

报告一

可再生能源电价改革方向分析

(终稿)

项目名称： 电力体制改革框架下可再生能源电价及补贴形成机制研究

项目来源： 能源基金会

项目承担单位： 国家发展改革委能源研究所
国网能源研究院

报告完成单位： 国家发展改革委能源研究所
国家可再生能源中心

报告完成时间： 2017年3月

项目名称： 电力体制改革框架下可再生能源电价及补贴形成机制研究
项目来源： 能源基金会

项目指导单位： 国家发展改革委价格司
国家能源局新能源司

项目承担单位： 国家发展改革委能源研究所
国网能源研究院

项目负责人： 时璟丽 李琼慧
主要研究人员： 陶 冶 高 虎 袁婧婷 王红芳 樊丽娟 杭 宇 郭晓雄
王彩霞 雷雪姣 李梓仟

报告一： 可再生能源电价改革方向分析
完成单位： 国家发展改革委能源研究所，国家可再生能源中心
执笔人： 时璟丽 陶 冶 高 虎

报告二： 可再生能源参与电力市场模式研究
完成单位： 国网能源研究院新能源所
执笔人： 雷雪姣 王彩霞 李琼慧 李梓仟

报告三： 电力体制改革框架下可再生能源电价补贴形成机制研究
完成单位： 国家发展改革委能源研究所，国家可再生能源中心
执笔人： 时璟丽 高 虎 王红芳 袁婧婷 樊丽娟 杭 宇 郭晓雄

目 录

一、研究背景.....	1
(一) 可再生能源电力已处于规模化发展阶段.....	1
(二) 新形势下可再生能源电价和补贴机制面临多重问题.....	1
(三) 电力体制改革对可再生能源电价补贴机制调整提出新要求.....	2
二、现行可再生能源电价补贴机制.....	3
(一) 固定电价政策原则和内涵.....	3
(二) 标杆电价水平调整.....	4
(三) 费用补偿政策原则和内涵.....	6
(四) 费用补偿政策调整.....	7
三、可再生能源电价补贴政策实施效果.....	8
(一) 风电.....	9
(二) 光伏发电.....	11
(三) 生物质发电.....	12
四、可再生能源电价补贴机制面临的问题.....	13
(一) 标杆电价水平调整.....	13
(二) 补贴资金缺口.....	17
(三) 补贴资金管理模式.....	22
五、电力体制改革对可再生能源电价补贴机制的新要求和方向.....	24
(一) 输配电价改革.....	24
(二) 计划电量机制改革.....	25
(三) 放开发电和用电电价，由市场形成电价.....	26
(四) 直接交易机制.....	27

一、研究背景

（一）可再生能源电力已处于规模化发展阶段

2006年《可再生能源法》实施后，我国可再生能源在系统性的法规政策支持下快速发展，“十二五”时期可再生能源进入规模化发展阶段，为实现2015、2020和2030年非化石能源在一次能源中的占比目标和今后更大规模发展打下了良好基础。尤其突出的是以风电、光伏发电为代表的可再生能源电力，得益于有效的电价和费用分摊政策，我国风电、光伏发电市场和产业规模均已位居世界第一。风电累计装机从2010年的3131万千瓦增加到2015年的1.29亿千瓦，装机占比从3.3%增加到8.6%，2016年底达到1.49亿千瓦；光伏发电累计装机从2010年的30万千瓦增加到2015年的4318万千瓦，装机占比达到2.8%，2016年底超过7700万千瓦；生物质能发电平稳发展，2015年底装机达到1031万千瓦，2016年底超过1200万千瓦，电量贡献和占比不断提升。可再生能源电力已经进入到大规模增量替代、区域性存量替代阶段，成为推动能源生产和消费革命的重要途径，是实现由化石能源为主的能源体系向清洁低碳能源体系转变的核心和不可或缺的手段。

“十三五”是我国实现全面建成小康社会奋斗目标、全面深化改革、加快转变经济发展方式、建设生态文明和推进能源转型的关键时期。虽然可再生能源发展在过去十年内取得了长足进步，但随着应用规模的不断扩大，可再生能源电力在发展空间、电力系统融入、技术创新、政策保障等方面面临愈加严峻的挑战。

（二）新形势下可再生能源电价和补贴机制面临多重问题

在价格和补贴政策方面，新形势下我国可再生能源电价补贴机制面临多重问题和挑战。2006年我国建立了支持可再生能源电力发展的固定电价和费用分摊制度，其后，陆续颁布了陆上风电、光伏发电、生物质发电（农林剩余物发电、垃圾发电、沼气发电）、海上风电、光热发电上网标杆电价以及分布式光伏发电的度电补贴政策，并依据各类可再生能源技术发展形势进行相应的调整。此外，2011年底设立了可再生能源发展基金，在全国范围内征收可再生能源电价附加，

用于可再生能源电价补贴和接网费用以及独立可再生能源运行费用补贴。电价和费用分摊政策的实施，一方面有效推动了风电、光伏发电等可再生能源发电成本的下降，另一方面随着风电、光伏发电等可再生能源装机和发电量的迅速增加，可再生能源电价补贴资金需求不断增高，根据初步测算，按照可再生能源相关规划中提出的风电、光伏发电、生物质发电发展规模，考虑目前的煤电标杆电价水平不变以及风光等可再生能源电价不断降低，2020年当年可再生能源电价补贴需求将达到1700亿元以上。由于电价补贴来源目前仅有可再生能源电价附加这一唯一渠道，虽然电价附加标准已经在2015年底调整到1.9分/千瓦时，但仍存在较大缺口，财政部估算到2016年底，可再生能源发展基金收入与电价补贴需求之间累计存在约520亿元的资金缺口。如保持现有政策不变，未来缺口还将增大。

当前我国实行的标杆电价定价机制仅仅是反映了煤电、风光等各类电源的直接成本，未能考虑化石能源的外部成本或者可再生能源的外部资源环境生态效益，这就导致风电、光伏发电的直接表观成本显著高于煤电，在经营期价格模式下，可再生能源标杆电价水平也显著高于煤电。尤其是2014-2015年，由于国内外化石能源价格持续走低，我国连续几次调低了煤电标杆电价，虽然风电、光伏发电等可再生能源发电成本和电价有不同水平的下降，但由于煤电价格的显著下降，光伏发电的度电补贴水平下降有限，风电的度电补贴水平不降反升，煤电价格不反映其外部成本，显著降低了可再生能源的经济性和竞争力，同时也是造成可再生能源电价补贴资金需求飙升的主要缘由之一。从促进可再生能源长期持续健康发展角度，需要在价格方面为其发展提供保障，或是通过将化石能源外部性成本以资源、环境、碳等税费形式外部化，提升化石能源的成本，或是将可再生能源的外部效益反映出来，对可再生能源予以持续的合适的经济政策支持。

（三）电力体制改革对可再生能源电价补贴机制调整提出新要求

2015年3月，我国政府颁布了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，同年11月又颁布了6个电改配套文件，2016年全国在多个地区陆续成立了电力交易中心，电改的重点之一是推进电价改革，理顺电价形成机制，主要包括输配

独立和单独电价核算、公益性外的发售价格由市场形成、推进发用电计划改革、电量逐步转向市场化交易（发售直接交易、长期交易、跨区交易）并形成市场化交易电价等。电力体制改革对可再生能源和电价补贴机制创新又提出了新要求，从改革方向看，未来可再生能源需要全部参与电力市场，可再生能源价格形成机制一方面可以以市场化为目标进行相应的调整、变革，另一方面也可以成为电价改革的先头示范。因此，以电力体制改革框架为平台，借鉴国际经验，研究促进我国可再生能源电力发展的、以市场化为基础的可再生能源电价和补贴新机制既有长远意义，也是现实迫切需要。

报告一的第二部分主要总结了可再生能源标杆电价政策和补贴政策发展历程以及电价补贴水平；第三部分分析了电价补贴政策对可再生能源发展起到的积极作用；第四部分分技术类别、分地区、分年度对 2016-2020 年可再生能源电价补贴资金需求以及现有政策下资金缺口进行了测算，并根据可再生能源发展情况和电力体制改革形势要求，着重剖析现有可再生能源电价机制在标杆水平调整方面存在的问题，以及可再生能源补贴管理方面存在的问题；第五部分分析了电价改革框架下可再生能源电价机制面临的任务以及发展方向。

二、现行可再生能源电价补贴机制

2006 年我国开始实施《可再生能源法》，确立以固定电价和费用分摊制度支持可再生能源发电发展的机制。其后，陆续颁布了陆上风电、光伏发电、生物质发电（农林剩余物发电、垃圾发电、沼气发电）、海上风电、光热发电标杆电价，确定了分布式光伏发电补贴标准，并依据各类可再生能源技术发展形势对电价和补贴标准进行相应的调整，有效促进可再生能源发电市场的规模化发展。到 2016 年底，我国风电、光伏发电、生物质发电并网累计装机分别达到 1.49 亿千瓦、7742 万千瓦和 1214 万千瓦，2016 年风电、光伏发电、生物质发电电量分别达到 2410 亿、662 亿、647 亿千瓦时，合计占当年全社会用电量的 6.3%。可再生能源发电已成为新增电源和电量中不可忽视的组成部分。

（一）固定电价政策原则和内涵

我国对可再生能源发电实施固定上网电价制度，其基本原则源自《可再生能

源法》，规定：（1）可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定；（2）根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整可再生能源发电项目的上网电价；（3）实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行，但是不得高于依照前款规定确定的同类可再生能源发电项目的上网电价水平。

在国家发展改革委出台的多项可再生能源电价文件中，遵循并重申了上述原则。但在 2015 年 12 月国家发展改革委颁布的《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》中，增加了一项原则，即：对于陆上风电、光伏发电/光伏电站等技术成熟、发展规模大的可再生能源技术，实施上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。

（二）标杆电价水平调整

随着电力供求关系和电力管理体制的变化，我国电力价格形成机制经历了几次调整，2003 年颁布了《电价改革方案》，其后，在发电端陆续出台了煤电标杆电价政策和煤电价格联动机制，制定了脱硫、脱硝、除尘等环保电价以及核电和各类可再生能源标杆电价。

目前实施标杆电价政策的可再生能源有陆上风电、海上风电、光伏发电、农林剩余物发电、垃圾发电、沼气发电、光热发电（见图 2-1，表 2-1、表 2-2、表 2-3），此外，对分布式光伏发电也实施了基于销售电价和煤电标杆电价的度电补贴政策。可以看出，在目前尚未将化石能源的外部环境成本纳入电价体系的情况下，可再生能源发电成本和电价水平普遍高于煤电电价，尤其是 2014-2015 年几次较大幅度降低煤电标杆电价，其中的三次调整使煤电标杆电价水平普遍下降了 0.05 元/千瓦时左右，更增大了可再生能源标杆电价和煤电标杆电价的差距。

可再生能源标杆电价水平较高的原因与我国对于各类电源的价格形成机制直接相关，目前主要采用经营期定价方式，即对于某一发电技术，在经营期内考虑同类项目的社会平均先进水平成本，依“经营期成本+税金+合理利润”来确定电价水平，合理利润通过明确的投资收益率水平确定。但是，在考虑成本时，现行

的可再生能源标杆电价和煤电标杆电价仅仅是反映了各类电源的直接成本，未能考虑化石能源的在资源环境生态等方面的外部成本或者可再生能源的外部效益，这就导致风电、光伏发电的直接表观成本显著高于煤电，在经营期价格模式下，可再生能源标杆电价水平也显著高于煤电。

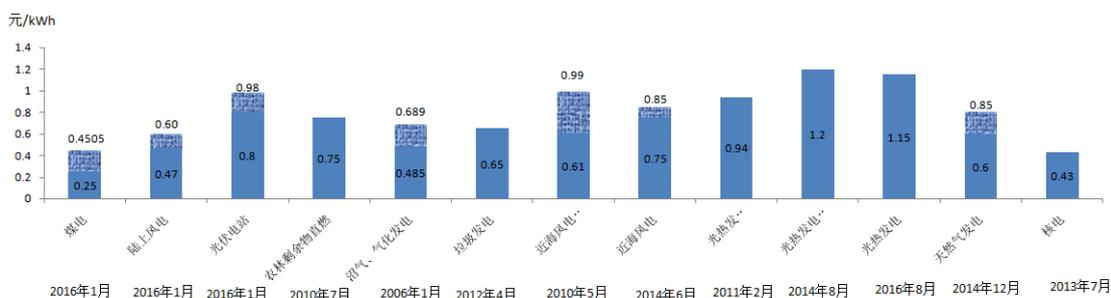


图 2-1 2016 年主要电源电价水平

(资料来源：根据国家发展改革委网站公布的可再生能源电价文件整理)

表 2-1 风电标杆电价

资源区	标杆电价 (元/千瓦时)				地区
	2009-2014	2015	2016-2017	2018	
I 类	0.51	0.49	0.47	0.40	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其它地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市
II 类	0.54	0.52	0.50	0.45	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
III 类	0.58	0.56	0.54	0.49	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其它地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、(昌吉回族自治州)、克拉玛依市、石河子市以外其它地区；宁夏回族自治区
IV 类	0.61	0.61	0.60	0.57	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

(资料来源：根据国家发展改革委网站公布的电价文件整理)

表 2-2 光伏发电标杆电价

资源区	标杆电价 (元/千瓦时)					地区
	2011	2012-2013	2013-2015	2016	2017	

I类	1.15	1	0.9	0.80	0.65	宁夏,青海海西,甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌,新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依,内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
II类			0.95	0.88	0.75	北京,天津,黑龙江,吉林,辽宁,四川,云南,内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔,河北承德、张家口、唐山、秦皇岛,山西大同、朔州、忻州,陕西榆林、延安,青海、甘肃、新疆除I类外其他地区
III类			1	0.98	0.85	除I、II类资源区以外的其他地区

(资料来源:根据国家发展改革委网站公布的电价文件整理)

表 2-3 生物质发电标杆电价

类别	时间	电价 (元/千瓦时)	说明
农林剩余 物发电	2006年1月-2007年6月	0.50-0.689	各省(市、区)不同,在2005年煤电标杆电价基础上+0.25元/千瓦时
	2007年7月-2010年6月	0.60-0.789	各省(市、区)不同,在2005年煤电标杆电价基础上+0.35元/千瓦时
	2010年7月至今	0.75	全国统一水平电价
沼气/生 物质气化 发电	2006年1月-至今	0.50-0.689	各省(市、区)不同,在2005年煤电标杆电价基础上+0.25元/千瓦时
垃圾发电	2006年1月-2012年3月	0.50-0.689	各省(市、区)不同,在2005年煤电标杆电价基础上+0.25元/千瓦时
	2012年4月至今	0.65	全国统一水平电价,其中省(市、区)需分摊电价补贴0.1元/千瓦时

(资料来源:根据国家发展改革委网站公布的电价文件整理)

(三) 费用补偿政策原则和内涵

除了固定上网电价政策外,《可再生能源法》中还明确提出对可再生能源发电电价高出常规能源电价的部分给予费用补偿。具体规定是:(1)电网企业依照本法规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用,高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额,由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿;(2)电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用,可以计入电网企业输电成本,并从销售电价中回收;(3)国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统的销售电价,

执行同一地区分类销售电价，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，依照本法规定补偿。

（四）费用补偿政策调整

根据现有政策，可再生能源标杆电价与各地煤电标杆电价（含环保电价）之差由可再生能源发展基金提供电价补贴。可再生能源单位电量电价补贴的数值，一是主要取决于可再生能源标杆电价水平，二是受当地燃煤标杆电价水平变动的影 响。此外，可再生能源开 发布局也会对全国单位电量平均补贴水平产生影响。

目前可再生能源发展基金提供的电价补贴仅有一项资金来源渠道，即在全国范围内征收可再生能源电价附加。可再生能源电价附加从 2006 年 6 月底开始征收，征收标准最初为 1 厘/千瓦时，其后随着可再生能源发电发展规模的扩大，电价附加标准也相应提升，经过五次调整，自 2016 年开始为 1.9 分/千瓦时，对居民用户电价附加标准为 0-8 厘/千瓦时且各省（市、区）执行标准不同，对农业生产用电和西藏用电予以免收。

2006-2011 年，国家发展改革委通过省（市、区）间可再生能源电价附加资金调剂的方式，共发放 8 期电价补贴，累计补贴资金达到 339 亿元。2011 年底可再生能源发展基金正式成立后，自 2012 年开始，可再生能源电价补贴由可再生能源发展基金发放，2012-2015 年基金累计补贴额为 1543 亿元。2016 年可再生能源发展基金收支数据尚未公布，按照调整后的可再生能源电价附加水平以及征收比例不变、考虑全社会用电量增长情况估算，可再生能源发展基金可提供的电价补贴资金约 690 亿元。

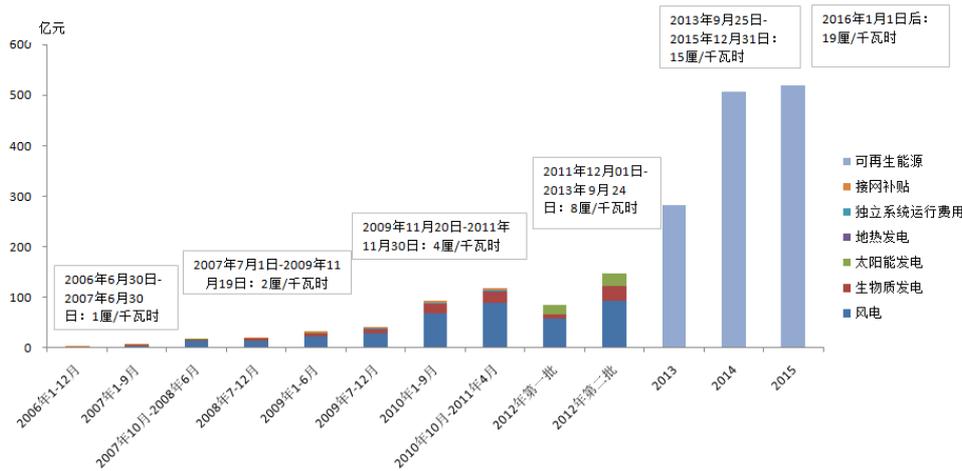


图 2-2 可再生能源电价附加标准调整以及补贴发放情况

(资料来源：根据国家发展改革委和财政部网站公布的文件整理)

三、可再生能源电价补贴政策实施效果

可再生能源标杆电价和费用分摊政策的实施，极大地推进我国可再生能源市场规模化发展，并进而带动风电、光伏发电等可再生能源产业成为世界第一。就我国风电、光伏发电、生物质发电发展轨迹来说，电价政策是基石性的经济政策，直接推动了国内可再生能源发电相关产业的全面发展，风光等非水可再生能源成为实现 2015 年非化石能源在一次能源消费中占比 11.4% 的目标的重要力量(2015 年风电、光伏发电、生物质发电在一次能源消费中的占比达到 2.02%，超过核电 1.2% 的占比)，并为实现 2020 年和 2030 年非化石能源在一次能源消费中占比 15% 和 20% 的国家目标打下坚实基础。

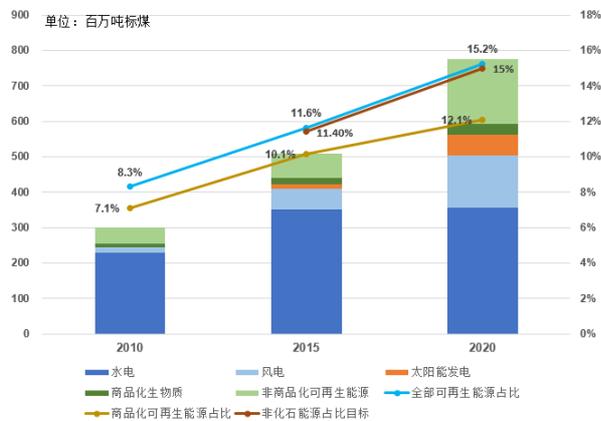


图 3-1 可再生能源发电发展情况和“十三五”预期

(资料来源：国家发展改革委能源研究所)

（一）风电

到 2015 年底，我国累计并网风电装机达到 1.29 亿千瓦，“十二五”期间新增装机近 1 亿千瓦，无论是风电新增装机还是累计装机，我国均位居世界第一。2015 年风电发电量超过 1800 亿千瓦时，在全社会用电量中的占比达到 3.3%。就分布看，不考虑港澳台，全国 31 个省（市、区）均有风电场建设，且 2015 年底，我国“三北”以外地区的风电累计装机容量达到 2485 万千瓦。

2016 年，我国新增并网风电装机 1930 万千瓦，累计装机 1.49 亿千瓦。从新增装机分布看，2016 年风电开发地域转移特征明显，东中部和南方地区与“三北”地区新增装机几乎相当，主要原因一是低风速风机和风电场技术发展使东中部和南方地区的风电开发潜力和经济性提升，二是风电标杆电价调整幅度在各地区程度不同从而影响了项目收益，三是“三北”地区并网消纳困境导致风电开发企业在这些地区的投资意愿降低，在部分省区风电项目已经缓建甚至停滞。发电量方面，2016 年我国风电上网电量 2410 亿千瓦时，占全社会用电量的比例为 4.1%。内蒙古、新疆、河北、云南、山东、甘肃、山西、宁夏和辽宁的上网电量均超过 100 亿千瓦时，部分省区风电上网电量占全社会用电量比重达到较高水平。

制造业方面，2006 后在国内风电市场带动下，风电设备制造业进入快速成长期，研发设计和制造能力不断提升，企业规模迅速扩大。目前 20 余家企业已经具备了兆瓦级风电机组设计和批量生产的能力，近 10 家企业开始了 5 兆瓦及以上单机风电机组的研制。全国已经形成完整的设备制造和配套零部件专业化产业链，内资机组市场份额逐年增加，产品逐渐走向国际市场。2016 年，已有风电机组下线并保持运营生产的企业为 26 家，相对于 2010 年前后 80 余家风机制造企业，风电产业整合基本完成，集中度提高。国内排名前五的整机制造企业分别是金风科技、联合动力、明阳风电、远景能源和海装，均进入全球前十，2015 年这 5 家整机制造企业占国内市场份额的 55%，占全球市场份额的 29%。

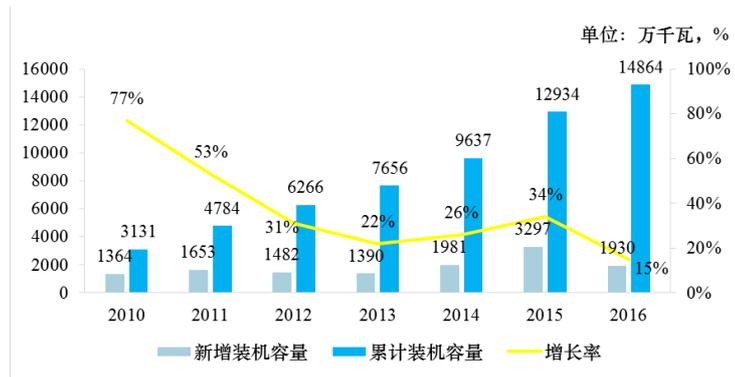


图 3-2 2010-2016 年风电装机及其增速

(资料来源：国家发展改革委能源研究所《可再生能源电力发展信息简报》第 19 期)

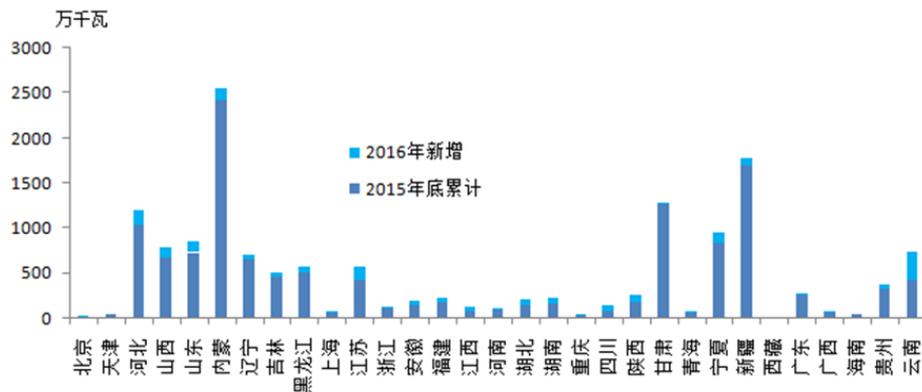


图 3-3 2016 年风电新增和累计装机

(数据来源：国家能源局)

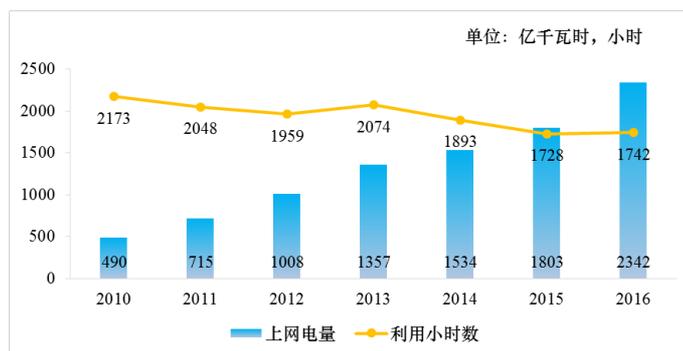


图 3-4 2010-2016 年风电上网电量和年等效利用小时数

(资料来源：国家发展改革委能源研究所《可再生能源电力发展信息简报》第 19 期)

（二）光伏发电

2006年后，在国际光伏发电市场需求驱动下，我国光伏产业凭借制造业和成本优势迅速发展，产能和产量翻倍增加，2010年后光伏制造业成长为产量世界第一、产业技术国际领先、具有国际竞争力的战略性新兴产业，且具有显著的价格竞争优势。2011年，随着国内光伏发电标杆电价的出台，尤其是2013年调整了光伏发电标杆电价政策和出台了分布式光伏发电度电补贴电价政策后，国内光伏发电市场迅速扩张，2015年新增光伏发电装机1513万千瓦，累计装机达到4318万千瓦，2011-2015年均增速超过100%。2015年光伏发电上网电量达到392亿千瓦时，占全社会用电量的比例为0.7%。

2016年，受光伏发电标杆电价调整影响，我国光伏发电装机增长迅猛，全年新增装机3424万千瓦，其中集中式光伏发电新增装机2998万千瓦，分布式光伏发电新增装机426万千瓦。到2016年底，光伏发电累计装机7742万千瓦。从装机分布看，累计装机超过300万千瓦的省区有11个，超过200万千瓦的省区有15个。装机集中的西北五省区（新疆、甘肃、青海、宁夏和内蒙古）尽管增速下降，但仍是累计装机最为集中的区域，合计占全国总装机的44%，中东部地区的江苏、山东、浙江、安徽、河南和江西六省合计装机占全国累计装机的28%。2016年，全国光伏发电量662亿千瓦时，占全社会用电量的比例为1.1%，其中集中式光伏发电量610亿千瓦时，分布式光伏发电量52亿千瓦时。

国内光伏发电市场的发展成为光伏制造业产业整合调整的重要契机，光伏制造业产业升级，在多种电池效率提升、平衡部件技术进步、系统集成技术创新等方面取得了显著成绩。目前光伏设备制造产业链建设已基本完成，“晶硅材料、制造装备、应用市场三头在外”的局面不复存在，2015年国产多晶硅已占到国内50%的市场份额，并呈逐年增长的态势，硅片、光伏电池片和组件的产量位居世界首位，相关配套服务体系也逐步建立。2015年国内16家多晶硅企业产能达19万吨，产量达16.5万吨，产量占全球总产量的48%。硅片总产能约6430万千瓦，产量为4800万千瓦，产量全球占比达到80%。光伏电池片总产能约5300万千瓦，产量为4100万千瓦，产量占全球总产量的66%。国内206家光伏组件制造企业的产能约7100万千瓦，产量4580万千瓦，产量占全球总产量的69%。



图 3-5 2011-2016 年光伏发电累计装机及其增速

（资料来源：国家发展改革委能源研究所《可再生能源电力发展信息简报》第 19 期）

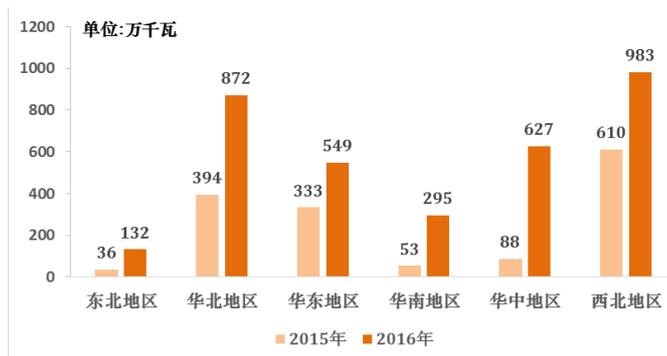


图 3-6 2015-2016 年光伏发电装机分区域分布

（资料来源：国家发展改革委能源研究所）

（三）生物质发电

生物质发电包括利用农林剩余物或城市生活垃圾的直接燃烧发电，以及以生物质为原料进行气化或者产生沼气进行发电等。我国生物质发电市场自 2006 年启动，已有十余年，农林剩余物和垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电技术成熟，装备设计和制造能力已经基本能够满足产业发展需求，应用规模稳步增长，是目前商品化生物质能最主要的应用形式。“十一五”是农林剩余物发电装机增长较快时期，“十二五”期间受原料收集及价格因素影响，农林剩余物装机增长规模有限，但垃圾发电新增装机一直保持稳定的规模，也是今后生物质发电装机主要增长领域。2015 年全国生物质发电累计装机 1031 万千瓦，其中，农林剩余物发电累计装机 530 万千瓦，垃圾焚烧发电累计装机 468 万千瓦，沼气和生物质气化等其他发电累计装机 33 万千瓦。2015 年当年生物质发电量达到 527 亿千瓦时，在全社会用电量中的占比为 0.9%。

2016年，我国生物质发电新增装机182万千瓦，与2015年基本持平，华东和华北地区新增装机占比超过55%。分技术看，垃圾发电成为新增装机的主力，新增105.7万千瓦，农林生物质发电新增74.6万千瓦，沼气发电新增1.9万千瓦。截至2016年底，生物质发电累计装机达到1214万千瓦，其中农林生物质发电装机605万千瓦，垃圾发电装机574万千瓦，沼气发电35万千瓦。2016年，全国生物质发电量647亿千瓦时，在全社会用电量中的占比为1.1%。

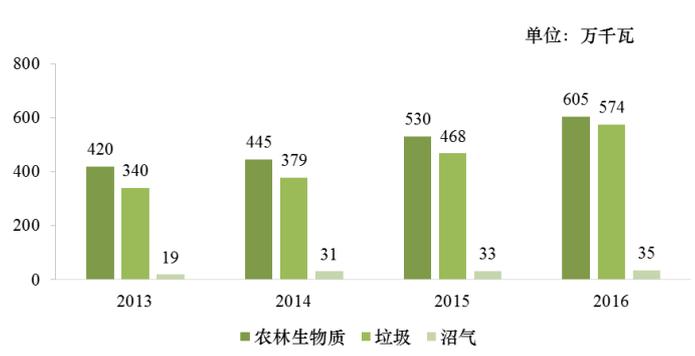


图 3-7 2013-2015 年生物质发电累计装机

（资料来源：国家发展改革委能源研究所《可再生能源电力发展信息简报》第19期）

四、可再生能源电价补贴机制面临的问题

（一）标杆电价水平调整

在以标杆电价和费用分摊政策实现可再生能源市场迅速扩大、可再生能源贡献量在电力供应中占比不断提升的同时，我国可再生能源技术不断进步，并通过技术创新和规模效益，实现了可再生能源成本的较大幅度下降，尤其突出的是光伏发电和风电，光伏发电投资从2010年的4万元/千瓦左右，降低到2013年的1万元/千瓦左右，再到2016年的8000元/千瓦以内，并且根据产业发展预期，到2020年光伏发电成本还可降低四分之一以上；目前风电投资普遍在8000元/千瓦以内，较2010年的9500-10000元/千瓦的投资水平，降低15%以上，到2020年有望通过技术进步再使风电发电成本下降15%以上。尽管如此，如果延续当前不考虑煤电的环境等外部性成本的经济评价体系，可再生能源电价需求水平较高、补贴刚需的情况仍将在未来一段时间内存在。

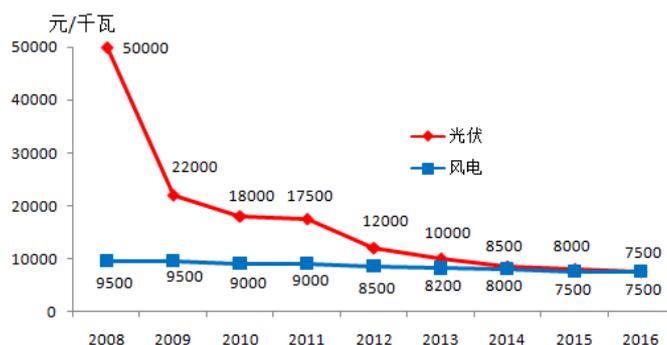


图 4-1 2008-2016 年风电和光伏发电单位初始投资变化情况

(资料来源：根据调研情况整理)

在标杆电价机制建立的十年中，根据各类可再生能源发电成本变化情况，我国对可再生能源标杆电价水平也进行了相应的调整，具体见表 2-1、表 2-2、表 2-3。同时不断完善标杆电价水平的确定原则，2006 年开始，可再生能源标杆电价水平按照经营期定价，对于风电、光伏发电，主要考虑不同地区风光资源情况和建设成本。在 2015 年 12 月国家发展改革委颁布《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》文件中，又新增了一项原则，即标杆电价水平随发展规模逐渐降低的原则（原文为“实行陆上风电、光伏发电（光伏电站）上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策”）。

从当前形势和近期需求看，在可再生能源标杆电价机制不变的情况下，标杆电价水平的调整需要考虑的问题和面临的挑战主要在以下几点。

1、 电价水平调整难以及时反映可再生能源发电成本变化

根据《可再生能源法》，可再生能源标杆电价水平确定的原则是按照促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，但近年来部分可再生能源技术的发电成本变化较大，且难以提前预期，典型的是光伏发电，影响成本的因素多且变化大，并且由于国际国内政策和市场的变化以及未来发展的不确定性，多晶硅、光伏组件、逆变器等主要部件和发电系统的价格也不能完全反映成本，这一现象在德国、日本等国家也是普遍存在的，并且也是今后电价水平调整的难题，即电价水平调整与成本变化难以很好衔接。

2、 电价水平调整的幅度大、频次低导致可再生能源发电市场的大幅度

波动，不利于产业持续良性发展

相对于德国、英国等欧洲国家，我国可再生能源电价水平调整的频次较低，且调整频次低又导致每次调整的幅度相对大，如风电在 2009 年确定四类地区标杆电价后，仅在 2014 年底、2015 年底进行了两次调整（分别于 2015 年、2016 年实施），同时确定了 2018 年电价水平，2016 年底的电价调整文件则只是更改了之前一年确定的 2018 年电价水平；光伏发电标杆电价于 2011 年确定，在 2012 年、2013 年、2016、2017 年经历了四次调整，并且由于给予风电、光伏发电一定时间段的缓冲期（一般为半年左右），造成风电、光伏项目开发企业赶政策末班车现象。2015 年全国新增风电装机 3297 万千瓦，其中仅 12 月一个月新增装机就达到 1541 万千瓦，如果扣除 12 月的新增装机，则 2015 年 1-11 月的新增装机与“十二五”期间风电年新增装机数量是相当的，自 2016 年 1 月风电新增装机开始回归正常水平。2016 年 6 月，光伏发电市场也出现了政策末班车现象，6 月份当月新增装机达到 1134 万千瓦，7 月份装机也达到 510 万千瓦，自 8 月份开始回归正常水平（见图 4-2）。

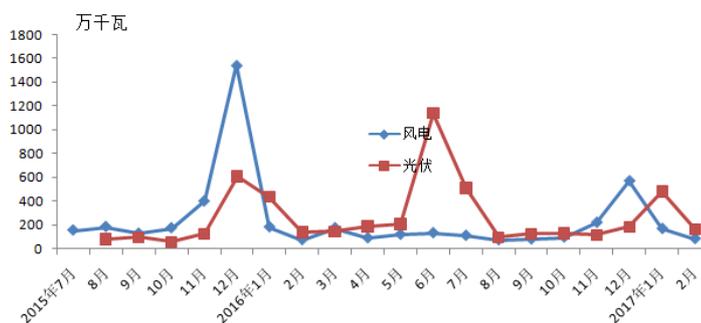


图 4-2 分月度风电和光伏发电新增装机情况

（资料来源：国家发展改革委能源研究所《可再生能源电力发展信息简报》第 1-21 期）

市场的骤起骤降传导至整个产业链，2016 年上半年，光伏制造业全线产品供不应求，质量无论优劣，产品几乎全部可以售出，多晶硅组件价格维持在 3.8-4.0 元/瓦的水平，与 2014-2015 年水平持平，光伏系统投资也维持在 8000 元/千瓦左右；下半年，由于市场竞争激烈，光伏产品价格迅速下降，多晶硅组件价格在 9 月份达到 3.2 元/瓦，10 月份则普遍低至 3 元/瓦，业内估计已接近成本底限，光伏系统投资下降到 7000-7500 元/千瓦。整个产业在短期内的剧烈变化对产业整体发展弊端明显。

3、相关政策执行不到位加大了电价水平调整难度，影响了可再生能源项目实际收益

一些可再生能源政策执行问题影响了可再生能源开发企业的实际收益，造成电价水平难以调整到位。

一是可再生能源限电问题。随着可再生能源发电规模扩大，在一些资源丰富地区出现了集中的并网消纳困难和较高比例的限电问题。特别是随着近期能源和电力需求增长趋缓，可再生能源消纳问题集中爆发，如 2015 年甘肃、新疆等地弃风、弃光率超过了 30%，部分月份甚至超过了一半以上。2016 年弃风和弃光的范围、比例扩大，问题更加突出，全年弃风电量 497 亿千瓦时，其中新疆、甘肃、内蒙古弃风电量分别 137、124、104 亿千瓦时，弃风比例超过 30% 的省区有甘肃、新疆、吉林，弃风比例超过 5% 的省区有 10 个。从近两年的弃风、弃光形势看，宏观背景是当前我国正处于经济转型、电力供需形势不断缓和的新常态局面，深层次的原因是适应可再生能源特点的电力系统运行机制还没有建立，特别是通过电力市场机制调节各类发电电源在电力系统中角色的机制还没有建立。可再生能源全额保障性收购制度难以落实，严重影响可再生能源发电企业收益，虽然可再生能源电价水平调整不应考虑限电情况，但在实际操作中，限电问题成为阻碍电价下降或使电价下降难以到位的主要因素之一。如，蒙西等风电一类资源区，无限电情况下年等效利用小时数均值应至少为 2500，根据 2016 年风电投资和风电场运维成本水平，无限电情况下达到 8% 的资本金内部收益率的电价需求为 0.40 元/千瓦时左右，但 2016 年新投运项目的电价水平为 0.47 元/千瓦时或 0.49 元/千瓦时，电价实际是没有调整到位的。从风电实际运行情况看，2016 蒙西电网风电年等效利用小时数为 1938，尚未达到可再生能源全额保障性收购小时数的要求（蒙西为 2000）。如果按照年等效利用小时数 2000 测算，则 0.47-0.49 元/千瓦时的电价水平与合理收益水平下的电价需求基本匹配。

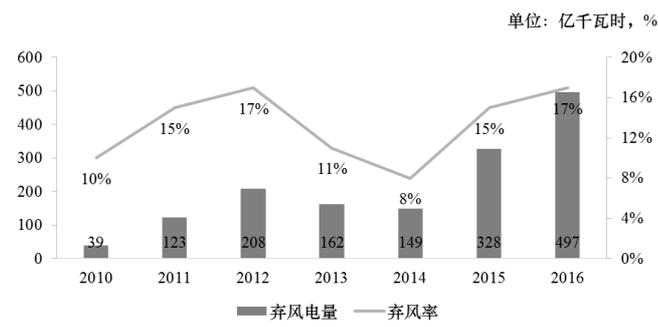


图 4-3 2010-2016 年风电限电情况

(资料来源：国家发展改革委能源研究所《可再生能源电力发展信息简报》第 19 期)

二是可再生能源补贴资金延迟问题。可再生能源发展基金规模与补贴资金之间存在的缺口，造成了可再生能源补贴资金发放普遍延迟。据测算，对于新建光伏发电项目，如补贴资金拖欠时间为 2 年，在第三年将拖欠资金补齐，则电价需求增加约 0.02-0.03 元/千瓦时，如拖欠时间为 3 年，在第四年将拖欠资金补齐，电价需求增加约 0.04-0.06 元/千瓦时。同限电问题一样，虽然补贴资金延迟与电价水平调整不应有直接关联，但也是电价水平调整实际操作中的阻碍因素。

三是土地、税收、金融政策问题。目前可再生能源发电项目开发和运营过程中，土地政策的不明确和不规范、土地税费标准不同加大了各地区的可再生能源开发成本差距。此外，风电、生物质发电的税收政策是明确的，但光伏发电的增值税 50%即征即退政策是存在有效期的政策(参见财政部 2016 年 7 月颁布的《关于继续实行光伏发电增值税政策的通知》文件，规定 2016 年 1 月 1 日至 2018 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策)，2018 年增值税优惠政策到期之后该政策能否持续存疑。光热发电则没有增值税优惠政策，税收政策的不确定性一定程度上也影响了电价调整的幅度。金融、并网等政策对可再生发电项目的实际成本也有较大的影响，如对于光伏发电，如果贷款利率在目前的基础上降低一个百分点，则对电价需求的影响为 0.03-0.04 分/千瓦时。

(二) 补贴资金缺口

可再生能源电价补贴资金存在缺口且未来可能持续增大，进而影响可再生能源产业持续发展是目前补贴政策面临的巨大挑战。尽管可再生能源电价附加征收

标准不断调整,但一方面由于煤电成本外部性没有得以反映且煤电标杆电价持续走低,另一方面由于可再生能源发展规模增加较快,可再生能源电价补贴资金仍出现较大缺口,造成电价补贴延迟发放的情况,从而增加了可再生能源开发运营企业的财务成本,影响其自身的营利性,并通过产业链传导,对整个可再生能源发电行业发展产生了一定的负面影响。根据财政部数据,截止 2016 年底,可再生能源发展基金收入与电价补贴需求之间累计存在约 520 亿元的资金缺口。全国范围内 2013 年 9 月之后并网的可再生能源项目到 2016 年三季度仍未发放,部分项目补贴延迟发放时间达三年。

自 2016 年 1 月,可再生能源电价附加的征收标准从之前的 1.5 分/千瓦时调整为 1.9 分/千瓦时,考虑既往征收比率情况,测算 2016 年当年补贴资金仍存在较大缺口。“十三五”期间可再生能源发电规模和发电成本、煤电发电成本和价格的变化都将极大影响可再生能源电价补贴需求,如何继续实施和调整固定标杆电价以及费用分摊政策和机制、探索反映化石能源外部性成本的机制和实施路径等问题需要深入研究和探讨。

1、补贴资金需求测算

根据国家 2020 年非化石能源发展目标及可再生能源发展“十三五”规划,对“十三五”期间各类可再生能源发电规模进行预测,并测算分技术可再生能源电价补贴需求。测算中采用的方法和参数如下。

(1) 装机容量

2020 年全国风电装机容量 2.1 亿千瓦(其中海上风电 500 万千瓦),太阳能发电装机容量 1.05 亿千瓦(其中光伏发电 1.05 亿千瓦,光热发电 500 万千瓦),生物质发电装机容量 1500 万千瓦。

表 4-1 测算采用的可再生能源发电装机和电量规模

2020 年		装机 (万千瓦)	电量 (亿千瓦时)
风电	陆上	20500	4100
	海上	500	100
	合计	21000	4200

太阳能发电	光伏发电	10500	1245
	光热发电	500	200
	合计	11000	1445
生物质发电	垃圾	750	450
	农林	700	420
	沼气	50	30
	合计	1500	900

(2) 发电量

2016 年全国风电、光伏发电、生物质发电量分别为 2410 亿千瓦时、662 亿千瓦时、647 亿千瓦时，生物质发电享受补贴的上网电量为 373 亿千瓦时。2020 年，全国风电、光伏发电、生物质发电量分别为 4200 亿千瓦时、1245 亿千瓦时、900 亿千瓦时。其余各年发电量插值计算。

(3) 燃煤标杆电价成本变化趋势

至 2016 年 1 月 1 日起执行“国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知”（发改价格[2015]3105 号），测算采用至 2020 年前燃煤标杆电价（含环保电价）保持不变。

(4) 可再生能源电价下降和水平

根据国家发展改革委 2014 年底发布的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》、2015 年底发布的《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》、2016 年底发布的《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》等文件，并参考国家发展改革委能源研究所完成的《风电太阳能发电平价上网路线图研究》成果，设定不同地区不同时间点新建项目的电价水平。再考虑“十三五”可再生能源发电在各地的布局安排，测算 2016-2020 年新增可再生能源发电项目的加权补贴强度。

表 4-2 2016-2020 年当年新增可再生能源发电的加权补贴强度（含税）

	2016	2017	2018	2019	2020
风电（含陆上和海上）	0.237	0.213	0.188	0.163	0.138

光伏(含集中和分布式)	0.580	0.480	0.380	0.280	0.180
生物质发电(含农林、垃圾、沼气)	0.278	0.278	0.278	0.278	0.278

根据现有文件规定以及国家电网实际执行情况,可再生能源发展基金定期向电网企业预拨可再生能源电价补贴资金,由电网企业转付可再生能源发电企业,基金转拨资金不含税。因此对于国家可再生能源发展基金资金需求规模的测算应按照不含税电价和补贴标准情景进行测算,即扣除增值税影响(17%税率)。测算2016年全国风电、光伏发电、生物质发电、接网补贴资金需求(含税)分别为554亿元、392亿元、132亿元、71亿元(接网补贴按照0.02元/千瓦时测算,但目前有部分项目未申请,估计2016年实际接网补贴需求为41亿元);2020年全国风电、光伏发电、生物质发电、接网补贴资金需求分别为868亿元、584亿元、192亿元、123亿元。光热发电装机目标实现和发电量存在一定的不确定性,暂时在测算中未纳入。

表 4-3 可再生能源发电补贴资金需求测算结果(含税)

	2016	2017	2018	2019	2020
风电	554	650	734	806	868
光伏	392	462	517	558	584
生物质发电	132	147	162	177	192
风电、光伏、生物质合计	1079	1259	1413	1541	1644
接网补贴	71/41	84	97	110	123
合计	1150/1120	1343	1510	1651	1767

2、补贴资金平衡和资金缺口

按照2016年和2020年全社会用电量分别为5.92和7.00万亿千瓦时、2016年1月可再生能源附加水平调整至0.019元/千瓦时、电价附加能做到应收尽收,测算可再生能源电价附加收取情况。一些参数如下:

——销售电量(含自备电厂)占全社会用电量比重:2015年按照6.62%的线损率以及考虑8.33%的厂用电率,以后每年线损和厂用电率总计下降0.1个百分

点，将上述电量从全社会用电量中予以扣除后，作为销售电量

——居民用电占全社会用电量比重：2015 年和 2016 年居民用电量占全社会用电量比例为 12.89%和 13.61%，以后逐年增加 0.2 个百分点。

——农业用电、西藏用电占全社会用电量比重：采用 2015 年农业用电和西藏用电比例数据且比例无变化，农业用电占比 1.82%，西藏用电占比 0.08%。

——增值税对附加征收的影响：可再生能源电价附加在电力销价中由电网企业代收，采取的是扣税上缴的方式，增值税部分（17%税率）由电网企业统一上缴国家财政，扣税后的附加资金纳入可再生能源发展基金。为降低扣税对可再生能源发展基金征税规模缩减的影响，在实际执行中，对于纳入中央财政（国税）的增值税部分（75%）也以返还的形式重新纳入可再生能源发展基金。

——电价附加征收标准：2016 年开始除居民用电外的加权附加标准：1.9 分/千瓦时；居民附加征收标准：0.1 分/千瓦时；甘肃居民附加征收标准：0.8 分/千瓦时；北京、上海、江苏、宁夏、新疆等省市居民用电不收。

据此测算可再生能源发展基金的资金收入（不含税，含国税回补），2015 年为 571 亿元，这与财政部 2015 年可再生能源发展基金预算收入的数值（577 亿元）非常接近。根据 2015 年基金测算收入和实际收入，2015 年征收率为 90.2%。应收尽收情况下，2016 年、2020 年可再生能源发展基金的资金收入为 763 亿元、897 亿元，如果自备电厂征收率低的情况不能解决，按照 2015 年的征收率不变测算，则可征收资金规模 2016 年、2020 年分别为 688 亿元、810 亿元。

因此，如果维持现有政策（不考虑光热发电和接网补贴，按照当前基金征收率计算），预期“十三五”期间可再生能源发展基金的累计缺口为 2183 亿元，加上之前缺口存量，补贴资金总缺口为 2443 亿元。如果能够应收尽收，则可减少资金缺口 405 亿元。

表 4-4 可再生能源补贴资金收支情景（不含税）

资金（亿元）\年份		2016	2017	2018	2019	2020	合计
不含光热和接网的补贴资金需求		922	1076	1208	1317	1405	5928
可再生能源发展	应收尽收	763	796	830	864	897	4150

基金资金规模	按 2015 年征收率	688	719	749	779	810	3745
当年收入—需求	应收尽收	-159	-280	-378	-453	-509	-1779
	按 2015 年征收率	-234	-357	-459	-538	-596	-2183
累计收入—需求	应收尽收	-419	-699	-1077	-1530	-2039	
	按 2015 年征收率	-494	-851	-1309	-1848	-2443	

(三) 补贴资金管理模式

除了补贴资金缺口之外，现有补贴管理模式也存在一些问题有待完善。

1、补贴目录确定和资金发放程序

2012-2016 年采用的是由财政部不定期公布可再生能源电价补贴目录，只有进入目录的可再生能源发电项目才能够取得向可再生能源发展基金申请电价补贴的资格。根据《可再生能源法》和可再生能源标杆电价政策，电网企业在收购可再生能源电量时，应依据规定的可再生能源标杆电价将费用全部支付给发电企业，之后在各省级电网企业之间再进行补贴费用的平衡。但在 2011 年底可再生能源发展基金成立之后，存在补贴目录审批环节，使电网企业支付给可再生能源发电企业的电价分为两部分，一是电网企业按月结算的当地煤电标杆电价，二是电价补贴，需要等到可再生能源发电项目进入补贴目录且可再生能源发展基金发放相应的电价补贴之后，电网企业才能转付。具体规定和程序如下：可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算；省级电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目和接网工程有关情况(按季)提出可再生能源电价附加补助资金申请，经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局；财政部根据可再生能源电价附加收入、省级电网企业和地方独立电网企业资金申请等情况，将可再生能源电价附加补助资金预拨付到省级财政部门，省级财政部门再将资金拨付至省级电网企业，最后省级电网企业再根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费。

2012 年财政部公布了第一到第四批可再生能源发电项目补贴目录，2013 年 9 月财政部公布了第五批可再生能源项目补贴目录，涵盖了符合条件的 2013 年 8

月之前并网的可再生能源发电项目。其后直至 2016 年 9 月才公布了第六批可再生能源发电项目补贴目录，涵盖符合条件的并于 2015 年 2 月底前并网的可再生能源发电项目，对于列入第六批补贴目录的项目，可再生能源补贴资金延迟发放时间为 19-36 个月。

但本质上，补贴目录时间延迟过多的问题是较容易解决的，通过建立可再生能源发电项目管理平台、规范操作并加强监管，可以将补贴目录核准周期调整为一个季度或者一个月，甚至随时核准都是可行的。当前补贴目录延迟的本质和深层次的原因是可再生能源电价补贴资金需求日益增大、补贴资金缺口增加，通过延迟补贴目录来保障已进入目录的项目能够按季度及时获得补贴，因此根本上解决补贴资金缺口问题是解铃的关键。

2、补贴资金结算涉税处理

可再生能源发展基金带来的可再生能源电价补贴资金结算问题的受影响方主要是电网企业。根据现有基金管理办法，由财政部门设立和管理的各类基金不带税，目前在随电价征收的基金中，除了可再生能源电价附加以外，还有国家重大水利建设基金、大中型水库后期移民扶持资金、城市公用事业附加等，均采用的是扣税上缴方式。即在 2016 年 1.9 分/千瓦时的可再生能源电价附加中，电网企业向可再生能源发展基金上缴代收的电价附加实际为 1.624 分/千瓦时，其余的 0.276 分/千瓦时为增值税，由电网企业统一上缴国家财政，因此，可再生能源发展基金中的资金是不带税的。在基金发放时，通过地方财政转到电网企业的可再生能源电价补贴也不带税，但国家价格主管部门制定的可再生能源标杆电价为含税电价，电网企业根据电价政策规定，需要按照含税电价向可再生能源发电企业支付电价补贴。在这样的情况下，可再生能源发电企业需要向电网企业全额支付含税电价的增值税发票，以保证增值税的正常流转。

上述程序需要电网企业向可再生能源发电企业支付电价补贴的增值税部分，该部分增值税可以作为电网企业的进项税抵扣，因此电网企业不需要实际付出资金和费用。但这种方式也有两个潜在问题，一是对于电网企业来说，需要用常规业务的增值税额去解决本应国家管理的基金的涉税问题，二是随着可再生能源发电规模在局部地区的扩大、可再生能源装机和发电量渗透率的增加，以及输配分

离等电力体制改革推进，继续延续上述可再生能源发展基金运行机制，如果个别地区电网企业常规业务的增值部分有限而代为转付的可再生能源电价补贴资金较大，电网企业就难以操作且要真正付出相应的费用。解决这一问题需要在电价或补贴政策、基金管理方面进行统一协调处理。

五、电力体制改革对可再生能源电价补贴机制的新要求和 发展方向

自 2015 年 3 月国务院颁布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》文件后，我国电力体制改革持续推进，2015 年 11 月国家发展改革委颁布了首批 6 个电改配套文件，即《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤电厂监督管理的指导意见》。电改的重点之一是推进电价改革，理顺电价形成机制，主要包括输配独立和单独电价核算、公益性外的发售价格由市场形成、推进发用电计划改革、电量逐步转向市场化交易（发售直接交易、长期交易、跨区交易）并形成市场化交易电价等。电力体制市场化方向将从根本上改变现有的电价机制和体系，可再生能源标杆电价制定和实施的基础也将发生变化，因此可再生能源定价机制也需要以市场化为方向进行变革和创新。从改革方案和配套措施角度分析，电力体制改革对可再生能源发电定价机制的影响主要在以下几个方面。

（一）输配电价改革

输配电价独立是输配电价改革的重点，电价水平确定的基本原则是“还原电力商品属性，按照准许成本加合理收益定价”，即电网企业的收益将不再来源于由政府核定的发电侧上网电价和用户侧销售电价之间的差价，而是依照政府核定的反映“准许成本加合理收益”输配电价收取过网费。输配电价新机制按照国际通行的核价方法监管电网企业收入，能源价格的变化、各类发电成本的变化将直接传导到销售电价中。虽然新机制没有将输电价格和配电价格分开，但输配电价可完全独立于发电侧上网电价和用户侧销售电价之外，这就为发电计划放开和发电

侧充分竞争、售电市场的开放、跨省跨区送受电协议和电力交易、发用电间的直接交易、中长期电力交易、现货交易等机制提供了实施的基础和平台。此外，关于输配电价改革，还提出要明确政府性基金和交叉补贴（包括工业商业补贴居民和农业用电、高电压等级补贴低电压等级用户、东部补贴西部、工商业内部交叉补贴等）。

从对可再生能源电价形成机制影响角度，输配电价独立核算后，风电、太阳能发电等可再生能源可以利用边际成本低的特点，在发电侧竞价上网、发电用电直接交易、电力跨区交易等各类竞争性电力市场中处于优势地位。但可能的问题是，从中长期可再生能源更大规模发展角度，可再生能源资源条件好的地区主要是西部地区和“三北”地区，而这些地区由于地域广大、用电量相对低、需要的交叉补贴高，成为输配电价改革的难点，推进进程和实际效果在近期存在较大的难度和一定的不确定性。

（二）计划电量机制改革

长期以来，我国对电源实施计划电量制度，煤电计划电量制度实质上与煤电标杆电价有一定的关联性，煤电标杆电价考虑了在确定的经营期内、年发电小时数并考虑煤炭成本和价格的变动，因此煤电联动机制也是基于一定的煤电年发电小时数。市场化是电力体制改革的主体方向，计划电量机制是改革的重点之一，计划电量机制改革与标杆电价改革需要协同推进。根据电改方案，将通过建立优先发电制度保障清洁能源发电、调节性电源优先上网，通过直接交易、电力市场化交易等方式，逐步放开其他发用电计划。但在近期，煤电计划电量机制改革难以全面铺开并且真正落实及一步到位，此外，电改配套文件提出，纳入规划的可再生能源发电、为满足调频调峰和电网需要的调频调峰电量、符合环保要求的以热定电的热电联产机组在采暖季均为一类优先保障，考虑我国现有煤电机组情况以及近期新建机组中热电联产机组比例较高的情况，在部分地区，可再生能源消纳难题将可能持续存在。煤电计划电量机制是近期造成可再生能源消纳困境并进而影响其电价水平降低的主要机制障碍。2016年3月，国家发展改革委颁布了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，明确风电、光伏发电等年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分，两部分电量均享有优先发电权；

电网企业需根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，全额收购规划范围内可再生能源发电项目的上网电量，市场交易电量部分可以探索多种方式执行；不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。其后，国家能源局在 2016 年 6 月公布了部分省区的风电和光伏发电保障性收购小时数。从根本上，无论是从可再生能源的法律规定，还是从电改方案中明确的可再生能源优先发电制度，对于规划内的可再生能源发电项目的电量应是全部收购的，保障性收购利用小时数的确定仅仅是在当前因为煤电计划电量机制或显性或隐性存在、地方选择限制可再生能源发电出力的情况下，出台的不得已措施，实质是变相的可再生能源计划电量制度，其目的之一是应对日益严峻、范围广泛、过高比例的可再生能源限电问题，但也进而间接影响了可再生能源电价水平调整。

（三）放开发电和用电电价，由市场形成电价

根据电改方案和配套文件，将建立相对稳定的中长期交易价值、完善跨省跨区交易机制、建立有效竞争的现货交易机制等，形成竞争性环节电价，初期主要实行单一电量电价，现货市场电价由市场主体竞价形成分时电价，根据地区实际可采用区域电价或节点边际电价。因此，在电力市场逐步建立后，可再生能源发电将以节点边际电价或市场交易出清价格或直接交易价格作为补贴电价基数，如果仍维持现有可再生能源标杆电价制度，则节点边际电价（市场出清价格、直接交易价格）低于原来的煤电标杆电价水平时，可再生能源发展基金需要支付更高的度电补贴电价，这就可能刺激可再生能源发电企业采用不合理的低价进行市场竞争和直接交易（无论形成什么样的价格，都有可再生能源基金将电价补齐到可再生能源标杆电价水平），降低可再生能源发展基金和补贴资金的使用效率。此外，从操作层面上，电力市场形成的是分时电价，在现有可再生能源标杆电价和补贴政策下，意味着分时补贴，对可再生能源电价补贴都需要分项目分时按照变化的电量和变化的差额电价补贴水平进行详细核算，执行操作难度增大。

（四）直接交易机制

根据电改和配套文件，将积极推进直接交易，规定：符合条件的发电企业、售电企业和用户可以自愿参与直接交易，协商确定多年、年度、季度、月度、周交易量和交易价格。既可以通过双边交易，也可以通过多边撮合交易实现，具备条件的，允许部分或全部转让合同，即卖电方可以买电、买电方也可以卖电。对于发电企业与用户、售电企业直接交易的电量，上网电价和销售电价初步实现由市场形成，即通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定上网电价，按照用户、售电主体接入电网的电压等级支付输配电价（含线损、交叉补贴）、政府性基金等。暂未单独核定输配电价的地区、扩大电力直接交易参与范围的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式，即发电企业上网电价调整多少，销售电价调整多少，差价不变。就电改目标看，直接交易是体现电力市场化的方向之一，但近期一些省区试点的直接交易模式，却是在没有对可再生能源发电予以保障性收购的前提下，以电力市场化探索的名义使可再生能源发电或被限制出力，或以低价售电。典型的方式，一是在东北地区和甘肃、宁夏等地的发电权置换交易，可再生能源置换煤电自备电厂发电量或公用煤电电厂发电量；二是甘肃的大用户直购电交易，以交易电价政策来吸引用电量大的企业、工业使用可再生能源，交易电价、交易电量由双方协商确定，但实际协议的价格很低，部分低至0.1元/千瓦时以内；三是部分分布式光伏发电项目采用的合同能源管理模式。直接地被限制出力或被迫地以低水平的直接交易电价换取售电量的做法，都增加了可再生能源发电企业的实际成本。因此，在其他条件不变的情况下，这种直接交易模式拖慢或掩盖了可再生能源实际成本的降低，也增加了可再生能源度电补贴需求和电价补贴总资金需求，实质是将部分可再生能源补贴资金变相流转到高耗能的电力大用户或煤电企业，与支持可再生能源发展的理念和机制相悖。在建立较为完善的电力市场后，直接交易机制是可行的，但也需要与可再生能源定额补贴机制相配合。