

中国屋顶光伏市场调研报告之一

正在拟定的《可再生能源发展“十二五”规划》,将我国光伏发电装机容量目标确定为,到 2015 年达到 1000 万千瓦,到 2020 年达到 5000 万千瓦。其中,光伏屋顶电站规模到 2015 年为 300 万千瓦,到 2020 年为 2500 万千瓦。

与水电、核电和风电相比,太阳能光伏发电不受地域、资源条件、制造材料和远距离输电的限制,安全可靠,发展潜力巨大,是我国实现 2020 年非化石能源满足全国 15%能源需求、单位 GDP 二氧化碳比 2005 年减排 40%-45%双重目标的重要途径。

我国已是全球太阳能电池第一大生产国,但高达 95%的对国际市场依存度为产业发展埋下隐患。随着国际市场的持续降温,我国亟待加快启动国内光伏市场,以促进产业健康发展。金太阳和光电建筑这类与建筑结合、就地发电就地使用的发用电模式,是光伏电力最有效的利用方式,加快推动与建筑相结合的用户侧光伏系统并网市场,是快速、规模化启动我国光伏市场的关键。

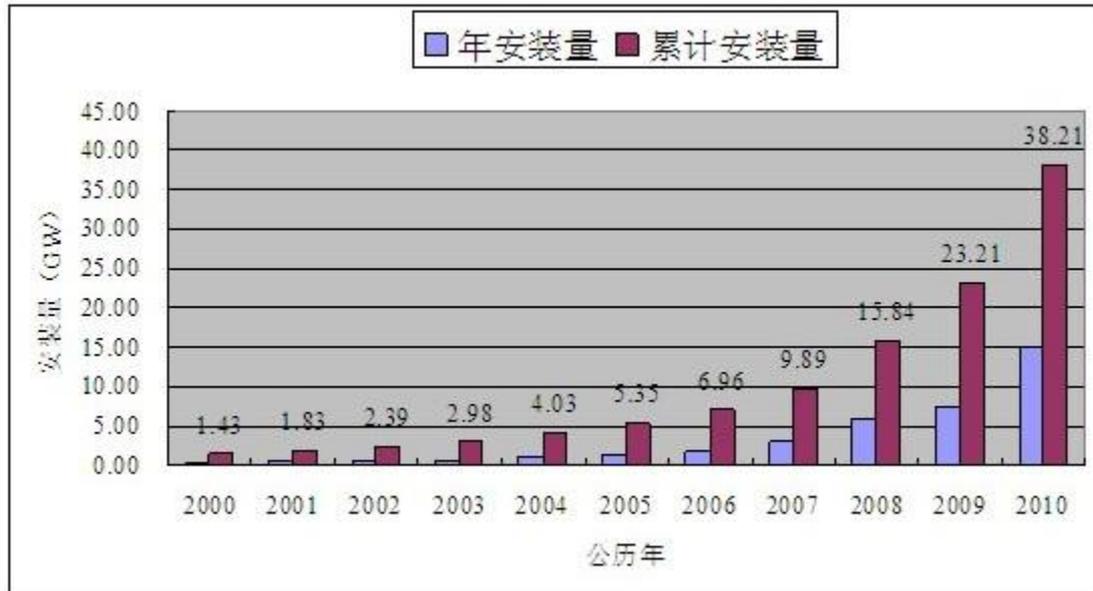
一、光伏发电具诸多优势近 10 年世界光伏市场快速发展

资料显示,全球水能、风能和生物质能经济可开发资源总量约 8 太瓦(TW,1 太瓦=10¹²千瓦),而太阳能经济可开发资源高达 600 太瓦,是唯一能够保证人类未来需求的能量来源;太阳能电池的制造材料硅在地壳中的含量高达 26%,不存在资源短缺和耗尽问题;光伏发电属于固态发电,没有转动部件,发电不用水,能够方便地与建筑结合,规模大小随意,建设周期短,可以直接安装在负荷中心,就地发电、就地使用;太阳能光伏发电无污染、零排放,不存在任何安全隐患,建设运行十分简单,可以做到无人值守。

据测算,每瓦单晶硅光伏发电系统全部环节总耗电为 2.67 千瓦时,可在寿命期内发电 39 千瓦时,能量增值达 15 倍以上;光伏发电产业万元增加值能耗为 0.3 吨标准煤左右,远远低于其他工业行业,属于高附加值行业;此外,光伏是资金和技术密集型产业,涉及基础材料、电子信息、装备制造、城市建设、荒漠改造和利用、新农村建设、国际贸易和海外出口等社会生产生活的诸多领域,光伏产业的发展可以带动大量资金、技术和劳动投入,能为相关装备制造和原材料工业创造很大的市场空间,能够增加众多高端就业机会,是重要的战略性新兴产业,对经济发展和就业具有较强的拉动效应。

正因如此,10 年来世界光伏市场飞速发展,2000-2010 年年均复合增长率达 54.1%,在经历金融危机和西班牙政策突变的 2009 年,年新增装机容量也比 2008 年增长 24%。2010 年世界太阳能光伏市场出现超常增长,年增长率超过 100%。截至 2010 年底,全球光伏发电装机容量达 38.2 吉瓦(GW,1 吉瓦=10 亿瓦)。(见图表 1)

图表 1:2000 年以来全球光伏发电装机容量统计



资料来源: EPIA(欧洲光伏工业协会)、IEA(国际能源机构)、JPEA(日本太阳光发电协会)、SEIA(美国太阳能工业协会)

从装机容量的国家分布看,2004年前,日本是全球最大的光伏市场,美国位居第二;欧洲在2004年超过日本,并一直保持全球第一的位置。作为全球第一光伏大国,德国2010年底拥有超过17吉瓦的装机容量。

二、我国光伏产业发展飞速 但对国际市场依存度过高埋隐患

得益于欧洲市场的拉动,2004年后我国光伏产业飞速发展,连续5年年增长率超过100%,连续4年太阳能电池产量居世界第一,2010年光伏电池产量达10吉瓦,占世界总产量的50%。

2009年以来,我国太阳能电池成本持续下降,国际竞争力增强。目前,晶体硅太阳能电池成本已经接近1美元/瓦,薄膜太阳电池的成本大约在0.75美元/瓦。目前,我国多晶硅生产企业的副产品回收利用率都已达到90%以上,先进多晶硅生产企业的综合利用率甚至达到国际先进水平。2010年,我国多晶硅产品缺口比例约为47%,较上年的49.1%下降不多,较2007年以前的89%有了明显下降。可以预见,今后1-2年内我国多晶硅供求仍将处于紧张状态。

尽管产量最大、成本最低,由于应用市场启动缓慢,我国95%以上的太阳能电池需出口到国外,对国际市场依存度过高,为我国光伏产业发展埋下了隐患。从全球来看,太阳能电池需求的短期成长动力主要来自于各国政府对光伏产业的政策扶持和价格补贴,而这是我们无法控制的。一旦国外补贴政策发生变动或实施贸易保护,我国光伏产业将受到沉重打击。

而实际上,欧洲光伏市场的变化对我国光伏产业的影响正在逐步显现。从2010年开始,德国、西班牙、法国、意大利等欧洲光伏应用大国纷纷下调对光伏发电的补贴,下调幅度在10%-30%不等。2011年以来,其政策调整幅度加大,德国在年初将光伏发电上网电价下调13%;意大利5月出台新的太阳能补贴法案,决定将2011年的补贴下调30-40%,2012年再降20%左右,2013-2016年的每个季度再降6%;西班牙再次削减太阳能发电补贴;捷克政府则提出一系

列针对其国内泡沫式光伏电站投资的惩罚方案。

欧洲光伏政策的调整,给我国光伏产业带来阵阵寒意。今年上半年,国内对国际市场的光伏组件销售出现供大于求局面,一些产品滞留在港口、码头和海上,一些欧洲客户甚至要求降价或退货。市场迅速从卖方市场转变为买方市场,上半年国内光伏产品生产企业忙于清理库存。在组件降价的带动下,行业各环节产品价格大幅下滑,毛利率下降。

对于国内光伏组件生产企业而言,今年二季度无疑是一段非常艰难的时期,但国内也是全球排名前三位的光伏组件供应商尚德、英利和天合光能的出货量仍均增长了近 20%。其中,一直注重内销的英利集团上半年向国内市场销售了 110 兆瓦光伏组件,为其实现 85.23 亿元销售收入、11.6 亿元的利税,打下了良好基础。

在过去的几年,欧洲光伏市场一直占有世界 80% 以上的份额,据预测, 2011 年欧洲光伏市场的份额将下滑到 60% 以下,2012 年更将下滑到 50% 以下。世界光伏市场不会再像前 10 年那样以年均 40% 以上的速度增长,增速可能降至 20%-24%。

面对欧洲各国补贴的削减和全球光伏市场形势的变化,加快启动国内光伏市场是积极的应对措施,也是保证我国光伏产业健康发展的必要条件。

三、用户侧并网是快速、规模化启动我国光伏市场的关键

2008 年以前,国内光伏发电主要用于离网项目,市场规模很小。2009 年,我国启动“光电建筑”、“金太阳示范工程”和敦煌大型荒漠光伏电站招标等多个项目,市场得到飞速发展。截至 2008 年底,我国光伏发电装机为 140 兆瓦(MW,1 兆瓦=100 千瓦),2009 年底装机容量增至 300 兆瓦,2010 年底达到 890 兆瓦。

目前国际上并网发电占到总光伏市场的 90%,而在并网光伏市场中,与建筑结合的用户侧并网发电系统占 90% 以上,德国在输电侧大型并网发电仅占 10%,美国仅占 6%。德国和日本的“10 万屋顶计划”及美国的“百万屋顶计划”主要都是在低压用户侧并网的分布式光伏发电系统。

大型荒漠电站是在中压输电侧并网,属于发电站模式。我国的荒漠大部分在西部,而负荷中心在东部,长距离输电的条件在目前还不具备,就地消化也受到一定限制,于是就会有先加强电网建设,然后才能大规模建设光伏电站的结论。而长距离输送电网建设非一朝一夕就能建好,荒漠电站在现阶段快速启动国内光伏市场方面的作用比较有限。

在去年底财政部、科技部、住建部和能源局会同国家电网公司召开的“金太阳示范工程”会议上,财政部副部长张少春表示,金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程重点支持大型工矿、商业企业以及公益性事业单位利用既有建筑建设光伏发电项目,在配电侧并网,所发电量主要由企业自己使用。这样做,一是光伏发电时间是在用电峰值的白天,可直接在用电负荷中心全部就地消纳,不需新建电网和长距离输送,减少了接网费用和能量损耗;二是单个项目规模不大,发电量少,基本上可以实现自发自用,抵扣峰值用电,获得较好的经济效益;三是项目不占用土地,审批过程简单,投资主体灵活多样,节能环保示范效果显著,容易尽快形成规模。

可见,金太阳和光电建筑这类就地发电就地使用的发用电模式,对于光伏电力而言是最有效的利用方式,可以形成规模化的光伏市场,有利于迅速拉动国内光伏产业。有效推动用户侧并网市场,是快速、规模化启动我国光伏市场的关键。

(二) 中国屋顶光伏市场调研报告之二

2009年,我国启动“光电建筑”、“金太阳示范工程”和敦煌大型荒漠光伏电站招标等多个项目。截至2010年底,我国光伏发电装机为890兆瓦(即89万千瓦),其中屋顶光伏电站装机规模约30万千瓦。在财政部、科技部、住建部和国家能源局等相关部门的推动下,近年来我国光伏发电市场,尤其是用户侧的屋顶光伏发电市场得到飞速发展。

然而,在近两年的示范过程中,用户侧光伏并网也遭遇到一些政策和机制障碍,致使项目难以确定合理的上网方式和上网电价,导致示范工程进展缓慢。去除用户侧并网的约束性政策,创新管理机制,推动金太阳等光伏发电示范工程取得突破性进展,未来5—10年我国光伏产业将迎来“腾飞”式的发展。

一、用户侧并网在安装空间、技术和资金支持方面均不存在问题

调研时,国家发展和改革委员会能源研究所研究员王斯成向新华社记者表示,在我国规模化推广用户侧并网的光伏市场应考虑以下几个关键因素:

一是是否有足够的安装空间;二是技术上是否可行;三是在现行政策体制下是否有足够的经费支持;四是在现行的推广模式下项目是否在经济上可行;五是是否有合适的能够可持续发展的商业化运作模式;六是建成的光伏系统在用户侧能否顺利接入配电网。

据2009年《中国统计年鉴》,我国现有建筑总面积410.2亿平方米,屋顶面积178亿平方米、南墙面积139亿平方米,合计317亿平方米。据住建部人居环境中心测算,实际可利用面积185.1亿平方米。按照1平方米安装60瓦光伏组件,则可安装11.1亿千瓦;即使只利用20%的可利用面积,安装量也不少于2亿千瓦。因此,安装空间不存在问题。

光伏发电系统在计费点(计费电表)用户侧并入电网,称作“用户侧”并网。当光伏穿透率(光伏装机容量占峰值负荷比例)低时,不会有任何技术问题,美国将这一比例确定为15%,日本为20%。而当光伏穿透率较大(如超过30%),在白天负荷较小的情况下,有可能出现光伏总功率高于总负荷,光伏电量则通过配电变压器向初级高压侧反送电,被称作“逆功率”,这会使配电网网压升高,造成安全隐患。对此,可以采用无功调压或安装防逆流装置来防止网压升高,仅会损失部分光伏电量。因此,无论是低穿透率还是高穿透率,光伏在用户侧并网都不会造成安全隐患,用户侧光伏并网的电能质量和安全性已经有国际电工委员会(IEC)标准和国家标准,所有技术问题都有成熟的解决方案。

2009年,我国启动金太阳和屋顶项目近300兆瓦,2010年启动400兆瓦,2011年将启动约800兆瓦。去年底,财政部副部长张少春表示,2012年以后金太阳工程每年装机将不少于1000兆瓦,这部分资金并不受每千瓦时电4厘可再生能源电力附加资金的限制。按照1千瓦补贴

10.8元(2010年补贴标准,今年已降为每千瓦9元),1000兆瓦需要108亿元。随着光伏成本的下降(每年不低于8%的速度),补贴资金将逐年减少,直到光伏成本达到用户侧“平价上网”(预计这一目标在2015年即可实现)。据记者了解,除了中央财政补贴,江苏、浙江、山东和北京市等省市还出台了扶植金太阳工程的地方性补贴政策,各界反映补贴资金不成问题。

调研时,有关管理部门负责人、业内专家、金太阳项目业主和设备提供商都表示,推广用户侧并网光伏市场,在安装空间、技术和资金支持方面都不存在问题,但由于存在诸多政策矛盾和机制障碍,旨在摸索和示范用户侧并网的金太阳工程等与建筑相结合的光伏发电项目进展不如人意。

二、阻碍用户侧并网推广的政策矛盾——光伏项目享受销售电价还是脱硫燃煤机组标杆上网电价,按“负荷管理”方式还是电站方式进行管理

2009年7月16日,财政部、科技部、国家能源局联合发布金太阳示范工程的通知(财建[2009]397号),通知指出“各地电网企业应积极支持并网光伏发电项目建设,提供并网条件。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”。同时明确规定,“利用工矿、商业企业以及公益性事业单位既有建筑等条件建设的用户侧光伏发电项目,单个项目装机容量不低于300千瓦”。而同年7月24日国家电网公司发布的光伏电站接入电网技术规定(试行)(国家电网发展[2009]747号)却明确规定,光伏发电装机容量超过200千瓦的必须接入10千伏及以上电压等级电网。

此后,虽然该技术规定起草单位的评审专家解释说,技术规定所要表达的是,只要光伏项目的单点接入容量不超过200千瓦,就允许在低压400伏电网接入,而不是指整个项目的装机容量;随着示范的不断推进,目前的金太阳工程项目发电容量动辄几兆瓦,分散在厂矿各个屋顶上的光伏电池所发电量可以就近接入配电网,为就近的用电设备供电,无需将整个项目所发电量集中上网,但5月13日参加由财政部、国家能源局、科技部和住建部组织召开的“金太阳示范工程座谈会”的13个光伏发电集中应用示范开发区,大多数都反映,由于该技术规定表述不清晰导致的理解偏差,当地电力公司要求金太阳工程项目集中建升压站,从发电侧并网,并以对待公共电站的方式来管理光伏发电项目。

这就和金太阳工程的“用户侧”并网和“自发自用”,即允许用“抵消电量”的方式运行光伏系统的原则直接相抵触。专家表示,金太阳和光电建筑项目的盈利要点是“用户侧并网,抵消电网电量,自发自用”,抵消电量意味着光伏电量的价值等效于电网的零售电价。从“用户侧”并网转变为“发电侧”并网,产生的最直接影响就是,将导致光伏电量的价值从用户侧的销售电价,一下变成当地脱硫燃煤机组标杆上网电价,使项目的经济性完全丧失。

金太阳示范工程规定,国家对光伏项目初始投资给予50%的补贴。据王斯成测算,以2011年项目为例,我国光伏系统平均造价为1.5万元/千瓦,国家补贴(今年的补贴标准是平均每瓦9元)后,初始投资为0.6万元/千瓦,在保证税后内部收益率10%,年满发1100小时情况下,合理电价是0.7元/千瓦时。我国很多省(市)自2009年11月开始实施峰谷电价,地处东部的北京、上海、广东、浙江等省市白天的商业和小工业用电电价平均为0.9525元/千瓦时(见图表1),远高于0.7元/千瓦时,开发商可以盈利。而燃煤脱硫电价即使是在东部各省也仅在0.35—0.45元/千瓦左右,最高的广东省为0.49元/千瓦时,两者相差50%以上。如果执行当地燃煤电价,

即便在西藏年满发 1963 小时,项目内部收益率也只有 4.24%,西部其他省区和东部地区就更低了。可见,金太阳工程和光电建筑项目若不能享受用户侧零售电价而以发电侧燃煤脱硫电价并网,则在经济上不可行。

并且,与“自发自用”的自备电站相比,公共电站的建造成本要高很多,报批手续更复杂、报批时间更长。调研时,专家指出,在规定穿透率的情况下,用户侧并网的光伏系统应当按照“负荷管理”的原则执行,属于电网的不受控单元,其功率波动与负荷的波动在同一数量级,因此金太阳工程用户侧并网的光伏系统不应按照发电站进行管理,做到“只监测、不调度”即可。并且,只要光伏穿透率不超过 30%,有功无功调节、低电压穿越等过高的技术要求都是不必要的。

此外,应当设置合理的电网接入系统费用和入网检测费用,对于用户侧并网光伏系统一般不应超过初始投资的 5%。为了金太阳工程的顺利实施,电网公司应尽快发布简单、易行的用户侧电网接入标准和管理办法,而且一定要下发到地方电力部门,使基层电力部门有章可循。

三、突破用户侧并网的机制障碍——国家宜修订电力法,企业需引入合同能源管理方式创新商业运营模式,电力部门应创新受卖电机制

金太阳和屋顶示范项目一般规模较小,大部分在几百千瓦到几兆瓦。相对而言,实行集中连片示范,形成规模效应,有利于进一步降低系统造价,也有利于电网集中管理。为此,我国在 2010 年底首批确定了北京经济技术开发区等 13 个开发区作为“光伏发电集中应用示范区”,一期建设规模为 170 兆瓦。据初步统计,我国有 100 多个国家级经济技术开发区、高新技术开发区,平均每个开发区面积都在几十平方公里,可安装光伏发电规模约在 100 兆瓦,这样仅国家级开发区就可以实现 1000 万千瓦装机。加上数百个省级开发区和工业园区,可装机规模更大。

据了解,在上述 13 个“光伏发电集中应用示范区”中,上海张江和深圳高新区有不少企业采取租赁方式,将屋顶租给有经验、有实力、专业化的大型能源企业,进行集中建设光伏发电系统,所节省的电费,按照双方的约定共享收益。

王斯成表示,金太阳示范工程的原则是“用户侧并网”和“自发自用”。如果是自己的建筑,当然没有问题,但如果光伏系统开发商和建筑本身不属于同一单位,则会出现“为别人省电”和如何进行利益分配的问题。对此,合同能源管理的方式是很好的商业模式。光伏系统开发商与建筑所有者签订协议,建筑所有者将省下来的电费按照租赁光伏电源的方式支付给光伏开发商,而光伏开发商以租赁屋顶的方式对建筑所有者给以适当补偿,这对于双方都是有利的,是一种“双赢”的商业化模式,将有效解决开发区众多业主很难集中成片示范的问题,而且有利于提高建设质量,降低成本,推动规模化应用进程。

但在实际操作中,金太阳工程中的合同能源管理方式遭到了地方电力公司的质疑。中新天津生态城的负责人反映,天津市电力公司明确表示,生态城中金太阳示范工程的业主采用合同能源管理方式运营光伏发电系统,就是在向屋顶所有者售电,而我国电力法规定,除了电力公司,任何机构都不得向用户出售电力。因此,光伏发电的电量只能卖给电力公司,而电力公司的收购按照天津市脱硫燃煤标杆上网电价结算。

多位业内人士指出,按照现行电力法,采用合同能源管理方式运营金太阳工程中的光伏发电系统,确实有“违法”之嫌。为此,我国应对电力法进行适当修改,出台包括用户侧并网光伏发电系统在内的分布式能源管理办法,改变以往的一些电力管理方法,允许大量分布式能源接入用户侧,减少电损、增加供应。同时,为形成多赢的局面,金太阳工程的光伏发电系统运营商可以支付电力公司 0.10-0.13 元/千瓦时的过网费,使电力公司能够回收因售电量减少但基础电网服务没有减少而产生的成本。

电网接入是金太阳示范工程和光电建筑能否顺利实施的关键。只要能够解决光伏系统用户侧并网和经济、可持续发展的商业化运作模式问题,光伏系统有望在我国出现爆发式的增长。修订相关法律,调整有关政策,电力部门积极配合和服务,是促进金太阳工程顺利实施,推动我国光伏产业快速、健康发展的关键。

(三) 中国屋顶光伏市场调研报告之三

我国是世界上太阳能资源最好的国家之一。经过多年的快速发展,我国已形成较完整的光伏产业链,整体技术水平较高,发电成本已日益接近常规火电,具备了启动国内市场的良好条件。当制约快速发展的政策和机制被突破后,我国将迎来光伏发电大规模利用的 5—10 年“黄金期”,一如五年来风电走过的发展历程。

但值得注意的是,从光伏生产大国走向光伏强国,我国还需做好两方面的工作:一是要重视太阳能发电行业标准的制定,二是要加大技术研发投入和转化力度,以提高我国光伏产业的核心竞争力,构建我国新能源产业的国际竞争新优势。

一、我国已具备大规模发展光伏发电产业的基础

1、太阳能资源丰富 产业链完整、技术水平较高

从资源条件看,我国太阳能资源丰富,大部分地区属于二类以上资源丰富区,在西部地区年满发电小时数在 1500 以上,在东部地区平均年满发电小时数可达到 1100-1200 小时,是世界上太阳能资源最好的国家之一。从应用潜力看,我国现有可利用建筑面积约 180 亿平方米,如利用 10%就可以至少装机 1 亿千瓦,年发电量约 1300 亿千瓦时。另外在西部太阳能资源丰富地区,还有大量戈壁和荒漠,装机潜力巨大。从产业基础看,经过多年的快速发展,我国已经形成从硅材料提纯、电池制备到组件生产比较完整的产业链,整体技术水平较高,2010 年光伏电池产量达到 1000 万千瓦,占全球的 50%,居世界首位,预计到 2012 年总产量将突破 1500 万千瓦,完全可以满足国内规模化应用。

2、资源丰富地区光伏发电成本降至 1 元左右 具备了启动国内市场的条件

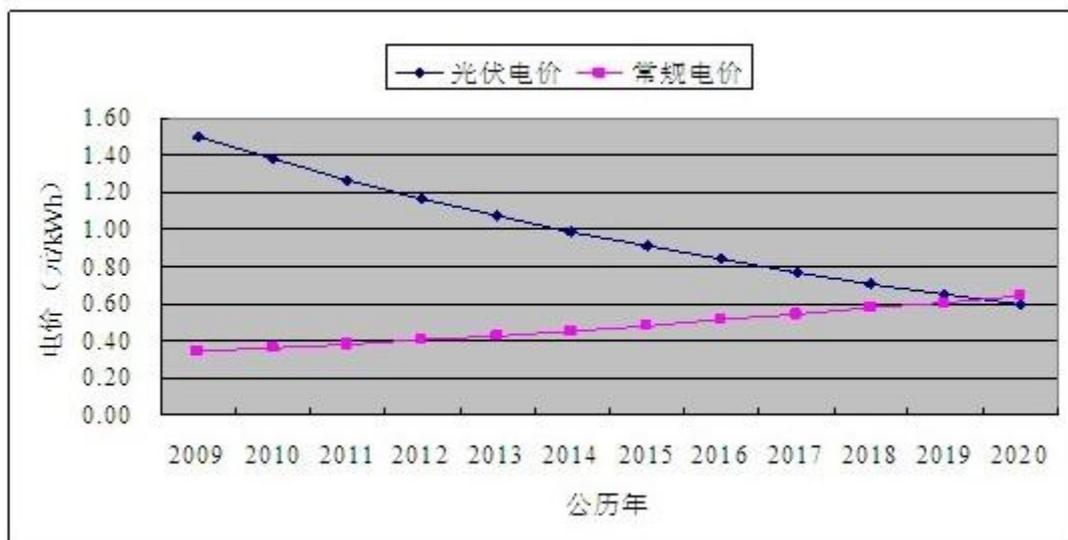
目前,在我国光资源丰富地区光伏发电成本已经降到 1 元/千瓦时左右,具备了启动国内市场的良好条件。

美国 2006 年公布的太阳能先导计划(SAI)对光伏发电达到平价上网的预测最激进,认为到 2015 年光伏电价将低于 10 美分/千瓦时,相当于 0.7 元/千瓦时;德意志银行经过细致的成本测

算,预计光伏电价到 2015 年可达到 15 美分/千瓦时,相当于 1 元/千瓦时;2009 年日本政府发布的新光伏发展路线图预测,2017 年光伏电价达到 14 日元/千瓦时,相当于 1 元/千瓦时,2025 达到 7 日元/千瓦时,相当于 0.5 元/千瓦时。欧洲光伏工业协会 2009 年 12 月发布的“Set for 2020”认为,到 2020 年光伏将在 76%的发电市场达到可竞争。根据国际上的预测,光伏发电的电价将在 2015 年左右达到 1 元/千瓦时(15 美分/千瓦时)以下,与用户侧的销售电价相一致,实现“自发自用”平价上网。

2009 年,我国光伏上网电价为 1.5 元/千瓦时,平均火电上网电价为 0.34 元/千瓦时。按照光伏电价以后每年下降 8%,火电电价每年上涨 6%测算,到 2015 年火电电价将上涨到 0.48 元/千瓦时,光伏电价下降到 0.91 元/千瓦时,光伏发电首先在配电侧达到平价上网;2020 年火电电价上涨到 0.65 元/千瓦时,光伏电价下降到 0.60 元/千瓦时,光伏发电在发电侧达到平价上网。(见图表 2)

图表 2:未来 10 年我国光伏电价和常规电价走势预测



资料来源:CREIA(中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会)

3、2020 年我国太阳能发电可望达到 50 吉瓦 年均递增 2 吉瓦

截至 2010 年底,我国太阳能发电累计装机容量为 890 兆瓦。我国正在制定的“十二五”新能源专项规划确定,“十二五”末太阳能发电装机容量将达到 1000 万千瓦,比此前的规划翻了一番;到 2020 年,装机容量将达到 5000 万千瓦。业界认为,2020 年我国 5000 万千瓦的太阳能发电目标是合适的。

欧洲光伏工业协会预测,2020 年欧洲光伏装机的基本发展模式为 100 吉瓦,加速发展模式为 200 吉瓦,理想发展模式为 400 吉瓦,分别占欧洲电力总需求的 4%、6%和 12%;美国太阳能工业协会宣布,美国到 2020 年光伏装机将达到 300 吉瓦,占全部电力需求的 10%;日本计划 2020 年光伏装机容量达到 28 吉瓦,2030 年为 56 吉瓦;印度计划到 2020 年光伏发电装机达到 20 吉瓦。

二、从光伏生产大国走向光伏强国 我国需注意两个问题

随着光伏发电产业技术不断进步、成本不断下降,国内大规模应用的时机已经成熟。我国宜紧紧抓住目前的产业发展战略机遇期,加快启动国内光伏发电市场,形成国际国内协同拉动,提高我国光伏发电产业的国际竞争力,从光伏生产大国走向光伏强国。而要实现这个目标,我国在突破相关政策和机制障碍后,还需注意以下两方面的问题。

1、重视太阳能发电行业标准的制定 构建新能源产业国际竞争新优势

调研时,多位专家表示,我国光伏行业对 IEC(国际电工委员会,负责有关电工、电子领域的国际标准化工作)的参与度不够。

王斯成表示,虽然我国光伏电池产量世界第一,在工程应用方面也做了很多工作,但使用的相关标准都是国外的。以前,我国光伏行业在 IEC 中只有两个代表席位,并且几乎没有参加过 IEC 的标准制定活动。2011 年 5 月,中国负责举办 IEC TC82 年会,我国代表席位增加到 12 人,但在深度参与 IEC 国际标准的制定和参与标准草案的讨论上还存在许多障碍,如标准草案下载权限问题,我国代表无法登陆 Google 平台参与标准草案的讨论问题等。

参与我国金太阳工程认证工作的鉴衡认证主任秦海岩告诉我们,我国光伏行业在国家标准和行业标准方面存在缺失,目前太阳能电池组件方面的标准还是 1998 年颁发实施的,对应的是 IEC1993 年出台的标准;2005 年 IEC 修订并实施了新的标准,而我国的标准没有及时跟踪更新,生产企业由于产品 95%以上出口国外,实际生产过程中都已采用国际标准。

因此,我国应积极对待 IEC 标准的制定工作,不但参与现有标准的讨论和修订,还要提出自己的标准提案。掌握了对标准的话语权才能进一步掌握对全行业的话语权,才能构建我国新能源产业的国际竞争新优势。

2、加大技术研发投入和转化力度 提高光伏产业核心竞争力

近几年,我国不断加大光伏发电领域的技术研发,持续启动的示范工程促进了科技成果产业化和规模化,从而使光伏发电成本持续大幅度下降。2009 年我国光伏发电系统造价为 22-30 元/瓦,组件销售价格 14-18 元/瓦;2010 年光伏发电系统造价降到 17-22 元/瓦,组件销售价格降为 12-15 元/瓦;2011 年,光伏发电系统造价为进一步降至 15-16 元/瓦,组件销售价格降至 9-10 元/瓦。

“十二五”期间,我国应继续通过 863、973 等科研计划,支持多线切割机、PECVD 镀膜设备、自动丝网印刷机等高端光伏电池生产设备和电子浆料、石英制品等基础材料的技术攻关。积极推动建立产业技术战略联盟,集中资金和力量,突破瓶颈制约,提升总体研发水平,实现技术成果共享;构建以企业为主导、科研院所相配合的工业化的技术创新模式,加大对企业科研经费投入,引导其全面开展各类光伏发电技术研究,形成世界一流的研发能力,并通过示范工程建设积极支持光伏发电新产品、新技术迅速转化为生产能力,改变以往产学研严重脱节、技术创新大多停留在实验室的不良局面。

北京京东方能源科技有限公司总经理刘敬伟提醒说,当前由新技术、新产品引发的产业更新换代越来越快,我国晶硅电池产量已居世界第一,投入总量更是以百亿、千亿元计,需密切

关注新技术可能引发的产业变革,提前做好足够的核心技术储备,避免重蹈电视产业老路。

王斯成指出,除了光伏发电,太阳能热发电由于可以采用廉价的储热系统,做到连续稳定发电,克服太阳能固有的缺点,成为基础负荷供电的基础电力,亦应给予足够重视。此外,我国还应重视太阳能中温(80°C - 250°C)热利用的技术开发和产业发展。据悉,太阳能中温热利用主要用于太阳能采暖和热驱动制冷,被称为“沉睡的巨人”,具有非常广阔的市场前景,欧盟预测到 2050 年欧洲采暖和空调市场的 40%来自太阳能。