



CREIA

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会
Chinese Renewable Energy Industries Association

能源基金会 | 项目成果
The Energy Foundation | Research Report

中国光伏分类上网电价政策研究报告

中国光伏分类上网电价政策研究报告

CHINA SOLAR PV POWER POLICY REPORT:
DIFFERENTIAL FEED-IN TARIFFS





CREIA

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会
Chinese Renewable Energy Industries Association

能源基金会 | 项目成果
The Energy Foundation | Research Report

中国光伏分类上网电价政策研究报告

CHINA SOLAR PV POWER POLICY REPORT: DIFFERENTIAL FEED-IN TARIFFS



课题主持单位

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会 (CREIA)
中国可再生能源学会产业工作委员会

课题支持单位

能源基金会

课题组成员

李俊峰、王斯成、时璟丽、李琼慧、谢宏文、高虎、
唐文倩、彭澎、李丹

项目协调人

能源基金会：芦红、王曼
CREIA：唐文倩、彭澎



ENERGY FOUNDATION
能源基金会



ACKNOWLEDGEMENT

本报告是针对光伏发电上网电价政策的专题性报告，希望通过此报告真实反映目前光伏行业的价格水平，以及光伏发电价格走势，不仅为电价政策制定提供理论依据，更期望能够从终端价格机制引导光伏产业平稳发展。在项目研究过程中，项目组得到了众多主管单位、研究机构、行业组织以及企业的大力支持，为项目提供了很多宝贵的意见和建议，在此一并表示感谢。我们感谢国家发改委能源研究所、中国水电工程顾问集团公司、国网能源研究院新能源研究所、中国可再生能源学会、中国光伏产业联盟、中科院电工所的鼎力支持和帮助，也感谢大唐新能源、中节能、中广核、招商新能源、华电新能源、保利协鑫、英利、天合等企业的积极参与和配合；特别要感谢国家能源局新能源与可再生能源司，国家发展和改革委员会价格司、国家发展改革委员会经济运行调节局、全国人大环资委法案室在此过程中给予的指导和帮助。

本项目得到了能源基金会资金支持，感谢国家发改委能源所与中国资源综合利用协会可再生能源专业委员的通力合作，特此鸣谢。

编者

2013年4月

前言

PREFACE

我国光伏产业目前正处在从产业高速增长到健康有序发展的重要转型时期，亟待健全各项政策措施，特别是光伏发电电价政策，因为价格政策是促进行业市场化、规模化发展最有效的政策工具，与财政补贴、税收优惠以及金融支持等政策手段相比，价格政策是最透明的管理手段，更加符合市场资源配置的要求。对投资者而言，通过价格政策可以直观反映国家的产业政策导向，也可以直接明确预测行业的投资回报水平，从而进行投资决策。因而，价格政策的健全与否，是反映一个行业成熟度的一个标志。

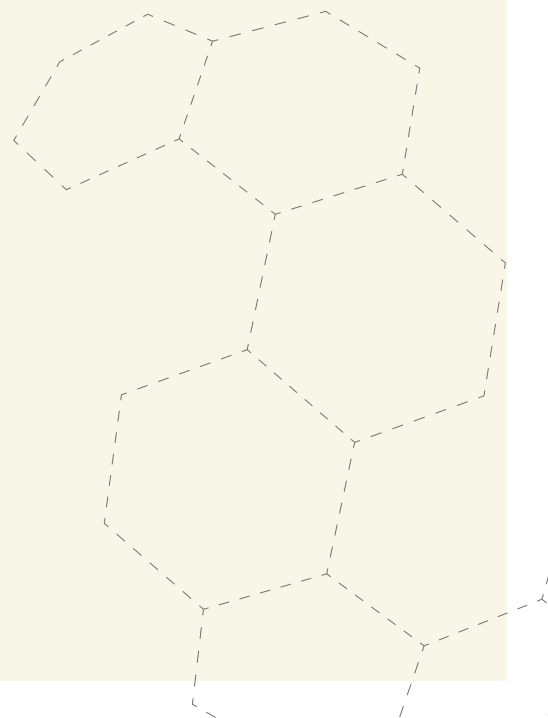
例如风电行业，从其发展历程中我们可以直接看到价格政策对产业的激励效果。风电项目从起步开发至 2003 年，历时十余年始终采用“一事一议”的单独核定电价的定价方式，该模式对行业的吸引力很小，因此在此期间风电发展规模不大，基本依靠政府资金扶持的专项项目拉动。从 2003 年开始，国家开始通过特许权招标的方式明确规模化风电项目的电价，吸引了大量投资机构的参与，风能市场开始迅速升温。在实施了 5 轮特许权招标项目后，国家于 2009 年正式颁布了分区域的固定电价，风电连续几年保持倍增式发展，分区域固定电价政策的出台标志着风电产业的发展已经走向成熟。与风电发展类似，国家在 2010 年颁布了农林剩余物发电的上网电价，生物质能发电也随之步入了快速发展的道路。

从其他国家光伏产业发展轨迹看，光伏市场繁荣都是在电价政策的催生下实现的。以德国和西班牙为例：德国 2000 年开始通过再生能源法实施“固定上网电价”政策，该政策不仅强有力的推动了德国光伏市场发展，甚至成为全球光伏产业发展的极大驱动力；西班牙 2005 年开始实施固定电价和补贴电价相结合的可再生能源电价双轨制，在该政策实施后的三年中（2006-2008 年），西班牙的

年新增光伏装机容量分别到达 60.5MW，425MW 和 2200MW，在 2008 年当年超过德国成为全球第一大光伏新增市场。

价格政策的出台，是反映一个产业从幼稚步入到一个相对较为成熟阶段的标志。科学合理的光伏上网电价对我国光伏产业的健康发展有重大的战略意义，当前光伏电价政策中显现出非常积极的信号，并解决了许多“路条”项目投资收益的历史问题，这不仅对新项目的光伏电价作出了初步设计，更为将来推出更全面的上网电价作好铺垫。

本项研究是在梳理国内外光伏发电各种政策意见的基础上，提出了我国光伏发电上网电价的政策建议，供有关部门参考。

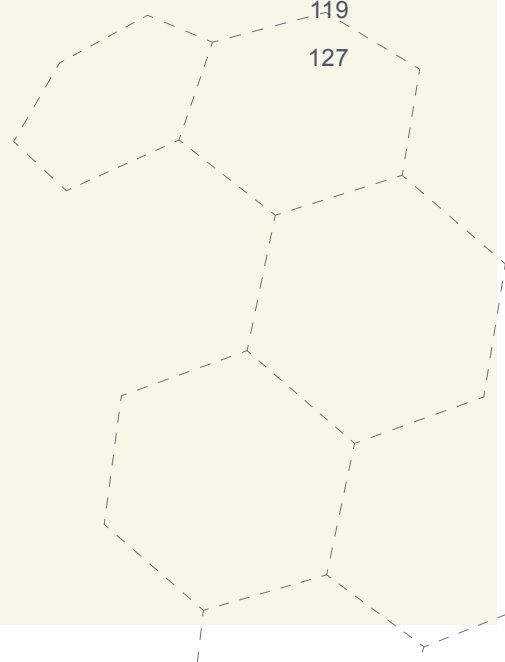


目录

CONTENTS

摘要	01
<hr/>	
第一章 国内外光伏市场现状分析	03
一、光伏发电成本大幅下降，全球安装量大幅增长	05
二、政策拉动，我国光伏市场进入快速增长期	08
三、成本大幅下降，提供实现光伏平价上网的条件	09
四、我国光伏产业终端市场在外，贸易摩擦制约光伏产业健康发展	10
五、光伏制造出口导向，亟需开拓国内市场	12
<hr/>	
第二章 中国光伏政策的实践经验	13
一、光伏发电固定电价政策	15
二、光伏发电投资补贴政策	17
三、地方激励政策	21
四、中国光伏电价政策的不足	24
<hr/>	
第三章 全球光伏电价政策的经验	27
一、国外政策经验综述	29
二、德国的固定上网电价政策	30
三、美国综合性的激励政策	32
四、西班牙急变政策导致骤冷骤热的市场	35
五、日本渐进性的政策	37
六、国外政策对我国电价政策的参考意义	40
<hr/>	

第四章 国外光伏发电并网的经验	47
一、分布式入网是国外光伏发电上网的主流方式	48
二、国外用户侧光伏发电系统并网应用的经验	52
三、分布式光伏并网的成本分析	54
四、对我国制定光伏发电上网政策的启示	60
<hr/>	
第五章 光伏分类电价测算和建议方案	61
一、光伏电价的影响因素	63
二、2013 年大型光伏电站合理电价测算	73
三、2013 年分布式光伏发电系统补贴电价测算	76
<hr/>	
第六章 光伏发电补贴资金测算和平价上网趋势分析	87
一、电价变化趋势分析	89
二、光伏发电成本变化趋势分析	91
三、光伏发补贴资金测算	92
<hr/>	
第七章 光伏分区电价实施办法及其他建议	117
一、光伏分区电价实施原则	119
二、光伏分区电价结算方式	119
三、相关建议	127



摘要 · SUMMARY

近年来，在技术进步、政策扶持以及应对全球气候变化战略选择的推动下光伏发电产业实现了迅猛发展。从 2002 年到 2011 年的十年间，全球光伏市场的平均增速达到 50%，呈现出成本大幅下降、市场迅速扩张的态势。我国作为全球光伏产品市场的主要供应国，在外部市场的刺激作用下光伏产业高速发展，为全球光伏发电成本下降做出了巨大的贡献。但是由于世界经济不景气持续发酵导致贸易摩擦持续升温，对终端市场在外的中国光伏产业形成了巨大的冲击，虽然近年来多项诸如光伏发电投资补贴、固定电价等一系列政策的出台，已很大程度地促进了光伏产业的发展，使我国光伏市场已经开始起步，但这些政策的支持力度随着项目数量增加、市场规模扩大日渐消弭，目前光伏产业需要合理且操作性更强的政策加以推动以应对光伏产业的艰局。价格政策作为最直接的刺激手段一直是业内关注的重点，从国际经验来看，合理的电价政策引导对光伏产业的发展能够起到事半功倍的效果。建立合理有效的电价机制不仅能够推动产业的发展，还可以有效降低政府补贴支出，使政府对可再生能源的补贴效益最大化。

目前由于光伏发电在成本方面尚不具备市场竞争的优势，因此固定上网电价的刺激作用最为明显，这一点从我国 2011 年 7 月国家发改委公布固定电价政策以来的实施效果即可见一斑。但是我国的固定上网电价实行除西藏自治区以外的全国统一上网电价，这对不同资源禀赋地区的刺激力度明显不同，在西部太阳能资源丰富地区出现了抢装现象，但由于此前风电的并网问题尚未解决，光伏发电项目亦很难实现其设计目标。因此必须按照资源差异以及开发模式区分定价。

本报告根据我国太阳能资源状况和光伏发电成本测算出适用于各区域的光伏标杆上网电价，分别为一类资源区 0.8 元 /kWh，二类资源区 0.9 元 /kWh，三类资源区 1.0 元 /kWh，四类资源区 1.1 元 /kWh。大型地面并网光伏电站以及集中开发并入公共配电网的项目按其所在区域执行标杆上网电价。电网按当地脱硫燃煤标杆电价收购光伏发电项目所发电量，差额部分由国家用可再生能源基金进行支付。

对于分布式开发，自发自用余电上网的光伏发电系统，由于其方便就地消纳，可以减少远距离输送造成的损失；同时，由于其基于用户用电电价给予补贴，国家可以减少补贴支出，因此应该通过制定更有经济吸引力的电价补贴引导其优先开发。有鉴于分布式开发效率比大型电站有所降低，在兼顾鼓励发展与收益公平的基础上，本报告对分布式光伏自用电分区电价补贴按照分区上网电价增加 25% 的计算方式

来确定分布式发电内控分区电价，即一类资源区 1.0 元 /kWh，二类资源区 1.15 元 /kWh，三类资源区 1.25 元 /kWh，四类资源区 1.35 元 /kWh。对于自用光伏电量给予分布式发电内控分区电价的补贴，这就意味着在同一区域内用户电价高的补贴额低，用户电价低的补贴额高，补贴额依用户电价浮动，一旦用户电价达到分布式分区电价水平补贴自动停止。而对于分布式光伏发电余电上网部分，则建议按当地脱硫燃煤标杆电价加适度补贴，如 0.2 元 /kWh，予以收购。

在电力市场中，脱硫燃煤标杆电价和用户用电电价都是在不断上升的，因此补贴额将逐步下降，最终实现光伏发电平价上网。本报告根据目前价格基础，结合以往价格调整幅度，设定“2020 年我国累计光伏装机需求 92GW（大型光伏电站 46GW，分布式光伏系统 46GW），燃煤电价和用电电价 2020 年以前每年增长幅度为 2%，2020 年以后每年增长幅度为 3.5%，而光伏发电价格水平则分别为 3% 和 5% 两种年均降幅”的假设情景，对中国光伏平价上网路线做出分析，在工商业用电侧的平价上网时间可在 2014 年实现；而到实现在低电价用户侧和燃煤电价发电侧的平价上网则要到 2026，甚至 2030 年。此外，本报告对两种不同的情景下，国家未来累计补贴额进行了测算，即截止至 2020 年，在不同情景下补贴额分别为 1390.9 亿元和 1201.71 亿元。

除合理的电价水平外，还需要有一系列配套管理措施的出台才能真正促进光伏产业健康发展。本报告根据光伏系统不同的接入情况，提出不同类型的分布式自备电厂和公共电站电量计量和电费结算方案，并对具体管理办法提出了相关建议：第一，建议让开发商自主选择开发模式；第二，无论何种开发模式购售电双方均与电网进行结算；第三，电网和用户产权界限要明确；第四，加强可再生能源附加征收力度，简化可再生能源补贴发放流程，缓解开发商资金压力；第五，光伏分区标杆电价可以效仿风电开发经验，通过几轮招标来确定，确定之前可依据本报告测算结果暂行实施；第六，从可操作性方面考虑，分布式光伏应用若采用固定补贴模式，对于自发自用余量上网的用户，建议设置三档补贴额，分别定为工商业用户 0.2 元 /kWh，大工业用户 0.4 元 /kWh，低电价用户 0.6 元 /kWh。其中对低电价用户国家可再生能源基金以及电网各负担 50%；第七，通过电量补贴应对电网公司进行适度补偿。





1

国内外光伏市场现状分析

第一章

一、光伏发电成本大幅下降，全球安装量大幅增长

经过十多年的发展，全球光伏发电产业进入了规模化发展的阶段，十年平均市场增长速度达到 50% 以上，2011 年保持了 2010 年的强劲增长势头，实现新增装机增长 81.6%（见图 1-1），累计装机增长 70%，明显好于预期。除了各国对可再生能源重视，日本福岛核事故引发弃核效益以及气候谈判的利好消息的因素以外，最主要的原因是光伏组件价格和电站开发成本的大幅度下降，刺激了光伏市场爆增。一方面，产能的过快增长，市场需求低于预期，导致供应链出现严重供过于求，价格迅速下降，全球多晶硅价格下降超过 60%，组件价格跌幅也达到 40%（见图 1-2）。另一方面，价格下降刺激市场需求，尽管德国、意大利、法国、英国、捷克和斯洛伐克都降低了补贴，但价格下降速度快于补贴下调速度，光伏电站投资回报率比较高，电价下行对欧洲开发商盈利水平并未造成影响，因此安装量大大超过预期，当年安装量达到 21GW，占当年全球新增装机总容量的 75% 以上，带动了全球光伏市场装机的持续繁荣。然而，虽然 2012 年光伏系统造价仍在不断下滑，新增市场的增长速度却远不及预期，实际安装量虽仍有 29.7GW，但增速仅有 3.6%，比 2011 年增速 70% 下滑了 66 个百分点。造成市场发展不及预期的主要原因源于中国，2011 年底及 2012 年初，业内普遍估计全球新增市场将在 15-20% 上下，中国 2012 年的安装量将会达到 5-7GW，然而，中国的市场发展令人大跌眼镜，安装量只有 3.5GW，成为市场估计失误的主要原因。

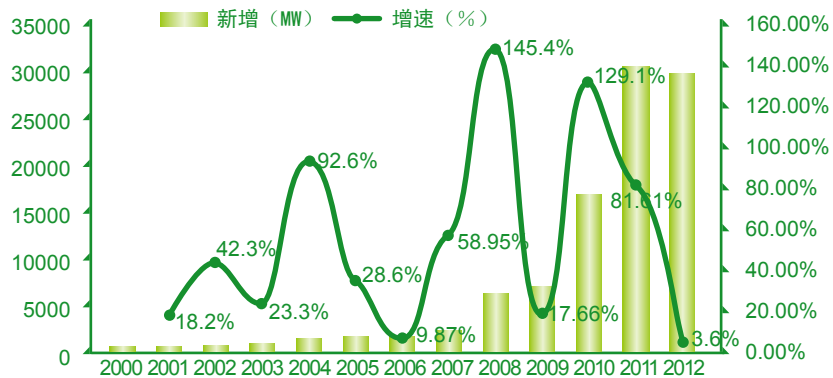


图 1-1. 全球光伏发电当年新增装机容量发展趋势

资料来源：CREIA 研究整理

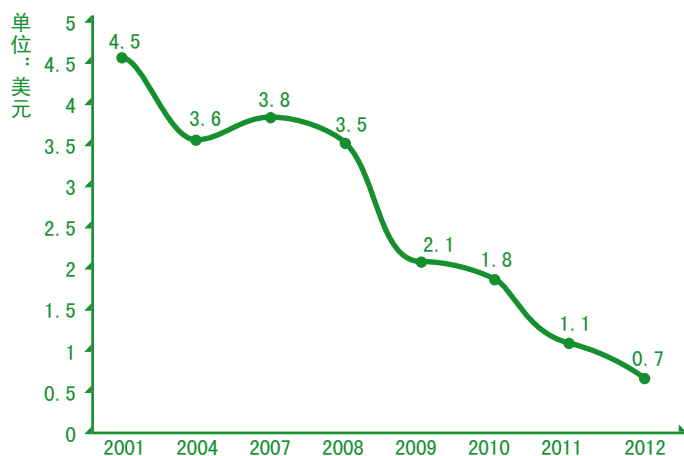


图 1-2 2001 年 -2012 年 晶硅组件价格变化图

数据来源: CPIA

从市场分布看,虽然蒙受欧元、欧债和欧盟三重危机,但欧洲依然是光伏发电市场中的领头羊。2012年欧洲安装了17.5GW的光伏系统,占全球安装量的59%。其中德国一家就新增了7.6GW,占欧洲市场的47%,占世界市场的25%。其累计安装量在2012年底达到了32GW,占全球累计安装量的32%。紧随其后的是意大利,2012年新增装机达到了3.3GW,累计装机为16.3GW,分别占全球市场份额的11.1%和16.4%。法国是欧洲市场的新亮点,2012年新增1.2GW,累计装机容量也达到了4.2GW,都在世界市场份额中超过了4%。见图1-3。

2012初期,全球业内普遍看好亚洲市场,一是日本自福岛核事故之后大力发展光伏发电,价格政策也很优惠,普遍估计2012年的安装量应该在10GW。二是中国政府出台了价格政策和规划目标,安装量应该在5-7GW之间。然而,亚洲市场温而不火,中国安装了3.5GW,日本安装了3.1GW,印度安装了600MW,都普遍低于市场预期。

2012年整个美洲市场好于预期,安装量为3.6GW,其中美国安装了3.2GW,紧随德国、意大利、中国之后,位列世界第四。然而,2012年初全球普遍不看好美国市场,其原因:一是美国页岩气发展迅速,冲击风电和光伏市场;二是美国对中国组件进行双反,市场价格会上涨,影响市场积极性。但是页岩气在美国风生水起,并没有对风电和光电造成实质性影响,2012年美国风电达到了

13GW，光伏发电达到了3.2GW 均创历史高位。虽然双反生效，但是中美企业都采取了迂回战术，绕过了贸易壁垒，美国光伏市场价格水平没有暴涨，反而有所下降，双反对市场的伤害甚微。

澳大利亚、巴西、南非、 中东是世界普遍看好的新兴市场。但是受到全球经济低迷的影响，新兴市场发展缓慢，2012 年全部安装量不到 1.3GW，其中澳大利亚一国就安装了 900MW，在新兴市场中表现突出。

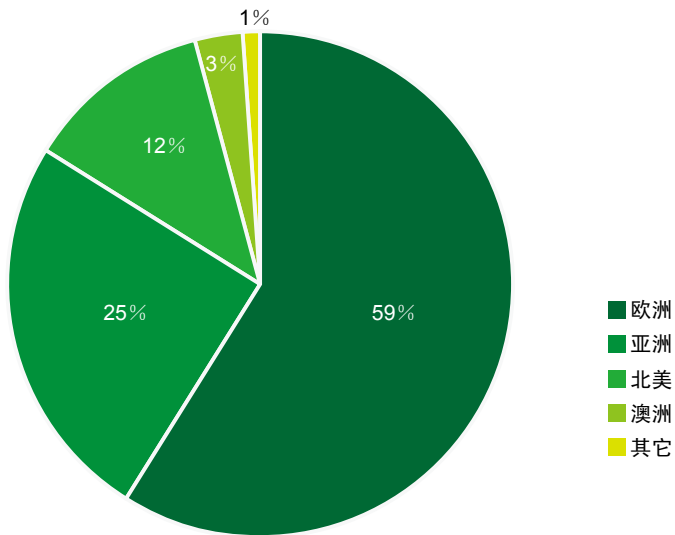


图 1-3 2012 全球光伏新增市场份额



二、政策拉动，我国光伏市场进入快速增长期

我国光伏市场长期以来增长缓慢，2002年开始的送电到乡工程，拉动我国光伏市场发展提速，年安装量从几十千瓦，进入兆瓦级发展的阶段，以2009年国家金太阳工程的出台和国家能源局的特许权招标为标志，我国光伏发电市场进入规模化发展的阶段。2011年，国家上网电价政策出台进一步推动了光伏发电市场的快速发展，当年新增装机达到2.7GW，相较于2010年的新增装机450MW增幅接近500%。截止到2011年年末，我国光伏累计装机3.5GW。当年新增容量仅次于意大利和德国，跻身世界前三名。而2012年，国内光伏市场发展不如预期，据电监会监测，2012年全国新增太阳能发电1190MW，累积太阳能发电（并网）3280MW，并网发电量为35亿千瓦时。按照行业协会出货量计算，中国累计的光伏发电系统安装量已经超过7GW。

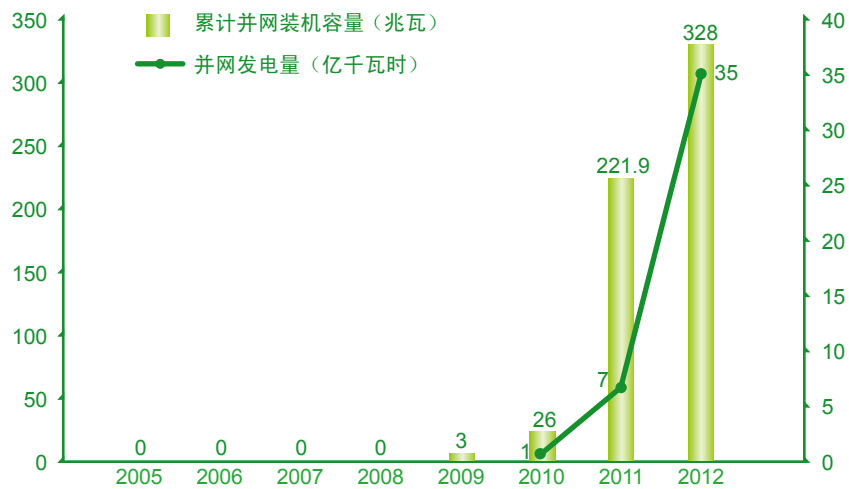


图 1-4 中国光伏装机量及并网发电量

数据来源：国家可再生能源中心

三、成本大幅下降，提供实现光伏平价上网的条件

长期困扰我国光伏市场启动的最根本因素是其成本居高不下。2002 年国家组织的送电到乡工程，平均造价在每千瓦 10 万元以上，个别项目高达 15 万元；2007 年，国家核准的并网光伏发电的价格高达每千瓦时 4 元。2005 年以后，在各国可再生能源政策调整的激励下，尤其是德国光伏“购电法”的出台，以及我国可再生能源法的推动，全球光伏产业进入规模化时代，技术进步和规模化生产使光伏组件的价格从 2004 年的每峰瓦 4-5 美元，下降到 2012 年底的 0.7 美元上下，光伏发电系统造价也从 2004 年的每峰瓦 7 美元，下降到 2012 年的 1.5 美元以下，这使得光伏发电度电成本大幅度下降。在这种形势下，德国大幅度降低光伏发电上网电价，世界各国都提出了光伏发电平价上网的路线图。2011 年中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会在能源基金会和世界自然基金会支持下完成的《中国光伏发电平价上网路线图》，提出了 2015 和 2020 年我国光伏发电上网电价分别达到每千瓦时 0.8 和 0.6 元的发展目标，见图 1-5。光伏发电成本的大幅度下降为光伏发电市场的形成奠定了良好的基础。

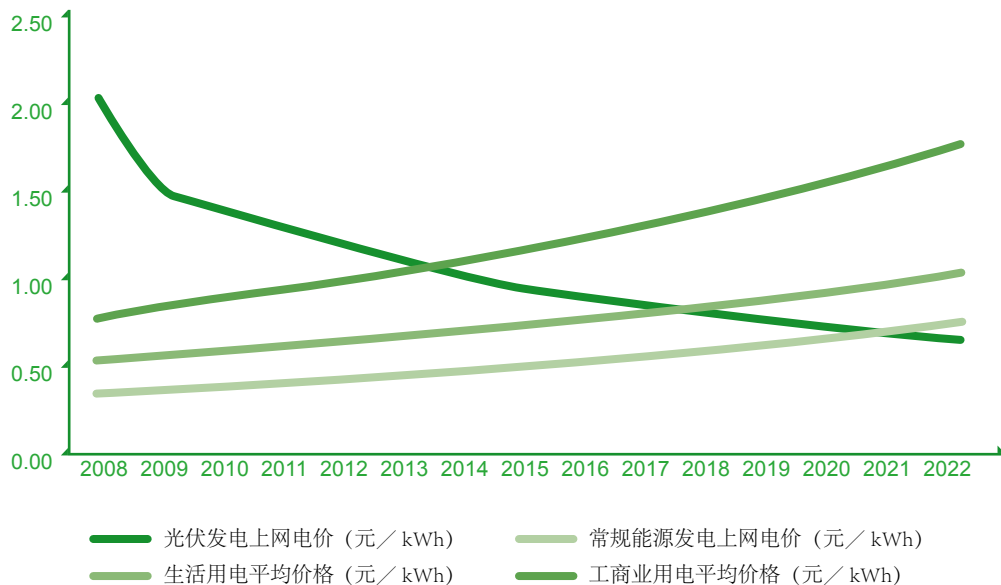


图 1-5，我国光伏发电平价上网路线图

资料来源：李俊峰等，中国光伏发电平价上网路线图，2011 年 8 月



四、我国光伏产业终端市场在外，贸易摩擦制约光伏产业健康发展

光伏组件市场竞争加剧，呈现出产品出口量上涨但价格持续下跌的趋势。随着经济危机持续发酵，全球贸易摩擦也逐渐升温，光伏产业被牵扯其中。2011年11月9日美国商务部应美国太阳能制造联合会（以德国光伏制造商 SolarWorld 美国分公司为首的6家美国光伏制造商组成，以下简称 CASM）的请求，立案对中国太阳能光伏电池（板）展开反倾销、反补贴调查。2012年3月20日，美国商务部针对反补贴做出初裁，认定中国政府

对中国光伏制造商存在的补贴事实，对输入美国市场的光伏产品征收 2.9%-4.73% 不等的惩罚性关税；2012年5月17日，美国商务部公布对中国光伏电池及组件的反倾销调查初裁结果，认为中国晶体硅电池及组件生产商在美国销售过程中存在倾销行为，决定对从中国进口的光伏产品征收 31.14%-249.96% 的反倾销关税。依此计算，累加后的“双反”税率合计达到最低 34.04% 至最高 254.69%。10月9日，美国商务部针对此案作出最终裁决，决定

征收 18.32%-249.96% 的反倾销税和 14.78%-15.97% 的反补贴税。两税合并计算, 为避免重复征税, 扣除 10.54% 的出口补贴。尚德和天合的合并税率分别为 35.97% 和 23.75%, 其他 59 家应诉企业的合并税率为 30.66%, 非应诉企业的合并税率超过 250%。

虽然美国市场仅占我国光伏产品出口的百分之十几, 美国的惩罚性关税对我国光伏产业的影响并不会太大, 但是美国此举再次充当对华光伏产业贸易歧视的先锋, 带动了欧洲对中国光伏产品竖起贸易壁垒。目前欧盟委员会 (European Commission) 已于 2012 年 9 月 6 日发布公告, 接受欧洲光伏产业联盟 EU ProSun (这是由 SolarWorldAG 公司牵头 20

家欧洲光伏企业组建的民间组织) 的反倾销调查申请, 对中国光伏电池发起反倾销调查。占我国光伏出口市场 70% 的欧洲效仿美国向中国光伏产业发难, 为中国光伏制造产业带来致命性的打击。

我国光伏产业是典型的外向型产业, 受金融危机影响, 全球贸易保护主义抬头。发达国家除采取反倾销、反补贴等传统贸易保护手段外, 还试图通过制定更加严苛的减排规则、技术标准、劳工标准、社会责任等来强化产业控制主导权, 以削弱发展中国家出口竞争力。因此, 中国光伏产业外向型主导的局面若不打破, 将始终受制于人, 目前解决我国光伏产业面临的问题的关键在于尽快大规模启动国内市场。



五、光伏制造出口导向，亟需开拓国内市场

十多年来，我国光伏发电的制造业由小到大，从弱至强，产能从2002年的不足10MW发展到2012年50GW，实际产量从2002年4MW增加到2012年的25GW，约占世界总产量的70%。统计数据显示，2011年全球太阳能光伏电池实际产能达到45GW，产量已达到33GW。从市场需求来看，2012年我国光伏电池组件的产能超过50GW，实际产量可达40GW，已可以满足2015年全球光伏电池组件的安装需求。多晶硅产业也从2002年不足100吨，提高2012年6万多吨。不可否认，中国规模化生产的成本优势为全球光伏产业做出了巨大的贡献。

然而，我国光伏产业自起步以来，一直以

外向型发展为主，呈现生产设备、多晶硅原料依赖进口以及市场分布以欧洲为主，以美国为辅的“三头在外”的产业格局。2004年后，欧洲光伏市场也是拉动我国光伏产业快速发展的主要引擎（欧洲光伏市场占中国光伏出口的百分之八十以上），2004年以来连续多年增长率超过100%。2007年至今，我国光伏电池产量稳居世界首位，也成为全球最大的光伏产品输出地。随着我国国内光伏市场的大规模启动，2011年我国光伏组件国内消纳比例首次突破10%，见图1-6。但是终端产品市场以欧美为主的局面并未发生根本性转变。尤其是面对欧美“双反”的严峻形势，启动国内市场成为业界的普遍呼声。

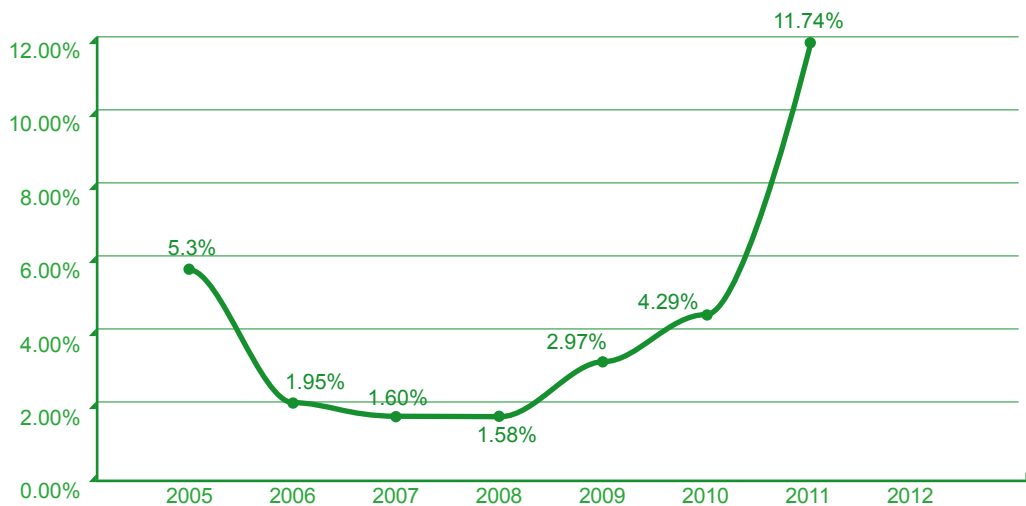


图 1-6 我国光伏电池组件的国内销售比例

资料来源：中国光伏发电产业发展报告 2011，中国光伏产业联盟





2

中国光伏政策的 实践经验

第二章

从 2009 年开始，中国颁布和实施了一系列的光伏发电激励政策，迅速启动了国内光伏市场。目前实施的政策主要有两类，一是固定电价政策，二是投资补贴政策。

一、光伏发电固定电价政策

1. 政策内涵

光伏发电固定电价政策由国家发改委 2011 年 7 月颁布，主要内容是：对于 2011 年 7 月 1 日前核准建设、2011 年 12 月 31 日前建成投产的光伏发电项目，上网电价统一为 1.15 元 / 千瓦时（含税）；2011 年 7 月 1 日及以后核准的光伏发电项目，以及 2011 年 7 月 1 日之前核准但截止 2011 年 12 月 31 日前仍未建成投产的光伏发电项目，除西藏仍执行 1.15 元 / 千瓦时（含税）的上网电价外，其余省市上网电价按照 1 元 / 千瓦时（含税）执行。

固定电价政策是在两轮光伏发电特许权招标项目的基础上提出的，这一政策制定模式沿用了风电电价形成模式。2009 年和 2010 年，国家能源局组织了两轮光伏发电特许权招标项目，其中，2009 年的甘肃敦煌 10MW 项目的招标电价为 1.09 元 / 千瓦时（含税），在当时的成本价格水平下，电价远低于业界预期。但随着光伏产业形势的变化，光伏发电初投资水平迅速下降，2010 年的 13 个大型光伏电站特许权招标项目，中标电价为 0.7288-0.9907 元 / 千瓦时（含税）。特许权招标项目，虽然用较低的电价水平挤压了光伏制造企业和光伏

开发企业的利润空间，甚至出现零收益或负收益的不理性投资，但这一项目仍有力地促使了国内大型光伏电站的开发及快速启动。在国内光伏市场启动仅两年的情况下，全国统一的固定电价出台使业界普遍反映的招标电价过低的问题得到有效缓解。

2. 政策实施效果

固定电价政策实施以来极大地刺激了大型光伏电站的建设，尤其是在西部太阳能资源优势明显的地区。在电价政策以及地方土地等优惠政策的支持下，西部多个省区大型光伏电站的核准和建设规模在 2011 年下半年呈现爆发式增长。

根据水电水利规划设计总院 2012 年度太阳能发电建设成果统计，到截止 2012 年底，全国共 15 个主要省（区、市）已累计建成 233 个大型并网光伏发电项目，建设容量为 4193.6MWp，其中 2012 年新建成 98 个项目，新增建设容量为 1868.6WMP。青海省截至 2012 年底已累计建成大型并网光伏发电项目 98 个，建设容量为 2077MW，占全国总发电容量的 49.53%，累计居全国第一；青海省

2012年新增建设容量量大，为1124MWp，占全国当年新增发电容量的60%。全国各省（区、市）已建大型光伏并网项目容量统计见表2-1。

表 2-1 各省（区、市）大型并网光伏工程建设成果初步统计

序号	省份	2012 年新增		2012 年底累计	
		建成容量（MWp）	项目个数	建成容量（MWp）	项目个数
1	青海	1124	56	2077	98
2	宁夏	20	1	528	31
3	甘肃	224.6	15	379.5	30
4	江苏	30	1	280	13
5	内蒙	160	6	252	12
6	新疆	150	7	230	11
7	西藏	40	3	110	10
8	山东	10	1	91	10
9	河北	20	1	61	3
10	陕西	40	4	60	5
11	新疆兵团	40	2	40	2
12	云南	10	1	30	3
13	黑龙江	0	0	20	2
14	海南	0	0	20	1
15	山西	0	0	15	2
	合计	1868.6	98	4193.6	233

资料来源：水电水利规划设计总院，2012年度中国太阳能发电建设统计报告

二、光伏发电投资补贴政策

原则上，光伏发电固定电价政策适用于所有符合规定的光伏发电项目，但其主要政策目标是安装于地面的大型光伏电站；光伏初投资补贴政策从原则上看也是适用于所有符合规定的光伏发电项目（含并网和离网），但其主要政策目标是安装在屋顶或与建筑结合的中小型分布式光伏发电系统。虽然市场目标有所不同，但对于同一个光伏发电项目，只能在两者中选择享受一项政策。

2009年后，并网分布式光伏发电系统主要通过光电建筑应用示范项目和金太阳工程得以推广。

1. 光电建筑应用示范项目

为落实国务院节能减排部署，加强政策扶持，加快推进太阳能光电技术在城乡建筑领域的应用，2009年，财政部和建设部联合出台了《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》（财建[2009]128号）、《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》（财建[2009]129号），对城市光电建筑一体化应用以及农村偏远地区建筑光电利用等项目给予财政补助，对于符合条件的光电项目，原则上每瓦补贴20元。

为加强光电建筑应用示范项目的建设管理，进一步扩大国内光伏发电应用规模，降低光伏成本，财政部、建设部和国家能源局于2010年联合发布了《关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知》（财建[2010]662号），对《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》（财建[2009]129号）文中相关政策进行调整，文件调整规定：晶硅光伏组件、并网逆变器及蓄电池组等关键设备应由财政部会同相关部门统

一招标确定；示范项目重点支持大型工矿、商业企业、公共事业单位利用既有建筑等条件建设用户侧光伏发电项目和偏远无电地区独立光伏发电等项目；2010年用户侧光伏发电补贴比例为50%，偏远无电地区独立光伏发电系统补贴比例为70%，其他建设费用采用定额补贴，用户侧光伏项目补贴4元/瓦，偏远无电地区独立光伏发电系统补贴10元/瓦。

2011年国内光伏组件价格持续走低，当年12月，财政部、住房和城乡建设部再次发布《关于组织实施2012年度太阳能光电建筑应用示范的通知》（财办建[2011]187号），指出2012年光电建筑应用政策向绿色生态城区倾斜，向一体化程度高的项目倾斜，对建材型等与建筑物高度紧密结合的光电一体化项目，补助标准暂定为9元/瓦，对与建筑一般结合的利用形式，补助标准暂定为7.5元/瓦。该通知大幅度提高了光电建筑示范项目的补贴标准，为促进国内光伏产业发展提供了政策支持。2012年5月，财政部、住建部又联合下发通知，上述针对与建筑物结合的两项补助标



准分别下降到 7 元 / 瓦和针对与建筑物结合的两项 5.5 元 / 瓦。

随着国家一系列关于光伏建筑相关政策的出台，太阳能光伏发电在城乡建筑应用领域得到了快速发展。从 2009 年开始，国家每年度组织申报一批光电建筑示范项目，2009 年批准约 90MW，2010 年批准约 100MW，2011 年批准约 100MW，2012 年共批准 128 个项目，约 225MW。

2. 金太阳示范工程

金太阳示范工程是国家促进光伏发电产业技术进步和规模化发展的又一项举措。2009 年财政部、科技部、国家能源局联合发布《金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法》（财建 [2009]397 号），支持光伏发电技术在各类领域的示范应用及关键技术的产业化。2009 年金太阳示范工程原则上按照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；2010 年金太阳示范工程根据“财办建 [2010]29 号”文件的要求，对于建材型、构件型光电建筑一体化项目，补贴标准原则上定为 17 元 / 瓦，对于与屋顶、墙面结合安装型光电建筑一体化项目，补贴标准原则上定为 13 元 / 瓦；2011 年金太阳示范工程根据“财建 [2011]380 号”文件的要求，对采用晶体硅组件的项目补助标准为 9 元 / 瓦，采用非晶硅薄膜组件的补助标准为 8 元 / 瓦，独立运行光伏发电系统补贴标准另行确定；2012 年金太阳示范工程，根据“财建 [2012]21 号”文件要求，用户侧光伏发电项目补助标准原则上为 7 元 / 瓦。考虑到 2011 年第四季度以来，光伏发电系统建设成本下降幅度较大，2011 年用户侧光伏发电项目的补助标准原则上由 9 元 / 瓦调整为 8 元 / 瓦，对确实不能实现合理收益的项目，可由项目单位申请调整或取消。2012 年 4 月，根据“财建 [2012]177 号”文

件——《关于公布 2012 年金太阳示范项目目录的通知》，2012 年用户侧光伏发电项目的补助标准又被确定为 5.5 元 / 瓦。2012 年各省（区、市）金太阳示范项目核准和建成目录见表 2-2。

表 2-2 各省（区、市）金太阳示范项目核准和建成目录

序号	省 (区、市)	2012 年金太阳项目	2012 年底金太阳	2012 年新增	2012 年底
		新增批复容量	累计批复容量	建设容量 (MWp)	累计建设容量 (MWp)
1	江苏	663.5	742.2	331.76	385.26
2	广东	403.2	503.4	201.6	263.44
3	山东	392	496.5	195.98	252.39
4	浙江	392.2	464.1	196.1	225.11
5	湖南	397.5	446.2	198.76	248.43
6	河南	266.2	322	133.1	172.24
7	上海	247.1	289.2	123.53	131.63
8	北京	173.9	241.2	86.97	102.91
9	安徽	172.8	234.8	86.41	130.96
10	海南	200.5	228	100.25	135.02
11	河北	179	224.9	89.51	115.03
12	江西	157.1	221	78.54	93.46
13	内蒙	132.1	183.6	66.04	105.44
14	辽宁	109.6	136.7	54.82	71.31
15	福建	114	134	57	67.97
16	湖北	100.4	128.3	50.21	57.26
17	陕西	100.8	128.2	50.38	80.6
18	天津	86.2	120.9	43.08	45.21
19	广西	66	118.7	33.01	64.05
20	甘肃	82.7	99.7	41.34	55.1
21	青海	59.2	79.9	29.58	50.54
22	黑龙江	33.1	73.1	16.57	26.42
23	西藏	54.5	59.8	27.25	29.85
24	山西	23	56.1	11.5	26.53
25	兵团	46	52.2	23	33.8
26	新疆	33.3	47.3	16.65	35.62
27	宁夏	32	45	16	19
28	云南	2	23.9	1	5.93
29	吉林	20	20	10	10
30	四川	7.1	9.5	3.55	3.55
合计		4747	5930.4	2373.49	3044.06

资料来源：水电水利规划设计总院，2012 年中国太阳能发电建设统计报告

从 2009 年开始国家每年度组织申报一批光伏金太阳示范工程，至 2011 年底已有约 1100MW 的项目获得批准实施，其中 2009 年批准约 206MW，2010 年批准约 278MW，2011 年批准约 692MW。2012 年为进一步扩大国内市场，财政部等部委又分别在 4 月和 10 月联合发布两批金太阳示范工程，截止到年底，纳入目录的项目容量约 4747MWp。

3. 政策实施效果

上述主要的两类投资补贴政策促进了国内光伏发电市场的扩大。根据水电水利规划设计总院的统计，截止到 2012 年底，全国 32 个省（区）分布式光伏发电项目累计建设容量约 3775MWp，较 2011 年增长了 3166.5 MWp。全国已建成分布式发电项目以金太阳示范项目及光电建筑应用示范项目为主，其中金太阳示范项目累计建设容量约 3044 MWp；光电建筑应用示范项目累计建设容量约 525 MWp；其他分布式发电项目容量约 206 MWp。江苏、山东、广东三省为全国分布式光伏发电容量最多的省份，市场占有份额分别为 15.65%、7.51%、7.3%。各省（区、市）分布式光伏发电项目发电容量统计见表 2-3。

表 2-3 分布式光伏发电容量

排序	省份	容量 (MW)	百分比	排序	省份	容量 (MW)	百分比
1	江苏	590.86	15.65%	18	广西	73.94	1.96%
2	山东	283.43	7.51%	19	甘肃	59.66	1.58%
3	广东	275.55	7.30%	20	天津	55.13	1.46%
4	湖南	265.07	7.02%	21	青海	51.79	1.37%
5	浙江	264.2	7.00%	22	黑龙江	41.42	1.10%
6	海南	223.1	5.91%	23	新疆	40.38	1.07%
7	安徽	166.45	4.41%	24	宁夏	37	0.98%
8	上海	151.07	4.00%	25	兵团	34.3	0.91%
9	河北	148.21	3.93%	26	西藏	32.9	0.87%
10	海南	141.32	3.74%	27	山西	28.04	0.75%
11	北京	136.95	3.63%	28	云南	14.03	0.37%
12	内蒙古	129.82	3.44%	29	吉林	10.96	0.29%
13	湖北	118.68	3.14%	30	四川	9.75	0.26%
14	江西	107.34	2.84%	31	贵州	0.56	0.01%
15	辽宁	97.17	2.57%	32	重庆	0	0.00%
16	福建	93.99	2.49%		合计	3775.23	100%
17	陕西	92.16	2.44%				

资料来源：水电水利规划设计总院，2012 年度中国太阳能发电建设统计报告

除光电建筑应用示范项目及金太阳示范项目以外，其他分布式项目主要为无电网的农村或偏远地区小规模提供电能的农村电气化系统、通讯基站与无线电转播站及其他小规模工业应用的通信与工业利用光伏发电系统，容量约为 206MWp。



三、地方激励政策

国内部分省市区积极支持光伏发电的发展，并根据地方的条件和优势，颁布和实施了一些地方优惠政策。政策主要有以下两类：

1. 地方固定电价和补贴政策

部分经济较为发达、经济条件好的省份，通过安排地方财政资金或者通过将费用转移到电网企业的方式，对光伏发电项目提供一定的电价补贴或者投资补贴，这些补贴是额外于国内规定的统一电价，由于东中部地区太阳能资源相对较差，因此，额外的电价补贴提升了项目的盈利能力。实施地方固定电价或者电价补贴的主要省份有江苏、浙江和山东。这些地区出台地方性推动政策的根本驱动力是当地有发达的光伏制造企业，在国际光伏发电市场增速下降的情况下，通过建立省内市场，也给予地方光伏制造和开发企业一定的信心和市场消纳空间，而这些地区相对发达的经济水平又为

承担一定规模的光伏发电市场创造了条件。

江苏省建立了省光伏发电扶持专项资金，用于光伏发电电价补贴，自2009年开始至今实施的是固定电价政策，在2011年国家统一的光伏发电标杆电价政策实施之前，省内承担的是当地脱硫燃煤标杆电价与地方固定电价之间的差额，2011年国家统一的光伏发电标杆电价实施之后，省内承担的是光伏标杆电价与地方固定电价之间的差额。2012年江苏省根据光伏发电发展情况，大幅度下调了固定电价水平，将之前的针对于地面光伏电站、屋顶光伏系统和建筑一体化光伏系统不同的上网电价模式，调整为全省统一电价水平的模式。2012年的电价水平统一为1.3元/千瓦时，即地方为光伏发电提供0.3元/千瓦时的度电补贴，见图2-1。江苏省的电价政策明确、连续、实施时间长，对促进江苏省光伏发电市场的发展起到了积极的推动作用，在分布式光伏系统中，



江苏省居全国之首，在大型光伏电站中，江苏省排名第三，这与其政策的激励有直接的关系。

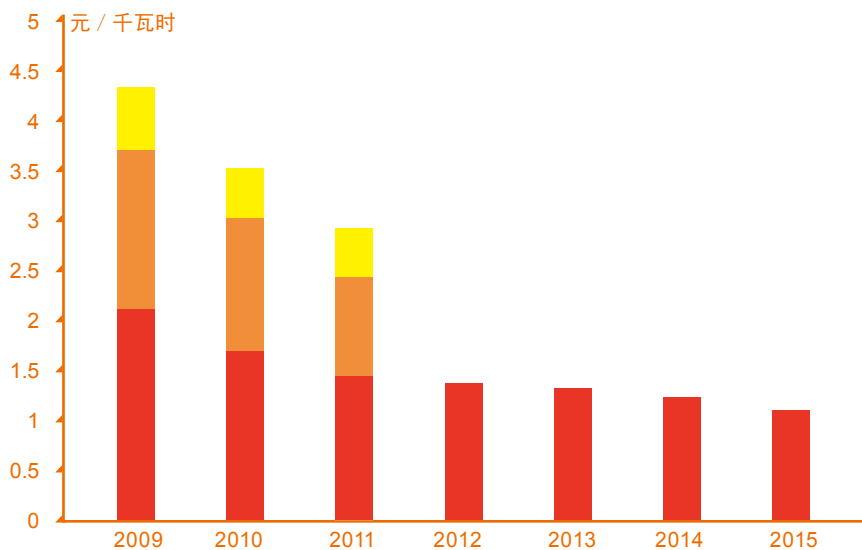


图 2-1 江苏省光伏发电上网电价水平

(注：红色部分为地面光伏上网电价，红色加橙色部分为屋顶光伏系统上网电价，三色叠加部分为建筑一体化光伏系统上网电价，2012年之后，三类光伏电价统一到一个水平。)

浙江省在 2010 年出台政策，对于列入国家项目清单的光伏发电项目，采取电价补贴政策，上网电价按照当年脱硫燃煤标杆电价加上 0.7 元 / 千瓦时结算，即 2010 年开始浙江省光伏发电的上网电价为 1.16 元 / 千瓦时，这一水平与国家在 2011 年出台的光伏标杆电价

水平相当。但浙江省提出了电价政策支持下的总量发展上限目标，到 2012 年，浙江省政策扶持的光伏发电示范项目总装机控制在 50MW 以内。2012 年底浙江省的光伏发电总容量已达到 264.2MW。

山东省实施逐年降低的电价政策，规定

2010年建成的地面光伏电站项目的电价为1.7元/千瓦时，2011年为1.4元/千瓦时，2012年为1.2元/千瓦时，但对2013年及以后的电价未作规定。该电价与国家规定电价之间的差额，由省里负担55%、项目所在区市承担45%。此外，2010年至2012年，山东省每年从省级新能源专项资金中抽取部分资金扶持光伏产品的推广应用，对列入省级光伏屋顶和光伏建筑一体化示范工程的项目，给予一定的补贴。

2. 地方其他鼓励政策

西部省区为了吸引光伏发电开发企业在当地建设光伏电站，利用其拥有大量荒漠土地的优势，在2010年和2011年实施了优惠的土地政策，实施这些政策的主要省区有青海、甘肃和宁夏。

青海省对于光伏、风电等新能源产业用地均采用划拨方式提供；甘肃则由省发改委协调光伏项目的征地工作，对于第一期和第二期特许权招标项目，10MW光伏电站的土地使用费用为300万元，折合0.3元/瓦，包含了光伏

发电开发企业适用光伏电站场地应支付的全部费用；宁夏则采取了免收土地出让金、新增建设用地有偿使用费、土地管理费和成本从低的用地政策，吸引了大批的项目开发商。

但是，进入2012年以后，随着光伏电站项目建设规模的扩大，西部省区对于光伏电站的用地政策也有很大的变化，目前许多项目的用地成本在初始投资中已经占到0.5元/瓦，甚至更高。各种名目的收费也增多，如一些省区采用的是征收土地使用税，每年土地使用税大部分在2-6元/平方米，如果考虑10MW的光伏电站占地20万平方米，则每年需要付费40-120万元，远高于特许权项目的10MW电站25年土地使用费用300万元。土地及其他费用在光伏发电投资或者运维费用中的占比显著增加（尤其是电池组件、逆变器等设备价格在2012年大幅度下降的情况下），成为影响光伏发电项目投资收益的重要因素之一，另一方面，由于各地方执行的政策差异大，没有标准或标准稳定性不强，增大了光伏电站项目开发的不确定性。



四、中国光伏电价政策的不足

光伏发电电价政策实施一年有余，极大地促进了光伏发电市场发展，尤其是直接促使大型光伏电站在西部地区的集中建设。但这一电价政策在颁布实施之初就在一些具体问题上受到各方的质疑，经过一年多的实施，其他不足问题也逐步显现。主要是：

1. 全国统一电价问题

目前的电价政策采用的是除西藏自治区外全国统一电价的方式，既没有考虑各地资源的差异进行分区，也没有体现不同技术类型、开发模式之间的差异。

从全国太阳能资源条件看，各地区之间差异性非常大，青藏高原等地区的资源量是东北、华北等地区的 1.5 倍以上，是华东、华南等地区的 2 倍左右，是重庆、湖南、湖北、川东等地区的 2.5 倍以上。全国统一的电价政策，虽然符合优先发展太阳能资源条件好、有一定土地资源条件的地区的原则，但同时造成了光伏发电项目在西部资源条件好的地区大量聚集，远离东中部主要用电负荷区域，使输配压力增大。以风能为例，在当地电力需求有限又无法将剩余电量送出的情况下，风能经过 5 年左右的规模开发而出现的“三北”地区弃风严重的情况。在光伏市场上仅一两年就在西部一些地区出现限制出力的现象，并且如果西部地区光伏发电建设布局规划和配套实施无法与发展规

模相协调，限制出力的范围将更加扩大，限制出力的比例将提高，“弃光”将愈加严重。

目前的电价政策也没有考虑光伏发电各种开发模式、技术类型之间的差异性。一般而言，大型光伏电站由于规模大，有一定的规模效益，相对而言单位千瓦初投资成本和运维成本将略低于小规模光伏系统，而在与建筑结合的光伏系统中，光伏电池板直接结合建筑材料的光电建筑系统，其对系统结构和安装的要求非常高，也难以达到最佳倾角，因此在同一地区，光电建筑结合系统的发电成本可能高于建筑附加类光伏系统发电成本 1.5 倍甚至 2 倍以上。此外，大型电站的土地使用费用、建筑结合系统的屋顶使用费用差距甚大，影响各类光伏发电应用成本。

江苏省在 2012 年之前的电价政策是分技术类别的，自 2012 年开始采用的是不分技术类别的全省统一的电价政策。但是，江苏省有其自身的特点，即土地资源稀缺，今后大部分建设的光伏系统应是与建筑结合应用的光伏系统，因此作为一个省出台一个电价没有太大的问题，但是如果作为全国的电价政策，各类光伏发电技术之间的差异性还是应该有所体现。

2. 电价适用时限问题

在目前的电价政策中，对于电价适用的时限没有做出规定，这使光伏发电项目开发的不

确定性增加。目前大部分光伏发电开发企业在做投资决策时，按照特许权招标项目的情况考虑投资收益率，即经营期和电价政策都是 25 年。缺乏明确的规定，企业在申请项目审批、贷款等存在一定的难度和障碍。并且，电价适用时限也在一定程度上影响项目的收益水平和风险控制，欧洲各国对于光伏发电实施了不同种类的电价政策，固定电价或者电价补贴的水平不同，对于电价适用年限也有不同的规定，如有的规定 10 年，有的规定 15 年，因此可能出现电价水平低但实施时间较长使投资收益反而更好的情况。此外，从投资角度，电价适用时间短，但在有合理的投资回报率的定价机制前提下，电价水平就可以定得高一些，这样就可以减少光伏开发企业投资的风险。

考虑我国目前对于大部分发电项目的定价机制，普遍采用的是经营期定价的方式，因此参考特许权招标项目的经验，光伏发电项目应明确经营期和电价适用期，如 25 年，或是提出适合光伏发电发展的互相匹配的电价适用期和电价水平。

3. 电价水平调整问题

在电价水平调整方面，现有电价文件中仅仅规定了原则，即“根据投资成本变化、技术进步情况适时调整”，但对于何时调整、调整的幅度没有规定，具有较大的不确定性。虽然考虑既往其他发电技术电价政策情况，电价调整可能会给予一定的缓冲期，但不明确的电价调整方式，可能造成在缓冲期内，再次出



现 2011 年下半年西部地区集中建设的情况或是停滞，企业等待更有利的电价政策情况。德国对于电价水平调整方面建立了相对较好的机制，即明确电价调整的期限，2004 年后规定是两年，其后由于光伏电池和其他设备价格变动过快，为了适应光伏产业飞快变动的情况，避免“末班车”效应，德国将电价调整的时间逐渐缩短为 1 年，再到 1 个季度，再考虑到 1 个月，这一方面的经验值得我国借鉴。

4. 电价与发展规模之间的联系问题

目前的电价水平与发展规模之间没有建立联系。这种联系的缺失对于其他比较成熟的发电（如煤电、水电，一方面技术成熟，未来技术发展有一定空间但不大，另一方面规划、管

理、标准等规范和成熟）行业影响小，但是对于光伏这一处在高速发展期、形势在几个月内就可以有显著变化的发电行业来说影响很大，政策制定不合适或者政策失灵就可能要付出较高的代价，最终受损的是整个光伏产业。欧洲的西班牙、捷克、意大利由于政策设计存在这方面的缺陷，导致了光伏发电市场先后出现大起大落的情况，而德国及时确立了光伏电价调整和发展规模之间的联动机制，虽然政策实施不如预期的理想，但毕竟这一约束对于德国光伏市场的持续发展起到了很重要的作用。我国与欧洲的捷克、意大利等不同，作为一个发展中大国，保持政策实施的持续性、保持光伏市场的持续性是必须的，因此，电价政策必须考虑到与其他规划、战略布局政策相协调的问题。







3

全球光伏电价 政策的经验

第三章

一、国外政策经验综述

光伏发电虽然已取得快速进步，但整体成本仍然高于传统能源，在全球范围内仍处于依赖政策推动阶段。许多国家基于发展可再生能源的长期战略，一直对光伏上网电价提供政策支持，这些政策的实施大大提高了可再生能源的竞争力，进一步促进技术进步、装机量增长及整个产业的发展。未来光伏发电市场的前景仍然要看各国政府实行的光伏市场激励政策的力度和范围。总的来说，国际上对可再生能源的激励政策包括固定上网电价 (Feed-in Tariff)、强制性市场配额制度、以及辅助的财政和融资政策，包括技术研发经费投入、初投资补贴、减免税收和融资支持政策等。

实际上，到底执行何种政策是与不同的市场阶段紧密相关的。当光伏电价高于电网电价时，需要对光伏系统进行补贴，主要有 2 种补贴方式，即固定上网电价政策和初投资补贴政策，而初投资补贴政策又往往伴随净电量计量

法。固定上网电价是公认的对光伏产业发展最有效的激励政策，操作简单、实施效果好。德国 2000 年开始实施固定上网电价政策，是该政策的倡导者和代表性国家。实施固定电价政策还有西班牙、韩国、意大利、希腊、法国、比利时、葡萄牙、瑞士、希腊、捷克、保加利亚、奥地利和印度等众多国家。美国和日本在开始拉动光伏市场时，实施的都是初始投资补贴和净电量计量政策体系。受全球金融危机影响，光伏发电项目融资困难。美国为光伏项目提供 30% 的初始投资补贴并提供融资担保，能够有效克服项目融资困难的障碍，成为非常受欢迎的激励政策。当然，不论是固定上网电价法还是初始投资补贴政策体系，都旨在拉动可再生能源和光伏发电的市场，另一方面加大光伏技术的研发投入和为制造业提供财税优惠政策也都是必不可少的配套政策。



二、德国的固定上网电价政策

德国是高度发达的工业国家，经济实力居欧洲首位，石油、天然气等传统化石能源基本依赖进口。出于保护环境并减少对化石能源的依赖，德国政府大力发展风能、太阳能、生物质等可再生能源。德国从一开始就是“购电法”的支持者，长期实行促进光伏产业发展的固定电价政策。德国的太阳能光伏政策始于“一千屋顶计划”。该计划制定于1989年，于1990年正式实施，政府为每户安装太阳能屋顶的住户提供补贴，意在获取安装太阳能设备的经验，使新住房与可再生能源发电需求兼容，并鼓励民众消费太阳能电力。该计划采用政府直接补贴用户系统投资额的方法，系统规模在1至5kW的系统投资额的70%由政府补贴，其中50%由中央政府补贴，20%由地方政府补贴。

德国自1990年就开始实行固定电价，但是由于电价水平低，对产业的促进作用不明显，直到2000年，德国颁布《可再生能源法》，在StrEG法案的基础上开始实施EEG法案，并将“十万屋顶计划”纳入到该法案中，其主要特点是“固定上网电价”政策。根据此规定：1) 电网公司全额收购光伏发电上网电量，并以0.506 €/kWh的价格支付给开发商上网电价；2) 在固定的时间范围内（20年），享受固定的上网电价；3) 新建光伏发电的上网电价每年按5%递减，直至德国的累积安装量达

到350MW；4) 成本均摊，高于常规电价的部分在全部消费者中均摊。该法案还规定了太阳能发电的运营商承担太阳能电站到电网的接网费用，而电网公司负责电网的改造、升级费用。至此，光伏发电才有了实质性的增长。直到2007年，光伏发电成本有了很大的下降，开发商的投资回报进一步提高，每年的安装量才超过了4GW。

从2010年开始，随着光伏组件等价格的下降，光伏发电初投资下降开始呈现加速趋势，如果继续保持每年5%的降幅，会大幅提高开发商的利润。为了抑制这种情况的发生，德国政府依据电池组件和系统安装成本下降的情况，下调了光伏上网电价，于2011年3月做出调整，实行以控制容量规模为目标的浮动电价政策，其政策细节详见表3-1。从德国政策框架搭建看，制度设置已经比较严密，综合考虑到了供需平衡、市场规模等诸多问题。而这样一个设计周密的政策框架，也没能摆脱企业的投机。为了使电价不下调，开发商们通过协调统一装机行动，截止到2011年11月，整个德国的光伏发电装机仍没有超过3.5GW，但是一进入12月，开发商突击安装了高达4GW的装机，达到了德国政府规定的6.5-9GW新增容量，应该下调12%的目标，但是调整政策为时已晚。

表 3-1 2011 年度德国光伏发电上网电价政策

安装容量	上网电价调整方案 (在 2010 年上网电价 39.14/kWh 的基础上)
< 2.5GW	上调 2.5%
2.5GW-3.5GW	维持不变
3.5GW-4.5GW	下调 3%
5GW-5.5GW	下调 6%
5.5GW-6.5GW	下调 9%
6.5GW-9GW	下调 12%
> 9GW	下调 15%

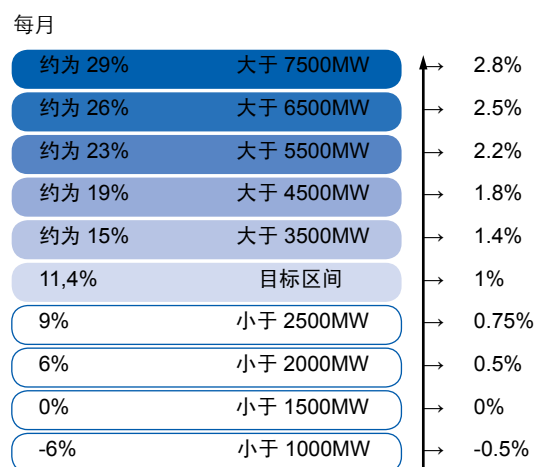
资料来源：CREIA 2011 年光伏发电产业发展报告

2012 年德国政府继续完善固定电价的政策，使之与可再生能源市场的发展速度更加匹配。由于德国将于 2022 年底前彻底放弃核能发电，太阳能、风能等新能源将弥补由此带来的能源缺口，因此为光伏发电带来巨大的发展空间。根据德国内阁的协议，从 2012 年 1 月 1 日起，固定电价补贴预计每年下调 9%，光伏系统的安装量一旦超过 3.5GW 的年度限额，每超出 1GW 将导致补贴进一步下调 3%，此调整将于每年的 9 月底实行。

德国在最新《可再生能源法修正案》中首次对补贴的界限进行了明确定义，在其累计光伏装机容量达到 52GW 的上限后将取消补贴。其年均新增装机容量的目标区间将保持在 2.5-3.5 GW，直至实现 52GW 的目标。补贴削减

的幅度取决于光伏设备增建的数量，且将每 3 个月进行一次调整，以月度减幅的形式实施。从 2012 年 5 月到 10 月期间，每个月的补贴将在月初降低 1%。根据增建量确定的削减幅度百分比详见表 3-2。

表 3-2 德国 2012 年度电价水平与装机规模的对应关系



资料来源：根据 GIZ 数据资料整理

德国太阳能资源并不丰富，光照资源较好的南部地区，有效日照小时数也仅在 1000-1200 小时数左右，而北部只有 800-1000 小时，全国平均不到 1000 小时。在并不丰富的太阳能资源条件下，德国通过政策杠杆将本国发展成全球光伏装机第一大国，其中合理的固定上网电价功不可没。在实施的过程中，通过立法保障各参与方的利益，及时调整政策使之能够更好地配合行业发展速度是促进光伏发展的有力保证。



三、美国综合性的激励政策

美国最早对可再生能源的立法是于 1978 年通过的《公用事业管制政策法》，该法案促使美国在上世纪八十年代可再生能源发电装机达到 12GW，随后美国又提出了一系列的针对光伏等可再生能源发电的政策，如表 3-3 所示。

表 3-3 美国太阳能光伏发电政策沿革

时间	内容
1978	《公用事业管制政策法》
1992	《能源政策法》
1997	《百万屋顶计划》
2005	《能源政策法修订案》
2006	《总统太阳能美国计划》
2007	《能源独立与安全法案》
2009	新能源激励计划
2010	绿色能源制造业税收优惠
2010	《千万屋顶计划》

从 2010 年起，美国的新能源鼓励政策开始偏向太阳能。2010 年 12 月 17 日，美国国会审议通过的《延长减税法案》由奥巴马总统签署生效。根据该法案，美国财政部 (Treasury Department) 1603 计划，即“使用现金补贴替代投资税收减免”政策将延长实施一年。该计

划是在美国复苏与再投资法案中提出的，目的是为了给予商业太阳能发电 30% 的投资赋税优惠（ITC）。除了延长减税法案之外，美国财政部还通过直接提供贷款担保的方式，为光伏电站投资者的融资提供帮助。土地管理局也将从 2200 万英亩（8.9 万平方公里）土地中选出最适合开发、太阳能资源储量最大、环境影响最小的土地作为太阳能地带。太阳能地带将直接为未来的太阳能项目开展景观尺度的规划，并享受更高效的许可和选址审批手续。

除此之外，美国能源部还制定了风力发电、太阳能发电和生物质发电的技术发展路线图，以此来促进提高清洁能源的比例，其中太阳能光伏发电预计到 2020 年将占美国发电装机容量的 15% 左右，预计安装量达到 3 亿 kW，以保持美国在光伏发电技术开发、制造水平等方面的世界领先地位。

虽然美国中央政府没有针对太阳能光伏发电通过具体的法律，但许多州都通过了相关的法令和激励政策，强制推行可再生能源，这些激励政策包括：实施强制市场配额、为可再生能源技术提供赠款、州税减免、抵扣财产税等等。如表 3-4 所示。

表 3-4 美国现行太阳能光伏发电政策

政策种类	内容
净电表制度	净电量计量制度主要针对户用太阳能光伏发电系统。目前，美国的用户电力销价比较低，一般为 10 ~ 15 美分 / kWh
税收优惠	生产税返还，投资税抵扣
保障政策	配额制。目前，美国有 32 个州实行配额制



目前，美国有 32 个州实施了可再生能源强制市场配额和交易制度，有 5 个州设定了可再生能源发展的目标，如图 3-1 所示。

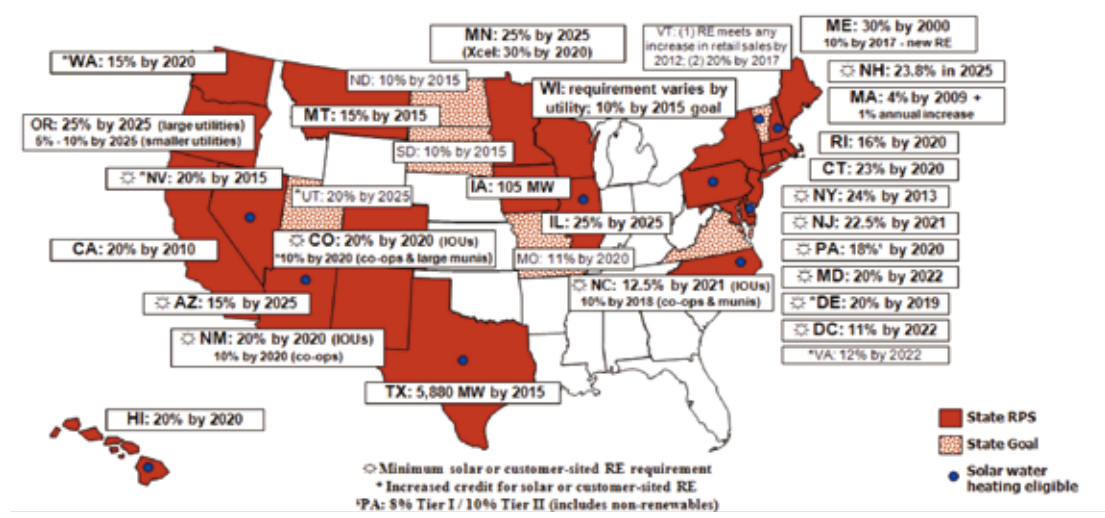


图 3-1 美国共有 32 个州实施强制市场配额

从收益角度来看，除了卖电的收入之外，太阳能可再生能源指标（Solar Renewable Energy Certificate, SREC）在美国东北部市场非常流行。太阳能可再生能源指标是指清洁能源发电所带来的益处所代表的可供交易的指标（每发一度电就能获得一定的 SREC，不论是自用或者销售给电力公司），这些指标可供交易。SREC 存在于实施了可再生能源强制市场配额和交易制度，且明确了太阳能发电要求的州，1SREC = MWh（光伏发电）。SREC 价格由供需决定，从 85-640 美元 /MWh 不等。

除此之外，美国有 42 个州和华盛顿特区实施了净电量电表制用以推动光伏发电的应用，见图 3-2。

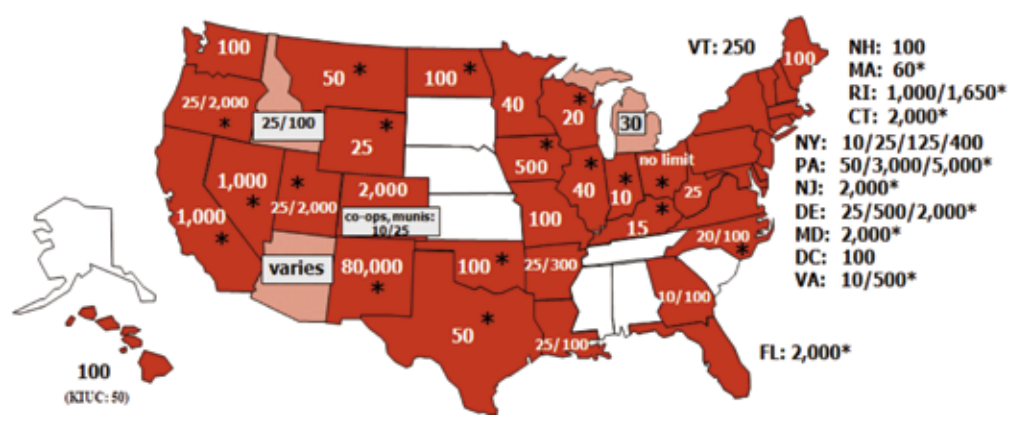


图 3-2 美国共有 42 个州实施净电量电表制

四、西班牙急变政策导致骤冷骤热的市场

西班牙在 1998 年建立了可再生能源的溢价电价体系。在总结溢价电价体系实施经验的基础上，2004 年对可再生能源电价体系进行了调整，开始实施可再生能源电价双轨制，即固定电价和补贴电价相结合的方式，发电企业可以在两种方式中任选一种作为确定电价的方式，但只能在上一年年底选择一次并持续一年。

从 2005 年开始，西班牙开始实施新的溢价电价体系，并受到了发电企业和电网企业的欢迎。随后，西班牙政府对光伏激励政策进行了调整：2007 年 5 月西班牙政府批准了 661/2007 号法令，以取代 2004 年实施的 436 号法令。该法令保留了原有的固定上网电价水平，同时规定新建兆瓦级地面光伏电站须通过政府的许可，光伏发电开始在西班牙大规模发展。

2008 年 9 月 26 日，西班牙政府修订颁布了新的法令（皇家法令 1758/2008 号），大幅度下调了光伏发电上网电价，并规定了光伏发电的补贴限额。新法令从 2009 年 1 月实施。

1. 大幅度降低了固定上网电价

屋顶系统上网电价从 2007 年的 0.44 € /kWh 降至 0.34 € /kWh (<20kW 项目) 和 0.32 欧元 /kWh (>20kW 项目)，地面安装系统上网电价为 0.32 € /kWh；固定电价执行期 25 年，如表 3-5 所示。

表 3-5 西班牙太阳能光伏发电上网电价 (€ /kWh)

		2009 年	2010 年	2011 年
屋顶系统	<20KW	0.34	0.34	0.323
	>20kW	0.31	0.31	0.233
地面系统		0.32	0.28	0.176

数据来源：2008 年颁布的皇家法令 1758/2008 号

2. 设定了补贴限额，并将补贴限额细分至 3 种系统类型

2009 年、2010 年和 2011 年的新增光伏系统补贴限额分别为 500 MW、502MW 和 488MW。2009 年，小于 20kW 的屋顶光伏系统的补贴限额为 27MW，20kW-2MW 的屋顶光伏系统的补贴限额为 240MW，地面大型光伏系统的补贴限额为 233MW。西班牙光伏发电补贴限额见表 3-6。

表 3-6 西班牙太阳能光伏发电补贴限额 (MW)

内容		2009 年	2010 年	2011 年
屋顶系统	<20KW	27	30	33
	>20kW	240	265	292
屋顶系统补贴限额小计		267	295	325
地面系统		233	207	162
补贴限额总计		500	502	488

数据来源：2008 年颁布的皇家法令 1758/2008 号

3. 限定了单个光伏项目的规模

新实施的法令要求屋顶系统的单个项目规模不超过 2MW，地面安装系统的单个项目规模不超过 10MW。

4. 明确固定上网电价的年降幅

固定上网电价年降幅的最大额度为 10%，每个季度调整一次。也就是说，如果申请者没有在第一季度获得项目的批准，下一季度的上网电价就会下降 2.5%。这是 2010 年 11 月，西班牙政府为平息太阳能发电的过热状况、防止配电公司亏损扩大的追加措施，在 1565/2010 号法令中下调了太阳能发电收购价格，降幅分别为地面系统 45%，大规模建筑系统 25%，小规模建筑系统 5%，其目的是抑制激增的大型发电站。

同年 12 月 14/2010 号法令又针对“已经建设”的发电设施，强制要求追溯变更合同内容。以往共计 1753 小时发电时数得到补贴，而政府新出台的规定限制未来三年补贴总计不能超过 1,250 小时。根据新的皇家法令 14/2010，从 12 月 23 日起，接受补贴的小时数量取决于光伏的太阳辐射程度和所在的气候带即根据资源状况确定补贴额。该法令根据 314/2006 号法令将西班牙划分了五个不同的区域。因此，对于固定的光伏安装系统，接受固定电价补贴的最大小时数从

每年 1230 小时到 1750 小时不等，取决于该光伏系统所在的区域。这种地区的差异性补偿将于 2014 年开始生效。从现在起到 2013 年，在 661/2007 号法令下注册的所有光伏系统，也就是在 2007 年 9 月底之后安装的所有光伏系统，将统一把补贴时间限制为 1250 小时。作为补偿，这些电站将来将有权利多接受三年的固定电价补贴——也就是说，补贴年限将从 25 年延长至 28 年。根据装机容量的不同，25 年内的补助额度从 19.44C € /kWh 到 46.59 C € /kWh 不等，25 年之后统一为之前补贴的 80%。

光伏激励政策的变化对西班牙光伏市场的影响是巨大的。2004 年开始实施的固定电价制度极大地激励了光伏发电市场的发展，2007 年和 2008 年其光伏发电市场年增长率分别达到了 49% 和 132%，2008 年度西班牙的光伏发电市场大大超过德国成为全球第一大市场。由于 2008 年调低固定电价过快，2009 年，西班牙光伏发电市场新增装机容量仅为 69MW，远低于对 2009 年市场规模的预测，也显示出突变的西班牙光伏政策对市场的巨大伤害作用。为了逐步调整 FIT，对光伏产业的补贴和收益进行平衡，自 2013 年初开始，西班牙太阳能光伏发电商对其享受的 FIT 补贴缴纳 7% 的能源税，同时西班牙能源部长打算在 6 个月内完成西班牙能源改革，而这一法案也正是西班牙能源部门改革的一部分。

五、日本渐进性的政策

日本光伏发电补贴政策从安装补贴到净电表，再由净电表计量法过渡到固定电价政策经历了十年的渐进性的适应与发展。作为资源小国的日本，随着经济发展、国际形势变化以及能源技术的变革，其能源选择也经历了从煤炭和石油等碳基能源到大力发展核能、如今再向可再生能源方向转变的曲折过程。进入上世纪 90 年代后，全球变暖成为世界课题，日本开始以核能和可再生能源为目标，进行能源结构转变。“3·11”地震和福岛核事故后，日本政府和社会的能源观和能源战略出现了根本变化，开始降低对核能的依赖，加速发展太阳能、风能等可再生能源。

日本对太阳能的开发是居于世界前列的，早在 1974 年日本政府就已制定并实施了新能源开发计划——“阳光计划”。该计划大大激发了日本研究机构和企业发展光伏的积极性，并完成了许多示范项目。1993 年日本政府制定了“新阳光计划”，该计划的基本目标是将新能源作为国家的重要能源供应方式加以支持，在该计划下，日本通过装机补贴、净电表计量制度、税收优惠等政策大力推动光伏产业的发展，使日本成为全球最重要的光伏市场之一。

在 1994 年开始在户用侧对太阳能发电进行补贴，当年光伏系统的每千瓦安装成本为 200 万日元 / 千瓦，补贴额为 90 万日元 / 千瓦。随着光伏组件的价格下降，补贴比例和金额逐渐下降，后期补贴金额下降到 7 万日元 / 千瓦，最终于 2006 年停止执行。

净电表制度是指太阳能发电系统用户与所有者以及电力公司签订契约太阳能光伏系统所发电力，由政府以电网售电价格收购（电量监控系统，PV 发电可使电表反转）以鼓励民众使用太阳能发电系统。最初户用 10kW 以下系统，以 48 日元 / kWh 的价格回购剩余电力；非户用 500kW 以下系统，以 24 日元 / kWh 的价格回购剩余电力。据统计 1994 年至 2000 年，补助费用支出共计 7 亿多美元。

净电表制度通过设置分时段电价居民用电与供电错峰，从而减小电力调度压力。例如，日本白天（5:00-23:00）的用电电价是 23 日元 / 千瓦时，晚上（23:00-次日 5:00）是 7 日元 / 千瓦时。电网公司白天以 23 日元 / 千瓦时的价格收购光伏系统所发的电，而居民通常利用峰谷差，晚上 23:00 之后多用电，而白天少用甚至不用电。这样既保证了居民能够通过太阳能光伏发电创造一部分收益，又能够帮助电力公司调节峰谷差，是一种双赢的政策机制。

福岛核事故后逐步减少核电比例的基本理念加快了日本政府从政策方面大力引导和支持可再生能源电力发展的步伐。日本政府决定对可再生能源追加巨额投资，其中太阳能发电设施方面追加投资 12.1 万亿日元，风力发电设备追加投资 10 万亿日元。2011 年 8 月，日本政府颁布《可再生能源特别措施法案》，强制推行光伏上网固定电价，要求电网公司购买太阳能电力，并允许将成本转嫁给消费者。可再生能源固定电价制度（FIT）于 2012 年 7 月施行，规模大于 10kW 的太阳能发电系统上网电价补贴为税前 42 日元 / kWh，税后 40 日元 / kWh，收购期限将达 20 年；



10kW 以下的项目，补贴为 42 日元 /kWh，收购期限为 10 年。新政策出台，刺激了日本光伏市场的发展，2011 年日本光伏新增容量达到 1.3 GW，列世界第 6 位。

除了固定电价制度外，为促进可再生能源的利用，日本还出台了相关的配套制度和政策。由于风力发电和太阳能发电受天气影响很大，电力输出不够稳定，为了保障供电，储能设备不可或缺，为此，日本经产省最新公布了作为环保技术核心的蓄电池发展战略，并被列为近日国家战略会议上确定的重点绿色增长战略。

纵观日本 40 年来能源选择的发展历程，政府始终发挥着推手作用，制定产业发展和推广政策，将企业和国民导向能源战略的发展方向。从最初的装机补贴到最近的可再生能源固定价格收购，日本在多年摸索后也最终选择简单直接的促进政策。在接纳光伏发电并网方面，日本既重视电网系统的安全与稳定，又出台政策积极促进光伏发电并网。1990 年，日本修改电力公司法的相关技术规范与要求，积极支持光伏并网发电系统的推广和应用。一般常规项目并网的审批程序非常复杂，但为了扶持光伏产业，日本政府采取了非常积极的政策措施，在现场实验的基础上制定相应的标准和规范，允许光伏发电优先并网，这项政策对光伏产业的发展起到了巨大的推动作用。日本的光伏发电政策列在表 3-7。

表 3-7 日本的光伏发电政策及其演变

政策种类	内容
补贴政策	户用系统每千瓦补贴 7 万日元 (安装金额小于 65 万日元)
	非盈利组织：补贴金额为安装费用的 1/2 (针对所有新能源进行补贴) 企业：补贴金额为安装费用的 1/3 (针对所有新能源进行补贴)
净电表制度	户用 10kW 以下系统，以 48 日元 /kWh 的价格回购剩余电力；非户用 500kW 以下系统，以 24 日元 /kWh 的价格回购剩余电力。
税收优惠	家用系统税收减免；企业针对所有新能源种类，7% 税收减免 (中小型系统)
固定电价政策	日本的可再生能源固定电价制度 (FIT) 于 2012 年 7 月施行，规模大于 10kW 的太阳能发电系统上网电价补贴为税前 42 日元 /kWh，税后 40 日元 /kWh，收购期限将达 20 年；10kW 以下的项目，补贴为 42 日元 /kWh，收购期限为 10 年。
保障政策	《电力供应商利用新能源特别措施法》，该法规定了一般电力供应商、特定电力生产商以及特定规模电力供应商，每年度必须出售一定比例的新能源电力。

数据来源：CREIA 依据各类资料整理

六、国外政策对我国电价政策的参考意义

1. 国外电价政策的经验

1) 光伏发电成本高于常规能源，采用固定电价上网效果明显

表 3-8 为世界主要国家正在施行的光伏发电政策，从政策实施效果来看，上网电价补贴及同类型政策是最有效的光伏发电激励手段。以德国和意大利为代表的欧洲国家，其采取的“固定上网电价”政策对本国光伏发电市场发展起到了积极的推动作用。

表 3-8 世界主要国家太阳能光伏发电政策

国家		政策类型			
		电价政策	补贴政策	财税政策	保障政策
欧洲	德国	固定上网电价			配额政策
	西班牙	固定上网电价			配额政策
	意大利	固定上网电价			配额政策
	捷克	固定上网电价			配额政策
	法国	固定上网电价			配额政策
	英国	固定上网电价			配额政策
日本		净电表制度 + 固定上网电价	初始投资补贴	税收优惠	配额政策
美国		净电表制度		税收优惠	配额政策
中国		上网电价政策	初始投资补贴		
印度			初始投资补贴		
泰国		上网电价政策			
韩国		上网电价			

当光伏电价高于常规电价的时候，证明“上网电价”政策是启动光伏市场最为有效的政策。一方面，该模式资金利用率最高，另一方面，由于补贴是基于所发电量的，对于光伏发电系统的运行、控制也最为有力。图 3-3 是 EPIA 的分析。

“上网电价”法是最为有效的激励政策					
	投资者或券商	简易	有效性	成本效率	保障不同的技术
上网电价	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊
配额制	😞😞😞	😞😞😞	😞😞😞	😞😞😞	😞😞😞
投资补贴	😊	😊😊	😊	😊	😊
志愿者	😞	😊😊	😞	😊😊😊	😞😞😞

图 3-3 光伏激励政策有效性比较图

2) 部分地区实现光伏平价上网，平价消费政策优势突显

随着光伏发电成本的降低，欧洲已经开始进入光伏“平价消费”时代，而当光伏电价低于常规电网销售电价时，“净电量计量”政策，或者是“自消费”政策则开始发挥积极的作用。这样不但可以大大节省政府的补贴资金，而且有利于开启储能市场和向智能电网发展，使没有调节能力的光伏电力向“稳定、连续、可调节”的优质电源转变。欧洲各国执行“上网电价”、“净电量计量”和“自消费”政策的情况归纳见表 3-9:

表 3-9 欧洲不同政策执行情况

	净电量结算	自消费	上网电价
德国	不采用	< 500kW	≥ 500kW
意大利	户用并网系统	讨论中	商业和地面电站
比利时	< 10kW	不采用	≥ 10kW
丹麦	< 6kW	不采用	≥ 6kW
西班牙	< 100kW	> 100kW	地面电站
荷兰	< 50kW	不采用	≥ 50kW
英国	不采用	< 5MW	≥ 5MW



3) 相对稳定和不断微调是主要国家光伏发电政策变化的趋势

随着光伏产品价格的下降和各国宏观经济形势的不断调整，世界各国的光伏发电政策均在持续不断调整。其中，德国、法国、意大利等多数欧洲国家均根据本国实际情况不断下调太阳能光伏发电上网电价。例如从2012年1月1日起，固定电价补贴预计每年下调9%，光伏系统的安装量一旦超过3.5GW的年度限额，每超出1GW将导致补贴进一步下调3%；而美国、日本等传统国家以及印度和中国等新兴国家也根据本国情况出台或更新了本国光伏发电激励政策，例如日本将于2012年7月1日起启动光伏发电上网电价政策。

4) 世界各国太阳能光伏发电政策体制创新持续进行

除固定电价制度、强制性市场配额制度、招标制度，以及辅助的财政和融资政策，包括上网电价激励（FiP）在内的新型机制也不断得到世界各国的重视，这些新兴政策主要侧重于实施长期可持续的支持计划，并简化相应的行政审批过程。以上网电价激励政策为例，该政策规定当用户的电费由于光伏发电设备减少时，将得到一定的资金奖励，如果光伏发电的发电量超过用户的用电量，则实行原有的上网电价补贴政策。它是一种新型机制，并有望成为替代上网电价补贴政策的可行性方案。

2. 对我国制定光伏补贴政策的参考意义

国家能源局 2012 年 9 月 14 日公布了“关于申报分布式光伏发电规模化应用示范区的通知”，通知中提出的商业模式为：“自发自用，余电上网，固定度电补贴”：1) 分布式光伏发电系统自发自用电量自行抵扣用户用电量，富余上网电量由电网企业按照当地脱硫标杆电价进行电费结算。

2) 国家利用可再生能源发展基金，对光伏系统所发全部电量给予 0.4 元 /kWh 的固定电价（待定）补贴，合同期 20 年。

方案一 由于用户用电电价高于脱硫标杆电价，因此尽可能全部自用掉光伏电量可以取得更好的经济效益。

这种补贴办法的优点：

- 比光伏上网电价补贴办法节省国家补贴资金（实际上是电网公司承担了脱硫电价和销售电价的差额）。光伏上网电价补贴办法是在脱硫燃煤电价（大约 0.42 元 / kWh）基础上补贴；而自消费电价补贴办法是在电网销售电价基础上补贴，东部地区的工商业用电电价大约为 0.9 元 / kWh；以此为例如果光伏电价是 1.5 元 / kWh，上网电价办法国家每度电补贴 1.08 元 / kWh，而自消费电价办法国家只需要补贴 0.6 元 / kWh，大约只是上网电价补贴方式的二分之一。
- 固定度电补贴方式补贴标准透明，操作简单，国家补贴资金仅与光伏发电量有关，不受不同用户的用电电价和电网峰谷电价差别的影响。



但也会带来如下问题：

- 由于是在用户用电电价之上固定额度补贴，因此光伏度电收益直接受用户用电电价水平的影响，工商业用电电价在 0.8-1.4 元 /kWh，公共事业单位用电电价在 0.5-0.6 元 /kWh，政府建筑、学校、医院等公共事业单位、农业用电和居民用电则只有 0.4-0.5 元 /kWh。因此，对用户和建筑的选择就变得很复杂，因为只有电价高的工商业建筑 (> 0.8 元 /kWh) 才能够赢利。
- 随着用户用电电价的逐年提高，光伏发电项目的发电成本会越来越趋近常规能源，甚至低于常规能源，届时国家一补贴会使得光伏项目业主获得非正常的超高利润，不符合市场经济规律。
- 由于这种政策的自用光伏电量的收益高于反送的富余电量，因此光伏发电与负载日分布的匹配特性至关重要，如果特性不匹配，经济效益会大打折扣。
- 由于是自发自用，20 年都要有稳定的负荷才能保证收益，如果发生经营不善、倒闭、或搬迁，都会对光伏项目的收益带来致命的打击。
- 有实力的电力开发商很难介入，市场推动缓慢。大型电力开发商会在业主的屋顶开发项目，由于是自发自用，开发商必须同建筑业主签订节省下来的电费转交给开发商的节能管理合同，合同的执行等问题会带来较大的不确定性，项目开发商承担风险过大。而大型电力开发商不积极参与，仅靠用电户自建自用，则分布式光伏市场很难在短期扩大。



方案二 如果像德国等欧洲国家在光伏发展早期阶段，采用“上网电价，统购统销”全部接入公共电网的政策，则情况会大不相同。“上网电价”政策早已被德国等国家证明是光伏市场规模化发展早期阶段最为科学的激励政策，虽然同样是在用户侧并网的分布式光伏发电，但其并网点在用户用电电表的电网一侧，意味着所有光伏电量全部馈入公共配电网，全部按照上网电价出售给电网，虽然光伏电量也直接被用户用掉，但光伏电量也是通过电网卖给用户的，如图 3-4 所示。

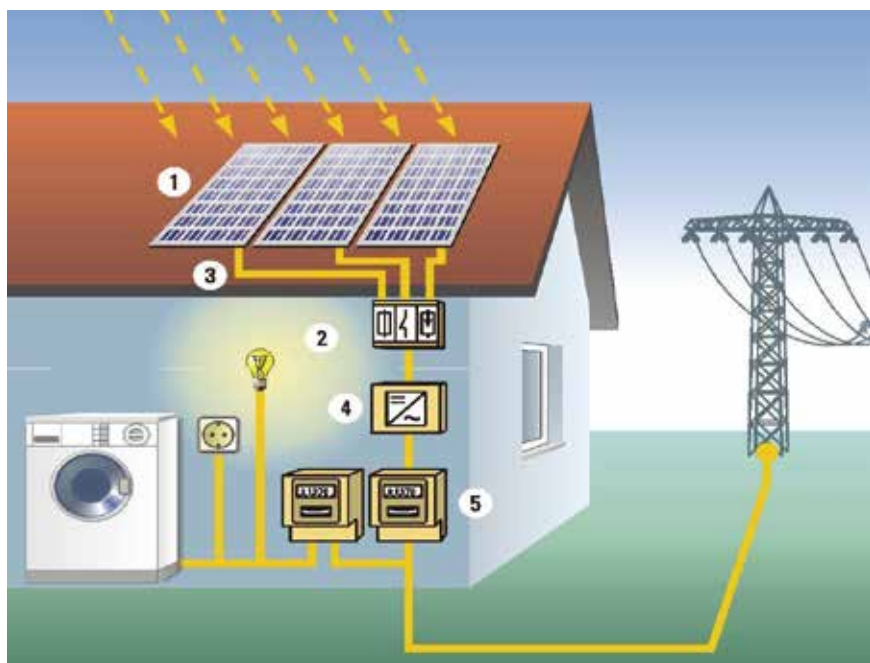


图 3-4 分布式光伏发电入网示意图

这种政策光伏电价的补贴起点是“脱硫燃煤标杆电价”（大约 0.42 元 /kWh）。
优点如下：

- 光伏系统并入公共配电网，全部将光伏电力卖给电网，从经济角度讲，不存在光伏发电是否与负荷的日分布曲线匹配的问题，也不存在负荷变化影响收益的问题，最大限度保证了光伏项目开发商的利益；

- 由于是统购统销，全部以“上网电价”卖给电网，与用户的用电电价无关，操作简单易行，而且不受建筑类型的影响，光伏系统可以安装在任何建筑物上，灵活高效；
- 光伏系统在任何电压等级上并网都不会影响光伏项目业主的收益，不存在“自发自用”政策升压并入公共配电网后电价水平降低，影响收益的问题。这样，开发商和电网企业只需要认真考虑光伏穿透率（接入容量）和配电网稳定运行的技术问题即可；
- 光伏开发商只与电网企业进行电量交易，收益有保障，最多与建筑业主签订屋面租赁协议，有实力的电力公司很容易介入，市场可以很快启动；
- 自发自用政策直接影响了电网公司的收益，光伏自发自用的电量增加，电网公司售电量就相应减少；“上网电价”政策对电网公司的售电量没有影响，所有光伏发电都以脱硫电价出售给电网，电网再销售给最终用户，电网企业的利益不受任何损失，是多赢的方案。







国外光伏发电 并网的经验

第四章

一、分布式入网是国外光伏发电上网的主流方式

1. 光伏发电的特性使其具有分布式入网的优势

光伏发电系统具有模块化设计的特点，系统扩展性强，容量可灵活选择，规模可从数瓦到数兆瓦，发展分布式光伏系统是推广利用太阳能发电的重要形式。光伏发电系统出力的波动性和随机性降低了光伏系统运行的经济性，也对接入电网的稳定性带来一定影响。光伏并网的问题既是电网的问题，也是分布式光伏系统本身的问题，需要从分布式光伏发电系统侧和电网侧两方面解决。随着先进控制技术以及并网技术的发展，优化光伏发电系统的设计和运行管理，可实现保障电网的安全运行前提下的光伏发电系统低成本并网，实现光伏发电系统和电网的双赢。

分布式光伏发电系统是一种介于电源和用户之间的新型的电力系统类型。尽管通过安装储能设备可以实现分布式光伏发电系统的离网运行，但是基于光伏发电的特点，在储能技术还不具备商业化规模利用的情况下，分布式光伏发电系统必须依托于电网，采用并网运行模式是实现分布式光伏发电系统规模化发展、经济性利用的最佳模式。目前，分布式光伏发电系统具有以下特点：

(1) 电网是支撑用户侧光伏发电系统规模化利用的基础。受太阳辐射自然特性影响，光伏发电具有波动性、随机性等特点，在储能技术、成本无法满足其要求的情况下，光伏发电系统无法独立向用户供电，只有接入电网，并网运行才能真正实现发电利用。因此，现阶段电网是唯一能够支撑用户侧光伏发电系统规模化利用的基础。

(2) 并网运行是实现分布式光伏发电系统发电量充分利用的最佳模式。光伏发电出力特性与用户用电特性很难完全匹配，尽管分布式光伏发电系统容量相对较小，且主要在白天负荷相对较高时段发电，但是光伏发电出力曲线取决于太阳辐射强度，具有较强的随机性，很难和用户的负荷曲线完全吻合，这也就意味着一些时段光伏发电出力大于用户用电负荷，需要向电网送电以实现发用平衡，而另一些时段光伏发电出力小于用户用电负荷，则必须从电网受电以满足用户电力需求。因此，并网运行，是充分利用分布式光伏发电系统发电量的最佳模式。

(3) 根据分布式光伏发电系统合理选择规模和接网方式，可实现其低成本并网和经济运行。以自发自用为主的分布式光伏发电系统，其容量的选择必须与用户的用电特性相匹配，通过选择接网方式降低并网成本可实现经济性运行；而以发电上网为主的分布式光伏发电系统，其容量的选择可不考虑用户的用电特性，主要通过提高发电量实现系统的经济运行。

综上所述，为了保证分布式光伏发电系统的经济和稳定运行，分布式需要采用与公共电网并网运行的方式。只有依托坚强的配电网，才能实现分布式光伏发电的规模化发展。

2. 分布式光伏系统并网对电力系统的影响

传统的配电网潮流是由变电站流向负荷，而分布式发电的接入，使得潮流不再单向地由电源流向用户侧，因此，必将增大配电系统的复杂性和不确定性。随着分布式电源在电力系统中所占比重增大，分布式发电对电网的影响也在逐步增大。分布式系统并网对电网的影响主要包括以下几方面：一是对继电保护的影响。分布式电源并网运行对电力系统的故障行为和保护功能都产生了一定的影响。传统的 35kV 或 10kV 电网为单电源辐射型供电网络结构，保护多采用带反时限的过流保护。接入分布式电源以后，配电网变成了双电源或多电源供电结构。其故障电流的大小、持续时间的长短及方向都将发生改变，容易导致过流保护配合失

误。二是带来电压偏差，给配电网电压调整造成困难。分布式系统接入后，因为负荷潮流变化大，使馈线上的电压幅值发生变化，调整和维持困难，电压可能超标；分布式发电的频繁启动使配电网电压常常发生波动。三是电压闪变。分布式电源接入后，分布式电源的启动、输出功率的短时剧变、以及分布式单元与系统中电压反馈控制设备相互作用都可能引起电压闪变。四是谐波污染。分布式电源并网可能引入谐波，影响电能质量。五是对调度管理的影响。由于传统配电网是一个无源的放射形电网，对其进行实时监控、控制和调节时，信息的采集、开关的操作、能源的调度等相应比较简单。分布式电源的接入使此过程复杂化，需要更新电



网自动化系统，增加多种信息，需要采用通讯技术、GPS 技术、DSP 技术以及电力系统的动态测量和在线检测等多种技术。

（1）不同接网方式对电网影响不同

分布式光伏发电系统根据接入电网方式不同又可分为直接接入公共电网型和经用户侧接入公共电网型，经用户侧接入公共电网项目根据光伏系统规模及与用户用电特性的匹配度，按照功率交换方式及接网方式的不同又可分为自发自用型（并网不上网）和余电上网型（并网且上网），三种类型接网成本不同，接网后对电网的影响也不同。

- 直接接入公用电网型：接入公用配电网，所发电量全部由电网企业收购。类似于公共电厂，分布式发电系统与系统并联运行且向当地电网输出电能，分布式电源相当于电网中运行的一个电源点。直接接入公用电网，其管理模式与电站类似。
- 经用户侧接入公共电网自发自用型（并网不上网）：接入用户配电设施，所发电量全部自用，不向电网输送电能，电流的方向为单向，从公共电网流向用户；并网不上网方式，分布式能源只与公共电网并网运行，不向电网返送电。
- 经用户侧接入公共电网余电上网型（并网且上网）：接入用户配电设施，满足自用后，多余电能送入公共配电网，电流的方向为双向；该方式分布式能源系统不仅与公共电网并网运行，同时还可以向公用电网输送多余电量。直接接入公用电网和并网不上网方式对电网影响最小，而并网且上网方式对电网影响最大。

综上，分布式能源系统并网运行，可以提高分布式能源系统的经济性和可靠性，但在传统的配电网中，将会对公共电网的安全运行造成一定的影响，特别是采用“并网且上网”方式的分布式能源系统，将会对配电网的保护设置等方面产生影响，降低设备利用率，并可能导致配电网阻塞。

（2）分布式光伏发电系统渗透率不同，对电网的影响不同

分布式光伏发电系统渗透率一般指分布式光伏发电系统容量占变压器最大供电负荷的比例。当渗透率较低时，如 5% 时，不需要向变压器上一级返送电量，分布式光伏发电系统对电网影响很小。而当分布式电源渗透率达到 15%-20% 时，会对现有配电网运行、安全和可靠性产生显著影响，特别是在一些故障情况下分布式电源的集中启停会对大电网的稳定运行带来重大风险，在某极端情况下甚至会导致电网崩溃¹。

1: NREL, 《DG Power Quality, Protection, and Reliability Case Studies Report》（《DG 案例研究报告》）和《Report on Distributed Generation Penetration Study》（《DG 渗透率研究报告》）。

二、国外用户侧光伏发电系统并网应用的经验

1. 德国

德国光伏发电系统的发展立足于扩大光伏发电系统市场应用的规模，以固定上网电价政策推动光伏系统的发电利用。德国光伏发电装机容量居世界第一位，截至 2012 年 8 月底，德国光伏发电装机容量（30GW）超过风电装机容量（29GW）。德国分布式光伏发电系统规模化发展的并网管理经验如下：

（1）接网方式采用分布式光伏发电系统直接接入公共电网，是光伏发电系统发展初期快速启动光伏系统应用市场的最有效的途径。分布式光伏发电系统直接接入公共电网，既做到对电网的影响最小，又可保障光伏发电系统的发电量的全部利用，只要国家按发电量给予用户电价补贴，就可能实现电网和光伏发电系统业主的双赢，是短期快速启动光伏发电系统应用的最有效方式。

（2）随着光伏发电系统渗透率的提高，对德国配电网影响不断增大，2009 年起德国出台了鼓励用户通过增加储能实现自发自用的激励政策。随着德国光伏发电系统容量的增加，配电网光伏发电系统的渗透率提高，对配电网的影响增大，配网阻塞问题频繁发生，限出力问题时有发生。据统计，2011 年，德国出现限出力的情况明显增加。为此，2012 年德国新出台的《可再生能源法 2012》（EEG2012），政府利用提高对于自发电量的补贴额度尽量减少分布式光伏发电系统向电网反送电量。

（3）注重各方利益平衡，强调系统利用总成本最低，寻求最经济的光伏系统并网运营模式。分布式电源并网运行不是某一电源本身的发展问题，而是含分布式电源的电力系统运行问题，因此分布式电源的并网及利用方式的确定不仅要考虑分布式电源本身的经济性要求，而是立足于电力系统整体经济性最优。德国对分布式光伏发电并网的规定体现了国家整体的经济性，要求电网企业以“经济的方式”对配套电网进行升级改造，以满足光伏发电系统并网需求。联邦法院将“经济的方式”定义为：如果配套电网改造投资超过了发电项目本体投资额的 25%，则认为是不经济的，电网企业可拒绝该项目的并网申请。

（4）不论光伏系统容量大小，配备监控系统是必要的。在光伏系统发展初期对系统监控和信息传输要求的不足，致使光伏系统渗透率提高后电网无法达到足够的调控能力，出现了 2011 年下半年以来光伏系统限出力的情况频繁发生。

2. 美国加州

加州光伏发电系统的发展立足于自发自用，光伏系统规模较小，以配额制、投资补贴以及净电量计量等政策鼓励其发展，更关注社会承受能力，强调以最低成本推动光伏系统发电利用，其基本经验是：

(1) 立足于自发自用，强调最小利用成本。加州光伏系统的发展，更多依托市场，强调最小成本，加州太阳能发电系统总体规模并不大。2009年，加州政府推出太阳能先导计划（CSI），推动了加州太阳能发电系统应用。太阳能先导计划（CSI）是一项鼓励用户使用太阳能发电系统的激励政策，该项目由单一家庭太阳能屋顶、多家庭太阳能屋顶，以及研发与示范等多个子项目组成。CSI项目的补贴对象是在现有居民住宅，以及现有和新建的商业、工业、政府、非盈利组织和农业房产上安装的太阳能利用系统。项目总预算是21.67亿美元，为期10年，目标是在2017年前安装1940MW新的太阳能设备。

(2) 根据分布式光伏发电系统并网方式的不同，实行分类管理。加州光伏并网管理分为三类，并网不上网（30kW-1000kW）、净电量结算方式（小于30kW）和并网且上网，对于并网不上网和净电量结算方式可简化并网程序，且免收并网申请费，不进行接入系统设计审查。



三、分布式光伏并网的成本分析

1. 分布式光伏系统并网成本构成

通常，光伏系统并网成本分为四大部分：光伏系统侧接入成本；电网侧接网成本；电网运行及改造成本；其他费用（如项目设计审查费等）。

光伏系统侧接入成本：指分布式供电系统接入电网运行时，为了满足电网安全运行和用户可靠供电的要求所需要安装的必要设备的费用，包括一次设备、二次设备，根据不同的情况可能含有断路器、同期装置、频率电压异常紧急控制装置、远程监测和控制系统等相关设备费用。按照“谁受益、谁投资”的原则，用户侧接网成本通常由项目业主来投资建设。

电网侧接网成本：指为满足分布式供电系统接入电网以及两者安全运行需求，在公共连接点靠电网侧所需要安装的必要设备。包括一次设备、二次设备，根据不同的情况可能含有断路器、线路及相应保护装置、关口计费表、频率电压异常紧急控制装置、电能质量监测装置等。电网侧接网成本主要由电网企业投资建设，通过输配电价回收。

电网运行及改造成本：电网改造成本指当分布式供电系统渗透率超过配电网接纳能力时，需要对电网进行改造而产生成本，包括线路和变压器的扩容升级、保护装置的更换等。

其他费用：主要指运行维护费用以及接入

系统方案设计、评审费用等。运行维护费用包括项目本体和并网工程的运维费用，其中项目本体的运维费用包括燃料费用、人员工资福利等运行和维护费用，并网工程的运维费用包括系统备用费用和并网工程运行维护成本。通常来说，接入系统方案设计费用占项目初始投资的1%-3%，运行维护费用占项目初始投资的1%-5%。

本节重点研究测算分布式光伏系统并网引起电网侧的相关并网成本。

2. 国外分布式电源并网成本

爱尔兰：爱尔兰接网程序流程大约为6-9个月（不含申请建筑许可）。典型光伏系统并网成本：50-99kW 约为2万英镑，100-150kW 约为4万英镑，其他接入低压配电网的大约为7万英镑。

英国：小于5kW的光伏系统接网成本约800英镑。

加拿大：520kW的光伏系统并网成本约为5.2万美元，折合约100美元/kW，按现有汇率约为35万人民币。

欧盟：欧盟委托多家科研机构，以英国电网为例，研究了不同类型和渗透率分布式电源接入的并网成本，包括电网改造、维护以及主动控制下的限电和实现成本。

3. 影响并网成本的主要因素分析

(1) 渗透率的影响

分布式供电系统渗透率一般定义为分布式供电系统装机容量占所接入配电台区最大用户负荷的比例。当渗透率增大时，分布式供电系统反送入电网的功率也在增大，电网中出现电压越限电流过载问题、短路电流过大问题的设备数量也将不断增加，增大电网改造成本。当渗透率较低时，如5%时，基本不需要进行电网改造，基本不增加电网改造成本。随着渗透率的增加，单位并网成本呈现逐渐增大趋势。

(2) 接入方式的影响

接入方式主要考虑接入电压等级和接入公共电网的方式。

接入电压等级：由于各个不同电压等级的设备成本价格存在较大差异，因此接入电压等级将对改造成本产生影响。一般而言，接入电压等级越高，接入成本越高。

接入公共电网的方式：主要可分为三类，一是专线接入公共电网方式，二是T接接入公共电网方式，三是通过用户内部电网接入公共电网的方式。

专线接入公共电网方式：分布式光伏系统采取专线接入方式可能会增加两部分成本，一是专线接入的线路成本，当距离较远时，线路成本可能占比会较大；二是可能产生的间隔扩建成本，专线接入变电站低压母线侧，要求低压母线留有空余的间隔，否则还需要扩建间隔，

这将会产生一部分接网成本。但是，专线接入公共电网的方式对电网的影响相对较小，降低了接入系统方案的二次设备和通信设备的配置要求，也会减少电网运行管理成本。

T接接入公共电网方式：分布式光伏系统采取T接接入方式就近接入电网馈线，可降低专线接入公共电网的线路成本和间隔扩建成本，但是可能引起潮流反向，将增加接入系统方案的二次设备和通信设备的配置要求，也会增加电网的改造成本。

通过接入用户内部电网接入公共电网的方式：分布式光伏系统就近向用户供电时，可直接接入用户内部电网，减少了线路和间隔扩建成本，减少上网电量的同时降低了对电网的影响，接入系统方案的二次设备和通信设备的配置要求和投入成本也会降低，此种接入方式可减少接网成本的投入，但会增加电网运行管理成本。

(3) 并网方式的影响

分布式光伏系统接入电网，并网方式包括如下三种，一是并网且全部上网——电量全部上网方式，二是并网不上网——电量全部自用方式，三是并网且余电上网——电量自发自用余电上网方式。当出现分布式系统向公共电网反送电的情况，就会形成配电网中的双向潮流，对配电网运行将产生影响，为确保电网的安全运行，接入系统设计方案要求也不尽相同，导致接网成本存在差异。

并网且全部上网 - 电量全部上网：电量全

部上网方式是指分布式光伏系统所发电量全部送入公共电网，此时分布式光伏系统为电源性质，要求分布式光伏系统配置相关的监测和控制设备等。

并网不上网 - 电量全部自用：电量全部自用方式是指分布式光伏系统所发电量全部供给用户使用，此时分布式光伏系统为用户负荷性质，作为负荷管理，不再需要配置监测和控制设备等，但为了防止逆流对配网运行造成的不利影响通常要求安装防逆流装置。

并网且余电上网 - 电量自发自用余电上网：电量自发自用余电上网的方式是指分布式光伏系统所发电量优先供用户自用，多余电量送入公共电网。对于此种方式，分布式光伏系统为介于电源和负荷之间的接入电力系统的新类型装置。

（4）并网点数量和分布的影响

当单个分布式光伏系统项目容量较大时可采用多个并网点并网，并网点的数量和分布方

式将对改造成本产生影响。对于同一个项目采用多点并网时，单个并网点容量相对单点并网时要小，对电网运行的影响也较小，通常将会降低电网的改造成本。但是当渗透率非常高，即使采用多点并网，所接入的线路也要改造时，由于增加了线路改造数量，将增加改造成本。当光伏系统项目分布更为分散时，对配电网的影响相对较小，并网成本也较小。

（5）电网调控策略的影响

当渗透率达到一定水平，要么对电网进行改造，增加电网改造成本；要么通过监控设备限出力，带来光伏系统的限电损失。相比较电网改造成本和监控及限电成本而言，电网改造成本更高。

电网调控策略主要包括被动模式和主动模式两种。在被动模式下，不对分布式光伏系统发电出力进行控制；在主动模式下，电网将根据实际运行情况对分布式光伏系统出力进行控制，调控方式又可分为出力调度和安全调度。



被动模式：被动模式在渗透率较小时不需要投入改造成本，但是在渗透率较高时，为了满足分布式光伏系统余电消纳的需要，需要对电网进行扩容改造，电网改造成本投入较高，但电网运行调控难度较低，运行成本相对较低。被动方式电网改造主要包括两部分，一是电压越限电流过载情况下的电网设备改造主要是更新现有线路和变压器，降低线路和变压器阻抗，减小反向功率对电压的影响，二是短路电流过大情况下的电网设备改造主要是升级现有断路器，提高断路器的开断能力。

主动模式：主动模式通过安装必要的监测和控制设备，根据负荷需求的变化和配网实际

的配电能力对分布式光伏系统出力进行调控，尽可能降低电网改造成本。主动模式下电网改造成本投入相对较低，但运行调控难度较大，增加了运行成本。主动模式电网改造成本主要分为两大类，一是主动模式的实现成本。为对分布式供电系统出力的优化控制，要求对分布式光伏系统以及电网的运行状态进行监测，并通过优化软件进行优化控制策略的分析判断，最后利用远程控制设备实现分布式供电系统出力限制和配电网运行控制，由此增加的成本。二是主动模式的电网改造成本，即考虑限电的电网改造成本。

4. 电网侧并网成本测算

(1) 分布式光伏系统接网成本

分布式供电系统接网主要设备包括一次系统、系统继电保护及自动装置、系统调度自动化、系统通信、计量等设备。下表给出了光伏分布式供电系统在不同接入系统设计方案的单个并网点接网成本。

表 4-1：不同接入系统设计方案的单个并网点接网成本分析

电压等级	接入方式	并网方式	电网侧(万元)
380V	专线接入箱变或配置电室低压母线	并网且上网	9
	T 接接入 380V 线路	并网且上网	8
	接入用户内部电网	并网且上网	7
		并网不上网	12
10 kV	专线接入变电站 10kV 母线	并网且上网	47
	T 接接入 10kV 线路	并网且上网	45
	专线 -10kV 用户箱变或配置电室	并网且上网	35
		并网不上网	40
	T 接 -10kV 用户箱变或配置电室	并网且上网	35
		并网不上网	40

(2) 分布式光伏系统引起的电网运行及改造成本

下表给出了采用 T 接接入方式时，分布式光伏供电系统接入引起的电网改造成本。

表 4-2 不同渗透率分布式光伏系统并网引起的电网改造成本

单位：元 / 千瓦

情景	分散方式			相对集中方式			集中方式		
	被动模式	主动模式		被动模式	主动模式		被动模式	主动模式	
		改造成本	实现成本		改造成本	实现成本		改造成本	实现成本
10%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20%	0	0	0	375	0	240	720	252	120
30%	200	0	161	585	84	161	719	506	80
40%	365	0	240	705	239	120	840	564	60

5. 分布式光伏系统电网侧并网成本典型案例分析

影响分布式光伏系统并网成本的因素很多，目前实际工程案例也十分有限，很难得出一般性数量结论，本节通过典型案例进行量化分析。典型案例选取某在建分布式光伏供电系统项目，计算不同并网运行方案下的电网侧并网成本。

项目基本情况：项目装机容量为 600kW，项目位于某座办公楼屋顶，该办公楼最大负荷为 300kW，由用户自有的 10kV 变电站供电。项目初始投资为 720 万元。

并网运行方案：根据项目和负荷信息，初步确定了四种并网运行方案：

- ①单个并网点，专线接入 10kV 低压母线，电量全部上网，电网运行采用被动模式；
- ②单个并网点，专线接入 380V 低压母线，电量全部上网，电网运行策略采用被动模式；
- ③ 2 个并网点，分别接入 2 条 380V 用户内部电网，采用并网且上网方式，电网运行策略采用主动模式；
- ④ 2 个并网点，分别接入 2 条 380V 用户内部电网，采用并网且上网方式，电网运行策略采用主动模式。

电网侧并网成本：根据电网、分布式光伏系统和用户用电负荷特性计算得出结果如下。按照

运行维护费占 5%，内部收益率 8%，光伏系统运营期 20 年，年等效利用小时数为 1040 小时进行计算，度电并网成本计算结果见下表。

表 4-3： 分布式光伏供电系统并网电网侧并网成本

	电网侧 接网成本	电网改造 成本	其他费用（接入 系统设计费等）	总成本	经营期度电 并网成本
单位	万元	万元	万元	万元	元 / 千瓦时
方案 1	47	0	5	52	0.075
方案 2	9	0	5	14	0.020
方案 3	14	20	5	39	0.056
方案 4	14	0	5	19	0.027

综合来看，低渗透率情况下，T 接直接接入公共电网或通过用户内部电网接入公共电网的方式，电网侧投入的接网费用相对较低；高渗透率情况下，直接接入公共电网的方式，电网侧投入的接网费用相对较低。

接入低电压等级投入的接网费用相对较低。

方案②在低渗透率情况下，电网侧投入的并网成本最低，折合约 0.02 元 / 千瓦时，该方案发电量全部上网，且运行控制采用主动策略，大大降低了运行维护成本，但该方案不利于鼓励自发自用。

方案④在低渗透率情况下，电网侧投入的并网成本较低，折合约 0.027 元 / 千瓦时，该方案发电量自发自用余电上网，且运行控制采

用主动策略，增加了运行维护成本。

案例分析结果表明，通过优化接网方式可降低并网成本，低渗透率情况下，电网侧接网成本约 0.02 元 -0.03 元 / 千瓦时。



四、对我国制定光伏发电上网政策的启示

综上所述，国外分布式光伏发电系统并网的经验表明，分布式光伏发电系统并网运行的确对配电网的运行有影响，片面强调光伏发电系统一方的责任，加大接网投入，使系统满足配网运行的要求；或片面强调电网一方的责任，加大电网控制、改造的投入，满足分布式光伏发电系统并网运行需要，都可以实现分布式光

伏发电系统的并网利用，但都不是最经济的利用方式，对双方也都是不公平的。只有根据不同发展阶段光伏发电系统的发展定位和发展要求，在政府政策支持下，以系统利用总成本最低为目标，光伏发电系统、电网共同分担，因地制宜选择不同的接入方式，才能实现分布式光伏发电系统的持续发展。







5

光伏分类电价测算 和建议方案

第五章

一、光伏电价的影响因素

光伏电价的测算应该采用成本加合理利润的方式，通过发电成本影响电价的主要因素，包括电站的初投资，光伏电站年等效利用小时数，运行维护费用等等，其中初投资和发电量是最主要的影响因素，运行维护费用和其它边界条件是次要影响因素。详见如下所列：

- (1) 电站的初投资：包括前期费用、设计、设备、土地、建筑、施工、系统安装、运输仓储、验收、利润、管理、财务成本等；
- (2) 年等效利用小时数：主要影响因素如下：
 - 太阳能资源和气候条件；
 - 运行方式（固定安装、自动跟踪）；
 - 系统各个部的效率（如：控制器、逆变器、变压器、自耗电等）；
 - 各类损失：（如：光伏组件串并联损失、电池板衰减、温度损失、灰尘、遮挡、线路损失及其它损失）；
 - 系统的可靠性、故障率和电网质量。
- (3) 运行维护费用：人员工资、大修小修、设备更换、故障排除、水电费等。
- (4) 其它边界条件：财务成本、税率及利润水平等。

1. 光伏电站建设初始投资

按照目前的有关技术规定，光伏电站工程的建设投资主要由辅助工程施工费、设备及安装工程费、其他费用和基本预备费构成，加上建设期利息，构成光伏电站建设初始投资。其中，施工辅助工程包括道路施工、供电、供水及其他施工辅助工程；其他费用包括建设用地补偿费、工程建设管理费、工程前期费及勘察设计费等；光伏电站设备主要包括光伏组件、逆变器、平衡系统以及其他费用。如果不考虑大型电站的土地使用费用或建筑光伏的屋顶使用费用，光伏组件成本在 2012 年上半年之前一直占投资的一半左右，2012 年下半年后，由于光伏电池企业大幅度降价以换取现金的情况更为严重，光伏电池组件价格下降明显，使光伏组件在总初始投资的占比降到 40-45%。

光伏系统的初始投资在 2008 年 9 月前变动不大。2005 年，国内刚刚开始建设并网光伏项目时，在项目规模小、数量少的情况下，电池组件成本在 35 元 / 瓦左右，系统初始投资在 6 万元 / 千瓦左右。一直到 2008 年 9 月前，国内晶体硅光伏组件价格仍维持在 30 元 / 瓦的价格水平，光

伏系统初始投资在 5 万元 / 千瓦左右。2008 年金融危机后，光伏组件价格大幅度下降，2009 年上半年光伏组件价格约为 13-15 元 / 瓦，此后频繁波动，但总体趋势呈现速度较缓的下降趋势。进入 2011 年，由于国际光伏市场政策影响，光伏行业竞争激烈，引起光伏电池价格大幅度下降。

2012 年，如德国、西班牙和意大利等政策调整频繁，欧洲市场规模与 2011 年相比有所下降。我国光伏产业对 2012 年光国际伏市场增速也预期过高，导致国内光伏产能严重过剩，加上美国对我国光伏产品双反终裁结果以及欧盟启动双反调查，国内光伏电池和组件价格继续大幅度下滑，尤其是在 2012 年四季度，受资金压力影响国内光伏企业“变现”（组件换现金）普遍，多家光伏企业都在以超低价抛售光伏电池和组件。2012 年一季度光伏组件价格普遍在 6 元 / 瓦、逆变器普遍在 0.8 元 / 瓦、光伏电站投资在 12 元 / 瓦左右，而到了 2012 年四季度光伏组件价格已经降至 4.5 元 / 瓦左右、逆变器 0.6 元 / 瓦左右，光伏发电的初始投资成本已经达到 9-10 元 / 瓦。见图 5-1。

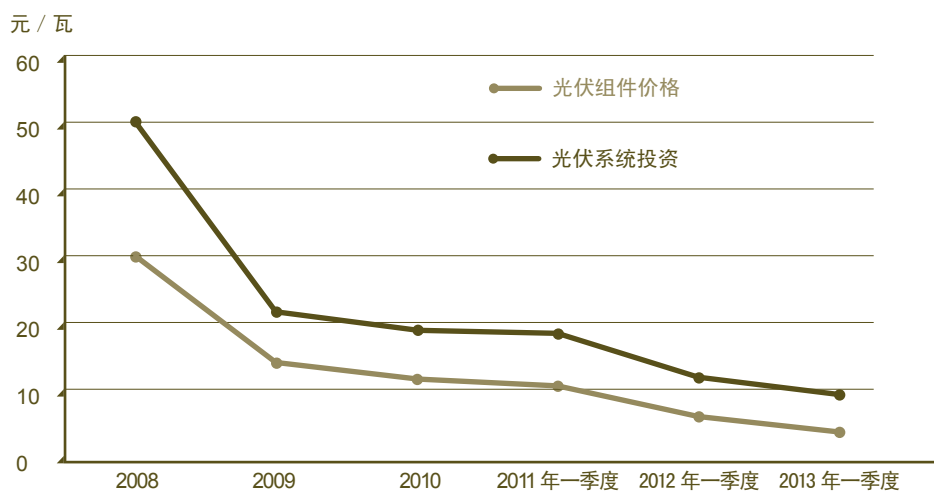


图 5-1 近年来光伏组件价格和大型光伏电站单位投资变动情况

尽管 2012 年下半年的光伏组件的招标价在 3.0 元 -4.0 元 /W 之间，系统总承包价格有些已经跌破 1 万元 /kW，但根据最新 GTM 报导（见图 5-2、5-3 以及表 5-1）和对光伏组件生产商的调查，光伏组件的制造成本大约在 0.62-0.65USD/w，全成本大约在 0.7USD/w 左右，合理售价在 0.73USD/w（约合人民币 4.5 元 /w）。

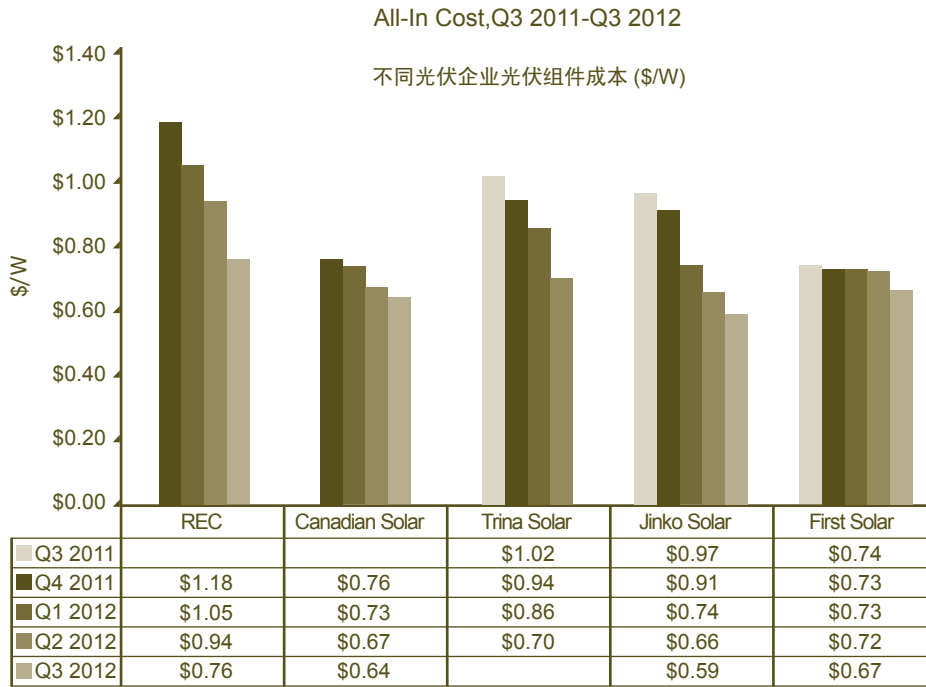


图 5-2 不同光伏企业光伏组件成本

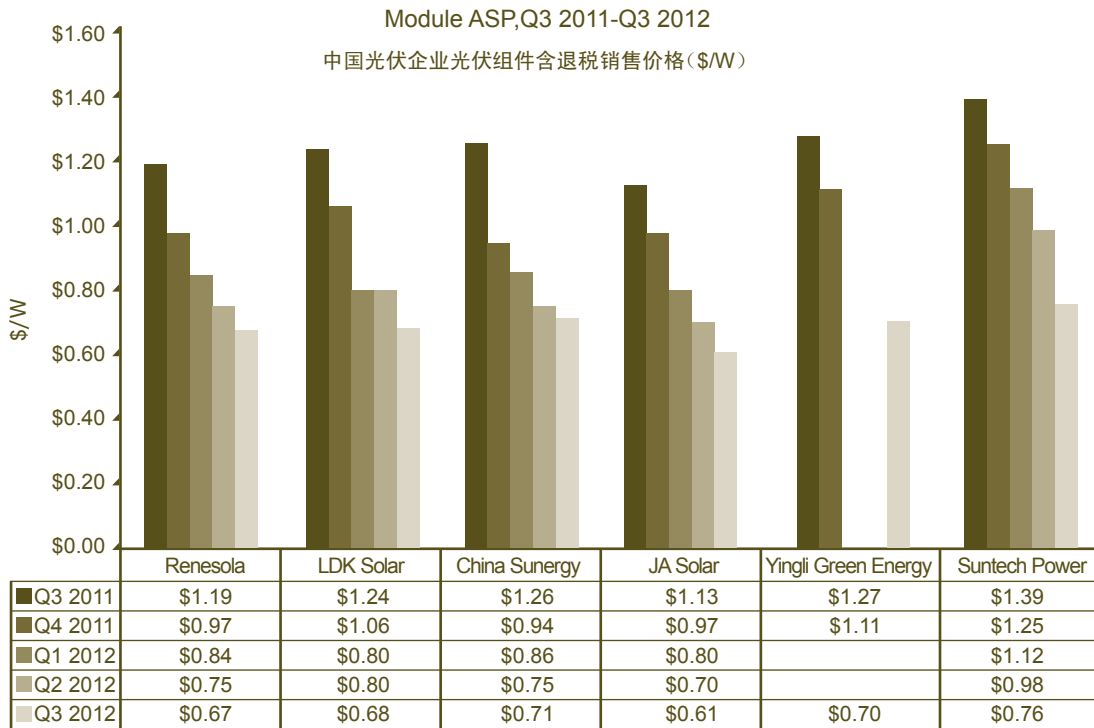


图 5-3 中国光伏企业光伏组件含退税销售价格

资料来源: PV News 2012 Dec.

表 5-1 中国主要光伏制造企业组件成本和售价

制造厂家	常州天合	保定英利	苏州阿特斯	浙江正泰	江苏晶科	平均值
组件制造成本 (USD/Wp)	0.62	0.64	0.64	0.63	0.59	0.62
组件全成本 (USD/Wp)	0.69	0.72	0.72	0.71	0.66	0.70
组件合理售价 (USD/Wp)	0.73	0.75	0.75	0.74	0.69	0.73
折合人民币 (元/Wp)	4.52	4.67	4.67	4.59	4.30	4.55

资料来源: PV News 2013 Jan.

对大型地面电站而言,除光伏组件价格外,由于其占地面积大,因此用地费用也对项目投资有比较大的影响。目前西部地区一般对光伏发电项目用地提供免费或相当低廉的价格,但这种优惠政策并不是确定的,随时可能会产生变化,若取消目前享有的用地优惠政策,项目总投资可能增加 5% 以上。

2. 2013 年并网光伏系统的投资水平

本投资测算基于 2012 年下半年合理的市场价格对并入公共输电网的光伏电站和采用普通光伏组件与建筑相结合的并入配电网的分布式光伏发电系统的初投资进行测算,采用特殊光伏组件的光伏建筑一体化项目不含在此。

• 1MW 分布式并网光伏系统概算

表 5-2 1MW 光伏系统概算表 单位: 万元

序号	工程或费用名称	设备	建筑安装	其他	合计	占投	单位取
		购置费	工程费	费用		资额	
一	设备及安装工程	700.00	60.00		760.00	76.00%	7.60
1	光伏组件及安装	430.00	15.00		445.00	44.50%	4.45
2	光伏支架	80.00	15.00		95.00	9.50%	0.95
3	逆变器及安装	80.00	10.00		90.00	9.00%	0.90
4	通信和监控系统设备及安装工程	30.00	10.00		40.00	4.00%	0.40
5	其他设备及安装	80.00	10.00		90.00	9.00%	0.90
二	建筑工程		150.00		150.00	15.00%	1.50
1	屋面处理		10.00		10.00	1.00%	0.10
2	基础及接地		10.00		10.00	1.00%	0.10
3	电缆及铺设		70.00		70.00	7.00%	0.70

4	电网接入		20.00		20.00	2.00%	0.20
5	设备运输及仓储		40.00		40.00	4.00%	0.40
三	其他费用			80	80.00	8.00%	0.80
1	屋面租用			15	20.00	2.00%	0.15
2	勘察设计费			15	15.00	1.50%	0.15
3	建设管理费			50	50.00	5.00%	0.50
	一~三部分合计	700.00	210.00	80.00	990.00	99.00%	9.90
	基本预备费				10	1.00%	0.10
	静态总投资(万元)				1000.00	100.00%	10.00
	单位千瓦静态投资	万元/kW			1.0		

注：为使电价测算结果更为合理，本报告未采用2012年招标价格，而是采用成本加合理利润方式确定，单位系统投资为1万元。（见图5-2、图5-3）

•10MW 并入公共电网的大型光伏电站概算

表 5-3 10MW 并入公共电网的大型光伏电站概算表 单位：万元

序号	工程或费用名称	设备	建筑安装	其他	合计	占投	单位取
		购置费	工程费				
一	设备及安装工程	6450.00	420.00		6870.00	68.70%	6.87
1	光伏组件及安装	4300.00	150.00		4450.00	44.50%	4.45
2	固定支架	800.00	150.00		950.00	9.50%	0.95
3	逆变器及安装	700.00	50.00		750.00	7.50%	0.75
4	通信和监控系统设备及安装工程	150.00	20.00		170.00	1.70%	0.17
5	其他设备及安装	500.00	50.00		550.00	5.50%	0.55
二	建筑工程		1830.00		1830.00	18.30%	1.83
1	方阵基础和地网		500.00		500.00	5.00%	0.50
2	电缆及铺设		700.00		700.00	7.00%	0.70
3	房屋建筑工程		200.00		200.00	2.00%	0.20
4	电网接入		230.00		230.00	2.30%	0.23
5	交通和仓储		100.00		100.00	1.00%	0.10
6	施工辅助工程		100.00		100.00	1.00%	0.10

三	其他费用			1200.00	1200.00	12.00%	1.20
1	建设用地费			500.00	500.00	5.00%	0.50
2	建设管理费			500.00	500.00	5.00%	0.50
3	勘察设计费			200.00	200.00	2.00%	0.20
	一~三部分合计	6450.00	2250.00	1200.00	9900.00	99.00%	9.90
	基本预备费				100.00	1.00%	0.10
	静态总投资				10000.00	100.00%	10.00
	单位千瓦静态投资	万元 /kWh			1.00		

由于中国分布式发电的规模并不小(从几百千瓦到几兆瓦),大型电站的规模化效应并不明显,而且相比于 BIPV 在电网接入和土地费用等方面又增加开支,因此总投资也在 1 万元 /kW 左右。

3. 光伏电站的年等效利用小时数

光伏电站的年等效利用小时数与多个因素相关,最重要的几个因素是太阳能资源、光伏电池效率、系统是否采用跟踪系统。

(1) 太阳能资源分区和分区满发小时数

根据 30 年 655 个国家基本观测站点的实测结果以及通过模型计算,总的来说,我国太阳能资源十分丰富。但是由于我国幅员辽阔,各地太阳能资源量差距较大,其中西部地区太阳能资源普遍丰富,东中部居中,川(东中部)渝贵湘鄂等属于太阳能资源差的地区,与西部太阳能资源丰富地区相比,其太阳能资源仅能到达西部地区的 1/2。根据资源分布可划分为四个区域,见图 5-4:



图 5-4 中国水平面太阳辐射分布和资源分布图

我国从 1953 年开始测量太阳辐射，气象台站数量从解放初的 70 个发展到现在的 2610 个，其中气象站 2300 个（县级气象站），气象台 310 个。

从国家气象局网站上可以查到全国 122 个基准气象台 1957-2011 年的辐射数据（不包括台湾、香港和澳门），其中有 10 年以上数

据的台站有 96 个。1993 年以前，全国有 66 个气象台有水平面太阳总辐射和散射辐射的数据，1993 年以后，全国只有 17 个气象台有水平面太阳总辐射和散射辐射的数据。

本报告依据 96 个基准气象台站 10 年平均水平面总辐射数据进行等效利用小时数的测算。

表 5-4 本报告测算光伏电价所用站点各地区分布情况

地区	站点个数	地区	站点个数	地区	站点个数
东北地区		华北地区		西北地区	
辽宁	3	北京	1	陕西	3
吉林	2	天津	1	甘肃	6
黑龙江	5	河北	1	青海	5
蒙东	4	山西	3	宁夏	2
		蒙西	4	新疆	9
华东地区		中南地区		西南地区	
上海	2	河南	3	重庆	1
江苏	3	湖北	2	四川	6
浙江	2	湖南	3	贵州	1
安徽	2	广东	2	云南	5
福建	2	广西	3	西藏	4
江西	2	海南	1	合计	96
山东	3				



图 5-5 基准气象站分布图

从上面基准气象站的分布可以知道，这些气象台站基本覆盖了除港、澳、台外的中国全部省级区划，每个台站代表一个资源和气候区，结合太阳能资源分区和地理分布，将全国划分为 4 个资源区，（见表 5-5）：

表 5-5 我国太阳能资源分区表

资源分区	水平面年总辐射量		年等效利用小时数	测算取值	对应台站数量
	MJ/m ²	kWh/m ²	小时 / 年	小时 / 年	个
I	> 6000	> 1700	> 1600	1600	16
II	5400-6000	1500-1700	1400-1600	1400	17
III	4500-5400	1240-1500	1200-1400	1200	27
VI	< 4500	< 1250	< 1200	1000	36

注：年等效利用小时数采用 RetScreen 软件对固定倾角倾斜光伏方阵的发电量进行计算得出，大型光伏电站系统效率按照 80% 计算；对于分布式光伏，系统效率大约 75%，在电价水平上需考虑比大型光伏电站提高适当幅度。

（2）运行方式和系统效率 / 损失的影响

1) 光伏系统安装和运行方式的影响

不同的安装和运行方式，对光伏系统的发电量影响很大。光伏系统的安装和运行方式分为固定倾角、单轴向日跟踪、方位角向日跟踪和双轴向日跟踪多种形式（见图 5-6）：

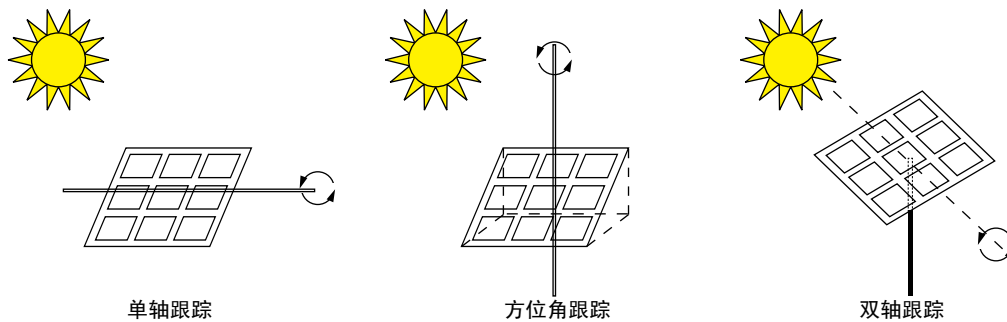


图 5-6 太阳跟踪装置

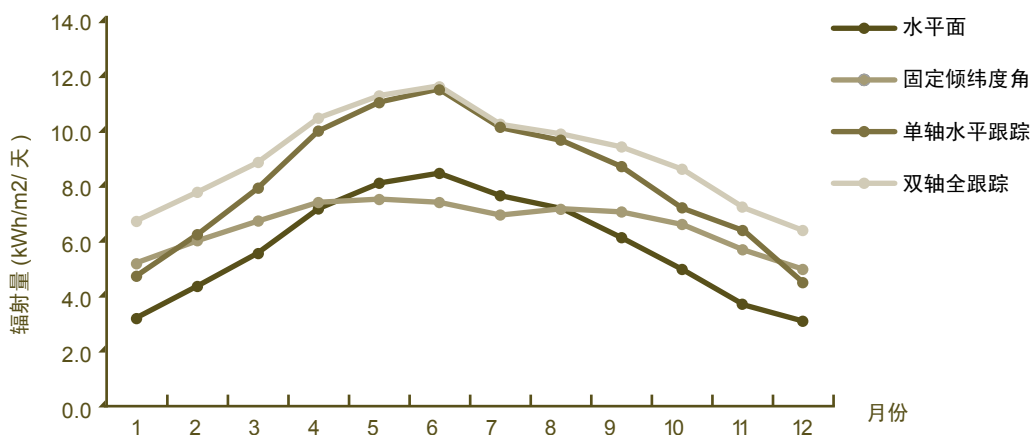


图 5-7 全年不同安装和运行形式的辐射量

根据美国 Arizona 州 Phenix WBAN No. : 23183 气象站 (纬度: 33.43 °N, 经度: 112.02 °W, 海拔: 339 米, 气压: 974 毫巴) 30 年的测试数据 (1961-1990) 的测试数据:

- 固定纬度角: 比水平面提高 14%;
- 单轴水平跟踪: 比水平面提高 40%;
- 单轴跟踪倾纬度角: 比水平面提高 51%;
- 双轴高精度跟踪: 比水平面提高 56%。

当然, 具体辐射量的提高的比例受当地纬度、海拔、太阳辐射直射分量等多种因素影响, 不同地点虽然运行方式一样, 辐射量提高的比例也会有不同。在我国大陆地区, 固定倾角安装方式比水平面辐射量提高的比例大约在 10%-15%。

本文在计算时采用 RetScreen, 仅软件对不同资源区固定方阵光伏发电量进行计算, 尽管自动向日跟踪系统尽管可以大大提高发电量, 但除初投资外运行维护费用也相应增加, 且增幅因采用的技术方法不同而异, 不具备预估条件。因此, 本文不对自动跟踪光伏方阵进行计算。

2) 系统效率和各类损失的影响

系统效率包括控制器、逆变器、变压器等电气设备的效率; 各类损失包括: 光伏组件串并联损失、电池板衰减损失、温升损失、灰尘及其他遮挡损失、线路损失及其它损失。计算范例见表 5-6。

表 5-6 并网光伏系统的效率计算举例

效率 / 损失	组件串 并联损 失	温升损失	线路损失	灰尘 / 遮挡	逆变器 效率	变压器 效率	其它设 备效率
数值	2%	10%	3%	1%	95%	98%	99%
系数	98%	90%	97%	99%	95%	98%	99%
总体效率	$0.98 \times 0.9 \times 0.97 \times 0.99 \times 0.95 \times 0.98 \times 0.99 = 0.781$						

地面安装的大型光伏电站的光伏阵列一般不受安装倾角和朝向的限制，也不容易受到遮挡，但城市中的分布式光伏发电则会受到一些限制，因此系统效率也会偏低。综合分析：

- 独立光伏电站效率：70-75%，一般取 70%；
- 大型光伏电站效率：75-85%，一般取 80%；
- 分布式光伏系统效率：73-78%，一般取 75%。

(3) 光伏电池效率

在同样的太阳能资源条件下，不同的光伏电池效率也有所差别，目前晶体硅电池效率要普遍高于薄膜电池。商业化生产的单晶硅电池的转换效率已达到 16%-20%，多晶硅已达到 14%-16%，而薄膜太阳能电池的转换效率达到 6%-11%。本报告按照目前市场主流的多晶硅光伏电池的效率水平考虑。

4. 光伏发电系统运行成本

相对于初始投资和太阳能资源量、建设条件等，光伏系统系统运行情况和成本受到的关注度较低，但在光伏组件成本大规模下降的情况下，光伏发电系统运行成本在电站收益中的影响越来越大。光伏发电的运行总成本一般由以下几项构成：折旧费、维修费、人员工资福利、保险费、利息以及其他费用等。在各项成本中，折旧费、维修费和利息是最重要的组成部分。

$$\text{折旧费} = \text{固定资产原值} \times \text{折旧率}$$

$$\text{折旧率} = 1 / \text{折旧年限} \times 100\%$$

目前对光伏发电折旧比例没有明确要求，国外通常是 10 - 13 年，折旧率在 7.5-10%，而国内项目经营期年限一般为 20 年，折旧期为 5 年，折旧率 6.67%。

电价测算中，运行和维护成本一般按固定资产的比例提取，根据国外的经验，光伏系统无论是大型地面电站还是屋顶光伏，一般都是免维护的，不需要专门的人员值守，按照 0.5% 的比例

就足够，国内在 2011 年之前通常为 0.5% 左右。但实际上，国内的光伏系统运行条件与国外尤其是美欧发达国家有很大的差别，大型电站需要专门的人维护和值守，屋顶系统没有人维护的情况，也会出现由于脏污、出力和效率降低的情况，并且各个光伏系统之间运维成本差异很大。此外，目前土地使用税费也有很大差别，如果每年土地使用税费为 2-6 元 / 平方米，则折合 0.04-0.12 元 / 瓦，占初始投资总额的 0.4-1.2%，几乎与国外的光伏电站整体运维费用相当。因此我国目前光伏电站运行维护费率取 0.5% 是相对偏低的。本报告结合上述原因运维费率取 2%。

二、2013 年大型光伏电站合理电价测算

本报告中，对光伏电价的测算采用 2006 年出版的《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》中的方法。电价由以下部分组成：

上网电价 = 发电成本 + 税金 + 利润（税后）

其中：

- 发电成本 = 折旧费 + 维修费 + 工资福利 + 保险金 + 利息 + 其他
- 税金 = 增值税 + 增值税附加 + 所得税
- 增值税 = 度电售电收入 / (1 + 增值税率) × 增值税率 - 增值税进项抵扣 / 上网电量
- 增值税附加 = 增值税 × 附加税率
- 所得税 = (售电收入 - 发电成本 - 增值税及附加) × 所得税率
- 利润 = 售电收入 - 发电成本 - 税金

内部收益率 (IRR) 计算公式：

$$NPV = \sum_{i=0}^n CF_i \times (1 + IRR)^{-i} = 0$$

其中 NPV 为净现值，CF 为第 i 年的净现金流。通过选择适当的电价水平，使得项目的净现值在给定预期收益率下，净现值为 0。该电价为基准收益率下的上网电价。或者在确定的电价水平下，计算 NPV 值。

1. 财务测算边界条件

表 5-7 并网光伏电价测算边界条件

电价测算边界条件			
单位静态投资 (万元 /kW)	0.8-1.4	折旧期	15 年
年满发小时数 (小时)	800-1800	固定资产形成率	90.0%
运营期	20 年	增值税率 ²	17.0%
贷款比例	80%	所得税率	25.0%
贷款年限	15 年	附加税率 ³	10.0%
贷款利息	6.55%	税后基准内部收益率	8.0%
年运行费用	2.0%	资金回收年限	< 15 年

2. 测算结果

表 5-8 考虑增值税抵扣的光伏发电各档合理电价

并网光伏 (0.8 万元 /kW)		并网光伏 (0.9 万元 /kW)		并网光伏 (1.0 万元 /kW)		并网光伏 (1.1 万元 /kW)		并网光伏 (1.2 万元 /kW)		并网光伏 (1.3 万元 /kW)	
年满发 (小时/年)	电价 (元 /kWh)	年满发 (小时/年)	电价 (元 /kWh)	年满发 (小时/年)	电价 (元 /kWh)	年满发 (小时/年)	电价 (元 /kWh)	年满发 (小时/年)	电价 (元 /kWh)	年满发 (小时/年)	电价 (元 /kWh)
800	1.26	800	1.41	800	1.57	800	1.73	800	1.88	800	2.04
900	1.12	900	1.26	900	1.4	900	1.54	900	1.68	900	1.82
1000	1.01	1000	1.13	1000	1.26	1000	1.38	1000	1.51	1000	1.63
1100	0.92	1100	1.03	1100	1.14	1100	1.26	1100	1.37	1100	1.49
1200	0.84	1200	0.94	1200	1.05	1200	1.15	1200	1.26	1200	1.36
1300	0.77	1300	0.87	1300	0.97	1300	1.06	1300	1.16	1300	1.26
1400	0.72	1400	0.81	1400	0.9	1400	0.99	1400	1.08	1400	1.17
1500	0.67	1500	0.75	1500	0.84	1500	0.92	1500	1.01	1500	1.09
1600	0.63	1600	0.71	1600	0.79	1600	0.86	1600	0.94	1600	1.02
1700	0.59	1700	0.67	1700	0.74	1700	0.81	1700	0.89	1700	0.96
1800	0.56	1800	0.63	1800	0.7	1800	0.77	1800	0.84	1800	0.91

2: 最新出台的国务院文件提出, 光伏发电可以享受与风力发电相同的税收政策, 风电可以享受增值税 50% 即征即退政策, 但是该政策目前并未在光伏发电行业得到落实, 因此本报告按照光伏仍执行 17% 的增值税税率来计算各档光伏电价。

3: 附加税率包括: 城市建设费 5%, 教育附加费 3%, 地方教育附加 2%。

按照光伏系统初投资 1.0 万元 /kW，则 4 档资源分区电价见表 5-9：

表 5-9 光伏系统初投资 1.0 万元 /kW，则 4 档资源分区电价分析

太阳能资源区	优秀	好	较好	一般
全年等效利用小时数（小时）	1600	1400	1200	1000
合理电价（元 /kWh）	0.79	0.90	1.05	1.26
建议电价（元 /kWh）	0.80	0.90	1.00	1.20

按照光伏系统初投资 0.9 万元 /kW，则 4 档资源分区电价见表 5-10：

表 5-10 光伏系统初投资 0.9 万元 /kW，则 4 档资源分区电价分析

太阳能资源区	优秀	好	较好	一般
全年等效利用小时数（小时）	1600	1400	1200	1000
合理电价（元 /kWh）	0.71	0.81	0.94	1.13
建议电价（元 /kWh）	0.70	0.80	0.95	1.10

3. 大型光伏电站分类电价建议方案

2011 年光伏固定电价政策出台后，引发了西部部分地区建设光伏电站的热潮。而进入 2012 年后，除西藏外其他地区固定电价水平降低到 1 元 / 千瓦时，尽管如此中国光伏市场在 2012 年并未见太大起色，这主要是因为有多种因素影响了项目开发成本，使光伏对于传统发电行业仍然不具备经济竞争力，为此业界也一直在期待和呼吁政府细化和完善光伏电价政策。

参考风电标杆电价制定和实施的经验，建议对大型光伏荒漠电站出台合适水平的分区电价。如果不考虑限制出力因素，建议如下：

(1) 大型光伏电站仍以鼓励西部有较好的资源条件、土地条件同时具备良好电网送出条件的地区优先发展为原则。建议对西部地区和东中部资源条件相对较好地区，采用经营期合理利润定价的方式；而对东中部资源条件较差、土地资源较为稀缺的省份，可利用合理的电价政策引导这些地区以光伏分布式开发利用为主，不鼓励发展大型光伏电站。

(2) 由于光伏产业受国际市场影响较大以及考虑技术进步的潜力，未来电站的投资成本仍有可能发生变动，建议对光伏组件、光伏系统的价格进行以月为周期的跟踪，定期测算各

地区的电价水平，在需要和合适的时候再对电价水平进行调整。

(3) 对于大型地面光伏电站和集中开发的并入公共配电网的分布式光伏系统，政策应尽量向太阳能资源较好、有适合开发光伏电站的

土地（荒漠土地）大规模屋顶资源的地区引导。根据这一原则，资源较差地区的光伏上网标杆电价应适当压低，建议全国分区光伏上网标杆电价见表 5-11：

表 5-11 大型光伏荒漠电站全国分区电价水平建议

资源分区	水平面年总辐射量		年等效利用小时数	测算取值	建议标杆电价
	MJ/m ²	kWh/m ²	小时 / 年	小时 / 年	(元 / kWh)
I	> 6000	> 1700	> 1600	1600	0.80
II	5400-6000	1500-1700	1400-1600	1400	0.90
III	4500-5400	1240-1500	1200-1400	1200	1.00
VI	< 4500	< 1250	< 1200	1000	1.10

注：电网公司按照分区光伏标杆电价全额收购光伏电量，但电网公司仅支付当地脱硫燃煤标杆电价，国家对超出部分给予补贴

三、2013 年分布式光伏发电系统补贴电价测算

1. 分布式光伏发电系统的补贴模式和政策原则

- 分布式光伏发电系统的运行模式为“自发自用，余电上网”，政策导向为鼓励自发自用，因此，自用光伏电量的收益既要高于余电上网电量的收益，也要高于大型并网光伏电站电量上网的收益；
- 对于自用光伏电量，国家在用户用电电价的基础上给予补贴，补贴至合理收益标准；对于光伏富余上网电量，电网公司以当地脱硫燃煤标杆电价全额收购（当前全国脱硫燃煤

电价为 0.235-0.4941 元 / kWh），国家也对光伏富余上网电量给以适当补贴，以减少光伏开发商的投资风险；

- 为了鼓励分布式光伏的发展，减少线损，就地消纳，同时节约政府补贴资金（与按照光伏上网标杆补贴方式相比，46GW 光伏装机 20 年内补贴额减少 1300 亿元），在同一资源区内，应优先鼓励安装分布式光伏发电，考虑到分布式光伏系统效率要比大型光伏电站低 5%，因此在设置补贴时，应使分布式光伏发电自用电量的度电收益比大型光伏电

站的度电收益高 25% 左右，以吸引开发商优先选择分布式光伏发电开发模式；

- 分布式光伏系统装机的设计原则应当以自用为主，富余上网电量的度电收益应当较大幅度低于当地光伏标杆上网电价，以避免光伏开发商一味追求规模，出现大量反送电量，一方面给电网管理带来很大问题，另一方面不利于节约资金。

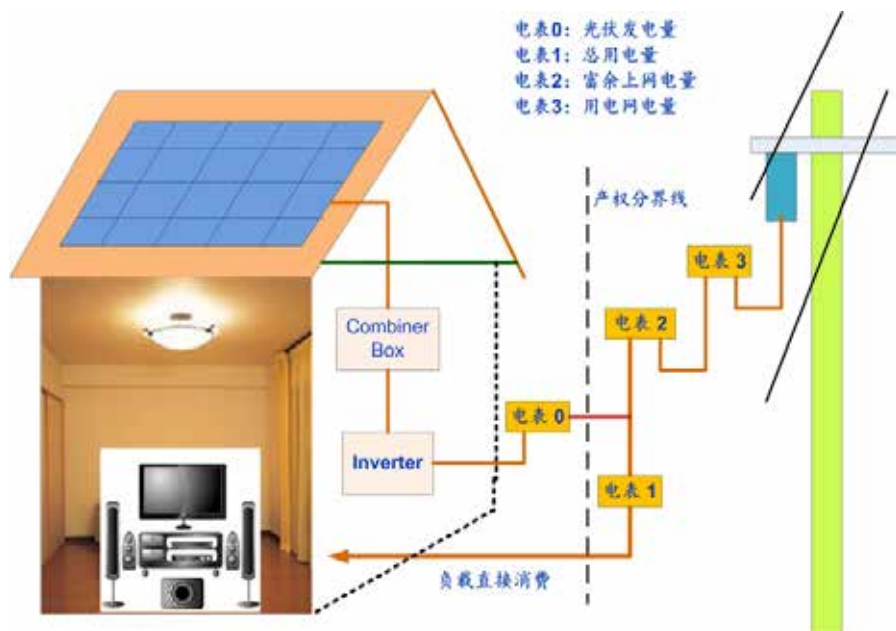


图 5-8 光伏分布式接入图

根据以上提到的原则，分布式光伏发电的相关政策建议将基于如下设置：

- 并网点在电网用户电表的负载侧，发自自用；
- 国家对光伏的补贴方式包括：对于自用电量 给以固定度电电价补贴，或是按照分区标杆电价的 125% 给以固定光伏电价补贴，执行期 20 年；
- 反送到电网的光伏电量，电网按照燃煤脱硫电价收购，国家对于反送电量也给予适当固定度电补贴。
- 需要 4 块电表：用户原有用电（电网电

量）电表 3，反送电表 2（余电上网），光伏总发电量电表 0，用户总用电电表 1。

- 自用光伏电量 = 表 1 - 表 3，富余上网光伏电量 = 表 2
- 电表 0：开发商自装，普通电表仅记录光伏发电量；电表 1：电网公司安装，自动记录总用电量并能按照峰、平、谷自动计费；电表 2：电网公司安装，自动记录富余上网电量并按照脱硫电价自动计费；电表 3：电网公司安装，自动记录电网用电量并能按照峰、平、谷自动计费。

2. 不同补贴方式探讨

(1) 全国当前用电电价水平

当前全国用电电价基本分三类（农业用电暂不考虑），列表如下：

表 5-12 典型省区 3 类用电电价水平（2013 年）

省市区	资源分区	标杆电价 (元/千瓦时)	分布式光伏 分区电价 (元/千瓦时)	一般工商业	大工业	居民、学校
				峰谷平综合电价	峰谷平综合电价	基本用电电价
				(元/千瓦时)	(元/千瓦时)	(元/千瓦时)
北京	III	1	1.25	0.93	0.78	0.49
蒙东	II	0.9	1.15	0.84	0.54	0.47
上海	VI	1.1	1.35	1.05	0.84	0.62
湖北	VI	1.1	1.35	1.12	0.78	0.57
四川	I	0.8	1	0.99	0.75	0.52
	II	0.9	1.15	0.99	0.75	0.52
	VI	1.1	1.35	0.99	0.75	0.52
青海	I	0.8	1	0.7	0.47	0.45
平均			1.2	0.95	0.71	0.52

从上表可以看出 3 个特点：

- 资源好的地方用电电价普遍偏低，而资源较差的地区用电电价普遍偏高，如果在用电电价上进行补贴，补贴到同样的收益水平，补贴额基本相同，因此总的来看，可以不考虑资源差异；
- 但是对于四川省，不同地区用电电价相同，但资源差异大，采用固定度电补贴很难兼顾资源差异和用户电价差异，否则就会产生 12 档补贴电价（资源 4 档，用电电价 3 档）；
- 不同用电户的用电电价差异较大，需要按照不同用电户分类设定补贴标准（3 档）。



根据用户用电电价水平，自用电收益水平比标杆电价高 25%，富余上网光伏电量收益水平比标杆电价低 30%，固定度电补贴分为 3 档测算：

表 5-13 不同用户的合理补贴标准

省市区	资源分区	标杆电价 (元/千瓦时)	分布式 光伏分 区电价 (元/千瓦时)	一般 工商业	补贴标准 (元/千瓦时)	大工业	补贴标准 (元/千瓦时)	居民、 学校	补贴标准 (元/千瓦时)
				峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)		峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)		基本用电 电价 (元/千瓦时)	
北京	III	1	1.25	0.93	0.32	0.78	0.47	0.49	0.76
蒙东	II	0.9	1.15	0.84	0.31	0.54	0.61	0.47	0.68
上海	VI	1.1	1.35	1.05	0.3	0.84	0.51	0.62	0.73
湖北	VI	1.1	1.35	1.12	0.23	0.78	0.57	0.57	0.78
四川	I	0.8	1	0.99	0.01	0.75	0.25	0.52	0.48
	II	0.9	1.15	0.99	0.16	0.75	0.4	0.52	0.63
	VI	1.1	1.35	0.99	0.36	0.75	0.6	0.52	0.83
青海	I	0.8	1	0.7	0.3	0.47	0.53	0.45	0.55
平均			1.2	0.95	0.25	0.71	0.49	0.52	0.68

- 一般工商业用电电价最高，补贴需求最低，大工业用电电价其次，居民和学校用电电价最低，补贴需求最高（接近标杆电价补贴额）；
- 不同地区同一类型用电户的用电电价差异也不小（一般工商业电价 0.7-1.12 元 / kWh）；
- 同一省份同一用户类型用电电价相同（四川），但资源差异大，导致补贴需求差异大。

目前可供选择的补贴方式包括固定度电补贴和分区内控电价补贴。为了尽量平衡不同用户不同区域、不同资源条件下的分布式光伏发电的收益，下面对实施两种补贴形式的做出了测算和对可行性建议进行了探讨。

(2) 固定度电补贴

固定度电补贴，是对于自用光伏电量按类型选定一档给以固定补贴额进行补贴。如果采用这样的补贴方式，根据上表分析如下：

1) 暂时先不能考虑低电价用户。根据前面的测算，对于分布式的固定度电补贴平均额已经接近标杆电价补贴额，如果再考虑低电价用户将增加补贴资金，没有达到节省补贴资金的目的，所以本报告暂时不考虑低电价用户；

2) 固定一档度电补贴，既不考虑用户电价差异，也不考虑资源差异，则不同用户和不同资源区的收益差异大；

3) 如果同时考虑 2 档用户电价差异和 4 档资源分区, 则需要有 8 档电价, 过于复杂, 界定也非常困难;

4) 可以考虑分 2 档度电补贴电价, 只考虑用户电价差异 (工商业用户补贴 0.25 元 / kWh, 大工业用户度电补贴 0.45 元 / kWh), 暂时不考虑资源差异;

5) 分 2 档后如果按照实际电价分档补贴, 则界定档次存在难度, 如果按照用户类型进行度电补贴, 则存在同样类型用电户在不同地区收益差异较大的问题;

6) 固定度电补贴随着用户电价逐年上涨, 收益逐年提高, 会存在不当收益;

结论: 固定度电补贴很难实现公平收益,

随电价上涨的不当收益需要复杂的调节措施。但这种办法计量比较简单, 按照电量补贴, 只需要记录电量即可, 不需要同时记录电费。

根据这样的分析, 固定度电补贴很难同时在不同的用户和不同资源条件下共同推进分布式光伏的发展, 但考虑到政策的可操作性, 对于固定度电补贴建议考虑以下三种方式, 1) 设定全国统一的固定度电补贴 0.45 元 / kWh, 2) 设定两档固定补贴, 对不同资源和条件进行相对的平衡考虑, 3) 设定全国统一的固定度电补贴 0.5 元 / kWh, 并设置天花板。具体分析如下:

1) 按照全国分布式光伏统一度电补贴 0.45 元 / kWh, 则有:

表 5-14 仅设置 1 档固定度电补贴 (0.45 元 / kWh)

省市区	资源分区	标杆电价 (元/千瓦时)	分布式 光伏分 区电价 (元/千瓦时)	一般 工商业	补贴后 收益 (元/千瓦时)	大工业	补贴后 收益 (元/千瓦时)
				峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)		峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)	
北京	III	1	1.25	0.93	1.38	0.78	1.23
蒙东	II	0.9	1.15	0.84	1.29	0.54	0.99
上海	VI	1.1	1.35	1.05	1.5	0.84	1.29
湖北	VI	1.1	1.35	1.12	1.57	0.78	1.23
四川	I	0.8	1	0.99	1.44	0.75	1.2
	II	0.9	1.15	0.99	1.44	0.75	1.2
	VI	1.1	1.35	0.99	1.44	0.75	1.2
青海	I	0.8	1	0.7	1.15	0.47	0.92
平均			1.2	0.95	1.4	0.71	1.16

可以看出, 对于工商业用户, 收益偏高, 而对于大工业用户则收益偏低, 已经接近光伏标杆电价收益, 不利于鼓励分布式发电的推广。

富余上网电价按照统一度电补贴额的 50% 给以补贴，即 0.2 元 /kWh，富余上网电量的平均电价水平为 0.63 元 /kWh 左右。

2) 按照全国分布式光伏 2 档度电补贴，工商业用户补贴 0.25 元 /kWh，大工业用户 0.5 元 /kWh，则有：

表 5-15 对工商业和大工业用户分 2 档补贴 (0.25 元 /kWh, 0.5 元 /kWh)

省市区	资源分区	标杆电价 (元/千瓦时)	分布式 光伏分 区电价 (元/千瓦时)	一般 工商业	补贴后 收益 (元/千瓦时)	大工业	补贴后 收益 (元/千瓦时)
				峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)		峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)	
北京	III	1	1.25	0.93	1.18	0.78	1.28
蒙东	II	0.9	1.15	0.84	1.09	0.54	1.04
上海	VI	1.1	1.35	1.05	1.3	0.84	1.34
湖北	VI	1.1	1.35	1.12	1.37	0.78	1.28
四川	I	0.8	1	0.99	1.24	0.75	1.25
	II	0.9	1.15	0.99	1.24	0.75	1.25
	VI	1.1	1.35	0.99	1.24	0.75	1.25
青海	I	0.8	1	0.7	0.95	0.47	0.97
平均			1.2	0.95	1.2	0.71	1.21

不同用电户的总收益水平相当，但同类用户收益仍有差异；对于资源差异大的同一省份（如：四川省），不同资源区的收益差异大，在全国范围内界定分档有难度；

富余上网电量仍然按照 0.2 元 /kWh 给以补贴，则富余上网电量的平均电价水平为 0.63 元 /kWh 左右。



3) 按照全国分布式光伏 1 档度电补贴（按照大工业用电补贴水平 0.5 元 /kWh），同时设置天花板，不能超过光伏自用电分区电价（标杆电价的 125%），则有：

表 5-16 对工商业建筑补贴电价设置上限，对大工业固定度电补贴

省市	资源分区	标杆电价 (元/千瓦时)	分布式 光伏分 区电价 (元/千瓦时)	一般 工商业	补贴标准 (元/千瓦时)	补贴后 收益 (元/千瓦时)	大工业	补贴后 收益 (元/千瓦时)
				峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)			峰谷平 综合电价 (元/千瓦时)	
北京	III	1	1.25	0.93	0.32	1.25	0.78	1.28
蒙东	II	0.9	1.15	0.84	0.31	1.15	0.54	1.04
上海	VI	1.1	1.35	1.05	0.3	1.35	0.84	1.34
湖北	VI	1.1	1.35	1.12	0.23	1.35	0.78	1.28
四川	I	0.8	1	0.99	0.01	1	0.75	1.25
	II	0.9	1.15	0.99	0.16	1.15	0.75	1.25
	VI	1.1	1.35	0.99	0.36	1.35	0.75	1.25
青海	I	0.8	1	0.7	0.3	1	0.47	0.97
平均			1.2	0.95	0.25	1.2	0.71	1.21

- 按照大工业用电电价补贴，给一般工商业用户设置天花板，则可以控制补贴收益和补贴资金，但是必须给工商业用户安装自动计费电表；
- 对于同样大工业用户，不同地区的收益仍有差异；
- 由于度电补贴额固定了上限（0.5 元 /kWh），已经将低电价用户排除在外，可以节省国家补贴资金，但不利于“光伏入户”。





(3) 分布式光伏自用电分区电价补贴

分布式光伏自用电分区电价补贴则是按照分区上网电价增加 25% 确定分布式发电内控分区电价，对于自用光伏电量给予分布式分区电价（即分区上网电价增加 25%）的补贴，用户电价高的补贴额低，用户电价低的补贴额高，补贴额依据用户电价浮动，一旦用户电价达到分布式分区电价水平补贴自动停止。这种补贴方式既照顾到了资源分区，也照顾到不同用电户的电价差异，实现了公平收益，也避免了随着用户电价涨价而产生不当收益的问题。

但这种方式计量比较复杂，补贴额不但同光伏自用电量有关，还与用户的实时电费相关，必须安装峰、平、谷自动计费电表（见图 5-8）。

自用光伏电量补贴额 = 分布式光伏分区电价 × 光伏自用电量 - 光伏自用电量电费

光伏自用电量电费 = 电表 1 记录的总电费 - 电表 3 记录的电网电量电费

富余光伏上网电量电费 = 电表 2 记录的按照脱硫电价记录的反送电量电费
+ 0.2 元 / kWh × 电表 2 记录的反送光伏电量

结论：

- 1) 这种补贴方式计量复杂，需要安装同时自动记录电量，并自动按照峰、平、谷记录电费（至少电表 1 和电表 3）；
- 2) 这种补贴方式对所有用户开放，不容易通过商业手段限制低电价用户（居民、学校）进入，有可能使国家支出更多补贴资金，但是有利于“光伏入户”；
- 3) 实际补贴额不但与光伏发电量有关，还与用户电价紧密相关，因此总补贴额不容易预测。



富余上网电量仍然按照 0.2 元 /kWh 给以补贴，则富余上网电量的平均电价水平为 0.63 元 /kWh 左右。

3. 分布式光伏补贴方式建议

相对于大型光伏电站，分布式光伏发电在有条件的情况下，可以实现发自自用。因此，将会有多种运营模式，而不同的模式则会直接影响项目的经济性，对电价政策的需求也不同，经济政策方案也可以有多种设计。

国家电网在 2012 年 10 月颁布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见（暂行）》、《关于促进分布式光伏发电并网管理工作的意见（暂行）》、《分布式光伏发电接入配电网相关技术规定（暂行）》、《分布式光伏发电接入系统典型设计》等 4 个文件明确了，对分布式光伏发电给的支持。对分布式发电运行提出两种主要模式，一是统购统销，二是发自自用、余量上网。虽然这两种模式有交叉，但可以覆盖分布式光伏发电系统并网的所有需求，且操作简便，因此，本报告按照这两种运行模式提出分布式光伏发电分类电价的建议。

（1）全部电量上网，统购统销模式下的分类电价政策

这种模式实际上与大型光伏电站在电价模式上是完全相同的。在分布式光伏发电系统电量计量上，光伏系统并网点在用户用电电表的电网一侧，意味着所有光伏电量全部馈入公共配电网，按照上网电价出售给电网。

这种模式的优点如下：

- 政策简单，易于操作，可以降低并网障碍。尤其是电网企业除了提供相应的接

网服务外，在经济上没有利益损失，可以避免目前部分分布式光伏系统的并网难问题，使中小规模光伏系统易于并网，使分布式光伏系统真正发挥其应有的作用。

- 电价标准统一，易于并网管理。由于该方案采用统一的高于当地燃煤脱硫标杆电价的光伏电价，因此所有项目都需要上网，电网可以按照统一的并网程序、并网标准、运维标准进行管理，这有利于光伏系统的长期可靠运行。
- 使分布式光伏便于纳入发电规划管理，分布式光伏发电目标明确。
- 光伏系统并入公共配电网，全部将光伏电力卖给电网，从经济角度讲，不存在光伏发电是否与负荷的日分布曲线匹配的问题，也不存在负荷变化影响收益的问题，最大限度的保证了光伏项目开发商的利益。
- 由于是统购统销，全部以“上网电价”卖给电网，与用户的用电电价无关，操作简单易行，而且不受建筑类型的影响，光伏系统可

以安装在任何建筑物上，灵活高效。

- 光伏开发商只与电网企业进行电量交易，收益保障较好，避免账期等影响财务状况因素，最多与建筑业主签订屋面租赁协议，有实力的电力公司很容易介入，市场可以很快启动。

这种模式的缺陷之处是：

- 如果不配合约束性的具体的规划措施，国家补贴的投入规模将无法确定。由于采用的是“针对大多数地区，使分布式光伏发电有合适的经济性”的原则确定的电价，有利于光伏发电目标的实现，但是，由于电价水平较高，需要国家投入较高的补贴资金，尤其是在以脱硫燃煤标杆电价为补贴起点的情况下。
- 难以起到鼓励自发自用的目的。分布式光伏发展的主要方向之一是在有条件的地区，在配电侧发展分布式光伏系统，尽可能自发自用，直接实现替代常规能源电力。如果采用统购统销的模式，则对自发自用的激励完全丧失。



（2）自发自用、余量上网模式下的分类电价政策

自发自用、余量上网模式下，光伏系统所发电量有一部分直接替代了网购电量，因此相当于获得了等同于销售电价的上网电价。但是，在目前的销售电价水平下，大部分地区（尤其是有大量的电力需求的东中部地区）的光伏发电项目难以实现经济性，仍需要固定电价或电价补贴等经济性政策的支持。

我国太阳能资源分布情况，大体上与各类销售电价水平的高低呈反向，即各地区分布式光伏发电电价需求和各类销售电价水平的高低大体上呈正向。因此，可以考虑在销售电价的基础上，采用固定电价补贴，或是按照分区标杆电价的 125% 给以固定光伏电价补贴的方式支持分布式光伏发电发展。

根据第五章的分析，固定度电补贴这种办法计量比较简单，按照电量补贴，只需要记录

电量即可，不需要同时记录电费，但是很难实现公平收益，随电价上涨的不当收益需要复杂的调节措施。

分布式光伏自用电分区电价补贴则是按照分区上网电价增加 25% 的计算方式来确定分布式发电内控分区电价，即对于自用光伏电量给予分布式发电内控分区电价的补贴，用户电价高的补贴额低，用户电价低的补贴额高，补贴额依用户电价浮动，一旦用户电价达到分布式分区电价水平补贴自动停止。这种补贴方式既照顾到了资源分区，也照顾到不同用电户的电价差异，实现了公平收益，也避免了随着用户电价涨价而产生不当收益的问题。唯一的麻烦的就是必须配置至少 2 块不但自动记录电量而且能够自动计费智能电表，这在技术上是不成问题的。

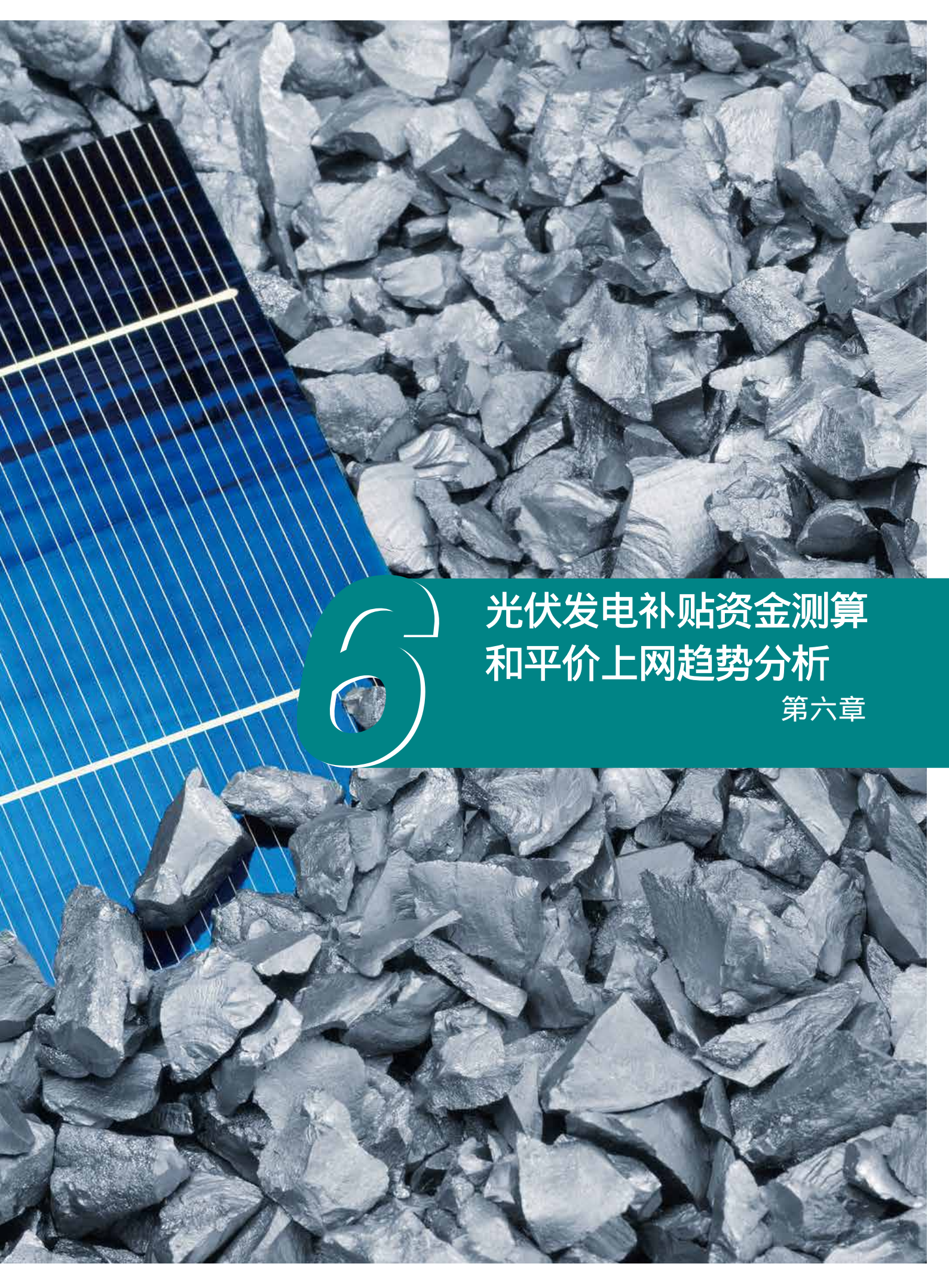
因此本报告建议采用分布式光伏自用电分区电价的政策，具体如下表：

表 5-17 光伏分布式分类电价建议

资源分区	分区光伏上网标杆电价	建议分布式光伏自用电价	富余上网光伏电量度电补贴
	(元/千瓦时)	(元/千瓦时)	(元/千瓦时)
I	0.8	1	0.2
II	0.9	1.15	0.2
III	1	1.25	0.2
VI	1.1	1.35	0.2
平均	0.95	1.19	0.2

注：富余光伏上网电量是在当地脱硫燃煤标杆上网电价（全国平均 0.42 元/kWh）基础上补贴 0.2 元/kWh。





6

光伏发电补贴资金测算 和平价上网趋势分析

第六章

一、电价变化趋势分析

1. 电价制定总体情况

我国电力价格体系和相关政策由国家宏观经济管理部门——国家发展和改革委员会统一制定，政策规范的电价包括发电上网电价、终端销售电价、输配电和辅助服务价格等。

上网电价是指电网购买发电企业的电力和电量，在发电企业接入主网架那一点的计量价格。发电企业的出厂电价是指电厂在厂升压变压器高压侧计量的电价。长期以来我国对于各类型电源的上网电价普遍采用的是经营期电价，而非基于电力品质和电力市场竞争形成价格，风电、太阳能光伏、生物质发电等可再生能源电价水平的确定也是基于经营期电价。在该原则下，各电源电价可以根据新建电站的投资和运维成本等具体情况进行不定期调整，并相应建立了煤电标杆电价制度。

终端销售电价是指电网经营企业对终端用户销售电能的价格，实行政府定价，统一政策，分级管理，由购电成本、输配电损耗、输配电价及政府性基金四部分构成，分为工业、一般工商业、居民生活、农业生产、趸售用电等价格。

跨省、跨区域的输电也由国家制定政策统一确定。辅助服务的价格目前没有列入国家统一电价政策框架之中，电监会作为行业管理部门，于2008年确定了基本服务和有偿辅助服务的原则和标准。

2. 上网电价变化和趋势

在上网电价方面，2005年后国家对脱硫燃煤标杆电价进行了四次调整（2008年6月，2009年11月，2011年4-6月，2011年12月），每次涉及调整的省市区数量在20个以上，总体趋势是在升高（2009年11月调整时各省有升有降），尤其是2011年4-6月和2011年12月的调整幅度较大。2011年4-6月的调整中，16个省市区脱硫燃煤电价调整幅度为0.0124-0.0309元/千瓦时。2011年12月开始实施的调整中，27个省市区脱硫燃煤电价调整幅度为0.02-0.04元/千瓦时。四次调整后，全国各省市区煤电电价绝对平均值上涨了0.069元/千瓦时，约为煤电电价的15%，目前脱硫燃煤标杆电价为0.235元/千瓦时（新疆）-0.496元/千瓦时（广东）。

对于今后脱硫燃煤标杆上网电价变化，由于存在多种影响因素，预测难度很大，（1）最重要的因素是煤电联动机制，电煤的价格将极大地影响煤电上网电价；（2）电价的变动对经济影响的传导作用也是必须考虑的；（3）新技术的推广应用也将产生很大的影响，为了提高火电企业脱硝的积极性，2011年12月实施的电价调整政策中，出台脱硝电价补偿政策，对安装并正常运行脱硝装置的燃煤电厂，每千瓦时加价0.8分钱，如果脱硝推广应用，将显著推升煤电上网电价；（4）新机制的影响，

如化石能源税、环境税、碳税等，只要有一项新税制实施，则将推高煤电上网电价，并且幅度也与税收标准直接相关，对电网的影响目前也难以预测。

考虑到本报告研究重点是光伏发电上网电价需求与煤电上网电价需求对比，可以采取煤电上网电价保守上涨的情景，按照 2012-2020 年年均上涨 2% 考虑（基本与 2005-2012 年涨幅持平）。2020 年后，综合考虑脱硝成本及其他环境税、碳税因素，电价增幅可达 3.5%。

3. 销售电价变化和趋势

在销售电价方面，2005 年后国家对销售电价进行了四次调整（2006 年 6 月——平均提高约 0.02 元 / 千瓦时，2007 年 6 月，2008 年 7 月——平均提高 0.025 元 / 千瓦时，2011 年 12 月——平均提高在 3 分 / 千瓦时以上），其中前两次几乎未涉及居民用电价格的调整，后两次均对居民用电价格有调整，尤其是

2011 年 12 月的电价调整方案，在全国开始试行居民用电的阶梯电价。此次电价调整也是电价涨幅最大的一次，30 个省市调整幅度为 0.0211-0.0413 元 / 千瓦时，其中 20 个省市调整幅度在 0.03 元 / 千瓦时以上。四次调整后，全国各省市销售电价绝对平均值上涨了近 0.1 元 / 千瓦时，分别约为一般工商业电价和大工业电价的 10-15% 和 15-20%。目前一般工商业销售电价的水平为 0.571-1.0584 元 / 千瓦时，大工业用电的电量电价为 0.453-0.7097 元 / 千瓦时。

如前所述，煤电上网电价的变化和输配电价格的变化将直接影响销售电价，因此以上因素对销售电价的变化趋势也有不同程度的影响。考虑到本研究中主要是涉及光伏发电与上网电价需求、与销售电价需求的比较，可以采取销售电价保守上涨的情景，按照 2012-2020 年年均上涨 2%，2020 年以后年均上涨 3.5% 考虑。



二、光伏发电成本变化趋势分析

1. 光伏电价下降趋势预测

光伏发电的初始投资水平在近几年下降非常快，但价格的下降主要是市场严重的供大于求造成的，价格并没有完全反映成本水平。近几年的价格下降情况已经完全出乎国内外多家研究机构的对于光伏发电成本的研究结果。由于近期光伏制造业的利润空间所剩无几，甚至出现亏本甩货的现象，预计未来 3-5 年内光伏电池和组件以及配套设备价格下降的空间很小，甚至还可能出现波动和反弹。因此本文假定情景 1：在现有工艺条件下，光伏发电电价基本年降价幅度 3%。

但从技术的角度来看，光伏组件和配套设备的成本还是有一定的下降空间，尤其是光伏电池效率提高将会成为影响成本的最主要因素。根据 2012 年 3 月由 SEMI 支持完成的光伏技术路线图，2020 年之前，光伏电池的效率还会有 2-3% 的提高，成本也还会有较大幅度下降，具体指标如下：

表 6-1 晶体硅光伏电池到 2020 年的技术发展路线图

技术工艺	当前水平	到 2020 年的水平
硅锭尺寸	单晶硅 120 公斤 多晶硅 500 公斤	单晶硅 300 公斤 多晶硅 1000 公斤
薄片技术	180 微米	100 微米
用硅量	6 克 /Wp	3 克 /Wp
切片损失	180 微米	< 100 微米
类单晶电池效率	不如单晶硅电池	达到单晶硅电池效率水平
电池片尺寸	156' 156mm	200' 200mm
电池前表面技术	选择性发射电极、减反射处理	选择性发射电极、减反射处理、钝化、细删、背电极
电池后表面技术	新技术尚未实现工业化生产	钝化、激光点电极、增加反射
细删线技术	90-100 微米	60 微米以下
电池效率	单晶硅 18.5%，多晶硅 17%，类单晶 17.5%	单晶硅 > 20%，多晶硅 19.5%，类单晶 > 20%
提高产出，即提高前后表面加工速度	3000 片 / 小时	7200 片 / 小时
前盖板玻璃厚度	3.2mm	2.8mm
材料和玻璃的减反射技术	尚未考虑	产业化
n- 型高效电池技术	成本尚高，产能尚低	低成本，高产能

数据来源：SEMI

综上，到 2020 年，晶体硅光伏电池的厚度和材料损耗还要降低 50%，产率提高一倍，效率也会提高 2-3%（每提高 1 个百分点，成本下降 6%），由此可以预期，随着技术进步，今后光伏成本的下降速度是有可能达到每年 5% 的，因此，本文假定情景 2：光伏年降价幅度 5%。

三、光伏发补贴资金测算

预计全国到 2020 年光伏累计装机达到 100GW，2013 年以前累计装机大约 8GW，2013-2020 年累计装机 92GW，其中大型光伏电站占 50%，46GW；分布式光伏发电 50%，46GW，同时假定各类光伏相同的年装机如下：

表 6-2 假定 2013 年 -2020 年各类光伏相同的年装机

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
大型光伏电站（GW）	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10
工商业用户及其它（GW）	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	5
大工业用户（GW）	0.5	0.5	1	1	1	1	1.5	1.5
低电价用户（GW）	1	1	1	1.5	2	2.5	3	3.5
光伏年度装机（GW/年）	5	6	8	10	12	14	17	20
光伏新增累计装机（GW）	5	11	19	29	41	55	72	92

1. 情景 1

条件：光伏电价每年下降 3%，燃煤电价和用电电价 2020 年以前每年增长幅度为 2%，2020 年以后每年增长幅度为 3.5%。

1) 大型电站电价趋势和补贴资金测算

表 6-3 统购统销模式光伏上网电价补贴测算

条件：2013 年脱硫燃煤机组电价 0.42 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；国家固定上网电价标准 2013 年为 0.8-1.1 元 /kWh，每年下降 3%；假设 2013-2020 年大型光伏电站累计装机 46GW，平均年满发 1300 小时，100% 的光伏电量上网。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.5	0.52
VI 类区电价 (元 /kWh)	1.1	1.07	1.03	1	0.97	0.94	0.92	0.89	0.86	0.84
III 类区电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76
II 类区电价 (元 /kWh)	0.9	0.87	0.85	0.82	0.8	0.77	0.75	0.73	0.71	0.68
I 类区电价 (元 /kWh)	0.8	0.78	0.75	0.73	0.71	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61
平均度电补贴 (元 /kWh)	0.53	0.49	0.46	0.42	0.39	0.35	0.32	0.29	0.25	0.21
光伏新增年度装机 (GW/年)	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
光伏累计装机 (GW)	2.5	5.5	9.5	14.5	20.5	27.5	36	46	46	46
光伏新增年度发电量 (亿 kWh/年)	32.5	39	52	65	78	91	110.5	130	0	0
年度补贴资金需求 (亿元)	17.2	36.5	60.2	87.6	117.7	149.8	185	222	222	222
累计补贴资金 (亿元)	17.2	53.7	113.9	201.5	319.2	469	654	876	1098	1320
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.7	0.73
VI 类区电价 (元 /kWh)	0.81	0.79	0.76	0.74	0.72	0.7	0.68	0.66	0.64	0.62
III 类区电价 (元 /kWh)	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.6	0.58	0.56
II 类区电价 (元 /kWh)	0.66	0.64	0.62	0.61	0.59	0.57	0.55	0.54	0.52	0.5
I 类区电价 (元 /kWh)	0.59	0.57	0.56	0.54	0.52	0.51	0.49	0.48	0.46	0.45
平均度电补贴 (元 /kWh)	0.17	0.13	0.09	0.05	0.01	0	0	0	0	0
光伏新增年度装机 (GW/年)										
光伏累计装机 (GW)	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
光伏新增年度发电量 (亿 kWh/年)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求 (亿元)	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
累计补贴资金 (亿元)	1542.1	1764.1	1986.1	2208.1	2430.2	2652.2	2874.2	3096.2	3318.3	3540.3

根据测算结果，光伏上网电价的调整建议如表 6-4:

表 6-4 光伏分区标杆电价逐年递减情况表

公历年		2013	2015	2017	2020	2022	2024	2026	2028	2030
光伏上网电价 (元 /kWh)	VI	1.1	1	0.95	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	0.65
	III	1	0.95	0.9	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.55
	II	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.55	0.5
	I	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.57	0.55	0.5	0.45

2) 分布式发电电价趋势和补贴资金测算

分布式光伏自用电分区电价按照 2013 年平均 1.2 元 /kWh，自用电量 90%，反送电量 10%，分别对工商业、大工业和低电价用户用电电价的补贴额进行测算。

表 6-5 工商业用户自发自用，浮动内控电价 1.2 元 /kWh

条件：2013 年工商业用户平均用电电价 0.95 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；国家内控分布式光伏电价上限 1.20 元 /kWh，每年递减 3%；假设工商业建筑分布式光伏平均年发自用电 1100 小时，年自用电量占 90%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
用户侧电网电价（工商业）	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.13	1.17
分布式平均电价（元 /kWh）	1.2	1.16	1.13	1.1	1.06	1.03	1	0.97	0.94	0.91
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.25	0.2	0.14	0.09	0.03	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	5		
光伏累计装机（GW）	1	2.5	4.5	7	10	13.5	17.5	22.5	22.5	22.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	39.6	49.5	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	2.48	5.37	8.16	10.31	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32
累计补贴资金（亿元）	2.48	7.85	16	26.31	37.64	48.96	60.28	71.6	82.93	94.25
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
用户侧电网电价（工商业）	1.21	1.25	1.3	1.34	1.39	1.44	1.49	1.54	1.59	1.65
分布式平均电价（元 /kWh）	0.88	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76	0.74	0.71	0.69	0.67
光伏度电补贴（元 /kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32
累计补贴资金（亿元）	105.6	116.9	128.2	139.5	150.9	162.2	173.5	184.8	196.1	207.5

表 6-6 大工业用户自发自用，浮动内控电价 1.2 元 /kWh

条件：2013 年大工业用户平均用电电价 0.71 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；国家内控分布式光伏电价上限 1.20 元 /kWh，每年递减 3%；假设大工业建筑分布式光伏平均年发自用电 1300 小时，年自用电量占 90%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
用户侧电网电价（大工业）	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.8	0.82	0.84	0.87
分布式平均电价（元 /kWh）	1.2	1.16	1.13	1.1	1.06	1.03	1	0.97	0.94	0.91
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.49	0.44	0.39	0.34	0.29	0.25	0.2	0.15	0.1	0.04
光伏年度装机（GW）	0.5	0.5	1	1	1	1	1.5	1.5		
光伏累计装机（GW）	0.5	1	2	3	4	5	6.5	8	8	8
光伏新增自用电量（亿 kWh/ 年）	5.85	5.85	11.7	11.7	11.7	11.7	17.55	17.55	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	2.87	5.44	10.01	14.01	17.44	20.33	23.84	26.54	26.54	26.54
累计补贴资金（亿元）	2.87	8.31	18.31	32.32	49.76	70.09	93.93	120.47	147.01	173.55
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
用户侧电网电价（大工业）	0.9	0.94	0.97	1	1.04	1.07	1.11	1.15	1.19	1.23
分布式平均电价（元 /kWh）	0.88	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76	0.74	0.71	0.69	0.67
光伏度电补贴（元 /kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
光伏新增自用电量（亿 kWh/ 年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54
累计补贴资金（亿元）	200.1	226.6	253.2	279.7	306.3	332.8	359.3	385.9	412.4	439

表 6-7 低电价用户自发自用，浮动内控电价 1.2 元 /kWh

条件：2013 年低电价用户平均用电电价 0.52 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；国家固定度电补贴标准 1.20 元 /kWh，每年递减 3%；假设低电价建筑分布式光伏平均年发自用电 1100 小时，年自用电量 90%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
用户侧电网电价（低电价）	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.6	0.62	0.64
分布式平均电价（元 /kWh）	1.2	1.16	1.13	1.1	1.06	1.03	1	0.97	0.94	0.91
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.68	0.63	0.59	0.54	0.5	0.46	0.41	0.37	0.32	0.27
光伏年度装机（GW）	1	1	1	1.5	2	2.5	3	3.5		
光伏累计装机（GW）	1	2	3	4.5	6.5	9	12	15.5	15.5	15.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/ 年）	9.9	9.9	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	6.73	13	18.83	26.9	36.79	48.08	60.38	73.27	73.27	73.27
累计补贴资金（亿元）	6.73	19.74	38.56	65.46	102.24	150.32	210.7	283.97	357.25	430.52

年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
用户侧电网电价（低电价）	0.66	0.69	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.9
分布式平均电价（元/kWh）	0.88	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76	0.74	0.71	0.69	0.67
光伏度电补贴（元/kWh）	0.22	0.17	0.12	0.07	0.02	-0.03	-0.08	0	0	0
光伏年度装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27
累计补贴资金（亿元）	503.8	577.1	650.3	723.6	796.9	870.2	943.4	1016.7	1090	1163.3

表 6-8 反送电量（10%），固定度电补贴 0.2 元/kWh

条件：2013 年脱硫燃煤机组电价 0.42 元/kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；
国家固定度电补贴标准 0.20 元/kWh，执行期 20 年；反送电量占总发电量的 10%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
燃煤脱硫电价（元/kWh）	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.5	0.52
固定度电补贴	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
光伏度电收益（元/kWh）	0.62	0.63	0.64	0.65	0.65	0.66	0.67	0.68	0.7	0.72
光伏年装机（GW）	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
光伏累计装机（GW）	2.5	5.5	9.5	14.5	20.5	27.5	36	46	46	46
年度新增反送电量（亿 kWh/年）	3	3.6	4.8	6	7.2	8.4	10.2	12	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	0.6	1.32	2.28	3.48	4.92	6.6	8.64	11.04	11.04	11.04
累计补贴资金（亿元）	0.6	1.92	4.2	7.68	12.6	19.2	27.84	38.88	49.92	60.96
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
燃煤脱硫电价（元/kWh）	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.7	0.73
固定度电补贴	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
光伏度电收益（元/kWh）	0.73	0.75	0.77	0.79	0.81	0.84	0.86	0.88	0.9	0.93
光伏年装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
年度新增反送电量（亿 kWh/年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04
累计补贴资金（亿元）	72	83.04	94.08	105.12	116.16	127.2	138.24	149.28	160.32	171.36

分布式 46GW 装机 20 年补贴资金总需求：1981.1 亿元。

3) 20 年 (2013-2032) 补贴资金汇总

表 6-9 补贴资金汇总表

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
分布式光伏年装机 (GW)	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
大型光伏电站年装机 (GW)	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
年度总装机 (GW)	5	6	8	10	12	14	17	20	0	0
工商业用户电价补贴 (亿元)	2.48	5.37	8.16	10.31	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32
大工业用户电价补贴 (亿元)	2.87	5.44	10.01	14.01	17.44	20.33	23.84	26.54	26.54	26.54
低电价用户电价补贴 (亿元)	6.73	13	18.83	26.9	36.79	48.08	60.38	73.27	73.27	73.27
分布式反送电量补贴 (亿元)	0.6	1.32	2.28	3.48	4.92	6.6	8.64	11.04	11.04	11.04
分布式年度补贴 (亿元)	12.67	25.13	39.27	54.69	70.47	86.33	104.18	122.18	122.18	122.18
大型光伏年度补贴 (亿元)	17.23	36.46	60.21	87.6	117.74	149.78	184.96	222.02	222.02	222.02
合计年度补贴资金 (亿元)	29.9	61.59	99.48	142.29	188.21	236.11	289.13	344.2	344.2	344.2
分布式累计补贴资金 (亿元)	12.67	37.81	77.08	131.77	202.24	288.57	392.75	514.93	637.1	759.28
大电站累计补贴资金 (亿元)	17.23	53.68	113.89	201.5	319.24	469.02	653.97	876	1098.02	1320.04
总累计补贴资金 (亿元)	29.9	91.49	190.97	333.27	521.48	757.59	1046.72	1390.92	1735.12	2079.32
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
分布式光伏年装机 (GW)	0	0	0	0	0	0	0	0		
大型光伏电站年装机 (GW)	0	0	0	0	0	0	0	0		
年度总装机 (GW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
工商业用户电价补贴 (亿元)	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32	11.32
大工业用户电价补贴 (亿元)	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54
低电价用户电价补贴 (亿元)	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27	73.27
分布式反送电量补贴 (亿元)	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04
分布式年度补贴 (亿元)	122.18	122.18	122.18	122.18	122.18	122.18	122.18	122.18	122.18	122.18
大型光伏年度补贴 (亿元)	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02	222.02
合计年度补贴资金 (亿元)	344.2	344.2	344.2	344.2	344.2	344.2	344.2	344.2	344.2	344.2
分布式累计补贴资金 (亿元)	881.46	1003.64	1125.81	1247.99	1370.17	1492.34	1614.52	1736.7	1858.88	1981.05
大型电站累计补贴资金 (亿元)	1542.07	1764.09	1986.11	2208.14	2430.16	2652.18	2874.21	3096.23	3318.25	3540.28
总累计补贴资金 (亿元)	2423.52	2767.73	3111.93	3456.13	3800.33	4144.53	4488.73	4832.93	5177.13	5521.33

到 2020 年全国累计装机 100GW，2013 年以后新增大型光伏电站装机 46GW，分布式光伏 46GW，20 年补贴资金总需求：5521.3 亿元，大型光伏电站总补贴资金 3540.3 亿元，分布式光伏 1981.1 亿元，同样装机规模，分布式光伏补贴资金比统购统销补贴资金节省 1559.2 亿元。

截止到 2020 年，分布式光伏累计补贴 514.9 亿元，大型光伏累计补贴 876.0 亿元，分布式光伏补贴资金比统购统销补贴资金节省 361.1 亿元。

4) 平价路线图分析

2013 年全国分区光伏上网标杆电价和 2013 年全国分区分布式光伏自用电电价列表如下：

表 6-10 2013 年全国分区光伏上网标杆电价及分区分布式光伏自用电电价表

资源分区	分区光伏上网 标杆电价	分布式光伏自 用电分区电价	富余上网光伏 电量度电补贴
	(元 / 千瓦时)	(元 / 千瓦时)	(元 / 千瓦时)
I	0.8	1	0.2
II	0.9	1.15	0.2
III	1	1.25	0.2
VI	1.1	1.35	0.2
平均	0.95	1.19	0.2

测算要点如下：

- 平均分布式光伏内控标杆电价为 1.2 元 /kWh；
- 2013-2032 年光伏标杆上网电价和分布式自用电电价的降价幅度为 3%/ 年，反送电量的补贴标准 20 年不变；
- 2013 年全国平均脱硫燃煤标杆电价为 0.42 元 /kWh，2020 年以前平均每年上涨 2%，2020 年以后平均每年上涨 3.5%；
- 2013 年工商业、大工业和低电价用户的平均用电电价分别为：0.95, 0.71 和 0.52 元 /kWh，2020 年以前平均每年上涨 2%，2020 年以后平均每年上涨 3.5%。

基于以上的条件，光伏平价发展路线图分析如下：

➤ 光伏发电侧平价路线图

光伏标杆电价与脱硫燃煤电价相比，在发电侧的平价发展路线图如下：

表 6-11 光伏标杆电价与脱硫燃煤电价相比的平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.5	0.52
VI 类区电价 (元 /kWh)	1.1	1.07	1.03	1	0.97	0.94	0.92	0.89	0.86	0.84
III 类区电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76
II 类区电价 (元 /kWh)	0.9	0.87	0.85	0.82	0.8	0.77	0.75	0.73	0.71	0.68
I 类区电价 (元 /kWh)	0.8	0.78	0.75	0.73	0.71	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.7	0.73
VI 类区电价 (元 /kWh)	0.81	0.79	0.76	0.74	0.72	0.7	0.68	0.66	0.64	0.62
III 类区电价 (元 /kWh)	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.6	0.58	0.56
II 类区电价 (元 /kWh)	0.66	0.64	0.62	0.61	0.59	0.57	0.55	0.54	0.52	0.5
I 类区电价 (元 /kWh)	0.59	0.57	0.56	0.54	0.52	0.51	0.49	0.48	0.46	0.45

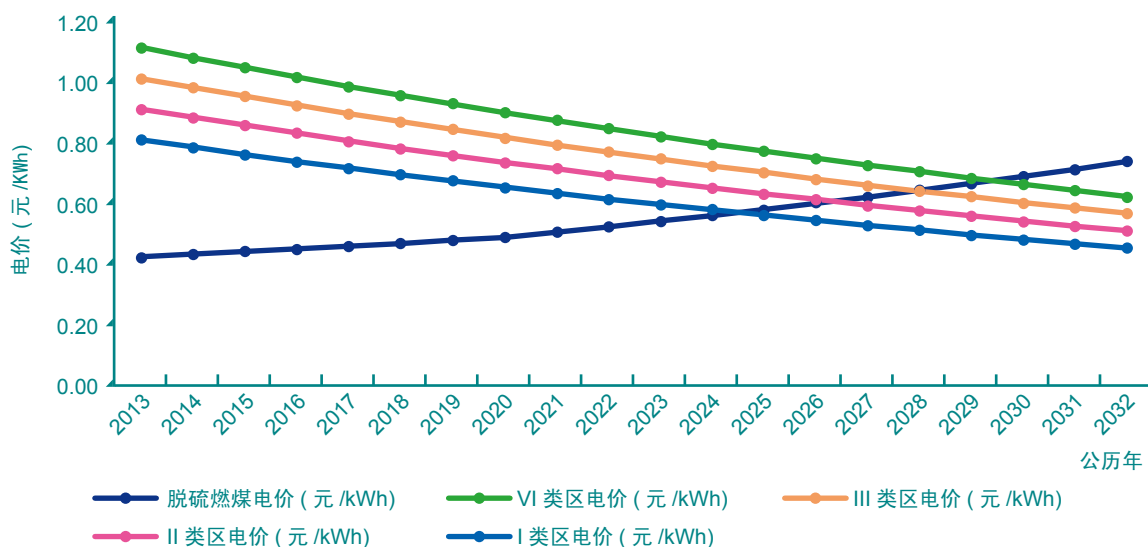


图 6-1 光伏标杆电价与脱硫燃煤电价相比的平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的大型光伏发电项目将分别在 2025, 2027, 2028 和 2030 年在发电侧达到平价，与脱硫燃煤机组上网电价持平。

➤ 工商业用户用电测平价路线图

表 6-12 光伏分布式自用电价与工商业用电电价相比平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
工商业用电电价 (元 /kWh)	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.13	1.17
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.35	1.31	1.27	1.23	1.2	1.16	1.12	1.09	1.06	1.03
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.25	1.21	1.18	1.14	1.11	1.07	1.04	1.01	0.98	0.95
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.15	1.12	1.08	1.05	1.02	0.99	0.96	0.93	0.9	0.87
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
工商业用电电价 (元 /kWh)	1.21	1.25	1.3	1.34	1.39	1.44	1.49	1.54	1.59	1.65
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.85	0.83	0.8	0.78	0.76
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.92	0.89	0.87	0.84	0.82	0.79	0.77	0.74	0.72	0.7
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.85	0.82	0.8	0.77	0.75	0.73	0.71	0.69	0.66	0.64
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.6	0.58	0.56

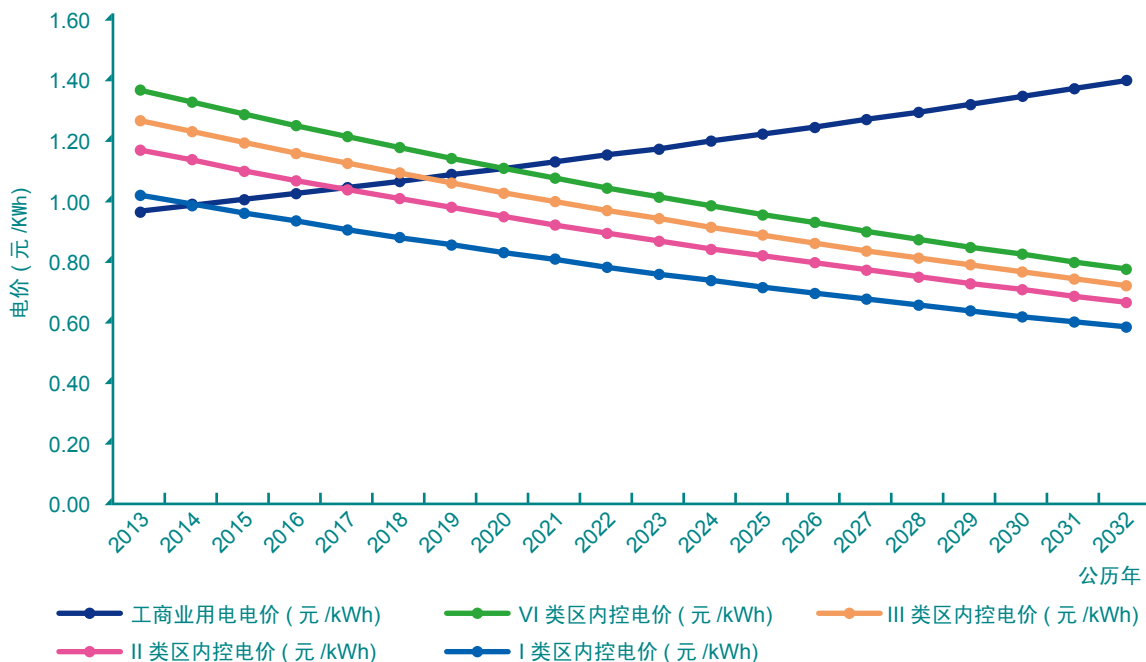


图 6-2 光伏分布式自用电价与工商业用电电价相比平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的分布式光伏发电项目将分别在 2014, 2017, 2019 和 2020 年与工商业用户的用电电价持平, 达到平价。

➤ 大工业用户用电测平价路线图

表 6-13 光伏分布式自用电价与大工业用电电价相比平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
大工业用电电价 (元 /kWh)	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.8	0.82	0.84	0.87
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.35	1.31	1.27	1.23	1.2	1.16	1.12	1.09	1.06	1.03
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.25	1.21	1.18	1.14	1.11	1.07	1.04	1.01	0.98	0.95
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.15	1.12	1.08	1.05	1.02	0.99	0.96	0.93	0.9	0.87
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
大工业用电电价 (元 /kWh)	0.9	0.94	0.97	1	1.04	1.07	1.11	1.15	1.19	1.23
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.85	0.83	0.8	0.78	0.76
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.92	0.89	0.87	0.84	0.82	0.79	0.77	0.74	0.72	0.7
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.85	0.82	0.8	0.77	0.75	0.73	0.71	0.69	0.66	0.64
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.6	0.58	0.56

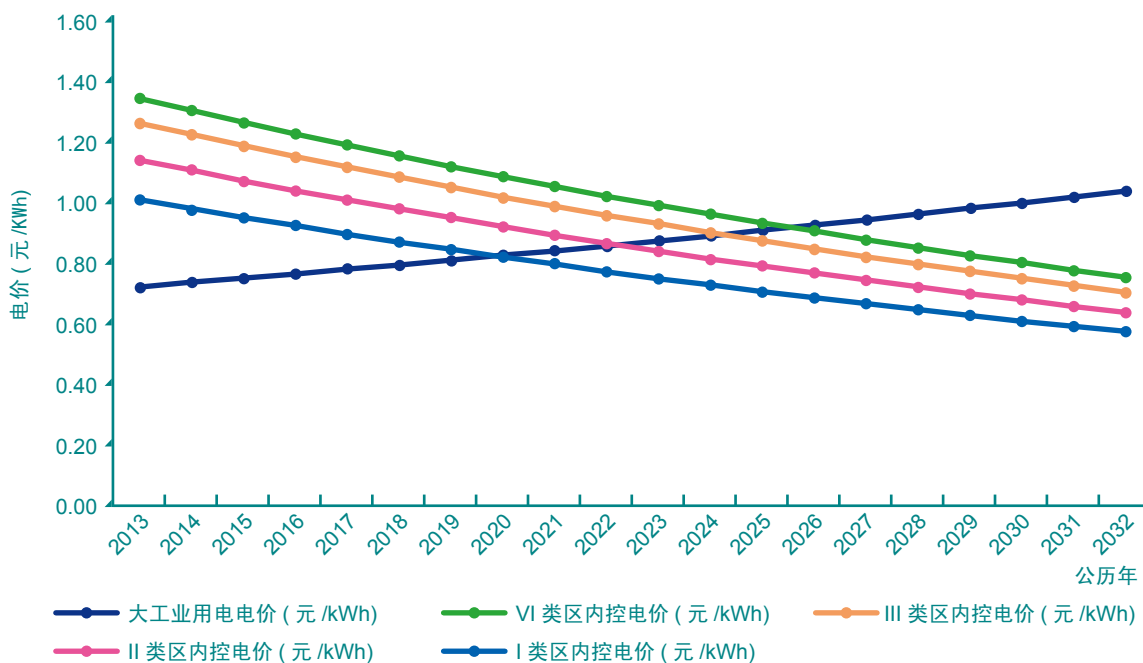


图 6-3 光伏分布式自用电价与大工业用电电价相比平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的分布式光伏发电项目将分别在 2020, 2022, 2024 和 2025 年与大工业用户的用电电价持平, 达到平价。

➤ 低电价用户用电测平价路线图

表 6-14 光伏分布式自用电价与低电价用户电价相比平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
低电价户用电电价 (元 /kWh)	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.6	0.62	0.64
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.35	1.31	1.27	1.23	1.2	1.16	1.12	1.09	1.06	1.03
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.25	1.21	1.18	1.14	1.11	1.07	1.04	1.01	0.98	0.95
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.15	1.12	1.08	1.05	1.02	0.99	0.96	0.93	0.9	0.87
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76

年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
低电价户用电电价 (元 /kWh)	0.66	0.69	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.9
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.85	0.83	0.8	0.78	0.76
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.92	0.89	0.87	0.84	0.82	0.79	0.77	0.74	0.72	0.7
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.85	0.82	0.8	0.77	0.75	0.73	0.71	0.69	0.66	0.64
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.6	0.58	0.56

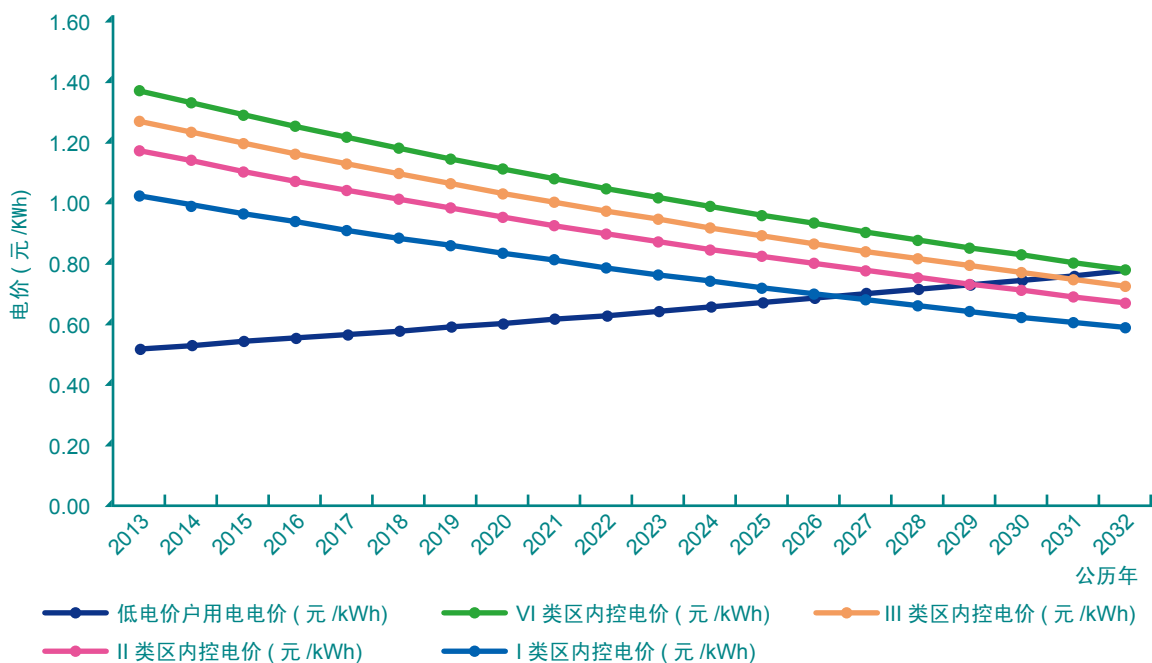


图 6-4 光伏分布式自用电价与低电价用户电价相比平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的分布式光伏发电项目将分别在 2025, 2027, 2028 和 2030 年与低电价用户的用电电价持平, 达到平价。

情景 1 平价路线图汇总

综合可见，光伏分布式自用电价尽管比大型电站的标杆电价高 25%，在工商业和大工业的用电侧的平价上网分别在 2020 年何 2025 年；而要实现现在低电价用户侧和燃煤电价发电侧的平价上网则要到 2030 年：

表 6-15 光伏电价平价上网时间表

光伏内控电价达到平价的基准	达到平价的年份			
	I 类区	II 类区	III 类区	VI 类区
工商业	2014	2017	2019	2020
大工业	2020	2022	2024	2025
低电价用户	2025	2027	2028	2030
脱硫燃煤电价	2025	2027	2028	2030

2. 情景 2

条件：光伏电价每年下降 5%，燃煤电价和用电电价 2020 年以前每年增长幅度为 2%，2020 年以后每年增长幅度为 3.5%。

1) 大型电站电价趋势和补贴资金测算

表 6-16 统购统销模式光伏上网电价补贴测算

条件：2013 年脱硫燃煤机组电价 0.42 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；国家固定上网电价标准 2013 年为 0.8-1.1 元 /kWh，每年下降 5%；假设 2013-2020 年大型光伏电站累计装机 46GW，平均年满发 1300 小时，100% 的光伏电量上网。仅对 2013 年以后光伏装机测算补贴资金。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.5	0.52
VI 类区电价 (元 /kWh)	1.1	1.05	0.99	0.94	0.9	0.85	0.81	0.77	0.73	0.69
III 类区电价 (元 /kWh)	1	0.95	0.9	0.86	0.81	0.77	0.74	0.7	0.66	0.63
II 类区电价 (元 /kWh)	0.9	0.86	0.81	0.77	0.73	0.7	0.66	0.63	0.6	0.57
I 类区电价 (元 /kWh)	0.8	0.76	0.72	0.69	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.5
平均度电补贴 (元 /kWh)	0.53	0.47	0.42	0.37	0.32	0.27	0.23	0.18	0.13	0.08

光伏新增年度装机 (GW/年)	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
光伏累计装机 (GW)	2.5	5.5	9.5	14.5	20.5	27.5	36	46	46	46
光伏新增年度发电量 (亿 kWh/年)	32.5	39	52	65	78	91	110.5	130	0	0
年度补贴资金需求 (亿元)	17.2	35.7	57.6	81.5	106.4	131.1	156	179.6	179.6	179.6
累计补贴资金 (亿元)	17.2	52.9	110.5	192.1	298.5	429.6	585.7	765.2	944.8	1124.4
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.7	0.73
VI类区电价 (元 /kWh)	0.66	0.63	0.59	0.56	0.54	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42
III类区电价 (元 /kWh)	0.6	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38
II类区电价 (元 /kWh)	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38	0.36	0.34
I类区电价 (元 /kWh)	0.48	0.46	0.43	0.41	0.39	0.37	0.35	0.33	0.32	0.3
平均度电补贴 (元 /kWh)	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0
光伏新增年度装机 (GW/年)										
光伏累计装机 (GW)	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
光伏新增年度发电量 (亿 kWh/年)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求 (亿元)	179.6	179.6	179.6	179.6	179.6	179.6	179.6	179.6	179.6	179.6
累计补贴资金 (亿元)	1303.9	1483.5	1663.1	1842.6	2022.2	2201.8	2381.3	2560.9	2740.5	2920

根据测算结果，光伏上网电价的调整建议如表 6-17：

表 6-17 光伏分区标杆电价逐年递减情况表

公历年		2013	2015	2017	2020	2022	2024	2026	2028	2030
光伏上网电价 (元 /kWh)	VI	1.1	1	0.9	0.8	0.7	0.65	0.55	0.5	0.45
	III	1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.55	0.5	0.45	0.4
	II	0.9	0.8	0.75	0.65	0.55	0.5	0.45	0.4	0.35
	I	0.8	0.7	0.65	0.55	0.5	0.45	0.4	0.35	0.3

2) 分布式发电电价趋势和补贴资金测算

分布式光伏自用电分区电价按照 2013 年平均 1.2 元 /kWh，自用电量 90%，反送电量 10%，分别对工商业、大工业和低电价用户用电电价的补贴额进行测算。

表 6-18 工商业用户自发自用，浮动内控电价 1.2 元 /kWh

条件：2013 年工商业用户平均用电电价 0.95 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；分布式光伏平均自用电价 1.20 元 /kWh，每年递减 5%；假设工商业建筑分布式光伏平均年发自用电 1100 小时，年自用电量占 90%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
用户侧电网电价（工商业）	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.13	1.17
分布式平均电价（元 /kWh）	1.2	1.14	1.08	1.03	0.98	0.93	0.88	0.84	0.8	0.76
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.25	0.17	0.09	0.02	0	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	5		
光伏累计装机（GW）	1	2.5	4.5	7	10	13.5	17.5	22.5	22.5	22.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	39.6	49.5	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	2.48	5.01	6.89	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
累计补贴资金（亿元）	2.48	7.49	14.38	21.78	29.18	36.58	43.98	51.38	58.78	66.18
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
用户侧电网电价（工商业）	1.21	1.25	1.3	1.34	1.39	1.44	1.49	1.54	1.59	1.65
分布式平均电价（元 /kWh）	0.72	0.68	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.5	0.48	0.45
光伏度电补贴（元 /kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
累计补贴资金（亿元）	73.6	81	88.4	95.8	103.2	110.6	118	125.4	132.8	140.2



表 6-19 大工业用户自发自用，浮动内控电价 1.2 元 /kWh

条件：2013 年大工业用户平均用电电价 0.71 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；
分布式光伏平均自用电价 1.20 元 /kWh，每年递减 5%；假设大工业建筑分布式光伏平均年发自用电 1300 小
时，年自用电量占 90%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
用户侧电网电价（大工业）	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.8	0.82	0.84	0.87
分布式平均电价（元 /kWh）	1.2	1.14	1.08	1.03	0.98	0.93	0.88	0.84	0.8	0.76
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.49	0.42	0.34	0.28	0.21	0.14	0.08	0.02	0	0
光伏年度装机（GW）	0.5	0.5	1	1	1	1	1.5	1.5		
光伏累计装机（GW）	0.5	1	2	3	4	5	6.5	8	8	8
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	5.85	5.85	11.7	11.7	11.7	11.7	17.55	17.55	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	2.87	5.3	9.33	12.55	14.99	16.69	18.13	18.53	18.53	18.53
累计补贴资金（亿元）	2.87	8.17	17.49	30.04	45.04	61.72	79.86	98.38	116.91	135.44
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
用户侧电网电价（大工业）	0.9	0.94	0.97	1	1.04	1.07	1.11	1.15	1.19	1.23
分布式平均电价（元 /kWh）	0.72	0.68	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.5	0.48	0.45
光伏度电补贴（元 /kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53
累计补贴资金（亿元）	154	172.5	191	209.6	228.1	246.6	265.1	283.7	302.2	320.7



表 6-20 低电价用户自发自用，浮动内控电价 1.2 元 /kWh

条件：2013 年低电价用户平均用电电价 0.52 元 /kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；国家分布式自用电平均电价为 1.20 元 /kWh，每年递减 5%；假设低电价建筑分布式光伏平均年发自用电 1100 小时，年自用电量 90%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
用户侧电网电价（低电价）	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.6	0.62	0.64
分布式平均电价（元 /kWh）	1.2	1.14	1.08	1.03	0.98	0.93	0.88	0.84	0.8	0.76
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.68	0.61	0.54	0.48	0.41	0.35	0.3	0.24	0.18	0.12
光伏年度装机（GW）	1	1	1	1.5	2	2.5	3	3.5		
光伏累计装机（GW）	1	2	3	4.5	6.5	9	12	15.5	15.5	15.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	9.9	9.9	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	6.73	12.77	18.13	25.22	33.42	42.2	51	59.34	59.34	59.34
累计补贴资金（亿元）	6.73	19.5	37.63	62.85	96.27	138.47	189.47	248.81	308.16	367.5
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
用户侧电网电价（低电价）	0.66	0.69	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.9
分布式平均电价（元 /kWh）	0.72	0.68	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.5	0.48	0.45
光伏度电补贴（元 /kWh）	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
光伏年度装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
光伏新增自用电量（亿 kWh/年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34
累计补贴资金（亿元）	426.8	486.2	545.5	604.9	664.2	723.6	782.9	842.2	901.6	960.9



表 6-21 反送电量（10%），固定度电补贴 0.2 元 / kWh

条件：2013 年脱硫燃煤机组电价 0.42 元 / kWh，2020 年以前每年递增 2%，2021-2032 年每年递增 3.5%；
国家固定度电补贴标准 0.20 元 / kWh，执行期 20 年；反送电量占总发电量的 10%。

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
燃煤脱硫电价（元 / kWh）	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.5	0.52
固定度电补贴	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
光伏度电收益（元 / kWh）	0.62	0.63	0.64	0.65	0.65	0.66	0.67	0.68	0.7	0.72
光伏年装机（GW）	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
光伏累计装机（GW）	2.5	5.5	9.5	14.5	20.5	27.5	36	46	46	46
年度新增反送电量（亿 kWh/ 年）	3	3.6	4.8	6	7.2	8.4	10.2	12	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	0.6	1.32	2.28	3.48	4.92	6.6	8.64	11.04	11.04	11.04
累计补贴资金（亿元）	0.6	1.92	4.2	7.68	12.6	19.2	27.84	38.88	49.92	60.96
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
燃煤脱硫电价（元 / kWh）	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.7	0.73
固定度电补贴	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
光伏度电收益（元 / kWh）	0.73	0.75	0.77	0.79	0.81	0.84	0.86	0.88	0.9	0.93
光伏年装机（GW）										
光伏累计装机（GW）	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
年度新增反送电量（亿 kWh/ 年）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
年度补贴资金需求（亿元）	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04
累计补贴资金（亿元）	72	83.04	94.08	105.12	116.16	127.2	138.24	149.28	160.32	171.36

分布式 46GW 装机 20 年补贴资金总需求：1593.2 亿元。



3) 20 年 (2013-2032) 补贴资金汇总

表 6-22 补贴资金汇总表

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
分布式光伏年装机 (GW)	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
大型光伏电站年装机 (GW)	2.5	3	4	5	6	7	8.5	10		
年度总装机 (GW)	5	6	8	10	12	14	17	20	0	0
工商业用户电价补贴 (亿元)	2.48	5.01	6.89	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
大工业用户电价补贴 (亿元)	2.87	5.3	9.33	12.55	14.99	16.69	18.13	18.53	18.53	18.53
低电价用户电价补贴 (亿元)	6.73	12.77	18.13	25.22	33.42	42.2	51	59.34	59.34	59.34
分布式反送电量补贴 (亿元)	0.6	1.32	2.28	3.48	4.92	6.6	8.64	11.04	11.04	11.04
分布式年度补贴 (亿元)	12.67	24.4	36.63	48.65	60.74	72.88	85.18	96.31	96.31	96.31
大型光伏年度补贴 (亿元)	17.23	35.71	57.58	81.55	106.44	131.14	156.04	179.57	179.57	179.57
合计年度补贴资金 (亿元)	29.9	60.12	94.2	130.19	167.18	204.02	241.22	275.88	275.88	275.88
分布式累计补贴资金 (亿元)	12.67	37.07	73.7	122.35	183.09	255.97	341.15	437.46	533.77	630.08
大型电站累计补贴资金 (亿元)	17.23	52.94	110.52	192.06	298.51	429.64	585.68	765.25	944.81	1124.38
总累计补贴资金 (亿元)	29.9	90.01	184.22	314.41	481.59	685.61	926.83	1202.7	1478.58	1754.46
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
分布式光伏年装机 (GW)	0	0	0	0	0	0	0	0		
大型光伏电站年装机 (GW)	0	0	0	0	0	0	0	0		
年度总装机 (GW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
工商业用户电价补贴 (亿元)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
大工业用户电价补贴 (亿元)	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53	18.53
低电价用户电价补贴 (亿元)	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34	59.34
分布式反送电量补贴 (亿元)	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04	11.04
分布式年度补贴 (亿元)	96.31	96.31	96.31	96.31	96.31	96.31	96.31	96.31	96.31	96.31
大型光伏年度补贴 (亿元)	179.57	179.57	179.57	179.57	179.57	179.57	179.57	179.57	179.57	179.57
合计年度补贴资金 (亿元)	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88
分布式累计补贴资金 (亿元)	726.39	822.7	919.01	1015.32	1111.63	1207.94	1304.25	1400.56	1496.87	1593.18
大型电站累计补贴资金 (亿元)	1303.94	1483.51	1663.07	1842.64	2022.21	2201.77	2381.34	2560.9	2740.47	2920.03
总累计补贴资金 (亿元)	2030.33	2306.21	2582.08	2857.96	3133.83	3409.71	3685.59	3961.46	4237.34	4513.21

到 2020 年全国累计装机 100GW，2013 年以后新增大型光伏电站装机 46GW，分布式光伏 46GW，20 年补贴资金总需求：4513.21 亿元，大型光伏电站总补贴资金 2920.0 亿元，分布式光伏 1593.2 亿元，同样装机规模，分布式光伏补贴资金比统购统销补贴资金节省 1326.9 亿元。

截止到 2020 年，分布式光伏累计补贴 437.46 亿元，大型光伏累计补贴 765.25 亿元，分布式光伏补贴资金比统购统销补贴资金节省 327.79 亿元。

4) 平价路线图分析

2013 年全国分区光伏上网标杆电价和 2013 年全国分区分布式光伏自用电价列表如下：

表 6-23 2013 年全国分区光伏上网标杆电价及分区分布式光伏自用电电价表

资源分区	分区光伏上网 标杆电价	分布式光伏自 用电分区电价	富余上网光伏 电量度电补贴
	(元 / 千瓦时)	(元 / 千瓦时)	(元 / 千瓦时)
I	0.8	1	0.2
II	0.9	1.15	0.2
III	1	1.25	0.2
VI	1.1	1.35	0.2
平均	0.95	1.19	0.2

测算要点如下：

- 平均分布式光伏内控标杆电价为 1.2 元 /kWh；
- 2013-2032 年光伏标杆上网电价和分布式自用电价的降价幅度为 5%/ 年，反送电量的补贴标准 20 年不变；
- 2013 年全国平均脱硫燃煤标杆电价为 0.42 元 /kWh，2020 年以前平均每年上涨 2%，2020 年以后平均每年上涨 3.5%；
- 2013 年工商业、大工业和低电价用户的平均用电电价分别为：0.95，0.71 和 0.52 元 /kWh，2020 年以前平均每年上涨 2%，2020 年以后平均每年上涨 3.5%。

基于以上的条件，光伏平价发展路线图分析如下：

➤ 光伏发电侧平价路线图

光伏标杆电价与脱硫燃煤电价相比，在发电侧的平价发展路线图如下：

表 6-24 光伏标杆电价与脱硫燃煤电价相比的平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.5	0.52
VI 类区电价 (元 /kWh)	1.1	1.05	0.99	0.94	0.9	0.85	0.81	0.77	0.73	0.69
III 类区电价 (元 /kWh)	1	0.95	0.9	0.86	0.81	0.77	0.74	0.7	0.66	0.63
II 类区电价 (元 /kWh)	0.9	0.86	0.81	0.77	0.73	0.7	0.66	0.63	0.6	0.57
I 类区电价 (元 /kWh)	0.8	0.76	0.72	0.69	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.5
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
脱硫燃煤电价 (元 /kWh)	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.7	0.73
VI 类区电价 (元 /kWh)	0.66	0.63	0.59	0.56	0.54	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42
III 类区电价 (元 /kWh)	0.6	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38
II 类区电价 (元 /kWh)	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38	0.36	0.34
I 类区电价 (元 /kWh)	0.48	0.46	0.43	0.41	0.39	0.37	0.35	0.33	0.32	0.3

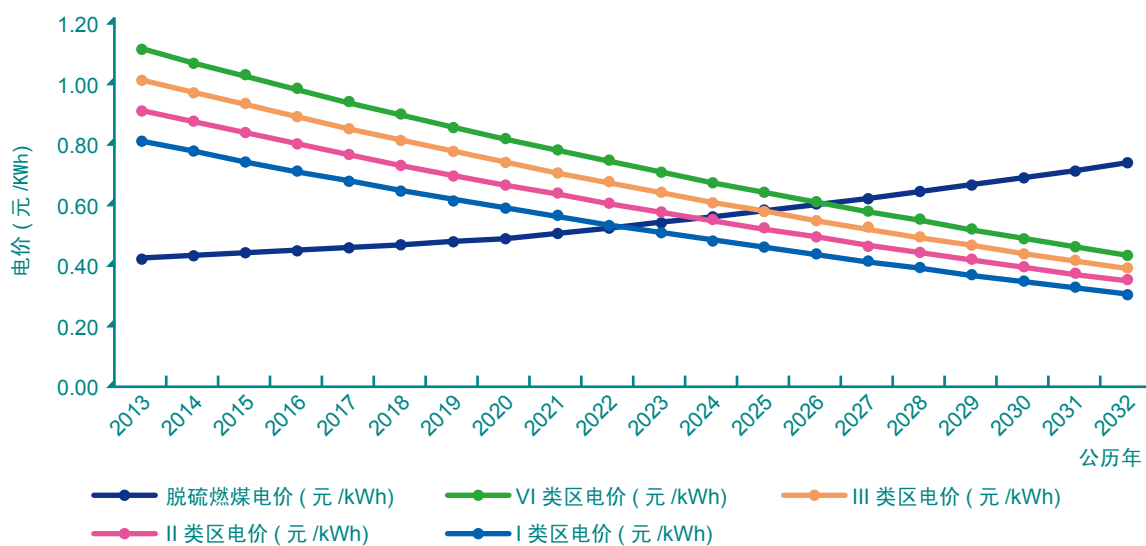


图 6-5 光伏标杆电价与脱硫燃煤电价相比的平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的大型光伏发电项目将分别在 2022，2024，2025 和 2026 年在发电侧达到平价，与脱硫燃煤机组上网电价持平。

➤ 工商业用户用电测平价路线图

表 6-25 光伏分布式自用电价与工商业用电电价相比平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
工商业用电电价 (元 /kWh)	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.13	1.17
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.35	1.28	1.22	1.16	1.1	1.04	0.99	0.94	0.9	0.85
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.25	1.19	1.13	1.07	1.02	0.97	0.92	0.87	0.83	0.79
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.15	1.09	1.04	0.99	0.94	0.89	0.85	0.8	0.76	0.72
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.95	0.9	0.86	0.81	0.77	0.74	0.7	0.66	0.63
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
工商业用电电价 (元 /kWh)	1.21	1.25	1.3	1.34	1.39	1.44	1.49	1.54	1.59	1.65
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.81	0.77	0.73	0.69	0.66	0.63	0.59	0.56	0.54	0.51
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.55	0.52	0.5	0.47
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.69	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.43
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.6	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38

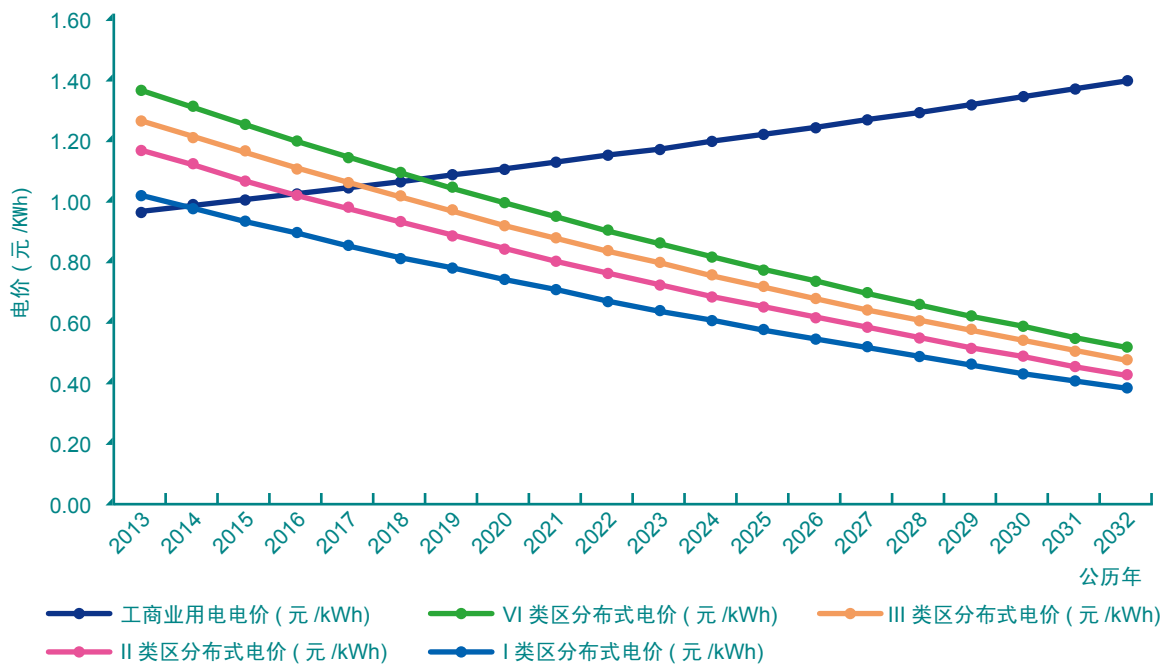


图 6-6 光伏分布式自用电价与工商业用电电价相比平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的分布式光伏发电项目将分别在 2014, 2016, 2017 和 2018 年与工商业用户的用电电价持平, 达到平价。

➤ 大工业用户用电测平价路线图

表 6-26 光伏分布式自用电价与大工业用电电价相比平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
大工业用电电价 (元 /kWh)	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.8	0.82	0.84	0.87
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.35	1.28	1.22	1.16	1.1	1.04	0.99	0.94	0.9	0.85
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.25	1.19	1.13	1.07	1.02	0.97	0.92	0.87	0.83	0.79
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.15	1.09	1.04	0.99	0.94	0.89	0.85	0.8	0.76	0.72
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.95	0.9	0.86	0.81	0.77	0.74	0.7	0.66	0.63
年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
大工业用电电价 (元 /kWh)	0.9	0.94	0.97	1	1.04	1.07	1.11	1.15	1.19	1.23
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.81	0.77	0.73	0.69	0.66	0.63	0.59	0.56	0.54	0.51
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.55	0.52	0.5	0.47
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.69	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.43
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.6	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38

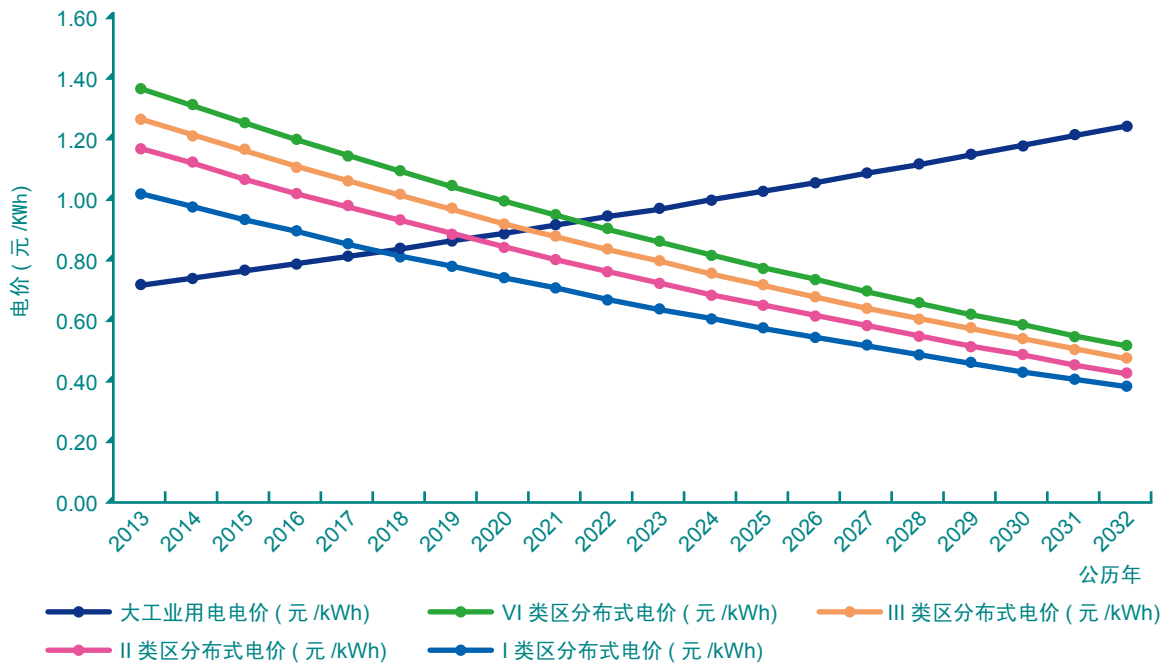


图 6-7 光伏分布式自用电价与大工业用电电价相比平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的分布式光伏发电项目将分别在 2018, 2020, 2021 和 2022 年与大工业用户的用电电价持平, 达到平价。

➤ 低电价用户用电测平价路线图

表 6-27 光伏分布式自用电价与低电价用户电价相比平价路线图

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
低电价户用电电价 (元 /kWh)	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.6	0.62	0.64
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.35	1.28	1.22	1.16	1.1	1.04	0.99	0.94	0.9	0.85
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.25	1.19	1.13	1.07	1.02	0.97	0.92	0.87	0.83	0.79
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	1.15	1.09	1.04	0.99	0.94	0.89	0.85	0.8	0.76	0.72
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	1	0.95	0.9	0.86	0.81	0.77	0.74	0.7	0.66	0.63

年	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
低电价户用电电价 (元 /kWh)	0.66	0.69	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.9
VI 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.81	0.77	0.73	0.69	0.66	0.63	0.59	0.56	0.54	0.51
III 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.55	0.52	0.5	0.47
II 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.69	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.43
I 类区分布式电价 (元 /kWh)	0.6	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.4	0.38

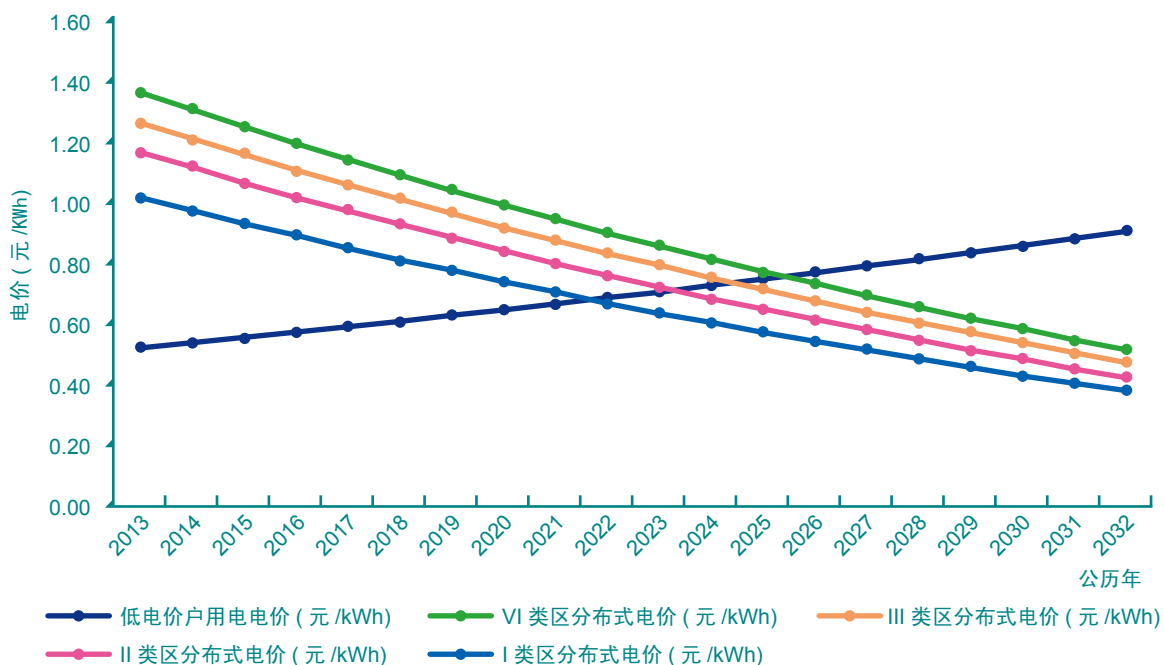


图 6-8 光伏分布式自用电价与低电价用户电价相比平价路线图

I 类资源区到 VI 类资源区的分布式光伏发电项目将分别在 2022, 2024, 2025 和 2026 年与低电价用户的用电电价持平, 达到平价。

➤ 情景 2 平价路线图汇总

综合可见光伏分布式自用电价尽管比大型电站的标杆电价高 25%，在工商业和大工业的用电侧的平价上网时间分别在 2018 年和 2022 年；而到实现在低电价用户侧和燃煤电价发电侧的平价上网则要到 2026 年。

表 6-28 光伏电价平价上网时间表

光伏内控电价达到平价的基准	达到平价的年份			
	I 类区	II 类区	III 类区	VI 类区
工商业	2014	2016	2017	2018
大工业	2018	2020	2021	2022
低电价用户	2022	2024	2025	2026
脱硫燃煤电价	2022	2024	2025	2026

5) 补贴资金需求和平价路线图

表 6-29 补贴资金需求汇总


情景 1 补贴资金需求	2013 - 2020
分布式光伏装机 (GW)	46
大型光伏电站装机 (GW)	46
总装机 (GW)	92
分布式光伏到 2020 年累计补贴 (亿元)	514.9
大型光伏到 2020 年累计补贴 (亿元)	876
到 2020 年合计补贴资金 (亿元)	1390.9
20 年分布式累计补贴资金 (亿元)	1981.1
20 年大型电站累计补贴资金 (亿元)	3540.3
20 年总累计补贴资金 (亿元)	5521.3
情景 2 补贴资金需求	2013 - 2020
分布式光伏装机 (GW)	46
大型光伏电站装机 (GW)	46
总装机 (GW)	92
分布式光伏到 2020 年累计补贴 (亿元)	437.46
大型光伏到 2020 年累计补贴 (亿元)	765.25
到 2020 年合计补贴资金 (亿元)	1202.71
20 年分布式累计补贴资金 (亿元)	1593.2
20 年大电站累计补贴资金 (亿元)	2920
20 年总累计补贴资金 (亿元)	4513.2

表 6-30 平价路线图汇总

情景 1：光伏降价 3%/ 年		达到平价的年份			
资源分区		I 类区	II 类区	III 类区	VI 类区
各类用户					
工商业		2014	2017	2019	2020
大工业		2020	2022	2024	2025
低电价用户		2025	2027	2028	2030
脱硫燃煤电价		2025	2027	2028	2030
情景 2：光伏降价 5%/ 年		达到平价的年份			
资源分区		I 类区	II 类区	III 类区	VI 类区
各类用户					
工商业		2014	2016	2017	2018
大工业		2018	2020	2021	2022
低电价用户		2022	2024	2025	2026
脱硫燃煤电价		2022	2024	2025	2026







光伏分区电价实施办法 及其他建议

第七章

政策是协调相关方利益促进光伏发电健康发展的重要措施，一旦电价机制形成之后，还有许多问题需要通过政策来协调。

一、光伏分区电价实施原则

1. 开发商自由选择开发形式。允许开发商自行选择公共电站模式⁴（即电网统购统销模式）或是自备电厂模式⁵（即自发自用为主、余电上网）；
2. 根据太阳能资源设定区域电价。在全国范围内对公共电站和自备电厂分别实行资源分区光伏电价；
3. 电网结算。无论选择何种开发模式，均需要通过电网公司实施，购售电分别结算，互不交叉。

二、光伏分区电价结算方式

1. 公共电站模式

公共电站模式分区标杆上网电价执行标准见表 7-1：

表 7-1 公共电站模式分区标杆上网电价表

资源分区	水平面年总辐射量		年等效利用小时数	测算取值	建议标杆电价
	MJ/m ²	kWh/m ²	小时 / 年	小时 / 年	(元 / kWh)
I	> 6000	> 1700	> 1600	1600	0.8
II	5400-6000	1500-1700	1400-1600	1400	0.9
III	4500-5400	1240-1500	1200-1400	1200	1
VI	< 4500	< 1250	< 1200	1000	1.1

4：公共电站模式适用于并入输电网的大型光伏电站，也适用于并入公共配电网（10kV，400V）的光伏发电系统。

5：自备电厂模式仅适用于接入用户侧配电网的分布式光伏系统。

光伏发电量全部按照分区标杆电价出售给电网公司，电网公司按当地脱硫燃煤电价每月与光伏项目开发商结算，超过当地脱硫燃煤电费的部分由国家给予补贴。

不同类型的公共电站电量计量和电费结算方案如下：

1) 地面安装，接入中高压输电网的大型光伏电站：

公共电站模式适用于并入输电网的大型光伏电站，也适用于并入公共配电网（10kV，400V）的光伏发电系统。

自备电厂模式仅适用于接入用户侧配电网的分布式光伏系统。

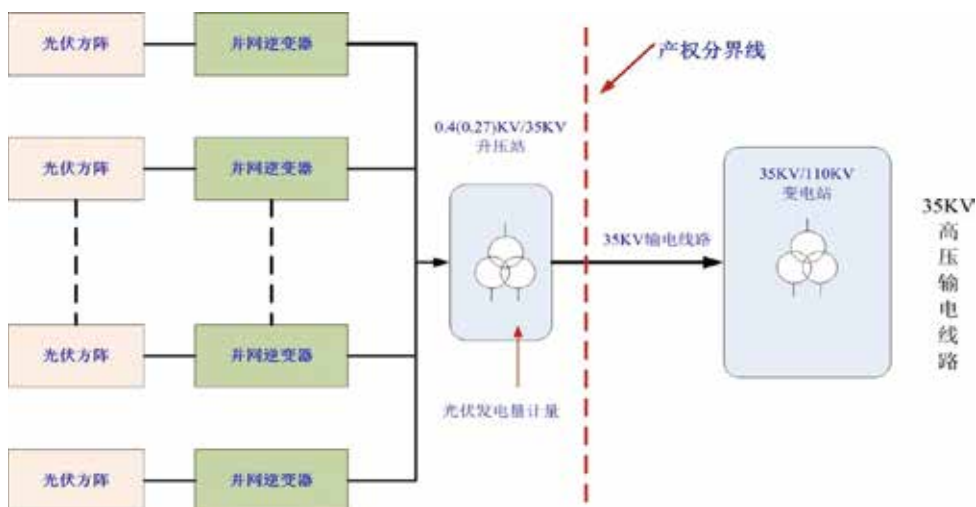


图 7-1 接入中高压输电网的大型光伏电站

- 按照大型光伏电站的产权分界，站内升压站由开发商投资建设；
- 全部光伏交流电量馈入中高压输电网；
- 电网公司向开发商支付基本电费 = 当地脱硫电价 × 光伏交流电量；
- 国家支付上网电价补贴 = (光伏分区标杆电价 - 当地脱硫电价) × 光伏交流电量；
- 补贴结算周期：6 个月。

2) 接入 10kV 公共配电网的光伏系统

- 根据国家电网办（2012）1560 号文：“接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设（西部地区接入工程仍执行国家现行投资政策），升压站由电网企业投资建设；
- 全部光伏交流电量馈入 10kV 公共配电网；

- 电网公司向开发商支付光伏基本电费 = 当地脱硫电价 × 光伏交流电量；
- 国家支付上网电价补贴 = (光伏分区标杆电价 - 当地脱硫电价) × 光伏交流电量；
- 用户用电根据用户性质按不同价格正常向电网购电；
- 开发商收益 = 光伏基本电费 + 光伏电价补贴
- 补贴结算周期：6 个月

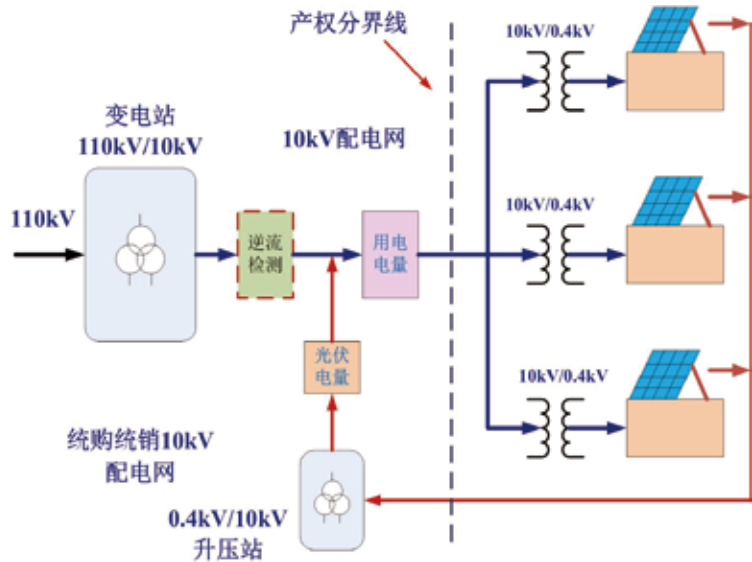


图 7-2 接入 10kV 公共配电网的光伏系统

3) 接入 400V 公共配电网的光伏系统

- 接入系统和计量单元由电网企业投资建设；
- 全部光伏交流电量馈入 400V 公共低压配电网；
- 电网公司支付光伏基本电费 = 当地脱硫电价 × 光伏发电量（电表 2）；
- 国家支付上网电价补贴 = (光伏分区标杆电价 - 当地脱硫电价) × 光伏发电量（电表 2）；
- 用户根据用电量（电表 1）正常向电网缴费；
- 开发商收益 = 光伏基本电费 + 光伏电价补贴；
- 补贴结算周期：6 个月。

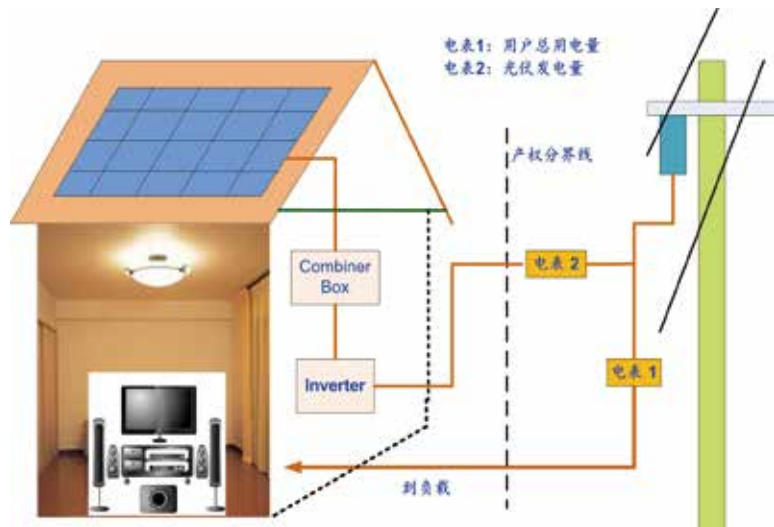


图 7-3 接入 400V 公共配电网的光伏系统

2. 自备电厂模式

自备电厂模式分区标杆上网电价执行标准见表 7-2:

表 7-2 自备电厂模式分区标杆上网电价表

资源分区	水平面年总辐射量		年等效利用小时数	测算取值	建议标杆电价
	MJ/m ²	kWh/m ²	小时 / 年	小时 / 年	(元 / kWh)
I	> 6000	> 1700	> 1600	1600	1
II	5400-6000	1500-1700	1400-1600	1400	1.15
III	4500-5400	1240-1500	1200-1400	1200	1.25
VI	< 4500	< 1250	< 1200	1000	1.35

光伏自用电量按照上表分区电价执行，多余反送到公共配电网的光伏电量，按照当地脱硫电价由电网企业收购，国家给予反送光伏电量 0.2 元 / kWh 的补贴。

不同类型的分布式自备电厂电量计量和电费结算方案如下:

1) 接入 400V 光伏自备电厂

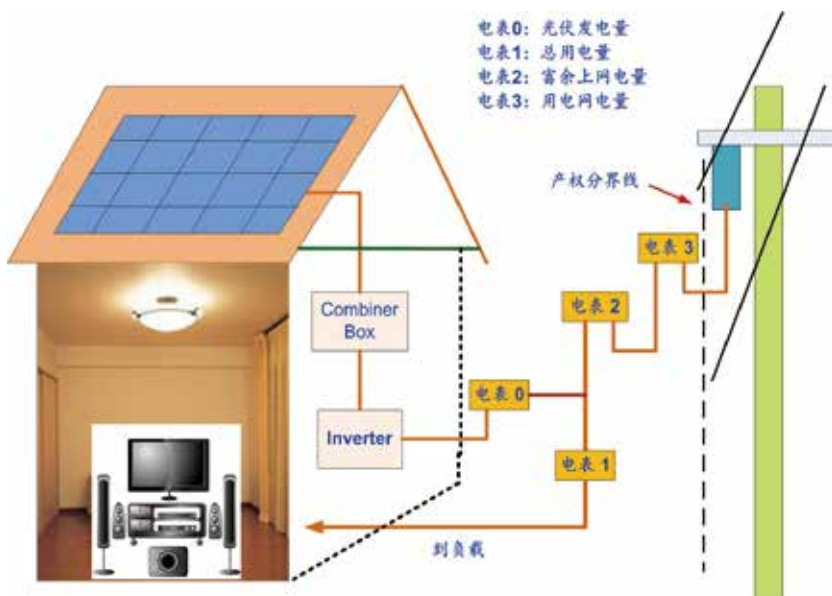


图 7-4 400V 接入光伏自备电厂

- 根据国家电网办（2012）1560号文：“接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设（西部地区接入工程仍执行国家现行投资政策），接入系统由开发商投资建设；
- 并网点在电网用户电表的负载侧，自发自用；
- 国家对于自用电量给以固定度电电价补贴，或是按照分区标杆电价的125%给以固定光伏电价补贴，执行期20年；
- 反送到电网的光伏电量，电网按照燃煤脱硫电价收购，国家对于反送电量也给予0.2元/kWh固定度电补贴；
- 电表0：开发商自装，普通电表仅记录光伏发电量；电表1：电网公司安装，自动记录总用电量并能按照峰、平、谷分时自动计费；电表2：电网公司安装，自动记录富余上网电量并按照脱硫电价自动计费；电表3：电网公司安装，自动记录电网用电量并能按照峰、平、谷分时自动计费。
- 电网企业收费：按照电表1记录的总用电量和分时电费向用户收取。
- 电网企业支付：开发商自用光伏电量的基本电费和反送电量的基本电费。

$$\text{光伏自用电量基本电费} = \text{电表1总电费} - \text{电表3电网电量电费}$$

$$\text{光伏反送电量基本电费} = \text{当地脱硫电价} \times \text{表2记录的反送电量}$$
- 政府支付：自用光伏电量补贴 = 分布式光伏分区电价（固定电价或比标杆电价高25%） \times 光伏自用电量 - 光伏自用电量基本电费

$$\text{反送光伏电量补贴} = 0.2 \text{元/kWh} \times \text{电表2记录的反送光伏电量}$$
- 补贴结算周期：6个月



2) 接入 10kV 光伏自备电厂

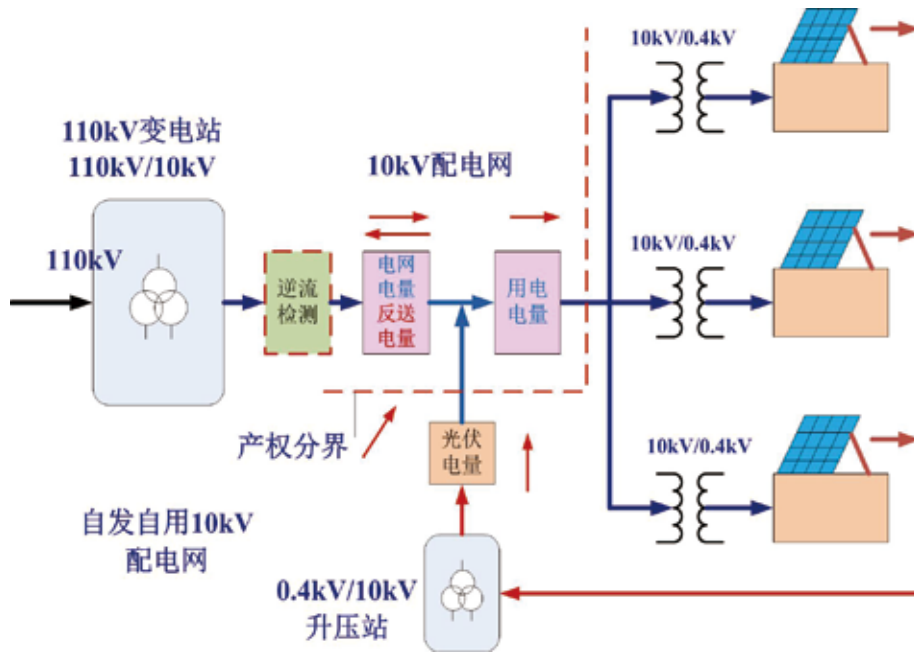


图 7-5 10kV 光伏自备电厂

- 根据国家电网办（2012）1560 号文：“接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设（西部地区接入工程仍执行国家现行投资政策），升压站由开发商投资建设；
- 电网企业收费：按照用电电表记录的总用电量和分时电费向用户收取。
- 电网企业支付：开发商自用光伏电量的基本电费和反送电量的基本电费。
 - 光伏自用电量基本电费 = 总用电量电费 - 电网用电量电费
 - 光伏反送电量基本电费 = 当地脱硫电价 × 反送光伏电量
- 政府支付：自用光伏电量补贴 = 分布式光伏分区电价（固定电价或比标杆电价高 25%）× 光伏自用电量（总用电量 - 电网用电量）- 光伏自用电量基本电费
 - 反送光伏电量补贴 = 0.2 元 / kWh × 反送光伏电量
- 补贴结算周期：6 个月

3) 多楼宇单用户自备电厂

单用户多楼宇自备电厂的电网电量计费点一般设在供电变压器的低压侧，如果在多个建筑上安装光伏系统，最合理、经济的办法是就近在各个楼宇并入配电网，而不必集中到计费点并网。示意图如下：

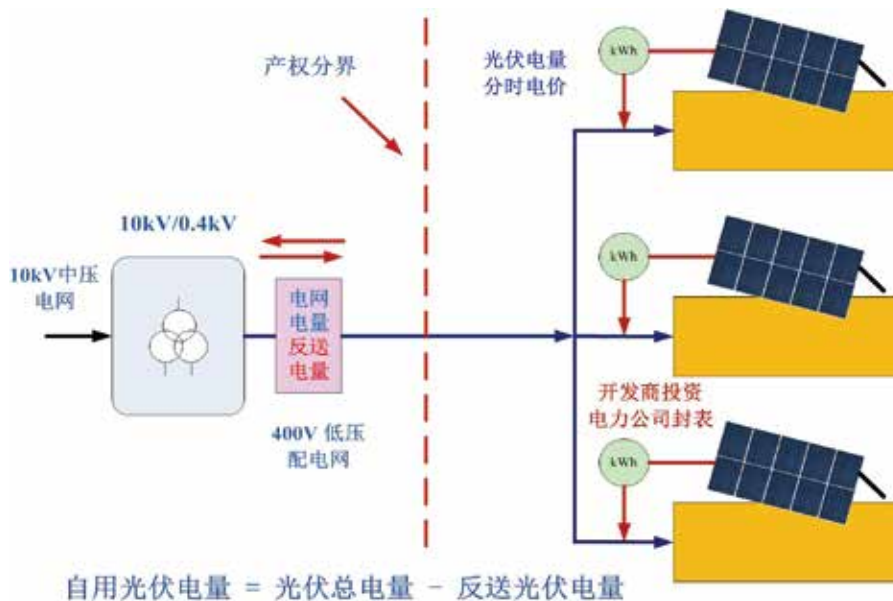


图 7-6 单用户多楼宇 400V 自备光伏电厂

- 各楼宇光伏系统就近并网，记录各楼宇光伏发电量和按照分时电费记录的光伏电量电费，接网系统由开发商投资建设；
- 电网企业收费：向用户收取电网电量电费 + 光伏总自用电量电费
 (光伏总自用电量电费 = 光伏总电量电费 - 反送电量电费)
- 电网企业支付：光伏总自用电量电费和反送电量的基本电费。
 光伏总自用电量电费 = 光伏总电量电费 - 反送电量电费
 光伏反送电量电费 = 当地脱硫电价 × 反送光伏电量
- 政府支付：自用光伏电量补贴 = 分布式光伏分区电价 (固定电价或比标杆电价高 25%) × 光伏自用电量 (光伏总电量 - 反送电量) - 光伏自用电量电费
 反送光伏电量补贴 = 0.2 元 / kWh × 反送光伏电量

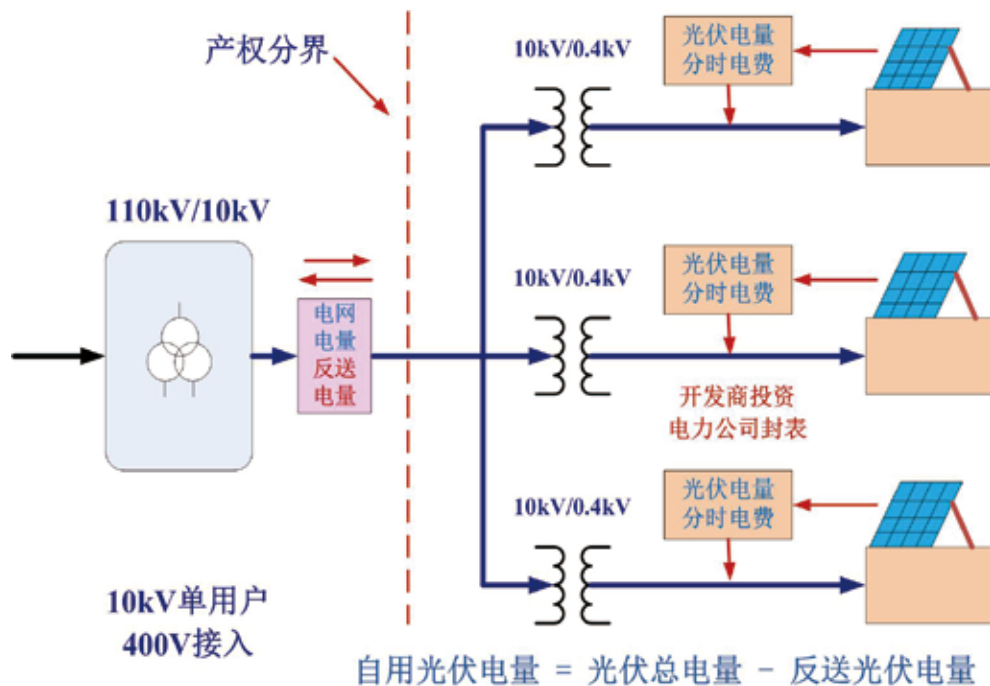


图 7-7 单用户多楼宇 10kV 自备光伏电厂

- 各楼宇光伏系统就近并网，记录各楼宇光伏发电量和按照分时电费记录的光伏电量电费，接网系统由开发商投资建设；
- 电网企业收费：向用户收取电网电量电费 + 光伏总自用电量电费
 (光伏总自用电量电费 = 光伏总电量电费 - 反送电量电费)
- 电网企业支付：光伏总自用电量电费 + 反送电量的基本电费。
 光伏总自用电量电费 = 光伏总电量电费 - 反送电量电费
 光伏反送电量电费 = 当地脱硫电价 × 反送光伏电量
- 政府支付：自用光伏电量补贴 = 分布式光伏分区电价 (固定电价或比标杆电价高 25%) × 光伏自用电量 (光伏总电量 - 反送电量) - 光伏自用电量电费
 反送光伏电量补贴 = 0.2 元 /kWh × 反送光伏电量
- 补贴结算周期：6 个月



三、相关建议

1. 光伏电价相关建议

1) 光伏发电电价按运行模式分为两类，大型地面电站和集中开发并入公共配电网的分布式光伏系统，采用按资源定价模式，即制定光伏分区上网标杆电价；而自发自用光伏系统可采用度电固定补贴模式或是分布式光伏自用电分区电价补贴。

2) 光伏分区标杆电价通过招标确定。可以在 4 个资源区选定几个大型光伏电站，或在并入公共配电网的大型建筑光伏项目中进行招标确定；在招标电价未落实前，按照本文建议的电价实施；招标确定的分区光伏标杆电价在下一年度开始执行；

3) 对于分布式光伏的补贴方式，根据本报告第五章分析，分布式光伏自用电分区电价补贴方式既照顾到了资源分区，也照顾到不同用电户的电价差异，实现了公平收益，避免了后期不当收益的问题，因此本报告更倾向于此种补贴方式。但固定度电补贴尽管很难实现公平收益，但操作和计量上相对于前者都比较简单，因此得到政策制定者的青睐。故此，在固定补贴模式下，根据本报告分析，最佳方案是划分为工商业用户、大工业用户和低电价用户三档进行补贴。基于这一点，在此进一步提出具体建议：工商业用户补贴 0.2 元 / 千瓦时，大工业用户补贴 0.4 元 / 千瓦时，居民、学校、医院、农电等补贴 0.6 元 / 千瓦时（其



国家财政和电网企业各补贴 0.3 元 / 千瓦时)，对分布式自发自用余电上网的部分除按照当地脱硫脱销电价收购外，再补贴 0.2 元 / 千瓦时。这样不仅可以利用市场优先选择经济效益好的开发模式，使国内光伏市场快速启动，还可以在在一定程度上控制补贴支出。

4) 建议设立“特殊电价区”并批准特定电价，包括西藏自治区、四川阿坝自治州、云南迪庆自治州、青海玉树自治州、新疆生产建设兵团以及黑龙江农垦建设兵团等。此类地区普遍自然气候条件恶劣、基础设施薄弱、经济落后，其装机成本大大高于其他地区，应在电价方面给予更多补贴以支持当地经济的发展，设定为 1.15 元 / 千瓦时比较适宜。

5) 国家应在光伏电量补贴中对电网企业安装的，包括电量计量和继电保护等在内的电网接入系统以及交易服务成本予以补偿，分布式发电按照每度电 2 分标准给予补偿，大型光伏电站按照财建（2012）102 号文执行（50 公里以内每千瓦时 1 分钱，50-100 公里每千瓦时 2 分钱，100 公里及以上每千瓦时 3 分钱）；

6) 建议加强可再生能源附加的征收力度。严格按照目前《可再生能源法》规定，将可再生能源电价附加在除西藏自治区以外的全国范围内，对各省、自治区、直辖市扣除农业生产用电（含农业排灌用电）后的销售电量进行统一征收，并将征收范围扩大到所有的自备电厂的用电量。同时根据可再生能源发展需要，适度的增加电力附加，建议 2013 年开始可再生能源电力附加增加到 1.5 分 / kWh，到 2015 年提高到 2 分 / kWh，以确保资金足额到位。



2. 管理办法相关建议

1) 开发商在中国境内可以自行选择开发形式，公共电站模式或是自备电厂模式，即可自由选择是采用大型电站补贴政策还是分布式发电补贴政策；

2) 为了解决开发商不易介入，从用户直接收取费用困难的问题，可由电网公司向用户收取电费，并向开发商支付自用光伏电量电费和补贴，以及反送光伏电量电费和补贴，收支 2 条线。

3) 电网和用户产权界限要明确，大型地面光伏电站的产权界线在光伏电站站外第一杆；分布式光伏发电的产权界线见前文，基本原则按照国家电网公司 2012 年 1560 号文执行：“接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。西部地区接入工程仍执行国家现行投资政策”（产权分界线在光伏电站站外第一杆）；

4) 开发商的售购电协议与电网公司签订，但屋面租赁仍需要与建筑业主协商，为了保障开发商和建筑业主双方的权益，建议屋面租用费的标准为每年每平方米 2 元。

5) 建议简化可再生能源发电补贴程序。目前虽然根据《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》规定原则上可再生能源电价附加补助资金按季预拨、年终清算，但在实际操作过程中该流程的时间远远超过预期，严重影响可再生能源发电企业的运营。因此建议改变目前的财政补贴发放形式，收支均由电网公司完成，并由电网公司根据国家规定的电价直接向可再生能源发电企业结算，同时免除可再生能源电力附加在征收、发放过程中的各种税费。政府主管部门则只对此进行检查和监督。

The logo for CREIA (Chinese Renewable Energy Industries Association) features the letters 'CREIA' in a stylized font. The 'C' and 'R' are blue, while the 'E', 'I', and 'A' are orange. A horizontal line with a blue-to-orange gradient is positioned below the letters.

CREIA

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会
Chinese Renewable Energy Industries Association

地址：北京市西城区车公庄大街甲4号物华大厦A2106

邮编：100044

电话：+86 68002617/18

传真：+86 10 68002674

网址：www.creia.net

邮箱：creia@creia.net



参考文献：

- 【1】李俊峰、王斯成，中国光伏发电平价上网路线图，北京，2011
- 【2】SEMI & PV Group, International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) Results (国际光伏技术路线图)，2012
- 【3】王勃华、高宏玲、王世江等，中国光伏产业发展报告，北京，2012
- 【4】切拉斯等著，太阳能光伏发电系统，张春朋，姜齐荣译，北京：机械工业出版社，2011
- 【5】李瑞生等，智能电网系列书 -- 地面光伏发电系统及应用，北京：中国电力出版社，2011
- 【6】中国光伏产业联盟，中国光伏发电产业发展报告 2011
- 【7】水电水利规划设计总院，2012 年度中国太阳能发电建设统计报告
- 【8】CREIA，2011 年光伏发电产业发展报告