

# 塔式太阳能热发电全寿命周期成本电价分析

李 心<sup>1,2</sup>, 赵晓辉<sup>3</sup>, 李江焯<sup>2</sup>, 李 伟<sup>2</sup>, 徐 能<sup>2</sup>, 黄文君<sup>1</sup>

(1. 浙江大学控制科学与工程学系, 浙江省杭州市 310027; 2. 浙江中控太阳能技术有限公司, 浙江省杭州市 310053;

3. 中国电力工程顾问集团西北电力设计院, 陕西省西安市 710075)

**摘要:** 塔式太阳能热发电是全球新能源近年发展的新亮点之一, 成本电价高是制约其发展的主要原因。文中给出了塔式太阳能热发电站成本电价计算的全寿命周期模型, 并结合建造成本、运营维护成本及发电量的预测, 对影响成本电价的因素逐一分析, 测算了中国塔式太阳能热发电站的预期成本电价。重点从材料、加工和安装运输 3 个维度对定日镜成本的变化趋势进行了分析。计算结果表明, 成本电价随产能规模、单机装机容量及技术工艺因素的发展而下降, 其中产能规模作用最为明显。

**关键词:** 塔式太阳能热发电; 全寿命周期; 成本电价; 太阳岛成本; 定日镜成本

## 0 引言

塔式太阳能热发电站利用定日镜场将低能流密度的太阳辐射汇聚到位于塔顶的吸热器完成聚光, 吸热器中吸热工质被加热后通过换热过程间接或直接推动汽轮发电机组发电, 其在电站规模、发电品质、发电效率、连续发电及储能能力等方面具有独特的优越性<sup>[1-4]</sup>。

目前, 困扰太阳能热发电产业发展的主要原因是其较高的发电成本。降低太阳能热发电成本的途径及其成本下降潜力一直是国内外探讨的热点问题。根据国际可再生能源机构报告, 塔式太阳能热发电成本电价约为 1.36~2.32 元/(kW·h)<sup>[5]</sup>。国外研究机构一般利用计量法和因素法对太阳能热发电站成本电价进行分析和预测。计量法的假设条件是成本结构不发生变化且成本影响因素的变化规律保持不变, 不适用于预测较长时间周期内的成本趋势。国内研究机构目前尚没有针对塔式太阳能热发电站的成本电价分析实例。塔式太阳能热发电成本电价与电站建造成本、运营维护成本、年发电量、财务成本、税金等因素有关, 这些因素具有独立的變化性, 同时也相互影响。

为了促进中国太阳能热发电产业发展并为塔式太阳能热发电经济性评估提供思路 and 依据, 本文建

立了基于塔式太阳能热发电系统全寿命周期的发电成本模型, 综合采用因素法和占比法分析塔式太阳能电站建造成本、发电量及运营维护成本这三要素, 并分析各项驱动因素作用下, 中国太阳能热发电的成本电价趋势和最终下降预期。

中国太阳能热发电项目的上网电价尚未确定, 而塔式太阳能热发电成本电价趋势是制定太阳能热发电电价政策的重要考量因素, 因此, 本文研究为中国太阳能热发电产业发展及太阳能热发电政策制定提供了参考和建议。本文所建立的分析框架及成本分解分析方法同样适于太阳能发电其他技术路线。

## 1 塔式太阳能热发电站成本构成

### 1.1 塔式太阳能热发电站建造成本的构成及比例

按照常规的造价分析方法, 太阳能热发电站建造成本主要分设备费、安装费和土建费三部分。为方便细化分析, 以 50 MW 电站为例, 按系统功能将其分为太阳岛成本、热力发电岛成本、储热系统成本、场地准备费、电站配套及基础设施费、间接费用, 占比分别为 61%, 15%, 17%, 3%, 3% 和 1%。太阳岛主要包括聚光系统和吸热系统。热力发电岛主要包括热力系统及辅机设备、水循环、水处理系统、换热设备、热工控制系统、电气系统、电网接入系统及仪表阀门管路等。

对于具有一定规模的塔式太阳能热发电站 (10 MW 以上), 太阳岛成本占电站建造成本的 55% 以上。随着塔式太阳能热发电站装机容量增

收稿日期: 2014-03-25; 修回日期: 2014-11-20。

国家高技术研究发展计划 (863 计划) 资助项目 (2013AA050201, 2012AA041708)。

加,太阳岛成本所占的比例也越来越高(装机容量为300 MW,600 MW时,太阳岛成本所占的比例分别可达到68%和70%)。

## 1.2 太阳岛成本的构成及比例

太阳岛是塔式太阳能热发电站完成光-热能量转换的系统,其成本可以用单位热功率(吸热器输出热功率)造价描述,目前中国塔式太阳能热发电站的太阳岛造价为3 600~4 000元/kW。其中定日镜成本约占太阳岛成本的75%,镜场控制系统成本占10%,吸热器成本占6%,吸热塔成本占9%。随着电站规模变大,定日镜数量相应增加,太阳岛成本构成中定日镜的占比也会增加(吸热器输出热功率为30,150,500,1 500 MW时,定日镜成本在太阳岛中的占比依次为75%,80%,83%,85%)。

## 2 全寿命周期成本电价模型

### 2.1 全寿命周期成本电价模型建立

太阳能热发电站成本电价是指电站运营期内收入和成本相等时的上网电价。电站的收入即为上网电价与上网发电量的乘积,电站的成本由固定资产折旧、运营维护成本、财务费用及税费等组成。全寿命周期成本电价模型是基于全寿命周期电站成本分析法建立的模型,全寿命周期成本是在电站寿命期内发生的直接、间接及其他有关费用的总和。

该模型从电站的全寿命周期去考虑成本问题,即不仅考虑电站的初始投资,也考虑电站整个周期的支持成本,包括运营、维修、折旧等。采取的方法是通过建立公共的假设和参数,将全寿命周期的成本折现为现值。根据上述成本电价影响因素建立全寿命周期太阳能热发电成本模型如图1所示。图中,DNI表示太阳直射辐射量。

模型包括了影响成本电价的最重要的3个基础因素:建设成本计算模块、运营维护成本计算模块和发电量计算模块。同时,在3个基础模块计算基础上,各模块之间以输入输出形式进行关联,综合装机容量、储热时间、容量因子等因素,计算发电成本。在其他因素固定不变的条件下,通过调整建设成本和运营维护成本的变化值可以分别对2个构成部分进行成本灵敏性分析。由于财务费用及税费属于较为固定的模块,因此模型中不涉及此部分。成本电价公式为<sup>[5-6]</sup>:

$$p_{\text{LOCE}} = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

式中: $I_t$ 为第 $t$ 年的电站建造成本; $M_t$ 为第 $t$ 年的运营维护成本; $E_t$ 为第 $t$ 年的发电量; $r$ 为资金折现率; $n$ 为电站运营期。

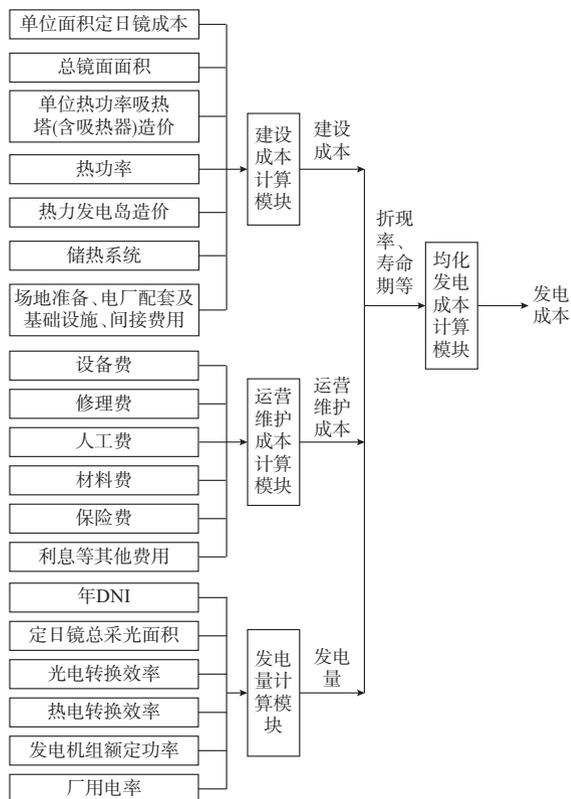


图1 太阳能热发电成本模型结构

Fig.1 Model structure of solar thermal power cost

以Solar Tres项目为例<sup>[7]</sup>,该电站投资成本原始数据见附录A表A1,通过全寿命周期模型进行计算,其成本电价为1.53元/(kW·h),与原始数据偏差小于1%。

### 2.2 建造成本发展趋势

太阳能热发电站建造成本占比最大的部分是定日镜,因此,其成本变化对太阳能热发电站造价及成本电价有很大的影响。定日镜由反射镜、镜架、动力设备、控制器及基座组成,各部分的造价构成比例依次为9%,9%,61%,6%和15%。从设备的制造成本构成角度,定日镜成本分为材料成本、加工成本和运输成本三部分。其中材料成本约占50%,加工成本约占40%,运输安装土建成本约占10%。

材料成本方面,定日镜向着材料更少、更轻便的方向发展。反射镜方面,目前镜面厚度一般为4 mm,镜面厚度的减少可以使反射镜反射率提高并降低反射镜原片材料成本,同时镜面重量的减轻也使对镜架、动力设备及基座的要求降低。采用如0.95 mm厚度的玻璃或其他材质的反射镜材料可以使反射镜材料成本降低50%,预计反射镜材料成

本可降到 60 元/m<sup>2</sup>。镜架的材质主要是钢材,为了保证镜面的刚性,镜面支撑需要的镜架用钢量至少约为 7.5 kg/m<sup>2</sup>,折合成本约 50 元/m<sup>2</sup>。动力设备主要包括传动机构和电机,性能指标主要依据定日镜的重量、风抗强度等因素确定。根据目前常用的涡轮蜗杆、丝杆、液压等传动形式,动力设备材料成本约为 250~500 元/m<sup>2</sup>。定日镜控制器成本与定日镜面积关联不大,约为 150 元/台,对于 15 m<sup>2</sup> 以上的定日镜平摊成本小于 10 元/m<sup>2</sup>。定日镜基座由钢材或水泥构成,基座的成本与定日镜重量及抗风强度相关,约为 90 元/m<sup>2</sup>。综合各部件材料成本,定日镜材料部分成本预期为 460 元/m<sup>2</sup>。

加工成本方面,随着制造工艺的成熟及批量制造带来的规模化效应,定日镜零部件的加工成本将有较大的降幅。定日镜加工费包括镜架的加工费和动力设备加工费两项。加工过程包括焊接、成型等工艺,费用涵盖了设备、模具、场地、水电等公摊成本,人工成本及管理成本。当太阳能热发电站形成规模效应后,批量制造成本优势显现,加工费中的公摊成本和管理成本因高产能被大幅平摊。根据规模效应推动制造成本下降的通用分析方法<sup>[7-8]</sup>,产能为 50,500,1 000 MW/a 时,定日镜的加工费用依次为 560,330,110 元/m<sup>2</sup>。镜架加工费成本预计可从目前的 70 元/m<sup>2</sup> 降为 15 元/m<sup>2</sup>,动力设备加工费可从目前的 490 元/m<sup>2</sup> 降为 95 元/m<sup>2</sup>。

定日镜运输安装土建方面,目前国内尚未形成常态化的标准规范,以中国青海地区为例,运输费约为 80 元/m<sup>2</sup>,安装及土建费约为 60 元/m<sup>2</sup>。当太阳能热发电站形成规模效应后,将带动中国中西部地区相关制造业发展。本地化的制造将大幅降低定日镜零部件的运输成本,预计可降为 30 元/m<sup>2</sup>。同时,随着太阳能热发电规模化后定日镜安装土建的作业标准形成,相关费用预计可降为 50 元/m<sup>2</sup>。预计未来定日镜的运输安装土建成本为 80 元/m<sup>2</sup>。

综上所述,定日镜成本下降的动力因素主要有:①规模效应带来的加工费用和运输费用降低;②更轻便定日镜的设计降低相关材料费用;③动力设备的优化设计降低该部件成本。预计当规模达到 2 GW/a 时,定日镜成本可降为 650 元/m<sup>2</sup>,预期降幅在 55% 以上。

镜场控制系统包括硬件和软件两部分,其中硬件的制造成本构成比例和定日镜类似,因此,规模效应将带来约 50% 的成本下降。镜场控制系统综合成本可下降约 40%。吸热器的制造成本中,材料和运输安装土建比例占 80%,加工成本约占 20%,因此,规模效应仅能为其带来 10%~20% 的成本下降。

综合太阳岛各系统的成本预期及占比,随着太阳能热发电规模效应的显现,太阳岛单位热功率成本将从目前的 3 600~4 000 元/kW 降到 1 800 元/kW 之内,降幅约为 50%。

塔式太阳能热发电站的造价除了太阳岛成本外,还包括热力发电岛成本、储热系统成本等。热力发电岛和场地、基础设施等建造成本可参考燃煤电站相关系统进行估算。燃煤电站的造价随着机组增大而降低,对于小机组燃煤电站,目前造价一般在 6 000 元/kW 左右,对于 300 MW 及以上的中大型机组燃煤电站,造价可降为 3 000~4 000 元/kW<sup>[9]</sup>。单机容量大规模化是目前全球太阳能热发电站的发展趋势,但国际上目前还没有单机容量 300 MW 以上的太阳能热发电站投运,单机容量的规模化还存在一定技术瓶颈,预计采用单机容量 100 MW 级太阳能热发电站的热力发电岛等造价约为 3 000 元/kW。

储热系统的成本与电站装机容量及储热时间有关。对于常见的熔盐储热系统,成本主要为熔盐、熔盐泵、储罐、换热器、电伴热、仪表阀门等设备费和材料费。国际上成功运营的塔式熔盐太阳能热发电站仅有几例,熔盐系统工艺仍有较大改善空间,其成本仍需参考成功运营的电站案例进行估算。

### 2.3 运营维护成本发展趋势

运营维护费用主要包括修理费、人员工资福利、材料费、水费及其他费用。目前,太阳能热发电站的修理费率依据火电站经验进行预估,每年为电站固定资产投资 2%。随着定日镜产能大幅提升,相关成熟设备的修理费预计可降为 0.5%。人员工资方面可参考火电标准进行。项目材料费主要包括熔盐介质的日常补充及电站启动时的少量辅助燃料费用,约为 30 元/(MW·h)。项目综合耗水及其他费用也可参考火电标准,按 20 元/(MW·h) 计算。

### 2.4 发电量发展趋势

影响上网净发电量的因素有光照条件(年 DNI)、定日镜总采光面积、发电机组额定功率、太阳能光热转换效率、热电转换效率和厂用电率。其中,在未来有较大提升潜力的是太阳能光热转换效率。

太阳能光热转换效率是定日镜反射率、镜面清洁度、余弦效率、抗阴影遮挡率、大气透射率、吸热器截断效率和吸热器热效率的乘积。其中,余弦效率、抗阴影遮挡率、大气透射率这三者决定了镜场效率,它们和吸热器截断效率是与电站纬度、定日镜布局、聚光策略和能量设计相关的。镜场效率一般为 65%~75%,吸热器截断效率一般为 90%<sup>[10]</sup>。通过减小定日镜玻璃厚度,定日镜反射率可以由 93% 提升至 96% 以上。太阳能热发电站要维持高镜面清

洁度需通过对定日镜的清洗实现,随着清洗自动化设备的成熟,平均镜面清洁度可由目前的 90% 水平提升至 93%。吸热器效率受吸热器吸收率及散热损失影响,与吸热器表面涂层材质、表面温度及风速有关。目前投运的塔式太阳能热发电站吸热器效率为 85%~95%,随着吸热器技术和工艺的提升,预计吸热器效率可普遍达到 90%。综上,塔式太阳能热发电站预期的光电转换效率较目前水平可提升约 12%。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例基本条件

以储热时间 6~9 h 的太阳能热发电站为例,根据国外研究,太阳倍数取 2~2.5 时,电站的成本电价最低<sup>[5]</sup>。为简化计算,分别选取装机容量为 50 MW 和 300 MW,储热 6 h,太阳倍数为 2 的太阳能热发电站为例进行建造成本估算,热电转换效率按照 40% 的基数进行计算。50 MW 和 300 MW 塔式太阳能热发电站的热力发电岛和场地、配套、基础设施等建造成本分别约为 2 亿元和 9 亿元。50 MW 电站透平机组热功率为 125 MW,吸热器输出热功率为 250 MW,太阳岛建造成本为 4.5 亿元。300 MW 电站透平机组热功率为 750 MW,吸热器输出热功率为 1 500 MW,太阳岛建造成本为 27 亿元。储热系统成本根据 Gemasolar 电站和 Solar Two 电站储热系统造价估算,50 MW 电站为 1.9 亿元,300 MW 电站为 7.5 亿元,具体构成见附录 A 表 A2。50 MW 和 300 MW 储热 6 h 太阳能热发电站预期建造成本分别为 8.4 亿元和 43.5 亿元。综上,塔式太阳能热发电站建造成本趋势见附录 A 图 A1,其结论与 ESTELA 研究成果<sup>[5]</sup>基本一致。

发电量方面,50 MW 和 300 MW 电站的太阳倍数为 2、储热时长为 6 h,其容量因子理论推算约为 0.4<sup>[11]</sup>。以德令哈地区实测年 DNI 达到 2 000(kW·h)/m<sup>2</sup> 为例,参照国内太阳能热发电站的容量因子,综合其太阳能热发电转换效率的提升与太阳倍数的放大作用,预期 50 MW 和 300 MW 电站年利用小时数达到 3 570 h。考虑厂用电率,中大型机组的火电厂厂用电率约为 6%。针对塔式太阳能热发电项目,根据目前已投运项目实测可知,太阳岛和熔盐储热系统的厂用电率均约为 1%。因此,按照平均 8% 的厂用电进行估算,50 MW 和 300 MW 电站的净上网发电量分别为 164 GW·h 和 986 GW·h。

运营维护费用方面,参考火电标准按照 50 MW 电站定额 50 人,300 MW 电站定额 150 人,工资按照人均 6 万元、福利费系数按工资总额的 60% 计。

50 MW 和 300 MW 电站的运营维护费用总计约为 0.2 亿元/a 及 1.01 亿元/a。

#### 3.2 预期成本电价

电站运营期按照 30 a 计,将目前火电项目通用的折现率 8% 代入式(1)可以计算得到 50 MW 和 300 MW 电站的预期含税成本电价为 0.80 元/(kW·h)和 0.69 元/(kW·h)。

参考光伏行业的增值税减半优惠政策以及西部大开发地区企业所得税的优惠政策,50 MW 和 300 MW 电站的预期成本电价仅为 0.70 元/(kW·h)和 0.60 元/(kW·h)。同时,储热太阳能热发电站具备调峰发电的能力,在承担调峰等任务时,其预期成本电价也因调峰在电网中发挥的效益可进一步降低。

#### 3.3 成本电价下降动因分析

综上分析,塔式太阳能热发电站成本电价下降的主要动因有如下 3 条。首先,太阳能热发电站规模效应带来的产能扩大,是定日镜成本下降超过 50% 的主要动因,也是电站造价下降的主要因素。其次,太阳能热发电站单机装机容量的增加,使热力发电岛和储热系统的单位功率造价降低;同时,更大规模电站的蒸汽品质得到提升,使汽轮机效率提高从而减少定日镜数量,间接降低太阳岛成本。最后是技术和工艺的进步在降低成本和提升发电量方面所起的作用,包括采用更少的材料、性价比更高的传动方式、更高效率的吸热器工艺以及高自动化程度的清洗装备等。3 条下降动因的总结见附录 A 表 A3。

这 3 条动因分别对塔式太阳能热发电站成本电价的影响效力见附录 A 图 A2。可知,产能的增加可以使 50 MW 太阳能热发电站成本电价从 1.14 元/(kW·h)下降到 0.80 元/(kW·h),降幅为 30%。在单机规模方面,10 MW 机组与 50 MW 机组的成本电价差距较大,当单机规模增加到 300 MW 时相比 50 MW 机组成本电价下降 14%。技术和工艺的进步可以使 50 MW 机组成本电价下降 19%。可以看出,3 个下降动因对塔式太阳能热发电成本电价下降的影响是比较接近的,其中产能规模效应起最为主要的作用。

### 4 结语

通过建立成本电价计算模型,本文提出了制造成本分解方法,系统性地逐一剖析塔式太阳能热发电站成本构成,分别对电站的建造成本、运营维护成本及发电量的趋势和预期进行了分析,探索了中国塔式太阳能热发电站全寿命周期成本电价分析模式和方法,明确了影响成本电价的 3 个主要动因:产能

规模化效应、单机装机容量扩大及技术工艺进步。在产能规模化效应为主的推动下,在定日镜成本大幅下降的带动下,预测中国塔式太阳能热发电站成本电价可降到0.6~0.8元/(kW·h)的水平。同时太阳能热发电站作为具有调峰能力的清洁能源,有良好的环境效益,能够通过碳排放交易获取一定收益,并在贷款方面享受一定的财务优惠。因此,预计未来太阳能热发电站成本电价可与燃煤火电站的电价相当,具有广阔的应用前景和成长空间。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

## 参 考 文 献

- [1] 魏秀东,卢振武,林梓,等.塔式太阳能热发电站镜场的优化设计[J].光学学报,2012,30(9):2652-2656.  
WEI Xiudong, LU Zhenwu, LIN Zi, et al. Design and optimization of heliostat field layout for solar tower power plant [J]. Acta Optica Sinica, 2012, 30(9): 2652-2656.
- [2] 杜凤丽,原郭丰,常春,等.太阳能热发电技术产业发展现状与展望[J].储能科学与技术,2013,2(6):551-564.  
DU Fengli, YUAN Guofeng, CHANG Chun, et al. Concentrating solar power: current status and perspective[J]. Energy Storage Science and Technology, 2013, 2(6): 551-564.
- [3] IHS Emerging Energy Research. Global concentrated solar power markets and strategies: 2010-2025[R]. 2010.
- [4] KOLB G J, HO C K, MANCINI T R, et al. Power tower technology roadmap and cost reduction plan[R]. 2011.
- [5] International Renewable Energy Agency. Renewable energy technologies: cost analysis series[R]. 2012.
- [6] 霍沐霖.中国光伏发电成本下降潜力分析[J].能源技术经济, 2012,24(5):7-11.  
HUO Molin. Cost reduction potential of photovoltaic power generation in China [J]. Energy Technology and Economics, 2012, 24(5): 7-11.
- [7] 中国科学院清洁能源技术发展中心.中国太阳能集热发电的可行性及政策研究报告[R].2009.
- [8] 张雯,刘瑞丰,刘静,等.基于多影响因素分析的光伏发电成本及走势预测模型[J].陕西电力,2013,41(11):17-20.  
ZHANG Wen, LIU Ruifeng, LIU Jing, et al. Probe into cost and trend forecast model of photovoltaic power generation based on multiple factors analysis[J]. Shaanxi Electric Power, 2013, 41(11): 17-20.
- [9] 王平.利用燃气轮机联合循环改造燃煤电厂的研究[D].上海:上海交通大学,2004.
- [10] 容量因子太阳倍数等对光热电站设计的考量[EB/OL].[2013-05-29].<http://www.csplaza.com/article-1497-1.html>.
- [11] 张宏丽,王志峰.塔式电站定日镜场布置范围的理论分析[J].太阳能学报,2011,32(1):89-94.  
ZHANG Hongli, WANG Zhifeng. Theoretical study on the domain of heliostats field of solar tower power plant[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2011, 32(1): 89-94.

李 心(1983—),男,通信作者,博士,高级工程师,主要研究方向:太阳能热发电技术。E-mail: [lixin@supcon.com](mailto:lixin@supcon.com)  
赵晓辉(1970—),男,博士,主要研究方向:电力设计。E-mail: [5384316@qq.com](mailto:5384316@qq.com)

李江辉(1984—),女,硕士,工程师,主要研究方向:太阳能热发电技术。E-mail: [lijiangye@supcon.com](mailto:lijiangye@supcon.com)

(编辑 万志超)

## Analysis of Life-cycle Levelized Cost of Electricity for Tower Solar Thermal Power

LI Xin<sup>1,2</sup>, ZHAO Xiaohui<sup>3</sup>, LI Jiangye<sup>2</sup>, LI Wei<sup>2</sup>, XU Neng<sup>2</sup>, HUANG Wenjun<sup>1</sup>

(1. Department of Control Science and Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Zhejiang SUPCON Solar Technology Co. Ltd., Hangzhou 310053, China;

3. Northwest Electric Power Design Institute of China Power Engineering Consulting Group Co. Ltd., Xi'an 710075, China)

**Abstract:** Tower solar thermal power (STP) is one of the most promising techniques of renewable energy in the world, but its development has slowed down because of its high cost. A life-cycle calculation model is built to predict the levelized cost of electricity (LCOE) of tower STP plants in China, and the integrating factors, including construction cost, the electricity generation and the operation & maintenance costs, are considered one by one. This study focuses on the downward-trend of heliostats cost caused by various motivations, through a method of decomposition of the manufacturing costs into material, manufacturing and transport cost. The study shows that the LCOE is declined by the development of the motivations of production capacity, installed capacity and technical matter, and the installed capacity makes the most significant effect.

This work is supported by National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (No. 2013AA050201, No. 2012AA041708).

**Key words:** tower solar thermal power generation; life-cycle; levelized cost of electricity; solar field cost; heliostat cost