

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB/T 50801-2013

可再生能源建筑应用工程评价标准

Evaluation standard for application of
renewable energy in buildings

2012-12-25 发布

2013-05-01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

可再生能源建筑应用工程评价标准

Evaluation standard for application of
renewable energy in buildings

GB/T 50801 - 2013

主编部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 3 年 5 月 1 日

中国建筑工业出版社

2012 北 京

中华人民共和国国家标准
可再生能源建筑应用工程评价标准
Evaluation standard for application of
renewable energy in buildings
GB/T 50801 - 2013

*

中国建筑工业出版社出版、发行（北京西郊百万庄）
各地新华书店、建筑书店经销
北京红光制版公司制版
北京市安泰印刷厂印刷

*

开本：850×1168 毫米 1/32 印张：3 字数：76 千字
2013 年 4 月第一版 2013 年 4 月第一次印刷

定价：**15.00 元**

统一书号：15112·23676

版权所有 翻印必究

如有印装质量问题，可寄本社退换

（邮政编码 100037）

本社网址：<http://www.cabp.com.cn>

网上书店：<http://www.china-building.com.cn>

中华人民共和国住房和城乡建设部 公 告

第 1606 号

住房和城乡建设部关于发布国家标准 《可再生能源建筑应用工程评价标准》的公告

现批准《可再生能源建筑应用工程评价标准》为国家标准，编号为 GB/T 50801-2013，自 2013 年 5 月 1 日起实施。

本标准由我部标准定额研究所组织中国建筑工业出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2012 年 12 月 25 日

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2009年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标[2009]88号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,制定本标准。

本标准的主要技术内容是:总则,术语,基本规定,太阳能热利用系统,太阳能光伏系统和地源热泵系统。

本标准由住房和城乡建设部负责管理,由中国建筑科学研究院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送至中国建筑科学研究院(地址:北京北三环东路30号,邮政编码:100013)。

本标准主编单位:中国建筑科学研究院

住房和城乡建设部科技发展促进中心

本标准参编单位:上海市建筑科学研究院(集团)有限公司

深圳市建筑科学研究院有限公司

河南省建筑科学研究院

四川省建筑科学研究院

甘肃省建筑科学研究院

辽宁省建设科学研究院

山东省建筑科学研究院

国家住宅与居住环境工程技术研究中心

中国科学技术大学

山东力诺瑞特新能源有限公司

皇明太阳能集团有限公司

山东桑乐太阳能有限公司

北京清华阳光能源开发有限责任公司

北京四季沐歌太阳能技术集团有限公司
北京科诺伟业科技有限公司
深圳市拓日新能源科技股份有限公司
威海中玻光电有限公司
沈阳金都新能源科技有限公司
无锡尚德太阳能电力有限公司
南京丰盛新能源股份有限公司
北京易度恒星科技发展有限公司
山东宏力空调设备有限公司
山东宜美科节能服务有限公司
山东亚特尔集团股份有限公司
昆山台佳机电有限公司
山东富尔达空调设备有限公司
国际铜业协会（中国）

本标准主要起草人员：徐 伟 何 涛 郝 斌 宋业辉
孙峙峰 杨建荣 刘俊跃 栾景阳
李现辉 姚春妮 徐斌斌 刘吉林
王庆辉 王守宪 张 磊 季 杰
薛梦华 徐志斌 马 兵 刘 铭
焦青太 许兰刚 刘 强 吴 军
朱利达 陈文华 郁松涛 党亚峰
于奎明 马 宁 刘一民 南远新
刘世俊 徐少山 黄俊鹏 张昕宇
牛利敏 黄祝连 王 敏

本标准主要审查人员：郎四维 罗振涛 冯 雅 何梓年
董路影 张晓黎 张 旭 徐宏庆
赵立华 端木琳 贾铁鹰 李 军

目 次

1 总则	1
2 术语	2
3 基本规定	4
3.1 一般规定	4
3.2 形式检查	4
3.3 评价报告	6
4 太阳能热利用系统	7
4.1 评价指标	7
4.2 测试方法	8
4.3 评价方法	15
4.4 判定和分级	20
5 太阳能光伏系统	22
5.1 评价指标	22
5.2 测试方法	22
5.3 评价方法	24
5.4 判定和分级	26
6 地源热泵系统	28
6.1 评价指标	28
6.2 测试方法	28
6.3 评价方法	32
6.4 判定和分级	35
附录 A 评价报告格式	37
附录 B 太阳能资源区划	43
附录 C 我国主要城市日太阳辐照量分段统计	45
附录 D 倾斜表面上太阳辐照度的计算方法	49

本标准用词说明	51
引用标准名录	52
附：条文说明	53

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Basic Requirements	4
3.1	General Requirements	4
3.2	Format Inspection	4
3.3	Evaluation Report	6
4	Solar Thermal System	7
4.1	Evaluation Indexes	7
4.2	Testing Method	8
4.3	Evaluation Method	15
4.4	Conformity Assessment and Grade Determination	20
5	Solar Photovoltaic System	22
5.1	Evaluation Indexes	22
5.2	Testing Method	22
5.3	Evaluation Method	24
5.4	Conformity Assessment and Grade Determination	26
6	Ground-source Heat Pump System	28
6.1	Evaluation Indexes	28
6.2	Testing Method	28
6.3	Evaluation Method	32
6.4	Conformity Assessment and Grade Determination	35
Appendix A	Evaluation Report Format	37
Appendix B	Solar Source Regionalization	43
Appendix C	Piecewise Statistics Data of Solar Irradiation in Representative Cities	45

Appendix D Calculation Method of Solar Irradiance	
on Tilted Surface	49
Explanation of Wording in This Standard	51
List of Quoted Standards	52
Addition; Explanation of Provisions	53

1 总 则

1.0.1 为了贯彻落实国家在建筑中应用可再生能源、保护环境的有关法规政策，增强社会应用可再生能源的意识，促进我国可再生能源建筑应用事业的健康发展，指导可再生能源建筑应用工程的测试与评价，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于应用太阳能热利用系统、太阳能光伏系统、地源热泵系统的新建、扩建和改建工程的节能效益、环境效益、经济效益的测试与评价。

1.0.3 在进行可再生能源建筑应用工程测试与评价时，除应符合本标准的要求外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 可再生能源建筑应用 application of renewable energy in buildings

在建筑供热水、采暖、空调和供电等系统中，采用太阳能、地热能等可再生能源系统提供全部或部分建筑用能的应用形式。

2.0.2 太阳能热利用系统 solar thermal system

将太阳能转换成热能，进行供热、制冷等应用的系统，在建筑中主要包括太阳能供热水、采暖和空调系统。

2.0.3 太阳能供热水采暖系统 solar hot water and space heating system

将太阳能转换成热能，为建筑物进行供热水和采暖的系统，系统主要部件包括太阳能集热器、换热蓄热装置、控制系统、其他能源辅助加热/换热设备、泵或风机、连接管道和末端热水采暖系统等。

2.0.4 太阳能空调系统 solar air-conditioning system

一种利用太阳能集热器加热热媒，驱动热力制冷系统的空调系统，由太阳能集热系统、热力制冷系统、蓄能系统、空调末端系统、辅助能源以及控制系统六部分组成。

2.0.5 太阳能光伏系统 solar photovoltaic system

利用光生伏打效应，将太阳能转变成电能，包含逆变器、平衡系统部件及太阳能电池方阵在内的系统。

2.0.6 地源热泵系统 ground-source heat pump system

以岩土体、地下水或地表水为低温热源，由水源热泵机组、地热能交换系统、建筑物内系统组成的供热空调系统。根据地热能交换系统形式的不同，地源热泵系统分为地埋管地源热泵系统、地下水地源热泵系统和地表水地源热泵系统。其中地表水源

热泵又分为江、河、湖、海水源热泵系统。

2.0.7 太阳能保证率 solar fraction

太阳能供热水、采暖或空调系统中由太阳能供给的能量占系统总消耗能量的百分率。

2.0.8 系统费效比 cost-benefit ratio of the system

可再生能源系统的增量投资与系统在正常使用寿命期内的总节能量的比值，表示利用可再生能源节省每千瓦小时常规能源的投资成本。

2.0.9 地源热泵系统制冷能效比 energy efficiency ratio of ground-source heat pump system (EER_{sys})

地源热泵系统制冷量与热泵系统总耗电量的比值，热泵系统总耗电量包括热泵主机、各级循环水泵的耗电量。

2.0.10 地源热泵系统制热性能系数 coefficient of performance of ground-source heat pump system (COP_{sys})

地源热泵系统总制热量与热泵系统总耗电量的比值，热泵系统总耗电量包括热泵主机、各级循环水泵的耗电量。

2.0.11 负荷率 load ratio

系统的运行负荷与设计负荷之比。

3 基本规定

3.1 一般规定

3.1.1 可再生能源建筑应用工程的评价应包括指标评价、性能合格判定和性能分级评价。评价应先进行单项指标评价，根据单项指标的评价结果进行性能合格判定。判定结果合格宜进行分级评价，判定结果不合格不进行分级评价。

3.1.2 可再生能源建筑应用工程评价应以实际测试参数为基础进行。条件具备时应优先选用长期测试，否则应选用短期测试。长期测试结果和短期测试结果不一致时，应以长期测试结果为准。

3.1.3 可再生能源建筑应用工程评价应包括该工程的全部系统，测试数量应根据系统形式和规模抽样确定，抽样方法应符合本标准第 4.2.2，5.2.2 和 6.2.2 条的规定。

3.1.4 可再生能源建筑应用工程的测试、评价应首先通过可再生能源建筑应用所属专业的分部工程验收、建筑节能分部验收以及本标准第 3.2 节规定的形式检查。

3.2 形式检查

3.2.1 可再生能源建筑应用工程评价前应做到手续齐全，资料完整，检查的资料应包括但不限于下列内容：

- 1 项目立项、审批文件；
- 2 项目施工设计文件审查报告及其意见；
- 3 项目施工图纸；
- 4 与可再生能源建筑应用相关的主要材料、设备和构件的质量证明文件、进场检验记录、进场核查记录、进场复验报告和见证试验报告；

- 5 可再生能源建筑应用相关的隐蔽工程验收记录和资料；
 - 6 可再生能源建筑应用工程中各分项工程质量验收记录，并核查部分检验批次验收记录；
 - 7 太阳能建筑应用对相关建筑日照、承重和安全的影响分析；
 - 8 地源热泵系统对水文、地质、生态和相关物理化学指标的影响分析，地下水地源热泵系统回灌试验记录；
 - 9 测试和评价人员认为应具备的其他文件和资料。
- 3.2.2** 太阳能热利用系统的太阳能集热器、辅助热源、空调制冷机组、冷却塔、贮水箱、系统管路、系统保温和电气装置等关键部件应有质检合格证书，性能参数应符合设计和国家现行相关标准的要求。太阳能集热器、空调制冷机组应有符合要求的检测报告。
- 3.2.3** 太阳能光伏系统的太阳能电池方阵、蓄电池（或者蓄电池箱体）、充放电控制器和直流/交流逆变器等关键部件应有质检合格证书，性能参数应符合设计和国家现行相关标准的要求。太阳能光伏组件应有符合要求的检测报告。
- 3.2.4** 地源热泵系统的热泵机组、末端设备（风机盘管、空气调节机组和散热设备）、辅助设备材料（水泵、冷却塔、阀门、仪表、温度调控装置、计量装置和绝热保温材料）、监测与控制设备以及风系统和水系统管路等关键部件应有质检合格证书和符合要求的检测报告，性能参数应符合设计和国家现行相关标准的要求。
- 3.2.5** 可再生能源建筑应用工程的外观应干净整洁，无明显污损、变形等现象。
- 3.2.6** 太阳能热利用系统的系统类型、集热器类型、集热器总面积、储水箱容量、辅助热源类型、辅助热源容量、制冷机组制冷量、循环管路类型、控制系统和辅助材料（保温材料、阀门以及仪器仪表）等内容应符合设计文件的规定。
- 3.2.7** 太阳能光伏系统的太阳能电池组件类型、太阳能电池阵

列面积、装机容量、蓄电方式、并网方式和主要部件的类型和技术参数、控制系统、辅助材料以及负载类型等内容应符合设计文件的规定。

3.2.8 地源热泵系统的系统类型、供热量、供冷量、地源换热器、热泵机组、控制系统、辅助材料和建筑物内系统的类型、规模大小、技术参数和数量等内容应符合设计文件的规定。

3.3 评价报告

3.3.1 可再生能源建筑应用工程评价完成后，应由测试评价机构出具评价报告，评价报告应包括但不限于下列内容：

- 1** 形式检查结果；
- 2** 各项评价指标的评价结果；
- 3** 性能合格判定结果；
- 4** 性能分级评价结果；
- 5** 采用的仪器设备清单；
- 6** 测试与评价方案。

3.3.2 可再生能源建筑应用工程评价报告应按本标准附录 A 编制。

4 太阳能热利用系统

4.1 评价指标

4.1.1 太阳能热利用系统的评价指标及其要求应符合下列规定:

1 太阳能热利用系统的太阳能保证率应符合设计文件的规定,当设计无明确规定时,应符合表 4.1.1-1 的规定。太阳能资源区划按年日照时数和水平面上年太阳辐照量进行划分,应符合本标准附录 B 的规定。

表 4.1.1-1 不同地区太阳能热利用系统的太阳能保证率 f (%)

太阳能资源区划	太阳能热水系统	太阳能采暖系统	太阳能空调系统
资源极富区	$f \geq 60$	$f \geq 50$	$f \geq 40$
资源丰富区	$f \geq 50$	$f \geq 40$	$f \geq 30$
资源较富区	$f \geq 40$	$f \geq 30$	$f \geq 20$
资源一般区	$f \geq 30$	$f \geq 20$	$f \geq 10$

2 太阳能热利用系统的集热系统效率应符合设计文件的规定,当设计文件无明确规定时,应符合表 4.1.1-2 的规定。

表 4.1.1-2 太阳能热利用系统的集热效率 η (%)

太阳能热水系统	太阳能采暖系统	太阳能空调系统
$\eta \geq 42$	$\eta \geq 35$	$\eta \geq 30$

3 太阳能集热系统的贮热水箱热损因数 U_{sl} 不应大于 $30 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ 。

4 太阳能供热水系统的供热水温度 t_r 应符合设计文件的规定,当设计文件无明确规定时 t_r 应大于等于 45°C 且小于等于 60°C 。

5 太阳能采暖或空调系统的室内温度 t_n 应符合设计文件的

规定，当设计文件无明确规定时应符合国家现行相关标准的规定。

6 太阳能空调系统的太阳能制冷性能系数应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时，应在评价报告给出。

7 太阳能热利用系统的常规能源替代量和费效比应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。

8 太阳能热利用系统的静态投资回收期应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定。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不应大于5年，太阳能采暖系统的静态投资回收期不应大于10年，太阳能空调系统的静态投资回收期应在评价报告中给出。

9 太阳能热利用系统的二氧化碳减排量、二氧化硫减排量及粉尘减排量应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定，当无文件明确规定时，应在评价报告中给出。

4.2 测试方法

4.2.1 太阳能热利用系统测试应包括下列内容：

- 1 集热系统效率；
- 2 系统总能耗；
- 3 集热系统得热量；
- 4 制冷机组制冷量；
- 5 制冷机组耗热量；
- 6 贮热水箱热损因数；
- 7 供热水温度；
- 8 室内温度。

注：制冷机组制冷量、制冷机组耗热量仅适用于太阳能空调系统，供热水温度仅适用太阳能供热水系统，室内温度仅适用于太阳能采暖或太阳能空调系统。

4.2.2 太阳能热利用系统的测试抽样方法应符合下列规定：

1 当太阳能供热水系统的集热器结构类型、集热与供热水范围、系统运行方式、集热器内传热工质、辅助能源安装位置以及辅助能源启动方式相同，且集热器总面积、贮热水箱容积的偏差均在10%以内时，应视为同一类型太阳能供热水系统。同一类型太阳能供热水系统被测试数量应为该类型系统总数量的2%，且不得少于1套。

2 当太阳能采暖空调系统的集热器结构类型、集热系统运行方式、系统蓄热（冷）能力、制冷机组形式、末端采暖空调系统相同，且集热器总面积、所有制冷机组额定制冷量、所供暖建筑面积的偏差在10%以内时，应视为同一种太阳能采暖空调系统。同一种太阳能采暖空调系统被测试数量应为该种系统总数量的5%，且不得少于1套。

4.2.3 太阳能热利用系统的测试条件应符合下列规定：

1 太阳能热水系统长期测试的周期不应少于120d，且应连续完成，长期测试开始的时间应在每年春分（或秋分）前至少60d开始，结束时间应在每年春分（或秋分）后至少60d结束；太阳能采暖系统长期测试的周期应与采暖期同步；太阳能空调系统长期测试的周期应与空调期同步。长期测试周期内的平均负荷率不应小于30%。

2 太阳能热利用系统短期测试的时间不应少于4d。短期测试期间的运行工况应尽量接近系统的设计工况，且应在连续运行的状态下完成。短期测试期间的系统平均负荷率不应小于50%，短期测试期间室内温度的检测应在建筑物达到热稳定后进行。

3 短期测试期间的室外环境平均温度 t_a 应符合下列规定：

- 1) 太阳能热水系统测试的室外环境平均温度 t_a 的允许范围应为年平均环境温度 $\pm 10^\circ\text{C}$ ；
- 2) 太阳能采暖系统测试的室外环境的平均温度 t_a 应大于等于采暖室外计算温度且小于等于 12°C ；
- 3) 太阳能空调系统测试的室外环境平均温度 t_a 应大于等于 25°C 且小于等于夏季空气调节室外计算干球温度。

4 太阳辐照量短期测试不应少于 4d，每一太阳辐照量区间测试天数不应少于 1d，太阳辐照量区间划分应符合下列规定：

- 1) 太阳辐照量小于 $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；
- 2) 太阳辐照量大于等于 $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 且小于 $12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；
- 3) 太阳辐照量大于等于 $12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 且小于 $16\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；
- 4) 太阳辐照量大于等于 $16\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。

5 短期测试的太阳辐照量实测值与本标准第 4.2.3 条第 4 款规定的 4 个区间太阳辐照量平均值的偏差宜控制在 $\pm 0.5\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 以内，对于全年使用的太阳能热水系统，不同区间太阳辐照量的平均值可按本标准附录 C 确定。

6 对于因集热器安装角度、局部气象条件等原因导致太阳辐照量难以达到 $16\text{MJ}/\text{m}^2$ 的工程，可由检测机构、委托单位等有关各方根据实际情况对太阳辐照量的测试条件进行适当调整，但测试天数不得少于 4d，测试期间的太阳辐照量应均匀分布。

4.2.4 测试太阳能热利用系统的设备仪器应符合下列规定：

1 太阳总辐照度应采用总辐射表测量，总辐射表应符合现行国家标准《总辐射表》GB/T 19565 的要求。

2 测量空气温度时应确保温度传感器置于遮阳且通风的环境中，高于地面约 1m，距离集热系统的距离在 1.5m~10.0m 之间，环境温度传感器的附近不应有烟囱、冷却塔或热气排风扇等热源。测量水温时应保证所测水流完全包围温度传感器。温度测量仪器以及它们相关的读取仪表的精度和准确度不应大于表 4.2.4 的限值，响应时间应小于 5s。

表 4.2.4 温度测量仪器的准确度和精度

参 数	仪器准确度	仪器精度
环境空气温度	$\pm 0.5^\circ\text{C}$	$\pm 0.2^\circ\text{C}$
水温度	$\pm 0.2^\circ\text{C}$	$\pm 0.1^\circ\text{C}$

3 液体流量的测量准确度应为 $\pm 1.0\%$ 。

4 质量测量的准确度应为 $\pm 1.0\%$ 。

5 计时测量的准确度应为 $\pm 0.2\%$ 。

6 模拟或数字记录仪的准确度应等于或优于满量程的 $\pm 0.5\%$,其时间常数不应大于 $1s$ 。信号的峰值指示应在满量程的 $50\% \sim 100\%$ 之间。使用的数字技术和电子积分器的准确度应等于或优于测量值的 $\pm 1.0\%$ 。记录仪的输入阻抗应大于传感器阻抗的 1000 倍或 $10M\Omega$,且二者取其高值。仪器或仪表系统的最小分度不应超过规定精度的 2 倍。

7 长度测量的准确度应为 $\pm 1.0\%$ 。

8 热量表的准确度应达到现行行业标准《热量表》CJ 128规定的 2 级。

4.2.5 集热系统效率的测试应符合下列规定:

1 长期测试的时间应符合本标准第4.2.3条的规定。

2 短期测试时,每日测试的时间从上午8时开始至达到所需要的太阳辐射量为止。达到所需要的太阳辐射量后,应采取停止集热系统循环泵等措施,确保系统不再获取太阳得热。

3 测试参数应包括集热系统得热量、太阳总辐照量和集热系统集热器总面积等。

4 太阳能热利用系统的集热系统效率 η 应按下式计算得出:

$$\eta = Q_j / (A \times H) \times 100 \quad (4.2.5)$$

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),测试方法应符合本标准第4.2.7条的规定;

A ——集热系统的集热器总面积(m^2);

H ——太阳总辐照量(MJ/m^2)。

4.2.6 系统总能耗的测试应符合下列规定:

1 长期测试的时间应符合本标准第4.2.3条的规定。

2 每日测试持续的时间应从上午8时开始到次日8时结束。

3 对于热水系统,应测试系统的供热量或冷水、热水温度、供热水的流量等参数;对于采暖空调系统应测试系统的供热量或

系统的供、回水温度和热水流量等参数，采样时间间隔不得大于 10 s。

4 系统总能耗 Q_z 可采用热量表直接测量，也可通过分别测量温度、流量等参数后按下式计算：

$$Q_z = \sum_{i=1}^n m_{zi} \times \rho_w \times c_{pw} \times (t_{dzi} - t_{bzi}) \times \Delta T_{zi} \times 10^{-6} \quad (4.2.6)$$

式中： Q_z ——系统总能耗（MJ）；

n ——总记录数；

m_{zi} ——第 i 次记录的系统总流量（ m^3/s ）；

ρ_w ——水的密度（ kg/m^3 ）；

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

t_{dzi} ——对于太阳能热水系统， t_{dzi} 为第 i 次记录的热水温度（ $^\circ\text{C}$ ）；对于太阳能采暖、空调系统， t_{dzi} 为第 i 次记录的供水温度（ $^\circ\text{C}$ ）；

t_{bzi} ——对于太阳能热水系统， t_{bzi} 为第 i 次记录的冷水温度（ $^\circ\text{C}$ ）；对于太阳能采暖、空调系统， t_{bzi} 为第 i 次记录的回水温度（ $^\circ\text{C}$ ）；

ΔT_{zi} ——第 i 次记录的时间间隔（s）， ΔT_{zi} 不应大于 600s。

4.2.7 集热系统得热量的测试应符合下列规定：

- 1 长期测试的时间应符合本标准第 4.2.3 条的规定。
- 2 短期测试时，每日测试的时间从上午 8 时开始至达到所需要的太阳辐射量为止。

3 测试参数应包括集热系统进、出口温度、流量、环境温度和风速，采样时间间隔不得大于 10s。

4 太阳能集热系统得热量 Q_j 可以用热量表直接测量，也可通过分别测量温度、流量等参数后按下式计算：

$$Q_j = \sum_{i=1}^n m_{ji} \rho_w c_{pw} (t_{dji} - t_{bjj}) \Delta T_{ji} \times 10^{-6} \quad (4.2.7)$$

式中： Q_j ——太阳能集热系统得热量（MJ）；

n ——总记录数；

m_{ji} ——第 i 次记录的集热系统平均流量 (m^3/s)；

ρ_w ——集热工质的密度 (kg/m^3)；

c_{pw} ——集热工质的比热容 [$\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$]；

t_{di} ——第 i 次记录的集热系统的出口温度 ($^\circ\text{C}$)；

t_{bi} ——第 i 次记录的集热系统的进口温度 ($^\circ\text{C}$)；

ΔT_{ji} ——第 i 次记录的时间间隔 (s)， ΔT_{ji} 不应大于 600s。

4.2.8 制冷机组制冷量的测试应符合下列规定：

1 长期测试的时间应符合本标准第 4.2.3 条的规定。

2 短期测试宜在制冷机组运行工况稳定后 1h 开始测试，测试时间 ΔT_t 应从上午 8 时开始至次日 8 时结束。

3 应测试系统的制冷量或冷冻水供回水温度和流量等参数，采样时间间隔不得大于 10s，记录时间间隔不得大于 600s。

4 制冷量 Q_l 可以用热量表直接测量，也可通过分别测量温度、流量等参数后按下式计算：

$$Q_l = \frac{\sum_{i=1}^n m_{li} \times \rho_w \times c_{pw} \times (t_{di} - t_{bi}) \times \Delta T_{li} \times 10^{-3}}{\Delta T_t} \quad (4.2.8)$$

式中： Q_l ——制冷量 (kW)；

n ——总记录数；

m_{li} ——第 i 次记录系统总流量 (m^3/s)；

ρ_w ——水的密度 (kg/m^3)；

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

t_{di} ——第 i 次记录的冷冻水回水温度 ($^\circ\text{C}$)；

t_{bi} ——第 i 次记录的冷冻水供水温度 ($^\circ\text{C}$)；

ΔT_{li} ——第 i 次记录的时间间隔 (s)， ΔT_{li} 不应大于 600s；

ΔT_t ——测试时间 (s)。

4.2.9 制冷机组耗热量的测试应符合下列规定：

1 长期测试的时间应符合本标准第 4.2.3 条的规定。

2 短期测试宜在制冷机组运行工况稳定后 1h 开始测试，测试时间 ΔT_t 应从上午 8 时开始至次日 8 时结束。

3 应测试系统供给制冷机组的供热量或热源水的供回水温度和流量等参数，采样时间间隔不得大于 10s，记录时间间隔不得大于 600s。

4 制冷机组耗热量 Q_r 可以用热量表直接测量，也可通过分别测量温度、流量等参数后按下式计算：

$$Q_r = \frac{\sum_{i=1}^n m_{ri} \times \rho_w \times c_{pw} \times (t_{dri} - t_{bri}) \times \Delta T_{ri} \times 10^{-3}}{\Delta T_t} \quad (4.2.9)$$

式中： Q_r —— 制冷机组耗热量 (kW)；

n —— 总记录数；

m_{ri} —— 第 i 次记录的系统总流量 (m^3/s)；

ρ_w —— 水的密度 (kg/m^3)；

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

t_{dri} —— 第 i 次记录的热源水供水温度 ($^\circ\text{C}$)；

t_{bri} —— 第 i 次记录的热源水回水温度 ($^\circ\text{C}$)；

ΔT_{ri} —— 第 i 次记录的时间间隔 (s)， ΔT_{ri} 不应大于 600s；

ΔT_t —— 测试时间 (s)。

4.2.10 贮热水箱热损因数的测试应符合下列规定：

1 测试时间应从晚上 8 时开始至次日 6 时结束。测试开始时贮热水箱水温不得低于 50°C ，与水箱所处环境温度差不应小于 20°C 。测试期间应确保贮热水箱的水位处于正常水位，且无冷热水出入水箱。

2 测试参数应包括贮热水箱内水的初始温度、结束温度、贮热水箱容水量、环境温度等。

3 贮热水箱热损因数应根据下式计算得出：

$$U_{SL} = \frac{\rho_w c_{pw}}{\Delta \tau} \ln \left[\frac{t_i - t_{as(av)}}{t_f - t_{as(av)}} \right] \quad (4.2.10)$$

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

ρ_w ——水的密度 (kg/m^3),

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

$\Delta\tau$ ——降温时间 (s);

t_i ——开始时贮热水箱内水温度 ($^\circ C$);

t_f ——结束时贮热水箱内水温度 ($^\circ C$);

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

4.2.11 供热水温度的测试应符合下列规定:

1 长期测试的时间应符合本标准第 4.2.3 条的规定。

2 短期测试应从上午 8 时开始至次日 8 时结束。

3 应测试并记录系统的供热水温度 t_{ri} , 记录时间间隔不得大于 600s, 采样时间间隔不得大于 10s。

4 供热水温度应取测试结果的算术平均值 t_r 。

4.2.12 室内温度的测试应符合下列规定:

1 长期测试的时间应符合本标准第 4.2.3 条的规定。

2 短期测试应从上午 8 时开始至次日 8 时结束。

3 应测试并记录系统的室内温度 t_{ni} , 记录时间间隔不得大于 600s, 采样时间间隔不得大于 10s。

4 室内温度应取测试结果的算术平均值 t_n 。

4.3 评价方法

4.3.1 太阳能保证率的评价应按下列规定进行:

1 短期测试单日或长期测试期间的太阳能保证率应按下式计算:

$$f = Q_1/Q_2 \times 100 \quad (4.3.1-1)$$

式中： f ——太阳能保证率 (%)；

Q_1 ——太阳能集热系统得热量 (MJ)；

Q_2 ——系统能耗 (MJ)。

2 采用长期测试时, 设计使用期内的太阳能保证率应取长期测试期间的太阳能保证率。

3 对于短期测试,设计使用期内的太阳能热利用系统的太阳能保证率应按下式计算:

$$f = \frac{x_1 f_1 + x_2 f_2 + x_3 f_3 + x_4 f_4}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} \quad (4.3.1-2)$$

式中: f ——太阳能保证率(%) ;

f_1 、 f_2 、 f_3 、 f_4 ——由本标准第 4.2.3 条第 4 款确定的各太阳辐照量下的单日太阳能保证率(%) , 根据式 4.3.1-1 计算;

x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 ——由本标准第 4.2.3 条第 4 款确定的各太阳辐照量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。没有气象数据时,对于全年使用的太阳能热水系统, x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 可按本标准附录 C 取值。

4.3.2 集热系统效率的评价应按下列规定进行:

1 短期测试单日或长期测试期间集热系统的效率应按本标准第 4.2.5 条的规定确定。

2 采用长期测试时,设计使用期内的集热系统效率应取长期测试期间的集热系统效率。

3 对于短期测试,设计使用期内的集热系统效率应按下式计算:

$$\eta = \frac{x_1 \eta_1 + x_2 \eta_2 + x_3 \eta_3 + x_4 \eta_4}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} \quad (4.3.2-1)$$

式中: η ——集热系统效率(%) ;

η_1 、 η_2 、 η_3 、 η_4 ——由本标准第 4.2.3 条第 4 款确定的各太阳辐照量下的单日集热系统效率(%) , 根据第 4.2.5 条得出;

x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 ——由本标准第 4.2.3 条第 4 款确定的各太阳辐照量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。没有气象数据

时，对于全年使用的太阳能热水系统， x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 可按本标准附录 C 取值。

4.3.3 贮热水箱热损因数、供热水温度和室内温度应分别按本标准第 4.2.10、4.2.11、4.2.12 条规定的测试结果进行评价。

4.3.4 太阳能制冷性能系数的 COP_r 应根据下式计算得出：

$$COP_r = \eta \times (Q_c / Q_r) \quad (4.3.4)$$

式中： COP_r ——太阳能制冷性能系数；

η ——太阳能热利用系统的集热系统效率；

Q_c ——制冷机组制冷量 (kW)，按本标准第 4.2.8 条测试得出；

Q_r ——制冷机组耗热量 (kW)，按本标准第 4.2.9 条测试得出。

4.3.5 常规能源替代量的评价应按下列规定进行：

1 对于长期测试，全年的太阳能集热系统得热量 Q_{nj} 应选取本标准第 4.2.7 确定的 Q_j 值。

2 对于短期测试， Q_{nj} 应按下式计算：

$$Q_{nj} = x_1 Q_{j1} + x_2 Q_{j2} + x_3 Q_{j3} + x_4 Q_{j4} \quad (4.3.5-1)$$

式中： Q_{nj} ——全年太阳能集热系统得热量 (MJ)；

Q_{j1} 、 Q_{j2} 、 Q_{j3} 、 Q_{j4} ——由本标准第 4.2.3 条第 4 款确定的各太阳辐照量下的单日集热系统得热量 (MJ)，根据本标准第 4.2.7 条得出；

x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 ——由本标准第 4.2.3 条第 4 款确定的各太阳辐照量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。没有气象数据时，对于全年使用的太阳能热水系统， x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 可按本标准附录 C 取值。

3 太阳能热利用系统的常规能源替代量 Q_{tr} 应按下式计算：

$$Q_{tr} = \frac{Q_{nj}}{\eta \eta_t} \quad (4.3.5-2)$$

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得热量 (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，应按本标准表 4.3.5 确定。

表 4.3.5 以传统能源为热源时的运行效率 η_t

常规能源类型	热水系统	采暖系统	热力制冷空调系统
电	0.31 ^注	—	—
煤	—	0.70	0.70
天然气	0.84	0.80	0.80

注：综合考虑火电系统的煤的发电效率和电热水器的加热效率。

4.3.6 太阳能热利用系统的费效比 CBR_r 应按下列式计算得出：

$$CBR_r = \frac{3.6 \times C_{zr}}{Q_{tr} \times q \times N} \quad (4.3.6)$$

式中： CBR_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；

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/(kg 标准煤)]，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。

4.3.7 静态投资回收期的评价应按下列规定进行：

1 太阳能热利用系统的年节约费用 C_{sr} 应按下列式计算：

$$C_{sr} = P \times \frac{Q_{tr} \times q}{3.6} - M_r \quad (4.3.7-1)$$

式中： C_{sr} ——太阳能热利用系统的年节约费用 (元)；

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/(kg 标准煤)], 本标准取 $q = 29.307$ MJ/kgce;

P ——常规能源的价格 (元/kWh), 常规能源的价格 P 应根据项目立项文件所对比的常规能源类型进行比较, 当无明确规定时, 由测评单位和项目建设单位根据当地实际用能状况确定常规能源类型选取;

M_r ——太阳能热利用系统每年运行维护增加的费用 (元), 由建设单位委托有关部门测算得出。

2 太阳能热利用系统的静态投资回收年限 N 应按下式计算:

$$N_h = \frac{C_{zr}}{C_{sr}} \quad (4.3.7-2)$$

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)。

4.3.8 太阳能热利用系统的二氧化碳减排量 Q_{rcO_2} 应按下式计算:

$$Q_{rcO_2} = Q_{tr} \times V_{CO_2} \quad (4.3.8)$$

式中: 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), 本标准取 $V_{CO_2} = 2.47$ kg/kgce。

4.3.9 太阳能热利用系统的二氧化硫减排量 Q_{rsO_2} 应按下式计算:

$$Q_{rsO_2} = Q_{tr} \times V_{SO_2} \quad (4.3.9)$$

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），
 本标准取 $V_{\text{so}_2} = 0.02\text{kg/kgce}$ 。

4.3.10 太阳能热利用系统的粉尘减排量 Q_{rfc} 应按下列式计算：

$$Q_{\text{rfc}} = Q_{\text{tr}} \times V_{\text{fc}} \quad (4.3.10)$$

式中： 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），本标准取 $V_{\text{fc}} = 0.01\text{kg/kgce}$ 。

4.4 判定和分级

4.4.1 太阳能热利用系统的单项评价指标应全部符合本标准第 4.1.1 条规定，方可判定为性能合格；有 1 个单项评价指标不符合规定，则判定为性能不合格。

4.4.2 太阳能热利用系统应采用太阳能保证率和集热系统效率进行性能分级评价。若系统太阳能保证率和集热系统效率的设计值不小于本标准表 4.1.1-1、表 4.1.1-2 的规定，且太阳能热利用系统性能判定为合格后，可进行性能分级评价。

4.4.3 太阳能热利用系统的太阳能保证率应分为 3 级，1 级最高。太阳能保证率应按表 4.4.3-1~表 4.4.3-3 的规定进行划分。

表 4.4.3-1 不同地区太阳能热水系统的太阳能保证率 f (%) 级别划分

太阳能资源区划	1 级	2 级	3 级
资源极富区	$f \geq 80$	$80 > f \geq 70$	$70 > f \geq 60$
资源丰富区	$f \geq 70$	$70 > f \geq 60$	$60 > f \geq 50$
资源较富区	$f \geq 60$	$60 > f \geq 50$	$50 > f \geq 40$
资源一般区	$f \geq 50$	$50 > f \geq 40$	$40 > f \geq 30$

注：太阳能资源区划应按年日照时数和水平面上年太阳辐射量进行划分，划分应符合本标准附录 B 的规定。

表 4.4.3-2 不同地区太阳能采暖系统的太阳能保证率 f (%) 级别划分

太阳能资源区划	1 级	2 级	3 级
资源极富区	$f \geq 70$	$70 > f \geq 60$	$60 > f \geq 50$
资源丰富区	$f \geq 60$	$60 > f \geq 50$	$50 > f \geq 40$
资源较富区	$f \geq 50$	$50 > f \geq 40$	$40 > f \geq 30$
资源一般区	$f \geq 40$	$40 > f \geq 30$	$30 > f \geq 20$

注：太阳能资源区划应按年日照时数和水平面上年太阳辐射量进行划分，划分应符合本标准附录 B 的规定。

表 4.4.3-3 不同地区太阳能空调系统的太阳能保证率 f (%) 级别划分

太阳能资源区划	1 级	2 级	3 级
资源极富区	$f \geq 60$	$60 > f \geq 50$	$50 > f \geq 40$
资源丰富区	$f \geq 50$	$50 > f \geq 40$	$40 > f \geq 30$
资源较富区	$f \geq 40$	$40 > f \geq 30$	$30 > f \geq 20$
资源一般区	$f \geq 30$	$30 > f \geq 20$	$20 > f \geq 10$

注：太阳能资源区划应按年日照时数和水平面上年太阳辐射量进行划分，划分应符合本标准附录 B 的规定。

4.4.4 太阳能热利用系统的集热系统效率应分为 3 级，1 级最高。太阳能集热系统效率的级别应按表 4.4.4 划分。

表 4.4.4 太阳能热利用系统的集热效率 η (%) 的级别划分

级别	太阳能热水系统	太阳能采暖系统	太阳能空调系统
1 级	$\eta \geq 65$	$\eta \geq 60$	$\eta \geq 55$
2 级	$65 > \eta \geq 50$	$60 > \eta \geq 45$	$55 > \eta \geq 40$
3 级	$50 > \eta \geq 42$	$45 > \eta \geq 35$	$40 > \eta \geq 30$

4.4.5 太阳能热利用系统的性能分级评价应符合下列规定：

1 太阳能保证率和集热系统效率级别相同时，性能级别应与此级别相同；

2 太阳能保证率和集热系统效率级别不同时，性能级别应与其中较低级别相同。

5 太阳能光伏系统

5.1 评价指标

5.1.1 太阳能光伏系统的评价指标及其要求应符合下列规定：

1 太阳能光伏系统的光电转换效率应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应符合表 5.1.1 的规定。

表 5.1.1 不同类型太阳能光伏系统的光电转换效率 η_d (%)

晶体硅电池	薄膜电池
$\eta_d \geq 8$	$\eta_d \geq 4$

2 太阳能光伏系统的费效比应符合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，应小于项目所在地当年商业用电价格的 3 倍。

3 太阳能光伏系统的年发电量、常规能源替代量、二氧化碳减排量、二氧化硫减排量及粉尘减排量应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定，当无文件明确规定时，应在测试评价报告中给出。

5.2 测试方法

5.2.1 太阳能光伏系统应测试系统的光电转换效率。

5.2.2 当太阳能光伏系统的太阳能电池组件类型、系统与公共电网的关系相同，且系统装机容量偏差在 10% 以内时，应视为同一类型太阳能光伏系统。同一类型太阳能光伏系统被测试数量应为该类型系统总数量的 5%，且不得少于 1 套。

5.2.3 太阳能光伏系统的测试条件应符合下列规定：

1 在测试前，应确保系统在正常负载条件下连续运行 3d，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致。

2 长期测试的周期不应少于 120d, 且应连续完成, 长期测试开始的时间应在每年春分(或秋分)前至少 60d 开始, 结束时间应在每年春分(或秋分)后至少 60d 结束。

3 短期测试需重复进行 3 次, 每次短期测试时间应为当地太阳正午时前 1h 到太阳正午后 1h, 共计 2h。

4 短期测试期间, 室外环境平均温度 t_a 的允许范围应为年平均环境温度 $\pm 10^\circ\text{C}$ 。

5 短期测试期间, 环境空气的平均流动速率不应大于 4m/s 。

6 短期测试期间, 太阳总辐照度不应小于 700W/m^2 , 太阳总辐照度的不稳定性不应大于 $\pm 50\text{W}$ 。

5.2.4 测试太阳能光伏系统的设备仪器应符合下列规定:

1 总太阳辐照量、长度、周围空气的速率、模拟或数字记录的仪器设备应符合本标准第 4.2.4 条的规定。

2 测量电功率所用的电功率表的测量误差不应大于 5%。

5.2.5 光电转换效率的测试应符合下列规定:

1 应测试系统每日的发电量、光伏电池表面上的总太阳辐照量、光伏电池板的面积、光伏电池背板表面温度、环境温度和风速等参数, 采样时间间隔不得大于 10s。

2 对于独立太阳能光伏系统, 电功率表应接在蓄电池组的输入端, 对于并网太阳能光伏系统, 电功率表应接在逆变器的输出端。

3 测试开始前, 应切断所有外接辅助电源, 安装调试好太阳辐射表、电功率表/温度记录仪和风速计, 并测量太阳能电池方阵面积。

4 测试期间数据记录时间间隔不应大于 600s, 采样时间间隔不应大于 10s。

5 太阳能光伏系统光电转换效率应按下式计算:

$$\eta_d = \frac{3.6 \times \sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n H_i A_{ci}} \times 100 \quad (5.2.5)$$

式中： η_d ——太阳能光伏系统光电转换效率（%）；

n ——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵个数；

H_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳辐射量（MJ/m²）；

A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角平面上的太阳能电池采光面积（m²），在测量太阳能光伏系统电池面积时，应扣除电池的间隙距离，将电池的有效面积逐个累加，得到总有效采光面积；

E_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的太阳能光伏系统的发电量（kWh）。

5.3 评价方法

5.3.1 太阳能光伏系统的光电转换效率应按本标准第 5.2.5 条的测试结果进行评价。

5.3.2 年发电量的评价应符合下列规定：

1 长期测试的年发电量应按下式计算：

$$E_n = \frac{365 \cdot \sum_{i=1}^n E_{di}}{N} \quad (5.3.2-1)$$

式中： E_n ——太阳能光伏系统年发电量（kWh）；

E_{di} ——长期测试期间第 i 日的发电量（kWh）；

N ——长期测试持续的天数。

2 短期测试的年发电量应按下式计算：

$$E_n = \frac{3.6 \times \eta_d \cdot \sum_{i=1}^n H_{ai} \cdot A_{ci}}{100} \quad (5.3.2-2)$$

式中： E_n ——太阳能光伏系统年发电量（kWh）；

η_d ——太阳能光伏系统光电转换效率（%）；

n ——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵

个数；

H_{ai} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上全年单位面积的总太阳辐射量 (MJ/m^2)，可按本标准附录 D 的方法计算；

A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的太阳能电池面积 (m^2)。

5.3.3 太阳能光伏系统的常规能源替代量 Q_{td} 应按下式计算：

$$Q_{td} = D \cdot E_n \quad (5.3.3)$$

式中： Q_{td} ——太阳能光伏系统的常规能源替代量 (kgce)；

D ——每度电折合所耗标准煤量 (kgce/kWh)，根据国家统计局最近 2 年内公布的火力发电标准耗煤水平确定，并在折标煤量结果中注明该折标系数的公布时间及折标量；

E_n ——太阳能光伏系统年发电量 (kWh)。

5.3.4 太阳能光伏系统的费效比 CBR_d 应按下式计算：

$$CBR_d = C_{zd} / (N \times E_n) \quad (5.3.4)$$

式中： CBR_d ——太阳能光伏系统系统的费效比 ($\text{元}/\text{kWh}$)；

C_{zd} ——太阳能光伏系统的增量成本 (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；

N ——系统寿命期，根据项目立项文件等资料确定，当无文件明确规定， N 取 20 年；

E_n ——太阳能光伏系统年发电量 (kWh)。

5.3.5 太阳能光伏系统的二氧化碳减排量 Q_{dco_2} 应按下式计算：

$$Q_{dco_2} = Q_{td} \times V_{co_2} \quad (5.3.5)$$

式中： Q_{dco_2} ——太阳能光伏系统的二氧化碳减排量 (kg)；

Q_{td} ——太阳能光伏系统的常规能源替代量 (kg 标准煤)；

V_{co_2} ——标准煤的二氧化碳排放因子 (kg/kgce)，本标准取 $V_{co_2} = 2.47\text{kg}/\text{kgce}$ 。

5.3.6 太阳能光伏系统的二氧化硫减排量 Q_{dso_2} 应按下列式计算：

$$Q_{\text{dso}_2} = Q_{\text{td}} \times V_{\text{so}_2} \quad (5.3.6)$$

式中： Q_{dso_2} ——太阳能光伏系统的二氧化硫减排量 (kg)；

Q_{td} ——太阳能光伏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/kgce)，本标准取 $V_{\text{so}_2} = 0.02\text{kg/kgce}$ 。

5.3.7 太阳能光伏系统的粉尘减排量 Q_{dfc} 应按下列式计算：

$$Q_{\text{dfc}} = Q_{\text{td}} \times V_{\text{fc}} \quad (5.3.7)$$

式中： Q_{dfc} ——太阳能光伏系统的粉尘减排量 (kg)；

Q_{td} ——太阳能光伏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)，本标准取 $V_{\text{fc}} = 0.01\text{kg/kgce}$ 。

5.4 判定和分级

5.4.1 太阳能光伏系统的单项评价指标应全部符合本标准第 5.1.1 条规定，方可判定为性能合格；有 1 个单项评价指标不符合规定，则判定为性能不合格。

5.4.2 太阳能光伏系统应采用光电转换效率和费效比进行性能分级评价。若系统光电转换效率和费效比的设计值不小于本标准第 5.1.1 条的规定，且太阳能光伏系统性能判定为合格后，可进行性能分级评价。

5.4.3 太阳能光伏系统的光电转换效率应分 3 级，1 级最高，光电转换效率的级别应按表 5.4.3 的规定划分。

表 5.4.3 不同类型太阳能光伏系统的光电转换效率 η_d (%) 级别划分

系统类型	1 级	2 级	3 级
晶硅电池	$\eta_d \geq 12$	$12 > \eta_d \geq 10$	$10 > \eta_d \geq 8$
薄膜电池	$\eta_d \geq 8$	$8 > \eta_d \geq 6$	$6 > \eta_d \geq 4$

5.4.4 太阳能光伏系统的费效比应分 3 级，1 级最高，费效比的级别 CBR_d 应按表 5.4.4 的规定划分。

表 5.4.4 太阳能光伏系统的费效比 CBR_d 的级别划分

1 级	2 级	3 级
$CBR_d \leq 1.5 \times P_t$	$1.5 \times P_t < CBR_d \leq 2.0 \times P_t$	$2.0 \times P_t < CBR_d \leq 3.0 \times P_t$

注： P_t 为项目所在地当年商业用电价格（元/kWh）。

5.4.5 太阳能光伏系统的性能分级评价应符合下列规定：

1 太阳能光电转换效率和费效比级别相同时，性能级别应与此级别相同；

2 太阳能光电转换效率和费效比级别不同时，性能级别应与其中较低级别相同。

6 地源热泵系统

6.1 评价指标

6.1.1 地源热泵系统的评价指标及其要求应符合下列规定：

1 地源热泵系统制冷能效比、制热性能系数应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应符合表 6.1.1 的规定。

表 6.1.1 地源热泵系统制冷能效比、制热性能系数限值

	系统制冷能效比 EER_{sys}	系统制热性能系数 COP_{sys}
限值	≥ 3.0	≥ 2.6

2 热泵机组的实测制冷能效比、制热性能系数应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应在评价报告中应给出。

3 室内温湿度应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应符合国家现行相关标准的规定。

4 地源热泵系统常规能源替代量、二氧化碳减排量、二氧化硫减排量、粉尘减排量应符合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。

5 地源热泵系统的静态投资回收期应符合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，地源热泵系统的静态回收期不应大于 10 年。

6.2 测试方法

6.2.1 地源热泵系统测试应包括下列内容：

- 1 室内温湿度；
- 2 热泵机组制热性能系数(COP)、制冷能效比(EER)；
- 3 热泵系统制热性能系数(COP_{sys})、制冷能效比(EER_{sys})。

6.2.2 当地源热泵系统的热源形式相同且系统装机容量偏差在

10%以内时，应视为同一类型地源热泵系统。同一类型地源热泵系统测试数量应为该类型系统总数的5%，且不得少于1套。

6.2.3 地源热泵系统的测试分为长期测试和短期测试，测试应符合下列规定：

1 长期测试应符合下列规定：

- 1) 对于已安装测试系统的地源热泵系统，其系统性能测试宜采用长期测试；
- 2) 对于采暖和空调工况，应分别进行测试，长期测试的周期与采暖季或空调季应同步；
- 3) 长期测试前应对测试系统主要传感器的准确度进行校核和确认。

2 短期测试应符合下列规定：

- 1) 对于未安装测试系统的地源热泵系统，其系统性能测试宜采用短期测试；
- 2) 短期测试应在系统开始供冷（供热）15d以后进行测试，测试时间不应小于4d；
- 3) 系统性能测试宜在系统负荷率达到60%以上进行；
- 4) 热泵机组的性能测试宜在机组的负荷达到机组额定值的80%以上进行；
- 5) 室内温湿度的测试应在建筑物达到热稳定后进行，测试期间的室外温度测试应与室内温湿度的测试同时进行；
- 6) 短期测试应以24h为周期，每个测试周期具体测试时间应根据热泵系统运行时间确定，但每个测试周期测试时间不宜低于8h。

6.2.4 测试地源热泵系统的设备仪器应符合下列规定：

1 地源热泵系统的流量、质量、模拟或数字记录的仪器设备应符合本标准第4.2.4条的规定。

2 热泵机组及辅助设备的电功率测试所用仪表及精度符合本标准第5.2.4条的规定。

6.2.5 室内温湿度测试应符合下列规定:

1 长期测试的时间应符合本标准第 6.2.3 条的规定。

2 室内温湿度应选取典型区域进行测试, 抽样测试的面积不低于空调区域的 10%。

3 应测试并记录系统的室内温度 t_{ni} , 记录时间间隔不得大于 600s。

4 室内温湿度应取测试结果的算术平均值。

6.2.6 热泵机组制冷能效比、制热性能系数测试应按下列规定进行:

1 测试宜在热泵机组运行工况稳定后 1h 进行, 测试时间不得低于 2h。

2 应测试系统的热源侧流量、机组用户侧流量、机组热源侧进出口水温、机组用户侧进出口水温和机组输入功率等参数。

3 机组的各项参数记录应同步进行, 记录时间间隔不得大于 600s。

4 热泵机组制冷能效比、制热性能系数应按下列公式计算:

$$EER = \frac{Q}{N_i} \quad (6.2.6-1)$$

$$COP = \frac{Q}{N_i} \quad (6.2.6-2)$$

$$Q = \frac{V\rho c \Delta t_w}{3600} \quad (6.2.6-3)$$

式中: EER ——热泵机组的制冷能效比;

COP ——热泵机组的制热性能系数;

Q ——测试期间机组的平均制冷(热)量(kW);

N_i ——测试期间机组的平均输入功率(kW)。

V ——热泵机组用户侧平均流量(m^3/h);

Δt_w ——热泵机组用户侧进出口介质平均温差($^{\circ}C$);

ρ ——冷(热)介质平均密度(kg/m^3);

c ——冷(热)介质平均定压比热 [$kJ/(kg \cdot ^{\circ}C)$]。

6.2.7 系统能效比的测试应符合下列规定:

1 长期测试的时间应符合本标准第 6.2.3 条的规定。

2 应测试系统的热源侧流量、系统用户侧流量、系统热源侧进出口水温、系统用户侧进出口水温、机组消耗的电量、水泵消耗的电量等参数。

3 热泵系统制冷能效比和制热性能系数应根据测试结果按下列公式计算:

$$EER_{\text{sys}} = \frac{Q_{\text{S}}}{\sum N_i + \sum N_j} \quad (6.2.7-1)$$

$$COP_{\text{sys}} = \frac{Q_{\text{SH}}}{\sum N_i + \sum N_j} \quad (6.2.7-2)$$

$$Q_{\text{SC}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ci}} \Delta T_i \quad (6.2.7-3)$$

$$Q_{\text{SH}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{hi}} \Delta T_i \quad (6.2.7-4)$$

$$q_{\text{c(h)i}} = V_i \rho_i c_i \Delta t_i / 3600 \quad (6.2.7-5)$$

式中: EER_{sys} ——热泵系统的制冷能效比;

COP_{sys} ——热泵系统的制热性能系数;

Q_{SC} ——系统测试期间的累计制冷量 (kWh);

Q_{SH} ——系统测试期间的累计制热量 (kWh);

$\sum N_i$ ——系统测试期间, 所有热泵机组累计消耗电量 (kWh);

$\sum N_j$ ——系统测试期间, 所有水泵累计消耗电量 (kWh);

$q_{\text{c(h)i}}$ ——热泵系统的第 i 时段制冷 (热) 量 (kW);

V_i ——系统第 i 时段用户侧的平均流量 (m^3/h);

Δt_i ——热泵系统第 i 时段用户侧进出口介质的温差 ($^{\circ}\text{C}$);

ρ_i ——第 i 时段冷媒介质平均密度 (kg/m^3);

c_i ——第 i 时段冷媒介质平均定压比热 [$\text{kJ}/\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C}$];

ΔT_i ——第 i 时段持续时间 (h);

n ——热泵系统测试期间采集数据组数。

6.3 评价方法

6.3.1 常规能源替代量应按下列规定进行评价:

1 地源热泵系统的常规能源替代量 Q_s 应按下式计算:

$$Q_s = Q_t - Q_r \quad (6.3.1-1)$$

式中: Q_s ——常规能源替代量 (kgce);

Q_t ——传统系统的总能耗 (kgce);

Q_r ——地源热泵系统的总能耗 (kgce)。

2 对于采暖系统,传统系统的总能耗 Q_t 应按下式计算:

$$Q_t = \frac{Q_H}{\eta_t q} \quad (6.3.1-2)$$

式中: Q_t ——传统系统的总能耗 (kgce);

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

Q_H ——长期测试时为系统记录的总制热量,短期测试时,根据测试期间系统的实测制热量和室外气象参数,采用度日法计算供暖季累计热负荷 (MJ);

η_t ——以传统能源为热源时的运行效率,按项目立项文件选取,当无文件规定时,根据项目适用的常规能源,其效率应按本标准表 4.3.5 确定。

3 对于空调系统,传统系统的总能耗 Q_t 应按下式计算:

$$Q_t = \frac{DQ_c}{3.6EER_t} \quad (6.3.1-3)$$

式中: Q_t ——传统系统的总能耗 (kgce);

Q_c ——长期测试时为系统记录的总制冷量,短期测试时,根据测试期间系统的实测制冷量和室外气象参数,采用温频法计算供冷季累计冷负荷 (MJ);

D ——每度电折合所耗标准煤量(kgce/kWh);

EER_t ——传统制冷空调方式的系统能效比,按项目立项文

件确定，当无文件明确规定时，以常规水冷冷水机组作为比较对象，其系统能效比按表 6.3.1 确定。

表 6.3.1 常规制冷空调系统能效比 EER

机组容量 (kW)	系统能效比 EER
<528	2.3
528~1163	2.6
>1163	2.8

4 整个供暖季（制冷季）地源热泵系统的年耗能量应根据实测的系统能效比和建筑全年累计冷热负荷按下列公式计算：

$$Q_{rc} = \frac{DQ_C}{3.6EER_{sys}} \quad (6.3.1-4)$$

$$Q_{rh} = \frac{DQ_H}{3.6COP_{sys}} \quad (6.3.1-5)$$

式中： Q_{rc} ——地源热泵系统年制冷总能耗 (kgce)；

Q_{rh} ——地源热泵系统年制热总能耗 (kgce)；

D ——每度电折合所耗标准煤量(kgce/kWh)；

Q_H ——建筑全年累计热负荷 (MJ)；

Q_C ——建筑全年累计冷负荷 (MJ)；

EER_{sys} ——热泵系统的制冷能效比；

COP_{sys} ——热泵系统的制热性能系数。

5 当地源热泵系统既用于冬季供暖又用于夏季制冷时，常规能源替代量应为冬季和夏季替代量之和。

6.3.2 环境效益应按下列规定进行评价：

1 地源热泵系统的二氧化碳减排量 Q_{co_2} 应按下列式计算：

$$Q_{co_2} = Q_s \times V_{co_2} \quad (6.3.2-1)$$

式中： Q_{co_2} ——二氧化碳减排量 (kg/年)；

Q_s ——常规能源替代量 (kgce)；

V_{co_2} ——标准煤的二氧化碳排放因子，本标准取 $V_{co_2} = 2.47$ 。

2 地源热泵系统的二氧化硫减排量 Q_{so_2} 应按下式计算:

$$Q_{so_2} = Q_s \times V_{so_2} \quad (6.3.2-2)$$

式中: Q_{so_2} ——二氧化硫减排量 (kg/年);

Q_s ——常规能源替代量 (kgce);

V_{so_2} ——标准煤的二氧化硫排放因子, 本标准取 $V_{so_2} = 0.02$ 。

3 地源热泵系统的粉尘减排量 Q_{fc} 应按下式计算:

$$Q_{fc} = Q_s \times V_{fc} \quad (6.3.2-3)$$

式中: Q_{fc} ——粉尘减排量 (kg/年);

Q_s ——常规能源替代量 (kgce);

V_{fc} ——标准煤的粉尘排放因子, 本标准取 $V_{fc} = 0.01$ 。

6.3.3 经济效益应按下列规定进行评价:

1 地源热泵系统的年节约费用 C_s 应按下式计算:

$$C_s = P \times \frac{Q_s \times q}{3.6} - M \quad (6.3.3-1)$$

式中: C_s ——地源热泵系统的年节约费用 (元/年);

Q_s ——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;

P ——常规能源的价格 (元/kWh);

M ——每年运行维护增加费用 (元), 由建设单位委托运行维护部门测算得出。

2 常规能源的价格 P 应根据项目立项文件所对比的常规能源类型进行比较, 当无文件明确规定时, 由测评单位和项目建设单位根据当地实际用能状况确定常规能源类型, 应按下列规定选取:

1) 常规能源为电时, 对于热水系统 P 为当地家庭用电价格, 采暖和空调系统不应考虑常规能源为电的情况;

2) 常规能源为天然气或煤时, P 应按下式计算:

$$P = P_r / R \quad (6.3.3-2)$$

式中: P ——常规能源的价格 (元/kWh);

- P_r ——当地天然气或煤的价格（元/ Nm^3 或元/kg）；
 R ——天然气或煤的热值，天然气的 R 值取 $11\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ，
煤的 R 值取 $8.14\text{kWh}/\text{kg}$ 。

3 地源热泵系统增量成本静态投资回收年限 N 应按下式计算：

$$N = C/C_s \quad (6.3.3-3)$$

式中： N ——地源热泵系统的静态投资回收年限；

C ——地源热泵系统的增量成本（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_s ——地源热泵系统的年节约费用（元）。

6.4 判定和分级

6.4.1 地源热泵系统的单项评价指标应全部符合本标准第 6.1.1 条规定，方可判定为性能合格，有 1 个单项评价指标不符合规定，则判定为性能不合格。

6.4.2 地源热泵系统应采用系统制冷能效比、制热性能系数进行性能级别评价。若系统制冷能效比、制热性能系数的设计值不小于本标准第 6.1.1 条的规定，且地源热泵系统性能判定为合格后，可进行性能级别评定。

6.4.3 地源热泵系统性能共分 3 级，1 级最高，级别应按表 6.4.3 进行划分。

表 6.4.3 地源热泵系统性能级别划分

工 况	1 级	2 级	3 级
制热性能系数	$COP_{sys} \geq 3.5$	$3.5 > COP_{sys} \geq 3.0$	$3.0 > COP_{sys} \geq 2.6$
制冷能效比	$EER_{sys} \geq 3.9$	$3.9 > EER_{sys} \geq 3.4$	$3.4 > EER_{sys} \geq 3.0$

6.4.4 地源热泵系统性能分级评价应符合下列规定：

1 当地源热泵系统仅单季使用，即只用于供热（或只用于制冷）时，其性能级别评判应依据本标准表 6.4.3 中对应季节性

能值进行分级。

2 当地源热泵系统双季使用时，应分别依据本标准表 6.4.3 中对应季节性能分别进行分级，当两个季节级别相同时，性能级别应与此级别相同；当两个季节级别不同时，性能级别应与其中较低级别相同。

附录 A 评价报告格式

A.0.1 可再生能源建筑应用工程评价报告内容应按本标准第 A.0.3 条的规定编制。

A.0.2 当可再生能源建筑应用工程评价仅有一种或两种系统时，本标准第 A.0.3 条中仅保留与被评价系统相对应的评价内容。

A.0.3 可再生能源建筑应用工程评价报告内容及格式如下所示：

可再生能源建筑应用工程 评价报告

Evaluation Report

No.:

项目名称: _____

委托单位: _____

检验类别: _____

测试评价机构

年 月 日

测试评价机构地址:

邮政编码:

测试评价机构 评价报告

报告编号

第 页 共 页

委托单位			
地址		电话	
工程名称			
工程地址		测评日期	
测评项目			
测评依据			
测试仪表			
形式检查结果			
序号		项目	结论
资料 检查	1	项目立项、审批文件	
	2	项目施工设计文件审查报告及其意见	
	3	竣工验收图纸	
	4	项目关键设备检测报告	
	5	隐蔽工程验收记录和资料	
	6	分项工程质量验收记录	
	7 ^①	太阳能建筑应用对相关建筑日照、承重和安全的影响分析资料	
	8 ^②	地源热泵系统对水文、地质、生态、相关物理化学指标的影响分析资料	
	9	关键部件质检合格证书和相应的检测报告	
	10	单机试运转记录、系统调试记录	
实施量 检查	1	实施规模	
	2	系统配置（系统类型、主要设备参数、装机容量、主要部件类型和技术参数、控制系统等）	

注：① 当可再生能源建筑应用工程评价不包括太阳能建筑应用系统时，本条可以删去。

② 当可再生能源建筑应用工程评价不包括地源热泵系统时，本条可以删去。

测试评价机构

评价报告

报告编号

第 页 共 页

评价指标 (太阳能热利用系统)		
序号	项 目	评价结果
1	太阳能保证率 (%)	
2	集热系统效率 (%)	
3	贮热水箱热损因数[W/(m ³ ·K)]	
4	供热水温度 (°C)	
5	室内温度 (°C)	
6	太阳能制冷性能系数	
7	常规能源替代量 (kgce)	
8	费效比 (元/kWh)	
9	静态投资回收期 (年)	
10	二氧化碳减排量 (t/年)	
11	二氧化硫减排量 (t/年)	
12	粉尘减排量 (t/年)	
判定和分级		
1	合格判定	<input type="checkbox"/> 合格 <input type="checkbox"/> 不合格
2	分级评价	<input type="checkbox"/> 1级 <input type="checkbox"/> 2级 <input type="checkbox"/> 3级
测试评价机构 (盖章)		报告日期： 年 月 日
批准：		审核： 主检：
<p>说明：此表为检查、测试及判定结果汇总表，在报告正文中要求给出具体的结果，正文至少包括下列几部分内容：1) 概况；2) 依据；3) 形式检查结果；4) 测评内容；5) 仪器仪表清单；6) 测试结果；7) 判定结果；8) 测评方案。</p>		

测试评价机构 评价报告

报告编号

第 页 共 页

评价指标（太阳能光伏系统）		
序号	项 目	评价结果
1	光电转换效率（%）	
2	费效比（元/kWh）	
3	年发电量（kWh）	
4	常规能源替代量（t/年）	
5	二氧化碳减排量（t/年）	
6	二氧化硫减排量（t/年）	
7	粉尘减排量（t/年）	
判定和分级		
1	合格判定	<input type="checkbox"/> 合格 <input type="checkbox"/> 不合格
2	分级评价	<input type="checkbox"/> 1级 <input type="checkbox"/> 2级 <input type="checkbox"/> 3级
测试评价机构（盖章）		报告日期： 年 月 日
批准：		审核：
		主检：
<p>说明：此表为检查、测试及判定结果汇总表，在报告正文中要求给出具体的结果，正文至少包括下列几部分内容：1) 概况；2) 依据；3) 形式检查结果；4) 测评内容；5) 仪器仪表清单；6) 测试结果；7) 判定结果；8) 测评方案。</p>		

测试评价机构

评价报告

报告编号

第 页 共 页

评价指标 (地源热泵)		
序号	项 目	评价结果
1	地源热泵系统制冷能效比、制热性能系数 COP_{sys}/EER_{sys}	
2	热泵机组制热性能系数、制冷能效比 COP/EER	
3	室内温湿度	
4	常规能源替代量 (t 标煤/年)	
5	二氧化碳减排量 (t/年)	
6	二氧化硫减排量 (t/年)	
7	粉尘减排量 (t/年)	
8	静态投资回收期 (年)	
判定和分级		
1	合格判定	<input type="checkbox"/> 合格 <input type="checkbox"/> 不合格
2	分级评价	<input type="checkbox"/> 1 级 <input type="checkbox"/> 2 级 <input type="checkbox"/> 3 级
测试评价机构 (盖章)		报告日期: 年 月 日
批准:	审核:	主检:
<p>说明: 此表为检查、测试及判定结果汇总表, 在报告正文中要求给出具体的结果, 正文至少包括下列几部分内容: 1) 概况; 2) 依据; 3) 形式检查结果; 4) 测评内容; 5) 仪器仪表清单; 6) 测试结果; 7) 判定结果; 8) 测评方案。</p>		

测试评价机构 评价报告

报告编号

第 页 共 页

1 工程概况

2 测试和评价依据

3 形式检查结果

4 测试和评价内容

5 仪器仪表清单

6 测试和评价方案

包括仪器设备安装方案、测试周期、运行方案和计算方法等内容。

7 测试结果

包括第 4.2、5.2、6.2 节中各项目的测试数据结果。

8 评价结果

包括各项指标的评价结果和具体数据，判定和分级的评价过程等。

附录 B 太阳能资源区划

表 B 太阳能资源区划

分区	太阳辐照量 [MJ/(m ² ·a)]	主要地区	月平均气温 ≥10℃、日照 时数≥6h的天数
资源极富区 (I)	≥6700	新疆南部、甘肃西北一角	275 左右
		新疆南部、西藏北部、青海西部	275~325
		甘肃西部、内蒙古巴彦淖尔盟西部、青海一部分	275~325
		青海南部	250~300
		青海西南部	250~275
		西藏大部分	250~300
		内蒙古乌兰察布盟、巴彦淖尔盟及鄂尔多斯市一部分	>300
资源丰富区 (II)	5400~6700	新疆北部	275 左右
		内蒙古呼伦贝尔盟	225~275
		内蒙古锡林郭勒盟、乌兰察布、河北北部一隅	>275
		山西北部、河北北部、辽宁部分	250~275
		北京、天津、山东西北部	250~275
		内蒙古鄂尔多斯市大部分	275~300
		陕北及甘肃东部一部分	225~275
		青海东部、甘肃南部、四川西部	200~300
		四川南部、云南北部一部分	200~250
		西藏东部、四川西部和云南北部一部分	<250
		福建、广东沿海一带	175~200
海南	225 左右		

续表 B

分区	太阳辐射量 [MJ/(m ² ·a)]	主要地区	月平均气温 ≥10℃、日照 时数≥6h的天数
资源较富区 (Ⅲ)	4200~5400	山西南部、河南大部分及安徽、山东、江苏部分	200~250
		黑龙江、吉林大部	225~275
		吉林、辽宁、长白山地区	<225
		湖南、安徽、江苏南部、浙江、江西、福建、广东北部、湖南东部和广西大部	150~200
		湖南西部、广西北部一部分	125~150
		陕西南部	125~175
		湖北、河南西部	150~175
		四川西部	125~175
		云南西南一部分	175~200
		云南东南一部分	175左右
		贵州西部、云南东南一隅	150~175
		广西西部	150~175
资源一般区 (Ⅳ)	<4200	四川、贵州大部分	<125
		成都平原	<100

附录 C 我国主要城市日太阳 辐照量分段统计

表 C 我国主要城市日太阳辐照量分段统计表

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1 (MJ/m ²)	x_2/H_2 (MJ/m ²)	x_3/H_3 (MJ/m ²)	x_4/H_4 (MJ/m ²)	
1	格尔木	8/6.5	47/10.9	93/13.6	217/24.1	I
2	林芝	8/6.8	35/10.6	104/14.4	218/20.4	I
3	拉萨	1/7.7	13/10.2	70/14.7	281/21.9	I
4	阿勒泰	104/4.5	49/10.0	52/14.3	160/22.7	II
5	昌都	18/6.7	48/10.3	109/14.1	190/20.7	II
6	大同	79/6.2	76/9.8	62/14.2	148/21.4	II
7	敦煌	21/6.1	92/10.0	50/14.0	202/23.0	II
8	额济纳旗	27/6.6	86/9.7	47/13.8	205/23.9	II
9	二连浩特	39/6.3	92/9.9	47/14.4	187/23.6	II
10	哈密	36/6.3	77/9.7	56/13.7	196/23.4	II
11	和田	36/6.0	91/10.2	66/13.7	172/22.2	II
12	乌鲁木齐	129/4.4	40/9.8	56/14.2	140/22.7	II
13	喀什	70/5.4	83/9.9	52/13.8	160/22.6	II
14	库车	58/6.8	71/9.8	63/14.0	173/21.3	II
15	民勤	29/5.9	84/10.2	67/13.8	185/22.7	II
16	吐鲁番	88/6.0	64/9.9	55/14.0	158/22.9	II
17	鄂托克旗	22/6.5	106/10.0	68/14.0	169/21.9	II
18	东胜	42/5.2	59/9.9	64/14.1	170/22.7	II
19	琼海	88/5.6	71/10.5	93/14.0	113/19.1	II

续表 C

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1 (MJ/m ²)	x_2/H_2 (MJ/m ²)	x_3/H_3 (MJ/m ²)	x_4/H_4 (MJ/m ²)	
20	腾 冲	40/5.4	60/10.1	85/14.4	173/20.0	II
21	吐鲁番	88/6.0	64/9.9	55/14.0	158/22.9	II
22	西 宁	49/5.6	95/10.0	73/13.9	148/22.7	II
23	伊 宁	88/4.7	58/9.8	58/13.9	161/23.0	II
24	承 德	72/6.0	89/9.9	66/14.4	138/20.3	II
25	银 川	32/5.6	87/10.0	68/13.9	178/23.0	II
26	玉 树	8/6.6	94/10.5	96/13.9	167/21.7	II
27	北 京	68/5.2	93/9.9	71/14.2	133/20.7	III
28	长 春	93/5.4	74/9.8	64/13.9	134/21.7	III
29	邢 台	72/5.4	90/9.8	80/14.0	123/19.6	III
30	齐齐哈尔	72/6.3	95/10.0	67/14.0	131/19.0	III
31	福 州	131/3.4	48/10.3	71/13.8	115/20.7	III
32	赣 州	115/4.0	70/9.9	67/13.8	113/21.0	III
33	哈尔滨	121/5.4	73/9.8	51/13.8	120/21.0	III
34	海 口	98/4.0	57/10.1	65/14.0	145/20.5	III
35	蚌 埠	110/4.7	74/9.9	82/14.0	99/20.1	III
36	侯 马	103/5.0	68/10.1	69/14.3	125/20.9	III
37	济 南	89/4.3	91/9.8	63/14.0	122/20.7	III
38	佳木斯	143/5.3	67/9.8	51/13.8	104/21.3	III
39	昆 明	63/3.9	48/10.3	92/14.1	162/21.4	III
40	兰 州	100/5.4	82/10.1	51/14.0	132/22.4	III
41	蒙 自	44/5.1	41/10.2	106/14.4	174/19.4	III
42	漠 河	132/4.8	66/10.1	63/13.8	104/21.5	III
43	南 昌	128/3.4	65/10.0	59/13.8	113/22.0	III
44	南 京	114/4.2	79/10.1	64/14.0	108/20.3	III

续表 C

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1 (MJ/m ²)	x_2/H_2 (MJ/m ²)	x_3/H_3 (MJ/m ²)	x_4/H_4 (MJ/m ²)	
45	南 宁	119/4.2	57/10.1	81/14.0	108/20.0	Ⅲ
46	汕 头	88/4.9	55/9.9	85/14.1	137/20.4	Ⅲ
47	上 海	98/3.6	92/10.2	55/14.3	120/20.8	Ⅲ
48	韶 关	104/4.7	67/10.2	119/13.9	75/18.5	Ⅲ
49	沈 阳	113/5.3	64/10.1	71/14.1	117/21.4	Ⅲ
50	太 原	64/5.8	101/9.8	61/13.9	139/20.9	Ⅲ
51	天 津	97/5.2	82/10.1	54/13.9	132/21.1	Ⅲ
52	威 宁	106/4.8	86/9.7	94/14.0	79/19.3	Ⅲ
53	牡丹江	98/5.5	88/9.8	67/14.1	112/19.9	Ⅲ
54	西 安	141/4.3	67/10.1	49/13.7	108/21.4	Ⅲ
55	龙 口	97/5.9	72/9.7	48/13.9	148/22.3	Ⅲ
56	郑 州	102/4.5	71/9.9	69/14.1	123/21.1	Ⅲ
57	老河口	111/5.6	95/9.8	70/14.0	89/19.6	Ⅲ
58	杭 州	118/3.3	70/10.1	72/13.9	105/21.2	Ⅲ
59	松 潘	55/6.9	163/9.6	70/14.0	77/18.9	Ⅳ
60	长 沙	157/3.5	63/9.8	43/13.8	102/20.9	Ⅳ
61	成 都	195/3.9	64/10.0	52/14.1	54/20.5	Ⅳ
62	广 州	114/4.6	72/10.1	110/13.8	69/19.1	Ⅳ
63	贵 阳	170/3.9	58/10.1	54/14.0	83/20.0	Ⅳ
64	桂 林	144/3.9	50/10.1	79/14.1	92/21.1	Ⅳ
65	合 肥	128/3.4	69/10.0	64/14.0	104/20.5	Ⅳ
66	乐 山	222/5.0	48/9.9	41/14.0	54/20.2	Ⅳ
67	泸 州	187/3.0	50/10.0	50/13.9	78/20.6	Ⅳ
68	绵 阳	168/4.2	81/10.0	51/14.0	65/19.7	Ⅳ
69	南 充	218/4.9	43/9.8	46/14.0	58/20.4	Ⅳ

续表 C

序号	城市名称	天数/日平均太阳辐照量				资源区
		x_1/H_1 (MJ/m ²)	x_2/H_2 (MJ/m ²)	x_3/H_3 (MJ/m ²)	x_4/H_4 (MJ/m ²)	
70	武汉	121/3.0	77/10.0	60/14.2	107/20.8	Ⅳ
71	重庆	209/3.2	45/10.0	40/14.1	71/19.2	Ⅳ
72	桐梓	222/4.8	49/10.0	56/14.1	38/19.6	Ⅳ

注： x_1 ：全年日太阳辐照 $H_1 < 8\text{MJ/m}^2$ 的天数；

x_2 ：全年日太阳辐照 $8\text{MJ/m}^2 \leq H_2 < 12\text{MJ/m}^2$ 的天数；

x_3 ：全年日太阳辐照 $12\text{MJ/m}^2 \leq H_3 < 16\text{MJ/m}^2$ 的天数；

x_4 ：全年日太阳辐照 $H_4 \geq 16\text{MJ/m}^2$ 的天数；

H_1 ：全年中当地日太阳辐照量小于 8MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量；

H_2 ：全年中当地日太阳辐照量小于 12MJ/m^2 且大于等于 8MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量；

H_3 ：全年中当地日太阳辐照量小于 16MJ/m^2 且大于等于 12MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量；

H_4 ：全年中当地日太阳辐照量大于等于 16MJ/m^2 期间的日平均太阳辐照量。

附录 D 倾斜表面上太阳辐照度的计算方法

D. 0. 1 倾斜表面上的太阳总辐照度应按下列公式计算：

$$I_{\theta} = I_{D\cdot\theta} + I_{d\cdot\theta} + I_{R\cdot\theta} \quad (\text{D. 0. 1-1})$$

$$I_{D\cdot\theta} = I_n \cos \theta \quad (\text{D. 0. 1-2})$$

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \Phi \cos S - \sin \delta \cos \Phi \sin S \cos \gamma_f \\ & + \cos \delta \cos \Phi \cos S \cos \omega + \cos \delta \sin \Phi \sin S \cos \gamma_f \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin S \sin \gamma_f \sin \omega \end{aligned} \quad (\text{D. 0. 1-3})$$

$$\delta = 23.45 \sin [360 \times (284 + n) / 365] \quad (\text{D. 0. 1-4})$$

$$I_{d\cdot\theta} = I_{dH} (1 + \cos S) / 2 \quad (\text{D. 0. 1-5})$$

$$I_{R\cdot\theta} = \rho_G (I_{DH} + I_{dH}) (1 - \cos S) / 2 \quad (\text{D. 0. 1-6})$$

$$I_{DH} = I_n \sin a_s \quad (\text{D. 0. 1-7})$$

$$\sin a_s = \sin \Phi \sin \delta + \cos \Phi \cos \delta \cos \omega \quad (\text{D. 0. 1-8})$$

$$R_b = \frac{I_{D\cdot\theta}}{I_{DH}} = \frac{\cos \theta}{\sin a_s} \quad (\text{D. 0. 1-9})$$

式中： I_{θ} ——倾斜表面上的太阳总辐照度(W/m²)；

$I_{D\cdot\theta}$ ——倾斜表面上的直射太阳辐照度(W /m²)；

$I_{d\cdot\theta}$ ——倾斜表面上的散射太阳辐照度(W /m²)；

$I_{R\cdot\theta}$ ——地面反射的太阳辐照度(W /m²)；

I_n ——垂直于太阳光线表面上的太阳直射辐照度(W /m²)；

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(°)；

δ ——赤纬角(°)；

Φ ——当地地理纬度(°)；

S ——表面倾角，指表面与水平面之间的夹角(°)；

γ_f ——表面方位角(°)，对于朝向正南的倾斜表面， $\gamma_f = 0$ ；

ω ——时角(°)，每小时对应的时角为 15°，从正午算起，

上午为负，下午为正，数值等于离正午的时间(h)乘以 15；日出、日落时的时角最大，正午时为 0；

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。

D. 0. 2 倾斜表面上的太阳总辐照量应按下列公式计算：

$$H_a = \sum_{j=1}^n H_{\text{bj}} \quad (\text{D. 0. 2-1})$$

$$H_h = I_\theta \cdot t \times 10^{-6} \quad (\text{D. 0. 2-2})$$

式中： H_a ——倾角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。

本标准用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 1 《总辐射表》 GB/T 19565
- 2 《热量表》 CJ 128

中华人民共和国国家标准

可再生能源建筑应用工程评价标准

GB/T 50801 - 2013

条文说明

制 订 说 明

《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 - 2013 经住房和城乡建设部 2012 年 12 月 25 日第 1606 号公告批准、发布。

本标准编制过程中，编制组进行了认真细致的调查研究，总结了我国可再生能源建筑应用工程评价的实践经验，同时参考了国外先进技术标准。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定，《可再生能源建筑应用工程评价标准》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1 总则	56
2 术语	58
3 基本规定	59
3.1 一般规定	59
3.2 形式检查	60
4 太阳能热利用系统	61
4.1 评价指标	61
4.2 测试方法	63
4.3 评价方法	67
4.4 判定和分级	71
5 太阳能光伏系统	72
5.1 评价指标	72
5.2 测试方法	73
5.3 评价方法	74
5.4 判定和分级	75
6 地源热泵系统	76
6.1 评价指标	76
6.2 测试方法	77
6.3 评价方法	78
附录 D 倾斜表面上太阳辐照度的计算方法	79

1 总 则

1.0.1 制定本标准的宗旨。随着我国国民经济的持续发展，城乡人民居住条件的改善和生活水平的不断提高，建筑能耗快速增长，建筑用能占全社会能源消费量的比例已接近 30%，从而加剧了能源供应的紧张形势。为降低建筑能耗，既要节约，又要发展，所以，近年来可再生能源的建筑应用在我国迅速发展。

与常规能源应用相比，民用建筑可再生能源系统到底能够替代多少常规化石能源，其节能、环境以及经济效益究竟如何，是建设单位、政府以及全社会最为关心的问题，也是“十一五”期间可再生能源建筑应用的核心问题。当前可再生能源建筑应用系统还没有统一的测试评价标准，采用不同测评方法所得的结果差异较大，这对于国家推广可再生能源系统、制定相关的产业政策非常不利，急需制定科学、统一的测试评价标准。

为此，住房和城乡建设部在《关于印发〈2009 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》（建标 [2009] 88 号）中，将国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》列入国家标准编制计划，由中国建筑科学研究院、住房和城乡建设部科技发展促进中心等单位编制。本标准制订并实施后可指导有关单位对可再生能源建筑应用系统的节能、环保效益进行科学的测试与评价，得出量化指标，为国家制定更为详细的支持可再生能源建筑应用的政策提供重要的技术数据，为可再生能源建筑应用产业的健康发展提供技术保障，提升行业增长率，社会经济效益明显。

1.0.2 规定了本标准的适用范围。根据《中华人民共和国可再生能源法》第二条规定，可再生能源是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。结合我国建筑可再生能源应用的实际和各种能源形势的特点，现阶段我国建筑可再生

能源应用主要集中在太阳能和地热能方面。因此本标准以太阳能热利用系统、太阳能光伏系统、地源热泵系统的测试与评价为主要内容。我国已有的可再生能源建筑应用工程并不只限于城市，在广大乡镇、农村的民用建筑上也有广泛应用。除了民用建筑，很多有较大的屋顶面积、容积率较低的工厂车间也已经开始应用太阳能、地源热泵供热采暖空调和太阳能光伏发电系统。因此，凡是使用可再生能源系统的民用和部分工业建筑物，无论新建、扩建、改建或既有建筑，无论位于城市、乡镇还是农村，本规范均适用。另外，本标准适用于可再生能源建筑应用工程节能、环保和经济效益的测试与评价，可再生能源建筑应用工程的设计、施工等环节应遵守有关的国家标准和规范。

1.0.3 可再生能源建筑应用是建筑和可再生能源应用领域多项技术的综合利用，在建筑领域，涉及建筑学、结构、暖通空调、给水排水、电气等多个专业。每个专业都有相应的设计、施工验收等规范，本标准仅针对可再生能源建筑应用工程节能环保等效益的测试与评价进行规定和要求。所以，在执行工程的测试评价与验收时，除符合本标准的要求外，也应同时遵守与工程应用相关的其他标准、规范，尤其是其中的强制性条文。

2 术 语

2.0.1 本条术语规定了可再生能源建筑应用的专业领域，可再生能源建筑应用的能源种类。可再生能源可以用来发电、供热、空调，因此它几乎可以应用在建筑用能的各个专业领域。可再生能源不仅包括太阳能和地热能，还包括风能、水能、生物质能、海洋能等非化石能源。结合我国建筑可再生能源应用的实际和各种能源形式的特点，现阶段我国建筑可再生能源应用主要集中在太阳能和地热能方面。

2.0.8 该参数是评价系统经济性的重要参数；为能够更直观地反映其实际含义，通俗易懂，将其中文名称定为系统费效比，该定义名称已在评价国内实施的示范工程中使用。其中所指的常规能源是指具体工程项目中辅助能源加热设备所使用的能源种类（天然气、标准煤或电）。

3 基本规定

3.1 一般规定

3.1.1 本条说明了“指标评价”、“性能合格判定”和“性能分级评价”之间的关系和评价的程序。可再生能源建筑应用工程的效果受设计、施工和运行的影响较大。影响可再生能源建筑应用工程性能的指标有多项，应分别对这些单项指标进行评价。在单项指标评价完成后，还应应对整体性能是否达到设计相关标准的基本要求合格判定。由于建筑上应用可再生能源的面积或空间等资源有限，为提高资源利用水平，可再生能源建筑应用除了应首先满足基本合格要求外，还宜对其应用效果的优劣程度进行性能分级评价，以引导产业提高能效，节约资源。

3.1.2 本标准的评价以测试的数据为基础，评价的结果也以具体的数值进行描述，因此必须进行实际测试。由于可再生能源全年分布密度变化很大，负荷也很难统一不变，因此通过长期的测试更能反映系统的真实性能，但是限于时间和经济因素，有时不具备长期测试的条件，需要选择一些典型的工况通过短期测试，计算出工程的性能。当前可再生能源系统的测试参数及其测试方法有一定差别，急需统一的方法进行规范，使得测试结果具有可比性。

3.1.3 为了提高测试工作的效率，节约测试成本，在科学合理的前提下尽量减少系统测试数量。

3.1.4 可再生能源建筑应用可能分属于给水排水、暖通、电气等专业，在进行节能、环保和经济性评价前，应首先通过各专业工程的分部工程验收及形式审查。可再生能源建筑应用工程实施的前提往往是建筑应达到相应的节能标准，否则即便是可再生能源系统的能源供应量能够达到设计要求，也无法达到设计要求的

室内温湿度、太阳能保证率等节能效果。

3.2 形式检查

3.2.2~3.2.5 规定了对可再生能源系统所采用的关键部件、系统外观、安全可靠、环保措施等进行检查的主要内容。检查以文件审查和目视为主，文件审查主要查阅产品的检测报告和合格证等。太阳能集热器、太阳能电池和地源热泵机组分别是太阳能热利用系统、太阳能光伏发电系统的关键设备，其能量转换和提升的效率直接关系到系统的节能效果，因此必须仔细检查其相应的第三方检测报告，确保其性能指标符合设计和国家有关标准的要求。安全是系统的首要性能，在利用本标准进行性能评价测试之前，要对系统安全性进行检查和确认。可以从立项、相关设计文件中分析太阳能建筑应用对建筑日照、承重和安全的影响，以及地源热泵系统对水文、地质、生态、相关物理化学指标的影响。

3.2.6~3.2.8 系统的节能效果与系统的性能以及安装的实施量密切相关。由于太阳能受屋顶墙面安装位置限制，地热能受建筑用地等的限制较大，在应用过程中往往会出现实施面积等参数的数量不够，不能满足设计要求的情况。

4 太阳能热利用系统

4.1 评价指标

4.1.1 本条规定了太阳能热利用系统的单项评价指标。

1 太阳能保证率 f 是衡量太阳能在供热空调系统所能提供能量比例的一个关键性参数，也是影响太阳能供热采暖系统经济性能的重要指标。实际选用的太阳能保证率 f 与系统使用期内的太阳辐照、气候条件、产品与系统的热性能、供热采暖负荷、末端设备特点、系统成本和开发商的预期投资规模等因素有关。太阳能保证率不同，常规能源替代量就不同，造价、节能、环保和社会效益也就不同。本条规定的保证率取值参考了《民用建筑太阳能热水系统评价标准》GB/T 50604 中关于热水系统推荐的 f 取值 30%~80% 的取值范围，《太阳能供热采暖工程技术规范》GB 50495 关于本标准附录 B 中的 f 取值表，同时也参考了主编单位所检测的数十项实际工程的检测结果。

2 集热系统效率是衡量集热器环路将太阳能转化为热能的重要指标。效率过低无法充分发挥集热器的性能，浪费宝贵的安装空间，因此必须对集热效率提出要求。本条规定的热水系统集成热器效率参照了《太阳热水系统性能评定规范》GB/T 20095 中关于热水工程的性能指标，采暖系统则根据采暖季期间的室外平均温度、太阳辐照度、低温采暖系统的工作温度，参照集热器国家标准《平板型太阳能集热器》GB/T 6424、《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581 的集热器性能参数而确定的，同时也参考了主编单位检测的数十项实际工程的检测结果。

3 贮热水箱热损因数较低可以有效降低系统热损失，充分利用太阳能。此处的规定主要参照《家用太阳热水系统技术条件》GB/T 19141 和 GB/T 20095 中要求。根据 GB/T 19141 规定，家

用太阳能热水系统的贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 22 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ，而根据 GB/T 20095 标准对贮热水箱保温性能的要求规定，贮热水箱容量 $V \leq 2 \text{ m}^3$ 时，贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 27.7 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ；贮热水箱容量 $2 \text{ m}^3 < V \leq 4 \text{ m}^3$ 时，贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 26.0 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ；贮热水箱容量 $V > 4 \text{ m}^3$ 时，贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 17.3 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ，综上所述，贮热水箱热损因数取值为 $U_{\text{d}} \leq 30 \text{ W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ 。

4 规定了太阳能热利用系统供热水温度的测量要求。供热水温度是保证太阳能热利用系统效果的重要参数，供热水温度不合格，系统的功能性不达标，节能的意义也就无从谈起。

5 规定了供暖（制冷）房间室内温度的测量要求。供暖的初衷是为了营造舒适的室内环境，任何节能措施都是以保证室内舒适度为前提的。我国有关国家标准对采暖（制冷）室内温度提出了明确的要求，因此在对太阳能热利用系统进行评价时应保证室内温度达到相关标准的要求。

6 太阳能制冷性能系数是衡量整个太阳能集热系统和制冷系统整体的工作性能。利用太阳能集热器为制冷机提供热媒水。热媒水的温度越高，则制冷机的性能系数（亦称机组 COP）越高，这样制冷系统的制冷效率也越高，但是同时太阳能集热器的集热系统效率就越低。因此，需要了解整个系统的太阳能制冷性能系数。

7 常规能源替代量是评价太阳能热利用系统节约常规能源能力的重要参数。确定了太阳能热利用系统的常规能源替代量，则可分析其项目费效比、环境效益及经济效益。

项目费效比是考核工程经济性的评价指标。该指标是评价工程在整个寿命周期内的经济性，即该工程的投入与产出的比例是否在合适的范围之内。例如：某个以电为常规能源的热水工程，通过增加太阳能集热系统改造成为了以电为辅助能源的太阳能热水系统，当地电费为 $0.50 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。若经过计算，该工程在太阳能系统的整个寿命周期内（一般为 15 年）的费效比为 0.50

元/(kW·h),则说明该工程从经济角度讲“不赔不赚”,没有获得经济效益;若计算得到的费效比为0.20元/(kW·h),则说明每使用太阳能提供的1kW·h热量,就可以得到0.30元的经济效益;若计算得到的费效比为0.70元/(kW·h),则说明每使用太阳能提供的1kW·h热量,比使用常规电能多0.20元,则该项目应用太阳能不但不节省费用,还在时时亏损。

8 对于太阳能热利用系统,经济效益主要体现在项目实施后每年节约的费用,即节约的常规能源量与该能源价格的乘积。静态投资回收期是衡量经济效益的重要指标之一。是指以投资项目经营净现金流量抵偿原始总投资所需要的全部时间,是不考虑资金的时间价值时收回初始投资所需要的时间。

9 太阳能热利用系统的最大优势在于替代常规能源,并带来较好的环境效益。在当前常规能源日益紧张的今天,发展可再生能源是促使社会不断进步、经济持续发展、环境日益改善的具体措施。目前我国主要使用的环境效益评价的量化指标是二氧化碳年减排量、二氧化硫年减排量和粉尘年减排量。

4.2 测试方法

4.2.1 可再生能源建筑应用工程的评价以测试的数据为基础,评价的结果也以具体的数值进行描述,因此必须进行实际测试。太阳能热利用系统包括热水、采暖和空调系统,所需测试的项目不尽相同。

4.2.2 制定本条的目的是为了提高测试工作的效率,节约测试成本,在科学合理的前提下尽量减少系统测试数量。集热器结构类型、集热器总面积见 GB/T 6424 和 GB/T 17581 的规定;太阳能热水系统的集热与供热水范围、系统运行方式、集热器内传热工质、辅助能源安装位置、辅助能源启动方式等规定见 GB 50364 的规定。太阳能采暖空调系统的集热系统运行方式、系统蓄热(冷)能力、末端采暖空调系统的规定见 GB 50495 的规定。

4.2.3 规定了太阳能热利用系统的测试条件。

1 规定了系统测试的时间。对于太阳能热水系统，每年春分或秋分前后的天气气象条件可以基本反映全年的平均水平。测试时间过短，将不能反映系统的真实性能，因此测试时间应尽量长。

2 规定了系统测试的负荷率。对于太阳能热利用系统，负荷率过低，将不能反映系统的真实性能，因此应尽量接近系统的设计负荷。

3 规定了太阳能热利用系统测试时的环境平均温度。环境温度对太阳能热利用系统的测评有一定的影响，应给出一定的限制。太阳能热水系统的环境温度规定参考《太阳热水系统性能评定规范》GB/T 20095 给出；太阳能采暖系统和太阳能空调系统规定参考《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 给出。

4 太阳辐照量指接收到太阳辐射能的面密度。在我国大部分地区，阴雨天气的太阳辐照量 $H < 8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；阴间多云时的太阳辐照量 $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) \leq H < 12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；晴间多云时的太阳辐照量 $12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) \leq H < 16\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；天气晴朗时的太阳辐照量 $H \geq 16\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。而太阳辐照不同，太阳能集热器的转换效率也会有所不同。本标准附录 C 给出的是全年使用的太阳能热水系统，不同区间太阳辐照量的平均值，而对于太阳能采暖空调系统则需要从气象部门获取采暖或空调期内相应的不同区间太阳辐照量的平均值。每个区间太阳辐照量的平均值并非这个区间边界值的算术平均，而是应根据当地气象参数按供热水、采暖或空调的时期统计得出。

4.2.4 规定了测试太阳能热利用系统设备仪器的要求。

1 总辐射表也称总日射表或天空辐射表，是测量平面接收器上半球向日射辐照度的辐射表。《总辐射表》GB/T 19565 规定的主要性能指标规定如下：

- 1) 热电堆与仪器基座之间的绝缘电阻 $\geq 1\text{M}\Omega$ 。
- 2) 内阻 $\leq 800\Omega$ 。

- 3) 灵敏度允许范围 $7\mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2 \sim 14\mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$ 。
- 4) 响应时间 (99%响应) $\leq 60\text{s}$ 。
- 5) 非线性误差 $\leq 3\%$ 。
- 6) 余弦响应误差
 - a) 太阳高度角 10° 时 $\leq 10\%$ ；
 - b) 太阳高度角 30° 时 $\leq 5\%$ 。
- 7) 方位响应误差 (太阳高度角 10° 时) $\leq 7\%$ 。
- 8) 温度误差 ($-40^\circ\text{C} \sim +40^\circ\text{C}$ 范围内) $\leq 5\%$ 。
- 9) 倾斜 (180°) 响应误差 $\leq 3\%$ 。
- 10) 年稳定性 $\leq 5\%$ 。

3 由于测量对象的差异,对于测量空气和液体工质(水或防冻液)温度传感器的要求不同。液体工质温度对太阳能热利用系统性能有着决定性的影响,因此对所使用的温度传感器的准确度和精度都有较高的要求;环境空气温度对太阳能热利用系统性能的影响相对较小,对温度传感器的要求也相对较低。另外,温度传感器距离太阳集热器和系统组件太近或太远,传感器周围有影响环境湿度的冷、热源,都将会影响测量的准确性。所以,对温度传感器放置的位置也有相应的要求。

5 质量和时间测量属于常规基础量的测量。使用常规满足精度要求的质量计和计时器即可。

6 本款规定了选择数据记录仪应达到的要求。为了达到所记录参数的精度,在任何情况下,仪器或仪表系统的最小分度都不应超过规定精度的两倍。例如,如果规定的精度是 $\pm 0.1^\circ\text{C}$,则最小分度不应超过 0.2°C 。

7 长度测量应选择常见且满足精度要求的仪器即可,测试应简单易行。

8 根据《热量表》CJ 128 的规定,热量表的计量准确度分为三级。采用相对误差限表示,并按下列公式计算:

$$E = (V_d - V_e) / V_e \times 100\%$$

式中: E ——相对误差限 (%) ;

V_d ——显示的测量值；

V_e ——常规真实值。

其中 2 级表： $E = \pm (3 + 4 \times \Delta t_{\min} / \Delta t + 0.01 \times q_p / q)$

式中： Δt_{\min} ——最小温差，单位 K；

Δt ——使用范围内的温差，单位 K；

q_p ——常用流量，单位 m^3/h ；

q ——使用范围内的流量，单位 m^3/h 。

4.2.6 系统总能耗是太阳能热利用系统的参数，是确定太阳能热利用系统保证率的重要参数。测试时间需涵盖整个测试过程，在集热器停止工作后，系统常规热源包括电锅炉、燃气炉、燃煤炉、热力站等还在工作。同集热系统得热量一样，应针对不同用途进行集热系统相应测量。

4.2.7 集热系统得热量是指由太阳能系统中太阳能集热器提供的有用能量，是太阳能热利用系统的关键性指标。

一般情况下，当太阳能集热器采光面正南放置时，试验起止时间应为当地太阳正午时前 4h 到太阳正午时后 4h，共计 8h。我国地域广阔，各地天气情况复杂多变，太阳能辐射量会受到有云、阴天及雨雪天气的影响。由于天气的不确定性，在一天中规定的时间内满足本标准第 4.2.3 条规定的太阳辐照量 H 要求，可能需要很长的一段测试时间。如在一次福州的实际测试中，在一个月內太阳辐照量的值没有一天是小于 $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 的，这给实际的测量工作带来了很大的困难。因此，为了使测试能够正常进行，可采取截取太阳辐照量方法，以部分时间的测试数据进行代替。例如：在某工程的测试中，若需要 $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) \leq H < 12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 的测试数据。从当地太阳正午时前 4h 实验开始，在当地正午时后 2h 时， H 的值为 $10.7\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，则在此时记录完毕其他参数数值，当天实验即可结束。当天当地太阳正午时前 4h 到太阳正午时后 2h 的测试数据即为 $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) \leq H < 12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 的测试数据。

供应生活热水和供应采暖、制冷热负荷差别较大，并且生活

热水属于常年供应项目，采暖与制冷属于季节性供应项目，应针对系统不同用途进行相应测量，测出不同工况下的得热量。

4.2.9 制冷机组制冷量和耗热量的测量是为了确定太阳能制冷系统中制冷机组的 COP ，采用热量表可以方便获得这些冷量或热量的积分值，但是为了研究方便，有很多系统单独设置温度和流量测试系统，其采样和记录的间隔可以调整，但是不能过大以保证测量精度。

4.2.10 本条规定了贮热水箱热损因数的测试和计算方法。贮热水箱热损因数的测试和计算方法主要参照《家用太阳热水系统技术条件》GB/T 19141 中贮热水箱热损因数的检测方法。根据 GB/T 20095 标准对贮热水箱保温性能的要求规定，贮热水箱容量 $V \leq 2\text{m}^3$ 时，贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 27.7\text{W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ；贮热水箱容量 $2\text{m}^3 < V \leq 4\text{m}^3$ 时，贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 26.0\text{W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ；贮热水箱容量 $V > 4\text{m}^3$ 时，贮热水箱热损因数 $U_{\text{d}} \leq 17.3\text{W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ，综上所述，贮热水箱热损因数取值为 $U_{\text{d}} \leq 30\text{W}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ 。在测量时应注意，由于工程中贮热水箱体积一般较大，水箱中水温会产生分层现象。因此，在测量开始时贮热水箱内水温度和开始时贮热水箱内水温度时，应使水箱内上下层的水充分混合，使上下层水温温差小于 1.0K 。

4.2.12 本条规定了热水温度和采暖（制冷）房间室内温度的测量要求，有关国家标准对热水温度和采暖（制冷）室内温度有相应要求，对太阳能热利用系统的评价应按相关国家标准进行评价。

4.3 评价方法

4.3.1 本条给出了测量计算太阳能保证率的方法。对于太阳能供热水、供暖系统《民用建筑太阳能热水系统应用技术规范》GB 50364、《太阳能供热采暖工程技术规范》GB 50495 给出了不同地区太阳能供热采暖系统的太阳能保证率的推荐值。实际工程中，应根据系统使用期内的太阳辐照、系统经济性及用户要求

等因素综合考虑后确定。一般情况下，测试结果在《民用建筑太阳能热水系统应用技术规范》GB 50364、《太阳能供热采暖工程技术规范》GB 50495 推荐的范围内应是比较合理的。由于各地、各工程的供热水、采暖、空调设计使用期不尽相同，应根据设计使用期统计得出不同太阳辐照量发生的天数。

4.3.2 本条给出了计算集热系统效率的方法。对于长期系统，虽然长期测试的时间可能会比设计使用期短，但是由于长期测试时间较长，认为长期测试的数值设计使用期的系统效率。在以短期测试为基础进行评价时，由于各地、各工程的供热水、采暖、空调设计使用期不尽相同，应根据设计使用期统计得出不同太阳辐照量发生的天数。

4.3.4 太阳能制冷性能系数指制冷机提供有效冷量与太阳能集热器上太阳能总辐照量的比值。

常规的空调系统主要包括制冷机、空调箱（或风机盘管）、锅炉等几部分，而太阳能空调系统是在此基础上又增加太阳能集热器、储水箱等部分。太阳能制冷性能系数 COP_r 是衡量整个太阳能集热系统和制冷系统整体的工作性能。利用太阳能集热器为制冷机提供其发生器所需要的热媒水。热媒水的温度越高，则制冷机的性能系数（亦称机组 COP_r ）越高，这样制冷系统的制冷效率也越高，但是同时太阳能集热器的集热系统效率就越低。因此，应存在着一个最佳的太阳能制冷性能系数 COP_r 值，此时空调系统制冷效率与太阳能集热系统效率为最佳匹配。

4.3.5 常规能源替代量是评价太阳能热利用系统节约常规能源能力的重要参数。确定了太阳能热利用系统的常规能源替代量，则可分析其项目费效比、环境效益及经济效益。短期测试的年常规能源替代量与实际的年常规能源替代量有一定误差，但该方法在实际工程应用中，更加高效可行。在条件允许的情况下，应对太阳能热利用系统进行长期的跟踪测量，以获得更加准确的年常规能源替代量。常规能源的替代一定是太阳能和某一种能源比较计算得出的。

对于热水系统，目前常规能源多以电热和燃气热水器为主，根据《储水式电热水器》GB/T 20289，电热水器加热效率最低为 0.9，我国火力发电的水平大致为 0.36kgce/kWh，根据国家标准《综合能耗计算通则》GB/T 2589-2008，标准煤的发热量为 29.307MJ/kg，以此计算，综合考虑火电系统的煤的发电效率和电热水器的加热效率的运行效率为 0.31。以煤作为热源的热热水加热方式目前已不多见，也不是国家鼓励的方向。根据《家用燃气快速热水器和燃气采暖热水炉能效限定值及能效等级》GB 20665，燃气热水器的最低效率为 0.84。

对于采暖系统，以电作为热源的方式不是国家鼓励的方向。目前常规能源多以燃煤和燃气热水器为主，根据《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26-2010，燃煤锅炉运行效率最低为 0.7，燃气锅炉运行效率最低为 0.8。

本标准所规定的是热力制冷空调系统，为热力制冷机组提供热源时，其加热方式也多以燃煤和燃气热水器为主，最低效率同采暖情况。

4.3.6 项目费效比是考核工程经济性的评价指标。从目前测评的实际工程来看，正常的太阳能热水系统的费效比在 0.10 元/kWh~0.30 元/kWh 之间。若是某个项目的费效比超出这个范围，可能是初投资太大，工程费用太高；或者是系统设计不合理，系统的常规能源替代量太少。当设计文件没有明确规定费效比的设计值时，太阳能热水系统的费效比可按小于项目所在地当年的家庭用电价格进行评价，太阳能采暖系统的费效比可按小于项目所在地当年的商业用电价格进行评价，太阳能空调系统的费效比可按小于项目所在地当年商业用电价格的 2 倍进行评价。

4.3.7 对于太阳能热利用系统，经济效益主要体现在项目实施后每年节约的费用，即节约的常规能源量与该能源价格的乘积。

静态投资回收年限（静态投资回收期）也是衡量经济效益的指标之一。是指以投资项目经营净现金流量抵偿原始总投资所需

要的全部时间，是不考虑资金的时间价值时收回初始投资所需要的时间。它有“包括建设期的投资回收期”和“不包括建设期的投资回收期”两种形式。其单位通常用“年”表示。投资回收期一般从建设开始年算起，也可以从投资年开始算起，计算时应具体注明。

常规能源的价格 P 应根据项目立项文件所对比的常规能源类型进行比较，当无明确规定时，由测评单位和项目建设单位根据当地实际用能状况确定常规能源类型，按如下规定选取：

1) 常规能源为电时，对于太阳能热水系统 P 为当地家庭用电价格，采暖和空调系统不考虑常规能源为电的情况；

2) 常规能源为天然气或煤时， P 按下式计算：

$$P = P_r / R$$

式中： P ——常规能源的价格（元/kWh）；

P_r ——当地天然气或煤的价格（元/Nm³ 或元/kg）；

R ——天然气或煤的热值，按当地有关部门提供的数据选取；没有数据时，天然气的 R 值取 11kWh/Nm³，煤的 R 值取 8.14kWh/kg。

静态投资回收期可以在一定程度上反映出项目方案的资金回收能力，其计算方便，有助于对技术上更新较快的项目进行评价。但它不能考虑资金的时间价值，也没有对投资回收期以后的收益进行分析，从中无法确定项目在整个寿命期的总收益和获利能力。

4.3.8~4.3.10 太阳能热利用系统的最大优势在于节约和替代常规能源，并带来较好的环境效益。从根本上来说，环境效益是经济效益和社会效益的基础，经济效益、社会效益是环境效益的结果。在当前常规能源日益紧张的今天，发展可再生能源是促使社会不断进步、经济持续发展、环境日益改善的具体措施。因此，本标准对太阳能热利用系统环境效益的评价提出了具体的量化指标。

4.4 判定和分级

4.4.2 在本标准第 4.1.1 条中，太阳能保证率和集热系统效率首先满足设计要求，在设计没有要求时才应符合表 4.1.1-1、表 4.1.1-2 的规定。因此在满足设计要求时，有可能不满足表 4.1.1-1、表 4.1.1-2 的规定，而第 4.4.3 条的 3 级低限是按表 4.1.1-1、表 4.1.1-2 的要求规定的，此时就不宜按第 4.4.3 条的要求进行分级评价了。

4.4.3 太阳能保证率与太阳能资源密切相关。集热面积相同的系统，在资源丰富地区获得热量可能是资源贫乏地区的一倍，因此为体现“公平”，应针对不同的资源区提出太阳能保证率的范围。太阳能热水、采暖、空调对集热系统工作温度与环境温度的温差要求呈逐渐增高的趋势，而工作温度升高，集热效率下降，太阳能保证率也有可能下降，因此也有必要对不同应用给出太阳能保证率的范围。本条给出的太阳能保证率的范围参考了主编单位 2006 年~2011 年数十项工程测试结果以及国内外相关的文献资料。

4.4.4 与太阳能保证率类似，太阳能集热系统效率与太阳能资源，尤其是太阳能系统的工作温度密切相关，太阳能热水、采暖、空调对集热系统工作温度与环境温度的温差要求呈逐渐增高的趋势，而工作温度升高，集热效率下降，因此有必要对不同应用给出太阳能集热效率的范围。本条给出的太阳能集热效率的范围参考了主编单位对 2006 年~2011 年数十项工程测试结果以及国内外相关的文献资料。

4.4.5 判定系统级别有多个指标，只有所有指标都到所要求的判定级别或以上，系统才可以判定为此级别。

5 太阳能光伏系统

5.1 评价指标

5.1.1 本条规定了太阳能光伏系统的单项评价指标。

1 太阳能光伏系统的光电转换效率表示系统将太阳能转化为电能的能力。当前太阳能光伏系统的转换效率不断提升，但是与光热应用相比，效率仍然偏低，同时由于光伏电池组件等关键部件的价格较高，因此光伏发电系统的经济性不够理想，提高转换效率，降低成本是普及推广太阳能光伏发电系统的首要任务，为此十分有必要对光伏系统的转换效率进行规定，鼓励提高效率。本条提出的几种类型系统的效率参照了国内外示范工程的数据，尤其是主编单位测试的数据，能够反映这几种系统的基本水平。

2 项目费效比是考核工程经济性的评价指标。该指标是评价工程在整个寿命周期内的经济性。从目前太阳能光伏系统实测情况看，光伏发电的费效比较高，这主要是光伏电池的成本太高，比常规火电、水电，甚至风电的发电成本高出很多造成的。当无文件明确规定时太阳能光伏系统的费效比可以按小于项目所在地当年商业用电价格的3倍进行评价。实践证明如果费效比过高会严重制约系统的推广，当前光伏系统的费效比控制在2元/kWh以内是比较合理的，这个价格大致相当于我国大部分地区商业用电价格的3倍左右。

3 太阳能光伏系统年发电量是衡量太阳能光伏系统发电能力的一个非常重要的直观指标。考虑到当前很多工程文件中没有给出该项指标，为此要求当无文件明确规定时，应在测试评价报告中给出系统的年发电量。

4 常规能源替代量是评价太阳能光伏系统节约常规能源能

力的重要参数。本款确定了常规能源替代量，则可分析其项目费效比、环境效益及经济效益。

5.2 测试方法

5.2.2 制定本条的目的是为了提高测试工作的效率，节约测试成本，在科学合理的前提下尽量减少系统测试数量。现阶段，太阳能电池组件类型主要包括晶硅和薄膜电池两类，系统与公共电网的关系主要分并网和离网两类。

5.2.3 规定了太阳能光伏系统的测试条件。

1 测试前应确保系统已经可以正常运行，如果负载不正常，系统可能工作的效率比较低，不能正确反映系统的性能指标。

2 本条规定了长期测试的时间。对于太阳能光伏系统，每年春分或秋分前后的至少 60d 的气象条件可以基本反映全年的平均水平。负载过低，将不能反映系统的真实性能，因此应尽量接近系统的设计负载。

3 本条规定了太阳能光伏系统的测试时间。当地太阳正午时前 1h 到太阳正午时后 1h 的 2h 内是一天内太阳能辐照条件最好的时间段，在此时间测出的数据，基本可以代表该系统最佳的工作状态。

4 在对太阳能光伏系统的测试中，环境温度并不是参与计算的参数，但对太阳能光伏组件的效率影响较大，在可能条件下，环境温度波动应该尽量小。

6 对太阳能光伏系统的测试应在太阳能辐照充足的条件下进行。本款规定测试时的太阳总辐照度不应小于 $700\text{W}/\text{m}^2$ ，是考虑到我国太阳能资源分布在Ⅲ类以上地区在天气晴朗的条件下，基本上都可以达到。而我国的绝大部分国土的太阳能资源都在Ⅲ类地区以上。

5.2.4 电功率测量应选择常见且满足精度要求的仪器，测试应简单易行。

5.2.5 规定了光电转换效率的测试要求。

2 对于独立的太阳能发电系统。负荷端一般从蓄电池后接入，而且蓄电池也有电量损耗，应在蓄电池组的输入端测量系统的发电量；对于并网的太阳能光伏系统，一般是在逆变器后接入负荷端和上网，而且逆变器也有电量损耗，应在逆变器的输出端测量系统的发电量。

3 为防止外接辅助电源对测试的干扰，应在测试前，切断所有外接辅助电源。

4 本条规定了测试期间所应记录的数据数量及采样和记录间隔。

5 评价太阳能光伏系统最重要的参数就是该系统的光电转换效率，它与系统所采用的光伏电池类型及系统的设计方案有着直接的关系。测试期间不同朝向和倾角采光平面上的太阳辐照量是不同的，应分别计算不同朝向和倾角平面上的太阳辐照量后相加得到整个太阳光伏系统中的太阳辐照量。

5.3 评价方法

5.3.2 本条给出了太阳能光伏系统年发电量的计算方法。当地全年的太阳能电池板单位面积的阳光辐射量 H_{st} 可用下列方法得到：查本标准附录 B 典型地区水平面年总辐射，通过计算可得。若工程地点所在地区没有在本标准附录 B 中给出，可参考与之地理和太阳能资源条件相接近地区的值。

5.3.3 本条给出了太阳能光伏系统全年常规能源替代量的计算方法，以标准煤为计算单位。

5.3.4 从目前太阳能光伏系统实测情况看，项目的费效比较高，这主要是光伏电池的成本太高，比常规火电、水电，甚至风电的发电成本高出很多。可喜的是，随着对太阳能发电行业的科技水平的提高和规模化应用的推广应用，近年来太阳能光伏电池的成本已经大幅下降。将来有希望太阳能光伏系统的费效比降低到 1 元/kWh 以下。

5.4 判定和分级

5.4.3 太阳能光伏系统的光电转换效率与光伏组件的转换效率密切相关，晶硅电池组件比薄膜电池的光电转换效率高，但是价格也相对较高，二者各有优势，因此需要对其转换效率进行分别规定；本条给出的太阳能光伏系统的光电转换效率范围参考了主编单位对 2006 年~2011 年工程测试结果以及国内外相关的文献资料。

5.4.4 太阳能光伏系统的费效比，是系统节能效果和经济性的综合体现，无论哪种系统其综合效益都应满足本条的规定。本条给出的太阳能光伏系统的光电转换效率范围参考了主编单位对 2006 年~2011 年工程测试结果以及国内外相关的文献资料。

6 地源热泵系统

6.1 评价指标

6.1.1 本条规定了地源热泵系统的单项评价指标。

1 地源热泵系统制冷能效比、制热性能系数，是反映系统节能效果的重要指标，能效比过低，系统可能还不如常规能源系统节能，因此十分有必要对其做出规定。地源热泵系统按热源形式分为土壤源、地下水源、地表水源、污水源等，不同热源形式的地源热泵系统能效由于热源品质的不同而有一定的差别，但工程所在气候区域、资源条件、工程规模等因素同样也会影响系统能效比的高低，所以，不容易区分哪种热源形式系统能效比高、哪种热源形式的系统能效比低。本标准主要评价可再生能源应用相对于常规系统的优势，因此工程项目应综合考虑气候区域、资源条件、工程规模等因素选择适合的地源热泵系统并进行合理设计，无论选择何种热源形式，其系统性能应优于常规空调系统。另外，对于不具备条件采用常规冷热源、只能选择地源热泵系统的项目，而效率又较差的情况较少，本标准暂不考虑对其评价。综上，能效限值不宜按热源形式、资源条件、地域等方面因素细分。表 6.1.1 给出地源热泵系统不同工况能效的基准值，表中能效比的取值参考了主编单位检测的几十项工程的检测结果，并参照了常规空调系统的能效比。

2 地源热泵机组实际运行制热性能系数 (COP)、制冷能效比 (EER)，反映机组的能效的高低和水平，热泵机组是热泵系统最核心的设备，机组能效是系统能效的主要影响因素，因此，有必要对机组的实际运行性能进行测试和评价。

3 调节室内温湿度是空气调节的最重要的目标之一，如果室内温度不满足要求，节能环保也就无从谈起。因此室内效果是

评价的基础。

6.2 测试方法

6.2.3 本条规定了长期测试与短期测试的条件。

2 地源热泵系统的运行性能受环境影响较大，土壤的温度、污水的温度、地表水温度，与测试时间段有关系，为了保证相对准确，测试应在供冷（供热）15d 之后进行。本款规定了系统性能测试时机。

大部分工程不具备长期监测条件，因此实际评价过程中主要采用短期测试，短期测试期间系统应在合理的负荷下运行，如果负荷率过低，系统运行工况与设计工况相差较大，其系统性能不具备代表性。经过对不同项目的设计资料 and 实际工程项目运行参数分析，对系统性能进行测试时系统负荷率在 60% 以上运行比较合理，系统效能保持在相对较高范围，对机组性能进行测试时，机组负荷率宜在 80% 以上。系统的运行性能与设计的合理性、设备的选型、机组与水泵的匹配及运行策略都有关系，对于项目由于某些原因系统运行负荷率达不到该条款规定时，建议在系统运行最大负荷时段测试。

6.2.4 规定了测试地源热泵系统设备仪器的要求。

1 为方便测试和运行管理，厉行节约，对于相同的参数，本标准对仪器设备的要求基本相同。

2 规定了电功率测量仪表的精度等级。

6.2.5 调节室内温湿度是空气调节的最重要的目标之一，因此室内温湿度必须符合设计要求，当没有明确规定时，应符合相关规范的要求。本条规定了室内温湿度的测量时机及测量结果评定标准。

6.2.6 对于热泵机组制冷能效比、制热性能系数，选取典型的一天进行测试即可，所谓典型主要是指制热工况和制冷工况应在典型的负荷条件下，尤其是地源热泵需要满足冬季供热、夏季制冷需求时，应分别对不同工况下的地源热泵系统性能参数进行测

评。本条规定了为获得热泵机组制冷能效比、制热性能系数需要测量的参数、测试时间要求、测试结果处理方法。

6.2.7 本条规定了为获得系统能效比，需要测量的参数、测试时间要求、测试结果处理方法。系统水泵耗电量包括热源侧和用户侧的所有水泵的耗电量。

6.3 评价方法

6.3.1 本条规定了常规能源替代量的评价方法。其中常规空调系统的能效比计算值参照《公共建筑节能检测标准》JGJ/T 177-2009 中关于冷源系统能效的计算方法和取值原则。地源热泵系统节能效益评价方法规定了建筑全年累计冷热负荷的计算方法，并规定常规供暖、供冷方式的年耗电量的计算采用测试结果和计算相结合的方法。地源热泵系统的供暖节能量是以常规供暖系统为比较对象，供冷系统的节能量是以常规水冷冷水机组为比较对象，本条对常规能源供暖系统、不同容量常规冷水机组的能效比进行了规定，计算将最终的节能量转换为一次能源，以标准煤计。

地源热泵系统常规能源替代量的计算中，每度电折合所耗标准煤量 (kgce /kWh)，根据国家统计局最近 2 年内公布的火力发电标准耗煤水平确定，并在折标煤量结果中注明该折标系数的公布时间及折标量。

6.3.2 本条规定了地源热泵系统环保效益评价方法。利用转换为一次能源的节能量计算结果，进行环保效益评估，主要包括二氧化碳、二氧化硫及粉尘。

6.3.3 本条规定了地源热泵系统经济效益评估方法。规定了系统增量成本和节能量的获取方法，对系统的静态回收期进行了计算。

附录 D 倾斜表面上太阳辐照度的计算方法

D.0.1、D.0.2 以北京为例，计算北京 1 月 1 日北京时间 11 点~12 点的平均太阳辐照度可按下例计算：

纬度 Φ : $39^{\circ}48'$;

方位角 γ_f : 正南朝向, $\gamma_f=0$;

表面倾角 S : 40° ;

北京时间 11 点~12 点水平面上平均直射辐照度: 15 W/m^2 ;

北京时间 11 点~12 点水平面上平均散射辐照度: 218 W/m^2 。

1 赤纬角 δ 、时角 ω 、入射角 θ 、高度角 α_s 计算

1) 赤纬角 δ 计算

1 月 1 日的赤纬角 δ 按下式计算：

$$\begin{aligned}\delta &= 23.45 \sin [360 \times (284 + n) / 365] \\ &= 23.45 \sin [360 \times (284 + 1) / 365] \\ &= -23.01\end{aligned}$$

2) 时角 ω

按本标准附录 D 时角 ω 计算方法，北京 1 月 1 日北京时间 12 点为正午，则时角 $\omega=0$ 。

3) 入射角 θ

1 月 1 日北京时间 11 点~12 点的入射角 θ 按下式计算：

$$\begin{aligned}\cos\theta &= \sin\delta\sin\Phi\cos S - \sin\delta\cos\Phi\sin S\cos\gamma_f + \cos\delta\cos\Phi\cos S\cos\omega \\ &\quad + \cos\delta\sin\Phi\sin S\cos\gamma_f\cos\omega + \cos\delta\sin S\sin\gamma_f\sin\omega \\ &= (\sin - 23.01^{\circ}\sin 39.8^{\circ}\cos 40^{\circ}) \\ &\quad - (\sin - 23.01^{\circ}\cos 39.8^{\circ}\sin 40^{\circ}\cos 0^{\circ})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + (\cos - 23.01^\circ \cos 39.8^\circ \cos 40^\circ \cos 0^\circ) \\
& + (\cos - 23.01^\circ \sin 39.8^\circ \sin 40^\circ \cos 0^\circ) \\
& + (\cos - 23.01^\circ \sin 40^\circ \sin 0^\circ \sin 0^\circ) \\
& = 0.92
\end{aligned}$$

4) 高度角 a_s

1月1日北京时间11点~12点的高度角 a_s 按下式计算:

$$\begin{aligned}
\sin a_s & = \sin \Phi \sin \delta + \cos \Phi \cos \delta \cos \omega \\
& = (\sin 39.8^\circ \sin - 23.01^\circ) + (\cos 39.8^\circ \cos - 23.01^\circ \cos 0^\circ) \\
& = 0.46
\end{aligned}$$

5) 倾斜表面上的直射辐照度 $I_{D\cdot\theta}$

R_b 按下式计算:

$$\begin{aligned}
R_b & = \frac{I_{d\cdot\theta}}{I_{DH}} = \frac{\cos \theta_T}{\sin a_s} \\
& = 0.92 / 0.46 \\
& = 2.00
\end{aligned}$$

倾斜表面上的直射辐照度 $I_{D\cdot\theta}$ 按下式计算:

$$\begin{aligned}
I_{D\cdot\theta} & = R_b \times I_{DH} \\
& = 2.00 \times 15 \\
& = 30.0 \text{ W/m}^2
\end{aligned}$$

6) 倾斜表面上的散射辐照度 $I_{d\cdot\theta}$

倾斜表面上的散射辐照度 $I_{d\cdot\theta}$ 按下式计算:

$$\begin{aligned}
I_{d\cdot\theta} & = I_{dH} (1 + \cos S) / 2 \\
& = 218 \times (1 + \cos 40^\circ) / 2 \\
& = 192.5 \text{ W/m}^2
\end{aligned}$$

7) 地面上的反射的辐照度 $I_{R\cdot\theta}$

地面上的反射的辐照度 $I_{R\cdot\theta}$ 按下式计算:

$$\begin{aligned}
I_{R\cdot\theta} & = \rho_G (I_{DH} + I_{dH}) (1 - \cos S) / 2 \\
& = 0.2 \times (15 + 218) \times (1 - \cos 40^\circ) / 2 \\
& = 5.2 \text{ W/m}^2
\end{aligned}$$

则北京1月1日,北京时间为11点~12点,表面倾角为

40°的倾斜面上平均太阳总辐照度按下式计算：

$$\begin{aligned}I_{\theta} &= I_{D,\theta} + I_{d,\theta} + I_{R,\theta} \\ &= 30.0 + 192.5 + 5.2 \\ &= 227.2\text{W/m}^2\end{aligned}$$

则北京1月1日，北京时间为11点~12点的累积太阳辐照量 H_h 为：

$$H_h = 227.2 \times 3600 \div 1000000 = 0.82\text{MJ/m}^2$$



1 5 1 1 2 2 3 6 7 6

统一书号：15112 · 23676
定 价： 15.00 元