

NEC

Norma Ecuatoriana
de la **Construcción**



ENERGÍAS
RENOVABLES
(ER)

código NEC - HS - ER

MINISTERIO DE
DESARROLLO URBANO Y VIVIENDA

Arq. Guido Esteban Macchiavello Almeida

Ministro de Desarrollo Urbano y Vivienda

Ing. Andrea Verónica Estupiñán Trujillo

Subsecretaria de Hábitat y Espacio Público

Textos y edición

Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI)

Junio, 2020



■ Presentación

El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI), como ente rector en materia de hábitat y asentamientos humanos, ha impulsado un cambio estructural en la política habitacional y constructiva en todo el país con la elaboración de documentos que fomentan el desarrollo ordenado de los asentamientos humanos y el acceso a la vivienda digna.

De acuerdo al Decreto Ejecutivo No. 705 del 24 de marzo de 2011, el MIDUVI coordina el trabajo para la elaboración de la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) y preside el Comité Ejecutivo de la NEC, integrado por el Ministerio Coordinador de Seguridad (MICS), eliminado mediante Decreto Ejecutivo No. 7 del 24 de mayo de 2017, la Secretaría de Gestión de Riesgos (SGR), la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT), la Asociación de Municipalidades Ecuatorianas (AME), la Federación Ecuatoriana de Cámaras de la Construcción (FECC) y un representante de las Facultades de Ingeniería de las Universidades y Escuelas Politécnicas.

En cumplimiento de lo dispuesto, la Norma Ecuatoriana de la Construcción establece un conjunto de especificaciones mínimas, organizadas por capítulos dentro de tres ejes de acción: Seguridad Estructural (NEC-SE); Habitabilidad y Salud (NEC-HS) y Servicios Básicos (NEC-SB). Adicionalmente, la NEC incluye la figura de Documentos Reconocidos (NEC-DR) que contiene información complementaria a los capítulos publicados.

La NEC es de cumplimiento obligatorio a nivel nacional y debe ser considerada en todos los procesos constructivos, como lo indica la Disposición General Décimo Quinta del Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización (COOTAD), publicada el 21 de enero de 2014, en el suplemento del Registro Oficial N°. 166, Art. 63.

Se constituye en una normativa que busca la calidad de vida de los ecuatorianos y aporta en la construcción de una cultura de seguridad y prevención; por ello, define los principios básicos para el diseño sísmo resistente de las estructuras; establece parámetros mínimos de seguridad y calidad en las edificaciones; optimiza los mecanismos de control y mantenimiento en los procesos constructivos; reduce el consumo y mejora la eficiencia energética de las edificaciones; aboga por el cumplimiento de los principios básicos de habitabilidad y salud; y además fija responsabilidades, obligaciones y derechos de todos los actores involucrados en la construcción.

Con la expedición de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, el MIDUVI y quienes integran el Comité Ejecutivo de la NEC, presentan al país este documento como un aporte al buen vivir de todos los ecuatorianos.

Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda



■ Prólogo

En el marco del Eje de Habitabilidad y Salud (NEC-HS), se ha desarrollado el capítulo NEC-HS-ER: Energías Renovables, SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) – APLICACIONES MENORES A 100 °C., que establece los requisitos mínimos para el diseño de sistemas solares térmicos, para producir agua caliente sanitaria (ACS), en aplicaciones con temperaturas menores a 100 °C, buscando que un porcentaje del consumo energético para las edificaciones, en el Ecuador, proceda de fuentes de energía renovable como consecuencia de las características de, construcción, uso y mantenimiento de su proyecto, considerando la previsión de demanda de agua caliente sanitaria, mediante la incorporación de mecanismos y sistemas de captación, almacenamiento y utilización de fuentes de energías renovables, en beneficio de los usuarios; para lo cual, el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda, a través de la Subsecretaría de Hábitat y Espacio Público, coordina y gestiona la elaboración de esta normativa.

Este documento ha sido desarrollado por una comisión técnica integrada por expertos y actores vinculados en la temática de Energías Renovables, representantes de entidades públicas, privadas, gremios profesionales y academia, con quienes se revisa y elabora el anteproyecto que da inicio a este capítulo.

Los capítulos expedidos en la Norma Ecuatoriana de la Construcción se publican en la página web institucional del Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda:



<https://www.habitatyvivienda.gob.ec/documentos-normativos-nec-norma-ecuatoriana-de-la-construccion/>

TABLA DE DATOS

NOMBRE DEL DOCUMENTO HABILITANTE	FECHA
Expedición mediante Acuerdo Ministerial No. 026-20	18 de junio de 2020
MIDUVI, Registro Oficial, Año I, No. 756	9 de julio de 2020


PERSONAS Y ENTIDADES PARTICIPANTES EN LA REVISIÓN DEL CAPÍTULO

INSTITUCIÓN	NOMBRE
Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables - MERNNR	Carlos Villalba
Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables - MERNNR	Salvador Molina
Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda - MIDUVI	Karina Castillo
Ministerio de Producción Comercio Exterior Inversiones y Pesca - MPCEIP	Cristian Yépez
Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda - MIDUVI	Estuardo Jaramillo
Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda - MIDUVI	Roberto Robayo
Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda - MIDUVI	Paulina Tutillo
Asociación de Municipalidades del Ecuador - AME	Edgar Estrella
Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencias - SNGRE	Andrés Aguilar
Servicio Ecuatoriano de Normalización - INEN	Luis Silva
Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE	Diego Jijón
Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE	Andrés Campana
Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE	Esteban Urresta
Colegio de Ingenieros Mecánicos de Pichincha - CIMEPI	Guido Cevallos
Cámara de la Industria de la Construcción - CAMICON	Estefanía Abad
Colegio de Arquitectos Pichincha - CAE	Diana Samaniego
Colegio de Ingenieros Civiles de Pichincha - CICP	Fernando Guillen
Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE	José Guasumba
Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología - INAMHI	Rene Moya
Enerpetrol S.A	Sebastián Nicholls
MAXICHEM	Álvaro Rivera



SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) – APLICACIONES MENORES A 100 °C

MINISTERIO DE
DESARROLLO URBANO Y VIVIENDA



CÓDIGO
NEC – HS – ER

CONTENIDO

1.	Generalidades	12
1.1.	Antecedentes.....	12
1.2.	Preliminares	12
1.3.	Definiciones.....	13
1.4.	Simbología.....	22
1.4.1.	Unidades	22
1.4.2.	Abreviaciones	22
1.5.	Marco normativo y referencias	22
1.5.1.	Normas y estándares internacionales.....	22
1.5.2.	Normas Técnicas Ecuatorianas.....	23
1.5.3.	Documentos de investigación (Repositorios Académicos Nacionales).....	23
1.5.4.	Otras referencias citadas	23
2.	Objeto y Alcance	24
2.1.	Objeto	24
2.2.	Alcance	24
3.	Condiciones Generales de la Instalación	25
3.1.	Definición	25
3.2.	Condiciones generales	26
3.3.	Fluido de trabajo.....	27
3.4.	Protección contra heladas	27
3.4.1.	Otros métodos de protección	28
3.4.1.1.	Drenaje automático con recuperación de fluido	28
3.4.1.2.	Drenaje automático al exterior, sin recuperación del fluido.....	28
3.4.1.3.	Recirculación del fluido del circuito.....	29
3.5.	Sobrecalentamiento.....	29
3.5.1.	Protección contra sobrecalentamiento	29
3.5.2.	Protección contra quemaduras.....	30
3.5.3.	Protección de materiales contra altas temperaturas	30
3.6.	Resistencia a presión.....	30
3.7.	Prevención del flujo inverso	31
3.8.	Anti - legionella.....	31
4.	Diseño y Dimensionado de Sistemas de Obtención de ACS con Energía Solar Térmica.....	31
4.1.	Dimensionado básico.....	31
4.2.	Caracterización y cuantificación de la contribución solar	32
4.2.1.	Recurso Solar para el territorio ecuatoriano	32
4.2.2.	Caracterización y cuantificación.....	33
4.3.	Generalidades de colectores solares	33
4.3.1.	Criterios mínimos de selección de colectores solares.....	33
4.3.2.	Criterios mínimos para la instalación del sistema de ACS	35
4.3.2.1.	Ensayo de los colectores	35
4.3.2.2.	Orientación e inclinación de los colectores	35
4.3.2.3.	Pérdidas por Inclinación, Orientación y Sombras	36
4.3.2.4.	Sombreado entre filas de colectores	36
4.3.2.5.	Sombreado sobre el campo de colectores	37
4.3.2.6.	Conexión hidráulica de los colectores.	38
4.3.2.7.	Requisitos mínimos de montaje para colectores solares.....	39
4.4.	Estructura de Soporte.....	39
4.4.1.	Montaje de la estructura de soporte.....	39
4.5.	Sistema de acumulación de ACS	41

4.5.1.	Características del acumulador de ACS.....	41
4.5.2.	Criterios mínimos de selección.....	43
4.5.3.	Sistemas de acumulación solar	44
4.5.4.	Desfase entre acumulación y consumo	44
4.6.	Montaje de intercambiadores y acumuladores.....	45
4.7.	Dimensionado del intercambiador de calor	45
4.7.1.	Intercambiadores interiores al acumulador.....	45
4.7.2.	Intercambiadores exteriores al acumulador	46
4.7.3.	Criterios de diseño para selección de intercambiadores	46
4.7.4.	Eficiencia del Intercambiador	47
4.7.4.1.	Intercambiadores interiores	47
4.7.4.2.	Intercambiadores exteriores.....	47
4.7.5.	Condiciones de diseño	48
4.8.	Sistemas de apoyo.....	49
4.8.1.	Requisitos de los sistemas de apoyo de las instalaciones solares	50
4.8.2.	Criterios Mínimos de acoplamiento del sistema de apoyo	50
4.8.2.1.	Acoplamiento en serie	50
4.8.2.2.	Acoplamiento en paralelo	51
4.9.	Circuito hidráulico	51
4.9.1.	Trazado hidráulico del circuito.....	52
4.9.2.	Requisitos mínimos de los elementos que conforman el circuito.....	53
4.9.2.1.	Tuberías	53
4.9.2.2.	Dimensionamiento de tuberías	54
4.9.2.3.	Consideraciones para la selección de bombas	55
4.9.2.4.	Selección de las bombas de circulación.....	56
4.9.2.5.	Cálculo de las pérdidas de carga.....	56
4.9.2.6.	Pérdidas de carga en captadores	57
4.9.2.7.	Pérdidas de carga en tuberías.....	57
4.9.2.8.	Pérdidas de carga en componentes hidráulicos.....	59
4.9.2.9.	Pérdidas de carga en intercambiador	59
4.9.2.10.	Sistema de expansión.....	60
4.9.2.11.	Dimensionado del sistema de expansión	60
4.9.2.12.	Válvulas sistema hidráulico.....	64
4.9.2.13.	Otros elementos del sistema hidráulico	65
4.9.2.14.	Sistema de control del sistema solar térmico.....	66
4.9.2.15.	Sistema de llenado de sistema solar térmico	68
4.9.2.16.	Aislamiento térmico del Sistema Solar Térmico	68
4.10.	Cálculo y dimensionamiento de ACS.....	70
4.10.1.	Consumo de agua caliente sanitaria.....	70
4.10.2.	Cálculo de la demanda térmica del sistema.....	72
4.10.3.	Cálculo de la superficie de captación del sistema.....	73
4.10.3.1.	Energía útil mensual	77
4.10.3.2.	Fracción solar anual.....	77
4.10.3.3.	Cobertura solar	77
4.10.3.4.	Rendimiento.....	78
4.10.3.5.	Temperatura de estancamiento	78
4.10.4.	Ajuste de la curva de rendimiento de un captador.....	79
4.10.4.1.	Rendimiento en función de la temperatura media del captador.....	79
4.10.4.2.	Rendimiento en función de la temperatura de salida del captador	79
5.	Climatización de piscinas	80
5.1.	Características de la instalación.....	81
5.2.	Cálculo de la superficie captadora.....	81

6.	Manual de uso.....	90
7.	Plan de mantenimiento	91
8.	Consideraciones para el montaje	91
9.	Bibliografía.....	91
10.	Anexos.....	93
A.	Mapas banco Mundial.....	93
B.	Programa de mantenimiento	93
B.1.	Plan de vigilancia o mantenimiento predictivo.....	94
B.2.	Inspección visual	94
B.3.	Plan de mantenimiento preventivo	95
B.4.	Mantenimiento correctivo.....	97
C.	Consideraciones de montaje	97
C.1.	Generalidades	97
C.2.	Montaje de estructura soporte y captadores.....	99
C.3.	Montaje del acumulador	99
C.4.	Montaje de intercambiador	99
C.5.	Montaje de bomba	99
C.6.	Montaje de tuberías y accesorios	100
C.7.	Montaje de aislamiento.....	101
C.8.	Montaje de medidores.....	102
C.9.	Montaje de instalaciones por circulación natural	102
C.10.	Pruebas de estanqueidad del circuito primario	102
D.	Transformación de la ecuación de cuadrática del rendimiento a ecuación lineal	103
E.	Conexión en serie entre captadores solares	107
F.	Procedimiento de cálculo para pérdidas por orientación e inclinación.....	109
G.	Gráficos de propiedades fisicoquímicas del propilenglicol	112
H.	Tablas ábacos para el dimensionado de tuberías	119
I.	Tablas de poderes caloríficos.....	126
J.	Cálculo sistema de apoyo para SST.....	129
J.1.	Sistema mediante resistencia eléctrica con acumulación.....	129
J.2.	Sistema mediante resistencia eléctrica de calentamiento al paso.	130
J.3.	Sistema de apoyo empleando combustibles fósiles con acumulación.	130
J.4.	Sistema de apoyo empleando combustibles fósiles al paso.	131
J.5.	Sistema de apoyo mediante bomba de calor	131
K.	Cálculo del SST en un Hotel con una capacidad para 36 personas, ubicado en la ciudad de Quito.....	133
L.	Cálculo SST climatización de piscina	158

ÍNDICE DE TABLAS

Mezcla	Anticongelante.....	28
Tabla 2.	Rango de valores de irradiación diaria para las regiones del Ecuador	32
Tabla 3.	Contribución solar mínima para la obtención de ACS	33
Tabla 4.	Contribución mínima para climatización de piscinas	33
Tabla 5.	Tipos de intercambiadores.....	45
Tabla 6.	Tipo de intercambiador.....	48
Tabla 7.	Factores de corrección para temperaturas medias del agua distintas de 45°C.....	59
Tabla 8.	Espesor de referencia.....	70
Tabla 9.	Demanda de referencia a 60 °C.....	70

Tabla 10.	Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial.....	72
Tabla 11.	Valor del factor de centralización.....	72
Tabla 12.	Temperaturas recomendadas.	80
Tabla 13.	Pérdidas por radiación.	83
Tabla 14.	Pérdidas por evaporación sin manta	84
Tabla 15.	Pérdidas por evaporación con manta.	84
Tabla 16.	Pérdidas por convección sin manta.....	85
Tabla 17.	Pérdidas por convección con manta.	85
Tabla 18.	Velocidad del Viento	86
Tabla 19.	Grado de Humedad	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Orientación e inclinación del colector solar	35
Figura 2.	Sombreado entre filas de colectores	36
Figura 3.	Circulación de aire.....	39
Figura 4.	Carga por viento	40
Figura 5.	Esquema de un circuito hidráulico	52
Figura 6.	Esquema del sistema de bombeo.	56
Figura 7.	Esquema de funcionamiento de un vaso de expansión cerrado.....	62
Figura 8.	Diferencia entre temperatura de captadores y acumulador, para estado de la bomba.	67
Figura 9.	Esquema básico de SST empleado por el método F-chart.....	73
Figura 10.	Esquema básico de climatización de piscina.	81

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS - ANEXOS

Figura A.1.	Mapa Solar Ecuador, Irradiación Global Horizontal, World Bank Group (2016)	93
Tabla B.1.	Ejemplo Ficha	94
Tabla B.3.1.	Operaciones de mantenimiento del sistema de captación	95
Tabla B.3.2.	Operaciones de mantenimiento del sistema de acumulación	96
Tabla B.3.3.	Operaciones de mantenimiento del intercambiador de calor	96
Tabla B.3.4.	Operaciones de mantenimiento del circuito hidráulico.....	96
Tabla B.3.5.	Operaciones de mantenimiento del sistema eléctrico y de control	97
Tabla B.3.6.	Operaciones de mantenimiento del sistema de energía auxiliar.....	97
Figura E.1.	Esquema de dos captadores solares en serie	107
Figura F.1.	Ángulo de inclinación y orientación	110
Figura F.2.	Diagrama de porcentaje de pérdidas de acuerdo la orientación e inclinación para 41°	110
Figura F.3.	Determinación de los límites superiores e inferiores en canto a su inclinación.	111
Figura G.1.	Viscosidad de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura.	113

Figura G.2.	Densidad de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura....	113
Figura G.3.	Calor específico de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura	115
Figura G.4.	Conductividad térmica de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura.....	116
Figura G.5.	Punto de ebullición de una disolución de propilenglicol, en función de la concentración	117
Figura G.6.	Curvas de congelación de dos preparados comerciales a base de etilenglicol y propilenglicol, en función de la concentración	118
Figura H.1.	Ábaco para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de cobre	119
Figura H.2.	Ábaco para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de cobre	120
Figura H.3.	Ábaco para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de plástico	121
Figura H.4.	Ábaco para el cálculo de pérdidas de carga en tuberías de cobre con agua a 10°C	122
Figura H.5.	Ábaco para el cálculo de pérdidas de carga en tuberías de cobre con agua a 60°C	123
Figura H.6.	Longitudes equivalentes de accesorios	124
Tabla H.1.	Caudales máximos admisibles en tuberías de cobre y longitudes equivalentes de accesorios (fuente Gas Natural)	125
Tabla H.2.	Características principales de las tuberías de cobre (fuente Gas Natural)	125
Tabla H.3.	Caudales instantáneos mínimos de aparatos sanitarios y temperaturas de uso del ACS.....	126
Tabla I.	Poderes caloríficos de las principales fuentes energéticas	127
Tabla I.1.	Poderes caloríficos de los principales residuos	128
Tabla I.2.	Otros contenidos energéticos	128
Figura J.5.1.	Curva de la potencia de salida en función de la temperatura ambiente.	132
Tabla K.1.	134
Tabla K.2.	Valores de radiación y temperatura.....	134
Tabla K.3.	Tabla resumen f-chart (1).....	138
Tabla K.4.	Tabla resumen f-chart (2).....	138
Figura K.1.	Esquema básico hidráulico del SST	139
Figura K.2.	Esquema básico hidráulico del SST con caudales	140
Tabla K.5.	Tramos, longitudes y caudales del SST	141
Figura K.3.	Ábaco pérdida rozamiento/caudal.....	141
Figura K.4.	Determinación del diámetro de tubería	142
Figura K.5.	Determinación del diámetro de tubería para los caudales de 320 y 640 l/h	143
Tabla K.6.	Resumen de diámetro y pérdidas de carga lineales.....	144
Figura K.6.	Ábaco para la determinación de la temperatura de congelación en función de la concentración de anticongelante	145
Figura K.7.	Ábaco para la determinación de la viscosidad en función temperatura	146
Tabla K.7.	Resumen pérdidas de carga en tubería	147
Figura K.8.	Ejemplo de características del absorbedor de un captador solar	147
Figura K.9.	Determinación pérdida de carga en tubería de colectores en mm.c.a	148
Tabla K.8.	Tabla de longitudes equivalentes	149
Tabla K.9.	Resumen de piezas por tramo	150
Tabla K.10.	Resumen de piezas por tramo considerando la pérdida de carga equivalente por elemento	150
Tabla K.11.	Resumen de pérdidas de carga por elementos para cada tramo	151
Tabla K.12.	Resumen de pérdidas de carga por elemento para cada tramo corregidos para la temperatura de 60 °C y la mezcla de anticongalante.....	151
Figura K.10.	Tabla de curvas de bomba comercial para aplicación solar	152
Tabla K.13.	Resumen de volúmenes contenidos en la tubería del circuito primario	154
Figura K.11.	Esquema instalación.....	157
Tabla L.1.	Valores de radiación y temperatura.....	158
Tabla L.2.	Pérdidas por convección	160

1. Generalidades

1.1. Antecedentes

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI) y el Ministerio de Telecomunicaciones y la Sociedad de la Información (MINTEL); el 13 de febrero del 2015, suscribieron un convenio de cooperación Interinstitucional, con el objeto de establecer un marco legal y un mecanismo de cooperación entre las instituciones anteriormente descritas, a fin de contribuir en el ámbito de sus competencias con la documentación técnica que servirá para la expedición de normativa de obligatorio cumplimiento, que establezca criterios mínimos de calidad y seguridad en las edificaciones, para beneficio de todos los ecuatorianos.

En la elaboración del anteproyecto de normativa de Energías Renovables, SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) – APLICACIONES MENORES A 100 °C, participaron: Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI), Servicio Ecuatoriano de Normalización (INEN), Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca (MPCEIP), Empresa Pública Metropolitana de Hábitat y Vivienda (EPMHV), Universidad de las Fuerzas Armadas (ESPE), Escuela Politécnica Nacional (EPN), Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE), Cámara de la Industria de la Construcción (CAMICON), Colegio de Ingenieros Mecánicos de Pichincha (CIMEPI), Colegio de Arquitectos del Ecuador (CAE), Colegio de Ingenieros Civiles de Pichincha (CICP), Asociación de Municipalidades del Ecuador (AME), INCOAYAM CIA. LTDA., TECHNOVA SOL CIA. LTDA., NATURAL HEAT.

Se utilizaron como normas de referencia:

NTE INEN 2507, *Rendimiento térmico de colectores solares. Requisitos y métodos de ensayo.*
GPE INEN 18, *Guía práctica calentador solar. Construcción de unidades económicas para la vivienda.*

UNE-EN 12977-3, *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 3: Métodos de ensayo del rendimiento de los acumuladores de agua de calentamiento solar.*

Código ASME capítulo VIII, división 1, Diseño, Construcción e Inspección de Tanques y Recipientes de Presión.

UNE-EN 12897, *Abastecimiento de agua. Especificaciones para los calentadores de agua de acumulación por calentamiento indirecto sin ventilación (cerrados).*

UNE 94002, *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria. Cálculo de la demanda de energía térmica.*

1.2. Preliminares

El objetivo principal de la normativa de Energías Renovables, SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) – APLICACIONES MENORES A 100 °C., consiste en conseguir que una parte del consumo energético proceda de fuentes de energía renovable como consecuencia de las características de, construcción, uso y mantenimiento de su proyecto, considerando la previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización, mediante la incorporación de mecanismos y sistemas de captación, almacenamiento y utilización de fuentes de energías renovables.

1.3. Definiciones

Absorbedor. Componente de un colector solar térmico destinado a absorber energía radiante y transferir esta energía a un fluido en forma de calor.

Absortancia o absortividad. Fracción de la radiación absorbida de la radiación solar incidente sobre el colector.

Acumulador Solar (Tanque de almacenamiento). Dispositivo solar que recibe y almacena la energía térmica producida en el colector en forma de agua caliente, para su uso sanitario.

Agua Caliente Sanitaria (ACS). Agua destinada a consumo humano (potable) que ha sido calentada. Se utiliza para usos sanitarios (baños, duchas, etc.) y para otros usos de limpieza (fregado de platos, lavadora, lavavajillas, fregado de suelos). Normalmente el agua procede de la instalación de agua del edificio.

Aislamiento térmico. Material de recubrimiento de baja conductividad térmica, empleado en los SST para reducir las pérdidas de calor.

Aire ambiente. Aire, tanto interior como exterior, que envuelve a un acumulador de energía térmica, a un captador solar, o a cualquier objeto que se esté considerando.

Almacenamiento estacional. Es el que se produce o realiza durante una estación o parte del año.

Ángulo de incidencia. Es el ángulo entre la radiación solar directa y la normal al plano del colector.

Ángulo de inclinación del colector. Ángulo menor entre el plano de abertura de un colector solar y el plano horizontal.

Ánodo de sacrificio. Un ánodo galvánico o ánodo de sacrificio es el componente principal de un sistema de protección catódica galvánica que se utiliza para proteger contra la corrosión las estructuras metálicas enterradas o sumergidas.

Apertura. Superficie a través de la cual la radiación solar no concentrada es admitida por el captador.

Área de apertura. Superficie visible o abierta del colector para la radiación solar. Por lo general, coincide con el área de la cubierta transparente visible (sin contar la junta). Para los colectores de tubos de vacío sin reflectores, es el producto del diámetro interno del tubo, por la longitud interna cilíndrica no sombreada y el número de tubos.

Área de absorción. Área del colector que permite la transferencia de calor de la radiación solar.

Área total. Área máxima proyectada por el captador completo, excluyendo cualquier medio de soporte y acoplamiento de los tubos.

Batería de captadores. Conjunto de colectores solares, instalados sobre una misma estructura y conectados entre sí.

Bomba o bomba de circulación. Dispositivo electromecánico que produce el movimiento forzado del fluido en los colectores o a través de un circuito (de circulación y recirculación).

Bomba de calor. Es una máquina térmica de ciclo cerrado, diseñada exclusivamente o preferentemente para obtener un efecto calorífico y que puede proporcionar por inversión del ciclo también un efecto frigorífico.

Bypass. Ruta alterna de un fluido que permite la comunicación directa entre dos puntos.

Campo de colectores. Suma total de las áreas de apertura de los colectores individuales.

Carcasa. Es el componente del captador que conforma su superficie exterior, fija la cubierta, contiene y protege a los restantes componentes del colector y soporta los anclajes del mismo.

Cerramiento. Función que realizan los captadores cuando constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.

Circuito de consumo. Circuito entre el acumulador o intercambiador y los puntos de consumos de ACS.

Circuito primario. Circuito de transferencia de calor entre los colectores y el intercambiador de calor. En el caso de sistemas directos corresponde al circuito entre los colectores y el acumulador.

Circuito secundario. Circuito que se ubica entre el intercambiador de calor y el acumulador.

Circuito terciario. Circuito que se ubica entre el acumulador y el intercambiador de calor.

Circulación forzada. Cuando el movimiento del fluido entre los captadores y el intercambiador del depósito de acumulación se realiza mediante la aplicación de una bomba de circulación.

Circulación natural. Cuando el movimiento del fluido entre los captadores y el intercambiador del depósito de acumulación se realiza por convección y no de forma forzada.

Coefficiente global de pérdidas/coeficiente global de transferencia de calor. Suma de las pérdidas de calor del colector por conducción, convección y radiación, expresada en $W/^\circ C m^2$.

Colector Solar Térmico / CST / Captador Solar. Dispositivo que forma parte de un Sistema Solar Térmico, diseñador para captar la energía solar incidente, transformarla en energía térmica y transmitir la energía térmica producida a un fluido de trabajo que circula por su interior.

Colector solar de líquido. Colector solar que utiliza un líquido como fluido de trabajo.

Colector solar de aire. Colector solar que utiliza aire como fluido de trabajo.

Colector solar sin cubierta. Colector solar sin cubierta sobre el absorbedor.

Colector solar de concentración. Colector solar que utiliza reflectores, lentes u otros elementos ópticos para redireccionar y concentrar sobre el absorbedor la radiación solar que atraviesa la apertura.

Colectores solares de placa plana. Son elementos constituidos por una superficie absorbente de material de alta conductividad térmica y estable a la corrosión, que conjuntamente con los tubos conductores del fluido de trabajo, con el aporte del aislante térmico, la caja hermética y la cubierta de alta transparencia, hacen posible la ganancia térmica máxima.

Colector solar de vacío. Colector solar en el cual se ha realizado el vacío en el espacio entre absorbedor y cubierta.

Colectores solares de tubos al vacío. La superficie del colector consiste en tubos de vidrio recubiertos en su interior de una superficie metálica colectora, los que van dotados de una doble cubierta envolvente, herméticamente cerrada, aislada del interior y del exterior, y en la cual se ha hecho el vacío, lo que reduce las pérdidas por convección e incrementa la eficiencia del colector.

Constante Solar. Es el valor promedio anual de la radiación solar que llega a la superficie exterior de la atmósfera de la Tierra; su valor es 1.367 W/m².

Contribución Solar. Es la fracción entre la energía anual aportada por el SST a la salida del acumulador y la demanda de energía anual de ACS estimada para un respectivo uso o aplicación.

Corrosión. Deterioro que sufren los materiales por efecto del ambiente y/o humedad interna o externa.

Corrosión galvánica. Ataque y destrucción progresiva de un metal mediante una acción química, resultante del fenómeno de electrólisis entre dos metales de potencial eléctrico diferente que se hallan en contacto, y en presencia de humedad.

Cubierta. Elemento o elementos transparentes (o translúcidos) que cubren el absorbedor para reducir las pérdidas de calor y protegerlo de la intemperie.

Dispositivo de drenado del tanque/ dispositivo de drenado del sistema. Tapón o válvula que se utiliza para permitir la salida de los sedimentos o partículas sólidas contenidas en el agua, o desprendimiento de los materiales del sistema, de modo que se evite su acumulación en un medio confinado.

Drain-back o auto vaciado. Es un procedimiento por el cual se realiza un vaciado total o parcial del circuito primario para evitar el sobrecalentamiento del fluido de trabajo en este circuito, y las consecuencias derivadas de ello. El procedimiento se realiza de acuerdo a unas temperaturas de consigna de preparación del ACS.

Dureza del agua. Suma de las concentraciones de calcio y magnesio, expresadas en mg/l.

Eficiencia energética. Relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de consumo energético. Es aquella parte proporcional de energía radiante que la instalación de energía solar térmica convierte en calor.

Elementos de sombreado. Cuando los colectores protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

Emitancia o emisividad. Relación de la cantidad de energía radiante liberada (emitida) por una superficie particular a una temperatura y longitud de onda especificada, con respecto a la emitancia de un cuerpo negro a la misma temperatura y longitud de onda.

Energía solar disponible. Cantidad de radiación solar promedio diaria o mensual registrada estadísticamente, a partir de las mediciones en cierto lugar geográfico.

Energía útil. Cantidad de calor efectiva que se aprovecha en un proceso para incrementar la temperatura de un fluido de trabajo.

Equilibrado hidráulico. Procedimiento o método por el cual, en un SST compuesto por baterías o agrupaciones de colectores, bien se modifica las longitudes del circuito de impulsión o de retorno; dando lugar al hecho que para cada una de las baterías o agrupaciones de colectores la suma de las longitudes de impulsión y retorno, la pérdida de carga y el caudal, son iguales independientemente del camino o agrupación seleccionada. Asimismo, el para el equilibrado hidráulico se pueden introducir válvulas de equilibrado para igualar la pérdida de carga y el caudal independientemente del camino o agrupación seleccionada.

Estructura de soporte. Es la estructura que soporta el peso del sistema solar térmico más el de la persona o personas que participan en su instalación, garantizando la fijación a la edificación.

Factor de cobertura solar / fracción solar. Razón del suministro de la fuente solar de un sistema, respecto de la demanda total del mismo. También se define como el cociente entre la energía neta aportada por el SST al consumo y la demanda de energía térmica para la producción de agua caliente requerida por el consumo.

Factor de ganancia o rendimiento óptico del colector. Rendimiento del colector cuando la diferencia de temperaturas entre el captador y el ambiente es cero.

Fluido de transferencia de calor / fluido caloportador. Fluido encargado de transportar la energía captada en el colector hacia el acumulador o los puntos de consumo.

Fluido de trabajo / fluido caloportador / fluido de proceso. Es el que se encarga de transportar energía térmica de un sitio a otro y puede ser agua, glicol, aceite térmico o inclusive gases, en el caso de los calentadores solares se utilizan dos tipos de fluidos de trabajo, el primero es el agua, y el segundo es agua mezclada con glicol, en cuyo caso se requiere de un sistema de intercambio de calor.

Flujo inverso. Corresponde a la circulación de fluido en sentido contrario a la del diseño en cualquier circuito del SST.

Heliógrafo. Instrumento que mide la insolación, que son las horas de sol brillante que tiene el día.

Hora Pico u Hora Solar Pico. Es un convencionalismo en el cual se considera que, en un día claro a nivel del mar, sobre la superficie horizontal incide una irradiancia-pico de 1.000 W/m^2 al medio día solar, por consiguiente, la irradiación recibida durante el periodo de tiempo de una hora se ha convenido en denominar Hora Sol Pico, la cual equivale a 1.000 Wh/m^2 o 1 kWh/m^2 .

Horas de Sol Pico, HSP. Es el número de horas al día con una hipotética irradiancia de Hora Pico, 1.000 W/m^2 , que en conjunto suman la misma irradiación total que el real de ese día. Gráficamente si consideramos la curva de irradiancia-tiempo para un día, el área comprendida representa la irradiación diaria. Si se realiza la equivalencia con el área de un rectángulo cuya altura corresponda a la irradiancia pico, su base sería el número de horas requeridas para obtener la misma irradiación diaria, siendo éstas las HSP.

Impulsión invertida. En un SST la impulsión invertida es un procedimiento para realizar el equilibrado hidráulico, principalmente, del circuito primario; en cual las agrupaciones o baterías se conectan a la tubería de impulsión, conectando en primer lugar la batería más distante al intercambiador o interacumulador, y así sucesivamente hasta conectar en último lugar la batería más cercana. A su vez, la batería o agrupación más cercana al intercambiador o interacumulador será la más cercana en conexión a la tubería de retorno. Dando lugar al hecho que, para cada una de las baterías o agrupaciones de colectores, la suma de las longitudes de impulsión y retorno, la pérdida de carga y el caudal, son iguales independientemente del camino o agrupación seleccionada.

Incrustaciones. Costra dura, generalmente de carbonato de calcio que se forma en las superficies de tuberías y tanques en contacto con agua.

Insolación. Se define como tiempo de insolación o insolación como la suma de intervalos de tiempo, en horas, durante los cuales la radiación directa supera el umbral de 120 W/m^2 .

Integración Arquitectónica de los SST. Tipo de instalación de un SST donde los CST que lo conforman sustituyen elementos constructivos convencionales o bien son elementos constituyentes de la envolvente del edificio y de su composición arquitectónica.

Interacumulador. Acumulador o depósito solar que alberga en su interior el intercambiador de calor formando una única unidad estructural.

Intercambiador de calor. Dispositivo mecánico cuya finalidad es transferir energía térmica entre dos fluidos que se mantienen separados entre sí, y están a diferente temperatura. Pueden ser externos o internos al acumulador.

Intercambiador de calor interno tipo camisa. Intercambiador de calor interno donde la transferencia de calor se realiza por el manto del acumulador hacia el agua de consumo.

Irradiación. Es la energía recibida por la unidad de superficie durante un periodo de tiempo determinado y se obtiene integrando el valor de la irradiancia a lo largo de dicho periodo de tiempo. Si el periodo de tiempo es de una hora se representa por el símbolo I, si dicho periodo es de un día se representa por la letra H. La unidad de medida empleada habitualmente es el J/m² o múltiplos de esta unidad, así como en kWh/m².

Irradiación o radiación solar. Energía proveniente del Sol que incide sobre una superficie de un metro cuadrado en la superficie de la Tierra. Esta irradiación es la suma de la radiación directa, indirecta, reflejada, difusa y esparcida en la atmósfera.

Irradiancia. Es la energía incidente sobre la unidad de superficie en la unidad de tiempo. De alguna manera se puede hablar de potencia superficial y se representa por la letra G y la unidad normalmente empleada es el W/m² o en kW/m².

Irradiancia/Insolación. Es el flujo radiante del sol incidente sobre una superficie por unidad de área (W/m²).

Irradiancia solar directa. Cociente entre el flujo radiante recibido en una superficie plana dada, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar, y el área de dicha superficie. Si el plano es perpendicular al eje del ángulo sólido, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. También se puede radiación que no ha sido interferida por la atmósfera terrestre y que tiene una dirección perfectamente definida por la hipotética línea que une la Tierra y el Sol. Es la que produce las sombras. Se expresa en W/m².

Irradiación solar difusa. Irradiancia de la radiación solar que ha sufrido procesos de dispersión por los componentes de la atmósfera y proviene de todos los puntos de la bóveda celeste. Es la radiación existente en un día cubierto o nublado. Para su medición se deben considerar la orientación e inclinación de la superficie receptora.

Irradiación solar reflejada. La radiación por unidad de tiempo y unidad de área que, procedente de la reflexión de la radiación solar, tanto directa como difusa, en la superficie terrestre u obstáculos circundantes, incide sobre una superficie.

Junta de cubierta. Es un elemento cuya función es asegurar la estanqueidad de la unión cubierta-carcasa.

Legionelosis. También conocida como la enfermedad del legionario o comúnmente legionella. Es una enfermedad infecciosa potencialmente fatal, cuyos síntomas son una neumonía atípica y fiebre alta. Es causada por la bacteria Legionella Pneumophila, la cual habita los medios acuáticos y los sistemas hídricos construidos por los seres humanos, como es la red de distribución de agua potable. La bacteria precisa para su proliferación agua estancada o a bajas velocidades, nutrientes y una temperatura de cultivo entre 20 a 45 °C.

Mantenimiento. Comprende el conjunto de actuaciones y procedimientos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de una instalación en las condiciones de uso para las cuales fue diseñada, manteniendo unos criterios de mejora en el rendimiento energético, garantía de seguridad en el servicio y cuidado del medio ambiente.

Mantenimiento predictivo. Comprende el conjunto de actuaciones y procedimientos periódicos de supervisión de las condiciones de estado y funcionamiento, programadas previamente para cada instalación. Con la finalidad de detectar cualquier degradación y/o desviación respecto a las condiciones de trabajo predefinidas, y en función de ellas, aplicar los

correspondientes protocolos de mantenimientos preventivos, modificar las preestablecidas o si se requiriese proceder con la aplicación de las medidas correctivas necesarias.

Mantenimiento preventivo. Comprende el conjunto de actuaciones y procedimientos periódicos de inspección, supervisión, monitorización, actuación, ensayo de conformidad, verificación, revisión, regulación, ajuste, puesta a punto, y sustitución periódica de elementos y componentes fungibles. Las cuales deberán ser programadas para cada instalación de acuerdo a sus características y reglamentaciones de aplicación, con la finalidad de asegurar su correcto funcionamiento y fiabilidad, subsanando las desviaciones operativas que se produzcan durante su operatividad. El objetivo es conservar la instalación en unas condiciones óptimas de operatividad, disponibilidad, funcionalidad y eficiencia energética.

Mantenimiento correctivo. Comprende el conjunto de actuaciones y procedimientos, los cuales pueden estar programados o no, de reparación y sustitución de elementos, componentes o equipos, que se encuentren averiados, presenten desgaste o se encuentren en condiciones precarias de fiabilidad. Las causas pueden ser consecuencias fortuitas o sobrevenidas por el proceso de desgaste y envejecimiento natural de la instalación, pudiendo también ser la causa, la aplicación de protocolos de mantenimientos preventivos inadecuados o en el peor de los casos la ausencia de dicho programa de mantenimiento. Siendo el objetivo de este mantenimiento restaurar la operatividad de la instalación en su conjunto o de un elemento en concreto, a sus condiciones de funcionalidad iniciales.

Pérdidas por inclinación. Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

Pérdidas por orientación. Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la orientación óptima.

Pérdidas por sombreado. Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de la existencia de elementos arquitectónicos y/o naturales que proyecten su sombra sobre el sistema captador en algún momento del día.

Pérdidas térmicas. Cantidad de energía perdida por un cuerpo hacia el ambiente, por conducción, convección o radiación.

Piranómetro o solarímetro. Instrumento para medir la radiación global hemisférica del sol (directa+difusa+reflejada), sobre una superficie horizontal, medido en (W/m²).

Pirheliómetro o actinómetro. Instrumento usado para medir la radiación proveniente del sol y de una pequeña franja del cielo alrededor del sol (radiación directa) con incidencia normal.

Piscina. Estanque artificial de agua para el baño y otros usos. Se refiere a piscinas cubiertas, semicubiertas y descubiertas.

Poder Calorífico. El poder calorífico de un combustible se define como la cantidad de energía desprendida en la reacción referida a una unidad de masa o volumen. También se puede definir como la cantidad de calor que entrega una unidad de masa o volumen de combustible al oxidarse completamente.

Poder Calorífico Inferior, PCI. Se define como el calor desprendido por unidad de combustible sin enfriar o condensar los productos de la combustión con lo cual se pierde el calor latente contenido en el vapor de agua. También se puede definir como, la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa o de volumen de combustible. El calor latente del vapor de agua no es considerado ya que no se produce el cambio de fase, expulsándose el vapor de agua con los gases de combustión.

Poder Calorífico Superior, PCS. Se define como la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa o de volumen de combustible cuando el vapor de agua originado en la combustión está condensado, aprovechándose a su vez el calor latente del vapor de agua en el cambio de fase.

Producción energética anual del colector. Energía producida por unidad de superficie del colector en un año, para una diferencia de temperatura determinada, y una radiación promedio anual dada.

Propiedades ópticas. Características propias de los materiales bajo la presencia de radiaciones electromagnéticas y/o visibles.

Purgador de aire. Dispositivo que permite la salida de aire acumulado en el circuito. Puede ser manual o automático.

Radiación solar. Es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas (0,2 a 3 μm).

Radiación solar directa. Es la radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar. Es la radiación solar que incide sobre una superficie sin haber sufrido modificación en su trayectoria.

Radiación solar difusa. Es la radiación que se origina como consecuencia de la dispersión de la radiación solar por las moléculas de aire, aerosoles, ozona y otros componentes atmosféricos, incide sobre una superficie procedente de toda la bóveda celeste. También se puede definir como la radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa.

Radiación solar reflejada. Es la radiación solar procedente de la reflexión de la radiación solar en la superficie terrestre y otros objetos artificiales o naturales que incide sobre una superficie.

Radiación solar global. Es la radiación solar suma de la radiación directa, la radiación difusa y la radiación reflejada.

Radiación solar hemisférica. Radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo sólido de 2π sr (del hemisferio situado por encima de la superficie). Hay que especificar la inclinación y azimut de la superficie receptora.

Radiación global o hemisférica. Cantidad de energía incidente por unidad de superficie desde la totalidad de un hemisferio sobre la superficie. Es la suma de la radiación directa y la difusa.

Radiación instantánea. Es la energía solar incidente por unidad de área y unidad de tiempo.

Retorno invertido. En un SST el retorno invertido es un procedimiento para realizar el equilibrado hidráulico, principalmente, del circuito primario; en cual las agrupaciones o baterías se conectan a la tubería de retorno en orden inverso al cual se conectaron a la tubería de impulsión. La batería o agrupación que se conectó en la tubería de impulsión en un punto más cercano, en longitud de tubería, al intercambiador o interacumulador, será la que deberá conectarse más distante en longitud del intercambiador o interacumulador en la tubería de retorno. Dando lugar al hecho que para cada una de las baterías o agrupaciones de colectores la suma de las longitudes de impulsión y retorno, la pérdida de carga y el caudal, son iguales independientemente del camino o agrupación seleccionada.

Sistema de Aporte Auxiliar, SAA, o Sistema de Apoyo. Corresponde al sistema 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, empleando otra fuente energética diferente a la solar. Como por ejemplo puede ser un calefón de GLP.

Sistema convencional de calentamiento de agua. Equipo que se utiliza para calentar agua, mediante combustibles fósiles o electricidad.

Sistema de alivio de presión. Dispositivo de acción pasiva o activa que protege al sistema de calentamiento de agua de incrementos de presión que pudiesen comprometer su integridad física u operacional.

Sistema Solar Térmico, SST. Sistema formado por un campo de colectores, un sistema de acumulación y un conjunto de elementos hidráulicos, cuya finalidad es captar la radiación solar, transformarla directamente en energía térmica, transferirla por medio de conducción a un fluido de trabajo y, por último, almacenar esa energía dicha energía térmica, bien en el mismo fluido de trabajo o en otro mediante su sistema de intercambio térmico, para ser utilizada en los puntos de consumo de Agua Caliente Sanitaria. Dicho sistema podrá ser complementado por algún sistema auxiliar de calentamiento de agua.

SST de circulación forzada. Sistema Solar Térmico que utiliza una bomba para impulsar el fluido de transferencia de calor a través de los colectores.

SST de circulación natural. Sistema Solar Térmico que utiliza sólo los cambios de densidad del fluido de trabajo como consecuencia de la temperatura del mismo para logra la circulación entre el colector y el acumulador o entre el colector y el intercambiador.

SST abierto. Sistema Solar Térmico en el que el circuito primario está comunicado de forma permanente con la atmósfera.

SST cerrado. Sistema Solar Térmico en el que el circuito primario no tiene comunicación directa con la atmósfera.

SST directo. Sistema Solar Térmico en el que el fluido de trabajo es la propia agua de consumo que circula por los colectores.

SST indirecto. Sistema Solar Térmico en el que el fluido de trabajo se mantiene en un circuito separado, sin posibilidad de comunicarse con el circuito de consumo. Posteriormente entrega su calor a agua de consumo a través de un intercambiador.

SST individual o unifamiliar. Sistema Solar Térmico utilizado por una sola vivienda.

SST multifamiliar. Sistema Solar Térmico utilizado por dos o más viviendas.

SST prefabricado. Sistema Solar Térmico para los fines de preparación de ACS, ya sea como un sistema compacto o un sistema partido. Consiste bien en un sistema integrado o bien en un conjunto y configuración uniformes de componentes. Se produce bajo condiciones que se presumen uniformes y es ofrecido en su comercialización bajo un solo nombre comercial.

Un solo sistema puede ser ensayado como un todo en un laboratorio, dando lugar a resultados que representan sistemas con la misma marca comercial, configuración, componentes y dimensiones.

Los sistemas de energía auxiliar conectados en serie con el SST prefabricado no se consideran partes del mismo.

SST compacto. SST prefabricado cuyos elementos se encuentran montados en una sola unidad, aunque físicamente pueden estar diferenciados.

SST partido. SST prefabricado cuyos elementos principales (captación y acumulación) se pueden encontrar a una distancia física relevante.

SST integrado. SST prefabricado cuyos elementos principales (captación y acumulación) constituyen un único componente y no es posible diferenciarlos físicamente.

Sistema de circulación forzada. Parte del Sistema Solar Térmico que utiliza una bomba para impulsar el fluido de transferencia de calor a través de los colectores.

Sistema indirecto. Parte del Sistema Solar Térmico en que el fluido de transferencia de calor, diferente del agua para consumo, es el que se calienta en el colector; posteriormente entrega su calor a un intercambiador de calor, al agua de consumo.

Sistema de apoyo / Sistema auxiliar. Dispositivo o equipo que suministra calor mediante combustible o energía eléctrica, como complemento del calentador solar.

Insolación difusa. Radiación proveniente del cielo como resultado de la dispersión de la radiación solar por la atmósfera.

Sistema convencional de calentamiento de agua. Equipo que se utiliza para calentar agua, mediante combustibles fósiles o electricidad.

Sistema de expansión. El sistema de expansión es un conjunto de elementos que se instalan en un sistema de energía solar térmica para proveer la dilatación del fluido y evitar que la presión supere los máximos previstos.

Sistema de control. Es el sistema que asegura el correcto funcionamiento de las instalaciones, procurando obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar.

Sifón invertido. Es un trazado hidráulico que exige una circulación descendente del fluido y si no tiene velocidad suficiente puede no arrastrar el aire.

Superficie selectiva. Recubrimiento de una superficie metálica de un colector solar fabricado a base de elementos galvánicos en negro cromo, negro de níquel y compuestos de titanio, que permite una alta absorptividad de las frecuencias hasta 3000 nm (mayor a 95%) y baja emisividad de las ondas infrarrojas (menor al 5%) en colectores solares, lo cual mejora la eficiencia de la captación de energía.

Sistema termosifón. Parte del SST que utiliza la diferencia de densidad del fluido de transferencia de calor entre el agua caliente y el agua fría, para lograr la circulación entre el colector y el dispositivo acumulador, o el intercambiador de calor.

Tanque de expansión. Dispositivo que permite absorber las variaciones de volumen y presión en un sistema cerrado o presurizado, debido a la dilatación volumétrica por un aumento en su temperatura, impidiendo de esta forma daños al sistema por una sobrepresión excesiva.

Temperatura ambiente (T_a). Temperatura del aire que rodea al colector solar.

Temperatura de estancamiento. Máxima temperatura del fluido que se logra cuando el colector está sometido a altos niveles de radiación y temperatura ambiente, con la velocidad del viento despreciable, y no existe circulación en el colector, que se encuentra en condiciones cuasi estacionarias.

Temperatura de descarga o de salida (T_s). Temperatura del agua caliente extraída del sistema.

Temperatura de entrada del fluido (T_e). Temperatura a la entrada del colector.

Temperatura crítica (variación de temperatura). Es la diferencia de temperatura mínima, entre la entrada y salida del colector, a la cual el calor producido es aprovechable.

Transmitancia o Transmitividad. Propiedad de los materiales τ (tau) que indica la relación entre la radiación transmitida en un medio y la radiación que incide sobre el mismo. Debe tender a 1.

Vaso de expansión. Consiste en un depósito formado por dos partes separadas por una membrana elástica. En una de dichas partes se confina un gas a presión (aire o nitrógeno), y en la otra, queda un espacio libre que ocupará el agua una vez colocada en el circuito. Cuando el agua aumente de volumen, cederá la membrana, comprimiendo el gas.

Válvulas. Son aquellos elementos que desempeñan diferentes funciones como el cierre del paso del fluido de trabajo, evitar el retorno del fluido, seguridad del sistema por sobre presión o temperatura, facilitar el mantenimiento o reparación del sistema.

Válvula de Seguridad (Desfogue). Este tipo de válvula limita la presión del circuito en el que va instalada. Están calibradas a una presión alrededor de 0,3 MPa (43.5 PSI), y si el circuito la sobrepasa, se abre para dejar escapar parte del líquido y así mantener la presión preestablecida.

Velocidad del aire circundante. Velocidad del aire medida en una ubicación específica próxima a un colector o sistema.

Vida útil del sistema. Tiempo transcurrido entre el momento de iniciar la operación, hasta el momento en que la eficiencia ha descendido a valores no significativos, respecto de su eficiencia original.

1.4. Simbología

1.4.1. Unidades

Se emplearán las unidades del Sistema Internacional (S.I.) de acuerdo con la Norma NTE INEN-ISO 80000-1. Para este caso se utilizarán las siguientes unidades:

- Área: m² o mm²
- Conductividad: μS/cm
- Concentración: mg/l
- Temperatura: °C
- Calor Específico: kJ/kg.K o kJ/kg.°C
- Capacidad calorífica: J/K
- Distancia: mm o m
- Volumen: l o m³
- Transmitancia térmica: W/m² K
- Volumen de acumulación: l/m²
- Conductividad térmica: W/m K o W/m °C
- Demanda o pérdida energética diaria: kWh/día
- Densidad: kg/l
- Potencia: kW o W
- Energía: Joule o MJ o kWh
- Irradiación: kWh/m² o MJ/m²
- Irradiancia W/m²
- Caudal: l/s o l/h o m³/h
- Fuerza: N
- Presión: N/m² o mm.c.a o bar o hPa
- Velocidad: m/s
- Peso específico: N/m³ o Kg/m³
- Viscosidad: Ns/m² o Pa × s

1.4.2. Abreviaciones

- SI Sistema Internacional
- SST Sistema Solar Térmico
- CST Colector Solar Térmico
- ACS Agua caliente sanitaria

1.5. Marco normativo y referencias

1.5.1. Normas y estándares internacionales

Los siguientes documentos, en su totalidad o parte de ellos, son mencionados aquí y resultan indispensables para su aplicación. Para referencias fechadas, solamente aplica la edición

citada. Para referencias sin fecha, aplica la última edición del documento de referencia (incluyendo cualquier enmienda).

NTE INEN-ISO 80000-1:2014 Cantidades y unidades – Parte 1: Generalidades (ISO 80000-1:2009, IDT).

GPE INEN 18, Guía práctica calentador solar. Construcción de unidades económicas para la vivienda.

UNE 12977-3, Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida. Parte 3: Métodos de ensayo del rendimiento de los acumuladores de agua de calentamiento solar.

Código ASME capítulo VIII, división 1, Diseño, Construcción e Inspección de Tanques y Recipientes de Presión.

UNE EN-12897, Abastecimiento de agua. Especificaciones para los calentadores de agua de acumulación por calentamiento indirecto sin ventilación (cerrados).

UNE 94002, Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria. Cálculo de la demanda de energía térmica.

1.5.2. Normas Técnicas Ecuatorianas

NTE INEN 2507, Rendimiento térmico de colectores solares. Requisitos y métodos de ensayo.

NTE INEN 2955, Tubería plástica. Tubos de polipropileno (PP) para unión por rosca en sistemas de conducción de agua fría y caliente a presión. Requisitos

NTE INEN 2956, Tubería plástica. Accesorios de polipropileno (PP) para unión por rosca en sistemas de conducción de agua fría y caliente a presión. Requisitos

NTE INEN-ISO 15874-2, Sistemas de canalización en materiales plásticos para instalaciones de agua caliente y fría. Polipropileno (PP). Parte 2: Tubos. (ISO 15874-2:2013, IDT).

1.5.3. Documentos de investigación (Repositorios Académicos Nacionales)

(Ej.) MENDOZA, J., ROSALES, J., Uso de la Caña Guadua en la Vivienda Modular. Universidad de Cuenca. Ecuador.2014. (Se deben poner las normas utilizadas, siempre que sea necesario).

1.5.4. Otras referencias citadas

Ley Nº 20.365, Chile. Establece Franquicia Tributaria respecto a Sistemas Solares Térmicos.

Res Ex Nº 502, del 30 de septiembre de 2010, del Ministerio de Energía de Chile, que establece Norma Técnica.

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, marzo 2006.

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

La Guía ASIT de la Energía Solar Térmica. Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT). España 2010.

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). PET-REV-enero 2009. España.

Guía práctica de Energía Solar Térmica. Agencia Valenciana de la Energía. AVEN. Generalitat Valenciana. España 2009.

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. España 2013.

Sistemas Solares Térmicos II. Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria. MINENERGIA /GEF/PNUD/CDT. Chile 2010. ISBN: 978-956-7469-25-3.

Manual Sistema Solares Térmicos. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Chile. ISBN: 978-956-9432-04-0

Manual práctico del técnico solar. Sistemas Solares Térmicos de Agua Caliente Sanitaria en viviendas unifamiliares. MINENERGIA /GEF/PNUD/PNUMA. Chile 2013. ISBN: 978-956-7469-43-7.

Cañada Ribera Javier. Manual de Energía Solar Térmica: diseño y cálculo de instalaciones. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2008. ISBN: 978-84-83633-37-3.

Cañada Ribera Javier. Apuntes de la materia: Cálculo y Diseño de Instalaciones Solares Térmicas. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2007.

Guía técnica de agua caliente sanitaria central. Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración (ATECYR). Serie: Ahorro y Eficiencia en la Climatización. IDAE. ISBN: 978-84-96680-52-4.

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2.

2. Objeto y Alcance

2.1. Objeto

El objeto de este capítulo, es conseguir que un porcentaje del consumo energético para las edificaciones, proceda de fuentes de energía renovable como consecuencia de las características de, construcción, uso y mantenimiento de su proyecto, considerando la previsión de demanda de agua caliente sanitaria (ACS), mediante la incorporación de mecanismos y sistemas de captación, almacenamiento y utilización de fuentes de energías renovables.

2.2. Alcance

Este capítulo se aplica a los sistemas de calentamiento de agua sanitaria (ACS) para temperaturas menores a 100 °C con energía solar térmica para todo tipo de edificaciones, considerando las siguientes condiciones:

- a) Edificaciones nuevas en las que exista una demanda de agua caliente sanitaria (ACS) superior a 50 l/d por persona.
- b) Edificaciones existentes en las que se reforme íntegramente la instalación térmica, o en las que se produzca un cambio de su uso característico, en los que exista una demanda de agua caliente sanitaria (ACS) superior a 50 l/d por persona.

- c) Ampliaciones o intervenciones, no cubiertas en el punto anterior, en edificios existentes con una demanda inicial de ACS superior a 5.000 l/día por persona, que supongan un incremento superior al 50% de la demanda inicial y cuyo sistema de ACS utilice energía eléctrica de la red (bombas de calor, calefones eléctricos, termostatos) o combustibles derivados del petróleo (GLP, diésel).
- d) Climatizaciones de piscinas nuevas y piscinas existentes en las que se renueve la instalación térmica.

Se debe considerar toda normativa vigente a nivel nacional, que salvaguarde los factores mínimos de la seguridad para el usuario.

Este capítulo no aplica en los siguientes casos:

- a) En edificaciones que utilicen aplicaciones tecnológicas alternativas con energías renovables no convencionales para obtención de ACS.
- b) En edificaciones con valor histórico o arquitectónico reconocido, definido por la entidad competente, o cuando otras soluciones pudiesen alterar la edificación de manera inaceptable en relación a su carácter o aspecto.
- c) La aplicación de otras soluciones que no suponga una mejora efectiva en las prestaciones relacionadas con el requisito básico de ahorro de energía.
- d) Otras soluciones que no sean técnica o económicamente viables.
- e) Que en la intervención implique cambios sustanciales en otros elementos de la envolvente sobre los que no se fuera a actuar inicialmente.

3. Condiciones Generales de la Instalación

3.1. Definición

Una instalación solar térmica se compone de un conjunto de elementos cuyas funciones son: captar la radiación solar, transformarla directamente en energía térmica cediéndola a un fluido de trabajo, para finalmente almacenar de manera eficiente dicha energía térmica, en el mismo fluido de trabajo de los captadores, o bien transferirla a otro fluido, para su posterior uso en los puntos de consumo. El sistema solar térmico se complementa con un sistema de producción de energía térmica a través de fuentes convencionales, mediante un sistema de apoyo o auxiliar, que puede o no estar integrado dentro de la misma instalación.

La instalación solar térmica para ACS se conforma por los siguientes sistemas:

- a) Un sistema de captación formado por los captadores solares, encargado de transformar la radiación solar incidente en energía térmica calentando el fluido de trabajo que circula por ellos.
- b) Un sistema de acumulación constituido por uno o varios acumuladores que almacenan la energía térmica en forma de agua caliente hasta que se precisa su uso.
- c) Un circuito hidráulico constituido por tuberías, bombas, válvulas, entre otros elementos, los cuales se encargan 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) 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, 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 a la prevista.

Se consideran sistemas solares prefabricados a los que se producen bajo condiciones que se presumen uniformes y son ofrecidos a la venta como equipos completos y listos para su instalación, bajo un solo nombre comercial. Pueden ser compactos o por partes y, por otro lado, constituir un sistema integrado o bien un conjunto y configuración uniforme de componentes.

3.2. Condiciones generales

El objetivo básico del sistema solar es suministrar al usuario una instalación solar que:

- a) Optimice el ahorro energético global de la instalación en combinación con el resto de equipos térmicos del edificio.
- b) Garantice su durabilidad y calidad suficientes.
- c) Garantice un uso seguro de la instalación.

Las instalaciones de SST indirectos, se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, si se precisase con producto químico anticongelante, evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que puedan operar en la instalación.

Se permite la instalación de SST directos siempre y cuando:

- a) No exista riesgo de congelamiento de agua en los colectores.
- b) La calidad del agua de red esté dentro de los parámetros especificados en el apartado 3.3.
- c) No exista riesgo de corrosión por contacto del agua con las tuberías.
- d) El límite de la presión aplicable al sistema de captación sea superior a la presión nominal de la red.

En instalaciones que cuenten con más de 10 m² de captación correspondiendo a un solo circuito primario, éste será de circulación forzada.

Si la instalación debe permitir que el agua alcance una temperatura de 60 °C, no se admitirá la presencia de componentes de acero galvanizado.

Respecto a la protección contra descargas eléctricas, las instalaciones deben cumplir lo fijado en la reglamentación vigente.

Se instalarán acoples electrolíticos entre elementos de diferentes materiales para evitar el par galvánico.

3.3. Fluido de trabajo

El fluido caloportador se seleccionará de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los captadores. Pueden utilizarse como fluidos en el circuito primario agua de la red, agua destilada o desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar de la instalación y de la calidad del agua empleada. En caso de utilización de otros fluidos térmicos se incluirán en el proyecto su composición y calor específico.

El fluido de trabajo tendrá un pH a 20 °C entre 5 y 9, y un contenido en sales que se ajustará a los señalados en los puntos siguientes:

- a) La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este calor se tomará el de la conductividad como variable limitante no sobrepasando los 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$.
- b) El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l, expresados como contenido en carbonato cálcico.
- c) El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l.

Fuera de estos valores, el agua deberá ser tratada.

3.4. Protección contra heladas

El fabricante, suministrador final, instalador o diseñador del sistema deberá fijar la mínima temperatura permitida en el sistema, todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el mismo. Se deberá indicar la temperatura ambiente mínima de la localidad donde se ubica la instalación, así como el método de protección empleado.

Cualquier componente que vaya a ser instalado en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de 0 °C, deberá ser protegido contra las heladas.

La instalación estará protegida, con un producto químico no tóxico cuyo calor específico no será inferior a 3 kJ/kg K, en 5 °C por debajo de la mínima histórica registrada con objeto de no producir daños en el circuito primario de captadores por heladas. Adicionalmente este producto químico mantendrá todas sus propiedades físicas y químicas dentro de los intervalos mínimo y máximo de temperatura permitida por todos los componentes y materiales de la instalación.

La mezcla de anticongelante se deberá ajustar a la temperatura mínima de diseño, conforme a las características del anticongelante seleccionado.

No se permite el uso de mezclas que contengan etilenglicol. En su lugar se deberá utilizar propilenglicol y otro anticongelante similar que no presente riesgo para la salud de las personas.

En el supuesto de emplearse propilenglicol como anticongelante, la mezcla no superará el 30% en contenido de propilenglicol. Al aumentar la concentración lo hace la viscosidad y disminuye el calor específico de la mezcla.

La mezcla de anticongelante (ASIT, 2010) debe proporcionar protección frente a la corrosión del circuito hidráulico, especialmente cuando en la instalación se empleen materiales de diversa naturaleza.

Tabla 1. Mezcla Anticongelante

% Propilenglicol	Punto congelación °C
0%	0
10%	-3
20%	-7
30%	-15

ASIT, 2010

Se podrá utilizar otro sistema de protección contra heladas que, alcanzando los mismos niveles de protección y seguridad, cuenten con el respaldo técnico y garantía del fabricante.

3.4.1. Otros métodos de protección

Se podrán emplear otros sistemas de protección contra heladas (Ministerio de Energía Chile, 2009) como:

- Drenaje automático con recuperación de fluido.
- Drenaje automático al exterior, sin recuperación del fluido.
- Recirculación de fluido de los circuitos.

3.4.1.1. Drenaje automático con recuperación de fluido

El sistema de protección contra heladas (IDAE, 2009) con drenaje automático y recuperación de fluido debe poseer las siguientes características:

- a) Este sistema sólo se utilizará en circuitos indirectos.
- b) El fluido de trabajo podrá ser agua desmineralizada con estabilizadores e inhibidores de corrosión no tóxicos o mezclas anticongelantes.
- c) El sistema de control deberá asegurar que no haya fluido de trabajo en ninguna parte del SST expuesta a heladas, cuando la temperatura detectada en los captadores alcance un valor mínimo de 3 °C.
- d) El diseño de los circuitos permitirá el completo drenaje y vaciado de todas las partes del SST expuestas a heladas. La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante en el manual del instalador, en su defecto, se aplicará una inclinación de 20 mm/m.
- e) El vaciado del circuito de colectores deberá realizarse a un acumulador auxiliar de almacenamiento o a otra parte del circuito con capacidad suficiente. Además, deberá preverse un sistema de llenado de colectores recuperando el fluido previamente drenado.
- f) Se deberá lograr el purgado automático del aire en el SST durante los rellenados.

3.4.1.2. Drenaje automático al exterior, sin recuperación del fluido

El método de protección contra heladas con drenaje automático al exterior deberá cumplir los siguientes requisitos:

- a) Este sistema sólo podrá utilizarse en sistemas solares térmicos prefabricados directos o indirectos.

- b) El sistema de control deberá asegurar que no haya fluido de trabajo en ninguna parte del SST expuesta a heladas, cuando la temperatura detectada en los captadores alcance un valor mínimo de 3 °C.
- c) El diseño de los circuitos deberá permitir el completo drenaje y vaciado de todas las partes del SST expuestas a heladas. La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante en el manual del instalador, en su defecto, se aplicará una inclinación de 20 mm/m.
- d) Se deberá lograr el purgado automático del aire en el SST durante los rellenos.

3.4.1.3. Recirculación del fluido del circuito

El método de protección contra heladas mediante recirculación del fluido caloportador, debe asegurar que el fluido de trabajo está en movimiento cuando exista riesgo de helarse.

El sistema de control actuará, activando la circulación del circuito primario, cuando la temperatura detectada preferentemente en la entrada de captadores, salida o aire ambiente circundante alcance un valor superior al de congelación del agua, como mínimo de 3 °C.

Este sistema se aplicará para zonas climáticas en las que los periodos de baja temperatura sean de corta duración.

El tiempo de recirculación en su conjunto no deberá superar en suma una hora de funcionamiento.

Se evitará, siempre que sea posible, la circulación de agua en el circuito secundario (IDAE, 2009).

Se aplicará este método en los SST con una superficie de captación instalada mayor a 10 m². (Ministerio de Energía Chile, 2009).

3.5. Sobrecalentamiento

3.5.1. Protección contra sobrecalentamiento

Se debe dotar a las instalaciones solares de dispositivos de control manuales o automáticos que eviten los sobrecalentamientos de la instalación que puedan dañar los materiales o equipos y penalicen la calidad del suministro energético. En el caso de dispositivos automáticos, se evitarán de manera especial las pérdidas de fluido anticongelante, el relleno con una conexión directa a la red y el control de sobrecalentamiento mediante el gasto excesivo de agua de red. Se tendrá cuidado especial con las instalaciones de uso estacional en las que en el periodo de no utilización se tomarán medidas que eviten el sobrecalentamiento por el no uso de la instalación.

El sobrecalentamiento en los SST puede producirse en cualquiera de los dos generadores de calor:

- a) Campo de colectores.
- b) Sistema de apoyo.

Estos sistemas pueden causar daños tanto a los usuarios, al personal de mantenimiento o en general a las personas que se encuentren cercanas al sistema como a los equipos y elementos del sistema.

Para evitar el sobrecalentamiento y sus posibles efectos, se tendrán en cuenta las siguientes medidas:

- a) Dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes, a través de equipos específicos, preferentemente pasivos, o mediante la recirculación nocturna.
- b) Realizar el tapado parcial del campo de captadores para disminuir su potencia, el tapado se debe realizar con un material opaco e impermeable.
- c) Realizar el tapado total del campo de captadores cuando el no uso de la instalación sea superior a dos días. El tapado se debe realizar con un material opaco e impermeable.
- d) Desvío de la energía sobrante a otras aplicaciones.
- e) Drenaje automático con recuperación de fluido.
- f) Drenaje automático al exterior, sin recuperación del fluido.

Cuando el sistema disponga de la posibilidad de drenajes como protección ante sobrecalentamientos, la construcción deberá realizarse de tal forma que el agua caliente o vapor del drenaje no supongan ningún peligro para los habitantes y no se produzcan daños en el sistema, ni en ningún otro material en el edificio o vivienda.

Cuando las aguas sean duras, es decir, con una concentración en sales de calcio entre 100 y 200 mg/l, se realizarán las previsiones necesarias para que la temperatura de trabajo en cualquier punto del circuito de consumo no sea superior a 60 °C, considerando los requerimientos necesarios contra la legionella. En cualquier caso, se dispondrán los medios necesarios para facilitar la limpieza de los circuitos.

Una vez instalado el SST, se debe realizar un ensayo de sobrecalentamiento:

El ensayo se realizará dejando que el SST funcione durante un intervalo no inferior a 4 días soleados consecutivos sin ninguna extracción de agua. Con temperatura ambiente superior a 20 °C se extrae agua caliente del acumulador con un caudal aproximado de 5 litros por minuto. Se registran las temperaturas del agua caliente cada 2 minutos durante al menos 10 minutos.

Se revisará el sistema completo y los componentes individuales para comprobar que no existe ningún defecto que pueda afectar a la utilidad de la instalación, como pueden ser deformaciones de tuberías y fugas de líquidos.

3.5.2. Protección contra quemaduras

En sistemas de Agua Caliente Sanitaria, donde la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60 °C, debe instalarse un sistema automático de mezcla u otro sistema que limite la temperatura de suministro a 60 °C, aunque en la parte solar pueda alcanzar una temperatura superior para compensar pérdidas. Este sistema deberá ser capaz de soportar la máxima temperatura posible en el acumulador.

3.5.3. Protección de materiales contra altas temperaturas

El sistema debe ser calculado de tal forma que nunca se exceda la máxima temperatura permitida, para todos los materiales y componentes, según las especificaciones técnicas del fabricante.

3.6. Resistencia a presión

Los circuitos deben someterse a una prueba de presión de 1,5 veces el valor de la presión máxima de servicio. Se ensayará el sistema con esta presión durante al menos una hora no produciéndose daños permanentes ni fugas en los componentes del sistema y en sus

interconexiones. Pasado este tiempo, la presión hidráulica no deberá caer más de un 10% del valor medido al principio del ensayo.

El circuito de consumo deberá soportar la máxima presión requerida por las regulaciones locales de agua potable, para instalaciones de agua de consumo abiertas o cerradas.

En caso de sistemas de consumo abiertos con conexión a la red, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma, para verificar que todos los componentes del circuito de consumo soporten dicha presión.

3.7. Prevención del flujo inverso

La instalación del sistema deberá asegurar que no se produzcan pérdidas energéticas relevantes, debido a flujos inversos no intencionados, en ningún circuito hidráulico del sistema.

La circulación natural que produce el flujo inverso se puede favorecer cuando el acumulador se encuentre por debajo del captador, por lo que habrá que tomar las precauciones oportunas para evitarlo.

Para evitar flujos inversos es aconsejable la utilización de válvulas anti retorno, salvo que el equipo sea por circulación natural.

3.8. Anti - legionella

El acumulador deberá disponer de un termómetro en sitio claramente visible por el usuario, el sistema deberá ser capaz de elevar la temperatura del acumulador a 60 °C y hasta 70 °C con objeto de prevenir la legionelosis.

Se debe prever un conexionado puntual entre el sistema auxiliar y el solar de forma que se pueda calentar este último con el auxiliar, para poder cumplir con las medidas de prevención de legionella, mínimo 65 °C.

En instalaciones destinadas a hoteles, restaurantes u hospitales hay que tener en cuenta en el diseño, la prevención de la legionella. La temperatura en el circuito de agua caliente debe ser superior a 50 °C pudiendo soportar hasta temperaturas de 70 °C.

4. Diseño y Dimensionado de Sistemas de Obtención de ACS con Energía Solar Térmica

4.1. Dimensionado básico

En la memoria del proyecto se establecerá el método de cálculo empleado (en la norma se recomienda el f-chart), especificando, al menos en base mensual, los valores medios diarios de la demanda de energía y de la contribución solar. Asimismo, el método de cálculo incluirá las prestaciones globales anuales definidas por:

- la demanda de energía térmica;
- la energía solar térmica aportada;
- las fracciones solares mensuales y anual;

- el rendimiento medio anual;

Se deberá comprobar la existencia de algún mes del año en el cual la energía producida teóricamente por el sistema solar térmico supere la demanda correspondiente a la ocupación real o algún otro periodo de tiempo en el cual se puedan producir circunstancias de sobrecalentamiento, tomándose en estos casos las correspondientes medidas de protección de la instalación.

El dimensionado básico de una instalación, en especial para los SST para producción de ACS, se deberá realizar de forma tal, que en ningún mes del año la energía producida por la instalación solar supere el 110% de la demanda de consumos y no más de tres meses seguidos el 100%. A estos efectos, y para instalaciones de un marcado carácter estacional, no se considerarán aquellos períodos de tiempo en los cuales la demanda se sitúe un 50% debajo de la media correspondiente al resto del año.

En los periodos en los cuales se produzcan las condiciones de sobrecalentamiento se intensificarán los trabajos de vigilancia descritos en el apartado de mantenimiento.

En una instalación de energía solar, el rendimiento del captador, independientemente de la aplicación y la tecnología usada, debe ser igual o superior al 40%.

Adicionalmente, se deberá cumplir que el rendimiento medio dentro del periodo del año en el que se utilice la instalación, deberá ser mayor de 20%.

4.2. Caracterización y Cuantificación de la Contribución Solar

Esta sección establece una contribución mínima de energía solar térmica, en base a las zonas climáticas del Ecuador y la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) o climatización de piscinas.

4.2.1. Recurso Solar Para el Territorio Ecuatoriano

El Ecuador se encuentra en el noroeste de América del Sur, delimitado por Colombia al norte y por Perú al sur y al este. Al estar ubicado en la línea Equinoccial, la posición del sol varía muy poco y el día con luz solar empieza a las 6h00 finalizando a las 18h00 durante todo el año. Las estaciones climáticas son dos períodos caracterizados por su pluviosidad, siendo diferentes para las cuatro regiones: Litoral, Andina, Amazónica e Insular.

Para el análisis del recurso solar, la información mínima que debe ser considerada es el mapa de radiación global del Banco Mundial (Global Horizontal Irradiation del World Bank Group) y deberá ser interpretado bajo la responsabilidad del profesional especializado que realiza el diseño e instalación. Las zonas se han definido en función de la Radiación Solar Global promedio diario - anual sobre superficie horizontal (H), considerando los siguientes intervalos que se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Rango de valores de irradiación diaria para las regiones del Ecuador

Zona climática	kWh/m ²	MJ/m ²
I	$H < 3,8$	$H < 13,68$
II	$3,8 \leq H < 4,2$	$13,68 \leq H < 15,12$
III	$4,2 \leq H < 4,6$	$15,12 \leq H < 16,56$
IV	$4,6 \leq H < 5,0$	$16,56 \leq H < 18,00$
V	$5,0 \leq H < 5,4$	$18,00 \leq H < 19,44$
VI	$H \geq 5,4$	$H \geq 19,44$

Las zonas climáticas se han definido a partir del mapa de Global horizontal irradiation del World Bank Group. <http://worldbank-atlas.herokuapp.com/downloads/ecuador>

Los datos que sean obtenidos de una estación meteorológica, reconocida a nivel nacional, servirán como fuente alternativa al mapa de radiación global del Banco Mundial (Global Horizontal Irradiation del World Bank Group).

4.2.2. Caracterización y Cuantificación

La contribución solar mínima está relacionada a los valores anuales de energía solar aportada y la demanda de energía solar anual, obtenidos a partir de los valores mensuales para el Ecuador.

La Tabla 3, presenta la contribución solar mínima para las distintas zonas establecidas y diferentes demandas de ACS a una temperatura de 60°C.

Tabla 3. Contribución solar mínima para la obtención de ACS

Demanda total ACS del edificio (l/d)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V	Zona VI
50 – 5.000	30%	40%	50%	55%	60%	65%
5.001 – 10.000	35%	45%	55%	60%	65%	70%
> 10.000	40%	50%	60%	65%	70%	75%

La Tabla 4, establece la contribución solar mínima para las distintas zonas climáticas y diferentes necesidades de climatización de piscinas.

Tabla 4. Contribución mínima para climatización de piscinas

Demanda total (l/d)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V	Zona VI
Piscinas	40%	50%	60%	60%	60%	70%

4.3. Generalidades de Colectores Solares

4.3.1. Criterios mínimos de selección de colectores solares

El objetivo de este apartado es conseguir que el colector solar térmico funcione correctamente durante una vida útil de al menos 15 años.

Para esto es necesario que todos los componentes de la instalación cumplan con los estándares de calidad, fiabilidad, durabilidad y seguridad, mencionados en las normas: UNE 12975-1, UNE 12975 -2 y NTE INEN 2507.

Se recomienda que los captadores que integren la instalación sean del mismo modelo y características técnicas, tanto por criterios energéticos como por criterios constructivos.

En las instalaciones destinadas a una aplicación exclusivamente a la producción de agua caliente sanitaria mediante energía solar, se recomienda que los captadores tengan un coeficiente global de pérdidas, referido a la curva de rendimiento en función de la temperatura ambiente y temperatura de entrada, menor de $10 \text{ Wm}^2/^{\circ}\text{C}$, según los coeficientes definidos en la normativa vigente.

Los captadores con absorbedor de hierro no pueden ser utilizados bajo ningún concepto.

Cuando se utilicen captadores de absorbedor de aluminio, obligatoriamente se utilizarán fluidos de trabajo con un tratamiento inhibidor de los iones de hierro y cobre.

En el caso de los captadores planos, llevarán, preferentemente, un orificio de ventilación de diámetro no inferior a 4 mm, situado en la parte inferior de forma que puedan eliminarse acumulaciones de agua en el captador. El orificio se realizará de forma que el agua pueda drenarse en su totalidad sin afectar al aislamiento.

Se seleccionará el captador entre los diferentes tipos existentes en el mercado, que mejor se adapte a las características y condiciones de trabajo de la instalación, siguiendo siempre las especificaciones y recomendaciones dadas por el fabricante.

Las características ópticas del tratamiento superficial aplicado al absorbedor, no deben quedar modificadas en el transcurso del periodo de vida previsto por el fabricante, incluso en condiciones de temperaturas máximas en el captador.

La carcasa del captador debe asegurar que en la cubierta se eviten tensiones inadmisibles, incluso bajo condiciones de temperatura máxima alcanzable por el captador.

El captador llevará en un lugar visible una placa en la que consten, como mínimo, los siguientes datos:

- a) Nombre y domicilio de la empresa fabricante y/o importador, y eventualmente su anagrama.
- b) Modelo, tipo, año de producción.
- c) Número de serie de fabricación.
- d) Área total del captador.
- e) Peso del captador vacío, capacidad de líquido.
- f) Presión máxima de servicio.

Esta placa estará redactada adicionalmente en español y podrá ser impresa o grabada con la condición que asegure que los caracteres permanecen indelebles.

Además, se debe considerar:

- a) La ubicación de la instalación debe ser de fácil acceso para su limpieza, mantenimiento o reparación, y lo más cercana posible al tanque o tanques de acumulación, con el fin de minimizar las pérdidas.
- b) El área disponible en el lugar de ubicación de los colectores.
- c) La eficiencia de los colectores, dependerá de la tipología del sistema utilizado.
- d) La existencia de sellos o certificados de calidad solar.
- e) El material de las partes de los colectores que se detallan a continuación:
 - **Cubierta transparente.** Vidrio templado de al menos 4 mm de espesor y transmisividad de al menos 0,8 mm. La distancia entre la cubierta y la placa absorbidora debe ser mínima de 40 mm.
 - **Placa absorbidora.** Materiales metálicos, de preferencia aluminio o cobre con un rango de 0,15 mm a 0,30 mm de espesor.

- **Tubería.** Para el transporte del fluido: Material de alta conductividad térmica y diámetro especificado por el diseñador.
 - **Carcasa.** Materiales metálicos, aluminio o acero inoxidable.
 - **Tubos al vacío.** Vidrio, para el caso de colectores que usan este tipo de diseño
 - **Soporte.** Estructura metálica que debe ofrecer protección contra agentes ambientales (radiación solar, aire, agua).
 - **Tipo de colector.** Colector plano sin cubierta (piscinas). Colector plano con cubierta o colector de tubos al vacío.
 - **Tipo de circulación.** Forzada o termosifón.
 - **Tipo de instalación.** Circuito directo o circuito indirecto (intercambiador de calor).
- f) Superficies disponibles para colectores y acumuladores.
- g) Se deben evitar las instalaciones que produzcan un impacto visual negativo con el exterior. En correspondencia a la normativa urbanística vigente en el sector.
- h) Comprobar que el edificio posee las condiciones necesarias para soportar el peso de la instalación.

4.3.2. Criterios mínimos para la instalación del sistema de ACS

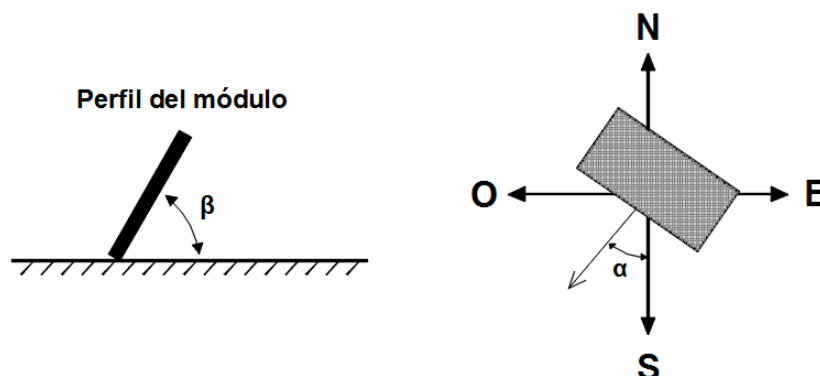
4.3.2.1. Ensayo de los colectores

Los colectores deben cumplir con los parámetros establecidos en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2507.

4.3.2.2. Orientación e inclinación de los colectores

- a) Verificar las condiciones de la superficie de instalación. (planos del proyecto).
- b) Se debe considerar la orientación de la superficie de instalación en la edificación.
- c) Realizar simulaciones y mediciones para determinar la mejor orientación de los colectores.
- d) Se debe mantener un ángulo de inclinación en un rango de 10° a 25° , entre la superficie del colector y el nivel de la edificación (contrapiso/plano horizontal).
- e) En el caso debidamente justificado de integración arquitectónica, formando parte de la envolvente de la edificación, el ángulo de inclinación podrá estar fuera del rango.

Figura 1. Orientación e inclinación del colector solar



Dónde:

- a) β = ángulo de inclinación del colector solar.
- b) α = ángulo de orientación del colector solar.

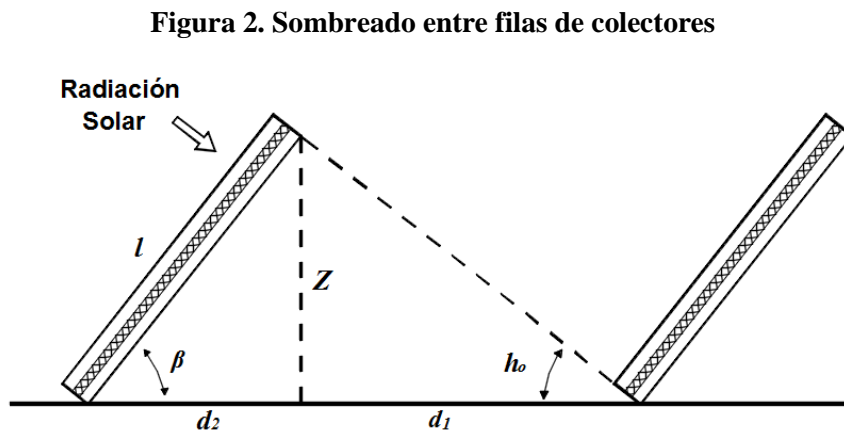
4.3.2.3. Pérdidas por Inclinación, Orientación y Sombras

Para minimizar las pérdidas ocasionadas por la inclinación, orientación y sombras se debe:

- a) Realizar un estudio técnico de sombras proyectadas por las edificaciones circundantes, otros obstáculos sobre la superficie de instalación y el entorno geográfico.
- b) Considerar las sombras proyectadas entre los colectores, se deberá dejar una distancia mínima de 0.8 metros para facilitar labores de mantenimiento.
- c) Evitar que el depósito proyecte sombra sobre los colectores.
- d) Considerar los elementos propios de la edificación y su proyección de sombras.
- e) Efectuar simulaciones en software especializado basándose en los planos técnicos de la edificación y su entorno.
- f) Efectuar la proyección del entorno de la instalación en los posteriores 5 años.
- g) Incorporar los efectos de las sombras sobre el campo de colectores en el cálculo de prestaciones de la instalación.
- h) Referirse a los datos de edificación de altura contenidos en el Informe del predio de acuerdo a la normativa vigente de cada uno de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GAD), para la consideración de proyección de sombras.

4.3.2.4. Sombreado entre filas de colectores

La separación entre filas de colectores será tal que, al mediodía solar del día más desfavorable del periodo de utilización, la proyección de la sombra de la arista superior de una fila, no deberá alcanzar la arista inferior de la fila siguiente.



La altura solar máxima a las 12 horas el día más desfavorable dependerá de la orientación seleccionada.

Para el caso de orientación sur geográfico, la altura solar máxima será del día más desfavorable, el 21 de diciembre.

$$h_0 = (90^\circ - \varphi) + \delta = (90^\circ - \varphi) - 23,45^\circ$$

Para el caso de orientación norte geográfico, la altura solar máxima será del día más desfavorable, el 21 de junio. Se considera la altura sobre el plano horizontal manteniendo la orientación.

$$h_0 = (90^\circ - \varphi) - \delta = (90^\circ - \varphi) - 23,45^\circ$$

Dónde:

h_0 , es la altura solar máxima.

φ , es la latitud del lugar.

δ , es la declinación.

La distancia mínima entre fila será:

$$d = d_1 + d_2 = \frac{Z}{\tan h_0} + \frac{Z}{\tan \beta} = 1 \cdot \frac{\sin \beta}{\tan h_0} + 1 \cdot \frac{\sin \beta}{\tan \beta}$$

$$d = 1 \cdot \left(\frac{\sin \beta}{\tan h_0} + \cos \beta \right)$$

Dónde:

d , distancia mínima entre filas.

d_1 , distancia entre el punto de contacto y la perpendicular del siguiente colector.

d_2 , distancia entre la perpendicular y el punto de contacto del siguiente colector.

Independientemente de la proyección de sombras, se deberá dejar una distancia mínima de 0.8 metros entre filas de colectores.

4.3.2.5. Sombreado sobre el campo de colectores

De igual manera en el caso del sombreado frontal y posterior por parte de obstáculos o elementos arquitectónicos o naturales sobre el campo de colectores, se considerará que, al mediodía solar del día más desfavorable del periodo de utilización, la proyección de la sombra de la arista superior del elemento frontal o posterior, no deberá alcanzar la arista inferior o superior, respectivamente de la fila de captadores más próxima al obstáculo.

Esta consideración sobre la proyección de las sombras frontales y posteriores, debe tenerse en cuenta dada la ubicación geográfica del Ecuador, lo que ocasiona que durante 6 meses el recorrido del sol tenga una dirección sur y los restantes 6 meses un recorrido por el norte.

Se tendrá en cuenta la altura solar máximo a las 12 horas de los días más desfavorables, 21 de junio y 21 de diciembre. Para ambos casos se aplicará la misma expresión considerando:

$$h_0 = (90^\circ - \varphi) - 23,45^\circ$$

Teniendo en cuenta que los elementos ubicados al norte del campo de captadores producirán mayor proyección de sombras el 21 de junio y en el caso de los obstáculos ubicados al sur, será el 21 de diciembre.

Dónde:

- a) h_0 , es la altura solar máxima.
- b) φ , es la latitud del lugar.

La distancia mínima será:

$$d = \frac{Z}{\tan h_0}$$

Dónde:

- a) h_0 , es la altura solar máxima.
- b) d , es la distancia
- c) Z , es la altura del objeto sobre el plano horizontal de la cota inferior del campo de colectores.

En el caso de obstáculos laterales, se considerará una altura solar de 30°, que corresponde a la altura solar a las 8h00 y 16h00 aproximadamente.

$$d = \frac{Z}{\tan 30^\circ} = 1,73 \cdot Z$$

La distancia será de 1,73 veces la altura del obstáculo o elemento responsable de la proyección de la sombra.

4.3.2.6. Conexión hidráulica de los colectores.

En la memoria de diseño del proyecto, se debe incluir el esquema de línea de la instalación, el caudal de diseño seleccionado, el dimensionado de tuberías, sus componentes y la especificación del aislamiento térmico.

El esquema de línea de la instalación especificará, sobre planos a escala, la ubicación de los elementos que conforman el diseño y se deberá considerar lo siguiente:

- a) Prestar especial atención en la estanqueidad y durabilidad de las conexiones.
- b) Los captadores interconectados deben ser de las mismas características.
- c) Los captadores se dispondrán en filas constituidas, preferentemente, por el mismo número de elementos. Las filas de captadores se puedan conectar entre sí en paralelo, en serie o en serie-paralelo, debiéndose instalar válvulas de cierre en la entrada y salida de las distintas baterías de captadores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución y reparación. Además, se instalará una válvula de seguridad por fila con el fin de proteger la instalación.
- d) Para la conexión en paralelo se tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante de los captadores. En el caso de aplicaciones de ACS se podrán conectar en serie hasta 10 m² en las zonas I y II, hasta 8 m² en la zona III y 6 m² en el resto.

La conexión entre captadores y entre filas se realizará de manera que el circuito esté equilibrado hidráulicamente, se recomienda el retorno invertido o impulsión invertida frente a la opción de instalación de válvulas de equilibrado. Entre la opción de impulsión invertida o retorno invertido se recomienda la opción con impulsión invertida, para disminuir las pérdidas térmicas en el circuito de retorno cuando el fluido tiene una mayor temperatura, y en su lugar se favorece las pérdidas en el circuito de impulsión. Las pérdidas térmicas en el circuito de

impulsión implican que hay una temperatura de entrada inferior en el acumulador, lo cual favorece el rendimiento del colector solar.

4.3.2.7. Requisitos mínimos de montaje para colectores solares

El instalador montará los colectores de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

La conexión entre colectores podrá realizarse con accesorios metálicos, acoples o tuberías flexibles.

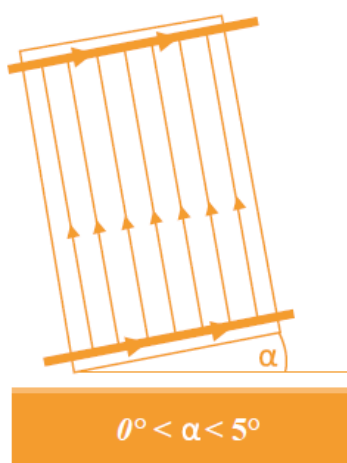
El montaje de las tuberías flexibles evitará que la tubería quede retorcida y que se produzcan radios de curvatura superiores a los especificados por el fabricante.

Las tuberías se conectarán a los colectores utilizando obligatoriamente accesorios del mismo material y/o aleaciones compatibles.

Se habrá previsto el acceso a los colectores de forma que su desmontaje sea posible con el mínimo de actuaciones sobre los demás.

En el caso de SST con colectores solares planos cuyas entradas y salidas sean diametralmente opuestas, se deberá considerar un ángulo α entre la recta que sigue el sentido de la circulación del fluido de trabajo en los tramos colectores de la parrilla del colector y el plano horizontal, este valor deberá ser superior a 0° y menor a 5° . Favoreciendo la circulación del aire hacia los puntos altos de la instalación donde se ubicarán los purgadores.

Figura 3. Circulación de aire



Manual Sistema Solares Térmicos. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Chile. ISBN: 978-956-9432-04-0

4.4. Estructura de Soporte

Referirse a la GPE INEN 18

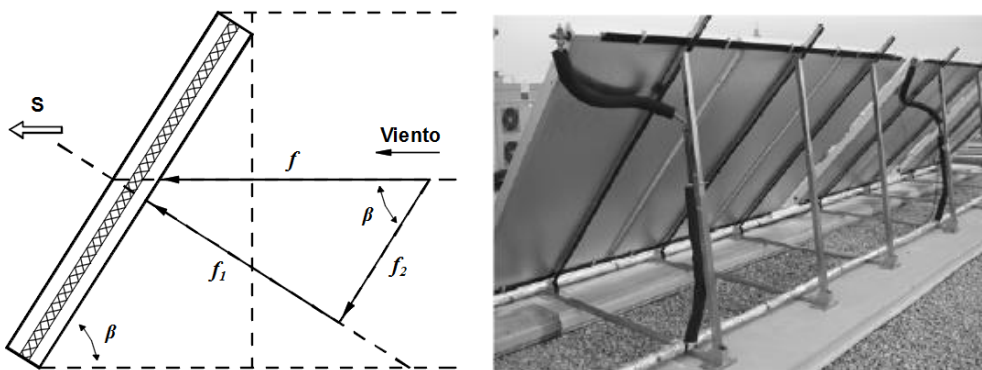
4.4.1. Montaje de la estructura de soporte

La estructura soportante se fijará a la edificación de forma que resista las cargas indicadas en el diseño técnico y debe:

- Resistir a las cargas del viento y granizo.
- Considerar la zona de peligro sísmico de acuerdo a la Norma Ecuatoriana de la Construcción, NEC-SE-DS: Peligro Sísmico, diseño sismo resistente.

- c) El sistema de fijación debe permitir el movimiento del colector de forma que no se transmitan esfuerzos por la dilatación.
- d) Evitar el estancamiento de agua previendo los correspondientes pasos de evacuación del agua.
- e) Los topes de sujeción del captador serán suficientes en número, teniendo el área de apoyo y posición relativa adecuados, de forma que no se produzcan flexiones en el captador, superiores a las permitidas por el fabricante.
- f) Los topes de sujeción de los captadores, así como la propia estructura no arrojarán sombras sobre la superficie de captación.
- g) En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan a su vez de cubierta del edificio, la estructura y estanqueidad se ajustará a las exigencias técnicas de la Norma Ecuatoriana de la Construcción.
- h) Todos los materiales de la estructura de soporte deberán contar con protección contra la acción corrosiva de los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar, la acción combinada del aire – agua y la acción de la contaminación.
- i) En la memoria de diseño se debe indicar el tipo de material empleado y su protección frente a la corrosión. Para el caso del acero galvanizado se deberá considerar la norma ISO 9223:2012 “Corrosion of metals and alloys”, a partir del cual se identificará la atmósfera de la ubicación de la instalación y el nivel de corrosión.

Figura 4. Carga por viento



Cañada Ribera Javier. Apuntes de la materia: Cálculo y Diseño de Instalaciones Solares Térmicas. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2007.

Según la figura la fuerza como consecuencia del viento que actúa sobre el captador se representa por:

$$f = P \cdot S \cdot \sin \beta$$

Considerando la fuerza normal al plano del captador, la expresión resultante es:

$$f_1 = f \cdot \sin \beta = P \cdot S \cdot \sin^2 \beta$$

Dónde:

- a) f , es la fuerza del viento que actúa sobre el captador, N.
- b) f_1 , es la fuerza normal al plano del captador, N.

- c) S, es la superficie del captador en m².
- d) P, es la presión frontal del viento, presión sobre superficie normal a la dirección del mismo. Es función de la velocidad. Expresado en N/m².
- e) β, es el ángulo de inclinación, grados decimales.

Para el cálculo de la presión frontal del viento se considerará la expresión según la ASCE (American Society of Civil Engineers):

$$P = 0,613 \cdot v^2$$

Dónde:

- a) P, es a presión frontal del viento. Expresado en N/m².
- b) v, es la velocidad del viento.

4.5. Sistema de acumulación de ACS

El depósito de agua caliente, acumulador o tanque termo solar debe conservar la energía solar en forma de calor sensible en el agua hasta cuando se precise su uso en los puntos de consumo.

4.5.1. Características del acumulador de ACS

Generalmente es un tanque metálico aislado térmicamente del ambiente exterior para garantizar que sus pérdidas térmicas sean las mínimas posibles para un buen rendimiento de la instalación. El interior del acumulador debe estar recubierto por materiales que, a más de proteger su vida útil (al menos 4 años), mantenga condiciones de calidad de agua y soportar la presión del suministro hidráulico (de la red, acueducto, o de un sistema hidroneumático) cumpliendo con la norma ASME capítulo VIII, división 1.

Cuando el intercambiador esté incorporado al acumulador, la placa indicará, además, los siguientes datos:

- Superficie de intercambio térmico en m²;
- Presión máxima de trabajo, del circuito primario.

La placa de características del acumulador indicará la pérdida de carga del mismo.

El acumulador estará enteramente recubierto con material aislante y, disponer de una protección mecánica resistente a la oxidación, garantizando la vida útil del acumulador.

El acumulador debe venir equipado de fábrica con las bocas necesarias soldadas antes de efectuar el tratamiento de protección interior.

Los acumuladores mayores de 750 litros dispondrán de una boca de hombre con un diámetro mínimo de 400 mm, de fácil acceso, situado en uno de los laterales del acumulador y cercano al suelo, que permita el acceso de una persona a su interior.

El acumulador debe resistir la acción combinada de presión y temperatura más desfavorable en las condiciones de diseño.

Los acumuladores recomendados son:

- a) Acumuladores de acero vitrificado con protección catódica.

- b) Acumuladores de acero con tratamiento de protección interior mediante resinas epóxicas o equivalentes que aseguren la resistencia a temperatura y corrosión con un sistema de protección catódica.
- c) Acumuladores de acero inoxidable que cumplan con la calidad AISI 316L o equivalente.
- d) Acumuladores de acero negro, sólo en sistemas de inercia. Nunca para consumo directo.

Los acumuladores de agua caliente sanitaria estarán sujetos a:

- a) Tener un tratamiento interior vitrificado, o con tratamiento de protección interior mediante resinas epóxicas o equivalentes no contaminantes si es de acero negro.
- b) Cumplir con la calidad AISI 316 L o equivalente si es de acero inoxidable.
- c) Protegerse de la corrosión mediante dispositivos activos permanentes, ánodo electrónico, o mediante protecciones pasivas recambiables, ánodo de sacrificio o galvánico.
- d) El acumulador deberá soportar la temperatura máxima de diseño de acumulación.

Preferentemente, el sistema de acumulación solar estará constituido por un solo depósito, siendo de configuración vertical para favorecer la estratificación y se ubicará en zonas interiores.

La conexión de los acumuladores permitirá su desconexión individual, sin interrumpir el funcionamiento de la instalación.

El volumen de acumulación podrá fraccionarse en dos o más acumuladores que se conectarán preferentemente en serie invertida en el circuito de consumo o en paralelo con los circuitos primarios y secundarios equilibrados.

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

Para instalaciones de climatización de piscinas exclusivamente, no se podrá usar ningún volumen de acumulación, aunque se podrá utilizar un pequeño volumen de acumulación de inercia en el primario.

Cada acumulador vendrá equipado de fábrica con los necesarios acoples, soldados antes del tratamiento de protección, para las siguientes funciones:

- Acoples roscados para la entrada de agua fría y la salida de agua caliente.
- Registro embridado para inspección del interior del acumulador y eventual acoplamiento del serpentín.
- Acoples roscados para la entrada y salida del fluido primario.
- Acoples roscados para accesorios como termómetro, termostato.
- Acoples para el vaciado.

Los acumuladores se ubicarán en lugares adecuados que permitan su sustitución por envejecimiento o averías.

Con objeto de aprovechar al máximo la energía captada y evitar la pérdida de la estratificación por temperatura en los depósitos, la situación de las tomas para las diferentes conexiones serán las establecidas en los siguientes puntos:

- a) La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los captadores al acumulador, se realizará a una altura comprendida entre el 50% y el 75% de la altura total del mismo acumulador?.
- b) La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los captadores se realizará por la parte inferior de éste.
- c) En el caso de una sola aplicación, la alimentación de agua de retorno de consumo al acumulador se realizará por la parte inferior. La extracción de agua caliente del acumulador se realizará por la parte superior.
- d) En el caso de varias aplicaciones dentro del mismo acumulador habrá que tener en cuenta los niveles térmicos de éstas, de forma que tanto las salidas como los retornos para aplicaciones que requieran un mayor nivel térmico en (la/las?) temperaturas estén por encima de las que requieran un nivel menor.
- e) La/s entrada/s de agua de retorno de consumo deberán estar equipadas con una placa deflectora en la parte interior, a fin que la velocidad residual no destruya la estratificación en el acumulador o el empleo de otros métodos contrastados que minimicen la mezcla.
- f) Las conexiones de entrada y salida se situarán de forma que eviten caminos preferentes de circulación del fluido.
- g) En los casos debidamente justificados en los que es necesario instalar acumuladores horizontales, las tomas de agua caliente y fría estarán situadas en extremos diagonalmente opuestos. No aplicará en el caso de los conjuntos termosifónicos al ser conjuntos ensayados y certificados de fábrica.
- h) En el caso de los sistemas solares directos, las entradas de agua de ingreso y retorno del circuito primario deberán estar equipadas con una placa deflectora.

4.5.2. Criterios Mínimos de Selección

- a) De la selección de la configuración resulta el sistema de acumulación que incorpora la instalación solar:
 - Centralizado o distribuido.
 - Forzado o termosifón.
 - Inercia o de consumo.
 - Acumulador o interacumulador.
 - Soluciones mixtas, combinación de las anteriores.
- b) La memoria de diseño del proyecto debe especificar el volumen total del sistema de acumulación y su distribución en número y capacidad útil en los distintos tipos de acumuladores que pueden componer la instalación.
- c) Para cada uno de los tipos de acumuladores seleccionados, la memoria de diseño del proyecto incluirá:
 - su ubicación: exterior o interior.
 - disposición: vertical u horizontal.

- material de construcción y protección interior si procede.
- d) El diseño del sistema de acumulación tendrá en cuenta la norma UNE-EN-12897.
- e) Adicionalmente se recomienda el empleo de medidas, tanto en el diseño del acumulador como de su conexión, que favorezcan la estratificación de temperaturas en el interior de los mismos (cuáles son los mismos?).
- f) El diseño y cálculo de la estructura para apoyo y soporte del sistema de acumulación debe cumplir la guía la GPE INEN 18.

4.5.3. Sistemas de acumulación solar

Para un sistema de acumulación solar se debe:

- a) Dimensionar en función de la energía que aporta a lo largo del día y no solo en función de la potencia del generador (colectores solares).
- b) Prever una acumulación acorde con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación.
- c) Cumplir con la condición de que el área total para la aplicación de ACS de los colectores tenga un valor comprendido en el intervalo indicado:

$$40 \leq \frac{V}{A} \leq 180 \text{ l/m}^2 \cdot \text{día}$$

En donde:

- a) A, es la suma de las áreas de apertura de los colectores (m²).
- b) V, es el volumen que calienta el sistema térmico. (Litros).

Cada (m²) de colector calienta aproximadamente 70 litros de agua cada día.

$$\frac{V}{A} \cong 70 \text{ l/m}^2 \cdot \text{día}$$

El volumen de acumulación debe coincidir con el volumen que calienta diariamente el colector.

$$\frac{V}{M} \cong 1$$

Para obtener un volumen mínimo y máximo de acumulación se utiliza el siguiente rango:

$$0.8 \leq \frac{V}{M} \leq 1.2$$

Dónde:

- a) V, es el volumen de acumulación en litros.
- b) M, demanda diaria de almacenamiento, en litros.

4.5.4. Desfase entre acumulación y consumo

Los volúmenes de acumulación recomendados según el tipo de desfase son:

- a) Coincidencia entre periodo de captación y de consumo. Se recomienda un volumen de acumulación 40 a 50 (l/m² captador). Estos desfases se pueden dar en duchas. Ejemplo colegios y centros deportivos.
- b) Desfase inferior a 24 horas. Se recomienda un volumen de acumulación de 60 a 90 (l/m² captador). Por ejemplo, en viviendas y hoteles.
- c) Desfase superior a 24 horas e inferior a 72 horas. Se recomienda un volumen de acumulación de 75 a 100 (l/m² captador).
- d) Desfase entre captación y consumo superior a 72 horas. Se recomienda una acumulación determinada mediante el balance de pérdidas y ganancias en la instalación. Ejemplo viviendas de fin de semana.

4.6. Montaje de intercambiadores y acumuladores

Los acumuladores e intercambiadores se montarán de acuerdo con las especificaciones del proyecto y siguiendo las instrucciones del fabricante.

4.7. Dimensionado del Intercambiador de Calor

La misión del intercambiador de calor es realizar la transferencia de energía térmica entre dos fluidos, los cuales se encuentran separados por una superficie sólida, con diferente temperatura. A través del intercambiador se produce la transferencia de calor sin producirse la mezcla de fluidos.

El uso de intercambiadores se justifica cuando se desean tener dos circuitos independientes. Lo cual permite la utilización de fluidos con distinta composición: agua desmineralizada con anticongelante en el circuito primario y agua de consumo en el secundario.

Los intercambiadores se clasifican según:

- a) Su posición, en interiores o exteriores al acumulador.
- b) Su construcción: de serpentín, de doble envolvente, de haz tubular, de placas.
- c) Su régimen de funcionamiento: para trabajar por termosifón o forzados.

Tabla 5. Tipos de intercambiadores

Tipo intercambiador	Características
Serpentín	Rendimiento medio, superficie de intercambio baja, pérdida de carga media, coste medio, requiere una bomba.
Doble envolvente	Rendimiento bajo, gran superficie de intercambio, baja pérdida de carga, requiere de una bomba.
Placas	Alto rendimiento, superficie muy elevada, tamaño pequeño, pérdidas de carga elevadas, diseño a medida, se precisa de dos bombas.

Cañada Ribera Javier. Manual de Energía Solar Térmica: diseño y cálculo de instalaciones. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2008. ISBN: 978-84-83633-37-3.

4.7.1. Intercambiadores interiores al acumulador

Los intercambiadores de serpentín y de doble envolvente son los comúnmente empleados en los interiores de los acumuladores.

Los intercambiadores de serpentín, generalmente tienen una tubería en espiral de cobre, acero inoxidable o acero vitrificado, el cual se sumerge en la parte baja del acumulador. El fluido caloportador o de trabajo circula por el interior del serpentín, procedente de los captadores, realizando la transferencia térmica al agua contenida en el interior del acumulador. La superficie de intercambio es la superficie exterior del serpentín.

En los intercambiadores de doble envolvente, el acumulador consta de una capa cilíndrica concéntrica alrededor de sí mismo, dando el efecto de una doble pared. El fluido de trabajo circula entre la superficie acumulador y la capa concéntrica interior, transfiriendo el calor por conducción a través de la superficie interna del acumulador, al agua contenida en él. Esta configuración se emplea en instalaciones pequeñas de carácter residencial y en especial en sistemas termosifónicos.

Los acumuladores que disponen de un intercambiador interior se denominan interacumuladores.

4.7.2. Intercambiadores exteriores al acumulador

Los intercambiadores de exteriores mayormente empleados son los intercambiadores de placas, los cuales se componen por placas metálicas unidas mediante presión en un bastidor y selladas por medio de una junta. Por las placas de manera alternada circulan los dos fluidos, la circulación de los fluidos puede producirse en el mismo sentido (equicorriente), o en sentido contrario (contracorriente). En los SST se emplean preferentemente los sistemas contracorriente.

4.7.3. Criterios de diseño para selección de intercambiadores

La memoria de diseño del proyecto debe especificar la necesidad de instalar un intercambiador de calor, la potencia de intercambio mínima requerida y la adecuación de la selección del intercambiador al rango de potencia.

En una instalación se emplea un intercambiador entre el circuito de captadores y el acumulador, la transferencia de calor del intercambiador de calor por unidad de área de captación no debe ser menor a $40 \text{ W/m}^2 \text{ K}$.

Cualquier intercambiador de calor existente entre el circuito de captadores y el sistema de suministro no debe reducir la eficiencia del captador debido a un incremento en la temperatura de funcionamiento.

En el caso de los interacumuladores, en los cuales el intercambiador se encuentra incorporado interiormente al acumulador, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

$$S_i \geq 0,15 \cdot S_c$$

Para interacumuladores individuales en edificios multifamiliares la superficie de intercambio de un interacumulador será:

$$S_i \geq 0,25 \cdot \frac{S_c}{N}$$

Dónde:

- a) S_i , es la superficie de intercambio para cada uno de los interacumuladores en m^2 .
- b) S_c , es la superficie del campo de captadores en m^2 .
- c) N el número de viviendas del edificio.

4.7.4. Eficiencia del Intercambiador

La eficiencia se define como la relación entre la potencia intercambiada y la máxima teórica que se podría intercambiar. La eficiencia del intercambiador es función de:

- del área de intercambio.
- de la forma y geometría de la misma.
- del material de construcción.

$$\epsilon = \frac{P}{P_{\text{máx}}} = \frac{m \cdot c_p (T_{ep} - T_{sp})}{m \cdot c_p (T_{ep} - T_{es})} = \frac{T_{ep} - T_{sp}}{T_{ep} - T_{es}}$$

4.7.4.1. Intercambiadores interiores

En el caso de los intercambiadores interiores la expresión se define por:

$$\epsilon = \frac{T_e - T_s}{T_e - T_m}$$

$$\epsilon = \frac{P}{m \cdot c_p \cdot (T_e - T_m)}$$

Siendo la potencia intercambiada:

$$P = \epsilon \cdot m \cdot c_p \cdot (T_e - T_m)$$

Dónde:

- ϵ , eficiencia.
- T_e , temperatura de entrada del primario al acumulador, °C.
- T_s , temperatura de salida del acumulador al primario, °C.
- T_m , temperatura media en el acumulador, °C.
- m , caudal másico del primario, kg/s.
- c_p , calor específico del primario, J/(kg·K).
- P , es la potencia de intercambio, W.

4.7.4.2. Intercambiadores exteriores

En el caso de intercambiadores exteriores.

$$\text{Si, } m_p \cdot c_{ep} \leq m_s \cdot c_{es} \rightarrow \epsilon = \frac{T_{ep} - T_{sp}}{T_{ep} - T_{es}}$$

$$\text{Si, } m_p \cdot c_{ep} \geq m_s \cdot c_{es} \rightarrow \epsilon = \frac{T_{ss} - T_{sp}}{T_{ep} - T_{es}}$$

El dimensionado del intercambiador de calor externo se definirá por los siguientes parámetros: la potencia nominal, los caudales de diseño, los valores de las temperaturas nominales de la entrada - salida y la eficiencia del intercambiador.

$$\varepsilon = \frac{P}{P_{\text{máx}}} = \frac{P}{C_{\text{mín}} \cdot (T_{\text{ep}} - T_{\text{es}})}$$

$$C_{\text{mín}} = \text{Min} \left[(\dot{m} \cdot c_p)_{\text{frío}}; (\dot{m} \cdot c_p)_{\text{caliente}} \right]$$

Dónde:

- $C_{\text{mín}}$, es la menor de las capacidades caloríficas ($m \cdot c_p$) de ambos circuitos (frío y caliente), J/K.
- T_{ep} , es la temperatura a la entrada del primario, °C.
- T_{sp} , es la temperatura a la salida del primario, °C.
- T_{es} , es la temperatura a la entrada del secundario, °C.
- T_{ss} , es la temperatura a la salida del secundario, °C.
- m_p , flujo másico del primario, kg/s.
- m_s , flujo másico del secundario, kg/s.
- c_{ep} , calor específico del primario, J/(kg·K).
- c_{es} , calor específico del secundario, J/(kg·K).
- P , es la potencia de intercambio, W.
- $P_{\text{máx}}$, es la potencia máxima de intercambio en un sistema ideal, W.

4.7.5. Condiciones de diseño

Para las condiciones de diseño, se debe definir la efectividad del intercambiador que debe ser superior o igual a 0,7.

En el caso de intercambiador exterior, la potencia mínima del intercambiador se determina por la expresión:

$$P \geq 500 \cdot A$$

Dónde:

- P , es la potencia mínima del intercambiador (W).
- A , es el área de captadores (m^2).

Los intercambiadores externos solares se deben dimensionar de forma que, con una temperatura de entrada del fluido del circuito del lado primario de 50 °C, la temperatura de salida del fluido del circuito del lado del secundario sea superior a 45 °C.

Tabla 6. Tipo de intercambiador

Tipo intercambiador	Temperatura Entrada primario	Temperatura Salida secundario	Temperatura Entrada secundario
Piscinas	50°C	28°C	24°C
Agua caliente sanitaria	60°C	50°C	45°C
Calefacción a baja temperatura	60°C	50°C	45°C
Refrigeración/Calefacción	105°C	90°C	75°C

En cada una de las tuberías de entrada y salida de agua del intercambiador de calor, se instalará una válvula de cierre.

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

La pérdida de carga de diseño de un intercambiador de calor será inferior a 3 m.c.a. (metros de columna de agua), tanto en circuito primario como en el secundario.

En los intercambiadores de placas los caudales de diseño del primario y secundario no diferirán en más de un 10%. Siendo el caudal del primario mayor o igual que el del secundario.

El intercambiador deberá soportar las temperaturas y presiones máximas de trabajo del SST y su material deberá ser de acero inoxidable, titanio o cobre. Únicamente en el caso de intercambiador de calor interno de doble envolvente serán aceptables otros materiales. En el caso de la climatización de piscinas se debe asegurar que el intercambiador externo soporta las características químicas del agua de la piscina, sin causar perjuicio a los usuarios.

4.8. Sistemas de apoyo

El diseño de los sistemas de apoyo no es objeto de este capítulo, sin embargo, se realizan ciertas consideraciones dado que un mal diseño o su inadecuado funcionamiento pueden traer efectos muy perjudiciales en las prestaciones de la instalación de energía solar térmica.

- a) Las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de apoyo, que alimentado por otra fuente de energía asegure la continuidad en el suministro de agua caliente sanitaria. Por ejemplo:: resistencia eléctrica, sistema de combustión o bomba de calor.
- b) La memoria de diseño del proyecto debe especificar la configuración elegida, el tipo de energía auxiliar, la capacidad de acumulación secundaria y las especificaciones mínimas del equipo generador de calor y su sistema de regulación.
- c) La configuración del sistema de apoyo podrá ser cualquiera de las utilizadas en los sistemas convencionales de preparación de agua caliente sanitaria: con acumulación o instantáneo, centralizado o distribuido.
- d) El sistema de aporte de energía de apoyo dispondrá de un dispositivo de control a la salida del colector, con el fin de evitar un sobre calentamiento y garantizar las temperaturas de funcionamiento.
- e) El sistema de apoyo debe funcionar de manera que se garantice el calentamiento de agua mediante los colectores solares. Para la conexión del sistema de apoyo existen tres configuraciones.
 - En serie con el acumulador, el sistema de apoyo se ubicará a la salida del acumulador solar, siendo la salida del acumulador solar la entrada al sistema de apoyo. El sistema de apoyo deberá ser modulante para optimizar el consumo de energía. Se dispondrá de un sistema de bypass que permita operar al sistema de apoyo en caso de inoperatividad del acumulador solar.
 - Sistema de apoyo en el mismo acumulador solar, esta opción se permite en aquellos sistemas en los cuales al acumulador solar viene provisto para albergar un sistema de apoyo de naturaleza eléctrica y que a su vez incluyan un sistema de control programable que permita configurar el encendido del sistema de apoyo en unas condiciones en las cuales no suponga una disminución de las posibilidades de aporte solar.

- f) Sistema de apoyo en paralelo con el acumulador, también conocido como acoplamiento en paralelo, los dos sistemas compartirán la entrada de agua fría y el punto de distribución de ACS. Cuando el sistema de energía de apoyo es eléctrico, la potencia correspondiente se limita por la temperatura máxima que alcanza la instalación solar, sin ningún tipo de limitación, (la potencia para equipos con acumulación inferior a 300 litros, la potencia será inferior a 6,5 kW).
- g) En climatización de piscinas, para el control de la temperatura del agua se dispondrán una sonda de temperatura en el retorno de agua al intercambiador de calor y un termostato de seguridad dotado de rearme manual en la impulsión que active el sistema de apoyo. La temperatura de tarado del termostato de seguridad será, como máxima, 10 °C mayor que la temperatura máxima de impulsión.

4.8.1. Requisitos de los sistemas de apoyo de las instalaciones solares

En este apartado se recogen los requisitos exigibles al equipo o sistema de apoyo.

- a) **Resistencia a las temperaturas máximas de trabajo.** El sistema de apoyo debe soportar las temperaturas máximas de trabajo incluyendo la máxima de salida de la instalación de energía solar térmica que corresponde a la máxima de entrada en la alimentación al sistema de apoyo.
- b) **Capacidad de abastecer la demanda.** Independientemente de la temperatura del sistema de energía solar térmica, que puede oscilar entre la temperatura de red y la máxima de suministro solar, el sistema de apoyo debe ser capaz de abastecer la demanda de agua caliente.
- c) **Confort de servicio (estabilidad de caudal y de temperatura a la salida del sistema de apoyo).** El caudal y la temperatura de distribución de agua caliente, a la salida del sistema de apoyo, debe mantenerse en los niveles de confort fijados, aunque cambie el caudal y/o la temperatura de entrada del agua procedente del sistema solar.
- d) **Ahorro energético efectivo.** La energía térmica aportada por el sistema de apoyo debe modularse en función de la temperatura de entrada del agua y no únicamente a partir del caudal de consumo de forma que no se perjudique el rendimiento del sistema de apoyo.
- e) **Pérdidas térmicas.** Para evitar la pérdida de calor el sistema debe cumplir toda exigencia de aislamiento térmico.
- f) **Optimización del rendimiento global.** El funcionamiento del sistema de apoyo no debe perjudicar al funcionamiento de la instalación de energía solar térmica, de tal forma que se garantice que la aportación solar se traduce en un ahorro efectivo de energía de apoyo y de emisiones de CO₂ al ambiente.
- g) **Durabilidad del equipo.** Las condiciones de conexión a una instalación solar no deben afectar la durabilidad del sistema de apoyo.

4.8.2. Criterios Mínimos de acoplamiento del sistema de apoyo

4.8.2.1. Acoplamiento en Serie

El acoplamiento en serie se debe considerar cuando:

1. Mediante esta conexión se consigue que el agua destinada a consumo sea calentada inicialmente por la instalación solar y, en segundo lugar, es el sistema de

apoyo que se encarga, cuando es necesario, de realizar el calentamiento final hasta la temperatura deseada.

2. El acoplamiento en serie permite que toda el ACS pase previamente por la instalación solar, con lo cual, se evacua toda la energía disponible en ella y se maximizan las prestaciones energéticas de la instalación solar. En esta situación, debe destacarse la importancia de ajustar la temperatura de consumo por la influencia que tiene en el caudal que pasa por la instalación solar.
3. El acoplamiento siempre debería disponer de un by-pass de conexión que permita no interrumpir el suministro de agua caliente para las operaciones de mantenimiento de las instalaciones.

4.8.2.2. Acoplamiento en Paralelo

El acoplamiento en paralelo se debe considerar cuando:

1. El abastecimiento de agua caliente al consumo se realiza, opcionalmente, desde el sistema de apoyo o desde la instalación solar. Para dar el servicio adecuado esta forma de acoplamiento requiere que el acumulador solar disponga de la temperatura de preparación mínima establecida. Cuando la temperatura del acumulador solar desciende del valor de consigna asignado, la conexión debe conmutarse al sistema de apoyo. En este tipo de acoplamiento resulta necesario manipular, manual o automáticamente, la conexión de ambos sistemas.
2. Se utilizará exclusivamente en instalaciones muy pequeñas, normalmente de edificios existentes, donde la conexión en serie obligaría a largos trazados de conexión.
3. Se permitirá la conexión del sistema de energía de apoyo en paralelo con la instalación solar cuando se cumpla alguno de los requisitos indicados en los siguientes apartados:
 - a) El sistema de energía de apoyo sea del tipo en línea, esté constituido por uno o varios calentadores instantáneos no modulantes o no sea posible regular la temperatura de salida del agua.
 - b) Exista una preinstalación solar que impida o dificulte la conexión en serie.
 - c) Cuando el recorrido de tuberías de agua caliente desde el acumulador solar hasta el punto de consumo más lejano, sea superior a 15 metros lineales a través del sistema de apoyo.
 - d) Cuando el sistema de apoyo use para producción de agua caliente sanitaria, fuentes de energía renovables como biomasa, entre otros.

En cualquier caso, la conmutación de sistemas será fácilmente accesible y dispondrá de un indicador de la temperatura del acumulador solar visible por el usuario.

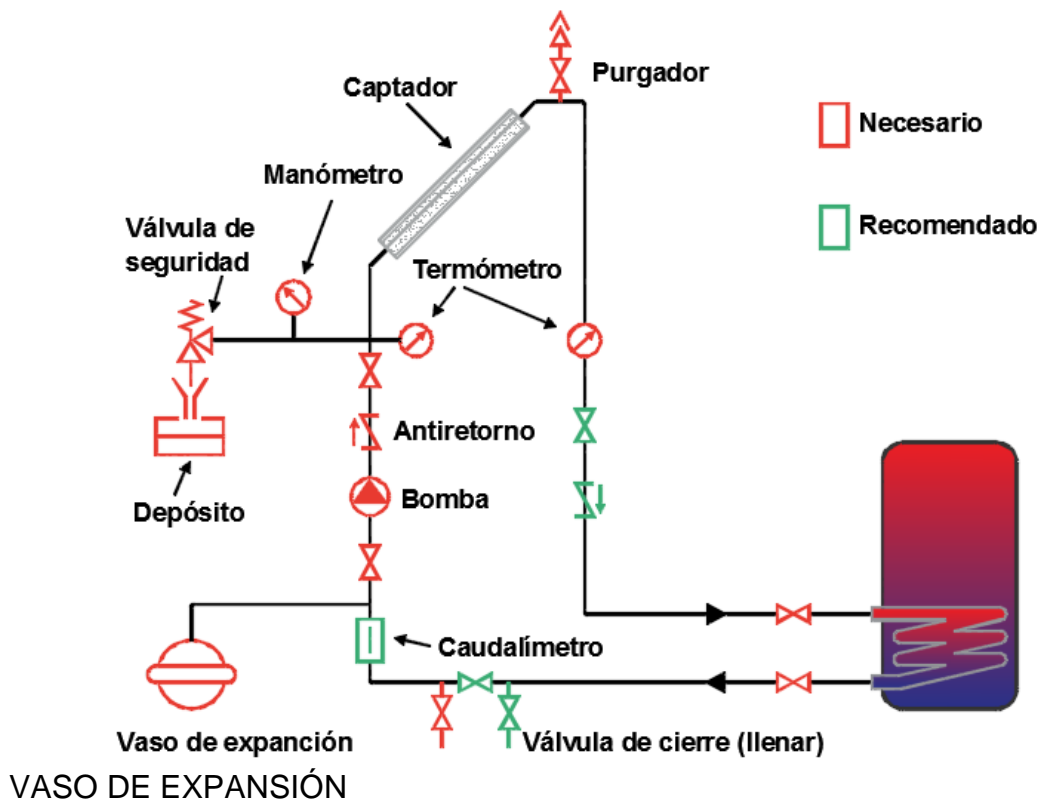
4.9. Circuito hidráulico

En el diseño de un sistema de ACS deben considerarse, dependiendo del sistema, los siguientes elementos que conformen el circuito hidráulico:

- Colectores solares térmicos.
- Acumuladores, interacumuladores.
- Intercambiadores de calor.

- Sistema de apoyo.
- Tuberías.
- Aislamiento térmico.
- Válvulas de seguridad.
- Sistema o vaso de expansión.
- Bomba de circulación.
- Equipos de medición: caudalímetros, termómetros, manómetros.
- Válvulas de cierre.
- Válvulas de tres vías.
- Válvulas termostáticas.
- Sistema de control.
- Accesorios de interconexión.

Figura 5. Esquema de un circuito hidráulico



Sistemas solares térmicos. Solarpraxis.

4.9.1. Trazado hidráulico del circuito

El trazado hidráulico del circuito es una parte de la instalación, por lo que se aplicarán todas las especificaciones de los elementos utilizados en la memoria de diseño del proyecto.

Se concebirá inicialmente un circuito hidráulico de por sí equilibrado, si no fuera posible, el flujo debe ser controlado por válvulas de equilibrado.

4.9.2. Requisitos mínimos de los elementos que conforman el circuito

4.9.2.1. Tuberías

La selección del material de las tuberías se debe realizar teniendo en cuenta los siguientes aspectos: compatibilidad con el tipo de fluido empleado, su comportamiento dentro del rango de temperaturas y presiones de trabajo, resistencia a la corrosión, facilidad de instalación, durabilidad, entre otros.

Las tuberías que transportan agua caliente destinada al consumo humano deberán ser de cobre, acero inoxidable, polipropileno u otros plásticos de grado alimenticio que soporten la temperatura de diseño. Si su funcionalidad es la de transportar un fluido caloportador sin entrar en contacto con el consumo humano, se puede emplear acero negro.

Las características de los materiales mayormente empleados son:

- a) Cobre, tiene una elevada resistencia a la corrosión, es dúctil y maleable. Se caracteriza por una baja rugosidad, por lo cual, a igual diámetro tiene una menor pérdida de carga que otros materiales. Norma UNE EN 1 057:1996.
- b) Acero inoxidable, excelente comportamiento frente a temperaturas elevadas y frente a la corrosión. Se caracteriza por una baja pérdida de carga, elevada resistencia mecánica y alta maleabilidad. Norma UNE 19 049-1:1997.
- c) Tubería multicapa, cualidades semejantes al cobre. Los tubos multicapa PE-X, (polietileno-aluminio-polietileno reticulado), o PE-RT (polietileno-aluminio-polietileno reticulado resistente a temperatura) se caracterizan por su flexibilidad e inercia química propia del polietileno, se añade la estabilidad en la forma y una mayor resistencia a la presión. Las tuberías de polietileno reticulado pueden trabajar con temperaturas entorno a los 120 °C, garantizando su estabilidad. Para PE-X aplica la norma UNE 53 961 EX:2002, para PE-RT la norma UNE 53 960 EX:2002.
- d) Tubería de polipropileno. El material utilizado para la fabricación de estas tuberías, debe componerse sustancialmente de resina de polipropileno homopolímero y/o copolímero, al cual se pueden añadir algunos aditivos para mejorar la manufactura de este producto. Esta tubería estará destinada para la conducción de agua a presión con temperaturas de hasta 95°C, utilizadas en el interior de instalaciones residenciales, comerciales e industriales. El producto terminado, debe presentar superficies internas y externas lisas a simple vista y libres de grietas, fisuras, perforaciones o incrustaciones de material extraño. La tubería de Polipropileno (PP) unión roscable para los sistemas de agua a presión, se fabrica en conformidad con norma NTE INEN 2955 y los accesorios PP roscables con norma NTE INEN 2956. La tubería de Polipropileno (PP) unión termofusión para los sistemas de agua a presión, se fabrica en conformidad con norma NTE INEN ISO 15874-2 y los accesorios PP para termofusión con norma NTE INEN ISO 15874-3.
- e) Acero negro: dadas sus características químicas no debe ser empleado en circuitos de distribución de agua caliente sanitaria, como consecuencia de su escasa resistencia a la corrosión. Sin embargo, se puede emplear en instalaciones solares de gran tamaño, en circuitos de inercia.

En los circuitos hidráulicos podrán utilizarse tuberías de cobre, de acero inoxidable o de termoplásticos, con uniones roscadas, termofusionadas, soldadas o bridadas y protección exterior con pintura anticorrosiva.

En el circuito hidráulico primario de los SST para producción de ACS, podrán utilizarse tuberías de cobre y acero inoxidable; con uniones roscadas, soldadas o bridadas y protección exterior con pintura anticorrosiva.

En el circuito primario de los SST para climatización de piscinas que empleen captadores plásticos, se recomienda el uso de materiales termoplásticos, con uniones roscadas, bridadas termofusionadas y adheridas.

En el circuito hidráulico secundario o de servicio de agua caliente sanitaria, podrán utilizarse cobre, acero inoxidable o de materiales termoplásticos, empleando uniones roscadas, soldadas, termo-fusionadas o bridadas. En el caso de los materiales termoplásticos deberán soportar la temperatura máxima del circuito y presión, según lo descrito en las siguientes normas: NTE INEN 2955, NTE INEN 2956 y NTE INEN-ISO 15874-2.

El sistema de tuberías y sus materiales deben ser tales que no exista la posibilidad de formación de obturaciones o depósitos de cal para las condiciones de trabajo.

La longitud de tuberías deberá ser lo más corta posible, evitando el máximo de codos y pérdidas de carga en general. Los tramos horizontales tendrán una pendiente mínima del 1 % en el sentido de la circulación.

Las tuberías de cobre serán tubos estirados en frío y sus uniones serán realizadas por accesorios a presión que soporten las condiciones extremas o mediante soldadura por capilaridad.

Se realizará soldadura fuerte cuando la temperatura del circuito pueda superar en algún momento los 125°C.

Cuando sea imprescindible utilizar materiales diferentes, en el mismo circuito, se deben tomar las medidas necesarias en función de las características del circuito, del fluido de trabajo y de los materiales de las tuberías para evitar el efecto del par galvánico, es aconsejable prever la protección catódica del acero.

4.9.2.2. Dimensionamiento de tuberías

El caudal del fluido de trabajo se determinará de acuerdo a las especificaciones técnicas del fabricante del captador. En su defecto se estimará un valor comprendido entre 43,2 l/h y 72 l/h por cada metro cuadrado de superficie de captación, y en el caso de los de bajo flujo entre 15 y 25 l/h por metro cuadrado de captación. En las instalaciones en las que los captadores estén conectados en serie, se obtendrá el caudal aplicando el anterior criterio y dividiendo el resultado por el número de captadores conectados en serie. Existen captadores con menor caudal.

Dado un caudal nominal, el diámetro de la tubería se seleccionará de manera que se cumplan las condiciones siguientes:

- a) La velocidad de circulación del fluido en el circuito de consumo será inferior a 2,0 m/s cuando la tubería discurra por locales habitados e inferior a 3,0 m/s cuando el trazado sea al exterior o por locales no habitados.
- b) La velocidad de circulación del fluido caloportador en el circuito primario será inferior a 2,0 m/s. Siendo el valor mínimo de 0,3 m/s para evitar la entrada de aire. Cuando la circulación del fluido se realice por el interior de locales habitados la velocidad se limitará a 1 m/s.
- c) En circuitos secundarios la velocidad recomendada es en torno a 2,5 m/s.
- d) La pérdida de carga unitaria en tuberías nunca será superior a 40 mm de columna de agua por metro lineal de tubería.

El circuito hidráulico entre el colector y el acumulador debe diseñarse para permitir la recirculación del fluido entre el acumulador y el colector, de tal manera, que no permita el reflujos del agua caliente en horas de baja o inexistente radiación, desde el tanque hacia el colector y debe disponer de aislamiento.

El suministro de agua caliente proveniente del SST, se debe conectar con la red de agua caliente existente de la edificación.

4.9.2.3. Consideraciones para la selección de bombas

Los sistemas solares térmicos SST considerados en este capítulo, se deben diseñar con una de las dos características de funcionamiento de los colectores solares, ya sea circulación por diferencia de densidades (termosifónico), o por circulación forzada, en este último caso se requiere la implementación de una bomba y un control diferencial para forzar la circulación del fluido caloportador, además se deberá considerar:

- a) En la memoria de diseño del proyecto se especificará los caudales y las pérdidas de carga de todos los circuitos, así como el tipo, modelo y características eléctricas de las bombas.
- b) Se utilizarán bombas en línea, de rotor húmedo o rotor seco, dependiendo del diseño funcional del circuito.
- c) Los materiales constructivos de la bomba del circuito primario serán compatibles con las mezclas de anticongelantes y en general con el fluido de trabajo, por sus características químicas y térmicas.
- d) Las bombas se situarán en las zonas más frías del circuito, teniendo en cuenta que no se produzca ningún tipo de cavitación y de preferencia con el eje de rotación en posición horizontal.
- e) En instalaciones superiores a 50 m² de superficie de captación, se instalarán dos bombas de idénticas características en paralelo, tanto en el circuito primario como en el secundario. Se establecerá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.
- f) Cuando las conexiones de los captadores se realizan en paralelo, el caudal nominal será igual al caudal unitario de diseño multiplicado por la superficie total de captadores en paralelo.
- g) Las tuberías conectadas a las bombas se soportarán en las inmediaciones de éstas, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos de torsión o flexión.
- h) El diámetro de las tuberías de acoplamiento a las bombas no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de succión de la bomba.
- i) En instalaciones de climatización de piscinas la disposición de los elementos será la siguiente: el filtro ha de colocarse siempre entre la bomba y los captadores, y el sentido de la corriente ha de ser bomba-filtro-captadores; con el objetivo de evitar que la resistencia del filtro provoque una sobrepresión perjudicial para los captadores. Se deberá prestar especial atención en su mantenimiento. La impulsión de agua caliente deberá hacerse por la parte inferior de la piscina, quedando la impulsión de agua filtrada en superficie.
- j) Se utilizarán válvulas anti retorno en la impulsión de las bombas y se utilizarán válvulas de corte a la entrada y a la salida de la bomba para permitir su mantenimiento.
- k) La bomba permitirá efectuar de forma simple la operación de desaireación o purga.

4.9.2.4. Selección de las Bombas de Circulación

La bomba se debe seleccionar de forma que, el caudal y la pérdida de carga se encuentren dentro de la zona de rendimiento óptimo de la curva especificada por el fabricante.

La bomba debe vencer la resistencia que opone el fluido a su paso por la tubería y mantener la presión deseada en cualquier punto de la instalación. En los circuitos primarios la bomba debe suplir la energía disipada por la pérdida de carga del fluido a lo largo del circuito, en lugar de producir la presión hidrostática total.

Para la selección de las bombas se estimará un caudal del SST de acuerdo a las especificaciones técnicas del fabricante de los captadores. En su defecto se estimará un valor comprendido entre 43,2 l/h y 72 l/h por cada metro cuadrado de superficie de captación. En el circuito secundario se recomienda un caudal aproximadamente 20 % superior al del circuito primario.

El caudal nominal será igual al caudal de diseño del circuito.

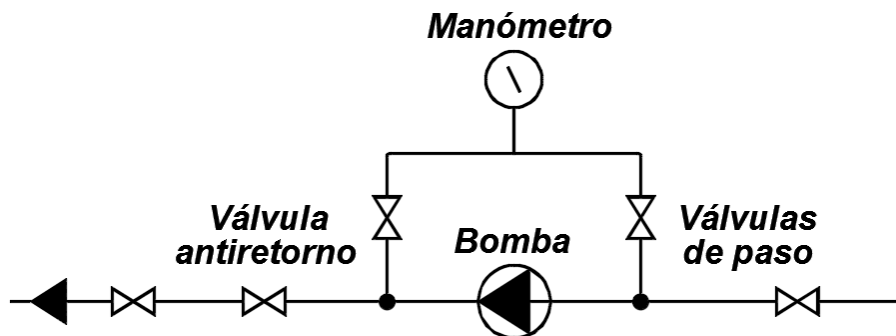
La presión de la bomba debe compensar la pérdida de carga del circuito correspondiente.

La potencia eléctrica de las bombas no debe exceder los valores siguientes:

- a) Sistema pequeño ($< 20 \text{ m}^2$) 50 W o 2% de la mayor potencia calorífica que pueda suministrar el grupo de colectores (el mayor de los dos).
- b) Sistemas grandes ($\geq 20 \text{ m}^2$) o 1 % de la mayor potencia calorífica que puede suministrar el grupo de colectores.

La potencia eléctrica parásita para la bomba no deberá exceder de los valores mencionados. Esta potencia máxima excluye la potencia de las bombas de los sistemas de drenaje con recuperación, la cual sólo es necesaria para rellenar el sistema después de un drenaje.

Figura 6. Esquema del sistema de bombeo.



Cañada Ribera Javier. Apuntes de la materia: Cálculo y Diseño de Instalaciones Solares Térmicas. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2007.

4.9.2.5. Cálculo de las pérdidas de carga

Una vez que se ha obtenido el caudal de diseño, el siguiente paso es calcular las pérdidas de carga en todos los elementos de la instalación. La bomba se debe seleccionar para suministrar el caudal de diseño y cubrir las pérdidas de cargas en el conjunto de la instalación.

Las pérdidas de carga se producen en:

- a) Captadores.

- b) Tuberías.
- c) Elementos hidráulicos.
- d) Intercambiadores de calor.

4.9.2.6. Pérdidas de carga en captadores

Las pérdidas de carga en los captadores son proporcionadas por los fabricantes en función del caudal.

En el caso de no disponer de los datos se puede usar las siguientes expresiones:

- a) Para colectores conectados en paralelo:

$$H_{\text{paralelo}} = \frac{1}{n^2} \cdot \left(\frac{\lambda \cdot P_e \cdot v^2}{2000 \cdot D} \right)$$

- b) Para colectores conectados en serie.

$$H_{\text{serie}} = n \cdot \left(\frac{\lambda \cdot P_e \cdot v^2}{2000 \cdot D} \right)$$

Dónde:

- e) P_e : peso específico del fluido (peso/volumen). Para el agua $9,086 \cdot 10^3$ (N/m³) ó 1.000 (kg/m³). Para mezclas con anticongelante 1.050 (kg/m³).
- f) λ : coeficiente de rozamiento (adimensional).
- g) D : diámetro interior de la tubería (m).
- h) v : velocidad del fluido (m/s).
- i) n : número de colectores

4.9.2.7. Pérdidas de carga en tuberías

Cuando un fluido circula por el interior de un conducto o tubería, se produce una disminución de la presión del fluido a lo largo del conducto. Esta caída de presión, se conoce como pérdida de carga Δp , que depende de la longitud del conducto L , del diámetro del mismo D , la velocidad del fluido v , el peso específico del fluido P_e y de un coeficiente de rozamiento, λ , que depende de la rugosidad característica de la superficie interior del conductor y de las características de la corriente.

$$\Delta p = \lambda \cdot \left[\left(\frac{P_e \cdot L}{D} \right) \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g} \right) \right]$$

Dónde:

- a) P_e : peso específico del fluido (peso/volumen). Para el agua $9,086 \cdot 10^3$ (N/m³) o 1.000 (kg/m³). Para mezclas con anticongelante 1.050 (kg/m³).
- b) λ : coeficiente de rugosidad (adimensional).
- c) L : longitud del conducto (m).

- d) D: diámetro interior de la tubería (m).
- e) v: velocidad del fluido (m/s).
- f) g: aceleración de la gravedad (m/s²).
- g) Δp: pérdida de carga (N/m²).

También se puede determinar en función a la siguiente expresión:

$$\Delta p = 378 \cdot \frac{Q^{1.75}}{D^{4.75}}$$

Siendo una expresión válida para tubería de cobre con agua.

Dónde:

- a) Q, caudal por la tubería (l/h).

Si se emplean las unidades de presión ΔH, altura de columna de agua, la expresión sería de la siguiente manera.

$$\Delta H = \frac{Ap}{P_{e,a}} = \lambda \cdot \left[\frac{P_e}{P_{e,a}} \cdot \left(\frac{L}{D} \right) \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g} \right) \right] = \lambda \cdot \left[d_R \cdot \left(\frac{L}{D} \right) \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g} \right) \right]$$

- a) P_{e,a}: peso específico del agua (N/m³).
- b) d_R: densidad relativa del fluido empleado con respecto al agua. Representa el cociente entre los pesos específicos.

Para los conductos lisos y en régimen turbulento una expresión aproximada para el coeficiente de rozamiento que se aplica es:

$$\lambda = \frac{0,32}{R_e^{0,25}}$$

Dónde:

- a) Re, es el número de Reynolds.
- b)

$$R_e = \frac{d \cdot v \cdot D}{\mu}$$

Dónde:

- a) d: densidad del fluido. (kg/m³)
- b) v: velocidad del fluido. (m/s)
- c) D: diámetro interior del fluido. (m)
- d) μ: coeficiente de viscosidad dinámica (Pa x s)

Para la determinación del coeficiente de rugosidad se pueden emplear tablas.

El cálculo de la pérdida de carga se puede determinar empleando los ábacos que se incluyen como anexos.

Por regla general se recomienda una pérdida general ≤ 40 mm.c.a por metro lineal de tubería. En una tubería la pérdida de carga media es del orden de 10 mm columna de agua por metro lineal de tubería.

$$1 \text{ mm de columna de agua} = 9,806 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} = 9,6 \cdot 10^{-5} \text{ atm.}$$

$$40 \text{ mm de columna de agua} = 3,84 \cdot 10^{-3} \text{ atm.}$$

Los ábacos presentados se emplean para el agua, como fluido de trabajo, a una temperatura de 45 °C. Por lo cual, la pérdida de carga se corregirá en función de la temperatura y la viscosidad del fluido de trabajo.

El factor k_1 es el factor encargado de corregir las pérdidas de carga a valores diferentes a 45 °C. Se obtiene de la Tabla 7.

Tabla 7. Factores de corrección para temperaturas medias del agua distintas de 45°C.

Temperatura del agua (°C)	5	10	20	40	45	50	60	80	90	95
Factor corrector k_1 .	1,24	1,18	1,09	1,02	1,00	0,99	0,96	0,92	0,91	0,91

Cañada Ribera Javier. Manual de Energía Solar Térmica: diseño y cálculo de instalaciones. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2008. ISBN: 978-84-83633-37-3.

El factor k_2 es el encargado de corregir las pérdidas de carga si se emplea un fluido de trabajo con una viscosidad diferente a la del agua, el factor se calcula aplicando la expresión:

$$k_2 = \sqrt[4]{\frac{\text{viscosidad de la mezcla}}{\text{viscosidad del agua}}}$$

La viscosidad de la mezcla y la del agua se han de considerar a la temperatura de funcionamiento de la instalación.

4.9.2.8. Pérdidas de carga en componentes hidráulicos

Se han de considerar las pérdidas de carga producidas por los distintos elementos o componentes de la instalación hidráulica del SST.

Para el cálculo de las pérdidas de cada uno de los elementos se deberá tener en cuenta las especificaciones técnicas o, en su defecto, emplear tablas de equivalencias (Ver anexo Figura H.6) que relacionan los distintos elementos con la longitud de la tubería equivalente para producir la misma pérdida de carga.

Los valores de pérdida de carga deben ser corregidos atendiendo a los factores anteriormente descritos.

4.9.2.9. Pérdidas de carga en intercambiador

El intercambiador es un elemento que se debe considerar a la hora de realizar el cálculo de las pérdidas de carga.

En el caso de los intercambiadores de doble envolvente se considerarán despreciables las pérdidas de carga, al ser de pequeño valor. Por este motivo es el intercambiador preferentemente utilizado en los SST termosifónicos.

Los intercambiadores de serpentín que se encuentran integrados en los interacumuladores tienen una pérdida de carga aproximada a la de una tubería.

Los intercambiadores externos de placas presentan unas pérdidas de carga relativamente altas, conviene estudiar las indicaciones del fabricante a la hora de realizar el diseño. Para este tipo de intercambiadores se recomienda una pérdida de carga inferior a 300 hPa (0,3 bar).

4.9.2.10. Sistema de expansión

La finalidad del sistema de expansión, en concreto del vaso de expansión, es absorber las dilataciones y contracciones, que experimenta el fluido caloportador contenido en un circuito cerrado, al producirse variaciones de temperatura.

Cuando se produce el aumento de temperatura del fluido caloportador (circuito primario), éste aumenta su volumen, parte del mismo se aloja en el vaso de expansión, evitando el aumento de presión. Cuando se produce una disminución de la temperatura del fluido, se genera una reducción del volumen, regresando fluido del vaso de expansión al circuito. Esto permite mantener la presión del circuito primario dentro de un rango de valores de presión admisibles para el correcto funcionamiento del SST.

Los vasos de expansión se clasifican en:

- a) Abiertos, en comunicación directa con la atmósfera.
- b) Cerrados.

El sistema deberá estar diseñado de tal forma que, con altos niveles de irradiación solar prolongados y sin consumo de agua caliente, no se produzca ninguna situación en la que el usuario realice alguna acción especial para llevar el sistema a su forma normal de operación.

Los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la succión de la bomba.

Se deberá disponer de un sistema de expansión independiente en cada uno de los circuitos cerrados del SST.

El ramal de conexión del sistema de expansión al circuito primario deberá tener la capacidad necesaria para evitar que el fluido caloportador llegue al sistema de expansión a una temperatura superior a la del diseño de sus componentes.

El dimensionado del sistema de expansión de cada circuito se realizará conforme al rango de presiones, temperaturas máximas y mínimas. Además, su diseño deberá contemplar la no operatividad de las válvulas de seguridad en las condiciones de trabajo previstas, limitándose la operación de las válvulas de seguridad sólo para el caso de fallas del sistema de expansión.

En los sistemas de climatización de piscinas en los cuales el circuito primario comprende el campo de captadores, y la piscina que actúa como vaso de expansión abierto, no se precisa de un sistema de expansión cerrado.

El dispositivo de expansión cerrado del circuito primario deberá estar dimensionado de tal forma que, asegure la operatividad del SST, aunque se produzca una falla del sistema de circulación en el periodo de mayor radiación.

El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente a la vista los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y mantenimiento de los componentes. El aislamiento será resistente a las condiciones del entorno.

4.9.2.11. Dimensionado del sistema de expansión

Para permitir la dilatación térmica del fluido caloportador en el circuito primario, se debe colocar un vaso de expansión para compensar los cambios de volumen del mismo, manteniendo la presión en el circuito e impidiendo la entrada de aire cuando el sistema vuelva a enfriarse.

Los vasos de expansión cerrados se deben dimensionar de forma que la presión mínima en frío, en el punto más alto del circuito, esté comprendida entre 500 y 1.500 hPa, (0,5 y 1,5 bar), referir superior a la presión atmosférica para así evitar la entrada de aire en el circuito. (no se conecta la idea) La presión máxima en caliente en cualquier punto del circuito no deberá superar la máxima de trabajo del circuito. Para ello, debe considerarse lo siguiente:

- a) Se recomienda ubicar el sistema de expansión del circuito de forma que se facilite la salida de fluido del colector por las tuberías de entrada y salida.
- b) Se debe asegurar que el sistema anti retorno no impida que el fluido desplazado alcance al sistema de expansión.
- c) El ramal de conexión del sistema de expansión debe tener la capacidad necesaria para que la disipación de calor durante la fase de expansión, evite que el fluido de trabajo llegue al sistema a una temperatura superior a la de diseño de los componentes. Para eso, el ramal debe estar constituido por un tramo de tubería sin aislamiento que puede ser aleteada o intercalar un depósito no aislado.
- d) Los sistemas de expansión se deben ubicar preferentemente en zonas protegidas de la radiación solar y en la parte más fría del circuito.
- e) Para evitar la evaporación del fluido caloportador bajo condiciones de estancamiento, se realizará un dimensionado en el cual el vaso de expansión deberá ser capaz de compensar el volumen total del circuito, incluyendo el volumen del fluido de trabajo en campo de captadores, esto comprende: grupo de captadores y tuberías de interconexión que se encuentren en una cota igual o superior a la cota inferior de los captadores, más un 10%.
- f) El diámetro mínimo del ramal de conexión del vaso de expansión al circuito primario se debe calcular mediante la siguiente expresión (GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA MAYO 2010):

$$D = 15 + 1.5 \cdot \sqrt{PC_{max}}$$

Donde:

- a) D= diámetro nominal del ramal en mm.
- b) PC_{max} = potencia térmica máxima en kW.

La potencia térmica máxima se define como:

$$PC_{max} = \eta \cdot A \cdot G_{ref}$$

Dónde:

- a) η , es el rendimiento óptico del captador.
- b) A, la superficie útil del captador, m².
- c) G_{ref} , es la irradiación solar de referencia 1.000 W/m².

La capacidad del vaso de expansión es función de la capacidad total del circuito, de la temperatura del fluido caloportador y de la presión de trabajo.

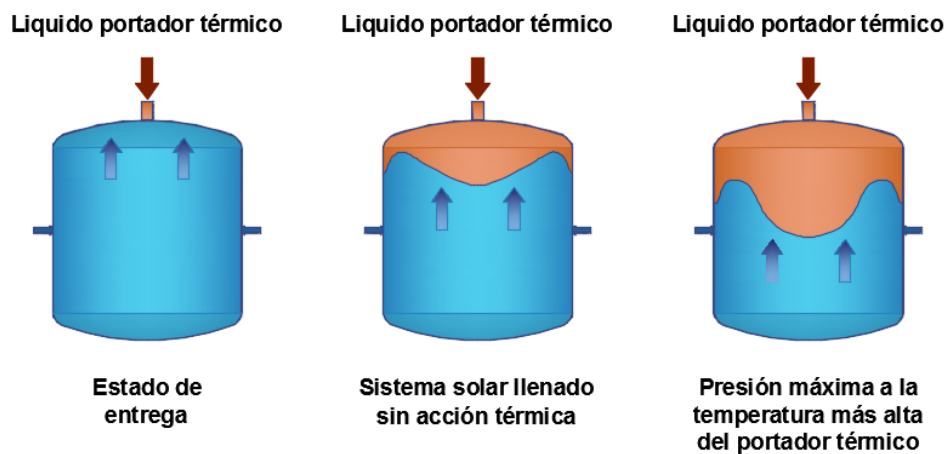
Para el dimensionado del vaso de expansión se aplicará la siguiente expresión:

$$V_t = (V \cdot C_e + V_{vap} \cdot 1,1) \cdot C_{pre}$$

Dónde:

- V_t , es el volumen total del vaso de expansión (litros).
- V , es el contenido total del fluido en el circuito (litros).
- C_e , el coeficiente de expansión o dilatación del fluido (adimensional).
- C_{pre} , el coeficiente de presión del fluido (adimensional).
- V_{vap} , representa el volumen en contenido en los captadores y en los tramos de tuberías situados por encima de la cota inferior de los captadores. Es el volumen susceptible de evaporarse en condiciones de estancamiento (litros).

Figura 7. Esquema de funcionamiento de un vaso de expansión cerrado.



El coeficiente de expansión representa la relación entre la variación de volumen experimentada por el fluido al verse aumentada su temperatura, frente al volumen que ocupaba inicialmente el mismo fluido. Es decir, el coeficiente de expansión mide el cambio relativo de volumen que se produce con el cambio de temperatura. Este valor será siempre positivo y menor que la unidad.

Cuando como fluido caloportador se emplee agua de la red, se considerará un valor referencial de 0,05. En el caso donde el fluido caloportador consista en una mezcla con anticongelante, se considerarán las características químicas proporcionadas por el fabricante, en función del porcentaje de la mezcla. En el caso de no disponerse de las mismas, se estimará el valor referencial de 0,065.

El coeficiente de presión representa la relación entre el volumen total y el volumen útil del vaso de expansión, es decir, representa la proporción del volumen del vaso de expansión que puede ser ocupado por el fluido cuando este se expande. Este valor es siempre positivo y mayor que la unidad. Su valor se determina a partir de:

$$C_{pre} = \frac{P_{m\acute{a}x} + 1.000}{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}}$$

Dónde:

- $P_{m\acute{a}x}$, presión máxima de funcionamiento admisible en el vaso de expansión (hPa).
- $P_{m\acute{i}n}$, presión mínima en el vaso de expansión (hPa).

La presión mínima ha de tener un valor lo suficientemente elevado para evitar la entrada de aire en el circuito, por ello se considerará un valor mínimo de 500 hPa (0,5 bar) superior a la presión atmosférica en el punto o cota más alta de la instalación. Considerar un valor entre 500 hPa y 1.500 hPa (0,5 bar y 1,5 bar).

El vaso de expansión se debe ubicar en una cota inferior al campo de colectores, en la zona del acumulador, por lo cual a presión mínima se le sumará la presión estática correspondiente a esa diferencia de altura. A continuación, se detallan las expresiones para realizar el cálculo de la presión mínima:

$$P_{\min} = 500 + P_{\text{estática}}$$

$$P_{\text{estática}} = h \cdot 100$$

Donde:

- a) h representa la diferencia de altura existente entre la cota más alta de la instalación y la cota del lugar de ubicación del vaso de expansión.

La presión máxima de funcionamiento deberá ser inferior a la de calibración de la válvula de seguridad del vaso de expansión en aproximadamente entre 300 y 500 hPa (0,3 y 0,5 bar).

Por lo cual, el vaso de expansión deberá soportar una presión máxima próxima a la presión de calibración de la válvula de seguridad, como se expresa en la siguiente ecuación.

$$P_{\max} = P_{vs} - 300$$

Dónde:

- a) P_{vs} , presión de calibración de la válvula de seguridad.

Al volumen del fluido contenido en el circuito primario, se considerará el volumen susceptible de evaporarse, que es aquel contenido en los captadores y en el circuito hidráulico que se encuentra a cotas iguales o superiores a la cota de la parte inferior de los captadores, siendo la expresión citada a continuación:

$$V_{v250} = (V \cdot C_e + V_{vap} \cdot 1,1) \cdot C_{pre}$$

Dónde:

- a) V_{vaso} , es el volumen total del vaso de expansión (l).
- b) V , es el contenido total del fluido en el circuito (l).
- c) C_e , el coeficiente de expansión o dilatación del fluido (adimensional).
- d) C_{pre} , el coeficiente de presión del fluido (adimensional).
- e) V_{vap} , representa el volumen en contenido en los captadores y en los tramos de tuberías situados por encima de la cota inferior de los captadores. Es el (No se entiende) volumen susceptible de evaporarse en condiciones de estancamiento (litros).

Para el dimensionamiento del vaso de expansión en el resto de circuitos cerrados del SST se tendrá en cuenta la expresión de la UNE 100-155:

$$V_{v250} = V \cdot C_e \cdot C_{pre}$$

4.9.2.12. Válvulas sistema hidráulico

Las válvulas que se consideran en la implementación del sistema hidráulico según su función y las condiciones extremas de funcionamiento (presión y temperatura) se describen a continuación:

- a) **Válvulas de corte (de paso).** En todo circuito hidráulico es necesario instalar válvulas de corte cuya función es cerrar el paso del fluido de trabajo cuando se requiera. Se emplean para independizar partes de la instalación con la finalidad de aislar componentes y facilitar las operaciones de reparación, mantenimiento, entre otros. Estas válvulas deben ser de esfera (tipo bola) y se colocaran a la entrada y salida de:
- circuito de agua fría y caliente.
 - colector solar térmico.
 - tanque de acumulación.
 - Bomba.
 - sistema de energía solar térmico para aislar del sistema de apoyo

En cualquier caso, siempre se dispondrá una válvula de corte en la acometida de agua fría a la instalación.

- b) **Válvulas de llenado.** Permite llenar la instalación con el fluido seleccionado. No se aconseja utilizar válvulas de llenado automático.
- c) **Válvulas de seguridad.** Es la encargada de limitar la presión en los circuitos, siendo su función proteger los componentes de la instalación, evitando se supere la presión máxima de trabajo. Al alcanzar la presión de calibración o presión de apertura de la válvula, ésta permite la salida del fluido al exterior reduciendo la presión del circuito. Se instalará, como mínimo, una válvula de seguridad, entre el acumulador y vaso de expansión. La posición de la válvula de seguridad y la conducción del escape debe garantizar que, en caso de descarga, no se provoquen accidentes o daños,
- d) **Válvulas de retención (anti-retorno).** Sólo permiten el paso del fluido en un sentido. La función de las válvulas de retención es evitar el retorno del líquido de trabajo; para evitar lo descrito se instalarán en:
- La acometida de agua fría.
 - La bomba.
 - El circuito de recirculación para evitar que funcione como circuito de distribución.
 - En los SST de circulación forzada es recomendable instalar en la tubería de impulsión (aguas abajo de la bomba de circulación).

Las válvulas de retención garantizarán un determinado nivel de hermeticidad para el máximo nivel de presión diferencial que se pueda establecer.

- e) **Válvulas de vaciado (purga).** Se instalarán válvulas de desagüe que permitan el vaciado total y parcial del agua o fluido de trabajo.
- La descarga de las válvulas de vaciado estará conducida, de forma visible, hasta la red de drenaje de la vivienda.
 - Se ubicarán en el punto más bajo de la instalación.

- Las tuberías de drenaje dispondrán de las pendientes necesarias para que no retenga líquido en todo su recorrido.
 - Las tuberías de drenaje de las baterías de colectores se diseñarán de forma que no puedan sufrir efectos de congelación.
- f) **Válvula de purga de aire.** Para evacuar el aire que haya ingresado al sistema, el cual reduce las características termo conductoras del fluido caloportador, se deben instalar purgadores (automáticos o manuales). Esta válvula se ubicará previamente al purgador. Se emplearán válvulas de esfera.
- g) **Válvula de equilibrado.** Son válvulas que permiten limitar el caudal y mantenerlo constante, aunque se produzcan variaciones de presión.
- h) **Válvula de regulación o equilibrado hidráulico.** Permiten regular el caudal del fluido a través de una tubería de forma manual o automática. Se utilizan para fijar el caudal de circulación y equilibrar hidráulicamente la instalación.
- i) **Válvulas de 3 o más vías.** Son elementos que permiten la circulación de un fluido por vías alternas. Generalmente son motorizadas, aunque pueden manipularse manualmente.
- j) **Válvula mezcladora termostática.** Es un elemento, generalmente, de 3 vías, que permite controlar y limitar la temperatura del fluido de salida. Para el caso de ACS dispone de dos vías de entrada, una de las vías de entrada se conecta al acumulador de ACS y la otra vía a la tubería de agua fría de la red. La tercera vía es de salida, cuando la temperatura en la tubería de salida supera el valor calibrado previamente, se produce un aumento del caudal de agua fría, y disminuye el caudal de agua caliente del acumulador hasta conseguir la temperatura de ACS deseada.
- k) **Válvula reductora de presión.** Esta válvula se ubica a la entrada del agua de red al SST, de manera que proteja el circuito hidráulico, evitando una elevada presión del agua potable de la red. La presión recomendada del trabajo del circuito ($\approx 0,2$ MPa).

4.9.2.13. Otros elementos del Sistema Hidráulico

- a) **Sistema de purga de aire.** Está compuesto por un desaireador y un purgador. El desaireador es un elemento cuya función es separar el aire del agua. El purgador es un elemento encargado de evacuar el aire contenido en el circuito hidráulico, tanto en la fase de llenado como en la fase de operación habitual del SST, puede ser manual o automático que soporte la presión y temperatura máxima de trabajo (150 °C). Por seguridad se recomienda el uso de purgadores manuales de alta temperatura.

Para diseñar el sistema hidráulico se tendrá en cuenta las siguientes indicaciones:

- Para facilitar la expulsión del aire es importante que en los circuitos exista la menor cantidad posible de sifones invertidos y que los trazados permitan la mejor evacuación del aire.
- Cuando se forme un sifón invertido se colocará un sistema de purga de aire en el punto más desfavorable del sifón.
- En los puntos altos de la salida de baterías de colectores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, se colocarán sistemas de purga. Los sistemas de purga están constituidos por recipientes de desaireación y purgadores, cuyo volumen será de 10 cm³, por m² de captador siendo el valor mínimo superior a 100 cm³. Este volumen podrá disminuirse si se

instala a la salida del circuito solar y antes del intercambiador un desaireador con purgador automático.

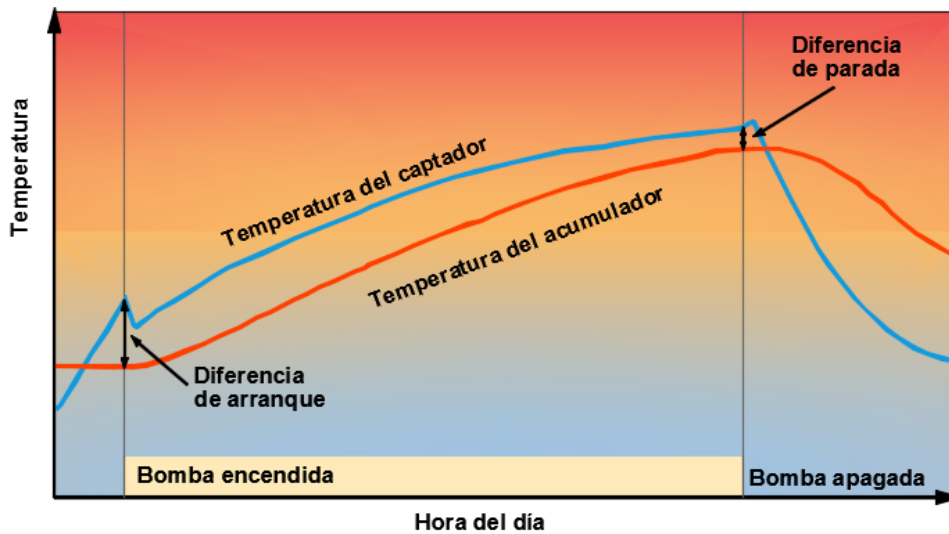
- Para mantenimiento se debe reducir el número de puntos para evacuar aire.
 - Habrá que cuidar los trazados horizontales de tubería para que tengan una pendiente mínima del 1% en el sentido de circulación.
 - Cuando se instalen purgadores automáticos de aire, se instalarán con una válvula de corte que permita cerrar su conexión con los circuitos y evitar problemas de vaporización del fluido de trabajo.
 - Los acumuladores deben disponer también de un sistema de purga en la zona más alta.
 - En el caso de aplicar purgadores automáticos, se incluirá los elementos necesarios para realizar una purga manual.
- b) **Manómetro.** Elemento encargado de medir la presión en el interior de una tubería o acumulador.
- c) **Termómetro.** Elemento encargado de medir la temperatura en el interior de una tubería o acumulador.
- d) **Termostato.** Elemento que transforma una lectura de temperatura en una señal eléctrica para activación o desactivación de un determinado mecanismo.
- e) **Bomba de llenado.** Sistema para llenar los circuitos cerrados de los SST con el fluido de trabajo. Pueden ser manuales o motorizadas.
- f) **Contador de energía térmica.** Es un elemento que mide la energía consumida en una instalación.
- g) **Empalme electrolítico.** Elemento de unión entre componentes del sistema hidráulico de distinta naturaleza metálica, cuya funcionalidad es evitar el par galvánico.

4.9.2.14. Sistema de control del Sistema Solar Térmico

Es el sistema encargado de regular el flujo de energía entre las distintas partes de la instalación. Comprenderá el control de funcionamiento de los circuitos y los sistemas de protección y seguridad contra calentamientos, heladas, entre otros.

En los SST forzados el control de funcionamiento normal de las bombas del circuito de captadores, deberá ser de tipo diferencial, actuando en función de la variación entre la temperatura del fluido de trabajo en la salida de la batería de captadores y la del depósito de acumulación. El sistema de control se ajustará de manera que las bombas estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea mayor de 7 °C y estén paradas cuando la diferencia sea menor a 2 °C. La variación de temperaturas entre los puntos de parada de termostato diferencial no será menor de 2 °C. (Ver Figura 8).

Figura 8. Diferencia entre temperatura de captadores y acumulador, para estado de la bomba.



Sistemas solares térmicos. Solarpraxis

El sistema de control deberá asegurar el óptimo funcionamiento del SST, procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso eficiente y adecuado de la energía auxiliar.

Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación. El sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si este fuera incorporado.

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.

El sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda a 3°C, sobre la temperatura de congelación del fluido.

Otra alternativa al control diferencial, es usar sistemas de control accionados en función de la radiación solar.

Las instalaciones con varias aplicaciones deberán ir dotadas con un sistema individual para seleccionar la puesta en marcha de cada una de ellas, complementando con otro que regule la aportación de energía a la misma. Esto se puede realizar por control de temperatura o caudal actuando sobre una válvula de reparto de tres vías todo o nada, bombas de circulación, o por combinación de varios mecanismos.

En el caso de climatización de piscinas, se dispondrá de una sonda en la parte superior de los captadores, de forma que represente la máxima temperatura del circuito de captación. La segunda sonda se ubicará en el vaso de la piscina, en su defecto a la salida del conjunto formado por bomba y filtro, o la entrada del intercambiador en el lado del circuito secundario. En el caso de disponer de acumulación de inercia, la sonda se ubicará preferentemente en la parte inferior del acumulador no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si este fuera incorporado.

En el caso de los acumuladores, el diferencial de temperatura entre las partes inferior y superior no debe superar el valor máximo de temperatura del acumulador.

La instalación y localización de las sondas o sensores deberá asegurar un buen contacto térmico, en el caso de las de inmersión se instalarán en contra corriente con el fluido. Los

sensores de temperatura deben estar aislados contra la influencia de las condiciones ambientales del entorno.

Las sondas deben ubicarse de forma que midan exactamente las temperaturas que se desea controlar, instalándose los sensores en el interior de vainas y evitándose las tuberías separadas de la salida de los captadores y las zonas de estancamiento de los acumuladores.

Se emplearán preferentemente sondas de inmersión, teniendo cuidado en asegurar la adecuada unión entre las sondas de contacto y la superficie metálica.

4.9.2.15. Sistema de llenado de Sistema Solar Térmico

El circuito del vaso de expansión deberá incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita mantener la cantidad de fluido requerido y presurizado.

No podrá rellenarse el circuito primario con agua de la red si sus características pueden dar lugar a incrustaciones, deposiciones o corrosión en el circuito, o si este circuito necesita de anticongelante por riesgo de heladas o cualquier otro aditivo para su correcto funcionamiento.

Para disminuir los riesgos de fallos se evitarán los aportes incontrolados de agua de reposición a los circuitos cerrados y la entrada de aire que pueda aumentar los riesgos de corrosión originados por el oxígeno del aire. Es aconsejable no usar válvulas de llenado automáticas.

4.9.2.16. Aislamiento térmico del Sistema Solar Térmico

En un SST el aislamiento se emplea fundamentalmente en: captador, tuberías y acumulador. El aislamiento de tuberías debe cumplir:

- a) Un coeficiente de conductividad térmica máximo de $0,04 \text{ W/m}^{\circ}\text{K}$ (a 10°C).
- b) El material usado como aislamiento debe cumplir la norma UNE-100171:1989 o similar.
- c) Soportar temperaturas de funcionamiento entre -35°C y 130°C para el circuito primario. En el circuito de consumo debe superar la temperatura máxima de servicio.
- d) Ser ignífugo. Aplica para el aislamiento en el resto de elementos de la instalación.
- e) No ser corrosivo. Aplica para el aislamiento en el resto de elementos de la instalación.
- f) Ser estable. Aplica para el aislamiento en el resto de elementos de la instalación.
- g) Una buena resistencia mecánica. Capacidad de permitir dilataciones de las tuberías.
- h) Peso específico reducido. Aplica para el aislamiento en el resto de elementos de la instalación.
- i) Fácil colocación.
- j) La característica de evitar los puentes térmicos con las fijaciones.
- k) No se aislarán los vasos de expansión ni el ramal de conexión entre el vaso de expansión y la línea principal del circuito.

Se recomienda aislamientos con recubrimiento elastomérico o fibra de vidrio protegida con chapa metálica.

El aislamiento en acumuladores cuya superficie envolvente sea inferior a 2 m² dispondrá de un espesor mínimo de 30 mm. Para volúmenes superiores el espesor mínimo será de 50 mm.

En el caso de intercambiadores de calor, el espesor del aislamiento no será inferior a 20 mm.

Los circuitos hidráulicos que tengan un funcionamiento continuo deberán disponer de un aislamiento con un espesor 5 mm mayor al indicado en la Tabla 8.

Para tuberías y accesorios situados al exterior, los valores anteriores se incrementarán en 10 mm a los indicados en la Tabla 8.

Para tuberías y accesorios en exterior y con un funcionamiento continuo, el espesor será 15 mm mayor al indicado en la Tabla 8.

El aislamiento en tuberías en exterior o intemperie deberá llevar una protección externa que asegure su durabilidad ante las acciones climatológicas, (como UV), admitiéndose revestimientos con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o pinturas acrílicas. También debe estar protegido frente a la acción de la fauna.

El aislamiento no debe dejar zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente expuestos al exterior los elementos necesarios para el buen funcionamiento y operación de la instalación y sus componentes.

El aislamiento deberá tener en cuenta las posibles dilataciones en las tuberías de la instalación, así como evitar la formación de puentes térmicos en las fijaciones de los equipos.

En instalaciones con una potencia térmica en generación inferior a 70 kW, las pérdidas térmicas globales en el circuito primario serán como máximo el 4% de la potencia máxima transportada en dicho circuito o el 4% de la energía térmica captada.

Para instalaciones con una potencia térmica en generación igual superior a 70 kW, las pérdidas térmicas globales en el conjunto de la conducción no superarán el 15% de la potencia térmica transportada o generada.

Para materiales de aislamiento cuya conductividad térmica λ en W/m K sea distinta a 0,04, el espesor mínimo, e (mm), se determinará en función del espesor de referencia e_{ref} (mm) de la Tabla 8, aplicando las siguientes expresiones:

a) Para superficies planas.

$$e = e_{ref} \cdot \lambda / \lambda_{ref}$$

b) Para superficies cilíndricas.

$$e = \frac{D_i}{2} \left[\exp \left(\frac{\lambda}{\lambda_{ref}} \ln \left(\frac{D_i + 2 \cdot e_{ref}}{D_i} \right) \right) - 1 \right]$$

Dónde:

- a) e : espesor requerido del aislamiento térmico.
- b) D_i : Diámetro interno de la sección circular.
- c) λ : conductividad térmica del material de aislamiento en (W/m.°C).
- d) λ_{ref} : conductividad térmica de referencia 0.04 (W/m.°C).
- e) e_{ref} : Espesor de referencia.

Tabla 8. Espesor de referencia

Diámetro exterior (mm) (*)	Fluido interior caliente			
	Temperatura del fluido (°C) (**)			
	40 a 65	66 a 100	101 a 150	151 a 200
D≤35	20	20	30	40
35≤D≤60	20	30	40	40
60≤D≤90	30	30	40	50
90≤D≤140	30	40	50	50
140≤D	30	40	50	60

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. España 2013.

4.10. Cálculo y dimensionamiento de ACS.

4.10.1. Consumo de agua caliente sanitaria

Para determinar las demandas se tomarán los valores unitarios que aparecen en la Tabla 9.

Tabla 9. Demanda de referencia a 60 °C

Criterio de demanda	Litros/día persona
Vivienda unifamiliar	28
Hospitales y clínicas	55
Ambulatorio y centro de salud	41
Hotel *****	69
Hotel ****	55
Hotel ***	41
Hotel/hostal **	34
Camping	21
Hostal/pensión *	28
Residencia multifamiliar	41
Centro penitenciario	28
Albergue	24
Vestuarios/Duchas colectivas	21
Escuela sin ducha	4
Escuela con ducha	21
Cuarteles	28
Fábricas y talleres	21
Oficinas	2
Gimnasios	21
Restaurantes	8
Cafeterías	1

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

Los valores de demanda de la Tabla 3 tienen la función de determinar la fracción solar mínima a abastecer mediante la aplicación de la Tabla 9. Las demandas de ACS a 60 °C se han obtenido de UNE 94002. Los valores se han obtenido aplicando la expresión que aparece a continuación:

$$D_i(T) = D_i(T_{ref}) \cdot \frac{T_{ref} - T_i}{T - T_i}$$

$$D_i(60) = D_i(45) \cdot \frac{45 - 12}{60 - 12}$$

Dónde:

- a) $D(T)$, es la demanda de ACS anual a la temperatura T elegida.
- b) $D_i(T)$, es la demanda de ACS para el mes i a la temperatura T elegida.
- c) $D_i(60)$, es la demanda de ACS para el mes i a la temperatura de $60\text{ }^\circ\text{C}$.
- d) T , es la temperatura el acumulador final.
- e) T_i , es la temperatura media del agua fría en el mes i .

Considerando los valores de demanda de la tabla se han calculado a partir de la Tabla 1 (Consumo unitario medio) de la norma UNE 94002:2005 "Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: cálculo de la demanda energética" Para el cálculo se ha utilizado la siguiente expresión con los valores $T_i = 12\text{ }^\circ\text{C}$ (constante), $T_{ref} = 45\text{ }^\circ\text{C}$ y $T = 60\text{ }^\circ\text{C}$.

$$D_i(T) = D_i(T_{ref}) \cdot \frac{T_{ref} - T_i}{T - T_i}$$

$$D_i(60) = D_i(45) \cdot \frac{45 - 12}{60 - 12}$$

Para una temperatura de acumulación final diferente a $60\text{ }^\circ\text{C}$, se deberá alcanzar la contribución solar mínima correspondiente a la demanda obtenida con las de referencia a $60\text{ }^\circ\text{C}$. La demanda a considerar a efectos de cálculo, según la temperatura elegida, será la que se obtenga a partir de la siguiente expresión.

$$D_i(T) = D_i(60) \cdot \frac{60 - T_i}{T - T_i}$$

$$D(T) = \sum_{i=1}^{12} D_i(T)$$

Dónde:

- f) $D(T)$, es la demanda de ACS anual a la temperatura T elegida.
- g) $D_i(T)$, es la demanda de ACS para el mes i a la temperatura T elegida.
- h) $D_i(60)$, es la demanda de ACS para el mes i a la temperatura de $60\text{ }^\circ\text{C}$.
- i) T , es la temperatura el acumulador final.
- j) T_i , es la temperatura media del agua fría en el mes i .

Para otros usos, se tomarán valores considerados bajo la responsabilidad del diseñador. En el uso residencial privado, el cálculo del número de personas por vivienda debe hacerse utilizando como valores mínimos los que se indican en la Tabla 10.

Tabla 10. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial.

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de personas	1,5	3	4	5	6	6	7

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

En los edificios de viviendas multifamiliares se utilizará el factor de centralización, ver Tabla 5 correspondiente al número de viviendas del edificio que multiplicará la demanda diaria de agua caliente sanitaria a 60 °C calculada.

Tabla 11. Valor del factor de centralización.

Número de viviendas	N≤3	4≤N≤10	11≤N≤20	21≤N≤50	51≤N≤75	76≤N≤100	N≥101
Factor de centralización	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70

Norma UNE 94002:2005.

Adicionalmente se tendrán en cuenta las pérdidas caloríficas en la distribución y en la recirculación del agua a los puntos de consumo, así como en los sistemas de acumulación. Para el cálculo posterior de la contribución solar anual, se estimarán las demandas mensuales tomando en consideración el número de personas correspondiente a la ocupación plena.

Se considerará como una sola edificación la suma de demandas de agua caliente sanitaria de diversos edificios ejecutados dentro de un mismo recinto, incluidos todos los servicios.

Igualmente, en el caso de edificios de varias viviendas o usuarios de ACS, a los efectos de esta exigencia, se considera la suma de las demandas de todos ellos.

En el caso que se justifique un nivel de demanda de ACS que presente diferencias de más del 50% entre los diversos días de la semana, se considerará la correspondiente al día medio de la semana y la capacidad de acumulación será igual a la del día de la semana de mayor demanda.

4.10.2. Cálculo de la Demanda térmica del sistema

Para determinar la demanda energética que se requiere en la instalación de ACS se emplean las siguientes fórmulas:

$$Q_{\text{día}} = \dot{m}_{\text{ACS}} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{\text{ACS}} - T_{\text{red}}) \cdot 2,78 \cdot 10^{-4} - Q_p$$

Dónde:

- $Q_{\text{día}}$, demanda energética diaria en (kWh/día).
- \dot{m}_{ACS} , caudal másico de ACS (kg/l).
- ρ : es la densidad del agua a 25 °C, 1 kg/l.
- c_p , calor específico del agua a 25 °C, 4,184 (kJ/kg °C).
- T_{ACS} , temperatura Agua Caliente Sanitaria.
- T_{red} , temperatura del agua de red.

g) Q_p , pérdidas energéticas diarias del sistema (kWh/día).

$$Q_{ACS} = V_{ACS} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{ACS} - T_{red}) \cdot \frac{1}{3,6 \cdot 10^3}$$

Dónde:

- a) Q_{ACS} : es la demanda energética diaria expresada en kWh.
- b) V_{ACS} : es el caudal de ACS demandado por la instalación en litros.
- c) ρ : es la densidad del agua a 25 °C, 1 kg/l.
- d) c_p : es el calor específico del agua a 25 °C, 4,1868 kJ/(kg·°C).
- e) T_{ACS} : temperatura el agua caliente de consumo.
- f) T_{red} : temperatura del agua fría de la red.

Mientras el agua se mantenga en estado líquido se pueden aplicar los valores de densidad y calor específico referidos a 25 °C.

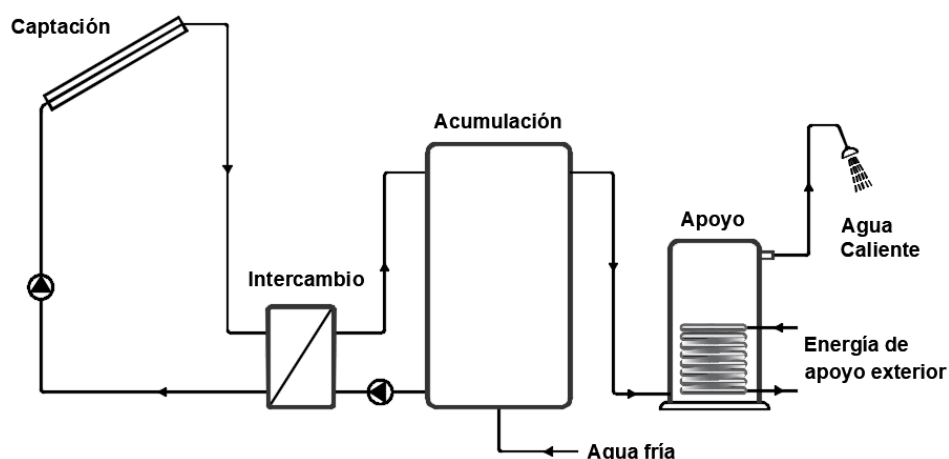
Nota: la demanda energética será expresada con el símbolo L en la aplicación del método f-chart.

4.10.3. Cálculo de la superficie de captación del sistema

Para cuantificar la superficie de captación y el volumen de acumulación se empleará el método F-chart, el cual es un modelo de análisis y dimensionamiento de SST basado en correlaciones obtenidas de múltiples datos experimentales.

El resultado final del método F-chart es la fracción solar, definida como el cociente entre la cantidad de energía aportada por la instalación solar en un periodo determinado y la demanda de energía en ese mismo periodo. En base al valor de fracción solar y conociéndose la demanda total de energía durante dicho periodo, se determina la cantidad de energía aportada por el SST.

Figura 9. Esquema básico de SST empleado por el método F-chart.



Cañada Ribera Javier. Apuntes de la materia: Cálculo y Diseño de Instalaciones Solares Térmicas. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2007.

Considerando la expresión del rendimiento del captador en función de la temperatura del fluido a la entrada del captador (t_e)

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta}$$

Debiéndose adaptar la expresión del rendimiento en el caso de no expresarse en función de la temperatura de fluido a la entrada del captador.

La expresión de trabajo del método F-chart, según (Beckman, Klein y Duffie, 1977) la fracción solar es:

$$f = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3$$

Para $0 < Y < 3$ y $0 < X < 18$

Para el cálculo se procederá conforme a la siguiente secuencia.

1. Valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento agua destinada a la producción de ACS.
2. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del campo de colectores.
3. Cálculo del parámetro Y.
4. Cálculo del parámetro X.
5. Determinación de la gráfica f.
6. Valoración de la cobertura solar mensual.
7. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

La demanda mensual se estima a partir de la siguiente expresión:

$$L_{mes} = Q_{dia} \cdot N \cdot (T_{ACS} - T_{red}) \cdot 1,16 \cdot 10^{-3}$$

Donde;

- a) L_{mes} , demanda energética mensual, kWh.
- b) Q_{dia} , consumo diario de agua caliente sanitaria a la temperatura de referencia T_{ACS} , expresado en litros (l).
- c) N, número de días del mes.
- d) T_{ACS} , temperatura de referencia utilizada para la cuantificación del consumo de agua caliente, en °C.
- e) T_{red} , temperatura del agua fría de la red, en °C.

El parámetro Y se define como el cociente entre la energía absorbida por el captador y la carga térmica mensual.

$$Y = \frac{EA_{mes}}{L_{mes}}$$

$$Y = S_c \cdot F'_R(\tau\alpha) \cdot \bar{H}_{\beta\gamma} \cdot N / L_{mes}$$

Dónde:

- a) S_c , es la superficie útil de captación, área de apertura (m^2).

- b) $\bar{H}_{\beta\gamma}$, es la irradiación total diaria media mensual sobre el plano del captador (kWh/m^2).
- c) N, es el número de días del mes.
- d) L_{mes} , es la carga térmica mensual de ACS (kWh).
- e) $F'_R(\tau\alpha)$, factor de eficiencia óptica del captador modificado.
- f) EA_{mes}

$$F'_R(\tau\alpha) = F_R(\tau\alpha)_n \cdot \frac{F'_R(\bar{\tau\alpha})}{F_R(\tau\alpha)_n}$$

$$\frac{F'_R}{F_R} = 0,95$$

$\frac{(\bar{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n}$, es el modificador del ángulo de incidencia, se expresa como $K_{\tau\alpha}$

$$K_{\tau\alpha} = \frac{(\bar{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n}$$

$$K_{\tau\alpha} = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) - b_1 \cdot \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right)^2$$

Dónde:

- a) $(\bar{\tau\alpha})$, es el producto de los coeficientes de transmisión y absorción para el ángulo de incidencia Θ sobre la superficie del captador.
- b) $(\tau\alpha)_n$, es el producto de los coeficientes de transmisión y absorción para el ángulo de incidencia normal a superficie del captador.
- c) Θ , es el ángulo de incidencia.
- d) b_0 , es 0,1 para el caso de un vidrio.
- e) b_1 , es 0 para el caso de un vidrio.

Este valor es considerado 0,96 para simple vidrio y 0,94 para doble vidrio.
La expresión del parámetro Y se representará como:

$$Y = F_R(\tau\alpha)_n \cdot \frac{F'_R(\bar{\tau\alpha})}{F_R(\tau\alpha)_n} \cdot \bar{H}_{\beta\gamma} \cdot S_c \cdot N / L_{\text{mes}}$$

El parámetro X se define como el cociente entre las pérdidas del captador o campo de captadores a una T_{ref} y la carga mensual.

$$X = \frac{EP_{\text{mes}}}{L_{\text{mes}}}$$

$$X = S_c \cdot F'_R U_L \cdot (T_{\text{ref}} - \bar{T}_2) \cdot \Delta t / L_{\text{mes}}$$

Dónde:

- a) S_c , es la superficie útil de captación, área de apertura (m^2).

- b) T_{ref} , es la temperatura de referencia, se selecciona en 100 °C.
- c) \bar{T}_2 , es la temperatura ambiente media mensual (°C).
- d) Δt , es el número de segundos durante un mes (s).
- e) L_{mes} , es la carga térmica mensual de ACS (kWh).
- f) $F'_R U_L$, coeficiente global de pérdidas en el captador modificado. El cual se define como:

$$F'_R U_L = F_R U_L \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot 10^{-3}$$

$$\frac{F'_R}{F_R} = 0,95$$

Dónde:

- a) $F_R U_L$, es el coeficiente global de pérdidas.
- b) $\frac{F'_R}{F_R}$, factor captador-intercambiador. Corrige el factor de rendimiento del captador teniendo en cuenta la presencia del intercambiador. Valor recomendado 0,95.

Dando lugar a la expresión:

$$X = F_R \cdot U_L \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \cdot (T_{ref} - \bar{T}_2) \cdot \Delta t \cdot S_c / L_{mes}$$

Este método se ha diseñado con almacenamiento de 75 l/m², por lo cual se introduce un factor de corrección para el parámetro X:

$$k_1 = \frac{X_c}{X} = \left(\frac{C_A}{75} \right)^{-0,25} = \left(\frac{V}{75 \cdot S_c} \right)^{-0,25}$$

para 37,5 < C_A < 300

Dónde:

- a) k_1 , factor de corrección.
- b) X_c , valor corregido del parámetro X.
- c) C_A , capacidad del acumulador en litros por m² de captador.
- d) V , acumulador en litros.
- e) S_c , superficie de captación en m².

El método F-Chart plantea inicialmente el dimensionamiento de SST para calefacción y ACS, por lo cual para el caso únicamente de ACS se introduce el siguiente factor de corrección sobre el parámetro X:

$$k_2 = \left(\frac{X_c}{X} \right) = \frac{11,6 + 1,18 \cdot T_{AC} + 3,86 \cdot T_{red} - 2,32 \cdot \bar{T}_2}{(100 - \bar{T}_2)}$$

Donde:

- a) T_{AC} , es la temperatura mínima de agua caliente 45°C.

Aplicando los factores de corrección al parámetro X, la expresión es la siguiente:

$$X = F_R \cdot U_L \left(\frac{F_R'}{F_R} \right) \cdot (T_{ref} - \bar{T}_2) \cdot \Delta t \cdot \frac{S_c}{L} \cdot k_1 \cdot k_2$$

Cuando el valor de la fracción solar mensual sea mayor a la unidad se aproximará a la unidad.

4.10.3.1. Energía útil mensual

La energía útil mensual se define como la cantidad de energía de la demanda mensual satisfecha por el SST.

$$EU_{mes} = f \cdot L_{mes}$$

Dónde:

- a) EU_{mes} , es la energía útil mensual. (kWh/mes)
- b) f , es la fracción solar.
- c) L_{mes} , es la demanda energética mensual. (kWh/mes).

4.10.3.2. Fracción solar anual

La fracción solar anual proporciona el porcentaje de demanda energética anual satisfecha por el SST a lo largo del año, se expresa como:

$$F = \frac{\sum_1^{12} EU_{mes}}{\sum_1^{12} L_{mes}}$$

Dónde:

- a) F , es la fracción solar anual.
- b) EU_{mes} , es la energía útil mensual. (kWh/mes).
- c) L_{mes} , es la demanda energética mensual. (kWh/mes).

4.10.3.3. Cobertura solar

La cobertura solar se define como el cociente entre la energía aportada por la instalación solar y la demanda de energía térmica para la producción de ACS. La fracción solar se define para un periodo de tiempo anual, que se calcula empleando la siguiente expresión:

$$f = \left(\frac{Q_{solar}}{Q_{solar} + Q_{aux}} \right) \cdot 100$$

Dónde:

- a) f , es la fracción solar anual (%).
- b) Q_{solar} , es el aporte anual de energía solar (MJ).
- c) Q_{aux} , es el aporte anual de energía del sistema de apoyo auxiliar (MJ).

4.10.3.4. Rendimiento

El rendimiento de una instalación solar se define como el cociente entre la energía térmica aportada por el SST, entregada al consumo, y la energía solar incidente sobre el plano del captador, refiriéndose a un periodo de tiempo.

El rendimiento anual se define como:

$$\eta_{\text{anual}} = \left(\frac{Q_{\text{solar}}}{H_{\beta} \cdot S} \right) \cdot 100$$

Dónde:

- a) η_{anual} , es el rendimiento anual de la instalación en (%).
- b) Q_{solar} , es el aporte anual de energía solar (kWh).
- c) H_{β} , es la irradiación anual incidente sobre el plano del captador (kWh/m²).
- d) S , es la superficie de captación (m²).

4.10.3.5. Temperatura de estancamiento

En el dimensionamiento de los SST se calculará la temperatura de estancamiento del campo de captadores, para comprobar no se supera la de diseño indicada por el fabricante.

En la curva de rendimiento de un captador solar, el corte con el eje de abscisas, es el punto en el cual el rendimiento instantáneo es nulo. Se puede deber a dos factores, a un nivel muy bajo de irradiancia solar; o al caso que la temperatura del fluido dentro del captador es tan elevada que sus pérdidas térmicas son iguales a la energía absorbida por el mismo siendo el balance de energía nulo. Cuando se produce esta última condición, se le denomina temperatura de estancamiento, correspondiendo la temperatura del absorbedor cuando no circula fluido por el captador.

Conforme a la norma UNE 12975-2 Anexo C, la temperatura de estancamiento debe estar referida a una irradiancia de 1000 W/m² y a una temperatura ambiente de 30 °C.

La temperatura de estancamiento es una característica intrínseca del captador solar, se determinará a partir de la expresión:

$$\dot{Q}_u = S \cdot [G_{\beta}(\tau\alpha) - U_L(t_{p,m} - t_a)]$$

Donde,

- a) \dot{Q}_u , es la potencia útil (W).
- b) G_{β} , es la irradiancia sobre el plano del captador inclinado β grados (W/m²).
- c) S , es la superficie útil del captador, área de apertura (m²).
- d) τ , es el coeficiente de transmisión de la cubierta.
- e) α , es el coeficiente de absorción del absorbedor.
- f) U_L , es el coeficiente global de pérdidas del captador (W/m² °C).
- g) $t_{p,m}$, es la temperatura media de absorbedor (°C).
- h) t_a , es la temperatura ambiente (°C).

Si no hay fluido $\dot{Q}_u = 0$, por tanto,

$$G_{\beta}(\tau\alpha) = U_L(t_{p,m} - t_2)$$

Deduciéndose la temperatura de estancamiento de la expresión.

$$t_{p,m} = t_2 + \frac{G_{\beta}(\tau\alpha)}{U_L}$$

4.10.4. Ajuste de la curva de rendimiento de un captador

En ocasiones la curva de rendimiento se representa en función de la temperatura media del fluido o en función de la temperatura del fluido a la salida del captador.

4.10.4.1. Rendimiento en función de la temperatura media del captador

$$\eta = F_m(\tau\alpha) - F_m U_L \frac{(t_m - t_2)}{G_{\beta}}$$

Donde,

$$t_m = \frac{t_e - t_s}{2}$$

$$F_R(\tau\alpha) = F_m \left[\tau\alpha \left[\frac{\frac{\dot{m}C_p}{S}}{\frac{\dot{m}C_p}{S} + \frac{F_m U_L}{2}} \right] \right] = F_m(\tau\alpha) \cdot K$$

$$F_R U_L = F_m U_L \cdot K$$

$$K = \left[\frac{\frac{\dot{m}C_p}{S}}{\frac{\dot{m}C_p}{S} + \frac{F_m U_L}{2}} \right]$$

Dónde:

t_s , es la temperatura del fluido a la salida del captador ($^{\circ}$ C).

t_m , es la temperatura media del fluido ($^{\circ}$ C).

\dot{m} , es el caudal másico del fluido (kg/s).

C_p , calor específico del fluido (kJ/kg $^{\circ}$ C).

t_e , es la temperatura del fluido a la entrada del captador ($^{\circ}$ C)

S , es la superficie útil del captador (m²)

t_a , es la temperatura ambiente ($^{\circ}$ C).

4.10.4.2. Rendimiento en función de la temperatura de salida del captador

$$\eta = F_o(\tau\alpha) - F_o U_L \frac{(t_s - t_2)}{G_{\beta}}$$

$$F_R(\tau\alpha) = F_0 \left[\tau\alpha \left[\frac{\frac{\dot{m}C_p}{S}}{\frac{\dot{m}C_p}{S} + \frac{F_0 U_L}{2}} \right] \right] = F_0(\tau\alpha) \cdot K_0$$

$$F_R U_L = F_0 U_L \cdot K_0$$

$$K_0 = \left[\frac{\frac{\dot{m}C_p}{S}}{\frac{\dot{m}C_p}{S} + \frac{F_0 U_L}{2}} \right]$$

Dónde:

t_s , es la temperatura del fluido a la salida del captador (° C).

\dot{m} , es el caudal másico del fluido (kg/s).

C_p , calor específico del fluido (kJ/kg °C).

S , es la superficie útil del captador (m²).

t_a , es la temperatura ambiente (° C).

5. Climatización de Piscinas

La temperatura ideal para el baño en las piscinas se recomienda entre los 24 y 27 °C. Una temperatura mayor de 27 °C a los pocos minutos de permanecer en el agua, puede resultar molesta, sobre todo para aquellos bañistas más activos.

Las piscinas para aplicaciones terapéuticas dispondrán de una temperatura acorde al tratamiento.

Tabla 12. Temperaturas recomendadas.

Uso principal		Temperatura del agua (°C)
Público	Recreo	25
	Chapoteo	24
	Enseñanza	25
	Entrenamiento	26
	Competición	24
Privado		25/26

Guía práctica de Energía Solar Térmica. Agencia Valenciana de la Energía. AVEN. Generalitat Valenciana. España 2009. Se basa en el RITE.

En aquellas épocas del año donde no sea necesario realizar el calentamiento del agua de la piscina, se deberá anular la circulación del agua por el circuito primario o de captadores. Existe

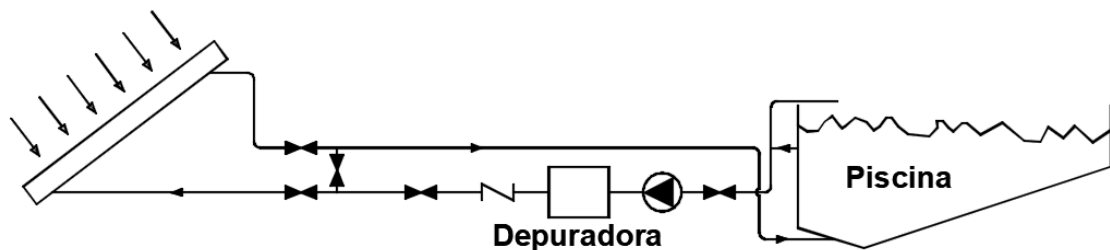
la posibilidad de realizar una circulación nocturna para extraer calor de la piscina y emitirlo por los captadores con la finalidad de disminuir la temperatura de la piscina.

Los SST para climatización de piscinas pueden utilizar tanto los captadores metálicos clásicos, propios de las instalaciones de ACS, como captadores de caucho o plástico (polipropileno o polietileno), sin cubierta, carcasa o aislante.

5.1. Características de la instalación

- a) Salto térmico en el captador pequeño.
- b) Caudal circulante alto, por encima de $150 \frac{l}{h} \cdot m^2$. Para instalaciones pequeñas se recomienda un caudal de $300 \frac{l}{h} \cdot m^2$.
- c) Su pérdida de carga por m^2 de captador es de 200 mm de columna de agua para un caudal de $150 \frac{l}{h} \cdot m^2$.
- d) Se deberá realizar un control automático de la instalación que impida al agua pasar por los captadores cuando la temperatura del agua de la piscina sea mayor o igual a $28^\circ C$, o superior a la salida del captador.
- e) Para el control de la temperatura del agua se dispondrá una sonda de temperatura en el retorno de agua al cambiador de calor y un termostato de seguridad dotado de rearme manual en la impulsión que enclave el sistema de generación de calor, la temperatura de calibrado del termostato de seguridad será, como máximo, $10^\circ C$ mayor que la temperatura máxima de impulsión.

Figura 10. Esquema básico de climatización de piscina.



Cañada Ribera Javier. Apuntes de la materia: Cálculo y Diseño de Instalaciones Solares Térmicas. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2007.

5.2. Cálculo de la superficie captadora

El dimensionado de la superficie de captación en los SST para climatización de piscinas se realizará atendiendo a los siguientes criterios.

- a) Se supone una temperatura del agua de la piscina comprendida entre 24 y $27^\circ C$.
- b) La hipótesis de cálculo será conseguir que la temperatura del agua durante el mes a considerar sea la definida por el usuario.
- c) Se consideran las aportaciones energéticas al sistema.

- d) Se consideran las pérdidas energéticas del sistema.
- e) Las pérdidas térmicas en el agua de las piscinas durante las 24 h han de ser compensadas por las aportaciones energéticas, tanto directas como obtenidas por el SST.

Para el calentamiento de la piscina tendremos los siguientes aportes energéticos:

- a) Irradiación solar sobre la lámina libre del agua, es decir sobre la superficie (H).
- b) Energía procedente de los captadores solares térmicos. (Q).

Una característica de estas instalaciones es que las pérdidas de calor se producen a lo largo de las 24 horas del día. Como pérdidas tenemos:

- a) Pérdidas por reflexión en la superficie del agua, de aproximadamente el 8 %. Además de pérdidas ocasionadas por el sombreado parcial causado por el borde de la piscina y otras pérdidas de menor cuantía. Como consecuencia se supone que la energía neta directamente aportada por la piscina es igual a 0,85 H. Si la piscina recibe sombras de edificios o árboles en horas de radiación considerable, el coeficiente que multiplica a H oscila entre 0,8 y 0,75. También aplicaremos este coeficiente si las paredes y el fondo de la piscina son muy claros.
- b) P_{rad} : pérdidas por radiación hacia la atmósfera de la lámina de agua. Las pérdidas son considerables durante la noche, cuando la temperatura ambiente es inferior a la del día.
- c) P_{evap} : Pérdidas por evaporación en la lámina del agua. Cuando se produce la evaporación del agua de la superficie de la piscina, para realizar el paso del agua en estado líquido al agua en estado gaseoso o en vapor, se requiere de una considerable energía por gramo de agua. Esa energía se obtiene del resto de agua líquida, es decir que, para evaporarse un gramo de agua, obtiene la energía que le falta del agua que lo envuelve. El fenómeno de la evaporación es continuo, pero depende del grado de humedad atmosférico, de la temperatura del aire y de la velocidad del viento.
- d) P_{conv} : Pérdidas por convección aire-agua en la lámina de agua, la cual se ve sometida a la acción del viento, es decir, el viento barre la superficie del agua. Estas pérdidas dependerán de la velocidad del viento, llegándose en algunos casos a producir en lugar de la pérdida, el aporte de energía cuando el aire se encuentra a una temperatura superior a los 27 °C.
- e) P_{trans} : Pérdidas de conducción a través de las paredes y el fondo de la piscina. *Se consideran despreciables frente al valor de las otras pérdidas citadas anteriormente.*
- f) P_{renov} : Pérdidas por rellenado parcial del vaso de las piscinas. *Se pueden considerar despreciables.*

Para evitar las pérdidas durante la noche se recomienda el uso de mantas térmicas, anulándose las pérdidas por evaporación y reduciéndose las pérdidas por radiación y convección. Los materiales constructivos de las mantas térmicas son generalmente polietileno, polipropileno o vinilo con tratamientos para resistir el efecto de la radiación ultravioleta.

No obstante, se debe tener en cuenta que las mantas térmicas pueden favorecer la proliferación de microorganismos, asimismo se debe asegurar su correcta sujeción para evitar en accidentes con consecuencias fatales en el caso de caídas.

El dimensionamiento del SST para climatización de piscinas se realizará de acuerdo al balance de energía entre los aportes y pérdidas citados anteriormente, empleando un método empírico

en el cual se consideran los valores de los distintos parámetros de pérdidas, dando lugar a una serie de tablas-resumen, fruto de la realización de medidas y consideraciones teórico-prácticas.

El procedimiento aplica para piscinas con una profundidad de dos metros, llenas hasta 30 cm del borde y en terreno libre de obstáculos.

A partir de las tablas se definen las pérdidas de evaporación, convección y radiación expresadas en MJ/m².

Tabla 13. Pérdidas por radiación.

Pérdidas por radiación (MJ/m ²)																		
T _{amb}	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Sin manta	14,6	14,1	13,5	13,0	12,5	12,0	11,4	10,8	10,3	9,7	9,1	8,5	7,9	7,3	6,7	6,0	5,4	4,7
Con manta	9,6	9,2	8,9	8,5	8,2	7,8	7,5	7,1	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,7	4,3	3,8	3,4	2,9

Cañada Ribera Javier. Manual de Energía Solar Térmica: diseño y cálculo de instalaciones. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2008. ISBN: 978-84-83633-37-3

Dónde:

- a) T_{amb}, es la temperatura media durante las horas de sol. °C.

Asimismo, el proceso de cálculo se puede realizar empleando las siguientes expresiones equivalentes para obtener el calor perdido:

$$Q_{rad} = S_{vaso} \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{vaso}^4 - T_{ciclo}^4)$$

$$T_{ciclo} = 0,0552 \cdot T_{amb}^{1,5}$$

$$Q_{rad} = S_{vaso} \cdot h_r \cdot (T_{vaso} - T_{ciclo})$$

$$h_r = 4 \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot T_m^3$$

$$T_m = \frac{T_{vaso} + T_{ciclo}}{2}$$

Dónde:

- a) Q_{rad}, es el calor perdido por radiación desde la superficie del líquido, en W.
 b) ε, es la emisividad del agua con un valor de 0,95.
 c) σ, es la constante de Stefan-Boltzmann, $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$
 d) T_{vaso}, la temperatura del agua de la piscina, en K.
 e) T_{amb}, la temperatura media ambiente, en K.
 f) S_{vaso}, el área de la superficie de la piscina, en m².
 g) T_m, es la temperatura media, en K.
 h) T_{ciclo}, es la temperatura ambiental corregida, K.

En piscina cubierta T_{ciclo} es igual a T_{amb}.

Y a partir de la potencia se determina energía:

$$p_{rad} = Q_{rad} \cdot t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}$$

Dónde:

- a) p_{rad} , es la energía perdida por radiación, en MJ.
- b) Q_{rad} , es el calor perdido por radiación desde la superficie del líquido, en W.
- c) t , son las horas a lo largo del día.

Tabla 14. Pérdidas por evaporación sin manta.

Pérdidas por evaporación (MJ/m ²) sin manta.				
Viento	Nulo o débil.	Flojo.	Moderado.	Fuerte.
Grado humedad				
Zona muy seca.	7,3	9,1	15,1	21,0
Zona seca.	6,5	7,8	12,5	17,3
Zona media.	5,6	6,5	9,9	13,4
Zona humedad alta.	4,8	5,2	7,3	9,5
Zona muy húmeda.	3,8	3,9	4,8	5,6

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Tabla 15. Pérdidas por evaporación con manta.

Pérdidas por evaporación (MJ/m ²) con manta.				
Viento	Nulo o débil.	Flojo.	Moderado.	Fuerte.
Grado humedad				
Zona muy seca.	4,4	5,4	9,1	12,7
Zona seca.	3,9	4,7	7,5	10,4
Zona media.	3,4	3,9	6,0	8,0
Zona humedad alta.	2,9	3,1	4,4	5,7
Zona muy húmeda.	2,3	2,3	2,9	3,4

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Asimismo, el proceso de cálculo se puede realizar empleando las siguientes expresiones equivalentes para obtener el calor perdido:

$$Q_{evap} = S_{vaso} \cdot P_{atm} \cdot \left[35 \cdot V_{viento} + 43 \cdot (T_{vaso} - T_{amb})^{\frac{1}{3}} \right] \cdot (W_{vaso} - W_{amb})$$

Dónde:

- a) Q_{evap} , es el calor perdido por radiación desde la superficie del líquido, en W.
- b) P_{atm} , es la presión atmosférica, en kPa.
- c) V_{viento} , es la velocidad del viento en m/s.
- d) T_{vaso} , la temperatura del agua de la piscina, en K.
- e) T_{amb} , la temperatura media ambiente, en K.
- f) S_{vaso} , el área de la superficie de la piscina, en m².

- g) W_{vaso} , relación de humedad a la temperatura de la piscina.
- h) W_{amb} , humedad relativa en los alrededores de la piscina.

Y a partir de la potencia se determina energía:

$$P_{\text{evap}} = Q_{\text{evap}} \cdot t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}$$

Dónde:

- a) P_{evap} , es la energía perdida por evaporación, en MJ.
- b) Q_{evap} , es el calor perdido por evaporación desde la superficie del líquido, en W.
- c) t , son las horas a lo largo del día.

Tabla 16. Pérdidas por convección sin manta.

Pérdidas por convección con el aire (MJ/m ²) sin manta.				
Viento	Nulo o débil.	Flojo.	Moderado.	Fuerte.
T _a (°C)				
15	11,3	16,3	20,0	25,1
16	10,5	15,2	18,7	23,3
17	9,7	14,0	17,3	21,6
18	8,9	12,9	15,9	19,9
19	8,2	11,8	14,5	18,1
20	7,4	10,7	13,1	16,4
21	6,6	9,5	11,8	14,7
22	5,8	8,4	10,4	13,0
23	5,1	7,3	9,0	11,2
24	4,3	6,2	7,6	9,5
25	3,5	5,1	6,2	7,8
26	2,7	3,9	4,8	6,0
27	1,9	2,8	3,5	4,3
28	1,2	1,7	2,1	2,6
29	0,4	0,6	0,7	0,9
30	-0,4	-0,6	-0,7	-0,9
31	-1,2	-1,7	-2,1	-2,6
32	-1,9	-2,8	-3,5	-4,3

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Tabla 17. Pérdidas por convección con manta.

Pérdidas por convección con el aire (MJ/m ²) con manta.				
Viento	Nulo o débil.	Flojo.	Moderado.	Fuerte.
T _a (°C)				
15	6,2	8,9	11,0	13,7
16	5,7	8,2	10,1	12,6
17	5,2	7,5	9,2	11,5
18	4,7	6,8	8,3	10,4
19	4,2	6,0	7,4	9,3
20	3,7	5,3	6,5	8,2
21	3,2	4,6	5,7	7,1
22	2,7	3,9	4,8	6,0
23	2,2	3,2	3,9	4,9
24	1,7	2,4	3,0	3,7

25	1,2	1,7	2,1	2,6
26	0,7	1,0	1,2	1,5
27	0,2	0,3	0,3	0,4
28	-0,3	-0,4	-0,5	-0,7
29	-0,8	-1,2	-1,4	-1,8
30	-1,3	-1,9	-2,3	-2,9
31	-1,8	-2,6	-3,2	-4,0
32	-2,3	-3,3	-4,1	-5,1

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Asimismo, el proceso de cálculo se puede realizar empleando las siguientes expresiones equivalentes para obtener el calor perdido:

$$Q_{conv} = S_{vaso} \cdot Q_{evap} \cdot 0,0006 \cdot \left(\frac{T_{vaso} - T_{amb}}{W_{vaso} - W_{amb}} \right)$$

Dónde:

- a) Q_{conv} , es el calor perdido por convección desde la superficie del líquido, en W.
- b) Q_{evap} , es el calor perdido por radiación desde la superficie del líquido, en W.
- c) T_{vaso} , la temperatura del agua de la piscina, en K.
- d) T_{amb} , la temperatura media ambiente, en K.
- e) S_{vaso} , el área de la superficie de la piscina, en m².
- f) W_{vaso} , relación de humedad a la temperatura de la piscina.
- g) W_{amb} , humedad relativa en los alrededores de la piscina.

Y a partir de la potencia se determina energía:

$$p_{conv} = Q_{conv} \cdot t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}$$

Dónde:

- d) p_{conv} , es la energía perdida por convección, en MJ.
- e) Q_{conv} , es el calor perdido por convección desde la superficie del líquido, en W.
- f) t , son las horas a lo largo del día.

Tabla 18. Velocidad del Viento

Velocidad del viento.	
Nulo o débil.	$v < 3 \text{ m/s}$
Flojo.	$3 < v < 5 \text{ m/s}$
Moderado.	$5 < v < 7 \text{ m/s}$
Fuerte.	$7 \text{ m/s} < v$

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Tabla 19. Grado de Humedad

Grado de Humedad.	
Zona muy seca.	35 % - 45 %
Zona seca.	45 % - 55 %
Zona media.	55 % - 65 %
Zona humedad alta.	65 % - 75 %
Zona muy húmeda.	> 75 %

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Para el cálculo de las pérdidas de transmisión o conducción y renovación se considerarán las siguientes expresiones:

$$Q_{trans} = S_{env} \cdot U_{env} \cdot (T_{vaso} - T_{terreno}) \cdot 24 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}$$

$$p_{trans} = \frac{Q_{trans}}{S_{vaso}}$$

Dónde:

- Q_{trans} , es la energía transmitida por la envolvente al terreno (MJ).
- S_{env} , es la superficie de la envolvente, constituida por las superficies laterales y el fondo de la piscina (m^2).
- U_{env} , es la conductividad térmica promedio de la envolvente. (W/m^2K).
- T_{vaso} , temperatura del vaso de la piscina ($^{\circ}C$).
- $T_{terreno}$, temperatura promedio del terreno ($^{\circ}C$).
- S_{vaso} , es la superficie del vaso de la piscina o lámina libre (m^2).
- p_{trans} , es la pérdida de energía por unidad de superficie del vaso de la piscina (MJ/m^2).

$$Q_{ren} = V_{vaso} \cdot \%_{ren} \cdot \rho_{agua} \cdot C_{e_{agua}} \cdot (T_{vaso} - T_{agua}) \cdot 10^{-3}$$

$$p_{ren} = \frac{Q_{ren}}{S_{vaso}}$$

Dónde:

- Q_{ren} , es la energía pérdida por renovación del agua del vaso de la piscina (MJ).
- V_{vaso} , volumen del vaso de la piscina (m^3).
- $\%$, es el porcentaje de renovación sobre el volumen de la piscina.
- ρ_{agua} , densidad del agua, 1.000 kg/m^3 .
- $C_{e_{agua}}$, calor específico del agua $4,18 \text{ kJ/kg } ^{\circ}C$.

- f) T_{vaso} , temperatura del vaso de la piscina ($^{\circ}\text{C}$).
- g) T_{agua} , temperatura del agua de red ($^{\circ}\text{C}$).
- h) S_{vaso} , es la superficie del vaso de la piscina o lámina libre (m^2).
- i) P_{renj} es la pérdida de energía por unidad de superficie del vaso de la piscina (MJ/m^2).

Las pérdidas totales por m^2 se definen como:

$$P = P_{\text{evap}} + P_{\text{conv}} + P_{\text{rad}} + P_{\text{trans}} + P_{\text{ren}}$$

Para una piscina de superficie S_{vaso} , las pérdidas totales se determinan por:

$$P = S_{\text{vaso}} \cdot p$$

Dónde:

- a) P: pérdida total expresadas en MJ.
- b) S_{vaso} : superficie de lámina libre del vaso de la piscina (m^2).
- c) p: pérdidas globales por m^2 (MJ/m^2).

La irradiación recibida por el agua de la piscina se puede estimar entorno al 85% de la irradiación sobre superficie horizontal, H (MJ/m^2), como consecuencia de las pérdidas por reflexión de la radiación solar sobre la superficie del agua y las pérdidas por la sombra proyectada por el contorno de la piscina sobre el agua. Siendo por tanto la energía total recibida por el agua de la piscina:

$$E_{\text{inc}} = 0,85 \cdot H \cdot S$$

Dónde:

- a) E_{inc} : energía total recibida por el agua de la piscina (MJ).
- b) H: irradiación global sobre superficie horizontal (MJ/m^2).
- c) S: superficie de lámina libre de la piscina.
- d) 0,85: coeficiente adimensional de pérdidas por reflexión.

A partir de las pérdidas y el aporte de la radiación solar incidente sobre la superficie de la piscina, corregido por el coeficiente de pérdidas por reflexión; la energía a suministrar por los captadores será expresada en MJ:

$$E_{\text{SST}} = P - E_{\text{inc}} = P - 0,85 \cdot H \cdot S$$

Puede suceder que en algunos meses el aporte de energía directa mediante radiación solar, corregida por el factor de pérdidas de reflexión, sea mayor que las pérdidas totales que se producen en la piscina.

Para este tipo de aplicaciones el campo de captadores se puede ubicar de manera horizontal o aprovechando las pendientes de alguna cubierta. Los captadores son flexibles por lo que se adaptan bien a las distintas superficies.

Determinada la Energía que debe aportar el SST, se ha de calcular la superficie de captación, aplicando la siguiente expresión:

$$E_{m2_cap} = \eta \cdot H_{\beta}$$

Dónde:

- E_{m2_cap} : la energía producida por metro cuadrado de captador (MJ/m^2).
- η : rendimiento medio del captador. Se obtiene a partir de la curva de rendimiento del captador o de su expresión de rendimiento.
- H_{β} : irradiación diaria sobre el plano del captador inclinado β grados (MJ/m^2).

En los captadores plásticos no es recomendable superar una temperatura de trabajo de 30 °C. Asimismo en los captadores plásticos, los cuales su superficie absorbadora se encuentra en contacto con el ambiente, en su expresión del rendimiento:

$$\eta = F'_R(\tau\alpha) - b_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_{\beta}}$$

El valor de b_1 , coeficiente global de pérdidas de primer grado ($W/m^2 \cdot ^\circ C$), se recomienda corregir por acción del viento, siempre que el resultado de b_{1mod} sea mayor a b_1 , según la expresión:

$$b_{1mod} = b_1 \cdot 0,8 + 1,8 \cdot V_{viento}$$

Dónde:

- b_{1mod} es el coeficiente global de pérdidas de primer grado corregido ($W/m^2 \cdot ^\circ C$).
- b_1 , coeficiente global de pérdidas de primer grado ($W/m^2 \cdot ^\circ C$) de la curva del captador.
- V_{viento} , la velocidad del viento en m/s.

La superficie total de captación se determina a partir de la siguiente expresión:

$$S_{cap} = \frac{E_{SST}}{E_{m2_cap}}$$

Dónde:

- S_{cap} : superficie total útil de captación, se considera el área de apertura (m^2).

Para el caso de piscinas cubiertas se pueden utilizar como una primera aproximación las tablas anteriores realizando los siguientes supuestos.

- Viento: nulo.
- Temperatura ambiente: 28 °C.
- Humedad: zona húmeda 65 %.
- Aportación solar: nula.

En las instalaciones cubiertas los valores de temperatura y humedad se pueden controlar internamente.

La temperatura seca del aire de los locales que alberguen piscinas climatizadas se deberá mantener entre 2 °C y 3 °C sobre la temperatura del agua del vaso, con un mínimo de 26 °C y un máximo de 28 °C.

La humedad relativa del ambiente se mantendrá siempre por debajo de 65% para proteger los cerramientos de la formación de condensaciones. Para evitar la formación de condensaciones sobre las paredes del local en el cual se albergue la piscina se puede utilizar aire del exterior. Este aire deberá ser de buena calidad (IDA 2).

Para un dimensionado más elaborado, la potencia térmica necesaria para calentar el agua de la piscina se efectuará teniendo en cuenta las siguientes pérdidas:

- a) Por transferencia de vapor de agua al ambiente:
 - Desde la superficie del agua al ambiente.
 - Desde el suelo mojado alrededor de la piscina.
 - Desde el cuerpo de las personas mojadas.
- b) Por convección de la superficie del agua de vaso de la piscina.
- c) Por radiación de la superficie de agua hacia los cerramientos.
- d) Por conducción a través de las paredes del vaso de la piscina.
- e) Por renovación del agua de la piscina.

El equipo productor de calor se dimensionará para las condiciones de régimen de funcionamiento.

6. Manual de Uso

El manual de uso forma parte del suministro de la instalación y será entregado por la empresa instaladora al usuario en el momento de la recepción. Recogerá todas aquellas descripciones, instrucciones y recomendaciones necesarias para que el operador conozca el correcto uso y funcionamiento de la instalación y para asegurar que, a lo largo de su vida útil, se realice con la máxima eficiencia energética, garantizando la seguridad, la durabilidad y la protección del medio ambiente, así como las exigencias establecidas en el proyecto. Incluirá, al menos, la definición de los siguientes contenidos:

- a) Proyecto de la instalación incluyendo la memoria de cálculo y diseño actualizada, con las modificaciones o adaptaciones realizadas durante el montaje de la instalación, y todos sus esquemas y planos constructivos.
- b) Características de funcionamiento.
- c) Instrucciones de operación. Para que el operador pueda efectuar todas las operaciones previstas: arranque y parada de la instalación, actuaciones de las válvulas que puedan ser necesarias, etc.
- d) Medidas de seguridad. Para reducir a límites aceptables el riesgo de que los usuarios u operadores sufran daños inmediatos durante el uso de la instalación.
- e) Programa de ruta de vigilancia y mantenimiento.
- f) Condiciones de la garantía.

Dentro de las características de funcionamiento, se debe incluir un diagrama de la instalación con la identificación de los equipos, los dispositivos de control y medición, indicando el sentido de flujo. Se debe explicar claramente el funcionamiento de la instalación:

- a) Proceso de calentamiento del agua del acumulador y circulaciones del fluido.

- b) Proceso de extracción o consumo de agua caliente.
- c) Funcionamiento del sistema de energía de apoyo.

Asimismo, se incluirán los datos relativos a:

- a) Valores nominales, estarán establecidos los valores nominales de las distintas variables que puedan intervenir y/o visualizarse durante la operación normal de la instalación: temperaturas de agua, presiones de circuitos, entre otros.
- b) Límites operacionales, se definirán los límites operaciones de estas variables que definen los rangos de su funcionamiento normal..
- c) Límites funcionales, se definirán los valores límites, de parámetros funcionales, del conjunto y de los componentes principales: presión máxima de trabajo, temperatura máxima admisible, etc.

Se concretarán las características constructivas o funcionales que establecen dichos valores límites: resistencia de materiales, de recubrimientos, etc., así como las medidas adoptadas en el diseño para no sobrepasar los límites funcionales.

Se aportará la información necesaria para conocer las prestaciones de la instalación, entendidas como la cantidad de energía solar que aporta a un consumo determinado y con unas condiciones climáticas definidas.

7. Plan de Mantenimiento

El objeto del plan de mantenimiento, es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado funcionamiento de los SST, sin perjuicio de aquellas operaciones de mantenimiento derivadas de otras normativas, para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, que aseguren el funcionamiento yaumenten la fiabilidad.(Ver Anexo 2).

8. Consideraciones para el Montaje

La instalación se construirá en su totalidad utilizando materiales y procedimientos de ejecución que garanticen las exigencias del servicio, durabilidad, salubridad y mantenimiento. (Ver Anexo 3).

9. Bibliografía

Ministerio de Fomento de España, Dirección General de la Vivienda, la Arquitectura y el Urbanismo, "DOCUMENTO BASICO HE DE AHORRO DE ENERGIA: APORTACION MINIMA DE AGUACALIENTE SANITARIA" (CTE HE4), Madrid, (Versión publicada en el BOE 12/09/2013 con corrección de errores del BOE del 08/11/2013)

Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Consejo Nacional de Electricidad –"ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA", 2008. Link: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf

Asociación al Servicio de la Investigación y la Tecnología (ASIT), *Guía de la energía solar térmica*. España, 2010, p. 1-144.

Duffie, J.A; Beckman, W.A; “*Solar engineering of thermal Processes*”; 4ta Edición, Wisconsin-Madison.

Guasumba J. “Modelado Térmico del colector solar plano”, ESPE, (2003), p. 1-84.

“Sistemas solares térmicos: Manual de diseño para el calentamiento de agua”, Corporación de Desarrollo Tecnológico, de la Cámara Chilena de la Construcción, (2007), p.1-141. Link: <http://www.cdt.cl>

Ley Nº 20.365, Chile. Establece Franquicia Tributaria respecto a Sistemas Solares Térmicos.

Res Ex Nº 502, del 30 de septiembre de 2010, del Ministerio de Energía de Chile, que establece Norma Técnica.

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, marzo 2006.

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). PET-REV-enero 2009. España.

Guía práctica de Energía Solar Térmica. Agencia Valenciana de la Energía. AVEN. Generalitat Valenciana. España 2009.

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. España 2013.

Sistemas Solares Térmicos II. Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria. MINENERGIA /GEF/PNUD/CDT. Chile 2010. ISBN: 978-956-7469-25-3.

Manual Sistema Solares Térmicos. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Chile. ISBN: 978-956-9432-04-0.

Manual práctico del técnico solar. Sistemas Solares Térmicos de Agua Caliente Sanitaria en viviendas unifamiliares. MINENERGIA /GEF/PNUD/PNUMA. Chile 2013. ISBN: 978-956-7469-43-7.

Cañada Ribera Javier. Manual de Energía Solar Térmica: diseño y cálculo de instalaciones. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2008. ISBN: 978-84-83633-37-3.

Cañada Ribera Javier. Apuntes de la materia: Cálculo y Diseño de Instalaciones Solares Térmicas. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2007.

Guía técnica de agua caliente sanitaria central. Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración (ATECYR). Serie: Ahorro y Eficiencia en la Climatización. IDAE. ISBN: 978-84-96680-52-4.

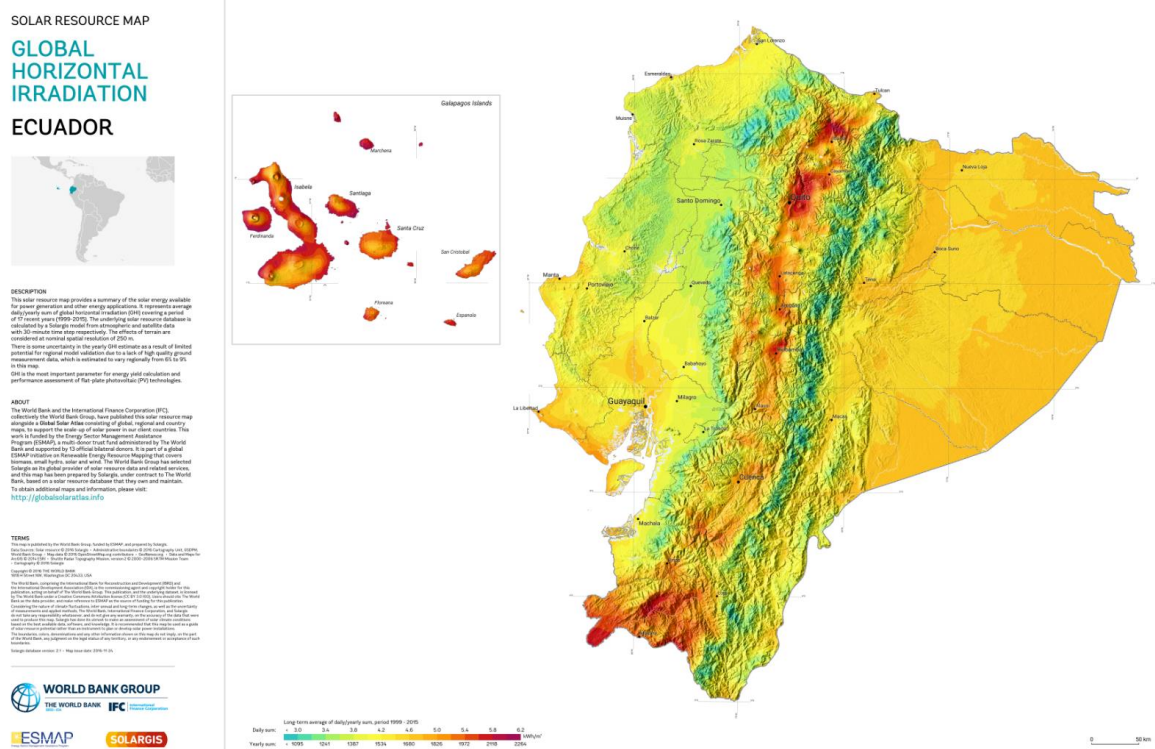
CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2.

A. Mapas banco mundial

Los mapas solares de Ecuador se pueden descargar de: <http://worldbank-atlas.herokuapp.com/downloads/ecuador>

El producto del atlas solar se puede encontrar en: <http://globalsolaratlas.info/>

Figura A.1. Mapa Solar Ecuador, Irradiación Global Horizontal, World Bank Group (2016)



B. Programa de Mantenimiento

Se definen dos escalones de actuación, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo. Adicionalmente al mantenimiento preventivo, se incorpora un plan de vigilancia complementario, basado en las inspecciones visuales; también se le conoce como mantenimiento predictivo. Siendo por tanto el conjunto de operaciones de mantenimiento el siguiente.

- a) Plan de vigilancia o mantenimiento predictivo.
- b) Plan de mantenimiento preventivo.
- c) Plan de mantenimiento correctivo.

B.1. Plan de vigilancia o mantenimiento predictivo

Como su nombre indica el plan de vigilancia debe predecir o anticiparse a cualquier posible falla del SST. Es el conjunto de actividades propuestas con dicho objetivo. Se elaborará un plan de actuación de acciones cuya ejecución evite cualquier posible daño..

El mantenimiento predictivo, requiere de un conocimiento detallado de los componentes de la instalación, así como un conjunto de pruebas predictivas, registros históricos y un sistema de monitorización, que permite realizar un análisis continuo de los parámetros de operación más sensibles.

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que aseguran valores operacionales correctos. Es un plan de observación simple registrado en una ficha técnica de los parámetros funcionales principales, para verificar el correcto funcionamiento de la instalación.

Tabla B.1. Ejemplo Ficha

Elemento	Operación	Descripción	Frecuencia
Captadores	Limpieza de cubierta	Con agua y productos adecuados	A determinar
	Cristales	Condensaciones en las horas centrales del día	3 meses
	Juntas	Agrietamientos y deformaciones	3 meses
	Absorbedor	Corrosión, deformación, fugas, etc.	3 meses
	Conexiones	Fugas	3 meses
	Estructura	Degradación, indicios de corrosión	3 meses
Circuito primario	Tubería, aislamiento y sistema de llenado	Ausencia de humedad y fugas	6 meses
	Purgador manual	Vaciar el aire del botellín	3 meses
Circuito secundario.	Tubería y aislamiento	Ausencia de humedad y fugas	6 meses
	Acumulador solar	Purgado de la acumulación de lodos en la parte inferior del acumulador	3 meses
	Termómetro	Temperatura	Diaria

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

B.2. Inspección visual

La inspección visual es la prueba más básica y de menor costo que tiene por objetivo verificar, mediante el ojo humano y la ayuda de instrumentos de iluminación y aumento de visión, el correcto estado externo e interno de un equipo y sus componentes. La inspección visual puede ser directa, indirecta o remota.

Para realizar una adecuada inspección visual hay que considerar que el campo de visión humano, es de 120°- 50° por sobre la línea visual estándar (horizontal) y 70° por debajo de la misma. Se recomienda realizar la inspección visual a una distancia de separación de 300 mm a 600 mm del equipo inspeccionado y a un ángulo no menor a 30° de su superficie.

B.3. Plan de mantenimiento preventivo

Se define como el conjunto de actividades programadas con el objetivo de evitar fallas como consecuencia del desgaste de los componentes a corto, mediano y largo plazo. Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Consideraciones del plan de mantenimiento.

- a) El mantenimiento implicará, como mínimo, una revisión anual para instalaciones con superficie de captación inferior a 20 m² y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficie de captación superior a 20 m².
- b) El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general. La instalación tendrá un manual de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo. Además de tener un manual de usuario que deberá ser entregado por el proveedor del sistema instalado.
- c) Se debe considerar todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarios para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

A continuación, se desarrollan de forma detallada las operaciones de mantenimiento que deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente, la periodicidad mínima establecida (en meses) y observaciones en relación con las prevenciones a observar.

Tabla B.3.1. Operaciones de Mantenimiento del sistema de Captación

Elemento	Descripción	Frecuencia
Captadores	Diferencia sobre original	6 meses
	Diferencias entre captadores	6 meses
Cristales	Condensaciones y suciedad	6 meses
Juntas	Agrietamientos, deformaciones	6 meses
Absorbedor	Corrosión, deformaciones	6 meses
Carcasa	Deformación, oscilaciones, orificios de ventilación	6 meses
Conexiones	Aparición de fugas	6 meses
Estructura	Degradación, indicios de corrosión, y apriete pernos	6 meses
Captadores *	Tapado parcial del campo de captadores	A determinar
Captadores *	Destapado parcial del campo de captadores	A determinar
Captadores *	Vaciado parcial del campo de captadores	A determinar
Captadores *	Llenado parcial del campo de captadores	A determinar

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

Captadores, aplicará en aquellos supuestos correspondientes al apartado 4.1.

Tabla B.3.2. Operaciones de Mantenimiento del sistema de acumulación

Elemento	Descripción	Frecuencia
Acumulador	Presencia de lodos en el fondo	12 meses
Ánodo de sacrificio	Comprobación de desgaste	12 meses
Ánodos de corriente impresa	Comprobación del buen funcionamiento	12 meses
Aislamiento	Comprobar ausencia de humedad	12 meses
Carcasa	IV deformación, oscilaciones, orificios de ventilación	6 meses

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

IV: Inspección visual

Tabla B.3.3. Operaciones de Mantenimiento del intercambiador de calor

Elemento	Descripción.	Frecuencia
Intercambiador de placas	CF eficiencia y prestaciones	12 meses
	Limpieza	12 meses
Intercambiador de serpentín	CF eficiencia y prestaciones	12 meses
	Limpieza	12 meses

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

CF: control de funcionamiento.

Tabla B.3.4. Operaciones de Mantenimiento del circuito hidráulico

Elemento	Descripción.	Frecuencia
Fluido refrigerante	Comprobar su densidad y pH	12 meses
Estanqueidad	Efectuar prueba de presión	24 meses
Aislamiento en exterior	IV degradación de la protección, uniones y ausencia de humedad	6 meses
Aislamiento en interior	IV degradación, uniones y ausencia de humedad	12 meses
Purgador automático	CF y limpieza	12 meses
Purgador manual	Vaciar el aire del botellín	6 meses
Bomba	Estanqueidad	12 meses
Vaso de expansión cerrado	Comprobación de presión	6 meses
Sistema de llenado	CF actuación	6 meses
Válvula de corte	CF actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento	12 meses
Válvula de seguridad	CF actuación	12 meses

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

Tabla B.3.5. Operaciones de Mantenimiento del sistema eléctrico y de control

Elemento	Descripción	Frecuencia
Cuadro eléctrico	Comprobar que está siempre bien cerrado para evitar la entrada de polvo	12 meses
Control diferencial	CF actuación	12 meses
Termostato	CF actuación	12 meses
Verificación del sistema de medida	CF actuación	12 meses

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

Tabla B.3.6. Operaciones de Mantenimiento del sistema de energía auxiliar

Elemento	Descripción	Frecuencia
Sistema auxiliar	CF actuación	12 meses
Sondas de temperatura	CF actuación	12 meses

CTE DB-HE4. Código Técnico de la Edificación Documento Básico Ahorro de Energía Contribución Solar Mínima de Agua Caliente Sanitaria. Ministerio de Fomento. España, septiembre 2013.

Para las instalaciones menores de 20 m² se realizarán, conjuntamente en la inspección anual, las labores del plan de mantenimiento que tienen una frecuencia de 6 y 12 meses.

Dado que el sistema de energía auxiliar no forma parte del sistema de energía solar propiamente dicho, sólo será necesario realizar actuaciones sobre las conexiones del primero a este último, así como la verificación del funcionamiento combinado de ambos sistemas. Se deja un mantenimiento más exhaustivo para la empresa instaladora del sistema auxiliar.

B.4. Mantenimiento correctivo

Se define como el conjunto de actividades no previstas en un plan de mantenimiento periódico, se realizan posterior a un evento de falla, siendo su objetivo subsanarla.

El plan de mantenimiento correctivo incluye todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Incluye:

- a) La visita a la instalación en los plazos que se estipulen en la garantía y cada vez que el usuario lo requiera por avería.
- b) El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

C. Consideraciones de Montaje

C.1. Generalidades

Se tendrán en cuenta las especificaciones dadas por los fabricantes de cada uno de los componentes.

A efectos de las especificaciones de montaje de la instalación, éstas se complementarán con la aplicación de las reglamentaciones vigentes que tengan competencia en cada caso, de forma adicional se coordinará con las diferentes disciplinas relacionadas con el proyecto.

Es responsabilidad del contratista solicitar documentación técnica de conformidad con los capítulos de Seguridad Estructural de la Norma Ecuatoriana de la Construcción y toda la normativa vigente nacional, que garantice la viabilidad de la instalación, donde se contemple que el edificio reúne las condiciones necesarias para soportar las cargas de la instalación, indicándolo expresamente en la documentación, además de verificar la calidad de los materiales y agua utilizados, cuidando que se ajusten a lo especificado en esta norma, y el evitar el uso de materiales incompatibles entre sí.

Las aperturas de conexión de todos los aparatos y máquinas deberán estar adecuadamente protegidas durante el transporte, el almacenamiento y el montaje, hasta tanto no se proceda a su unión, por medio de elementos de taponamiento de forma y resistencia adecuada para evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedades dentro del aparato.

Se tendrá cuidado con materiales frágiles y delicados, como luminarias, mecanismos, equipos de medida, entre otros, que deberán quedar debidamente protegidos.

Durante el montaje, el suministrador deberá evacuar de la obra todos los materiales sobrantes de trabajos efectuados con anterioridad, en particular de sobrantes de tuberías y cables.

Asimismo, al final de la obra, deberá limpiar perfectamente cualquier tipo de suciedad de todos los equipos como: captadores, acumuladores, cajas térmicas, instrumentos de medida, y otros.

Antes de su colocación, todas las tuberías del SST deberán reconocerse y limpiarse de cualquier cuerpo extraño, como rebabas, óxidos, suciedades, otros.

La alineación de las tuberías en uniones y cambios de dirección se realizará con los correspondientes accesorios y/o cajas, centrando los ejes de las tuberías con los de las piezas especiales, sin tener que recurrir a forzar la instalación.

En las partes dañadas por roces en los equipos, producidos durante el traslado o el montaje, el suministrador aplicará pintura rica en zinc u otro material equivalente.

La instalación de los equipos, válvulas y purgadores permitirá su posterior acceso a efectos de su mantenimiento, reparación o desmontaje.

Una vez instalados los equipos, se procurará que las placas de características de estos sean visibles.

Todos los elementos metálicos que no estén debidamente protegidos contra la oxidación por el fabricante, serán recubiertos con dos manos de pintura antioxidante.

Los circuitos de distribución de agua caliente sanitaria se protegerán contra la corrosión por medio de ánodos de sacrificio.

Todos los equipos y circuitos podrán vaciarse total o parcialmente, realizándose esto desde los puntos más bajos de la instalación.

Las conexiones entre los puntos de vaciado y desagües se realizarán de forma que el paso del agua quede perfectamente visible.

Los purgadores estarán siempre en lugares accesibles y de ser posible, visibles.

C.2. Montaje de estructura soporte y captadores

Si los captadores son instalados en los tejados de edificios, deberá asegurarse la estanqueidad en los puntos de anclaje.

La instalación permitirá el acceso a los captadores de forma que su desmontaje sea posible en caso de rotura, pudiendo desmontar cada captador con el mínimo de actuaciones sobre los demás.

En el caso de SST con colectores solares planos cuyas entradas y salidas sean diametralmente opuestas, se deberá considerar un ángulo α entre la recta que sigue el sentido de la circulación del fluido de trabajo, en los tramos colectores de la parrilla del colector y el plano horizontal, este valor deberá ser superior a 0° y menor a 5° . Favoreciendo la circulación del aire hacia los puntos altos de la instalación donde se ubicarán los purgadores.

Las tuberías flexibles se conectarán a los captadores utilizando, preferentemente, accesorios para mangueras flexibles.

Cuando se monten tuberías flexibles se evitará que queden retorcidas y que se produzcan radios de curvatura superiores a los especificados por el fabricante.

El instalador 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 instalador procederá a tapar los captadores.

C.3. Montaje del acumulador

La estructura soporte para depósitos y su fijación se realizará según la normativa vigente.

La estructura soporte y su fijación para depósitos de más de 1000 l, situados en cubiertas o pisos, deberá ser diseñada por un profesional competente. La ubicación de los acumuladores y sus estructuras de sujeción cuando esté en cubiertas de piso, tendrá en cuenta las características de la edificación, y requerirá para depósitos de más de 300 l el diseño de un profesional competente.

C.4. Montaje de intercambiador

Se tendrá en cuenta la accesibilidad del intercambiador, para operaciones de sustitución o reparación.

C.5. Montaje de bomba

Las bombas en línea se instalarán con el eje de rotación horizontal, fijadas adecuadamente y con el espacio suficiente para que el conjunto motor-rodete pueda ser fácilmente desmontado. El acoplamiento de una bomba en línea con la tubería podrá ser de tipo roscado hasta el diámetro DN 32.

El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.

Las tuberías conectadas a las bombas en línea se soportarán en las inmediaciones de las bombas de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos.

La conexión de las tuberías a las bombas no podrá provocar esfuerzos recíprocos (se utilizarán acoples antivibratorios cuando la potencia de accionamiento sea superior a 700 W).

Todas las bombas estarán dotadas de tomas para la medición de presiones en aspiración e impulsión.

Todas las bombas deberán protegerse, aguas arriba, por medio de la instalación de un filtro de malla o tela metálica.

Cuando se monten bombas con prensa-estopas, se instalarán sistemas de llenado automáticos.

C.6. Montaje de tuberías y accesorios

Antes del montaje deberá comprobarse que las tuberías no estén rotas, fisuradas, dobladas, aplastadas, oxidadas o de cualquier manera dañadas.

Se almacenarán en lugares donde estén protegidas contra los agentes atmosféricos. En su manipulación se evitarán roces, rodaduras y arrastres, que podrían dañar la resistencia mecánica de las superficies calibradas de las extremidades o las protecciones anti-corrosión.

Las piezas especiales, como: acoples y gomas de estanqueidad, se guardarán en locales cerrados.

Las tuberías serán instaladas de forma ordenada, utilizando fundamentalmente tres ejes perpendiculares entre sí y paralelos a elementos estructurales del edificio, salvo las pendientes que deban darse.

Las tuberías se instalarán lo más próximas posible a paredes o muros, dejando el espacio suficiente para manipular el aislamiento y los accesorios. En cualquier caso, la distancia mínima de las tuberías - o sus accesorios - a elementos estructurales será de 5 cm.

Las tuberías se colocarán siempre por debajo de instalaciones eléctricas que crucen o corran paralelamente.

La distancia en línea recta entre la superficie exterior de la tubería, con su eventual aislamiento, y la del cable o tubo protector no debe ser inferior a:

- a) 5 cm para cables bajo tubo con tensión inferior a 1000 V.
- b) 30 cm para cables sin protección con tensión inferior a 1000 V.
- c) 50 cm para cables con tensión superior a 1000 V.

Las tuberías no se instalarán nunca encima de equipos eléctricos, como cajas térmicas o motores. No se permitirá la instalación de tuberías en huecos y salas de máquinas de ascensores, centros de transformación, chimeneas y conductos de climatización o ventilación.

Las conexiones de las tuberías a los componentes se realizarán de forma que no se transmitan esfuerzos mecánicos. Las conexiones de componentes al circuito deben ser fácilmente desmontables mediante bridas o acoples adecuados, con el fin de facilitar su sustitución o reparación.

Los cambios de sección en tuberías horizontales se realizarán de forma que se evite la formación de bolsas de aire, mediante uniones de reducción excéntricas o enrasado de generatrices superiores para uniones soldadas.

Para evitar la formación de bolsas de aire, los tramos horizontales de tubería se montarán siempre con una pendiente ascendente, en el sentido de circulación, del 1 %.

Se facilitarán las dilataciones de tuberías utilizando los cambios de dirección o dilatadores axiales.

Las uniones de tuberías de acero podrán ser por soldadura o roscadas, las uniones con valvulería y equipos podrán ser roscadas hasta 20mm; para diámetros superiores se realizarán las uniones por bridas.

No se permitirá soldadura en tuberías galvanizadas.

Las uniones de tuberías de cobre se realizarán mediante acoples soldados por capilaridad.

En circuitos abiertos el sentido de flujo del agua deberá ser siempre del acero al cobre.

El dimensionado, distancias y disposición de los soportes de tubería se realizará de acuerdo con las prescripciones de UNE 100.152.

Durante el montaje se evitarán rebabas y escorias en las uniones de las tuberías.

En las ramificaciones soldadas el final del tubo ramificado no debe proyectarse en el interior del tubo principal.

Los sistemas de seguridad y expansión se conectarán de forma que se evite cualquier acumulación de suciedad o impurezas.

Las dilataciones que sufren las tuberías al variar la temperatura del fluido, deben compensarse a fin de evitar roturas en los puntos más débiles, que suelen ser las uniones entre tuberías y aparatos, donde suelen concentrarse los esfuerzos de dilatación y contracción.

En las salas de máquinas se aprovecharán los frecuentes cambios de dirección, para que la red de tuberías tenga la suficiente flexibilidad y pueda soportar las variaciones de longitud.

En los trazados de tuberías de gran longitud, horizontales o verticales, se compensarán los movimientos de tuberías mediante dilatadores axiales.

C.7. Montaje de aislamiento

El aislamiento no podrá quedar interrumpido al atravesar elementos estructurales del edificio.

El acople pasamuros deberá tener las dimensiones suficientes para que pase la tubería con su aislamiento, con una holgura máxima de 3 cm.

Tampoco se permitirá la interrupción del aislamiento térmico en los soportes de las tuberías, que podrán estar o no completamente envueltos por el material aislante.

El puente térmico constituido por el mismo soporte deberá quedar interrumpido por la interposición de un material elástico como goma o fieltro, entre el y la tubería.

Después de la instalación del aislamiento térmico, los instrumentos de medida y de control, así como válvulas de desagües, volantes deberán quedar visibles y accesibles.

Las franjas y flechas que distinguen el tipo de fluido transportado en el interior de las conducciones se pintarán o se pegarán sobre la superficie exterior del aislamiento o de su protección.

C.8. Montaje de medidores

Se instalarán siempre entre dos válvulas de corte para facilitar su desmontaje. El instalador deberá prever algún sistema (bypass o carrete de tubería) que permita el funcionamiento de la instalación, aunque el contador sea desmontado para calibración o mantenimiento.

En cualquier caso, no habrá ningún obstáculo hidráulico a una distancia igual, al menos, a diez veces el diámetro de la tubería antes del contador, y a cinco veces el diámetro después del mismo (qué).

Cuando el agua pueda arrastrar partículas sólidas en suspensión, se instalará un filtro de malla fina antes del contador, del tamiz adecuado.

C.9. Montaje de instalaciones por circulación natural

Los cambios de dirección en el circuito primario se realizarán con curvas con un radio mínimo de tres veces el diámetro del tubo.

Se cuidará de mantener rigurosamente la sección interior de paso de las tuberías, evitando aplastamientos durante el montaje.

Se permitirá reducir el aislamiento de la tubería de retorno, para facilitar el efecto termosifón.

C.10. Pruebas de estanqueidad del circuito primario

El procedimiento para efectuar las pruebas de estanqueidad comprenderá las siguientes fases:

- a) **Preparación y limpieza de redes de tuberías.** Antes de efectuar la prueba de estanqueidad las tuberías deben ser limpiadas internamente, con el fin de eliminar los residuos procedentes del montaje, llenándolas y vaciándolas con agua el número de veces que sea necesario. Deberá comprobarse que los elementos y accesorios del circuito pueden soportar la presión a la que se les va a someter. **De no ser así, tales elementos y accesorios deberán ser excluidos.**
- b) **Prueba preliminar de estanqueidad.** Esta prueba se efectuará a baja presión, para detectar fallos en la red y evitar los daños que podría provocar la prueba de resistencia mecánica.
- c) **Prueba de resistencia mecánica.** La presión de prueba será de una vez y media la presión máxima de trabajo del circuito primario, con un mínimo de 3 bares, comprobándose el funcionamiento de las válvulas de seguridad. Los equipos, aparatos y accesorios que no soporten dichas presiones quedarán excluidos de la prueba. La prueba hidráulica de resistencia mecánica tendrá la duración suficiente para poder verificar de forma visual la resistencia estructural de los equipos y tuberías sometidos **a la misma ..**
- d) **Reparación de fugas.** La reparación de las fugas detectadas se realizará sustituyendo la parte defectuosa o averiada por material nuevo. Una vez reparadas las anomalías, nuevamente se realizará la prueba preliminar y se repetirá tantas veces como sea necesario.

D. Transformación de la ecuación de cuadrática del rendimiento a ecuación lineal

Esteanexo presenta el proceso matemático de transformación de la ecuación cuadrática del captador solar, según la Norma UNE-EN-12975-2, en su equivalente lineal en función de la temperatura media del fluido. Para posteriormente transformarla en una ecuación en función de la temperatura de entrada del fluido al colector, como requerimiento para aplicar en el método f-chart.

Según la Norma UNE-EN-12975-2 la ecuación del rendimiento del captador solar se expresa de la siguiente forma:

$$\eta = F'_R(\tau\alpha) - b_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - b_2 \cdot \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta}$$

Siendo una ecuación cuadrática en función de la temperatura media del fluido en el captador (t_m), calculada como la media entre la temperatura del fluido caloportador a la entrada y a la salida del captador.

La mayoría de los fabricantes en su ficha técnica describen la ecuación del captador o colector solar según la siguiente expresión:

$$\eta = \eta_0 - K_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - K_2 \cdot \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta} \quad (1)$$

Dónde:

- η_0 : recibe el nombre de rendimiento óptico, factor de ganancia, rendimiento máximo, etc.
- K_1 : coeficiente global de pérdidas de primer grado ($W/m^2 \cdot ^\circ C$).
- K_2 : coeficiente global de pérdidas de segundo grado ($W/m^2 \cdot ^\circ C^2$).
- G_β : irradiancia global de ensayo (W/m^2).
- t_m : la temperatura media en el captador ($^\circ C$).
- t_a : la temperatura ambiente ($^\circ C$).

Según la Norma UNE-EN-12975-2, y a modo de ejemplo, la ecuación del rendimiento de un captador o colector solar térmico comercial tendría la forma:

$$\eta = 0,812 - 3,812 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0,021 \cdot \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta}$$

La finalidad es transformar la ecuación cuadrática (1) en una ecuación lineal como:

$$\eta_1 = a_0 - a_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} \quad (2)$$

Para lo cual se determinarán los parámetros a_0 y a_1 .

Como simplificación suponemos:

$$X = \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta}$$

y por tanto la ecuación (1) se escribirá como:

$$\eta = \eta_0 - K_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - K_2 \cdot G_\beta \cdot \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 = \eta_0 - K_1 \cdot X - K_2 \cdot G_\beta \cdot X^2 = \eta_0 - K_1 \cdot X - K_3 \cdot X^2 \quad (3)$$

Para obtener la ecuación lineal (2) se debe minimizar el error definido por la expresión:

$$E = \int_a^b [\eta - \eta_1]^2 \cdot dx \quad (4)$$

Donde a y b corresponden a los valores del intervalo de variación de la función $\eta(x)$; es decir, $\eta(x) \in C[a,b]$.

La explicación matemática del procedimiento se puede consultar en el Capítulo 7 del libro "Análisis Numérico" de R.I. Burden y J.D. Faires, Grupo Editorial Iberoamérica.

El parámetro a, corresponde a la ordenada en el origen, y el parámetro b corresponde a la intersección de la curva de rendimiento con el eje de abscisas.

En el caso de ecuaciones de rendimiento de colectores solares el intervalo de variación de la función $\eta(x)$ siempre es $[0,b]$, por tanto, conocida la ecuación (3) se tiene que calcular, en primer lugar, el valor de b.

El procedimiento de minimizar el error, proporciona un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas, a_0 y a_1 , dando lugar a las expresiones:

$$b \cdot a_0 + \frac{b^2}{2} \cdot a_1 = \eta_0 \cdot b - K_1 \cdot \frac{b^2}{2} - K_3 \cdot \frac{b^3}{3}$$

$$\frac{b^2}{2} \cdot a_0 + \frac{b^3}{3} \cdot a_1 = \eta_0 \cdot \frac{b^2}{2} - K_1 \cdot \frac{b^3}{3} - K_3 \cdot \frac{b^4}{4}$$

Simplificando ambas ecuaciones:

$$a_0 + \frac{b}{2} \cdot a_1 = \eta_0 - K_1 \cdot \frac{b}{2} - K_3 \cdot \frac{b^2}{3}$$

$$\frac{b}{2} \cdot a_0 + \frac{b^2}{3} \cdot a_1 = \eta_0 \cdot \frac{b}{2} - K_1 \cdot \frac{b^2}{3} - K_3 \cdot \frac{b^3}{4}$$

En donde b, η_0 , K_1 y K_3 son conocidos. Realizando la resolución del sistema se obtienen los valores de a_0 y a_1 .

Ejemplo:

Se considera la curva de un colector solar térmico.

$$\eta = 0,774 - 6,80 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0,007 \cdot \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta} \quad (a)$$

El objetivo es transformar esta ecuación cuadrática en una lineal en función de la temperatura del fluido a la entrada del captador del tipo:

$$\eta = m - n \cdot \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta} \quad (b)$$

Como dato conocido, en los ensayos de homologación se utilizó como fluido de trabajo agua con un caudal másico de 0.02 kg/s m².

La ecuación cuadrática (a), es transformada a una ecuación lineal en función de la temperatura media del fluido en el colector:

$$\eta_1 = a_0 - a_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} \quad (c)$$

Para posteriormente transformar la ecuación (c) en función de la temperatura media del fluido, en la ecuación (b) en función de la temperatura de entrada al colector.

Para transformar la ecuación (a) según la Norma UNE-EN-12975-2, aplicamos la expresión (3):

$$\eta = \eta_0 - K_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - K_2 \cdot G_\beta \cdot \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 = \eta_0 - K_1 \cdot X - K_3 \cdot X^2 \quad (d)$$

Considerando un valor de irradiancia sobre el plano del captador de $G_\beta = 800 \text{ W/m}^2$, la expresión se transforma en:

$$\begin{aligned} \eta &= 0,774 - 6,80 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0,007 \cdot 800 \cdot \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 \\ &= 0,774 - 6,80 \cdot X - 5,60 \cdot X^2 \quad (e) \end{aligned}$$

Para determinar el intervalo de variación de la función η (X), hay que calcular el punto de corte de la ecuación (e) con el eje de abscisas, punto b.

El parámetro b se determina resolviendo la ecuación:

$$0,774 - 6,80 \cdot X - 5,60 \cdot X^2 = 0$$

$$-5,60 \cdot X^2 - 6,80 \cdot X + 0,774 = 0$$

La resolución de la ecuación de segundo grado proporciona dos resultados: $X_1 = 0,1048$ y $X_2 = -1,3191$. Descartamos el X_2 , al ser un valor negativo por tanto el parámetro b corresponde a la solución X_1 , siendo el intervalo de variación de X; [0; 0,1048].

Para calcular los parámetros a_0 y a_1 de la ecuación (c) resolvemos el sistema:

$$a_0 + \frac{b}{2} \cdot a_1 = \eta_0 - K_1 \cdot \frac{b}{2} - K_3 \cdot \frac{b^2}{3}$$

$$\frac{b}{2} \cdot a_0 + \frac{b^2}{3} \cdot a_1 = \eta_0 \cdot \frac{b}{2} - K_1 \cdot \frac{b^2}{3} - K_3 \cdot \frac{b^3}{4}$$

Donde;

- a) $b = 0,1048$
- b) $\eta_0 = 0,774$
- c) $K_1 = 6,80$
- d) $K_3 = 5,60$

Sustituyendo en las ecuaciones y resolviendo:

$$a_0 + 0,0524 \cdot a_1 = 0,774 - 0,35632 - 0,0205$$

$$0,0524 \cdot a_0 + 0,00366 \cdot a_1 = 0,04056 - 0,0249 - 0,00161$$

$$a_0 + 0,0524 \cdot a_1 = 0,3972$$

$$0,0524 \cdot a_0 + 0,00366 \cdot a_1 = 0,01405$$

El resultado es: $a_0 = 0,784$; $a_1 = -7,386$.

Sustituyendo en los resultados en la ecuación

$$\eta_1 = 0,784 - 7,386 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} \quad (f)$$

A partir de la ecuación (f) la cual expresa el rendimiento del colector en función de la temperatura media del fluido en el colector, se transforma en una ecuación en función de la temperatura a la entrada del colector, conforme se requiere para la aplicación del método f-chart. Para lo cual se aplicará la expresión del apartado 4.10.4.1:

$$K = \frac{\frac{\dot{m} \cdot c_p}{S}}{\frac{\dot{m} \cdot c_p}{S} + \frac{F_m \cdot U_L}{2}}$$

Donde;

- a) $\frac{\dot{m}}{S} = 0,02 \frac{kg}{s \cdot m^2}$
- b) c_p , calor específico del agua, $4,18 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{C}$.
- c) $F_m U_L = 7,386$

Por tanto, se tiene que:

$$K = \frac{0,02 \frac{kg}{s \cdot m^2} \cdot 4,18 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ\text{C}}}{0,02 \frac{kg}{s \cdot m^2} \cdot 4,18 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ\text{C}} + \frac{7,386 \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ\text{C}}}{2}} = \frac{83,6 \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ\text{C}}}{(83,6 + 3,693) \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ\text{C}}} = 0,9577$$

Finalmente se tiene que:

$$m = 0,774 \cdot 0,9577 = 0,741$$

$$n = 7,386 \cdot 0,9577 = 7,074$$

Con lo que la ecuación del rendimiento en función de la temperatura del fluido a la entrada del colector es:

$$\eta = 0,741 - 7,074 \cdot \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta}$$

E. Conexión en serie entre captadores solares

Fuente: Cañada Ribera Javier. Manual de Energía Solar Térmica: diseño y cálculo de instalaciones. Universidad Politécnica de Valencia / Universitat Politècnica de València. España 2008. ISBN: 978-84-83633-37-3.

Este anexo presenta el proceso cálculo del rendimiento óptico del captador y el coeficiente de pérdidas cuando se realiza una configuración de conexión en serie a los captadores o colectores solares térmicos.

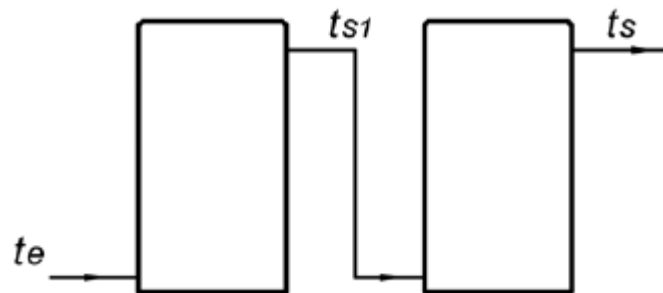
La configuración en serie se emplea cuando se desean alcanzar temperaturas relativamente altas, aunque sea en decremento del rendimiento. En la configuración en serie, el caudal es el mismo en todos los captadores solares, variando su salto térmico de unos a otros, los últimos captadores tienen unas pérdidas térmicas mayores y por tanto un menor rendimiento.

Exceptuando el primer captador, la temperatura de entrada del fluido a un captador, es la temperatura de salida del fluido del captador que le precede; teniendo en cuenta la curva de rendimiento de un captador. A mayor temperatura de entrada el rendimiento es menor como consecuencia de las mayores pérdidas que se producen en el colector, por lo cual el salto térmico será menor.

La configuración en serie se caracteriza por caudal menor del orden de 10 a 25 l/m² h y secciones de tubería menores.

Analizando desde el punto de vista energético, consideramos el siguiente esquema basado en dos colectores:

Figura E.1. Esquema de dos captadores solares en serie



La potencia útil proporcionada por cada captador es:

$$\dot{Q}_{u1} = S_1 \cdot F_{R1} \cdot [G_\beta \cdot (\tau\alpha)_1 - U_{L1} \cdot (t_e - t_a)] \quad (a)$$

$$\dot{Q}_{u2} = S_2 \cdot F_{R2} \cdot [G_\beta \cdot (\tau\alpha)_2 - U_{L2} \cdot (t_{s1} - t_a)] \quad (b)$$

Dónde:

- a) t_e , es la temperatura de entrada en el primer captador, °C.
- b) t_{s1} , es la temperatura de salida en el primer captador y a su vez la temperatura de entrada en el segundo captador, °C.
- c) t_a , es la temperatura ambiente, °C.
- d) S_1 y S_2 , son las superficies de los captadores 1 y 2 respectivamente, m².
- e) U_{L1} y U_{L2} , el coeficiente global de pérdidas de los captadores 1 y 2 respectivamente, $W/m^2 \cdot ^\circ C$
- f) F_{R1} y F_{R2} , son los factores de eficiencia o de transporte de calor de los captadores 1 y 2 respectivamente.
- g) $(\tau\alpha)_1$ y $(\tau\alpha)_2$, son el producto del coeficiente de transmisión de la cubierta y el coeficiente de absorción del absorbedor, para los captadores 1 y 2 respectivamente.

Por tanto, la potencia útil total del sistema será:

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_{u1} + \dot{Q}_{u2} \quad (c)$$

Considerando la primera ley de la termodinámica podemos suponer que en el captador 1:

$$\dot{Q}_{u1} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (t_{s1} - t_e) \quad (d)$$

Dónde:

- a) \dot{m} , es el caudal másico que circula en los captadores, kg/s.
- b) c_p , calor específico.

Despejado la temperatura de salida:

$$t_{s1} = t_e + \frac{\dot{Q}_{u1}}{\dot{m} \cdot c_p} \quad (e)$$

Y sustituyendo en la ecuación (c):

$$\begin{aligned} \dot{Q}_u &= \dot{Q}_{u1} + \dot{Q}_{u2} = S_1 \cdot F_{R1} \cdot [G_\beta \cdot (\tau\alpha)_1 - U_{L1} \cdot (t_e - t_a)] + S_2 \cdot F_{R2} \cdot [G_\beta \cdot (\tau\alpha)_2 - U_{L2} \cdot (t_{s1} - t_a)] \\ \dot{Q}_u &= [S_1 \cdot F_{R1} \cdot (\tau\alpha)_1 \cdot (1 - K) + S_2 \cdot F_{R2} \cdot (\tau\alpha)_2] \cdot G_\beta - [S_1 \cdot F_{R1} \cdot U_{L1} \cdot (1 - K) + S_2 \cdot F_{R2} \cdot (\tau\alpha)_2 \cdot U_{L2}] \cdot (t_e - t_a) \quad (f) \end{aligned}$$

Dónde:

$$K = \frac{S_2 \cdot F_{R2} \cdot U_{L2}}{\dot{m} \cdot c_p} \quad (g)$$

Considerando los dos captadores como uno solo, la superficie total es la suma de S_1 y S_2 , con las siguientes características:

$$S = S_1 + S_2$$

Utilizando las ecuaciones del apartado 4.10.4.2, se obtienen las ecuaciones para la eficiencia óptica y del coeficiente global de pérdidas del conjunto de captadores:

$$F_R(\tau\alpha) = \frac{S_1 \cdot F_{R1} \cdot (\tau\alpha)_1 \cdot (1 - K) + S_2 \cdot F_{R2} \cdot (\tau\alpha)_2}{S} \quad (h)$$

$$F_R U_L = \frac{S_1 \cdot F_{R1} \cdot U_{L1} \cdot (1 - K) + S_2 \cdot F_{R2} \cdot U_{L2}}{S} \quad (i)$$

Dado que los captadores son idénticos, las expresiones anteriores se transforman en:

$$S = S_1 + S_1 = 2 \cdot S_1 \quad (j)$$

$$F_R(\tau\alpha) = \frac{S_1 \cdot F_{R1} \cdot (\tau\alpha)_1 \cdot (1 - K) + S_1 \cdot F_{R1} \cdot (\tau\alpha)_1}{S} = F_{R1} \cdot (\tau\alpha)_1 \cdot \left(1 - \frac{K}{2}\right) \quad (k)$$

$$F_R U_L = \frac{S_1 \cdot F_{R1} \cdot U_{L1} \cdot (1 - K) + S_1 \cdot F_{R1} \cdot U_{L1}}{S} = F_{R1} \cdot U_{L1} \cdot \left(1 - \frac{K}{2}\right) \quad (l)$$

En el supuesto de disponer de tres captadores en serie, se debe considerar que se ha definido con las ecuaciones (k) y (l) un primer captador equivalente, y se aplicará la metodología con el tercer captador, así de forma sucesiva. Para N captadores en serie, las expresiones son:

$$F_R(\tau\alpha) = F_{R1} \cdot (\tau\alpha)_1 \cdot \left[\frac{1 - (1 - K)^N}{N \cdot K} \right] \quad (m)$$

$$F_R U_L = F_{R1} \cdot U_{L1} \cdot \left[\frac{1 - (1 - K)^N}{N \cdot K} \right] \quad (n)$$

F. Procedimiento de cálculo para pérdidas por orientación e inclinación

El anexo presenta el procedimiento para realizar el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del campo de colectores.

Comentarios previos:

El gráfico de la figura 2.- está considerado para el hemisferio norte, por lo cual para su uso de forma orientativa en Ecuador se realizará la siguiente suposición, si el campo de colectores solares se encuentra azimut Sur, es decir, 0° , se aplica tal cual como está, para aquellos casos con orientación o azimut Norte, 180° , se considerará el azimut 0° del gráfico como Norte geográfico.

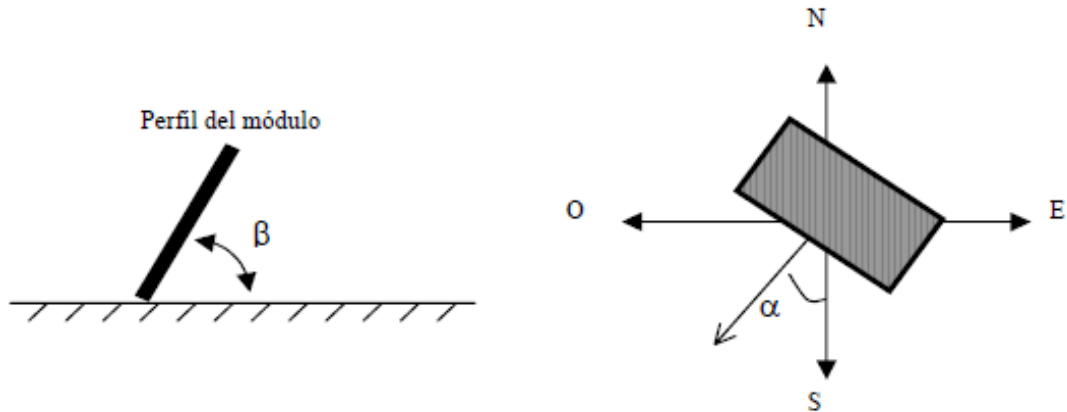
A continuación, se describe el procedimiento.

Las pérdidas se calculan en función de:

- a) β , ángulo de inclinación, el cual se define como el ángulo que forma la superficie de los captadores con el plano horizontal, siendo de 0° para los captadores situados horizontalmente y 90° para los situados verticalmente.

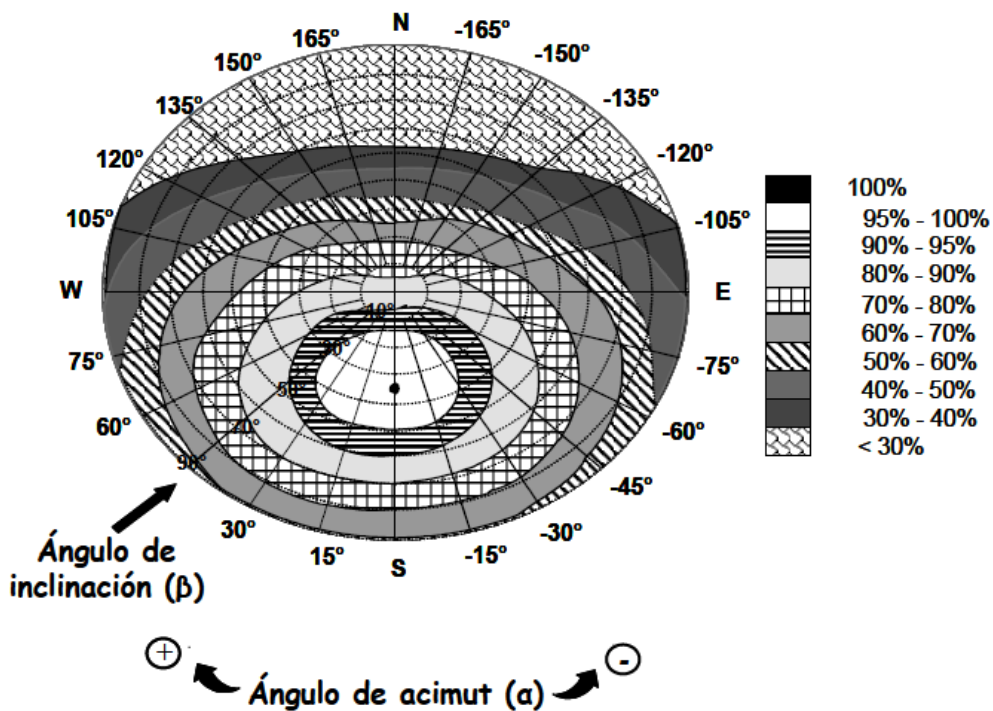
- b) α , ángulo de acimut, se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la norma a la superficie del captador solar y el meridiano del lugar. Se considera el origen, 0° en el Sur geográfico, -90° para el Este, 90° para el Oeste y 180° para el Norte.

Figura F.1. Ángulo de inclinación y orientación



Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). PET-REV-enero 2009. España.

Figura F.2. Diagrama de porcentaje de pérdidas de acuerdo la orientación e inclinación para 41°



Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). PET-REV-enero 2009. España.

El procedimiento consiste en:

1. Seleccionado el ángulo de acimut del captador, se determinarán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida en la figura 2.-, la cual es válida para una latitud de 41°. Se procederá de la siguiente manera:
 - a. Dado el acimut, se determinan en la figura 2.- los límites de inclinación en el caso de $\varphi=41^\circ$. Supónganse unas pérdidas máximas del 10%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de acimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
 - b. Si no hubiera intersección entre ambas, indica que las pérdidas son superiores a las establecidas. Si existe la intersección de las curvas, se obtienen los valores para la latitud $\varphi=41^\circ$, que debe ser posteriormente corregidas para la latitud del lugar.

2. Se realiza la corrección de los límites e inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar y la correspondiente a 41°, para lo cual aplicaremos las siguientes expresiones:
 - a. Inclinación máxima = inclinación máxima ($\varphi=41^\circ$) - (41° - latitud).
 - b. Inclinación mínima = inclinación mínima ($\varphi=41^\circ$) - (41° - latitud); siendo 10° su valor mínimo.

3. En los casos cerca del límite y a su vez como instrumento de verificación, se utilizarán las siguientes expresiones:

$$P\acute{e}rdid\acute{a}s (\%) = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$P\acute{e}rdid\acute{a}s (\%) = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

Ejemplo de cálculo.

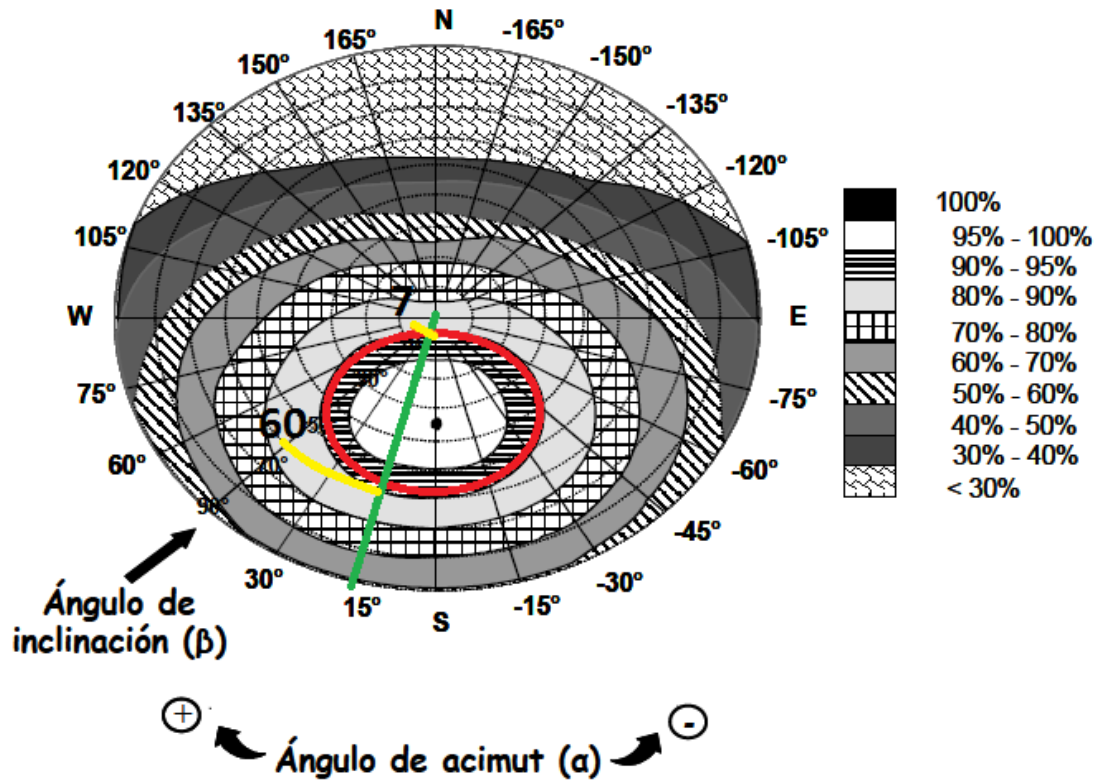
Se evalúan las pérdidas de orientación e inclinación para un SST situado en una latitud $\varphi=1^\circ$; el cual se encuentra con una orientación de 15° grados hacia el Oeste, acimut = +15°.

Se fija que la pérdida como máximo debe ser del 10 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95%), con la recta del acimut se proporcionan los siguientes valores:

Inclinación máxima: 60°.

Inclinación mínima: 7°.

Figura F.3. Determinación de los límites superiores e inferiores en canto a su inclinación



El siguiente paso es corregir para la latitud del lugar, $\varphi=1^\circ$

- Inclinación máxima = $60^\circ - (41^\circ - 1^\circ) = 60^\circ - 40^\circ = 20^\circ$.
- Inclinación mínima = $7^\circ - (41^\circ - 1^\circ) = 7^\circ - 40^\circ = -33^\circ$. En este caso el valor mínimo sería 10° por aplicación de la norma.

Se selecciona la inclinación de 20° .

Se verifican las pérdidas, según la expresión:

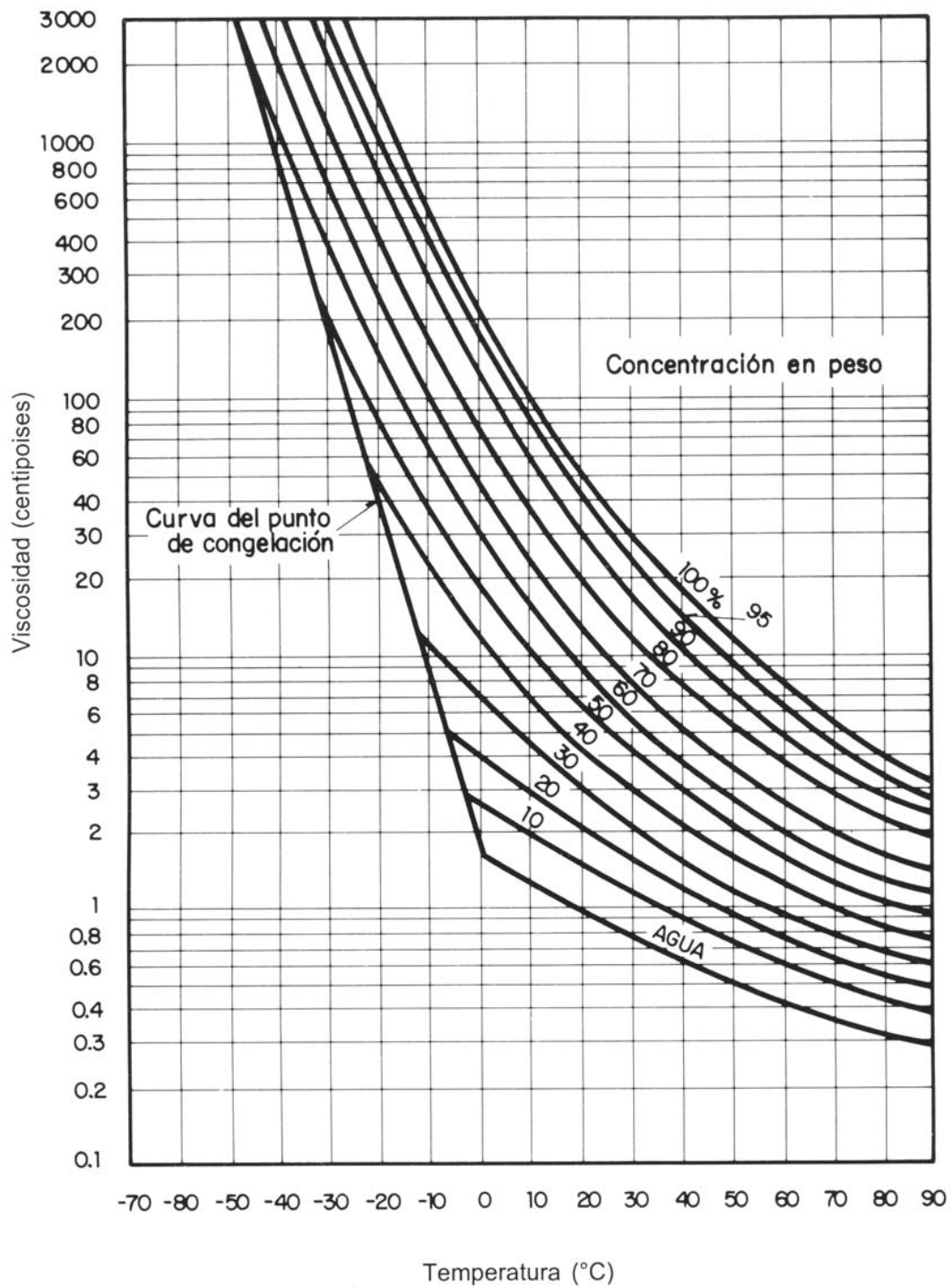
$$P\acute{e}rdidas (\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

$$P\acute{e}rdidas (\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (15 - 40)^2] = 7,5\%$$

G. Gráficos de propiedades fisicoquímicas del propilenglicol

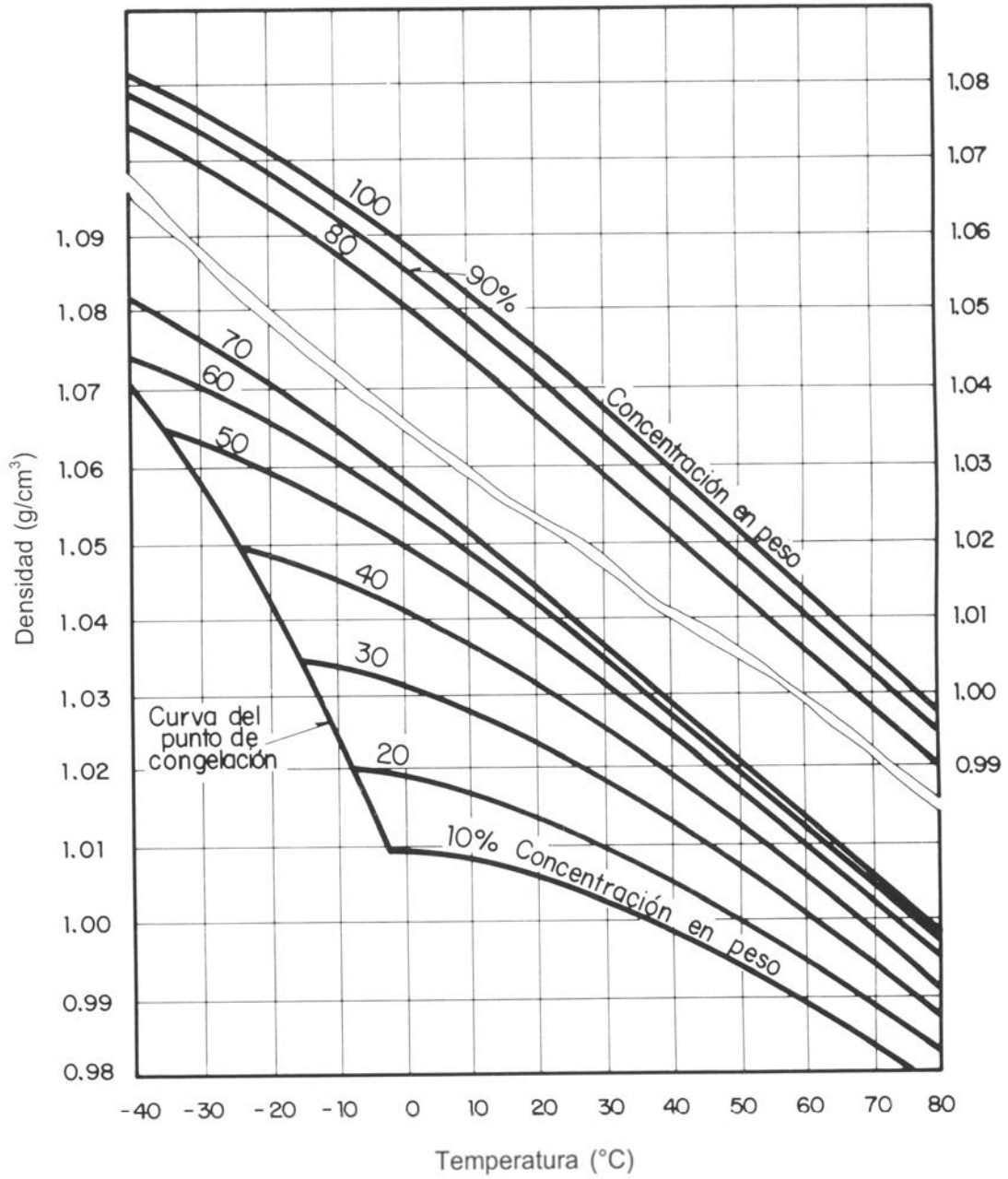
Figura G.1. Viscosidad de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura

(La unidad de viscosidad en el SI es el **Pa · s**, que equivale a 1.000 centipoises)



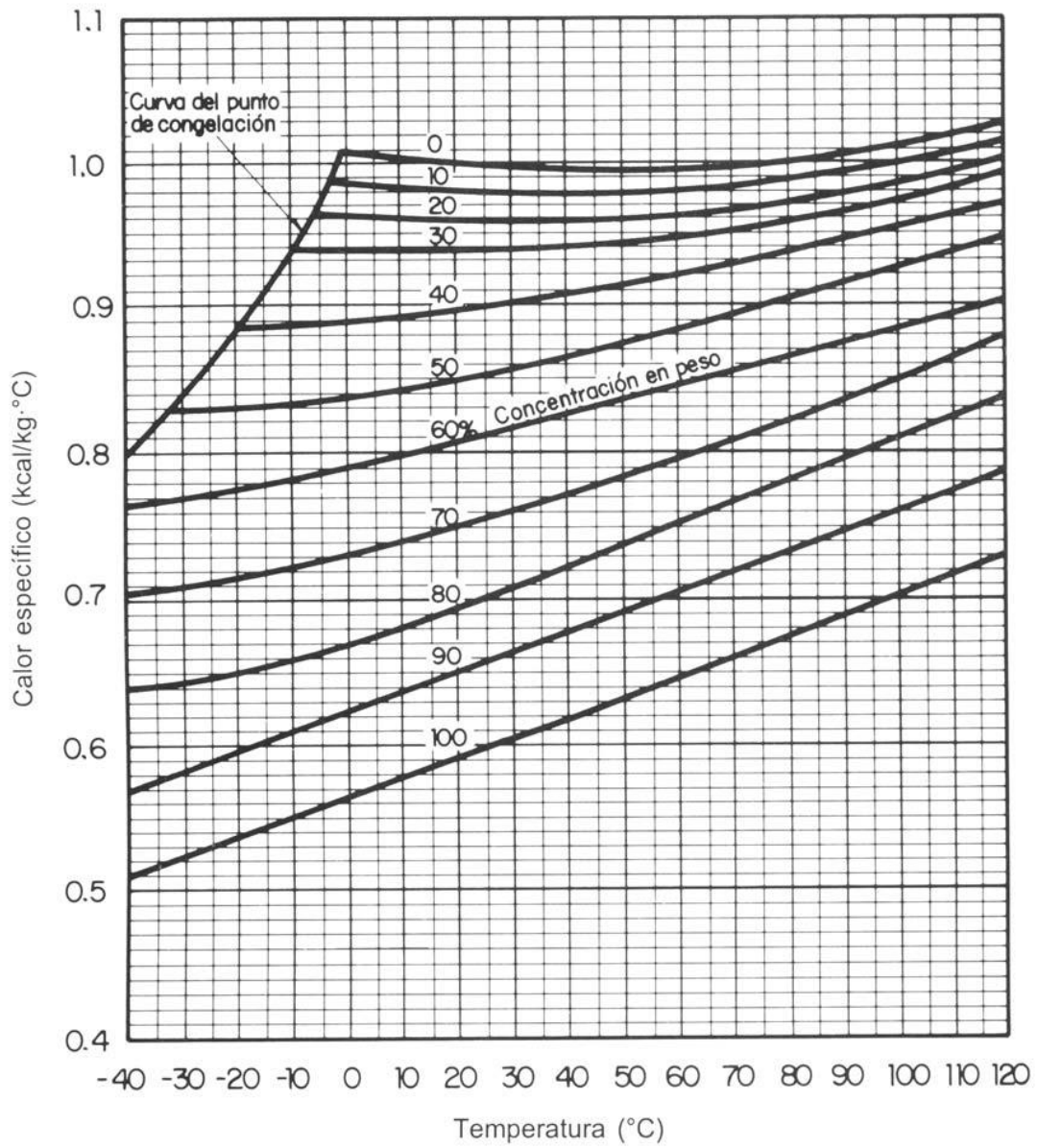
CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura G.2. Densidad de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura



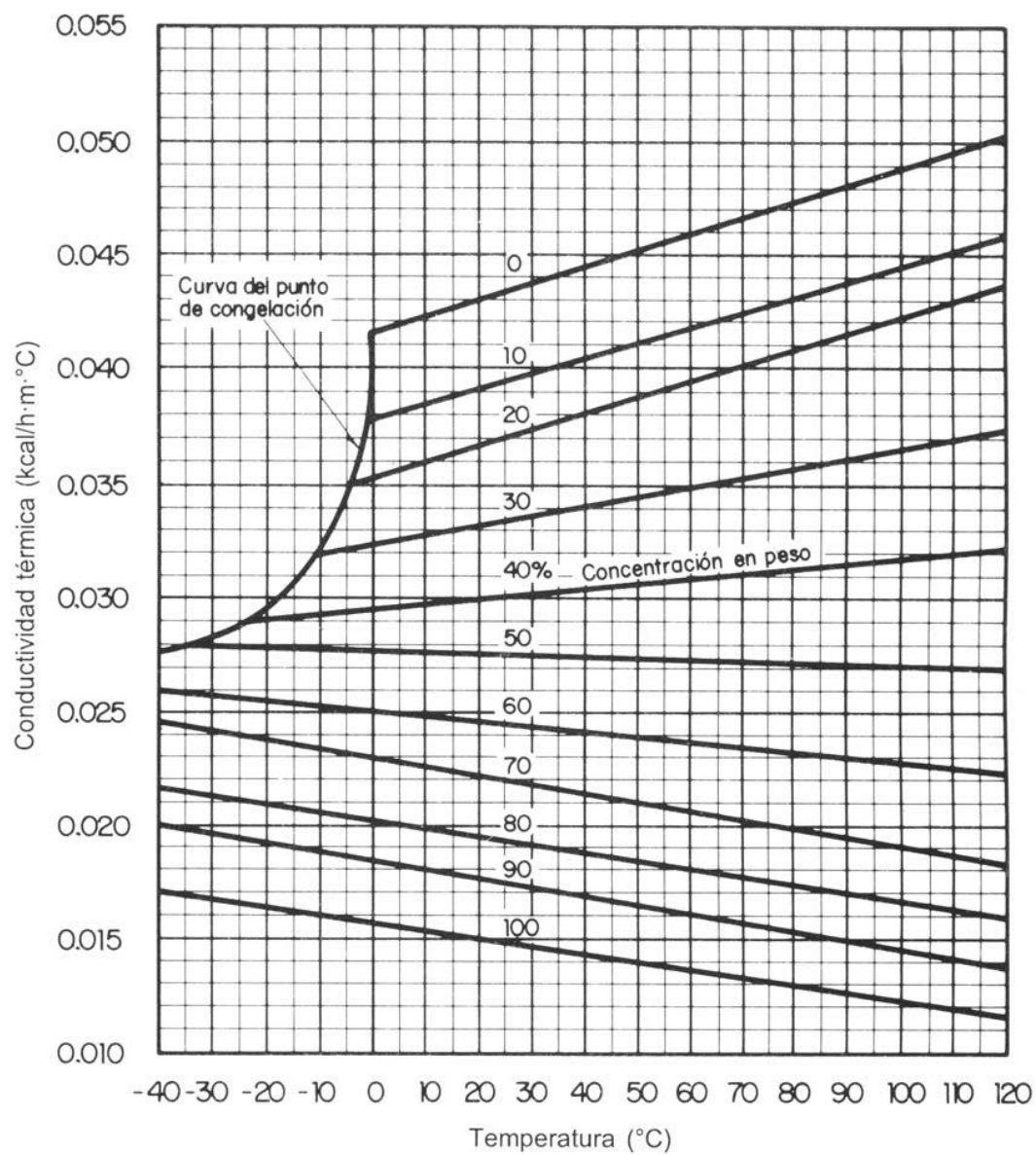
CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGNSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura G.3. Calor específico de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura



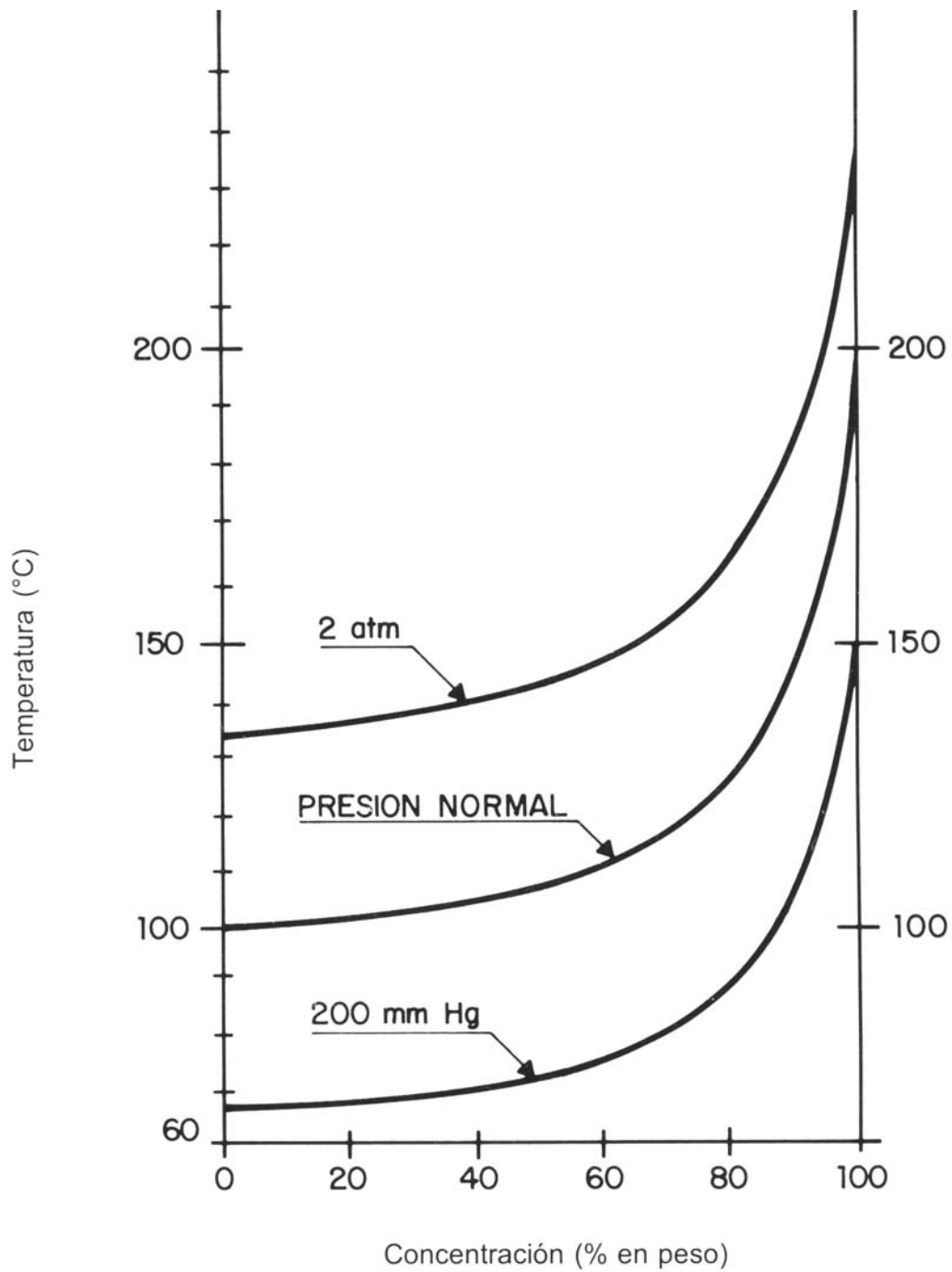
CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGNSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura G.4. Conductividad térmica de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura



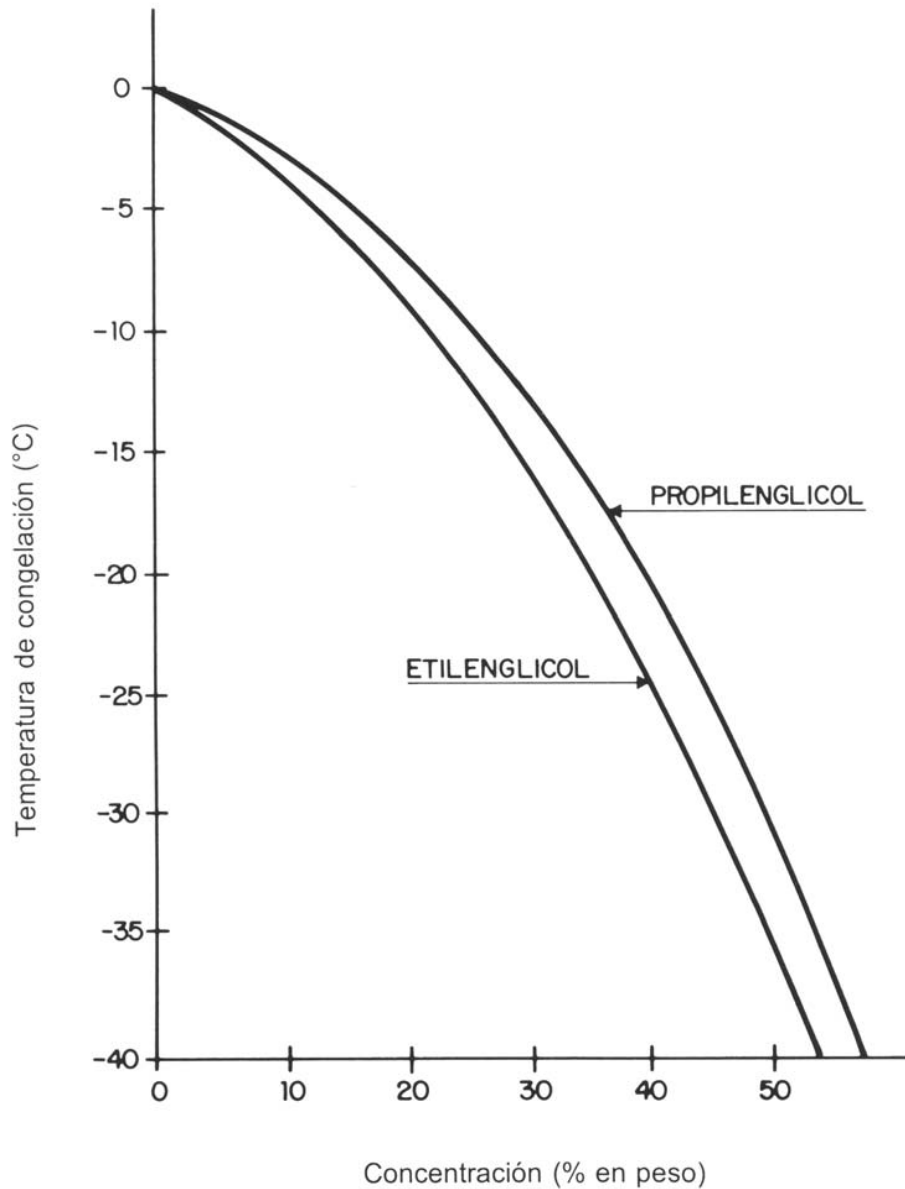
CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura G.5. Punto de ebullición de una disolución de propilenglicol, en función de la concentración



CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGNSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

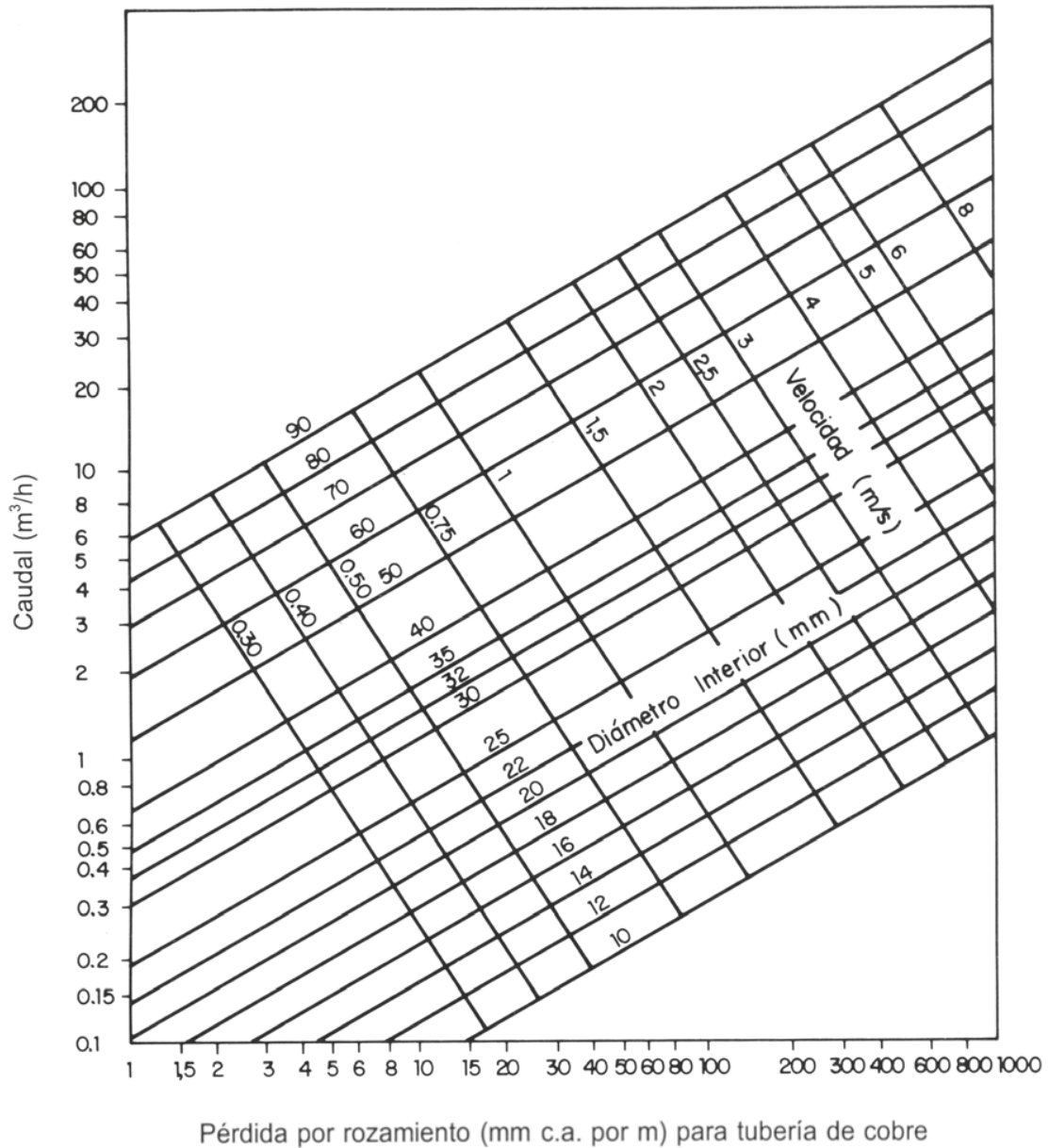
Figura G.6. Curvas de congelación de dos preparados comerciales a base de etilenglicol y propilenglicol, en función de la concentración



Nota: téngase en cuenta que, aunque en la figura 6, aparece la curva del etilenglicol, este anticongelante se encuentra prohibido por la norma NEC-HS-ER en su apartado 3.4.

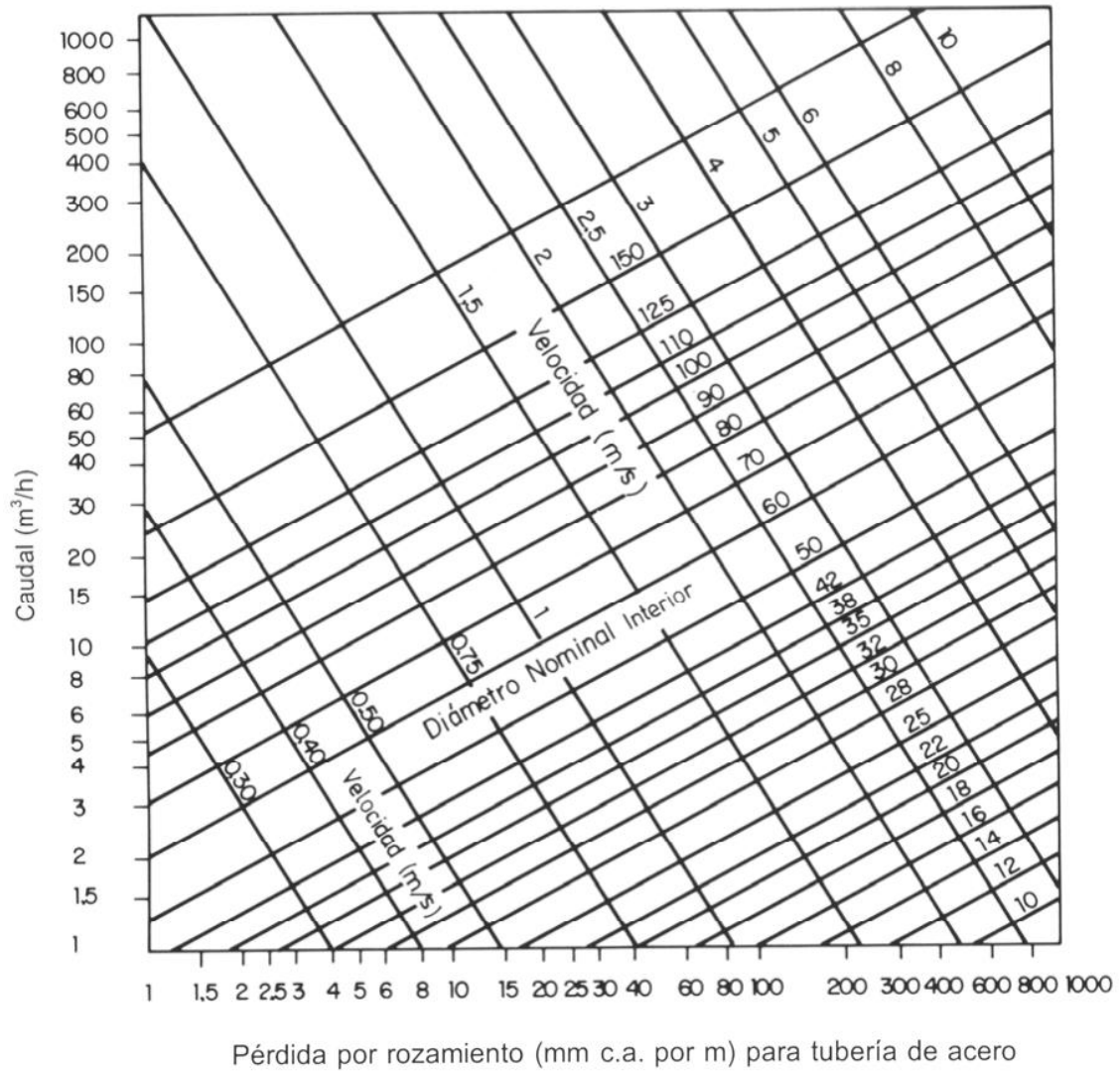
H. Tablas ábacos para el dimensionado de tuberías

Figura H.1. Ábaco para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de cobre



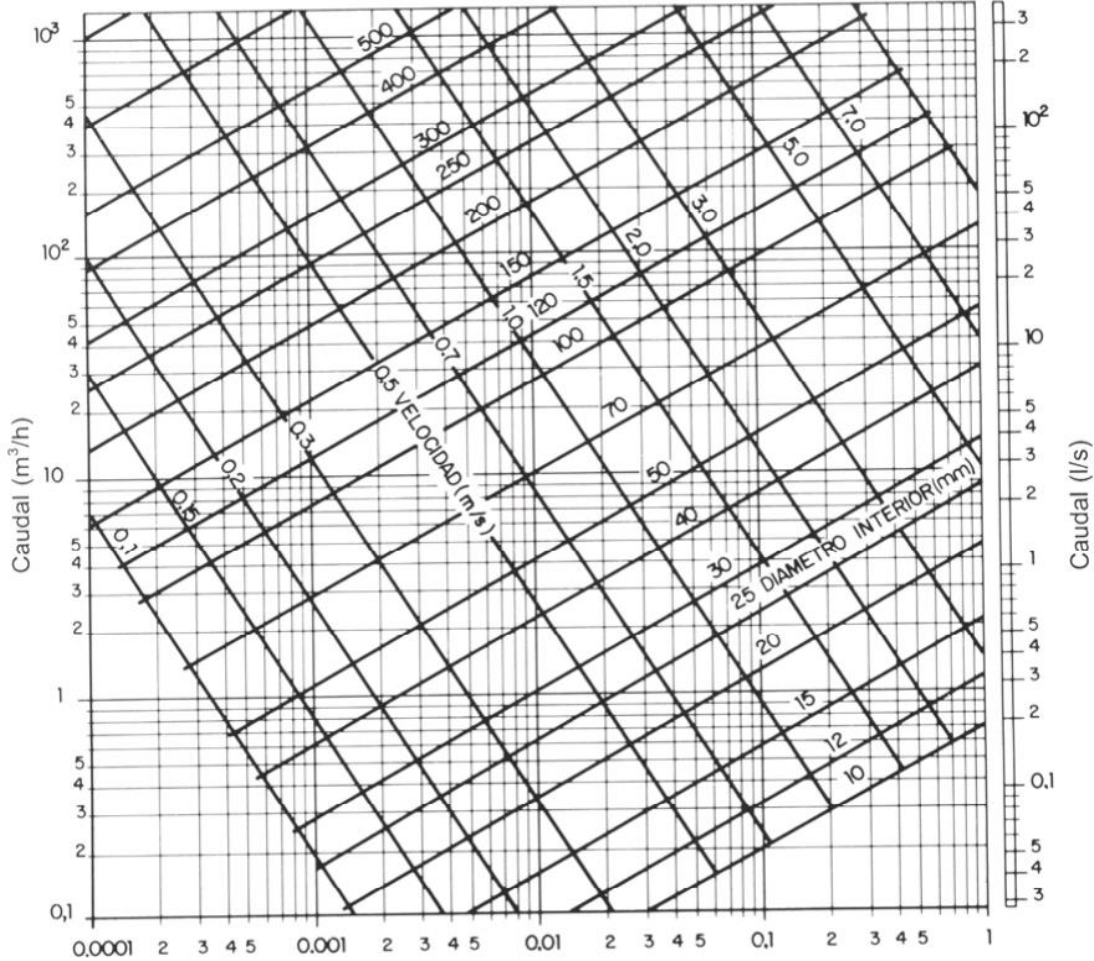
CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGNSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura H.2. Ábaco para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de cobre



CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSE. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura H.3. Ábaco para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de plástico



Pérdida por rozamiento (m c.a. por m) para tubería plástica, tipo PVC y polietileno

CENSOLAR. Instalaciones de energía solar. Tomo III: Sistemas de aprovechamiento térmico. Editorial PROGENSA. España 2010. ISBN: 978-84-95693-53-2

Figura H.4. Ábaco para el cálculo de pérdidas de carga en tuberías de cobre con agua a 10°C

Para utilizarlo unir con una recta el caudal y la velocidad, a continuación, se lee el diámetro y la pérdida de carga (fuente instalaciones hidrosanitarias, Editorial Paraninfo).

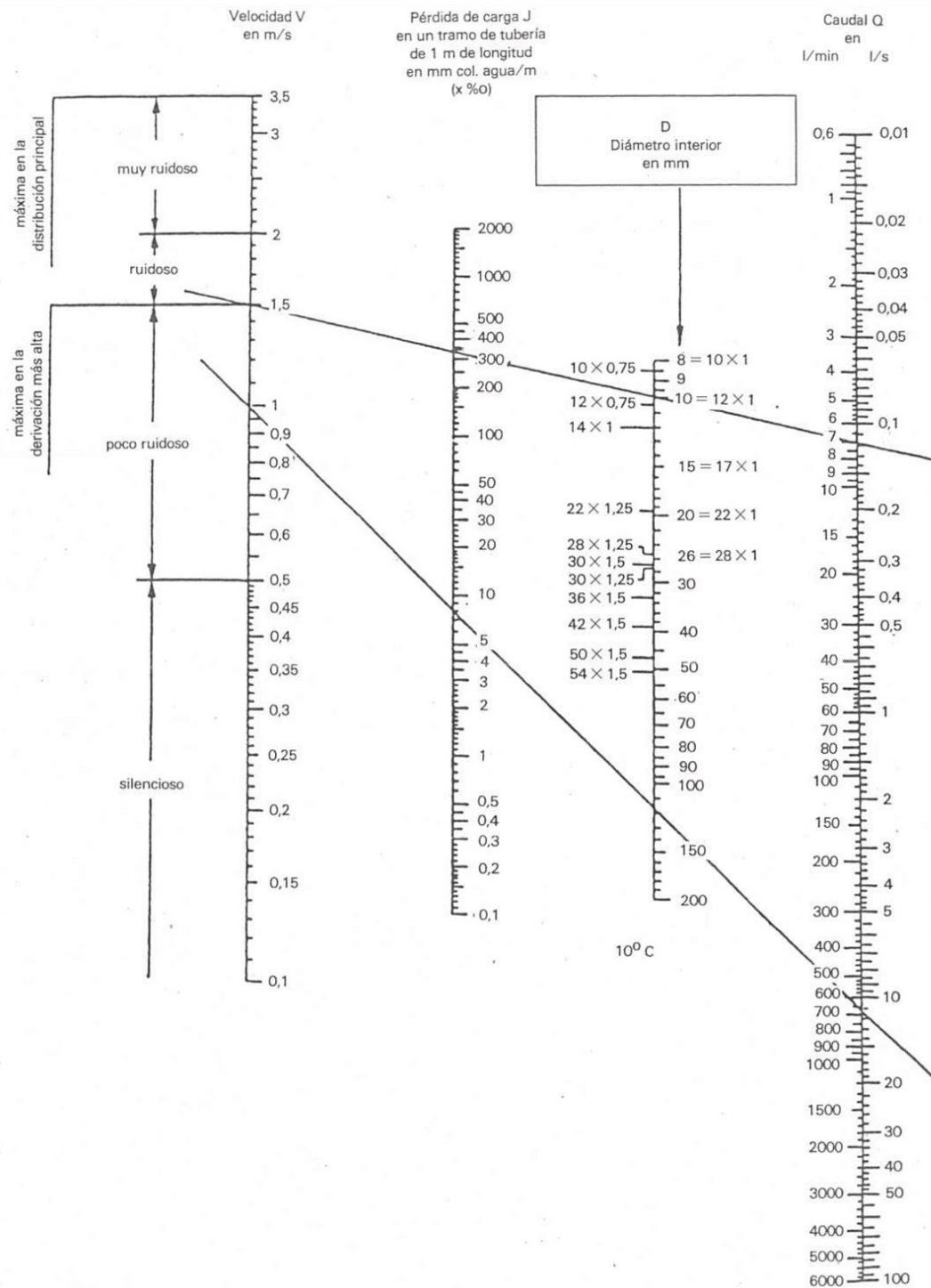


Figura H.5. Ábaco para el cálculo de pérdidas de carga en tuberías de cobre con agua a 60°C

Para utilizarlo unir con una recta el caudal y la velocidad, a continuación, se lee el diámetro y la pérdida de carga (fuente Instalaciones Hidrosanitarias, Editorial Paraninfo).

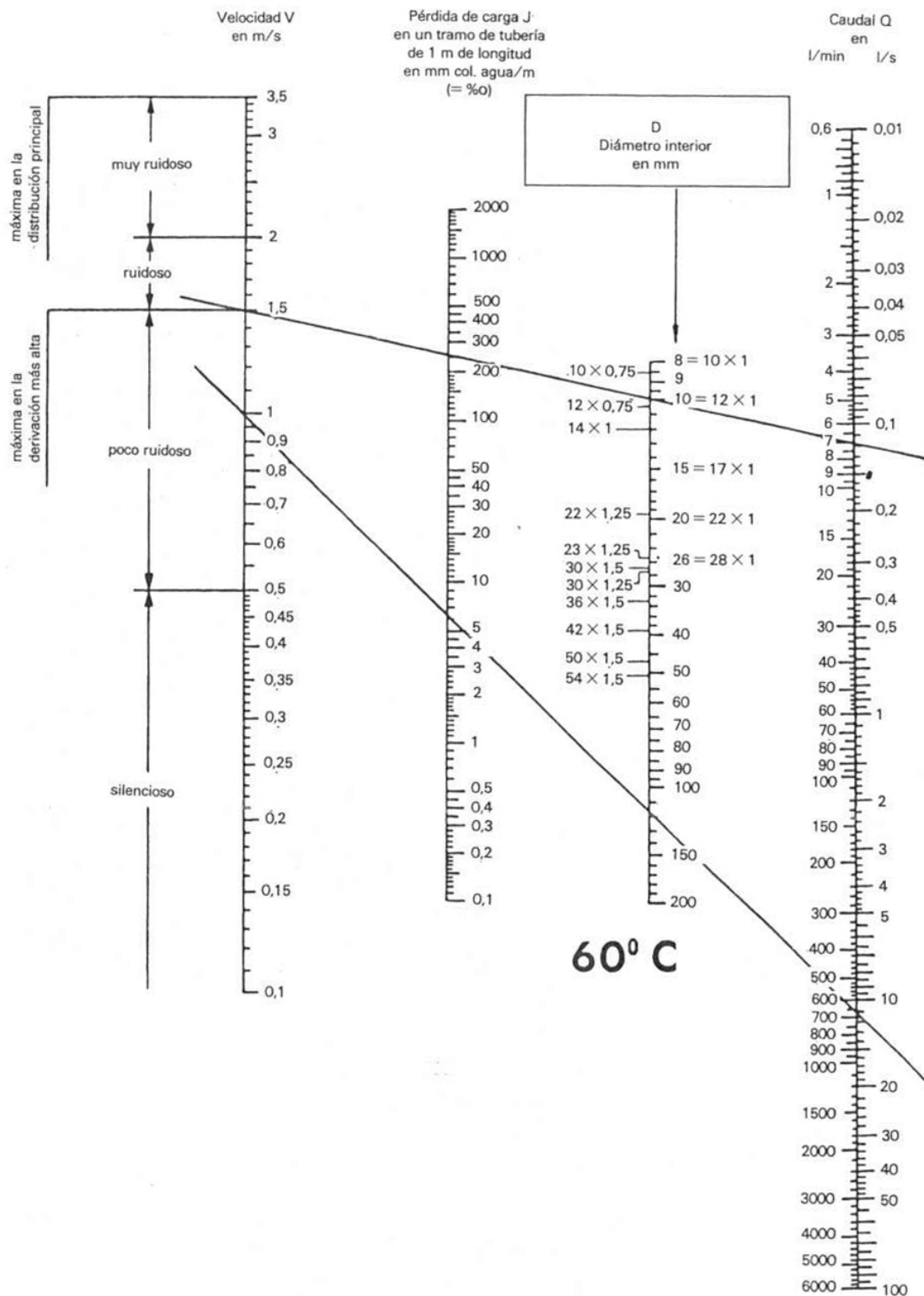


Figura H.6. Longitudes equivalentes de accesorios

LONGITUD EN METROS DE TRAMO RECTO DE CONDUCCION EQUIVALENTE A LAS PERDIDAS DE CARGA DE DIVERSOS ACCESORIOS
























Clase de resistencia aislada	Diámetros de las tuberías (*) (mm)	3/8	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	4	5	6
		10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150
	manguito de unión	0,00	0,00	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,09	0,12	0,15	0,20	0,25
	cono de reducción	0,20	0,30	0,50	0,65	0,85	1,00	1,30	2,00	2,30	3,00	4,00	5,00
	codo o curva de 45°	0,20	0,34	0,43	0,47	0,56	0,70	0,83	1,00	1,18	1,25	1,45	1,63
	curva de 90°	0,18	0,33	0,45	0,60	0,84	0,96	1,27	1,48	1,54	1,97	2,61	3,42
	codo de 90°	0,38	0,50	0,63	0,76	1,01	1,32	1,71	1,94	2,01	2,21	2,94	3,99
	te de 45°	1,02	0,84	0,90	0,96	1,20	1,50	1,80	2,10	2,40	2,70	3,00	3,30
	te arqueada o de curvas (pantalones)	1,50	1,68	1,80	1,92	2,40	3,00	3,60	4,20	4,80	5,40	6,00	6,60
	te confluencia de ramal (paso recto)	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20
	te derivación a ramal	1,80	2,50	3,00	3,60	4,10	4,60	5,00	5,50	6,20	6,90	7,70	8,90
	válvula retención de batiente	0,20	0,30	0,55	0,75	1,15	1,50	1,90	2,65	3,40	4,85	6,60	8,30
	de pistón	1,33	1,70	2,32	2,85	3,72	4,67	5,75	6,91	8,40	11,1	12,8	15,4
	válvula retención paso de escuadra	5,10	5,40	6,50	8,50	11,50	13,0	16,5	21,0	25,0	36,0	42,0	51,0
	válvula de compuerta abierta	0,14	0,18	0,21	0,26	0,36	0,44	0,55	0,69	0,81	1,09	1,44	1,70
	válvula de paso recto y asiento inclinado	1,10	1,34	1,74	2,28	2,89	3,46	4,53	5,51	6,69	8,80	10,8	13,1
	válvula de globo	4,05	4,95	6,25	8,25	10,8	13,0	17,0	21,0	25,0	33,0	39,0	47,5
	válvula de escuadra o ángulo (abierta)	1,90	2,55	2,35	4,30	5,60	6,85	8,60	11,1	13,7	17,1	21,2	25,5
	válvula de asiento de paso recto	—	3,40	3,60	4,50	5,65	8,10	9,00	—	—	—	—	—
	intercambiador	—	—	—	2,10	5,00	12,5	13,2	14,2	25,0	—	—	—
	radiador	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,75	6,50	7,00	7,50	8,00	10,0
	radiador con valvulería	3,75	4,40	5,25	6,00	6,75	7,50	8,80	10,1	11,4	12,7	14,0	15,0
	caldera	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,75	6,50	7,00	7,50	8,00	10,0
	contador			4,5 m.c.d.a.									
	individual o divisionario			10 m.c.d.a.									

Tabla H.1. Caudales máximos admisibles en tuberías de cobre y longitudes equivalentes de accesorios (fuente Gas Natural)

Caudales de agua aproximados máximos admisibles para los diferentes diámetros de tubería de cobre, suponiendo una pérdida de carga máxima de 40 mm.c.a./m	Diámetro nominal	Espesor de pared (mm)	Diámetro interior (mm)	Caudal (litros/h)
	18	1,0	16,0	hasta 500
22	1,0	20,0	hasta 950	
28	1,0	26,0	hasta 1.900	
35	1,0	33,0	hasta 3.600	
42	1,0	40,0	hasta 6.200	
54	1,2	51,6	hasta 12.000	

Longitud equivalente de tubería (en m) para pérdidas de carga singulares	Diámetro nominal de la tubería					
	18	22	28	35	42	54
Curva de 45°	0,34	0,43	0,47	0,56	0,7	0,85
Codo de 90°	0,5	0,63	0,76	1,01	1,32	1,71
Curva de 90°	0,33	0,45	0,6	0,84	0,96	1,27
Reducción	0,3	0,5	0,65	0,85	1	1,3
T →→	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
T ↑↑	2,5	3	3,6	4,1	4,6	5
T ←←	1,68	1,8	1,92	2,4	3	3,6
Válvula antirretorno de clapeta	0,5	0,77	1,05	1,61	2,1	2,66

Tabla H.2. Características principales de las tuberías de cobre (fuente Gas Natural)

Características principales de las tuberías de cobre	Diámetro exterior (mm)	Epesor de pared (mm)	Diámetro interior (mm)	Peso lineal (kg/m)	Superficie pared ext (cm ² /m)	Sección interior (mm ²)	Capacidad (litros/m)	Presión trabajo (kp/cm ²)
15	15	0,75	13,5	0,299	471	143	0,143	49
		1	13	0,391		133	0,133	68
18	18	0,75	16,5	0,362	565	214	0,214	40
		1	16	0,475		201	0,201	55
22	22	1	20	0,587	691	314	0,314	44
		1,2	19,6	0,698		302	0,302	54
		1,5	19	0,860		284	0,284	69
28	28	1	26	0,753	880	531	0,531	34
		1,2	25,6	0,899		515	0,515	41
		1,5	25	1,111		491	0,491	53
35	35	1	33	0,951	1100	855	0,855	27
		1,2	32,6	1,134		835	0,835	32
		1,5	32	1,406		804	0,804	41
42	42	1	40	1,146	1319	1257	1,257	22
		1,2	39,6	1,369		1232	1,232	27
		1,5	39	1,699		1195	1,195	34
54	54	1,2	51,6	1,172	1696	2091	2,091	20
		1,5	51	2,202		2043	2,043	26

Tabla H.3. Caudales instantáneos mínimos de aparatos sanitarios y temperaturas de uso del ACS

CAUDALES INSTANTANEOS MINIMOS DE LOS DISTINTOS APARATOS SANITARIOS	
LAVABO	0,10 l/s
BIDET	0,10 l/s
INODORO CON DEPÓSITO	0,10 l/s
BAÑERA	0,30 l/s
DUCHA	0,20 l/s
FREGADERA	0,20 l/s
OFICE»	0,15 l/s
LAVADERO	0,20 l/s
LAVAVAJILLAS	0,20 l/s
LAVADORA AUTOMATICA	0,20 l/s

I. Tablas de poderes caloríficos

El presente anexo contiene las tablas con los poderes caloríficos de los principales combustibles.

Las fuentes son: IDAE, Eurostat, AIE y Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 27 de diciembre de 2013 que modifica a la Orden ITC/2877/2008.

A continuación, se incluyen las definiciones de poder calorífico, poder calorífico inferior y poder calorífico superior. Las mismas que constan en el apartado 1.3.

Poder Calorífico. El poder calorífico de un combustible se define como la cantidad de energía desprendida en la reacción referida a una unidad de masa o volumen. También se puede definir como la cantidad de calor que entrega una unidad de masa o volumen de combustible al oxidarse completamente.

Poder Calorífico Inferior, PCI. Se define como el calor desprendido por unidad de combustible sin enfriar o condensar los productos de la combustión con lo cual se pierde el calor latente contenido en el vapor de agua. También se puede definir como, la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa o de volumen de combustible. El calor latente del vapor de agua no es considerado ya que no se produce el cambio de fase, expulsándose el vapor de agua con los gases de combustión.

Poder Calorífico Superior, PCS. Se define como la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa o de volumen de combustible cuando el vapor de agua originado en la combustión está condensado, aprovechándose a su vez el calor latente del vapor de agua en el cambio de fase.

Tabla I. Poderes caloríficos de las principales fuentes energéticas

Tipo de combustible		PCI (GJ/t)	PCI (kWh/Kg)	PCI (kcal/Kg)	PCI (tep/t)	PCI (tep/miles de litros)	PCS (MJ/Nm ³)	PCS (kcal/Nm ³)		
Petróleo y productos petrolíferos	Petróleo Bruto	42,55	11,82	10.190	1,0190					
	Materias primas de refinería	39,88	11,08	9.550	0,9550					
	GLP	45,89	12,75	10.990	1,0990					
	Propano	46,20	12,83	11.063	1,1063				91,27	21.800
	Butano	44,78	12,44	10.723	1,0723				118,49	28.300
	Queroseno	42,89	11,91	10.270	1,0270				0,8244	
	Gasolina	43,89	12,19	10.510	1,0510				0,7752	
	Gasolina aviación	43,89	12,19	10.510	1,0510				0,7357	
	Gasóleo automoción	42,47	11,80	10.170	1,0170				0,8467	
	Otros gasóleos	42,47	11,80	10.170	1,0170				0,8467	
	Fuelóleo	39,88	11,08	9.550	0,9550					
	Alquitrán	39,88	11,08	9.550	0,9550					
	Nafta	43,89	12,19	10.510	1,0510					
	Lubricantes	39,88	11,08	9.550	0,9550					
	Coque de petróleo	31,90	8,86	7.640	0,7640					
Gases	GNL	45,10	12,53	10.800	1,0800		40,474	9.667		
	Gas natural									
	Metano	50,00	13,89	11.973	1,1973					
	Etano	47,51	13,20	11.350	1,1350					
	Gas de refinería	49,36	13,71	11.820	1,1820					
	Gas de coquería								19,01	4.540
	Gas de alto horno								2,89	690
	Biogases en general								21,77	5.200
	Biogás pobre								15,51	3.705
	Biogás de vertedero								20	4.775
Biogás de depuradora					26	6.327				
Carbones	Antracita eléctrica	19,23	5,34	4.594	0,4594					
	Antracita industrial	24,40	6,78	5.829	0,5829					
	Antracita otros sectores de consumo final	26,10	7,25	6.235	0,6235					
	Hulla eléctrica	22,60	6,28	5.399	0,5399					
	Hulla coquizable	29,55	8,21	7.059	0,7059					
	Hulla altos hornos	26,20	7,28	6.259	0,6259					
	Hulla industrial	24,10	6,69	5.757	0,5757					
	Hulla otros sectores de consumo final	26,86	7,46	6.417	0,6417					
	Carbón subbituminoso	13,37	3,71	3.194	0,3194					
	Lignito	13,34	3,71	3.195	0,3195					
	Coque de coquería	26,80	3,71	3.195	0,3195					
	Alquitrán de hulla	38,00	3,71	3.195	0,3195					
	Biomasa	Biomasa en general	14,12	3,92	3.382				0,3382	
Leña y ramas		15,87	4,41	3.800	0,3800					
Leñas tallares		10,44	2,90	2.500	0,2500					
Leñas de podas		10,44	2,90	2.500	0,2500					
Leñas de olivos y cultivos agrícolas		10,44	2,90	2.500	0,2500					
Serrines y virutas		15,79	4,38	3.780	0,3780					
Cortezas		15,24	4,23	3.650	0,3650					
Astilla de pino triturada (Humedad <20%)		15,07	4,19	3.608	0,3608					
Residuos de poda		15,66	4,35	3.750	0,3750					
Otros residuos forestales		13,82	3,84	3.310	0,3310					
Biomasa de la industria forestal		14,60	4,06	3.497	0,3497					
Biomasa agrícola		12,53	3,48	3.000	0,3000					
Sarmientos de vid		13,70	3,80	3.280	0,3280					

	Ramilla de uva	12,32	3,42	2.950	0,2950	
	Hueso de aceituna	16,12	4,48	3.860	0,3860	
	Orujillo	15,79	4,38	3.780	0,3780	
	Orujo de uva	13,53	3,76	3.240	0,3240	
	Cáscara de frutos secos	15,49	4,30	3.710	0,3710	
	Cáscara de cereales	13,15	3,65	3.150	0,3150	
	Cáscara de almendra (Humedad <20%)	15,90	4,42	3.808	0,3808	
	Paja de cereales	13,20	3,67	3.160	0,3160	
	Zuro de maíz (Humedad <25%)	16,24	4,51	3.888	0,3888	
	Otros residuos agrícolas	13,82	3,84	3.310	0,3310	
	Poso de café	27,14	7,54	6.500	0,6500	
	Marro de café	25,06	6,96	6.000	0,6000	
	Residuo molienda de café	8,14	2,26	1.950	0,1950	
	Pellets en general	16,45	4,57	3.940	0,3940	
	Pellet de madera (Humedad <15%)	18,04	5,01	4.319	0,4319	
	Carbón vegetal	15,87	4,41	3.800	0,3800	
Biocarburantes ⁽¹⁾	Bioetanol	26,93	7,48	6.449	0,6449	0,5016
	Biodiesel	36,90	10,25	8.837	0,8837	0,7882

Fuentes: Eurostat, AIE y Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 27 de diciembre de 2013 que modifica a la Orden ITC/2877/2008

Tabla I.1. Poderes caloríficos de los principales residuos

Tipo de residuo		PCI (GJ/t)	PCI (kWh/Kg)	PCI (kcal/Kg)	PCI (tep/t)
CDR – RSU	Fracción no degradable	18,14	5,04	4.344	0,4344
	Fracción degradable	9,86	2,74	2.362	0,2362
Neumáticos	Fracción no degradable	31,00	8,61	7.423	0,7423
	Fracción degradable	42,09	11,69	10.080	1,0080
De vehículos fuera de uso	Fracción no degradable	48,78	13,55	11.682	1,1682
	Fracción degradable	28,94	8,04	6.930	0,6930
Textil, calzado, artículos de piel	Fracción no degradable	38,09	10,58	9.122	0,9122
	Fracción degradable	18,47	5,13	4.422	0,4422
Plásticos	Fracción no degradable	32,71	9,09	7.834	0,7834
Residuos líquidos de hidrocarburo	Fracción no degradable	34,21	9,50	8.192	0,8192
Residuos sólidos de hidrocarburos	Fracción no degradable	13,47	3,74	3.226	0,3226
Serrín impregnado o madera tratada	Fracción degradable	25,02	6,95	5.992	0,5992
Residuos orgánicos fermentables	Fracción degradable	5,50	1,53	1.317	0,1317
Lejías negras	Fracción degradable	12,53	3,48	3.000	0,3000
Papel y cartón	Fracción degradable	19,00	5,28	4.550	0,4550
Envases compuestos	Fracción no degradable	32,71	9,09	7.834	0,7834
Madera y artículos derivados	Fracción degradable	15,41	4,28	3.689	0,3689
Muebles	Fracción degradable	16,70	4,64	4.000	0,4000
Residuos domésticos especiales	Fracción no degradable	16,27	4,52	3.896	0,3896
Celulosa sanitaria	Fracción degradable	13,87	3,85	3.322	0,3322

Fuentes: IDAE

Tabla I.2. Otros contenidos energéticos

	GJ	kWh	kcal	tep	
Solar térmica	3,24	899,00	773.000	0,0773	m ²
Electricidad	3,600	1.000	860.000	0,0860	MWh

Fuentes: Eurostat, AIE e IDAE.

J. Cálculo sistema de apoyo para SST

Esteanexo a modo informativo presenta el cálculo de los diferentes sistemas de apoyo más habituales en los sistemas solares térmicos:

- Sistema mediante resistencia eléctrica.
- Sistema empleando combustibles fósiles.
- Sistema mediante bomba de calor.

Primeramente, para la realización del cálculo se debe considerar la demanda de ACS diario.

$$Q_{ACS} = V_{ACS} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{ACS} - T_{red}) \cdot \frac{1}{3,6 \cdot 10^3}$$

Dónde:

- g) Q_{ACS} : es la demanda energética diaria expresada en kWh.
- h) V_{ACS} : es el caudal de ACS demandado por la instalación en litros.
- i) ρ : es la densidad del agua a 25 °C, 1 kg/l.
- j) c_p : es el calor específico del agua a 25 °C, 4,186 kJ/(kg·°C)
- k) T_{ACS} : temperatura el agua caliente de consumo.
- l) T_{red} : temperatura del agua fría de la red.

J.1. Sistema mediante resistencia eléctrica con acumulación.

$$P = \frac{Q_{ACS}}{t \cdot \eta_{acum}}$$

Dónde:

- a) P: es la potencia de la resistencia eléctrica en kW.
- b) Q_{ACS} : es la demanda energética diaria expresada en kWh.
- c) t: es el tiempo de preparación en horas. Se recomienda entre una y dos horas.
- d) η_{acum} : es el rendimiento del acumulador, considerando la eficiencia de la resistencia eléctrica y el aislamiento del acumulador. Adimensional.

La energía eléctrica consumida se define como:

$$E = P \cdot t$$

Dónde:

- a) E: es la energía eléctrica consumida en kWh.
- b) P: es la potencia de la resistencia eléctrica en kW.
- c) t representa el tiempo total de funcionamiento en el proceso de calentamiento.

J.2. Sistema mediante resistencia eléctrica de calentamiento al paso.

Para los sistemas de calentamiento al paso, se considerará el caudal máximo requerido por el servicio.

$$P = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{ACS} - T_{red})}{\eta}$$

Dónde:

- a) P: es la potencia de la resistencia eléctrica en kW.
- b) Q: es el caudal máximo expresado en l/s.
- c) ρ : es la densidad del agua a 25 °C, 1 kg/l.
- d) c_p : es el calor específico del agua a 25 °C, 4,186 kJ/(kg·°C)
- e) T_{ACS} : temperatura el agua caliente de consumo.
- f) T_{red} : temperatura del agua fría de la red.
- g) η : es el rendimiento del sistema. Adimensional.

La energía eléctrica consumida se define como:

$$E = P \cdot t$$

Dónde:

- a) E: es la energía eléctrica consumida en kWh.
- b) P: es la potencia de la resistencia eléctrica en kW.
- c) t representa el tiempo total de funcionamiento en el proceso de calentamiento.

J.3. Sistema de apoyo empleando combustibles fósiles con acumulación.

Para los sistemas de acumulación se emplea la siguiente expresión:

$$P = \frac{Q_{ACS}}{t \cdot \eta_{acum}}$$

Dónde:

- a) P: es la potencia del acumulador en kW.
- b) Q_{ACS} : es la demanda energética diaria expresada en kWh.
- c) t: es el tiempo de preparación en horas. Se recomienda entre una y dos horas.

- d) η_{acum} : es el rendimiento del acumulador, como consecuencia de las pérdidas térmicas en el acumulador.

J.4. Sistema de apoyo empleando combustibles fósiles al paso.

Para los sistemas de calentamiento al paso, se considerará el caudal máximo requerido por el servicio.

$$P = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{\text{ACS}} - T_{\text{red}})}{\eta}$$

Dónde:

- a) P: es la potencia del equipo en kW.
- b) Q: es el caudal máximo expresado en l/s.
- c) ρ : es la densidad del agua a 25 °C, 1 kg/l.
- d) c_p : es el calor específico del agua a 25 °C, 4,186 kJ/(kg·°C)
- e) T_{ACS} : temperatura el agua caliente de consumo.
- f) T_{red} : temperatura del agua fría de la red.
- g) η : es el rendimiento del sistema. Adimensional.

Para el cálculo del combustible consumido aplicamos la siguiente expresión:

$$C = \frac{V_{\text{ACS}} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{\text{ACS}} - T_{\text{red}})}{PCI \cdot \eta}$$

Dónde:

- a) C: es consumo mensual en el periodo temporal de estudio.
- b) V_{ACS} : es volumen de ACS consumido en el periodo temporal de estudio.
- c) ρ : es la densidad del agua a 25 °C, 1 kg/l.
- d) c_p : es el calor específico del agua a 25 °C, 4,186 kJ/(kg·°C)
- e) T_{ACS} : temperatura el agua caliente de consumo.
- f) T_{red} : temperatura del agua fría de la red.
- g) η : es el rendimiento del sistema de generación. Adimensional.
- h) PCI: es el poder calorífico inferior. En el caso de los sistemas de generación de condensación se empleará el PCS.

J.5. Sistema de apoyo mediante bomba de calor.

Para el dimensionamiento de las bombas de calor tendremos en cuenta el COP, Coefficient of Performance o coeficiente de operatividad, que se define como el porcentaje o ratio entre la energía de calefacción o refrigeración proporcionada por la bomba y la energía eléctrica consumida.

El valor del COP debe ser corregido en función de la temperatura del agua fría de la red, la temperatura ambiente media y la humedad relativa.

De acuerdo a la norma EN 255-3 los valores son:

- a) Temperatura ambiente 20 °C.
- b) Humedad relativa 37%.
- c) Temperatura agua fría 15 °C.

Para determinar la potencia requerida en calentamiento es de:

$$P = \frac{Q_{ACS}}{t \cdot \eta_{acum}}$$

Dónde:

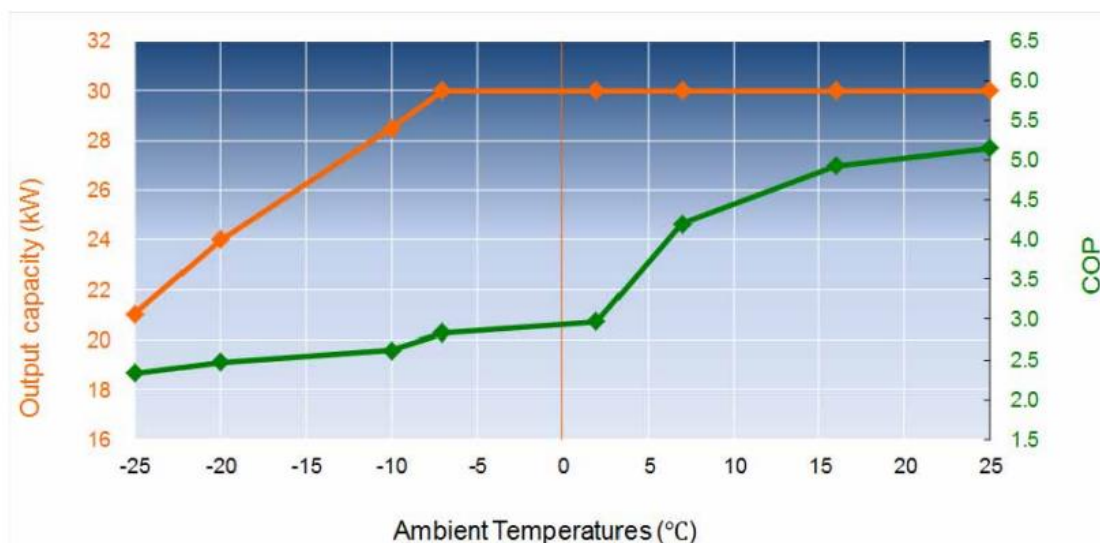
- a) P: es la potencia requerida kW.
- b) Q_{ACS} : es la demanda energética diaria expresada en kWh.
- c) t: es el tiempo de preparación en horas. Se recomienda entre una y dos horas.
- d) η_{acum} : es el rendimiento del acumulador, como consecuencia de las pérdidas térmicas en el acumulador.

Tomando como ejemplo que la potencia requerida para la producción de ACS es de 30 kW.

En la siguiente imagen se muestra la curva de potencia y COP en función de la temperatura ambiente, para un valor de agua fría de red 15 °C y una humedad relativa del 40%, siendo próxima al valor de estudio, para producir ACS a 65 °C.

Para una temperatura ambiente de 10 °C, se observa en la imagen que el valor de la potencia de la bomba de calor se mantiene en una capacidad de 30 kW, y su COP se sitúa en 4,5.

Figura J.5.1. Curva de la potencia de salida en función de la temperatura ambiente.



Referencia: bomba de calor Q-ton de Mitsubishi.

Para determinar la energía consumida se empleará el COP:

$$P_e = \frac{P}{COP}$$

Dónde:

- a) P: es la potencia de la bomba de calor en kW.
- b) Pe: es la potencia eléctrica requerida por bomba de calor en kW.
- c) COP: es el coeficiente de operatividad.

$$P_e = \frac{30}{4,5} = 6,67 \text{ kW}$$

El consumo de potencia eléctrica es de 6,67 kW, por las horas de funcionamiento se obtiene el valor de la energía consumida.

K. Cálculo del SST en un hotel con una capacidad para 36 personas, ubicado en la ciudad de Quito.

El anexo presenta un ejemplo de cálculo y dimensionado de un SST para un hotel de 4 estrellas ubicado en la ciudad de Quito. El hotel dispone de una capacidad para 36 personas.

Según la tabla 9 del apartado 4.10.1, para la demanda de referencia a 60 °C, el consumo de ACS es 55 litros por persona y día.

$$V_{ACS} = V_{ref} \cdot n_{personas} = 55 \cdot 36 = 1.980 \text{ litros}$$

A partir del volumen de ACS diario, para la aplicación del método f-chart se determinará la demanda térmica mensual correspondiente, para lo cual se aplica la expresión:

$$L_{mes} = Q_{día} \cdot N \cdot (T_{ACS} - T_{red}) \cdot 1,16 \cdot 10^{-3}$$

Donde;

- f) L_{mes} , demanda energética mensual, kWh.
- g) $Q_{día}$, consumo diario de agua caliente sanitaria a la temperatura de referencia T_{ACS} , expresado en litros (l).
- h) N, número de días del mes.
- i) T_{ACS} , temperatura de referencia utilizada para la cuantificación del consumo de agua caliente, en °C; en este caso es 60 °C.
- j) T_{red} , temperatura del agua fría de la red, en °C. (los valores considerados en la tabla son tentativos).

Se realiza el cálculo para el caso del mes de enero:

$$L_{enero} = 1.980 \cdot 31 \cdot (60 - 12,2) \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} = 3.403,40$$

Tabla K.1.

MES	N (días/mes)	Q (l/día)	T _{red} (°C)	L _{mes} (kWh)
ENERO	31	1.980	12,2	3.403,40
FEBRERO	28	1.980	12,9	3.029,02
MARZO	31	1.980	13,1	3.339,32
ABRIL	30	1.980	13,5	3.204,04
MAYO	31	1.980	13,7	3.296,60
JUNIO	30	1.980	14,0	3.169,58
JULIO	31	1.980	15,0	3.204,04
AGOSTO	31	1.980	16,0	3.132,84
SEPTIEMBRE	30	1.980	15,0	3.100,68
OCTUBRE	31	1.980	13,8	3.289,48
NOVIEMBRE	30	1.980	13,2	3.224,71
DICIEMBRE	31	1.980	12,4	3.389,16
TOTAL	365	23.760	----	38.782,85

Una consideración previa al diseño es tener en cuenta la zona climática en la que se encuentra la instalación de acuerdo al apartado 4.2.1. Tabla 2. Para la determinación de la radiación se ha empleado el programa Meteonorm, en su versión gratuita, considerando una inclinación de 15° y un azimut de 0°, es decir, orientación Sur; con el objeto de favorecer la producción durante los meses más fríos; obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla K.2. Valores de radiación y temperatura

MES	N (días/mes)	EI (kWh/m ² día)	EI _{mes} (kWh/m ² mes)	T _{amb}
ENERO	31	6,10	189	19,10
FEBRERO	28	5,75	161	19,10
MARZO	31	5,77	179	19,10
ABRIL	30	5,23	157	19,40
MAYO	31	4,55	141	19,20
JUNIO	30	4,63	139	19,70
JULIO	31	4,90	152	19,80
AGOSTO	31	5,42	168	20,30
SEPTIEMBRE	30	6,10	183	20,30
OCTUBRE	31	5,87	182	20,10
NOVIEMBRE	30	5,90	177	19,30
DICIEMBRE	31	5,97	185	19,30
TOTAL	365	----	2013	

Como se puede observar el valor anual es de 2.013 kWh/m², lo que equivale a un promedio diario de 5,51 kWh/m²; y ateniendo a la Tabla 2 del apartado 4.2.1, se encuentra en la zona climática VI.

La contribución solar se determina a partir de la *Tabla 3* del apartado 4.2.2, en donde se tiene en cuenta la demanda total diaria. En este caso 1.980 litros, que se sitúa en el rango de 50 – 5.000; y la zona climática, VI para el caso de estudio. Por tanto, la contribución mínima requerida es del 65 %.

Una vez definida la demanda térmica mensual se procede a aplicar la expresión de trabajo del método F-chart del apartado 4.10.3 que representa la fracción solar:

$$f = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3$$

Para $0 < Y < 3$ y $0 < X < 18$

Se determinan los parámetros Y, X. El cálculo a modo de ejemplo será realizado paso a paso para uno de los meses, y se mostrarán los resultados del resto de meses.

Primeramente, se ha de tener en consideración la curva de rendimiento del colector o captador solar, para poder aplicarla en el método f-chart debe estar en función de la temperatura de entrada del fluido caloportador al colector solar, mediante una ecuación lineal.

Generalmente la curva del rendimiento de los colectores solares suele expresarse en función de la temperatura media del fluido en el colector y en su expresión cuadrática.

El captador seleccionado para el ejemplo tiene la siguiente curva cuadrática:

$$= 0,774 - 6,80 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0,007 \cdot \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta}$$

Se realiza la transformación como se describe en el anexo: “*Transformación de la ecuación de cuadrática del rendimiento del colector solar (según la Norma UNE-EN-12975-2) en una ecuación lineal en función de la temperatura media del fluido. Su posterior conversión en función de la temperatura de entrada para aplicar en el método f-chart.*”

Siendo la ecuación resultante:

$$\eta = 0,741 - 7,074 \cdot \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta}$$

A continuación, se procede con el cálculo del parámetro Y, el cual se define como el cociente entre la energía absorbida por el captador y la carga térmica mensual.

$$Y = \frac{EA_{mes}}{L_{mes}}$$

$$Y = F_R(\tau\alpha)_n \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot \frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} \cdot \bar{H}_{\beta\gamma} \cdot S_c \cdot N / L_{mes}$$

Previamente a la determinación del parámetro Y, se deben considerar los valores de radiación.

Sustituyendo en la expresión:

$$Y_{enero} = F_R(\tau\alpha)_n \cdot \frac{F'_R(\overline{\tau\alpha})}{F_R(\tau\alpha)_n} \cdot \bar{H}_{\beta\gamma} \cdot S_c \cdot N / L_{mes}$$

$$Y_{enero} = 0,741 \cdot 0,95 \cdot 0,96 \cdot 6,10 \cdot S_c \cdot 31 / 3.403,40$$

El parámetro S_c , hace referencia a la superficie total de captación, que es igual a la suma de la superficie útil de captación de cada uno de los colectores. Su determinación se realiza de manera iterativa observando los resultados obtenidos de la fracción solar, es decir, en una primera instancia se consideraría un número de captadores determinados y tras proceder con el cálculo del método f-chart se comprobaría la cobertura mínima obtenida. En el caso que no cumpliera con el 65% que indica la norma, se procedería a aumentar o disminuir la superficie en función del resultado obtenido.

Como valores orientativos para determinar un primer valor estimativo en cuanto al número de captadores se pueden considerar las siguientes condiciones:

La relación entre el volumen de acumulación y el área total de captación debe situarse entre 40 y 180 litros por metro cuadrado por día.

$$40 \leq \frac{V}{A} \leq 180 \text{ l/m}^2 \cdot \text{día}$$

Cada colector calienta aproximadamente 70 litros de agua al día.

$$\frac{V}{A} \cong 70 \text{ l/m}^2 \cdot \text{día}$$

En el caso de estudio, se ha considerado un número total de 16 colectores, con una superficie unitaria útil de $2,0 \text{ m}^2$, siendo la superficie total de 32 m^2 .

El acumulador seleccionado es de 2.000 litros, al ser el valor comercial más próximo a la demanda de ACS. La relación V/A es de $62,5 \text{ l/m}^2 \text{ día}$, por lo cual se cumpliría con la norma.

El acumulador se ha seleccionado teniendo en cuenta las siguientes especificaciones de la norma según las ecuaciones del apartado 4.5.3.

En nuestro caso de estudio se confirma que se cumple el criterio de relación entre volumen de acumulación y la demanda diaria.

$$0,8 \leq \frac{2.000}{1.980} \leq 1,2$$

$$0,8 \leq 1,01 \leq 1,2$$

Antes de proseguir y conocido el acumulador se realiza la comprobación que cumpliría con la relación entre la superficie de captación y la de intercambio. El intercambiador tiene una superficie S_i de $4,86 \text{ m}^2$.

En el caso de los interacumuladores, en los cuales el intercambiador se encuentra incorporado interiormente al acumulador, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15, según el apartado 4.7.3.

$$S_i \geq 0,15 \cdot S_c$$

Sustituyendo los valores.

$$4,86 \geq 0,15 \cdot 32 = 4,80$$

Por tanto, cumple con la norma.

Retornando a la expresión del parámetro Y, sustituimos el valor de S_c .

$$Y_{\text{enero}} = 0,741 \cdot 0,95 \cdot 0,96 \cdot 6,10 \cdot 32 \cdot 32 / 3.403,40 = 1,201$$

Cumple $0 < Y < 3$

El siguiente paso es la determinación del parámetro X, que se define como el cociente entre las pérdidas del captador o campo de captadores a una T_{ref} y la carga mensual, del apartado 4.10.3.

$$X = F_R U_L \cdot \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \cdot 10^{-3} \cdot (T_{\text{ref}} - \bar{T}_a) \cdot \Delta t \cdot \frac{S_c}{L_{\text{mes}}} \cdot k_1 \cdot k_2$$

$$k_1 = \left(\frac{V}{75 \cdot S_c} \right)^{-0,25}$$

$$k_2 = \frac{11,6 + 1,18 \cdot T_{AC} + 3,86 \cdot T_{\text{red}} - 2,32 \cdot \bar{T}_a}{(100 - \bar{T}_a)}$$

Realizando el cálculo para el mes de enero se obtienen los siguientes resultados:

$$k_1 = \left(\frac{V}{75 \cdot S_c} \right)^{-0,25} = \left(\frac{2000}{75 \cdot 32} \right)^{-0,25} = 1,047$$

$$k_2 = \frac{11,6 + 1,18 \cdot 45 + 3,86 \cdot 12,2 - 2,32 \cdot 19,1}{(100 - 19,1)} = 0,8341$$

$$X_{\text{enero}} = 7,074 \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} \cdot (100 - 19,1) \cdot 744 \cdot \frac{32}{3.403,40} \cdot 1,047 \cdot 0,8341 = 3,322$$

Cumple $0 < X < 18$

Definidos los parámetros X e Y se sustituye en la expresión:

$$f_{\text{enero}} = 1,029Y - 0,065X - 0,245Y^2 + 0,0018X^2 + 0,0215Y^3$$

$$f_{\text{enero}} = 1,029 \cdot (1,201) - 0,065 \cdot (3,32) - 0,245 \cdot (1,201)^2 + 0,0018 \cdot (3,32)^2 + 0,0215 \cdot (1,201)^3$$

$$f_{\text{enero}} = 0,7237$$

El siguiente paso es el cálculo de la energía útil mensual, según el apartado 4.10.3.1.

$$EU_{\text{enero}} = f_{\text{enero}} \cdot L_{\text{enero}} = 0,7237 \cdot 3.403,40 = 2.462,93$$

Se realiza el cálculo para cada uno de los meses del año, el mismo que se muestra en la siguiente tabla

Tabla K.3. Tabla resumen f-chart (1)

MES	EAmes	EPmes	Δt	T_{amb}	K_1	K_2
ENERO	4.087,19	11.300,09	744	19,10	1,0466	0,8341
FEBRERO	3.481,68	10.615,22	672	19,10	1,0466	0,8675
MARZO	3.870,94	11.881,84	744	19,10	1,0466	0,8771
ABRIL	3.395,18	11.635,98	720	19,40	1,0466	0,8908
MAYO	3.049,17	12.230,83	744	19,20	1,0466	0,9039
JUNIO	3.005,92	11.835,96	720	19,70	1,0466	0,9095
JULIO	3.287,05	12.838,03	744	19,80	1,0466	0,9559
AGOSTO	3.633,06	13.290,17	744	20,30	1,0466	0,9958
SEPTIEMBRE	3.957,44	12.235,91	720	20,30	1,0466	0,9474
OCTUBRE	3.935,81	11.945,81	744	20,10	1,0466	0,8928
NOVIEMBRE	3.827,69	11.485,92	720	19,30	1,0466	0,8783
DICIEMBRE	4.000,69	11.351,67	744	19,30	1,0466	0,8400

Tabla K.4. Tabla resumen f-chart (2)

MES	Y	X	f	EU_{mes}	η
ENERO	1,2009	3,3202	0,7237	2.462,93	40,72%
FEBRERO	1,1494	3,5045	0,6860	2.078,04	40,33%
MARZO	1,1592	3,5582	0,6886	2.299,45	40,14%
ABRIL	1,0597	3,6317	0,6285	2.013,89	40,09%
MAYO	0,9249	3,7101	0,5428	1.789,38	39,66%
JUNIO	0,9484	3,7342	0,5562	1.763,02	39,64%
JULIO	1,0259	4,0068	0,5895	1.888,68	38,83%
AGOSTO	1,1597	4,2422	0,6540	2.048,86	38,11%
SEPTIEMBRE	1,2763	3,9462	0,7305	2.264,91	38,68%
OCTUBRE	1,1965	3,6315	0,7050	2.318,96	39,82%
NOVIEMBRE	1,1870	3,5618	0,7035	2.268,56	40,05%
DICIEMBRE	1,1804	3,3494	0,7111	2.410,12	40,71%
TOTAL	----	----	----	25.606,79	----

A partir de los datos mensuales se calcula la fracción solar anual, que se define como el porcentaje de demanda energética anual satisfecha por el SST a lo largo del año, de acuerdo al apartado 4.10.3.2, se expresa como:

$$F = \frac{\sum_1^{12} EU_{mes}}{\sum_1^{12} L_{mes}} = \frac{25.606,79}{38.782,85} = 0,6603 = 66,03\%$$

La fracción solar anual cumple el valor mínimo del 65%.

A continuación, se determina el rendimiento anual del SST, que se define como el cociente entre la energía térmica aportada por el SST, entregada al consumo, y la energía solar incidente sobre el plano del captador, refiriéndose a un periodo de tiempo.

El rendimiento anual se define, de acuerdo al apartado 4.10.3.4 como:

$$\eta_{\text{anual}} = \left(\frac{Q_{\text{solar}}}{H_{\beta} \cdot S} \right) \cdot 100$$

Por lo que, sustituyendo los valores, se tiene:

$$\eta_{\text{anual}} = \left(\frac{25.606,79}{2.013,00 \cdot 32} \right) \cdot 100 = 39,75\%$$

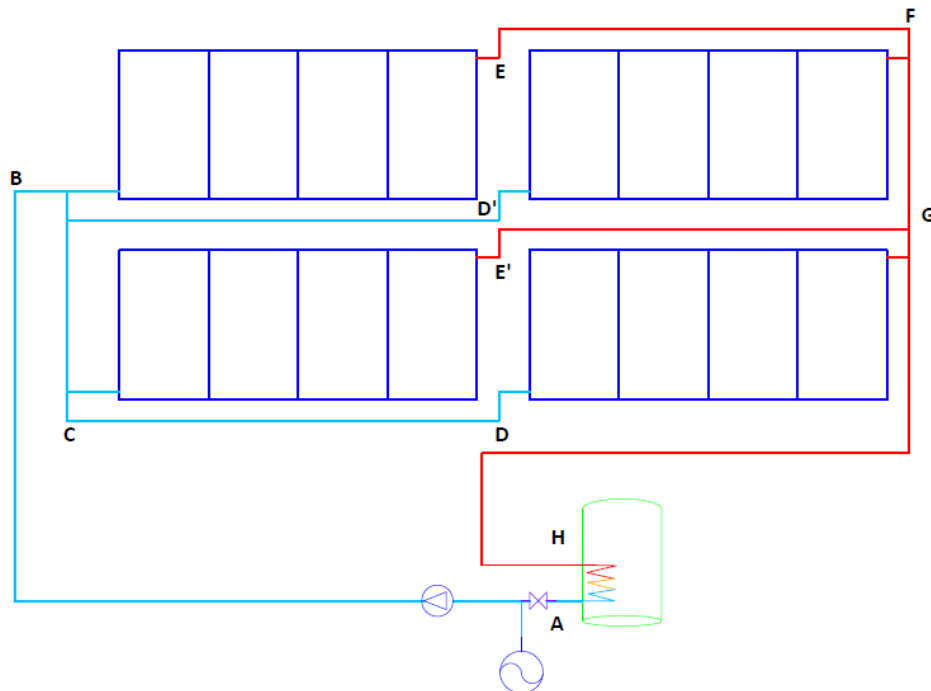
Su rendimiento medio anual se sitúa por encima del 20% especificado en la norma.

El siguiente paso en el desarrollo el SST es el cálculo del sistema hidráulico, en concreto el ejemplo se centra en el circuito primario.

Se opta por una configuración de 4 filas en paralelo de 4 captadores conectados en paralelo. A continuación, se muestra un esquema hidráulico simplificado, con la finalidad de describir las distancias.

El equilibrado se ha realizado empleando el método de impulsión invertida.

Figura K.1. Esquema básico hidráulico del SST



En primer lugar, se determina el caudal que circula por el SST, por el campo de captadores. Según las especificaciones del fabricante del captador, se recomienda un caudal óptimo de 40 litros por hora por metro cuadrado de captador.

$$40 \text{ l/h} \cdot \text{m}^2$$

No se debe confundir este caudal con la estimación de litros de agua caliente que puede producir un captador por metro cuadrado, el cual suele ser de 75 litros.

La superficie de cada captador es de 2 m², por lo cual el caudal por captador será de 80 l/h.

Cada batería de captadores se encuentra formada por 4 captadores en paralelo, por lo tanto, por cada uno de los captadores circulará un caudal total de 80 l/h. Si se dispone de 4 captadores por batería, por cada batería circula un caudal de 320 l/h. En la configuración en paralelo los caudales se suman.

Como se dispone a su vez de 4 baterías de captadores en paralelo, se suman los caudales de cada una de las baterías, por lo cual el caudal total es de 1.280 l/h.

$$Q_{bat} = n \cdot S_c \cdot Q_{cap} = 4 \cdot 2 \cdot 40 = 320 \text{ l/h}$$

Donde.

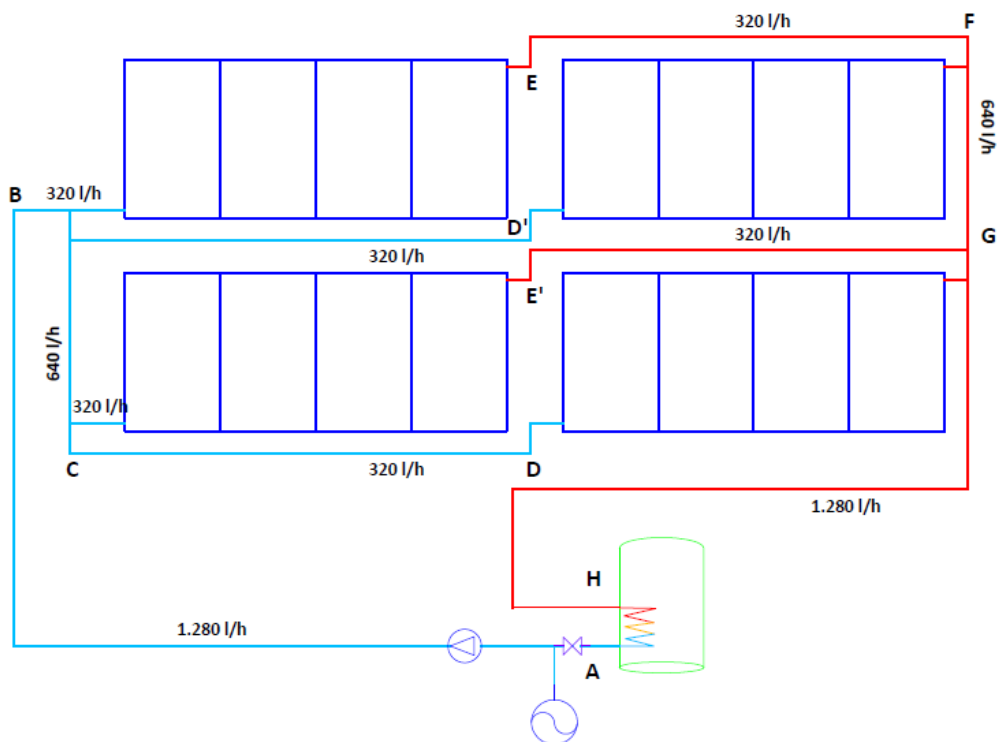
- a) n, es el número de captadores que componen la batería.
- b) S_c, la superficie de captador, m².
- c) Q_{cap}, el caudal por metro cuadrado de captador, 40 l/h · m²

El caudal del SST es:

$$Q_{SST} = n \cdot Q_{bat} = 4 \cdot 320 = 1.280 \text{ l/h}$$

Siendo n el número de baterías del SST.

Figura K.2. Esquema básico hidráulico del SST con caudales



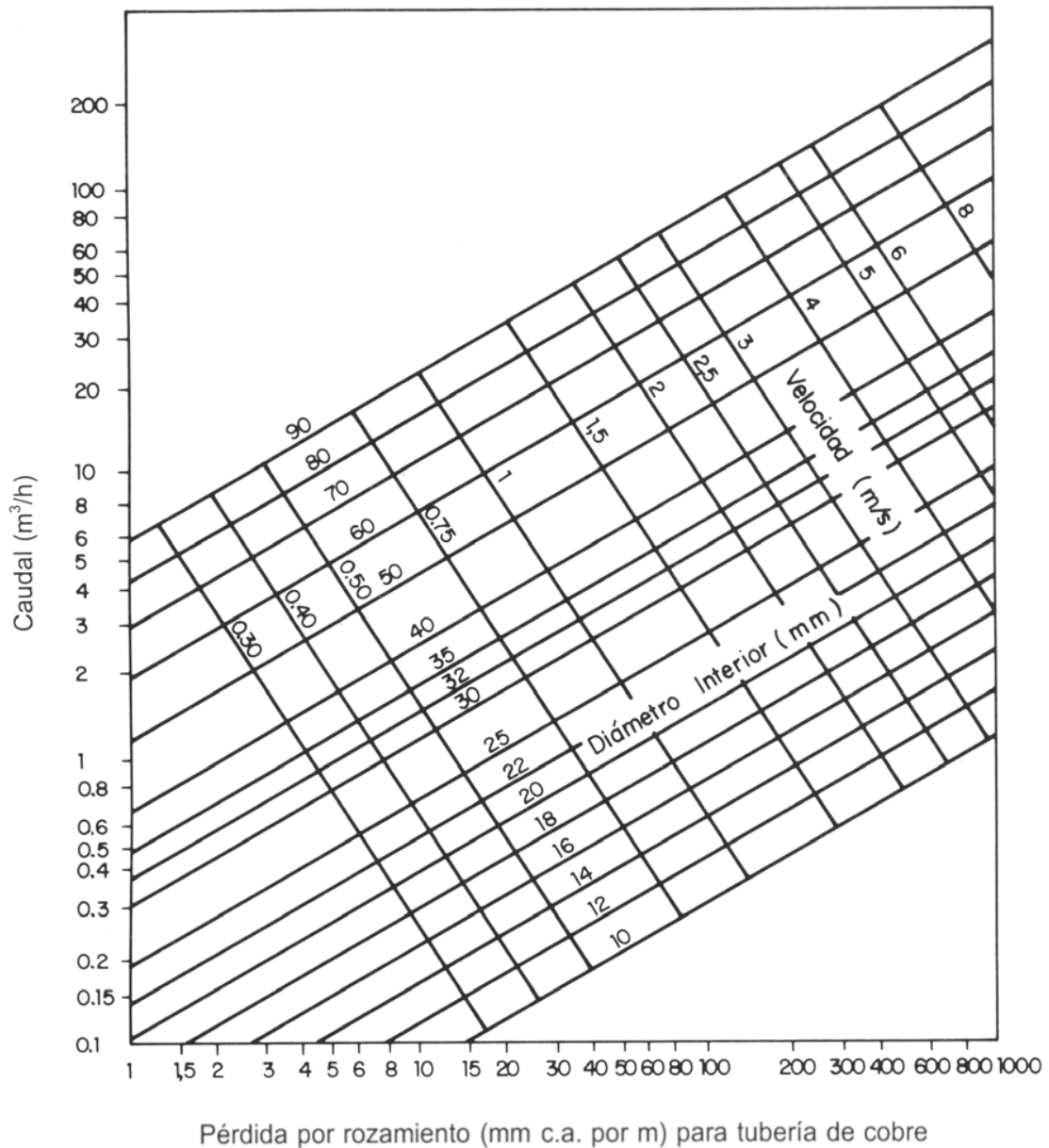
Dependiendo de cada tramo se dispone de un caudal, como se puede observar en la imagen.

Tabla K.5. Tramos, longitudes y caudales del SST

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)
A-B	20	1.280
B-C	5	640
B-D'	6	320
C-D	6	320
E-F	6	320
E'-G	6	320
F-G	5	640
G-H	15	1.280
Batería captadores	4	320

Para el sistema hidráulico del circuito primario se emplea tubería de cobre, por lo cual se considera el siguiente ábaco para determinar las pérdidas por rozamiento.

Figura K.3. Ábaco pérdida rozamiento/caudal



Como se puede observar en la Tabla 8.- se dispone de 3 tipos de tramos en función del caudal, los tramos con un caudal de 1.280 l/h, los tramos de 640 l/h y los de 320 l/h. Por tanto, se empleará el ábaco para cada uno de los caudales.

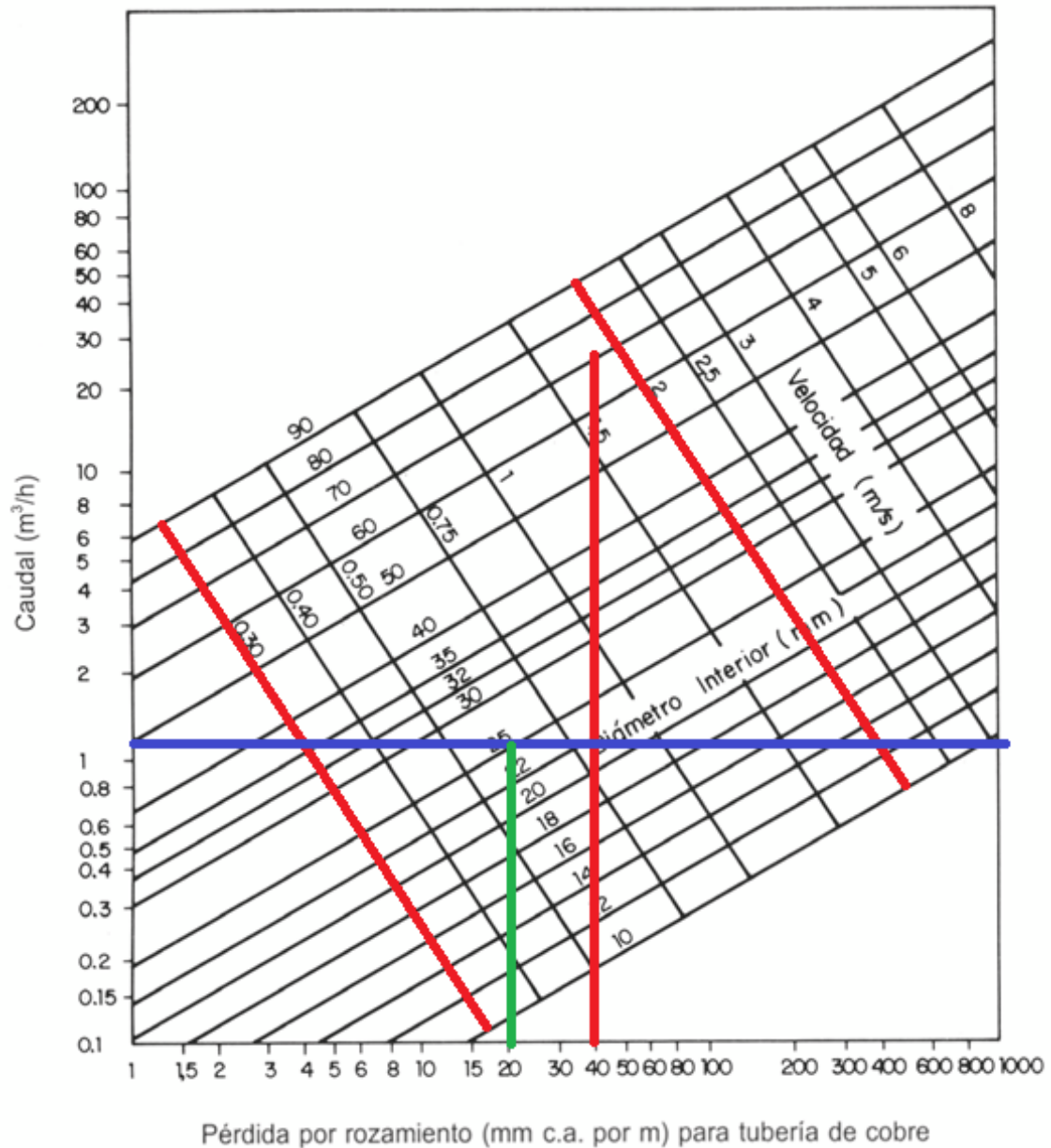
En el ábaco se delimitan los límites de velocidad el fluido caloportador, una velocidad mínima de 0,3 m/s y una máxima de 2,0 m/s, mediante líneas rojas.

También se define la máxima pérdida de carga por metro lineal, la cual es de 40 mm.c.a. por metro lineal.

Se determina el caudal de 1.280 l/h, el cual se resalta en color azul.

Como se puede observar en el ábaco, una tubería de 22 mm de diámetro interior está próxima al valor máximo de pérdida de carga, por lo que se opta por seleccionar el siguiente diámetro superior, 25 mm.

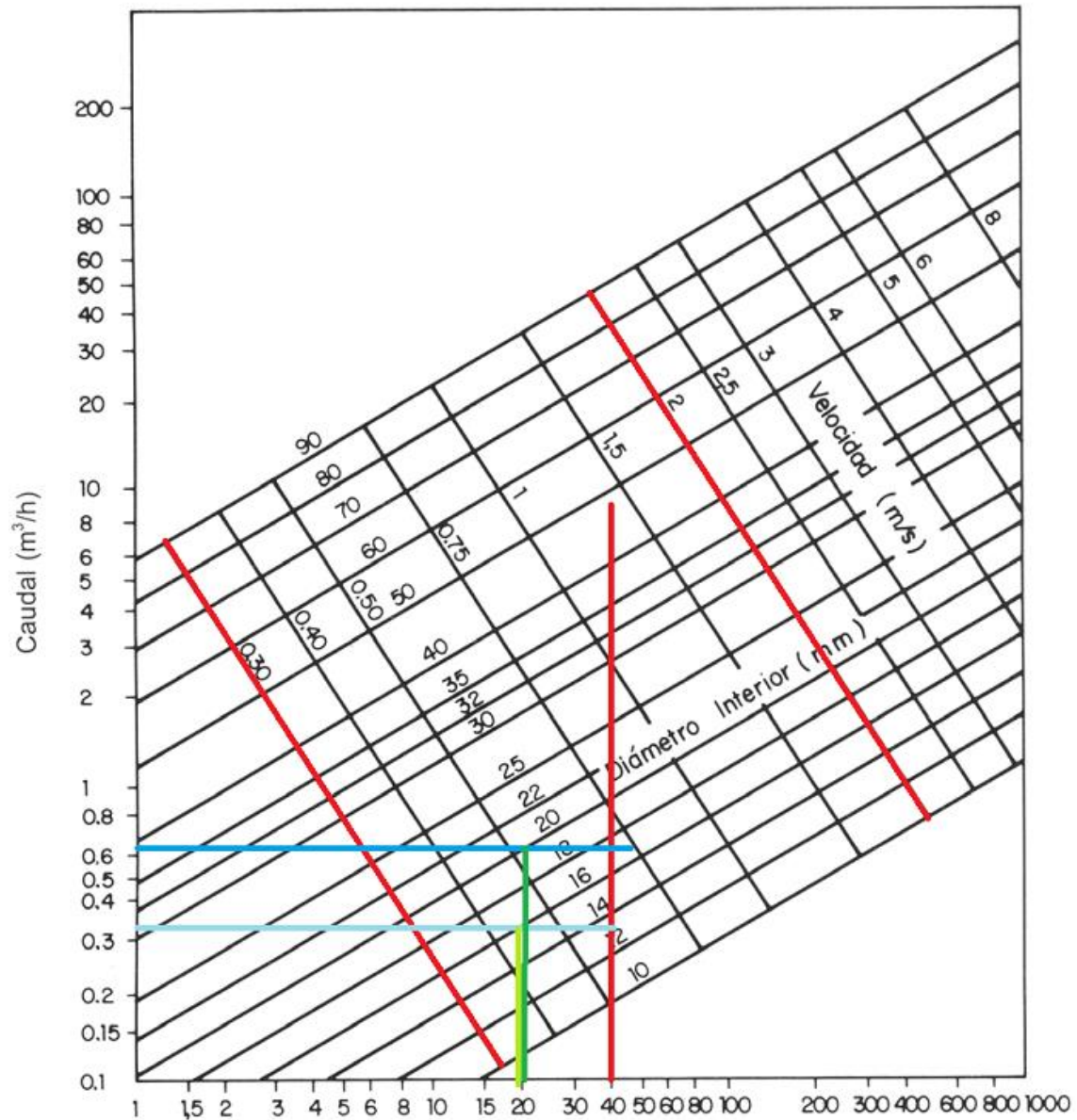
Figura K.4. Determinación del diámetro de tubería



Para el diámetro interior de 25 mm, las pérdidas de carga por rozamiento en la tubería se sitúan en 21 mm.c.a. por metro lineal de tubería, y la velocidad del fluido entre 0,5 m/s y 0,75 m/s.

El siguiente paso es proceder con los tramos con caudales de 320 l/h y 640 l/h.

Figura K.5. Determinación del diámetro de tubería para los caudales de 320 y 640 l/h



Para el caudal de 640 l/h, se ha determinado una tubería con un diámetro 20 mm y para el caudal de 320 l/h de 16 mm.

Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Tabla K.6. Resumen de diámetro y pérdidas de carga lineales

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)	Ø diámetro (mm)	Pérdida de carga (mm.c.a.)
A-B	20	1.280	25	21
B-C	5	640	20	21
B-D'	6	320	16	20
C-D	6	320	16	20
E-F	6	320	16	20
E'-G	6	320	16	20
F-G	5	640	20	21
G-H	15	1.280	25	21
Batería captadores	4	320	--	--

Se debe tener en cuenta, que el ábaco está realizado para una temperatura de 45 °C y agua como fluido caloportador, por lo cual se debe corregir en función de la temperatura del circuito primario y de las características químicas del fluido caloportador empleado.

Se determinan los parámetros k_1 y k_2 .

El factor k_1 es el factor encargado de corregir las pérdidas de carga a valores diferentes a 45 °C, según la Tabla 7 del apartado 4.9.2.7.

En instalación de caso de estudio suponemos una temperatura media del fluido caloportador de 60 °C, por ello el factor k_1 será 0,96. Asimismo, el factor k_2 es determinado a partir de la ecuación del apartado 4.9.2.7.

La viscosidad de la mezcla y la del agua se han de considerar a la temperatura de funcionamiento de la instalación.

Para determinar si debemos emplear una mezcla de agua destilada más anticongelante hemos de tener en cuenta el apartado 3.4.1 *Protección contra heladas*.

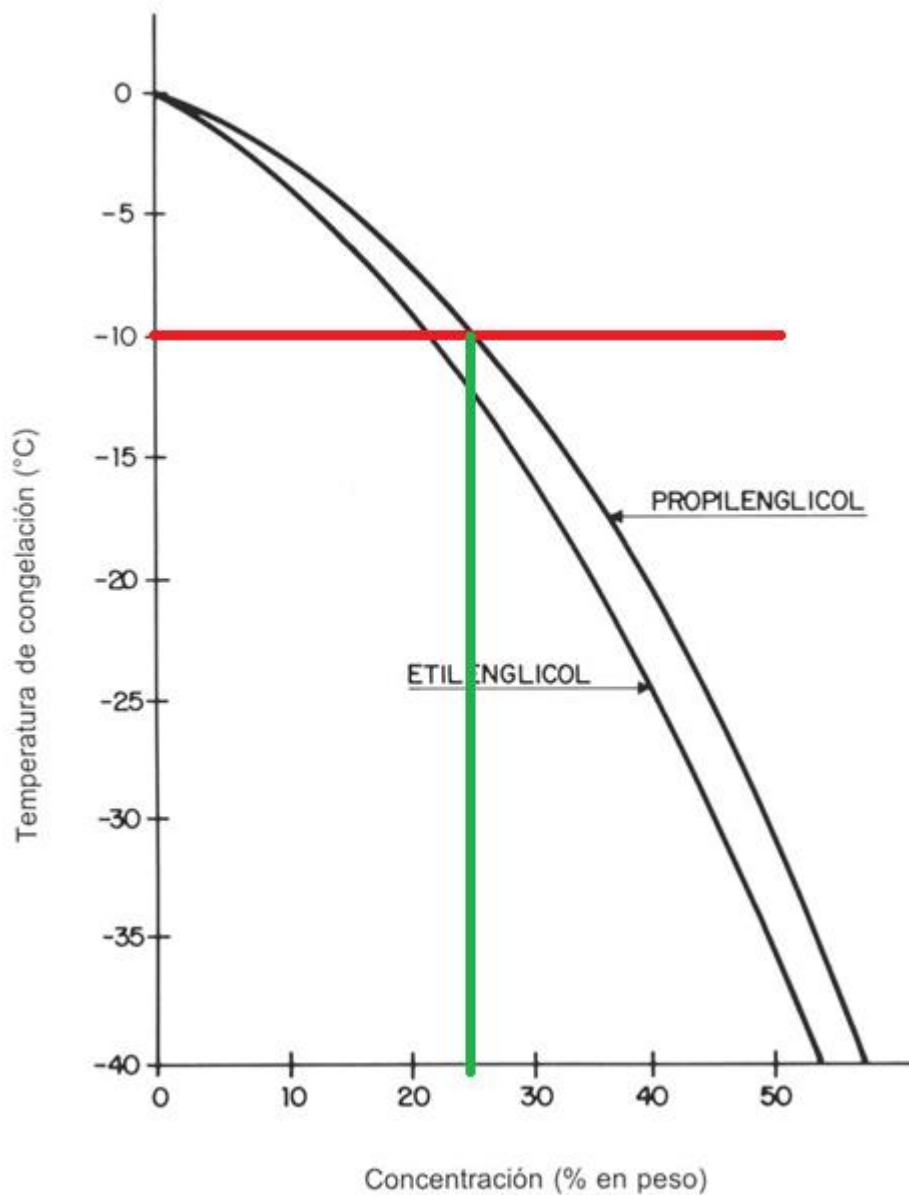
“La instalación estará protegida, con un producto químico no tóxico cuyo calor específico no será inferior a 3 kJ/kg K, en 5 °C por debajo de la mínima histórica registrada con objeto de no producir daños en el circuito primario de captadores por heladas.”

El porcentaje de mezcla se define por la Tabla 1 que se encuentra en el apartado 3.4.

La temperatura mínima histórica es de -5,0 grados en marzo, se ha de considerar 5 °C por debajo de la temperatura mínima histórica, el valor es de -10 °C, en consecuencia, según la tabla la mezcla de propilenglicol debería ser del 30%.

Si se quiere precisar con mayor detalle se puede tomar la *Figura .6.- Curvas de congelación de dos preparados comerciales a base de etilenglicol y propilenglicol, en función de la concentración.* (Anexo G. Gráficos de propiedades fisicoquímicas del propilenglicol).

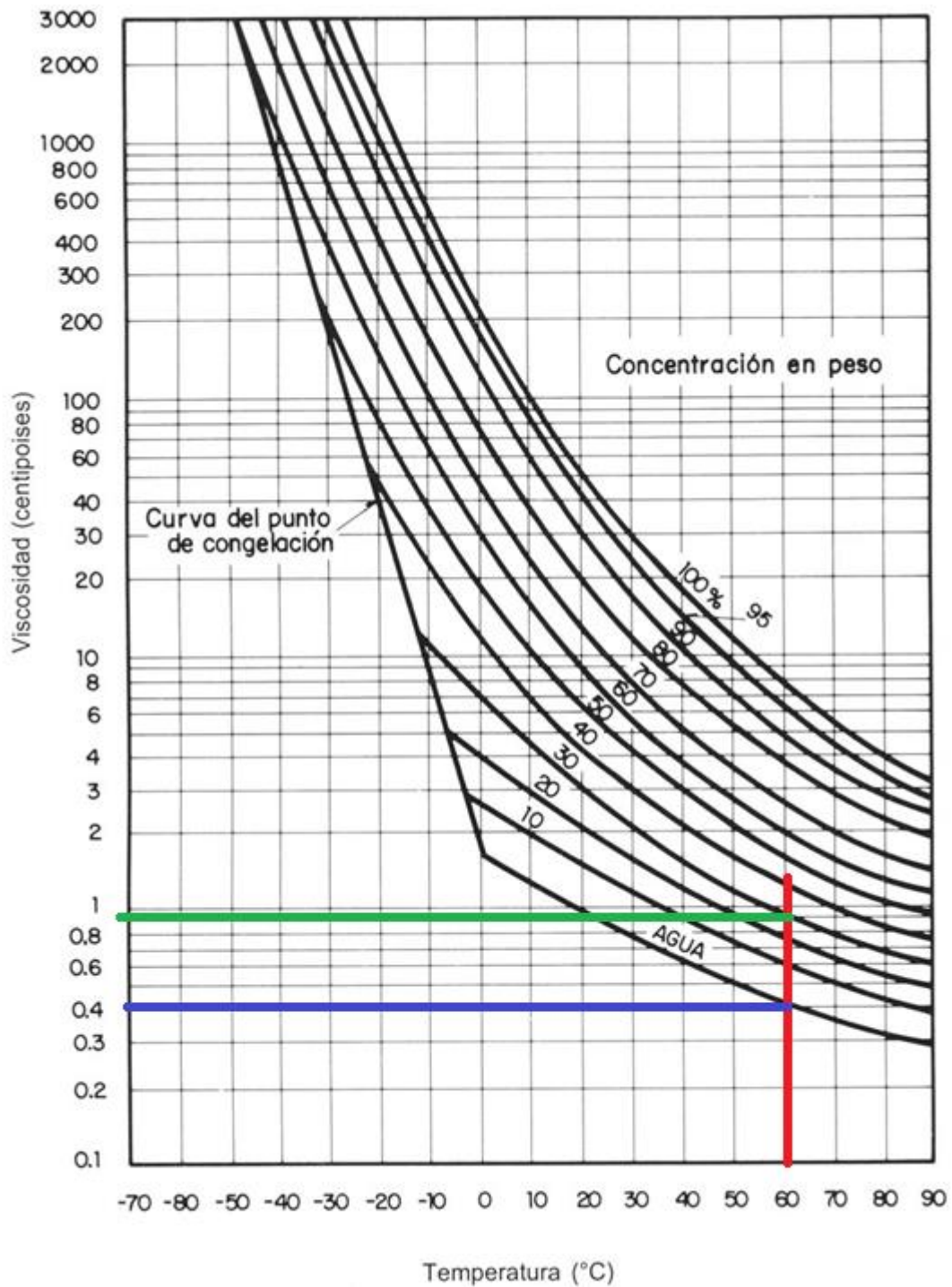
Figura K.6. Ábaco para la determinación de la temperatura de congelación en función de la concentración de anticongelante



Donde se puede observar que con una concentración del 25% en propilenglicol, se cubriría para un punto de congelación de -10 °C. No obstante, se considera un valor de 30% para poder aplicar en el ábaco de viscosidad.

El siguiente paso, es determinar la viscosidad en su ábaco correspondiente. Se debe intersectar la temperatura con de trabajo, 60 °C, con la curva de 30% de mezcla, y proyectarla sobre el eje de la viscosidad, proporcionando un valor de 0,9 centipoises. En la misma curva se establece la viscosidad del agua para la misma temperatura, siendo de 0,4 centipoises. Como unidad de viscosidad según el Sistema Internacional es el Pascal por segundo, pero para la expresión de k_2 puede emplearse en esta misma unidad, centipoises.

Figura K.7. Ábaco para la determinación de la viscosidad en función temperatura



Por tanto;

$$k_2 = \sqrt[4]{\frac{\text{viscosidad de la mezcla}}{\text{viscosidad del agua}}} = \sqrt[4]{\frac{0,9}{0,4}} = 1,225$$

Corrigiendo los valores de pérdida de carga según los parámetros k_1 y k_2 , y teniendo en cuenta las longitudes, se determina la pérdida de carga por tramo.

Tabla K.7. Resumen pérdidas de carga en tubería

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)	Ø diámetro (mm)	Pérdida de carga unitaria mm.c.a./m (45 °C)	k_1	k_2	Pérdida de carga unitaria mm.c.a./m (60 °C)	Pérdida de carga total mm.c.a.
A-B	20	1.280	25	21	0,96	1,225	24,70	494,00
B-C	5	640	20	21	0,96	1,225	24,70	123,50
B-D'	6	320	16	20	0,96	1,225	23,52	141,12
C-D	6	320	16	20	0,96	1,225	23,52	141,12
E-F	6	320	16	20	0,96	1,225	23,52	141,12
E'-G	6	320	16	20	0,96	1,225	23,52	141,12
F-G	5	640	20	21	0,96	1,225	24,70	123,50
G-H	15	1.280	25	21	0,96	1,225	24,70	370,50

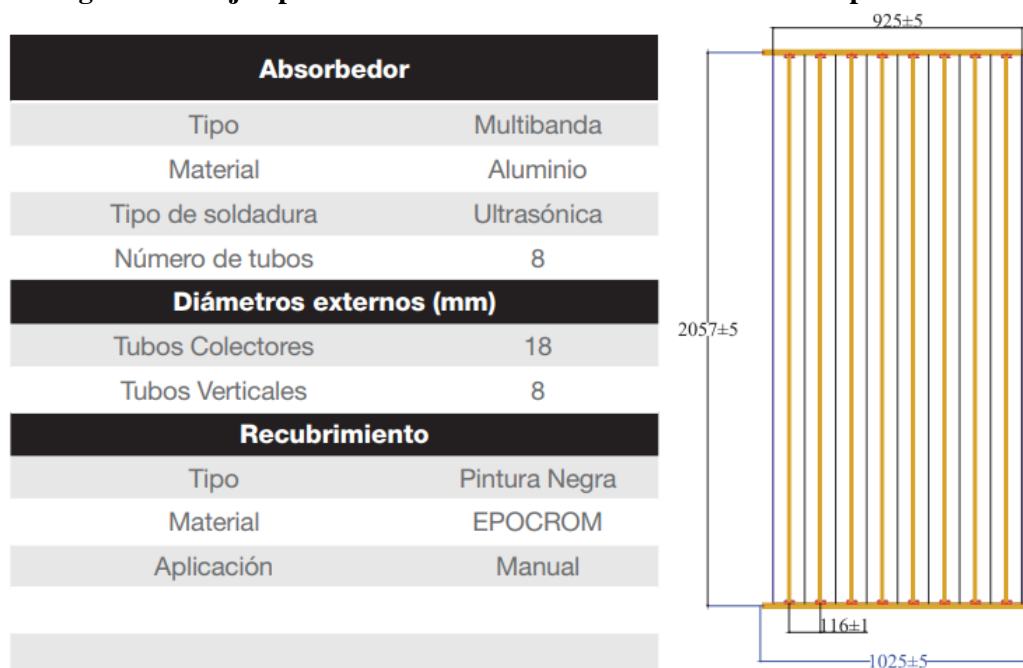
La pérdida de carga total en los tramos del campo de captadores es 1.675,98 mm.c.a.

Determinada la pérdida de carga en los tramos de tubería, se establece la pérdida de carga en cada una de las baterías de captadores. Como es un sistema de baterías en paralelo, a su vez con captadores en paralelo, la pérdida de carga en el sistema de captación corresponde prácticamente a la de un captador.

En este caso el fabricante nos proporciona la pérdida de carga para su caudal óptimo, siendo la pérdida de carga de 243,96 mm.c.a. Otros fabricantes proporcionan el dato según su propia gráfica.

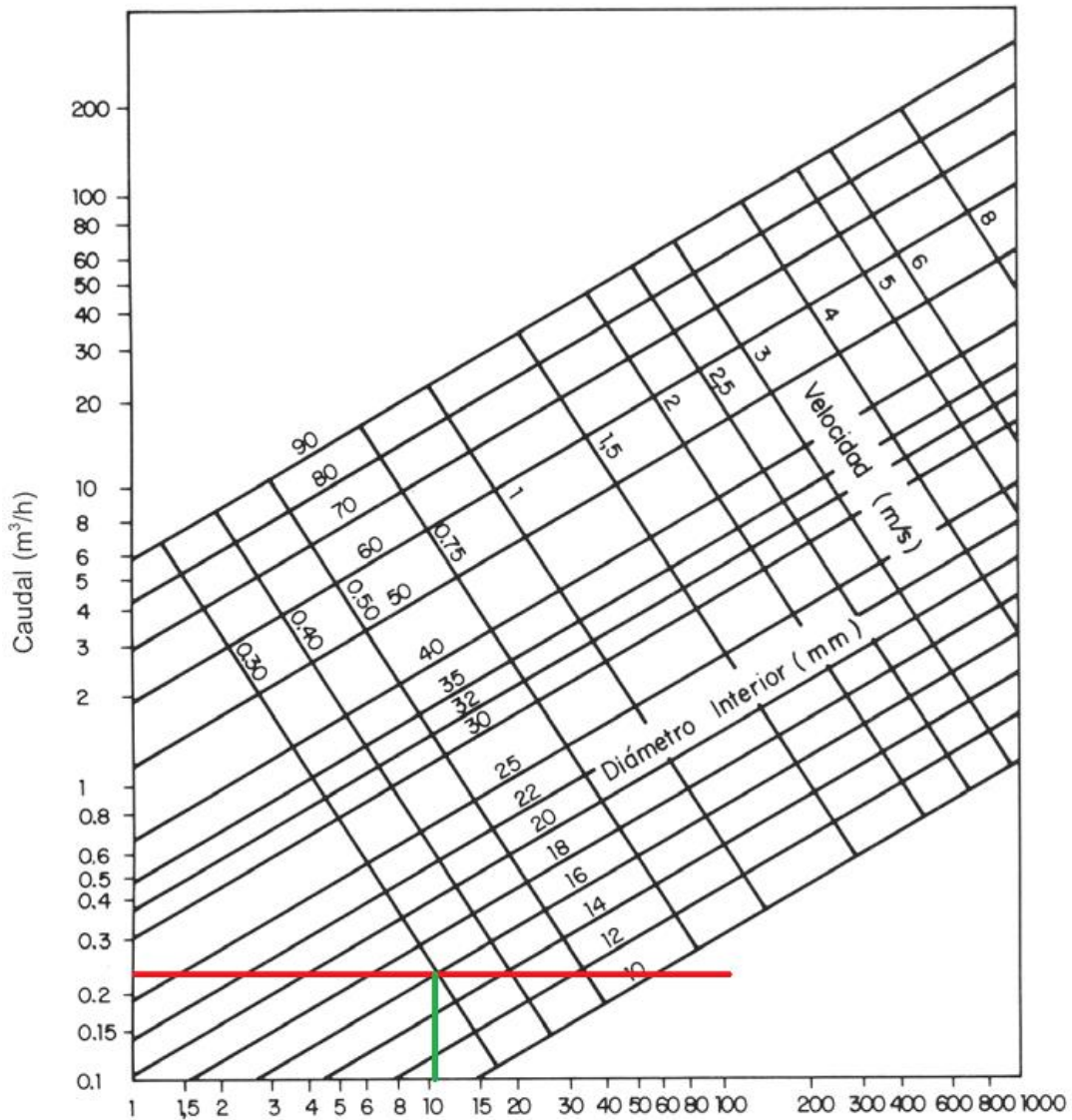
No obstante, aún se debe calcular la pérdida de carga que se produce en el resto de captadores de la batería correspondiente a sus tubos de distribución o tubos colectores, que son aquellos que interconectan los captadores. Como se puede observar en la figura su diámetro exterior es de 18 mm. Estimamos su diámetro interior en 16 mm.

Figura K.8. Ejemplo de características del absorbedor de un captador solar



Por tanto se retoma el ábaco de pérdida de carga en función del caudal para tubería de cobre, teniendo en cuenta que si la batería es de 4 captadores, se considera un captador como pérdida de carga y los otros 3 como tubos colectores. Se estima el caudal a 80 l/h por captador, por tanto, el caudal conjunto de los tres captadores será de 240 l/h.

Figura K.9. Determinación pérdida de carga en tubería de colectores en mm.c.a



Para 240 l/h la pérdida de carga es de 11 mm.c.a., valor que se deben corregir por los factores k_1 y k_2 , siendo el valor de 12,94 mm.c.a.

Teniendo en cuenta la longitud de cada tubo colector como se puede observar en la Imagen 8.-, es de 1,025 m.

Por tanto, la pérdida en los tres captadores es

$$\Delta H_{3col} = n \cdot l \cdot \Delta H_{col} = 3 \cdot 1,025 \cdot 12,94 = 39,79 \text{ mm.c.a}$$

Donde:

- a) n , el número de captadores de la batería menos 1.
























- b) l , longitud del tubo colector de los captadores, m.
 c) ΔH_{col} , la pérdida de carga en el tubo colector de cada captador, mm.c.a./m.

A la pérdida de carga en el captador se suma la pérdida de carga de los tubos colectores del resto de captadores de la batería, siendo su valor:

$$\Delta H_{bat} = 243,96 + 39,79 = 283,75 \text{ mm.c.a.}$$

El siguiente paso es determinar las pérdidas de carga asociadas a cada uno de los accesorios, para lo cual emplearemos tablas de equivalencia.

Tabla K.8. Tabla de longitudes equivalentes
 LONGITUD EN METROS DE TRAMO RECTO DE CONDUCCION EQUIVALENTE
 A LAS PERDIDAS DE CARGA DE DIVERSOS ACCESORIOS

Clase de resistencia aislada	Diámetros de las tuberías (*) (mm)	3/8	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	4	5	6
		10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150
	manguito de unión	0,00	0,00	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,09	0,12	0,15	0,20	0,25
	cono de reducción	0,20	0,30	0,50	0,65	0,85	1,00	1,30	2,00	2,30	3,00	4,00	5,00
	codo o curva de 45°	0,20	0,34	0,43	0,47	0,56	0,70	0,83	1,00	1,18	1,25	1,45	1,63
	curva de 90°	0,18	0,33	0,45	0,60	0,84	0,96	1,27	1,48	1,54	1,97	2,61	3,42
	codo de 90°	0,38	0,50	0,63	0,76	1,01	1,32	1,71	1,94	2,01	2,21	2,94	3,99
	te de 45°	1,02	0,84	0,90	0,96	1,20	1,50	1,80	2,10	2,40	2,70	3,00	3,30
	te arqueada o de curvas (pantalones)	1,50	1,68	1,80	1,92	2,40	3,00	3,60	4,20	4,80	5,40	6,00	6,60
	te confluencia de ramal (paso recto)	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20
	te derivación a ramal	1,80	2,50	3,00	3,60	4,10	4,60	5,00	5,50	6,20	6,90	7,70	8,90
	válvula retención de batiente	0,20	0,30	0,55	0,75	1,15	1,50	1,90	2,65	3,40	4,85	6,60	8,30
	de pistón	1,33	1,70	2,32	2,85	3,72	4,67	5,75	6,91	8,40	11,1	12,8	15,4
	válvula retención paso de escuadra	5,10	5,40	6,50	8,50	11,50	13,0	16,5	21,0	25,0	36,0	42,0	51,0
	válvula de compuerta abierta	0,14	0,18	0,21	0,26	0,36	0,44	0,55	0,69	0,81	1,09	1,44	1,70
	válvula de paso recto y asiento inclinado	1,10	1,34	1,74	2,28	2,89	3,46	4,53	5,51	6,69	8,80	10,8	13,1
	válvula de globo	4,05	4,95	6,25	8,25	10,8	13,0	17,0	21,0	25,0	33,0	39,0	47,5
	válvula de escuadra o ángulo (abierta)	1,90	2,55	2,35	4,30	5,60	6,85	8,60	11,1	13,7	17,1	21,2	25,5
	válvula de asiento de paso recto	—	3,40	3,60	4,50	5,65	8,10	9,00	—	—	—	—	—
	intercambiador	—	—	—	2,10	5,00	12,5	13,2	14,2	25,0	—	—	—
	radiador	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,75	6,50	7,00	7,50	8,00	10,0
	radiador con valvulería	3,75	4,40	5,25	6,00	6,75	7,50	8,80	10,1	11,4	12,7	14,0	15,0
	caldera	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,75	6,50	7,00	7,50	8,00	10,0
	contador general	4,5 m.c.d.a.											
	individual o divisionario	10 m.c.d.a.											

A modo ilustrativo vamos a considerar un número limitado de piezas por tramo:

Tabla K.9. Resumen de piezas por tramo

Tramo	Válvulas de compuerta abierta	Curva 90°	T derivación	Ø diámetro (mm)
A-B	4	5	0	25
B-C	0	1	3	20
B-D'	0	2	0	16
C-D	0	2	0	16
E-F	0	3	0	16
E'-G	0	2	1	16
F-G	0	0	1	20
G-H	1	3	1	25

A continuación, sustituimos en la tabla el número de accesorios de cada columna por la pérdida de carga equivalente, teniendo en cuenta el diámetro.

Si no se dispone de los diámetros interiores cogemos siempre un diámetro inmediatamente inferior al diámetro interior de nuestra tubería.

Tabla K.10. Resumen de piezas por tramo considerando la pérdida de carga equivalente por elemento

Tramo	Válvulas de compuerta abierta	Curva 90°	T derivación	Ø diámetro (mm)
A-B	4*0,26	5*0,60	0	25
B-C	0	1*0,45	3*3,00	20
B-D'	0	2*0,33	0	16
C-D	0	2*0,33	0	16
E-F	0	3*0,33	0	16
E'-G	0	2*0,33	1*2,50	16
F-G	0	0	1*3,00	20
G-H	1*0,26	3*0,60	3,60	25

Tabla K.11. Resumen de pérdidas de carga por elementos para cada tramo

Tramo	Válvulas de compuerta abierta (m)	Curva 90° (m)	T derivación (m)	Total equivalente (m)	Ø diámetro (mm)
A-B	1,04	3,00	0	4,04	25
B-C	0	0,45	9,00	9,45	20
B-D'	0	0,66	0	0,66	16
C-D	0	0,66	0	0,66	16
E-F	0	0,99	0	0,99	16
E'-G	0	0,66	2,50	3,16	16
F-G	0	0	3,00	3,00	20
G-H	0,26	1,80	3,60	5,66	25

Tabla K.12. Resumen de pérdidas de carga por elemento para cada tramo corregidos para la temperatura de 60 °C y la mezcla de anticongalante

Tramo	Ø diámetro (mm)	Pérdida de carga unitaria mm.c.a/m (45 °C)	k ₁	k ₂	Pérdida de carga unitaria mm.c.a/m (60 °C)	Total equivalente (m)	Pérdida de carga total mm.c.a.
A-B	25	21	0,96	1,225	24,70	4,04	99,79
B-C	20	21	0,96	1,225	24,70	9,45	233,42
B-D'	16	20	0,96	1,225	23,52	0,66	15,52
C-D	16	20	0,96	1,225	23,52	0,66	15,52
E-F	16	20	0,96	1,225	23,52	0,99	23,28
E'-G	16	20	0,96	1,225	23,52	3,16	74,32
F-G	20	21	0,96	1,225	24,70	3,00	74,10
G-H	25	21	0,96	1,225	24,70	5,66	139,80

La pérdida de carga total en accesorios es 675,75 mm.c.a

Restaría conocer la pérdida de carga del serpentín del interacumulador, según el fabricante es de 34,32 mm.c.a

Por tanto, disponemos de las pérdidas de carga de:

1. Tramos de tubería, ΔH_{tub} : 1.675,98 mm.c.a
2. Batería de captadores: ΔH_{bat} : 283,75 mm.c.a
3. Accesorios: ΔH_{acc} : 675,75 mm.c.a
4. Serpentín (intercambiador): ΔH_{int} : 34,32 mm.c.a

La pérdida de carga total es:

$$\Delta H_{total} = \Delta H_{tub} + \Delta H_{bat} + \Delta H_{acc} + \Delta H_{int} = 2.669,80 \text{ mm.c.a} = 2,670 \text{ m.c.a}$$

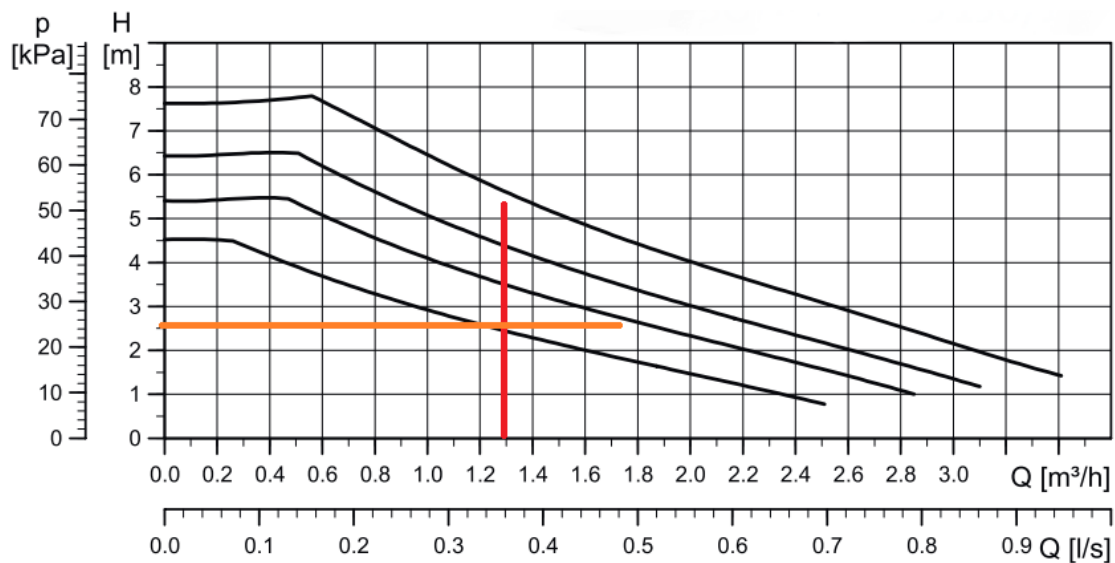
Estimada la pérdida de carga, se ha de seleccionar la bomba que compense dicha pérdida. La bomba debe ser específica para aplicación solar térmica.

Para realizar la selección de la bomba, se ha de tener en cuenta la gráfica de la misma en la cual suelen aparecer varias curvas. En la gráfica se ha de establecer una línea considerando el caudal que debe desplazar la bomba, 1.280 l/h y una línea desde el eje indicando la pérdida de carga a compensar, 2.670 mm.c.a., lo que equivale a 2,67 m.c.a

Ambas líneas intersectan en un punto, que debe coincidir lo más próximo a una de las curvas de la bomba. Se seleccionará aquella bomba que tenga una curva próxima al punto de intersección, situándose la curva por encima del punto.

En el caso de estudio se puede ver que una de las curvas coincide con la primera curva de la gráfica.

Figura K.10. Tabla de curvas de bomba comercial para aplicación solar



El siguiente elemento a considerar del circuito hidráulico es el vaso de expansión.

El hotel dispone de 3 alturas más la planta baja. El campo de captadores solares se ubica en la azotea del edificio, y el sistema de acumulación se encuentra en la zona de caldera en la planta baja. La altura de cada una de las plantas es de 3 metros.

Para el dimensionado del vaso de expansión se aplicará la siguiente expresión:

$$V_t = (V \cdot C_e + V_{vap} \cdot 1,1) \cdot C_{pre}$$

Dónde:

- f) V_t , es el volumen total del vaso de expansión (litros).
- g) V , es el contenido total del fluido en el circuito (litros).
- h) C_e , el coeficiente de expansión o dilatación del fluido (adimensional).
- i) C_{pre} , el coeficiente de presión del fluido (adimensional).

- j) V_{vap} , representa el volumen contenido en los captadores y en los tramos de tuberías situados por encima de la cota inferior de los captadores. Es el volumen susceptible de evaporarse en condiciones de estancamiento (litros).

Como C_e , al tratarse de una mezcla de agua con anticongelante se empleará el valor de 0,065.

El coeficiente de presión representa la relación entre el volumen total y el volumen útil del vaso de expansión, es decir, representa la proporción del volumen del vaso de expansión que puede ser ocupado por el fluido cuando este se expande. Este valor es siempre positivo y mayor que la unidad. Su valor se determina a partir de:

$$C_{\text{pre}} = \frac{P_{\text{máx}} + 1.000}{P_{\text{máx}} - P_{\text{min}}}$$

Dónde:

- c) $P_{\text{máx}}$, presión máxima de funcionamiento admisible en el vaso de expansión (hPa).
 d) P_{min} , presión mínima en el vaso de expansión (hPa).

La presión mínima ha de tener un valor lo suficientemente elevado para evitar la entrada de aire en el circuito, por ello se considerará un valor mínimo de 500 hPa (0,5 bar) superior a la presión atmosférica en el punto o cota más alta de la instalación. Considerar un valor entre 500 hPa y 1.500 hPa (0,5 bar y 1,5 bar).

El vaso de expansión se debe ubicar en una cota inferior al campo de colectores, en la zona del acumulador, por ende, a presión mínima se le sumará la presión estática correspondiente a esa diferencia de altura. A continuación, se detallan las expresiones para realizar el cálculo de la presión mínima:

$$P_{\text{min}} = 500 + P_{\text{estática}}$$

$$P_{\text{estática}} = h \cdot 100$$

Donde;

- b) h representa la diferencia de altura existente entre la cota más alta de la instalación y la cota del lugar de ubicación del vaso de expansión.

En el caso de estudio, h , es la diferencia entre la altura de la azotea y la planta baja, por lo cual son 4 alturas o plantas con una altura por planta de 3 m. Siendo h igual a 12 m.

$$P_{\text{estática}} = h \cdot 100 = 12 \cdot 100 = 1.200 \text{ hPa} = 1,2 \text{ bar}$$

$$P_{\text{min}} = 500 + 1.200 = 1.700 \text{ hPa} = 1,7 \text{ bar}$$

La presión máxima de funcionamiento deberá ser inferior a la de calibración de la válvula de seguridad del vaso de expansión en aproximadamente entre 300 y 500 hPa (0,3 y 0,5 bar).

Por ello, el vaso de expansión deberá soportar una presión máxima próxima a la presión de calibración de la válvula de seguridad, como se expresa en la siguiente ecuación.

$$P_{\text{máx}} = P_{\text{vs}} - 300$$

Donde:

- b) P_{vs} , presión de calibración de la válvula de seguridad.

La presión de la válvula de seguridad se selecciona atendiendo a la presión máxima de operación de los distintos elementos que componen el circuito primario del SST. En este caso un valor de 6 bar o 6.000 hPa, sería suficiente. Por tanto la presión máxima es:

$$P_{m\acute{a}x} = 6.000 - 300 = 6.300 \text{ hPa} = 6,3 \text{ bar}$$

Se sustituyen los valores de presión de temperatura en la expresión:

$$C_{pre} = \frac{P_{m\acute{a}x} + 1}{P_{m\acute{a}x} - P_{min}} = \frac{6,3 + 1}{6,3 - 1,7} = \frac{7,3}{4,6} = 1,59$$

A continuación, procedemos con el cálculo del volumen del circuito primario:

$$V_{total} = V_{tub} + V_{cap} + V_{int}$$

Donde:

- a) V_{tub} , volumen contenido en las tuberías del circuito primario, litros.
 b) V_{cap} , volumen contenido en los captadores, litros.
 c) V_{int} , volumen contenido en el intercambiador, litros.

El cálculo del volumen de la tubería se realizará teniendo en cuenta el diámetro interior de cada una de las tuberías.

Tabla K.13. Resumen de volúmenes contenidos en la tubería del circuito primario

Tramo	Longitud (m)	Ø diámetro (mm)	Área sección (m ²)	Volumen (m ³)	Volumen (l)
A-B	20	25	4,91x10 ⁻⁴	0,00982	9,82
B-C	5	20	3,14x10 ⁻⁴	0,00157	1,57
B-D'	6	16	2,01x10 ⁻⁴	0,00121	1,21
C-D	6	16	2,01x10 ⁻⁴	0,00121	1,21
E-F	6	16	2,01x10 ⁻⁴	0,00121	1,21
E'-G	6	16	2,01x10 ⁻⁴	0,00121	1,21
F-G	5	20	3,14x10 ⁻⁴	0,00157	1,57
G-H	15	25	4,91x10 ⁻⁴	0,00737	7,37

$$V_{tub} = 25,17 \text{ l}$$

El volumen del captador es ofrecido por el fabricante en la ficha técnica, para el caso de estudio es de 1,02 litros. Por tanto, para el conjunto de los 16 captadores.

$$V_{cap} = n \cdot V_{col} = 16 \cdot 1,02 = 16,32 \text{ l}$$

El siguiente volumen a determinar es el volumen del intercambiador del acumulador, el cual es un dato proporcionado por el fabricante, 36,45 litros y una superficie de intercambio de 4,86 m².

$$V_{int} = 36,45 \text{ l}$$

El volumen total del circuito primario es:

$$V_{primario} = 25,17 + 16,32 + 36,45 = 77,94 \text{ l}$$

Resta determinar el V_{vap} , que representa el volumen en contenido en los captadores y en los tramos de tuberías situados por encima de la cota inferior de los captadores. Es el volumen susceptible de evaporarse en condiciones de estancamiento (litros).

Los tramos de tuberías situados por encima de la cota inferior de los captadores son los correspondientes al diámetro de 16 mm², con una longitud total de 5 metros. Realizando el cálculo del volumen contenido en ese tramo de tubería es de 1,005 litros.

Por tanto, el volumen es:

$$V_{vap} = V_{cap} + V_{tub2} = 16,32 + 1,005 = 16,325 \text{ l}$$

Donde:

- a) V_{cap} , volumen contenido en los captadores, litros.
- b) V_{tub2} , volumen contenido en la tubería por encima de la cota inferior de los captadores, litros.

Por tanto, sustituyendo en la expresión:

$$V_{vaso} = (77,94 \cdot 0,065 + 16,325 \cdot 1,1) \cdot 1,59 = 36,61 \text{ l}$$

El vaso de expansión debe tener un volumen mínimo de 36,61 litros.

El vaso de expansión debe conectarse al circuito primario a través de un ramal de conexión cuyo diámetro se determina de acuerdo al apartado 4.9.2.11:

$$D = 15 + 1.5 * \sqrt{PC_{max}}$$

La potencia térmica máxima se define como:

$$PC_{max} = \eta \cdot A \cdot G_{ref}$$

Con $G_{ref} = 1.000 \text{ W/m}^2$. Por lo tanto, sustituyendo los valores se obtiene lo siguiente:

$$PC_{max} = 0,741 \cdot 2 \cdot 1.000 = 1.482 \text{ W} = 1,48 \text{ kW}$$

$$D = 15 + 1.5 * \sqrt{1,48} = 16,82 \text{ mm}$$

Nota: el valor de PC_{max} , en algunos casos puede ser proporcionado por el fabricante.

La determinación del aislamiento se realizará teniendo en cuenta la Tabla 8 del apartado 4.9.2.16:

El diámetro de las tuberías del circuito primario del SST es inferior a 35 mm, en cuanto a la temperatura del fluido es un promedio de 60 °C; sin embargo, se estimará el rango de temperaturas superiores, al ser a las temperaturas que se producen mayores pérdidas, es decir, el rango entre 66 °C y 100 °C. Por lo tanto, el valor del espesor será de 20 mm para las tuberías en interior.

En el caso de las tuberías en exterior se incrementará en 10 mm, por tanto, siendo de 30 mm.

Los valores de la tabla son de acuerdo a una conductividad térmica de referencia 0,04 (W/m°C).

Si el valor fuera diferente, supóngase 0,038 (W/m°C). Se aplicaría la expresión del apartado 4.9.2.16:

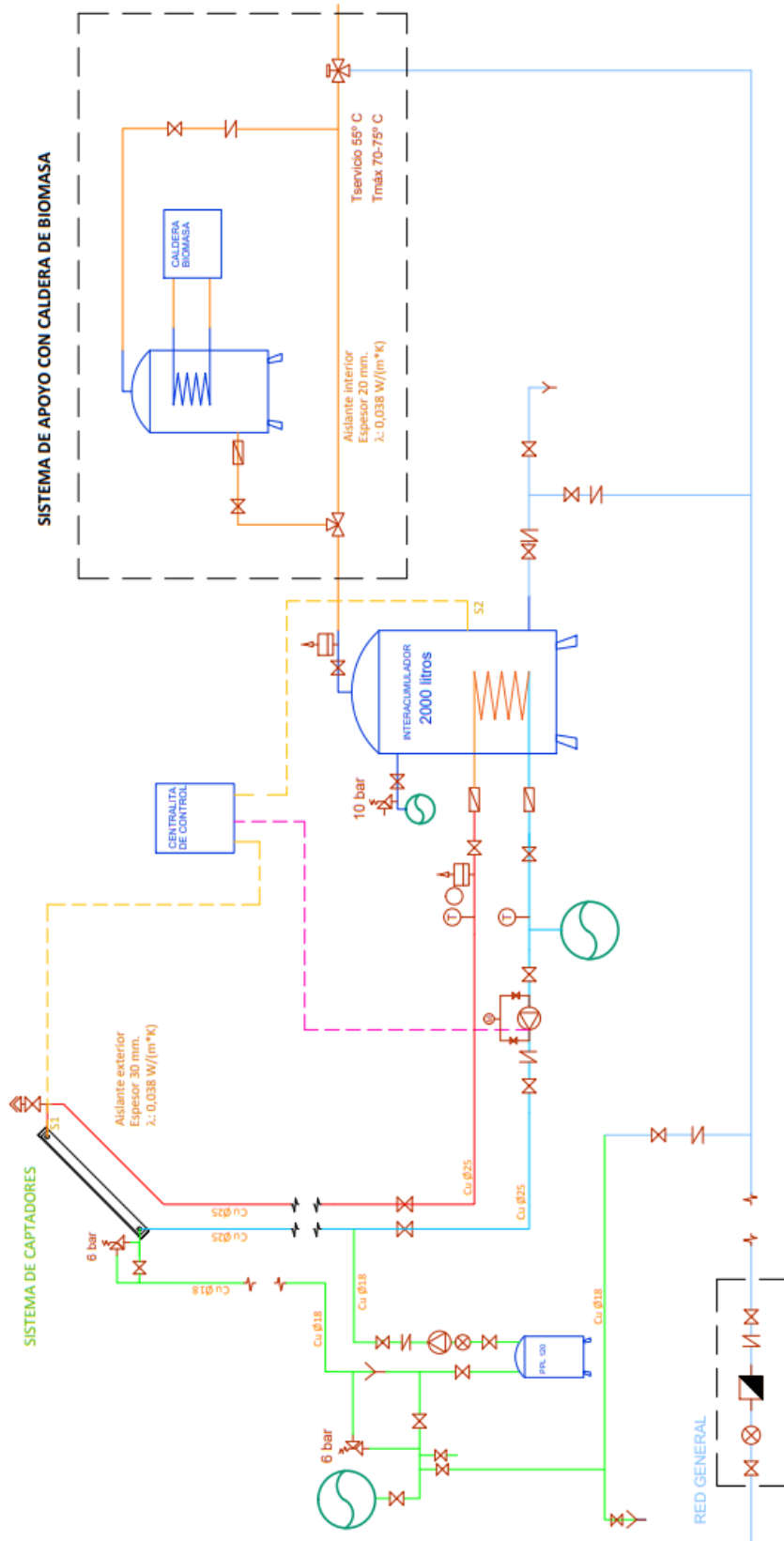
$$e = \frac{D_i}{2} \left[\exp \left(\frac{\lambda}{\lambda_{ref}} \ln \left(\frac{D_i + 2e_{ref}}{D_i} \right) \right) - 1 \right]$$

Se realiza como ejemplo para 0,038.

$$e = \frac{25}{2} \left[\exp \left(\frac{0,038}{0,04} \ln \left(\frac{25 + 2 \cdot 30}{25} \right) \right) - 1 \right] = 27,47 \text{ mm}$$

El aislante seleccionado será de 30 mm.

Figura K.111. Esquema instalación



LEYENDA					
	VÁLVULA DE CORTE		TERMÓMETRO		VASO DE EXPANSIÓN
	FILTRO EN Y		VÁLVULA SEGURIDAD		VÁLVULA DE CORTE CON PURGADO
	MANÓMETRO		VÁLVULA 3 VÍAS		LÍNEA DE SONDA
	VÁLVULA RENTEGÓN		VÁLVULA TERMOSTÁTICA		SEPARADOR DE AIRE CON PURGA
	VACIO SOBREADERO		MANGUITO ELECTROPNÓTICO + ANTIRRETORNO		LÍNEA DE ACTIVACIÓN
	MANÓMETRO		FLUIDO CALOPORTADO		

Fuente: Ing. Salvador Alonso Molina

L. Cálculo SST climatización de piscina

Este anexo presenta un ejemplo de cálculo y dimensionado de un SST para climatizar una piscina con las siguientes dimensiones; 5 metros de ancho, por 8 metros de largo y una profundidad de 1,5 metros.

La piscina se ubica en la zona de Quito, para el efecto se emplearán los datos de radiación y temperatura del anexo de cálculo de un SST, para una hotel de cuatro estrellas, usando la misma orientación e inclinación 0° - 10° , es decir, una orientación Sur con una inclinación de 10° , para favorecer la captación en los meses de menor temperatura.

Se empleará el método simplificado a partir de tablas.

Tabla L.1. Valores de radiación y temperatura

MES	N (días/mes)	EI (kWh/m ² día)	EI _{mes} (kWh/m ² mes)	T _{amb}	Hr (%)	V _{viento} (m/s)
ENERO	31	6,00	186	19,10	74	2,2
FEBRERO	28	5,71	160	19,10	74	2,1
MARZO	31	5,81	180	19,10	77	1,8
ABRIL	30	5,40	162	19,40	78	1,8
MAYO	31	4,77	148	19,20	74	1,9
JUNIO	30	4,93	148	19,70	67	2,4
JULIO	31	5,16	160	19,80	61	2,7
AGOSTO	31	5,61	174	20,30	57	2,9
SEPTIEMBRE	30	6,20	186	20,30	61	2,6
OCTUBRE	31	5,87	182	20,10	70	2,1
NOVIEMBRE	30	5,80	174	19,30	72	2,0
DICIEMBRE	31	5,84	181	19,30	76	2,0
TOTAL	365	----	2.041			

Como se puede observar el valor anual es de 2.041 kWh/m², lo que equivale a un promedio diario de 5,59 kWh/m²; y atendiendo a la Tabla 2 del apartado 4.2.1, se encuentra en la zona climática VI.

La contribución solar se determina a partir de la Tabla 4 del apartado 4.2.2. La contribución será del 70%.

La temperatura de preparación del agua de la piscina es de 28 °C. Al tratarse de una piscina de dimensiones relativamente pequeñas se opta por emplear captadores plásticos.

El captador seleccionado tiene las siguientes características:

- Rendimiento óptico. 0,89.
- Coeficiente de pérdidas: 17,8.
- Superficie: 4 m².

Mayo se presenta como el mes más desfavorable en cuanto a radiación y temperatura, por lo que se realizará el cálculo considerando ese mes.

Se hará un cálculo sin manta térmica y otro con manta térmica.

Para el calentamiento de la piscina tendremos los siguientes aportes energéticos:

- c) Irradiación solar sobre la lámina libre del agua, es decir sobre la superficie (H).
- d) Energía procedente de los captadores solares térmicos. (Q).

Una característica de estas instalaciones es que las pérdidas de calor se producen a lo largo de las 24 horas del día. Como pérdidas tenemos:

- g) **Pérdidas por reflexión en la superficie del agua, de aproximadamente el 8 %.** Además de pérdidas ocasionadas por el sombreado parcial causado por el borde de la piscina y otras pérdidas de menor cuantía. Como consecuencia se supone que la energía neta directamente aportada por la piscina es igual a 0,85 H. Si la piscina recibe sombras de edificios o árboles en horas de radiación considerable, el coeficiente que multiplica a H oscila entre 0,8 y 0,75. También aplicaremos este coeficiente si las paredes y el fondo de la piscina son muy claros.
- h) P_{rad} : **Pérdidas por radiación hacia la atmósfera de la lámina de agua.** Las pérdidas son considerables durante la noche, cuando la temperatura ambiente es inferior a la del día.
- i) P_{evap} : **Pérdidas por evaporación en la lámina del agua.** Cuando se produce la evaporación del agua de la superficie de la piscina, para realizar el paso del agua en estado líquido al agua en estado gaseoso o en vapor, se requiere de una considerable energía por gramo de agua. Esa energía se obtiene del resto de agua líquida, es decir, que para evaporarse un gramo de agua, obtiene la energía que le falta del agua que lo envuelve. El fenómeno de la evaporación es continuo, pero depende del grado de humedad atmosférico, de la temperatura del aire y de la velocidad del viento.
- j) P_{conv} : **Pérdidas por convección aire-agua en la lámina de agua, que se ve sometida a la acción del viento, es decir, el viento barre la superficie del agua.** Estas pérdidas dependerán de la velocidad del viento, llegándose en algunos casos a producir en lugar de la pérdida, el aporte de energía cuando el aire se encuentra a una temperatura superior a los 27 °C.
- k) P_{trans} : **Pérdidas de conducción a través de las paredes y el fondo de la piscina.** *Se consideran despreciables frente al valor de las otras pérdidas citadas anteriormente.*
- l) P_{renov} : **Pérdidas por rellenado parcial del vaso de las piscinas.** *Se pueden considerar despreciables.*

A partir de las tablas se definen las pérdidas de evaporación, convección y radiación expresadas en MJ/m².

Para el caso de la radiación se tiene en cuenta la temperatura ambiente.

Tabla L.2. Pérdidas por convección

Pérdidas por radiación (MJ/m ²)																		
T _{amb}	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Sin manta	14,6	14,1	13,5	13,0	12,5	12,0	11,4	10,8	10,3	9,7	9,1	8,5	7,9	7,3	6,7	6,0	5,4	4,7
Con manta	9,6	9,2	8,9	8,5	8,2	7,8	7,5	7,1	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,7	4,3	3,8	3,4	2,9

T_{amb}, es la temperatura media durante las horas de sol. °C. Para el caso de estudio se considera la temperatura media diaria.

$$p_{rad_sin} = 12,5 \text{ MJ/m}^2$$

$$p_{rad_sin} = 8,2 \text{ MJ/m}^2$$

Para el cálculo de las pérdidas por evaporación se ha de tener en cuenta la velocidad del viento y el grado de humedad.

A partir de las tablas 18 y 19 del apartado 5.2., se clasifica la humedad y velocidad del viento.

Para el mes de mayo el porcentaje de humedad relativa es del 74% y la velocidad del viento de 1,9 m/s, por lo que se clasifica como zona de humedad alta y velocidad de viento nula o débil.

El siguiente paso es seleccionar las pérdidas de acuerdo a estos dos parámetros.

Para el supuesto sin manta se considera la Tabla 14 del apartado 5.2.

$$p_{evap_sin} = 4,8 \text{ MJ/m}^2$$

Para el supuesto con manta, consideramos la Tabla 15 del apartado 5.2.

$$p_{evap_con} = 2,9 \text{ MJ/m}^2$$

A continuación, se procede con el cálculo de pérdidas por convección, donde se tiene en cuenta la velocidad del viento y la temperatura, viento nulo con una temperatura ambiente de 19 °C. Según la Tabla 16 del apartado 5.2., siendo el valor de pérdidas por convección sin manta el siguiente:

$$p_{conv_sin} = 8,2 \text{ MJ/m}^2$$

Para el caso con manta usando la Tabla 17 del apartado 5.2, el valor es de:

$$p_{conv_con} = 4,2 \text{ MJ/m}^2$$

Para el cálculo de las pérdidas de transmisión o conducción se considera la expresión del apartado 5.2:

$$Q_{trans} = S_{env} \cdot U_{env} \cdot (T_{vaso} - T_{terreno}) \cdot 24 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}$$

$$p_{trans} = \frac{Q_{trans}}{S_{vaso}}$$

$$Q_{trans} = 79 \cdot 1,5 \cdot (28 - 22) \cdot 24 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 61,43 \text{ MJ}$$

$$p_{trans} = \frac{Q_{trans}}{S_{vaso}} = \frac{61,43}{40} = 1,54 \text{ MJ/m}^2$$

A continuación, se procede con las pérdidas por renovación del agua del vaso de la piscina siguiendo el apartado 5.2:

$$Q_{ren} = V_{vaso} \cdot \%_{ren} \cdot \rho_{agua} \cdot C_{e_{agua}} \cdot (T_{vaso} - T_{agua}) \cdot 10^{-3}$$

$$p_{ren} = \frac{Q_{ren}}{S_{vaso}}$$

$$Q_{ren} = 60 \cdot 1\% \cdot 1.000 \cdot 4,18 \cdot (28 - 15) \cdot 10^{-3} = 32,60 \text{ MJ}$$

$$p_{ren} = \frac{32,60}{40} = 0,82 \text{ MJ/m}^2$$

Las pérdidas totales por m² se determinan por medio del apartado 5.2.

$$P = p_{evap} + p_{conv} + p_{rad} + p_{trans} + p_{ren}$$

Para una piscina de superficie A, las pérdidas totales se determinan por:

$$P = S_{vaso} \cdot p$$

Para el caso sin manta:

$$p = 4,8 + 8,2 + 12,5 + 1,54 + 0,82 = 27,86 \text{ MJ/m}^2$$

$$P = 40 \cdot 27,86 = 1.114,40 \text{ MJ}$$

Para el caso con manta:

$$p = 2,9 + 4,2 + 8,2 + 1,54 + 0,82 = 17,66 \text{ MJ/m}^2$$

$$P = 40 \cdot 17,66 = 706,40 \text{ MJ}$$

La energía total recibida por el agua de la piscina se estima a través del apartado 5.2:

$$E_{inc} = 0,85 \cdot H \cdot S$$

$$E_{inc} = 0,85 \cdot 5,09 \cdot 40 = 173,06 \text{ MJ}$$

A partir de las pérdidas y el aporte de la radiación solar incidente sobre la superficie de la piscina, corregido por el coeficiente de pérdidas por reflexión; la energía a suministrar por los captadores será expresada en MJ:

$$E_{SST} = P - E_{inc} = P - 0,85 \cdot H \cdot S$$

Para el caso sin manta:

$$E_{SST} = 1.114,40 - 173,06 = 941,34 \text{ MJ}$$

Para el caso con manta:

$$E_{SST} = 706,40 - 173,06 = 533,34 \text{ MJ}$$

La Energía que debe aportar el SST, se calcula la superficie de captación, aplicando las expresiones del apartado 5.2:

$$E_{m2_cap} = \eta \cdot H_{\beta}$$

Se determina la expresión del rendimiento medio del captador, a partir de su ecuación:

$$\eta = F'_R(\tau\alpha) - b_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G_{\beta}}$$

$$t_m = \frac{(t_e + t_s)}{2} = \frac{22 + 28}{2} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\eta = 0,89 - 17,8 \cdot \frac{(25 - 19,20)}{1.000} = 0,787$$

Donde, sustituyendo en la expresión anterior se obtiene:

$$E_{m2_cap} = \eta \cdot H_{\beta} = 0,787 \cdot 4,77 \cdot 3,6 = 11,34$$

La superficie total de captación se determina a partir de la siguiente expresión:

$$S_{cap} = \frac{E_{SST}}{E_{m2_cap}}$$

Para el supuesto sin manta:

$$S_{cap} = \frac{941,34}{11,34} = 83,01 \text{ m}^2$$

Para el supuesto con manta:

$$S_{cap} = \frac{533,34}{11,34} = 47,03 \text{ m}^2$$

Como se establecía en un inicio se debe compensar el 70% de la demanda de energía, para el caso concreto del mes de mayo la superficie de captación sería.

Para el caso sin manta:

$$S_{cap_norm} = S_{cap} \cdot 70\% = 83,01 \cdot 70\% = 58,12 \text{ m}^2$$

Para el caso con manta:

$$S_{cap_norm} = S_{cap} \cdot 70\% = 47,03 \cdot 70\% = 32,92 \text{ m}^2$$

Teniendo en cuenta que la superficie del captador es de 4 m², el número de captadores requerido sería el siguiente:

Para el caso sin manta:

$$n_{cap} = \frac{S_{cap_norm}}{S_{captador}} = \frac{58,12}{4} = 14,53 \cong 15$$

Para el caso con manta:

$$n_{cap} = \frac{S_{cap_norm}}{S_{captador}} = \frac{32,92}{4} = 8,23 \cong 9$$



ENERGÍAS RENOVABLES (ER)

código NEC - HS - ER

