首轮招标终结光热发电“七年之痒”

□本报实习记者 王颖春

中国证券报记者从国家能源局独家获悉，我国首轮太阳能光热发电特许权招标项目，将于今年6月底7月初正式开始，规模将是去年敦煌光伏发电项目的5倍——50兆瓦，项目位于鄂尔多斯，最初年发电量为1.2亿度。

2007年颁布的《可再生能源中长期发展规划》提到，未来将在内蒙古、甘肃、新疆等地选择荒漠、戈壁、荒滩等空闲土地，建设太阳能热发电示范项目。到2020年，全国太阳能热发电总容量达到20万千瓦，将与光伏发电容量相当。

尽管业内人士对未来光热发电的发展前景尚存争议，但无可否认的是，首轮光热特许权招标启动后，将逐步摸清我国光热发电的实际成本，提高光热发电系统成套设备的技术水平，明确光热发电的审批和电价核准程序，统一并网以及规模化推广的相关技术标准。

随着首轮光热特许权招标的启动，光热发电的盛宴即将开席，先人一步嗅到食味的设备制造商、电力开发商和投资者们，也早就做好了饕餮一番的准备。

七年之痒招标出炉

熟悉该项目的人士感叹：终于要招了。

2003年开始酝酿，2005年启动项目选址，2006年中德科技论坛上与德方签订合作书，2007年下半年启动项目前期可研，2010年正式启动招标。我国首个国家级光热发电项目从胎动到分娩，前后经历了近7年时间。

根据该项目可研报告，原定税后上网电价为2.26元/千瓦时，电站每千瓦造价为2.6万元，与光伏发电1.2元左右的上网电价以及2.3万元左右的单位成本相比，成本显然过高。

中国证券报记者了解到，国家能源局原本打算以核准电价方式批复该项目，但敦煌光伏项目爆出1.09元的低价后，让光热发电原本的价格优势尽失。如果再以2.26元的电价批复鄂尔多斯项目，显然不利于光热发电的长期发展，决策者也将面临一定压力。因此最终采取的办法是：遵循市场机制，采取特许权招标的形式确定最终上网电价。

而之所以选择50兆瓦的装机规模，一是汽轮机发电规模普遍较大，二是参照西班牙与德国的成熟经验，二者最初的光热发电项目，均是50兆瓦装机规模。

据了解，该项目建设周期将为两年。业内人士预计，招标后的上网电价可能会在1.8—1.9元，但最终价格还要看招标结果。根据国内相关法律规定，外资投资电力比例不得超过25%，加之在光热发电系统集成上缺乏经验，所以未来由国内几大电力公司与国外相关公司组成联合体竞标，将是最为可行的方式。依据目前情况来看，竞标者将不会少于十家。

槽式聚热最为成熟

根据聚热方式，光热发电可分为槽式、塔式和碟式三种。业内人士普遍认为，在这三种技术路线中，槽式发电最具备商业化可行性。

槽式太阳能热发电系统的原理是，通过大面积的槽式抛物面反射镜将太阳光聚焦反射到集热管上，管内的热载体将水加热成蒸汽，再通过热转换设备加压，送入常规的汽轮机内进行发电。

由于采用汽轮机发电，电流稳定，加之系统可以采用熔盐技术储热，白天将盐从固态变成液态，晚间再用400多度的熔盐将水变成蒸汽发电，这样一来，就解决了风电与光伏发电无法解决的调峰问题。

国际权威机构统计，截至2009年，全世界运行的槽式光热发电占整个光热电站的88%，占在建项目的97.5%。

1981年至1991年的10年间，美国加州Mojave沙漠相继建成了9座槽式太阳能热发电站，总装机容量353.8MW，总投资额10亿美元，年发电总量为8亿千瓦时，上网电价在14—17美分/千瓦时之间，光电转换率为14%。

这些电站最长的运行了将近30年，说明槽式光热发电技术的可靠性已经经受住了时间的考验。



巨量市场面临激活

欧洲太阳能光热协会2005年发布的一份报告中预计，到2040年，光热发电将满足世界上5%的电力需求。到2025年，全球光热发电的装机总容量将达到36000兆瓦。未来20年，全球光热发电每年将会有164亿欧元的巨大市场。

太阳能光热要求直接辐射在每年1900千瓦小时/平方米以上，这个资源条件全世界只有美国、欧洲的西班牙、非洲和中国具备。美国和西班牙已捷足先登，建立了各自的光热发电项目，而在中国，内蒙、新疆、青海和西藏等广袤地区，尚有大片的光热资源等待开发。这背后蕴藏的，将是一个巨大的设备制造市场。

成熟的槽式光热发电系统，主要由集热管、聚热镜片、汽轮机和支架等零部件构成。其中，集热管是技术含量最高的核心部件。

集热管的主要功用是，通过聚热镜收集的反射光，把管内的导热油加热到400度，最终将水变成蒸汽。据了解，目前国内已经有北京中航空港通用设备有限公司、皇明太阳能集团、东莞康达机电等几家公司从事相关方面的研究生产。中航通用与中科院工程热物理研究所合作研发的具有强化换热功能的集热管系统，大大降低了槽式光热发电的成本。

在长期从事光热研究的中科院电工所研究员马胜红看来，中航通用的核心技术在于其集热管并非传统的直管，而是采用了波纹管，所以集热效率更高。

除了集热管技术含量较高以外，光热发电并不涉及什么高深的技术。汽轮机是现成的，而集热镜片和支架等配套设备，只要市场开启，配套厂商将会蜂拥而至。”马胜红说。

前景尚存争议

然而国家发改委能源研究所副所长李俊峰却对光热发电的未来前景泼了一盆冷水。在他看来，光热发电和风电面临的问题正好相反。风电在技术上需要进步，但前景是明朗的；光热发电在技术上没有问题，但限制条件太多，未来发展前景并不明朗。

分析人士指出，光热发电只适合年辐射量在2000千瓦时/平方米以上的地区，而且土地坡度不能超过3%，更重要的是，光热发电还需要大量水源用来冷却。一般说来，50兆瓦的光热发电系统年用水量在15万方左右，与火电基本一致。问题在于，符合以上日照和用地条件的地区，大多在西北西南，水源相对匮乏，虽然光热发电也可以采取空冷的方式进行冷却，但成本会高出很多。

尽管如此，马胜红还是乐观地认为，到2015年，中国光热发电的规模将达到400—500兆瓦。2015年以后，光热发电每年的装机规模都将达到300—500兆瓦。在此期间，与光热发电相关的制造业将迅速发展，并实现完全的国产化。

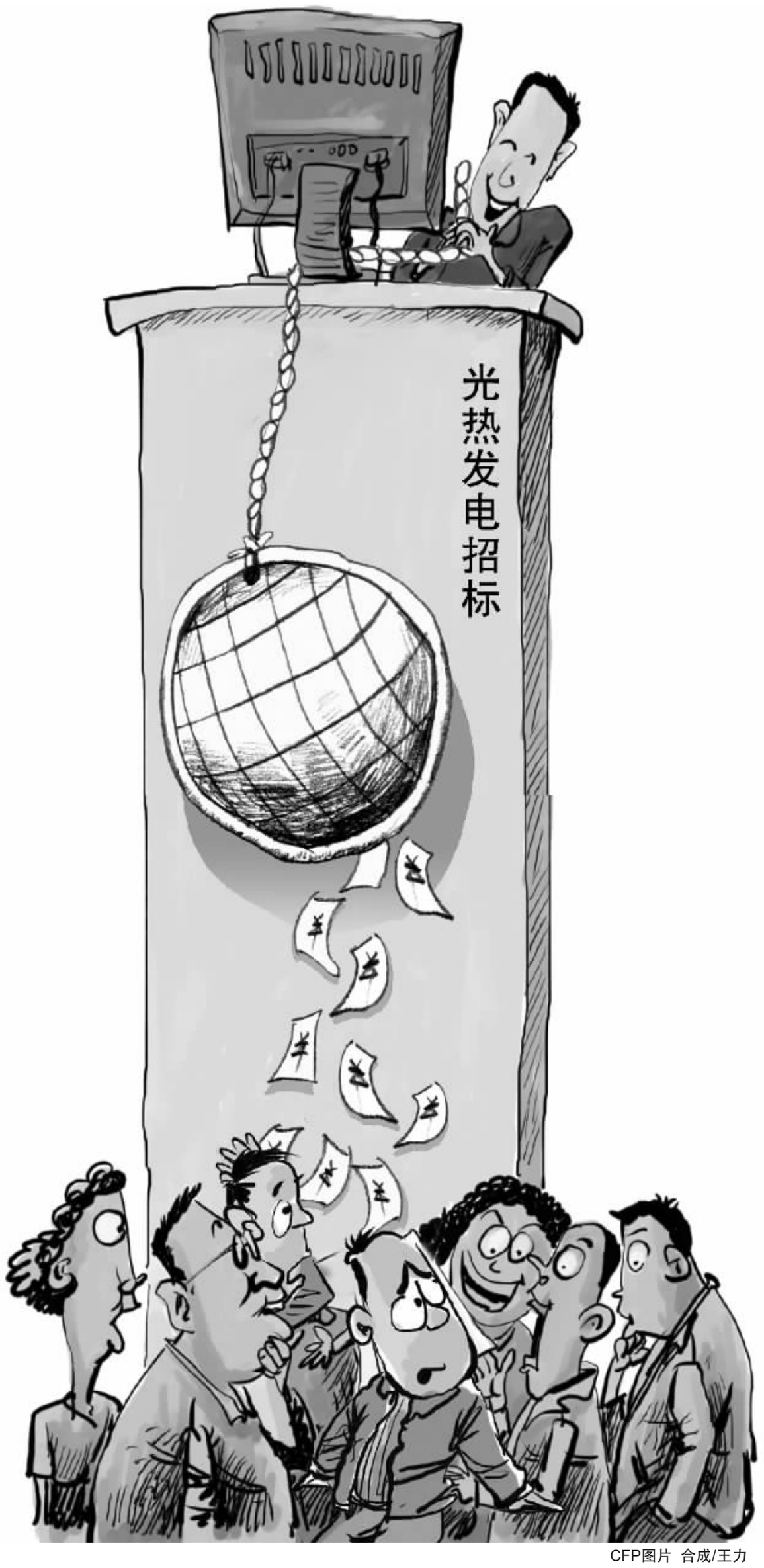
无论对光热发电未来前景作何判断，提前布局者已经大有人在。

皇明便是其中一家。该集团技术部部长张立峰告诉中国证券报记者，其与中科院电工所在北京延庆合作的1兆瓦塔式太阳能光热发电项目，最快明年6月即可建成发电，未来该电站规模将达到100兆瓦，预计该项目发电成本可以达1元/千瓦时，低于光伏发电的综合成本。

中国证券报记者还获悉，目前国电、绿能都已经着手开始了DNI（太阳直接辐射）工作，华电和中航通用也在内蒙签署了战略合作意向书，进行光热发电的合作，华电已经成立了自己的光热的研发中心。

2009年10月，“中国太阳能光热产业技术创新战略联盟”成立，首批成员包括中国科学院电工研究所、华电集团、皇明太阳能、保定天威、金晶集团、西安航空动力集团、中国电力工程顾问集团、清华阳光、上海交大等30家企业和研究所。该联盟计划在“十二五”期间，争取在中国西部建设1000兆瓦级规模的光热电站。

电力企业都明白，只要是光热招标开始，这个市场最终将会超过光伏。”马胜红对此毫不怀疑。



CFP图片 合成/王力

■ 专家访谈

光热发电可与小火电结合

——专访中科院电工所研究员马胜红

□本报实习记者 王颖春

中国证券报：您为什么如此看好光热发电？

马胜红：我一再强调，比较不同技术路线的发电成本，一定要引入“全成本”概念。例如，火力发电如果将国家补贴和排放成本计入其中，电价绝不止三四毛钱，风力发电同样如此，如果将风电的调峰成本计入其中，电价也会更高。

既然是商品，就应该是优质优价。热发电为什么潜力大，第一太阳能资源量大，第二发电品质相对高。与光伏发电每平方公里可以装机3万千瓦相比，光热发电每平方公里的装机容量在3.5万—4万千瓦。采用光热发电技术，可以避免光伏发电中昂贵的硅晶光电转换工艺，大大降低太阳能发电的成本。

现在光热发电成本比较高，但作为首个示范项目，并不能与已经经过几年发展的光伏发电做单纯的横向比较，我相信经过几轮招标，光热发电的成本将会逐渐降低。

中国证券报：未来光热发电市场开启，必将带动一大批设备制造商，哪些企业更有可能在竞争中脱颖而出？中国企业在光热设备制造上，还有哪些需要借鉴的地方？

马胜红：由于光热发电采用中高温真空管，而目前太阳能热水器采用的是中低温真空管，二者在技术上基本一致，因此未来真空管企业介入这一领域将有极大优势。

除了集热管技术含量较高以外，光热发电并不涉及什么高深的技术。汽轮机是现成的，而集热镜片和支架等配套设备，只要市场开启，配套厂商将会蜂拥而至。

与光伏发电不同的是，整个光热发电系统更接近于火电，区别就是将储煤厂和传送带变成集热厂了，其它的冷却系统、热交换器等，都与火电一样。有鉴于此，未来光热发电厂的投资主体，仍将以五大电力集团为主，他们也将成为零部件的采购主力。

虽然光热发电系统对国内企业来说，技术门槛并不高，但在热油循环、储能以及热交换等技术环节，国内企业仍有待进一步攻关，关键是在大系统的技术和经验上，还应多向西班牙和德国学习。

中国证券报：你对我国今后发展光热发电还有哪些建议？

马胜红：与光伏发电在各地气象站就可以得到的全辐射数据不同，光热发电需要DNI（太阳直接辐射）数据。光热发电选址，至少要做一年以上的DNI测量数据。有鉴于此，为了应对未来大规模光热项目的启动，各地应提前着手准备相关的可研工作。

除了建设单独的光热发电站以外，光热发电还可以与西北地区的小火电站结合，将火电厂链接到太阳能集热系统中，这样一来，煤炭耗能就会马上降低，从而使这些小火电得以保留，避免了“上大压小”政策带来资源的浪费。

光伏降成本考虑热利用

□本报记者 李阳丹

光伏发电成本高企，成为其推广的阻碍。近期，一些光伏企业开始考虑能源的综合利用以提高能源利用效率，降低光伏的综合成本。

中国可再生能源学会副理事长孟宪淦提出，光伏产业的发展从技术角度来看，无非就是提高效率、降低成本，使可再生能源发电价格和常规的化石能源一样，甚至更有竞争力。很多光伏企业都在提高太阳能电池的转换效率上做文章。

英利集团首席战略官马学禄透露，英利集团的太阳能发展技术国家重点实验室和荷兰国家能源中心合作的“熊猫计划”做安心电池，去年年底电池效率已经达到18.5%，今年还会有一个更大的推高。

阿特斯投资有限公司北京办事处主任施亮表示，现在几个大的光伏企业都在提高转化率上做了很多的工作，阿特斯也推出了ESE高效电池，其单晶转换效率达到18%，多晶效率为17%左右。但他同时认为，单纯靠这样一个技术还不能把光伏发电的成本降到与普通的化石能源的价格接轨。

马学禄表示，太阳能光伏电池还有一个可利用的重要价值，即热能。“除去我们提高现有光伏转换效率之外，综合利用能源系统的潜力非常大。”他举例说，如果照到太阳能电池的能量是百分之百，10%会被反射走。还有90%的能力。假定太阳能光伏的转换效率是20%，则还有70%的太阳能变成了热量。如果能利用这其中30%的热能，总的能量利用效率就达到50%，光伏发电的成本也有望下降。

“这个热量如何利用，是很多光伏企业在关注的问题。”马学禄透露，英利集团也关注这个问题，并有自己的解决思路。“把太阳能的光利用和太阳能的热利用集成起来，这是一个很重要的方向。”

■ 中证能源评论

光伏光热 一个都不能少

□本报记者 李阳丹

在光伏产业尤其是晶硅太阳能发展遭遇产能过剩、高能耗和高污染的诟病时，太阳能光热发电技术受到关注，国家发改委将在今年内启动太阳能光热发电特许权招标的消息，被业内看作是光热发电产业化的开启，这不禁让晶硅路线的太阳能企业捏了一把汗：光热发电技术的崛起是否会宣布本来已经备受争议的晶硅太阳能走上末路？

不可否认，光伏占据整个太阳能发电行业的局面将被光热的进入打破。光热发电避开了多晶硅的使用，从而避免了高污染、高能耗的恶名，也使得其发电成本脱离国际多晶硅价格波动的限制。目前，我国已有部分科研院所和企业逐步掌握了光热发电的核心技术，这为光热在我国的发展打下了坚实的基础。而在新能源投资领域的分析人士看来，即将开始的内蒙光热项目特许招标可能会成为点燃光热投资激情的星星之火。

正是由于太阳能光热发电的各种显著优势，据媒体报道，在今年初中国工程院进行的“十二五”战略性新兴产业发展重点咨询研究项目——新能源产业课题组项目会议上，光热发电作为重点被要求详细陈述。一位委员会专家表示，从去年9月到今年年初，完成项目立项建议书的光热发电项目增加了3GW，从去年开始，各大电力巨头就在西部平坦地区圈了大片空地，等待后续发展。

这是否意味着光伏路线将被替代？业内专家表示，在中国乃至全球太阳能发电市场越来越大的背景下，这两种技术路线都有市场，且缺一不可。

光热发电目前面临的主要问题在于其成本必须借助于规模效应才能迅速下降。据测算，一个1GW的光热电站发电成本在0.7-0.8元/度。其投资也比光伏电站更具吸引力。利用国产设备建造一个50兆瓦的槽式光热发电站，包含土地成本，聚光阵列的设备投资预计在10亿元左右，单位设备投资在1.5万元/KW左右。而比较而言，同等规模的光伏发电站则需20多亿元和4万元/KW左右。但目前来看，国内还没有大规模光热电站规划，截至2009年的数据显示，全球的太阳能光热装机也不过700MW左右。

这种规模效应决定了光热发电主要将应用于大规模的发电站建设，其能量可储存和类似火电的发电原理使得电网更能接受其电量。而光伏发电的规模限制相对较小，更可适用于小型电站和分布式电力，例如在没有大量空地可建设大规模太阳能发电站的地方，依附于建筑建设离网或并网的光伏发电系统。

同时拥有光伏和光热两种太阳能发电技术的阿本戈太阳能公司就认为，这两种技术路线各具优势，完全可以根据不同的具体情况选择采用最合适的技术。