

关于我国风电和光伏发电补贴缺口和大比例弃电问题的研究

北京大学国家发展研究院能源安全与国家发展研究中心¹
中国人民大学经济学院能源经济系
联合课题组

摘要：我国当下可再生能源发展面临补贴资金缺口急剧膨胀、“弃风弃光”居高不下的双重挑战。本研究在实地调研基础上，讨论分析了现有固定上网电价制度如何在制度层面上形成“地方请客、中央买单”的资源配置逻辑，并与僵化的电力市场体制产生种种摩擦和矛盾，进而形成上述发展的困局。在进一步分析总结当前经济新形势和可再生能源发展国际经验的基础上，本文提出解决问题的思路，并立足还原风电和光伏发电的商品和环境属性，对如何调整和过渡当前的可再生能源补贴政策提出相应政策建议。

关键词：可再生能源、风电、光伏发电、补贴政策、可再生能源弃电、电力市场

一、引言

自 2006 年 1 月颁布《可再生能源法》以来，我国风电和光伏产业迅猛发展。在 2006~2015 年期间，我国风电累计装机容量从 259 万千瓦到 1.45 亿千瓦，增长 56 倍，全球占比从 3.5% 增长到 33.4%；光伏累计装机从 8 万千瓦到 4348 万千瓦，增长 534 倍，全球占比从 1.2% 增长到 18.9%；并分别在 2010 年和 2015 年超过美国和德国成为全球第一大风电和光伏装机大国，创造了世界上前所未有的可再生能源发展速度。2015 年，我国风力发电 1851 亿千瓦时，光伏发电 392

¹ 课题组成员(按姓氏拼音排序)：陈醒、郭巍、黄滢、黄卓、胡大源、刘满平、Don Roberts、宋枫、夏凡、谢伦裕、徐晋涛、王敏（文章执笔人）、俞秀梅。课题负责人：王敏，北京市海淀区颐和园路 5 号北京大学国家发展研究院，100871，电子邮箱：wangmin@nsd.pku.edu.cn。感谢中国可再生能源规模化发展项目对本研究的支持。

亿千瓦时，分别占总发电量的 3.2%和 0.7%，一次能源消费总量的 1.4%和 0.3%。

但是，我国可再生能源的发展也面临挑战。在高额补贴政策驱使下，我国风电和光伏装机得以超高速发展，但也更快地碰到了各国发展风电和光伏所遭遇到的问题和挑战，并与我国原有僵化的电力体制产生种种摩擦和矛盾。其中尤为突出的是，我国可再生能源发电的补贴资金缺口急剧膨胀、“弃风弃光”比例不断攀升。

我国对可再生能源补贴的资金来自对全国范围内销售电量所征收的可再生能源电价附加。为缓解补贴资金困难，我国可再生能源电价附加自 2006 年征收以来，历经 5 次上调，从 0.1 分每千瓦时提高到 1.9 分每千瓦时，增长 19 倍。然而，面对风电和光伏发电的跳跃式发展，补贴资金缺口却愈滚愈大：2014 年底，缺口 140 亿元；2015 年底，缺口 400 亿元；2016 年 6 月底，缺口 550 亿元；至 2016 年底，累计资金缺口突破 600 亿元。2015 年风电和光伏发电补贴总额已高达 600~700 亿元。而根据 2016 年底国家能源局发布的《风电发展“十三五”规划》和《太阳能发展“十三五”规划》，2020 年风电和太阳能发电规划装机将达到 2.1 亿和 1.1 亿千瓦，分别是 2015 年底装机容量的 1.45 倍和 2.53 倍。如果不大幅度调整现有补贴政策，以风电和光伏发电年平均发电 2000 小时和 1500 小时、平均每千瓦时补贴 0.2 元和 0.5 元的保守数字计，届时年补贴资金将接近 1600 亿元，与当前我国近 1500 亿的财政扶贫资金旗鼓相当。再考虑到 20 年的补贴年限，我国在风电和光伏发电上的总补贴支出最保守估计将超过 **1 万亿元**。改革可再生能源电价补贴政策，迫在眉睫。

我国风电与光伏装机容量已跃居世界第一，但受制于经济下行电力需求疲软、电网外送通道建设滞后和省际电力市场壁垒等体制因素，2014 年以来设备利用小时数持续走低，弃风弃光问题凸显。2014 年、2015 年和 2016 年上半年，全国平均弃风率分别为 8%、15%和 21%。2015 年以来，全国平均弃光率持续保持在 12%左右的高位。其中，我国西北和东北众多省份弃风弃光问题尤为严重：2016 年上半年，甘肃、新疆和吉林的弃风率分别达到了 47%、45%和 39%，甘肃和新疆的弃光率则高达 32%。相比之下，同为风电和光伏装机大国的德国，弃风弃光率只有 1%。显然，在现有约束没有得到实质性解决的前提下，继续保持风电和光伏装机高速发展，弃风弃光问题将愈演愈烈。

本研究旨在梳理我国风电和光伏发展的现状和问题，厘清各种问题的根源，分析未来发展面临的约束和困难，并对解决问题可行的政策思路进行讨论。

二、高额补贴驱动高速发展

自 2003 年开始，我国尝试以市场化的补贴方式“特许权招标”确定风电上网价格，稳步推进可再生能源的发展，也为下一步出台风电固定上网标杆电价提供价格参考。特许权招标是由政府对一个或一组新能源项目进行公开招标，由各发电企业竞价决定该项目的上网价格。2003-2007 年，我国共进行五期风电项目的特许权招标，总装机容量达到 330 万千瓦，占 2007 年底风电累计装机容量的 56%。特许权项目的招标价格普遍低于同时期的审批价格，最低曾到达 0.38 元/千瓦时，逼近火电上网价格。但从课题组实地调研情况来看，在当前弃风弃光较为严重地区，特许权招标项目因不受限电约束，受到当地风电企业普遍欢迎。特许权招标以市场竞价为原则，不但实现有效的价格发现、降低财政补贴成本，也将风电场资源配置到经营效率最高的企业手中，是最有效率的可再生能源补贴方式。2010 年，我国开展的 13 个光伏电站项目的特许权招标，中标价格区间为每千瓦时 0.7288 元-0.9907 元。

但在污染排放形势日益严峻以及国际气候变化谈判压力与日俱增的背景下，国家发展与改革委员会分别于 2009 年和 2011 年取消风电和光伏发电特许权招标电价补贴政策，正式出台风电和光伏发电的固定上网电价政策：电力公司以当地火电标杆电价收购风电和光伏发电，政府则补贴风电和光伏发电固定标杆上网电价与当地火电标杆上网电价之差。为推动风电和光伏发电的大规模发展，我国在当时制定的固定电价水平远高于此前特许权招标价格：四类风能资源区风电固定上网价格分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元；2011 年底之前和之后投产的光伏电站上网电价分别为每千瓦时 1.15 元和 1 元。

随着技术进步和行业竞争的加剧，自设立固定上网标杆电价以来，风电和光伏发电成本出现大幅度下降。从 2009 年第一季度至 2016 年第三季度，考虑设备投资和融资成本后的全球陆上风电的平准化电力成本平均下降 50%，而同期太阳能光伏组件的单位成本则平均下降 90%²。相比之下，我国风电和光伏固定上

² 平准化电力成本（LCOE）是指能够实现电力项目一定回报率所需的长期价格。除考虑发电资源的丰富程度（例如风电和光伏发电的年利用小时数），平准化成本还包括电站的建设、运营和融资成本。但平准化成本计算不包含任何补贴激励政策（如加速折旧、生产税抵减）以及并网和电力输送的成本。

网电价不但在设立之初就维持了较高的水平，而且在往后的调整过程中，不但缓慢而且相对有限：从 2009 年至今的 8 年时间内，风电上网价格只经过 3 次调整，1 类至 4 类各资源区上网价格从 2009 年到目前执行价格水平，分别只下降 7.8%、7.4%、6.9%和 1.6%；2011 年以来，光伏发电上网价格也只经过 3 次调整，1 类至 3 类资源区在 2017 年 1 月 1 日之后的上网价格，相比于 2011 年之前投产建设的每千瓦时 1.15 元，分别下降 43%、35%和 26%。严重滞后的补贴政策调整，更使风电和光伏发电的补贴额度高上加高，在经济下行、传统行业普遍经营困难的背景下，高度激发市场各方主体投资风电和光伏发电的强烈意愿。课题组调研发现，在某些地区，为争夺光伏项目装机指标，5 万千瓦的项目指标“黑市”价可达 2000 万元。光伏发电过高补贴所产生的行业寻租问题不可小觑。

除了引发市场主体的投资冲动，高额补贴还派生出地方政府的投资饥渴。我国风能和太阳能资源基本上分布在经济上较为落后的甘肃、新疆、内蒙古、宁夏、吉林等三北地区，具有很强的地域性。而在现有补贴政策下，风电和光伏发电的高额补贴成本由全国电价共同分担。这就在制度层面上形成风电和光伏发电发展“地方请客、中央买单”的资源配置逻辑。对于经济较为落后的地区，如何发展本地经济、提升 GDP 是政府工作的重中之重。由于风电场和光伏电站的建设能有效拉动固定资产投资、并带动上游设备和零件制造业发展，风电和光伏发电成为这些地区少有的经济增长新亮点。对于地方政府而言，只要能从国家能源局获得风电和光伏发电的项目建设指标，不需花费任何本级财政，就能获得管辖区域内的投资增长。巨大的 GDP 政绩收益触发了地方政府的投资饥渴，并使之积极利用行政手段干预地方风电和光伏发电的建设发展，也为我国风电和光伏发电在这些地区的发展埋下了“重建设、轻消纳”的隐患。

在中央高额补贴、市场冲动和地方政府投资饥渴的三重推动下，我国风电和光伏发电装机在固定上网电价政策颁布后步入跨越式发展阶段，并呈现出爆发式增长：2009 年全国风电新增装机 1373 万千瓦，一举超过此前二十多年 965 万千瓦累计装机容量；2009~2015 年间，风电新增装机年均增长 47.5%，占同期全球新增装机 42%；2011 年新增光伏装机 270 万千瓦，远超 2010 年底 80 万千瓦的累计增加容量；2011 年到 2015 年，光伏新增装机年均增长 248%。

三、高额的补贴、计划的市场

固定上网电价制度的实施使得我国得以在较短的时间内迅速推动风电和光伏发电的大规模发展,对我国能源绿色转型起到了关键性作用。但不曾料想的是,高额补贴所引爆的风电和光伏发电投资,不但给财政补贴资金造成巨大压力,也带来弃风弃光问题不断加剧的更大麻烦。“风光无限、水深火热”成为诸多地区风电和光伏发电发展的真实写照。自2002年“厂网分开、主辅分离”的电力体制改革以来,我国发电侧市场竞争开放,但风电和光伏发电的出口端——输配和售电侧至今仍受到高度计划管制。当竞争性且超高速发展的风电和光伏发电遭遇计划管制的电力市场,产生了诸多意想不到的矛盾和冲突,促发罕见的弃风弃光问题。

(一) 电源和输电通道的紧张

由于电网的自然垄断属性,各地的输配电网主要由当地电网公司独家投资建设并承担相应成本。对于电网公司而言,新建输电线路,在经济上需核算成本收益;在建设上,需要经过规划、可行性研究、评估、立项、征地拆迁、施工等诸多流程和环节,历时2~3年。尤为突出的是,风能和太阳能资源丰富、风电和光伏发电项目建设成本较低的地区,往往地处偏远且远离用电负荷中心,输电线路建设成本较高。这就在经济层面上导致电网公司在这些地区投资建设外送通道的意愿不强。

相比之下,风电和光伏发电项目的建设投资,不但无需在意外送输电通道的投资成本³,而且可在数月时间内快速完工。为抢占优势资源,风电和光伏发电投资主体更是积极“跑马圈地”,并意欲以大规模项目建设“倒逼”电网公司铺设外送输电通道。另外,在现有补贴政策下,风电和光伏发电标杆电价在调整日出现断点式下降。对于中等规模的风电场或光伏电站而言,并网时间相差一天,20年运营周期内总收入可差数百万至数千万元。每逢补贴政策调整前夕,全国各地必然出现新一轮大规模“抢装潮”,致使在较短时间内,风电和光伏发电项目集中上马,原有输电线路无法满足电源输电需求。

如果说电源建设和输电通道建设的协同匹配主要是技术层面的问题,在现有条件下,以时间为代价,终将得到解决,那么电力市场制度层面上的掣肘则是弃

³ 即便部分风电和光伏发电项目会建设配电线路,但这些线路最终会被电网公司回购。

风弃光问题在现阶段难以逾越的障碍。

（二）省际壁垒阻隔电力外送消纳

电力的生产和需求须要实时平衡，而受制于自然条件，风电和光伏发电却天然带有很强的间歇不稳定性。在储能技术没有突破性进展、储能成本还相当昂贵的背景下，解决风电和光伏发电间歇不稳定的唯一办法是，通过电力调度调整电网内火电机组实时出力。但对于区域电网而言，为保障电网的安全稳定运营，网内所能消纳的间歇不稳定电源发电占比有上限。因此大规模的风电和光伏发电需要大电网、大市场来消纳。电网和电力市场交易半径越大，所能消纳的风电和光伏发电越多。即便以风电和光伏发电发展成功著称的德国，离开欧洲大电网，根本无从做到风电和光伏发电占国内总发电量 20% 的高比例。

但在我国原有电力计划体制下，电力平衡以省为单位，每年由各省经信委和电网公司根据全年预测消费电量，制定省内各发电机组的发电计划。由于各省的发电上网电价和用电价格都是由国家发改委核定，其中价差收益由电网企业获得，而电网企业都是央企。因此，从省政府的角度，在发电计划的安排上，首先要确保的是本省发电企业的利益和发电小时数，至于是否从省外购买便宜电力，由于主要受影响的是电网企业利益，并不在其考量范围之内。因此，现实的情况是，只有当省内发电无法满足省内用电需求时，缺电省份才会向其它电力富余省份购电，出现省间电力交易。2014 年，全国跨省区交易电量达到 8842 亿千瓦时，仅占全国电力需求总量 16%。在有限的跨省（区）电力交易中，计划安排和地方政府间协议仍是确定跨省（区）交易电量和交易价格的主要形式。2015 年以来，以放开售电侧、促进电力直接交易为主要内容的新一轮电力体制改革开始启动。各省分别成立电力交易中心，在原计划电量中拿出部分电量交由市场进行交易，并积极组织省内用电大户和发电企业以双边协商或集中竞价的方式进行电力直接交易。在大用户直购电交易中，发电企业需以市场竞争获得发电权，用电企业则可直接面向发电企业购买电力，突破了原有僵化的计划体制。

但由于发电权的分配依旧控制在各省手中，以省为界、“画地为牢”的局面没有发生任何变化，电力跨省交易困难重重。尤其是在经济下行，大多数省份电力供应都出现富余的背景下，为了确保省内发电企业的利益，即便跨省购电成本再低，多数省份政府也不愿意跨省购电，致使电力跨省交易难上加难。调研发现，

甘肃某一风电发电企业即便与位于另一省份但隶属同一发电集团的火电厂达成发电权交易的协议，也同样遭到火电厂所在地省政府的否决。

难以破除的省际壁垒将我国电力市场切割成 30 多个独立的省级电力市场。这就在客观上要求风电和光伏发电立足省内电力市场进行消纳。但我国巨大体量的风电和光伏装机主要集中在三北地区。其中大部分省份恰恰用电负荷较少且重工业 GDP 占比较高，在经济下行、重工业用电需求大幅度下滑的背景下，发电形势紧张问题首当其冲。一头是不断加码的装机，另一头是不断萎缩的用电需求，弃风弃光问题也就愈演愈烈。以弃风弃光问题最为严重的甘肃省为例。截止 2016 年 6 月底，甘肃全省发电装机容量 4722 万千瓦，其中火电、水电、风电和光伏发电分别装机 1930 万千瓦、853 万千瓦、1262 万千瓦和 678 万千瓦。相比之下，2016 年 1-6 月全省最大负荷仅有 1214 万千瓦，相当于四分之一总装机容量，发电产能严重过剩。甘肃省 2016 年上半年发电量只有 575 亿千瓦时，同比下降 8.3%，致使在风电和光伏发电量分别同比增长 4.28% 和 9.24% 的背景下，弃风弃光率进一步攀升至 47% 和 38%。目前，甘肃省已经创下风电和光伏发电占全省发电量 18.24%、可调电量 20% 的历史记录。进一步大幅度提高省内风电和光伏发电占比，空间极其有限。因此，不进一步通过电力市场化改革打破各省“画地为牢”的局面，不建立更大区域范围内的电力市场，弃风弃光问题难以根除。

（三）“量”、“价”难两全

问题是，省际壁垒和封闭有限的省内市场是既定的约束，面对弃风弃光不断恶化的形势，风电和光伏发电企业为何继续增加装机投资？在现有电力体制下，各省经信委和电网公司在制定省内各发电机组的发电计划时，大致是以发电机组容量为根据对计划发电量进行平均分配。在实际运行中，各电网公司更是需要贯彻执行公开、公平和公正的“三公”调度。这就在制度层面上形成以平均主义“大锅饭”的方式配置发电权资源的逻辑。

在经济下行、电力市场供大于需的新形势下，发电权成为稀缺资源。当电力上网价格固定、发电权平均分配，发电企业无法通过市场竞价获得发电权资源，增加项目装机容量成为竞争获取发电权的重要筹码。在经济层面上，这就衍生出电力领域的“公地悲剧”：只要新建装机能获得超额回报率，即便弃风弃光率不断攀升，企业就会不断增加新增装机投资，直到项目收益趋向行业平均回报率。

甘肃调研发现，即便在 2015 年如此之高的弃风率下，大部分风电企业还是能盈亏平衡，甚至略有盈余；直到 2016 年上半年用电需求继续大幅度下滑、弃风率再创纪录的严峻形势下，企业继续投资风电项目的冲动才得到有效抑制，新增装机仅 20 万千瓦。

在计划管制的电力市场中，上网价格和机组产量受到严格管制，但经济和市场规律并未消散，且以意想不到的形式在发生作用。当发电企业不能竞价，竞装机容量就成为市场配置稀缺发电权资源的重要手段。其中最令人唏嘘的是，在封闭且需求有限的市场中，高额补贴竟成为高弃风弃光率的最直接推手：补贴额度和上网价格越高，在同等弃风弃光率条件下，风电和光伏发电装机投资越能获得较高收益，进而诱发更大规模的新增投资和不断攀升的弃风弃光率，直至新增装机投资的成本收益趋向于平衡点。在上网价格固定不变的背景下，弃风弃光率替代价格成为调节市场供给的重要工具，且随补贴额度水涨船高。

价格和产量是企业参与市场竞争、赢取市场份额的两大筹码。而固定上网电价结合全额保障性收购的政策设计却欲以“既保价、又保量”的初衷推动我国风电和光伏发电的大规模发展。但经济规律难以违背：只要“量”、“价”齐保，企业决策便无需在意市场竞争因素，进而产生无穷扩张产能的冲动。因此，在一个竞争开放、企业可自由进出的市场环境中，“量”、“价”难两全。上述实际发展的情况也表明，当固定上网电价制度保了“价”，以保“量”为目的的保额保障性收购制度便不得不付之东流，致使弃风弃光率愈演愈烈。如果说固定上网电价制度“保价不保量”，那么早期特许权招标项目的运行逻辑却是“保量不保价”：在确保发电量全额保障性收购的前提下，电力价格在招标环节由企业竞争决定。而对于企业而言，前者固然确保价格长久不变，但却带来产量的高度不确定性，相比之下，后者则能提供价格和产量的双重稳定预期——这就使得在高弃风弃光率地区，企业对“保量不保价”的特许权招标项目持高度欢迎态度。

以上情况说明，经济规律往往以“事与愿违”的方式来彰显它的存在：政府希望通过高额补贴大规模发展风电和光伏发电，却不曾料想，高额补贴不但成本极其昂贵，而且催生意想不到的装机“大跃进”，使得补贴财政捉襟见肘、难以承受；更难以预料的是，当跃进的产能遭遇电力市场的森严壁垒和管制，不得不闲置过剩，引发举世罕见的弃风弃光，致使像甘肃这样诸多“风光无限”的地区

陷入“水深火热”之境地。我们认为，只有深刻理解上述经济现象之间的因果规律，追根求源，认清要害，果断抉择，才能扭转局面，让我国风电和光伏发电朝着符合市场经济规律和可持续发展的方向改进。

四、解决问题的思路

始于 2009 年和 2011 年的固定标杆上网电价补贴制度，为推动我国风电和光伏发电以及相关制造产业的大规模发展起到了决定性作用，其历史贡献值得肯定。但是，近些年来，随着风电和光伏发电装机突飞猛进、体量均跃居全球第一的同时，我国经济和环境污染形势再次发生重大变化。尤其是化石能源价格和经济增长速度下行，风电和光伏发电的财政补贴压力日趋紧张，使得现有补贴制度所面临的电价调整机制不灵活、补贴规模过大和补贴效率低下等问题凸显。为此，有必要重新审视、冷静分析当前新形势，选择切实可行的政策思路。

首先，煤炭是我国大气污染和二氧化碳排放的主要来源，替代并减少火电燃煤消费是大规模发展风电和光伏发电的唯一意义所在。但自我国经济在 2002 年重新上行且经历 10 年年均增长 10% 的煤炭消费高增长之后，我国煤炭消费量自 2012 年以来首现 1%~2% 的个位数增长，且从 2014 年开始连续三年下降。我国电力消费在经历了 2002-2011 年间年均近 12% 的高速增长后，也自 2012 年开始出现增速大幅度下滑。在经济新常态、产业结构转型的大背景下，以及核电和天然气等其它清洁能源大幅度增长的新形势下，我国经济在未来较长时间再现煤炭和电力消费高速增长的可能性微乎其微。因此，在此新形势下，我们认为有必要放松可再生能源发展政治上的约束，让产业发展回归常态、服从经济规律。

其次，补贴风电和光伏发电的收益有且只有环境效益⁴。合理的补贴政策应经得起补贴成本和环境收益的核算。根据课题组比较激进的测算方法，我国每千瓦时燃煤发电的大气污染成本最多不超过 5.4 分⁵。在现有的文献研究中，每吨二氧化碳成本的平均估计值在 12 美元。以此计算，燃煤发电的气候变化成本为每

⁴ 也有看法认为，补贴风电和光伏发电发展的收益除环境效益外，还有风电和光伏发电技术进步、成本降低和产业国际竞争力提升等由规模经济和学习曲线所带来的正向外部收益。但是，规模经济和学习曲线不是风电和光伏发电产业所特有的特征，大多数的制造业都有类似特征。因此，我们认为如果政府不对其它同样具备规模经济和学习曲线特征的产业进行补贴，那么对风电和光伏发电补贴的合理性仅在于环境效益。

⁵ 根据清华大学和美国健康影响研究所《中国燃煤和其它主要空气污染源造成的疾病负担》的研究，课题组将我国每年因大气污染而早死的人数设定在 91.6 万，其中因燃煤发电导致的早死人数在 8.65 万人。同时，课题组根据我国现有生命价值研究最高估值（170 万元）计算早死带来的健康成本。最后，该估计还包含了居民疾病医疗支出增加、农业产出下降、酸雨腐蚀等其它污染成本。

千瓦时 6.9 分。两者相加，火电燃煤每千瓦时环境总成本在 0.12 元左右，远低于当前风电和光伏发电每千瓦时的补贴金额。以 2015 年风电和光伏总发电量 2243 亿千瓦时计，风电和光伏发电的环境总收益只有 269 亿元。考虑到光伏产品制造过程中所产生的高污染，风电和光伏发电实际环境收益更低。而 2015 年，我国对风电和光伏发电的补贴总额却高达 600~700 亿元，补贴政策的成本收益严重失衡。考虑到二氧化碳外部性成本的高度不确定性，每吨 12 美元的数字可能会趋于保守。但基于以上测算，二氧化碳外部性成本只有高于每吨 40 美元左右，我国风电和光伏发电补贴政策的成本收益才能实现自我平衡。相比之下，美国政府进行碳减排项目评估时所采用的数值也只有 36 美元。

最后，风电和光伏发电发展和补贴压力之间的高度紧张并非中国所特有。在西班牙、意大利、日本、德国等绝大多数依靠高额固定上网电价制度推动风电和光伏发电大规模发展的国家都同样面临巨大财政压力，最终不得不大幅度调整补贴政策。尤其是在风电和光伏发电成本快速下降的背景下，发电成本信息在政府与企业之间的不对称问题使得制定合理的固定上网电价难上加难，越来越多国家的可再生能源补贴政策开始从固定上网电价制度转向上网电价竞标制度，相当于我国早期实施的特许权招标政策。以发展可再生能源成功著称的德国为例。截至 2015 年底，德国风电、光伏发电和生物质发电量分别为 880 亿千瓦时、384 亿千瓦时和 502 亿千瓦时，三者相加占德国总发电量的 27.3%、一次能源总消费量的 12.4%。但为补贴可再生能源发电，德国居民消费者需支付每千瓦时 0.48 元（6.354 欧分）的可再生能源电力附加税、每年近 1700 多亿元（229 亿欧元）总补贴的高昂代价。在严峻补贴形势的倒逼下，德国议会最终在 2016 年 7 月决议修改《可再生能源法》，将从 2017 年开始变原有的固定上网价格政策为补贴成本较低且更为市场化的上网电价竞标政策。

在技术进步、供应链改善和规模化生产三重因素的共同作用下，风电和光伏发电成本在世界范围内大幅度下滑，越来越多的风电和光伏项目无需任何补贴便可竞争上网。以 2016 为例：1 月，2018 年建成、每千瓦时 3 美分的陆上风电项目在摩洛哥签订；2 月，2017 年建成、每千瓦时 4.8 美分的光伏发电项目在秘鲁签订；3 月，2018 年建成、每千瓦时 3.6 美分的光伏发电项目在墨西哥签订；5 月，2019 年建成、每千瓦时 2.99 美分的光伏发电项目在迪拜签订；8 月，每千

瓦时 2.91 美分的光伏发电项目在智利签订。其中，光伏发电项目上网价格随着建成时间的延长而不断创下新低，充分反映了市场对未来光伏发电成本不断走低的预期。传统的固定上网电价制度显然难以适应风电和光伏发电成本如此瞬息变化的形势。由于政府和可再生能源企业之间的信息高度不对称问题，发电成本下降的收益更是往往被可再生能源企业所获取，而无法传送到消费端。相比之下，上网电价竞标制度以市场竞价的方式，能真实的发现和还原风电和光伏发电成本，为大幅度降低补贴资金提供了现实可行的选择。与此同时，竞标制度亦能高度激发企业竞争，从而将风电和光伏发电项目资源配置到经营效率最高的企业，有利于高效率企业的做大做强以及行业整合。

在经济下行和财政补贴压力凸显的背景下，除德国外，越来越多的国家开始采用上网电价竞标方式对风电和光伏发电进行补贴。其中，采用上网电价竞标制度最为成功的是巴西。巴西自 2006 年开始通过竞标价格从高往低报的荷兰式拍卖法，对可再生能源项目进行招拍，并在 2009 年对风电项目实行全面竞标制度。截止 2015 年，通过竞标制度，巴西共完成 1230 万千瓦陆上风电项目和 230 万千瓦光伏发电项目的建设。在 2009 年实施风电项目竞标后，相比于原先政府所设定的固定上网电价水平，风电上网电价下降近 50%。欧盟也要求自 2017 年起，对技术成熟的可再生能源项目进行补贴，需引进竞价机制。在曾经采用过项目竞标的国家中，相比于原有固定上网电价，风电和光伏发电上网价格无一例外出现大幅度下降：在巴西、南非、印度等新兴国家，上网电价下降 29%到 50%不等；在德国、意大利和英国等风电和光伏发电发展比较成熟的欧洲地区，上网电价也出现 6.5%到 32%不等的降幅。

以上的分析表明，在当前的新形势下，曾经催生风电和光伏发电高额补贴政策的历史因素，已经发生变化。我们认为，解决当前风电和光伏发电所面临问题，并促进其长久可持续发展，第一要还原风电和光伏发电的商品和环境属性，第二要让市场和环境成为配置稀缺清洁能源的决定性力量。我们要摆脱以往补贴思维的惯性，让补贴政策回归它的环境宗旨：从减少大气污染和二氧化碳减排的环境角度，而不是为完成某种发展目标、某种占比的角度，制定合理的补贴政策。尤其要抑制为完成任务不顾实际、不惜代价、操之过急的政策倾向。我们相信，在健康市场环境中成长的风电和光伏发电产业，最终将依靠技术进步、成本下降所

形成的市场竞争优势，成为我国发电领域的重要组成部分。

五、可选政策的讨论

在以下的讨论中，我们首先讨论风电和光伏发电发展的最优环境政策，将其作为中长期可再生能源发展政策的努力目标；其次再讨论如何在尊重既有现实的前提下，对现有补贴政策做进一步的优化调整，并以此作为可再生能源发展政策的短期目标；最后讨论其它相关政策。

（一）在中长期，以开征环境税为契机取消对新增装机的发电补贴

在可选的政策中，我们首推“以开征环境税为契机取消对新增装机的发电补贴”。这是因为，从环境外部性最优税收理论角度，开征环境税是解决大气污染或气候变化外部性问题最优经济手段⁶。环境税是政府替代市场为稀缺的环境资源设定价格。一旦对燃煤发电过程中的大气污染物或二氧化碳排放开征环境税，就可以纠正原本被扭曲的燃煤发电和清洁电力之间的相对价格，使得风电和光伏发电可以跟燃煤发电在公平的市场环境下进行竞争。更为重要的是，环境税还存在“双重红利”的作用：征收环境污染税，可以减少经济领域其它征税，从而可以在“税赋总量平衡”的原则下，减少其它税种对市场的扭曲，提升市场效率。

我们建议，在降低其它税赋、维持税收总量大体不变的前提下，开征燃煤发电大气污染物排放的环境税，并适时取消对风电和光伏发电新增装机的发电补贴。考虑到企业污染物排放信息高度不对称、排放数据造假问题难以杜绝，我们建议将污染税设为地方税种，以财政激励刺激地方政府强制执行和监督检查企业污染物排放的积极性。

（二）在短期，迎难而上、及时果断调整现有高额补贴政策

在当前环境税和全国碳交易市场尚未出台的背景下，或者未来推行的环境税和碳交易价格不足以真实反映燃煤发电的大气污染和碳排放外部性成本，维持对风电和光伏发电的补贴则是纠正燃煤发电外部性问题的必要手段。而在未来环境

⁶ 目前，在能源领域，我国普遍的做法是对天然气、光伏发电、风电等清洁能源和包括电动汽车、氢燃料汽车在内的新能源汽车进行补贴。跟税收手段一样，补贴也能理顺失衡的能源价格，在一定程度上纠正环境外部性问题。但是，相对于污染税，对清洁能源进行补贴的缺陷在于，从长期来看，补贴会导致能源产品的总体价格相比于（能源以外）其它商品的价格过低，形成能源产品价格和非能源产品价格的失衡，这最终会导致人们会过多的消费能源产品，制造更多的污染。另外，补贴对财政也形成一定压力。因此，虽然从短期看，补贴有助于纠正能源价格结构性失衡，加速能源结构转型，但是从长期来看，必须适时、逐步地退出补贴，开征污染税。

税和碳交易市场都全面推行且环境税和碳价具备足够强度的情形下，考虑产业发展的连续性，我们也建议设置一补贴过渡期：在此过渡期内，对新增装机沿用既有补贴政策框架，但需对补贴政策做大幅度调整；过渡期满，取消对新增装机的发电补贴，对已建成的存量风电和光伏发电项目则按原有合同继续补贴直至补贴期满。过渡期既可以按时间设限，例如设置不超过 3~5 年的过渡期，也可以按风电和光伏发电累计装机容量设限。设置补贴过渡期的关键是，向市场发出补贴政策将适时退出的明确信号，从而激励企业往技术创新、精细化管理、降低发电成本的方向上努力，而不是在补贴政策下进行各种寻租活动。在补贴政策退出之前，对新增装机沿用既有补贴政策框架，但需对补贴做法做如下大幅度调整：

1. 努力扩大上网电价竞标项目范围

对于政府而言，风电和光伏发电企业的真实成本存在着高度的信息不对称。在风电和光伏发电成本快速变化的背景下，如何制定合理有效的固定上网电价始终是难解之题。我国原有的特许权招标制度恰恰能以上网电价竞价的方式，在切实有效还原风电和光伏发电真实成本的同时，将稀缺项目资源配置到经营效率最高的企业手中，是最有效率的补贴方式。在 2009 年以来风电和光伏发电成本分别下降近 50%和 90%的背景下，早期部分风电和光伏发电特许权竞标价格至今仍低于当前政府制定的标杆上网电价。2016 年 9 月，在一类资源区包头光伏发电示范基地的项目竞标中，更是出现最低每千瓦时 0.52 元的报价，比当时每千瓦时 0.8 元的标杆上网电价下降近 35%。其中，报价每千瓦时 0.5 元~0.6 元的企业达十余家。

很显然，缺乏弹性的固定标杆上网电价难以适应风电和光伏发电领域快速变化的形势。因此，我们建议，如有决心，可借鉴巴西和德国做法，果断退出既有固定上网电价政策，全面推广上网电价竞标制度。如短期内难以做到全面推广，也应考虑每年划出一定装机容量，在全国范围内实施上网电价竞标，并根据项目竞标实施情况逐步扩大竞标容量范围，直至全部新建项目转入以上网电价竞标为主的补贴模式。我们建议，上网电价竞标项目应面向全国进行统一竞标：每年先由国家能源局确定今年全国上网电价竞标的总项目容量；再由各省自主确立若干上网电价竞标项目并实施竞标；风电和光伏发电补贴额度的实际支付应为项目中标上网电价与当地燃煤机组标杆上网电价之差；最后由国家能源局以“补贴低者

得”原则，将之前确定的装机容量按项目每千瓦时实际补贴金额，从低到高配置到各个地区。该办法旨在全国范围内对电价补贴进行竞价，以获得最高补贴效率。在早期特许权招标项目实施过程中，有企业“中标不建”，致使招标项目流产。对此，可采取没收竞标押金、取消未来所有项目竞标资格等惩罚性措施来预防此类企业投机行为的发生。

2. 制定与弃风弃光率挂钩且逐月下调的上网电价

对于不纳入竞标的新建风电和光伏发电项目，我们建议：（1）先挂钩各资源区上一年度平均弃风弃光率水平，一次性大幅度下调现有新建风电和光伏标杆上网电价；（2）增加新建风电和光伏发电项目标杆上网电价的调整频率；（3）在充分利用价格工具调整全国风电和光伏发电项目新增建设规模的基础上，适时取消年度装机容量计划指标管制。

前文指出，弃风弃光率高低是电价补贴额度过高或过低的直接反应指标。因此，我们首先建议，依据资源区内平均弃风弃光率越高、下调幅度亦越高的原则，尽快一次性大幅度下调各资源区现有风电和光伏发电标杆上网价格。

其次，我国政府每隔若干年对风电和光伏上网标杆电价进行断点式下调，使得各地在电价调整日前出现“抢装潮”。调研发现，“抢装潮”不但加重电源建设和输电线路建设之间的紧张，也蕴藏潜在装机质量安全风险。因此，我们建议在一次性大幅度调整各类资源区标杆上网电价后，增加对新建风电和光伏发电项目上网电价的调整频率。考虑到风电和光伏发电装机成本下降速度较快，建议对新建项目的上网电价进行每年一次的调整，并根据新增装机规模或弃风弃光率确定下调幅度。如有可能，可进一步考虑在每年初，根据上一年度新增装机规模或弃风弃光率，制定本年度内新建项目上网电价按季度或按月下调的计划。该办法在减缓“抢装潮”、“验收申请潮”确保项目装机质量安全的同时，也给市场提供稳定价格预期。

最后，2014年以来国家能源局对各地新增风电和光伏发电装机容量进行年度计划指标管理的办法，对抑制风电和光伏发电装机过快增长起到重要作用。但经济规律表明，当发电价格和装机容量受到双重管制，只要固定上网电价过高，装机计划指标的稀缺性便会通过企业公关、项目倒卖等各种寻租方式产生经济租。其中，光伏发电项目的寻租活动尤为明显：公开媒体报道有关光伏发电项目“路

条”买卖的现象屡见不鲜；课题组调研也发现，5万千瓦光伏发电项目指标“黑市”价可高达2000万元。在过高的上网电价水平下，计划指标管制将部分补贴资金变现为指标价格，而后者的水平高低由上网电价决定：上网电价越高，项目投资收益和需求则越高涨，进而诱发越发普遍的寻租活动和更高的指标租值。只要容量计划管制存在，寻租乱象就难以避免。因此，我们建议，应充分利用价格工具调整新增装机规模，尤其是通过上述更加灵活和及时的固定上网价格下调机制抑制风电和光伏发电项目的新增建设需求。只要上网电价的调整及时到位，风电和光伏发电项目的投资回报率便能回归市场平均回报率，进而形成新增装机规模有序增长的局面。届时，年度装机容量指标管制便可择机取消。

（三）全额征收居民用电的可再生能源电价附加

截至2016年底，我国风电和光伏发电补贴资金缺口已达600多亿，再考虑到未来新增装机容量，即使如前所述及时大幅度调整补贴政策，补贴资金缺口也将愈滚愈大。在经济下行、企业转型艰难的背景下，进一步大幅度提高可再生能源电价附加以弥补资金缺口势必加重全社会企业负担，非上选之策。长期以来，我国大部分省份居民用电的可再生能源电价附加始终停留在每千瓦时0.1分的水平（少数省市居民电价的可再生能源附加为0或略高于每千瓦时0.1分），未经任何上调。而在当前经济新常态下，居民用电量恰恰是增长最快的用电部门。以2016年为例，全国居民用电8054亿千瓦时，增幅11.2%，远高于全社会用电量5%的增长速度。我们建议，对居民用电全额征收每千瓦时1.9分的可再生能源电价附加以应对不断增加的补贴缺口。

首先，我国广大城乡居民是发展风电和光伏发电、减少污染排放的最直接受益者。基于“谁受益、谁付费”的原则，我国居民理应承担相应的绿色发展成本。其次，对居民用电全额征收可再生能源电价附加，我国每年至少可增加近150亿元的补贴资金，而居民承担的成本则在人均每年10元左右。居民负担完全可控。最后，从全球范围来看，由于供电成本的差异，居民用电价格一般而言是要高于工商业用电价格。例如在美国，居民、商业、工业和运输业在2015年的平均电价分别为每千瓦时12.67、10.59、6.89和10.17美分；德国居民电价也将近是工业电价的2倍，分别为29.5欧分和14.9欧分。而我国的情况却恰恰相反，工商业电价两倍于居民电价且对后者进行长期补贴，电价中的可再生能源附加也基本上

由工商电价承担。基于电力商品属性的角度,我国居民电价有相当大的涨价空间。对居民用电全额征收每千瓦时 1.9 分的可再生能源电价附加,不但可行,而且也减少电价交叉补贴以及居民电价的扭曲程度做出贡献。

(四) 可考虑以风电和光伏发电占比 15%为原则,制定合理、切实可行的最低保障利用小时数,促进风电和光伏发电参与电力市场交易

在当前严峻弃风弃光问题的“倒逼”下,国家能源局在 2016 年上半年出台《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》,对弃风弃光比较严重地区核定最低保障收购年利用小时数,并鼓励风电和光伏发电核定小时数以外的发电量通过电力市场交易的方式进行消纳。《可再生能源法》要求对风电和光伏发电进行全额保障性收购。但实际的情况是,在用电需求疲软、输电线路建设滞后、电力市场分割、保障电网安全运行等诸多因素的影响下,以行政命令要求所有地区实现全额收购既不可能,也做不到。相比之下,国际上主要国家的风电和光伏发电,依托电力市场并凭借风电和光伏发电低边际发电成本的优势,通过市场竞价实现全额上网。因此,国家能源局从实际出发,主动放弃全额保障性收购,以保障收购和参与市场竞争并举的方式实现风电和光伏发电全额上网的做法值得肯定。

但是,国家能源局核定的最低保障收购年利用小时数,也存在偏离实际、要求过高的情况。以甘肃省为例,国家能源局制定的风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数分别为 1800 小时和 1500 小时。实际情况是,2016 年上半年甘肃风电和光伏发电设备利用小时数分别只有 591 小时和 540 小时,距离国家能源局制定的最低保障收购小时数甚远。但在现有条件下,甘肃省已尽最大努力消纳风电和光伏发电:2016 年上半年,风电和光伏发电已占到全省发电量的 18.24%、可调发电量的 20%。该占比已与当前德国风电和光伏发电占全国总发电量的比例持平,实属不易。脱离实际的要求,难以落地执行,最终也将形同虚设。

我们建议,以风电和光伏发电量占比为依据,根据各省实际情况制定各省相应的最低保障收购年利用小时数。建议先由国家能源局制定各省风电和光伏发电占全省可调发电量的最低比例。对于风电和光伏发电占比尚未达到该最低比例的省份,由电网公司对省内风电和光伏发电进行全额保障性收购;对于风电和光伏发电占比超过该最低比例的省份,则可进一步考虑,(1)比例内的发电总量,按

现有办法根据风电和光伏发电装机容量进行等比例分配，并以此作为制定各省风电和光伏发电最低保障利用小时数的依据；（2）比例外的风电和光伏发电则参与市场交易。该办法意在通过保障性收购电量比例来制定合理可行的最低保障利用小时数。我们建议，可以由国家能源局在全国层面将此最低比例制定在 15%左右的水平，并鼓励各省自主制定不低于 15%的保障性收购电量比例。

结合当前逐步推进的电力市场化改革，最低保障利用小时数以外的发电量则由风电和光伏发电企业直接参与电力市场交易。届时，风电和光伏发电的价格由两部分组成：电力市场交易价格以及补贴价格。其中，补贴价格是各省风电和光伏发电固定标杆上网电价与当地燃煤标杆上网电价之差。这就在确保最低保障利用小时数基础上，以“应补尽补，其余交于市场”的原则理顺风电和光伏发电的定价机制。

（五）加快电力市场改革，释放风电和光伏发电的竞争优势

从世界各国经验来看，电力市场的有效运行是发展风电和光伏发电、消纳间歇不稳定电力的重要保障。而从各地试点情况来看，我国当前风电和光伏发电参与电力市场交易尚处于初级阶段，且受到行政过多干预。因此，建议加快推进电力市场改革，为风电和光伏发电的可持续发展奠定基础。

我们首先建议，由中央政府协调推动，破除电力市场交易的省际壁垒，在更大范围内建立统一的电力交易市场，扩大电力平衡范围和跨省跨区交易规模。打破电力市场行政边界，在更大范围内实现电力平衡和电力交易，不但能降低平衡成本，促进新能源渗透，而且能提高整体电力资源利用效率。

其次，由于边际发电成本几乎为零，相比于其它电源，风电和光伏发电参与电力市场交易具有较大的竞争优势。但风电和光伏发电的间歇性和不稳定性却严重制约了其竞争优势的发挥。而电力现货市场迅速及时的实时交易和平衡结算却是应对风电和光伏发电间歇性和不稳定性的最佳手段。尤其是在实时交易市场上，根据市场供求以及风电和光伏发电出力情况，风电和光伏发电价格的灵活调整至关重要。在各国的电力交易市场中，风电和光伏发电在特殊时段以零电价甚至负电价成交亦非罕事。因此，建议在这一轮的电力市场化改革中，加快建立电力现货交易市场，发挥风电和光伏发电的竞争优势，以市场手段促进风电和光伏发电的全额消纳。

最后，可考虑建立调峰调频辅助服务交易，让风电和光伏发电企业通过向其它电源购买调峰调频辅助服务来解决其间歇性和不稳定性问题。尤其是在电力市场省际壁垒短期内难以突破的形势下，通过发展省内调峰调频辅助服务交易，利用价格信号引导更多电源提供辅助服务，将为立足省内电力市场消纳风电和光伏发电提供更多空间和支持。

（六）谨慎对待非水可再生能源配额制度

在电力市场严重分割、风电和光伏发电难以跨省消纳的背景下，各方寄希望于尽快出台以省为单位的可再生能源配额制度，为确保完成 2020 年非化石能源占一次能源消费 15% 的政治目标的同时，打破省际壁垒、促进风电和光伏发电的跨省购售电交易。在此背景下，国家能源局于 2016 年上半年发布《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》，“根据各地区可再生能源资源状况和能源消费水平”，制定 5% 到 13% 不等的“各省（区、市）全社会用电量中非水电可再生能源电量比重指标”，并将完成比重指标的责任主体落实到发电企业身上。但是，我们认为需谨慎对待非水可再生能源配额制度。

首先，结合可再生能源证书的可再生能源配额（Renewable Portfolio Standard）和上网电价（Feed-in Tariff）是全球发展可再生能源最主要的两项政策⁷。政策制定者可以通过固定上网电价制定来控制可再生能源电价，或者通过可再生能源配额制控制可再生能源的发电量。但是，对于同一装机项目，这两个政策不能同时执行，否则市场无法出清。例如在美国，马塞诸萨州、康乃狄克州和纽约州虽然同时采用了上述两项政策，但对州内的可再生能源装机，两项政策不能叠加：选择固定上网电价政策的装机项目必须将可再生能源证书无偿返回给政府，选择可再生能源配额政策的装机项目则只能获得可再生能源证书交易价格的补贴而不能享受固定上网电价。鉴于我国目前实施的是固定上网电价政策，如果政策制定方要推进非水可再生能源配额制度，新旧政策如何衔接过渡需全盘考虑。

其次，只要发电权掌握在省政府手中，贸然推进可再生能源配额制度并将完成配额的义务落在发电企业身上，未必如政策设计初衷所愿能打破省际壁垒、促进风电和光伏发电的跨省购售电交易。在目前的电力体制下，如前所述的调研发现，即便甘肃的风电发电企业与位于不同省份但隶属于同一发电集团的火电厂达

⁷ 可再生能源证书交易制度是根据可再生能源实际发电量给发电企业颁发证书，并建立全国统一的可再生能源电力证书交易市场，允许发电企业或售电企业通过交易证书完成可再生能源占比目标的要求。

成发电权交易的协议，也同样遭到火电厂所在地省政府的否决。因此，在电力市场交易体制尚未建立健全的情况下，可再生能源配额制度的推行更有可能迫使发电企业在省内高成本地区建设风电和光伏发电项目，而不是通过跨省可再生能源电力交易或者可再生能源证书交易完成配额任务。因此，如果要推行可再生能源配额制度，我们也建议应该将完成配额的义务落在拥有发电权的省政府身上。唯有此，才有更大的可能促进风电和光伏发电的跨省交易。

最后，从实施可再生能源配额制的主要国家——美国的实际情况来看，该政策更多的是由地方州政府自愿、自主设定适应本地实际情况的可再生能源配额目标。而国家能源局的文件则意欲在全国层面统一推进非水可再生能源配额制。由于非水可再生能源配额制改变现有能源发展格局、触动各方利益，此举必将遭遇风电和光伏发电占比较低省份的抵制，面临巨大困难。因此，如果一定要推行非水可再生能源配额制，也应在条件成熟地区先行先试。尤其是河北、河南、北京、天津和山东五省市，不但是我国大气污染问题最为严重地区，而且在地理位置上相邻，最有条件成为非水可再生能源配额制先行试点地区。

除税收优惠减免外，目前世界上可再生能源补贴政策主要是固定上网电价、上网电价竞标和可再生能源配额三种。改革我国现有固定上网电价政策，只能从后两者中选其一。相比之下，固定上网电价和上网电价竞标本质上都属于上网电价政策，只不过前者由政府定价，后者由市场来定价。因此，从固定上网电价转向上网电价竞标，政策的过渡衔接比较容易，市场和行业也能平稳过渡和适应。而从固定上网电价转向可再生能源配额制，则不但如前所述我国市场条件不具备，而且政策衔接会比较困难，更会给市场和企业带来较大不确定性。

六、结语

自 2006 年制定《可再生能源法》决意以补贴政策发展可再生能源以来，我国风电和光伏发电的发展取得了举世瞩目的骄人成绩，为解决我国不断加剧的大气污染和二氧化碳排放问题做出重要贡献。然而，在环境污染问题加剧、国际气候谈判压力骤增、光伏制造产业遭遇空前危机等紧迫形势的“倒逼”下，早期稳步推进的补贴政策不得被激进调整，促就了风电和光伏发电装机史无前例的大跨步发展。风电和光伏发电的高速发展在创造奇迹的同时，也较早地碰到快速突破带来的种种摩擦与矛盾，经受补贴资金缺口愈滚愈大、弃风弃光不断攀升、倒

卖装机指标等问题的考验。

但是，我国风电和光伏发电发展所面临的各种问题并非是无解的难题。成功发展的经验表明，在充分尊重产业发展规律的前提下，制定稳步务实的补贴政策，是实现风电和光伏发电可持续发展的重要保障。随着技术的进步和成本的不断降低，风电和光伏发电最终将摆脱补贴、凭借成本优势在发电市场中获得一席之地。我们相信，只要能秉持十八届三中全会全面深化改革以来所提出的，还原能源商品属性并让市场在资源配置中起决定性作用的改革原则，并立足于发展风电和光伏发电的环境初衷，在当前新型经济和环境形势下，实事求是，重新制定适宜的补贴政策、大力推进电力市场化改革，我国风电和光伏发电一定能实现长远可持续发展。