



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Máster en Ingeniería de Minas



Trabajo Fin de Máster

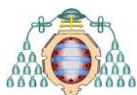
**Estudio de viabilidad técnica y económica de una instalación solar
térmica para satisfacer parte de la demanda de calefacción de la
Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Autor: Íñigo Iglesias-Sanfeliz Cubero

Tutores: María Belén Folgueras Díaz

Francisco Javier Iglesias Rodríguez

Oviedo, Julio de 2017



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a Francisco Javier Iglesias y especialmente a la Dra. Belén Folgueras toda la paciencia y ayuda que me han prestado a lo largo de este último año mientras me adentraba en el mundo de la energía solar térmica como, sus esfuerzos al revisar mis borradores intratables a altas horas de la madrugada.

En segundo lugar también quiero agradecer el apoyo y cariño recibido por parte de toda mi familia, tanto en los buenos como en los malos momentos. De mi padre, mi madre, mi hermana hasta mi madrina, pasando por mi abuela que nos dejó ya hace 2 años. Gracias por darme la oportunidad de ser Ingeniero de Minas.

Aprendí que lo difícil no es llegar a la cima, sino jamás dejar de subir



ÍNDICE DE CONTENIDO

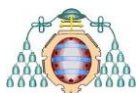
NOMENCLATURA	10
ABREVIATURAS	12
1. MOTIVACION Y OBJETIVOS	13
2. INTRODUCCIÓN	15
2.1 Energía solar térmica	15
2.2. Situación actual de la energía solar térmica en aplicaciones de baja temperatura.....	15
2.3. Tecnología y Aplicaciones	22
2.3.1 Tipos de sistemas de energía solar térmica.....	22
2.3.2 Elementos principales de una instalación solar	24
2.3.3 Usos y aplicaciones.....	27
2.4 Energía solar térmica en la edificación	30
3. DESCRIPCION DEL EDIFICIO OBJETO DE ESTUDIO	33
3.1 Generalidades y Ubicación	33
3.2 Horarios de ocupación y funcionamiento de la caldera.....	41
3.3 Ventilación	41
3.4 Cerramientos y Puentes térmicos	42
3.4.1 Cerramientos	43
3.4.2 Puentes térmicos	57
4. CONDICIONES EXTERIORES E INTERIORES DE CÁLCULO EN EL EDIFICIO	59
4.1 Condiciones Exteriores de cálculo.....	59
4.2 Condiciones Interiores de cálculo	63
5. CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA Y LAS CARGAS TÉRMICAS DEL EDIFICIO	65
5.1 Ecuaciones para el cálculo de las cargas térmicas para calefacción	66
5.1.1 Carga térmica por transmisión de calor a través de los cerramientos (Q_t)	66
5.1.2 Carga térmica por ventilación o infiltración de aire exterior (Q_v)	67
5.1.3 Ganancia interna de calor (Q_i)	67



5.2 Descripción del software CE ³ X	68
5.3 Cálculo de la demanda energética con el programa CE ³ X.....	70
5.4 Demanda energética final de Edificio y conclusiones	79
6. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN SOLAR	80
6.1 Consideraciones teóricas sobre el sistema de captación	81
6.1.1 Rendimiento del captador.....	81
6.1.2 Inclinación y orientación del sistema de captación	84
6.1.3 Pérdidas por inclinación, orientación y sombras	87
6.1.4 Conexionado	90
6.1.5 Distancia entre captadores	92
6.1.6 Estructura soporte	94
6.2 Sistema de captación y características de la instalación.....	95
6.2.1 Descripción del captador, ventajas y datos técnicos	97
6.2.2 Inclinación y orientación del captador	103
6.2.4 Dimensionado de la superficie de captación y número de captadores.....	105
6.2.5 Distancia entre captadores, conexionado y distribución.....	110
6.2.6 Estructura soporte	118
6.2.7 Configuración de la instalación, acumulador e intercambiador	119
7. ESTUDIO ECONÓMICO	124
7.1 Introducción.....	124
7.2 Presupuesto	125
7.3 Viabilidad económica	127
7.4 Viabilidad económica de la Opción 2.....	131
7.5 Viabilidad económica de la Opción 2.0.....	134
8. CONCLUSIONES	137
9. BIBLIOGRAFIA	139
10. ANEXO I: PLANOS	143



10. ANEXO II: HOJAS TÉCNICAS	154
10. ANEXO III: TABLAS DE TEMPERATURAS, RADIACIÓN Y FACTOR DE CORRECCIÓN PARA SUPERFICIES INCLINADAS	157
10. ANEXO IV: Photovoltaic Geographical Information System	161



ÍNDICE DE FIGURAS

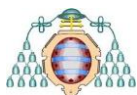
Figura 1: Capacidad total instalada en operación por región económica en 2014 (Solar Heat Worldwide, 2014).....	16
Figura 2: Previsión de la evolución de la capacidad solar térmica de los países de la UE (ESTIF, 2009)	17
Figura 3: Evolución de la energía solar térmica en España (Plan de Energía Renovables, 2011-2020)	18
Figura 4: Equipo de captación de energía solar térmica con funcionamiento por circulación forzada (Súper Tienda Solar, 2017)	24
Figura 5: Sistema de A.C.S. con interacumulador separado e intercambiador entre el acumulador solar y el de caldera (Guía de ahorro energético en los gimnasios, 2005)	28
Figura 6: Esquema tipo de aplicación solar para A.C.S. y piscina (Guía de ahorro energético en los gimnasios, 2005).....	29
Figura 7: Radiación solar global anual sobre superficie horizontal (Energía Solar y Térmica en el marco del Código Técnico de Edificación, 2007).....	32
Figura 8: Fachada principal y plano de situación del Edificio	33
Figura 9: Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales bienes inmuebles de naturaleza urbana (Catastro, 2017)	34
Figura 10: Distribución de la planta Semisótano	36
Figura 11: Distribución de la planta Baja	37
Figura 12: Distribución de la planta Primera.....	38
Figura 13: Distribución de la planta Segunda	39
Figura 14: Distribución de la planta Tercera	40
Figura 15: Organigrama de componentes de la envolvente térmica de un edificio (IDAE, 2012)	42
Figura 16: Muros de la Escuela de Minas (Google Maps, 2017).....	43
Figura 17: Composición estructural planta Sótano.....	45
Figura 18: Composición estructural planta Baja	46
Figura 19: Composición estructural planta Primera	47
Figura 20: Composición estructural planta Segunda	48
Figura 21: Composición estructural planta Tercera.....	49
Figura 22: Cubierta Superior (Catastro y elaboración propia, 2017)	50
Figura 23: Cubiertas de los Patios II y III (Catastro y elaboración propia, 2017)	51
Figura 24: Cubierta de la tercera planta (Catastro y elaboración propia, 2017)	52



Figura 25: Distribución de apoyos del Edificio	53
Figura 26: Puerta-ventana de acceso al Patio II.....	54
Figura 27: Flujo de calor (modelo unidimensional) (UNE-10211,2012).....	55
Figura 28: Relación entre el aislamiento térmico y las pérdidas de calor (Arquitectura y Energía, 2015)	56
Figura 29: Distribución de los puentes térmicos más habituales (UNE-14683,2011)	57
Figura 30: Estructura del procedimiento de certificación CE ³ X (IDAE, 2012)	69
Figura 31: Ventana de datos generales y definición del Edificio del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017)	72
Figura 32: Ventana datos administrativos del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017)	73
Figura 33: Ventana de muro de fachada del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017)	74
Figura 34: Ventana suelos I y II del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017).....	75
Figura 35: Ventana cubierta tercera planta del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017)	76
Figura 36: Ventana relativa a los huecos/lucernarios del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017)	77
Figura 37: Ventana relativa a los puentes térmicos asociados a un cerramiento del programa CE ³ X (CE ³ X, 2017).....	78
Figura 38: Valores finales de demanda energética del Edificio obtenidos con CE ³ X (CE ³ X, 2017)	79
Figura 39: Ángulo de acimut de un captador solar plano (Sedigas, 2013)	85
Figura 40: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación (CTE, 2005).....	86
Figura 41: Ángulo de inclinación de un captador solar (Viessmann y elaboración propia, 2017)	87
Figura 42: Diagrama de trayectorias del Sol (CTE, 2005).....	89
Figura 43: Conexión de captadores: (a) En serie; (b) En paralelo; (c) En serie-paralelo (IDAE, 2009)	90
Figura 44: Esquema para el cálculo de la distancia de separación entre captadores (Ingelibre, 2014)	92
Figura 45: Curvas de rendimiento para los diferentes tipos de captadores (UrbanArbolismo, 2017)	96
Figura 46: Componentes Vitosol 300 – T según el principio HeatPipe (Viessmann, 2017)	99
Figura 47: Porcentaje de propilenglicol en función de la temperatura de congelación (SolarWeb y elaboración propia, 2017)	102

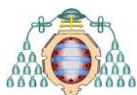


Figura 48: Gráfico correspondiente a pérdidas por orientación (CTE y elaboración propia, 2017)	103
Figura 49: Distancia mínima entre captadores (Viessmann, 2017)	111
Figura 50: Irradiancia diaria en un plano fijo (European Commission, 2017).....	112
Figura 51: Alzado Vitosol 300 - T H2O (Viessmann, 2017)	115
Figura 52: Localización de las 30 filas de la opción 2.0 sobre la cubierta de la Escuela (SigPac y elaboración propia, 2017)	117
Figura 53: Estructura soporte Vitosol 300 – T (Viessmann, 2017).....	119
Figura 54: Detalle y dimensiones del intercambiador modelo CB60-20L de 20 placas (ALFA LAVAL, 2017)	123
Figura 56: Progresión del Euribor desde noviembre 2015 a abril 2016 (EuriborDiario y elaboración propia, 2017)	130
Figura 57: Evolución mensual del IPC (Instituto Nacional de Estadística, 2016)	131



ÍNDICE DE TABLAS

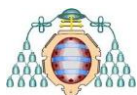
Tabla 1: Evolución anual de la superficie solar térmica acumulada (Datos provisionales a diciembre 2015)	19
Tabla 2: Superficie solar térmica acumulada a 2014 por comunidades autónomas (Datos provisionales a diciembre 2015)	21
Tabla 3: Ficha técnica de la caldera de gas de la Escuela	41
Tabla 4: Características constructivas de los muros de la Escuela	44
Tabla 5: Transmitancias térmicas de los cerramientos de la Escuela a partir de CE ³ X (CE ³ X y elaboración propia, 2017)	56
Tabla 6: Comparación niveles percentiles (IDAE, 2010)	60
Tabla 7: Condiciones Exteriores de cálculo de la Escuela de Minas (IDAE, 2010)	61
Tabla 8: Valores coeficiente simultaneidad según el número de viviendas (EOI, 2010)	62
Tabla 9: Condiciones interiores de la Escuela de Minas (IDAE, 2010)	64
Tabla 10: Intensidades de uso según número de horas (IDAE, 2012)	71
Tabla 11: Pérdidas máximas por orientación e inclinación (EnerAgen, 2008)	87
Tabla 12: Pérdidas máximas por sombras (EnerAgen, 2008)	89
Tabla 13: Zonas climáticas según la radiación solar global media diaria anual sobre una superficie horizontal (EnerAgen, 2008)	91
Tabla 14: Características Vitosol 300 – T (Viessmann, 2017).....	100
Tabla 15: Potencia extraída por unidad de captador (W/m ²) (BOE, 2011).....	101
Tabla 16: Datos técnicos del medio portador de calor (Viessmann, 2017)	102
Tabla 17: Contribución solar mínima para ACS % (CTE, 2014).....	106
Tabla 18: Cálculo de la energía solar incidente sobre los captadores (MJ/m ²) durante el periodo de captación (Censolar y elaboración propia, 2017).....	107
Tabla 19: Consumos mensuales de gas natural de la Escuela	109
Tabla 20: Características intercambiador CB60-20L (Alfa Laval, 2017)	123
Tabla 21: <i>Criterios de selección de las instalaciones más rentables (IDAE, 2015)</i>	124
Tabla 22: Presupuesto Opción 2	126
Tabla 23: Presupuesto Opción 2.0	127
Tabla 24: Significado y tipos de VAN (IDAE, 2015).....	128
Tabla 25: Precio del Gas Natural libre de impuestos (BOE, 2015)	132
Tabla 26: <i>Evolución VAN para la Opción 2</i>	133
Tabla 27: Evolución VAN para la Opción 2.0.....	135



NOMENCLATURA

General

U	Transmitancia térmica, W/m^2K
R_T	Resistencia térmica total del componente constructivo, m^2K/W
$R_{si}-R_{se}$	Resistencias térmicas superficiales, m^2K/W
R	Resistencia térmica, m^2K/W
e	Espesor de la capa, m
$R_1-R_2-R_n$	Resistencias térmicas de cada capa, m^2K/W
Q	Carga térmica de calefacción, W
Q_t	Carga térmica de transmisión de calor, W
Q_v	Carga térmica de ventilación, W
Q_i	Ganancia interna de calor, W
K	Coefficiente global de transmisión
S	Superficie neta de cada tipo de cerramiento
C_o	Coefficiente de orientación
C_i	Coefficiente de intermitencia
V	Volumen renovado por unidad de tiempo por ventilación o infiltración, m^3/h
C_v	Calor específico, Wh/m^3K
Q_{sil}	Ganancia interna de carga sensible por iluminación, W
Q_{sp}	Ganancia interna de carga sensible debida a los ocupantes, W
Q_{sv}	Ganancia interna de carga sensible debido a diversos aparatos, W
A	Area del captador, m^2
G	Irradiancia solar incidente, W/m^2
U_c	Coefficiente global de pérdidas del captador, W/m^2
F_r	Factor de evacuación de calor
Q_u	Potencia térmica útil
H	Superficie horizontal, m^2
A_{min}	Altura solar mínima al mediodía solar, °
L	Longitud del captador, m
$h_{captador}$	Altura del captador, m
d_2	Distancia mínima entre captadores, m
d_1	Distancia mínima entre filas de captadores, m
d	Distancia entre el inicio de filas de captadores, m



S_k	Carga de nieve, N/m^2
V_m	Velocidad del viento
k	Factor de corrección para superficies inclinadas

Letras Griegas

α	Ángulo de acimut, °; Absortancia de la placa absorbente
β	Ángulo de inclinación, °
ε	Eficiencia
η	Rendimiento del captador
λ	Conductividad del material, $W/m K$; latitud del lugar, °
τ	Transmitancia de la cubierta transparente, W/m^2K

Captador solar plano

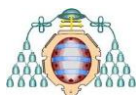
η_0	Rendimiento óptico del captador
k_1	Coefficiente de pérdida de calor, W/m^2K
k_2	Coefficiente de pérdida de calor, W/m^2K
$F_r (\tau\alpha)$	Factor de eficiencia óptica

Temperaturas

T_{amb}	Temperatura ambiente, K
T_s	Temperatura seca del aire, °C
T_0	Temperatura operativa, °C
T_R	Temperatura radiante media, °C
T_{int}	Temperatura interior, K
T_{ext}	Temperatura exterior, K
T_m	Temperatura media de la placa absorbente, K
T_e	Temperatura del fluido a la entrada del captador, K
T_A	Temperatura media del ambiente, K
T_s	Temperatura del fluido a la salida del captador, K
ΔT	Variación de temperatura, K

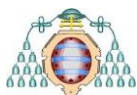
Variables económicas

A	Ahorro de combustible, €
$I_{inicial}$	Inversión inicial, €
$C_{mantenimiento}$	Coste de mantenimiento, €
c	Incremento del precio de combustible
i	Tasa de interés
f	Valor de la inflación



ABREVIATURAS

ACS	Agua Caliente Sanitaria
CTE	Código Técnico de Edificación
DB	Documento Básico
HE	Ahorro Energía
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
RITE	Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
BOE	Boletín Oficial del Estado
BOPA	Boletín Oficial del Principado de Asturias
PER	Programa de Energía Renovables
NPE	Nivel Percentil Estacional
NPA	Nivel Percentil Anual
UE	Unión Europea
EIMEM	Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo
MINETUR	Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
OMD	Oscilación Media Diaria
OMA	Oscilación Media Anual
TFM	Trabajo Fin de Máster



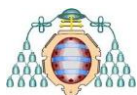
1. MOTIVACION Y OBJETIVOS

El aumento progresivo del precio de los combustibles fósiles, sumado al cambio climático y la cada vez mayor dependencia de la importación de energías primarias, pone en peligro la seguridad en el abastecimiento energético de la Unión Europea (UE) y especialmente la de España. Esto plantea un gran desafío al que deben hacer frente, entre otros, los ingenieros mediante el diseño y desarrollo de instalaciones que empleen fuentes de energía renovables o que hagan un uso más eficiente de los recursos energéticos, al objeto de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir el impacto ambiental del sistema energético actual.

Se estima que alrededor de un tercio del consumo de energía en Europa se destina al uso de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción en los edificios (Ec Europa.EU, 2017). Así, desarrollar e implantar tecnologías que permitan la conservación de la energía y que sean más respetuosas con el medio ambiente, también puede estar ligado a la consecución de un ahorro económico, a la par que se consiguen mitigar los impactos negativos sobre el medio ambiente, tales como el incremento del espesor del agujero en la capa de ozono, el calentamiento global del planeta, responsable de la destrucción de los casquetes polares y del aumento del nivel del mar como consecuencia.

El empleo de la energía solar térmica ha experimentado un rápido crecimiento en los últimos años en Europa, alcanzándose una superficie de captadores instalados de más de 19 millones de metros cuadrados (Ec Europa EU, 2017). Esta cifra es indicativa de que el mercado de las energías renovables y, en concreto el relacionado con la solar térmica, ha crecido mucho en los últimos años, alcanzando una cuota de negocio significativa. Un aspecto importante que debe tenerse en cuenta a partir de la experiencia adquirida, es que el diseño de cada sistema solar térmico no puede estandarizarse, sino que debe efectuarse individualmente, considerando las diferentes circunstancias y necesidades del usuario.

El objetivo del presente Trabajo Fin de Máster es realizar el estudio de viabilidad técnico y económico de la instalación solar térmica para contribuir al suministro de calefacción de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo (EIMEM). Dadas las características constructivas del Edificio, este tiene un elevado consumo energético para calefacción que se satisface empleando gas natural como fuente de energía. En este trabajo, se pretende evaluar si la implantación de una instalación solar térmica podría contribuir a reducir

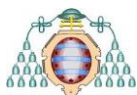


el impacto medioambiental del sistema de calefacción, sin que por ello disminuya el confort térmico de los usuarios del Edificio.

El hecho de que se complemente el sistema convencional con otro que utilice la energía solar presenta la ventaja de reducir el consumo anual de gas natural. Esto puede tener un impacto económico beneficioso para el usuario y para el país, dado que la energía solar es autóctona y renovable y no depende de las variaciones de los precios de los combustibles, que, en muchos casos, no están relacionados con los costes reales de extracción y explotación de los recursos energéticos convencionales, sino con las tensiones geopolíticas existentes.

Como se indicó anteriormente, el empleo de este tipo de sistemas, no sólo presenta ventajas de tipo económico, sino medioambientales, puesto que la generación de energía con sistemas convencionales posee unos costes ambientales muy importantes en comparación con los sistemas solares. Como término medio, un metro cuadrado de captador solar térmico es capaz de evitar cada año la emisión a la atmosfera de una tonelada de CO₂ (Fenercom, 2006).

A las ventajas de tipo económico y medioambiental de las instalaciones solares térmicas se les debe añadir su fácil mantenimiento. La vida útil de las instalaciones solares térmicas es superior a 25 años y el mantenimiento que requieren, si bien es necesario, en muchos casos es de menor entidad que el que se precisa en los sistemas convencionales.



2. INTRODUCCIÓN

2.1 Energía solar térmica

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar la cual es transformada en forma térmica o eléctrica, para su consumo. El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar. Es un tipo de energía renovable y limpia, perteneciente al grupo de energías consideradas “verdes”, las cuales provienen de fuentes respetuosas con el medio ambiente. La energía solar es una de las fuentes de energía que más desarrollo está experimentando en los últimos años y que más expectativas tiene para el futuro.

Existen dos vías principales para el aprovechamiento de la radiación solar:

- **Energía solar fotovoltaica:** Consiste en el aprovechamiento de la radiación del Sol para generar electricidad gracias a las características químicas de ciertos materiales. Esta tecnología genera electricidad directamente por el efecto fotoeléctrico, es decir, como consecuencia de la incidencia de la radiación solar sobre materiales semiconductores.
- **Energía solar térmica:** Consiste en utilizar la radiación del Sol para calentar un fluido que en función de su temperatura se emplea para producir agua caliente e incluso vapor. El colector o panel solar capta los rayos del Sol, transfiriendo el calor absorbido a un fluido (normalmente agua) que eleva su temperatura, siendo este almacenado o directamente llevado al punto de consumo.

Las aplicaciones más extendidas de esta tecnología son el calentamiento de agua sanitaria (ACS), la calefacción por suelo radiante y el precalentamiento de agua para procesos industriales.

En los últimos años, se viene produciendo un aumento notable de instalaciones de energía solar térmica a causa de una mayor sensibilidad social y política hacia temas medioambientales y al perfeccionamiento de su tecnología, convirtiéndola en una energía competitiva y fiable.

2.2. Situación actual de la energía solar térmica en aplicaciones de baja temperatura

▪ Situación actual en el mundo

A finales de 2014, la capacidad instalada era de 410,2 GW lo cual corresponde a un total de 586 millones de m² de superficie de captadores.

Como se indica en la Figura 1, China (289,5 GW) y Europa (47,5 GW) representaron el 82,1 % de la capacidad total instalada mundial. El resto se reparte entre los Estados Unidos y Canadá (18,0 GW), Oeste de Asia / China (10,7 GW), América Latina (10,0 GW), la países de Oriente medio y



norte de África (6,6 GW), Australia y Nueva Zelanda (6,2 GW), y los países de África subsahariana (1,3 GW) y un 5 % el resto de países (20,5 GW).

En el año 2014, según el tipo de funcionamiento de los captadores instalados, el 22,1 % correspondía a captadores planos con cubierta de vidrio, el 71,1 % a captadores de tubos evacuados, el 6,3 % a captadores de agua sin esmaltar, y un 0,4 % a captadores de aire vidriados y no vidriados.

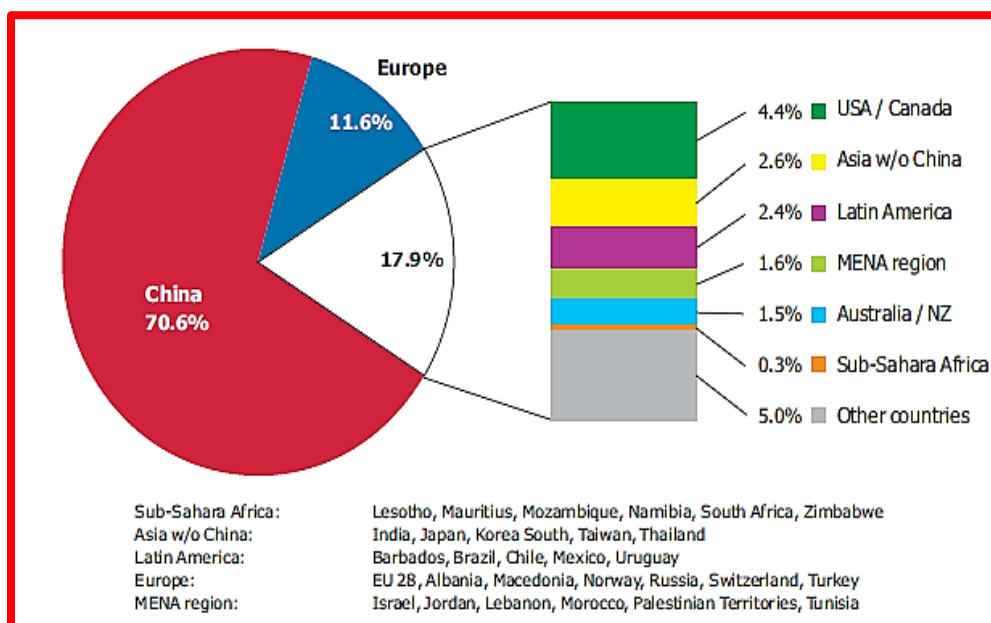


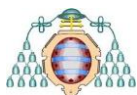
Figura 1: Capacidad total instalada en operación por región económica en 2014 (Solar Heat Worldwide, 2014)

Los datos reflejan que en el caso de China, Europa y Asia, las instalaciones de captadores planos y tubos de vacío se destinan fundamentalmente a la preparación de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción, mientras que en Norte América (Estados Unidos y Canadá) y Australia la aplicación dominante es la climatización de piscinas mediante captadores sin cubierta de vidrio.

En comparación con otras formas de energía renovable, la contribución de la energía solar térmica para satisfacer la demanda global de energía es sólo superada por la energía eólica. Se prevé que para finales de 2017 la energía solar térmica instalada sea igual a la energía eólica en cuanto a términos de capacidad se refiere.

▪ Situación actual en la UE

La Unión Europea ha adquirido el compromiso de aumentar la cuota global de energía procedente de fuentes renovables hasta un 20 % en 2020 como se indica en la Directiva 2009/28/CE. Dado que la demanda de energía térmica representa en torno al 49 % de la



demanda total de energía, el sector solar térmico puede contribuir de forma significativa a la realización de este objetivo, tal como se indica en la Figura 2.

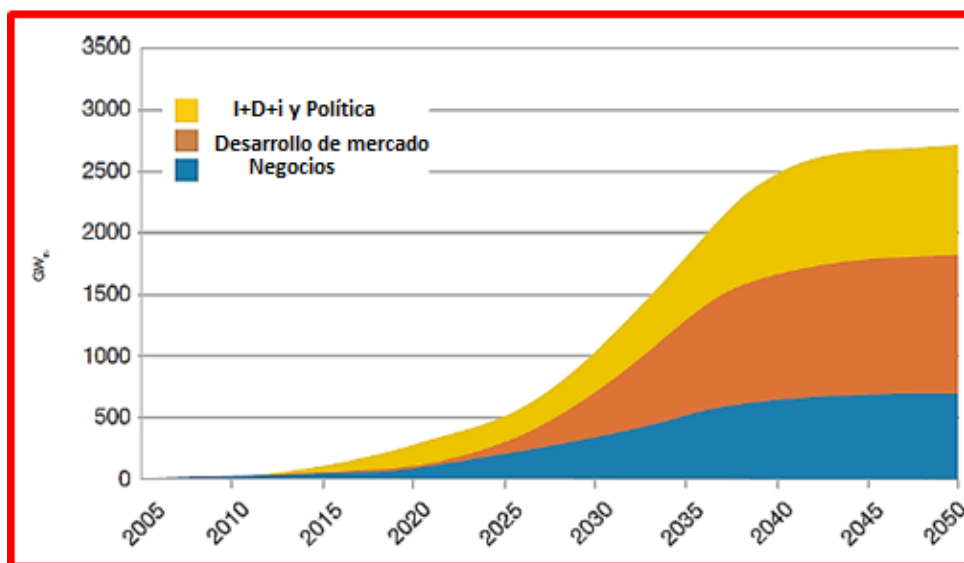


Figura 2: Previsión de la evolución de la capacidad solar térmica de los países de la UE (ESTIF, 2009)

Tomando como referencia el estudio “Potencial de la energía solar térmica en Europa”, la energía solar térmica podría suministrar 133 millones de toneladas de petróleo en el año 2050.

El informe publicado por la Comisión Europea sobre la evolución de las renovables en la UE, muestra que la energía solar térmica cubre ya el 17 % de las necesidades de climatización. No obstante, el sector tiene un potencial de crecimiento mucho mayor.

Este informe muestra la necesidad de adoptar nuevas medidas por parte de los Estados miembros para que puedan cumplir con sus compromisos relativos a energías renovables para el año 2020 e insiste en que la tecnología solar térmica “es crucial para prescindir de las fuentes fósiles y cubrir las necesidades de climatización, avanzar hacia la energía descentralizada y contribuir a la estrategia de seguridad energética de la UE. Se trata de una industria innovadora que puede crear más 100.000 puestos de trabajo en toda la UE para 2020, al tiempo que contribuye a los objetivos climáticos y de energía limpia.

▪ Situación actual en España

El mercado solar térmico viene experimentando un crecimiento constante en España desde el año 2000.

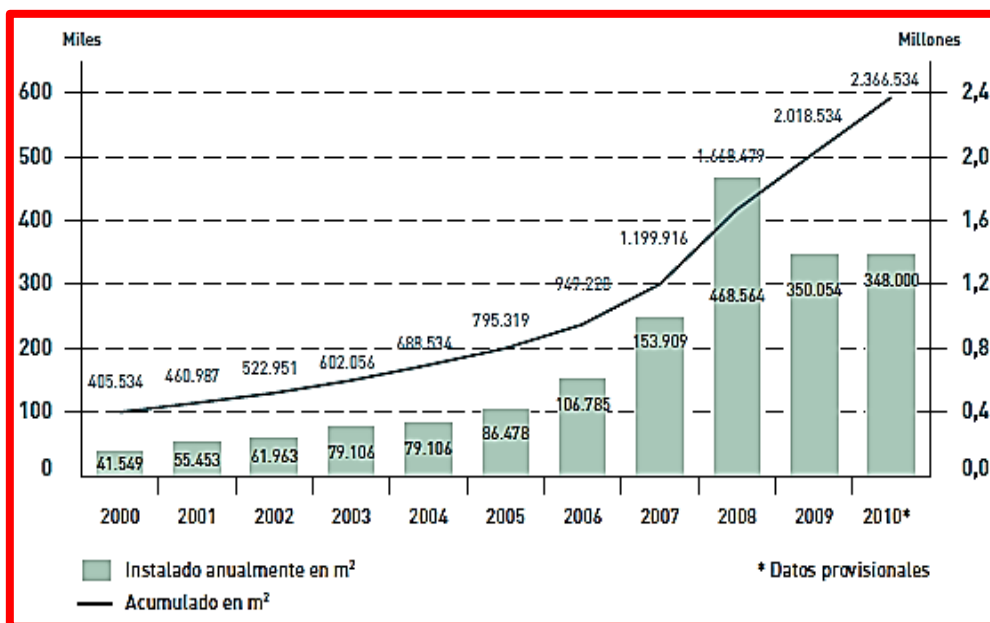


Figura 3: Evolución de la energía solar térmica en España (Plan de Energía Renovables, 2011-2020)

Durante los años 2008 y 2009, España ha pasado a ser el segundo mercado europeo más importante de energía solar térmica, gracias al crecimiento experimentado en estos dos años. En el año 2008, se instalaron un total de 468.564 m² (328 MW) tal como se muestra en la Figura 3, entre fabricantes nacionales y distribuidores e importadores internacionales, con una facturación del sector cifrada en más de 375 millones de euros. Esta superficie instalada se enmarca en un escenario de intensa actividad del sector de la edificación, ya que corresponde a las obras iniciadas en 2005 y 2006.

En el año 2009, se instalaron 350.054 m² (245,03 MW) y el dato de 2010 se cifra en 348.000 m² alcanzándose una capacidad total acumulada en operación de 2,367 millones de m² como se puede observar en la Figura 3, es decir, 1.657 MW.

La caída de actividad de la edificación que comenzó en el año 2007 se trasladó al sector de energía solar térmica a partir de 2009.

Entre los años 2009 - 2012, el mercado ralentizó su ritmo de crecimiento hasta los niveles de los años 2006-2007 como consecuencia de dicha crisis económica e inmobiliaria. En 2013 el sector mostró indicios de retomar una senda de mayor crecimiento retornando a los niveles de superficie anual instalada del año 2011 y alcanzó los 3,4 millones de m² de superficie total. En el año 2014, se confirmó la reactivación del sector.

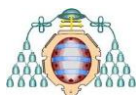
A lo largo del año 2015, se han instalado en España un total de 169 MW (241.165 m²) de instalaciones solares térmicas. El total acumulado se sitúa en 2,59 GW de potencia y en casi 3,7 millones de m² instalados y en operación.



El PER 2011–2020 hace una proyección de los resultados globales alcanzados por el sector, que nos llevarían a alcanzar una cifra máxima de 5 millones de m² instalados y en operación a finales de 2020. En la Tabla 1, se muestra la evolución anual de la superficie solar térmica en España.

Tabla 1: Evolución anual de la superficie solar térmica acumulada (Datos provisionales a diciembre 2015)

	INSTALACIONES MIXTAS	SOLAR TERMICA BAJA TEMPERATURA	TOTAL
2000	107	405.464	405.571
2001	157	460.865	461.022
2002	167	522.814	522.981
2003	293	601.793	602.087
2004	633	687.932	688.565
2005	665	794.684	795.350
2006	766	948.470	949.235
2007	1.045	1.198.878	1.199.923
2008	1.371	1.616.789	1.618.160
2009	1.972	2.009.672	2.011.644
2010	2.963	2.373.333	2.376.296
2011	3.375	2.630.222	2.633.597
2012	3.622	2.857.630	2.861.253
2013	3.662	3.090.486	3.094.149
2014	3.706	3.344.349	3.348.055



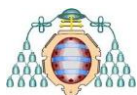
El marco de desarrollo reciente ha estado ligado al apoyo público, a la inversión mediante un modelo de gestión compartida de fondos públicos de la Administración General del Estado (IDAE) y las comunidades autónomas, que se ha canalizado a través de la firma de convenios de las mismas con IDAE. Los fondos se han transferido a las comunidades autónomas atendiendo a unos criterios técnicos aplicables a cada región y a cada uno de los sectores a los que van dirigidas las medidas. Durante los años comprendidos entre 2006 y 2010, se han firmado Convenios de Colaboración con cada una de las 19 comunidades y ciudades autónomas, para la ejecución de medidas del PER 2005-2010, con los fondos transferidos por IDAE. La financiación pública en concepto de ayudas a la inversión en energías renovables, llevada a cabo por esta vía, afecta entre otras a las áreas de solar térmica sola o hibridada con biomasa, y solar fotovoltaica o mixta eólica en zonas aisladas de la red eléctrica. En la Tabla 2, se indica el desglose de la superficie solar térmica instalado por comunidades autónomas.



Tabla 2: Superficie solar térmica acumulada a 2014 por comunidades autónomas (Datos provisionales a diciembre 2015)

	INSTALACIÓN MIXTA	SOLAR TÉRMICA BAJA TEMPERATURA	TOTAL
ANDALUCIA	819	995.699	996.518
ARAGON	30	77.474	77.504
CANARIAS		230.176	230.176
CANTABRIA	117	11.079	11.196
CASTILLA Y LEON	15	170.426	170.441
CASTILLA LA MANCHA	228	204.012	204.240
CATALUÑA	72	543.424	543.496
CIUDAD DE CEUTA		2.393	2.939
CIUDAD DE MELILLA		3.731	3.731
COMUNIDAD DE MADRID	505	338.555	339.060
COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA	29	45.203	45.232
COMUNIDAD DE VALENCIA	881	240.782	241.663
EXTREMADURA	362	24.616	24.978
GALICIA	478	132.823	133301
ISLAS BALEARES	100	126.256	126.356
LA RIOJA		10.346	10.346
PAIS VASCO	3	83.578	83.581
PRINCIPADO DE ASTURIAS	17	49.465	49.482
REGION DE MURCIA	52	54.309	54.361
TOTALES	3.708	3.344.347	3.348.053

El sector sigue mostrando capacidad de innovación tecnológica, con nuevos desarrollos que van desde captadores de baja temperatura, pasando por captadores planos de ultra alto vacío, de



concentración Fresnel y micro cilindro parabólico, hasta sistemas de vaciado automático para grandes instalaciones (Drain Back).

Se prevé la continuación del apoyo a la inversión, por su eficacia como medida de impulso para el desarrollo del sector. Más recientemente, y valorando las especiales características de la energía solar térmica, se ha establecido la obligación de instalar sistemas solares térmicos para cubrir entre el 30 y el 70 % de la demanda de agua caliente en nuevos edificios y rehabilitaciones, mediante el Código Técnico de la Edificación (CTE, aprobado por Real Decreto 314/2006), lo que ha proporcionado un sólido marco de desarrollo.

Como retos de futuro, cabe mencionar el fomento en el sector Industrial de aplicaciones de media y alta temperatura con concentración y la oferta de servicios de climatización.

2.3. Tecnología y Aplicaciones

Antes de realizar una instalación solar térmica, es necesario conocer una serie de parámetros:

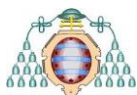
- La demanda de energía térmica del usuario: agua caliente sanitaria, calefacción, refrigeración, calentamiento de piscinas, procesos industriales, etc.
- Disponibilidad de espacios para la instalación solar en cuanto a superficie disponible, orientación e inclinación, etc., ya que podría limitar la potencia térmica instalada.
- La potencia de la radiación solar varía de acuerdo al momento del día, las condiciones atmosféricas y la latitud. De modo que ha de tenerse en cuenta que esta energía está sometida a permanentes fluctuaciones y es necesario conocer los siguientes parámetros: Datos climáticos de diseño, temperatura ambiente, temperatura de agua de red y niveles de radiación disponibles a lo largo del año, (en caso de usar captadores con sistemas de seguimiento, sería necesario contar con los datos de radiación solar directa).

Una vez conocidas estas variables, se diseña la instalación y se eligen los equipos.

2.3.1 Tipos de sistemas de energía solar térmica

El principio elemental en el que se fundamenta cualquier instalación solar térmica es el de aprovechar la energía del sol mediante un conjunto de captadores y transferirla a un sistema de almacenamiento, que abastece el consumo cuando sea necesario. Unas placas especiales, denominadas captadores, concentran y acumulan el calor del sol, y lo transmiten a un fluido que queremos calentar. Este fluido puede ser bien el agua potable de la casa o bien el sistema hidráulico de calefacción de la vivienda.

En cuanto a la generación de agua caliente para usos sanitarios, hay dos tipos de instalaciones:

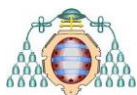


- **Circuito abierto:** El agua de consumo pasa directamente por los captadores solares. Este sistema reduce costes y es más eficiente, pero presenta problemas en zonas con temperaturas por debajo del punto de congelación del agua, así como en zonas con alta concentración de sales que acaban obstruyendo los paneles. Los inconvenientes son la dificultad para emplear materiales que no contaminen el agua, el riesgo de vaporización y congelación, el funcionamiento a la presión de la red con peligro en los captadores, el no poder emplear anticongelante, el mayor riesgo de corrosión y las posibles incrustaciones calcáreas. También están sometidos a más restricciones legales.
- **Circuito cerrado:** El agua de consumo no pasa directamente por los captadores solares. Este sistema es el más común. Se utiliza un líquido anticongelante que recorre los tubos dentro de los captadores y se calienta por la acción de la radiación solar. El líquido caliente atraviesa el circuito hidráulico primario hasta llegar al acumulador, en el interior del cual se produce un intercambio de calor entre el circuito primario y el secundario, es decir, entre el líquido anticongelante calentado en las placas solares y el agua que vamos a usar nosotros. En caso de que el agua contenida en el acumulador no alcance la temperatura de uso deseada, entra en funcionamiento automáticamente el sistema auxiliar, (caldera de gas o resistencia eléctrica) que se encarga de generar el calor complementario. Todo el proceso es automático y vigilado por el sistema de control.

Los sistemas también pueden clasificarse en función del tipo de circulación del fluido. Así, la circulación del fluido se consigue por:

- **Circulación natural:** En este caso el depósito debe colocarse en un nivel superior a los captadores para permitir la convección por diferencia de temperatura. Para facilitar el movimiento del agua tiene que haber una diferencia suficiente de temperatura entre el colector y el acumulador y una altura entre el acumulador y el captador mayor de 30 centímetros. Para evitar el riesgo de temperaturas elevadas en el depósito este se diseña con volúmenes mayores de 70 l/m² de colector.

Los factores positivos de este sistema son de carácter económico y de simplicidad de instalación, no consumen energía eléctrica, ya que funcionan *sin bomba*. Esta característica ayuda a disminuir el consumo energético de la vivienda y convierte a los equipos en autónomos que siguen funcionando aunque el sistema eléctrico falle. El hecho de ser autónomo hace muy atractiva su aplicación en aquellos lugares remotos donde no llega la red eléctrica. Los factores negativos son de carácter estético y de resistencia del tejado, porque el depósito tiene que estar encima de los paneles. La circulación natural reduce también un poco el rendimiento del sistema solar.



- **Circulación forzada:** Esta instalación evita los defectos propios de los sistemas de circulación natural. Como inconvenientes se encuentran las necesidades de energía eléctrica y de regulación y control de la circulación. Los factores positivos de este sistema son de carácter estético y de rendimiento del sistema. Es posible colocar el acumulador en el interior del edificio y entonces el tejado no tiene que soportar el peso del acumulador. La circulación forzada ofrece un rendimiento superior al de un sistema de circulación natural, porque el fluido anticongelante circula de manera más rápida que el agua. Los factores negativos son de carácter económico y de gestión del sistema: la inversión inicial es más alta y también el sistema utiliza energía para el funcionamiento de la bomba. Sin embargo, este uso de energía va a ser compensado por una mayor producción de agua caliente en comparación con el sistema precedente. En la Figura 4 se muestra un equipo que funciona mediante circulación forzada.

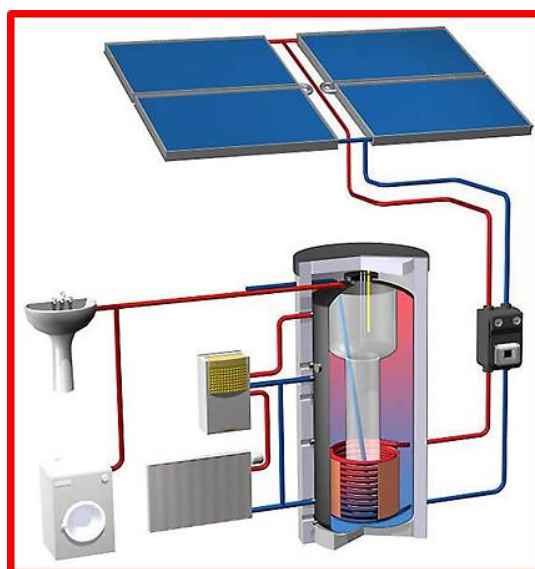


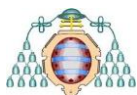
Figura 4: Equipo de captación de energía solar térmica con funcionamiento por circulación forzada (Súper Tienda Solar, 2017)

2.3.2 Elementos principales de una instalación solar

Los componentes son los mismos básicamente en todas las aplicaciones, variando en algunos casos la forma de disponerlos, y especialmente la regulación, que depende de la caracterización de las demandas, con diversa gestión de las instalaciones.

Los sistemas que conforman una instalación solar térmica para agua caliente son las siguientes:

- a. Un sistema de captación formado por los captadores solares, encargados de transformar la radiación solar incidente en energía térmica de forma que se calienta el fluido de trabajo que circula por ellos;

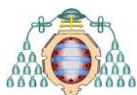


- b. Un sistema de acumulación constituido por uno o varios depósitos que almacenan el agua caliente hasta que se precisa su uso;
- c. Un circuito hidráulico constituido por tuberías, bombas, válvulas, etc., que se encarga de establecer el movimiento del fluido caliente hasta el sistema de acumulación;
- d. Un sistema de intercambio que realiza la transferencia de energía térmica captada desde el circuito de captadores, o circuito primario, al agua caliente que se consume;
- e. Un sistema de regulación y control que se encarga por un lado de asegurar el correcto funcionamiento del equipo para proporcionar la máxima energía solar térmica posible y por otro lado, actúa como protección frente a la acción de múltiples factores como sobrecalentamientos del sistema, riesgos de congelaciones, etc...
- f. Adicionalmente, se dispone de un equipo de energía convencional auxiliar que se utiliza para complementar la contribución solar suministrando la energía necesaria para cubrir la demanda prevista, garantizando la continuidad del suministro de agua caliente en los casos de escasa radiación solar o demanda superior al previsto.

2.3.2.1 Captadores solares térmicos

El captador es el componente de una instalación solar térmica, encargado de capturar la energía del sol y transformarla en calor. El tipo de utilización condicionará el captador empleado. Actualmente, podemos diferenciar entre los principales tipos de captadores siguientes en el mercado:

- **Captadores solares planos:** Son los equipos más empleados actualmente en las instalaciones comerciales para producción de ACS, calentamiento de piscinas y calefacción solar. El fluido que circula por el interior del absorbedor es normalmente agua.
- **Captadores sin cubierta:** Son aquellos que no presentan caja y cubierta transparente que aísla al captador, en estos el incremento de temperatura es, bajo y normalmente no trabajan a temperaturas superiores a los 30 °C y son recomendados, sobre todo, para el calentamiento de piscinas.
- **Captadores solares de aire:** Funcionamiento similar al de los captadores solares planos, salvo que el fluido caloportador utilizado es el aire y en lugar de bombas se utilizan ventiladores para forzar la circulación.
- **Captadores solares de tubo de vacío:** Están formados por hileras de tubos de cristal conectados en paralelo a una tubería de cabecera. En cada uno de estos tubos se ha realizado el vacío con el fin de reducir al máximo las pérdidas de calor. Su geometría tubular es necesaria para soportar la diferencia de presión entre la atmósfera y el vacío del interior.



- Captadores de vacío: Su funcionamiento es similar a los captadores solares de tubos de vacío, pero en este caso el vacío se produce por el espacio existente entre el absorbedor y la cubierta. Es necesario incorporar elementos que den rigidez a su estructura, para evitar el “pandeo” de la cubierta acristalada.
- Captador cilindro parabólico: Aprovechan la capacidad de los espejos parabólicos de concentrar la radiación que reciben en un punto. Se construyen en forma de sectores cilíndricos, en cuyo foco lineal se coloca la tubería que contiene el fluido a calentar. El fluido suele ser aceite, cuyo calor se transmite luego al medio que se desee.

2.3.2.2 Subsistema de intercambio y acumulación

La producción de energía solar no suele coincidir con la demanda de energía térmica de los diversos usos. Por este motivo es necesario prever su almacenamiento en algún medio adecuado para su consumo posterior.

En las instalaciones solares térmicas es el componente que transfiere el calor del fluido caloportador del circuito primario al agua del circuito secundario que comunica con el acumulador.

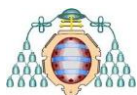
Para almacenar la energía en forma de calor se utilizan depósitos especialmente diseñados para este fin. Por norma general, dan mejores resultados los depósitos en forma cilíndrica, en proporciones de uno de ancho por dos de alto. Esto se debe al fenómeno de estratificación por el que el agua caliente disminuye su densidad y tiende a ascender por encima del agua fría, que pesa más. Cuanto mayor sea la altura del depósito, mayor será también la diferencia de temperatura entre la parte superior e inferior del tanque de almacenamiento. Además, es necesario tener en cuenta que la capacidad de acumulación del depósito, debe tener un equilibrio con la superficie de captación solar.

Los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar según sus diferentes características en temperatura de trabajo, tiempo máximo de almacenamiento, estado del elemento acumulador (líquido, sólido), fundamentos físico/químico (calor latente, sensible, reacciones químicas), entre otros.

2.3.2.3 Sistemas de distribución

Las instalaciones solares térmicas, se configuran como circuitos hidráulicos, ya que son instalaciones que conducen fluidos y, por tanto, deben tener sus componentes dispuestos para su correcto movimiento y eficiencia.

En las instalaciones solares térmicas siempre existe un circuito primario que está constituido por tuberías, bombas, válvulas, etc., el cual se encarga de establecer el movimiento del fluido



caliente hasta el sistema de acumulación. El circuito secundario conduce el fluido desde la acumulación a las aplicaciones.

2.3.2.4 Equipos de energía convencional auxiliar

Entre los componentes de la instalación solar térmica tiene gran importancia los equipos auxiliares, que complementa la energía solar cuando ésta no resulta suficiente para cubrir la demanda, bien porque se produzca en horas en que no hay sol, o porque sea superior a la aportación radiante.

Estos equipos complementarios son básicamente las calderas que se pueden clasificar en dos tipos fundamentales: eléctricas, las cuales consiguen la elevación de temperatura por efecto Joule, y las que consiguen la elevación de la temperatura por combustión.

2.3.2.5 Subsistema de control

El sistema de regulación y control asegura el correcto funcionamiento de la instalación para proporcionar la máxima energía solar térmica posible y actúa como protección frente a la acción de múltiples factores como son los sobrecalentamientos del sistema, los riesgos de congelaciones, etc.

El sistema de regulación y control tiene como misión, por un lado, asegurar el correcto funcionamiento del equipo para proporcionar la máxima energía solar térmica posible y la de actuar como protección frente a la acción de múltiples factores como son los sobrecalentamientos y riesgos de congelaciones.

2.3.3 Usos y aplicaciones

Las principales aplicaciones de la energía solar térmica son: Producción de ACS, Calefacción, Climatización de piscinas, Refrigeración y Aplicaciones industriales.

2.3.3.1 Producción de ACS

El agua caliente sanitaria es, después de la calefacción, el segundo consumidor de energía de nuestros hogares. En la actualidad la energía solar térmica ofrece una solución idónea para la producción de agua caliente sanitaria, al ser una alternativa completamente madura y rentable. Entre las razones que hacen que esta tecnología sea muy apropiada para este tipo de usos, cabe destacar los niveles de temperaturas que se precisan alcanzar (normalmente entre 40 y 45 °C), que coinciden con los más adecuados para el buen funcionamiento de los sistemas solares estándar que se comercializan en el mercado. Además, hacemos referencia a una aplicación que debe satisfacer a lo largo de todo el año, por lo que la inversión en el sistema solar se



rentabilizará más rápidamente que en el caso de otros usos solares, como la calefacción, que sólo tienen utilidad durante los meses fríos.

Con los sistemas de energía solar térmica hoy en día podemos cubrir el 100 % de la demanda de agua caliente durante el verano y del 50 al 80 % del total a lo largo del año; un porcentaje que puede ser superior en zonas con muchas horas de sol al año.

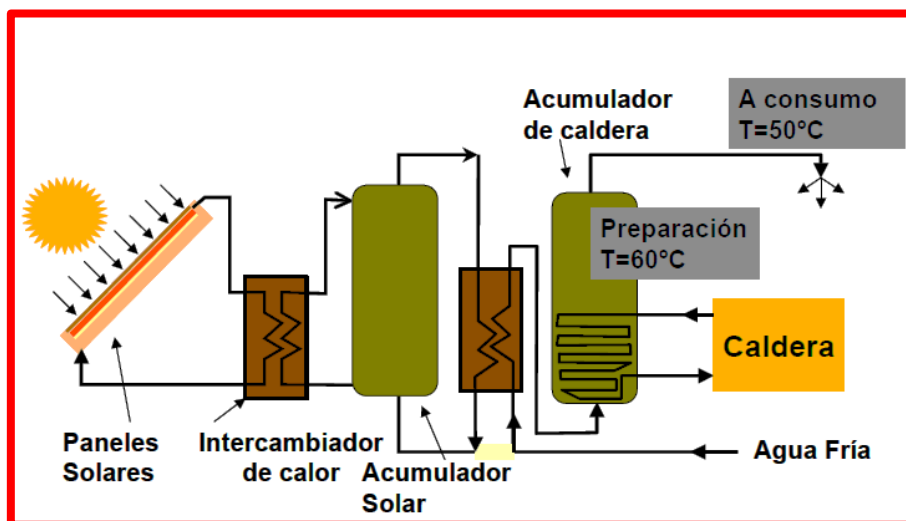


Figura 5: Sistema de A.C.S. con interacumulador separado e intercambiador entre el acumulador solar y el de caldera (Guía de ahorro energético en los gimnasios, 2005)

El grado de desarrollo y comercialización de estos sistemas de producción de agua caliente es tal que ha llevado a esta aplicación a convertirse en la más popular de cuantas ofrece la tecnología solar en nuestros días. Y es que su uso no sólo se limita a las viviendas unifamiliares, sino también a edificios vecinales, bloques de apartamentos, hoteles, superficies comerciales y oficinas. Tal y como se observa en la Figura 5 se indican las diferentes partes para la producción de ACS.

2.3.3.2 Sistemas de calefacción

El esquema básico de una instalación solar térmica para producción de calefacción por agua se representa en la Figura 5, se compone: conjunto de captación, conjunto de intercambio y acumulación y el equipo convencional de apoyo que proporciona la energía complementaria cuando sea necesario, todo ello coordinado por los elementos de regulación y control. Es un esquema básicamente igual al de producción de A.C.S.

En estas instalaciones es muy habitual el uso compartido con la producción de A.C.S., con los sistemas de control que priorice el uso más conveniente. El principal problema que puede



presentarse son los excedentes en verano, que hay que evacuar o derivar a otras aplicaciones, como puede ser la refrigeración por absorción.

Sólo es rentable esta aplicación en puntos extremadamente fríos, como pueden ser zonas septentrionales y de montaña donde es necesario la calefacción durante casi todo el año.

La posibilidad de satisfacer, al menos parcialmente, la necesidad de calefacción de edificios por medio de la energía solar constituye siempre un potencial atractivo, más si tenemos en cuenta el elevado coste que tiene el mantener una temperatura agradable en un edificio durante los meses más desfavorables.

La mejor posibilidad para obtener una buena calefacción utilizando captadores solares es combinándolos con un sistema de suelo radiante, el cual funciona a una temperatura muy inferior a la de los radiadores, exactamente el rango idóneo para que los captadores trabajen con un alto rendimiento.

2.3.3.3 Climatización de piscinas

Una de las aplicaciones más interesantes y eficientes de utilización de la energía solar es el calentamiento de piscinas ya que las temperaturas requeridas son bajas y las demandas energéticas muy grandes. En el caso de piscinas cubiertas es usual el instalar como sistema de calentamiento una combinación de bomba de calor y caldera. La bomba de calor sirve como mecanismo de control de la humedad del recinto, recuperando la entalpía del aire de renovación para aportar calor al ambiente y al vaso de la piscina. En este caso, la instalación solar siempre se ha de montar en serie con la caldera, pero en paralelo con la bomba de calor dando prioridad al mantenimiento de las condiciones de confort (temperatura y humedad) en la piscina.

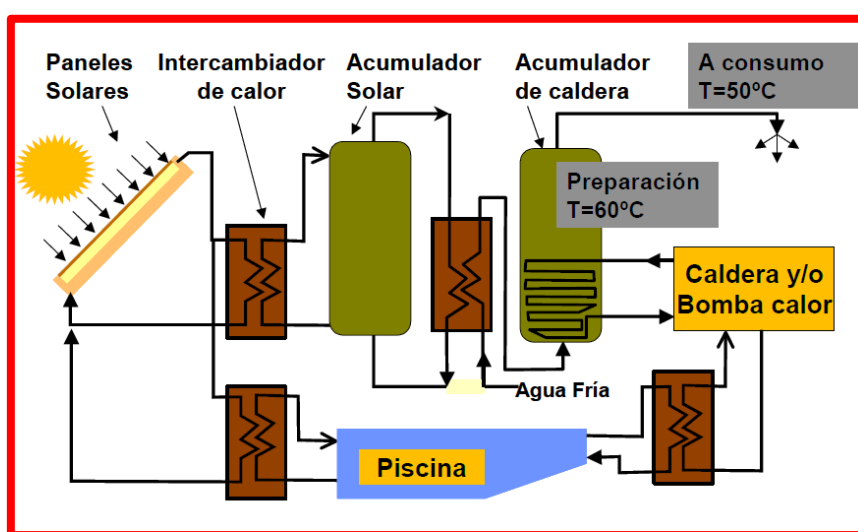
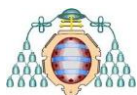


Figura 6: Esquema tipo de aplicación solar para A.C.S. y piscina (Guía de ahorro energético en los gimnasios, 2005)



2.3.3.4 Refrigeración en edificios

El aprovechamiento de la energía solar para producir frío es una de las aplicaciones térmicas con mayor futuro, pues las épocas en las que más se necesita enfriar el espacio coinciden con las que se disfruta de mayor radiación solar. Además, esta alternativa a los sistemas de refrigeración convencionales es doblemente atractiva porque permite aprovechar las instalaciones solares durante todo el año, empleándolas en invierno para la calefacción y en verano para la producción de frío.

Según las previsiones disponibles en estos momentos, la demanda de refrigeración solar crecerá de manera significativa en los próximos años. Unas expectativas que vienen a corroborar que la tecnología solar para producir frío ya está avanzada tecnológicamente, y lo que es más importante, también desde el punto de vista económico.

De las diversas fórmulas de aprovechar el calor solar para acondicionar térmicamente un ambiente, la más viable en términos de coste de la inversión y ahorro de energía es la constituida por el sistema de refrigeración por absorción. El funcionamiento de estos equipos se basa en la capacidad de determinadas sustancias para absorber un fluido refrigerante.

2.3.3.5 Aplicaciones industriales

La aplicación de la energía solar térmica de baja temperatura en procesos industriales se refiere, básicamente, al calentamiento de agua, siendo especialmente interesante en aquellos sectores que necesitan un gran volumen de ACS.

Hay numerosos ejemplos en los que la industria utiliza agua caliente para desarrollar sus actividades, en especial la industria textil, procesos químicos, limpieza y desengrasado de automóviles, limpieza y desinfección de botellas y otros envases, industrias alimenticias, mataderos, suelo radiante para granjas o invernaderos.

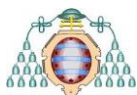
En estos casos ya sea para agua precalentada o agua a temperatura de consumo la aportación solar permite un gran ahorro de energía.

También se utiliza la energía solar para calentar aire en aplicaciones de secado de productos agrícolas, o en invernaderos.

2.4 Energía solar térmica en la edificación

La demanda de energía de los edificios representa una parte muy importante del consumo de energía final de la Unión Europea, y se espera que siga creciendo en los próximos años.

El componente principal del consumo energético de la edificación es el debido al uso cotidiano del edificio. En general, el gasto energético en los edificios está condicionado por dos factores:



el uso y mantenimiento de las instalaciones y las características constructivas de los edificios (aislamiento, inercia térmica, etc.).

Para la correcta aplicación de la energía solar térmica en la edificación es necesario sistematizar y documentar los procesos de diseño, instalación y mantenimiento para obtener un mayor rendimiento y vida útil de las instalaciones solares.

En cuanto a normativas en España se encuentran: El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios (RITE) que tiene como objetivo establecer las exigencias de eficiencia energética y seguridad que deben cumplir las instalaciones térmicas en los edificios y el Código Técnico de la Edificación (CTE) que tiene como misión el ahorro de energía para conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización en los edificios.

Desde que entrara en vigor dicho Código, todas las nuevas construcciones en las que se emplee agua caliente (viviendas, hospitales, hoteles, polideportivos, etc.) deberán instalar sistemas solares térmicos. Las instalaciones aunque son costosas en su origen, se amortizan a los pocos años y pueden tener subvenciones de las Administraciones Públicas para su instalación.

La vida útil de un panel solar térmico está en torno a 25-35 años. La energía solar térmica es un apoyo a las energías convencionales utilizadas y que suponen un ahorro de hasta el 60 % del coste total de las mismas.

En el CTE se establecen unos porcentajes mínimos de aportación energética solar para calentar el agua que queda en función de 3 aspectos:

- **El área climática:** Se han establecido 5 áreas climáticas en función de la radiación solar que recibe la superficie terrestre y de la que se podrán esperar diferentes aportaciones solares. Las distintas áreas climáticas establecidas en el CTE se pueden ver en el mapa de la Figura 7.
- **El volumen de agua consumida:** Para valorar los niveles de consumo de cara a este CTE se toman los valores unitarios estandarizados.
- **El sistema de aportación energética de apoyo:** En lo referente al sistema de apoyo energético se establecen 2 grupos:
 - Aquellos sistemas que emplean gasóleo, propano, gas natural u otras.
 - Aquellos que emplean el efecto Joule para calentar el agua (sistemas de resistencia eléctrica).

Se hace esta diferenciación entre sistemas auxiliares debido a que los primeros resultan sensiblemente más eficientes que los segundos, por lo tanto en los sistemas que emplean el



efecto Joule, se exigen porcentajes de aportación solar más altos para compensar esta desventaja.

En esta normativa se establecen también las normas para el dimensionado, instalación y el cálculo de los múltiples elementos de este tipo de instalaciones: pérdidas por sombreado, protección contra heladas, contra sobrecalentamientos, vasos de expansión, bombas, etc.

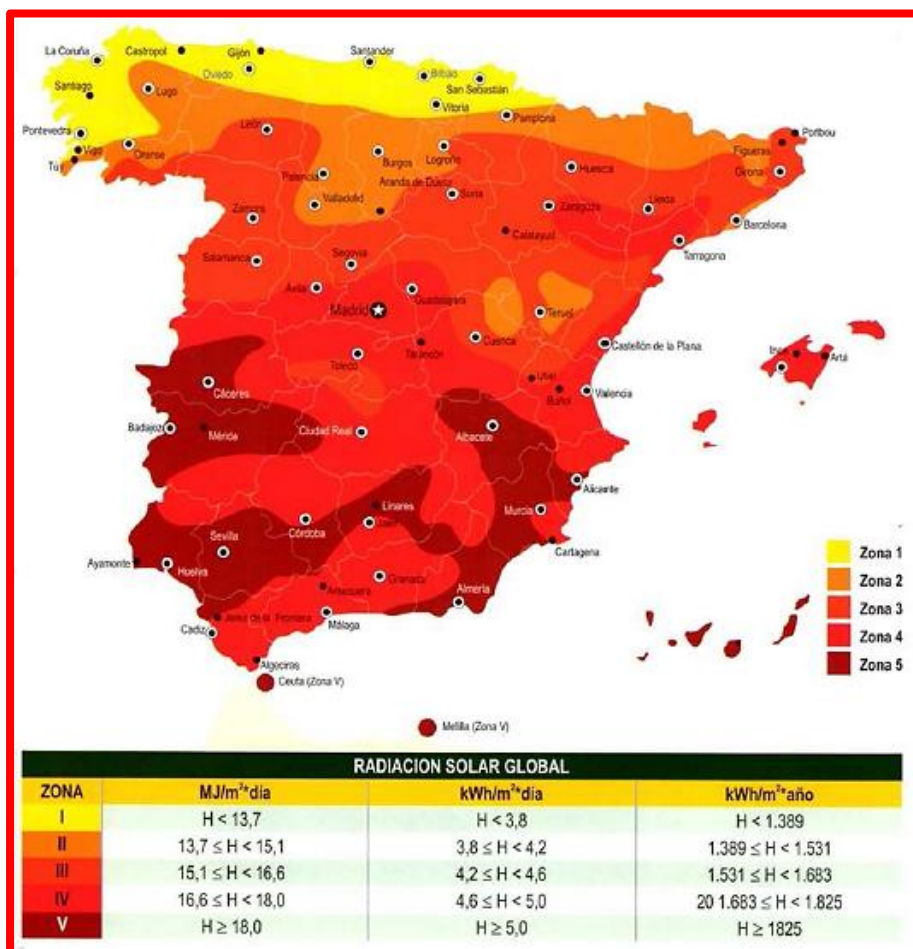
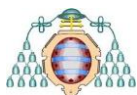


Figura 7: Radiación solar global anual sobre superficie horizontal (Energía Solar y Térmica en el marco del Código Técnico de Edificación, 2007)



3. DESCRIPCION DEL EDIFICIO OBJETO DE ESTUDIO

3.1 Generalidades y Ubicación

El propósito de este Trabajo Fin de Master es el de la instalación de unos captadores solares térmicos en la azotea del edificio de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo con el objeto de proporcionar al Edificio calefacción durante los meses más desfavorables (invierno).

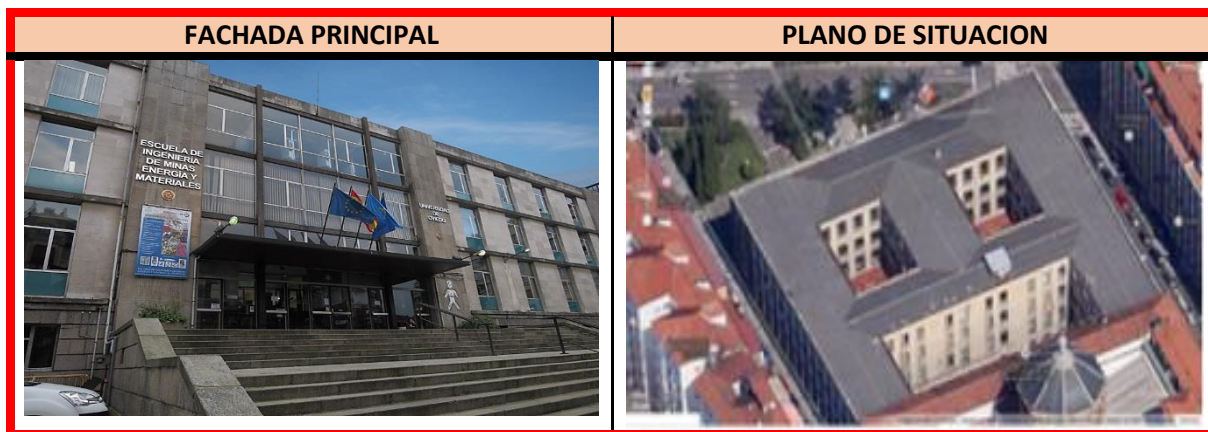


Figura 8: Fachada principal y plano de situación del Edificio

El Edificio cuya fachada principal aparece recogida en la Figura 8, se encuentran ubicado en el centro de la ciudad de Oviedo, capital de la provincia del Principado de Asturias, en la calle Independencia número 13. La construcción del edificio se ubicó en un edificio cedido por la Diputación Provincial de Oviedo, construido como ampliación de la Residencia Provincial de Niños, antiguo Hospicio y fue finalizada en el año 1960, por el cual la normativa vigente era la anterior a la norma básica de Edificación NBE-CT-79 sobre condiciones térmicas en los edificios.

La planta de la Escuela tiene forma rectangular y unas dimensiones de 62m x 72 m, lo que supone una superficie total construida de 16.590 m². En cuanto a lo que se refiere a la superficie del suelo esta es de 6.393 m² repartidos en 5 plantas (Semisótano, Baja, Primera, Segunda y Tercera) con una superficie cada una de ellas de 3.318 m², como aparece recogido en la Figura 9.

El Edificio está compuesto de tres fachadas exteriores, que corresponden a las calles Independencia (Fachada principal - NO), Ventura Rodríguez (Fachada NE) y Arquitecto Reguera (Fachada SO), y un muro de medianería con el edificio del Hotel de la Reconquista (Fachada SE), además de doce muros interiores correspondientes a los tres patios que dispone la Escuela

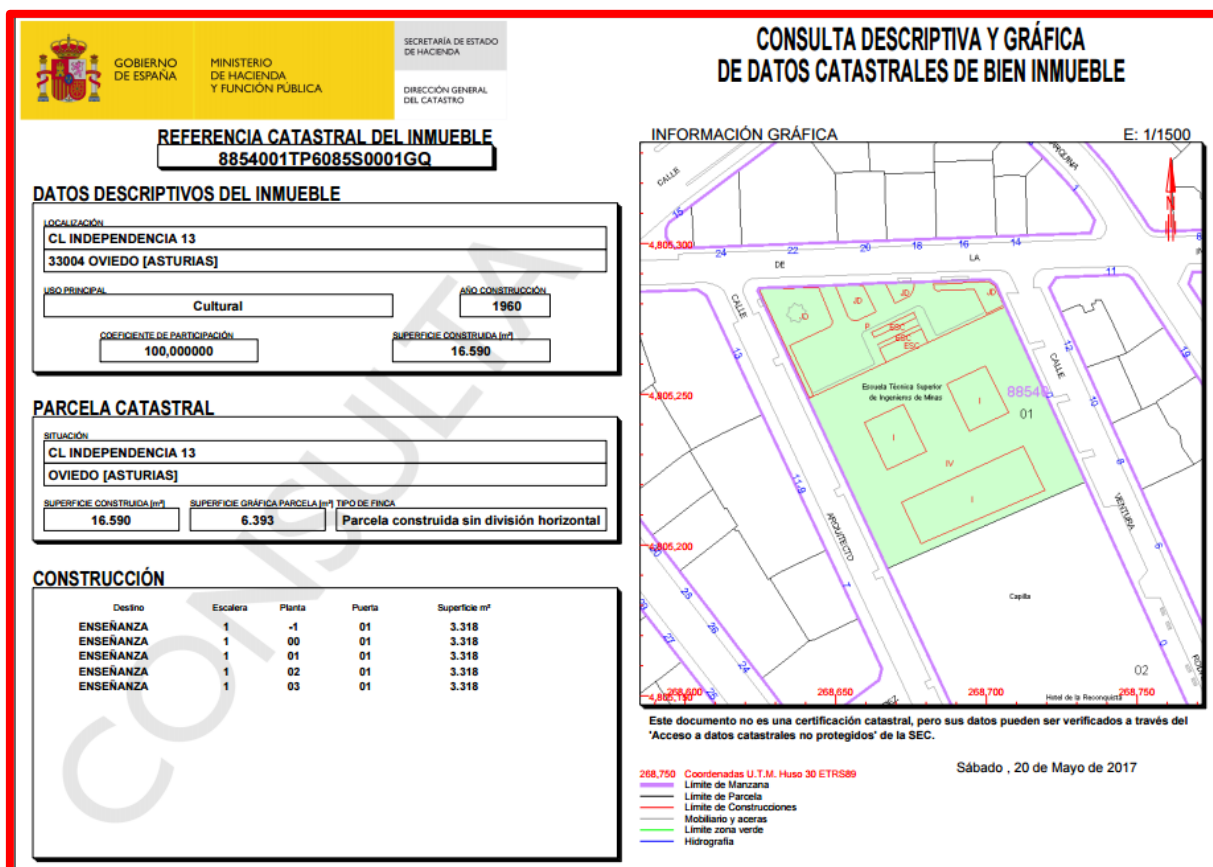


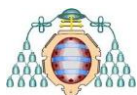
Figura 9: Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales bienes inmuebles de naturaleza urbana (Catastro, 2017)

El Edificio cuenta con tres entradas exteriores : una principal en la calle Independencia y dos situadas en la calle Ventura Rodríguez que dan acceso al salón de actos y a la cafetería de la Escuela.

Existen tres patios interiores cuyas fachadas interiores van desde el semisótano hasta la segunda planta. Las distintas plantas del Edificio se comunican a través de cuatro escaleras, dos de ellas situadas en las esquinas NE-NO y NO-SO, una tercera en la parte central y por último la cuarta situada en la parte trasera del Edificio sobre el muro medianero que limita con el hotel de la Reconquista.

Las instalaciones y servicios en cada una de las plantas son:

- **El Semisótano :** Cafetería, Almacén de la Biblioteca, Servicio de Limpieza, Laboratorio de Ensayos Mecánicos de Materiales, Caldera, Cuadro Eléctrico, Centro de Transformación de Energía Eléctrica, Sala de Comunicaciones, Laboratorio de Generadores y Motores Térmicos, Laboratorio de Transportes y Sondeos, Laboratorio de Mineralurgia: Preparación y Concentración de Menas, Servicios, Pasillo, Laboratorio de Metalurgia, Servicios,



Laboratorio de Espectrometría de Absorción Atómica, Laboratorio de Instrumentación Geotécnica, Despacho de Hidráulica, Laboratorio de Radioactividad Ambiental, Laboratorio de Mecánica de Fluidos e Hidráulica, Aula Magna, Laboratorio de Electrotécnica, Hall y Entrada Inferior a la Escuela, Tuna de la Universidad de Oviedo y Laboratorio de Modelización Matemática e Inteligencia Artificial.

- **En la Planta Baja:** Portería, Oficina de Orientación Laboral y del Colegio de Ingenieros de Minas del Noroeste, Aula de Informática 4, Aula de Informática 3, Sede Departamental de Explotación de Minas, Despachos de Profesores de Matemáticas, Despachos, Despachos Profesores de Ingeniería Eléctrica, Aula 9, Aula 8, Aula de Informática 2, Aula de Informática 1, Sala de Becarios de Informática, Despachos, Aula 7, Aula 6, Aula 5, Servicios, Tribunas Aula Magna y Almacén, Aula 4, Aula 3, Laboratorio de Laboreo de Minas, Aula 2, Aula 1, Servicios, Sala de Profesores, Director, Subdirector, Secretario, Servicio, Secretaría de la Escuela, Administrador, Archivo y Sala de Taquillas.
- **La planta Primera:** Sala de Estudio, Biblioteca, Aula "Luis Fernández Velasco", Despachos, Laboratorio de Mecánica de Rocas y del Suelo (I), Laboratorio de Mecánica de Rocas y del Suelo (II), Laboratorio de Geología, Aula de Informática de Explotación, Aula 10, Aula "Pintado Fe", Comedor, Siderurgia, Despachos de Proyectos, Laboratorio de Metalogenia e Investigación de Yacimientos, Sección Departamental de Organización de Empresas, Despacho de Dibujo, Oficina del Defensor Universitario, Laboratorio de Mineralogía, Centro Europeo de Gemología y Joyería, Servicios, Sede Departamental de Ciencia de los Materiales, Sala de Juntas, Aula de informática de Estudiantes, Sala de Estudio y Despachos.
- **En la Segunda Planta:** Laboratorio de Cementos, Laboratorio de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Laboratorio de Electrónica y Automática. Aula ABB, Laboratorio de Estratigrafía y Exploración de Hidrocarburos, Laboratorio de Topografía y Geofísica, Laboratorio de Ingeniería Nuclear, Laboratorio y Despachos de Física, Consejo de Estudiantes, Laboratorio de Química, Laboratorio de Recursos Energéticos y Medio Ambiente, Almacén Productos Químicos, Servicios, Dirección Departamento de Energía, Sede Departamental de Energía, Aula de Informática de Energía, Laboratorio de Procesos Termoenergéticos, Laboratorio de Proyectos, Aula de Videoconferencia, Delegación de Estudiantes y Despachos.
- **En la Tercera Planta:** Viviendas y el laboratorio de Contaminación.



SEMISÓTANO

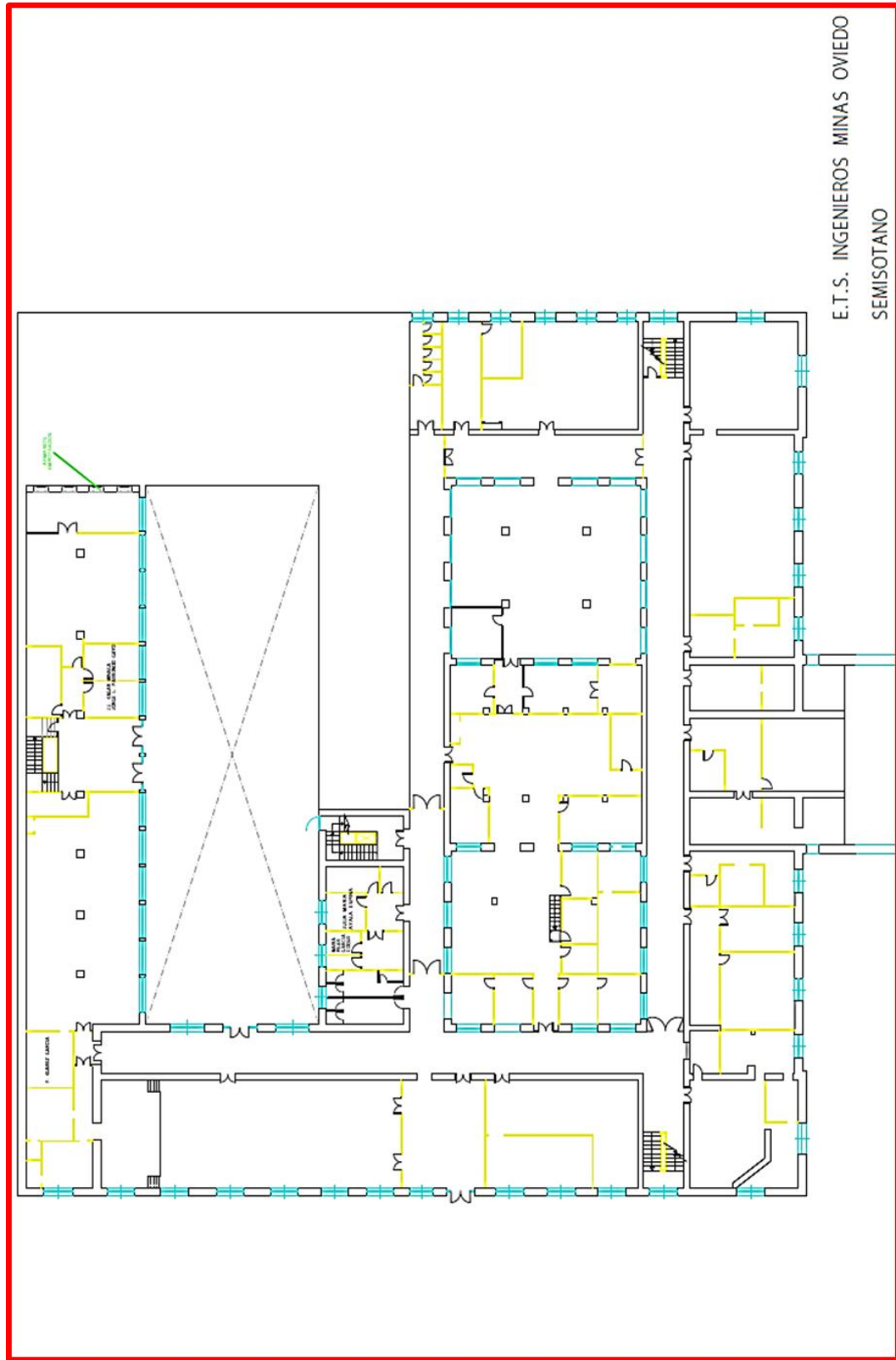


Figura 10: Distribución de la planta Semisótano



PLANTA BAJA

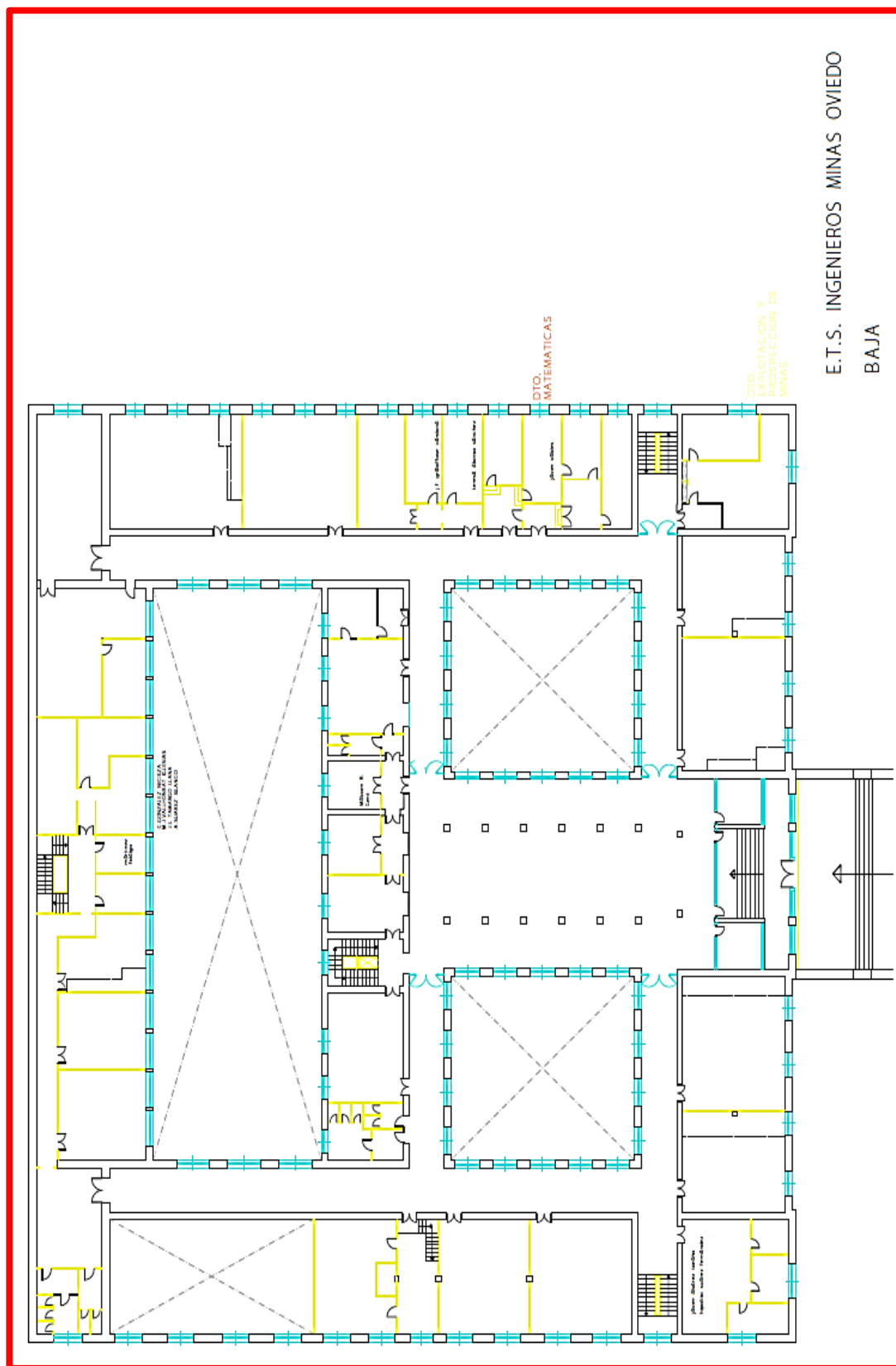


Figura 11: Distribución de la planta Baja



PLANTA TERCERA

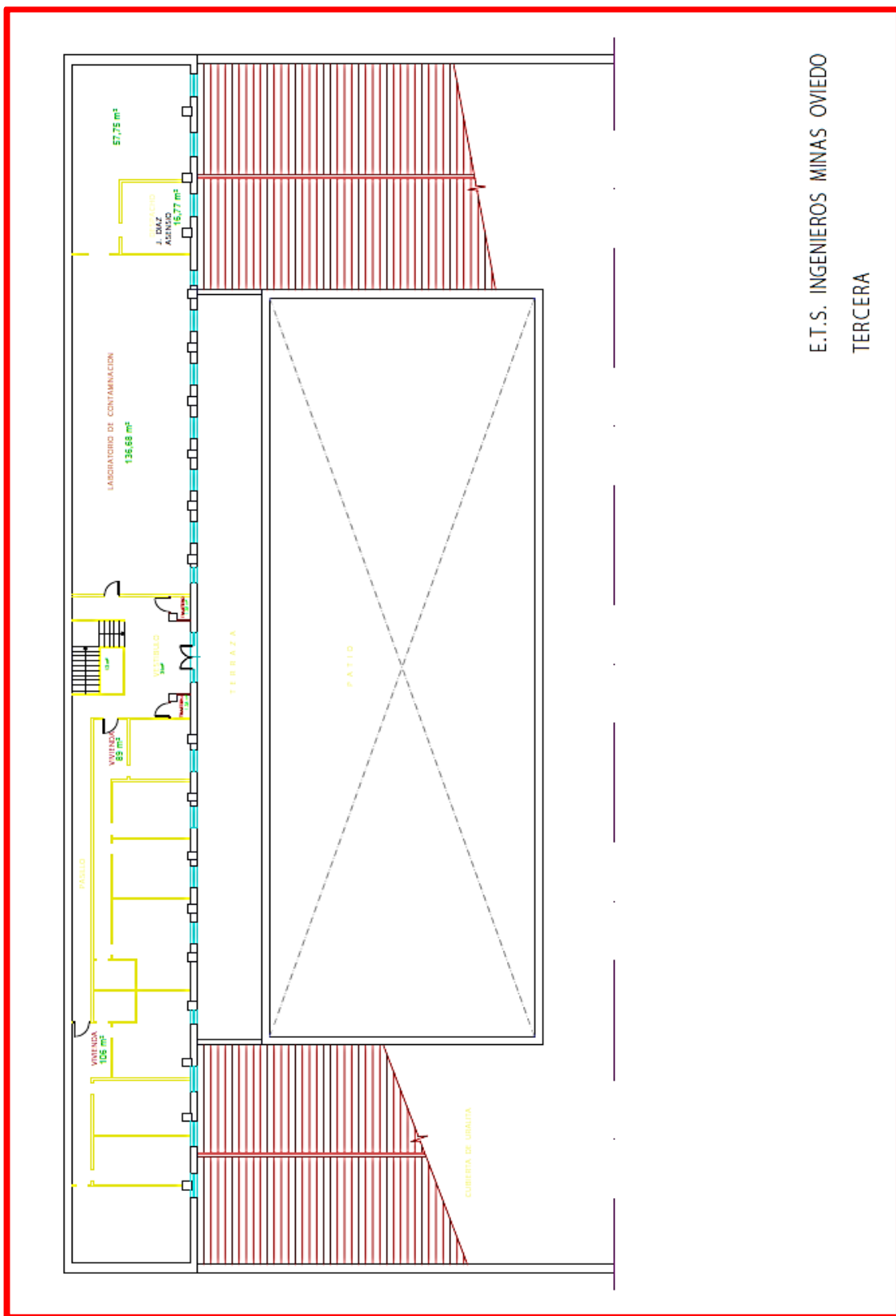
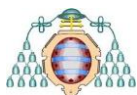


Figura 14: Distribución de la planta Tercera




3.2 Horarios de ocupación y funcionamiento de la caldera

La Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo permanece abierta todo el año de Lunes a Viernes de 8:00 a.m. a 20:00 p.m. , salvo la primera quincena de Agosto, Navidades, Semana Santa y festivos.

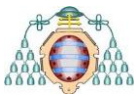
El perfil de uso de un edificio se clasifica en función de la intensidad de uso (baja, media y alta) y del número de horas diarias de funcionamiento (8, 12, 16 o 24h). En el caso de la EIMEM de Oviedo esta tiene un perfil de uso de intensidad baja y con 12 horas diarias de funcionamiento. El periodo de funcionamiento de la calefacción es desde el mes de diciembre a marzo, de 8:00 a.m. a 20:00 p.m. para lo cual la Escuela de Minas dispone de una caldera de gas natural por ocho módulos como se puede observar en la Tabla 3 y con una potencia total de 808 kW, lo que supone un rendimiento de combustión en torno al 80 %.

Tabla 3: Ficha técnica de la caldera de gas de la Escuela

CALDERA DE GAS NATURAL	
	MARCA Hydrotherm Gepätebau GMBH
	MODELO S-260 A
	AÑO DE CONSTRUCCIÓN 1987
	COMBUSTIBLE GAS NATURAL
	POTENCIA NOMINAL 808 kW
	PRESIÓN CONEXIÓN DE GAS 7,5 mbar
	PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO 5,5 bar
	TEMPERATURA MÁXIMA DE SERVICIO 110 ° C
	TENSIÓN 220 V

3.3 Ventilación

Dado que el Edificio objeto de estudio no dispone de instalación de ventilación no se tendrá en cuenta en lo referente a la realización de los cálculos de las cargas térmicas.



3.4 Cerramientos y Puentes térmicos

Se entiende por envolvente térmica al conjunto de los cerramientos del edificio que separan los recintos habitables (aulas, bibliotecas, laboratorios, despachos, pasillos, baños y zonas comunes de circulación en el interior de los edificios) del ambiente exterior y las particiones interiores que separan los recintos habitables de los no habitables (recintos de instalaciones, locales en planta baja sin uso definido, locales comerciales, garajes y trasteros) que a su vez estén en contacto con el ambiente exterior. En el Edificio objeto de estudio se tienen los siguientes cerramientos: muros, cubiertas, suelos, huecos/ lucernarios y puente térmico, mostrados en la Figura 15.

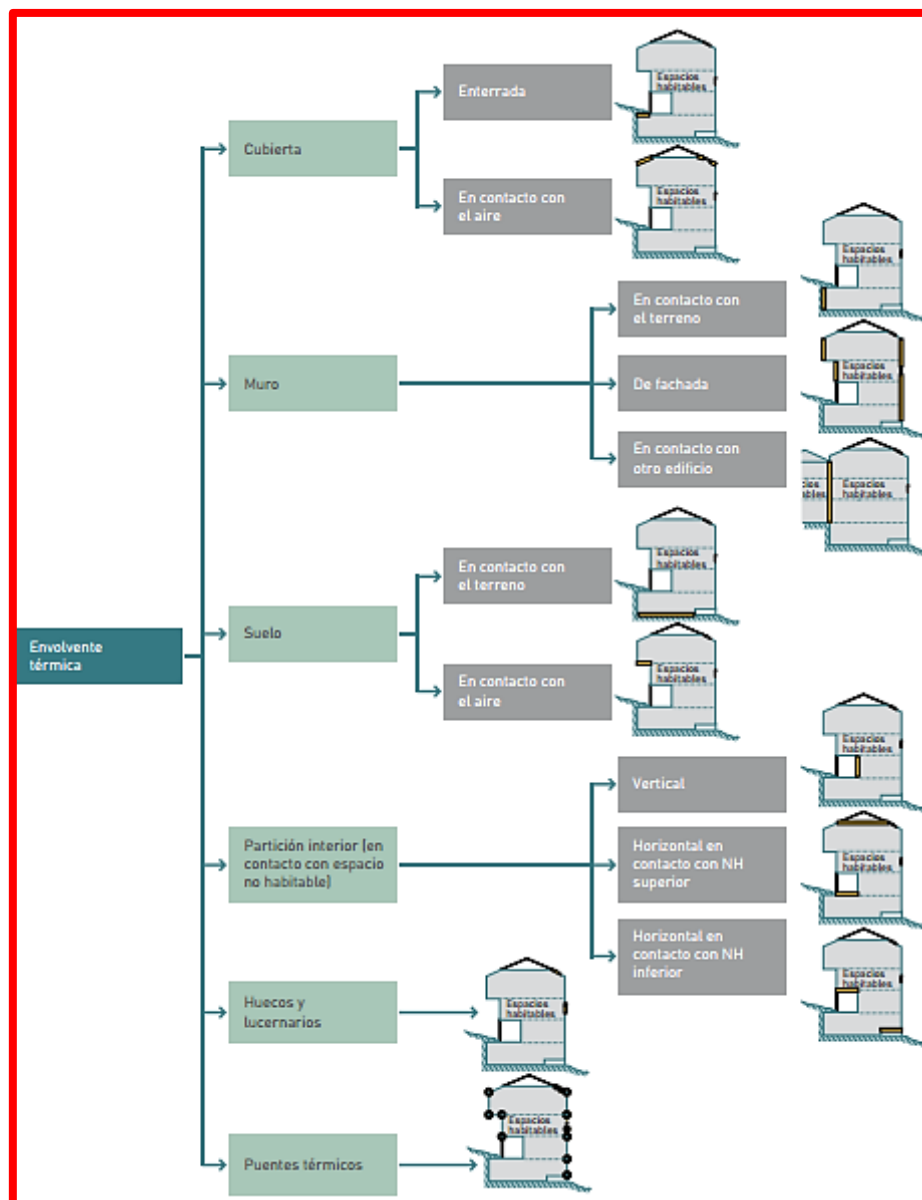
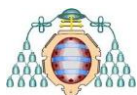


Figura 15: Organigrama de componentes de la envolvente térmica de un edificio (IDAE, 2012)



Para poder definir los cerramientos, es necesario conocer sus dimensiones, orientación y sus propiedades térmicas (transmitancia térmica).

3.4.1 Cerramientos

El esquema estructural de la Escuela, no responde a un patrón armonizado propio de una construcción de fase única. El Edificio es muy complejo ya que se superponen y entremezclan los distintos sistemas utilizados además con diversidad de criterios.

3.4.1.1. Muros

Los muros del Edificio son heterogéneos, su composición y materiales empleados varía según la época de construcción. Todos los muros son muros de fachada, exceptuando el M8-Reconquista, que es un muro de medianería al estar lindando con el edificio colindante.

En cuanto a los muros con orientaciones NE y SO correspondientes a la planta del semisótano es necesario distinguir entre muro de fachada y muro en contacto con el terreno, ya que dicha planta esta semienterrada.

Los muros de fachada adicionales (M-AD) representan una superficie construida dentro de los patios II y III (de idénticas dimensiones) los cuales albergan unas claraboyas que dan luz a los laboratorios situados en el semisótano del edificio.

Existe de manera generalizada figuración horizontal en muros de patios interiores delanteros de la segunda planta que pudieran tener origen térmico provocado por los empujes horizontales de los forjados de cubierta, sometidos a grandes variaciones de temperatura por falta de aislamiento térmico y a la excesiva absorción de calor del tejado de cubierta.

Los muros de carga se encuentran en general en buen estado salvo defectos puntuales debido a la no disposición de muros transversales a los de carga que soporte cualquier tipo de acción horizontal. Lo que favorece la formación de fisuras principalmente en la segunda planta y de menor intensidad en la primera planta.

En la Tabla 4 aparecen recogidos las características constructivas de los muros del Edificio objeto de estudio.



Figura 16: Muros de la Escuela de Minas (Google Maps, 2017)



Tabla 4: Características constructivas de los muros de la Escuela

MUROS	ORIENTACIÓN	LONGITUD (m)	ALTURA (m)	SUPERFICIE (m ²)
MF1-SS VENTURA RODRIGUEZ	NE	68,9	2,88	198,432
MCT1-SS VENTURA RODRIGUEZ		30,5	0,438	13,359
MF2-SS INDEPENDENCIA	NO	73,25	3,1	227,075
MF3-SS ARQUITECTO REGUERA	SO	68,9	0,8345	57,49705
MCT3-SS ARQUITECTO REGUERA		68,9	2,27	156,403
MF10-SS	SE	16,9	4,23	71,487
M5- VENTURA RODRIGUEZ	NE	68,9	15	1033,5
M6-INDEPENDENCIA	NO	73,525	15	110,875
M7-ARQUITECTO REGUERA	SO	68,9	15	1033,5
M8-RECONQUISTA		72,9	18,1	1319,49
M9-PATIO I	SO	15,1	16,23	245,073
M10-PATIO I	SE	44,5	16,23	722,235
M11-PATIO I	NE	15,1	16,23	245,073
M12-PATIO I	NO	44,5	16,23	722,235
M13-PATIO II	SO	16,5	15	247,5
M14-PATIO II	SE	14,3	15	214,5
M15-PATIO II	NE	16,5	15	247,5
M16-PATIO II	NO	14,3	15	214,5
M17-PATIO III	SO	16,5	15	247,5
M18-PATIO III	SE	14,3	15	214,5
M19-PATIO III	NE	16,5	15	247,5
M20-PATIO III	NO	14,3	15	214,5
M1-AD	SE	8	1,55	12,4
M2-AD	NE	10	1,55	15,5
M3-AD	NO	8	1,55	12,4
M4-AD	SO	10	1,55	15,5



ESTRUCTURA VERTICAL SÓTANO

ESTRUCTURA HORIZONTAL TECHO SÓTANO

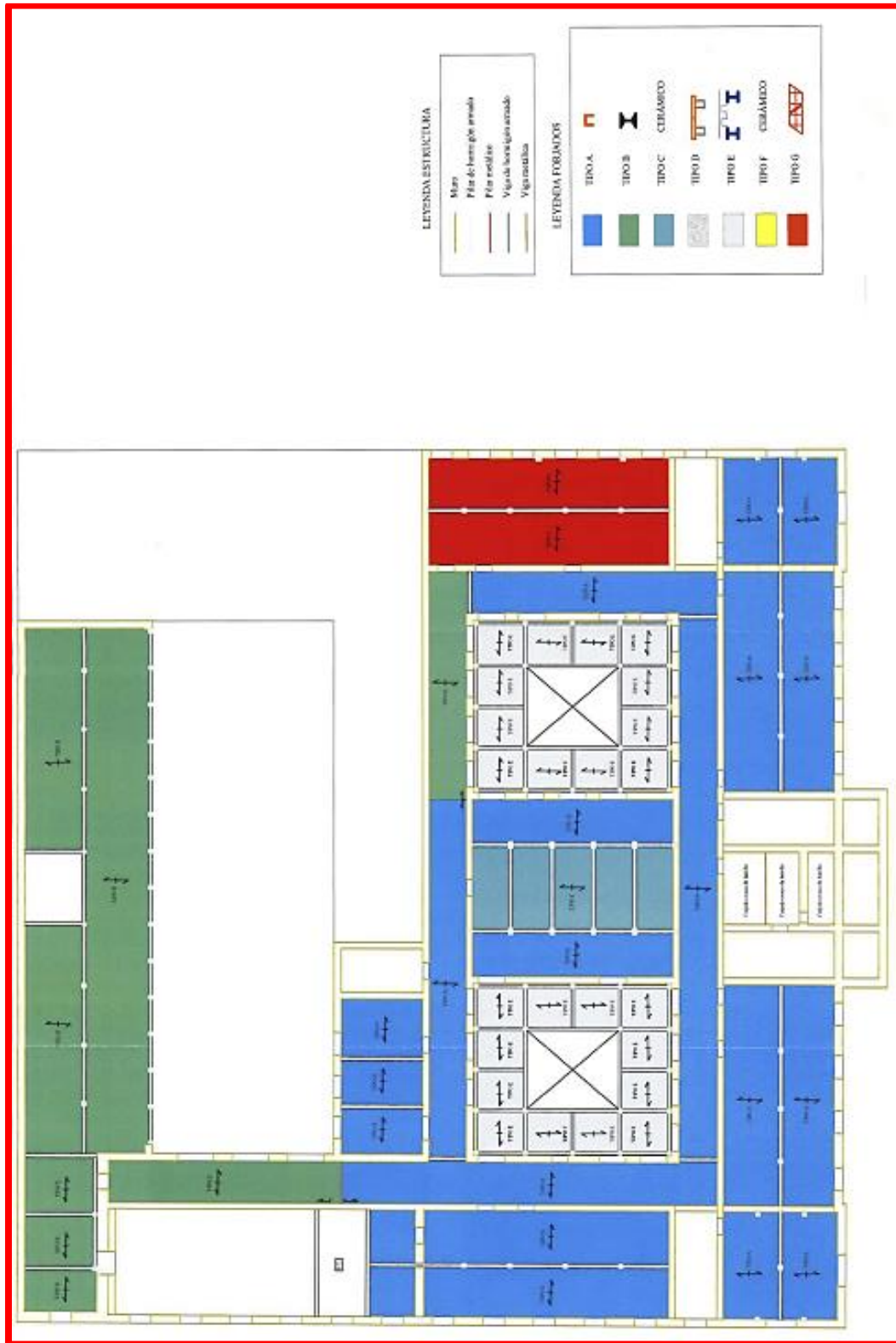
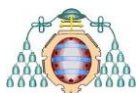


Figura 17: Composición estructural planta Sótano



ESTRUCTURA VERTICAL BAJA

ESTRUCTURA HORIZONTAL TECHO BAJA

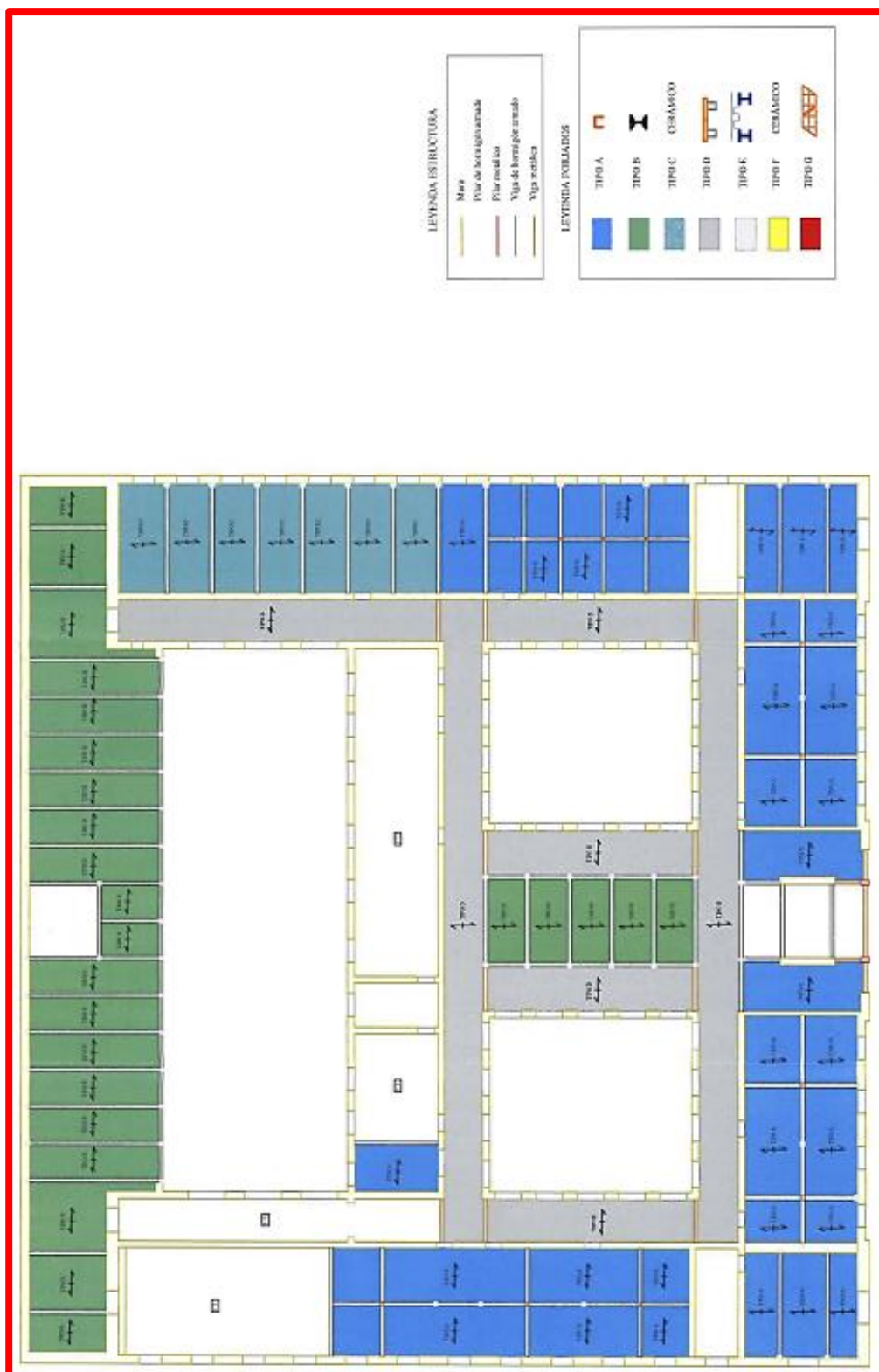


Figura 18: Composición estructural planta Baja



ESTRUCTURA VERTICAL PRIMERA

ESTRUCTURA HORIZONTAL TECHO PRIMERA

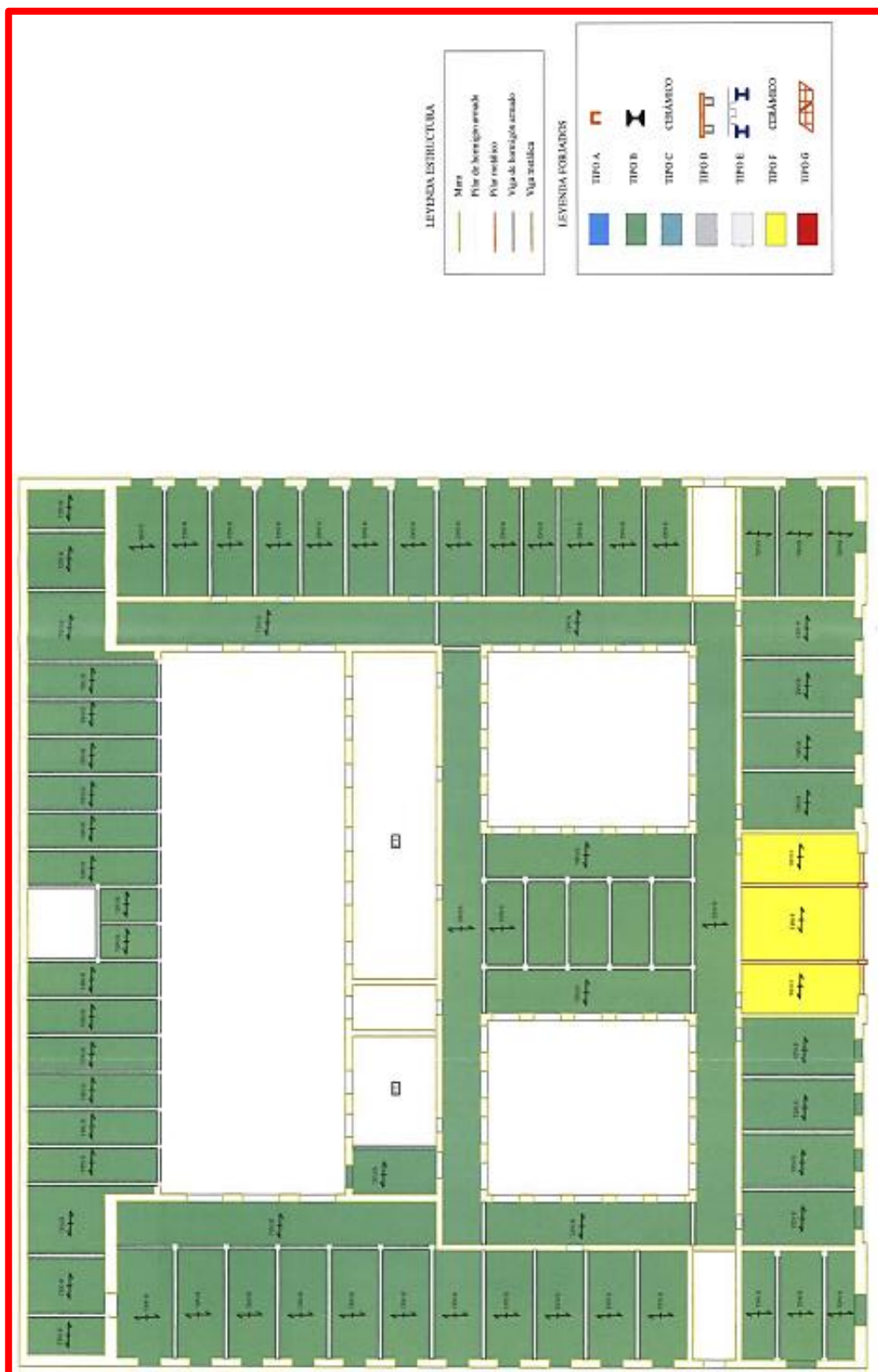


Figura 19: Composición estructural planta Primera



ESTRUCTURA VERTICAL SEGUNDA

ESTRUCTURA HORIZONTAL TECHO SEGUNDA

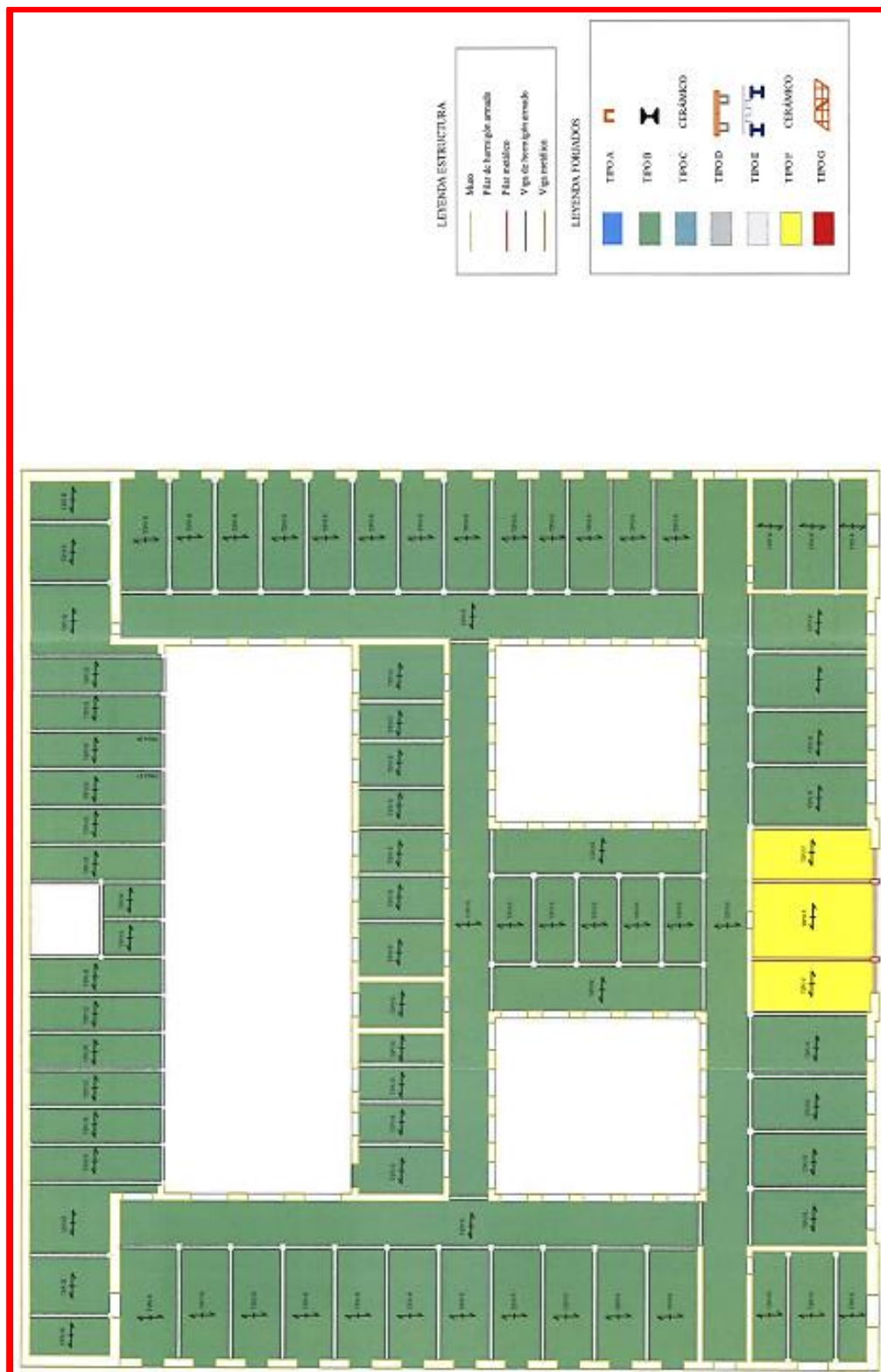


Figura 20: Composición estructural planta Segunda



ESTRUCTURA VERTICAL TERCERA

ESTRUCTURA HORIZONTAL TECHO TERCERA

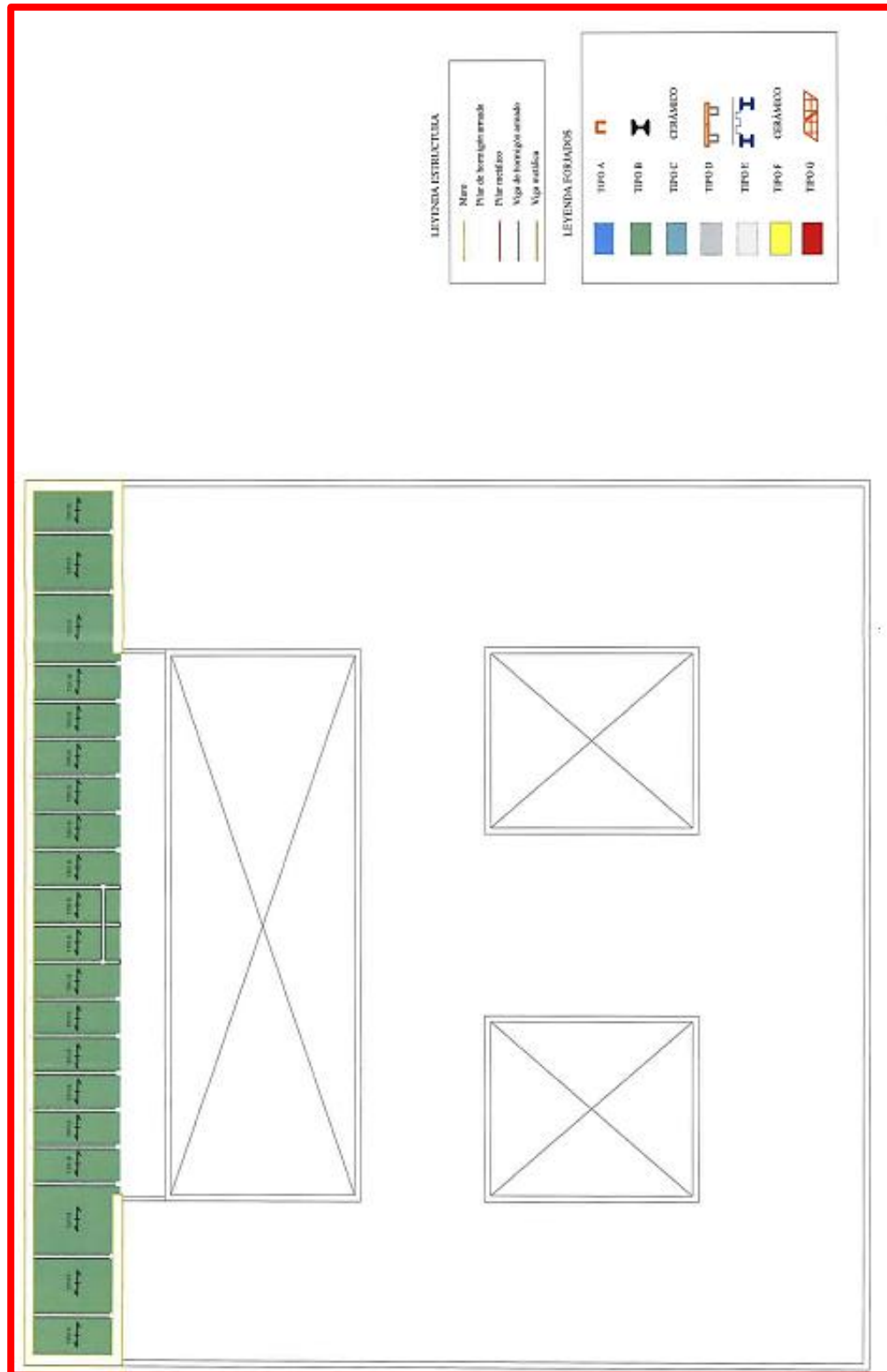


Figura 21: Composición estructural planta Tercera



3.4.1.2 Cubiertas

En cuanto a la estructura de cierre superior del Edificio es del tipo de cerramiento en contacto con aire. Las cubiertas son todas planas a excepción de la cubierta superior que es una cubierta inclinada, cuyo ángulo de inclinación es de apenas 10°. El Edificio consta de cuatro cubiertas: la cubierta superior, la cubierta del Patio II, la cubierta del Patio III y la cubierta de la tercera planta tal y como se indica en la Figura 22.

El Edificio carece de juntas de dilatación y de aislamiento térmico en las cubiertas, como en otros cerramientos, lo cual provoca una mayor sensibilidad ante cualquier proceso de origen térmico.

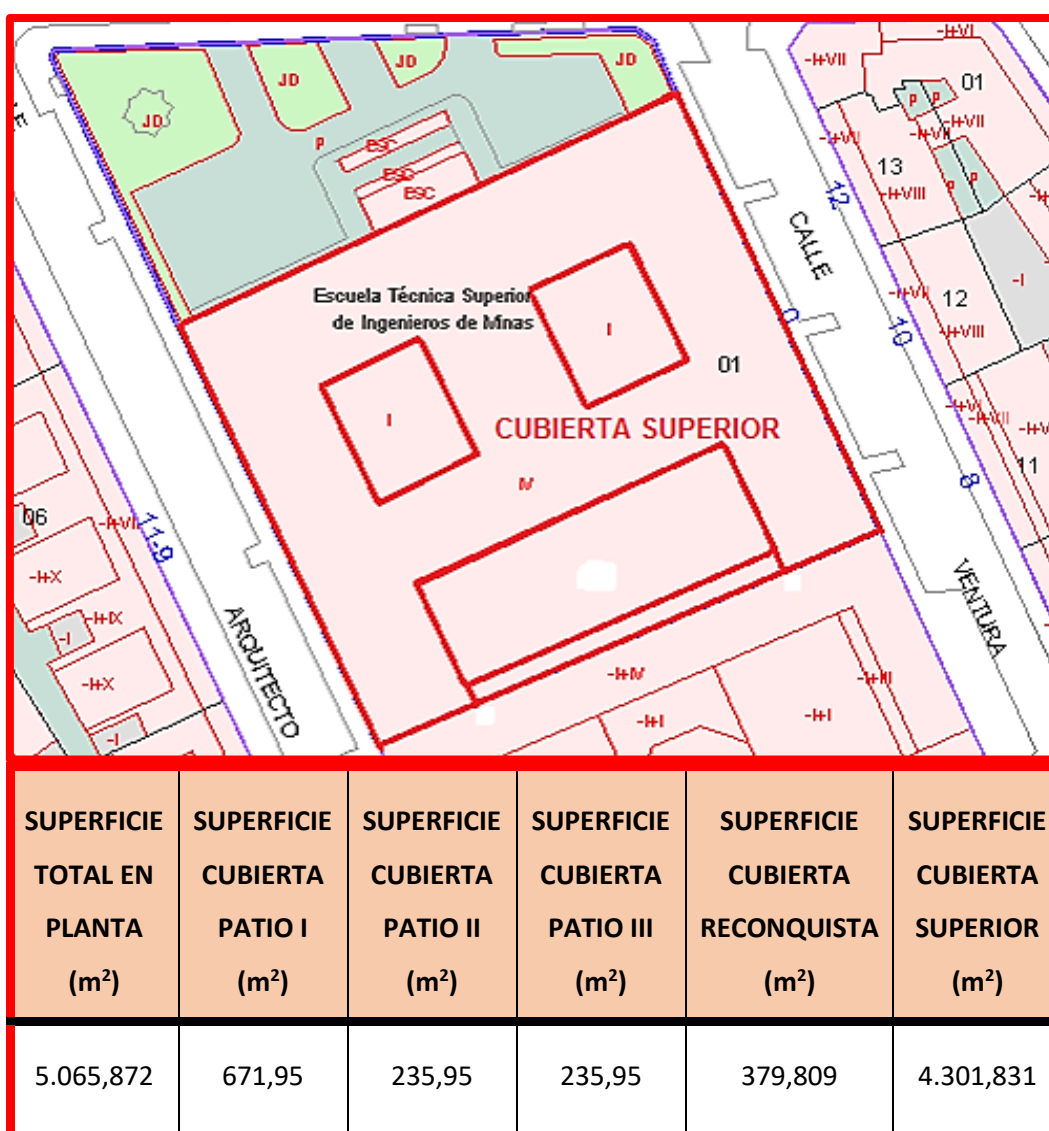
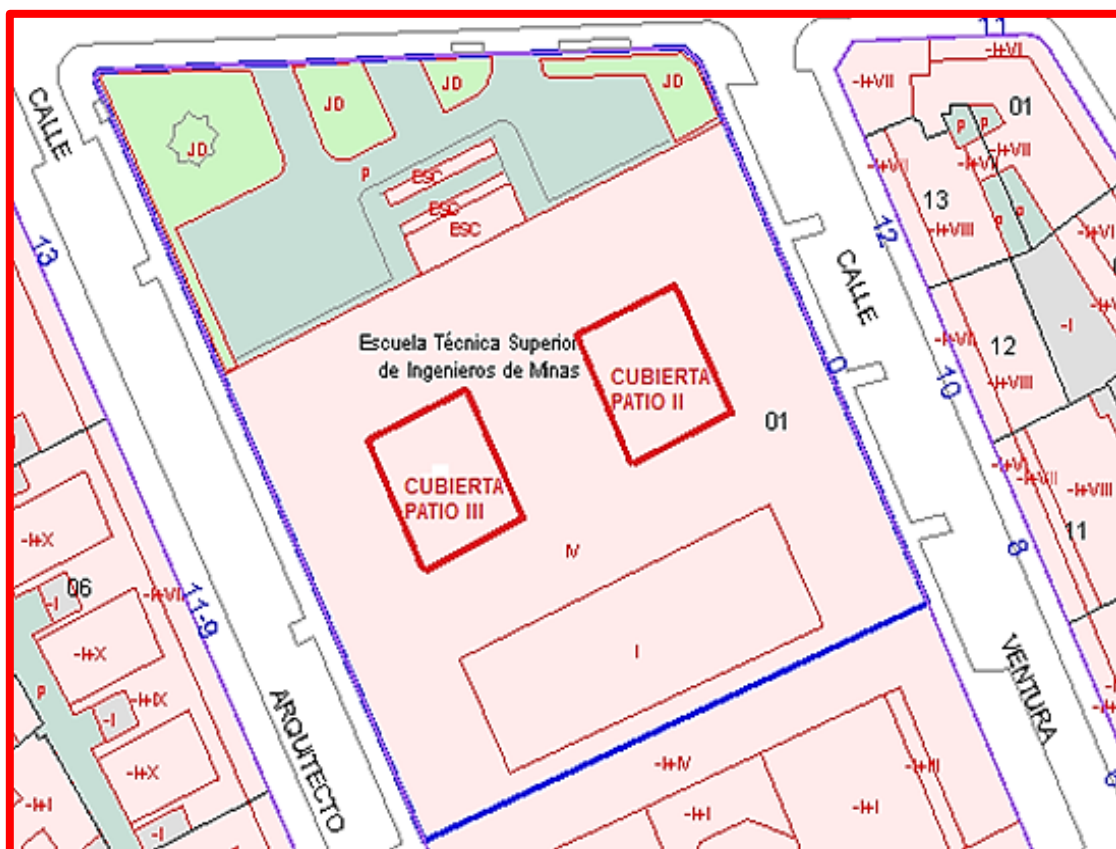


Figura 22: Cubierta Superior (Catastro y elaboración propia, 2017)

La superficie de cubierta total del Edificio es de 5.065 m². En la Figura 23 se puede observar la cubierta superior inclinada que tiene 4.301,831 m².



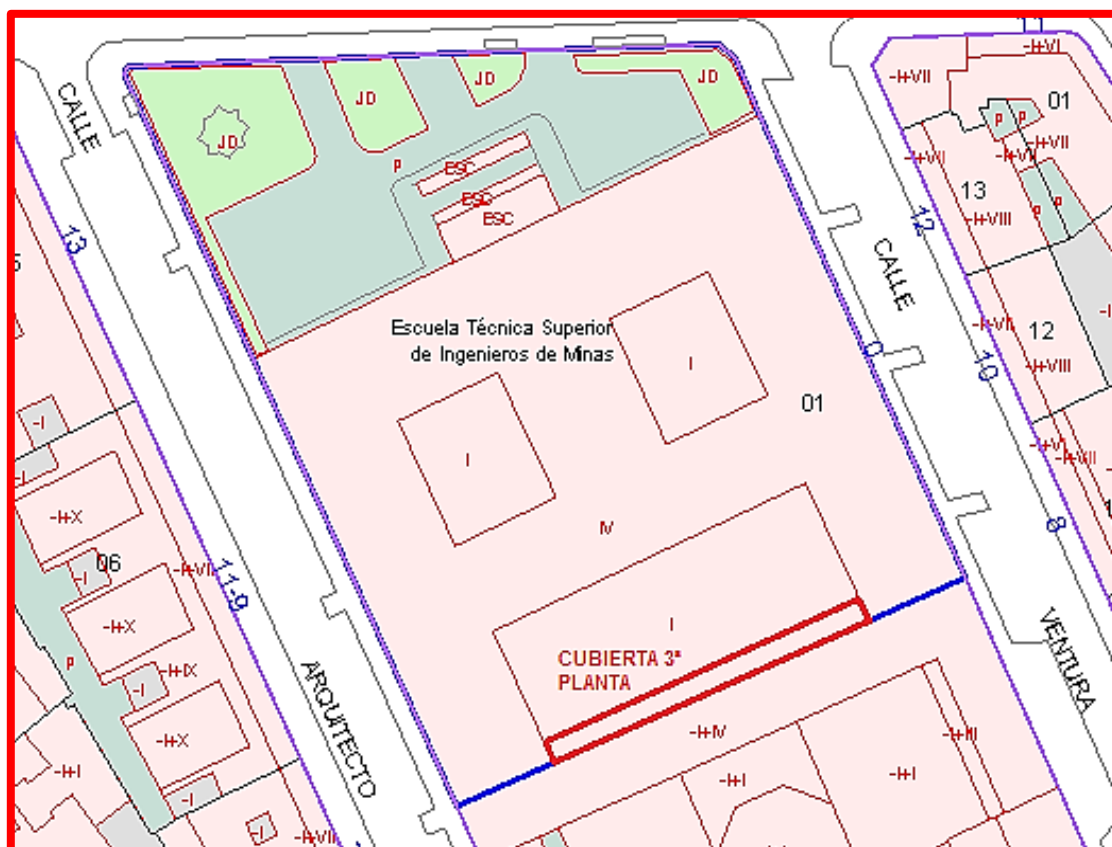
LONGITUD CUBIERTA PATIO II (m)	ANCHURA CUBIERTA PATIO II (m)	LONGITUD CUBIERTA PATIO III (m)	ANCHURA CUBIERTA PATIO III (m)	SUPERFICIE CUBIERTA-PATIO II (m ²)	SUPERFICIE CUBIERTA-PATIO III (m ²)
16,5	14,3	16,5	14,3	235,95	235,95

Figura 23: Cubiertas de los Patios II y III (Catastro y elaboración propia, 2017)

En cuanto a las cubiertas de los patios II y III ambas son planas y tienen idéntica superficie construida (235,95 m²). Estas albergan claraboyas que dan luz a los laboratorios situados en el semisótano del Edificio.

Dichos patios, que como se puede ver en la Figura 23 están situados en la zona central del Edificio, se extienden desde el semisótano hasta la segunda planta.

Por último, en la tercera planta, existe una cubierta plana que sirve como terraza con una superficie de 128,605 m² que, como se puede comprobar en la Figura 24, está situada lindando con el edificio del Hotel Reconquista.



LONGITUD TERRAZA (m)	ANCHURA TERRAZA (m)	SUPERFICIE TERRAZA (m ²)
44,5	2,89	128,605

Figura 24: Cubierta de la tercera planta (Catastro y elaboración propia, 2017)

3.4.1.3. Suelos

En cuanto a los suelos, el Edificio de la Escuela de Minas tiene cerramientos horizontales en contacto con el terreno, con el aire y con espacios no habitables. La mayor parte del Edificio, como se puede observar en la Figura 25, se apoya sobre el terreno en la planta Semisótano (Suelo 1), pero hay una parte del Edificio que no tiene este nivel y, por tanto, su cota cero se encuentra situada en la Planta Baja y es en dicha planta donde descansa la otra parte del Edificio (Suelo 2).

El espesor del suelo es de 0,5 m siendo 4.315,276 m² la superficie total de suelo en contacto con el terreno.

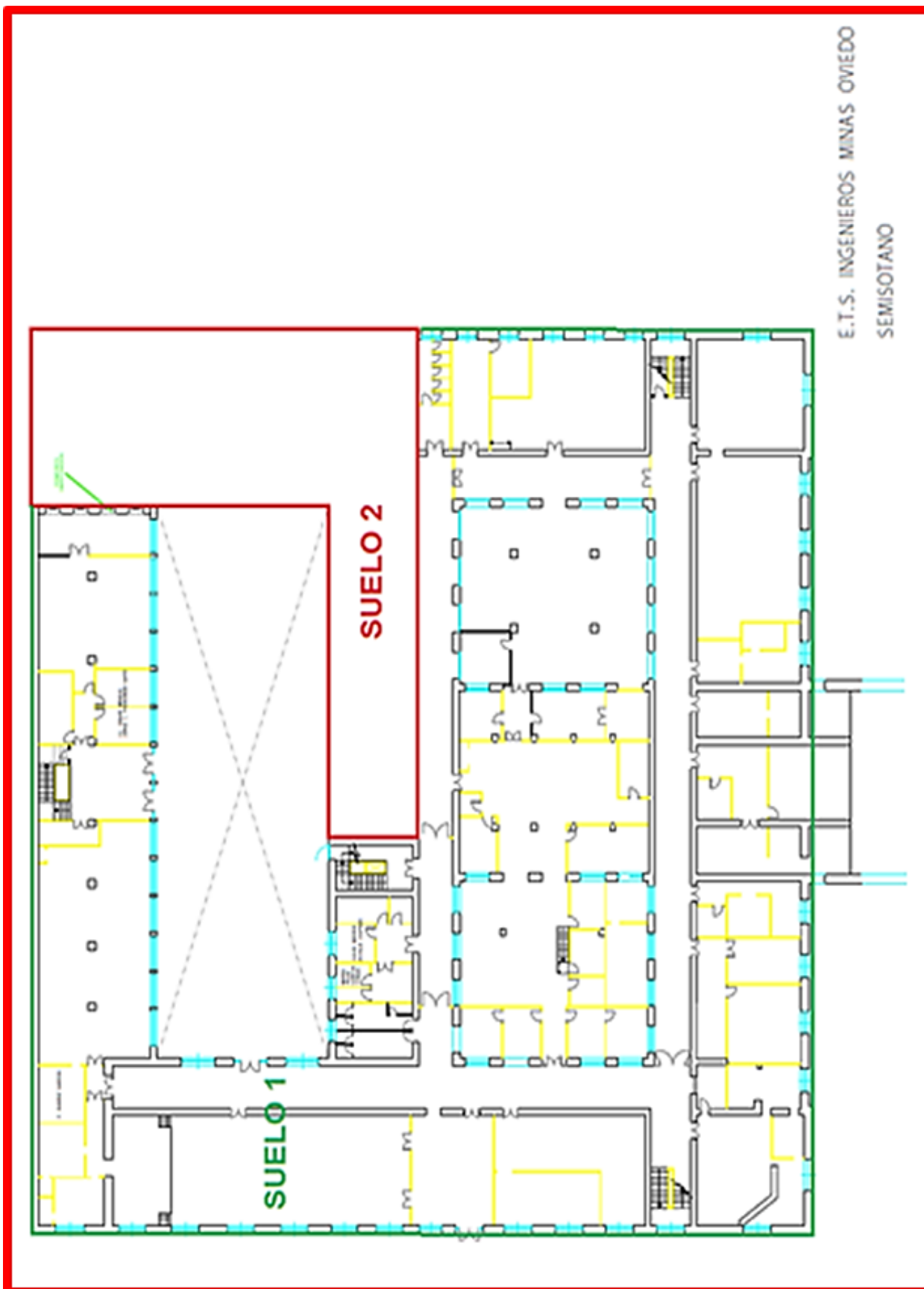
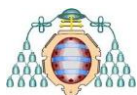


Figura 25: Distribución de apoyos del Edificio



3.4.1.4. Huecos/Lucenarios

La estructura del Edificio cuenta con diferentes huecos (389 de ventanas, 15 puertas-ventana) y con lucenarios (12 claraboyas) distribuidas en las diferentes plantas.

Existe una gran variedad de tipos de ventanas (de doble cristal, marco metálico y cristal simple, de madera y cristal simple) como consecuencia de las distintas fases de construcción y reformas. Esto provoca que los marcos y vidrios sean diferentes, lo que hace que sus propiedades térmicas, permeabilidad de hueco y absorptividad solar también sean distintas.

A continuación se muestra en la Figura 26 un ejemplo de diferentes tipos ventanas, puerta-ventana y claraboyas que se pueden encontrar dentro del Edificio.



Figura 26: Puerta-ventana de acceso al Patio II

3.4.1.5. Transmitancias térmicas

La transmitancia térmica es una característica específica de los elementos constructivos (muros, cubiertas, suelos, huecos, etc.) que depende de la conductividad térmica y la geometría de los materiales que los componen, así como también de la radiación térmica y la convección de sus superficies.

Por tanto, es necesario hacer un estudio de transferencia de calor del Edificio, subdividiendo los distintos cerramientos que lo componen y, de esta forma, poder realizar el cálculo de las pérdidas de calor.

Este tipo de cálculo está normalmente basado en un modelo unidimensional, que asume que los elementos constructivos son térmicamente homogéneos y están compuestos de un número de capas paralelas al flujo de calor como se indica en la Figura 27. Asimismo, se considera que la transferencia de calor tiene lugar en régimen estacionario y, realizando una serie de simplificaciones adicionales, se obtiene la transmitancia térmica de los cerramientos.

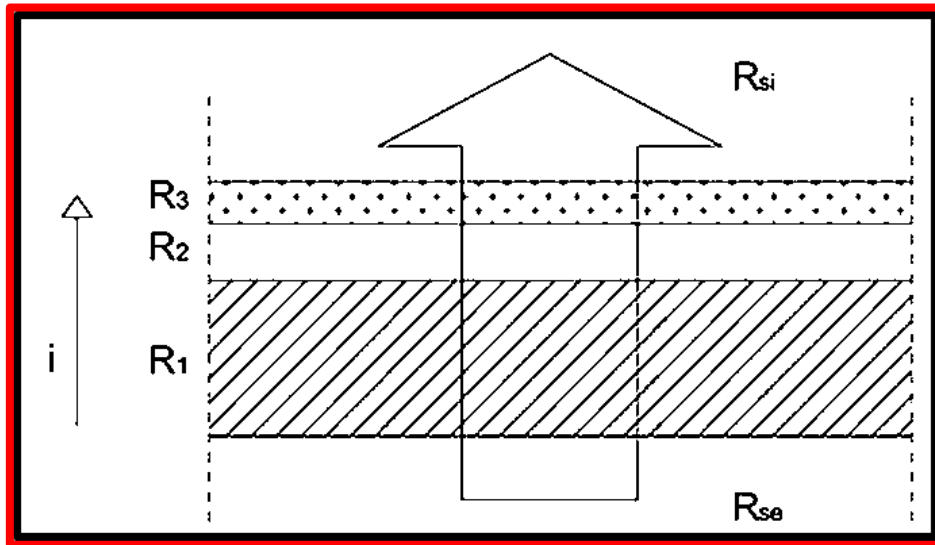


Figura 27: Flujo de calor (modelo unidimensional) (UNE-10211,2012)

La transmitancia térmica U [$\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$] viene dada por la siguiente expresión:

$$U = \frac{1}{R_t} \quad (3.1)$$

Donde:

- $R_t \equiv$ Resistencia térmica total del componente constructivo [$\text{m}^2 \text{K}/\text{W}$]

La resistencia térmica total R_t de un componente constituido por capas térmicamente homogéneas se calcula mediante la expresión:

$$R_t = R_{si} + R_1 + R_2 + \dots + R_n + R_{se} \quad (3.2)$$

- $R_1, R_2, \dots, R_n \equiv$ Resistencias térmicas de cada capa [$\text{m}^2 \text{K}/\text{W}$];
- R_{si} y $R_{se} \equiv$ Resistencias térmicas superficiales correspondientes al aire interior y exterior [$\text{m}^2 \text{K}/\text{W}$]

La resistencia térmica de una capa térmicamente homogénea viene definida por la expresión:

$$R = \frac{e}{\lambda} \quad (3.3)$$

Donde:

- $e \equiv$ Espesor de la capa [m];
- $\lambda \equiv$ Conductividad térmica del material [$\text{W}/\text{m K}$]

Como se advierte en la Figura 28, la transmitancia térmica será mayor, cuanto menor sea el efecto de aislamiento térmico del elemento constructivo.

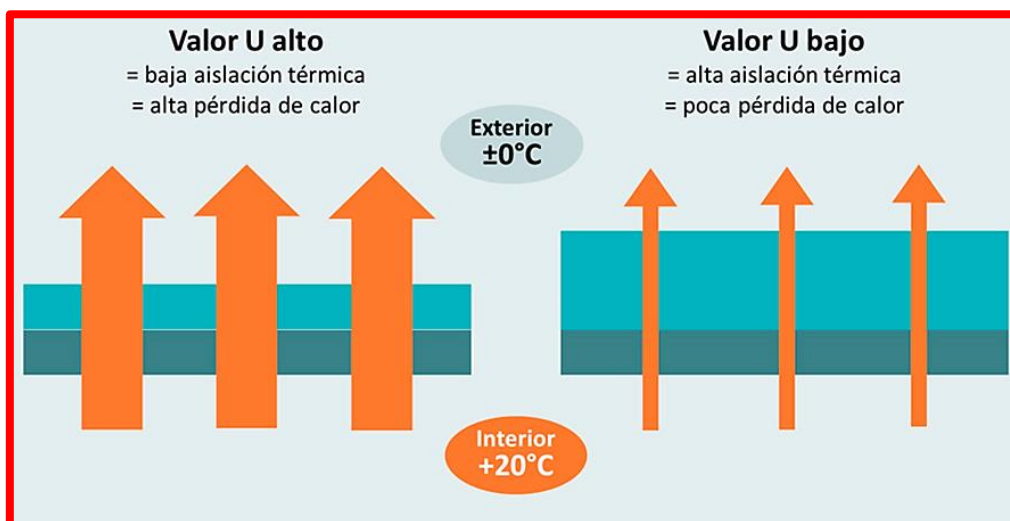
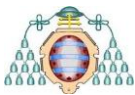


Figura 28: Relación entre el aislamiento térmico y las pérdidas de calor (Arquitectura y Energía, 2015)

La Tabla 5 resume las transmitancias térmicas de los diferentes cerramientos que configuran la envolvente térmica de la Escuela de Minas obtenidos a partir del software CE³X.

Tabla 5: Transmitancias térmicas de los cerramientos de la Escuela a partir de CE³X (CE³X y elaboración propia, 2017)

TRASMITANCIAS TÉRMICAS		
MUROS	Fachada	$2,38 \frac{W}{m^2 * K}$
	Medianería (tipo pesado)	$1 \frac{W}{m^2 * K}$ $\geq 200 \frac{Kg}{m^2}$
	En contacto con el terreno	$2 \frac{W}{m^2 * K}$
CUBIERTAS	Cubierta Superior	$3,8 \frac{W}{m^2 * K}$
	Cubiertas patios II y III	$3,23 \frac{W}{m^2 * K}$
	Cubiertas de la tercera planta	$3,23 \frac{W}{m^2 * K}$
SUELOS	En contacto con el terreno ($\leq 0,5$ m)	$1 \frac{W}{m^2 * K}$
HUECOS/LUCENARIOS	Vidrio	$3,3 \frac{W}{m^2 * K}$
	Marco	$4 \frac{W}{m^2 * K}$



3.4.2 Puentes térmicos

Según la definición del Código Técnico de la Edificación (CTE), un puente térmico es aquella zona de la envolvente térmica del edificio en la que se evidencia una variación de la uniformidad de la construcción, ya sea por un cambio del espesor del cerramiento o de los materiales empleados, por la penetración completa o parcial de elementos constructivos con diferente conductividad, por la diferencia entre el área externa e interna del elemento, etc., que conllevan una minoración de la resistencia térmica respecto al resto del cerramiento.

Al disminuir la resistencia térmica respecto al resto de los cerramientos, los puentes térmicos se convierten en partes sensibles de los edificios. Así, en estas zonas, aumenta la posibilidad de que se formen condensaciones superficiales y producción de moho, con la consiguiente degradación de los elementos constructivos en invierno o en épocas frías.

El incremento de pérdidas de calor en los puentes térmicos, es más importante cuanto más aislados estén el resto de cerramientos. En estos casos, es necesario considerar un eventual incremento de pérdidas de calor cuando se calculen las cargas, las necesidades energéticas y los niveles de aislamiento del Edificio.

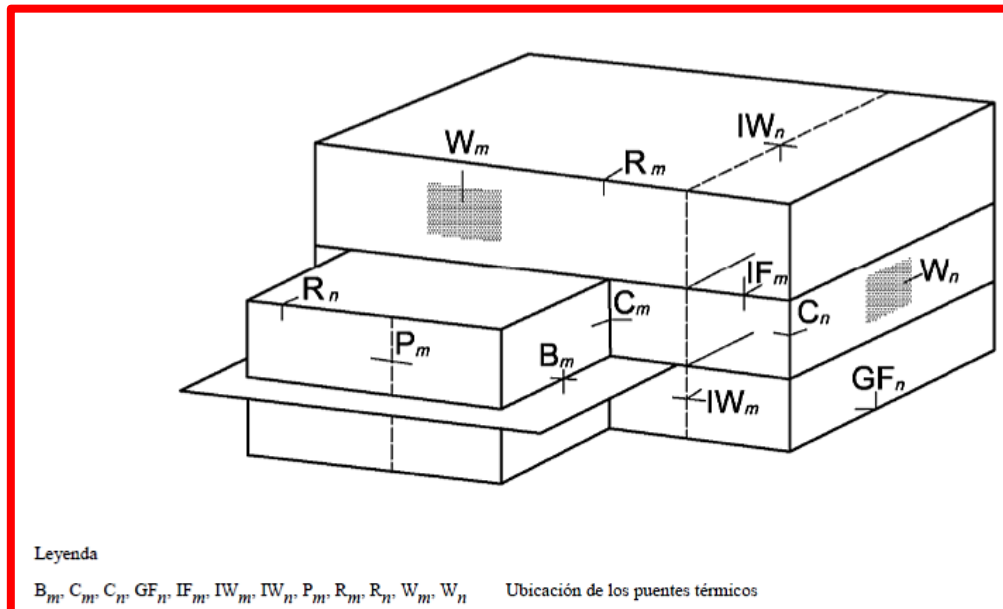


Figura 29: Distribución de los puentes térmicos más habituales (UNE-14683,2011)

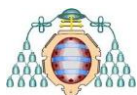
La Figura 29 muestra los tipos de puentes térmicos más habituales en la edificación. Las letras mayúsculas que están colocadas junto a cada puente térmico indican que tipo de puente térmico es, y el sufijo indica el puente térmico específico, como por ejemplo, IW_n denota un puente



térmico en la unión entre la envolvente exterior y una pared interna, mientras que IW_m denota otro puente térmico del mismo tipo

Estos se clasifican en:

- a) Puentes térmicos integrados en los cerramientos
 - Pilares integrados en los cerramientos de las fachadas (P_m)
 - Contorno de huecos y lucernarios (W_m)
 - Cajas de persianas
 - Otros puentes térmicos integrados
- b) Puentes térmicos formados por encuentro de cerramientos
 - Frente de forjados en las fachadas (IF_m)
 - Uniones de cubiertas con fachadas (R_n)
 - Uniones de fachadas con cerramientos en contacto con el terreno (GF_n)
 - Esquinas o encuentros de fachadas, dependiendo de la posición ambiente exterior (C_n)
- c) Encuentros de voladizos con fachadas (B_m)
- d) Encuentros de tabiquería interior con fachadas (IW_m)



4. CONDICIONES EXTERIORES E INTERIORES DE CÁLCULO EN EL EDIFICIO

Las necesidades de calefacción de un edificio dependen de las condiciones ambientales exteriores e interiores, aumentando a medida que disminuye la temperatura exterior.

Las pérdidas de calor que se producen por transmisión a través de los cerramientos y como consecuencia de la ventilación, aumentan con la diferencia entre las temperaturas exterior e interior. Los espacios habitables situados en las plantas primera y última tienen mayores necesidades de calefacción, ya que presentan pérdidas a través de los suelos y las cubiertas, respectivamente, mientras que las plantas intermedias quedan protegidas por las anteriores.

Cuanto mayor sea la temperatura interior que se alcance en las viviendas mayor será también el consumo de calefacción. Por este motivo, la reglamentación fija una temperatura máxima, que debe estar comprendida entre los 21°C y los 23°C para los edificios en uso.

Las condiciones exteriores varían en función de la climatología de cada localidad, y la potencia de la instalación, dependerá de la temperatura exterior mínima. Por otro lado, el consumo dependerá de las temperaturas medias exteriores y de las pérdidas de energía a través de la envolvente térmica del edificio. El aislamiento térmico juega un papel fundamental en este aspecto.

4.1 Condiciones Exteriores de cálculo

Para este proyecto sobre la instalación de calefacción del edificio de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo, es necesario disponer de una serie de parámetros que definan las condiciones termohigrométricas exteriores (temperatura seca y húmeda, oscilación media diaria, grados día de calefacción, etc.) para la estimación de la demanda y de los consumos energéticos anual y mensuales.

Para establecer dichas condiciones exteriores, se ha empleado la Norma UNE 100.014, que tiene por objetivo indicar las condiciones exteriores de cálculo para instalaciones de climatización destinadas al confort térmico de las personas.

Para el cálculo de las cargas térmicas máximas se utilizan las condiciones extremas, es decir aquellas que están basadas sobre niveles percentiles de temperatura seca en el total de las horas de los tres meses de diciembre, enero y febrero.



En el caso de la Escuela de Minas según la norma UNE 100.001 le corresponde un nivel del 99 %.

Es conveniente hacer una separación entre los datos necesarios para calefacción y refrigeración, utilizando el concepto de nivel percentil que constituye el porcentaje de horas anuales en los que la temperatura de la localidad es sobrepasada por un cierto valor. Por ejemplo, el valor de la temperatura seca de una localidad con un nivel percentil del 99 % supone que en $(24 \cdot 365 \cdot 99 / 100 = 8672 \text{ h})$ la temperatura de dicha localidad está por encima de este valor.

El nivel percentil se divide en:

- **Nivel Percentil Estacional (NPE)** que incluye:
 - Las 2160 horas de los meses de diciembre, enero y febrero (90 días). Que se correspondería con nuestro caso.
 - Las 2928 horas de los meses de junio, julio, agosto y septiembre (122 días).
- **Nivel percentil Anual (NPA)** que incluye las 8760 horas de un año.

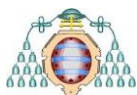
En base a la Norma UNE 100014 “Climatización. Bases para el proyecto. Condiciones exteriores de cálculo”, se indican los niveles de percentiles estacionales a utilizar para el cálculo de las cargas térmicas de un edificio. No obstante, cabe mencionar que existe una relación de aproximación entre los percentiles estacionales especificados en la norma anterior y los percentiles anuales, siendo la correspondencia entre los valores dichos parámetros la que se muestran en la Tabla 6:

Tabla 6: Comparación niveles percentiles (IDAE, 2010)

NPA	NPE
99,6 %	99 %
99 %	97,5%
0,4 %	1 %
1 %	2,5 %

Para el cálculo de las cargas térmicas máximas de invierno, la temperatura seca a considerar es la correspondiente al nivel percentil del 99 % ($T_{s,99}$ (°C)) para todos los tipos de edificios y espacios que no sean: hospitales, clínicas, residencias de ancianos, centros de cálculo, etc.

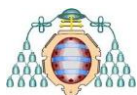
Los diferentes valores de los coeficientes por orientación constituyen un suplemento que corrige la temperatura exterior según la orientación del edificio, ya que una fachada con orientación sur no tendrá la misma temperatura que una fachada con orientación norte.



Los datos climáticos que se muestran en la Tabla 7 corresponden a la estación meteorológica del Cristo (Oviedo) perteneciente a la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

Tabla 7: Condiciones Exteriores de cálculo de la Escuela de Minas (IDAE, 2010)

CONDICIONES EXTERIORES DE CÁLCULO				
Longitud/Latitud	5°51'W/43°21'N			
Altitud (m)	214			
Presión (hPa)	965,5			
Temperatura media(°C) – Anual	13			
Temperatura media seca (°C) – Invierno	8,3			
Temperatura del terreno (°C)-Invierno	7,2			
Temperatura seca (°C)-99%	1,2			
Temperatura húmeda (°C)-1%	20,9			
Velocidad(m/s) /dirección del viento	2,8 /NE			
Radiación global sobre la superficie (kWh/m ² día) - Invierno	1,73			
OMD- Oscilación media diaria (°C)- 99%	8,3			
Humedad relativa media coincidente(°C)-99%	89			
OMA-Oscilación media anual (°C)-99%	28			
Grados-día (15°C)	1462			
Coeficientes por orientación	N	NE	E	SE
	+0,25	+0,25	+0,20	+0,10
	S	SO	O	NO
	0,00	+0,05	+0,15	+0,25
Coeficiente de intermitencia	1,1			
Coeficiente de simultaneidad	1			



La oscilación media representa la diferencia entre la temperatura media de las máximas y la temperatura media de las mínimas.

La temperatura húmeda es aquella temperatura indicada por un termómetro cuyo elemento sensible se mantiene húmedo, mientras que la temperatura seca hace referencia a aquella que aparece en el termómetro cuyo elemento sensible está seco y protegido contra la radiación.

Los grados – día (15°C) corresponde a la suma de las diferencias de temperatura entre 15°C y la temperatura media de un día a lo largo de un periodo de tiempo determinado. Por tanto, este valor es un indicativo de las necesidades de calefacción de una localización concreta.

Si la instalación no tiene un funcionamiento continuo, se debe aplicar un coeficiente por intermitencia de uso, para tener en cuenta la necesidad de disponer de una potencia adicional que compense el tiempo que la instalación no ha estado en funcionamiento. De esta forma, se podrían calentar con mayor rapidez los distintos espacios. Se establece en función del tiempo que ha estado sin funcionar la instalación. Así, los valores del coeficiente por intermitencia de uso son los siguientes

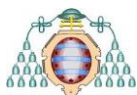
- **Por reducción de temperatura nocturna:** Un 5 %.
- **Por parada de la instalación de 7 a 9 horas:** Un 10 %.
- **Por parada de más de 12 horas:** Entre un 20 y un 30 %.

El sistema de la calefacción de la Escuela al funcionar con parada nocturna, se le asigna un coeficiente de intermitencia de 1,10.

En lo que se refiere al coeficiente de simultaneidad, existen diversos valores para las edificaciones colectivas en función del número de viviendas. Dichos valores aparecen reflejados en la Tabla 8, donde según el número de viviendas (n) que tenga el edificio objeto de estudio se le asigna uno u otro valor.

Tabla 8: Valores coeficiente simultaneidad según el número de viviendas (EOI, 2010)

COEFICIENTE SIMULTANEIDAD	NÚMERO DE VIVIENDAS
1	<10
$1,2-0,02 n$	$10 < n < 25$
0,7	>25



La Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo únicamente tiene una vivienda situada en la tercera planta, por lo que se le asigna un coeficiente de simultaneidad de 1.

4.2 Condiciones Interiores de cálculo

Para evaluar las condiciones interiores del Edificio de la Escuela de Ingeniería de Minas se toman como referencia el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) y la norma UNE-EN ISO 7730:2006: Ergonomía del ambiente térmico, obteniéndose la Tabla 9 en la que se muestran los valores de las temperaturas y humedades relativas interiores y las velocidades del aire.

Los valores reflejados en la Tabla 9, hacen referencia a aquellos locales donde las personas pudieran desarrollar una actividad sedentaria como pudieran ser: aulas, oficinas, restaurantes, etc. Las condiciones de bienestar térmico se establecen mediante los valores de la temperatura operativa y de la humedad relativa que aparecen recogidos en la Tabla 9 y cuyos valores están establecidos directamente por el RITE.

La temperatura operativa, es el parámetro empleado para caracterizar la temperatura del local y se puede calcular de forma aproximada como la media aritmética entre la temperatura seca del aire y la temperatura radiante media ponderada de las superficies de las paredes y ventanas del local.

$$T_0 = \frac{(T_S + T_R)}{2} \quad (4.1)$$

Donde:

- T_0 ≡ Temperatura operativa [° C];
- T_S ≡ Temperatura seca del aire [° C];
- T_R ≡ Temperatura radiante media [° C]

La velocidad del aire en la zona ocupada deberá ser baja. En la Tabla 9 se muestran los valores máximos de velocidad del aire en la zona ocupada en función de la temperatura operativa del local.

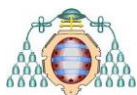
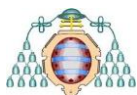


Tabla 9: Condiciones interiores de la Escuela de Minas (IDAE, 2010)

CONDICIONES INTERIORES DE CÁLCULO					
Tipo de espacio		Despachos	Aulas	Aula Magna	Cafetería
Temperatura operativa(°C)	Verano (época de refrigeración)	24,5±1	24,5±2,5	24,5±1,5	24,5±2,5
	Invierno (época de calefacción)	22±1	22±3	22±2	22±3
Velocidad de aire (m/s)	Verano (época de refrigeración)	0,12	0,24	0,19	0,24
	Invierno (época de calefacción)	0,1	0,21	0,16	0,21
Humedades relativas(%) – Invierno/Verano		45/52,5			
Tolerancias sobre temperaturas y humedades (°C)		±1			
Niveles sonoros adoptados (dBA)		<45			



5. CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA Y LAS CARGAS TÉRMICAS DEL EDIFICIO

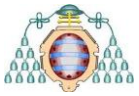
El objetivo de este apartado es el cálculo de las pérdidas térmicas del Edificio objeto de estudio. La demanda energética (necesidades energéticas) durante un intervalo de tiempo determinado puede obtenerse a partir de las pérdidas térmicas multiplicando estas por el tiempo durante el que se producirán. El cálculo de la demanda térmica del Edificio permitirá estimar que fracción de dicha demanda se puede cubrir con captadores solares térmicos ubicados en la cubierta superior.

Para evaluar la demanda energética del Edificio de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo se realizará el análisis de la variación de las pérdidas térmicas a lo largo de los tres meses más desfavorables (diciembre, enero y febrero).

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) establece que la exigencia de calidad térmica del ambiente se considera satisfecha en el diseño y dimensionado de la instalación térmica, si los parámetros que definen el bienestar térmico, como la temperatura seca del aire, la humedad relativa o la velocidad media del aire en la zona ocupada se mantienen dentro de ciertos valores. Bajo el concepto de carga térmica se engloba por tanto todo aquel fenómeno que tiende a modificar la temperatura y la humedad (o cantidad de vapor de agua existente) en el Edificio.

Para efectuar un análisis de las pérdidas térmicas del Edificio, se necesita conocer tanto las condiciones exteriores como interiores de diseño, que se han indicado en el apartado 4 de este Trabajo. En la Escuela de Minas se pueden distinguir dos grandes grupos de pérdidas y ganancias térmicas:

- Pérdidas térmicas provocadas por el ambiente exterior del Edificio:
 - Pérdidas a través de cerramientos;
 - Pérdidas a través de superficies acristaladas, ventanas y claraboyas;
 - Pérdidas debidas a infiltraciones de aire exterior.
- Ganancias térmicas generadas en el interior del Edificio:
 - Ganancias generadas por las personas;
 - Ganancias provocadas por la iluminación;
 - Ganancias generadas por equipos eléctricos, informáticos, etc.
 - Otras ganancias generadas en el interior.



Sin embargo, en el cálculo realizado en este Trabajo Fin de Máster, se considerarán únicamente las pérdidas, dado que las ganancias térmicas durante los meses del invierno representan una fracción muy pequeña del total.

5.1 Ecuaciones para el cálculo de las cargas térmicas para calefacción

La carga térmica de una edificación (Q) indica las pérdidas o ganancias energéticas por unidad de tiempo que deben ser compensadas por el sistema de calefacción para lograr las condiciones interiores de confort deseadas. El método utilizado para el cálculo de las necesidades de calefacción contempla, la carga térmica por transmisión de calor a través de los cerramientos hacia los locales no climatizados o el exterior, la carga térmica por enfriamiento de los locales por la ventilación e infiltración de aire exterior en los mismos y la ganancia interna de calor. Para dicho cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$Q = Q_T + Q_V + Q_i \quad (5.1)$$

Donde:

- $Q \equiv$ Carga térmica de calefacción [W];
- $Q_t \equiv$ Carga térmica de transmisión de calor [W];
- $Q_v \equiv$ Carga térmica de ventilación [W];
- $Q_i \equiv$ Ganancia interna de calor [W]

5.1.1 Carga térmica por transmisión de calor a través de los cerramientos (Q_t)

La carga térmica por transmisión de calor a través de los cerramientos (Q_t) se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q_t = (1 + C_0) * C_i * k * S * (T_{int} - T_{ext}) \quad (5.2)$$

Donde:

- $k \equiv$ Coeficiente global de transmisión térmica del cerramiento [W/m^2K];
- $S \equiv$ Superficie neta de cada tipo de cerramiento [m^2];
- $C_0 \equiv$ Coeficiente de orientación;
- $C_i \equiv$ Coeficiente de intermitencia;
- $T_{int}, T_{ext} \equiv$ Temperaturas interior y exterior de la edificación [K]

El coeficiente de orientación es, como se ha comentado anteriormente, un factor adimensional que se aplica al cerramiento y que no se trata de un porcentaje de incremento sobre la carga



térmica. Por otra parte, el coeficiente de intermitencia es un coeficiente de seguridad que representa el porcentaje de incremento sobre la carga térmica que producen las paradas programadas del sistema de calefacción (con la consiguiente inercia térmica y la demora hasta alcanzar la temperatura deseada). Tanto los coeficientes por orientación como el coeficiente de intermitencia aparecen recogidos en la Tabla 7.

5.1.2 Carga térmica por ventilación o infiltración de aire exterior (Q_v)

La carga transmitida por infiltraciones y ventilación de aire exterior (Q_v) se determina mediante la siguiente expresión:

$$Q_v = V_r * C_v * (T_{int} - T_{ext}) \quad (5.3)$$

Donde:

- $V_r \equiv$ Volumen renovado por unidad de tiempo por ventilación o infiltración [m^3/h];
- $C_v \equiv$ Calor específico a volumen constante del aire [Wh/m^3K];
- $T_{int}, T_{ext} \equiv$ Temperaturas interior e interior de la edificación [K]

El número de renovaciones horarias a utilizar dependerá de la frecuencia de la ventilación que se lleve a cabo en el edificio, como mínimo se debe emplear una renovación por hora, y en el caso de que se cuente con ventilación según el Documento Básico de Salubridad (DB-HS) del Código Técnico de la Edificación (CTE), el valor vendrá condicionado por la superficie o el caudal de dicha ventilación.

Los valores habituales en el caso de no disponer de otra referencia son:

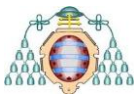
- Cocinas y baños : 1,50
- Locales con puerta al exterior : 1,20
- Resto de los locales : 1,10

5.1.3 Ganancia interna de calor (Q_i)

La ganancia de carga sensible debida a las aportaciones internas del local (Q_i) resulta de la suma de los siguientes tipos de cargas que se generan dentro del Edificio:

$$Q_i = Q_{sil} + Q_{sp} + Q_{sv} \quad (5.4)$$

Donde:



- $Q_{sil} \equiv$ Ganancia interna de carga sensible por la iluminación [W];
- $Q_{sp} \equiv$ Ganancia interna de carga sensible debida a los ocupantes [W];
- $Q_{sv} \equiv$ Ganancia interna de carga sensible debida a los diversos aparatos (motores eléctricos, ordenadores, equipos de laboratorio, etc.) [W]

5.2 Descripción del software CE³X

El programa gratuito CE³X permite realizar la calificación energética de un edificio por el método simplificado. Así, mediante este software, es posible comparar el edificio objeto de la calificación energética con los de una base de datos que recoge las características de otros edificios situados en cada una de las ciudades representativas de las diferentes zonas climáticas. La calificación y demanda energética de los edificios de la base de datos se obtuvo a partir de un amplio número de simulaciones con CALENER. Gracias a la amplia base de datos de la que dispone el programa, es posible cubrir todo el abanico de posibilidades en lo que respecta a la diversidad del parque edificatorio nacional. En el momento que el usuario introduce los datos correspondientes del edificio objeto de estudio, el programa parametriza dichas variables y las compara con las características de los casos recogidos en la base de datos.

Así, el software busca las simulaciones con características más similares a las del edificio objeto de análisis e interpola respecto a ellas tanto las demandas de calefacción como de refrigeración, obteniendo así las demandas del edificio estudiado consiguiéndose altos niveles de precisión en los resultados.

Mediante este programa se puede calificar energéticamente desde la “A” a la “G”, de una forma simplificada cualquier tipo de edificio:

- Residencial
- Pequeño terciario
- Gran terciario

La estructura del procedimiento de certificación del programa CE³X se muestra de forma simplificada en la Figura 30.

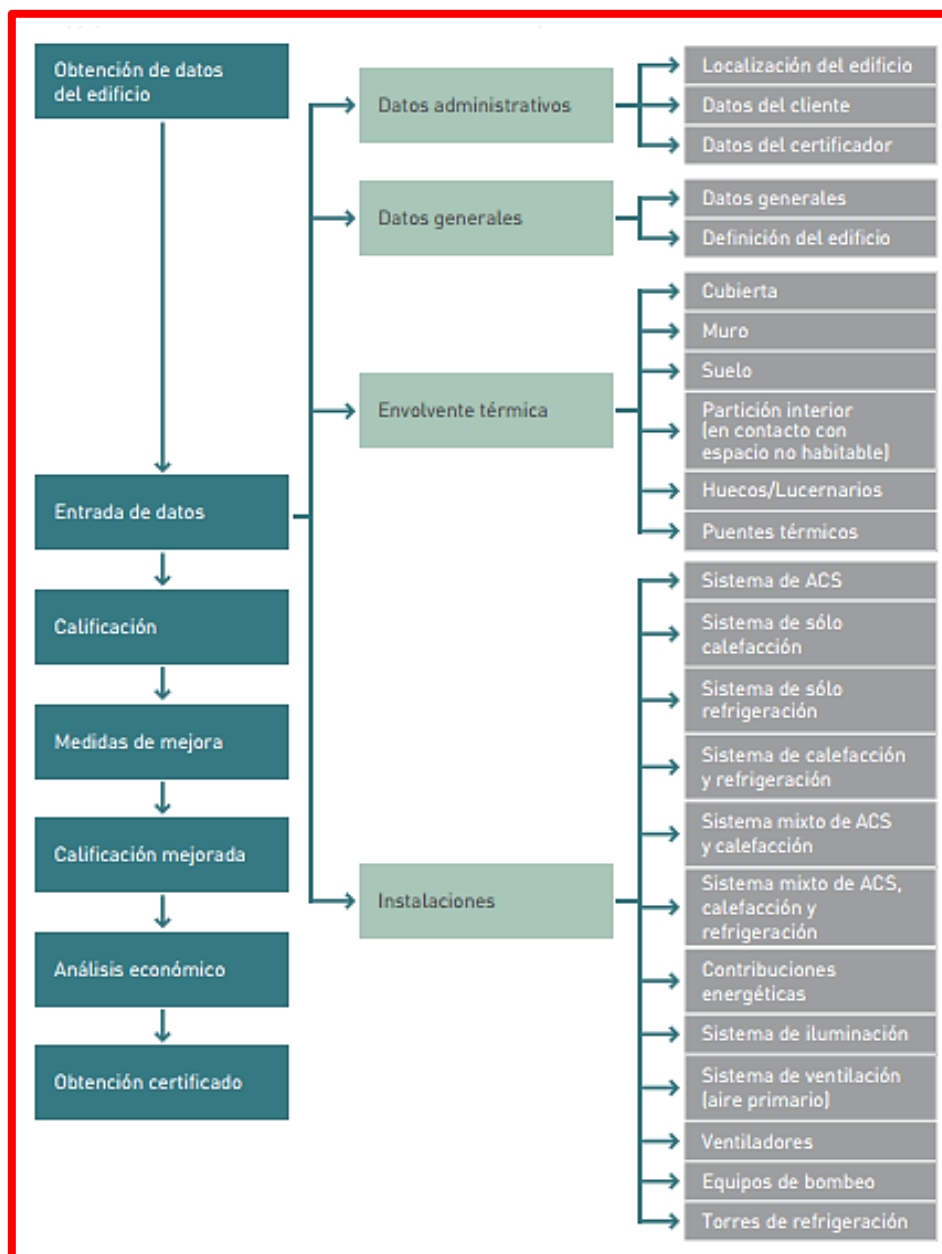
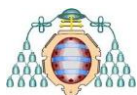


Figura 30: Estructura del procedimiento de certificación CE³X (IDAE, 2012)

El procedimiento CE³X comienza con la recogida de datos que definen el comportamiento térmico del edificio objeto y la eficiencia de sus instalaciones térmicas. Dicha información generará un conjunto completo de entrada de datos a la herramienta informática. El procedimiento establece diferentes niveles de introducción de datos, en función del grado de conocimiento de las características térmicas del edificio y de sus instalaciones:

- Valores por defecto
- Valores estimados
- Valores conocidos (ensayados/justificados)



Se denominan valores por defecto, a aquellos correspondientes a edificios en los que se desconozca las características térmicas de los cerramientos así como los parámetros que afectan a la eficiencia energética del edificio. Son valores, que en la mayoría de los casos, vienen establecidos por la normativa térmica vigente durante el desarrollo del proyecto, y por consiguiente, a falta de más información, garantizan las calidades térmicas mínimas de los diferentes elementos que componen la envolvente del edificio.

Los valores estimados se deducen a partir de un valor conocido/justificado (en la mayoría de los casos, el aislamiento térmico del cerramiento) y de otros valores conservadores, que se definen a partir de las características del elemento, lo cual implica que son válidos para todos aquellos elementos similares o para aquellos de propiedades más favorables.

Valores conocidos o justificados son aquellos que se obtienen directamente de ensayos, catas en los cerramientos, del proyecto original o de sus reformas, de una monitorización de las instalaciones térmicas, o de cualquier otro documento, prueba o análisis que justifique el parámetro solicitado.

5.3 Cálculo de la demanda energética con el programa CE³X

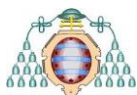
En el desarrollo del presente apartado se procederá a ir mostrando, paso a paso, el cálculo de la demanda energética del Edificio objeto de estudio mediante el uso del programa CE³X. Así, se indicará como se cumplimentan las diferentes pestañas requeridas por éste software, relativas a los datos administrativos y generales y la envolvente térmica del Edificio.

- Datos generales y definición del Edificio

En la sección “datos generales” es necesario registrar la información referente a las características principales de la Escuela como pudieran ser el año de construcción, tipo de edificio, perfil de uso, zona climática, etc.

Por otra parte se realiza una definición de algunos aspectos generales del Edificio, lo que incluye superficie útil habitable, altura libre de planta, número de plantas habitables, consumo total diario de ACS, masa de las particiones, etc.

Como se comentó con anterioridad en el apartado 3.1, el Edificio data del año 1960 y por tanto se le atribuyen unas características constructivas acordes a la normativa anterior a la NBE-CT-79. En lo referente al perfil de uso, como se ha indicado con anterioridad, las horas en las que la Escuela permanece abierta son un total de 11, por ello al ser un Edificio público perteneciente a



la Universidad de Oviedo, dispone de unos horarios prefijados en cuanto a las clases y prácticas, por tanto la intensidad de uso es baja.

En la Tabla 10 aparecen recogidos los diferentes tipos de intensidades en función del número de horas y como se aprecia para el caso de 11 horas diarias, se le corresponde una intensidad de uso baja (2.504 horas)

Tabla 10: Intensidades de uso según número de horas (IDAE, 2012)

CALENDARIO	NÚMERO HORAS
Intensidad baja – 8h	2.504
Intensidad media – 8 h	
Intensidad alta – 8h	
Intensidad baja – 12h	3.548
Intensidad media – 12h	
Intensidad alta – 12h	
Intensidad baja – 16h	4.592
Intensidad media – 16h	
Intensidad alta – 16h	
Intensidad baja – 24h	6.680
Intensidad media – 24h	
Intensidad alta – 24h	

La zona climática, que en este caso corresponde una D1- I, se le atribuye por defecto al rellenar los campos de localización.

Dado que el Edificio objeto de estudio carece de una instalación de agua caliente sanitaria (ACS) general, la casilla que solicita el consumo total diario en litro/ día de la misma resulta nula.

Durante la realización del presente Trabajo Fin de Máster no se realizaron ensayos de estanqueidad, de conductividad térmica, ni calicatas. Por ello, no se ha marcado la casilla que confirmaría la práctica del ensayo de estanqueidad del Edificio. El resumen de la información cumplimentada de acuerdo con los comentarios anteriores aparece reflejada en la Figura 31.



Datos administrativos | Datos generales | **Envolvente térmica** | Instalaciones

Datos generales

Normativa vigente: Anterior [?] Año construcción: 1960

Tipo de edificio: Unifamiliar

Provincia/Ciudad autónoma: Asturias Localidad: Oviedo Zona climática: HE-1 D1 HE-4 I

Definición edificio

Superficie útil habitable: 16450 m²

Altura libre de planta: 4 m

Número de plantas habitables: 4

Ventilación del inmueble: 0 ren/h

Demanda diaria de ACS: 0 l/día

Masa de las particiones internas: Pesada

Se ha ensayado la estanqueidad del edificio

Figura 31: Ventana de datos generales y definición del Edificio del programa CE³X (CE³X, 2017)

- **Envolvente térmica del Edificio**

Los cerramientos que podemos encontrar en la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo (EIMEM) son los siguientes: cubierta, suelo, hueco/lucenario, muro, partición interior y puente térmico.

- **Datos administrativos**

Como se indica en la Figura 32, el software considera como datos administrativos a aquellos referidos a la localización e identificación del edificio (nombre, dirección, provincia, localidad, código postal y referencia catastral), al cliente que pide la certificación y al certificador que se encarga de realizarla (nombre o razón social, dirección, provincia, localidad, código postal, teléfono y E-mail).



Datos administrativos	Datos generales	Envolvente térmica	Instalaciones		
Localización e identificación del edificio					
Nombre del edificio	ESCUELA DE INGENIERIA DE MINAS, ENERGIA Y MATERIALES DE OVIEDO				
Dirección	CALLE DE LA INDEPENDENCIA, 13				
Provincia/Ciudad autónoma	Asturias	Localidad	Oviedo	Código Postal	33004
Referencia Catastral	885400ITP608SS0001GQ				
Datos del cliente					
Nombre o razón social	UNIVERSIDAD DE OVIEDO				
Dirección	CALLE DE LA INDEPENDENCIA, 13				
Provincia/Ciudad autónoma	Asturias	Localidad	OVIEDO	Código Postal	33004
Teléfono		E-mail			
Datos del técnico certificador					
Nombre y Apellidos	IÑIGO IGLESIAS-SANFELIZ CUBERO	NIF	71658165D		
Razón social	IÑIGO IGLESIAS-SANFELIZ CUBERO	CIF	71658165D		
Dirección	GONZÁLEZ DEL VALLE, 6, 3ªA				
Provincia/Ciudad autónoma	Asturias	Localidad	OVIEDO	Código Postal	33004
Teléfono	699874999	E-mail	cug_92@hotmail.com		
Titulación habilitante según normativa vigente	INGENIERO DE MINAS				

Figura 32: Ventana datos administrativos del programa CE³X (CE³X, 2017)

➤ Muros

CE³X distingue entre los tres siguientes tipos de muros: muro en contacto con el terreno, muro de fachada y muro de medianería. Los campos a rellenar son los relativos a sus dimensiones (longitud y anchura), la orientación, y en el caso de muros medianería, el tipo de muro, a elegir entre ligero (< 200 kg/m²) y pesado (> 200 kg/m²).

La transmitancia térmica del muro, al no disponer de los datos relativos a las composiciones del muro, se cumplimenta por defecto con un valor de 2,38 W/m²K en el caso de muros de fachada, 1 W/m²K para los muros de medianería y 2 W/m²K para los muros en contacto con el terreno tal y como se indica en la Tabla 5. Los datos principales relativos al muro de fachada “M5-VENTURA RODRIGUEZ” aparecen recogidos en la Figura 33.

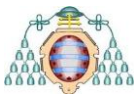


Figura 33: Ventana de muro de fachada del programa CE³X (CE³X, 2017)

➤ Suelos

En el software CE³X se introducen las superficies que abarcan cada uno y se considera que su espesor es menor o igual a 0,5 metros. El resto de valores vienen determinados por defecto tal y como se indica en la Figura 34.

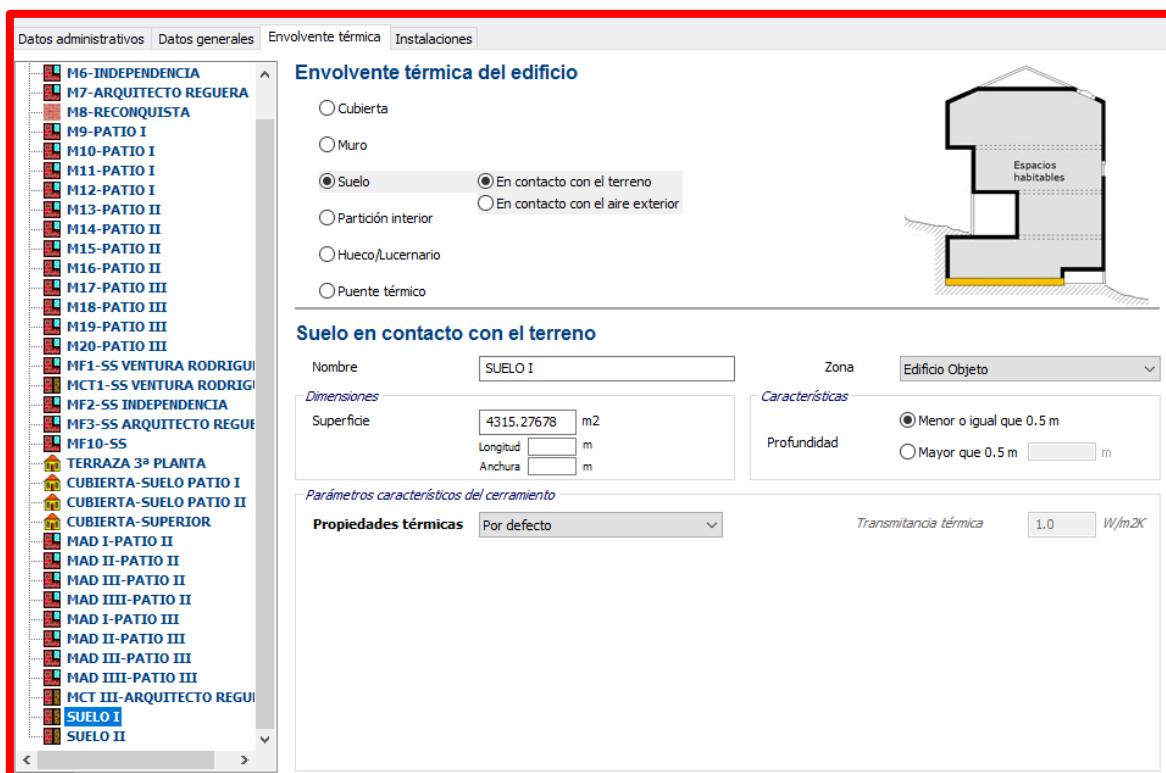


Figura 34: Ventana suelos I y II del programa CE³X (CE³X, 2017)

➤ Cubiertas

El programa realiza una distinción entre dos tipos de cubierta: enterrada y en contacto con aire, siendo este último tipo la que se nos presenta en el Edificio. En la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales se diferencian cuatro tipos de cubierta, que son; Cubierta-superior, Cubierta-Suelo de PATIO II, Cubierta-Suelo de PATIO III y Terraza 3ª planta.

Las propiedades térmicas relativas a la cubierta superior, al no disponer de los datos específicos como son: el tipo de forjado y el aislamiento térmico, CE³X las establece por defecto, otorgándoles en este caso un valor de 3,8 W/m²K.

Por otra parte, para los patios II y III y la cubierta de la tercera planta, se dispone de algún dato más a diferencia del caso anterior y se pueden definir sus propiedades térmicas de manera estimada, seleccionando el tipo de cubierta como plana y el tipo de forjado tipo losa, obteniendo así una transmitancia de 3,23 W/m²K. Tanto el valor de la transmitancia de la cubierta superior como de las cubiertas restantes también aparecen recogido en la Tabla 5.

Para concluir la introducción de datos de las cubiertas, se añade la superficie de cada cubierta en su casilla correspondiente y de este modo ya quedan definidas.



En la Figura 35 se muestra un ejemplo de introducción en el programa de la Cubierta de la tercera planta.

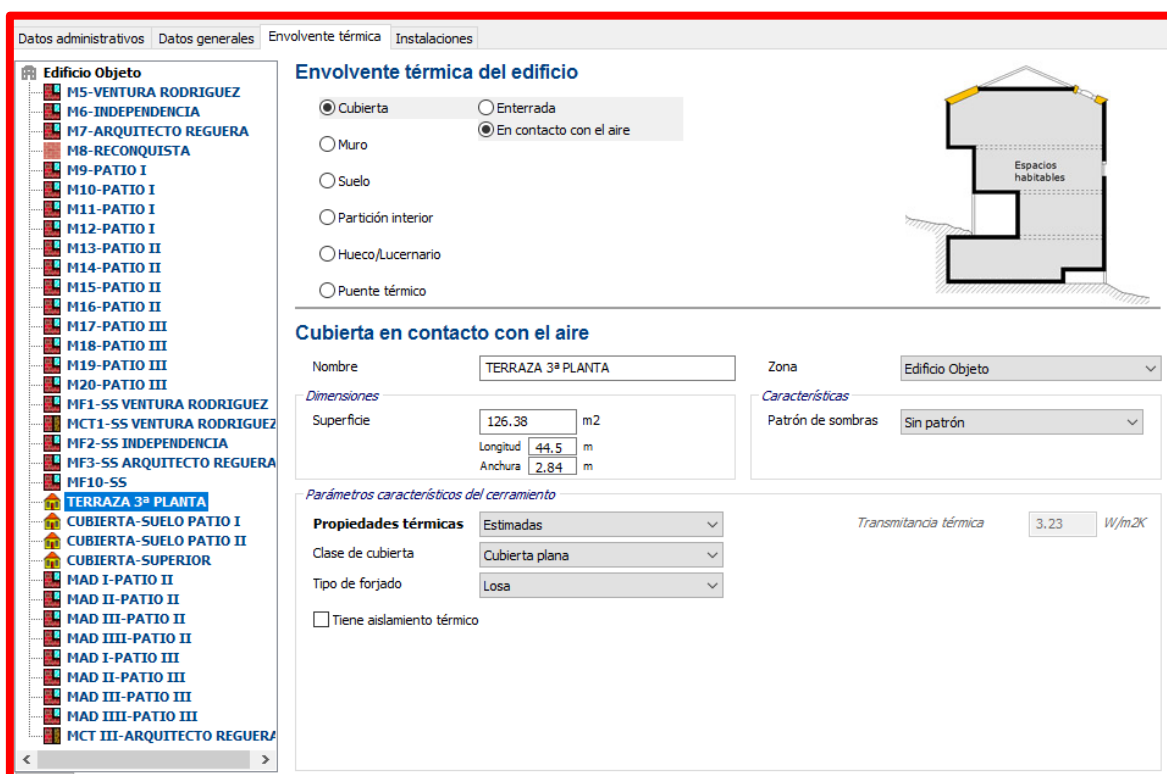


Figura 35: Ventana cubierta tercera planta del programa CE³X (CE³X, 2017)

➤ Huecos/ Lucernarios

Es necesario cumplimentar una serie de casillas para añadir un hueco o lucernario al programa. El tipo de información que debe especificarse es la siguiente:

- Dimensiones: se indica la longitud y la anchura del hueco, el término multiplicador, el cual es un factor de multiplicación de las veces que se repite un hueco con las mismas dimensiones. En este apartado se inserta también el porcentaje de marco que tiene el hueco. Este se estima comparando las dimensiones del hueco con las dimensiones del cristal.
- Parámetros característicos del hueco: engloba las propiedades térmicas, en concreto la transmitancia térmica, para la que se mantienen los valores por defecto que emplea el programa, ya que no se dispone de información acerca de las mismas y cuyos valores son 5,7 W/m²K tanto para el vidrio como para el marco. También están los campos relativos al tipo de vidrio, a elegir entre simple, doble o doble bajo emisivo y tipo de marco, metálico sin ruptura de puente térmico (RPT), metálico con RPT, PVC o madera.



- Características: entre las que se encuentran la permeabilidad del hueco, a elegir entre poco estanco ($50 \text{ m}^3/\text{hm}^2$), estanco ($100 \text{ m}^3/\text{hm}^2$) o valor conocido. Como se lleva haciendo hasta el momento, al no disponer de datos específicos y observando físicamente el estado de las ventanas, se opta por seleccionar poco estanco. Entre las características a insertar en el programa se encuentra también la absortividad, que está vinculada al color del marco con unos valores prefijados para cada color.

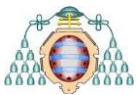
Para introducir los datos en el programa CE³X, el procedimiento es el mismo que para el resto de los casos anteriores.

Para aquellas ventanas que tengan el mismo porcentaje de marco, las mismas propiedades y las mismas dimensiones, sus características especifican una sola vez, indicando mediante el multiplicador, el número de veces que se repite dicho modelo de ventana.

En la Figura 36 aparecen recogido los datos correspondientes a algunos tipos de huecos/lucernarios.

The screenshot shows the CE3X software interface. On the left is a tree view of the building object 'M5-VENTURA RODRIGUEZ' with various window and partition elements listed. The main window is titled 'Envolvente térmica del edificio' and has tabs for 'Datos administrativos', 'Datos generales', 'Envolvente térmica', and 'Instalaciones'. Under 'Envolvente térmica', 'Hueco/Lucernario' is selected. Below this, the 'Hueco/Lucernario' settings for window 'V62' are displayed. The 'Dimensiones' section shows a length of 2.34 m and a height of 3.978 m, with a multiplier of 1. The 'Características' section shows 'Permeabilidad del hueco' set to 'Poco estanco' (100 m³/hm²) and 'Absortividad del marco' set to 0.4. The 'Propiedades térmicas' section shows 'Tipo de vidrio' as 'Doble' (U_{vidrio} = 3.3 W/m²K) and 'Tipo de marco' as 'Metálico con RPT' (U_{marco} = 4.0 W/m²K). A small diagram on the right shows a cross-section of the building with 'Espacios habitables' indicated.

Figura 36: Ventana relativa a los huecos/lucernarios del programa CE³X (CE³X, 2017)



➤ Puente térmico

Los diferentes tipos de puentes térmicos disponibles en el software CE³X son los siguientes:

1. Pilar integrado en fachada
2. Pilar en esquina
3. Contorno de hueco
4. Caja de persiana
5. Encuentro de fachada con forjado
6. Encuentro de fachada con cubierta
7. Encuentro de fachada con suelo en contacto con el aire
8. Encuentro de fachada con solera

En función del tipo de puente térmico, se asocia por defecto una conductividad y una longitud tal y como se muestra en la Figura 37.

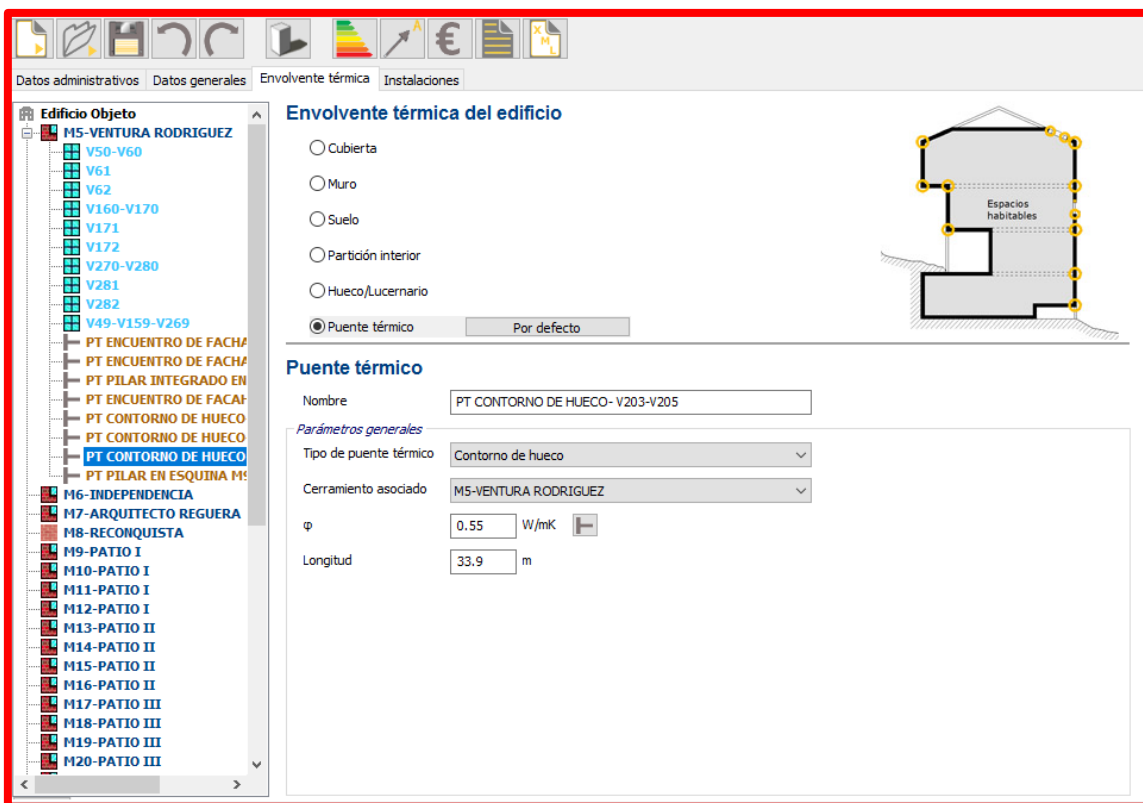
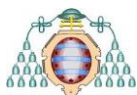


Figura 37: Ventana relativa a los puentes térmicos asociados a un cerramiento del programa CE³X (CE³X, 2017)



5.4 Demanda energética final de Edificio y conclusiones

Finalmente, una vez introducidos todos los datos en el programa CE³X, éste calcula la demanda energética final de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo. La información que suministra la ventana de calificación del CE³X se muestra en la Figura 38.

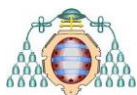
La demanda de calefacción como de refrigeración, que se indica, en kWh/m², refleja las necesidades de calefacción y refrigeración a lo largo del año, para unas condiciones normales de ocupación y funcionamiento.

Edificio objeto		
Demanda de calefacción (kWh/m ²)	115.62	G
Demanda de refrigeración (kWh/m ²)	4.24	F
Emisiones de calefacción (kg CO ₂ /m ²)	39.61	G
Emisiones de refrigeración (kg CO ₂ /m ²)	1.62	F
Emisiones de ACS (kg CO ₂ /m ²)	0.5	A
Emisiones de iluminación (kg CO ₂ /m ²)	15.4	C

Figura 38: Valores finales de demanda energética del Edificio obtenidos con CE³X (CE³X, 2017)

Como se observa en la Figura 38 la demanda de calefacción alcanzó un valor de 115,76 kWh/m², lo que corresponde a una calificación “G” y unas emisiones de calefacción elevadas, que ascienden a 39,65 kgCO₂/m².

El resultado obtenido es congruente con la situación real del Edificio ya que se trata de un Edificio bastante antiguo y de grandes dimensiones, por lo que la energía térmica que hay que proporcionarle para mantenerlo en unas condiciones adecuadas de confort térmico es elevada tal y como se refleja en la Tabla 9 de Condiciones Interiores. Por otra parte, también debe tenerse en cuenta el estado de algunas ventanas, que son antiguas con cristales simples y marcos en mal estado lo que aumenta significativamente las pérdidas de calor a través de las mismas. Sin embargo, las características constructivas del Edificio en la época en la que se construyó eran buenas, en concreto el espesor de los muros del Edificio es superior al de las construcciones modernas, lo que contribuye de forma muy positiva a su aislamiento térmico del exterior.



6. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN SOLAR

Para seleccionar el captador adecuado, este debe poseer la certificación emitida por un organismo competente en la materia, según la legislación vigente. De acuerdo con las especificaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura (IDAE, 2009), será necesaria la presentación de la certificación de los ensayos del captador realizados, así como las curvas de rendimiento obtenidas. Este Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) es de aplicación para instalaciones con captadores cuyo coeficiente global de pérdidas sea inferior o igual a $9 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{C})$

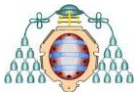
Lo recomendable es que los captadores que integren la instalación sean del mismo modelo, tanto por criterios energéticos como por criterios constructivos.

Los criterios básicos para seleccionar un captador solar para una determinada aplicación son:

- **Productividad energética:** Las ordenanzas solares no requieren un tamaño específico de la instalación solar si no un ahorro energético solar determinado;
- **Coste de la instalación completa:** Incluyendo los captadores solares y la red de tuberías, intercambiadores, acumuladores, mano de obra, etc.;
- **Durabilidad y calidad:** Con el fin de lograr un ahorro energético a largo plazo;
- **Posibilidades de integración arquitectónica:** Obteniendo una solución estética adecuada al conjunto del edificio, lo cual aumenta su valor;
- **Bajo mantenimiento:** Reduciendo los costes de operación;
- **Fabricación y reciclado no contaminante:** Respetuoso con el medio ambiente.

Los elementos tecnológicos que determinan la productividad a largo plazo de un captador solar son:

- El tipo de acabado de los absorbentes del captador y sus propiedades ópticas de absorción solar y emisión térmica;
- Las propiedades de transferencia de calor desde el absorbente al fluido de trabajo en función de su caudal de circulación: material del absorbente, tipo de soldadura con el conducto por el que circula el fluido; diámetros, espesores y distancias entre estos conductos;
- Las propiedades ópticas y de resistencia mecánica de la cubierta del captador;
- Las características térmicas e higroscópicas de los aislamientos, que son función del material y de su espesor;



- La hermeticidad de las uniones entre la cubierta solar y el cofre, su capacidad de absorber impactos, la rigidez y estabilidad del cofre.

La productividad del captador influye en el rendimiento a largo plazo de la instalación solar, en la elección del resto de componentes (intercambiadores, acumuladores, tuberías, etc.), así como en la combinación de estos con el caudal de diseño de los circuitos hidráulicos. Por ello los aspectos a destacar, son los siguientes:

- **Criterios de diseño:** Especialmente la cobertura solar de diseño, pues define los niveles de rendimiento alcanzables;
- **Caudal:** Por su influencia en la estratificación en el acumulador solar y en la selección de tuberías, bombas e intercambiadores;
- **Intercambiador:** Por su importancia en el rendimiento a través del aumento de la temperatura de trabajo del captador, lo cual puede provocar, si no se dimensiona correctamente, la consiguiente penalización del rendimiento solar;
- **Tuberías:** Por su influencia en las pérdidas térmicas y de carga del circuito a causa de su longitud, diámetro y aislamiento;
- **Almacenamiento:** Por su peso en el rendimiento, ya que la temperatura en la parte inferior marca la temperatura de trabajo del captador como resultado de su volumen y el nivel de estratificación térmica que presente;
- **Sistema de control y elementos de seguridad:** Determinan los tiempos de operación y resultan fundamentales para un correcto funcionamiento de la instalación.

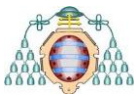
6.1 Consideraciones teóricas sobre el sistema de captación

6.1.1 Rendimiento del captador

▪ Ecuación de estado del captador solar

Un captador solar expuesto al Sol durante un periodo largo de tiempo (régimen estacionario), llega a un punto de equilibrio caracterizado por el balance entre la energía solar incidente, la energía absorbida por el captador o energía útil y las pérdidas térmicas debidas a los fenómenos de radiación, convección y conducción.

La energía térmica perdida por conducción, por convección y por radiación se agrupa en un coeficiente global de pérdidas, U_c en $W/m^2\text{C}$, relacionado con la diferencia entre la temperatura media de la placa (T_m) y la temperatura ambiente (T_{amb}).



La irradiancia, G en W/m^2 , es la radiación incidente por unidad de superficie. El absorbedor recibe la energía una vez descontadas las pérdidas sufridas en la cubierta, o pérdidas ópticas, que vienen definidas por el producto de la transmitancia (τ) de la cubierta transparente y la radiación incidente. Finalmente, la energía absorbida por la placa dependerá de la absorptividad (α) de la misma. El producto de la transmitancia de la cubierta por la absorptividad de la placa absorbidora constituye una característica del captador, cuyo valor debe estar incluido en la documentación técnica de los fabricantes.

Con todo ello la expresión, en régimen estacionario, del calor útil por unidad de tiempo o potencia térmica útil (Q_u), es:

$$Q_u = A * [G * (\alpha * \tau) - U_c * (T_m - T_{amb})] \quad (6.1)$$

Donde:

- $A \equiv$ Área del captador, normalmente área de apertura [m^2];
- $G \equiv$ Irradiancia solar incidente [W/m^2];
- $U_c \equiv$ Coeficiente global de pérdidas del captador [$W/m^2 K$];
- $T_m \equiv$ Temperatura media de la placa absorbente [K];
- $T_{amb} \equiv$ Temperatura ambiente [K];
- $\tau \equiv$ Transmitancia de la cubierta transparente [$W/m^2 K$];
- $\alpha \equiv$ Absortancia de la placa absorbente

Habitualmente la potencia térmica útil (Q_u) suele expresarse en función de la temperatura del fluido a la entrada del captador (T_e), apareciendo un nuevo factor adimensional, conocido como “Factor de evacuación de calor” (F_R), que se define como el cociente entre el calor absorbido por el fluido y el transferido cuando se considera que la placa se encuentra a la misma temperatura que el fluido a la entrada del captador.

La expresión de la potencia térmica útil queda entonces de la forma siguiente:

$$Q_u = A * F_R [G * (\alpha * \tau) - U_c * (T_e - T_{amb})] \quad (6.2)$$

Esta es la ecuación fundamental del captador plano, que permite obtener la potencia útil extraída del captador en función de la temperatura del fluido a la entrada.

- **Rendimiento del captador solar**



El rendimiento de un captador solar se define como el cociente entre la cantidad de energía que se obtiene y la energía solar incidente en un periodo de tiempo determinado:

$$\eta = \frac{Q_u}{A * G} \quad (6.3)$$

Donde:

- η \equiv Rendimiento del captador;
- Q_u \equiv Calor útil por unidad de tiempo o potencia térmica útil [W];
- A \equiv Área del captador [m²];
- G \equiv Irradiancia solar en el plano del captador [W/m²]

Sustituyendo la expresión de Q_u de la Ecuación 6.3 en la Ecuación 6.4, el rendimiento de un captador solar puede expresarse de la forma siguiente:

$$\eta = F_R * (\alpha * \tau) - U_c * \left(\frac{T_e - T_{amb}}{G} \right) \quad (6.4)$$

Donde:

- η \equiv Rendimiento del captador;
- $F_R (\tau \alpha)$ \equiv Factor de eficiencia óptica;
- U_c \equiv Coeficiente global de pérdidas [W/m²K];
- T_e \equiv Temperatura del fluido a la entrada del captador [K];
- T_{amb} \equiv Temperatura ambiente [K];
- G \equiv Irradiancia solar en el plano del captador [W/m²]

▪ **Curva de rendimiento del captador**

Para realizar un diseño adecuado del sistema de captación con el fin de obtener el máximo rendimiento posible, es necesario elegir el tipo de paneles térmicos a emplear en la instalación. Para ello, se deben comprar las curvas características aportadas por los fabricantes, para llegar a la elección del panel solar térmico más adecuado.

Los paneles solares térmicos, deben haber sido certificados por un laboratorio de ensayos homologado de acuerdo a la Norma UNE- EN 12975-2-2006, obteniéndose como resultado la curva de rendimiento energético. Mediante esta curva se obtienen los parámetros fundamentales de un captador solar.



Si se representa el rendimiento del captador (η) frente a $T_e - T_{amb}$ (x), el resultado es una recta (Ecuación 6.4), tal como muestra la Ecuación 6.5.

$$\eta = \eta_0 - U_0 X \quad (6.5)$$

En la Ecuación 6.4, el primer parámetro es $F_R (\tau \alpha) \equiv \eta_0$, que es la ordenada en el origen, e indica el rendimiento del captador considerando solamente el valor de las pérdidas ópticas (eficiencia máxima).

$U_c \equiv U_0$ representa la pendiente de la recta y define las pérdidas térmicas, que dependen de la temperatura de entrada del fluido al captador, expresándose en $W/m^2 K$ (Coeficiente global de pérdidas lineal).

De la ecuación del rendimiento, se deduce inmediatamente que, cuanto mayor sea el rendimiento óptico del captador (η_0) y menor su coeficiente global de pérdidas (U_0), mejor será su rendimiento.

A menor irradiancia menor rendimiento, pero a igualdad de irradiancia se produce mayor rendimiento cuando la temperatura de entrada y la temperatura ambiente se aproximan, es decir, es importante que los captadores trabajen a la temperatura más baja posible, siempre en relación con la temperatura de utilización.

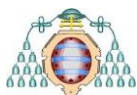
Concluyendo, el rendimiento de un panel solar térmico depende de:

- El coeficiente de pérdidas aportado por el fabricante (materiales de fabricación) ;
- Las condiciones climáticas (G, T_{amb}) ;
- Las condiciones de trabajo (T_e)

6.1.2 Inclinación y orientación del sistema de captación

La posición de los captadores solares se define mediante dos ángulos: el acimut y la inclinación. Se define el **ángulo de acimut**, α , como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del captador y el meridiano del lugar. Por tanto, 0° representan captadores orientados al sur, -90° captadores orientados al Este y $+90^\circ$ captadores orientados al Oeste.

Los captadores se deben situar de tal forma, que a lo largo del período de utilización, el equipo solar aproveche al máximo posible la radiación solar incidente. La orientación óptima de los



captadores es mirando al sur geográfico (ángulo de acimut 0° , no coincidente exactamente con el sur magnético), ya que en esta orientación es dónde recibe las mismas horas del Sol desde el Este y desde el Oeste, por lo que se recoge la máxima radiación.

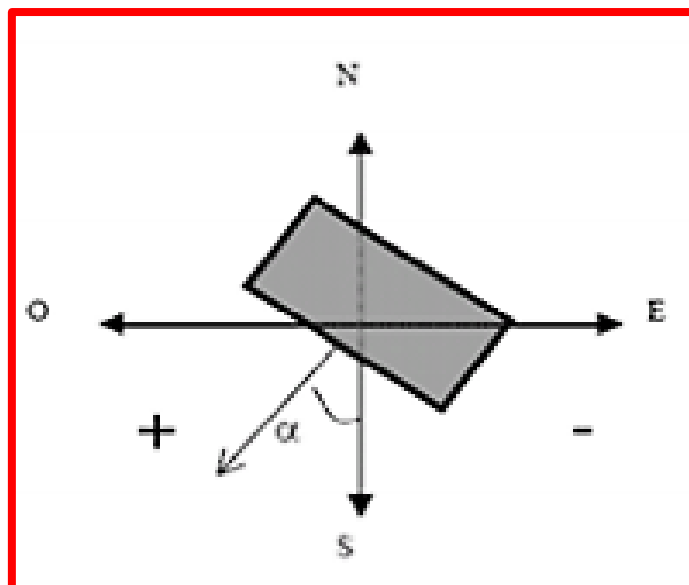


Figura 39: Ángulo de acimut de un captador solar plano (Sedigas, 2013)

Teniendo en cuenta la inclinación de los rayos solares respecto a la superficie terrestre según sus trayectorias diarias y estacionales se puede considerar una desviación admisible, de alrededor de $\pm 25^\circ$, respecto al acimut 0° de acuerdo con la Figura 39. En la práctica, las desviaciones en un 15 % hacia el SE o SW, con respecto a la orientación sur, no afectan al rendimiento ni a la energía térmica útil aportada por el equipo solar.

Si la posición de los captadores fuera horizontal su orientación sería indiferente puesto que la incidencia de los rayos solares sería siempre la misma, pero este caso sólo puede ocurrir en ausencia total de obstáculos y tiene el inconveniente de la acumulación de suciedad sobre la cubierta del captador y dificultades en la circulación del fluido caloportador, además de posibles excedentes en verano.

Se define el **ángulo de inclinación**, β , como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para captadores horizontales y 90° para verticales. La Figura 41 muestra el citado ángulo. La Figura 40 muestra el ábaco que puede emplearse para el cálculo de las pérdidas si la inclinación del captador no es óptima, mientras que la Figura 41 muestra el ángulo de inclinación del captador para diversas disposiciones

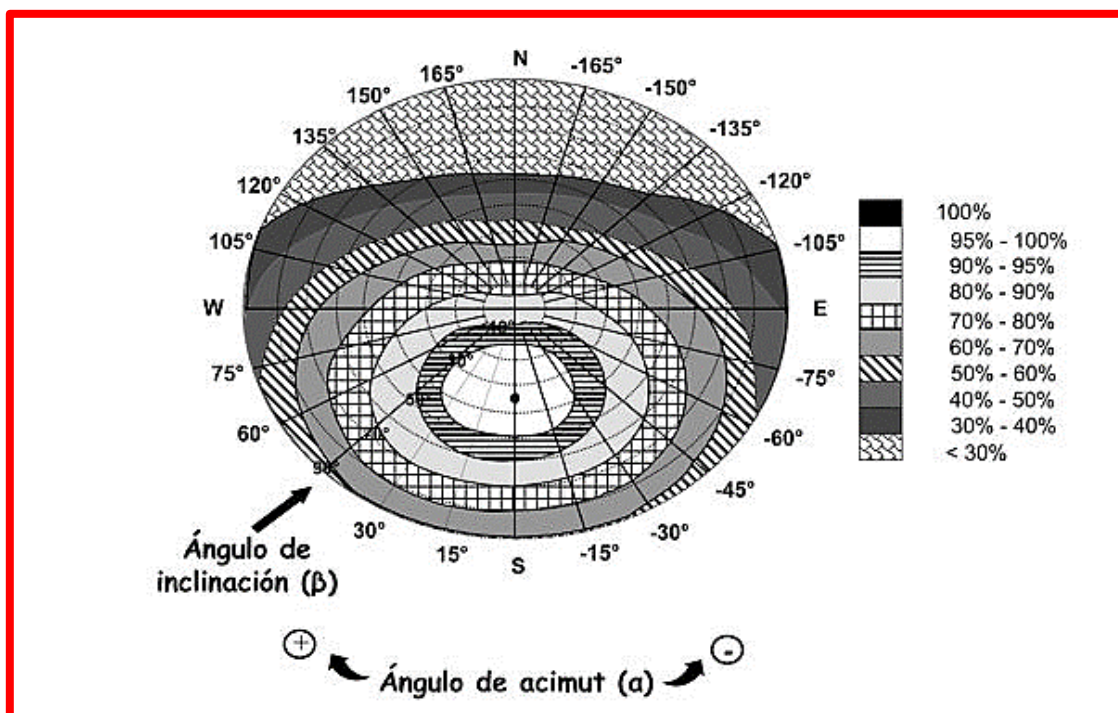
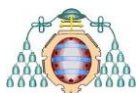


Figura 40: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación (CTE, 2005)

Los captadores deberán inclinarse de modo que los rayos del Sol incidan perpendicularmente en su superficie al mediodía solar. El ángulo de inclinación de los captadores dependerá del uso del equipo solar:

- Utilización a lo largo de todo el año (ACS): Ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica;
- Empleo preferentemente durante el invierno (Calefacción): Ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica +10 °;
- Uso preferente durante el periodo de verano (Calentamiento de agua de piscinas descubiertas): Ángulo de inclinación igual a la latitud geográfica -10 °;
- Variaciones de $\pm 10^\circ$ con respecto al ángulo de inclinación óptimo prácticamente no afectan al rendimiento y a la energía térmica útil aportada por el equipo solar;

Cabe mencionar que, de acuerdo con las indicaciones del CTE, los captadores planos no pueden situarse en posición horizontal debiendo tener una inclinación mínima de 5° respecto a la horizontal.

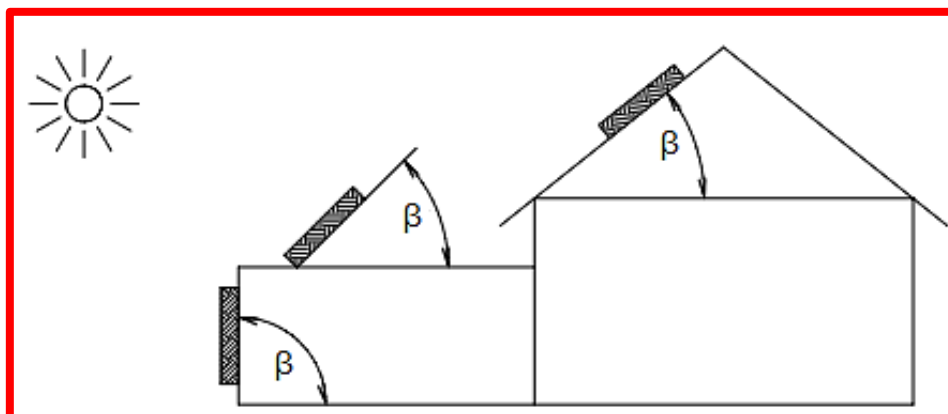


Figura 41: Ángulo de inclinación de un captador solar (Viessmann y elaboración propia, 2017)

6.1.3 Pérdidas por inclinación, orientación y sombras

Se denominan pérdidas por orientación (expresadas en %) a la fracción de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la orientación óptima. Por otra parte, se denominan pérdidas por inclinación (expresadas en %) a la fracción de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

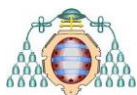
Las pérdidas por estos conceptos se calcularán en función de:

- El ángulo de inclinación [β];
- El ángulo de acimut [α]

Cuando la orientación e inclinación del sistema generador tenga que ser diferente a la posición óptima, las pérdidas energéticas que se generen no serán mayores que las resultantes de aplicar los porcentajes de la Tabla 11 a la producción estimada en el hipotético caso de la posición óptima del campo generador.

Tabla 11: Pérdidas máximas por orientación e inclinación (EnerAgen, 2008)

CASO	% MÁXIMO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN
General	10 %
Superposición	20 %
Integración arquitectónica	40 %



El porcentaje de pérdidas cambia dependiendo la función de los captadores, tal y como aparece recogido en la Tabla 11. Las situaciones que se contemplan son:

- **Superposición arquitectónica:** los captadores están colocados paralelos a la envolvente del edificio, de manera que su inclinación coincide con la del tejado, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el objetivo de favorecer la autolimpieza del colector.
- **Integración arquitectónica:** los captadores cumplen una doble función energética y arquitectónica, y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.
- **Caso general:** lo constituyen el resto de posibilidades.

Las pérdidas por orientación e inclinación se pueden calcular a partir del ábaco de la Figura 42.

Se llaman **pérdidas por sombras** a la cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día. Las pérdidas por sombras son las derivadas de los obstáculos existentes en el entorno, que impiden la recepción de los rayos solares a determinadas horas del día. Se trata en general de edificaciones próximas, aunque también pueden ser partes de la propia edificación o incluso las filas anteriores de los propios captadores, especialmente en las orientaciones cercanas al sur.

Las pérdidas por sombras de la superficie de captación se deben evaluar de acuerdo con lo estipulado en el CTE. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

Los obstáculos en el entorno del campo de captación situados en la trayectoria solar impiden el paso de la radiación, produciendo sombras si su altura es mayor que la cota a la que se sitúan los captadores, generalmente la de la cubierta. Por tanto, para calcular la porción de radiación solar interceptada por el obstáculo hay que conocer las trayectorias del Sol a lo largo de todo el año.

El CTE incluye un diagrama en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares como se puede apreciar en la Figura 42. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar, es decir el Este, y positivas después de éste, el Oeste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14). Las unidades de este sistema de coordenadas son grados sexagesimales tanto para la escala vertical como para la horizontal.

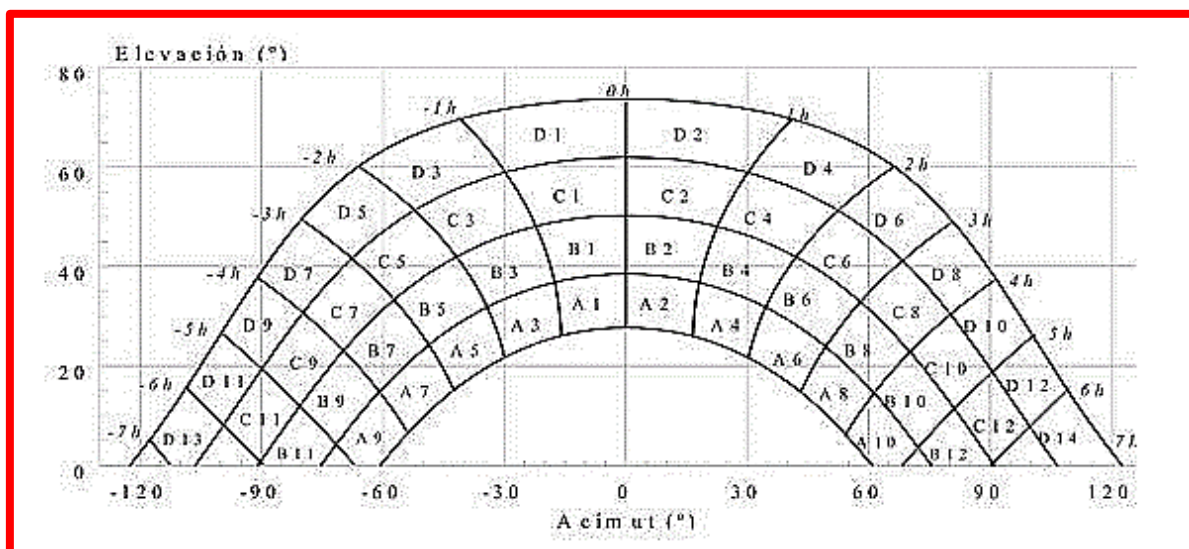


Figura 42: Diagrama de trayectorias del Sol (CTE, 2005)

Cada una de las porciones de la Figura 42 representa el recorrido del Sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio.

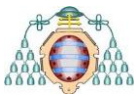
El procedimiento de cálculo de las pérdidas de radiación por sombras consiste en la superposición del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama anterior de trayectorias del Sol (Figura 42).

Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

La sección HE 4 del CTE incluye también unas tablas con los valores del porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla 12: Pérdidas máximas por sombras (EnerAgen, 2008)

CASO	% MÁXIMO DE PÉRDIDAS POR SOMBRAS
General	10 %
Superposición	15 %
Integración arquitectónica	20 %



La suma de las porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado constituye el porcentaje de pérdida total anual de la captación solar en la instalación. Dicho porcentaje no puede superar el valor que se especifica en la Tabla 12.

6.1.4 Conexionado

El criterio de distribución uniforme de caudal de fluido circulante es imprescindible para conseguir saltos de temperatura homogéneos que proporcionen rendimientos similares en cada captador. Para conseguir esto, se debe procurar un correcto equilibrado hidráulico. Por tanto, es necesario prestar especial atención al conexionado de los captadores de la instalación de energía solar térmica.

Los captadores se disponen en filas que se pueden conectar entre sí en paralelo, en serie o en serie-paralelo, tal y como se indica en la Figura 43.

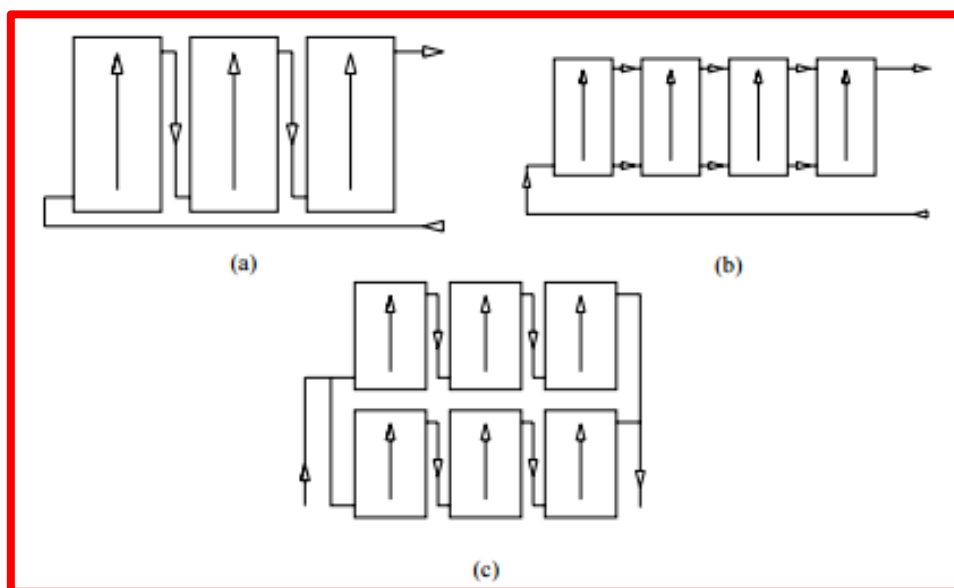
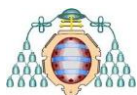


Figura 43: Conexión de captadores: (a) En serie; (b) En paralelo; (c) En serie-paralelo (IDAE, 2009)

Se denomina batería al conjunto de captadores, instalados sobre una estructura común, e interconectados entre ellos. Estas baterías deben estar constituidas preferentemente por el mismo número de captadores.

La composición de una batería debe garantizar que todos los captadores dentro de ella, funcionen de la misma forma.

El conexionado más común de los captadores dentro de una batería es el conexionado en paralelo, pero también se puede encontrar baterías de captadores conectados en serie.



La mayoría de los captadores del mercado presentan cuatro conexiones de entrada/salida por lo que se pueden conectar en paralelo directamente entre sí. En caso de que sólo disponga de dos conexiones, el paralelo se debe hacer mediante una tubería exterior o bien se conectan en serie.

El número de m² de superficie de captación que se puede conectar en paralelo debe tener en cuenta las limitaciones del fabricante.

En la Tabla 13 se muestran las zonas climáticas de acuerdo con el CTE en el territorio Español teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre una superficie horizontal (H).

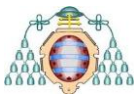
Tabla 13: Zonas climáticas según la radiación solar global media diaria anual sobre una superficie horizontal (EnerAgen, 2008)

ZONA CLIMÁTICA	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Por el criterio de necesidad de distribución uniforme de caudal de fluido circulante, cuando un campo de captadores está constituido por varios grupos, conectados en paralelo, estando a su vez cada uno de ellos constituido por varias baterías en serie, cada grupo constará de igual número de baterías en serie.

Se dispondrá de un sistema para asegurar igual recorrido hidráulico en todas las baterías de captadores. En general, se debe alcanzar un flujo equilibrado mediante el sistema de retorno invertido, es decir, la tubería de retorno de fluido caloportador más frío al campo de captación tendrá recorrido de casi el doble que la de impulsión del fluido caliente al intercambiador de calor, de forma que se igualen las pérdidas de carga en cada una de las baterías. Si esto no es posible, se puede controlar el flujo mediante mecanismos adecuados, como válvulas de equilibrado.

Las diferencias entre la conexión en serie y en paralelo de captadores y/o baterías de captadores presenta las siguientes ventajas con respecto a la conexión en paralelo:



- En la conexión en serie, pasa el mismo caudal de fluido caloportador por cada captador o batería de captadores mientras que en la conexión en paralelo el caudal se distribuye en igual proporción para cada captador o batería de captadores. Es decir, a igual número de captadores, para una conexión en serie el caudal total es menor que para una conexión en paralelo. Por tanto, en la conexión en serie, al ser menor caudal total de fluido circulante, se obtiene un menor tamaño de la bomba de circulación y menores diámetros de las tuberías.
- Otra ventaja de la conexión en serie es que el fluido se va calentando según pasa por cada elemento, por lo que se obtiene un salto térmico entre la entrada y la salida, mayor que en la conexión en paralelo. Como el rendimiento del captador disminuye al aumentar la temperatura de entrada del fluido, el rendimiento instantáneo de la conexión en serie es menor que el de la conexión en paralelo.

6.1.5 Distancia entre captadores

Los captadores se deben situar de forma que en el día más desfavorable del periodo de utilización, no tengan más de un 5 % de su superficie útil cubierta por sombras. Si el periodo de utilización principal es anual o durante el invierno, el día más desfavorable es el 21 de diciembre, solsticio de Invierno.

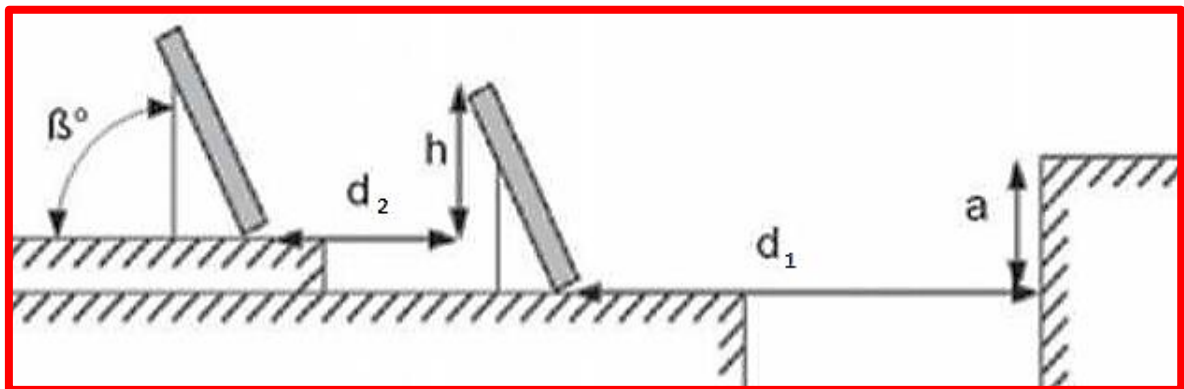


Figura 44: Esquema para el cálculo de la distancia de separación entre captadores (Ingelibre, 2014)

Por lo tanto, debe existir una distancia mínima entre las filas de captadores, de manera que al mediodía solar del día más desfavorable del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente.



En instalaciones de utilización durante todo el año y para captadores instalados en el plano horizontal, el día más desfavorable es el 21 de diciembre y la altura solar mínima al mediodía solar es (A_{min}):

$$A_{min} = 90^\circ - \text{Latitud del lugar} - 23,27^\circ \quad (6.6)$$

La distancia mínima a considerar entre los captadores solares y un objeto de altura "a" (d_1) o un captador de altura " $h_{captador}$ " (d_2) (Figura 44) será:

$$d_2 = \left[\frac{h_{captador}}{\tan(A_{min})} \right] \quad (6.7)$$

Donde $h_{captador}$ es la altura del captador de longitud "L" que viene dada mediante la siguiente expresión:

$$h_{captador} = L * \sin \beta \quad (6.8)$$

La distancia mínima a considerar entre filas de captadores (d_1) será:

$$d_1 = \frac{L * \sin \beta}{\tan(A_{min})} \quad (6.9)$$

Donde:

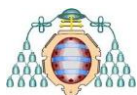
- $d_2 \equiv$ Distancia entre captadores
- $d_1 \equiv$ Distancia entre filas[m];
- $L \equiv$ Longitud del captador[m];
- $\beta \equiv$ Inclinación del captador [°]

Esta distancia entre filas es la comprendida entre la parte posterior del captador (la proyección a la horizontal de la parte más elevada del captador), y el inicio de la fila siguiente. Si se quiere conocer la distancia entre el inicio de filas de captadores (d), a la anterior distancia hay que sumarle la correspondiente a la proyección sobre la horizontal del captador. Esta proyección (I) se puede conocer mediante la expresión:

$$I = L * \cos \beta \quad (6.10)$$

Luego la distancia entre el inicio de filas de captadores (d) será:

$$d = \frac{L * \sin \beta}{\tan(A_{min})} + I \quad (6.11)$$



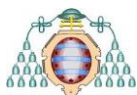
6.1.6 Estructura soporte

La estructura soporte es un elemento necesario para colocar los paneles con la inclinación y orientación adecuadas y así conseguir el mejor rendimiento posible en la instalación solar con la suficiente estabilidad y conexión al edificio de apoyo. Se pueden utilizar estructuras de aluminio o de hierro o acero. Estas primeras ya están diseñadas para paneles solares y facilitan un montaje sencillo y sólido. También destacan por un menor peso que las estructuras de hierro y no necesitan mantenimiento con el paso de los años. Actualmente, son las más utilizadas por su facilidad de transporte y de traslado hasta el tejado o las terrazas. Por su parte, las estructuras de hierro suelen hacerse a medida para instalaciones que precisan de una estructura de diseño especial o bien para las estructuras de tipo poste que se suelen fijar en paredes verticales.

La norma de disponer los captadores orientados hacia el sur será siempre la misma para instalaciones solares en cualquier localidad situada en España, dado todo el territorio Español se encuentra en el hemisferio norte del planeta. Por el contrario, el grado de inclinación dependerá tanto del lugar objeto de la instalación como de la temporada de uso prevista. Si se prevé un uso todo el año, se deberá poner un mayor grado de inclinación para potenciar el aprovechamiento del Sol durante los meses más desfavorables de diciembre y enero, meses en los cuales la altura del Sol es muy baja y, por tanto, se necesita disponer los captadores con un mayor ángulo de inclinación.

El CTE considera que es necesario aplicar medidas de seguridad, siendo los aspectos más destacados a tener en cuenta los siguientes:

- Fijaciones que permitan las necesarias dilataciones térmicas, sin transferir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o al circuito hidráulico.
- Consideración de la acción específica del viento, ya que es la única que puede producir acciones importantes sobre los captadores. Se debe evitar el efecto “vela” mediante separación entre los módulos, y triangular la estructura para evitar excesivas deformaciones.
- Los movimientos en la estructura pueden producir desplazamiento, aflojamientos y roturas en las juntas, por lo que será necesaria su revisión periódica.
- En las instalaciones en cubierta plana hay que tener cuidado para no perforar la cubierta y provocar puntos de rotura en la impermeabilización. Es necesaria construcción de muretes o bancadas de hormigón sobre los que se anclarán los soportes.



- En el caso de instalaciones integradas que cumplan la función de cerramiento, la estructura y la estanqueidad entre captadores se ajustarán a las exigencias del CTE y demás normativa de aplicación, debiendo cumplirse las instrucciones del fabricante.
- En general, dada la exposición a la intemperie de las instalaciones, deben emplearse materiales y componentes de la máxima calidad y garantía.

En el caso de que el sistema posea una estructura soporte exterior, el fabricante deberá especificar los valores máximos de s_k (carga de nieve) y v_m (velocidad media de viento) de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4. Esto deberá verificarse durante el diseño, calculando los esfuerzos de la estructura soporte de acuerdo con estas normas. El sistema sólo podrá ser instalado en localizaciones donde los valores de s_k y v_m determinados de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4 sean menores que los valores máximos especificados por el fabricante.

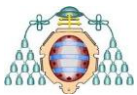
6.2 Sistema de captación y características de la instalación

La temperatura máxima que alcanza el agua que se impulsa hacia los radiadores de la Escuela de Minas es del orden de 85 ° C. Por consiguiente, lo más adecuado es emplear captadores de tubos de vacío, dado que con los captadores planos se alcanzan temperaturas máximas en torno a 70 ° C, mientras que los tubos de vacío es posible alcanzar temperaturas de más de 100 ° C. Además, el retorno del sistema de calefacción se encuentra a una temperatura relativamente elevada por lo que con los captadores solares planos no se alcanzaría un salto térmico adecuado.

Otra de las razones por las que se ha optado por los últimos es que su tecnología y diseño los convierten en uno de los captadores de mayor rendimiento del mercado, aprovechando mucho más la radiación solar con unas prestaciones difíciles de mejorar, así como una mejor integración arquitectónica.

Este tipo de captadores son más eficiente que los captadores planos, pero se usan para procesos que requieren temperaturas de agua de entre 70 ° C – 80 ° C, por lo que su uso se da principalmente en procesos industriales o en aquellas zonas con climas fríos en el norte de España como es el caso de estudio.

Estos captadores están basados en el principio “Heat-Pipe”, constituyendo una tecnología respetuosa con el medio ambiente. Los captadores de tubos de vacío resultan los más adecuados para el aprovechamiento de la energía solar a lo largo de todo el año, ya que en los meses de verano, tienen un rendimiento normal, similar al del resto de captadores mientras que en los meses de invierno en los que se centra el presente proyecto, su rendimiento está por encima del resto de captadores. Como puede observarse en la Figura 45, los captadores de tubos



de vacío presentan mayores rendimientos que los captadores planos, para diferencias de temperaturas entre el ambiente y el captador superiores a 35 ° C.

El aumento constante que experimenta la demanda energética sumada a la experiencia y a las nuevas tecnologías de fabricación de los tubos de vacío a nivel mundial, han permitido que en la actualidad, este tipo de captadores sean más económicos que los tradicionales captadores planos. Por tanto, el empleo de este tipo de captadores de tubos de vacío es la mejor opción en términos de eficiencia, de vida útil y precio para este proyecto.

El modelo del captador solar de tubo de vacío seleccionado ha de cumplir con las siguientes características:

- Elevada durabilidad.
- Facilidad de montaje (en tejado, integrado en la cubierta, en fachada, etc.).
- Buena relación calidad/precio en comparación con otros captadores.
- Comportamiento adecuado a las temperaturas de aplicación

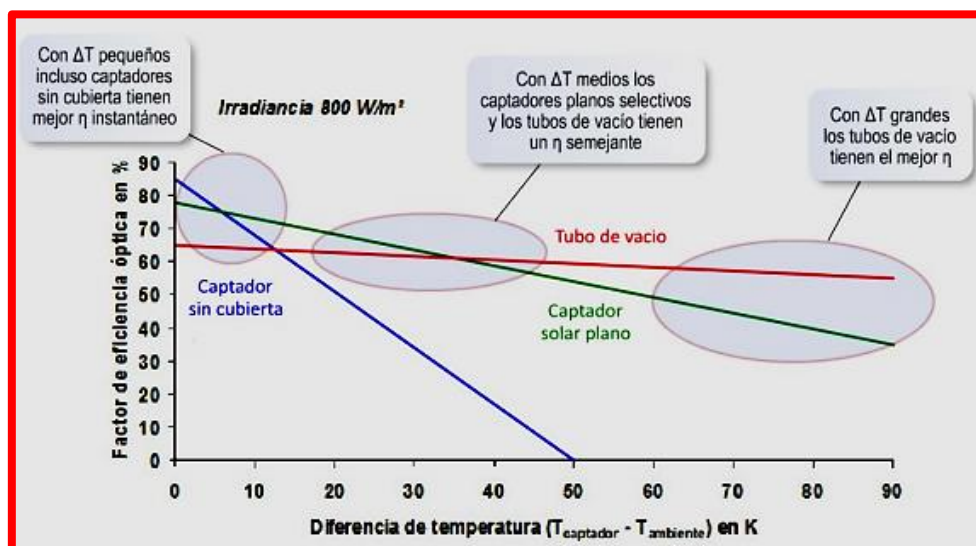
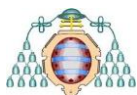


Figura 45: Curvas de rendimiento para los diferentes tipos de captadores (UrbanArbolismo, 2017)

Tal y como aparece recogido en el Código Técnico de Edificación (CTE), el captador debe poseer la certificación emitida por el organismo competente en la materia según lo regulado en el RD 891/1980 de 14 de abril, sobre homologación de los captadores solares (HOM).

El captador seleccionado cumple con los requisitos de protección del medio ambiente, así como de homologación CE conforme a las directivas de la Unión Europea vigentes, que han sido comprobados por Solar-KEYMARK según EN 12975 o ISO 9806.

Los captadores que integren la instalación deben ser del mismo modelo, tanto por criterios energéticos como por criterios constructivos y deberán tener un coeficiente global de pérdidas,



referido a la curva de rendimiento en función de la temperatura ambiente y la temperatura en el captador, menor de $10 \text{ W/m}^2 \text{ K}$.

El rendimiento máximo se alcanza cuando la diferencia entre la temperatura del absorbedor y la temperatura ambiente (ΔT) o las pérdidas térmicas son iguales a cero (Figura 45). Cuanto mayor es la temperatura del captador, mayor es la pérdida de calor y por consiguiente menor es el rendimiento. Las curvas características del rendimiento sirven para reconocer las áreas de trabajo típicas de los captadores solares.

Por tanto, teniendo en cuenta todo lo anterior, entre los captadores térmicos que se han valorado en el mercado se ha seleccionado el captador Vitosol 300 – T modelo SP3A cuyo año de producción comenzó en el año 2008, de la casa Viessmann Werke GmbH y cuya hoja de especificaciones técnicas se adjunta en el Anexo II “Hojas Técnicas”.

6.2.1 Descripción del captador, ventajas y datos técnicos

El captador Vitosol 300 – T seleccionado puede encontrarse en el mercado en dos versiones:

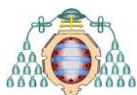
- El modelo D20 formado por 20 tubos y una superficie de 2 m^2
- El modelo H30 compuesto por 30 tubos con una superficie de 3 m^2

La forma del tubo proporciona una alta estabilidad al colector. No se precisa una evacuación posterior de los tubos ya que dicho tubos están permanentemente hermetizados al aire.

El vacío en los tubos de vidrio garantiza el mejor aislamiento térmico posible ya que las pérdidas por convección entre los tubos de vidrio y el absorbedor se evitan prácticamente en su totalidad. De esta forma, también se consigue aprovechar la radiación difusa, es decir, la parte de la radiación solar que por causa de partículas de polvo o de moléculas de gas es reflejada o absorbida para volver a ser irradiada e incide sobre la superficie terrestre de forma no dirigida.

Dicho captador pueden instalarse tanto en cubiertas planas sobre estructuras de apoyo como cubiertas inclinadas, siendo este último nuestro caso objeto de estudio. Para la fijación sobre tejados inclinados, Viessmann ofrece sistemas universales que se pueden utilizar en casi todos los tipos de tejados y un sistema de soportes para el montaje sobre tejados planos o sobre estructura de apoyo.

Cada tubo de vacío incorpora un absorbedor de cobre con recubrimiento de Titanio. Este absorbedor garantiza una elevada absorción de radiación solar y una reducida emisión de radiación térmica. En el absorbedor se ha instalado un tubo de calor lleno de líquido de



evaporación. El tubo de calor está conectado al condensador mediante una conexión flexible. El condensador se encuentra en el intercambiador de calor de doble tubo “Duotec”.

Se trata de la llamada “unión seca” que permite girar o sustituir tubos incluso cuando la instalación esté llena y bajo presión. El absorbedor transmite el calor al tubo de calor. De este modo, el fluido se evapora. El vapor asciende al condensador. A través del intercambiador de calor de doble tubo, en el que se encuentra el condensador, el calor se transmite al medio portador de calor; con ello, se condensa el vapor. Los condensados vuelven a bajar al tubo de calor y el proceso se repite, eliminándose de esta forma las corrosiones y las incrustaciones de agua. Para garantizar la recirculación del líquido de evaporación en el intercambiador de calor, el ángulo de inclinación debe ser de 25 ° como mínimo.

Las desviaciones con respecto a la dirección sur se pueden compensar girando axialmente los tubos de vacío. Se puede montar una batería de captadores conectando hasta 15 m² de superficie de captadores. Para este fin se suministran tubos de unión flexibles termoaislantes hermetizados con juntas tóricas. Un juego de conexión con uniones por anillos de presión permite conectar de forma sencilla la batería de captadores a las tuberías del circuito de energía solar. La sonda de temperatura del colector se monta en un alojamiento que se encuentra en la tubería de impulsión de la caja de conexiones del colector.

El modelo de captador seleccionado presenta las siguientes ventajas que se describen a continuación:

- Colector de tubos de vacío según el principio “Heat-Pipe”, altamente eficaz y de gran fiabilidad;
- Superficies de absorción integradas en los tubos de vacío con recubrimiento de SolTitan y resistentes a la suciedad;
- Eficaz transmisión de calor gracias a los condensadores instalados en el interior del intercambiador de calor de doble tubo Duotec;
- Orientación óptima de los tubos giratorios hacia el Sol para aprovechar al máximo la energía;
- Unión seca que permite montar o sustituir tubos incluso cuando la instalación está llena;
- El aislamiento térmico altamente eficaz de la caja de conexiones reduce al mínimo las pérdidas de calor;
- Montaje simple gracias a los sistemas de montaje y de conexión de Viessmann.

En la Figura 46 se muestran las diferentes partes que configuran el captador solar de tubo de vacío Vitosol 300 – T

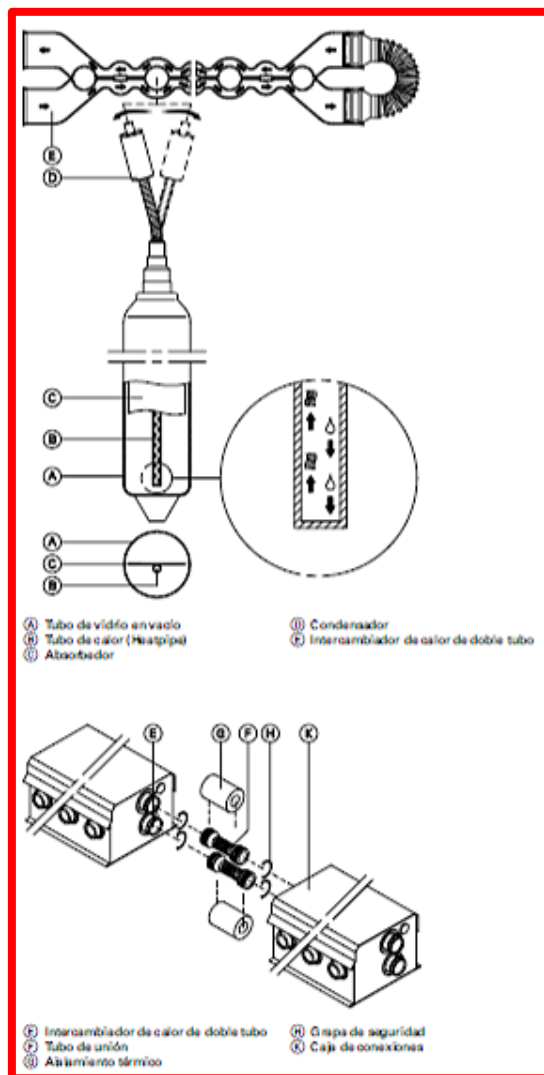


Figura 46: Componentes Vitosol 300 – T según el principio HeatPipe (Viessmann, 2017)

En la Tabla 14 se recogen los principales datos técnicos del captador seleccionado, que se encuentra en el catálogo de la firma. En dicha tabla, los siguientes conceptos representan lo siguiente:

- **Superficie bruta:** es la superficie delimitada por las dimensiones exteriores (longitud x anchura) de un colector. Es un dato decisivo para planificar el montaje y la superficie de cubierta requerida, y además es determinante en la mayoría de los planes de fomento a la hora de solicitar subvenciones.
- **Superficie de absorción:** superficie de metal con recubrimiento selectivo que está montada en el colector.
- **Superficie de apertura:** la superficie de apertura es el dato técnico relevante a la hora de planificar una instalación de energía solar y de utilizar los parámetros de dimensionado.



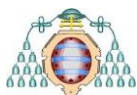
En los captadores de tubos de vacío debido a que en las partes superior e inferior de los tubos hay pequeños sectores sin superficie de absorción, la superficie de apertura de estas unidades es un poco mayor que la superficie de absorción.

La temperatura de inactividad es la temperatura que se alcanza en el punto más caliente del captador con una intensidad de radiación global de 1000 W/m^2 si no se extrae calor alguno.

Tabla 14: Características Vitosol 300 – T (Viessmann, 2017)

DATOS TÉCNICOS VITOSOL 300 - T		
Modelo SP3A	2 m ²	3 m ²
Número de tubos	20	30
Superficie bruta (m ²)	2,866	4,324
Superficie de absorción (m ²)	2,004	3,016
Superficie de apertura (m ²)	2,145	3,228
Dimensiones		
Anchura a (mm)	1420	2129
Altura b (mm)	2040	2040
Profundidad c (mm)	143	143
Rendimiento óptico (área de apertura) (%)	0,756	0,751
Coefficiente de pérdida de calor k_1 (W/(m ² K))	1,28	1,24
Coefficiente de pérdida de calor k_2 (W/(m ² K))	0.0063	0,0063
Rendimiento óptico (área de absorbedor) (%)	0,809	0,804
Capacidad térmica (kJ/(m ² K))	7,9	7,8
Peso (kg)	58	87
Volumen del fluido (medio portador de calor) (litros)	1,13	1,65
Presión de servicio (bar)	6	6
Temperatura máxima de inactividad (° C)	273	273
Conexión (mm Ø)	22	22

El rendimiento óptico η_0 (área de apertura) y los coeficientes de pérdida de calor k_1 y k_2 , donde k_1 es la parte constante de pérdida de calor de un captador y k_2 es la parte cuadrática de la pérdida de calor dependiente de la temperatura junto con la diferencia de temperatura ΔT y la intensidad de radiación G , son suficientes para poder determinar la curva característica del



rendimiento. Como ya se comentó anteriormente, el rendimiento máximo se consigue cuando tanto la diferencia entre la temperatura del absorbedor y la temperatura ambiente (ΔT) como las pérdidas térmicas son iguales a cero. Cuanto más aumenta la temperatura del captador, mayor es la pérdida de calor y menor el rendimiento. Debido a que el Edificio de estudio se encuentra en Asturias, englobada en la zona climática 1 con una irradiación global media diaria de 3,57 kWh (m² día) (AEMET, 2012).

El captador de tubo de vacío modelo D20, presenta la siguiente curva característica de rendimiento:

$$\eta = 0,756 - 1,28 \frac{(T_E - T_A)}{G} \quad (6.12)$$

Donde:

- $T_E \equiv$ Temperatura de entrada del fluido al captador [K];
- $T_A \equiv$ Temperatura media del ambiente [K];
- $G \equiv$ Radiación [W/m²];
- **Factor de eficiencia** $\equiv 0,756$;
- **Coefficiente global de pérdida** $\equiv 1,28$ [W/m² K]

La Tabla 15 hace referencia a la potencia extraída (W) por unidad de superficie del captador Vitosol 300 – T SP 3A 2m², dichos valores aparecen recogidos en el BOE a fecha de Junio de 2011.

Tabla 15: Potencia extraída por unidad de captador (W/m²) (BOE, 2011)

$T_m - T_a$ (K)	400 W/m ²	700 W/m ²	1000 W/m ²
10	620	1.106	1.593
30	554	1.040	1.527
50	477	963	1.450

Donde:

- $T_m \equiv$ Temperatura media del fluido al captador [K];
- $T_A \equiv$ Temperatura media del ambiente [K]

Los datos del medio portador los facilita la propia Viessmann y figuran en el catálogo del captador elegido. Dichos datos vienen reflejados en la Tabla 16.

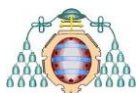


Tabla 16: Datos técnicos del medio portador de calor (Viessmann, 2017)

DATOS TÉCNICOS DEL MEDIO PORTADOR DE CALOR	
Densidad a 20°C	De 1,032 a 1,035 g/cm ³
Viscosidad a 20°C	De 4,5 a 5,5 mm ² /s
Valor de PH	De 9,0 a 10,5
Color	Claro, fluorescente rojo
Envase	25 o 200 litros en recipiente desechable

La temperatura histórica mínima registrada en Oviedo (Estación Meteorológica del Cristo) fue el 7 de enero de 1985 donde se registraron -11° C, de acuerdo con los datos obtenidos a partir de AEMET.

Como fluido de trabajo en el circuito primario de la instalación térmica se usará una mezcla de agua con propilenglicol que de acuerdo con la Figura 47 tendrá una proporción del 34 % de propilenglicol en el peso total del fluido y el resto corresponderá a agua. El valor escogido para el porcentaje en peso de anticongelante está diseñado para una temperatura de 4 grados inferior a la temperatura mínima registrada.

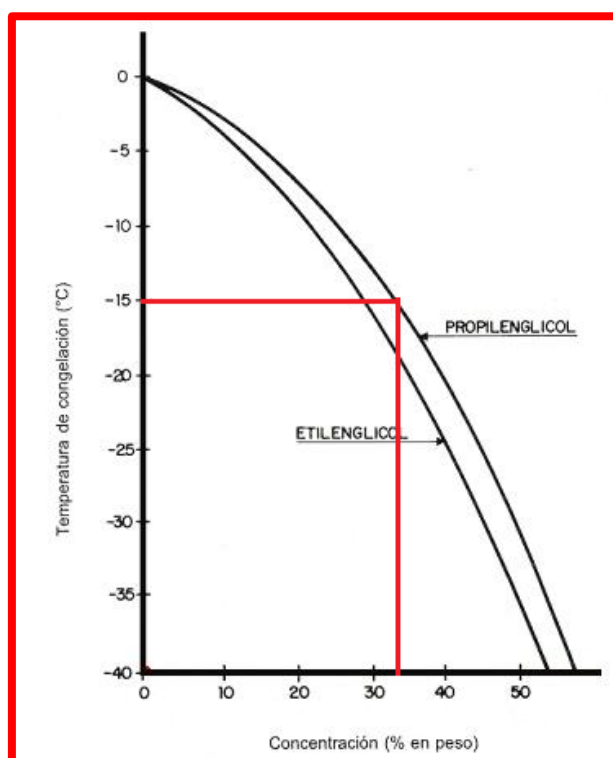
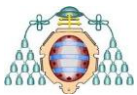


Figura 47: Porcentaje de propilenglicol en función de la temperatura de congelación (SolarWeb y elaboración propia, 2017)



6.2.2 Inclinación y orientación del captador

En este apartado se determinará la inclinación y orientación de los captadores de tal modo que las pérdidas sean las menores posibles. La inclinación de acuerdo con el CTE será la correspondiente a la latitud geográfica de la Escuela de Minas (43° C) más 10 grados ya que la instalación se dimensiona para un uso preferente en invierno. Así, se busca la mayor perpendicularidad de los rayos solares sobre la superficie de los captadores en la época en la que la altura solar es menor a la latitud.

La inclinación final de los mismos aparece recogida en la Expresión 6.13:

$$\beta = 43^\circ + 10^\circ = 53^\circ \quad (6.13)$$

Teniendo en cuenta la orientación de los paneles, se definirá el ángulo azimut, que en el caso analizado, al estar orientados al sur, corresponde a $\alpha = 0^\circ$

Mediante la Figura 48 se determinan los valores máximos y mínimos de inclinación de los captadores para una latitud 41°. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % para el caso general (Tabla 11), corresponden al borde exterior de la región del 90 – 95 % de la Figura 48. Por lo tanto, empleando dicha figura y sobre el citado borde, es posible establecer las inclinaciones máximas y mínimas que pueden tener los captadores para no exceder las pérdidas de 10 %.

En base al valor de nuestro acimut, se obtienen los siguientes valores:

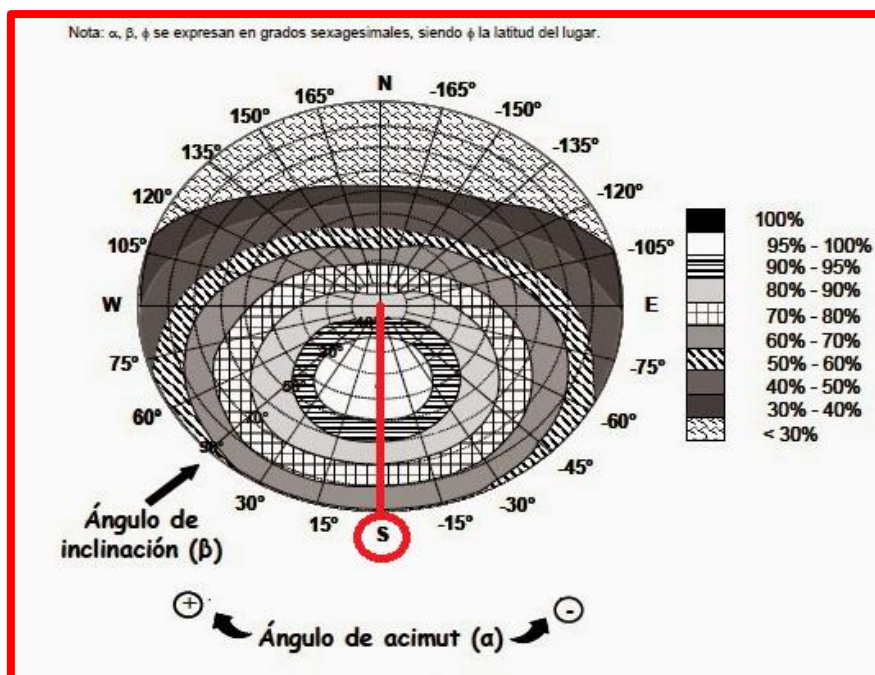
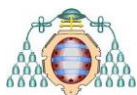


Figura 48: Gráfico correspondiente a pérdidas por orientación (CTE y elaboración propia, 2017)



Entrando en la Figura 48 con el acimut cero (orientación sur), para el borde exterior de la región de pérdidas correspondiente al 90 – 95 %, se obtienen las inclinaciones máxima y mínima. El procedimiento se muestra en la Figura 48, en la que se ha representado una línea roja cuya intersección con el citado borde proporciona los valores buscados. Dichos valores son:

- **Inclinación máxima:** 60 °
- **Inclinación mínima:** 7 °

Puesto que la Figura 48 proporciona los límites en la inclinación de los captadores para una latitud de 41 °, es necesario aplicar las siguientes correcciones para la latitud de 43° a la que se encuentra el Edificio objeto de estudio.

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación máxima (Latitud 41°)} - (41° - \text{Latitud Escuela}) \quad (6.14)$$

$$\text{Inclinación máxima} = 60° - (41° - 43°) = 62° \quad (6.15)$$

Al estar la inclinación máxima fuera del límite tal y como se indica en la Figura 48, se tomara por consiguiente el valor de la inclinación máxima = 60 °

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación mínima (Latitud 41°)} - (41° - \text{Latitud}) \geq 5° \quad (6.16)$$

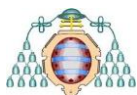
$$\text{Inclinación mínima} = 7° - (41° - 43°) = 9° > 5° = 9° \quad (6.17)$$

Por consiguiente, la inclinación que se seleccione debe estar comprendida entre estos dos valores para cumplir los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación. Cabe destacar que el valor que hemos seleccionado para la inclinación de los captadores está comprendido dentro del rango de inclinación permitido.

Finalmente se han tomado las siguientes orientaciones:

- **Ángulo de inclinación:** $\beta = 55°$
- **Ángulo de azimut:** $\alpha = 0°$

Así, para poder cumplir las especificaciones del CTE en lo relativo a máximas pérdidas por orientación e inclinación, los captadores deben tener inclinaciones comprendidas entre 9 y 62 °, por lo que la inclinación seleccionada de 55 ° para la orientación sur es adecuada.



Otra forma de calcular las pérdidas por orientación e inclinación en aquellos casos en que estas se encuentren cerca del límite, y como instrumento de verificación, el CTE sugiere la siguiente fórmula válida para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \quad (6.18)$$

Donde:

- $\beta \equiv$ Inclinación de los captadores [$^\circ$];
- $\beta_{opt} \equiv$ Inclinación óptima de los captadores [$^\circ$];
- $\alpha \equiv$ Acimut [$^\circ$]

Según el CTE en ángulo de inclinación óptimo sería aquel que corresponde con la latitud de la Escuela. Aplicando la expresión 6.16 se obtienen unas pérdidas por inclinación de:

Aplicando la expresión 6.17 obtendríamos unas pérdidas por inclinación de:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (55^\circ - 43^\circ)^2 + 3,5 * 10^{-5} * 0^{\circ 2}] = 1,728 \% \quad (6.19)$$

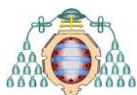
Por otra parte, las pérdidas producidas por las sombras que puedan proyectar las edificaciones colindantes con los alrededores de la instalación, en el presente caso, al estar los captadores situados en la cubierta del Edificio donde no existen obstáculos en los alrededores que puedan proyectar dichas sombras, se considerará que las pérdidas por sombras son nulas.

6.2.4 Dimensionado de la superficie de captación y número de captadores

La calefacción mediante energía solar es, al contrario que para la producción de ACS, menos favorable. El periodo de mayor oferta de energía solar no se corresponde con el periodo de mayor demanda de energía de calefacción. Mientras que el consumo de calor para la producción de ACS permanece relativamente constante durante todo el año, se dispone solo de una oferta muy baja de energía solar para la calefacción durante los tiempos de mayor carga térmica.

El primer paso para dimensionar el sistema de energía solar térmica es conocer las necesidades energéticas de agua caliente sanitaria y/o calefacción de la vivienda. El cálculo de las necesidades de agua caliente sanitaria se basa en las especificaciones del Código Técnico de la Edificación (CTE)-Ahorro de Energía HE4-Contribución solar mínima.

La contribución solar mínima anual es la fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual, obtenidos a partir de los valores mensuales.



Para el cálculo de la superficie de captación, de acuerdo con el documento HE-4 y en base a la zona climática donde se encuentra ubicada el Edificio objeto de estudio el CTE establece que es necesario cubrir el 50 % de las necesidades de ACS tal y como se indica en la Tabla 17.

Tabla 17: Contribución solar mínima para ACS % (CTE, 2014)

ZONA CLIMATICA	CONTRIBUCION SOLAR MÍNIMA
I	50
II	60
III	70
IV	70
V	70

Puesto que no se establece una contribución solar mínima anual obligatoria para la calefacción, en este trabajo se establecerá como objetivo que la energía solar cubra el 50 % de las necesidades de calefacción, que es lo que correspondería al ACS. En la Tabla 17 se muestran los cálculos realizados para determinar la irradiación incidente sobre el Edificio objeto de estudio durante el periodo de calefacción. Dichos cálculos están basados en los valores que proporciona el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura”, que recoge tablas elaboradas por Censolar. Dichas tablas se encuentran en el Anexo III.

En la Tabla 18 se emplean los siguientes parámetros.

Donde:

- $I_h \equiv$ Energía que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio cada mes [MJ/m^2];
- $k \equiv$ Factor de corrección para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo y otra horizontal;
- $E_{\text{incidente}} \equiv$ Energía incidente sobre una superficie inclinada durante todo el periodo de calefacción [kJ/m^2].



Tabla 18: Cálculo de la energía solar incidente sobre los captadores (MJ/m^2) durante el periodo de captación (Censolar y elaboración propia, 2017)

Mes	Nº días	Energía incidente supef. Horiz. (MJ/m2dia)	Factor correc. por inclinación k	Energía incidente superf. Inclín. (kJ/m2 mes)
Noviembre	30	5,9	1,62	286.740
Diciembre	31	4,6	1,59	226.734
Enero	31	5,3	1,46	239.878
Febrero	28	7,7	1,32	284.592
Marzo	31	10,6	1,15	377.890
Abril	30	12,2	0,98	358.680
Total				1.774.514

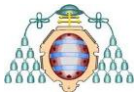
La superficie de captación se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$S_c = \frac{\text{Consumo gas natural medio} * \text{Contribucion solar mínima}}{\eta_{\text{instalacion}} * E_{\text{incidente}}} \quad (6.20)$$

En la Fórmula 6.18, $\eta_{\text{instalacion}}$ representa el rendimiento medio de la instalación solar. La demanda de energía térmica anual para la calefacción se muestra en el apartado 5.4 y, tal como se indicó, fue calculada a partir de programa CE³X. Así, para la demanda energética anual para calefacción, la contribución solar mínima y el rendimiento medio de la instalación solar se han adoptado los siguientes valores:

- **Demanda energética anual para calefacción** $\equiv 1.150.881,48 \frac{kWh}{\text{año}}$;
- **Contribución solar mínima** $\equiv 0,5$ (sección HE-4 del CTE);
- **Rendimiento instalación** $\equiv 0,4$

Como se puede observar en el apartado 5.4, la demanda media anual de calefacción está expresada en kWh por m^2 de superficie, por lo que es necesario multiplicar por los metros cuadrados de superficie útil de la Escuela. Considerando la planta baja, planta primera y planta segunda, la superficie útil habitable del conjunto asciende a $9954 m^2$ ($3318 * 3$). Multiplicando la demanda de calefacción anual, que corresponde a los meses de noviembre a abril, por la superficie útil habitable de las tres plantas resulta una demanda térmica anual de calefacción de $1.150.881,48 kWh$, tal como muestra la expresión siguiente:



$$\text{Consumo gas natural medio} = 115,62 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}} * 9954 \text{ m}^2 = 1.150.881,48 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \quad (6.21)$$

Puesto que la energía solar total incidente durante el periodo de calefacción tiene unidades de $\frac{\text{KJ}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}}$, es necesario transformar los kJ a kWh. Tras la citada conversión se obtiene un valor de $492,9205 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}}$

Sustituyendo dichos valores en la expresión 6.18 se obtiene una superficie de captación de:

$$S_c = \frac{\text{Consumo gas natural medio} * \text{Contribucion solar minima}}{\eta_{\text{instalacion}} * E_{\text{incidente}}} = \frac{1.150.881,48 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,5}{492,9205 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}} * 0,4} = 2.918,527 \text{ m}^2 \quad (6.22)$$

El número de captadores necesarios para poder cubrir dicha superficie de captación sería de:

$$N_{\text{CAPTADORES}} = \frac{S_c}{\text{superficie de absorción}} = \frac{2.918,527 \text{ m}^2}{2,004 \text{ m}^2} = \approx 1.456,61 \approx 1.457 \text{ captadores} \quad (6.23)$$

Los datos obtenidos con anterioridad corresponden a una primera estimación. El valor obtenido está sobredimensionado, ya que en la entrada de datos al programa CE³X, como se comentó con anterioridad, no se realizó ninguna prueba ni calicatas para tener más detalles sobre la composición de los cerramientos y no se conoce la composición exacta de algunos de estos, por lo que el valor de la demanda energética anual de calefacción es probable que sea muy superior al real.

Por tanto, se optó por calcular la superficie necesaria de captación a partir de otro valor de las necesidades anuales de calefacción teniendo en cuenta los datos reales de consumo de gas natural. Así, se dispone de datos reales de consumo de gas natural para calefacción de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo, que se mantiene encendida durante los meses de noviembre a abril. Los datos de consumo de los que se dispone corresponden a los años de 2015 a 2016 y, para cada mes, se eligieron aquellos con mayor demanda de calefacción y que corresponden a diciembre de 2015 y enero, febrero, marzo y abril de 2016. Dichos consumos aparecen reflejados en la Tabla 19.

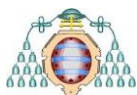


Tabla 19: Consumos mensuales de gas natural de la Escuela

MES	kWh
NOVIEMBRE	54.552
DICEMBRE	43.819
ENERO	52.250
FEBRERO	73.625
MARZO	65.219
ABRIL	62.804

Considerando esta nueva demanda energética anual de calefacción, se han repetido los cálculos de forma análoga al procedimiento empleado anteriormente. El consumo de gas natural durante los meses de calefacción fue de 352.269 kWh.

Finalmente, empleando la Ecuación 6.18, la superficie de captación (S_c) necesaria toma el siguiente valor:

$$S_c = \frac{\text{Consumo gas natural medio} * \text{Contribucion solar minima}}{\eta_{\text{instalacion}} * E_{\text{incidente}}} = \frac{352.269 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,5}{492,9205 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ año}} * 0,4} = 893,3210 \text{ m}^2 \quad (6.24)$$

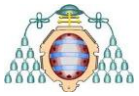
La superficie de captación necesaria para cubrir el 50 % de la demanda de calefacción de la Escuela de Ingeniería de Minas considerando que dicha instalación tiene un rendimiento en conjunto del 40 % es de 893,3210 m².

El modelo de captador escogido ha sido el que dispone de 20 tubos de vacío con una superficie de absorción de 2,004 m² (dato decisivo para el dimensionamiento de la instalación).

Dividendo los metros cuadrados de superficie necesaria, entre la superficie de absorción del captador se obtiene el número de captadores necesarios a instalar en la cubierta superior.

$$N_{\text{CAPTADORES}} = \frac{893,3210 \text{ m}^2}{2,004 \text{ m}^2} = 445,779 \approx 446 \text{ captadores} \quad (6.25)$$

Como resumen, con el primer valor de la demanda energética, se obtuvo una superficie total de captación de 2.918,5 m² distribuido en 1.361 captadores (Opción 1), mientras que, para el segundo valor de dicha demanda, la superficie total fue de 893,3 m² distribuida en 417 captadores (Opción 2).



De ahora en adelante, los cálculos se harán siempre en base a la Opción 2 ya que se obtuvieron resultados más coherentes y razonables que los de la Opción 1.

Como se puede observar la superficie de captación en la segunda opción sigue siendo muy elevada. Esto exigiría instalar un gran número de captadores (del orden de 446) y un volumen de acumulación muy grande. Por tanto, es necesario reducir la fracción solar anual, que en un principio se consideró del 50 %. Así, se recalculará la superficie de captación para una fracción solar anual del 10 %. Esta disminución de la fracción solar se traducirá en un menor número de captadores y por consiguiente la instalación solar térmica presentará mejor rentabilidad.

Por tanto, en base a lo anterior, se obtiene para la que se denominará Opción 2.0, la siguiente superficie de captación:

$$S_c = \frac{\text{Consumo gas natural medio} * \text{Contribucion solar minima}}{\eta_{\text{instalacion}} * E_{\text{incidente}}} = \frac{352.269 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,1}{492,9205 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ año}} * 0,4} = 178,7642 \text{ m}^2 \quad (6.26)$$

Por consiguiente, el número de captadores que se necesitara para alcanzar dicha superficie de captación será de:

$$N_{\text{CAPTADORES}} = \frac{178,7642 \text{ m}^2}{2,004 \text{ m}^2} = 89,153 \approx 90 \text{ captadores} \quad (6.27)$$

Para la Opción 2.0, considerando una fracción solar anual del 10 %, se necesita una superficie de captación de 178,7642 m² repartidos en 90 captadores.

6.2.5 Distancia entre captadores, conexionado y distribución

En este apartado se calcula la distancia mínima que debe existir entre filas de captadores para que una fila de captadores solares no proyecte sombras sobre la que está detrás. Esto se produce cuando la inclinación de los captadores es distinta de la de la superficie donde estos van a instalarse. Por ello, es fundamental calcular una distancia mínima que nos permita aprovechar al máximo la superficie disponible y al mismo tiempo evitar la proyección de sombras entre filas.

Es posible obtener dicha distancia aplicando la Ecuación 6.28, que es válida para superficies planas u horizontales, y cuyo azimut no difiera mucho de 0 °.

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \lambda)} \quad (6.28)$$

Donde:



- $d \equiv$ Distancia mínima entre filas de captadores [m];
- $h \equiv$ Altura del captador respecto de la horizontal [m];
- $\lambda \equiv$ Latitud del lugar [°]

Tal y como se muestra en la Figura 49, el fabricante de los captadores recomienda una distancia mínima entre filas de captadores de 4 metros. Sin embargo, aplicando la Ecuación 6.28 se obtiene una distancia mínima de 6,15 metros.

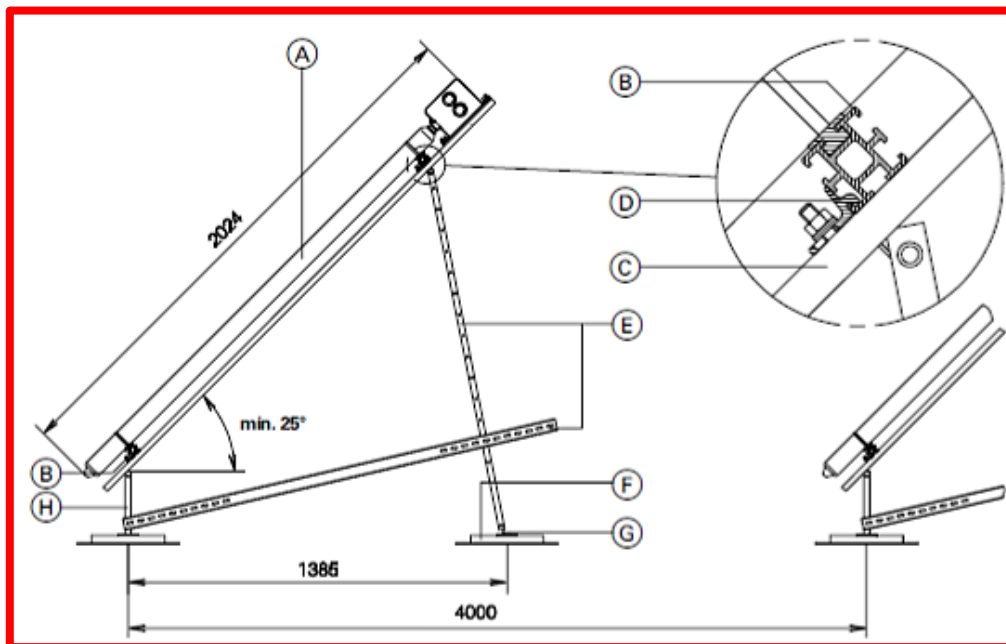
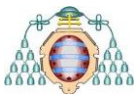


Figura 49: Distancia mínima entre captadores (Viessmann, 2017)

El objetivo que se persigue a la hora de realizar el conexionado entre los captadores es el de alcanzar un flujo uniforme a través de cada uno de ellos. Por consiguiente, cada captador podrá operar con el mayor rendimiento posible evitando así que se formen zonas con un flujo incorrecto o deficiente.

En este Trabajo Fin de Máster, dado que el objetivo es abastecer de calefacción al Edificio durante los meses más desfavorables, se analizará a continuación cuál es la forma más adecuada de conectar los captadores, teniendo en cuenta que aquellos que se disponen en serie se conectarán formando una fila horizontal y bien alineada.

Para conocer el número de captadores que se deben disponer en la batería, así como el tipo de conexión, en serie o paralelo, se efectuarán una serie de operaciones que se explican a continuación.



Con la ayuda del programa europeo “Photovoltaic Geographical Information System- Interactive Maps” (PVGis, 2017) se obtiene el valor de la irradiancia (G) en el mes más desfavorable (diciembre) a mediodía solar (12:07 pm) para el Edificio de objeto de estudio.

Con dicha aplicación, se obtiene para la referida situación una irradiancia de: $G = 531 \frac{W}{m^2}$.

Otros datos de irradiancia a distintas horas del 21 de diciembre, así como valores de temperatura ambiente, se recogen en el Anexo IV.

En la Figura 50 se muestra la evolución diaria de la irradiancia global en un cielo despejado, en un cielo normal, así como la irradiancia difusa en un cielo real durante el mes de diciembre.

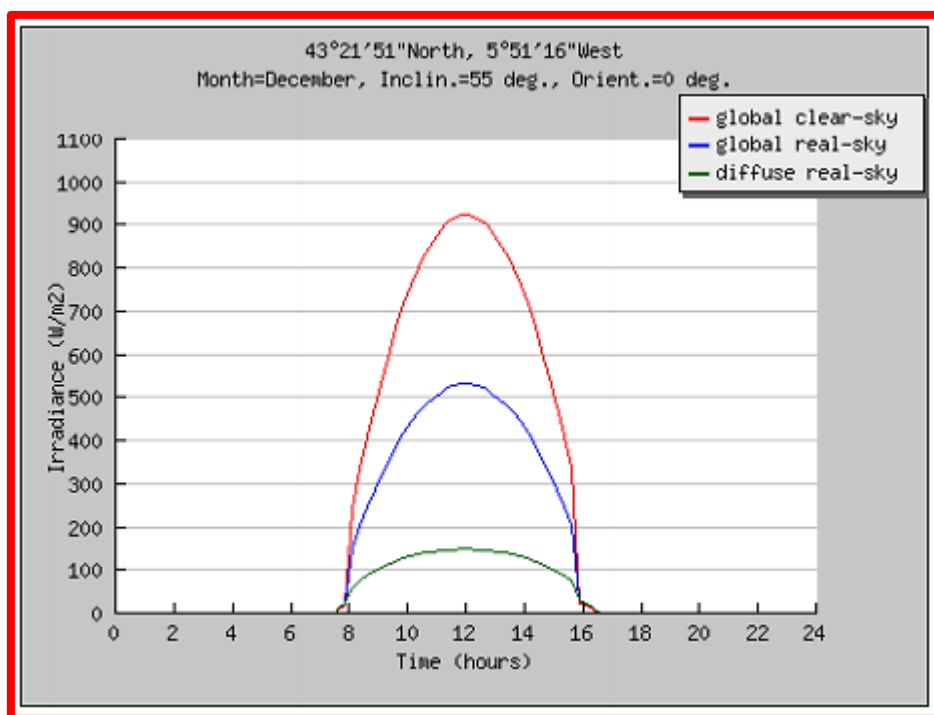


Figura 50: Irradiancia diaria en un plano fijo (European Commission, 2017)

A continuación, para determinar la potencia útil absorbida por el fluido caloportador en el captador solar (Q) se tendrá en cuenta la ecuación característica del rendimiento del captador (Ecuación 6.12) y la propia definición de dicho rendimiento. Dicha definición es la siguiente:

$$\eta = \frac{Q}{A \cdot G} \quad (6.29)$$

Por tanto,

$$\frac{Q}{A \cdot G} = a - b \cdot \left(\frac{T_A - T_e}{G} \right) \quad (6.30)$$

Donde:



- $Q \equiv$ Potencia útil del captador [W];
- $A \equiv$ Superficie de absorción [m²];
- $G \equiv$ Irradiancia incidente global sobre el captador, por unidad de superficie [W/m²];
- $a \equiv$ Factor de eficiencia óptica del captador;
- $b \equiv$ Coeficiente global de pérdidas de calor [W/m² K];
- $T_a \equiv$ Temperatura ambiente [K];
- $T_e \equiv$ Temperatura de entrada del fluido al captador [K]

La temperatura media ambiente del mes de diciembre a las 12:07 pm es de 12,8 °C y la temperatura de entrada del fluido a los captadores es del orden de 65 °C, que es aproximadamente la temperatura de retorno de la calefacción.

Sustituyendo los valores en la Ecuación 6.30, para un único captador, se obtiene

$$\frac{Q}{2,004m^2 * 531 \frac{W}{m^2}} = 0,756 - 1,28 \frac{W}{m^2 * K} * \left(\frac{285,85 K - 338,15 K}{531 \frac{W}{m^2}} \right) \quad (6.31)$$

Por consiguiente, el valor de Q es de 938,7 W.

Finalmente, aplicando la expresión siguiente y sustituyendo el valor de Q anteriormente calculado, se obtiene la temperatura de salida del fluido del captador de:

$$Q = m * C_p * (T_s - T_e) \quad (6.32)$$

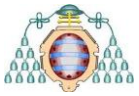
Donde:

- $Q \equiv$ Potencia útil del captador [W];
- $m \equiv$ Masa de agua [kg/s];
- $C_p \equiv$ Calor específico a presión constante del agua, [J/kg K];
- $T_e \equiv$ Temperatura de entrada del fluido al captador [K];
- $T_s \equiv$ Temperatura de salida del fluido al captador [K]

En el catálogo del captador, Viessman proporciona el flujo volumétrico en función de la superficie de absorción. En el caso que nos ocupa, al ser la superficie de absorción de 2,004 m², le corresponde un flujo volumétrico de 2 litros por minuto.

Sustituyendo el valor obtenido de Q, en la Ecuación 6.32, se obtiene una temperatura de salida del captador de:

$$938 W = 0.033 \frac{kg}{s} * 4.180 \frac{J}{kg * K} * (T_s - 338,15 K) \quad (6.33)$$



$$T_s = 344,95 \text{ K} \equiv 71,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

Puesto que la temperatura de salida debe de ser del orden de 85-90 °C, se va a determinar cuántos captadores deben colocarse en serie para alcanzar la citada temperatura. Para determinar la temperatura de salida del segundo captador se emplean las Ecuaciones 6.23 y 6.24, pero teniendo en cuenta que la temperatura de entrada al segundo captador es la de salida del primero.

En base a esto, se obtiene una temperatura de salida del segundo captador de:

$$\frac{Q}{2,004\text{m}^2 * 531 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 0,756 - 1,28 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 * \text{K}} * \left(\frac{285,85 \text{ K} - 344,95 \text{ K}}{531 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right)$$

$$Q_2 = 957,10 \text{ W}$$

$$957,10 \text{ W} = 0,033 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * 4.180 \frac{\text{J}}{\text{kg} * \text{K}} * (T_s - 344,95)$$

$$T_s = 351,88 \text{ K} \equiv 78,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

La temperatura de salida del fluido en el tercer captador será de:

$$\frac{Q}{2,004\text{m}^2 * 531 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 0,756 - 1,28 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 * \text{K}} * \left(\frac{285,85 \text{ K} - 351,95 \text{ K}}{531 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right)$$

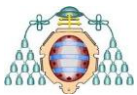
$$Q_3 = 974,03 \text{ W}$$

$$974,03 \text{ W} = 0,033 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * 4.180 \frac{\text{J}}{\text{kg} * \text{K}} * (T_s - 351,95)$$

$$T_s = 359,88 \text{ K} \equiv 85,86 \text{ }^\circ\text{C}$$

En base a los resultados obtenidos, deben conectarse tres captadores en serie para obtener una temperatura de salida del agua comprendida entre 85 y 90 °C.

De acuerdo con el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura” (IDAE, 2009), por cada fila de captadores, el número de ellos conectados en serie ser tal que su superficie no supere los 10 m². Por otra parte, el fabricante especifica que se pueden juntar hasta 6 m² de superficie de captadores para formar una batería de estos. Para este fin, se suministran tubos de unión flexibles termoaislantes hermetizados con juntas tóricas. Un juego de conexión con uniones por anillos de presión permite conectar de forma sencilla la batería de captadores a las tuberías del circuito de energía solar.



Así, cada fila estará compuesta por 3 captadores que son los que recomienda el fabricante como máximo por batería de captadores. Por consiguiente, para la Opción 2, a partir del valor obtenido en la expresión 6.20, se obtienen el siguiente número de filas:

$$N_{filas\ opc.2} = \frac{446\ captadores}{3\ \frac{captadores}{fila}} = 148,7\ filas \quad (6.34)$$

De modo, que la instalación estará formada por 149 filas de 3 captadores cada una.

Por otro lado, realizando un cálculo análogo, se obtienen para la Opción 2.0, el siguiente número de filas:

$$N_{filas\ opc.2.0} = \frac{90\ captadores}{3\ \frac{captadores}{fila}} = 30\ filas \quad (6.35)$$

La Opción 2.0 estará formada por un conjunto de 30 filas, cada una compuesta cada una por 3 captadores.

Dados que los valores obtenidos para la Opción 2 son muy elevados tanto en número de captadores, como en número de filas, es preciso comprobar si existe suficiente superficie disponible en la cubierta superior del Edificio para poder situar los 446 captadores.

En primer lugar, es necesario calcular las dimensiones que ocupa una batería de captadores (3) del modelo H20 (20 tubos), para establecer el área que ocupa una fila de captadores.

Las dimensiones del captador aparecen recogidas en la Figura 51.

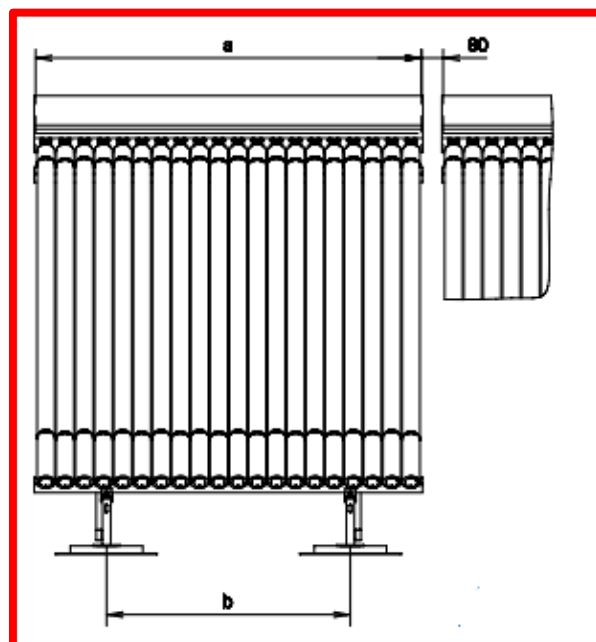
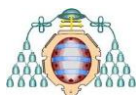


Figura 51: Alzado Vitosol 300 - T H20 (Viessmann, 2017)



Los valores de las constantes a y b de la Figura 51 son:

- $a \equiv 1440$ mm;
- $b \equiv (800-1000)$ mm

De acuerdo con la Figura 51, una fila de captadores tendrá una longitud mínima de 3 veces el ancho del captador (a), más dos veces 80 mm que es la distancia mínima que recomienda el fabricante de separación entre captadores. Por tanto, la longitud mínima de la fila será:

$$L_{MINIMA} = 3 * a + (2 * 80) = 3 * 1.440 + 2 * 80 = 4.480mm * \frac{1 m}{1.000mm} = 4,48 \approx 5 \text{ metros}$$

Por tanto, 5 metros es la longitud mínima para una fila de captadores, siendo la altura para este modelo de 2,040 metros.

Así, si los captadores se colocarán tumbados sobre la cubierta, cada fila ocupará un área de:

$$\text{Área fila} = 5 \text{ metros} * 2,040 \text{ m} \approx 10 \text{ m}^2 \quad (6.36)$$

El valor obtenido en la Ecuación 6.36 es mayor que en el caso de que los captadores no se encontraran tumbados sobre la cubierta. Puesto que los captadores se colocarán con una inclinación de 45° sobre la cubierta, la proyección de una fila sobre la cubierta será menor de 10 m^2 , por lo que, con los cálculos realizados, se asegura la disponibilidad de espacio suficiente para su colocación.

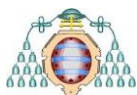
A partir de los datos de la Figura 22, es posible determinar el número de filas que se podrían ubicar en la cubierta superior, sin tener en cuenta la separación que debe existir entre filas, a partir de la siguiente expresión:

$$N_{filas} = \frac{\text{Área cubierta superior}}{\text{Área fila}} \quad (6.37)$$

En base a la expresión 6.29, el número de filas que se puede instalar en la cubierta superior, atendiendo a los parámetros anteriormente comentados, es:

$$N_{filas} = \frac{4.300 \text{ m}^2}{10 \frac{\text{m}^2}{\text{fila}}} = 430 \text{ filas} \quad (6.38)$$

Es necesario recordar que 430, es el número de filas que se podrían ubicar en la cubierta sin tener en cuenta que la distancia mínima entre filas de captadores indicada por el fabricante es de 4 metros. Puesto que para determinar el área de una fila la altura es aproximadamente de 2 metros y las filas de captadores se van a separar 4 metros, el número final de filas que puede colocarse manteniendo dicha separación se puede obtener dividiendo 430 entre 3, cuyo valor



es 143 filas. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la proyección sobre el tejado de los captadores es menor que la considerada, dado que no se ha tenido en cuenta su inclinación. Por tanto, es factible colocar tanto las 149 filas (Opción 2) como las 30 filas (Opción 2.0) sobre la cubierta superior de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo.

La Figura 52 muestra la localización de las filas para la Opción 2.0 en la cubierta superior. Dicha figura se realizó con la ayuda del programa SIGPAC (SigPac, 2017). En dicha figura, aparecen representadas las 30 filas de captadores que se obtuvieron para la Opción 2.0. Todas las filas, tal como se puede apreciar en la Figura 52, están orientadas hacia el sur. En dicha figura, entre las filas de captadores representados a la derecha existe un distancia de 8 metros, mientras que entre la filas situadas a la izquierda la distancia es de 6 metros, distancias superiores a la recomendada por el fabricante de 4 metros. La línea gruesa roja representada en la Figura 52 separa baterías de captadores.

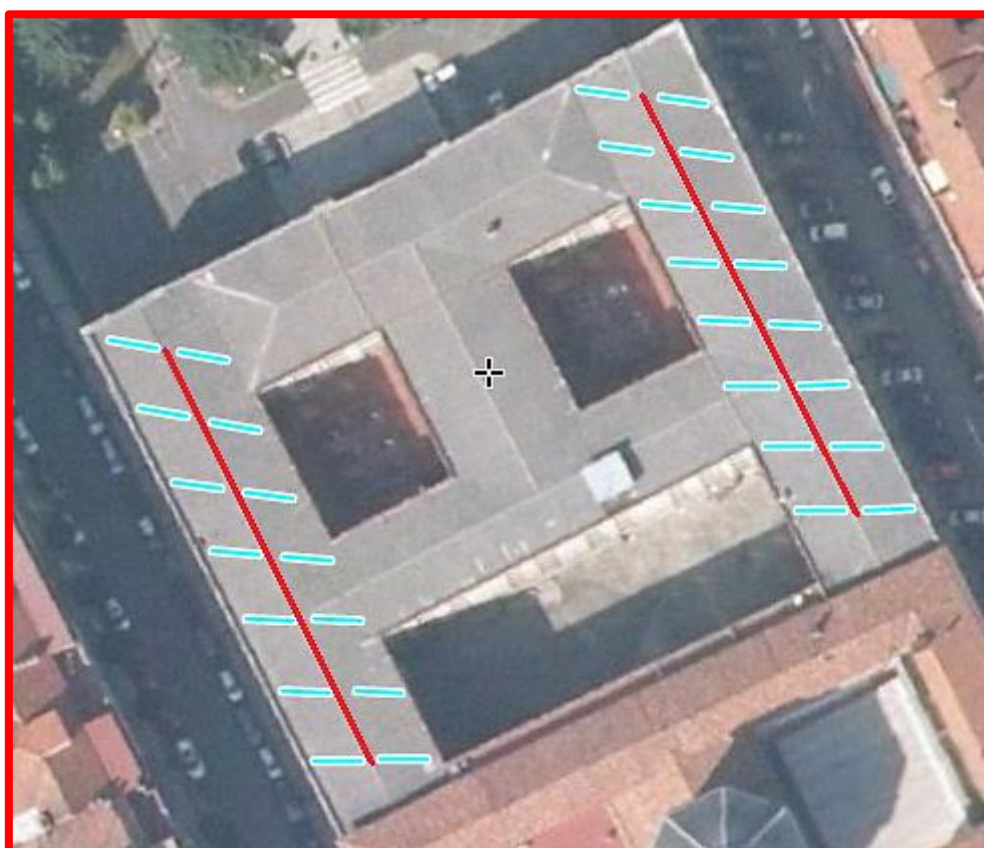
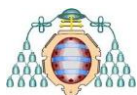


Figura 52: Localización de las 30 filas de la opción 2.0 sobre la cubierta de la Escuela (SigPac y elaboración propia, 2017)

Cuando se conectan varios captadores entre sí en serie el caudal de fluido que circula por estos es el mismo. El caudal total que circula por la instalación será la suma de los caudales individuales que circulan por cada conjunto de tres captadores en serie, puesto que cada serie está



conectada con la siguiente en paralelo. Para un correcto funcionamiento de la instalación, el conjunto debe estar equilibrado hidráulicamente.

Un conjunto de conexión con uniones por anillos de presión permite una conexión sencilla de la batería de captadores con la tubería del circuito de energía solar. La sonda de temperatura del colector se monta en un alojamiento de sonda en la tubería de impulsión en la caja de conexiones de los captadores.

6.2.6 Estructura soporte

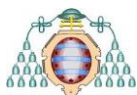
Dado que los captadores van a ser instalados en la cubierta superior del Edificio de estudio, es necesario asegurar la estanqueidad en los puntos de anclaje. En el caso de que un captador no se encuentre en condiciones óptimas para su funcionamiento, se podrá desmontarlo individualmente con el mínimo de consecuencias sobre el resto de la instalación.

La propia Viessmann recomienda en el catálogo del producto que se evitará que los captadores queden expuestos al Sol por períodos prolongados durante el montaje. En este período las conexiones del captador deben estar abiertas a la atmósfera, pero impidiendo la entrada de suciedad. Terminado el montaje, durante el tiempo previo al arranque de la instalación, si se prevé que éste pueda prolongarse, el suministrador procederá a tapar los captadores.

Tal y como aparece recogido en el apartado 6.1.6 la estructura soporte de los captadores deberá soportar las sobrecargas de nieve y viento, tal y como aparece reflejado en el CTE en sus documentos “DB-SE Seguridad Estructural” y “DB-SE-AE Acciones en la Edificación” El fabricante Viessmann informa de que los valores máximos de s_k (carga de nieve) y v_m (velocidad media de viento) son para el caso de carga de nieve, el correspondiente a una zona con carga de nieve 4, hasta 600 metros de altitud y la cubierta debe soportar la velocidad media del viento

Por tanto, la estructura que aparece recogida en la Figura 51 puede ser instalada, ya que los valores anteriormente citados son menores que los valores máximos especificados por el fabricante ya que la Escuela se encuentra a una altura de 214 metros tal y como aparece indicado en la Tabla 7 y la velocidad media del viento entre los meses de noviembre 2015 a abril 2016 fue de 8,5 km/h, a partir de los datos suministrados por AEMET. (AEMET, 2016).

Los puntos de sujeción del captador serán suficientes en número, teniendo el área de apoyo y posición relativa adecuada, de forma que no se produzcan flexiones en el captador superiores a las permitidas por el fabricante. Los topes de sujeción de los captadores y la propia estructura no arrojarán sombra sobre estos últimos.



El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de captadores, cumplen las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o al circuito hidráulico, según lo exigido en el (CTE) (IDAE, 2009).

El modelo de estructura soporte para el modelo Vitosol 300 – T, para cubiertas planas o inclinadas como en el caso de la Escuela de Ingeniería de Minas aparece reflejado en la Figura 53.

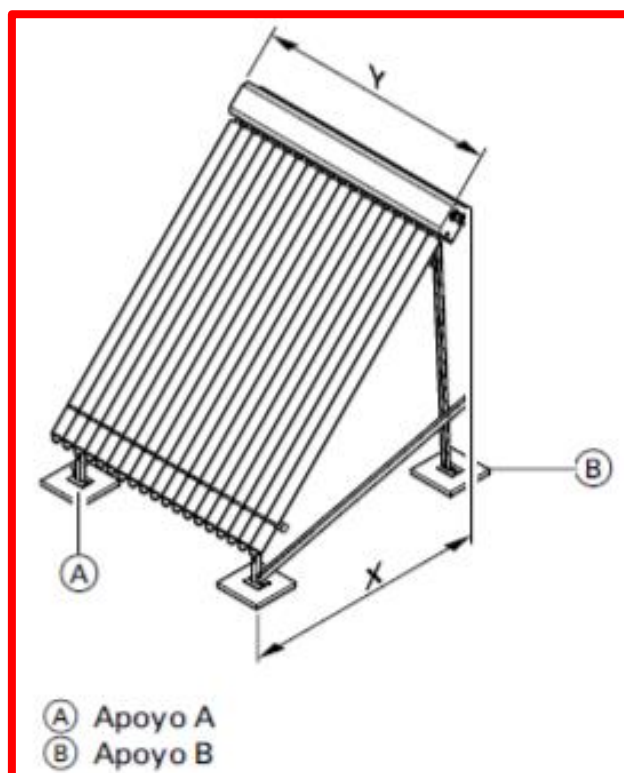


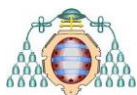
Figura 53: Estructura soporte Vitosol 300 – T (Viessmann, 2017)

Cada batería de captadores tendrá su propia estructura. Éstas serán escuadras de perfiles de aluminio con posibilidad de variar a 55° el ángulo de inclinación.

Como ya se comentó con anterioridad, la inclinación de la cubierta superior es de 10° , y la inclinación mínima de los tubos de vacío debe ser de 25° para garantizar la recirculación del líquido de evaporación en el intercambiador de calor. Por lo que la estructura soporte tendrá un ángulo de inclinación de 45° . Dicha estructura, para conseguir un ángulo de inclinación de 45° sobre el tejado, aparece recogida en el catálogo del captador (Viessmann, 2017).

6.2.7 Configuración de la instalación, acumulador e intercambiador

- **Acumulador**



La instalación solar se debe concebir en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia de los captadores solares, por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación.

Preferentemente, el sistema de acumulación solar estará constituido por un solo depósito, que será de configuración vertical y estará ubicado en zonas interiores. Sin embargo, el volumen de acumulación podrá fraccionarse en dos o más depósitos, que se conectarán, preferentemente, en serie invertida en el circuito de consumo ó en paralelo con los circuitos primarios y secundarios equilibrados (IDAE, 2009).

Los acumuladores de los sistemas grandes a medida con un volumen mayor de 2 m³ deberán llevar válvulas de corte u otros sistemas adecuados para cortar flujos al exterior del depósito no intencionados en caso de daños del sistema.

Dimensionado del volumen de acumulación del tanque solar

En el documento HE 4 del CTE (IDAE, 2013) se hace referencia a los criterios generales de cálculo del sistema de acumulación solar. En él se establece unos límites dentro de los cuales debe encontrarse el volumen (en litros) del tanque solar. Dichos límites vienen dados por la Ecuación 6.31

$$50 < \frac{V}{A} < 180 \quad (6.39)$$

Donde:

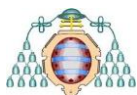
- **V** ≡ Volumen del tanque solar [l];
- **A** ≡ Suma de las área de los captadores [m²]

El volumen del tanque solar en base a la Ecuación 6.39 para las Opciones 2 y 2.0 será, por tanto de:

$$50 < \frac{V}{A_{\text{captador}}} < 180 \quad \longrightarrow \quad \text{Opción 2} \quad 50 < \frac{V}{446 \text{ captadores} * 2,004 \frac{\text{m}^2}{\text{captador}}} < 180 \quad (6.40)$$

$$44.689,2 < V < 160.881,12$$

$$50 < \frac{V}{A_{\text{captador}}} < 180 \quad \longrightarrow \quad \text{Opción 2.0} \quad 50 < \frac{V}{90 \text{ captadores} * 2,004 \frac{\text{m}^2}{\text{captador}}} < 180 \quad (6.41)$$



$$9.018 < V < 32.464,8$$

Ya que el CTE (IDAE, 2009) recomienda que es preferible que el sistema de acumulación este constituido por un solo depósito, al ser el volumen de acumulación obtenido para la opción 2 muy grande, se procederá al cálculo y a la búsqueda de un acumulador en base a los resultados obtenidos para la opción 2.0

El tanque solar, por consiguiente, para dicha opción, tendrá un volumen mínimo de 9.000 litros. Debido al elevado volumen requerido, se opta por la instalación de dos tanques. Los tanques se dispondrán como ya se comentó anteriormente en vertical, ya que así se favorece la estratificación, es decir, la división del depósito acumulador en niveles diferenciados de temperatura. Los tanques se conectarán en serie al objeto de favorecer la estratificación, lo que se refleja en la mejora del rendimiento de los captadores. Siempre que sea posible, se mantendrá una relación entre la altura y el diámetro del depósito acumulador mayor a 2 y se ubicara preferentemente en interiores. La entrada de agua fría se llevara a cabo por la parte inferior y la salida por la superior, ya que el agua fría pesa más y se queda en la parte baja y el agua caliente sube.

El depósito acumulador se situará en el sótano junto a las calderas.

El acumulador seleccionado en base a los valores obtenidos para la opción 2.0, es un acumulador de la marca LAPESA, modelo MV500I/IB y cuya hoja de especificaciones se adjunta en el Anexo II "Hojas de características".

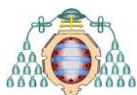
Cada uno de los tanques que conforman el sistema de acumulación solar tendrá una capacidad de 5.000 litros.

▪ **Intercambiador**

La función que desempeña el intercambiador es la de transferir la energía que se ha obtenida a partir de los captadores, cediéndosela al acumulador. La solución elegida para el intercambio de energía entre el circuito primario y el secundario es la de un intercambiador externo de placas soldadas externo que enlaza ambos circuitos, con un tamaño reducido.

Bajo ninguna circunstancia se debe mezclar en el sistema de intercambio el fluido caloportador con el agua de acumulación.

Los dos parámetros que mejor caracterizan a un intercambiador son el rendimiento y la eficiencia del intercambiador. El rendimiento es el cociente entre la energía que entra en el



intercambiador y la que transferimos al circuito secundario, la pérdida de energía nunca debe ser superior al 5 %. La eficiencia se define como la relación entre la energía calorífica intercambiada en la unidad de tiempo y la máxima que teóricamente podría intercambiarse. Si el diseño es correcto la eficiencia del intercambiador nunca debe ser inferior a 0,7. Cuanto menor sea la eficiencia del intercambiador mayor deberá ser la temperatura de entrada en los captadores, haciendo disminuir el rendimiento de éstos y por lo tanto de la instalación.

En el caso de intercambiador independiente, la potencia mínima del intercambiador P , se determinará para las condiciones de trabajo en las horas centrales del día suponiendo una radiación solar de 1000 W/m^2 y un rendimiento de la conversión de energía solar en energía térmica del calor del 50 %, cumpliéndose la condición

$$P \geq 500 A \quad (6.42)$$

Donde:

- $P \equiv$ Potencia mínima del intercambiador [W];
- $A \equiv$ Área de los captadores [m^2]

Para el caso de intercambiador incorporado al acumulador, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

En cada una de las tuberías de entrada y salida de agua del intercambiador de calor se instalará una válvula de cierre próxima al manguito correspondiente.

Se puede utilizar el circuito de consumo con un segundo intercambiador (circuito terciario)

En base a la Ecuación 6.42, necesitaríamos una potencia de intercambiador para la opción 2 de:

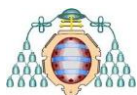
$$P \geq 500 (446 \text{ captadores} * 2,0004\text{m}^2) = 446.892 \text{ W} * \frac{1 \text{ kW}}{1.000\text{W}} = 446,89 \equiv 447 \text{ kW} \quad (6.43)$$

De la misma forma para la opción 2.0:

$$P \geq 500 (90 \text{ captadores} * 2,0004\text{m}^2) = 90.180 \text{ W} * \frac{1 \text{ kW}}{1.000\text{W}} = 90,2 \equiv 91 \text{ kW} \quad (6.44)$$

Dado que en la opción 2, presenta una elevada potencia, se procede a la búsqueda de un intercambiador de calor para la opción 2.0 (91 kW).

El intercambiador elegido para el sistema de calefacción es un intercambiador termosoldado de la marca ALFA LAVAL, modelo CB60-20L de 20 placas, que presenta entre otras las siguientes ventajas:



- Compacto;
- Fácil de instalar;
- No requiere demasiado mantenimiento;
- Todas las unidades han sido sometidas a pruebas de presión y estanqueidad;
- Sin juntas

En la Figura 54 se muestra el aspecto y dimensiones del intercambiador seleccionado.



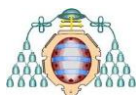
Figura 54: Detalle y dimensiones del intercambiador modelo CB60-20L de 20 placas (ALFA LAVAL, 2017)

Las principales características de dicho intercambiador aparecen recogidas en la Tabla 20.

En el Anexo 2 aparecen recogidas con más detalle sus especificaciones.

Tabla 20: Características intercambiador CB60-20L (Alfa Laval, 2017)

MODELO	CB60-20L
POTENCIA (Kw)	100
Nº PLACAS	20
PESO (Kg)	5,7
TEMPERATURA MAXIMA DE TRABAJO (°C)	225
PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO (bar)	32
DIRECCION CAUDAL	PARALELO
CAUDAL 1(m ³ /h)	4,4
CAUDAL 2 (m ³ /h)	4,4
CAUDAL MÁXIMO (m ³ /h)	14



7. ESTUDIO ECONÓMICO

7.1 Introducción

Uno de los objetivos que persigue el presente Trabajo Fin de Máster es analizar si el empleo de un sistema solar térmico para contribuir parcialmente a suministrar la demanda energética de calefacción de la Escuela de Minas podría ser rentable económicamente. Así, para el análisis de la viabilidad económica de la instalación total, se deben estudiar los principales indicadores de rentabilidad, como son el periodo de retorno (PR), la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN). En la Tabla 21 se indican los valores orientativos que deben alcanzar dichos parámetros para que la instalación sea rentable.

Tabla 21: Criterios de selección de las instalaciones más rentables (IDAE, 2015)

CRITERIOS DE SELECCIÓN	
Periodo de retorno (PR)	< 15 años
Tasa interna de retorno (TIR)	Máxima
Valor actual neto (VAN)	> 0

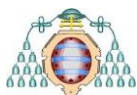
Si la instalación fuera rentable de acuerdo con la tabla anterior se podría reducir considerablemente las emisiones de CO₂ a la atmosfera, con la consiguiente reducción del impacto ambiental que ello conllevaría.

Para determinar si la instalación es económicamente rentable o no, se realizará un cálculo orientativo teniendo en cuenta la superficie de captación obtenida para cubrir el 50 % de la demanda energética (Opción 2) y el 10 % (Opción 2.0).

▪ Inversión Inicial

En este Trabajo Fin de Máster cuando se habla de inversión inicial se engloba los costes totales, que incluyen también los costes de ejecución de la instalación, costes del sistema de acumulación, accesorios e instalaciones auxiliares (intercambiadores) necesarias para realizar la conexión a la red existente.

La inversión inicial supone una gran parte de los costes totales de la instalación, por lo que el periodo de retorno de estas instalaciones suele ser largo en comparación con otro tipo de sistemas en los que el precio del combustible puede representar la mayor parte del coste total.



Por otro lado, el coste del campo de captación en su conjunto tiene una gran influencia sobre el coste total de la instalación, dado que aquellas tecnologías que no están tan desarrolladas presentan mayor coste que aquellas que presentan un gran desarrollo.

Como se ha comentado anteriormente, en una instalación solar térmica, los captadores solares tienen el mayor peso desde el punto de vista económico, pero también es necesario tener en cuenta otra serie de costes adicionales que se muestran a continuación:

- **Circuito primario:** Es el conjunto de los costes de todos los elementos que conforman dicho circuito, como son: tuberías, válvulas, vasos de expansión, intercambiador. A todos estos elementos es necesario sumarle naturalmente el coste de los captadores como se ha comentado anteriormente. El conjunto de estos elementos supone el mayor porcentaje de la instalación pudiendo llegar al 70 % de la inversión inicial.
- **Circuito secundario:** Está formado por el depósito de acumulación, bombas, tubería, accesorios, etc. A diferencia del circuito primario el coste de este tipo de circuito es mucho menor que el del circuito primario ya que presenta una menor complejidad. El mayor coste es atribuible al depósito. El conjunto del circuito secundario puede llegar a suponer el 20 % de la inversión inicial.
- **Sistema de control, instalación eléctrica y otros costes:** Este grupo engloba los cuadros eléctricos y de control, sistema de seguimiento, cableado y otros costes adicionales como la obra civil o los permisos necesarios para su ejecución. El conjunto supone el 10 % de la inversión inicial.

7.2 Presupuesto

En la Tabla 22 y 23 aparece recogidos los presupuestos incluyendo los desgloses para los sistemas más importantes de los mencionados anteriormente, referidos a las Opciones 2 y 2.0, respectivamente.

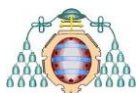


Tabla 22: Presupuesto Opción 2

DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO (€/unidad)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
Captador solar de tubo de vacío Vitosol 300-T comercializado por Viessmann	1.819	446	811.274
Juego de conexión para una batería de captadores	101	149	15.049
Fijación vertical sobre cubiertas de chapa	160	149	23.840
Medio portador de calor 200 litros, en recipiente desechable. hasta -28 °C, de Tyfocor LS	1.099	1	1.099
Intercambiador de calor de placas modelo M6-FM comercializado por Alfa Laval (28 placas)	2.910	1	2.910
Aislamiento Poliuretano con protección ABS (Azul) Intercambiador Alfa Laval CB60-20L	42	1	42
Depósito de 5000 l para acumulación en el circuito primario, modelo MV5000l/IB, comercializado por Lapesa	5.718	10	57.180
PRESUPUESTO FINAL DE LA INSTALACION DE OBJETO DE ESTUDIO			911.394



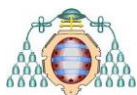
Tabla 23: Presupuesto Opción 2.0

DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO (€/unidad)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
Captador solar de tubo de vacío Vitosol 300-T comercializado por Viessmann	1.819	90	163.710
Juego de conexión para una batería de captadores con una superficie hasta 15 m ²	101	30	3.030
Fijación vertical sobre cubiertas de chapa	160	30	4.800
Medio portador de calor 200 litros, en recipiente desechable. hasta -28 °C, de Tyfocor LS	1.099	1	1099
Intercambiador de calor de placas CB60-20L comercializado por Alfa Laval (20 placas)	629	1	629
Aislamiento Poliuretano con protección ABS (Azul) Intercambiador Alfa Laval CB60-20L	42	1	42
Depósito de 5000 l para acumulación en el circuito primario, modelo MV5000I/IB, comercializado por Lapesa	5.718	2	11.436
PRESUPUESTO FINAL DE LA INSTALACION OBJETO DE ESTUDIO			184.746

7.3 Viabilidad económica

La instalación será viable desde el punto de vista económico si se amortiza la inversión inicial antes de que finalice la vida útil del conjunto. Para poder considerar dicha instalación rentable, es necesario analizar el ahorro que se produce al reducir el consumo de gas natural del Edificio objeto de análisis frente al coste de la instalación solar térmica. Los criterios económicos de selección de las mejores inversiones se muestran en la Tabla 21.

Para determinar el momento en el que se recupera la inversión inicial y la instalación solar comienza a dar beneficios se calcula el valor actual neto (VAN). El VAN de una inversión o un proyecto de inversión mide la rentabilidad absoluta neta que proporciona el proyecto, es decir, mide en el momento inicial del proyecto, el incremento de valor que proporciona a los propietarios una vez descontada la inversión inicial.



Por otra parte, el VAN permite saber si la inversión inicial es viable y determinar, entre varias opciones, cuál sería la mejor en términos absolutos. Los criterios de decisión se toman en base a la Tabla 24.

Tabla 24: Significado y tipos de VAN (IDAE, 2015)

VALOR	SIGNIFICADO
VAN > 0	La inversión produce ganancias
VAN < 0	La inversión produce pérdidas
VAN = 0	La inversión no produce ni ganancias ni pérdidas

La Ecuación 7.1 permite calcular el VAN teniendo en cuenta los ingresos y los gastos de la inversión en función del tiempo (t).

$$VAN = A * \sum \left(\frac{1+c}{1+i} \right)^t - C_{mto} * \sum \left(\frac{1+f}{1+i} \right)^t - I_{inicial} \quad (7.1)$$

Donde:

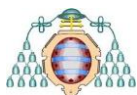
- **A** ≡ Ahorro de combustible;
- **I_{inicial}** ≡ Inversión inicial;
- **C_{mto}** ≡ Coste de mantenimiento;
- **c** ≡ Incremento del precio del combustible;
- **i** ≡ Tasa de interés;
- **f** ≡ Valor de la inflación

A continuación, se procede a explicar más en detalle el valor y significado que tiene cada factor de la expresión 7.1

▪ **Ahorro de combustible**

Se define como ahorro de combustible, a la cantidad de combustible, expresada en euros, que la instalación solar es capaz de ahorrar frente a la instalación existente. Más adelante, se precede al cálculo de dicho valor para cada una de las dos opciones (Tablas 22 y 23).

▪ **Inversión inicial**



La inversión inicial para la opción 2 es del orden de 911.394 €, mientras que para la opción 2.0 está alrededor de 184.746 €.

▪ Coste de mantenimiento

En el estudio de Evaluación del Potencial de la Energía Solar Térmica en el sector Industrial (Estudio Técnico PER 2011 – 2020) (IDAE, 2012) se calcularon los costes para instalaciones de captadores planos y de tubo de vacío. En dicho estudio se definen los costes de mantenimiento como un porcentaje sobre la inversión inicial de la instalación solar (€/año).

Además, debe destacarse que a medida que pasa el tiempo aumenta la probabilidad de que el deterioro de algún componente requiera cierto tipo de mantenimiento correctivo con objeto de mantener el rendimiento de la instalación. Los costes de mantenimiento se estiman como un 0.5 % anual del coste inicial:

$$C_{\text{mantenimiento}} = 0,5 \% I_{\text{inicial}} \quad (7.2)$$

$$C_{\text{mantenimiento opc.2}} = 0.005 * 911.394 = 4.556,97 \equiv 4.557\text{€} \quad (7.3)$$

$$C_{\text{mantenimiento opc.2.0}} = 0.005 * 184.746 = 923,73 \equiv 924 \text{€} \quad (7.4)$$

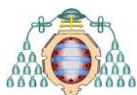
Por tanto, el coste de mantenimiento para la Opción 2 será de 4.557 €, mientras que para la Opción 2.0, al ser mucho más baja la inversión inicial que en la opción 2, será de 923,73€ anuales.

▪ Incremento del precio del combustible

Las fluctuaciones del precio del combustible, dependen en gran medida de los costes del gas natural en los mercados internacionales así como de la demanda y del coste de transporte y distribución. Así, se considera que la tarifa de último recurso (TIR) de gas natural subirá una media del 3,5 % anual.

▪ La tasa de interés

El interés bancario es la ganancia que obtiene el banco por prestar capital. Al igual que el precio de cualquier producto, cuando más dinero hay la tasa baja y cuando hay escasez sube, es decir, se rige por la ley de la oferta y la demanda.



No obstante, la tasa de interés puede estimarse a partir del Euribor, tipo de interés promedio al que las entidades financieras se prestan dinero en el mercado interbancario del euro, y cuyo valor es muy utilizado como referencia para los préstamos bancarios.

La tasa de interés puede estimarse como el Euribor más un 0.5 % aproximadamente.

Durante los meses de estudio (noviembre 2015- abril 2016) el Euribor tuvo un valor medio del 2,5 %, siendo noviembre el mes que presentaba el Euribor más alto, mientras que marzo presentaba el valor mínimo. En la Figura 56 se puede observar las fluctuaciones que experimento el Euribor a lo largo del periodo objeto de análisis.

De acuerdo con lo indicado, se considerará una tasa de interés (i) del 3 %

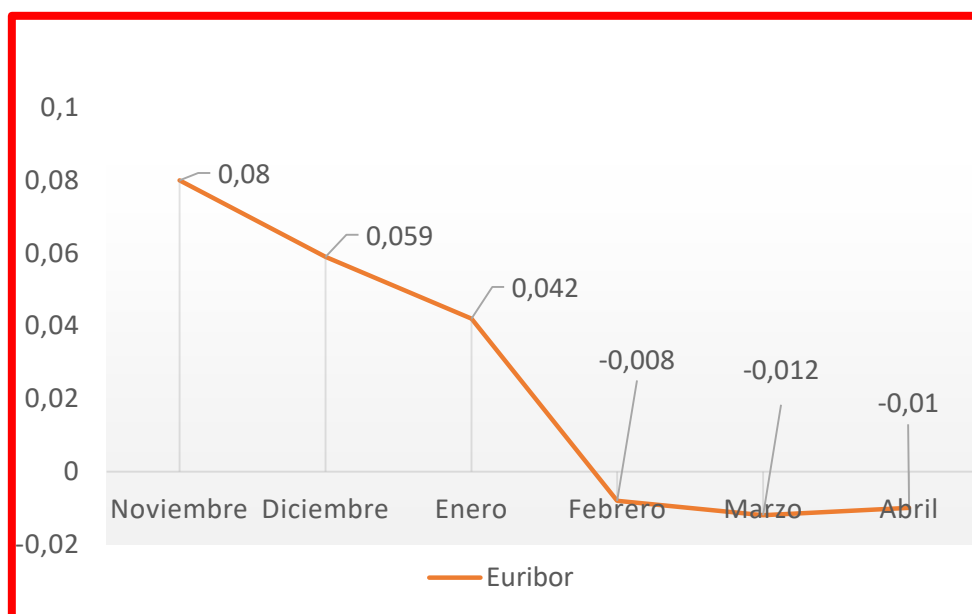


Figura 55: Progresión del Euribor desde noviembre 2015 a abril 2016 (EuriborDiario y elaboración propia, 2017)

▪ Inflación

Se define como inflación al aumento generalizado y sostenido de los precios de bienes y servicios en un país durante un periodo de tiempo sostenido, normalmente un año. Cuando el nivel general de precios sube, con cada unidad de moneda se adquieren menos bienes y servicios. Para medir el crecimiento de la inflación se utilizan índices, como el Índice de Precios al Consumidor (IPC).



En la Figura 57 se muestra la evolución del IPC durante el periodo de calefacción analizado. Como puede observarse, se produjeron variaciones muy cambiantes en dicho periodo, que alcanzaron valores mínimos del -1,6 % y máximos de 0,9 %, con un valor medio de -0,15 %. A la vista de los resultados, se decidió considerar un valor medio de la inflación del 0,7 % para el periodo de vida útil de la instalación, aunque es muy difícil realizar una estimación realista del mismo.

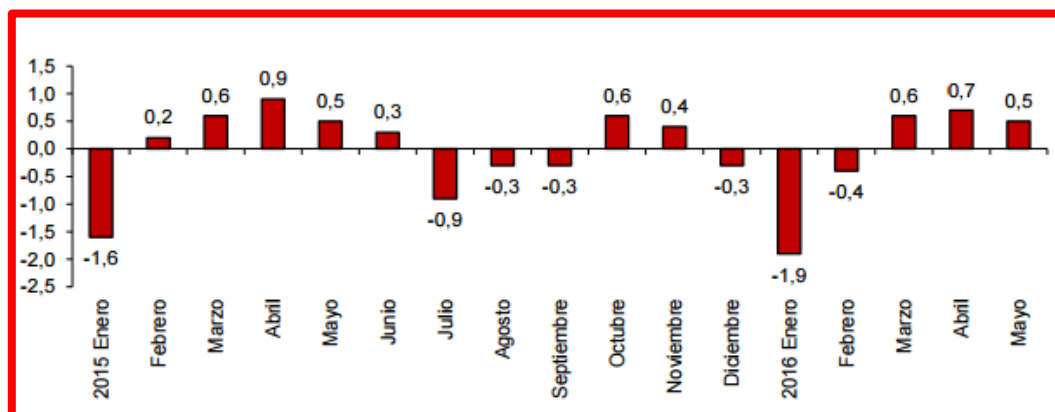


Figura 56: Evolución mensual del IPC (Instituto Nacional de Estadística, 2016)

7.4 Viabilidad económica de la Opción 2

El objetivo que se persigue en este apartado es el análisis de la viabilidad económica de la instalación solar para la calefacción bajo las consideraciones de la Opción 2, es decir, de forma que dicha instalación cubra el 50 % del consumo energético para calefacción. Para ello, es necesario calcular el ahorro de gas natural que se consigue con la instalación solar.

Tal y como aparece recogido en el apartado 6.2.4 el consumo de gas natural de la Escuela fue de $352.269 \frac{kWh}{año}$ durante los meses de noviembre 2015 a abril 2016.

Se ha considerado que la caldera presenta un rendimiento de combustión de 0.8 tal y como se indica en el punto 3.2. Para determinar el coste del consumo de gas, es necesario conocer los valores de las tarifas de gas natural para el periodo de tiempo analizado.

Las tarifas de gas natural son fijadas por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETUR), y aparecen publicadas en el Boletín Oficial del Estado (B.O.E.) o en el Boletín Oficial de la comunidad Autónoma correspondiente.

Las tarifas de gas natural se componen de dos términos:



- **Un término fijo**, que es el importe correspondiente a la disponibilidad continua del servicio. Viene determinado por el tipo de tarifa que ha contratado.
- **Un término variable**, que es el importe correspondiente al gas natural consumido durante el periodo de facturación.

La tarifa de gas natural para el intervalo de tiempo objeto de estudio viene reflejada en la Tabla 25. Dichos valores entraron en vigor a partir de las 0 horas del 1 de enero de 2016

Tabla 25: Precio del Gas Natural libre de impuestos (BOE, 2015)

		TARIFA	
		FIJO (€/CLIENTE)/MES	VARIABLE c€/kWh
T.1	Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	4,34	4,939289
T.2	Consumo superior a 5.000kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año	8,67	4,251889
T.3	Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año	60,38	3,630290
T.4	Consumo superior a 100.000 kWh/año	181,72	3,319790

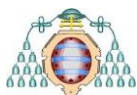
Al consumo de gas natural del Edificio, puesto que ascendió a $352.269 \frac{kWh}{año}$, le corresponde el grupo de tarifa T.4. (consumo superior a $100.000 \frac{kWh}{año}$)

El ahorro económico al reducirse el consumo de gas natural durante los 6 meses de calefacción (A) viene dado por la siguiente expresión:

$$A = \text{Consumo gas natural} * \text{Coste variable} + \text{Coste fijo} \quad (7.5)$$

$$A = (352.269 * 0,5) \frac{kWh}{año} * 3,319790 \frac{c€}{kWh} * \frac{1€}{100 cent} + 181,72 \frac{€}{mes} * 6 meses = 6.937,626 € \quad (7.6)$$

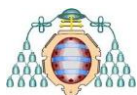
Por consiguiente, en los 6 meses de uso de calefacción, la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo sería capaz de ahorrar una cantidad de 6.938€. Es necesario recordar que los cálculos se realizaron para cubrir el 50 % de la demanda de calefacción, no el total de dicha demanda. Llegado a este momento, dado que se conocen todos los datos, se puede calcular el valor del VAN a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación, por lo que



se procede a su cálculo, obteniéndose los siguientes resultados en el caso de no existir ningún tipo de subvención:

Tabla 26: Evolución VAN para la Opción 2

PERIODO DE TIEMPO	VAN (€)
AÑO 1	-908.887,93
AÑO 2	-906.228,55
AÑO 3	-903.449,40
AÑO 4	-900.543,24
AÑO 5	-897.502,48
AÑO 6	-894.338,44
AÑO 7	-891.052,23
AÑO 8	-887.644,29
AÑO 9	-884.116,91
AÑO 10	-880.470,06
AÑO 11	-876.707,41
AÑO 12	-872.830,53
AÑO 13	-868.839,21
AÑO 14	-864.737,31
AÑO 15	-860.524,36
AÑO 16	-856.203,11
AÑO 17	-851.773,77
AÑO 18	-847.239,79
AÑO 19	-842.600,44
AÑO 20	-837.114,76
AÑO 21	-832.993,82
AÑO 22	-828.068,93
AÑO 23	-823.024,56
AÑO 24	-817.882,57
AÑO 25	-812.647,38



En la Tabla 26 se muestra la evolución del VAN para cada año durante los 25 años que se estima que será la vida útil de la instalación solar térmica. Como se puede apreciar el VAN no deja de decrecer durante los años. Sin embargo, sigue adoptando valores muy negativos muy altos por lo que la instalación solar para la opción 2 no sería rentable.

El resumen que se puede hacer para la Opción 2 a lo largo de los 25 años es el siguiente:

- El ahorro que se realizó durante los 25 años fue de 59.515,75€
- La instalación comenzaría a ser rentable pasados los 250 años.

7.5 Viabilidad económica de la Opción 2.0

La finalidad que se busca en este apartado al igual que en el anterior es averiguar en cuanto tiempo se amortiza la instalación solar térmica.

Sin embargo, a diferencia de los valores obtenidos en el apartado anterior, en los cuales se trabajaba con una fracción solar anual del 50 %, se procederá a calcular el VAN en base a una fracción solar del 10 %:

Para determinar el ahorro de gas natural, se realiza un razonamiento análogo al apartado anterior, ya que al presentar el mismo consumo de gas natural, pertenecen al mismo grupo y por tanto, se realizan el mismo tipo de operaciones.

$$A = (352.269 * 0,1) \frac{kWh}{año} * 3,319790 \frac{c€}{kWh} * \frac{1 €}{100 cent} + 181,72 \frac{€}{mes} * 6 meses = 2.259,888 € \quad (7.7)$$

El ahorro final a lo largo del año por parte de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo sería de 2.259,888 €.

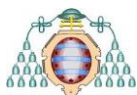
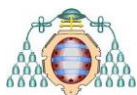


Tabla 27: Evolución VAN para la Opción 2.0

PERIODO DE TIEMPO	VAN (€)
AÑO 1	-183.378,51
AÑO 2	-181.981,15
AÑO 3	-180.550,85
AÑO 4	-179.092,20
AÑO 5	-177.601,14
AÑO 6	-176.081,07
AÑO 7	-174.532,14
AÑO 8	-172.954,25
AÑO 9	-171.347,88
AÑO 10	-169.712,86
AÑO 11	-168.050,05
AÑO 12	-166.359,78
AÑO 13	-164.641,86
AÑO 14	-162.897,16
AÑO 15	-161.125,42
AÑO 16	-159.327,37
AÑO 17	-157.502,80
AÑO 18	-155.652,65
AÑO 19	-153.776,54
AÑO 20	-151.871,95
AÑO 21	-149.994,16
AÑO 22	-147.996,50
AÑO 23	-146.020,07
AÑO 24	-144.019,10
AÑO 25	-141.995,12

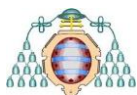


De manera análoga a la Opción 2, para la Opción 2.0, el VAN muestra una bajada constante desde el primer año, pero que no es suficiente para amortizar la instalación en los 25 años de vida de la misma (Tabla 27).

El resumen de los resultados obtenidos para la Opción 2.0 a lo largo de los 25 años es el siguiente:

- El ahorro que se realizó durante los 25 años fue de 33.395€
- La instalación comenzaría a ser rentable pasados los 100 años.

El valor negativo del VAN para las dos opciones consideradas indica que la implementación de la instalación solar térmica, sin ningún tipo de ayuda o subvención, no es rentable en 25 años si se desea alcanzar una cobertura solar comprendida entre el 10 y el 50 % del consumo de calefacción.



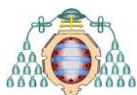
8. CONCLUSIONES

En el presente Trabajo Fin de Máster se estudió si la instalación de un sistema solar térmico para cubrir parte de las necesidades de calefacción de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo podría ser rentable económicamente. Del estudio realizado, se han obtenido las siguientes conclusiones:

Puesto que para determinar la superficie de captación necesaria para cubrir una fracción de la demanda de calefacción es necesario determinar en primer lugar dicha demanda, como primera opción la citada demanda se calculó mediante el software CE³X. Se observó que no se disponía de la información suficiente sobre los aspectos constructivos del Edificio para calcular las transmitancias térmicas de los distintos cerramientos que configuran la envolvente térmica del mismo, por lo que se obtuvo un valor excesivamente elevado de la demanda energética de calefacción.

Como segunda opción, se estimó dicha demanda a partir del consumo de gas natural durante el periodo en el que la calefacción se enciende, obteniéndose un valor total de 352.269 kWh, bastante inferior al que se obtuvo bajo las consideraciones anteriores, pero también elevado. Sin embargo, dicho valor no es extraño si se tiene en cuenta que para mantener un adecuado confort térmico en toda la superficie habitable de la Escuela (casi 10.000 m²), que según la norma UNE-EN ISO 7730:2006 supondría alcanzar temperaturas del orden de unos 22°C, se requiere un gran consumo de gas natural. A todo ello se le suma el hecho que la construcción del Edificio objeto de estudio data de 1959, año en el que no existía ningún tipo de medida de eficiencia energética.

Se analizaron dos alternativas distintas, cubrir el 50 % de la demanda de calefacción con la instalación solar (Opción 2) y el 10 % (Opción 2.0), empleando en ambos casos captadores solares de vacío, que permiten trabajar con temperaturas de entrada y salida del fluido caloportador más elevadas. Se obtuvo que el número de paneles necesarios es de 446 y 90, respectivamente. En la instalación solar se optó por un intercambiador externo de placas y un acumulador del que sale el agua hacia el circuito cerrado de calefacción, pudiendo, si fuera preciso, calentarse adicionalmente mediante las calderas de gas natural existentes actualmente en el Edificio. Sin embargo, en la Opción 2, el elevado volumen de acumulación que se precisaría haría inviable técnicamente dicha solución.



Con las Opciones 2 y 2.0 se obtendrían unos ahorros anuales como resultado de la reducción en el consumo de gas natural de 6.937,63 € y 2.259,89 €, respectivamente. Esto supondría, asimismo, una reducción importante de las emisiones de CO₂. Sin embargo, el ahorro que se obtendría no es lo suficientemente elevado como para rentabilizar la inversión en un plazo de 25 años, que es la vida útil que se estima que tienen estas instalaciones.

En el hecho de que la instalación no sea rentable, ni siquiera en el caso de cubrirse un 10 % de la demanda energética de calefacción, intervienen diversos factores. La Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo se encuentra ubicada en una de las peores zonas climáticas en términos de radiación de la Península (zona climática I) y las necesidades de calefacción se producen en los meses con menores niveles de irradiancia y, por tanto, más desfavorables para el empleo de la energía solar. Por otra parte, las elevadas temperaturas de retorno de los sistemas de calefacción obligan a emplear captadores solares de vacío cuyo precio es mucho más alto que el de los captadores solares planos convencionales. Finalmente, el hecho de que no existan subvenciones para este tipo de instalaciones no contribuye a facilitar que puedan rentabilizarse en un intervalo de tiempo razonable.

A pesar de que el resultado obtenido indica que la instalación de paneles solares térmicos para contribuir a la demanda de calefacción de la Escuela de Minas de Oviedo no es rentable, el desarrollo e implantación de este tipo de instalaciones es muy importante para poder alcanzar los compromisos medioambientales adquiridos, tales como los objetivos establecidos en el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013 – 2020 para el año 2020. Por consiguiente, es importante seguir dedicando esfuerzos a la mejora de este tipo de tecnologías, aumentando su eficiencia y abaratando su coste para hacerla competitiva, e invirtiendo en estos sistemas que aprovechan fuentes de energía renovables y altamente respetuosas con el medio ambiente.



9. BIBLIOGRAFIA

AEMET (Agencia estatal de meteorología). Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de clima de EUMETSTAT [Internet]. 2012 [citado 24 abril 2012]. Disponible en: <http://www.aemet.es>.

Alfalaval [Internet]. Madrid: Intercambiadores de calor para HVAC [citado 16 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.alfalaval.com>

España. Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. Boletín Oficial del Estado, 31 de marzo de 2016, n°78, p. 22933-22935. Disponible en: <http://www.boe.es>

España. Resolución de 12 de abril de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se renueva la certificación de dos colectores solares de tubos de vacío, modelos Vitosol 300 T SP 3A 2m² y Vitosol 300 T SP 3A 3m², fabricados por Viessmann Werke GmbH. Boletín Oficial del Estado, 11 de junio de 2011, n°139, p. 60155-60157. Disponible en: <http://www.boe.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Manual de energías renovables: energía solar térmica [Internet]. 2006 [citado 5 mayo 2016]. Disponible en: <http://www.idae.es>

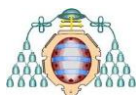
IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [Internet]. 2011 [citado 17 noviembre 2010]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Mapa tecnológico: calor y frío renovables [Internet]. 2012 [citado 1 febrero 2012]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura [Internet]. 2009 [citado 1 enero 2009]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Manual de usuario de calificación energética de edificios existentes CE³X [Internet]. 2012 [citado 16 mayo 2012]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Guía práctica sobre instalaciones centralizadas de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) en edificios de viviendas [Internet]. 2008 [citado 1 septiembre 2008]. Disponible en: <http://www.idae.es>



IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Guía práctica sobre instalaciones individuales de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) en edificios de viviendas [Internet]. 2011 [citado 1 febrero 2011]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Condiciones climáticas exteriores de proyecto [Internet]. 2010 [citado 6 diciembre 2013]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Informes técnicos [Internet]. 2015 [citado 2 junio 2015]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Procedimientos y aspectos de simulación de instalaciones térmicas en edificios [Internet]. 2008 [citado 2 junio 2015]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Instalaciones de climatización con equipos autónomos [Internet]. 2012 [citado 9 septiembre 2012]. Disponible en: <http://www.idae.es>

IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios [Internet]. 2007 [citado 1 noviembre 2007]. Disponible en: <http://www.idae.es>

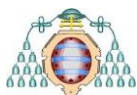
IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía). Documento básico de ahorro de energía: contribución solar mínima de agua caliente sanitaria [Internet]. 2013 [citado 12 septiembre 2013]. Disponible en: <http://www.idae.es>

Instituto Nacional de Estadística. (2016). Instituto Nacional de Estadística. Madrid: INE. Disponible en: <http://www.ine.es>

Lapesa [Internet]. Zaragoza: Depósitos acumuladores en acero inoxidable para agua caliente sanitaria [citado 21 diciembre 2015]. Disponible en: <http://www.lapesa.es>

Ministerio de Hacienda y Función Pública. Portal de la Dirección general del Catastro [Internet]. Madrid: Dirección General del Catastro [citado 5 marzo 2017]. Disponible en: www.catastro.meh.es

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology [Internet]. 2016 [citado 6 junio 2016]. Disponible en: <http://www.ec.europa.eu/jrc>



Sedigas. Guía sobre aplicaciones de la energía solar térmica [Internet]. 2013 [citado 1 febrero 2013]. Disponible en: <https://www.sedigas.es>

Solarge. Energía solar térmica para grandes edificios [Internet]. 2007 [citado 12 septiembre 2013]. Disponible en: <https://ec.europa.eu>

Díaz Regodón, María Inés, Tenorio Ríos, José Antonio. Pérdidas de calor y formación de condensaciones en los puentes térmicos de los edificios. I Jornadas de investigación en construcción [Internet]. 2005. [citado 2 junio 2005]; 1131-1153. Disponible en: http://digital.csic.es/bitstream/10261/5864/1/Diaz_Regodon_IETCC.pdf

Viessmann [Internet]. Madrid: Viessmann S.L.; 2003 [citado 4 abril 2017]. Disponible en: <http://www.marioloureiro.net/tecnica/energSolar/ViessmannVitosollInstrucoesEs.pdf>

Viessmann [Internet]. Madrid: Viessmann S.L.; 2008 [citado 25 mayo 2017]. Disponible en: <http://www.konstruir.com>

Visor SigPac V 3.1. [Internet]. Madrid: SigPac [citado 4 enero 2017]. Disponible en: www.sigpac.mapa.es

NORMAS

AENOR (Asociación Española de normalización). (2001). UNE 100001: Condiciones climáticas para proyectos. Climatización. Madrid: AENOR.

AENOR (Asociación Española de normalización). (1988). UNE 100002-88: Climatización. Grados día base 15 °. Madrid: AENOR.

AENOR (Asociación Española de normalización). (1985). UNE 10013-85: Climatización. Bases para el proyecto. Condiciones interiores de cálculo. Madrid: AENOR.

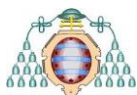
AENOR (Asociación Española de normalización). (2004). UNE 10014: Climatización. Bases para el proyecto. Condiciones exteriores de cálculo. Madrid: AENOR.

AENOR (Asociación Española de normalización). (2011). UNE 12975: Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales. Madrid: AENOR.

AENOR (Asociación Española de normalización). (2012). UNE 10211: Puentes térmicos en edificación. Flujos de calor y temperatura superficiales. Cálculos detallados. Madrid: AENOR.



AENOR (Asociación Española de normalización). (2003). UNE 12831: Sistemas de calefacción en edificios. Método para el cálculo de la carga térmica de diseño. Madrid: AENOR.



10. ANEXO I: PLANOS

Situación y emplazamiento del Edificio

Alzado principal del Edificio

Alzado lateral del Edificio

Sección A-A del Edificio

Sección B-B del Edificio

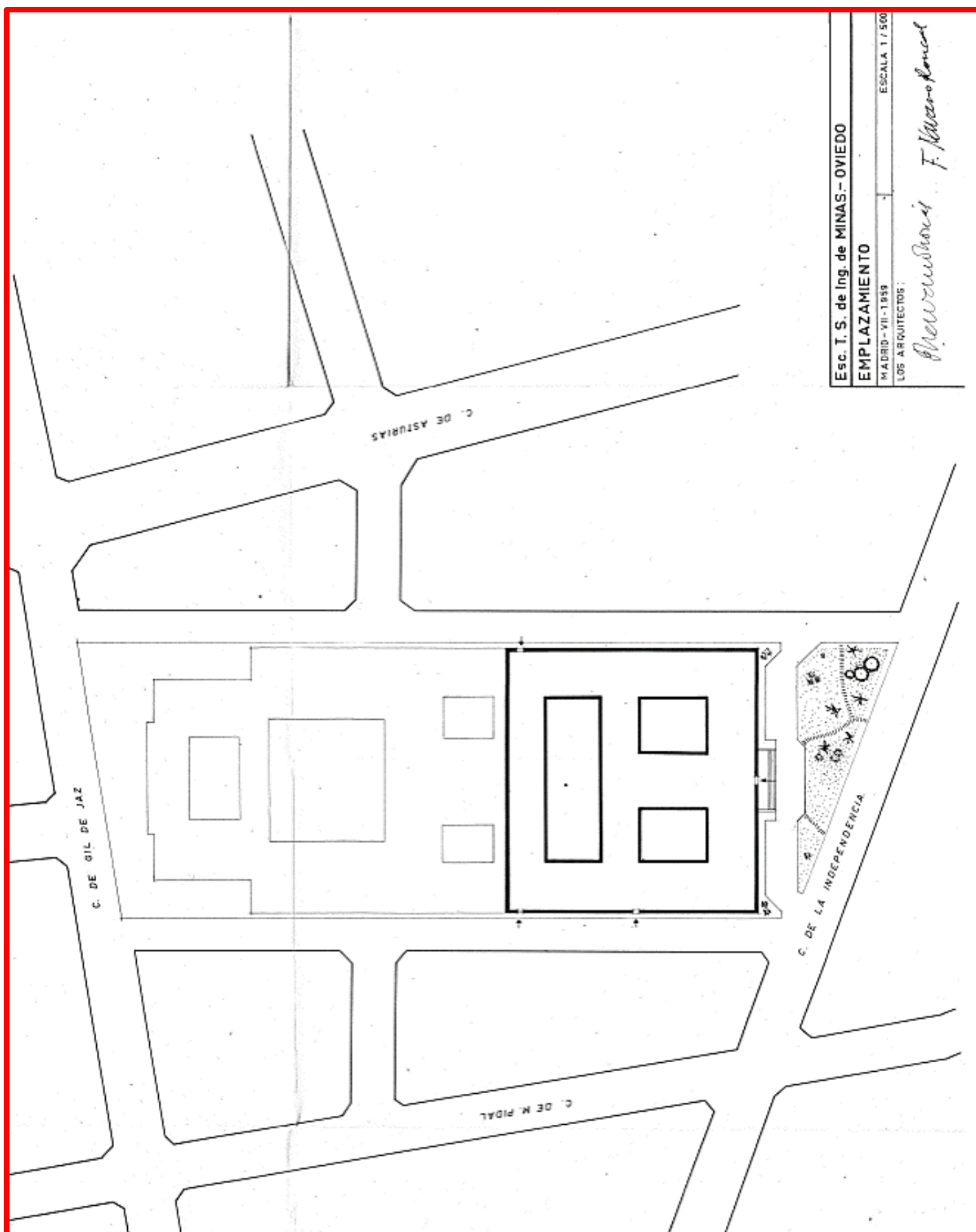
Planta de cubierta del Edificio

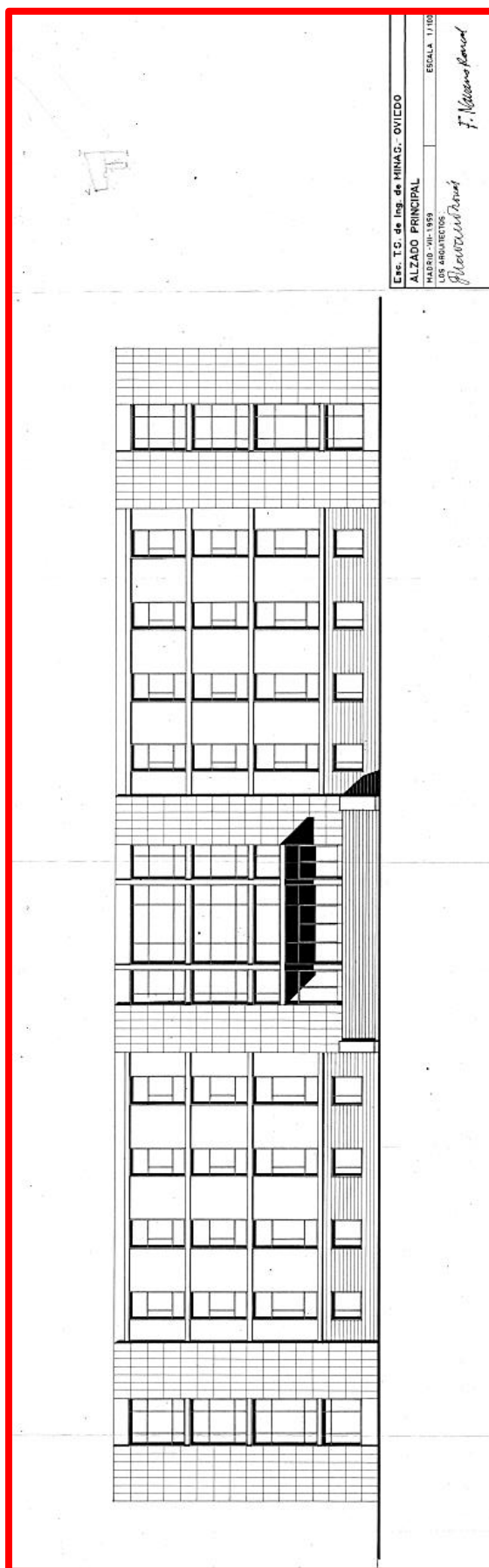
Distribución 1ª Planta

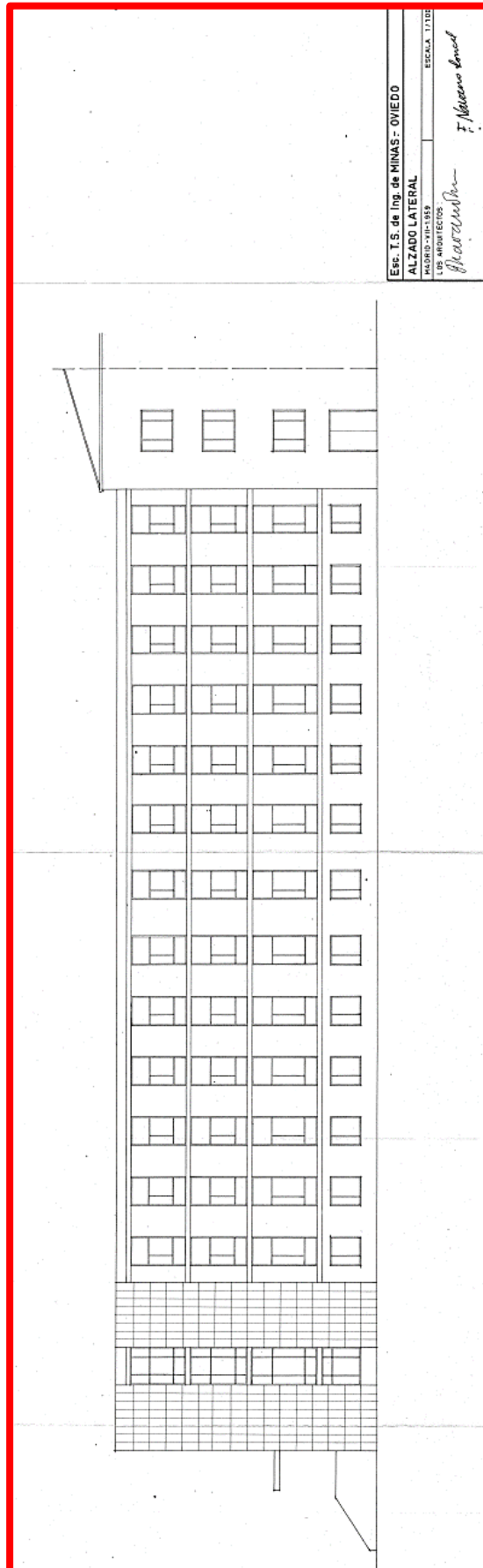
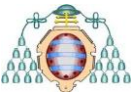
Distribución 2ª Planta

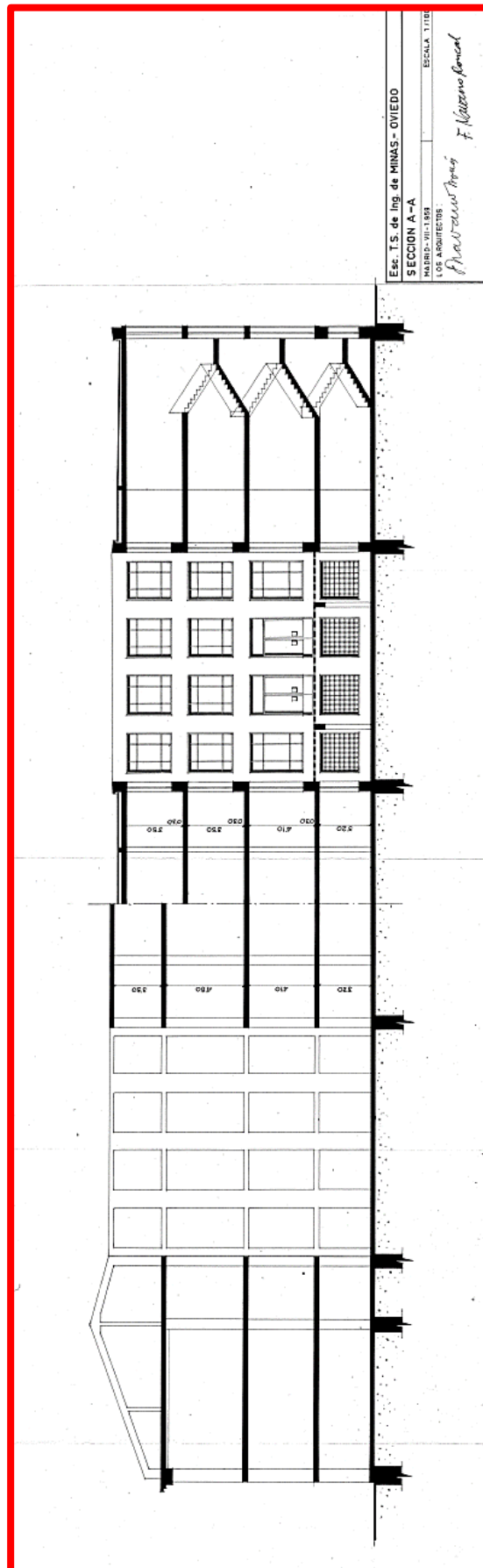
Distribución 3ª Planta

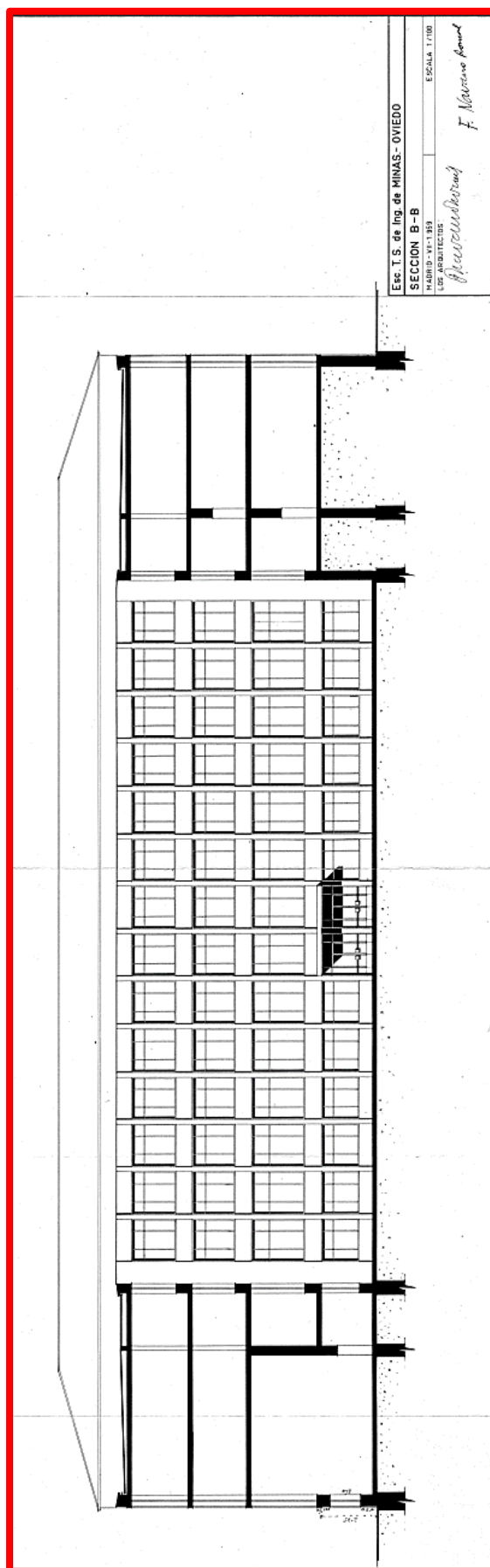
Distribución 4ª Planta

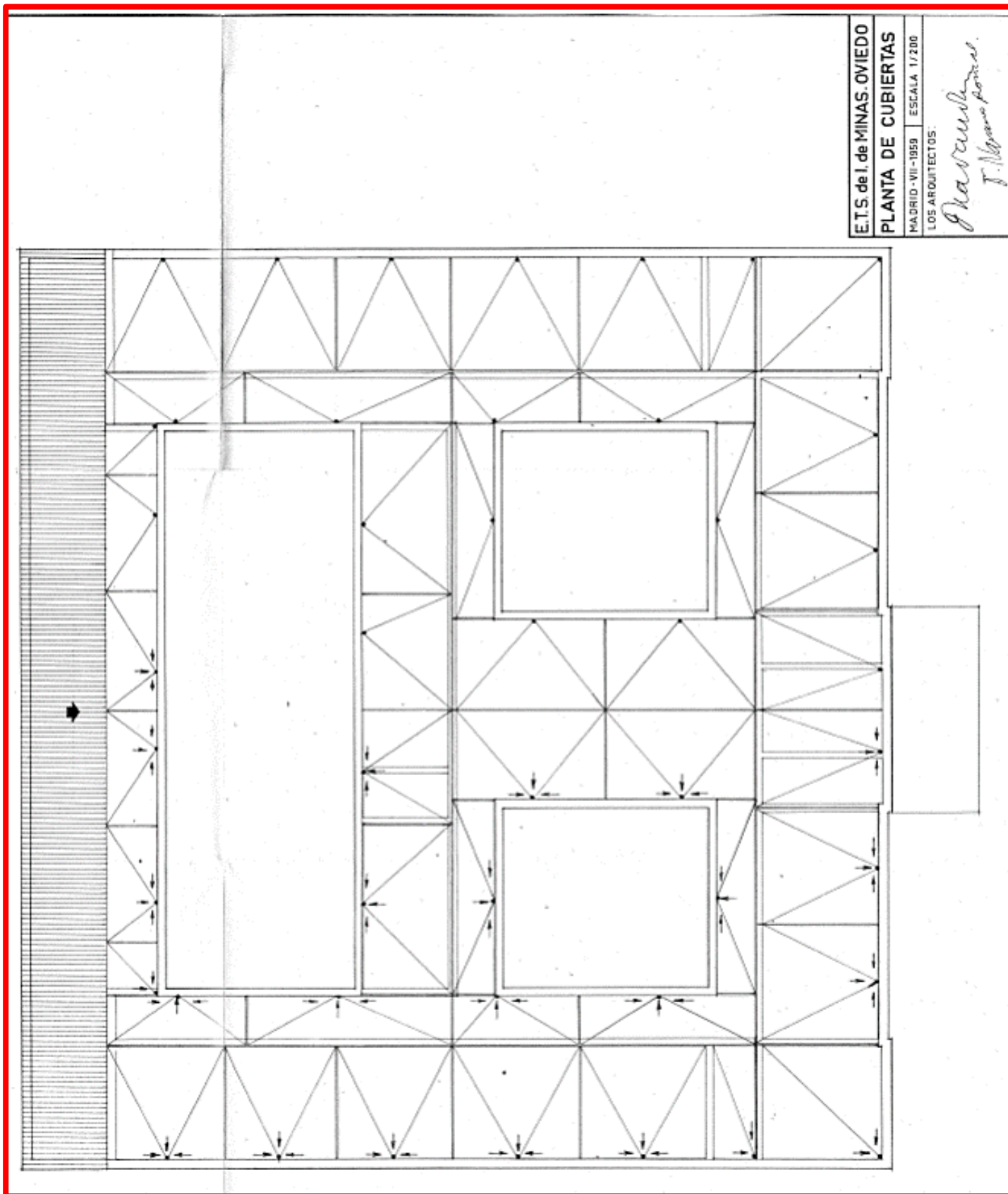


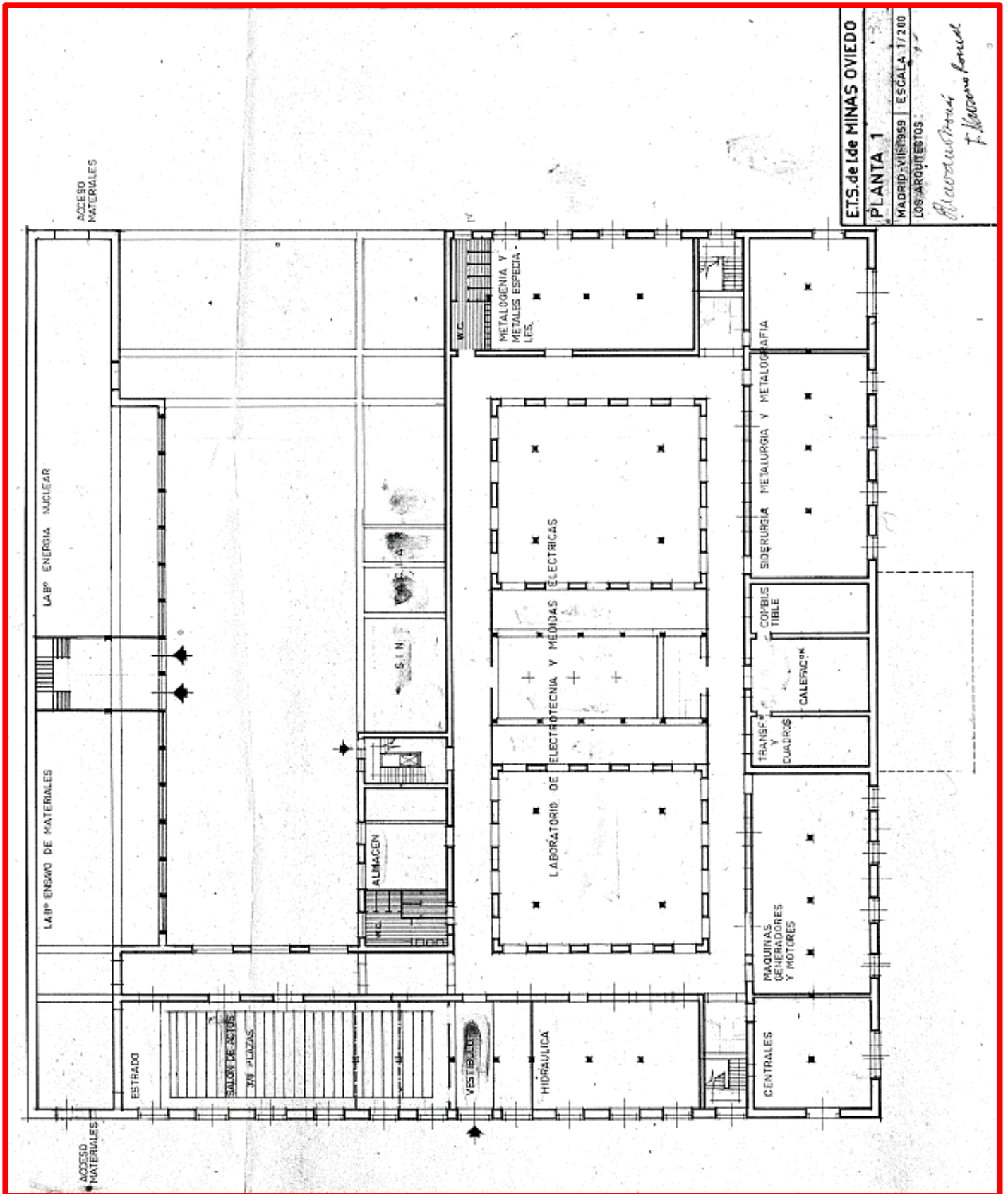
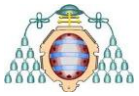


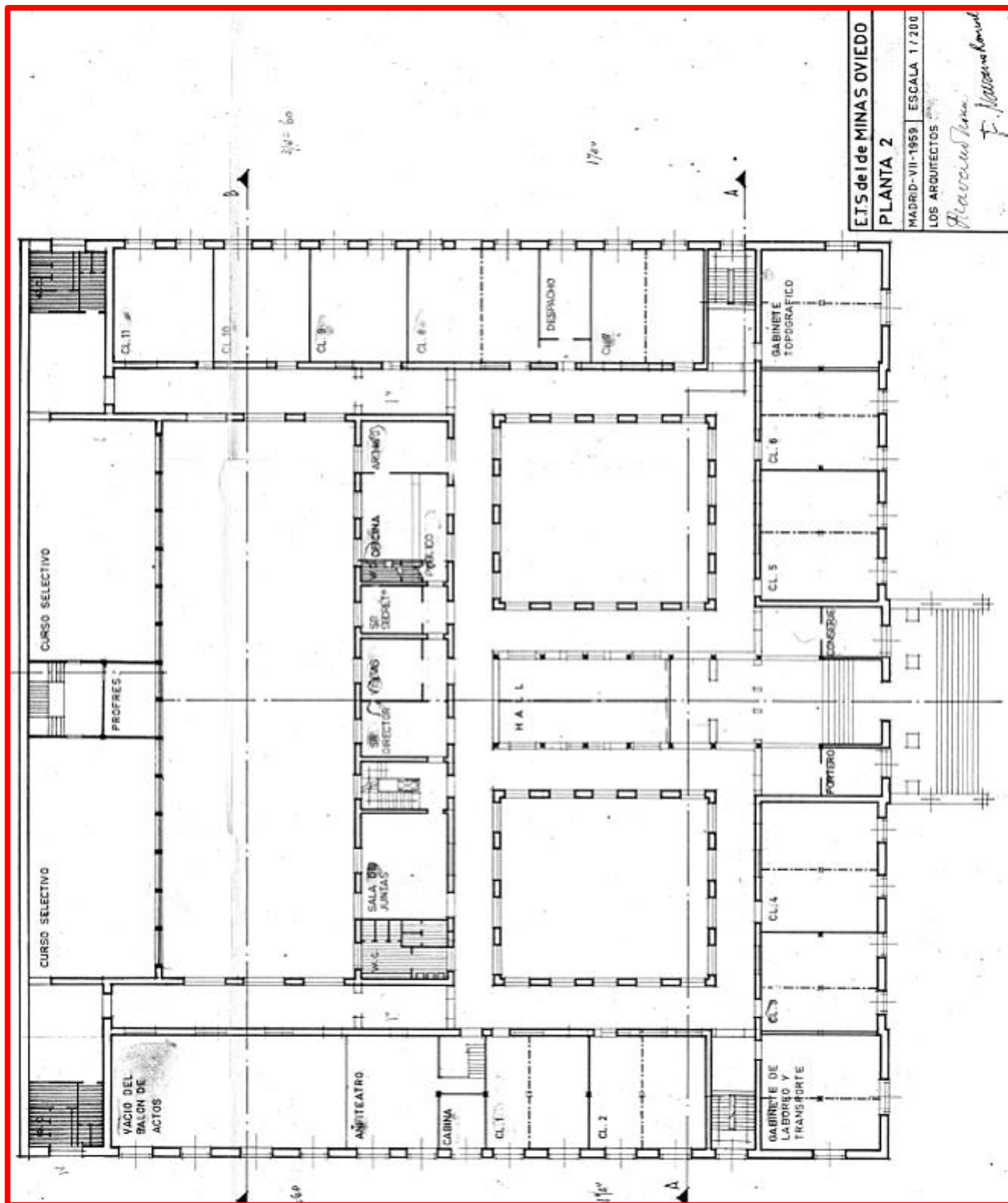


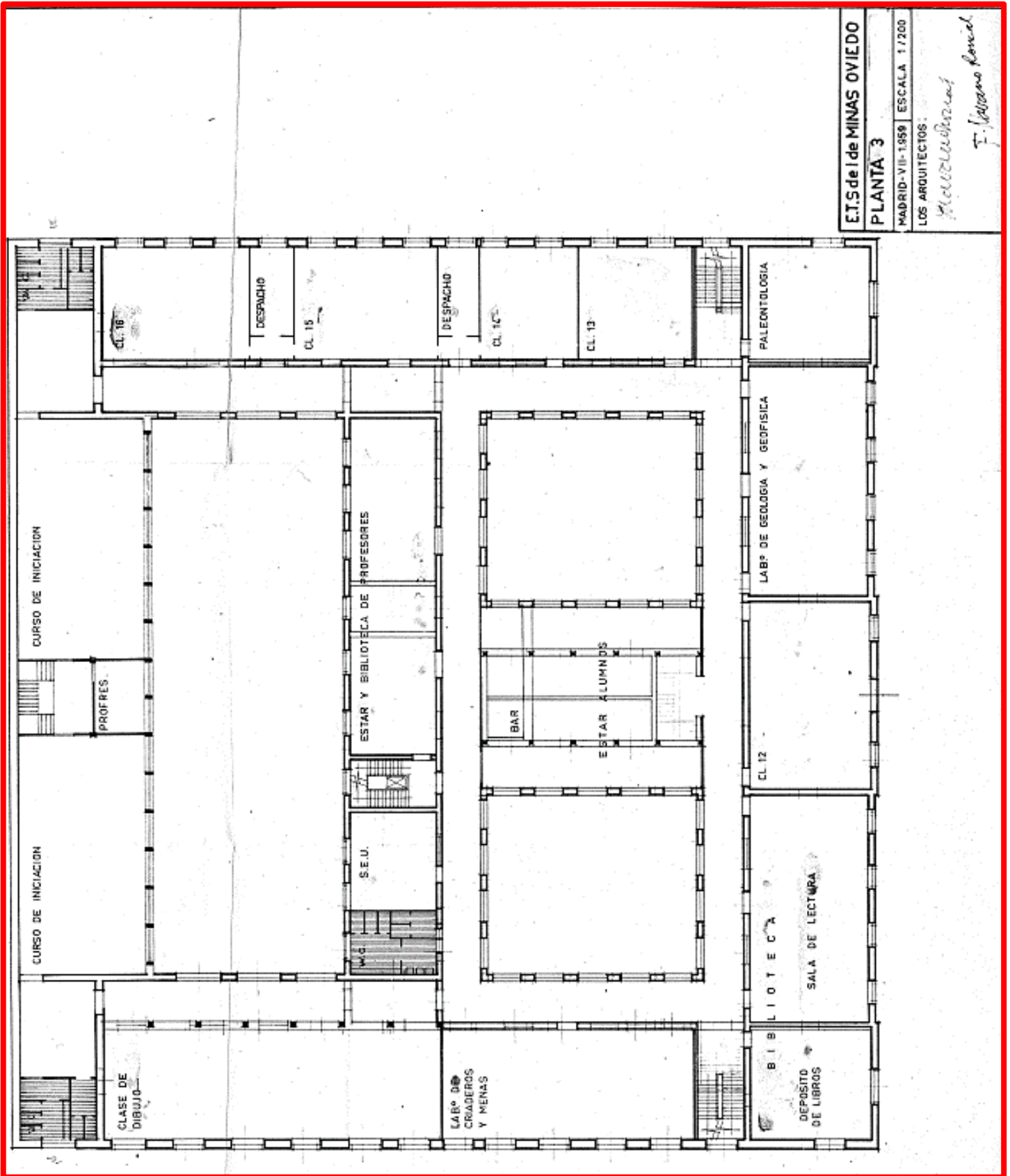














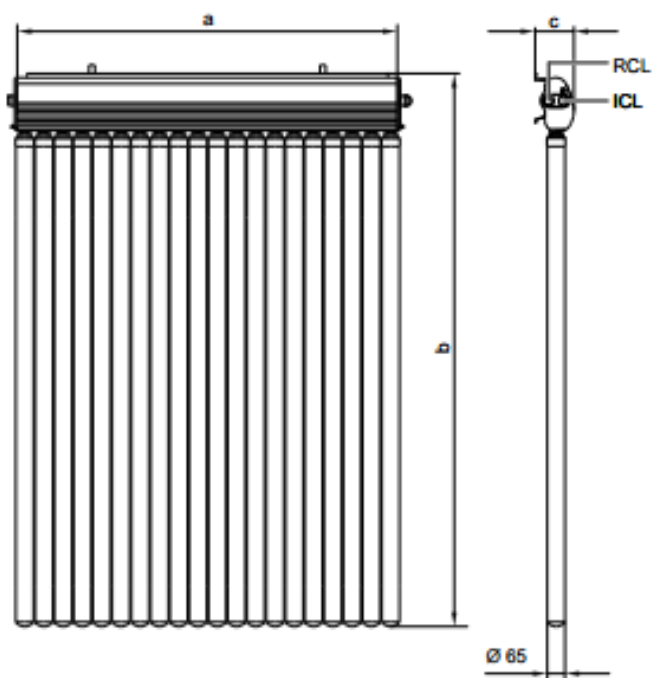
10. ANEXO II: HOJAS TÉCNICAS

CAPTADOR SOLAR

Datos técnicos

Datos técnicos

Modelo SP3A		2 m ²	3 m ²
Número de tubos		20	30
Superficie bruta ¹	m ²	2,866	4,324
Superficie de absorción	m ²	2,004	3,016
Superficie de apertura ²	m ²	2,145	3,228
Dimensiones			
Anchura a	mm	1420	2129
Altura b	mm	2040	2040
Profundidad c	mm	143	143
Rendimiento óptico (área de apertura)	%	0,756	0,751
Coefficiente de pérdida de calor k ₁	W/(m ² · K)	1,28	1,24
Coefficiente de pérdida de calor k ₂	W/(m ² · K ²)	0,0063	0,0063
Rendimiento óptico (área absorbedor) %		0,809	0,804
Coefficiente de pérdida de calor k ₁	W/(m ² · K)	1,37	1,33
Coefficiente de pérdida de calor k ₂	W/(m ² · K ²)	0,0068	0,0067
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K)	7,9	7,8
Peso	kg	58	87
Volumen de fluido (medio portador de calor)	litros	1,13	1,65
Presión de servicio adm. ³	bar	6	6
Temperatura máx. de inactividad ⁴	°C	273	273
Conexión	mm Ø	22	22
Requisitos del soporte y de los anclajes		La cubierta debe soportar la fuerza del viento.	



RCL Retorno del colector
ICL Impulsión del colector



DEPÓSITO DE ACUMULACIÓN

Depósitos de acero vitrificado, de 1500 a 6000 litros **Lapesa**

Para acumulación

Descripción

Depósitos de gran capacidad para acumulación de agua caliente sanitaria. Fabricados en acero vitrificado s/DIN 4753, con capacidades de 1500 a 6000 litros.

Aislados térmicamente con espuma rígida de poliuretano inyectada en molde, libre de CFC.

Todos los modelos disponen de conexiones para la incorporación de resistencias eléctricas de calentamiento como sistema principal de producción de ACS, o como sistema de apoyo.

Incorporan de serie equipo de protección catódica permanente "Lapesa Correx-up" (ver pag. 42).

- d - Depósito acumulador A.C.S.
- f - Forro externo (opcional)
- g - Cubierta superior (opcional)
- h - Aislamiento térmico
- j - Cáncamos para transporte
- t - Boca de hombre DN400

Características técnicas /Conexiones /Dimensiones		MVV1500	MVV2000	MVV2500	MVV3000	MVV3500	MVV4000	MVV5000	MVV6000
		RB	RB	RB	RB	RB	RB	RB	RB
Capacidad de A.C.S	l	1500	2000	2500	3000	3500	4000	5000	6000
Temperatura máx. en continuo depósito de A.C.S	°C	90	90	90	90	90	90	90	90
Presión máx. depósito de A.C.S. (*)	bar	8	8	8	8	8	8	8	8
Peso en vacío aprox.	Kg	400	460	635	705	755	915	1030	1134
Cota A: diámetro exterior	mm	1360	1360	1660	1660	1660	1910	1910	1910
Cota B: longitud total	mm	1830	2280	2015	2305	2580	2310	2710	3210
Cota C:	mm	160	160	195	195	195	190	190	--
Cota D:	mm	670	670	800	800	800	865	865	948
Cota E:	mm	685	685	805	805	805	875	875	958
Cota F:	mm	330	780	300	590	875	465	870	1290
Cota G:	mm	1115	1560	1250	1540	1755	1450	1805	2194
Cota M:	mm	210	210	285	285	285	350	350	--
kw:	entrada agua fría	*GAS/M	2	2	3	3	3	3	3
e:	desagüe	*GAS/M	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	2
ww:	salida agua caliente	*GAS/M	2	2	3	3	3	3	3
z:	recirculación	*GAS/M	1-1/2	1-1/2	2	2	2	2	2
R:	conexión resistencia	*GAS/M	2	2	2	2	2	2	2
tm:	conexión sensores laterales	*GAS/M	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
pc:	conexión protección catódica	*GAS/M	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
n° de conexiones de protección catódica	und.		2	2	2	3	3	3	3



INTERCAMBIADOR

Datos técnicos

Materiales estándar

Placas de cubierta	Acero inoxidable
Conexiones	Acero inoxidable
Placas	Acero inoxidable
Relleno de soldadura fuerte	Cobre

Dimensiones y peso¹

Medida A (mm)	$13 + (2.32 * n)^2$
Medida A (pulgadas)	$0.51 + (0.09 * n)^2$
Peso (kg) ²	$2.1 + (0.18 * n)$
Peso (lb) ³	$4.63 + (0.4 * n)$

1. n = número de placas
2. Excluidos los refuerzos
3. Excluidas las conexiones

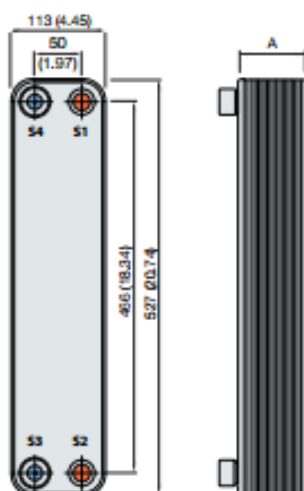
Datos estándar

Volumen por canal, litros (gal)	0.103 (0.027)
Tamaño máximo particular, mm (pulgadas)	1 (0.039)
Caudal máx. ¹ m ³ /h (gpm)	14 (52)
Dirección del caudal	Paralelo
Número mín. de placas	4
Número máx. de placas	150

1. Agua a 5 m/s (16,4 ft/s) (velocidad de conexión)

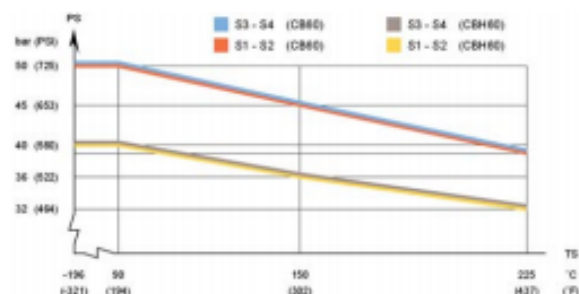
Plano de dimensiones

Medidas en mm (pulgadas)

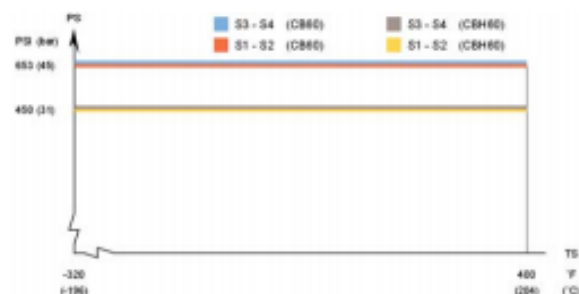


Presión y temperatura de funcionamiento

CB60/CBH60 – Gráfico de presión/temperatura con homologación PED



CB60/CBH60 – Gráfico de presión/temperatura con homologación UL



Diseñado para vacío completo.

Los intercambiadores de calor de placas Alfa Laval están disponibles con una amplia gama de recipientes de presión certificados. Para obtener más información, póngase en contacto con su representante de Alfa Laval.

NOTA: Los anteriores valores se ofrecen únicamente a título informativo. Para obtener los valores exactos, utilice los planos generados por el configurador Alfa Laval o póngase en contacto con su representantes local de Alfa Laval.

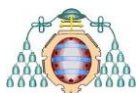


10. ANEXO III: TABLAS DE TEMPERATURAS, RADIACIÓN Y FACTOR DE CORRECCIÓN PARA SUPERFICIES INCLINADAS

Tablas de temperaturas y radiación

Temperatura ambiente media durante las horas de sol, en °C. (Fuente: CENSOLAR).

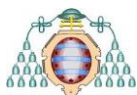
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	7	7	11	12	15	19	21	21	19	15	10	7	13,7
2	ALBACETE	6	8	11	13	17	22	26	26	22	16	11	7	15,4
3	ALICANTE	13	14	16	18	21	25	28	28	26	21	17	14	20,1
4	ALMERÍA	15	15	16	18	21	24	27	28	26	22	18	16	20,5
5	ASTURIAS	9	10	11	12	15	18	20	20	19	16	12	10	14,3
6	ÁVILA	4	5	8	11	14	18	22	22	18	13	8	5	12,3
7	BADAJOS	11	12	15	17	20	25	28	28	25	20	15	11	18,9
8	BALEARES	12	13	14	17	19	23	26	27	25	20	16	14	18,8
9	BARCELONA	11	12	14	17	20	24	26	26	24	20	16	12	18,5
10	BURGOS	5	6	9	11	14	18	21	21	18	13	9	5	12,5
11	CÁCERES	10	11	14	16	19	25	28	28	25	19	14	10	18,3
12	CÁDIZ	13	15	17	19	21	24	27	27	25	22	18	15	20,3
13	CANTABRIA	11	11	14	14	16	19	21	21	20	17	14	12	15,8
14	CASTELLÓN	13	13	15	17	20	24	26	27	25	21	16	13	19,2
15	CEUTA	15	15	16	17	19	23	25	26	24	21	18	16	19,6
16	CIUDAD REAL	7	9	12	15	18	23	28	27	20	17	11	8	16,3
17	CÓRDOBA	11	13	16	18	21	26	30	30	26	21	16	12	20
18	LA CORUÑA	12	12	14	14	16	19	20	21	20	17	14	12	15,9
19	CUENCA	5	6	9	12	15	20	24	23	20	14	9	6	13,6
20	GERONA	9	10	13	15	19	23	26	25	23	18	13	10	17
21	GRANADA	9	10	13	16	18	24	27	27	24	18	13	9	17,3
22	GUADALAJARA	7	8	12	14	18	22	26	26	22	16	10	8	15,8
23	GUIPÚZCOA	10	10	13	14	16	19	21	21	20	17	13	10	15,3
24	HUELVA	13	14	16	20	21	24	27	27	25	21	17	14	19,9
25	HUESCA	7	8	12	15	18	22	25	25	21	16	11	7	15,6
26	JAÉN	11	11	14	17	21	26	30	29	25	19	15	10	19
27	LEÓN	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6	13,3
28	LÉRIDA	7	10	14	15	21	24	27	27	23	18	11	8	17,1
29	LUGO	8	9	11	13	15	18	20	21	19	15	11	8	14
30	MADRID	6	8	11	13	18	23	28	26	21	15	11	7	15,6
31	MÁLAGA	15	15	17	19	21	25	27	28	26	22	18	15	20,7
32	MELILLA	15	15	16	18	21	25	27	28	26	22	18	16	20,6
33	MURCIA	12	12	15	17	21	25	28	28	25	20	16	12	19,3
34	NAVARRA	7	7	11	13	16	20	22	23	20	15	10	8	14,3
35	ORENSE	9	9	13	15	18	21	24	23	21	16	12	9	15,8
36	PALENCIA	5	7	10	13	16	20	23	23	20	14	9	6	13,8
37	LAS PALMAS	20	20	21	22	23	24	25	25	26	25	23	21	22,9
38	PONTEVEDRA	11	12	14	16	18	20	22	23	20	17	14	12	16,6
39	LA RIOJA	7	9	12	14	17	21	24	24	21	16	11	8	15,3
40	SALAMANCA	6	7	10	13	16	20	24	23	20	14	9	6	14
41	STA. C. DE TENERIFE	19	20	20	21	22	24	26	27	26	25	23	20	22,8
42	SEGOVIA	4	6	10	12	15	20	24	23	20	14	9	5	13,5
43	SEVILLA	11	13	14	17	21	25	29	29	24	20	16	12	19,3
44	SORIA	4	6	9	11	14	19	22	22	18	13	8	5	12,6
45	TARRAGONA	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12	17,9
46	TERUEL	5	6	9	12	16	20	23	24	19	14	9	6	13,6
47	TOLEDO	8	9	13	15	19	24	28	27	23	17	12	8	16,9
48	VALENCIA	12	13	15	17	20	23	26	27	24	20	16	13	18,8
49	VALLADOLID	4	6	9	12	17	21	24	23	18	13	8	4	13,3
50	VIZCAYA	10	11	12	13	16	20	22	22	20	16	13	10	15,4
51	ZAMORA	6	7	11	13	16	21	24	23	20	15	10	6	14,3
52	ZARAGOZA	8	10	13	16	19	23	26	26	23	17	12	9	16,8



Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. (Fuente: CENSOLAR).

Nota: También se podrán tomar en consideración los valores indicados en la norma UNE 94003.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2	ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3	ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4	ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5	ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6	ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7	BADAJOS	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8	BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9	BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10	BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11	CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12	CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13	CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14	CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15	CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16	CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17	CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18	LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19	CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20	GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21	GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22	GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23	GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24	HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25	HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26	JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27	LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28	LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29	LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30	MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31	MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32	MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33	MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34	NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35	ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36	PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37	LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38	PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39	LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40	SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41	STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42	SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43	SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44	SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45	TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46	TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47	TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48	VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49	VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50	VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51	ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52	ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6



Altitud, latitud, longitud y temperatura mínima histórica (la más baja que se haya medido desde el primer año del que se conservan registros de datos).

PROVINCIA	ALTITUD (m) (de la capital)	LATITUD (°) (de la capital)	LONGITUD (°) (de la capital)	TEMP. MÍNIMA HISTÓRICA (°C)
1 ÁLAVA	542	42,9	2,7 W	-18
2 ALBACETE	686	39,0	1,8 W	-23
3 ALICANTE	7	38,4	0,5 W	-5
4 ALMERÍA	65	36,9	2,4 W	-1
5 ASTURIAS	232	43,4	5,8 W	-11
6 ÁVILA	1126	40,7	4,9 W	-21
7 BADAJOZ	186	38,9	7,0 W	-6
8 BALEARES	28	39,6	2,6 E	-4
9 BARCELONA	95	41,4	2,2 E	-7
10 BURGOS	929	42,3	3,7 W	-18
11 CÁCERES	459	39,5	6,4 W	-6
12 CÁDIZ	28	36,5	6,3 W	-2
13 CANTABRIA	69	43,5	3,8 W	-4
14 CASTELLÓN	27	40,0	0	-8
15 CEUTA	206	35,9	5,3 W	-1
16 CIUDAD REAL	628	39,0	3,9 W	-10
17 CÓRDOBA	128	37,9	4,8 W	-6
18 LA CORUÑA	54	43,4	8,4 W	-9
19 CUENCA	949	40,1	2,1 W	-21
20 GERONA	95	42,0	2,7 E	-11
21 GRANADA	775	37,2	3,7 W	-13
22 GUADALAJARA	685	40,6	3,2 W	-14
23 GUIPÚZCOA	181	43,3	2,0 W	-12
24 HUELVA	4	37,3	6,9 W	-6
25 HUESCA	488	42,1	0,4 W	-14
26 JAÉN	586	37,8	3,8 W	-8
27 LEÓN	908	42,6	5,6 W	-18
28 LÉRIDA	323	41,7	1,2 E	-11
29 LUGO	465	43,0	7,6 W	-8
30 MADRID	667	40,4	3,7 W	-16
31 MÁLAGA	40	36,7	4,4 W	-4
32 MELILLA	47	35,3	3,0 W	-1
33 MURCIA	42	38,0	1,1 W	-5
34 NAVARRA	449	42,8	1,6 W	-16
35 ORENSE	139	42,3	7,8 W	-8
36 PALENCIA	734	42,0	4,5 W	-14
37 LAS PALMAS	6	28,2	15,4 W	+6
38 PONTEVEDRA	19	42,4	8,6 W	-4
39 LA RIOJA	380	42,5	2,4 W	-12
40 SALAMANCA	803	41,0	5,6 W	-16
41 STA. CRUZ DE TENERIFE	37	28,5	16,2 W	+3
42 SEGOVIA	1002	41,0	4,1 W	-17
43 SEVILLA	30	37,4	6,0 W	-6
44 SORIA	1063	41,8	2,5 W	-16
45 TARRAGONA	60	41,1	1,2 E	-7
46 TERUEL	915	40,4	1,1 W	-14
47 TOLEDO	540	39,9	4,0 W	-9
48 VALENCIA	10	39,5	0,4 W	-8
49 VALLADOLID	694	41,7	4,7 W	-16
50 VIZCAYA	32	43,3	3,0 W	-8
51 ZAMORA	649	41,5	5,7 W	-14
52 ZARAGOZA	200	41,7	0,9 W	-11



LATITUD = 43°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,08	1,05	1,03	1,05	1,09	1,15	1,23	1,27	1,26
20	1,28	1,22	1,16	1,09	1,05	1,03	1,05	1,1	1,19	1,29	1,35	1,33
25	1,33	1,26	1,18	1,1	1,04	1,02	1,04	1,11	1,22	1,34	1,42	1,4
30	1,37	1,29	1,2	1,1	1,03	1	1,03	1,11	1,24	1,38	1,48	1,45
35	1,41	1,31	1,2	1,09	1,01	0,98	1,01	1,1	1,25	1,42	1,52	1,5
40	1,43	1,33	1,2	1,07	0,98	0,95	0,98	1,09	1,25	1,44	1,56	1,54
45	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
50	1,46	1,33	1,17	1,02	0,91	0,87	0,91	1,03	1,23	1,46	1,61	1,58
55	1,46	1,32	1,15	0,98	0,86	0,82	0,86	1	1,21	1,45	1,62	1,59
60	1,45	1,3	1,12	0,94	0,81	0,76	0,81	0,95	1,17	1,44	1,62	1,59
65	1,43	1,27	1,08	0,89	0,75	0,7	0,75	0,9	1,13	1,41	1,61	1,58
	41	1 23	1 03	83	69	64	69	84	1 09	38	58	56
	37	1 19	98	77	62	57	62	78	1 03	34	55	53
	33	1 14	92	7	55	49	55	71	97	28	51	49
	28	1 08	85	3	47	42	7	64	9	22	45	44
	2	1 02	8	6	4	4	9	56	83	16	39	38



10. ANEXO IV: Photovoltaic Geographical Information System

