

大卫与露茜儿·派克德基金会

威廉与弗洛拉·休利特基金会 合盟

气候工作基金会

能源基金会



中国太阳能集热发电的可行性 及政策研究报告



中国科学院清洁能源技术发展中心

二零零九年十二月

项目参加人员：

李德贵，中国科学院清洁能源技术发展中心（CCET, CAS）

龚思源，中国科学院清洁能源技术发展中心（CCET, CAS）

田丰，中国科学院清洁能源技术发展中心（CCET, CAS）

赵丽凤，中国科学院工程热物理研究所（IET, CAS）

肖飞，中国科学院清洁能源技术发展中心（CCET, CAS）

满燕微，上海联和投资有限公司（SAIL）

专家顾问：

肖云汉，中国科学院高技术研究与发展局（BHT, CAS）

王志峰，中国科学院电工研究所(IEE, CAS)

致谢

感谢美国能源基金会（The Energy Foundation）中国可持续发展能源项目（The China Sustainable Energy Program）对于本项目所提供的资助。特别感谢 Ryan Wiser, Ric O' Connell, Wen Zhang 等专家，在项目过程中所给予的无私的合作与分享，感谢你们对项目所做出的一切极富价值的、极其出色的贡献与建议。同时感谢美国能源基金会北京办事处的管理和工作人员，王万兴，芦红，王曼等对于项目的协调、帮助和支持。正是你们共同的帮助和努力，使得这个项目得以顺利与成功进行。

此外，感谢中国科学院电工所的王志峰博士的研究团队，以及其它各位专家，对于项目所做出的工作，以及提出的富有建设性的意见。

摘要

本项目由能源基金会中国可持续能源项目 (CSEP) 委托进行,旨在研究 CSP 在中国发展的可行性,并为政府制定 CSP 激励政策提出建议。

太阳能集热发电 (Concentrating Solar Power, CSP) 是一种可集中进行规模化发电的清洁能源方式。上个世纪 70 年代暴发的石油危机使得 CSP 发电作为一种替代能源方式得到各国政府的重视,最早一批商业化的 CSP 电厂由此得以兴建,并运行至今。这些电站的成功运行验证了 CSP 技术上的可行性。虽然目前 CSP 发电的成本仍高于传统化石能源发电,但未来随着技术的成熟和规模化的应用,CSP 发电的成本有望降低到和传统化石能源相当的水平 (本项目中通过对 CSP 电站模型的经济性分析对此进行了说明)。

作为一个化石能源相对贫乏的国家,发展 CSP 对中国有着重要的意义。本项目对中国集热发电的资源潜力和技术发展情况作了分析。我们借助 BLACK&VEATCH 协助本项目所做的一个简化的地理信息系统分析 (Geographic Information System, GIS), 对中国的太阳能集热发电潜力进行了估算。中国符合太阳能集热发电基本条件 (即 $DNI \geq 5kWh/m^2\text{-day}$, 坡度小于 3%) 的太阳能集热发电可装机容量约有 16000GW, 与美国相近, 远超过西班牙。以年发电量来讲, 中国潜在的太阳能集热可发电量为 42000TWh/年, 远大于目前的年用电需求 3427TWh/年。

在技术方面, 虽然我国太阳能热发电技术的实际应用尚在起步, 但国家从“七五”期间就已经开始设立有关太阳能集热发电技术项目以对其进行技术跟踪。因而在太阳能集热发电的单元技术和人才培养上, 积累了一定的基础。我国科学家目前已经掌握了一批太阳能热发电的关键技术。例如, 中科院电工所建立在北京延庆的“太阳能热发电技术及系统示范项目”是目前国内乃至亚洲唯一的一座兆瓦级的太阳能热发电示范项目。该电站中的所有技术和装备都将是完全自主知识产权, 已申请专利 34 项。

本项目还研究了在推进大规模 CSP 发电中可能会遇到的障碍因素, 如高额初始投资、太阳能发电的间歇性、土地要求、电网输送、政策风险等等。从我国

太阳能资源的分布来看，我国最适合建设 CSP 电站的地方多半集中在西部人口稀少的地区，因此土地使用成本相对较低。由于中国太阳能资源的分布不均匀、远离用电中心的特性，电力传输必然造成成本增加，对未来中国 CSP 的发展可能会造成一定的障碍。虽然在电力输送方面，中国电网基本属于国家管理，不像国外完全由私人企业分割控制，在统一规划上会具有一定的优势。我国未来还将建设全国性的智能电网，解决新能源发电的间歇性问题。

本项目还结合 CSP 在中国的发展情况提出了中国 CSP 阶段性发展的路线图，分析了 CSP 在中国的发展前景。

目前 CSP 技术发展还不成熟，因此其发电成本仍远高于传统化石能源发电。再加上建设 CSP 电站初始投资过高，因此 CSP 发电在实现大规模应用和自由市场化发展之前，仍需要政府相关政策的引导和支持。在报告后半部分，我们参考了世界各国的新能源激励政策，分析了中国现有的政策基础，最后结合我们提出的中国 CSP 阶段性发展的路线图，为政府制定 CSP 相关的激励政策提出了建议。

目录

第一章	背景	1
第二章	资源潜力	4
第三章	太阳能集热发电技术发展概况	10
第四章	太阳能集热发电的商业化	17
第五章	太阳能集热发电的驱动因素以及障碍风险分析	27
第六章	CSP 的成本与电价分析	33
第七章	光热与光伏商业化的竞争分析	45
第八章	中国太阳能集热发电的技术及装备制造水平概况	48
第九章	中国太阳能热发电的成本研究	55
第十章	北京延庆八达岭 1MW 塔式发电示范项目	61
第十一章	中国太阳能集热发电发展的路线图	64
第十二章	国外的可再生能源政策分析	74
第十三章	中国现有的政策基础和分析	78
第十四章	政策建议	84
参考文献		89

表格索引

表 1 中国可再生能源的资源可开发量.....	4
表 2 中国、美国和西班牙的太阳能集热发电的资源总潜力.....	7
表 3 按 DNI 值分类，中国各省份的太阳能集热发电的资源分布	8
表 4. SEGS 电站的历史和运行参数.....	20
表 5 用来分析的槽式电站的基本数据.....	34
表 6 槽式支架成本比较.....	34
表 7 槽式的吸热器成本比较.....	35
表 8 槽式聚光镜的造价比较.....	35
表 9 太阳能其它辅助设施的成本比较.....	36
表 10 电站发电部分的成本比较.....	37
表 11 双罐式热储存系统成本明细.....	37
表 12 热储存成本比较.....	38
表 13 槽式太阳能热发电电站的的固定资产成本投资的比较.....	38
表 14 槽式太阳能热电站的年运行和维护费用（ O&M ） 比较	39
表 15 槽式电站的 LCOE 比较 （crf: 9.37%）	39
表 16 太阳能塔式发电的固定成本比较.....	40
表 17 塔式运行和维护成本的比较.....	41
表 18 太阳能塔式热发电的平准化成本 LCOE 的比较(crf: 9.37%).....	42
表 19 Sargent&Lundy 对太阳能集热发电技术的 LCOE 的预测	43
表 20 内蒙古与德国 Solar Millennium AG 合资 50MW 槽式项目的预期国产化比例.....	53

表 21 CSP 投资成本中相关产品与服务价格的对比	55
表 22 中国槽式电站成本与欧美的比较.....	56
表 23 中国与德国的人员在开支上的对比.....	57
表 24 关于对 CSP 的规模的预测对比.....	64
表 25 2030-2050 年间，新增 CSP 发电量在总的发电增长量中所占的比例	72

图形索引

图 1 太阳能集热发电示意图.....	10
图 2 槽式发电系统.....	11
图 3 菲涅尔发电系统.....	12
图 4 塔式发电系统.....	13
图 5 西班牙 PS10 塔式发电站（11MW）	13
图 6 斯特林（碟式）发电系统.....	14
图 7 当前世界范围内的太阳能集热发电的装机情况（按国家分类）	17
图 8 当前世界太阳能集热发电的装机容量的技术占比情况.....	17
图 9 世界范围内在建的太阳能集热发电的容量（按国家分类）	18
图 10 世界范围内在建的太阳能集热发电的装机容量的技术占比情况.....	18
图 11 世界范围内宣布的规划中太阳能集热发电装机容量（按国家分类）	19
图 12 世界范围内已宣布的规划中太阳能集热发电装机容量的技术占比情况.....	19
图 13 位于 Kramer Junction 的 SEGS III 到 SEGS VII 的空中俯瞰景象.....	21
图 14 Nevada Solar One	21

图 15 西班牙 Andasol 1 （50MW）槽式发电站	22
图 16 Solar Two 的接收塔和定日镜	23
图 17 西班牙塔式太阳能热发电站 PS10	24
图 18 PS10（左）和 PS20.....	24
图 19 西班牙 Andasol1（50M）电站的投资组成.....	28
图 20 到 2010 年中国规划的 HVDC/AC 传输网络.....	30
图 21 2015-2020 年中国规划的 HVDC/AC 传输网络	31
图 22 太阳能集热发电的价值链.....	32
图 23 ESTELA 对太阳能槽式发电预测的至 2025 年的成本降低情况.....	43
图 24 不同太阳能集热发电电价降低的原因，按技术分类所占的比例.....	44
图 25 中国的太阳能槽式热发电固定投资的基本组成.....	56
图 26 100MW 的北美槽式太阳能热发电站的日常运行和维护费（ O&M ） 的分布.....	57
图 27 中国太阳能热电站的日常运行和维护费用（ O&M ）的分配比例	58
图 28 到 2020 年槽式电站的成本降低趋势.....	59
图 29 三种情景之下的中国太阳能槽式热发电的成本预测.....	59
图 30 IEA 对于中国电力需求增长的预测（TWh）	65
图 31 CSP 在中国发展规模的预测（保守情况）	71
图 32 CSP 在中国发展的规模预测（常规情况下）	72

第一章 背景

1.1 太阳能集热发电——世界未来能源版图中的重要角色

作为一种可集中进行规模化大型发电的清洁能源方式，太阳能集热发电（Concentrating Solar Power, CSP）近期在全球范围内掀起了一股新的投资和建设热潮。根据国际绿色和平组织、欧洲太阳热电协会和国际能源署下属的太阳能热动力和太阳化学能系统计划（SolarPACES Program）在《2009 年世界太阳能集热发电概况》中的预测，如果发展顺利，到 2030 年，太阳能热发电有可能满足全球 7% 的能源需求，2050 年时甚至可满足高达 25% 的全球能源需求¹。美国华盛顿地球政策研究对太阳能集热发电所做出的预测则更为乐观，他们预测在未来 5 年内，全球的集热型太阳能发电能力每隔 16 个月就将翻一番²。基于中国现有的太阳能集热发电的技术和商业化水平，太阳能集热发电在中国，极有可能会先经过技术验证（2010-2015 年）、商业起步（2016-2020 年）、规模化商业发展（2021-2030 年）的阶段性的发展过程，最终进入自由市场竞争阶段(2030 年-)。到 2050 年，我们预计太阳能集热发电可满足中国大约 8% 的电力需求。到那时，中国的 CSP 技术将与世界一起，成为能源版图中重要的组成部分。

1.2 历史和现状：全球对能源安全和能源环境危机的认识是太阳能热发电的根本动力

从 1998-2008 年，OECD 国家和地区使用的能源占年消费总量的 54%，但是 OECD 国家人口不到世界人口的 16%（BP 世界能源统计 2009）。显然，依赖化石能源支持经济增长的方式无法使全球人口实现工业化。另一方面，全球对气候变化问题终于从怀疑走向行动。为了避免走上气候变化的不归路，保障地球和人类的可持续发展，世界各国再次把目光转向清洁的可再生能源。

从太阳能集热发电的技术和商业化情况来看，太阳能集热发电并不是一种新的技术。上个世纪 70 年代暴发的石油危机开始迫使人们寻找其它可替代能源，太阳能集热发电因此得到各国政府的重视，最早一批商业化的太阳能热发电厂由此得以兴建，并运行至今。太阳能集热发电在经历了 80 年代的第一次起飞之后，由于石油价格回落，能源的政治敏感度相应降低，而太阳能集热发电自身，又面

面临着单位投资大，短时间内缺乏必要的降低成本的技术突破等问题，发展渐趋缓慢，十几年中甚至接近于停滞。近年来，由于能源安全和环境问题，各国相应的经济扶持和激励政策相继出台，太阳能集热发电产业也随之再次升温成为热点，为 2008 年后一度低迷的世界经济大背景带来了新的刺激和产业希望。如果我们对太阳能集热发电的历史发展轨迹认真检视的话，会发现，太阳能集热发电产业的起伏涨落，和政府对于可再生能源的重视以及政策的推动是息息相关的。

1.3 中国太阳能集热发电还须快速发展才能赶上世界的脚步

相比起来，我国对太阳能热发电技术的研究起步较晚，20 世纪 70 年代才开始一些基础研究。20 世纪 80 年代初，湘潭电机厂与美国太空电子公司合作，试制了 2 台 5KW 碟式抛物面点聚焦太阳能热发电装置。但由于价格过高，加上工艺、材料、部件及相关技术等没有得到根本解决，而未能得到推广使用。国家“八五”计划安排了小型部件和材料的攻关项目，于中国科学院电工研究所内建成了小型抛物面槽式真空管高温集热装置。南京江宁地区与以色列合作在 2005 年建立了国内第一座塔式的 70KW 的示范装置³。2009 年 3 月由中国科学院电工所主持的第一个兆瓦级的塔式示范电站开始建设动工。而商业化项目，目前进入实质项目审批阶段的只有内蒙古与 Solar Millennium 共同开发的 50MW 的槽式发电项目。随着近期清洁能源产业的升温，更多的商业化项目的意向被各方在各地纷纷提出，但总体来说，中国的太阳能集热发电的商业化应用，还在起步阶段。如果说，现今的太阳能集热发电产业，不约而同地被世界上多家与能源相关的权威评测机构，诗意而热情地描写为一个沉睡了十几年，正在迅速觉醒的巨人的话，那么中国的太阳能集热发电离成长为这样举足轻重的巨人，还有很长的路要走。但是如果给予适当的政策扶持和鼓励，一旦经过最初的技术验证和初步发展阶段，我们预测在中国，到 2020 年，太阳能集热发电有可能经历与风电和光伏产业类似的爆发式发展，成为新能源中替代传统大型集中式发电的主力。到 2050 年，有可能满足全国电力需求的 8% 甚至更多。

1.4 中国太阳能集热发电的发展在前期离不开政策的推动和支持

由于现阶段环境污染和治理的成本因素并没有反映到传统化石能源发电的价格上，如果没有政府政策的干预，单纯依靠市场自身调节，新能源在价格上还

缺乏和传统能源竞争的能力。

和火电相比，虽然在运行阶段，太阳能集热发电不像火电那样需要燃料才能运行，电站本身的维护运行成本较低，尤其是在固定资产投资全部回收之后，在设备的维修和维护费用之外，因为无需燃料成本，营运的利润更是远大于一般的火电厂。但是太阳能集热发电技术还未成熟，产业还在起步阶段，设备制造未达到规模经济，因而造成初始投资成本和单位发电成本远高于火电。

因此，政府政策支持和扶助则是必不可少的。

有关政府政策的制定，我们会在报告的后部，结合我们提出的太阳能集热发电阶段性发展的路线图，提出更为详尽的建议。

第二章 资源潜力

2.1 中国是一个太阳能资源非常丰富的国家

相比于其它可再生能源，太阳能取之不尽，用之不竭。太阳能每秒钟到达地球的能量达 8×10^{13} kW，如果我们可以把地球表面仅仅0.1%的太阳能转为电能，转化率为5%，每年的发电量即有望达到 5.6×10^{16} kWh，相当于目前全世界能耗的40倍。

中国是一个太阳能资源非常丰富的国家。全国陆地面积接受的太阳能辐射能约为17000亿吨标准煤。其中年日照时数大于2200h，辐射总量高于 $5000 \text{ MJ} / \text{m}^2$ 的太阳能资源丰富或较丰富的地区约占全国总面积的2 / 3以上，具有良好的太阳能利用条件。特别是人口密度稀少的西北，青海、西藏等地区，更具有发展大规模的太阳能集热电站的潜力。

表 1 中国可再生能源的资源可开发量

种类		资源可开发量	折合标准煤 （亿 tce）
太阳能		17000 亿 tce	17000
风能		10 亿 kW	8
水能		经济可开发 4.0 亿 kW 技术可开发 5.4 亿 kW	4.8~6.4
生物质能	生物质发电	3 亿秸秆+3 亿吨林业废弃物	$1.5+3.0=3.5$
	液体燃料	5000 万吨	0.5
	沼气	800 亿 m^3	0.6
	总计	——	4.6
地热能		33 亿 tce	33（但适用于发电的少）

根据国家统计局在2009年12月25日发布的第二次全国经济普查结果⁴，中国

2008年一次能源生产总量为26.5亿吨标准煤，能源消费总量为29.1亿吨标准煤。如果参照国家发展改革委员会在2007年发布的《可再生能源中长期发展规划》中所罗列的各种资源的可开发量（表1），我们可以看出，太阳能是唯一在数量上能够完全满足中国未来能源消耗的可再生能源。

其次，根据国土资源部发布的2004年国土资源公报，全国荒漠化土地面积已达262万平方公里，占国土面积近三分之一。每年新增荒漠化面积2400多平方公里。大部分在太阳能资源丰富的西部地区，仅新疆地区166万平方公里的土地面积中就有荒漠戈壁111万平方公里⁵。

下面，我们将借助 BLACK&VEATCH 协助本项目所做的一个简化的地理信息系统分析（Geographic Information System, GIS），通过其分析假设和数据结论的简要说明，对中国的太阳能集热发电潜力来做一个粗略的量化的估算⁶。

2.2 中国太阳能集热发电的潜力

2.2.1 太阳集热发电的选址条件

太阳能集热发电和太阳能光伏发电不同，只能利用太阳法向直射辐射(Direct Normal Insolation, 简称为法直辐射, DNI) 。因此，DNI 数值是太阳能集热发电站选址布局的首要依据。其次，太阳能集热发电对地面坡度有比较严格的要求。槽式发电系统一般要求地面坡度不得大于 1%，塔式发电对地面坡度的要求相对宽松一些。在本模型中，坡度大于 3%的地面被视为完全不适合发展太阳能集热发电（有坡度的地面虽然可以进行人工整平，但对于建电站所需的大面积土地来说，这么做显然缺乏经济适用性）。此外，电站选址还需要通过地理信息系统所提供的信息，将水体、流沙、沼泽、森林、盐盆，以及城市，自然保护区、矿区等不适合发展太阳能电站的地方扣除。如果电厂采用水冷方式冷却的话，则对附近水资源的可取性也有一定的要求。

2.2.2 GIS 分析的基本假设

在本文计算中，采用的是由美国National Renewable Energy Lab根据天气日照模型（Climatological Solar Radiation Model）提供的分辨率为40km×40km的DNI数据，其中已经考虑了云遮盖、水汽、气溶胶、和痕量气体等因素。由于在

本文中的GIS分析还只是比较粗略的估算，很多可影响到电站选址以及上网电价的因素，如当地的水资源供给、人口密度、距交通干道和电网的距离等，为了简化原因，并没有包含在当前的评价系统当中。

下面是GIS分析中所做的一些假设：

- **DNI 值的简化处理**

为了简便，如果某地区的日 DNI 量小于 $5\text{kWh/m}^2\text{-day}$ 的话，在分析中被忽略不计，即 $0\text{kWh/m}^2\text{-day}$ ；对于 DNI 数值在 $5\text{--}6\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ 范围内的地区，计算时被统一简化为 $5.5\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ ；同理， $6\text{--}7\text{kWh/m}^2\text{-day}$ 被简化为 $6.5\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ ； $7\text{--}8\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ 被简化为 $7.5\text{kWh/m}^2\text{-day}$ ； $8\text{--}9\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ 被简化为 $8.5\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ ，DNI 在 $9\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ 以上的被统计为 $9\text{ kWh/m}^2\text{-day}$ 。

- **坡度的简化处理**

对于坡度小于 3% 的，我们认为此地区是 100% 可为太阳能集热电站所用；坡度大于 3% 的则为彻底不可用，全部被忽略。

- **自然和经济原因造成的土地可使用程度**

城市、水体、矿区（正在开采区与矿藏区），和受保护地区（如自然保护区），均不做考虑，土地可用率被视为零。沙漠和荒原则按照 100% 可用来处理；草地、牧区、农业区做 50% 考虑；森林和灌木区，可用率被定为 10%。

在扣除了上述使用率折扣之后，就是综合考虑了坡度和自然经济因素的可用于太阳能集热发电的土地使用面积。

例如，在西藏自治区内，日平均法直辐射量在 $7\text{--}8\text{kWh/m}^2\text{-day}$ 之间的土地面积为 $38,260\text{km}^2$ ，其中坡度小于 3% 的土地面积为 $22,726\text{km}^2$ ，而在这其中又有 $20,736\text{km}^2$ 为草地，由于草地的利用率被估计为 50%，那么在乘以 50% 的系数以后，在西藏自治区，日平均法直辐射量在 $7\text{--}8\text{kWh/m}^2\text{-day}$ 之间，适用于太阳能集热发电的有效总面积共计为 $10,368\text{km}^2$ 。

- **太阳能集热发电站的效率**

在计算中，我们将太阳能发电站的光电转化效率假设为在现阶段比较典型的

不带储能装置的槽式 CSP 的发电效率，即 15%。并且，在经过上述 GIS 分析的假设后得出的适用于发展太阳能集热发电站的面积，与其中真正用于收集阳光的有效面积的比例，即一个发电厂中所安装的聚光镜面积和发电厂总面积之间的比例，被定为 25%。此外，太阳能集热电站的装机容量与地面面积的比率估算为 30MW/km²。

● 太阳能集热发电的可年发电量和潜力估算

基于上面的假设，我们可以根据可用于发展太阳能集热发电的有效土地面积和 DNI，乘以转化效率等，来估算中国太阳能集热发电的潜力：

年发电的瓦时数=地区内 CSP 有效面积×DNI×电厂发电效率(如槽式无储能 15%)×聚光镜占发电厂总面积的比例（如 25%）

发电潜力（瓦）=地区内 CSP 有效面积×CSP 电站的容量与地面的比率（如 30 MW/km²）

2.2.3 GIS 的分析结果

采用上述相同的假设和计算方法，对中国、美国和西班牙做出的 GIS 分析结果显示（表 2），相对于美国的 15000GW 和西班牙的 720GW，中国符合太阳能集热发电基本条件，即 $DNI \geq 5\text{kWh/m}^2\text{-day}$ ，坡度小于 3%的太阳能集热发电可装机容量约有 16000GW，与美国相近。以年发电量来讲，中国潜在的太阳能集热可发电量为 42000TWh/年，远大于目前的年用电需求 3427TWh/年。

表 2 中国、美国和西班牙的太阳能集热发电的资源总潜力

	GW	TWh/年	$DNI \geq 7 \text{ kWh/m}^2$ 的功率 (GW)
中国	16,000	42,000	1,400
美国	15,000	40,000	1,300
西班牙	720	1,900	0.7

这意味着，即便在未来，所有的化石能源枯竭之后，中国仍然有着远大于自

给自足能力的丰富的太阳能集热发电资源。因此，发展太阳能集热发电，对于保障中国未来的能源安全，具有深刻的战略意义。

表 3 按 DNI 值分类，中国各省份的太阳能集热发电的资源分布

	5-6 kWh/m ² -day		6-7 kWh/m ² -day		>7 kWh/m ² -day	
省份	GW	TWh/yr	GW	TWh/yr	GW	TWh/yr
内蒙古	6,000	15,000	59	170	0	0
新疆	4,300	11,000	400	1,100	340	1,200
青海	2,000	4,900	720	2,100	31	100
西藏	320	770	300	860	1,100	3,900
甘肃	440	1,100	15	42	0	0
四川	56	140	0	0	0	0
河北	26	64	0	0	0	0
山西	18	44	0	0	0	0
陕西	9	21	0	0	0	0
黑龙江	7	17	0	0	0	0
吉林	4	10	0	0	0	0
总和	13,180	33,000	1,500	4,300	1,471	5,200

由表 3 可见，中国太阳能集热发电的总体潜力位居前五位的省份，分别是内蒙古、新疆、青海、西藏和甘肃。其中西藏具有高品质的太阳能集热发电资源，拥有 DNI 大于 7kWh/m²-day 的总功率数为 1100GW，占全国总数的 78.5%，在各省中遥遥领先。总体而言，GIS 分析得出结论与以前的中国太阳能资源调查基本一致，即中国太阳能资源丰富，且主要集中在内蒙古、新疆、青海和西藏这些人口稀少，地理位置比较偏远的省份。

我国目前全面研究太阳能热发电站选址的科研成果不多。中国科学院地理科学与资源研究所王劲峰的课题组根据影响选址决策的因素,提出了自己的一个综合决策支持系统框架。并根据 GIS 系统和遥感系统,设计了对太阳能法直辐射的调查方案和实验⁷。

第三章 太阳能集热发电技术发展概况

3.1 太阳能集热发电是光转化为热,然后再经由传统热发电的太阳能利用技术

传统的火力发电是通过燃烧,把化石中储存的能量,转化为热能,再转化为电能。而太阳能集热发电则是通过数量众多的反射镜,将太阳的直射光聚焦采集,通过加热水或者其他工作介质,将太阳能转化为热能,然后利用与传统的热力循环一样的过程,即形成高压高温的水蒸气来推动汽轮机发电机组工作,最终将热能转化成为电能。正是通过这样的环节,太阳能集热发电技术可和传统火电发电技术顺利地集成在一起。由于火电发电技术早已非常成熟,从而降低了太阳能集热发电整体技术开发的风险。更重要的是,利用热能发电的形式也使得 CSP 在能量储存和联合发电方面具有了独特的优势,是实现将来全天候 24 小时连续发电的根本基础。

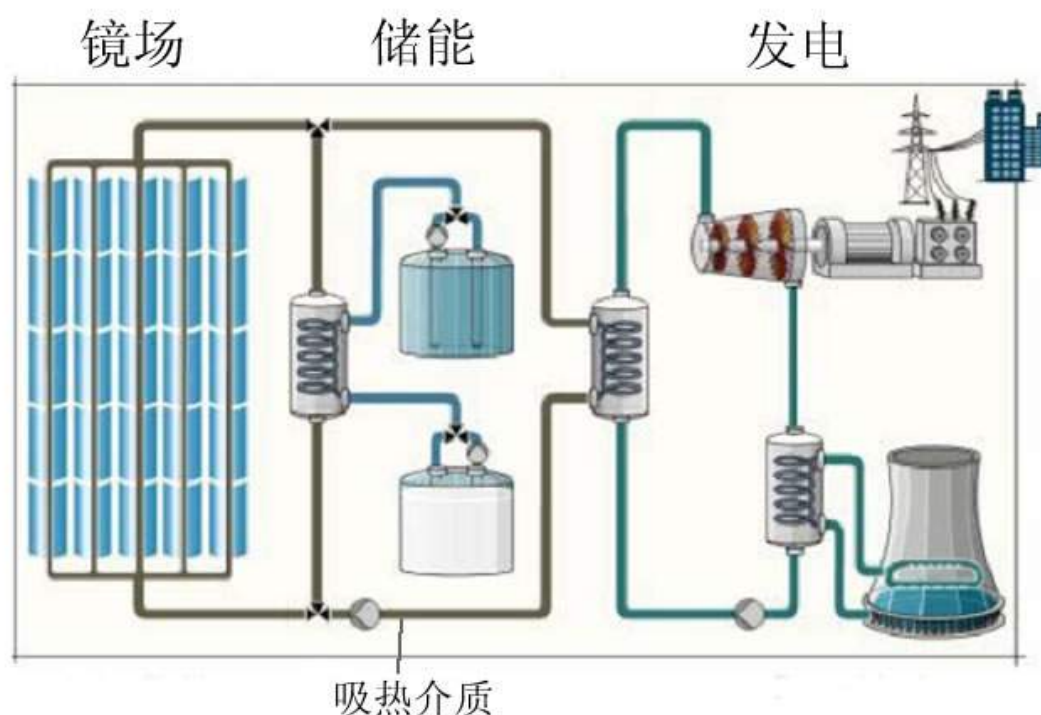


图 1 太阳能集热发电示意图

3.2 四种主要的太阳能集热发电方式

目前,比较常用的一种分类方式,是根据对太阳能的采集方式的不同,把太

太阳能集热发电主要可分为槽式、菲涅尔式、塔式和斯特林（碟式）发电系统。其它的还有太阳烟囱式发电系统，由于其占地过大，将来大规模商用的可能性比较低，在此不做讨论。

- **槽式系统是目前四种太阳能集热发电方式当中，技术成熟度和商业验证程度最高的**

槽式发电使用抛物面（parabolic）长槽型(trough)的聚光器和吸热管；工作介质一般在 400°C 。采用合成油、熔盐等作为工作介质的双回路系统技术成熟。应用的代表案例有从上世纪 80 年代到 90 年代在美国在加州莫哈维沙漠(Mojave)建造的由 9 座电站组成的 354MW 的 SEGS 系列电站、西班牙 Andasol 1 号（50MW），和美国的 Nevada Solar One（64MW）。

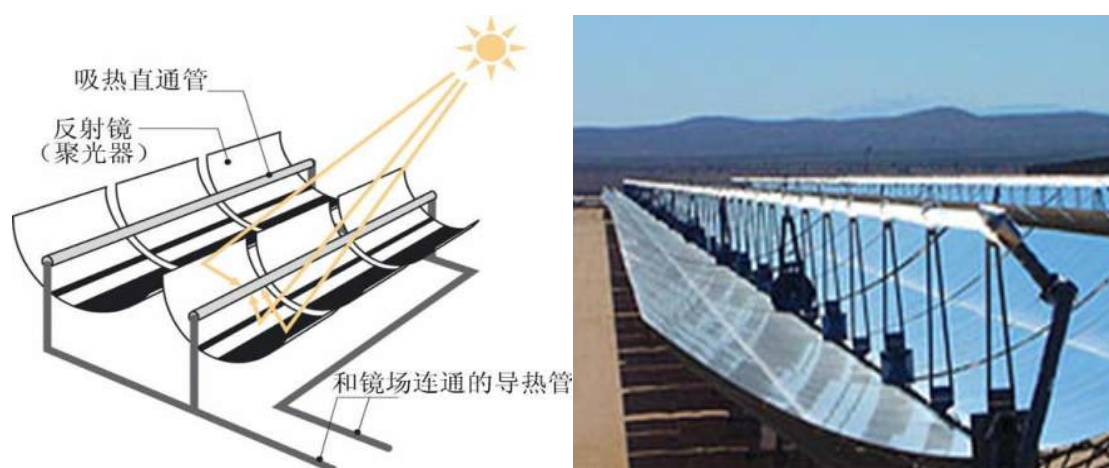


图 2 槽式发电系统

- **菲涅尔系统就是简化了的槽式系统**

菲涅尔系统其实就是用一组平板镜来取代槽式系统里的抛物面型的曲面镜聚焦。通过调整控制平面镜的倾斜角度，将阳光反射到集热管中，实现聚焦加热。为了简化系统，一般采用水/水蒸气作为吸热介质（油和熔盐介质在技术上也是可行的）。相比于抛物面式的曲面镜，平面反射镜制造难度低，因此大大降低了初始投资成本，但聚焦精度比槽式差。目前菲涅尔还在示范阶段，没有商业化运行的电站。

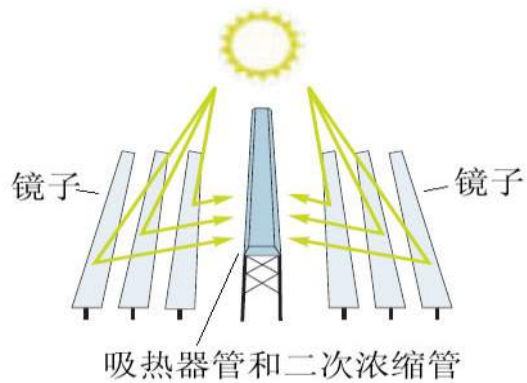


图 3 菲涅尔发电系统

- 塔式系统已经进入了商业化示范阶段

塔式系统利用多面定日镜跟踪太阳光，将阳光反射并集中到接收塔的顶部的吸热器。吸热器中的工作介质的温度在 500°C - 1000°C 。相对于槽式系统，由于省掉了管道传输系统，热损失小，系统效率高，也更便于存储热量。塔式的工作介质可用空气、水或者水蒸气、以及熔盐。商业化初期的电站为了降低技术风险，多用水、水蒸气作为工作介质。熔盐应该为大型商业化塔式系统的选择。

美国在 20 世纪 80-90 年代建立了 10MW 的 Solar One, 后来演化为 Solar Two。2007 年西班牙 11MW 的 PS10 电站投入运行，标志着该技术进入商业化示范阶段。2009 年 4 月，到目前为止世界上最大规模的塔式电站 20MW 的 西班牙 PS20 并网发电。

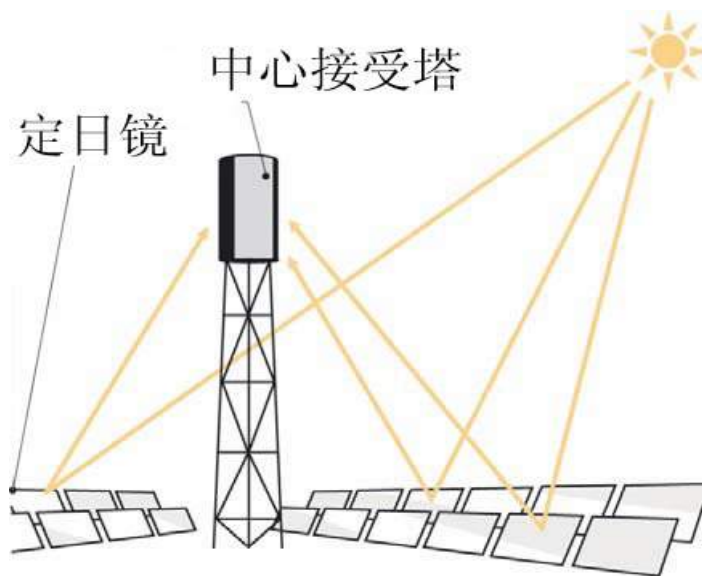


图 4 塔式发电系统



图 5 西班牙 PS10 塔式发电站（11MW）

- 斯特林（碟式）系统适合小型的分布式发电

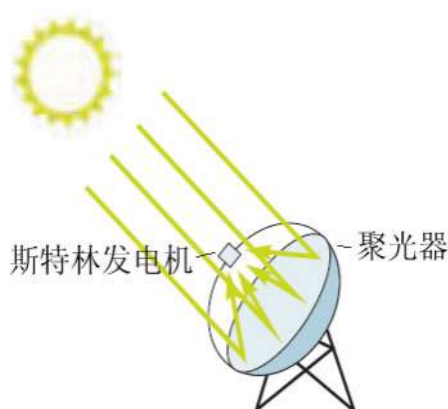


图 6 斯特林（碟式）发电系统

和其它太阳能集热发电系统不同，斯特林（碟式）系统是由斯特林发动机实现由热能到机械能的转化，而不是汽轮机。它外形类似一个卫星接收器，是利用旋转抛物面反射镜，将入射阳光聚集在焦点上，放置在焦点处的太阳能接收器收集热能，加热工质，从而驱动斯特林发电机组发电。这种系统规模较小，高效、模块化，可以灵活单独使用或者集成使用。单机功率在 5-50kw，但聚焦温度可达 750°C - 800°C ，光电转化率高，可达 29%，主要缺点是单位投资高，多用于在边远地区或者野外单体或多体串联分布式发电。如果用于大规模集中式发电的话，其初始投资成本高的问题则更为显著。

3.3 四种集热发电技术各有特点，各有所长

槽式和菲涅尔都属于线式聚焦系统，结构相对简单。耗材少，结构部件简单，易于实现工业上标准化批量生产和安装。对太阳的跟踪一般采取单轴跟踪，多个聚光集热器单元只作同步跟踪，跟踪装置也可大为简化。但系统结构庞大，抗风性略差。而塔式和斯特林碟式则为点式聚焦系统，采用双轴跟踪的方式，使得镜子的控制系统更为复杂。塔式太阳能热发电站镜场中的众多定日镜，每台都必须作独立的双轴跟踪。槽式的单轴跟踪的精度低，使得余弦效应导致的对光的损失更高，每年平均可达到 30%。但在跟踪精度要求不高或阳光充裕的地方可以优先考虑槽式⁸。

其次，由于线式聚焦比点式分散，散热面积也大，尽管槽式吸热管设计了真

空层以减少对流带来的损失,但其辐射损失仍然随温度的升高而增加,热损耗大。且线性的聚光比小,一般在 50 左右,塔式可到几百,斯特林的聚光比在可从几百至上千。因此,槽式和菲涅尔的传热介质一般在 400°C 左右,属于对太阳能的中低温利用;而塔式和斯特林的聚焦温度则可高达 1000°C 。高工作温度不仅对于提高发电效率具有重要的意义,更重要的是具有了提供热储存的温度区间,以备阴天或者调峰发电。

此外,为了保障运行效率,槽式必须使用利于维持高温的真空管作为吸热部件,而塔式可以使用非真空的吸热器进行光热转换,因此热交换部分的寿命优于依赖于真空技术的槽式聚光系统。槽式和菲涅尔对于地表倾斜度的要求也比较高,一般地面坡度不得超过 1%。而塔式对于地面坡度的要求则会稍为灵活一些。

3.4 太阳集热发电技术的发展趋势

针对槽式系统相对简单的特点,为了降低成本,槽式发电的一个思路是向更为简单的系统发展(菲涅尔系统就是对槽式系统进行简化的极端例子)。例如不进行热储存,直接用水/水蒸汽做工作介质(Direct Steam Generation, DSG),双回路系统简化为单回路系统,这样在系统中就可以省略掉换热过程和装置。另外槽式还可考虑采用和传统化石能源混合发电的方式来维持电站的全天候工作,从而有效地降低成本。而塔式则向增加规模和储能装置发展,以储能来克服太阳能电站对于天气的依赖,实现电站的全天候运行^{9, 10}。

3.5 太阳能热功转换系统

太阳能集热发电不仅在采集太阳能的方式上有多种方式,按照热功转换系统的不同也有所区别,主要为 Rankine 循环(汽轮机)、Brayton 循环(燃气轮机)、Stirling 循环(斯特林机)、Ott 和 Diesel 循环(内燃机)以及 Integrated Solar Combined Cycle Systems (ISCCS) 整体太阳能联合循环系统等¹¹。目前比较常规的热功转换系统为 Rankine 循环(汽轮机),即使用水/蒸汽作为做功工质。Rankine 循环(汽轮机)的热功转换效率一般为 40%,电站效率为 35%¹²。

Integrated Solar Combined Cycle Systems (ISCCS) 整体太阳能联合循环系统是利用太阳能作为传统发电厂的补充。通过太阳能集热产生蒸汽,抑或给余热蒸

汽发生装置（Heat Recovery Steam Generator）补充蒸汽，或者直接为蒸汽发动机提供低压蒸汽发电。在峰值发电时，ISCCS 系统能够供给整体发电系统中传统燃料发电部分的约为 30%的发电量，因此可有效提高传统发电厂的发电容量，并降低发电成本¹³。

第四章 太阳能集热发电的商业化

4.1 太阳集热发电的商业化进展

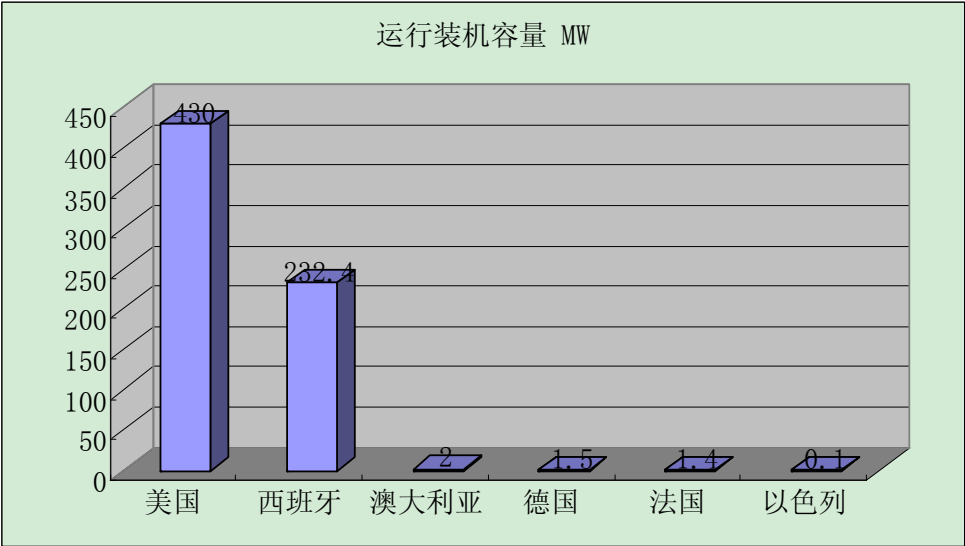


图 7 当前世界范围内的太阳能集热发电的装机情况（按国家分类）

截至 2009 年 10 月底，世界太阳能集热电站总装机容量为 667.4MW，其中槽式系统占 93%，塔式系统占 6%，菲涅尔系统占 1%。美国拥有最高的太阳能集热发电装机容量¹⁴。

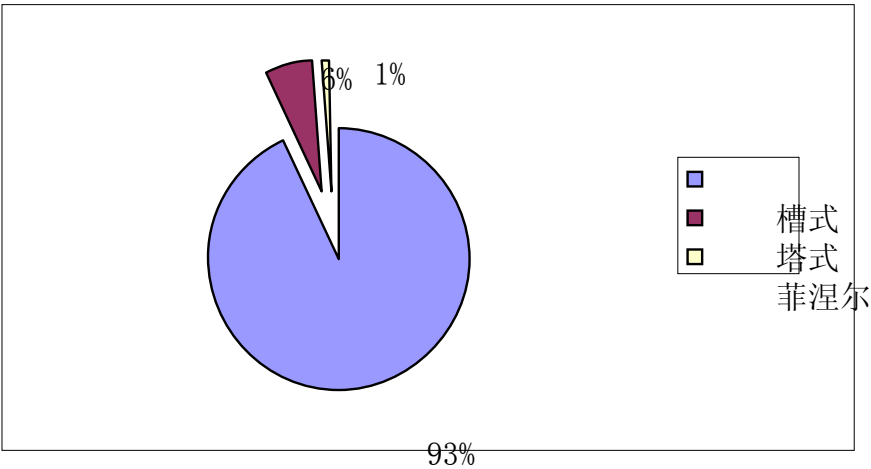


图 8 当前世界太阳能集热发电的装机容量的技术占比情况

目前建设中的太阳能集热电站装机容量为 2133MW，其中塔式已经由原来的 6%发展到 8%。在建的大部分项目集中在西班牙，这与西班牙从 2002 年开始实施的上网电价等经济补贴和激励政策有着直接的关系。

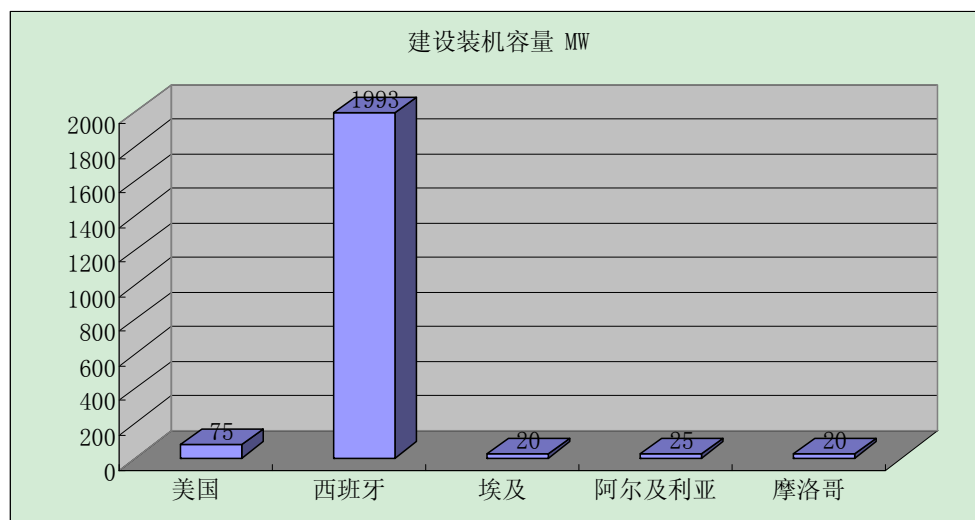


图 9 世界范围内在建的太阳能集热发电的容量（按国家分类）

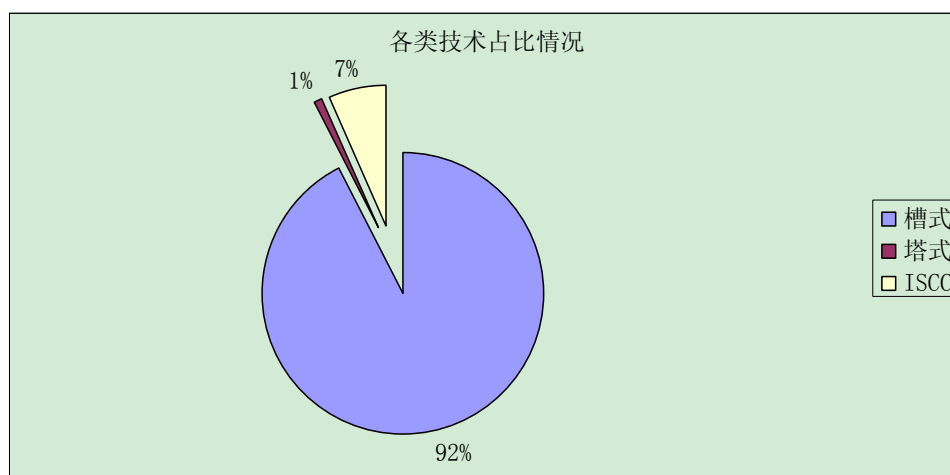


图 10 世界范围内在建的太阳能集热发电的装机容量的技术占比情况

在世界各国所宣布的规划装机容量中，美国重新独占鳌头。参与太阳能集热电站建设的国家数目比以前明显增多，反映了近年来世界范围内 CSP 随着清洁能源的升温而卷土重来的热度。而在宣布的 12.3GW 装机容量中，塔式和碟式所占的比例有了大幅度的提高，分别达到了 31%和 13%。槽式所占比例则大幅度降低。由此可以看出，太阳能集热发电技术未来商业化的趋势是在更多的向点式

和高温利用发展，也就是塔式和碟式。

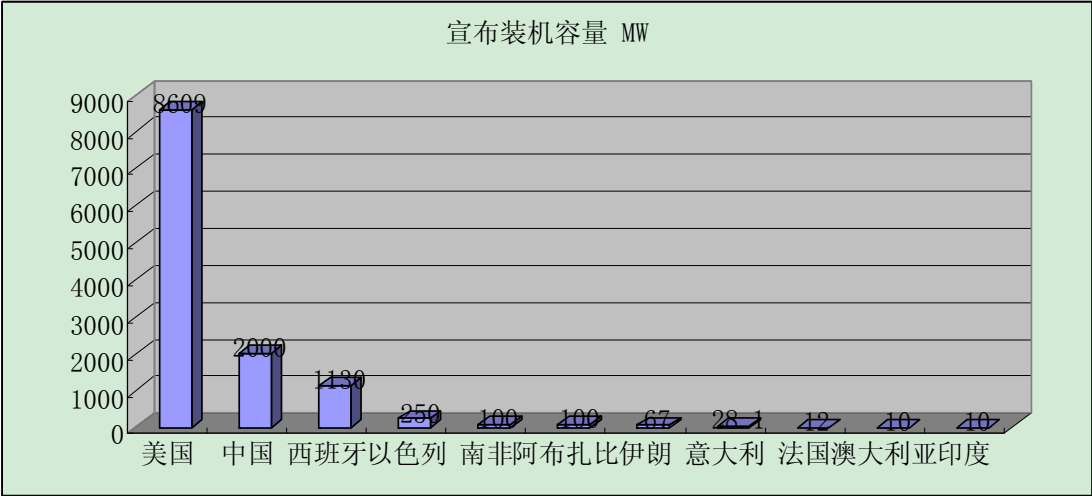


图 11 世界范围内宣布的规划中太阳能集热发电装机容量（按国家分类）

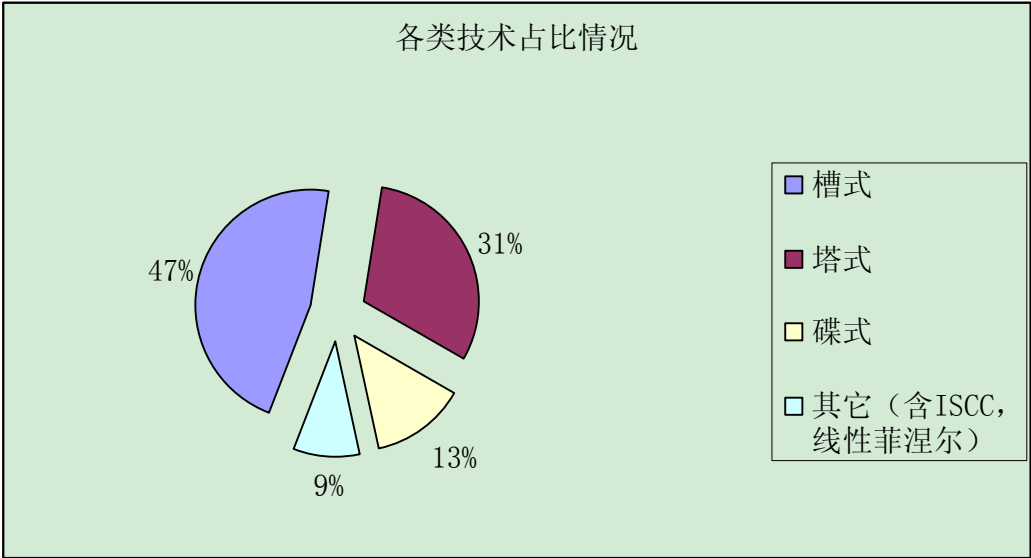


图 12 世界范围内已宣布的规划中太阳能集热发电装机容量的技术占比情况

4.2 世界 CSP 项目情况介绍

4.2.1 Solar Energy Generating Systems (SEGS，槽式)

位于加利福尼亚州莫哈维沙漠的美国 Solar Energy Generating Systems (SEGS) 是世界上最早的规模性发电的商业化太阳能集热电站，并直到目前为止仍然是世界上最大的商业化太阳能集热电站。它由九个独立的机组群组成，总发

电容量为 354MW，平均容量因子为 21%¹⁵。SEGS 电站虽然采用天然气进行混合发电，但主体（约 90%）仍靠太阳能发电。只有在阳光不足以满足南加州爱迪生公司（南加州的电力供应公司）的需求时，才采用天然气发电，不超过总发电量的 25%。SEGS VIII 和 SEGS IX 最晚建成并开始运行，其技术也最为成熟，电价由最早的 14MW 机组时的 44 美分/kWh，降到了 17 美分/kWh。SEGS 的建成，证明了槽式太阳能集热发电系统的商业化可行性。而电站的长期稳定运行，则证明了槽式技术的成熟度。据说电站目前的使用表现只比二十年前降低了 3%，电站年运行率高达 99%，而其日常运行和维护成本比最初则降低了至少三分之一的¹⁶

全球能源需求16。

表 4. SEGS 电站的历史和运行参数

电厂	建 成 年份	地点	装机容量 (MW)	占地 (m ²)	导热油 温度(°C)	总发电量 (MWh)	
						1996	1998–2002 平 均
SEGS I	1984	Daggett	14	82,960	307	19,900	16,500
SEGS II	1985	Daggett	30	165,376	316	36,000	32,500
SEGS III	1986	Kramer Jct.	30	230,300	349	64,170	68,555
SEGS IV	1986	Kramer Jct.	30	230,300	349	61,970	68,278
SEGS V	1987	Kramer Jct.	30	233,120	349	71,439	72,879
SEGS VI	1988	Kramer Jct.	30	188,000	391	71,409	67,758
SEGS VII	1988	Kramer Jct.	30	194,280	391	70,138	65,048
SEGS VIII	1989	Harper Lake	80	464,340	391	139,174	137,990
SEGS IX	1990	Harper Lake	80	483,960	391	141,916	125,036



图 13 位于 Kramer Junction 的 SEGS III 到 SEGS VII 的空中俯瞰景象

4.2.2 Nevada Solar One （槽式）

Nevada Solar One 是美国在太阳能集热电站建设经历了长达 16 年的停顿之后（即 1991 年后），所建的最大的槽式发电电站。设计功率为 64MW，最大可达到 75MW。使用了 18200 面槽式发光镜把太阳的能量聚集到 18240 个吸热管中。Nevada Solar One 在 2007 年并网发电，可满足一万四千家用户的用电需求，年减排 CO₂ 相当于 2 万辆轿车的排放¹⁷。



图 14 Nevada Solar One

4.2.3 Andasol 1-3（槽式带储热装置）



图 15 西班牙 Andasol 1（50MW）槽式发电站

位于西班牙 Granada 省的 Andasol 项目由三个同等规模的 50M 太阳能槽式集热发电站组成。其中 Andasol1 已经在 2009 年 3 月实现并网发电，是欧洲的第一个商业化太阳能集热电站，也是目前为止最大的。其主要特点是使用了双塔式熔盐（60%的硝酸钠+40%的硝酸钾）储热系统。储热塔高 14 米，直径 36 米，内装约 28,500 吨的熔盐，可保证电站在无日光状态下全负荷持续运行 7.5 小时，因此大大增加了电站的运行时间。Andasol 1 提供的环境友好的电能，可以满足大约 20 万人的用电需要¹⁸。

由于 Andasol 位于 Guadix 高原之上，海拔近 1100 米，且是沙漠气候，因此年日照量可达 2,200 kWh/m²-year。

4.2.4 The Solar Project (塔式系统)

Solar One、Solar Two 和 Solar Tres 是塔式发电的系列示范和商业化项目¹⁹。Solar One 位于美国加州莫哈维沙漠，是此系列中最早的，也是世界上第一个塔式太阳能集热发电系统的规模化试验和示范装置，它由美国能源部、南加州爱迪生公司、加州水/电力部和加州能源委员会联合设计并支持。在上世纪 70 年代美国能源部举行的有关定日镜设计的竞赛，几种最具潜力的设计被运往现场进行了安装和优缺点的比较。Solar One 项目于 1981 年建成，从 1982 年运行至 1986 年。它使用了 1818 面 40m² 的定日镜，装机容量为 10MW，占地 72,650 m²。在沙尘

天气中，Solar One 的定日镜所聚集的反射光柱会在 Solar One 接收塔附近形成独特的景观。

Solar One 在 1995 年被改建和重命名为 Solar Two，即在原有 Solar One 的基础上改建而成的。首先是定日镜的外圈加了 108 面 95m^2 新的定日镜。并且，Solar Two 中使用了 60% 的硝酸钠和 40% 的硝酸钾作为储热介质，取代了 Solar One 中使用的油和水。Solar Two 成功地验证了在塔式发电系统中使用熔盐储热以进行持续发电的技术可行性，完成了它的历史使命。2009 年 11 月 25 日，Solar Two 接收塔被摧毁，所有的定日镜和硬件被移走，在空出的场地上将计划建设更大的太阳能热发电站。



图 16 Solar Two 的接收塔和定日镜

Solar Tres 是在 Solar Two 的成功经验的基础上，在西班牙建立的第一个商业化的塔式太阳能集热电站。它装备的定日镜面积约为 Solar Two 项目的三倍，装机容量为 15MW。由于使用了更大规模的熔盐储热装置，因此，在夏天 Solar Tres，能够保证 24×7 不间断持续供电。

4.2.5 PS10 和 PS20 塔式电站

Planta Solar 10 (PS10) 位于西班牙南部的 Seville 市附近，是欧洲第一座商业化塔式太阳能集热电站。PS10 每面定日镜有 120m^2 ，向 115 米，约 40 层楼高的接受塔反射和聚集太阳能，发电容量为 11MW。目前的储热装置为高压蒸汽，储存能量可供电站运行一个小时。



图 17 西班牙塔式太阳能热发电站 PS10



图 18 PS10（左）和 PS20

PS10 是一系列太阳能集热电站中的第一个，计划中到 2013 年在同一地址将兴建总发电容量为 300MW 太阳能热电站。PS20 则是此系列的第二个，也是目前具有最高装机容量的塔式发电站——20MW。

4.2.6 Desertec 计划

Desertec 是以德国为首的多个欧洲国家联合参与的一个雄心勃勃的计划²⁰。它的目标就是利用撒哈拉沙漠架设 9000 平方公里的太阳能电板，来满足全世界的电力要求。而这个面积与 900 万平方公里的撒哈拉沙漠相比，不过是沧海一粟。

Desertec 概念是由罗马俱乐部的 TREC 行动衍生的，希望通过开发沙漠的

潜能，为世界各地供应可持续电力。2009 年 10 月 30 日，欧洲沙漠太阳能热发电行动计划合资公司“Desertec Industrial Initiative (DII) 在德国慕尼黑成立，计划投资 4000 亿欧元，在撒哈拉沙漠建设世界最大的太阳能热发电项目。首批股东是以德国为主的 12 家大工业集团公司、金融、保险、能源业巨头及基金会。由于当前水资源也同样面临危机，因此该项目希望将太阳能热发电站和淡水处理厂结合在一起，这样不但能够利用撒哈拉沙漠丰富的太阳能资源，而且还能为贫瘠的沙漠地区提供饮用水。

根据该计划，这项工程到 2050 年的时候，所产生的电能产量峰值将达到 100GW，相当于 100 座火力发电厂的发电量，届时将满足欧洲地区 15% 的用电需求。从规模上当得起世纪工程的称号。另外，计划还指出电能的输送将采用高压直流输电技术，可以使电能在传输过程中的损耗降低至 10% 以下。整个送电工程会横跨地中海，而主要的线路穿越直布罗陀海峡，由摩洛哥至西班牙、经由巴利阿里群岛，由阿尔及利亚至法国、突尼斯至意大利、利比亚至希腊、经由塞浦路斯，由埃及至土耳其。

此外，Desertec 计划还包括建设一个覆盖范围更广的欧洲超级电网，涵盖北海风力涡轮发电、斯堪的那维亚半岛水力发电、冰岛地热发电、东欧地区生物能发电以及太阳能发电。这样就能为欧洲提高足够的清洁能源。

项目的牵头者是慕尼黑再保险公司，但幕后发起人和支持者则是罗马俱乐部和德国政府。

资金提供方：

Munich Re 慕尼黑再保险

Deutsche Bank 德意志银行

HSH Nordbank 德国汉堡石荷州北方银行

市场与资金技术提供方：

E.ON 集团，德国能源巨头

RWE，德国电力及公用事业公司

SIEMENS，西门子公司

核心技术提供方：

ABB 阿西布朗勃法瑞集团：电网高压直流输送技术

MAN Solar Millennium：德国太阳能公司 Solar Millennium（太阳千年）与德国营造与工程公司 MAN Ferrostaal 的合资企业。Solar Millennium 公司在抛物线槽式太阳能发电领域技术领先。

西班牙 ABENGOA Solar 公司：公司有多年建设和运营槽式 CSP 电站的经验。

SCHOTT Solar：德国肖特太阳能，玻璃复合吸热管核心技术。

M+W Zander：美施威尔有限公司：光伏和太阳能设施工程公司。

地域参与方：

阿尔及利亚 cevital 工业集团

这十二家企业中九家来自德国，而且核心技术除了 ABB 集团的高压直流输电技术，其他大部分都掌握在德国企业手里。项目的建成将保障欧洲/中东北非国家的能源安全。并且项目大规模的私有投资，将会给中东北非地区的增长和发展带来机遇。其次，通过利用太阳能热发电站的余热，结合海水淡化厂，保证中东北非国家未来的供水问题。同时，减少二氧化碳排放，从而为欧盟和德国联邦政府实现气候变化目标做出重要贡献。这个大工程在经济、生态和社会方面效益都很可观，但也可预想到项目实施时，所需克服的来自政治组织、经济投资乃至技术上的种种难题。

第五章 太阳能集热发电的驱动因素以及障碍风险分析

5.1 太阳热发电的驱动因素

在这篇报告里，我们不想占用篇幅去重复描述由于中国“富煤、缺油、少气”的以煤为主的**能源结构**、以及传统燃煤发电方式所造成的二氧化碳和**污染物**的排放，乃至经济腾飞所造成的日益巨大的**能源供需之间的缺口**、寻找新的清洁替代能源、**保障能源供应**，保障可持续发展的迫切性和必要性等等。太阳能集热发电的发展，无疑与以上因素均密不可分。在这样的社会和时代背景下，这些问题的重要性早已经凸显到毋庸置疑，广泛的社会关注更使得相关方面的数据与论述唾手可得。与此同时，前几年化石燃料价格的一路飞涨，也进一步推动了太阳能集热发电的发展。此外，太阳能集热发电近期腾飞的另外一个关键，则是由于太阳能热发电自身的技术发展和进步，为未来 CSP 的发电成本大幅下降的带来可能，从而为克服太阳能集热发电的重要壁垒提供了重要的技术保障。

5.2 风险因素和障碍分析

5.2.1 高额初始投资

太阳能热发电站高额的初始投资，导致其电价与传统发电电价相比缺乏竞争力，这是 CSP 在历史发展中曾经一度徘徊不前的主要原因，也是未来能否真正得到广泛应用的关键。和传统简单的燃烧化石燃料而获取电能方式不同的是，太阳能集热发电首先要建立大面积的镜场，用以收集太阳能。这部分“多出来”的镜子、镜子支架，乃至集热管，导热油以及控制系统，在太阳能集热发电的固定资产投资中所占比例大于发动机发电部分——同时增加的还有工程设计与施工的难度，给融资带来的困难和后期财务运行的费用。

西班牙 Andasol1 电站（槽式系统 50MW，7.5 小时储能能力），电站总共花费了三亿一千万欧元进行兴建，年发电量约为 180GWh，由此可得出每千瓦小时的投资成本为 €1.72/kWh，开发商公布的核算的平准化后的电价（LEC）为 €0.271/kWh，与西班牙政府给予的 €0.27/kWh 的上网电价基本相平。而在总投资中，与镜场有关的成本就占了总体费用的 37%，如果加上热储存部分，即与太阳能收集和储存有关的成本达到了总体费用的 48%。而传统的蒸汽轮机发电部分

（包含控制、冷却塔，管路系统等），不过只占到了 16%。因此，高额初始固定投资始终是发展太阳能集热发电的主要障碍²¹。

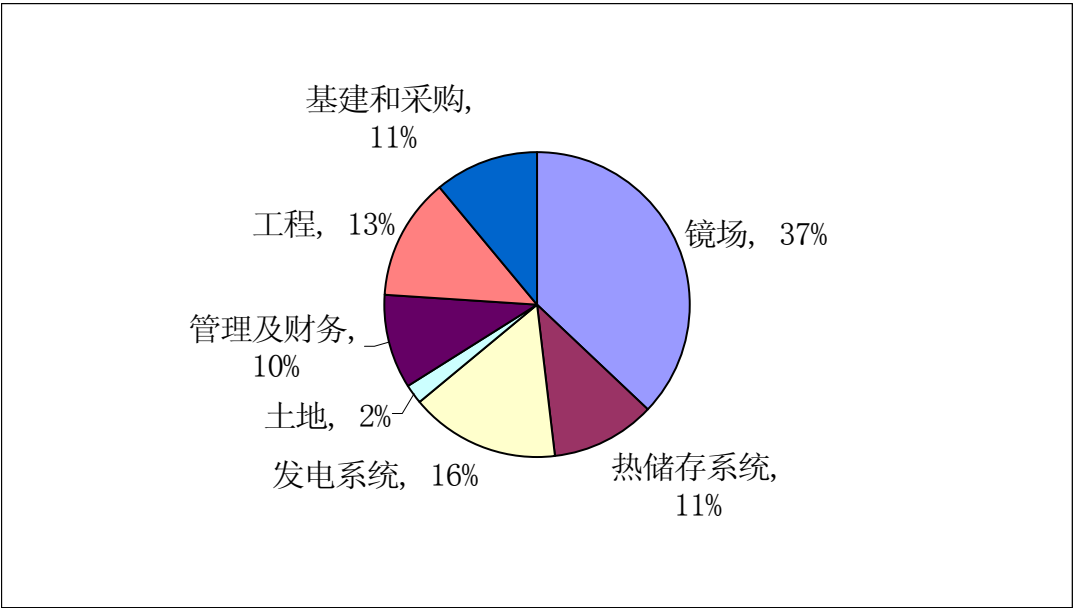


图 19 西班牙 Andasol1（50M）电站的投资组成

5.2.2 太阳能发电的间歇性

由于太阳能电站依靠太阳的能量发电，所以其运行严重地依赖于一天当中的时段与天气情况。尤其是太阳能集热发电，不像光伏发电可以利用太阳漫射发电，而只能利用太阳能的法直辐射，因此在阴天、雨天和夜间均不能发电，从而使太阳能热电站的经济性在高投资的基础上，更为大打折扣。同样规模的火电厂根据电力需求情况，年可利用小时可为 4000-5500 小时以上，而太阳能电站，在没有储能系统的情况下，最好的情况也只能做到充分利用当地所有的年日照小时，即 2000-3000 小时。且由于太阳能发电的余弦效应较强，如折合到等效发电小时的话有效运行的时间则会更少。

太阳能发电的不稳定性和间歇性，在影响电厂总发电量，降低其经济性的同时，也增加了发电机组的运行和维护的难度。太阳能的能流密度低，一天之中日照强度的差别就会很大，外加天气情况等很多的不可控因素，给发电系统的运行带来了许多的不稳定因素，发电机系统更是每天都必须经历熄火、系统冷却，然后重新启动的过程。发展太阳能化石燃料混合发电、或整体太阳能联合循环（ISCC），以及经济有效的热储存系统，都会有效缓解太阳能发电的间歇性问题。

同时，也可提高电厂利用率和总发电量，有利于提高电厂的经济效率。

5.2.3 土地和水源要求

在前面的资源和技术概况的章节中都已经介绍到，槽式对地面坡度要求比较高，通常不得超过 1%。此外，由于太阳能能流密度低，太阳能集热发电电站通常需要占用大面积的平坦的土地来建设镜场，槽式对于土地面积的要求可以用 $30\text{MW}/\text{km}^2$ 来估计。与传统电站相比，越是规模性的电厂对土地面积的要求就会比较大，花在获取土地上的成本也就越高。但如果在与传统电站比较时，把其所需的燃料的矿藏开采面积也计算在内，则太阳能集热电站所占土地面积甚至小于传统电厂，且只是一次性的投入。更为重要的是，太阳能集热电站无需占用宝贵的耕地或者良田，而只需日照丰富的沙漠或荒漠之中，这样的土地成本相对较低。但其蒸汽发电中的水冷装置对水源却有一定的要求。虽然气冷方式可以有效地消除这个矛盾，但同时也会提高电站建设的成本。

5.2.4 电网输送

根据本报告第二章，中国太阳能集热发电的资源统计可以看出，最适合建设太阳能集热发电电站的地方多数集中在内蒙、青海、甘肃、新疆这些人口稀少的地区。而这些省份的工业通常并不发达，对电力的需求不高。因此从长远来看，由于中国太阳能资源的分布不均匀、远离用电中心的特性，电力输送所必然带来电力成本上的增加，可能会成为未来中国 CSP 发展的主要障碍之一。

太阳能热发电所产生的电力，也包括光伏发电，需要建设地下掩埋的高压直流 HVDC 电缆电网，才可以满足远程电力输送的要求，从而把太阳能发电产生的电力输送到工业发达和对电力需求更高的地区。我国未来还将建设全国性的智能电网，解决新能源发电的间歇性问题发展太阳能发电。

中国电网基本属于国家管理，虽然根据体制改革，在国家电网之外，还有南方、华中、华东、西北、东北、华北六大电网公司。但国家电网公司的经营区域仍然覆盖 26 个省、自治区、直辖市，覆盖国土面积的 88% 以上。不像国外完全由私人企业分割控制。因此，在电网的统一规划和建设上具有一定的优势。可以对包括太阳能光伏发电集热发电在内的所有的太阳能发电，以及其他可再生能源

发电，如风力发电等，进行电网的统一规划和建设，从而节约建设成本。太阳能集热发电的品质要高于风力发电——虽然也存在间歇性问题，但稳定性和可预期性都要高于风电，对电网的冲击小。

根据中国电力科学研究所做的中国长距离 HVDC 发展规划，到 2010 年中国的 HVDC 的传输能力将达到 500GW，从 2010 年到 2020 年基本形成全国的 HVDC 的传输网络，并在 2020 年其设计传输能力将达到 750GW。但从图 20 和图 21 来看，仍然缺乏 CSP 电力传输所必须的西部到西部，西部到中部以及西部到东南部的电力传输网络。

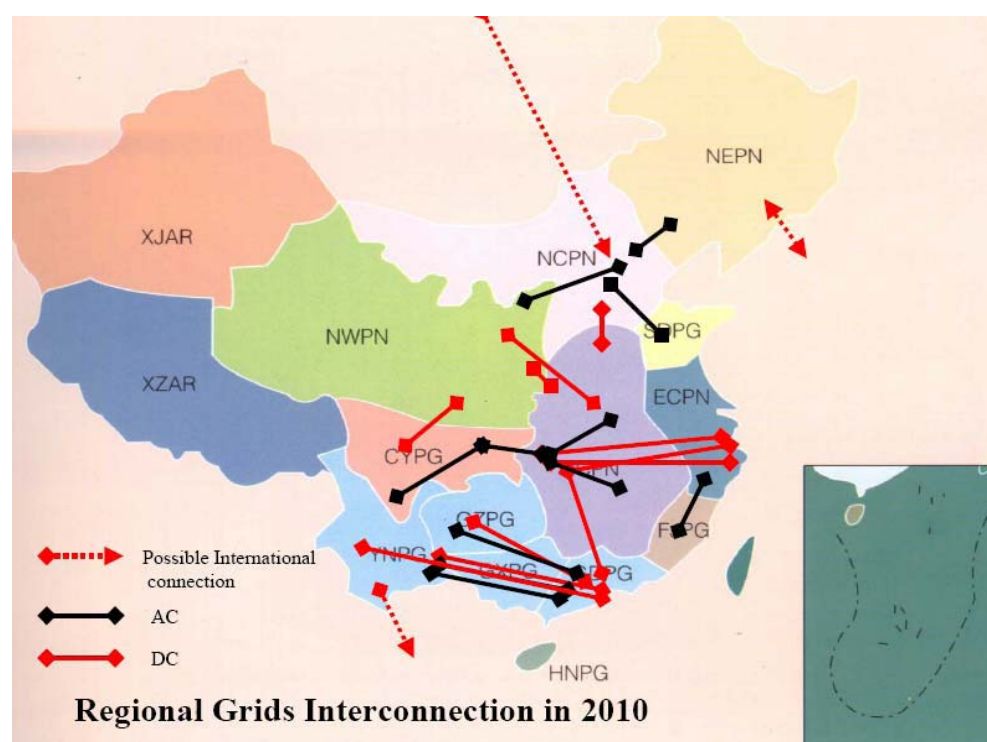


图 20 到 2010 年中国规划的 HVDC/AC 传输网络

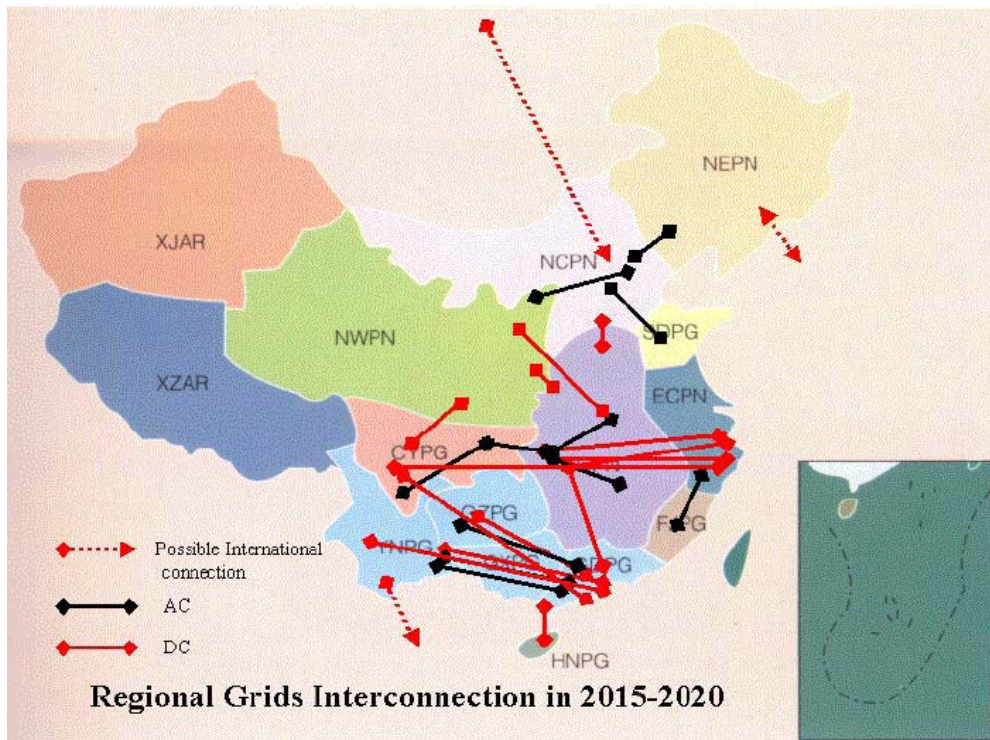


图 21 2015-2020 年中国规划的 HVDC/AC 传输网络

此外，如果从造价上考虑的话，根据 Wen Zhang 的计算¹²，每 2000 公里的 HVDC 的电力运输差不多要给每度电的成本增加 2 美分。因此，在未来 CSP 电站实际选址时，则要在成本上均衡好这样的矛盾，是把电站建立在一个太阳能资源相对丰富，但是需要搭建额外的电力运输网线的地点，还是建立在距离用电中心近，电力运输成本低，但是太阳能资源可能没有前者那么丰富的地点。

5.2.5 政策风险

由于太阳能集热发电和其他可再生能源类似，在开始的发展阶段，依赖于国家政策扶持尤其是经济补贴。因此，太阳能集热发电的投资人在投资时也会相应地承担一定的政策风险。一旦政府经济补贴政策有变，投资人预期中的资金收益则会受到影响。因此，国家在经济补贴或者扶持政策的制定一定要保持的长期性稳定性和一致性，以保障投资者对投资可再生能源的信心。

5.2.6 太阳能集热发电的价值链

太阳能集热发电电站的建设和运行流程一般的分为 1)项目策划和融资阶段，2) 工程的采购和建设阶段，和 3)太阳能电站的运行阶段。国外太阳能集热电站

的生命周期一般为 25-30 年，加州沙漠中的 SEGS 最早的太阳能热发电系统已经运行了 25 年，现还在继续正常工作中。而中国按照惯例，电站均以 20 年来进行计算。实际周期应该高过这个年限。

在这个价值链中，参与推动太阳能热发电产业的公司主要有技术提供商、纯发展商和电力公司。

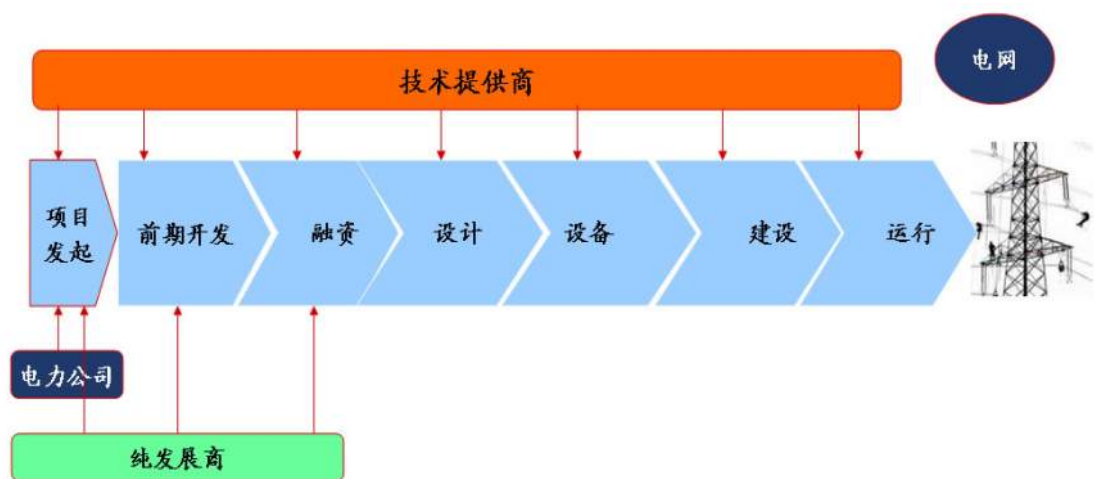


图 22 太阳能集热发电的价值链

按照国外经验，技术提供商有两种，一种是大型集团的子公司，母公司资金实力雄厚，能够给予资金、配套业务等多方面支持；另一种则是有相关研究经验的科学家创办的企业，推广太阳能电站的资金多靠外部融资。由于太阳能热电站的工程施工也比较复杂，电站技术提供商多采用与知名工程公司组建合资公司的形式来补充工程能力。现阶段来看，技术提供商的业务通常遍布整条产业链，具有高度垂直整合的特征，专业化分工不明显。

电力公司则是从市场需求角度拉动产业发展，技术提供商从推广技术和设备的角度发起建立太阳能热电站。而电厂选址、融资的方案设计是纯发展商进入该产业的突破口。

目前，中国有资金实力的大型企业（例如五大发电集团）更为关注的是如何快速建立太阳能电站，而不是投资技术公司。现阶段国内的风险投资机制尚不成熟，融资渠道的匮乏也影响了技术公司的快速发展。

第六章 CSP 的成本与电价分析

高额成本造成的高电价始终是太阳能集热发电发展的主要障碍。从现在世界上已有的太阳能集热电站来看的电价来看，都要高出传统的化石能源发电。根据 IEA 发表的一份可再生能源报告表明²²，在现有技术条件下，CSP 的成本在 0.19\$/kWh 和 0.25\$/kWh 之间，而与一般 CSP 发电规模大致相当，中等大小的传统的化石能源的发电成本只有 0.037\$/kWh 到 0.05\$/kWh。虽然目前 CSP 与传统化石能源相比，在价格上还不具有的竞争力，但是根据报告预测，太阳能热发电很有可能在未来的十到十五年内，有能力把成本降低到 0.05\$/kWh 到 0.075\$/kWh 之间，届时，由于传统能源发电面临着要缴纳环境净化以及排碳费用，成本会有所上升。因此意味着在十到十五年之后，CSP 在成本与电价上都会具备了与传统发电竞争的能力。无独有偶，根据另外一份由 Electric Power Research Institute 准备的报告，也同样预测了在世界太阳能热发电的总容量达到 4GW 的之后，2015 年时所建立的 CSP 新电站的成本可望下降到 0.08\$/kWh（2015 年时的币值），或者相当于 2005 年币值的 0.05\$/kWh。²³

由于中国目前还没有已运行的商业化电站成本和价格分析，因此，我们将借助 Wen Zhang 所做的一份基于国外的太阳能热发电的成本分析²⁴，来了解与解读太阳能热发电的成本的基本概况，并以此为基础，对未来成本降低做出预测和分析。

6.1 工作方法概述

在 Wen Zhang 的成本分析，使用了一种由 IEA 公布的简化的基准化电价（Levelized Energy Cost）LEC 的计算方法²⁵，即在考虑了电站的整个的生命周期之中所有的支出之后，能够保证一个发电项目保证收支平衡的最低电价，所谓支出包括初始投资，运行和维修费用，燃料等等。此成本分析主要使用的是 Fichtner 公司的数据，以及由 NREL 所委派的独立第三方 Sargent&Lundy 针对太阳能集热发电几种分支技术的成本研究报告中的数据²³。

6.2 槽式的成本分析

6.2.1 投资成本

太阳能槽式集热发电，投资成本主要包括有支架、吸热器、聚光镜、电站建设中与太阳能有关的辅助系统，电站发电中与产能有关的辅助系统，以及热储存，共六个部分。下表是用来做分析的槽式电站的基本数据，其中除了 SEGS VI 是目前在美国真实运行的电站之外，其它四个则为只基于预测或准备在建的电站数据。

表 5 用来分析的槽式电站的基本数据

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
聚光面积	km ²	0.188	0.496	0.767	1.11	0.58
发电容量	MW	30	50	100	100	100
容量因子	%	22%	47%	33%	51%	25%
年发电量	GWh/yr	58	206	290	451	223

● 支架

表 6 槽式支架成本比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
支架	\$/m ²	67	67	171	172	160

支架的成本主要由钢铁的价格所决定。由对抗风性的要求决定了所需钢铁的强度。由于 2003 年到 2008 年间，钢铁支撑材料的价格上涨了 2.5 倍之多，随之支架的成本也大幅上涨。

● 吸热器

表 7 槽式的吸热器成本比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
吸热器	\$/m ²	43	43	53	53	60

由于不同项目中所使用的吸热器的厂家和型号不同，因此在价格上具有一定的差异性和不可比性。此外，由于目前在国际上，成熟的槽式吸热器的供应商只有 Solel 和 Schott 两家，而且其规模在过去五年内都没有太大的发展。因此，近期内对太阳能热发电的吸热器的高需求造成了短期内吸热器仍然会维持在高价位之上。从表 7 可以看出，相比于 2003 年的 43\$/m²，2008 年槽式吸热器的价格升高到了一半，为 60\$/m²。

● 聚光镜

表 8 槽式聚光镜的造价比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
吸热器	\$/m ²	43	43	53	53	60

槽式的镜子的供应商目前在国际上也只有三家，同样，近年来随着西班牙槽

式工程的数目的大量增加，对聚光镜的高需求造成了其价格居高不下。从 2003 到 2005 年，厂家的规模化生产和竞争并没有太多改变和提高，因此，价格也从原来的 40\$/m² 上涨到 60\$/m²。未来随着行业的热度增加，更多制造商的加入和竞争则有可能导致镜子价格的降低。

● 太阳能辅助设施部分

表 9 太阳能其它辅助设施的成本比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
太阳热辅助部分	\$/m ²	234	250	141	141	150

有关太阳能集热方面的辅助设施就是太阳能热电站中，除了以上所提到的支架，吸热器，聚光镜等直接用于采集太阳能的部件之外，其它与采集太阳能或者能量传递相关的设施，诸如太阳跟踪系统，热介质传输系统，电子控制系统，以及相应的管道系统等。由表 9 可见，由于在过去的五年内，对太阳跟踪系统和新型高温传热介质等新技术的成功研发，太阳能热电辅助设施的开支急剧下降。未来预计相关的成本还会继续降低。

● 发电机组及其辅助设施

与电站发电有关的成本，包括蒸汽轮机、发电机以及相关的供水，冷凝设备，冷却塔、等等以及一般电站所需的防火、压缩空气、自动控制、及升降装置等各种辅助设施的成本。在数据采集的五年内，由于一些新技术的采用，如在缺水地区，以空冷代替水冷，还有传统电站中发电部分价格上升，2008 年 Fichtner 的电站中与发电相关组块有关的成本，比 2003 年相比，有非常显著提高。

表 10 电站发电部分的成本比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
发电	\$/m ²	527	306	1183	1183	2500

● 热储存

表 11 双罐式热储存系统成本明细

项目	\$/kW	\$/kWth	6 小时存储	
			\$/kWh	\$/kWth
储存罐	16.30	5.70	97.80	34.20
泵	19.81	6.71	115.08	40.26
热交换器	17.07	5.98	102.42	35.88
仪器	1.25	0.44	7.50	2.64
管道	6.15	2.15	36.90	12.90
钢架结构	2.17	0.76	13.02	4.56
绝热	11.71	4.1	70.26	24.60
电子控制	6.49	2.27	38.94	13.62
水泥	3.2	1.12	19.20	6.72
储存介质	43.95	15.38	23.70	92.28
总计	127.47	44.61	764.82	267.66

太阳能热电站所采取的热储存技术的类型和容量, 对于整个太阳能热电站的

成本具有很大的影响。表 11 中所列数据来自于 S&L 成本研究²⁶ below，为当前较为流行的热储存系统——双熔盐罐热储存系统的成本明细。与 2003 年比较，6 小时的双熔盐罐的储存系统的成本略有下降。目前由于成本和占地问题，热储存并未成为太阳能槽式热电站的主流配置。未来热储存技术的更新以及太阳聚热温度的提高，将有助于降低成本，并提高发电效率。

表 12 热储存成本比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
发电	\$/kW	-	958	-	765	-

● 固定资产的成本总投资

综上所述，根据以上各项有关太阳能槽式热电站的固定资产投资，表 13 中总结了几种以供研究的槽式电站的固定资产总投资的数据。可以看出，目前槽式太阳能热电站的前期固定资产投资在 4500-6700\$/kW 之间。热储存和混合型的电站，由于需要附加设备，会在一定程度上提高电站的前期固定资产的总投资额。但在电站运行时期，综合考虑了由于热储存和混合电站所大幅度提高的发电量之后，两者的 LCOE 却比单纯的太阳能热发电站的 LCOE 要低。

表 13 槽式太阳能热发电电站的的固定资产成本投资的比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
固定成本投资	\$/kW	3052	5073	4471	6708	5594

6.2.2 日常运行和维护成本（ O&M ）

一般讲，日常运行和维护成本（ O&M ）包含太阳能热电站日常运行的开支，设备的定期维修与清洗和保养，零件更换，人员工资，水处理，及其它相关运行和维护费用。在太阳能热电站运行的早期，维护保养的费用会相对较低，根据国外的经验，会占总固定资产投资额的 2% 左右。

表 14 槽式太阳能热电站的年运行和维护费用（ O&M ）比较

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
年运行和维护费用（ O&M ）	\$/kW	63	115	67	78	120

槽式电站的平准化成本 LCOE 的比较

表 15 槽式电站的 LCOE 比较（crf： 9.37%）

槽式	单位	Sargent & Lundy				Fichtner
		2003		2008		2008
电站		SEGS VI	槽式 50	槽式 100	槽式 100	槽式 100
	类型	混合	热储存	无热储存	热储存	混合
年发电量	GWh	58	206	290	451	223
LCOE	\$/kW	0.181	0.143	0.168	0.157	0.293

由表 15 可见，混合发电和热储存都可提高发电量，降低平准化成本 LCOE 以及上网电价。

6.3 太阳能塔式发电

同槽式类似，太阳能塔式发电电站的成本包括前期的开发和固定资产成本投资，以及后期的运行和维修成本。

6.3.1 固定资产开发与投资成本

其中开发和固定资产成本投资包括前期对建站用地的开发和基础设施的建设、已经对定日镜场、聚光镜、塔、管道、发电设备、热储存，和其他固定资本的建设和投资成本。

表 16 太阳能塔式发电的固定成本比较

塔式	单位	Sargent & Lundy		Fichtner
		2003	2008	2008
电站	名称	Solar Tres 13.65 MW	Solar Tres 13.65 MW	Tower 47.25 MW
	类型	热储存	热储存	无储存
场地征用开发和基础设施	\$/m ²	11.6	-	25.3
定日镜场	\$/m ²	160	230.6	191.2
聚光镜		57143 \$/m ²	121680 \$/m ²	151.5 \$/kWth
塔和管道	\$/m ²	11.6	21.99	18.9
发电设备	\$/kWe	1397.7	4719.6	1556.6
热储存	\$/kWt	49	24.9	-
固定资产投资总额	M\$	119	219	214
	\$/kWe	8753	16905	4534

从表 16 中可见，除了热储存的投资成本从 2003 年到 2008 年有所下降之外，

其他方面的投资成本都由于缺乏竞争和规模生产能力，材料涨价等因素，开支均为大幅上升，以聚光镜为例，成本就增长了两倍以上。总体来看，塔式发电的前期开发和固定投资成本在 4500 到 16900\$/kW 之间，比槽式发电相应的固定投资成本，3000 到 6700\$/kW（见表 13），明显要高出很多。

6.3.2 太阳能塔式热发电站的运行和维护成本（ O&M ）

与太阳能槽式热发电类似，塔式的运行和维护成本（ O&M ）包括对于与收集太阳能有关的镜场及发电机组有关部分的运行和维护费用、零件更换、水处理的运行和维护、人员费用，和财务运行的费用等。

表 17 塔式运行和维护成本的比较

塔式	单位	Sargent & Lundy		Fichtner
		2003	2008	2008
电站	名称	Solar Tres 13.65 MW	Solar Tres 13.65 MW	Tower 47.25 MW
	类型	热储存	热储存	无储存
运行和维护成本（ O&M ）	\$/kWh	0.03	0.01	0.05

日常的运行和维护成本（ O&M ）取决于电站的容量的大小、即镜场大小、产电能量。由表 17 中可以看出，由于具有热储存的电站的产电容量大大高于没有热储存能力的电站，相应其平均运行费用降低。

6.3.3 平准化成本 LCOE

由于表 18 中数据可见，目前塔式发电的平准化成本在 22 美分/kWh 左右。由于在 2003 年 S&L 所做的研究中，对价格降低和规模增长的因素均预期过高，因此其所 2003 年所估测的塔式发电的价格，比当前实际的塔式发电价格都要低很多。

表 18 太阳能塔式热发电的平准化成本 LCOE 的比较(crf: 9.37%)

塔式	单位	Sargent & Lundy		Fichtner
		2003	2008	2008
电站	名称	Solar Tres 13.65 MW	Solar Tres 13.65 MW	Tower 47.25 MW
	类型	热储存	热储存	无储存
年净发电量	GWh	93	93	116
LCOE	\$/kWe	0.15	0.22	0.22

6.4 未来太阳能热发电成本会降低到与传统发电成本可比较的水平

未来太阳能热发电，除了可通过技术进步，提高太阳能光电转换总效率之外来降低成本之外，随着规模发展所带来的经济效应和经验学习曲线（learning curve），成本也会相应降低²⁶。

例如，在槽式发电中，由于技术进步可能产生的成本降低包括：

- 通过提高镜面的反射和吸收器的吸收性能，来提高镜场效率；
- 更好的支架结构设计以用来降低重量和成本
- HTF（热交换介质）性能的提高
- 储热性能的提高

图 21 显示的是根据 ESTELA 的报告所估计的从 2007 到 2025 年，槽式太阳能的成本会以大约每年 3% 的速度降低，从而价格从 2007 年的 25 美分下降到 2025 年的 15 美分。

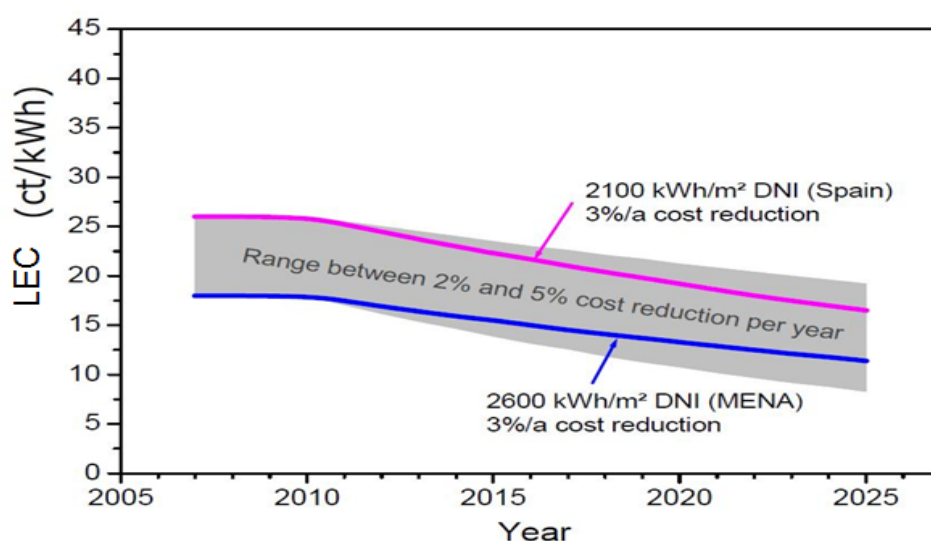


图 23 ESTELA 对太阳能槽式发电预测的至 2025 年的成本降低情况

根据 NREL 委派的独立第三方 Sargent&Lundy 针对太阳能集热发电几种分支技术在未来成本的研究，槽式有储能系统、无储存系统和塔式，以及碟式的发电成本分别下降为²⁷：

表 19 Sargent&Lundy 对太阳能集热发电技术的 LCOE 的预测

	2012 年	2018 年	2025 年
槽式无储热系统（美分/kWh）	10.48	8.75	7.71
槽式有储热系统（美分/kWh）	9.78	8.37	6.79
塔式（美分/kWh）	20.52	8.82	7.36
碟式（美分/kWh）	12.3	11.03	8.59

由表 19 可见，到 2025 年，太阳能热发电的各分支技术的成本都有显著下降，由于传统发电的成本则由于环境治理成本的加入等，会比现在有所上升，因此届时，太阳能热发电的成本应该与传统发电已经具有竞争性。塔式发电由于在技术

进步和效率提升方面具有强大潜力，到 2025 年，成本可降低到与槽式基本相平。图 22 中分别列出了至 2025 年，由于技术进步和规模生产，以及电站增容因素而给槽式（无储能）、塔式和碟式系统所带来的成本降低比例：

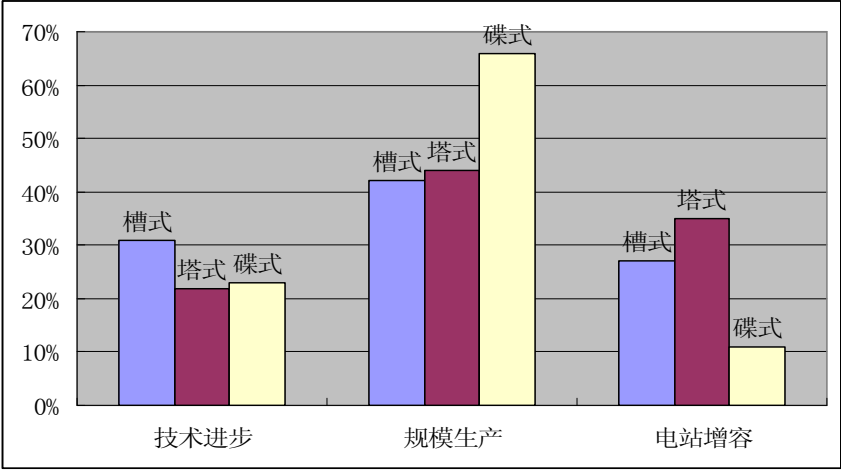


图 24 不同太阳能集热发电电价降低的原因，按技术分类所占的比例

目前，线性菲涅尔技术在商业上尚未成熟，仅有少数的技术示范项目。由于缺乏相应的规模化效应，其所提倡的简单化设计所导致的成本降低的宗旨也还没有得到体现。根据从 Novatec Biosol AG 1.4 MW 的 Puerto Errado¹ 项目所得到的数据，其平准化后的成本电价为 0.386\$/kWh，比槽式系统大概高出 30%。其成本降低，一样要依靠今后的规模化生产、技术进步与效率提高。

第七章 光热与光伏商业化的竞争分析

7.1 光热与光伏都是对太阳能的有效利用，但各有特点

作为同样都是利用太阳能进行发电的可再生能源技术，光伏发电无疑是最经常用来与太阳能集热发电做比较的新型发电技术。如前面介绍的，太阳能集热发电是将光能转变为热能，然后再通过传统的热力循环做功发电的技术。而光伏发电是由光子使电子跃迁，形成电位差，光能直接就转变为电能。因此，光伏发电产生的是直流电，而太阳能集热发电产生的是和传统的火电一样的交流电，与传统发电方式和现有电网的匹配性更好，可直接上网。其次，两者在对太阳能资源的要求上也存在着一定的差异。光热发电必须需要太阳光的直接辐射，而光伏发电在太阳光的直接辐射之外，还可以利用太阳光的漫反射。因此，光伏发电对于太阳能资源的要求相对宽松，其利用的形式和区域也更为宽泛和灵活，尤其适合于各种情况下的分布式发电。而两者之间最为重要的差别，则在于各自在能量储存方式上的差异。而储能对于弥补太阳能发电的间歇性，以及对电网的调峰能力，具有着非常重要的意义。由于光伏发电是由光能直接转换为电能，因此其多余的能量只能采用电池储存，因此其技术难度和造价远比太阳能集热发电中，仅需储热要大得多。因此，易于对多余的能量进行储存，以实现连续稳定的发电和调峰发电，是太阳能热发电相对于光伏发电的一个最为重要和明显的优势。

再者，在工程技术和安装上，光伏发电的全部光电转化都已经被完整地包含在一个模块当中，功能独立，因此非常适合分散式发电。而光伏发电的集中式发电，也是基于对数目众多的太阳能电池模块的叠加效应，是对单块电池的拼装和连接。一旦电池出厂，就已经是功能独立的运行单元，后期的现场安装和维护都相对简单。所以产业的重点在于对单片的太阳能电池的制造技术的开发上。而太阳热发电技术，除了斯特林（碟式）本身因为有类似于光伏的模块化的特点以外，其它三种光热方式缺乏用作分布式小型发电的优势，而更适合于大型的集中式发电，其经济性也只有在大规模的集中发电中才能够体现出来。在太阳能热发电技术中，虽然所使用的材料都只是一般的常规材料，诸如玻璃和钢材，但系统集成更具工程性，现场安装和施工都相对复杂，并且对于整个项目的成功至关重要。如镜场的支架、乃至调试等，甚至是经验也起着非常关键的作用。

简单的讲，对于光热，储能和集中式发电是两个关键词；而对光伏则是模块化和分散式。当然这样的概括并不全面，光热发电里也有适用于分散式发电的斯特林（碟式）系统。光伏发电目前也应用于大规模集中式发电当中。

7.2 随着光伏的商业竞争力的与日俱进,将成为光热的商业化发展的主要竞争对手之一

虽然，从长远与积极的角度来看，光热发电与光伏发电都是人类对太阳能的有效利用方式，是解决未来人类能源危机行之有效的办法。两者也是基于各自的发电特点，在发电方式上可以进行有益的补充和共同发展的关系。然而，从商业运作的角度上来讲，两者同样依靠太阳能发电、在资源要求上的类似性，造成短期内两者之间的被比较与相互竞争关系不可避免。

首先，从商业化程度上来讲，光伏近年来在全球乃至在中国都呈现爆发式的增长。从 2002 年到 2008 年，全球光伏电池的生产量每两年就翻一翻，平均每年增长速度为 48%。虽然 2009 年信贷紧缩对基础设施建设和能源项目的融资带来了很大的打击，但是根据欧洲太阳能光伏行业协会(EPIA)的数据，全球太阳能光伏装机容量仍然增长了 44%，全球太阳能新增装机容量达 64 亿兆瓦，使全球太阳能装机总容量超过 200 亿兆瓦。而中国在 2009 年，太阳能电池产量已经达到了 4011 兆瓦，占世界太阳能电池总产量的 40%。根据 solarbuzz2009 年 12 月 9 日发布的数据显示，2009 年中国光伏安装量超过过去历年累计安装量，中国光伏安装量预计占到世界总量的 2.51%，而在 2008 年仅占 0.73%。2009 年全年装机超过 120 兆瓦，到 2009 年底全国光伏累计装机有可能达到或超过 300 兆瓦，提前完成国家中长期发展规划 2010 年 250 兆瓦的目标。

而光伏发电在市场规模上的快速增长，不仅是光伏发电在技术上已经日臻成熟的一个成果表现，并且，在成本控制上，根据国外的数据，都显示出光伏发电，由于技术进步和规模生产等原因，在成本和电价上均有明显的降低，接近于 CSP。而在国内 2009 年度“敦煌 10 兆瓦并网光伏发电项目”招标中，江苏百世德太阳能高科技有限公司、中广核能源开发有限责任公司和比利时 Enfinity 公司联合体，以 ¥1.09 元/度的价格竞标成功。其 ¥1.09 元的价格对中国目前尚在起步、价格优势严重依赖于未来规模经济的光热发电来说，在市场竞争上已经造

成一定的压力。

综上所述，光伏在从资源与土地的竞争上、技术成熟度，以及市场价格这些方面，都已经对中国尚未成熟的光热发电的未来发展，造成了一定的挑战。中国光热发电必须在短期内，通过项目试点，打通各项关键技术，实现系统集成与示范。并在此过程当中，积极完善设备制造技术，形成相对完整的产业链。而最终形成依托于本土制造的优势，具有自主知识产权与核心竞争力的中国光热发电产业。

第八章 中国太阳能集热发电的技术及装备制造水平概况

8.1 中国太阳能集热发电发展概况

截至目前,虽然我国太阳能热发电技术的实际应用尚在起步,但国家从“七五”期间就已经开始设立有关太阳能集热发电技术项目以对其进行技术跟踪。因而在太阳能集热发电的单元技术和人才培养上,积累了一定的基础。我国科学家目前已经掌握了一批太阳能热发电的关键技术。比如,对抗风载高精度定日镜技术、高温塔式吸热器技术、高温储热技术、电站控制技术、塔式发电系统设计和集成技术、槽式真空管制造工艺和槽式聚光器集成技术等等。

2005 年 11 月,河海大学与以色列魏兹曼研究院 E.D.I.G 公司集双方的专利技术,于在南京江宁建立的一座 75KW 太阳能与燃油混合热源发电站,并成功试运行发电 2 天。其发电系统中由河海大学提供定日镜,每面定日镜的反射面积 40m^2 ,共有 30 面。以色列提供总体设计,空气吸热器及微燃机。该电站将太阳热辐射反射到高塔顶部,加热工作介质产生过热高温高压空气,和天然气共同驱动燃气轮机发电^{28、29}。之后,河海大学的课题组则更多的把精力转向了对槽式系统的开发上。此外,上海机械学院和天津大学等,也对太阳能热发电开展了应用基础研究工作,并在天津和上海分别建立了功率为 1KW 的塔式太阳能热发电模拟装置和功率为 1KW 的平板式低沸点工质太阳能热发电模拟装置进行实验。

2006 年由中科院电工所承担国家 863 计划,建立在北京延庆的“太阳能热发电技术及系统示范项目”无疑是目前国内曝光率和公示度最高的太阳能热发电示范项目。也是目前国内乃至亚洲唯一的一座兆瓦级的太阳能热发电示范项目。它不仅培育了中国在太阳能塔式集热发电方面的自主研发和自主创新能力。更重要的是在装备制造和现场安装上都摸索和积累了宝贵的经验,为不久将来正式步入大规模商业制造安装,奠定了坚实的基础。目前电工所已经掌握有关塔式发电的全部核心技术,并有自主专利。

美国 SETC 公司开发了具有长时间储热功能的 cenicom 新型碟式太阳能发电系统,并于 2007 年在天津成立彩熙太阳能环保公司。2009 年在其工厂内在建成了一个 146kW 示范模块装置,计划成功后将在西藏拉萨建设 6MW 的太阳能热

系统电站。该系统特点，一是集热温度高达 1100℃，太阳能转换效率高；二是有蓄热装置，不需化石燃料的支持，即可按需要供电；三是热能收集和储存过程与发电过程可完全独立进行；四是占地面积少，建筑塔 95%的土地可用，工程造价低；五是上网电价较低。他们的 130MW 示范模块如能成功试运，将是很有发展前途的一种太阳能热发电系统。

8.2 中国太阳能集热发电技术已经由单元技术向系统集成发展,形成由点成面的格局

“十五”和“十一五”期间，通过国家科技部 863、973、军口 863、国家自然科学基金重大项目、中国科学院“百人计划”等国家项目的支持以及一批企业的参与，中国科学院电工研究所、中国科学院长春光机所、中国科学院工程热物理所、皇明太阳能集团、河海大学等在太阳能热发电的多方面研究，在聚光器的设计制造、镜场的设计和系统控制，关键材料的制备、熔盐的热交换和储能系统，取得了一批科研成果和实用化技术。并由单元技术向系统集成发展，逐步形成由点成面的格局。对抗风载高精度定日镜技术、高温塔式吸热器技术、高温储热技术、电站控制技术、塔式发电系统设计和集成技术、槽式真空管制造工艺和槽式聚光器集成技术。

除了传统的学院式技术开发和研究之外，近年来由于新能源产业的异军突起，特别是光伏和风电在中国飞速发展，也让一些能源和设备制造企业把目光转向了国内还处于萌芽状态的太阳热发电市场。此外，太阳热发电在国外已有不少可供参考的成功市场运行案例，政府在扶持和发展新能源方面的决心和大环境，也都更坚定了这些企业在开始在技术和制造方面投入资金进行研发的信心。以期在将来市场腾飞当中先发制人，拔得头筹。

8.2.1 槽式太阳能的聚光器和吸热管

国内目前已有不同型式的槽式太阳能聚光器。远大空调公司、中国科学院电工研究所及河海大学各研制 1 套。由中国科学院电工研究所、皇明公司与工程热物理研究所联合研制成功的采光口宽度开口为 2.5 米，长 12 米的槽式聚光器，采用复合蜂窝技术形成超轻型结构的反射面，解决了使用平面玻璃制作曲面镜的问题。通过与美国科学家的共同探讨，传动采取了液压方式，可以适合今后沙漠

工作的要求。

截止目前,可用于槽式系统低温利用的(<120℃)的双端开口金属/玻璃太阳能真空管及全玻璃螺旋太阳能真空管已有多种,分别为北京欧科能公司,北京桑达太阳能公司,北京机械化研究院和北京天普太阳能公司所研制。中高温集热管是槽式发电的核心技术,但其开发有一定的难度。目前国内多家公司和大学,如皇明太阳能公司、河海大学,清华大学,北京航空航天大学等均在积极开展研发工作并取得进展。北京桑达开发出的高温桑达集热管的工作温度已经可以达到350℃,目前已经研制出2米的样管³⁰。此外,据德州华园新能源应用技术研究所以自己声称,业已研制出2米和4米的,温度适用范围为300-500℃的槽式集热管³¹。

8.2.2 塔式聚光器/定日镜

中国科学院电工研究所和皇明太阳能公司联合研制了多种塔式聚光器/定日镜,其中100平方米的定日镜目前正使用在其1MW示范项目中。通过对100m²定日镜的研制,电工所和皇明在大型定日镜反射镜面制作定型,轻型支架结构设计,大荷重传动系统以及定日镜的高精度跟踪系统方面积累了经验。为防止风载时的晃动,传动采用了无齿隙齿轮,保证了在离塔1km处也可以将光反射到吸热体上,满足大规模塔式电站的要求。该定日镜的聚光比为5,具有将太阳光聚集到1km以外的能力。电工所还研制出一种完全不用胶粘的定日镜单元镜,成型工艺简单,重量轻,成本低。实验验证光斑质量优异,适合在大规模塔式太阳能热发电中推广应用。

此外,河海大学与南京春晖公司联合研制的定日镜使用于南京江宁的70kw塔式示范项目中。中科院长春光学精密机械与物理研究所也研发出一种极轴式跟踪轮胎面定日镜,具有高聚光比、全天跟踪光斑变化小等优点。

8.2.3 碟式太阳能聚光器

国内目前已有多种不同形式的碟式太阳能聚光器。其中4套由中国科学院电工研究所主持研究,皇明太阳能公司参与了其中3套设备的研制,新疆新能源公司参与了其中1套设备的研制。聚光器焦点处的温度可达到约1600℃,经评议,

在技术指标及经济指标上已达到国际先进水平。目前，研究单位已经掌握了太阳位置三维跟踪技术和设备姿态高精密度控制传动技术，聚光系统精度达到 $\pm 0.2^\circ$ ；聚光器分别试验采用了蜗轮蜗杆式，轨道链传动式和双蜗轮均力式等三种不同的传动方式。高反射率旋转抛物面反射镜制备技术（反射率 $\geq 94\%$ ）；低能耗传动技术，设备运行时自身总电耗小于 4W；高密度热流传热技术，吸热器能在 $0.65 \times 10^6 \text{ W/m}^2$ 的超高热流密度下正常工作，且热效率不小于 91%等等。

8.2.4 熔盐储能系统

中山大学、北京工业大学、华南理工大学、东莞理工学院都已经在多元体系的混合熔融高温硝酸盐、碳酸盐、氯化盐的配置和物性测量，熔融盐换热性能实验和模拟等方面，取得了研究成果。此外，高温（ $\sim 550^\circ\text{C}$ ）传热储热的硝酸盐及其容器和材料的研究在常州压力容器检验所已开展数年，对盐的物理化学性能，与容器材料的相容性等已有初步结论。

8.2.5 材料

中国科学院金属研究所与电工研究所合作，开展了塔式太阳能热发电站用空气吸热器的研发工作，已研制出可在 1400°C 下使用的泡沫碳化硅吸热体。金属研究所开发的可控熔渗反应制备高性能低成本泡沫碳化硅及致密碳化硅陶瓷技术目前正进行千吨/年级的工程技术研发。

皇明太阳能集团与德国 Fraunhofer 研究院太阳能研究所（Fraunhofer-Institute of Solar Energy）联合研制可在空气中工作的太阳能高温选择性涂层（ 400°C ），并完成了生产线建设。

武汉理工大学研制的聚光器轻质高强聚合物反射膜，单位反射面积的质量只有 3kg 左右，相对于传统的玻璃银镜，可以将成本降低约 35%，具有良好的耐候性和强度性能。

北京有色金属研究总院能源材料与技术研究所在槽式太阳能热发电高温集热管的关键材料，如氮化物光谱选择性吸收涂层、阻氢涂层及 HS100 真空维持材料方面取得成果³²。

8.2.6 系统集成与软件控制

中科院电工所在示范电站的建设过程中，在系统建模、集成与设计、及镜场控制等方面积累了很多经验。长春光学精密机械与物理研究所也对镜场进行了仿真建模和优化设计。今后镜场的发展方向应该是在不降低聚光效果的前提下减少电机数目，从而降低镜场成本。

8.3 中国正在形成从基本材料到主机设备乃至系统设计集成的产业链

太阳能集热发电与传统发电结合紧密，因此在一定程度上降低了其技术开发的风险。一旦掌握了太阳能集热部分的核心技术和制造工艺，那么无论是对玻璃、钢材等常规原材料的采购，还是土建、机械、乃至汽轮机，热交换系统、高温吸热和储热材料等已商业化生产成熟的材料或部件，都可以大大发挥“中国制造”的优势。近年来，中国太阳能热发电通过自己研发，或者给国外企业代工出口，已经形成了从基本材料到主机设备的工业化制造的产业链。但目前的突出的问题是，除了北京延庆 1 兆瓦的示范电站，没有其它规模化的商业电站投建，对于已经研发成熟或者接近成熟的核心制造技术，无法在工业化实践中进行技术验证和改进。如山东皇明太阳能公司据称已成功研制和开发了槽式发电的吸热管，但并没有机会进行规模化的生产和验证，只能通过在实验室内的疲劳试验等检验以进行弥补。

现阶段国内在太阳能集热发电工程上，已在给国外知名电站规模性供货的厂家有：青岛化工厂（熔盐）、兰州玻璃厂（镜子玻璃）、山东金晶（镜子玻璃）、包头液压机械厂（槽式反射镜的支架）、西安航空动力（斯特林部件）等。

根据内蒙古施德普太阳能开发有限公司在 2009 年太阳能热发电技术三亚国际论坛上的介绍，他们与德国 Solar Millennium AG 公司合作的 50MW 的槽式太阳能发电示范项目，除了聚光镜与集热管等一些核心部件以外，大部分可以采用在中国制造来降低成本³³。

由表 6 可以看出，项目的土建与安装的国产化接近 100%。由于项目本身是与德国 Solar Millennium AG 公司的合作项目，其核心技术自然会沿用德国 Solar Millennium AG 公司专有的且已经过国外同类项目规模化验证后的技术，而不可

能采用国内公司开发且未经过商业验证的技术和生产工艺。可以预期的是，如果槽式发电在国内有类似于北京延庆 1MW 塔式发电示范电站那样的技术验证平台的话，那么，如前面已经介绍过的，在国内现有的“万事俱备，只欠东风”的研发情势下，槽式的聚光镜、集热管等核心技术，则可迅速得到工业验证，从而实现百分百的国产化。

表 20 内蒙古与德国 Solar Millennium AG 合资 50MW 槽式项目的预期国产化比例

中国国内外供货比例		
场地和基础设施	机械与设备	土建与安装
一般场地工程	无	100%
道路、仓库、围栏	无	100%
供水基础设施	无	100%
太阳能集热区		
集热管和反射镜	0%	100%
金属支撑、运动部件	95%	100%
DCS、电子与控制	60%	100%
导热油	100%	100%
备件	55%	100%
运输与装载	90%	无
电站辅助设备		
一般电站辅机设备 和冷却水系统	100%	100%
水处理	100%	100%

燃料供给	100%	100%
电气	100%	100%
仪表与控制	90%	90%
其它土建与安装	无	
导热油系统		
导热油加热器/蒸汽锅炉	0%/100%	100%
导热油罐/热交换器	100%	100%
泵	0%	100%
发电区		
汽轮机与发电机	0%	100%
蒸汽/水系统	100%	100%
电气辅助系统	100%	100%

第九章 中国太阳能热发电的成本研究

通过前面几章的分析，虽然从全世界来看，太阳能热发电在价格成本上与传统火电相比，还不具有优势。尤其是中国太阳能热发电的商业化更是尚属起步阶段。但近年来，随着太阳能热发电专业技术和装备制造在中国的蓬勃发展，如果在中国的土地上，未来所建立的太阳能热电站，主体能够采用自主专利技术，并使用中国本土制造的装备，外加上电站运行与人工、维护在开支方面的优势，那么与国外相比，中国的太阳能热发电则会在成本的进一步降低上，具有更大的潜力和优势。

9.1 投资成本

中国太阳能热发电在未来的成本降低的潜力，主要存在于蒸汽发动机组、钢筋结构，土建工程成本方面，由 CRP (cost-reduction-potential)来表示。CRP 通过把在中国的价格与欧美相应的同种部件或服务来进行比较所得。表 21 为 Wen Zhang 的论文中，根据不同的数据来源对有关欧美和中国产品与服务价格进行总结比较后的结果。

表 21 CSP 投资成本中相关产品与服务价格的对比

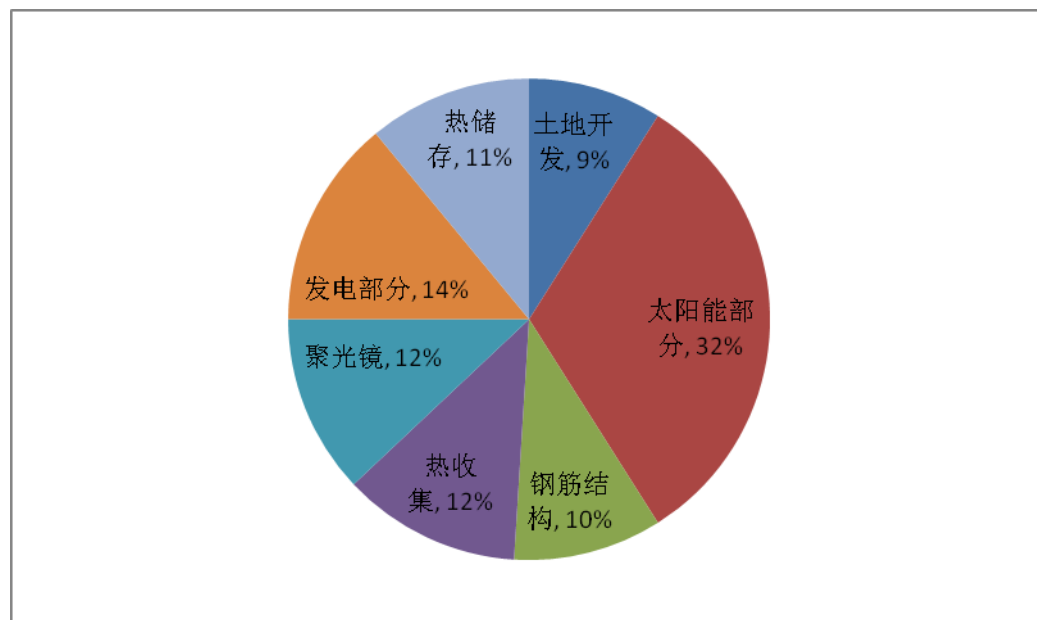
产品/服务	欧美的价格	中国的价格	CRP
100 MW 蒸汽机组	200 \$/kW	68 \$/kW	~1/3
钢筋建构	-	-	~0.3
土建工程	-	-	~0.4

据表 21 显示，在中国一台 100 MW 的蒸汽机组只相当于欧美同类产品的三分之一左右，并且钢筋结构和土建工程的价格也分别只是欧美的 30%到 40%。在综合考虑了这三者的因素之后（表 22），可以得出在中国，槽式发电的成本与欧美相比，至少有可能降低 39%。从表 22 中我们还可以看出，随着未来中国对吸热器，以及聚光镜、热储存这些关键技术的掌握，以及关键部件与原材料制造水平的提高，中国在投资成本的降低方面，应该存在着远比 39%还要巨大的潜力。

表 22 中国槽式电站成本与欧美的比较

	欧美价格	中国价格	CRP
太阳能部分 (\$/m ²)	150	150	
钢筋结构 (\$/m ²)	160	48	~0.3
吸热器 (\$/m ²)	60	60	
聚光镜 (\$/m ²)	60	60	
发电部分 (\$/kWe)	2900	957	~1/3
热储存 (\$/kWe)	765	765	
土地开发 (\$/m ²)	30	12	~0.4
投资额 ((\$/kWe)	11140	6810	39%

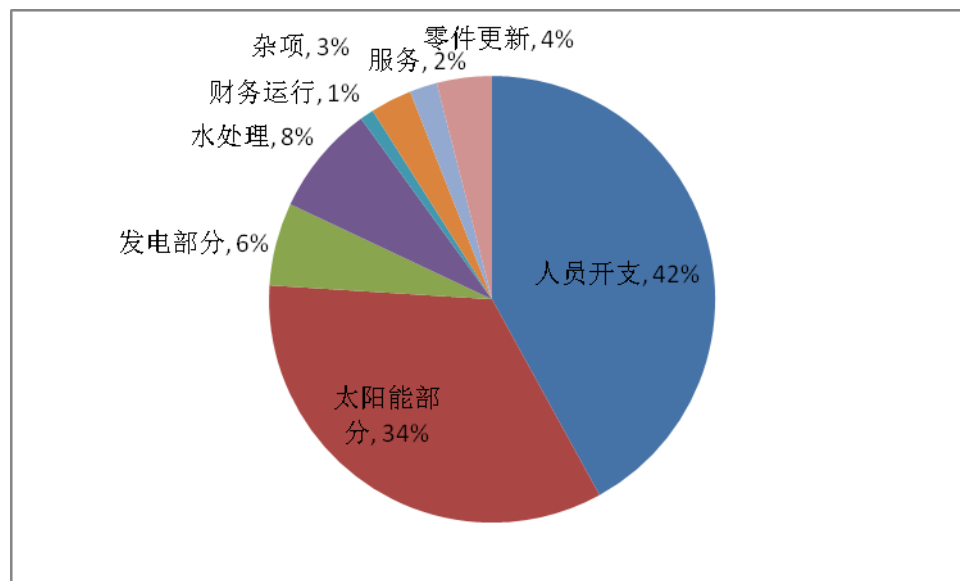
图 25 中国太阳能槽式热发电固定投资的基本组成



9.2 日常运行和维护费 (O&M)

在欧洲或北美，一个典型的太阳能槽式热发电站的日常运行和维护费用，大概占平均年投资额的 2%。在中国，这个比例则有可能会降低到约为每年 1.25% 的比例。

图 26 100MW 的北美槽式太阳能热发电站的日常运行和维护费（ O&M ）
的分布



根据图 26 所示，占日常运行和维护的最大份额的费用是与人员有关的开支，下表表 23 显示在人员开支上，中国与德国的对比。

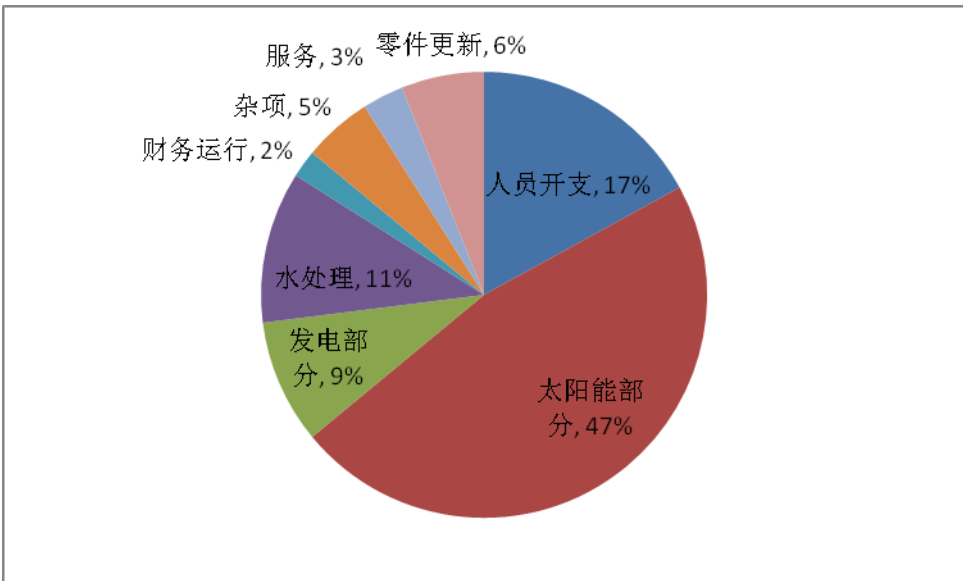
表 23 中国与德国的人员在开支上的对比

人员类型	德国 （ \$/h ）	中国 （ \$/h ）	CRP (%)
工厂工人	24.5	1.6	94%
销售	15.5	2.5	84%
主任秘书	23.3	4.1	82%
工程师	35.8	6.3	72%
部门主管	47.3	9.8	79%
产品经理	41.6	19.1	54%

虽然从表格上看起来，中国在人员开支上的成本降低很大，但是人员效率也会相应有所较低，最终有关人员开支的 CRP 被取为 0.3。如果与欧美相比，中国在日常运行和维护中其它部分的支出考虑基本不变的话，按照此方法估算下来，中国有关太阳能热发电电站的日常运行和维护的开支的最大部分则由人员开支

转变成为对于太阳能采集部分的运行和维护。

图 27 中国太阳能热电站的日常运行和维护费用（ O&M ）的分配比例



9.3 平准化成本

综合以上的固定投资成本和在日常运行和维护上的成本降低，与北美和欧洲的槽式电站相比，中国的电站平准化成本降低有可能达到 44%。如以 41MW 的太阳能槽式热发电电站为例，平准化后的电价可由欧美的 0.369 美分每度电降低为 0.208 美分。

根据德意志银行引用的 S&L 的研究预测，在技术进步，规模化生产，引进更多竞争的条件下，到 2020 年，CSP 在成本上有可能比现在降低 60%。根据这个预测作为基本依据，并在三种不同的规模的情景分析中，对于中国的太阳能槽式热发电电站的成本降低情况，作出了预测：

- 情景 1：100 MW 规模的太阳能热电站，仅考虑了太阳能电站在中国本土化所带来的 CRP 因素影响后，太阳能热电站在近年内的成本预测。
- 情景 2：1000 MW 的太阳能热电站，在考虑太阳能电站中国化带来的 CRP 因素的基础上，还考虑了规模化因子的影响后，太阳能热电站在近年内的成本预测。

- 情景 3: 1000 MW 的太阳能热电站, 不仅考虑太阳能电站中国化带来的 CRP 因素, 还同时考虑了电站的规模化因素, 与经验学习因子对成本的影响, 太阳能热电站在 2020 年时候的成本预测。

图 28 到 2020 年槽式电站的成本降低趋势

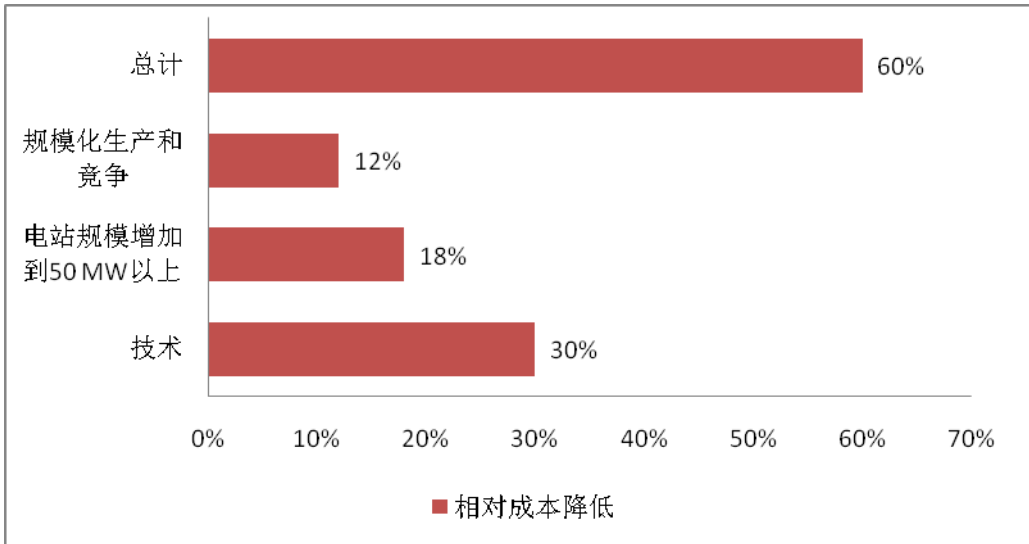
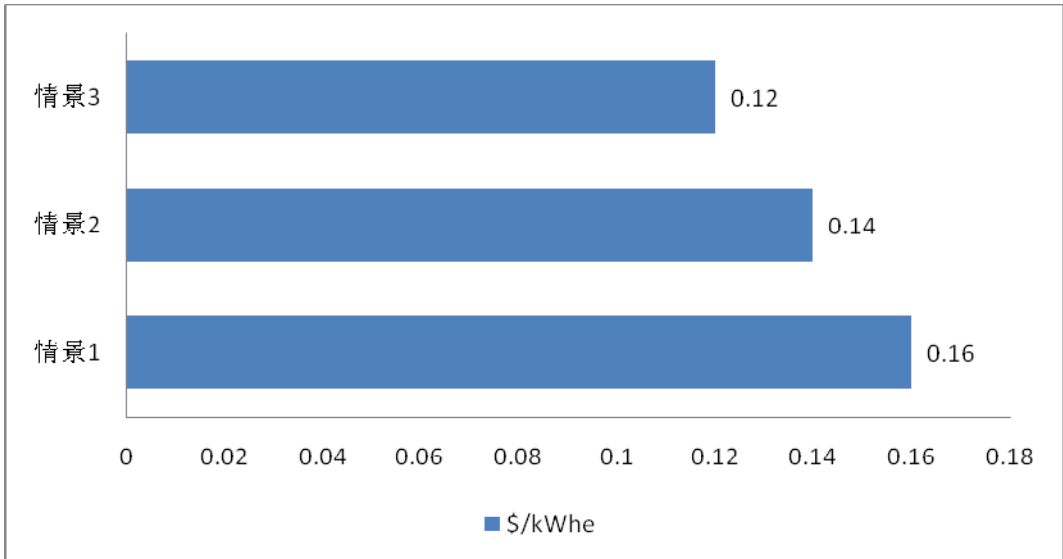


图 29 三种情景之下的中国太阳能槽式热发电的成本预测



如图 27 所示, 2020 年在中国规模达到 1000 MW 的槽式发电站的平准化成本可望降低到 0.12\$/kWh, 只有目前 100 MW 的槽式电站的成本的 75%。

此外, 以上的成本分析只考虑了太阳能电站电力的出厂成本, 并未计入其传输成本。根据本报告的第二章, 对中国太阳能资源的基本调查显示, 中国太阳能

丰富的地区大都位于人口稀少、工业不发达的几个省份，远离用电中心，太阳能所产生的电非常可能需要远距离的传输到其它地区。例如，需要从新疆或者甘肃，偏僻的中国西北部，传输到人口密度大，经济相对发达的中国东南部，或者从内蒙传输到北京。这样的传输距离通常在 200 公里到 2000 公里之间，电力损失在 $0.5 \text{ GWh}/(\text{km}\cdot\text{a})$ 。一般讲，1000 kv 的 HVAC 的投资大约在 $3980\$/\text{km}^{34}$ 。对于 200 公里以内短距离的电力传输，交流线路就可满足需要，但如果传输距离有 2000 公里，则需要建设高压直流 HVDC 线路。而建设 500kv 的 HVDC 的这样的传输线路，造价高达 $383,000\$/\text{km}^{35}$ ，这样昂贵的传输费用，就不得不在计算太阳能发电成本的时候，也同样考虑在内。根据 Wen Zhang 的计算，与 200 公里的电力运输相比，2000 公里的电力运输差不多要给每度电的成本增加 2 美分。

第十章 北京延庆八达岭 1MW 塔式发电示范项目

经北京市发展改革委员会核准立项、中国科学院电工研究所开发的八达岭太阳能热发电实验电站示范电站是目前中国唯一在建的兆瓦级电站，也是受到国家科技部“863”计划和“973”计划支持的国家重点项目。这个电站的建造无疑对中国太阳能集热发电的发展具有里程碑式的意义。它不仅开创了第一个兆瓦级的太阳能热发电示范基地，更重要的是它为中国太阳能集热发电的塔式系统提供了一个技术验证和系统集成与控制的平台。由于太阳能热发电的特殊性，后期实地的组装和调试对于整个工程非常重要，因此这样的示范项目对于整个技术转移过程就显得格外必要，并为相关制造厂商提供了一个实地考察其产品生产工艺与质量的平台。该电站中的所有技术和装备都将是完全自主知识产权，譬如高精度、低成本定日镜、过热蒸汽吸热器设计技术、太阳能塔式热发电站集中控制系统、太阳能热发电实验平台等。已申请专利 34 项³⁶。

北京延庆塔式发电系统的有关设计参数为：汽轮机进口温度为 390℃、压力 2.35MPa。系统采用两级蓄热，包括导热油（350℃）和蒸汽蓄热器(2.5MPa)，能够供汽轮机在无日照的情况下，以 1MW 功率发电 1 个小时。

10.1 项目选址

电站选择在八达岭大浮坨村西，全年日照量2600个小时以上，是北京日照最丰富的地区。其次，为了考验定日镜将来在实际商业化电站（一般选址在沙漠中）的耐用性，电站所处位置也是有名的风口，10米高平均风速5.4米/秒~5.8米/秒，70米高平均风速7.0米/秒~7.1米/秒，风能的年有效发电小时数为1800小时以上。

四面由电工所研制的试验用的定日镜，已经在现场安全运行4年多。这个电站的建立，也为国内的其它单位提供了一个验证设备的场所。另外两面为河海大学研制的塔式定日镜，其中一面在安装后不久被风吹倒。

10.2 项目实际进度

按计划，电站将2010年2月完成主塔建设，并于2010年底正式发电。截止2009年9月底，106面定日镜的地基部分的基建建设已经全部完工。第一批32面定日镜正在紧张的安装当中。由于电站所处位置风力极强，而当地冬季天气寒冷，施工

的环境非常恶劣。并且定日镜的安装具有严格的精度要求，施工难度较大。

为了配合电站运行，计划在基地的北侧还将合作建立一个气候预报站，以便对大风、恶劣极端天气进行预警，及时把定日镜调整到安全位置。

目前，电站的 1.5MW 汽轮机（包括控制系统 发电机）已经完成招标。

10.3 项目经济性评估（粗略）

八达岭电站是一个偏重于技术实验和验证的示范性电站，并不以商业运营为目的，资金来源为国家科技部，中国科学院和北京科委的支持资金。因此在它在建造和操作上，不会以经济可行性为出发点，更不会以赢利为考虑。所以如果按照八达岭电站的经济性来作为对未来中国塔式发电的经济评估的模板的话，显然并不合适。因此，这里我们只是对它的造价做个比较粗略的描述和评估，在下一个章节里，我们会基于一个商业运行模式的塔式电站来建立计算模型，并进行更为详细的敏感因子的计算和情景模拟。

塔式太阳能集热发电系统的镜场造价占初始投资的最重的份额，一般占投资的 50%以上。对于八达岭电站，目前镜场造价已经超出原来预算的 12 万-13 万元/面，总价上升到 2000 万（包括控制系统、安装费用，线缆等）。电站的 1.5MW 汽轮机（包括控制系统与发电机）已经完成招标，价格为 180 万。热交换器和储油系统为 150-200 万，自己开发研制的储热装置为 300 万。由于当地政府希望把电站的接收塔，建成一个地标式的建筑，并计划将来可作为旅游项目以进行开发，开放给游人参观。因此在外观设计、建筑造型上都有超乎于普通塔式电站的接收塔的要求。工程造价相应由原来的 200 万不到，提升到 1000 万（差价由当地政府出资）。这样计算下来，即便土地成本不计在内（国家划拨），前期的固定资产投资仍高达 3800 万。

由于太阳能电站是依靠太阳发电，其运行只能依赖于时间与气候。夜间、阴雨天均没有太阳能可以收集和发电。虽然示范电站有储能系统作为辅助，但目前只是实验阶段，不可能像传统的火电发电那样可以全年全天候地运行。火电一年一般可发电 4000 小时以上。示范电站预计未来年发电为 2600 小时，扣除余弦效应（0.7）等，最终折算成等效发电仅为 1300 小时，年发电量约 130 万 KWh。

粗略估算的话，人工费用 200 万/年（按照 20 个人，年平均工资 10 万），运行费等预计 150 万/年，固定资产旧每年 190 万（按 20 年折旧），每年总费用总计 540 万/年。，即便土地成本不计算在内，也不考虑投资回报，电价也接近¥4.15 人民币元。虽然这样的电价并不具有典型性，不能给我们提供太多的参考。但从中也可以看出，太阳能电站的经济性，受到其间歇性发电的负面影响非常大，如果加上有效的储能系统，延长电站发电的等效小时数，其经济性则会得到有效的提高。

第十一章 中国太阳能集热发电发展的路线图

关于 CSP 发展的预测，由于预测时所做的一些必要的假设，和所处的立场观点不同，即便是权威机构，不同的预测方有可能对未来 CSP 的发展趋势会做出不同的预测。比如说，根据美国华盛顿地球政策研究的报告显示，在未来 5 年内，全球的集光型太阳能热发电（CSP）能力每隔 16 个月就将翻一番。到 2012 年，全球 CSP 装机容量有望达到 640 万千瓦，将是目前容量的 14 倍³⁷。到 2020 年，全球 CSP 装机总容量将超过 2 亿千瓦。然而就国际绿色和平组织、欧洲太阳热电协会和国际能源署太阳能和化学能协会联合发布的《2009 年世界太阳能集热发电概况》预测，即便是在他们最乐观的假想背景之下，2020 年全球的装机容量也不到 1 亿千瓦（0.84 亿千瓦）^的全球能源需求³⁸。同样是在最乐观的假想状态下，Sargent & Lundy 对 CSP 在 2030 年世界 CSP 能达到的规模所做出的预计（181TWh）则比国际绿色和平组织、欧洲太阳热电协会和国际能源署太阳能和化学能协会所做出的预测（1499TWh）要少一个数量级²⁶。

表 24 关于对 CSP 的全球规模的预测对比

对 2030 年 CSP 全球规模的预测(TWh)	正常	加速发展	飞速发展
Sargent & Lundy	85	133	181
国际绿色和平组织、欧洲太阳热电协会和国际能源署太阳能和化学能协会	40	871	1499

和美国与西班牙不同，目前中国太阳能集热发电的商业化规模还处于零的起点，资本市场里永远的不可琢磨的变数，以及国家未来政策的不明确性等，都给我们对中国太阳能集热发电在中国未来发展规模的预测工作带来了更多的难度。但我们仍然应该确保，在我们的认知范围内，力求对所做的预测目标做到客观公正和准确。

11.1 在未来，中国对能源的需求仍然会随着经济的持续发展而大幅增长

据国际能源署（International Energy Agency, IEA）2009 年 11 月刚刚发布的《世界能源展望 2009》预测³⁹，到 2030 年，世界对一次能源需求的总增长量中，

将有 39%来自于中国；而其中发电装机容量的最大增量同样来自于中国（28%）。从 2000 年到 2007 年，中国的电力需求已经经历了以每年 14%比率的飞速增长。在这之后，由于能源消费结构的调整，工业逐步由高能耗向低能耗发展，中国会放缓对电力需求增长的速度。但到 2015 年，电力需求较 2007 年，仍有高达 75% 的增长率。而到 2030 年时，电力需求差不多是 2007 年时的三倍！据此统计和预测，从 1980 到 2030 年，中国的年平均电力需求增长率为 4.5%。而 CSP 在全球范围内的发电能力在 2030 年时预计会达到 124TWh。

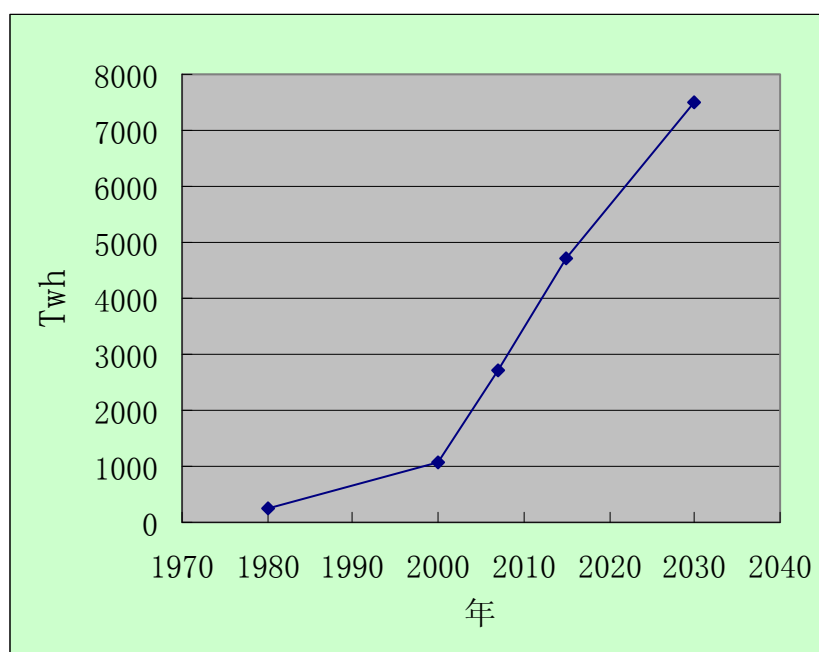


图 30 IEA 对于中国电力需求增长的预测（TWh）

11.2 政府未来在太阳能集热发电方面的决策,对中国 CSP 的发展规模会起到决定性的影响

一般常规预测的作法，是根据未来可能的投资、技术发展和政府政策环境，制定出不同的发展场景——即相对保守、常规发展和非常乐观三种，然后再根据这样三种不同的背景，制定出不同的发展路线图。这样做在一定程度上对市场和政策的未知性具有了某种的容错性。下面的章节中，我们会使用类似的做法。不同的是，我们只采用两种情景，即常规和加速两种。由于在目前，中国还没有正式进入开工建设的商业化项目，因此最悲观的发展情况，即政府政策持续和目前同样不明朗的状态，对太阳能集热发电不制定任何特殊的积极的鼓励措施。依照

目前政府对可再生能源的重视程度,和世界范围内对太阳能集热发电的广泛而热切的关注下,这种情景近乎不可能发生。因此,在我们的预测中,所谓的常规估计仍然属于对未来发展环境相对正常的预测,即政府出台一定程度的鼓励措施,CSP 技术研发水平有充足的发展,国内外发展商对 CSP 保持了正常的投资兴趣下的发展环境。而乐观情况则是政府即将出台比较有力的经济刺激和鼓励措施,CSP 技术在降低成本方面有革命性的突破,国内外发展商对 CSP 保持旺盛的兴趣。以国内风电和光伏的发展来看,这样的情景,则是完全是有可能的发生。应该说,政府未来在太阳能集热发电方面的决策,对中国 CSP 的发展规模会引到决定性的影响。

11.3 中国太阳能集热发电必将会走过一个阶段性发展的路程

同时,我们也应该看到,无论实际政策的制定最后乐观与否,中国太阳能集热发电都要经历一个从无到有,从有到飞跃的阶段性发展。尤其是太阳能热电站建设所特有的长时间的运行周期,都不太可能让我们在下一个五年之内,马上就见证到中国太阳能集热发电项目的飞速发展。中国太阳能集热发电过程,必然会经历一个从技术验证,到稳步增长,然后蓬勃发展的阶段性过程。

下面,在我们对中国的太阳能集热发电的发展规模做出预测之前,先浏览一下中国目前已有的、正在提出的或是尚在商谈与意向的 CSP 商业化项目。

11.4 中国缺乏正在运行的 CSP 商业化电厂,但是绝不缺乏正在商谈的 CSP 项目或者意向

2008 年的世界经济危机,使得全球都在积极地寻找新技术新产业,借以寻求新的市场突破口和经济复苏的切入点。而世界范围内对环境和能源问题的在近期的加速升温,尤其中国政府刚刚针对 CO₂ 提出的非常强力的量化减排要求,乃至美国奥巴马总统对中国的出访,和哥本哈根会议的如期举行,太阳能集热发电又随着新能源的升温变得更加炙手可热。在这样的浪潮中,过去的一年多内,由不同企业在国内多个地区提出多个 CSP 项目,规模从 100MW 到 2GW 不等。下面例举的是我们收集到的已经公布的一些太阳能集热发电项目。但据我们所知,目前国内在桌面下商谈,尚未公布的太阳能集热发电项目也更是不在少数。像曾经在敦煌 100MW 光伏并网发电项目中投标并竞标成功的保定天威英利这样

的企业，也把目光转向太阳能热发电，将在四川阿坝州建立一个光热发电的示范电站。这样的趋势固然非常可喜，但由于国内有关太阳集热发电的政府扶持和补贴政策还不明确，这些项目中的大部分目前还只是处于前期的预可研阶段，只有少数进入了国家正式的审批阶段。如果国家政策持续不明朗的话，某些项目则可能会面临后续不足，中途流产的命运。反之，如果近期内国家有明确的针对太阳能热发电补贴政策出台的话，那么可以预计的是，更多的太阳能集热发电的项目会如雨后春笋般地在各地涌现。

➤ 中德合资内蒙古施德普太阳能开发有限公司（Inner Mongolia STP Development Co. Ltd.），2007 年 9 月在内蒙古呼和浩特市注册成立。该公司与德国 Solar Millennium AG 公司以现金形式共同出资。现阶段任务是完成内蒙古自治区 50MW 槽式太阳能热发电项目的可行性研究报告编制工作及有关项目前期工作。该项目计划总投资 16 亿元人民币。项目建成后，年发电 1.2 亿度，实现产值 1.8 亿元，实现税收 1530 万元。该项目属全国示范项目，国家发展与改革委员会已下达《关于同意内蒙古自治区太阳能热发电示范项目开展前期工作的复函》。

➤ 上海工电能源科技有限公司拟开发太阳能热发电关键技术。在杭州的 0.3MW 的塔式项目在 2009 年已成功实现出气。下面在筹备建立规模为 100MW 的塔式集热发电厂。目前在选址中。

➤ 天津彩熙太阳能环保公司是美国 SETC 公司出资在 2007 年成立的 cenicom 太阳能热发电技术开发公司。2009 年 5 月他们在天津工厂内的 146kw 新型碟式太阳能发电示范模块系统投产。下一步计划是西藏拉萨建设 6MW 的太阳能热系统电站及 130MW 示范模块。

➤ 北京康拓科技开发公司依托中国空间技术研究院（五院），北京航空航天大学，研制和开发新型太阳能集热产品，应用于发电及供暖领域。其中槽式太阳能热发电项目列为中国航天科技集团的重点项目。并且获得了国家“863”和国防科工委研发经费支持。该槽式太阳能热发电站项目项目计划总投资 110 亿元，将在内蒙达旗展旦召苏木境内建设。装机总容量 550MW。电站项目预计分五期，五年内建设完成。电站项目第一期计划建成装机容量为 100MW，计划投资 20 亿元，分四个阶段，两年内建设完成。其中第一阶段设计装机容量为 30MW，完

成设计、筹建工作后，争取在 2009 年开工建设。第二阶段与第三阶段设计装机容量各为 30MW，第四阶段设计装机容量为 10MW。

➤ 2009 年 12 月，总投资 176 亿元建设的“太阳能热发电研究及产业基地”在山东省潍坊市峡山区奠基。据悉，这一基地建成后将成为全球规模最大、范围最广的太阳能热发电研究及产业基地、太阳能热发电国际技术推广和产业化基地、太阳能热发电国际技术教育培训基地。

➤ 广东东莞市康达机电工程有限公司与意大利国家新技术能源与环境委员会(简称 ENEA)签署合作建立太阳能热发电研发平台、示范工程和太阳能热发电科技产业园等三个会谈纪要，就在东莞合资生产高温集热管及其他关键设备达成了合作意向。该公司拟投资 1.2 亿元建设东莞康达新能源技术研究院暨太阳能热发电国际合作研发平台，在太阳能热发电关键材料上加紧研发，为公司掌握核心技术产品的知识产权奠定坚实基础。该公司“中温太阳能真空集热管”获得了 2008-2009 年“国家重点新产品计划”项目立项。该公司还承接了“中意合作太阳能热发电技术创新平台建设及示范工程”的国家科技部国际合作交流项目。

➤ 西北工业技术研究院的太阳能集热发电示范项目，建设地址为西安航天科技产业基地。项目总投资 2000 万元，资金来源为自筹。主要建设内容是对太阳能光伏发电系统、太阳能热发电系统、高温太阳能热利用系统的太阳能应用领域技术的发展和采用综合一体化设计进行综合示范。项目建设期 2 年。该项目已经在陕西省发展与改革委备案。

➤ 2009 年 3 月，华电工程与西班牙阿本戈集团就联合开发中国太阳能热发电市场签订了合作协议。标志着华电工程与阿本戈集团在太阳能热发电领域合作的正式开始，阿本戈太阳能公司是世界上实力最强的太阳能公司之一，拥有太阳能电站的开发、施工、运行经验和技术，已有商业运行的建设并投入太阳能电站 6 个。

➤ 2009 年 4 月，由华电工程承担的华电集团“槽式太阳能热发电集热管研制及系统集成技术研究”课题的华电中科太阳能热发电试验基地在廊坊科技园动工兴建。该项目以产生 300℃高导热油为目的，通过该项目掌握槽式太阳能热发电系统集成技术、自动跟踪控制技术、液压驱动等技术，同时与国内集热管厂家合作，研发适合槽式太阳能热发电的高集热管。目前，课题的专业研制工作进展

顺利，该试验基地计划在 2009 年 9 月底建成。

➤ 2009 年 5 月，10MW 太阳能光伏/光热复合发电项目，正式在云南楚雄彝族自治州牟定县投资建设。该项目引进以色列亚洲集团先进的太阳能发电技术，总投资为五千万美元，由云南银通竹炭有限公司、云南省太阳能研究所光明工程公司共同投资，采取“集团主导、企业运作、政府配合”的方式筹措资金。选址为新桥工业园区马杨组团，规划占地面积 960 亩。项目利用牟定县丰富的太阳能资源发电，建成投产后，可弥补牟定县部分电力缺口，改善能源结构，减少环境污染，具有良好的社会效益和经济效益。

➤ 2009 年 9 月，上海益科博公司的光热能源系统在上海张江的试验项目正式奠基。该项目将展示“益科博光热能源系统模块定日阵”技术（简称 MHST）。由于商业保密原因，该公司对外保持低调，但据称该技术是对“聚焦光热”技术的重大改进，具有最高效率，最低成本，具有用水少和零占地的特点。在一段时间的试验后，将接受国家有关部门的检验。

➤ 2009 年 10 月，西班牙赛能公司与大唐甘肃发电有限公司、华电新能源发展有限公司、兰州大成科技股份有限公司、酒钢集团有限公司、航天 510 所、兰州交通大学等 14 家单位共同缔约成立甘肃省太阳能集热发电创新战略联盟。将带动甘肃省太阳能发电及相关产业的强劲发展，推进甘肃太阳能集热发电事业的发展。赛能公司认为甘肃省可以作为在中国推广应用热发电技术的战略重点区域，并愿意积极参与我省太阳能热发电站等重大项目建设，联合甘肃省相关企业共同开发生产配套装备，促进甘肃省新能源装备制造加快发展，并签署了合作意向书。

➤ 2009 年 12 月，澳洲雄狮国际投资有限公司、华电新能源技术开发有限公司负责人来格尔木市就太阳能热发电 1000MW 项目进行考察，并就项目合作事宜达成一致，举行了格尔木市人民政府雄狮国际投资有限公司太阳能热发电 1000MW 项目签约仪式。

11.5 常规路线发展图

在常规的发展环境下，太阳能集热发电的发展将主要依靠国产化的技术和装备制造。商业投资者的信心，是在经历了初期的技术验证之后，随着太阳能集热

的电站逐步规模化，以同样的渐进式和阶段性的方式增长。在这样的条件下，我们预测：

2010-2015 年仍为技术验证阶段，政府在这一时间段内，并没有针对太阳能集热发电，制定特殊而明确的鼓励措施。只有零星的示范项目进入实质性的建设并实现并网发电，太阳能热发电以每年约 1-2MW 的速度增长。例如，按照计划 1MW 北京延庆塔式项目会在 2010 年完成建设并实现并网发电，

2015-2020 年为商业化的起步阶段，太阳能热发电的技术经过初步验证，开始有规模化的电厂投产，政府有更针对太阳能热发电的鼓励政策出台，太阳能集热发电的规模以每年 100—200MW 的速度增长。

2020-2030 年为商业规模发展阶段，规模化的太阳能集热电站投资在这个时期开始成为新建电厂选择，太阳能热发电以平均每年 500MW-1GW 左右的速度发展。

2030-2050 年，在前期积累的基础上，太阳能热发电进入自由市场发展时期，在 2030 年的规模基础上，以年平均 10% 的速度增长(参照中国“十五”到“十一五”期间火力发电装机容量的平均增长率在 10%-15% 之间)，到 2050 年时 CSP 的发电量可满足中国大约 1% 左右的电力需求（CSP 年有效发电时间按照 2000 小时计算）。

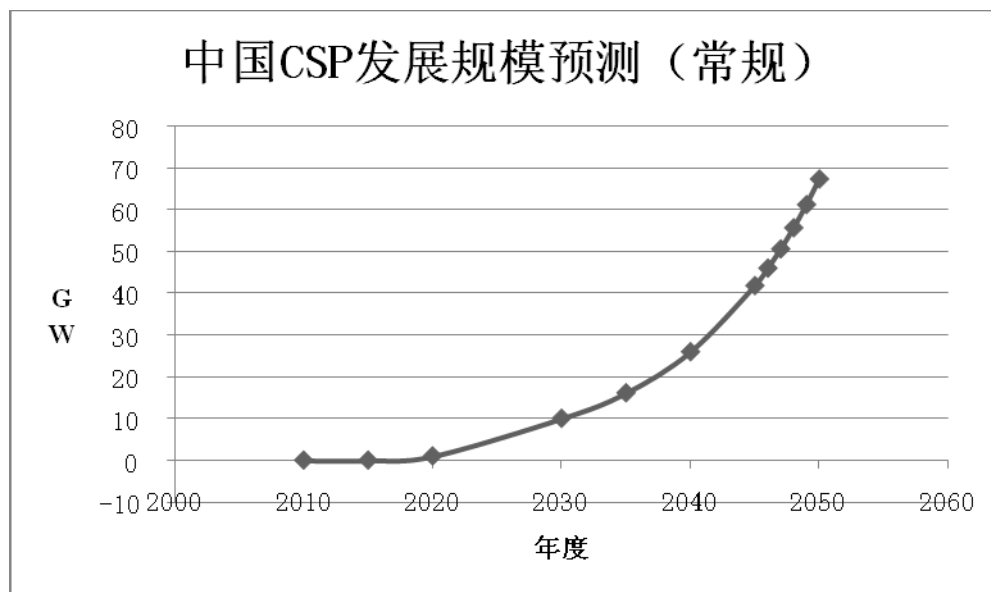


图 31 CSP 在中国发展规模的预测（常规情况）

11.6 加速路线发展图

在加速发展环境下，太阳能集热发电的发展除了依靠国产化的技术和装备制造之外，还会部分依靠“技术引进，国内制造”这样的路线。可再生能源市场因某些因素，如环境压力、化石燃料的巨幅涨价等因素，而变得更为引人注目。在现有的政策基础上，政府针对可再生能源或者太阳能热发电出台相对有力的经济刺激或者补贴措施，商业投资活跃。按照现在已公布的项目建设规划，如此多家的能源企业和当地政府同时都在窥伺太阳能集热发电市场。那些已经宣布的项目哪怕只有五分之一进入实质的政府审批和前期的融资过程，规模已经相当可观。在这样的情景下，我们预测：

2010-2015 年为技术验证和商业起步阶段，以平均每年 10-100MW 的速度增长，诸如内蒙古施德普 50MW 的槽式系统、上海工电 100MW 的塔式系统等在这个时期应已实现并网发电。

2015-2020 年为商业化规模化发展阶段，规模化的太阳能集热发电电站已经成为常规，太阳能集热发电以平均每年 500-1000MW 速度增长。

2020-2030 年为飞速成长阶段，太阳能集热发电成为新的投资热点，平均以每年 1GW—5GW 左右的速度增长。

2030-2050 年，在前期积累的基础上，太阳能热发电进入自由市场发展时期，在 2030 年的规模基础上，以年平均 15% 的速度增长(参照中国“十五”到“十一五”期间火力发电装机容量的平均增长率在 10%-15%之间)，到 2050 年时 CSP 的发电量可满足中国大约 7-8.5% 的电力需求（CSP 年有效发电时间按照 2000 小时计算）。

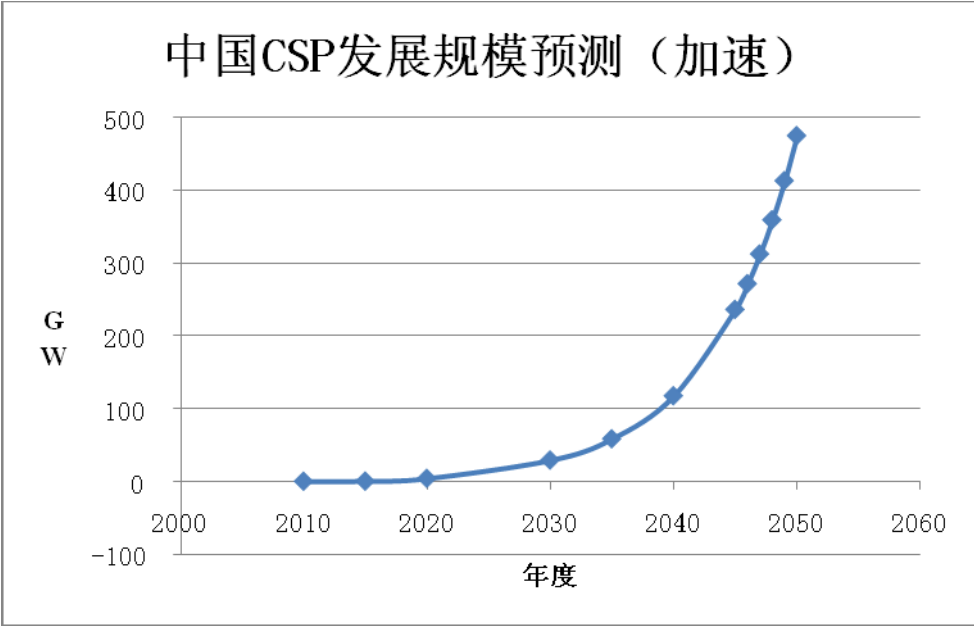


图 32 CSP 在中国发展的规模预测（加速情况下）

表 25 2030-2050 年间，新增 CSP 发电量在总的发电增长量中所占的比例

年限	在此期间，新增 CSP 发电量在电力需求总量的增长量中所占的比例* ¹
2031-2035 年	5-7.5%
2036-2040 年	8.5-14%
2041-2045 年	15-25%
2046 年	20-35%
2047 年	23-39%

2048 年	25-44%
2049 年	28-50%
2050 年	31-57%

*¹ 由于总电力需求量是按照年增长量为 2%-3%的假设范围来进行计算的，因此，计算所得的 CSP 的新增发电量所占的比例也为一范围值。

第十二章 国外的可再生能源政策分析

12.1 可再生能源的发展依赖于政府政策的扶持

由于传统的化石能源对于环境的影响和治理成本并没有反映到其目前发电成本和当前电价当中，为了克服太阳能集热发电初始投资高的缺点，刺激投资并获得合理的利润，世界各国普遍采用低利率贷款、税收，以及入网电价等调节和补贴手段。这些政策对太阳能集热和其他可再生能源的发展都正在或者曾经起到了极大的推动作用。

此外，除了以计划方式提供补助或奖励外，部分国家还推动制订专门立法，以降低行政规章在短时间内变动的不确定因素，增加政策稳定度，提升民间投资意愿。下面简单讨论一下现行的比较常用的补助鼓励政策，以及他们对中国发展太阳能集热发电以及其他可再生能源能起到的借鉴或者促进作用。

12.2 投资补助 (Investment Subsidies)

由于可再生能源的发电投资庞大，由政府来提供一定比例之投资补助（通常为 20~50%），可有效降低业者初期的投资成本，通常低息贷款（Low-Interest Loan）被视为投资补助方式之一。

投资补助的优点为可于短期内刺激投资意愿，缺点为政府采购通常无法保证设备质量，更可能照顾不到这些采购设备在今后长期运转中的有效维护。这种激励措施一般无法鼓励技术的研发。针对太阳能集热发电，投资补助可作为推动其初期发展使用的短时效手段。

12.3 税赋抵减 (Tax Credits)

政府提供企业一定比例的税赋抵免，以鼓励可再生能源的投资。美国是这种政策最主要的施行国家。

对企业而言只要是具有投资效益，固定电价或是税赋抵减并没有太大的差异；但是就政治及社会角度而言，固定电价之补贴是由电力用户支付，而税赋抵减却是由当地所有的纳税人来承担，可能有失使用者付费之原则。

中国对可再生能源企业也有相对优惠的税赋政策。

12.4 可再生能源配比 (Renewable Portfolio Standard, RPS)

为了鼓励电力和电网企业使用可再生能源来替代传统的能源结构,政府以规划的方式,规定在电力和电网企业,在一定期限内所必须达到的可再生能源发电配额。美国是主要使用这种机制的国家,在联邦层面上对可再生能源的激励政策主要就是上面所提到的联邦税赋抵减政策 (Production Tax Credit, 简称 PTC), 在州政府的行政高度上, 主要使用的调节手段则是 RPS。由于 RPS 只规定了市场份额, 但政府并不干涉市场的自由运行, 因此有效刺激了可再生能源在自由竞争基础上, 在达到份额的同时, 给出最低廉的价格。2009 年美国也在考虑出台联邦级别的 RPS, 以推动可再生能源的发展。

中国在《可再生能源中长期发展规划》和《可再生能源“十一五”规划》中都明确规定了到 2010 年和 2020 年, 可再生能源在能源结构、装机容量和电网中的配比。而下一步则是应该出台什么样的政策, 以保障电力和电网企业能够把这样的可再生能源配比确实落实到实处。

12.5 上网电价 (Feed-in Tariffs)

政府依据可再生能源成本等因素, 订定再生能源的上网固定价格及收购年限, 从而提供企业长期而稳定的投资保障。固定优惠价格是目前欧洲最广泛采用的机制。最大的优点是简单明确, 大幅降低投资风险, 并可间接鼓励技术的提升与有效的管理。其缺点为缺乏弹性, 一旦在一定时期内固定后, 不能应对经济环境中出现的变化, 从而引起投资风险。例如融资利率的提升而导致经济效益减少, 降低业者投资意愿。

上网固定电价是目前欧洲最广泛采用的鼓励机制, 西班牙就是利用此机制而大力发展 CSP 的典范。2002 年 8 月, 西班牙出台了皇家 841 法令 (Royal Decree 841), 提出对 CSP 的电价进行补贴。此法令的通过直接造成了较早的一批 CSP 的电站修建, 比如说有名的 Andasol 的 50MW 电站。2004 年西班牙对法令进行了修改, 不但提高了补贴力度, 并且规定补贴会随着每年电价的上涨而上涨。同时, 补贴电站的规模上限也由原来的 100KW 提高到了 50MW。法令修改

后的3个月之内，就有6个项目随之启动。也正是由于把补贴电站规模范围限制在10MW-50MW，西班牙CSP电厂的一个显著特点就是，50MW级别为绝对主导。据S&L的统计，在建或者已建的32家CSP发电厂中，其中只有6家的规模不是50MW⁴⁰。另外，法令还规定，补贴在25年后降为目前的80%。25年对于一般的太阳能集热发电厂，足够回收最初的固定投资资本。在固定投资成本收回之后，由于太阳能电站不需要购买化石燃料燃烧，而只是单纯的设备维护运行费用，因此后期运行成本远低于一般的火电站，可以说是纯盈利时期，财政补贴已不必要。在2007年开始实行的皇家661法令中，上网电价由2002年最初的12欧分调高到现在的27欧分。

上网电价应该对于中国的可再生能源或者太阳能集热发电具有很强的适用性，因为我国一向采取相类似的制度，即电价等于成本+合理利润。必须强调的是，固定电价的订定为异常复杂的工作，由于再生能源的效益与当地的资源及设备的成本等有很大的关系，应有长期而多量的实际装设及运转数据进行分析，另需考虑补贴再生能源导致电价提升对于整体经济之影响。如此才能决定一合理之价格。过高或过低的收购价格，对于再生能源整体发展皆有不利之影响。此外，完整之配套措施才能有效的推动，如法国及希腊等虽然一样实行固定电价机制，但由于电网并联问题和行政程序的困难，导致其推动成效并不理想。

12.6 固定补贴价格 (Fixed-premium Systems)

固定补贴价格（如环境津贴，Environmental Premium）是前项固定收购价格的一种变化机制。比如说环境津贴该机制可以反映出传统化石能源的环境成本，让可再生能源在自由市场上公平而有效地竞争。制定再生能源固定上网价格及收购年限，从而为投资者提供了长期而稳定的保障。优点是简单明确，大幅降低业者之投资风险，并可间接地鼓励技术的提升与有效管理。

这种补贴类似于中国燃煤发电中未脱硫价格和脱硫价格的两种价格的差价。但又有所不同，因为脱硫价格反映出的是在环境治理中确实多投入的成本，而非政府补贴行为。

12.7 竞标系统 (Tendering Systems)

由政府公告再生能源容量目标，开放投资者竞标，由每单位电价低者得标。此外，由于各种再生能源发电成本有所差异，因此竞标的对象为单一再生能源种类。竞标系统最大的优势为以市场的力量降低再生能源的发电成本，但实际执行上却面临着业者低价竞标后却不兴建的问题。如果制度设计不佳，造成企业低价抢标以取得配额，但却在合同期限内故意延后购买设备，以便取得较便宜的设备。再加上缺乏惩罚机制，导致企业会以不合理的价格来取得购电合约却不兴建，造成发展目标达成的时间节点无法掌控。因此竞标系统的合理设置是保障其实际操作可行性的关系。2009 年国内公示度很高，对以后的光伏发电项目起到一定的指导作用的敦煌太阳能光伏 100MW 并网发电竞标项目，投标伊始就爆出了 0.69 元/kWh 的惊人价格，以致竞标过程一度中断。虽然由于及时干预，中标价格最后调整到了 1.09 元/kWh,但仍然低于业界普遍认同的可实现合理利润的价格。

12.8 可交易绿色凭证系统 (Tradable green certificate systems)

政府订定电业之再生能源配比义务 (Renewable-quota Obligation)，即电业一定比例之电力需来自再生能源，可以自产、向再生能源发电业者收购，或向其它电力公司以绿色凭证 (Green Certificate) 方式交易。英国由于先前施行的竞标系统设计不佳，导致再生能源发展停滞不前，因此于 2000 年开始采用可交易绿色凭证系统，此外瑞典、比利时、意大利及亚洲的日本亦采用该制度。可交易绿色凭证系统主要的优点在于电业为满足再生能源配比义务，经由自由交易市场决定再生能源的价格，可较真实反应再生能源之成本，并间接鼓励技术的提升以降低成本增加市场竞争力。其缺点为该机制颇为复杂，且价格系由市场短期之供需决定，对于再生能源业者之投资风险较高，亦会造成融资上之困难。

第十三章 中国现有的政策基础和分析

13.1 《可再生能源法》为可再生能源的发展提供了基本的法律保障

“十五”后期国家开始高度重视清洁能源发展，并开始加强能源立法。1995 年的《电力法》、2007 年的《节约能源法》、1997 年的《建筑法》、2000 年的《大气污染防治法》，2002 年《清洁生产促进法》，和其它相关的法律法规都涉及到了可再生能源的发展问题。2005 年，与可再生能源最为息息相关的法律《可再生能源法》正式出台，并在 2006 年 1 月正式生效。而仅仅在其生效后三年，2009 年 9 月，《可再生能源法》就其修订草案向社会征集意见。相比《矿产资源法》等十几年才提起修订的法案，足以显示了中国可再生能源发展的迅猛和政府发展可再生能源的主动性。与此同时，国务院和相关部委一直在采取各种措施，支持这项法律的实施。包括下发一系列文件，如《可再生能源发电的有关管理规定》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源行业指导方针》，以及《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》等。这些规定旨在通过提供行业发展指导方针，加快电价改革，制定量化目标，实施税收优惠政策和补贴，以及建立专项基金以支持可再生能源的发展。

《可再生能源法》是全球范围内最为激进的立法，要求电力行业以具有吸引力的固定价格购买所有的可再生能源所发的电力，超出的额外成本将由所有消费者分摊。为了保障可再生能源电力的入网收购，修改案中进一步提出了保障性全额收购制度。同时还将建立可再生能源发展基金以支持可再生能源开发利用和电网的科学技术研究，从根本上解决可再生能源发展的瓶颈问题——电力入网。

13.2 《可再生能源中长期发展规划》和《可再生能源“十一五”规划》为可再生能源制定了量化的发展目标

2007 年 9 月，国家发改委公布了《可再生能源中长期发展规划》，规划提出了中国可再生能源在一次能源消耗中的份额比例在 2010 年达到 10%，2020 年达到 15% 的目标。

为了保证可再生能源发展目标的实现，《规划》还规定，国家要求权益发电

装机总容量超过500万千瓦的投资者，必须投入资金进行可再生能源的研究和开发，其所拥有的非水电可再生能源发电的权益装机总容量，在2010年达到其权益发电装机总容量的3%以上，在2020年达到8%以上；对于大电网覆盖的地区，非水电可再生能源发电在电网总发电量中的比例，在2010年将达到1%，到2020年将达到3%以上。

2008年3月在《可再生能源中长期发展规划》的基础上，国家发改委又发布了《可再生能源“十一五”规划》。其中对于太阳能发电提出的具体发展目标为：“建设若干个太阳能光伏发电示范电站和太阳能热发电示范电站。到2010年，太阳能发电总容量达到30万千瓦，到2020年达到180万千瓦。”规划对于太阳能发电的重点明显为光伏发电。在2020年的180万千瓦太阳能发电中，只有20万千瓦是针对太阳能热发电站设计的，其余均为光伏发电。

13.3 可再生能源目标有望随即将出台的《新兴能源产业发展规划》再度调整

由国家能源局牵头的《新兴能源产业发展规划》本计划在年内推出，但由于国务院在哥本哈根会议前宣布到2020年单位GDP二氧化碳排放比2005年下降40%-45%，此目标的突然宣布可能推迟《规划》的发布，需要根据新的减排目标对《规划》进行修改，估计年内难以出台。规划中太阳能发电装机规模提出了在2011年就要达到200万千瓦的装机容量，比原来2020年的180万千瓦的总目标已经超前，到2020年则要达到2000万千瓦，是原来目标的11倍多。其中光伏与光热的比例目前虽然未知，但按照现在国内光伏商业化发展的趋势，依然会以光伏为主。其它可再生能源的目标相应也都有大幅度上调，核电产业2011年、2020年发展目标分别为1200万千瓦、8600万千瓦，风电分别为3500万千瓦和1.5亿千瓦。

13.4 未来太阳能集热发电政策可参照目前国家对太阳能光伏发电的多种财政补贴方式

2009年以来，国家就太阳能光伏产业，连续出台了“太阳能屋顶计划”和“金太阳示范工程”，对于光伏产业的扶持和财政补贴的力度之大在能源领域都是前所未有的。国家财政拿出约400亿元，对项目进行50%的补贴。一方面是因为中国光伏企业在近几年内的快速发展，太阳能电池总产量2007年达到1.088

GW, 2008 年达到 2GW, 均位居世界第一。多晶硅材料中国产量也名列世界第一, 中国在世界前五大太阳能(光伏)公司中占有两席之地。约有 10 家光伏公司在 国外上市, 大量上市公司加入光伏产业, 让光伏产业在可再生能源领域和国家发 展战略中都占有了不可忽视的地位。另一方面, 受 2008 年全球金融危机的影响, 光伏企业一度面临着产能过剩的危险。正是为了有效缓解光电产品国内应用不足 的问题, 政府对太阳能光伏的采取了在发展初期采取示范工程和财政补贴的方式。 无论是“太阳能屋顶计划”还是“金太阳计划”, 如果太阳能集热发电能够 得到同等甚至只是类似的支持, 外加太阳能集热发电与光伏相比, 本身在集中规 模性发电、以及投资成本上更大的优势, 那么太阳能集热发电离突破初始投资瓶 颈, 在中国的迅速起飞就指日可待了。

13.4.1 特许权竞标

敦煌 10 兆瓦的太阳能电站, 是中国政府批准的第三个太阳能电站示范项目, 另外的两个是 255 千瓦的内蒙古鄂尔多斯项目、1 兆瓦的上海市崇明岛项目。

国家能源局对此项目的复函(国能局综函(2008)70 号, 以下简称《复函》) 中表示, 同意采取特许权招标方式建设敦煌 10 兆瓦并网光伏发电示范工程, 并 规定, 该项目的光伏发电设备选型由招标选中的投资者决定, 在通过公开招标选 出投资者后, 竞标胜出方拥有 25 年的特许经营权, 需在 18 个月内将此项目建成, 否则合同将自动解除。光伏电站建成后的可用电量全部由所在地电网企业收购, 其中差价由国家主管部门对电网企业以可再生能源电价附加予以补偿。该复函还 设立了最高的限价。

《复函》规定, 投标的价格不得高于每千瓦时 4 元, 在中标之后的 25000 小 时以内的上网电价都将按照投标价格执行, 而过了 25000 小时以后的上网电价则 需向国务院价格主管部门核定。对于此次特许招标比较敏感的评价标准, 《复函》 表示, “将以上网电价为主要评标标准, 由上网电价最低者中标建设”。国家能 源局在该《复函》中明确规定, 最后中标者将于当地成立项目公司, 同时与电网 公司签订购售电合同。《复函》中还表示, 该项目的建设和运行管理执行国家和 地方有关大型并网光伏发电的各项优惠政策, 并表示, 如遇国家重大的政策调整, 给投资者的受益造成严重损失时, 可按照当时国家的价格优惠政策对该项目的电

价进行合理的调整。国家能源局的这一《复函》规定清晰，也直接意味着，国家发改委有一系列政策确保该项目的盈利前景。最后中标者应该能够得到国家能源局一定的盈利保证。

正因为这个项目可能为下一步国家制定光伏发电政策时提供依据。同时谁获得了这个项目，也就意味着在未来获得了政策和经验等方面的先发优势。这个投资仅在 5 个亿的项目却引来了全国 50 家光伏企业的争夺。国企有华能、华电等五大发电集团、也有无锡尚德等民企，甚至也吸引了德国与丹麦外资企业。

正是由于竞标系统低估了光伏行业整体竞争的激烈形式，以及这个项目的公众示范效应，和政府补贴的保障在其中所起的作用，只设立了投标上限，却没有设立下限。因此在投标伊始就出现了 0.69 元/kWh 的惊人价格。很多企业投资项目基本上不为赚钱，而看好的是它的后期发展。在首次投资之后，后续可能根据实际情况进行扩建，装机容量将会变的更大。尤其是企业一旦得到这个项目，日后再去竞争其他光伏发电项目将优势明显。先亏后赢，或者先把竞争对手挤出战局，也不失于一种另类的营销策略。

13.4.2 太阳能屋顶计划

2009 年 3 月 26 日，财政部、住房和城乡建设部联合下发了《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》及《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》，意见中明确提出实施“太阳能屋顶计划”，对光电建筑应用示范工程予以资金补助、实施的中国“太阳能屋顶计划”，以加快光电在城乡建设领域的推广应用。由中央财政对太阳能应用将给予补助，2009 年补助标准原则上定为 20 元/Wp，补助总额度在 200 MW 左右。据测算，这样的补贴标准大约可以覆盖相关企业生产成本的 30%-50%，大大降低太阳能光伏发电成本，有助于太阳能光伏利用技术的推广。激发产业资本投资太阳能领域的积极性。

13.4.3 金太阳示范工程

2009 年 7 月 16 日，财政部、科技部、国家能源局又出台了《关于实施金太阳示范工程的通知》，是中央财政从可再生能源专项资金中抽出一定资金，来支持光伏发电技术在各类领域的示范应用及关键技术产业化。金太阳示范工程有以

下特点：

a) 补贴针对面广。示范工程补贴范围涵盖了大型工矿企业的光伏并网示范项目，偏远地区，不限于光伏、还包括水光和风光互补示范项目；太阳能资源丰富地区建设的大型并网光伏发电示范项目，并且还包括光伏发电关键技术产业化示范项目，包括硅材料提纯、控制逆变器、并网运行等关键技术产业化。以及光伏发电基础能力建设，包括太阳能资源评价、光伏发电产品及并网技术标准、规范制定和检测认证体系建设等。

b) 补贴力度大，并网光伏发电项目原则上按光伏发电系统及其配套输配电工程总投资的 50%给予补助，偏远无电地区的独立光伏发电系统按总投资的 70%给予补助。

c) 但补助适用的总体规模偏小，限制每省（含计划单列市）示范工程总规模不得超过 20 兆瓦。已享受“太阳能屋顶计划”的项目和国家可再生能源电价分摊政策支持的光伏发电应用项目均不能在接受“金太阳”示范工程的支持。

示范工程对项目承担单位的资质提出了比较高的要求。其中光伏发电项目的系统集成商和关键设备应通过招标的方式择优选择。对于用户侧并网的光伏发电项目所发电量原则上自发自用，富余电量及并入公共电网的大型光伏发电项目所发电量均按国家核定的当地脱硫燃煤机组标杆上网电价全额收购。

13.5 其它税收抵减和优惠政策

国家近年对于新能源企业，外资或者合资企业，无论是投资阶段、还是运营阶段，都有专门的政策出台在税收方面予以优惠。

例如在投资阶段，无论是内外资企业都有购买进口设备有免关税和进口环节增值税的优惠政策。外资企业购买国产设备的话可退增值税；以及购买与环保节水等有关的专用设备投资额，可按照一定比例实行税额抵免。此外还有相关进口贴息政策等。

在运营阶段，企业从事国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。根据《企业所得税法》（08 年 1

月 1 日施行)第二十七条第二款规定:从事国家重点扶持的公共基础设施项目投资经营的所得可以免征、减征企业所得税。在《企业所得税法实施条例》第八十七条对“国家重点扶持的公共基础设施项目”加以明确定义:是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、**电力**、水利等项目。2008 年起实施的《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》的第十二项即为由政府投资主管部门核准的太阳能发电新建项目。因此,太阳能集热发电企业应该属于目录适用范围,可享受三免三减半的税收优惠。

有关国家税收里的重头,即增值税部分,根据《财政部 国家税务总局关于部分资源综合利用及其他产品增值税政策问题的通知》(财税[2001]198 号),自 2001 年 1 月 1 日起,对利用煤矸石、煤泥、油母页岩和风力生产的电力,实行按增值税应纳税额减半征收的政策。此政策内、外资企业均可享受。风力发电目前正是享受增值税减半的优惠政策。虽然目前政策并不适用于太阳能热发电,但相信随着太阳能热发电在国内的起步和蓬勃发展,公示度的提高,相应的法律法规范畴也会随之拓宽,并有像光伏发电那样,更多针对性的政策随之出台。此外,地方财政留存部分可申请返还。由于太阳能项目属于新能源电站建设,属于国家鼓励项目,当年实现并缴入地方国库的增值税、企业所得税属于地方财政收入的部分可与当地政府进行协商,申请财政专项资金扶持。

第十四章 政策建议

14.1 宏观政策环境

- 在现有政策的基础上，继续利用上网电价，特许权招标以及各种财政补贴等政策，促进太阳能集热发电的发展

目前中国在有关促进可再生能源发展方面，已经拥有了相对完整的政策体系。大到基本保障性政策如《可再生能源法》，指导性的量化目标政策如《可再生能源中长期发展规划》以及《可再生能源“十一五”规划》等，小到具体的如项目的特许权招标，上网电价，以及类似于“太阳能屋顶计划”，“金太阳示范工程”等具体的财政补贴法律法规的出台，都说明了，无论是在政策的完整性和多面性方面，中国都已经具备了与国际上基本同步，相对完整的新能源的激励和补贴政策体系。

- 太阳能热发电的发展，需要长期稳定的政策支持

作为一种可再生能源的方式，太阳能热发电的发展对政策具有一定的依赖性。有关可再生能源政策的制定，一定要具有长期性和稳定性。例如上网电价等政策，政策的长期性才能够给市场和投资者信心和保障，从而由于规避政策不稳定所带来的投资风险。

只有长期的普适性的政策，才能保证市场按照自由竞争的规律健康运行。在前文中我们已经指出，政策扶持对可再生能源的发展是必须的也是必要的，但在政策在对可再生能源项目进行扶持的同时，也要给市场留有足够的空间，让其可以按照市场竞争规律运行，实现优胜劣汰。政策不能对市场的干扰过多和过于的频繁。尤其要避免的是政策的不一致性，只在特定的时期针对特定的项目出台特定的政策，甚至针对同类型的项目会有不同类型的政策应用，从而在政策环境上造成了发展的不公平性。长期稳定和一致的政策才能为可再生能源乃至太阳能热发电提供一个相对公平的良性竞争的市场环境。

- 国家立法的基础上，地方也要有相应政策进行配合

在美国，除了联邦立法规定的税赋抵减制度之外，主要对能源结构进行调整

的行政手段是 27 个州所提出地方可再生能源配比 RPS 机制，这 27 个州所提供的电力占美国发电总量的 47%。正是这两个机制的联合运行，才有效地推动了美国可再生能源的发展。中国在国家立法的基础上，各个省份和行政自治区，在鼓励可再生能源发展上，也需制定相应系统和稳定的税赋和补贴的政策，使得对可再生能源的发展，形成一种从上到下的有法可依的良好氛围，而不是跟风式的政策制定，什么热就推什么。可再生能源的可持续性发展必须有稳定的政策环境。

● 太阳能热发电的发展需要能真正拉动商业需求，符合市场运行规律的政策

目前中国不少可再生能源政策，仍停留在利用“示范”效应，短期刺激市场行为，而没有推出适合市场长期发展的鼓励性的措施和政策。例如“太阳能屋顶”计划，限定示范项目必须大于 50kW，即需要至少 400 平方米的安装面积。这么大的安装面积，意图明显在于强调其示范性，而不是以补贴来拉动更贴近实际的商业需求。那么政府在制定经济补贴和扶持政策的时候，只有把将太阳能热发电推入真正的商业运行轨道，作为指导目标和方针，才能够制定出有利于太阳能热发电长期和健康发展的政策和法规。

● 太阳能热发电项目的价值链上的重要环节的扮演者也应该有项目决策权

目前新能源项目是由发改委以“一事一议”的方式进行审批，而在未来有关太阳热发电项目的开发时，电网公司和电力公司应该也有对项目的部分决策权。在不破坏国家对于电力行业的整体规划的情况下，让开发可再生能源项目的价值链上的重要扮演者，参与到项目的选择和决策过程中来，才能够把太阳能热发电市场由政策驱动转变成真正的市场驱动。

● 太阳能产业的经济扶持政策应该放宽到整个太阳能产业

国外不少针对太阳能产业的扶持政策，都并非只针对光伏或者光热而制定的。譬如西班牙的上网电价制度，因此在同时有效地刺激了两种太阳能技术的大规模发展。相比之下，中国在太阳能产业的扶持和经济补助政策上，目前只局限于光伏，在应用范围上具有很大的倾向性和局限性。国家制定的对太阳能产业的扶持政策不应该只局限在光伏，CSP 也应该被纳入考虑的范围

目前政策倾斜的状况，应该与太阳能热发电在中国商业化才刚起步，影响力

太小有关。如果北京 1MW 示范电站在 2010 年建成并且并网发电成功，对太阳能热发电政策的制定有积极的推动作用。但另外一方面，其超乎寻常的高投资成本（含技术实验和形象美化成本），可能会对政策决策者造成不应有的负面影响。

- **国家应该及时制定相关电站和行业技术标准**

太阳能集热发电在中国还是一个新技术，国家需要及时完善相关技术标准，为太阳能集热发电技术和发电站制定行业准绳，才能保证行业走上健康的可持续发展道路。

14.2 具体政策制定建议

按照太阳能集热发电的不同阶段，针对国家政策我们提出了侧重不同的建议，但是任何政策都应保持其连贯性和稳定性，而不应该强行硬性地根据人为的阶段来划分。

14.2.1 技术验证的产业发展初期 (2010-2015)

- **在这个阶段，国家应继续加强在技术研发上的投入。**以其实现技术突破，在掌握基本的核心技术的同时，大力提高太阳能转化效率。以分类立项的形式，通过科技部863、973、以及国家自然科学基金等资金进行扶持，对太阳能热发电技术中的基础研究，尤其是涉及到核心控制和装备制造等方面的研发给予支持。
- **在太阳能集热发电的初期，国家应积极推动不同类型的太阳能热发电站示范电站的建设。**一方面在国内提供了给各种 CSP 技术进行技术验证与装备制造的平台；另一方面，也通过不同类型示范电站的设立，理解各种不同 CSP 技术，针对不同区域的技术与经济适用性。为以后中国 CSP 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。
- **在此阶段，可重点采用针对 CSP 的特殊投资补贴等方式作为激励 CSP 发展的手段。**如对初始设备等一样可以采取用竞标的方式，进行一定比例的投资补助。如果参考光伏发电的有关政策的话，如国家已出台的“太阳能屋顶”计划和“金太阳”工程的这样补贴政策，即便补贴力度没有 50% 这样大，对于像太阳能热发电站这样初始投资成本高，后期运行成本低的产业来说，不

仅降低了企业最初的融资风险，且每年的财务费用由于贷款的减少，也会大幅度减少。竞标制度要合理设计，以确保通过国家补贴采购的设备在质量和后期维修上都有所保障。

- 此外，针对示范电站采取的特殊上网电价政策。要制定合理的上网电价。中国的上网电价的制定一向本着“成本+合理利润”的加成法则。在此阶段，还不可能采取普适性的上网电价，而还将本着“一事一议”的原则制定上网电价。
- 在这个时期，还可鼓励利用太阳能集热发电进行补气的与燃料混合的发电电站，并同样给以一定的政策补贴。相比起燃料发电，太阳能发电无需购买原料，企业也会有动力在提高太阳能集热发电的效率上，投入资本推动技术进步。从而形成一个资本到技术，技术再产生资本的良性循环。
- 与此同时，也是不可缺少的，国家需要采取各种税收优惠制度对太阳能集热产业加以扶持。

14.2.2 产业进入商业化发展的初级阶段 (2015-2020)

通过前期国家立项和某种形式的设备投资与补贴、建设太阳能热发电示范电站等行为，太阳能集热技术日趋成熟，投资中的技术风险降低。投资者对于太阳能热电站的可行性通过前期示范电站所起到的示范效应，有了积极的具体认识和信心。在这个时期，国家需继续使用上网电价，税收等政策，保持对太阳能热发电产业的支持。

- 国家应该针对 CSP 的不同技术，进行电站建设的特许权招标。通过招标，理解不同技术以及技术装备水平下，对 CSP 电价的影响。为普适性标杆性上网电价的制定作好准备。
- 标杆性上网电价的制定要进行区域性的差别。太阳能资源丰富的地区的标杆电价应该低于太阳能资源相对较差的地区。
- 相对早期，在这个时期可阶段性的逐步减少投资补助的力度。

14.2.3 产业逐步进入规模发展的中期阶段 (2020-2030)

太阳能集热发电，经过商业化发展的初级阶段，在这个阶段中，电站建设的规模化的经济性开始形成。随着商业规模化以及市场的形成，政府应开始谨慎地减少政策的强行干预作用，让市场因素在竞争环节中发挥更多的作用，从而起到优胜劣汰的作用。在此阶段，可建议撤销投资补贴，主要以可再生能源发电比例和标杆式电价进行宏观调节。

14.2.4 自由竞争阶段 (2030-2050)

通过中期规模化的发展后，随着在太阳能热发电在聚光和储能方面的技术更深层次的进步，太阳能集热发电的成本应也更接近火电，并成为电力企业在进行集中式规模化发电投资时会首先考虑使用的替代方式。而随着太阳能热发电随着技术发展和规模化制造，初始投资成本的降低，CSP 的发电价格在这时期已经完全有了和传统煤电的相竞争的能力，而传统煤电价格可能甚至已经要支付环境治理的成本。这个时期国家可主要利用宏观的可再生能源发电比例和市场因素来对太阳能热发电投资进行调节。

参考文献

- ¹ Concentrating Solar Power Global Outlook 09 Why Renewable Energy is Hot, Greenpeace International, SolarPACES and ESTELA, 2009;
- ² Publications Page, Earth Policy institute,
http://www.earthpolicy.org/index.php?/plan_b_updates/2008/update73;
- ³ 槽式太阳能热发电研究现状与发展, 罗智慧, 龙新峰, 电力设备, 2006 年 11 月, Vol. (7) No.(11);
- ⁴ 中华人民共和国中央人民政府门户网站,
http://www.gov.cn/wszb/zhibo359/content_1496375.htm;
- ⁵ 热发电基础理论和战略分析, 纪军, 何雅玲, 中国科学基金, 2009 (6);
- ⁶ China Concentrating Solar Thermal Electric Resource Assessment, A Spatial Analysis, Ric O'Connell, Sally Maki, Ryan Wiser, Black and Veatch, Internal Study, 2009;
- ⁷ 中国太阳能热发电站选址模型研究, 王劲峰, 孟斌, 李连发, 地球信息科学, 2007 (12), Vol. (9) No. (6);
- ⁸ 太阳能热发电的研究现状与前景展望, 郝雷, 王树茂等, 中国建设动态, 2009 (3);
- ⁹ 槽式太阳能热发电 DSG 技术, 王军, 张耀明等, 太阳能, 2007 年 (2);
- ¹⁰ DSG 技术在槽式太阳能热发电中的实践, 王军, 张耀明等, 太阳能, 2007 年 (3);
- ¹¹ 太阳能和燃煤机组混合发电系统研究, 张燕敏, 华北电力大学硕士论文;
- ¹² Concentrating Solar Power, State of the Art, Cost Analysis and Pre- Feasibility Study for an Implementation in China, Wen Zhang, Dipl.-Ing. Diploma thesis, University Stuttgart, 2009;

-
-
- ¹³ Concentrating Solar Power, State of the Art, Cost Analysis and Pre- Feasibility Study for an Implementation in China, Wen Zhang, Dipl.-Ing. Diploma thesis, University Stuttgart, 2009;
- ¹⁴ Wikipedia free encyclopedia,
http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_solar_thermal_power_stations#cite_note-67;
- ¹⁵ Wikipedia free encyclopedia,
http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_Energy_Generating_Systems;
- ¹⁶ Concentrating Solar Power Global Outlook 09 Why Renewable Energy is Hot, Greenpeace International, SolarPACES and ESTELA, 2009;
- ¹⁷ Acciona North America,
<http://www.acciona-na.com/About-Us/Our-Projects/U-S-/Nevada-Solar-One.aspx>;
- ¹⁸ Wikipedia free encyclopedia,
http://en.wikipedia.org/wiki/Andasol_Solar_Power_Station;
- ¹⁹ Wikipedia free encyclopedia,
http://en.wikipedia.org/wiki/The_Solar_Project#Solar_One;
- ²⁰ 互动百科, <http://www.hudong.com/wiki/Desertec>;
- ²¹ The CSP Industry: An Awakening Giant, Deutsche Bank, Page 40;
- ²² Renewable Energy: R&D Priorities Insights from IEA Technology Programmes, International Energy Agency (IEA) 2006;
- ²³ www.epriweb.com/public/000000000001012731.pdf , EPRI; Solar Thermal Electric Technology, 2006;
- ²⁴ Concentrating Solar Power, State of the Art, Cost Analysis and Pre- Feasibility Study for an Implementation in China, Wen Zhang, Dipl.-Ing. Diploma thesis, University Stuttgart, 2009;

-
- ²⁵ Guidelines for the economic analysis of renewable energy technology applications, International Energy Agency (IEA) 1991;
- ²⁶ Assessment of Parabolic Trough, Power Tower, and Dish Solar Technology Cost and Performance Forecasts-2008, Final Draft Prepared for Department of Energy and Sandia National Laboratory, Sargent & Lundy, 2009;
- ²⁷ Assessment of Parabolic Trough, Power Tower, and Dish Solar Technology Cost and Performance Forecasts-2008, Final Draft Prepared for Department of Energy and Sandia National Laboratory, Sargent & Lundy, 2009;
- ²⁸ 70kW 塔式太阳能热发电系统研究与开发（上），张耀明，刘德有等，太阳能，2007（10）；
- ²⁹ 70kW 塔式太阳能热发电系统研究与开发（下），张耀明，张文进等，太阳能，2007（11）；
- ³⁰ 槽式太阳能热发电集热管的研制，北京市太阳能研究所，2009 太阳能热发电技术三亚国际论坛论文集，P160；
- ³¹ 华园太阳能中高温应用网页，<http://www.hyne.cn/midhigh/midhigh.asp>；
- ³² 槽式太阳能热发电高温集热管关键材料，郝雷，2009 太阳能热发电技术三亚国际论坛论文集，P199；
- ³³ 内蒙古 50MW 级槽式太阳能热发电示范项目，内蒙古施德普太阳能开发有限公司，2009 太阳能热发电技术三亚国际论坛论文集，P215；
- ³⁴ Transmission and Distribution World ABB to Supply Products for China's Highest-Voltage AC Power Line, 2007,
http://tdworld.com/projects_in_progress/business_in_tech/abb-china-highvoltage-power-line/index.html
- ³⁵ 2005, Transmission and Distribution World HVDC Converter Stations Connect 3000-MW Line, <http://tdworld.com/substations/HVDC-converter-stations/index.html>;

³⁶ 中科院电工所, 可再生能源技术研究部太阳能热发电技术研究组, 专利目录
页 <http://159.226.64.60/Website/index.php?ChannelID=489&NewsID=292>;

³⁷ Publications Page, Earth Policy institute,
http://www.earthpolicy.org/index.php?/plan_b_updates/2008/update73;

³⁸ Concentrating Solar Power Global Outlook 09 Why Renewable Energy is Hot,
Greenpeace International, SolarPACES and ESTELA, 2009;

³⁹ Word Energy Outlook 2009, International Energy Agency.

⁴⁰ Assessment of Parabolic Trough, Power Tower, and Dish Solar Technology Cost
and Performance Forecasts-2008, Final Draft Prepared for Department of Energy and
Sandia National Laboratory, Sargent & Lundy, 2009;