltración calculada a partir de la lluvia útil diaria y la infiltración real (equiparable al bombeo) en el embalse minero Barredo-Figaredo.....	145
Figura 90. Comparación entre desagüe anual y volumen de huecos acumulados en el embalse minero.....	146
Figura 91. Modelo conceptual simplificado de balance hidráulico en la cuenca de afección de los pozos Barredo-Figaredo, para un año medio.....	149
Figura 92. Coeficiente de capacidad de agua en función de la profundidad y el tipo de tratamiento del postaller (Rogoz, 1978).....	151
Figura 93. Planes de labores; se consultaron 23 de Barredo y 36 de Figaredo.....	155
Figura 94. Variación temporal del volumen de llenado de los huecos calculados durante la inundación y el de agua infiltrada al interior de los mismos	159
Figura 95. Variación temporal del volumen de agua infiltrada durante la inundación y del volumen de llenado de los huecos estimados, una vez corregidos en los niveles superiores.....	159
Figura 96. Volumen de huecos mineros residuales de los pozos Barredo (sup. izda.) y Figaredo (sup. dcha.) y del embalse minero Barredo-Figaredo (inf.), a cada cota absoluta.....	160
Figura 97. Capacidad del embalse minero Barredo-Figaredo a cada cota absoluta.....	161
Figura 98. Hidronivel usado para el control inicial de la inundación	161
Figura 99. Evolución temporal de los niveles de inundación en los pozos Barredo y Figaredo en relación a los huecos estimados.....	162
Figura 100. Comparación entre el proceso de rebote del nivel piezométrico medido en el embalse Barredo-Figaredo y el simulado mediante el modelo GRAM.....	163
Figura 101. Diagramas de Piper correspondientes al agua de Barredo (izda.) y de Figaredo (dcha.).....	166
Figura 102. Diagramas de Stiff correspondientes al promedio del agua de Barredo (izda.) y de Figaredo (dcha.).....	166
Figura 103. Perfiles de varios parámetros registrados con la sonda Aqua Troll a lo largo de la caña del pozo Barredo.	167
Figura 104. Evolución histórica de la temperatura media mensual del agua de los pozos	169
Figura 105. Evolución de la temperatura del agua en la caña de los pozos (a nivel superficial) durante el proceso de inundación	169
Figura 106. Perfiles térmicos del Pozo Barredo en diferentes momentos de la inundación (facilitado por HUNOSA, 2010)	170
Figura 107. Perfil térmico del Pozo Barredo, una vez efectuado el proceso de inundación. Se observa la tendencia de la temperatura media, así como los intervalos entre los que se ha movido la temperatura a cada cota.....	171
Figura 108. Alteración del perfil térmico en torno a las cabezas de aspiración de las bombas de desagüe (facilitado por HUNOSA, 2010).....	171
Figura 109. Situación del pozo Barredo respecto al nudo de Mieres de la Actuación C-4 (Consorcio de Aguas de Asturias, 2010c).....	173
Figura 110. Gráfica de aportaciones acumuladas para el embalse Barredo-Figaredo.	174
Figura 111. Gráfica caudales clasificados-demanda para el embalse Barredo-Figaredo.	175
Figura 112. Caudal medio y ambiental del río Aller, a la altura de Moreda.	176
Figura 113. Labores mineras de Figaredo y San José, en los límites de concesión	177
Figura 114. Gráfica de aportaciones acumuladas para el embalse Barredo-Figaredo-S. José	178
Figura 115. Gráfica caudales clasificados-demanda para el embalse Barredo-Figaredo-S. José	179
Figura 116. Consumo extra de energía por sistemas de alta inercia térmica (JAGA, 2007).....	189
Figura 117. Elementos de regulación de los radiadores (IDAE, 2008)	189
Figura 118. Evolución de la temperatura de una habitación ante las diferencias de reacción de un radiador convencional y otro con bajo contenido de agua (JAGA, 2007).....	190
Figura 119. Evolución de la masa de agua de los radiadores (Zamora, 2008a)	191
Figura 120. Tiempo en alcanzar la temperatura de funcionamiento en función del contenido en agua del radiador (JAGA, 2007).....	191
Figura 121. Radiador híbrido con tecnología Dynamic Boost Effect, tipo STRADA (JAGA, 2010)	192
Figura 122. Llanura aluvial del río Caudal entre el centro de la Villa de Mieres y Figaredo (mod. de López et al, 2002)	195
Figura 123. Situación del pozo Barredo respecto a La Mayacina (facilitada por OCA).....	196
Figura 124. Situación de los sondeos monitorizados en La Mayacina	197



Figura 125. Profundidad de la base (izda.) e Isopiezas (dcha.) del Cuaternario (m) respecto a la cota de la calle en la zona de estudio.....	197
Figura 126. Temperatura media del agua del Cuaternario en La Mayacina.....	198
Figura 127. Dirección del flujo natural de las aguas del Cuaternario hacia el río Caudal	198
Figura 128. Curva de gastos acumulados de la renovación de calderas de gas.	204
Figura 129. Instalaciones del pozo Figaredo donde se ubicará el futuro Parque Tecnológico.	205
Figura 130. Maqueta con los edificios del entorno del pozo Barredo.	208
Figura 131. Vista general de la zona abarcada por la red térmica (mod. de Gispasa, 2010).....	209
Figura 132. Esquema básico de la bomba de calor con agua de mina y almacenamiento de frío y calor.	212
Figura 133. Detalle de la distribución de frío y calor a cuatro tubos.	212
Figura 134. Esquemas de funcionamiento de fancoils a 4 tubos.	213
Figura 135. Esquema de principio de la instalación de climatización (facilitado por ENOL Consultores)	215
Figura 136. Circulación agua de mina desde el depósito regulador a los intercambiadores.....	216
Figura 137. Enfriadora instalada.....	216
Figura 138. Depósito regulador (a) e intercambiadores de calor (b)	217
Figura 139. Detalle del evaporador y condensador (a) y del compresor (b).....	217
Figura 140. Esquemas de las salidas a depósitos de inercia de frío y calor y tuberías distribución	218
Figura 141. Salida de la enfriadora al depósito de inercia (a) y tuberías distribución de frío (b)	218
Figura 142. Balance de energías térmicas y consumo eléctrico del Centro de Investigación (facilitado por ENOL Consultores)	220
Figura 143. Curvas de gastos acumulados comparadas para caldera de gas y bomba de calor en modo calefacción ..	224
Figura 144 .Propuesta de esquema básico de tres bombas de calor con almacenamiento intermedio de calefacción y almacenamiento de A.C.S.	227
Figura 145. Curvas de gastos acumulados del edificio docente.....	230
Figura 146. Curvas de gastos acumulados para el Polideportivo.....	232
Figura 147. Curvas de gastos acumulados para el I.E.S. Bernaldo de Quirós	234
Figura 148. Curvas de gastos acumulados para Edificios residenciales.....	237



I. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

I.1 Introducción

La larga historia de la minería asturiana ha provocado una fuerte alteración en los niveles potenciométricos y en el flujo natural del agua subterránea en las áreas afectadas. Las explotaciones han dado lugar a un nuevo acuífero de triple porosidad (Pendás *et al.*, 2002). Donde antes había pequeños acuíferos en arenisca de un sistema multicapa de pequeña entidad, ahora se han generado galerías mineras y zonas fracturadas que funcionan como acuíferos asimilables a los kársticos (Pendás y Loredo, 2006). De hecho, como se verá más adelante, el conjunto de los huecos provocados por la minería del carbón en la Cuenca Central Asturiana funcionará como un gran embalse subterráneo cuando cesen las labores mineras y el bombeo de desagüe.

A la vista de los estudios preliminares llevados a cabo, teniendo en cuenta los caudales desagüados históricamente de las labores, se puede establecer que el Grupo HUNOSA dispone de un caudal mínimo anual de agua, en la zona central asturiana, de 36,8 Hm³, el cual, sumado al correspondiente a pozos no contemplados en esta estadística, como Olloniego o Lieres, puede alcanzar los 40 Hm³/año (Jardón *et al.*, 2007), cifra que supera a la capacidad conjunta de los embalses de Tanes y Rioseco (Consorcio de aguas, 2010a).

Por otra parte, la temperatura media de estas aguas, en torno a 20°C, las define como un recurso geotérmico de muy baja temperatura (< 30°C). Junto con su aprovechamiento hídrico, el agua de mina podría ser empleada como fuente de energía térmica, ya que, como consecuencia de la elevación de los costes de la calefacción y refrigeración convencional, comienza a verse viable el aprovechamiento de este agua como recurso energético, suministrando calor mediante el uso bombas de calor a pie de mina y redes calóricas de distribución de baja temperatura, o mediante redes térmicamente aisladas de conducción del agua de mina cerca de los centros de consumo, donde se instalarán las bombas de calor que la aprovecharán.

No obstante, aunque dada la proximidad de estos pozos a los núcleos de población de la cuenca (figura 1), se podría aplicar esta metodología para los distintos embalses mineros del conjunto de pozos abandonados, tanto en la cuenca del Caudal como del Nalón, se ceñirá el estudio al embalse subterráneo formado por las labores mineras de los pozos Figaredo y Barredo, ambos conectados y en los que ha cesado la producción.

Efectivamente, los pozos Figaredo y Barredo, que constituyen un embalse minero que es objeto de esta Tesis, se encuentran situados en el sector central de Asturias, en la cuenca del río Caudal y sus afluentes los ríos Aller y Turón, próximos a la localidad de Mieres como principal núcleo urbano, en una zona eminentemente industrial, donde la minería de carbón destacó como principal actividad durante la mayor parte del siglo pasado hasta estos últimos años, siendo, por tanto, representativos del conjunto de pozos de HUNOSA.

Además, como se esboza en la figura 2, la localización del pozo Barredo en el centro de un núcleo residencial, del Campus de Mieres, con sus edificios de investigación, docencia, de servicios y deportivos, y en la proximidad de un polígono industrial y del futuro Hospital Comarcal de Mieres,



así como la futura ubicación de un Parque Tecnológico en el entorno del pozo Figaredo, motiva su elección como focalización de un estudio generalizable y trasladable homotópicamente a cualquier otro tipo de embalse minero de los pozos de la Cuenca Central Asturiana.

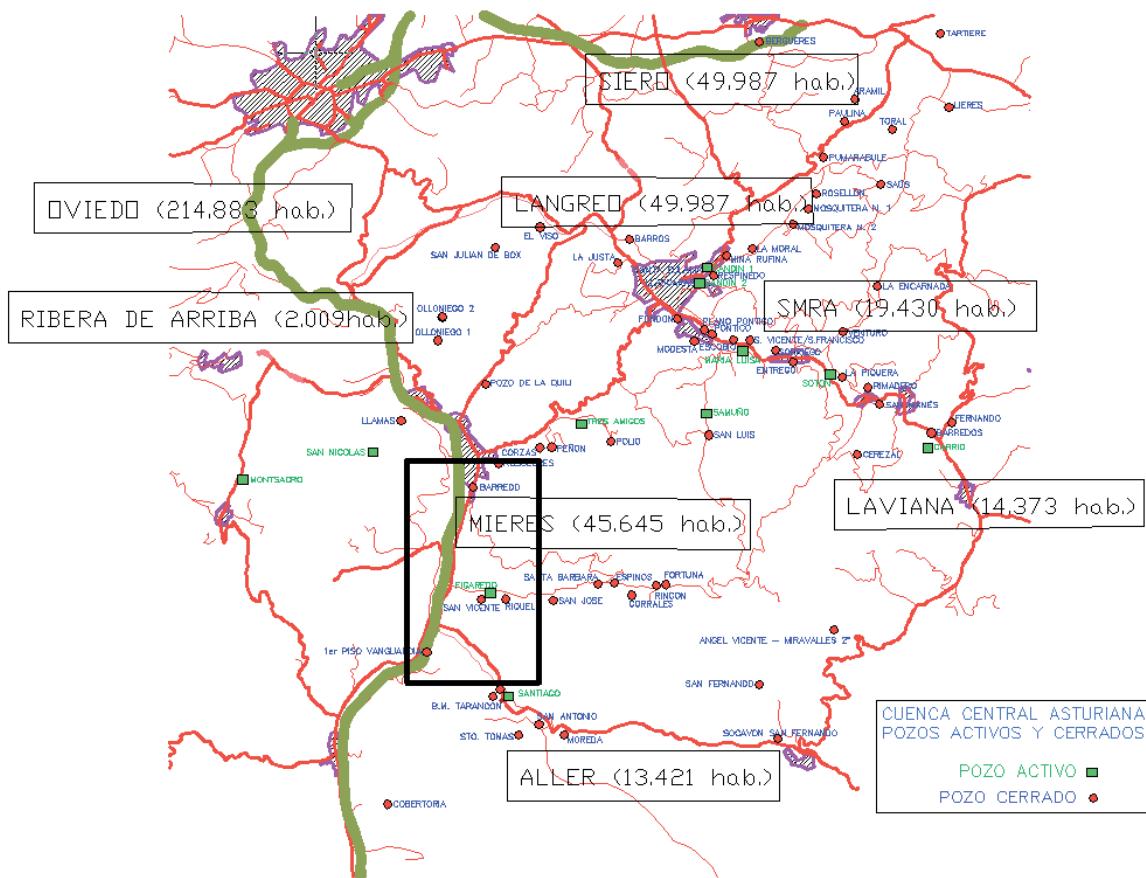


Figura 1. Situación de los pozos de HUNOSA en relación a los principales núcleos de población de la Cuenca Central Asturiana.



Figura 2. Detalle de situación de los pozos Barredo y Figaredo.



I.2. Objetivos.

El objetivo final de esta Tesis es determinar la factibilidad técnica de aprovechar las aguas almacenadas en este embalse minero, alimentando anualmente con una infiltración cercana a los 4 Hm³, definiendo el modelo hidrogeológico, su potencial hídrico y térmico y soluciones prácticas y viables de desarrollar estos potenciales.

I.2.1. Objetivos generales.

Partiendo del marco geográfico de la Cuenca Central Asturiana, en el que se encuentra la zona de estudio, que afecta al embalse minero subterráneo formado por las labores de los pozos Figaredo y Barredo, se pretende definir la estratigrafía, climatología e hidrogeología de la misma, describiendo el tipo de materiales y sus características fundamentalmente desde el punto hidrogeológico.

A partir de este primer estudio se describirá la incidencia de la minería y su afección en los valores de porosidad, transmisividad, permeabilidad y coeficiente de almacenamiento de estos materiales, al objeto de poder definir la influencia de esta afección.

Posteriormente, se definirá el modelo teórico de formación del embalse minero constituido por ambos pozos, así como su cuenca de afección hidrológica.

Se definirá el modelo hidrogeológico conceptual y la expresión matemática que relaciona la lluvia útil con la infiltración al interior del embalse minero Barredo-Figaredo. Y, tras establecer el mecanismo de formación de los huecos mineros residuales, se determinará el volumen de los mismos en los pozos Barredo y Figaredo a cada cota absoluta, que marca la capacidad del embalse minero según la cota de inundación.

Finalmente, se pretende hacer una caracterización físico-química de las aguas del embalse minero, definiendo especialmente su idoneidad para los distintos tipos de aprovechamiento: el tipo de tratamiento necesario para servir como abastecimiento humano y la temperatura media y otras características que resultan relevantes para su aprovechamiento geotérmico.

I.2.2. Objetivos específicos.

Se pretende definir la opción del abastecimiento hídrico a partir del agua del embalse minero Barredo-Figaredo, realizando estimaciones cuantitativas y describiendo las posibilidades prácticas de su conexión al sistema de abastecimiento de la zona central de Asturias.

Para llegar a definir la aplicabilidad de esta agua para abastecimiento energético, se hará una previa exposición del estado del arte en tecnología de bombas de calor y aprovechamiento minihidráulico, describiendo tanto las experiencias más interesantes de bombas de calor geotérmicas de compresión mecánica, que utilizan agua como fuente fría en un sistema abierto, como las de generación microhidráulica, de tal manera que puedan servir de ejemplo para su aplicación al aprovechamiento energético del embalse minero Barredo-Figaredo.



Tras este análisis se pretende precisar las necesidades térmicas de los posibles consumidores del entorno, analizando las posibles alternativas para satisfacerlas y definiendo y valorando las más viables, mediante la aplicación de las tecnologías más idóneas. Con ello se concluirá la capacidad de suministro de energía térmica del embalse minero y la de su aprovechamiento microhidráulico paralelo.

Finalmente, se confía en poder ofrecer recomendaciones útiles para el futuro y proponer nuevas líneas de investigación en relación con el embalse minero.



II. LAS LABORES MINERAS DE LA CUENCA CENTRAL ASTURIANA COMO EMBALSES SUBTERRÁNEOS.

La Cuenca Carbonífera Central Asturiana (en adelante, CCC), con explotaciones mineras desde hace más de 200 años, es una de las zonas mineras más importantes de España (el mayor afloramiento carbonífero de la península), habiendo llegado, en los años 90 del pasado siglo, a contribuir con el 70% del total de la producción de carbón del país. Los trabajos mineros han distorsionado el flujo natural de los acuíferos, haciendo casi desaparecer todas las fuentes que existían por encima del nivel de los valles afectados, y formando en su interior un nuevo acuífero que será objeto de estudio general en este apartado.

II.1. Marco geográfico.

La CCC se encuentra ubicada en la zona centro-meridional del Principado de Asturias, abarcando una extensión de aproximadamente 1400 km² y se corresponde con las Hojas del Mapa Topográfico Nacional, a escala 1:50.000, números 53 y 78 (Mieres y Pola de Lena), y con parte de las 29 (Oviedo), 30 (Villaviciosa), 52 (Proaza), 54 (Riobó), 77 (La Plaza de Teverga), 79 (Puebla de Lillo), 103 (Pola de Gordón) y 104 (Boñar) (figura 3).

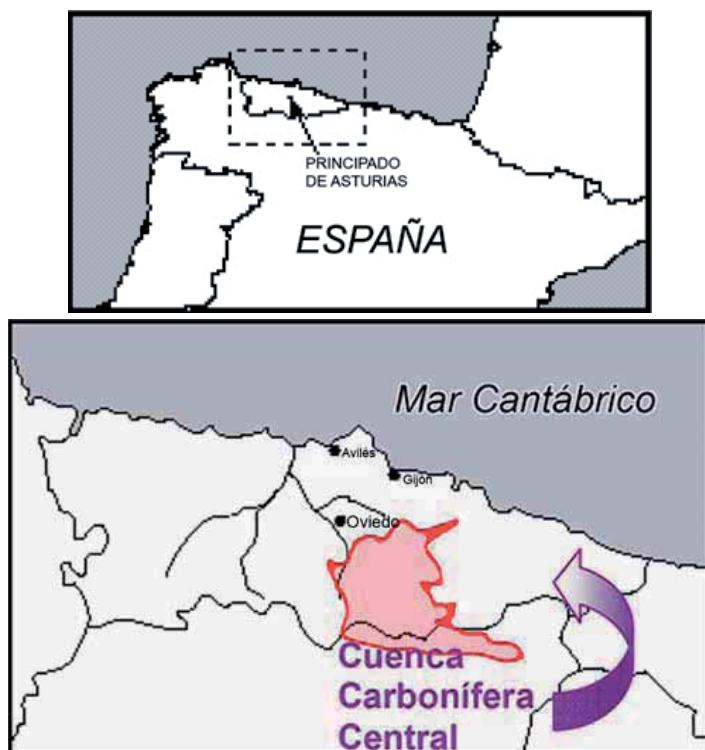


Figura 3. Situación de la Cuenca Carbonífera Central

II.2. Encuadre geológico.

La Zona Cantábrica (figura 4), situada al Noroeste de España, es una de las regiones en las que se divide el Macizo Ibérico, según la primera división de Lotze en el año 1945, fundamentada en criterios tectónicos y estratigráficos. El patrón estructural de esta zona –definido principalmente por



la orogenia hercínica- es el resultado del apilamiento de varios pliegues, dando lugar a una sucesión de valles y elevadas cumbres, en las que las laderas se aprovechan para actividades agrícolas y forestales, mientras que las zonas bajas están ocupadas por la industria y los pozos de extracción de carbón. Aunque a principios del siglo XX existió una intensa actividad extractiva de montaña, el gran desarrollo de la minería del carbón en la CCC se basó en explotaciones subterráneas, principalmente en zonas de valle.

La Cuenca Carbonífera Central, uno de los dominios tectono-estratigráficos en los que Julivert (1971) dividió la Zona Cantábrica, es una de las unidades estructurales mejor definidas y su forma se acomoda a la disposición general de la *Rodilla Astúrica*, prolongándose largamente por el extremo suroriental de dicha Zona Cantábrica.

El conjunto está cabalgado en sus bordes occidental y meridional (Región de Pliegues y Mantos) y cabalga a su vez sobre la unidad situada al este (Manto del Ponga, Región de Mantos), originando en su frente algunas escamas asociadas (la de Laviana, especialmente) que forman tránsito con ella. El emplazamiento de estos mantos, cuyos frentes son de dirección general N-S, obedece a empujes que provienen del oeste y que han dado lugar a los cabalgamientos de la Región de Pliegues y Mantos sobre la Cuenca Carbonífera Central y a los de ésta sobre la Región de Mantos, así como a distintos sistemas de fallas inversas, más frecuentes en esta unidad que las fallas directas.

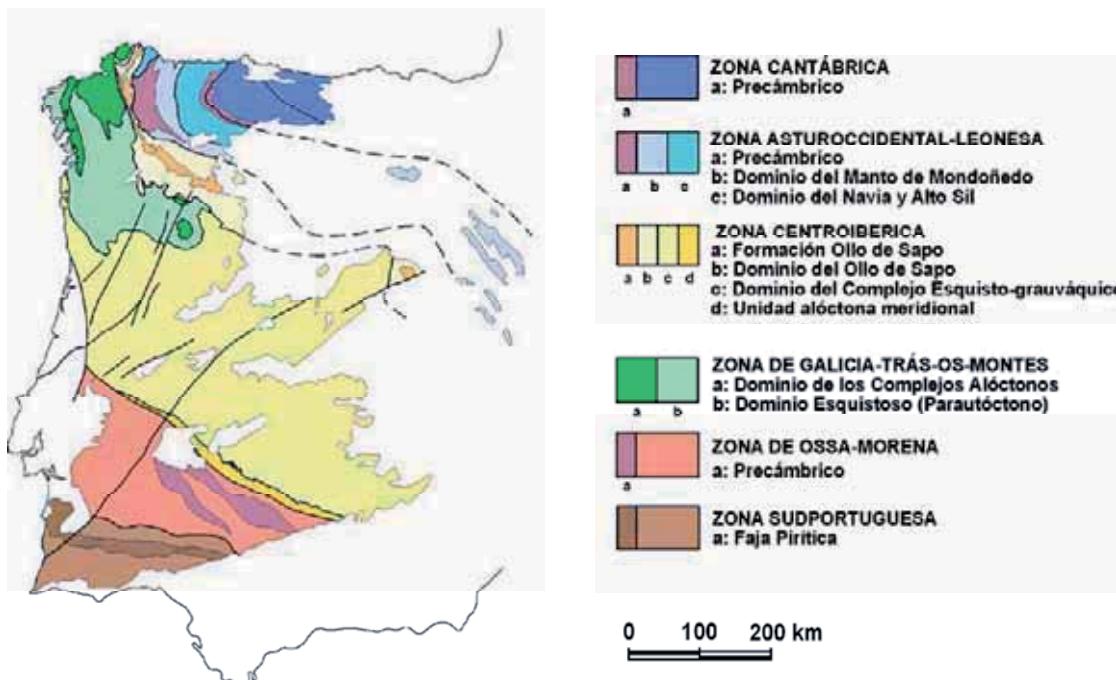


Figura 4. División del Macizo Ibérico (Vera et al., 2004)

Basándose en características litológicas y estructurales, se puede subdividir la Zona Cantábrica (figura 5) en diferentes unidades. En este trabajo se adoptará la división clásica presentada en la figura 5, si bien trabajos recientes (Alonso, 2009) plantean, en base a criterios casi exclusivamente de estilo estructural, una nueva subdivisión en unidades de la Zona Cantábrica, de tal forma que



quedarían agrupadas en una única unidad las actuales unidades de Bodón, la CCC y la Unidad del Ponga. En este momento esta propuesta, aún no se encuentra aceptada de forma generalizada.

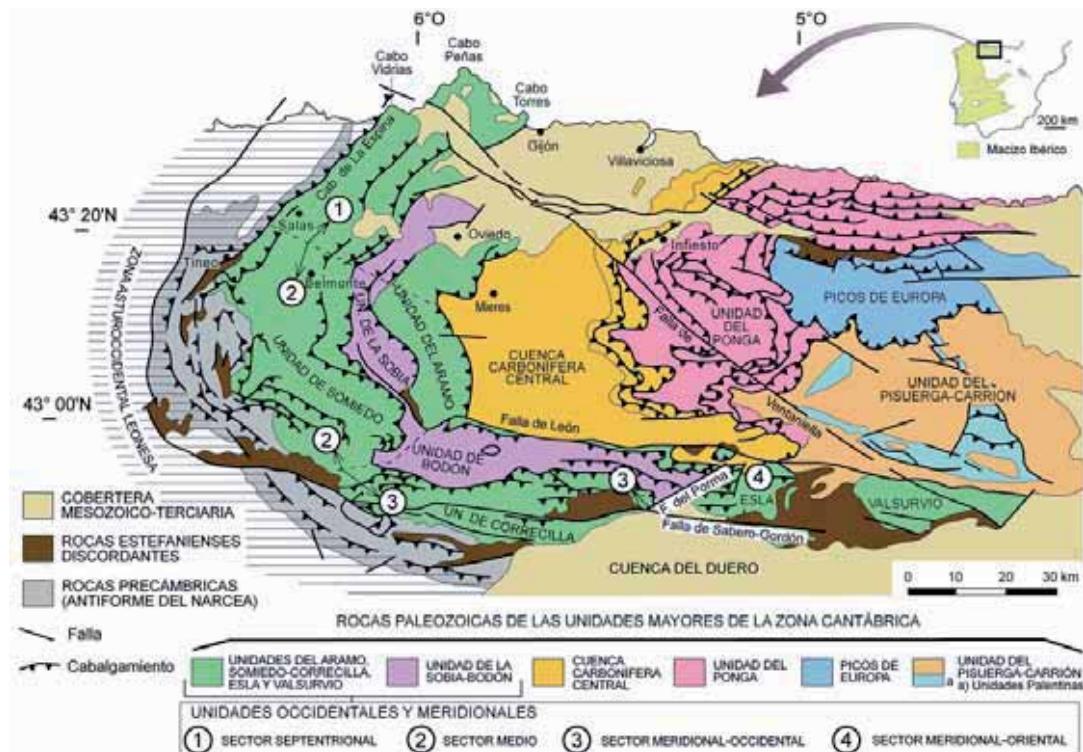


Figura 5. Distribución en unidades de la zona Cantábrica (según Vera et al., 2004)

Se pueden distinguir, dentro de la CCC, dos sub-unidades, separadas por un accidente tectónico de dirección NNE-SSO, (falla de La Peña), de características estratigráficas diferentes: la denominada Unidad de Riosa-Olloniego (al NO) y el resto, denominada Unidad de Aller-Nalón (figura 6); dentro de ellas se diferencian la serie productiva (superior, conocida informalmente como “Grupo Sama” en la sub-unidad de Aller-Nalón), donde se concentraron principalmente las explotaciones y la improductiva (o igualmente, “Grupo Lena”), de escasa importancia minera.

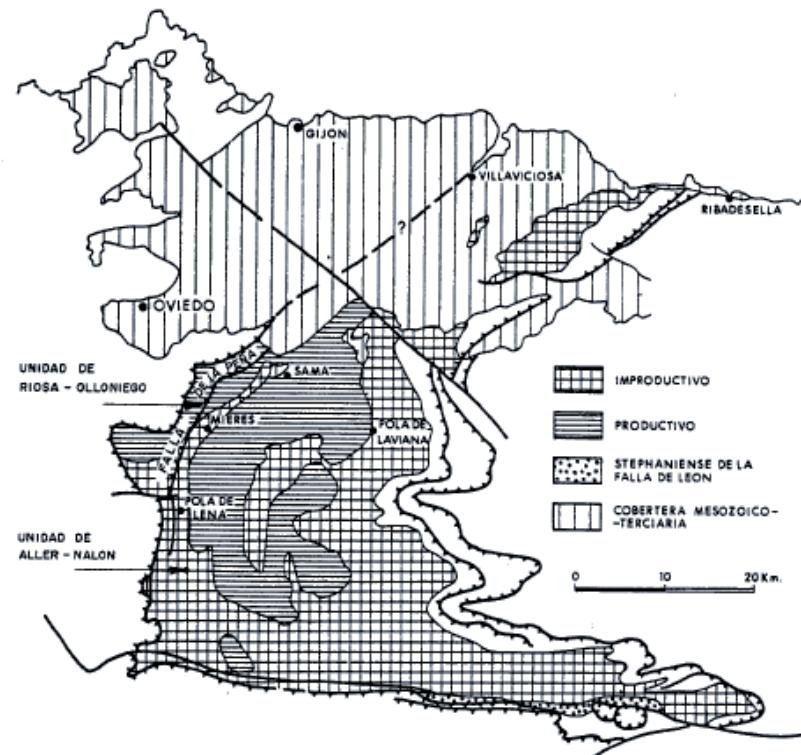


Figura 6. Unidades y delimitación del paquete improductivo de la Cuenca Carbonífera Central (González y Rebollar, 1986).

Los materiales de que consta la serie de la Cuenca son casi exclusivamente de edad carbonífera (salvo la base estructural, visible en el borde oriental, que es Ordovícica o Cámbrico-Ordovícica). Por el NE la cubierta mesozoica oculta los materiales de la Cuenca, cuya prolongación es visible no obstante, gracias a la existencia de algunos afloramientos aislados del zócalo que afloran de nuevo entre la parte septentrional de la cubierta y el mar Cantábrico (El Sueve, Viñón, etc.) (González y Rebollar, 1986).

Estos materiales aparecen muy replegados, originando estructuras complejas. En líneas generales, se observa la existencia de una estructura sinclinal más o menos compleja, originada por interferencia de pliegues. Esta estructura posee un eje de dirección NE-SO, cuyo núcleo principal se sitúa en la zona de Sama, y otro accesorio en la de El Entrego. La prolongación meridional de esta estructura define dos nuevos sinclinales importantes, uno con eje E-O siguiendo el valle del río Turón, y otro con eje N-S en la zona de Moredo, perpendicular al trazado del valle del Aler. En estos sinclinales, cortados de distinta manera por la red fluvial actual, se encuentran los principales niveles productivos. Su esquema geológico-estructural se representa en la figura 7:



Figura 7. Esquema geológico de la CCC (IGME, 1991)

II.3. Litoestratigrafía.

La estratigrafía, que va a condicionar el funcionamiento hidrogeológico, consiste en este caso en una serie de parasecuencias costeras formadas por una sucesión cíclica de margas y lutitas (pizarras), areniscas y capas de carbón, que se agrupan en subdivisiones de naturaleza minera, no formales, que se han denominado clásicamente "Paquetes". La columna estratigráfica del Carbonífero Productivo (grupo Sama), y del Grupo Lena, tiene una potencia de más de 6.000 m y existen más de 60 capas de carbón con potencia, en general, entre 0,5 y 1,5 m, con gran continuidad en toda la cuenca (figura 8).

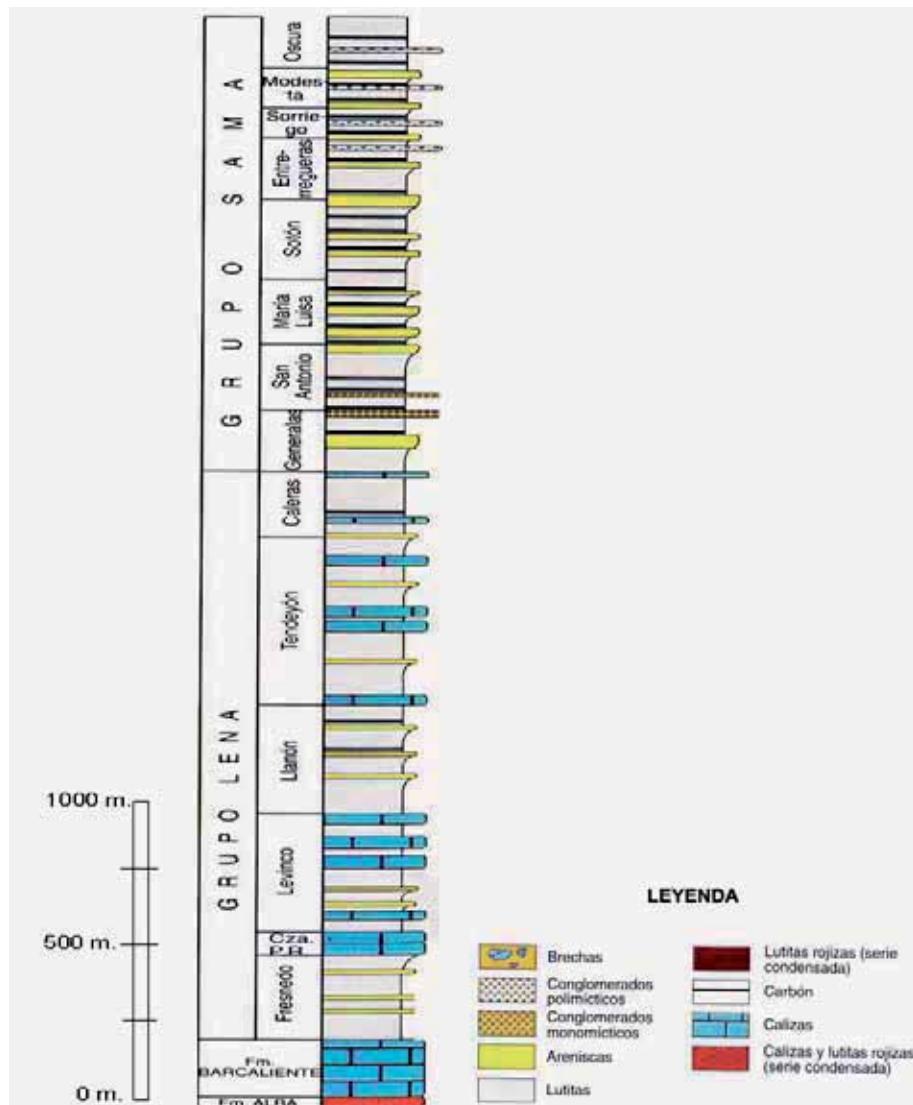


Figura 8. Columna estratigráfica de los Grupos Lena y Sama del Carbonífero productivo (Pendás y Loredo, 2006, mod. de Aramburu y Bastida, 1995)

Tras la **Caliza Griotte** (ó Fm. Alba), que en el borde oriental está representado por calizas rojizas con un espesor medio de 25 m y que marca la base de la sedimentación Carbonífera (obviando los delgados niveles Tournaisienses, variables en litología, que se conocen localmente como Fm. Candamo o Fm. Vegamián, entre otros), viene la **Caliza de Montaña** (Fms. Barcaliente y Valdeteja), constituida íntegramente por calizas oscuras de carácter masivo y estado frecuentemente plegado que hace difícil determinar su espesor.

- A continuación, en la **Unidad Aller-Nalón**, las capas de carbón se encuentran divididas principalmente entre dos grupos. El más bajo, denominado “**grupo Lena**” o “paquete improductivo”, está formado principalmente por calizas con intercalaciones de carbón. El grupo superior, **grupo Sama** o “paquete productivo”, está formado predominantemente por areniscas y otras rocas de ambiente continental, además de lechos explotables de carbón, con intercalaciones ocasionales de caliza. Los paquetes que constituyen estos grupos se describen a continuación (Aramburu y Bastida, 1995; García-Loygorri *et al.*, 1971):



El **grupo Lena**, o serie improductiva, incluye los siguientes paquetes:

- El **paquete Fresnedo**, constituido por un conjunto monótono de pizarras lutíticas, con algunas intercalaciones de areniscas, marca el final de la caliza de montaña, separándola de las calizas grises de techo que se describen a continuación. Tiene un tránsito gradual desde pizarras arcillosas marrones a niveles negruzcos y pasos más arenosos, con un espesor medio de 470 m en el borde oriental.
- La caliza “masiva” o de “Peña Redonda”: nivel cárccareo de entre 200 y 250 m de espesor, con intercalaciones detríticas que a veces la separan en tres miembros. Se trata de calizas packestone y grainstone, bioclásticas y muy ricas en foraminíferos.
- El **paquete Levinco**, integrado principalmente por calizas grises, con intercalaciones de areniscas y pizarras arcillosas o arenosas con delgados tramos de carbón, de manera que el número de estas disminuye en el borde oriental, de Norte a Sur. En el borde occidental el bloque presenta menos caliza y más capas de carbón.
- El **paquete Llanón**, formado por un grupo de capas de carbón, con una potencia media de 480 m entre los valles del Turón y del Aller. Se trata de un tramo continental marcado por la secuencia: arenisca - pizarra con suelo - carbón - pizarra de techo con plantas - areniscas. El paquete termina con una alternancia de pizarras más o menos arenosas y areniscas finas, que culmina en una veta de carbón, cuyo techo es una caliza. Al menos tres de estas capas de carbón han sido explotadas localmente a lo largo del borde oriental, en Felechosa y la Colladona, y en el borde suroccidental, de Pola de Lena a Ujo.
- El **paquete Tendeyón**, constituido por un conjunto cuarcítico-calcáreo que se extiende sobre el paquete Llanón. Está constituido por una serie monótona de bancos de cuarcitas entre pizarras, que forman cuatro ciclos complejos, de un espesor medio de 130 m.
- El **paquete Caleras**, formado por una secuencia que comienza con un tramo continental que engloba 5 o 6 capas de carbón, siendo la secuencia dominante carbón-pizarra. La base del tramo está marcada por la cuarcita de la Cruz, cuyo techo se toma como límite Tendeyón-Caleras. Encima de esta capa se abre un nivel marino sin indicios de carbón, cuya base está marcada por una caliza constante, seguido por otro nivel continental arenoso, con pasos de carbón. El techo de la capa más alta de carbón vuelve a ser marino y lleva hacia su base otra caliza y tres pasos de carbón muy delgados. El tramo marino finaliza con otras dos capas de carbón continuas. El **grupo Sama**, o serie productiva, incluye los siguientes paquetes:
 - El **paquete Generalas**, cuya base está constituida por un nivel marino formado por caliza continua. Éste está interrumpido superiormente por un carbonero con suelo de vegetación. Más al Este desaparece el carbón, siendo sustituido por niveles de caliza. Sobre el nivel marino descansa un tramo continental, predominantemente arenoso, con pasos de carbón. El paquete lo cierra un nuevo nivel marino en el cual puede existir, en la zona más baja, un paso de carbón, culminando el tramo con una pudinga.



- El **paquete San Antonio**, que descansa sobre la primera pudinga del paquete Generalas. En su base, está **constituido** por un grupo de capas de carbón insertadas en sedimentos arenosos, que son: cinco en el Oeste (Carabanzo, sondeo de Boo, pozos de San Jorge y Barredo), dos en el Este (pozo San Antonio) y tres al Sur (pozos San Fernando y Santa Bárbara de Moreda). Los techos de las capas son continentales en las dos primeras de la zona de Poniente y sedimentarios de ambiente marino en el resto. Dicho ambiente marino finaliza con una pudinga silícea, sobre la que existe un nuevo tramo con capas y carboneros, que tanto por el Sur como por el Este se presentan, como máximo, en cinco pasos de carbón, mientras que en el extremo Noroeste puede contener hasta ocho o más capas. Casi la totalidad de este tramo presenta unas facies muy arenosas (areniscas de La Voz), entre las que se suelen intercalar niveles delgados de pizarras y algún paso de carbón.
- El paquete **María Luisa**, que comienza con un tramo continental descansando sobre las areniscas (litarenitas) de La Voz, en el cual se encuentran de tres a seis pasos de carbón, de los que dos o tres son explotables. En este tramo suelen aparecer niveles con fauna lacustre. Sobre el tramo continental aparece un nivel marino muy continuo, calcáreo por el sureste y más arenoso, con intercalaciones de capas de carbón, en el Norte. El paquete continúa con un nuevo tramo continental, en el que aparecen de siete a diez vetas de carbón con potentes suelos de vegetación en sus bases, frecuentes techos de pizarras y uno o dos niveles de fauna lacustre. Sobre éste, vuelve a aparecer un episodio marino, en el que se presentan hasta tres pasos de carbón. Nuevamente, aparece otro tramo continental, con de dos a cuatro capas de carbón, generalmente con suelos potentes de vegetación. El paquete finaliza con un nuevo tramo marino de potencia muy variable, con pasos intercalados de carbón.
- El **paquete Sotón**, que se inicia con un tramo continental de potencia variable, con entre cuatro y nueve pasos de carbón, de los que uno o dos son explotables. Generalmente en su base incluye un carbonero. Sobre el anterior, aparece un tramo considerado marino, con abundantes capas de carbón. El paquete continúa con un nuevo nivel continental, de alta densidad de capas. En la serie aparece un nuevo conjunto marino, que se puede dividir en dos subtramos. El paquete lo finalizan un grupo de capas, cuyo número varía de cuatro a ocho, de forma que las dos primeras y las dos últimas presentan techo con fauna marina, mientras que las centrales parecen tener origen continental.
- El **paquete Entrerregueras**, cuya base está constituida por un nivel de unos 150 m de potencia, en el que se intercalan dos o tres pasos de carbón. Sobre el anterior se encuentra un nivel continental con varios carboneros, a continuación del cual yace otro tramo marino, predominantemente arenoso. Por último el paquete presenta un conjunto constituido por unos tramos inferior y superior continentales, con abundantes pasos de carbón separados por un nivel marino de pequeño espesor; en este último tramo aparece también el primer banco de gonfolita (denominación regional del conglomerado de canto calcáreo).



- El **paquete Sorriego**, que presenta en su base un potente nivel marino, interrumpido por un delgado paso de carbón, a continuación del cual yacen dos tramos continentales separados por un nivel marino. En su mitad superior hay una gran densidad de capas.
- Los **paquetes Modesta y Oscura**, que afloran y se conservan casi exclusivamente en las zonas más septentrionales de la cuenca y han sido objeto de una intensa minería en el pasado. Las características más reseñables son la existencia de una segunda gonfolita, en el contacto con el paquete Sorriego, junto a gran número de capas de carbón. Se pueden considerar como prácticamente agotados.

La rama más occidental de la CCC la constituye la denominada Unidad de Riosa-Olloniego (García-Loygorri *et al.* 1971), donde la estratigrafía es claramente diferente y la correlación con lo hasta aquí expuesto, compleja. En esta zona aparece lo que en la literatura minera se ha denominado "**Hullero productivo de Riosa**" y que está constituido por una banda productiva que se arquea suavemente desde Riosa hasta El Viso, por el borde Oeste de la CCC. Debido a las características de la sucesión de tramos y a la intercalación de potentes conglomerados, es difícil, como se ha apuntado, correlacionar esta serie con el resto de la cuenca.

Este Hullero (figura 9) está representado por los paquetes Canales, Pudingas (o Entrepudingas), Esperanza, Ablanedo y Grandiella, con una potencia total de más de 3.200 m. Dado que no afectan a la zona de estudio no se entrará a describirlos en detalle.

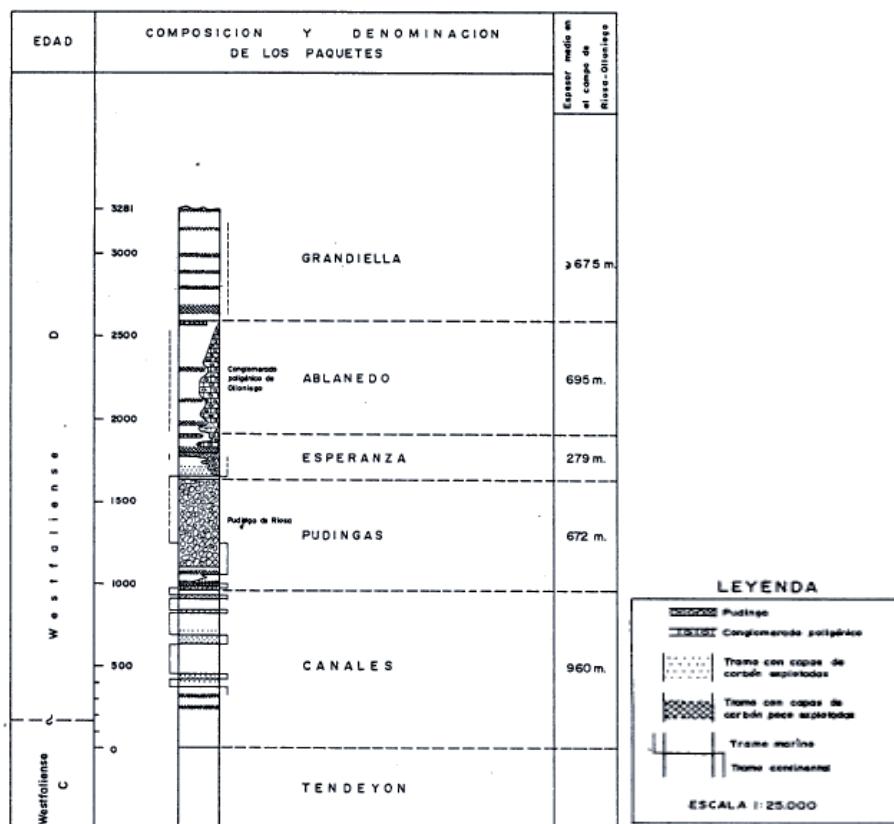


Figura 9. Columna estratigráfica de la Unidad Rosa-Olloniego del Carbonífero productivo (García-Loygorri *et al.*, 1971)



Finalmente, en la figura 10 se representa un corte geológico de la CCC, a la cota (-100m), donde se aprecian las trazas de todos los paquetes mencionados.

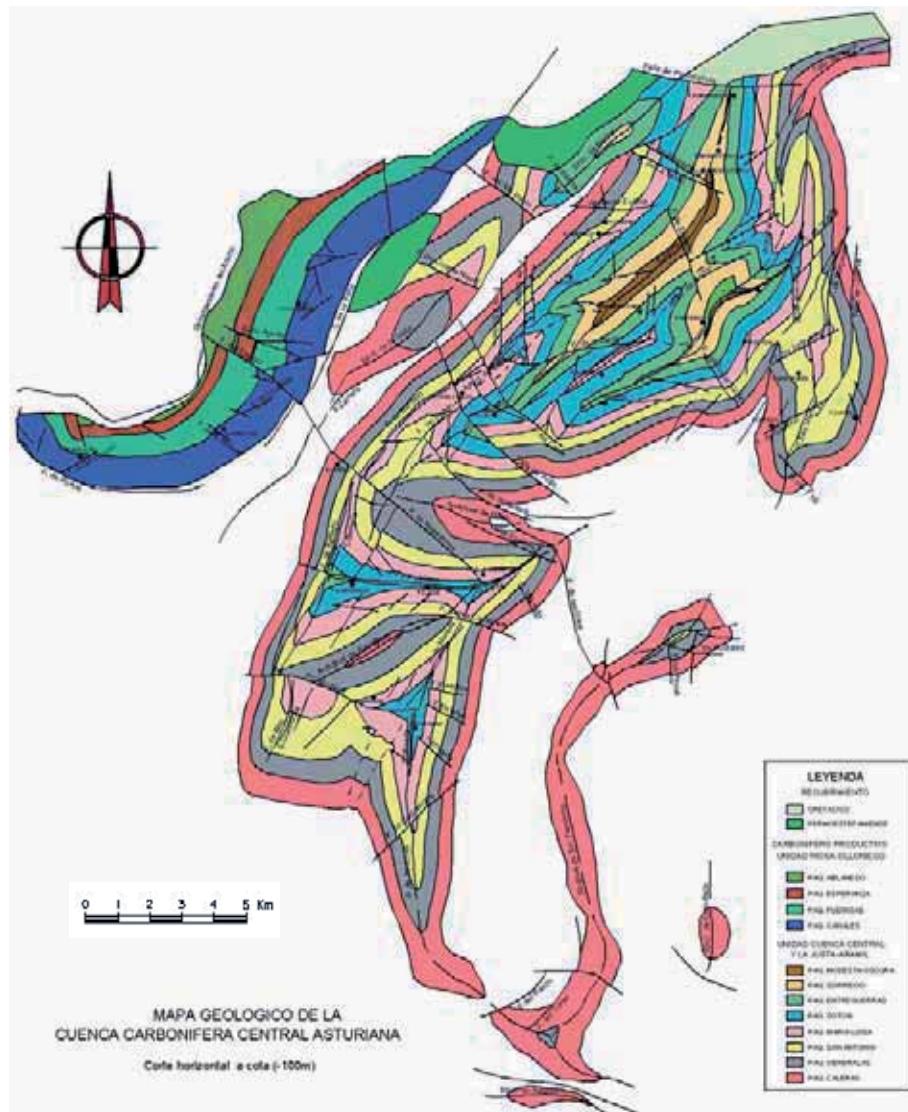


Figura 10. Mapa geológico de la CCC a cota (- 100m) (ENADIMSA, 1977)

II.4. Climatología.

Por la decisiva influencia que las variables climáticas tendrán en la alimentación hídrica del nuevo "acuífero minero", este apartado se describirá con amplitud.

II.4.1. Introducción.

El clima general en Asturias es oceánico, con precipitaciones abundantes repartidas a lo largo del año y temperaturas suaves tanto en invierno como en verano. Debido a lo abrupto de la geografía asturiana hay infinidad de microclimas, pero se distinguen cuatro "microclimas principales": la franja climática del litoral, muy influenciada por el mar, la franja climática del Suroeste del Principado, con un clima más continentalizado, la franja central que, aunque oceánico, no está tan influenciada por el mar como la litoral y el clima de montaña, común a todas las regiones de la Cordillera Cantábrica,



con importantes nevadas, que en cotas no muy altas, pueden comenzar en octubre y prorrogarse hasta mayo, e incluso en cotas inferiores a los 2.000 metros en los meses de verano.

El clima de una zona puede descomponerse en una serie de elementos, cuyo conjunto describe las condiciones ambientales generales. Aunque el parámetro más característico de las propiedades dinámicas de la atmósfera es la presión, desde el punto de vista climático las diferenciaciones suelen establecerse en función de las precipitaciones y de las temperaturas, que constituyen los factores más importantes a la hora de definir las condiciones ambientales físicas de un lugar (Felicísimo, 1992).

Precipitaciones

Son tres factores generales los que condicionan la totalidad de los parámetros del clima oceánico ibérico: la situación latitudinal, la influencia del mar y la topografía. La cornisa cantábrica se encuentra en plena zona de circulación de las borrascas, que la afectan especialmente en los meses invernales, en los que los vientos de componente Oeste, al llegar a la costa cargados de humedad, aportan abundantes precipitaciones, por lo que la zona cantábrica, aunque no uniforme, se define por precipitaciones abundantes, nubosidad persistente y, por tanto, escasa aridez.

Los meses estivales son períodos anticiclónicos y de vientos del Nordeste, de origen continental y escasa humedad, lo que se traduce en un descenso generalizado de precipitaciones. Esta situación general explica la característica esencial de la curva de precipitaciones en la cornisa cantábrica: máximos invernales y un sensible descenso en la época estival; así, las lluvias durante la estación fría llegan a saturar el suelo y, a partir de ese punto, cualquier nuevo aporte se pierde por escorrentía y no puede ser aprovechado, mientras que en el verano, sin embargo, la demanda de agua es mucho mayor debido al calor, por lo que las posibles lluvias adquieren una enorme importancia y actúan como un factor limitante.

La cordillera cantábrica constituye un obstáculo orográfico que actúa como una barrera ante los movimientos de las capas atmosféricas superficiales. Las procedentes del Norte y Noroeste se la encuentran frontalmente, lo que origina inicialmente un persistente estancamiento de las masas nubosas contra ella, por cuyo motivo la cornisa cantábrica constituye la región con menos insolación de la Península. De acuerdo con los datos recogidos en los más de 160 pluviómetros repartidos por la región, las lluvias anuales en Asturias varían desde los 900 hasta más de 2000 mm/año, existiendo una estrecha relación entre la precipitación y la altitud, de forma que los mínimos se registran en la costa y los máximos en las zonas más elevadas de la montaña. Este es el rasgo más importante del reparto de las lluvias en Asturias, cuyo origen está en un fenómeno denominado “efecto de ladera” que se produce cuando una masa de aire cargada de humedad se ve obligada a ascender al encontrarse con una barrera montañosa. Al aumentar la altitud, la presión se hace progresivamente menor y se produce un descenso de la temperatura generalizado para toda la masa de aire; si la temperatura desciende por debajo del punto de rocío, el vapor de agua se condensa y se forman las nubes y si la ascensión forzada y el enfriamiento continúan se desencadenan las lluvias.



El gradiente de precipitaciones en relación con la altitud es variable según las zonas, pudiendo calcularse una media para Asturias de unos 100 l/m² para un incremento de 100 m de altitud. Sin embargo, existe una gran variabilidad, que complica el trazado de las “*isoyetas*” (curvas de igual precipitación), ya que los gradientes sólo son válidos localmente y el relieve asturiano es especialmente complejo. Las precipitaciones máximas en Asturias son difíciles de precisar entre otras cosas por la ausencia de estaciones en las zonas más altas de la montaña, donde la precipitación desciende, tanto por haber desaparecido una buena parte del contenido en agua de la masa de aire, como porque las cumbres ya no constituyen un obstáculo neto y las masas nubosas tienden a rodearlas más que a superarlas (Felicísimo, 1992).

Temperaturas

El régimen térmico de una zona depende sobre todo de la radiación solar que recibe. La latitud de Asturias, cercana a los 45º N implica una fuerte estacionalidad en la radiación, ya que la duración de los días, así como de las horas de sol recibidas, es muy variable, por lo que cabría esperar que las temperaturas en Asturias siguiesen una pauta similar a la radiación. Sin embargo, la presencia del mar amortigua las fluctuaciones de temperatura de tal forma que, probablemente, la costa cantábrica tiene el régimen térmico más templado de Europa.

Asturias, por tanto, tiene un clima típicamente oceánico, donde los contrastes de temperaturas siempre son moderados, especialmente en la costa. Hacia el interior los contrastes aumentan, tanto en los valles interiores como en la montaña, pero sin llegar nunca a los extremos observables en las localidades continentales de la montaña leonesa o de la meseta.

Se observa con las temperaturas un efecto similar, aunque invertido, al de las precipitaciones: existe una fuerte relación con la altitud, de forma, que la temperatura disminuye unos 0,5º C por cada 100 m de elevación. Este gradiente se manifiesta de forma bastante regular en la región y, junto con la influencia del mar, explica una buena parte de la distribución regional de las temperaturas (Felicísimo, 1992).

Balance hídrico

Las lluvias constituyen el único aporte de agua de importancia para la vegetación, pero sólo una fracción importante de este volumen de agua es utilizada por las plantas y el resto es devuelto a la atmósfera por evaporación y transpiración, denominándose el conjunto de ambos procesos como evapotranspiración, la cual no sólo desempeña un papel en el balance hídrico sino también en las temperaturas, ya que la energía implicada en el proceso es muy alta, consecuencia del alto valor del calor de vaporización del agua.

Se habla de *aridez* cuando la vegetación no dispone de agua suficiente para mantenerse en su situación óptima. Para evaluar estas situaciones suele compararse la disponibilidad de agua con la evapotranspiración potencial (aquella propia de una capa de vegetación en equilibrio con el medio y con una disponibilidad de agua no limitada), estimada mediante fórmulas contrastadas experimentalmente; en este trabajo se ha utilizado la de *Thorntwaite* ya que, por sus exigencias, es la que mejor se ajusta a las condiciones de vegetación y climáticas de Asturias.



El clima en Asturias, a pesar de ser lluvioso y moderado en sus temperaturas, presenta regularmente situaciones de aridez, al menos en las estaciones de baja altitud. El *déficit hídrico* siempre es estival, coincidiendo con la época de menos lluvias y temperaturas más altas, tiene una duración máxima de tres meses (Julio a Septiembre) y finaliza con las lluvias otoñales, que recargan rápidamente la reserva en el suelo, llegando a saturarlo hasta el verano siguiente.

Las situaciones de sequía en la costa se deben más bien al menor aporte de precipitaciones, mientras que en los valles interiores se deben a un régimen térmico más severo, con temperaturas máximas elevadas que provocan altos valores de evapotranspiración. En la montaña, la aridez se hace menos frecuente debido al efecto conjunto de la elevación de las precipitaciones y el descenso de las temperaturas (Felicísimo, 1992).

II.4.2. Características climáticas de la CCC.

Para el estudio climático se realizó, en primer lugar, una selección de las estaciones termopluviométricas incluidas en la red controlada por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), dentro de un entorno amplio de la zona de estudio (cuenca del río Caudal). Concretamente, fue seleccionada el área limitada por las coordenadas X: de 254713,964 a 296796,330 e Y: de 4762086,325 a 4804181,141. Este área corresponde aproximadamente a la cuadrícula representada en la figura 11 y el número de estaciones incluidas en la misma es de 48, tal y como se recoge en la Tabla 1.



Figura 11. Área total considerada para la petición de datos climáticos a la AEMET



En la mayoría de las estaciones se solicitaron variables mensuales de precipitación y temperatura – cuando fuese posible-, excepto en cuatro de ellas (La Nava de Langreo, Oviedo ‘El Cristo’, Pumardongo de Mieres y Santa Cruz de Mieres), en las que fue posible obtener datos diarios.

En todos los casos se solicitaron los datos completos durante todo el periodo de funcionamiento de la estación –si ésta ya no estaba activa- y hasta la actualidad en aquellas estaciones en funcionamiento, que en el momento de la petición quedó restringido a Abril de 2007 (considerando anteriores peticiones de datos por parte de la Universidad de Oviedo, en alguna de las estaciones sólo fue necesario actualizar dicha base de datos). Además, se solicitó que los datos de las estaciones fuesen facilitados si al criterio del responsable de otorgar la prestación, podían considerarse como fiables y siempre que el periodo de registro superase al menos 4 años.

Con estos condicionantes, los datos correspondientes a 16 de las estaciones solicitadas no fueron facilitados (aparecen sombreadas en la Tabla 1), quedando la base de datos limitada entonces a 32 estaciones, y dado que el periodo de funcionamiento de una de ellas, denominada Lada ‘Grupo Escolar’, es de 1951 a 1965, y no coincide con el de ninguna otra estación sus datos no fueron considerados en el estudio que se describirá a continuación, por no ser correlacionables.

La ubicación de las 31 estaciones restantes, así como sus características y periodo del que se dispone información, se muestran, respectivamente en la figura 12 y la Tabla 2, habiendo sido tratados de forma análoga los datos facilitados para cada una de las estaciones.

C-IND	NOMBRE	TIPO	CUEN.PAR.	LONGITUD	LATITUD	X UTM	Y UTM	ALTITUD	1/50000	1/200000	FUNC.
1	1 221D PAJARES-VALGRANDE	A	153	05-46-42W	42-58-37	273441,162	4762086,325	1480	103	14	S
2	1 220G LEÑA BOCA N. NEGRON	TP	153	05-49-57W	42-58-40	269027,014	4762326,437	1162	103	14	N
3	1 2220 LEÑA BOCA N PANDO	TP	154	05-49-07W	43-00-04	270283,925	4765990,368	1040	78	14	N
4	1 221A PAJARES 'G.C.'	P	153	05-46-22W	43-01-00	274039,923	4766482,938	1000	78	14	S
5	1 221 PAJARES	P	153	05-46-28W	43-01-00	273972,009	4766485,182	1000	78	14	N
6	1 221E EL NOCEDO DE LEÑA	P	153	05-47-32W	43-01-05	272460,395	4766689,732	900	78	14	N
7	1 222E TUIZA DE ARRIBA	P	154	05-55-17W	43-01-40	261971,507	4768127,875	1240	77	13	N
8	1 223E ESPINEDO	TP	154	05-49-50W	43-03-50	269508,193	4771884,733	540	78	14	N
9	1 225 LA PARAYA 'C.E.'	P	156	05-34-27W	43-04-20	290415,338	4772137,339	640	78	14	N
10	1 222U SOTIELLO DE LEÑA	P	154	05-49-47W	43-05-10	269659,370	4774350,497	420	78	14	N
11	1 223 CAMPOMANES 'G.C.'	P	154	05-49-07W	43-06-15	270631,321	4776325,315	380	78	14	N
12	1 222 LINARES DE LEÑA	P	153	05-46-17W	43-06-30	274489,612	4776659,872	920	78	13	N
13	1 227 COLLANZO DE ALLER 'G.C.'	P	158	05-53-52W	43-07-25	291381,594	4777820,390	530	78	14	N
14	1 236E RICABO DE QUIROS	P	167	05-58-37W	43-06-50	277784,326	4777850,800	680	77	13	N
15	1 223O VEGA DEL REY DE LEÑA	P	155	05-48-57W	43-07-40	270945,534	4778940,034	340	78	14	N
16	1 227I ALLER 'COTO BELLO'	P	158	05-38-17W	43-08-10	285436,757	4779394,647	1300	78	14	N
17	1 223U TABLADO DE LEÑA	TP	155	05-52-47W	43-08-30	265801,246	4780659,328	640	77	13	S
18	1 228 NEMBRA	P	159	05-42-37W	43-09-00	279612,292	4781124,784	380	78	14	N
19	1 237O VILLANUEVA DE TEVERGA	TP	168	05-58-27W	43-09-00	281581,512	4781853,423	660	77	13	N
20	1 236I LLANUCES	TP	167	05-55-27W	43-09-20	262240,401	4782327,184	860	77	13	N
21	1 224 POLA DE LEÑA	P	155	05-49-47W	43-09-30	269930,384	4782371,724	317	78	14	N
22	1 236O BARZANA DE QUIROS 'G.C.'	P	167	05-58-17W	43-09-25	258406,087	4782616,682	466	77	13	N
23	1 227E SERRARIO	P	158	05-37-57W	43-10-00	285895,347	4782773,999	460	78	14	N
24	1 229 MOREDA	TP	160	05-44-27W	43-10-00	277188,142	4783056,736	300	53	14	N
25	1 229U SANTA CRUZ DE MIERES C.T.	TP	160	05-46-17W	43-11-20	274785,801	4785606,628	280	53	14	S
26	1 237 LAS AGUERAS DE QUIROS	P	167	06-00-07W	43-11-50	256082,091	4787178,801	340	52	13	N
27	1 231 SAN ANDRES DE MIERES	TP	162	05-42-47W	43-12-50	279616,505	4788227,814	340	53	14	N
28	1 218D MUNERA	TP	150	05-31-40W	43-14-08	294740,154	4790162,518	318	78	14	S
29	1 218 POLA DE LAVIANA 'G.C.'	P	150	05-33-47W	43-14-45	291910,424	4791391,239	295	53	4	S
30	1 232 MIERES	TP	163	05-46-37W	43-14-40	274539,251	4791791,836	220	53	14	N
31	1 234 LA FOZ DE MORCIN	P	165	05-52-17W	43-15-00	266892,095	4792686,035	260	52	13	N
32	1 239I PROAZA	TP	169	06-01-17W	43-15-30	254713,964	4793097,512	195	52	13	S
33	1 233 MIERES 'MORGAO'	P	164	05-46-27W	43-15-30	274816,007	4793326,911	290	53	14	N
34	1 218V BLIMEA-EL PARQUE	TP	150	05-35-17W	43-16-40	288990,541	4795001,667	260	53	4	N
35	1 234P PUMARDONGO DE MIERES	P	165	05-49-07W	43-16-30	271270,659	4795298,762	180	53	14	N
36	1 234R PARTEAYER	P	165	05-52-37W	43-16-55	266563,259	4796231,479	146	52	13	N
37	1 234O EL PADRÓN DE MIERES	P	165	05-48-37W	43-17-10	271988,470	4796510,031	380	53	14	N
38	1 219I SAMA DE LANGREO 'G.C.'	P	152	05-41-02W	43-17-40	282273,235	4797098,193	214	53	4	N
39	1 220 LADA 'GRUPO ESCOLAR'	P	152	05-42-27W	43-18-10	280387,747	4798085,582	210	53	4	N
40	1 220A LADA 'QCF'	TP	152	05-42-27W	43-18-10	280387,747	4798085,582	200	53	4	N
41	1 195I MELENDREROS	P	143	05-31-57W	43-18-40	294611,102	4798565,607	600	53	4	N
42	1 235 SOTO DE RIBERA	TP	165	05-52-27W	43-18-40	266900,195	4799463,141	127	52	13	S
43	1 219U LA NAVA DE LANGREO	TP	152	05-40-07W	43-19-30	283621,179	4800452,118	350	53	4	N
44	1 196 NAVA DE NAVA	P	143	05-31-57W	43-20-40	294723,458	4802267,761	245	29	4	N
45	1 235U LATORES	P	166	05-52-47W	43-20-15	266550,766	4802409,594	254	28	3	N
46	1 196A NAVA DE NAVA 'G.C.'	P	143	05-30-27W	43-21-30	296796,330	4803749,111	245	30	4	N
47	1 240 TRUBIA DE OVIEDO	P	169	05-59-17W	43-20-55	257806,778	4803798,331	97	28	3	N
48	1 249I OVIEDO 'EL CRISTO'	CPE	173	05-52-24W	43-21-13	267130,364	4804181,141	336	28	4	S

Tabla 1: Estaciones pluviométricas y termopluviométricas incluidas en el área seleccionada.

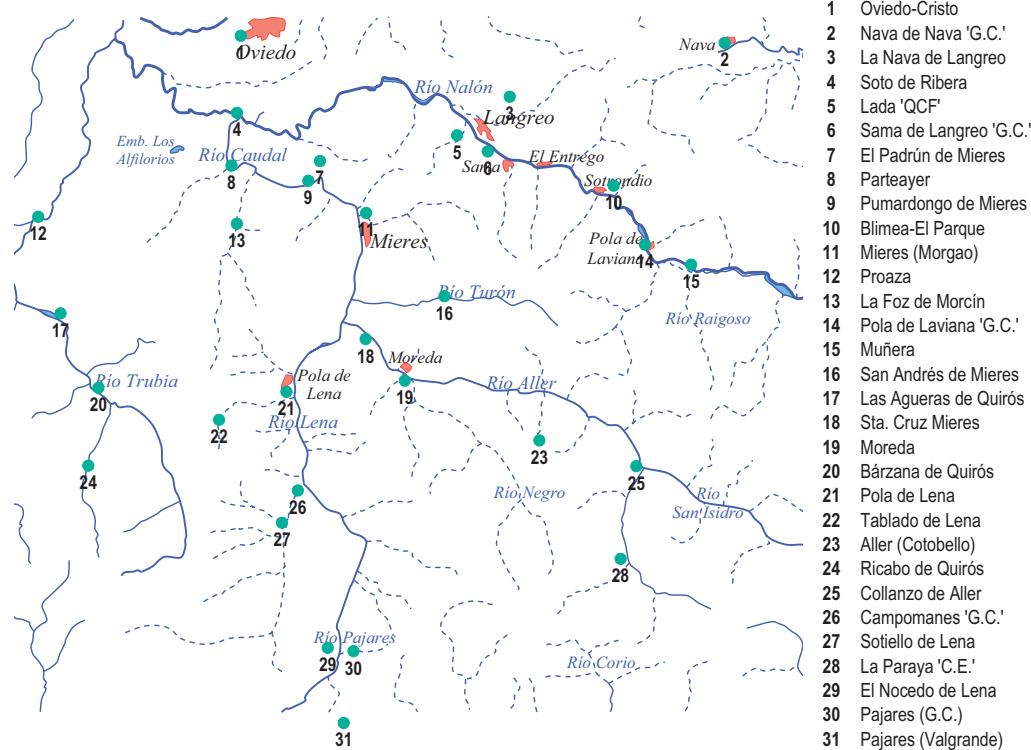


Figura 12. Estaciones consideradas en el estudio climático

C-IND	NOMBRE	TIPO	CUEN.PAR.	LONGITUD	LATITUD	X UTM	Y UTM	ALTITUD	FUNC.	DATOS
1	1 227I ALLER 'COTO BELLO'	P	158	05-38-17W	43-08-10	285436,8	4779394,6	1300	N	1984-1992
2	1 236O BARZANA DE QUIROS 'G.C.'	P	167	05-58-17W	43-09-25	258406,1	4782616,7	466	N	1971-1990
3	1 218V BLIMEA-EL PARQUE	TP	150	05-35-17W	43-16-40	289990,5	4795001,7	260	N	1987-1998
4	1 223 CAMPOMANES 'G.C.'	P	154	05-49-07W	43-06-15	270631,3	4776325,3	380	N	1971-1996
5	1 227 COLLANZO DE ALLER 'G.C.'	P	158	05-33-52W	43-07-25	291381,6	4777820,4	530	N	1971-1988
6	1 221E EL NOCEDO DE LEÑA	P	153	05-47-32W	43-01-05	272460,4	4766689,7	900	N	1976-1996
7	1 234O EL PADRÚN DE MIERES	P	165	05-48-37W	43-17-10	271988,5	4796510,0	380	N	1973-1981
8	1 234 LA FOZ DE MORCÍN	P	165	05-52-17W	43-15-00	266892,1	4792668,0	260	N	1947-1993
9	1 219U LA NAVA DE LANGREO	TP	152	05-40-07W	43-19-30	283621,2	4800452,1	350	N	1979-1988 (d)
10	1 225 LA PARAYA 'C.E.'	P	156	05-34-27W	43-04-20	290415,3	4772137,3	640	N	1973-2003
11	1 220 LADA 'GRUPO ESCOLAR'	P	152	05-42-27W	43-18-10	280387,7	4798085,6	210	N	1951-1965
12	1 220A LADA 'QCF'	TP	152	05-42-27W	43-18-10	280387,7	4798085,6	200	N	1957-1972
13	1 237 LAS AGUERAS DE QUIROS	P	167	06-00-07W	43-11-50	256082,1	4787178,8	340	N	1955-1980
14	1 233 MIERES 'MORGAO'	P	164	05-46-27W	43-15-30	274816,0	4793326,9	290	N	1972-1999
15	1 229 MOREDA	TP	160	05-44-27W	43-10-00	277188,1	4783056,7	300	N	1970-1989
16	1 218D MUÑERA	TP	150	05-31-40W	43-14-08	294740,2	4790162,5	318	S	2001-2007
17	1 196A NAVA DE NAVA 'G.C.'	P	143	05-30-27W	43-21-30	296796,3	4803749,1	245	N	1971-1994
18	1 249I OVIEDO 'EL CRISTO'	CPE	173	05-52-24W	43-21-13	267130,4	4804181,1	336	S	1972-2007 (d)
19	1 221I PAJARES 'G.C.'	P	153	05-46-22W	43-01-00	274039,9	4766482,9	1000	S	1971-2007
20	1 221D PAJARES-VALGRANDE	A	153	05-46-42W	42-58-37	273441,2	4762086,3	1480	S	2000-2007
21	1 234R PARTEAYER	P	165	05-52-37W	43-16-55	266563,3	4796231,5	146	N	1987-1995
22	1 218 POLA DE LAVIANA 'G.C.'	P	150	05-33-47W	43-14-45	291910,4	4791391,2	295	S	1971-2007
23	1 224 POLA DE LEÑA	P	155	05-49-47W	43-09-30	269930,4	4782371,7	317	N	1951-1978
24	1 239I PROAZA	TP	169	06-01-17W	43-15-00	254714,0	4793097,5	195	S	1969-2007
25	1 234P PUMARDONGO DE MIERES	P	165	05-49-07W	43-16-30	271270,7	4795298,8	180	N	1979-1996 (d)
26	1 236E RICABO DE QUIROS	P	167	05-58-37W	43-06-50	257784,3	4777850,8	680	N	1970-1979
27	1 219I SAMA DE LANGREO 'G.C.'	P	152	05-41-02W	43-17-40	282273,2	4797098,2	214	N	1971-2004
28	1 231 SAN ANDRÉS DE MIERES	TP	162	05-42-47W	43-12-50	279616,5	4788227,8	340	N	1972-1976
29	1 229U SANTA CRUZ DE MIERES C.T.	TP	160	05-46-17W	43-11-20	274785,8	4785606,6	280	S	1979-2007(d)
30	1 222U SOTIELLO DE LEÑA	P	154	05-49-47W	43-05-10	269659,4	4774350,5	420	N	1978-1983
31	1 235 SOTO DE RIBERA	TP	165	05-52-27W	43-18-40	266900,2	4799463,1	127	S	1960-2007
32	1 223U TABLADO DE LEÑA	TP	155	05-52-47W	43-08-30	265801,2	4780659,3	640	S	1978-2007

(d) diarios; en otro caso, mensuales

Tabla 2: Características y periodo de funcionamiento de las estaciones utilizadas en el estudio climático



La zona inicialmente seleccionada abarcaba un área de 1770 km², englobando la CCC, y una densidad de pluviómetros de uno por cada 37 km². La complejidad que entrañaba extender el estudio hacia la Cordillera Cantábrica, alejándose de la zona de este trabajo ha aconsejado confeccionar los mapas resultado del estudio limitando el área original por el Sur, a una coordenada Y mínima de 4.768.500,0 con lo que el área entonces representada abarca unos 1500 km² y se dispone de una densidad de pluviómetros de uno por cada 48 km², que es muy superior a la recomendada por la Organización Meteorológica Mundial de uno por cada 250 km² en zonas de topografía suave, y se puede considerar adecuada a las características orográficas de la CCC.

II.4.3. Validación de datos.

En toda red pluviométrica existen estaciones especialmente cuidadas en lo que se refiere a la fiabilidad de sus datos y suelen denominarse *estaciones base*. Éstas se utilizan para validar los datos obtenidos en otras estaciones de su entorno, generalmente mediante el método de *dobles masas* o *dobles acumulaciones*, comparando la serie pluviométrica de la estación problema con la misma medida en la estación base (Martínez-Alfaro *et al.*, 2006), pudiendo, de este modo, comprobar si los datos de una determinada estación se pueden considerar como válidos o si existe un error de tipo aleatorio o sistemático, en cuyo caso podría corregirse.

Es frecuente la necesidad de completar los datos correspondientes a la serie en algunas estaciones en las que pueden existir “lagunas” en las medidas, por averías puntuales o causas diversas. El método más habitual de resolver este problema es establecer una correlación lineal entre una estación (problema) y otra (base), de análogas características climáticas, que cuente con los datos correspondientes a los datos faltantes de la estación problema, pudiendo fácilmente medirse la fiabilidad de los datos obtenidos a partir del coeficiente de correlación entre ambas series. Al no ser la precipitación una variable continua ni espacial ni temporal, no cabe la aplicación de métodos geoestadísticos de interpolación (Martínez-Alfaro *et al.*, 2006).

En este caso, se han tomado como estaciones base las de Oviedo ‘El Cristo’ y Santa Cruz de Mieres, por su prolongado periodo de funcionamiento y la fiabilidad contrastada de sus datos. Los datos del resto de estaciones han sido validadas con los de ambas estaciones, eligiéndose para completar los datos faltantes en las mismas, aquella de las dos estaciones base con la que hubiese un mayor periodo común de datos y un mayor coeficiente de correlación entre los mismos. En este proceso, se han desecharo aquellas estaciones con un periodo de registro limitado, aquellas cuyos datos no correlacionan bien con los de las estaciones base y, en el caso de las precipitaciones, se han restringido los valores de las estaciones que impidan alcanzar una elevada correlación positiva entre precipitación media y altitud de la estación, de forma que dicho coeficiente de correlación fuese al menos de 0,7.

Para aquellas estaciones con series incompletas de datos, se realizó una recta de regresión con los datos de la Estación de referencia, para completar la serie. Como ejemplo, se muestra en la figura 13 la correlación de datos de las estaciones de Oviedo ‘El Cristo’ (base) y Soto de Ribera (problema), con 448 y 445 datos, respectivamente, durante el periodo 1970-2006.

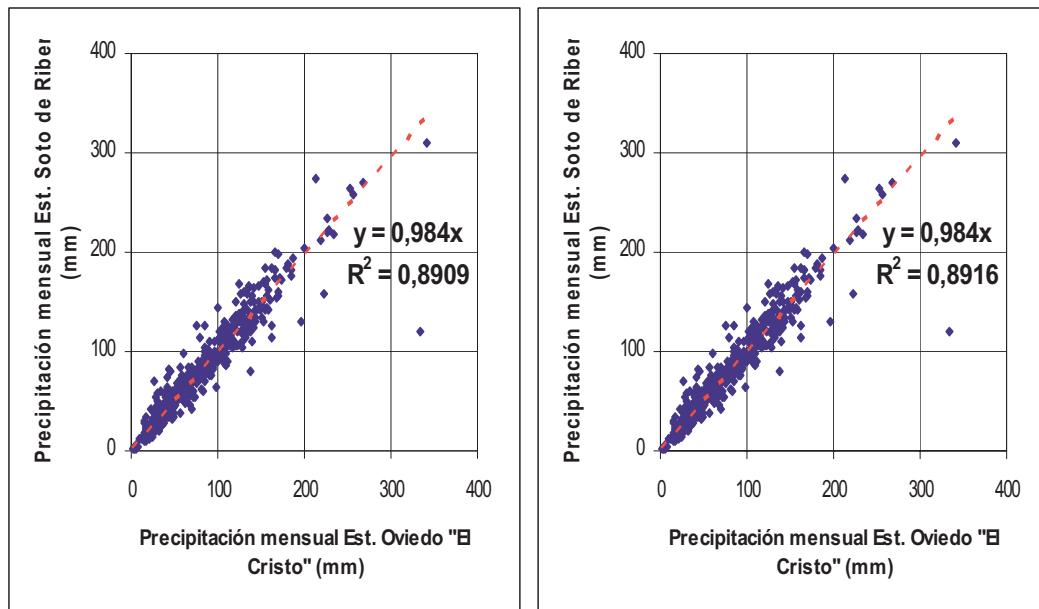


Figura 13. Correlación y ecuación de la recta de regresión entre los datos brutos (izda.) y los datos completados (dcha.) de una estación problema y una estación base para una misma serie.

II.4.4. Resultados.

Una vez completadas las series de las estaciones seleccionadas, se procedió a calcular las precipitaciones medias mensuales para el periodo considerado, así como anuales (tanto como media de todos los valores anuales, como a partir de la suma de los valores medios mensuales de todo el periodo). Asimismo, se hicieron los cálculos por año natural y por año hidrológico (octubre a septiembre), para el periodo 1970/71 – 2007/08.

Con la serie de datos pluviométricos completa y depurada, éstos se extrapolaron a todo el área de estudio, realizándose una correlación con la altitud, para lo cual se tuvo en cuenta la topografía del terreno.

Ello fue realizado digitalizando las curvas de nivel y asignando aproximadamente –y con las salvedades comentadas en el apartado II.4.1. – la misma precipitación a puntos de igual cota. La interpolación fue realizada mediante el programa informático SURFER y, posteriormente, la malla obtenida fue depurada una serie de veces hasta obtener una malla coherente de 8100 puntos, cuya representación en forma de isolíneas (curvas de igual precipitación o *isoyetas*), se muestra, para valores medios anuales, en la figura 13. El trazado realizado resulta coherente con el que aparece en publicaciones anteriores (MOPU, 1988, IGME, 1984, Marquínez *et al.*, 2003)

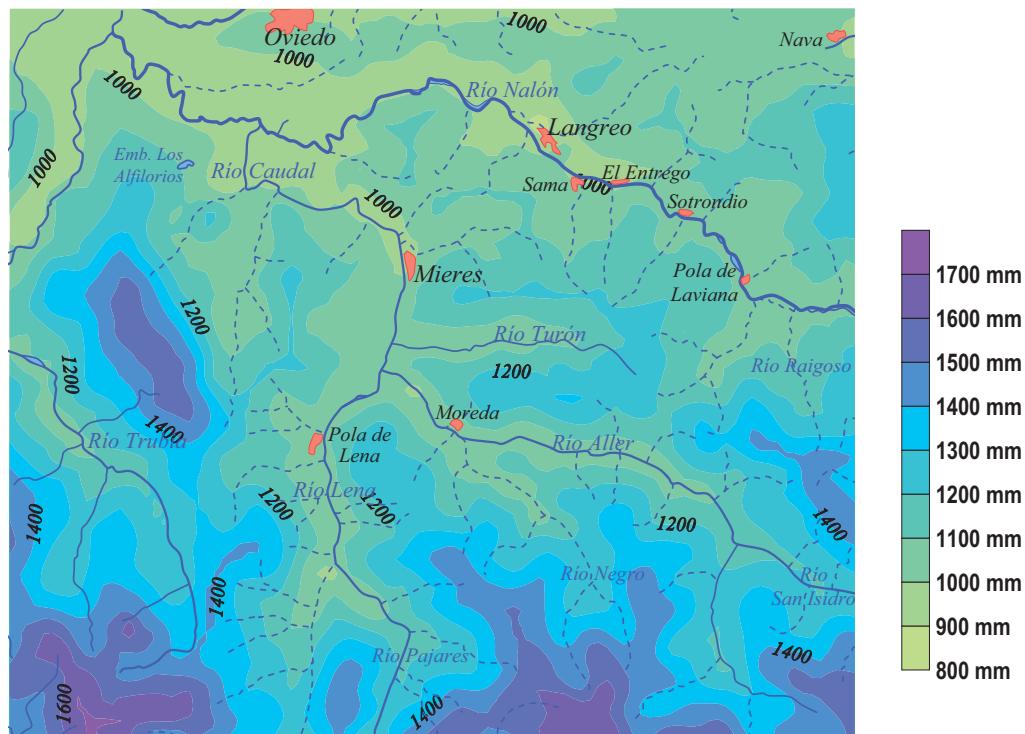


Figura 14. Isoyetas medias anuales (periodo 1970/71 – 2007/08)

Posteriormente, fueron realizados los mapas de isoyetas de año seco y año húmedo (aquellos en los que llueve, respectivamente, un 25% menos y un 25% más que en un año medio). Estos mapas se muestran en las figuras 15 y 16.



Figura 15. Isoyetas del año seco (periodo 1970/71 – 2007/08)

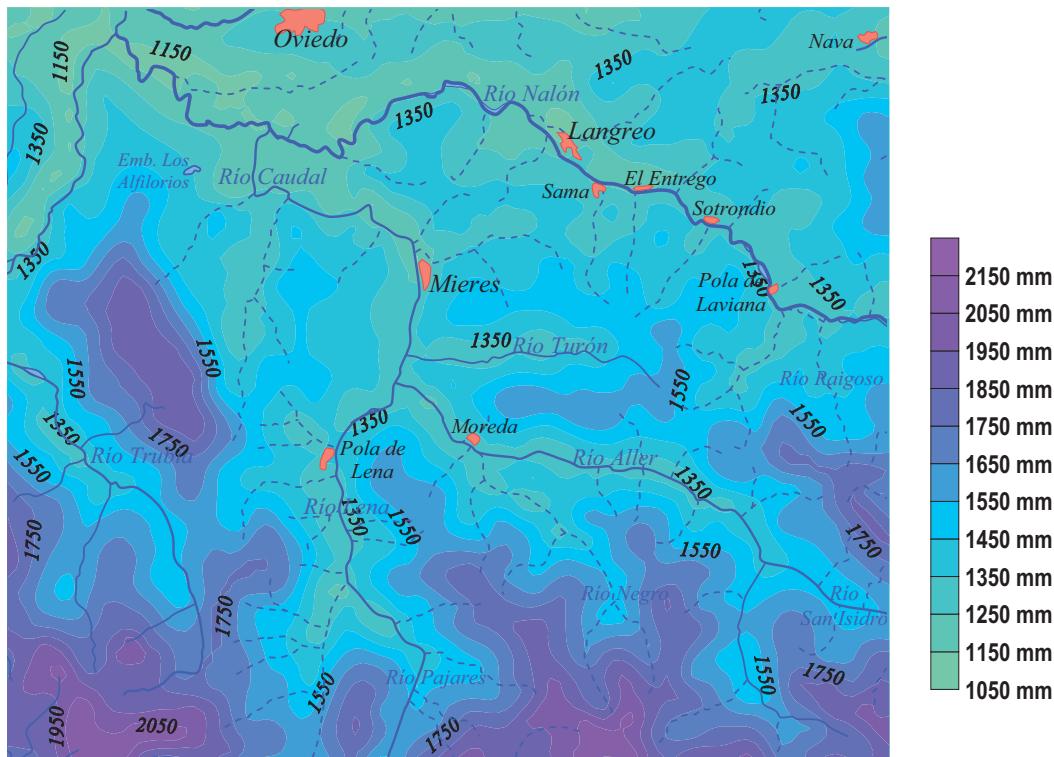


Figura 16. Isoyetas del año húmedo (periodo 1970/71 – 2007/08)

La anterior metodología para completar datos faltantes fue aplicada análogamente a los datos de temperaturas disponibles, muy inferiores en número a los de precipitaciones. Con las series completas se realizaron medias mensuales y anuales, así como el cálculo de la evapotranspiración potencial por el método de Thorntwaite, de resultados aceptables en latitudes medias.

Igualmente, teniendo también en cuenta los datos de precipitación de cada estación, fue calculada la evapotranspiración real y la “lluvia útil” (precipitación menos evapotranspiración real, que dará lugar a escorrentía superficial y subterránea), el balance hídrico, reservas, déficit y superávit en cada estación termopluviométrica. Este cálculo fue realizado para cada uno de los años hidrológicos del periodo y para cada una de las estaciones, así como utilizando por otra parte, los valores medios mensuales de precipitación y temperatura calculados.

Estos datos puntuales fueron extrapolados al área de estudio, al igual que se hiciera con las precipitaciones, teniendo en cuenta la influencia de la altitud, como se explica en la introducción a este apartado de Climatología. En las figuras 17 a 19 se muestran los mapas de isoterma medias anuales de la zona de estudio, así como la distribución espacial de los valores medios de evapotranspiración potencial y real en la zona. Finalmente, en la figura 20 se incluye un mapa de isoyetas de precipitación útil media anual en el área estudiada.

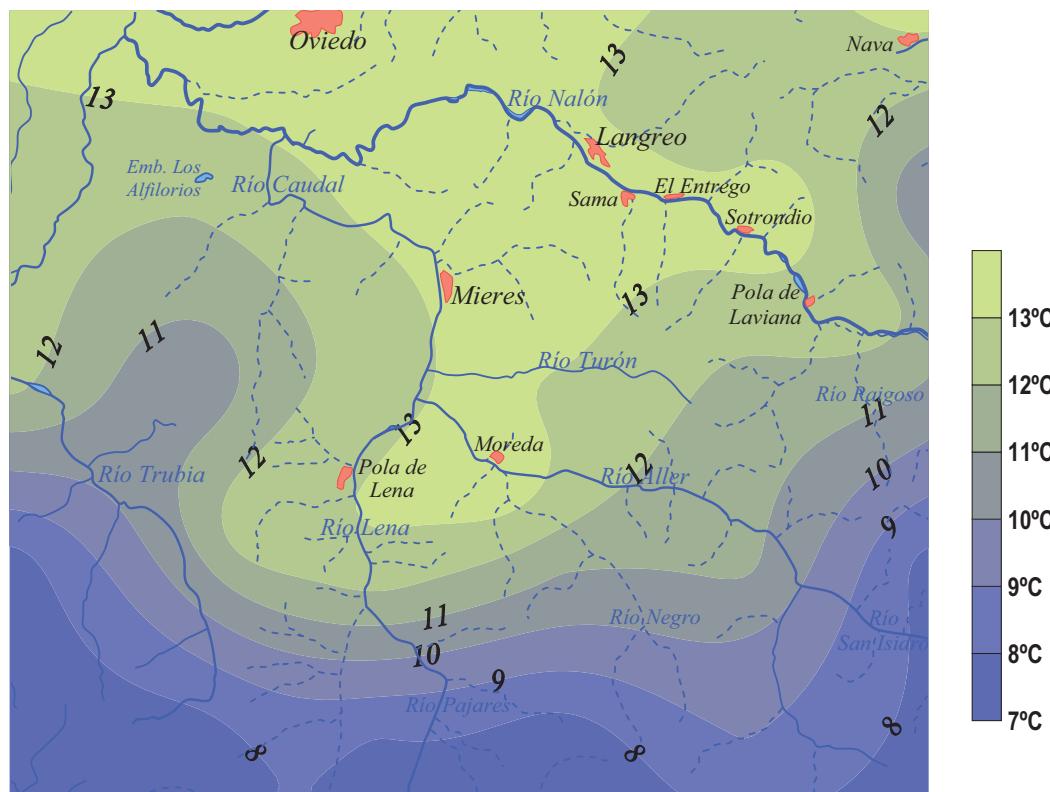


Figura 17. Isotermas medias anuales (periodo 1970/71 – 2007/08)

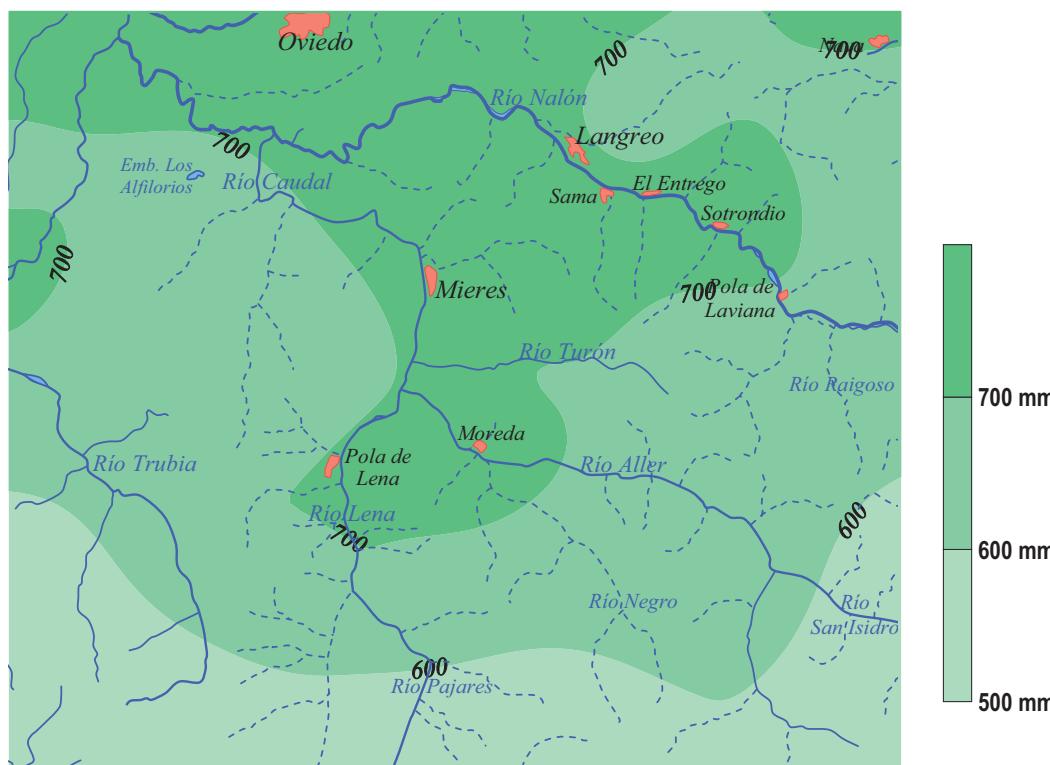


Figura 18. Evapotranspiración potencial anual (periodo 1970/71 – 2007/08)

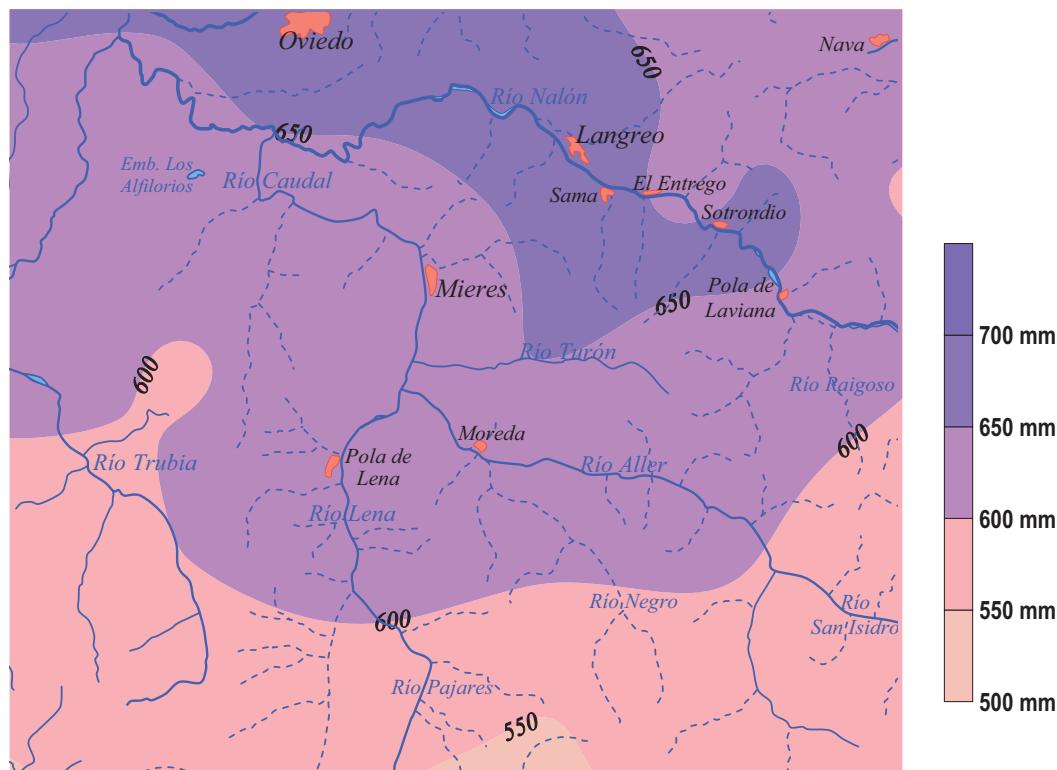


Figura 19. Evapotranspiración real anual (periodo 1970/71 – 2007/08)

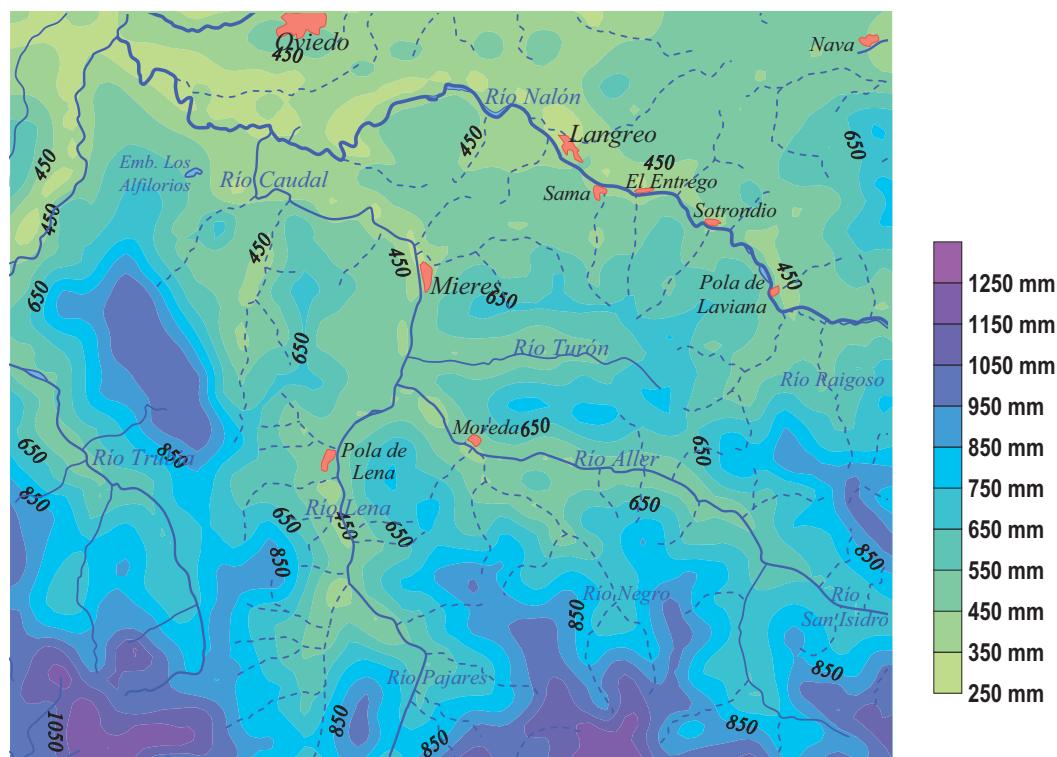


Figura 20. Isoyetas de precipitación útil anual (periodo 1970/71 – 2007/08)



II.5. Hidrogeología.

En la figura 21 se reproduce el Mapa de situación de los sistemas acuíferos del Principado de Asturias, según aparece en la Investigación Hidrogeológica de la Cuenca Norte: Asturias, elaborada por el IGME en 1984. En este mapa se puede ver que, desde el punto de vista hidrogeológico la CCC se encuentra dentro de la denominada “Unidad Paleozoica”, zona formada por materiales impermeables o muy poco permeables que, aunque pueden dar lugar a pequeños acuíferos, no dan lugar a sistemas acuíferos de importancia; esta zona de estudio se encuentra incluida en la que actualmente se denomina Masa de Agua 012.012 Cuenca Carbonífera asturiana (Dirección General del Agua, 2005).

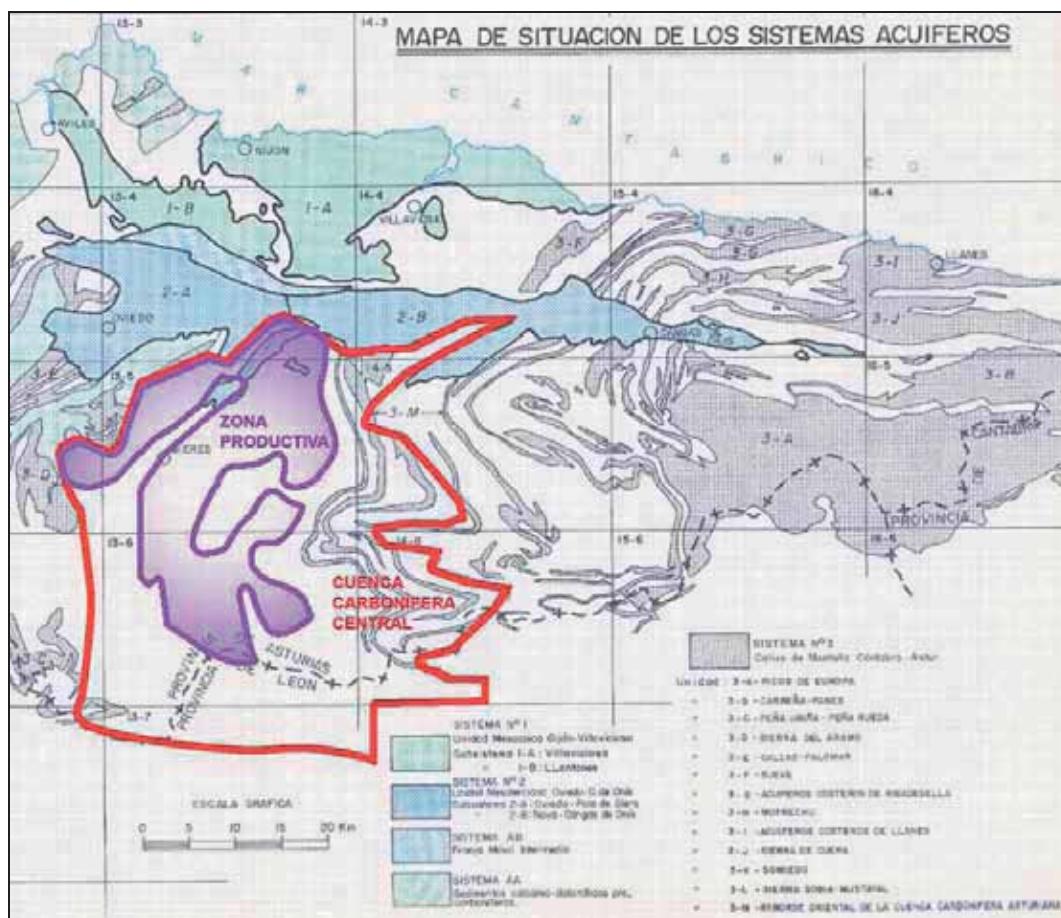


Figura 21. Mapa de situación de los sistemas acuíferos de Asturias, según IGME 1984, con la ubicación de la CCC y su zona productiva (Modificación propia).

Según la permeabilidad de los materiales presentes se establecen cuatro conjuntos principales, de los que los tres primeros corresponderían a sedimentos carboníferos (Ordóñez *et al.*, 2009):

1. **Materiales de permeabilidad muy baja:** se trata de materiales que podrían ser clasificados como lutitas o limolitas, debido a su bajo metamorfismo, aunque



normalmente se los denomina bajo el término minero de pizarras. Estudios realizados en la Cuenca Carbonífera Central (Fandos *et al.*, 2004) estiman datos de permeabilidad a partir de series de medidas piezométricas temporales obtenidas en zonas del yacimiento no explotadas en profundidad y de ensayos de bombeo en pozos, obteniendo valores de permeabilidad primaria muy baja, por debajo de 10^{-7} m/s y entre 5×10^{-6} y 10^{-6} m/s en condiciones de macizo natural fracturado. Estas observaciones implican un macizo virgen prácticamente impermeable.

2. **Materiales de baja permeabilidad por fisuración:** representados por cuarcitas, areniscas calcáreas y arcillosas, microconglomerados silíceos (micropudingas) y conglomerados silíceos (puingas); el valor de su conductividad hidráulica está relacionado con el grado de fisuración, aunque en general los valores son poco elevados.
3. **Materiales de permeabilidad variable por fisuración y karstificación:** se trata de niveles de poco espesor formados por calizas y dolomías intercalados entre la serie de lutitas y limolitas. Si bien la conductividad hidráulica primaria de estos materiales es muy baja, han desarrollado una permeabilidad secundaria por fisuración y/o karstificación. Aunque los valores de los parámetros hidrogeológicos son variables en función del grado de karstificación y posterior relleno, se considera, en general, que se trata de niveles con permeabilidad media a baja.
4. **Materiales de permeabilidad variable por porosidad intergranular:** estos materiales están constituidos predominantemente por depósitos cuaternarios (desde lutitas hasta gravas). Por su amplia representación en la zona de estudio y, sobre todo, su situación en sectores que pueden ser afectados por la inundación de las labores mineras, se hace especial mención a los materiales de edad cuaternaria situados en las zonas bajas de los valles. Aunque no se consideran acuíferos importantes, puede existir cierta conexión hidráulica con el agua de las labores mineras. En la llanura aluvial en la que se ubica el Pozo Barredo, estos sedimentos presentan espesores no superiores a los 10 metros, estando situado el nivel freático en torno a los 5-7 metros de profundidad. Los valores de conductividad hidráulica obtenidos a partir de los ensayos geotécnicos realizados sobre estos materiales oscilan en el rango de magnitud de 10^{-5} a 10^{-6} m/s para arenas arcillosas y arcillas arenosas, y en el rango de 10^{-4} y 10^{-5} m/s para gravas (IG, 1998, 1999; INYTRAM, 2006; INCOSA, 2007; Investigación y Control de Calidad, S. A., 2007).

Las principales explotaciones de carbón se localizaron de forma relevante en la serie productiva (que con la excepción de un nivel de calizas de potencia inferior a 6 m., -en la base del paquete Generalas-, está constituida por una alternancia de pizarras, areniscas, conglomerados y capas de carbón). Aunque en su base estratigráfica la caliza griotte y la caliza de montaña puedan comportarse como acuíferos con permeabilidad por fisuración y karstificación, ni siquiera forman parte de la serie improductiva donde se localizaron algunas pequeñas explotaciones de carbón.



Por lo tanto, los materiales afectados por este estudio corresponden principalmente a los tipos 1 y 2, que, como se ha descrito, se caracterizan por tener una permeabilidad y porosidad muy pequeñas, (incluso los niveles de arenisca). Como ejemplo, para el *Estudio de la repercusión del abandono de los pozos Entrego y San Mamés sobre la variación del nivel freático del entorno* que el IGME realizó, por encargo de HUNOSA en 2006, se realizaron ensayos de permeabilidad en un sondeo de investigación efectuado en la escombrera del Pozo San Mamés que obtuvieron permeabilidades de $2,3 \cdot 10^{-6}$ m/s (muy baja) para las areniscas y $9,5 \cdot 10^{-8}$ m/s (muy baja a impermeable) para las pizarras (lutitas y limolitas) (Arquer, *et al.*, 2006). Estos valores, aunque propios de una zona concreta de la CCC, se podrían considerar extrapolables a los mismos materiales del resto de zonas. En resumen, esta zona se comporta hidrogeológicamente como un acuífero multicapa de muy baja porosidad y permeabilidad, donde las areniscas actúan como limitados almacenes y las pizarras y el carbón como confinantes.

Las únicas vías de circulación de agua dignas de consideración son las fracturas abiertas y las zonas de descompresión asociadas a ellas, tal como se pone de manifiesto al reconocer las filtraciones que se producen en el interior de las minas, lo que significa que el comportamiento hidráulico de la formación está más ligado al estado de fisuración o alteración de las rocas que a la litología. Esta consideración será muy importante a la hora de valorar la recarga significativa cuando se estudie la inundación de una mina.

La alimentación de los acuíferos de la zona estudiada se realiza, fundamentalmente, por los aportes directos del agua de lluvia y, en menor cuantía, por infiltración del agua de escorrentía a través de los materiales suprayacentes.

Por ello, considerando que con independencia de la litología y de la disposición geológica de los terrenos (dirección y buzamiento), el macizo rocoso está formado en sentido vertical por tres zonas superpuestas, condicionadas por los fenómenos de alteración en superficie que sufren los materiales como consecuencia de la descompresión de las rocas en los afloramientos y de la acción de los elementos climatológicos, el esquema de funcionamiento hidrodinámico será (figura 22):

- En la zona superior de alteración superficial (suelo) de naturaleza arcillosa, de algunos cm de espesor y permeabilidad generalmente reducida se constituye un pequeño acuífero alimentado por la lluvia que retiene el agua ayudado por la cubierta vegetal.
- Este pequeño acuífero, o la lluvia directamente cuando no hay suelo, alimenta a la siguiente zona, rocosa, fisurada, descomprimida y alterada en parte, de un espesor ligeramente superior a la decena de metros (generalmente entre 10 y 20 metros), de mayor permeabilidad que la zona anterior de alteración y que posee zonas de circulación preferente a favor de sus fisuras.
- Estas fracturas, cuando continúan abiertas en profundidad, alimentan a la siguiente zona de roca sana.

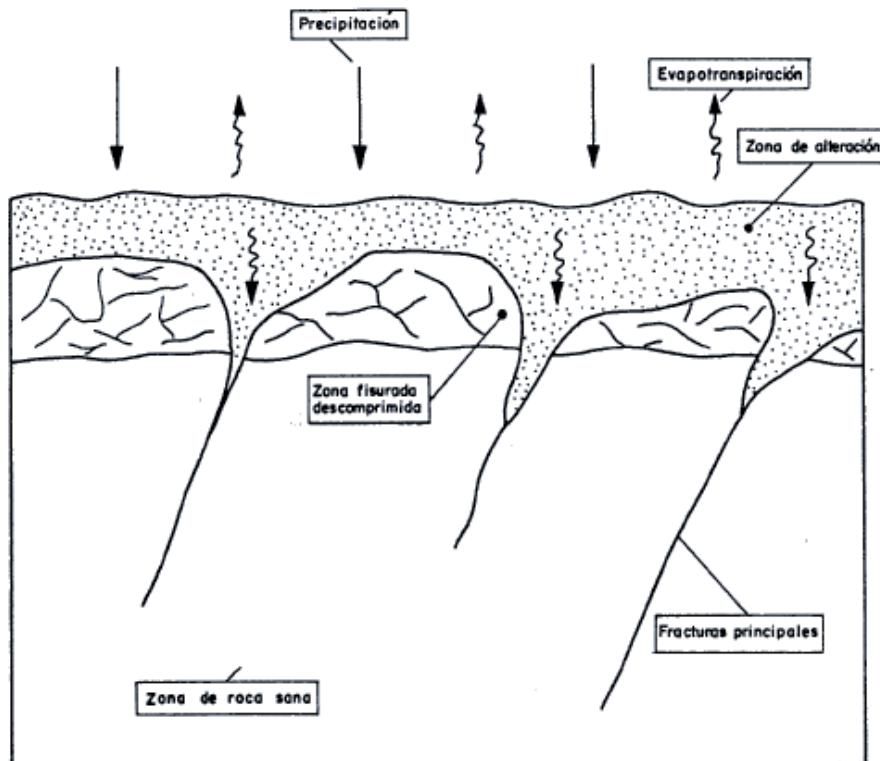


Figura 22. Esquema de funcionamiento hidrodinámico, según González y Rebollar (1986)

II.6. Incidencia de la minería.

II.6.1. Sistemas de explotación

Las labores mineras, pozos y galerías, en conjunto, constituyen unas captaciones complejas y extensas que drenan el macizo rocoso y están situadas en la tercera de las zonas descritas anteriormente, la más profunda, constituida por roca sana. En esta zona, como se ha visto, dada su baja o muy baja permeabilidad, el agua circula por conductos preferenciales de escasa o nula capacidad de almacenamiento y de baja conductividad hidráulica, tal como ponen de manifiesto los pequeños caudales de las filtraciones a las labores, que en la mayoría de los casos no pasan de ser goteos. Este hecho indica también que la capacidad de retención y circulación de agua en las zonas de alteración y de descompresión es pequeña; no así, como se verá, en los huecos producidos por el deshulle.

La minería de la CCC comenzó mediante galerías en capa; el arranque de carbón se producía en talleres entre dos galerías a diferente cota, normalmente 50 m. Esta fase de minería de montaña produjo un deshulle del paquete productivo desde el nivel del valle hasta el afloramiento de las capas en superficie.

Agotado el yacimiento se continuó su explotación mediante pozos verticales o inclinados que facilitaban el acceso a cotas inferiores donde se reproducía el esquema de la minería de montaña, con la variación obligada por la mecanización del transporte y las necesidades de garantizar una correcta ventilación. Ello propició la apertura de galerías principales en roca, de mayor sección,



desde las se accedía a las capas con transversales cada cierta distancia, permitiéndolo el abandono de las galerías en capa según se iba llegando a un nuevo transversal.

Dado que la minería de montaña había dejado un macizo muy “tronado”, en el argot minero, que facilitaba la infiltración de agua, tanto a través del macizo rocoso como de las capas de carbón, se intentó en la fase de pozos, a partir de los años cuarenta, dejar macizos de protección sin explotar de hasta 50 m. Sin embargo, el hecho posterior de no respetar debidamente estos macizos y la propia fisuración producida por los hundimientos creados por los huecos explotados han causado que, en general, estas medidas hayan resultado inútiles para evitar la infiltración, exigiendo el mantenimiento de un intenso bombeo de desagüe que permitiese las labores de extracción.

Aunque la técnica minera permitió aumentar la diferencia de cotas entre las plantas de los pozos, la selección del yacimiento y su progresivo agotamiento han exigido sucesivas reprofundizaciones hasta llegar a alcanzar profundidades de 700 m por debajo del nivel del valle, lo que en algunas zonas significó llegar hasta la cota -400 m.s.n.m., que hasta el afloramiento en superficie, por encima de la cota 600 m.s.n.m., deja un macizo afectado de unos 1000 m.

Un esquema del desarrollo expuesto de la actividad minera y de la situación actual se representa en la figura 23.

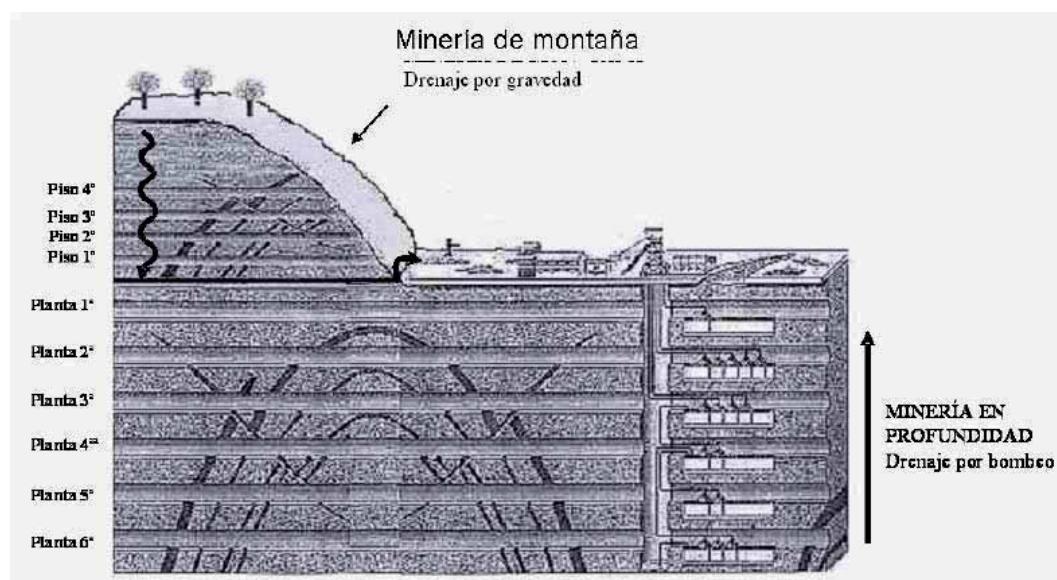


Figura 23. Esquema de la evolución de la minería de carbón en la Cuenca Central Asturiana.

II.6.2. Influencia sobre el drenaje

Cuando los sedimentos atravesados por las labores tienen carácter permeable y reciben aportaciones exteriores de agua de lluvia, las alteraciones que esta circunstancia provoca en el equilibrio natural de cada acuífero establecen una diferencia de presiones en la superficie de interferencia de la labor con cada nivel permeable, junto a una interconexión de las fisuras (o huecos) de estos niveles con el propio hueco de la labor y, en consecuencia, de esta última con la superficie de recarga del acuífero (afloramiento del mismo). En estas circunstancias se origina, lógicamente, una circulación gravitacional inducida del agua subterránea procedente de cada nivel



acuífero afectado hacia el espacio libre asociado a la labor, creándose así unos mecanismos artificiales de drenaje del sistema hidrogeológico, cuya cuantía es más o menos importante en función de la importancia de la diferencia de presiones provocada y de la permeabilidad de cada acuífero. Las labores mineras, pues, constituyen en conjunto unas captaciones complejas y muy extensas que, con más o menos rapidez, drenan los tramos acuíferos vinculados a ellas (Arquer et al., 2006).

La descarga que la intersección de las labores mineras provoca en los tramos litológicos permeables del sistema hidrogeológico en el que se desarrollan, tiene como resultado un descenso de la superficie piezométrica de cada acuífero, íntimamente condicionado por el balance hídrico del mismo. Es decir, si el caudal aportado al acuífero fundamentalmente por infiltración del agua de lluvia resulta superior al drenado por manantiales y, de manera artificial, por las labores mineras, el acuífero permanecerá saturado de agua y sus puntos de descarga permanecerán activos. Si, por el contrario, la aportación hídrica es inferior a las descargas, o incluso nula, la superficie piezométrica del acuífero sufrirá un descenso progresivo hasta las cotas más bajas de drenaje, provocando la desaparición de los manantiales a él vinculados.

Pese a no ser exactamente el caso de la CCC, por la inexistencia de formaciones claramente permeables, este impacto es bien visible en las zonas de montaña en las que efectuaron explotaciones mineras y donde antes del inicio de la actividad minera existían numerosas fuentes de muy bajo caudal en aquellos niveles de mayor permeabilidad, que desaparecieron con las explotaciones mineras. Si la explotación no continuó en profundidad o se estableció un eficaz macizo de protección, los transversales mineros actúan ahora como drenajes y dan origen a numerosos pequeños "manantiales" donde muchas veces se ha perdido la "memoria" de los antiguos transversales mineros y que se aprovechan para su abastecimiento pequeños núcleos rurales o riegos localizados. Los mayores caudales salen por los antiguos grandes transversales generales que se realizaron en los años 1940/50 a nivel del valle.

En esta primera fase de minería de montaña, el transversal general más bajo es la referencia del nivel base de drenaje, de modo que el macizo entre superficie y galerías se va drenando, tanto más cuanto mayor sea el progreso de la labor, provocando un lento y paulatino retroceso de la superficie piezométrica inicial hacia los frentes de avance, a medida que se incrementa el espacio ocupado por las labores (figura 24).

En condiciones óptimas (suficientes) de permeabilidad, los frentes de avance señalan puntos de la superficie piezométrica, quedando por tanto, las labores en su dominio litológico seco y con aportación de agua subterránea solamente en la zona del frente, aunque en la realidad de este caso, por estar estas labores desarrolladas dentro de tramos litológicos con permeabilidad muy baja, debe considerarse como situación normal un retroceso de la superficie piezométrica intermedia entre la inicial y aquella coincidente con los frentes de avance.

Además, parte de las labores mineras recibirán un aporte de agua por filtración variable en función de la permeabilidad del terreno atravesado y de la fisuración producida a techo de las capas por las convergencias de hastiales, mientras que por debajo de las labores mineras el macizo rocoso permanecerá saturado.



La consecuencia principal producida por la minería de montaña es dejar, como ya se ha dicho, un macizo muy “tronado” que facilita la infiltración tanto a través del macizo rocoso como de la capa de carbón (Pendás y Loredo, 2006). El esquema de este funcionamiento se representa en la figura 24.

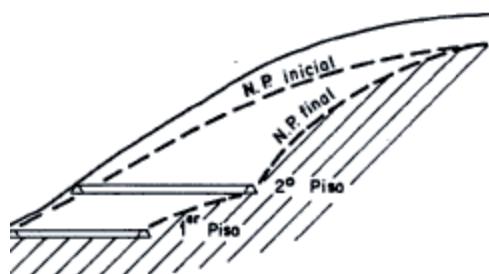


Figura 24. Esquema teórico de drenaje en una explotación de montaña, según González y Rebollar (1986)

Tras la minería de montaña, se inician en la CCC las explotaciones mediante pozos de los que parten una serie de galerías a distintos niveles, con lo que el nivel base de drenaje serán las nuevas galerías construidas, el cual se irá desplazando hacia la planta más profunda (figura 25). Por tanto, a medida que van desarrollándose nuevas plantas, el drenaje se va desplazando progresivamente hacia la más baja hasta alcanzar finalmente un estado permanente en que el estrato permeable situado inmediatamente a techo de la planta más baja esté parcial o totalmente vaciado (según la permeabilidad del macizo rocoso afectado) y saturada la zona por debajo de la cota de dicha planta.

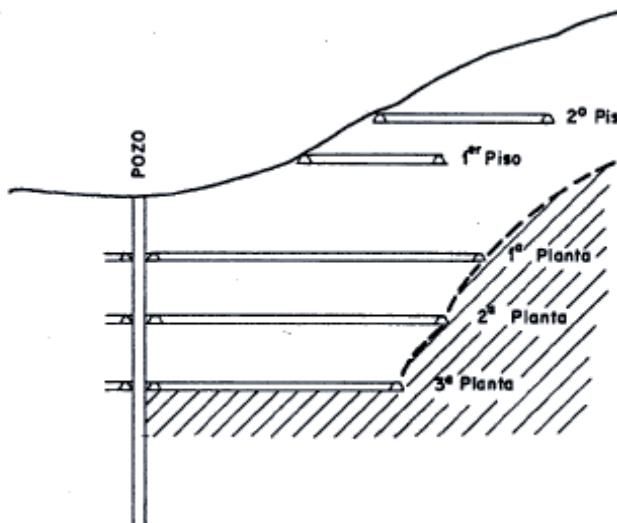


Figura 25. Esquema teórico de drenaje en un pozo minero, según González y Rebollar (1986)

En el esquema de este funcionamiento que se representa en las anteriores figuras, las posiciones sucesivas de los niveles piezométricos son aproximaciones, lo mismo que suponer un vacío total, ya que en un medio fisurado son normales filtraciones intermedias entre el nivel de recarga y el nivel de base, puesto que las fracturas constituyen una vía preferente de circulación (González y Rebollar, 1986).



Dado que, como se ha visto (figura 21), las explotaciones mineras están separadas de los grandes sistemas acuíferos por tramos litológicos impermeables o muy poco permeables con el suficiente espesor para que las labores mineras no lleguen a interferir directamente con ellos, permaneciendo inalterados y manteniendo, por tanto, su funcionamiento hidráulico natural, los únicos “acuíferos” afectados son los formados por los materiales a techo y muro de las capas de carbón.

La baja o muy baja permeabilidad de estos materiales, hace que la entrada directa del agua de lluvia a su encajadura sea el mecanismo fundamental de suministro hídrico al interior de las explotaciones, de forma más acusada sobre todo en aquellas en que el macizo de protección con la minería de montaña sea inexistente o ineficaz, y, lógicamente, deberá producirse a través de los espacios libres (huecos) de estas labores que alcanzan la superficie topográfica, así como las fracturas que la comunican con tales labores, permitiendo, así, el acceso del agua meteórica.

Es decir, tras la actividad minera, desde un punto de vista hidrogeológico, la zona estudiada se caracteriza por una circulación de agua de tipo fisural, dando lugar a numerosas surgencias de escasa entidad (Ordóñez, *et al.*, 2009). Por otra parte, en una estructura de este tipo, las pequeñas zonas capaces de almacenar agua, que tienen conductividades hidráulicas muy variadas, se superponen y entremezclan, de forma que el sistema de flujo es muy complejo y es frecuente encontrar diferentes niveles piezométricos separados por zonas no saturadas (González y Rebollar, 1986).

II.6.3. Relación entre precipitación e infiltración

Como ejemplo ilustrativo de la relación entre la precipitación y el agua que se infiltra a las labores para ser posteriormente bombeada al exterior, se puede citar el estudio de los pozos Entrego y San Mamés (San Martín del Rey Aurelio). Con los datos de precipitaciones recogidos en la estación meteorológica de Pola de Laviana se llevó a cabo una correlación entre los datos de pluviometría y los volúmenes de desagüe de dichos pozos. En la figura 26, puede verse esta correlación para el pozo San Mamés, en la que parece apreciarse una relación entre ambos que permite deducir una respuesta relativamente rápida a la lluvia en los volúmenes de agua bombeados en ambas explotaciones lo que asemejaría este modelo de “acuífero” a uno de tipo kárstico en el que el desarrollo de la explotación minera, con la apertura de huecos en los distintos tipos de labores realizadas, actúa de forma similar a las condiciones químico-físicas que dan lugar a la formación de un karst en los acuíferos carbonatados cuyo modelo se toma por semejanza (Arquer *et al.*, 2006).

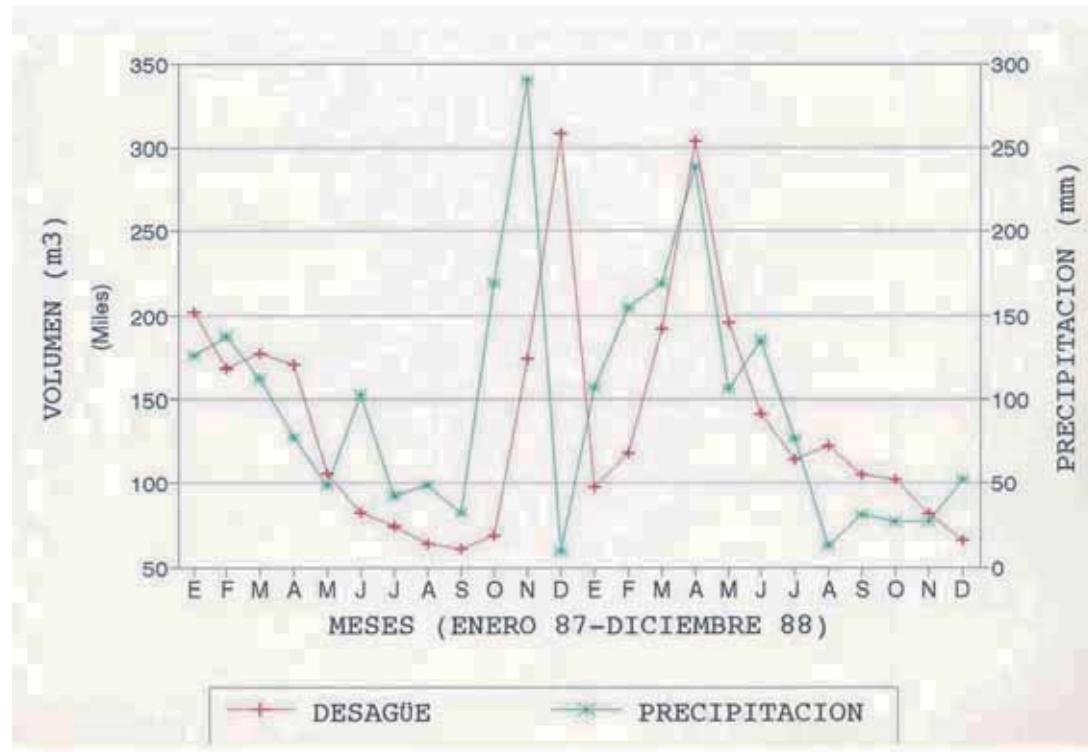


Figura 26. Correlación pluviometría-desagüe en el Pozo San Mamés (Arquer *et al.*, 2006)

Comparando los caudales totales anuales bombeados en el pozo San Mamés frente a los volúmenes acumulados de huecos mineros a medida que se avanzaba en las labores (figuras 27), se comprueba que, pese a que sí existe una clara relación desagüe/precipitaciones, hay una total independencia entre el desagüe y la ampliación de las labores mineras o, lo que es lo mismo, de huecos de drenaje, ya que un aumento del volumen de huecos mineros por reprofundizaciones o avance de las labores no afecta sensiblemente al área de recarga (Ordóñez *et al.*, 2009). Esto debe interpretarse como la existencia de un dominio muy destacable de aportes directos de agua de lluvia hacia el interior de las labores mineras, con respecto a los aportes procedentes de la descarga de los acuíferos interceptados por dichas labores (Arquer *et al.*, 2006).

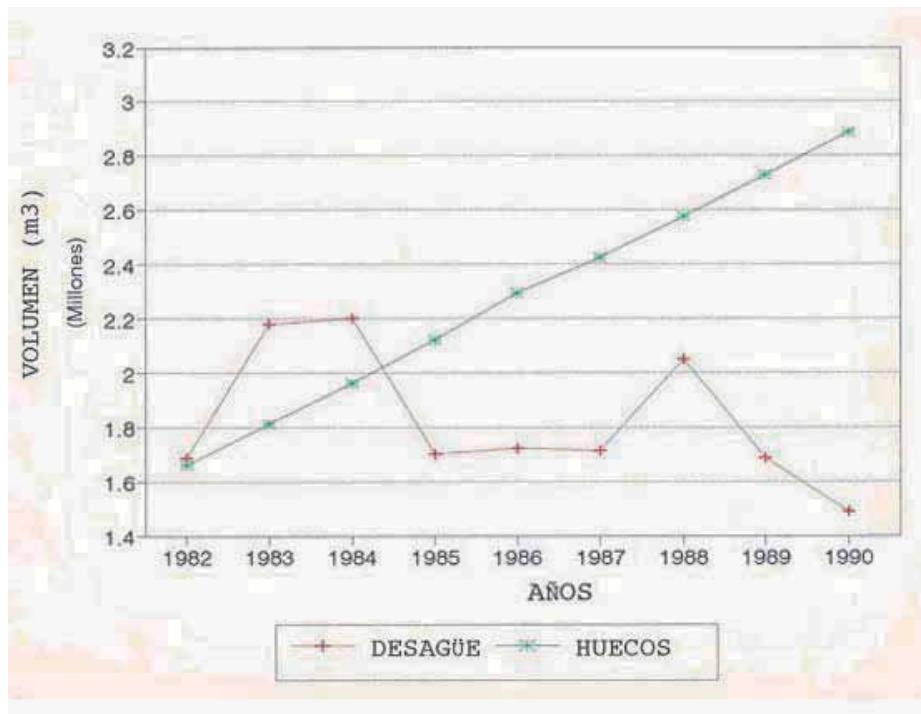


Figura 27. Comparación entre desagüe anual y volumen de huecos acumulados en el Pozo San Mamés (Arquer et al., 2006)

II.6.4. Características del nuevo "acuífero"

Las labores mineras no solo drenan parte del agua de los acuíferos que interceptan, sino que además, provocan una fisuración del terreno que altera notablemente sus parámetros hidrogeológicos. Los acuíferos multicapa de areniscas que originalmente eran acuíferos de tipo poroso (permeabilidad y porosidad intergranular), una vez desarrollada la minería subterránea en ellos, pasan a ser clasificados como de tipo kárstico-poroso, ya que su permeabilidad se debe no solo a su porosidad intergranular o primaria, sino fundamentalmente a grietas, fisuras y huecos de tipo mecánico. Hay que tener en cuenta que las areniscas y pizarras muy duras se comportan rígidamente frente a los esfuerzos causados por la explotación, mientras que las capas de carbón se comportan plásticamente frente a los mismos esfuerzos; como consecuencia, la fisuración afectará en mayor grado a pizarras duras y areniscas, facilitando la infiltración y circulación del agua a su través. Así las explotaciones mineras constituyen verdaderos acuíferos con características muy similares en su estructura a los acuíferos de tipo kárstico, caracterizadas por su complejidad e imprevisibilidad (Loredo *et al.*, 2000).

Los valores de porosidad, permeabilidad, transmisividad y coeficiente de almacenamiento de estos materiales aumentan notablemente respecto a sus valores iniciales. De acuerdo con el estudio de García-Fuente (1996) en la zona del Aller, próxima a la zona de estudio, la fracturación puede aumentar la porosidad de las areniscas desde valores iniciales alrededor del 1% (porosidad inicial) hasta valores de más de 10% (porosidad secundaria por fracturación). La permeabilidad puede variar de 10^{-1} m/día (para los niveles de areniscas), a valores del orden de 100 m/día y el coeficiente de almacenamiento llega a pasar de valores iniciales del orden de 10^{-3} o 10^{-4} a valores del orden de



10-1. Por último, la transmisividad, que originalmente puede ser alrededor de 10 m²/día, aumenta hasta valores cercanos a los 1000 m²/día (Tabla 3).

Porosidad (%)		Coeficiente de Almacenamiento		Permeabilidad (m/día)		Transmisividad (m ² /día)	
Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
1	>10	10 ⁻³ -10 ⁻⁴	10 ⁻¹	10 ⁻¹	100	10	1000

Tabla 3. Variación de los valores hidráulicos del acuífero por la acción de las labores mineras en la zona del Aller (García-Fuente, 1996)

En resumen, se puede decir que en la zona de estudio, donde antes había pequeños acuíferos en arenisca de un sistema multicapa de pequeña entidad (Pendás *et al.*, 2002), con la explotación minera se ha producido, por una parte un hueco como consecuencia de la extracción del carbón, y por otra, la fracturación del macizo dando lugar a un nuevo “acuífero” con una triple porosidad similar a la de los acuíferos carbonatados kársticas: galerías y capas explotadas, porosidad por fractura -macizo rocoso- y porosidad de la matriz -roca y carbón- (Pendás y Loredo, 2006).

II.7. La formación del “embalse minero subterráneo”.

Se ha visto cómo la explotación minera ha producido la fracturación del macizo rocoso, facilitando así la infiltración del agua procedente de la lluvia útil en la cuenca afectada por las labores. Este agua infiltrada se extrae mediante bombeo principalmente desde las últimas plantas de cada pozo, pudiendo asimilarse los caudales bombeados durante un año hidrológico a la recarga anual aportada por la lluvia útil.

Las horas de bombeo, así como los caudales teóricos correspondientes, son conocidos en toda actividad minera subterránea por la obligatoriedad de su registro que impone el Reglamento Minero. En la CCC, donde el explotador único es la empresa pública HUNOSA, se dispone de una historia muy completa de estos datos que incluso se corresponden con aforos reales del desagüe en muchos pozos. En la Tabla 4 se recogen los caudales medios desaguados, mes a mes, durante el periodo 2004-2006. Se observa que el desagüe total es del orden de 37 Hm³/año.

Esta situación de bombeo permanente supone que el hueco ocupado por las labores mineras y la fracturación producida por los hundimientos y la convergencia de hastiales está siendo drenado continuamente, pero ¿qué ocurriría si se paralizase el bombeo y se permitiese la saturación de estos huecos?; o, lo que es lo mismo, ¿qué ocurriría si se inundasen los pozos mineros?

Se ha visto como el resultado inmediato de las labores mineras es que en el seno de las formaciones geológicas del área estudiada se ha generado un “acuífero” nuevo con triple porosidad formado por una serie de redes de conductos, aisladas entre sí por terrenos pizarrosos impermeables, y formadas, en orden de menor a mayor relevancia, por la porosidad de pequeños acuíferos de arenisca de un sistema multicapa, por las fracturas del macizo rocoso y por la red de huecos de labores mineras, a su vez comunicados entre sí, formando el sistema “tramos litológicos



permeables-labores mineras”, una compleja red de conductos interconectados y que también en muchas ocasiones, por la ineficacia de los macizos de protección, comunican con la superficie. Este nuevo acuífero, de acuerdo con el esquema representado en la figura 25, estará desaturado y sólo habrá pequeñas filtraciones intermedias por conductos de baja transmisividad y de escasa entidad.

Una vez finalizada la explotación, se plantea la opción del abandono del bombeo, procediéndose a la inundación del hueco minero. La circulación libre del agua subterránea tras el cese del bombeo conducirá al restablecimiento del equilibrio potenciométrico, fenómeno conocido como ‘rebote’ del nivel piezométrico (cuya nueva posición puede no coincidir con la original). Por tanto, el flujo de agua subterránea durante la vida activa de la mina será muy diferente al esperable tras su clausura (Younger *et al.*, 2002). Tras la actividad minera, el comportamiento del sistema hidrogeológico local puede verse modificado, como consecuencia de la posible interconexión entre acuíferos, la generación de un “nuevo acuífero pseudocárstico” o la conexión entre aguas superficiales y subterráneas. Así, por ejemplo, cuando existe un acuífero confinado subyacente, la descompresión provocada por el hueco minero puede ocasionar aportes de aguas profundas a través de perforaciones, fallas o fracturas creadas por la presión, y en ocasiones, el aporte de agua puede proceder de acuíferos laterales o colgados o incluso de cauces de aguas superficiales con conexión hidráulica profunda que fue necesario desviar antes del desarrollo de la explotación (Fernández-Rubio, 2002).

En resumen, cuando cesa el drenaje existente en los niveles inferiores producido por el bombeo, el nivel piezométrico se irá recuperando (“rebote”) y el agua irá paulatinamente inundando tanto los huecos de las labores mineras como aquellos que corresponden a la “porosidad abierta” de los niveles litológicos interceptados por las labores mineras y, por tanto, conectados hidráulicamente con ellas.



	S. Nicolás	Santiago	S. Jorge	Montsacro	S. Antonio	S. José	Barredo	Sta. Bárbara	Polio	Tres Amigos	Figaredo	Total CAUDAL
Ene	226.190	212.783	50.544	16.560	419.470	507.825	198.644	146.842	283.572	86.141	283.152	2.431.723
Feb	207.418	190.440	35.760	13.344	315.287	413.026	202.987	199.950	184.350	89.208	288.148	2.139.918
Mar	262.820	289.969	55.296	17.952	447.694	578.372	222.182	329.594	269.547	137.700	461.910	3.073.037
Abr	209.455	192.409	38.976	17.616	280.987	400.674	233.993	147.566	154.823	77.023	329.858	2.083.380
May	189.663	176.728	40.032	18.048	266.824	375.663	177.991	245.183	197.165	64.449	267.238	2.018.985
Jun	170.338	130.456	29.424	17.280	222.236	316.577	135.425	41.529	194.516	40.415	238.349	1.536.544
Jul	152.933	116.055	24.480	13.968	205.131	263.656	110.890	90.611	125.421	37.564	209.843	1.350.552
Ago	140.992	105.224	21.216	12.720	199.946	218.025	97.600	51.017	103.032	26.939	178.499	1.155.210
Sep	110.998	95.177	17.664	10.416	194.623	180.382	79.734	44.555	108.994	30.845	163.797	1.037.183
Oct	124.768	91.278	22.248	11.176	222.989	174.577	86.134	19.208	100.154	72.567	167.910	1.093.007
Nov	137.508	97.976	26.712	9.720	265.175	204.179	73.852	24.097	111.116	84.224	169.417	1.203.974
Dic	162.971	119.194	34.488	8.784	280.738	296.212	97.563	51.577	117.917	87.648	188.203	1.445.294
Total año	2.096.054	1.817.689	396.840	167.584	3.321.100	3.929.166	1.716.993	1.391.727	1.950.604	834.723	2.946.325	20.568.804

	Carrio	Sotón	Cerezal	Mª Luisa	Fondón	Candín I	Candín II	Mosquitera	S. Mamés	Samuño	Total NALÓN	TOTAL HUNOSA
Ene	502.813	357.432	139.915	184.328	60.342	61.834	4.640	237.434	39.600	196.238	1.784.576	4.216.298
Feb	356.981	325.255	112.043	158.156	68.251	64.346	5.594	249.026	40.656	187.654	1.567.961	3.707.878
Mar	532.600	430.811	147.611	184.076	81.743	70.189	10.450	373.637	55.440	284.308	2.170.864	5.243.901
Abr	306.008	345.424	85.620	142.613	81.069	61.835	10.480	268.094	58.602	242.001	1.601.745	3.685.125
May	328.197	282.036	105.412	137.879	59.644	53.062	7.364	249.910	96.621	212.356	1.532.481	3.551.466
Jun	237.217	247.945	85.023	114.914	64.525	57.921	8.562	212.818	83.785	219.597	1.332.306	2.868.850
Jul	156.304	198.061	75.989	103.657	55.942	54.760	10.200	170.567	79.207	241.068	1.145.754	2.496.306
Ago	146.435	176.332	70.443	93.794	44.768	51.778	6.426	142.319	100.811	209.778	1.042.884	2.198.093
Sep	130.901	165.653	62.816	89.709	35.746	47.458	6.112	123.978	19.054	159.197	840.623	1.877.806
Oct	142.100	165.936	74.152	116.686	37.620	45.816	4.560	155.659	36.960	222.104	1.001.592	2.094.599
Nov	175.244	162.218	73.736	117.680	33.004	42.812	4.800	137.467	17.650	195.317	959.928	2.163.901
Dic	274.400	231.436	95.368	136.291	38.696	44.472	6.000	172.715	37.826	202.258	1.239.461	2.684.755
Total año	3.289.201	3.088.539	1.128.126	1.579.780	661.349	656.283	85.188	2.493.622	666.211	2.571.875	16.220.174	36.788.978

Tabla 4. Volumen medio (m³) desaguado mensualmente en los pozos de HUNOSA de las zonas del Caudal y del Nalón durante los años 2004-2006.

El nivel de agua en este proceso de inundación ascenderá por cada conducto, más rápidamente cuanto mayor sea su conductividad hidráulica. En consecuencia, el agua normalmente se desplazará con mayor rapidez por los huecos mineros libres que por aquellos conductos relacionados con la porosidad abierta con que cuentan los niveles litológicos permeables, en los que, como se ha dicho, el valor de este parámetro es habitualmente bajo a muy bajo y, por tanto, infiere al agua circulante importantes pérdidas de carga. Este proceso produciría primero el llenado total de las labores mineras y, transcurrido un pequeño lapso de tiempo más, la saturación de los tramos litológicos permeables conectados con dichas labores hasta donde el equilibrio hidrodinámico lo requiera (Arquer *et al.*, 2006).

Si no se reanuda el bombeo, y alguno de los tramos litológicos citados conectados a alguna labor minera del conjunto inundado aflora a cota inferior a la boca del pozo minero, podrá llegar a producirse la correspondiente surgencia hídrica superficial (manantial) y, finalmente, si estas surgencias son incapaces de evacuar la totalidad de agua de lluvia filtrada, el agua acabará rebosando por la boca del pozo.

El proceso de inundación se desarrollará con lentitud teniendo en cuenta la importante extensión lineal acumulada de las labores mineras implicadas y, por tanto, del volumen de huecos a ocupar, en relación al valor reducido de las aportaciones hídricas (elevado volumen de hueco por unidad de altura de cota inundada).



Este modelo de comportamiento ha sido contrastado y verificado durante el proceso de inundación del pozo Entrego-Sorriego, que cesó su actividad extractiva en 1991 y cuyo bombeo cesó en 1995. Se dispone de medidas periódicas realizadas por HUNOSA de la cota ascendente del agua en el periodo comprendido entre junio de 1995 y noviembre de 1999, es que existe una relación directa entre la pluviometría y la evolución de la inundación del pozo Entrego-Sorriego; es decir, que, tal como ya se ha apuntado (figura26), los aportes de agua a la explotación proceden mayoritariamente de las precipitaciones, siendo muy escaso o nulo el volumen de agua aportado por los niveles permeables interceptados.

Durante el proceso de inundación derivado del cese del bombeo, si se reanuda el bombeo, y se gradúa éste de forma que su descarga (D) sea igual a la recarga (R), la altura del nivel del agua será la misma en toda la red de conductos del nuevo acuífero y se tendrá un volumen almacenado de agua equivalente al de los huecos llenados, es decir se tendrá un **embalse subterráneo**.

Cuando ocurre que $R/D < 1$, evidentemente tiene lugar un descenso progresivo del nivel de inundación, y si sucediese que $R/D > 1$, volvería a continuar ésta. Cuando el agua de este embalse subterráneo se esté aprovechando para algún tipo de uso, supuesto un consumo anual equivalente a la recarga anual, es decir una descarga anual de equilibrio, ello no supondrá un nivel de inundación permanente, ya que en condiciones naturales, la relación R/D oscilará lógicamente por encima o por debajo de la unidad a lo largo del año en función de las fluctuaciones climáticas y las demandas, produciéndose en consecuencia modificaciones temporales del nivel piezométrico.

Valorar la capacidad de este “embalse” necesita un análisis riguroso de los huecos abiertos, en función de la historia minera y de las interconexiones con labores mineras adyacentes que hacen que un pozo no constituya frecuentemente un sistema aislado.

A efectos de la capacidad de agua, se ha de tener en cuenta que la *explotación con relleno* del hueco deshullado produce una convergencia de hastiales con compactación de los materiales de relleno y una fracturación de los estratos al techo de la capa explotada, con lo que el resultado final es un “acuífero” con dos porosidades principales: la porosidad del relleno y la porosidad por fractura; en cambio, en la *explotación por hundimiento* se produce un colapso del techo que va produciendo sucesivos colapsos en los huecos producidos hasta su estabilización, con lo que el resultado final es un acuífero con dos porosidades principales: una porosidad similar a la de un acuífero kárstico (los huecos del colapso del techo) y la porosidad por fractura en los estratos superiores de la zona ya estabilizada. Por lo tanto, el hueco útil será el resultante de multiplicar el volumen deshullado por dos coeficientes diferentes, según el tipo de explotación, que suponen la reducción porcentual del hueco inicial abierto (Ordóñez, *et al.*, 2009).

Este embalse subterráneo no es sólo un receptor pasivo de infiltración de agua de lluvia, sino que, al igual que los embalses superficiales, se puede regular mediante las descargas, es decir mediante el bombeo, permitiendo su utilización para diversos fines: aprovechamiento de las aguas para suministro a las poblaciones cercanas, refuerzo de los caudales de estiaje en los ríos cercanos a fin de mantener el caudal ecológico, incluso como túneles de tormenta, etc.



II.8. Definición de la cuenca de afección hidrológica del embalse minero subterráneo.

En este apartado se detallan los criterios seguidos para la delimitación de la *cuenca de afección* del embalse minero subterráneo, entendida ésta como aquella superficie susceptible de permitir la entrada de agua a dicho sistema, generalmente mediante infiltración de agua de lluvia. Es decir, *aquella superficie tal que sólo aquella parte de la lluvia útil que es infiltrada en su interior recargará el embalse minero, (R), de manera relevante*.

Dado que, como se ha visto en el apartado II.6., si no existe suficiente fisuración por falta de actividad minera en niveles superiores los caudales de las filtraciones a las labores no pasan de ser goteos (González y Rebollar, 1986), el hecho de que en una zona existan labores mineras iniciadas desde un pozo de extracción sin conexión con minería de montaña que haya dejado el macizo muy “tronado”, supone que el agua de lluvia útil no puede infiltrarse fácilmente en su interior, por lo que esa zona no se considerará de afección, al no ser relevante el agua infiltrada. Esta irrelevancia es debida a los bajos valores de porosidad, transmisividad, permeabilidad y coeficiente de almacenamiento de estos materiales, ya que no ha habido cambios en la superficie del terreno, ocasionados por la subsidencia minera, y, por tanto, no se han afectado los sistemas acuíferos (González-Vallejo *et al.*, 1993).

Por otra parte, en zonas donde exista minería de montaña pero no, a cotas inferiores, labores mineras iniciadas desde un pozo de extracción, el transversal general más bajo es la referencia del nivel base de drenaje y, por tanto, del límite de la cuenca de afección.

En aquellas zonas donde se superpongan labores mineras de montaña y labores mineras iniciadas desde un pozo de extracción, *con interconexión*, la cuenca de afección vendrá delimitada en altura por las líneas de crestas (divisorias) que rodean las labores mineras cuando incluyan en su interior los afloramientos de los paquetes explotados.

Y, finalmente, cuando la capa explotada más al techo del paquete se encuentre en zonas llanas o de valle, o cuando los afloramientos del último paquete explotado sobrepongan las líneas de crestas, la cuenca de afección vendrá delimitada por los bordes de las cubetas de hundimiento y fisuración, calculadas de acuerdo con la profundidad de las labores y los ángulos de incidencia de las mismas.

Aunque las convergencias producidas por los desplazamientos del techo son proporcionales a la potencia de la capa, pudiendo alcanzar valores del orden del 50% de esta potencia (Ramírez *et al.*, 1985), dado que interesa exclusivamente la definición de los límites de la cuenca de afección, sólo se tendrán en cuenta los criterios para definir los ángulos de incidencia, no el alcance real de los efectos de los hundimientos. En este sentido, se entiende que las explotaciones normales en la CCC, tanto por la longitud de los talleres como por su potencia, se enmarcan dentro de las condiciones de *Área Subcrítica* de extracción de capas inclinadas y, aunque los valores de los ángulos de incidencia dependen no sólo de la calidad de los terrenos sino también de la pendiente de las capas (Piguet, 2001), se tomarán valores medios que intenten representar la máxima capacidad de captación de lluvia útil; así, se consideran, como estos valores medios (figura 32), ángulos $\gamma_H \sim 60^\circ$, desde la cota más alta explotada de la capa más al muro del paquete, y $\gamma_L \sim 45^\circ$,



desde la cota más baja explotada de la capa más al techo del paquete (Rambaud *et al.*, 1986). En las figuras 28 y 29 se esquematizan estos criterios.

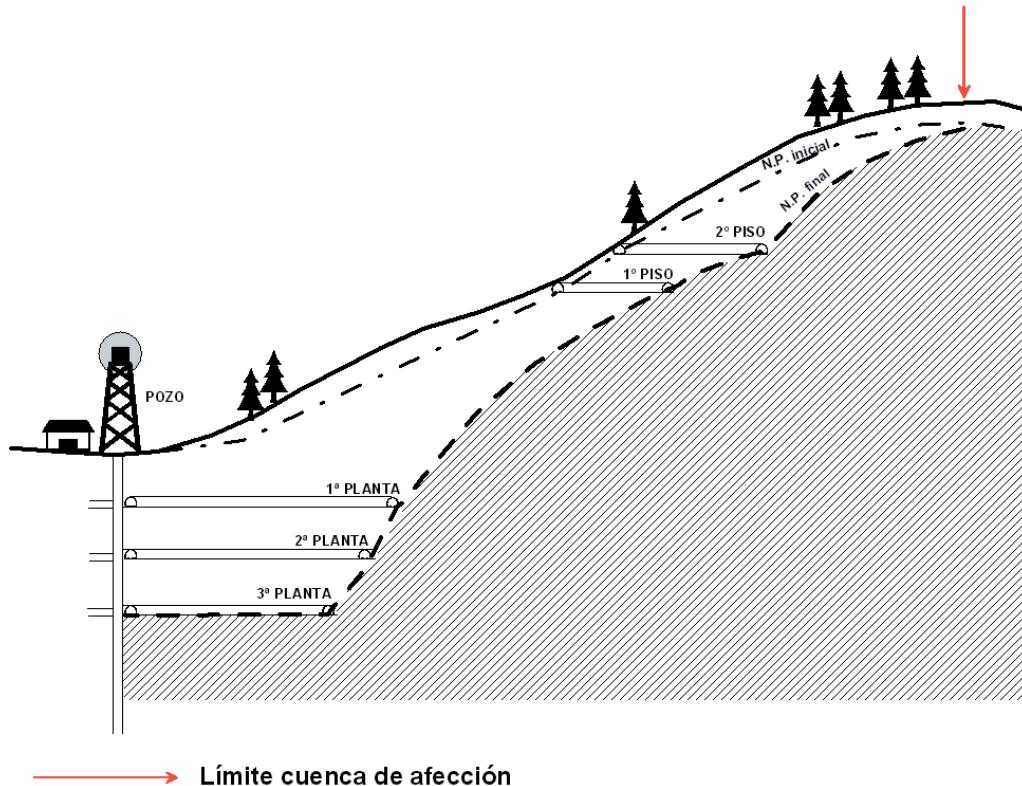


Figura 28. Límite de la Cuenca de Afección mediante líneas divisorias

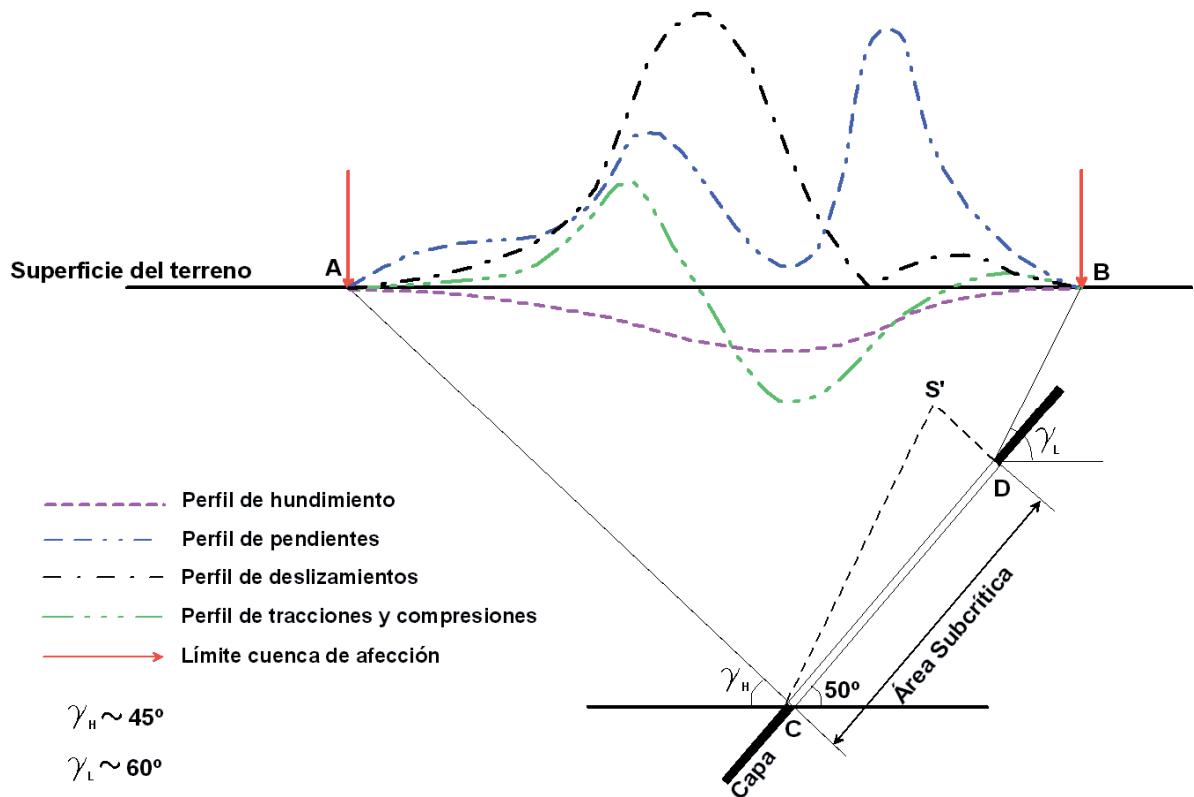


Figura 29. Ángulos de incidencia para los límites de la Cuenca de Afección (mod. de Rambaud *et al.*, 1986)



III. APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO. FUNDAMENTOS. EXPERIENCIAS.

En este apartado se mencionan aquellos sistemas que realizan un aprovechamiento energético del agua y no aquellos que puedan complementar su eficacia energética, por lo que se centrará exclusivamente en el uso de la bomba de calor para el aprovechamiento de su energía calorífica. También se mencionará la posibilidad del uso de minicentrales hidráulicas para el aprovechamiento de su energía mecánica, en aquellos casos en que sea aconsejable la devolución al pozo del agua bombeada, tras pasar por los intercambiadores de calor.

III.1. Aprovechamiento mediante bombas de calor. Introducción.

El calor fluye de forma natural desde las altas a las bajas temperaturas (segundo principio de la termodinámica); sin embargo, es técnicamente posible forzar el flujo de calor en la dirección contraria, utilizando una cantidad de trabajo relativamente pequeña.

Para ello, se usan *bombas de calor*, que hacen exactamente lo que su nombre indica: bombean calor, es decir pueden transferir el calor (bombearlo) desde las fuentes naturales del entorno a baja temperatura (foco frío), tales como aire, agua o el propio terreno, hacia las dependencias interiores que se pretenden calentar, o bien emplearlo en procesos que precisan calor, en la edificación o la industria. Se aprovechan así fuentes de energía de baja entalpía.

Como ejemplo, es sabido que no es posible utilizar directamente el agua de un río para calentar una vivienda; sin embargo, con una bomba de calor se podría extraer el calor de este agua, enfriándola, y con la energía extraída calentar el agua que circularía por los elementos calefactores. Si se sustituye el agua del río del ejemplo por las aguas embalsadas en una mina subterránea, se tendrá el caso de aprovechamiento aquí planteado.

Las operaciones de manejo y tratamiento de agua de mina, al estar reguladas por las prescripciones medioambientales y mineras en vigor, han sido diseñadas con un buen trabajo de ingeniería y tienen descargas, a través de operaciones de bombeo, normalmente de elevado caudal y claramente identificadas y caracterizadas. Como se verá, la utilización de agua de mina subterránea en bombas de calor geotérmicas resulta extremadamente rentable, por ser una excelente fuente de energía de baja entalpía.

III.1.1. Principios físicos de funcionamiento.

El primer principio de la Termodinámica establece que el calor es una forma de energía, que habrá de ser tenida en cuenta siempre que se aplique el principio de conservación de la energía a una transformación en la que haya manifestaciones calóricas.

Se puede resumir en las ideas siguientes:

- La energía se conserva en toda transformación.
- La energía interna es una función de estado.



- Existe equivalencia entre el trabajo y el calor.

En forma analítica, dicho principio, que también se llama de equivalencia, aplicado a una masa de fluido aislada, en el curso de una transformación del estado 1 al estado 2, se expresa así:

$$U_2 - U_1 = \sum W_e + \sum Q_i \quad [1]$$

donde $U_2 - U_1$ es la variación de energía interna, ΔU , mientras que $\sum W_e$ y $\sum Q_i$ son las cantidades de energía y calor intercambiadas con el exterior.

El principio de funcionamiento de las bombas de calor tiene sus orígenes en el establecimiento por Carnot, en 1824, de los conceptos de ciclo y reversibilidad. La bomba de calor se basa en un ciclo cerrado cuya utilidad es la extracción del calor no utilizable de un medio de baja temperatura cediéndolo a otro medio a una temperatura que posibilite su utilización.

En un ciclo cerrado, como el de la máquina de Carnot (figura 30), el estado final del fluido es igual que el estado inicial y, por tanto, la ecuación [1] queda:

$$\sum W_e + \sum Q_i = 0 \quad [2]$$

O bien:

$$\sum W_e + (Q_2 - Q_1) = 0 \quad [3]$$

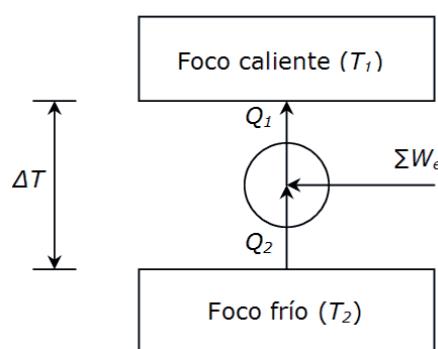


Figura 30. Máquina de Carnot

La energía aportada $\sum W_e$ es positiva, al igual que el calor extraído del foco frío, pero el calor cedido al foco caliente es negativo, por lo que:

$$Q_1 = Q_2 + \sum W_e \quad [4]$$

En resumen, los dispositivos térmicos que, fundamentados en el ciclo de Carnot, absorben calor a una temperatura T_2 , de una fuente de calor o foco frío, y lo disipan a una temperatura $T_1 > T_2$, en un sumidero de calor o foco caliente, reciben el nombre de bombas de calor.

III.1.2. Principales tipos de bombas de calor.

Como se ha visto, las bombas de calor necesitan un aporte exterior de energía y una primera clasificación se realiza en función de las características de esta energía aportada:



- Cuando esta energía aportada lo es en forma de trabajo mecánico de compresión se denomina *Bomba de calor de compresión mecánica*, en la cual se logra la elevación de presión y temperatura entre componentes mediante la compresión mecánica de vapor.
- Cuando esta energía aportada lo es en forma de energía térmica se denomina *Bomba de calor de absorción*, basada en la capacidad de ciertas sales y líquidos de absorber fluido refrigerante y en la cual la elevación de la presión y temperatura se realiza como resultado de un proceso termodinámico en el que se absorbe y desorbe un refrigerante en un soluto.

En general, los equipos de absorción son preferibles cuando se dispone de calor de cogeneración residual o una fuente de fuel barata, es decir, cuando se disponga de una fuente de calor gratis o de bajo coste y, dado que esta hipótesis no se contempla en este estudio por no presentarse en las cercanías de ningún pozo de la Cuenca Central Asturiana, en adelante se referirá exclusivamente a las bombas de calor de compresión mecánica.

III.1.3. Funcionamiento de la bomba de calor de compresión mecánica.

En estas bombas de calor, la transferencia de calor se logra a través de un circuito frigorífico clásico (figura 31), formado por compresor, condensador, sistema de expansión y evaporador, del que interesa la energía calorífica cedida por el condensador en forma de agua o aire caliente.

El circuito frigorífico se sirve de la existencia de sustancias, llamadas refrigerantes, que experimentan cambios de fase a una amplia gama de presiones y de temperaturas; el hecho de que estos líquidos, por tener unos calores latentes de vaporización elevados, absorban gran cantidad de calor cuando se vaporizan y emitan la misma cantidad de calor cuando se condensan, y que experimenten el cambio de fase líquido-vapor a temperaturas bajas y presión atmosférica, permite que el calor sea transferido de un lugar (fuente o foco frío) a otro (sumidero o foco caliente). Para transportar calor desde la fuente de calor al sumidero de calor, se requiere aportar un trabajo, que permite elevar la presión del refrigerante a otra más alta, siendo su temperatura superior a la del agente condensante o foco caliente.

Se necesitan, pues, los siguientes componentes:

- evaporador, donde el refrigerante en fase líquida se evapora a una temperatura menor que la del foco frío, o fuente de calor, extrayendo un calor Q_2 del mismo y manteniéndose a la misma presión.
- compresor, que comprime el refrigerante en fase gaseosa aumentando su presión y temperatura mediante el consumo de un trabajo exterior, W_e .
- condensador, donde el refrigerante en fase gaseosa se condensa en líquido a una temperatura mayor a la del foco caliente, o sumidero de calor, cediendo un calor Q_1 al mismo y manteniéndose a la misma presión.
- válvula de expansión, donde el refrigerante en fase líquida disminuye su presión al expansionarse, manteniéndose a la misma temperatura.



En resumen, en modo de calefacción, el refrigerante en forma de líquido frío gana calor de una fuente exterior o foco frío (aire o terreno) en un intercambiador de calor (evaporador), donde se convierte en un vapor frío. Para que la bomba de calor funcione correctamente, la forma líquida del refrigerante debe estar en una temperatura más baja que la fuente de calor exterior y la temperatura de la fuente de calor debe ser lo bastante alta para hacer que el refrigerante llegue a evaporarse (ebullición). Después de que el líquido absorba calor y se convierta en vapor, es comprimido (para lo que se requiere un aporte de energía eléctrica), convirtiéndola en un vapor caliente. Éste se envía a otro cambiador de calor (condensador), donde desprende el calor que ganó de la fuente de calor en el evaporador, el cual es absorbido por el sumidero o foco caliente, y en el proceso se condensa en un líquido caliente, que pasa a través de una válvula de expansión donde la caída de presión lo convierte en un líquido frío y se repite el proceso.

Teóricamente, según la ecuación [4], el calor total, Q_1 , aportado por la Bomba de Calor es el extraído de la fuente de calor, Q_2 , más el trabajo externo aportado por el compresor del circuito frigorífico W_e .

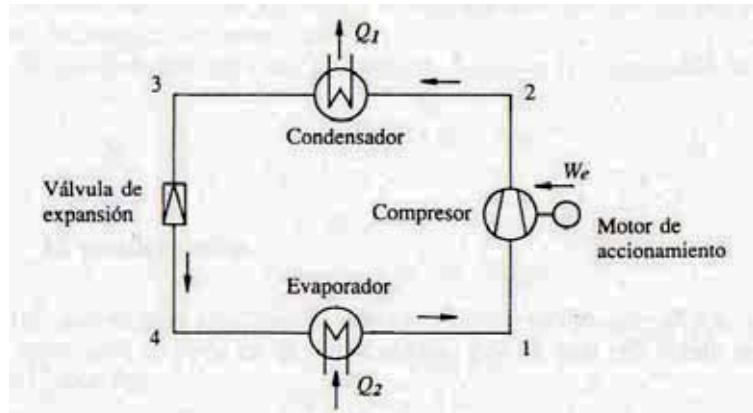


Figura 31. Componentes del ciclo de la bomba de calor (Monasterio et al., 1993)

Los tramos de intercambio de fase y energía del ciclo de Carnot, con los componentes básicos de la bomba de calor, se muestran en la figura 31. Se aprecia que la energía calorífica, Q_2 (tramo 4-1), cedida por el foco frío al evaporador más la energía consumida por el compresor, W_e (tramo 1-2), es igual a la energía calorífica, Q_1 (tramo 2-3), cedida por el condensador al foco caliente.

Su representación en el diagrama de Mollier (Presión-Entalpía) se muestra en la figura 32. En la figura 33 se esquematizan de forma más clara los componentes de una bomba de compresión mecánica y su funcionamiento.

La resolución del ciclo viene gobernada por ecuaciones de conservación de masa y energía en cada uno de los componentes, así como las ecuaciones de transferencia de calor en estos, la cual dependerá de la geometría de los mismos así como de las propiedades de los fluidos (Monasterio et al., 1993). Las condiciones de contorno del ciclo serán las temperaturas de los focos, los caudales de los fluidos de transferencia y la geometría de los intercambiadores (Tubío, 2008; Zamora, 2008).

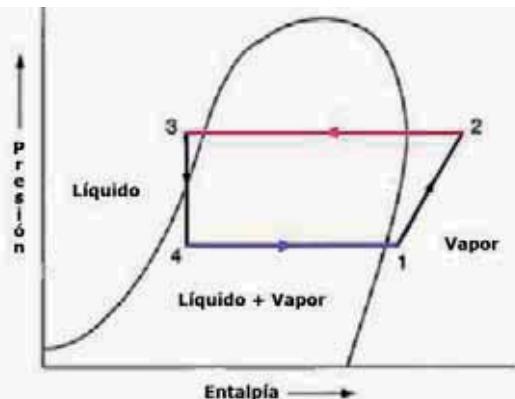


Figura 32. Ciclo teórico de Carnot en el diagrama de Mollier (García-López, 2005)

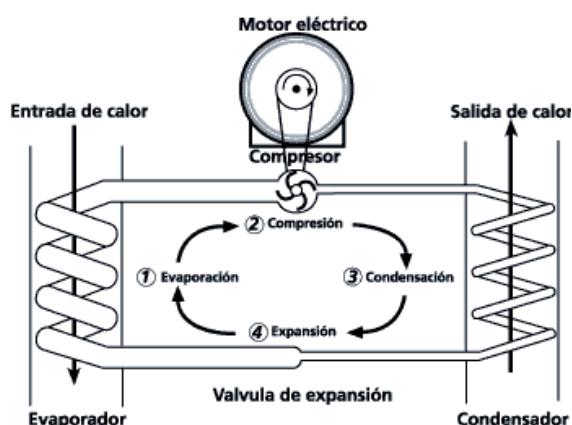


Figura 33. Bomba de calor de compresión mecánica accionada por motor eléctrico (ENEBC, 2007)

Las ecuaciones termodinámicas del proceso se exponen a continuación, aclarando que, dado que este trabajo se focaliza en el aprovechamiento energético de las aguas de mina como foco frío de una bomba de calor, se considerará este agua como el medio fluido del que se extrae calor en modo calefacción o a quien se devuelve calor en modo refrigeración. No obstante, en el capítulo V, se estudiará también el aprovechamiento de las aguas del acuífero libre Cuaternario a modo de alternativa a las aguas de mina mediante el análisis de su rentabilidad.

Ecuaciones del evaporador:

En este intercambiador, el refrigerante, a baja presión y temperatura, se evapora absorbiendo calor del agua de mina circulante

$$Q_{\text{evap}} = \dot{m}_{\text{agua}} (h_{\text{ee}} - h_{\text{se}}) = \dot{m}_{\text{refrig}} (h_1 - h_4) \quad [5]$$

Siendo:

Q_{evap} : el calor cedido por el agua del foco frío en el evaporador, Q_2 , y ganado por el refrigerante.
Representa la capacidad frigorífica de la bomba de calor.

\dot{m}_{agua} : el flujo o gasto másico del agua que circula por el evaporador y de la que se toma calor.



$(h_{ee} - h_{se})$: la diferencia de entalpías del agua circulante a la entrada y la salida del evaporador.

\dot{m}_{refrig} : el flujo o gasto mísico del refrigerante que circuló por el evaporador y que absorbió el calor cedido por el agua del foco frío.

$(h_1 - h_4)$: la diferencia de entalpías entre los puntos 1 y 4 del ciclo.

Ecuaciones del compresor:

El compresor toma el refrigerante gaseoso y lo descarga a la entrada del condensador a una mayor presión; en este proceso el refrigerante se calienta y, al no haber cesión de calor al exterior, el trabajo del compresor, W_e , se convierte en aumento de la entalpía del refrigerante y representa la potencia absorbida del compresor.

$$W_e = \dot{m}_{refrig} (h_2 - h_1) \quad [6]$$

Siendo:

$(h_2 - h_1)$: la diferencia de entalpías entre los puntos 1 y 2 del ciclo.

Ecuaciones del condensador:

Los gases calientes del refrigerante se condensan a fase líquida cediendo calor al sumidero o foco caliente.

$$Q_{cond} = \dot{m}_{refrig} (h_2 - h_3) = \dot{m}_{agua} (h_{sc} - h_{ec}) \quad [7]$$

Siendo:

Q_{cond} : el calor absorbido por el agua del foco caliente en el condensador, Q_2 , y cedido por el refrigerante. Representa la capacidad calorífica de la bomba de calor.

\dot{m}_{agua} : el flujo o gasto mísico del agua de calefacción que circula por el condensador.

$(h_{sc} - h_{ec})$: la diferencia de entalpías del agua del foco caliente circulante a la entrada y la salida del condensador.

\dot{m}_{refrig} : el flujo o gasto mísico del refrigerante que circula por el condensador y que cede el calor al agua del sumidero de calor.

$(h_2 - h_3)$: la diferencia de entalpías entre los puntos 2 y 3 del ciclo.

Ecuaciones de la válvula de expansión:

En la válvula de expansión el refrigerante en fase líquida disminuye su presión al expandirse, pero la pérdida de presión es isoentálpica, manteniéndose a la misma temperatura.

$$h_3 = h_4$$

Por lo tanto, al ser isoentálpico, en el tramo 3-4 del ciclo se cumple:

$$Q_{evap} + W_e = Q_{cond} \quad [8]$$

El rendimiento termodinámico ideal de la máquina de Carnot viene determinado por la siguiente fórmula:



$$\text{Rendimiento ideal del ciclo de Carnot} = T_{co} / (T_{co} - T_{ev}) \quad [9]$$

Siendo T_{co} la temperatura absoluta de condensación y T_{ev} la temperatura absoluta de evaporación.

Aunque en la realidad, como se verá más adelante, hay ligeras diferencias en el intercambio real, en el plano teórico se equipararán ambas temperaturas a las de los focos caliente, T_1 , y frío, T_2 , respectivamente lo que indica que el rendimiento del ciclo será mayor cuanto mayor sea la temperatura del foco frío y menor sea la diferencia de temperaturas de ambos focos.

Esta condición de máximo rendimiento se puede comprobar en el diagrama presión-entalpía de la figura 34, donde se observa que cuanto más cercanas estén las líneas de evaporación y condensación menor será el trabajo de compresión y por tanto mayor el rendimiento.

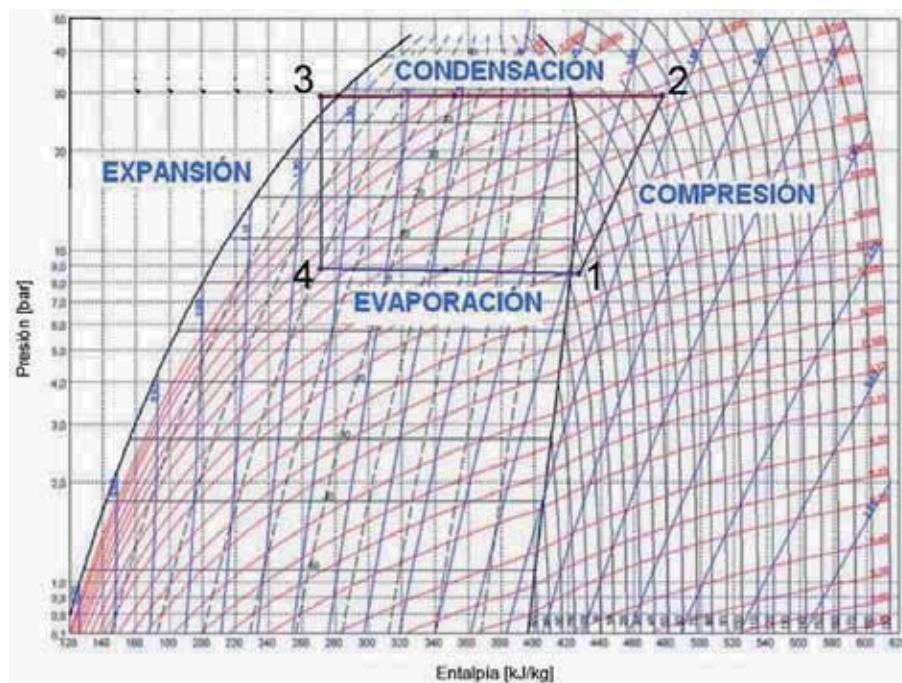


Figura 34. Diagrama presión-entalpía del ciclo de bomba de calor (Tubío, 2008)

Las Bombas de Calor también pueden ser utilizadas para refrigerar. En este caso, la transferencia de calor se realiza en el sentido contrario, es decir extrayendo calor del foco caliente, situado en la aplicación que requiere frío, a la temperatura T_1 , y transportándolo al foco frío, que se encuentra a temperatura inferior T_2 .

Resulta factible realizar sistemas “reversibles”, mediante la incorporación de una válvula de 4 vías que permite la inversión de la circulación del fluido frigorífico, que permiten su empleo con ambos fines según la conveniencia, tal y como se muestra en la figura 35. Es decir, se bombea calor desde el exterior hacia el interior en el ciclo de calefacción y se bombea calor del interior hacia el exterior en el ciclo de refrigeración.

Durante el *ciclo de calefacción*, el compresor eleva la presión y la temperatura del fluido frigorífico que cede en el intercambiador con el interior, el calor de su condensación. El fluido en estado líquido y a alta presión y temperatura se expande en la válvula de expansión reduciendo su presión



y temperatura, evaporándose en parte hasta llegar al intercambiador con el exterior donde completa su evaporación absorbiendo calor y retornando al compresor a través de una válvula de cuatro vías.

Durante el *ciclo de refrigeración*, el compresor eleva la presión y temperatura del fluido frigorífico que sigue su camino a través de la válvula de 4 vías hasta el intercambiador con el exterior, donde se condensa cediendo su calor. El fluido en estado líquido y alta presión se expande en la válvula de expansión reduciendo su presión y evaporándose en parte hasta llegar al intercambiador con el interior del recinto a refrigerar, donde completa su evaporación absorbiendo calor. En el diagrama de Mollier de la figura 35 se indicaban las potencias caloríficas y frigoríficas de la bomba de calor.

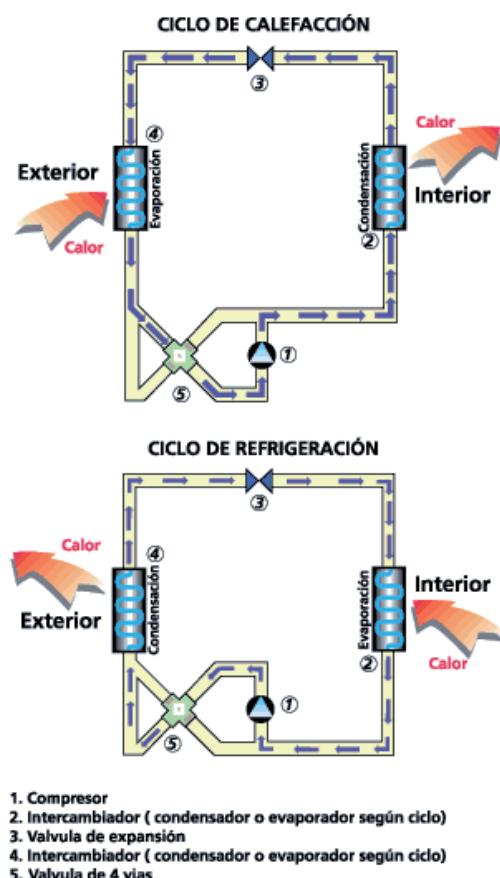


Figura 35. Ciclos de calefacción y refrigeración (ENEBC, 2007)

Se debe aclarar que, como se ve en la tabla 5, a la vista de las temperaturas de distribución del agua que exigen las distintas aplicaciones del agua caliente y, dado que, con los fluidos refrigerantes a base de hidrofluorocarburos, HFCs, actualmente permitidos, no es viable técnicamente superar los 60 °C, ni económicamente los 55 °C, el uso de la bomba de calor precisa o bien el uso de otros refrigerantes, como el amoniaco y el CO₂, un nuevo diseño de los sistemas de calefacción, o la modificación de las actuales instalaciones de radiadores convencionales y, en el caso del suministro de A.C.S. (domestic hot water -DHW- en la literatura anglosajona), suplementarlas con otra fuente de energía.



Aplicaciones	Temperatura de distribución del agua
Agua para calefacción con suelo radiante	35-45°C
Agua para calefacción con Fancoils	45-55°C
Agua para calefacción con radiadores convencionales	> 60°C
Agua para calefacción con radiadores de nuevo diseño	35°C- 45°C
Agua caliente sanitaria (A.C.S.)	> 60°C

Tabla 5. Temperaturas de distribución del agua para distintas aplicaciones

III.1.4. Clasificación de las bombas de calor de compresión mecánica.

Aunque sería posible hacer una clasificación de este tipo de bombas en función del tipo de motor que impulsa el compresor (eléctrico, de gas o diesel), no se considera relevante para este estudio, en el que se asume que sería accionado eléctricamente. Se contempla, pues, sólo una primera gran clasificación en función del tipo de foco frío o medio de donde absorben el calor:

- Si la fuente de calor es el aire exterior, los sistemas se denominan de fuente aérea o air coupled, Air-Source Heat Pumps, que, según el medio receptor, pueden ser aire-aire o aire-agua. Resulta evidente que no son de aplicación en este estudio, por lo que no se entrará en el detalle de los mismos. Son sistemas que transforman la energía aerotérmica.
- Si la fuente de calor es el ‘terreno’ (entendiendo como tal: suelo, agua subterránea o agua superficial), que lo intercambia con un circuito de agua, o agua glicolada, que circula por el evaporador de la bomba de calor, los sistemas se llaman de fuente terrestre, ground coupled, earth coupled o simplemente bombas de calor geotérmicas, Geothermal Heat Pumps (GHPs); aunque *teóricamente* pudieran tener como medio receptor aire, su disposición más práctica es la transferencia a un circuito climatizador de agua. Un gran obstáculo en la terminología usada es la variedad de denominaciones en la literatura anglosajona, pudiendo hallarse como sinónimos los términos: *geothermal heat pump* (GHP), *geoexchange* (GX) y *ground-source heat pump* (GSHP), aunque esta última es la más utilizada en la bibliografía técnica. Dentro de esta genérica denominación se podrían diferenciar los sistemas en función de la fuente de calor del circuito de agua que circula por el evaporador: el suelo (*Ground-coupled Heat Pumps* ó GCHP), el agua subterránea (*Groundwater Heat Pumps* ó GWHP), el agua superficial (*Surface Water Heat Pump* ó SWHP) o las aguas residuales, *Wastewater Heat Pumps*, de efluentes industriales o residuales humanas, *Sewage Heat Pumps*, que con una temperatura superior a 10°C y el uso intermedio de adecuados intercambiadores de calor, son una interesante fuente de calor (IEA HPC, 2010; Renold, 2008; Seong-ryong, 2008). Son sistemas que transforman la energía geotérmica, es decir la energía almacenada en forma de calor bajo la superficie del terreno, o la hidrotérmica, es decir la energía almacenada en forma de calor en las aguas superficiales (Parlamento Europeo, 2009).



El gran grupo de las bombas de calor geotérmicas agua-agua, por sus características de mayor rendimiento frente al de fuente aérea, la buena relación potencia calorífica-caudal y el alto calor específico del agua, es el más extendido mundialmente en aplicaciones de climatización, y a él pertenecerían las bombas de calor que utilizasen agua de mina de los embalse mineros o las aguas del acuífero libre Cuaternario, como sistemas que transformarían la energía de estas aguas.

III.1.4.1. Clasificación de las bombas de calor agua-agua.

Las bombas de calor geotérmicas agua-agua, se pueden clasificar a su vez, en función de la forma de circulación del agua que alimenta el evaporador (en circuito abierto o cerrado) o en función de la disposición o tipología de su funcionamiento.

a) En función del la forma de circulación del agua del foco frío:

- Sistema de **circuito cerrado** (*closed-loop*): Se suele emplear agua o una mezcla salina (*brine-water heat pumps*) y no se extrae ni se descarga ningún fluido en el entorno. El fluido circula a través de una red de tuberías que, en modo de calefacción, captan el calor del suelo, o del agua -en el caso de agua superficial, como por ejemplo un lago-. En modo de refrigeración disipan en estos medios el calor del edificio a refrigerar a través de la red de tuberías.

Esta red puede ser horizontal o vertical; en Europa suelen usarse circuitos horizontales paralelos mientras que en Estados Unidos suelen ser de tipo espiral. Para grandes edificios suele usarse una gran red vertical por su menor extensión superficial. En la figura 36 se presentan ejemplos de sistemas de circuito cerrado siendo la fuente de calor el suelo o una gran masa de agua superficial

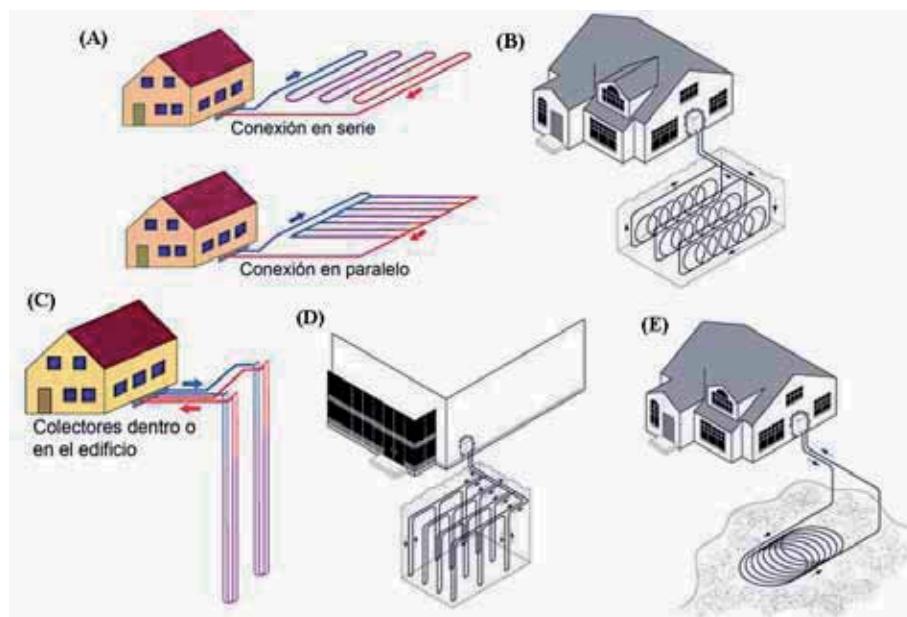


Figura 36. Sistemas en circuito cerrado: (A) Horizontal europeo; (B) Horizontal norteamericano; (C) y (D) Verticales; (E) Embalse o lago norteamericano



- Sistema de **círculo abierto** (*open-loop*): El agua puede ser subterránea (extraída de acuíferos) o superficial (tomada de un gran depósito de agua superficial, como pueden ser lagos, ríos o incluso el mar), y posteriormente descargada de vuelta. Ésta es la situación más económicamente idónea dado que el agua puede ser considerada como la fuente de calor de baja entalpía más adecuada siempre que se cumplan las condiciones de: caudal suficiente, adecuada calidad que no necesite costosos tratamientos previos que encarezcan el proceso de recuperación de calor, y temperatura idónea (8-20°C), que garantice una buena eficacia de la bomba de calor, siendo sus más importantes limitaciones las restricciones administrativas a su uso. Aún así, en ocasiones puede ser también interesante el aprovechamiento de aguas que puedan producir corrosión en el evaporador de la bomba de calor, usando previamente intercambiadores de calor.

Este es el sistema aplicado en la utilización de aguas de mina, ya sea subterránea o embalsada en minas a cielo abierto, de las aguas de cualquier acuífero y de aguas surgentes, de forma natural (manantiales) o artificial (túneles) y, por el objeto de este estudio, es el sistema al que nos referiremos en adelante.

La figura 37 representa ejemplos de aprovechamiento del agua de un lago o embalse y de un acuífero, en circuito abierto:

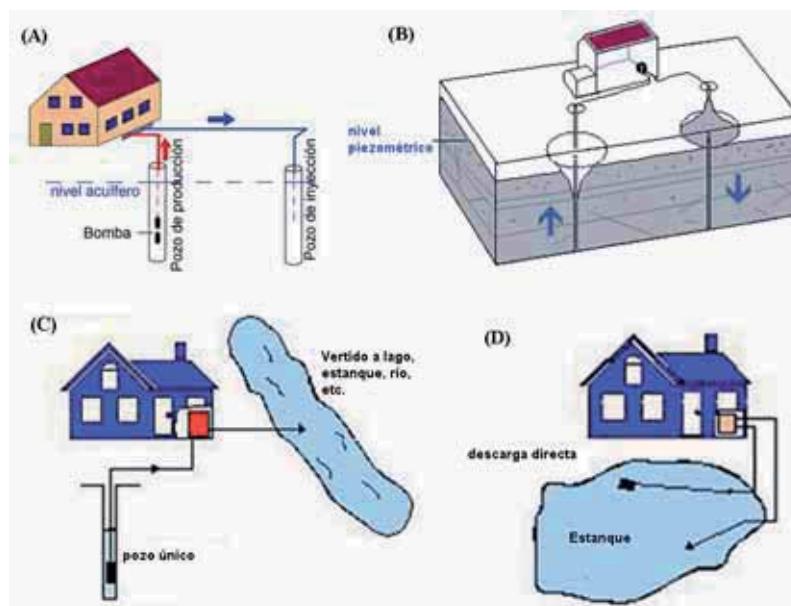


Figura 37. Sistemas de circuito abierto: (A) y (B) Aprovechamiento de un acuífero; (C) Aprovechamiento de acuífero con vertido a cauce público; (D) Aprovechamiento de lago o embalse con retorno al mismo.

En el esquema de la figura 38 se representa el aprovechamiento del agua de mina, pasando previamente por un intercambiador de calor, dada la normalmente elevada dureza de las aguas de mina y la elevada cantidad de sólidos en suspensión; si no fuese necesario este proceso previo, por la adecuada calidad del agua de mina, ésta entraría directamente desde la tubería de desagüe (A) al evaporador de la bomba de calor (E) y retornaría después al embalse minero subterráneo (o a un cauce de vertido como en la figura), habiendo perdido



los grados de temperatura equivalentes al calor cedido. El suministro de calor a los centros de consumo se realiza mediante una red de calor a baja temperatura (entre 35 y 50°C).

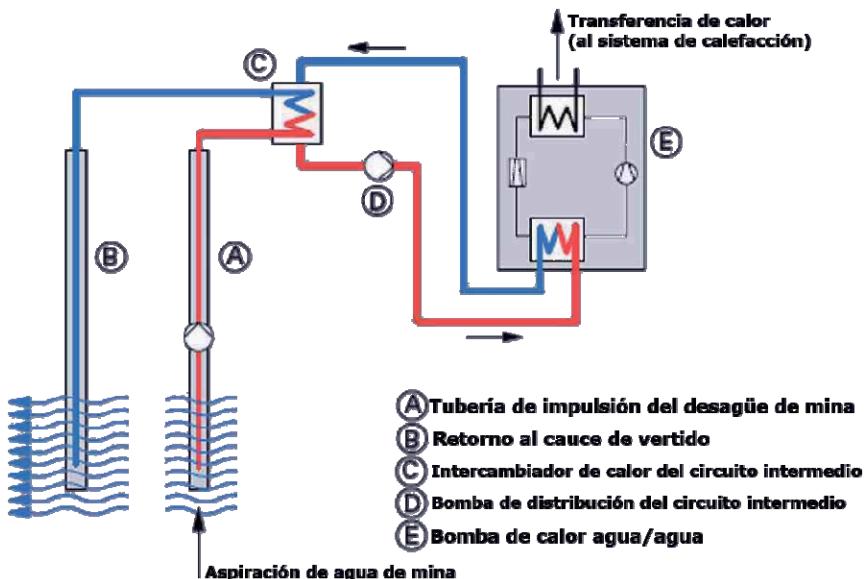


Figura 38. Sistema de calefacción mediante bomba de calor con agua subterránea (agua de mina) utilizando un intercambiador de calor y con retorno a un cauce de vertido (mod. de Viessmann, 2006)

Finalmente, en el esquema de la figura 39 se representa el aprovechamiento del agua de mina ($\approx 20^\circ\text{C}$), transportada a los centros de consumo por una red calorífica de muy baja temperatura ($<30^\circ\text{C}$); en este caso, el intercambiador de calor y la bomba de calor están situados en los centros de consumo y el retorno del agua de mina se realiza mediante una red de retorno. Esta configuración permite un fácil uso del modo de refrigeración, disipando en dicha red de retorno el calor del edificio a refrigerar.

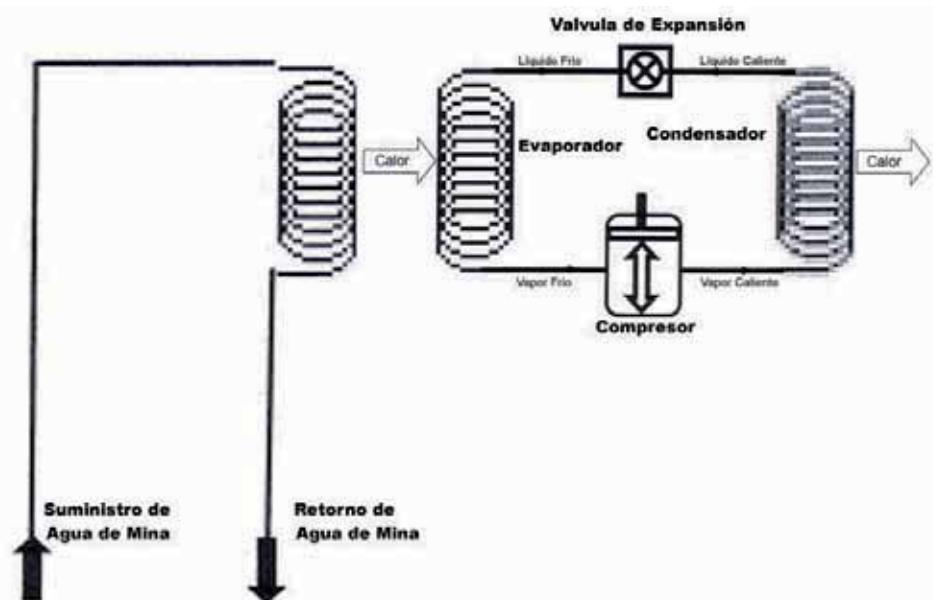


Figura 39. Sistema de calefacción mediante bomba de calor con agua de mina, mediante una red de calor de muy baja temperatura, usando intercambiador de calor y retorno a la red (mod. de Watzlaf y Ackman, 2006)



b) En función de la disposición de su funcionamiento:

Finalmente, conviene destacar que en las aplicaciones prácticas de la bomba de calor pueden surgir varias modalidades en función de la aplicación térmica de su funcionamiento, destacando las más habituales (sin entrar a considerar el uso de otras fuentes de energía, como la solar, para, aumentando la temperatura del agua del foco frío, mejorar la eficiencia energética del sistema):

- **No reversibles:** Si sólo se bombea calor desde el foco frío (fuente externa de calor) hacia el foco caliente (sumidero interno de calor), al que se le suministra calefacción, o sólo se disipa calor en el foco frío (sumidero externo de calor) extrayéndolo del foco caliente que se refrigerara.

En esta disposición no se produce la inversión del ciclo frigorífico, de tal manera que el refrigerante discurre siempre en el mismo sentido y los intercambiadores actúan como condensador y evaporador, respectivamente, en toda circunstancia. Esta disposición, en modo calefacción, se corresponde con los diagramas de las figuras 38 y 39.

Si se desea refrigeración en vez de calefacción, el cambio de funcionamiento se realiza en el lado del agua, instalando un circuito hidráulico por el que, dependiendo de si las necesidades son de calefacción o refrigeración, el conjunto de válvulas hace que el agua fría y caliente transite por una u otra dirección. En la figura 40 puede observarse el diagrama de funcionamiento de esta instalación cuando el modo de operación es en calefacción; el conjunto denominado "Máquina", a donde entran y de donde salen los circuitos del agua, engloba al evaporador, compresor, condensador y válvula de expansión.

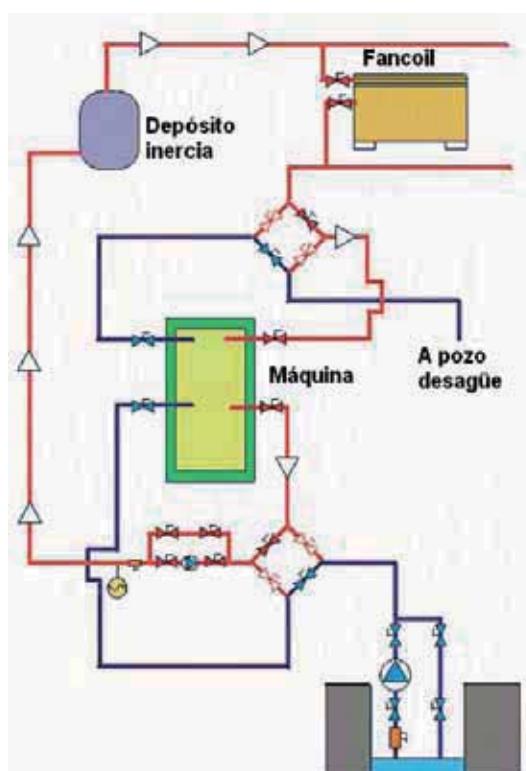


Figura 40. Esquema de funcionamiento bomba de calor agua-agua no reversible, con instalación de cambio de operación, trabajando en modo calefacción (Tubío, 2008)



Y sus potencias calorífica y frigorífica vienen dadas por las ecuaciones termodinámicas del condensador y del evaporador, respectivamente (ecs. (7) y (5) del apartado III.1.3):

$$\text{Potencia calorífica: } Q_{\text{cond}} = \dot{m}_{\text{refrig}} (h_2 - h_3) = \dot{m}_{\text{agua}} (h_{\text{sc}} - h_{\text{ec}})$$

$$\text{Potencia frigorífica: } Q_{\text{evap}} = \dot{m}_{\text{agua}} (h_{\text{ee}} - h_{\text{se}}) = \dot{m}_{\text{refrig}} (h_1 - h_4)$$

- **Reversibles:** Si se bombea calor desde el exterior hacia el interior en un ciclo de calefacción y se bombea calor del interior hacia el exterior en un ciclo de refrigeración. Un modelo de instalación con esta disposición, facilitada mediante el uso de válvulas de cuatro vías (figura 38), se muestra en la figura 41. En estas instalaciones, la inversión del cambio de funcionamiento se produce en el lado del refrigerante, mediante una válvula de cuatro vías que direcciona el flujo de dicho fluido hacia un intercambiador de calor en el exterior de la bomba, por donde circula el agua del foco frío, o al intercambiador interior, por donde circula el agua del foco caliente, en función de que las necesidades sean de calefacción o refrigeración

En modo calefacción, el intercambiador interior actúa como condensador y calienta el agua del foco caliente que circula a la instalación de calefacción, mientras que el intercambiador exterior actúa como evaporador, extrayendo calor del agua del foco frío (figura 42).

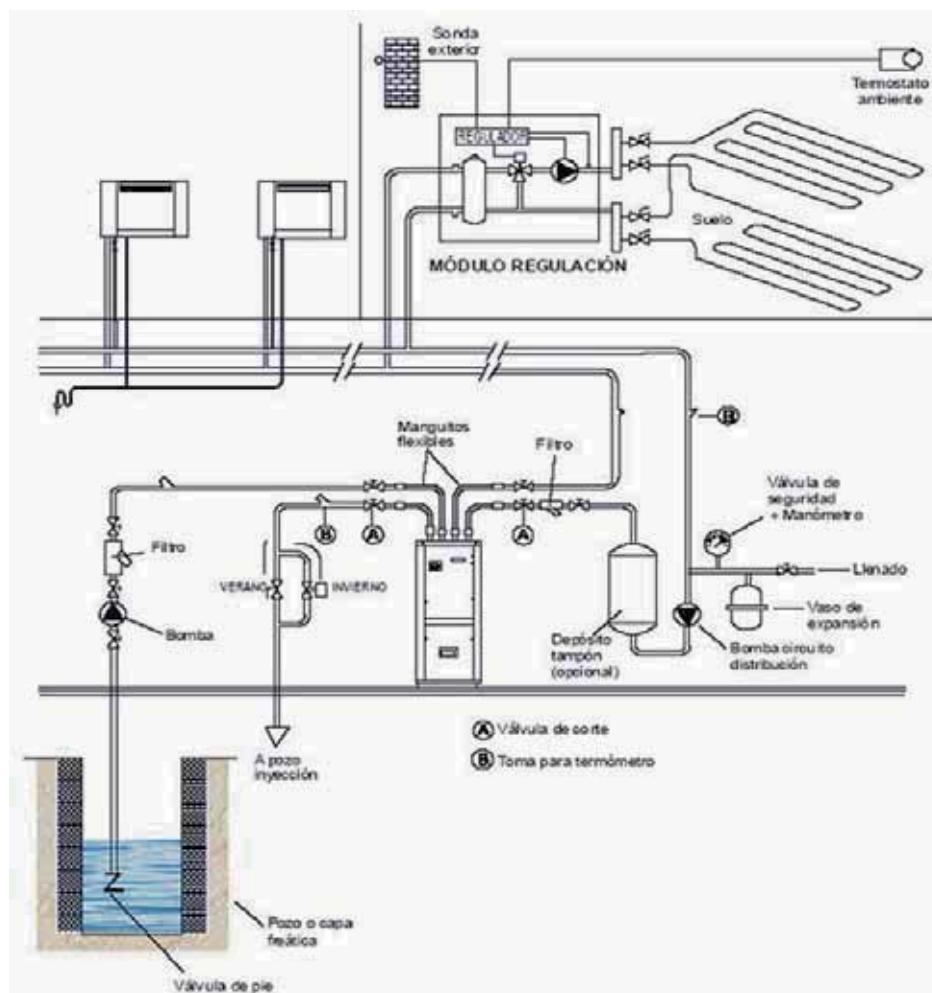


Figura 41. Esquema de instalación de bomba de calor geotérmica agua-agua reversible (Zamora, 2008b)

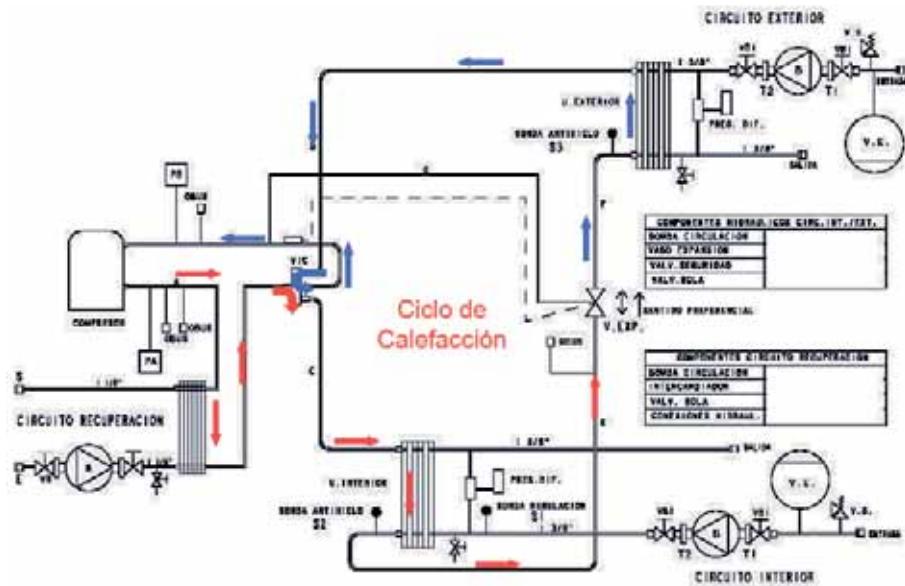


Figura 42. Instalación de bomba de calor geotérmica agua-agua reversible. Esquema del movimiento del refrigerante en modo calefacción (Zamora, 2008b)

En refrigeración (figura 43), el refrigerante circulará en sentido contrario por lo que el intercambiador interior actúa como evaporador y enfriá el agua del foco caliente que circula a la instalación de refrigeración, mientras que el intercambiador exterior actúa como condensador devolviendo calor al agua del foco frío.

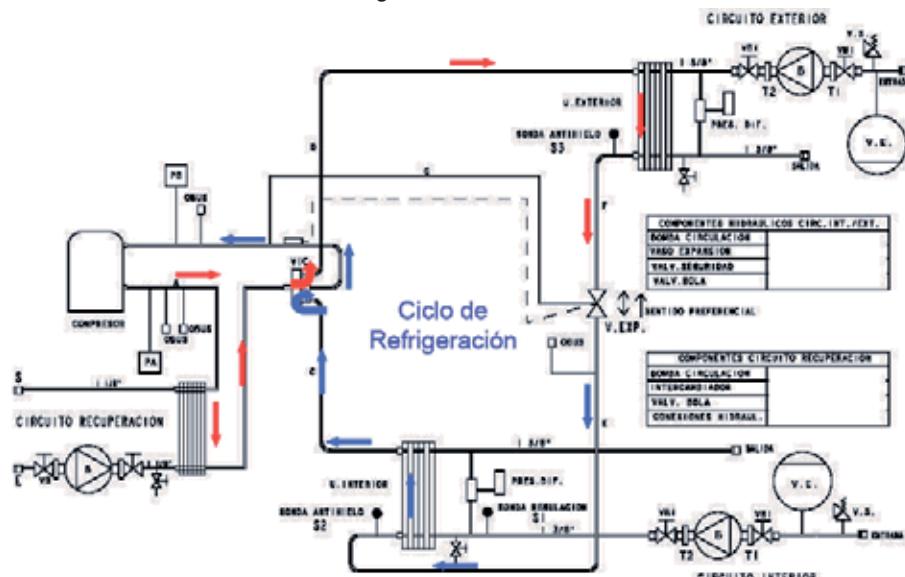


Figura 43. Instalación de bomba de calor geotérmica agua-agua reversible. Esquema del movimiento del refrigerante en modo refrigeración (Zamora, 2008b)

Dado que, lógicamente, se mantienen las ecuaciones termodinámicas del condensador y del evaporador, la expresión de las potencias caloríficas y frigoríficas son las mismas que en el caso anterior.



- **Simultáneas:** En los intercambios de calor con el exterior, bien bombeando calor desde el exterior hacia el interior, o bien desde interior hacia el exterior, se suministra simultáneamente calefacción y refrigeración.

En realidad se trata de un equipamiento de bomba de calor geotérmica agua-agua **no reversible** de gran potencia, conocida comercialmente como *planta enfriadora de condensación por agua* o *equipo de producción de agua fría condensado por agua*, normalmente equipadas con compresores de tornillo que, como se ha descrito anteriormente, realiza el cambio de funcionamiento en el lado del agua instalando un circuito hidráulico y un conjunto de válvulas, conmutadas manual o automáticamente, que definen los dos modos posibles de funcionamiento (calefacción o refrigeración), permitiendo que el agua fría y caliente transite en direcciones contrarias según las necesidades.

En esta disposición, la potencia calorífica total suministrada a la instalación de climatización es la suma de la potencia calorífica de la bomba de calor más la potencia calorífica absorbida por el intercambiador condensador caliente, y la potencia frigorífica suministrada a la instalación de climatización es la suma de la potencia frigorífica suministrada por la bomba de calor más la potencia frigorífica absorbida por el intercambiador compensador frío. Su aplicación es muy útil en edificaciones que necesiten suministro simultáneo de calor y frío: aeropuertos, museos, hospitales, centros comerciales y deportivos, grandes hoteles o edificios de oficinas, centros de investigación e industriales con grandes y sofisticadas instalaciones informáticas o que necesiten espacios de temperatura controlada, etc. Por su específico interés en una de las modalidades estudiadas en esta Tesis: el aprovechamiento de las aguas almacenadas en un embalse minero como fuente energética mediante su transporte a los centros de consumo por una red calorífica de muy baja temperatura con retorno al embalse o a su aprovechamiento como recurso hídrico, aplicación que se expondrá detalladamente en el apartado III.1.12. 2.

- **Sistemas combinados:** En cada uno de los tipos de funcionamiento expuestos, la bomba de calor puede diseñarse para desviar agua a un depósito de A.C.S. En estos casos será necesario otra forma de aporte de calor para asegurar que la temperatura del agua que va al depósito de A.C.S. esté por encima de 60°C, según el artículo 7 (apdo. 1: h-i) del RD 865/2003 (Ministerio de Sanidad y Consumo, 2003). A su vez, estos sistemas pueden funcionar en *modo mono-energético*, utilizando una única fuente de energía (bombas de calor y calentadores eléctricos) o en *modo dual*, utilizando varias fuentes de energía (bombas de calor y calderas de gas o gasoil).

Para ello, si la bomba de calor es *no reversible*, se puede instalar en el circuito del agua del foco caliente, a la salida del condensador, una válvula de tres vías que, cuando sea necesario, enviará agua al depósito de ACS; lógicamente la bomba de calor debe estar trabajando en modo de calefacción (figura 44).

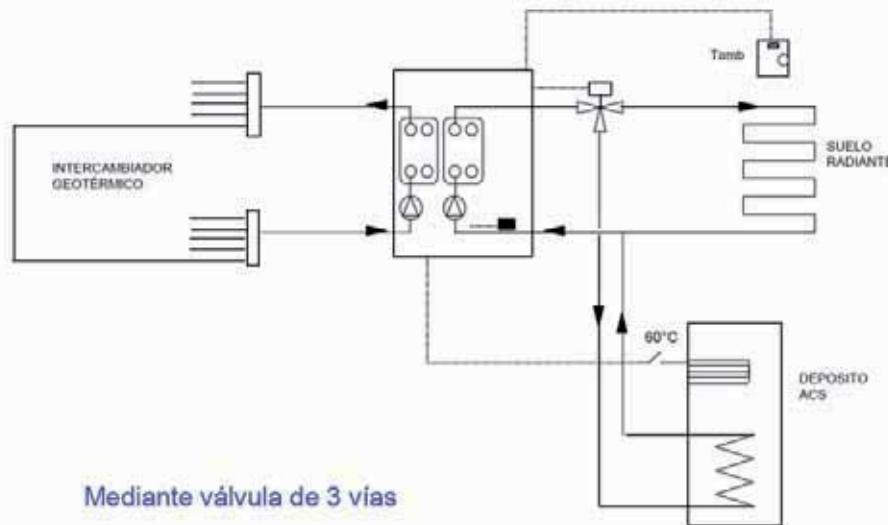


Figura 44. Esquema de producción de A.C.S. en una bomba de calor geotérmica agua-agua no reversible, mediante válvula de tres vías (Zamora, 2008b)

Si la bomba de calor es *reversible*, se puede colocar internamente un intercambiador de gases calientes (*desuperheater*) a la salida del compresor, lo que permite producir constantemente, en modo calefacción o refrigeración, agua caliente (figura 45).

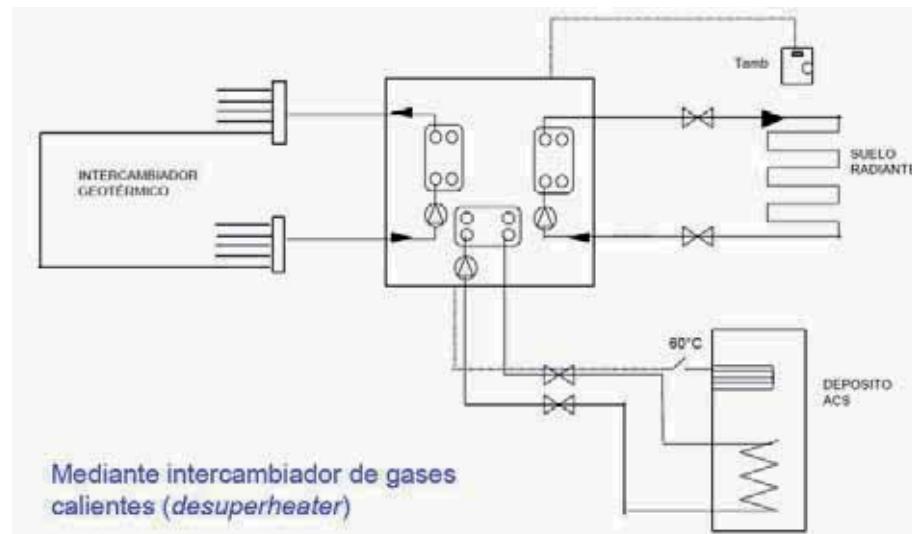


Figura 45. Esquema de producción de A.C.S. en una bomba de calor geotérmica agua-agua reversible, mediante intercambiador de gases calientes (Zamora, 2008b)

III.1.5. Eficacia de la bomba de calor.

Se ha visto que el calor de la fuente es almacenado y liberado en el refrigerante a medida que experimenta cambios de fase y es “bombeado” desde donde es evaporado hasta donde es condensado. Siendo Q_2 la cantidad de calor extraído de la fuente exterior o foco frío, W_e el trabajo exterior del compresor del circuito frigorífico o cantidad de energía necesaria para operar la bomba de calor, y Q_1 la cantidad de calor generado, se define como eficacia de la máquina, o comúnmente



COP (Coefficient Of Performance), la relación entre el efecto útil conseguido y el trabajo necesario para conseguirlo.

Se cumple siempre que el cociente entre el calor aportado y el trabajo exterior es mayor que la unidad; efectivamente, teniendo en cuenta [4]:

$$COP = Q_1 / W_e = (Q_2 + W_e) / W_e = 1 + Q_2 / W_e > 1 \quad [10]$$

El interés de la bomba de calor reside en que la cantidad de energía consumida en hacer girar el compresor (W_e) es pequeña en comparación con la energía desprendida en el condensador (Q_1), como mínimo del orden de tres veces menos o incluso inferior en las bombas modernas, con lo que se consiguen COP incluso superiores a 4, posibilitando su aplicación económica práctica.

Si bien al rendimiento del equipo trabajando en ciclo de calefacción se le denomina COP, cuando se trabaja en ciclo de refrigeración, se utiliza el concepto de EER (*Efficiency Energy Rate*). Dado que en este caso el efecto útil es el calor cedido al exterior, Q_2 , se tiene:

$$EER = Q_2 / W_e \quad [11]$$

$$COP = 1 + Q_2 / W_e = 1 + EER \quad [12]$$

Siendo en este caso Q_1 el calor tomado del medio a refrigerar y Q_2 el que se cede al exterior.

Los coeficientes de eficacia se pueden enfocar de varias maneras:

- **COP teórico**: Dado que en el ciclo de Carnot los calores intercambiados son proporcionales a las temperaturas absolutas de los focos, se tendrá un primer COP teórico:

$$COP_{\text{teórico}} = T_1 / (T_1 - T_2) \quad [13]$$

Siendo T_1 y T_2 las temperaturas de los focos caliente y frío, respectivamente, expresadas en grados Kelvin.

De lo anterior se deduce que la eficacia será mayor cuanto menor sea la diferencia de temperatura entre las fuentes de calor ($T_1 - T_2$).

- **COP práctico**: El COP termodinámico real corresponde al rendimiento del ciclo de Carnot (Apdo. III.1.3):

$$COP_{\text{termodinámico real}} = T_{\text{co}} / (T_{\text{co}} - T_{\text{ev}}) \quad [14]$$

Donde:

T_{co} es la temperatura absoluta de condensación

T_{ev} es la temperatura absoluta de evaporación

Éste difiere del $COP_{\text{teórico}}$ porque en el intercambio real es imposible que el fluido que evoluciona y las fuentes de calor fría y caliente estén a la misma temperatura. En la práctica, el fluido, cuando quita calor a la fuente fría, está a temperatura más baja que ésta ($T_{\text{ev}} < T_2$) y análogamente, al ceder calor a la fuente caliente, ésta se encontrará a temperatura más baja que la del fluido ($T_{\text{co}} > T_1$). Además, en la práctica, el paso del fluido desde la fuente caliente a la fría, y viceversa, no se realiza en condiciones isentrópicas, siendo los procesos irreversibles



y no precisamente adiabáticos, por lo que al tener estas condiciones en cuenta el COP_{teórico} quedaría afectado por un coeficiente corrector α , y se tendría:

$$\text{COP}_{\text{práctico}} = \alpha \cdot \text{COP}_{\text{teórico}} = \alpha \cdot \frac{T_1}{T_1 - T_2} \quad [15]$$

El COP_{práctico} es la forma empírica de calcular el COP real. El coeficiente α oscila según las potencias de las bombas de calor; para máquinas de gran potencia alcanza valores de 0,65, siendo aceptables valores medios superiores a 0,55.

- **Coeficientes globales de instalación:** En una instalación de bomba de calor no sólo se tiene la energía absorbida por el compresor, sino que se deben considerar las pérdidas de energía en el mismo y que existen elementos ligados a su funcionamiento (ventiladores de evaporador o condensador, bombas de circulación de agua, resistencias auxiliares, etc.) que consumen energía y que conducen a un total de energía consumida $\sum W_e = W_e(\text{compresor}) + W_e(\text{auxiliares})$, así:

$$\text{En modo calefacción: } \text{COP}_{\text{instalación}} = \frac{Q_1}{\sum W_e} \quad [16]$$

$$\text{En modo refrigeración: } \text{EER}_{\text{instalación}} = \frac{Q_2}{\sum W_e} \quad [17]$$

En las modernas bombas de calor agua-agua se pueden alcanzar COP_{instalación} entre 3,5 y 5,5 en función de las características del foco frío.

- **Coeficientes medios estacionales:** Es el global referido a los consumos medios a lo largo de un período de tiempo, normalmente un año; su uso tiene interés dado que las condiciones del foco caliente y del frío van variando a lo largo del año, y por tanto también los aportes de energía. En este caso, se supondrá que el caudal de agua del foco frío es suficiente para la demanda de calor y que las oscilaciones de temperatura de este foco son mínimas, por lo que no se consideran otros aportes de calor y no hay más variaciones del COP que las debidas a dicha oscilación de temperatura del agua del foco frío.

En modo calefacción, el coeficiente que cuantifica este efecto, denominado HSPF (*Heating Seasonal Performance Factor*) en la terminología anglosajona, es el que se ha de considerar cuando se comparan los gastos de funcionamiento de las diferentes alternativas de calefacción.

$$\text{HSPF} = \frac{\sum Q_1}{\sum W_e} \quad [18]$$

Donde $\sum Q_1$ es la suma del calor total de calefacción durante el período anual de uso normal y $\sum W_e$ el consumo total de energía durante el mismo período.

Para COP_{instalación} óptimos, con máquinas de gran potencia calorífica y temperaturas de salida del agua del condensador de 35 a 50°C, los HSPF serán de 6,9 y 4,75, respectivamente (CIATESA, 2010).

Análogamente, en modo refrigeración, el coeficiente que cuantifica este efecto, denominado CSPF (*Cooling Seasonal Performance Factor*) en la terminología anglosajona, es el que se ha de considerar cuando se comparan los gastos de funcionamiento de las diferentes alternativas de refrigeración:

$$\text{CSPF} = \frac{\sum Q_2}{\sum W_e} \quad [19]$$



En estos coeficientes de eficacia se basan los programas oficiales de certificación energética (*CALENER*), que se usan para la calificación de viviendas y edificios según lo establecido en el RD 47/2007 (Ministerio de la Presidencia, 2007c).

En equipos reversibles o simultáneos, se suman las energías calorífica y frigorífica aportadas a lo largo de un año y se dividen por la energía consumida en dicho periodo.

- **COP global en energía primaria:** También se denomina PER (*Primary Energy Ratio*) y mide la eficiencia de un sistema de transformación de energía comparando la energía útil saliente con la necesaria energía entrante.

Por ejemplo, en el caso de una caldera de gas o gasoil, aunque se puedan alcanzar eficiencias del 95%, no es habitual obtener rendimientos medios superiores al 90, salvo las modernas calderas de condensación, que alcanzan un rendimiento del 98%

En el caso de la bomba de calor, se tiene en cuenta el rendimiento de producción y distribución de energía eléctrica que la acciona y los valores mínimos que pueden alcanzar están fijados en el Anexo de *Criterios Ecológicos de la Decisión 2007/742/EC* (Comisión de las Comunidades Europeas, 2007a). Su expresión, aplicada al funcionamiento de la bomba de calor durante un año, es:

$$\text{PER} = \text{COP}_{\text{global energía primaria}} = \text{Eficiencia generación} \cdot \text{COP}_{\text{medio estacional}} \quad [20]$$

Siendo “Eficiencia generación” el rendimiento de generación eléctrica, calculado como el cociente entre la energía neta final y la energía primaria consumida. Su estimación inicial puede hacerse aplicando el coeficiente medio europeo de eficiencia de generación de 0,40, que fija el citado Anexo, o calculándolo a partir de los datos reales de eficiencia de generación de la electricidad consumida.

En el caso de Asturias, según datos de la Fundación Asturiana de la Energía (FAEN, 2008a), durante 2008 se ha tenido un consumo de energía primaria de 2.778.873 tep, generándose 1.271.090 tep, con lo que se tiene una eficiencia de generación de 0,457412

Siguiendo con el caso de Asturias, para $\text{HSPF} = 4,75$, fácilmente obtenible con temperatura media del agua del foco frío o fuente de calor de 20°C y temperatura media de salida del condensador de 50°C , se tendría un PER de la bomba de calor de $4,75 \cdot 0,457412 = 2,17$, frente a un 0,98 máximo de las calderas de gas o gasoil y un 0,457412 de los radiadores eléctricos. Aunque el Anexo de referencia se limita a temperaturas máximas de impulsión de 45°C , estos valores de COP y PER superan los mínimos de 4,2 y 1,68 que fija como criterios ecológicos para la autorización de bombas de calor agua-agua con compresor alimentado eléctricamente.

Para una salida del condensador de 35°C , con un HSPF de 6,9, el PER sería de 3,16, valores de COP y PER que superan ampliamente los de 5,10 y 2,04 del citado Anexo.



III.1.6. Potencia calorífica aprovechada. Energía calorífica útil.

A continuación se deducirá la forma de estimar la potencia calorífica (P_c) y la energía calorífica útil (E_c), que se pueden obtener de la bomba de calor, y en concreto, teniendo como fuente de calor el agua de mina desaguada durante un determinado periodo de tiempo.

De acuerdo con la ecuación termodinámica del evaporador de la bomba de calor (ec. 5 del apdo. III.1.3.), el potencial térmico del foco frío, P_f , en vatios térmicos (W_t), vendría dado por el producto del gasto o flujo másico del agua circulante del foco frío por la diferencia de entalpías de esta agua a la entrada y salida del evaporador:

$$P_f = \dot{m}_{\text{agua}} (h_{ee} - h_{se})$$

Siendo \dot{m}_{agua} el gasto másico por segundo:

$$\dot{m}_{\text{agua}} = (V_t \cdot \rho) / t \quad [21]$$

Y:

$$(h_{ee} - h_{se}) = \Delta T \cdot C_e \quad [22]$$

Con lo que :

$$P_f = (\Delta T \cdot C_e \cdot V_t \cdot \rho) / t (W_t) \quad [23]$$

Donde:

ΔT = Salto térmico, que en el caso de las bombas de calor habituales, es de 5°C

C_e = Calor específico del agua = 4186,8 J/kg · °C

V_t = Volumen (m^3) de agua de evacuado en un tiempo t .

ρ = Densidad del agua = 1000 kg/ m^3

t = tiempo considerado en segundos; para un año $t = 365 \cdot 24 \cdot 3600$ s

Sustituyendo:

$$P_f = 5^\circ\text{C} \cdot V_{\text{año}} \cdot 4186,8 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{°C}^{-1} \cdot 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot 1 / (365 \cdot 24 \cdot 3600) \cdot \text{s}^{-1} (W_t) \Rightarrow P_f \approx 0,664 V_{\text{año}} (W_t) \quad [24]$$

El potencial térmico del foco caliente será:

$$P_c = P_f + W_e \quad [25]$$

Siendo W_e el trabajo aportado al compresor de la bomba de calor.

Dada la definición de COP y operando:

$$\text{COP} = P_c / W_e = (P_f + W_e) / W_e = 1 + P_f / W_e$$

$$W_e = P_f / (\text{COP} - 1)$$

$$P_c = P_f + P_f / (\text{COP} - 1)$$

$$P_c = P_f \cdot \text{COP} / (\text{COP} - 1) \quad [24]$$

Y, en un año:



$$P_c \approx 0,664 V_{\text{año}} \cdot \text{COP} / (\text{COP}-1), \text{ potencia calorífica aprovechada [25]}$$

La energía calorífica útil, E_c , trabajando 24 horas diarias como se ha supuesto, será:

$$E_c = P_c \cdot 24 \cdot 365 (\text{Wh}_t)$$

$$E_c \approx 0,664 \cdot 24 \cdot 365 \cdot V_{\text{año}} \cdot \text{COP} / (\text{COP}-1) (\text{W}_t)$$

$$E_c \approx 5,82 \cdot V_{\text{año}} \cdot \text{COP} / (\text{COP}-1) \text{ kW}_t [26]$$

A título de ejemplo, para aguas con una temperatura entre 18-20°C (19°C de temperatura media), habituales en los pozos de la Cuenca Central Asturiana, una temperatura de la fuente caliente de 45 °C, y un coeficiente corrector medio α de 0,55, se tendría, de acuerdo con la expresión [15]:

$$T_1 = 273,16 + 45 = 318,16$$

$$T_2 = 273,16 + 19 = 292,16$$

$$T_1 - T_2 = 26$$

$$\text{COP}_{\text{práctico}} = 0,55 \cdot 318,16 / 26 \approx 6,73$$

Operando este COP en la expresión [26], queda:

$$E_c \approx 6,8 V_{\text{año}} \text{ kWh}_t$$

En este caso, sin aportes de energía distintos a los del funcionamiento de la bomba de calor, para estimaciones anuales se debe considerar el COP medio estacional (HSPF) que, como se ha visto, se puede estimar en 4,75 para salidas de agua del condensador a 50°C y de 6,9 para salidas de agua del condensador a 35°C, con lo que la expresión [26] llevaría a:

$$\text{Salida a } 35^\circ\text{C: } E_c (\text{mina}) \approx 6,81 \cdot V_{\text{año}} \text{ kWh}_t [27]$$

$$\text{Salida a } 50^\circ\text{C: } E_c (\text{mina}) \approx 7,37 \cdot V_{\text{año}} \text{ kWh}_t [28]$$

Referida a una unidad de caudal anual desaguado de $1 \text{ Hm}^3 = 10^6 \text{ m}^3$, se podría obtener una energía térmica anual de entre 6,81 y 7,37 GWh_t/Hm³, para dichas temperaturas de salida.

III.1.7. Ventajas económicas.

. En general, las ventajas económicas de sus ahorros energéticos se muestran claras a través del gran desarrollo del uso de bombas de calor como suministradores de frío y calor tanto en hogares como en grandes edificios en el mundo.

Como el objeto de estudio de esta Tesis es el aprovechamiento del embalse minero Barredo-Figaredo, se parte de un caudal histórico de desagüe de mina y, aun suponiendo incluidos los costes del desagüe en el análisis de rentabilidad del proyecto, no se debe olvidar que se está hablando de fuentes de calor de gran potencial térmico, por lo que, independientemente de los condicionantes legales sobre quién es el propietario de los derechos de uso de esta fuente de calor, su uso requiere un potencial de consumo equiparable a la oferta y la configuración de redes de calor, con las infraestructuras correspondientes, lo que en la práctica obliga a considerar su aprovechamiento ligado al de un proyecto industrial evaluable en cada caso concreto.



Este apartado se limitará a destacar la economía de costes en el proceso de suministro de energía térmica de la bomba de calor frente a las alternativas convencionales.

Como se ha visto, la bomba de calor extrae el calor de un medio de baja temperatura estable, foco frío, y lo cede a otro medio a mayor temperatura, foco caliente. El consumo energético convencional de las bombas de calor ($\sum W_e$) es menor que la energía térmica facilitada (Q_1).

De acuerdo a la expresión [16]:

$$COP_{\text{instalación}} = Q_1 / \sum W_e$$

Es decir, para producir Q_1 kilowatioshora térmicos (kWh_t) es necesario aportar $\sum W_e \cdot COP_{\text{instalación}}$ kilowatioshora eléctricos (kWh_e); por lo tanto, para producir $1kWh_t$ es necesario consumir:

$$Q_1 = 1 kWh_t \rightarrow \sum W_e = 1 / COP kWh_e, [29]$$

Luego el coste del kWh_t producido es igual al precio del kWh_e dividido por el COP.

Su comparación con los sistemas convencionales, a los precios actuales de los combustibles y de la energía eléctrica, supone un ahorro económico importante.

A título de ejemplo, se expone, en la figura 46, un gráfico de evolución de costes de calefacción, en el Estado de Pennsylvania (E.E.U.U.), elaborado por el U.S. Dep. of Energy (Watzlaf y Ackam, 2006). De su observación se deduce cómo la fuerte evolución de los precios del petróleo a partir de 1973 ha producido unos proporcionales incrementos de los precios de la energía eléctrica que dispara los costes de calefacción mediante resistencia eléctrica.

Asimismo, similar evolución de los precios del gas a partir del año 2000 y, por tanto de la calefacción con su uso, produce que actualmente, los costes de calefacción mediante bomba de calor sean claramente más económicos. Si se tiene en cuenta que este gráfico se ha elaborado con un índice $COP = 3,1$ y se ha visto como, en las condiciones óptimas de las aguas de mina, se podían estimar unos índices anuales de COP medio estacional, o $HSPF$, entre 4,75 y 6,9 según la temperatura a la que se decida suministrar el agua caliente de calefacción (50°C y 35°C), la ventaja económica del uso de bomba de calor es aún más manifiesta.

Efectivamente, con precios del 2009, (EUROSTAT, 2010), el precio medio del kWh en España en 2007, para consumidores domésticos, fue de 0,1294 €/kWh, con lo que, de acuerdo a la expresión [29], se tendría un costo de:

$$\text{Salida a } 35^\circ\text{C}: 0,1294 / 6,9 = 0,0188 \text{ €/kWh}_t.$$

$$\text{Salida a } 50^\circ\text{C}: 0,1294 / 4,75 = 0,0272 \text{ €/kWh}_t.$$

Para su comparación con el kWh_t producido con caldera de gas (el más habitual en la zona de estudio), se parte de unos precios del Gigajoule, (EUROSTAT, 2010) de 14,64 €/GJ para consumidores domésticos.



Aunque la situación real aún no es así, suponiendo todas las calderas de condensación, con un rendimiento de caldera del 98%, lo que, teniendo en cuenta que $1\text{GJ} = 277 \text{ kWh}$, lleva a precios muy superiores al coste del kWh_t obtenido con la bomba de calor:

$$14,64 \cdot (277 \cdot 0,98)^{-1} \approx 0,054 \text{ €/kWh}_t \text{ para el consumidor doméstico}$$

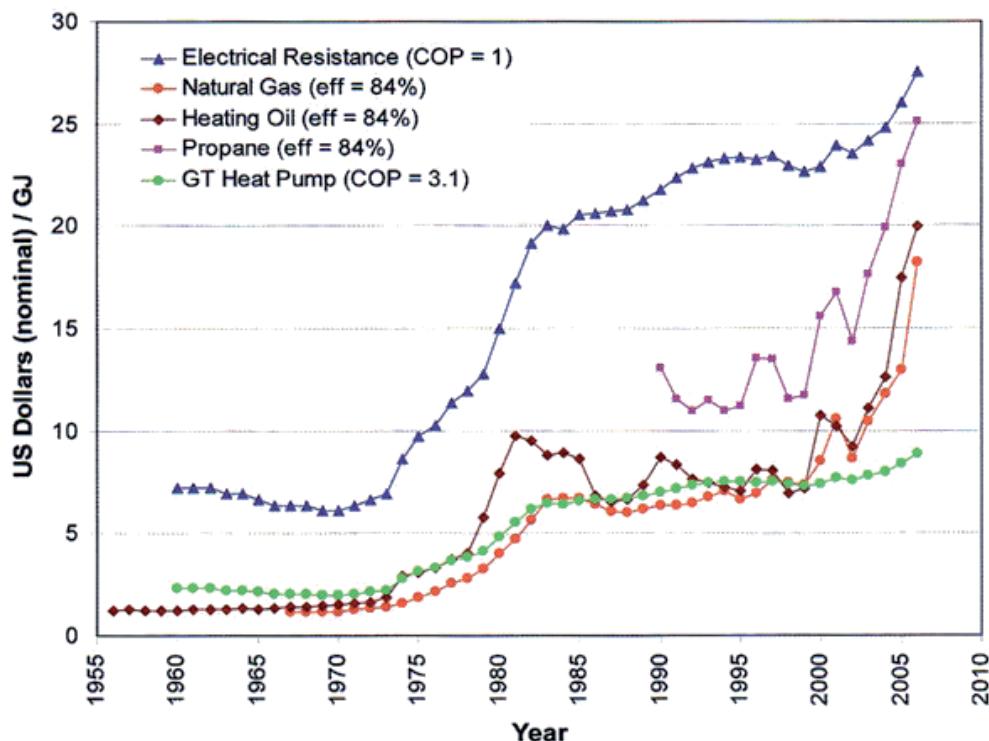


Figura 46. Evolución de los costes de calefacción en \$/GJ (Watzlaf y Ackman, 2006)

III.1.8. Fluidos Refrigerantes.

Como ya se ha visto, los fluidos refrigerantes tienen la función de asegurar los cambios de calor en el condensador y el evaporador de la bomba de calor, pero el hecho de que aquellos que mejor aseguran estos cambios sean considerados dañinos para el medio ambiente, por su efecto pernicioso sobre la capa de ozono y el efecto invernadero, limita severamente su uso, hasta tal punto que la evolución de la bomba de calor en los próximos años dependerá en gran medida de la evolución de los fluidos refrigerantes.

La introducción del *R-12*, que es un clorofluocarbono (CFC), significó el despegue de la industria de la refrigeración y el uso masivo de CFCs. Sin embargo, en 1973, Sherwood Rowland y Mario Molina (EHPA, 2005) presentaron la teoría de que los CFCs podrían terminar con la capa de ozono. Este trabajo les hizo ganar el premio Nobel en 1995 y condujo a un acuerdo internacional para terminar con el uso de CFCs en el Protocolo de Montreal en 1987 y más tarde las modificaciones para incluir también los HCFCs.

El poder de destrucción de ozono se mide para cada refrigerante a través de un parámetro relativo llamado *Potencial Destructor del Ozono*, conocido por sus siglas en inglés ODP (*Ozone Depletion Potential*), que se mide tomando como referencia el clorofluocarbono CFC 11 ó *R-11*, al que se le



asigna el valor de 1. El uso de sustancias que dañen la capa de ozono en la UE está limitado por el Reglamento 2037/2000 (Parlamento Europeo, 2000). Difiere del Protocolo de Montreal y de sus modificaciones en que especifica un calendario acelerado para abandonar el uso de HCFCs o para su recuperación y el control de fugas. Actualmente el uso de CFCs en bombas de calor fue retirado y desde el 1 de enero de 2004 el uso de HCFCs en la producción de sistemas de aire acondicionado o de bombas de calor está prohibido.

Como el uso de sustancias dañinas para la capa de ozono está actualmente profusamente cubierto por la regulación internacional, la tendencia es ahora la reducción de emisiones de hidrofluocarbonos (HFCs). Los HFCs fueron introducidos como un sustituto de los CFCs, no tienen cloro y su uso en forma de mezclas constituyó una importante alternativa a los CFCs; un ejemplo lo constituye el *R-134-a* empleado de forma directa o en mezcla, o el *R-407-c*, que es uno de los refrigerantes más usados en las bombas de calor agua-agua.

La atribución de las causas del aparente cambio de clima al efecto invernadero realizado por ciertos gases naturales (vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y ozono) que, al ser opacos a la radiación infrarroja, reflejan parte de la radiación que la tierra emite al espacio, reteniendo el calor e impidiendo su transmisión al exterior incluye a las sustancias artificiales igualmente opacas a la radiación infrarroja como algunos refrigerantes, produciendo un efecto invernadero añadido al de los gases naturales y siendo considerados como ellos gases de efecto invernadero (GEI); en este grupo de GEI están incluidos los HFCs que si bien no tienen efecto degradante en la capa de ozono, contribuyen al calentamiento global por su efecto invernadero al liberarse.

Según el tiempo de permanencia en la atmósfera, se evalúa la capacidad de calentamiento de cada refrigerante con otro parámetro llamado Potencial de Calentamiento Atmosférico o GWP (*Global Warming Potential*) para varios horizontes de tiempo de integración (ITH): 20, 100 y 500 años, tomando como gas de referencia el dióxido de carbono, al que también se le asigna el valor de 1 en cualquier ITH. A la contribución propia de cada refrigerante al efecto invernadero se le llama efecto invernadero directo. Por este motivo los Grupos de trabajo I y III del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en sus informes especiales de 2001 y 2005, alertaron del aumento de emisiones de HFC al sustituir algunas de las sustancias agotadoras del ozono que se estaban eliminando gradualmente y propusieron la reducción de las emisiones mediante el confinamiento, la recuperación y el reciclaje de refrigerantes, y mediante el uso de otros fluidos y tecnologías.

Es por ello que la Comisión Europea ha propuesto una nueva directiva para restringir el uso de F-gases (HFCs, perfluorocarbonos o PFCs y hexafluoruro de azufre o SF6). Esta directiva se ha plasmado en el Reglamento (CE) No 842/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo (2006) sobre determinados gases fluorados de efecto invernadero que ha entrado en vigor en su totalidad desde el 4 de julio de 2007. El Reglamento fija condiciones de revisión y control de pérdidas en los sistemas ya existentes y, aunque permite la comercialización de aparatos fabricados antes del 4-07-2007, prohíbe la comercialización de nuevos modelos de sistemas no confinados que contengan las sustancias consideradas dañinas (Art.9). También enumera, en su Anexo I, estos gases y en su



Anexo II define como *Prohibiciones de comercialización* los *Productos y aparatos* que contengan como refrigerantes hidrofluorocarburos y perfluorocarburos en sistemas no confinados de evaporación directa. En su Anexo I, también define el Potencial de calentamiento atmosférico (PCA) de cada gas fluorado y proporciona un método de cálculo del PCA de un preparado. Así, el PCA total es una media ponderada derivada de la suma de las fracciones expresadas en peso de cada una de las sustancias multiplicadas por sus PCA parciales:

$$\text{PCA}_{\text{total}} = (\text{Sustancia X \%} \cdot \text{PCA}) + (\text{Sustancia Y \%} \cdot \text{PCA}) + \dots + (\text{Sustancia N \%} \cdot \text{PCA})$$

Donde % es la contribución por peso con una tolerancia de peso de $\pm 1\%$.

Esta necesidad de sustituir paulatinamente los refrigerantes más dañinos, producirá efectos en la concepción de nuevas máquinas, ya que cada avance en el campo de refrigerantes conlleva el uso de nuevos compresores que garanticen un buen rendimiento. Actualmente los refrigerantes más usados en bombas de calor agua-agua son *R-134-a*, *R-407-c*, *R-404-a* y *R-410-a*, aunque está en desarrollo la utilización del amoniaco y el CO_2 .

En la tabla 6 se recogen los potenciales de efecto invernadero de diversos refrigerantes. Como puede verse, los refrigerantes más usados actualmente tienen un alto potencial, que alcanza el impacto equivalente a una emisión de 3260 kg de CO_2 por kg de emisión de refrigerante en el caso del *R 404a*; ello obliga a controlar la estanqueidad de la bomba de calor, tal como regula el Reglamento (CE) 1516/2007 (Comisión de las Comunidades Europeas, 2007b).

Refrigerante	ODP	GWP (ITH = 100 años)
R11	1	3500
R22	0,05	1810
R134a	0	1300
R404a	0	3920
R407C	0	1770
R410a	0	2140
Propano R290	0	<3
Isobutano R600a	0	<20
CO_2 R744	0	1
Amoniaco R717	0	0
Agua R178	0	0

Tabla 6. Potencial destructor de ozono (ODP) y Potencial de efecto invernadero directo (GWP) de diversos refrigerantes (Gutiérrez, 2005; Colasson et al., 2008; Colbourne, 2008; Danfoss, 2001a y b, y elaboración propia)

Una alternativa técnica a los HFCs son los fluidos de trabajo naturales, que son sustancias que existen en la biosfera de una forma natural y tienen nulos o muy pocos inconvenientes en relación al medio ambiente, como puede verse en la citada tabla: CO_2 (R 744), amoniaco (R 717), agua (R 718), isobutano (R600a) y propano (R290). Los inconvenientes de estos refrigerantes es la toxicidad, en el caso del amoniaco, y la inflamabilidad, en los casos del propano y del isobutano NH_3 , que los sujeta a severas regulaciones.



El uso de propano o isobutano, como refrigerante, con la tecnología actual, si bien mejora el Potencial de Calentamiento Atmosférico, en bombas de calor suministrando calefacción no conlleva a unos COP superiores a 4 para temperaturas del agua a la salida del condensador de 45°C (Ott, 2008; Cavallini *et al.*, 2008), lo que, unido a sus problemas de inflamabilidad, limita su uso como refrigerante en aplicaciones exclusivas de refrigeración. Como se ve en la tabla 6, el amoniaco es un fluido con valores nulos de ODP y GWP y tiene una muy alta entalpía específica de evaporación, comparada con los refrigerantes más usados en las bombas de calor, sólo superada por el R 410a por debajo de los 60°C, como se puede ver en la figura 47.

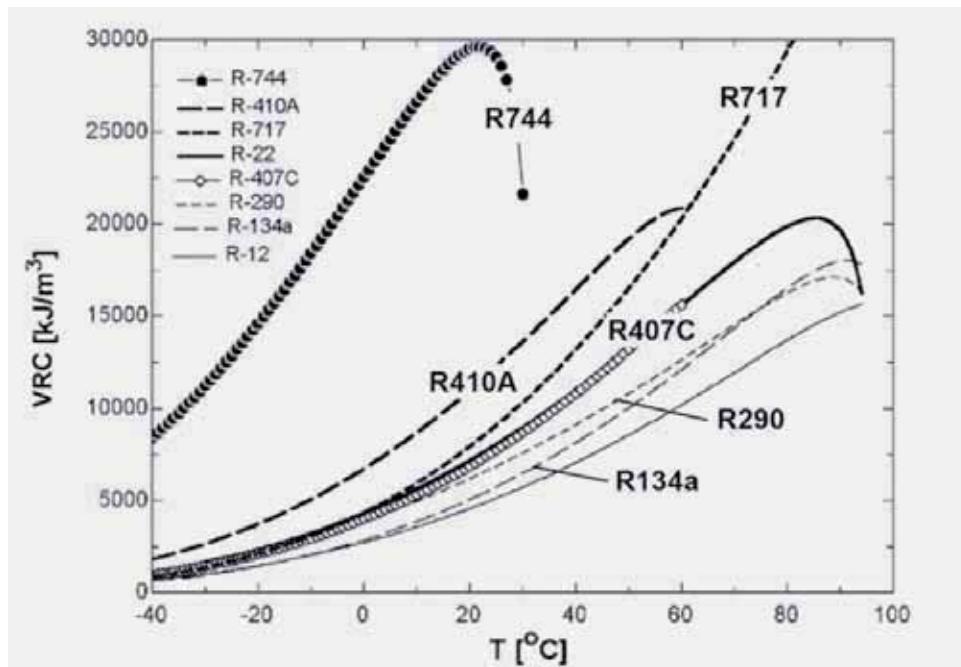


Figura 47. Capacidad volumétrica de refrigeración (VRC) de varios refrigerantes (Stene, 2008a)

Por otra parte el amoniaco, debido a la temperatura de su punto crítico ($t_c = 132,2\text{ }^{\circ}\text{C}$) y a su bajo punto de ebullición (*normal boiling point*, NBP = -33,34 °C), puede cubrir un amplio campo de aplicaciones de bomba de calor, como se ve en la figura 48.

No obstante, como ya indica esta misma figura, su uso como fluido refrigerante en bombas de calor, suministrando calefacción, limita la temperatura del agua a la salida del condensador a un máximo de 58°C, en la práctica 55°C, usando equipos de compresión estándar de 25 bar. Con el uso de compresores que incrementen la presión hasta los 40bar, en una simple etapa, se logra aumentar la temperatura del agua hasta cerca de los 78°C, con unos costes adicionales del 15 al 20%, permitiendo el suministro de A.C.S. y agua caliente para calefacción con radiadores convencionales (Stene, 2008b). Esta necesidad de compresores especiales, unida a la necesidad de unas rígidas medidas de control por los riesgos de toxicidad, limita el uso a grandes sistemas de bombas de calor con un control más sofisticado que en las instalaciones domésticas

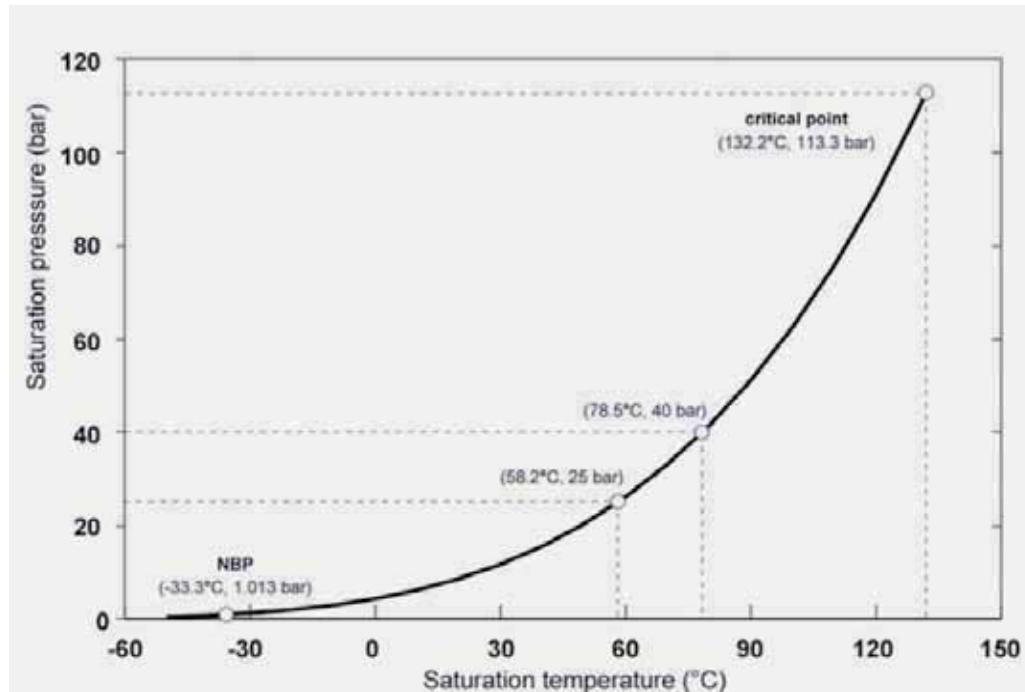


Figura 48. Curva de presión de saturación de vapor-temperatura del amoniaco (Stene, 2008b).

Se pueden destacar, en Noruega, las siguientes grandes instalaciones:

- El StatoilHydro Research Centre in Trondheim (1994) que utiliza como fuente de calor agua del mar captada a una profundidad de 60m.
- El aeropuerto Gardermoen de Oslo (1998), donde utilizando como fuente de calor el agua de un acuífero, se suministra calefacción y refrigeración.
- El nuevo Hospital Universitario de Akershus, operativo desde 2008, con unas necesidades anuales de calor de 20 GWh_t, suministrando agua caliente para calefacción y A.C.S.

Finalmente, el uso de CO₂ como refrigerante presenta las múltiples ventajas de su comportamiento ambiental y de una prácticamente nula toxicidad. La tecnología para la mejora de sus aplicaciones está alcanzando un gran desarrollo:

- En Japón destaca el proyecto ECO CUTE, realizado conjuntamente por la Tokyo Electric Power Co., DENSO Corp., y el Central Research Institute of Electric Power Industry (Shakakibara, 2000; Kusakari, 2008; Murahashi, 2008) que, con la incorporación de un eyector a la salida del compresor, mejora el rendimiento del ciclo proporcionando eficientemente agua caliente a temperaturas del orden de 55°C. Su aplicación se ha limitado a bombas de calor aire-agua.
- También en Japón (Katsura *et al.*, 2008) se presentan aplicaciones de bomba de calor agua-agua para calefacción con temperaturas del agua caliente de 65°C y COP de 3,65.
- Nekså (2008), Stene *et al.* (2007), Stene y Hjerkinn (2008) y Stene (2008a) destacan un sistema de calefacción y refrigeración con CO₂ como refrigerante, en el que la evaluación teórica demuestra que estos sistemas con CO₂ pueden lograr un más alto coeficiente medio



estacional (HSPF) que el alcanzado por las bombas de calor usando refrigerantes HFC y, con la condición de tener una baja temperatura del agua de retorno en el sistema central de agua de distribución de calor en los edificios, adaptable al suministro de agua caliente y calefacción convencional.

Dado que el CO₂ tiene un punto crítico con una temperatura especialmente baja (31,1 °C) y una alta presión (73,8 bar) estos sistemas de bomba de calor operan en un ciclo transcrítico (figura 49). Partiendo del punto 1, a la salida del evaporador por debajo del punto crítico el refrigerante es comprimido hasta el punto 2 consumiendo un trabajo Δh_{1-2} , a una presión por encima del punto crítico alcanzando una entalpía h_2 , desde donde pasa al punto 3, a presión y temperatura por debajo del punto crítico y una entalpía h_3 , cediendo un calor $\dot{m}_{\text{refrig}} (h_2 - h_3)$ equivalente al trabajo Δh_{2-3} .

A diferencia de un ciclo subcrítico, el calor no es transferido al sumidero de calor por medio de la condensación del fluido de trabajo en un condensador, sino por el enfriamiento del CO₂ a alta presión en un intercambiador de calor. Actualmente hay un prototipo de bomba de calor geotérmica del tipo brine-water (, es decir utilizando la salmera de un intercambiador geotérmico como foco frío (Stene, 2008a).

Sin embargo, actualmente, su costo es superior al de suministro de calefacción a temperaturas de 35°C y calentamiento del agua por encima de 60°C para A.C.S. En Suiza, Kopp (2008) cita la instalación de una bomba de calor aire-agua en un hospital, para suministrar agua caliente por encima de 60°C como A.C.S., en base a la previa comunicación de Anstett (2006). También en Suiza mediante una bomba de calor aire-agua, Dubacher (2008) cita el suministro de A.C.S. a las instalaciones del Grasshoppers Football Club, cerca de Zurich.

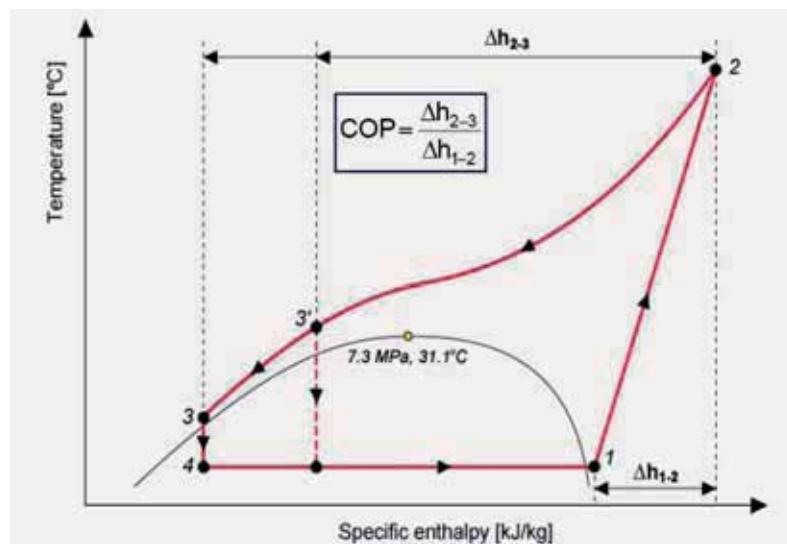


Figura 49. Ciclo transcrítico en una bomba de calor con CO₂. 1-2: Compresión; 2-3: Transferencia de calor en el intercambiador de calor; 3-4: Expansión; 4-1: Evaporación (Stene, 2008).

Como resumen, se puede recordar que los fluidos refrigerantes deben satisfacer una serie de condicionantes debidos a las características físico-químicas propias y condicionantes marcados por



el mercado y la factibilidad práctica de su uso, que determinarán la elección del refrigerante conveniente (Colbourne, 2008):

- Deben tener ciertas propiedades termodinámicas:
 - Deben condensar y evaporar a las temperaturas adecuadas para lograr su objetivo; para que el fluido pueda condensarse, disipando un calor latente apreciable, la temperatura de condensación debe estar suficientemente alejada del punto crítico y, por otra parte, los coeficientes de convención deben ser lo suficientemente adecuados para no requerir grandes superficies de intercambio.
 - Su temperatura de congelación debe estar bastante por debajo de las condiciones de operación.
 - Si bien un fluido puede evaporar a mayor temperatura cuando se eleva su presión, los compresores habitualmente empleados no pueden alcanzar cualquier presión y los evaporadores y condensadores no deben trabajar a sobrepresiones ni depresiones elevadas, respectivamente, por lo que la presión de evaporación debe ser superior a la atmosférica para evitar entradas de aire y humedad y la de condensación no debe requerir sobrepresión elevada.
- Deben tener cierta estabilidad química:
 - Los fluidos refrigerantes no deben ser tóxicos, ni inflamables, ni reaccionar con los materiales que constituyen la máquina, deben ser miscibles con los aceites de lubricación y no reaccionar con ellos formando fangos, no deben absorber humedad y deben tener la suficiente estabilidad térmica para garantizar que no se descompondrán a temperaturas muy inferiores a la crítica.
 - Su descomposición en la atmósfera debe ser rápida en sustancias inofensivas.
- Deben tener bajo coste.
- Deben tener propiedades ambientales y de seguridad. Dado que el gran problema de los refrigerantes son sus potenciales efectos ambientales, el impacto debido a las emisiones directas (pérdidas) debe mantenerse al nivel mínimo y de acuerdo al Reglamento 842/2006 de la CE (Comisión de las Comunidades Europeas, 2007b). Igualmente, el uso de refrigerantes inflamables o tóxicos está limitado debido por una estricta regulación.

La tabla 7 recoge algunas características generales para los principales refrigerantes, tomando como índice 100 de eficiencia potencial la del R-22.



Tipo	Refrigerante	GWP	Inflamabilidad	Toxicidad	Punto normal de ebullición	Temperatura crítica	Eficiencia potencial (rel. a R-22)	Coste del sistema (rel. a R-22)
HCFC	R-22*	1810	Ninguna	Baja	-41°C	96°C	100%	100%
	R-407C	1770	Ninguna	Baja	-44°C/-37°C	86°C	75 - 90%	100 - 110%
	R-404A	3920	Ninguna	Baja	-44°C	72°C	85 - 100%	100 - 105%
HFC	R-410A	2140	Ninguna	Baja	-52°C	71°C	90 - 105%	100 - 110%
	R-417A	2350	Ninguna	Baja	-38°C/-33°C	87°C	90 - 105%	100 - 105%
	R-427A	2140	Ninguna	Baja	-43°C/-36°C	85°C	85 - 105%	100 - 105%
HFC alternativos "drop-in"	R-434A	3280	Ninguna	Baja	-45°C/-42°C	76°C	90 - 105%	100 - 105%
	R-717A (amoníaco)	0	Baja	Alta	-33°C	132°C	100 - 125%	100 - 140%
	R-744 (dióxido de carbono)	1	Ninguna	Baja	-78°C	31°C	85 - 110%	100 - 130%
Refrigerante natural	R-290 (propano)	< 3	Alta	Baja	-42°C	97°C	95 - 115%	100 - 115%
	R-290/R-600A mix	< 3	Alta	Baja	~ -30°C	~ 115°C	90 - 105%	100 - 110%
	R-1270 (propano)	< 3	Alta	Baja	-48°C	91°C	95 - 120%	100 - 115%

Tabla 7. Características de los principales refrigerantes; *R22 es el único refrigerante con ODP (Colbourne, 2008)

III.1.9. Ventajas ambientales.

Las evaluaciones medioambientales en aplicaciones de bomba de calor deben tener en consideración las emisiones indirectas relacionadas con la generación de electricidad usada para la utilización de la bomba de calor, así como las emisiones directas del refrigerante. Se han hecho muchas investigaciones para establecer un método integrado para calcular la contribución de emisiones de gases de efecto invernadero de aplicaciones de refrigeración y bomba de calor.

El método mejor establecido, denominado TEWI (*Total Equivalent Warming Impact* o Impacto de Calentamiento Total Equivalente), fue desarrollado en el Laboratorio Nacional de Oak Ridge a principio de los noventa. Un cálculo TEWI integra emisiones de gases de efecto invernadero directas e indirectas a lo largo de todo el tiempo de funcionamiento en un único número expresado en términos de peso de CO₂ equivalente.

$$TEWI = (n \cdot L \cdot m \cdot GWP) + (n \cdot E_{annual} \cdot EF) + (L_{demolition} \cdot m \cdot GWP) \quad [30]$$

Donde:

(n · L · m · GWP) = Emisiones directas debido a pérdidas

(n · E_{annual} x EF) = Emisiones indirectas relacionadas con la generación de electricidad

(L_{demolition} · m · GWP) = Emisiones directas en la demolición

n = tiempo de vida del equipo (años)

L = porcentaje anual de pérdidas (%)

m = carga de refrigerante (kg)

GWP = potencial de calentamiento global (kg CO₂/kg refrigerante)



E_{annual} = energía utilizada anualmente (kWh/año)

EF = factor de emisiones de la energía distribuida (kg CO₂/kWh)

$L_{demolition}$ = pérdidas de refrigerante durante la demolición (%)

Supóngase como ejemplo una bomba de calor terrestre doméstica que abastece a una vivienda unifamiliar con una carga anual de calor de 24000 kWh de calefacción, y tiene un gasto eléctrico anual de 8000 kWh, basado en un factor de rendimiento estacional de 3.

- Producción de calor declarada: 6 kW
- Carga de refrigerante: 1,8 kg R-407c
- GWP R-407c: 1530kg CO₂/kg refrigerante
- Tiempo de vida del equipo: 15 años
- Consumo energético anual: 8000 kWh
- Factor de emisión de la electricidad: 0,47 kg CO₂/kWh electricidad
- TEWI = $(15 \cdot 0,02 \cdot 1,8 \cdot 1530) + (15 \cdot 8000 \cdot 0,47) + (0,15 \cdot 1,8 \cdot 1530) = 57639 \text{ kg CO}_2 \text{ totales, siendo:}$
 - $(15 \cdot 0,02 \cdot 1,8 \cdot 1530) = 826 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos debido a pérdidas}$
 - $(15 \cdot 8000 \cdot 0,47) = 56400 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos por generación de electricidad}$
 - $(0,15 \cdot 1,8 \cdot 1530) = 413 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos en la demolición}$

Como se ha visto, las emisiones indirectas relacionadas con la generación de electricidad (97,8%) son en este ejemplo particular, de lejos la mayor contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero.

Es evidente que las diferentes tecnologías utilizadas para generación de electricidad tendrán diferente impacto en las emisiones indirectas para cualquier aplicación eléctrica. Como se ve en la tabla 8, en países como Noruega, donde casi el 100% de la electricidad es de generación hidráulica, el impacto total equivalente sobre el calentamiento es sólo marginal, mientras que países altamente dependientes de los combustibles fósiles para la generación de electricidad, como por ejemplo Dinamarca, Grecia y Luxemburgo, consecuentemente tendrán un TEWI significativamente mayor.

Para este cálculo fueron utilizados los factores de emisiones nacionales publicados por Sand *et al.*, en 1997, y los resultados revelan una gran diferencia en emisiones de gases de efecto invernadero, para la misma aplicación e idéntica eficiencia (factor de rendimiento estacional), debido a las diferencias en el suministro de electricidad. Aún así, la quinta columna de la tabla 8 muestra que las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero forman la parte predominante del TEWI. Estas emisiones están influenciadas directamente por la eficiencia del sistema; por lo tanto, los refrigerantes con valores de GWP bajos sólo llevarán, en general, a una reducción del TEWI, si la eficiencia del sistema se mantiene. Una reducción de las emisiones directas, sin embargo, llevará a mayores reducciones de gases de efecto invernadero en países que se beneficien de bajos factores de emisión.



País	Kg CO ₂ /kWh _{elec}	TEWI [kg CO ₂]	Emisiones directas por pérdidas [%]	Emisiones indirectas [%]	Emisiones directas en la demolición [%]
Noruega	0,005	1.839	44,9	32,6	22,5
Suecia	0,04	6.039	13,7	79,5	6,8
Suiza	0,08	10.839	7,6	88,6	3,8
Francia	0,09	12.039	6,9	89,7	3,4
Austria	0,22	27.639	3	95,5	1,5
Finlandia	0,24	30.039	2,8	95,9	1,4
Bélgica	0,29	36.039	2,3	96,6	1,1
Media Europea	0,47	57.639	1,4	97,8	0,7
España	0,48	58.839	1,1	97,9	0,7
Italia	0,59	72.039	1,1	98,3	0,6
Alemania	0,61	74.439	1,1	98,3	0,6
Turquía	0,62	75.639	1,1	98,4	0,5
Países bajos	0,64	78.039	1,1	98,4	0,5
Portugal	0,64	78.039	1,1	98,4	0,5
Reino Unido	0,64	78.039	1,1	98,4	0,5
Irlanda	0,7	85.239	1	98,5	0,5
Dinamarca	0,84	102.039	0,8	98,8	0,4
Grecia	0,98	118.839	0,7	99	0,3
Luxemburgo	1,08	130.839	0,6	99,1	0,3

Tabla 8. Ejemplo del cálculo del TEWI aplicado a factores de emisiones de generación de electricidad nacionales (Forsén, 2005)

El concepto de TEWI es bien conocido y ha sido objeto de discusión en numerosas publicaciones, si bien en los últimos años una versión refinada llamada *Rendimiento Climático del Ciclo de Vida* (LCCP; *Life Cycle Climate Performance*) está ganando atención. El LCCP está extendiendo los límites del sistema para tener en cuenta las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero relacionadas con la fabricación y la instalación del equipo. Estas emisiones no son, evidentemente, sencillas de calcular y requieren complicados estudios; aún así, el concepto del LCCP es un intento ambicioso de llevar a cabo estudios más exactos del impacto ambiental de la refrigeración y de las aplicaciones de bomba de calor. Por último debe considerarse también el *Potencial de Efecto Invernadero Indirecto* (PEII), producido por las emisiones atribuibles al consumo energético de la bomba de calor.

Así, en el estudio de aprovechamiento energético mediante bomba de calor de las aguas de mina de la Cuenca Central Asturiana, se deben tener en cuenta dos consideraciones muy importantes: en Asturias las emisiones de generación eléctrica son muy altas y la entrada en vigor del Reglamento (CE) 842/2006 (Comisión de las Comunidades Europeas, 2007b) limita de tal manera el uso de los refrigerantes y sus emisiones, que sólo se consideran relevantes las emisiones indirectas por uso de energía eléctrica (PEII). Para su estimación se parte de la energía térmica generada por hectómetro cúbico que, de acuerdo a las expresiones [27] y [28] está entre 6,81 y 7,37 GWh_t/Hm³.



Y, para el cálculo de las emisiones de CO₂ se han utilizado los ratios de la Guía Técnica de Contabilización de Consumos (IDEA, 2007b) y se ha supuesto que las bombas de calor nunca funcionan en horas valle nocturnas, acumulando la energía térmica para su posterior uso.

Gas natural0,204 kg de CO₂ por kWhe suministrado [31]

Bombas de calor..... 0,649 kg de CO₂ por kWh utilizado [32]

Para generar esa misma energía térmica:

- quemando gas natural se emitirían, entre 1.389 t y 1.503 t de CO₂.
- mediante bombas de calor, de acuerdo con la expresión [29], para un COP entre 4,75 y 6,9, se consumirían entre 7,37/4,75 y 6,81/6,9 GWh_{eléctricos}. Es decir, se consumirían entre 1.552 y 0,987 GWh_{eléctricos}, que suponen unas emisiones de entre 1.007 y 640 t de CO₂.

Por lo tanto, el uso de las aguas de mina del embalse minero subterráneo como fuente de calor mediante el uso de bombas de calor disminuye, de forma importante, las emisiones de CO₂ con respecto a cualquier otro sistema de calefacción.

III.1.10. Resumen de utilización mundial de la bomba de calor.

No existen estudios sistemáticos de la implantación real del uso de la bomba de calor como aprovechamiento energético, entre otras razones, como se ha visto, por la cantidad de sistemas de fuente fría que existen; sin embargo, si se limita el análisis a las que tienen como fuente de calor el terreno (suelo, agua subterránea o superficial, GSHP), se puede intentar evaluar la evolución del uso de esta tecnología de aprovechamiento de energía térmica a través de las exposiciones globales que se presentan en los Congresos Mundiales de Energía Geotérmica, celebrados cada cinco años, y, en particular, a través de los excelentes resúmenes de los mismos que el profesor J.W. Lund (Director del Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technologie y Presidente de la International Geothermal Association) y sus colaboradores han realizado de los últimos tres congresos (1995-2005). Se debe tener en cuenta, no obstante, que para Lund, la denominación GSHP comprende las bombas de calor que tienen fuentes de calor entre 5 y 30°C, lo que no siempre es así en las estadísticas de todos los países, pudiendo abarcar, por ejemplo, hasta 70°C en Alemania (Schellschmidt *et al.*, 2000).

En primer lugar, la tabla 9, recoge un resumen del uso de energía geotérmica en el mundo con su evolución en 1995-2000-2005, que sirve a este estudio porque especifica el uso de bombas de calor. El factor de capacidad indica el número de horas al año que se utilizan entendiendo el 100% como 1.

El crecimiento espectacular en E.E.U.U., según datos del Geo-Heat Center, se representa en la figura 50, y en la tabla 10, el número y clasificación de las instaladas anualmente.



	Capacidad (MW _t)			Utilización (TJ/año)			Factor de capacidad		
	2005	2000	1995	2005	2000	1995	2005	2000	1995
Bombas de calor geotérmicas	15.384	5.275	1.854	87.503	23.275	14.617	0,18	0,14	0,25
Calefacción	4.366	3.263	2.579	55.256	42.926	38.230	0,4	0,42	0,47
Calefacción de invernaderos	1.404	1.246	1.085	20.661	17.864	15.742	0,47	0,45	0,46
Calefacción de estanques de piscifactorías	616	605	1.097	10.976	11.733	13.493	0,57	0,61	0,39
Desecación en agricultura	157	74	67	2.013	1.038	1.124	0,41	0,44	0,53
Usos industriales	484	474	544	10.868	10.220	10.120	0,71	0,68	0,59
Baños y piscinas	5.401	3.957	1.085	83.018	79.546	15.742	0,49	0,64	0,46
Refrigeración/derretir nieve	371	114	115	2.032	1.063	1.124	0,18	0,3	0,31
Otros	86	137	238	1.045	3.034	2.249	0,39	0,7	0,3
Total	28.269	15.145	8.664	273.372	190.699	112.441	—	—	—
Media	—	—	—	—	—	—	0,31	0,4	0,41

Tabla 9. Uso directo mundial de energía geotérmica por categorías en 1995-2000-2005 (Lund et al., 2005)



Figura 50. Evolución de la potencia instalada en GSHP en USA (Geo-Heat Center, 2005)

	% instaladas	GHSP instaladas anualmente
Circuitos Verticales Cerrados	46%	36.800
Circuitos Horizontales Cerrados	38%	30.400
Circuitos Abiertos	15%	12.000
Otros	1%	800
TOTAL	100%	80.000

Tabla 10. Bombas de calor geotérmicas instaladas anualmente en los EEUU (Geo-Heat Center, 2003)

La tabla 11 recoge la cantidad total de GSHP instaladas y su potencia en MW_t en los países de la Unión Europea, según los datos estimados aportados por la publicación *Heat pump barometer* del EurObserv'ER (2009). Como se puede ver, a finales de 2008 había 782.461 unidades instaladas con una potencia total de 8,92 GWh_t.



	2007		2008	
	Cifra	Capacidad (MW _t)	Cifra	Capacidad (MW _t)
Suecia	298.049	2.682,0	320.687	2.909,0
Alemania	115.813	1.273,9	150.263	1.652,9
Francia	102.456	1.127,0	121.886	1.340,7
Finlandia	38.912	827,9	46.412	857,9
Austria	40.549	454,1	48.641	544,8
Países Bajos	15.230	392,0	19.310	508,0
Polonia	10.000	133,0	11.000	180,0
Irlanda	7.578	124,0	9.673	157,0
Italia	7.500	150,0	7.500	150,0
República Checa	6.965	112,0	9.168	147,0
Reino Unido	5.350	69,6	10.350	134,6
Dinamarca	11.250	123,8	11.250	123,8
Bélgica	8.200	98,4	9.500	114,0
Estonia	3.913	50,1	4.874	63,0
Hungría	350	15,0	350	15,0
Eslovenia	720	6,4	1.125	12,2
Lituania	200	4,3	200	4,3
Rumanía	40	2,0	40	2,0
Grecia	194	1,9	194	1,9
Eslovaquia	8	1,4	8	1,4
Bulgaria	19	0,3	19	0,3
Letonia	10	0,2	10	0,2
Portugal	1	0,2	1	0,2
Total UE 27	673.307	7.649,5	782.461	8.920,2

Tabla 11. Número y potencia de las GSHP instaladas en los países de la Unión Europea (EurObserv'ER, 2009)

Del análisis de estos datos se ve la gran implantación de GSHP en Suecia, tanto en valor absoluto como relativo por población.

Es de destacar la ausencia significativa de España, dado que en nuestro país el mercado está más orientado a las bombas aire-aire para refrigeración. Aún así, como se expondrá más adelante, existen algunas interesantes experiencias de bombas de calor utilizando el terreno como fuente de calor, por lo que la no aparición en la estadística europea se debe a una incorrecta información suministrada oficialmente; a título de ejemplo, sólo en el País Vasco había instalada una potencia de 0,8 MW a finales de 2008 (Arrizabalaga, 2009).

En Suiza, tampoco contemplada en esta tabla, a finales de 2007, había instaladas 126.000 bombas de calor (Steinmann, 2008).

Sin embargo, aunque la evolución del mercado de bombas de calor usadas como sistema de calefacción ha sido muy intensa en los dos últimos años, el crecimiento ha sido mayor en las bombas de calor de aire/agua de alta temperatura (ASHP), que en las de agua-agua (GSHP), (EurObserv'ER, 2009), tomando como referencia Alemania, Austria, Finlandia, Francia, Italia, Noruega, Suecia y Suiza, conforme se recoge en la Tabla 12.



	2007	2008	Crecimiento
Bombas de calor geotérmico (GSHP)			
Agua glicolada - agua	74.126	85.787	15,7%
Agua-agua	1.273,9	150.263	11,9%
Expansión directa-agua	1.127,0	121.886	10,6%
Expansión directa	827,9	46.412	- 39,9%
Total GSHP	96.772	107.022	10,6%
Bombas de calor aerotérmicas (ASHP)			
Aire-agua (sólo calefacción)	97.408	200.978	106,3%
Con recuperador de calor	32.025	45.245	41,3%
Reversibles	166.551	223.147	34,0%
Total ASHP	295.984	469.370	58,6%
Total Bombas de calor	392.756	576.392	46,8%

Tabla 12. Evolución del mercado europeo de bombas de calor en 8 países europeos (EurObserv'ER, 2009)

Empresa	País	Cifra de negocio (en M€)	Empleados	Potencia (en kW)
Nibe Heating (Nibe Industrier AB group)	Suecia	290,5 (3.216,4 millones de SEK)	1.867	5 a 60 kW
Buderus (Bosch Thermotechnik group)	Alemania	n.a.	n.a.	6 a 91,2 kW
IVT Industrier (Bosch Thermotechnik group)	Suecia	n.a.	n.a.	6 a 70 kW
Thermia Värme AB (Danfoss group)	Suecia	63,8 (650 millones de SEK)	220	4 a 45 kW
Ochsner Wärmepumpen	Austria	38,7	200	2 a 1.000 kW
Satag Thermotechnik (Viessmann group)	Suiza	n.a.	40	4,8 a 109,7 kW
Viessmann	Alemania	n.a.	8.600	6,2 a 106,8 kW
Alpha-Innotec (Schulthess group)	Alemania	n.a.	380	6 a 160 kW
Stiebel Eletron	Alemania	400	3.000	5 a 44 kW
Waterkotte	Alemania	50 (2007)	250	5 a 500 kW
Thermatis Technologies (DFM group)	Francia	26,2	110	2,3 a 31 kW
France Géothermie	Francia	36,2	160	2,6 a 47 kW

Tabla 13. Principales fabricantes europeos y cifra estimada de ventas en 2008 (EurObserv'ER, 2009)

Los principales productores europeos y su cifra de ventas anual estimada se recoge en la tabla 13, en la que destacan los fabricantes suecos, con mayor implantación en los países nórdicos y el grupo suizo-alemán Wiesman, Alpha-Innotec y Waterkotte, con mayor presencia internacional y que cuenta con una mayor gama de potencias.

La tabla 14 recoge otro estudio de Lund *et al.* 2004 que, aunque presenta diferencias con los datos de EurObserv'ER mostrados en la tabla 11 para países europeos, se incluye por suponer que las cifras de E.E.U.U. y Canadá son correctas. En todo caso ambos estudios confirman que los países con más instalaciones son E.E.U.U. y Suecia, aunque esta última sea la que más unidades instaladas tiene per cápita (0,2% frente a 2,3%, respectivamente).



País	MWt	GWh/año	Nº instaladas
Austria	275	370	23.000
Canadá	435	600	36.000
Alemania	640	930	46.400
Suecia	2.300	9.200	230.000
Suiza	525	780	30.000
EEUU	6.300	6.300	600.000

Tabla 14. Naciones líderes en el uso de GHP (Lund et al., 2004)

A nivel internacional, cabe destacar la importancia del IEA *Heat Pump Programme* (HPP). Organizada bajo el paraguas de la Agencia de Energía Internacional (IEA) desde 1978, el IEA HPP es una sociedad sin ánimo de lucro cuyos participantes en diferentes países cooperan en proyectos en el campo de bombas de calor y tecnologías afines como acondicionamiento de aire, refrigeración y refrigerantes. Bajo la gestión de un Comité Ejecutivo que representa a los países miembros, el programa lleva a cabo una estrategia encaminada a acelerar el uso de bombas de calor en todas aquellas aplicaciones donde son capaces de reducir el consumo de energía en beneficio del medio ambiente. Los actuales países miembros son: Austria, Canadá, Finlandia, Francia, Alemania, Japón, Países Bajos, Noruega, Corea del Sur, Suecia, Suiza y Estados Unidos de América. Desgraciadamente no pertenece España que, sin embargo, es miembro del IEA desde su fundación en 1974.

Donde sí figura España -asociada a través de BESEL, una empresa de ingeniería energética-, es en el grupo “GROUND-REACH”, financiado por la *Intelligent Energy Europe* (IEE), dependiente de la Dirección de Energía y Transporte de la Comisión Europea. Apoyados en el lema “*Reaching the Kyoto targets by means of a wide introduction of ground coupled heat pumps (GCHP) in the built environment*” y con un presupuesto total de 1.700.000 €, realizan periódicas sesiones donde presentan los últimos avances en cada país en relación con la utilización de las bombas de calor. El grupo comenzó en el 2006, con una previsión inicial de funcionamiento de tres años.

La no participación oficial de España como miembro del IEA *Heat Pump Programme* no debe llamar la atención cuando el propio Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su Plan de Energías Renovables 2005-2010 no considera las bombas de calor. Por otra parte, en el Plan de Acción 2008-2012 (IDEA, 2007a) para el ahorro y eficiencia energética en España se puede considerar que habilitarán ayudas a las bombas de calor dentro de la medida 2 en el sector de la edificación: “Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios existentes”, cuyo objetivo es reducir el consumo de energía de las instalaciones térmicas existentes de los edificios, principalmente pensando en las bombas de calor aire-aire o aire-agua.

Afortunadamente, el Parlamento Europeo aprobó el 23 de abril de 2009 la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE y que el Gobierno español, como el resto de los Ejecutivos comunitarios, debía trasponer a la legislación española, antes del 25 de diciembre de



2009; se confía en esta trasposición en el primer semestre de 2010. La nueva Directiva define, en su artículo 2, la “energía aerotérmica” como aquella almacenada en forma de calor en el aire ambiente, la “energía geotérmica” como la almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida, la “energía hidrotérmica” como la almacenada en forma de calor en las aguas superficiales y a estas dos últimas como energías renovables.

Además, en su artículo 5, apartado 1, fija el Cálculo de la cuota de energía procedente de fuentes renovables como la suma: a) del consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes de energía renovables; b) del consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para la calefacción y la refrigeración, y c) del consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte; en su apartado 4, explica que la energía aerotérmica, geotérmica e hidrotérmica capturada por las bombas de calor se tendrá en cuenta a efectos del apartado 1, letra b), siempre que la producción final de energía supere de forma significativa el insumo de energía primaria necesaria para impulsar la bomba de calor. También esta nueva Directiva establece por primera vez un objetivo mínimo obligatorio que puede ser cumplido con todas las fuentes de energías renovables. En el caso de España, el objetivo para 2020 es alcanzar el 20% de la energía primaria final con fuentes de energías renovables y el 10% en el transporte. Y lo que es a efectos de la energía geotérmica importante, obliga a que el nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 sí considere a las bombas de calor como fuente de energía renovable.

También figura España en el proyecto GEOTRAINET, apoyado por el Programa Intelligent Energy - Europe (IEE) de la Comisión Europea, como asociado a través de la Universidad Politécnica de Valencia e, indirectamente, como miembro de la Federación Europea de Geólogos. Este proyecto tiene como objetivo la ‘*Geo-Educación para una calefacción geotérmica sostenible y el mercado de la refrigeración*’, desarrollando programas educativos hacia la certificación de calefacción geotérmica y de las instalaciones de refrigeración mediante bombas de calor geotérmicas (GSHP).

Finalmente, resaltar la creación de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), establecida oficialmente en Bonn el 26 de enero de 2009, y que aspira a convertirse en la principal fuerza motriz para promover una rápida transición hacia el uso generalizado y sostenible de las energías renovables a escala mundial. Dentro de los temas relevantes que complementarán sus actividades durante 2010 se destacan la integración de las energías renovables en el sector de la calefacción y refrigeración, integrándolas especialmente en el medio ambiente urbano, al ser crucial, ya que el 80% de los gases de efecto invernadero son emitidos en las ciudades.

En España es de destacar la constitución, en mayo de 2009 y a iniciativa del IGME, de la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia (GEOPLAT). Dentro de esta plataforma se ha formado el Grupo de Trabajo de Identificación de Recurso con el objetivo de precisar metodologías y estrategias de investigación adecuadas que permitan la identificación de recursos geotérmicos existentes en nuestro país y sus posibilidades de aprovechamiento en función de su localización, potencial energético y tecnología disponible, bajo la premisa de una futura explotación sostenible y viable en términos técnicos y económicos.



III.1.10.1. Uso de la bomba de calor en España.

Como se advirtió al hablar de la potencia de las GSHP instaladas en España, existen numerosas experiencias de bombas de calor utilizando el terreno como fuente de calor, destacando, por su singularidad o anticipación, entre otros:

1. El proyecto *Geocool, un proyecto Europeo para la potenciación del uso combinado de bombas de calor y de la energía residual geotérmica en el Sur de Europa*, desarrollado por la Universidad Politécnica de Valencia, con el objetivo principal de desarrollar un sistema de bombas de calor reversibles de circuito cerrado horizontal y propano como refrigerante, para calentar y refrigerar, de dimensiones comerciales, económico, eficiente energéticamente y plenamente integrado y respetuoso con el medio ambiente, dirigido específicamente a las aplicaciones costeras en la región del sur de Europa.
2. La construcción en Tudela (Navarra) de 24 viviendas unifamiliares de alta eficiencia energética (proyectante *MIYABI*), en las que el agua caliente o fría necesaria se prepara en una instalación centralizada con bombas de calor geotérmicas y calderas de gas de condensación. Durante el régimen de invierno, la bomba de calor geotérmica cubre por si sola aproximadamente el 75% de las horas de calefacción y durante el verano, invierte su funcionamiento para producir agua fría con la que refrigerar las viviendas; la extracción de calor del terreno se realiza mediante 17 pozos de 50 metros de profundidad que se encuentran a una temperatura de alrededor de 13°C.
3. En el XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales celebrado en 2007, se presentó la primera vivienda en España que dispuso de un sistema de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) de origen geotérmico. Se encuentra en Asturias, y su instalación data del año 2003; se trata de una vivienda unifamiliar de 260 m² útiles situada en Faro, a 6 km de Oviedo, y habitada por 4 personas. La instalación consta de una bomba de calor geotérmica, con un COP = 4,5, acoplada a un sistema de captación horizontal y a una sonda vertical, siendo el emisor térmico de la vivienda un suelo radiante hidráulico. Los resultados muestran un ahorro energético en calefacción del 76 % y un coste anual de calefacción de 315 € (Álvarez y Asensio, 2007).

Actualmente, el uso de bombas de calor utilizando intercambiadores geotérmicos, ya sean horizontales o verticales, está bastante generalizado y cada año aumentan las empresas que se dedican a este campo. Y aunque el uso de bombas de calor agua-agua sin intercambiadores de calor enterrados, es decir usando directamente el agua superficial, o el de un acuífero o de un túnel esté muy poco documentado en España, merecen destacarse, por su significación como ejemplos a seguir, aparte del conjunto de edificios de la Autoridad Portuaria de Valencia o del Parlamento de Andalucía, ampliamente comentados en el apartado III.1.12.2. (Experiencias de bombas de calor simultáneas), los dos siguientes:

1. La instalación que CAI-Ingenieros Proyectistas ha diseñado en el Monasterio de Silos, combinando una bomba de calor agua-agua con energía solar. El sistema consiste en una bomba de calor agua-agua Aurea QZE-120, que utiliza el agua de un manantial existente en el semisótano del propio monasterio. Las aguas de dicho manantial tienen una



temperatura prácticamente constante durante todo el año de 12°C; el agua utilizada en el evaporador del circuito geotérmico es devuelta al manantial, aguas abajo, a una temperatura de 6°C y la energía captada del agua del manantial, es utilizada para calefactar los suelos radiantes y los depósitos de apoyo al agua caliente sanitaria (ACS) con energía solar. Durante los primeros 100 días de funcionamiento la bomba de calor aportó 26.254 kWh_t con un COP de 3,45, lo que supuso un ahorro del 70%.

2. Climatización de vivienda unifamiliar con bomba de calor agua-agua reversible y suelo radiante en Córdoba. Ubicada en la Campiña Sur Cordobesa, en pleno centro geográfico de Andalucía, expuesta a grandes variaciones de temperatura, típicas del clima continental, con fuertes oscilaciones diarias entre la temperatura máxima y mínima que dan lugar a una oscilación media diaria O.M.D. de 17,5°C. La bomba de calor capta la energía de aguas subterráneas en dos niveles, el primero a 24 m, con un caudal de 2200 l/h y el segundo a 40 m, con un caudal de 5000 l/h; aunque de escaso caudal, los acuíferos son suficientes para las necesidades de la instalación (3500 l/h). La temperatura del agua oscila todo el año entre 18 y 19°C y después de su aprovechamiento térmico retorna otra vez al subsuelo en un pozo que hace de sumidero. El uso de una bomba de calor agua-agua reversible, con válvula de cuatro vías (cf. figura 38), permite que en el ciclo de verano la producción de ACS sea gratis; en el ciclo de invierno el coste del kWh térmico es de 0,0128€ frente a 0,0407€ usando gas natural ó 0,0543€ con gasóleo C (Maillo, 2008).

III.1.11. Aplicaciones de la bomba de calor utilizando el agua de mina como fuente fría.

Dado que las aguas almacenadas en una mina subterránea suelen tener temperaturas superiores a los 10°C, con pocas oscilaciones, despertaron pronto el interés para su aprovechamiento mediante el uso de bomba de calor. Si su uso no se ha extendido más, ha sido sin duda motivado por los bajos costes de otras fuentes de energía calorífica y su mejor adaptación a las instalaciones clásicas de calefacción sin grandes inversiones.

Aún así, uno de los primeros aprovechamientos documentado es el publicado en 1983 en el *Bulletin of the International Association of Engineering Geology*, sobre la utilización del agua almacenada en canteras subterráneas del área de París, a temperaturas de 30°C, para calentar edificios públicos mediante la ayuda de bombas de calor; concretamente se cita su aplicación en las escuelas de Sèvres a 11 km del centro de París. Se describe además el uso de elementos finitos para definir el modelo de transferencias térmicas en el agua almacenada (Arnould *et al.*, 1983). Pero, como se mostró en la figura 49, no es hasta los años noventa cuando los costes anuales de calefacción usando bomba de calor empiezan a ser competitivos frente a los sistemas convencionales, por lo que es a partir de entonces cuando comienza a generalizarse su uso y se estudia en casi todos los países occidentales su aplicación utilizando aguas de mina como fuente de calor. En E.E.U.U. la primera aplicación se hace en 1995 en Park Hills, Missouri, usando agua procedente de minas de plomo abandonadas para calentar y refrigerar un edificio municipal de dos plantas de 750m². El pozo de abastecimiento tiene una profundidad de 120 m y bombea un caudal de agua de mina a 14°C; como el agua no está tratada, pasa por un intercambiador de calor secundario para aislar el



agua de la mina del sistema de agua de las bombas de calor y luego es devuelta a la mina por medio de un pozo de retorno. En 1996, se calculó que el sistema ahorró 4800\$ sobre el coste energético estimado para un sistema convencional (cerca de un 30% de ahorro). El periodo de amortización ha sido calculado en 4,6 años usando costes energéticos de 1996 (Geothermal heat pump Consortium, 2007)

En estos momentos las mejores expectativas del uso potencial del agua de mina para calefacción y refrigeración mediante bomba de calor, entre las posibilidades estudiadas, las presenta la región carbonífera de los Apalaches, explotada en cerca de 5000 km² de los estados de Pennsylvania, Virginia Occidental y Ohio. Las labores mineras desarrolladas en la histórica capa de carbón de Pittsburgh, se están inundando actualmente y se empezarán a descargar agua en un futuro cercano. Para valorar su potencial, sólo con el aprovechamiento del agua descargada actualmente (380.000 l/min, equivalentes a 200 Hm³/año), según Donovan *et al.* (2004) se podrían calentar y refrigerar mediante bomba de calor hasta 3,74 millones de m² de espacio interior, aproximadamente el equivalente a 20.000 hogares. Esta aplicación podría ahorrar aproximadamente 374.000 MWh al año si se compara con la calefacción y refrigeración eléctrica convencional y 204.000 MWh frente a la alternativa de las bombas de calor que utilizan circuitos cerrados.

En Canadá, en la ciudad de Springhill, Nova Scotia, existen viejas minas de carbón inundadas a las que se les suponía un volumen de agua almacenado de 4 Hm³ y en 1985 la ciudad estudió la posibilidad de aprovechar el potencial térmico de este agua mediante bombas de calor. En 1994 había ya ocho usuarios entre los que destaca una fábrica de productos plásticos de unos 14000 m² que utiliza este sistema para calentar y dar aire acondicionado a su espacio interior. El pozo de abastecimiento tiene una profundidad de 140 m y bombea un caudal de agua de mina de 240 l/min a un sistema de once bombas de calor. La temperatura de entrada del agua de mina es de unos 18°C estables, mientras que las temperaturas de salida del agua devuelta a la mina son de 13°C en invierno y de 25°C en verano. El COP estimado para el sistema es de 3,6. La compañía calcula que el sistema geotérmico ahorra 160.000\$ al año en costes de energía frente al sistema convencional. El periodo de amortización para los costes adicionales de capital ha sido estimado en menos de un año usando costes energéticos de 1989 (Jessop *et al.*, 1995). También en Canadá, en Murdochville, una pequeña localidad de Quebec, hay un estudio de aprovechamiento de los 3,7 Hm³ de agua que inundan las Minas Gaspé, del que interesa destacar la baja temperatura de las aguas y el relativamente poco caudal disponible. Así, piensan utilizar un sistema de bomba de calor alimentado por agua de mina, bombeada a una temperatura de 6,7°C y con un caudal de 0,049 m³/s durante un periodo de seis meses por año (0,8 Hm³/año), para extraer un potencial geotérmico de 765 kW que aprovecharían mediante una red de distribución de energía geotérmica diseñada para el parque industrial de Murdochville, situado sobre la explotación minera (Raymond, 2006).

Ya en Europa existen varias aplicaciones y estudios, que se describen brevemente continuación:

- En Escocia, Reino Unido, la firma de arquitectura *John Gilbert Architects* (2010) ha desarrollado dos proyectos:
 1. Dieciséis casas en Shettleston fueron rehabilitadas, en 2005, para hacerlas más eficientes energéticamente mediante un sistema de bombas de calor usando agua



de una mina de carbón abandonada próxima. El pozo de abastecimiento bombea agua a 12°C de una mina abandonada a 100 m por debajo de la superficie. Dos bombas de calor usan el calor del agua de mina para calentar agua a unos 55°C. Este agua se conduce a un gran tanque de almacenamiento térmico antes de ser recirculada a las casas. Después de pasar a través de las bombas de calor, el agua de mina se descarga por debajo del nivel pieométrico.

2. Igualmente, en Ochilview, Lumphinnans, en 2002, dieciocho casas fueron rehabilitadas para el uso de un sistema de bombas de calor que aprovecha agua de una mina de carbón abandonada. El pozo de abastecimiento bombea agua a 14,5°C de la mina a 170 m por debajo de la superficie. El sistema aprovecha su calor para calentar agua a unos 45 – 53°C, que es derivada a un gran tanque de almacenamiento térmico antes de ser recirculada a las casas. Después de atravesar las bombas de calor, el agua de mina, a 3°C, se descarga en un paquete de estratos permeables por encima de la capa de carbón explotada (*mine pool*). Los costes anuales de calefacción fueron reducidos en un 80%.

En ambos casos el tanque de almacenamiento es necesario ya que las bombas de calor trabajan en una tarifa económica que solo está disponible 18 horas al día.

- También en Escocia, el ayuntamiento de Midlothian ha planificado una pequeña nueva localidad, Shawfair, en la antigua mayor mina de carbón de Escocia, Monktonhall, al sudeste de Edimburgo. La nueva ciudad emplazada sobre la vieja mina cerrada a principio de los años noventa, tiene previsto abastecer unas 4.800 viviendas calentadas mediante bombas de calor que utilizarán como fuente las aguas de la mina abandonada. El parlamento escocés dispone de estudios que estiman que las necesidades de calefacción de al menos el 3% de los hogares escoceses podría abastecerse utilizando el potencial térmico de las aguas de mina mediante bombas de calor (Demollin *et al.*, 2005)
- Por otra parte los Dres. Nuttal y Lee, del Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Newcastle-upon-Tyne estimaron en 2002 que la temperatura de las aguas de mina oscila entre 16°C y 18°C en el Reino Unido e investigaron su uso para calefacción y refrigeración. Estimaron que las viviendas y los parques industriales se expandirán alrededor de viejos pozos mineros para aprovechar las ventajas de los bajos costes de calefacción y refrigeración de usar el agua de mina como fuente y sumidero de calor (HPA, 2002). En Alemania, en la ciudad de Ehrenfriedersdorf, en Sajonia, desde 1997 (tabla 15), se están utilizando las aguas de una mina de estaño abandonada, con temperaturas entre 7°C y 9°C y caudal máximo de 6 l/s, para calentar un espacio hidrotermal. El proyecto, con una potencia instalada de 0,12 MW_t se completó en 1996 (Schellschmidt *et al.*, 2000; Mands y Sanner, 2010). Además de este proyecto, Wieber y Pohl (2008) citan los siguientes ejemplos del uso de bombas de calor para el aprovechamiento de la energía geotérmica de las aguas de mina:



Nombre	Localización	Antigüedad	Potencia	Uso
Heinrich, mina de antracita	Essen-Heisingen	Desde 1984	Aprox. 350 kW	Geriatrónico
Zollverein, mina de antracita	Essen-Heisingen	Desde 2000 (aprox.)		Escuela de diseño
Pozo 302	Marienberg/Sachsen	Desde 2007		Parque de atracciones acuático/spa
Mina abandonada de estaño	Ehrenfriedersdorf, Sachsen	Desde 1994 (aprox.)		Escuela
Mina abandonada de estaño	Ehrenfriedersdorf, Sachsen	Desde 1997 (aprox.)	82 kW	Museo de la mina

Tabla 15. Aprovechamiento geotérmico del agua de mina en Alemania (Wieber. y Pohl, 2008)

- Para las minas de la Alta Silesia en Polonia (Malolepszy, 2000) calculó que se disponía de un potencial de 20 MW_t aprovechando, mediante bombas de calor, 1 Hm³/año a temperaturas de hasta 45°C.
- En Ustron, Polonia, se celebró en 2001 una Conferencia Científica Internacional sobre *Geothermal Energy in Underground Mines* a la que se presentaron veintinueve ponencias. Entre ellas destaca la de P. Bajtos que, tras presentar una tabla con las principales descargas de agua de las minas eslovacas, resalta la importancia de las aguas de mina como fuente de energía geotérmica de baja entalpía y concluye que en Eslovaquia, el *TEP* (potencial de energía térmica) total del agua de mina, con temperaturas entre 14°C y 20°C es de 32 MW_t. Cita como ejemplo de uso exitoso de una fuente geotérmica de baja entalpía, el pozo "Izabela" en el spa de Vysné Ruzbachy, con una caudal de 5,6 l/s de agua a temperatura de 20,7°C. Las bombas de calor trabajan a dos niveles 20/10 °C y 10/8 °C. De esta manera, todo el calor consumido en el spa (piscina, calefacción, procesos de tratamiento) es cubierto, hasta una temperatura límite externa de -16°C, a partir de la cual son necesarios calefactores eléctricos adicionales (Bajtos, 2001).
- Para Nowa Ruda, Polonia (Malolepszy, 2003), presenta un estudio de aprovechamiento geotérmico en sus explotaciones abandonadas. Comienza aplicando un modelo del intercambio de calor en los espacios vacíos de la mina para determinar la capacidad de renovación de los recursos y así, determina que se pueden producir 1,6 MW_{th}, siguiendo los estudios de Jessop en Canadá, durante un periodo de 25 años, mediante el bombeo de un caudal de 20 l/s, que pasaría por un sistema de bombas de calor y sería devuelto a la mina, causando un descenso de la temperatura del agua de 23 °C a 18 °C.

En cierta medida, gran parte de estos proyectos confluyen, en estos momentos, en el proyecto europeo más importante: el *Minewater Project*, en el que participan como socios organizaciones de Holanda, Reino Unido, Francia y Alemania y como observadores varias universidades e instituciones europeas. En 2004 el proyecto fue patrocinado por el *Interreg IIIB North West Europe*, con un presupuesto total de 20,9 millones de euros, de los que 10 fueron financiados por dicha organización.



El interés de Europa en este proyecto es ver qué cambios hay en el difícil desarrollo de los campos mineros viejos y abandonados, siguiendo la evolución de una serie de proyectos piloto que intentan aprovechar el potencial geotérmico de las aguas de las minas abandonadas:

En el pueblo de Czeland de la cuenca de carbón de Silesia Superior (Polonia) hay planeada la utilización de aguas de mina de una mina de carbón que fue abandonada en 1992. El bombeo del agua de la mina aún se mantiene por seguridad de las áreas mineras adyacentes. El agua, a una temperatura de 14°C, es bombeada al exterior y la potencia calculada que daría una instalación de bomba de calor funcionando para calefacción es de 2,5 MW. La energía del agua de mina será utilizada para calentar un complejo histórico de antiguas casas de trabajadores de la mina, que será renovado (Demollin *et al.*, 2005)

Heerlen es una localidad minera situada en el Sur de los Países Bajos. La última mina de esta localidad cerró hace 30 años y todas las minas están inundadas. Heerlen aún está luchando contra el cierre (Van Tongeren y Laenen, 2005). Existen dos emplazamientos desarrollados en la ciudad donde será utilizada el agua de mina como fuente de calefacción y refrigeración de las nuevas viviendas y oficinas. Las dos minas involucradas son la Oranje Nassau 1 (400 m) y la Oranje Nassau 3 (800 m)

En Heerlen se necesita perforar hasta alcanzar el agua para bombearla, utilizar la energía geotérmica y luego bombearla de nuevo a la mina, donde el terreno vuelve a calentarla. Existen dos profundidades de sondeo: 700 m, con aguas a 28°C para calefacción y 250 m, con aguas a 16°C para refrigeración. Los edificios serán diseñados con calefacción y refrigeración.

La población de Heerlen está concienciada acerca de que la refrigeración será en el futuro un problema mayor que la calefacción debido a las estrictas regulaciones en materia de aislamiento en su legislación nacional sobre edificación. Actualmente, se bombean 188 m³/h, con un total de 388.000 m³/año, aportando 14.697 GJ/año ~ 4,1 MWh_t/año de calefacción; para refrigeración se bombean 370 m³/h, con un total de 443.000 m³/año, aportando 10.068 GJ ~ 2,8 MWh_t (Demollin, 2009). El caso de Shawfair, en Escocia, ya ha sido comentado.

Aachen (Aquisgrán) se ubica en el centro oeste de Alemania, estado de Renania del Norte-Westfalia, dentro de la misma cuenca carbonífera que Heerlen. Se piensa utilizar los pozos existentes para extraer el agua y realizar nuevos sondeos para volver a inyectarla (nw€ €no, 2010).

Lorena, Francia, donde la última mina de carbón fue cerrada en el 2004 y con un potencial de varios millones de m³ de agua en sus 58 minas abandonadas, estudia igualmente su aprovechamiento para calefacción mediante bombas de calor (Demollin, 2009)).

Finalmente, se incluye en este apartado, por su semejanza con una galería de mina, las experiencias realizadas en túneles en Suiza, país que con más de 700 túneles posee una de las más grandes densidades de este tipo de obras y en el que, por ello, la Oficina Federal de la Energía ha iniciado en 1995 un estudio de su potencial geotérmico. De las 600 obras estudiadas se han seleccionado 15 túneles como de interés, conforme se recogen en la tabla 16.



Túnel	Cantón	Tipo de túnel	Caudal de agua (l/min)	Temp. del agua (°C)	Potencial térmico ¹ (kW)
Ascona	TI	carretera	360	12	150
Furka	VS	ferroviario	5400	16	3.758
Frutigen	BE	galería de sondeo	800	17	612
Gothard	TI	carretera (N2)	7200	15	4.510
Grenchenberg (salida sur)	SO	ferroviario	18000	10	11.693
Hauenstein (túnel base)	SO	ferroviario	2500	19	2.262
Isla Bella	GR	carretera	800	15	501
Lötschberg	VS	ferroviario	731	12	305
Mappo-Morettina	TI	carretera	983	16	684
Mauvoisin	VS	galería-piloto de Riddes	600	20	584
Polmengo	TI	galería de sondeo	600	20	584
Rawyl	VS	galería de sondeo	1200	24	1.503
Ricken	SG	ferroviario	1200	12	501
Simplon (portail Brigue)	VS	ferroviario	1380	13	672
Vereina	GR	ferroviario	2100	17	1.608
Total (kW)					29.927

¹Potencial calculado a la salida del túnel, sin bomba de calor, con un enfriamiento de 6 °C (potencial de la fuente fría)

Tabla 16. Potencial geotérmico de los túneles seleccionados como de más interés (Société Suisse pour la Géothermie, 2010)

Como ejemplo de aplicación de bomba de calor ya funcionando en los túneles anteriores, el de Furka suministra calefacción a 177 apartamentos y un palacio deportivo, mientras que el de Ricken lo hace a un polideportivo, un gimnasio, una instalación de protección civil y una guardería. El total de la potencia instalada en túneles en 2005, según Rybach y Gorhan, es de 5,2 MWt, con una producción anual de energía de 13,7 GWht.

III.1.12. Aplicaciones de la bomba geotérmica de calor agua-agua de especial interés para este estudio.

Tanto por ser ejemplo de aplicación en edificios de necesidades especiales, como es el caso de un hospital, como por ser ejemplo de climatización total a partir de un solo foco de agua exterior, como es el caso del conjunto de edificios de la Autoridad Portuaria de Valencia o del Parlamento de Andalucía, se destacan con cierto detalle las siguientes experiencias:

III.1.12.1. Experiencias de Hospitales. Proyecto **Hospital - Deventer**.

Aunque pueda parecer inapropiado para un hospital un sistema de calefacción a baja temperatura, en Europa existen casos de utilización de este tipo de sistema.

En primer lugar, y aunque no sea un caso de utilización de una masa de agua como foco frío de una bomba de calor agua-agua, se destaca, por su aprovechamiento para calefacción de hospitales, el uso de una bomba de calor que utiliza como foco frío el aire caliente que circula en los túneles del Metro de París, a una temperatura mínima de 18° C, tras pasar por intercambiadores de calor, documentado, en 2003, por la Unión Internacional de Transporte Público.



Sin embargo, la experiencia más interesante es la del nuevo hospital de la ciudad holandesa de Deventer, que utiliza bombas de calor no reversibles, que funcionan sólo en modo calefacción y refrigeración, para lo que se han efectuado una serie de cuatro sondeos: dos a un acuífero del que se extrae calor para la bombas de calor que suministra calefacción y dos a otro acuífero utilizado de sumidero de calor para la bomba de calor que alimenta la refrigeración (Fraunhofer Institute for Solar Energy, 2005). Esta experiencia ha sido impulsada dentro del *EC Thermie/Energie Programme* de la Comisión Europea (Deventer Ziekenhuis, 2005), programa que, por su relevancia en investigación aplicada, realizaciones y conclusiones extraídas de las mismas, puede ser muy esclarecedor para las propuestas de esta Tesis.

Este proyecto pretende demostrar que se puede reducir la demanda total de energía y las emisiones de CO₂ en los edificios dedicados a la salud en toda Europa. Sus objetivos son los siguientes (Deventer Ziekenhuis, 2005):

- Demostrar la innovación en el diseño de edificio con eficiencia energética para el sector sanitario, a través de la construcción de 5 ejemplos de hospitales sostenibles y con eficiencia energética.
- Introducir e implantar el uso de diseños integrales de energía cuando se lleve a cabo una renovación o nueva construcción de cualquier edificio sanitario.
- Incrementar el uso de tecnologías de energías renovables y uso racional de la energía en los edificios sanitarios.
- Obtener reducciones significativas en el uso de energías primarias y de las emisiones de CO₂.
- Garantizar la calidad visual y térmica y las condiciones climáticas y de confort tanto para los pacientes como para el personal del centro.
- Llevar a cabo una alta calidad de la supervisión y la evaluación.
- Difundir las experiencias y resultados a los principales responsables de las decisiones, directores de hospitales, consultores y fabricantes.
- Estimular que el uso de tecnologías de eficiencia energética se conviertan en norma para las futuras medidas de fomento de la UE en los Programas de atención de la salud.

De los cinco hospitales que forman parte del proyecto, sólo Deventer utiliza bombas de calor agua-agua como fuente de energía térmica, siendo clave de este proyecto que es el resultado de un proceso de proyecto integrado, con la participación de arquitectos, diseñadores y técnicos.

Para situar su importancia, se describe someramente este hospital y sus principales características energéticas. En primer lugar, señalar que la población afectada, entre la ciudad de Deventer y los distritos de los alrededores, supone algo más de 95.000 personas; el nuevo Hospital Comarcal de Mieres (Asturias), adscrito al área sanitaria VII, que da servicio a los concejos de Mieres, Lena y Aller, afectará a una población de 71.500 habitantes. El de Deventer es un hospital regional que cubre 22 especialidades (figura 51), con las que trata anualmente a 15.000 pacientes ingresados, 7.000 en régimen de hospital de día y 250.000 en consultas externas.



Su superficie construida es de 67.205 m² al este de la ciudad; el proyecto se inició en el año 2004 y está operativo desde 2008 (De jong gortewaker algra, 2010).



Figura 51. Vista general emplazamiento y estado de las obras del Hospital de Deventer (De jong gortewaker algra, 2010)

Para calefacción, la fuente fría de la bomba de calor es el agua de un acuífero a 15º C y para refrigeración, otro acuífero a 7ºC, de acuerdo al esquema muy simplificado de la figura 52, ya que en la figura no aparece representado más que un solo acuífero. Puede apreciarse que el retorno del agua del acuífero a 15ºC, foco frío que se aprovecha para calefacción, se inyecta en el acuífero a 7ºC, mientras que el retorno del agua de este acuífero, que se utiliza como sumidero de calor en la instalación de refrigeración, se inyecta en el acuífero a 15ºC; así se mantiene constante las temperaturas de las aguas de ambos acuíferos.

En resumen, la demanda estándar de calor en el Hospital de Deventer es suministrada por un sistema de baja temperatura utilizando bombas de calor agua-agua, que cubre aproximadamente el 80% de la demanda total; sólo para las cargas máximas (excediendo un 20% de la capacidad total) se utilizan las calderas de alta eficiencia. Dado que en un sistema de baja temperatura, las pérdidas de calor son inferiores, se obtienen, además, significativos ahorros de energía por este concepto. Pero, con el objetivo de prevenir la legionelosis en el hospital, el sistema de baja temperatura para obtención de calor fue combinado con un sistema de alta temperatura para el agua caliente sanitaria. Como se explicó en el apartado III.1.4., y así obliga en España el RD 865/2003, ello viene obligado porque la bacteria legionella prolifera entre 20ºC y 45ºC, pero muere a temperaturas superiores a 60ºC, lo que obliga a que los abastecimientos de agua caliente deben ser distribuidos por encima de 55ºC y el agua debe ser almacenada a 60ºC o más. En el Hospital Deventer el agua caliente a alta temperatura es proporcionada por una planta que consume gas natural.

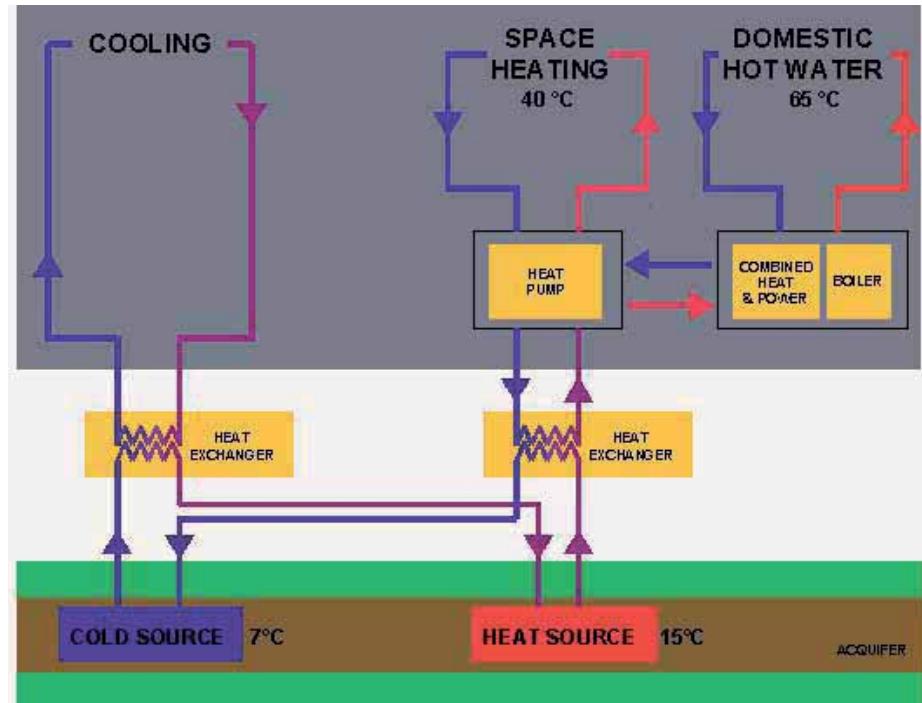


Figura 52. Esquema de utilización de una bomba de calor para calefacción en el Hospital de Deventer
(Fraunhofer Institute for Solar Energy, 2005)

En la figura 53 se puede ver un esquema de los dos sistemas, de alta y baja temperatura.

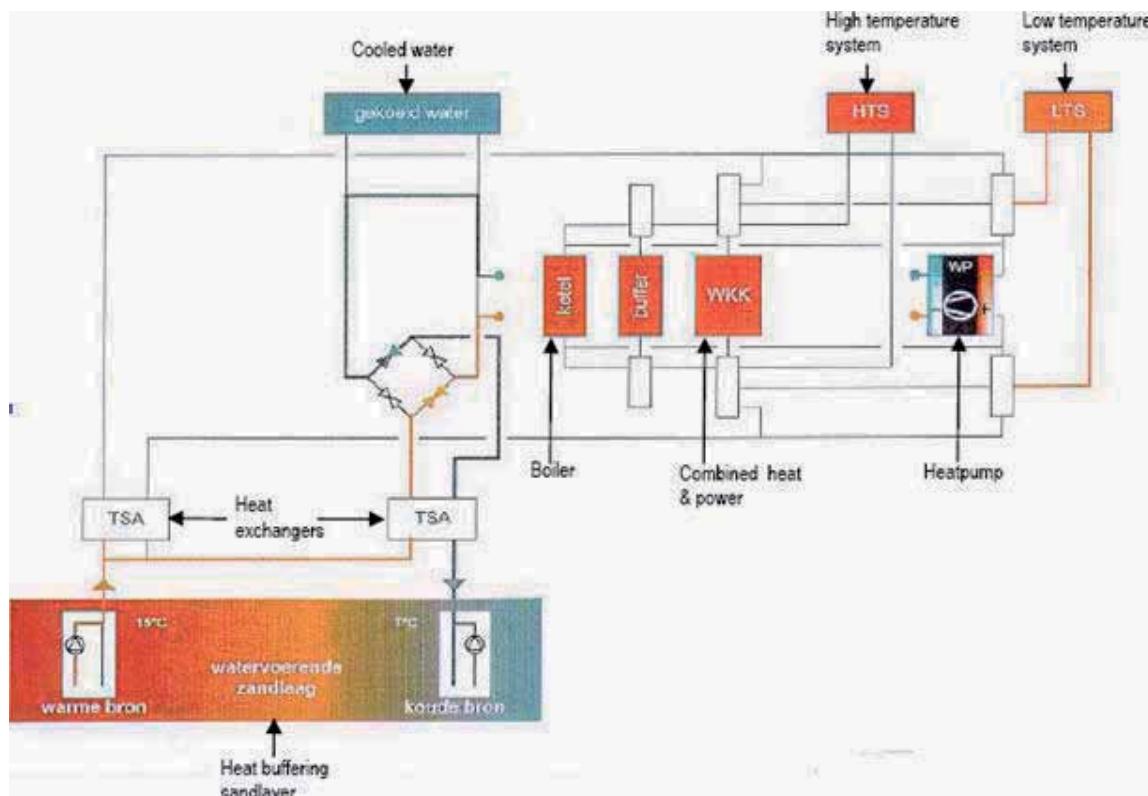


Figura 53. Esquema del sistema total de energía (Deventer Ziekenhuis, 2005)



El balance total del sistema total de energía es el siguiente:

- El 80 % del calor generado (carga de calor) es producido por la bomba de calor
- El 20 % de la carga de calor será producida por calderas de alta eficiencia
- El 100 % de la refrigeración se produce con bombas de calor.
- Ahorro de un 44% en energía térmica para calefacción respecto a un hospital convencional.
- Reducción del 30% del consumo total de energía, comparado a otros hospitales.
- Inversión Suplementaria de aproximadamente 2.600.000€.
- Reducción del coste de la energía, a precios actuales, en, aproximadamente, 200.000 €/año, sin extracostes operativos.
- El período de retorno calculado de la inversión es de 13 años. Dado que la vida esperada de servicio de las instalaciones es de 15-20 años, esto significa que la inversión es económicamente viable y lo será aún más dado que el período de retorno bajará ante la previsible evolución de los precios de la energía y el correspondiente aumento del ahorro anual.
- Finalmente, la emisión de CO₂ total ha sido reducida en un 25%, comparado con un sistema convencional.

III.1.12.2. Experiencias de bombas de calor **simultáneas**.

A). Edificio Autoridad Portuaria de Valencia

En este conjunto de cuatro edificios existe un grupo de locales especiales: salas de juntas y reuniones, salón de actos, salas de servidores (ordenadores, racks, etc.), salas de reprografía, aulas, vestíbulos y salas de espera, cuyas ganancias de calor superan las pérdidas, precisando refrigeración en todo momento del año. Para la climatización requerida de estos edificios se ha instalado un sistema de bomba de calor agua-agua compuesto por un conjunto de tres “Enfriadoras de líquido con compresor de tornillo TRANE” de la Serie R. Modelo RTWB 222LTWB; el agua del foco frío es agua de mar, bien de forma directa o a través de un aljibe regulador de agua (Torrero y Torrero, 2005; Torrero, 2008). La potencia frigorífica del sistema es de 2500 Kw, suministrando agua a 7/12 °C y la potencia calorífica es de 2700 Kw, suministrando agua a 50/45 °C. Esta disposición se facilita mediante una instalación a cuatro tubos con dos intercambiadores compensadores de frío (IF) y calor (IC) que permiten una instalación única de climatización.

Según los tramos del ciclo de Carnot de la figura 32 y las ecuaciones [5] y [7] que definen las capacidades calorífica y frigorífica de dicho proceso (apartado III.1.3.), se ve que estas capacidades vienen determinadas por los flujos o gastos máscicos del refrigerante circulante que, a su vez, determinan los caudales de agua necesarios del foco frío y los aportados al foco caliente. Por tanto, se puede regular la producción de energía modificando el gasto máscico del refrigerante vehiculado por el circuito, mediante la modificación del desplazamiento volumétrico de los compresores; estas máquinas frigoríficas varían siempre su producción de energía, adaptando el gasto máscico de refrigerante a la demanda de consumo, regulando su capacidad mediante el control equilibrado del



funcionamiento de los compresores. La figura 54 muestra el esquema de la instalación; el conjunto denominado "Máquina" es similar al de la figura 40.

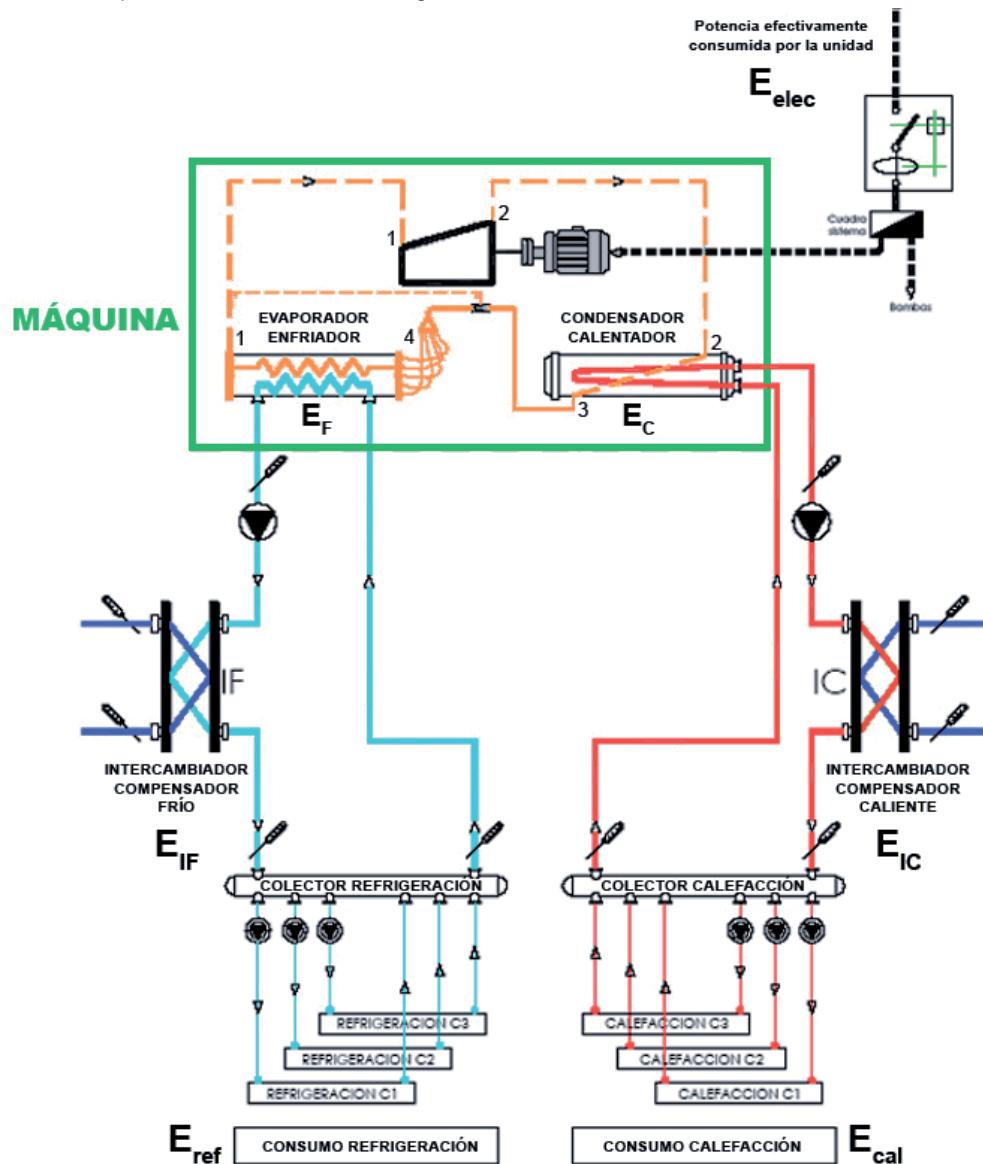


Figura 54. Esquema de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (mod. de Torrero y Torrero, 2005).

En el Evaporador entra y sale el circuito de agua que alimenta el colector de refrigeración, enseríandolo con un intercambiador compensador de frío, IF, de tal modo que toda la producción de energía frigorífica generada en el evaporador, E_F , sea consumida entre el colector de refrigeración, E_{ref} , y el intercambiador compensador, EIF. El intercambiador de compensación de frío solamente entregará energía externa al aljibe en la medida que disminuyan las necesidades de refrigeración de la instalación, manteniendo el ciclo de compresión en equilibrio.

En el condensador entra y sale el circuito de agua que alimenta el colector de calefacción, enseríandolo con un intercambiador compensador de calor, IC, de tal modo que toda la producción de energía calorífica generada en el condensador, E_C , sea consumida entre el colector de calefacción, E_{cal} , y el intercambiador compensador, EIC. El intercambiador de compensación de



calor solamente absorberá energía externa del aljibe en la medida que disminuyan las necesidades de calefacción de la instalación, manteniendo el ciclo de compresión en equilibrio.

Como se ha adelantado en el apartado III.1.4., al describir estas instalaciones que pueden suministrar *simultáneamente* calor y frío, la potencia calorífica total suministrada a la instalación de climatización, E_C , es la suma de la potencia calorífica de la bomba de calor, E_{cal} , más la potencia calorífica absorbida por el intercambiador condensador caliente, E_{IC} ; la potencia frigorífica suministrada a la instalación de climatización, E_F , es la suma de la potencia frigorífica suministrada por la bomba de calor, E_{ref} , más la potencia frigorífica absorbida por el intercambiador compensador frío, E_{IF} .

De acuerdo con la definición de coeficiente medio estacional de eficacia del apartado III.1.5. [18] y según lo establecido en el Anexo I del RD 47/2007, el Coeficiente de Eficiencia Energética de esta instalación vendrá dado por el cociente entre la suma de las energías calorífica y frigorífica aportadas a lo largo de un año y la energía consumida en dicho periodo, o trabajo exterior aportado al sistema. La expresión de este coeficiente para esta instalación será, pues:

$$\text{Coef. Efic. Energética} = (E_C + E_F) / \sum W_e = [(E_{cal} + E_{IC}) + (E_F + E_{IF})] / E_{elec} \quad [33]$$

Como se ha visto, reiteradamente, la *Máquina* del ciclo de Carnot (figuras 32 y 40) sólo puede funcionar de dos maneras: bombeando calor desde el exterior hacia el interior, en *modo calefacción*, o bombeando calor del interior hacia el exterior, en *modo refrigeración*. Estos distintos funcionamientos se prevén en las condiciones extremas del invierno y el verano, con lo que el cálculo de las capacidades de los intercambiadores IF e IC, se realiza para las condiciones extremas, es decir, para cuando $E_{ref} = 0$ en invierno y cuando $E_{cal} = 0$ en verano. En invierno, cuando no hay demanda de refrigeración y se precisa únicamente calefacción, $E_{ref} = 0$ y $E_{IC} = 0$.

La energía frigorífica de la *Máquina*, tramo 4-1 del ciclo, se corresponde con la energía extraída del foco frío, E_{IF} , a través del intercambiador IF que enfriá el agua del sistema externo que se vierte al desagüe, mientras que toda la energía calorífica, E_C , producida por la planta es utilizada para suministrar calefacción a los edificios. En verano, cuando no hay demanda de calefacción y se precisa únicamente refrigeración, $E_{cal} = 0$ y $E_{IF} = 0$. La energía calorífica de la *Máquina*, tramo 2-3 del ciclo, se corresponde con la energía cedida al foco frío, E_{IC} , a través del intercambiador IC que calienta el agua del sistema externo que se vierte al desagüe, mientras que toda la energía frigorífica, E_{ref} , producida por la planta es utilizada para suministrar refrigeración a los edificios. Por lo tanto, en ningún momento funcionan simultáneamente los dos intercambiadores, con lo que bien E_{IF} o E_{IC} serán cero, seleccionando el control de la instalación cuál de los dos intercambiadores, IF ó IC, debe funcionar. Este sistema de climatización presenta las siguientes limitaciones:

- Para refrigeración: temperaturas de salida de agua en la planta entre 3 y 12º C.
- Para calefacción: temperaturas de salida de agua entre 45 y 55º C.
- Para suministro de A.C.S.: aunque produce agua caliente, debe complementarse con otro paralelo para elevar la temperatura del agua por encima de los 60º C.

La figura 55 muestra el esquema de los intercambios de calor y frío, E_{IF} cuando extrae calor y E_{IC} cuando cede calor, con el aljibe regulador del agua del foco frío, es decir, con el sistema externo. La *Máquina*



dispone de un sistema de control que maneja los conmutadores que definen su modo de funcionamiento: Modo Calefacción o Modo Refrigeración, como se muestra en el esquema de la figura 56.

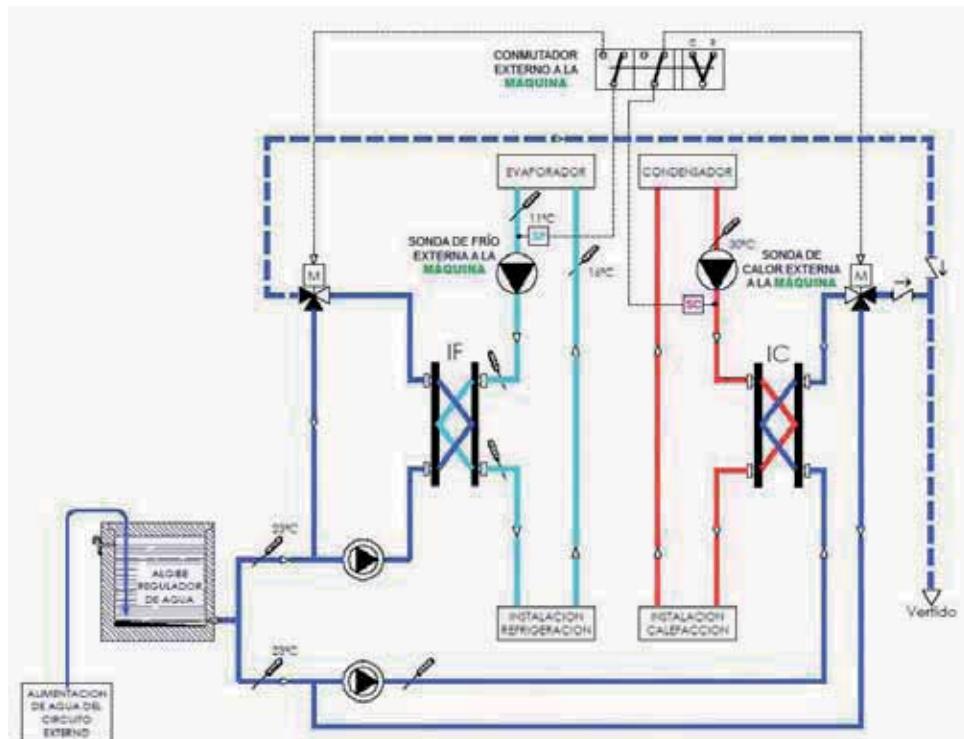


Figura 55. Esquema de los intercambios de calor y frío con el aljibe regulador del agua del foco frío de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (mod. de Torrero y Torrero, 2005).

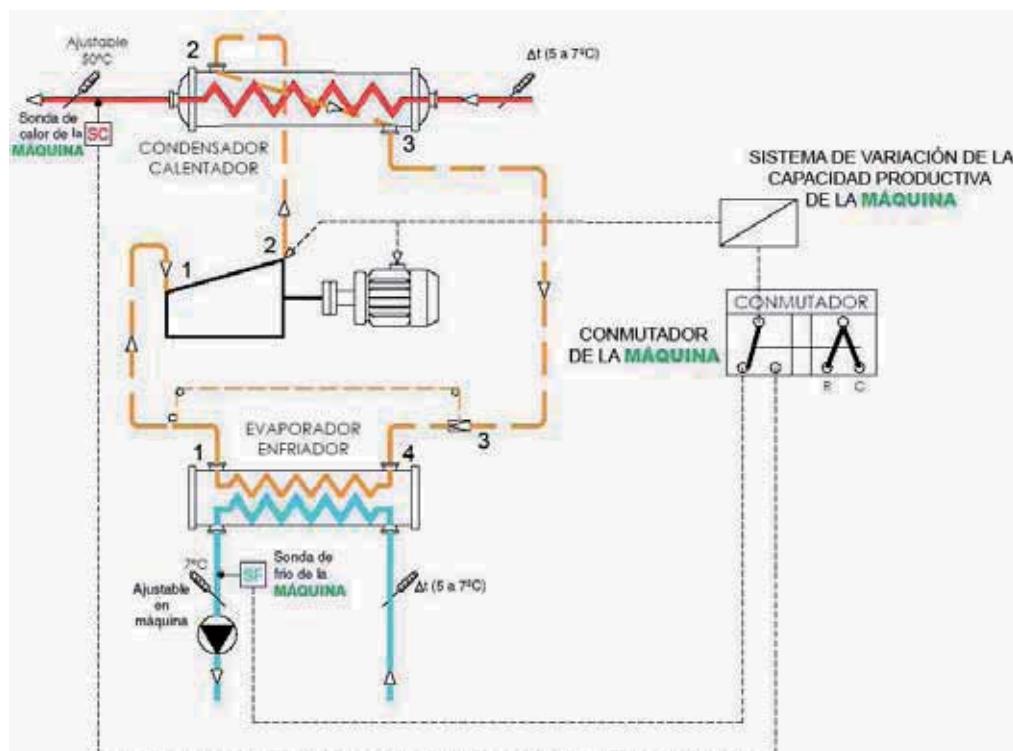


Figura 56. Esquema del control y conmutación de la Máquina de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (mod. de Torrero, 2008).



Este sistema presenta las siguientes cuatro formas de funcionamiento (Torrero y Torrero, 2005):

1. Máquina en modo de calefacción; suministro exclusivo de calefacción a los edificios.

El intercambiador IF trabaja extrayendo un calor E_{IF} del sistema externo, que transfiere al circuito de agua de los evaporadores, estando cerrado el suministro al circuito de refrigeración; la válvula de tres vías de acción proporcional es gobernada por la sonda SF, situada a la salida del evaporador y programada para mantener una temperatura de 10 a 12°C según convenga. Los controles de la planta funcionan para calentar agua a 50°C (ajustable) en los condensadores y regulan su capacidad en función de la demanda, manteniendo los 50°C de salida; dado que la salida de los evaporadores no es controlada por la planta, los controles externos a la *Máquina*, suministrarán agua a los evaporadores para trabajar a la temperatura más alta conveniente.

2. Máquina en modo de refrigeración; suministro exclusivo de refrigeración a los edificios.

El intercambiador IC trabaja devolviendo un calor E_{IC} al sistema externo extraído del circuito de agua de los condensadores, estando cerrado el suministro al circuito de calefacción; la válvula de tres vías de acción proporcional es gobernada por la sonda SC situada a la salida del condensador y programada para mantener una temperatura de 30°C, aunque puede ajustarse según convenga. Los controles de la planta funcionan para enfriar agua a 7°C (ajustable) en los evaporadores, y regulan su capacidad en función de la demanda, manteniendo los 7°C de salida; dado que la salida de agua de los condensadores no es controlada por la planta, los controles externos a la *Máquina*, suministrarán agua a los condensadores para trabajar a la presión más baja que sea posible para aumentar el rendimiento del sistema.

3. Máquina en modo de calefacción; suministro simultáneo de calefacción y refrigeración a los edificios.

Con esta disposición la *Máquina* trabaja manteniendo la temperatura del agua a la salida del Evaporador en 11/16°C y a la salida del Condensador en 50/45°C. En primer lugar, el control del sistema selecciona el intercambiador que trabajará, en este caso el intercambiador IF. La *Máquina* controla la salida del agua caliente, variando su capacidad y manteniéndola en su punto de ajuste (supongamos 50°C), mientras el control externo regula la salida del agua del evaporador en su temperatura más alta posible, ya que no se precisa para refrigerar. En esta circunstancia convendrá subir la temperatura de evaporación hasta los límites que convenga a los propósitos de una mejor eficiencia energética. La reducción de capacidad en los compresores motivará una disminución en los gases de aspiración y una tendencia a la elevación en la temperatura de salida del agua del evaporador, por lo que la válvula de 3 vías by-pasará agua por la tercera vía, reduciendo el caudal de agua del sistema externo que aporta calor, al objeto de mantener constante la temperatura de salida de agua del evaporador en 11°C. Mientras todo ello ocurre la señal que emite la sonda SC cae en el vacío, como si no existiese.



4. Máquina en modo de refrigeración: suministro simultáneo de calefacción y refrigeración a los edificios.

Con esta disposición la *Máquina* trabaja manteniendo la temperatura del agua a la salida del Evaporador en 7/12°C y a la salida del Condensador en 23/30°C. En primer lugar, el control del sistema selecciona el intercambiador que trabajará; en este caso el intercambiador IC. La *Máquina* controla la salida del agua fría, variando su capacidad y manteniéndola en su punto de ajuste (supongamos +7°C) mientras el control externo regula la salida de agua del condensador en su temperatura más baja posible, ya que no se precisa para calefactar. En esta circunstancia convendrá bajar la temperatura de condensación hasta los límites que convenga a los propósitos de una mejor eficiencia energética. La reducción de capacidad en los compresores, motivará una reducción de los gases calientes de compresión y una tendencia a la disminución en la temperatura del agua del condensador por lo que lo que la válvula de 3 vías by-pasará agua por la tercera vía, reduciendo el caudal de agua del sistema externo que disipa calor, al objeto de mantener constante la temperatura de salida de agua del condensador en 30°C. Cuando la demanda de frío aumente, y con ello la capacidad de los compresores, se produce un aumento en los gases de compresión y una tendencia a subir la temperatura de salida del agua del condensador; la válvula de 3 vías cerrará el by-pass permitiendo un mayor caudal de agua del sistema externo que disipa calor. Mientras todo ello ocurre, la señal de la sonda SF cae en el vacío sin que afecte para nada al circuito.

Finalmente, el sistema presenta las siguientes ventajas (Torrero y Torrero, 2005):

- Ahorros en el consumo de energía, como puede verse en la figura 57, que muestra las demandas mensuales de refrigeración y calefacción, así como la energía ahorrada con los suministros simultáneos. Durante el primer año de funcionamiento se ha producido un total de energía térmica de 3.612.600 kWh, consumiendo un total de energía eléctrica de 635.144 kWh, con lo que la eficiencia energética ha sido:

$$\text{Coef. Efí. Energética} = 3612600/635114 \approx 5,69$$

- Instalaciones de más reducido coste de inversión, respecto a instalaciones tradicionales de idénticas prestaciones.
- Centralización de la producción de energía térmica y distribución a los edificios por galería de servicios.
- La eficiencia de instalación se corresponde con la de menor contaminación ambiental.
- No existen grandes acometidas o depósitos de combustible, sólo los necesarios para complementar la temperatura del agua caliente desviada a los depósitos de A.C.S. hasta los 60°C.
- Instalación de manejo sencillo, con un sistema de control centralizado a distancia que reduce la posibilidad de averías y produce un mínimo coste de mantenimiento.



- Espacio muy reducido de la instalación (inferior al 50% en comparación con los sistemas de condensación por aire y calderas), con posibilidad de su insonorización total sin pérdidas de rendimiento.
- No formación de aerosoles y en consecuencia, instalación exenta de legionelosis. El funcionamiento de la instalación no es afectado por las condiciones climatológicas en cualquier época del año, desde - 20°C a 42°C.

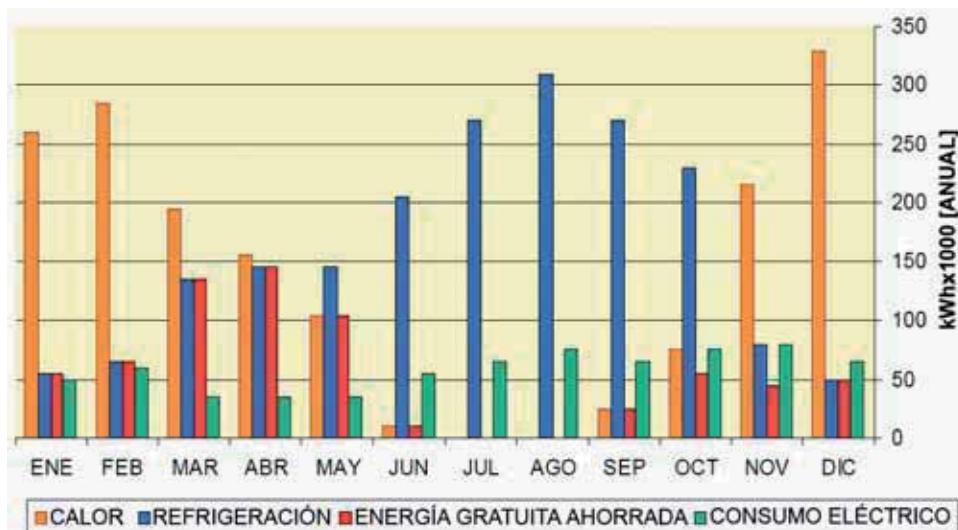


Figura 57. Demandas de energía térmica (calorífica y frigorífica), consumo de energía eléctrica y ahorros de energía de la instalación del Edificio Autoridad Portuaria de Valencia (Torrero, 2008)

B). Parlamento de Andalucía.

Para su climatización se adopta una solución similar a la anterior: equipos de bomba de calor agua-agua que, en temporadas medias, producen simultáneamente agua caliente y fría (a 45°C y 7°C), aprovechando como foco frío aguas subterráneas a una temperatura entre 18°C y 22°C y a una profundidad inferior a 30 m; a través de pozos, con una separación de 150 m entre sí, se capta y reinyecta el agua, habiéndose comprobado, tras cinco años de funcionamiento, que la temperatura del agua del foco frío se ha mantenido muy constante en el entorno de los 20°C – 22°C (Durán, 2008). Para la zonificación de la climatización en lugar de un sistema de cuatro tubos con fan-coils adoptan uno equivalente de dos tubos y consolas. Comparando el consumo energético con un sistema clásico de refrigeración y agua caliente con calderas se ha reducido cerca del 50%. Esta instalación tiene una potencia total de refrigeración de 4000 kW y, a la vista de sus excelentes resultados, se está diseñando una instalación, con idéntico concepto de diseño y 8000 kW de potencia, para el Hospital Vigil de Quiñones de Sevilla.

III.2. Aprovechamiento mediante minicentral hidroeléctrica.

Se ha visto, en el apartado II.7., cómo podía formarse un embalse subterráneo en el hueco minero tras el cese del bombeo y también cómo podía variar su nivel piezométrico con la variación de la relación entre la recarga (R) y la descarga (D)



Es posible que por razones de seguridad en relación con zonas que deben permanecer drenadas, exista un condicionante de máximo nivel a alcanzar por este nivel piezométrico. Por otra parte, dado que la recarga se produce significativamente por las precipitaciones útiles y estas oscilan a lo largo del año, está claro que existirán variaciones en la recarga, pero, además, en el caso ya descrito del aprovechamiento energético de las aguas de este embalse mediante bomba de calor, la descarga viene dada por el consumo térmico mensual y éste oscila también a lo largo del año.

Simplificando esta situación con un análisis mensual de un año natural, en cada mes i se tendrá un consumo C_i y una recarga R_i produciéndose, por tanto, una variación del caudal embalsado $C_i - R_i$. Si los consumos anuales superan la recarga, es decir si $\sum (C_i - R_i) > 0$, el nivel del embalse irá descendiendo, por lo que su mantenimiento exigiría la devolución del exceso del consumo sobre la recarga. Pero, dada la distinta variación mensual del consumo y la recarga, también pueden producirse situaciones mensuales de rebose que exijan un análisis del nivel máximo del embalse en cada momento, a fin de no sobrepasar el nivel máximo de seguridad, y situaciones de déficit de caudal que conllevarán devoluciones programadas del agua bombeada. En resumen, en esta situación hipotética, se producirá la devolución de importantes caudales al interior del embalse minero, lo que presenta la posibilidad del uso de minicentrales hidráulicas para el aprovechamiento de la energía mecánica de estos caudales devueltos tras pasar por los intercambiadores de calor. Es evidente que si, además, se dispone de depósitos de almacenamiento térmico y de almacenamiento del agua bombeada se estaría en una situación ideal: consumo en horas valle y aportación a la red eléctrica en horas punta, aunque tal situación se apunta pero no se contempla dada su singularidad.

A continuación se esbozará el desarrollo de esta posibilidad de aprovechamiento, que tiene las características del tipo de agua fluyente, lo que quiere decir que las turbinas generan electricidad mientras pase por ellas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel.

III.2.1. Fundamentos técnicos.

La carga hidráulica, o energía por unidad de peso, contenida en un fluido incompresible que circula por el interior de un tubo, viene dada por la ecuación de Bernoulli:

$$h = H + p/\gamma + v^2/2g \quad [34]$$

En la que h es la energía total por unidad de peso, H la elevación de la línea de corriente sobre un plano de referencia, p la presión, γ el peso específico del fluido, v la velocidad de la línea de corriente y g la aceleración de la gravedad.

En el caso de aplicación al rebose del agua de la fuente fría, la energía total desde este punto de partida, la salida del intercambiador de calor o la salida del evaporador si no se utiliza intercambiador previo, sólo tiene energía potencial H_1 y energía cinética $v_1^2/2g$ por ser su presión igual a la atmosférica. En este tipo de aprovechamiento el agua será conducida a la turbina a través de una tubería de devolución. El desnivel existente entre la cota de vertido, o de devolución al



embalse subterráneo (brocal del pozo), y el nivel de desagüe en la turbina, se denomina salto bruto (H_b).

En general se cumple que el agua al fluir, desde el punto de rebose hasta el punto de salida de la turbina, dispone de una carga hidráulica de acuerdo con la ecuación:

$$h_1 = H_b + v_1^2/g \quad [35]$$

En la que, por unidad de tiempo, h_1 es la potencia máxima a perder por el agua, en kW. Esta potencia se disipará en vencer la fricción para poder circular por la tubería y en atravesar los álabes de la turbina. Las pérdidas de potencia en la circulación por la tubería, por la fricción del agua contra las paredes de la tubería, o por turbulencia al cambiar de dirección el flujo al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc., se denominan pérdidas de carga (H_p).

Se denomina salto neto (H_n) la diferencia ($H_b - H_p$) entre el salto bruto y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones, y representa la máxima energía potencial que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina. Dado que el componente de velocidad, a la salida de la bomba de calor, puede considerarse irrelevante y, en todo caso, su efecto compensado e incluido en las pérdidas de carga finales (H_p), entonces, de acuerdo con la expresión [35], la carga hidráulica útil será (IDAE, 2006):

$$h_u = H_n \quad [36]$$

Para un caudal Q , se tiene una potencia útil, P_u :

$$P_u = Q \cdot H_n \cdot \gamma$$

Y siendo $\gamma = \rho \cdot g$, en donde ρ es la densidad del agua ($\approx 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$) y g la aceleración de la gravedad ($\approx 9,81$), la expresión de la *potencia instalada* en la turbina será, pues, la siguiente:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_n \cdot e \quad [37]$$

Donde:

P = Potencia en kW

Q = Caudal de equipamiento en m^3/s

H_n = Salto neto existente en metros

e = Factor de eficiencia de la central, que es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de la energía: $e = R_t \cdot R_g \cdot R_s$, siendo:

R_t = Rendimiento de la turbina

R_g = Rendimiento del generador

R_s = Rendimiento del transformador de salida

Según el tipo de equipo y el fabricante, el rendimiento de la maquinaria varía, pero a efectos de una primera aproximación, se puede tomar como factor de eficiencia para una minicentral hidroeléctrica moderna el valor de 0,85, con lo que la expresión [37] daría como estimación de la potencia instalada:

$$P \approx 8,34 \cdot Q \cdot H_n \quad [38]$$



Una vez conocida la potencia es posible calcular la producción media anual de la minicentral hidroeléctrica, como producto de la potencia en cada momento por las horas anuales de funcionamiento. En general, de forma más precisa, la producción, en kWh, podría calcularse con la siguiente expresión:

$$E = 9,81 \cdot Q \cdot H_n \cdot T \cdot e \text{ (kWh)} [39]$$

Siendo $T = n^o$ de horas de funcionamiento (con H_n y Q fijos)

III.2.2. Selección tipo de turbina.

Como se ha visto, el salto neto y el caudal son esenciales al definir la potencia instalada, pero también determinan el tipo de turbina a instalar. En primer lugar, se han de tener en cuenta las características mecánicas y de robustez que definen los distintos tipos de turbinas en función del mecanismo utilizado para convertir la energía potencial del agua en energía motriz en las mismas:

- Turbinas de acción. La energía potencial se transforma en energía cinética mediante un chorro de gran velocidad, que es proyectado contra unas cazoletas, fijas en la periferia de un disco; como el agua, después de chocar contra las cazoletas, cae al canal de descarga con muy poca energía remanente, la carcasa puede ser ligera y sólo tiene por misión evitar accidentes e impedir las salpicaduras del agua. Dentro de este tipo de turbinas están la *Pelton*, la *Turgo* y la de flujo cruzado o *Banki-Mitchell*.
- Turbinas de reacción. La presión del agua actúa directamente sobre los alabes del rorete, disminuyendo de valor a medida que avanza en su recorrido; al estar el rorete completamente sumergido y sometido a la presión del agua, la carcasa que lo envuelve tiene que ser suficientemente robusta para poder resistirla. Dentro de este tipo de turbinas están la *Francis*, la *Kaplan* y las de hélice.

En segundo lugar, se debe tener en cuenta la horquilla de salto neto (H_n), en metros, en que funciona cada turbina; en la tabla 17 se muestra esta horquilla para los diversos tipos de turbina, según el *Manual de Pequeña Hidráulica*, actualización española (Penche, 1998) del *Layman's Guidebook on How to Develop a Small Hydro Site*, desarrollado en 1994 por la European Small Hydropower Association (ESHA) por encargo de la Dirección General de Energía de la Comisión Europea.

Tipo de turbina	Horquilla de salto en metros
Kaplan y hélice	$2 < H < 20$
Francis	$10 < H < 350$
Pelton	$50 < H < 1.300$
Michell-Banki	$3 < H < 200$
Turgo	$50 < H < 250$

Tabla 17. Horquilla de funcionamiento de las turbinas según la altura de salto neto (Penche, 1998)



Sin embargo, en el caso de las turbinas Turgo, la firma canadiense PowerPal, con licencia vietnamita, fabrica microturbinas para horquillas de salto entre 8 y 34 metros y caudales entre 21 y 79 l/s (PowerPal, 2010).

Los pasos a dar para esta definición, siguiendo la lista recapitulativa aconsejada en MHyLab *et al.* (2005) con datos de la Red Temática de la Pequeña Hidráulica (TNSHP), serían:

- Estimar el caudal medio anual (Q)
- Medir el salto bruto
- Estimar las pérdidas de carga
- Calcular el salto neto (H_n)
- Definir la potencia instalada: $P (\text{kW}) = 8 \cdot Q \cdot H_n$
- Estimar la producción de energía anual: $E (\text{Kwh/año}) = P (\text{kW}) \cdot T (\text{h/año})$

Como más adelante se verá en el capítulo V, el posible aprovechamiento hidroeléctrico en el embalse minero Barredo-Figaredo tendrá unos saltos brutos entre 40 y 65 m, y con unos caudales medios entre 0,1 y 0,3 m³/s.

De acuerdo con las publicaciones sobre aprovechamientos hidroeléctricos mediante pequeñas centrales de la RETScreen® International (2007), estaríamos dentro del campo de las microturbinas, y la traslación de su zona de funcionamiento en el gráfico de la figura 58, teniendo en cuenta la posibilidad de desarrollo de turbinas Turgo de PowerPal, indica que las turbinas adecuadas para estos caudales tan bajos serían la turbina de acción Turgo y la de flujo cruzado Banki-Mitchell (también conocida como turbina Ossberger).

Sin embargo, como en el caso de la Banki-Mitchell, que permite potencias más bajas, se estaría cerca del umbral de caudales mínimos necesarios y teniendo además en cuenta la flexibilidad de cada tipo de turbina para funcionar con un porcentaje del caudal nominal o de diseño, recogida en la tabla 18, la mejor elección sería una microturbina Turgo, que combina funcionamiento de máxima flexibilidad con caudales mínimos y mayores alturas. Esta turbina fue desarrollada por la compañía Gilkes en 1919, a partir de una modificación de la turbina Pelton (más información en www.gilkes.com).

Tipo de turbina	Q _{min} (%Q _{nominal})
Francias de cámara espiral	30
Francis de cámara abierta	30
Semi Kaplan	30
Kaplan	15
Flujo cruzado	15
Pelton	10
Turgo	10
Hélice	65

Tabla 18. Caudal mínimo técnico de las turbinas, en porcentaje del caudal nominal (Penche, 1998)

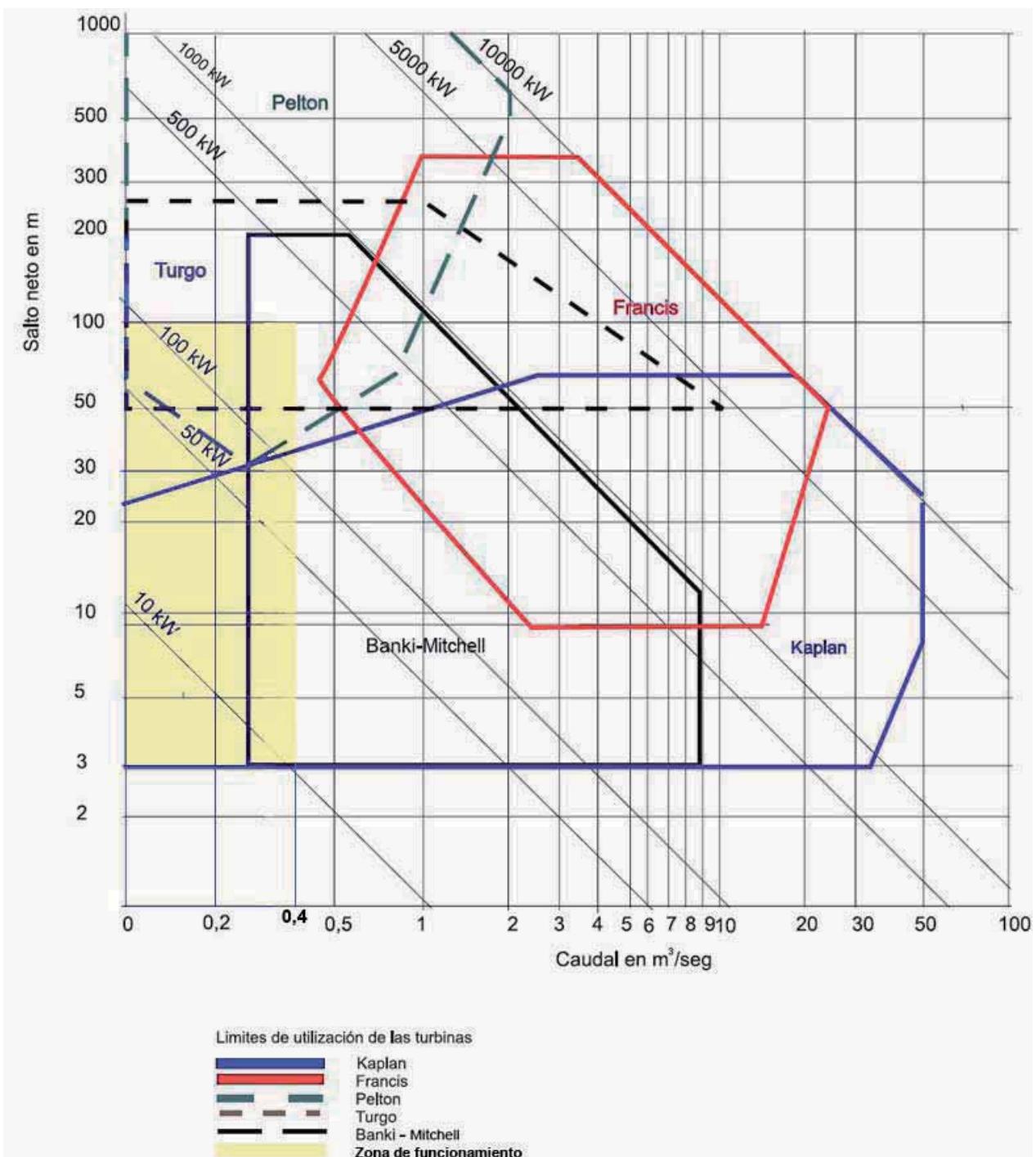


Figura 58. Gráfico de envolventes operacionales de turbinas indicando (color ocre) la zona de funcionamiento en el caso del embalse minero Barredo-Figaredo (mod. de Penche, 1998).



IV. EL EMBALSE MINERO BARREDO-FIGAREDO. CARACTERIZACIÓN HIDROGEOLÓGICA.

El embalse subterráneo formado por las labores mineras de los pozos de Minas de Figaredo y Barredo, constituye el embalse minero objeto de estudio. El pozo Barredo está situado cerca del río Caudal y los pozos de Minas Figaredo, al sur de Barredo y cerca del río Turón, afluente del río Caudal; ambos pozos están conectados y en ambos ha cesado la producción, por lo que el mantenimiento del desagüe no es necesario, posibilitando la inundación de las labores mineras hasta determinada cota.

A su vez, las explotaciones de Minas de Figaredo están interconectadas con las explotaciones colindantes de los pozos San Antonio y Santiago, la primera abandonada y la segunda aún activa (Cuenca Minera del Caudal o Cuenca de Mieres, situadas en el valle del río Aller, también afluente del río Caudal), así como con las labores de los pozos Santa Bárbara y San José, ambas abandonadas (cuenca del río Turón).

En la figura 59 se representa la situación de cada una de estas explotaciones en un esquema hidrogeológico general de la zona.

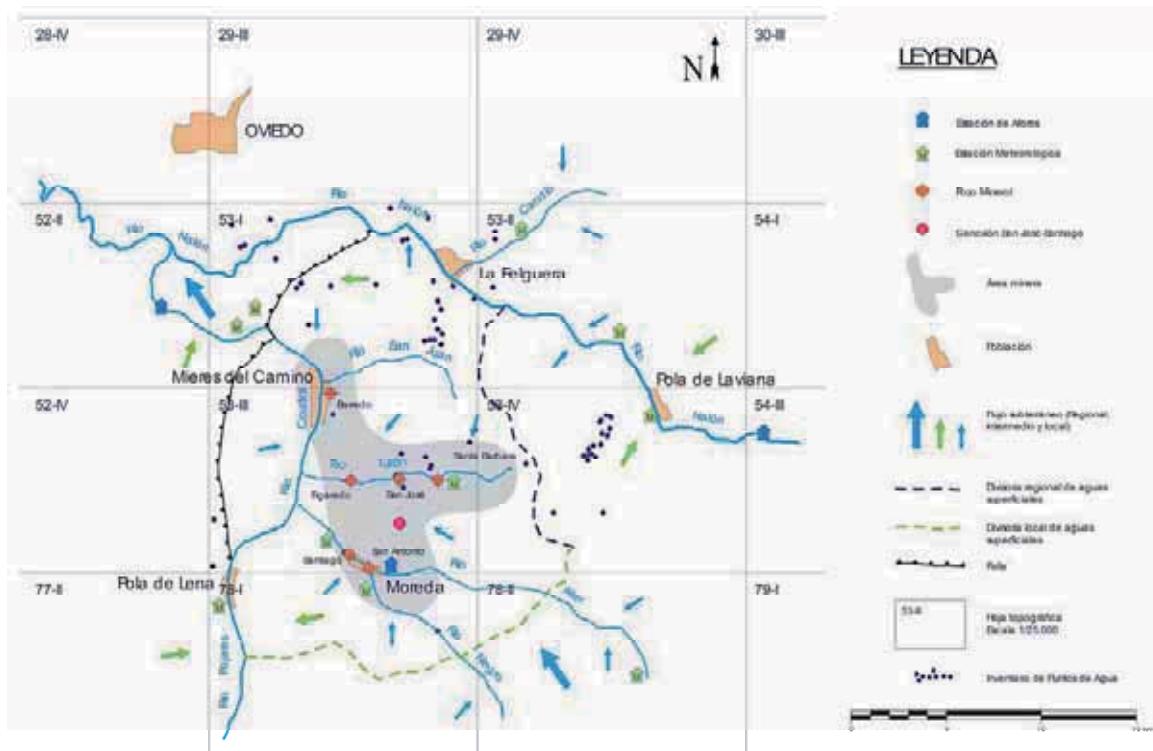


Figura 59. Esquema hidrogeológico general de la cuenca minera de Mieres (Bueno, 2005)



IV.1. Marco geográfico.

El área estudiada se ubica en la zona central del Principado de Asturias, dentro de la Cuenca Carbonífera Central y enclavada en el concejo de Mieres. En la figura 60 se muestra la ortofoto de la cuadrícula que cubre la zona afectada por las labores mineras de los pozos Barredo y Figaredo, delimitada por las coordenadas UTM: X: de 272.753 a 278.937 e Y: de 4784.762 a 4794.139.

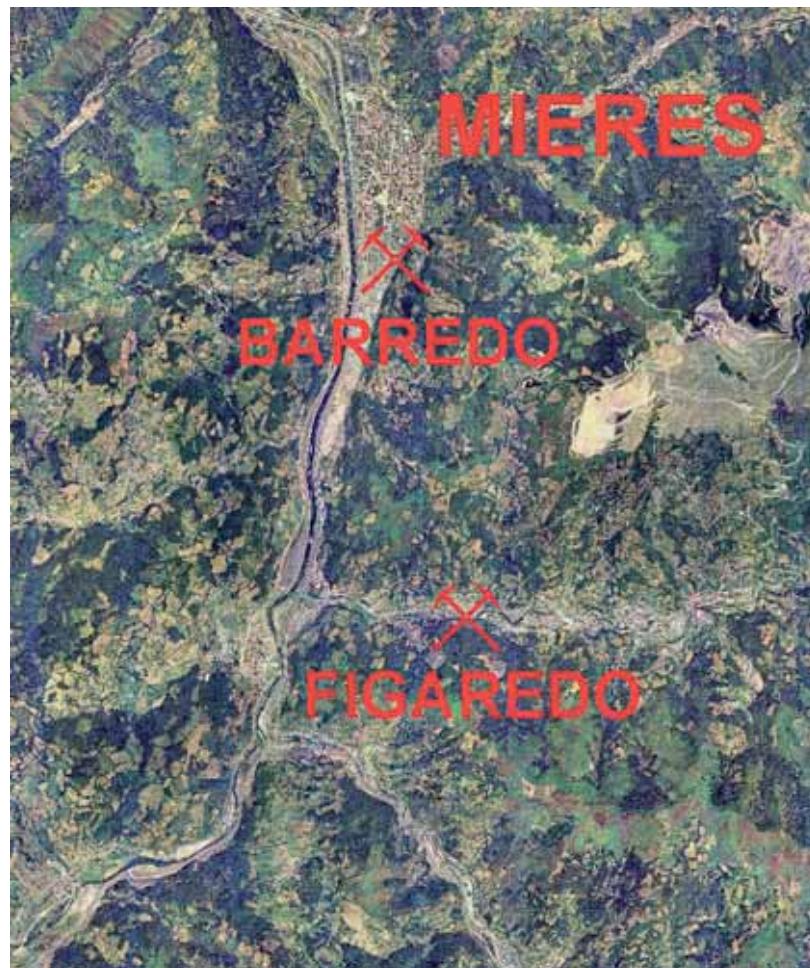


Figura 60. Ortofoto de la zona de estudio

La superficie aproximada de la cuadrícula objeto de estudio es de 58 km² y comprende las partes bajas de los valles de los ríos Aller y Turón, en su confluencia con el río Caudal, y la llanura aluvial del río Caudal, que, a su paso por la localidad de Mieres, incluye la zona de influencia del Pozo Barredo. Desde el punto de vista de afección hidrológica, la zona de estudio está comprendida exclusivamente dentro de las cuencas hidrográficas de los ríos Turón y Caudal, tal como se definirá más adelante.



IV.2. Marco geológico.

En la figura 61 se muestra la zona de estudio encuadrada en la hoja 53 del Mapa Geológico Nacional (MAGNA), elaborado por el IGME (1975).

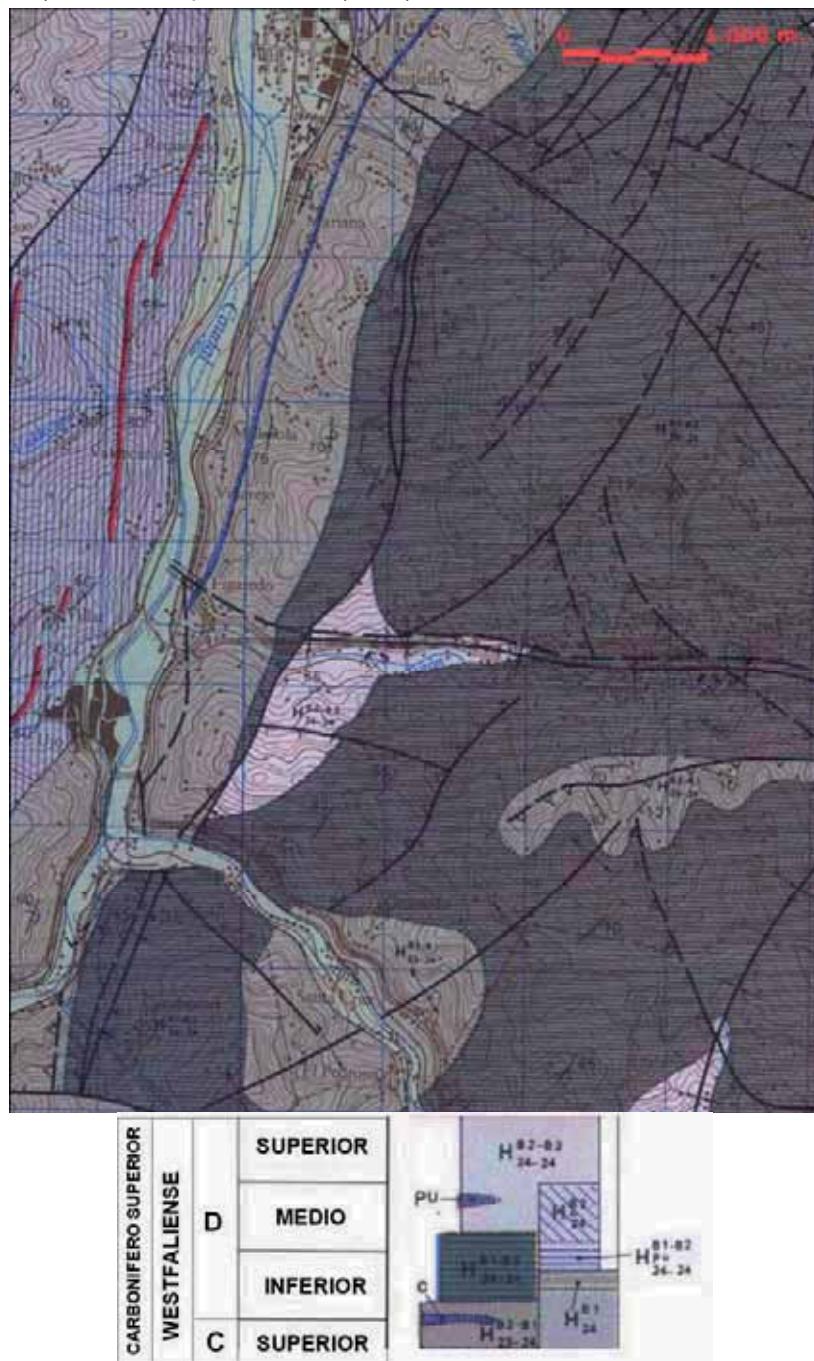


Figura 61. Mapa Geológico de la zona de estudio (IGME, 1975)

IV.2.1. Estratigrafía.

Conforme se ve en la leyenda del mapa geológico, prácticamente todos los materiales presentes en la zona de estudio son de edad Paleozoica (Carbonífero), existiendo únicamente una pequeña



representación de sedimentos Cuaternarios, tanto en depósitos aluviales de los ríos Caudal, Turón y Aller como eluviales y coluviales, a los que hay que sumar los de carácter antrópico. Los materiales del Carbonífero son de la Serie Superior o Productiva, estando representados el segundo, tercero y cuarto tramos, todos ellos dentro del Westfaliense D (IGME, 1975):

Segundo Tramo Productivo (H₂₃₋₂₄ B^{3-B1}): Comprende los paquetes Caleras, Generalas y San Antonio, con una potencia media de 950 m. Está formado por seis episodios marinos que reúnen el 75% del total de sedimentos, alternando con otros seis continentales. En los continentales se encuentran niveles típicos de este ambiente, como son: capas de carbón, algunas de ellas explotables, pizarras de techo con plantas y claros suelos de vegetación, dispuestos según el ciclotema: carbón - pizarras de techo - pizarra arenosa - arenisca - suelo de vegetación - carbón. Este ritmo se repite de dos a cuatro veces en cada uno de estos episodios, faltando en ocasiones algunos de sus términos y variando el carácter de otros; así ocurre con la pizarra de techo, que suele tener plantas flotadas en los primeros ciclotemas y fósiles marinos o bien pasa a un nivel calizo en el último. Las areniscas, por su parte, cambian la tendencia cuarcítica que muestran en los estratos de muro, en beneficio de las de tipo calcáreo en los estratos superiores, llegando a formar gruesos bancos de micropudingas calcáreas al final de los tramos marinos. Estos episodios marinos, mucho más potentes que los anteriores, se caracterizan por estar formados por un conjunto de pizarras arcillosas, arenosas, calcáreas, etc., con abundantes niveles de fauna marina, sobre los que se apoyan o intercalan secuencias más arenosas, y por la aparición, aunque tímida, de pasos de carbón, que cuando lo hacen, presentan techo marino y sólo algunos centímetros de espesor. La base de los tres primeros episodios está formada por bancos de caliza de 5 a 10 m de potencia.

Tercer Tramo Productivo (H₂₄₋₂₄ B^{1-B2}): Comprende los paquetes María Luisa y Sotón, que con una potencia de 750 m, son los más explotados dentro de la cuenca carbonífera. Sobre el último tramo marino del paquete San Antonio, que culmina con un grueso banco de micropudingas conocido con el nombre de La Voz, se inicia una sedimentación en la que se suceden alternativamente los episodios marinos y continentales, indicando el carácter rítmico de las invasiones marinas. En las continentales, que suponen un 45% del espesor total de sedimentos, aparecen numerosas capas de carbón, muchas de ellas explotadas en la actualidad. Los marinos, por su parte, están formados por pizarras con fauna marina, que alternan con areniscas calcáreas de marcada tendencia a micropudinga. En la mitad inferior de la serie, es decir, en los estratos correspondientes al paquete María Luisa, se diferencian tres tramos continentales y tres marinos de espesores comparables, siendo el segundo de los continentales el más potente de todos los reconocidos de este ambiente dentro de la cuenca. En una de las capas del último tramo continental se sitúa estratigráficamente el tonstein Lozanita (García-Loygorri *et al.*, 1971), excelente nivel guía en la cuenca.

Cuarto Tramo Productivo (H₂₄₋₂₄ B^{2-B3}): En la Cuenca Central comprende los paquetes de Entrerregueras, Sorriego, Modesta y Oscura, con un espesor medio de 1.125 m, pero en el área Barredo-Turón no afloran los paquetes Modesta y Oscura. Los paquetes de Entrerregueras y Sorriego tienen un espesor de 650 m, aunque en la zona de estudio sólo aflora el paquete Entrerregueras, con un espesor medio total de 340 m y que tiene como característica la presencia de varios bancos de conglomerados calcáreos (gonfolitas, según la denominación local). La base de



este paquete comienza con un tramo marino, de 130 m al que le siguen dos tramos continentales interrumpidos por un tramo marino de 60 m; la presencia de estos estratos marinos es un fenómeno que no se había producido desde el paquete San Antonio. Los tramos continentales contienen las principales capas explotables que oscilan entre 3 y 8 según la zona, pero que no fueron explotadas por el pozo Figaredo, único de los estudiados en cuyas concesiones se encuentra este paquete, como puede verse en la figura 61.

IV.2.2. Estilo estructural.

Como se expuso en el apartado II.2., estos materiales aparecen muy replegados. En la figura 62, sobre una base geológica-estructural de la Subzona Centro (IGME, 1984) se muestran las labores de interior de los pozos Barredo y Figaredo. Se observa la existencia de una estructura sinclinal más o menos compleja, originada por interferencia de pliegues (sinclinal de Sama) con un eje de dirección NE-SO, cuyo núcleo principal se sitúa en la zona de Sama, y otro accesorio en la zona de El Entrego. El sinclinal de Sama se extiende desde el extremo norte, donde tiene un cierre perisinclinal, en el pozo Mosquitera, hasta el río Nalón, donde se divide en dos sinclinales, con un anticlinal intermedio: el sinclinal de Barredo al O, el sinclinal de Baltasara al E y el anticlinal complejo de Santa Rosa. De estas estructuras sólo el Sinclinal de Barredo afecta claramente a la zona de estudio, y el anticlinal complejo de Santa Rosa parcialmente.

El anticlinal complejo de Santa Rosa comprende un par de pliegues apretados y agudos, que en conjunto constituyen un pequeño anticlinorio con una ligera vergencia al E o SE. El cabeceo de los ejes es hacia el SO. El Sinclinal de Barredo se inicia en La Cobertoria; se trata de un sinclinal asimétrico, volcado al E con su flanco oriental tendido, con buzamientos que oscilan normalmente entre 20° y 40° al O, y el costado occidental invertido, inclinado de 53° a 80° asimismo a Poniente. La superficie axial está enmascarada por una importante falla inversa que la acompaña en toda su extensión y que ha montado el flanco occidental sobre el oriental. El cabeceo del eje es claramente al N, a partir de la falla de Mieres, mientras al S de ésta es manifiestamente meridional, coadyuvando a ello la intersección con la superficie axial del sinclinal de Turón, de rumbo E-O (IGME, 1975). Este sinclinal está afectado por la falla homónima y la de Peñón y Cortina, de características similares. En el flanco occidental, invertido, afloran los paquetes existentes desde Caleras hasta la parte baja de Sotón, mientras que en el oriental únicamente aparecen los paquetes María Luisa y Entrerregueras. Tras el sinclinal de Barredo los pliegues más importantes de esta zona son el sinclinal de Turón, del sistema radial, y el anticlinal de Revallinas.

El sinclinal de Turón, de rumbo E-O, es una estructura del sistema radial, cuyo eje se inclina hacia el O presentando ligeros cabeceos. Sus flancos presentan fuertes buzamientos y los cabeceos del eje son 31° al O, en el extremo oriental, 12° al E, en el pozo San José, y unos 22° al O, en las cercanías de Figaredo. Su superficie axial es subvertical y es acompañado en todo su recorrido por la falla rumbo-deslizante de Podrizos, asociada al plano axial del pliegue, de plano subvertical, con movimiento horizontal de cierta importancia. Este pliegue aparece afectado por tres fallas del sistema longitudinal: Piedrafita, Santo Tomás y Villandio (figura 62).



El anticlinal de Revallinas, elemento de enlace entre el sinclinal de Turón y el Carbonífero del valle del Aller, tiene su plano axial arqueado hacia el O, con fuerte vergencia al N, cabeceando suavemente su eje al NO; es un anticlinal asimétrico, cuyos flancos mantienen buzamientos suaves, horizontalizándose en su charnela. Se presenta afectado por la falla de Gramedo, se amortigua hacia la falla de Barredo, queda cortado por la falla de Tablado y Canto Carbonero. En él afloran los paquetes Generales, San Antonio y María Luisa.

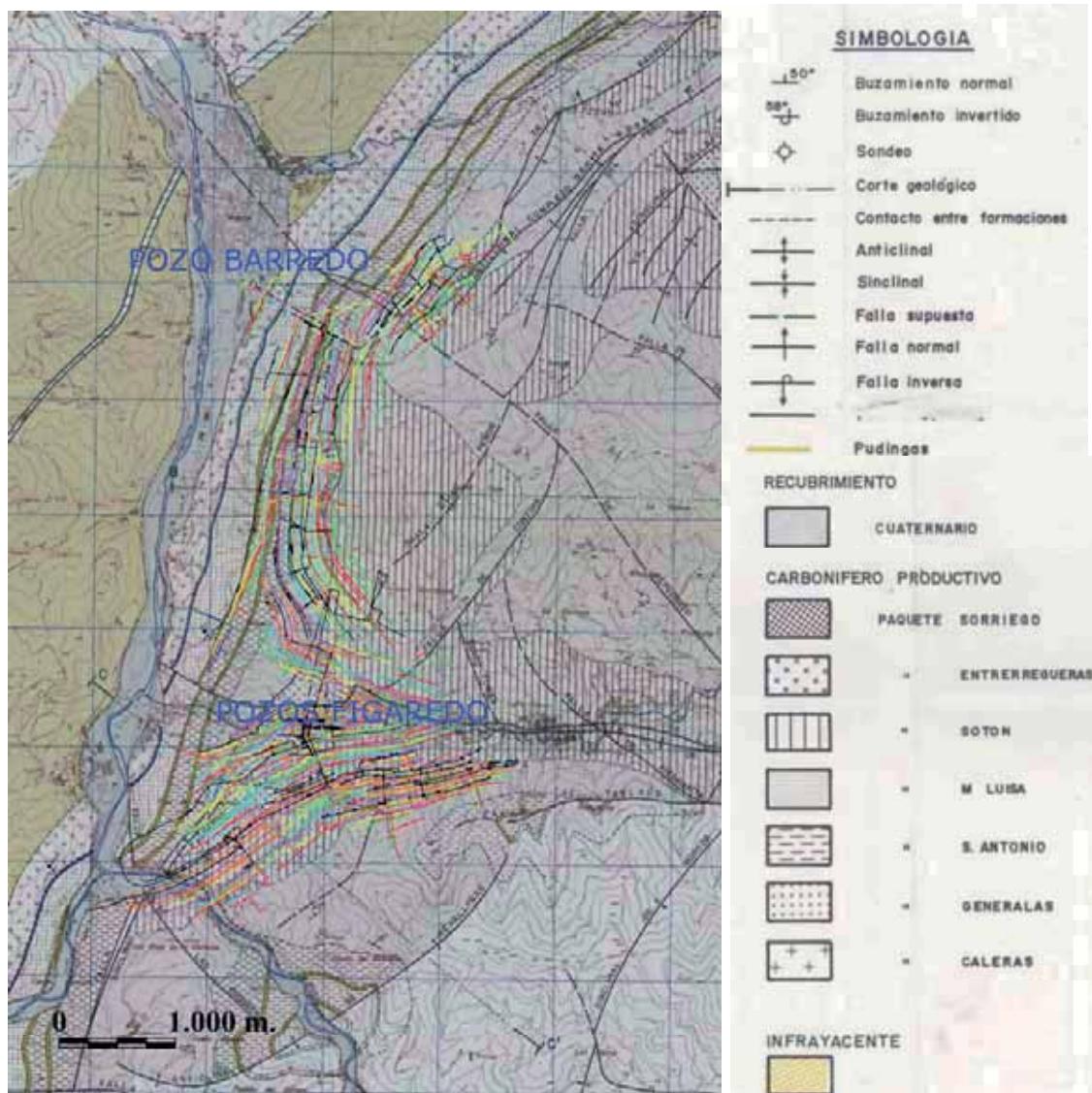


Figura 62. Mapa geológico-estructural de superficie de la zona (IGME, 1984). Labores en profundidad de los pozos Barredo y Figaredo

IV.3. Síntesis minera.

Como se explicó en el apartado II.6., la minería de la CCC comenzó mediante galerías en capa en minería de montaña, produciéndose un deshulle del paquete productivo desde el nivel del valle hasta el afloramiento de las capas en superficie. Agotado el yacimiento, se continuó su explotación mediante pozos de extracción, verticales o inclinados, que facilitaban el acceso a cotas inferiores,



donde la variación obligada por la mecanización del transporte y las necesidades de garantizar una correcta ventilación propició la apertura de galerías principales en roca, de mayor sección, desde las que se accedía a las capas con transversales cada cierta distancia, permitiendo el abandono de las galerías en capa según se iba llegando a un nuevo transversal. De toda la actividad minera de la zona de estudio se repasarán, exclusivamente, la de aquellas explotaciones cuya incidencia de fracturación y fisuración afecta hidrológicamente a la recarga del embalse minero Barredo-Figaredo.

IV.3.1. Documentación.

Para la realización de este apartado se han utilizado fundamentalmente los siguientes documentos:

- Estudio geológico y minero de los sectores Nalón, Aller, Turón, y Riosa (ENADIMSA, 1976).
- Inventario de Recursos Nacionales de Carbón. Asturias Zona Sur (ENADIMSA, 1977).
- Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón. Zona Asturias II-Cuenca Central (IGME, 1984).
- Inventario de Posibilidades de Minería de Montaña. Provincia de Asturias (IGME, 1985).
- Desagüe área Figaredo (HUNOSA, 2004a).
- Desagüe del pozo Barredo (HUNOSA, 2004b).
- Estudio Hidrogeológico de la Repercusión de la Inundación del Pozo Barredo (Mieres, Asturias), (Bueno, 2005).
- Estudio sobre la inundación de los pozos mineros en la zona Barredo – Valle del Turón – Valle del Aller, (Convenio HUNOSA, 2008).
- Planos de labores de las explotaciones implicadas de HUNOSA, en formato digital.
- Planes de labores conservados en el Archivo histórico de Oviedo (1970-1980), así como diversa información en relación con los partes de producción de los pozos Barredo y Figaredo y macizos de carbón de donde procedía.
- Planes de labores conservados en el archivo de la Dirección General de Minería y Energía (1981 hasta el cierre de los pozos, 1992 en el caso de Barredo y 2006 en el caso de Figaredo).
- Diversa información facilitada por el Archivo Histórico de HUNOSA y la Cámara Oficial Minera de Asturias en relación con la producción de los pozos Barredo y Figaredo.

IV.3.2. Introducción.

Las explotaciones que pueden afectar a la infiltración y recarga del embalse minero Barredo-Figaredo son las siguientes:

- Minería de montaña: Mina Mariana, Juan Carro, Mina Baltasara (Sector Mariana), Ortiz Sobrinos y Minas de Figaredo.
- Pozos de extracción: Pozo Barredo y Pozos San Vicente y San Inocencio (Minas de Figaredo).



En la figura 63 se representan las explotaciones mineras de montaña más importantes de la zona de estudio. Debe señalarse que tanto estas labores como las representadas en la figura 62, son las que se conservan actualmente en formato digital, por lo que incluyen sólo aquéllas de los planes de labores que pudieron ser digitalizados. Por tanto, muestran las principales labores y, aunque probablemente no contienen algunas galerías en capa existentes, recogen todos los transversales y socavones principales, así como todas las galerías en roca y las de galería en capa utilizadas como galerías generales de arrastre, por lo que pueden considerarse fiables para determinar los límites de la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo. Sin embargo, a la hora de calcular el volumen de este embalse, reflejarán una expresión conservadora de los huecos abiertos por galerías.

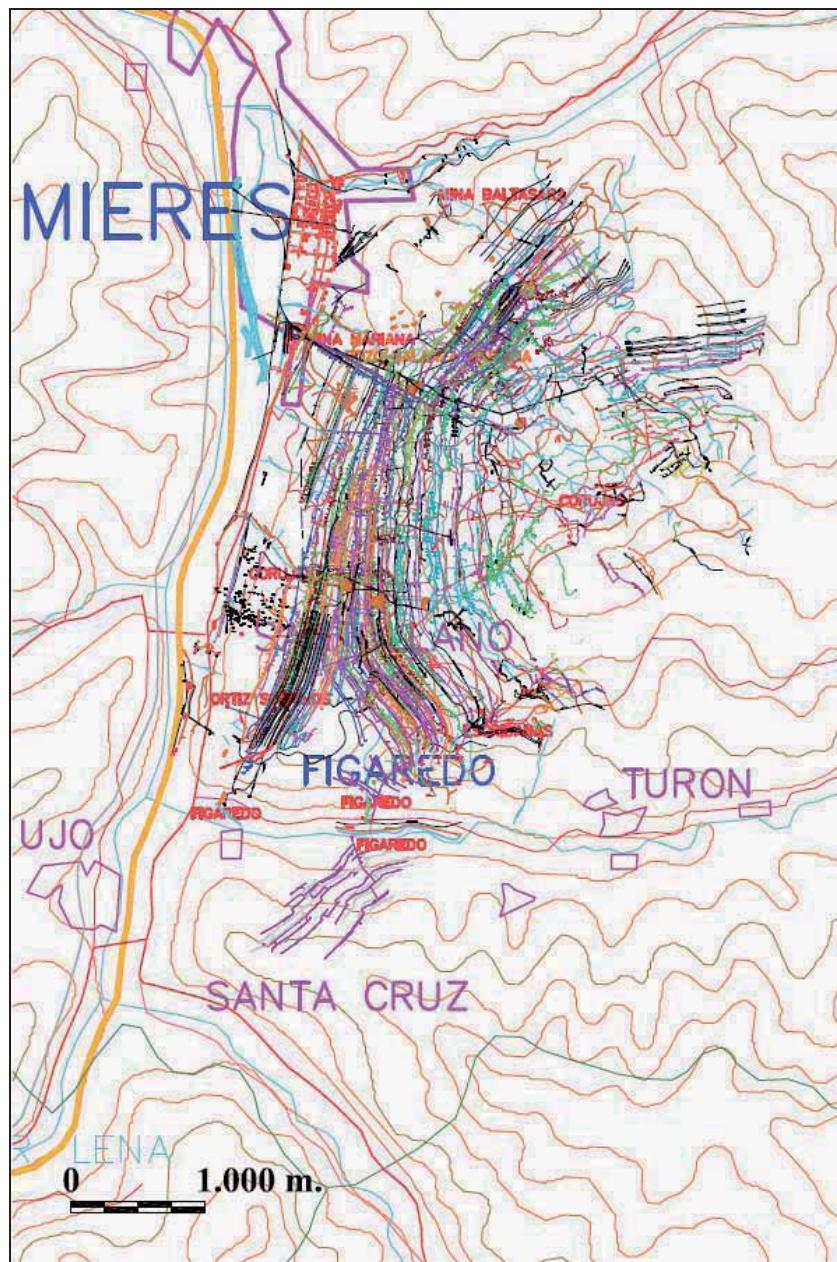


Figura 63. Situación de las labores de minería de montaña en la zona de estudio



En la figura 64 se esquematiza un corte vertical de las plantas de los pozos Barredo y San Vicente y San Inocencio de Minas Figaredo y en la figura 65 se indican las correlaciones entre las columnas estratigráficas de los pozos Barredo y Figaredo, aclarando que la zona centro de Barredo es su campo sur, limítrofe con las concesiones de Minas de Figaredo.

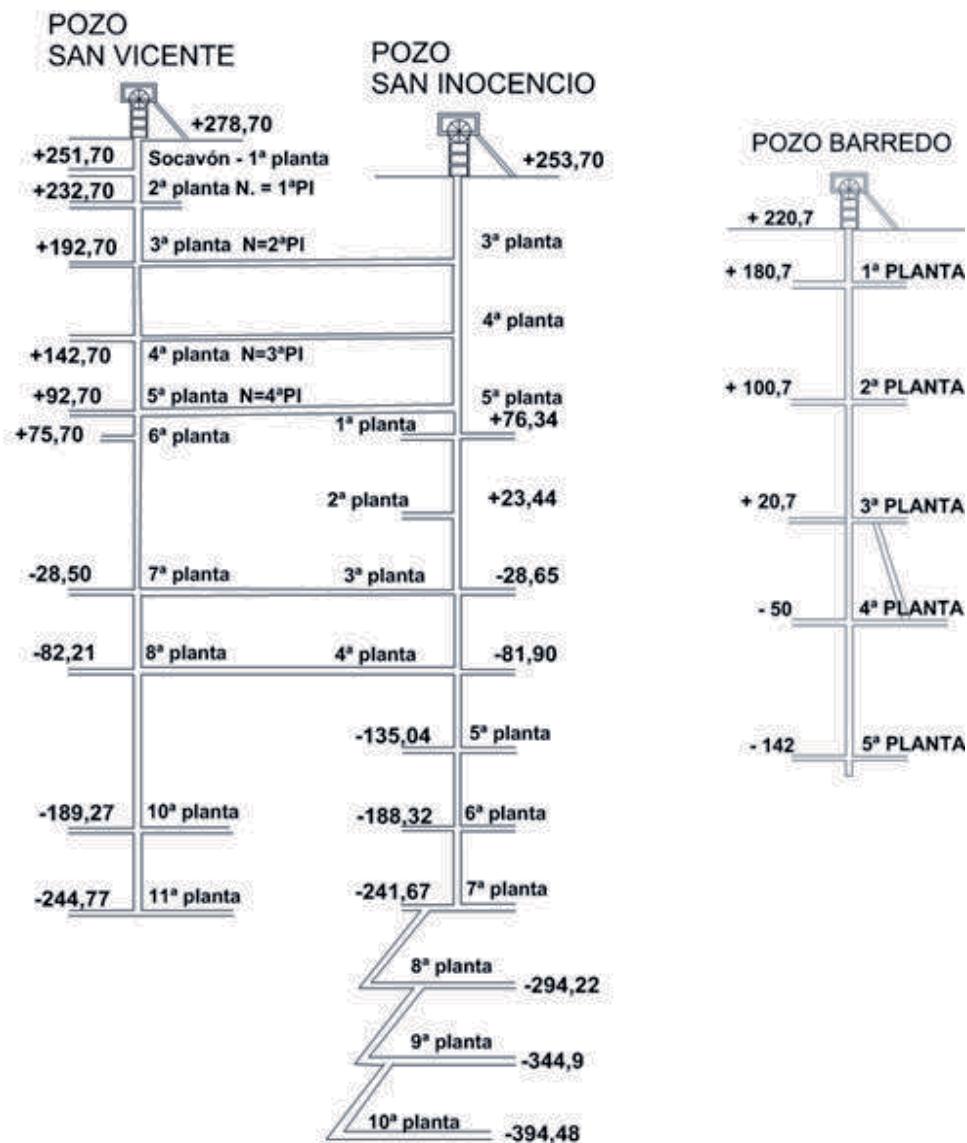


Figura 64. Esquema de las plantas de los pozos San Vicente y San Inocencio (Figaredo) y Barredo.



POZO SAN INOCENCIO

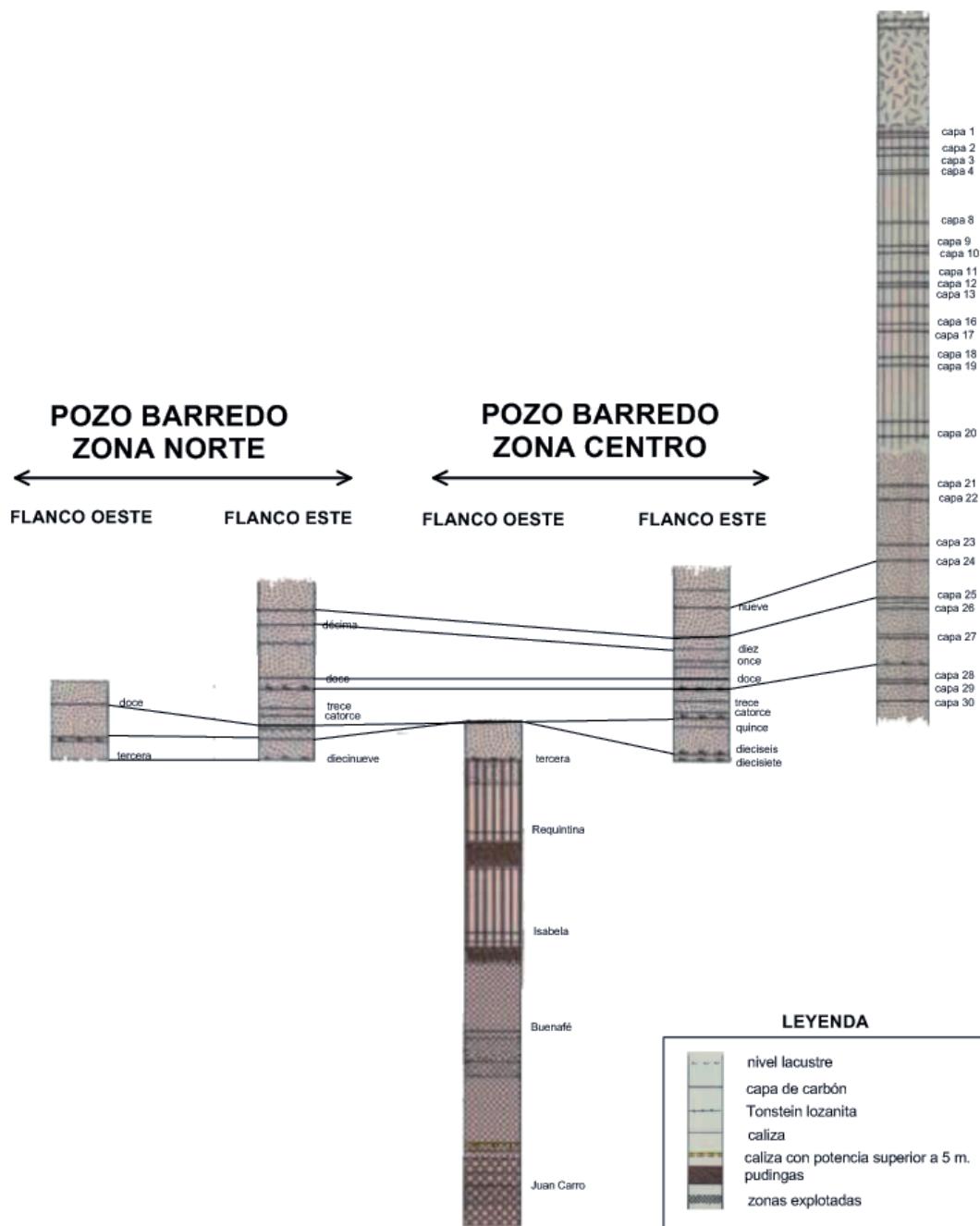


Figura 65. Correlación de las columnas de los pozos Barredo y Figaredo

IV.3.3. Explotaciones mineras de montaña.

En el entorno del pozo Barredo se encuentra Mina Mariana, que explotaba el yacimiento por minería de montaña y que está comunicada con el pozo Barredo a través de cales entre talleres y por diversos pozos de ventilación, el más importante, y aún visitable, hasta 3^a planta. Esta mina formaba parte del Grupo Coruxas-Mariana y perteneció a Fábrica de Mieres, S.A., junto con un lavadero



puesto en marcha en marzo de 1922 y una central termoeléctrica en 1916; llegó a contar con 15 pisos y el carbón de los mismos era transportado por el exterior mediante planos inclinados. Desde el exterior del 1^{er} piso (más inferior) hasta la zona conocida como "el Barreo" o "el Barredo", en el barrio de Bazuelo, se salvaba un desnivel de 90 m. Desde allí partía una línea de ferrocarril minero, inaugurado en 1882, que atravesando Mieres, se unía en El Batán con la procedente de Mina Baltasara (también de Fábrica de Mieres, S.A.), para continuar hasta Ablaña, donde estaba la fundición.

Más al sur de Mariana, y a una altitud superior, Fábrica de Mieres poseía otra mina conocida como Corujas o Coruxas. En el año 1926 se instaló un transporte aéreo mediante un teléferico minero, tricable, de 1800 m de longitud y 21 torres de hierro para llevar la producción al lavadero de Barredo, en sustitución del transporte por pozos utilizado hasta la fecha.

Mina Baltasara, en el valle del río San Juan, tuvo también actuación en el Sector Mariana, entre las fallas de Polio y Baltasara, en donde hizo manta de explotaciones hasta el Piso 13º, con afloramiento, localmente, hasta la superficie (sin referencia de cotas), sobre cinco capas del paquete María Luisa, nueve de Sotón, cinco de Entrerregueras y una de Sorriego (IGME, 1985). Fuera de esta zona entre fallas, Mina Baltasara también explotó en dirección a Mina Mariana desde la capa 3^a del paquete María Luisa hasta la capa Juan Carro del paquete Caleras. Sobre esta capa su actividad afectó desde una primera bocamina a la cota +259 hasta la última bocamina a la cota +366,4, existiendo datos de cale de un pozo a la cota +395,9. Por todo ello, estas labores se consideran dentro del sistema de recarga del embalse Barredo-Figaredo.

Por último, la explotación minera de Ortiz Sobrinos, con el socavón general a la altura de Santullano, pasó a formar parte de las labores del Pozo Barredo, ya que el taller de soutirage sobre la capa 3^a del pozo tenía sus pozos de arranque desde 3^a planta del pozo hasta los recortes a capa que se daban desde una galería, a muro de la capa y a nivel de dicho socavón, y pasó a ser el nivel de cabeza de esta explotación.

El descenso de la producción de Mina Mariana y Mina Coruxas, por agotamiento del yacimiento, obligó a Fábrica de Mieres a continuar la explotación del yacimiento en profundidad. Así, en 1923, se puso en funcionamiento, en la zona de Barredo, el Socavón Barredo, abierto 7 m por encima del nivel de la carretera de Adanero a Gijón. La bocamina del socavón todavía se conserva, con la inscripción "Grupo Mariana - 1920". El socavón disponía de un cable flotante para el movimiento de los vagones y estaba conectado con la plaza del 1^{er} piso por un pozo balanza, el cual se encontraba a una distancia de 60 m del eje del socavón y a 600 m de la bocamina. Tenía sección circular y un diámetro de 4,5 m, estando revestido de hormigón. El Socavón Barredo marcaba el nivel más bajo del yacimiento accesible mediante galerías, por lo que a partir de 1931 la sociedad empezó a considerar la profundización de un pozo. Esta no comenzó hasta el año 1937, durante la Guerra Civil. Durante ese año sólo se profundizaron 12 m, de los 200 m que alcanzó en 1940. La máquina de extracción se adquirió a Siemens, en Alemania, y comenzó a funcionar en septiembre de 1941.



IV.3.4. Pozo Barredo.

Está situado en el sector noroccidental del área de estudio y sus instalaciones se encuentran ubicadas en la localidad de Mieres (Término Municipal de Mieres), dentro de su núcleo urbano. Las coordenadas U.T.M de las instalaciones del pozo son: X = 274.848; Y = 4.791.676, en la margen derecha del río Caudal. La cota del brocal del pozo es de +220,7 m.s.n.m. y, por tanto, su emboquille es el que se encuentra situado a menor cota del conjunto de explotaciones subterráneas de la zona.

Inicialmente el pozo tenía tres plantas, comenzándose en 1969 un plano inclinado para alcanzar una cuarta planta, a la cota + 20,7 m.s.n.m.; finalmente se reprofundizó un total de 362 metros, hasta la 5^a planta, a la cota -142 m.s.n.m., como puede verse en el esquema de la figura 64. La actividad extractiva finalizó en el año 1993 como una de las explotaciones integrantes del Grupo HUNOSA, al que perteneció desde la fundación de esta empresa en el año 1967. Desde entonces permanecieron únicamente los servicios de ventilación y desagüe como apoyo a Figaredo (cuya explotación no cesó hasta el pasado 2007) y, durante algunos años, se localizaron allí las instalaciones de ensayo de explosiones y ventilación secundaria del Centro de Experimentación Subterránea de la Fundación Barredo (Consejería de Industria y Empleo del Gobierno del Principado de Asturias), hasta que en el mes de diciembre de 2007 dio comienzo el proceso de su inundación.

El pozo Barredo explotó principalmente el flanco occidental, tumbado, del Sinclinal de Barredo, que va descendiendo en dirección Sur hacia Figaredo, cortado por la Falla de Barredo, falla inversa, paralela y coincidente con el eje del sinclinal, que eleva el flanco oeste sobre el este. Los paquetes explotados son María Luisa, San Antonio, Generalas y Caleras:

- Zona Norte, Flanco Este: Explotó las siguientes capas del paquete María Luisa: 10, 12, 13, 14, Carbonero y 17, de las que las de mayor potencia eran la 10^a (1,4 m) y la 17^a (2,0 m). La pendiente media es de 45-50° y no se reconoció el paquete a techo de la capa 10^a.
- Zona Sur, Flanco Oeste: Explotó las siguientes capas:
 - Del paquete María Luisa: Carbonero, Tercera y Recorte.
 - Del paquete San Antonio: Requintina, Isabela y Carbonero.
 - Del paquete Generalas: Carbonero.
 - Del paquete Caleras: Juan Carro.

La pendiente media es de 70°, siendo la distancia entre paquetes mineros de 210 m entre Caleras y Generalas, 119 m entre Generalas y San Antonio y 96 m entre San Antonio y María Luisa, que sólo se reconoció en su parte inferior. La capa más explotada fue la Tercera, que llegó a explotarse hasta los años 70, con una potencia de 2,5 m, por el método de cámaras y pilares; con rozadora y una potencia de 1,5 m, se explotó hasta su cierre.

- Zona Sur, Flanco Este: Explotó exclusivamente el paquete María Luisa. Es ésta el ala tumbada del Sinclinal de Barredo, con un buzamiento de 45° en las inmediaciones del Transversal General y tumbándose hasta unos 35° según se avanza hacia el Sur en dirección a las concesiones de la antigua Minas Figaredo S.A., teniendo todas las capas continuidad por el Pozo Figaredo y



obligando, en su día, a dejar macizos de protección. Se explotaron las siguientes capas: Carbonero, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17, de las que la de mayor potencia era la 17, superior a 2 m. En el año del cierre del pozo se explotaban aún la Novena muro (1,15 m), Décima techo (0,7 m), Décima muro (1,9 m), Doce (1,2 m) y Diecisiete (2,4 m).

Aunque la zona fue explotada prácticamente en su totalidad por las labores del Pozo Barredo hasta la cota de su 5^a planta (-135,5 m.s.n.m.), tras la incorporación de Minas Figaredo a HUNOSA se inició la explotación, en cotas inferiores a 5^a planta de ambas explotaciones, por las labores del sector Norte de Figaredo.

IV.3.5. Pozo Figaredo.

Está situado al sur del Pozo Barredo, en la margen izquierda del río Turón, ya en el tramo final antes de su desembocadura en el río Caudal. Sus instalaciones se encuentran ubicadas cerca de la localidad de Figaredo, en el paraje denominado La Arquera, en las inmediaciones del pueblo de Cortina, al sur de Mieres y del Pozo Barredo (Término municipal de Mieres).

Aunque la sociedad Minas de Figaredo S.A. se constituye en 1932, las actividades empresariales de la familia que dio lugar a esta Sociedad se inician en 1867, con la explotación del yacimiento minero Coto Paz, que constituye el germen de todo el grupo de minas de la parroquia de Figaredo y que, atravesando la montaña, limita más o menos con la carretera general de Santa Cruz en el valle del río Aller. A pesar de la relativa importancia de sus reservas y de que sus pozos se consideraban los mejor cuidados de las cuencas asturianas, la empresa no pudo sustraerse a los procesos de crisis del sector hullero a principios de los años 70 y finalmente, Minas de Figaredo S.A. se incorpora al Instituto Nacional de Industria en 1980, gestionándose mediante contratos-programa hasta que en 1998 se integra en HUNOSA. El cierre del Pozo Figaredo se produjo el año 2007, estando actualmente inundado.

Los planos de labores de minería de montaña digitalizados y mostrados en la figura 63, no conservan todas sus explotaciones, pero el campo de Minas de Figaredo, S.A. fue prácticamente minado en su totalidad, ya que las acciones mineras desarrolladas en los niveles superiores fueron muy intensas, tanto por particulares antiguos, la propia empresa o arrendatarios de la misma.

El conjunto de explotaciones subterráneas del Pozo Figaredo lo constituyen los Pozos San Vicente y San Inocencio, que, como puede verse esquemáticamente, en la figura 64, constituyen una unidad debido a las numerosas conexiones existentes entre ellos. Las coordenadas U.T.M. del brocal del Pozo San Vicente son: X = 275.316; Y = 4.787.987; se encuentra a cota +278,7 m.s.n.m., tiene once plantas principales y una profundidad de 523,5 m; el embarque de su última planta está a la cota -244,7 m.s.n.m. Las coordenadas U.T.M. del brocal del Pozo San Inocencio son: X = 275.357; Y = 4.787.965; se encuentra 25 metros más bajo que el anterior (+253,7 m.s.n.m.), con diez plantas y una profundidad de 648,2 m, estando su última planta a la cota -394,48 m.s.n.m.

En función de la estructura geológica descrita, se ha dividido el yacimiento en varios campos de explotación que llegaron a tener cierta complejidad, más aún cuando la antigua empresa propietaria dividía además su yacimiento en función de las distintas cotas de cada pozo. En la cubicación del



año 2001 se dividió el yacimiento en los siguientes campos (ENADIMSA, 1977 y 1983; datos facilitados por HUNOSA):

- Norte Izquierda: Explotó la continuación del ala tumbada del paquete María Luisa y, a partir de 1993 (cierre de Barredo) y en cotas inferiores a 5^a planta, siguió explotando las capas de dicho paquete que explotaba Barredo en su Zona Sur, Flanco Este. En pisos altos se explotó el paquete Sotón, principalmente las capas 8 (someteramente por S. Vicente), 10, 14 (S. Inocencio) y 17, siendo las más importantes la 8, 10 y 17.
- Norte Derecha y Sur Izquierda: Explotaron los paquetes Sotón y María Luisa.
- Sur Derecha: Explotó el paquete Sotón y, desde el Pozo S. Inocencio, las capas 23, 27, 30 y Carbonero del paquete María Luisa, equivalentes, según correlación con la denominación de Barredo (figura 65), a las 23 y 30 de Figaredo a las Décima Techo y 12 de Barredo. Con estas últimas capas, y a partir del año 1994, explotó al E de Santa Cruz de Mieres, entre Grillero y Sovilla, como puede verse en la figura 69.

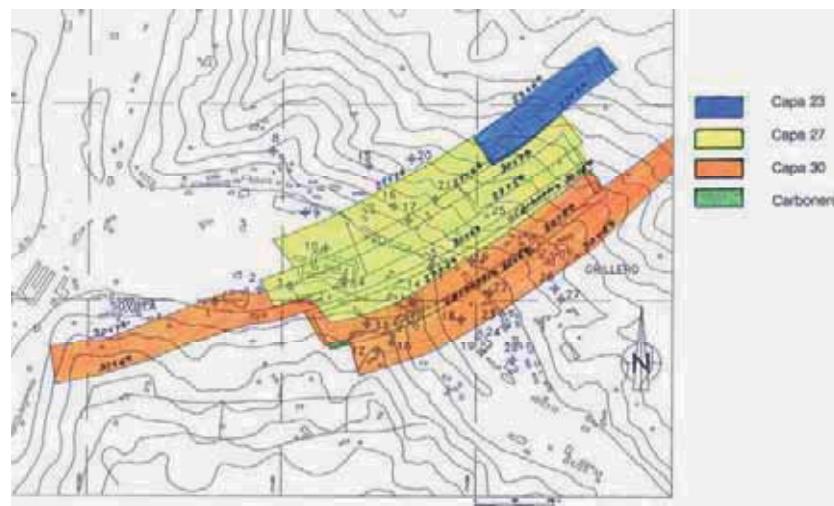


Figura 66. Explotación del paquete María Luisa en el Sur Derecha del Pozo Figaredo (Ochoa, 1994)

IV.4. Interconexiones del embalse minero Barredo-Figaredo con explotaciones colindantes.

Se impone el estudio de estas interconexiones, ya que pueden determinar tanto el establecimiento de la cota máxima de inundación, como los límites de la cuenca de afección hidrológica que alimenta al embalse minero.

De acuerdo con los datos facilitados por Hunosa, en los estudios realizados sobre la inundación de sus pozos (HUNOSA, 2007; Convenio HUNOSA, 2008), las conexiones son las siguientes:

Conexiones Barredo-Figaredo:

- La conexión principal es a través de galería entre 5^a planta del pozo San Inocencio (-135 m.s.n.m.) y 5^a planta del pozo Barredo (-142 m.s.n.m.); la distancia entre el punto de



conexión y las respectivas cañas de ambas explotaciones es de 3.300 m al pozo Barredo y de 1.050 m al pozo Figaredo.

- Entre las plantas 4^a (-50 m.s.n.m.) del pozo Barredo y 3^a (+29 m.s.n.m.) del pozo San Inocencio existe un cale por taller y entre las plantas 3^a (+20 m.s.n.m.) del pozo Barredo y 2^a (+23 m.s.n.m.) del pozo San Inocencio existe una posible conexión a través del macizo rocoso.

Conexiones Figaredo-San José:

Hay cuatro conexiones por cales entre talleres, todas ellas tabicadas:

- Entre la planta 7^a (-28 m.s.n.m.) del pozo San Vicente y la planta 6^a (-15 m.s.n.m.) del pozo San José.
- Entre la planta 5^a (+93 m.s.n.m.) del pozo San Vicente y la planta 4^a (+85 m.s.n.m.) del pozo San José.
- Entre la planta 3^a (+193 m.s.n.m.) del pozo San Vicente y la planta 3^a (+135 m.s.n.m.) del pozo San José.
- Entre la 1^a planta del pozo-plano Riquela en Figaredo (+207,2 m.s.n.m.) y la planta 2^a del pozo San José (+185 m.s.n.m.).

Conexiones San José-Santa Bárbara:

El pozo San José, además de su conexión por el oeste con Figaredo, tiene conexiones con Santa Bárbara por el este; hay dos posibles conexiones a través de macizo rocoso y una por galería, todas ellas tabicadas:

- Conexión por macizo rocoso, muy dudosa, desde 6^a planta (-15 m.s.n.m.) del pozo San José con 7^a planta (-9 m.s.n.m.) del pozo Santa Bárbara.
- Conexión por macizo rocoso desde 4^a planta (+85 m.s.n.m.) del pozo San José con 5^a planta (+89 m.s.n.m.) pozo Santa Bárbara.
- Conexión por galería entre 3^a planta (+135 m.s.n.m.) del pozo San José con 3^a planta (+139 m.s.n.m.) del pozo Santa Bárbara.

Conexiones San José-Santiago:

En el estudio realizado por AITEMIN (Bueno, 2005), se cita una posible conexión al sur del pozo San José con el pozo Santiago a través del macizo rocoso, entre 3^a planta del pozo San José (+135 m.s.n.m.) y 3^a planta del pozo Santiago (+132 m.s.n.m.).

Conforme se ve en la figura 67, donde se representa un corte geológico a la cota -100 m.s.n.m., el pozo S. José puede acceder, mediante un transversal, a las capas situadas al sur del anticlinal de Revallinas, como así se hizo. En la figura 68 se detalla esta zona de conexión en la que se mantuvo un macizo de protección entre ambas plantas con una longitud por cada una de las capas explotadas de unos 30 m, que representan unos 18 m en diferencia de nivel. Al haber explotado por ambos lados, se considera que este macizo puede estar bastante fisurado (Bueno, 2005).

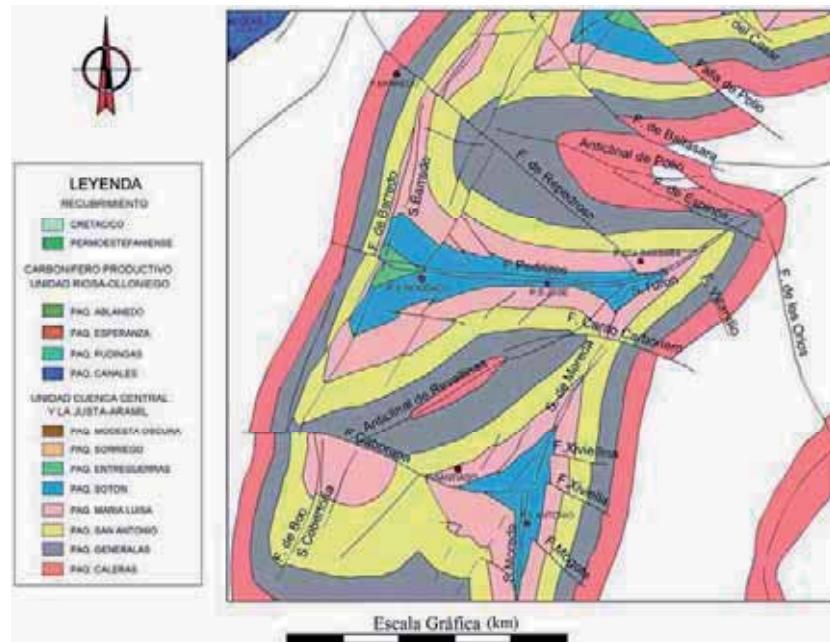


Figura 67. Corte geológico horizontal de la zona de estudio a cota -100 m.s.n.m. (Bueno et al., 2007).

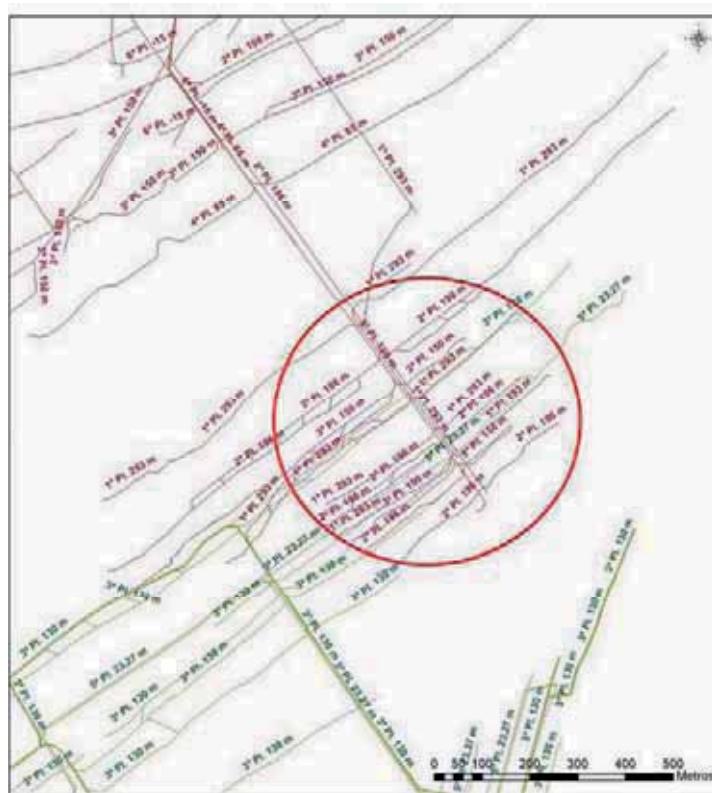


Figura 68. Zona de conexión de los Pozos San José y Santiago (Bueno, 2005)

Partiendo de la cota +135 m.s.n.m. del brocal del pozo San José, a 3.750 metros de distancia, y aceptando una pendiente mínima del cuatro por mil, la zona de posible conexión estará a una cota ligeramente superior a +150m, por lo que, al estar por encima de las labores del pozo Santiago, el pozo S. José podría inundarse hasta esa cota sin afectar al pozo Santiago y, reciprocamente en el



futuro, solamente la inundación del pozo Santiago por encima de los +150m podría repercutir en el pozo S. José.

El resumen de las conexiones entre San José y Figaredo – Barredo se representa esquemáticamente en la figura 69.

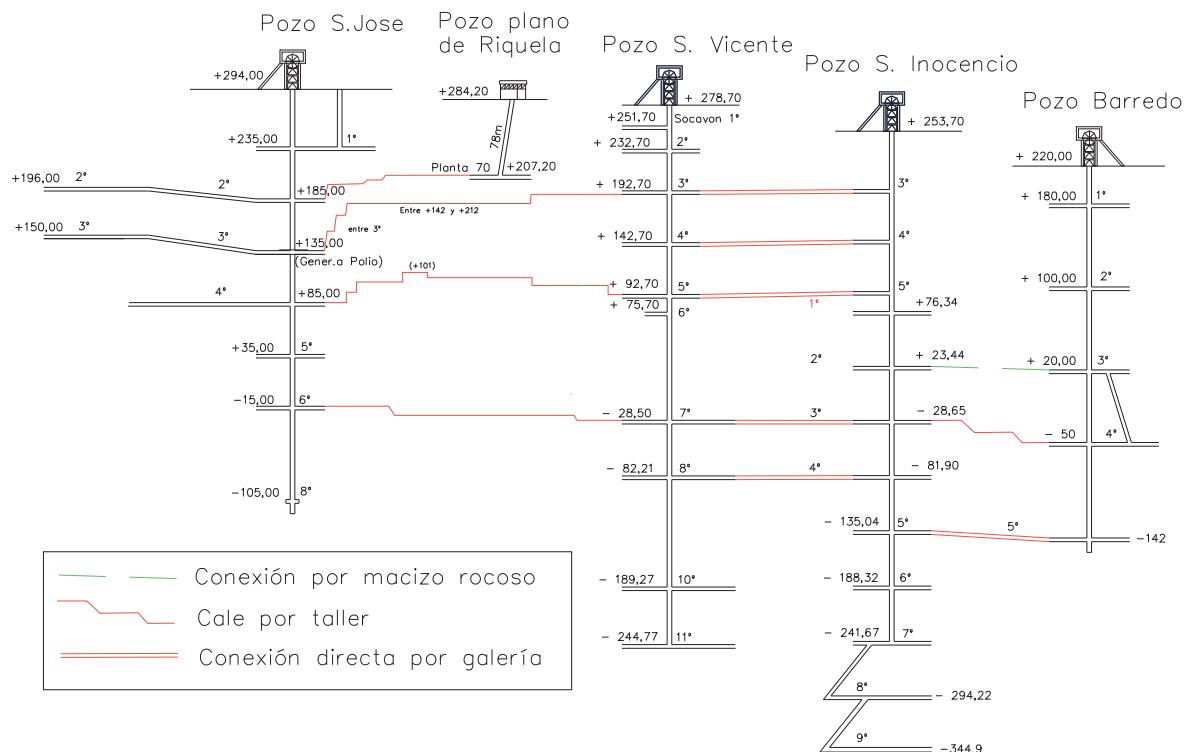


Figura 69. Conexiones entre los pozos San José y el conjunto Figaredo – Barredo (modificado de original facilitado por Hunosa)

Finalmente, dado que en la parte inferior del valle del Aller, en su zona más occidental, se encuentra el pozo plano de Vanguardia y sus grupos (Vanguardia y Dos Amigos) y, a pesar de que la información oral recogida durante la realización del Estudio sobre la inundación de los pozos mineros en la zona Barredo-Valle del Turón-Valle del Aller (Convenio HUNOSA, 2008) afirma que *“no presentan ninguna conexión directa con las principales labores de pozo vertical”*, se debe analizar la posible incidencia de conexiones con las aguas colgadas de Mina Vanguardia, tras la afectación del macizo (muy “tronado”), que facilite la infiltración a su través (Pendás y Loredo, 2006), por la fisuración producida a techo de las capas por las convergencias de hastiales, durante la explotación de las capas 23 (5^a a 6^a), 27 (4^a a 7^a), 30 (4^a a 7^a) y Carbonero 30 (5^a a 6^a), del paquete María Luisa, por Minas de Figaredo por debajo de Santa Cruz de Mieres, entre Grillero y Sovilla, en fechas anteriores a 1989 y hasta 1995.

A propuesta de la Dirección Regional de Minería y Energía de la Comunidad Autónoma del Principado de Asturias, fue solicitada la asistencia técnica del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), en 1990, para analizar la posible incidencia de la minería en relación con la aparición de fisuras y grietas en la subestación de Santa Cruz de Mieres, propiedad de ELECTRA DE VIESGO, S.A., y la probabilidad de riesgo de irrupción en las nuevas explotaciones de minas de Figaredo de las aguas colgadas en las antiguas labores de la Zona de Vanguardia. Como resultado



de esta solicitud el IGME realizó diversos estudios entre 1990 y 1995, que siguiendo la norma del Reino Unido *Production Department Instruction, PI /1968/8*, avalada por muchos años de experiencia llegaron a la conclusión (Ochoa, 1990 y 1994) de que *no existía, prácticamente, probabilidad de riesgo de irrupción de estas aguas colgadas*. Entonces el piso más profundo de las antiguas labores de la Zona de Vanguardia, 5^a planta, estaba a la cota +114 m y la planta más alta de las nuevas explotaciones de la capa 30, la 4^a, a la cota -66 m, con lo que se tenía un recubrimiento mínimo de 180 m, que permitiría una potencia máxima de extracción de 3 m, muy superior a las extraídas, cifrándose el máximo esfuerzo de tracción en la Zona de Vanguardia en 0,4 mm/m.

En definitiva, si con la Zona de Vanguardia, a la cota de +114 m, no existe probabilidad de circulación de agua de tipo fisural, mucho más improbable es que se tenga bajo el cauce del río Aller en esa misma zona, a la cota +240 m.s.n.m., así como en las labores de minería de montaña a la otra orilla del río, a cota muy superior a +240 m.s.n.m. y, por tanto, sin conexión de afección hidrológica con las labores de interior.

Tras el estudio de posibles interconexiones, se comenzó el proceso de inundación de los cuatro pozos: Santa Bárbara, San José, Figaredo y Barredo, estando recogidos los niveles de este proceso en la tabla 19, desde el 01/08/2008 hasta el 16/07/2009. Del análisis, tanto de estos datos, como de los estudios del IGME anteriormente citados, se deducen las siguientes conclusiones:

- No existe conexión entre las labores del pozo San José y las del pozo Santiago, ya que los datos recogidos a partir del 18/05/2009 muestran como el nivel de inundación superó las cotas de esta posible conexión sin que se afectasen las labores del pozo Santiago. Por lo tanto, el embalse minero Figaredo-Barredo no resultaría afectado en una futura inundación del pozo Santiago.
- Las conexiones entre el pozo San José y Figaredo *son estancas*, ya que los datos recogidos a partir del 05/12/2008 y hasta el 18/05/2009 muestran que el nivel de inundación en el pozo San José sobrepasó las cotas de las posibles conexiones con el pozo San Vicente de Figaredo sin que se afectasen los niveles de inundación en él.
- A la vista del macizo de protección de 300 metros entre la labor más alta del pozo Figaredo y el cauce del río Aller y de los estudios del IGME en 1994, la circulación del río Aller por encima de las labores de Minas de Figaredo, al E de Santa Cruz de Mieres, entre Grillero y Sovilla, funciona hidrológicamente como un río colgado sin afección al embalse minero Figaredo-Barredo.

En resumen, el embalse minero Figaredo-Barredo se puede considerar como una unidad hidrogeológica aislada y su cuenca de afección, aunque localizada dentro de la Cuenca minera Caudal-Turón, es independiente de las que afectan a las labores de otros pozos o minas de montaña de la misma.



Fecha	STA. BARBARA (334)	SAN JOSÉ (294)	FIGAREDO (253)	BARREDO (220)
01/08/2008	56,9		-167,41	-126,33
08/08/2008	55,06	51,67	-152,21	-126,5
14/08/2008	52,31	52,42	-138,7	-126,35
22/08/2008	54,970*	52,82	-128,8	-126,4
05/09/2008	62,56	54,02	-123,4	-126,4
24/09/2008	65,01	54,69	-115,66	-119,54
10/10/2008	66,01	54,02	-98,9	-102,9
24/10/2008	66,69	53,47	-81,7	-85,68
07/11/2008	67,72	53,67	-73,27	-77,15
21/11/2008	69,49	64,03	-65,3	-69,08
05/12/2008	83,39	86,52	-43,85	-48,92
19/12/2008	112,86	93,57	-24,4	-29,3
29/12/2008	137,960**	117,22	-9,01	-12,77
09/01/2009	132,31	128,27	24,1	19,2
23/01/2009	124,66	123,22	35,2	29,1
06/02/2009	132,21	121,32	45,5	40,4
20/02/2009	143,91	136,07	68,55	63,6
06/03/2009	146,21	142,82	84,9	80,75
18/05/2009	173,86	173,86	156,439	151,654
30/05/2009	177,341	171,518	161,003	155,99
02/06/2009	177,284	171,403	162,145	157,131
07/06/2009	177,169	171,061	163,971	158,957
21/06/2009	176,199	170,49	165,226	158,699
27/06/2009	175,629	169,692	162,373	155,846
04/07/2009	174,602	168,55	161,46	155,218
11/07/2009	173,575	167,295	160,09	153,278

*Cese de bombeo en el Pozo Santa Bárbara; ** Reactivación del bombeo en el Pozo Santa Bárbara

Tabla 19. Cota absoluta del nivel del agua durante la inundación de los pozos, medida en la caña de los mismos.
Entre paréntesis figura la cota (m.s.n.m.) del brocal de cada pozo

IV.5. Delimitación de la cuenca de afección hidrológica del embalse minero Barredo-Figaredo.

Siguiendo los criterios definidos en el apartado II.8. se ha delimitado la cuenca de afección del embalse minero de la siguiente manera:

Se ha tomado como divisoria la línea de crestas que rodean las labores mineras, incluyendo en su interior los afloramientos de los paquetes explotados, salvo en la ladera hacia Santa Cruz, en el valle del río Aller, ya que, como se vio en las conclusiones del apartado IV.5., no hay afectación por fisuración, ni por tanto conexión, entre las labores de montaña y las del pozo.

A nivel del río Caudal, en las labores más cercanas al río, la cuenca vendrá delimitada por los bordes de sus cubetas de hundimiento y fisuración, ya que, como se ha descrito en la síntesis minera, tanto la zona Sur- Flanco Oeste de Barredo como la Sur Derecha de Figaredo, a quienes corresponden estas labores, explotaron la rama sub-vertical del Sinclinal de Barredo, de buzamiento convergente al interior de la cuenca, por lo que los hundimientos mineros, y la fracturación consecuente, afectará a los estratos a techo de la última capa explotada y, por tanto, ninguna precipitación útil fuera de su cubeta de hundimiento puede afectar al hueco minero, dada la verticalidad de las capas y la existencia de niveles margosos entre ellas.

Se ha cortado la cuenca, al Este, por la línea clara de separación entre las labores del pozo San José y las del pozo Figaredo, por estimar que fuera de este contorno la precipitación útil se infiltraría en



las labores de San José, ya que las conexiones entre el pozo San José y Figaredo son estancas, de acuerdo con las conclusiones del apartado IV.5., y el río Aller por encima de las labores de Minas de Figaredo, al E de Santa Cruz de Mieres, entre Grillero y Sovilla, funciona hidrológicamente como un río colgado sin afección al embalse minero Figaredo-Barredo.

Gráficamente, en la figura 70, se representan estos criterios en los cortes geológicos B-B' y C-C', cuyo trazado se indica en las figuras 62 y 71. En ellos se muestra el sinclinal de Barredo y se señalan los límites de la cuenca de afección en los flancos subvertical y tumbado del mismo.

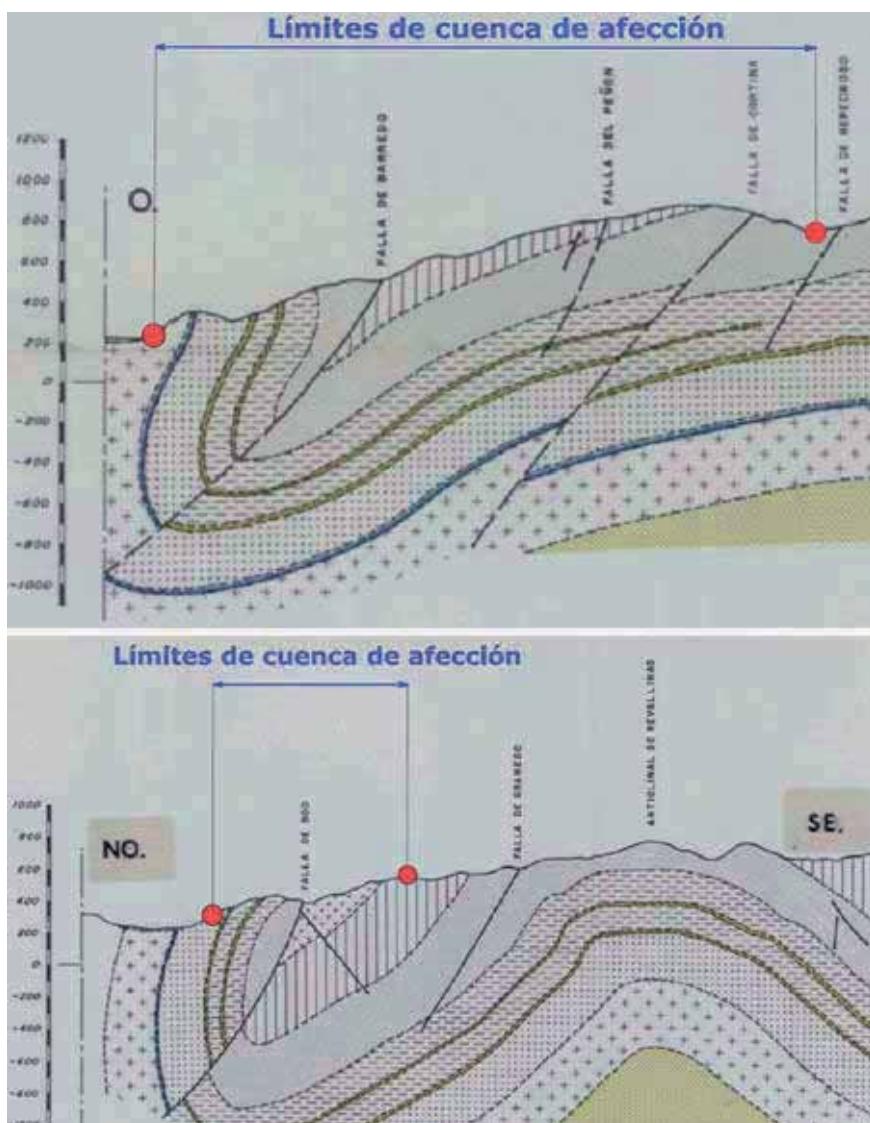


Figura 70. Cortes B-B' y C-C' (indicados en fig. 62), con los límites de la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo.



De esta manera, se define una cuenca de afección con un perímetro de 25 km y un área de 16,41 km², que se representa en la figura 71, sobre el mapa geológico de superficie, mostrando, además, los planos de labores y el detalle de la inclinación del sinclinal de Barredo.

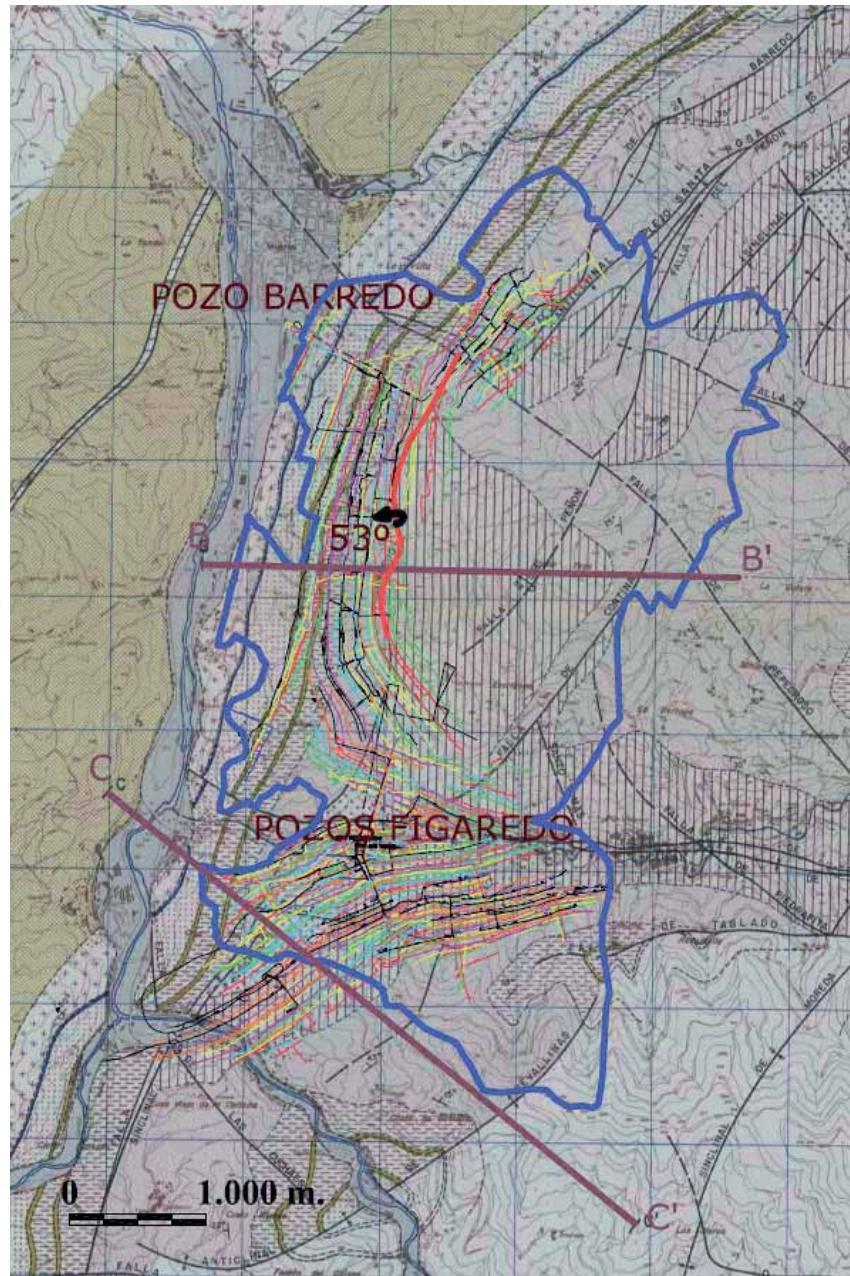


Figura 71. Límite de la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo. Inclinación del sinclinal.

IV.6. Climatología.

Partiendo del mapa de isoyetas de precipitación útil media anual en la CCC, representado en la figura 20, se ha enmarcado en el mismo la zona de estudio que afecta al conjunto de los pozos Barredo-Figaredo, y la cuenca de afección de su embalse minero, como puede verse en la figura 72.

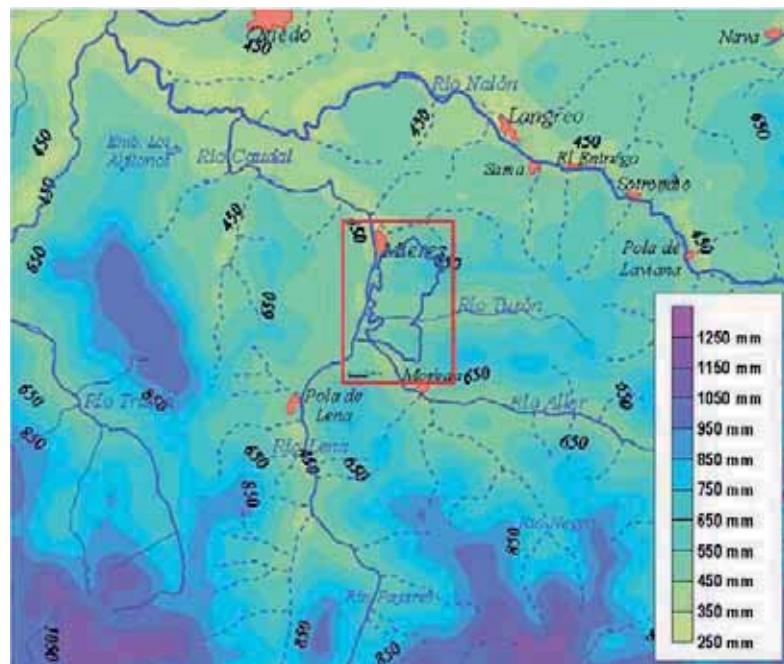


Figura 72. Isoyetas de precipitación útil anual. Zona de estudio y cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo.

La figura 73 muestra los resultados de hacer un balance mes a mes a partir de los datos climatológicos recogidos en la Estación de 'San Andrés de Mieres', en el Valle del Turón, próxima a la zona de estudio. Se observa que para un año hidrológico medio, los meses de mayor precipitación son Octubre, Noviembre, Abril y Mayo, que la temperatura media mensual varía entre 8 y 21°C, con una media anual de 13,5°C, que se evapotranspira casi un 60% de la precipitación, que la reserva útil del suelo está llena 7 meses al año (de Diciembre a Junio), mientras que existe déficit en los meses de Julio, Agosto y Septiembre (únicos meses en los que la evapotranspiración real es inferior a la potencial) y superávit (exceso que generará escorrentía) en el periodo que va de Noviembre a Mayo. Además, la lluvia útil es inexistente los meses de verano.

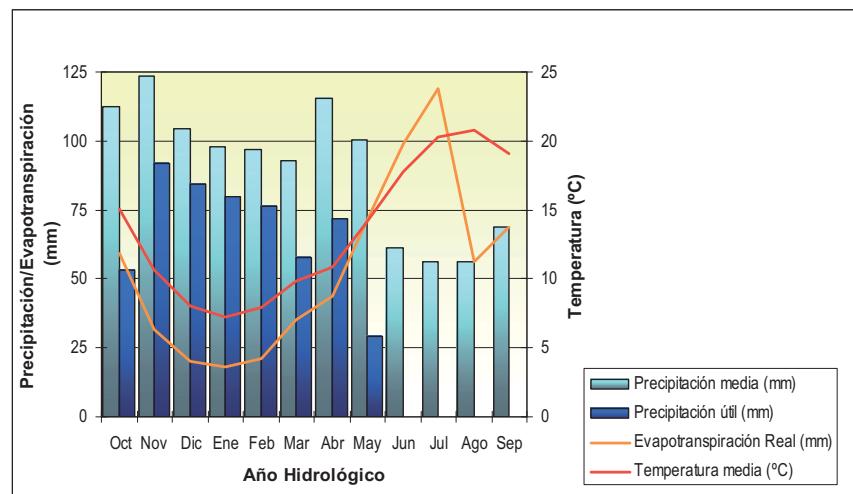


Figura 73. Variación de precipitación, temperatura y evapotranspiración real a lo largo de un año hidrológico medio la estación de 'San Andrés de Mieres'



IV.6.1. Cálculo de la precipitación útil en la cuenca de afección.

Dado que el área de estudio se extiende a un área amplia (16,41 km², ver figura 71), con cierta variación de parámetros climáticos, resulta más adecuado calcular el valor medio de éstos en toda la cuenca considerada que extrapolar simplemente los valores puntuales correspondientes a una determinada estación.

Para el cálculo de la precipitación media en una cuenca, existen tres métodos clásicos: i) Media aritmética; ii) Polígonos de Thiessen e iii) Isoyetas. De acuerdo con este último método (el más preciso, porque tiene en cuenta la relación entre precipitación y altitud, Martínez-Alfaro *et al.*, 2006), una vez representadas las curvas de igual precipitación útil (*isoyetas de lluvia útil*) sobre el mapa interpolando valores puntuales, de acuerdo con la topografía, tal como se muestra en la figura 74, se asigna a la superficie comprendida entre cada dos isoyetas consecutivas, siempre dentro del área limitada por la cuenca a estudiar, una pluviometría igual al valor medio de las dos isoyetas consideradas. La precipitación media se calcula como media ponderada con las áreas entre isoyetas. De esta forma, la precipitación útil media se obtiene como:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n P_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i}$$

Donde:

P = Precipitación regional (mm).

P_i = Precipitación media entre cada dos isoyetas (mm)

A_i = Área entre cada dos isoyetas (km²).

n = Número de estaciones.

En la figura 74 (detalle de la figura 72) se muestran las isoyetas de precipitación útil media anual interceptadas por la cuenca de afección delimitada (en rojo) y cuya precipitación media se desea conocer, y en la tabla 20 se recogen, de acuerdo con esta figura, las áreas entre isoyetas consecutivas.

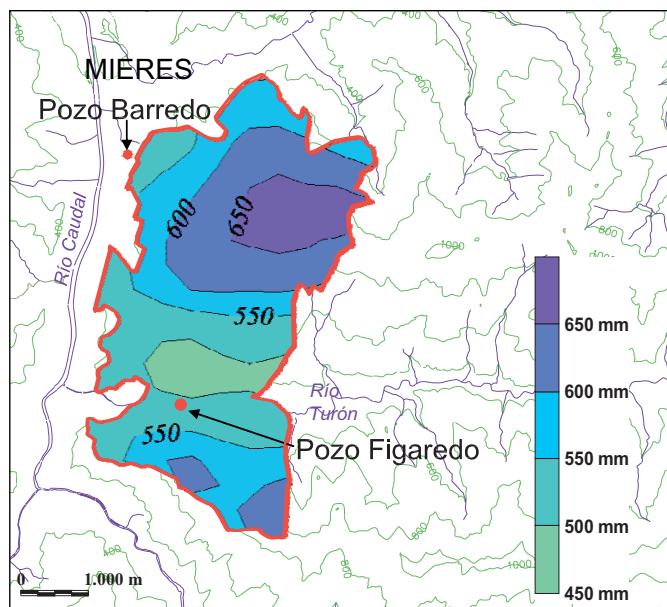


Figura 74. Isoyetas de precipitación útil media anual en la cuenca de afección (la leyenda muestra los rangos de variación de la lluvia útil dentro de la misma).



Isoyeta (mm)	Área (km ²)
>650	1,05
600-650	4,88
550-600	5,17
500-550	4,47
<500	0,85
Total	16,41

Tabla 20. Áreas de la cuenca de afección entre isoyetas consecutivas.

Por lo tanto, la precipitación media anual en el área de estudio será:

$$P_m = \frac{(675 \times 1,05) + (625 \times 4,88) + (575 \times 5,17) + (525 \times 4,47) + (475 \times 0,85)}{16,41} = 577 \text{ mm}$$

De forma análoga, pero no expuesta explícitamente aquí, se ha calculado el valor medio anual de la precipitación útil en la cuenca considerada. Estos valores se resumen en la tabla 21 y serán los considerados en apartados posteriores.

	mm/año	l/s
Precipitación media	1127	587
Lluvia útil media	577	300

Tabla 21. Valores medios anuales de precipitación y lluvia útil en la cuenca de afección del embalse Barredo-Figaredo

IV.7. Estudio Hidrológico.

Para definir las características hidrológicas de la cuenca de afección del embalse minero Barredo-Figaredo se comenzará estudiando las características de la cuenca hidrológica del río Turón, a la que pertenece. Esta cuenca, que abarca además de la cuanca natural del río, el área de afección de las labores mineras existentes en su valle, tiene una superficie total de 57,15 km² y un perímetro de 63,7 km, y se representa en la figura 75 (Ordóñez *et al.*, 2008).

Para determinar el caudal del río Turón se seleccionaron tres puntos de aforo, antes de su desembocadura al río Caudal. Las secciones foronómicas se seleccionaron aguas arriba y abajo de las labores mineras, con el fin de evaluar la influencia de las mismas sobre el caudal del río (figura 75). La ubicación de estos puntos se detalla en la tabla 22.

De acuerdo con estos puntos de aforo, en la cuenca hidrológica se establecen 3 subcuenca (figura 75):

- La primera, aguas arriba de la sección de aforo 1 (La Granxa) y con una superficie de cuenca aproximada de 17,78 km², corresponde a la cabecera del río y a una zona prácticamente “virgen” o no minada. En esta subcuenca, supuesta nula la presencia de labores mineras, la infiltración será la propia natural del terreno, que dadas sus características geológicas, se considera baja.



- La segunda subcuenca, aguas abajo de la anterior, corresponde a la cuenca de afección de las labores correspondientes a los pozos Santa Bárbara y San José, con una superficie aproximada de 22,96 km². En este caso, comparado con el anterior, la infiltración se ve incrementada debido al aumento de la fracturación y porosidad secundaria causada por la presencia de labores subterráneas.
- La tercera subcuenca, con una superficie de 16,41 km², aguas abajo de la anterior, se extiende abarcando una zona extensamente minada por las labores correspondientes a los pozos Figaredo y Barredo. Esta subcuenca se corresponde con la cuenca de afección del embalse minero Barredo-Figaredo, ya descrita, y en ella se produce una relativamente importante infiltración a través de la zona minada. A la entrada y salida de esta subcuenca están situadas las secciones de aforo 2 y 3.



Figura 75. Cuenca del río Turón considerando el área de afección de las labores mineras existentes en su valle. Se indican los puntos de aforo (con escalas limnimétricas) y las subcuencaas asociadas a los mismos: (1) La Granxa, (2) La Veguina y (3) Peñule

SECCIÓN	COORDENADAS			OBSERVACIONES
	X	Y	Z	
LA GRANXA	281.593	4.788.343	375	Punto aguas arriba del pozo Santa Bárbara.
LA VEGUINA	277.242	4.787.880	280	Punto aguas abajo del pozo San José y aguas arriba del pozo Figaredo, a la entrada de la cuenca de afección del embalse minero.
PEÑULE	274.749	4.787.996	230	Punto aguas abajo del pozo Figaredo, a la salida de la cuenca de afección del embalse minero

Tabla 22. Ubicación de los puntos de aforo del río Turón



IV.7.1. Aforos del río Turón.

Debido a la inexistencia de estaciones foronómicas en el río Turón, se realizan periódicamente aforos directos mediante el método del molinete, que consiste en la medición de la velocidad del agua en cada una de las secciones anteriormente indicadas.

El molinete consiste básicamente en una hélice que se sumerge orientada en la dirección de la corriente y que gira por la presión debida a la velocidad del agua. El eje de esta hélice transmite su movimiento, por medio de un sistema de engranaje, a un excéntrico que establece sucesivos contactos en un circuito eléctrico, que transmite las indicaciones a un contador de vueltas. La velocidad se determina en función del número de vueltas, según las características del modelo que se utilice y con arreglo a fórmulas o parámetros determinados por la casa constructora del aparato. La ecuación general de calibrado es del tipo $v = a \cdot r + b$, en la que r son las revoluciones por minuto obtenidas en el contador, y a y b son coeficientes que dependen del tipo de hélice utilizada. Si el río es vadeable, como es el caso, el molinete se monta en una varilla que se va apoyando en el fondo, a altura variable sobre la misma, de acuerdo con el número de observaciones que se vayan a hacer en cada perfil. El molinete debe colocarse aguas arriba del operador y a la mayor distancia posible a fin de que no influya en la medida la perturbación que pueda ocasionar el propio operador. Una vez obtenida la velocidad media de la sección, el caudal se calcula como producto de dicho término por el área total de la sección, que previamente se ha de determinar. Para la realización de este proyecto se dispone de un molinete digital, que acumula velocidades instantáneas, facilitando un valor medio tras recorrer la sección, así como un minimolinete mecánico muy útil en casos de bajo caudal y reducida velocidad de la corriente, que se dan en cauces pequeños y/o en épocas de aguas bajas (estiaje). En la figura 76 se muestra un ejemplo de aforo con molinete digital en el río Turón.

El método de aforo descrito proporciona lógicamente valores puntuales del caudal en cada sección de aforo considerada. Con objeto de disponer de datos continuados en el tiempo, para la realización de un *hidrograma* representativo en cada sección, también se utilizó el método de aforo indirecto, por el cual se obtiene el caudal a partir de la lectura de la altura limnimétrica del río sobre una escala homónima colocada *ex profeso* en la sección elegida. Así, en presencia de personal de Confederación Hidrográfica del Cantábrico y de la Guardería fluvial de la zona, se procedió a la colocación de tres escalas limnimétricas en las secciones de aforo ya descritas. Cada una de las escalas es metálica con divisiones grabadas en cm, en colores blanco y negro, de 1 metro de longitud y una anchura de 6,3 cm, y, como muestra la figura 75, fueron fijadas a la pared lateral de la sección del cauce, asegurándose su verticalidad. Lógicamente, es necesario la calibración del método mediante la realización de suficientes medidas puntuales de caudal (por el método de aforo directo anteriormente descrito), para la obtención de una *curva de gastos* (caudal *versus* altura limnimétrica) lo bastante fiable como para permitir obtener el caudal a partir de la altura medida diariamente sobre la escala, por medio de la relación deducida en dicha curva.

El aforo indirecto es realizado diariamente por personas residentes en la zona y el directo se realiza, al menos una vez al mes. La campaña de aforos del río Turón es por tanto bastante intensiva, con

aforos quincenales desde Marzo de 2009, y diarios desde Mayo de 2009, hasta la actualidad. Se dispone asimismo de datos recogidos en el año 2007, cuando aún estaba establecido el bombeo del agua infiltrada a los pozos, que luego era vertida al río. Estos resultados se recogen en la tabla 23, junto con parámetros de calidad de agua determinados *in situ* mediante una sonda multiparamétrica. Las curvas de gastos y los hidrogramas correspondientes a cada una de las secciones de aforo, se muestran en la figura 77.

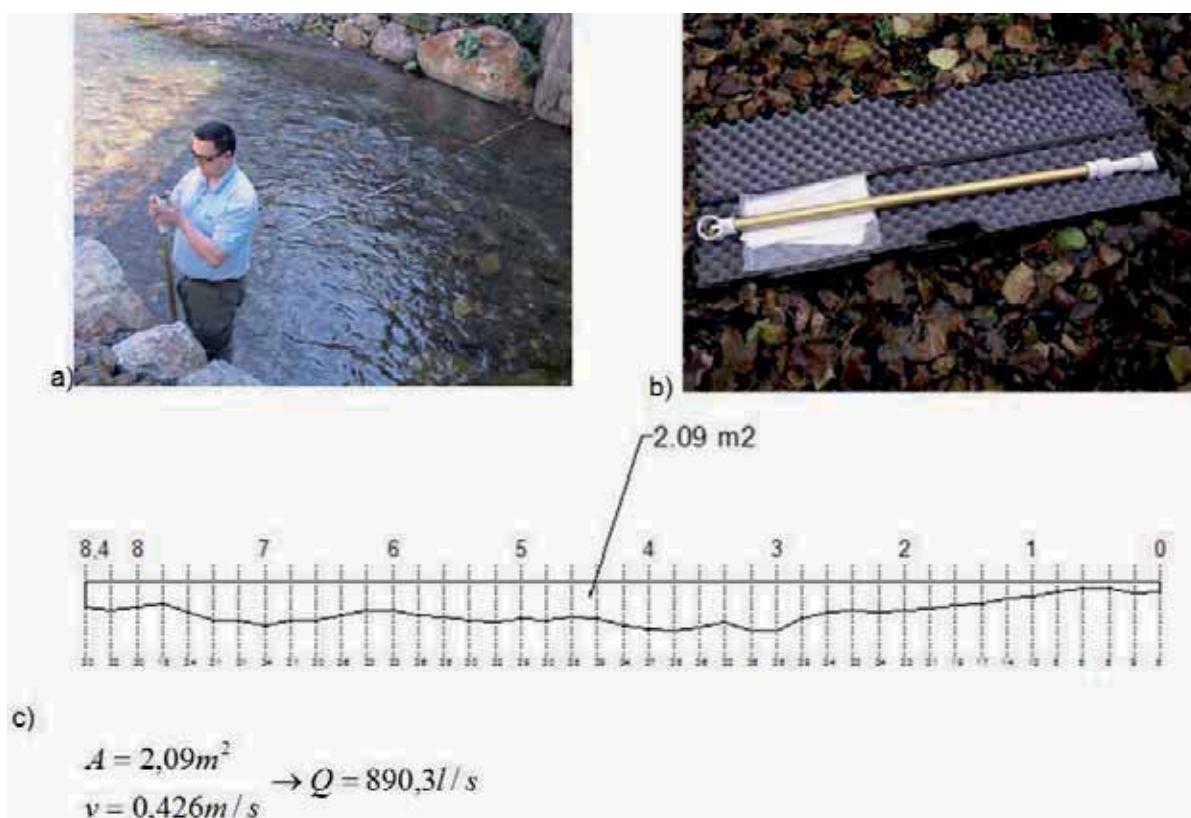


Figura 76. a) Aforo con molinete; b) Detalle del molinete; c) Ejemplo para el cálculo del caudal a partir del trazado de la sección del cauce del río y la determinación de la velocidad media para la misma.



	Fecha	Método	Sección (m ²)	Veloc. media (m/s)	Caudal (l/s)	pH	T ^a (°C)	Cond. Eléct. (μS/cm)	ORP (mV)	OD (mg/l)	Turb (ntu)
La Granxa	20/09/2007	Molinete	0,98	0,142	138,5	8,65	11,1	492	176	14,3	-
	27/09/2007	Molinete	0,84	0,174	146,2	8,52	11,6	501	31	-	-
	05/10/2007	Molinete	0,98	0,209	204,0	8,96	12,9	461	172	0,1	-
	02/11/2007	Molinete	1,30	0,184	239,2	-	-	-	-	-	-
	19/03/2009	Molinete	1,46	0,400	582,4	9,27	11,8	507	-	-	-
	26/03/2009	Molinete	1,17	0,360	421,2	9,07	8,5	403	440	20	-
	16/04/2009	Molinete	2,16	0,705	1521,0	8,72	9,8	242	384	8,5	45
	30/04/2009	Molinete	1,20	0,242	289,8	8,77	10,2	370	467	8,3	22,5
	17/06/2009	Molinete	0,94	0,308	289,4	7,05	13,3	445	491	5,2	18,2
	01/07/2009	Molinete	0,57	0,205	116,2	7,58	14,7	487	403	2,4	32,9
	16/07/2009	Molinete	0,70	0,174	122,2	7,78	14,0	501	214	1,1	38,5
	22/09/2009	Molinete	0,54	0,193	104,0	7,02	12,6	474	455	1,1	35,0
	16/10/2009	Molinete	0,38	0,132	50,6	7,77	9,0	510	489	2,7	40,3
	19/11/2009	Molinete	1,29	0,491	631,3	7,53	9,8	335	709	1,4	25,5
	18/12/2009	Molinete	1,20	0,475	567,6	7,40	5,8	285	494	8,7	15,8
	16/01/2010	Molinete	1,70	0,775	1317,5	8,60	9,7	242	369	4,3	21,0
	21/02/2010	Molinete	1,66	0,480	796,8	7,70	-	250	-	-	-
La Vegaña	20/09/2007	Molinete	0,95	0,324	307,8	8,44	14,8	688	164	14,6	-
	27/09/2007	Molinete	1,06	0,395	418,7	8,80	14,2	657	140	-	-
	05/10/2007	Molinete	0,77	0,550	421,3	8,79	15,2	613	155	0,6	-
	02/11/2007	Molinete	1,06	0,326	345,6	8,64	11,8	529	203	0,1	-
	19/03/2009	Molinete	2,09	0,426	890,3	8,74	14,1	909	-	-	-
	26/03/2009	Molinete	1,97	0,389	766,3	8,72	11,8	840	450	20	-
	16/04/2009	Molinete	2,90	0,613	1775,0	8,74	10,6	329	389	8,2	25
	30/04/2009	Molinete	1,64	0,274	448,5	8,61	11,7	529	499	7,5	22,3
	17/06/2009	Molinete	1,47	0,231	339,1	7,42	16,1	1146	508	4	18,2
	01/07/2009	Molinete	1,13	0,267	301,6	8,09	18,5	1358	457	1,5	42,7
	16/07/2009	Molinete	1,03	0,206	212,8	9,08	20,7	1554	462	1	22,6
	22/09/2009	Molinete	0,81	0,176	143,1	7,94	15,4	622	472	0,5	142,4
	16/10/2009	Molinete	1,25	0,321	400,6	7,88	17,5	2517	520	1,2	53,3
	19/11/2009	Molinete	1,96	0,462	906,8	7,55	12,4	1278	472	1,2	22,9
	18/12/2009	Molinete	1,85	0,468	864,9	7,60	9,8	1376	490	7,2	23,2
	16/01/2010	Molinete	3,10	0,738	2287,8	8,30	10,7	557	329	3,8	20,7
	21/02/2010	Molinete	2,66	0,520	1383,2	7,20	-	610	-	-	-
Peñule	20/09/2007	Molinete	2,17	0,139	302,2	7,83	16,3	866	158	12,6	-
	27/09/2007	Molinete	1,70	0,212	360,6	8,57	16,1	844	92	-	-
	05/10/2007	Molinete	1,63	0,212	345,6	8,72	16,2	702	151	0,8	-
	02/11/2007	Molinete	1,22	0,145	176,9	-	-	-	-	-	-
	19/03/2009	Molinete	4,11	0,222	910,4	8,79	15,0	948	-	-	-
	26/03/2009	Molinete	3,89	0,180	700,6	8,73	12,4	850	459	15,1	-
	16/04/2009	Molinete	4,71	0,369	1734,9	8,66	11,1	370	410	8,3	19,8
	30/04/2009	Molinete	3,82	0,147	561,8	8,61	13,4	565	512	2,5	16,5
	17/06/2009	Molinete	2,55	0,074	187,1	7,57	17,0	1104	512	4,0	15,0
	01/07/2009	Flotador	3,37	0,090	304,0	8,45	20,6	1281	466	1,5	73,2
	16/07/2009	Mini-molinete	2,41	0,096	247,8	8,88	19,6	1432	381	0,8	18,7
	22/09/2009	Mini-molinete	1,85	0,062	121,9	8,13	17,9	713	494	0,4	25,6
	16/10/2009	Mini-molinete	2,37	0,180	438,2	8,49	15,0	2172	522	1,1	212,7
	19/11/2009	Molinete	3,53	0,309	1090,2	7,20	11,5	1230	521	1,4	16,7
	18/12/2009	Molinete	3,37	0,274	922,0	8,00	8,9	1326	598	5,2	13,1
	16/01/2010	Molinete	4,24	1,123	4761,5	8,40	10,8	632	370	3,2	17,8
	21/02/2010	Molinete	3,60	0,385	1386,0	7,70	-	600	-	-	-

Tabla 23. Resultados de los aforos y mediciones de parámetros in situ realizados en el río Turón

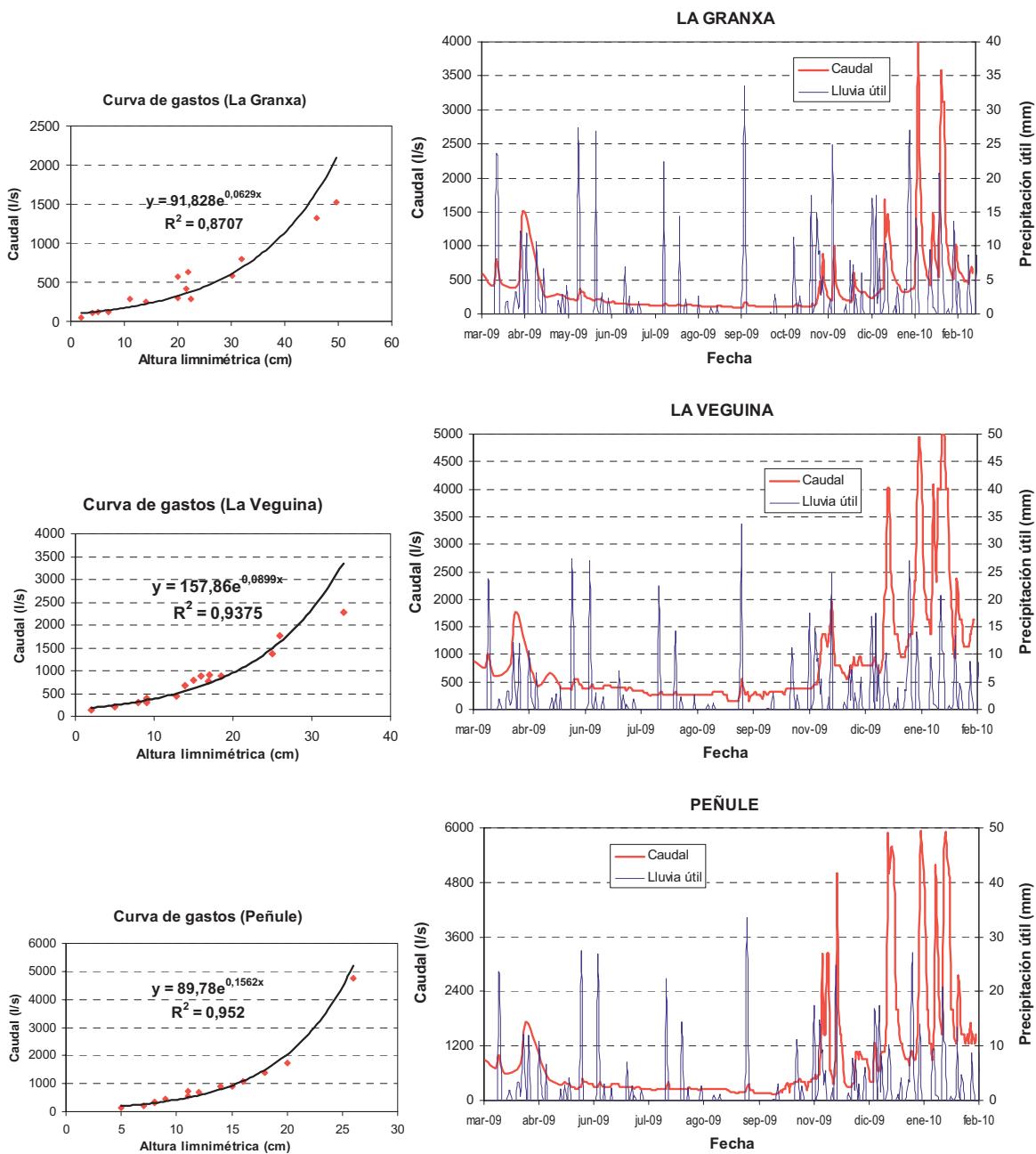


Figura 77. Curvas de gastos e Hidrogramas en las secciones de aforo de la Granxa, La Veguina y Peñule

Representado conjuntamente con la lluvia útil, se ve como el caudal (hidrogramas) se reduce en todos los casos en los meses de verano, en los que decrece la lluvia útil, dado el alto régimen de evapotranspiración. Asimismo, la representación conjunta de los hidrogramas de las tres secciones de aforo revela una distribución a lo largo del tiempo análoga para los tres casos, coincidiendo las puntas de caudal con episodios de precipitación intensa, como puede verse en la figura 78. Sin embargo, llama la atención que el caudal en la sección de aforo 3 (Peñule), situada aguas abajo de la zona más minada del pozo Figaredo, es, en general, menor que en la sección de aforo 2 (La Veguina), situada aguas arriba del pozo Figaredo, pese a que su cuenca de aporte es casi un 30% superior a la de ésta. Esta diferencia queda enmascarada en los episodios tormentosos que



generan puntas de caudal, pero, en general, corresponde a un promedio de 61 l/s, es decir unos 5300 m³/día, que son infiltrados en esta tercera subcuenca de afección de los pozos Barredo-Figaredo, más minada y por tanto más fracturada, aunque proceden de la escorrentía de las subcuenca aguas arriba de la misma.

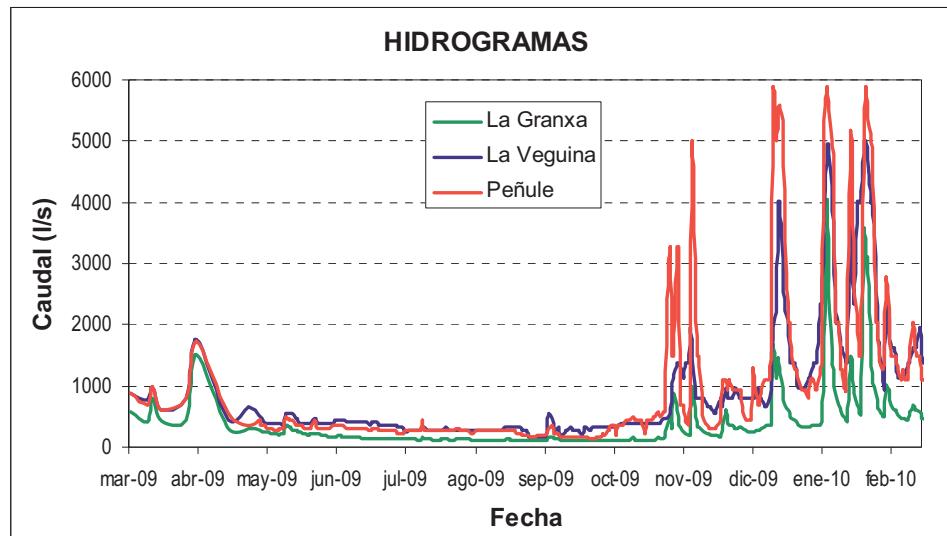


Figura 78. Representación conjunta de los hidrogramas de las tres secciones de aforo

El 10 de agosto de 2009 fue reactivado el bombeo de desagüe en el Pozo San José. El agua bombeada, con cuatro bombas capaces de evacuar unos 200 m³/h, se vierte directamente al río Turón, afectando a las mediciones realizadas en los puntos de La Veguina y Peñule. A partir de los datos de las horas diarias de desagüe, entre el 10 de agosto y el 11 de noviembre de 2009, se elaboró la gráfica de la figura 81, en la que se representa el caudal total bombeado cada día.

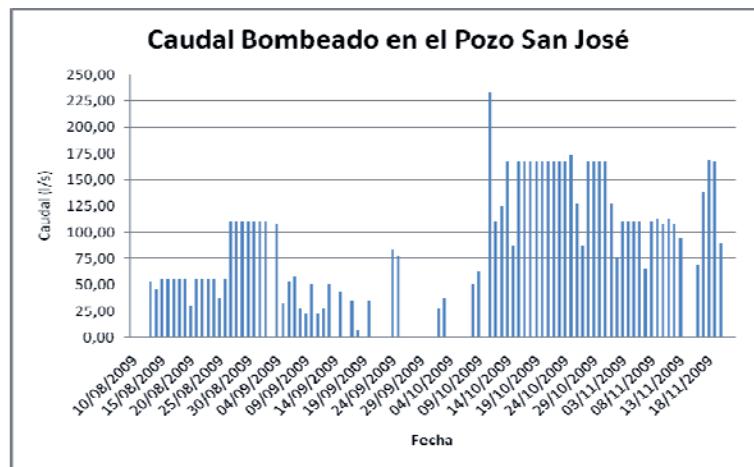


Figura 79. Caudal bombeado recientemente en el Pozo San José que es incorporado al río Turón

Del análisis de este gráfico puede verse que, desde Agosto del año 2009, el río Turón recibe entre 50 y 175 l/s los días que se desagua el pozo San José. Dado que las horas de funcionamiento de cada bomba no son regulares, sino que su puesta en marcha es automática en función de la subida



del nivel en el pozo, es imposible estimar si la lectura de la escala limnimétrica se realiza coincidiendo o no con el bombeo, por lo que es probable que algunos días, si el desagüe no fue continuo las 24 horas y la lectura se realizó antes de iniciarse éste, el caudal aforado sea menor que el real. El vertido de agua de mina es detectable en el río, aguas abajo del pozo San José, por su incremento de temperatura y contenido en sólidos en suspensión (turbidez).

IV.8. Estudio Hidrogeológico.

Como se representó en el mapa de la figura 21, desde el punto de vista hidrogeológico, la CCC se encuentra situada en una zona formada por materiales impermeables o muy poco permeables que, aunque pueden dar lugar a pequeños acuíferos, no a sistemas acuíferos de importancia. En particular, desde un punto de vista hidrogeológico, el entorno estudiado se enmarca dentro de la denominada 'Unidad Paleozoica', que se caracteriza por una circulación de agua de tipo fisural, dando lugar a numerosas surgencias de escasa entidad.

Los materiales presentes en la zona de trabajo incluyen lutitas, limonitas, areniscas, microconglomerados, conglomerados, calizas y capas de carbón de edad Carbonífera, y depósitos cuaternarios: aluviales, coluviones y antrópicos (escombreras, rellenos compactados, rellenos heterogéneos). Clasificando estos materiales según su permeabilidad (antes de verse afectados por la actividad minera), se pueden reconocer cuatro conjuntos principales:

MATERIALES CARBONÍFEROS	CLASIFICACIÓN	TRASMISIVIDAD (m ² /día)	PERMEABILIDAD (m/s)
Materiales de permeabilidad muy baja a nula	Lutitas o limonitas con intercalación de capas de carbón	5.79·10 ⁻⁷	2.96·10 ⁻⁸
Materiales de baja permeabilidad por fisuración	Cuarcitas, areniscas calcáreas y arcillosas, micropudingas y pudingas	7.52·10 ⁻⁵	3.92·10 ⁻⁵
Materiales de permeabilidad variable por fisuración y karstificación	Calizas y dolomías intercaladas entre la serie de lutitas y limolitas	Valores variables en función del grado de karstificación y del tipo de relleno posterior.	
DEPÓSITOS CUATERNARIOS	CLASIFICACIÓN	TRASMISIVIDAD (m ² /día)	PERMEABILIDAD (m/s)
Materiales de permeabilidad variable por porosidad intergranular	Desde lutitas a gravas	-	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁶ (arenas arcillosas y arcillas arenosas)
			10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁶ (gravas)

Tabla 24. Características hidrogeológicas de las formaciones existentes en la zona de estudio

En la figura 80 se representa una cartografía hidrogeológica de la zona de estudio, en la que se han discriminado los niveles litológicos en función de su conductividad hidráulica (permeabilidad), clasificándolos en tres grupos principales. Los niveles con permeabilidad variable por porosidad intergranular se distribuyen a lo largo de las llanuras de inundación de los ríos, en especial en las zonas bajas de los valles. Los materiales que presentan permeabilidad baja por fisuración constituyen niveles que se alternan entre los sedimentos de muy baja a nula permeabilidad a lo largo de la zona de trabajo, siendo más abundantes los siliciclásticos. Estos se disponen en bancos de escaso espesor (entre 20 y 60 m) siguiendo las estructuras generales de plegamiento del terreno



(sinclinales y anticlinales) y, al igual que el resto de los materiales, están afectados por la fracturación (convenio HUNOSA, 2008).

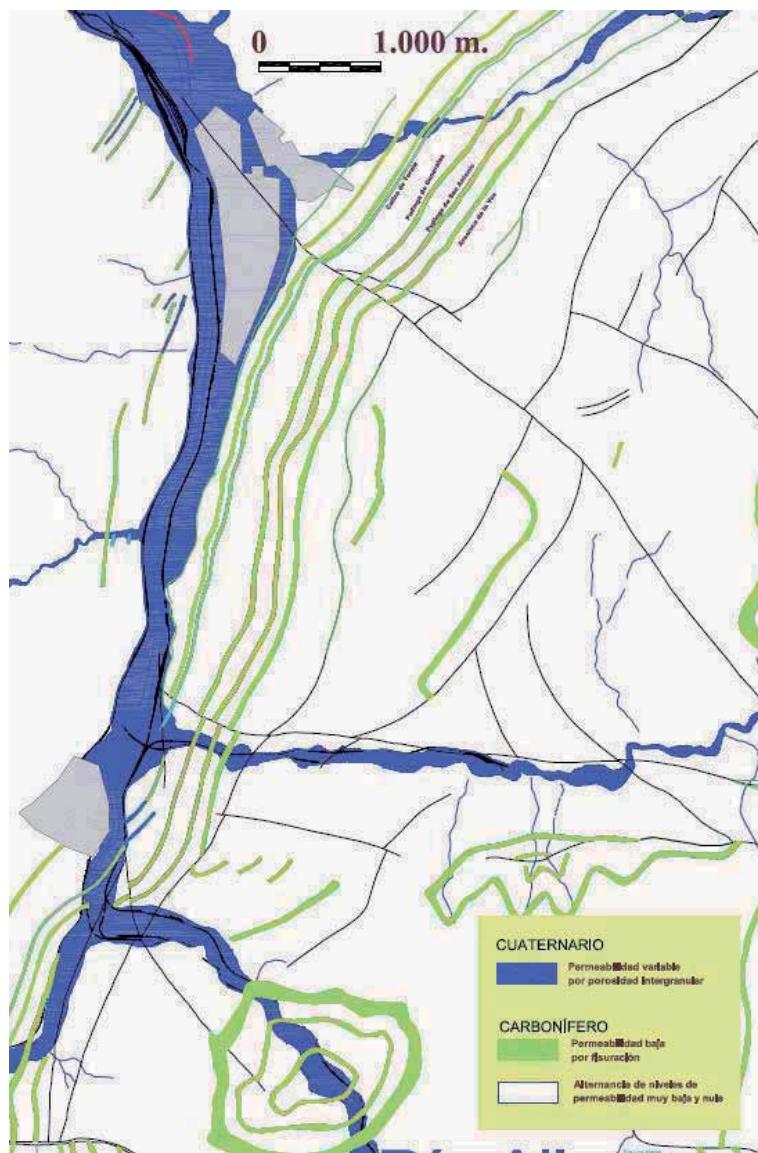


Figura 80. Mapa hidrogeológico de la zona de estudio

En resumen, la mayor parte de las litologías que componen el sustrato rocoso (lutitas, limolitas, pizarras, etc.) presentan, como se vio en el apartado II.5, un carácter impermeable. Las precipitaciones, dada esta elevada impermeabilidad litológica, llegarían a los cauces principales por escorrentía superficial, favorecida por las elevadas pendientes, y una parte del agua de lluvia (de volumen reducido) se infiltraría a través de la red fisural (López et al., 2002). Sin embargo, como también se vio en el apartado II.6., tras la actividad minera, se modificaron los parámetros hidrogeológicos de estos materiales (permeabilidad, transmisividad, etc.), aumentando notablemente respecto a sus valores iniciales, como se recogió en la tabla 3. Por tanto, desde el punto de vista hidrogeológico, hay que tener en cuenta el incremento de permeabilidad debido a la



posible circulación de agua a través de las fracturas como posibles vías de drenaje y, de manera relevante, de los grandes huecos ocasionados por las labores mineras.

IV.9. Formación del embalse minero Barredo-Figaredo.

Como ya se ha comentado, en el entorno minero se genera el ya descrito “acuífero” nuevo de triple porosidad, similar a la de los acuíferos carbonatados kársticos (galerías y capas explotadas), con porosidad de matriz (macizo rocoso) y porosidad por fractura (Pendás y Loredo, 2006) y la infiltración de la precipitación llega al interior de los pozos, a través de los huecos de los terrenos minados y los suprayacentes, generando un volumen de agua que habrá de ser bombeado al exterior durante la vida activa de la explotación. Este hecho, ya expuesto al analizar la correlación entre pluviometría y desagüe en los pozos San Mamés y Entrego (apartado II.6.5. y figura 26), queda manifiesta en la zona de estudio en la figura 81, que muestra la relación entre el desagüe del conjunto Barredo-Figaredo y la precipitación mensual, durante el periodo 2002-2007.

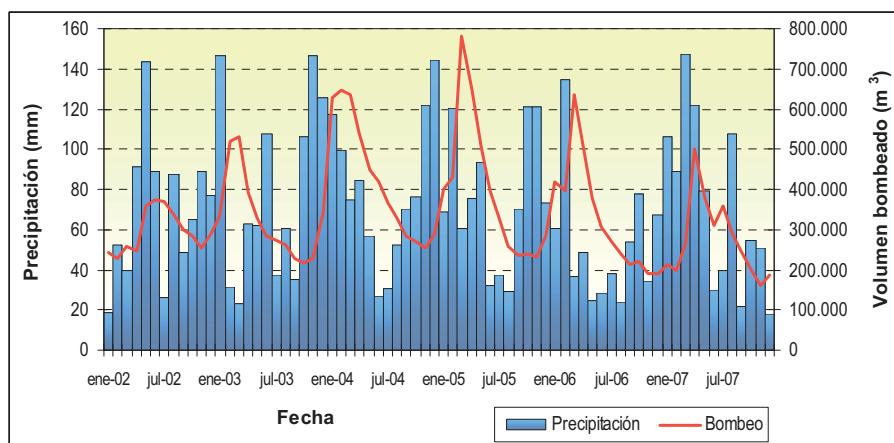


Figura 81. Correlación entre el desagüe mensual del conjunto Barredo-Figaredo y la precipitación mensual, durante el periodo 2002-2007.

Analizando el gráfico anterior, se puede observar, por un lado, un claro descenso del volumen desaguado durante los meses de verano, en los que la precipitación registrada es menor, y por otro, que la infiltración del agua de lluvia en el macizo carbonífero se produce con un desfase o *periodo de retardo* inferior a un mes, pero no cuantificable con exactitud al disponer sólo de datos mensuales y no poder precisar intervalos menores entre los periodos de máxima precipitación y los de mayor bombeo. Por tanto, para estimar el periodo de retardo deberán utilizarse datos diarios de bombeo, como se verá más adelante.

La incidencia de la minería de montaña hace que una parte muy importante de la circulación hídrica se introduzca en el interior del macizo rocoso a través de las alteraciones próximas a la superficie ocasionadas por dichas explotaciones, facilitando la infiltración de la precipitación. Cuando las labores de esta minería de montaña se superponen a las labores mineras iniciadas desde un pozo de extracción, y hay interconexión entre ellas, la infiltración de la precipitación llegará al interior de los pozos produciéndose un aumento importante de los caudales de agua desaguados.



Como se ha descrito en el apartado IV.5., los pozos Barredo y Figaredo están interconectados de forma principal a través de galería entre 5^a planta del pozo San Inocencio (-135 m.s.n.m.) y 5^a planta del pozo Barredo (-142 m.s.n.m.) y, de forma menos importante, entre las plantas 4^a (-50 m.s.n.m.) del pozo Barredo y 3^a (+29 m.s.n.m.) del pozo San Inocencio y entre las plantas 3^a (+20 m.s.n.m.) del pozo Barredo y 2^a (+23 m.s.n.m.) del pozo San Inocencio. Estas interconexiones, que se describen detalladamente a continuación, se esquematizan en la figura 82.

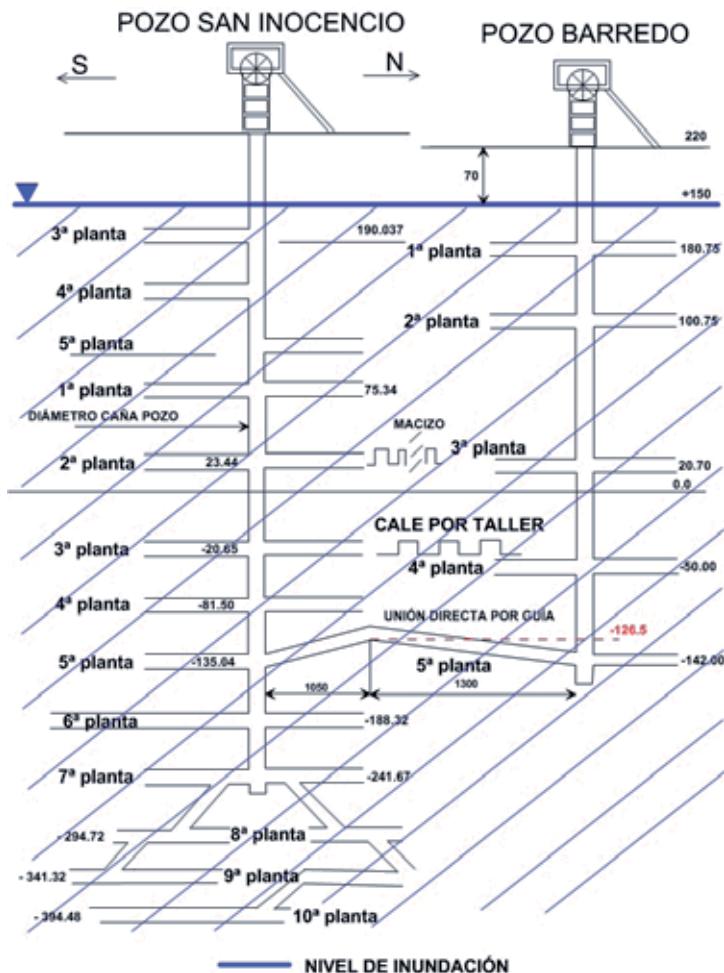


Figura 82. Interconexiones Barredo-Figaredo y límite superior del embalse minero.

El enlace principal se produjo por la guía de la capa 24 Norte de Figaredo que se corresponde con la capa 10^a Muro de Barredo, que, siendo utilizada en el Pozo Barredo como galería de base, pasó a ser galería de cabeza en el pozo Figaredo. Dado que la cota exacta de ambas plantas, en las cañas de ambos pozos, es de -142 m.s.n.m. en Barredo y -135,5 m.s.n.m. en Figaredo, y que el cale se produjo a una distancia de las cañas de 3.300 m de la de Barredo y de 1.050 m de la de Figaredo, el efecto de la pendiente de ambas galerías produjo en el punto de cale una diferencia de cotas que obligó a la ejecución de un pequeño plano inclinado, de 15,5 m de longitud, para salvar la diferencia de cotas y poder efectuar el transporte de material, a la vez que servía como retorno de ventilación para el panel que se iba a explotar en Figaredo. La cota en el punto de conexión es de -126,5 m.s.n.m. (figura 82). La primera chimenea para la explotación de la capa 24 Norte de Figaredo se caló en mayo de 1994, finalizando la explotación del panel en octubre de 1995, es decir



se empezó la explotación del sector Norte de Figaredo después del cierre de Barredo (1993). Posteriormente se explotaron también por el método de entibación autodesplazable los correspondientes paneles entre 6^a - 9^a planta. En esta misma zona se explotó igualmente un panel de unos 500 m de longitud sobre la capa 22 Norte de Figaredo, correspondiente a la capa 9^a Muro de Barredo, entre 5^a - 6^a planta de Figaredo, pero sin conexión con Barredo al no tenerla guiada por 5^a planta. También existe un cale desde el taller de la capa 12^a Sur 7º Recorte entre 3^a - 4^a planta del Pozo Barredo con el Transversal de 3^a planta del Pozo Figaredo; la conexión se produjo a una cota aproximada de 10 m por encima de 4^a planta de Barredo. Además, la explotación de la capa 10^a Muro entre 2^a - 3^a planta del Pozo Barredo en su límite Sur y entrando en la concesión de Figaredo, se solapa con la explotación entre 2^a - 3^a planta de Figaredo, quedando un macizo en capa de unos 25 m entre 3^a planta de Barredo y 2^a planta de Figaredo en el punto más desfavorable, con una longitud de solapamiento de unos 400 m.

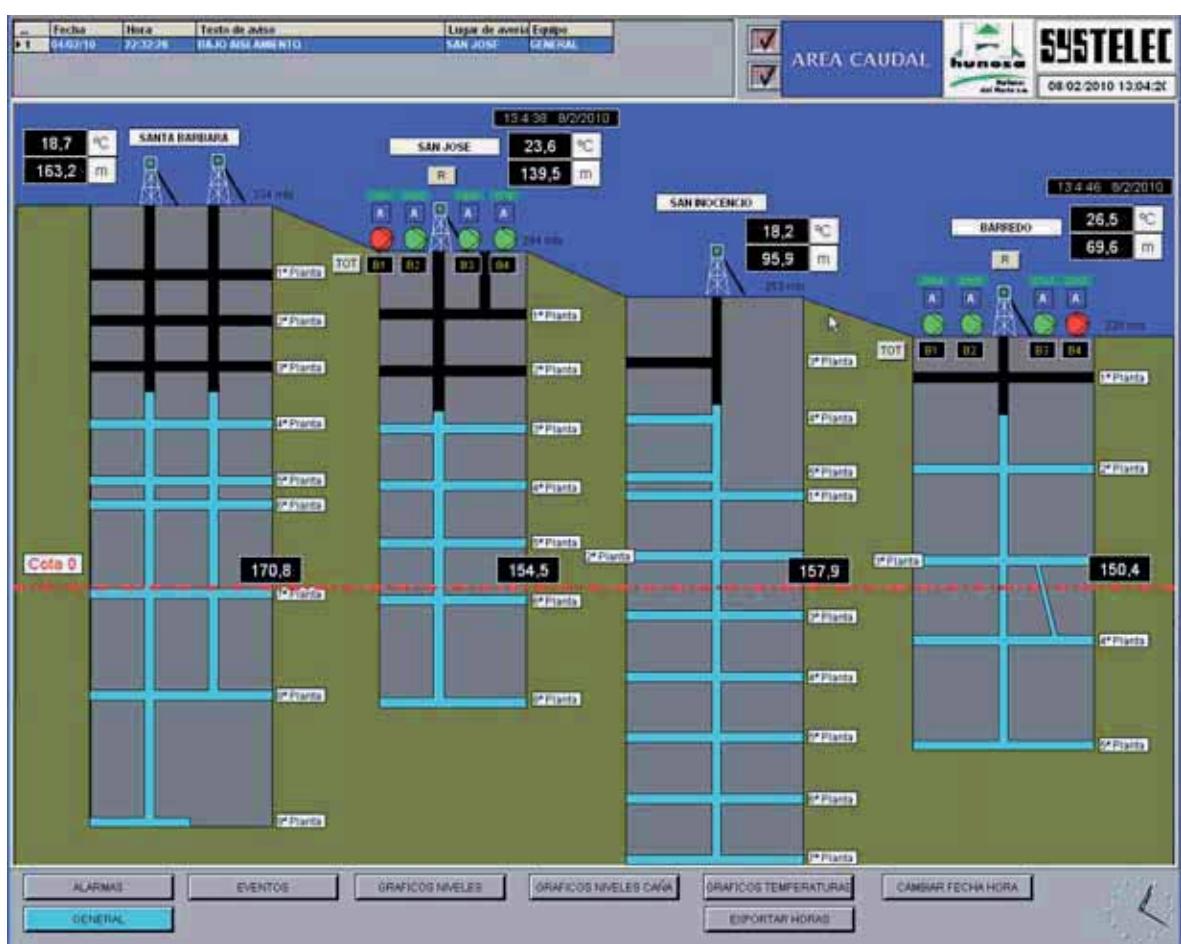


Figura 83. Nivel del agua y temperatura en los pozos de la Cuenca del río Turón, a fecha 8-02-2010, obtenidos a partir del programa de monitorización en continuo, establecido por HUNOSA

La infiltración de la precipitación que llega al interior de los pozos Barredo y Figaredo, a través de los huecos de los terrenos minados, ha formado, una vez se ha permitido la inundación de ambos pozos, el embalse minero Barredo-Figaredo. El hueco útil existente por debajo de la cota final del agua, una vez inundados ambos pozos, definirá el volumen del embalse subterráneo. El límite superior de dicho embalse se mantenía, a finales de 2009, a la cota + 149,8 (70,9 m del brocal del



pozo Barredo) y el 8-02-2010 estaba a cota +150,4 (69,6 m del brocal, ver figura 83). Por tanto, aunque no se descartan oscilaciones, *en lo sucesivo se supondrá como cota definitiva, a los efectos del aprovechamiento hídrico y energético de este embalse minero, la de +150 m.s.n.m., (70 m del brocal del pozo Barredo), como límite superior del embalse minero Barredo-Figaredo (figura 82).*

Uno de los principales objetivos de esta Tesis es la determinación del comportamiento hidrogeológico de la zona de estudio, con la finalidad de poder conocer de una forma lo más aproximada posible el volumen de agua susceptible de ser aprovechado como recurso tanto hídrico como energético. Se persigue conocer, en definitiva, el volumen del embalse subterráneo (será estimado en el apartado IV.10) y las características de su recarga.

En primer lugar, se determinará el volumen de agua bombeado en los pozos del embalse minero (antes del proceso de inundación), que se corresponde con la infiltración a las labores, y que, una vez cesa el bombeo ha ido llenando los huecos y formando el embalse minero. Este proceso de inundación ha sido monitorizado para estimar el tiempo necesario para completarse y sus variaciones en función del volumen de huecos a cada cota. Conocido el volumen de agua infiltrada con el tiempo, se podrá comparar con el volumen de huecos estimado en función de las características de la explotación y comparar con el modelo teórico de evolución de llenado, para finalmente estimar el volumen del embalse subterráneo a distintas profundidades, que era uno de los principales objetivos de este estudio.

IV.9.1. Relación entre lluvia útil y bombeo.

Durante los últimos años, HUNOSA ha venido realizando estudios para correlacionar los caudales drenados por las labores mineras con la precipitación, determinándose, por ejemplo, que en el caso de minas de montaña el tiempo medio de permanencia del agua de lluvia en las mismas está comprendido entre 4 y 10 días, recogiéndose casi la totalidad del agua de lluvia caída en la superficie abarcada por la explotación. En el caso de los pozos mineros esta correlación es más variable, estimándose tiempos de retención del agua en la mina de entre 15 y 45 días, en función de las características de cada pozo, el macizo entre la superficie y el área deshullada y otros factores que pueden afectar a la infiltración (Convenio HUNOSA, 2008).

En primer lugar, se describirá el sistema de desagüe de los pozos Barredo y Figaredo y se expondrán los datos de caudal bombeado de los que se dispone (facilitados por HUNOSA, tanto de forma personal como a partir de documentos internos: HUNOSA, 2004a y b). Debe aclararse que estos datos no se han obtenido de forma empírica, sino que se calcularon conociendo las horas totales de bombeo mensuales (que quedan registradas en el sistema de control ambiental) y el caudal nominal de las bombas, aplicando un coeficiente corrector del 85%, que fue estimado adecuado por los equipos de mantenimiento. Por tanto, aunque estos datos, son suficientemente representativos, al ser calculados en función de una determinada estimación del rendimiento de las bombas, pueden variar ligeramente respecto a la realidad y, por supuesto, respecto a los calculados con pequeñas variaciones del rendimiento del sistema de desagüe. Con estas matizaciones, se verá



a continuación que en el conjunto de ambos pozos se ha realizado un desagüe total medio anual de $4,1 \text{ Hm}^3/\text{año}$.

IV.9.1.1. Desagüe histórico del pozo Barredo.

El sistema de desagüe del Pozo Barredo era del tipo denominado “en cascada”, por el que el agua se impulsaba desde una sala de bombas en 5^a planta (-142 m.s.n.m.) a la sala de bombas de 3^a planta ($+20,7 \text{ m.s.n.m.}$) y de ésta a la calle, salvando un desnivel de 200 m. La sala de 5^a planta estaba dotada de 3 bombas Flygt HT 2400 sumergibles ($P=90 \text{ kW}$, $H=108 \text{ m}$ $Q=110 \text{ m}^3/\text{h}$) y una bomba INDAR BL 206 de 96kW, con capacidad aproximada de $110 \text{ m}^3/\text{h}$. La sala de bombas tenía un depósito de aguas con una capacidad de 1250 m^3 que alimentaba directamente a las bombas. Este depósito recibía el aporte de la planta, el aporte proveniente de 4^a planta más el agua de la caldera del embarque donde estaba instalada otra bomba sumergible Flygt de $110 \text{ m}^3/\text{h}$ de capacidad.

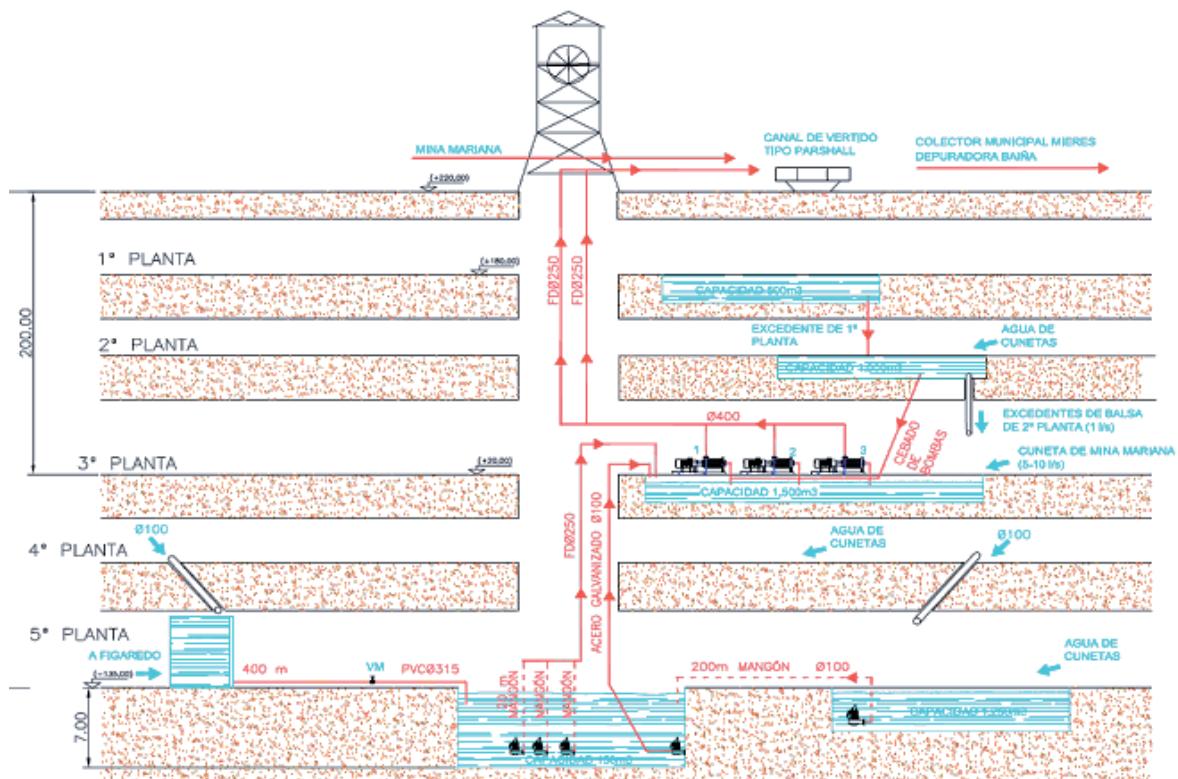
Una vez finalizada la actividad minera, se desmanteló la sala de bombas de 5^a planta y se aprovechó la galería de comunicación Barredo-Figaredo para acumular el agua procedente de los minados de esa zona sur, mediante la construcción en ella de una *cámara de almacenamiento o tape*, conectada con la caldera principal por medio de una tubería de PVC, de 315 mm de diámetro, que disponía de una válvula de cierre motorizada para regular el acceso del agua, lo que era muy útil para controlar y optimizar el desagüe de la planta. Así, se podía optimizar este desagüe para el funcionamiento en periodo P6 (*horas valle*). Las bombas principales se colocaron en la caldera y en la cámara de aguas de la antigua sala de bombas se colocó otra bomba sumergible de $110 \text{ m}^3/\text{h}$ para trasvasar el agua de las cunetas del lado norte y la proveniente de ese lado de 4^a planta a la caldera. Por lo tanto, la mayor cantidad de agua que llegaba a la caldera de 5^a planta procedía del tape con la unión con Figaredo y el resto de la acumulada en la antigua cámara de aguas. Desde la caldera de la caña del pozo partían tres mangones de caucho de 20 m de longitud, de dos bombas FLYGT y de la bomba INDAR que entroncaban en un colector de fundición de 250 mm de diámetro y otra tubería de acero galvanizado de la cuarta bomba sumergible.



Figura 84. Canal de vertido general Pozo Barredo (10-07-2007)



Antiguamente este agua confluía también con la procedente de la antigua explotación de montaña Mina Mariana pero últimamente ésta se desaguaba directamente al canal de vertido general, como se ve en la figura 84, siendo la tubería de la derecha la de Mina Mariana y la de la izquierda la del pozo Barredo. Así, de Mina Mariana sólo llega agua de cunetas procedente de las conexiones por cales entre talleres.



En la sala de bombas de 3^a planta se ubicaban dos bombas Sulzer HPL 37-20/5 ($H = 220$ m; $Q = 280$ m³/h; $P = 239$ kW) y una bomba Worthington 8 UDZ-1 con caudal de 252 m³/h; por lo tanto, la capacidad nominal máxima de desagüe era de 812 m³/h, aunque normalmente sólo funcionaba una de las dos bombas Sulzer, que se iban alternando. En esta planta, la capacidad de almacenamiento era reducida, estando limitada a los 1500 m³ de capacidad de la sala de bombas. A ella llegaban, además del agua bombeada desde 5^a planta, los aportes procedentes de las cunetas de planta y los de plantas superiores que se incorporaban desde la segunda planta mediante una tubería de 100 mm de diámetro. Las bombas de 3^a planta vertían, a través de dos tuberías de fundición de 250 mm de diámetro exterior, a un canal rectangular de vertido general. Todo este sistema general de bombeo se esquematiza en la figura 85. Los caudales evacuados por el Pozo Barredo en el período 2002-2007, se recogen en la tabla 25, observándose que el caudal medio de agua bombeada (infiltrada) en este pozo es de 1,5 Hm³/año.



BARREDO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	MEDIA
Enero	75.105	132.740	265.086	176.645	154.201	57.167	143.491
Febrero	60.809	195.933	262.383	191.344	155.233	55.266	153.495
Marzo	72.611	219.507	206.588	275.461	184.498	73.542	172.035
Abril	80.257	141.415	214.154	315.881	171.944	188.055	185.284
Mayo	123.659	111.008	162.742	247.132	124.100	135.758	150.733
Junio	147.084	92.122	146.983	159.862	99.429	109.961	125.907
Julio	159.825	92.110	125.930	116.772	89.968	107.893	115.416
Agosto	137.557	86.272	132.262	79.798	80.739	83.713	100.057
Septiembre	111.725	67.268	109.721	64.611	64.869	67.470	80.944
Octubre	102.459	61.045	103.165	69.102	65.101	65.998	77.812
Noviembre	82.540	74.711	82.540	65.163	47.354	58.292	68.433
Diciembre	97.103	142.173	97.103	98.022	47.512	61.453	90.561
Total anual (m ³)	1.250.734	1.416.304	1.908.657	1.859.793	1.284.948	1.064.568	1.464.167
Caudal medio anual (l/s)	39,7	44,9	60,5	59,0	40,7	33,8	46,4

Tabla 25. Volúmenes mensuales y anuales desaguados, en m³, del Pozo Barredo durante el periodo 2002-2007.

IV.9.1.2. Desagüe histórico del pozo Figaredo.

El sistema de desagüe del Pozo Figaredo es más complejo que el anterior. En este caso se realizaba el bombeo al exterior desde tres salas de bombas, dos en el pozo San Inocencio, en 3^a planta y 7^a planta, y otra en 5^a planta del pozo San Vicente, la más alta de todas, a la cota +93 m.s.n.m. El vertido era directo al Río Turón. La sala de 7^a planta, con un horario de bombeo de 23:15 h a 8:20 h, estaba dotada de 4 bombas Worthington, 2 bombas 6-UX (P = 515 kW; H = 467 m; Q = 190 m³/h), una bomba 4UX de 370 kW, que bombeaba aproximadamente 120 m³/h y una bomba 5UNB-13 de 175 kW, y 142 m³/h de caudal. En 5^a planta, con un horario de bombeo de 24:00 h a 4:30 h, estaban ubicadas 5 bombas Worthington 5UNB-13 (H = 132 m; Q = 150 m³/h; P = 175 kW) y 1 bomba LANCOR AAC-014 (H = 132 m; Q = 330 m³/h; P = 225 kW). Por último, con un horario de bombeo de 4:00 h a 12:00 h, se disponía de una pequeña sala de bombas en 3^a planta, dotada de una bomba Worthington 6UX-2 (H = 254 m; P = 560 kW; Q = 200 m³/h). Los caudales evacuados por el Pozo Figaredo en el período 2002-2007, se recogen en la tabla 26, observándose que el caudal medio de agua bombeada (infiltrada) en este pozo es de 2,6 Hm³/año, el cual, sumado al correspondiente al pozo Barredo, hacen un total de 4,1 Hm³/año para el conjunto del embalse minero.

FIGAREDO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	MEDIA
Enero	169.230	200.406	362.689	221.595	265.173	155.262	229.059
Febrero	165.510	323.736	385.221	237.080	242.142	143.685	249.562
Marzo	185.974	312.558	429.931	505.071	450.729	190.998	345.877
Abril	164.828	249.663	324.957	331.909	332.708	313.181	286.208
Mayo	234.633	217.395	285.061	261.689	254.965	241.009	249.125
Junio	227.498	191.326	270.473	236.684	207.891	201.459	222.555
Julio	208.662	181.580	238.927	212.503	178.100	252.580	212.059
Agosto	204.054	174.592	198.329	179.528	157.640	206.667	186.802
Septiembre	186.759	159.600	173.387	169.532	148.471	177.716	169.244
Octubre	182.098	154.402	164.621	171.199	154.633	131.899	159.809
Noviembre	173.026	151.710	173.026	165.807	144.030	104.323	151.987
Diciembre	190.724	202.960	190.724	185.682	144.026	125.156	173.212
Total anual (m ³)	2.292.996	2.519.928	3.197.346	2.878.279	2.680.508	2.243.935	2.635.499
Caudal medio anual (l/s)	72,7	79,9	101,4	91,3	85,0	71,2	83,6

Tabla 26. Volúmenes mensuales y anuales desaguados, en m³, del Pozo Figaredo durante el periodo 2002-2007.



IV.9.1.3. Período de retardo.

Como ya se ha comentado, al no disponer de datos diarios de bombeo, se ha recurrido a varios procedimientos para intentar determinar, de la forma más fiable posible, el *periodo de retardo*, o tiempo comprendido desde que se produce la infiltración de parte de la precipitación útil en superficie hasta que ésta es bombeada al exterior desde el interior de las labores.

En el caso del pozo Figaredo, a través de la consulta de los planes de labores, se han podido recoger los días de máximo bombeo, así como el caudal bombeado, en los pozos San Vicente y San Inocencio, durante los últimos años. Comparando estos días de máximo desagüe con las puntas de lluvia útil (obtenida como la diferencia entre la precipitación y la evapotranspiración real calculada para cada uno de los años considerados) registrada en los días anteriores, se han obtenido los períodos de retardo correspondientes, como se muestra, para el año 1992, en el ejemplo de la gráfica representada en la figura 86.

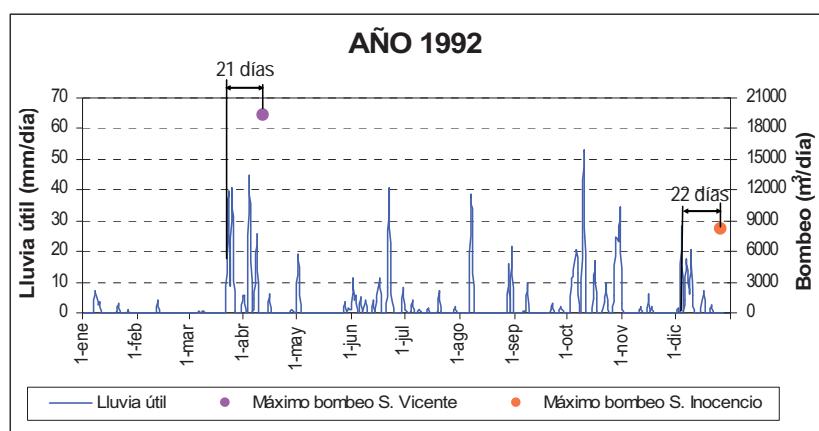


Figura 86. Relación entre lluvia útil diaria y días de máximo bombeo en los pozos San Vicente y San Inocencio de Figaredo, en el año 1992

En la tabla 27 se muestran los valores de máximo bombeo recogidos y los períodos de retardo calculados. Considerando todos estos valores, se ha llegado a que el periodo de retardo de la infiltración en el conjunto del pozo Figaredo es de 19 ± 5 días, lo que está de acuerdo con otras cifras estimadas en estudios anteriores para pozos de la Cuenca Carbonífera Central Asturiana (García-Fuente, 1996).

Para el caso del pozo Barredo, no se pudo disponer de datos equivalentes, pues los días de máximo bombeo al año no eran recogidos en los planes de labores correspondientes. En su lugar, se pudo disponer de datos diarios de bombeo durante cuatro meses de 2009, obtenidos a partir de las horas de funcionamiento de las cuatro bombas instaladas en dicho pozo. Comparando este desagüe diario con los datos de lluvia útil diaria del mismo período (figura 87), se deduce que el *periodo medio de retardo de la infiltración en el pozo Barredo es también de 19 días*, lo que corrobora la estimación anterior.



Año	SAN VICENTE			SAN INOCENCIO		
	Día de máx. bombeo	Bombeo (m ³ /día)	Retardo (días)	Día de máx. bombeo	Bombeo (m ³ /día)	Retardo (días)
1985	25-may	12699	20	30-jul	4807	22
1986	03-mar	19731	24	26-abr	5127,87	22
1987	23-feb	13608	12	10-jun	5319	19
1988	15-abr	37143	12	17-abr	7883	12
1989	08-may	15822	14	23-jun	7097	24
1990	19-dic	11810	11	21-ene	4959	15
1991	14-may	28715	13	25-may	8189	17
1992	12-abr	19353	21	26-dic	8189	22
1993	02-may	8704	29	08-may	9131	13
1994	10-mar	4276	10	28-ene	6718	12
1995	16-mar	10592	19	29-mar	7041	19
1996	13-mar	10838	23	13-dic	8909	22
1997	21-ene	9203	18	26-ene	8498	23
1998	16-may	10562	16	28-may	10123	25
1999	15-abr	12968	19	12-mar	4271	13
2000	05-ene	13891	22	05-ene	7304	22
2001	01-abr	3020	29	21-ene	5644	23
2002	12-may	3840	30	31-may	4349	23
2003	03-mar	6120	27	04-mar	6188	28
2004	23-mar	11290	18	15-mar	6672	18
2005	13-mar	12690	15	16-mar	12796	13

Tabla 27. Datos de bombeo máximo diario en el pozo Figaredo y periodos de retardo de la infiltración en cada caso

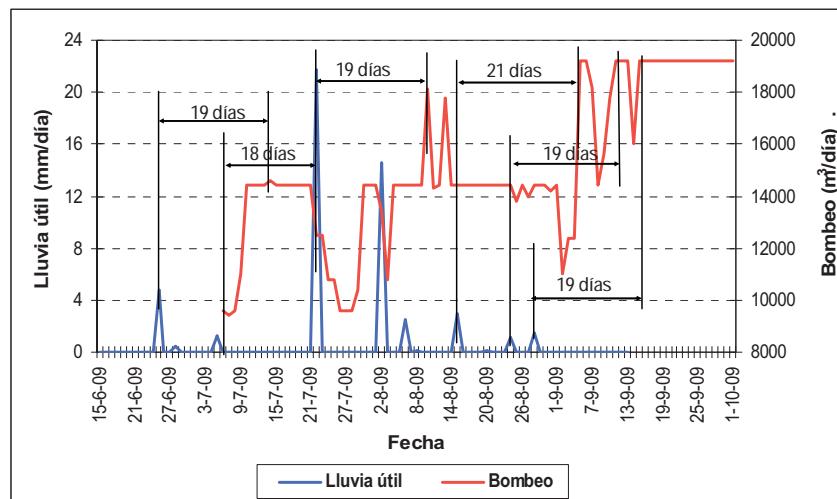


Figura 87. Relación entre lluvia útil diaria y bombeo diario en el pozo Barredo, mostrando un retardo medio de 19 días

Por tanto, se deduce que el desfase entre precipitación e infiltración para el conjunto del embalse minero Barredo-Figaredo es de 19 días, y así se considerará en los cálculos posteriores. Adicionalmente, cabe destacar que se mantiene un cierto bombeo en los períodos secos, indicando que existe un aporte “constante” de infiltración, además del procedente de las precipitaciones, y que corresponde, como ya se ha indicado (apdo. IV.7.1), a la infiltración diaria de unos 5300 m³ (61 l/s) de agua del río Turón, en la zona más fracturada a su paso por las labores de Figaredo.



IV.9.2. Relación entre lluvia útil y recarga del embalse minero Barredo-Figaredo.

A partir de los datos de bombeo mensuales de los pozos Barredo y Figaredo durante el periodo 2002-2007, desechando aquellos conducentes a valores extremos, se deduce que la infiltración mensual (suma del caudal bombeado en ambos pozos), toma un valor promedio, durante el periodo considerado, de $320.000 \pm 70.000 \text{ m}^3/\text{mes}$, variando entre el 9 y casi el 80% de la lluvia útil (considerando un periodo de retardo de infiltración de 19 días), en función de la magnitud de ésta. En los meses en los que la lluvia útil es escasa, una parte importante de la misma es infiltrada (y luego bombeada) en las labores mineras, mientras que en aquellos meses de mayor precipitación y baja evapotranspiración, una parte importante de la lluvia útil resultante genera escorrentía, en detrimento de la porción de infiltración, que es más constante.

Expresando la lluvia útil en m^3 , y teniendo en cuenta el área de $16,41 \text{ km}^2$ de la cuenca de afección de los pozos Barredo y Figaredo (figura 71, apartado IV.5.), se obtiene una relación entre ésta y la infiltración conocida en los meses de los que se tiene el caudal bombeado, como se muestra en la figura 88.

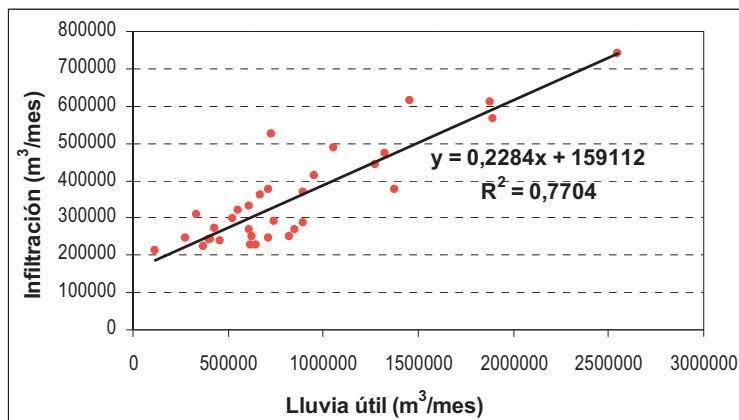


Figura 88. Relación entre la lluvia útil mensual y la infiltración al interior del embalse minero Barredo-Figaredo

Según la anterior relación y los cálculos realizados, se deduce que *la infiltración mensual se puede obtener muy aproximadamente como un 23% de la lluvia útil mensual, al que se suma una constante, 159.000 m³/mes, no supeditada al aporte pluvial*. En ella no intervienen aportes de acuíferos conexos, por la escasa permeabilidad de los materiales de la zona, salvo por fracturación inducida por la actividad minera, como se verá al comentar la figura 90. En la ecuación de esta relación, el término independiente corresponde al aporte de agua del río que, como se ha dicho, se infiltra durante su recorrido por la cuenca de afección de ambos pozos y que es el responsable de que se mantenga cierto bombeo en épocas sin lluvias y, como se verá, del rápido ascenso del nivel de agua durante el periodo de inundación, injustificado sólo por la infiltración de parte de la lluvia útil.

Este hecho, ya explicado en el apartado IV.7.1., ha sido corroborado en los aforos de caudal del río Turón, en los que se comprueba que el caudal en Peñule (casi en la desembocadura y aguas abajo de la zona más minada de Figaredo) es en general menor que en La Veguina (aguas arriba de Figaredo). Esta diferencia queda enmascarada en los episodios tormentosos que generan puntas de

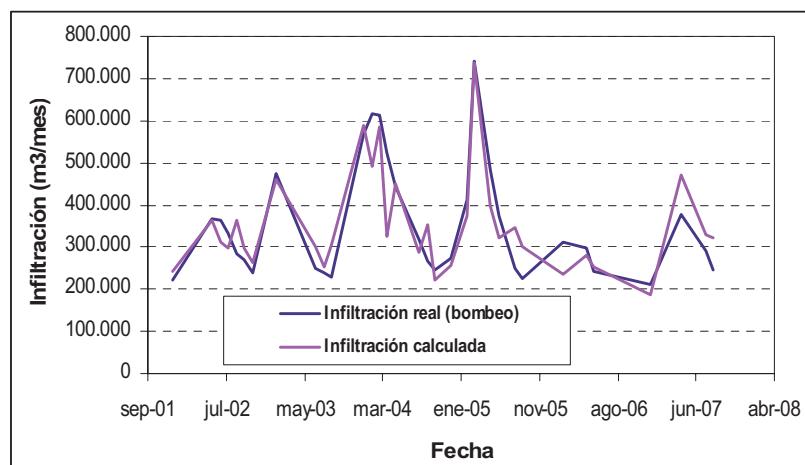


caudal, pero en general corresponde a un promedio de 61 l/s, es decir, unos 5300 m³/día, o lo que es lo mismo, 159.000 m³/mes, valor que coincide con el término independiente de la anterior ecuación.

Análogamente, se ha buscado la expresión que más fielmente relaciona la lluvia útil diaria con la infiltración al interior del embalse minero Barredo-Figaredo, llegándose a la siguiente expresión, coherente con la anterior y que será de gran utilidad para estimar el llenado de volumen de huecos a partir de la infiltración de precipitación durante la inundación:

$$\text{INFILTRACIÓN (m}^3\text{/día)} = 0,23 \cdot \text{LLUvia ÚTIL (m}^3\text{/día)} + 5300 \text{ (m}^3\text{/día)} \quad [40]$$

Para comprobar la fiabilidad de la anterior expresión, se ha aplicado para calcular la infiltración diaria del periodo 2002-2007 y, sumada por meses, se ha comparado con los datos de bombeo mensual de los que se dispone, obteniéndose (tras desechar algunos valores erróneos), un ajuste muy aceptable entre infiltración real y calculada (coeficiente de correlación = 0,8), como se observa en la figura 89. Cabe indicar, no obstante, que se trata de una expresión simplificada, por lo que, si bien permite hacer aproximaciones de los valores reales, en algún caso concreto estos pueden distar de los calculados.



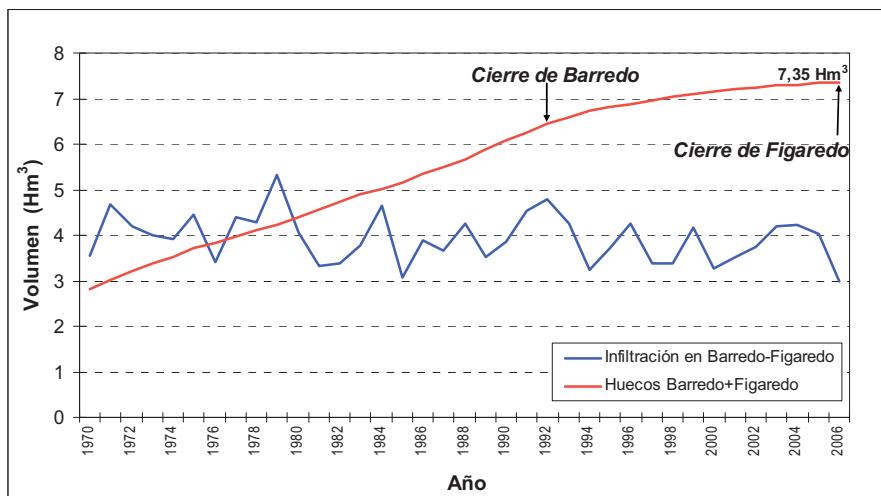


Figura 90. Comparación entre desagüe anual y volumen de huecos acumulados en el embalse minero.

IV.10. Modelo hidrogeológico conceptual del embalse minero Barredo-Figaredo.

Existe una clara conexión entre algunas de las labores mineras más antiguas, correspondientes a la denominada minería de montaña, que explotaba el carbón a cota superior a la cota del valle, y las más modernas, de mayor profundidad mediante pozos de extracción. El desarrollo de huecos ocasionado por la minería de montaña aumenta la infiltración del agua de lluvia, que, posteriormente, es evacuada hacia cauces superficiales (como ocurre recientemente con el vertido de Mina Mariana) cuando no hay conexión con las labores más profundas de los pozos de extracción. En este caso, el agua infiltrada desciende y circula a través de las labores de la minería con pozos de extracción y es evacuada a través de bombeos en las cañas de los mismos. En la cuenca de afección del embalse minero, el agua procedente de la lluvia, que en condiciones naturales circularía preferentemente como escorrentía superficial, ahora se infiltra en parte hasta llegar a los talleres, galerías y transversales de los pozos mineros del embalse subterráneo, constituyendo el aporte principal de la escorrentía subterránea que es evacuada a través de su sistema de desagüe.

La comunicación hídrica entre las labores del Pozo Barredo y las de los pozos Figaredo (San Vicente y San Inocencio) corresponde a varios tipos de conexiones: a través de galerías transversales, de capas explotadas, en ocasiones denominadas "minados" o "cales por taller", o de macizos rocosos fracturados. Según el tipo de conexión la permeabilidad de la misma es mayor o menor: las galerías permiten la circulación libre del agua; las capas explotadas, que en la mayor parte de las ocasiones están hundidas o llenas de estériles, presentan valores de conductividad hidráulica variable en función del tipo de relleno, mientras que en los macizos fracturados este parámetro tiene menor magnitud. Por lo tanto, se puede considerar que el conjunto de explotaciones mineras que forman el embalse minero Barredo-Figaredo, constituye un único sistema hídrico en el que existen vías preferenciales de circulación del agua correspondiente a las galerías y transversales, y circulación más lenta a través de los otros sistemas de conexión descrita y a través de los niveles permeables.



El punto más bajo de intersección de todo el sistema hídrico con la superficie es el Pozo Barredo, que está situado sobre los materiales cuaternarios de la llanura aluvial del río Caudal, es decir, que, si se permitiese la inundación total de las labores mineras, la descarga de este sistema tendría lugar de forma natural a través de este pozo, así como a través de la base del cuaternario hacia el río.

Como se ha visto, existe una clara correlación entre el volumen de precipitación y el volumen de agua drenada a través de los pozos que, además de estar descrita en los estudios previos realizados sobre la inundación de pozos mineros (ITGE, 1995; García-Fuente, 1996; Gutiérrez-Peinador, 1999), ha sido corroborada en este estudio constatando un desfase entre precipitación e infiltración, para el conjunto del embalse minero Barredo-Figaredo, de 19 ± 5 días. Además, no existe relación entre el volumen de agua desaguada y el aumento de la superficie explotada (volumen de huecos creados), para un mismo área de recarga, lo que indica poca dependencia entre ambos parámetros, por lo que el factor precipitación es el que condiciona el volumen de drenaje (IGME, 1995). Según los datos mensuales disponibles de agua bombeada en los pozos mineros y los datos de precipitación recogida en la estación pluviométrica más próxima (, se estima que el porcentaje medio mensual de bombeo respecto al total de precipitación recogida en la zona de estudio varía entre un 15 y un 20%. En las tablas 25 y 26 se han mostrado los caudales desaguados en los últimos años en los pozos Barredo y Figaredo, siendo el caudal medio anual de 46,4 l/s en Barredo y de 83,6 l/s en Figaredo, lo que supone un caudal medio evacuado por el conjunto Barredo-Figaredo de 130 l/s.

IV.10.1. Balance hídrico de la cuenca de afección.

Para realizar el balance hídrico de la cuenca se tiene en cuenta que las entradas de agua a la misma han de coincidir con las salidas, es decir (considerando que para períodos largos de tiempo no existe variación significativa en el almacenamiento):

$$\text{Precipitación} = \text{Evapotranspiración} + \text{Escorrentía superficial} + \text{Escorrentía subterránea}$$

El estudio del balance hídrico en la zona de estudio, permitirá conocer la infiltración en la cuenca de afección del embalse minero, que corresponderá a la recarga de agua que se produce en su interior y que, hasta su formación, era captada y bombeada al exterior. Una parte de esta infiltración corresponde al término denominado escorrentía subterránea de la ecuación del balance hídrico y por tanto puede calcularse como diferencia entre la lluvia útil (precipitación menos evapotranspiración) y la escorrentía superficial. No obstante, como se ha deducido, la infiltración que reciben las labores mineras corresponde no sólo a dicha fracción de la lluvia útil, sino también a un aporte procedente de la escorrentía superficial, que en su discurrir por la superficie, percola a través de las zonas fracturadas tras la actividad minera.

A partir de la información recopilada (Gutiérrez-Peinador, 1999; Convenio HUNOSA, 2008), se puede concluir lo siguiente:

- En las condiciones de origen, la cuenca de afección era prácticamente impermeable, pero la actividad minera ha generado fracturas a través de las que el agua penetra, filtrándose a veces en grandes cantidades a las explotaciones.



- La explotación minera causa también un proceso de descompresión en las rocas adyacentes, pero con un radio de influencia muy limitado. Pese a esta descompresión, el macizo sigue sin ser un buen trasmisor de agua.
- La permeabilidad media se estima inferior a 10^{-7} m/s, pudiendo alcanzar en zonas de fracturas valores comprendidos entre los $5 \cdot 10^{-6}$ y 10^{-6} m/s.
- Dado que, como se ha indicado, la cuenca de afección se encuentra fracturada debido a las labores mineras, pero está constituida por materiales prácticamente impermeables, se puede considerar que el agua desaguada por los pozos mineros es el agua infiltrada ya que no existen flujos horizontales apreciables desde posibles acuíferos conexos.

Por lo tanto, partiendo de los caudales desaguados por los pozos Barredo y Figaredo, los valores anuales estimados para la lluvia útil y los aforos realizados del caudal del río, se puede realizar un modelo conceptual de balance hídrico para un año medio, suponiendo que, durante la fase de bombeo, se extraía todo el agua infiltrada en la misma, por lo que se tomará una infiltración anual igual al volumen bombeado al año en el conjunto de los pozos Barredo y Figaredo. También se supondrá que el caudal de los ríos corresponde, durante la fase de bombeo (que mantiene el nivel piezométrico por debajo del lecho del río), básicamente a escorrentía superficial, lo cual no es estrictamente correcto, pero se considera suficientemente preciso para los objetivos de este estudio, en el que se pretende únicamente hacer una estimación global simplificada del balance anual de la cuenca. Cabe hacer notar que una vez interrumpido el bombeo y recuperado el nivel piezométrico a su régimen natural, el aporte de escorrentía subterránea a los cauces sería mayor, pero desconocido en el momento actual.

Para la realización del modelo conceptual de balance hídrico para un año medio, esquematizado en la figura 91, en primer lugar se considerará como entrada la Precipitación (P), que en el estudio climático, apartado IV.6.1., se estimó en 1127 mm, es decir, 587 l/s en la cuenca de afección de los pozos Barredo-Figaredo, de $16,41 \text{ km}^2$ de extensión. También fue calculada en ese estudio la Precipitación útil ($P_{\text{útil}}$) en 577 mm (300 l/s para esta cuenca), lo que significa que 287 l/s (550 mm) se pierden hacia la atmósfera como Evapotranspiración real (ETR). Según se ha deducido anteriormente, para un año medio, el caudal evacuado por los pozos Barredo y Figaredo en conjunto, es de **130 l/s** y este será el caudal de Infiltración (I) a las labores mineras del embalse Barredo-Figaredo.

También sería parte de la infiltración el agua de lluvia que penetra en las labores de montaña de Mina Mariana, y es desaguada por su Socavón General, pero, tras el sellado del antiguo pozo de ventilación, como se explica en el apartado IV.13.1, al ser el caudal desagüado por esta mina, vertido directamente al río Caudal, antes de infiltrarse a las labores subterráneas, no se considerará dentro del término de Infiltración, sino dentro del de Escorrentía subsuperficial (Esc), que es la forma en la que finalmente termina. En el periodo en el que fue aforado el desagüe de Mina Mariana (Septiembre y Octubre de 2007), su caudal medio (8 l/s) correspondía a un 6% de la precipitación – con la que está directamente relacionado- luego, extrapolando a un año se puede deducir, de forma aproximada, que el caudal medio anual de dicho desagüe es del orden de 25-30 l/s.



Por otra parte, en la realización de los aforos del río Turón aguas arriba y abajo de la cuenca de afección se dedujo que éste reducía su caudal un valor medio de 61 l/s, que se infiltraban hacia el interior de las zonas minadas (I_R), manteniendo el río un caudal medio de 700 l/s, a la salida de la cuenca. Así, la lluvia útil genera, por una parte, unos 69 l/s de Infiltración (I_P), que se suman al aporte de agua del río infiltrada (I_R) para dar lugar a los 300 l/s de Infiltración total a las labores subterráneas y por otra, Escorrentía subsuperficial (Esc), que corresponde a unos 231 l/s y que incluye el agua que tras haberse infiltrado en las labores de montaña nunca llega a infiltrarse en profundidad, así como la escorrentía general de la cuenca que subsuperficialmente drena hacia el río Caudal. En el apartado IV.9.2., se había obtenido la expresión [40], que relaciona la lluvia útil con la infiltración al interior del embalse minero:

$$\text{INFILTRACIÓN (m}^3/\text{día)} = 0,23 \cdot \text{LLUVIA ÚTIL (m}^3/\text{día)} + 5300 \text{ (m}^3/\text{día)} \quad [40]$$

O, lo que es lo mismo:

$$\text{INFILTRACIÓN (l/s)} = 0,23 \cdot \text{LLUVIA ÚTIL (l/s)} + 61 \text{ (l/s)} \quad [41]$$

Si, como se ha obtenido anteriormente, la lluvia útil anual en la cuenca es de 300 l/s, la infiltración de agua al interior de las labores subterráneas es de **130 l/s**, valor que coincide con el caudal medio anual bombeado al exterior de las mismas, durante su periodo de actividad.

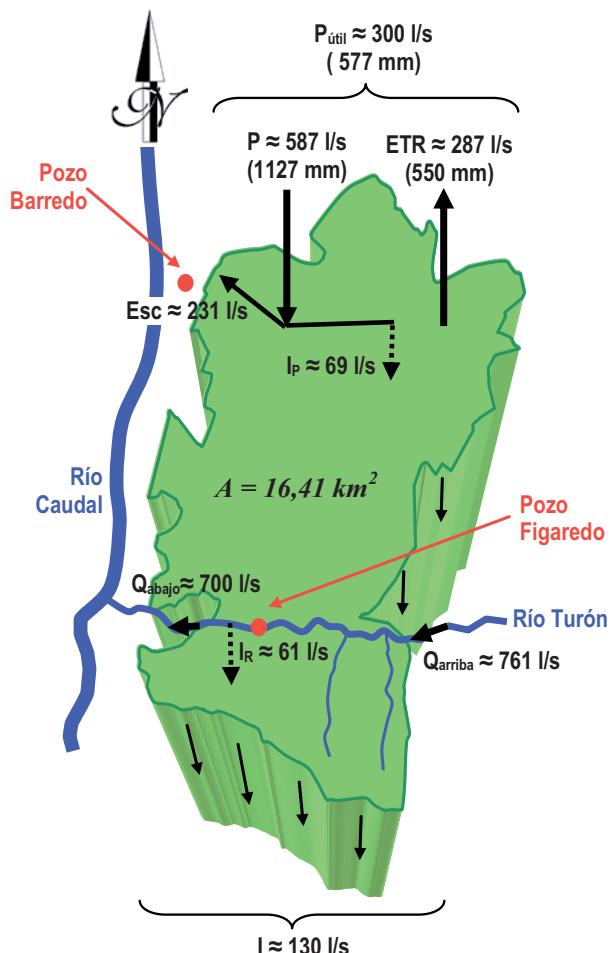


Figura 91. Modelo conceptual simplificado de balance hidráulico en la cuenca de afección de los pozos Barredo-Figaredo, para un año medio.



IV.11. Capacidad del embalse minero Barredo-Figaredo.

Insistiendo una vez más en que, dada la baja permeabilidad de los materiales y la limitada posibilidad de circulación de agua a través de fracturas, el agua almacenada en ellos es irrelevante comparada con la almacenada en los huecos ocasionados por las labores mineras, el hueco útil existente por debajo de la cota final del agua coincidirá, prácticamente, con los huecos mineros residuales tras la convergencia de hastiales, la compactación de los rellenos y la subsidencia minera. Es decir, la capacidad del embalse minero vendrá definida por los huecos mineros residuales. Estos huecos pueden clasificarse en:

- Huecos residuales en los talleres de explotación de carbón.
- Huecos residuales en las galerías de acceso a los campos de explotación, una vez afectadas por los fenómenos de convergencia.
- Huecos en los embarques y lazos de maniobra de cada planta que, por su revestimiento hormigonado se puede equiparar el hueco útil al hueco inicialmente construido.
- Huecos de las cañas de los pozos de extracción. Su hueco útil será el hueco inicialmente construido afectado por un coeficiente reductor que tenga en cuenta la disminución de sección producida por guionajes y escalas.

IV.11.1. Huecos residuales en los talleres de explotación de carbón.

A efectos de la capacidad de agua, se ha de tener en cuenta que la explotación con relleno del hueco deshullado produce una convergencia de hastiales con compactación de los materiales de relleno y una fracturación de los estratos al techo de la capa explotada, con lo que el resultado final es un “acuífero” con dos porosidades principales: la porosidad del relleno y la porosidad por fractura.

En cambio, en la explotación por hundimiento se produce un colapso del techo que va produciendo sucesivos colapsos en los huecos producidos hasta su estabilización, con lo que el resultado final es un acuífero con dos porosidades principales: una porosidad similar a la de un acuífero kárstico (los huecos del colapso del techo) y la porosidad por fractura en los estratos superiores de la zona ya estabilizada.

Por lo tanto, el hueco útil será el resultante de multiplicar el volumen deshullado por dos coeficientes diferentes, según el tipo de explotación, que suponen una reducción porcentual del hueco inicial abierto.

IV.11.1.1. Determinación de los coeficientes de reducción de los huecos iniciales de explotación.

Para esta determinación se tienen en cuenta varias consideraciones, recogidas tanto de bibliografía especializada como a partir de la opinión de expertos, y que se exponen a continuación:

- 1) De acuerdo con Degas *et al.* (2003), los huecos mineros residuales pueden estimarse según dos métodos. El primero establece, de manera empírica, una proporcionalidad entre el volumen



residual y el volumen de carbón extraído; el segundo precisa un conocimiento de los volúmenes extraídos, del volumen de relleno y de hundimiento.

1a) Cálculo del volumen de los huecos por el método de los coeficientes de capacidad de agua.

Este método empírico (Rogoz, 1978) desarrollado para la cuenca de Alta Silesia (Polonia), presenta la ventaja de prescindir del cálculo del hundimiento, muy ligado a la cantidad de medidas topográficas o la evaluación de la subsidencia. La determinación del volumen de huecos residuales se basa en la siguiente fórmula:

$$V_{\text{res}} \cdot La = C \cdot V_{\text{exp}} \quad [42]$$

Donde:

V_{res} = volumen total de los huecos residuales

V_{exp} = volumen total explotado

C = coeficiente de capacidad de agua, determinado a partir del ábaco establecido por Rogoz, que puede verse en la figura 92.



Figura 92. Coeficiente de capacidad de agua en función de la profundidad y el tipo de tratamiento del postaller (Rogoz, 1978)

Degas admite que, para lo concerniente al relleno hidráulico y hundimiento, los métodos de tratamiento descritos en el artículo de Rogoz parecen relativamente similares a los utilizados en Francia, lo que le justifica el uso de los coeficientes deducidos del nomograma. Sin embargo la curva de relleno no hidráulico (*rock-filling*) conduce a resultados muy inexactos en el caso de relleno neumático.

En el caso de los pozos Barredo y Figaredo, no se utilizó relleno hidráulico, por lo que la aplicación de este método, para capas tumbadas y subverticales, con tratamiento de relleno



no hidráulico adolece de los mismos inconvenientes. Se retiene, no obstante que de su aplicación se deduce que *el hueco residual según este método sería de un 10-15% del hueco explotado por relleno y entre el 25% y el 40% del hueco explotado por hundimiento*.

1b) Cálculo del volumen de los huecos por el método volumétrico.

El volumen del hueco residual inducido por los trabajos mineros (V_{res}) es consecuencia del volumen de los huecos creados por la explotación y es función, entre otros factores, del tratamiento de los talleres.

$$V_{res} = V_{ext} - (1-k_p) \cdot V_{rem} - V_{sub} \quad [43]$$

Donde:

V_{res} = volumen del hueco residual inducido por los trabajos mineros.

V_{ext} = volumen total del material extraído, es decir el volumen total extraído de los talleres y chimeneas más el volumen de roca procedente de galerías y pozos.

V_{rem} = volumen del relleno colocado en los talleres (después del asentamiento producido por la convergencia de los hastiales). Para los talleres con hundimiento, $V_{rem} = 0$.

El asentamiento de los rellenos producido por la convergencia de los hastiales se calcula mediante el coeficiente de relleno, elaborado por Proust (1964). Este coeficiente es el utilizado en la previsión de los hundimientos y depende del tratamiento del postaller. Según Proust, para un relleno hidráulico es igual a 0,3 y para un relleno neumático, igual a 0,45, ninguno de aplicación a los rellenos utilizados en los pozos Barredo y Figaredo. Según otras fuentes (Rambaud *et al.*, 1986): “*La extracción total sin relleno ninguno (hundimiento integral), produce un hundimiento continuo del techo inmediato, dando lugar a hundimientos superficiales con factores de 0,60 a 0,95; el relleno parcial (llaves de madera) introduce poca influencia sobre el anterior con factores de 0,6 a 0,9; el relleno neumático, manual o volcado da valores entre 0,3 y 0,7, siendo el valor más normal el de 0,5 y el relleno hidráulico induce factores de hundimiento que oscilan entre 0,1 a 0,3, habiéndose obtenido valores de hasta 0,08 rellenando a presión*”. Luego, con estos criterios, aplicables al caso de estudio, para un relleno calibrado de estériles de lavadero se puede tomar un coeficiente de 0,6 y para un relleno manual de avance de galerías, 0,8 y aún superior para mezcla de este relleno y llaves de madera (0,9); como en este caso se trata de rellenos manuales, a veces combinados con llaves de madera, puede considerarse un valor medio de 0,8, es decir, $V_{rem} = 0,8 V_{ext}$.

k_p = porosidad del relleno tras el asentamiento. El relleno mantiene una cierta porosidad tras el asentamiento que se estima en un valor medio del 15%.

V_{sub} = volumen de la subsidencia (hundimiento), es decir el volumen de la cubeta de hundimiento que se ha formado en superficie.

Operando, se tiene:

$$V_{res} = V_{ext} - (1-k_p) \cdot V_{rem} - V_{sub} = V_{ext} - (1-k_p) \cdot 0,8 \cdot V_{ext} - V_{sub} = V_{ext} \cdot (0,2 + 0,8 \cdot k_p) - V_{sub}$$



Si $k_p = 15\%$:

$$V_{res} = 0,32 \cdot V_{ext} - V_{sub} \quad [44]$$

El volumen de la subsidencia es el valor más difícil de determinar en este cálculo porque, contrariamente al volumen explotado y al de los rellenos, no puede determinarse a partir de los planes de explotación. Suponiéndolo en este caso despreciable o de muy baja entidad, se tiene que *el volumen de huecos residuales es aproximadamente un 30% del volumen explotado*; esta estimación sería equivalente al resultado de intercalar los resultados obtenidos por el método de los coeficientes de capacidad de agua, considerando los rellenos de estos pozos una combinación entre la eficacia de un relleno neumático y el hundimiento. En el trabajo de Degas *et al.* (2003) se concluye que este método volumétrico se ajusta bien a las cuencas mineras francesas y que al finalizar los desagües, el volumen de agua necesario para inundar el embalse minero es un 10% superior al hueco residual estimado. Por lo tanto, de este trabajo interesa destacar que esta diferencia revela que *al final de la explotación, el embalse minero ha adquirido una porosidad superior a la inicial, debido a la fracturación de los terrenos por la explotación*.

2) De acuerdo con la información facilitada por un experto de reconocido prestigio en mecánica de rocas (B. Celada, comunicación oral, 2009), se tiene lo siguiente: “*En el caso de capas subhorizontales explotadas por hundimiento, tradicionalmente se admite que si el taller es de longitud supercrítica (que permite generar la máxima subsidencia posible) a la superficie se transmite a largo plazo el 90% de la potencia de la capa, lo cual quiere decir que en la capa explotada queda el 10% de la potencia, cifra que se debería unir al volumen de huecos. En las capas inclinadas explotadas por testeros, el relleno es un todo uno vertido por gravedad, por lo que debe ser bastante compactable y se estima que el hueco que queda en la capa sería del orden del 15% de la potencia explotada. En el caso de capas inclinadas explotadas con rozadoras, el relleno está constituido por un material granular calibrado, vertido por gravedad, pero que se autocompacta en el taller al estar el frente invertido, por lo que estas explotaciones tienen el menor volumen de huecos de todas, que se puede estimar en el 5% de la potencia explotada. Finalmente, en las capas inclinadas explotadas por subniveles, el hueco se auto-rellena con el hundimiento, pero debido a los macizos de carbón que se suelen dejar, el hueco remanente debe ser muy superior al de los talleres con hundimiento en capas horizontales, estimándose en un 20% de la potencia explotada. Todas estas cifras también deberían sumarse al volumen de huecos original del terreno*”. Como se ha visto en la síntesis minera, los métodos habituales han sido: testeros con llaves de madera y vertido por gravedad, así como un uso muy limitado de rozadoras en los niveles inferiores y subniveles, por lo que, de acuerdo con esta información, *el volumen de huecos residuales se movería en torno al 15% del hueco explotado por relleno y al 20% del hueco explotado por hundimiento*. Y, se retiene su opinión en relación con los huecos, cuando se explota con testeros y relleno vertido por gravedad, por asemejarse más a las explotaciones de esta zona.

3) Finalmente, se expone la información facilitada, al respecto, por un experto en subsidencia minera y gran conocedor de las explotaciones asturianas de carbón (J. Toraño, comunicación



oral, 2009): “En el caso de explotación por relleno, el hueco depende del tipo del que se trate; si es escombro de lavadero, puede ser del 10%, pero si se trata de estériles de mina (roca), anda entre el 40-50%. Estos huecos disminuyen un 30% del valor inicial al cabo de un año. En el caso de explotación por hundimiento, el hueco depende de la litología a techo; si se trata de pizarra, quedarán pocos huecos (30-40%), pero si se trata de arenisca competente, puede llegar al 60-70%. También en este caso, al cabo de un año el volumen se reducirá, siendo un 20% menor”. Dado que ha predominado el uso de estériles de mina, de acuerdo con esta información, para la parte explotada por relleno, el hueco inicial sería un 40% del total, reduciéndose un 30% tras un año, por lo que finalmente se tendría un hueco de un 28% del total. En la explotación por hundimiento, si el hueco inicial es del 40% del total, al estabilizarse se reduciría en un 20%, con lo que al cabo de un año sería del 32% del total. En resumen *el volumen de huecos residuales se movería en torno al 20% del hueco explotado por relleno y al 30% del hueco explotado por hundimiento*. Y, se retiene su opinión en relación con los huecos, cuando se explota con hundimiento, por asemejarse más a las explotaciones de esta zona.

En conclusión, teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores y contrastando, como se verá más adelante, con el cálculo del volumen de agua infiltrada durante el periodo de inundación, se tomará como **coeficiente de reducción de los huecos iniciales de explotación, un 15% del hueco original explotado por relleno, y un 30% del hueco explotado por hundimiento**.

IV.11.1.2. Determinación de los huecos iniciales de los talleres de explotación.

Para determinar los huecos iniciales de explotación se estimaron, en primer lugar, las toneladas de carbón arrancadas por cada nivel en los pozos Barredo y Figaredo, para lo cual se consultaron 59 planes de labores conservados en el Archivo Histórico de Oviedo, desde 1970 a 1980, y en el archivo de la Dirección General de Minería y Energía, desde 1981 a la actualidad (figura 93). Dentro de la información disponible y facilitada por el Archivo Histórico de HUNOSA y la Cámara Oficial Minera de Asturias, también se consultaron partes de producción que facilitaron determinar su procedencia. Puesto que los planes de labores anteriores a 1970 han sido destruidos, sólo se han podido consultar aquellos que van desde 1970 hasta el cierre de las minas (1992 en el caso de Barredo y 2006 en el caso de Figaredo), por lo que es imposible determinar por estos medios los volúmenes extraídos entre la apertura de las mismas y 1970, pero sí permiten determinar de una manera bastante exacta el hueco disponible entre determinados niveles, de forma que conocido este hueco y comparándolo con el volumen de agua infiltrada para llenar el “embalse minero”, es posible deducir el hueco total disponible.

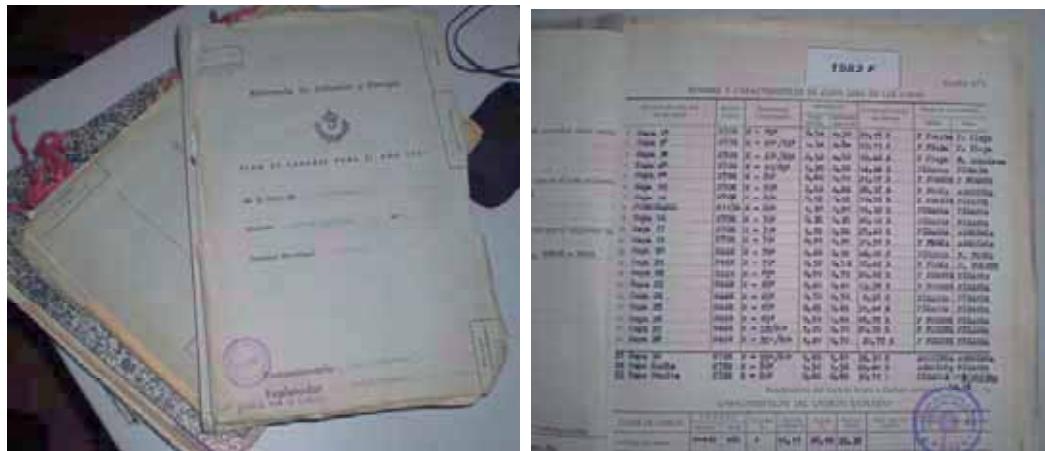


Figura 93. Planes de labores; se consultaron 23 de Barredo y 36 de Figaredo.

El carbón explotado y contabilizado ha sido extraído en dos ramas del Sinclinal de Barredo, una subvertical y otra tumbada o muy tumbada ($\leq 40^\circ$). Esto en la práctica minera significa que parte del tonelaje se ha extraído rellenando posteriormente los huecos (relleno) y parte con hundimiento libre o controlado mediante llaves de madera o cámaras y pilares (hundimiento). En la tabla 28 se recogen las toneladas de carbón extraídas por cada nivel en ambos pozos, especificando si estas fueron extraídas por relleno o por hundimiento. En el caso del Pozo Barredo, los niveles se corresponden con las plantas de la mina. Para Figaredo, los niveles se corresponden con las plantas de San Inocencio, estando todo San Vicente incluido en el llamado nivel 1. Se consideró, en ambos casos, que por cada nivel únicamente se extraían las toneladas ubicadas entre este nivel y el superior. A partir de estas toneladas arrancadas, y teniendo en cuenta la densidad del carbón, que se toma como $1,6 \text{ t/m}^3$, es posible calcular el volumen deshullado, o hueco inicial de explotación.

Nivel	Arranque Barredo		Nivel	Arranque Figaredo	
	Relleno	Hundimiento		Relleno	Hundimiento
1	62.010	3.748	1	1.043.983	51.389
2	118.211	167.268	2	573.828	36.756
3	1.017.137	571.589	3	797.000	48.733
4	2.112.999	457.385	4	637.818	30.165
5	420.127	692.878	5	3.352.659	31.308
TOTAL	3.730.484	1.892.868	6	2.540.990	149.123
			7	1.773.575	102.068
			8	1.233.302	4.273
			9	287.878	
			10	200.804	
			TOTAL	12.441.836	453.815

Tabla 28. Toneladas de carbón extraídas por relleno y hundimiento en los pozos Barredo y Figaredo, según los planes de labores consultados

IV.11.1.3. Determinación del hueco útil residual de los talleres de explotación.

Finalmente, el hueco útil será el resultante de multiplicar el volumen deshullado por los coeficientes que suponen la reducción porcentual del hueco inicial abierto. Como ya se ha justificado, se estiman estos coeficientes de reducción en 0,15 para la explotación con relleno y en 0,3 para la explotación



con hundimiento. Los cálculos detallados para la estimación de estos huecos de Barredo y de Figaredo, se muestran en la tabla 30.

IV.11.2. Huecos residuales de galerías, embarques y cañas de pozo.

Un volumen importante de huecos será aquél producido por las galerías, para cuya determinación se han revisado los planes de labores en los que se detallaba su sección. Se ha constatado que en Barredo, a excepción de dos galerías, tanto la sección de las galerías-recorte, que se hacen para llegar a las capas, como la de las galerías de acompañamiento para transporte y de las guías o galerías en capa, son de 9 m^2 . En cuanto a Figaredo, la mayoría de las secciones son de 9 m^2 . Aunque los primeros años también había bastantes de $6,62\text{ m}^2$, con el tiempo fueron desapareciendo y, en los últimos años aparecen algunas de 12 m^2 , para los minadores, y otras, de transporte general, de $14,65\text{ m}^2$. En definitiva, la sección que predomina es la de 9 m^2 .

Podría considerarse entonces una sección media para el conjunto Barredo-Figaredo de 9 m^2 , pero teniendo en cuenta la disminución final del hueco hasta la estabilización de la galería, y al contrastar el volumen de huecos estimado con el de agua infiltrada, *se adopta como promedio una sección útil final de las galerías de $8,5\text{ m}^2$* . A esta sección se le multiplica por los km de galería de cada nivel, facilitados por HUNOSA, que se recogen en la tabla 29.

FIGAREDO		BARREDO		TOTAL
PLANTA	Longitud galerías (km)	PLANTA	Longitud galerías (km)	Longitud galerías (km)
1 ^a	33,5	1 ^a	24,5	58
2 ^a	34,7	2 ^a	29,4	64,1
3 ^a	40	3 ^a	52,8	92,8
4 ^a	31,6	4 ^a	29,5	61,1
5 ^a	34,7	5 ^a	11,8	46,4
6 ^a	33,7			33,7
7 ^a	26,2			26,2
8 ^a	15,8			15,8
9 ^a	2,2			2,2
10 ^a	1,3			1,3
TOTAL	254	TOTAL	147,9	401

Tabla 29. Longitud de galerías abiertas en los pozos Barredo-Figaredo

También se han de considerar las secciones útiles de las cañas de pozo y planos de extracción, así como su longitud. Como sección de la caña de pozo se ha tomado 25 m^2 , una vez una vez aplicado el coeficiente reductor que tenga en cuenta la disminución de sección producida por guionajes y escalas, y se considera como longitud, en el cálculo de huecos por tramos (entre niveles), el espesor del tramo correspondiente. Como sección de los planos de extracción se ha tomado la de un pozo de extracción y como su longitud la equivalente de su proyección vertical.



BARREDO Tramo	Cota sup. (msnm)	Cota inf. (msnm)	Espesor (m)	Extracciones según planes labores			Volumen deshullado (m ³)			Hueco útil (m ³)			Hueco (m ³) por m vertical
				Relleno	Hundmt.	Total	Relleno	Hundmt.	Total	Relleno	Hundmt.	Galerías	
Superficie-Planta 1	220	183,2	36,8	62.010	3.748	65.758	37.582	2.271	39.853	5.637	681	920	7.239
Planta 1	183,2	180,7	2,5							24		208.121	63
Planta 1-Planta 2	180,7	103,2	77,5	118.211	167.268	285.479	71.643	101.374	173.017	10.746	30.412	1.938	3.000
Planta 2	103,2	100,7	2,5				0			29		249.867	63
Planta 2-Planta 3	100,7	20,2	80,5	1.017.137	571.589	1.558.726	616.447	346.417	962.864	92.467	103.925	2.013	
Planta 3	20,2	17,7	2,5							53		448.570	63
Planta 3-Planta 4	17,7	47,5	65,2	2.112.999	457.385	2.570.384	1.280.605	277.203	1.557.809	192.091	83.161	1.630	
Planta 4	47,5	-50	2,5							30		250.886	63
Planta 4-Planta 5	-50	-139,5	89,5	420.127	692.878	1.113.005	254.622	419.926	674.549	38.193	125.978	2.238	
Planta 5	-139,5	-142	2,5							12		99.899	63
Total				3.730.484	1.892.868	5.623.352	2.260.899	1.147.193	3.408.092	148	339.135	344.158	9.050
FIGAREDO Tramo	Cota sup. (msnm)	Cota inf. (msnm)	Espesor (m)	Extracciones según planes labores			Volumen deshullado (m ³)			Hueco útil (m ³)			Hueco (m ³) por m vertical
				Relleno	Hundmt.	Total	Relleno	Hundmt.	Total	Relleno	Hundmt.	Galerías	
Superficie-Planta 1	278,7	78,84	199,9	1.043.983	51.389	1.095.372	632.717	31.145	663.862	94.908	9.343	4.997	24.000
Planta 1	78,84	76,34	2,5							34		284.900	63
Planta 1-Planta 2	76,34	25,94	50,4	573.828	36.756	610.584	347.774	22.277	370.051	52.166	6.683	1.260	
Planta 2	25,94	23,44	2,5							35		294.592	63
Planta 2-Planta 3	23,44	-26,15	49,6	797.000	48.733	845.733	483.031	29.535	512.566	72.455	8.861	1.240	
Planta 3	-26,15	-28,65	2,5							40		340.263	63
Planta 3-Planta 4	-28,65	-79,4	50,8	637.818	30.165	667.983	386.556	18.282	404.838	57.983	5.485	1.269	
Planta 4	-79,4	-81,9	2,5							32		268.298	63
Planta 4-Planta 5	-81,9	-132,54	50,6	3.352.658	31.307	3.383.966	2.031.914	18.974	2.050.888	304.787	5.692	1.266	
Planta 5	-132,54	-135,04	2,5				0			35		294.906	63
Planta 5-Planta 6	-135,04	-185,82	50,8	2.540.990	149.123	2.630.113	1.539.984	90.377	1.630.371	230.989	27.113	1.270	
Planta 6	-185,82	-188,32	2,5							34		286.504	63
Planta 6-Planta 7	-188,32	-239,17	50,9	1.773.575	102.068	1.875.643	1.074.894	61.860	1.136.754	161.234	18.558	1.271	
Planta 7	-239,17	-241,67	2,5							26		222.496	63
Planta 7-Planta 8	-241,67	-292,22	50,6	1.233.302	4.273	1.237.575	747.456	2.590	750.046	112.118	777	1.264	
Planta 8	-292,22	-294,72	2,5							16		134.553	63
Planta 8-Planta 9	-294,72	-338,74	44,0	287.878	287.878	174.472				26.171		1.100	
Planta 9	-338,74	-341,24	2,5									18.394	63
Planta 9-Planta 10	-341,24	-391,98	50,7	200.804						2		3.000	21.457
Planta 10	-391,98	-394,48	2,5							121.699		1.269	19.523
										1		11.038	63
Total				12.441.836	453.875	12.895.651	7.540.507	275.039	7.815.546	254	1.131.076	82.512	1.970.685

Tabla 30. Cálculos para la estimación de volúmenes de huecos de los pozos Barredo y Figaredo.



Finalmente, se debe considerar el hueco de las zonas de embarques, que en el caso del conjunto Barredo-Figaredo se dividen en embarques principales, correspondientes a plantas con extracción de carbón y fuerte entrada de relleno, y embarques secundarios, correspondientes a plantas con transporte auxiliar. Para los embarques principales, se estima una sección útil de 20 m² y una longitud total, incluyendo lazos de retorno, de 300 m; es decir, 6.000 m² por embarque principal. Son 6 en Figaredo, correspondientes a 3^a, 4^a y 5^a plantas de San Vicente; 7^a San Vicente-3^a San Inocencio, 8^a San Vicente-4^a San Inocencio y 7^a San Inocencio (36.000 m² en total). En Barredo son 2, correspondientes a 3^a y 5^a planta, lo que hace un total de 12.000 m². Para los embarques secundarios se estima una sección útil de 15 m² y una longitud total de 200 m²; es decir, 3000 m² por embarque secundario. Estos son 12 en Figaredo, correspondientes a 1^a, 2^a, 6^a, 10^a y 11^a plantas de San Vicente y a 1^a, 2^a, 5^a, 6^a, 8^a, 9^a y 10^a de San Inocencio (36.000 m²). En Barredo son 3, correspondientes a 1^a, 2^a y 4^a plantas, haciendo un total de 9.000 m².

Los cálculos detallados para la estimación de estos huecos de Barredo y de Figaredo, se muestran en la tabla 30.

IV.11.3. Calibración del volumen de huecos mineros residuales.

Como ya se ha adelantado, con la aplicación de los criterios explicados en los apartados anteriores a los datos de producción y longitud de galerías, embarques y pozos y planos de extracción, se ha calculado el hueco minero residual, conforme se expone en la tabla 30. Además, también se ha calculado el volumen de hueco por metro vertical, que facilitará su representación gráfica, así como el volumen acumulado de ambos pozos, metro a metro.

Hay que destacar que *la anterior estimación de los huecos es imprecisa, por defecto, en las plantas superiores de ambos pozos, puesto que no se pudo acceder a los planes de labores más antiguos y por tanto no se ha contabilizado su producción*. Para contrastar estos valores y corregirlos en las cotas superiores, se realizó el cálculo de huecos a partir del volumen ocupado por el agua de lluvia infiltrada, calculada a partir de la precipitación diaria durante el periodo de inundación –registrada en la Estación pluviométrica de Sta. Cruz de Mieres-, a la que se le sustrajo la evapotranspiración real calculada para el mismo periodo. Conocido el periodo de retardo de la infiltración (19 días, como se vió en el apartado IV.9.1.3.), a cada día se le consideró la infiltración correspondiente a la lluvia útil caída en la cuenca de afección 19 días antes, la cual se calculó, de acuerdo con la expresión [40] deducida en el apartado IV.9.2.

Una vez obtenida la infiltración diaria, se tiene el volumen que cada día recarga el embalse. Representando el acumulado día a día de este volumen, y conocida la evolución temporal de la cota de inundación, se tiene el volumen de huecos a cada cota, de una forma fiable. Este volumen se compara con el volumen acumulado de huecos estimados para ambos pozos a partir de la información obtenida de los planes de labores (tabla 30) y se obtiene la gráfica de la figura 94.

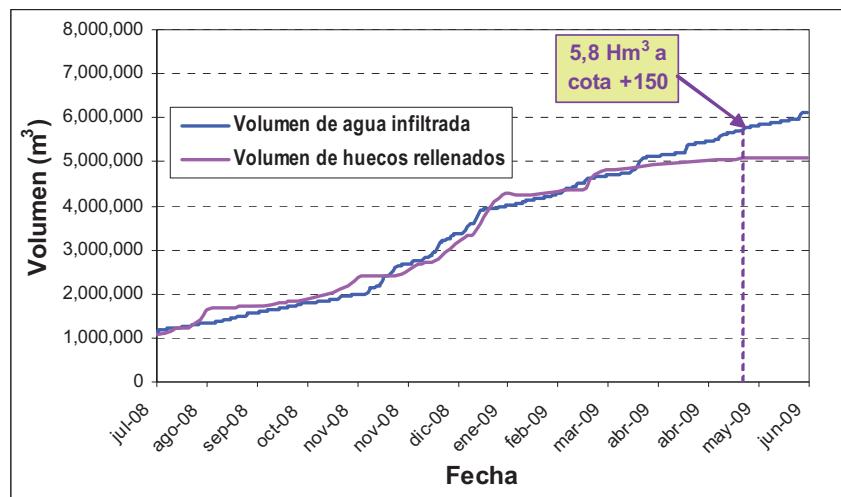


Figura 94. Variación temporal del volumen de llenado de los huecos calculados durante la inundación y el de agua infiltrada al interior de los mismos.

Como era de esperar, ambas curvas se ajustan bien en los niveles inferiores e intermedios (mejor conocidos en cuanto a su explotación) y difieren mucho (casi 1 Hm³) en los superiores, parte de cuya producción no había sido estimada. Esto nos permite validar el modelo, definir los coeficientes para el mejor ajuste de ambas curvas y deducir el volumen total de huecos del embalse minero para cada cota. En particular, a cota +150 m, a la que está actualmente el agua en el embalse (70 m del brocal del pozo Barredo), el volumen total de huecos se estima en 5,8 Hm³.

Así, se ha incrementado el volumen de huecos en los niveles superiores de ambos pozos hasta hacer ajustar ambas curvas, como se ve en la figura 95, y se ha obtenido el volumen de huecos, por metro lineal de profundidad, para los pozos Barredo y Figaredo, como se muestra en la figura 96.

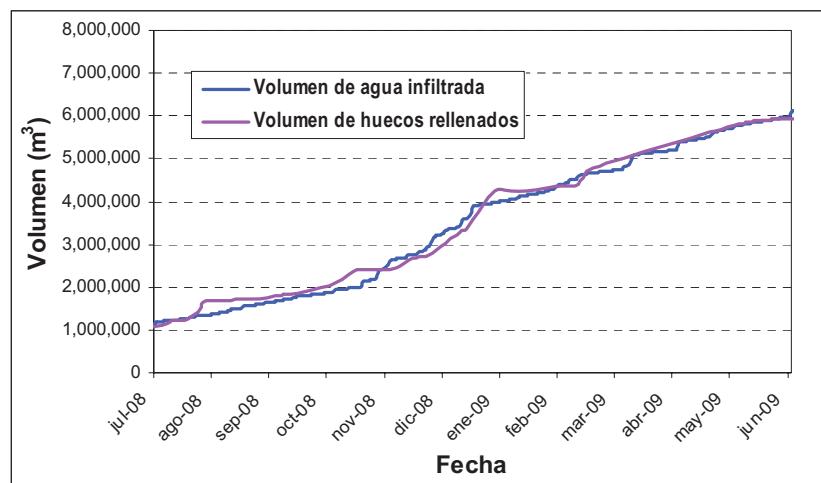


Figura 95. Variación temporal del volumen de agua infiltrada durante la inundación y del volumen de llenado de los huecos estimados, una vez corregidos en los niveles superiores

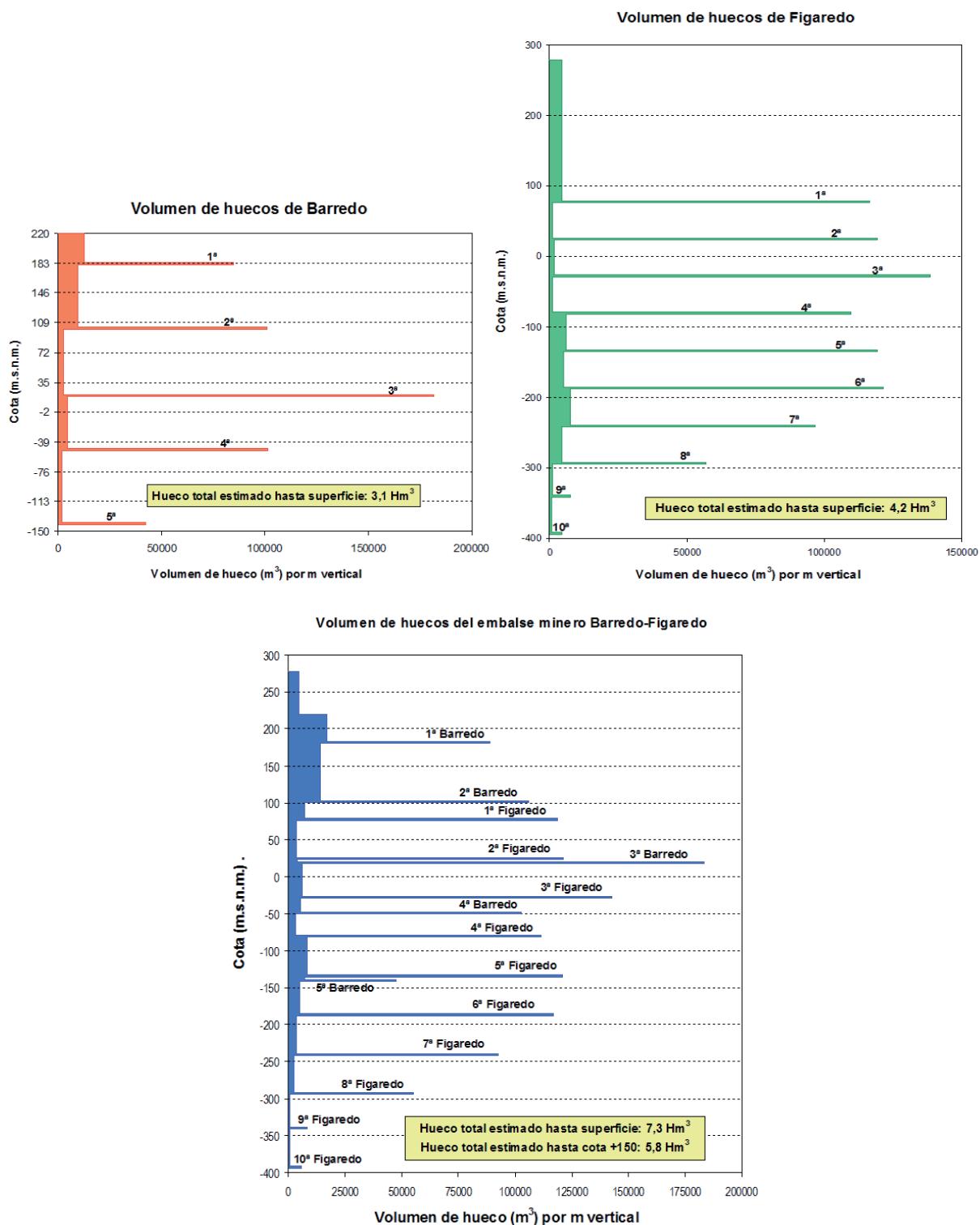


Figura 96. Volumen de huecos mineros residuales de los pozos Barredo (sup. izda.) y Figaredo (sup. dcha.) y del embalse minero Barredo-Figaredo (inf.), a cada cota absoluta.

En la figura 96 se ha representado también el volumen total de huecos mineros residuales del conjunto de los dos pozos, que representa por tanto la máxima capacidad del embalse minero. En la figura 97 se representa la curva de capacidad del embalse minero en función de su profundidad expresada en cotas absolutas. Como puede verse, la capacidad máxima del embalse hasta superficie



sería de $7,3 \text{ Hm}^3$, a nivel del brocal del pozo Figaredo (279 m.s.n.m), inalcanzable dado que, al estar la cota del brocal del pozo Barredo a +220 m.s.n.m., se desbordaría a dicho nivel, lo cual siempre ha de evitarse, por los potenciales riesgos de inundación de zonas deprimidas de la superficie.

Como ya se ha mencionado, para los cálculos de esta Tesis, se tomará como nivel máximo de inundación definitivo la cota +150 m.s.n.m., en torno a la cual el nivel del agua está oscilando desde Noviembre de 2009. Con este criterio, y como se ha visto anteriormente, la capacidad del embalse minero Barredo-Figaredo es de $5,8 \text{ Hm}^3$.

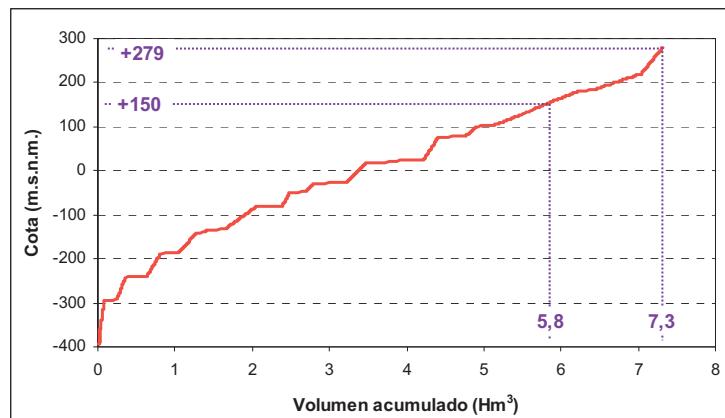


Figura 97. Capacidad del embalse minero Barredo-Figaredo a cada cota absoluta.

IV.12. Cese del desagüe. El rebote del nivel piezométrico.

El proceso de inundación se inició el 18 de abril del 2007 cuando detuvieron las bombas de 10^a planta en el Pozo Figaredo (San Inocencio). Desde esa fecha se produjo el abandono del bombeo de forma escalonada, primero en el resto de las plantas de San Inocencio, y a continuación en San Vicente (Figaredo), Barredo en abril del 2008 y San José en junio de 2008 (Convenio HUNOSA, 2008).

Con el cese del drenaje producido por el desagüe, el nivel piezométrico se fue recuperando, según el proceso conocido como rebote. El control de la evolución del nivel del agua se realizó semanalmente en la caña de ambos pozos desde el 1 de agosto de 2008 hasta Mayo de 2009, mediante la medida con un hidronivel marca Seba (figura 98). Junto con cada medida se tomó una muestra de agua, con una botella tomamuestras, para la determinación de los parámetros in situ: pH, temperatura y conductividad eléctrica.



Figura 98. Hidronivel usado para el control inicial de la inundación



Desde el 18 de mayo de 2009, la medida del nivel de agua está automatizada, mediante un sistema de monitorización en continuo que ofrece 4 datos cada hora y a cuya salida en pantalla corresponde la figura 82. En la tabla 19, expuesta en el apartado IV.4., se mostró el valor diario de la inundación de los cuatro pozos desde el 1-08-2008 hasta el 16-07-2009. Esta evolución de la cota absoluta del nivel de agua para los pozos Barredo y Figaredo (San Inocencio) se muestra gráficamente en la figura 99, en la que se observa el análogo comportamiento entre el nivel en ambos pozos, ya que asciende paralelamente en ambos, únicamente distanciado unos 3-4 m.

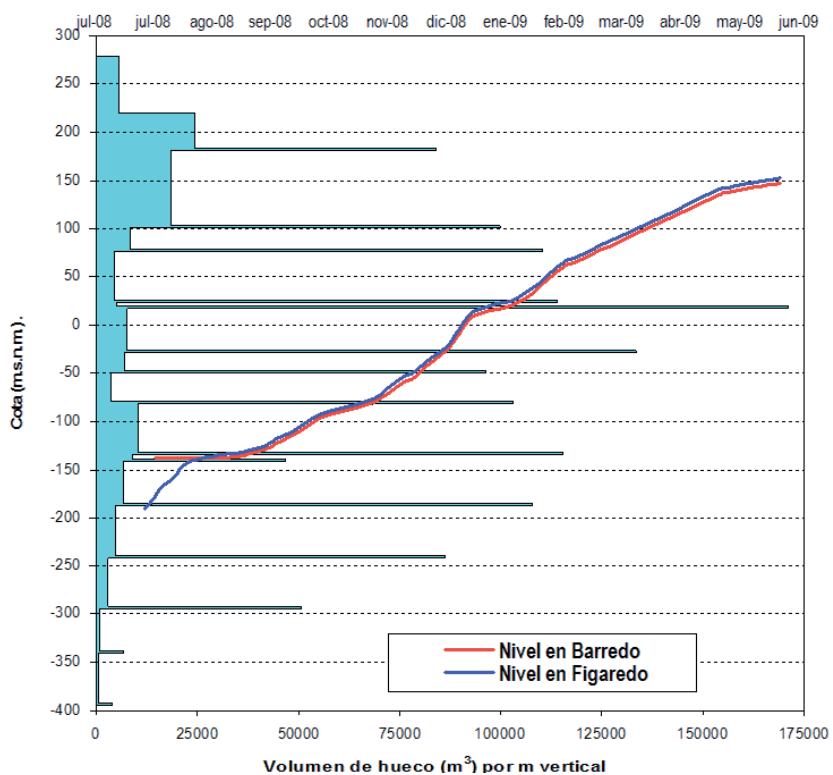


Figura 99. Evolución temporal de los niveles de inundación en los pozos Barredo y Figaredo en relación a los huecos estimados

También puede observarse que hasta que se alcanzó la cota de conexión de planta 5^a del Pozo Barredo con planta 5^a del Pozo Figaredo (Pozo San Inocencio) situada a -142 m.s.n.m. y -135 m.s.n.m., respectivamente, la recuperación del nivel piezométrico provocó la inundación de las labores más profundas del Pozo Figaredo, ascendiendo en éste con una velocidad de 1,97 m/día, mientras que el nivel del agua en el Pozo Barredo permanecía aproximadamente estable en torno a la cota de -126,5 m.s.n.m., que, como se ha visto en la introducción del apartado IV.9., es la cota de conexión de ambos pozos. Una vez rebasado el nivel de conexión, el agua asciende paralelamente en ambos pozos con una velocidad media de 1 m/día.

Comparando la evolución de la inundación con el volumen de huecos en cada cota (figura 99), se aprecia que lógicamente, la velocidad de ascenso del *rebote* del nivel piezométrico depende del volumen de infiltración, y por ende de la precipitación, pero, en general, es mayor entre plantas y se



reduce al alcanzar los tramos de mayor volumen de hueco minero, disminuyendo especialmente la pendiente de las curvas en aquellos tramos en los que prácticamente coinciden plantas de ambos pozos.

A partir del verano de 2009, se reestableció el desagüe en el pozo Barredo, para controlar el ascenso del nivel en el embalse minero, que se mantiene en torno a la cota +150 m.s.n.m., como ya se ha dicho. Así, las medidas tomadas a fecha de 8 de Febrero de 2010, eran +157,9 m.s.n.m. y +150,4 m.s.n.m. para los pozos Figaredo y Barredo, respectivamente, correspondientes a la 4^a planta de San Inocencio, a 95,9 m del brocal del pozo, y entre 1^a y 2^a planta de Barredo, a 69,6 m del brocal del pozo (figura 82).

IV.12.1. Aplicación del Modelo GRAM.

Se ha intentado modelizar la inundación por medio del modelo GRAM (Groundwater Rebound in Abandoned Mineworkings), herramienta desarrollada por el Institute for Research on Environment and Sustainability (IRES) de la Universidad de Newcastle upon Tyne (Inglaterra) para mejorar el conocimiento de los sistemas mineros abandonados, evaluando distintas alternativas conceptuales, ante el generalmente escaso volumen de datos conocidos (Kortas y Younger, 2007).

Se ha podido observar la crítica dependencia de factores como el volumen de agua de entrada al sistema, el porcentaje de escorrentía y el coeficiente de almacenamiento. Asignando a este último un valor de **0,08** (en coherencia con los valores que se estima se alcanzan tras la actividad minera en la zona; Tabla 3) para el conjunto del embalse (*pond*), se han obtenido resultados satisfactorios, pues los niveles obtenidos reproducen aquellos observados en la práctica (figura 100). Ello permite comprender mejor el proceso de inundación, de forma que la experiencia obtenida en la modelización pueda ser aplicada a otros casos semejantes antes de su inundación, con fines predictivos.

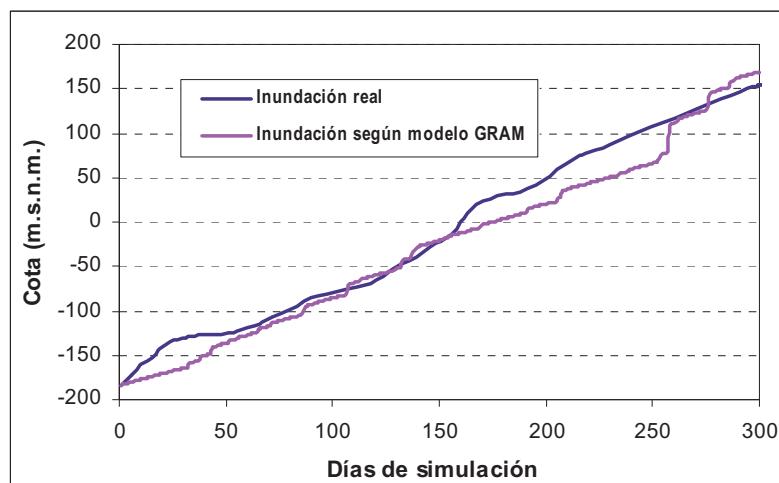


Figura 100. Comparación entre el proceso de rebote del nivel piezométrico medido en el embalse Barredo-Figaredo y el simulado mediante el modelo GRAM



IV.13. Hidroquímica del agua del embalse minero Barredo-Figaredo.

En la tabla 31, se muestran los resultados de medición de parámetros in situ (pH, conductividad eléctrica y temperatura) del agua, correspondientes a muestras tomadas a la máxima cota de inundación de los pozos Barredo y Figaredo, en el momento de la lectura de nivel. Se puede observar que la temperatura es similar en los dos pozos, siendo ligeramente superior en Figaredo. El pH ronda la neutralidad en todos los casos. En cuanto a la conductividad eléctrica, es muy elevada en ambos casos, aunque claramente superior en Figaredo, lo que indica un mayor grado de mineralización.

Con el objetivo de caracterizar las aguas del embalse minero de cara a un posible aprovechamiento del agua de mina para abastecimiento, se realizaron varios análisis químicos de las mismas (facilitados por HUNOSA). Estos análisis se realizaron sobre muestras de agua bombeada del interior de los pozos, tomadas entre marzo de 2003 y marzo de 2009. En la tabla 32, se resumen los resultados de algunas de las más recientes campañas de muestreo, destacando en color rojo aquellas muestras cuya concentración supera el límite establecido por el Real Decreto 140/2003, de 7 de febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano (Ministerio de la Presidencia, 2003).

Se observa que, mientras que la conductividad eléctrica se mantiene en general para el pozo Barredo entre 1000 y 2000 $\mu\text{S}/\text{cm}$, en el Pozo Figaredo (San Inocencio) se han detectado conductividades mucho más altas y una mayor fluctuación. Se observa además un descenso de estas conductividades a partir del 2008, durante la inundación de ambos pozos, lo que puede ser debido a la mezcla con el agua del Pozo Barredo, de conductividad menor. El agua de ambos pozos sobrepasa en casi todas las muestras, por sus altas concentraciones, los límites de hierro, sulfatos y manganeso, aunque en general más acusadamente la correspondiente a Figaredo. Este pozo presenta un alto contenido de sólidos disueltos (como indica su elevada conductividad eléctrica), destacando los elevados contenidos en sodio y, ocasionalmente, en cobre, aluminio y arsénico. Por su parte el Pozo Barredo presenta en algunas muestras puntuales, altas concentraciones de sodio, plomo, selenio y arsénico. En los análisis realizados entre 2003 y 2006 (no explicitados en la tabla), se superan en muestras puntuales los límites para el hierro, en el caso de Barredo, y de hierro, sólidos en suspensión y aceites y grasas, en el caso de Figaredo. Un análisis realizado en las aguas de la balsa de la antigua sala de bombas de 5^a planta del Pozo Barredo (Olmos *et al.*, 2007), revela valores bacteriológicos anormales (altos contenidos en bacterias coliformes y enterococos), así como valores altos en Mn, Na, sulfatos y turbidez.



Fecha	Temperatura (°C)		pH		Conductividad eléctrica (µS/cm)	
	Barredo	Figaredo	Barredo	Figaredo	Barredo	Figaredo
1-8-08	19,6	22,5	7,04	7,44	1594	3620
8-8-08	18,8	22,4	7,06	7,29	3550	3750
14-8-08	18,5	20,1	7,22	7,52	1875	3830
22-8-08	18,3	21,1	7,29	7,27	1721	4950
29-8-08	19,0	22,6	7,28	7,40	2850	5540
1-9-08	18,5		7,27		1927	
5-9-08	18,7	23,0	6,96	7,02	1858	5400
15-9-08	18,6	21,3	6,71	7,18	1731	5410
19-9-08	19,1	22,0	7,09	7,05	1758	5340
24-9-08	17,6	19,3	6,66	6,90	1930	5450
2-10-08	18,2	20,5	6,81	7,22	1760	5210
10-10-08	18,2	20,5	7,17	7,25	1624	5120
17-10-08	18,0	21,1	6,95	7,08	1668	4980
24-10-08	18,5	17,8	7,64	7,02	1513	4550
31-10-08	17,6	16,5	8,08	7,48	1348	4550
7-11-08	17,9	18,2	7,25	6,94	1403	4450
14-11-08	17,5	16,9	6,88	6,91	1394	4590
21-11-08	19,0	18,4	7,39	7,05	1463	4590
27-11-08	16,0	17,5	7,54	7,02	1338	5250
5-12-08	17,3	19,1	7,20	7,20	2770	5120
12-12-08	17,0	17,1	7,19	7,20	2940	4690
19-12-08	16,8	17,3	7,05	6,95	1681	3600
29-12-08	16,3	15,9	7,70	7,10	1580	1871
2-1-09	16,4	16,6	7,96	6,67	1577	3070
9-1-09	15,0	14,7	7,56	7,44	1360	3360
16-1-09	16,1	17,1	6,77	6,76	1755	3490
23-1-09	16,8	17,1	6,63	6,75	1775	3550
30-1-09	16,8	18,3	6,67	6,69	1838	3530
6-2-09	15,2	16,4	6,95	6,97	1528	3500
13-2-09	16,4	16,6	6,90	6,75	1938	3360
20-2-09	15,0	18,0	6,56	6,64	1596	3530
27-2-09	15,0	16,5	6,54	6,62	1530	2960
6-3-09	14,2	16,1	7,05	7,02	1635	2570
13-3-09	14,40	15,7	7,57	7,03	1149	1767
20-3-09	15,20	15,7	6,90	6,65	1486	1745
27-3-09	15,20	15,5	6,86	6,72	1599	1660
3-4-09	14,40	15,2	6,18	6,94	1606	1640
23-4-09	14,50	15,4	7,34	7,15	1420	1685

Tabla 31. Parámetros medidos in situ en el agua de los pozos Barredo y Figaredo durante su inundación, a nivel superficial.

BARREDO													FIGAREDO												
Fecha Muestreo	19-11-07	24-9-08	24-10-08	21-11-08	29-12-08	23-1-09	20-2-09	20-3-09	24-4-09	31-7-09	19-12-07	27-5-08	24-9-08	24-10-08	21-11-08	29-12-08	26-1-09	20-2-09	20-3-09						
pH	8	7	7,48	7,79	8,08	7,46	7,32	7,49	7,34	7,16	7	8	7	7,73	7,43	7,48	7,39	7,28	6,87						
C.E.	1699	1751	1271	1276	1279	2070	1516	1386	1211	6190	1607	1474	5773	4763	3910	2480	3000	2920	2300						
DQO	1	3	1,4	8	13	5	19	17	35	26	1	7	5,7	12	29	1	5	3							
R S	1095	1386	992	875,1	1171	1795	1282	1111	1033	5855	910	1046	3995	3294	3222	2334	2654	2657	1379						
Al	ug/l									485	438	0	0	53	59,6	240	307	70,4	389	157					
As	ug/l	0	0	0	17,1	0	0	3,11	9,11	<2,5	4,2	0	0	0	0	11	0,37	0	0,66	11,64					
Ca	mg/l	102	200	122	154	185	174	123	151	146	294	162	106	180	132	187	236	233	190	241					
Cd	ug/l	0	0	0	0,3	0	0,1	0	0	<0,1	<0,25	1	0	0	0	0,1	0	0,1	0	0					
Cl	mg/l	10	10	10	12,1	13,35	20	16,9	25,1	19,3	31,8	8	14	40	34	32,32	17,27	21	18,72	11,21					
CO3	mg/l	0	0	0	0	0	0	0	0	<5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Cr	ug/l	0	0	0	6,3	0	3,9	6,5	0,9	<1,5	0	0	0	0	0	5,4	0	2	3,7	0,2					
Cu	ug/l	0	0	0	24	3	0	0	0	<100	<250	0	0	0	0	22	3	0	0	0					
F	mg/l	0	0	0	0,24	0,19	0,26	0,23	0,2	0,25	0	0	0	0	0	0,35	0,21	0,2	0,3	0,16					
Fe	ug/l	193	35140	760	5410	1290	6410	1540	1070	4140	13870	420	500	10540	3285	5350	2590	2310	2140	1780					
HCO3	mg/l	758	530	388	548	535	635	439	464	415	1336	668	366	900	730	1035	724	814	607	641					
Hg	ug/l	0	0	0	0	0	0	0	<1,3	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
K	mg/l	8,0	12,0	9,0	6,4	7,4	21,0	14,1	13,8	11,0	18,3	6,0	5,0	14,0	14,0	10,4	6,9	11,0	12,1	5,9					
Mg	mg/l	66,0	93,0	70,0	70,0	79,5	89,0	83,1	66,2	69,9	208,1	75,0	76,0	114,0	100,0	105,0	117,8	113,0	165,5	88,1					
Mn	ug/l	77	2020	590	280	170	1150	290	160	300	2020	116	168	2380	1499	1120	670	970	1530	940					
Na	mg/l	201	121	90	75	52	268	168	115,2	79,2	1400	91	67	1010	897	809	298	447	495	78,1					
NH4	mg/l	0	1	0,13	0,08	0,07	0	0	0,04	1,85	0	0	0	0	0	1,02	0,54	0,61	0,45	0,25					
NO2	mg/l	0	0	0	1,43	0,05	0,27	0,98	0,49	3,2	0,34	0	0	0	0	1,74	0,08	0,44	0,24	0,73					
NO3	mg/l	1	0	0	0,66	0,98	1	2,29	2,82	<1	<2	1	2	5	3	1,04	3,42	2	1,57	1,85					
Pb	ug/l	0	196	0	121,9	0	9,6	0	8,4	<20	<8	0	0	0	0	14	0	6,2	0	2					
PO4	mg/l	0	0	0	0,2	0,12	0,13	0,25	0,29	0,12	0,2	0	0	0	0	0,29	0,2	0,19	0,21	0,2					
S	ug/l	1	804	804	0	0	0	0	<100	<100	0	0	804	804	0	0	0	0	0	0					
Se	ug/l	0	0	0	0	0	0	0	0	17	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
SiO2	mg/l	11	14	12,4	9,36	9,14	9,8	7,8	7,93	8,53	13,1	12	9	14	14,4	11,35	10,55	11	11,05	11,21					
SO4	mg/l	280	720	412	394	457	903	617	515	459	3332	306	358	2250	1990	1781	1110	1425	1455	585					
Zn	ug/l	0	880	50	465	104	440	205	272	0,12	276	0	0	110	0	259	114	187	126	227					

Tabla 32. Valores analíticos del agua de los pozos Barredo y Figaredo



De acuerdo con los diagramas de Piper y Stiff (figuras 101 y 102), se deduce que las aguas de los pozos Barredo y Figaredo son en general aguas sulfatadas cárlico-magnésicas, en algunos casos sódicas y cuyo pH no baja de 7. El problema principal que afecta a las aguas es su elevada dureza, que en algunos casos llega a superar los 100º franceses y que impide la utilización directa de las aguas de mina como fuente fría de la bomba de calor. Como ya se adelantó, en el apartado III.1.3., figura 36, esta dureza esperada, unida a la elevada cantidad de sólidos en suspensión, obliga a colocar intercambiadores de calor intermedios. En el capítulo V, se estudiará más detalladamente este problema.

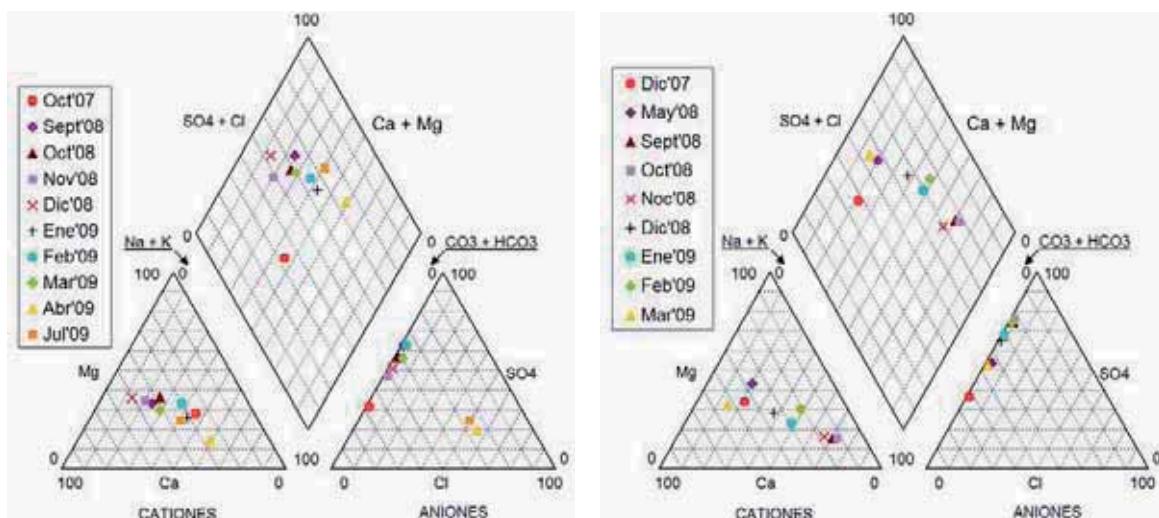


Figura 101. Diagramas de Piper correspondientes al agua de Barredo (izda.) y de Figaredo (dcha.).

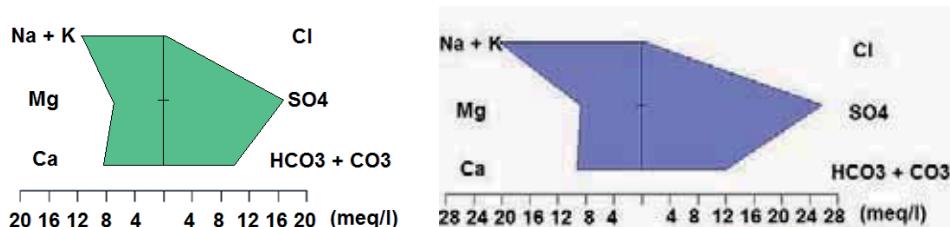


Figura 102. Diagramas de Stiff correspondientes al promedio del agua de Barredo (izda.) y de Figaredo (dcha.).

Los anteriores análisis corresponden al agua bombeada normalmente a una cota próxima a la interfase aire-agua. Debe tenerse en cuenta, no obstante, la estratificación hidroquímica que con frecuencia tiene lugar en las minas subterráneas inundadas, por lo que las muestras tomadas en la superficie del agua, dentro de la caña de los pozos parcialmente inundados, no pueden considerarse como representativas de la calidad de toda la columna de agua. Es más factible que se produzca esta estratificación en sistemas de lenta recuperación con pocas entradas y salidas de agua, ya que las que penetran desde arriba, más superficiales y menos mineralizadas, ocupan la parte superior de la columna, mientras que aquellas más mineralizadas (con más sólidos disueltos) tienden a permanecer en el fondo de la misma. La estratificación suele desaparecer cuando se produce una alteración por bombeo o cuando el nivel piezométrico alcanza una salida del sistema, como puede ser una antigua galería (Nuttall y Younger, 2004).



Para evaluar si existe estratificación en la columna del pozo Barredo, se utilizó una sonda multiparamétrica modelo Aqua Troll, de 18 mm de diámetro, capaz de resistir las presiones correspondientes a la columna de agua en profundidad, dentro de la caña del pozo y que registra cada minuto (durante su descenso) los siguientes parámetros: tiempo, profundidad, presión, conductividad eléctrica, densidad del agua, sólidos disueltos totales, salinidad y resistividad del agua.

Los perfiles de temperatura, conductividad, sólidos disueltos y salinidad obtenidos tras hacer descender la sonda 254 m en el pozo Barredo, estando su nivel de agua a cota +147 m, se muestra en la figura 103.

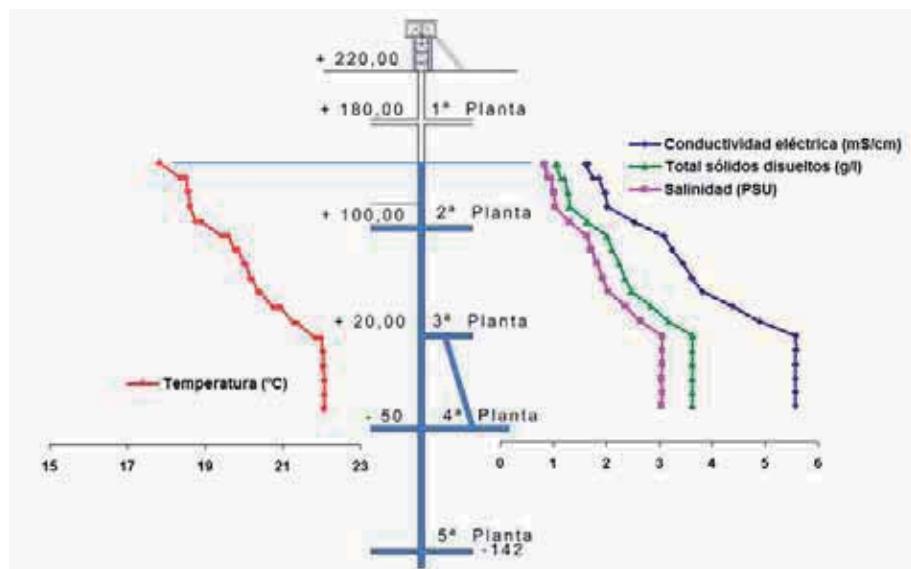


Figura 103. Perfiles de varios parámetros registrados con la sonda Aqua Troll a lo largo de la caña del pozo Barredo

Se observa que los perfiles acusan cambios cuando la sonda atravesaba las plantas del pozo, en 2^a y 3^a, y que todos los parámetros representados van aumentando en magnitud al hacerlo la profundidad hasta llegar a la altura de 3^a planta, a partir de la cual se estabilizan. Los perfiles de conductividad, sólidos disueltos y salinidad son análogos, como es obvio, pues los parámetros que representan están muy relacionados.

Para cumplir el R.D. 140/2003, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad de aguas para consumo humano, la Directiva 75/440/CEE marca tres tipos de tratamientos:

- **Tipo A1:** Requiere un tratamiento físico simple (TFS, que consiste en un desbaste y una decantación), seguido de una desinfección.
- **Tipo A2:** Requiere un tratamiento físico normal (TFN, que consiste en un TFS seguido por un desarenado por filtración y una predecantación), seguido por un tratamiento químico normal (TQN, consistente en una preoxidación mediante dosificación de un agente oxidante y una coagulación o floculación) y una desinfección final.
- **Tipo A3:** Requiere un tratamiento físico intensivo (TFI, en el que tras el TFN se realiza una



microfiltración, una ultrafiltración y/o una osmosis inversa), seguido de un tratamiento químico intensivo (TQI, que consiste en un TQN seguido de una oxidación con ozono, de una electrodiálisis y/o de un intercambio) para finalizar, como en los otros tratamientos, con una desinfección.

A partir de los anteriores análisis y aplicando las exigencias de la Directiva 75/440/CEE, actualmente en vigor, en cuanto a los tratamientos previstos para el agua bruta de estos pozos si se destinase al abastecimiento humano, se deduce que, *debido a los altos contenidos en ambos pozos de hierro y manganeso, habría que aplicarles un tratamiento tipo A3*. En todo caso, sería deseable realizar análisis periódicos, especialmente del agua del pozo Barredo, desde el que se plantea el aprovechamiento hídrico y el más importante aprovechamiento energético del embalse minero, al objeto de caracterizar debidamente la calidad de sus aguas, a la vista de la Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, y del Real Decreto 140/2003.

IV.13.1. Temperatura de las aguas del embalse minero.

Desde el año 2004, HUNOSA ha venido realizando medidas de la temperatura de las aguas desaguadas por los pozos Barredo y Figaredo, al principio de forma discontinua y desde mayo de 2009, de forma continua, como ya se ha dicho. En la figura 104 se muestra la evolución de las temperaturas medias mensuales de ambos pozos, a partir de las medidas disponibles. Se observa que ambas fluctúan en torno a los 20°C, si bien descienden hasta 15°C durante el proceso de inundación. Un detalle de este periodo, con medidas más frecuentes se muestra en la figura 105, donde puede verse la inercia de la temperatura del agua de mina, que se mantiene bastante constante, con independencia de las fluctuaciones de la temperatura ambiente. Llama la atención que al finalizar el periodo de inundación hasta establecer una cota máxima de llenado del embalse, la temperatura del agua en el pozo Barredo se incrementa hasta los 25°C, casi 8°C por encima de la correspondiente a Figaredo.

La temperatura del agua de Mina Mariana que, como se ha explicado en el apartado IV.9.1.1., se desaguaba directamente al canal de vertido general, fue medida en otoño de 2007, con un valor medio próximo a 15°C, lo cual es lógico pues se trata de agua meteórica reciente sin la influencia del efecto geotérmico del embalse subterráneo.

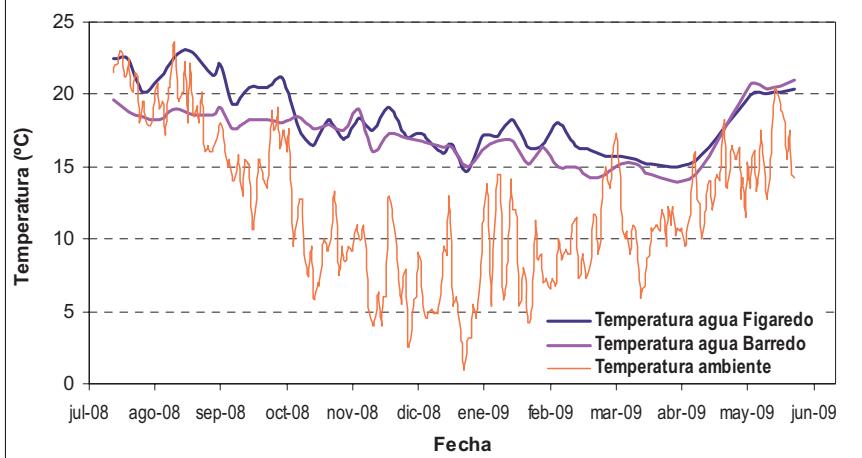
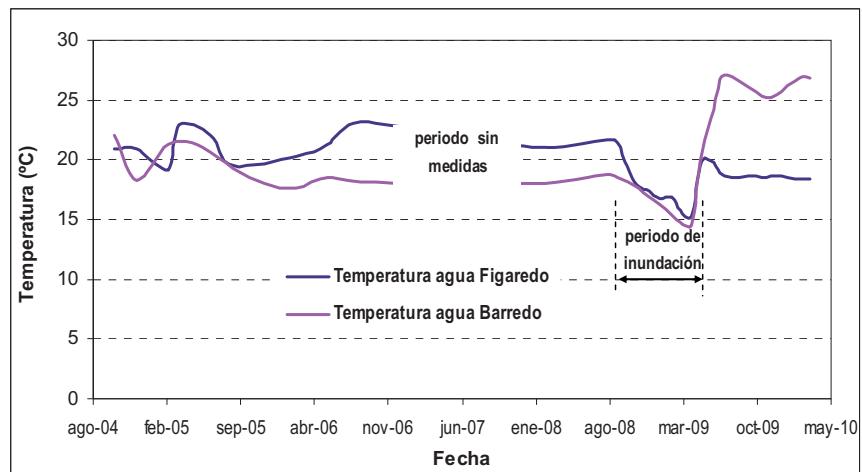


Figura 105. Evolución de la temperatura del agua en la caña de los pozos (a nivel superficial) durante el proceso de inundación.

La influencia que la temperatura del aire pueda ejercer sobre la de la lámina superior de agua en la caña de los pozos, que es donde se realizaron las medidas, disminuye al ir descendiendo de cota, como ya se ha visto en la figura 103, donde la temperatura aumenta desde unos 17 °C, en contacto con la atmósfera, hasta 22°C a partir de 3^a planta. Por ello, resulta fundamental conocer el perfil térmico del pozo, así como su comportamiento a lo largo del tiempo. Con ese objetivo se ha llevado un control periódico de la temperatura del agua en profundidad desde el comienzo de la inundación. Inicialmente, los perfiles térmicos fueron realizados en la caña del Pozo Barredo tomando muestras a varias profundidades y midiendo en superficie; posteriormente se utilizó la sonda multiparamétrica ya citada, en la que, al mismo tiempo que la temperatura del agua se medía también la temperatura del aire a lo largo del eje del pozo (figura 106).

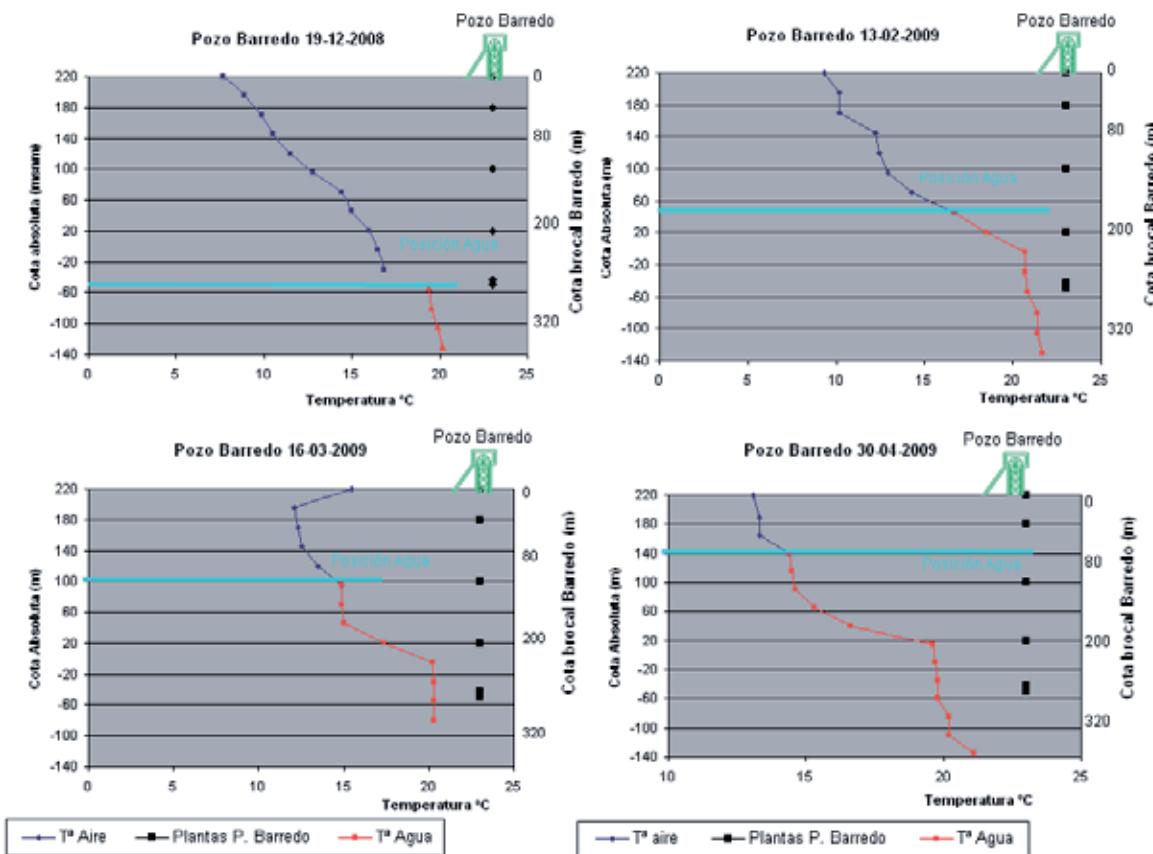


Figura 106. Perfiles térmicos del Pozo Barredo en diferentes momentos de la inundación (facilitado por HUNOSA, 2010)

Como la variabilidad de estos perfiles a lo largo del tiempo es elevada, en la Figura 107 se observa la tendencia de las temperaturas media, máxima y mínima, para medidas realizadas entre diciembre de 2008 y junio de 2009, tiempo durante el cual, el nivel del agua ascendió casi 200 m. Puede observarse que las temperaturas se mantienen dentro de un intervalo pequeño a cotas más profundas (entorno a 20°C), apareciendo mayores fluctuaciones al acercarse a la superficie, ya que en estas zonas altas la temperatura del agua estará más influenciada por la temperatura atmosférica. En cualquier caso, se observa que la temperatura media aumenta con la profundidad.

En los perfiles se observa una fuerte variación de temperatura en torno a la cota absoluta de +20 m.s.n.m., coincidiendo con la cota de la 3^a planta del Pozo Barredo. Los estudios realizados estimaron que el descenso de la temperatura se debía a la infiltración del agua de la mina de montaña Mariana, a través de un antiguo pozo de ventilación. Tras proceder al sellado de este pozo, accediendo desde el socavón de Mina Mariana, se corrigió este salto en el perfil térmico.

Posteriormente, se efectuó una nueva instalación de desagüe, con tres bombas sumergibles, encaminada a facilitar su futuro aprovechamiento geotérmico como se explicará en el apartado V. Como puede verse en la figura 108, inicialmente se observó que la temperatura en torno a la cabeza de aspiración de la primera bomba se incrementaba hasta los 24°C, presumiblemente por la activación de células convectivas (HUNOSA, comunicación oral). Cuando la segunda bomba



sumergible fue instalada, se presentó una variación similar del perfil térmico, y, finalmente, se muestra idéntica alteración del perfil térmico a la instalación de la tercera bomba sumergible.

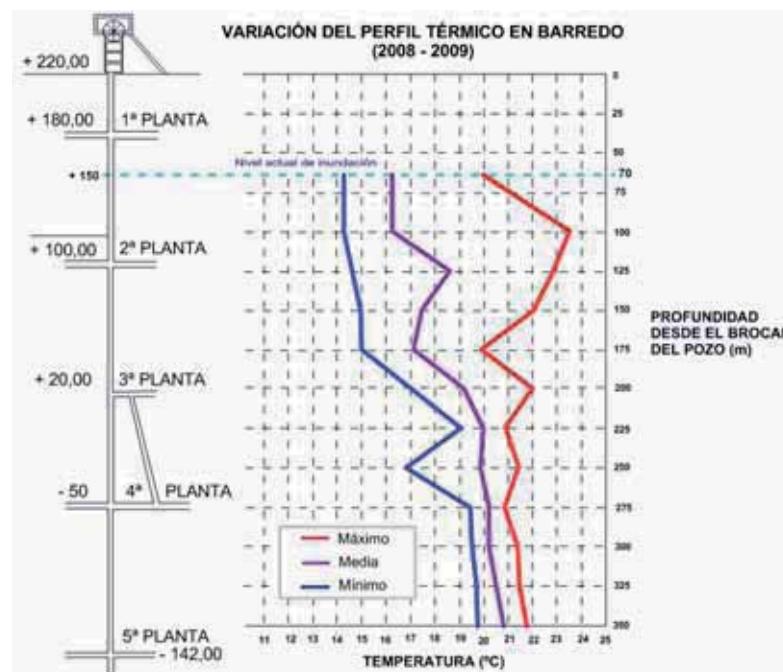


Figura 107. Perfil térmico del Pozo Barredo, una vez efectuado el proceso de inundación. Se observa la tendencia de la temperatura media, así como los intervalos entre los que se ha movido la temperatura a cada cota.

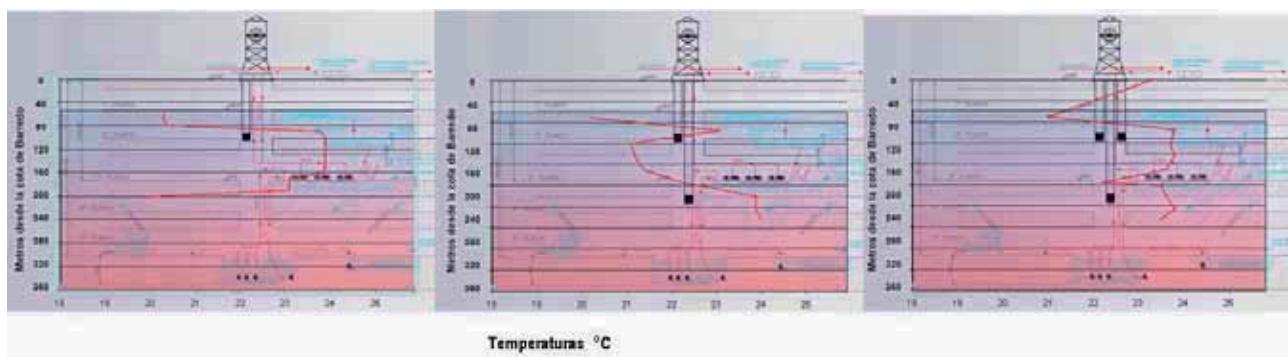


Figura 108. Alteración del perfil térmico en torno a las cabezas de aspiración de las bombas de desagüe (facilitado por HUNOSA, 2010).

El estudio del perfil térmico ha permitido establecer que *la temperatura del agua extraída del embalse minero mantendrá una temperatura entre 19°C y 25°C, idónea para el funcionamiento de los equipos de bomba de calor*. A los efectos del aprovechamiento geotérmico, y al objeto de obtener resultados conservadores, se considerará una temperatura de 20°C para el pozo Barredo y 17°C para el pozo Figaredo.



V. EL EMBALSE MINERO BARREDO-FIGAREDO. APROVECHAMIENTO.

Tal como se adelantó en el apartado II.7, uno de los objetivos específicos de esta Tesis es definir su importancia como abastecimiento hídrico, cuantificándola y describiendo las posibilidades prácticas de su conexión al sistema de abastecimiento de la zona central de Asturias.

El análisis de su aprovechamiento hídrico está justificado por las siguientes razones:

- *Utilidad ecológica:* Cuando las minas estaban en explotación, el bombeo servía como regulación del embalse subterráneo suministrando un caudal cuasiconstante que era vertido a los ríos Turón (Figaredo) y Caudal (Barredo). Al cesar el bombeo, el río Turón, de mucha menor entidad que el Caudal, tendrá agua abundante en invierno, creándose problemas de desecación e insalubridad en el verano. Así, el aprovechamiento hídrico del embalse Barredo-Figaredo permitirá facilitar el mantenimiento del caudal ecológico del río Turón, que alimenta el consumo de su entorno, ya que incrementando su caudal con agua subterránea, puede ser utilizada su agua en épocas de estiaje.
- *Capacidad:* Como se ha visto en el apartado IV.10.3., la capacidad del embalse subterráneo Barredo-Figaredo es de 5,8 Hm³, a la cota +150 m. También se ha contemplado la posibilidad de incrementar esta capacidad, si se hiciesen francas las comunicaciones con San José, convirtiéndolo, entonces, en el embalse subterráneo San José-Figaredo-Barredo. A falta de un estudio detallado de los huecos residuales del pozo San José, se sabe que la infiltración a estos huecos es 1,3 veces la infiltración al embalse Barredo-Figaredo, de acuerdo con los datos de desagüe de la tabla 34. Por tanto, no es aventurado suponer que, si se hiciesen francas estas comunicaciones, la capacidad del nuevo embalse subterráneo podría duplicarse. Comparando esta capacidad con la de los embalses que tiene el Consorcio de Aguas de Asturias, (Tanes: 35,4 Hm³ y Rioseco: 4,3 Hm³; Consorcio de aguas, 2010a), por lo que la capacidad del actual embalse supera la de Rioseco y la de un futuro embalse subterráneo San José-Figaredo-Barredo supondría una cuarta parte del total de la capacidad actual del Consorcio. Y, como se verá más adelante, la realización de esta *estructura* no tendría un costo elevado.

A título de ejemplo, el futuro embalse de Caleao, que el Consorcio de Aguas de Asturias pretende construir en la zona del Alto Nalón, tendría una capacidad de 25 Hm³ (Consorcio de Aguas, 2010b), de ahí la importancia ecológica que supone tener un embalse de la capacidad estimada ya construido, sin necesidad de crear un fuerte impacto ambiental con infraestructuras hidráulicas en un entorno natural tan privilegiado como el de la montaña asturiana.

- *Infraestructura:* Destaca la cercanía del pozo Barredo al nudo de Mieres de las proyectadas conexiones entre los sistemas de abastecimiento de agua del valle del Caudal con el sistema de abastecimiento de la zona central de Asturias, conocidas, por el Consorcio de Aguas de Asturias, como *Actuación C-4: Conexión con Abastecimientos Valle del Caudal* y previstas en las inversiones del Plan 2000 (Consorcio de Aguas, 2010c). Como puede verse en el plano de la figura 109, la posible conexión desde la salida del desagüe del pozo



Barredo hasta el nudo del sistema de abastecimiento en Mieres, de 2000 m de longitud, no sería de costosa ejecución. A este respecto, Olmos (2008) comenta lo siguiente sobre el aprovechamiento del agua del embalse minero: “*Podría ser considerada una infraestructura de captación del recurso agua de enormes dimensiones, cuya incorporación al sistema general de suministro supondría un importante aporte de caudales con inversiones inferiores a las previstas para suplir las carencias existentes y/o atender los crecimientos de demanda proyectados*”.



Figura 109. Situación del pozo Barredo respecto al nudo de Mieres de la Actuación C-4 (Consorcio de Aguas de Asturias, 2010c)

- *Regulación:* La recarga del embalse podría incrementarse mediante la inyección de agua del río Aler a las galerías del pozo Figaredo, situadas al E de la antigua Central Térmica de Santa Cruz de Mieres, permitiendo mejor regulación y aprovechamiento.
- *Relación con el aprovechamiento energético:* Se plantea la posibilidad de combinar la utilización geotérmica del embalse con el uso hídrico, devolviendo los caudales utilizados por las bombas de calor al embalse, lo que posibilita además su aprovechamiento microhidráulico para generar electricidad.

V.1. Aprovechamiento hídrico. Regulación del embalse subterráneo.

La introducción de la Directiva Europea Marco del Agua (Parlamento Europeo, 2000a), ha supuesto un cambio en la forma de contemplar la protección del medio hídrico. El nuevo sistema integrado requiere una gestión holística de aguas superficiales y subterráneas a escala de cuenca hidrográfica (Winter *et al.*, 1998), a fin de conseguir un buen estado químico y ecológico de las aguas, y, en particular, evitar el deterioro de las aguas subterráneas y revertir el que ya pudiera existir. El primer paso para conseguir estos objetivos es caracterizar las posibles fuentes de riesgo e identificar las cuencas con posibilidad de ser afectadas, seguido de actuaciones que vayan orientadas a analizar, identificar y eliminar los posibles efectos negativos e incluso obtener balances positivos (Ordóñez *et al.*, 2009).



En este sentido, el aprovechamiento de los huecos mineros como “embalse subterráneo” o la gestión de las “aguas de mina” como recursos hídricos, obtiene un balance positivo respecto al posible deterioro efectuado por la actividad minera, con lo que puede considerarse integrada entre las actuaciones que propone la Directiva Europea Marco del Agua.

Sin olvidar que hay aspectos importantes de todo análisis sobre la factibilidad de un recurso hídrico, como las infraestructuras necesarias de transporte y tratamiento, ya que, como se concluyó en el apartado IV.2.1., el aprovechamiento del agua del embalse Barredo-Figaredo como recurso hídrico destinado al consumo humano requiere un previo tratamiento tipo A3, se estudiará sólo la demanda hídrica que se puede satisfacer, aspecto que no sólo revela su importancia y aconseja profundizar en todos los demás aspectos, en posteriores análisis, sino que define también las posibilidades energéticas.

Tomando como aportación al embalse Barredo-Figaredo la media de la suma de los caudales bombeados en ambos pozos durante el periodo 2002-2007, recogidos en las tablas 25 y 26 (apartado IV.9.1.1. y IV.9.1.2.), se observa que según la gráfica de la figura 110, el consumo máximo que se podría satisfacer es de $0,335 \text{ Hm}^3/\text{mes}$, es decir $4 \text{ Hm}^3/\text{año}$. Esta cifra sería teóricamente suficiente para abastecer a 60.300 personas, suponiendo un consumo constante por habitante y día de 185 l como media de Asturias (INE, 2009). Se tiene, pues, que el embalse podría satisfacer la demanda teórica de no sólo la ciudad de Mieres (representada también, a título comparativo, en la gráfica de la figura 111), sino también la de todo el concejo homónimo, cuyos habitantes se estiman en 25.000 y 44.500, respectivamente (INE, 2008).

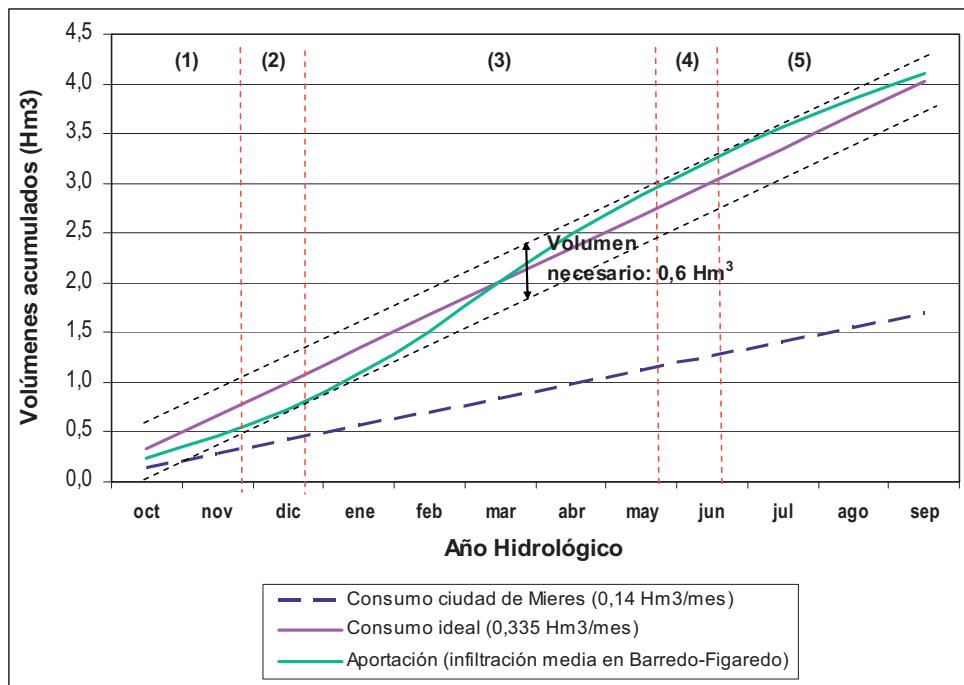


Figura 110. Gráfica de aportaciones acumuladas para el embalse Barredo-Figaredo.

Como se observa en la gráfica de aportaciones acumuladas, en los meses de julio a noviembre (periodo en el que la pendiente de la recta de la demanda es superior a la de la tangente de la curva



de caudal aportado, que se corresponden con los períodos 1 y 5), de no existir regulación, no sería posible el abastecimiento. En junio y diciembre, períodos en los que ambas pendientes coinciden, podría abastecer justo lo necesario y en el periodo de enero a mayo (sección 3), sobraría agua. También se deduce de la gráfica que un volumen de embalse de $0,6 \text{ Hm}^3$ (muy inferior al realmente existente) sería suficiente para regular la aportación media considerada. Aunque la capacidad real del embalse es muy superior, con la recarga natural del éste, no sería posible aumentar la demanda satisfecha, a no ser que se aumentase artificialmente dicha recarga, como se verá más adelante.

Si se representa la demanda estimada de $0,335 \text{ Hm}^3/\text{mes}$ (figura 111), supuesta constante durante todo el año, en la curva de caudales, se observa que se podría abastecer la misma durante más de 6 meses. La regulación mediante el embalse subterráneo garantizaría que el volumen almacenado en ese tiempo compensase las deficiencias en el tiempo restante, con una garantía de suministro del 100%.

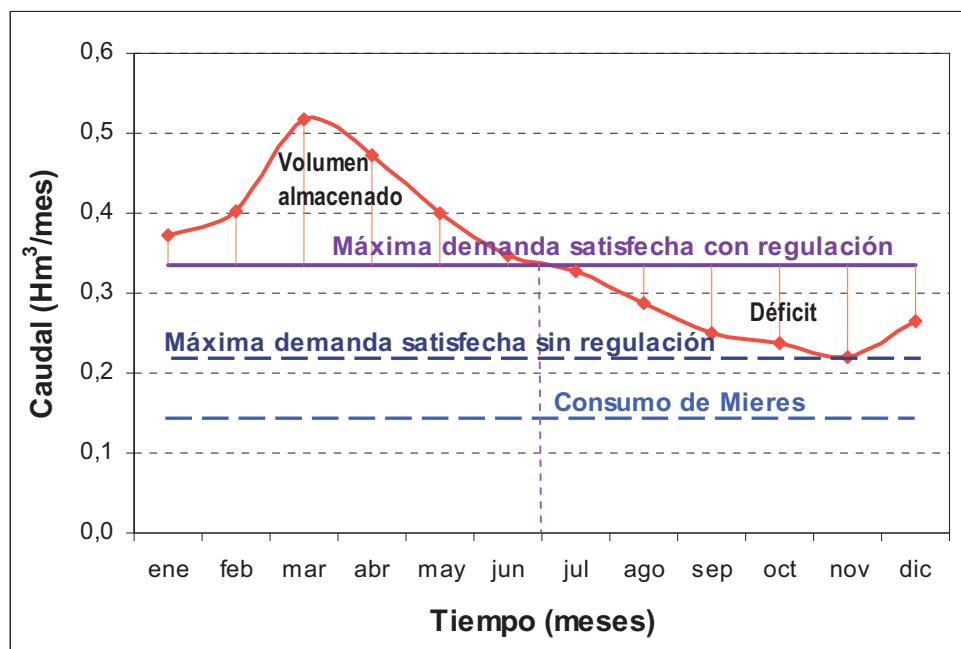


Figura 111. Gráfica caudales clasificados-demanda para el embalse Barredo-Figaredo.

Efectivamente, en la tabla 33, se ve la evolución del embalse supuesto lleno, a la cota +150, a principios de año. Supuestos constantes consumo y aportación, en los primeros seis meses del año un superávit de $0,5 \text{ Hm}^3$ y un déficit la segunda mitad del año que sería compensada al cuarto mes del segundo año, en el que volvería a estar lleno el embalse.

Supuestos constantes consumo y aportación, en los primeros seis meses del año un superávit de $0,5 \text{ Hm}^3$ y un déficit la segunda mitad del año que sería compensada al cuarto mes del segundo año, en el que volvería a estar lleno el embalse, estabilizándose a partir de este segundo año con un mínimo rebose de $0,09 \text{ Hm}^3$ y una demanda satisfecha de $4 \text{ Hm}^3/\text{año}$. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que un suministro constante de $0,335 \text{ Hm}^3/\text{mes}$, supone un bombeo de $465,3 \text{ m}^3/\text{h}$, o del doble si se optase por concentrar el suministro a las plantas de tratamiento aprovechando al máximo la tarifa eléctrica de horas valle nocturnas.



Embalse minero Barredo-Figaredo (Hm ³)					
	Consumo	Aportación	Volumen en embalse	Rebose	Déficit
Enero	0,335	0,373	5,800	0,038	
Febrero	0,335	0,403	5,800	0,068	
Marzo	0,335	0,518	5,800	0,183	
Abril	0,335	0,471	5,800	0,136	
Mayo	0,335	0,400	5,800	0,065	
Junio	0,335	0,348	5,800	0,013	
Julio	0,335	0,327	5,792		-0,008
Agosto	0,335	0,287	5,744		-0,048
Septiembre	0,335	0,250	5,660		-0,085
Octubre	0,335	0,238	5,562		-0,097
Noviembre	0,335	0,220	5,448		-0,115
Diciembre	0,335	0,264	5,376		-0,071
ANO	4,020	4,100		0,503	-0,424

Tabla 33. Variación del embalse subterráneo Barredo-Figaredo a lo largo de un año, supuesto lleno hasta la cota +150 m.s.n.m., a principios de año.

Para aumentar el consumo, existe la posibilidad de “importar” durante los seis meses de déficit (2^a mitad del año) un caudal de agua del río Aller de 130 l/s (algo perfectamente soportable por el río, pues su caudal medio es de 6,7 m³/s y su caudal ambiental de 700 l/s (como puede verse en la gráfica de la figura 112). Así el embalse recibiría más recarga, para poder llegar a satisfacer el doble de demanda, es decir, 0,7 Hm³/mes (abastecimiento teórico de 135.600 personas), minimizando el rebose, que sería sólo de 0,13 Hm³, entre los meses de Mayo y Junio.

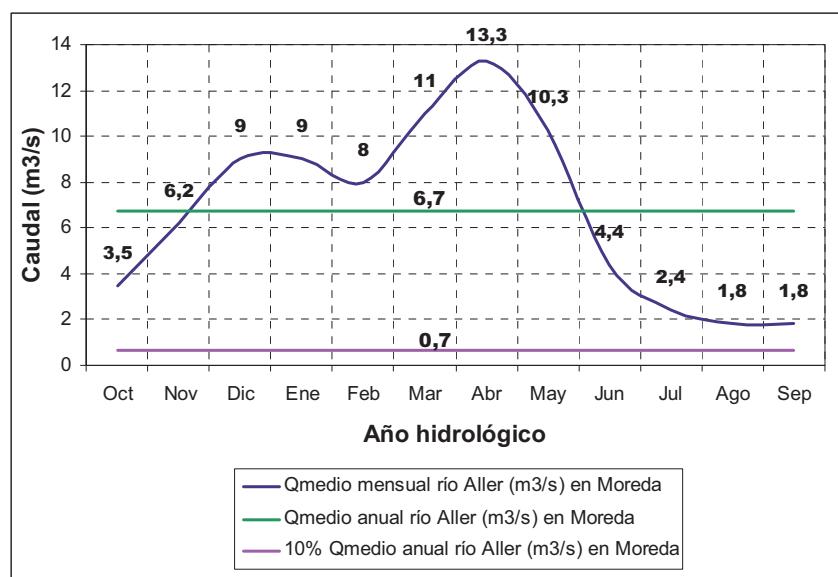


Figura 112. Caudal medio y ambiental del río Aller, a la altura de Moreda.

Por otra parte, como ya se ha comentado, es factible la posibilidad de una comunicación libre y amplia entre este embalse y el pozo San José, dejando de ser el conjunto de pozos Barredo-Figaredo *un único sistema hidráulico* y formando un nuevo sistema hidráulico junto con este pozo. Efectivamente, la comunicación libre y amplia entre este embalse y el pozo San José es



técnicamente viable entre la planta 7^a (-28 m.s.n.m.) del pozo San Vicente y la planta 6^a (-15 m.s.n.m.) del pozo San José.

En la figura 113, se muestran, sobre el plano de la Cuenca hidrológica de las labores mineras afectadas por el río Turón (figura 71), las labores conjuntas de los pozos Barredo, Figaredo y San José, donde se observa, en el límite de las antiguas concesiones de Minas Figaredo, la gran densidad de labores del pozo San José. Estas, tras la integración de Minas Figaredo en Hunosa y como se ve en el recuadro superior de la figura, traspasaron los límites de concesión por 7^a planta del pozo San Vicente. En este recuadro también se observa la factibilidad de un pozo de comunicación entre 7^a planta de San Vicente (color negro) y 6^a planta de San José (color azul claro), cuyas proyecciones en planta tienen una separación, en ese punto, de 3 m.

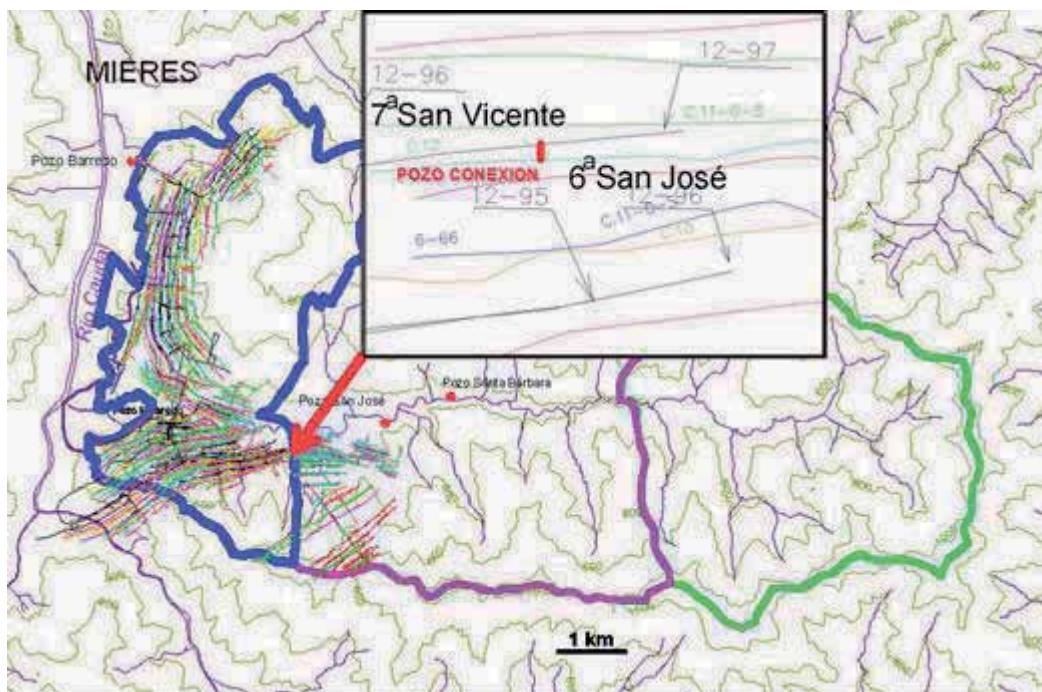


Figura 113. Labores mineras de Figaredo y San José, en los límites de concesión

La 7^a planta de San Vicente parte de la caña del pozo a la cota -28 m.n.s.m., mientras que la 6^a planta del pozo San José parte de la caña del pozo a la cota -15 m.n.s.m., por lo que, suponiendo una pendiente constante en ambos pozos del cuatro por mil y teniendo en cuenta que la distancia de la base del pozo proyectado a la caña del pozo San Vicente es de 2180 m, mientras que la distancia desde la cabeza del pozo proyectado a la caña del pozo San José es de 750 m, los puntos base y cabeza del pozo estarán a las cotas -17 m.n.s.m. y -12 m.n.s.m., respectivamente. En conclusión, el pozo de unión tendría unos 6 m de longitud, con lo que perforando un sondeo previo y flanqueándolo a 3 m de diámetro, es factible, y no muy costoso, conseguir una conexión de 7 m², suficientemente franca.

Una vez hechas francas las comunicaciones entre Figaredo y San José convirtiéndolo, entonces, en el embalse subterráneo San José-Figaredo-Barredo, el desagüe medio histórico de ambos pozos mide la recarga o aportación al nuevo embalse minero subterráneo. Considerando, análogamente al

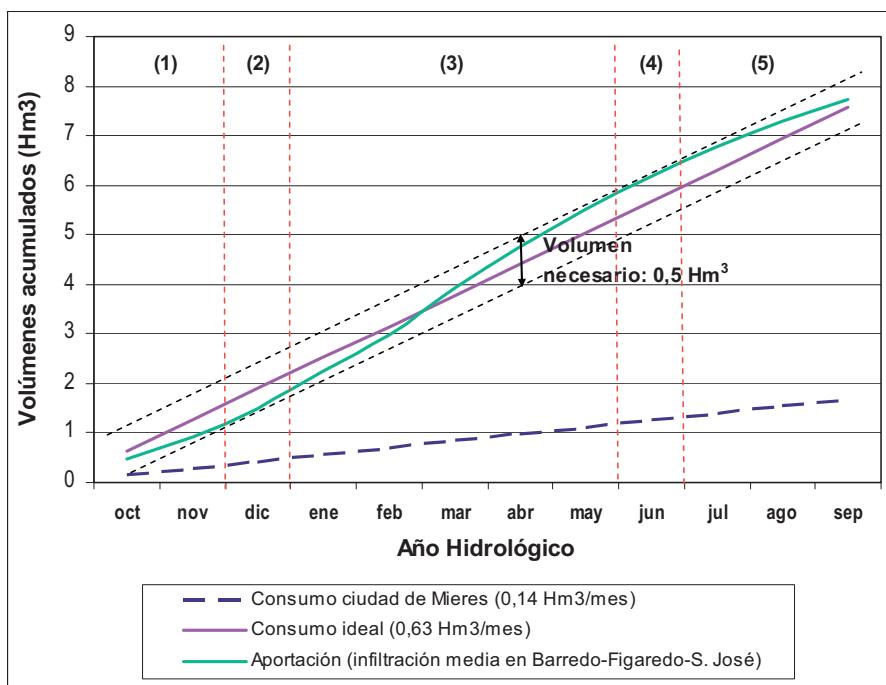


caso anterior, el desagüe medio del pozo San José durante el período 2002-2007, se puede ver, en la tabla 34, el valor de esta recarga anual.

	Barredo+Figaredo (Hm ³)	Barredo+Figaredo+S. José (Hm ³)
Enero	0,373	0,741
Febrero	0,403	0,750
Marzo	0,518	0,958
Abril	0,471	0,823
Mayo	0,400	0,755
Junio	0,348	0,656
Julio	0,327	0,589
Agosto	0,287	0,517
Septiembre	0,250	0,446
Octubre	0,238	0,468
Noviembre	0,220	0,443
Diciembre	0,264	0,584
Total anual	4,100	7,730

Tabla 34. Caudales medios bombeados, en el embalse actual y en el propuesto, periodo 2002-2007.

Con este nuevo embalse, se observa en la gráfica de la figura 114, que el consumo máximo que se podría satisfacer es de 0,63 Hm³/mes, es decir 7,6 Hm³/año. Esta cifra sería teóricamente suficiente para abastecer a 113.500 personas, suponiendo, igualmente, un consumo constante por habitante y día de 185 l. Esto significa que, dado que el Consorcio de Aguas abastece actualmente a los concejos consorciados de la Zona Central de Asturias, con una población de más de 740.000 habitantes (Consorcio de Aguas, 2010a), se tendría capacidad para satisfacer la demanda teórica del 15% de la población abastecida por el Consorcio.





Igualmente al caso anterior, como se observa en la gráfica de aportaciones acumuladas, en los meses de julio a noviembre (periodos 1 y 5), de no existir regulación, no sería posible el abastecimiento. En junio y diciembre podría abastecer justo lo necesario y en el periodo de enero a mayo (periodo 3), sobraría agua. También se deduce de la gráfica que un volumen de embalse de 0,5 Hm³ (muy inferior al realmente existente) sería suficiente para regular la aportación media considerada.

Si se representa esta nueva demanda estimada de 0,63 Hm³/mes (figura 115), supuesta constante durante todo el año, en la curva de caudales clasificados, se observa que se podría abastecer la misma durante más de 6 meses. La regulación mediante el embalse subterráneo garantizaría que el volumen almacenado en ese tiempo compensase las deficiencias en el tiempo restante.

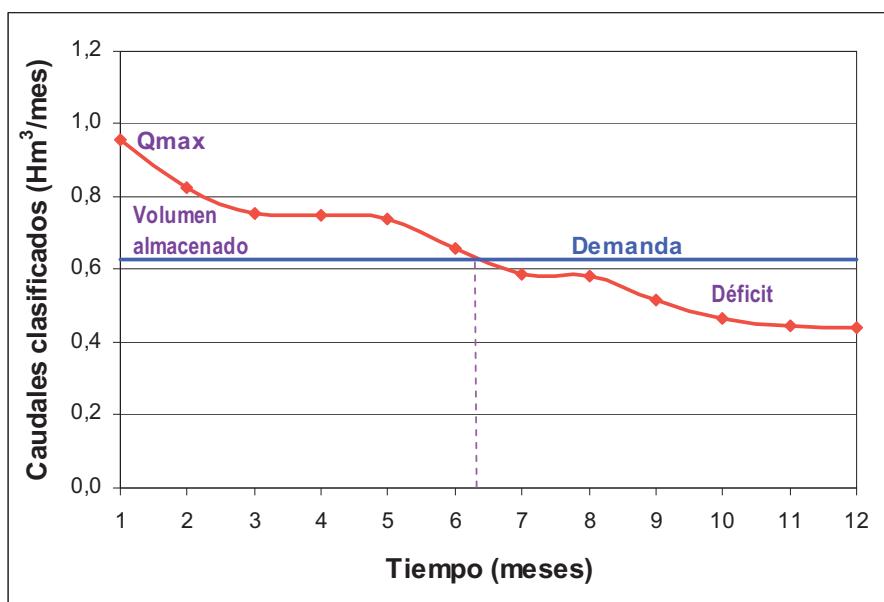


Figura 115. Gráfica caudales clasificados-demanda para el embalse Barredo-Figaredo-S. José

Supuestos constantes consumo y aportación, en los primeros seis meses del año hay un superávit de 0,9 Hm³ y un déficit la segunda mitad del año que sería compensada al cuarto mes del segundo año, en el que volvería a estar lleno el embalse, estabilizándose a partir de este segundo año con un rebose de 0,17 Hm³ y una demanda satisfecha de unos 7,5 Hm³/año (tabla 35).

De nuevo se observa que, dadas las aportaciones existentes, el consumo no podría incrementarse mucho más, aún cuando el volumen de embalse fuese mayor. La posibilidad de un mayor aprovechamiento vendría de poder recargar el embalse subterráneo con agua del río Aller en épocas de agua abundante, lo que permitiría jugar con un mayor embalse de regulación y por tanto satisfacer más demanda. Obviamente, sería necesario conocer de forma precisa la infiltración (aportaciones) para años medios, húmedos y secos. Y no debe olvidarse que el embalse conjunto supone una capacidad de bombeo de 875 m³/h, o de 1750 m³/h si se concentrase en horas nocturnas. Estas cifras superan las actuales previsiones, por lo que es claro que el aprovechamiento



hídrico exige el diseño de unas nuevas instalaciones de bombeo, lo que, como se verá en los siguientes apartados, es igualmente recomendable si se quiere aprovechar toda la potencialidad geotérmica del embalse.

Embalse minero Barredo-Figaredo-San José (Hm ³)					
	Consumo	Aportación	Volumen en embalse	Rebose	Déficit
Enero	0,63	0,74	10	0,11	
Febrero	0,63	0,75	10	0,12	
Marzo	0,63	0,96	10	0,33	
Abril	0,63	0,82	10	0,19	
Mayo	0,63	0,76	10	0,13	
Junio	0,63	0,66	10	0,03	
Julio	0,63	0,59	9,96		-0,04
Agosto	0,63	0,52	9,85		-0,11
Septiembre	0,63	0,45	9,66		-0,18
Octubre	0,63	0,47	9,50		-0,16
Noviembre	0,63	0,44	9,31		-0,19
Diciembre	0,63	0,58	9,27		-0,05
ANO	7,56	7,73		0,90	-0,73

Tabla 35. Variación del embalse subterráneo Barredo-Figaredo-San José a lo largo de un año, supuesto lleno hasta la cota +150 m.s.n.m., a principios de año.

V.2. Aprovechamiento energético.

Aunque el aspecto destacable del aprovechamiento energético es la utilización del agua de mina como recurso geotérmico de baja entalpía por unidad de volumen, combinándola con el aprovechamiento hídrico de la recarga, existe la posibilidad de utilizar estacionalmente el resto de las aguas devolviendo los caudales utilizados por las bombas de calor al embalse minero, lo que posibilita también su aprovechamiento microhidráulico para generar electricidad.

V.2.1. Datos técnicos considerados.

Se precisan, a continuación, los valores, precios y tasas diversas utilizados en los cálculos posteriores.

$$1\text{kWh} = 860 \text{ Kcal} = 3,6 \cdot 10^{-3} \text{ GJ}$$

Poder calorífico superior (P.C.S.) del gas natural suministrado = 11,2235 kWh/m³ = 9.652,21 kcal/m³

P.C.S. del gas natural, según período de facturación de hc energía correspondiente a la lectura del 31-12-2009 = 11,7278 kWh/Nm³ = 10.086 kcal/Nm³

1m³ gas natural = 0,9570 Nm³ gas natural.

Los precios unitarios aplicados serán:

Precio sin tasas del gas en España = 14,64 €/GJ (EUROSTAT, 2010a).

Precio sin tasas de la electricidad en España = 0,1294 €/kWh ((EUROSTAT, 2010b).

Porcentaje aplicado del IVA: 18%



Incremento anual de los costes: 2%

Tasa exigida al capital: 6%

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ se han utilizado los *Factores de conversión a energía primaria (ep) y factor de emisión de CO₂ para carburantes, usos térmicos y electricidad – 2008* (IDEA, 2010) en punto de consumo.

Para el gas natural, se emiten 2,509 t de CO₂ por 960 Nm³ (1003 m³) consumidos. Es decir, 2,509 t de CO₂ por 11.257 kWh suministrados:

Gas natural: 0,223 t de CO₂ por MWh suministrado.

Energía eléctrica: 0,385 t de CO₂ por MWh suministrado.

Para el uso de la biomasa se supone un balance neutro en emisiones de CO₂, porque aunque la combustión de biomasa produce CO₂, existe el convencionalismo de que una cantidad análoga a la emitida fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento, por lo que la combustión de la biomasa no supone un incremento neto de este gas en la atmósfera.

V.2.2. Aprovechamiento del agua como recurso hídrico y energético mediante bomba de calor.

En un clima como el de la Cuenca Central Asturiana existen dos tipos de necesidades de climatización: de calefacción, tanto en edificios residenciales y grandes edificios comerciales o de servicios, y de refrigeración exclusivamente en estos grandes edificios.

Para la calefacción se requiere producción de agua caliente a temperaturas que, como se vio en el apartado III.1.3., oscilan entre los 35°C para suelo radiante a más de 60°C para radiadores convencionales. La producción de agua caliente mediante bombas de calor a temperaturas superiores a 60°C es factible técnicamente, bien con bombas de calor que usan amoniaco como refrigerante y presiones de 40 bar en el compresor y condensador, en una o dos etapas, o bombas de calor que usen CO₂ operando en un ciclo transcíptico. Pero, como se explicó en el apartado III.1.8., el uso de amoniaco como refrigerante posiblemente podría suscitar tal recelo en la vecindad, por su toxicidad y obligado alto control de su funcionamiento, que se desaconseja y, en ambos casos, sus costos actualmente se incrementan de forma relevante frente al suministro de calefacción a temperaturas de impulsión entre 35°C y 50°C. Los estudios sobre las experiencias con bombas de calor en Noruega, concluyen que el sistema más económico de este tipo de instalaciones es mediante bombas de calor de una simple etapa que suministra calor a unos 50°C, para después elevar esta temperatura y trabajar con sistemas de calor 80/50°C (Nielsen, 2008).

Por lo tanto, las alternativas de aprovechamiento energético mediante bombas de calor quedan, en la práctica reducidas a dos:

- **Instalación de bombas de calor en Central de Generación Térmica a boca del embalse minero:** Desde esta instalación se suministraría agua caliente para calefacción y, con sobrecalentamiento añadido de A.C.S., para sistemas de calefacción, destinado a aquellos consumidores que no precisan suministro de refrigeración. Esta necesidad es factible de



satisfacer, centralizando la producción de agua caliente y efectuando su distribución mediante una *red calorífica de baja temperatura (35°C)*. Ante la menor carga térmica conseguida en los nuevos edificios diseñados de acuerdo a las exigencias básicas de ahorro de energía del CTE-2006, así como tras la aplicación del Procedimiento básico para la certificación energética de edificios de nueva construcción o *que se modifiquen, reformen o rehabiliten* en una extensión determinada, es evidente que la forma de calentar el agua se ha modificado, pero, además, se puede observar que todos los sistemas de alta eficiencia energética o que aprovechan las nuevas fuentes de energía tienden a trabajar a bajas y muy bajas temperaturas de impulsión (LTH = Low Temperature Heatihg). En este estudio se propone una red a 35°C por su compatibilidad con sistemas de calefacción de suelo radiante, dinámicos tipo fancoil y los nuevos radiadores de baja masa y baja inercia térmica. Además, los COP de las bombas de calor son más altos y el rendimiento de las calderas de condensación para subir la temperatura de este agua a la de suministro de ACS es mayor a baja carga.

- **Instalación de bombas de calor en los centros de consumo que necesiten calefacción y refrigeración:** En cada uno estos centros se produciría, simultáneamente, agua caliente para calefacción, con sobrecalentamiento añadido de A.C.S., y agua fría para refrigeración, como se adelantó en el apartado III.1.4.1. En esta alternativa, desde el embalse minero se transportaría el agua de mina a los centros de consumo, para su aprovechamiento energético directo con bombas de calor, por una *red calorífica de muy baja temperatura (18°C- 22°C)*. Cada consumidor, tras producir la energía calorífica necesaria, produciría también la energía frigorífica que necesita, disipando su balance térmico a la tubería de retorno al embalse subterráneo para su equilibrio térmico y recirculación. Dentro de esta alternativa se puede también incluir la instalación de bombas de calor en los centros de consumo que necesiten exclusivamente calefacción, pero que necesiten una gran potencia calorífica.

V.2.2.1. Valoración de las características químico-físicas del agua del embalse minero para su aprovechamiento mediante bombas de calor.

Aunque la Norma Europea EN 12502-1 (AENOR, 2005) no se aplica a los sistemas que transportan agua geotérmica o agua de calefacción y refrigeración en recirculación, la intención de que estas aguas puedan ser enviadas a redes que, mediante un calentamiento con otra fuente de energía eleven su temperatura para ser aprovechada como agua caliente sanitaria, aconseja tenerla en cuenta a los efectos de evitar los fenómenos de incrustación y corrosión interna en las redes térmicas, siguiendo la Instrucción Técnica IT 1.3.4.2.11 (*Tratamiento del agua de las Redes de tuberías y conductos*) del vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (IDAE, 2007d).

En esta Instrucción Técnica se fija que “*Al fin de prevenir los fenómenos de corrosión e incrustación son válidos los criterios indicados en las normas En 12502, parte 3, y UNE 112076, así como los indicados por los fabricantes de equipos*”. Así, la tabla 1 de la norma En 12502-1, fija la necesidad de valorar la composición físico-química del agua y el contenido en partículas sólidas en suspensión. Y el Anexo A.2.5 *Agresividad del agua y procesos de corrosión*, de la Norma UNE



112076, define a la composición química del agua como el parámetro de mayor influencia en los procesos de corrosión y, además de los que se consideran a continuación, cita especialmente la *Presencia de partículas sólidas en suspensión*, aconsejando la instalación de una filtración de protección.

Por tanto, de acuerdo con los análisis de partículas sólidas en suspensión de el agua estudiada, de unos 2 y 23 mg/l en promedio en Barredo y Figaredo, respectivamente, se observa la necesidad de un filtrado previo, siguiendo el artículo 6.4.3.3.2, apartado a, de la Norma UNE 112076, que considera un tratamiento imprescindible la filtración en el caso de circuitos cerrados. En cuanto a la composición físico-química del agua, como norma general, se considera que son indicadores de corrosión o de incrustación los criterios expuestos en la siguiente tabla 36:

Indicadores de corrosión	Indicadores de incrustación
pH bajo < 7.5	pH > 7.5
Alcalinidad baja	Dureza carbonatada > 300 ppm
O ₂ disuelto > 2 ppm	Fe ⁺⁺⁺ disuelto > 2 ppm
TDS > 1000 ppm	Mn ⁺⁺ disuelto > 1 ppm
CO ₂ libre > 1 ppm	Alcalinidad > 250 ppm (con O ₂)
Cl ⁻ > 250 ppm	

Tabla 36. Indicadores de corrosión y de incrustación (FCIHS, 2009)

Para los cálculos que se realizan posteriormente, se han considerado los resultados analíticos de tres muestras tomadas en el pozo Barredo, dos a nivel de vertido los días 24-04-09 y 31-07-09 y otra a la cota +20,7m (a 200m del nivel de vertido) el 31-07-09, algunos de los cuales se mostraron en la tabla 32 y se resumen de nuevo parcialmente en la tabla 37. Las muestras fueron analizadas por el Centro de Análisis de Aguas S.A. (CAASA). Aunque se trata de un número reducido de análisis, se consideran significativos a efectos de las conclusiones que se deducen sobre la necesidad de desincrustación.

Parámetro	Vertido pozo		200 m
	24/04/2009	31/07/2009	31/07/2009
pH	7,34	7,5	7,16
Conductividad eléctrica (μS/cm)	1211	5270	6190
CO ₃ ²⁻ (mg/l)	< 5	< 5	< 5
HCO ₃ ²⁻ (mg/l)	415,16	1230,03	1335,9
Ca (mg/l)	146,02	267,11	293,5
Mg (mg/l)	69,87	179,93	208,06
Alcalinidad total (mg/l CaCO ₃)	340,5	1088,82	1095,65
Dureza total (mg/l CaCO ₃)	652,34	1407,93	1589,66
CO ₂ libre (mg/l)	30,2	61,89	147,05
Sólidos disueltos (mg/l)	1212,22	5823,2	6636,33

Tabla 37. Parámetros significativos de las aguas del pozo Barredo.



La **alcalinidad** TAC, expresada en mg/l de CaCO_3 , corresponde a la suma del contenido en carbonatos y bicarbonatos. Cuando el pH está comprendido entre 4,5 y 8,3, como en este caso, se supone que no existe CO_3^{2-} en cantidad importante y se puede suponer que la alcalinidad está justificada por la presencia de bicarbonatos (además de carbonato y bicarbonatos, pueden contribuir a la alcalinidad OH^- , PO_4^{3-} y F^- , generalmente despreciables).

La **dureza** de un agua se define como la concentración de iones en ésta, que pueden reaccionar y precipitar un residuo insoluble. Se relaciona con el contenido en alcalinotérreos, esencialmente Ca^{2+} y Mg^{2+} . El efecto de otros iones como el Sr^{2+} y Fe^{2+} es en general poco importante. Se determina mediante valoración complexométrica con EDTA y se expresa en mg/l de CaCO_3 . Las normas españolas suelen referirse a la dureza midiéndola en grados franceses. Un grado francés ($^{\circ}\text{f}$) equivale a 10,0 mg CaCO_3 /l de agua.

La **incrustación** es la deposición de materiales más o menos adherentes en diversas partes de las captaciones o conducciones de agua. Las incrustaciones pueden ser duras y frágiles, actuando a veces a modo de un cemento (formación de carbonatos) o bien una especie de lodos pastosos o gelatinosos (óxidos de Fe o colonias de bacterias). La incrustación más frecuente está formada por carbonato cálcico, cuyo origen generalmente obedece a una pérdida de CO_2 del agua. Las aguas subterráneas están generalmente saturadas en CaCO_3 , que se mantienen en solución gracias a la presencia de cierta cantidad de CO_2 disuelto (que depende de la proporción de CO_2 del aire en contacto con el agua y de la temperatura). El agua al infiltrarse, atraviesa terrenos no saturados que a menudo poseen contenidos de CO_2 muy superiores al de la atmósfera (hasta 20 veces más) y por tanto poseen la capacidad de disolver notables cantidades de carbonatos. Cuando esta agua se somete a una presión inferior a la que tenía en el terreno o entra en contacto con la atmósfera, pierde CO_2 con la subsiguiente sobresaturación en carbonatos. Si las condiciones son propicias, el exceso de CaCO_3 (menos el carbonato magnésico, más soluble), puede precipitar en forma de pequeños aglomerados fangosos o depositarse en capas duras y estratificadas sobre las superficies sólidas, produciéndose incrustaciones.

Factores importantes que pueden conducir a la sobresaturación en carbonatos y la consiguiente posibilidad de incrustaciones es el **aumento de temperatura** (intercambiadores de calor) y la mezcla de aguas diferentes. Por ejemplo, en un pozo que bombea con un caudal de 100 m³/h, la disminución de la dureza en sólo una ppm debido al paso por la rejilla, supone la precipitación de 2,4 kg/día de CaCO_3 , la cual no se producirá sólo sobre la rejilla, pero sí una parte en zonas próximas o en el sistema de bombeo (Custodio y Llamas, 2001).

Cuando se ha alcanzado el equilibrio la cantidad de carbonato cálcico disuelto permanece constante y se tienen unos determinados valores de CO_2 y de pH, a los que se denomina CO_2 de equilibrio y pH de equilibrio, a partir de los cuales se puede deducir si un agua es agresiva o incrustante. Un agua que contenga más CO_2 disuelto o su pH sea menor que el de equilibrio es capaz de disolver carbonato cálcico, luego se trata de un agua agresiva a la caliza. Por el contrario, un agua cuyo contenido en CO_2 es menor o su pH es mayor al de equilibrio tiende a precipitar calcita y es un agua incrustante a la caliza (FCIHS, 2009).



De forma más cómoda, también se utiliza el *índice de estabilidad de Ryznar* (IER), índice experimental de agresividad o incrustabilidad que se define como (Ryznar, 1944; Custodio y Llamas, 2001):

$$IER = 2 \cdot \text{pH}_{\text{equilibrio}} - \text{pH}_{\text{medido}} \quad [45]$$

Según los valores de este índice, se tiene el carácter del agua, como se ve en la tabla 38:

IER	Carácter del agua
4,0 a 5,0	Muy incrustante
5,0 a 6,0	Moderadamente incrustante
6,0 a 7,0	Poco incrustante o corrosiva
7,0 a 7,5	Corrosiva
7,5 a 9,0	Francamente corrosiva
> 9,0	Muy corrosiva

Tabla 38. Carácter del agua, en función del IER.

Para el cálculo del pH de equilibrio se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{pH} \approx 7 - \log \frac{3}{0,61} \frac{\text{CO}_2 \text{ libre(ppm)}}{\text{TAC(ppmCaCO}_3)} \quad \text{fórmula de Tillmans [46]}$$

En este caso, para el agua del embalse minero extraída desde el pozo Barredo, se expone la fórmula con los cálculos para el primer análisis y los resultados de cálculo para los otros dos:

- Muestra a nivel de superficie (24-04-2009):

$$\text{pH de equilibrio} \approx 7 - \log \frac{3}{0,61} \frac{\text{CO}_2 \text{ libre (mg/l)}}{\text{TAC (mg/l CaCO}_3)} = 7 - \log \frac{3}{0,61} \cdot \frac{30,2 \text{ mg/l CO}_2 \text{ libre}}{340,5 \text{ mg/l CaCO}_3} = 6,94$$

$$IER = 2 \cdot 6,94 - 7,34 = 6,54 \Rightarrow \text{Poco incrustante.}$$

- Muestra a nivel de superficie (1-07-2009):

$$\text{pH de equilibrio} = 6,96$$

$$IER = 2 \cdot 6,96 - 7,5 = 6,42 \Rightarrow \text{Poco incrustante}$$

- Muestra a 200m de profundidad (31-07-09):

$$\text{pH de equilibrio} = 6,91$$

$$IER = 2 \cdot 6,91 - 7,16 = 6,66 \Rightarrow \text{Poco incrustante}$$

Como conclusión, aunque el carácter del agua sea poco incrustante, se ve aconsejable instalar, después del filtrado previo de sólidos en suspensión, un desincrustador. No obstante, deberá tenerse en cuenta el artículo 6.4.4.2 *Tratamiento del agua*, de la Norma UNE 112076, que aconseja que el agua descalcificada, al tener a la salida de un descalcificador una dureza de 0 a 0,5°f, tenga una cierta dureza residual (orientativamente de 6f a 15f) para minimizar el riesgo de corrosión. En este sentido, bastará con incorporar, a la salida del descalcificador, agua sin tratar en la proporción adecuada.



V.2.2.2. Aprovechamiento geotérmico con bombas de calor y una red térmica de baja temperatura.

Ciñéndose, en primer lugar, al aprovechamiento desde el pozo Barredo, es claro que el aprovechamiento hídrico supone no sólo una aceptación de tal planteamiento por la Administración Pública, sino que tal aceptación conlleve un claro beneficio económico para HUNOSA. Sin entrar a valorar mayores compensaciones económicas que puedan negociarse, a los efectos de este aprovechamiento geotérmico en una red de baja temperatura interesa destacar que los gastos de desagüe se suponen compensados por el aprovechamiento hídrico.

Aún en el caso que esta opción no fuese viable, HUNOSA, como se explicó, está obligada a cumplir las responsabilidades subsidiarias de su actividad minera, que la compromete a mantener sus minas abandonadas de forma tal que no produzca daños en su entorno, por lo que el costo del desagüe no debería ser imputado al aprovechamiento geotérmico.

Sin olvidar que, en el caso de efectuar una comunicación franca entre San José y Figaredo, se puede ampliar la capacidad de desagüe en un 90%, ciñéndose exclusivamente al embalse Barredo-Figaredo y de acuerdo con la tabla 33, se dispone de un caudal utilizable de 0,335 Hm³/mes.

Se supone un horario diario de calefacción desde 7 a 11,30 h por la mañana y de 16 a 21h por la tarde, lo que suma un total de 9,5 horas/día. Tomando que este periodo abarca 6 meses (desde principios de Noviembre hasta finales de Abril), se tiene 181 días/año, es decir, 1719,5 horas/año.

De acuerdo con el apartado V.1., durante este periodo se tendría disponible 0,335 Hm³/mes · 6 meses/año + 0,079 Hm³/año (rebose) = 2,089 Hm³/año.

Como habría que concentrar el desagüe durante las horas de calefacción, se supone un bombeo de 1214,9 m³/h.

Se puede evaluar el potencial térmico de este embalse en la hipótesis de situar, a pie del pozo Barredo, una Central de Generación Térmica que, utilizando bombas de calor con este foco frío, suministre agua caliente para calefacción a 35°C, 1719,5 horas al año. Se supone, de forma conservadora, una temperatura constante de las aguas de mina de 20° C.

Para el aprovechamiento geotérmico se eligen bombas de calor CIATESA, tipo HYDROCIAT LWP – 4200 BX, de alta potencia calorífica, que para salida del condensador de 35 °C tienen un *COP* = 6,73, según el catálogo de bombas de calor de CIATESA, *MT-LW-LWP (R134a)-E, Grupos de producción de agua fría condensados por agua*, página 9.

Su potencial como foco frío sería:

$$P_f = (\Delta T \cdot V \cdot C_e \cdot \rho) / t (W_t), [23]$$

Siendo:

$$\Delta T = \text{Salto térmico} = 5^\circ\text{C}$$

$$V = \text{Volumen evacuado en el tiempo } t = 2,089 \cdot 10^6 \text{ m}^3$$

$$C_e = \text{Calor específico del agua} = 4186,8 \text{ J/kg} \cdot ^\circ\text{C}$$



ρ = Densidad del agua = 1000 kg/m³

t = tiempo considerado de calefacción = 3600 · 9,5 · 181 = 6,19 · 10⁶ s

$$P_f = 7,065 \text{ MW}_t$$

El potencial térmico del foco caliente será:

$$P_c = P_f \cdot COP \cdot (COP - 1)^{-1} \quad [11]$$

Para el COP de 6,73:

$$P_c = 8,3 \text{ MW}_t$$

Lo que supondría una energía térmica anual disponible, a la salida de los condensadores, de:

$$E_c = 8,3 \cdot 1719,5 = 14.271,9 \text{ MWh}_t$$

Consumiendo $14.271,9 \cdot 6,73^{-1} = 2.121 \text{ MWh}$ de electricidad.

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), en su Instrucción Técnica *IT 1.2. Exigencia de Eficiencia energética*, dentro de la sección *IT 1.2.4. Caracterización y cuantificación de la exigencia de eficiencia energética* y en el apartado *IT 1.2.4.2. Redes de tuberías y conductos*, número 6 de las *Generalidades* (Ministerio de la Presidencia, 2007^a), establece una pérdida térmica global máxima por el conjunto de conducciones de una instalación térmica, en la que el fluido caloportador es agua, del 4%. Por tanto, se asume esta pérdida, sin tener en cuenta las posibles ganancias de calor debidas a la energía absorbida por los equipos de transporte, siempre una fracción relativamente pequeña de la potencia transportada (IDAE, 2007d).

Supuestas, pues, unas pérdidas en la red del 4%, se tendría una energía térmica anual disponible de:

$$E_{uc} = 13.701 \text{ MWh}_t$$

Lo que supone que, para temporadas de calefacción de 1719,5 horas/año, la capacidad calorífica del embalse minero, sin retornar agua al mismo, es de:

$$C_{Emb} = (13.701 / 2,1) = 6.524,6 \text{ MWh}_t/\text{Hm}^3 \sim 6,5 \text{ kWh}_t/\text{m}^3 \quad [47]$$

$$\text{Y una potencia útil de: } 3,81 \text{ MW}_t/\text{Hm}^3 \quad [48]$$

Estos valores de capacidad de producción y potencias caloríficas, se consideran válidos también para situaciones de uso del agua con retorno al embalse minero.

V.2.2.2.1. Características de un sistema energéticamente eficiente de calefacción por agua caliente a bajas temperaturas.

La energía térmica debe alimentar a sistemas de calefacción que garanticen lo que el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios establece como valores máximos y mínimos de temperatura operativa y humedad relativa, según se recoge en la tabla 39.



Estación	Temperatura operativa °C	Humedad relativa %
Verano	23...25	45...60
Invierno	21...23	40...50

Tabla 39. Condiciones de diseño para temperatura operativa y humedad relativa.

Como ya se anticipó, se propone suministrar energía térmica con una red de agua a 35°C de temperatura, pero los sistemas de calefacción a bajas temperaturas, para su funcionamiento eficaz, requieren que el edificio cumpla las exigencias básicas de ahorro de energía previstas en el artículo 15 del vigente Código Técnico de la Edificación (CTE), en particular, disponer de una envolvente de características tales que limite adecuadamente la *demanda energética* necesaria para alcanzar el *bienestar térmico* en función del clima de la localidad, del uso del edificio y del régimen de verano y de invierno (CTE- Documento Básico HE; Ministerio de la vivienda, 2006).

En resumen, la principal diferencia de las nuevas edificaciones consiste en una mejora general, tanto de los aislamientos de los muros como de los cerramientos, ya que la causa más común de malestar térmico local se debe a las corrientes de aire, siendo las otras causas el excesivo gradiente vertical de temperatura, la asimetría de la temperatura radiante y la temperatura del suelo excesivamente baja o alta (IDAE, 2007d).

La consecuencia directa de que una vivienda tenga unos niveles de aislamiento mejorados, es que se va a beneficiar de unas menores necesidades de climatización y, además, se van a eliminar posibles corrientes de aire que aparecen por asimetrías térmicas dentro de una misma vivienda o radiaciones de frío o calor indeseables. Pero esta reducción en las necesidades de calefacción conlleva que las variaciones que se produzcan por aprovechamiento de las fuentes de calor gratuitas o por pérdidas de calor puntuales, por ejemplo ante una abertura de puertas o ventanas, sean porcentualmente mucho más significativas de lo que eran hasta la fecha, lo que significa que el sistema de calefacción debe poder ofrecer una mayor sensibilidad a los cambios y una mayor velocidad de reacción (Zamora, 2008a).

Y esta necesidad es satisfecha óptimamente por un sistema de emisores de calor de baja inercia térmica, es decir, que tengan una alta velocidad de reacción que les permita adaptarse a las diferencias térmicas a lo largo del día, con lo que consiguen un gran ahorro energético que varía entre el 10 y el 15%, dependiendo de las diferencias térmicas a lo largo del día, obteniendo un mayor ahorro energético cuanto mayores sean estas diferencias, al ajustar su consumo a las necesidades reales de emisión, manteniendo la temperatura estable y evitando un sobrecalentamiento al no simultanearse ambas fuentes de calor.

Por el contrario, los sistemas convencionales de gran inercia, no sólo exigen un mayor consumo de energía para calentar el emisor, incluso antes de que emita a la habitación, sino que, además, frente a una aportación de energía gratuita como la del sol o el aumento de ocupación de una estancia, se producirá, por un lado, un desperdicio de energía (el radiador sigue emitiendo cuando no se



necesita), y por otro, una disminución del confort debido al sobrecalentamiento del ambiente al tener varias fuentes de calor simultáneas no controlables, como se muestra gráficamente en la figura 116.

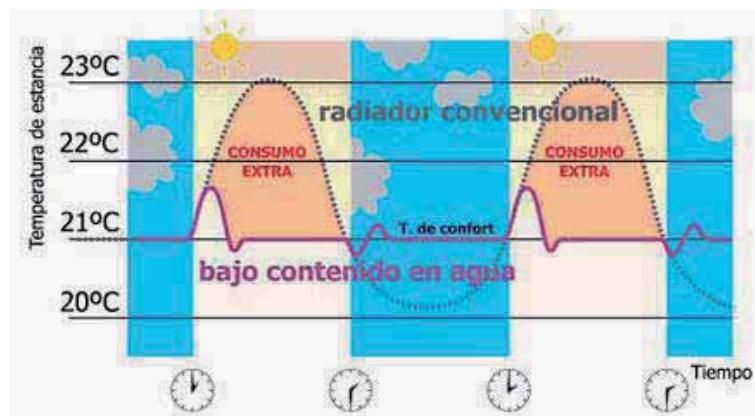


Figura 116. Consumo extra de energía por sistemas de alta inercia térmica (JAGA, 2007)

Uno de estos sistemas es el suelo radiante, ya que permite a los usuarios aprovechar de la inercia térmica de la estructura del edificio (suelo, forjados, paredes, etc.) para mantener estable la temperatura en el interior del edificio y disfrutar de unos excelentes niveles de confort durante todo el año, limitando la influencia de las condiciones climatológicas exteriores.

Por otra parte, la Instrucción Técnica del RITE, IT 1.2.4.3.1., sobre control de las instalaciones de climatización obliga a que todas las instalaciones térmicas estén *dotadas de los sistemas de control automático necesarios para que se puedan mantener en los locales las condiciones de diseño previstas, ajustando los consumos de energía a las variaciones de la carga térmica*. Y como el punto de vista del confort de las personas es variable, los sistemas de regulación de la instalación constituyen una parte muy importante de la instalación de calefacción no sólo para su eficiencia energética sino para lograr esta sensación de confort.

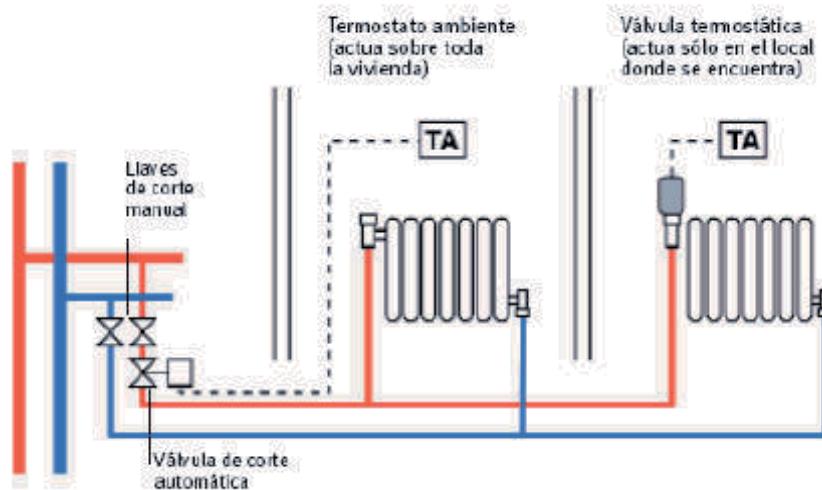


Figura 117. Elementos de regulación de los radiadores (IDAE, 2008)



En los sistemas centralizados, el logro de la sensación de confort exige no sólo un sistema de regulación de la temperatura del agua de entrada a la vivienda, sino también un sistema de regulación de la temperatura de confort en cada habitación, de acuerdo a las necesidades del usuario de la habitación, que en los sistemas de suelo radiante puede realizarse mediante termostatos de aire pero que en los sistemas de radiadores debe ser con válvulas termostáticas en cada radiador, conforme al esquema de la figura 117. En los sistemas individuales sólo se necesita el control de temperatura en cada habitación.

Pero, es evidente que esta regulación del sistema de calefacción en función de la temperatura de confort exige, para su eficacia, una mayor velocidad de reacción para reducir el tiempo empleado en volver a alcanzar la temperatura objetivo tras cualquier cambio. Y esta velocidad de reacción, en el caso de radiadores, sólo se consigue con radiadores de menor contenido de agua y menor masa del radiador, conforme se muestra en el esquema de la figura 118.

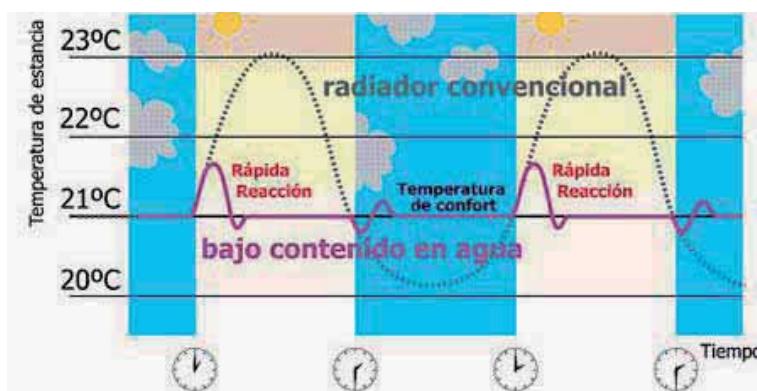


Figura 118. Evolución de la temperatura de una habitación ante las diferencias de reacción de un radiador convencional y otro con bajo contenido de agua (JAGA, 2007)

En resumen, un radiador de bajo contenido de agua (menor masa) absorbe mucho menos calor y reacciona al menos tres veces más rápido a las fluctuaciones de temperatura de confort, dado que menor masa significa menor inercia, por lo tanto más sensibilidad a la hora de responder a lo que le ordene el termostato de control de temperatura de la habitación.

Como se puede apreciar en la imagen de la figura 119, que muestra la correspondencia entre la evolución de la masa de agua en los radiadores y su consumo de energía, éstos han ido teniendo cada vez menor peso y menor contenido de agua para su funcionamiento, porque, como rápidamente se deduce, a mayor contenido de agua, mayor lentitud en calentar toda la instalación y mayor tiempo para emitir el calor a la estancia.

Igualmente, en el arranque de la calefacción, esta menor masa a calentar implica por tanto un mayor ahorro de energía, ya que, aproximadamente a los 8 minutos, el radiador ya está a pleno rendimiento y, alcanzando antes la temperatura objetivo, el confort será mayor. En el gráfico de la figura 120 se representan los tiempos que tardan en alcanzar su temperatura de funcionamiento diversos tipos de radiadores.

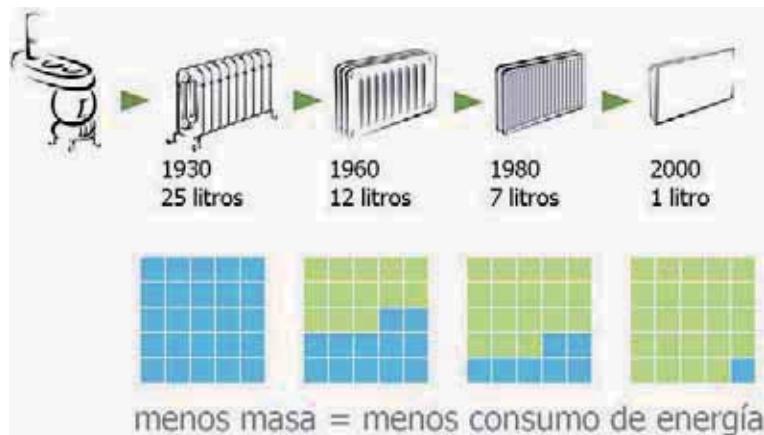


Figura 119. Evolución de la masa de agua de los radiadores (Zamora, 2008a)

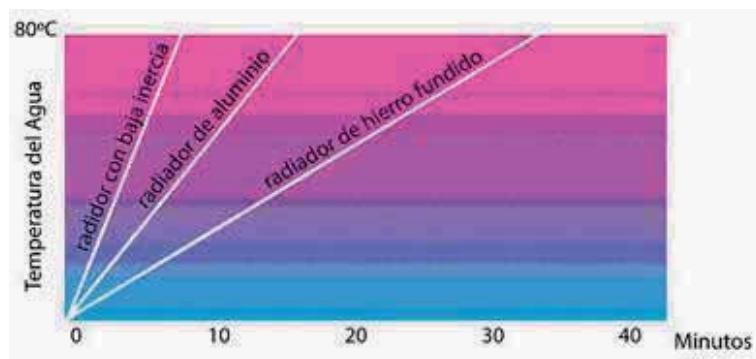


Figura 120. Tiempo en alcanzar la temperatura de funcionamiento en función del contenido en agua del radiador (JAGA, 2007)

Por lo tanto, para adaptar el sistema de radiadores a las nuevas condiciones de trabajo se han desarrollado nuevos intercambiadores, con aletas de aluminio corrugado para aumentar su superficie y mejorar el intercambio, se ha optimizado el contacto entre el aluminio y los tubos interiores de cobre para que el calor pase del agua a las aletas de la manera más eficiente posible y se ha calculado la separación entre ellas para que la dilatación que sufre el aire a baja temperatura no interfiera la fluidez del mismo. De esta manera se obtiene un intercambiador de alta eficiencia, con una alta velocidad de reacción, que aprovecha las fuentes de calor gratuitas y mejora la regulación y el confort. (Zamora, 2008a). Pero aún se puede mejorar el rendimiento energético y mejorar la sensación de confort si se elige un sistema de calefacción con alta convención natural.

Efectivamente, el intercambio de calor por radiación entre la masa del radiador y el volumen de aire de la estancia proporciona un modelo de calefacción asimétrica en la que habrá zonas con distintas temperaturas y, por tanto, deficiente reparto del calor. El intercambio de calor por convección natural del aire calentado, que asciende al bajar su densidad, disminuye las estratificaciones verticales y consigue una distribución de la temperatura de manera homogénea en toda la estancia evitando corrientes de aire. Se obtiene, así, una mejor distribución del calor y un mayor confort.



La solución habitual son los sistemas dinámicos, tipo fan-coil, que son idóneos para trabajar con bajas temperaturas de impulsión al tener las ventajas de la alta velocidad de reacción y el exponente “n” de su curva característica es igual a 1, lo que les da un rendimiento muy alto a baja temperatura, pero que tienen el inconveniente del ruido y las fuertes corrientes de aire con la consiguiente merma en la sensación de confort.

Por lo tanto, la solución ideal sería un emisor que conjugue los beneficios de ambos sistemas, el silencio y el confort de un sistema estático, con el rendimiento, la velocidad, el tamaño y el ahorro energético de uno dinámico y *que trabaje con temperaturas de impulsión de 35°C*, con retorno a 30°C y, actualmente, existen en el mercado emisores de estas características.

Concretamente JAGA, ha desarrollado la tecnología Dynamic Boost Effect (DBE, figura 121), que incrementa significativamente la potencia alcanzando la temperatura requerida de la estancia hasta nueve veces más rápido. Además, estos emisores consiguen un funcionamiento más económico al tener instalados sensores térmicos controlados por un microprocesador que les faculta para proporcionar una reacción más rápida (JAGA, 2010). Con este tipo de solución se instala un sistema de calefacción eficiente energéticamente, que permite el aprovechamiento geotérmico mediante emisores híbridos funcionando a temperaturas de impulsión/retorno de 35/30°C, en los que se aprovecha la potencia y la velocidad del sistema dinámico de baja velocidad en el arranque de la calefacción, pero que, una vez empieza a subir la temperatura, modula su velocidad hasta detenerse, puede mantener la temperatura de forma estática y únicamente vuelve a funcionar de manera dinámica cuando haya un descenso de temperatura o se necesite un aporte extra de calefacción.



Figura 121. Radiador híbrido con tecnología Dynamic Boost Effect, tipo STRADA (JAGA, 2010)

V.2.2.2.2. Características de la alimentación de un sistema de calefacción por agua caliente a bajas temperaturas, con el aprovechamiento energético mediante bomba de calor del agua del embalse minero Barredo-Figaredo.

Lógicamente, las empresas que se instalen en el Parque Tecnológico de Figaredo ocuparán edificios que, al ser de reciente construcción, cumplirán las especificaciones de eficiencia energética



que señala el CTE. En cuanto a los consumidores de edificios residenciales pueden ser tanto de reciente construcción, adaptados a estas exigencias, como anteriores al CTE y con sistemas de calefacción convencionales. En el primer caso, aquellas construcciones que, por su reciente construcción, dispongan de suelo radiante como sistema de calefacción, no necesitarán más que conectarse a la red calorífica de baja temperatura e instalar los dispositivos necesarios para el control de la conexión. Si no disponen de suelo radiante, se supone que deberán tener sistemas de radiadores de baja masa de agua que permitan temperaturas de impulsión/retorno de 35/30°C. Y, como es lógico, aquellos edificios residenciales construidos anteriormente al CTE y al RITE, deberán rehabilitar su edificio y las viviendas para adaptarlo a esta normativa, mejorando sus condiciones de aislamiento y modificando los sistemas de calefacción, si quieren disfrutar de sus beneficios económicos y de confort.

Parece lógico que los beneficios fiscales de esta rehabilitación, complementados con los alicientes que puedan establecerse para la renovación de los sistemas de calefacción, pueden ayudar en este sentido, pero es indudable que los menores costes de calefacción tras la renovación la justifican. A título de ejemplo, el instituto alemán Passivhausinstitut, cuyo objetivo es conseguir edificios y viviendas con un consumo energético muy bajo, ha elaborado un conjunto de soluciones constructivas con el que se consigue limitar el consumo total de energía primaria a 120 kWh/(m²·año), incluyendo todos los consumos. Centrándose en las necesidades de calor, en una “casa pasiva” se alcanzan consumos máximos de 15 kWh/(m²·año) y cargas térmicas máximas de 10 W/m², independientemente del clima (Feist, 2009). Oschner en cambio (2008), señala una mayor demanda para este tipo de casas, como puede verse en la tabla 40.

Demanda Térmica de Calefacción en Viviendas (W/m ²)	
Edificio antiguo con aislamiento normal	75-100
Edificio moderno con buen aislamiento	50
Edificio moderno de bajo consumo energético	40
Edificio modelo “casa pasiva”	15

Tabla 40. Demandas térmicas en viviendas (Oschner, 2008)

Es evidente que muchas de las actuaciones propuestas no son aplicables mediante una simple rehabilitación, pero, mejorando las medidas de aislamiento, se puede rebajar la transmitancia térmica de algunos huecos, como las ventanas, y de algunos puentes térmicos, como las cajas de persianas y los contornos de las ventanas, hasta llegar en los sistemas de 35/30°C, que son los considerados para una “casa pasiva”, a cargas térmicas necesarias de 50 W/m², que suponen un ahorro del 50% frente a los sistemas actualmente instalados antes de la rehabilitación.

Partiendo de este hecho, y, tras lo expuesto en el anterior apartado, tanto para las empresas instaladas en los polígonos industriales cercanos, como para los edificios residenciales que no dispongan de suelo radiante, se proponen sistemas de calefacción de alta eficiencia energética que trabajen a bajas o muy bajas temperaturas de impulsión, Low Temperature Heating (LTH), y que utilicen emisores con alta velocidad de reacción conseguida con una gran superficie de intercambio.



Y, más en particular, emisores de calor estáticos-dinámicos, unidos a un sistema de control de activadores térmicos, Dynamic Boost Effect (DBE), que consigan una mayor capacidad de calefacción con una reacción más rápida y un funcionamiento más económico (JAGA, 2010).

Para el estudio de las ventajas de la alimentación de un sistema de calefacción, por agua caliente a bajas temperaturas, con el aprovechamiento energético mediante bomba de calor del agua del embalse minero Barredo-Figaredo, debe tenerse en cuenta con qué alternativas de producción de agua caliente compararlo. Para ello se debe partir de que, de acuerdo con el vigente Código Técnico de Edificación, de marzo de 2006, en su Anejo III, se define como *demandas energéticas*, la energía necesaria para mantener en el interior del edificio unas condiciones de confort definidas reglamentariamente en función del uso del edificio y de la zona climática en la que se ubique. Al mismo tiempo, se define como *severidad climática* al cociente entre la demanda energética de un edificio cualquiera en dicha localidad y la correspondiente al mismo edificio en una localidad de referencia, tomando dicha reglamentación a Madrid como localidad de referencia y siendo, por tanto, su severidad climática la unidad. Se define, así, una severidad climática para verano (SCV) y una para invierno (SCI). Con la división de España en zonas climáticas del citado CTE y los criterios de determinación de las mismas, Oviedo pertenece a la zona climática C1, al igual que Mieres (aproximadamente a 210 m.s.n.m.) y la zona de estudio. Esto significa que tienen un intervalo de severidad climática de invierno de: $0,6 < SCI \leq 0,95$ respecto a la de Madrid, como corresponde a la división C, y un intervalo de severidad climática de verano $SCV \leq 0,6$ respecto a la de Madrid, como corresponde a la división 1 (Ministerio de Vivienda, 2006).

Tras estas consideraciones, se debe descartar que el uso de *captadores solares térmicos*, para absorber la radiación solar, transmitiendo la energía térmica así producida, sirva para alimentar de forma suficiente y exclusiva las necesidades de agua caliente del sistema de calefacción de una vivienda en Mieres. Por lo tanto sólo quedan, como alternativas consideradas de comparación en el suministro de agua caliente para calefacción, los sistemas basados en combustión, calderas de gas de condensación y calderas de biomasa, y los sistemas basados en bomba de calor utilizando la energía del agua de mina o la geotérmica del subsuelo a través de intercambiadores geotérmicos.

V.2.2.2.1. Aprovechamiento desde el pozo Barredo.

Para analizar la factibilidad económica del aprovechamiento energético mediante bomba de calor para suministro directo de agua caliente desde el pozo Barredo, es necesario tener en cuenta que en Mieres, además de la posibilidad del uso de bombas de calor e intercambiadores geotérmicos en el terreno, existe la posibilidad de utilizar el agua del acuífero libre formado en los niveles con permeabilidad variable por porosidad intergranular que se distribuyen a lo largo de las llanuras de inundación del río Caudal, como se representó en el mapa hidrogeológico de la figura 80 (apartado IV.8.)

Efectivamente, en el apartado IV.3.1., se describió la existencia de sedimentos Cuaternarios, tanto en depósitos aluviales de los ríos Caudal, Turón y Aller como eluviales y coluviales, a los que hay que sumar los de carácter antrópico. En concreto, el valle del río Caudal se caracteriza por poseer



una llanura aluvial alargada y estrecha, que mantiene una mínima pendiente hacia el río. Alcanza una anchura máxima de 900 m, situándose entre las cotas de 160 y 250 m sobre el nivel del mar y, para el período 1988-1998, las temperaturas medias fluctuaron entre los 8,3 y 19,8º C, con mínimas en diciembre-enero y máximas en julio-agosto (López *et al.*, 2002).

Tomando exclusivamente la zona desde el centro de la villa de Mieres hasta Figaredo, en el mapa de la figura 122 puede verse esta franja de llanura aluvial. En esta figura se ha señalado también la situación del nuevo hospital comarcal, a una distancia de 2000 m al sur del pozo Barredo, que junto con la zona de La Mayacina, indicada en la figura 123, a una distancia de 900 m al norte del pozo, podrían marcar, inicialmente, los límites de una red térmica.

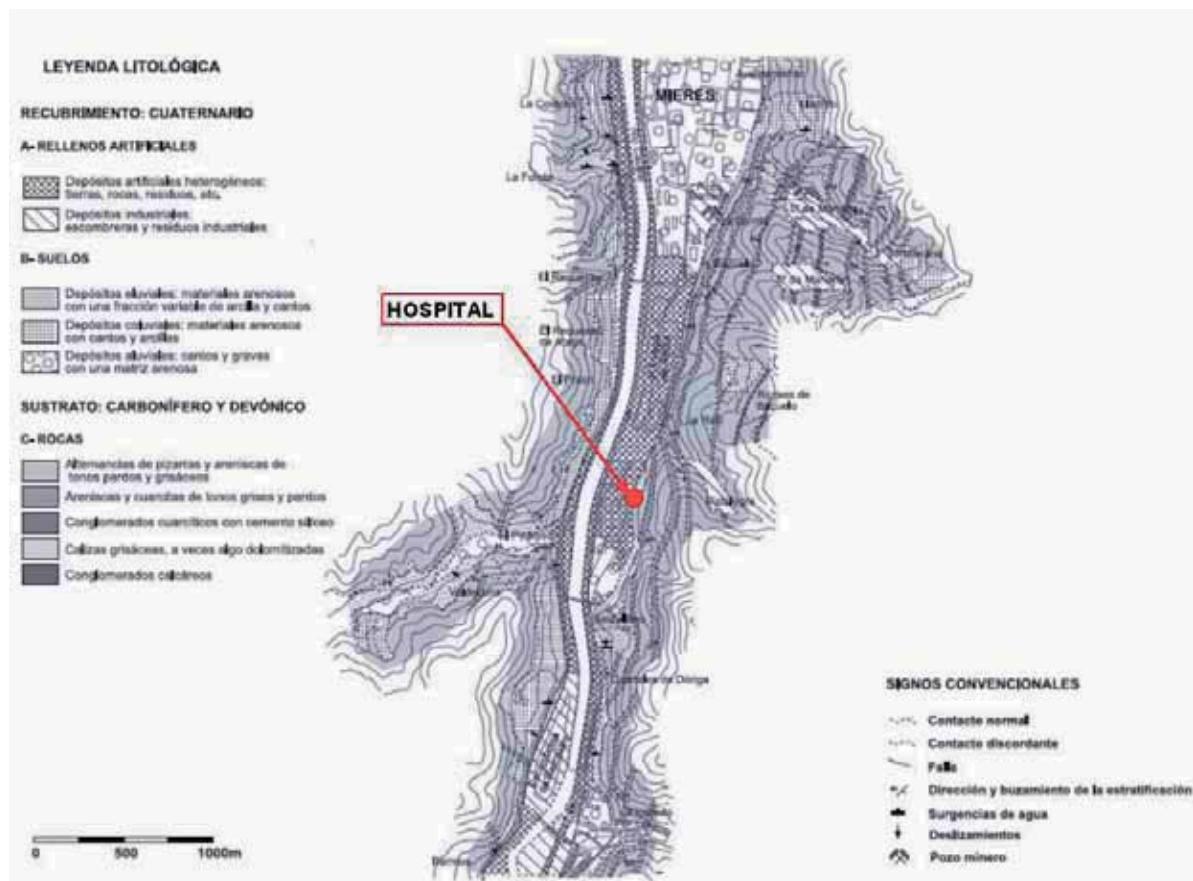


Figura 122. Llanura aluvial del río Caudal entre el centro de la Villa de Mieres y Figaredo (mod. de López *et al.*, 2002)

Para el estudio de las características de las aguas del Cuaternario se utilizarán los resultados del reciente estudio efectuado por el Departamento de Explotación y Prospección de Minas de la Universidad de Oviedo, *Aspectos hidrogeológicos del entorno de las parcelas M7 y M8 en La Mayacina (Mieres)*, de 2010. Aunque el estudio se centra en el solar de unas viviendas en construcción en La Mayacina (figura 123), se puede considerar suficientemente representativo, a efectos de aprovechamiento geotérmico, para toda la zona de la llanura aluvial de la figura 122, ya que se considera que la temperatura media de las aguas del cuaternario, salvando las anomalías



producidos por los vertidos del pozo Barredo, será similar en toda la franja de la llanura aluvial y las variaciones del nivel piezométrico no son relevantes en los rendimientos esperados.

Y, dado que los resultados económicos de un aprovechamiento geotérmico mediante intercambiadores de calor en el subsuelo y bomba de calor nunca serán mejores que los del aprovechamiento de las aguas del Cuaternario, por tener la misma temperatura y necesitar mayores inversiones, la comparación entre el suministro de agua caliente mediante bombas de calor se limitará al suministro por aprovechamiento directo de las aguas del Cuaternario, al suministro por aprovechamiento directo de una red térmica de muy baja temperatura, como la descrita en el apartado V.2.2.4, y al suministro directo por una red térmica de baja temperatura desde una Central de Generación Térmica a pie de pozo que aproveche directamente el desagüe del embalse minero.

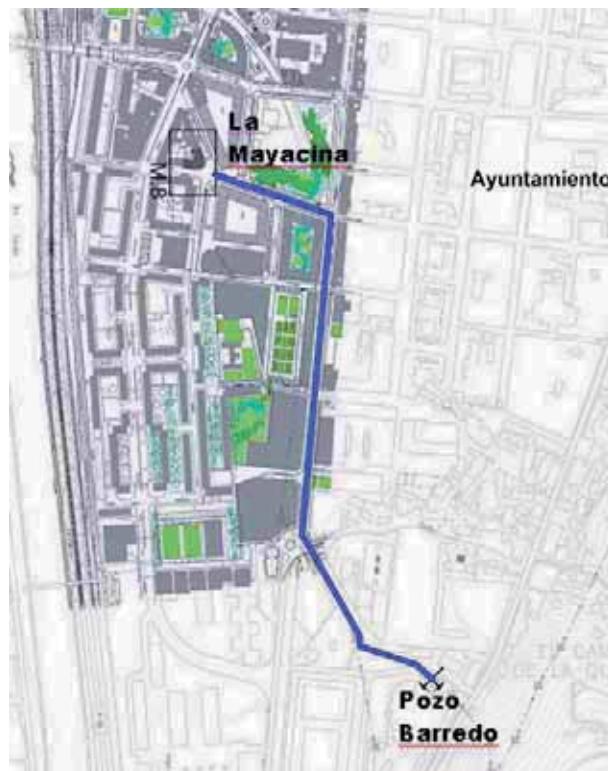


Figura 123. Situación del pozo Barredo respecto a La Mayacina (facilitada por OCA).

Para este estudio se monitorizaron una serie de sondeos, situados según la figura 124, y, como resultado de las medidas tomadas en ellos, se considera que la profundidad del Cuaternario oscila entre 6 y 8,5m (figura 125 izda.), y que la altura del nivel piezométrico, respecto a la cota de la calle, estará entre un mínimo de 2,7m, en condiciones extremas, y 5 m (figura 125 dcha.).



Figura 124. Situación de los sondeos monitorizados en La Mayacina

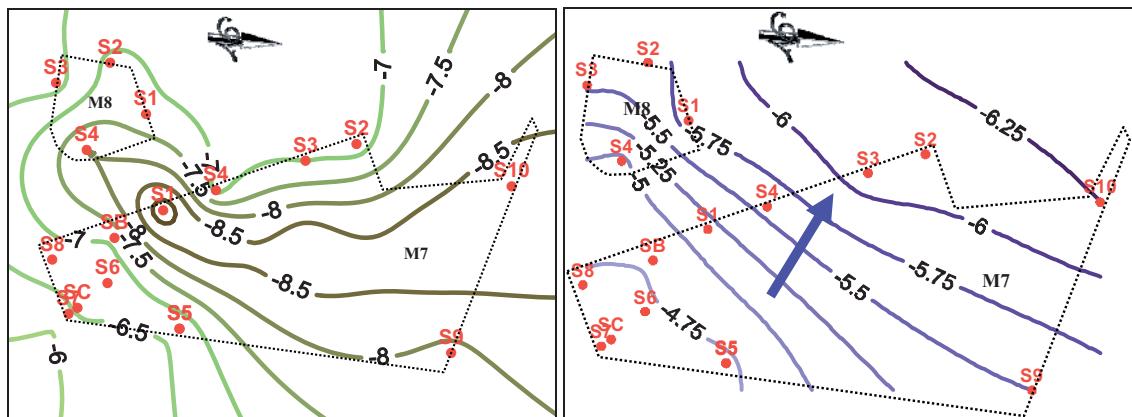


Figura 125. Profundidad de la base (izda.) e Isopiezas (dcha.) del Cuaternario (m) respecto a la cota de la calle en la zona de estudio

En cuanto a la temperatura de las aguas del Cuaternario, los resultados de las mediciones hechas en los sondeos efectuados muestran, como se ve en la figura 126, que la temperatura media es de 15°C. Sin embargo, la opinión de los hidrogeólogos expertos del Departamento de Prospección y Explotación de Minas de la Universidad de Oviedo coincide en una temperatura media de 12,5°C, y que esta temperatura anormalmente alta sea probablemente debida a que el agua bombeada del pozo Barredo y vertida en el Arroyo Duró se infiltra en el Cuaternario en su flujo natural hacia el río Caudal. Se considerarán, pues, las dos temperaturas, siendo conscientes de que, si existe aprovechamiento hídrico y no hay vertido, los resultados esperados serán los correspondientes a una temperatura de 12,5°C.



Igualmente, en el mapa de isopiezas se observa que el gradiente del agua subterránea del acuífero libre se desplaza en dirección al río, ubicado unos 200 m al Oeste de la zona de estudio; este flujo constante de las aguas del Cuaternario hacia el río Caudal, que se comporta como efluente o ganador (figura 127) garantiza que, en los casos de aprovechamiento directo de las aguas del acuífero, la menor temperatura de las aguas a él devueltas, tras sufrir el gradiente térmico al pasar por el evaporador de la bomba de calor, no influirá en la temperatura media de la captación.

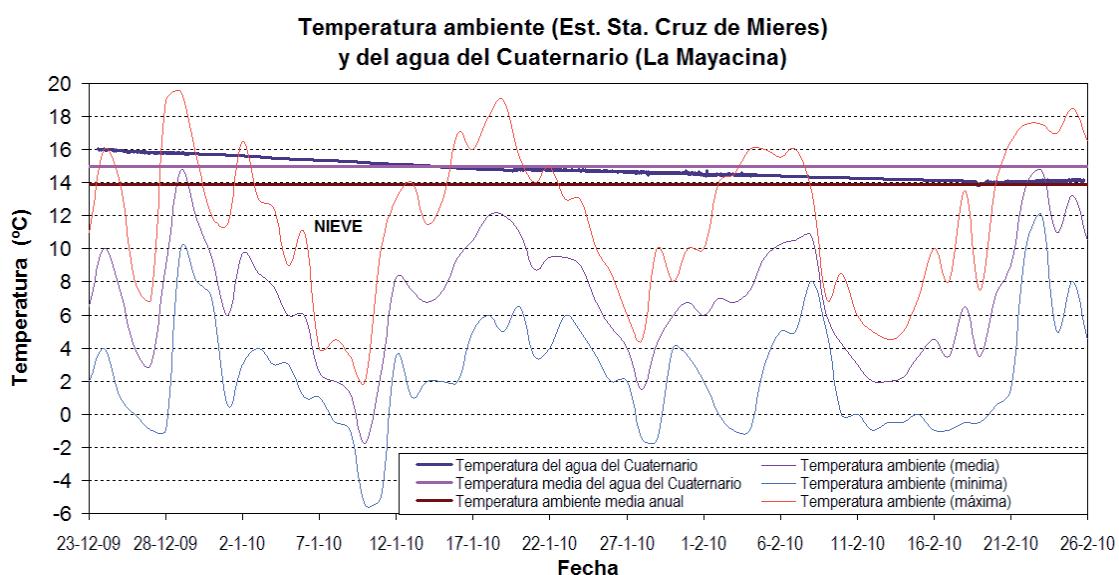


Figura 126. Temperatura media del agua del Cuaternario en La Mayacina.

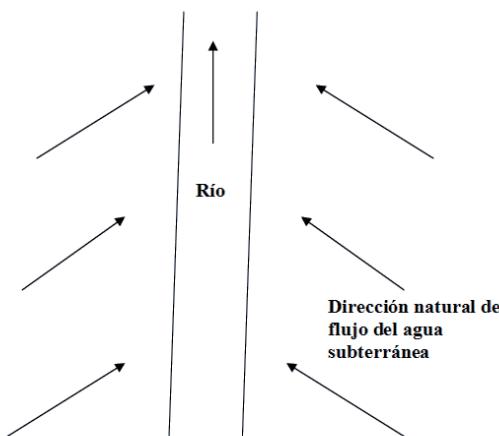


Figura 127. Dirección del flujo natural de las aguas del Cuaternario hacia el río Caudal

Características de las viviendas y necesidades térmicas para calefacción.

En primer lugar se debe partir de la demanda de energía necesaria por vivienda, calculada según el método especificado en el Código Técnico de Edificación. Existen métodos simplificados para este cálculo, suficientemente válidos, como el que se puede encontrar en http://www.aquabazar.com/estudio_calefaccion.php, que en este caso, para edificios de viviendas en la zona Climática C1, como es el caso de Mieres, proporciona unas necesidades entre 80 y 100



kcal/h, por m^2 de vivienda, es decir, entre 93 y 116 W/m^2 , según las características de su aislamiento térmico. No obstante, por entender que esta cifra es elevada y se corresponde más con el uso de sistemas convencionales de calefacción de alta temperatura, se utilizará una demanda térmica de $50 W/m^2$, de acuerdo con la tabla 50, más apropiada a sistemas de baja temperatura, en viviendas con buen aislamiento térmico.

Se elige como unidad de comparación una vivienda de $100 m^2$, que, según datos del Instituto Nacional de Estadística, es la superficie media útil de un piso con calefacción en Mieres (INE, 2010a). Se precisan, pues, $50 \cdot 100 \cdot 1719,5 \cdot 1000^{-1} = 8597,5 kWh/año$, por vivienda.

Calefacción con agua caliente producida por calderas alimentadas con gas natural

Se suponen calderas de condensación de alta eficiencia energética, con un rendimiento, sobre el poder calorífico superior (P.C.S.), del 98%. Por tanto, para satisfacer la demanda y producir $8597,5 kWh/año$, se consumirá una cantidad de gas con P.C.S. equivalente a: $8597,5 kWh/año / 0,98 = 8773 kWh/año \cdot 3,6 \cdot 10^6 J/kWh = 31,6 GJ/año$ para cada vivienda.

El precio sin tasas en España del GJ de gas en 2009, según EUROSTAT (2010a), fue de $14,64 €/GJ$, luego el coste anual (por vivienda) de esta calefacción será (sin tasas) de: $31,6 GJ/año \cdot 14,64 €/GJ = 462,6 €/año$. Las emisiones de CO_2 serán: $8.773 \cdot 0,223 = 1.956 kg CO_2$.

Calefacción con agua caliente producida por calderas alimentadas con biomasa

La Fundación Asturiana de la Energía, en su análisis de sensibilidad de evolución de precios de la tabla 3.6 (FAEN, 2009b) prevé tres escenarios de evolución del precio del kWh producido por calderas de biomasa en relación a la evolución del precio de gas natural: un 5% más caro, un 11,7% más caro y un 14,9% más caro. El resultado de esta previsión en coste anual (por vivienda) de esta calefacción sería, respectivamente, (sin tasas) de: $485,73 €/año$, $516,72 €/año$ y $531,53 €/año$ y, por convencionalismo, se tomará 0 emisiones de CO_2 .

Calefacción con agua caliente producida por bombas de calor agua-agua

Para calcular el volumen de agua necesario se parte de la ecuación [23] del apartado III.1.6., que da la potencia térmica del foco frío:

$$P_f = (\Delta T \cdot C_e \cdot V_t \cdot \rho) / t \text{ (W)} \quad [23]$$

$$P_f = \Delta T \cdot C_e \cdot Q \cdot 1000^{-1} \cdot \rho \quad [49]$$

Siendo: Q = Caudal de agua necesario, en l/s ; y $V_t = Q \cdot 1000^{-1} \cdot t$

Sustituyendo en [49]:

$$P_f = 5 \cdot 4186,8 \cdot Q \cdot 1000^{-1} \cdot 1000 \Rightarrow Q (l/s) = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot P_f (W) \quad [50]$$

Y siendo E_f la energía térmica del foco frío en kWh y t el tiempo de funcionamiento expresado en horas:

$$P_f = E_f \cdot t^{-1} (kW) = E_f \cdot t^{-1} \cdot 10^6 (W) \quad [51]$$

$$Q (l/s) = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot E_f \cdot t^{-1} \cdot 10^6 (W) \quad [52]$$



La energía calorífica producida, E_c , o energía térmica del foco caliente será, teniendo en cuenta la ecuación [10] (apartado II.3.5.):

$$COP = E_c / W_e = (E_f + W_e) / W_e$$

$$W_e = E_c / COP \quad [53]$$

$$E_f = E_c - W_e \quad [54]$$

Como hipótesis, para calcular el coste de bombeo del caudal de agua necesario, se suponen las siguientes alturas manométricas, que incluyen los aumentos debidos a la pérdida de carga en el evaporador y en el condensador y los debidos a las pérdidas en la tubería de impulsión:

- una altura manométrica de bombeo del agua del Cuaternario de 8 m.
- una altura manométrica de bombeo del agua de mina de 80 m.

La potencia instalada de bombeo es:

$$P (\text{kW}) = 9,81 \cdot Q \cdot 1000^{-1} \cdot H_m \cdot \eta^{-1} \quad [55]$$

Siendo:

Q , caudal en l/s

H_m , altura manométrica, en m.

η , rendimiento de la bomba, que se supone del 90% = 0,9

La energía consumida será:

$$E (\text{kWh}) = P \cdot T = 9,81 \cdot Q \cdot 1000^{-1} \cdot H_m \cdot \eta^{-1} \cdot T \quad [56]$$

Siendo, T = nº de horas de funcionamiento (en este caso, 1719,5 h)

Bomba de calor alimentada con agua del Cuaternario

.Aunque el análisis se hace para una vivienda de 100 m², las instalaciones comunes se suponen para un colectivo de 100 viviendas, con un total de 10.000 m².

Se tiene, por tanto, una demanda comunitaria de 859.750 kWh_t que obliga a una potencia nominal mínima de 859.750 kWh_t/1719,5h = 500 kW

Se elige, dentro de los modelos del catálogo de bombas de calor de CIATESA, *MT-LW-LWP (R134a)-E*, *Grupos de producción de agua fría condensados por agua*, página 7, el tipo HYDROCIAT LWP - 1800BX (H.P.S), con potencia calorífica de 539 kW para temperaturas de salida del evaporador de 7°C y salidas del condensador de 35°C, equivalente a una potencia de 520 kW para temperaturas de salida del condensador de 50°C. En estas condiciones, para temperaturas del agua de entrada en el evaporador de 12° y 17°C, aproximadamente equivalentes a temperaturas medias del agua del Cuaternario de 12,5° y 15°C, nos da unos COP de 5,61 y 5,94 respectivamente.

Por tanto, para una vivienda de 100m², el consumo de energía eléctrica para satisfacer la demanda y producir anualmente 8597,5 kWh_{térmicos}, será 8597,5 / 5,61 y 8597,5 / 5,94, es decir 1532,5kWh y 1447,4kWh, respectivamente.



La energía térmica absorbida del agua del Cuaternario será $(8597,5 - 1532,5)$ y $(8597,5 - 1447,4)$, es decir 7065 kWh/año y 7150,1 kWh/año, respectivamente.

Y el caudal de agua necesario será [52], $(4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 7,065 \cdot 1719,5^{-1} \cdot 10^6)$ y $(4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 7,1501 \cdot 1719,5^{-1} \cdot 10^6)$, es decir 0,193l/s y 0,195l/s, respectivamente. La energía consumida en el bombeo del agua será, en los dos casos, 29 kWh.

La energía eléctrica total consumida será, respectivamente, 1561,5 kWh y 1476 kWh, con lo que el resultado final es:

-Temperatura media del agua del Cuaternario de 12,5°C: 202,1 €/año por piso y 601kg de emisiones de CO₂.

-Temperatura media del agua del Cuaternario de 15°C: 191 €/año por piso y 494,5 kg de emisiones de CO₂.

Bomba de calor alimentada con agua de mina, en Central de Generación Térmica.

De acuerdo con las conclusiones a las que se llegará en el apartado V.2.4.1., por cada vivienda estándar de 100 m², se tendrá un consumo de electricidad de 1.303,6 kWh y unas emisiones de CO₂ de 501,9kg, y se suponen unos gastos de mantenimiento de 90€. Se considerarán, además, unos costes equivalentes a la imputación de la amortización de HUNOSA, apartado V.2.4.1., de 49,5€. Al haber imputado las inversiones de HUNOSA y dado que se trata de un suministro a hogares, con bajo riesgo en el negocio, se supone un Beneficio Industrial de HUNOSA dos puntos por encima de la tasa exigida al capital, el 8%.

Comparación de la explotación mediante los distintos sistemas.

Se parte de los costes de inversión que el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía estima para equipos de calderas de gas y de biomasa (IDAE, 2007c). Según estas estimaciones, la inversión necesaria para un equipo de caldera de gas es de 24.000 € y la inversión necesaria para un equipo de caldera de biomasa de alta gama es de 55.130 €. Dado que estos costes son para equipos con potencia térmica instalada de 200 kW y una superficie calefactada de 2000 m², equivalente a un edificio de 20 viviendas, para una vivienda de 100 m² serán de 1200€ y 2.757€, respectivamente. En el caso de HUNOSA, se supone su amortización en 30 años, por lo que se imputará un coste fijo de 40€ y 92€, respectivamente.

Tanto para las calderas de biomasa, como las bombas de calor del Cuaternario, que son servicios comunitarios, se consideran unos gastos de mantenimiento de 15.000€, principalmente debidos a mano de obra (1 operario durante seis meses), que suponen 150€ por vivienda. Para las calderas de gas, de mantenimiento individual, se supone el costo del servicio “Funciona” de Hidrocantábrico, de 76€/año, con IVA, 65,5€ sin IVA.

La inversión necesaria en la bomba de calor, siguiendo los criterios que se expondrán en el apartado V.2.2.3.2. [57], supondrá un total de $[18.417 + (45.845 \cdot 520) / 280] = 103.558$ €, por lo que la parte proporcional a una vivienda de 100 m² son 1.036€.



En cuanto al uso del acuífero libre Cuaternario, las bombas de calor conllevan, además del coste del equipo, un coste de realización de sondeos entubados y hormigonados (en este caso de 5 m de profundidad), así como preparación del terreno. Se toman como costes por sondeo de 8 pulgadas, entubado y hormigonado a 6 pulgadas, 100€/m; esto supone, estimando 4 sondeos (2 de aspiración y 2 de retorno), unos 2000€, a los que hay que añadir 1000€ del costo de preparación del terreno, que hacen un total de 3000€, lo que supone 30€ por vivienda. La inversión total es de 1.066€ por vivienda. Como en el caso de HUNOSA, se supone su amortización en 30 años, por lo que se le imputará un coste fijo, después de impuestos, de 36€.

En la tabla 41 se resume la comparación de los resultados de explotación para los sistemas estudiados de acuerdo a los supuestos simples anteriores.

Análisis Económico (Costes anuales-Inversión) (€)	Comparativa calefacción vivienda 100 m ²				
	Caldera de gas	Caldera biomasa Escenario I	Bomba calor agua cuaternario T = 12,5°C COP = 5,61	Bomba calor agua cuaternario T = 15°C COP = 5,94	Bomba calor agua mina COP = 6,73
Energía Térmica Útil Euc (kWh)	8597,5	8597,5	8597,5	8597,5	8597,5
Horas funcionamiento	1719,5	1719,5	1719,5	1719,5	1719,5
Consumo gas (Gj)	31,6				
Consumo electricidad (kWh)			1561,5	1476	1.303,60
Costes Energía sin IVA	462,6	485,73	202,1	191	168,7
Costes mantenimiento	65,5	150	150	150	90
Beneficio HUNOSA					20,7
Costes Explotación sin IVA	528,1	635,73	352,1	341	279,4
Costes imputados de Amortización HUNOSA					49,5
Costes explotación con 18% IVA	623	750	415,5	402,5	388,1
Inversión	1.200	2.757	1.066	1.066	
Imputación Amortización	40	92	36	36	
COSTES TOTALES	663	842	452	439	388
Emisiones CO ₂ (kg)	1.956		601	494,5	501,9

Tabla 41. Análisis comparativo de las alternativas de calefacción para una vivienda de 100 m²

Estos resultados confirman lo publicado por la Geothermal Exchange Organization y recogido en la tabla 42, que define los sistemas de calefacción basados en el aprovechamiento geotérmico como los sistemas más económicos y de mayor seguridad, en relación a los basados en calderas de combustión, señalando además que los sistemas de circuito abierto -como los estudiados- son los de menores inversiones de instalación (GeoExchange, 2010).



Sistemas de calefacción	Seguridad	Coste de instalación	Coste de explotación	Coste de manenimiento	Coste del ciclo de vida
Calderas	Preocupante	Moderado	Moderado	Alto	Moderado
Bombas de calor					
Círculo abierto	Excelente	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado
Intercambiador geotérmico	Excelente	Alto	Bajo	Bajo	Bajo

Tabla 42. Características generales de los distintos sistemas de calefacción (mod. de GeoExchange, 2010)

Dado que se debe extender este estudio a toda vivienda, nueva o no, se debe también considerar la inversión necesaria para adaptar los emisores antiguos a nuevos y modernos emisores de 35/30°C de impulsión/retorno, como los considerados en el apartado V.2.2.2.1, en el caso de vivienda antigua. Se supone que este costo es similar al de la instalación de suelo radiante y se aplican los criterios de importe de esta instalación expuestos en la tabla 43, elaborados de acuerdo a la guía de Ochsner (2008).

Coste renovación emisores térmicos en vivienda 100m ² (€)	
Emisores térmicos	2538
Instalación y control	1078
Coste sin IVA	3616
Coste con IVA	4267

Tabla 43. Costes renovación del sistema de emisión térmica.

En este sentido se considerarán dos posibilidades, según sea o no subvencionada esta renovación con cargo a las ayudas que prevea el nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, similares a las actuales, del 30%. La modalidad de subvencionar la renovación de los sistemas de calefacción, por parte de las compañías suministradoras de energía eléctrica debería ser planteada de forma generalizada. Se cita, a título de ejemplo, las subvenciones concedidas por la empresa gas natural-UNION FENOSA a todos sus clientes para la renovación de los sistemas convencionales de calefacción por equipos geotérmicos (energylab, 2009).

Dado que, como se ve claramente en la tabla 41, los sistemas basados en calderas de biomasa son menos económicos en costes de funcionamiento y gastos de inversión, no se analizan, ya que sólo presentan la aparente ventaja de no producir emisiones de CO₂. En Asturias, su competitividad económica sólo se presentaría en lugares sin suministro de gas natural y sin posibilidades de aprovechamiento geotérmico.

A continuación se hace el análisis económico de las posibilidades finalmente estudiadas, una vez descartadas las calderas de biomasa: calderas de gas, bombas de calor aprovechando el agua del Cuaternario y suministro directo desde la Central de Generación Térmica de HUNOSA, con y sin renovación de emisores térmicos, para un período de 15 años.

En las hojas 1 a 5 de los Anexos, se encuentran las hipótesis operativas estudiadas, el análisis de rentabilidad de los distintos aprovechamientos geotérmicos, el análisis de rentabilidad de la sustitución de los emisores térmicos y los costes acumulados de renovación. Se supone un IVA



constante del 18%, un incremento anual del 2% de los costes energéticos, mantenimiento y tarifa HUNOSA; también se supone que la inversión en emisores térmicos y los costes anuales se pagan por caja en el período, y que al no ser un negocio con ingresos tampoco existe partida de impuesto de sociedades. Para el análisis de rentabilidad se fija una tasa exigida al capital del 6% y las inversiones en equipos de producción de agua caliente, al considerar su amortización en 30 años, se incluyen como un costo fijo, sin evolución del 2% anual, en las hipótesis operativas.

La primera comparación responde a la cuestión de si es rentable aprovechar las aguas del Cuaternario frente a la alternativa de suministrarse directamente del agua caliente para calefacción de la Central de Generación Térmica de HUNOSA. Y, como puede verse en la misma tabla 41, los gastos anuales del suministro de agua caliente desde la Central de Generación Térmica, usando agua de mina, indica que *ninguna de las dos variantes de utilizar aguas del Cuaternario (12,5°C y 15°C), puede competir con el suministro de agua caliente por una red de baja temperatura.*

La segunda comparación responde a la cuestión de si es rentable aprovechar el suministro de agua caliente de HUNOSA, sustituyendo las calderas de gas pero debiendo renovar los emisores térmicos, estudiando la posibilidad de que esta renovación tenga o no subvención del 30%. Como puede verse, en la hoja 4 de los Anexos, para una tasa exigida al capital del 6%, se deducen unos TIR positivos, del 10 y 4%, para renovación con y sin subvención, respectivamente, pero sólo presenta VAN positivo cuando la renovación de los emisores está subvencionada con un 30%; de todas maneras, considerar decisorio el criterio del VAN en el caso de hogares y aplicado a elementos de confort, no parece muy coherente.

Teniendo en cuenta los gastos acumulados, que no tienen en cuenta la tasa de rentabilidad exigida al capital, la inversión se recupera (figura 128), entre los años 10 y 11, con subvención, y entre los años 14 y 15, sin subvención.



Figura 128. Curva de gastos acumulados de la renovación de calderas de gas.



Está claro que el escenario previsto de gastos nulos de inversión en equipos de calefacción con caldera de gas, pero con gastos de inversión en rehabilitación del aislamiento térmico y de los sistemas de calefacción, representa más realmente la renovación de los actuales equipos de producción de agua caliente en edificios de viviendas construidos anteriormente a las exigencias del CTE. Sin embargo, este análisis se ha hecho para demandas térmicas de 50W/m^2 y 1.719,5 h/año de calefacción, que exigen 8.597,5 kWh de energía térmica por vivienda de 100 m^2 ; para edificios con la calidad habitual de aislamiento es razonable estimar necesidades de cargas térmicas superiores y distintas horas de funcionamiento.

A modo de ejemplo, la Fundación Asturiana de la Energía (FAEN, 2009), considera que un edificio de siete alturas constituido por 38 viviendas, de 75 m^2 cada una, tiene unas necesidades anuales de calefacción de 137.655 kWh; ello supone una demanda anual de 3.622,5 kWh por vivienda, que equivalen a 4.830 kWh en vivienda de 100 W/m^2 , lo que supone muchas menos horas de funcionamiento de calefacción. En estas condiciones, es obvio que la rentabilidad de sustitución de las calderas de gas por el uso de la red de baja temperatura de HUNOSA sería aún más rentable.

V.2.2.2.2.2. Aprovechamiento desde el pozo Figaredo.

Aunque, el embalse minero Barredo- Figaredo tenga su desagüe principal en el Pozo Barredo, desde donde, tras tratar el agua, se distribuiría para su aprovechamiento hídrico, se mantiene la posibilidad de alimentar instalaciones de bombas de calor situadas cerca del brocal del pozo Figaredo con el fin de suministrar energía térmica para calefacción a las empresas que se instalen en el Parque Tecnológico de Figaredo de próxima creación. Este Parque Tecnológico ocupará un espacio de 75.000 m^2 , en las antiguas instalaciones de los pozos San Inocencio y San Vicente (Figaredo) (figura 129) y constituirá el tercer parque tecnológico del Principado, tras los ya existentes en Gijón y Llanera, incluyendo el proyecto talleres, museo y un espacio dedicado a la investigación.



Figura 129. Instalaciones del pozo Figaredo donde se ubicará el futuro Parque Tecnológico.

Si se supone una construcción final de 20.000 m^2 útiles y una carga térmica de 50 W/m^2 , se tendrá una demanda térmica de 1.000.000 W. Considerando necesaria la calefacción durante el período NoviembreAbril , a razón de 10 horas diarias de calefacción y 30 días/mes, lo que hace 1800 h/año,



se precisan $E_c = 1.800.000 \text{ kWh}$ de energía térmica que, dada la cercanía de los usuarios a la futura Central de Generación Térmica, es la misma que se debe producir por no prever pérdidas en la red.

Para el suministro de esta importante cantidad de energía térmica se supone la utilización de bombas de calor de gran potencia calorífica. Dado que, como se ha visto en el apartado IV.12.2., la temperatura considerada de las aguas del pozo Figaredo es de 17º, se elige una bomba de calor del tipo HYDROCIAT LWP - 3200BX, con potencia calorífica de 1087 kW para temperaturas de salida del evaporador de 12ºC y salidas del condensador de 35ºC, equivalente a una potencia de 1040 kW para temperaturas de salida del condensador de 50ºC (Catálogo de bombas de calor de CIATESA, *MT-LW-LWP (R134a)-E, Grupos de producción de agua fría condensados por agua*, página 9). En estas condiciones, el COP = 6,25.

Para el suministro de 1.800.000 kWh se consumirán 288.000 kWh de energía eléctrica y la energía térmica absorbida del agua es: $1.800.000 - 288.000 = 1.512.000 \text{ kWh} = E_f$. La potencia térmica del foco frío será: $1.512.000/1800 = 0,840 \cdot 10^6 \text{ W}$. De acuerdo con la ecuación [52], el caudal necesario de agua es:

$$Q = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 0,840 \cdot 10^6 = 39,48 \text{ l/s} \approx 142 \text{ m}^3/\text{h}, \text{ que supone un consumo anual de } 255.600 \text{ m}^3 \text{ de agua de mina.}$$

Supuesta una pérdida de carga equivalente a 5,5 m de altura manométrica, para la recirculación de la red, el consumo energético será [56]:

$$9,81 \cdot 39,48 \cdot 1000^{-1} \cdot 5,5 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1800 = 4.260 \text{ kWh.}$$

Por tanto, el consumo de energía eléctrica en el suministro calórico será de 292.260 kWh.

En cuanto al coste del desagüe, la cota del brocal del pozo San Inocencio es +253 m.s.n.m., mientras que el nivel del agua en el pozo Figaredo oscila ligeramente en torno a la cota + 157,5 m.s.n.m. (apartado IV.11.), con lo que la altura del nivel de inundación hasta el brocal del pozo es de 95,5 m y, suponiendo una pérdida de carga de 4,5 m, se tiene una altura manométrica de 100 m.

La energía eléctrica necesaria anualmente para el desagüe de este caudal de agua, en 1800 horas, será [56]:

$$9,81 \cdot 39,48 \cdot 1000^{-1} \cdot 100 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1800 = 77.460 \text{ kWh.}$$

El total de energía eléctrica consumida por las bombas de calor será 369.720 kWh, con un costo, sin IVA, de 46.936€.

Y, como se verá en el apartado V.2.3.2., al turbinar el retorno de este desagüe se generarán 53.627 kWh, con lo que el balance final de consumo eléctrico será de 316.093 kWh, con unas emisiones de 121,7 t de CO₂. Dado que para suministrar esta energía térmica con gas se producirían unas emisiones de 401,4t, se reducirían las emisiones de CO₂ en 280 t.

La alternativa considerada es la utilización de calderas de condensación de alta eficiencia energética, con un rendimiento, sobre el poder calorífico superior (P.C.S.) del 98%. Para satisfacer la demanda y producir 1.800.000 kWh/año, se consumirá una cantidad de gas con P.C.S. equivalente a: $1.800.000 \text{ kWh/año} / 0,98 = 1.836.735 \text{ kWh/año} \cdot 3,6 \cdot 10^6 \text{ J/kWh} = 6.612 \text{ GJ/año}$.



Aplicándole el precio sin tasas en España del GJ de gas en 2009, de 14,64 €/ GJ (EUROSTAT, 2010a), se tiene:

$$6.612 \text{ GJ/año} \cdot 14,64 \text{ €/GJ} = 96.800 \text{ €/año.}$$

En ambos casos, caldera de gas centralizada y bombas de calor, como ya se ha comentado, se consideran unos costes de explotación de 15.000€, principalmente mano de obra (1 operario 6 meses), imputados al concepto de mantenimiento. Y para la facturación al consumidor por parte de HUNOSA, se incrementa en un 12% de Beneficio Industrial, dado que, por la posible movilidad de las empresas, el riesgo es mucho mayor que en el caso de suministro a viviendas.

Como se ha visto en el apartado anterior, la inversión necesaria en calderas de gas, para 20.000 m², es de 240.000€, mientras que la inversión necesaria en bombas de calor, siguiendo los criterios que se expondrán en el apartado V.2.2.3.2., supondrá un costo total de $18.417 + (45.845 \cdot 1.040) / 280 = 188.700 \text{ €}$.

Para una tasa exigida al capital del 6% y 30 años de vida útil (apartado V.2.4.1., [59]), la amortización anual imputable al consumidor como coste, será de $188.700 \cdot 0,078 = 14.719 \text{ €}$. En cambio, la amortización de las calderas de gas de forma lineal y considerando 30 años de vida útil, es de 8.000€.

En la tabla 44 se recogen los datos comparativos de costes y emisiones para ambos sistemas. Como puede verse, los costes para el usuario del uso de la red de HUNOSA, cargándose la amortización de la instalación de las bombas de calor y con beneficios del 12%, son un 40% menos que instalando calderas de gas.

Resultados ANUALES CALEFACCIÓN (Costes en €)	Caldera de gas	Bomba calor agua mina (con retorno)
Energía Térmica necesaria (kWh)	1.800.000	1.800.000
Consumo gas (GJ)	6.612	
Consumo electricidad (kWh)		369.720
Costes Energía Térmica sin IVA	96.800	47.842
Costes Mantenimiento	15.000	15.000
Costes Explotación	111.800	62.842
Beneficio Hunosa		7.541
Imputación amortización HUNOSA		14.719
Costes con IVA	156.704	100.420
Amortización	8.000	
COSTE Final con AMORTIZACIÓN	164.704	100.420
Emisiones CO ₂ (t)	401,4	142,4

Tabla 44. Datos comparativos de los sistemas de calefacción aplicables al aprovechamiento desde el pozo Figaredo.



V.2.2.3. Aprovechamiento geotérmico con bombas de calor y una red térmica de muy baja temperatura.

Como se adelantó en la Introducción, el Pozo Barredo está prácticamente en el interior del Campus de Mieres y en la cercanía de un conjunto de centros de alto consumo de energía térmica para calefacción y refrigeración que, de forma no exhaustiva, se enumeran:

- El Campus de Mieres (y entorno), integrado por el Edificio docente (aulas, laboratorios y despachos) de la Universidad de Oviedo operativo en la actualidad, el futuro Centro de Investigación, la futura Residencia de estudiantes, el Polideportivo de la Universidad y el remodelado I.E.S. Bernardo Quirós. En la figura 130 se ve una maqueta de este entorno.



Figura 130. Maqueta con los edificios del entorno del pozo Barredo.

- El nuevo Hospital Vital Álvarez Buylla que el Principado de Asturias, en coordinación con la Consejería de Salud y Servicios Sanitarios, edificará en Santullano, Mieres.
- Centros comerciales como Eroski, Caudalia y DIA.
- Empresas del polígono industrial cercano de Vega de Arriba, o comunidades de vecinos cuyo carácter y dimensión les aconseje la explotación directa del agua de mina para suministro de calefacción.
- El Centro de día / Residencia Geriátrica al Sur del Hospital.
- Un conjunto de edificios residenciales de alta densidad en viviendas.



Figura 131. Vista general de la zona abarcada por la red térmica (mod. de Gispasa, 2010)

Para ayudar a la visualización de esta situación del pozo Barredo, tan favorable estratégicamente para ser el nodo principal de una red calórica de muy baja temperatura, se representa, en la figura 131, la zona que puede abarcar esta red térmica, ya descrita en el apartado V.2.2.2.2.1., con la situación de sus posibles usuarios.

Finalmente, no debe olvidarse el ya citado Parque Tecnológico en los terrenos de las antiguas instalaciones del pozo Figaredo. Aunque el carácter de Parque Tecnológico hace prever la instalación de pymes de innovación tecnológica, en el caso de que su objeto empresarial y su dimensión exigiesen calor y frío simultáneamente, es aún más sencillo que desde el pozo Barredo se plantee la alimentación a las mismas mediante una red térmica de muy baja temperatura.

Costes de la red para el usuario.

Es indudable que el uso de esta red debe reportarle beneficio a HUNOSA. Sin embargo no es objeto de esta Tesis especular sobre este tema y, además, sería pretencioso hacerlo. No obstante, como continuación del trabajo académico de investigación, es conveniente aproximarse a los resultados económicos de aprovechamientos del agua del embalse minero técnicamente posibles. Y para ello deben aplicarse criterios razonados.

Como ya se ha dicho, se pueden plantear dos criterios posibles: considerar que el agua de mina de la red retorna al embalse minero o bien que no retorna y es vertida superficialmente. En este caso, por estimar que este agua debe desagarse para mantener la regulación del embalse dentro de los límites de su seguridad, se ha decidido aplicar en el estudio económico la variante de considerar que retorna al embalse minero por considerar que es la más provechosa para HUNOSA y competitiva frente a las alternativas que tienen los posibles consumidores.

Está claro que el uso de esta red térmica está reservado para altos consumos de energía, por lo que se supone que estos usuarios tienen la capacidad de poder gestionar el aprovechamiento directo



desde la red térmica, siendo muy distintos a los estudiados en el apartado V.2.2.2.2., en el que se contemplaba el suministro a pequeñas comunidades de vecinos, lo que favorecía la posibilidad de una Central de Generación Térmica gestionada por HUNOSA. Para estos usuarios, la opción del aprovechamiento geotérmico directo del agua del Cuaternario no sería factible de forma generalizada y la instalación de intercambiadores geotérmicos en el Cuaternario, a 12,5°C (ya no existiría el efecto de calentamiento del agua del acuífero libre por efecto del vertido del desagüe del pozo Barredo), frente al agua de mina de la red, con temperaturas variables de suministro entre 17 y 22°C, obligaría a grandes inversiones de infraestructura y presentaría peores resultados de eficiencia energética.

El agua de esta red debe gravarse con el desagüe del embalse minero, ya que sólo se contempla una red térmica que parte y retorna al pozo Barredo. Con bombas de 470 m³/h de caudal, rendimiento del 90% y una altura manométrica de 80 m, la energía consumida, por m³ desaguado, es [56]:

$$9,81 \cdot 0,278 \cdot 1000^{-1} \cdot 80 \cdot 0,9^{-1} = 0,2424 \text{ kWh/m}^3$$

que supone un costo de 0,031 €/m³ desaguado, pero, dadas las características de riesgo y responsabilidad del negocio, se estima un 18% de Beneficio Industrial de HUNOSA, con lo que se supone una imputación al consumidor, por m³ usado de la red, de 0,037 €/m³, sin IVA.

Al mismo tiempo, los usuarios deberán bombear el caudal de agua necesario para alimentar sus equipos de bombas de calor y devolverlo al retorno de la red una vez haya sido usado. Para facilitar el análisis, se supone que para la recirculación del agua de mina cada usuario necesita instalar una bomba de 120 m³/h de caudal nominal, equivalente a 33,33 l/s, un rendimiento del 90% y que esta recirculación supone una pérdida de carga equivalente a una altura manométrica uniforme de 10 m.

V.2.2.3.1. Proyectos en desarrollo.

A continuación se hará un análisis de los proyectos actualmente en desarrollo de utilización de una red de muy baja temperatura.

Aunque la red actual, de muy pequeña dimensión, no dispone de filtros ni de desincrustadores y no retorna al pozo, se supone instalada de forma provisional, por lo que se considerará el desarrollo de una nueva red conforme a las características definidas en el apartado V.2.2.4.

V.2.2.3.1.1. Proyecto de Climatización del Edificio de Investigación del Campus de Mieres.

El edificio, con una superficie total de 57.393 m², dispone de una planta sótano y de seis plantas sobre rasante, siendo todas sus fachadas son exteriores. Este Centro de Investigación tiene independizada la climatización general del sistema de refrigeración para la disipación del calor de las salas de ordenadores.

Aún así, tiene necesidades de calor y frío, por lo que inicialmente estaba previsto un sistema de climatización basado en suministrar calefacción con dos calderas de condensación de gas natural



con una potencia útil de 310 kW, y suministrar refrigeración, de forma convencional, sólo en zonas como el Salón de Actos y dos Salones de Convenciones. Finalmente, se eligió la alternativa de aprovechar la baja entalpía del agua de mina mediante bombas de calor, conocidas comercialmente, como se explicó en el apartado III.1.3., por plantas enfriadoras de condensación por agua o equipos de producción de agua fría condensados por agua, conectadas a un sistema de climatización a cuatro tubos para satisfacer las necesidades de calefacción y, como novedad, suministrar refrigeración a todo el edificio, salvo las salas de ordenadores.

Sistema de climatización (frío-calor) utilizando agua de mina y bombas de calor, con almacenamiento de frío y calor.

Dado que se trata de un proceso no continuo o de tipo hornada (procesos "batch"), es decir, no hay simultaneidad en las necesidades de calentamiento y refrigeración, la utilización de un almacenamiento térmico intermedio es la solución precisa que permite la utilización de las bombas de calor de la forma más eficiente energéticamente (Renedo *et al.*, 2004; Peredo *et al.*, 2006a,b, y 2007). Así, el sistema tiene dos depósitos de inercia, como almacenes térmicos, a las salidas de los condensadores y evaporadores de ambas enfriadoras (cf. figura 54), de tal manera que las salidas del condensador de ambas máquinas van al depósito de inercia de calor y las salidas del evaporador de ambas máquinas van al depósito de inercia de frío. Regulando así la demanda, se eleva el rendimiento de la máquina, ya que el coeficiente de eficiencia energética aumenta:

$$\text{Coef. Efic. Energética} = \text{CEE} = [\text{Et}_{\text{condensador}} + \text{Et}_{\text{evaporador}}] / \text{W}_{\text{compresor}}$$

El esquema básico de este tipo de climatización se representa en la figura 132. El agua procedente del foco frío nunca pasa directamente al evaporador de la bomba sino que es almacenada provisionalmente en un depósito regulador, desde donde se recircula en dos circuitos distintos de intercambio de calor. En el intercambiador caliente, IC, absorbe calor de un circuito que procede del depósito de inercia de almacenamiento caliente, a la temperatura de salida del condensador y regresa al depósito regulador. En el intercambiador frío, IF, cede calor a un circuito que procede del depósito de inercia de almacenamiento frío, a la temperatura de salida del evaporador y regresa al depósito regulador. El agua del depósito regulador es renovada desde la red térmica de muy baja temperatura por el sistema de control de la bomba de calor (cf. figura 56), al objeto de mantener la temperatura deseada para una mejor eficiencia energética.

El agua caliente sale del condensador de la enfriadora y es enviada a un depósito de inercia de almacenamiento en caliente, desde donde parte se distribuye al circuito de calefacción y parte es desviada al intercambiador caliente, IC. El agua fría sale del evaporador de la enfriadora y es enviada a un depósito de inercia de almacenamiento en frío, desde donde parte se distribuye al circuito de refrigeración y parte es desviada al intercambiador frío, IF.

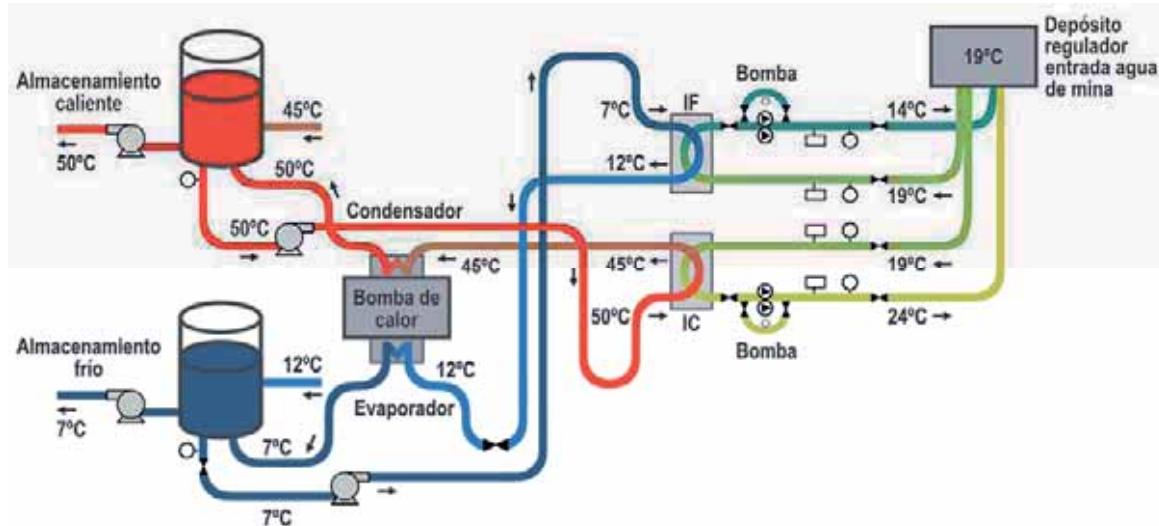


Figura 132. Esquema básico de la bomba de calor con agua de mina y almacenamiento de frío y calor.

Sistema de climatización (frío-calor) desarrollado en el Centro de Investigación.

La climatización se hace por medio de fancoils a 4 tubos, solución que, con el complemento de ventilación, permite atender necesidades de calor y frío en diferentes locales, funcionando a 50°C para calefacción y 7°C para refrigeración. En las figuras 133 y 134 se pueden ver detalles de la distribución de calor y frío a cuatro tubos y de los esquemas básicos de funcionamiento de este tipo de fancoils.



Figura 133. Detalle de la distribución de frío y calor a cuatro tubos.

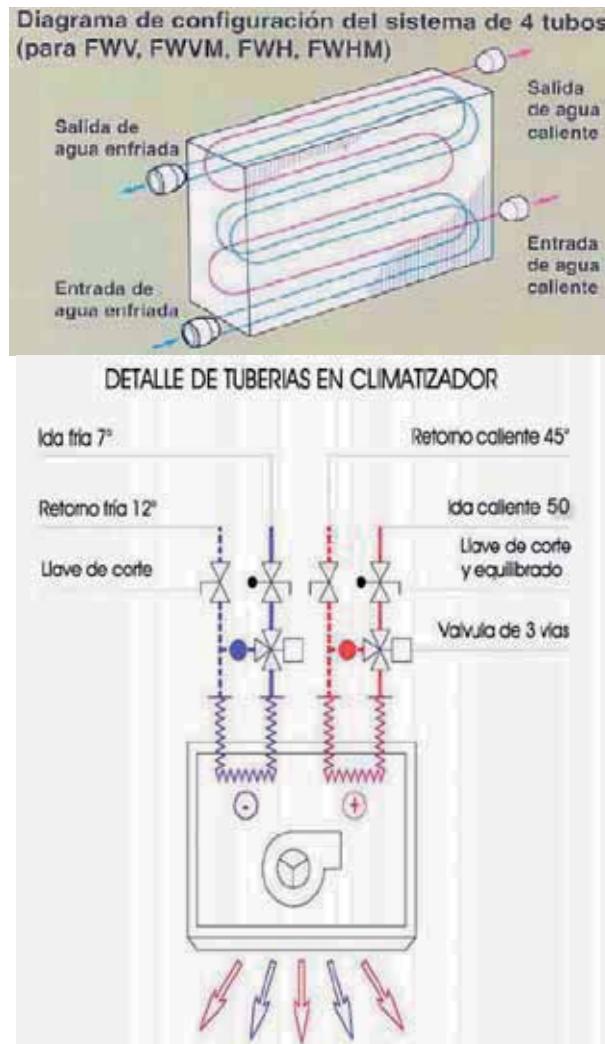


Figura 134. Esquemas de funcionamiento de fancoils a 4 tubos.

Como bombas de calor se han elegido dos Grupos enfriadores agua/agua modelo RTWB 210 de TRANE. El esquema de principio de la instalación se puede ver en la figura 135, que se corresponde con el esquema básico de la figura 132. En este esquema de principio, el agua de mina alimenta un aljibe (en realidad se eligió un depósito regulador), desde donde se hace circular por los dos intercambiadores de calor, ya descritos, con un salto térmico de 5°C, absorbiendo calor del agua que sale del condensador y cediendo calor al agua que sale del evaporador; tras el intercambio, con un rendimiento del 85%, retorna al depósito regulador. Para la recirculación del agua desde el depósito regulador se ha instalado una bomba de 120 m³/h de caudal nominal, equivalente a 33,33 l/s.

Como se puede ver en las figuras 135 y 136, en el planteamiento de ENOL Consultores, el agua de mina llega a 19°C al depósito regulador y, tras pasar por los intercambiadores retorna a 14 y 24°C. El agua que circula por la bomba de calor sale del intercambiador a 12°C, entra a esta temperatura en el evaporador y, tras salir de éste a 7°C, vuelve al intercambiador; el agua que sale del



condensador a 50°C pasa por el intercambiador y retorna a 45°C. En las figura 137 y 138 puede verse la enfriadora y el depósito regulador y los intercambiadores, respectivamente.

El folleto técnico que describe los rendimientos de este modelo de bomba de calor (TRANE, 2010a) no señala datos de potencia suministrada y potencia absorbida para temperaturas del agua de salida del condensador de 50°C, pero la información suministrada por ENOL Consultores define una potencia calorífica de 276,5 kW para estas condiciones.

Como ya se explicó, para que la máquina pueda funcionar con el salto térmico adecuado, los intercambiadores permiten mantener el equilibrio entre las necesidades de calor y frío del edificio empleando el agua de mina como fluido de compensación. Así, en modo refrigeración, cuando las necesidades de frío superen a la demanda de calor, el agua de mina actuaría disminuyendo la temperatura del agua caliente de retorno a través de un intercambiador de calor de placas, modelo UFP 102/55 LH-PN10. Si en modo calefacción el edificio no es capaz de consumir todo el frío que requiere el sistema para funcionar compensado, el agua de mina se encargará de aportar el calor necesario, a través de un segundo intercambiador, modelo UFP 102/39 LH-PN 1.

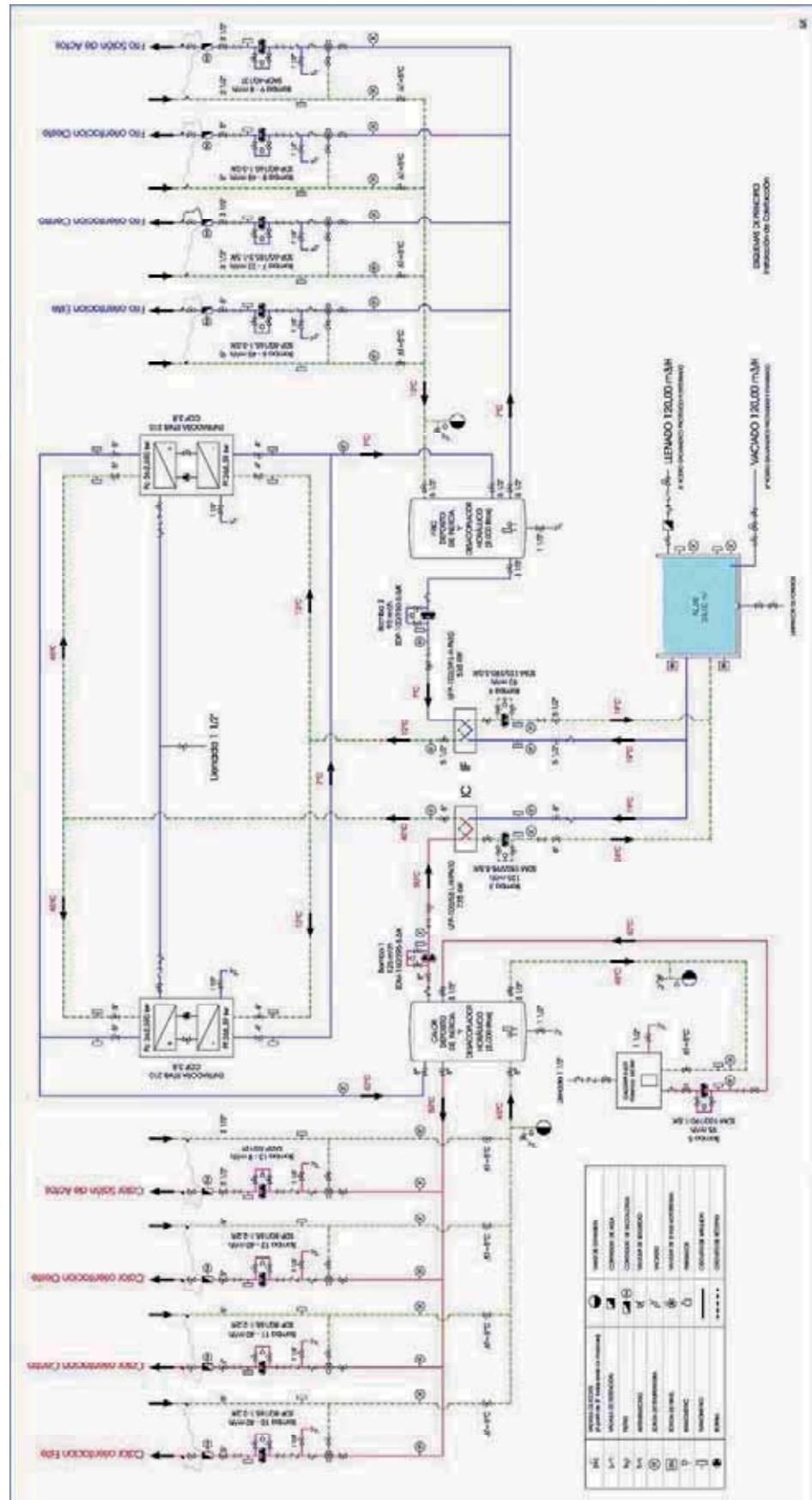


Figura 135. Esquema de principio de la instalación de climatización (facilitado por ENOL Consultores)

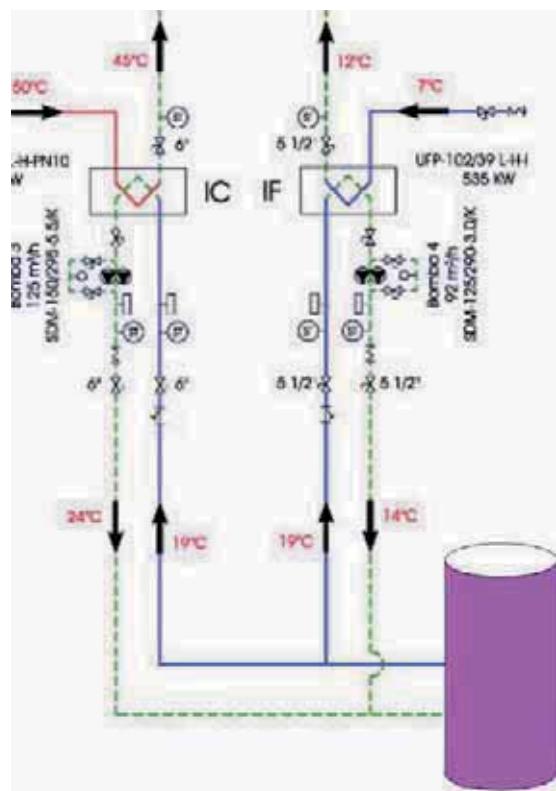


Figura 136. Circulación agua de mina desde el depósito regulador a los intercambiadores

En el evaporador de las enfriadoras el agua entra a 14°C y sale a 7°C; a su vez, en el condensador de las enfriadoras el agua entra a 45°C y sale a 50°C. El COP previsto es de 3,8 y el EER de 2,77.

En resumen, gracias al agua de mina, y manteniendo el funcionamiento compensado, la máquina producirá frío y calor con un único consumo eléctrico, lo que reduce drásticamente el consumo de energía eléctrica, aunque, para garantizar la seguridad el suministro de agua caliente al depósito de inercia de calor, se dispone de una caldera auxiliar de gas natural de 550 kW.



Figura 137. Enfriadora instalada.



Figura 138. Depósito regulador (a) e intercambiadores de calor (b)

En la figura 139 se pueden ver el evaporador y el condensador de la enfriadora y en la figura 140 se muestran los esquemas detallados de las salidas desde los depósitos de inercia-almacenamiento intermedio a los circuitos de frío y calor. Finalmente, en la figura 141 se ve la salida de la enfriadora al depósito de inercia y la salida del circuito de frío.

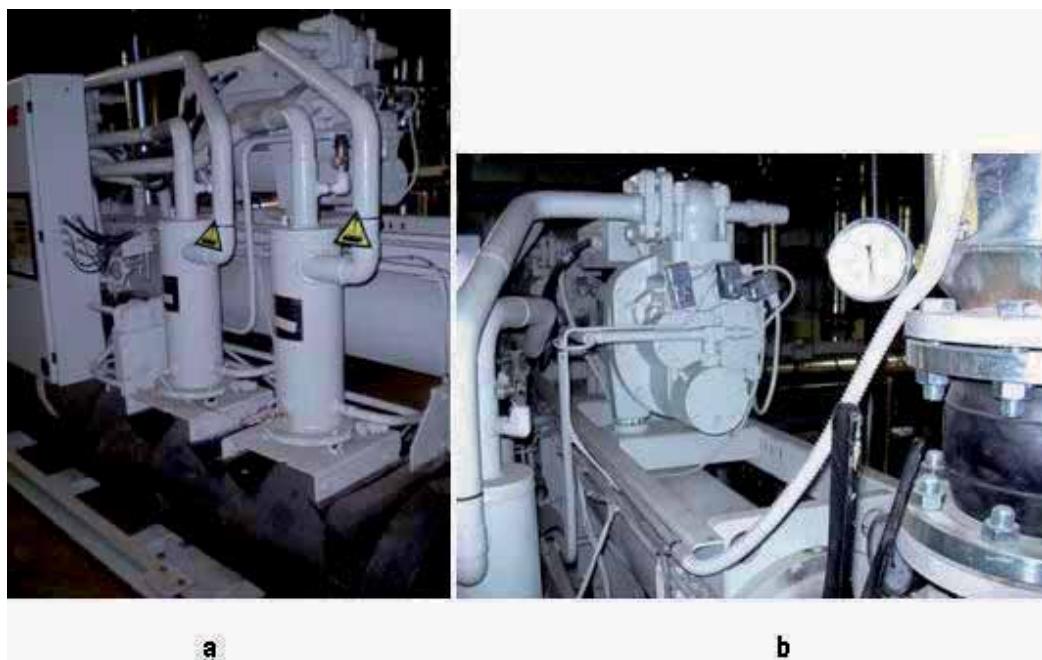


Figura 139. Detalle del evaporador y condensador (a) y del compresor (b)

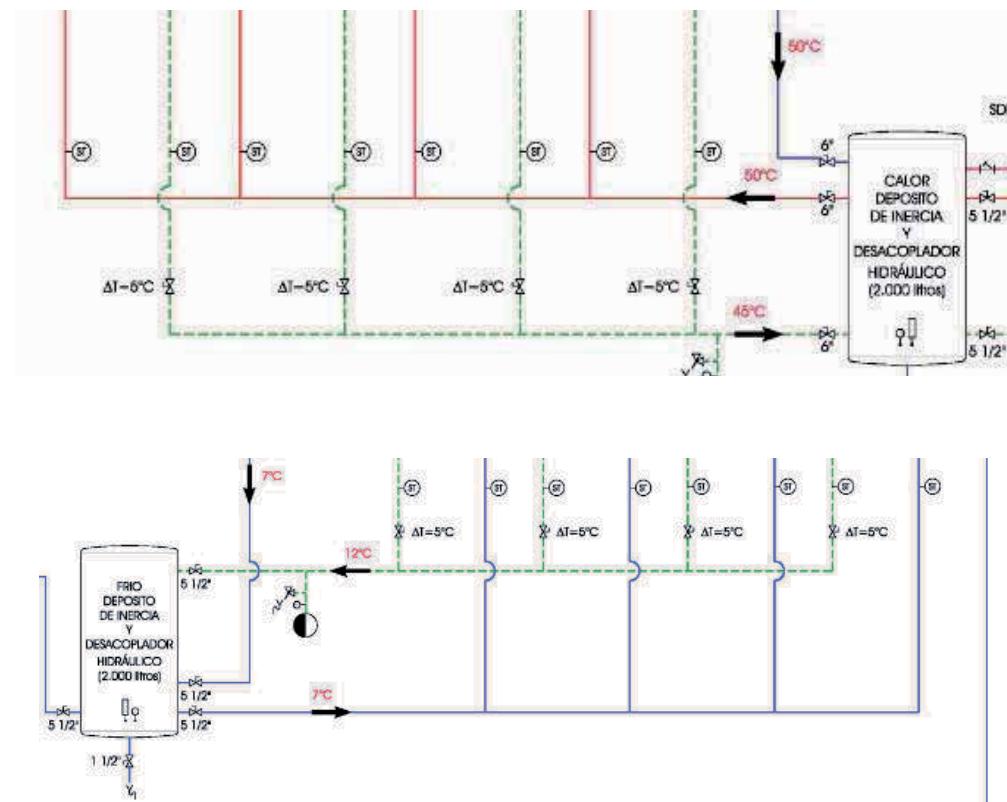


Figura 140. Esquemas de las salidas a depósitos de inercia de frío y calor y tuberías distribución

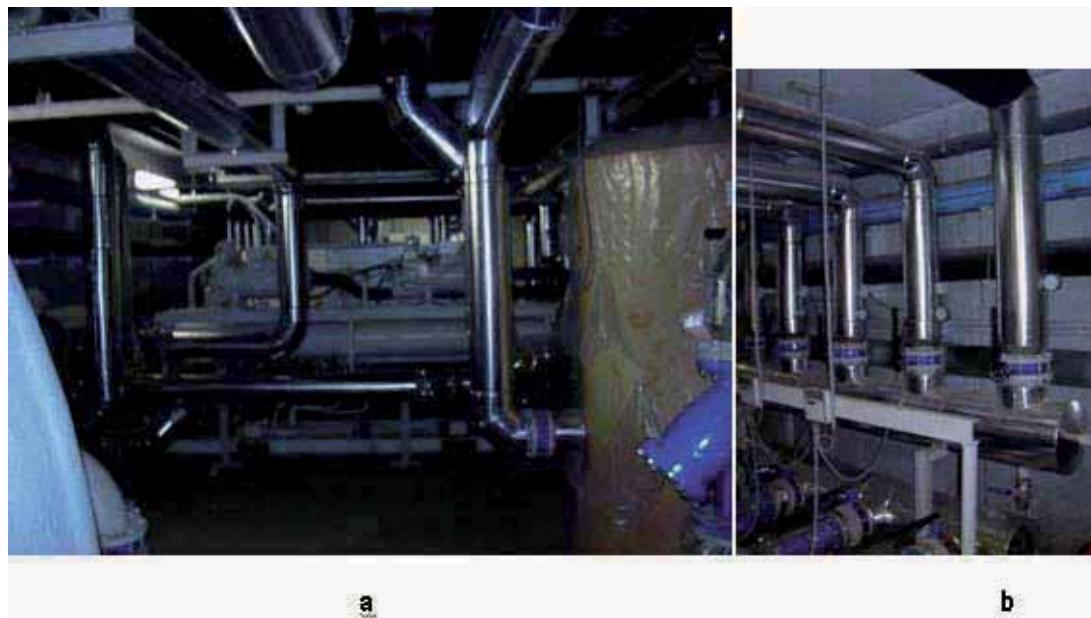


Figura 141. Salida de la enfriadora al depósito de inercia (a) y tuberías distribución de frío (b)

Balance de resultados de eficiencia energética.

Los resultados siguientes son los teóricos presentados por los técnicos de ENOL Consultores, en situaciones de funcionamiento de máxima carga de la potencia nominal del sistema. Tras la aplicación de los programas de cálculo que aplican las especificaciones de la Sección HE 1 del CTE



sobre *Limitación de demanda energética*, se deducen las cargas térmicas necesarias. La tabla 45 recoge las cargas térmicas para cada mes, siendo:

P_c = Carga térmica para calefacción [Potencia calorífica (W)]

P_f = Carga térmica para refrigeración [Potencia frigorífica (W)]

CARGAS TÉRMICAS (kW)		
	CALOR	REFRIGERACIÓN
ENE	545.998	394.559
FEB	551.037	431.336
MAR	500.338	501.785
ABR	380.993	539.364
MAY	209.191	575.452
JUN	146.352	608.894
JUL	79.063	633.138
AGO	145.153	635.217
SEP	290.995	601.366
OCT	361.331	530.561
NOV	434.662	444.404
DIC	501.369	413.814
TOTAL	4.146.482	6.309.890

Tabla 45. Potencias térmicas necesarias calculadas para el Centro de Investigación.

En la tabla 46 se recoge las energías térmicas necesarias calculadas para el edificio. Supuesto un funcionamiento diario de 8 horas y meses de 30 días, las energías térmicas mensuales necesarias serán:

E_c = Energía mensual térmica para calefacción = $(P_c \cdot 8 \cdot 30)/1000$ kWh

E_f = Energía mensual térmica para refrigeración = $(P_f \cdot 8 \cdot 30)/1000$ kWh

Dado que la máquina, tanto cuando funciona en modo calefacción, como cuando funciona en modo refrigeración, está suministrando simultáneamente calefacción y refrigeración a los edificios, como se describió en el apartado III.1.11.2., se necesita la energía eléctrica suficiente en compresores para suministrar la máxima energía térmica requerida, ya sea en modo calefacción o en modo refrigeración, produciéndose simultáneamente otra energía térmica, de refrigeración o calefacción respectivamente, que se ahorra.

En la misma tabla 46 se recoge el balance de energías térmicas requeridas, de energías térmicas ahorradas y el consumo eléctrico necesario, de acuerdo a los coeficientes nominales de eficacia, COP y EER de la máquina, según especificaciones del fabricante para la configuración de funcionamiento de acuerdo al esquema ya visto de la figura 135.



ENERGÍA Térmica DEMANDADA (kWh)			Energía térmica ahorrada (kWh)	CONSUMO Eléctrico (kWh)
	CALOR	REFRIGERACIÓN		
ENE	131040	11837	11837	34484
FEB	132249	12940	12940	34802
MAR	75051	30107	30107	19750
ABR	45719	48543	45719	17525
MAY	18827	69054	18827	24929
JUN	4391	91334	4391	32973
JUL	2372	151953	2372	54857
AGO	4355	152452	4355	55037
SEP	8730	90205	8730	32565
OCT	21680	47750	21680	17238
NOV	52159	26664	26664	13726
DIC	90246	12414	12414	23749
TOTAL	586.818	745254	200036	361635

Tabla 46. Energía térmica necesaria, ahorros de energía térmica y consumo eléctrico del Centro de Investigación.

En la figura 142 se representan, mes a mes, las necesidades de energía térmica, los ahorros y el consumo eléctrico de la máquina y en la tabla 47 se recoge el resumen del balance energético con el coeficiente de eficiencia energética de la instalación. En cuanto al agua de mina, el caudal punta necesario calculado es 128,54 m³/h, y el caudal anual 251.458 m³/año.

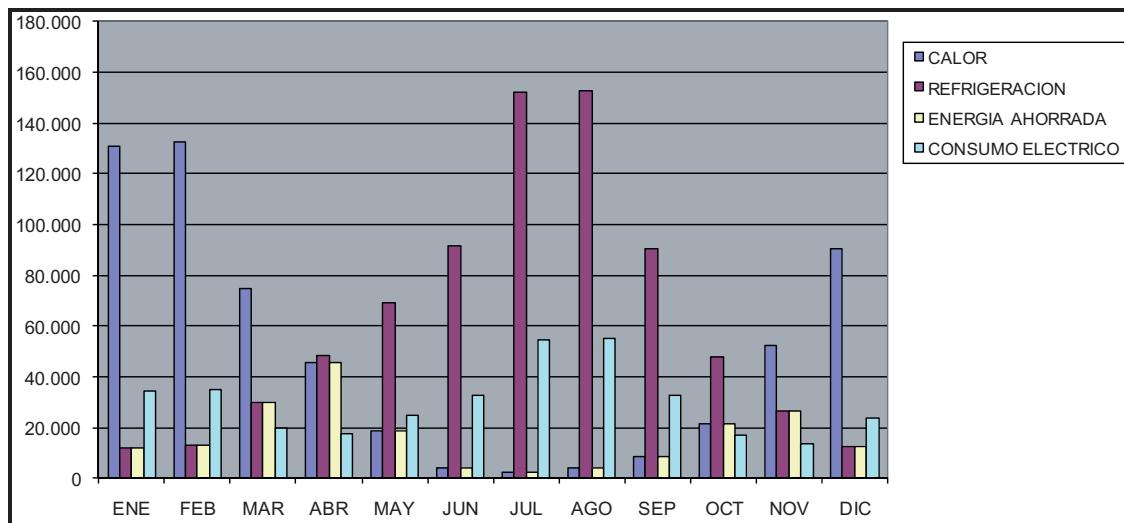


Figura 142. Balance de energías térmicas y consumo eléctrico del Centro de Investigación (facilitado por ENOL Consultores)

BALANCE DE ENERGÍAS-EFICIENCIA ENERGÉTICA	
Et = Suma (C+F)	1332072
CONSUMO = Ce	361635
Eficiencia Energética Et/Ce	3,68
Energía térmica Ahorrada	200036

Tabla 47. Balance de energías y consumos y Eficiencia Energética del Centro de Investigación.



Análisis de la solución de climatización adoptada.

Un primer análisis sería comparar la sustitución del sistema previsto por el actual. Para ello, se consideran las mismas necesidades de calefacción en ambos sistemas (586.818 kWh_t). Y, para la refrigeración, conocida la potencia nominal instalada (117 kW), la comparación se hará en base a las nuevas necesidades en el sistema actual y, para el antiguo, en base al supuesto de dos días semanales de ocupación de las zonas a refrigerar durante los cuatro meses que se considera preciso (junio a septiembre). Supuestas 12 horas diarias y 17 semanas, ello supone 408 horas de funcionamiento de la refrigeración y 47.736 kWh de consumo eléctrico en refrigeración.

Asimismo, no se han incluido en los proyectos de climatización los costes anuales de mantenimiento, por lo que, para este estudio se parte de los costes de mantenimiento que el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía estima para equipos de calderas de gas y de biomasa (IDAE, 2007), aplicándoles criterios de proporcionalidad con la energía térmica consumida.

a) Sistema inicialmente previsto.

La inversión total del sistema de climatización (€)	545.000
Energía calorífica necesaria (kWh _t)	586.818
Rendimiento caldera (P.C.S.)	98%
Consumo anual gas (GJ)	2155,66
Precio gas, sin tasas (€/GJ)	14,64
Coste anual gas, sin tasas (€)	31.559
Consumo anual eléctrico en refrigeración (kWh)	47.736
Precio electricidad, sin tasas (€/kWh)	0,1294
Coste anual electricidad, sin tasas (€)	6.177
Coste anual gastos mantenimiento, sin IVA (€)	215,5
Costes totales sin IVA (€)	37.951,5
Costes totales con IVA (18%)	44.783 €

b) Sistema actual agua de mina.

Inversión total del sistema de climatización (€)	1.581.000
Energía térmica necesaria (kWh _t)	1.332.072
Consumo anual eléctrico en calefacción y refrigeración (kWh)	361.635
Precio electricidad, sin tasas (€/kWh)	0,1294
Coste electricidad en calefacción y refrigeración, sin tasas (€)	46.795,6
Coste anual gastos mantenimiento, sin IVA (€)	215,5
Consumo agua (m ³)	251.458
Tarifa HUNOSA con retorno (€/m ³)	0,037
Coste agua con retorno (€)	9.304



Costes totales sin IVA (€)	56.315
Costes totales con IVA (18%).....	66.452 €

Este análisis sale negativo, como era previsible, ya que cualquier comparación del sistema actual con el anteriormente previsto tiene un carácter exclusivamente informativo porque, como se explicó, no estaba prevista refrigeración prácticamente nada más que en el salón de actos y en los dos salones de convenciones y, aunque se había hecho el estudio de cargas térmicas necesarias, no se había realizado una previsión de días de ocupación y, por tanto, no se había calculado la energía térmica de refrigeración necesaria.

Mucho más realista es la comparación exclusiva de las rentabilidades del suministro de calefacción, suponiendo que la bomba de calor sólo funcione en modo calefacción. La energía térmica considerada es, exclusivamente, la correspondiente a las necesidades de Octubre hasta Abril, ambos inclusive, lo que supone un total de 548.144 kWh_t y un total de 1680 horas de calefacción, con un funcionamiento diario de 8 horas, durante 7 meses de 30 días.

Para el COP previsto de 3,8, la energía eléctrica consumida será $548144/3,8 = 144.248\text{ kWh}$ y la energía extraída del foco frío 403.896 kWh, que supone una potencia, P_f , del foco frío de 240,4 kW.

De acuerdo con la ecuación [50], el caudal medio bombeado es 11 l/s.

La energía consumida para la recirculación del agua será [56]:

$$9,81 \cdot 11 \cdot 1000^{-1} \cdot 10 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1680 = 2014 \text{ kWh.}$$

Partiendo de los datos de inversión suministrados por ENOL Consultores, el resumen de gastos y emisiones de CO₂ es el siguiente:

c) Caldera de gas inicialmente prevista.

Coste inversión (€).....	31.117
Energía calorífica necesaria (kWh _t)	548.144
Rendimiento calderas (P.C.S)	98%
Consumo anual gas (GJ)	2014
Precio gas, sin tasas (€/GJ).....	14, 64
Coste anual gas, sin tasas (€)	29.485
Coste anual gastos mantenimiento (€)	215,5
Costes totales, sin IVA (€)	29.700,5
Costes totales, con IVA (18%).....	35.047 €
Emisiones de CO ₂	111,8 t

d) Bomba de calor en modo único de calefacción.

Coste inversión (€).....	122.341
Energía térmica necesaria (kWht)	548.144
COP	3,8



Consumo anual eléctrico decla bomba de calor, en modo calefacción (kWh)	144.248
Consumo anual eléctrico recirculación agua (kWh)	2.014
Consumo anual total electricidad (kWh)	146.262
Precio electricidad, sin tasas (€/kWh)	0,1294
Coste electricidad, sin tasas (€)	18.926
Coste anual gastos mantenimiento (€)	215,5
Energía extraída foco frío (kWh _t)	403.896
Potencia foco frío (W)	240.414
Caudal necesario agua (l/s)	11,3
Consumo agua (m ³)	68.342
Tarifa HUNOSA con retorno (€/m ³)	0,037
Coste agua (Con retorno) (€)	2.529
Costes totales, sin IVA (€)	21.670,5
Costes totales, con IVA (18%)	25.571 €
Emisiones de CO ₂	94,9 t

En las hojas 6 a 9 de los Anexos se encuentran las hipótesis operativas de la caldera de gas, de la bomba de calor, el análisis de rentabilidad y el balance de costes acumulados. Se supone un IVA constante del 18%, un incremento anual del 2% de los costes energéticos, mantenimiento y tarifa HUNOSA; también se supone que la inversión y los costes anuales se pagan por caja en el período y que al no ser un negocio con ingresos tampoco existe partida de impuesto de sociedades. Finalmente, para el análisis de rentabilidad se fija una tasa exigida al capital del 6%.

Como puede verse, considerando que la bomba de calor funciona sólo en modo de calefacción, se deduce un TIR del 8%. En la figura 143 se muestran las curvas de gastos acumulados, donde se observa como la inversión supletoria de la instalación de la bomba de calor se recupera a partir del octavo año. Y debe tenerse en cuenta que esta rentabilidad, apoyada en una hipótesis de simulación, es teórica. La real, muy difícil de estimar por las diferentes concepciones de los servicios prestados de ambas alternativas y por el ahorro de energía previsto en los balances térmicos, será muy superior.



Figura 143. Curvas de gastos acumulados comparadas para caldera de gas y bomba de calor en modo calefacción

V.2.2.3.1.2. Proyecto de Calefacción de la Residencia de Estudiantes del Campus de Mieres.

En este edificio, de planta rectangular, aislado y con cuatro fachadas al exterior, no se contempla la necesidad de refrigeración y, para la calefacción, ya desde la fase de proyecto se planteó un sistema de distribución de calor por suelo radiante, con una temperatura de impulsión de 35°C y retorno a 30°C.

En la actualidad se ha decidido que el sistema de calefacción utilice agua de mina que, tras pasar por un intercambiador de calor, alimente el evaporador de una bomba de calor TRANE, modelo RTWB 207, potencia calorífica de 230 kW, con compresor de tornillo y microprocesador *Adaptive Control*, para su control. Por precaución, el sistema queda duplicado con la instalación de una caldera de gas MGK de 250 kW. Según datos suministrados por HUNOSA, las necesidades anuales de energía térmica para calefacción son de 274.550 kWh, para lo que se necesitarán 83.335 m³/año de agua de mina; el trabajo del compresor necesitará el consumo eléctrico de 52.433 kWh y los equipos auxiliares 4.208 kWh, lo que supone un total de **56.641 kWh**, con unas emisiones de CO₂ de **36,8 t**, y un coeficiente de eficiencia energética de 4,85.

Se supone el mismo horario y período de calefacción que el resto de edificios del Campus, con un total de 1775 horas de funcionamiento. Aplicándole unos gastos derivados del consumo de agua de mina, de 0,037 €/m³, supuesto el retorno al embalse minero, y un rendimiento de calderas sobre el poder calorífico superior (P.C.S.) del 98%, el balance comparativo de ambos sistemas se recoge en la tabla 48 que, al no tratarse de una renovación, no necesita mayores análisis, por destacar las ventajas económicas y ambientales de la bomba de calor.



Resultados ANUALES CALEFACCIÓN	Caldera de gas	Bomba calor agua mina (con retorno)
Energía Térmica necesaria (kWh)	274.550	274.550
Consumo gas (GJ)	1009	
Consumo electricidad (kWh)		56.641
Costes Energía Térmica sin IVA (€)	14.772	7329
Consumos agua (m ³)		83.335
Costes HUNOSA (€)		3083
COSTES sin IVA (€)	14.772	10412
COSTES con IVA (€)	17.431	12.276
Emisiones CO ₂ (t)	56	36,8

Tabla 48. Balance calefacción Edificio Residencia Estudiantes del Campus de Mieres.

V.2.2.3.2. Análisis de posibles aplicaciones futuras.

Como se puede ver en las figuras 122 y 131, esta red a lo largo de la llanura aluvial del río Caudal, puede alcanzar, por un lado hasta el centro de la Villa de Mieres y por otro, hasta los últimos grandes edificios de viviendas cerca de Santullano. El análisis de su utilización en pequeñas comunidades de vecinos (apartado V.2.2.2.2.1.) concluía que les era más rentable el suministro directo de energía térmica desde una Central de Generación Térmica a pie de pozo. Sin embargo, las grandes comunidades de vecinos, con importantes demandas térmicas, es muy probable que, ante las economías de escala sobre la instalación de un gran sistema de bombas de calor, encuentren rentable la sustitución de sus actuales sistemas de producción de agua caliente para calefacción por el abastecimiento de esta red como foco frío de los nuevos sistemas. El análisis de la rentabilidad de esta sustitución sería semejante al caso estudiado en el siguiente apartado V.2.2.3.2.5. Igualmente, el caso de las empresas del polígono industrial puede asimilarse, según la potencia calorífica que necesiten, a cualquiera de los tres casos estudiados en los apartados V.2.2.3.2.2. a V.2.2.3.2.4.

En las aplicaciones de utilización del agua de la red para suministro exclusivo de calefacción en los edificios institucionales con emisores dinámicos, sustituyendo los actuales equipos de caldera de gas, se intentará estimar la rentabilidad de dicha sustitución, suponiendo inversión cero en el caso de los actuales equipos de emisión de calor y un costo total de la inversión en bombas de calor proporcional, por potencia calorífica instalada, a la inversión del Centro de Investigación, sin considerar la instalación de intercambiadores de calor. En el caso de los edificios residenciales será necesario, además, prever también la sustitución del sistema ya instalado de emisores térmicos.

A partir del presupuesto del Centro de Investigación, calculado por ENOL Consultores en 122.341€, se retienen las siguientes partidas, para una bomba de calor con potencia calorífica de 280kW, a 50°C de salida del condensador, totalmente instalada:

Grupo enfriador agua/agua RTWB 210	45.845€
Electrobomba doble autoaspirante para caudal ≤120m ³ /h	2.541€
Cuadro eléctrico general	12.464€



Aljibe de 24 m ³	3.412€
TOTAL	64262€

Es decir 18.417€ fijos de instalación secundaria y 45.845€ proporcionales a la potencia calorífica de 280 kW. Por tanto, siendo P_i la potencia calorífica, a 50°C de salida del condensador, la inversión I_i de la bomba de calor será:

$$I_i = 18.417 + (P_i \cdot 45.845)/280 \quad [57]$$

Ante la dificultad de su estimación, no se consideran gastos de mantenimiento y se supone la simplificación de que son los mismos en los dos sistemas.

Para el aprovechamiento geotérmico, dado que el folleto técnico de TRANE no incluye datos de rendimiento para temperaturas de salida del agua del evaporador de 15°C, se realiza el estudio con bombas de calor CIATESA, modelos *MT-LW-LWP (R134a)-E, Grupos de producción de agua fría condensados por agua* (CIATESA, 2010a), para grandes potencias caloríficas, y modelos *dynaCIAT LG-LGP Grupos de producción de agua fría, series LG-LGP* (CIATESA, 2010b), para medianas potencias caloríficas.

Y, finalmente, están aquellos posibles usuarios que requieran calefacción y refrigeración, entre los que destacan: el Nuevo Hospital Vital Álvarez Buylla, el centro comercial Caudalia y el centro comercial Eroski. Desgraciadamente, a pesar de haberles solicitado información sobre su demanda térmica, sólo ha sido posible obtenerla del Nuevo Hospital gracias a la información pública del proyecto del año 2008 (Gispasa, 2008).

V.2.2.3.2.1. Nuevo Hospital Vital Álvarez Buylla.

Ya se citó, en el apartado III.1.11.1., la experiencia del hospital Deventer. En España se ha realizado la experiencia de geotermia de baja entalpía del Nuevo Hospital de Mollet del Vallés (Barcelona) que, con 26.649 m² construidos, comenzó a funcionar a partir de principios de 2010 y dará servicio a más de 150.000 vecinos del municipio. Utilizando intercambiadores geotérmicos verticales, para los que se han realizado más de 20.000 m de perforación, que cubrirán una carga térmica de 1200 kW para calefacción y 1000 kW para refrigeración y un sistema de 2 bombas de calor geotérmicas de 600 kW en modo calefacción y 500 kW en modo refrigeración, se pretende cubrir la demanda de calefacción y refrigeración del hospital (Cuesta y Mayoral, 2010).

Estos antecedentes han animado a la Administración a proyectar un sistema de climatización aprovechando la baja entalpía de las aguas de esta red de agua de mina a muy baja temperatura. De este proyecto sólo se ha podido acceder a las cargas térmicas necesarias, que se resumen en la tabla 49, extraídas del proyecto técnico de climatización elaborado por Tecnia Ingenieros S.A., e incluido en el *Proyecto Básico y de Ejecución del Nuevo Hospital "Vital Álvarez Buylla", Mieres (Asturias)* (GISPASA, 2008), puesto a disposición pública durante el transcurso de la licitación de las obras, y a la información personal del Director Gerente de GISPASA, sobre que está prevista la integración de las bombas de calor en superestructuras de almacenamiento térmico.



Como se ha visto en el apartado V.2.2.3.1.1., acoplar las principales bombas de calor que produzcan la energía térmica de calefacción y refrigeración con almacenamientos térmicos de agua caliente y fría es prácticamente obligado en un usuario donde la simultaneidad en las necesidades de calentamiento y refrigeración está muy desequilibrada. Pero en este caso, con fuertes demandas de A.C.S., se propone que el almacenamiento térmico de agua caliente para uso del sistema de calefacción sea intermedio como fuente de calor para una tercera bomba de calor que suministre agua caliente, a 60°C, a un tercer almacenamiento térmico, para uso de la red de A.C.S. (figura 144).

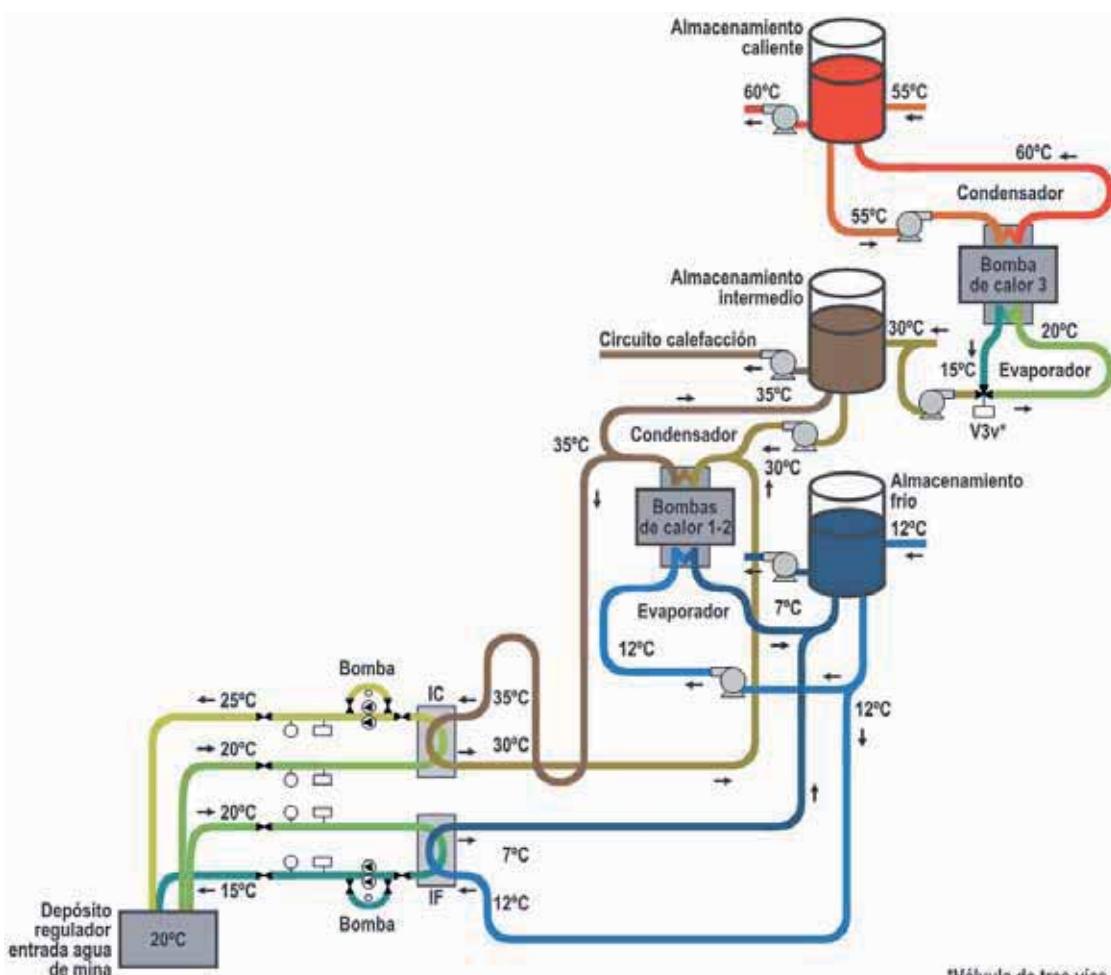


Figura 144 .Propuesta de esquema básico de tres bombas de calor con almacenamiento intermedio de calefacción y almacenamiento de A.C.S.

Como puede observarse en esta figura, mediante una válvula de tres vías, el agua que retorna del circuito de calefacción, a 30°C, se une controladamente con la que sale del evaporador de la tercera bomba, a 15°C, para suministrar el agua que entra en el evaporador a 20°C. En el condensador el agua sale a 60°C y retorna a 55°C. A título de ejemplo, en estas condiciones, una bomba de calor de los modelos *MT-LW-LWP (R134a)-E*, tipo 2150 BX, con un COP de 3,65, puede suministrar 192 m³/h (CIATESA, 2010a). La prevención del riesgo de *legionella* estaría garantizada instalando en este almacenamiento térmico de A.C.S. unas resistencias eléctricas que, cada cierto tiempo, elevaran la temperatura hasta los 65°C.



Cargas térmicas Hospital de Mieres (W)			
Páginas	Sistema climatizador	Refrigeración	Calefacción
12 y 15	Sistema Fancoils P4, P3, P2	110152	147855
58 y 59	Cafetería personal	62752	67493
64 y 66	Fancoils (POENTRE)	15315	17386
99 y 100	UCI (P1)	72434	114704
105 y 106	CL - 9A	91560	103663
109 y 110	CL - 9C	37326	58026
113 y 114	CL - 16	13029	17500
121 y 123	Fancoils P1	56369	58905
158 y 159	CL - 17A	45286	50878
162 y 163	CL - 17B	45286	50878
166 y 167	CL - 17C	25614	24003
170 y 171	CL - 18	39729	31087
178 y 179	CL - 19	32843	45702
185 y 187	CL - 20	27131	32264
201 y 202	Fancoils P0	14647	22275
222 y 223	CL - 25	25207	42187
230 y 231	CL - 26	73258	126391
234 y 235	CL - 27A	12361	11655
240 y 241	CL - 27B	30428	42698
249 y 250	Fancoils (Psemi)	24025	31438
273 y 274	CL - 1A	21370	48369
295 y 296	CL - 2A	24981	56804
321 y 322	CL - 1B	20950	47259
347 y 348	CL - 2B	22025	50290
375 y 376	CL - 1C	25699	58190
399 y 400	CL - 2C	26411	59795
426 y 427	CL - 3	8926	23403
446 y 447	Fancoils grandes	16206	12826
453 y 454	CL - 4	8110	26344
480 y 481	Cassetes CL - 4	27256	16245
492 y 494	CL - 6	30794	77405
541 y 542	CL - 8	50955	79852
551 y 553	CL - 9B	6334	14037
575 y 576	CL - 10	21616	35870
579 y 580	CL - 11 a 15	16540	27076
583 y 584	CL - 9D	47066	77314
588 y 589	CL - 21	45223	66480
616 y 617	CL - 22	21846	41724
647 y 648	CL - 23	45942	50439
653 y 654	CL - 24	20092	20009
667 y 668	CL - 28	2237	37190
671 y 672	CL - 29	53132	50759
677 y 678	CL - 30	56281	199116
684 y 686	CL - 29B	33741	56847
718 y 720	CL - 27C	47234	67219
757 y 758	Cassetes P4	32317	30621
769 y 770	Cassetes P3	28453	22151
781 y 782	Cassetes P2	28453	22151
793 y 795	Cassetes P1	61331	40254
831 y 832	Cassetes CL - 22	15575	14515
843 y 844	Cassetes CL - 27	18679	9423
TOTAL		1740527	2536965

Tabla 49. Cargas térmicas de calefacción y refrigeración del nuevo hospital de Mieres (Gispasa, 2008).



V.2.2.3.2.2. Calefacción del Edificio docente del Campus de Mieres.

El edificio, de planta rectangular, aislado y con cuatro fachadas al exterior, está situado a escasos 100 m del pozo Barredo. Actualmente tiene tres calderas de gas con una potencia útil total instalada de 2.625kW, yendo parte del agua caliente a radiadores con una potencia total de 743.862 kcal/h y el resto, mediante intercambiadores de calor, se distribuye con la ayuda de un sistema de ventilación. La calefacción funciona de lunes a sábado no festivos, con un horario desde las 7:30 hasta las 20 h, es decir 12,5 horas por día lectivo.

Los consumos del año 2006 fueron 191.053 m³ de gas, lo que equivale a $191.053 \cdot 11,2235 = 2144,3$ MWh, o $2144,3 \cdot 3,6 = 7.719,5$ GJ. Esto significa un coste anual, sin tasas, de **113.013 €** y unas emisiones de CO₂ de **478,18 t**. La energía calorífica consumida es, pues:

$$E_c = 2.144,3 \text{ MWh}_t$$

Y, dado que hubo 142 días lectivos, de 12,5 h, es decir 1775 horas de funcionamiento, se necesita que las bombas de calor tengan una potencia calorífica mínima de:

$$2.144,3/1775 = 1208 \text{ kW}$$

Aunque la instalación está diseñada para altas temperaturas de impulsión, a continuación se estudia la utilización de la red de muy baja temperatura por parte de la Universidad, para el aprovechamiento de su entalpía mediante bombas de calor y temperaturas de impulsión de 50°C con retorno a 45°C.

Dentro de los modelos *MT-LW-LWP (R134a)-E*, para gran potencia calorífica, se elige el tipo 3400BX, de 1255 kW de potencia, para temperaturas de salida del condensador de 50°C y de salida del evaporador de 15°C. En estas condiciones, se tiene un COP = 4,6. El trabajo exterior aportado, igual al consumo eléctrico del compresor, será (E_c/COP):

$$2144,3/4,6 = 466,15 \text{ MWh}$$

La energía térmica absorbida del agua es:

$$2144,3 - 466,15 = 1678,15 \text{ MWh} = E_f$$

Y la potencia térmica del foco frío: $E_f \cdot t^{-1} = 1678,15/1775 = 0,945 \cdot 10^6 \text{ W}$

Por lo tanto, de acuerdo con la ecuación [52], el caudal de agua necesario será:

$$Q = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 0,945 \cdot 10^6 = 44,42 \text{ (l/s)} = 44,42 \cdot 3,6 = 159,9 \text{ m}^3/\text{h}$$

Que supone un consumo anual de 283.823 m³ de agua de mina, que al precio de 0,037 €/m³ implica un coste, sin IVA, de 10.501 €/año.

La energía eléctrica necesaria para la recirculación de este caudal de agua será [56]:

$$9,81 \cdot 44,42 \cdot 1000^{-1} \cdot 10 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1775 = 8594 \text{ kWh.}$$

El consumo eléctrico total será 474.746 kWh, con un coste sin IVA de **61.432€** y unas emisiones de CO₂ de **182,7 t**. Para una estimación de la rentabilidad de la renovación del sistema de calefacción, se supondrá un costo total de la inversión [57] de: $18417 + (45845 \cdot 1255)/280 = 223.900\text{€}$.



El balance comparativo de ambos sistemas se recoge en la tabla 50. En las hojas 10 a 13 de los Anexos se recogen las hipótesis operativas de la caldera de gas y bomba de calor, análisis de rentabilidad y costes acumulados. El TIR de sustitución es del 58% y, como puede verse en la figura 145 de gastos acumulados, la inversión se recupera antes de dos años.

Resultados Anuales de Calefacción	Caldera de gas	Bomba calor agua mina (con retorno)
Energía Térmica necesaria (kWh)	2.144.300	2.144.300
Consumo gas (GJ)	7.719,50	
Consumo electricidad (kWh)		474.746
Costes Energía Térmica sin IVA (€)	113.013	61.432
Consumos agua (m ³)		283.823
Costes HUNOSA (€)		10.501
COSTES sin IVA (€)	113.013	71.933
COSTES con IVA (€)	133.355	84.881
Emisiones CO ₂ (t)	478,18	182,7

Tabla 50. Balance de calefacción del Edificio docente del Campus de Mieres.

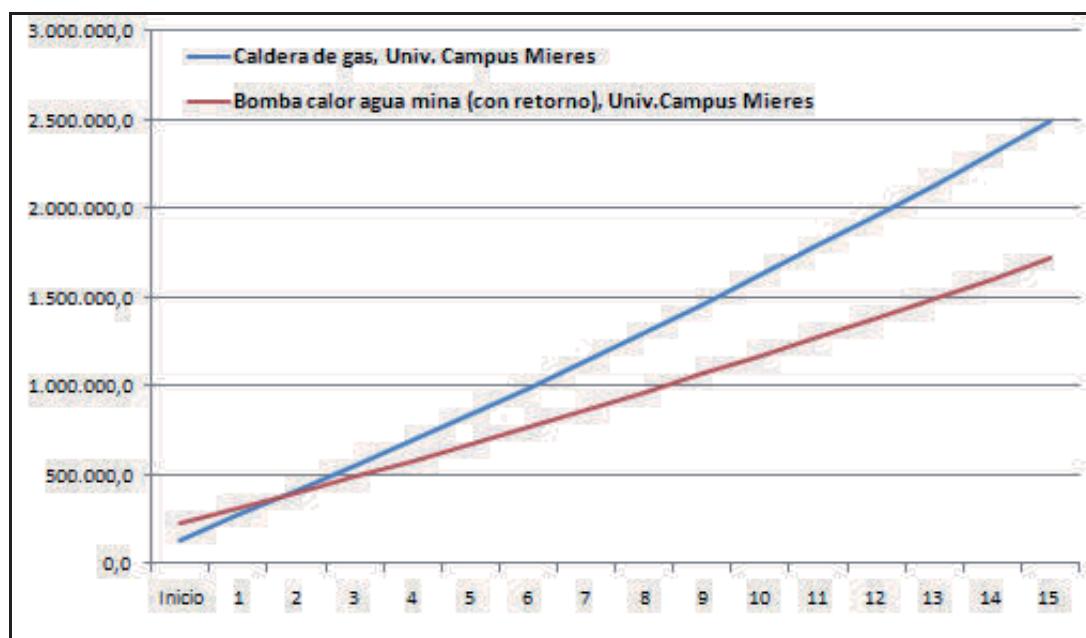


Figura 145. Curvas de gastos acumulados del edificio docente

V.2.2.3.2.3. Calefacción del Polideportivo del Campus de Mieres.

Según los datos facilitados por los arquitectos estudio ARQUYURBAN, S.L., autores del proyecto, la carga térmica para calefacción de esta instalación es de 45.864 W, es decir se necesita una potencia mínima de 50 kW. Se supone calefacción mediante fancoils, con una temperatura de entrada de 50°C y salida a 45°C.



Suponiendo, como en el caso anterior, 142 días lectivos, de 12,5 h, es decir, 1775 horas de funcionamiento, ello equivale a un consumo de energía térmica de: $45.864 \cdot 1775 = 81409 \text{ kWh}$.

Para la comparación, se supone la alternativa de calderas de condensación de alta eficiencia energética, con un rendimiento, sobre el poder calorífico superior (P.C.S.), del 98%, lo que supone que, para satisfacer la demanda y producir 81409 kWh/año, se consumirá una cantidad de gas con P.C.S. equivalente a: $81409 / 0,98 = 83.070,5 \text{ kWh/año}$, o lo que es lo mismo, $83.0705 \cdot 3,6 = 299 \text{ GJ/año}$. Es decir, un coste anual, sin tasas, de **4.377 €** y unas emisiones de CO₂ de **18,52 t**.

De los modelos *dynaCIAT LG-LGP*, para mediana potencia calorífica, se elige el tipo 150V, de 62,4 kW de potencia, para temperaturas de salida del condensador de 50°C y de salida del evaporador de 15°C. En estas condiciones, se tiene un COP = 4,73.

Ello supone un consumo eléctrico en el compresor de 17.211 kWh y una energía absorbida del agua de mina de $81409 - 17211 = 64198 \text{ kWh}_t$. Y la potencia térmica del foco frío: $0,036 \cdot 10^6 \text{ W} = P_f$

Por lo tanto, de acuerdo con la ecuación [52], el caudal necesario de agua será:

$$Q = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 0,036 \cdot 10^6 = 1,69 \text{ (l/s)} = 1,65 \cdot 3,6 = 6,09 \text{ m}^3/\text{h}$$

Que supone un consumo anual de agua de mina, con retorno, de 10.810 m³, que al precio de 0,037 €/m³ supone un coste, sin IVA, de 400 €/año.

La energía eléctrica necesaria para la recirculación de este caudal de agua será [56]:

$$9,81 \cdot 1,69 \cdot 1000^{-1} \cdot 10 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1775 = 327 \text{ kWh}.$$

El consumo eléctrico total será 17.538 kWh, con un coste sin IVA de **2269,5€** y unas emisiones de CO₂ de 6,75 t. El balance comparativo de ambos sistemas se recoge en la tabla 51. Para una hipotética estimación de la rentabilidad de la renovación del sistema de calefacción, se supondrá un costo total de la inversión [57] de: $18.417 + (45845 \cdot 62,4)/280 = 28.634\text{€}$.

Resultados Anuales de Calefacción	Caldera de gas	Bomba calor agua mina (con retorno)
Energía Térmica necesaria (kWh)	81409	81409
Consumo gas (GJ)	299	
Consumo electricidad (kWh)		17.538
Costes Energía Térmica sin IVA (€)	4.377	2.270
Consumos agua (m ³)		10.810
Costes HUNOSA (€)		400
COSTES sin IVA (€)	4377	2670
COSTES con IVA (€)	5.165	3.151
Emisiones CO ₂ (t)	18,52	6,75

Tabla 51. Balance de calefacción del Polideportivo del Campus de Mieres.

En las hojas 13 y 14 a 16 de los Anexos se recogen los costes acumulados y las hipótesis operativas de la caldera de gas y bomba de calor y el análisis de rentabilidad. El TIR de sustitución



es del 10%, tan bajo quizá por sobredimensionamiento de la bomba de calor. En estas condiciones, como puede verse en la figura 146, la inversión se recupera entre el año 10 y el 11.

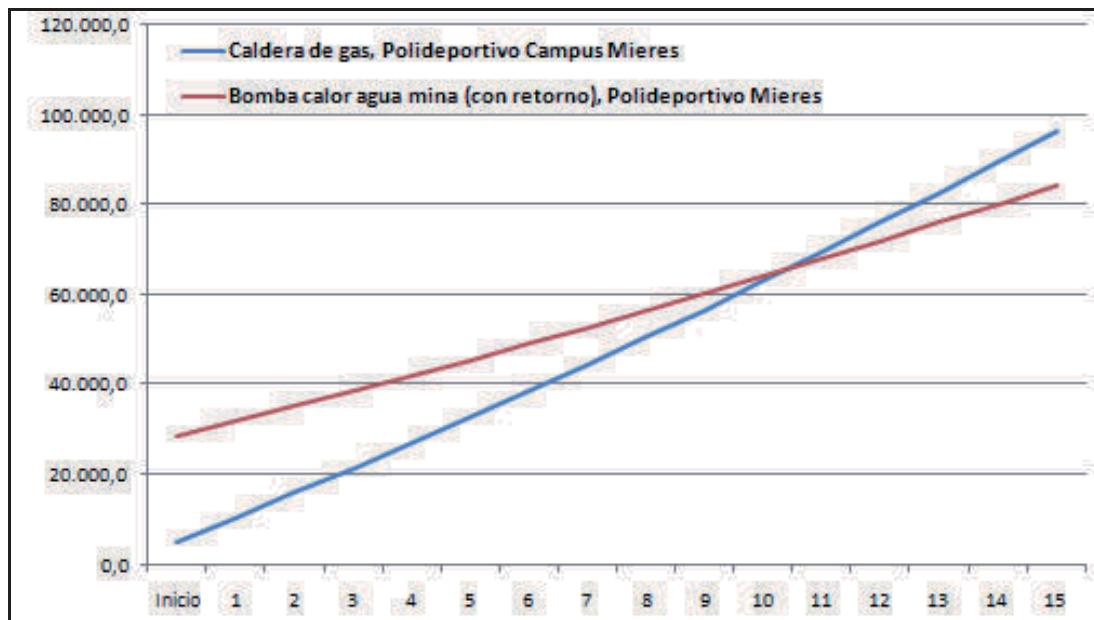


Figura 146. Curvas de gastos acumulados para el Polideportivo.

V.2.2.3.2.4. Calefacción del I.E.S. "Bernaldo Quirós".

El Instituto consta de dos edificios, el Principal y el Administrativo y, según los datos facilitados por la Empresa Consultora ARKIMAX 55 S.L., autora del proyecto de calefacción, la potencia necesaria es de 287.091 kcal/h en el edificio principal y de 103.969,5 kcal/h en el edificio administrativo, lo que supone una demanda total de 410.613,5 kcal/h, equivalente a 477,46 kW. Se precisa, pues, una potencia mínima de 500 kW y suponiendo, como en el caso anterior, 142 días lectivos, de 12,5h, es decir 1775 horas de funcionamiento, equivale a un consumo de energía térmica de:

$$477,46 \cdot 1775 = 847.490 \text{ kWh} = E_c$$

Para el estudio de alternativas se contempla calefacción a temperaturas de entrada en los emisores de 50°C y retorno a 45°C, mediante calderas de condensación de gas natural de alto rendimiento y bombas de calor. Para producir 847.490 kWh/año, se consumirá una cantidad de gas con P.C.S. equivalente a:

$$847490 / 0,98 = 864.785 \text{ kWh/año, es decir: } 864,785 \cdot 3,6 = 3113,23 \text{ GJ/año}$$

Esto implica un coste anual, sin tasas, de **45.578€** y unas emisiones de CO₂ de **189 t**.

Dentro de los modelos *MT-LW-LWP (R134a)-E*, para gran potencia calorífica, se elige el tipo 1800BX, de 604 kW de potencia, para temperaturas de salida del condensador de 50°C y de salida del evaporador de 15°C. En estas condiciones, el COP = 4,65.

Ello supone un consumo eléctrico de 182256 kWh y una energía absorbida del agua de mina de $847490 - 182256 = 665234 \text{ kWh}_t$. Y la potencia térmica del foco frío: $0,375 \cdot 10^6 \text{ W} = P_f$

Por lo tanto, de acuerdo con la ecuación [52], el caudal de agua necesario será:



$$Q = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 0,375 \cdot 10^6 = 17,625 \text{ (l/s)} = 17,625 \cdot 3,6 = 63,45 \text{ m}^3/\text{h}$$

Que supone un consumo anual de agua de mina, con retorno, de 112624 m^3 , que al precio de $0,037 \text{ €/m}^3$ supone un coste, sin IVA, de 4167 €/año .

La energía eléctrica necesaria para la recirculación de este caudal de agua será [56]:

$$9,81 \cdot 17,625 \cdot 1000^{-1} \cdot 10 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1775 = 3410 \text{ kWh.}$$

El consumo eléctrico total será 185.666 kWh , con un coste sin IVA de **24.025€** y unas emisiones de CO_2 de **71,5t**. Para una hipotética estimación de la rentabilidad de la renovación del sistema de calefacción, se supondrá un costo total de la inversión [57] de $15.005 + (45845 \cdot 604)/280 = 113.900\text{€}$.

El balance comparativo de ambos sistemas se recoge en la tabla 52 y en las hojas 13 y 17 a 19 de los Anexos, se recogen los costes acumulados y las hipótesis operativas de la caldera de gas y bomba de calor y el análisis de rentabilidad. El TIR de sustitución es del 38% y, como puede verse en la figura 147, la inversión se recupera entre el año 2 y el 3.

Resultados Anuales de Calefacción	Caldera de gas	Bomba calor agua mina (con retorno)
Energía Térmica necesaria (kWh)	847.628	847.490
Consumo gas (GJ)	3.113,23	
Consumo electricidad (kWh)		185.666
Costes Energía Térmica sin IVA (€)	45.578	24.025
Consumos agua (m^3)		112.624
Costes HUNOSA (€)		4.167
COSTES sin IVA (€)	45.578	28.192
COSTES con IVA (€)	53.782	33.267
Emisiones CO_2 (t)	189	71,5

Tabla 52. Balance de calefacción para el I.E.S. Bernaldo de Quirós.

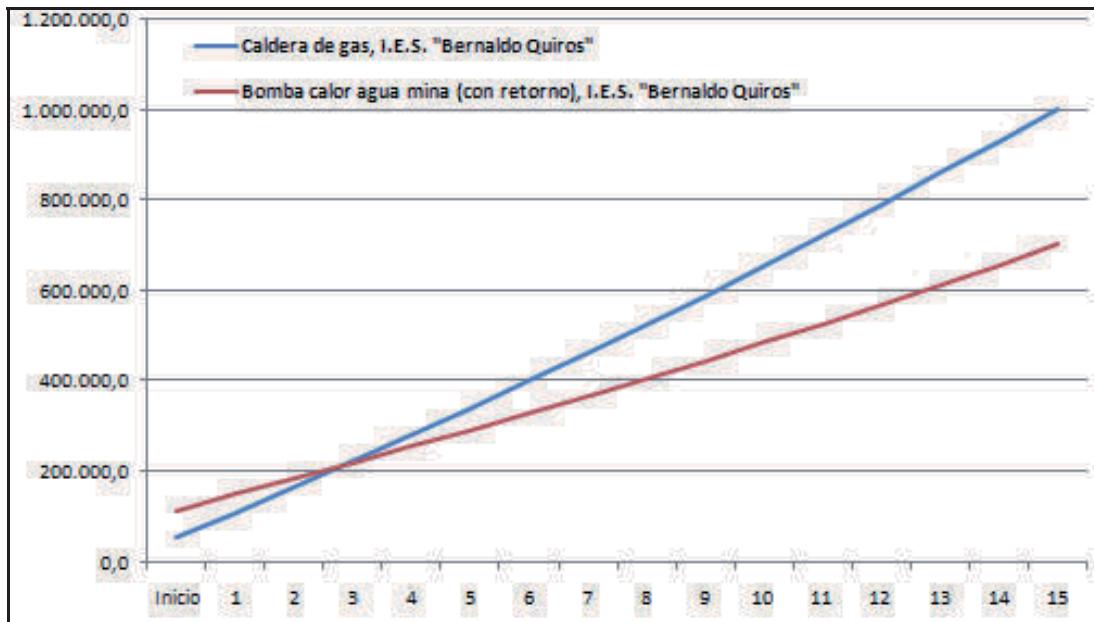


Figura 147. Curvas de gastos acumulados para el I.E.S. Bernaldo de Quirós.

V.2.2.3.2.5. Calefacción de un gran conjunto de edificios residenciales.

Como puede verse en la figura 131, en el límite sur de la zona abarcada por la red térmica, se encuentra un conjunto de seis edificios residenciales de gran densidad de viviendas, aunque de distinto tamaño. Supuesto un equivalente de 10 edificios con una media de cinco plantas de altura y 6 viviendas de 100 m² por planta, resultan 300 viviendas y 30.000 m² totales.

Si se aplica la demanda térmica de 50 W/m² (tabla 41), se tiene una demanda de 1.500 kW, con emisores de 35/30°C. Como en el apartado V.2.2.2.1., se supone un horario diario de calefacción desde 7 a 11,30 h por la mañana y de 16 a 21 h por la tarde, lo que suma un total de 9,5 horas/día y considerando que este periodo abarca 6 meses (desde principios de Noviembre hasta finales de Abril), se tiene 181 días/año, 1719,5 horas/año. Por tanto, el conjunto de viviendas necesita una energía térmica total $E_c = 2.579,25 \text{ MWh}$

El conjunto de las calderas individuales de las viviendas para producir 2.579.250 kWh/año, consumirían una cantidad de gas con P.C.S. equivalente a: $2579250 / 0,98 = 2631888 \text{ kWh/año}$, es decir, $2631,888 \cdot 3,6 = 9474,8 \text{ GJ/año}$, con un coste anual, sin tasas, de **138.711 €** y unas emisiones de CO₂ de **586,9 t**.

Esta comunidad de vecinos tiene la alternativa de sustituir un sistema individual de calderas de gas por una Central de Generación Térmica colectiva, con una bomba de calor que se alimente del agua de mina de esta red térmica, manteniendo sus calderas para proporcionar A.C.S. elevando la temperatura del agua de calefacción por encima de 60°C.

Dentro de los modelos *MT-LW-LWP (R134a)-E*, para gran potencia calorífica, se elige el tipo 4200BX, de 1581 kW de potencia, para temperaturas de salida del condensador de 35°C y de salida del evaporador de 15°C, equivalente a una potencia de 1512 kW para temperaturas de salida del condensador de 50°C. En estas condiciones, el COP = 6,73.



El trabajo exterior aportado, igual al consumo eléctrico del compresor, será (E_c/COP):

$$2579,25/6,73 = 383,25 \text{ MWh}$$

La energía térmica absorbida del agua es:

$$2579,25 - 383,25 = 2196 \text{ MWh} = E_f$$

Y la potencia térmica del foco frío:

$$E_f \cdot t^{-1} = 2196/1719,5 = 1,277 \cdot 10^6 \text{ W}$$

Por lo tanto, de acuerdo con la ecuación [52], el caudal de agua necesario será:

$$Q = 4,7 \cdot 10^{-5} \cdot 1,277 \cdot 10^6 = 60,02 \text{ (l/s)} = 60,02 \cdot 3,6 = 216,1 \text{ m}^3/\text{h}$$

Que supone un consumo anual de 371.584 m³ de agua de mina, que al precio de 0,037 €/m³ supone un coste, sin IVA, de 13.749 €/año.

La energía eléctrica necesaria para la recirculación de este caudal de agua será [56]:

$$9,81 \cdot 60,02 \cdot 1000^{-1} \cdot 10 \cdot 0,9^{-1} \cdot 1719,5 = 11249 \text{ kWh.}$$

El consumo eléctrico total será 394.499 kWh, con un coste sin IVA de **51.048€** y unas emisiones de CO₂ de **151,88t**.

En las aplicaciones anteriores se supone que el actual equipo de mantenimiento atenderá las bombas de calor, por lo que no se consideraron estos gastos. Sin embargo, en esta aplicación se parte, como gastos de mantenimiento, del costo del servicio “Funciona” de Hidrocantábrico, 76 €/año, con IVA (65,5€ sin IVA), es decir, 19.650€ para el conjunto de las 300 viviendas, y, para las bombas de calor, al igual que en el apartado V.2.2.2.2.1, unos gastos de mantenimiento de 15.000€, principalmente debidos a mano de obra (1 operario durante seis meses), que suponen 50€ por vivienda de 100 m².

Para una estimación de la rentabilidad de la renovación del sistema de calefacción, se supondrá un costo total de la inversión en bombas de calor [57] de: $18417 + (45845 \cdot 1512)/280 = 265.980\text{€}$, que, con una vida útil de 30 años, equivalen a un coste fijo anual [59] de: $0,078 \cdot 265.980 = 20.746,5\text{€}$, que supone unos 69€/vivienda.



Resultados anuales de calefacción (€)	Caldera de gas	Bomba calor agua mina (con retorno)
Energía Térmica necesaria (kWh)	2.579.250	2.579.250
Consumo gas (GJ)	9474,8	
Consumo electricidad (kWh)		394.499
Costes Energía Térmica sin IVA (€)	138.711	51.048
Consumos agua (m ³)		371.584
Costes HUNOSA		13.749
Costes mantenimiento	19.650	15.000
COSTES sin IVA	158.361	79.797
COSTES con IVA	186.866	94.160
Imputación coste fijo amortización		20.747
Total coste comparativo	186.866	114.907
Emisiones CO ₂ (t)	586,9	151,88

Tabla 53. Balance renovación calefacción Edificios Residenciales.

Como puede verse, en la tabla 53, el coste comparativo es favorable al equipamiento de bombas de calor, cerca de un 40% más económico. Ahora bien, dado que es necesaria la renovación del sistema de impulsores térmicos, con una inversión de 4.267 €/vivienda (tabla 43), se debe analizar la rentabilidad con una inversión de 1.280.100€ para toda la Comunidad.

El balance comparativo de todas las posibilidades se recoge en las hojas 20 a 23 de los Anexos: hipótesis operativas de la caldera de gas y bomba de calor, análisis de rentabilidad y costes acumulados. La inversión de renovación de los emisores térmicos tiene siempre TIR positivos del 2% y 8%, según sea con o sin subvención, respectivamente, mientras que sólo tiene VAN positivo la inversión de renovación de emisores térmicos con subvención. Los comentarios ya hechos sobre la coherencia de exigir VAN positivos en inversiones de renovación de hogares, son igualmente aplicables a este caso. Igualmente, como puede verse en la figura 148, que no considera la tasa exigida al capital, las inversiones se recuperan entre el año 7 y 8 con subvención y entre el año 8 y 11 sin subvención.

Aunque este caso es muy similar al de la vivienda de 100 m², (apartado V.2.2.2.2.1.), los resultados económicos son ligeramente más favorables, dada la economía de escala de un conjunto mayor de viviendas. Esta observación, por otra parte muy previsible, es digna de tenerse en cuenta en este caso, ya que una Central de Generación Térmica, al lado del nuevo Hospital podría suministrar energía calorífica tanto al nuevo Hospital como a la Residencia Geriátrica cercana y a este conjunto de edificios. Por otra parte, se desprende de ambos casos, que estas inversiones tan fuertes son inviables sin las subvenciones del 30%, con cargo a las ampliaciones de redes de calefacción de distrito a nuevos usuarios (Principado de Asturias, 2009a), aunque permanezca inalterada la potencia de generación térmica, independientemente de las posibles previstas en 2009 para particulares a la utilización de energías renovables (Principado de Asturias, 2009b).

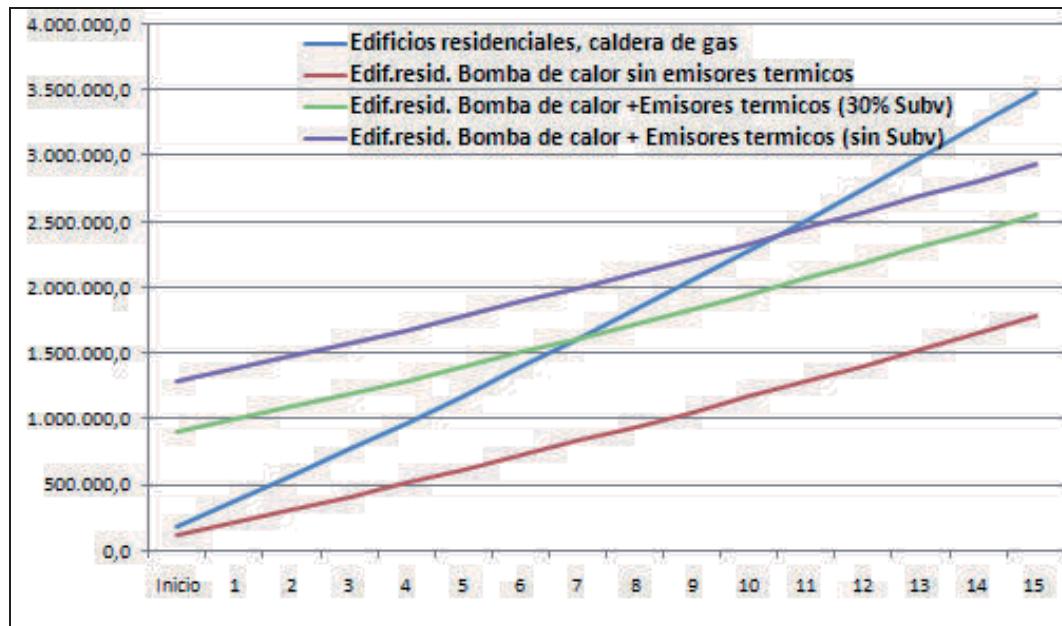


Figura 148.Curvas de gastos acumulados para Edificios residenciales.

V.2.2.3.3. Posibilidades de consumo de agua de mina en la red de muy baja temperatura.

Actualmente sólo se puede aventurar una previsión muy orientativa del consumo de agua por los futuros usuarios de esta red. Como se ha visto, hay dos clases de usuarios: los que sólo necesitan calefacción y los que requieren calefacción y refrigeración. Dentro de los primeros, y admitiendo como segura la renovación de los casos estudiados, se ha contabilizado un consumo anual de 862.176 m³ que, por simplificación, se supondrá concentrado en un mismo período de temporada de calefacción de 1775 h. No es aventurado suponer que el éxito en costes y en eficiencia energética, unido a los muy probables incentivos a la renovación de equipos, incrementará esta demanda dentro de las empresas del polígono industrial Vega de Arriba.

A modo de hipótesis, y como patrón para el análisis de las posibilidades de aprovechamiento microhidráulico del retorno de la red y de la capacidad térmica del embalse minero, se estima un futuro crecimiento ligeramente superior al 20%, con un consumo de 1,035 Hm³/año, que supone un consumo unitario de 583m³/h, equivalente a 162 l/s, durante 1775 horas al año.

En cuanto a los usuarios que requieren calefacción y refrigeración, sólo se dispone de los datos del proyecto del Centro de Investigación que, con unas demandas térmicas de 4.146.482 W y 6.309.890 W para refrigeración, y un funcionamiento diario de 8 horas y meses de 30 días, supone un consumo anual de 251.458 m³, que equivale a un consumo permanente de 87,3 m³/h, equivalente a 0,024 m³/s, o 24 l/s, durante 2880 horas al año.

Actualmente sólo está previsto un nuevo usuario de estas características: el nuevo hospital de Mieres Vital Álvarez Buylla que, como se ha visto en la tabla 49, tiene unas demandas térmicas de 2.536.965 W para calefacción y 1.740.527W para refrigeración. Dado que, a pesar de la instalación de estructuras de almacenamiento térmico, las horas de funcionamiento son mucho mayores y, dado que el funcionamiento de la calefacción tendrá una temporada más larga, al igual que la



refrigeración en los servicios que la requieran, se estima, a estos efectos, el mismo consumo de agua de la red, pero de forma permanente todo el año, es decir $87,3 \text{ m}^3/\text{h}$, equivalentes a 24 l/s , durante 8760 horas al año.

Si decidiesen modificar su sistema de climatización los tres centros comerciales, Caudalia, Eroski y DIA, se estima cada uno de sus consumos como el del Centro de Investigación, pero con horario comercial de 12 horas, es decir $261,9 \text{ m}^3/\text{h}$, equivalentes a 72 l/s , durante 4320 horas al año.

En resumen, se tendría necesidad máxima de caudal de bombeo de $1020 \text{ m}^3/\text{h}$ y un total de $3.182.405 \text{ m}^3/\text{año}$ suministrados, de los que $1.035.000 \text{ m}^3$ son utilizados como fuente de calor y $2.147.405 \text{ m}^3$ como fuente y sumidero de calor.

V.2.2.4. Esquemas de las redes térmicas de distrito propuestas.

Es evidente que la red de calor (*District Heating*) que pueda alimentar este embalse minero no puede compararse con las redes de distribución de energía térmica ya instaladas en el país; en Barcelona, por ejemplo, la Central de Energía de la zona *Fòrum*, que utiliza el vapor generado por la vecina planta de tratamiento de residuos sólidos urbanos, tiene una potencia calorífica contratada de más de 40 MW (Serrano, 2009). Sin embargo, los aprovechamientos estudiados ya suponen una cifra importante de energía suministrada, bien directamente desde Centrales de Generación Térmica a boca de pozo o desde la captación directa del agua de mina de la red térmica de muy baja temperatura, por lo que el potencial térmico de estas redes es bastante considerable.

Se plantean dos modelos de red térmica, pero en cualquiera de ellos se colocará en ambos pozos un sellado de hormigón: en la misma caña del pozo, en el caso de Barredo y en la cota +192,7 m.n.s.m., en el caso del pozo Figaredo (3^a planta). El objeto de este sellado es soportar las bombas sumergibles y la tubería de descarga de las aguas devueltas al embalse minero, tras su aprovechamiento geotérmico, para tras su aprovechamiento microhidráulico, y así mantener el equilibrio hídrico del mismo.

V.2.2.4.1. Red térmica desde el pozo Barredo.

En el pozo Barredo, este sellado ya se ha realizado a nivel del brocal del pozo. Como puede verse en la figura 149, su estructura permite el paso de la tubería de descarga al embalse minero, así como de dos tuberías de impulsión de bombas sumergibles situadas a distintos niveles del embalse, al objeto de poder suministrar en el verano, aguas a temperatura inferior, de acuerdo a los gráficos de temperatura de las figuras 107 y 108. Actualmente hay instaladas dos bombas Grundfos, con un caudal nominal de $215 \text{ m}^3/\text{h}$. Es evidente que si se quiere garantizar el suministro hídrico, mantener una red de baja temperatura y otra de muy baja temperatura, se deben instalar bombas de mayor capacidad. Por ejemplo, la misma Grundfos comercializa bombas sumergibles con un caudal máximo de $470 \text{ m}^3/\text{h}$, una altura máxima de 670 m, y en líquidos con temperaturas entre 0 y 60°C (Grundfos, 2008). Ello quiere decir que existen soluciones técnicas adecuadas.



Figura 149. Sellado de hormigón de la caña del pozo Barredo (a) y vista superior del mismo (b) (Álvarez, 2009)

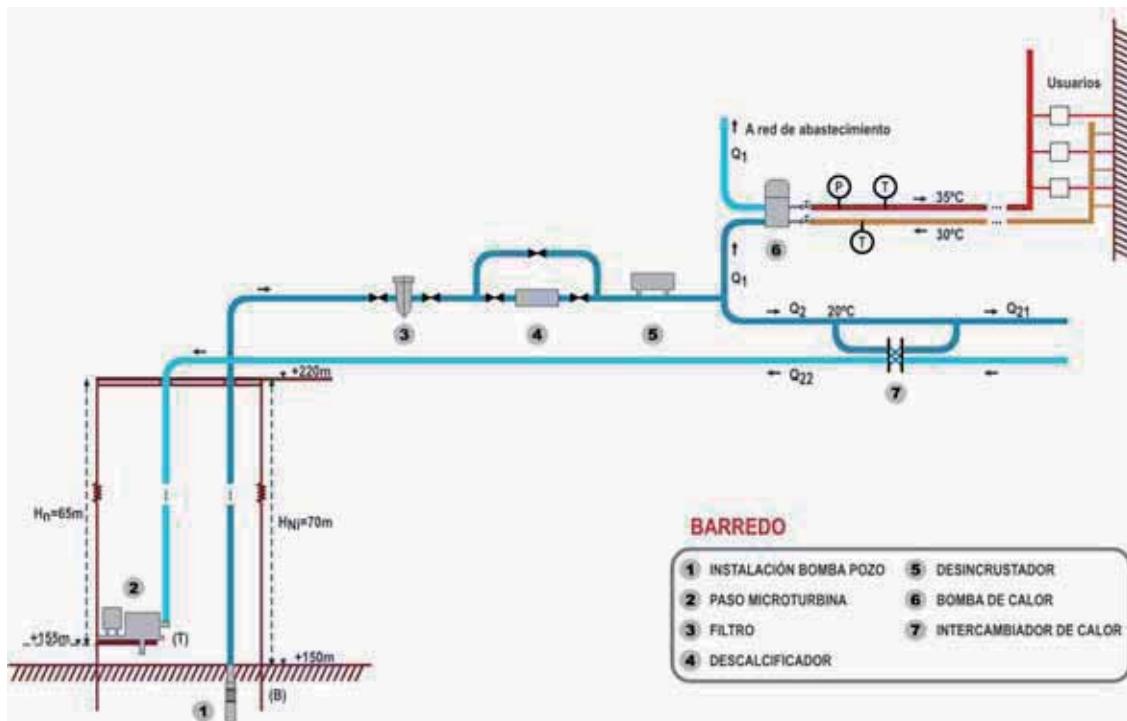


Figura 150. Esquema básico de las redes térmicas desde el pozo Barredo.

En la figura 150 se muestra el esquema propuesto de las dos redes desde el pozo Barredo. Las aguas del embalse minero realizan el siguiente recorrido:

- Aspiración por la bomba (B).
- Paso por un filtro para eliminación de sólidos en suspensión.
- Paso por un descalcificador, con regulación de agua sin descalcificar para regular la dureza residual.
- Paso por un desincrustador electrónico anticalcáreo.



- Paso por el nudo donde se efectúa el desvío de las aguas al ramal de la Central de Generación Térmica, Q_1 , a pie de pozo, y al nudo de la red de muy baja temperatura, Q_2 .
- El caudal Q_1 , alimentará las bombas de calor, a pie de pozo, que elevarán la temperatura del agua hasta 35°C, manteniendo constante la impulsión de la red de baja temperatura. Tras pasar por el evaporador de la bomba continuará en la conducción hacia el depósito de la red de abastecimiento del Valle del Caudal (figura 109).
- Tras pasar el nudo de la red de muy baja temperatura, parte del caudal, Q_{21} , se enviará hasta los Centros de Aprovechamiento de forma regulada por los medidores de presión, P , y de temperatura, T . Su retorno, tras pasar por un intercambiador de calor, 7, para mantener constante la temperatura de la red, se volverá a recircular.
- El resto Q_{22} , tras pasar por el intercambiador de calor, 7, retornará al embalse minero para su turbinado. En el equilibrio, $Q_2 = Q_{22}$.
- Finalmente, el caudal conjunto Q_{22} devuelto al pozo, alimentará la microturbina (T) y, a la salida de su nivel de desagüe, retornará al embalse minero.

V.2.2.4.2. Red térmica desde el pozo Figaredo.

En el caso del pozo Figaredo, sólo se prevé una red de baja temperatura alimentada desde la Central de Generación Térmica a pie de pozo. Por tanto, existirá un tramo común de bombeo, filtrado, descalcificación y desincrustación, tras el que el agua desaguada pasará por el evaporador de las bombas de calor de la Central de Generación Térmica y retornará al embalse minero, para su turbinado en la microturbina (T), y, desde su nivel de salida de la turbina, al embalse (figura 151).

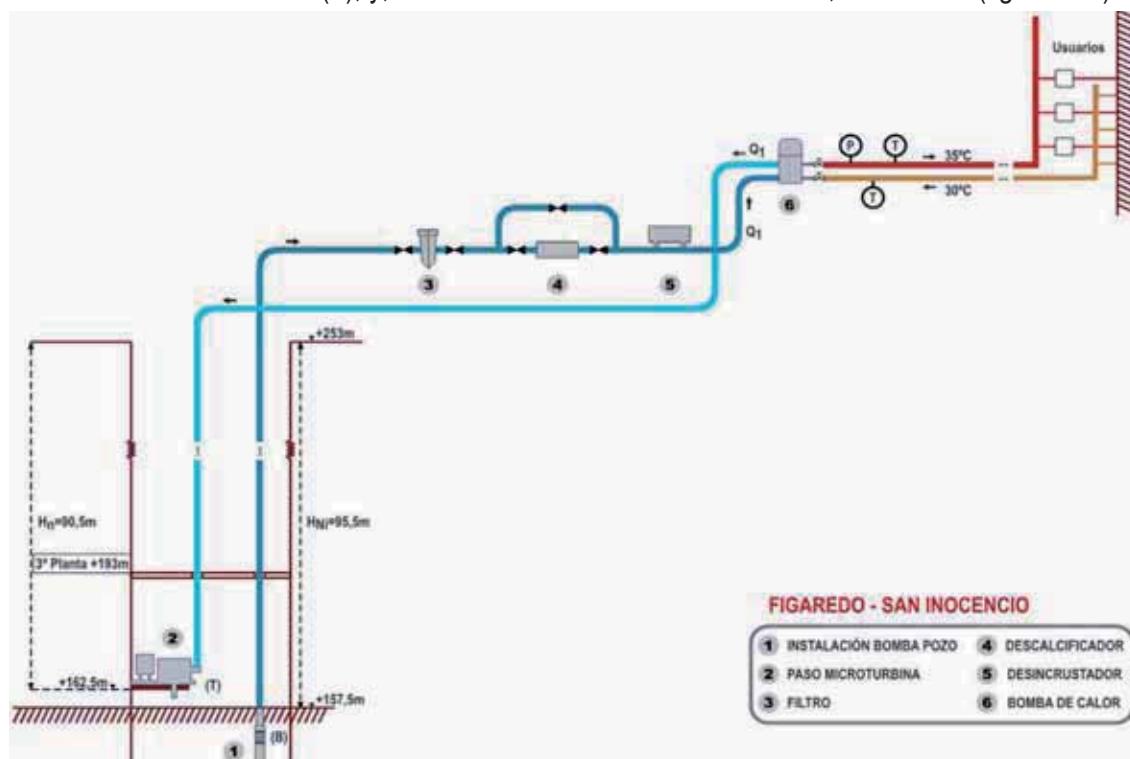


Figura 151. Esquema básico de las redes térmicas desde el pozo Figaredo.



V.2.3. Aprovechamiento energético mediante microturbinas.

En el apartado III.2. se trató de los fundamentos teóricos y técnicos del aprovechamiento mediante minicentral hidroeléctrica, llegando además a definir la microturbina Turgo como la mejor elección. En las figuras 150 y 151 se mostraban las redes térmicas que partían de cada pozo y la situación de las bombas de desagüe y microturbinas, respecto a los brocales de pozo y los niveles de inundación.

Dado que el retorno a los pozos se hace para regular el volumen del embalse minero y la temperatura del agua de la red de baja y muy baja temperatura, se produce un balance de energías consumidas y generadas. Por un lado, se ha consumido una energía eléctrica, E_{cons} , para el desagüe de estos caudales [56]:

$$E_{\text{cons}} = 9,81 \cdot Q \cdot 1000^{-1} \cdot H_m \cdot \eta^{-1} \cdot T \text{ (kWh)}$$

Siendo:

Q , caudal en l/s

H_m , altura manométrica.

η , rendimiento de la bomba, que se supone del 90% = 0,9

T = nº de horas de funcionamiento.

Y, por otro lado, se ha generado una energía eléctrica, E_{gen} [39]:

$$E_{\text{gen}} = 9,81 \cdot Q \cdot H_n \cdot T \cdot e \text{ (kWh)}$$

Siendo:

Q = Caudal de equipamiento en m^3/s

H_n = Salto neto existente en m = 65

e = Factor de eficiencia de la central = 0,85

T = nº de horas de funcionamiento

V.2.3.1. Aprovechamiento energético mediante microturbinas desde el pozo Barredo.

Los parámetros característicos de este pozo son (cf. figura 150):

Cota brocal pozo.....	+220 m.s.n.m.
Cota nivel inundación.....	+150 m.s.n.m.
h (altura hasta brocal)	70 m.
Pérdidas carga.....	10 m.
Altura manométrica.....	80 m
Cota microturbina	+ 155 m.n.s.m.
Salto bruto turbina	65 m.



Los caudales de agua de la red de muy baja temperatura que salen y retornan al embalse minero se calculan a continuación. De acuerdo al volumen de agua que puede devolverse al embalse minero, que se verá en el apartado V.2.4.1., se puede turbinar:

Usuarios de calefacción red de baja temperatura: 995.590,5 m³/año utilizados, con un bombeo de 579 m³/h, equivalente a 160,8 l/s, durante 1719,5 h al año.

Usuarios exclusivos de calefacción red de muy baja temperatura: 1.034.825 m³/año utilizados, con un bombeo de 583 m³/h, equivalente a 162 l/s, durante 1775 h al año.

Usuarios de calefacción y refrigeración (apartado V.2.1.3.3.): Centro de Investigación: 251.424 m³/año utilizados, con un bombeo de 87,3 m³/h, equivalente a 24 l/s, durante 2880 h al año; Nuevo Hospital: 764.748 m³/año utilizados, con un bombeo de 87,3 m³/h, equivalentes a 24 l/s, durante 8760 h al año; Centros comerciales: 1.131.408 m³/año utilizados, con un bombeo de 261,9 m³/h, equivalentes a 72 l/s, durante 4320 h al año.

Consumos y generaciones de electricidad:

El caudal total bombeado y turbinado será: 4.177.995,5 m³/año, por debajo de los 5,8 Hm³ de capacidad del embalse. Bombeando se consume la siguiente energía eléctrica:

$$E_{\text{cons}} = 9,81 \cdot 80 \cdot 1000^{-1} \cdot 0,9^{-1} \cdot [160,8 \cdot 1719,5 + 162 \cdot 1775 + 24 \cdot 2880 + 24 \cdot 8760 + 72 \cdot 4320] = 1.006.677 \text{ kWh, con un consumo de } 0,241 \text{ kWh/m}^3$$

Turbinando se genera la siguiente energía eléctrica:

$$E_{\text{gen}} = 9,81 \cdot 65 \cdot 0,85 [0,1608 \cdot 1719,5 + 0,162 \cdot 1775 + 0,024 \cdot 2880 + 0,024 \cdot 8760 + 0,072 \cdot 4320] = 625.712 \text{ kWh, que supone una generación de } 0,15 \text{ kWh/m}^3.$$

Su rendimiento como central de bombeo es 0,622.

Para la valoración independiente de los usuarios de calefacción de la red de baja temperatura, la producción del agua caliente de esta red con retorno del agua de mina al embalse, consume 241.104 kWh en el bombeo. El balance final de las redes, tras el aprovechamiento mediante micro turbinas, es un consumo eléctrico de **380.965 kWh**.

V.2.3.2. Aprovechamiento energético mediante microturbinas desde el pozo Figaredo.

Los parámetros característicos de este pozo son (cf. figura 151):

Cota brocal pozo.....	+253 m.s.n.m.
Cota nivel inundación.....	+157,5 m.s.n.m.
h (altura hasta brocal)	95,5 m.
Pérdidas carga.....	4,5 m.
Altura manométrica.....	100 m.
Cota microturbina	+162,5 m.s.n.m.
Salto bruto turbina	90,5 m



El caudal saliente y entrante, durante 1.800 h/año, es (apartado V.2.1.2.2.2.): 39,48 l/s, es decir, el caudal total bombeado y turbinado es de 255.600 m³/año.

Consumo y generación de electricidad:

$$E_{\text{cons}} = 9,81 \cdot 39,48 \cdot 100 \cdot 1000^{-1} \cdot 0,9^{-1} \cdot 1800 = 77.460 \text{ kWh, que supone un consumo de } 0,303 \text{ kWh/m}^3$$

$$E_{\text{gen}} = 9,81 \cdot 0,03948 \cdot 90,5 \cdot 0,85 \cdot 1800 = 194 = 53.627 \text{ kWh, que supone una generación de } 0,210 \text{ kWh/m}^3$$

Por lo tanto su rendimiento como central de bombeo es 0,692 y el balance final de esta red, tras el aprovechamiento mediante microturbianas, es un consumo eléctrico de **23.833 kWh**.

V.2.4. Posibilidades de las redes de calor: energía térmica distribuida, reducción de emisiones de CO₂ y generación microhidráulica.

V.2.4.1. Redes de calor desde el pozo Barredo.

La capacidad máxima de suministro de energía térmica viene dada por la capacidad máxima de bombeo y por la capacidad del embalse hasta la cota máxima de inundación, cuando el agua retorna al mismo. Es decir, ya que toda la recarga del embalse ha sido utilizada como recurso hídrico y energético por las bombas de calor de la Central de Generación Térmica, se utilizan parte de los 5,8 Hm³ del agua del embalse, considerado lleno a principios de año (apartado V.1), para utilizarla recirculándola por la red de muy baja temperatura y para abastecer también a la Central de Generación Térmica retornando al embalse.

Como se ha visto, en el apartado V.2.1.4.1., Grundfos comercializa bombas sumergibles con un caudal máximo de 470 m³/h. Adaptando el sellado del brocal del pozo Barredo para instalar 6 bombas de este caudal máximo, lo que sería factible, como puede verse en la figura 149, se tendría una capacidad máxima de bombeo de 2.820 m³/h.

Las posibilidades de consumo de agua de mina de la red de muy baja temperatura (apartado V.2.2.3.3.) exigen un caudal máximo de bombeo de 1.020 m³/h y un caudal total suministrado de 3.182.405 m³/año. Quedaría disponible una capacidad de bombeo de 1800 m³/h.

El bombeo necesario para el suministro a la red de abastecimiento hídrico no supone limitación alguna fuera de los períodos de calefacción porque, como se ha visto en el apartado V.1., concentrando el desague en horas nocturnas supondría un bombeo de 930,6 m³/h o de 1.750 m³/h en el caso del gran embalse San José-Figaredo-Figaredo. Sin embargo, el suministro a esta red de abastecimiento hídrico durante las horas de calefacción, en que previamente el agua ha abastecido a la Central de Generación Térmica, supone 1221 m³/h (apartado V.2.2.2.), con lo que se podrían bombear 579 m³/h más para producir energía térmica en la red de baja temperatura que, durante las 1719,5 horas de la temporada de calefacción, suponen 995.590,5 m³ que deberían retornar al embalse minero.



De acuerdo con el ratio de producción térmica por m^3/h desaguado durante 1719,5 h/año, que se ha visto en el apartado V.2.2.2. [47], con $579 m^3/h$, es decir, $995.590,5 m^3/año$, se podrán suministrar: $6.524,3 \cdot 0,996 = 6498 MWh_t$; y para ello se habrán consumido: $6498 \cdot 1,04/6,73 = 1004,15 Mwh$ de electricidad.

Si a este suministro de energía térmica se le suma la energía térmica útil suministrada por los $2,1 Hm^3$ del abastecimiento hídrico (apartado V.2.2.2.), es decir, $13.701 MWh_t$, se tiene un total de energía térmica suministrada de **20.199 MWh_t**, con un consumo de electricidad, en las bombas de calor, de: $20.199 \cdot 1,04/6,73 = 3121,4 MWh$, y unas emisiones de CO_2 de **1.201,7 t**, mientras que para producir esa misma energía térmica con calderas de gas se hubiesen emitido $4.504,4 t$.

Y de cara a los usuarios, a los efectos de costes comparativos de las alternativas de sistemas de calefacción de una vivienda de $100 m^2$, se tendrá en cuenta el gasto del bombeo suplementario del agua del embalse, por lo que se considera el siguiente balance final: $20.199 MWh_t$ suministrados, con un consumo de $(3.121,4 + 241,104) = 3.362,5 MWh$ y unas emisiones de CO_2 de $1294,6 t$.

Como se ha visto en el apartado V.2.2.2.2.1., se necesitan $8597,5 kWh_t$ por vivienda estándar de $100 m^2$, lo que quiere decir que se puede suministrar calefacción a 2.350 viviendas del centro de Mieres. Supuesta una media de tres personas por vivienda se satisface la necesidad de calefacción de 7.050 personas, que, para una población del casco urbano de Mieres de 24.890 personas (INE, 2010b), supone el 28,3% del total. Aplicando a esta vivienda estándar de $100m^2$ el balance global, se tendrá un consumo de electricidad por vivienda de $1.430,8 kWh$ y unas emisiones de CO_2 de $550,8 kg$.

A nivel de toda la red, teniendo en cuenta que la circulación del agua del embalse minero que retorna al embalse presenta como balance entre la energía eléctrica gastada en el bombeo y la energía eléctrica producida en el turbinado, un consumo final de $380.965 kWh$, con unas emisiones de CO_2 de $146,7 t$, se tiene una emisión total de $1441,3 t$, que supone una **reducción total de emisiones de CO_2 de 3.063 t**. Además de esta reducción de emisiones está la efectuada en cada uno de los aprovechamientos particulares de la red de muy baja temperatura imputable a cada una de las aplicaciones.

La energía facilitada a la salida del condensador de las bombas de calor y principio de la red térmica de baja temperatura es de $20.199 \cdot 1,04 = 21.107 MWh_t$, lo que supone una potencia calorífica de $12.217 kW$. Se necesita instalar 8 bombas de calor del tipo 4200BX, de los modelos *MT-LW-LWP (R134a)-E*, de una potencia calorífica de $1581 kW$, para temperaturas de salida del condensador de $35^\circ C$ y de salida del evaporador de $15^\circ C$, equivalente a una potencia de $1512 kW$ para temperaturas de salida del condensador de $50^\circ C$, con un COP de 6,73 en esas condiciones.

Se suponen unos gastos de explotación de 60.000€ , principalmente debidos a mano de obra (4 operarios durante seis meses), que suponen unos 26€ por vivienda de $100m^2$, imputables al concepto de mantenimiento.

La inversión necesaria en bombas de calor, siguiendo los criterios expuestos en el apartado V.2.1.3.2., supondrá un total de $8 \cdot [18417 + (45845 \cdot 1040)/280] = 1.509.590 \text{€}$, es decir, 632€ por



vivienda, y, aunque estas instalaciones tengan una vida de muy larga duración, conservadoramente, se toma como vida útil 30 años, a efectos de amortización.

Para la imputación al consumidor como coste fijo, siendo la inversión I_i , con una vida útil de n años y la tasa exigida al capital i , la amortización anual A_i será $K_i \cdot I_i$, siendo

$$K_i = (1 + i)^n / [(1 + i)^{n-1} - 1] \cdot i^{-1} \quad [58]$$

Para una tasa exigida al capital del 6% y 30 años de vida útil:

$$K = (1,06)^{30} / [(1,06^{29} - 1) \cdot 0,06^{-1}] = 0,078 \quad [59]$$

Por tanto, la amortización anual, imputable al consumidor como coste, será de $1.509.590 \cdot 0,078 = 117.748\text{€}$, que supone unos 49,5€ por vivienda de 100 m².

V.2.4.2. Red de calor desde el pozo Figaredo.

Desde el pozo Figaredo se producen anualmente 1.800.000 kWh_t, utilizando 255.600 m³ de agua del embalse minero. Con ello se suministra calefacción a un conjunto de edificios con una superficie útil construida de 20.000 m². El balance final de consumo eléctrico es de 316.093 kWh, **reduciendo las emisiones de CO₂ en 259t**.

V.2.4.3. Balance final de las redes térmicas.

Mediante el aprovechamiento de las aguas del embalse minero Barredo-Figaredo, a través de una red térmica de baja temperatura, HUNOSA puede llegar a suministrar directamente 22.000 MWh_t al año, reduciendo las emisiones de CO₂ en 3.322 t. El uso de agua de mina del embalse minero del conjunto de las dos redes de ambos pozos, supone una utilización anual de 6,5 Hm³, de los que retornan al embalse minero 4,4 Hm³.

Aunque el significado económico no sea muy relevante, se considera la posibilidad de que HUNOSA pueda inscribirse en el Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (RENADE, 2010) que, con cargo a los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, permite a las sociedades inscritas negociar estos derechos, de acuerdo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad (Parlamento Europeo, 2003), para mantener el límite máximo de asignación de emisiones para el período 2008-2012, el cual, con ciertas limitaciones, ha sido aprobado (Comisión de las Comunidades Europeas, 2007c).

Y, en todo caso, aunque esta posibilidad no sea viable, sí puede negociar con las empresas suministradoras de energía eléctrica, que sí están inscritas en este registro, una bonificación equivalente al valor en bolsa de esta reducción. Si esto fuese factible, se aplicaría un descuento de 12,86€/t por la venta de esta mejora de emisiones, de acuerdo al precio medio de venta en la Unión Europea, en



marzo de 2010 (Sendeco2, 2010), que supondría unos ingresos suplementarios cercanos a 42.721€/año

V.3. Síntesis de Aprovechamiento.

HUNOSA, como responsable de evitar los efectos negativos que pueda causar el cierre de sus minas de interior, está obligada a mantener el desagüe de las mismas, por lo que es la empresa que tiene los derechos sobre estas aguas antes de su vertido al cauce público, lo que le permite su aprovechamiento.

Aprovechamiento hídrico.

Con la introducción de la Directiva Europea Marco del Agua (FWD) surgió la necesidad de gestionar conjuntamente las aguas superficiales y subterráneas para conseguir una protección del medio hídrico a nivel de cuenca hidrográfica, con el objetivo genérico de lograr una buena calidad tanto química como ecológica de las aguas, con especial atención a evitar el deterioro de las aguas subterráneas. En este sentido destaca, en primer lugar, la utilidad del embalse minero para mejorar el mantenimiento del caudal ecológico del río Turón, ya que incrementando su caudal con agua subterránea, puede ser utilizada su agua en épocas de estiaje.

En segundo lugar, destacar la importancia ecológica que supone tener un embalse de esta capacidad ya construido, con fáciles conexiones al sistema de abastecimiento de agua del Valle del Caudal, sin necesidad de crear un fuerte impacto ambiental con infraestructuras hidráulicas en un entorno natural tan privilegiado como el de la montaña asturiana.

En tercer lugar, la posibilidad de combinar su utilización geotérmica con el uso hídrico, devolviendo los caudales utilizados por las bombas de calor al embalse y posibilitando su aprovechamiento microhidráulico para generar electricidad.

La aportación hídrica anual, o recarga del embalse, estimada en 4,1 Hm³, sería teóricamente suficiente para abastecer a 60.300 personas, suponiendo un consumo constante por habitante y día de 185 l como media de Asturias, es decir a 15.800 personas más que todo el Concejo de Mieres. Este abastecimiento podría duplicarse con sólo tomar un caudal de 130 l/s del río Aller, lo cual sería medioambientalmente asumible por dicho río, pues su caudal medio es de 6,7 m³/s y su caudal ambiental se estima en 700 l/s. Sin esta aportación del río Aller, la formación de un solo sistema hídrico, mediante la conexión con el pozo San José, aumentaría la recarga del embalse hasta 7,73 Hm³, lo que posibilitaría el abastecimiento a 113.500 personas, lo que supone la demanda teórica del 15% de la población abastecida por el Consorcio de Aguas de Asturias.

Aprovechamiento geotérmico.

En la llanura aluvial del valle del río Caudal, desde la villa de Mieres hasta Santullano, es posible la alternativa de aprovechamiento directo de las aguas del Cuaternario y, aunque se considere como temperatura media de sus aguas las mediciones óptimas de 15°C en la zona de La Mayacina, siempre es más rentable el suministro directo desde el aprovechamiento geotérmico de las aguas



del embalse minero por una Central de Generación Térmica cercana al brocal del pozo Barredo. Ello es debido a que la temperatura media de 20°C de las aguas desaguadas desde el pozo Barredo es la temperatura óptima de entrada al evaporador de la bomba de calor para conseguir la mayor eficiencia energética en su aprovechamiento energético, ya que se consiguen los COP más elevados. Dado que en el pozo San José esta temperatura se puede estimar en 20°C, la posible conexión de los pozos, formando el embalse minero San José-Figaredo-Barredo, no alteraría estas temperaturas. Aunque la temperatura media de las aguas del pozo Figaredo es de 17°C, la comparación de los sistemas de suministro de agua caliente para calefacción a baja temperatura, tales como calderas de gas o de biomasa, arroja unos costes inferiores en un 40% a favor del suministro directo desde una Central de Generación Térmica cercana al brocal de cualquiera de los pozos mineros del embalse.

La renovación de los actuales sistemas de calefacción, adaptados a temperaturas del agua que entra en los emisores térmicos superiores a 60°C, es prácticamente obligada para hacer factible este aprovechamiento geotérmico, siendo la sustitución ideal la de emisores térmicos dinámicos que funcionen con temperaturas de emisión de 35°C y retorno a 30°C. Esta renovación debe ir necesariamente acompañada de la mejora en los aislamientos de las viviendas. La inversión en esta rehabilitación de las viviendas antiguas, para mejorar la eficiencia energética de los sistemas de calefacción y posibilitar el suministro directo de agua caliente desde el aprovechamiento geotérmico de las aguas del embalse minero, se recupera siempre en plazos de tiempo inferiores a 15 años, aunque con tasas exigidas al capital del 6%, y si bien los TIR son positivos, sólo se presentan VAN positivos cuando la rehabilitación está subvencionada al 30%, con cargo a las ayudas para el uso de energías renovables.

Demostradas las ventajas económicas del uso de las aguas del embalse minero Barredo-Figaredo como fuente de calor para su aprovechamiento energético por bombas de calor en circuito abierto, se plantea la utilización de dos redes térmicas para este aprovechamiento: una red calorífica de baja temperatura (35°C) para sistemas de calefacción, destinado a aquellos consumidores que no precisan suministro de refrigeración y una red calorífica de muy baja temperatura (18-22°C) para su uso directo por los consumidores, especialmente aquellos que necesiten calefacción y refrigeración. La extensión de estas dos redes puede estimarse en 900 m al norte y 2.000 m al sur del pozo Barredo, mientras que desde el pozo Figaredo la red alcanza un máximo de 200 m.

Los consumidores que necesitan simultáneamente frío y calor sin simultaneidad en sus necesidades de calentamiento y refrigeración, consiguen una gran eficiencia energética mediante la utilización de almacenamientos térmicos intermedios, pudiendo suministrar eficazmente A.C.S. mediante el uso de un almacenamiento térmico de agua caliente para, mediante una válvula de tres vías, alimentar el evaporador de una tercera bomba de calor.

El volumen de agua de mina utilizado anualmente entre las dos redes es de 6,3 Hm³, de los cuales 2,1 Hm³ forman parte del desagüe para abastecimiento hídrico y 4,4 Hm³ deben retornar al embalse minero.



Por medio de la red de baja temperatura, se puede aprovechar la máxima capacidad calorífica de suministro de agua caliente de 6,5 kWh/m³ y HUNOSA puede llegar a suministrar directamente 22.000 MWh, reduciendo las emisiones de CO₂ en 3.322 t.

Por medio de la red de muy baja temperatura HUNOSA pone el agua de mina a disposición de determinados consumidores: los edificios del Campus de Mieres, las empresas del polígono industrial Vega de Arriba, centros comerciales como DIA, Eroski o Caudalia, el nuevo Hospital Comarcal de Mieres, la residencia Geriátrica cercana y un gran conjunto de edificios residenciales. Utilizando esta agua de la red estos consumidores consiguen ahorros energéticos del orden del 50%.

Aprovechamiento microhidráulico.

El aprovechamiento microhidráulico es una posibilidad consecuencia del retorno al embalse minero de parte de las aguas aprovechadas para las redes térmicas. De acuerdo con las estimaciones de aprovechamiento geotérmico de este estudio, con la salida y retorno del pozo Barredo se consumen 1.066.677 kWh generándose 625.712 kWh, siendo, por tanto, su rendimiento como central de bombeo de 0,622. Con la salida y retorno del pozo Figaredo se consumen 74.460 kWh, generándose 53.627 kWh, siendo, por tanto, su rendimiento como central de bombeo de 0,692.



VI. CONCLUSIONES

A partir del trabajo realizado en el marco de esta investigación, se presentan, a modo de síntesis, las siguientes conclusiones y recomendaciones.

VI.1. Conclusiones respecto a la Hidrogeología.

En la Cuenca Central Asturiana, tras décadas de actividad extractiva, donde antes había pequeños acuíferos en arenisca de un sistema multicapa de pequeña entidad se ha producido, por una parte un hueco -como consecuencia de la extracción del carbón-, y, por otra, la fracturación del macizo, dando lugar a un nuevo “acuífero” con una triple porosidad similar a la de los acuíferos carbonatados kársticos.

De este modo, las labores de la minería del carbón de la Cuenca Central Asturiana configuran un extraordinario “embalse subterráneo”, susceptible de ser aprovechado como recurso hídrico. Este embalse subterráneo está subdividido en embalses mineros sin conexión, pudiendo servir el estudio de uno de ellos como área piloto para el resto.

En concreto, las labores mineras de los pozos Barredo y Figaredo, con varios tipos de conexión entre ellas, constituyen un sistema hídrico y han formado, una vez completado el proceso de inundación, el *embalse subterráneo Barredo-Figaredo*, una unidad hidrogeológica aislada cuya cuenca de afección, aunque localizada dentro de la Cuenca Caudal-Turón, es independiente de las que afectan a las labores de otros pozos o minas de montaña.

El caudal medio evacuado históricamente por el desagüe del conjunto Barredo-Figaredo es de 130 l/s y habiendo demostrado que el agua desaguada por los pozos mineros es el agua infiltrada, la aportación hídrica anual, o recarga del embalse es de 4,1 Hm³/año.

La capacidad del embalse minero Barredo-Figaredo, hasta la cota de inundación establecida en +150 m.s.n.m., es de 5,8 Hm³.

A las aguas de este embalse minero, debido a sus altos contenidos en hierro y manganeso, habría que aplicarles un tratamiento tipo A3 para que fuesen aptas para el consumo humano.

La temperatura de estas aguas de mina es óptima para su aprovechamiento geotérmico mediante bombas de calor, pudiendo considerarse una temperatura media de 20°C para el pozo Barredo y de 17°C para el pozo Figaredo, al objeto de obtener resultados conservadores.

VI.2. Conclusiones respecto al Aprovechamiento.

Se exponen las más importantes conclusiones de acuerdo a un orden subjetivo de importancia.



VI.2.1. Aprovechamiento energético.

La valoración de las características físico-químicas del agua del embalse minero aconseja la instalación de un sistema de filtrado previo de sólidos en suspensión, el paso intermitente por un descalcificador y, de forma continua por un desincrustador electrónico anticalcáreo, a la salida del embalse minero para evitar atascamientos y limpiezas en los intercambiadores de calor.

El aprovechamiento directo de agua caliente para calefacción, desde una Central Térmica cercana al brocal de cualquiera de los pozos del embalse minero es más económico que los sistemas de calefacción basados en el uso de calderas de gas o de biomasa.

Asimismo, este aprovechamiento siempre es más rentable que el aprovechamiento geotérmico directo de las aguas del Cuaternario o por medio de intercambiadores geotérmicos.

La inversión en la rehabilitación de las viviendas antiguas, para mejorar la eficiencia energética de los sistemas de calefacción y posibilitar el suministro directo de agua caliente desde el aprovechamiento geotérmico de las aguas del embalse minero, se recupera siempre en plazos de tiempo inferiores a 15 años, aunque con tasas exigidas al capital del 6%, y, si bien los TIR son positivos, sólo se presentan VAN positivos cuando la rehabilitación está subvencionada al 30%, con cargo a las ayudas existentes para el uso de energías renovables.

Por medio de la red de baja temperatura, se puede aprovechar la máxima capacidad calorífica de suministro de agua caliente de 6,5 kWh/m³ y HUNOSA puede llegar a suministrar directamente 22.000 MWh, reduciendo las emisiones de CO₂ en 3.322 t..

Por medio de una red de muy baja temperatura, HUNOSA puede poner el agua de mina a disposición de determinados consumidores con necesidades de calefacción o de refrigeración y calefacción simultáneas: edificios del Campus de Mieres, empresas del polígono industrial Vega de Arriba, centros comerciales como DIA, Eroski, o Caudalia, el nuevo Hospital Comarcal de Mieres, una residencia Geriátrica cercana y un gran conjunto de edificios residenciales. Utilizando el agua de esta red, estos consumidores conseguirían ahorros energéticos del orden del 50%.

El aprovechamiento microhidráulico es una posibilidad consecuencia del retorno al embalse minero de parte de las aguas aprovechadas para las redes térmicas y, de acuerdo a las estimaciones de aprovechamiento geotérmico de este estudio, el balance de los bombeos y retornos al embalse concluye que se consumen 1.141,1 MWh y se generan 679,3 MWh, siendo, por tanto, su rendimiento como central de bombeo del 62,7%.

VI.2.2. Aprovechamiento hídrico.

La aportación hídrica anual o recarga del embalse, de 4,1 Hm³, sería teóricamente suficiente para abastecer a 60.300 personas, suponiendo un consumo constante por habitante y día de 185 l como media de Asturias, es decir a todo el Concejo de Mieres y 15.800 personas más.

Este abastecimiento podría duplicarse con sólo tomar un caudal de 130 l/s del río Aller, lo cual sería medioambientalmente asumible por dicho río, pues su caudal medio es de 6,7 m³/s y su caudal ambiental se estima en 700 l/s.



Sin considerar esta aportación del río Aller, la formación de un sistema hídrico conjunto de las labores del valle del Turón mediante la conexión del pozo Figaredo con el pozo San José, aumentaría la recarga del embalse hasta 7,73 Hm³, lo que posibilitaría el abastecimiento a 113.500 personas, que supone la demanda teórica del 15% de la población abastecida por el Consorcio de Aguas de Asturias.

De este aprovechamiento destaca la importancia ecológica que supone tener un embalse (subterráneo) de esta capacidad ya “construido”, en el que el agua no está expuesta a eutrofización y de la que se puede disponer en función de la demanda, con fáciles conexiones al abastecimiento de agua del Valle del Caudal, sin necesidad de generar un fuerte impacto ambiental con infraestructuras hidráulicas en superficie, en un entorno natural tan privilegiado como el de la montaña asturiana.

VI.3. Recomendaciones y líneas de investigación abiertas.

Dado que el criterio de obtención de unos VAN positivos no debe ser considerado prioritario en un caso de renovación del hogar, la Administración, en colaboración con las empresas productoras de electricidad (a ejemplo de las subvenciones concedidas por la empresa gas natural-UNION FENOSA), debería estimular con ayudas especiales esta renovación.

La economía de escala es muy importante en los resultados económicos finales, ya que el uso de bombas de calor de mayor potencia calorífica consigue COP mayores. A título de ejemplo, una Central Térmica al lado del nuevo Hospital de Mieres, podría suministrar energía calorífica tanto al hospital como a la Residencia Geriátrica cercana y a un conjunto de edificios con una cantidad aproximada de 300 viviendas.

Dada la complejidad de su valoración, no se ha incluido el coste de la inversión en las redes térmicas. Al igual que en el caso de la red térmica de Barcelona desde la Central de Energías de Forum (Serrano, 2009), donde la Administración llegó a adelantar la realización del 30% total, se trata de una estructura que compromete a la empresa concesionaria y al Ayuntamiento.

Igualmente, las imputaciones a los usuarios de la red térmica, de la parte proporcional al coste de su inversión, dependerá obviamente de su extensión y la magnitud de su aprovechamiento.

A título de ejemplo, supuesto un coste de la estructura de la red conjunta de baja y muy baja temperatura de 2.700€/m (precios 2009, sin IVA, para tuberías de impulsión y retorno de 300mm de diámetro), para una red conjunta de 3.000m se tendría una inversión de 8.100.000€, que, para su amortización en 30 años, supone una amortización anual de 631.800€. Si se considera su imputación por m³ de agua utilizado de la red (en la hipótesis de mayor utilización contemplada desde el pozo Barredo 6,25 Hm³) equivale a 0,101€/m³ antes de impuestos o 0,12€ con IVA, cantidad perfectamente asumible por los usuarios, con lo que se mantiene la rentabilidad del negocio y, por tanto, la viabilidad de la red.



Se ve necesario hacer un modelo térmico del comportamiento del embalse, efectuando una previa determinación de las conductividades térmicas de todos los materiales atravesados por las labores mineras, ya que se desconoce el efecto que pueda tener en la temperatura final el retorno al embalse de las aguas que han cedido parte de su energía térmica.

En este sentido, la conexión franca del embalse minero Barredo-Figaredo con el pozo San José, cuyas aguas están a una mayor temperatura (2 grados aproximadamente), no sólo contribuirá a aumentar su capacidad sino que ayudará a mantener una temperatura de aprovechamiento más elevada.

VI.4. Consideración final.

Como colofón, cabe resaltar que el aprovechamiento de las aguas almacenadas en el embalse minero aquí planteado, es trasladable homotéticamente a cualquier otro tipo de embalse minero de HUNOSA.

La media de los caudales desaguados por HUNOSA durante el período 2004-2006 es de 36,8 Hm³/año. Si se añade el caudal correspondiente a pozos no contemplados en esta estadística, como Olloniego o Lieres, se pueden alcanzar los 40 Hm³/año, lo que además de su potencial hídrico supone una capacidad de suministro a la zona central de Asturias cercana a 260 GWh/año.

A la vista de estas conclusiones, cabe una última reflexión, citando a Terry E. Ackman y George Watzlaf:

“Desaprovechar el agua de mina es un despilfarro terrible”

*A minewater is a
terrible thing to
waste.....*



VII. BIBLIOGRAFÍA.

- AENOR. Norma UNE-EN 378-1, 2001. *Sistemas de refrigeración y bomba de calor. Requisitos de seguridad y medioambientales.*
- AENOR. Norma UNE-EN 12828, 2003. *Sistemas de calefacción en edificios. Diseño de los sistemas de calefacción por agua.*
- AENOR. Norma UNE-EN 12831, 2003. *Sistemas de calefacción en edificios. Método para el cálculo de la carga interna de diseño.*
- AENOR. Norma UNE-EN 112076, 2004. *Prevención de la corrosión en circuitos de agua.*
- AENOR. Norma UNE-EN 12502-1, 2005. *Recomendaciones para la evaluación del riesgo de corrosión en sistemas de distribución y almacenamiento de agua.*
- Aramburu, C.; Bastida, F., 1995. *Geología de Asturias.* Ed. Trea, 1^a Ed., p. 72-73.
- Arnould M., Deveughele M., Efforsat J., 1983. *Utilisation de carrières souterraines de la région parisienne pour stockage intersaisonnier d'énergie solaire pour l'habitat.* Bulletin of the International Association of Engineering Geology. L'Association Internationale de Géologie de L'ingénieur.
- Alvarez, F., Asensio, J., 2007. *Retos energéticos del futuro: Geotermia de baja intensidad.* Actas del XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales. Oviedo.
- Álvarez, C., 2009. *La actividad de HUNOSA en el campo de la geotermia.* Actas de la Jornada técnica sobre Energía Geotérmica. Cátedra Hunosa - Universidad de Oviedo. <http://www.unioviedo.es/catedrahunosa/archivos/Claudio%20Alvarez.pdf>
- Anstett, P., 2006. *Mesure des données énergétiques d'une pompe à chaleur air/eau au CO₂ (R744) pour préparation d'eau chaude sanitaire dans un hôpital.* Final report of SFOE (Swiss Federal Office of Energy). www.energieforschung.ch
- Arquer, F., Meléndez M., Nuño C., Rodríguez M.L., 2006. *El abandono de pozos mineros en la Cuenca Carbonífera Central de Asturias: Caso de los pozos Entrego y San Mamés.* Actas de la Reunión Científico-Técnica "Gestión del agua en los procesos de cierre de minas". E.T.S. Ingenieros de Minas. Universidad de Oviedo.
- Arrizabalaga, I., 2009. *Energía Geotérmica de Muy Baja Temperatura. Intercambio Geotérmico en la C.A. Euskadi.* Actas de la Jornada técnica sobre Energía Geotérmica. Universidad de Oviedo. <http://www.unioviedo.es/catedrahunosa/archivos/Arrizabalaga.pdf>
- Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), 2009. *Comunicado de prensa sobre la trasposición de la Directiva 2009/28/CE.* http://www.appa.es/descargas/Directiva_Europea_Renovables_20090610.pdf
- Bajtos, P., 2001. *Low enthalpy geothermal energy from mine waters in Slovakia.* Actas del International Scientific Conference of Geothermal Energy in Underground Mines. Polonia.



- Bueno, J., 2005. Estudio Hidrogeológico de la Repercusión de la Inundación del Pozo Barredo (Mieres, Asturias). AITEMIN. Informe Técnico para HUNOSA, Inédito.
- Bueno, J., Cordero, C., Arduengo, B., Obis, J., 2007. *Análisis hidrogeológico de las repercusiones del cese de los bombeos de drenaje en pozos mineros asturianos*. Actas del XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales. Oviedo.
- C.A.I. Ingenieros Proyectistas, S.L., 2008. www.energetica21.com/articulos/me/CAI.pdf
- Cavallini, A., Da Riva, E., Del Col, D., 2008. *New low charge heat pump using propane: design and experimentation*. Libro de Actas del 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Chow, V.T., Maidment, D.R., Mays, L.W., 1994. *Hidrología aplicada*. Ed. McGraw-Hill, 580 p.
- Centro tecnológico de Eficiencia y Sostenibilidad Energética (energylab), 2009. *Renovación del Sistema de Climatización con Bomba de Calor Geotérmica en Viviendas Unifamiliares*. http://www.energylab.es/fotos/091119133548_2MGV.pdf
- CIATESA, 2010a. *Folleto técnico MT-LW-LWP (R134A y R407C)*. www.ciatesa.es.
- CIATESA, 2010b. *Folleto técnico dynaCIAT LG-LGP*. www.ciatesa.es
- Colasson, S.; Marechal, A.; De Pellegrin, D., 2008. *Experimental investigation on a small capacity heat pump prototype with CO₂ as working fluid*. Libro de Actas del 9th IEA Heat Pump Conference. Zurich.
- Colbourne, D., 2008. *Opportunities for the Application of Natural Refrigerants*. En: *Natural refrigerants: Sustainable Ozone- and Climate-Friendly Alternatives to HCFCs*, PROKLIMA International. German Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ), p. 127-136. www.gtz.de/de/dokumente/en-gtz-proklima-natural-refrigerants.pdf
- Comisión de las Comunidades Europeas, 2007a. *Decisión de la Comisión de 9 de noviembre de 2007 por la que se establecen los criterios ecológicos para la concesión de la etiqueta ecológica comunitaria a las bombas de calor accionadas eléctricamente o por gas o de absorción a gas*. Diario Oficial de la Unión Europea (DOCE), nº L 301 de 20 de Noviembre de 2007, p. 14-25.
- Comisión de las Comunidades Europeas, 2007b. *Reglamento (CE) No 1516/2007 por el que se establecen, de conformidad con el Reglamento (CE) no 842/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, requisitos de control de fugas estándar para los equipos fijos de refrigeración, aires acondicionado y bombas de calor que contengan determinados gases fluorados de efecto invernadero*. Diario Oficial de la Unión Europea (DOCE), nº L 335 de 20 de diciembre de 2007, p. 10-12.
- Comisión de las Comunidades Europeas, 2007c. *Decisión de la Comisión de 26 de febrero de 2007 relativa al plan nacional de asignación de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero notificados por España de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo*. http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap_spain_decision_es.pdf



- Commonwealth of Pennsylvania, 2000. *Ground Source Heat Pump Manual*. Department of Environmental Protection. www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Version-48360/383-0300-001.pdf
- Confederación Hidrográfica del Norte (CHN), 1994. *Propuesta del Plan Hidrológico Norte II*, Documento nº 2: Normas.
- Consejo de la Unión Europea, 1998. *Directiva 98/83/CE del Consejo de 3 de noviembre de 1998 relativa a la calidad de las aguas destinadas al consumo humano*. Diario Oficial de la Unión Europea (DOCE), nº L 330 de 5 de diciembre de 1998, p. 32-54.
- Consejo de la Unión Europea, 1975. *Directiva del Consejo 75/440/CEE, de 16 de junio de 1975, relativa a la calidad requerida para las aguas superficiales destinadas a la producción de agua potable en los Estados miembros*. Diario Oficial de la Unión Europea (DOCE), nº L 194 de 25 de Julio de 1975, p. 26-31.
- Consorcio para el Abastecimiento de Agua y Saneamiento en el Principado de Asturias (Consorcio de Aguas), 2010a. *Infraestructuras en Abastecimiento*. www.consorcioaa.com/cmscaa/opencms/CAA/abastecimiento/infraestructuras-en-abastecimiento.htm
- Consorcio para el Abastecimiento de Agua y Saneamiento en el Principado de Asturias (Consorcio de Aguas), 2010b. *Actuaciones del Plan 2000. Actuación A-4: Presa y embalse de Caleao*. www.consorcioaa.com/cmscaa/opencms/CAA/el-consorcio/plan-de-inversiones-2000/actuaciones-del-plan-2000/A-4-embalse-de-caleao.htm
- Consorcio para el Abastecimiento de Agua y Saneamiento en el Principado de Asturias (Consorcio de Aguas), 2010c. *Actuaciones del Plan 2000. Actuación C-4: Conexiones entre los sistemas de Abastecimiento de Agua del Valle del Caudal con el Sistema General de Abastecimiento de la Zona Central*. www.consorcioaa.com/cmscaa/opencms/CAA/el-consorcio/plan-de-inversiones-2000/actuaciones-del-plan-2000/C-4-valle-del-caudal.htm
- Convenio de Colaboración entre HUNOSA, Universidad de Oviedo e IGME (Convenio HUNOSA), 2008. *Estudio sobre la Inundación de los Pozos Mineros en la Zona Barredo – Valle del Turón – Valle del Aller*. Documento inédito.
- Cuesta, A., Mayoral, G., 2010. *Climatización geotérmica nuevo Hospital de Mollet Del Vallés. Centro pionero en geotermia hospitalaria*. Actas del II Congreso de Energía Geotérmica en la edificación y la industria (GeoEner 2010), Madrid.
- Custodio, E., Llamas, M.R., 2001. *Hidrología Subterránea* (2^a ed.). 2 vol. Ed. Omega, 2350 p. Madrid.
- Danfoss, 2001. *Aplicaciones prácticas del refrigerante R290 propano en sistemas herméticos pequeños*. Compressors. www.ra.danfoss.com/TechnicalInfo/Literature/Manuals/06/application_r290_08-2001_cn60f105.pdf
- Danfoss, 2001. *Aplicación práctica del refrigerante R600a isobutano en sistemas refrigerados domésticos*. Compressors. www.ra.danfoss.com/TechnicalInfo/Literature/Manuals/06/application_r600a_03-2001_cn60e205.pdf



- De jong gortewaker algra, 2010. *Deventer Hospita. New building.* http://www.djga.nl/projecten/ziekenhuizen/eng/pdf/4125%20Deventer%20Ziekenhuis_eng.pdf?iframe=true&width=1000&height=500
- Degas, M., Wojtkowiak, F., Metz, M., Branchet, M., 2003. *Stabilité de la surface apres l'exploitation totale du charbon et l'arrêt des pompes d'exhaure miniere.* Actas del Congreso Après-mines 2003, Nancy, Francia: www.gisos.ensg.inpl-nancy.fr/UserFiles/File/PM_2003/Degas.pdf
- Demollin-Schneiders, E. Malolepszy, Z. Bowers, D., 2005. *Potential use of geothermal energy from mine water in Europe for cooling and heating.* Actas del International Conference "Passive and Low Energy Cooling for the Built Environment", Grecia.
- Demollin, E., 2009. *El Proyecto Europeo MineWater.* Actas de la Jornada técnica sobre Energía Geotérmica. Universidad de Oviedo. <http://www.unioviedo.es/catedraunosa/archivos/Elliane%20Demollin.pdf>
- Dpto. Explotación y Prospección de Minas, 2010. *Aspectos hidrogeológicos del entorno de las parcelas M7 y M8 en La Mayacina (Mieres).* Universidad de Oviedo. Documento inédito.
- Deventer Ziekenhuis, 2005. *Hospitals - Exemplar Energy Conscious European Hospitals and Health Care Buildings. Final Technical Report. EC Thermie/Energie Programme, Project nº NNE5-2001-00295.* www.eu-hospitals.net/results/pdf/Final/Full_Final_Report_Deventer_Hospital.pdf
- Directorate General for Energy and Transport (DGTRN), 2010. *EU HOSPITALS- Exemplar Energy Conscious European Hospitals and Health Care Buildings.* 5'th Framework Programme for RTD and demonstration on "Energy, Environmental and Sustainable Development - Part B: Energy program". www.eu-hospitals.net/index.asp
- Donovan, J., Leavitt, B., Ziemkiewicz, P., Vandivort, T., Wemer, E., 2004. *Flooding of abandoned underground Pittsburgh coal seam mines.* WV173 Phase IV EPA Region III Mine Pool Project. Final Report for DOE contract DEAM26-99FT40463, p. 380-382.
- Dubacher, G., 2008. *Energy supply solutions, new ways and means: the use of natural refrigerants and the energy contracting service.* Actas del 9th IEA Heat Pump Conference. Zurich.
- Durán, J.C., 2008. *Disipación térmica con aguas freáticas. Instalación de climatización del Parlamento de Andalucía mediante bucle de agua.* Actas del I Congreso de Energía Geotérmica en la Edificación y la Industria. (GeoEner 2008). Madrid.
- Elliger, T. Rudolph, W., 1997. *Biblia Hebraica Stuttgartensia,* Stuttgart 1997⁵ (BHS).
- Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras, S.A., ENADIMSA (1976). *Estudio geológico y minero de los sectores Nalón, Aller, Turón, y Riosa.* Instituto Nacional de Industria. Fondo documental de ENADIMSA.
- Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras, S.A., ENADIMSA (1977). *Inventario de Recursos Nacionales de Carbón. Asturias Zona Sur.* Centro de Estudios de la Energía. Ministerio de Industria. Madrid. Centro de Documentación del IGME.



Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras, S.A., ENADIMSA, 1983. *Estudio Estructural y de los Problemas Planteados en Minas de Figaredo, S.A.* Plan Energético Nacional. Asistencia Geológica a la Producción nacional de Carbón. Centro Documentación IGME.

Equipo Nacional Español de la Bomba de Calor (ENEBC), 2007. *La Bomba de Calor. Energía para un futuro más limpio.* www.enebc.org.

European Community Initiative INTERREG IIIB (nw€ €no), 2010. <http://3b.nweurope.eu/page/document.php?p=1751>

European Small Hydropower Association (ESHA), 2004. *Guides on How to Develop a Small Hydropower Plant (Part 1/2).* www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/publications/Part_1_Guide_on_how_to_develop_a_small_hydropower_plant-_Final.pdf; www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/publications/Part_2_Guide_on_how_to_develop_a_small_hydropower_plant-_Final-2.pdf

EurObserv'ER (L'Observatoire des Energies Renouvelables), 2009. *Heat pump barometer. Systèmes solaires; le journal des energies renouvelables*, 193: 60-79. www.eurobserv-er.org/pdf/baro193.pdf

EUROSTAT, European Commission, 2010a. *Gas prices by type of user. Medium size households.* <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=0&pcode=tsier050&language=en>

EUROSTAT, European Commission, 2010b. *Electricity prices by type of user. Medium size households.* <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=tsier040&language=en>

Fundación Asturiana de la Energía (FAEN), 2009a. *Energía en Asturias 2008.* www.faen.es/nueva/ftp/BEPA_2008_v_final.pdf

Fundación Asturiana de la Energía (FAEN), 2008. *Guía de mercado de la biomasa térmica para edificios en Asturias.* www.asturbiomasa.es/Intranet/documentos/5078_Biomasa%20Termica%20para%20Edificios%20en%20Asturias.pdf

Fundación Asturiana de la Energía (FAEN), 2009b. *Potencial del uso de biomasa térmica en la edificación del Principado de Asturias.* www.faen.es/nueva/Intranet/documentos/2259_Potencial_del_uso_de_biomasa_termica_en_la_edificacion.pdf

Fandos, P.; Rodríguez, F.; Gutiérrez, A. M. y Álvarez, J. J., 2004. *El Yacimiento de Hunosa en la Cuenca Carbonífera Central.* Servicios de Geología del Caudal y del Nalón.

Feist, W., 2009. *First Steps: What Can be a Passive House in Your Region with Your Climate?* Passive House Institute. <http://passive.bg/files/files/83dede941ff2a5e60dd8e0d1cbfc24acFirstStep.pdf>

Felicísimo Pérez, A.M., 1992. *El clima de Asturias.* En: Geografía de Asturias, Editorial Prensa Asturiana, S.A., Oviedo, I: 17-32.

Fernández-Rubio, R., 2002. *Clausura de minas: Impactos hidrogeológicos.* En: *El agua en el cierre de minas;* Pendás, F. y Loredo, J. (Eds.). Universidad de Oviedo. 288p.



- Fernández-Rubio, R.; Fernández, S.; Esteban, J., 1986. *Abandono de Minas. Impacto Hidrológico.* ITGE, Madrid., 267p.
- Foro Nuclear. Energía 2006. *Unidades energía térmica.* www.foronuclear.org/pdf/energia_2006.pdf
- Forsén, M., 2005. *Heat Pumps- Technology and Environmental Impact* Swedish Heat Pump Association, SVEP. European Heat Pump Association.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy, 2005. *Hospitals - Exemplary Energy-Conscious European Hospitals and Health Care Buildings. Project Number: NNE5-2001-00295.* Final Technical Report, 31/12/2005. www.eu-hospitals.net/results/pdf/Final/Full_Final_Report_Deventer_Hospital.pdf
- Fuchslocker-Schulz, 1964. *Bombas.* Editorial Labor, Barcelona.
- Fundación Centro Internacional de Hidrología Subterránea (FCHIS), 2009. *Hidrogeología: Conceptos básicos de Hidrología Subterránea.* Comisión Docente Curso Internacional de Hidrología Subterránea (ed.). 768 p. Barcelona.
- García-Loygorri, A., Ortuño, G., Caride de Liñán, C., Gervilla, M., Greber, Ch. y Feys, R., 1971. *El Carbonífero de la Cuenca Central Asturiana.* Trabajos de Geología, Univ. de Oviedo, nº3, pp 101-150.
- García Fuente, P.A., 1996. *Sistema experto de predicción de desagües en minas subterráneas de carbón. Aplicación al Grupo Aller de Hunosa.* Tesis Doctoral, 2 vol. Universidad de Oviedo. Inédita.
- García-López, A.M., 2005. *Ahorro de energía. Aprovechamiento de la energía geotérmica en las instalaciones de climatización.* Frío-calor y aire acondicionado, Nº 370, 2005 , pags. 38-49. www.geocool.net/articles_press/articles/climatizacion05.pdf
- Geo-Education for a sustainable geothermal heating and cooling market (GEOTRAINET), 2010. www.geotrainet.eu/
- Geothermal Exchange Organization (GeoExchange), 2010. *Comparing Heating Systems.* http://www.geoexchange.org/index.php?option=com_docman&Itemid=358
- Geo-Heat Center, 2003. *Downloadable Papers and Articles.* <http://geoheat.oit.edu/pdf/pdfindex.htm>
- Geothermal Heat Pump Consortium, Inc., 2007. *Municipal Building Park Hills, Missouri.* www.geoexchange.org
- GISPASA, 2008. *Proyecto Básico y de Ejecución del Nuevo Hospital "Vital Álvarez Buylla", Mieres (Asturias).* www.gispasa.com/gispasa/opencms/gispasa/proyectos/proyecto-0002/index.html
- GISPASA, 2010. *Fotos obras nuevo hospital Vital Álvarez Buylla de Mieres* GISPASA, 2010. <http://www.gispasa.info/gispasa/opencms/gispasa/proyectos/proyecto-0002/graficos-fotos.html>
- González, J., Rebollar, A., 1986. *Interrelaciones de la minería y las aguas subterráneas en el Carbonífero de la Cuenca del Nalón (Sector Pola de Laviana-Oloniego).* IGME.
- González Vallejo, L., Ayala Carcedo, F.J., Rodríguez Ortiz, J.M., 1993. *Manual de ingeniería geológica.* Instituto Geológico y Minero de España.



GROUND-REACH Project. <http://groundreach.fiz-karlsruhe.de/en>

GRUNDFOS, 2008. *Grundfos literature-145536*. www.grundfos.com/web/homees.nsf/Webopslag/668C8AB7F415DEFDC12570150063A718

Grupo Hunosa, 2010. *Diversa información escrita no publicada facilitada sobre sus instalaciones*.

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC); Grupo de trabajo III. 2001. *Tercer Informe de Evaluación. Cambio climático 2001. La base científica. Resumen Técnico-Mitigación*. www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-2001/mitigation/mitigation-spm-ts-sp.pdf

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC); Grupos de trabajo I y III. 2005. *La protección de la capa de ozono y el sistema climático mundial: Cuestiones relativas a los hidrofluorocarbonos y a los perfluorocarbonos*. www.ipcc.ch/pdf/special-reports/sroc/sroc_spmts_sp.pdf

Gutiérrez Peinador, V., 1999. *Consequences of mines closure in water circulation*. Convenio de Colaboración entre HUNOSA, Universidad de Oviedo e IGME. *Estudio sobre la Inundación de los Pozos Mineros en la Zona Barredo – Valle del Turón – Valle del Aller*. Documento inédito, 2008.

Gutiérrez Ureta, G. L., 2005. *Los refrigerantes y el Medio Ambiente*. <http://www.ecourislapagina.com/biblio/articulos/art245.htm>

Howell John R., Buckius Richard O. *Principios de Termodinámica para Ingeniería*. MacGraw-Hill.

HPA (Heat Pump Association), 2002. *UK abandoned mines could provide low cost heating*. Heat Pump News; Saving Energy. www.heatpumps.org.uk/PdfFiles/HeatPumpNewsNo.1.pdf

HUNOSA, 2004a. *Desagüe área Figaredo*. Documento interno e inédito.

HUNOSA, 2004b. *Desagüe del Pozo Barredo*. Documento interno e inédito.

HUNOSA, 2007. *Estudio de inundación de los pozos de HUNOSA*. Documento interno e inédito.

IG, 1998. *Estudio Geotécnico del Edificio Científico-Técnico. Campus de Mieres*. Consejería de Educación y Ciencia del Principado de Asturias.

IG, 1999. *Proyecto de construcción de la Residencia de Estudiantes del Campus de Mieres*. Consejería de Educación y Ciencia del Principado de Asturias.

INCOSA, 2007. *Redacción del Estudio Geotécnico de las Parcelas M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7, M8, M9, M10, M11 y M12 de la actuación residencial "Vasco Mayacina" de Mieres (Asturias)*.

Instituto Geográfico Nacional (IGN), 2002. *Hojas del Mapa Topográfico Nacional, a escala 1:50.000, números 53 (Mieres), 78 (Pola de Lena), 29 (Oviedo), 30 (Villaviciosa), 52 (Proaza), 54 (Riobó), 77 (La Plaza de Teverga), 79 (Puebla de Lillo), 103 (Pola de Gordón) y 104 (Boñar)*. Ministerio de Fomento.

Instituto Geológico y Minero de España (IGME), 1973. *Mapa Geotécnico General. Mieres*. Dirección General de Minas. Ministerio de Industria. Madrid.



- Instituto Geológico y Minero de España (IGME), 1975. *Mapa geológico de España. MAGNA. Hoja 53. Planos y memoria*. Ministerio de Educación y Ciencia. Madrid.
- Instituto Geológico y Minero de España (IGME), 1984. *Actualización del inventario de Recursos Nacionales de Carbón. Zona Asturias II-Cuenca Central*. Ministerio de Industria y Energía; Secretaría de la Energía y Recursos Minerales. Madrid.
- Instituto Geológico y Minero de España (IGME), 1985. *Inventario de Posibilidades de Minería de Montaña. Provincia de Asturias*. Ministerio de Industria y Energía; Secretaría de la Energía y Recursos Minerales. Madrid.
- Instituto Geológico y Minero de España (IGME), 1984. *Investigación Hidrogeológica de la Cuenca Norte: Asturias*. Plan Nacional de Investigación de Aguas Subterráneas. Ministerio de Industria y Energía; Secretaría de la Energía y Recursos Minerales. Madrid.
- Instituto Geológico y Minero de España (IGME), 1991. *Mapa geológico de Asturias*.
- Instituto Nacional de Estadística (INE), 2009. *Encuesta sobre el suministro y saneamiento del agua. Año 2007*. www.ine.es/prensa/np561.pdf
- Instituto Nacional de Estadística (INE), 2008. *Demografía y Población*. www.ine.es
- Instituto Nacional de Estadística (INE), 2010a. *Censo de Población y Viviendas (Versión accesible)*. http://www.ine.es/censo_accesible/es/inicio.jsp
- Instituto Nacional de Estadística (INE), 2010b. *Relación de unidades poblacionales. INEbase / Nomenclátor*. <http://www.ine.es/nomen2/index.do?accion=busquedaRapida&subaccion=&numPag=0&ordenAnios=ASC&nombrePoblacion=mieras&botonBusquedaRapida=Consultar+selecci%F3n>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005. *Plan Energías Renovables en España 2005-2010*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. <http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/idpag.14/relcategoria.1153/relmenu.12>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2006. *Manual de Minicentrales hidroeléctricas*. www.idae.es/doc/Minicentrales%20hidroelectricas_80594.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2007a. *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. Plan de Acción 2008 - 2012*. http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Plan_de_Accion_2008-2012_19-07-07_con_TABLAS_PDF_ACC_2936ad7f.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2007b. *Ahorro y Eficiencia Energética en Climatización. Guía Técnica. Contabilización de consumos* (ATECYR). http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10540_Contabilizacion_consumos_GT6_07_f9aaf178.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2007c. *Biomasa: Edificios*. http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10737_Biomasa_edificios_07_ed87f465.pdf



Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2007d. *Comentarios al RITE*. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10540_Comentarios_RITE_GT7_07_2200d691.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2008. *Guía práctica sobre instalaciones centralizadas de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) en edificios de viviendas*. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11081_Guia_instal_centralizadas_calef_y_ACS_edificios_08_659566a6.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2010. *Factores de conversión a Energía Primaria y factores de emisión de CO₂*. Publicado el 12-02-2010 2n Documentos. <http://www.idae.es/index.php/>

International Energy Agency Heat Pump Centre (IEA HPC), 2010: *Heat Pump Technology*. www.heatpumpcentre.org/; *Heat pump working fluids*: www.heatpumpcentre.org/About_heat_pumps/HP_working_fluids.asp; *Heat sources*: http://translate.google.es/translate?hl=es&sl=en&tl=es&u=http%3A%2F%2Fwww.heatpumpcentre.org%2FAbout_heat_pumps%2FHeat_sources.asp

International Renewable Energy Agency. Interim Work Programme 2009/2010. www.irena.org/downloads/PrepCom/IRENA_PC.2_dc.1_2009_interim_work_programme_05_08_2009.pdf; www.irena.org/

Investigación y Control de Calidad, S. A., 2007. *Realización de Estudio Geotécnico de las parcelas M4, M5, M6, M7, M8, M9, M10, M11, Y M12 de la Actuación Residencial "Vasco Mayacina" de Mieres (Asturias)*. SEPES.

INYTRAM, 2006. *Proyecto de ejecución para Centro de Investigación. Estudio Geotécnico. Campus Universitario Pozo Barredo*. Mieres.

ITGE (Instituto Tecnológico y Minero de España), 1995. *Estudio de la repercusión del abandono de los pozos Entrego y San Mamés sobre la variación del nivel freático del entorno*. Centro documental del IGME. Madrid.

JAGA, 2007. *Eficiencia energética y sostenibilidad en los sistemas de calefacción*. Instalaciones y técnicas del confort, Nº. 186 (Febrero), 2007, pags. 72-78.

JAGA, 2010 *Catálogos Energy SAVERS, Radiadores Strada, Radiadores Tempo, TOP PERFORMERS*. www.jaga.be/Default.aspx

Jardón, J.S.; Pendás, F; Ordóñez, A.; Cordero, C; Álvarez, C; Garzón, B, 2007. *Aprovechamiento de las aguas de mina en la Cuenca Central Asturiana como recurso hídrico y energético*. Actas del XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales. Oviedo.

Jardón, J.S., 2008. *Aprovechamiento de las Aguas de Mina en la Cuenca Central Asturiana como Recurso Energético*. Memoria de Investigación.



- Jardón, J.S., Ordóñez, A., Pendás, F., 2008. *Uso geotérmico para calefacción del desagüe del pozo Barredo*. Actas del I Congreso de Energía Geotérmica en la Edificación y la Industria (GeoEner 2008), Madrid.
- Jessop, A.M., MacDonald, J.K., and Spence, H., 1995. *Clean Energy from abandoned mines at Springhill, Nova-Scotia*. Energy Sources, 17(1): 93-106.
- John Gilbert Architects., 2010. *A Technical Report on Ochil View, Lumphinnans*. <http://www.johngilbert.co.uk/index.php?q=node/71>
http://www.johngilbert.co.uk/files/JGA_Lumphinnans_V03.pdf
- Julivert, M. (1971). *Décollement tectonics in the Hercynian Cordillera of Northwest Spain*. Amer. Jour. Sci., 270: 1-29.
- Katsura, T.; Nagano, K.; Hori, S.; Umezawa, H.; Kindaichi, S.; Furukawa, O., 2008. *Performance analysis of ground source heat pumps for domestic hot water supply in the low energy house and its application*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich
- Kortas, L., Younger, P.L., 2007. *Using the GRAM Model to Reconstruct the Important Factors in Historic Groundwater Rebound in Part of the Durham Coalfield, UK*. Mine Water and the Environment, 26: 60–69.
- Rafferty, K., 2003. *The economics of connecting of small buildings to geothermal district heating systems*. GHC Bulletin Articles Vol 24, No. 1. Geo-Heat Center (Downloadable papers and articles) <http://www.osti.gov/geothermal/servlets/purl/895227-1nfboC/895227.pdf>
- Kopp, T., 2008. *The Switzerland Research Program*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Kusakari, K., 2008. *The newest situation and the future view of the CO₂ refrigerant heat pump water heater "eco cute" in Japan*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- López, C., Torres, M., Gutiérrez, M., 2002. *Los movimientos del terreno en las laderas del valle del río Caudal y la incidencia de las escombreras del carbón en los mismos*. Trabajos de Geología, Univ. de Oviedo, 23: 35-52
- Loredo, J., Ordóñez A., y Pendás, F., 2000. *El hueco minero como acuífero. Depuración de aguas de mina mediante sistemas pasivos*. Departamento de Explotación y Prospección de Minas. Universidad de Oviedo. E.T.S. Ingenieros de Minas. ITGE, 2000. Madrid.
- Lotze, F. (1945). *Zur Gliederung der Varisziden der Iberischen Mesetas*. Geotekt. Forsch., nº6, pp 78-92. Berlin. (Traducido por RIOS, J.M. (1950): "Observaciones respecto a la división de las variscides de la Meseta Ibérica". Pub. Extr. Geol. Esp., t.V, 146-166. Madrid.
- Lund, J.W., 2001. *Geothermal Heat Pumps - an overview*. GHC Bulletin.
- Lund, J., Sanner, B., Rybach, L., Curtis, R., Hellström, G., 2004. *Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps - A World Overview*. GHC Bulletin.
- Lund, J.W., Freeston, D.H., Boyd, T.L., 2005. *Direct application of geothermal energy: 2005 Worldwide review*. Geothermics, 34, 691-727.



- Luszczewski, A., 1999. *Redes Industriales de Tubería. Bombas para agua, ventiladores y compresores*. Reverté Ediciones, S.A. de C.V., México.
- Maillo, A., 2008. *Climatización de vivienda unifamiliar con energía geotérmica. Instalaciones y Técnicas* del Confort, 204: 28-35. www.ciatesa.es/data/documentos_tecnicos/public/200812011_InstalacionesyTecnicasdelConfort204pdf.pdf
- McLoughlin, N., 2006. *Geothermal heat in Scotland*. <http://www.scottish.parliament.uk/business/research/briefings-06/SB06-54.pdf>
- Malolepszy, Z., 2000. *Low-enthalpy geothermal waters in coal mines, Upper Silesia coal basin, Polonia*. World Geothermal Congress.
- Malolepszy, Z. 2003. *Man-made, low-temperature geothermal reservoirs in abandoned workings of underground mines on example of Nowa Ruda coal mine, Poland*. International Geothermal Conference, Reykjavík.
- Mands, E. y Sanner, B. (UbeG), 2010. *Energía geotérmica a baja profundidad*. www.ubeg.de/Downloads/EnergiaGeotermica.pdf
- Marquínez, J., Lastra, J., García, P., 2003. *Estimation models for precipitation in mountainous regions: the use of GIS and multivariate analysis*. Journal of Hydrology, Vol. 270, p. 1-11.
- Martínez Alfaro, P.E., Martínez Santos, P., Castaño Castaño, S., 2006. *Fundamentos de Hidrogeología*. Ediciones Mundi-Prensa, Madrid.
- MHyLab, SCPTH, ESHA, 2005. *Checklist sobre minihidráulica. Estudio de Prefactibilidad de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos*. www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/publications/checklist-ES-2005.pdf
- Minewater Project, 2010. <http://www.heerlen.nl/smartsite.dws?id=39949>;
- Ministerio de Fomento, 1997. *Mapa para el cálculo de máximas precipitaciones diarias en la España peninsular*. Secretaría de Estado de Infraestructuras y Transportes. Dirección General de Carreteras.
- Ministerio de la Presidencia, 2003. *Real Decreto 140/2003, de 7 de febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano*. BOE 045 de 21/02/2003, Sec. 1 p. 7228 – 7245.
- Ministerio de la Presidencia, 2007a. *Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, (RITE)*. BOE 207 de 29/08/2007, Sección 1, p.35931-35984.
- Ministerio de la Presidencia, 2007b. *Corrección de errores del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)*. BOE 051 de 28/02/2008, Sec. 1, p. 12002-12004.
- Ministerio de la Presidencia, 2007c. *Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción*. BOE 027 de 31/01/2007, Sec. 1, p 4499-4507.



- Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo (MOPU), 1988. *Documentación básica Plan Hidrológico II: Confederación Hidrográfica del norte*. Dirección General de Obras Hidráulicas.
- Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, 1985. *Cuenca del Norte de España: Inundaciones históricas y mapa de riesgos potenciales*. Dirección General de Obras Hidráulicas.
- Ministerio de Sanidad y Consumo, 2003. *Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis*. BOE 171 de 18/07/2003, Sec. 1, p. 28055- 28069.
- Ministerio de Vivienda, 2006. *Código Técnico de la Edificación, (CTE)*. BOE 74 de 28/03/2006, p. 11816-11831
- MIYABI, 2006. *24 Unifamiliares de alta eficiencia energética en Tudela. Memoria Técnica*. www.miyabi.es/index_archivos/MemoriaTecnica.pdf
- Monasterio, R.; Hernández, P.; Saiz, J., 1993. *La bomba de calor: fundamentos, técnicas y aplicaciones*. MacGraw-Hill. Madrid.
- Moonis, A., 2006. *Ground Source Heat Pumps in the USA*. International Energy Agency (IEA) Heat Pump Meeting 2006. ARCTEL Nike, Linz, Austria.
- Murahashi, H., 2008. *Development of multi-function CO_2 heat pump water heater*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Nekså, P., 2008. *CO_2 as refrigerant, a way to reduce greenhouse gas emissions*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Nielsen, G., 2008. *El comportamiento de sistemas de calefacción bajo condiciones fuera de diseño e influencia sobre el rendimiento de diseño de la bomba de calor*. Frío-calor y aire acondicionado, 408, 2008: 32-44
- Nuttal, C.A., Younger, P.L., 2004. *Hydrochemical stratification in flooded underground mines: an overlooked pitfall*. Journal of Contaminant Hydrology, 69: 101–114.
- Olivet J., 1982. *Le chauffage géothermique*. EYROLLES. París.
- Ochoa, A., 1990. *Estudio de la subsidencia minera en la zona del valle del río Aller, en relación con las explotaciones de Minas de Figaredo, S.A.* Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Madrid.
- Ochoa, A., 1994. *Estudio de la subsidencia minera relacionada con ampliación y nueva explotación sobre la capa 30 de Minas de Figaredo S.A., en Santa Cruz de Mieres (Asturias)*. Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Madrid.
- Olmos, F., García, F., Solís, S., 2007. *Estudio del aprovechamiento de los recursos hídricos de los pozos mineros, para abastecimiento en la cuenca central asturiana*. HIPSITEC, S.A. Actas del XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales. Oviedo.
- Olmos, F., 2008. *Aprovechamiento de agua de mina para uso industrial y abastecimiento*. Tesis Doctoral. Universidad de Oviedo. Inédita.



- Ochsner, K., 2008. *Geothermal Heat Pumps. A guide to Planning&Installing*. Edit. Earthscan 2008.
- Ordóñez A., Andrés C., Jardón S., Álvarez R., Pendás F., Loredo J., 2009. *Aprovechamiento de las aguas subterráneas como recurso hídrico y energético*. Universidad de Oviedo. Departamento de Explotación y Prospección de Minas. Fundación MAPFRE. Convocatoria 2008 de Ayudas a la Investigación. Área temática: Medio Ambiente
- Ott, S, 2008. *Propane heat pump with low refrigerant charge – A simulation based design*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Passivhaus Institut, 2009. *Certification as "Quality Approved Passive House". Criteria for Residential-Use Passive Houses*. www.passiv.de/
- Parlamento Europeo, 2000a. *Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas*.
- Parlamento Europeo, 2000b. *Reglamento (CE) nº 2037/2000 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio de 2000, sobre las sustancias que agotan la capa de ozono*.
- Parlamento Europeo, 2003. *Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad*. Diario oficial de la Unión Europea L 275/46 de 25 de octubre de 2003.
- Parlamento Europeo, 2006. *Reglamento (CE) No 842/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de mayo de 2006 sobre determinados gases fluorados de efecto invernadero*.
- Parlamento Europeo, 2009. *DIRECTIVA 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*.
- Penche C., 1998. *Manual de Pequeña Hidráulica*. Comisión Europea. Dirección General de Energía (DG XVII). European Small Hydropower Association (ESHA).
- Pendás, F.; Loredo, J.; Ordóñez, A. (2002). *Exploración, evaluación y explotación de metano en capas de carbón*. Ed. Instituto Geológico y Minero de España, Vol. 1, 224 p.
- Pendás, F.; Loredo, J. (2006). *El agua en los procesos de cierre de minas en Asturias*. Actas de la Reunión Científico-Técnica “Gestión del agua en los procesos de cierre de minas”. E.T.S. Ingenieros de Minas. Universidad de Oviedo.
- Peredo, J.; Ortiz, A.; Renedo, C., 2006a. *Almacenamiento térmico de calor sensible en los procesos batch (I)*. Ingeniería química, Nº. 436, 2006 , pags. 116-123.
- Peredo, J.; Ortiz, A.; Renedo, C., 2006b. *Almacenamiento térmico de calor sensible en los procesos batch (y II): Técnicas de optimización y superestructuras*. Ingeniería química, Nº. 437, 2006 , pags. 205-215
- Peredo, J.; Ortiz, A.; Renedo, C., 2007. *Integración de la bomba de calor en superestructuras de almacenamiento térmico*. Ingeniería química, Nº. 447, 2007 , pags. 136-149



- Piguet, M., 2001. *Affaissements et déformations au-dessus des exploitations minières: mécanismes et évolution dans le temps. Les techniques de l'industrie minérale.* Revue de l'Industrie Minerale. Junio 2001
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia (GEOPLAT), 2009. *Líneas estratégicas de investigación preliminares. Identificación de recurso.* www.geoplat.org
- PowerPal, 2010. www.powerpal.com/
- Price M., 1996. *Introducing Groundwater.* 2º Ed. Chapman & Hall. (Traducción al castellano de la edición inglesa: 2003; Ed. Limusa)
- Principado de Asturias, 2009a. *Resolución de 15 de junio de 2009, de la Consejería de Industria y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de subvenciones para uso de energías renovables.* 27-VI-2009. Consejería de Industria y Empleo. Boletín Oficial del Principado de Asturias, núm. 148.
- Principado de Asturias, 2009b. *Resolución de 29 de junio de 2009, por la que se aprueba la convocatoria de subvenciones, en régimen de concurrencia competitiva, para el uso de energías renovables dentro del Plan de Energías Renovables (PER) para empresas privadas, particulares e instituciones sin ánimo de lucro para el año 2009.* Consejería de Industria y Empleo. Boletín Oficial del Principado de Asturias del 10-VII-2009, núm. 159 <http://www.asturias.es/bopa/2009/07/10/2009-16850.pdf>
- Rambaud, P., Del Olmo, A., Pernia, L., Ramírez, O., Celada, B., Campos, 1986. *Hundimientos Mineros.* Instituto Geológico y Minero de España.
- Ramírez Oyanguren, P., Laín Huerta, R., Viar Lahera, P., Cuadra Irízar, L., 1985. *Control de estratos en los tajos subterráneos de la minería del carbón.* Instituto Geológico y Minero de España.
- Raymond, J., 2006. *Low-Temperature Geothermal Potential of the Gaspé Mines, Murdochville.* Tesis doctoral. Université Laval.
- Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (RENADE), 2010. <https://www.renade.es/welcome.do>
- Renedo, C; Ortiz, A.; Peredo, J., 2004. *Recuperación energética mediante almacenamiento térmico en procesos "batch".* Ingeniería química, Nº. 418, 2004 , pags. 184-204
- Renold, P., 2008. *Sewage as an energy source.* 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- RETScreen® International, 2007. *Análisis de Proyectos de Pequeñas Hidros.* Minister of Natural Resources Canada 2001-2006. www.retscreen.net/es/t_training.php
- RETScreen® International, 2004. *Small Hydroproject Analysis.* Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 – 2004. www.retscreen.net
- Rieberer, R.; Stene, J.; Neska, P., 2008. *Overview and Outlook for the Application of CO2 in Heat Pumps.* PROKLIMA International. German Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ). 2008. *NATURAL REFRIGERANTS. Sustainable Ozone- and Climate-Friendly Alternatives to HCFCs.* www.gtz.de/en/themen/umwelt-infrastruktur/25166.htm



- Rogoz, M., 1978. *Water capacity of abandoned working in underground coal mines*. Actas de la Conferencia Internacional: Water in Mining and Underground Works. SIAMOS, Granada (Spain).
- Rybáček, L., Gorhan, H.L., 2005. *Country Update for Switzerland*. World Geothermal Congress.
- Ryznar, J.W., 1944. *A new index for determining the amount of calcium carbonate scale formed by a water*. Journal Am. Water Works Assoc. Vol. 36, 472-473.
- Sakakibara, 2004. *Development of multi-function CO₂ Heat Pump Water*. IEA Heatpump Program. Annex 28. www.annex28.net/publications.htm
- Salavera Muñoz, D., 2005. *Propiedades termodinámicas de nuevos fluidos de trabajo para Sistemas de Refrigeración por Absorción*. Tesis doctoral. Universitat Rovira i Virgili.
- Sánchez, F.J., 2008. *Distribuciones estadísticas*. Universidad de Salamanca, 2008, 12p. www.usal.es/javisan/hidro
- Sánchez, F.J., 2008. *Hidrología Superficial: Relaciones Precipitación-Escorrentía*. Universidad de Salamanca, 2008, 17p. www.usal.es/javisan/hidro
- Sand, J.R. ; Fischer, S.K. ; Baxter, V.D., 1997. *Energy and Global Warming Impacts of HFC Refrigerants and Emerging Technologies*. Oak Ridge National Laboratory. The International climate change conference and technologies exhibition, Baltimore, MD (United States).
- Schellschmidt, R., Clauser, C., Burkhard, S., 2000. *Geothermal Energy use in Germany at the turn of the Millennium*. World Geothermal Congress.
- SENDECO2, 2010. http://www.sendeco2.com/bank/doc/Informe_Mercado_2010_Marzo.pdf
- Société Suisse pour la Géothermie, 2009. *Chaleur des tunnels*. http://www.geothermie.ch/index.php?p=detail_tunnels
- Seong-ryong Park., 2008. *An overview of the research and the market for heat pumps in Korea*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Serrano, D., 2009. *Redes de DH&C en Barcelona y Zaragoza. Factores clave para la explotación técnica y de negocio*. Actas del I Congreso de Generación Distribuida (GENEDIS 2009)
- Shakakibara, H., 2000. *Development of multi-function CO₂ Heat Pump Water Heater*. www.annex28.net/publications.htm
- Steinmann,W, 2008. *Swiss Energy Policy: achievements, outlook and role of heat pumping technologies*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Stene, J.; Jakobsen, A.; Andresen, T.; Skiple, T.; P. Nekså, P., 2007. *CO₂ heat pump system for combined heating and cooling of non-residential buildings*. The 22nd IIR International Congress of Refrigeration – August 21-26, 2007 – Beijing, China
- Stene, J.; Hjerkinn, T., 2008. *High-Efficiency Heat Pump Water Heater System for Apartment Buildings of Passive House Standard*. 1st Nordic passive house conference Passivhus Norden 2008. www.passivhusnorden.no/foredrag/conference%20proceedings.pdf; www.passivhusnorden.no/en/



sessions.aspx

- Stene, J., 2008a. *CO₂ Heat Pump System for Space Heating and Hot Water Heating in Low-Energy Houses and Passive Houses*. 1st Nordic passive house conference Passivhus Norden 2008
- Stene, J., 2008b. *Design and application of ammonia heat pump systems for heating and cooling of non-residential buildings*. 9th IEA Heat Pump Conference 2008. Zurich.
- Torrero Gras, P.; Torrero Sales, P., 2005. *Mayor eficiencia energética en plantas enfriadoras agua/agua con aprovechamiento integral del calor del ciclo de compresión produciendo frío y calor simultáneo para instalaciones a 4 tubos*. Frío-calor y aire acondicionado, 370: 12-23.
- Torrero Gras, P (2008). *Edificio Autoridad Portuaria de Valencia*. Fundación Estudios Calidad Edificación Asturias (FECEA). Jornada sobre el agua como energía para la edificación. www.fecea.org/noticias_fecea.php?id=69
- TRANE, 2010a. *Enfriadoras de líquido con compresor de tornillo de la Serie R. Modelo RTWB 207-224*. [\\$file/RLC-PRC002-ES_1003.pdf](http://doc.trane-eur.com/Marketing/CdTrane.nsf/PdfByName/RLC-PRC002-ES_1003.pdf)
- TRANE, 2010b. *Enfriadora de líquido con compresor de rotores helicoidales Series R. Modelo RTWB 200-700 kW*. [http://www.trane.com/webcache/rf/rotary%20liquid%20chillers%20\(rlc\)/sales/rlc-slb001-es_02012001.pdf](http://www.trane.com/webcache/rf/rotary%20liquid%20chillers%20(rlc)/sales/rlc-slb001-es_02012001.pdf)
- TRANE, 2010c. *Guía de sistemas. Terminales de agua enfriada*. <http://doc.trane-eur.com/marketing/cdtrane.nsf/LgFrameSet?ReadForm&LG=ES>
- Tubío, R, 2008. *Fundamentos sobre las bombas de calor geotérmicas*. Actas del I Congreso de Energía Geotérmica en la Edificación y la Industria (GeoEner 2008), Madrid.
- Unión Internacional de Transporte Público, 2003. *Posible evacuación y recuperación del calor disipado en los túneles del metro*. <http://uitp.org/mos/corebrief/CB-Warming-es.pdf>
- Universidad de Oviedo, 2008. *Calendario laboral para el personal de administración y servicios. Año 2008*. www.uniovi.es/zope/organos_gobierno/unipersonales/Gerencia/recursos_humanos/calendario/1/2008_Calendario_laboral_Consejo_Gobierno.pdf
- Urchueguía Schölzel, J. 2006. *GeoCool. Geothermal Heat Pump for Cooling-and Heating along European Coastal Areas*. Universidad Politécnica de Valencia. Publishable version of the Final Report. www.geocool.net/project/results/Publishable-Final-Report.pdf
- U.S. Department of Energy (DOE), 2009. *Geothermal Heat Pumps*. www1.eere.energy.gov/geothermal/heatpumps.html
- Van Tongeren, P. C. H., Laenen, B., 2005. *Reservoir compartmentalization and anticipated flow-behaviour of the minewater in the former Oranje Nassau coal mining concession area; Heerlen, the Netherlands*. Study by order of the city Heerlen. December 2005.
- Vaticano, 2010. *El Libro del Pueblo de Dios*. Libreria Editrice Vaticana. http://www.vatican.va/archive/ESL0506/_P7L.HTM



- Vera, J.A. (coord., ed.) y otros, 2004. *Geología de España*. Ed. Ministerio de Educación y Ciencia, p. 21-42
- VIESSMANN, 2006. *Heat pumps. Technical information*. www.viessmann.de/en/literature/Technical_Series.html
- Watzlaf, G.R., Ackman, T.E., 2006. *Underground Mine Water for Heating and Cooling using Geothermal Heat Pump Systems*. Mine Water and the Environment, 25 (1), pp.:1-14
- Watzlaf, G.R., Ackman, T.E., 2007. *U.S. Mining Regions –The Saudi Arabia of Geothermal Energy*. 10th Annual Electric Utilities Environmental Conference. The Westin La Paloma. Tucson, Arizona.
- Weston Sears F., 2008. *Termodinámica*. Editorial Reverté S.A.
- Wieber, G., Pohl S., 2008. *Mine Water: A Source of Geothermal Energy - Examples from the Rhenish Massif*. Actas del 10th international mine water association congress, Karlovy Vary, pp 113–116.
- Winter, T.C.; Harvey, J.W.; Franke, O.L.; Alley, W.M., 1998. *Ground water and surface water –a single resource*. US Geol. Survey Circular. 1998. 1139. 79pp.
- Younger, P.L., 1998. *Coalfield abandonment: Geochemical processes and Hydrochemical products*. En: Nicholson, K., Energy and the Environment. Geochemistry of fossil, nuclear and renewable resources. Society for Environmental Geochemistry and Health. McGregor Science, Aberdeenshire, 1998. p. 1-29.
- Younger, P.L., 1994. *Minewater pollution: the revenge of Old King Coal*. Geoscientist, 1994, Vol. 4 (5), p. 6-8.
- Younger, P.L., 1997. *The longevity of minewater pollution: A basis for decision-making*. Science of the Total environment, 1997. Vol. 194/195, p. 457-466.
- Younger, P.L.; Banwart, S.A.; Hedin, R.S., 2002. *Mine Water. Hydrology, Pollution, Remediation*. Kluwer Ac. Publ. Reino Unido, 2002. 442p.
- Younger, P.L.; Mackay, R.; Connerton, B.J., 1993. *Streambed sediment as a barrier to groundwater pollution: insights from fieldwork and modelling in the River Thames basin*, Journal of the Institution of Water and Environment Management, Vol. 7, p. 577–585.
- Zamora, J., 2008a. *Calefacción con radiadores a baja y muy baja temperatura de impulsión*. El Instalador, 457:13-18.
- Zamora, M., 2008b. *Bombas de calor geotérmicas*. Conferencia en la sede del Instituto de la Ingeniería de España, 4-3-2008, Madrid. Cátedra Rafael Mariño. Universidad Pontificia Comillas. <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/2007-2008/seminario%2008.04.2008.pdf>



ANEXO: CÁLCULOS ECONÓMICOS



Hoja 1. Hipótesis operativas vivienda 100 m².

Caldera de gas.

CALEFACCION VIVIENDA 100 m ²																
HIPÓTESIS OPERATIVAS																
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
IVa	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	
Incremento costes energéticos	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
Incremento costes mantenimiento	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
Incremento tarifa IVA/IVA	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS																
La inversión y los costes anuales se pliegan en un 5% cada año al jefe/a																
Al invertir en la instalación se supone factibilidad de recuperar el IVA invertido																
Se supone que al invertir en la instalación se obtiene una Sociedad que declare el Impuesto de Sociedades sin se considera llevado a cabo en la cumplimentación de la partida																
CALEFATACION VIVIENDA 100 m ²																
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
kWh	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	
h	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	
g)	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	
€	-462,6	-471,9	-481,3	-490,9	-500,7	-510,7	-521,0	-531,4	-542,0	-552,8	-563,9	-575,2	-586,7	-598,4	-610,4	
€	-65,5	-66,8	-68,1	-69,5	-70,9	-72,3	-73,8	-75,2	-76,7	-78,3	-79,8	-81,4	-83,1	-84,7	-86,4	
€	-528,1	-538,7	-549,4	-560,4	-571,6	-583,0	-594,8	-606,6	-618,7	-631,1	-643,7	-656,6	-669,8	-683,1	-696,8	
€	-95,1	-97,0	-98,9	-100,9	-102,9	-104,9	-107,1	-109,2	-111,4	-113,6	-115,9	-118,2	-120,6	-123,0	-125,4	
€	-623,2	-635,7	-648,3	-661,3	-674,5	-687,9	-701,9	-715,8	-730,1	-744,7	-759,6	-774,8	-790,4	-806,1	-822,2	
€	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	
€	-663,2	-675,7	-688,3	-701,3	-714,5	-727,9	-741,9	-755,8	-770,1	-784,7	-799,6	-814,8	-830,4	-846,1	-862,2	
€	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	
Emisiones CO ₂																

CALEFATACION VIVIENDA 100 m ²																
HIPÓTESIS OPERATIVAS																
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
IVa	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	
Incremento costes energéticos	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
Incremento costes mantenimiento	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
Incremento tarifa IVA/IVA	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS																
La inversión y los costes anuales se pliegan en un 5% cada año al jefe/a																
Al invertir en la instalación se supone factibilidad de recuperar el IVA invertido																
Se supone que al invertir en la instalación se obtiene una Sociedad que declare el Impuesto de Sociedades sin se considera llevado a cabo en la cumplimentación de la partida																
CALEFATACION VIVIENDA 100 m ²																
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
kWh	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	
h	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	
g)	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	
€	-462,6	-471,9	-481,3	-490,9	-500,7	-510,7	-521,0	-531,4	-542,0	-552,8	-563,9	-575,2	-586,7	-598,4	-610,4	
€	-65,5	-66,8	-68,1	-69,5	-70,9	-72,3	-73,8	-75,2	-76,7	-78,3	-79,8	-81,4	-83,1	-84,7	-86,4	
€	-528,1	-538,7	-549,4	-560,4	-571,6	-583,0	-594,8	-606,6	-618,7	-631,1	-643,7	-656,6	-669,8	-683,1	-696,8	
€	-95,1	-97,0	-98,9	-100,9	-102,9	-104,9	-107,1	-109,2	-111,4	-113,6	-115,9	-118,2	-120,6	-123,0	-125,4	
€	-623,2	-635,7	-648,3	-661,3	-674,5	-687,9	-701,9	-715,8	-730,1	-744,7	-759,6	-774,8	-790,4	-806,1	-822,2	
€	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	
€	-663,2	-675,7	-688,3	-701,3	-714,5	-727,9	-741,9	-755,8	-770,1	-784,7	-799,6	-814,8	-830,4	-846,1	-862,2	
€	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	1.956,0	
Emisiones CO ₂																



Hoja 2. Hipótesis operativas vivienda 100 m².

Bomba calor agua del Cuaternario.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
BOMBA CALOR AGUA CLAYTENARIO (n=12,2°C, COP=5,51)															
Energía Térmica del Eje	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5
Horas funcionamiento	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5
Consumo avaro eléctrico	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5	1.561,5
Precio eléctrico (sin IVA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste Energía sin IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coste mantenimiento IVA	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0	-150,0
Total coste explotación sin IVA	-352,1	-359,1	-366,3	-373,6	-381,1	-388,7	-396,5	-404,4	-412,5	-420,7	-429,2	-437,7	-446,4	-455,4	-464,5
IVA sobre costes	-63,4	-64,6	-65,9	-67,2	-68,6	-70,0	-71,4	-72,8	-74,2	-75,7	-77,2	-78,6	-80,4	-82,0	-83,6
Total coste explotación con IVA	-415,4	-423,7	-432,2	-440,9	-449,7	-458,7	-467,8	-477,2	-486,7	-496,5	-506,4	-516,5	-526,9	-537,4	-548,1
Impartación coste IVA amortización	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0	-36,0
TOTAL COSTES ANUALES	-451,4	-459,7	-468,2	-476,9	-485,7	-494,7	-503,8	-513,2	-522,7	-532,5	-542,4	-552,5	-562,9	-573,4	-584,1
Emissions CO ₂	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0	601,0
BOMBA CALOR AGUA CLAYTENARIO (n=12,2°C, COP=5,54)															
Energía Térmica del Eje	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5
Horas funcionamiento	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5
Consumo avaro eléctrico	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0	1.476,0
Precio eléctrico (sin IVA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste Energía sin IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coste mantenimiento IVA	-191,0	-194,8	-198,7	-202,7	-206,7	-210,9	-215,1	-219,4	-223,8	-228,3	-232,8	-237,5	-242,2	-247,1	-252,0
Total coste explotación sin IVA	-150,0	-153,0	-156,1	-159,2	-162,4	-165,6	-168,9	-172,3	-175,7	-179,3	-182,8	-186,5	-190,2	-194,0	-197,9
IVA sobre costes	-341,0	-347,8	-354,6	-361,9	-369,1	-376,5	-384,0	-391,7	-399,5	-407,5	-415,7	-424,0	-432,5	-441,1	-449,9
Total coste explotación con IVA	-61,4	-62,6	-63,9	-65,1	-66,4	-67,8	-69,1	-70,5	-71,9	-73,4	-74,8	-76,3	-77,8	-79,4	-81,0
Impartación coste IVA amortización	-402,4	-410,4	-418,6	-427,0	-435,5	-443,3	-451,1	-462,2	-471,4	-480,9	-490,5	-500,3	-510,3	-520,5	-530,9
TOTAL COSTES ANUALES	-36,0														
Emissions CO ₂	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5	494,5



Hoja 3. Hipótesis operativas vivienda 100 m².

Bombas de calor Central Térmica.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
kWh	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5
h	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5
kWh	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6
€/kWh	129,4	132,0	134,6	137,3	140,1	142,9	145,7	148,6	151,6	154,6	157,7	160,9	164,1	167,4	170,7
€	-168,7	-172,1	-175,5	-179,0	-182,6	-186,2	-190,0	-193,6	-197,6	-201,6	-205,4	-209,7	-213,9	-218,2	-222,6
€	-90,0	-91,8	-93,6	-95,5	-97,4	-99,4	-101,4	-103,6	-105,4	-107,6	-109,7	-111,9	-114,1	-116,4	-118,8
€	-20,7	-21,1	-21,5	-22,0	-22,4	-22,9	-23,3	-23,8	-24,3	-24,7	-25,2	-25,7	-26,3	-27,3	-27,9
€	-279,4	-285,0	-290,7	-296,5	-302,4	-308,5	-314,6	-320,9	-327,4	-333,9	-340,5	-347,4	-354,3	-361,4	-368,7
€	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5
€	-62,4	-63,5	-64,5	-65,7	-66,8	-68,0	-69,1	-70,3	-71,6	-72,8	-74,1	-75,4	-76,7	-78,0	-79,5
€	-388,1	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1
€	4.267,0														
%	30,0%														
%	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9
%	501,9														

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
FLUJO DE CAJA LÍNEA (€/a)																
Caldera de gas	-663,2	-675,7	-688,3	-701,3	-714,5	-727,9	-741,9	-755,8	-770,1	-784,7	-799,6	-814,8	-830,4	-846,1	-862,2	-878,7
Bomba calor agua mina Central Térmica 3 8% Suelo / emisiones fluyentes	-2.936,9	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1	-522,3
Bomba calor agua mina Central Térmica 3 8% Suelo / emisiones fluyentes	-4.267,0	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1	-522,3

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
€/kWh	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5
h	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5
kWh	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6
€/kWh	129,4	132,0	134,6	137,3	140,1	142,9	145,7	148,6	151,6	154,6	157,7	160,9	164,1	167,4	170,7
€	-168,7	-172,1	-175,5	-179,0	-182,6	-186,2	-190,0	-193,6	-197,6	-201,6	-205,4	-209,7	-213,9	-218,2	-222,6
€	-90,0	-91,8	-93,6	-95,5	-97,4	-99,4	-101,4	-103,6	-105,4	-107,6	-109,7	-111,9	-114,1	-116,4	-118,8
€	-20,7	-21,1	-21,5	-22,0	-22,4	-22,9	-23,3	-23,8	-24,3	-24,7	-25,2	-25,7	-26,3	-27,3	-27,9
€	-279,4	-285,0	-290,7	-296,5	-302,4	-308,5	-314,6	-320,9	-327,4	-333,9	-340,5	-347,4	-354,3	-361,4	-368,7
€	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5
€	-62,4	-63,5	-64,5	-65,7	-66,8	-68,0	-69,1	-70,3	-71,6	-72,8	-74,1	-75,4	-76,7	-78,0	-79,5
€	-388,1	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1
€	4.267,0														
%	30,0%														
%	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9
%	501,9														

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
€/kWh	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	8.597,5	
h	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	1.719,5	
kWh	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	1.303,6	
€/kWh	129,4	132,0	134,6	137,3	140,1	142,9	145,7	148,6	151,6	154,6	157,7	160,9	164,1	167,4	170,7	
€	-168,7	-172,1	-175,5	-179,0	-182,6	-186,2	-190,0	-193,6	-197,6	-201,6	-205,4	-209,7	-213,9	-218,2	-222,6	
€	-90,0	-91,8	-93,6	-95,5	-97,4	-99,4	-101,4	-103,6	-105,4	-107,6	-109,7	-111,9	-114,1	-116,4	-118,8	
€	-20,7	-21,1	-21,5	-22,0	-22,4	-22,9	-23,3	-23,8	-24,3	-24,7	-25,2	-25,7	-26,3	-27,3	-27,9	
€	-279,4	-285,0	-290,7	-296,5	-302,4	-308,5	-314,6	-320,9	-327,4	-333,9	-340,5	-347,4	-354,3	-361,4	-368,7	
€	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	
€	-62,4	-63,5	-64,5	-65,7	-66,8	-68,0	-69,1	-70,3	-71,6	-72,8	-74,1	-75,4	-76,7	-78,0	-79,5	
€	-388,1	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1	
€	4.267,0															
%	30,0%															
%	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	501,9	
%	501,9															

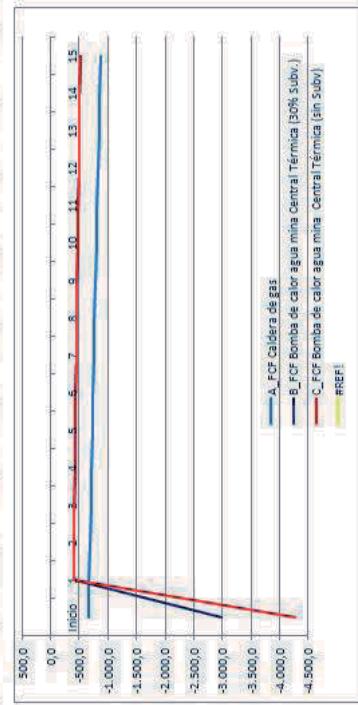


Hoja 4. Vivienda 100 m². Análisis rentabilidad substitución calderas de gas. Renovación de emisores térmicos.

ANALISIS VIVIENDA 100m², COMPARATIVA CALDERA GAS-AGUA MINA CON RENOVACIÓN EMISORES TÉRMICOS

COSTES ACUMULADOS

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
A_FCF Caldera de gas	-663,2	-675,7	-688,3	-701,3	-714,5	-727,9	-741,9	-755,8	-770,1	-784,7	-799,6	-814,8	-830,4	-846,1	-862,2
B_FCF Bomba de calor agua/mina Central Térmica (30% Subv.)	-2.986,9	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1
C_FCF Bomba de calor agua/mina Central Térmica (sin Subv.)	-4.657,0	-395,9	-403,8	-411,9	-420,1	-428,5	-437,1	-445,8	-454,7	-463,8	-473,1	-482,6	-492,2	-502,0	-512,1
FFF Comparativa B-A															
TIR Comparativa B-A															
Tasa exigida al capital	6%														
VAl comparativa B-A	653,3	Euros													
VAl comparativa C-A	-3.603,8	Euros													
TIR Comparativa C-A	4%														
Tasa exigida al capital	6%														
VAl comparativa C-A	-543,3	Euros													





Hoja 5. Vivienda 100 m². Gastos acumulados substitución calderas de gas.

Renovación emisores térmicos.

Costes Anuales con IVA, incluida Inversión	Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Caldera de Gas natural (Sin inversión de adquisición)	623,2	635,7	648,3	661,3	674,5	687,9	701,9	715,8	730,1	744,7	759,6	774,8	790,4	806,1	822,2	838,7
Bomba calor agua mina Central Térmica sin subvención	4.267,0	395,9	403,8	411,9	420,1	428,5	437,1	445,8	454,7	463,8	473,1	482,6	492,2	502,0	512,1	522,3
Bomba calor agua mina Central Térmica con subvención	2.987,0	395,9	403,8	411,9	420,1	428,5	437,1	445,8	454,7	463,8	473,1	482,6	492,2	502,0	512,1	522,3
Costes Anuales con IVA, incluida Inversión- Acumulados	Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Caldera de Gas natural	623,2	1.258,9	1.907,2	2.568,5	3.243,0	3.930,9	4.632,8	5.348,6	6.078,7	6.823,4	7.583,0	8.357,8	9.148,2	9.954,3	10.776,5	11.615,2
Bomba calor agua mina Central Térmica sin subvención	4.267,0	4.662,9	5.066,7	5.478,6	5.898,7	6.327,2	6.764,3	7.210,1	7.664,8	8.128,6	8.601,7	9.084,3	9.576,5	10.078,5	10.590,6	11.112,9
Bomba calor agua mina Central Térmica con subvención	2.987,0	3.382,9	3.786,7	4.198,6	4.618,7	5.047,2	5.484,3	5.930,1	6.384,8	6.848,6	7.321,7	7.804,3	8.296,5	8.798,5	9.310,6	9.832,9



Hoja 6. Centro de Investigación. Hipótesis operativa de la caldera de gas.

CALDERA DE GAS INICIALMENTE PREVISTA												
HIPÓTESIS OPERATIVAS		Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
IVA	%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
Incremento costes energéticos	%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento costes mantenimiento	%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Investigación	€	31.117,0										
Pago de amortización	años	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS

La inversión a los costes anuales se paga por caja en el periodo Al no ser un negocio al se supone posibilidad de recuperar el IVA soportado. Se supone que al no ser un negocio con IVA se paga temporalmente una Sociedad que declare Impuesto de Sociedades. No se considera por tanto en la comparativa esta partida

PERIODOS Y GARANCIAS												
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
MVAT	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1
%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%
G1	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0	2.014,0
€/g	14,64	14,93	15,23	15,54	15,85	16,16	16,45	16,82	17,15	17,50	17,85	18,20
I	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80
€	-29.485,0	-30.074,7	-30.676,2	-31.280,7	-31.915,5	-32.553,8	-33.206,9	-33.869,0	-34.546,3	-35.237,3	-35.941,1	-36.660,8
€	-219,8	-224,2	-228,7	-233,3	-237,3	-242,7	-247,6	-252,5	-257,6	-262,7	-268,0	-273,3
-29.700,5	-30.294,5	-30.900,4	-31.516,4	-32.138,8	-32.751,7	-33.447,6	-34.116,5	-34.796,8	-35.494,8	-36.204,7	-36.907,4	-36.189,1
-5.346,1	-5.453,0	-5.560,1	-5.673,2	-5.786,5	-5.900,5	-6.020,6	-6.141,0	-6.263,8	-6.389,1	-6.516,8	-6.647,2	-6.780,1
€	-35.046,6	-35.747,5	-36.462,4	-37.191,7	-37.935,5	-38.694,2	-39.468,1	-40.257,5	-41.062,6	-41.883,9	-42.721,6	-43.576,0

FONDO DE CAJA LIBRE (FCF)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversión	-31.117,0															
Total costes anuales	0,0	35.747,5	-36.462,4	-37.191,7	-37.935,5	-38.694,2	-39.468,1	-40.257,5	-41.062,6	-41.883,9	-42.721,6	-43.576,0	-44.417,5	-45.336,5	-46.233,2	-47.136,1
Flujos de caja libres	-31.117,0	35.747,5	-36.462,4	-37.191,7	-37.935,5	-38.694,2	-39.468,1	-40.257,5	-41.062,6	-41.883,9	-42.721,6	-43.576,0	-44.417,5	-45.336,5	-46.233,2	-47.136,1



Hoja 7. Centro de Investigación. Hipótesis operativa de la bomba de calor

BOMBA DE CALOR EN MODO UNICO DE CALEFACCION

HIPÓTESIS OPERATIVAS									
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
IVa.	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
Incremento costos energéticos:	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento costos mantenimiento	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento tarifa HUFIOSA sin refresco	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Inversión	122.341,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Plazo de amortización	480								

OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS

La inversión y los costes anuales se pagan por cada año el periodo

Al no ser un régimen no se supone probabilidad de recuperar el IVA soportado

Se supone que al no ser un negocio con ligeros, tampoco existe una Sociedad que dedique la explotación de esta partida

PERIODOS Y GRANANCIAS

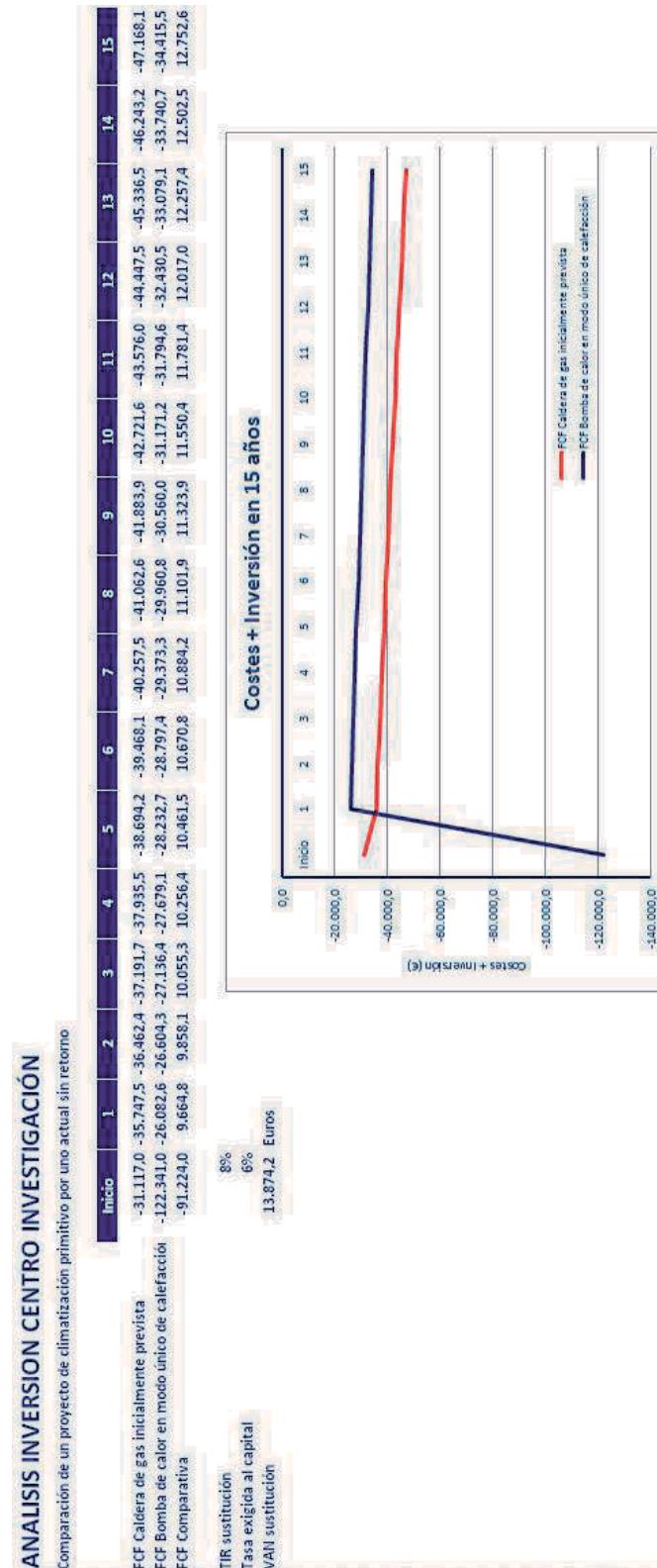
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
AVANT	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1	548,1
COP	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Consumo anual eléctrico en calefacción:															
Consumo anual eléctrico recirculación agua:	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2
Consumo anual eléctrico refacción agua:	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Consumo anual eléctrico refacción agua:	129,4	132,0	134,6	137,3	140,1	142,9	145,7	148,6	151,4	154,6	157,7	160,9	164,1	167,4	170,7
Consumo anual eléctrico refacción agua:	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6
Consumo anual eléctrico refacción agua:	-18.926,4	-19.304,9	-19.689,0	-20.084,8	-20.486,5	-20.896,2	-21.314,2	-21.740,4	-22.175,2	-22.618,7	-23.071,1	-23.532,5	-24.003,2	-24.483,3	-24.972,9
Consumo anual eléctrico refacción agua:	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9	403,9
Consumo anual eléctrico refacción agua:	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4
Consumo anual eléctrico refacción agua:	13	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Consumo anual agua:	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0	68.342,0
Consumo agua:	0,038	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,044	0,045	0,046	0,047	0,048	0,049	0,050	
Consumo agua con refresco:	-2.528,7	-2.579,2	-2.630,8	-2.683,4	-2.737,1	-2.791,8	-2.847,7	-2.904,6	-2.962,7	-3.022,9	-3.084,4	-3.144,1	-3.206,9	-3.271,1	-3.336,5
Consumo agua con refresco:	-215,5	-219,8	-224,2	-228,7	-233,3	-237,9	-242,7	-247,6	-252,5	-257,6	-262,7	-268,0	-273,3	-278,8	-284,4
Costes mantenimiento:	-21.670,5	-22.103,9	-22.544,0	-22.986,9	-23.435,9	-23.826,0	-24.615,5	-25.392,6	-26.200,5	-26.914,6	-27.625,5	-28.033,1	-28.593,8	-29.165,7	
Costes mantenimiento:	-3.900,7	-3.978,7	-4.058,3	-4.139,4	-4.222,2	-4.306,7	-4.392,8	-4.480,7	-4.570,3	-4.661,7	-4.754,9	-4.850,0	-4.947,0	-5.046,0	-5.146,9
Costes mantenimiento:	-25.571,2	-26.082,6	-26.603,5	-27.136,4	-27.673,1	-28.232,7	-28.792,4	-29.353,3	-29.916,8	-30.560,0	-31.172,2	-31.794,6	-32.410,5	-33.079,1	-33.740,7
Total costes anuales sin IVA:															
IVA sobre costes:															
Total costes anuales con IVA:															

FLUJO DE CAJAS LIBRE [FCF]

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversión	-122.341,0	0,0	-26.078,6	-26.604,3	-27.136,4	-27.673,1	-28.232,7	-28.792,4	-29.353,3	-29.916,8	-30.560,0	-31.172,2	-31.794,6	-32.430,5	-33.079,1	-33.740,7
Total costes anuales	-122.341,0	-26.082,6	-26.604,3	-27.136,4	-27.673,1	-28.232,7	-28.792,4	-29.353,3	-29.916,8	-30.560,0	-31.172,2	-31.794,6	-32.430,5	-33.079,1	-33.740,7	-34.415,5
Flujos de caja libre																



Hoja 8. Centro de Investigación. Análisis de rentabilidad.





Hoja 9. Centro de Investigación. Costes acumulados.

Centro de Investigación. Costes Anuales con IVA, incluida Inversión																	
Costes Anuales con IVA, Incluida Inversión		Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Caldera de gas Inicialmente prevista	66.163,6	35.747,5	36.462,4	37.191,7	37.915,5	38.694,2	39.468,1	40.257,5	41.062,6	41.883,9	42.722,6	43.576,0	44.447,5	45.336,5	46.241,2	47.168,1	
Bomba de calor en modo único de calefacción	147.912,2	26.604,3	27.136,4	27.679,1	28.212,7	28.797,4	29.373,3	29.960,8	30.560,0	31.173,2	31.794,6	32.430,5	33.079,1	33.749,7	34.415,5		
Costes Anuales con IVA, incluida Inversión. A:		Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Caldera de gas Inicialmente prevista	66.163,6	101.911,1	138.373,5	175.565,2	213.500,7	252.495,0	291.663,1	331.920,6	372.983,2	414.867,1	457.588,7	501.164,6	545.612,2	590.948,6	637.191,8	684.356,9	
Bomba de calor en modo único de calefacción	147.912,2	173.994,9	200.599,2	227.735,6	255.414,7	281.647,4	312.441,7	341.818,0	371.778,5	402.318,8	433.509,9	465.304,5	497.735,0	530.814,1	564.554,8	598.970,3	



Hoja 10. Edificio Universidad. Hipótesis operativas.

Caldera de gas.

CALEFACCION DEL EDIFICIO UNIVERSIDAD DE OVIEDO DEL "CAMPUS DE MIERES"																
HIPÓTESIS OPERATIVAS																
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
IVA	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	
Impuesto estíos energeticos	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Instrumento copres mantenimiento	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Instrumento tarifa IVA con retorno	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Iva sobre servicios	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	223.900,0	
Subvención a la minería	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Plazos de amortización	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
OTRAS HIPOTESIS CONSIDERADAS																
La tarifa es plan y los costes anuales se pagan por caja en el principio																
Al no ser un negocio no se supone posibilidad de recuperar el IVA, por lo tanto se considera que la sociedad que gestiona la instalación no tiene que pagar el IVA.																
Se supone que al año se va a duplicar el consumo.																
PERIODOS Y GANANCIAS CALDERA GAS																
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
Energia Térmica Recuperada	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	
Gas	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	7.719,5	
Coste Energia sin IVA	113.035,0	113.273,3	113.511,7	113.750,0	114.000,3	114.250,0	114.500,3	114.750,0	115.000,3	115.250,0	115.500,3	115.750,0	116.000,3	116.250,0	116.500,0	
Energies CO2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	478,2	
Total costes anuales sin IVA	-113.035,0	-115.273,3	-117.511,7	-119.750,0	-122.000,3	-124.250,0	-126.500,3	-128.750,0	-131.000,3	-133.250,0	-135.500,3	-137.750,0	-140.000,3	-142.250,0	-144.500,0	
Total costes anuales con IVA	-20.342,3	-20.789,2	-21.136,2	-21.483,2	-21.827,2	-22.171,2	-22.515,2	-22.859,2	-23.203,2	-23.547,2	-23.891,2	-24.235,2	-24.579,2	-24.923,2	-25.267,2	
Total costes anuales con IVA	-133.395,3	-136.922,4	-138.449,2	-140.976,1	-143.503,0	-147.030,0	-150.557,0	-153.083,9	-155.610,8	-158.137,7	-160.664,6	-163.191,5	-165.718,4	-168.245,3	-170.772,2	



Hoja 11. Edificio Universidad. Hipótesis operativas.

Bomba calor agua mina.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
Watt	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	2.144,3	
MWh	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	474,7	
€/MWh	1.129,4	1.129,0*	1.129,6*	1.129,3*	1.129,7*	1.129,1*	1.129,5*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	
€/kWh	1.129,4	1.129,0*	1.129,6*	1.129,3*	1.129,7*	1.129,1*	1.129,5*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	1.129,6*	
Emisiones CO2	1	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	182,7	
Coste eléctrico en calefacción y refrigeración	€	-61.432,1	-62.660,8*	-63.514,0	-65.152,3*	-66.436,1*	-67.826,0	-69.182,6*	-70.566,2*	-73.411,1*	-74.385,4*	-76.333,1*	-77.940,8*	-79.460,0*	-81.056,4*	-82.679,6*
Consumo agua	m ³	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	283.823,0	
Tarifa kWh/€ con IVA	€/kWh	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397	0,0397
Coste agua con IVA	€	-10.501,5*	-16.680,23,2	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	-10.501,5	
Total costes anuales sin IVA	€	-71.933,6	-230.684,0	-74.415,4	-75.693,7	-76.997,6	-78.327,5	-79.664,0	-81.067,7	-82.479,0	-83.918,5	-85.366,9	-86.884,6	-88.412,2	-90.970,5	-93.181,0
IVA sobre costes	€	-12.948,0	-41.523,1	-13.394,8	-13.624,9	-13.859,6	-14.098,9	-14.331,1	-14.592,2	-14.846,2	-15.106,3	-15.369,6	-15.632,2	-15.914,7	-16.480,6	-16.772,8
Total costes anuales con IVA	€	-84.881,6*	-84.603,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6

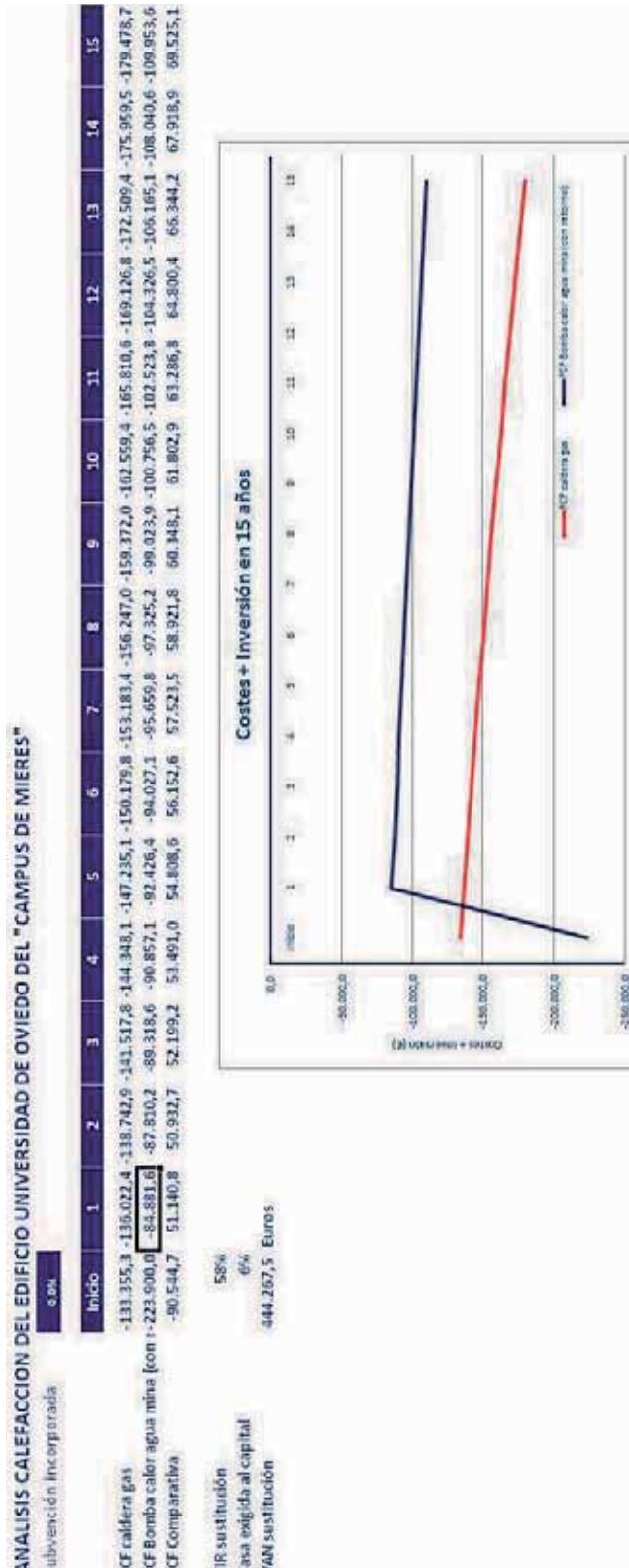
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Flujo de caja libre (FCF) Bomba calor agua mina																
Inversión																
Total costes anuales	-223.900,0	-84.881,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6	-109.953,6
Flujo de caja libre	-223.900,0	-84.881,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6	-109.953,6

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
Flujo de caja libre (FCF) Bomba calor agua mina																
Inversión																
Total costes anuales	-223.900,0	-84.881,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6	-109.953,6
Flujo de caja libre	-223.900,0	-84.881,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6	-109.953,6

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Flujo de caja libre (FCF) Bomba calor agua mina																
Inversión																
Total costes anuales	-223.900,0	-84.881,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6	-109.953,6
Flujo de caja libre	-223.900,0	-84.881,6	-87.910,2	-89.918,6	-90.957,1	-92.426,4	-94.927,1	-95.659,8	-97.325,2	-99.023,9	-100.756,5	-102.522,8	-104.526,5	-106.145,1	-108.040,6	-109.953,6



Hoja 12. Edificio Universidad. Análisis rentabilidad.





Hoja 13. Edificio Universidad, Polideportivo, I.E.S. Costes acumulados.

ANÁLISIS APLICACIONES

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Cádara de gas, Univ. Campus Mieres	331.355,3	269.372,8	408.102,7	549.698,4	679.596,5	841.221,6	991.402,4	1.144.518,8	1.304.518,8	1.462.293,2	1.622.571,8	1.782.571,8	1.952.700,6	2.120.116,0	2.300.160,5	2.485.642,2
Bomba calor agua mina [con retorno], Univ. Campus Mieres	223.900,0	303.781,6	397.092,5	487.168,5	579.041,1	672.764,3	768.154,8	865.857,1	965.309,5	1.066.290,6	1.170.231,1	1.275.790,6	1.384.111,2	1.491.134,6	1.605.214,1	1.716.453,6
Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Cádara de gas, Polideportivo Campus Mieres	5.134,8	10.413,0	15.066,5	21.287,5	26.672,1	32.556,6	38.397,0	44.128,2	50.181,3	56.571,2	62.460,7	69.271,6	75.112,6	81.554,2	88.118,2	96.189,3
Bomba calor agua mina [con retorno], Polideportivo Mieres	26.639,0	31.346,9	35.124,0	38.466,3	41.670,2	45.351,9	48.401,2	52.518,4	56.210,0	59.974,4	63.814,4	67.790,6	71.715,4	75.000,1	79.751,3	84.195,6
Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Cádara de gas, I.E.S. "Bernardo Quinto"	53.712,0	108.519,2	164.594,6	221.668,5	279.681,9	335.261,6	393.380,9	461.609,6	524.613,3	588.698,3	654.488,3	721.325,5	780.518,2	850.111,0	910.075,2	1.002.452,8
Bomba calor agua mina [con retorno], I.E.S. "Bernardo Quinto"	115.900,0	147.312,2	161.491,1	217.746,1	251.755,3	296.484,6	347.948,5	396.161,7	455.159,1	516.811,5	582.411,5	648.486,1	712.196,4	785.311,1	850.704,8	

Cádara de gas, I.E.S. "Bernardo Quinto"
Bomba calor agua mina [con retorno], I.E.S. "Bernardo Quinto"



Hoja 14. Polideportivo. Hipótesis operativas.

Caldera de gas.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
€	28.634,0															
Subvención a la inversión																
años	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

CALEFACCION DEL POLIDEPORTIVO DEL "CAMPUS DE MIERES"

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
IVA	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4
Incremento costes energéticos	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0
Incremento costes mantenimiento	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0
Incremento tarifa HUNOSA con retorno	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
Inversión	787,9	803,6	819,7	836,1	852,8	869,9	887,1	905,9	923,1	941,6	960,4	979,6	999,2	1.019,2	1.039,6
Subvención a la inversión															
Plazo de amortización															

OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS

La inversión y los costes anuales se pagan parciales en el periodo de 10 años. Se supone que al año 10 no se sigue la posibilidad de recuperar el IVA pagado.

Se supone que al año 10 no se sigue un negocio con ingresos, tampoco existe una Sociedad que dé el impacto de Sodidales. No se considera por tanto en la comparativa esta partida.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
MWh	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4
GJ	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0
Coste Energía sin IVA	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0
Emisiones CO2	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
Total costes anuales sin IVA	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0	-4.377,0
IVA sobre costes															
Total costes anuales con IVA															

Al año 10 no se sigue el negocio con ingresos, tampoco existe una Sociedad que dé el impacto de Sodidales. No se considera por tanto en la comparativa esta partida.



Hoja 15. Polideportivo. Hipótesis operativas.

Bomba de calor agua mina.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
PERDIDAS Y GANANCIAS BOMBA CALOR AGUA MINA (CON RETORNOS)															
Int.0	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4
Int.1	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
Consumo anual eléctrico	129,4	122,0*	134,6*	137,3*	140,1*	142,9*	145,7*	148,6*	151,8*	154,6*	157,7*	160,9*	164,1*	167,4*	170,7*
Precio electricidad [sin tasas]	1	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Emissions CO₂	-2.269,4*	-2.314,8*	-2.361,1*	-2.408,3*	-2.456,5*	-2.505,6*	-2.555,7*	-2.606,8*	-2.656,9*	-2.706,6*	-2.751,7*	-2.801,7*	-2.851,2*	-2.895,7*	-2.934,4*
Coste eléctrico en céntimos y ventilación	ms3	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0
Consumo agua	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637
Tarifa HU60SA con retornos	-480,0	-3.399,5	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0	-400,0
Coste agua con retorno	-2.669,4	-8.714,3	-2.761,1	-2.808,3	-2.856,5	-2.905,6	-2.955,7	-3.006,8	-3.055,9	-3.112,1	-3.166,4	-3.221,7	-3.278,1	-3.335,7	-3.394,4
Total costes anuales sin IVA	-480,5	-1.588,6	-497,0	-505,5	-514,2	-523,0	-532,0	-541,2	-550,6	-560,2	-569,9	-579,9	-589,1	-599,4	-611,0
IVA sobre costes	-3.149,5*	-3.149,5*	-3.236,1	-3.313,8	-3.379,8	-3.425,6	-3.473,7	-3.520,5	-3.568,5	-3.612,3	-3.656,3	-3.700,6	-3.746,2	-3.795,1	-4.005,4
Total costes anuales con IVA	-28.634,6	0,0	-3.148,9	-3.236,1	-3.313,8	-3.379,8	-3.425,6	-3.473,7	-3.520,5	-3.568,5	-3.612,3	-3.656,3	-3.700,6	-3.746,2	-4.005,4

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
FLUJO DE CAJA LIBRE [FCF]. Bomba calor agua mina (con retorno)																
Inversión	-28.634,6	0,0	-3.148,9	-3.236,1	-3.313,8	-3.379,8	-3.425,6	-3.473,7	-3.520,5	-3.568,5	-3.612,3	-3.656,3	-3.700,6	-3.746,2	-4.005,4	
Total costes anuales																
Rojos de caja libre																



Hoja 16. Polideportivo. Análisis de rentabilidad.

ANALISIS INVERSIÓN POLIDEPORTIVO CAMPUS MIERES

Subvención incorporada

0,0%

	Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FCF caldera gas	-5.164,9	-5.268,2	-5.373,5	-5.481,0	-5.590,6	-5.702,4	-5.816,5	-5.932,8	-6.051,5	-6.172,5	-6.295,9	-6.421,9	-6.550,3	-6.681,3	-6.814,9	-6.951,2
FCF Bomba calor agua mina (con t)	-28.634,0	-31.149,9	-3.258,1	-3.313,8	-3.370,6	-3.428,6	-3.487,7	-3.548,0	-3.609,6	-3.672,3	-3.736,3	-3.801,6	-3.868,2	-3.936,1	-4.005,4	-4.076,1
FCF Comparativa	-23.469,1	2.118,3	2.115,5	2.167,2	2.220,0	2.273,8	2.328,7	2.384,8	2.441,9	2.500,2	2.559,6	2.620,2	2.682,1	2.745,2	2.809,5	2.875,1

TIR sustitución

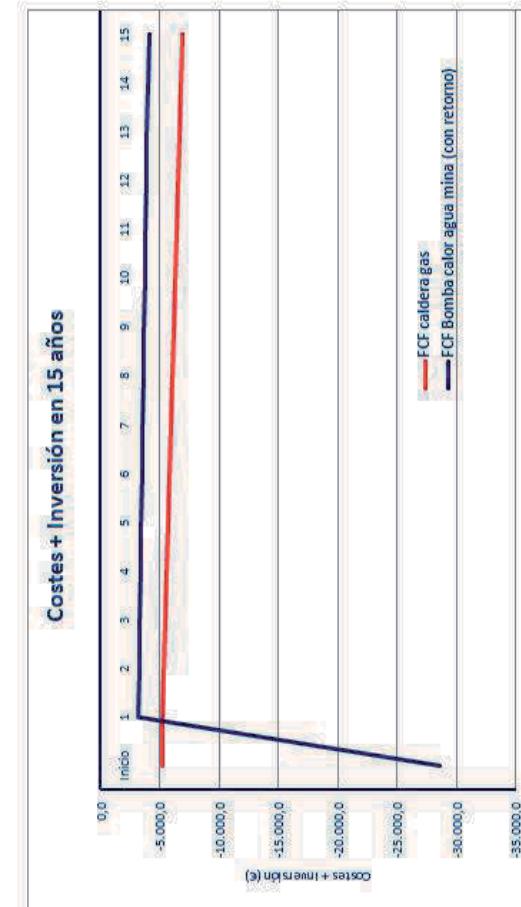
Tasa exigida al capital

10%

6%

188,1 Euros

Costes+ Inversión en 15 años





Hoja 17. I.E.S. Bernaldo de Quirós. Hipótesis operativas.

Caldera de gas.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
IVA	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Incremento costes energéticos	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento costes mantenimiento	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento tarifa HUOSA con retorno	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Invención	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0	113.900,0
Subvención a la inversión	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Plazo de amortización	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

CALEFACCION I.E.S. "BERNALDO QUIROS"

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
MWh	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6
5)	3.113,1	3.113,2	3.113,3	3.113,4	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2
€	-45.578,0	-46.489,6	-47.319,4	-48.337,7	-49.355,1	-50.321,8	-51.328,2	-52.354,8	-53.401,9	-54.469,9	-55.529,3	-56.670,5	-57.820,9	-58.960,0	-60.139,2	-61.342,0
1	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
	-45.578,0	-46.489,6	-47.319,4	-48.337,7	-49.355,1	-50.321,8	-51.328,2	-52.354,8	-53.401,9	-54.469,9	-55.529,3	-56.670,5	-57.820,9	-58.960,0	-60.139,2	-61.342,0
	8.204,0	8.368,1	8.535,5	8.706,2	8.880,3	9.057,9	9.239,1	9.423,8	9.612,3	9.804,6	10.000,7	10.200,7	10.404,7	10.612,8	10.825,1	11.041,6
	-51.782,0	-54.857,7	-55.954,8	-57.073,9	-58.215,4	-59.379,7	-60.547,3	-61.717,7	-63.914,2	-64.274,5	-65.560,0	-66.872,2	-68.208,6	-69.572,8	-70.964,3	-72.335,5

La inversión y los costes anuales se pagan por etapas en el período Al no ser un negocio se supone posibilidad de recuperar el IVA soportado. Se supone que al no ser un negocio con ingresos, el impuesto es una Sociedad que declara Impuesto de Sociedades. No se considera por tanto en la comparativa esta partida.

OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS

La inversión y los costes anuales se pagan por etapas en el período

Al no ser un negocio no se supone posibilidad de recuperar el IVA soportado.

Se supone que al no ser un negocio con ingresos, el impuesto es una Sociedad que declara Impuesto de Sociedades. No se considera por tanto en la comparativa esta partida.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	
MWh	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6	847,6
5)	3.113,1	3.113,2	3.113,3	3.113,4	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2	3.113,2
€	-45.578,0	-46.489,6	-47.319,4	-48.337,7	-49.355,1	-50.321,8	-51.328,2	-52.354,8	-53.401,9	-54.469,9	-55.529,3	-56.670,5	-57.820,9	-58.960,0	-60.139,2	-61.342,0
1	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
	-45.578,0	-46.489,6	-47.319,4	-48.337,7	-49.355,1	-50.321,8	-51.328,2	-52.354,8	-53.401,9	-54.469,9	-55.529,3	-56.670,5	-57.820,9	-58.960,0	-60.139,2	-61.342,0
	8.204,0	8.368,1	8.535,5	8.706,2	8.880,3	9.057,9	9.239,1	9.423,8	9.612,3	9.804,6	10.000,7	10.200,7	10.404,7	10.612,8	10.825,1	11.041,6
	-51.782,0	-54.857,7	-55.954,8	-57.073,9	-58.215,4	-59.379,7	-60.547,3	-61.717,7	-63.914,2	-64.274,5	-65.560,0	-66.872,2	-68.208,6	-69.572,8	-70.964,3	-72.335,5



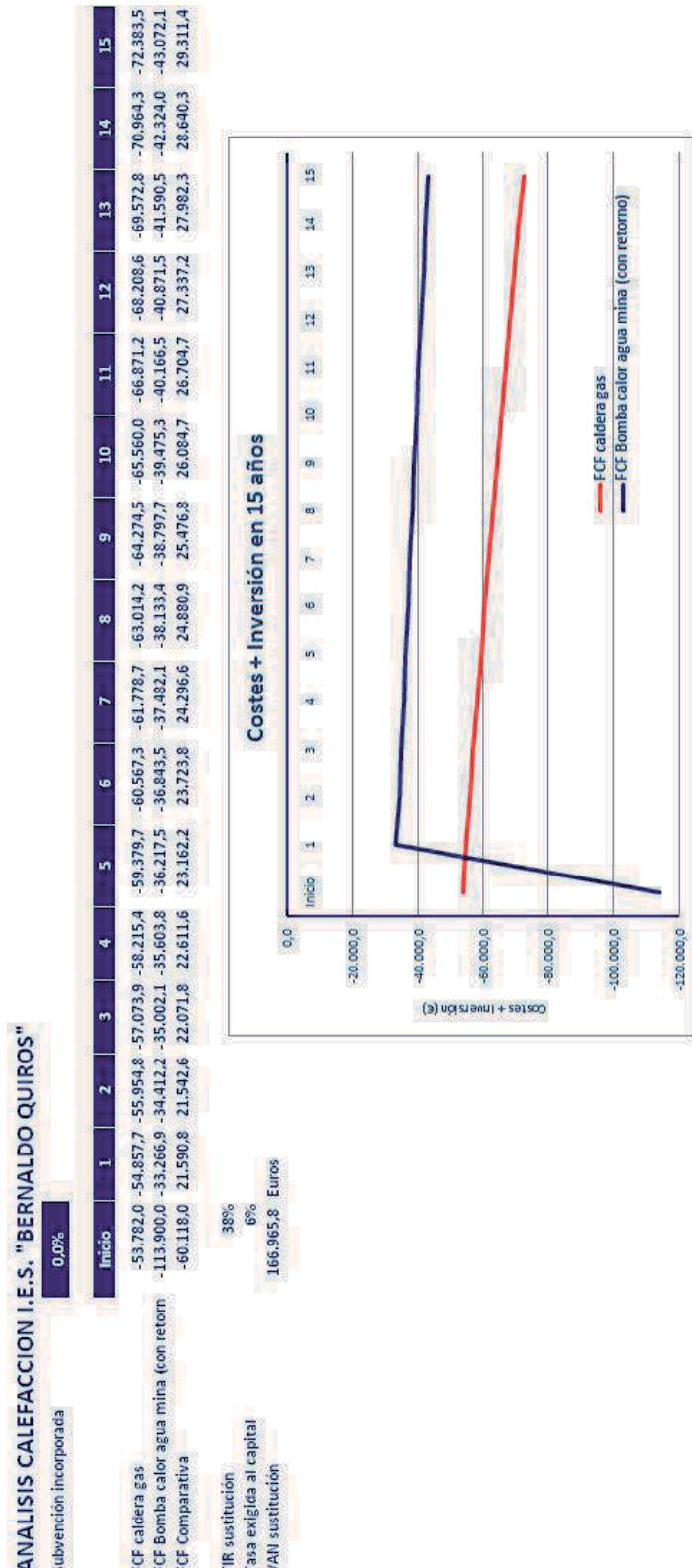
Hoja 18. I.E.S. Bernaldo de Quirós. Hipótesis operativas.

Bomba de calor agua mina.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
PERDIDAS Y GANANCIAS (DIFERENCIA CALOR AGUA MINA (CON RETORNO)															
Watt	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4
MWh	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
€/MWh	129,4	132,0	134,6	137,3	140,1	142,9	145,7	148,6	151,6	154,6	157,7	160,9	164,1	167,4	170,7
1	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
€	2.269,4	2.314,8	2.361,1	2.408,3	2.456,5	2.505,0	2.555,7	2.606,8	2.656,6	2.712,2	2.766,4	2.821,7	2.878,2	2.935,7	2.994,4
m3	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0	10.810,0
€/m3	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
€	-400,0	-3.399,5	-8.714,3	-2.761,1	-2.808,3	-2.856,5	-2.905,6	-2.955,7	-3.006,8	-3.056,0	-3.112,1	-3.166,4	-3.221,7	-3.278,1	-3.335,7
2.669,4	-480,5	-1.588,6	-897,0	-506,5	-514,2	-523,0	-532,0	-541,2	-550,6	-560,2	-579,9	-599,9	-610,4	-621,8	-633,3
€	-3.149,9	-3.489,9	-3.258,1	-3.314,8	-3.379,6	-3.448,6	-3.517,7	-3.587,7	-3.656,6	-3.725,3	-3.795,8	-3.865,1	-3.935,1	-4.005,4	-4.076,1
Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
FLUJO DE CAJA LIBRE [FCF]: Bomba térmica agua mina (con retorno)															
Inversión	-26.634,6														
Total costes anuales	0,0	-1.149,9	-3.258,1	-3.314,8	-3.379,6	-3.448,6	-3.517,7	-3.587,7	-3.656,6	-3.725,3	-3.795,8	-3.865,1	-3.935,1	-4.005,4	-4.076,1
Flujos de caja libre	-23.634,6	-3.149,9	-3.258,1	-3.314,8	-3.379,6	-3.448,6	-3.517,7	-3.587,7	-3.656,6	-3.725,3	-3.795,8	-3.865,1	-3.935,1	-4.005,4	-4.076,1



Hoja 19. I.E.S. Bernaldo de Quirós. Análisis de rentabilidad.





Hoja 20. Edificios residenciales. Hipótesis operativas.

Calderas de gas.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15		
RESUMEN	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3		
Gas	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8	9.474,8		
Coste Energía sin IVA	-136.711,0	-141.455,2	-144.314,9	-147.204,2	-150.146,2	-153.146,2	-156.146,2	-159.155,3	-163.532,0	-165.772,5	-169.087,9	-172.409,7	-175.918,1	-179.437,5	-183.026,2	-184.666,7	
Emisiones CO2	595,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	596,90	
Costes de mantenimiento	-19.650,00	-20.043,00	-20.443,00	-20.852,70	-21.269,40	-21.685,20	-22.129,10	-22.571,60	-23.023,10	-23.483,60	-23.953,20	-24.432,30	-24.922,32	-25.410,40	-25.927,20	-26.446,30	
Total costes anuales sin IVA	-158.861,9	-163.955,2	-168.787,0	-173.057,5	-177.415,0	-178.545,4	-179.885,4	-181.306,3	-183.575,1	-186.256,1	-193.041,1	-198.256,1	-203.902,0	-208.564,9	-212.333,0	-216.133,9	
IVA sobre costes	-28.500,0	-29.141,1	-29.856,3	-30.249,7	-30.954,7	-31.471,8	-32.101,2	-32.741,2	-33.403,5	-34.066,3	-34.741,4	-35.442,4	-36.151,1	-36.874,2	-37.611,7	-38.131,9	
Total costes anuales con IVA	-186.360,9	-191.096,3	-194.413,3	-198.303,6	-202.269,7	-206.315,2	-210.441,3	-214.450,1	-218.819,6	-223.322,2	-227.786,5	-232.344,4	-236.990,3	-241.711,1	-246.565,7	-250.316,9	



Hoja 21. Edificios residenciales. Hipótesis operativas.

Bombas de calor agua de mina.

RESUMEN

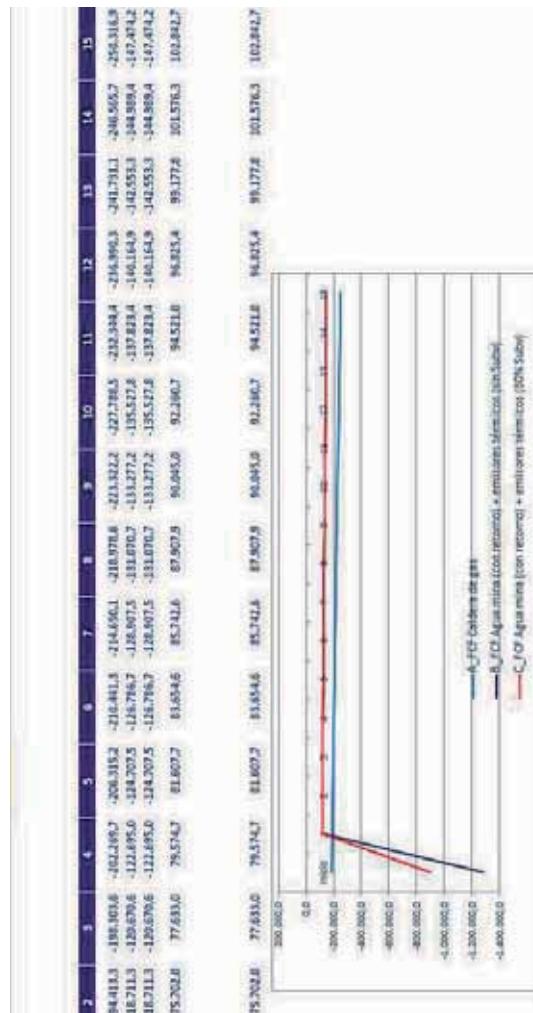
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Año 1	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 2	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 4	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 5	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 6	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 7	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 8	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 9	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 10	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 11	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 12	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 13	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 14	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3
Año 15	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3	2.579,3

BOMBA CALOR AGUA MINA [CON RETORNO] CONSUMO LOUPADOS RESIDENCIALES	
Consumo Termia necesaria	
Consumo agua eléctrica	
Precios electricidad (sin IVA)	
Emisiones CO2	
Coste DINERIA	
Consumo agua	
Tareas HÚNTORA con entorno	
Carga agua con relleno	
Costes del mantenimiento	
Total costes anuales sin IVA	
IVA sobre costes	
Total costes anuales explotación con IVA	
Impuestos contra fijo amortización	
TOTAL COSTES ANUALES	
Inversión, cada veinte soluciones renovación emisiones térmicos	
Inversión de emisiones con subvención 30%	
Inversión de emisiones sin subvención	

0,0
896.876,0
1.290.100,0



Hoja 22. Edificios residenciales. Análisis renovación emisores térmicos.



Variable	Valor
A: Cálculo de gas	-415,772.8 Euros
B: FCF: Agua mina (con retorno) + emisores térmicos (100% Salvo)	-709,294.0
C: FCF: Agua mina (con retorno) + emisores térmicos (90% Salvo)	118,514.7 Euros
D: FCF: Comparativa B-A	118,514.7



Hoja 23. Edificios residenciales. Gastos acumulados renovación emisores térmicos.

Indic	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
100.846,0	171.902,3	572.315,6	700.619,2	972.008,9	1.179.204,1	1.181.943,9	1.404.295,8	1.821.278,2	4.081.596,4	2.274.184,9	2.506.738,2	2.741.739,5	2.985.492,6	3.482.351,3	
114.897,4	210.560,8	368.915,1	408.893,4	510.346,7	634.711,1	720.960,8	828.921,3	939.456,0	1.051.775,1	1.146.595,9	1.181.632,2	1.401.056,1	1.514.456,4	1.649.693,8	1.775.282,0
896.479,0	982.111,4	1.090.077,2	1.180.001,2	1.291.912,3	1.395.883,7	1.501.913,4	1.670.001,9	1.720.007,6	1.812.917,2	1.847.718,5	2.064.794,8	2.180.232,7	2.308.019,0	2.490.261,4	2.586.911,6
1.350.200,6	1.378.243,4	1.524.407,7	1.534.407,7	1.578.933,3	1.678.933,3	1.734.407,2	1.885.933,4	1.994.113,9	2.024.437,6	2.116.967,7	2.351.748,5	2.445.814,5	2.568.342,7	2.690.049,0	2.841.811,6

Edificios residenciales, calderas de gas
Edif.resid. Bomba de calor sin emisores térmicos
Edif.resid. Bomba de calor & mejores térmicos (10% Subv)
Edif.resid. Bomba de calor & mejores térmicos (6% Subv)
Edif.resid. Bomba de calor & Emisores térmicos (6% Subv)