



2019年度报告

企业可再生能源采购在中国的市场现状



作者

作者

Mark Porter, 宋佳茵, Dan Wetzel, 张澄, 朱思捷

*按姓氏字母顺序排列

联系方式

如您有任何问题, 欢迎联系 BRC 中国团队
brcchina@rmi.org.

建议引述

Mark Porter, 宋佳茵, Dan Wetzel, 张澄, 朱思捷。企业可再生能源采购在中国的市场现状: 2019 年度报告。落基山研究所, 2019 年 11 月。

图片来源: iStock

关于本报告

此年度报告旨在为企业提供更可再生能源采购在中国市场的最新信息, 帮助企业实现可持续发展目标。



关于落基山研究所

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 是一家于 1982 年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作, 推动全球能源变革, 以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段, 加速能效提升, 推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、旧金山湾区及华盛顿特区设有办事处。

关于 BRC

企业可再生能源中心中国项目 (BRC China) 是一个会员制平台, 旨在帮助在中国的企业用户以更高效、更可靠、更具成本效益的方式采购可再生能源, 从而推动中国向清洁能源经济的转型。

目录

执行摘要	04
市场与政策变化	06
企业可再生能源采购现状与机制	18
关于企业可再生能源中心中国（BRC China）	28

An aerial photograph of a large solar farm. The rows of solar panels are arranged in a grid pattern, stretching across the landscape. A bright sun flare is visible on the left side, casting a warm glow over the scene. The sky is a clear, vibrant blue. The overall composition is dynamic, with strong diagonal lines from the solar panel rows.

执行摘要

执行摘要

- 过去一年,政府补贴和规划装机持续推动可再生能源的快速增长,进一步培育中国的风能和太阳能产业,加速能源转型。
- 快速的风光增长使得可再生能源补贴短缺问题更严峻,但也进一步推动了现有电网运营调度模式的改进。中国采取了一系列措施**降低可再生能源成本**并实现平价以减轻补贴压力,并**降低弃风弃光,促进可再生能源的消纳**。
- 为有效解决可再生能源补贴短缺和弃风弃光挑战,2019年中国出台了**三类主要政策**:
 - ◆ **竞争性项目上网(竞价、平价项目试点)**,降低新建项目成本;
 - ◆ **电力市场持续放开**,引入各种市场机制,改善可再生能源消纳并网,并进一步扩大电力用户参与市场;
 - ◆ **可再生能源电力消纳保障机制(简称“配额制”)**对各省提出了明确的可再生能源消纳目标,有望促进跨省可再生能源消纳。
- 过去一年市场的改变将从以下方面影响企业采购可再生能源的选择:
 - ◆ 为可再生能源直购电提供市场基础
 - ◇ 弃风弃光省份的可再生能源市场交易为其他省份与地区提供借鉴经验
 - ◇ 配额制考核下,允许更多的市场交易模式出现以满足配额责任义务主体实现目标
 - ◇ 现货试点省份有望能够开展虚拟购电交易
 - ◆ 明晰可再生能源属性
 - ◇ 在新实施的配额制下,环境权益定义及归属存在不确定性
 - ◆ 吸引更多发电企业未来同企业买家战略合作
 - ◇ 分布式项目经济性高、并网难度低,成为众多发电企业过去一年的业务重心
 - ◇ 平价项目将有望通过发行绿证增加其经济性
- BRC中国旨在通过广泛的市场合作,共同探索解决方案,从而不断支持可再生能源市场交易的进展。为推进2020年市场发展,下列三个问题需优先解决:
 - ◆ 完善市场基础(例如明确环境权益的归属、形成价格曲线),增加企业交易信心
 - ◆ 在特定省份开展大规模的可再生电力直接交易试点
 - ◆ 整合行业对可再生能源电力的需求,向政府和监管机构展示巨大的市场需求与潜力

市场与政策变化



2019年影响可再生能源采购的三大宏观趋势及政策变化

2019年三大宏观趋势

- 1.风光装机持续增长
- 2.可再生能源成本开始平价
- 3.更广泛的电力用户参与市场化交易

2019年政策目标

- 1 推动可再生能源平价
- 2 降低弃风弃光

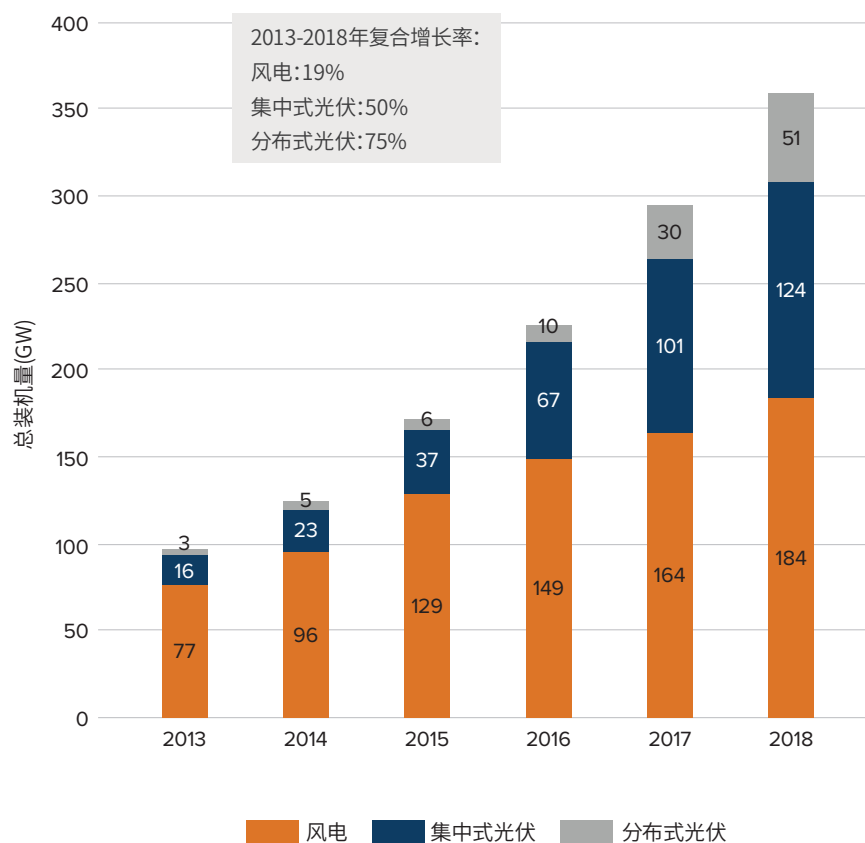


三大政策变化

- 1 竞争性项目上网
- 2 可再生能源市场化交易
- 3 可再生能源电力消纳保障机制

趋势一: 可再生能源在目标规划和补贴刺激的推动下持续增长, 特别是分布式光伏项目, 在2018年新增装机中占到了30%以上

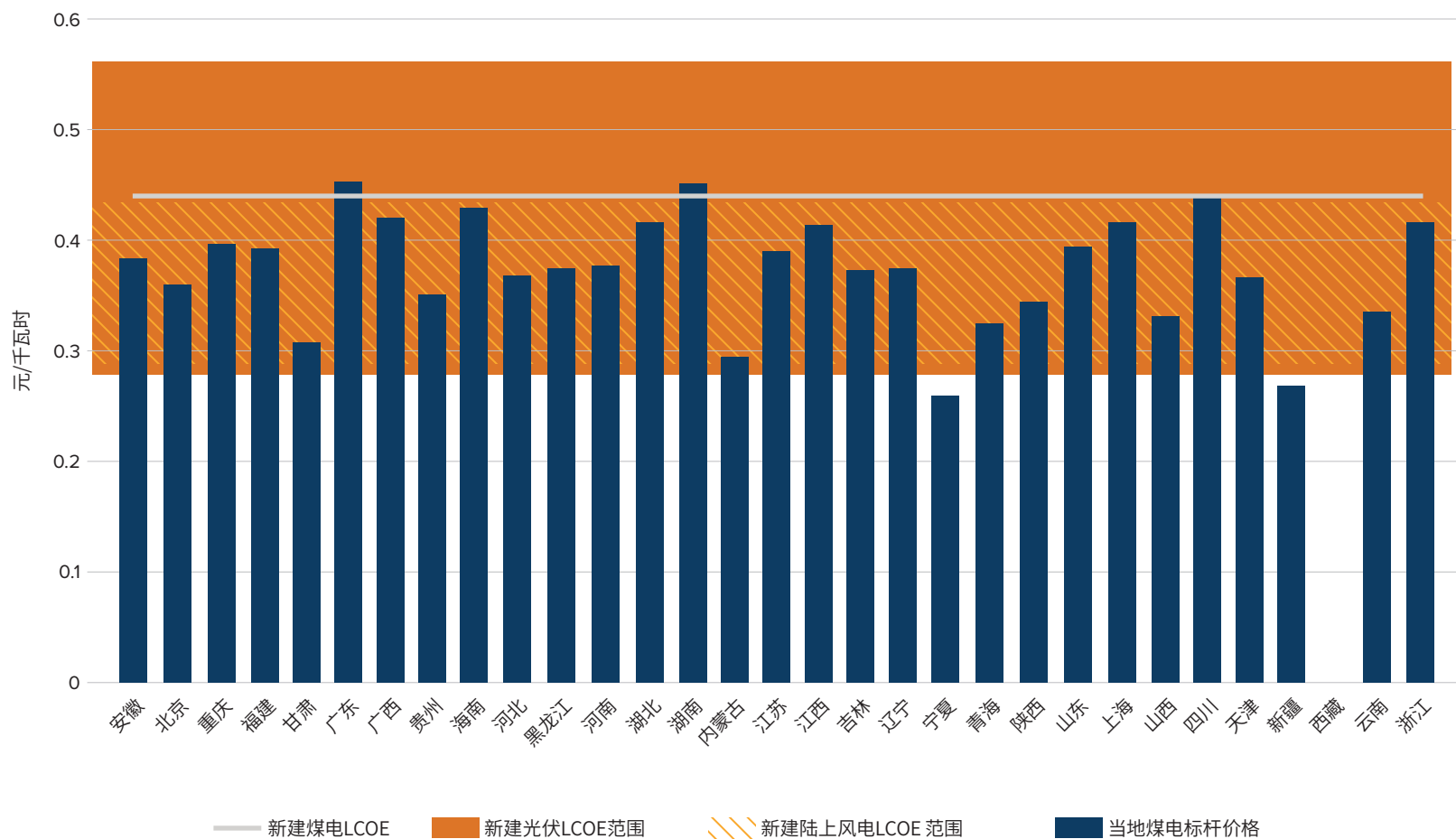
中国风光总装机(2013-2018)



可再生能源持续增长

- 可再生能源被视为是推动本土风电光伏制造业发展、改善空气质量以及完成气候承诺的重要手段, 中国将继续激励可再生能源市场的进一步发展。
- 由于集中式项目补贴退坡以及在弃电省份开发并网的限制, 2018年分布式光伏相较2017年增长70%。

趋势二：在部分资源丰富、煤电标杆价格相对较高的省份，可再生能源开始趋于平价，尤其是风电项目



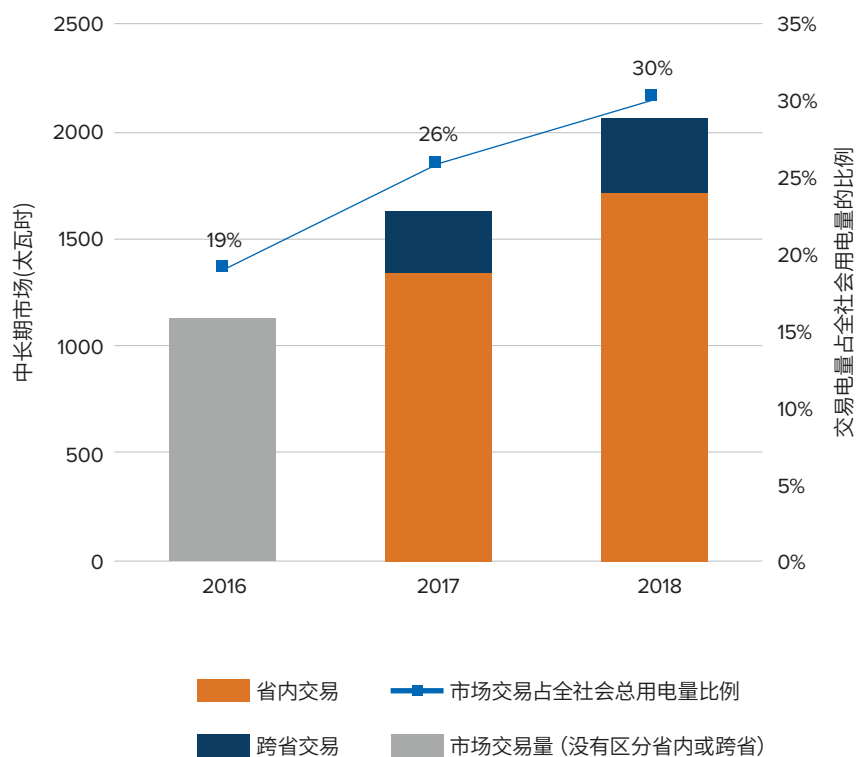
* 西藏没有设立煤电标杆价格

** LCOE: 度电成本

- 在大多数省份，陆上风电平均度电成本已经低于新建煤电成本，实现平价。
- 光伏度电成本区间更大，目前仅在小部分资源丰富、煤电标杆价格相对较高的地区实现平价。在全国范围内，成本仍高于煤电。

趋势三：市场化交易规模持续扩大，交易电量占全社会总用电量的30%，绝大多数工商业用户可参与其中

省级中长期电力市场化交易 (自2015年第四季度起实施)



2019年市场化交易 参与主体范围继续扩大

用电企业：

- 通过从发电企业直接购电、独立售电公司代理采购以及在特定地区提供的其他交易机制（例如隔墙售电），市场交易主体已放开至所有中小型经营性用户。

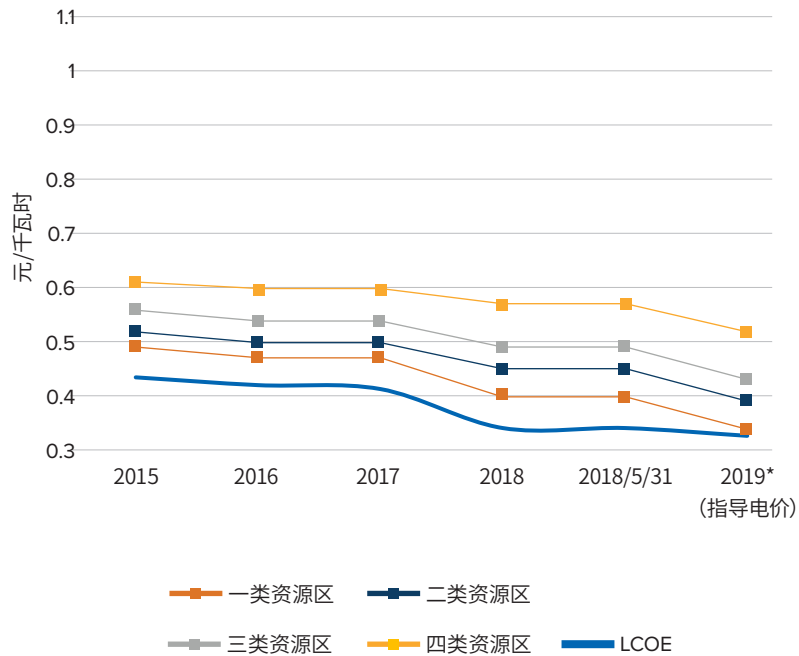
发电企业

- 越来越多的发电机组纳入市场化交易当中，但是在没有限电的省份可再生能源仍被排除在外。

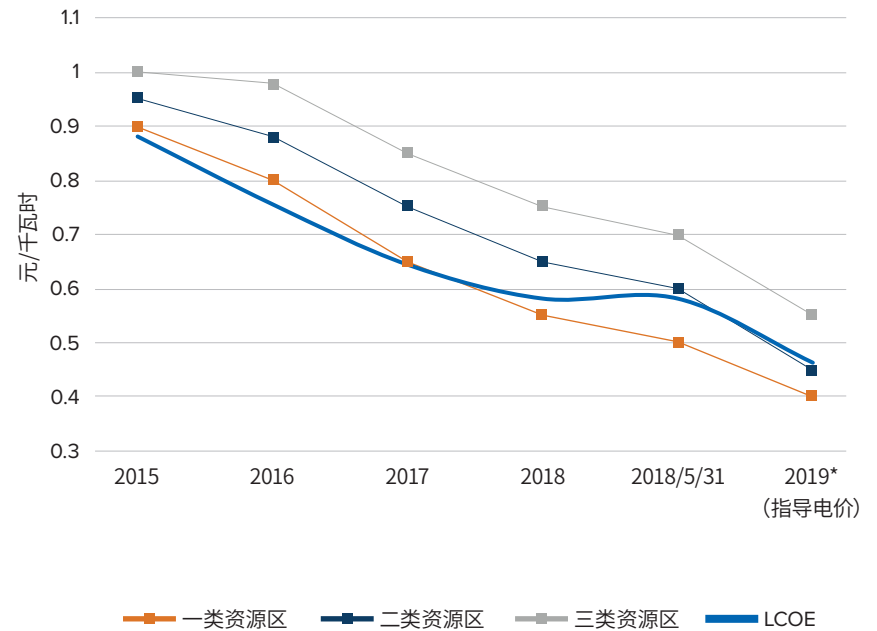
目标一：降低可再生能源成本

过去几年，补贴带动了可再生能源装机高速增长。但现存的补贴机制缺乏足够灵活性，不能针对成本下降及时进行调整，难以激励可再生能源企业进一步降低成本

陆上风电补贴与度电成本变化趋势



集中式光伏补贴与度电成本变化趋势



*指导电价为竞价上限。

2019年,一系列政策出台,通过竞价决定新建光伏、风电项目的补贴水平,并鼓励推动无补贴项目优先建设并网

无补贴(平价)项目

《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》(2019年1月,中国国家发改委、国家能源局)

- 鼓励平价上网项目和低价上网试点项目的开发建设,并将不受年度建设规模限制。
- 平价上网项目将有资格发行可交易的可再生能源绿色电力证书(以下简称“绿证”),并与省级电网按项目核准时的当地燃煤标杆上网电价签订不少于20年的长期固定电价购售电合同。

《关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的工作方案(征求意见稿)》(2019年4月,国家能源局)

- 在确定2019年度第一批平价上网项目名单之前,各地区暂不组织需国家补贴的风电、光伏发电项目的竞争配置工作。
- 电网严格落实平价上网项目的电力送出和消纳,2018年或以前年度已核准(备案)或已配置的陆上风电、光伏项目转为平价上网项目后将按最优优先级配置消纳能力;2019年度新建平价上网项目按第二优先级配置消纳能力;在保障平价上网项目消纳能力配置后,再考虑需国家补贴的项目的电力送出和消纳需求。

光伏竞价

《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》(2019年4月,中国国家发改委)

- 集中式光伏:上网电价由竞价决定,竞价价格不超过指导价,I~III类资源区指导价分别定为每千瓦时0.40元、0.45元、0.55元。
- “自发自用、余量上网”工商业分布式:通过竞价配置,补贴标准不得超过每千瓦时0.10元。
- “全额上网”工商业分布式:同集中式项目。

风电竞价

《关于完善风电上网电价政策的通知》(2019年1月,中国国家发改委)

- 陆上风电:2019年I~IV类资源区指导价调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元;2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元、0.47元。自2021年1月1日开始,新核准、并网的陆上风电项目全面实现平价上网。
- 海上风电:2019年指导价为每千瓦时0.8元,2020年调整为每千瓦时0.75元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价,不得高于上述指导价。

2019年超过20GW的平价项目获批，部分发电企业也开始探索通过与企业签订平价绿证合同，以增加项目自身经济性

2019年首批获准的平价项目

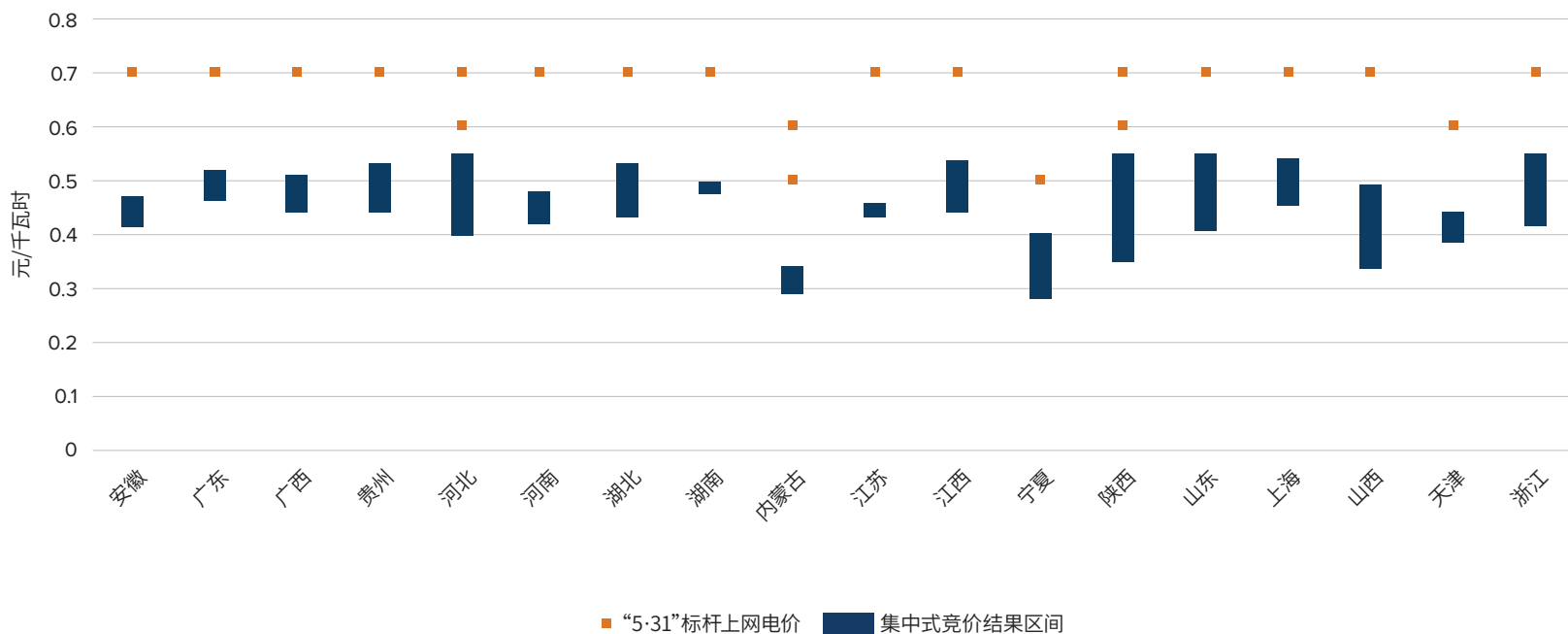
省份	风电(MW)	光伏(MW)	分布式市场化交易(MW)
广东	200	2,380	0
陕西	100	2,040	100
广西	0	1,930	0
河南	1,100	270	360
黑龙江	1,000	1,650	50
河北	0	1,310	150
山东	350	910	0
山西	0	1,000	200
吉林	1,190	0	0
辽宁	0	1,190	0
江苏	0	1,090	210
安徽	50	670	110
湖北	0	340	90
湖南	350	0	0
天津	160	0	110
宁夏	10	0	90
总量	4,510	14,780	1,470

对企业可再生能源采购的影响

- 平价项目鼓励发行的绿证将成为可再生能源发电企业获得额外收入的重要来源，从而为可再生能源发电企业提供更稳定的现金流，为项目投资增信。
- 随着绿证价格与补贴的脱钩，预计平价项目的绿证价格未来将会下降，这将为企业采购可再生能源提供新的可行选项。
- 鉴于大多数已公布的平价项目并网时间不会早于2020年，因此，距离平价项目绿证市场活跃还有一定时间。
- 平价项目将获得优先发电和电网全额保障性收购，对于企业来说并网风险较低。

2019年首批集中式光伏项目竞价结果与2018年5月标杆上网电价水平相比，平均下降超过30%

各省公布的集中式光伏竞价结果区间与2018年“5·31”标杆上网电价对比



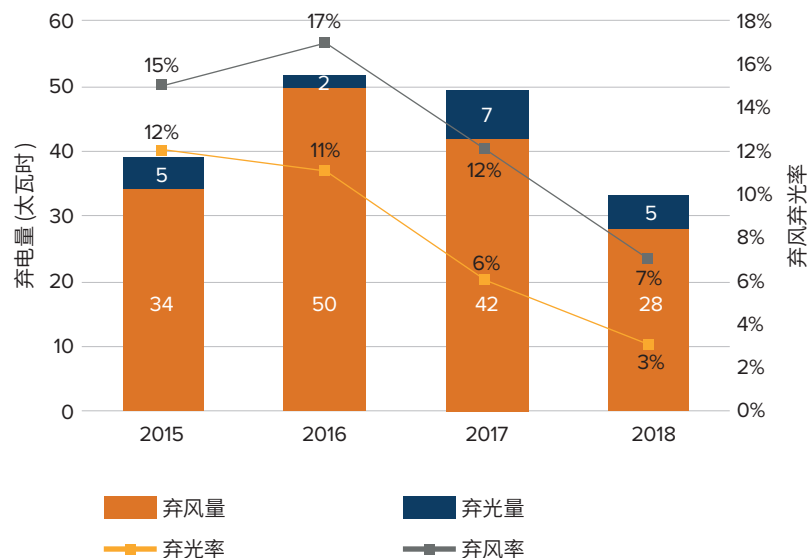
备注：部分省份处在两类资源区，标杆上网电价将分别标注。

- 基于竞价配置项目的方式能激励发电企业降低成本。发电企业在竞价过程中往往为了获得新的项目许可而报出接近其实际成本的价格，因此，竞价结果为将来企业买家与发电企业就可再生能源采购进行价格协商提供了有价值的基准信息。

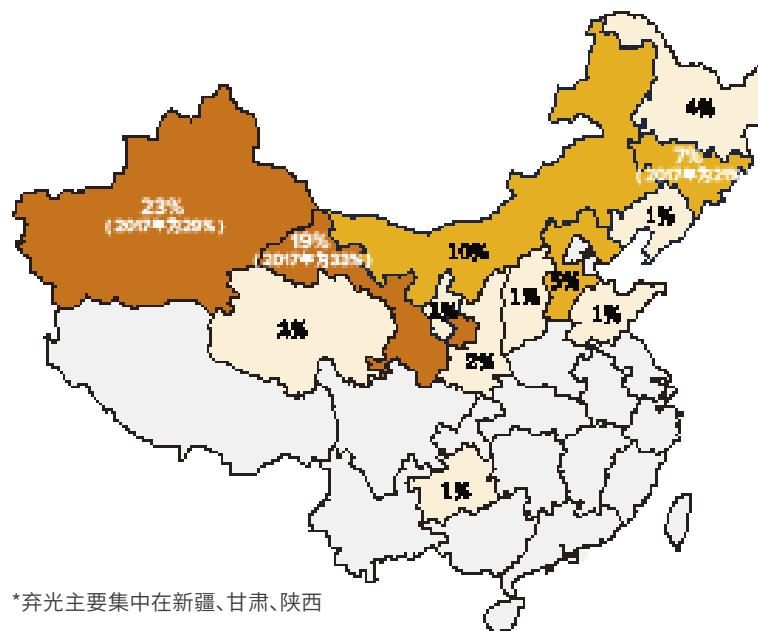
目标二：降低弃风弃光

长久以来,由于自身可再生能源资源过剩以及东部沿海省份优先调度省内机组,西北省份面临弃风弃光的挑战

全国历史弃风弃光率及弃电量



2018年各省弃风率



继续降低弃风弃光依旧是重点

1. 电网公司落实了可再生能源保障性收购,改善系统运营管理效率,降低弃电。
2. 政府将降低弃风弃光作为重要考核指标,并建立了预警系统监测在高弃电区域新建项目的风险,在必要的情况下暂缓建设。
3. 火电机组进行了灵活性改造,帮助优先调度可再生能源机组。
4. 为了解决供需不平衡的问题,省间可再生能源交易有所扩大。

在弃风弃光省份,越来越多的可再生能源参与到了市场化交易中

可再生能源参与市场的五类形式

- **弃风弃光省内中长期交易:** 签订可再生能源直购电的发电项目可以获得更高的并网率。
- **跨省中长期交易:** 电网公司通过火电与可再生能源打捆的模式,以较低的价格从西北电力富余省份购电。
- **现货市场:** 在正在进行现货市场试点并有弃电的省份(如甘肃),可再生能源机组超过保障性收购电量及参与中长期交易以上部分电量以现货市场价格结算。
- **跨区域省间富余可再生能源电力现货市场:** 当部分省份进入弃风弃光期,电网可将被弃的电量通过跨省富余可再生现货市场以低价出售给其他省份(但总体体量有限)。
- **调峰市场:** 可再生能源机组可以补偿降低出力的火电机组,以提高自身上网电量。

市场参与结果

1. 降低弃电
2. 促进跨省交易
3. 可再生能源度电价格降低(由于上网总电量增加,项目整体经济性依然能有所提升)

对企业可再生能源采购的影响

1. 如今,发电企业需要报出足够低的价格,来争取项目并网。因此,他们就有更强的意愿与有绿电需求的企业用户合作,通过绑定绿电权益来获取更优的价格。
2. 这些市场交易为未来可再生能源直购电奠定了重要基础,其中的合同和条款对未来的交易也有借鉴意义。

配额制旨在通过强制每个省份消纳逐年递增的可再生能源电力, 减少可再生能源弃电

政策介绍

- 2019年5月10日, 经过三轮的征求意见稿, 中国国家发改委与国家能源局正式发布了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障责任的通知》(简称为“配额制”), 有效期五年。
- 配额制设立了各省最低的可再生能源消纳比例, 并将消纳任务落实到各类市场主体。

考核主体

- 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
- 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

满足配额的方式

- 实际消纳可再生能源电量
- 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 (价格由双方自主协商)
- 自愿认购可再生能源绿色电力证书

对企业采购的影响

- 配额制的建立面临系统性的重复计算问题, 将会给绿色电力属性声明带来不确定性。配额制下, 消纳主体可能会声明实际消纳的可再生能源电量, 但与此同时, 这部分的可再生能源电量也可以核发绿证或其他自愿证书, 并出售给其他主体。证书购买者也将声明相应的环境属性。这一不确定性导致的双重计量将影响企业通过绿证购买实现自己的可持续发展目标。
- 分布式项目暂时不受影响, 因为并不在绿证核发范围内。
- 配额制下, 企业有望通过超额消纳量以及自愿市场绿证的认购, 促进可再生能源消纳, 扩大市场需求。



企业可再生能源采购现状 与机制

2019年企业可再生能源采购机制及其变化

机制	描述	2019年变化
1. 可再生能源证书	证明可再生能源绿色属性的证书; 用户通过购买绿证可证明电力消费来自于可再生能源。	<ul style="list-style-type: none"> 配额制的正式出台使得承担消纳责任的市场主体能够通过购买绿证这一方式完成配额义务。 未来准许平价项目发放绿证, 在与补贴脱钩后, 发电企业可能会以较低的价格出售平价项目绿证。
2. 直接投资	企业直接投资可再生能源发电项目, 并拥有项目的一部分所有权。	<ul style="list-style-type: none"> 各省消纳责任制的具体设计可能会影响集中式项目环境权益的归属, 集中式项目环境权益归属投资者还是用电方尚未明确。
3. 分布式光伏和风电	企业场内直接安装分布式光伏或分散式风电发电设备, 产生的电力自己使用或上网。	<ul style="list-style-type: none"> 分布式项目从固定的上网电价补贴过渡到竞价上网, 政府提供指导价作为竞价参考和上限。
4. 分布式市场化交易 (隔墙售电)	企业从临近用户 (接入点上一级变压器供电范围内) 购买分布式能源发电量。	<ul style="list-style-type: none"> 试点进展缓慢。 江苏省发布了分布式市场化交易规则 (试行版)。 山东开展了光伏试点项目。
5. 直接购电协议	发电企业与电力用户直接签订的电力购买合同。	<ul style="list-style-type: none"> 现行的电力直接交易扩大到更多电力用户参与。 更多省份建立了直购电机制, 但可再生能源交易并不活跃。
6. 虚拟购电协议 (VPPA)	电力用户和发电企业之间达成的金融购电合同, 需要公开的市场价格信号, 允许电力用户企业大规模获得环境权益。	<ul style="list-style-type: none"> 八个现货市场试点未来可能会加速虚拟购电协议的实现。

1~3 目前可行

4 试点

5 部分区域

6 尚不可行

1. 可再生能源消纳保障机制的引入为现行**绿证**体系带来了不确定性,但未来新的可再生能源属性购买的模式可期

描述

- 可再生能源证书（绿证）是用来证明所用电力可再生属性的证书,购买了绿证的用户可以被认为所用电力来自可再生能源。
- 目前,除了中国政府核发的绿证,也有一些国际绿证,例如 iREC、Gold Power 以及 TIGRS 在中国市场出售,其在中国和国际上的接受度和认可度各有不同。

2019年变化

绿证可作为可再生能源消纳保障责任履行手段之一

- 2019年5月,可再生能源消纳保障机制（配额制）正式出台,中国的绿证可以作为承担消纳责任主体满足可再生能源消纳缺口的两种补充手段之一。配额制下绿证的具体机制细节尚未出台,预计在今年年底发布。

平价项目绿证

- 2019年1月,政策鼓励平价项目通过绿证交易获得合理收益补偿。绿证价格和补贴脱钩之后,预计未来平价项目绿证将对企业买家是一个有吸引力的选择,通过签订平价项目绿证合同,帮助更多平价项目上网。
- 平价项目通过出售绿证可以提升项目的财务回报,为可再生能源投资方带来更稳定的现金流。

挑战

- 尽管政策上已经允许,但是平价绿证交易目前仍然是个很新的市场。在深入了解当前市场以及形成对未来价格预期之前,买卖双方很难在市场初期开展交易。
- 现行的可再生能源消纳保障机制和绿证机制设计存在系统性的双重计量。如果有参与市场交易的企业买家购买了绿证,作为履行消纳责任的手段,而其对应的电量部分也被电力终端用户计量一次,带来了双重计量的问题。
- 相较其他方式而言,购买环境属性/证书始终是在电费之上的额外支出,并不能满足很多企业买家内部对于成本控制的需求。
- 目前在中国,碳市场和可再生能源属性市场仍然是两个独立的市场,并未关联。

2. 对于很多主营业务和能源无关的企业用户,可再生能源项目**直接投资**仍非主流选择

描述	<ul style="list-style-type: none">• 企业用户直接投资可再生能源发电项目,并拥有项目的部分所有权。• 企业需要高额前期投资成本,以及后续项目尽调的专业知识。
2019年变化	<p>随着补贴退坡,项目经济性下降</p> <ul style="list-style-type: none">• 可再生能源项目补贴退坡,降低了项目投资的回报率。 <p>竞争性配置项目下,难以找到最佳项目</p> <ul style="list-style-type: none">• 新建项目转向竞价上网,项目竞争更加激烈,企业用户找到最佳投资项目面临更大挑战。
挑战	<ul style="list-style-type: none">• 国有发电企业通常不愿意出售项目股权,只有少数民营发电企业愿意做类似交易。• 需要与企业内部法务、财务、税务和可持续发展部门进行大量内部协调,沟通成本高。• 项目环境权益归属尚不明晰。针对集中式项目,配额制下环境权益如何归属尚未明确。此外,分布式项目目前尚不在中国绿证核发范畴内。未来若分布式项目能够核发绿证,将面临类似的挑战。

3. 随着购电合同模式愈发成熟，**分布式光伏与分散式风电项目**变得更有吸引力。尽管补贴退坡，项目经济性仍可观

描述

- 企业在自有屋顶安装太阳能光伏板，或在自己场地内安装风电机组，直接供电给自己使用，余电出售给电网。
- 企业可选择自己投资建设，或外包屋顶由发电企业投资建设。对后者而言，用电企业可以和发电企业签署购电合同，享受因贡献屋顶而带来的电价折扣。

2019年变化

新项目的审批和建设由竞价配置决定，降低了项目经济性

- 分布式光伏项目从2019年开始由固定的上网电价补贴转向竞价上网，使项目经济性较前些年有所下降。

分布式项目可作为满足配额制的手段之一

- 配额制下，企业可以通过建设分布式项目来满足配额要求，这使得分布式项目变得更有吸引力。

挑战

- 截止目前，分布式项目尚不能核发绿证，选择分布式光伏或分散式风电项目的企业用户尚不能通过中国绿证获得其电量的绿色属性/权益。
- 屋顶光伏只能满足10-20%的用电负荷，场内风电大约能满足30%的负荷，尚不能满足企业100%的用电需求。

4. 分布式能源市场化交易（隔墙售电）试点推进缓慢，过网费尚未明确

描述

- 分布式发电项目单位（含个人）与配电网内就近电力用户进行电力交易；电网企业（含社会资本投资增量配电网的企业）承担分布式发电的电力输送并配合有关电力交易机构组织分布式发电市场化交易，按政府核定的标准收取“过网费”。

2019年变化

- 2019年5月，在几轮推迟后，首批分布式市场化交易试点名单公布。
- 2019年12月，江苏省发布分布式市场化交易规则（试行版），成为第一个发布此类政策的省份。该政策文件明确了市场交易参与方、参与方式、注册流程、交易流程和价格、合同结算以及政府主管单位等。此政策仅针对江苏省内已经批复的试点，并不适用于省内其他分布式能源。

挑战

- 试点推进面临诸多挑战，过网费尚难达成统一。
- 相较于分布式项目，电力用户可通过分布式交易满足更高比例的可再生能源消费需求，但其发电规模仍然不能满足大多数企业的可再生能源使用目标。

5. 可再生能源直购电在弃风弃光省份已可以开展交易,但在东部高用电负荷省份仍面临政策障碍

描述	<ul style="list-style-type: none">• 发电企业与企业用户直接签订购电合同。• 发电企业与企业用户都需要在政府准入名单上,并通过省电力交易中心参与交易。• 大多数情况下以省内交易为主。跨省交易以网对网的形式完成,而非用户直接交易。
2019年变化	<p>参与交易市场主体扩大到所有经营性用户</p> <ul style="list-style-type: none">• 2019年,政策允许电力直接交易扩大到所有经营性用户,包括了许多之前在一些省份无资格参与直购电市场的中小型企业。 <p>配额制下的考核主体</p> <ul style="list-style-type: none">• 在配额制下参与市场化交易的用户将成为考核主体。• 尽管各省尚未出台具体的实施方案,但已从国家层面明确了企业消纳责任。2020年起为第一个配额制考核周期,激励省级政府尽早发布实施方案,将考核目标下放给企业。• 目前允许可再生能源直购电省内交易的省份请详见下一页。
挑战	<ul style="list-style-type: none">• 大部分没有弃风弃光的省份,可再生能源仍未获准参与电力直接交易。即使在一些放开的市场,可再生能源发电企业参与意愿也较低。• 跨省区交易一般仅限于两省电网公司之间。为数不多的试点项目中,需要与各类利益相关方协调,获得电力主管部门批复,对于大部分企业来说仍有一定困难。

在弃风弃光省份,企业用户可与可再生能源发电企业签订省内直购电协议

2019年放开可再生直购电的省份



- 高限电区域出现了以年为单位的风电和光伏直接交易
- 部分省份在丰水期允许风光直购电交易
- 可再生能源与火电打捆交易,通过银东特高压传输(陕西、甘肃、青海、宁夏送山东)。可再生能源上限为40%
- 在无限电区域,鼓励可再生发电企业参与直接交易,但是发电企业本身缺乏交易动力

- 省内可再生能源直接交易仅出现在有弃风弃光的省份,因为在这些区域可再生能源发电企业有经济动力多发并出售原本会被弃掉的电。
- 在高电力负荷区,如江苏和广东等,可再生能源全额保障上网,因此可再生能源发电企业缺少动力与用户直接交易。
- 过去一年中,可再生能源跨省交易没有新的进展和变化。

尚不可行

6. 虚拟购电协议目前在中国尚不可行,但电力现货市场试点的推动有望使这种金融合同形式在未来成为可能

描述	<ul style="list-style-type: none">• 虚拟购电协议是可再生发电企业与用电企业签订的金融协议,为双方锁定了稳定的长期价格。• 虚拟购电协议在美国和欧洲日益盛行,但目前在中国不可行。
2019年变化	<ul style="list-style-type: none">• 在推行电力系统改革的地区,尤其是电力现货试点省份,如广东、浙江和山东,虚拟购电协议有望在未来成为可能。
挑战	<ul style="list-style-type: none">• 没有现货市场的进展,虚拟购电协议的推动较为困难。

企业可以根据自己的内外部要求,从成本、附加性、项目规模等角度来选择最合适的采购机制

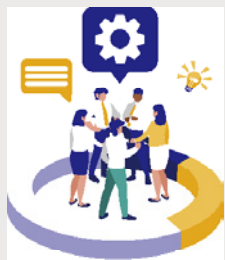
机制	价格	附加性 (能否推动新增可再生能源的发展)	项目规模
1. 可再生能源证书	<p>中国绿证</p> <ul style="list-style-type: none"> 风电: 130-280 RMB/MWh; 光伏: 500-900 RMB/MWh 平价项目绿证预计价格将会更低 (目前暂无市场数据信息) <p>国际绿证</p> <ul style="list-style-type: none"> 价格较低,根据买卖双方协商决定价格,通常在每度电几美分 (需确保可再生能源归属被当地法律认可)。 	<p>不确定。如果是无补贴项目发行的新绿证,则具有附加性。</p>	<p>基于企业采购量</p>
2. 直接投资	<p>不同项目类型价格不同,前期投资成本与项目规模、项目地点及类型都有关系。</p>	<p>是,但存量项目投资除外。</p>	<p>基于企业投资规模</p>
3. 分布式光伏和风电	<p>低于市场零售电价,通过出借自身屋顶安装光伏并与发电企业签署能源管理合同,企业一般可以享受8-9折电价折扣。</p>	<p>是</p>	<p>规模有限,无法满足全部需求</p>
4. 分布式市场交易 (隔墙售电)	<p>尚无市场数据,取决于具体项目,低于市场零售电价。</p>	<p>不确定</p>	<p>大于分布式项目,对于完成企业全部目标仍有一定难度</p>
5. 直购电	<p>仅有弃电省份市场数据。价格基于双边协商;在非弃电省份,价格一般也会低于标杆煤价。</p>	<p>不确定。如果是购买存量项目原本会弃掉的电量,或者新项目,则具有附加性</p>	<p>大规模</p>

备注:虚拟购电协议在中国尚不可行,未纳入本表中。

A large-scale wind farm is depicted on a rolling, grassy hillside. The foreground features a prominent white wind turbine with three blades, positioned on the left. In the background, a series of similar turbines are scattered across the landscape, receding into the distance. The sky is a clear, pale blue, suggesting a bright, sunny day. The overall scene conveys a sense of clean, renewable energy production in a natural setting.

关于企业可再生能源中心 中国 (BRC China)

进入2020年,推动企业可再生能源采购应优先考虑搭建必要的市场基础、推动试点项目落地以及加强平台建设



为可再生能源采购搭建必要的市场基础

- 明确可再生能源证书的环境属性,增强企业交易信心
- 标准化环境属性的采购合同,以支持非捆绑可再生能源证书的采购
- 支持市场基础的建立,例如可再生能源证书价格预测,以激发早期市场需求
- 创建能够为高质量交易提供支持服务的第三方机构名录(例如财务和法律顾问)



在特定省份推动可再生能源电力直接交易试点

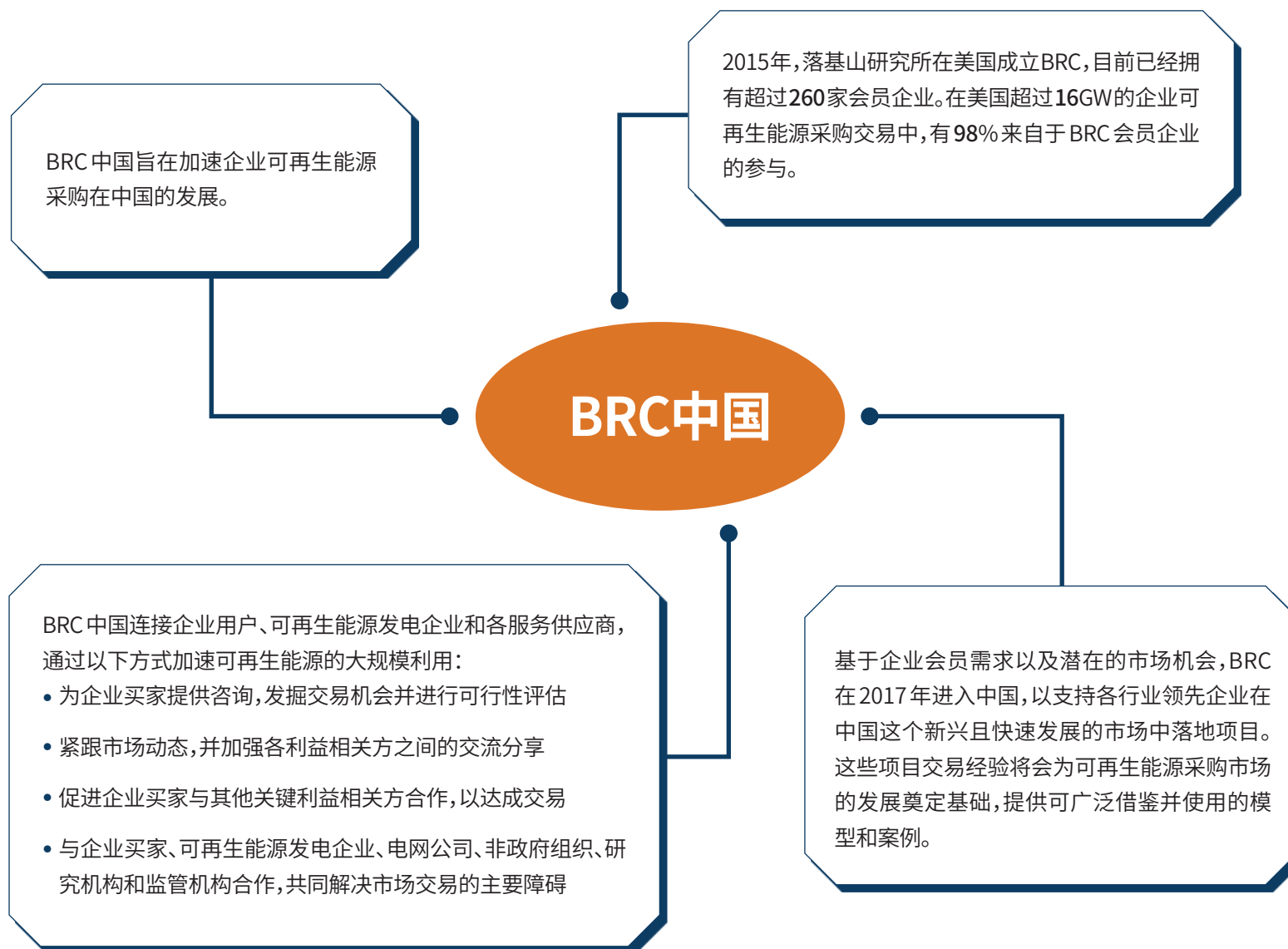
- 加强与地方政府和监管机构的交流,通过展示可再生能源参与直购电市场对当地政策与经济的支持作用,呼吁放开可再生能源参与直购电市场
- 推动试点交易,并标准化合同条款
- 为发用电企业提供能力建设支持,帮助其熟悉直购电交易细则,并在不同区域协助其推广
- 提升可再生能源直购电的商业可行性,以吸引更多发用电企业参与交易



建立包含各类利益相关方的平台,加强沟通与合作

- 搭建案例分享平台,供企业买家相互交流借鉴在中国采购绿电的最佳实践
- 集结各家企业可再生能源采购需求,共同推动市场向前发展
- 推动政府、发电企业、企业用户、行业协会、研究机构以及国际组织间的交流与合作,共同推动可再生能源市场化交易

企业可再生能源中心中国项目 (BRC China) 致力于支持市场化交易的发展





如有任何问题和宝贵意见,请联系:

brcchina@rmi.org

