



WWF

CHINA



# 中国绿色电力消费能力 提升专题研究报告

推动政策改进 / 完善市场交易 /  
打造绿色电力消费联盟

## 关于中国绿色电力消费能力提升专题研究报告

守护青山绿水是我们共同的执念。在数千年能源品种的迭代下，清洁能源以其独有魅力走向前台，成为推动人类文明发展进步的驱动力。在政策支持与投资驱动下，中国新能源产业经过十余年规模化发展，已是重要的战略资源。国内新能源产业的崛起，不断为全球能源治理贡献着中国智慧。2019 年底，中国以风光为主的新能源装机合计超过 4 亿千瓦，贡献绿色电力 6300 亿千瓦时。瑕瑜互见，中国新能源同时面临并网消纳能力不足、市场交易机制欠缺、绿证交易落地难等问题，绿电消费水平提升受到诸多内外因素制约。本报告系统研究中国新能源发展历程、电改下的新机遇、发展瓶颈，借鉴国际经验，并从改进新能源政策、优化绿电市场交易路径、提高绿电消费理念等三个方面提出相关建议，推动中国绿色电力消费能力提升。

## 关于世界自然基金会 (WWF)

世界自然基金会 (WWF) 是在全球享有盛誉的、最大的独立性非政府环保组织之一。自 1961 年在瑞士成立以来，已经在全世界拥有 500 多万的支持者和一个在 100 多个国家和地区活跃着的全球网络。从本土到全球，WWF 用基于科学的独特工作方式，提供满足人与自然需求的创新解决方案。WWF 的使命是遏止地球自然环境的恶化，创造人类与自然和谐相处的美好未来。

## 关于 WWF 企业可再生能源应用倡议

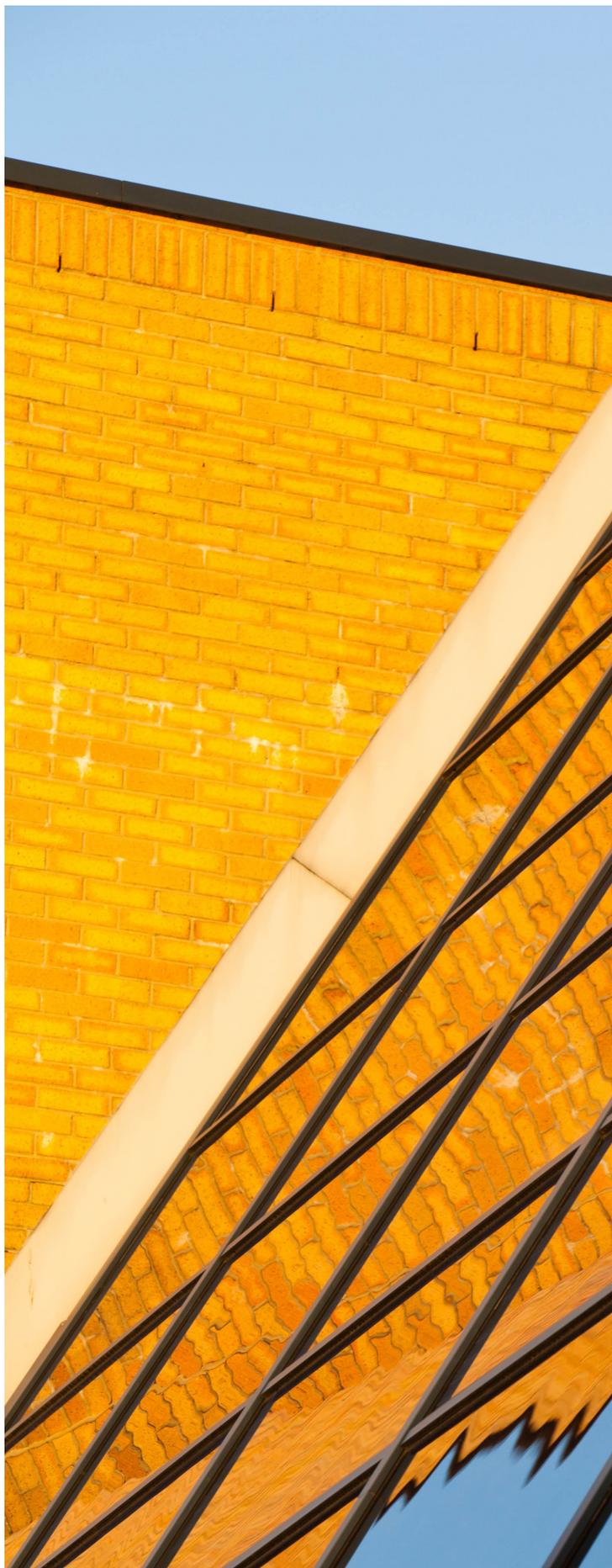
2019 年，WWF 中国基于全球网络的成功经验发起了企业可再生能源应用倡议，目标是大幅度提升中国企业投资、采购、应用绿色电力的比例，并基于该项目形成了中国可再生能源买家联盟。倡议将通过建立囊括电力需求方、电力供给方、电网等多个利益相关方在内的社群，了解可再生能源应用面临的机遇与挑战，并通过工作坊、研究、报告等方式传递企业需求，倡导绿色电力更广泛的政策支持及应用。买家联盟亦将发挥其作用，促进可再生能源采购成本的降低，形成公平、公开、公正且有利于可再生能源大规模应用的市场环境，并开展相应市场基础设施的建设和研究。

## 关于领航智库研究中心

北京领航智库专注于能源行业研究十余年，依托丰富的产业和专家资源开展研究咨询、投融资服务。智库研究团队具有金融、能源、财会专业背景，倾力为能源企业、机构投资决策服务。

## 版权信息

版权所有：世界自然基金会（瑞士）北京代表处  
主编：领航智库研究中心、世界自然基金会（瑞士）北京代表处  
撰写：王秀强、吴越、王佳丽  
校对：王筱汐、冀婉怡





# 报告摘要

- **能源政策是国内新能源产业的崛起主要驱动力。**“十一五”以来，我国以风光为主的新能源产业实现了从小到大、由弱到强的跨越式发展，风电、光伏、生物质装机规模已位居全球首位，风电成为国内仅次于火电和水电的第三大主力电源。在政策的引导下，我国风电从标杆上网电价时代向平价上网时代转变；未来光伏发展基调已定，即摆脱补贴、平价上网；我国对生物质发电的管理转向宏观规划，审批权进一步下放。
- **新一轮电力体制改革为新能源行业并网消纳创造制度红利。**新电改按照“管住中间、放开两头”的体制架构，明确了“三放开、一独立、三强化”的总体思路，并建立新能源优先并网消纳、鼓励新能源参与市场交易、创新隔墙售电交易机制，为新能源消纳创造了制度红利。
- **国内绿电消费能力提升面临多重挑战。**新能源市场消费规模提升面临调峰能力不足、辅助服务机制不健全、售电市场不成熟、绿色交易证书机制不完善、绿色电力消费理念相对滞后等问题。
- **电力市场化交易是新能源电站提高发电资产利用率的主要方式。**在电力市场不断完善的过程中，新国内新能源区域内、跨区交易，以及新能源发电权交易、电力现货、中长期交易等市场不断完善，提高了新能源在终端消费市场的占有率，目前新能源市场交易的比例逐年增加。
- **可再生能源配额是提高绿电消费的主要措施。**借鉴美国、及英国、日本、澳大利亚、印度等 20 多个国家经验，配额制是促进新能源发展主要政策，同期辅之以绿色证书交易制度，发挥市场在绿电消费中的作用。
- **电力用户可以通过建立绿色电力消费联盟参与市场交易。**在电力市场交易中，存在用户和发电交易信息不畅、渠道不畅通等问题，电力用户可以探索建立绿色电力消费联盟方式，有效参与市场竞争，提高绿色电力消费比例。
- **相关建议：**从政策改进、市场交易、用户消费方式等三个方面提高绿色电力消费能力，这包括完善新能源补贴退出节奏、优先新能源并网消纳、提高用户绿色电力消费认知、改进电网调度方式、组建绿色电力消费联盟等措施。

# 报告目录

<b>一、国内新能源产业十年发展及政策演变</b>	5
(一) 国内风电正步入第三个成长周期	5
(二) 技术进步驱动国内光伏产业大发展	8
(三) 政策引领下国内生物质发电行业引领全球	10
<b>二、新一轮电力体制改革背景下绿电消纳契机</b>	12
(一) 新一轮电力体制改革政策内涵	12
(二) 电力体制改革下新能源并网消纳机制创新	15
<b>三、国内新能源电力市场交易现状和机遇</b>	16
(一) 国内电力市场化改革现状	16
(二) 新能源电力市场交易现状和新机遇	19
<b>四、绿电消费能力提升面临八个方面障碍</b>	21
(一) 绿电波动性及价格劣势	21
(二) 电力系统调峰能力不足制约新能源消纳	22
(三) 绿色电力市场交易制度缺失	22
(四) 跨省跨区电力交易障碍	22
(五) 配售电市场成熟度低	23
(六) 辅助服务机制缺失	23
(七) 电力需求侧管理制度不健全	23
(八) 新能源配额制及绿证落地难	24
(九) 绿电消费观念相对滞后	25
(十) 政府激励和惩罚机制不足	25
<b>五、国外绿电交易机制和案例</b>	26
(一) 美国绿色电力市场形成强制、自愿交易两个市场	26
(二) 欧盟绿色电力消纳与机制	28





<b>六、绿电消纳能力提升解决方案</b>	29
(一) 进一步推动新能源电力市场交易	29
(二) 提高电力需求侧管理能力	30
(三) 推动跨省跨区绿电交易	30
(四) 推动配额和绿证交易落地	30
(五) 创新风光储充一体化模式	32
(六) 加速推进电能替代	32
(七) 创新电力金融解决方案	32
<b>七、绿电交易的经济价值及效用</b>	33
(一) 2020 年绿电市场交易预计创造 180 亿元经济价值	33
(二) 绿电交易降低工商业用户用能成本	34
(三) 绿电交易是可再生能源“配额”考核的重要实现路径	36
<b>八、绿电消费能力提升政策建议</b>	38
(一) 完善新能源补贴、配额等政策制度	38
(二) 提高绿色电力市场化交易规模和能力	38
(三) 改变用户绿色电力消费认知和用能方式	39

# 图表目录

图表 1: 国内风电累计装机规模不断创新高	5
图表 2: 风电行业经过正进入第三个成长周期	6
图表 3: 2006 年开始国家能源管理部门出台多项风电管理政策	6
图表 4: 红六省风电新增并网装机占比在 2016-2017 年出现断崖式下跌	7
图表 5: 国内风电标杆上网电价逐年下调	7
图表 6: 2017 年国内光伏新增装机超过 5000 万千瓦创新高	8
图表 7: 中国光伏装机容量在政策支持下跃居全球第一	9
图表 8: 2017 年国内光伏并网装机规模完成 2020 年目标	9
图表 9: 近十年多晶硅出厂价格下幅 90%	9
图表 10: 光伏标杆上网电价及度电补贴一路下调	10
图表 11: 电价政策是驱动生物质发电装机规模增长的主要动力	10
图表 12: 垃圾发电装机规模后来居上	11
图表 13: 电改 9 号文延续 5 号文目标,但在方针方式上有不同	12
图表 14: 新一电改明确“三放开、一独立、三强化”总体思路	13
图表 15: 新电改明确电价、电力市场改革等七大重点任务	13
图表 16: 新电改配套政策主要集中于输配价改、电力市场及售电侧改革	14
图表 17: 新电改以电力市场建设和电价市场化为核心	15
图表 18: 广州和山西等 8 省(区、市)电力交易中心以股份制形式组建	16
图表 19: 国内电力现货市场建设试点工作不断推进	17
图表 20: 全国增量配电业务改革试点已达 404 个	17
图表 21: 河南省增量配电业务改革试点数量居全国之首	18
图表 22: 国内输配电价改革实现省域全覆盖	18
图表 23: 全国电力市场化交易规模突破 2 万亿千瓦时	18
图表 24: 2018 年大型发电集团各类电源市场交易情况	19
图表 25: 2019 年 1 季度大型发电集团各类电源市场交易情况	19
图表 26: 2017-2019 年一季度风电市场交易电价	20
图表 27: 2017-2019 年一季度光伏市场交易电价	20
图表 28: 青海、云南、宁夏、甘肃风电上网电量市场化率超过 40%	20
图表 29: 云南、青海、新疆、甘肃、宁夏光伏上网电量市场化率超过 30%	20
图表 30: 风电、光伏、生物质标杆上网价格高于煤电	21
图表 31: 西北五省历年弃风率	22
图表 32: 西北五省历年弃光率	22
图表 33: 截至 2019 年初江苏省售电公司主动退市数量居全国首位	23
图表 34: 2019 年河北山东等六省区电力供需形势紧张	24
图表 35: 绿证自愿认购不活跃	24
图表 36: 光伏绿证交易遇冷	25
图表 37: 一般绿色证书交易系统示意图	26
图表 38: 美国已形成强制和自愿交易两种市场	26
图表 39: 配额制主要交易主体包括发电商、配电公司及电力用户	27
图表 40: 美国自愿市场主要采购方式	27
图表 41: 美国与欧盟绿证交易机制对比	28
图表 42: 河北省风电绿证累计交易量远超其他省(区、市)	30
图表 43: 配额制政策发展过程	31
图表 44: 2016-2018 年国网和南网电能替代量不断增加	32
图表 45: 从全行业维度测算绿电交易经济价值	34
图表 46: 广东 2018 年销售电价构成(元/千瓦时)	34
图表 47: 广东惠州某数据中心绿电交易经济性测算	35

# 一、国内新能源产业十年发展及政策演变

我国重点开发并形成产业的新能源主要包括风能、太阳能、生物质能、地热能等。“十一五”以来，我国以风光为主的新能源产业实现了从小到大、由弱到强的跨越式发展，风电、光伏、生物质装机规模已位居全球首位，风电成为国内仅次于火电和水电的第三大主力电源。

回顾我国新能源十年发展历程，政策对于新能源产业的崛起和高速发展起到了至关重要的推动作用，是影响产业发展节奏的主要因素。

## （一）国内风电正步入第三个成长周期

2007 年是国内风电规模化发展的起点，风电行业完成两个完整成长周期后，正在步入第三个成长周期。当前行业成长的驱动力来源于：（1）限电改善，“三北”风电大基地开发解禁；（2）资源费等非技术成本下降，风电工程造价趋于合理；（3）中东部建设节奏回归正轨，分散式风电贡献增量；（4）风电竞价、平价在政策调整下风电行业开发进程加速。

回顾国内风电发展的历程，从国内第一个并网的风电场开始。1986 年 5 月，我国第一座示范性风电场马兰风电场在山东荣成并网发电，揭开了国内风电发展的大幕。2003 年开始实施的风电特许权招标政策，为风电的规模化发展奠定了基础。

风电作为新能源，在发展伊始对政策的依赖性很强。“十一五”时期，我国实行“以风电场的规模化建设带动风电产业化发展”的指导方针，这一时期的激励政策包括产业规划、上网电价、补贴等。

2006 年 1 月 1 日，《中华人民共和国可再生能源法》正式实施，法律规定可再生能源上网电量全额收购，以及在销售电价中征收可再生能源电价附加。2007 年我国正式开始征收可再生能源电价附加，征收标准为 0.2 分 / 千瓦时。

2007 年 8 月，《可再生能源中长期发展规划》出台，将风电列为六大重点发展领域之一。次年 3 月，《可再生能源发展“十一五”规划》提出以风电场的规模化建设带动风电产业化发展。这是国内风电规模化发展的开始。

2009 年 7 月，国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，对风电实行固定标杆电价政策。全国四类风能资源区陆上风电标杆上网电价分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。

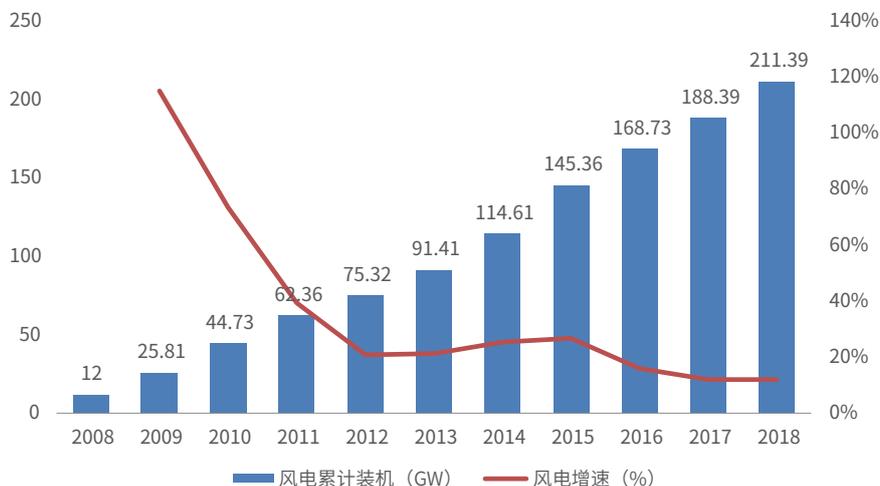
借助法律和政策的东风，“十一五”时期，我国风电新增装机连续五年翻番，2010 年风电累计装机达 44.7GW，首次跃居世界第一；当年还启动了首批海上风电特许权招标，海上风电元年大幕开启。



图表 1：国内风电累计装机规模不断创新高 | 资料来源：国家能源局，领航智库

“十二五”前期，风电开发速度加快。为绕开国家发改委审批，地方频繁出现“4.95万千瓦”怪象，导致风电电源和配套建设脱节，风电上网难、消纳难，一度被称为“垃圾电”。2011年多起大规模风机脱网事故更引发了电网对风电安全性的

的担忧。随着自2010年起全国范围内弃风限电问题的加剧，2012年弃风率高至年度最高点17.12%，风电装机增速降至历史最低点，行业从高增长步入萧条期。



图表 2：风电行业经过正进入第三个成长周期 | 资料来源：国家能源局，领航智库

为引导风电行业有序发展，国家多次出台激励政策，内容涉及风电并网消纳、上网电价、补贴、特高压建设等方面。2012年6月，《关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》发布，要求保障风电并网和消纳。同时，可再生能源电价附加征收标准在2012年和2013年两次上调，用以弥补不断增加的补贴资金缺口。

2014年，国家能源局将跨区电力外送通道作为当年工作重点之一，下发了关于加快推进大气污染防治行动计划12条重点输电通道建设的通知，特高压建设全面提速，为新能源外送和并网消纳创造了良好的条件。同期，风电弃风率也明显改善，风电行业从发展的低谷重新进入上升通道。

当年，国家发改委明确2017年以前（不含2017年）投运的近海风电和潮间带风电项目上网电价分别为每千瓦时0.85元和0.75元，并决定自2015年1月1日起下调I-III类资源区风电标杆上网电价。受以上多种因素影响，风电行业实现了新增装机在2013-2015年连续增长和弃风率在2013-2014年连续下降。

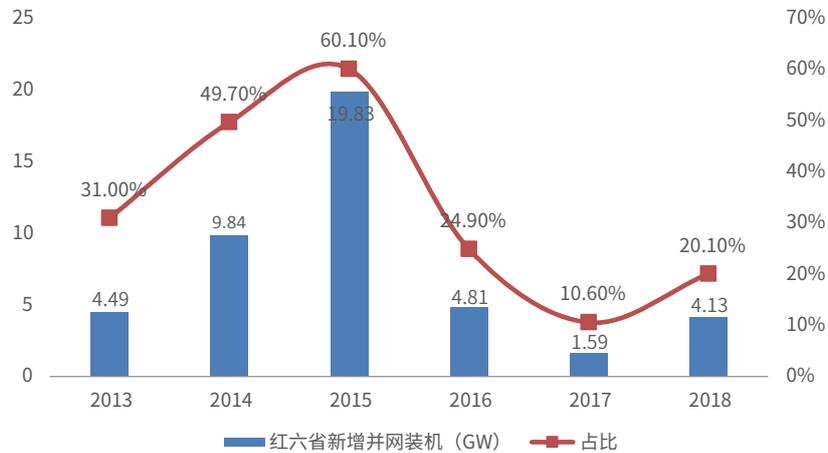
2015年底，国家发改委决定实行陆上风电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策，确定2016年和2018年标杆电价分别为每千瓦时0.47元、0.50元、0.54元、0.60元，和0.44元、0.47元、0.51元、0.58元，行业迎来抢装潮。

2015年	发改委下调风电电价，行业抢装
2014年	特高压通道建设有利于风电并网消纳
2012年	弃风限电率创下新高
2009年7月	发改委明确风电标杆电价政策
2007年8月	《可再生能源中长期发展规划》出台
2007年	可再生能源电价附加基金征收
2006年1月	《可再生能源法》正式实施

图表 3：2006年开始国家能源管理部门出台多项风电管理政策 | 资料来源：国家发改委，领航智库

步入“十三五”时期，经过 2015 年的行业“抢装”，风电新增装机在 2016 年大幅下滑，弃风率也达到年度次高点 17%。国家能源局于 2016 年 7 月研究建立了风电投资监测预警机制，预警结果为红色的地区，当年不下达年度开发建设

规模，地方暂缓核准新项目。当年，新疆、甘肃、宁夏、吉林、黑龙江等五省被核定为红色预警省份；次年，内蒙古也被列入红色预警省份，红六省新增装机同比大幅下滑，拖累了行业增速。



图表 4：红六省风电新增并网装机占比在 2016-2017 年出现断崖式下跌 | 资料来源：中电联，领航智库

2016 年 12 月，国家发改委再次下调陆上风电标杆上网电价，明确 2018 年 1 月 1 日之后，一类至四类资源区新核准建设陆上风电标杆上网电价分别为每千瓦时 0.40 元、0.45 元、0.49 元、0.57 元，海上风电电价不变。

2017 年开始，随着国内政策对风电支持力度的不断加码，弃风限电不断改善，风电红色预警限制逐步解除。国家能源局于 2018 年将内蒙古和黑龙江从红色预警区域调整为橙色，将宁夏调整为绿色，“红六省”变成了“红三省”，为 2019 年风电新增装机提供了空间。

2018 年，风电产业迎来复苏，发展滞后的分散式风电开始重启，海上风电更是以总装机容量 445 万千瓦、在建 647 万千瓦的成绩使我国成为仅次于英国和德国的世界第三大海上风电国家。

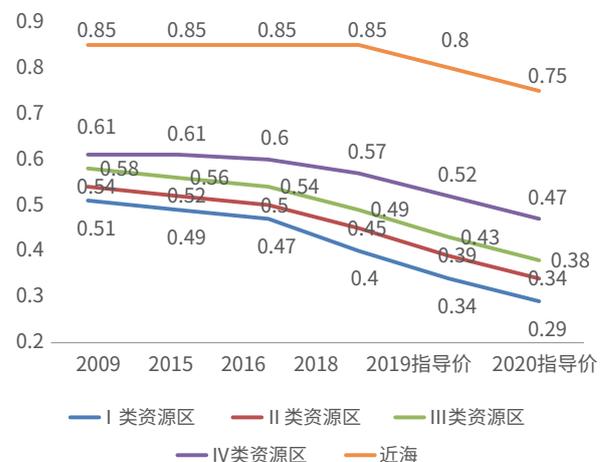
随着风电规模日益增加，弃风限电情况改善，度电成本也不断下降。2018 年，国家能源局下发《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，试行风电项目竞争配置指导方案。这意味着，我国风电从标杆上网电价时代向竞争电价和平价上网时代转变。

2019 年，国家密集出台政策，推动风电建设由补贴向竞价、平价上网过渡。4 月 12 日，国家发改委、能源局发文，积极推进风电无补贴平价上网，鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿。5 月 20 日，2019 年第一批 56 个风电平价上网项目发布，装机 4.51GW。

2019 年 5 月 24 日，国家发改委发文将陆上和海上风电标杆上网电价改为指导价并逐年下调。通知还规定，自 2021

年起，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。风电平价上网已在路上。

总之，从“十一五”到“十三五”时期，国家对风电的指导方针经历了从推动风电规模化建设（重点建设风电基地）到加快开发风电（集中与分散并重），再到全面协调推进风电开发（大型风电基地 + 分散式 + 海上风电）的变化，风电发展思路从集中到分散，从内陆到海上，政策导向则是补贴退坡和风电平价上网。



图表 5：国内风电标杆上网电价逐年下调 | 资料来源：国家发改委，领航智库

## (二) 技术进步驱动国内光伏产业大发展

我国光伏发电经历了漫长的积累期，截至2019年9月底，国内光伏发电累计装机1.90亿千瓦。2019年前三季度，全国光伏新增装机1599万千瓦，其中，光伏电站773万千瓦；分布式光伏826万千瓦；光伏发电1715亿千瓦时，同比增长28.1%。

光伏在国内的探索略早于风电行业。1984年，第一座离网光伏电站在甘肃兰州建成发电，2005年8月，我国第一座并网光伏电站在西藏羊八井投产发电。

光伏作为新兴行业，在起步时得到了政策的大力扶持。2007年8月，《可再生能源中长期发展规划》出台，将太阳能列为六大重点发展领域之一，要求加快推进太阳能发电的产业化发展，并提出了到2020年太阳能发电总容量达到1.8GW的目标。

政策利好使光伏产业出现了前所未有的投资热潮，2007年，我国太阳能电池产量跃升至1088MW，成为全球太阳能电池的第一大生产国。然而，当年国内光伏装机仅有100MW，加上原材料和产品“两头在外”问题严重，为行业发展埋下了巨大隐患。2008年，在国际金融危机的冲击下，我国光伏产业遭遇寒冬，组件出口锐减。对此，我国及时启动了国内市场，通过建设大型光伏电站和分布式电站，稳定和支持光伏行业的发展。

为了推动太阳能发电尤其是分布式光伏电站在国内的应用和普及，我国于2009年3月出台政策，对太阳能光电建筑应用进行每瓦20元的补助；7月又开始实施“金太阳示范工程”，以事前装机补贴方式加快分布式发展。这种补贴方式也为后期骗补埋下伏笔。

2011年，欧美对我国光伏行业启动“双反”政策，光伏行业顿时陷入寒冬。同时，“金太阳工程”骗补、电站以次充好等问题频发。2011年7月，国家发改委首次提出对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价每千瓦时1.15元，拟将事前补贴改为事后补贴。

2013年，我国决定“金太阳工程”不再进行新增申请

审批，并发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，对分布式光伏发电实行按照电量补贴的政策。该意见还提出，2013-2015年年均新增光伏发电装机容量1000万千瓦左右，到2015年总装机容量达到3500万千瓦以上。相较于“十二五”2100万千瓦的目标，增加了1400万千瓦。

2013年8月，国家发改委将全国分为三类太阳能资源区，明确相应的标杆上网电价分别为每千瓦时0.90元、0.95元和1.0元，并对分布式光伏发电每千瓦时补贴0.42元。这意味着，我国光伏补贴从“金太阳工程”事前补贴正式调整为度电补贴。9月份，国家又对光伏发电实行了增值税即征即退50%的政策。

受益于电价及补贴，我国光伏应用市场于2013年启动并迅速发展，光伏发电呈现东中西部共同发展的格局。2014年全国光伏新增装机1060万千瓦。其中，中东部地区新增装机容量达560万千瓦，占全国的53%。

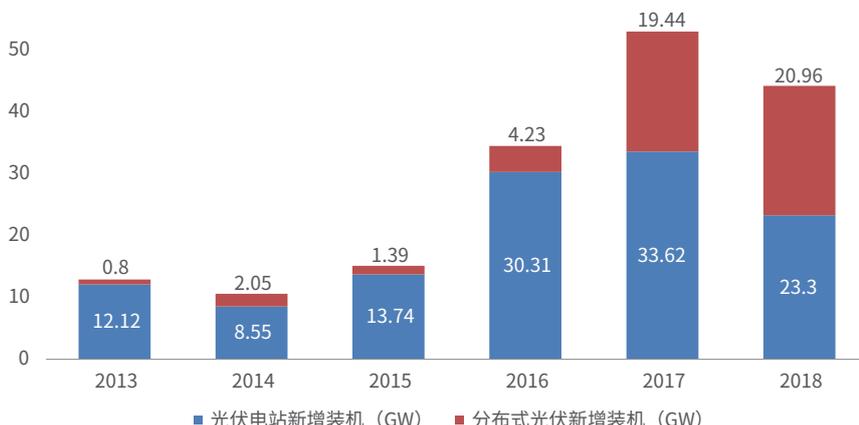
然而伴随着高装机而来的，是甘肃、新疆等西北光伏大省逐渐显现且愈演愈烈的弃光现象。由于电网建设跟不上光伏发电大规模建设节奏，并网难、消纳难的光伏发电逐渐成为“垃圾电”。对此，国家出台一系列政策，改善弃光限电。

从2014年开始，国家多次下调集中式电站上网电价，并对“自发自用，余量上网”的分布式光伏进行明显的政策倾斜，保持2013-2017年分布式电站0.42元/kWh的度电补贴五年不变。

2015年底，国家发改委发文决定实行光伏发电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策，确定2016年标杆电价为每千瓦时0.80元、0.88元和0.98元，分别下调0.1元、0.07元和0.02元。I类地区电价的大幅下调引发了一轮以集中式电站为主的“抢装潮”。

2016年3月，《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》发布，将可再生能源发电电量分为保障性收购电量和市场交易电量，明确规定分布式光伏项目暂时不参与市场竞争，上网电量由电网公司全额收购。这意味着，国家尝试推动分布式进入市场化交易。

同年12月，国家发改委发文，将2017年1月1日之后I类-III类资源区新建光伏电站的标杆上网电价分别下调至每千瓦时0.65元、0.75元、0.85元，并明确今后光伏标杆电价根据成本变化情况每年调整一次。



图表 6: 2017 年国内光伏新增装机超过 5000 万千瓦创新高 | 资料来源: 国家能源局, 领航智库

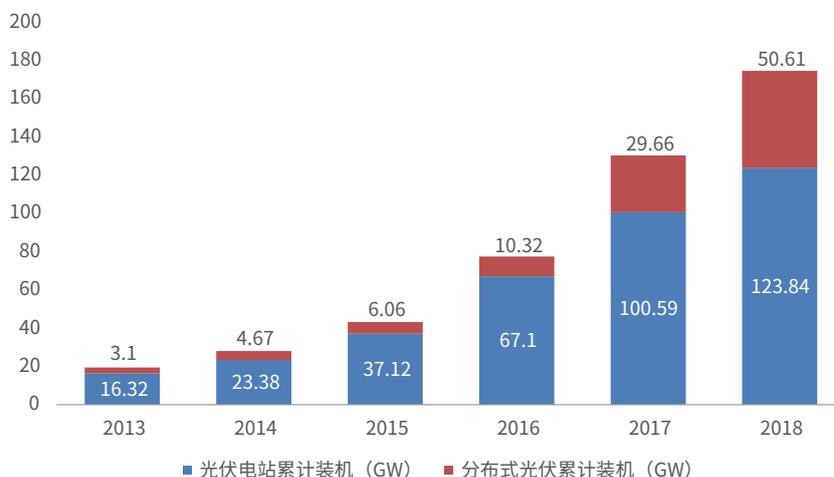


图表 7：中国光伏装机容量在政策支持下跃居全球第一 | 资料来源：国家发改委，领航智库

在多项政策的促进下，2016 年光伏新增装机容量 34.54GW，累计装机容量 77.42GW，均为全球第一。光伏发电开始从西北地区向中东部地区转移，分布式光伏发电装机容量发展提速，2016 年新增装机容量 4.23GW，同比增长 200%。2017 年，光伏发电从西北向中东部转移的进程加快，西北五省新增光伏装机在全国的占比从 2016 年的 28.2% 锐

减至 2017 年的 11.7%。

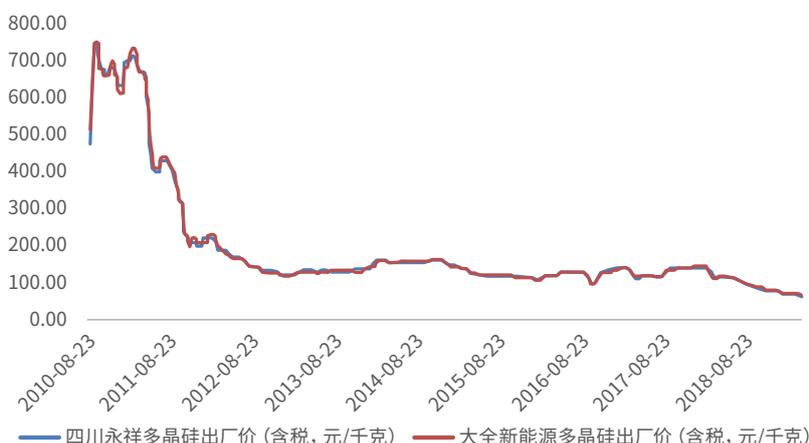
2017 年在新一轮“630”抢装潮的带动下，我国光伏发电装机和发电量实现了双双增长。当年新增装机 53GW，累计装机 130GW，已提前完成 2020 年 1.1 亿千瓦（110GW）的发展规划目标。



图表 8：2017 年国内光伏并网装机规模完成 2020 年目标 | 资料来源：国家能源局，领航智库

经过十年发展，光伏组件、系统成本大幅下降，光伏上网电价已经逐步具备与传统火电相竞争的能力。但弃光限电和补贴缺口问题，仍然是制约光伏产业健康可持续发展的重要因素。为提高发展质量，加快补贴退坡，2018 年 5 月 31 日，国家发改委、财政部、国家能源局联合印发《关于 2018

年光伏发电有关事项的通知》（“531”新政），对 2018 年光伏进行补贴退坡、规模限制。该通知的出台有助于缓解光伏补贴缺口和弃光限电等问题，推动光伏产业向高质量发展转变，但短时间内也给光伏产业带来重创。

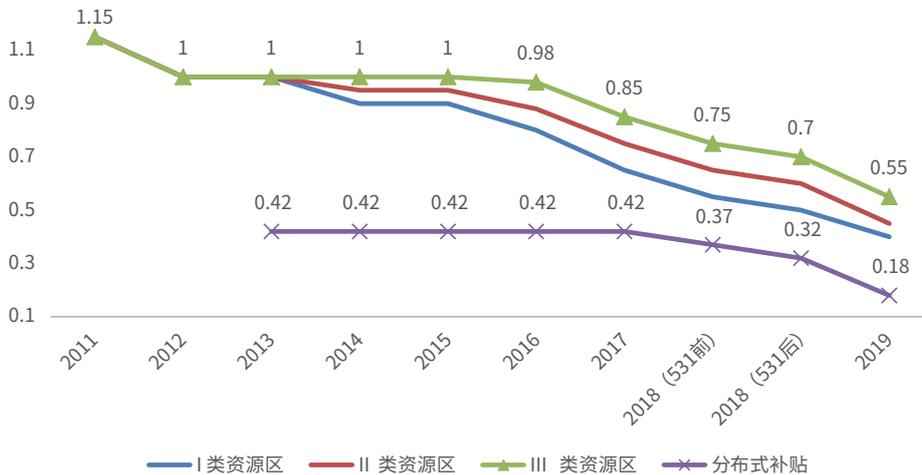


图表 9：近十年多晶硅出厂价格下幅 90% | 资料来源：Wind，领航智库

为推动光伏行业健康发展，2018年9月以来，国家密集发布政策，鼓励推进光伏发电平价上网，将5月31日（含）之前备案开工且6月30日（含）之前并网的户用光伏纳入国家补贴，对2017年光伏发电领跑基地给予3个150万千瓦建设规模奖励激励，提出到2020年弃光率低于5%。

2019年，国家加大力度推行光伏补贴退坡、平价上网。

4月28日，国家发改委将三类资源区集中式电站标杆上网电价改为指导价，分别为每千瓦时0.4元、0.45元和0.55元。5月20日，2019年第一批168个光伏发电平价上网项目发布，装机容量14.78GW。5月30日，国家能源局发布《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，要求积极推进平价上网项目建设。在政策的引导下，未来光伏发展基调已定，即摆脱补贴、平价上网。



图表 10：光伏标杆上网电价及度电补贴一路下调 | 资料来源：国家能源局，领航智库

### （三）政策引领下国内生物质发电行业引领全球

生物质能与风能、太阳能同属新能源。生物质发电是生物质能开发利用的最主要形式，包括农林生物质直燃发电、垃圾发电和沼气发电三种。2003年国家先后核准批复河北晋州、山东单县和江苏如东3个秸秆发电示范项目，生物质发电产业开始起步。

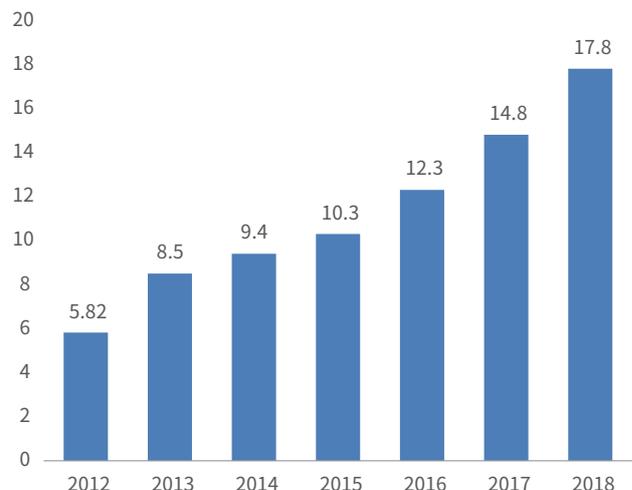
我国对生物质发电产业的政策倾斜始于“十一五”初期。2006年1月，国家发改委印发《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，针对政府定价的生物质发电项目推出了脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价的电价标准，补贴电价标准为0.25元/千瓦时，补贴时间为从投产之日起持续15年。2008年3月，国家发改委又对秸秆直燃发电项目按上网电量给予每千瓦时0.1元的临时补贴，促进了生物质发电产业规模的增长。

2007年8月，《可再生能源中长期发展规划》出台，将生物质能列为六大重点发展领域之一，要求加快推进生物质发电的产业化发展，重点发展生物质发电、沼气、生物质固体成型燃料和生物液体燃料。

电价与补贴方面，国家发改委于2010年7月对农林生物质发电项目实行每千瓦时0.75元的统一标杆上网电价，于2012年3月对垃圾焚烧发电项目执行每千瓦时0.65元的统

一标杆电价。同月发布的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》将生物质能发电划进可再生能源电价附加补贴的范围内。

“十二五”时期，国家通过规划产业发展目标推动生物质发电项目发展。2014年3月，《能源行业加强大气污染防治工作方案》印发，提出重点推动生物质热电联产，到2017年实现生物质发电装机11GW，该目标已顺利完成。

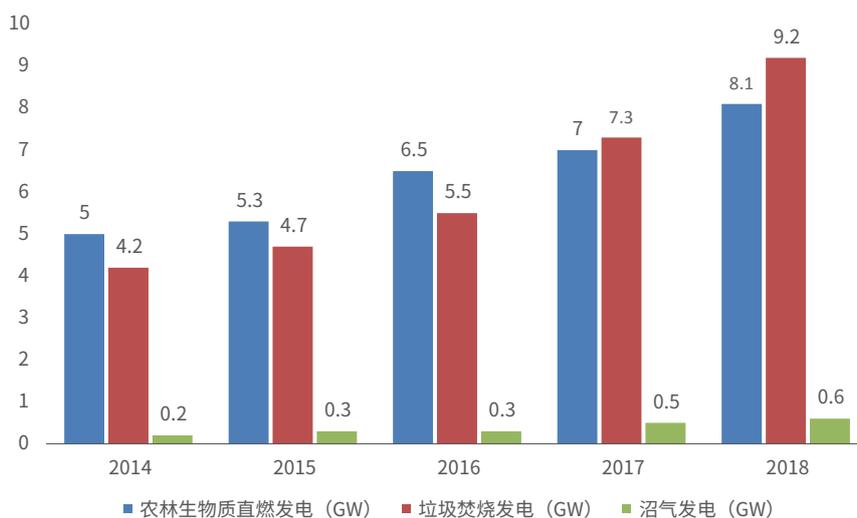


图表 11：电价政策是驱动生物质发电装机规模增长的主要动力 | 资料来源：国家能源局，领航智库（单位：GW）

2015年初，国家发改委印发《关于加强和规范生物质发电项目管理有关要求的通知》，要求加强和规范生物质发电项目管理，明确农林生物质发电非供热项目由省级政府核准，农林生物质热电联产项目和城镇生活垃圾焚烧发电项目由地方政府核准，将生物质发电项目审批权下放到了地方。

在政策的引导和扶持下，我国生物质发电项目呈现出快速发展态势。然而，受限于单位造价及项目成本较高，生物质发

电产业虽然装机规模有了大幅提高，但发展得并不像风电和光伏发电那样迅猛。“十二五”末期，生物质发电累计装机10.30GW，仅相当于风电的33%、光伏的23.9%。其中，农林生物质直燃发电占据一半份额，约0.53GW，其次是垃圾焚烧发电0.47GW，沼气发电仅有约0.3GW。



图表 12: 垃圾发电装机规模后来居上 | 资料来源: 生物质能产业促进会, 领航智库

“十三五”时期，我国对生物质发电的管理转向宏观规划。2016年10月《生物质能发展“十三五”规划》提出，到2020年生物质能基本实现商业化和规模化利用，生物质发电总装机容量达到15GW，其中农林生物质直燃发电7GW，城镇生活垃圾焚烧发电7.5GW，沼气发电0.6GW；年发电量900亿千瓦时。

2017年7月28日，《生物质发电“十三五”规划布局方案》明确2020年我国生物质发电规模总计将达23.34GW，比“十三五”规划目标15GW增加了55.6%，其中农林生物质发电510个，总规模13.12GW，垃圾焚烧发电529个，总规模10.22GW。该方案延续了生物质能“十三五”规划的思路，要求大力推进农林生物质热电联产。

2017年11月，国家能源局和环境保护部开始开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作，次月，国家发改委和能源局发布《关于促进生物质能供热发展指导意见的通知》，提出到2020年生物质热电联产装机容量超过12GW，到2035年超过25GW。

同时，审批权进一步下放。2017年底，国家发改委废止了过时的《关于生物质发电项目建设管理的通知》（发改能源[2010]1803号），不再对生物质发电规划、项目选址和规模等具体事项逐一进行要求。

在多重因素的利好下，2017年生物质发电新增装机2.74GW，累计装机达到14.88GW，同比增长22.6%；全年发电量794亿千瓦时，同比增长22.7%。生物质发电成为继风电、光伏之后的第三大可再生能源产业，装机占比从2016年的2.1%提升到2.27%，发电量占比从2016年的4.2%提升到4.68%。

2018年，我国以试点方式推动生物质发电产业发展。年初，国家能源局开展“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目建设，示范项目共136个，装机3.8GW。6月，国家能源局联合生态环境部，确定了84个燃煤耦合生物质发电技改试点项目，涉及全国23个省（区、市）。

在政策的引导下，2018年，我国生物质发电在全国遍地开花，全国已投产项目902个，同比增加158个，生物质发电累计装机达到17.81GW，同比增长20.7%，我国已成为全球生物质发电装机第一大国。2019年上半年，生物质发电装机继续稳步增长，新增装机2.14GW，累计装机19.95GW，同比增长22.1%；发电量529亿千瓦时，同比增长21.3%。产业延续了2017年以来的地域集中分布特征，山东、浙江、江苏和安徽四个省份牢牢占据生物质装机排名前四位。

# 二、新一轮电力体制改革背景下绿电消纳契机

2015年，新一轮电力体制改革起步。在新电改形势下，风电、光伏、生物质发电等新能源并网消纳迎来了制度上的保驾护航。



## （一）新一轮电力体制改革政策内涵

自2002年电力体制改革实施以来，我国初步形成了电力市场主体多元化的竞争格局，但未能完全形成市场化的定价机制和交易机制，未能破除输电、配电、售电全部由电网垄断的局面。2015年3月15日，《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号，“电改9号文”）发布，正式开启了新一轮的电力体制改革。

相较于上一轮电改由中央政府发布具体方案自上而下强力推动，新电改中央只发布指导意见“电改9号文”以及相关配套文件，调动地方政府参与的积极性成为本轮电改的重要突破口。

新电改按照“管住中间、放开两头”的体制架构，明确了“三放开、一独立、三强化”的总体思路，以及推进电价改革、推进电力交易体制改革、建立相对完善的电力交易机构、推进发电计划改革、推进售电侧改革、建立分布式电源发展新机制以及加强电力统筹规划和科学监管等七大重点任务。

项目	内容	电改9号文	电改5号文
相同点	改革目标	破除垄断，电力市场化	
不同点	推进方式	中央自上而下、地方自下而上	中央主导、自上而下
	改革方针	厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网	管住中间、放开两头

图表 13：电改9号文延续5号文目标，但在方针方式上有不同 | 资料来源：领航智库

三放开		
有序放开输配以外的竞争性环节电价	有序向社会资本放开配售电业务	有序放开公益性和调节性以外的发用电计划
一独立		
推进交易机构相对独立，规范运行		
三强化		
进一步强化政府监管	进一步强化电力统筹规划	进一步强化电力安全高效运行和可靠供应

图表 14：新一电改明确“三放开、一独立、三强化”总体思路 | 资料来源：国务院，领航智库

重点任务	目的	主要内容
有序推进电价改革	理顺电价形成机制	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 单独核定输配电价</li> <li>• 分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成</li> <li>• 妥善处理电价交叉补贴</li> </ul>
推进电力交易体制改革	完善市场化交易机制	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 规范市场主体准入标准</li> <li>• 引导市场主体开展多方直接交易</li> <li>• 鼓励建立长期稳定的交易机制</li> <li>• 建立辅助服务分担共享新机制</li> <li>• 完善跨省跨区电力交易机制</li> </ul>
建立相对独立的电力交易机构	形成公平规范的市场交易平台	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能</li> <li>• 改革和规范电网企业运营模式</li> <li>• 组建和规范运行电力交易机构</li> <li>• 完善电力交易机构的市场功能</li> </ul>
推进发用电计划改革	更多发挥市场机制作用	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 有序缩减发用电计划</li> <li>• 完善政府公益性调节性服务功能</li> <li>• 进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平</li> </ul>
稳步推进售电侧改革	有序向社会资本放开售电业务	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 鼓励社会资本投资配电业务</li> <li>• 建立市场主体准入和退出机制</li> <li>• 多途径培育市场主体</li> <li>• 赋予市场主体相应的权责</li> </ul>
开放电网公平接入	建立分布式电源发展新机制	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 积极发展分布式电源</li> <li>• 完善并网运行服务</li> <li>• 加强和规范自备电厂监督管理</li> <li>• 全面放开用户侧分布式电源市场</li> </ul>
加强电力统筹规划和科学监管	提高电力安全可靠水平	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 切实加强电力行业特别是电网的统筹规划</li> <li>• 切实加强电力行业及相关领域科学监督</li> <li>• 减少和规范电力行业的行政审批</li> <li>• 建立健全市场主体信用体系</li> <li>• 抓紧修订电力法律法规</li> </ul>

图表 15：新电改明确电价、电力市场改革等七大重点任务 | 资料来源：国务院，领航智库

电力体制改革是一项系统性工程，由于电改9号文只是纲领性文件，没有提出具体的实施细则和 timetable，需要一系列配套文件对其要求进行细化。因此，在国务院下发电改9号文之后的两年，国家发改委和国家能源局密集出台了十数个配套政策，作为新一轮电力体制改革的支撑。

2015年11月26日，6个电力体制改革配套文件落地，

分别涉及输配电价改革、电力市场建设、组建并规范运行电力交易机构、有序放开发电计划、推进售电侧改革以及加强和规范燃煤自备电厂监督管理等6个方面。

其中，输配电价改革、电力市场建设、售电侧改革是此轮电改的重点，且涉及面广、情况复杂，因此配套政策大部分集中在这三个方面。

输配电价改革	2015.4	国家发改委关于贯彻中发[2015]9号文件精神加快推进输配电价改革的通知
	2015.7	国家发改委、国家能源局关于印发《输配电定价成本监审办法（试行）》的通知
	2015.11	国家发改委、国家能源局关于推进输配电价改革的实施意见
	2016.3	国家发改委关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知
	2016.9	国家发改委关于全面推进输配电价改革试点有关事项的通知
	2016.12	国家发改委关于印发《省级电网输配电价定价办法（试行）》的通知
电力市场建设	2015.5	国家发改委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知
	2015.11	国家发改委、国家能源局关于推进电力市场建设的实施意见
	2015.11	国家能源局综合司关于征求《电力市场运营基本规则（征求意见稿）》、《电力市场监管办法（征求意见稿）》、《电力中长期交易基本规则（征求意见稿）》修改意见的函
	2016.11	国家发改委、国家能源局关于规范开展增量配电业务改革试点的通知
	2016.12	国家发改委、国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》的通知
售电侧改革	2015.11	国家发改委、国家能源局关于推进售电侧改革的实施意见
	2016.10	国家发改委、国家能源局关于印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的通知

图表 16：新电改配套政策主要集中于输配电价、电力市场及售电侧改革 | 资料来源：领航智库

### 从电力体制改革的逻辑和内涵看，此轮电改有三大亮点。

#### 第一，破除电网垄断格局，改变了电网的功能定位和运营模式。

此前，电网企业集电力输送、电力统购统销、调度交易为一体，新电改后，电网企业主要从事电网投资运行、电力传输配送，原来承担的交易业务由新组建并相对独立运行的电力交易机构承担，这就还原了电网企业作为电力输送通道的公共服务属性，打破了电网独买独卖、一家独大的垄断格局；而相对独立的电力交易机构有利于电力市场的合理运行。

在运营模式上，电网企业不再以上网电价和销售电价价差作为主要收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费。

如此，电网企业作为专业的输配电服务平台，能够将更多的精力投入进新能源并网、调峰及电网的安全运营上。

#### 第二，首次向社会资本放开配售电业务。

新电改鼓励社会资本投资配电业务，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务；认定高新产业园区/经济技术开发区、社会资本、分布式电源的用户或微网系统、公共服务行业和节能服务公司、发电企业等5类企业为新的售电主体，更多售电主体的引入消除了电力供需双方直接见面议价的阻隔，有助于激发电力市场活力，形成市场化定价机制，推进建设充分竞争、开放有序的电力市场。

### 第三，改革上网电价和销售电价形成机制，强化市场配置资源的属性。

电价改革是电力体制改革的核心内容，如何理顺电价机制，从而推进电力交易体制改革是电改的难点所在。此前，我国电价核定主要以政府指导价为基准，电价管理以政府定价为主，电价调整往往滞后成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。

9号文提出，公益性以外的电价发售电价格由市场决定，放开竞争性环节电力价格，把输配电价和发售电价在形成机制上分开，输配电价单独核定，并逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则分电压等级核定。参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定，用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金三部分组成。



图表 17：新电改以电力市场建设和电价市场化为核心 | 资料来源：领航智库

## (二) 电力体制改革下新能源并网消纳机制创新

随着我国风电、光伏、生物质发电等新能源行业的迅猛发展，新能源发展瓶颈已经从技术、装备和开发建设能力的约束转变为体制机制的制约，风电、光伏发电的电网接入和市场消纳问题逐渐成为阻碍我国风电、光伏等新能源发展的主要因素。对此，新一轮电力体制改革将促进新能源电力并网消纳作为改革的重要内容，为解决新能源消纳问题提供契机和制度保障。

电改9号文明确提出要落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题。《关于推进电力市场建设的实施意见》《关于有序放开发用电计划的实施意见》这两份与新能源消纳关系最密切的电改核心配套文件也提出了坚持清洁能源优先上网和保障性收购的机制框架，此外还提出选择具备条件地区开展试点，建成包括中长期和现货市场等较为完整的电力市场；非试点地区按照《关于有序放开发用电计划的实施意见》开展市场化交易；试点地区可根据本地实际情况，另行制定有序放开发用电计划的路径；零售市场按照《关于推进售电侧改革的实施意见》开展市场化交易。

这意味着，新电改形势下，在非试点地区，新能源不直接参与电力市场，各地安排年度发电计划时，优先安排风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电，同时鼓励风电、太阳能发电等尝试参与直接交易，进入电力市场，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。在试点地区，新能源优先发电视为年度电能交易签订合同，根据分散式或集中式不同的市场模式，按照中长期实物合同或中长期差价合同执行。规划内的新能源优先发电合同可以转让，有助于可再生能源参与市场竞争。

### 新电改对新能源并网消纳机制的创新之处在于：

#### 第一，明确放开用户侧分布式电源建设。

支持企业、机构、社区和家庭因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电等各类分布式电源，鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源，意味着随着售电市场的放开，分布式光伏发电、分散式风电乃至生物质发电都可以成为工业园区和企业的电力来源。分布式电源可以由综合能源公司运营，为电力用户提供个性化的冷、热、电、联、供等服务，通过能源零售市场消纳新能源。

#### 第二，建立了清洁能源优先发电制度。

拥有分布式风电、太阳能发电的用户通过供电企业足额收购予以保障，不参与市场竞争。这就解决了当时风电、光伏作为可再生能源在成本和稳定性上暂不足以与火电、水电、核电等较为成熟的电力进行竞争的问题，为风光留下了宝贵的发展时间。

#### 第三，鼓励新能源进入市场交易。

鼓励风电、太阳能发电等尝试参与直接交易，鼓励开展替代发电、调峰辅助服务交易，同时实现优先发电可交易，鼓励跨省跨区消纳可再生能源，有助于解决消纳问题，推动风电、光伏等新能源参与市场化交易，从全额收购向竞价上网过渡，从优先发电向完全市场化过渡，从而创造公平公正公开的市场环境。

#### 第四，明确了生物质发电在电力改革中的重要地位。

相较于风电和光伏发电，生物质发电除了同样有着突出的环保属性外，还有着前者不具备的巨大的社会效益。电改9号文明确提出要合理确定生物质能发电补贴标准，有助于刺激生物质发电企业投资生物质项目，从而大幅提升生物质发电在我国电力供应结构中的地位。

# 三、国内新能源电力市场交易现状和机遇

## (一) 国内电力市场化改革现状

随着新一轮电力体制改革持续向纵深推进，我国电力市场化改革取得了显著成效。

### 第一，搭建了相对独立、规范运作的区域和省（区、市）电力交易机构。

电改9号文印发后，依托国家电网公司和南方电网公司，分别组建了北京电力交易中心和广州电力交易中心两个区域电力市场，在全国较大范围内实现资源的优化配置；各省（区、市）分别建立了省级电力交易机构，开展省内中长期电力交易、现货交易。

由于电力交易中心成立时，只有广州电力交易中心和山西、湖北、重庆、广东、广西、云南、贵州、海南等8省（区、市）电力交易中心以股份制形式组建成立，其他电力交易中心仍为电网企业全资子公司，尚未实现电力交易机构相对独立和规范运行，因此，2018年8月，国家发改委、国家能源局发布《关于推进电力交易机构规范化建设的通知》，要求推进电力交易机构股份制改造，电力交易机构股东应来自各类交易主体，非电网企业资本股比应不低于20%，鼓励按照非电网企业资本占股50%左右完善股权结构。

目前广州电力交易中心已经改制完毕，2019年6月，国资委批复同意北京电力交易中心增资方案，增资后非电网企业股份比例将占到30%。

名称	成立时间	组建 / 持股情况
贵州电力交易中心	2016.04.22	贵州电网出资 80%、贵州产业投资（集团）有限责任公司出资 20%
广州电力交易中心	2016.05.11	南方电网持股 66.7%，其他股东包括广东省粤电集团、广西投资集团、云南省能源投资集团、贵州产业投资集团、海南省发展控股有限公司
广东电力交易中心	2016.06.28	广东电网公司控股，省内发电、售电等其他市场主体和第三方机构参股
广西电力交易中心	2016.06.29	广西电网公司持股 66.7%，广西桂冠电力股份公司、华电广西能源有限公司、国电广西电力有限公司等 10 家单位合计持股 33.3%
昆明电力交易中心	2016.08.25	股东包括华能澜沧江水电股份有限公司、云南铝业股份有限公司、云南保山电力股份有限公司、云天化集团有限责任公司、云南省能源投资集团有限公司、云南电网有限责任公司、云南华电金沙江中游水电开发有限公司
重庆电力交易中心	2016.09.01	国网重庆电力出资 70%，重庆电力市场主体代表和第三方机构共同出资 30% 组建
山西电力交易中心	2016.09.14	国网山西省电力公司持股 70%，大唐集团、国电集团、华能集团、同煤漳泽电力、晋能电力、太钢集团等 6 企业各参股 5%
湖北电力交易中心	2017.1.24	国网湖北省电力公司持股 70%，与国电、华电、华能、华润、国电投、湖北能源 6 家发电企业共同出资组建
海南电力交易中心	2017.12.25	海南电网公司与海南发展控股公司共同出资设立

图表 18：广州和山西等 8 省（区、市）电力交易中心以股份制形式组建 | 资料来源：领航智库

## 第二，电力市场主体多元化、多买多卖的市场竞争格局形成。

数据显示，2018年，国家电网经营区域内电力交易平台注册市场主体突破6.8万家，其中发电企业2.8万家、电力用户3.7万家、售电公司3000家。全国在交易机构注册的售电公司多达4000多家，向用户提供购售电业务、合同能源管理、综合节能和用电咨询等多种服务，丰富了电力用户选择自主权。

## 第三，逐步构建了全国统一的电力市场。

我国电力市场主要由中长期市场和现货市场构成。目前我国电力市场化交易主要采取中长期方式。我国分别于2018年8月和9月发布《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（暂行）》和《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（暂行）》，基本覆盖了国网和南网的所有区域，有助于打破长期存在的省间交易壁垒。

现货市场兼容新能源波动性、随机性，有利于扩大新能源消纳空间。国家发改委、国家能源局于2017年8月发布《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选取南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃8个地区作为第一批电力现货市场试点，加快推动电力现货市场建设。2018年8月，首个电力现货市场交易规则《南方（以广东起步）电力市场运营规则体系（征求意见稿）》发布，四个月后，甘肃、山西电力现货市场于12月27日启动试运行。

2019年8月7日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》，要求建立促进清洁能源消纳的现货交易机制，各电力现货试点地区应设立明确时间表，选择清洁能源以报量报价方式，或报量不报价方式参与电力现货市场，实现清洁能源优先消纳。

## 第四，增量配电业务试点不断扩围。

为鼓励和引导社会资本投资增量配电业务，2016年11月27日，国家发展改革委、能源局发布《关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》，确定了延庆智能配电网等105个项目为第一批增量配电业务改革试点项目，2017年3月31日，宁东增量配电业务改革试点获批，成为第106个增量配电业务改革试点。

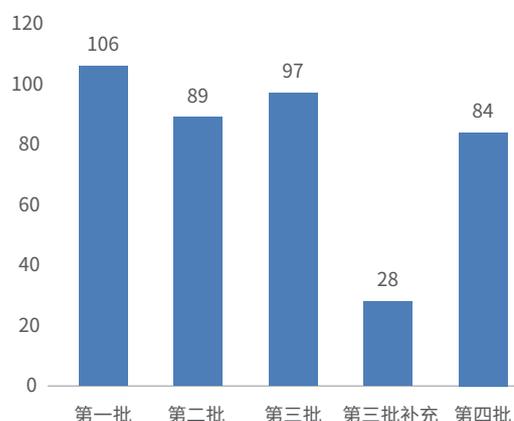
此后，两部委分别于2017年11月、2018年4月和6月、2019年6月启动第二批、第三批、第三批第二批次和第四批增量配电业务改革试点，截至目前，全国增量配电试点数量已经达到404个，遍布在全国各省（区、市），实现了试点覆盖范围由地市级向县域延伸。目前已投运增量配电试点项目超过60个。

从各省份参与增量配电业务改革试点的数量上看，河南省试点数量为30个，排在第一位，其次是甘肃（24）、河北（21）、山西（20）和陕西（20）。根据河南省2019年7月公布的前三批增量配电业务改革试点项目进展情况，4个

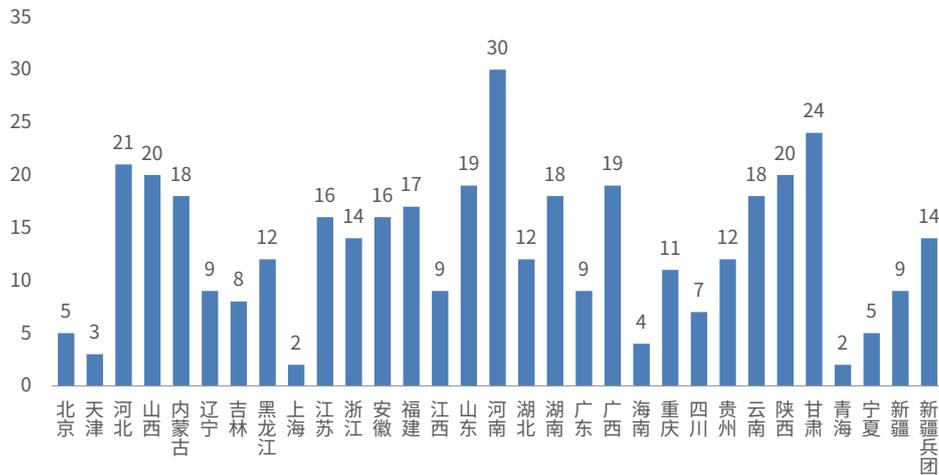
试点项目已取得电力业务许可证，3个已开工建设，7个已出具配电区域划分意见，8个尚未确定项目业主，2个尚未完成配电网规划编制。河南省发改委要求，未完成配电网规划编制的试点项目应于2019年7月底前完成，未完成项目业主确定的应于2019年8月底前完成，不再具备条件的将上报国家发改委取消其试点资格。



图表 19：国内电力现货市场建设试点工作不断推进  
资料来源：领航智库



图表 20：全国增量配电业务改革试点已达 404 个  
资料来源：国家发改委，领航智库



图表 21：河南省增量配电业务改革试点数量居全国之首 | 资料来源：国家发改委，领航智库

2019年1月5日，国家发改委、能源局下发《关于进一步推进增量配电业务改革的通知》，首次明确增量配电网与省级电网之间的结算电价按现行省级电网相应电压等级输配电价执行，并鼓励各地结合本地实际核定独立配电价格。同时，该通知还要求建立增量配电业务试点项目和增量配电网业主退出机制。

### 第五，国内输配电价改革全面完成

2014年以前，各省的输配电价大多未进行独立核算。2014年10月，国家发改委将深圳作为我国首个输配电价改革试点，以准许成本加合理收益的计算方法核定输配电价。2015年1月，蒙西电网成为第二个输配电价改革试点，此后输配电价改革试点不断扩围，到2017年6月底，试点工作实现了省级电网全覆盖。

输配电价改革作为新电改的“先手棋”“突破口”，有效降低了用电成本，平均输配电价比现行购销价差每千瓦时减少近1分钱，核减32个省级电网准许收入约480亿元；同时，切实促进了电力市场化改革，2016年我国电力市场化交易比例已达22.25%，全国直接交易电量约8000亿千瓦时，约占用电量的22%。

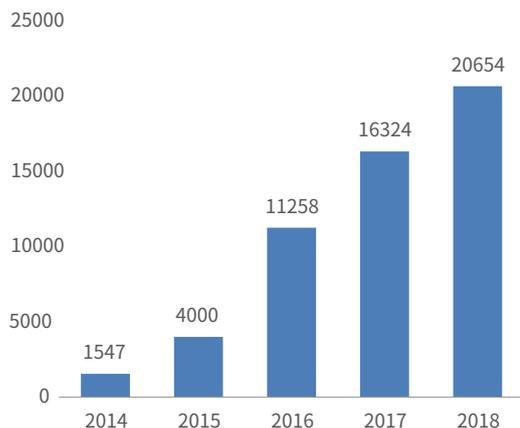
### 第六，市场化交易规模不断扩大

新电改以来，随着发用电计划的有序放开，市场化交易规模逐渐扩大。2018年全面放开煤炭等四大行业用户发用电计划，当年全国电力市场化交易电量达20654亿千瓦时，同比增长26.5%，占全社会用电量比重30.2%。另据发改委，2018年直接交易电量平均电价较目录电价下降4分/千瓦时，为实体经济企业减少电费支出约702亿元。

2019年6月，国家发改委印发通知，全面放开经营性电力用户发用电计划，鼓励风电、太阳能发电等新能源超过最低保障收购年利用小时数的电量通过参与市场化交易方式竞争上网，进一步扩大了电力市场化交易规模。



图表 22：国内输配电价改革实现省域全覆盖 | 资料来源：领航智库



图表 23：全国电力市场化交易规模突破 2 万亿千瓦时 | 资料来源：中电联，领航智库（单位：亿千瓦时）



## (二) 新能源电力市场交易现状和新机遇

随着新一轮电力体制改革的深入进行，风电、光伏等新能源参与电力市场交易的方式逐渐增多，新能源市场交易电量逐年增加。

从参与方式上看，风电、光伏可以在现货市场进行电量交易，还可以参与北方地区冬季清洁取暖。从交易电量上看，根据中电联统计，2018 年大型发电集团（指参加中电联电力交易信息共享平台的 11 家中央及地方大型发电企业集团）合计市场交易电量 13713 亿千瓦时，同比增长 26.4%，占大型发电集团合计上网电量的比重为 37.5%，较上年提高 4.5 个百分点。其中，大型发电集团风电机组累计上网电量 1842 亿千瓦时，较上年增加 461 亿千瓦时，占其合计上网电量 5%；风电市场交易电量 395 亿千瓦时，占风电累计上网电量比重为 21.4%，其中跨区跨省交易电量增加 60 亿千瓦时至 164 亿千瓦时，占风电市场交易电量的比重为 41.5%。

大型发电集团光伏发电累计上网电量 328 亿千瓦时，较上年增加 145 亿千瓦时，占其合计上网电量的 0.9%；光伏发电市场交易电量 87 亿千瓦时，占光伏发电累计上网电量比重为 26.6%，其中跨区跨省交易电量 19.6 亿千瓦时，占光伏发电市场交易电量的比重为 22.5%。

数据	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电
上网电量（亿千瓦时）	24431	861	6451	1842	328	2675
占合计上网电量比例	66.8%	2.4%	17.6%	5.0%	0.9%	7.3%
市场交易电量（亿千瓦时）	10459	54	2056	395	87	662
占合计市场交易电量比例	76.3%	0.4%	15.0%	2.9%	0.6%	4.8%
上网电量市场化率	42.8%	6.3%	31.9%	21.4%	26.6%	24.8%
平均市场交易电价（元 / 千瓦时）	0.3383	0.5436	0.2245	0.4295	0.7731	0.3585
较上网电量平均电价降低（元 / 千瓦时）	0.0245	0.1088	0.0396	0.0982	0.0622	0.0477

图表 24：2018 年大型发电集团各类电源市场交易情况 | 资料来源：中电联，领航智库

数据	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电
上网电量（亿千瓦时）	6017	194	1232	497	87	717
占合计上网电量比例	68.8%	22.2%	14.1%	5.7%	1.0%	8.2%
市场交易电量（亿千瓦时）	2553	32	242	120	28	132
占合计市场交易电量比例	82.2%	1.0%	7.8%	3.9%	0.9%	4.3%
上网电量市场化率	42.4%	16.4%	19.7%	24.1%	31.7%	18.4%
平均市场交易电价（元 / 千瓦时）	0.3406	0.6056	0.2289	0.4697	0.8178	0.3373
较上网电量平均电价降低（元 / 千瓦时）	0.0261	0.1099	0.0534	0.0814	0.0513	0.0740

图表 25：2019 年 1 季度大型发电集团各类电源市场交易情况 | 资料来源：中电联，领航智库

2019年1季度，大型发电集团上网电量合计8745亿千瓦时，市场交易电量合计3106亿千瓦时（不含发电权交易），占大型发电集团上网电量的35.5%；其中，省间（含跨区）市场交易电量合计464亿千瓦时，占其市场交易电量的15%。其中，大型发电集团风电机组累计上网电量497亿千瓦时，占其合计上网电量的5.7%；风电市场交易电量120亿千瓦时，风电上网电量市场化率为24.1%，其中跨区跨省交易电量约51亿千瓦时，占风电市场交易电量的比重为42.3%。

大型发电集团光伏发电累计上网电量87亿千瓦时，占其合计上网电量的1%；市场交易电量28亿千瓦时，光伏发电上网电量市场化率为32%，其中跨区跨省交易电量5.9亿千瓦时，占光伏发电市场交易电量的比重为21.4%。

从以上数据可以看出，一方面，相较于煤电来说，我国风电和光伏的市场化交易程度较低，2018年和2019年1月，风电和光伏市场交易电量在大型发电集团总市场化电量中

的占比分别仅有2.9%、0.6%和5.7%、1.0%，相较于煤电76.3%和68.8%的比例，差距不小。另一方面，风电和光伏的市场化交易水平正在不断提高，两者合计比例已经从2018年的5.9%提升到2019年1季度的6.7%。

从新能源参与电力市场化交易的省份来看，位于西北和西南地区的风电、光伏大省市场化交易比例较高，2018年风电上网电量市场化率（风电市场交易电量在总上网电量的占比）最高的青海可达68.9%，光伏发电上网电量市场化率最高的云南可达83.3%。预计随着电力市场化交易走向深入，以及特高压配套建设的推进，未来西北、西南省份风电、光伏市场化较高交易比例仍将持续，而随着光伏发电向中东部地区转移，也将带动中东部地区省份市场化交易比例的提高。

随着新电改的深入，电力现货交易、隔墙售电将为风电、光伏等新能源的电力市场化交易带来发展契机，预计未来新能源市场化交易比例仍将进一步提升。借助电力市场化的完善，可再生能源电力的消纳空间也将全面打开。



图表 26: 2017-2019 年一季风电市场交易电价  
资料来源: 中电联, 领航智库 (单位: 元 / 千瓦时)



图表 27: 2017-2019 年一季光伏市场交易电价  
资料来源: 中电联, 领航智库 (单位: 元 / 千瓦时)

年份	数据	青海	云南	宁夏	甘肃	黑龙江
2018 年	风电上网电量市场化率	68.9%	62.8%	46.6%	45.5%	44.9%
	平均交易电价 (元 / 千瓦时)	0.3923	0.4400	0.5336	0.3416	0.4949
2019 年 1 季度	风电上网电量市场化率	90%	79.9%	50.3%	49.6%	32.9%
	平均交易电价 (元 / 千瓦时)	0.5267	0.5265	0.5729	0.3834	--

图表 28: 青海、云南、宁夏、甘肃风电上网电量市场化率超过 40% | 资料来源: 中电联, 领航智库

年份	云南	青海	新疆	甘肃	宁夏
2018 年	83.3%	70.7%	52.4%	45%	35.7%
2019 年 1 季度	98.5%	90.5%	51%	49.2%	43.5%

图表 29: 云南、青海、新疆、甘肃、宁夏光伏上网电量市场化率超过 30% | 资料来源: 中电联, 领航智库

# 四、绿电消费能力提升面临八个方面障碍

所谓“绿电”，即绿色电力，是指利用风电、太阳能发电和生物质发电等可再生能源生产的电力。与化石能源相比，使用 1MWh 绿色电力可以减排 822kg 二氧化碳、0.39kg 二氧化硫、0.36kg 二氧化氮，具有良好的环境效益，有助于构建绿色低碳、清洁高效的能源体系。同时，扩大绿电消费规模也有助于促进风、光、生物质等可再生能源发展。

目前，国内的主要绿电消费途径包括企业自行或通过第三方投资建设分布式可再生能源发电项目、与售电企业进行可再生能源电力交易，以及采购绿色电力证书等，但截至目前，绿电消费能力提升尚面临诸多难题。



## （一）绿电波动性及价格劣势

风电、光伏“靠天吃饭”，其出力的随机性、间歇性、不确定性和不可预测性特点难以改变，尤其是数量众多的分布式电源接入电网对整个电网的稳定带来了巨大挑战，电能质量和供电稳定性问题都使得分布式光伏发电长期以来不受电网的欢迎。

与此同时，新电改要求可再生能源全额消纳，随着风电、光伏在电网中的占比越来越大，电网为保证整个电力系统的安全稳定，对风电场、光伏电站的考核力度也越来越大、要求越来越严格，如西北电监局“两个细则”考核要求风电场和光伏电站提供的日预测曲线最大误差分别不超过 25% 和 20%，风电场和光伏电站的超短期功率预测曲线第 2 小时调和平均数准确率不小于 75%。

功率预测是风电场、光伏电站稳定并网的重要保证，也是风电场、光伏电站减少考核、提升经济效益的重要手段，更是风电光伏参与市场化交易的重要支撑。目前，我国新能

源企业在短期和超短期功率预测存在误差，精度有待提升，对自身中长期、长期发电能力预测准确性有待提高。

受限于度电成本和技术，风电、光伏、生物质等新能源长期以来存在价格劣势，高度依赖国家的补贴，在电力市场上难以与煤电抗衡，需要加快推进补贴退坡、平价上网。



图表 30：风电、光伏、生物质标杆上网价格高于煤电  
资料来源：公开资料，领航智库

## (二) 电力系统调峰能力不足制约新能源消纳

电源结构与调峰能力是电网大规模消纳清洁能源的基础。我国以风电、光伏为代表的的新能源季节性矛盾突出，在新能源集中的“三北”地区，电源结构以火电为主，无法快速跟踪负荷，缺少可以灵活调频调峰的电源，特别是到冬季，供热机组发电导致调峰能力更差，严重影响新能源消纳。需要加强电力系统调峰能力建设，重视电源结构的优化调整，提升火电、热电等常规电源机组的调峰潜力，最大限度提升清洁能源消纳能力。

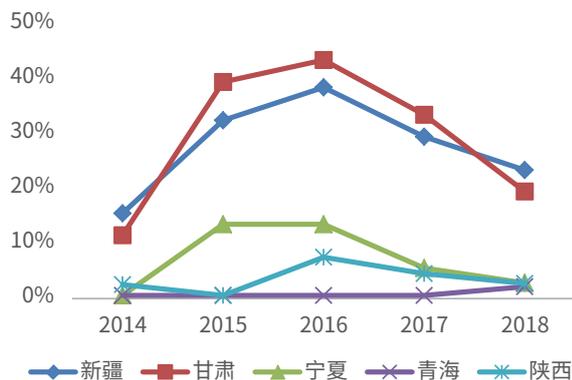


图 31: 西北五省历年弃风率  
资料来源: 国家能源局, 领航智库

以西北五省(区)为例, 陕西、甘肃、宁夏、青海和新疆近年来存在不同程度的弃风、弃光, 主要是因为系统调峰能力不足和传输容量受限, 其中调峰能力不足已经成为西北电网弃风弃光的主导因素, 并将成为制约西北五省(区)新能源消纳的主要因素。宁夏电网和甘肃电网在供热期间调节能力较弱; 新疆自备电厂占新疆电力总装机 30% 以上, 由于自备电厂火电机组不参与调峰, 新疆电网的调峰能力逐年下降, 不仅使电网运行安全受到威胁, 还影响到新能源消纳的空间。需要扩大直购电和跨省区电力交易规模, 充分发展辅助服务市场, 引入需求侧响应, 加快电能替代, 提高系统整体调峰能力, 促进新能源消纳。

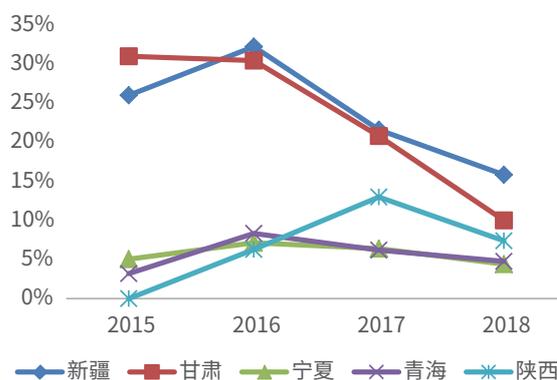


图 32: 西北五省历年弃光率  
资料来源: 国家能源局, 领航智库

## (三) 绿色电力市场交易制度缺失

当前, 我国绿色电力市场化交易机制缺失, 尚未完全形成市场化定价机制。由于区域壁垒和地方保护的阻碍, 区域电力市场尚未打通。

一方面, 电力交易、市场化定价受地方有关部门行政干预问题较严重, 市场机制发挥不彻底。另一方面, 为了避免长距离传输造成的电力损耗, 各省电力优先考虑省内消纳, 在本省发电量不够的情况下才会使用外省输送的电量。而随着弃风、弃光现象的愈演愈烈, 如果本省无法完全消纳风电、光伏发电, 那么, 即便外省清洁电价多么低廉, 本省政府也不愿接收外来清洁电力。这也是 2018 年 7 月国家发改委、国家能源局发布《关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知》的原因。

该通知要求, 各地区有关部门要最大限度减少对微观事务的干预, 充分尊重和发挥企业的市场主体地位, 不得干预企业签订合同, 不得强制企业确定电量和电价, 不得干扰合同履行, 不得实行地方保护。

## (四) 跨省跨区电力交易障碍

随着近年来我国跨省跨区电能交易规模的不断增大, 跨省跨区电能交易中存在的问题也一一暴露出来。

首先, 我国虽然已经建立了跨省区电力市场交易平台, 但新能源跨省区消纳尚存在壁垒。有个别地区拒绝接纳跨省区送入的可再生能源电量, 对省外购电的电量、电价、电力以及市场主体省外购电选择权进行限制, 妨碍了市场化交易的开展, 急需进行市场机制建设。

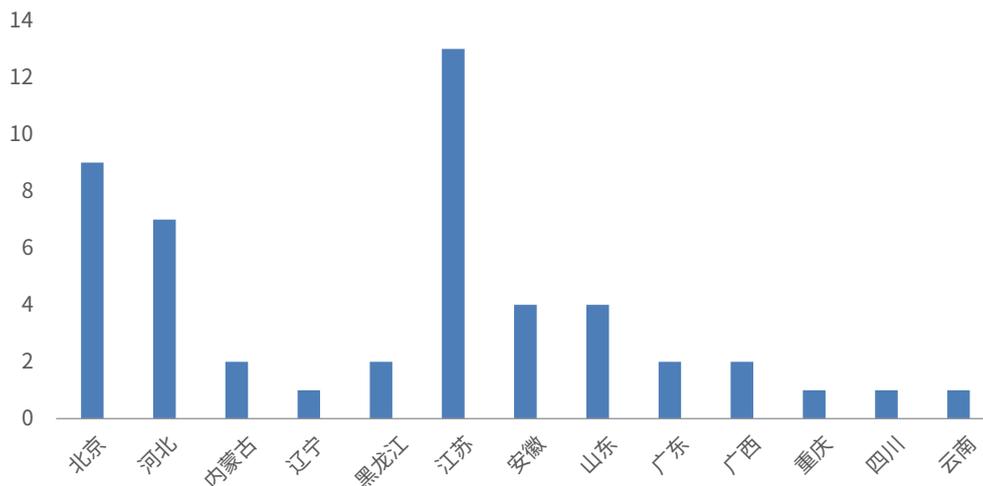
其次, 我国跨省跨区电能交易在送端的上网电价实行政府定价, 缺乏价格调节机制, 影响了送、受电双方的积极性。

第三, 在交易价格上, 跨省跨区送电部分交易行为不规范, 价格未能反映市场主体意愿。例如, 西北送华中跨区交易中, 部分交易的电量、电价高出申报意愿, 购电方的价格意愿没有得到充分尊重。

## （五）配售电市场成熟度低

我国配售电市场尚未成熟，当前我国配电网自动化覆盖率较低，电网投资多集中在输电网而非配电网，且配电网在电源侧面临大量分布式可再生能源发电上网的挑战，只有建设坚强、智能的配电网，才能使大量可再生能源并入配电网成为可能。

从售电主体来看，电改9号文下发之后，售电公司呈现井喷式增长，公开数据显示，全国已在交易中心公示的售电公司超过4000家，通过工商注册的售电公司更是多达万家。然而，近年来，其中部分售电公司出现找不到电力用户和合适的电量，从而难以开展业务的问题，进入市场交易的不足四成；同时，由于商业模式单一、同质化倾向严重，竞争激烈，加上电力交易合同执行的偏差考核风险，大批靠售电价差来获取利润的售电公司亏损严重、生存困难，不得不进行转让或退出市场。



图表 33：截至 2019 年初江苏省售电公司主动退市数量居全国首位 | 资料来源：领航智库

## （六）辅助服务机制缺失

所谓辅助服务是为生产电能量额外提供的服务，我国辅助服务补偿机制于 2006 年起步，2014 年国家能源局将跨省跨区交易电量纳入电力辅助服务补偿机制范畴，至新一轮电力体制改革之前，电力辅助服务补偿机制在全国范围内基本建成。然而，随着电力现货市场建设的不断深入，辅助服务补偿机制在向现货背景下的辅助服务市场机制过渡的过程中，面临定价机制、配合机制缺失等问题。

随着近年来风电、光伏发电在电力系统中占比的提升，无偿服务和辅助服务的品种未能相应做出调整，如此前因水电、火电机组固有特性而被列为无偿辅助服务的一次调频，以及间歇性电源所需要的快速爬坡等服务；而且，对于同一辅助服务产品也未能做到按照供需决定价格。辅助服务成本作为电力成本的一部分，本应由用户承担，但现状是发电企业承担了全部的辅助服务费用，没有将辅助服务的压力传导到客户。

此外，有偿辅助服务与电力直接交易、现货市场的配合机制尚不健全，应建立健全新能源产业辅助参与电网调峰调频机制。

## （七）电力需求侧管理制度不健全

我国需求侧管理相关法律法规不健全，缺乏财政、税务等相关配套政策支持，可操作性不强。另外，我国电价结构不合理，峰谷分时电价方面，峰电价与谷电价之间差距未拉开，难以发挥对用电客户移峰填谷的激励作用；季节性电价方面，错峰电价尚未得到广泛使用。此外，实施电力需求侧管理的激励机制不足。

根据国家电力需求侧管理平台，2019 年，河北、山东、湖南、湖北、浙江和西藏等 6 个省（区）电力供需形势紧张，需要加快系统调峰能力建设，加强需求侧管理。



图表 34：2019 年河北山东等六省区电力供需形势紧张 | 资料来源：国家电力需求侧管理平台，领航智库

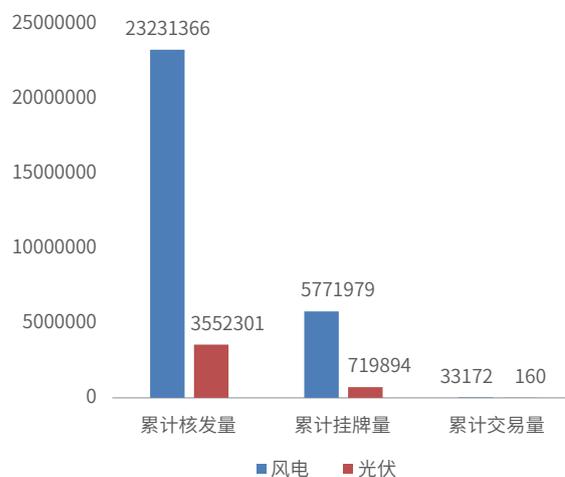
## （八）新能源配额制及绿证落地难

绿证全称是中国绿色电力证书，是国家对发电企业每兆瓦时非水可再生能源上网电量颁发的具有独特标识代码的电子证书，是消费绿色电力的唯一凭证。我国于 2017 年 7 月 1 日起开始实施绿证自愿认购，由国家可再生能源信息管理中心通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理平台向符合资格的可再生能源发电企业颁发。绿证涵盖纳入国家财政补贴目录的陆上风电和光伏发电（不含分布式）。

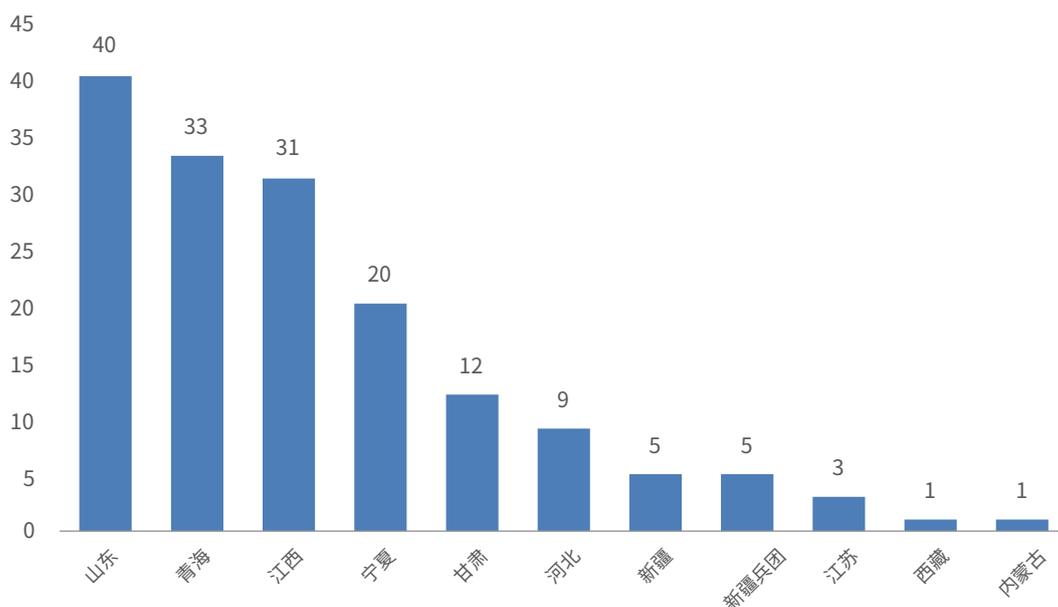
当前，我国可再生能源配额制实施方案已下发近半年，可再生能源绿色电力证书自愿认购实施一年多，然而在政策落地与实施方面仍面临诸多难题，如绿证市场交易机制不完善、配额考核与监管不同步、缺乏相应的激励制度等。

根据绿色电力证书自愿认购交易平台公开的数据，截至 2019 年 10 月 13 日，我国绿证累计风电核发数量达到 2323.1 万个，累计风电挂牌量 577.2 万个，累计风电交易量仅 3.3 万个，平均成交价格 173.5 元/个；累计光伏核发数量达到 355.2 万个，累计光伏挂牌量 72.0 万个，累计光伏交易量仅 160 个，平均价格为 725 元/个。

目前的绿证制度对企业、个人缺乏足够的吸引力。数据显示，我国绿证交易量远远小于核发量，风电和光伏绿证交易量合计 2678.37 万个，仅占我国绿证庞大核发数的 3.74%，其中，光伏绿证交易遇冷，累计交易量仅有 160 个，交易量超过 30 个的省份只有山东、青海和江西。



图表 35：绿证自愿认购不活跃  
资料来源：绿证认购平台，领航智库（单位：个）



图表 36: 光伏绿证交易遇冷 | 资料来源: 绿证认购平台, 领航智库 (单位: 个)

目前, 绿证价格较为昂贵, 是国际平均水平的 10 倍以上, 即使是有购买绿证传统的大型企业, 在昂贵的绿证价格面前也要考虑能源成本问题。当前风电绿证价格在 128.6 元 -232.2 元 / 个之间波动, 光伏绿证价格则远高于风电, 达到 668.3 元 / 个, 对于购买企业来说是一笔不小的成本。

目前, 绿证的购买者多为能源企业或者是从事能源工作的个人, 尚未形成广泛的社会影响力, 需要创造激励包括非能源行业的群体普遍自愿采购绿证的环境。

另外, 用电企业购买绿证后, 不能进行二次交易, 也不能享受其他优惠政策, 在这种政策机制下, 紧靠企业的社会责任难以实现绿证的全面推广, 应充分发挥绿证的金融属性和市场机制的作用。

## (九) 绿电消费观念相对滞后

一方面, 绿色能源消费尚未完全深入人心, 除了苹果公司等对节能环保意识强烈、承诺 100% 使用可再生能源电力的大型跨国企业外, 许多公司和个人还不愿意主动消费绿色电力, 为新能源的发展额外买单。另一方面, 有些公司或机构仅仅是为了自我宣传的目的才支持绿色消费, 但是在市场上却感觉不到绿证带来的不同, 得不到实质性的奖励, 也就不愿再为了消费绿色电力花心思。因此, 需要进一步增强国民环保意识, 培养绿电消费观念。

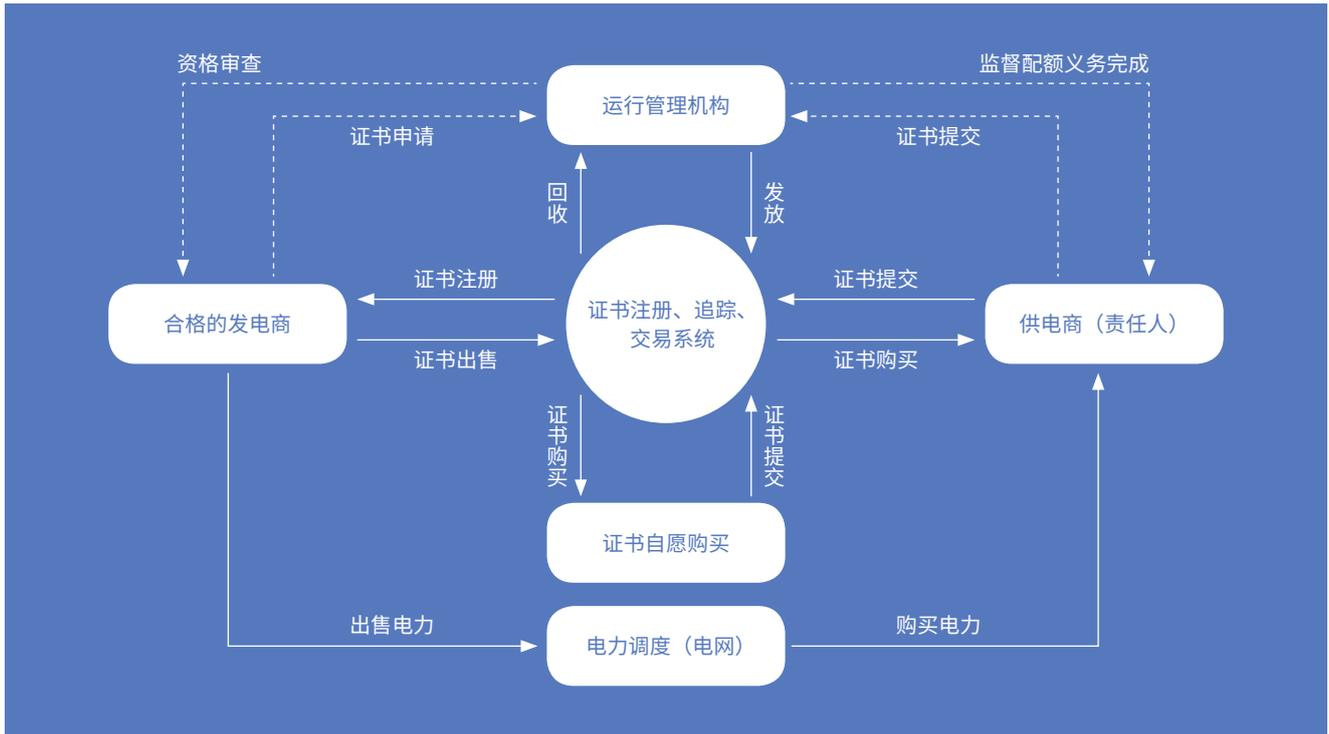
## (十) 政府激励和惩罚机制不足

现阶段, 我国对绿色电力消纳的激励机制不足。绿证认购平台的数据显示, 在 2019 年 1 月 15 日至 10 月 12 日认购的 50 个买方中, 大宗绿证认购的企业只有苹果中国, 购买数量为 3000 张, 另外, 有半数以上的买方仅认购了 1 张, 可见, 多数企业对于绿证态度稍显冷淡, 尚持观望态度, 需要政策给予激励。

同时, 国家支持新能源产业的相关法律法规执行刚性还需进一步加强, 相比欧美发达国家, 我国虽然已经出台了相关政策, 但在实施过程中缺乏刚性, 对绿电消纳提升的推动作用有限。以可再生能源电力消纳保障机制来说, 为了降低政策推行的阻力, 国家仅规定省级能源主管部门负责对承担消纳责任的市场主体进行考核, 按年度公布可再生能源电力消纳量考核报告; 对未按期完成整改的市场主体依法依规予以处理, 将其列入不良信用记录, 予以联合惩戒, 但未见明确的惩罚措施, 惩罚机制不足。

# 五、国外绿电交易机制和案例

从国际经验看，可再生能源配额政策（RPS）+ 可再生能源证书是普遍应用的可再生能源激励政策。目前，美国 29 个州和华盛顿特区，以及英国、日本、澳大利亚、印度等 20 多个国家均实行了配额制。配额制政策实施较成功的国家（州），由于充分发挥了市场的调配作用，其可再生能源发展成效也突出，例如得克萨斯州成为美国最大的风电市场。



图表 37：一般绿色证书交易系统示意图 | 资料来源：领航智库

## （一）美国绿色电力市场形成强制、自愿交易两个市场

美国的绿色电力市场兴起于 20 世纪 80 年代，目前已形成强制市场与自愿交易并存、采购方式灵活多样的市场格局，主要包括基于可再生能源配额制的强制市场，以及自愿交易市场两种市场，交易主体主要包括可再生能源发电商、传统能源发电商、配电公司以及电力用户等。

目前，美国有 29 个州、华盛顿特区及 3 个附属地区实施强制配额政策，另有 8 个州和 1 个附属地区设定了非强制的可再生能源配额目标。从配额目标分布上来，美国东北部地区、中大西洋地区、西部地区（主要是加州、俄勒冈州）的配额目标普遍偏高，中西部地区、东南部地区及德州的配额要求较为宽松。各州的配额制政策各有不同，差别包括配额目标和达标时间、资格限定（限定技术、位置等）、实施方式等，但是一般会配套可交易绿证机制来促进政策的强制实施。

强制市场
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 州政府依据配额制相关法律法规建立，承担配额义务的责任主体实现可再生能源配额目标</li> <li>• 29 个州、华盛顿特区及 3 个附属地区实施配额制</li> <li>• 8 个州和 1 个附属地区设定非强制的可再生能源目标</li> </ul>
自愿交易市场
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 消费者出于自身绿电消费意愿采购可再生能源</li> </ul>

图表 38：美国已形成强制和自愿交易两种市场  
资料来源：世界资源研究所，领航智库

交易主体	市场行为
可再生能源发电商	生产可再生能源电力并获得绿电证书，通过出售证书获得收入
传统能源发电商	承担政府规定的可再生能源发电配额并完成配额目标
配电公司	接收可再生能源电力
电力用户	强制或资源购买可再生能源电力或绿电证书，参与市场交易

图表 39：配额制主要交易主体包括发电商、配电公司及电力用户 | 资料来源：领航智库

可再生能源证书（RECs）是美国配额制的配套政策，用以对履责主体的责任进行核查。证书的价格通常通过市场交易形成，证书的年份、地区、电源品种都会对证书的价格产生影响，例如，在得克萨斯州，风电证书更受青睐，而在其他要求太阳能利用比例的州中，售电公司更倾向使用太阳能证书（SRECs）。

追踪系统是美国可再生能源证书交易机制的核心，其证书生产、交易、销售的每一个环节都有追踪系统进行监测。目前，美国共有 10 个追踪系统，用以监督和记录绿证交易和配额制的完成情况。美国的追踪系统共分为两类，分别以绿电交易合同和可再生能源绿色电力证书编号为基础。前者主要通过第三方机构对电力交易合同/绿证交易合同进行审计，后者则通过每张绿证上独一无二的编号，对发电企业名称、绿电品种、绿电生产时间等信息进行记录。

在考核与监管方面，各州的公共事业委员会对于配额指标的完成情况制定了严格的惩罚机制。例如，在美国配额制的样板得克萨斯州，对不能按时履约的配额制履责主体处以 50 美元/MWh 的惩罚；加利福尼亚州将对未达到“2020 年销售电量 33% 以上来自可再生能源”要求的责任主体进行惩罚，罚金高于销售电价。

美国自愿交易市场十分繁荣，采购方式灵活多样，产生了一批具有强烈社会责任意识的企业。例如，苹果公司不但自身运营 100% 使用可再生能源，还要求供应链合作伙伴也加入绿色能源行列。苹果在中国购买的绿证数量一度位居购企业榜首。



项目	主要买方	2017 年交易电量
自愿购电协议（PPA）	谷歌、亚马逊、微软等 IT 企业	213 亿 kWh
竞价市场	大型绿电供应商	181 亿 kWh
非捆绑绿证市场	大型用户与居民用户和小型商业用户	518 亿 kWh

图表 40：美国自愿市场主要采购方式 | 资料来源：世界资源研究所，领航智库

## （二）欧盟绿色电力消纳与机制

欧盟共有 28 个成员国，其中，荷兰、丹麦、瑞典、芬兰、德国、英国、法国等多个国家均引入了可再生能源电力配额制和可再生能源证书。

荷兰的绿色电力以风电、太阳能发电、水电和生物质发电为主。荷兰于 1998 年自发建立了绿色证书交易系统，向用户推广绿色电力，并于 2001 年 7 月创建了绿色标签颁发系统（Green Label）。经过十多年的发展，荷兰已经形成了可再生能源配额制与绿电自愿认购相结合的绿色证书体系。

荷兰注重培育消费者对于绿电的使用，培养出了荷兰用户广泛而强烈的环保意识。目前荷兰的家庭用户是绿电的主要采购者，占比从 2008 年的 38%，2010 年的 44% 增长至 75%，剩余的 25% 是大型企业用户依法强制购买绿电指标。目前，除海上风电价格高昂外，荷兰的绿电价格基本达到了“灰电”（煤油气等化石能源）的价格，甚至更便宜。

荷兰政府指定 CertiQ 机构对绿电的具体来源进行认证，标注来源证明的绿色证书以电子形式签发，成为荷兰生产绿电的唯一有效凭证。2004 年以来，该机构给予的绿电认证得到了荷兰乃至欧洲的承认，CertiQ 颁发的绿证可以在整个欧盟范围内进行交易。

瑞典的绿色电力包括风电、太阳能发电、生物燃料、水电以及地热能等，自 2003 年 5 月开始实施绿色电力证书制度。瑞典绿证的独特之处在于，其在 2012 年与挪威合作开通了联合绿色电力证书市场。

在瑞典，供电商、电力公司、电力用户均具有可再生能源配额义务，必须持有与售电量 / 用电量一定比例的绿证数量。绿证价格由市场供需确定，各种不同类型的可再生能源电力所获得的证书价格相同，因此，配额义务方有充分的自由选用风电、太阳能、生物质发电等各类可再生能源电力。

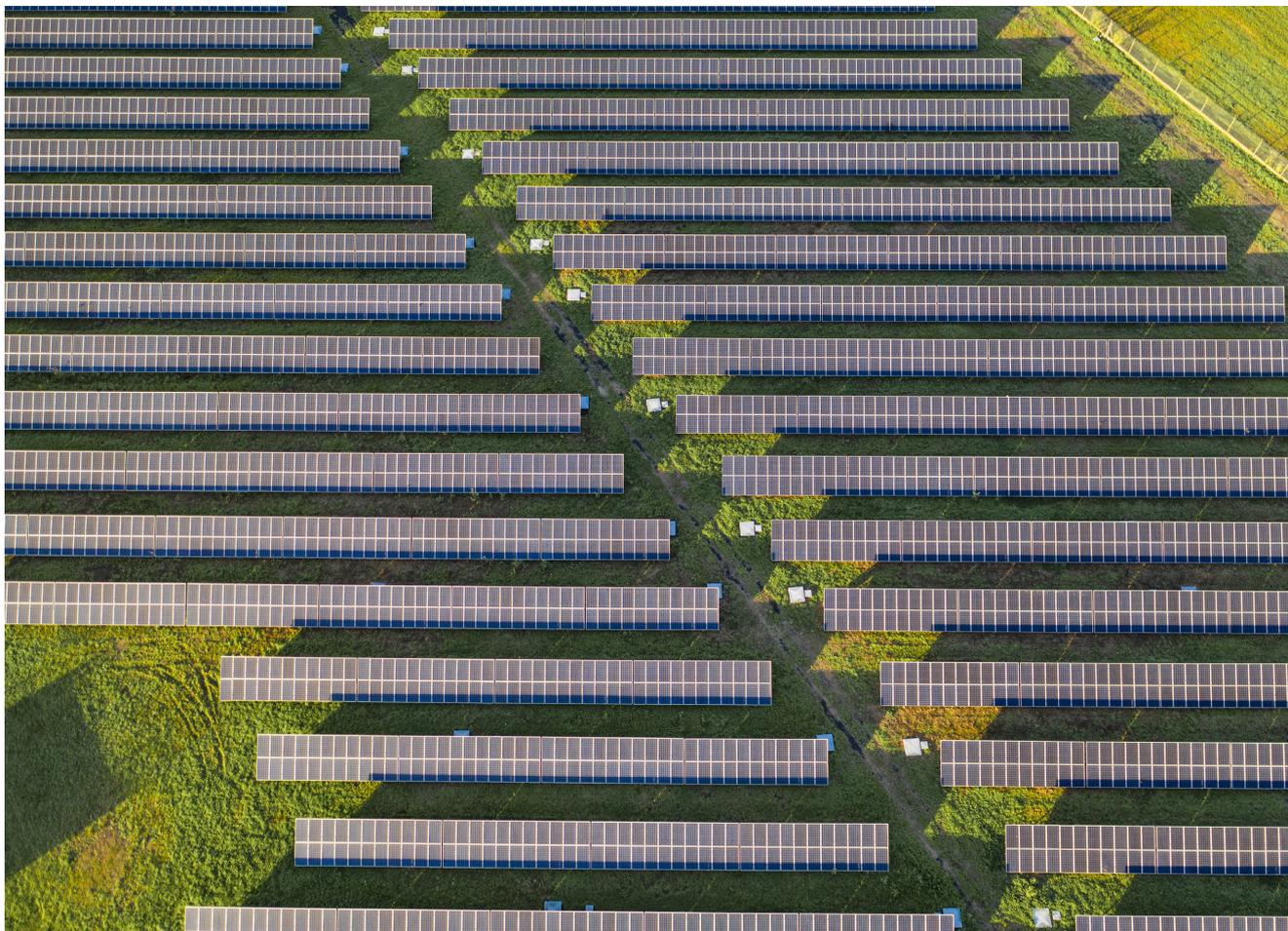
与其他实行配额制的国家类似，瑞典也建立了绿证的监管和处罚机制。瑞典能源署和瑞典国家电网公司共同实施绿色电力证书制度，分别负责监管和记账。若配额义务方的账户持有绿证数量不足，将对其未完成的绿证量处以证书平均价格 1.5 倍的罚款。

丹麦的绿色电力主要包括风电、生物质发电、太阳能发电等，作为风电大国，风电在丹麦的可再生能源电力中占有绝对优势，丹麦政府对风电采取强制上网电价制度。除风电外，生物质也是配额制框架下可再生能源重点发展种类。丹麦的绿色电力证书没有有效期的限制，但对每年的义务目标有三个月宽限期的规定。每年年末，不能完成目标的义务主体将被处以 270 丹麦克朗 /MWh 的处罚。

国家	绿色电力	交易机制	监管机构	责任主体
美国	风电、太阳能光伏发电、生物质气化发电、地热发电及小水电	可再生能源证书 (RECs)	州公共事业委员会	售电公司
荷兰	风电、太阳能发电、水电和生物质发电	绿色标签颁发系统 (GreenLabel)	CertiQ	能源公司
瑞典	风电、太阳能发电、生物燃料、水电及地热能	绿色电力证书	瑞典能源署	供电商、电力公司 电力用户
丹麦	风电、生物质发电、太阳能发电	绿色电力证书	丹麦能源环境部	电力消费者

图表 41：美国与欧盟绿证交易机制对比 | 资料来源：世界资源研究所，领航智库

# 六、绿电消纳能力提升解决方案



## (一) 进一步推动新能源电力市场交易

新电改赋予了电力用户与发电企业、售电公司签订购售电合同，进行电力市场交易的权利。目前，绿电在电力市场的交易主要通过直接交易、委托售电公司代售、隔墙售电以及现货交易四种方式来实现。

随着电力体制改革的深入推进，直接交易规模不断扩大，近年来，部分省开始试行绿电直接交易。2016年3月，国家发改委同意放开部分银东直流跨区送受电计划，作为跨省跨区送受电市场化试点，山东省电力用户可以向陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等省（区）的风电、太阳能发电企业直接采购绿电。2019年6月20日，北京电力交易中心组织开展7-12月北京2022年冬奥会场馆绿色电力直接交易，共有6家新能源发电企业与冬奥场馆用户达成交易，成交电量0.5亿千瓦时，完全满足2019年下半年冬奥场馆用电需求，预计可减少标准煤燃烧1.6万吨、减排二氧化碳4万吨。

委托售电公司代售电模式，新能源项目委托售电公司代售电，售电公司对代售电量按照综合售电价格扣除过网费后，将剩余售电收入转付给新能源项目公司。

“隔墙售电”即分布式发电市场化交易，分布式发电项目公司与配电网内附近的电力用户进行电力交易，电网企业承担分布式发电的电力输送任务，按政府核定的标准收取过网费。随着2019年5月第一批26个分布式市场化交易试点区域的公布，以及《江苏省分布式发电市场化交易规则（征求意见稿）》公开征求意见，“隔墙售电”成为分布式发电项目全面市场化的关键。

现货市场是电力市场的一部分，推动新能源现货交易是绿电消纳的新模式。大力开展富余新能源的跨省区现货交易，有助于新能源大范围消纳，实现全国范围内新能源资源的优化配置。目前，甘肃已启动电力现货市场试运行，实现了弃风弃光率的同比下降。

## （二）提高电力需求侧管理能力

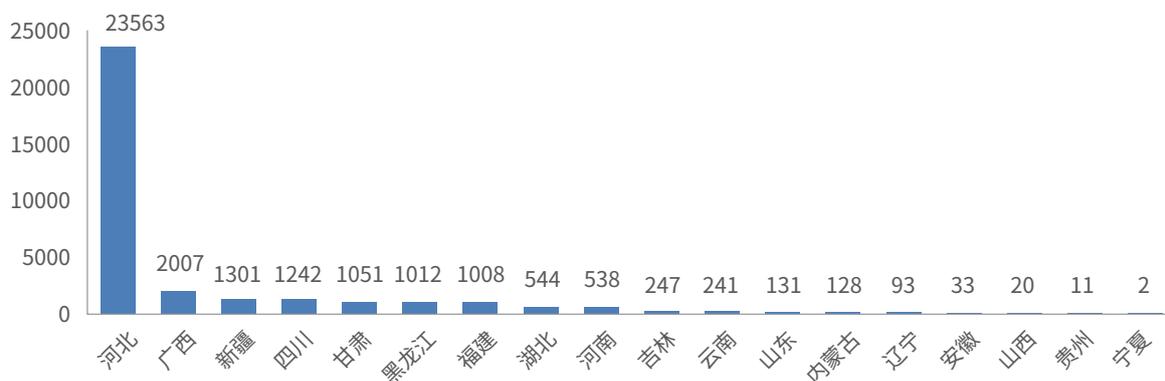
电力需求侧管理是指电力供应侧采取行政、经济和技术措施，鼓励电力用户即需求侧有序用电、节约用电、科学用电。需求侧管理增加可再生能源消纳空间。新电改对电力需求侧管理提出新的要求，电改9号文明确提出积极开展需求侧管理和能效管理，通过实施需求响应等促进供需平衡和节能减排。新的形势下，电力需求侧管理除做好电力电量节约外，还要从需求侧促进可再生能源电力的有效消纳利用。

2019年7月10日，工信部印发《工业领域电力需求侧管理工作指南》，提出工业领域各类用能单位可在其所管辖区域内合理建设分布式光伏、风电等可再生能源发电项目，所产生电力优先自发自用，余量上网；用能单位可通过调整用电计划和用电方式，或配置储能设备，参与可再生能源消纳，降低用电成本。

该指南还给出了工商业分布式光伏参与开展电力需求侧管理的激励措施：开展电力需求侧管理的用能单位，鼓励申请政府财政奖励、费用补偿、可中断负荷电价和高可靠性电价、辅助服务费用、重点能耗企业监测补偿、节能技改或合同能源管理项目奖励等政策支持，支持优先参与直供电试点及电力市场交易，并给予媒体宣传、荣誉证书等相关激励。这意味着，在电力需求侧管理领域，分布式光伏、风电等可再生能源具有无限商机。

## （三）推动跨省跨区绿电交易

2015年，国家发改委发布《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》，明确通过协商或市场化交易方式确定送受电量和价格。国家鼓励通过招标等竞争方式确定新建跨省跨区送电项目业主和电价；鼓励送受电双方建立长期、稳定的电量交易和价格调整机制，并以中长期合同形式予以明确。同时，将对跨省跨区送电专项输电工程进行成本监审，重新核定输电价格。输电价格调整后，同样按照“利益共享、风险共担”的原则将调整幅度在送电方、受电方之间按照1:1比例分摊。



图表 42：河北省风电绿证累计交易量远超其他省（区、市） | 资料来源：绿证认购平台，领航智库（单位：个）

2018年上半年，北京省间清洁能源交易电量1805亿千瓦时，同比增长8.6%，其中省间风电、太阳能等新能源交易电量380亿千瓦时，同比增长50%。8月，我国首部跨省交易实施细则《北京电力交易中心跨省电力中长期交易实施细则（暂行）》获得国家能源局批准，交易品种分为省间电力直接交易、省间外送交易和省间合同交易，交易组织方式分为双边协商、集中竞价和挂牌交易等。

2019年，青海成功开展了“绿电15日”全清洁能源供电实践。青海依托坚强智能电网，三级调度和两级交易协同运作，建立跨区、跨省、省内多品种交易机制，不断开拓新能源消纳市场，形成长短期结合、跨省区协同、多主体竞价的市场化交易机制，为此次“绿电15日”提供了保障。

## （四）推动配额和绿证交易落地

可再生能源配额制是指国家用法律的形式，强制性规定可再生能源发电在总发电量中所占比例，并要求电网公司对其全额收购，对不能满足配额要求的责任人处以相应惩罚的制度。绿证即可再生能源证书是可再生能源配额制度的配套政策，对风电、光伏发电、光热发电、生物质发电等可再生能源发电消纳提供支持。每购买一个绿证，相当于消费了1MWh的可再生能源电力。

2017年7月1日起，我国启动了绿证核发和自愿认购，支持单向挂牌和协议转让两种交易方式。其中，风电绿证更受青睐，从省份上看，河北省风电绿证累计交易量远超其他省（区、市）。

2019年5月，可再生能源配额制以“可再生能源电力消纳保障机制”的形式正式出台，确认了用户侧作为新能源配额的承担方，我国进入了强制消纳可再生能源电力的新阶段。未来，绿证将配合消纳责任权重在解决补贴缺口方面发挥重要作用。9月25日，国家能源局新能源和可再生能源司作价800万元对《可再生能源电价附加补贴与自愿绿证认购政策研究及技术服务项目》进行公开招标。

为了推动绿证交易发展，第一，加强绿色能源宣传力度，让公众了解绿色电力对改善生态环境、提高生活质量、实现国民经济可持续发展的重要作用，提高公众对绿色电力的认知度；第二，对认购绿电的单位和个人实施更多的配套激励措施，提高用户主动购买绿色电力的意愿，例如，对于积极申请绿证的可再生能源发电企业，优先确保其电力的并

网消纳，对于积极认购的绿电消费者进行表彰，并考虑实施税收减免等；第三，开放绿证价格限制，允许绿色电力证书进行二次交易，使绿证真正发挥其金融价值，吸引更多新能源行业外的企业和资金参与绿证交易，充分通过市场手段调节绿证价格，激发市场交易活力。

时间	文件	主要内容
2012年5月	《可再生能源电力配额管理办法（讨论稿）》	承担发电配额义务的主体为控股总装机容量超过500万千瓦的发电企业
2013年2月	《关于征求〈可再生能源电力配额管理办法〉意见的通知》	各省（区、市）级政府将作为可再生能源电力配额消纳义务的行政责任主体
2014年9月	《可再生能源电力配额考核办法（试行）》	配额指标将分为基本指标和先进指标两级进行考核
2016年2月	《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》	国家能源局制定各省（区、市）能源消费总量中的可再生能源比重目标和全社会用电量中的非水电可再生能源电量比重指标
2018年3月	《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》	明确承担配额义务的市场主体包括省级电网企业、其他各类配售电企业、拥有自备电厂的工业企业、直购电用户等；引入可再生能源电力证书制度
2018年9月	《可再生能源电力配额及考核办法（第二次征求意见稿）》	明确配额义务主体包括省级电力公司、地方电网企业、配售电公司、独立售电公司、参与电力直接交易的电力用户、拥有自备电厂的企业；首次提出配额补偿金
2018年11月	《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》	对各省级行政区域规定的应达到的最低可再生能源比重指标为约束性指标，按超过约束性指标10%确定激励性指标；自2019年1月1日起正式进行配额考核
2019年5月	《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》	对电力消费设定可再生能源电力消纳责任权重；明确承担消纳责任的市场主体为电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司、电力用户和拥有自备电厂的企业；明确消纳量核算方式

图表 43：配额制政策发展过程 | 资料来源：国家发改委，国家能源局，领航智库

## （五）创新风光储充一体化模式

随着储能技术的不断发展，风光储充一体化项目逐渐发展起来。在以往电网主导的电动汽车充电站的建设中，往往面临土地资源不足或电网接入问题。风光储充一体化模式能够在有限的土地资源中解决配电网问题，有利于风电、光伏等新能源的大量使用。

### 案例一：湄洲岛风光储充一体化

湄洲岛是福建省莆田市第二大岛。岛上海景大酒店停车场、游泳池走廊分布式光伏发电项目是湄洲岛综合能源服务示范区特色项目，装机容量 103.7 千瓦，预计年平均发电量 13 万千瓦时，每年可节约用能成本 5 万元。岛上的储能电站除了在应急情况下满足电能供应外，还采用风光储互补发电技术，提高配电网末端对风电、光伏发电的消纳能力。2019 年，国网福建电力将对湄洲岛储能电站原有 1000 千瓦 /2000 千瓦时储能系统实施改造，二期再建设一套储能系统组成集中式储能电站，同时在酒店、公共建筑等领域推广建设分布式储能系统，与岛上的光伏发电、风电组成多能互补系统，实现风光储充一体化。

### 案例二：北京大红门直流光储充一体化电站

2019 年 3 月，北京集美大红门 25MWh 直流光储充一体化电站项目正式投入运营。该项目包括 25MWh 磷酸铁锂电池储能、一期 1.4MWh 屋顶光伏和 150KW 大功率直流快速充电桩，是第一个直流光储充一体化项目、用户侧最大规模储能电站，项目一期日售电能力超过 4 万度，可以参与绿电消纳和电力需求侧调节。

“十三五”规划明确将“推动储能电站示范工程建设，加强多种电源和储能设施集成互补”列入能源发展重大工程。随着储能技术的不断提高，风光储充一体化项目迎来发展机遇。数据显示，预计到 2020 年，我国充放储一体化充电站投资规模将从 2015 年的 11.5 亿元增长至 103.7 亿元。

## （六）加速推进电能替代

国家发改委《关于推进电能替代的指导意见》指出，支持电能替代用户参与电力市场竞争，与风电等各类发电企业开展电力直接交易，增加用户选择权，降低用电成本；创新商业模式，鼓励以合同能源管理、设备租赁、以租代建等方式开展电能替代。

电能替代以分布式应用为主。随着我国电能替代工作向纵深发展，分布式光伏、分散式风电以及生物质发电等清洁能源在工业、交通运输、电力供应与消费等众多领域可发挥的余地较多，风电、太阳能等清洁能源可以替代燃煤自备电厂发电，有助于提高清洁能源利用水平。

在北方风电、太阳能大规模发展的情况下，以电代煤的优势明显。当前，我国正在持续深入推动北方城市清洁供暖和电能替代。电力发展“十三五”规划提出电能替代的目标是 4500 亿千瓦时，仅国家电网 2016-2018 年便完成 3566.02 亿千瓦时，占比达 79%。数据显示，2018 年累计完成电能替代电量 1557.65 亿千瓦时，同比增长 21.12%，有效缓解了“三弃”，促进清洁能源消纳。



图表 44：2016-2018 年国网和南网电能替代量不断增加  
资料来源：领航智库

以 2022 年国际冬季奥林匹克运动会的主办城市张家口为例，该市太阳能、风能资源十分丰富，2018 年，河北省发改委发布张家口市参与四方协作机制（即“政府部门 + 电网企业 + 可再生能源发电企业 + 用户企业”）电采暖用户准入与退出管理规定（试行）及电能替代用户准入与退出管理规定（试行），加快推进张家口地区清洁供暖建设工作，开展电力直接交易，推进电力市场化建设。

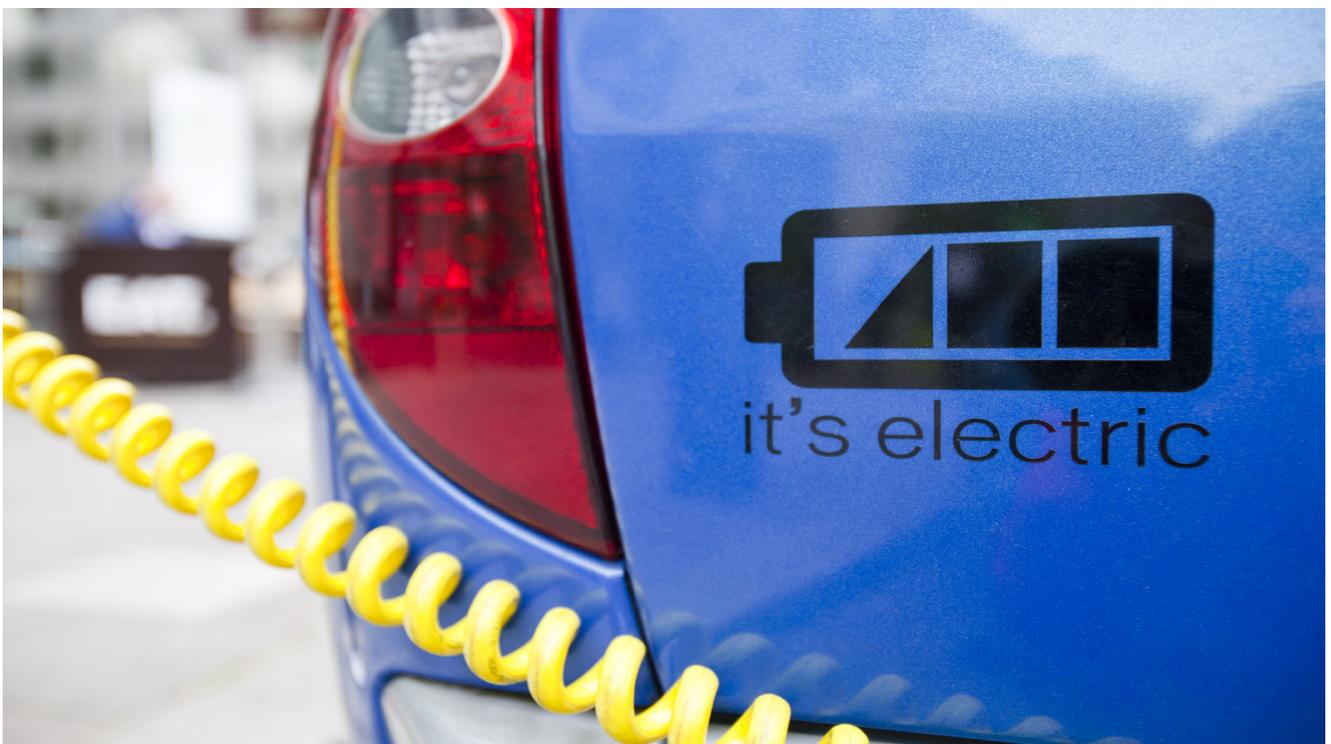
## （七）创新电力金融解决方案

将绿色电力作为金融产品，是实现绿电消费的重要途径。“十三五”规划明确提出要构建我国绿色金融体系，2017 年 6 月国务院决定在浙江（湖州、衢州）、江西（赣江新区）、广东（广州）、贵州（贵安新区）、新疆（哈密市、昌吉州、克拉玛依市）五省区建设绿色金融改革创新试验区。2018 年，我国绿色金融市场规模持续扩大，产品日益丰富，当年共发行绿色债券（含资产证券化）超过 2800 亿元，存量接近 6000 亿元，位居世界前列。

# 七、绿电交易的经济价值及效用

在现阶段电力供需宽松的背景下，电力市场交易可以在一定程度上降低用能成本。工商业用户开展绿电市场交易一方面可以提高绿色电力消费占比，提高环境价值；另一方面通过市场交易手段降低电价水平，提高企业经济效益。

我们从两个维度测算，绿色电力市场交易创造的经济效益。一是从全社会经济效益维度，二是从微观工商业个体维度。经济测算取决于两个变量，一是绿色电力交易电量，二是绿色电力交易电价。除此外，绿电交易也是推进可再生能源配额制落得重要路径。



## （一）2020 年绿电市场交易预计创造 180 亿元经济价值

从全社会角度看，绿色电力交易创造的经济价值计算公式为：交易电量（千瓦时）× 交易折价（元 / 千瓦时）

根据中电联统计，2018 年大型发电集团（指参加中电联电力交易信息共享平台的 11 家中央及地方大型发电企业集团）风电机组累计上网电量 1842 亿千瓦时，风电市场交易电量 395 亿千瓦时，风电上网电量市场化率为 21.4%。风电市场交易平均电价为 0.4697 元 / 千瓦时，较上网电量平均电价降低 0.0982 元 / 千瓦时。

2018 年大型发电集团光伏发电累计上网电量 328 亿千瓦时，市场交易电量 87 亿千瓦时，光伏发电上网电量市场化率

为 26.6%。光伏平均市场交易电价 0.7731 元 / 千瓦时，较上网电量平均电价降低 0.0622 元 / 千瓦时。

大型发电集团风电、光伏发电交易的情况具有一定代表性。我们按照清洁能源市场化交易不同占比、交易电价不同折价幅度，分多个情景，分别测算绿色电力市场交易带来的经济价值。

测算显示，在风电市场化交易比例 21.4%、光伏交易比例 26.6% 的情境下，风电、光伏分别按照市场交易折价 0.0982 元 / 千瓦时、0.0622 元 / 千瓦时计算，2018 年在市场交易的驱动下，清洁能源市场交易比例的提升可以带来 106.28 亿元用能成本下降，相当于创造等值的经济效益。

随着风电、光伏发电量增加（年均电量增长均按 10% 测算），在市场交易比例逐年提高、新能源交易折价适度增加的假设下，按照风电市场交易比例 25%、光伏市场交易比例 30%，风电、光伏市场交易折价分别为 0.0982 元 / 千瓦时、0.0622 元 / 千瓦时计算，预计 2019 年绿电市场交易创造 135.27 亿元经济价值；2020 年绿电市场交易相应创造 181 亿元经济价值。预计到 2025 年绿色电力交易创造的经济价值在 500 亿元左右。

按照 1 度电创造 10 元 GDP 的情形初步换算，2018-2020 年绿色电力交易创造的经济价值分别与耗电 10.6 亿千瓦时、13.5 亿千瓦时、18.1 亿千瓦时贡献的 GDP 相当。按照 2018 年全国 6000 千瓦及以上电厂供电煤耗 308 克 / 千瓦时测算，相当于 2018-2020 年分别减少煤耗 32.7 万吨、41.6 万吨、55.7 万吨；按照 1 吨标煤排放二氧化碳 2.6 吨测算，相当于减少二氧化碳排放 85 万吨、108 万吨、145 万吨。

时间	能源类型	发电量 (亿千瓦时)	市场交易比例	市场交易电量 (亿千瓦时)	市场交易折价 (元 / 千瓦时)	绿电交易经济价值 (亿元)	经济价值合计 (亿元)
2018	风电	3660	21.40%	783.24	0.0982	76.91	106.28
	光伏	1775	26.60%	472.15	0.0622	29.37	
2019E	风电	4026	25%	1006.5	0.0982	98.84	135.27
	光伏	1952.5	30%	585.75	0.0622	36.43	
2020E	风电	4428.6	30%	1328.58	0.1002	133.12	181.38
	光伏	2147.75	35%	751.7125	0.0642	48.26	

图表 45：从全行业维度测算绿电交易经济价值 | 资料来源：领航智库

## （二）绿电交易降低工商业用户用能成本

从微观工商企业层面看，选择通过与新能源发电企业市场交易可以实现降低用能成本的需求。

在我国目前电力用户终端电价构成中，销售电价 = 上网电价 + 环保电价 + 输配电价 + 线损 + 政府性基金 + 城市公用事业附加。除此外，工业用户还根据电压等级不同支付相应容量电价。

在政府定价的管理模式下，上网电价由价格管理部门制定，各地电价水平不一，既往燃煤发电和新能源发电以标杆电价的形式存在；环保电价为国家向燃煤发电企业建设脱硫、脱硝、除尘等环保设备提供的环保补贴电价，脱硫电价加价标准为每千瓦时 1.5 分钱，脱硝电价为 1 分钱，除尘电价为 0.2 分钱。

输配电价由政府定价。本轮电力体制改革以来，国内启动省内输配电价核定、跨区输配电价核定，按照成本加准许收益的方法确定输配电价。线损则是在电流输送过程中，损耗的电量。

在国内电价构成中，政府性基金和城市公用事业附加同样由政府定价。其中，政府性基金包括国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民扶持基金、农村还贷资金、可再生能源附加费以及公用事业附加费，部分地方政府征收的水利或水库移民基金。

以广东省内工商业企业为例，根据国家能源局《2018 年度全国电力价格情况监管通报》，广东省内平均销售电价为 635.76 元 / 千千瓦时，其中燃煤平均上网电价 441.05 元 / 千千瓦时，电网购销价差（不含税）150.59 元 / 千千瓦时，政府基金及附加 29.6 元 / 千千瓦时，电网线损率为 3.46%。

电价构成	平均销售电价 (不含税)	燃煤平均 上网电价	电网购销价差 (不含税)	电网线损	政府基金及附加
金额	635.76	441.05	150.59	3.46%	29.6

图表 46：广东 2018 年销售电价构成（元 / 千千瓦时） | 资料来源：国家能源局，领航智库

在上述终端电力用户的电价构成中，电网购销价差（含跨省区输电价格、省内输配电价）在一定监管期内保持不变，政府基金及附加亦由政府电价；唯有上网电价是变量。在新的电力市场机制下，用户既可以选择按政府目录电价向电网企业购电，也可以选择参与电力批发交易、竞价交易或由售电企业代理参与电力零售交易。

按照国家发改委、国家能源局下发的《电力中长期交易基本规则（暂行）》，电力用户可以与发电企业通过自主协商、集中竞价、挂牌等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易。电力用户与发电企业、电网企业分别签订和履行购售电合同、输配电服务合同，在电力调度机构的统一调度下参与电力市场交易。

从绿色电力交易的实践看，目前国内已经有诸多区域和企业的典型应用案例。

2019年7月，国家体育馆、国家游泳中心等首批北京冬奥会场馆已全部用上全绿色电力。北京冬奥会委托国家电网有限公司组织开展绿色电交易，北京电力交易中心会同首都电力交易中心和冀北电力交易中心，组织开展了2019年7月~12月北京2022年冬奥会场馆绿色电力直接交易。本次交易采用双边协商交易方式，交易电量和电价由购售双方协商确定，张家口地区准入注册的风力发电项目保障小时之外电量可自愿参与交易。

北京和张家口地区第一批7家冬奥场馆，与华电集团、华能集团、京能集团、河北建投等6家新能源发电企业共达成交易电量0.5亿千瓦时。其中，张家口1家冬奥场馆交易电量860万千瓦时，降低用户用能成本200余万元，折合度电成本降低0.23元/千瓦时。

2019年10月，北京大兴国际机场完成2019年电力市场化交易确认工作，正式引入绿色电力。北京大兴国际机场核心区用户通过委托首都机场动力能源公司，利用北京电力交易中心、首都电力交易中心平台，引入青海、山西等地的

水电、光伏、风电等清洁能源。本次核心区用户包括北京首都机场动力能源有限公司、中航油北京机场航空油料有限责任公司、南航、东航、华北空管局五家公司，合同签订电量1.39亿千瓦时，其中北京首都机场动力能源有限公司占比最大，合同签订电量1.1199亿千瓦时，主要供应大兴国际机场航站楼、飞行区、公共区的用电需求，预计将减少标准煤燃烧1.4万吨，减排二氧化碳11万吨。

从典型区域看，根据我们调研，2019年内蒙古地区有风场保障小时数之外的交易电价在5分/千瓦小时左右。这种交易方案一方面提高风场发电利用小时数，风场收益得到边际改善，另一方面用户可以在电力市场交易中获得绿色低价电力，同时在经济性和环保性上获得收益。

按照前述广东省内企业用电构成，如果工业用户或者工商业用户能够获得许可参与绿色电力市场交易，交易电价上网电价如果按照50-100元/千千瓦时定价，可以实现销售电价大幅下降。

以广东惠州中云数据大数据中心为例，数据中以网络机房为主，用于放置数据传输及转换设备，为不同互联网企业客户提供数据研发服务和AI人工智能大数据分析，2018年耗电量61623万千瓦时。我们按照绿色电力在其用电量中不同占比，按照不同交易电价分别测算，测算显示如果该项目绿电交易比例为5%，当绿电交易电价为0.05元/千瓦时时，绿色电力交易的经济性开始显现，可以实现1204.73万元用电成本减少，用能成本下降幅度为4.43%；绿色交易电量规模逐渐扩大，绿电交易的经济价值愈加明显。当绿电交易比例扩大至25%，绿色电力可以为公司带来5000-6000万元用电成本下降，用能成本下降幅度在20%左右。

根据上述测算，在绿电市场交易的机制下，随着交易比例的增加、绿电消费规模的扩大，绿色电力的经济价值愈加显著。尤其是对电价成本敏感度高的工商业、制造业，在新能源竞价、平价的新时期，可以通过拓展市场交易的方式降低用能成本，提高企业经营效益。

2018年用电量 (万千瓦时)	绿电交易 比重	绿色交易电价 (元/千瓦时)		政府定价 (元/千瓦时)	绿电交易经济价值 (万元)		用能成本下降幅度 (%)	
		情景一	情景二		情景一	情景二	情景一	情景二
61623	5%	0.05	0.1	0.441	1204.73	1050.67	4.43%	3.87%
	10%				2409.46	2101.34	8.87%	7.73%
	15%				3614.19	3152.02	13.30%	11.60%
	20%				4818.92	4202.69	17.73%	15.46%
	25%				6023.65	5253.36	22.17%	19.33%

图表 47：广东惠州某数据中心绿电交易经济性测算 | 资料来源：领航智库

### (三) 绿电交易是可再生能源“配额”考核的重要实现路径

可再生能源配额制在国内的研究论证经过长达 10 余年时间，这项政策的出台、制定涉及地方政府、电网企业、发电主体、配售电公司、自备电厂等多个主体，利益博弈复杂。正因此，配额制也被称为是最为难产的政策。

2019 年 5 月 10 日，国家能源局正式发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，“配额制”以“可再生能源电力消纳责任权重”的形式落地。按照国家能源管理部门设定的时间表，在经过 2019 年模拟运行后，自 2020 年 1 月 1 日起全面进行监测评价和正式考核。

按照上述通知，国家能源局以“可再生能源消纳责任权重”为约束，确定各个省份 2018-2020 年消纳责任权重。消纳责任权重包括总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重。其中，满足总量消纳责任权重的可再生能源电力包括全部可再生能源发电种类；满足非水电消纳责任权重的可再生能源电力包括除水电以外的其他可再生能源发电种类。对以上两类权重，分别按年度设定最低消纳责任权重和激励性消纳责任权重。

其中，区域最低非水电消纳责任权重 = (预计本区域生产且消纳年非水电可再生能源电量 + 预计年净输入非水电可再生能源电量) ÷ 预计本区域年全社会用电量；区域最低总量消纳责任权重 = (预计本区域生产且消纳年可再生能源电量 + 预计年净输入可再生能源电量) ÷ 预计本区域年全社会用电量。

在制度设计上，消纳权重的设定均强调“净输入”可再生能源电量 / 非水电可再生能源电量，目的是规避区域之间

的双重计量问题。即，可再生能源电量的计量以消纳为依据，区域可再生能源的输出电量计入输入端，净输入是本地输入电量与外送电量的差额。

在考核主体上，按照可再生能源消纳保障机制文件，第一类市场主体为各类直接向电力用户供 / 售电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司；第二类市场主体为通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业。

在电力市场交易的机制下，通过市场交易获得电量的用户是另一责任承担主体。电力用户一方面通过市场交易降低成本，一方面面临可再生能源消纳的考核责任。

#### 用户完成可再生能源消纳量的基本途径包括：

- (1) 从电网企业和发电企业购入可再生能源电量，自发自用可再生能源；
- (2) 向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量，双方自主确定转让（或交易）价格；
- (3) 自愿认购可再生能源绿色电力证书，绿证对应的可再生能源电量等量记为消纳量。

从机制设计上看，绿色电力交易不仅包括用户与发电主体之间的可再生能源电力交易，还有绿电超额消纳量、绿证两类衍生品交易。电力交易机构不仅程度组织展可再生能源电力相关交易的任务，还承担消纳责任的市場主体的消纳量账户设立、消纳量核算及转让（或交易）、消纳量监测统计工作。





但从目前的机制看，可再生能源消纳权重的考核制度的实施存在两方面问题：

### (1) 存在可再生能源消费量“双重计量”问题

绿电超额消纳量和绿证交易目的是通过制度设计，建立一个可再生能源电量的交易市场，并通过市场为两种衍生品定价。从两种衍生品的计量和交易轨迹看，目前的制度设计存在消纳主体之间的“双重计量”问题，即同一可再生能源发电量既被计入卖方的考核范畴，又通过超额消纳量、绿证两种产品交易计入买方的考核范畴。尤其是绿证，既可以用于完成可再生能源电力消纳责任考核的计量，又可作为用电企业和个人消费绿色电力的凭证。

规避双重计量的方法在于，在绿证或超额消纳量完成后，需要将相对应的可再生能源电量从卖方扣除，同时计入买方考核指标。这就要求交易机构严格追踪绿证或超额消纳量登记、转让的轨迹，做好权属确认登记，完善相关绿证交易机制。

为推动可再生能源消费，目前能源政策研究部门已经提出相关建议，推动多部门协同推动绿证交易，如将绿色证书认购与企业绿色产品认证、税收优惠等逐步关联，逐步发挥绿证在鼓励可再生能源消费中的引领作用。

### (2) 在“配额”制实施对终端电价具有双向影响

借鉴美国等发达国家配额制实施经验和国内制度设计，可再生能源电力消纳责任考核制度（配额制）推进的目的有三个方面意图：一是鼓励可再生能源投资，二是鼓励可再生能源消费，三是通过绿证等市场交易手段推动补贴退坡，减缓财政补贴压力。

从发展趋势看，配额制对新能源发展的推动作用呈逐渐减弱的态势。以美国为例，美国劳伦斯国家实验室数据显示，2008-2014年配额制规定的最低新增可再生能源装机容量在实际新增装机容量中的占比高达60%，而2015-2017年该占比降至34%。绿证价格也随之呈现下行趋势，2017年美国新英格兰地区的绿证价格由2014年60\$/MWh以上的峰值跌至约15\$/MWh；美国PJM地区部分州的绿证价格也由2014年约18\$/MWh的峰值跌至5\$/MWh；美国德州的绿证价格长期低于1\$/MWh。

从可再生能源发展的驱动力看，美国配额要求之外新能源的增长主要源于风电、光伏成本快速下降，新能源竞争力增强，同时叠加税收优惠政策鼓励可再生能源发展。

从这个趋势上分析，配额制对终端电价的影响，主要取决于两个因素：一是可再生能源成本高低，二是电力供需形势。

对于可再生能源资源禀赋较差的地区，可再生能源投资成本高，可再生能源企业对于获取绿证经济补偿的诉求高，本地绿证价格将处于高位；由于电力供需趋紧，绿电供给不足、绿证稀缺，电力用户为完成配额考核消纳外地可再生能源的成本也随之提高，终端电价也将大幅提高。

反之，随着风光投资成本下降，可再生能源与传统能源的竞争力增强，可再生能源发展的驱动力也从政策驱动向市场自发驱动转变。在这种格局下，可再生能源具备规模化发展的能力，可再生能源电力供应及绿证供应充足，用户通过市场交易等手段获取绿电的成本将会降低，用户终端电价也将受益可再生能源产业发展随之降低。

# 八、绿电消费能力提升政策建议

为推动绿电消费能力在中国的提升，建议在新能源政策改进、市场化交易、用户绿色电力消费方式等三个方面下功夫。

## （一）完善新能源补贴、配额等政策制度

第一，动态调整新能源补贴机制和优惠政策，减少政策对新能源产业发展的扰动，引导新能源产业健康发展。政府补贴机制和优惠政策应该根据产业发展态势动态调整，加大对产业上游的科技研发投入和产业下游的优惠力度，降低新能源发电成本。适时推动电价退坡机制，提高新能源新增资产的入门门槛，减少政策对新能源产业发展的扰动，缓解新能源存量资产的弃风弃光问题，提高新增资产的市场竞争力。

第二，促进“配额制”落地实施，明确相关主体考核责任，提升制度执行力。地方政府制定科学合理的新能源发展规划和电网建设规划，推动新能源大规模开发利用，配合“绿证”和电力市场交易等一系列政策的实施，进一步提升新能源产业发电空间。同时明确绿电强制交易市场惩罚机制，对未履行配额义务的电力市场主体进行惩罚，罚金高于绿电采购成本，从而保证可再生能源电力配额制的实施效果；明确绿色证书的登记、交易等权属变更制度，避免双重计量等问题。

第三，进一步完善碳排放交易的相关制度，提升新能源产业市场竞争力。在全国范围内启动和推广碳排放交易权市场，增加绿色能源的市场份额，为新能源企业创新业务模式。

第四，建立健全电力需求侧管理专项资金、完善峰谷电价制度等配套政策，为用户开展电力需求侧管理提供良好环境。

## （二）提高绿色电力市场化交易规模和能力

一是提高电网系统调峰能力，挖掘和发挥电力系统的灵活调节潜力。推广火电机组灵活性改造，提升火电深度调峰能力，为新能源消纳让出更多的负荷空间。推动区域抽水蓄能水电站建设，为区域电网负荷稳定起到削峰填谷作用，保证全时段新能源发电全额收购。

二是大力推动分布式电源发展。鼓励分散式风电、光伏电源加快发展，适当提高分散式项目发展规模，鼓励用户自发自用，解决农村、牧区、山区，发展中的大、中、小城市或商业区附近建筑用电，从而提高绿电市场份额。

三是新增新能源项目向规模化和基地化靠拢。随着国家各项政策的落地实施，大型新能源基地将有着良好的电量消纳网架结构，有利于电量的全额收购，适宜于平价、竞价项目的落地实施。

四是优化电网并网消纳和交易制度，积极发挥电网消纳作用。在现有电力市场交易模式基础上，以保证电网安全稳定运行为前提，坚持新能源优先发电原则，为新能源调度、交易创造良好外部条件。打破新能源消纳的区域壁垒，电力交易机构及电网调度机构创造条件提高新能源消纳比例。

## （三）改变用户绿色电力消费认知和用能方式

第一，加强绿色能源宣传力度，让公众了解绿色电力对改善生态环境、提高生活质量、实现国民经济可持续发展的重要作用，提高公众对绿色电力的认知度。

第二，对认购绿色电力的单位和个人实施更多的激励措施，提高用户主动购买绿色电力的意愿。

第三，积极推动绿色能源供暖工程，绿电制氢等项目，扩展绿色能源的产业覆盖面。

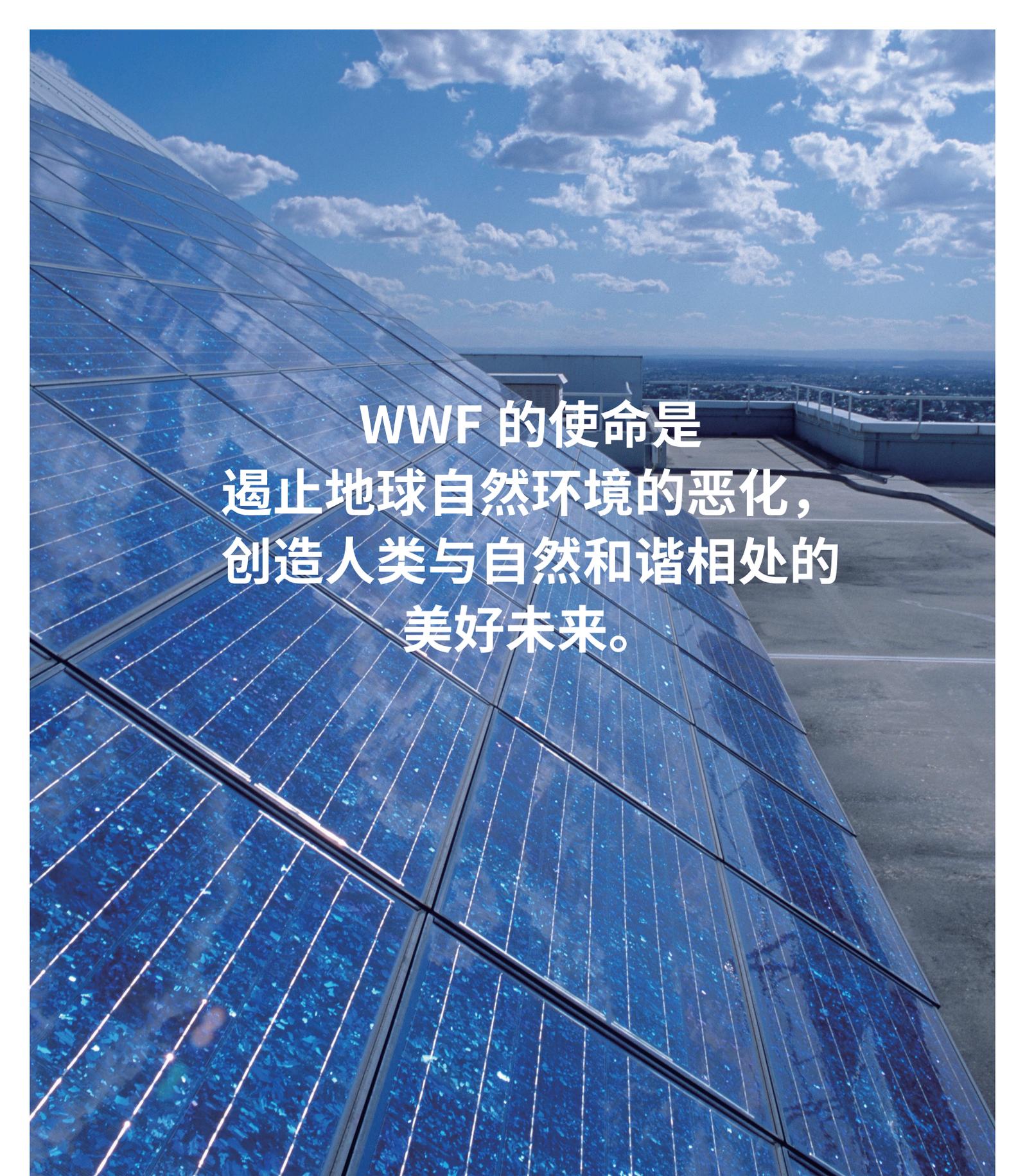
第四，构建绿色电力消费联盟，将电力供给方、电网、电力需求方、研究机构等多个利益相关方纳入其中，传递企业需求，共同推动绿色电力消费成为新的能源消费趋势，助力企业、社会、国家可持续目标的实现。











WWF 的使命是  
遏止地球自然环境的恶化，  
创造人类与自然和谐相处的  
美好未来。



Working to sustain the natural  
world for people and wildlife

together possible. panda.org

© 2020  
Paper 100% recycled

© 1986 Panda symbol WWF – World Wide Fund for Nature (Formerly World Wildlife Fund) ® “WWF” is a WWF Registered Trademark. WWF, Avenue du Mont-Bland, 1196 Gland, Switzerland Tel. +41 22 364 9111 Fax +41 22 364 0332.

For contact details and further information, please visit our international website at [www.panda.org](http://www.panda.org)