

特约评述

太阳能热发电技术产业发展现状与展望

杜凤丽¹, 原郭丰², 常春², 卢智恒³

(¹中国科学院太阳能热利用及光伏系统重点实验室, 北京 100190; ²中国科学院电工研究所, 北京 100190;
³阿本戈太阳能技术(北京)有限公司, 北京 100027)

摘要: 太阳能热发电是将太阳能转化为热能, 通过热功转化过程发电的技术。太阳能热发电站具有发电功率相对平稳可控、运行方式灵活、可进行热电并供等优势, 同时具有非常好的环境效益。太阳能热发电规模化发展后, 近期能够作为调峰电源为风力发电、光伏发电等间歇性电源提供辅助服务。随着未来技术的优化提升, 由大型太阳能热发电站组成的太阳能热发电厂有可能承担电力系统基础负荷。目前, 全球太阳能热发电产业正在兴起, 装机容量逐年增加, 然而, 我国在太阳能热发电关键技术研究上明显落后于先进国家, 太阳能热发电产业发展速度明显滞后; 另外, 我国也没有发布明确的太阳能热发电产业激励政策, 这直接导致了一批项目迟迟不能落地。

关键词: 太阳能热发电; 发展现状; 上网电价; 政策

doi: 10.3969/j.issn.2095-4239.2013.06.001

中图分类号: TM 911

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2013) 06-551-14

Concentrating solar power: Current status and perspective

DU Fengli¹, YUAN Guofeng², CHANG Chun², LU Zhiheng³

(¹Key Laboratory of Solar Thermal Energy and Photovoltaic Systems, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;
²Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China; ³Abengoa Solar
(Beijing) Co. Ltd., Beijing 100027, China)

Abstract: Concentrating solar power (CSP) is one of the major technologies for converting sunlight to electricity. It could offer a utility-scale, relatively stable and dispatch-able electricity, as well as combined heat and power supply with a very low environmental impact. With large-scale deployment in the near future, CSP could function as a peak power source to provide ancillary services for wind power, photovoltaic power generation and other intermittent power supply, CSP power plants has a potential to provide the base-load in the long run. Through decades of efforts, the CSP industry is expected to become a mass-deployed renewable energy generation option worldwide over the next decade. The technological research and industry development of CSP in China, however, are lagged far behind. In addition, China hasn't issued any clear incentives for solar thermal power industry, which directly leads to an indefinite postponing of a number of projects.

Key words: concentrating solar power; development status; feed-in tariff; policy

太阳能热发电是将太阳能转化为热能, 通过热功转化过程发电的技术^[1]。采用这种光电转换技术的电站称为太阳能热发电站。根据收集太阳辐射方

式的不同, 太阳能热发电技术可分为塔式太阳能热发电、槽式太阳能热发电、碟式-斯特林太阳能热发电和线性菲涅耳式太阳能热发电 4 种类型。

光学聚光比是区别 4 种聚光型太阳能热发电技术的主要指标。光学聚光比是聚集到吸热器采光口平面上的平均辐射功率密度与进入聚光场采光口的太阳法向直射辐照度之比。聚光比和太阳能热发电

收稿日期: 2013-08-08; 修改稿日期: 2013-08-15。

基金项目: 国家能源局委托国家太阳能光热产业技术创新联盟研究课题。

第一作者及通讯联系人: 杜凤丽 (1980—), 女, 硕士, 主要研究方向为太阳能热发电发展态势, E-mail: df0311@126.com。

的系统效率(光-电转换效率)密切相关。一般来讲,聚光比越大,太阳能热发电系统可能实现的集热温度就越高,整个系统的发电效率也就越高。碟式-斯特林太阳能热发电系统的聚光比最高,为600~3000,塔式太阳能热发电系统的聚光比在300~1000之间,线性菲涅耳式太阳能热发电系统的聚光比在150以下,而槽式太阳能热发电系统的聚光比在80~100。在聚光比确定的情况下,如果只是单纯提高集热温度,并不一定能够提高系统效率,反而可能会降低光-电转换效率。太阳能热发电的系统效率是集热效率和热机效率的乘积。如图1所示,在某一聚光比下,随着吸热器工作温度的提高,热机效率会随之提高,但集热效率会逐渐下降,因而系统效率曲线会出现一个“马鞍点”。因此必须满足聚光比与集热温度的协同提高才能实现光电转化效率的提高^[2]。

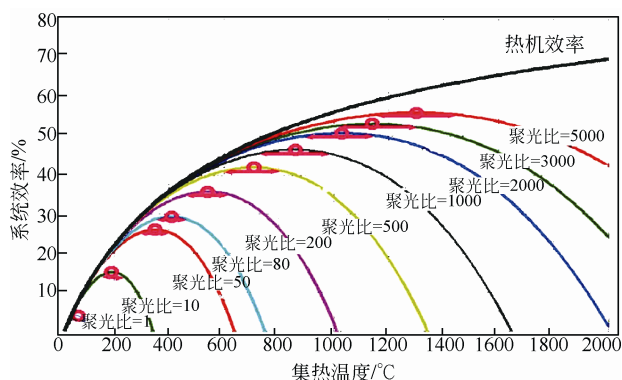


图1 聚光比、吸热器温度和系统效率的关系

Fig. 1 Relationship between concentration ratio, HTF temperature and system efficiency

聚光型太阳能热发电技术的主要特点如下。

- ① 利用太阳直射光。这部分太阳光未被地球大气层吸收、反射及折射,仍保持原来的方向直达地球表面。
- ② 带有相对廉价的储热系统,发电功率相对平稳可控。太阳能资源具有间歇性和不稳定的特点,白天太阳辐射的变化会引起以太阳能作为输入能源的系统发电功率大幅波动,给电网系统实时平衡和稳定安全运行带来挑战。太阳能热发电站配置储热系统,可以将多余的热量储存起来,在云遮或夜间及时向动力发电设备进行热量补充,从而可以保证发电功率平稳和可控输出,减少对电网的冲击。
- ③ 可与常规火电系统联合运行。太阳能热发电站采用汽轮机、燃气轮机等常规热功转化设备进行热功转化驱动发电机发电,易于与燃煤、燃油及天然气

等发电系统进行联合循环运行,节约化石燃料的消耗。同时克服太阳能不连续、不稳定的缺点,实现全天候不间断发电,达到最佳的技术经济性。④ 全生命周期二氧化碳排放量极低。太阳能热发电站的全生命周期CO₂排放约17 g/(kW·h),远低于燃煤电站以及天然气联合循环电站。

太阳能热发电系统对环境影响极小,是实现经济社会可持续发展的新能源技术之一,尤其是储热系统是太阳能热发电与光伏发电等其它可再生能源发电竞争的一个关键因素。研究显示,一座带有储热系统的太阳能热发电站,年利用率可以从无储热的25%提高到65%;利用长时间储热系统,在未来太阳能热发电可以满足基础负荷电力市场的需求^[3]。此外,太阳能发电系统还可以与热化学过程联系起来实现高效率的太阳能热化学发电。太阳能热发电系统余热可以用于海水淡化和供热工程等,进行综合利用。近年来还有科学家提出太阳能热发电技术用于煤的气化与液化,形成气体或液体燃料,进行远距离的运输。

1 太阳能热发电技术类型

1.1 塔式太阳能热发电

塔式太阳能热发电是利用多台跟踪太阳运动的定日镜将太阳辐射反射至放置于支撑塔上的吸热器中,把太阳辐射能转换为传热工质的热能,通过热力循环系统转换成电能的太阳能热发电系统。塔式太阳能热发电系统主要由定日镜场、支撑塔、吸热器、储热器、换热器和发电机组等组成。按照传热工质(heat transfer fluid, HTF)的种类,塔式太阳能热发电系统主要有水/蒸汽、熔融盐和空气等形式。

(1) 水/蒸汽太阳能塔式热发电系统 以水/蒸汽作为传热工质,水经过吸热器直接变成高温高压蒸汽,进入汽轮发电机组,系统原理如图2所示。水/蒸汽塔式太阳能热发电系统的传热和做功工质一致,年均发电效率可达15%以上。水/蒸汽具有导热系数高、无毒、无腐蚀性等优点。蒸汽在高温运行时具有高压问题,在实际使用时蒸汽温度受到限制,影响了塔式太阳能热发电系统运行参数和系统效率的提高。

(2) 熔融盐太阳能塔式热发电系统 以熔融盐作为传热介质,在吸热器内加热后,通过熔融盐/蒸汽发生器产生蒸汽,并推动汽轮机发电。如图3所示,加热后的熔融盐先存入高温储存罐,然后送

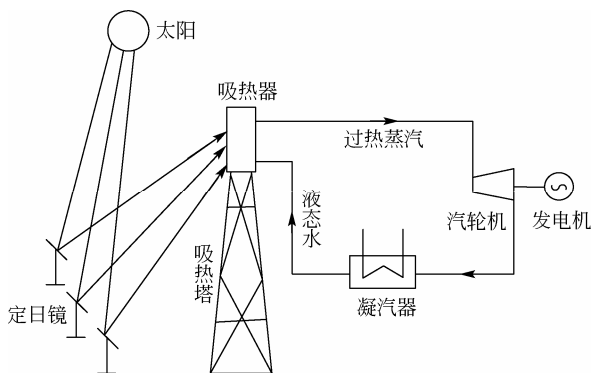


图 2 水/蒸汽太阳能塔式热发电系统示意图

Fig. 2 Schematic diagram of a solar power tower system with water/steam as HTF

入蒸汽发生器加热水产生高温高压蒸汽，驱动汽轮发电机组。汽轮机乏汽经凝汽器冷凝后返回蒸汽发生器循环使用。在蒸汽发生器中放出热量的熔融盐被送至低温储存罐，再送回吸热器加热。常用的硝酸钠加硝酸钾的混合熔融盐沸点较高，可达 620 °C，可以实现热能在电站中的常压高温传输，实现系统高参数运行，传热和储热工质一致，减小换热害烟损失，年均发电效率可达 20%。

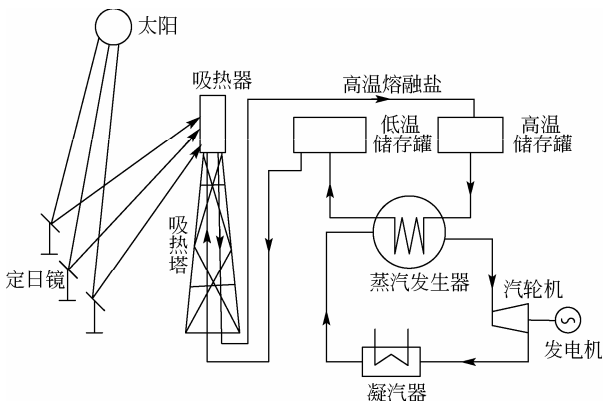


图 3 熔融盐太阳能塔式热发电系统示意图

Fig. 3 Schematic diagram of a solar power tower system with molten salt as HTF

(3) 空气太阳能塔式热发电系统 以空气作为传热工质，空气经过吸热器加热后形成高温热空气，进入燃气轮机发电机组发电的太阳能热发电系统(图 4)。空气作为传热工质，易于获得，工作过程无相变，工作温度可达 1600 °C，由于空气的热容较小，空气吸热器的工作温度可高于 1000 °C，大大提高燃气轮机进口空气温度，减少燃气用量，年

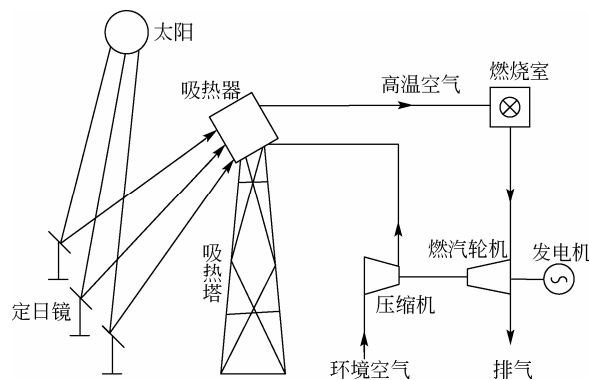


图 4 空气太阳能塔式热发电系统示意图

Fig. 4 Schematic diagram of solar power tower system with air as HTF

均发电效率可达 30%。

目前，国际上已经投入商业化运行的塔式太阳能热发电站共有三座^①，分别为 PS10 和 PS20(图 5)以及 GemaSolar 电站(图 6)，均位于西班牙境内。其中，GemaSolar 电站是全球首座采用熔融盐作为传热和储热介质的商业化塔式电站，于 2011 年 5 月投入商业化运行。电站占地 185×10⁶ m²，容量 19.9 MW，包括 2650 台定日镜，每台定日镜的反射面积为 120 m²，太阳塔高 150 m。传热介质为熔融盐，吸热器入口温度为 290 °C，出口温度为 565 °C。储热形式为双罐直接储热，介质也是熔融盐，经冷盐罐(290 °C)中的冷盐泵送到太阳塔顶的吸热器中，加热到 565 °C 后，回到热盐罐(565 °C)储存起来。储热容量为 15 h，容量因子为 75%。由于长时间的储热，GemaSolar 电站在实际运行中曾保持连续 36 天每天 24 h 连续发电，这是其它可再生能源电站不曾实现的。其年满负荷运行小时数约为 6500 h，是其它可再生能源电站的 1.5 倍；年发电量约 1.1×10⁸ kW·h，可以满足西班牙安达鲁西亚地区 25000 户家庭的用电需求，同时减少 3×10⁴ t 的二氧化碳排放。



图 5 PS10 和 PS20 塔式电站

Fig. 5 PS10 and PS20 tower plant

① 本节中数据及图片全部来自企业网站。

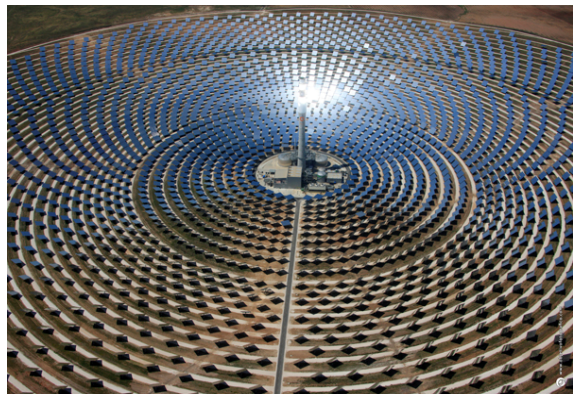


图6 GemaSolar 塔式电站

Fig. 6 GemaSolar tower plant

处于建设中的最大容量的塔式电站是 Ivanpah 电站 (图 7), 总装机容量为 392 MW, 目前已经完成 85% 的建设内容。需要特别指出的是, 该电站采用空冷技术, 每度电水耗为 0.11 L, 较水冷技术大大节约用水量。



图7 建设中的 Ivanpah 塔式电站

Fig. 7 Ivanpah tower plant under construction

1.2 槽式太阳能热发电

槽式太阳能热发电通过抛物面槽式聚光集热器跟踪太阳, 使得直射太阳光聚集到吸热管表面, 以预热吸热管内传热流体, 进而参与热力循环系统发电。槽式太阳能热发电系统一般由抛物面槽式聚光器、吸热管、储热单元、蒸汽发生器和汽轮发电机组等单元组成。槽式太阳能热发电站中, 抛物面槽式聚光集热器通过串联和并联方式相互连接, 并通过模块化布局形成集热场。

导热油是抛物面槽式太阳能热发电系统中广泛采用的传热流体。抛物面槽式集热器将收集到的太阳能转化为热能加热吸热管内的导热油, 并通过导

热油/水-蒸汽发生器产生高温高压的过热蒸汽, 送至汽轮机发电机组做功发电。汽轮机出口低温低压蒸汽经过凝汽器冷凝后, 返回导热油/水蒸汽发生器。经过导热油/水蒸汽发生器放热后的导热油返回抛物面槽式聚光集热器进行加热, 形成封闭的导热油循环回路。其系统流程如图 8 所示。当太阳辐照强度较高时, 可以将部分高温热量通过换热器存储在高温存储罐中, 当太阳辐照强度较弱时, 提取高温储热罐中的热量用于发电, 以平衡太阳能波动对电力输出稳定性的影响。

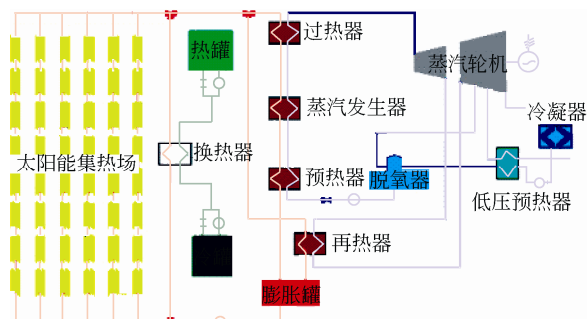


图8 槽式太阳能热发电系统示意图

Fig. 8 Schematic diagram of parabolic trough system

目前, 槽式太阳能热发电系统也有利用水取代价格高昂的导热油, 在集热管中直接转化为饱和或过饱和蒸汽 (温度可达 400 °C, 压力可达 10 MPa) 的直接蒸汽发生技术。采用水作为传热介质, 可以减少换热环节的热损失和提高集热岛出口参数, 从而提高发电效率; 另外, 还能够降低环境风险、简化电站的设计结构、减少投资和运行成本。不过, 采用直接蒸汽发生技术, 集热管内易产生两相层流现象, 管体会由于压力和温度不均匀问题发生变形或造成玻璃管破裂; 控制系统和连接部件设计相对复杂; 并且, 高温高压蒸汽非常难于实现大规模储能。此外, 国际上也有采用熔融盐作为槽式太阳能热发电系统的吸热传热工质的示范系统, 但是由于槽式系统聚光比的限制以及熔融盐介质本身的特性, 系统可靠稳定的运行仍面临许多挑战。

槽式技术是最早实现商业化的, 也是目前在全球已经投入商业化运行中占比最大的太阳能热发电技术类型, 约占 96%^[4]。图 9 是 2012 年在西班牙投入商业化运行的 Valle 电站^①, 由相邻的两座槽式电站组成 (Valle 1 和 Valle 2), 总装机容量 100 MW。每座电站的聚光场进口温度均为 293 °C, 出口温度均为 393 °C; 采用双罐间接熔融盐储热技术, 储热容量 7.5 h; 年运行小时数达 4000 h, 年发电量约

① 电站基本数据及图片来自企业官方网站。



图 9 Valle 1 和 Valle 2 槽式电站

Fig. 9 Valle 1&2 parabolic trough power plants

160 GW·h, 二氧化碳年减排量约 4.5×10^4 t。

1.3 碟式太阳能热发电

碟式太阳能热发电系统是利用碟式聚光器将太阳光聚集到焦点处的吸热器上, 通过斯特林循环或者布雷顿循环发电的太阳能热发电系统。系统主要由聚光器、吸热器、斯特林或布雷顿热机和发电机等组成, 如图 10 所示。碟式太阳能热发电系统通过驱动装置, 驱动碟式聚光器像向日葵一样双轴自动跟踪太阳。碟式聚光器的焦点随着碟式聚光器一起运动, 没有余弦损失, 光学效率可以达到 90%。通常碟式聚光器的光学聚光比可以达到 600~3000, 吸热器工作温度可以达到 800 °C 以上, 系统峰值光-电转化效率可以达到 29.4%。

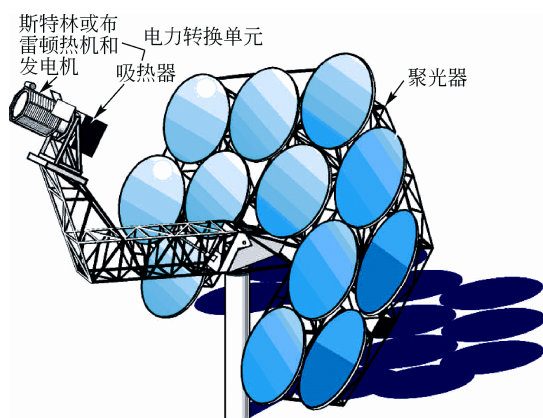


图 10 碟式太阳能热发电系统组成示意图

Fig. 10 Schematic diagram of a dish/engine system

由于每套碟式太阳能热发电系统都可以单独发电, 所以这种技术既可以用做分布式发电, 又可以进行集中式发电。由于碟式系统仍有较大的技术障碍需要突破, 另外, 由于其不具备储热系统, 因此,

碟式技术发展缓慢。目前, 全球只有一座投入商业化运行的碟式斯特林热发电站 Maricopa, 位于美国亚利桑那州, 总装机容量为 1.5 MW, 由 60 台单机容量为 25 kW 的碟式斯特林太阳能热发电装置组成 (图 11)。



图 11 Maricopa 碟式斯特林电站

Fig. 11 Maricopa dish/engine power plant

1.4 线性菲涅耳式太阳能热发电

线性菲涅耳式太阳能热发电系统是通过跟踪太阳运动的条形反射镜将太阳辐射聚集到吸热管上, 加热传热流体, 并通过热力循环进行发电的系统。系统主要由线性菲涅耳聚光集热器、发电机组、凝汽器等组成。

线性菲涅耳式太阳能热发电系统通常以水/蒸汽作为传热流体, 其基本工作过程如图 12 所示。菲涅耳聚光集热器将收集到的太阳能转化为热能并产生高温高压蒸汽, 送至汽轮机发电机组做功发电, 汽轮机出口低温低压蒸汽经过凝汽器冷凝后, 返回菲涅耳聚光集热器, 形成闭合的水/蒸汽回路。

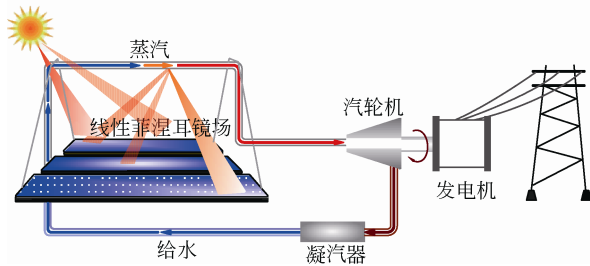


图 12 线性菲涅耳式太阳能热发电系统原理图

Fig. 12 Schematic diagram of linear fresnel reflector system

线性菲涅耳式太阳能热发电系统可以看做是简化的槽式太阳能热发电系统。采用可弹性弯曲的平面反射镜代替高精度曲面反射镜达到降低反射镜成本的目的。每个反射镜排的跟踪旋转角度相同，可以采用同一传动装置进行联动调节，传动系统较为简单；单个反射镜宽度较小，可以贴近地面安装，风载荷大幅减小，对支撑结构和基础的强度要求也大为降低，反射镜可密排布置，土地使用率高；线性菲涅耳聚光集热器的吸热管在工作过程中固定不动，流体回路相对更安全。但是，菲涅耳聚光集热器也存在以下缺点：各反射镜排布紧密，反射镜之间的遮挡较为严重，同时又受到余弦效应的影响，系统在早晨和傍晚的光学效率较低，造成聚光器年均光学效率较低；吸热器的热损失较大，系统效率较低；由于增大了反射镜面积和反射镜与吸热管之间的间距，造成菲涅耳聚光集热器的光斑增大，为了增大聚光比，需要采用二次聚光器进行二次聚光（图 13）。

目前，国际上该技术形式有小规模商业化示

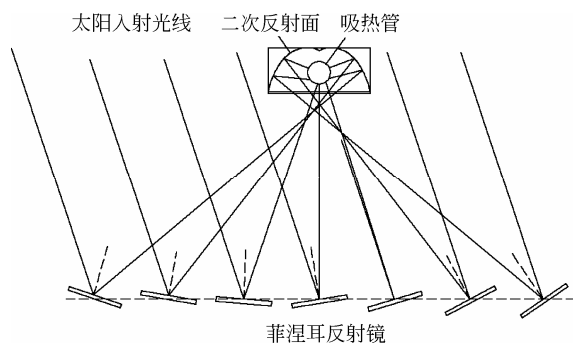


图 13 菲涅耳二次聚光器结构示意图

Fig. 13 Schematic diagram of linear fresnel secondary concentrator

范。Puerto Errado 2 是全球装机容量最大（30 MW）的线性菲涅耳电站，总占地面积 $70 \times 10^5 \text{ m}^2$ ，集热器面积 30.2 m^2 ，传热介质为水，镜场进口温度 $140 \text{ }^\circ\text{C}$ ，出口温度 $270 \text{ }^\circ\text{C}$ ，运行压力 55 bar ($1 \text{ bar} = 10^5 \text{ Pa}$)，最大热能输出 150 MW ，冷却方式为空冷，储热方式为单罐温跃层储热，储热容量为 $0.5 \text{ h}^{①}$ 。电站于 2012 年 3 月在西班牙并网发电，见图 14。



图 14 Puerto Errado 2 线性菲涅耳电站

Fig. 14 Puerto Errado 2 thermosolar power plant

2 国外太阳能热发电产业发展态势

2.1 总体概述

全球太阳能热发电装机容量稳步上升，截至 2013 年 3 月，国外太阳能热发电装机容量超过 2.8 GW，其具体分布如图 15 所示。西班牙和美国仍是主要市场。在西班牙，共有 45 座太阳能热发电站处于商业化运行的状态，总装机容量达到 2053.8 MW，其中槽式电站 40 座（1972.5 MW）、塔式电站 3 座（49.9 MW）、菲涅耳式电站 2 座（31.4 MW）。在美国，处于运行中的太阳能热发电装机容量为 525 MW。阿联酋、阿尔及利亚、埃及、摩洛哥和伊朗分别有一座容量超过 10 MW 的商业化电站，其中阿联酋的太阳能热发电站容量为 100 MW。

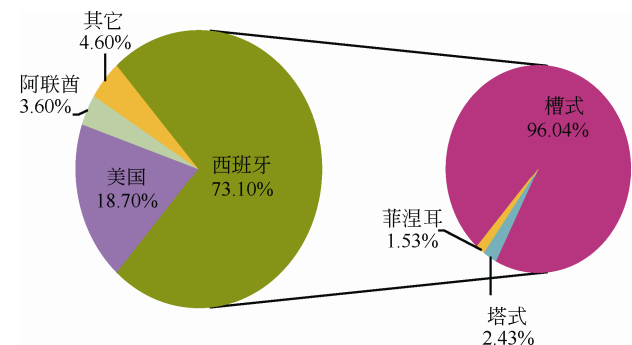


图 15 国外太阳能热发电装机容量情况（数据来自 SolarPACES 执委会会议报告）

Fig. 15 CSP power installation distribution

① 电站技术参数来自企业网站。

随着运行经验的增加，系统成本和投资风险都在逐步降低，商业化太阳能热发电项目在全球逐步推进。根据 SolarPACES 统计，截至 2013 年 4 月，西班牙共 6 座太阳能热发电站处于建设中，容量总计 300 MW。因此，预计 2013 年底，西班牙商业化运行的太阳能热发电装机容量将达到 2.35 GW。美国有 5 个电站项目正在建设中，总容量达到 1312 MW，单个项目容量分别为 392 MW（塔式）、250 MW（槽式）、280 MW（槽式/储热）、110 MW（塔式/储热）和 280 MW（槽式），另有 1 座容量为 500 MW 的太阳能混合电站正在筹备中。以色列有 2 个总容量为 220 MW 太阳能热发电项目正在推进，其中一个为塔式电站，容量为 110 MW，中标单位为 Megalim（Alstom 和 Brightsource），上网电价约为 1.351 美元/(kW·h)，目前处于详细设计阶段，预计年发电量为 270~300 GW·h；另外一个项目为槽式电站，进展较慢，主要原因是投标商的更换（Abengoa 替换了 Siemens），预计近期可以宣布中标结果。此外，Shikon & Binoy 公司通过土地招标方式正在 Ze'elim 地区推进第三座 100 MW 太阳能热发电项目。南非 100 MW 的 Eskom 塔式空冷熔融盐带 9~12 h 储热系统项目将于年内启动土建，预计 2017 年完成建设。法国有 2 个项目入选电力监管委员会组织的招标，技术形式都为菲涅耳，容量分别为 12 MW 和 9 MW，上网电价约合 0.7 美元/(kW·h)。法国政府规定太阳能电站的最大装机容量不超过 12 MW^[5]。

当前，产生世界需要的电力而不释放更多的废气在技术上是可行的，太阳能热发电的特性使其成为有效的可再生能源组合的重要组成部分。可调度性是太阳能热发电站的主要优势，这一特点可以使电网消纳更多的其它间歇性发电技术。在所有可再生能源中，太阳能热发电由于其独特的技术特点而独树一帜，例如可调度性以及电网稳定性，同时也表现在对宏观经济的高影响性方面，通过高投资在很大程度上增加该国的国内生产总值、财政收入，减少燃料进口，创建组件生产以及电站建设和运营的工作岗位。

2.2 西班牙的太阳能热发电

目前，西班牙堪称是太阳能热发电领域的典范。西班牙太阳能热发电产业真正的商业化始于 2007 年，

即上网电价法案（RD661/2007）颁布之后，其中规定每座太阳能热发电站的最大容量为 50 MW。在 RD661/2007 法案中，规定了两种不同的电价：① 固定电价：电站运行前 25 年执行 0.28 欧元/(kW·h)电价，之后执行 0.23 欧元/(kW·h)电价；② 浮动电价（市场价+补贴），并网售电价格取决于市场价（pool price），但设定最低和最高两个限额，分别是 0.27 欧元/(kW·h)和 0.36 欧元/(kW·h)。由于浮动电价更有利可图，因此几乎所有的太阳能热发电生产商都选择浮动电价进行售电。得益于 RD661/2007 提供的一个合理的电价水平，致使西班牙太阳能热发电站的融资和快速部署得以实现，很短时间内涌出了大量项目，总装机容量达到 2500 MW。由于其验证的累计运行寿命带来的高投资信心，槽式太阳能热发电技术成为最合适的选择。这促进了两个“标准的”50 MW 槽式电站设计的发展，一个有储热，一个没有储热（50MW 是西班牙法律所允许的最大电站装机容量）。然而，塔式太阳能热发电技术也同样受到了关注，原因是其可以实现更高的运行温度，更高的电站效率。第一座商业化熔融盐塔式电站于 2011 年在西班牙建成，额定发电功率 20 MW，储热能力 15 h，电站可以在夏季期间全天 24 h 持续发电。

太阳能热发电系统自 20 世纪 80 年代已经开始证明其可靠性。目前，西班牙太阳能热发电贡献了超过 4% 的电力需求。图 16 为西班牙 2012 年 7 月 11 日太阳能热发电站电力输出情况，太阳能热发电尖峰电力贡献率达到 4.1%，同时太阳能热发电与电力需求曲线基本吻合。整个 7 月份太阳能热发电并网电力 524 GW·h^[6]。

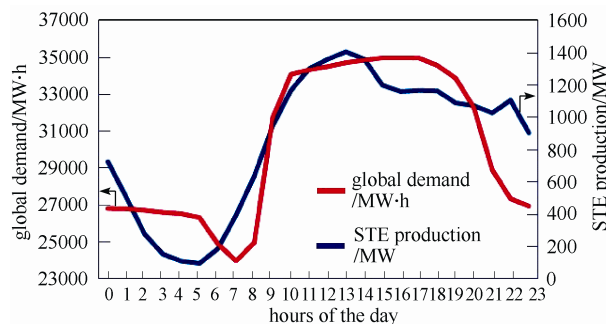


图 16 西班牙 2012 年 7 月 11 日太阳能热发电站电力输出
(数据来自 REE)

Fig. 16 Solar thermal electricity (STE) production in Spain on July 11, 2012

2.3 国外太阳能热发电经济性问题

2.3.1 太阳能热发电站初投资成本结构

地理位置、气候条件、融资模式、技术选择、系统设计等都会影响太阳能热发电站的初始投资成本。以个例来说,国外商业化运行的带 7.5 h 熔融盐储热的 50 MW Andasol 槽式电站总投资 3.1 亿欧元;无储热 50 MW Solnova 1 号槽式电站的总投资为 2.75 亿欧元。在西班牙,目前正在运行的太阳能热发电项目绝大部分都是 50 MW 的槽式电站,而且其中绝大部分均无储热系统。这些项目的总承包成本主要由太阳能集热场、导热油系统、热力系统、电气系统、控制系统及土建成本等几大部分构成。在此选取一个典型的 50 MW 无储热槽式热发电站,对其总承包成本结构^[7]进行分解,见表 1。

表 1 西班牙 50 MW 无储热槽式电站的总承包成本结构

Table 1 EPC cost structure of one 50 MW parabolic trough power plant without thermal storage in Spain

组成	成本/百万欧元·MW ⁻¹	所占比例/%
太阳能集热场	1.87	42
聚光器钢结构	1.15	
真空集热管	0.40	
槽式反射镜	0.09	
驱动系统	0.13	
安装及装配	0.10	
导热油系统	0.74	17
导热油泵/管道/油罐	0.43	
蒸汽发生系统	0.10	
导热油辅助加热天然气锅炉	0.06	
安装及装配	0.15	
热力系统	0.56	13
汽轮机组	0.29	
泵/管道/罐体容器	0.13	
安装及装配	0.15	
电气系统	0.25	6
电机控制及线缆	0.07	
升压站	0.05	
电气隔间及线缆	0.04	
安装及装配	0.08	
其它	0.03	
控制系统	0.06	1
气象站	0.03	
系统控制器	0.02	
安装及装配	0.01	
场地平整及土建	0.81	18
太阳能场场地平整	0.68	
其它土建项目	0.13	
其它辅助系统	0.13	3
合计	4.43	100

需要特别注意的是,总承包成本并不包含土地费用、项目前期工程费以及项目融资成本,后 3 项费用之和一般占项目初始投资的 20% 左右。此 7 项费用合计组成项目的初始投资。

图 17 以圆饼图的形式给出了表 1 中各组成部分在总承包成本中所占的比例,其中太阳能场在总承包成本中所占比例超过 40%,导热油及其相关系统占不到 20%,而传统的常规岛部分包括蒸汽发电循环、电气、控制及其它辅助系统占据接近 25% 的比例。需要注意的是,场地平整及土建工程部分的费用占比接近总承包成本的 20%,具体值为 81 万欧元/MW。主要原因如下:一方面是在“太阳能包”内,槽式太阳能热发电站对场地的平整度和坡度要求较为严格,坡度一般小于 3%,因此相应的土石方工程量和人工工时数都大幅增加;另一方面是因为在“发电包”内,太阳能热发电站需要建设汽轮机主机房、泵房、冷却塔、蒸汽发生系统、化学水处理设备、备用燃气锅炉以及各种罐体等,所以土建工程的成本会进一步大幅增加。不过,这些增加的工程量会相应地增加当地的就业机会,促进当地的经济的发展。

2.3.2 上网电价或购电协议

太阳能热发电的发电成本决定了太阳能热发电在可再生能源发电中的竞争地位,太阳能热发电的发电成本可以通过平准化电力成本(LCOE,即电

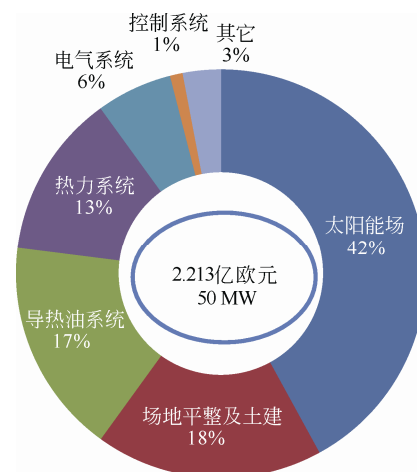


图 17 西班牙 50 MW 无储热槽式电站总承包成本结构 (2010 年价格, 数据来自 REE)

Fig. 17 EPC cost structure of a 50 MW parabolic trough power plant without thermal storage in Spain

站全生命周期的单位发电成本)来确定。LCOE 由电站全寿命周期内的所有费用折现计算,包括初始投资、运行成本、燃料费用等。欧洲太阳能热发电协会(Estela)根据表 2 中的参数对 LCOE 进行了非常粗略的估算,结果显示西班牙 2010 年太阳能热发电站的 LCOE 平均值为 22 欧分/(kW·h)。

表 2 太阳能热发电 LCOE 计算输入参数

项目	数值
法向直射太阳辐射 (DNI)	2050 kW·h/(m ² ·a)
电站容量	50 MW
投资成本	3 亿欧元
运行及维护成本 (占投资成本的百分数)	2%
容量因子	42%
资本成本	9%
项目寿命期	40 年
LCOE (2010 年基础)	22 欧分/(kW·h)

注:数据来源于欧洲太阳能热发电协会。

实际上太阳能热发电站 LCOE 的计算本身有难度,从技术角度来讲,太阳能热发电站的寿命周期不限于一般融资中债务期规定的 20 年,因为电站的寿命可能超过 40 年,美国加州 SEGS 槽式电厂自 20 世纪 80 年代中期以来就一直在商业化运行。因此,如果用购电协议价(PPAs)或上网电价(FiTs)来表示太阳能热发电站的建设成本更清晰。PPAs 或 FiTs 已包含开发商的利润和优惠——在购电协议期的末尾,即所谓的“黄金端”,即当电力成本只是运行维护成本的时候。

现在有关一座太阳能热发电站的电力成本有很多参考。在西班牙、美国、印度、摩洛哥、南非或埃及,太阳能热发电站的购电协议价或上网电价都是公众所知晓的。然而,可能令人感到困惑的是,西班牙当前的上网价格是 30 欧分/(kW·h),而美国的购电协议价仅有 10 欧分/(kW·h)多点,南非的中标电价则为 25 欧分/(kW·h)。价格的差异不仅是因为不同地理位置的太阳辐射值不同,也与电站的容量、购电协议的期限、电站是否获得了资助和低息贷款、购电协议价或上网电价是否涉及调整等因素有关。

为了能够更清晰地表示太阳能热发电站的真实度电成本,欧洲太阳能热发电协会尝试将“折扣因素”应用于不同国家的真实购电协议价上,在类似的“标准化的”基础上进行对比。被定义的“标准项目”是一座容量为 150 MW,带有 4 h 储热系统,

PPAs 期限为 25 年,没有购电协议价的调整升级,没有资助,没有低息贷款的槽式电站。结果显示,当前,在太阳能资源相对较好的地区,按照定义的融资条件,建设上述“标准的”槽式电站所需要的购电协议价格在 15~17 欧分/(kW·h)。“标准化的”结果如图 18 中的星星标志。其中星星分别对应 2012 年西班牙、美国、印度、摩洛哥、南非和以色列“标准化”的太阳能热发电购电协议价格(PPAs)或上网电价(FiTs)。红色曲线对应的太阳法向直射辐射为 2100kW·h/(m²·a),蓝色曲线对应的辐射值为 2600kW·h/(m²·a)^[6]。

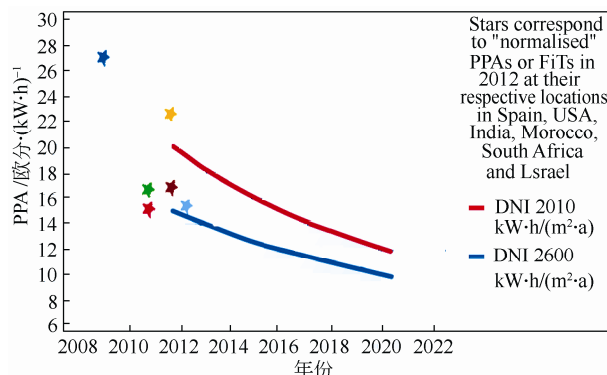


图 18 “标准化的”购电协议价格趋势图(来源于欧洲太阳能热发电协会)

Fig. 18 Trend of normalised PPAs (Source: Estela, required value of a 25 years PPA for a 150 MW, STE plant without any public financial aids and no escalation)

为了预测客观的成本降低曲线,欧洲太阳能热发电协会征集了其协会成员的意见,其中很多成员单位都是在世界范围内电站建设和部件生产制造最积极活跃的企业。学习曲线,相对应的是最广泛的槽式集热器概念,也被绘制在上图中。太阳能热发电产业界认为,到 2020 年当全球太阳能热发电总装机容量达到 30 GW 时,在阳光充足的国家,太阳能热发电站能够以 10~12 欧分/(kW·h)的价格向电网送出可调度和可靠的电力。中期来看,太阳能热发电技术和传统发电技术相比将完全具有竞争性。成本降低的潜在突破口来自于新的竞争观念,例如塔式或非涅耳式或使用能够在显著的较高温度下工作的新流体。

平均来说,太阳法向直射辐射(DNI)每增加 100 kW·h/(m²·a),上网电价能降低 4.5% (图 19)。这意味着对于 DNI 高的地方,如中东和北非地区以及美国加利福尼亚州,一个太阳能热发电项目所需要的最低持平电价将比在西班牙地区同样的项目低 25%。(这些估计只考虑了 DNI 的变化,国家的

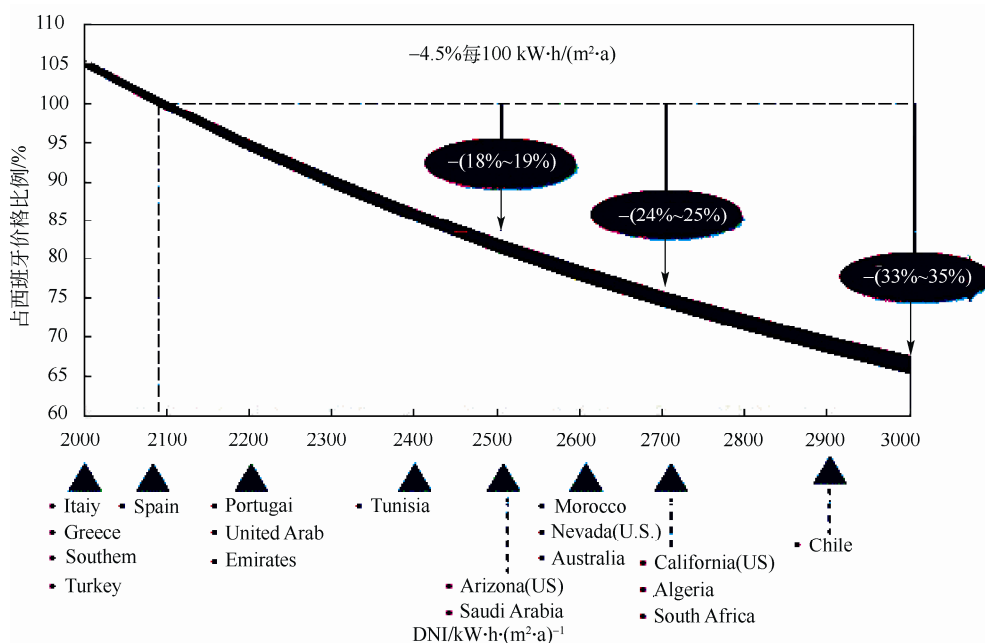


图 19 DNI 和上网电价的关系图[基准 DNI 为 $2084 \text{ kW}\cdot\text{h}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ，数据来源于 A T Kearney]

Fig. 19 DNI v.s. FiTs [reference DNI of $2084 \text{ kW}\cdot\text{h}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$, source: A T Kearney]

风险、融资成本和劳动力成本的变化也在界定最低上网电价时发挥着重要作用)^[8]。

3 我国太阳能热发电发展状况

3.1 产业起步，产业链初步形成

总体上来说，我国太阳能热发电处于产业化起步阶段。技术方面，经过多年的技术研究，我国在太阳能聚光、高温光热转换、高温储热、兆瓦级塔式电站系统设计集成等方面得到了进一步发展。随着国外太阳能热发电市场的快速发展，我国企业已经进入太阳能热发电产业链的上下游环节，包括太阳能实验发电系统，太阳能集热/蒸汽发生系统等。国家发展与改革委员会、国家能源局和国家科技部也在持续关注和支持太阳能热发电项目。2006 年科技部颁布实施的《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020)》、2007 年国家发展与改革委员会颁布的《可再生能源中长期发展规划》、2011 年国家能源局颁布的《国家能源科技“十二五”规划》中均把太阳能热发电明确列为重点和优先发展方向。支持太阳能热发电用材料、聚光部件、吸热部件、储热装置、系统集成和项目开发等。在关键部件的开发方面，已经涌现出一批企业。目前，国内

已基本可生产太阳能热发电的主要装备，一些部件具备了商业化生产条件，太阳能热发电产业链逐步形成。其中以槽式真空管和玻璃反射镜更为突出，国内槽式真空管生产厂家已超过 14 家，反射镜厂家也超过 7 家，有些厂家的产品已经通过国外专业检测机构的检测，检测性能参数达到国际水平。只是这些产品还没有经过实际项目使用，产品的性能、质量还没有得到实际的验证。比起关键设备制造，光热电站系统集成技术则更为缺乏，目前，国内还没有商业化运行的光热电站，整体系统设计能力和集成技术、太阳能热发电站系统模拟及仿真技术也刚刚起步，缺乏电站建设运营经验和能力。大型太阳能热发电系统的详细设计、镜场安装及维护在我国均是空白。

我国太阳能热发电产业链相关研究机构和企业如图 20 所示。

3.2 示范练兵，示范系统形式多样

在国家发展新战略战略性新兴产业的框架下，随着可再生能源配额制的实施，5 个大发电集团和地方能源公司高度重视太阳能光热发电项目的开发与技术储备。据不完全统计，我国已经搭建的太阳能高温集热系统共 22 个(表 3)，其中 2 个为采用汽轮机发

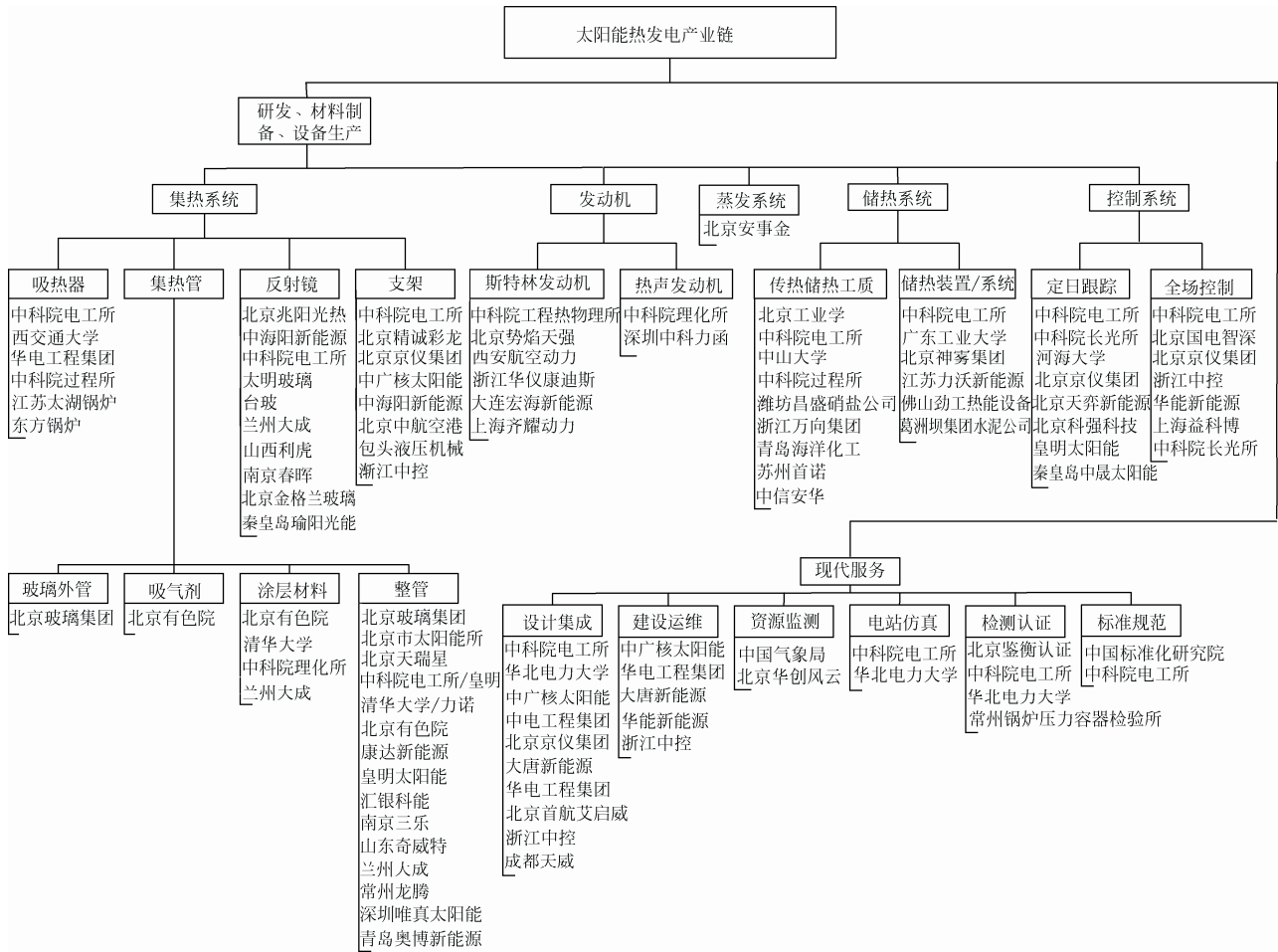


图 20 我国太阳能热发电产业链相关机构和企业

Fig. 20 CSP industry chain in China

电的系统：中国科学院电工研究所设计建设的 1 MW 塔式电站和上海益科博公司的三亚电站。1 个采用 160 kW 螺杆机发电系统，由兰州大成科技公司建

设，位于兰州新区。另外，青海中控太阳能公司也已经完成德令哈 50 MW 塔式电站一期 10 MW 工程建设，并成功发电。

表 3 我国已建的太阳能高温集热系统^[9]

Table 3 Solar thermal collection system built in China^[9]

技术形式	业主	地点	系统说明
塔式	中国科学院电工研究所	北京延庆县	发电装机容量 1.5 MW。定日镜场采光面积 10000 m ² ，包括 100 台定日镜；吸热塔高 118 m；传热介质为水/蒸汽；储热介质为饱和蒸汽和导热油，采用两级储热方式，储热能力 1 h/满发；2.35 MPa，390 °C 蒸汽轮机发电，2011 年 7 月 17 日产汽，2012 年 8 月 9 日发电
	上海工电能源科技有限公司	浙江杭州	200 kW，集热装置，2011 年产汽
	青海中控太阳能发电有限公司	青海德令哈	一期 10 MW 于 2012 年 9 月 13 日产汽，工程规划总装机容量为 50 MW，共建设 6 个热功率为 40 MW 的镜场和吸热塔，1 套熔融盐蓄热系统，1 套蒸汽发生器系统，1 套汽轮机发电系统以及辅助发电系统；全场共设置定日镜 217440 面，每个镜场设置 36240 面，每面镜子 2 m ² ；吸热塔高度 80 m
槽式	国电青松吐鲁番新能源有限公司	新疆吐鲁番	24 台集热器，总集热面积 1728 m ² ，装机 180 kW，于 2012 年 4 月完成主汽管道吹管工作，5 月完成了汽轮发电机组单体和空载试验工作，6 月成功实现并网试运
	中广核太阳能公司	青海德令哈	集热功率 1600 kW，熔盐蓄热 4 MW·h
	中国科学院电工研究所	北京延庆县	集热器长 100 m，开口 5.76 m，集热温度 400 °C。2010 年 8 月产汽

续表

技术形式	业主	地点	系统说明
槽式	华电新能源技术开发公司	河北廊坊	集热器长 112 m, 开口 5.77 m, 2011 年 10 月产汽
	常州龙腾太阳能热设备有限公司	江苏常州	集热器长 100 m, 开口 6.77 m, 焦距 1.71 m
	北京天瑞星真空技术开发有限公司	北京怀柔区	槽式集热器总长 48 m, 开口 6 m, 总集热面积 300 m ²
	兰州大成科技股份有限公司	甘肃兰州	集热器长 150 m, 测试出口蒸汽压力 2.5 MPa, 温度 340 °C
	东莞市康达机电有限公司	广东东莞	1 MW·h 实验设施, 正在建设中
	北京中航空港通用设备有限公司	北京顺义区	集热器长 120 m, 集热温度 350 °C, 2011 年产汽
	中国科学院广州能源研究所	广东广州	集热器长 24 m
线性菲涅耳	中国华能集团公司	海南三亚	集热功率 1.5 MW·h, 发电功率 400 kW, 菲涅耳集热器总长 540 m, 蒸汽参数: 压力 3.5 MPa, 温度 400~450 °C, 每小时产气量 1.8 t
	皇明太阳能股份有限公司	山东德州	集热面积 2.5×10 ⁷ m ² , 饱和蒸汽
	中广核太阳能公司	青海德令哈	集热功率 1600 kW·h
	兰州大成科技股份有限公司	甘肃兰州	共 2 组太阳能聚光器, 每组长度 96 m, 螺杆机发电, 进汽压力 1.1 MPa, 流量 4 t/h, 进汽温度 256 °C, 排气温度 149 °C, 功率 160 kW
碟式斯特林	中航工业西安航空动力股份有限公司	陕西西安	系统发电功率 10 kW
	浙江华仪康迪斯太阳能科技有限公司	宁夏石嘴山	系统发电功率 10 kW
	上海齐耀动力技术有限公司	上海	1 kW 级斯特林发动机, 正在开发 25 kW 级, 未在室外发电
	内蒙古华原集团	内蒙鄂尔多斯乌审旗	10 kW, 10 台, 瑞典 Cleanergy 能源技术公司提供斯特林机
新型	上海益科博	海南三亚	集热场面积 1 MW, 蒸汽压力 2.35 MPa, 温度 355 °C, 2012 年 10 月发电

3.3 商业化项目启动, 总装机容量近 900MW

虽然由于目前缺乏有效的激励政策, 中国的光热发电市场尚未启动、投资前景不甚明朗, 然而几大电力集团及数个民营企业已开始布局, 数个数十

兆瓦级的商业化光热发电项目在西北、西南地区相继确立, 但整体的项目进展却有快有慢, 更不乏中途夭折、终止之类。目前国内筹划推进的商业化太阳能热发电项目总装机容量约 886 MW, 见表 4。

表 4 国内处于建设及筹备阶段的热发电项目

Table 4 CSP projects under construction or under development

业 主	开发商	项目名称	备 注
国电集团	国电电力青海新能源开发有限公司	德令哈 50 MW	2012 年 7 月 3 日获青海省发改委同意开展前期工作的路条
	国电电力青海新能源开发有限公司	格尔木 50 MW	2012 年 7 月 3 日获青海省发改委同意开展前期工作的路条
	国电电力内蒙古新能源开发有限公司	磴口 50 MW	2013 年 1 月 24 日获内蒙古发改委同意开展前期工作的路条
	国电西藏分公司	西藏山南 50 MW	2012 年 9 月 18 日获西藏发改委同意开展前期工作的路条, 前期方案设计中

续表

业 主	开发商	项目名称	备 注
国电集团	国电新疆艾比湖流域开发有限公司	博州 59 MW 太阳能燃气联合循环发电	2012 年 5 月开始选址, 8 月开始测光
大唐集团	大唐新能源股份有限公司	鄂尔多斯 50 MW 槽式电站	为我国首个光热发电特许权招标项目, 目前尚未动工, 招标电价 0.9399 元/(kW·h)
大唐集团	大唐与天威太阳能合作开发	嘉峪关 10 MW 光煤互补发电	一期 1.5 MW 预计今年完工
华电集团	华电工程(集团)公司	金塔 50 MW 槽式	2011 年 8 月份获国家能源局核准, 处于设计阶段
	华电与澳大利亚雄狮国际合作开发	格尔木 1GW	2009 年 12 月, 华电与澳大利亚雄狮国际签署合作协议规划在格尔木开发 1 GW 光热发电项目, 该计划最终夭折, 几经流转后, 最终演变为中控德令哈 50 MW 项目
华能集团	华能西藏分公司	西藏山南菲涅尔 50 MW	2012 年 12 月获西藏自治区核准开展前期工作, 开始测光。处于前期设计方案确定阶段
	华能集团	格尔木菲涅尔 50 MW	完成可行性报告, 前期方案设计中
中电投集团	黄河工电光能发电有限公司	格尔木 100 MW 塔式项目	2011 年 5 月 21 日宣布开工, 但目前该项目已陷入停滞
中国广东核电集团	中广核太阳能公司	德令哈 50 MW 槽式 德令哈 10 MW 塔式 武威 100 MW 槽式	10 MWh 熔融盐储热, 设计阶段 有储热, 设计阶段 可研阶段
中控太阳能	青海中控太阳能发电有限公司	德令哈 50 MW	一期 10 MW 已完工, 预计今年 7~8 月份可并网发电
哈纳斯新能源	宁夏哈纳斯新能源集团	高沙窝 92.5 MW 太阳能燃气联合循环	优化设计方案中
Skylfuel	葫芦岛瑞鑫达实业有限公司	辽宁葫芦岛 50 MW	2011 年 3 月签署合作协议, 引进 Skylfuel 反射膜技术, 目前该项目已中止
	北京国投君安投资管理 有限公司	张家口 64 MW	2012 年 9 月 14 日与察北管理区签署协议, 项目预采用 Skylfuel 反射膜技术, 该项目目前正在推进中
金钒能源	深圳金钒能源科技有限公司	阿克塞 50 MW	计划于 2015 年 6 月底前并网发电

注: 项目进展截至 2013 年 4 月 16 日。

尽管太阳能热发电项目看似不少, 但真正推进实施的却屈指可数。究其原因, 大致可归于: ①电价政策不明, 投资收益无保障, 无法深入推进; ②各大央企欲在光热发电市场爆发之前抢先圈占资源; ③项目实施面临的技术等各方面的困难远远大于规划之初的设想, 难以按预期推进。

虽然通过技术研发和实验室级别的系统示范, 我国在太阳能热发电关键设备和运行方面已经积累了一定的研究经验, 但由于没有在大容量太阳能热发电站上实际应用, 其设计理论和运行经验目前还仅局限于实验室阶段, 缺乏商业级电站的使用经验, 这些技术的中试实验、技术考验和技术改进亟需

开展。

4 结 语

由于太阳能热发电可以采用储热系统或者利用化石燃料补燃, 很大程度上克服了太阳能资源具有的间歇性、不稳定的特点, 因此太阳能热发电是最具有电力系统友好性的可再生能源发电技术之一。其规模化发展后, 近期能够作为调峰电源为风力发电、光伏发电等间歇性电源提供辅助服务, 随着未来技术的优化提升, 由大型太阳能热发电站组成的太阳能热发电厂将有可能承担电力系统基础负荷。

截至 2013 年 3 月, 全球太阳能热发电装机容量

超过 2.8 GW, 在建装机容量约 2 GW。从根本上来说, 太阳能热发电相对较高的发电成本阻碍了其大规模发展的进程。但根据国际太阳能研究机构预测, 太阳能光热发电成本下降的空间很大。随着技术的进步、工艺的改进、规模化应用和市场竞争, 太阳能热发电的成本将持续下降。初始投资将随着规模效应、部件产业化和产能的提高、供应商竞争、技术进步等稳步下降。

我国的太阳能热发电处于产业化起步阶段, 相关产业链上的产品还处于试制和产业化的前期阶段, 缺乏电站整体系统设计、系统集成、建设以及运营的能力和經驗。鉴于太阳能热发电在我国还处于研发、示范阶段, 因此需要政策层面上重点鼓励、支持太阳能热发电的技术研发, 尤其是系统集成技术、关键产品部件的工艺技术等, 鼓励示范工程的建设, 带动市场规模的扩大, 推动太阳能热发电的产业发展。目前, 国内的太阳能热发电行业属于发展初期, 国家应在充分论证的基础上积极推动不同类型的太阳能热发电示范电站的建设。通过示范电站, 一方面可为国内提供各种热发电技术的技术验证、装备制造、产品验证的平台, 积累建设经验;

另一方面, 也通过不同类型示范电站的建设, 理解各种不同热发电技术, 不同区域的技术与经济适用性, 为以后中国热发电发展, 乃至标杆式的上网电价的确立, 提供可以借鉴的经验和范例。

参考文献

- [1] 中国国家标准化管理委员会.GB/T 26972—2011 聚光型太阳能热发电术语[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
- [2] Du Fengli (杜凤丽). The way to reduce costs for concentrated solar power[J]. *Solar Energy* (太阳能), 2011, 32 (7): 11-13.
- [3] US Department of Energy. Multi year program plan 2008—2012[R/OL]. [2008-04-15]. <http://www.docin.com/p-281587454.html>.
- [4] 国家太阳能光热产业技术创新战略联盟. 中国太阳能热发电产业政策研究[R]. 北京: 2013.
- [5] SolarPACES. Exco Meeting Proceedings 2013[C]//Pairs, 2013.
- [6] European Solar Thermal Electricity Association. The essential role of solar thermal electricity: A real opportunity for Europe[R]. Belgium: ESTALA, 2012.
- [7] Emerging Energy Research. Global concentrated solar power market and strategies 2010—2025 [R]. USA: EER, 2010.
- [8] A T Kearney& Estela. Solar thermal electricity 2025[R/OL]. <http://wenku.baidu.com/view/f0d9a535f1f18583d05a66.html>, 2010.
- [9] Du Fengli (杜凤丽). Solar thermal power development status and trends solar thermal power development status and trends [J]. *Advanced Materials Industry* (新材料产业), 2012, 14 (7): 5-11.

资讯聚焦

国家风光储输示范项目助力新能源并网送出

10月24日, 冀北电网风电发电量突破 100×10^8 kW·h 大关。目前, 冀北电网并网风电场 57 座, 运行风机 4788 台, 风电装机容量达到 661×10^4 kW, 预计至今年年底, 风电装机容量将达 700×10^4 kW。

河北风电基地是国家千万千瓦级风电基地之一, 河北清洁能源呈现迅猛发展态势。预计到 2015 年, 冀北风电装机容量将达 1013×10^4 kW, 远超冀北电网消纳能力。要从根本上解决冀北地区的风电消纳问题, 必须紧紧依靠特高压电网建设, 推动新能源在更大范围内的优化配置。由此, 国网冀北电力一手抓科技创新, 探索通过储能技术实现清洁能源输出的方法; 一手抓电网建设, 提升对新能源远距离输送和属地消纳的支撑和保障能力。

借助国家风光储输示范工程平台, 国网冀北电力积极探索清洁能源并网送出的方法与手段。国家风光储输示范电站一期工程自 2011 年投运以来, 已实现安全运行 650 余天, 截至 10 月 14 日, 已累计发电 5.03×10^8 kW·h, 相当于节约标煤约 18 万吨, 减排二氧化碳 45 万吨。目前, 二期工程正在施工中, 预计 2013 年年底投运。

今年 7 月 17 日, 张家口风电送出 500 千伏新通道获河北省发改委核准批复。该通道包括张北、尚义、康保 3 个 500 kV 输变电工程, 新建 3 个 500 kV 变电站、4 条 500 kV 线路, 新增风电送出能力约 180×10^4 kW。届时, 张家口风电将形成张北、沽源、万全 3 个 500 kV 送出通道, 将有效缓解已并网风电送出矛盾。

(来源: 国家电网报)