

DB37

山东省地方标准

DB37/T 2857—2016

中低温太阳能工业热力应用技术规范

Technical code for solar industry heating system at middle-low temperature

2016-10-08 发布

2016-11-08 实施

山东省质量技术监督局 发布

目 次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 系统分类 2

5 设计要求 2

6 系统施工安装 6

前 言

本标准按照GB/T 1.1—2009给出的规则起草。

本标准由山东省质量技术监督局提出并归口。

本标准起草单位：山东省产品质量检验研究院、山东省太阳能行业协会、山东力诺瑞特新能源有限公司、潍坊强胜新能源有限公司。

本标准主要起草人：孙玉泉、李郁武、刘华凯、李衍山、任勇、马光柏、刘雪平、刘磊、王帅、张庆奎、孙武辰、颜士峰、闫崇强、张海洋、李晓、李倩。

中低温太阳能工业热力应用技术规范

1 范围

本标准规定了中低温太阳能工业热力应用系统的术语和定义、系统分类、设计要求、技术要求、施工安装要求、验收评估及试验方法等。

本标准适用于以液体作为传热介质的非跟踪式集热系统、供热温度150℃以下、储热容积600 L以上，为工业用热提供热能的太阳能热力系统。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 700 碳素结构钢
GB/T 714 桥梁用结构钢
GB 1576 工业锅炉水质
GB/T 4272 设备及管道绝热技术通则
GB/T 6424 平板型太阳能集热器
GB/T 5465.1 电气设备用图形符号 第1部分：概述与分类
GB/T 8175 设备及管道绝热设计导则
GB/T 17049 全玻璃真空太阳集热管
GB/T 17581 真空管型太阳能集热器
GB/T 18713 太阳热水系统设计、安装及工程验收技术规范
GB/T 19141 家用太阳能热水系统技术条件
GB/T 20095 太阳热水系统性能评定规范
GB/T 30724 工业应用的太阳能热水系统技术规范
GB 50057 建筑物防雷设计规范
GB 50171 电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范
GB 50185 工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范
GB 50207 屋面工程质量验收规范
GB 50268 给水排水管道工程施工及验收规范
GB 50303 建筑电气工程施工质量验收规范
GB/T 50801 可再生能源建筑应用工程评价标准
CJ 128 热量表

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

中低温太阳能工业热力应用系统

应用太阳能集热器大型阵列、循环系统、储热系统和控制系统等集成技术及设备为工业生产过程提供150℃以下热能的系统。

4 系统分类

4.1 按系统传热工质的流动方式分类

类型1：自然循环系统

仅利用传热工质的密度变化来实现传热工质循环的中低温太阳能工业热力应用系统。

类型2：强制循环系统

利用泵或其他外部动力迫使传热工质进行循环的中低温太阳能工业热力应用系统。

类型3：直流式系统

传热工质一次流过太阳能集热器后进入蓄热装置或进入使用点的中低温太阳能工业热力应用系统。

4.2 按储能装置内水被加热方式分类

类型1：直接系统

储能装置内的水直接流经太阳集热器的系统。

类型2：间接系统

储能装置内的水通过换热器被太阳集热器内的传热工质加热的系统。

4.3 按系统传热工质与大气相通状况分类

类型1：敞开系统

传热工质与大气有大面积接触的系统，接触面主要在储能装置的敞开面。

类型2：开口系统

传热工质与大气的接触处仅限于补给箱、膨胀箱的自由表面或排气管开口的系统。

类型3：封闭系统

传热工质与大气完全隔绝的系统。

对于间接系统，流经太阳能集热器的传热工质与大气相通的状况、储能装置内水与大气相通的状况有可能不同，应按传热工质与大气相通的状况、储能装置内水与大气相通的状况分别进行分类。

4.4 按系统有无辅助热源分类

类型1：单独太阳能系统

没有任何辅助热源的中低温太阳能工业热力应用系统。

类型2：带辅助热源太阳能系统

太阳能和辅助热源联合使用，可不依赖太阳能而单独提供所需热能的中低温太阳能工业热力应用系统。

5 设计要求

5.1 勘查用户基本情况

5.1.1 环境条件

设计系统时应了解系统的安装地点纬度、月均日辐照量、日照时间、环境温度等气候状况了解清楚。

5.1.2 用水情况

应了解用热对象的日均用水量、用水方式、用水温度、用水流量、用水位置等用能要求。

5.1.3 场地情况

应了解场地的面积、形状及遮挡情况等，并注意系统安装所在建筑物的承载能力。

5.1.4 水电情况

应了解安装地点的自来水压力、流量、水质等，特别注意其水处理的情况，注意了解水电供应情况。

5.1.5 工业过程用能特殊要求

应了解工业过程用热特殊要求，如：供热压力、持续性、稳定性等特性。

5.2 确定系统运行方式

中低温太阳能工业热力应用的运行方式应根据用户基本条件、用户使用需求、生产工艺要求、有无辅助热源及安装场地、集热器与储能装置相对安装位置等因素综合加以确定。

5.3 确定集热器类型

集热器类型应根据用户对用热温度的需求、系统全年运行时间、运行期内最低环境温度等因素确定。

5.4 确定系统集热面积

系统集热面积的确定按附录A进行。

5.5 储能装置

5.5.1 储能装置的容量应与日均用热量相适应。

5.5.2 系统储能装置一般为常压水箱和承压水箱，水箱应有足够的强度和刚度。

水箱的适当位置应设有排污口和必要的检修孔，常压水箱还应在适当位置设置通气孔、溢流口。承压水箱应具有安全泄压阀，应能耐受系统运行压力及防腐蚀要求。

5.5.3 储能装置应满足防腐要求，保证水质清洁。

5.5.4 为了减少热量损失，储能装置应采取相应的保温措施。

5.6 换热器

5.6.1 换热器可根据换热负荷参照有关设计规范或厂商说明进行设计或选型。

5.6.2 换热器与传热工质应有较好的相容性，不会对水产生二次污染。

5.6.3 换热器应考虑防垢措施或采用适当的清垢方法。

5.6.4 在间接中低温太阳能工业热力应用系统中，换热器不应该明显降低集热器效率。当集热器的太阳能收益达到可能的最大值时，换热器导致的集热器效率降低不应该超过 10 %，如果系统中有多个换热器，换热器导致的集热器效率降低的总和不应超过 10 %。

5.7 系统布局

5.7.1 储能装置和集热器定位

5.7.1.1 一般要求

储能装置和集热器的安装位置应使其在满载情况下分别满足建筑物上所处部位的承载要求，必要时应请建筑结构专业人员复核建筑荷载；系统安装不应破坏建筑物的整体观瞻效果；应避免集热器的反射光对附近建筑物引起的光污染；另外，在确保建筑物承重安全的前提下，储能装置和集热器的相对位置应使循环管路尽可能短。

5.7.1.2 储能装置定位

5.7.1.2.1 在全年运行的系统中，有条件时应将储能装置放在室内，以利于储能装置保温。

5.7.1.2.2 储能装置上面及周围应有能容纳至少 1 人的作业空间，一般要求与四周及顶面保持适当的距离。

5.7.1.3 集热器定位

5.7.1.3.1 集热器定向

集热器摆放宜面向正南，在不能满足朝向正南的要求时，可适当设置南偏东或南偏西。

5.7.1.3.2 集热器安装倾角

集热器安装倾角宜等于当地纬度；如系统侧重在夏季使用，其安装倾角宜等于当地纬度减 10° ；如系统侧重在冬季使用，其安装倾角宜等于当地纬度加 10° 。

5.7.1.3.3 集热器前后排间距

为了避免遮挡，集热器离遮光物的最小距离可按式（1）计算：

$$D = L \times \operatorname{ctg} \alpha_s \times \cos \alpha \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中：

D ——集热器离遮光物或集热器前后排间的最小距离，m；

L ——遮光物最高点与集热器最低点间的垂直距离，m；

α_s ——当地春秋分正午12时的太阳高度角（季节性使用），度；当地冬至日正午12时的太阳高度角（全年性使用），度。

α ——集热器方位角，度。

5.7.2 集热器阵列

5.7.2.1 集热器的互相连接可通过并联、串联和串并联等方式连接成集热器阵列。

5.7.2.2 集热器阵列间的互相连接宜按同程原则进行设计。

5.8 系统管路设计

5.8.1 系统管路

5.8.1.1 系统管路、阀件的材质及型号选用应与系统传热工质、运行温度、运行压力相匹配。

5.8.1.2 循环管路应尽量短而少弯。

5.8.1.3 为了达到流量平衡和减少管路热损，绕行的管路应是冷水管或低温水管。

5.8.1.4 管路的通径面积应与并联的集热器或集热器组管路通径面积的相适应。

5.8.1.5 集热器循环管路应有 0.3 %~0.5 %的坡度,以避免气塞现象,可满足循环、排空或回流的系统中,管路的坡度应使系统中的水自动回流,不应积存。

5.8.1.6 在管路循环中,易发生气塞的位置应设有排气阀;当用防冻液作为传热工质时,宜使用手动排气阀,需要排空和防冻回流的系统应设有吸气阀。在系统各回路及系统要防冻排空部分的管路的最低点及易积存的位置应设有排空阀,以保证系统排空。

5.8.1.7 在强迫循环系统的循环管路上,必要时应设有防止传热工质夜间倒流散热的单向阀。

5.8.1.8 宜设置系统备用泵、旁通管路、手动阀等部件,以便于检修及泵出现问题时保证正常运行。

5.8.1.9 宜在系统管路中设温度传感器、流量计、压力表(或压力传感器)及其数据采集和监测系统。

5.8.1.10 间接系统的循环管路上应设膨胀箱。闭式间接系统的循环管路上同时还应设有压力安全阀和压力表,从集热器到压力安全阀和膨胀箱之间的管路应是通畅的,不应设有单向阀和其他可关闭的阀门。

5.8.1.11 当集热器阵列为多排或多层集热器组并联时,为了维修方便,每排或每层集热器组成的进出口管道,应设辅助阀门。

5.8.1.12 系统中的换热器一般应按逆流方式连接,储能装置内的单循环换热器位于高处进口与系统高温管路相连,位于低处的出口与低温管路相连。

5.8.2 系统保温

5.8.2.1 集热器保温

为了减少热量损失,集热器吸热板背面应设有保温层,其保温设计应按GB/T 8175的规定进行。

5.8.2.2 储能装置保温

为了减少热量损失,储能装置应设有保温层,其保温设计应按GB/T 8175的规定进行。

5.8.2.3 管路保温

系统管道保温设计应按GB/T 8175的规定进行,管路保温性能应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》GB 50185的要求。管路保温层外宜加设保护层。

5.9 控制系统

5.9.1 控制系统

应根据系统运行要求、控制原理及系统操控执行部件设计或选择控制系统,应能满足系统运行控制要求及安全保护要求,具备一定的故障报警能力及一定的防冻、过热保护等措施。

5.9.2 系统防冻措施

5.9.2.1 如果集热器不满足抗冻要求,可将系统中的水或系统室外部分的水排放,可采用手动阀,也可选用具有防冻功能的温控系统控制电磁阀打开,或选用非电控温控阀。

5.9.2.2 对于强制循环系统,可将储能装置放在低于集热器的位置,在循环泵运行停止后,使集热器和循环管路中的水回流;也可采用具有防冻定温循环功能的温控系统,进行定温强制循环防冻。

5.9.2.3 在集热器满足抗冻要求的条件下,可在保温层与管路之间加入发热元件,如自控温电热带等;可通过管路设计,只使循环管路中的水回流;也可采用其他安全可靠的方法。

5.9.2.4 中低温太阳能工业热力应用系统如果使用防冻传热工质进行防冻。传热工质的凝固点应低于系统中使用期内最低环境温度。

5.9.3 系统过热保护

系统应设置得当的过热保护措施，确保系统在高辐照条件下可正常运行。出现过热现象时，敞开及开口系统应能自动回到自动运行状态。闭式系统应设置过热保护装置。

6 系统施工安装

6.1 一般要求

6.1.1 系统安装要求

在系统安装时，不应破坏建筑物的结构和削弱建筑物在寿命期内承受任何荷载的能力，不应破坏屋面防水层和建筑物的附属设施。

6.1.2 雷电

系统如不处于建筑物上避雷系统的保护中，应按照GB 50057规定的要求增设避雷措施。

6.1.3 风载

系统安装在室外的部分应能经受不低于10级风的负载；如果当地历史最大风力高于10级，则按当地历史最大风力设计。

6.2 系统基础

6.2.1 集热器基础

集热器基础可建在屋顶防水层上，也可建在屋顶结构层上。建在屋顶结构层上的基础，其预埋件应与结构层中的钢筋相连，并做好防水，防水制作应符合GB 50207规定的要求。基础顶面应设有地脚螺丝或预埋件，便于同支架紧固或焊接在一起。建在屋顶防水层上的基础，可不设地脚螺丝或预埋铁。基础的高度应考虑日后的屋面维修。

6.2.2 储能装置基础

储能装置基础宜设置在地面上，也可以设在建筑物的承重梁或承重墙上。储能装置水满时的荷载不应超过建筑设计的承载能力。基础的位置和高度应留有维修保养的空间。

6.3 系统支架

6.3.1 系统支架应根据设计要求选取材料，并符合 GB/T 700 和 GB/T 714 规定的要求。支架的焊接点应按设计要求进行。

6.3.2 系统支架应采用螺栓或焊接固定在基础上，并确保强度可靠、稳定性好。为了确保系统泄水及防冻回流等需要，设计有坡度要求的支架应按设计要求安装。

6.3.3 采用建在屋顶防水层上的基础时，系统支架可摆放在基础之上，然后把各排支架用角钢等材料连接在一起并与建筑物相连，提高抗风能力。系统支架应进行防腐处理。

6.4 集热器安装

6.4.1 集热器定向及安装倾角应满足本标准 5.7.1.3.1、5.7.1.3.2 的要求。

6.4.2 最前排集热器与遮光物的距离以及多排集热器排与排之间的距离应满足 5.7.1.3.3 的要求。

6.4.3 集热器的相互连接应按集热器产品设计的连接方式连接。

6.4.4 安装集热器时，应有不透明的物体遮盖集热部件，直至通水方可除去遮盖物。

6.4.5 将集热器按设计要求可靠的固定在支架上。

6.5 储能装置安装

6.5.1 当安装现场不具备搬运及吊装条件时，储能装置可现场操作。

6.5.2 储能装置和支架间应有隔热垫，不宜直接刚性连接而增加热损。安放好的储能装置应固定在支架上。

6.5.3 储能装置应进行检漏并作防腐处理及保温。储能装置保温的制作应符合 GB/T 4272 规定的要求。

6.6 控制系统安装

6.6.1 系统的电气控制箱安装应符合 GB 50171 规定的要求。

6.6.2 温度传感器的定位和安装应保证与被测温部位有良好的热接触，温度传感器四周应进行良好保温：

- 集热器温度传感器应安装在集热器内部，可插入液体集管中，或与吸热体表面紧密接触；
- 管路温度传感器可安装在浸入传热工质的盲管中或紧贴在管路的外壁上。对于后一种情况，宜使用导热胶；
- 储能装置温度传感器可安装在盲管中或直接浸入储水（能）箱中，也可紧贴在储能装置外壁并与储能装置壁有良好的接触。

6.6.3 导线布置、安装应符合 GB 50258 规定的要求。

6.7 管路系统安装

6.7.1 泵

6.7.1.1 泵应按制造厂家的要求安装，并做好接地保护。

6.7.1.2 较大的泵应用螺栓固定在支架或混凝土基础上，并做减震处理。

6.7.1.3 泵在室外安装时应采用全封闭型或设有保护罩，在室内安装时应注意防潮。

6.7.1.4 系统备用泵应安装得当。

6.7.2 电磁阀、电动阀

电磁阀、电动阀应水平安装，在其进水口前应安装过滤器，电磁阀两端应安装旁路管道及手动阀，当其发生故障时用手动阀工作。

6.7.3 过滤器

过滤器两端应安装旁路管道及手动阀，当其发生故障时用手动阀工作。

6.7.4 管路

6.7.4.1 管路和零部件应选用与传热工质相容的材料，内壁不能发生腐蚀；应能承受系统最高工作温度及工作压力。

6.7.4.2 管路的坡向及坡度应按设计要求进行安装。

6.7.4.3 在系统管路通过混凝土板和墙壁时，要根据房屋结构合理安排管路，正确选择穿墙位置，并加装穿墙套管。

6.7.4.4 压力表、流量计、热量计等应安装在便于观察的地方，手动阀门应安装在容易操作的地方。

6.7.4.5 容易发生故障的设备附件两端应采用法兰连接或活接头连接，以便于维修更换。

6.7.4.6 在采用焊接方法连接铜集管时，应选用低温软钎焊工艺。

- 6.7.4.7 管道支架应有足够的强度和刚度，起到支撑管道重量、防止管道下垂弯曲的作用，使管道保持系统需要的循环及排水坡度。
- 6.7.4.8 管道系统中固定支点设置的最大安装距离应符合表 1 的要求。

表1 横管路支点设置的最大安装距离

公称直径/mm		15	20	25	32	40	50
最大距离/m	保温管路	1.5	2	2	2.5	3	3
	不保温管路	2.5	3	3.5	4	4.5	5

- 6.7.4.9 立管的支撑，在 2.5 m 以内应有一个支点。
- 6.7.4.10 管道直线距离较长时，应安装膨胀节，以补偿因温度变化产生的伸缩。
- 6.7.4.11 管道在支架上的固定，应在保温前进行。

6.8 系统水压试验

在试验前对系统进行吹扫、清洗。系统清洗干净后，再对整个系统进行水压试验，试验过程按照GB 50268的要求进行。

6.9 管路保温

- 6.9.1 管路保温应在系统检漏及试运行合格后进行。管路如需要在保温后固定，应使用硬质保温材料。系统保温的制作应符合 GB/T 4272 规定的要求。
- 6.9.2 集热器之间的连接管应进行保温，保温层厚度不小于 20 mm，在寒冷地区运行的，其保温层应适当加厚。对于真空管集热器，连接管的保温层厚度不应小于联箱的保温层厚度。上述所有保温层厚度均不宜超过其临界厚度。

7 系统技术要求

7.1 总体技术要求

7.1.1 热性能要求

7.1.1.1 系统提供的技术参数

系统提供的热水温度、压力、流量、持续性、稳定性等技术参数应满足设计要求，满足工业生产过程要求。

7.1.1.2 系统集热性能

日太阳辐照量为17 MJ/m²时，对于直接系统，单位轮廓采光面积的日有用得热量 $q_{17} \geq 7.2 \text{ MJ/m}^2$ ，对于间接系统，单位轮廓采光面积的日有用得热量 $q_{17} \geq 6.5 \text{ MJ/m}^2$ ；

7.1.1.3 储能装置保温性能

在当地标准温差条件下，储能装置中水的温降值 $\Delta t_{sd} \leq 5 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

7.1.2 水质要求

向中低温太阳能工业热力应用系统供应的冷水应满足工业用热过程及系统的要求,系统提供的热水不应产生二次污染,系统本身不使水质产生异味、铁锈或其他有碍人体健康的物质,满足工业的用水要求。

7.1.3 系统过热保护

应确保系统最高运行温度不超过所用部件的最高需用温度;敞开和开口系统能自动回到正常运行状态;封闭系统应有过热保护装置。

7.1.4 系统耐压

对于封闭系统,应有膨胀罐和超压泄压装置,系统至少应能承受1.5倍的额定工作压力;对于开口系统,被加热液体应有膨胀空间,并与大气相通,系统中的任何部件及连接处应能承受该部件及连接处的最大工作压力。

7.1.5 系统耐候性

如果系统含有电气设备,其电气安全应符合GB 50303规定的要求。

系统应具有良好的抗风雪、防雨、防冻、防雷击、防腐蚀等性能,能够满足GB/T 20095的要求。

7.2 部件技术要求

7.2.1 集热器

7.2.1.1 采用真空管集热器作为集热部件时,应满足GB/T 17581的要求。

7.2.1.2 采用平板型集热器作为集热部件时,应满足GB/T 6424的要求。

7.2.1.3 采用其他类型的集热部件时,应满足系统设计及产品制造要求。

7.2.2 储能装置

7.2.2.1 储能装置内胆应选用耐腐蚀材料或进行内表面防腐处理,储能装置不应产生二次污染,储能装置内胆材料应能承受系统的最高工作温度和满水压力,储能装置与承重基础之间应牢靠固定。

7.2.2.2 储能装置的适当位置应设有排污口;在非承压水箱的适当位置应设有溢流口。

7.2.3 控制系统

7.2.3.1 控制系统

控制系统应能满足系统运行控制要求及安全保护要求,具备一定的故障报警能力及一定的保护措施。

7.2.3.2 温度传感器

集热器用温度传感器应能承受集热器的最高空晒温度,储能装置用温度传感器应能承受储能装置的最高工作温度,精度不低于 $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$,应具有较好的耐腐蚀、耐结垢、耐浸水封装。

7.2.3.3 水位传感器

水位传感器至少应能满足缺水水位及满水水位显示,显示应稳定。

分段显示水位的系统,水位传感器在满量程状态下,其显示精度不低于标称高度的 $\pm 5\%$;连续显示水位的系统,显示精度不低于 $\pm 5\%$ 。

7.2.3.4 压力变送器

系统应用的压力变送器精度不低于 $\pm 0.5\%$ 校验量程。

7.2.3.5 控制柜

控制柜设计应该符合GB/T 5465.1中关于电气设备用图形符号的要求。控制柜验收应该符合GB 50171中关于控制柜安装、内部电器及电线的相关要求。

7.2.3.6 防雷

控制系统应处于防雷击范围之内。

7.2.4 泵

在系统中,在满足扬程和流量要求的条件下,应选择功率较小、满足相应工况条件的泵,满足GB/T 18713的要求。

7.2.5 膨胀箱

膨胀箱的选型应满足系统介质的膨胀量、温度、压力和防腐的要求。

7.2.6 电磁阀、电动阀

电磁阀、电动阀的工作条件应适合系统压力、温度及控制要求。

7.2.7 热量表

热量表安装必须遵循电器设备安装规程进行电器安装。确保其安装的周围环境远离电磁干扰(如电器开关,电动设备,荧光灯等)。热量表的计算器应该借助配套的固定器安装在远离热源的位置。

7.2.8 其他部件

系统所选用的传感器、控制器等其他部件,应满足相应标准要求。

8 系统试验方法

8.1 热性能试验

8.1.1 测试参数

在热性能试验前,系统应连续运行三天,测试系统提供的热流体温度、压力、流量、持续性、稳定性等技术参数,应能满足设计要求,满足工业生产过程要求。

8.1.2 主要测量仪表要求

8.1.2.1 热量表

可用热量表进行热量计量。热量表的准确度应达到CJ128-2007规定的2级,应选用高温型热量表。热量表的宜安装在热水出口主管路靠近储能装置的位置。

8.1.2.2 温度传感器

测量水温的温度传感器准确度应为 $\pm 0.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

冷水温度传感器应安装在冷水进入太阳能集热系统的入口主管道上；
热水温度传感器应安装在太阳能集热系统热水出口主管道靠近储能装置的位置；
储能装置温度传感器放置在水箱内靠近中部的的位置。

8.1.2.3 流量计

流量测量的准确度应在±1 %以内。流量传感器的选用应与其所安装的管道管径或流量相匹配，并能耐受介质的温度。

冷水流量传感器应安装在冷水进入太阳能系统的入口主管道上，热水流量传感器应安装在太阳能系统热水出口主管道靠近储能装置的位置。

8.1.3 其它仪表和参数测量的技术要求

其它仪表和参数测量的技术要求应符合 GB/T 20095 中 7.1～7.5 的要求。

8.1.4 日有用得热量试验条件

系统进行日有用得热量试验时，气象条件应符合以下要求：

- a) 环境温度 t_a 在 8 °C～39 °C；
- b) 环境空气的平均流动速率不大于 4 m/s；
- c) 当地太阳正午时前 4 h 到太阳正午时后 4 h 试验期间，集热器同一倾角斜面上的太阳辐照量应大于或等于 16 MJ/m²。

8.1.5 日有用得热量试验

8.1.5.1 中低温太阳能工业热力应用系统的得热量 Q_s 可以用热量计直接读取、通过测量集热器阵列进出口的温差及流量后计算得到或采用混水法试验测得，应依据系统型式确定试验所选用的方法。

8.1.5.2 采用热量计时，直接读取热量计上的热量或计算机存储的热量计数据作为系统得热量，设计了排空防冻功能的集热器，排空部分的热量不应被计入得热量。

8.1.5.3 采用温差流量法计算时，流量计和温度传感器应安装在集热器阵列的主管道上，集热器回路得热量通过下式（2）计算得到：

$$Q_s = \frac{\sum C_p \rho f_{out} (t_o - t_i) \tau}{3.6 \times 10^9} \dots\dots\dots (2)$$

式中：

- Q_s ——中低温太阳能工业热力应用系统得热量，MJ；
- C_p ——水的定压比热容，J/kg·°C；
- ρ ——水的密度，kg/m³；
- f_{out} ——进热水储能装置的流量，m³/h；
- t_o ——进热水储能装置温度，°C；
- t_i ——进中低温太阳能工业热力应用系统冷水温度，°C；
- τ ——测量参数采样周期，s。

8.1.5.4 采用混水法测试时，按照 GB/T 20095 的规定的进行。

8.1.6 日有用得热量的计算

中低温太阳能工业热力应用系统单位轮廓面积日有用得热量按下式（3）进行计算：

$$q = \frac{Q_s}{A_c} \times \frac{17}{H} \dots\dots\dots (3)$$

式中：
 q ——中低温太阳能工业热力应用系统日有用得热量，MJ/m²；
 Q_s ——中低温太阳能工业热力应用系统得热量，由热量表直接读取或由式（2）得到，MJ；
 A_c ——中低温太阳能工业热力应用系统集热器轮廓采光面积，按照GB/T 19141规定的方法计算，m²；
 H ——测试期间的日太阳辐照量，MJ/m²。

8.1.7 储水（能）箱保温性能

储能装置保温性能的试验按GB/T 20095的方法进行，系统设有多个储能装置时，可分别测试其保温性能。

8.2 水质检查

对系统进口及出口水质进行测试，系统不对水产生二次污染。向锅炉供热的水质按GB 1576《工业锅炉水质》进行试验。

8.3 过热保护

检查是否有过热保护措施。
系统在辐照量≥16 MJ/m²的天气条件下，连续运行三天，检查系统是否正常。
根据系统的最高工作温度，检查系统部件的耐温，以及防冻液的沸点是否满足耐温要求。

8.4 耐压试验

耐压试验应在不受太阳辐射的影响下进行。
对于封闭式系统，耐压试验可在系统进行水压试验时同时进行，系统注液后给系统加压至其额定工作压力的1.5倍压力，保压30 min，之后检查压力表，如果系统的压力无明显降低，将试验压力降至系统工作压力，保持60 min，如系统管路、部件及其连接无渗漏，则耐压合格。
对于开口系统，应在系统试水后检查系统管路部件及其连接有无明显渗漏，应检查系统中部件的耐压是否满足系统的最大工作压力要求。
耐压检验结果记入报告中。

8.5 系统耐候性

系统抗风雪、防雨、防冻、防雷击、防腐蚀等性能按照GB/T 20095规定的方法进行。

8.6 集热部件试验

集热器的试验方法按照GB/T 17581、GB/T 6424等标准进行。集热管的试验方法按照GB/T 17049等标准进行。

9 系统验收

9.1 系统性能

系统应正常运行，控制及保护动作正常，系统提供的热流体温度、压力、流量、持续性、稳定性等技术参数，应满足设计、工业生产过程要求。

系统及部件性能应能满足本标准第7章的要求。

9.2 相关文件

9.2.1 系统总体描述，包括：

- a) 系统简介及原理描述；
- b) 控制系统原理及组成；
- c) 系统布置图；
- d) 集热系统描述（见表2）；
- e) 集热系统项目建设情况（见表3）；
- f) 水箱结构示意图（见表4）；
- g) 集热部件性能试验报告（满足本技术规范 7.2.1 的要求）。

9.2.2 系统调试运行验收文件，调试验收可参照附录 B 给出的方法进行。

表2 集热系统描述

序号	项目名称	循环方式			集热器阵列（管支数/片 X 集热器片数）	
		自然循环	强制循环	直流式	组合一	组合二

注：工程仅采用一种集热器组合的，只需填写组合一，有两种及两种以上的可按照实际情况添加。

表3 太阳能集热系统项目建设情况

序号	项目名称	系统水量	安装位置	管支数	真空管规格		真空管闷晒辐照量	排列方式
					管长	管径		

表4 水箱结构

序号	项目名称	水箱结构尺寸	承压式/非承压式	净容水量	水箱内胆材料	水箱外壳材料	水箱保温方式及材料	水箱保温厚度

表5 管路

序号	项目名称	材质	管路材料	管径	管路材料厚度	保温材料	保温厚度

附 录 A (资料性附录) 系统集热面积设计

A.1 直接系统集热器采光面积

集热器采光面积可根据用户的每日用水量和用水温度确定，按式(A.1)估算：

$$A_c = \frac{Q_w C_w (t_{end} - t_i) f}{J_T \eta_{cd} (1 - \eta_L)} \dots\dots\dots (A.1)$$

式中：

- A_c ——直接系统集热器采光面积， m^2 ；
 - Q_w ——日均用水量，kg；
 - C_w ——水的定压比热容， $kJ/kg \cdot ^\circ C$ ；
 - t_{end} ——储水（能）箱内水的终止温度， $^\circ C$ ；
 - t_i ——水的初始温度， $^\circ C$ ；
 - J_T ——当地春分或秋分所在月集热器受热面上月均日辐照量， kJ/m^2 ；
 - f ——太阳能保证率，无量纲，根据系统使用期内的太阳辐照，系统经济性 & 用户要求等因素综合考虑后确定；
 - η_{cd} ——集热器全日集热效率，无量纲，根据经验值取0.40~0.55；
 - η_L ——管路及储水（能）箱热损失率，无量纲，根据经验值取0.2~0.25。
- 集热器采光面积的估算也可根据国际上通用的f-chart软件或类似的软件进行。

A.2 间接系统集热器采光面积

间接系统与直接系统相比，由于换热器内外存在传热温差，使得在获得相同温度热水的情况下，间接系统比直接系统的集热器运行温度高，造成集热器效率降低。“换热器因子” F_{hx} 可用于衡量换热器对集热器效率的影响。当换热器的效率达到最大，“换热器因子”可用式(A.2)表示：

$$F_{hx} = \frac{1}{1 + \frac{F_R U_L \cdot A_C}{(UA)_{hx}}} \dots\dots\dots (A.2)$$

式中：

- F_{hx} ——换热器因子，无量纲；
- F_R ——集热器热转移因子，无量纲；
- U_L ——集热器总热损失系数， $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ；
- $(UA)_{hx}$ ——换热器传热效率， $W/^\circ C$ 。

间接系统的集热器采光面积 A_{IN} 可按式(A.3)计算：

$$A_{IN} = \frac{A_c}{F_{hx}} \dots\dots\dots (A.3)$$

附 录 B
(资料性附录)
调试验收试验

B.1 概述

本试验程序是为确定太阳能热水系统是否正确安装和是否处于良好工作状态提供一个快速、低成本的检查方法。

试验不需要特殊的气候条件，可在一天中的任何时候进行。

试验程序不包括热性能或系统效率的评估。

B.2 必备条件

B.2.1 资料

资料包括：

- 系统布置图；
- 系统管路图和电气线路图；
- 所有有关参数（例如，储水（能）箱内的水温等）的数值；
- 控制功能说明，包括控制类型及随温度而变化的开关状态图；
- 温度传感器在不同温度下的输出信号（如电阻、电压）标定曲线；
- 不同浓度下的防冻传热工质性质数据，包括密度、折射率、凝固点、沸点、蒸汽压力等。

B.2.2 仪器

仪器包括：

- 温度传感器的精度为 $\pm 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，响应时间不超过几秒，用于对温控器或温控阀的开关温度进行测量；
- 输入信号发生器，用于模拟温度范围为 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的传感器信号（根据传感器类型，需要在不同的范围内有不同精度的十进制电阻，或许需要直流电压校准器）；
- 欧姆表和电压表或万用表，用以测量温度探头模拟器的特性；
- 用以检测控制传感器的恒温水浴；
- 夹持式电流表，用以测量通过辅助电加热器的电流；
- 手提式压力表，用以检测膨胀箱内的空气压力；
- 密度计、手提式折射计或其他测量防冻液浓度的适当仪器（用以测量冰点）；
- 杜瓦瓶或冻结喷嘴，用于对防冻保护传感器的测试；
- 水平仪，用以对回流或排空系统管路的坡度进行检查；
- 水桶或类似容器和秒表，用于对排空系统从手动排空阀流出的水流 r 进行测量；
- 如果集热器阵列不能承受闷晒或空晒，应有覆盖的方法。

B.3 试验

B.3.1 组装和安装

B.3.1.1 储水（能）箱、集热器基础应符合设计要求。

B.3.1.2 支架安装应符合设计要求。

B.3.1.3 集热器和储水（能）箱的位置以及连接它们的管路应符合设计要求。

注：本条对自然循环系统特别重要。

B.3.1.4 每一个集热器的连接应使通过集热器的工质流量符合设计要求。

B.3.1.5 集热器温度传感器应按设计要求或厂家推荐方式安装，并应检查其线路的连接。

B.3.1.6 储水（能）箱温度传感器应按设计要求或厂家推荐方式安装。

B.3.1.7 管路温度传感器应按设计要求或厂家推荐方式安装。

B.3.1.8 排气阀应按设计要求安装；

注：至少应安装一个排气阀，宜安装在系统的最高点。

B.3.1.9 止回阀应按设计要求安装，阀体上的箭头方向应指向正确方向。

B.3.1.10 电磁阀应按厂家推荐方式安装。

B.3.1.11 放空阀应按设计要求安装。

B.3.1.12 压力安全阀应按设计要求安装。

B.3.1.13 过滤网应按设计要求安装。

B.3.1.14 泵应按厂家要求安装，电源线的连接应使泵的转向正确，泵应良好接地。

B.3.1.15 膨胀箱应按设计要求安装。

B.3.1.16 储水（能）箱及管路保温应按设计要求制作（厚度、保护层等）。

B.3.1.17 换热器应按设计或厂家要求安装，通常换热器按逆流方式运行，换热器的进出管路应正确连接。

B.3.1.18 控制器和控制传感器的安装和连线应符合设计要求（位置、电源、与传感器的连接、接地等）。

B.3.2 部件完整性及运行条件

B.3.2.1 集热器

B.3.2.1.1 通过目视检查集热器部件，应无损伤。

B.3.2.1.2 通过目视检查，确保集热器通气孔不堵塞。

B.3.2.2 集热器阵列

B.3.2.2.1 通过目视检查集热器连接处是否泄漏。

B.3.2.2.2 通过目视检查与管线连接处是否泄漏，保温层不能有浸湿或破损。

B.3.2.2.3 通过目视检查放气阀是否泄漏；检查手动放气阀能否开启。

B.3.2.2.4 通过目视检查压力安全阀是否泄漏。通过压缩压力安全阀的弹簧，检查该阀能否自由打开和关闭，关闭时不应泄漏。检查可在通常的压力下进行。

B.3.2.2.5 如果集热器阵列由若干集热器组组成，应检查各集热器组的流量平衡情况。在晴朗的天气条件下，各集热器组的出口温度差不应超过3℃。

B.3.2.3 管路系统

B.3.2.3.1 通过目视检查管线各连接处是否泄漏，保温层不能有浸湿和破损。

B.3.2.3.2 检查电磁阀在开关过程中的声音是否正常。

B.3.2.3.3 通过目视检查放空阀是否泄漏。

B.3.2.3.4 通过目视检查泵是否泄漏，运行是否正常。

- B.3.2.3.5 如果在液体压力表和管路之间有手动阀门，打开阀门检查压力表的工作情况。
- B.3.2.3.6 在防冻回流系统中，检查运行及非运行情况下回流水箱的水位，水位应符合设计要求。
- B.3.2.3.7 如果有流量表，应检查流量，其值与设计流量相差不应超过20 %。
- B.3.2.3.8 对于有膨胀箱的闭式间接系统，应检查管路系统的压力是否符合设计要求。如果系统没有给定压力条件，系统压力宜至少高于静压(系统最高点离最低点的高度)0.05 MPa。
- B.3.2.3.9 在间接系统中，如果用的是有膜膨胀箱，应检查膜的位置及其完整性。如果膨胀箱中工质的压力(B.3.2.3.5中测得)比空气的压力大很多，表明膨胀箱不能提供更多的工质。膜是否损坏可通过敲击工质及空气腔发出的声音加以确定。另外，当膨胀箱的空气阀打开时，如有工质泄漏也表明膜已损坏。
- B.3.2.3.10 在间接系统中，如果用的是开式膨胀箱，应通过计算检查膨胀箱容积是否符合使用要求。

B.3.2.4 储水(能)箱

通过目视检查储水(能)箱是否泄漏，水箱壁是否有明显变形。保温层不应潮湿。

B.3.2.5 换热器

通过公式(B.1)估算集热器回路中换热器所引起的系统集热效率降低值：

$$\Delta\eta = \frac{\eta_0 A_c a_1}{(UA)_{hx}} \times 100\% \dots\dots\dots (B.1)$$

式中 η_0 和 a_1 分别是集热器零热损集热效率和用集热器热损系数确定的常数，它们可由集热器性能测试获得； A_c 为系统集热器采光面积； $(UA)_{hx}$ 为换热器传热速率，大型系统外部换热器的 $(UA)_{hx}$ 可从厂家提供的换热器性能数据中获得，设计的换热器的 $(UA)_{hx}$ 可由换热器的性能实验获得。

估算的 $\Delta\eta$ 应符合5.6.4的要求。

B.3.3 控温装置

B.3.3.1 非电控温控阀

对于使用温控阀控制水温的直流系统，应将受检的温控阀放入恒温水浴中，用温度计测量水温。逐渐升高恒温水浴的温度，使温控阀正好开启。将测得的水温与温控阀标称的开启温度相比较，两者相差不能大于 $\pm 2.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

B.3.3.2 温控器和传感器

B.3.3.2.1 初始步骤

按照如下步骤操作：

- 将总电源开关设到“关”的位置；
- 在温控器的输入部位标出传感器的导线；
- 用合适的温度模拟器代替温度传感器；
- 将总电源开关设到“开”位置。

B.3.3.2.2 温控器

许多产品都有内置测试灯，系统的工作状况可以通过指示灯观察到。

B.3.3.2.3 控制方式

B.3.3.2.3.1 温控器

温控器是基于温度或温差进行控制的,在系统整个运行温度范围内,温控器的控制误差应保持不变。控制误差的检验,至少需要对应整个运行温度范围内的低、中和高3组不同的温度。

B.3.3.2.3.2 定温控制

a) 在温控器上设定关闭温度 T_s 和开启温度 T_0 ($T_0 > T_s$),用温度模拟器模拟温控器的输入温度 T_I 。温度模拟器的初始值设置为 $T_I = T_s - 10\text{ }^\circ\text{C}$,逐渐增加温度 T_I ,当 $T_I = T_0$ 时,执行装置应立即开启;逐渐降低温度 T_I ; ,当 $T_I = T_s$ 时,执行装置应立即关闭。将给定的标称值与实测值相比较,其差值不应超过 $2\text{ }^\circ\text{C}$ 。

b) 根据所希望获得的热水温 T 设定温控器,用温度模拟器模拟温控器输入温度 T_{IO} 温度模拟器的初始值设置为 $T_I = T - 10\text{ }^\circ\text{C}$,逐渐增加温度 T_I ,当执行装置开启时,记录 T_{ION} 的值;设置温度模拟器参数的初始值为 $T_I = T + 10\text{ }^\circ\text{C}$,逐渐降低温度 T_I ,当执行装置关闭时,记录 T_{IOFF} 的值。将 T 与测得的 T_{ION} 、 T_{IOFF} 相比较,其差值不应超过 $2\text{ }^\circ\text{C}$ 。

B.3.3.2.3.3 温差控制

a) 起动温差 ΔT_{ON}

当 $T_H - T_L = \Delta T_{ON}$ 时,温控器会发生一个从关闭到开启的变化。 T_H 和 T_L 分别是温控器的高温输入和低温输入,温度模拟器的初始值分别设置为: T_L 和 $T_H = T_L + 10\text{ }^\circ\text{C}$ 。逐渐增加温度 T_H 。当 $T_H - T_L = \Delta T_{ON}$,泵应立即开启。将给定的标称值与实测值相比较,其差值不应超过 $2\text{ }^\circ\text{C}$ 。

b) 关闭温差 ΔT_{OFF}

当 $T_H - T_L = \Delta T_{ON}$ 时,温控器会发生一个从开启到关闭的变化。逐渐降低温度 T_H ,检查泵的关闭情况。将给定的标称值与实测值相比较,其差值不应超过 $2\text{ }^\circ\text{C}$ 。

B.3.3.2.4 温控器的保护功能

温控器可以探测到系统的极端情况,并通过控制相应的执行装置实现防冻和直流系统的满水自锁功能。

a) 将防冻保护传感器的模拟温度设置为高于防冻保护温度。慢慢降低模拟温度,测量有关执行装置的开启温度,并将其与设计的标称值进行比较。

b) 在直流定温系统中,当水箱水满条件时,调节温控器输入模拟温度达到B3.3.2.3.1中执行装置的开启温度,检查执行机构是否开启。

B.3.3.2.5 传感器

a) 集热器温度传感器的精度应在中温范围内检测。打开泵等待10 min。用数字万用表测量集热器温度传感器的输出并转化成温度值。用与手提仪器相连的标准温度传感器测量集热器下游的工质温度作为集热器的实际温度。两者相差不应超过 $2\text{ }^\circ\text{C}$ 。

b) 储水(能)箱温度传感器的精度应在中温范围内检测。将传感器的输出温度与一个和储水(能)箱温度传感器相邻的标准温度传感器测得的实际温度相比较,相差不应超过 $2\text{ }^\circ\text{C}$ 。

c) 检验集热器防冻保护传感器接近防冻保护温度的精度是相当重要的。可以排出大量热水,以使系统在更接近防冻保护温度的状态下运行,并重复a)的步骤来进行。

B.3.4 防冻保护

B.3.4.1 检查防冻液

处于低环境温度下的系统部件内的工质通常是乙二醇和水的混合物,应有足够低的冰点。

通过检测乙二醇的浓度（例如，用手提式折射仪）检查混合物的冰点。冰点是在设计时根据预期的当地最低环境温度及集热器的辐射散热情况加以确定的。

B.3.4.2 检查回流

B.3.4.2.1 用水平仪检查水平管路的坡度，管路的坡度应符合设计要求。

B.3.4.2.2 系统的充水情况可以从压力表观察到。打开泵，观察压力表的读数。

B.3.4.2.3 回流可以从压力表读数的减少观察到。关闭泵，观察压力表。

B.3.4.2.4 如有可能，在系统充满水后关闭泵，检查水箱内的水位。然后再打开和关闭泵，标记水位作为未来的参考。

B.3.4.3 检查排空

B.3.4.3.1 检查进气阀能否正常打开和关闭。

B.3.4.3.2 如果有控制器控制的电磁阀、应模拟开启温度。将检测的开启温度和设计的标称值相比较。

B.3.4.3.3 如果有非电动温控阀，应使用冷冻喷嘴进行检测。在喷射前应标准温度传感器和阀体固定在一起，检测时应喷射到温度传感元件。将测得的开启温度和设计的标称值相比较。重要的是应检查防冻保护阀的传感元件是否被正确安装。

B.3.4.3.4 用水平仪检查水平管路的坡度，管路的坡度应符合设计要求。

B.3.4.3.5 手动打开排空阀，用一个容器和秒表检测排空流量。

B.3.4.4 检查电加热带

对于采用电加热带进行管路保温的系统，在电加热带电路中串接一块电流表，使表面温度探头与保温层中的电加热带相接触，接通电源。检查电加热带是否能正常工作及额定温度是否与厂家标称的相符。

B.3.5 材料的过热保护

通过检查系统管路图及通过计算并考虑系统所有部件材料的最不利情况，确保可能发生的最高温度不超过有关材料的最高许用温度。

为了使防冻液在最高的集热器闷晒温度下不沸腾，应使用高浓度的防冻液。通过测量乙二醇的浓度，检查在集热器的运行压力下防冻液的沸点。

附 录 C
(资料性附录)
节能量评估方法

C.1 节能评估的评价指标

C.1.1 太阳能热水系统的太阳能保证率应满足设计要求，当设计无明确规定时，应满足下表要求。

表C.1 不同地区太阳能热利用系统的太阳能保证率 f (%)

太阳能资源划分	太阳能热水系统保证率
资源极富区	$f \geq 60$
资源丰富区	$f \geq 50$
资源较富区	$f \geq 40$
资源一般区	$f \geq 30$

- C.1.2 集热系统效率应满足设计要求，当设计无明确规定时，系统的集热效率 η 应 $\geq 42\%$ 。
- C.1.3 储水（能）箱热损因数 U_{sl} 应不大于 $30 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ 。
- C.1.4 系统的供热水温度 t_r 应满足设计要求。
- C.1.5 系统的常规能源替代量应满足项目立项可行性报告等相关文件的要求，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。
- C.1.6 系统的费效比应满足项目立项可行性报告等相关文件的要求，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。
- C.1.7 系统的静态投资回收期应满足项目立项可行性报告等相关文件的要求。当无文件明确规定时，太阳能供热水系统的静态投资回收期应不大于5 年并应在评价报告中给出。
- C.1.8 系统的二氧化碳减排量应满足项目立项可行性报告等相关文件的要求，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。
- C.1.9 系统的二氧化硫减排量应满足项目立项可行性报告等相关文件的要求，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。
- C.1.10 系统的粉尘减排量应满足项目立项可行性报告等相关文件的要求，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。

C.2 评价指标的计算

C.2.1 集热系统效率 η

$$\eta = Q_j / (A \times H) \times 100 \dots\dots\dots \text{(C.1)}$$

式中：

η —— 太阳能热利用系统的集热系统效率 (%)；

Q_j —— 太阳能热利用系统的集热系统得热量 (MJ)；

A —— 集热系统的集热器总面积 (m^2)；

H —— 太阳总辐照量 (MJ/m^2)。

应进行四种典型气象条件下的集热效率测试:

- a) $H_1 \leq 8 \text{ MJ/m}^2$;
- b) $8 \text{ MJ/m}^2 < H_2 \leq 12 \text{ MJ/m}^2$;
- c) $12 \text{ MJ/m}^2 < H_3 \leq 16 \text{ MJ/m}^2$;
- d) $16 \text{ MJ/m}^2 < H_4$ 。

C.2.2 太阳能保证率f

$$f = Q_j / Q_z \times 100 \dots\dots\dots (C.2)$$

式中:

f ——太阳能保证率(%) ;

Q_j ——太阳能集热系统得热量(MJ) ;

Q_z ——系统能耗(MJ)。

C.2.3 贮热水箱热损因数USL

$$U_{SL} = \frac{\rho_w c_{pw}}{\Delta \tau} \ln \left[\frac{t_i - t_{as(av)}}{t_f - t_{as(av)}} \right] \dots\dots\dots (C.3)$$

式中:

U_{SL} ——贮热水箱热损因数 ($\text{W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$) ;

ρ_w ——水的密度 (kg/m^3) ,

c_{pw} ——水的比热容 ($\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$) ;

Δt ——降温时间 (s) ;

t_i ——开始时贮热水箱内水温度($^\circ\text{C}$) ;

t_f ——结束时贮热水箱内水温度($^\circ\text{C}$) ;

$t_{as(av)}$ ——降温期间平均环境温度($^\circ\text{C}$)。

C.2.4 系统全年得热量

系统全年得热量, 根据典型地区日平均辐照量数据分别计算不同辐照状况下的系统累积得热量。

$$Q_{nj} = x_1 Q_{j1} + x_2 Q_{j2} + x_3 Q_{j3} + x_4 Q_{j4} \dots\dots\dots (C.4)$$

式中:

Q_{j1} 、 Q_{j2} 、 Q_{j3} 、 Q_{j4} ——分别为C.2.1中列出的四种太阳辐照量区间的单日集热系统得热量(MJ)。

x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 ——分别为C.2.1中列出的四种太阳辐照量区间在当地气象条件下按供热水、采暖或空调的时期统计得出的天数。

典型地区日平均辐照量数据可参照附录D给出的数据。

倾斜面上太阳辐射总量的气候学计算公式可参照附录E给出的计算方法。

C.2.5 能源替代量 Q_{tr}

$$Q_{tr} = \frac{Q_{nj}}{q\eta_t} \dots\dots\dots (C.5)$$

式中:

Q_{tr} ——太阳能热利用系统的常规能源替代量 (kgce)

Q_{nj} ——全年太阳能集热系统的热量 (MJ)

q ——标准煤热值 (MJ/kgce), 本标准取 $q=29.307$ MJ/kgce

η_t ——以传统能源为热源时的运行效率, 按照项目立项文件选取, 当无文件明确规定时, 根据项目适用的常规能源, 可按照电0.31、天然气0.84 选取。

C.2.6 太阳能热水系统的费效比 C_{BR_r}

$$C_{BR_r} = \frac{3.6 \times C_{Zr}}{Q_{tr} \times q \times N} \dots\dots\dots (C.6)$$

式中:

C_{BR_r} ——太阳能热利用系统的费效比 (元/KWh) ;

C_{Zr} ——太阳能热利用系统的增量成本 (元), 增量成本依据项目单位提供的项目决算书进行核算, 项目结算书应对可再生能源的增量成本有明确的计算和说明;

Q_{tr} ——太阳能热利用系统的常规能源替代量 (kgce)

q ——标准煤热值 (MJ/kgce), 本标准取 $q=29.307$ MJ/kgce

N ——系统寿命期, 根据项目立项文件等资料确定, 当无明确规定, N 取15年。

C.2.7 静态投资回收期

$$N_h = \frac{C_{Zr}}{C_{SR}} \dots\dots\dots (C.7)$$

式中:

N_h ——太阳能热利用系统的静态投资回收年限;

C_{Zr} ——太阳能热利用系统的增量成本 (元), 增量成本依据项目单位提供的项目决算书进行核算, 项目决算书中应对可再生能源的增量成本有明确的计算和说明;

C_{SR} ——太阳能热利用系统的年节约费用 (元)。

C.2.8 太阳能热利用系统的二氧化碳减排量 Q_{rcO_2}

$$Q_{rcO_2} = Q_{tr} \times V_{CO_2}$$

Q_{rcO_2} ——太阳能热利用系统的二氧化碳减排量 (kg) ;

Q_{tr} ——太阳能热利用系统的常规能源替代量 (kgce) ;

V_{CO_2} ——标准煤的二氧化碳排放因子 (kg/kgce), 取 $V_{CO_2}=2.47$ kg/kgce。

C.2.9 太阳能热利用系统的二氧化硫减排量 Q_{rSO_2}

$$Q_{rSO_2} = Q_{tr} \times V_{SO_2} \dots\dots\dots (C.8)$$

式中:

Q_{rSO_2} ——太阳能热利用系统的二氧化硫减排量 (kg) ;

Q_{tr} ——太阳能热利用系统的常规能源替代量 (kgce) ;

V_{SO_2} ——标准煤的二氧化硫排放因子 (kg/kg标准煤), 取 $V_{SO_2}=0.02$ kg/kgce。

C.2.10 太阳能热水系统的粉尘减排量 Q_{rfc}

$$Q_{rfc} = Q_{tr} \times V_{fc}$$

Q_{rfc} ——太阳能热利用系统的粉尘减排量 (kg) ;

Q_{tr} ——太阳能热利用系统的常规能源替代量 (kgce) ;

V_{fc} ——标准煤的粉尘排放因子 (kg/kgce) , 取 $V_{fc} = 0.01$ kg/kgce。

附 录 D
(资料性附录)
典型城市太阳辐照量计算数据

表D.1 山东省各主要城市纬度及年平均水平面太阳辐照量

城市	纬度	冬至日正午 12 时太阳高度角	春秋分正午 12 时太阳高度角	年平均太阳辐照量 (KJ/m ²)	城市	纬度	冬至日正午 12 时太阳高度角	春秋分正午 12 时太阳高度角	年平均太阳辐照量 (KJ/m ²)
济南	36° 40′	29° 52′	53° 25′	17447	德州	37° 27′	29° 03′	52° 37′	17417
青岛	36° 08′	30° 27′	53° 57′	16577	临沂	35° 04′	31° 30′	55° 02′	16603
淄博	36° 48′	29° 46′	53° 23′	17137	滨州	37° 22′	29° 12′	52° 44′	17807
潍坊	36° 42′	29° 53′	53° 24′	17427	郓城	36° 27′	30° 02′	53° 36′	17133
烟台	37° 32′	29° 02′	52° 27′	17227	菏泽	35° 15′	31° 12′	54° 46′	16730
威海	37° 30′	29° 03′	52° 26′	16890	莱芜	35° 12′	3022	5354	17297
济宁	35° 25′	31° 06′	54° 39′	16683	泰安	36° 11′	30° 22′	53° 55′	17297
枣庄	34° 52′	31° 41′	55° 14′	16233	日照	35° 26′	31° 09′	54° 41′	16803
东营	37° 28′	29° 07′	52° 41′	17813					
备注	表中纬度及太阳高度角数据来源于日均万年历								

表D.2 济南各月水平面及倾斜面月平均日太阳总辐照量

济南	纬度 36° 41′ 经度 116° 59′ 海拔高度 51.6 m											
月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均室外气温 (°C)	-1.4	1.1	7.6	15.2	21.8	26.3	27.4	26.2	21.7	15.8	7.9	1.1
水平面月平均日太阳总辐照量 (MJ/m ² ·日)	8.376	10.930	14.423	16.679	20.770	21.055	16.776	15.663	14.884	12.093	9.089	7.657
倾斜表面月平均日太阳总辐照量 (MJ/m ² ·日)	13.630	15.225	16.634	16.523	18.716	18.212	14.812	14.979	16.498	16.003	14.162	13.854
月日照小时数	175	177.3	217.7	248.8	280.3	263.1	216.9	224.3	224.4	216.4	181.2	171.9

附 录 E
(资料性附录)
倾斜面上太阳总辐照量计算

参照 GB/T 50801 《可再生能源建筑应用工程评价标准》附录 D 给出的方法进行。

1 倾斜表面上的太阳总辐照度应按下列公式计算：

$$I_{\theta} = I_{D*\theta} + I_{d*\theta} + I_{R*\theta} \quad (\text{附录 5.1-1})$$

$$I_{D*\theta} = I_n \cos \theta \quad (\text{附录 5.1-2})$$

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos S - \sin \delta \cos \phi \sin S \cos \gamma_f \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos S \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin S \cos \gamma_f \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin S \sin \gamma_f \sin \omega \end{aligned} \quad (\text{附录 5.1-3})$$

$$\delta = 23.45 \sin [360 \times (284 + n) / 365] \quad (\text{附录 5.1-4})$$

$$I_{d*\theta} = I_{DH} (1 + \cos S) / 2 \quad (\text{附录 5.1-5})$$

$$I_{R*\theta} = \rho_G (I_{DH} + I_{dH}) (1 - \cos S) / 2 \quad (\text{附录 5.1-6})$$

$$I_{DH} = I_n \sin a_s \quad (\text{附录 5.1-7})$$

$$\sin a_s = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (\text{附录 5.1-8})$$

$$R_b = \frac{I_{D*\theta}}{I_{DH}} = \frac{\cos \theta}{\sin a_s} \quad (\text{附录 5.1-9})$$

式中：

- I_{θ} ——倾斜表面上的太阳总辐照度 (W/m²)；
- $I_{D*\theta}$ ——倾斜表面上的直射太阳辐照度 (W/m²)；
- $I_{d*\theta}$ ——倾斜表面上的散射太阳辐照度 (W/m²)；
- $I_{R*\theta}$ **Error! Reference source not found.**——地面繁琐的太阳辐照度 (W/m²)；

- I_n ——垂直于太阳光线表面上的太阳直射辐照度 (W/m^2);
 θ ——太阳直射辐射的入射角, 太阳入射光线与接收表面法线之间的夹角 ($^{\circ}$);
 δ ——赤纬角 ($^{\circ}$);
 ϕ ——当地地理纬度 ($^{\circ}$);
 S ——表面倾角, 至表面与水平面之间的夹角 ($^{\circ}$);
 γ_f **Error! Reference source not found.**——表面方位角 ($^{\circ}$), 对于朝向正南的倾斜
 ω ——视角 ($^{\circ}$), 每小时对应的时角为 15° , 从正午算起, 上午为负, 下午为正,
 n ——一年中的日期序号 (无量纲);
 I_{dH} ——水平面上的散射辐照度 (W/m^2);
 ρ_G ——地面反射率, 工程计算中, 取平均值 0.2, 有雪覆盖地面时取 0.7;
 I_{DH} ——水平面上的直射辐照度 (W/m^2);
 a_s ——高度角 ($^{\circ}$);
 R_b ——倾斜表面上的直射太阳辐照度与水平面上的直射太阳辐照度的比值。

2 倾斜表面上的太阳总辐射量应按下列公式计算:

$$H_a = \sum_{j=1}^n H_{hj} \quad (\text{附录 5.2-1})$$

$$H_h = I_{\theta} \cdot t \times 10^{-6} \quad (\text{附录 5.2-2})$$

式中: H_a ——倾斜采光平面上单位面积的全年总太阳辐射量, (MJ/m^2);

H_h ——倾角采光平面上单位面积的小时太阳辐射量, (MJ/m^2);

n ——总时数, 计算全年总太阳辐射量时, 取 8760h;

t ——倾斜表面上太阳辐照量的小时计算时间, 取3600s。