

能源基金会
The Energy Foundation

中国可持续能源项目
The China Sustainable Energy Program

研究报告
Research Report



我国分布式光伏发电政策路线研究

Study on the Policy Roadmap of Distributed PV Power Generation in China

国家发改委能源研究所

可再生能源发展中心

2015年6月

项目信息

项目编号：G-1306-18389

Grant Number: G-1306-18389

项目期：2013年4月1日-2014年8月30日

Grant period: 1/4/2013-30/8/2014

所属领域:可再生能源

Sector: Renewable Energy

项目概述：国家可再生能源“十二五”发展规划明确提出，到2015年底，我国太阳能发电装机规模2100万千瓦，其中分布式光伏发电达到1000万千瓦，即每年新增的分布式光伏系统规模要达到300万千瓦，超过2009-2012年金太阳工程的总规模。2013年1月召开的2013年全国能源工作会议指出，要大力发展分布式光伏发电，年内光伏发电新增装机1000万千瓦，其中分布式光伏预计达到700-800万千瓦，发挥主要作用。

2011-2012年，我国光伏产业先后经历了美国和欧洲“双反”调查，美国已对我国光伏产品不合理的征收高额反倾销税和反补贴税，光伏企业遭受市场寒冬。随着国内光伏发电市场的打开，特别是分布式光伏系统的推广，将引导我国光伏产业更大地转向国内市场，逐步改变传统依靠产品制造和出口的发展模式，既有利于产业转型，又利于促进我国新能源对化石能源替代在能源结构调整中逐步扮演重要角色。

然而，越是在行业高速发展时期，越需要尽快研究确定具有正确战略导向和有条不紊的配套政策措施。2009年以来，我国先后实施了“光电建筑应用示范项目”和“金太阳示范工程”，鼓励分布式光伏开发，财政部给予相应的投资补贴，但当时政策的制定无法与目前分布式光伏发电市场快速启动的局面相适应，投资补贴机制也显现出不少弊端。本研究梳理了我国现行光伏政策体系，从光伏发电中长期发展的角度，研究分布式光伏发电长期政策路线，提出在分布式光伏发展不同发展阶段的配套政策措施和实施路径建议，以推动我国分布式光伏健康、稳定发展。

Project Description: As the National Renewable Energy Twelfth Five-Year Development Plan announced that, at the end of 2015, China's installed capacity of solar power will reach 21 GW, in which distributed photovoltaic power generation will reach 10 GW, in another word, 3 GW new distributed photovoltaic systems will be built yearly, which is more than the total size of the Golden Sun Project capacity from 2009 to 2012. The 2013 National Energy Work Conference was held in January 2013, which announced that, distributed photovoltaic power generation should be vigorous expanded, and 10 GW of photovoltaic power capacity will be stalled by the end of this year, in which distributed photovoltaic power generation will play a major role, to reach 7-8 GW.

From 2011 to 2012, China's PV industry has experienced both the United States and Europe's countervailing and anti-dumping survey. The United States has issued China's photovoltaic products unreasonable very high anti-dumping duties and countervailing duties, PV companies in China suffered market winter. With the opening of domestic PV power market, especially the promotion of distributed photovoltaic systems, the market will lead China's photovoltaic industry turning to the domestic market, and gradually change the traditional product manufacturing and

export development mode, which is both conducive to industrial restructuring, and also conducive to promoting China's energy structure adjustment by substitution of fossil energy by new alternative energy.

However, when we are in the period of rapid development of the industry, the more urgent researches are needed to determine the correct strategy-oriented and methodical supporting policies and measures. Since 2009, China has implemented the Photovoltaic Building Demonstration Projects and the Golden Sun Demonstration Project to encourage the development of distributed PV and the Ministry of Finance gives the corresponding investment subsidies. However the policy-making cannot fit current distributed photovoltaic power generation market development situation, a quick start investment subsidy mechanism also suffers a number of shortcomings. At present, in order to promote the healthy and stable development of distributed PV, this project studies on the long-term policy roadmap of distributed photovoltaic power generation from the point of view of long-term development, propose supporting policies and measures of development and implementation.

项目成员：任东明、时璟丽、谢旭轩、高虎、赵勇强、胡润清、雷岩鹏、杨少楠

Project team: REN Dongming, SHI Jingli, XIE Xuxuan, GAO Hu, ZHAO Yongqiang, HU Runqing, LEI Yanpeng and YANG Shaonan

关键词：分布式光伏、电价、政策路线、发展战略

Key Word: Distributed PV, electricity pricing, policy roadmap, development strategy

摘要

分布式光伏发电是国际先进国家开发利用太阳能的主要方式，在我国，对缓解可再生能源电力集中开发面临的“弃风”“弃光”限电问题，减少集中式开发的补贴需求，特别是增加城市中的清洁能源供应具有重要意义。2013 年以来，国家通过颁布电价、加大补贴、简化审批等方式，制定了规模化发展分布式光伏发电的战略。截至 2014 年底，我国光伏发电总并网装机容量 2805 万千瓦，但其中主要仍是集中式光伏电站，分布式光伏装机 467 万千瓦，仅占 17%，与国家能源局制定的光伏电站和分布式光伏并重的发展战略还有较大差距，实现近中期分布式光伏发展目标压力较大。

本研究通过总结我国分布式光伏发展历史和现状，梳理我国现有分布式光伏政策体系，分析当前仍面临的问题和瓶颈，并借鉴国外经验，研究提出了我国分布式光伏发展政策路线。认为当前我国已基本具备了支持分布式光伏发展在法律、电价、并网标准、项目管理、金融支持等各方面的初步政策体系，但在部分政策环节和市场环境方面仍存在缺陷，主要应通过电力市场改革创造竞争性电力市场，并以外部性内在化政策为分布式光伏提供公平竞争环境，通过电力法修订支持有活力的商业模式同时带动金融模式创新。我国分布式光伏政策路线应以光伏发电 2020 年左右在用电侧实现平价和 2025 年左右发电侧实现平价两个关键时间点，直到 2030 年，实施一系列政策改革。

我国分布式光伏政策路线可概括为：1) 当前，应尽快提升电网接入、场地使用、项目管理、电价补贴发放等方面已有政策的执行力，保障分布式光伏开发者的经济效益及市场信心，努力实现国家近中期分布式光伏发展目标；2) 2015-2025 年，是我国电力市场改革的关键时期，应在可再生能源发电领域，特别是分布式光伏领域，率先推行电力市场改革试点，逐步建立竞争性市场，促成分布式项目可实现商业化售电；3) 2020 年前后，实施化石能源利用外部成本内部化的财税和经济政策，增加可再生能源在电力市场的竞争力，提供公平竞争环境；4) 2020-2025 年，研究改善经济激励政策，减少和取消财政补贴，制定适应我国电力市场特征的市场经济激励政策；5) 从当前到 2025 年，创新商业模式和金融支持模式都是支持分布式光伏发展的重要举措，应鼓励众筹、资产证券化等金融创新方式，建立完善项目风险评估机制，吸引保险机构的介入，建立风险共担机制。通过一系列政策措施在分布式光伏发展不同阶段的引导和支持，最终实现分布式光伏市场不断成熟，并汇入我国逐步完善的电力市场，实现规范的市场化发展。

目录

1. 我国分布式光伏发展现状	1
1.1. 历史发展情况	1
1.2. 分布式光伏发展现状	3
1.3. 光伏产业对分布式发展的支撑	6
1.4. 主要的分布式光伏商业模式	8
2. 分布式光伏发展面临的问题和障碍	11
2.1. 短期障碍和问题	11
2.2. 中期运营模式仍需理顺	12
2.3. 长期高渗透率发展将面临的挑战	13
3. 国际分布式光伏发展经验	14
3.1. 德国政策经验总结	14
3.2. 美国政策经验总结	20
3.3. 日本政策经验总结	25
4. 我国现有分布式光伏发电政策体系	29
4.1. 发展目标	29
4.2. 项目管理政策	29
4.3. 电价和补贴政策	30
4.4. 财税政策	33
4.5. 并网政策	33
4.6. 金融服务政策	34
4.7. 相关标准规范	35
4.8. 地方支持政策	37
5. 我国分布式光伏发电平价上网路线分析	41
5.1. 脱硫燃煤标杆电价变化趋势	41
5.2. 能源环境税收对燃煤标杆电价的影响	42
5.2.1. 我国现有能源环境税收体系	43
5.2.2. 未来我国能源环境税收改革的可能选择	43
5.2.3. 能源环境税收对燃煤标杆电价的影响分析	43
5.3. 分布式光伏电价成本变化趋势	46

5.4.	平价上网路线图及评论.....	47
6.	分布式光伏发电政策路线	51
6.1.	一般性政策路径	51
6.1.1.	建立法律保障	51
6.1.2.	制定分布式能源发展目标	51
6.1.3.	促进分布式能源利用的电力系统改革	52
6.1.4.	建立分布式能源发电并网标准	52
6.1.5.	制定经济激励政策	52
6.1.6.	鼓励技术进步和科技创新	52
6.2.	我国分布式光伏政策路线建议	54
附录	56
附录 1:	各省分布式光伏备案和并网装机情况	56
附录 2:	分布式光伏发展调研报告	58

1. 我国分布式光伏发展现状

分布式光伏发电是国际先进国家开发利用太阳能的主要方式，在我国，对缓解可再生能源电力集中开发面临的“弃风”“弃光”限电问题，减少集中式开发的补贴需求，特别是增加城市中的清洁能源供应具有重要意义。2013 年以来，国家通过颁布电价、加大补贴、简化审批等方式，制定了规模化发展分布式光伏发电的战略。但近两年来，我国分布式光伏发展规模大大低于预期，与规划目标差距巨大，屋顶协调难、融资贷款难、商业模式单一等问题仍普遍存在。

我国光伏发电可分为集中式电站和分布式光伏系统两类利用方式，发展早期以集中式为主，截至 2014 年底光伏电站并网容量 2338 万千瓦，占总并网量 2805 万千瓦的 83%；国家非常重视推动分布式光伏发展，2013 年以来密集出台激励政策，截至 2014 年底并网容量达到 467 万千瓦，但占比仅为 17%；国家能源局制定了光伏电站和分布式光伏并重的发展战略，“十二五”光伏发电 3100 万千瓦发展目标中，分布式光伏为 2000 万千瓦，占总目标的三分之二，与当前发展情况比较，实现 2015 年分布式光伏发展目标压力较大。

1.1. 历史发展情况

2002 年“送电到乡工程”揭开了我国分布式光伏发电的序幕。2006 年以后实施的“无电地区电力建设”，2009 年开始的“金太阳示范工程”和“光电建筑一体化”工程都明显推动了我国分布式的发展。到 2012 年底共 5 期的“金太阳示范工程”和光电建筑项目全部已经批准的分布式光伏项目超过 630 万千瓦（见表 1）。按照水规院对光伏装机的统计（与能源局并网装机容量数据略有出入），截止 2012 年底，全国 32 个省区分布式发电项目累计建设容量 377 万千瓦，已建成的分布式发电项目以金太阳示范项目为主，累计建设容量约 304 万千瓦，光电建筑应用示范项目建设容量 52 万千瓦，其它分布式发电项目容量为 20 万千瓦。金太阳示范项目及光电建筑应用示范项目的补贴形式主要为国家初投资补贴，但由于初投资补贴存在诸如质量控制、补贴资金利用效果追踪等问题，2013 年金太阳示范项目及光电建筑应用示范项目停止，针对初投资补贴的政策性融资阶段就此结束，初投资补贴政策也被度电补贴政策所取代。

2013 年 8 月，国家发改委发布《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为 0.42 元/千瓦时（含税）。政策的实施一定程度上刺激了分布式光伏装机显著增加，2014 年 205 万千瓦，比 2013 年新增 80 万千瓦多了两倍多。但是，与 2014 年国家能源局能源工作意见中提出的分布式光伏发展目标还有较大差距。

表 1 光电建筑和金太阳示范项目统计表

光电建筑项目		
项目分期	规模	初投资补贴标准 (元/瓦)
第一期 2009	111 个项目, 91MW	BIPV 20, BAPV 15
第二期 2010	99 个项目, 90.2MW	BIPV 17, BAPV 13
第三期 2011	106 个项目, 120MW	BIPV 12
第四期 2012	128 个项目, 225MW	BIPV 9, BAPV 7.5
合计 (到 2012 年底)	526.2 MW	
金太阳工程示范项目		
项目分期	规模	初投资补贴标准 (元/瓦)
第一期 2009	140 个项目, 304MW	建筑光伏 14.5, 离网 20
第二期 2010	46 个项目, 271.7MW	建筑光伏 11.5, 离网 16
第三期 2011	129 个项目, 692.2MW	C-Si 9, a-Si8.5
第四期 2012	155 个项目, 1709.2MW	建筑光伏 5.5, 离网>7
合计 (到 2012 年底)	2977.2 MW	
金太阳示范工程和光电建筑合并期		
第五期 2012 年 11 月	2830MW	BIPV 7, BAPV 5.5
合计批准项目容量		
6333.4MW		

注: BAPV (Building Attached PVs 屋顶光伏系统)、BIPV (Building Integrated PV 光伏建筑一体化)

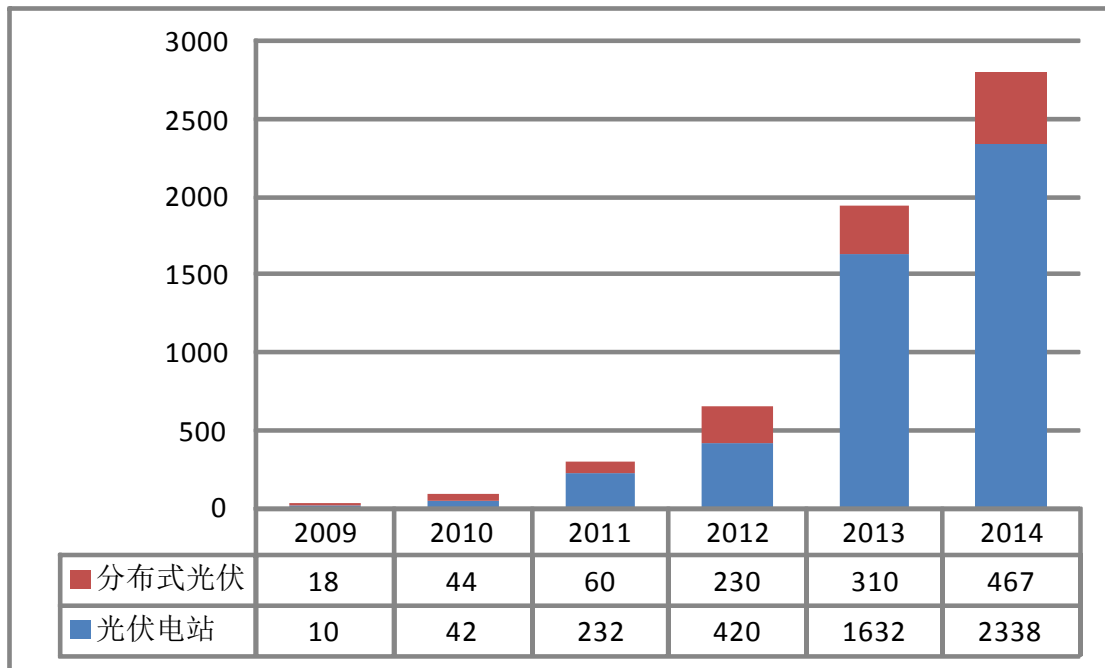


图 1 我国光伏电站和分布式光伏发展历程

1.2. 分布式光伏发展现状

截至 2014 年底，我国分布式光伏装机总量达到 467 万千瓦，比 2013 年底累计装机新增 205 万千瓦。其中，江苏、浙江、广东是分布式光伏装机排名前三的省份，累计装机容量分别达到，85 万千瓦、70 万千瓦、50 万千瓦。由于江苏、浙江等地电力负荷充足，且省、市、县等地方政府分别出台支持分布式光伏发展的补贴、技术支持、财税优惠等政策，使东部沿海地区成为分布式光伏的优势地区（如下图分布式光伏分布图所示）。

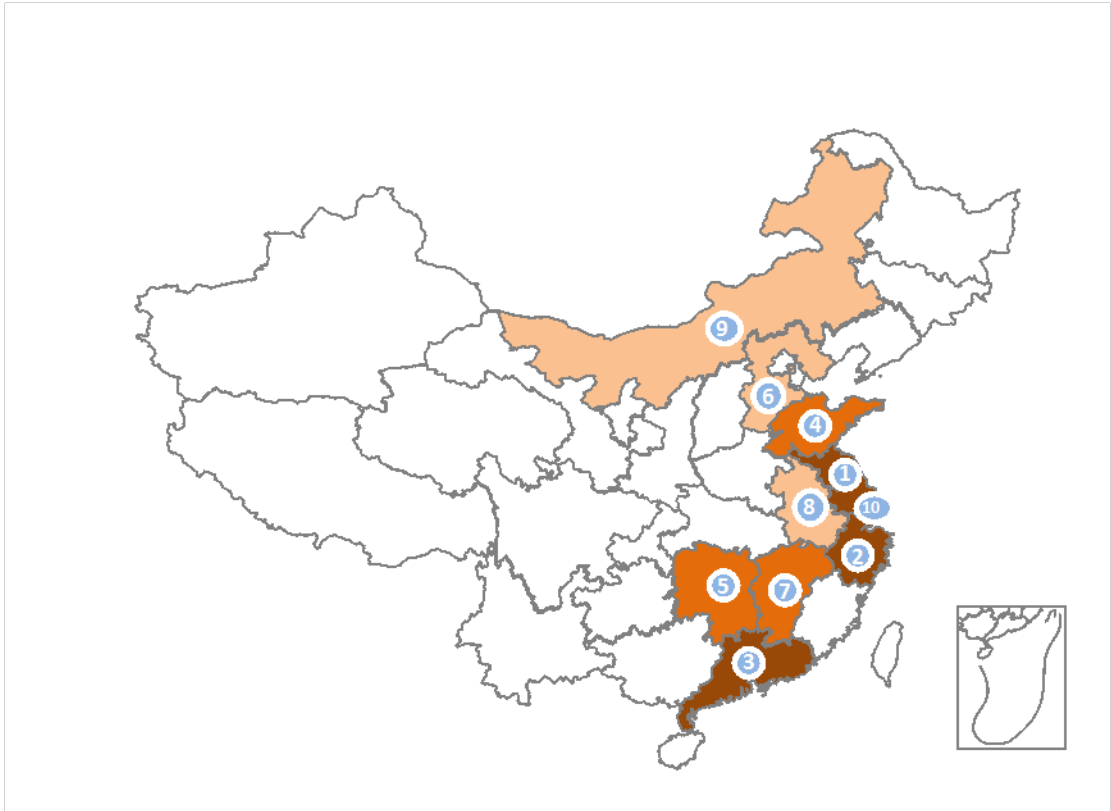


图 2 我国分布式光伏发展前十省区分布图

虽然 2013 年以来，国家强调分布式与集中式并重的发展战略，并出台了一系列分布式光伏支持政策，截至 2014 年各省光伏装机还是以集中式光伏电站为主，分布式装机只占集中式电站的四分之一。

从发电量上来看，根据 2014 年度中国太阳能发电建设统计评价报告不完全统计，2013 年全国分布式光伏发电量超过 9 亿千瓦时。年发电量超过 1 亿千瓦时的省份有四个，分别是广东、江苏、河北和浙江。其中广东 2013 年分布式光伏发电量 2 亿千瓦时，位居全国首位。江苏、河北年发电量分别为 1.3 亿和 1.1 亿千瓦时，分列二三位。

表 2 我国及各省 2014 年光伏累计和新增装机容量

省（区、市）	累计装机容量（万千瓦）			新增装机容量（万千瓦）		
	光伏装	光伏电	分布式光	光伏装	光伏电	分布式光伏
总计	2805	2338	467	1060	855	205
安徽	51	26	25	43	25	18
北京	14	0	14	5	0	5
福建	12	0	12	4	0	4
甘肃	517	517	0	97	97	0
广东	52	2	50	22	2	20
广西	9	2	7	4	2	2
贵州	0	0	0	0	0	0
海南	19	14	5	7	7	0
河北	150	123	27	97	89	8
河南	23	7	16	16	7	9
黑龙江	1	1	0	0	0	0
湖北	14	8	6	9	8	1
湖南	29	0	29	5	0	5
吉林	6	6	0	5	5	0
江苏	257	172	85	152	95	57
江西	39	13	26	26	11	15
辽宁	10	4	6	5	1	4
内蒙古	302	284	18	164	160	4
宁夏	217	217	0	82	82	0
青海	413	413	0	102	102	0
山东	60	22	38	32	14	18
山西	44	43	1	23	22	1
陕西	55	52	3	42	41	1
上海	18	2	16	0	0	0
四川	6	5	1	3	2	1
天津	10	3	7	8	3	5
西藏	15	15	0	4	4	0
新疆	275	271	4	42	42	0
新疆兵团	81	81	0	17	17	0
云南	35	33	2	15	15	0
浙江	73	3	70	30	3	27
重庆	0	0	0	0	0	0

表 3 重点省（区、市）分布式光伏发电量

序号	省（区、市）	2013 年发电量（万 kWh）
1	广东	20000
2	江苏	13000
3	河北	11375
4	浙江	10538
5	山东	8294
6	安徽	6470
7	上海	4480
8	湖北	3611
9	海南	3032
10	福建	3004
11	其它	7353
合计		91156

2013 年全国分布式光伏发电项目年等效满负荷小时数约 1146 小时，年等效满负荷小时数各地区有较大差异，其中影响因素包括光照资源、空气清洁度、应用方式和部件选型等。总体来看，海南、河北、山东、云南等地区的年等效满负荷小时数相对较高，此类地区普遍达到 1200 小时以上。

表 4 重点省区年等效满负荷小时数

序号	省（区、市）	年等效满负荷小时数（h）
1	海南	1413
2	河北	1300
3	山东	1200
4	云南	1200
5	内蒙古	1130
6	湖北	1130
7	安徽	1159
8	福建	1032
9	广东	1000
10	上海	897

从消纳方式上来看，分布式光伏发电项目的主要应用方式包括屋顶光伏系统（BAPV）、光伏建筑一体化（BIPV）、厂房空地等。根据 2013 年度中国太阳能发电建设统计评价报告统计，目前光伏建筑应用是我国分布式应用的主要方向，其中屋顶光伏系统是最主要的建设方式。截止 2013 年底，利用屋顶光伏系统建设方式的分布式光伏发电并网容量为 272 万千瓦，占全部分布式并网容量的 87.7%。光伏建筑一体化和厂房空地的应用方式占比都较小，分别只有 17.2 和 11 万千瓦的并网容量，累计占比不超过 10%。

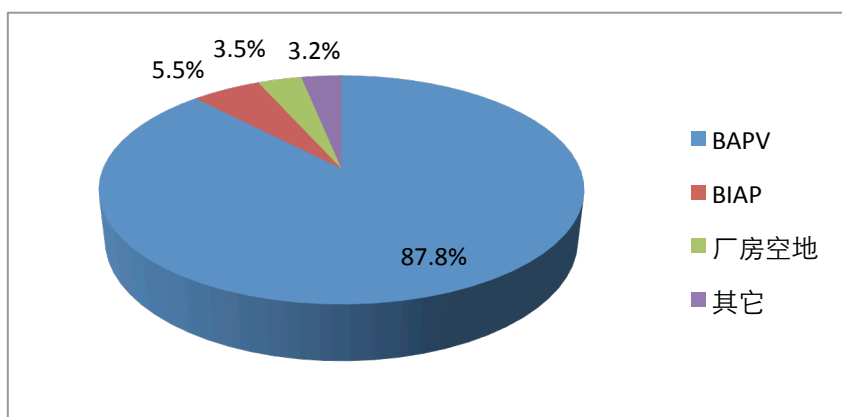


图 3 分布式光伏发电项目的主要应用方式占比

我国分布式光伏发电项目的主要消纳方式包括全部自用、自发自用余电上网和全部上网三种方式。根据 2013 年度中国太阳能发电建设统计评价报告统计，全部自发自用和自发自用余电上网是主要的应用方式。其中全部自发自用的分布式项目并网容量超过 180 万千瓦，占全部并网容量 59.1。自用余电上网的消纳方式并网容量约 117 万千瓦，占全部并网容量的 37.8%。全部上网的消纳方式最少，只有 9.6 万千瓦，占 3.1%。

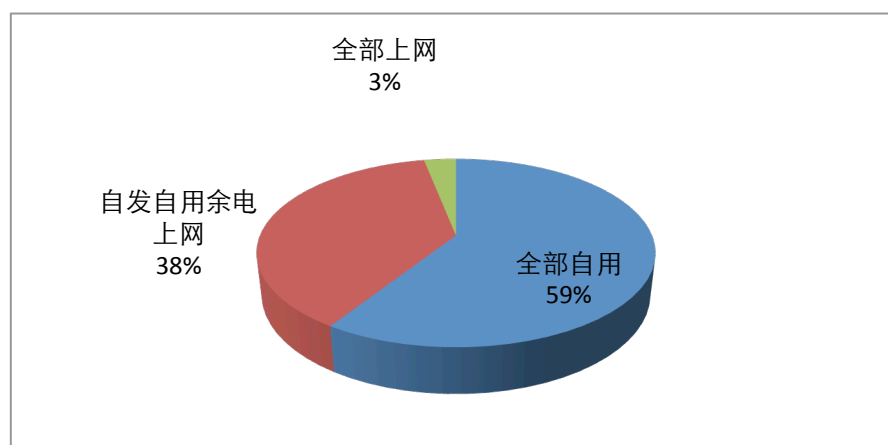


图 4 分布式光伏发电项目的主要消纳方式占比

1.3. 光伏产业对分布式发展的支撑

我国光伏设备制造业有充足的产能可以支持未来分布式光伏发电市场发展，分布式光伏利用有助于分散组件生产过多依靠出口的风险，可有效促进光伏制造业稳定增长。

我国光伏产业链发展现状。2013 年多晶硅产量 8.4 万吨，位居全球首位，约占据全球总产量的 34%。截至 2013 年年底，全国在产的多晶硅企业数量增加到 16 家，在产产能达到 14.4 万吨，与 2013 年消费量 16.4 万吨相比，尚有缺口。我国保利协鑫与韩国 OCI、美国 homocl 及德国 waker 并列世界四大多晶硅厂；硅片方面，2013 年产能达到 41.25GW，产量达到 26.2GW，占世界总产量的 75%，绝对位置的世界第一。我国晶龙、协鑫、昱辉、阳光等企业位列世界十大硅片制造商。电池片方面，2013 年我国电池片生产规模进一步扩大，产能为 42GW，产

量达到 25.1GW，产量约占全球总产量的 62%，位居全球首位。英利、天合、阿特斯等企业多年出货量位列世界前茅。在电池类型方面，仍以多晶硅电池为主，占比约达到 78%。组件方面，我国组件总产能约为 42GW，组件产量达到 27.4GW 约占全球总产量的 63.7%，约有 16.7GW 出口国外。2013 年世界十大光伏组件厂中有 7 家都为中国厂家。

表 5 我国光伏产业产能及全球占比情况

	产能	产量	在全球总产量的份额	出口量 / 进口量	国内消化量
多晶硅	14.4 万吨	8.4 万吨	34%	8.06 万吨	16.4 万吨
硅片	41.25GW	29.5GW	75%	7GW	22.5GW
电池	42GW	25.1GW	62%	/	/
组件	42GW	27.4GW	63.7%	16.7GW	10.7GW

光伏电池企业企稳回升。2013 年来，我国太阳能电池产量开始转向稳定增长趋势。2013 年全球多晶硅电池产量约 4000 万千瓦，其中中国太阳能电池片产量达 2620 万千瓦，同比增长超过 20%，占全球总产量 65%。2013 年光伏组件制造企业出货情况明显好转。我国排名前十光伏组件制造企业光伏电池年出货总量达到 1660 万千瓦，其中英利排名第一，2013 年出货量达到 320 万千瓦，同比增长约 40%。英利计划未来 5 年地面电站装机达到 1300 万~1500 万千瓦，分布式发电装机达 200 万千瓦，届时将完成由光伏组件制造商向能源供应商的转变。天合光能 2013 年光伏组件出货量约 260 万千瓦，较 2012 年出货量水平提高 100 万千瓦。该公司预计 2014 年出货量将进一步提高 100 万，达到 360 万千瓦。其他企业也积极考虑 2014 年进一步增加出货量。

光伏组件销售市场向国内转移。受美欧印澳等国家对我国光伏产品“双反”，以及欧洲国家近期对光伏上网电价补贴政策的调整，造成欧洲光伏市场发展放缓等因素的影响，我国光伏组件的应用市场从以出口为重心逐渐转变为国内市场为主。2011 年国内光伏组件应用量为 200 万千瓦，到 2013 年应用量快速增长到 2000 万千瓦。国内应用比例也从 2011 年 15.8，增加到 2013 年的 76.3%。2013 年我国新增光伏装机 1292 万千瓦。因此国内光伏组件产量完全可以支撑国内光伏市场，尤其是分布式光伏的发展需求。

逆变器企业形成品牌。在逆变器领域，受益于国内光伏市场的启动，逆变器市场迎来了积极的发展机遇。2013 年国内光伏逆变器产量超过 100 万千瓦制造商有三家，分别为阳光电源、无锡上能和特变电工。三家主要的逆变器制造商年产量分别为 330 万千瓦、180 万千瓦、120 万千瓦，其中阳光电源连续两年为全国最大逆变器生产商。2012 年阳光电源逆变器产量为 167 万千瓦，2013 年新增 173 万千瓦，同比超过增长 100%。特变电工、科士达、易事特等逆变器制造商产量增长更加明显，其增长率分别为 280%、800%和 1280%。

表 6 2013 年逆变器产量国内排名前十制造商

序号	制造商	2013 年产量（万千瓦）
1	阳光电源	330
2	无锡上能	180
3	特变电工	120
4	科士达	98
5	正泰	90
6	易事特	58
7	科诺伟业	45
8	山亿	42
9	颐和新能源	40
10	兆伏	30

1.4. 主要的分布式光伏商业模式

2013 年 7 月后，我国分布式光伏发电发展目标、项目管理、电价、财税、并网、融资等政策基本确立，但分布式光伏发电项目的商业模式不确定，投资的风险点无法有效控制，造成投资者与电力用户（屋顶企业）难以达成合作，且商务关系缺乏稳定性，由此导致项目融资困难。因此分布式光伏发电项目建设运行的商业模式需要进一步需要探索。

——合同能源管理模式

对于建筑业主/电力用户和光伏开发企业为不同业主的分布式光伏项目，合同能源管理模式仍是目前主要采用的商业模式。2009 年后，我国通过实施 4 轮“金太阳示范工程”，逐步建立了针对分布式光伏的合同能源管理商业模式，这种模式解决了大多数电力用户没有足够资金投资光伏项目，以及没有相应技术和管理能力的问题，而且避免了光伏开发企业作为电源主体的售电资质问题。但合同能源管理模式也存用电需求变动、用电意愿变动、屋顶使用权纠纷等因素带来的风险。在“金太阳”等投资补贴的经济政策环境下，开发企业融资额度小，投资回收期短，风险相对小。在经济政策转为度电补贴的情况下，合同能源管理模式仍然适用，但上述风险变大，增大了分布式光伏开发企业投资风险。

关于合同能源管理模式，涉及影响投资稳定回报的主要因素包括两个方面。一是电力用户（屋顶企业）拖欠电费，或者在项目运营期任意更改条件。二是电力用户（屋顶企业）发生变化，如倒闭、转让，失去供电对象。因此未来仍需考虑实行具有较高投资回收可靠性的其它商业模式。

——电网企业代收电费模式

当电力用户（屋顶业主）与光伏开发企业不是同一主体时，光伏发电量直接由电力用户就地消纳的“自发自用”电量，可由电网企业代理电费结算。

电网企业代收电费模式操作方式：

1、电力用户（屋顶企业）按国家价格主管部门规格的销售目录电价，对所

有购电电量向电网企业支付电费。

2、电网企业将电力用户（屋顶企业）消费的光伏电量，按国家价格主管部门规定的销售目录电价电费转给光伏发电企业。

3、光伏发电企业与电力用户（屋顶企业）按照双方合同约定“利益分成”。例如光伏发电企业向电力用户（屋顶业主）支付租金，或对电力用户消费的光伏发电量进行“差价补偿”的方式。

4、余量上网部分，电网企业按国家价格主管部门规定的燃煤标杆电价，向光伏发电企业支付电费。

5、电网企业按照 0.42 元/千瓦时的电价补贴标准，对于全部电量向分布式光伏开发运营企业转付电价补贴。

光伏发电企业与电网企业签订代理电费结算协议。电网企业只承担相应电量的电费结算工作。光伏发电企业与电力用户（屋顶企业）的权利和义务由双方签订的合同和相关法律约束，双方发生经济纠纷时，电网企业不承担责任。

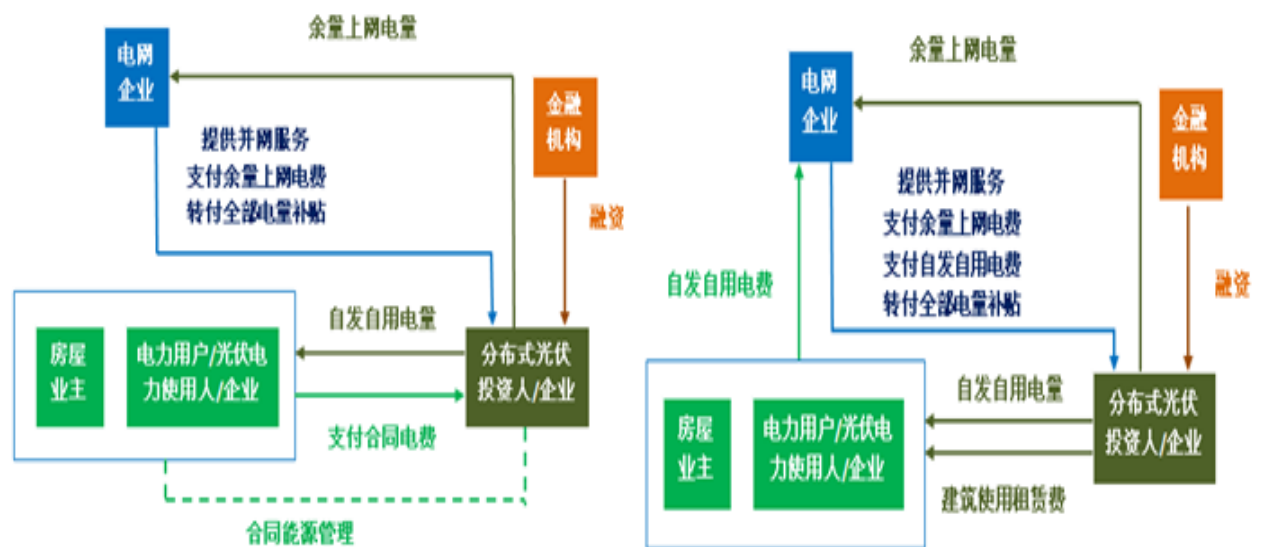


图 5 合同能源管理和电网代收电费流程示意图

(资料来源: CNREC, 2013.12)

电网代收电费模式可以大大降低分布式光伏项目自发自用部分电量的电费收取的难度和风险,并且《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》文件中,已规定“对分布式光伏发电系统自用电量免收随电价征收的各类基金和附加”,这样电网代收电费不会有额外的上缴基金和附加问题,可以说这一条规定已经为电网代收电费提供了条件。电网代收电费模式的建立,一是要协调好各方的关系,尤其是需要通过政策赋予电网在此方面的责任以及给予电网相应的补偿,二是需要解决分布式光伏开发企业作为电源主体的售电资质问题。

——分布式光伏发电区域转供电模式

在《分布式光伏发电项目管理暂行办法》中,提出“在经济开发区等相对独立的供电区统一组织建设的分布式光伏发电项目,余量上网部分可向该供电区内

企业电力用户直接售电”，这是更有利于分布式光伏开发企业的商业模式，也应是未来构建新型电力系统的重要组成部分。但在分布式光伏发电发展初期以及我国电力系统未完全实现市场化的时期，实施这一政策的外部环境尚不具备。尽管分布式光伏发电区域转供电模式存在推动实施的可能性，但难度阻力大，遇到的问题也将是多方面的。建议在分布式光伏发电规模化应用示范区等条件适宜区域内，选择合适的项目进行试点。

试点商业模式具体为：

1、电力交易关系。分布式光伏开发运营企业、被专供电力用户、电网企业三方签订余量转供/转付合同。光伏企业与被转供电用户为“直供电”关系。电网企业起“转供电”的作用，与光伏企业、电力用户的电力交易关系，还应借鉴现行直供电的模式做详细的规定。

2、电价和电费结算。电网企业象征性地收取一定的过网费。被转供电力用户按照国家价格主管部门规定的销售目录电价和相应转供电量，向分布式光伏开发运营企业定期支付电费。光伏企业余电上网电量，按分时电价的时段计量，按分时电价扣除“过网费”后计算电费，电网企业向光伏企业支付。

3、分布式光伏开发运营企业和被转供电力用户可自行协商相应的利用转移，另定合同进行约定。为方便结算，电网企业按目录电价与电网供电价格一样收取电费，电价优惠部分与被转供电用户签订合同，自愿协商约定。

2. 分布式光伏发展面临的问题和障碍

制约分布式光伏发展的因素短期表现在电网接入和消纳的技术问题、分布式光伏发展之初的管理和政策手段不成熟问题、商业运行模式尚未形成等，这些问题经过 2-3 年的发展，已经逐步和部分得以解决，但是长期来看，制约分布式光伏发展的关键还在于电力市场设计和支持可再生能源长期持续发展面临的体制机制障碍。

2.1. 短期障碍和问题

相对于乐观的展望，分布式光伏发电当前和未来发展仍面临诸多障碍。

短期内集中表现为“政策热情、市场冷淡”，虽然政策出台数量多，规定十分详尽，但其市场发展速度与政策预期、与光伏业界预期有较大的差距。目前首批 18 个分布式光伏发电规模化应用示范区的建设进度也滞后于预期，尚无一个项目完成 2013 年的预期规模。分布式光伏在市场推广过程中仍有许多问题有待解决，国家和地方出台的系列政策在具体执行上有待真正落实。目前阻碍分布式光伏发电低于预期发展水平主要为以下几个方面。

——**项目管理**。国家规定对光伏发电项目实施备案加年度计划管理模式，但由核准方式转为备案之后，需要各地尽快制定相应的备案管理办法或规定，并启动备案程序，光伏发电项目才能够享受相应的支持政策。目前，虽然多个地方政策在讨论制定备案办法，但仅有几个省份出台了相应的规定，造成部分分布式光伏发电项目虽然建成，但难以获得电价补贴的情况。地方备案的规定核心在两个方面，一是如何再向下细分 2014 年各省市的光伏新增年度规模，二是备案的技术条件，包括对建筑屋顶条件落实的标准、光伏技术标准、安装施工标准、并网条件等的确定等。虽然难度大，但对于分布式光伏发展来说，完善项目管理尤其是地方项目模式是必经的一步。

——**补贴发放问题**。补贴发放的及时性是关系分布式光伏项目生存的关键因素之一。目前，补贴发放的程序还没有建立起来，虽然政策中规定的原则程序很清楚，2013 年 12 月，国家电网又根据国家有关政策，发布了《可再生能源电价附加补助资金管理有关意见》，在文件中详细规定了补贴发放的流程、时间节点，但在地方执行上仍打折扣。

——**并网问题**。并网方面的问题也是主要在执行层面，分布式光伏发电的并网由地市一级的电网企业来具体负责和操作，在市场推广之初，许多地方电网企业执行上不统一，或者存在不熟悉业务，或者存在拖延办理的情况。此外，目前的并网程序虽然已经简化，并且将更多的责任给予电网，但仍有一些程序是不必要的，有继续完善和简化的空间，可根据实际情况和需求进一步完善。

——**标准规范问题**。标准规范的制定和检测认证、监管体系等的建立既是系统性的工作，又是一个长期的过程。随着光伏发电的发展尤其是分布式光伏发电市场的不断扩大，标准、规范的需求也会不断增加和调整。现有的光伏有关标准已有 20 多项，但配合光伏电站和分布式光伏支持政策实施的标准和规范仍有缺失之处，需要尽快制定。

——**融资问题**。融资是目前分布式光伏发展的难点问题，是上述多方面问题引出结果的集中反映，正是因为存在项目备案政策没有落地、并网程序执行存在障碍、商业模式不成熟、标准规范不健全以及各方对分布式光伏发展认识不足等问题，加大了分布式光伏项目经济风险，造成融资条件不够，银行和其他金融机构的观望和犹疑态度。

2.2. 中期运营模式仍需理顺

虽然部分地区、部分项目仍存在电网接入难、补贴发放不及时、审批流程不透明等问题，但这些已不是困扰分布式光伏发展的主要障碍。当前制约我国分布式光伏规模化发展的主要瓶颈，是各种不确定性风险的存在导致项目收益预期不稳定，难以形成完善的商业开发模式和投融资体系。这主要是因为：

——**合同能源管理的商业模式存在较大市场风险**。当前，我国分布式光伏发电项目的商业模式局限于两种，一是自有屋顶，自发自用，余电上网；二是合同能源管理，光伏系统开发商在业主屋顶建设项目，向业主供电，也可以余电上网，协商利益分成关系。由于自有屋顶的企业，并不是专门的发电企业，因而，一般情况下，我国以提供合同能源服务的第三方开发分布式光伏系统模式为主。但由于我国尚没有建立有效的诚信体系，使得合同能源服务公司面临着屋顶业务不交电费的违约风险，而一般金融系统没有精力通过司法手段去降低这类不确定性带来的风险，因而不愿意对此类项目给予融资。合同能源服务的融资难，在节能服务管理领域普遍存在，昭示了分布式光伏项目的融资模式需要有较大的创新突破。

——**屋顶业主长期稳定用电的风险难以消除**。我国目前的补贴模式，要求拥有屋顶业主必须有较大自用电量比例，这是因为分布式光伏项目的收益包括两个部分，第一是减少的光伏发电抵消的从电网购电的电费支出，通常工商业电价 0.8-1 元/千瓦时，第二部分是 0.42 元/千瓦时的补贴。如果自用比例较低，光伏电力只能输送到网上，那项目将只能获得当地火电上网价格的收益，这个水平一般在 0.3-0.4 元/千瓦时，大大低于工商业电价。因而，如果屋顶用户电量降低，将大大降低项目收益，极端情况下，如果屋顶业务的企业倒闭，完全没有电力消费，分布式光伏项目将不得不全部上网，项目收益将大大低于预期。

——**现有电力体制机制限制了分布式项目扩大收益的可能**。我国《电力法》规定，一个售电区只能有一个电力供应商。在电力短缺、计划经济时代，这对保障电力供应、理顺电力建设非常必要。但这个规定大大限制了贴近电力用户的分布式发电项目建设。虽然国家相关部门专门出台文件豁免了分布式光伏项目的发电许可权，但这些项目仍只能“自发自用、余量上网”，在自身无法消纳全部电力的情况下，无法向相邻的电力用户供电。因而，分布式光伏项目的投资人只能寻找同时满足足够大的屋顶面积、有足够大自用电特征的屋顶项目，这大大局限了我国分布式光伏市场的发展空间。

——**行业信息不透明束缚了投资人的决策空间**。分布式光伏项目一般有 20 年的发电寿命，但目前我国尚未建立分布式光伏项目信息数据库，光伏产品参差不齐，开发商、运营商的能力也无法评估，项目年发电量等信息没有充分披露的渠道。对投资者而言，这些都使得他们无法衡量项目的真正品质。由于没有成熟的资产评估体系，保险公司实质性介入不足，使得整个分布式光伏行业的风

险共担能力大大受限。

正是由于存在上述的诸多风险，金融机构普遍无法将分布式光伏系统当做一个可带来稳定收益的资产。金融机构认为，难以真实评估分布式光伏系统的现金收益，无法对项目给予有现金流担保的贷款。因而，不仅商业性银行没有介入分布式光伏的项目融资，连国开行这样的政策性银行在金融创新上也存在着诸多顾虑。总之，从调研了解到的情况看，分布式光伏系统无需燃料的发电效益及其带来的显著环境效益，都无法转变为金融系统认可的抵押能力，整个行业缺乏证券化能力，严重缺乏持续不断、有活力的资金投入。

2.3. 长期高渗透率发展将面临的挑战

长期来看，当分布式光伏进一步发展，在配电网中达到较高比例时（如德国部分区域分布式光伏特定时段出力已超过 30%），未来发展可能面临的障碍还包括：

——高渗透率并网可能对电网产生冲击。目前我国在技术和管理两方面大准备不足。随着光伏发电系统容量增加，光伏系统渗透率提高，会对现有配电网运行、安全和可靠性产生显著的影响，如发生配电网阻塞，限制出力等问题。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。2011 年，德国出现限制光伏出力的情况明显增加，为此，德国政府提高自发自用电量补贴额度尽量减少分布式光伏发电系统向电网反送电量。

——长期内投资成本可能上升。长期来看，分布式光伏与其他发电技术比价关系存在不确定性。光伏发电投资成本在近几年下降趋势明显，但价格下降除了技术进步以外，最主要的原因是市场的严重供大于求造成的，价格并没有完全反映成本水平。由于光伏制造业的利润空间不断被压缩，甚至出现亏本甩货的现象，因此未来几年内光伏电池和组件及配套设备价格下降空间很小，甚至可能出现一定的反弹，长期投资成本可能处于高企。

——综合能源系统协调模式尚需摸索。大规模分布式光伏对户用能源系统的革新，与电网、储能、用电需求管理等协调模式尚需摸索。大规模分布式光伏的发展过程中必然面临着资源分散、业主多、统筹难问题，分布式开发商与建筑业主、电网之间在用电需求、运行维护和利益分配等项目开发链条的每个环节缺乏统一的协调平台，造成项目资源难以统一、管理和开发成本偏高。

3. 国际分布式光伏发展经验

目前国际上分布式光伏，乃至分布式能源发展较好的国家包括德国、美国、丹麦、日本等。其中，尤其是德国倡导能源转型，发展以分布式光伏发电等可再生能源为主的能源体系，在国家战略、电网基础设施、灵活电力市场、支持政策等方面都具备有利条件，近年来分布式光伏得以大力发展，已成为德国主要的电力来源之一。美国则以市场经济为基础，由以净电价制度、配额制等创造了灵活的市场氛围，加之联邦和州政府对分布式电力发展的经济支持政策，分布式天然气发电和分布式光伏得以较快发展。

各国支持分布式能源的政策经验对我国研究制定分布式光伏政策路线具有重要意义，因此，本研究总结了以德国、美国、日本为代表的发达国家分布式能源政策经验。在欧洲，电力法规和可再生能源法使分散电源接入电网得到保障；德国、丹麦等国家可再生能源绝大部分以分布式布局，各类可再生能源投资补贴和电价政策激励了分布式可再生能源发展；提高能效、鼓励热电联产的相关政策也增加了中小型分布式热电联产利用比例；以德国为代表的电力系统依靠光伏分布、电压级别较低的配电网发展而来¹，适应分布式电源接入，并正在发展以智能电网、储能系统、电动汽车等新技术为核心的新型电网系统，可以预见分布式将是欧洲未来电网构建的基本方向。在美国，越来越多州实施“净电表”政策，使分布式光伏发电能够有效接入电网，实行自发自用、余电上网，与消费量进行抵销计量，以市场规律为基础，发挥价格对既作为消费者又作为生产者的分布式电源激励作用。在日本，福岛事件发生后，分布式小型燃气发电和热电联产项目以最快速度发展起来，成为家庭用能对核电的重要替代形式之一，并通过了新的可再生能源法，制定较高的固定电价政策，激励光伏发电市场。

3.1. 德国政策经验总结

德国 97%可再生能源是以分布式形式利用，可再生能源在分布式能源利用总量中占一半以上，因此可再生能源相关政策对分布式的发展具有重要意义。其中，明确的可再生能源发展目标是原始动力，以可再生能源法为基础的价格和补贴政策直接激励了项目投资。另外，天然气热电联产项目也得到相关政策的支持。

（1）可再生能源发展目标

在欧盟气候政策框架下，德国制定了能源转型战略，以可再生能源发展为主要依托，设定了到 2050 年不同阶段发展目标。

2007 年，欧盟发布“20-20-20-能源目标”，提出到 2020 年，与 1990 年相比，温室气体至少降低 20%，能源效率提高 20%，并且可再生能源占能源消费总量比例达到 20%。德国在 2010 年 9 月发布《能源方案》中提出到 2050 年完成“能源转型”，实现以可再生能源为主的能源供应系统。

¹ 德国配电网总长度是输电网的 50 倍，52%电源接入配电网。

表 7 德国能源转型和可再生能源发展目标

年份	气候变化	可再生能源		能源效率		
		电力 比重	一次能 源比重	一次能源 消耗量	能源 生产率	建筑现代化 改造
2020	- 40%	35%	18%	- 20%	每年提高 2.1%	倍增 1% → 2%
2030	- 55%	50%	30%			
2040	- 70%	65%	45%			
2050	- 80-95%	80%	60%	- 50%		

德国能源转型的核心是走可再生能源发展道路，通过积极发展清洁、低碳、本地的可再生能源，降低化石能源和核能的使用，同时减少温室气体排放。2012年德国又公布了“2050 能源战略转型”，与 2010 年公布的“能源方案”一起构成了德国能源转型的基本思路和政策框架。从这些文件来看，德国未来致力于建立以提高能源效率和发展可再生能源为主能源体系的战略更加明确，德国还提出了宏大的能源转型发展目标：

- 能源效率目标：与 2008 相比，到 2020 年一次能源消耗下降 20%、2050 年下降 50%。
- 温室气体排放目标：与 1990 年水平相比，到 2020 年温室气体排放量下降 40%、2030 年下降 55%、2050 年下降 80%–95%；
- 可再生能源发展目标：终端能源消费中可再生能源比重 2020 年、2030 年、2050 年分别达到 18%、30%、60%，可再生能源占电力总消费量的份额分别达到 35%、50%、80%。

(2) 可再生能源法

2011 年，德国可再生能源占一次能源比例 20%，到 2012 年已超过 25%，其中风电、生物质能、水电和光伏发电是主要的可再生能源种类，而 97% 可再生能源发电接入配电网，属分布式能源。

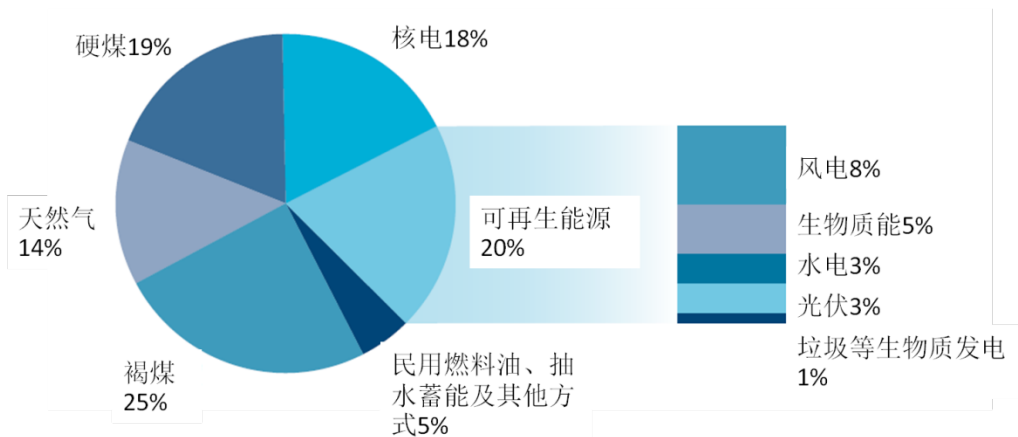


图 6 德国能源结构和可再生能源比例

表 8 德国发电系统装机容量与并网电压等级的关系

发电系统装机容量	并网电压等级
<30 kW	低压电网（不需要验证）
30~200 kW	低压或中压电网
0.15~20 MW	中压电网
15~80 MW	高压电网
80~400 MW	超高压电网

德国可再生能源的快速发展得益于自 1990 年电力上网法以来不断出台和修订的能源法规(如图 2 所示)。2012 年开始,德国进一步修订了可再生能源法(EEG),调整了可再生能源发电可调节的固定电价体系。然而,EEG 的基本原则没有改变,即有保障的长期的固定电价机制,本地电网运营商对可再生能源发电的购买义务,及确保优先入网。EEG 对接入电站的规模及电压等级、过载及电压波动范围、电能质量等提出了技术要求;对于小型系统低压并网不需要技术评估和环境评估等事项,不承担额外费用,申请受理时间短,一般为 4 周左右,费用低;而大型系统中压或高压并网,需要评估、审批等事项,且承担评估和审批的费用,因此受理时间长,一般为 10 周以上,费用高,这促进了小型系统的发展。

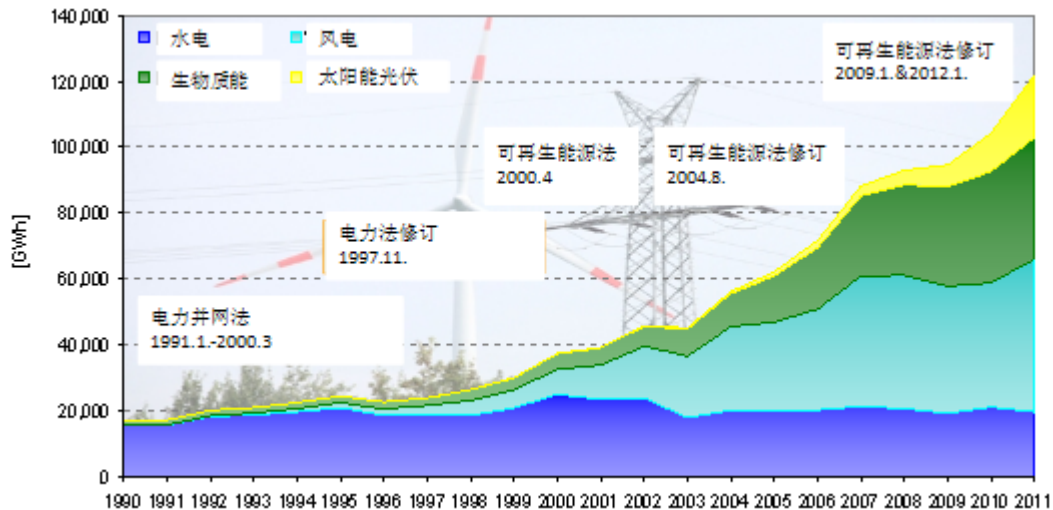


图 7 德国可再生能源快速发展与各阶段可再生能源法改革进程

值得注意的是德国光伏发电的快速发展，是世界第一大光伏市场。2010 年德国太阳能光伏累计安装量达到 1737 万千瓦，占世界太阳能光伏累积安装量的 43%，当年新增装机 741 万千瓦，占世界当年新增装机的 44.5%。其中，大部分是屋顶系统，约占 85%，集中式光伏系统约占 15%。2010 年底，德国总共安装太阳能光伏系统约 86 万套，1MW 以下的系统占 81%，1 兆瓦以上的系统占 19%。光伏快速发展也与可再生能源法对光伏发电的固定电价政策密切相关，并以较高的电价补贴支撑了早期较高成本的光伏发展。

德国的太阳能光伏上网电价政策根据类型（地面或屋顶）和规模设定了灵活可调节的电价水平，尤其是近期，随着光伏成本的大幅下降，电价水平的调整幅度和频率都在加大，2004 年，2009 年，2010 年先后对上网电价进行了调整，对上网系统的分类也越来越细，通过对不同系统上网电价的高低来激励屋顶小型系统的发展，尤其是建筑一体化系统（BIPV）的发展。2009 年，德国通过上网电价高低的调整开始加大对用户自发自用的激励，引导用户在建筑屋顶上安装自发自用的系统。除光伏发电享受固定电价外，对于系统规模小于 500 千瓦的太阳能发电系统建筑，可以享受优惠电价，自用电量的 30%在常规电价基础上减少 16.38 欧分/度电，另 70%减少 12 欧分/度电。2010 年德国对太阳能发电的上网电价再次进行了修改，主要是加大上网电价每年的递减比例，仍然鼓励屋顶安装且自发自用的小型系统，激励用户在配电低压侧并网，同时取消了占用耕地或农用设施的地面光伏电站的上网电价激励。

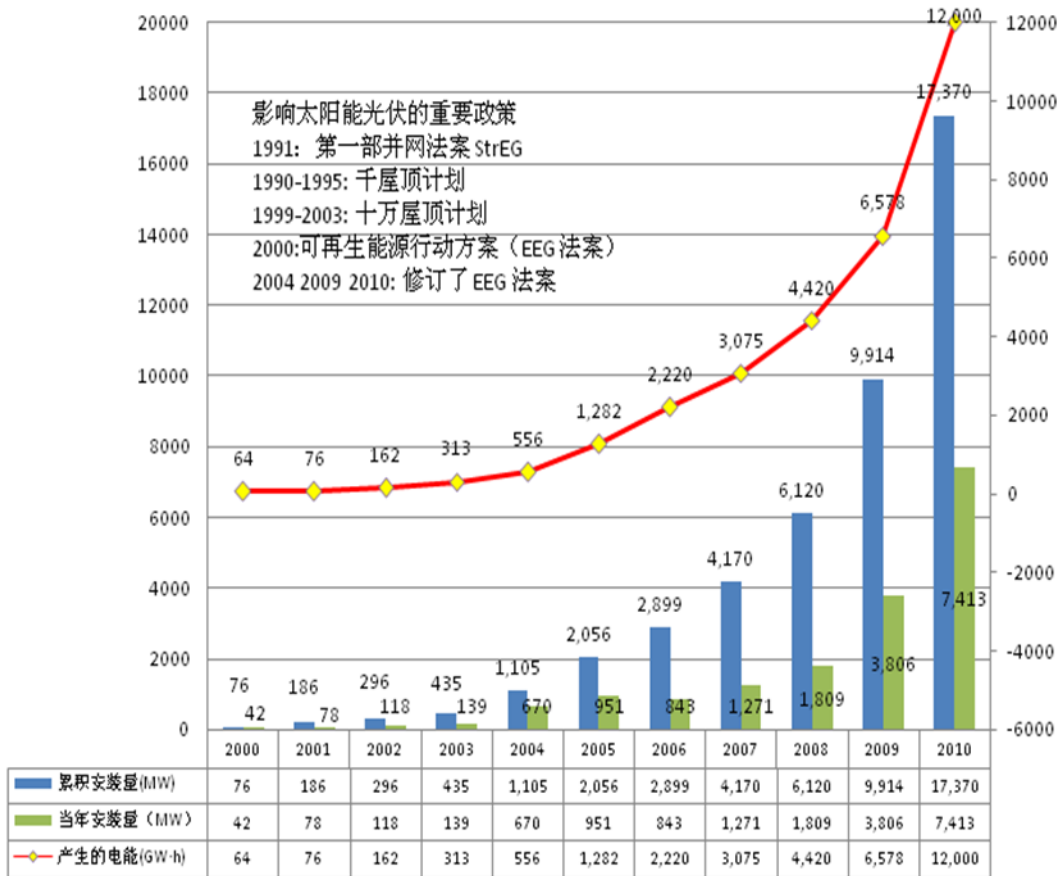


图 8 德国光伏发电发展及同时期政策法规

(3) 鼓励热电联产政策

另外，德国政府鼓励发展小型热电联产系统，尤其是在其东部地区。2002年1月25日，德国新的热电法获通过。该部法律中的具体激励措施包括：某些类型的热电企业享有并网权；热电联产电厂在正常售电价格之上还可以按售电量获得补贴；热电近距离输电方式所节约的电网建设和输送成本返还分布式发电厂。这部新法律对已有分布式发电厂，不限规模给予鼓励；对未来0.2万千瓦以下新建电厂和利用燃料电池技术的分布式发电厂亦给予长期的补贴，补贴资金通过小幅调高电网使用费来平衡。

表 9 德国上网电价历年的调整

年份	地面电站 (欧分/千瓦时)	屋顶或屋面系统 (欧分/千瓦时)				备注	
		<=30 kW	<=100 kW	<=1 MW	>1 MW		
2000 年	50.62					期限 20 年, 自 2002 年开始每年递减 5%, 直至德国累计安装量达到 35 万千瓦	
2004 年	45.7	57.4	54.6	54		期限 20 年, 2005 年 1 月 1 日后开始运行的发电系统, 每年递减 5%; 2006 年 1 月 1 日后开始运行的发电系统, 每年递减 6.5%	
2009 年	31.94	43.01	40.91	39.58	33	自发自用的建筑结合光伏发电系统且系统容量不超过 500 千瓦, 光伏发电量未经过电网且占其自用电量的比例不超过 30%, 则其电价补贴为“固定电价减去 16.38 欧分/千瓦时”, 光伏发电量未经过电网且占其自用电量的比例超过 30%, 则其电价补贴为“固定电价减去 12 欧分/千瓦时”, 电价补贴不得为负。每年电价递减的幅度调整为 9-10%, 电价执行期限 20 年。	
2010 年	1 月 1 日-6 月 30 日	28.43	39.14	37.23	35.23	29.37	取消占用耕地或农用设施的光伏电站的补贴
	7 月 1 日-9 月 30 日	25.3-26.4	34.05	32.39	30.65	25.55	
	10 月 1 日-12 月 31 日	24.4-25.6	33.03	31.42	29.73	24.79	
2011 年 (在 2010 年规定)	1 月 1 日-6 月 30 日	21-22	28.74	27.33	25.86	21.56	
	7 月 1 日-12 月 31 日		24.43	23.23	21.98	18.33	
2011 年 (2011 年规定)		21-22	24.43	23.23	21.98	18.33	依据 2011 年 3-5 月的年化装机规模确定下降速度, 如分别超过 350、450、550、650、750 千瓦, 则 2011 年中期电价下降幅度分别为 3%、6%、8%、12%、15%。

3.2. 美国政策经验总结

(1) 分布式能源发展目标

美国制定了“分布式发电 2020 年纲领”，确定了分布式发展目标：到 2020 年，在美国分布式发电将成为商用建筑高效利用矿物能源的典范，通过能源系统的调整，将极大地推动经济增长和提高居民生活质量，同时最大限度地降低污染物的排放量。

可再生能源发展方面，预计可再生能源发电的装机容量从 2009 年的 4700 万千瓦增加到 2035 年 1 亿千瓦，其中增长幅度最大的时风电装机容量，风电装机容量于 2012 年将达到 1820 万千瓦，但 2012-2035 年增速放缓，新增风电装机容量仅为 690 万千瓦。太阳能发电装机容量占可再生能源发电装机的比例将从 2009 年的 2% 增至 2035 年的 5%，发电量将从 2009 年 23 亿千瓦时提高到 2035 年 168 亿千瓦时。生物质发电的装机容量将从 2009 年 700 万千瓦增加到 2035 年的 2020 万千瓦，在可再生能源电力中的占比从 15% 提高到 20%。其中，美国风电主要以大规模集中上网方式，生物质能、太阳能和地热能等可再生能源则主要以分布式方式利用。

美国能源部认为美国分布式发展的潜力还有 1.1-1.5 亿千瓦，其中工业领域热电联产潜力为 7000~9000 万千瓦，商业及民用领域热电联产潜力为 4000~6000 万千瓦。同时，美国还制定了大力推广热电冷联供技术（CCHP）应用的战略目标。EIA《美国 2011 能源展望》指出，2011 年到 2035 年，美国居民以及商业用于购买分布式能源设备、发电系统和建筑节能方面将新增 110 亿美元的投资。分布式能源的应用包括采暖、通风、空调、水、暖气、照明、烹饪、制冷等，分布式能源平均增长率约 0.6%。与 2009 年相比，能源消耗增长了 1.5%，主要是用电和办公室设备耗能。美国商业分布式能源系统装机容量将从 2009 年的 1900 万千瓦增加到 2035 年的 6800 万千瓦。在分布式能源系统中微燃机以每年 16% 的速度增长。在税收优惠的政策激励下，风电增长速到达到 11%。预计 2035 年，分布式可再生能源将占分布式能源供应总量的 50%。

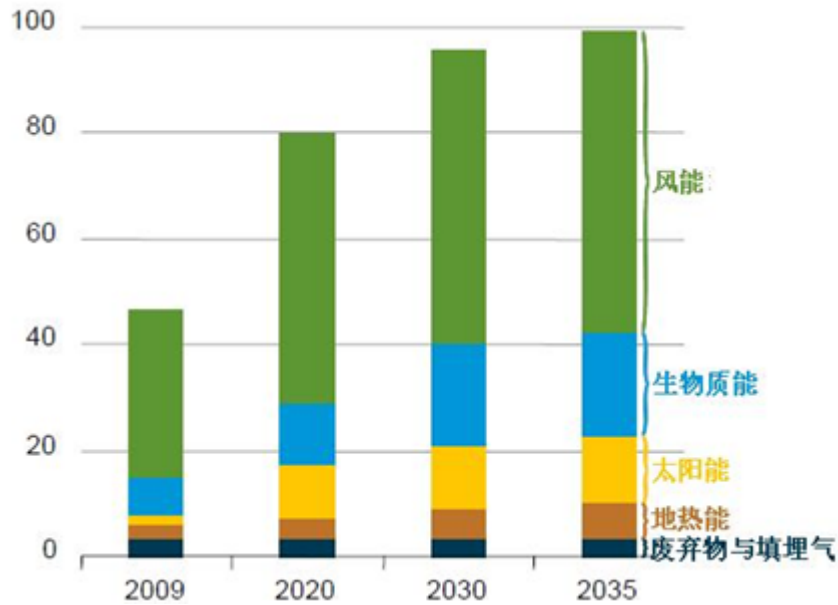


图 9 2009-2035 美国可再生能源电源结构

表 10 美国热电联产和热电冷联供技术发展战略目标

年份	战略目标
2010 年	20% 的新建商用建筑使用 CCHP 5% 的现有商用建筑使用 CCHP 25% 的美国能源部热电联产 (CHP) 项目用户使用 CCHP
2020 年	50% 新建商用建筑/学院采用 CCHP 15% 现有商用建筑/学院采用 CCHP

(2) 分布式能源发展状况

目前美国已经有 6000 多座分布式能源站，包括天然气多联供、中小水能、太阳能、风能、生物质能、垃圾发电等等，仅大学校园就有 200 多个。美国政府计划到 2020 年，有一半以上的新建办公或商用建筑采用分布式热电冷三联产，15% 的现有建筑改用热电冷三联产。此外，美国能源部和环境保护署还计划 2010 年分布能源的装机容量达到 9200 万千瓦，占全国总用电量的 14%，2010-2020 年间再增加 9500 万千瓦，占全国总用电量的 28%。

2000 年美国商业、公共建筑热电联产 980 座，总装机 490 万千瓦；工业热电联产 1016 座，总装机 4550 万千瓦，合计超过 5000 万千瓦。到 2003 年，热电联产总装机 5600 万千瓦，占全美电力装机 7%，发电量占 9%。美国的分布式发电以天然气热电联供为主，年发电量 1600 亿千瓦时，占总发电量的 4.1%。美国能源部积极促进天然气为燃料的分布式能源系统，利用这些系统为基础发展微电网，再将微电网连接发展成为智能电网。

美国热电联产技术以内燃机、蒸汽轮机、燃气轮机为主，约 46% 的热电联产项目采用小型内燃机，燃气轮机-蒸汽联合循环占项目数量的 8%，占分布式发电

总装机容量 53%。

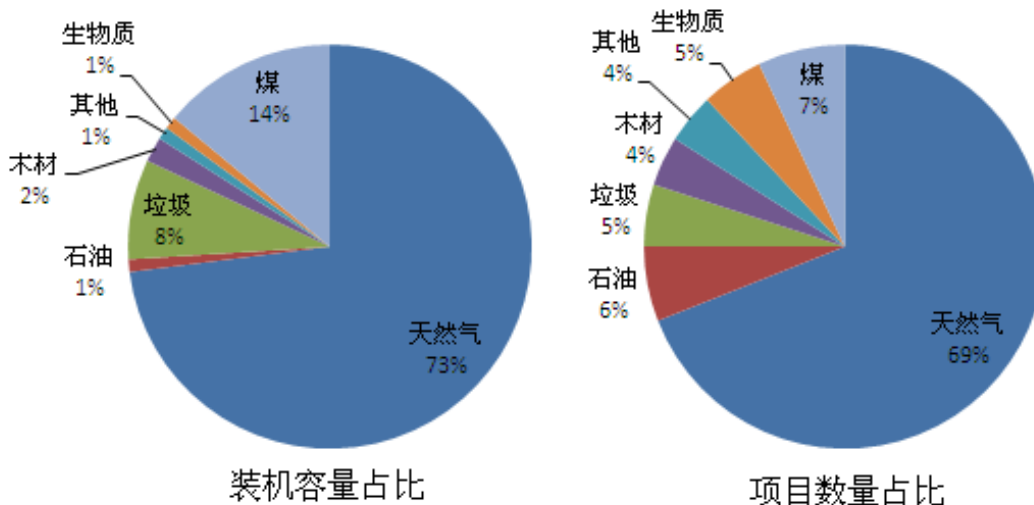


图 10 美国分布式发电的燃料特点

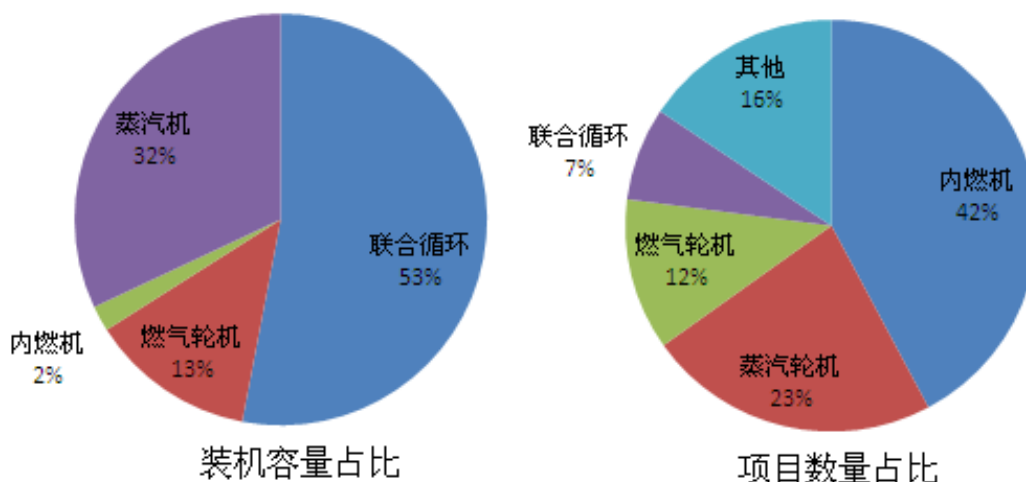


图 11 美国分布式发电的技术特点

(3) 热电联产政策

美国对分布式热电联产能源的鼓励政策包括联邦和州两个层面，联邦层面的鼓励政策由联邦政府制定，适用于全国所有符合条件的用户；各州的鼓励政策由各州政府制定，主要用于鼓励各州的分布式能源发展。鼓励政策的类型包括收税减免和直接补贴两大类。联邦政府规定对符合条件的可再生能源资产减免商业投资税收，优惠的额度不超过投资或购买设备总额的 10%，符合条件该政策的分布式能源类型包括：使用太阳能进行发电、供热或供冷、地热发电。同时，联邦政府还针对分布式能源中可再生能源的生产进行直接补贴，例如对符合条件的分布式能源企业，并将电力出售给不相关的其他主体时，就可以获得 1.5 美分/千瓦时的直接补贴。

此外，为了鼓励分布式热电联产的技术研发与应用，美国能源部与美国环境保护署 (EPA)、美国热电联产联合会 (USCHPA) 和国际区域能源协会 (IDEA) 共同支

持成立了 8 个区域级的分布式能源技术指导中心，对分布式技术应用提供指导。

(4) 净电表政策

除刺激可再生能源发展的联邦生产税/投资税抵扣 (PTC/ITC)、州层面实施的配额制 (RPS) 外，美国制定了专门针对分布式电源接网计量的净电表政策，并设定相应的电价和补贴机制。

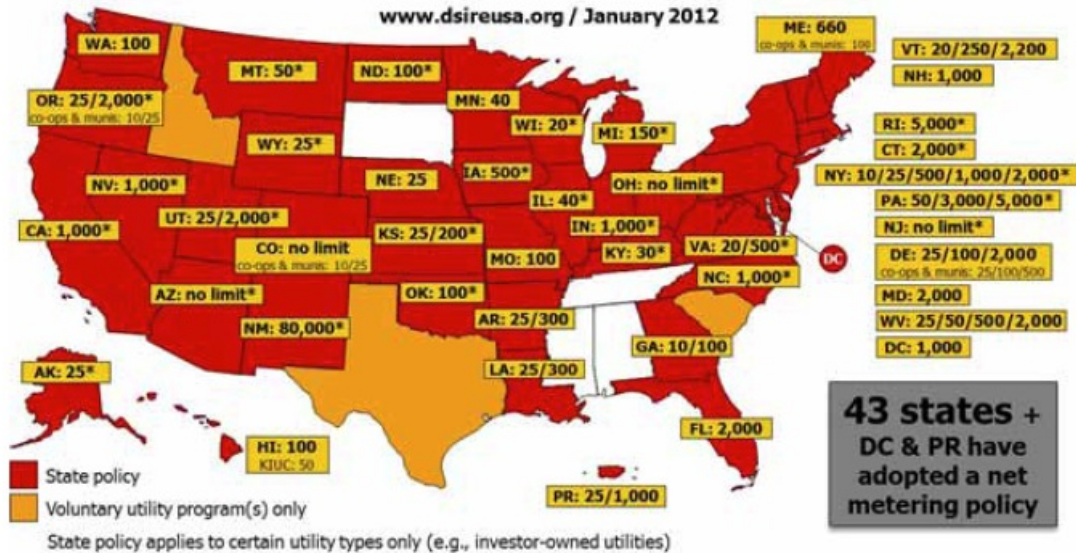


图 12 美国 43 州 2 区实施净电表政策 (2012 年 1 月)

表 11 美国分布式光伏装机前 10 名州

2010 年排名	2010 年市场份额	累计装机容量 (兆瓦)	净电表装机规模上限
1、加利福尼亚	48%	1022	1MW
2、新泽西	12%	260	无上限
3、科罗拉多	5%	117	无上限
4、亚利桑那	5%	105	1MW
5、内华达	5%	102	2MW
6、佛罗里达	3%	73	2MW
7、纽约	3%	56	5MW
8、宾夕法尼亚	3%	55	100kW
9、夏威夷	2%	45	80MW
10、新墨西哥	2%	43	
其他	12%	261	

来源: Sherwood, L. U.S. Solar Market Trends 2010. Interstate Renewable Energy Council June 2011 (Total of 2139MW)

净电表政策主要针对分布式太阳能光伏发电项目，政策要求电网公司为居民或商业用户光伏系统安装双向计量电表，既计量通过电网供应用户的电量，也计量用户返送电网的光伏发电量。用电费用结算时，光伏发电量从用户用电量中扣除，即以当地消费电价水平支付光伏发电。除此之外，加州等州还制定了光伏系统投资成本补贴或光伏发电量补贴等政策进一步给予支持。美国净电表政策主要

采用一块电表，区别于德国采用输入和光伏电量输出两块电表方式。从 1981 年开始，截至 2012 年 1 月，已有 43 个州，及 DC 和 PR 两个区实施净电表政策。2010 年，加州仍是太阳能光伏系统纳入净电表政策最多的州，共有约 102 万千瓦分布式太阳能光伏装机。

(5) 可再生能源配额制政策

美国从上世纪 90 年代实施可再生能源配额制政策，绝大部分州还配套实施配额证书（或称为绿色证书）交易制度，发电者通过可再生能源配额证获得除电力销售外的另一份收入。多数分布式可再生能源发电商或居民都参与到配额证交易机制中，因此配额制也促进了美国分布式可再生能源发展。

配额制核心是以市场分配手段降低成本，实现更有效率的可再生能源发展模式。截止 2010 年，美国已有 30 个州实行强制配额制政策，并有 5 个州设定了可再生能源发展目标。

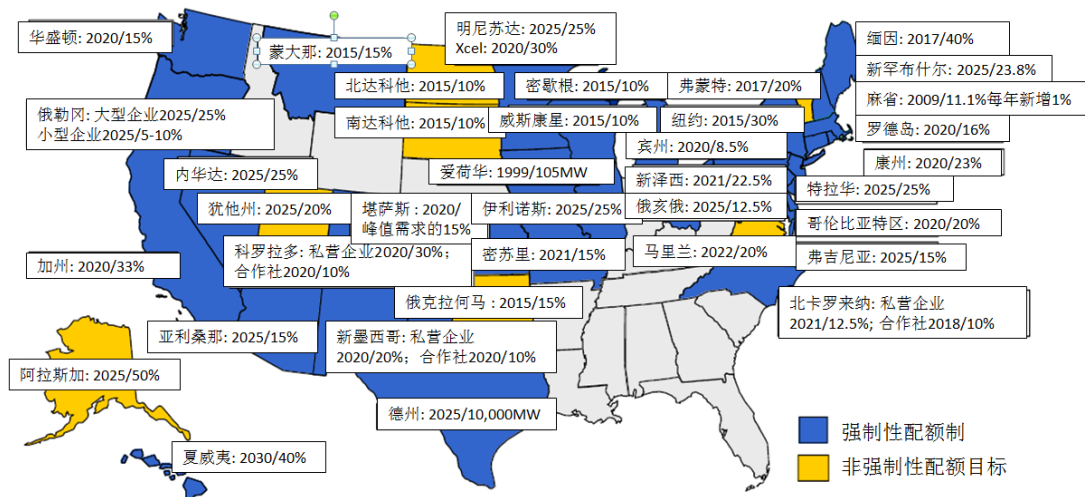


图 8 美国各州配额制政策目标

配额制政策首先设定一个可再生能源增长总目标，将这一目标分配给各电力供应商，要求供电商提供电力的一定比例来自于可再生能源；政策对可再生能源种类做出详细规定；为了促进可再生能源多样性发展，配额制可以规定某些特定可再生能源种类需达到的目标。

供电商可以自己拥有可再生能源发电设施，也可以选择从别的新能源发电商处购买发电量以完成配额指标。有些州建立了可再生能源信用证书（REC）体系，发电商可以将可再生能源电力和 REC 分别销售。REC 的价格完全由市场供需关系决定，成为可自由交易的商品。年末供电商向配额制管理委员会出示相应的 REC 达成指标完成任务。未完成预定目标的供应商，将缴纳罚款或选择“替代性付款”（Alternative Compliance Payments, ACP）方式受到处罚。ACP 收集的资金通常用以建立专项基金，用于促进可再生能源发展。

虽然美国至今没有通过联邦层面的配额制，但大量联邦议案与强制性的配额制有关。如 1998 年，克林顿政府提出的综合电力竞争条例中指出，将制定一个

联邦级配额制政策，目标是 2010 年可再生能源电力占到总电力的 7.5%，并设立可进行交易和存入银行的可再生能源信用证（REC），为未来的州间交易做准备。

各州配额制的政策目标、实施对象、信用交易方式均有所不同，但总体来看，大部分实施了配额制的州可再生能源利用率都大幅增长。美国国家可再生能源国家实验室 2008 年的研究报告发现，超过全国可再生能源利用平均水平的 15 个州中的 11 个州，及所有传统能源比例下降的 5 个州都实施了配额制。据 2009 年忧思科学家联盟预测，到 2025 年，配额制将促使美国的可再生能源电力增加 76750MW，相当于 1997 年的 570%（不包括水电）。

（6）分布式项目管理政策

除以净电表政策支持分布式光伏发电外，美国还制定了相关优惠政策使分布式项目在审批、核准、管理过程中更便捷和优先：（1）确保分布式能源用户拥有安装和使用该设备的权利，公共电网必须为分布式能源用户提供备用电力保障，并以公平价格收购多余电量；（2）减免分布式发电项目部分投资税；（3）缩短分布式发电项目资产的折旧年限；（4）简化分布式发电项目经营许可证审批程序。到 2010 年，仅三大电网统计数据，不包括热电联产项目情况下，美国已有超过 40 万千瓦分布式电源，其中分布式光伏发电项目数和装机总量都居第一，分别达到近 900 个和 14 万千瓦。

表 12 2010 年美国三大电网分布式发电情况

发电技术	PG&E		SCE		SDG&E		合计	
	项目数	装机 (MW)	项目数	装机 (MW)	项目数	装机 (MW)	项目数	装机 (MW)
光伏发电	503	82.45	291	41	105	14.19	899	137.6
内燃机	123	67	131	93	21	12	275	172
燃料电池	18	11	36	8	4	2.25	58	21
微型汽轮机	55	10	72	16	18	2	145	28
天然气小型机组	4	5	3	13.6	2	9	9	27.5
风电	2	0.5	5	12.6	0	0	7	13
合计	705	176	538	184.5	150	40	1393	400

3.3. 日本政策经验总结

日本能源资源匮乏，长期以来能源供应依靠海外供应为主。为加强能源安全，日本很早就出台了很多与能源转型相关的政策和法律法规，如上世纪 90 年代以来的多部《能源白皮书》，早期的《能源政策基本法》、《能源基本计划》、《新国家能源战略》和《能源基本计划修改案》等，这些政策的核心，主要是强调节能，减少对石油的依赖，特别是明确了交通能源的发展路线，这其中也包括新能源创新计划等。但受日本可再生能源资源条件限制，日本除了在上世纪 70 年度开始实施阳光计划鼓励发展太阳能，以及 2002 年颁布实施了可再生能源配额制外，并没有提出明确的可再生能源发展目标。

2011 年日本福岛核电事故发生后，日本民众掀起了巨大的反核浪潮，日本既有的能源发展战略受到了极大冲击。为逐步摆脱对核电依赖，以避免类似灾难再次发生，2011 年 8 月日本通过了菅直人提出的《可再生能源法案》，对 2010 年颁布的《新能源法案》重新做出修订，初步确定了可再生能源发电到 2020 年要占电力供应 20% 的目标。新的可再生能源法案 2012 年 7 月正式获得国会批准，其核心是确定了可再生能源发电的上网电价，太阳能、风能、地热发电的上网价格达到 42 日元/kWh、23.1 日元/kWh 和 27.3 日元/kWh，约是火电或核电价格的 2~4 倍，以期促进光伏发电、风电、生物质发电等可再生能源发电的发展，从而尽快形成电力供应能力，以填补核电退出后的电力供应问题。日本制定了相关的法令和优惠政策保证分布式能源事业的发展，有条件、有限度的允许这些分布式发电系统上网，通过优惠的环保资金支持分布式发电系统的建设。

（1）分布式能源发展目标

日本政府在 2003 年出台的《能源总体规划设计》中就系统阐述了发展、普及使用分布式能源燃料电池、热电联产、太阳能发电、风力、生物质能和垃圾发电的目标。其中热电联产的目标是到 2010 年实现装机 1000 万千瓦。

2008 年 3 月，日本经济贸易产业省（METI）预计到 2030 年日本热电联产装机容量将可能达到 1630 万千瓦，接近 2006 年的 2 倍。据国际分布式能源联盟（WADE）对日本能源供需前景的预测，到 2030 年日本分布式发电比重将达到总发电量的 20%。

（2）分布式能源发展状况

2011 年 3 月日本核电事故以来，截至 2012 年 7 月，50 座核电站中只有 2 座恢复正常工作，日本正在寻找以新能源发展、分布式能源结构改革和热电联产进一步提高能效等方式来补上电力供需缺口。日本还大力发展了低热值燃料和可再生能源利用、微网控制、热电联产装置的小型化及家庭单元机组等一系列新技术，在节能减排上收到了明显效果。此外，日本能源贸易工业部于 2004 年发布了 2030 年长期能源规划，其中进一步强调了分布能源及微网系统。该规划中规定 2030 年前分布能源发电量将占总电力供应的 20%。

分布式发电以热电联产和太阳能光伏发电为主，总装机容量约 3,600 万千瓦，占全国发电总装机容量 13.4%。其中商业分布式发电项目 6,319 个，主要用于医院、饭店、公共休闲娱乐设施等；工业分布式发电项目 7,473 个，主要用于化工、制造业、电力、钢铁等行业。

近年来，日本热电联产装机容量快速增长，到 2006 年，已达到 870 万千瓦，占日本电力装机 4%。其中，以天然气为原料的热电联产装机容量达到 450 万千瓦，占热电联产总装机容量的 51.2%。2011 年，独立电站发电量占日本 30% 的电力生产总量，自从福岛核危机发生后，为解决生活用电保障，主要以天然气为燃料的家庭式小型热电联供机组得到进一步推广。

日本光伏分布式发电应用广泛，不仅用于公园、学校、医院、展览馆等公用设施，还开展了居民住宅屋顶光电的应用示范工程。截至 2009 年底，日本光伏发电装机总量达到 297.7 万千瓦，其中户用光伏系统装机容量占比约 80%。到 2011

年底，光伏发电是日本除水电外装机容量最多的可再生能源发电技术，已达到497万千瓦。2012年5月，“夏季电力供需方案”中提出，日本将建立“分布式绿色电力销售市场”，以鼓励小规模发电商和独立电力系统进入电力市场，小于1000kW的发电系统和热电联产项目也能够将随时销售其多余的电量，并且减免了原先约160万日元的接网费。

（3）经济激励政策

对城市分布式发电单位进行减税或免税。建成分布式发电的项目第一年可享受30%安装成本折旧率或7%免税；总投资的40%至70%部分可享受低息贷款（每年利率2.3%）；免除供热设施占地的特别土地保有税和设施有关的事业所税；区域供热工程费用、供热的固定资产税、区域供热用折旧资产税等给予优惠。

可再生能源固定电价政策。日本制定了到2030年可再生能源发电占其总电量的30%的目标，其中，太阳能和风电分别从500万千瓦增长到5700万千瓦，250万千瓦增长的到4000万千瓦。为达到这一目标，2012年8月1日开始，日本正式实施可再生能源固定电价，本阶段政策有效期一直到2013年3月31日。其中，针对性的鼓励小型分散电源项目，对居民小于10kW的发电系统，保证了持续10年42日元/kWh的固定电价水平。

总结起来，国际上分布式光伏发展较好的国家具备三方面有利条件，一是具有竞争性的电力市场，二是对可再生能源发展制定了较大力度的经济激励政策，三是投资市场具备完善的信用体系。

——**电力市场开放竞争，市场参与主体活跃。**德国一直是光伏发电领先国家，且80%光伏项目是以居民为开发主体的分布式光伏。普通居民对投资光伏系统具有可行性、积极性，除其房屋以独栋建筑为主、具有屋顶资源外，更重要的是其开放竞争的电力市场。只要符合安全、环保、土地使用、并网标准等要求，投资者参与可再生能源电源开发的申请手续便捷，市场进入门槛较低。通过上下网安装两个电表，分布式光伏开发者既可以“自发自用，余电上网”，也可以全部出售，甚至可以集连成片、以股份形式共同开发并分享发电收益。美国加州等实行“净电表”政策，电量也可以自由买卖，竞争性电力市场是重要的前提。

——**可再生能源发电支持力度大，保障了分布式光伏发电的市场竞争力。**德国、日本等国光伏发电系统建设成本都显著高于我国，基本是我国的两倍以上，但分布式光伏发电收益稳定、盈利空间远高于我国，德国前两年甚至出现了分布式光伏发展超过预期，政府主动控制发展规模的情况，主要得益于这些国家较大力度且持续稳定的政策支持。政策支持力度包括两方面，一方面是对可再生能源发电本身的支持，如德国、日本实施固定电价政策，美国实施配额制和“净电表”政策等；另一方面，更重要的是通过税收手段等增加化石能源利用成本，内部化其环境外部性成本，高电价使分布式光伏获得了公平竞争环境，具有市场竞争力。德国2014年居民电价约为26欧分/千瓦时（2.2元/千瓦时）左右，电价中各类税收约占一半，主要是资源税和环境税种。在较高稳定的收益率面前，分布式光伏成为养老金、保险等争相追求稳定回报的投资热点领域。

——**投融资市场信用体系完备，为创新融资模式提供了基础。**美国、德国对分布式光伏系统投资者都建立了完善的信用系统，包括对组件采购、系统

维护、电量生产等数据都进行实时统计，信息透明、及时公布，对投资者权益进行了保护，且便于对资产评定和估值，有利于光伏资产证券化。美国 Solarcity 公司就创新建立了这样一个融资平台，利用美国投资新能源可抵扣税的鼓励政策，通过统一租赁屋顶资源，负责项目选址、开发、运营，与屋顶业主获取、分享电费和抵税收益。由于资产盈利性好，公司上市并获取了良好信誉，将光伏资产证券化并向投资公司、社会资本等融资，并与特斯拉电动汽车、谷歌公司等合作开拓新的市场，形成了良性循环。

国际经验表明，建章立制，在法律上允许和规范分布式发电和能源利用是分布式发展的保障；明确战略发展目标为分布式发展指明方向，有利于市场的建立，刺激投资规模；通过电力系统改革建立适应的分散式、智能型电网是分布式发展的基础；建立合理、详细的并网标准有利于市场规模化发展；稳定、明确的经济激励政策是分布式能源发展短中期有效的动力。

4. 我国现有分布式光伏发电政策体系

我国支持分布式光伏的政策在 2013 年开始密集出台，但长期以来对可再生能源、分布式能源和能效等相关政策也涉及对分布式光伏发展的重要影响，目前，已基本形成了由发展目标、产业管理、电价和财税、并网、金融支持等组成的政策体系。

2013 年 7 月，国务院颁布的《促进光伏产业健康发展的若干意见》，根据《意见》精神，有关部门、单位和各地区先后制定和出台了一系列有关分布式光伏发电发展目标、项目管理政策、电价和补贴政策、税收政策、融资政策，颁布了光伏发电有关标准，开展了分布式光伏发电示范区建设。政府部门和电网企业明确了并网服务规则，许多地方政策也制定了地方性的光伏发电电价和补贴政策。至此，支持分布式光伏发电发展的政策从无到有，初步形成了十类政策组成的综合支持体系。

4.1. 发展目标

国务院颁布的《促进光伏产业健康发展的若干意见》为我国支持光伏发电发展的总领性文件。文件主要从六个方面对光伏发电产业发展予以支持。其中，在市场方面，明确提出了光伏发电的发展目标，并说明未来国内光伏市场应用的两大方向，即分布式光伏发电和大型光伏电站建设；在并网方面，强调完善并网服务和管理，包括加强配套电网建设、完善光伏发展并网运行服务等；在支持政策方面，提出大力支持用户侧光伏应用、完善电价和补贴政策、改进补贴资金管理、加大财税政策支持力度、完善金融支持政策、完善土地支持政策和建设管理等。

《意见》还明确列出了对部分政府部门的任务和要求，即制定出台相应的政策文件，这些文件主要包括：上网电价和电价补贴政策、补贴资金管理政策、醒目开发管理规定、标准和检测认证政策、并网接入和服务规范、并网和电量收购监管、相关技术标准的制定、产业规范、光伏建筑应用配套措施等。

《可再生能源“十二五”规划》和《“十二五”太阳能发展规划》中，光伏发电目标为 2015 年达到 2000 万千瓦，2020 年达到 5000 万千瓦。其中，分布式光伏发电到 2015 年的装机规模为 1000 万千瓦，目前这一目标已经过多次修改调高。

2013 年 7 月出台的《促进光伏产业健康发展的若干意见》提出：到 2015 年光伏发电装机总量达到 3500 万千瓦，年新增容量 1000 万千瓦。这样的预期发展规模相当于国内光伏电池和组件产量的 40%左右（我国 2013 年实际光伏电池和组件产量 2300 万千瓦和 2800 万千瓦）。

4.2. 项目管理政策

（1）简化项目管理程序，由核准制度转为备案制度

为适应光伏发电尤其是分布式光伏发电发展的特点，国家调整了光伏发电的项目管理政策：光伏发电由核准制度改为备案制度。

2013年8月，国家能源局颁布《光伏电站项目管理暂行办法》规定“省级能源主管部门依据国务院投资项目管理规定对光伏电站项目实施备案管理”，且“备案项目应符合国家太阳能发展规划和国务院能源主管部门下达的本地区年度指导性规模指标和年度实施方案，已落实接入电网条件”。

《促进光伏产业健康发展的若干意见》规定对于分布式光伏发电“实施备案管理，豁免分布式光伏发电应用发电业务许可”。

2013年11月，国家能源局颁布《分布式光伏发电项目管理暂行办法》规定“对分布式光伏发电项目实行备案管理，具体备案办法由省级人民政府制定。”

核准制度转为备案制度的优势是简化了项目开发程序，尤其是对分布式光伏发电项目，政策明确规定免除发电业务许可、规划选址、水土保持、环境影响评价、节能评估即社会风险评估等支持性文件，可在很大程度上降低项目开发初期的工作量。

（2）制定年度实施方案和规模管理

在目前的成本水平下，分布式光伏需要电价或补贴政策的支持，电价和电价补贴的资金来自于可再生能源发展基金。光伏发电实施备案制管理方式后，其发展规模、布局的不确定性大，电价或电价补贴资金需求也存在较大的不确定性。因此，国家能源主管部门采取了“备案+规模管理的方式”。对于分布式光伏发电，实施总量平衡和年度指导规模管理，即：在光伏电站年度实施方案和分布式光伏指导规模之内的容量，可以享受可再生能源发展基金的电价或电价补贴。不需要电价或电价补贴支持的光伏发电发展规模将不受限制。

2014年1月，国家能源局确定了当年各省市区光伏发电建设规模年度新增建设规模。全年新增备案总规模为1400万千瓦，其中分布式800万千瓦，主要集中在东中部（占95%），光伏电站600万千瓦，主要集中在西部（占57%）。这一数值超过了年新增1000万千瓦的国家目标，如果考虑到此为纳入可再生能源发展基金补贴的规模，则政策引导的方向是达到1000~1400万千瓦。

4.3. 电价和补贴政策

2013年8月，国家发改委发布《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，对光伏电站的上网标杆电价进行了调整，新规定了分布式光伏发电的度电补贴政策，并明确光伏发电补贴政策的期限原则上为20年。电价和电价补贴政策成为激励光伏发电尤其是分布式光伏发电最有力的政策之一。

（1）分资源区的标杆上网电价制度

在实施光伏发电标杆上网电价制度两年后，国家进行了政策调整，取消了全国大一统的标杆电价政策，综合考虑太阳能资源、工程建设情况的分区域标杆电价政策。全国分为3个资源区，标杆上网电价水平分别为0.9元/千瓦时，0.95元/千瓦时和1元/千瓦时。

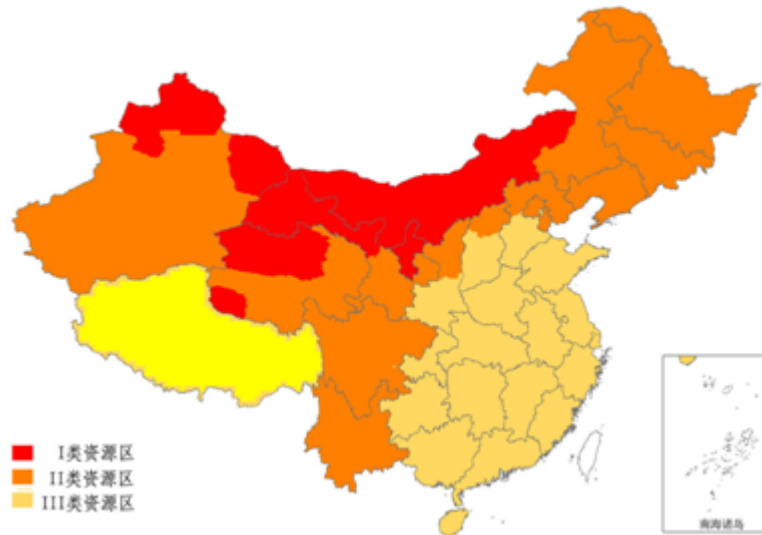


图 13 全国光伏发电标杆上网电价
资料来源：CNREC，2013 年 9 月

从总体上看，分资源的标杆上网电价较之前的政策要更为合理。经测算，对于一类资源区，在光伏电站年初始投资 1 万元/千瓦、年等效利用小时数分别在 1450 的情况下，内部收益率可以达到 9.6%。目前，光伏电站的实际投资大多在 9000 元/千瓦左右，光伏电站的建设和后期运行如能达到行业平均水平，在一类和二类资源区的大部分地区建设光伏电站，内部收益率可达到 10%以上。但是，在三类资源区的部分地区，太阳能资源条件相对较差，如果没有地方额外的经济政策支持，项目可能没有经济性。

目前不同资源区的电价之差仅为 0.1 元/千瓦时，为电价水平的 10%，而实际上一类资源区的年等效利用小时数可以达到三类的 1.4 倍左右。因此，如果仅考虑太阳能资源因素，西部太阳能资源丰富地区建设光伏电站将会有更好的经济效益。但是，除了太阳能资源外，还需要考虑其他因素的影响，如电站施工建设成本的差异，不同地区土地政策的差异，电网接网条件和限电预期及比例等，尤其是限电问题，目前已经在西部个别省区出现。光伏电站单一项目经济性需要结合项目情况具体分析。

（2）分布式光伏发电度电补贴政策

根据《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，国家对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为 0.42 元/千瓦时(含税)。全电量补贴的政策，意味着分布式光伏发自自用部分电量，电价补贴的起点为用户的销售电价（含峰谷电价），余量上网部分，电价补贴的起点为当地脱硫燃煤标杆电价。

对分布式光伏实施统一的全电量补贴政策，其基础有以下两点。

- （1）确定了分布式光伏“发自自用、余量上网、电网调节”的发展原则。
- （2）我国大部分地区的销售电价和太阳能资源呈现逆向分布。（经测算，在

目前的全电量度电补贴水平下，如果初始投资在 1 万元/千瓦、自发自用比例达到 80%，则 25 个以上省市的一般工商业用户分布式光伏发电系统和 15 个以上大工业用户分布式光伏发电系统具有经济性。对于居民用户以及实施居民用电电价的学校、医院等以及农业用户，目前的度电补贴水平激励不足，主要问题除了销售电价水平低外，自发自用比例较低也极大地影响了项目的经济性。)

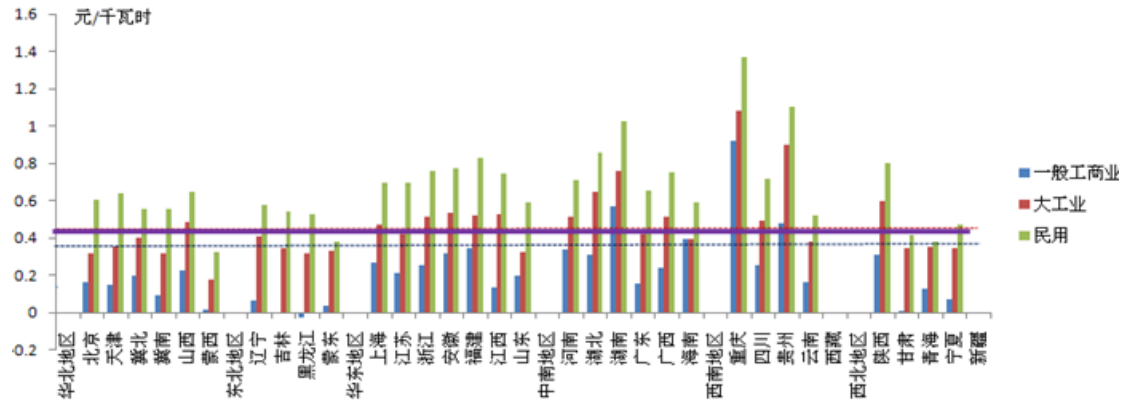


图 14 分布式光伏发电经济性分析
资料来源：CNREC，2013 年 6 月

(3) 调整光伏发电资金拨付方式

根据《分布式光伏发电实行按照电量补贴政策》和《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》等文件，光伏发电电价和电价补贴资金拨付方式进行了调整。分布式光伏发电企业可以按照得到电价补贴和余量上网电费。电价补贴和电费直接从电网企业获得，可再生能源发展基金账户按照季度预拨补贴资金。通过这种方式，光伏开发企业及时获得电费和补贴，避免或减少了因资金拖欠增加财务成本。

调整前



调整后



图 15 光伏发电补贴资金管理方式调整（列入补助目录程序）

资料来源：CNREC，2013 年 6 月

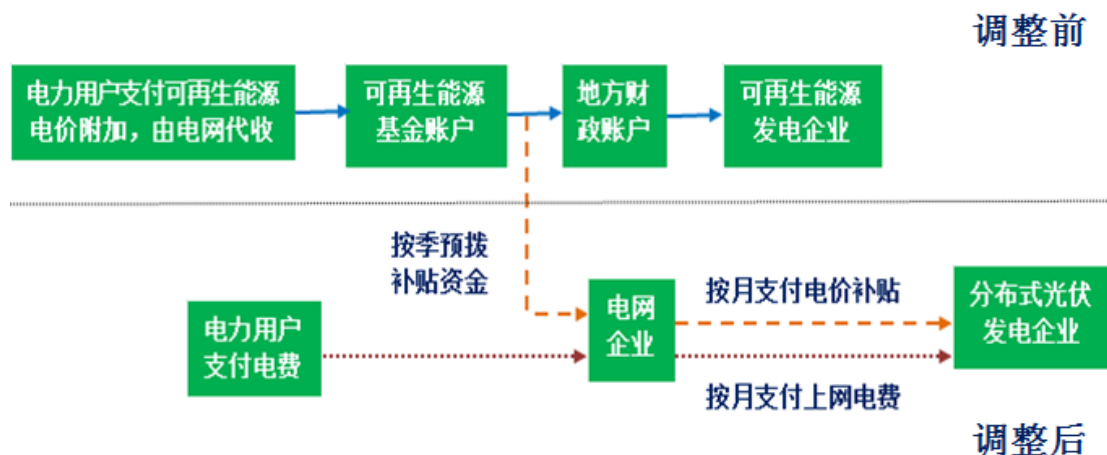


图 16 光伏发电资金拨付方式的调整
资料来源：CNREC，2013 年 6 月

4.4. 财税政策

(1) 明确了并网光伏激励政策为标杆电价和电价补贴

2013 年，国务院文件确定了并网光伏的经济政策主要是标杆电价和电价补贴，光伏投资补贴的支持范围将是无电地区的离网光伏电站和户用光伏系统，当年财政安排了相应资金。

在此之前的金太阳示范工程等光伏投资补贴政策的目标和支持范围相应进行了调整。2013 年 2 月，财政部等四部委联合发布了《关于清算 2012 年金太阳和光电建筑应用示范项目的通知》，规定将对 2014 年 6 月底前为建成并网的项目取消示范并收回拨付补助资金。

(2) 出台了光伏发电增值税优惠政策

2013 年 9 月，财政部颁布《关于光伏发电增值税政策的通知》，明确对太阳能发电实行增值税 50%即征即退的优惠政策（政策时间限制：2013 年 10 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日）。由于我国在 2009 年进行了增值税机制调整，从生产型增值税调整为消费型增值税，光伏发电项目存在 6~8 年增值税抵扣期，因此，如果不延长政策时限，实际上几乎所有项目都不能从该政策受益。

4.5. 并网政策

并网政策是影响分布式光伏能否真正发挥能源效应并具有经济性的关键性政策。国务院文件在并网方面着重强调了完善并网服务和管理，包括加强配套电网建设、完善光伏发展并网运行服务等。

2012 年 10 月，国家电网在出台了一系列文件，包括《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）》和《分布式

光伏发电介入系统典型设计》，对分布式光伏发电并网服务的多个环节做了较为详细的规定，之后又根据国务院相关文件精神对其中部分规定进行了细化和调整。

2013年8月，南方电网出台了《进一步支持光伏等新能源发展的指导意见》，在并网服务、购售电服务、并网调度方面做出了原则性的规定。相对于国家电网之前发布的文件，南方电网的文件规定较为笼统，尚需配套文件。2014年2月，南方电网发布了《分布式光伏发电营业服务细则（试行）》，对分布式光伏发电并网接入规定进行了细化。

2013年，国务院各部门颁布的多个配套文件对分布式光伏并网做出了相应规定。总体上，针对分布式光伏项目单个容量较小，未来发展项目数量众多的特点，在多项政策执行上赋予电网企业更多的责任。

在光伏发电项目接网和并网工程投资方面：（1）电网企业负责分布式发电外部接网设施以及由接入引起的公共电网改造部分的投资建设，并提供便捷、及时、高效的接入电网服务；（2）对分布式光伏免收随电价征收的各类基金和附加，以及系统备用容量费和其他相关并网服务费，电网企业免费提供并安装电能计量表；（3）35千伏及以下电压等级接入电网的分布式光伏发电项目，由地市级或县级电网企业按照简化程序办理相关并网手续，提供并网咨询、电能表安装、并网调试及验收等服务。

在光伏发电项目运营期：（1）电网企业负责做好分布式光伏发电所发电量计量、电费结算和国家补贴资金的转付工作。国家对分布式光伏发电项目按电量给予补贴，补贴资金通过电网企业转付给分布式光伏发电项目单位；（2）电网企业为光伏发电提供必要的并网接入、计量等电网服务，按规定及时向光伏发电企业结算电价。

4.6. 金融服务政策

除了电价和并网服务外，融资政策和商业模式建立是影响分布式光伏发电发展的重要因素。相对于大型光伏电站，分布式光伏系统规模小，总投资金额小，在项目建设、运营、管理等方面又不如大型光伏电站成熟，如建筑屋顶的产权问题、可用性问题、并网技术和管理问题、商业模式问题等，在规模化发展的目标下，就融资机构而言，分布式光伏项目的融资意味着更多的项目数量、单个项目不低于大型电站的工作量、由于市场启动滞后于大型电站的相对大型电站较高的风险，需要设计专门的针对分布式光伏发电特点的融资政策。

2013年8月，国家能源局和国家开发银行发布《支持分布式光伏发电金融服务的意见》，是首个金融方面的政策，提出国家开发银行将配合新能源示范城市、绿色能源县、分布式光伏发电应用示范区等开展创新金融服务试点，建立投融资机构，建立具有借款资格和承贷能力的融资平台。国家开发银行向融资平台提供授信，融资平台以委托贷款等有效的资金运作方式，向符合条件的对象提供融资支持。符合国开行直接申请贷款资格的投资主体可直接申请国家开发银行信贷资金支持，不符合直接申请国开行贷款条件的企业和自然人，采用统借统还的模式予以支持。贷款产品包括中长期贷款，短期贷款和流动资金贷款。文件颁布后约半年的时间内，国开行已经安排资金和贷款产品支持首批18个分布式光伏发电规模化应用示范区项目。

融资政策和商业模式的建立是影响分布式光伏发电发展的重要因素。相对于大型光伏电站，分布式光伏系统规模小，总投资金额小。在项目建设、运营、管理等方面又不如大型光伏电站成熟，例如建筑屋顶产权问题、可用性问题、并网技术和管理问题、商业模式问题等。在规模化发展的目标下，就融资机构而言，分布式光伏项目的融资意味着更多的项目数量，且单个项目不低于大型电站的工作量。由于分布式光伏发电市场启动滞后于大型电站，相对大型电站有较高的风险，需要设计更有针对性的融资政策。

从各类政策需求、制定和实施的时序角度，分布式光伏发电融资政策应建立在项目管理、电价补贴和并网政策之上。只有在合适的项目管理、电价补贴和并网政策环境下，分布式光伏发电的融资政策才能够真正发挥作用并持续运行。目前国务院文件已经明确了支持分布式光伏的电价和补贴机制、并网机制、项目管理原则，为制定分布式光伏发电融资政策和金融产品的推出提供了基础和条件。

根据分布式光伏发电特点，融资政策需求主要有两点，一是降低分布式光伏发电的融资门槛，即充分考虑分布式光伏发电系统较小的特点，在贷款金额、贷款条件上，针对不同的分布式光伏发电用户（光伏开发企业、建筑业主自建自营光伏系统）适当降低要求；二是开发特色融资方案，即针对不同的分布式光伏发电用户（光伏开发企业、建筑企业业主自建自营光伏系统、建筑个人自建自营光伏系统等）开发特色的融资方案，可以对不同分布式光伏发电用户，设定适当的光伏系统规模要求。

2013年8月，国家能源局和国家开发银行发布《支持分布式光伏发电金融服务的意见》，是首个金融方面的政策，提出国家开发银行将配合新能源示范城市、绿色能源县、分布式光伏发电应用示范区等开展创新金融服务试点，建立投融资机构，建立具有借款资格和承贷能力的融资平台。国家开发银行向融资平台提供授信，融资平台以委托贷款等有效的资金运作方式，向符合条件的对象提供融资支持。符合国开行直接申请贷款资格的投资主体可直接申请国家开发银行信贷资金支持，不符合直接申请国开行贷款条件的企业和自然人，采用统借统还的模式予以支持。贷款产品包括中长期贷款，短期贷款和流动资金贷款。

在文件颁布后约半年的时间里，国开行已经安排资金和贷款产品支持首批18个分布式光伏发电规模化应用示范区项目。此外，一些地方金融机构如银行以及基金等也相应安排资金计划支持分布式光伏发电项目。

4.7. 相关标准规范

当前，我国在光伏产品和光伏应用系统方面逐步建立了标准规范体系。2014年2月，国家认监委和国家能源局联合颁布《关于将强光伏产品检测认证工作的实施意见》，规定接网公共电网的光伏发电项目和享受各种政府补贴的非并网独立光伏发电项目，须采用批准认证机构认证的光伏产品。

表 13 光伏相关标准规范

序号	(一) 光伏组件技术标准		
	标准名称	标准号	等同 IEC
1	地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型	GB/T 9535-1998	IEC61215
2	地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型	GB/T 18911-2002	IEC61646
3	光伏 (PV) 组件安全鉴定 第 1 部分: 结构要求	GB/T 20047.1-2006	IEC61730.1
4	光伏 (PV) 组件安全鉴定 第 2 部分: 试验要求	GB/T 20047.2-2006	IEC61730.2
5	地面用光伏组件接线盒技术要求和试验方法	CGC	
6	海上用太阳能电池组件总规范	GB/T14008-1992	
7	光伏组件盐雾腐蚀试验	GB/T 18912-2002	
8	光伏 (PV) 组件紫外试验	GB/T 19394-2003	
序号	(二) 平衡部件技术标准		
	标准名称	标准号	等同 IEC
1	太阳能光伏照明用电子控制装置 性能要求	GB/T 26849-2011	
2	光伏系统功率调节器效率测量程序	GB/T 20514-2006	IEC61683
3	离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 1 部分: 技术条件	GB/T 20321.1 - 2006	
4	离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 2 部分: 试验方法	GB/T 20321.2 - 2006	
5	蓄电池名词术语	GB/T 2900.11	
6	储能用铅酸蓄电池	GB/T 22473-2008	
7	固定型阀控密封式铅酸蓄电池	GB/T 19638.2	
8	小型阀控密封式铅酸蓄电池技术条件	GB/T 19639.1-2005	
9	固定型防酸式铅酸蓄电池技术条件	GB/T 13337.1-1991	
序号	(三) 光伏系统总体要求		
	标准名称	标准号	等同 IEC
1	地面用光伏发电系统-概述及导则	GB/T18479-2001	
2	太阳能电池阵对日定向驱动机构通用规范	GJB 5174-2003(K)	
3	光伏系统性能监测、测量、数据交换和分析导则	GB/T 20513-2006	IEC61724
4	晶体硅光伏方阵 I-V 特性的现场测量	GB/T18210-2000	
5	离网型户用风光互补发电系统 第 1 部分: 技术条件	GB/T 19115.1 - 2003	
6	离网型户用风光互补发电系统 第 2 部分: 试验方法	GB/T 19115.2 - 2003	
序号	(四) 离网光伏系统技术标准		
	标准名称	标准号	等同 IEC
1	家用光伏电源系统技术条件和试验方法	GB/T 19064-2003	
2	独立光伏系统技术规范	GB/T 29196-2012	

3	移动通信设备用太阳能光伏电源系统	QB-W-020-2008	
4	太阳能光伏室外照明装置技术要求	DB11/T-2008	
5	太阳能光伏照明装置总技术规范	GB 24460-2009	
6	直接耦合光伏扬水系统的评估	GB/T19393-2003	IEC61702-1995
序号	(五) 建筑光伏技术标准		
	标准名称	标准号	等同 IEC
1	民用建筑太阳能光伏系统应用技术规程	JGJ 203-2010	
2	光伏建筑一体化系统运行与维护规范	JGJ/T 264-2012	
3	建筑物电气装置 第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源供电系统	GB/T 16895.32	IEC60364-7-712
序号	(六) 并网及大型光伏电站技术标准		
	标准名称	标准号	等同 IEC
1	光伏 (PV) 系统电网接口特性	GB/T 20046-2006	IEC61727
2	光伏系统并网技术要求	GB/T 19939-2005	
3	光伏电站设计规范	GB50797—2012	
4	光伏电站接入电力系统技术规定	GB/T19964-2012	
5	光伏发电系统接入配电网技术规定	GB/T29319-2012	
6	光伏电站接入电力系统设计规范	GB/T50866-2013	
7	光伏电站施工规范	GB/T50794-2012	
8	光伏电站无功补偿技术规范	GB/T29321-2012	
9	光伏发电工程验收规范	GB/T50796-2012	
10	光伏发电工程施工组织设计规范	GB/T50795-2012	
11	光伏电站太阳跟踪系统技术要求	GB/T50×××—201×	
12	光伏电站运行维护技术导则	GB/T50×××—202×	

资料来源：王斯成《关注：质量、安全、成本和能效；实现：光伏系统收益最大化》，2014年2月

4.8. 地方支持政策

2013 年下半年开始，许多省市尤其是东中部多个省市制定了支持光伏发电发展的地方政策，包括河北、陕西、辽宁、上海、江苏、浙江、安徽、江西、山东、河南、广东、陕西、甘肃、青海等。地方政策主要是落实国务院文件，并提出了地方具体的发展目标和原则性的政策措施。陕西、青海和甘肃等西部省份明确了光伏电站土地使用政策。江苏、山东和浙江等省份以及部分城市提出了量化经济激励政策，对光伏发电项目提供一定的电价补贴或投资补贴。由于东中部地区太阳能资源相对较差，因此，额外的电价补贴可以显著提升项目的经济性。

表 14 各省市分布式光伏补贴政策

省	市	政策类型	适用范围	政策内容
江西	全省	投资补贴	居民住宅	2013年6月启动万家屋顶光伏发电示范工程，在国家电价补贴0.42元/千瓦时外，省专项资金提供初始投资补助，一期工程补助4元/瓦，二期工程暂定补助3元/瓦。 支持目标：1万户有条件的居民屋顶，每户不超过5千瓦，平均3千瓦，一期工程1000-2000户。全部市场容量3万千瓦。
河南	洛阳	分期投资补贴	全部分布式	2014年2月出台《关于加快推广分布式光伏发电的实施意见》，对2015年底前建成并网发电、且优先使用洛阳市企业生产的组件的分布式光伏发电项目，按其装机容量给予0.1元/瓦奖励，连续奖励3年；支持100个公共建筑分布式光伏发电项目，定额补助方式，每个项目不超过4万元，装机容量不低于4千瓦。 支持目标：2015年底达到20万千瓦。
安徽	合肥	电价补贴/投资补贴	各类分布式光伏和光伏电站	2013年出台《关于加快光伏推广应用促进光伏产业发展的意见》，在合肥新建光伏发电项目，且全部使用由当地企业生产的组件和逆变器，在国家补贴的基础上，按年发电量给予0.25元/千瓦时补贴；屋顶、光电建筑一体化等光伏系统，有专业化公司管理的按年发电量给予0.02元/千瓦时补贴，连续补贴15年；家庭投资建设光伏发电项目、停车场棚等，按装机容量一次性给予2元/瓦补贴，不享受市级光伏度补贴政策。 支持目标：2015年达到50万千瓦。
浙江	全省	电价补贴	分布式光伏和光伏电站	2013年9月，浙江出台《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》，光伏发电项目所发电量，实行按照电量补贴的政策，补贴标准在国家规定的基础上，省再补贴0.1元/千瓦时 支持目标：2015年达到20万千瓦。
浙江	温州	电价补贴	各类分布式光伏	凡屋顶安装光伏发电系统的，按其发电量给予0.05元/千瓦时的补贴，自发电之日起补五年；2014年底前建成并网发电的，给予0.15元/千瓦时补贴；2015年底建成并网发电的，给予0.1元/千瓦时补贴；居民家庭屋顶光伏发电项目，给予0.3元/千瓦时补贴，自发电之日起，一补五年（连续补贴五年）。
浙江	温州市永嘉县	投资补贴/电价补贴	各类分布式光伏	对县域内除民居外装机达到50千瓦以上的光伏发电项目，除按政策享受国家、省、市有关补贴外，按其发电量自发电之日起连续补贴五年，补助标准为0.40元/千瓦时；居民家庭屋顶安装光伏发电系统的，按装机容量给予2元/瓦的一次性奖励，建成投产后前五年给予0.3元/千瓦时的补贴。
浙江	嘉兴	电价补贴	分布式	自2013年起到2015年底，对分布式光伏发电项目进行电量补贴，补贴标准为0.1元/千瓦时，连续补贴3年。 支持目标：20万千瓦
浙江	嘉兴市	投资补贴	分布式光伏应	对列入国家分布式光伏发电应用示范区的光伏发电项目，按期建成并网发电后，按装机容量给予一次性1元/瓦的补助（鼓励优先采购本区光伏产品，对本区产品占设备投入30%及以上的

	秀洲区		用示范区项目	项目给予 100% 补助，低于 30% 的给予 80% 的补助)。
浙江	海宁	电价补贴/投资补贴	各类分布式光伏	对市域内实施的光伏发电项目，装机达到 100 千瓦以上，在国家、省财政补助基础上，实行电价地方补贴。2014 年底前建成的按 0.35 元/千瓦时标准给予补贴，连续补助五年；对屋顶资源提供方按装机容量给予 0.3 元/瓦一次性补助
浙江	桐乡			按装机容量给予 1.5 元/瓦的一次性奖励（已获得国家政策扶持的项目不补）；2014 年以前建成投产，前两年按实际发电量 0.3 元/千瓦时补助，第三至五年给予 0.2 元/千瓦时补助；对屋顶出租方按实际使用面积给予一次性 30 元/平方米的补助；采购本市光伏企业生产的产品，按采购价格的 15% 给予奖励。
浙江	杭州	电价补贴	分布式	在国家补贴 0.42 元/千瓦时、浙江省补贴 0.1 元/千瓦时的基础上，根据项目建成后的实际发电效果，再给予 0.1 元/千瓦时的补贴，补贴期限暂定为 2014-2015 年。
浙江	杭州市萧山区	电价补贴	分布式	已列入区级以上太阳能应用（示范）计划的项目，按照要求配套资助，未列入计划资助且装机容量不小于 30 千瓦的太阳能应用项目，按照实际发电量给予 0.2 元/千瓦时补助。
浙江	衢州	电价补贴	分布式上网电量	在绿色产业聚集区开展屋顶光伏发电集中连片开发试点，暂定 5 年内，对采购本地光伏产品的项目，在省上网电价 1.0 元/的基础上，给予 0.3 元/千瓦时（已享受国家、省各类补贴政策的项目，按上述标准折算评估后核定电价补贴）
浙江	衢州市龙游县	投资补贴/电价补贴	分布式上网电量	对县域内实施的装机达到 1 兆瓦以上的项目给予 0.3 元/瓦的一次性奖励；暂定 5 年内，对建设的光伏发电项目，在省定上网电价 1.0 元/千瓦时的基础上，给予 0.3 元/千瓦时的上网电价补贴。（已获得国家、省级补助的项目不补）
浙江	衢州市江山市	投资补贴/电价补贴/屋顶使用费用补贴	光伏电站/分布式光伏	光伏电站项目按装机容量给予 0.3 元/瓦的一次性补助，上网电价在国家标杆电价和省级补贴的基础上，再给予 0.2 元/千瓦时的补助； 分布式光伏发电项目按装机容量给予 0.3 元/瓦的一次性补助，对自发自用电量，在国家和省级补贴的基础上，再给予 0.15 元/千瓦时的补助； 鼓励年综合能耗 1000 吨标煤以上的企业建设屋顶光伏发电项目，对自身屋顶面积不够，租用周边企业屋顶建设的，按实际使用面积给予一次性 10 元/平方米的补助。
上海				5 年的电量补贴，光伏电站：0.3 元/千瓦时；分布式光伏：大工业、一般工商业 0.25 元/千瓦时，个人、学校等 0.4 元/千瓦时

除上述省市外，河北、陕西和上海等省市的经济激励政策也在制定之中。

各地方制定出台的经济政策，可以看出：（1）政策以电价补贴政策为主，以投资补贴政策为辅；（2）投资补贴政策主要针对的小型系统或者居民建筑光伏应用系统，也有些政策针对光伏电站和各类分布式光伏系统；（3）各地补贴额度和补贴时间差距较大，但基本能够是当地开发分布式光伏具有经济性，可以说地方的政策成为国家补贴政策很好的补充，尤其是对于居民用户的定向电价或者投资补贴，一定程度上弥补了国家统一的电价补贴政策中，民用建筑分布式光伏系统开发不具备经济性的情况；（4）地方补贴政策的时限较短，但大部分配合的度电补贴水平较高，因此可以降低分布式光伏发电项目的投资风险；（5）地方政策注意了与国家政策之间的衔接，如地市一级的政策大多强调在国家电价补贴政策、省内电价补贴政策基础上，再提供相应的经济支持，并且对于已经享受国家投资的补贴的项目如金太阳中的项目，也强调不再予以支持，避免政策之间的交叉；（6）在地市一级的政策中，多数强调了要使用当地的光伏产品，才能获得补贴，这种情况当然是地方考虑扶持当地光伏产业的发展，但弊端明显，一方面是不能充分市场竞争的情况下，光伏产品的质量和成本难以做到最优，另一方面也可能在日趋严重的双反问题上授人以柄。总体上，地方政策是有利于光伏市场发展的，尤其是在资金的支持范围、发展目标等方面大部分地方政策较为理性。

5. 我国分布式光伏发电平价上网路线分析

研究我国分布式光伏政策路线，首先以分布式光伏未来成本变化，以及与燃煤发电电价的比较为基础，由于电价和补贴政策是影响分布式发展的关键因素，因此，本章以比较分布式光伏和燃煤标杆电价，以及在考虑外部性成本情况下分布式光伏未来平价上网路线图，为在不同阶段的政策路线分析提供依据。

5.1. 脱硫燃煤标杆电价变化趋势

我国对燃煤火电实施标杆电价政策，电价水平是基于新建电站的投资和运维成本等具体情况设定的。因此电煤成本对燃煤发电成本影响很大。我国从 2004 年开始实施煤电联动机制，以不少于 6 个月为一个周期，当周期内平均电煤价格较上一个周期波动幅度达到或超过 5%，燃煤火电上网电价就应出现相应调整。未来，煤电联动仍将是煤电电价调整的方式和依据。

我国脱硫燃煤标杆电价从 2007 年以来进行了五次调整（2008 年 6 月，2009 年 11 月，2011 年 4-6 月，2011 年 12 月，2013 年 9 月），每次涉及调整的省市数量在 20 个以上。五次调价中，三次为普遍调高煤炭标杆上网电价，一次为普遍调低煤炭标杆上网电价，一次为有涨有降。其中经过 2008 年、2009 年、2011 年 4-6 月的三次调整后，全国各省市煤炭电价平均上涨了 4.2 分/千瓦时（各省电价水平调整的直接平均值，非电量加权平均值，下同），约为煤电电价的 10%。2013 年 9 月煤炭标杆电价普遍下调，大部分省市下调 1-2.5 分/千瓦时，平均下降 1.4 分/千瓦时。

目前全国脱硫燃煤标杆电价为最低 0.25 元/千瓦时（新疆），最高 0.502 元/千瓦时（广东），平均为 0.44 元/千瓦时。

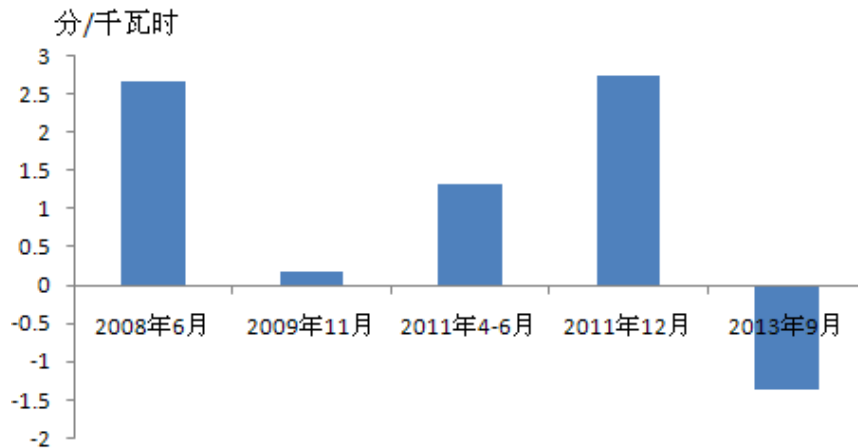


图 17 近年来燃煤脱硫标杆电价变化情况（30 个省市直接平均值）

长期来看，我国煤炭价格呈现了较大幅度的波动，但是，脱硫燃煤标杆电价仍主要呈现单边上涨态势。伴随着经济、社会的发展，“十三五”期间脱硫燃煤标杆电价继续出现总体上涨的情况将是大概率事件，但是考虑到当前我国能源及煤炭消费总量控制、能源及经济转型、大气污染防控和经济发展不确定性等宏观背景因素，当前难以明确判断脱硫燃煤标杆的调整幅度及时间节点。

如果按照 2008 年-2014 年的情况（不考虑 2008 年当年调整的情况），脱硫燃煤标杆电价上涨了 2.9 分/千瓦时，按照这一水平简单外推，2014-2020 年间脱硫燃煤标杆电价可上涨 3 分/千瓦时左右，平均每年上涨 1.1%。

表 15 2013 年 9 月调整后的各省区脱硫燃煤机组上网标杆电价

区域	省份	脱硫燃煤机组上网标杆电价 (元/千千瓦时)
华北电网	北京	386.70
	天津	397.80
	河北北部地区	410.8
	河北南部地区	419.6
	山东	435.2
	山西	376.7
	内蒙古西部地区	300.4
华东电网	上海	452.30
	浙江	467.00
	江苏	430.00
	安徽	421.10
	福建	430.40
华中电网	湖北	458.20
	湖南	427.90
	河南	426.20
	江西	475.20
	四川	448.70
	重庆	428.10
西北电网	陕西	386.40
	甘肃	320.90
	青海	345.00
	宁夏	376.10
	新疆	250.00
东北电网	辽宁	402.42
	吉林	397.40
	黑龙江	398.90
	内蒙古东部地区	346.7
南方电网	广东	502.00
	广西	455.20
	云南	352.90
	贵州	367.10
	海南	476.80

5.2. 能源环境税收对燃煤标杆电价的影响

当前，我国的燃煤标杆电价并没有考虑环境外部成本和资源稀缺性的影响。

未来,在国家进行能源结构调整,应对气候变化等的大背景下,通过征收化石能源税、环境保护税、碳税、资源税改革等政策纠正化石能源敞口供应现状的措施正在积极研讨中。相关税种的开征必然提高煤电生产成本,燃煤标杆电价可能逐步上升。

5.2.1. 我国现有能源环境税收体系

我国目前尚未建立专门的能源税或环境税。涉及能源活动的税收科目在增值税、企业所得税、消费税、资源税、关税中分别体现;对环境污染排放的规制主要通过排污收费来进行。

当前,化石能源生产和消费导致的地质灾害、空气污染、温室气体排放等危害十分突出。而我国现行与能源相关的增值税、企业所得税、关税主要目的是增加财政收入。资源税的理论基础是能源资源的稀缺性,但还未形成完善的能源税收体系,出台针对化石能源外部性的专门税种迫在眉睫。2013年3月,由财政部、国家税务总局、环境保护部联合起草的《中华人民共和国环境保护税法(送审稿)》报送国务院审议,包括碳税在内的环境税收制度进入立法初步阶段,讨论已久的煤炭资源税从价计征改革也很有可能在十二五期内出台。

5.2.2. 未来我国能源环境税收改革的可能选择

根据征收对象和方式不同,可以选择的能源环境税收政策种类有化石能源税(资源税)、环境污染税、碳税等。

我国从1994年《资源税暂行条例》以来长期对煤炭、石油、天然气等实行从量计征,2010年,经过新疆试点,石油、天然气资源税从价计征改革推广到12个省份,煤炭资源税改革呼声越来越强烈。在2014年3月闭幕的两会上煤炭从价计征资源税改革成为讨论的热点,预计将在“十二五”期内完成,改革进一步的方向是三个方面:一是加快从价计征改革,二是清费立税,三是逐步扩大征税范围。

环境污染税讨论时间最长,且以实施多年的排污收费制度为基础,已具备成熟的政策环境,预计在“十二五”末或“十三五”初立法实施。在已经形成送审稿的《环境保护税法》中以环境污染税取代排污收费为主,并计划包括碳税,但征求意见过程中由于碳税涉及面广,仍存在不确定性,可能在其他污染物税收之后单独颁布,审议稿也指出将“择机对二氧化碳排放征税”。

另外,碳税和碳交易政策具有替代关系,根据国际经验和国内研究讨论,碳税税率也应参考当前碳交易价格。我国已经在深圳、上海、北京、天津、广州开展碳交易试点,纳入碳交易的企业已通过购买碳排放权进行了支付,将不在碳税征收范围之内。

5.2.3. 能源环境税收对燃煤标杆电价的影响分析

如上所述,我国在“十二五”末和“十三五”期间,具有较大可能性将实行的相关税收政策是:煤炭资源税从价计征改革、环境污染税、二氧化碳税,这些政策都将对燃煤电价产生影响。

——**煤炭资源税从价计征改革的影响**。按照此前山西、新疆等多地上报的资源税从价计征改革方案显示，拟征税率区间为 2%~10%，煤炭从价计征税率或将按照 2011 年油气资源税改革经验，按 5%征收。以无烟煤为例，目前市场含税价格约为 400 元/吨，如果从价计征资源税是 20 元/吨，是目前从量计征水平是 3.2 元/吨的 6.25 倍。但资源税改革的另一方面是“清费立税”，目前部分复杂的地方收费可能被取代²，因此总体而言，即使改征 5%资源税率，除去被替代的从量计征税率和部分不合理收费，对煤炭生产成本的上升影响不大，可暂不考虑其对燃煤电价的影响。

——**环境污染税的影响**。《环境保护税法（审议稿）》中对二氧化硫、氮氧化物、烟尘等提出了明确的排污税收标准，实施之后将替代目前的排污收费。燃煤发电企业按照规定安装运行脱硫、脱硝、除尘设备，符合排放要求可获得脱硫、脱硝、除尘电价补贴。目前我国大部分电厂已经安装运行脱硫设施，执行脱硫标杆电价；2013 年 9 月，《国家发展改革委关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》（发改价格[2013]1942 号）明确了脱硝和除尘电价：“对脱硝达标并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，上网电价每千瓦时提高 1 分钱；对采用新技术进行除尘、烟尘排放浓度低于 30 毫克/立方米（重点地区低于 20 毫克/立方米），并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，上网电价每千瓦时提高 0.2 分钱。”因此“十三五”内，脱硝和除尘将总共提高电价 1.2 分/千瓦时。到 2020 年全面执行脱硝和除尘标杆电价，增加 1.2 分/千瓦时。

——**碳税影响**。对碳税税率的确定存在较大争议，基本的原则是综合考虑以下原则：最大限度反映减排二氧化碳的边际成本；对宏观经济和产业竞争力的影响；对煤炭、天然气和成品油等不同化石能源实行差别税率；与其他税种的衔接和平衡；与国际和国内碳交易价格向比较等。财政部财科所等主要观点认为范围应在 10~100 元/吨二氧化碳水平³，《环境保护税法（审议稿）》中提出以较低水平 10 元/吨二氧化碳起步。目前我国碳交易市场价格大概在 40 元/吨二氧化碳（上海）~80 元/吨二氧化碳（深圳）水平。因此考虑如果 2015 年左右推出碳税政策，较低水平按 10 元/吨（审议稿意见），较高水平按 40 元/吨（目前碳交易市场较低价格）；到 2020 年逐步上升，较低水平按 60 元/吨（碳交易市场平均价格），较高水平按 100 元/吨（与丹麦目前碳税价格基本相当）。

表 2 计算了 2020 年高低税率折合到燃煤电价中的水平，2020 年单位发电量煤耗以 290 克标准煤/千瓦时计算⁴，在征收 60 元~100 元/吨二氧化碳水平碳税情况下，2020 年燃煤标杆电价上升 4.3 分~7.1 分千瓦时。

表 16 碳税均摊到燃煤标杆电价中的水平

	耗煤 (gce/kWh)	排放因子 (gCO ₂ /gce) ⁵	CO ₂ 排放量 (gCO ₂)	碳税 (元/t tCO ₂)	电价上升 (元/kWh)
2020 年	290	2.4567	712.4	60 (低)	0.043
				100 (高)	0.071

² 据估计山西、内蒙吨煤附件的各种税费基金在 100-130 元/吨

³ 苏明等. 中国开征碳税理论与政策. 中国环境科学出版社. 2013.

⁴ 2012 年发电煤耗为 305g 标准煤/千瓦时

⁵ 国家发改委推荐我国燃煤发电二氧化碳排放因子 (IPCC)

表 17 能源环境税等条件影响下的各省燃煤标杆电价（元/千瓦时）

区域	省份	未考虑碳税		低碳税	高碳税
		脱硫标杆电 价	脱硫脱硝除 尘标杆电价	脱硫脱硝除 尘碳税标杆 电价	脱硫脱硝除 尘碳税标杆 电价
		当前	2020 年	2020 年	2020 年
华北电网	北京	0.387	0.399	0.442	0.470
	天津	0.398	0.410	0.453	0.481
	河北北部地区	0.411	0.423	0.466	0.494
	河北南部地区	0.420	0.432	0.475	0.503
	山东	0.435	0.447	0.490	0.518
	山西	0.377	0.389	0.432	0.460
	内蒙古西部地 区	0.300	0.312	0.355	0.383
华东电网	上海	0.452	0.464	0.507	0.535
	浙江	0.467	0.479	0.522	0.550
	江苏	0.430	0.442	0.485	0.513
	安徽	0.421	0.433	0.476	0.504
	福建	0.430	0.442	0.485	0.513
华中电网	湖北	0.458	0.470	0.513	0.541
	湖南	0.428	0.440	0.483	0.511
	河南	0.426	0.438	0.481	0.509
	江西	0.475	0.487	0.530	0.558
	四川	0.449	0.461	0.504	0.532
	重庆	0.428	0.440	0.483	0.511
西北电网	陕西	0.386	0.398	0.441	0.469
	甘肃	0.321	0.333	0.376	0.404
	青海	0.345	0.357	0.400	0.428
	宁夏	0.376	0.388	0.431	0.459
	新疆	0.250	0.262	0.305	0.333
东北电网	辽宁	0.402	0.414	0.457	0.485
	吉林	0.397	0.409	0.452	0.480
	黑龙江	0.399	0.411	0.454	0.482
	内蒙古东部地 区	0.347	0.359	0.402	0.430
南方电网	广东	0.502	0.514	0.557	0.585
	广西	0.455	0.467	0.510	0.538
	云南	0.353	0.365	0.408	0.436
	贵州	0.367	0.379	0.422	0.450
	海南	0.477	0.489	0.532	0.560

注：未考虑煤电自身成本的变化

5.3. 分布式光伏电价成本变化趋势

近年来，随着光伏市场和生产规模扩大，配套产业的逐步完整，多晶硅材料的产量大幅提高和成本下降，使得光伏组件和光伏系统的价格迅速下降。根据2012年底对光伏组件生产企业的调查，我国光伏组件的制造成本大约在\$0.62-\$0.65USD，全成本大约在\$0.7USD左右，合理售价在\$0.73USD（大约人民币4.5元），合理的分布式光伏系统总投资在1万元/kW左右。

表 18 我国主要光伏企业 2012 年光伏组件的实际成本和合理售价

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

表 19 2006-2012 年中国光伏组件和并网光伏系统售价

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012
累计装机 (GWp)	0.10	0.14	0.30	0.80	3.50	7.00
组件价格 (元/Wp)	36.0	30.0	19.0	13.0	9.0	4.5
系统价格 (元/Wp)	60.0	50.0	35.0	25.0	17.5	10.0
组件寿命 (年)	20	20	25	25	30	30
PV 电价 (元/kWh)	3.20	3.00	2.50	2.00	1.15	1.00

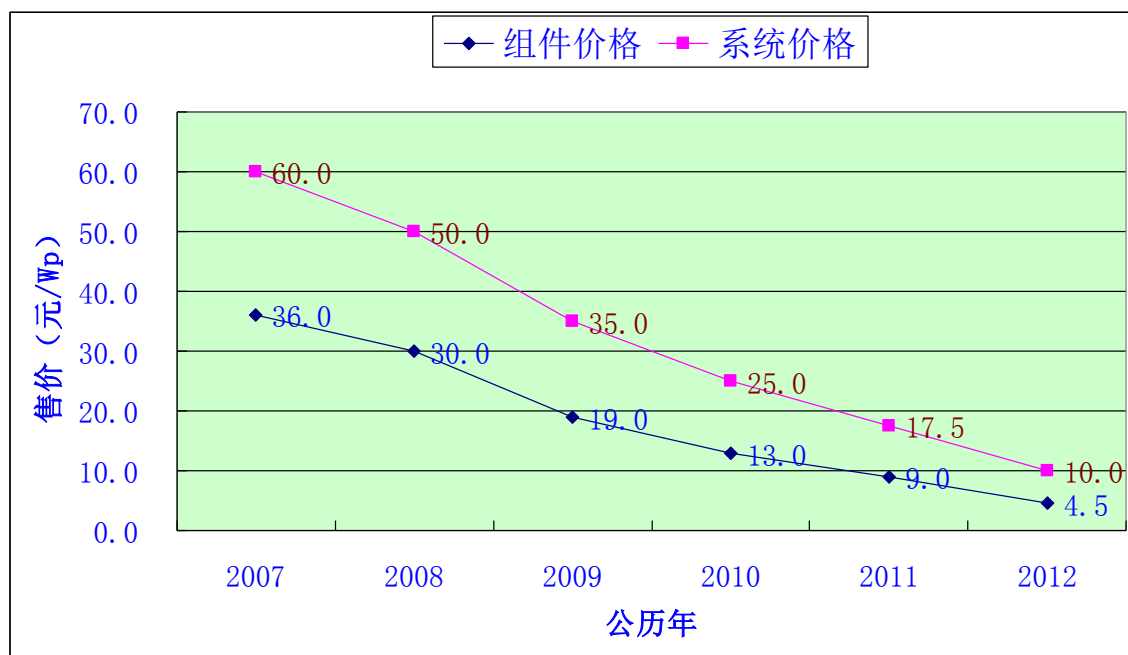


图 18 光伏发电成本变化趋势

未来,光伏发电技术创新与进步仍然是分布式光伏发电成本下降的主要驱动力。根据“中国光伏发展路线图”的研究成果,2020年我国的光伏仍将是晶体硅电池占据主导地位,商业化的电池效率将超过20%,新一代电池技术将取得一定进展。2030年,薄膜电池技术取得突破,效率和稳定性大幅度提高,效率接近晶体硅电池达到20%以上(图3)。

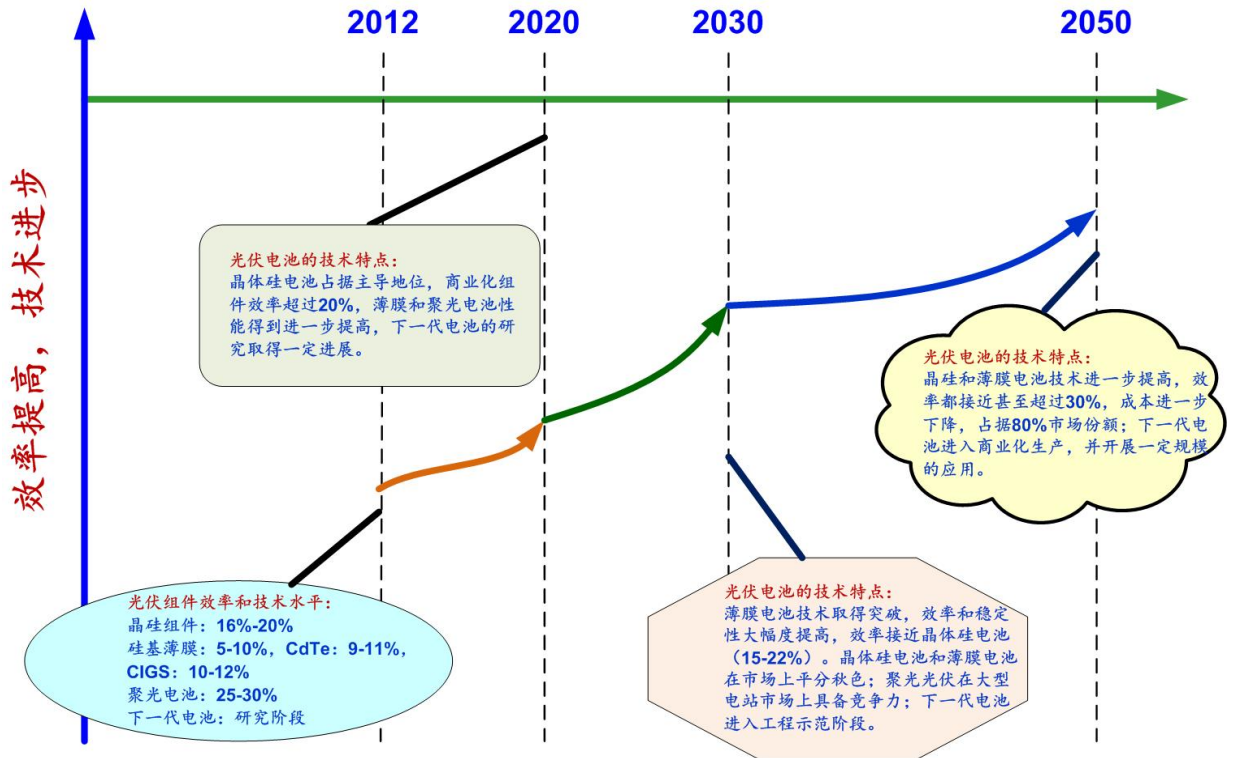


图 19 光伏电池技术在各个时间节点的发展趋势

而随着技术的进步,分布式光伏发电成本将进一步下降。2020年随着硅加工工艺水平的提升,我国多晶硅材料成本将下降到16-18美元/公斤,而随着电池效率提升到23%及电池用料成本的进一步下降,光伏组件的成本将下降到1.52-2元/瓦,届时分布式光伏发电系统的成本下降到7000元/kW左右,平均每年下降5%左右。2030年我国多晶硅材料成本将进一步下降到12-18美元/公斤,光伏组件的成本将下降到2-2.5元/瓦,分布式光伏系统的成本下降到6000元/kW左右。

5.4. 平价上网路线图及评论

分布式光伏的平价上网与煤电价格变化、分布式光伏发电的成本及终端消费电价相关。因此基于上述分析,计算光伏平价上网路线图的前提条件包括:

1) 我国2013年分布式光伏度电补贴电价为0.42元/千瓦时,根据工商业、大工业和居民用户的平均终端电价0.73元/千瓦时,则分布式光伏的度电收益为1.15元/千瓦时。

2) 2014-2032年分布式光伏电价的降价幅度为5%/年;

3) 2014年全国平均脱硫燃煤标杆电价为0.44元/千瓦时,2020年以前平均每年上涨1.1%,2020年以后平均每年上涨3.5%;

4) 2013 年工商业、大工业和居民用户的平均用电电价分别为：0.95，0.71 和 0.52 元/千瓦时，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，中国光伏发电侧平价发展路线图如表 6。大型光伏发电项目将在 2026 年在发电侧达到平价，与脱硫燃煤机组上网电价持平。

表 20 光伏发电发电侧平价上网路线

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
燃煤标杆电价	0.44	0.44	0.45	0.45	0.46	0.46	0.47	0.49	0.50	0.52
光伏上网电价	1	0.95	0.90	0.86	0.81	0.77	0.74	0.70	0.66	0.63
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
燃煤标杆电价	0.54	0.56	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.69	0.71	0.73
光伏上网电价	0.60	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38

而对于用电侧，根据不同种类的终端消费电价和分布式光伏电价的变化趋势，其平价上网路线图如表 21 和图 4

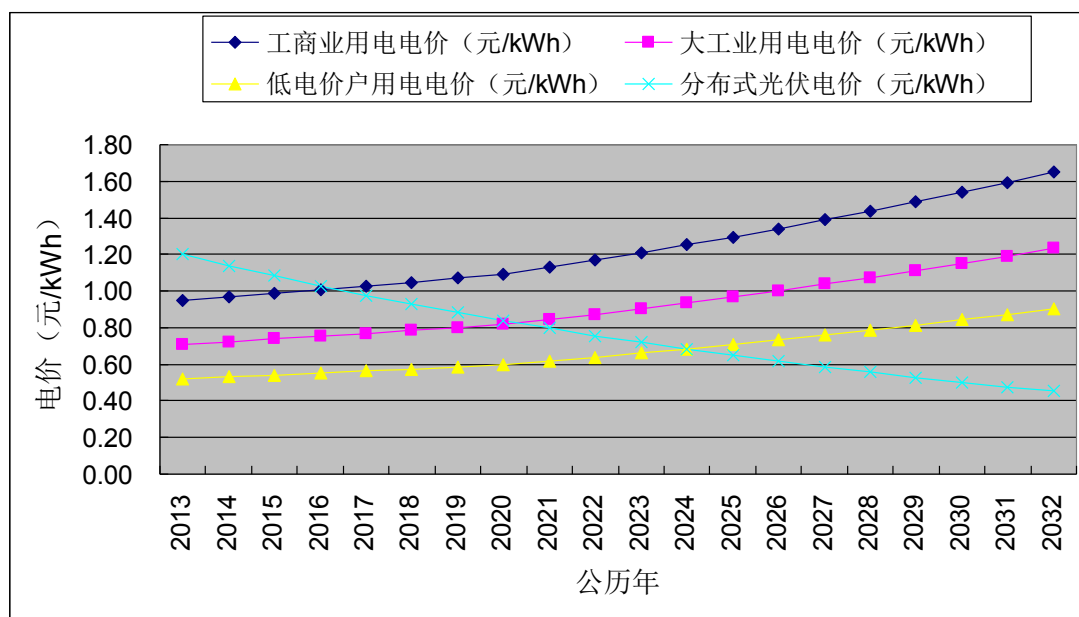


图 20 中国光伏平价发展路线图（用电侧）

对于我国工商业、大工业、居民用电等不同终端消费电价，光伏发电将分别在 2017、2021 和 2024 年在不同的用电侧达到平价上网。

综合考虑到光伏本身技术进步及成本下降等因素的影响，光伏发电平价上网的发展趋势如上图。届时我国到 2026 年，光伏发电将全面达到平价上网，具备了与常规化石能源竞争的经济性，不再需要国家财政资金的补贴。

如果考虑资源税、环境税和碳税的影响，则燃煤标杆电价和终端消费电价的上漲幅度将高于路线图的假设条件。结合上述能源环境税对燃煤标杆电价的影响

的分析，如果实施资源税，则对燃煤标杆电价影响可忽略不计。

如果实施环境税，则到 2020 年燃煤标杆电价将增加 1.2 分/千瓦时，平均每年增加 0.6%，如果其他前提条件不变，则发电侧的平价上网路线如表 22。

表 21 光伏发电用电侧平价上网路线

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
工商业用电电价	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.11	1.14
大工业用电电价	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.80	0.82	0.83	0.85
居民用电电价	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.60	0.62	0.64
分布式光伏电价	1.15	1.09	1.04	0.99	0.94	0.89	0.85	0.80	0.76	0.72
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
工商业用电电价	1.18	1.21	1.25	1.28	1.32	1.35	1.39	1.42	1.46	1.49
大工业用电电价	0.88	0.91	0.94	0.97	1.01	1.04	1.08	1.12	1.16	1.20
居民用电电价	0.66	0.69	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.90
分布式光伏电价	0.69	0.65	0.62	0.59	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.43

表 22 实施环境税后的太阳能光伏发电发电侧平价上网路线

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
实施环境税后燃煤标杆电价	0.44	0.45	0.46	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.52	0.54
光伏上网电价	1	0.95	0.90	0.86	0.81	0.77	0.74	0.70	0.66	0.63
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
实施环境税后燃煤标杆电价	0.56	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.69	0.71	0.74	0.76
光伏上网电价	0.60	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38

从上表可看出，考虑环境税的影响，太阳能光伏发电在发电侧到 2025 年可达到平价上网

如果实施碳税，则到 2020 年燃煤标杆电价上升 4.3 分~7.1 分千瓦时，按照 5.5 分/千瓦时计算，平均每年增加 2%，如果其他前提条件不变，则发电侧的平价上网路线如表 23。

表 23 实施碳税后的太阳能光伏发电发电侧平价上网路线

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
实施碳税后 燃煤标杆电 价	0.44	0.45	0.47	0.48	0.50	0.51	0.53	0.55	0.57	0.59
光伏上网电 价	1	0.95	0.90	0.86	0.81	0.77	0.74	0.70	0.66	0.63
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
实施碳税后 燃煤标杆电 价	0.61	0.63	0.65	0.67	0.70	0.72	0.75	0.77	0.80	0.83
光伏上网电 价	0.60	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38

从上表可看出，考虑碳税的影响，太阳能光伏发电在发电侧到 2024 年可达到平价上网。

综上所述，我国光伏发电要与燃煤发电竞争，成为竞争电力市场上主力的途径和阶段有三个：第一，目前来看，最有竞争力的光伏利用方式是用电侧通过分布式接入的分布式光伏系统，特别是在工商业主屋顶或废弃地面建设分布式光伏已经具备经济性，只要政策和机制不断完善，完全可以尽量全面利用分布式资源；第二，随着光伏产业发展，光伏投资成本进一步降低，在不考虑外部性成本税收等政策的情况下，光伏发电在发电端也能在 2025 年左右与燃煤发电相竞争，届时光伏电站补贴可以逐渐减少直至取消；第三，长期来看，征收化石能源税和碳税等将化石能源利用外部成本内在化的政策措施是大势所趋，且有这样环境质量改善，但如按照较低征收水平，对光伏为代表的可再生能源与化石能源的竞争力贡献作用有限，如光伏仅提前了 1-2 年可在发电侧与燃煤发电竞争。因此，总的来说，大力发展分布式光伏是目前最经济有效的方式。

6. 分布式光伏发电政策路线

6.1. 一般性政策路径

不管对于中国等发展中国家，还是欧美发达国家，在现有电力和能源体系中大规模发展分布式能源都意味着能源变革和电力系统改革，全球范围内都未建立起完善的可供直接借鉴的发展模式和政策体系。但总结国际现代分布式光伏发展经验及对未来发展趋势的展望，仍可得到几点关键政策路线的启示：首先，建章立制，在法律上允许和规范分布式发电和能源利用模式是分布式发展的保障；第二，明确战略发展目标为分布式发展指明方向，有利于市场的建立，刺激投资规模；第三，通过电力系统改革建立适应的分散式、智能型电网是分布式发展的基础；第四，建立合理、详细的并网标准有利于市场规模化发展；第五，由于分布式电源多数发展成本仍然较高，稳定、明确的经济激励政策是分布式能源发展短中期有效的动力。

6.1.1. 建立法律保障

建章立制，在法律上允许和规范分布式发电和能源利用模式是分布式发展的保障。德国在1991年建立了《电力上网法》，2000年建立了《可再生能源法》(EEG)，并在2004、2009和2012年根据可再生能源发展状况适时修订EEG法案。日本上世纪90年代以来的多部《能源白皮书》，早期的《能源政策基本法》、《能源基本计划》、《新国家能源战略》和《能源基本计划修改案》等都规定了可再生能源和分布式能源发展的地位，并在2012年公布的《可再生能源法》中对2011年《新能源法》做进一步修订，制定了鼓励分布式天然气热电联产、分布式内燃机、光伏发电的支持性政策。

我国法律体系与欧美不同，欧美很多能源政策都是通过法律和法案的形式出台，如德国和日本固定电价政策都是在可再生能源法中得以明确和不断修订。分布式能源相关的法律条文在我国应该更注重对分布式发电和分布式能源地位的确立。我国《电力法》第二十五条规定“供电企业在批准的供电营业区内向用户供电。供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素。一个供电营业区内只设立一个供电营业机构”。这就限制了可再生能源发电以分布式方式供电。目前我国正在讨论修订《电力法》，相关条文应该尽快出台，为分布式电源利用奠定法律基础。

6.1.2. 制定分布式能源发展目标

明确战略发展目标为分布式发展指明方向，有利于市场的建立，刺激投资规模。目前世界各国专门规定分布式发展目标的不多，主要以制定清晰的可再生能源、热电联产发展目标为依托，如欧洲可再生能源发展方式绝大部分以分布式能源方式为主。国家发展目标体现了能源发展方向，是实现能源转型发展的具体举措，相关刺激投资和产业政策都会服务于既定目标。因此，制定明确的分布式发展目标使投资者看到市场方向，指导投资决策。

我国每个五年规划都明确可再生能源各类技术装机和发电量发展目标，并且在“十二五可再生能源发展规划”和“十二五太阳能发展规划”中单独明确提

出分布式太阳能光伏发电到 2015 年装机规模 1000 万千瓦。并且这一目标已经过多次修改调高，根据 2012 年屋顶太阳能光伏系统和“金太阳”项目发展情况，2015 年分布式光伏发展目标可能进一步调高。

6.1.3. 促进分布式能源利用的电力系统改革

分布式发电与传统集中式供电理念不同，电网接入和调度技术也有部分区别，更重要的是这是电力利用体系的整体调整。德国和北欧四国电网已制定计划，通过电力系统改革建立适应的分散式、智能型电网结构。中国和美国等电力大国电网结构目前仍为以高电压远距离传输的“坚强”电网为架构的至少而下布局，对适应分布式电力发展的改革难度最大。

发展集中式和分布式并重的电网系统需在电力供需关系、电力调度理念上发生转变，也需要储能技术、智能电网、电力需求侧管理、电动汽车等技术和措施突破。

6.1.4. 建立分布式能源发电并网标准

建立合理、详细的并网标准有利于市场规模化发展。除独立系统外，分布式电源发展在具体操作层面的关键环节是并网标准。只有在接入不同等级电压和不同接入方案情况下明确电源、功率等标准，才能使分布式电源接入电网具有可操作性。德国以输入输出两块表的方式接入和计量分布式电源发电量，美国以一块表净电量结算方式促进分布式光伏系统发展，并针对不同装机规模、电压等级、技术种类电源分别制定了明确和细致的并网标准。

2012 年 10 月底，我国国家电网公司公布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见（暂行）》，第一次明确了用户申请建设分布式光伏系统和并网的程序，但有关技术规定仍为指导性意见，明确详细的技术标准正在讨论修订之中。

6.1.5. 制定经济激励政策

稳定、明确的经济激励政策是分布式能源发展短中期有效的动力。相对于电网改革和并网标准来说，鼓励可再生能源和热电联产投资、建设、运行的经济政策往往较早制定。如德国、西班牙等固定电价政策，美国联邦税收优惠政策和各州可再生能源配额制等都显著促进了可再生能源发电发展，而不少可再生能源项目以小规模低电压接入电网，也促进了本国分布式能源利用。

在电力和能源结构转型初期，集中式供应仍占优势，分布式能源将逐步拓展应用范围，在电网具有足够分布式电源容纳能力，技术和管理能力做好充分准备之前，不宜出台单独针对分布式电源的经济激励政策，可继续以可再生能源和天然气小型热电联产等以能源种类为标的激励政策，鼓励这些适合分布式发展的电源优先发展，扩大规模，为分布式能源体系和技术发展积累经验。

6.1.6. 鼓励技术进步和科技创新

能源技术进步和重大变革对经济发展具有巨大的推动作用，各主要发达国家都高度重视能源技术的研发。当前世界能源技术正处于从高碳向低碳转变的重大变革期，各种高效能源利用技术和低碳能源供应技术发展迅速，各国都加大对分

布式能源技术的投入，力图占领新技术的制高点。我国必须抓住这一重要历史机遇，加强能源新技术研发，建设能源科技平台，加大能源重大科技攻关。

支持分布式能源科技创新和装备发展的主要举措包括：组建国家级分布式能源科技和工程技术中心，构建能源共性技术研发平台，研究和跟踪重大能源科技的变化趋势，实施重大能源工程的技术论证；集中人力、物力和财力组织分布式能源问题科技攻关，明确能源科技发展目标和技术攻关时间表；增加分布式能源科技投入，各国增加能源科技成果产业化的扶持力度，努力降低能源技术商业化应用成本；鼓励分布式能源技术交流，加强能源科技的国际合作研发。在引进国外先进能源技术同时，要鼓励自主知识产权的获取和国际专利保护。

结合我国分布式光伏发展现状和体制政策体系，从政策路线的角度，近中期仍需尽快完善以下几个方面工作：

第一，尽快修改完善《电力法》，保障分布式电源合法地位。我国《电力法》第二十五条规定“供电企业在批准的供电营业区内向用户供电。供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素。一个供电营业区内只设立一个供电营业机构”。这就限制了可再生能源发电以分布式方式供电。目前我国正在讨论修订《电力法》，相关条文应该尽快出台，为分布式电源利用奠定法律基础。

第二，适时调整分布式能源发展目标，适应能源结构调整和能源转型发展需求。在各类能源“十二五”规划和中长期发展规划中都明确了分布式利用方式的该类能源发展目标，但随着全球新能源市场的转移和我国能源结构调整发展方向需求，以及分布式能源发展状况，应及时调整相关发展目标。如2011年以来，美国和欧盟分别对我国光伏产品实施反倾销和反补贴税，严重阻碍了自由贸易和市场竞争，面对光伏市场剧变，我国加快和加大了国内光伏市场发展，接连出台了相关支持政策，“金太阳”和户用分布式光伏系统规模不断刷新规模，2012年增长量将超过过去累计装机总量。国家对分布式光伏发电目标也应随之进行调高，给予市场正确信息。分布式能源发展符合电力体系从单一依靠集中式发展到集中式和分布式并重调整方向，适应可再生能源规模化发展，应结合有利政策的不断摸索和完善，合理提高分布式能源发展目标。

第三，尽快明确和细化分布式发电并网标准，消除分布式能源上网操作性障碍。虽然国家电网公司公布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见(暂行)》，第一次明确了用户申请建设分布式光伏系统和并网的程序，但有关技术规定仍为指导性意见，分类、明确和详细的技术标准应尽快制定发布，并在不断的实践过程中修订和完善。

第四，梳理不同发展模式政策类别，不断完善分布式电价补贴政策。目前关于支持光伏发电发展的政策体系复杂，对于大型光伏电站，主要依靠固定电价政策，并有地方政府相关优惠措施；对于以分布式为主的商用建筑和居民建筑屋顶光伏、建筑一体化光伏系统，分别由金太阳工程和建筑光电一体化项目对投资进行补贴；对于偏远地区光伏独立系统，由可再生能源基金给予直接补贴；而相关项目的接网费用也由基金按规定给予补贴。目前，分布式光伏系统主要在建筑屋顶领域应用，在接网和计量政策出台之后，光伏电量补贴政策也已出台，与原有金太阳工程和建筑一体化项目可能发生重合。应对已有政策进行调整，保障各类

政策的有机结合，并根据分布式合理发展速度对电价机制进行灵活调节。

6.2. 我国分布式光伏政策路线建议

目前，我国已具备了支持分布式光伏发展在法律、电价、并网标准、项目管理、金融支持等各方面的初步政策体系，但针对分布式光伏发展不及预期，还在一些政策环节和市场环境方面存在缺陷，主要应在通过电力市场改革创造竞争性电力市场，以外外部性内在化政策为分布式光伏提供公平竞争环境、通过电力法修订支持有活力的商业模式同时带动金融模式创新等方面。结合已有分布式能源和分布式光伏政策体系，本研究认为我国分布式光伏政策路线应以光伏发电 2020 年左右在用电侧实现平价和 2025 年左右发电侧实现平价两个时间点，直到 2030 年，政策完善路线如下：

当前，应尽快提升电网接入、场地使用、项目管理、电价补贴发放等方面已有政策的执行力，严格和及时执行国家能源主管部门发布的相关措施和制度，保障分布式光伏开发者的经济效益及市场信心，努力国家制定的十二五和中长期分布式光伏发展目标。

十三五期间，直至 2025 年是我国电力市场改革的关键时期，应在可再生能源发电领域，特别是分布式光伏领域，率先推行电力市场改革试点，尽快启动现行电力法修订，确保可再生能源法中对全额保障性收购可再生能源电力的制度。逐步建立竞争性市场，使分布式光伏除自发自用（在用户侧具有经济效益）外，部分电力以及未来分布式项目可实现商业化售电。

十三五期间尽快研究制定将化石能源利用外部性成本内部化的财税和经济政策，如化石能源税、碳税、碳交易制度等，选择合适的领域试行合适的政策手段，争取在 2020 年前在较大程度上实现化石能源外部成本内在化，增加可再生能源在电力市场的竞争力，提供公平竞争环境。在 2020 年后逐步提高化石能源外部性成本内在化政策水平，进一步提高污染环境行为的成本，努力改善我国环境质量，同时使以分布式光伏为代表的清洁能源更具经济竞争力，并对普通居民开发利用分布式光伏提供足够的投资吸引力。

在 2020 年前，可保持现有电价补贴制度，促成分布式光伏市场启动及不断成熟。2020 年至 2030 年，在光伏可与燃煤发电实现发电侧竞争的过程中，应研究改善经济激励政策，逐步减少至取消财政补贴，但可研究制定类似“净电表”等适应我国电力市场特征的鼓励政策，宗旨是维护可再生能源电力参与电力市场的市场激励机制。

从当前到 2025 年，创新商业模式和金融支持模式都是支持分布式光伏发展的重要举措。如应加大对江浙粤等经济发达地区、有自住房屋居民或农户的小额金融支持力度，鼓励众筹等方式开发分布式光伏系统，推动分布式光伏资产可证券化，其核心是建立透明的信息披露体系，对组件商情况、组件产品质量、开发商资质、项目发电量、地方政策变动等信息公开化、透明化，在此基础上建立完善项目风险评估机制，并吸引保险机构的介入，建立风险共担机制，从而为电站产权交易等新型分布式光伏项目融资机制的建立创造条件。

通过以上措施和政策在分布式光伏发展不同阶段的引导和支持，最终实现分布式光伏市场不断成熟，并汇入我国逐步完善的电力市场。2015年至2030年我国分布式光伏政策路线如下图所示。

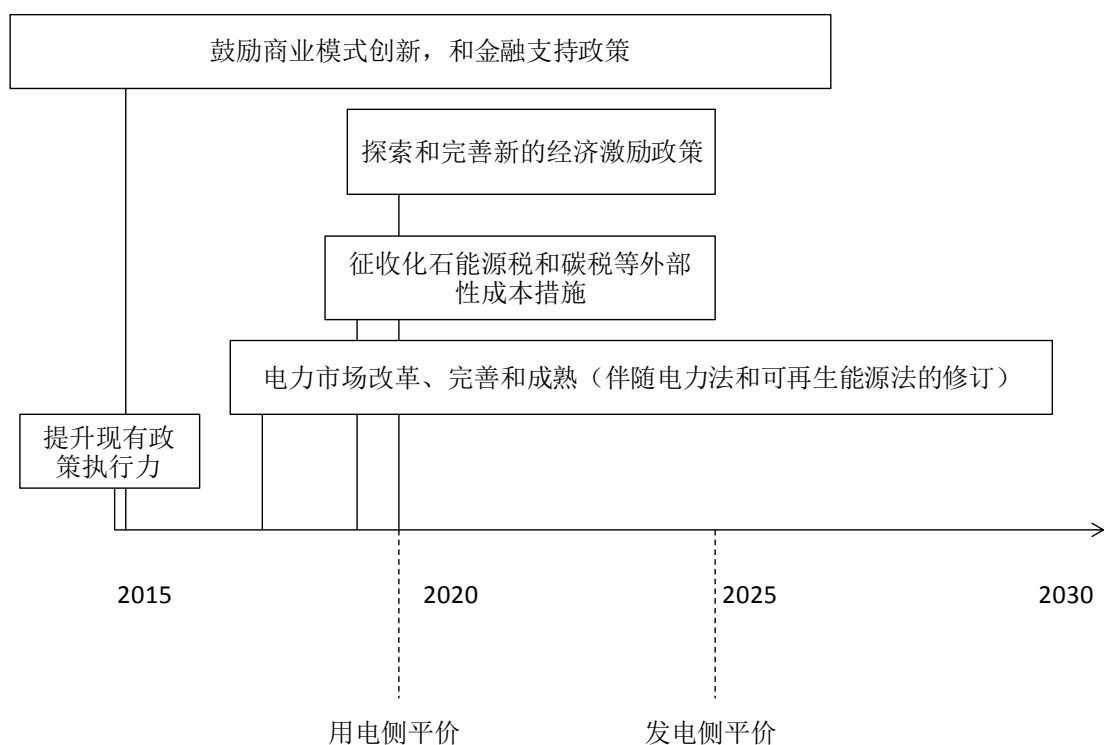


图 21 2015-2030 年我国分布式光伏政策路线示意图

附录

附录 1: 各省分布式光伏备案和并网装机情况

1、项目备案（核准）情况

通过国家能源局对各省光伏备案情况可以预计未来短期我国光伏发展规模。截止 2013 年底，全国 29 个主要省区分布式光伏发电备案（核准）容量约为 487 万千瓦，约占光伏发电项目累计备案（核准）容量的 14.6%。全国备案（核准）容量超过 10 万千瓦的省份有 13 个，占全国光伏发电项目累计备案（核准）容量的 84.5%。其中江苏省累计备案（核准）分布式光伏发电项目 65 万千瓦，占全国备案（核准）容量的 13.4%，居全国首位。山东排名第二，备案（核准）容量约为 51 万千瓦，占光伏发电项目累计备案（核准）容量的 10.5%。

表-2 各省（区、市）分布式光伏发电项目累计备案（核准）容量

序号	省（区、市）	备案（核准）容量（MW）	累计市场份额	序号	省（区、市）	备案（核准）容量（MW）	累计市场份额
1	江苏	650	13.4%	16	广西	84	1.7%
2	山东	512	10.5%	17	海南	80	1.6%
3	江西	478	9.8%	18	辽宁	71	1.5%
4	浙江	425	8.7%	19	河南	66	1.4%
5	湖南	392	8.1%	20	黑龙江	64	1.3%
6	广东	320	6.6%	21	天津	62	1.3%
7	上海	248	5.1%	22	新疆	33	0.7%
8	北京	225	4.6%	23	山西	31	0.6%
9	安徽	220	4.5%	24	云南	29	0.6%
10	河北	220	4.5%	25	吉林	20	0.4%
11	内蒙古	163	3.4%	26	甘肃	11	0.2%
12	西藏	140	2.9%	27	青海	10	0.2%
13	湖北	119	2.4%	28	四川	9	0.2%
14	福建	97	2.0%	29	重庆	0.02	0.0%
15	陕西	90	1.9%	合计		4870	100%

2、并网装机

截止 2013 年，全国 28 个主要省（区、市）已累计分布式光伏发电并网容量为 310 万千瓦，约占光伏发电项目累计并网容量的 16%，其中 2013 年新增并网容量 80 万千瓦。

表-3 各省（区、市）分布式光伏发电项目并网容量

序号	省（区、市）	2012 年底累计并网容量（MW）	2013 年新增		2013 年底累计	
			并网容量（MW）	市场份额	并网容量（MW）	市场份额
1	浙江	260	165	20.6%	425	13.7%

2	湖南	234	66	8.2%	300	9.7%
3	广东	185	115	14.4%	300	9.7%
4	江苏	218	37	4.6%	255	8.2%
5	山东	163	42	5.2%	205	6.6%
6	上海	140	49	6.1%	189	6.1%
7	河北	112	74	9.2%	186	6.0%
8	江西	118	40	5.0%	158	5.1%
9	内蒙古	107	46	5.8%	153	4.9%
10	安徽	124	26	3.2%	150	4.8%
11	湖北	65	35	4.3%	100	3.2%
12	陕西	61	29	3.6%	90	2.9%
13	北京	85	2	0.2%	87	2.8%
14	海南	73	2	0.3%	75	2.4%
15	福建	62	11	1.4%	73	2.4%
16	辽宁	39	3	4%	71	2.3%
17	河南	64	2	0.3%	66	2.1%
18	广西	53	0.6	0.1%	53	1.7%
19	天津	37	2	0.2%	39	1.3%
20	新疆	26	7	0.9%	33	1.1%
21	山西	20	11	1.3%	31	1.0%
22	黑龙江	27	0.1	0%	27	0.9%
23	云南	11	3	0.3%	14	0.4%
24	甘肃	11	0.3	0%	11	0.4%
25	四川	5	4	0.5%	9	0.3%
26	西藏	0	1	0.1%	1	0%
27	青海	0	0.6	0.1%	0.6	0%
28	重庆	0	0.02	0%	0.02	0%
合计		2300	801	100%	3101	100

从区域分布来看，装机量前十名的省区大多分布在中东部用电负荷高、经济较发达地区，累计并网装机量达 232 万千瓦，占全部装机容量的 75%。其中浙江分布式光伏发展迅猛，截止 2013 年新增并网装机超过 16 万千瓦，累计并网装机容量 43 万千瓦，占全国分布式光伏装机容量的 13.7%。湖南和广东 2013 年新增并网容量分别为 6.6 万千瓦和 11.5 万千瓦，累计并网容量均达到 30 万千瓦，排名全面第二和第三位。此外，江苏分布式发展速度有所减缓。2012 年江苏分布式光伏并网容量 21.8 万千瓦，排名全国首位。但 2013 年新增并网容量 3.7 万千瓦，仅占全国当年新增容量的 4.6%。华北地区也是分布式光伏发展的主要区域。2013 年河北和内蒙古分布式光伏并网容量总计 12 万千瓦，占全国当年新增容量的 15%，累计并网容量 34 万千瓦，占全国并网总量的 11%。

附录 2：分布式光伏发展调研报告

当前制约我国分布式光伏发展的问题调研及建议

内容提要：大力发展分布式光伏发电对增加城市清洁能源供应、减少环境污染排放、促进光伏产业健康发展具有重要意义。2013 年以来，国家高度重视、各级政府联合施策，旨在尽快启动分布式光伏规模化发展市场。然而，目前我国分布式光伏发展仍大大低于预期。通过对广东三水、浙江嘉兴、山东六市调研发现，当前制约发展的瓶颈是：各类不确定性风险导致项目收益预期不稳定，难以形成完善的商业开发模式和投融资体系。建议进一步强化政策措施落实，开展电力运营模式创新和投融资政策机制创新，并逐步建立反映商品属性的能源价格和财税体系。

关键词：分布式光伏发电、光伏产业、电力运营模式、投融资机制

分布式光伏发电是国际先进国家开发利用太阳能的主要方式，在我国，对缓解可再生能源电力集中开发面临的“弃风”“弃光”限电问题，减少集中式开发的补贴需求，特别是增加城市中的清洁能源供应具有重要意义。2013 年以来，国家通过颁布电价、加大补贴、简化审批等方式，制定了规模化发展分布式光伏发电的战略。但一年多以来，我国分布式光伏发展规模大大低于预期，与规划目标差距巨大，屋顶协调难、融资贷款难、商业模式单一等问题仍普遍存在。为识别当前制约我国分布式光伏发展的瓶颈问题，分析深层次原因，提出完善政策建议，能源研究所于 2014 年 7 月、8 月和 10 月分别赴广东省三水市、浙江省嘉兴市，以及山东省聊城、济南、泰安、淄博、潍坊、青岛等市开展了调研。

一、我国分布式光伏发展背景

太阳能光伏是一个高新技术行业，我国光伏产业经历了几个发展

阶段。从 2003 年开始实施“送电到乡”等国家扶贫项目起步，到 2005 年《可再生能源法》颁布，国内兴起了一批光伏产品制造企业，在江苏、浙江、江西、河北等省，逐渐形成了光伏产业集聚区，并涌现了尚德、英利、赛维 LDK 等十几家在国际资本市场上市、市场份额全球领先的企业。但由于光伏发电成本较高，这些企业主要以出口国外市场为主，国内市场应用规模很小。自 2009 年全球金融危机以来，国际光伏市场需求大幅萎缩，尤其是自 2011 年开始，欧美国家对我国光伏产业实施“双反”调查，随后征收高额关税，严重依赖国际市场的国内光伏企业面临生死存亡。考虑到十年来光伏产品价格下降了几乎一个量级，为支持光伏产业发展，国家从 2013 年开始，提出大力扩大国内光伏市场应用。分布式光伏贴近电力用户，节省了输配电成本，大大降低了补贴需求，同时也是城市中为数不多的可开发清洁能源，因而国家提出要大力开拓分布式光伏发电市场。相关政府部门当年陆续出台了光伏发电价格、补贴、税收等方相关鼓励政策，颁布了分布式光伏项目备案、并网接入等管理规定，并提出未来几年每年新增光伏发电 1000 万千瓦、其中分布式占 800 万千瓦的发展目标，还将建设 18 个分布式光伏发电示范区，并将联合国家开发银行，在示范区内探索规模化的商业开发和融资模式。电网公司也公布了分布式项目并网条例和标准，简化并网程序。浙江、江西等省市县各级政府出台了额外补贴政策，加大支持力度。

然而，尽管各级政府高度重视、联合施策，我国分布式光伏发展仍大大低于预期。截至 2014 年上半年，光伏发电并网总装机容量 2108

万千瓦，其中分布式光伏 394 万千瓦，仅占 19%，与发展目标相差甚远。特别是在 2013、2014 年国家和地方政府密集出台多项支持政策条件下，2014 年上半年分布式光伏新增装机 84 万千瓦，仅实现年度发展目标的十分之一。已有的分布式光伏大省主要集中在经济最发达、节能减排压力最大的江苏、浙江和广东三省，但即使是这三个省的装机容量，都只在 20 万千瓦左右的规模。

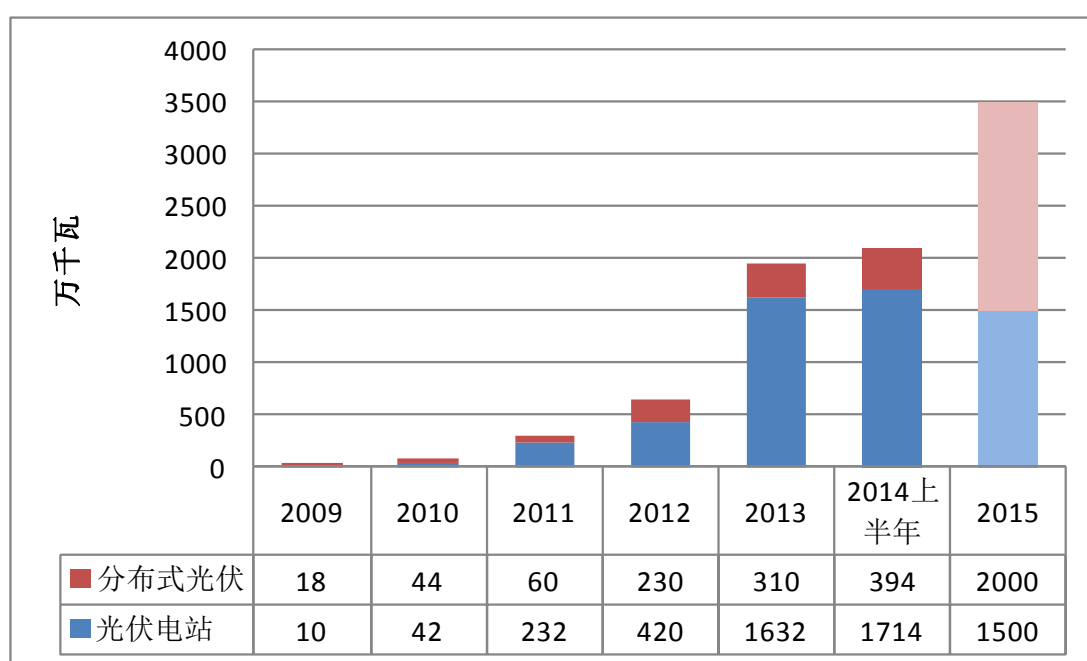


图 22 分布式光伏发展离规划目标差距较大
注：2015 年为光伏发电十二五规划目标

二、调研概况

为深入了解分布式光伏发电的实际发展形势，能源研究所于 2014 年 7 月赴广东三水调研了分布式光伏示范区建设情况，8 月赴浙江省嘉兴市调研了在地方支持力度最大地区的光伏建设进展，10 月赴山东省多个市县了解了典型区域分布式光伏进展缓慢的原因。期间走访了省市地方政府、相关的分布式光伏示范区管委会、项目开发企业、

银行等金融机构以及电网公司，实际了解了困扰分布式光伏发展的主要问题。

（一）广东三水调研情况

国家设立分布式光伏示范区的目的，是发挥园区管委会较强的管理沟通能力，从而解决屋顶协调、企业诚信担保、融资平台建设等问题。调研了解到，为鼓励分布式光伏应用，三水工业园区将各种地方政策与国家鼓励政策相结合，要求区内新建的厂房，必须与政府签订屋顶使用合同，对分布式光伏发电量，给予节能减排折减优惠，并组织专业机构，对新建建筑和已有建筑屋顶安装光伏的安全性进行审查。国家预期通过园区管委会统筹协调多个企业屋顶建设分布式光伏项目的试点，在实际中也得到了有效执行。

但从调研了解的情况看，三水示范区的分布式光伏项目建设进度大大低于预期。到 2014 年上半年，三水分布式光伏示范区已建成 13 兆瓦屋顶光伏发电项目，其中只有约 50 千瓦是享受 2013 年出台的 0.42 元/千瓦时补贴的分布式光伏项目，其余都是享受初投资补贴的“金太阳示范工程”项目。主要原因不在于备案、并网、补贴等过去困扰分布式光伏发展所存在的问题，主要还是融资问题没有得到有效解决。

为专门支持示范区建设，国家能源局和国开行联合发文，要在示范区内成立以企业信用为基础、以市场化方式运作的地方融资平台，国开行向该平台提供授信，平台以委托贷款等有效的资金运作方式，向符合条件的对象提供融资支持。三水示范区也尝试开展了融资模式

创新，成立了由三水园区管委会及其他两家企业共三家主体共同出资组建的股份制公司，以此作为融资平台。根据规划，三水示范区共 130 兆瓦，投资总额约 11 亿元，按照资本金 20%考虑，贷款额度为 8.8 亿元。为降低风险，国开行要求地方政府为这笔贷款提供担保。虽然地方政府在发展分布式光伏方面非常积极，但这种担保会占用地方政府举债空间，影响地方政府整体融资能力，地方政府对此难以下定决心。项目公司无奈提出由股东按照股份比重提供相应金额担保的方式获得国开行资金，即传统的股东担保融资方式，这也意味着建立地方融资平台的模式没有取得实质性突破，国家计划通过政策性银行支持开展融资平台建设没有达到预期的目的。

（二）浙江嘉兴调研情况

浙江分布式光伏发展排名全国第一，与其光伏产业基础强、省市政府高度重视光伏发展密切相关。浙江是全国分布式光伏补贴力度最大、出台时间最早的省份。在国家对分布式光伏补贴 0.42 元/千瓦时的基础上，浙江省 2013 年出台了全省再补贴 0.1 元/千瓦时的优惠政策。2014 年前三个季度，浙江新增分布式光伏 28 万千瓦，位居全国前列。

虽然嘉兴并不是国家确定的分布式光伏示范区，但围绕海润等光伏龙头企业，嘉兴较早制定了着力发展光伏产业“五位一体”综合创新战略，即光伏装备产业基地建设、光伏产业技术创新体系建设与体制创新、光伏发电集中连片开发的商业模式创新、适应分布式能源的区域智能电网建设、政策集成支持体系创新相结合，力图打造新能源带

动地区经济发展的转型战略。为此，嘉兴市在国家和省级补贴的基础上，再提出全市补贴 0.1 元/千瓦时的刺激政策，而下辖秀洲区更是提出再给予 1 元/瓦投资补贴的第四级补贴政策。秀洲区规划建设 6.1 万千瓦分布式光伏发电应用示范区项目，截止 2014 年 6 月，全区已建成 2 万千瓦，占全省新增规模的 2%，相当于很多省的装机规模。嘉兴市下辖的桐乡、南湖、海宁等区县，也都类似的补贴政策。

嘉兴市分布式光伏发展的成功经验是政府发挥了积极引导作用。嘉兴市工业园区管委会对工业园区的屋顶进行统筹规划、统一管理，妥善解决好屋顶业主、光伏发电业主、电力用户三方的利益关系问题，落实屋顶资源，实施硬措施。

虽然围绕促进光伏产业集聚区的嘉兴模式取得了一定突破，但我们应该看到，这些成绩依赖于地方政府的大力支持，特别是省、市、区三级较大的资金补贴政策，这与嘉兴经济实力较强有关，而这种补贴优惠取消之后的后续成长力如何，也难以评估。

（三）山东济南、潍坊等市调研情况

9 月 11 日-14 日，调研组对山东聊城、济南、泰安、淄博、潍坊、青岛等六市地方政府、企业、分布式光伏项目进行了调研。

山东是经济能源大省，电力需求量大，凭借较多工业厂房屋顶、用电负荷大的优势，建设了一批投资回报效益较好的分布式光伏项目，近年来分布式光伏发展较快，2014 年上半年并网容量达到 25.4 万千瓦。通过光伏开发企业与传统工业企业合作的形式，拓展了分布式光伏可开发资源。如山东高速集团与英利太阳能公司合作，计划在山东

高速服务区、护坡、互通立交闲置土地、大型工矿企业、蔬菜、养殖大棚、沿海滩涂、池塘等规划建设 100 万千瓦分布式光伏电站。英大新能源公司与山东海化集团合作，在潍坊利用碱渣综合治理土地计划建设 20 万千瓦分布式光伏项目，以 5 条 35 千伏电压线路就近直供潍坊纯碱厂、滨海开发区等用电需求。由于这些项目规模较大，母公同具有开发实力和贷款担保能力，实质是以投资建设电站但享受分布式光伏优惠政策的方式进行开发，绕开了分布式光伏开发的收益分享机制复杂、融资担保困难等问题。

调查中还发现，2014 年国家能源局给山东省下达了 100 万千瓦的年度光伏发展计划，其中 20 万千瓦是光伏电站、80 万千瓦是分布式光伏。但实际建设情况是集中式电站较多，分布式项目完不成指标。原因是电站项目电量全部销售电网，收益可以保障，分布式需协调利益相关方关系复杂，及时回收电费具有不确定性。在 2014 年国家调整分布式光伏项目范围之后，这些项目还是宁可电量全部卖给电网，正是因为电网代为计量和收费的第三方售电模式仍不成熟。

三、当前制约分布式光伏发展的瓶颈问题分析

调研发现，虽然部分地区、部分项目仍存在电网接入难、补贴发放不及时、审批流程不透明等问题，但这些已不是困扰分布式光伏发展的主要障碍。当前制约我国分布式光伏规模化发展的主要瓶颈，是各种不确定性风险的存在导致项目收益预期不稳定，难以形成完善的商业开发模式和投融资体系。这主要是因为：

（一）合同能源管理的商业模式存在较大市场风险

当前，我国分布式光伏发电项目的商业模式局限于两种，一是自有屋顶，自发自用，余电上网；二是合同能源管理，光伏系统开发商在业主屋顶建设项目，向业主供电，也可以余电上网，协商利益分成关系。由于自有屋顶的企业，并不是专门的发电企业，因而，一般情况下，我国以提供合同能源服务的第三方开发分布式光伏系统模式为主。但由于我国尚没有建立有效的诚信体系，使得合同能源服务公司面临着屋顶业务不交电费的违约风险，而一般金融系统没有精力通过司法手段去降低这类不确定性带来的风险，因而不愿意对此类项目给予融资。合同能源服务的融资难，在节能服务管理领域普遍存在，昭示了分布式光伏项目的融资模式需要有较大的创新突破。

（二）屋顶业主长期稳定用电的风险难以消除

我国目前的补贴模式，要求拥有屋顶业主必须有较大自用电量比例，这是因为分布式光伏项目的收益包括两个部分，第一是减少的光伏发电抵消的从电网购电的电费支出，通常工商业电价 0.8-1 元/千瓦时，第二部分是 0.42 元/千瓦时的补贴。如果自用比例较低，光伏电力只能输送到网上，那项目将只能获得当地火电上网价格的收益，这个水平一般在 0.3-0.4 元/千瓦时，大大低于工商业电价。因而，如果屋顶用户电量降低，将大大降低项目收益，极端情况下，如果屋顶业务的企业倒闭，完全没有电力消费，分布式光伏项目将不得不全部上网，项目收益将大大低于预期。

（三）现有电力体制机制限制了分布式项目扩大收益的可能

我国《电力法》规定，一个售电区只能有一个电力供应商。在电力短缺、计划经济时代，这对保障电力供应、理顺电力建设非常必要。但这个规定大大限制了贴近电力用户的分布式发电项目建设。虽然国家相关部门专门出台文件豁免了分布式光伏项目的发电许可权，但这些项目仍只能“自发自用、余量上网”，在自身无法消纳全部电力的情况下，无法向相邻的电力用户供电。因而，分布式光伏项目的投资人只能寻找同时满足足够大的屋顶面积、有足够大自用电特征的屋顶项目，这大大局限了我国分布式光伏市场的发展空间。

（四）行业信息不透明束缚了投资人的决策空间

分布式光伏项目一般有 20 年的发电寿命，但目前我国尚未建立分布式光伏项目信息数据库，光伏产品参差不齐，开发商、运营商的能力也无法评估，项目年发电量等信息没有充分披露的渠道。对投资者而言，这些都使得他们无法衡量项目的真正品质。由于没有成熟的资产评估体系，保险公司实质性介入不足，使得整个分布式光伏行业的风险共担能力大大受限。

正是由于存在上述的诸多风险，金融机构普遍无法将分布式光伏系统当做一个可带来稳定收益的资产。金融机构认为，难以真实评估分布式光伏系统的现金收益，无法对项目给予有现金流担保的贷款。因而，不仅商业性银行没有介入分布式光伏的项目融资，连国开行这样的政策性银行在金融创新上也存在着诸多顾虑。总之，从调研了解到的情况看，分布式光伏系统无需燃料的发电效益及其带来的显著环境效益，都无法转变为金融系统认可的抵押能力，整个行业缺乏证券

化能力，严重缺乏持续不断、有活力的资金投入。

四、国外发展分布式光伏经验

国际上分布式光伏发展较好的国家具备三方面有利条件，一是具有竞争性的电力市场，二是对可再生能源发展制定了较大力度的经济激励政策，三是投资市场具备完善的信用体系。

电力市场开放竞争，市场参与主体活跃。德国一直是光伏发电领先国家，且 80% 光伏项目是以居民为开发主体的分布式光伏。普通居民对投资光伏系统具有可行性、积极性，除其房屋以独栋建筑为主、具有屋顶资源外，更重要的是其开放竞争的电力市场。只要符合安全、环保、土地使用、并网标准等要求，投资者参与可再生能源电源开发的申请手续便捷，市场进入门槛较低。通过上下网安装两个电表，分布式光伏开发者既可以“自发自用，余电上网”，也可以全部出售，甚至可以集连成片、以股份形式共同开发并分享发电收益。美国加州等实行“净电表”政策，电量也可以自由买卖，竞争性电力市场是重要的前提。

可再生能源发电支持力度大，保障了分布式光伏发电的市场竞争力。德国、日本等国光伏发电系统建设成本都显著高于我国，基本是我国的两倍以上，但分布式光伏发电收益稳定、盈利空间远高于我国，德国前两年甚至出现了分布式光伏发展超过预期，政府主动控制发展规模的情况，主要得益于这些国家较大力度且持续稳定的政策支持。政策支持力度包括两方面，一方面是对可再生能源发电本身的支持，如德国、日本实施固定电价政策，美国实施配额制和“净电

表”政策等；另一方面，更重要的是通过税收手段等增加化石能源利用成本，内部化其环境外部性成本，高电价使分布式光伏获得了公平竞争环境，具有市场竞争力。德国 2014 年居民电价约为 26 欧分/千瓦时（2.2 元/千瓦时）左右，电价中各类税收约占一半，主要是资源税和环境税种。在较高稳定的收益率面前，分布式光伏成为养老金、保险等争相追求稳定回报的投资热点领域。

投融资市场信用体系完备，为创新融资模式提供了基础。

美国、德国对分布式光伏系统投资者都建立了完善的信用系统，包括对组件采购、系统维护、电量生产等数据都进行实时统计，信息透明、及时公布，对投资者权益进行了保护，且便于对资产评定和估值，有利于光伏资产证券化。美国 Solarcity 公司就创新建立了这样一个融资平台，利用美国投资新能源可抵扣税的鼓励政策，通过统一租赁屋顶资源，负责项目选址、开发、运营，与屋顶业主获取、分享电费和抵税收益。由于资产盈利性好，公司上市并获取了良好信誉，将光伏资产证券化并向投资公司、社会资本等融资，并与特斯拉电动汽车、谷歌等公司等合作开拓新的市场，形成了良性循环。

五、促进我国分布式光伏发展的思考

分布式光伏是“第三次工业革命”所描述的能源网与互联网相结合的核心技术，发展分布式光伏是实现新一轮能源革命的重要特征，是全球大势所趋。就我国当前而言，分布式光伏项目投资金额小，是最易吸引社会资本的领域。但实际情况是，一方面大量的社会资金找不到合适的投资领域，只能投向房地产等过剩产能领域，另一方面是

类似分布式光伏等新兴行业缺乏足够的资金支持，步履维艰。

虽然我国的体制机制与国外的情况有很大差异，但国外在创建有利于新能源发展的制度环境方面值得我们借鉴。为此，提出如下建议：

一、切实落实已有政策，清除各种风险。 一是地方政府统一规划、加强协调，对新建厂房、公共建筑、高速和加油站闲置空间等提出建设分布式光伏的要求，预留场地、规范标准，保障分布式光伏资源来源；二是加强监管，加大对地方政府和地方电网公司的监管力度，强化监督机制，对分布式光伏政策落实情况进行定期监督、检查、报告，对相关政策机制进行不断完善，及时调整不足之处，清除政策落实执行中存在的障碍；三是完善管理程序，进一步规范项目备案、并网、补贴发放流程，保障项目收益持续稳定，尽可能消除不必要的政策实施层面风险。

二、开展电力运营模式创新。 必须改变电网公司的盈利模式，将其“购售电”价差盈利的模式，改为政府考核运营管理效率、核定盈利水平的模式。只有这样，电网企业才会真正开放分布式光伏项目在配电端的发展，光伏发电冲抵其售电量不会影响其收益，从而使分布式光伏能够向第三方售电，拓宽了对适宜屋顶的选择范围，从而大大降低自用电比例不足带来的收益降低风险，并最终形成“第三次工业”所描述的千家万户发展分布式清洁能源的局面。

三、创新投融资政策机制。 在国家金融创新要求的鼓励下，深圳前海分布式光伏示范区也开展过“众筹”模式的金融创新，但这个“股权众筹”的模式没有消除投资风险，增加了协调多达上百人利益的

新风险。从国外情况看,个人用户总投资额不大、不存在第三方风险,是最易鼓励发展的领域。因而,建议应加大对江浙粤等经济发达地区、有自住房屋居民或农户的小额金融支持力度。对有 100 平方米屋顶、可安装 10 千瓦的用户而言,总投资 8 万元,每年的收益超过 1 万元,年回报率大于 10%,如果给予一定的金融支持,将大大吸引这些住户的安装意愿。

未来,必须要推动分布式光伏资产可证券化,其核心是建立透明的信息披露体系,对组件商情况、组件产品质量、开发商资质、项目发电量、地方政策变动等信息公开化、透明化,在此基础上建立完善项目风险评估机制,并吸引保险机构的介入,建立风险共担机制,从而为电站产权交易等新型分布式光伏项目融资机制的建立创造条件。

四、建立反映商品属性的能源价格和财税政策体系。我国还未建立纠正化石能源利用外部性的政策机制,导致可再生能源缺乏公平竞争的市场环境。长期来看,应该理顺可再生能源电力与化石能源比价关系,提高分布式光伏等清洁能源市场竞争力。保障资源税改革政策有力执行并逐步提高资源税税率,尽快推出环境保护税制度,协调实施碳税和碳交易政策,提高化石能源开发利用成本,形成反映外部性成本的合理价格体现,缩小燃煤发电与分布式光伏等清洁能源发电之间的价格预期差距,减少政府补贴,为分布式光伏发电等非化石能源发电创造公平的市场竞争环境。