

# 能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室  
广东省新能源生产力促进中心  
第二期 2018年1月

## 目 录

总论 .....	1
德国 2017 年可再生能源发电创新高 .....	1
热能、动力工程 .....	1
2018 年将成为美国储能产业发展的关键一年 .....	1
2021 年英国电池储能部署量或将达到 12 吉瓦 .....	2
中国储能熔盐首次出海入欧 .....	3
中科院大连化物所甲醇燃料电池系列项目通过验收 .....	4
以欧洲视角看中国新启动的碳排放交易体系 .....	4
储能接受市场检验的时代已经来临 .....	5
储能爆发或在 2019 年 .....	7
我国科学家研制成功新型铝—石墨烯电池 .....	8
新一代石墨烯加热软膜研制成功 .....	8
日本的固态电池究竟发展到了哪一步? .....	9
深圳碳市场的实证研究   通过碳交易市场促进产业结构调整升级 .....	11
电站效益“看得见，摸不着”，“十三五”抽蓄新建目标恐难完成 .....	14
地热能 .....	16
六部委：推进浅层地热能开发 加快燃煤减替 .....	16
生物质能、环保工程 .....	17
保供热：“煤改生物质”可行吗? .....	17
哈尔滨大力推广秸秆成型燃料 .....	19
国家对生物质能利用方式做出战略性调整 .....	20
生物质能供热撬开县域市场大门 .....	22
目标年替燃煤 3000 万吨 生物质供热发展提速 .....	23
加拿大生物质发电装机容量及发电量增长 .....	25
巴西制定了国家生物燃料政策 .....	35
英国 2017 年第三季度生物能源产量增长 .....	36
太阳能 .....	36
“全民光伏”热闹景象：2018 年，分布式光伏有望“双超”地面电站 .....	36
“十三五”第一批光伏扶贫项目计划下达 .....	38
2018 中国光伏行业将延续哪些大势? .....	38
BNEF：2018 年光伏组件成本将下降 0.4 元/W .....	41
光伏分析机构权威观点：多晶技术仍为市场主流 .....	42
新增装机 48GW 光伏之路依然任重道远 .....	44
机场也要发展可再生能源 太阳能供电最可行 .....	45
浙江省 2017 年太阳能发电装机 814 万千瓦 非水可再生能源装机增长迅猛 .....	45
西宁光伏并网容量创历史新高 .....	46

青海电网光伏储能发电关键技术通过评审 .....	46
黑硅救赎.....	46
风能 .....	49
《全球海上风电市场报告》正式发布 .....	49
2018 年中国风电行业景气度走势分析 .....	50
2018，风电行业这四个方面值得期待！ .....	56
2017 年丹麦风电装机 5.3 吉瓦 .....	58
2017 海上风电项目大盘点！ .....	59
丹麦风力发电占比再创历史新高 .....	60
建言 2018 年中国风电如何变革前行 .....	61
海上风电多路径提速 增量空间仍将加速扩围 .....	64
湖北省完成 2017 年风电开发建设计划 .....	65
荷兰 TenneT 拟在北海建立风电枢纽人造岛 .....	66
试点风电供暖 内蒙吉林不再“弃风” .....	66
风电市场缘何加速“东南飞” .....	67
黑龙江风电年发电突破 100 亿度 减少二氧化碳等污染物排放约 820 万吨 .....	68
氢能、燃料电池 .....	69
日本要建“氢能社会”，能走多远？ .....	69

本刊是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表本刊赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本刊用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。  
联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。

# 总论

## 德国 2017 年可再生能源发电创新高

德国一家智库发布的最新报告显示，2017 年德国可再生能源发电量达 216.6 万亿瓦时，约占德国总发电量的 33.1%，发电量和占比均创历史新高。

随着煤炭发电的减少，德国电力行业的碳排放在降低。但交通、建筑、工业等领域的石油、天然气使用仍在增加。因此，德国的碳排放量在过去 3 年维持在高位，未见下降趋势。

按照德国政府的“能源转型”计划，到 2020 年，德国可再生能源发电比例需达至少 35%，碳排放量较 1990 年需减少 40%。

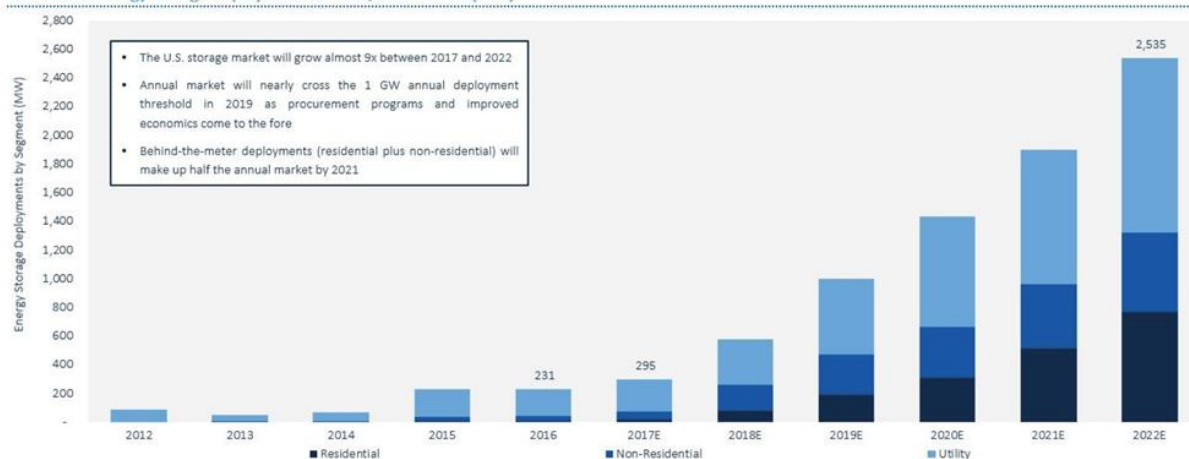
张毅荣 新华社 2018-01-08

# 热能、动力工程

## 2018 年将成为美国储能产业发展的关键一年

市场调研机构 GTM Research 公司和美国储能协会(ESA)最近发布了关于美国储能市场的最新报告。报告指出，由于储能产品(主要是蓄电池)价格迅速降低，2017 年将有近 300 兆瓦的储能部署，比 2016 年增长 28%。大型公用事业规模的电池部署在储能市场部署中处于领先地位。根据彭博新能源财经报道，锂离子电池价格自 2010 年以来已经下降了 70%以上。

U.S. Annual Energy Storage Deployment Forecast, 2012-2022E (MW)



### 美国 2012-2020 年度储能部署预测(MW)

虽然美国储能行业快速增长是一个令人惊喜的好消息，但储能部署的广泛应用才是真正让人感兴趣的故事。印第安纳州、肯塔基州、弗吉尼亚州、北卡罗来纳州、乔治亚州、路易斯安那州，以及佛罗里达州等都在评估其综合资源计划(IRP)，试点计划和储能采购中的储能选项。下面列出了一些部署事例。

?美国杜克能源公司计划在佛罗里达州增加 50 兆瓦的电池存储。

?肯塔基州电力公司制定的综合资源计划(IRP)表明到 2025 年增加 10 兆瓦的电池存储量。

?杜克能源公司在北卡罗来纳州的将在电力传输受限的阿什维尔安装一个 9 兆瓦的蓄电池系统。

?西弗吉尼亚州劳雷尔山风电场部署了有一个 32 兆瓦/ 8 兆瓦时的锂离子电池系统。

?杜克能源公司在德克萨斯州西部的诺特里斯(Notrees)风力发电场项目正将铅酸电池组升级到 36 兆瓦锂离子电池系统。

?美国南方公司正在佐治亚州锡达敦(Cedartown)测试 1 兆瓦/2 兆瓦时的锂离子电池系统。

?美国南方公司和海湾电力公司正在佛罗里达州彭萨科拉(Pensacola)测试 250 千瓦/1 兆瓦时的特斯拉 Powerpack 储能系统。

?田纳西州电力局(EPB)的查塔努加已经部署 100kW/400kWh 钒液流电池。

?Entergy New Orleans 公司将其新建的 1 兆瓦太阳能光伏设施与 500 千瓦时锂离子电池系统配套作用。

?阿肯色州电力合作公司于 2015 年开始评估其电池储存综合资源计划(IRP)。

?弗吉尼亚州 Dominion Energy 公司已评估一个电池的储存量综合资源计划(IRP)，其中包括抽水蓄能。

美国的南部地区在能源储存项目方面历史悠久。田纳西州流域管理局的浣熊山抽水蓄能水电站是美国最大的水电站之一。这个项目已运行近 40 年，净容量为 1652 兆瓦。Power South 公司是阿拉巴马州的一家公用事业公司，运营着全美唯一的压缩空气储能系统。1991 年，110 兆瓦的 CAES 系统部署在阿拉巴马州麦金托什市。

以前出现过这种情况：新兴技术促使产品在竞争中降低成本，然后应用相当迅速。这种情况发生在风力发电，然后是太阳能发电，现在储能部署也遵循类似的轨迹。

储能部署具有许多独特的属性，正在引起人们重大的兴趣。例如，电池存储和其他储能设备具有快速上升的势头，这意味着储能部署可以快速吸收可再生能源产生多余的电能，然后再释放相同的电能。而且，储能部署可以几乎瞬间提供电力，而大多数发电厂实现这一点都非常困难，并且成本高昂。储能部署可以提供峰值功率，这是一个非常宝贵的能源。随着成本的下降，储能部署还可以提供大规模的昼夜或季节性负荷转移能力。

尽管如此，储能产业还是相当年轻。很多行业厂商都在努力研究快速低成本的存储部署所提供的价值流。落基山研究所已经评估了至少 13 个电池存储项目提供给不同能源用户的不同价值。一些电力市场的市场结构在大规模的能源储备方案推出之前就已经被构想出来，因此进行一些市场改革可能是必要的。此外，需要对潜在的公用事业客户及其监管机构进行基本工业术语的解释。

总之，2018 年将成为美国储能行业发展的关键一年。

中国储能网 2018-01-05

## 2021 年英国电池储能部署量或将达到 12 吉瓦

日前，英国多党派议会集团(APPG)表示，英国电池储能市场到 2021 年可能拥有 12 吉瓦的容量。

这个报告由英国可再生能源协会(REA)和英国多党派议会集团(APPG)共同撰写，该集团由英国的上议院和下议院成员组成。

然而，英国在 2021 年达到 12 吉瓦的储能部署目标还需要重大的政策支持。假定英国政府 2017 年 7 月的智能系统和灵活性计划中包含的所有政策都按计划进行，并与包括税收优惠在内的其他改革同时进行，才能实现这个数字。

在实践中，到 2021 年，英国从目前的 60 兆瓦的电池存储部署到现在的 8 吉瓦的中等储能部署情景更为合理。

英国可再生能源协会(REA)首席分析师 Frank Gordon 说，许多中等储能部署已经在立法之外实施。

英国可再生能源协会(REA)和英国多党派议会集团(APPG)认为，英国电力储备的最大推动力将来自于可再生能源生产商将蓄电池用于太阳能和风力发电项目，因此可以从市场产能和套利中获得

额外的收入。

而在报告中的高配置情景中，假设英国太阳能发电量占 40%，到 2021 年，25% 的风力发电量可以采用电池储能，相当于总共约 8 吉瓦的容量。

中型部署方案将会看到大约 3 吉瓦的太阳能和 2 吉瓦的风能采用电池存储。在低配置情况下，将安装大约 1 吉瓦，将平均分配太阳能和风能。

有利于太阳能和风能共存的市场变化之一已经在进行之中。代表网络运营商的英国能源网络协会(U.K. Energy Networks Association)最近承诺将彻底改变储能市场的灵活性服务。

该协会在一份新闻稿中表示：“此举将有助于降低客户运营网络的成本，并为企业和社区提供新的机会，为当地网络运营商提供灵活性服务带来新的机会。”

这个报告旨在鼓励英国立法者推动储能作为一种新的产业政策。

报告指出：“如今，没有任何一个国家在储能研究、开发和部署方面在国际上占有明显的领先地位，但是许多国家正在寻求获得领导地位。如果没有创造一个蓬勃发展的国内市场，很难实现其目标。”

然而，报告的作者可能没有采用严谨的技术吸引政治家的关注。例如，电池容量预测是以功率而非能量的形式给出的，其部分原因是千兆小时的容量难以计算，部分原因是外行人认为达到吉瓦的容量比较容易。

此外，这个报告还描绘了一个关于储能行业领导潜力的美好图景，掩盖了英国在这方面远远落后于中国、德国和美国等国家的事实。

例如，它引用了一家日产电池工厂作为证据，证明“最近在英国电动汽车供应链和电池制造能力方面的投资是朝着正确方向迈出的坚实的一步”，尽管这家汽车制造商 2017 年 8 月已将业务出售给一家中国公司。这也许可以解释为什么一些观察者谨慎对待这个报告的原因。“报告的一些陈述似乎有点混乱。”一位储能行业人士表示。

2017 年 11 月，英国电力市场的一份报告也有类似的陈述，当时正值英国考虑退出欧盟后如何关闭其大部分燃煤发电机组。

2017 年，英国投入数百万英镑的资金用于研究和发展计划，其中包括建立电池研究所。Gordon 说，“储能领域目前还是一颗新星。”

中国储能网 2018-01-05

## 中国储能熔盐首次出海入欧

1 月 10 日从青海盐湖工业股份有限公司获悉，其下属青海盐湖硝酸盐业股份有限公司近日向西班牙赛能集团出口 1.81 万吨硝酸钾和 1000 吨硝酸钠，目前产品已陆续发往宁波港口。这是中国光热储能熔盐产品首次进入国际市场。

国内无机盐业界专家认为，欧洲是全球光伏技术和市场高地，中国熔盐产品出海入欧，对我国光热熔盐储能技术发展及光伏新能源产业升级具有里程碑意义。

西班牙赛能是欧洲光伏发电骨干企业，光热熔盐储能发电年营业额达 6 亿欧元。青海盐湖硝酸盐业公司是中国最大的硝酸钾、硝酸钠生产企业，年可生产 40 万吨硝酸钾，也具备年产 40 万吨硝酸钠的能力。在双方的对接交流中，赛能集团表示，该公司首次从中国采购熔盐产品，是看中了青海盐湖硝酸盐业公司的产品品质，并希望藉此与青海盐湖形成更广泛合作，在熔盐储能领域搭建合作平台，共同开拓国内外市场。

中国无机盐工业协会会长王孝峰指出，中国熔盐产品首次出口欧洲，对国内产业是一个提振。中国熔盐产品供应能力强、品质较高，从全球范围看都具有较强竞争优势，能满足光热储能等高端市场需求。当前全球光伏新能源产业发展迅速，对熔盐等新型储能材料、储能介质需求快增。初步测算，全球光热熔盐的熔盐年需求量，有望在 5 年内从目前的约 100 万吨增长到 300 万吨左右，这

对新兴熔盐产业是一片诱人的蓝海。

据了解，熔盐是一种优良的传热储热介质，广泛应用于石油、化工、热处理和光伏发电行业，主要包括硝酸盐、碳酸盐和含氯金属化合物、氟化盐等，比较常见的有硝酸钠、硝酸钾、亚硝酸钠等。目前国内熔盐生产企业有几十家，骨干企业除了青海盐湖，爱能森科技公司也正在青海海西蒙古族藏族自治州兴建年产 100 万吨熔盐生产基地，计划在 2020 年前建成全球最大的太阳能光热发电储能材料生产基地。

王孝峰提醒，光热储能的熔盐产品为一次性装填，后期替换填补量不会很大。因此，在看到 5~10 年内熔盐需求快速增长机遇的同时，也应着眼长远规避潜在风险。当前相关地方政府、熔盐业界普遍看好产业发展，但也要注意速度和节奏，避免大量集中上项目导致产能过剩。

为引导和规范熔盐储能产业发展，2017 年 8 月，中国无机盐协会在青海格尔木成立了熔盐储能专委会。专委会主任段东平表示，光热储能等高端市场对熔盐产品的品质要求高。当前国内熔盐产业发展的重点，还是要放在技术创新升级、改进产品包装等方面，同时兼顾拓展下游应用、加快与国际市场对接。

刘全昌 中国化工报 2018-01-12

## 中科院大连化物所甲醇燃料电池系列项目通过验收

近日，由大连化物所醇类燃料电池及复合电能源研究中心孙公权研究员担任首席专家的“甲醇燃料电池系列”项目顺利通过验收。

该项目于 2012 年 12 月立项，2014 年 12 月研制的 DMFC-25-R-12 型、DMFC-50-U 型和 DMFC-200-U 型直接甲醇燃料电池产品通过正样确认，2016 年 2 月经鉴定检验合格，2017 年 12 月 14 日通过了鉴定审查。同时直接甲醇燃料电池电源系统工艺技术、检测技术、低温环境适应性、设计模型优化、可靠性技术等通过了技术鉴定。项目全面完成了技术平台建设，形成了 25W~500W 直接甲醇燃料电池的研制能力，满足直接甲醇燃料电池系列产品的研发和批量生产要求。

该项目研制的直接甲醇燃料电池系列产品是我国首套通过定型鉴定的燃料电池产品，可广泛用于车载、通讯等便携移动电源，具有广阔的应用前景。

刘万生 张哲 中国科学报 2018-01-05

## 以欧洲视角看中国新启动的碳排放交易体系

中国政府于 12 月 19 日宣布了碳排放交易体系（ETS）建设方案，全世界都为此鼓掌欢呼。该方案汲取了中国数个省市多年的试点经验，同时也借鉴了其它地方的经验，将从电力行业开始实施，并在 2020 年前纳入其它主要排放行业。

这标志着中国往前迈出了重要而审慎的一步，进一步显现了中国决心通过一系列政策和措施来削减碳排放，履行对《巴黎气候协定》的承诺。

文 | 乔斯·德尔贝克

欧盟气候行动总司长

十四年前，也就是在 2003 年，欧盟决策者们通过了设立欧盟碳排放交易体系的相关法律。三年的试点期从 2005 年 1 月启动，覆盖了发电和高耗能行业。在试点阶段中，政府机构和企业可以“边干边学”。

目前，欧盟的碳排放交易体系已覆盖了 31 个国家，包括 28 个欧盟成员国、挪威、冰岛和列支敦士登，并将于 2020 年与瑞士的碳排放交易体系接轨。欧盟碳市场已把最穷和最富成员国之间近十倍的人均收入差距纳入考虑。该体系也为约 11,000 家高耗能企业及航空运营商设置了排放上限，这意味着欧盟碳定价政策体系覆盖了 45% 的温室气体排放。

中国的电力行业从一开始就扮演着重要角色——它既是二氧化碳排放的主要来源，也是减排潜力巨大的行业。欧盟企业大多支持从“行政命令”的政策模式，转向基于欧盟碳排放交易体系这样更加灵活、市场化的方式。

电力行业是最早赞成碳定价方案的行业之一，它意识到了碳排放交易的诸多好处，在欧盟启动碳排放交易体系之前就展开了交易模拟，并强调价格信号在引导投资决策、吸引低碳解决方案融资、确保短期内灵活降低合规成本并履行减排承诺。

在一系列促进欧洲履行其气候承诺的政策措施中，欧盟碳排放交易体系属于核心要素。2005年-2016年间，欧盟碳排放交易体系已促成26%的碳减排，同时也为2030年设定了绝对减排目标——比2005年的排放水平低43%。欧盟碳市场的流动性也不断增强，年成交额大约为500亿欧元，并受金融市场法规的监管。通过买卖双方的配额交易，促成了“价格发现”，所产生的价格信号有助于引导公司寻找更加高效的减排方式——这既可促进经济发展也有利于减缓气候变化。

形成一个功能齐备的全新碳市场需要很长时间。碳排放交易体系的启动意味着将二氧化碳减排的责任从环境或技术管理者手中上升到了董事会会议室，从而使其成为一个财务和公司领导者须考虑的问题。

碳定价是经济中一个非常重要的信号。科学结论已经非常清楚，所有人——尤其是大型排放部门——未来的排放必须要大幅减少。通过设定碳价信号，政府可帮助企业为未来做好准备。

中国政府已在构建全国性碳市场的道路上迈出了最初的几步。类似的，欧盟已建立起碳排放交易体系，并逐步地加以完善，在实施中不断地吸取经验教训。现在，欧盟碳排放交易体系已进入第三阶段，涵盖更多的行业和温室气体，同时规则也日益完善。大部分配额目前都由政府拍卖，可为气候行动创造可观的收入或是为社会带来其它益处。

欧盟碳排放交易体系下收入的再分配有助于缩小欧盟内部相对富裕和贫穷国家之间的差距。一部分配额也专门留了出来，以便筹措资金，为能源部门的创新和现代化提供重要的经济支持。

和中国一样，欧盟也坚定地致力于履行巴黎协定，这包括支持他国的气候行动以及针对共同的挑战保持公开对话等。几周前，欧盟立法者通过了一项修订法律，内容是为未来十年欧盟碳市场的运行设定规则。这将有助于欧盟履行其在巴黎协定下做出的大部分2030年行动承诺。

欧盟及其成员国对中国数千名政府和行业人员提供了培训支持，帮助中国培养大量的培训专家，确保地方政府、企业以及中央和地方各级真正开展碳排放交易的所有人员为其要发挥的力量做好充分准备。

随着中国碳排放交易体系的不断发展，中国也会同欧盟一样找到履行减排承诺的最佳方式，一起为其它国家和地区的气候行动提供激励。欧盟、中国和更多国家和地区正在共同制定长期的低碳发展战略，商议如何能为我们更长久的未来构建起成功、稳定的低碳经济。显而易见的是，碳排放交易和碳市场将扮演至关重要的角色。

乔斯·德尔贝克 中国能源网 2018-01-15

## 储能接受市场检验的时代已经来临

文 | 中关村储能产业技术联盟秘书长张静；副秘书长刘为；副秘书长李臻

2017年是国内外储能发展异常繁忙的一年

在各类储能技术中，电化学储能的发展速度最快，锂离子电池、钠硫电池、铅蓄电池和液流电池等技术的发展已进入快行道。据CNESA（中关村储能产业技术联盟）项目库的不完全统计，2000-2017年全球电化学储能的累计投运规模为2.6GW，容量为4.1GWh，年增长率分别为30%和52%；2017年新增装机规模为0.6GW，容量为1.4GWh，全年已有超过130个项目投运。

从2016年开始，电化学储能进入一个快速应用期，储能项目的建设呈现“多、大、热”的现象。据CNESA统计，2016-2017年全球规划和在建项目的规模达到4.7GW，越来越多的项目有望在下一

两年投运；为满足电力系统对大型化储能的需求，电化学储能单个项目的建设容量也在不断加大，据统计 2016-2017 年 10MW（含）以上的项目总量超过 40 个；各国对储能应用参与热度也在增强，据 CNESA 统计，2015 年共有包括美国、中国、德国在内的 10 个国家部署了电化学储能系统，2017 年则有来自北美洲、南美洲、非洲、欧洲、大洋洲和亚洲在内的近 30 个国家都投运了储能项目，呈现出储能的全球化应用趋势。

我国电化学储能的发展速度更是引人注目。据 CNESA 数据，2000-2017 年电化学储能的累计投运规模近 360MW，占全球投运规模的 14%，年增长率近 40%，超过全球增速。在 2016-2017 年期间，我国规划和在建的项目规模近 1.6GW，占全球规划和在建规模的 34%，我国有望在未来几年引领产业发展。

2017 年是国内外储能发展异常繁忙的一年

作为较早发布储能政策的国家，美国对储能的政策支持正从加州向马萨诸塞州、俄勒冈州、夏威夷州等 10 个州延伸。英国、奥地利、捷克、意大利、澳大利亚、印度和中国都在 2017 年颁布了储能发展政策。储能政策的纵向深度支持和区域横向的广度覆盖是 2017 年全球储能快速发展的有利支撑。

2017 年 10 月份，我国首个国家级大规模储能技术及应用发展的政策，《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》正式发布。指导意见指出要推进储能技术装备研发示范、推进储能提升可再生能源利用水平应用示范、推进储能提升电力系统灵活性稳定性应用示范、推进储能提升用能智能化水平应用示范和推进储能多元化应用支撑能源互联网应用示范的五大领域的工作。目前大连、宜春、北京、邯郸等都已出台地方储能支持政策，未来将有更多省市结合当地资源和产业优势制定相关政策；同时涉及储能在电力市场的准入机制和价格补偿机制的政策细则应该是下一步储能政策支持的重点。

在加州明确 1.325GW 的电力采购计划之后，俄勒冈州、马萨诸塞州和纽约州也都先后公布了电力事业单位的储能采购目标；新墨西哥州已经将储能作为公共事业公司规划中的一种资源；马里兰州则推动在全州范围内指定的场地设计、建设、融资和运营可再生能源和储能项目。英国和澳大利亚是近期储能发展较快的国家，政策的跟进也非常及时。英国的政策重点是将储能纳入“英国智能灵活能源系统发展战略”，给与储能参与英国电力市场的合理身份，并肯定其作用；澳洲多地政府则制定了储能安装激励计划，通过补贴重点支持用户侧储能系统。

2017 年更是储能系统与市场需求深度磨合的一年

虽然产业发展热度加剧、速度加快，在政策支持下，市场逐渐为储能打开了大门，但我们不得不清醒地认识到，目前的储能发展还是以政策驱动为主，实现盈利、走向商业化发展的道路仍然充满不确定性和挑战。储能成为备受关注的“蓝海”产业，2016 年全球在储能领域的投融资金额超过 43.3 亿美元，社会的认知和参与给产业带来了信心，但随着示范向市场化应用的转换，“独立于市场”的示范场景将结束，政策支持逐步弱化，储能将参与真实的市场运行和竞争，技术性能、系统配置、应用模式、获利方式的适用性、科学性都要接受市场的检验，储能与市场深度磨合的模式已经开启。

2017 年分别有 2.1GW 和 4.8GW 的电池储能项目获得参与英国 T-1 和 T4 容量市场的拍卖资格。但由于储能时长较短，考虑到其对电力系统压力承担能力有限，兼顾对其他长时间的非储能技术参与的公平性，经过评估，英国 BEIS（英国商业能源和供应战略部）在 2017 年 12 月确认，针对 T-4 和 T1 的容量拍卖，削减半小时电池储能的降级因子。这给做短时灵活调节具有优势的储能系统提出了新要求，短期看制约了短时储能在容量市场的应用，但也刺激着储能运营商去积极开发长时储能解决方案。

已有 265MW 储能参与调频的 PJM 市场近期也修改了调频市场规则。由于在高爬坡率时段，RTO 需要大规模的发电机组或负荷的投切保持系统平衡，在降低 RegD（高爬坡率但能量有限）资源采购量的同时也要求参与 RegD 的储能延长电网充放电时间。规则的修订表明储能与其他资源在市场的平等竞争已经展开，如何在新规则中谋求利益、寻找和争取最合理的空间是市场给储能提出的新考



验。

储能产品的标准化开发也亟待加强，以德国为例，到2017年其户用储能系统安装量为52000套，工商业领域光储系统的需求也很大，但其大规模推广开始面临来自缺乏标准产品、标准技术、标准接口和标准商业模式的压力；另外消防，健康和安全等方面也需要标准化的解决方案。如果这些问题不解决，储能应用很难在德国大规模的全面铺开。

在未来储能的市场化应用中，市场需求与技术能力不断磨合，提高了技术的市场适用性、储能系统中硬件、软件和接口的性能以及与其他设备的配合在项目运行将不断优化完善、在参与电力市场过程中，储能在系统中的定位、应用内容和价值实现将在不断博弈和修正中达到最优、在市场化的电力价格机制下，储能替代其他设备和系统的优势还将逐步验证、储能还需尽快制定标准和规范来满足用户对环境、安全的需要。上述的工作和产生的问题会在一定时间内遏制储能的发展速度，但这并不消极，储能的发展需要在不断的探索、尝试、甚至于失败再调整的与市场深度磨合中不断前行。经历了市场的检验才是最具有竞争力和生命力的产业。

张静 刘为 刘为 中国能源网 2018-01-11

## 储能爆发或在 2019 年

在日前德国莱茵 TüV（下称 TüV 莱茵）上海光伏实验室成立 10 周年庆典上，TüV 莱茵大中华区太阳能及燃料电池技术服务总经理李卫春与中关村储能产业技术联盟秘书长张静共同登台，正式启动《2018 年储能系统白皮书》。这部白皮书由 TüV 莱茵联合中关村储能产业技术联盟起草，计划于 2018 年 3 月正式对外发布。

据介绍，随着分布式光伏装机规模持续增长，光电建筑、光储一体化等概念成为热门话题。储能不再是电池的高大上叫法，它代表的是一个新兴的产业。储能与分布式光伏相结合，可以通过峰谷电价差为用户节约电费；在确保质量安全的前提下，也可以参与电力辅助服务，赢得更多的利润空间。

在储能市场将呈现爆发式增长的预期下，TüV 莱茵与中关村储能产业技术联盟对全球及中国储能市场进行了全面系统的调研和数据收集，基于科学的分析帮助产业链相关企业全面了解储能产业当前最新的发展动态，把握市场机会。据悉，《2018 年储能系统白皮书》将系统介绍全球主要国家储能市场的规模和相关政策，主要储能技术发展趋势和市场预测，以及如何挑选质量与安全兼具的储能系统。TüV 莱茵希望借此助力企业更好地把握由技术创新转为商业化应用的重要节点。

“目前储能的应用场景主要有发电侧电力系统储能、智能微电网储能、商用储能项目、分布式光伏+储能等。”李卫春在接受记者采访时指出，“就储能的收益模式来说，主要有体现储能的能量价值、容量价值和辅助服务价值等模式。”

相比发达国家，如德国、美国、澳大利亚等成熟的储能市场，中国储能产业发展则处于萌芽阶段，各种应用正在积极探索可复制的商业模式。“要找到真正适合本地市场的应用和盈利的模式，发展速度才会显现。初期的补贴政策对于储能启动、发展作用也会非常大。”李卫春对中国储能发展如是说。

但是去年 10 月出台的首部国家级储能政策——《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》中明确提出，“鼓励相关企业通过市场化思维，在电力体制改革的基础上，丰富储能的应用场景，同时将先进储能纳入中央和地方预算内资金重点支持方向，发挥资金引导作用。”关于对储能予以专门的财政补贴则并未提及。

在李卫春看来，补贴牵扯到方方面面，涉及环节多，操作难度大，可控性较难把握，“储能后续一定会有诸多支持政策出台，但是否应该有补贴？怎么补贴？相关政府机构会很慎重，会参考和借鉴其他行业补贴政策的相关经验。”不过，李卫春也指出，长期来看，储能也不可能全部依赖于补贴，还是要靠行业自身发展带动，形成真正市场化的储能市场。让市场接受、让资本信任，保障储能的

安全、可靠、质量和环境友好性是储能行业良性发展的关键所在；制定统一的标准和建立统一的规范来协助和推动储能发展是储能行业健康发展的长久之计。

目前，中国户用储能几乎为零，商业储能也在探索期，而大型储能项目则主要依托国家示范工程的带动，没有补贴助力下的储能，何时迎来爆发的时机？

李卫春认为，这主要取决于储能自身成本的下降。一方面，储能成本每年的下降幅度约在 20%-30%左右。目前锂离子电池储能造价度电投资约为 2000 元人民币左右，预计储能爆发或在 2019 年。按照 20%-30%的下降幅度来看，储能在中国市场具备经济性或在两年左右。另一方面，随着动力电池产能的释放，淘汰或过剩的动力电池将用于储能领域。此外，动力电池的梯次利用也将加速储能爆发的到来。“当然如果储能补贴能够出台，一定是个引爆点。”李卫春补充说。

何英 中国能源报 2018-01-10

## 我国科学家研制成功新型铝—石墨烯电池

近日，浙江大学高超团队研制出新型铝—石墨烯电池，几秒便可充电完成，循环充放 25 万次后依然电力十足，并展现出耐热、抗冻，反复弯折不影响性能等优异特性，显示出广泛的应用前景。

据人民日报 1 月 3 日消息，一片片泛着金属光泽的深灰色薄膜，就是团队最新研发的铝—石墨烯电池。它的正极是石墨烯薄膜，负极是金属铝。把两片电池串联在一起，就能点亮一组 LED 灯。经过测试，石墨烯正极的比容量达到 120mAh/g(毫安时每克)，在 25 万次充放电循环后仍能保持 91% 的容量；同时其倍率性能优异，快速充电可 1.1 秒内充满电，仍具有 111mAh/g 的可逆比容量。

同时，这种电池可以在零下 40 摄氏度到 120 摄氏度的环境中工作，可谓既耐高温，又抗严寒。在零下 30 摄氏度的环境中，这种新型电池能实现 1000 次充放电性能不减，而在 100 度的环境中，它能实现 4.5 万次稳定循环。这种新型电池是柔性的，将它弯折 1 万次后，容量完全保持；而且即使电芯暴露于火焰中也不会起火或爆炸。

“这种铝—石墨烯‘超级’电池，倍率性能和循环寿命远远超过其他电池，比超级电容器具有更高的能量密度，相当的倍率性能和循环寿命。”浙江大学高分子科学与工程学系教授高超说。

中证网 2018-01-05

## 新一代石墨烯加热软膜研制成功

新一代石墨烯加热软膜日前研发成功，这一新型石墨烯加热软膜总厚度仅有 0.5mm，核心发热层将电能转化为热能，同时可以做到防水不漏电。

该产品由我国汉道集团旗下黑金杰尼控股有限公司在杭州研发成功，并在石墨烯智能服饰产业化方面取得了突破性进展。与上一代石墨烯加热膜相比，新一代技术具有良好的柔性及防水性，是一种既能保证加热保暖又不失轻柔舒适、安全的电热膜，更适合穿戴产品的应用。

目前，我国在原有石墨烯发热膜的应用方面，市场产品质量参差不齐，存在防水性差，容易导致漏电甚至引起火灾，不可弯曲，使用寿命过短等问题。黑金杰尼联合团队研发的这种石墨烯加热软膜成功解决了上述问题，使“石墨烯+健康”和智能化在该领域成为可能。

以石墨烯为纺织材料或发热载体的石墨烯服饰，经特殊工艺生产制造，具有远红外、防静电等功能，可起到持久的保暖御寒、保健人体和舒适养生等作用。

石墨烯服饰目前分为两种，一种是以生物质石墨烯内暖纤维为纺织材料的石墨烯服饰，主要具有良好的抗菌抑菌、强大的低温远红外、防紫外线等功能。另一种则是以石墨烯发热膜作为发热载体的保暖理疗服饰。通过 USB 充电加热，即可成为可穿戴材料，有望终结“暖宝宝”这样的贴身取暖装备。

此外，石墨烯发热膜工作过程中产生的 8 $\mu$ m 至 14 $\mu$ m 远红外线，是最适合人体健康的波段，能

促进血液循环，提高机体的免疫能力。

顾阳 经济日报 2018-01-15

## 日本的固态电池究竟发展到了哪一步？

电动车和使用天然能源发电储能所不可缺的下一代电池的开发已经非常盛行。即从成本和性能等方面超过传统锂离子电池的超级材料已经出现。许多国家已经开始了禁售汽油车的讨论，特别是对于电动车电源的关注度尤为集中。本文对电池的革命性突破的原动力，即最近注目相关新技术的动向进行了追踪报道。

旭化成的名誉技术总监(fellow) 吉野彰先生认为：新一代的电池，最接近实用性的是全固态电池。作为锂离子电池之父(注：与发明钴酸锂的 Goodenough 齐名，著名的锂离子电解液的发明者)，也就是诺贝尔化学奖候补之一。他认为全固态电池有希望是非常有意义的。

全固态类型、EV 的原动力

电池是由正极和负极以及隔在二者之间作为锂离子运输通道的电解质所组成。目前的锂离子电池使用极其易燃的有机溶剂作为电解质的溶液。全固态电池使用难燃的固态电解质取代有机溶剂型电解质，安全性将会大大提高。

以 2011 年东工大的菅野了次教授等人与丰田汽车等共同开发了新的固态电解质为契机，全固态电池开始得到人们的关注。锂离子极易通过固体电解质层，离子电导率甚至超过了传统电解液的水准。

如果离子传导率高，电池的输出功率将会增加。把它安装在电动汽车上，需要很大电池功率才能达到的快速启动和加速等行驶性能不足就会得到很大的改善。

东工大等研究团队正在通过改变元素种类等来继续推进材料改良。2016 年，这种固态电解质的离子电导率达到了有机电解液的 2 倍以上，电池的功率密度达到 3 倍以上。实验室试作的这种固态电池经过反复充放电 1000 次，容量也几乎没有衰减，达到长寿命电池的要求特性。

快速充电也变得可能。然而，和传统的锂电池一样在快速充电时也会在内部形成枝晶等问题，从而导致内部短路的隐患。如果这个问题得到解决，几分钟内快充的问题也就可以解决了。

当前的固态电解质因为含硫，它与空气中的水分接触时会产生硫化氢气体。实验室需要有特殊的手套箱，在密封装置内进行操作，外部的空气不得进入手套箱内。从材料的合成到电池的组装都需要在这种特殊条件下操作，这个问题一直到大规模量产都是技术壁垒需要解决。(丰田-三井团队早在两年前完成量产工艺，只是不能公开)

固态电池的核心技术是电解质，即提高电解质的离子电导率。“如果离子电导率是普通电解液的 10 倍，固态电池的一切问题就迎刃而解了。”吉野名誉总监如是说。

菅野教授等人在 17 年开发了一种不含稀有金属元素的固态电解质，虽然电导率下降到与传统电解液几乎相当的水平，但是成本降低了 1/3。如果还想在抑制硫化氢气体产生进行改善、还需要继续提高电解质的电导率等性能。(注：这也是菅野教授团队的苦恼之处，它们实验室合成的不含 Ge 的硫化物电解质的性能远远不及三井团队的已经规模化量产的电解质，丰田已经基本终止了项目资助)

决定电池容量的电极的选择也是很难的。菅野教授说：“很多研究团队正在寻找适用于电极的材料(与电解质匹配的)。”

日本国立物质材料研究机构的副所长高田和典(注：我的学弟，许晓雄博士后的指导老师)等人开发了一种新的负极材料体系，该负极材料主要是硅，其负极的容量可以提高到现有锂离子电池的 10 倍左右。整个电池的容量预计可以提高 50%左右。硅通过部分氧化结构等设计，可硅均匀地膨胀收缩，从来硅电极的崩坏问题可以得到有效地解决。

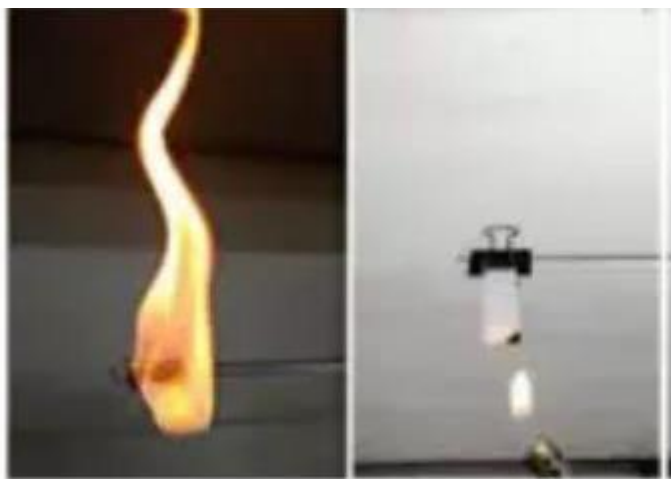
高田副所长说：“虽然原理可以验证，但是有必要开发适合大规模生产的技术。”目前存在着将

硅薄膜附着到基板上的步骤比较复杂等问题。

丰田计划在 2020 年代前半实现全固态电池商业化。如果到 2020 年中期能够完成技术上的挑战，那么在 2030 年左右，EV 中搭载固态电池将不再是梦。当然，全面超越现有锂离子电池是固态电池推广的最为关键的因素。

#### 打破壁垒 高浓度电解液

锂离子电池是由索尼、旭化成等公司于 1991 年首次实现了商业化。随着后续的改进，虽然性能得到逐步提高，但已经接近技术上限。目前，能够打破这一壁垒的技术，寄希望于与固态电解质性质相近的高浓度电解液。再通过改进与之配套的电极材料等，实现进一步提高锂离子电池的性能。



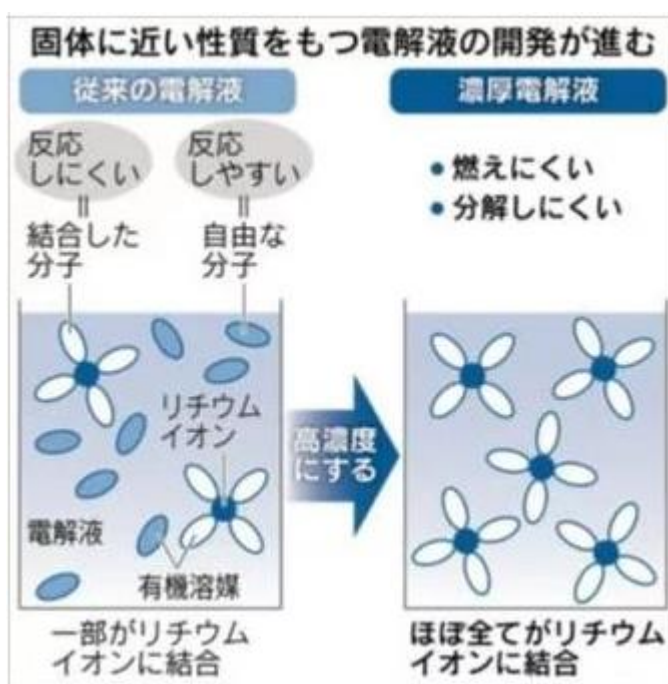
通常的电解液（左图）会燃烧，高浓度电解液（右图）不会燃烧

横滨国立大学渡边正义教授认为：“通过使电解液变浓，就会变成接近固体的性质。”它像固体一样不挥发，同时具有不易燃烧的特征，这不正是我们希望得到的高安全电池吗？渡边教授等人开发成功了相当于目前电解液浓度约 3 倍的高浓度电解液。

通常的电解液中，仅一部分的有机溶剂的分子与锂离子结合。未结合的自由的分子能够离开电解液，游离挥发出来。在反复进行充电和放电过程中容易分解，成为电解液、电极等的劣化的主要原因。引人注目的是被称作“聚醚类”的有机溶剂，它有将锂离子包围在中间的性质。通过混合比例上下功夫，发现了各种分子形态的聚醚几乎全部能与锂离子结合。这种电解液可以有效地防止电极等的劣化，开发出长寿命的电池。

东京大学的山田淳夫教授等人在 2014 年使用高浓度电解液，将电池的充电时间降到通常锂离子电池的 1/3 已取得了成功。山田教授说：“在以往的常识中如果达到高浓度的话，电池反应速度会变慢，高浓度电解液被认为不适合于锂离子电池。

在 2017 年里，开发成功了难燃的浓厚电解液，它还具有锂离子电池灭火剂的作用。它使用了难燃的磷酸三甲酯作为有机溶剂。即便接近火它也不会起火燃烧，如果加热到摄氏 200 度，就会产生可熄灭



火焰的蒸气。因而，它可以成为开发抑制锂电池着火的不起火电池的契机。

虽然新型电池的各种各样的功能值得期待，但主要问题还是成本上。实验室合成这些电池用的材料，价格极其昂贵。山田教授认为：“将来实现了量产，材料不再是特殊，价格成本自然会下降。”

作为电极材料的改良方法之一，是开发一种新的材料混合到现有正极材料中使电池的容量和输出功率都提高。光学玻璃龙头企业大原制作所(三井系)开发了这种可抑制在快速充电和低温条件下容量降低的添加材料。这种独立开发的玻璃材料叫做“LICGC”，可混合到固态电池的正极材料中使用。将 LICGC 添加到正极材料中试作的固态电池，以电池的充电速度 3 倍的速度快速放电，与普通锂离子电池(LIB)相比容量增加了约 40%，在摄氏零下 20 度时增加了约 25%。预测这种电池可以适合在寒冷的地方稳定工作。在其他的实验中，也确认到缩短充电时间的和提高输出功率等的改良。

冈山大学的寺西贵志助教等开发成功了可快速充放电相关正极。他着眼于研究可以吸引锂离子的金属氧化物。在正极材料的粒子表面包覆上含钛和钡等物质粒子后，可使试作的电池以通常的锂离子电池的 5 倍速度进行充电。

电动汽车(EV)即使是快速充电也需要花数十分钟时间。这是相比只要加油就能马上起动的燃油车来说，电动汽车存在的最大劣势。寺西助教说：“如果能够应用新技术的话，EV 的充电时间有望缩短。”通过电解液和电极的改进，看到了锂离子电池的性能提高的曙光。

只要打破现有常识继续不断开发，相信能在现有锂离子电池的基础上开辟出一条通往下一代新型电池的道路。

日本经济新闻 2018-01-05

## 深圳碳市场的实证研究 | 通过碳交易市场促进产业结构调整升级

深圳是全国 7 个碳交易试点省市中唯一的计划单列市，2013 年 6 月 18 日在全国率先启动碳市场。2013 年~2015 年试点碳市场期间，636 家管控企业超额完成了深圳市“十二五”规划要求的年均碳强度下降目标，实现了碳排放总量和碳强度的双重下降，充分证明了通过市场机制能有效的倒逼企业自发地提高节能减排技术，推动节能减排、能源结构调整和产业转型。

深圳碳排放总量增速已显著低于经济增速，结构调整效果明显

深圳经过近 30 年的飞速发展，取得了举世瞩目的发展成就，目前处于城市化和工业化后期，城市化发展、人口数量上升和经济成长带来的能源消费和碳排放量仍将在一段时间内处于上升阶段，预计在能源消费拐点到来之前碳排放量仍然难以达到峰值。与此同时，在积极应对气候变化，加大节能减排，控制温室气体排放的背景下，深圳碳排放总量的增速已经显著低于经济增速，万元 GDP 碳排放强度持续快速下降。特别是“十二五”节能规划期间，单位工业增加值能耗持续大幅度降低，年平均增长率为-12.6%。到 2015 年，单位工业增加值能耗为 0.241 吨标准煤/万元，单位 GDP 能耗为 0.396 吨标准煤/万元，单位 GDP 电耗为 574.65 千瓦时/万元，远优于国内平均水平。

覆盖直接排放与间接排放，减排效果明显

深圳作为以加工制造业为主体的较典型轻型化工业结构城市，决定了深圳的碳排放特征是：直接排放源少且较为分散。但是，为了充分发挥碳交易对降低碳排放总量的引导作用，碳排放交易制度的设计客观需要将总排放量中的较高比例纳入管控范围。因此深圳碳交易体系在试点阶段将工业企业纳入碳市场的管控范围，并覆盖生产端的直接排放和消费端的间接排放。

从碳市场覆盖行业的排放情况来看，以 2010 年为基准年，2013 年~2015 年 636 家管控企业的碳排放总量分别下降 403.53 万吨、446.31 万吨、632.32 万吨，下降率分别为 12.6%、13.9%、19.8%，呈现逐年增长的趋势。



		2010年	2013年	2013年 下降率	2014年	2014年 下降率	2015年	2015年 下降率
碳排放量 (万吨)	深圳碳市场整体	3201.14	2797.61	-12.6%	2754.83	-13.9%	2568.82	-19.8%
	制造业	1551.68	1385.35	-10.7%	1366.31	-13.6%	1335.74	-13.9%
	纺织业	8.30	6.26	-24.6%	5.68	-46.1%	4.37	-47.4%
	非金属矿物制品业	92.57	77.16	-16.7%	77.46	-19.5%	77.34	-16.5%
	服装、服饰、皮革制品和制鞋业	28.24	26.65	-5.6%	25.20	-12.1%	26.15	-7.4%
	互联网和相关服务	3.83	7.17	87.3%	7.74	50.5%	9.42	146.0%
	化学和化学品原料	12.91	10.04	-22.2%	10.01	-29.0%	9.76	-24.4%
	机械制造业	276.84	244.73	-11.6%	257.58	-7.5%	245.98	-11.1%
	计算机、通信及电子设备	657.76	608.66	-7.5%	590.79	-11.3%	592.74	-9.9%
	家具制造	7.19	7.15	-0.6%	5.96	-20.7%	5.23	-27.3%
	金属表面处理	19.65	16.70	-15.0%	16.65	-18.0%	16.07	-18.2%
	金属制品业	54.87	58.95	7.4%	58.31	-5.9%	52.68	-4.0%
	食品饮料农副产品加工	45.52	35.08	-22.9%	33.04	-37.8%	33.14	-27.2%
	文教、工美、体育和娱乐用品制造业	22.59	18.70	-17.2%	15.77	-43.2%	14.45	-36.0%
	线路板	124.61	129.43	3.9%	130.18	4.3%	122.37	-1.8%
	橡胶和塑料制品业	126.61	105.13	-17.0%	99.91	-26.7%	94.48	-25.4%
	医药制造	9.94	10.07	1.4%	10.97	9.4%	11.29	13.7%
	印刷造纸业	25.66	23.08	-10.1%	20.64	-24.3%	20.02	-22.0%
电的生产和供应业	1612.74	1377.32	-14.6%	1353.17	-19.2%	1196.28	-25.8%	
水的生产和供应业	26.95	26.06	-3.3%	27.02	0.3%	29.01	7.6%	
气的生产和供应业	9.77	8.88	-9.1%	8.33	-17.3%	7.79	-20.2%	

碳强度 (吨/万元)	制造业	3.65	1.87	-48.8%	1.84	-98.7%	1.90	-47.9%
	纺织业	9.19	4.21	-54.2%	3.67	-150.4%	3.63	-60.5%
	非金属矿物制品业	3.87	2.13	-44.9%	2.09	-85.2%	2.17	-44.0%
	服装、服饰、皮革制品和制鞋业	3.79	2.14	-43.7%	2.06	-83.8%	2.05	-46.1%
	互联网和相关服务	0.01	0.08	697.6%	0.05	81.1%	0.06	534.6%
	化学和化学品原料	5.19	2.05	-60.5%	1.78	-191.2%	1.69	-67.5%
	机械制造业	3.82	2.17	-43.2%	2.10	-82.1%	2.08	-45.4%
	计算机、通信及电子设备	4.23	2.44	-42.2%	2.37	-78.8%	2.38	-43.7%
	家具制造	1.74	1.76	1.1%	1.45	-20.3%	1.24	-29.1%
	金属表面处理	12.71	5.70	-55.1%	5.72	-121.9%	5.49	-56.8%
	金属制品业	5.41	3.23	-40.3%	3.09	-75.2%	3.07	-43.3%
	食品饮料农副产品加工	2.25	1.71	-24.3%	1.74	-29.7%	1.63	-27.6%
	文教、工美、体育和娱乐用品制造业	2.71	1.20	-55.7%	1.14	-138.4%	1.01	-62.6%
	线路板	7.17	3.75	-47.7%	3.46	-107.1%	3.22	-55.1%
	橡胶和塑料制品业	4.55	2.28	-50.0%	2.23	-104.5%	2.30	-49.5%
	医药制造	0.59	0.61	2.1%	0.47	-26.3%	0.49	-18.3%
	印刷造纸业	4.01	1.09	-72.9%	0.95	-76.4%	0.82	-79.6%
	电的生产和供应业(吨/万千瓦时)	4.94	5.39	9.1%	5.02	1.6%	4.98	0.9%
水的生产和供应业(吨/万立方米)	2.06	1.84	-10.8%	1.89	-9.0%	1.89	-8.4%	
气的生产和供应业(吨/万吨)	166.39	155.77	-6.4%	150.43	-10.6%	156.01	-6.2%	

表 1 深圳碳市场节能减排及经济成效

产业结构优化和结构性减排双赢

(一) 产业结构调整及碳减排进展

统计数据显示，深圳第三产业比重从 2008 年开始首次超过第二产业。在创新驱动发展战略推动下，2013 年-2015 年期间，深圳按照“十二五”节能减排目标，将产业结构调整、能源结构清洁战略整合提升成为低碳发展规划，引导产业结构调整和投资方向。从现有的产业发展情况来看，以创新驱动低碳发展效果明显，2013 年二、三产业产业结构为 43.5:56.5，2015 年为产值占比为 41.2:58.8，碳排放占比为 42.3:52.8，两大产业比例已发生结构性改变。

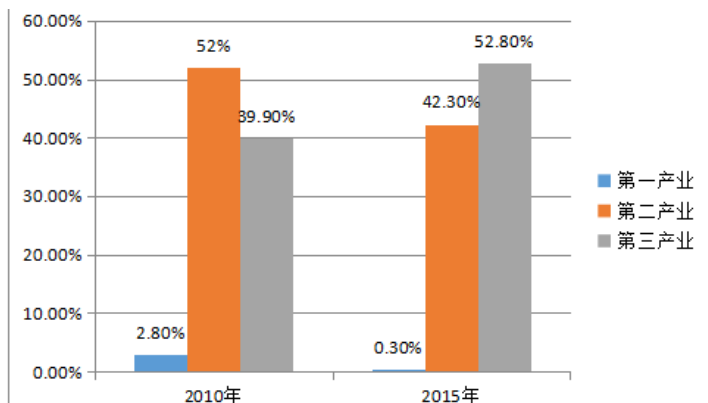


图1 深圳三大产业碳排放占比

### (二) 传统行业粗放发展模式得到制约

从减排量成效来看，深圳碳市场对纺织业，化学和化学品原料，金属表面处理，食品饮料农副产品加工，文教、工美、体育和娱乐用品制造业，橡胶和塑料制品业等传统行业的影响较大，2013年~2015年的碳排放量平均下降率分别为19.8%、33.5%、29.8%。

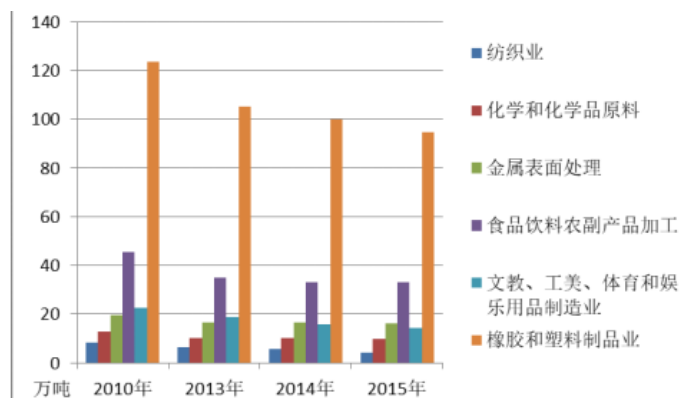


图2 深圳碳市场传统行业减排成效

从碳强度下降成效来看，深圳碳市场对于纺织业，服装、服饰、皮革制品和制鞋业，化学和化学品原料，金属表面处理，金属制品业，食品饮料及农副产品加工，文教、工美、体育和娱乐用品制造业，线路板，橡胶和塑料制品业，印刷造纸业等的传统行业影响较大，2013年~2015年的平均万元工业增加值碳强度下降率分别为53.2%、116.1%、57.7%。

这说明，在碳市场机制的作用下，传统行业原有的粗放式发展模式得到了约束，自然地遵从经济规律调整企业的产品结构，在单位增加值下能耗比最低，或者在单位能耗下增加值最高，最终实现了排放量和排放强度的双重下降。

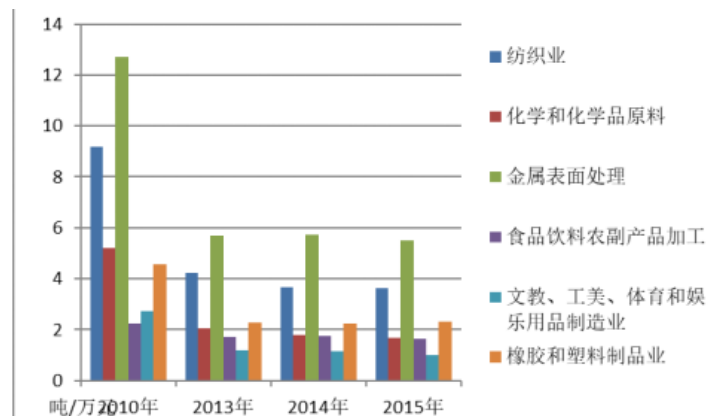


图3 深圳碳市场传统行业碳强度下降情况

### （三）深圳配额分配方式兼顾新兴行业节能减排和企业发展双重需求

从排放量和碳强度下降成效来看，深圳碳市场对计算机、通信及电子设备，非金属矿物制造业，机械制造业等新兴行业的作用也比较明显，2013~2015年碳排放量平均下降率分别为11.9%、12.8%和12.5%；同时，2013~2015年万元工业增加值碳强度平均下降率分别为43.5%、82.0%和44.4%。另外，从经济发展情况来看，计算机、通信及电子设备，非金属矿物制造业，机械制造业等新兴行业的2013~2015年的工业增加值平均增长率分别为41.1%、30.9%和52.2%，均保持在较高的增长水平。这说明，新型行业正处于经济快速发展的阶段，以碳强度为基础的配额分配方式可兼顾节能减排与企业快速发展的双重需求，引导企业进行战略调整和产品升级。

#### 结论

从深圳碳市场的实际运行效果来看，政府通过设定行业基准线的方式对企业进行配额分配，可实现利用碳市场促进产业结构升级调整。其发挥作用的机理主要有两个方面：

第一，政府从碳市场的配额总量设置和行业配额规模可直接确定了未来的结构调整方向，对于高耗能的传统行业设置更为严格的强度下降目标，最终实现利用碳交易体系推动深圳市的产业结构的调整和升级。

其次，分行业设置行业排放基准线，并根据企业在行业中排放水平确定其强度下降率，企业可清晰测算出自身的配额，因此，追求利润最大化的企业，在碳市场机制的引导下，追求结构性升级的潜能和动力越来越大，积极对产品进行升级，发展技术含量更高、附加值更高的高端产品，从而实现行业的升级和调整。

唐杰 葛兴安 中国能源网 2018-01-05

## 电站效益“看得见，摸不着”，“十三五”抽蓄新建目标恐难完成

《水电发展“十三五”规划》提出，“十三五”新开工抽水蓄能达到6000万千瓦。但记者近日在采访中了解到，进入“十三五”关键的第三年，这个目标能否完成仍然打着问号。

统计显示，“十二五”我国抽蓄电站新开工规模为2090万千瓦，仅完成了“十二五”规划目标的52%。进入“十三五”，2016年新核准开工抽蓄电站7座，装机不到1000万千瓦，未完成年均1200万千瓦的目标。记者从业内专家处了解到，2016-2017年抽蓄电站新开工共计约1900多万千瓦，意味着未来三年至少还要新开工4100万千瓦抽蓄机组才能完成既定规划目标。

多位接受记者采访的业内人士表示，虽然过去两年国内抽蓄项目建设呈现出加快之势，但要完成6000万千瓦的装机目标，难度很大。

既然国家做了规划，为何目标却难以完成？目前抽蓄产业发展有何掣肘？如何破解发展难题？

#### 前两年未达目标

统计数据显示，目前我国抽蓄电站在运规模2849万千瓦，在建规模达3871万千瓦，在建和在运装机容量均居世界第一，已经建成潘家口、十三陵、天荒坪、泰山、宜兴等一批大型抽蓄电站。

2017年，国网开建了河北易县、内蒙古芝瑞、浙江宁海、浙江缙云、河南洛宁、湖南平江6座总装机840万千瓦的抽蓄电站。此外，南网深圳抽蓄和海南琼中抽蓄电站均实现首台机组投产，广东阳江和梅州抽蓄电站按照建设进度完成节点。

记者从业内专家处得到的一份资料显示，从“十三五”抽蓄电站布局看，华东地区“十三五”期间开工规模约1600万千瓦，占全国新建装机的比重最大，为26.7%，华中其次，开工规模约1300万千瓦。从各省的布局看，浙江、福建和安徽位列前三。

2017年新开工的抽蓄电站主要集中在华东和华北。但《水电发展“十三五”规划》确定的抽蓄电站开工目标中，华北、华东均上调了目标，华中和南方区域则下调了目标。

“华北和华东上调开工目标，与区域新能源大规模发展有关。这两个区域抽蓄电站需求大，建设条件均存在省间不均衡。国家相关部门通过分析调研两个地方抽蓄开工数和各省、区域电网抽蓄电



站合理需求规模和合理布局，做了相应调整。”业内知情人士向记者透露，“华中区域接受大量区外水电、风电、煤电，对抽蓄电站需求较大，考虑到华中区域抽蓄建设条件较好，初步规划时预设开工规模约 1400 万千瓦，但考虑到实际需求情况，最终在《水电发展‘十三五’规划》中敲定为 1300 万千瓦。”

中国水力发电工程学会副秘书长张博庭也告诉记者，“十三五”抽蓄建设情况很可能和“十二五”一样，完不成既定新开工目标。从目前的项目核准和开工进度来看，2018 年要完成年均 1200 万千瓦的新建抽蓄目标也有难度。

信息显示，南网 2018 年新开工抽蓄项目可能只有广东梅州抽蓄电站。国网方面，截至记者发稿时，并未得到 2018 年新建抽蓄电站规划的回复。

难完成症结何在？

“十三五”抽蓄开工目标完成难度大，症结在哪？

上述知情人士表示，根本原因在于，我国总体对抽蓄电站建设和送出配套等全国电力系统协调发展的重要性和迫切性认识不足。抽蓄电站建设周期长，“十四五”、“十五五”期间需要的抽蓄电站需要在“十三五”期间开展前期研究工作。“因为相关部门对此问题研究不够，直接导致‘十二五’抽蓄开工任务没有完成。”

此外，受访业内人士普遍认为，抽蓄电建设目标完成难，还有来自运行机制方面的原因。

“缺乏明确的抽蓄电站的经济效益量化指标和相关受益方的合理分配，是投资主体意愿不高的主要原因。”一位不愿具名业内专家对记者透露。

国网能源研究院副院长蒋丽萍对记者表示，价格机制不支持抽蓄项目经济性，又没有其它合适的商业模式是“十三五”抽蓄难完成目标的直接原因。“价格机制是导致抽蓄电站效用未充分发挥的主要原因。”

记者了解到，虽然国家发改委早在 2014 年就发布了《关于完善抽蓄电站价格形成机制有关问题的通知》，但对电价政策仅提出了原则，没有操作性，也并未从根本上理顺抽蓄电站的投资收益机制。

上述《通知》提出，电力市场化前，抽蓄电站容量电费和抽发损耗纳入当地省级电网（或区域电网）运行费用统一核算，并作为销售电价调整因素统筹考虑。据悉，抽蓄电站年容量电费分配是电网 50%、用户 25%通过销价疏导落实，发电企业 25%通过招标解决。但实际情况是，一些建好的抽蓄电站年容量电费遭遇了落实难。

湖北白莲河、湖南黑麋峰抽蓄电站最为典型。据了解，这两座电站年容量电费中发电企业承担的 25%部分多年来未得到落实。

北京交易中心有限公司交易四部张银芽认为：“湖北省电力公司全额支付了白莲河抽蓄电站容量费用。湖南省电力公司因这部分费用没有从发电企业中收取到，一直没有支付黑麋峰抽蓄电站年容量电费中发电企业承担的 25%部分。”

“抽蓄电站的效益一直是看得见，但摸不着。”上述不愿具名业内专家也告诉记者，“我国目前已建成的抽蓄电站利用率低，功能效益发挥受阻。没有合理的电价政策，抽蓄建设进程缓慢的现状难有改观。”

另有业内研究人士认为：“为缩短审批流程，提高审批效率，环保部早在 2013 年就下放抽蓄电站环评审批权限，但在实际操作中，一些省份审批项目力度不够，给目标完成带来一定阻力。”

而在张博庭看来，“十三五”抽蓄目标难完成，根本原因是目前我国电力产能过剩。而煤电的过剩不可避免地挤压了非化石能源的市场空间，包括水电在内的清洁能源都在降速发展，水电企业已“不敢”开建新项目。

张银芽则建议，分别在送受两端电网建立交易“电量库”，购、售、输各方签订开口协议，约定交易电量和价格，按月进行电量清算和结算。“建议能源监管机构组织相关方制定抽蓄电站消纳新能源交易规则，做到有章可循。”

编后

通过把低处的水抽到高处来蓄集能量，待电力系统需要时再发电，抽蓄电站的独特作用在于，不仅可以为特高压电网大范围优化配置资源，还能为促进清洁能源消纳提供有力支持，被认为是水电“皇冠上的明珠”。

然而，从目前全国发展情况看，已建、在建抽蓄规模与电力系统的需求相距甚远。尤其随着新能源大规模的开发建设，对储能调节的要求越来越突出，而抽蓄发展的滞后性已经凸显。2017年，尽管抽蓄电站迎来建设小高峰，却依然没有完成“十三五”年均开工1200万千瓦的任务目标。4100万千瓦的新建任务压在未来三年完成，有多大困难？能否完成？

抽蓄电站发展已深陷窘境：经济效益没保障、发展后劲不足、规划目标难完成。而要充分发挥电力系统中“调节器”“平衡器”的作用，不是抽蓄产业“独善其身”就能实现的。

如何统筹整个电力系统？如何编制高水平的抽蓄电站运行调度规程？如何理顺建设、运行抽蓄电站管理体制机制等问题，是电力行业亟需解决的问题。

苏南 中国能源网 2018-01-15

## 地热能

### 六部委：推进浅层地热能开发 加快燃煤减替

据国家发改委网站消息，发改委等六部委近日联合印发通知要求，因地制宜加快推进浅层地热能开发利用，推进北方采暖地区居民供热等领域燃煤减量替代，提高区域供热(冷)能源利用效率和清洁化水平，改善空气质量。

浅层地热能(亦称地温能)指自然界江、河、湖、海等地表水源、污水(再生水)源及地表以下200米以内、温度低于25摄氏度的岩土体和地下水中的低品位热能，可经热泵系统采集提取后用于建筑供热(冷)。

国家发改委等六部委近日联合印发《关于加快浅层地热能开发利用促进北方采暖地区燃煤减量替代的通知》，通知明确，以京津冀及周边地区等北方采暖地区为重点，到2020年，浅层地热能可在供热(冷)领域得到有效应用，应用水平得到较大提升，在替代民用散煤供热(冷)方面发挥积极作用，区域供热(冷)用能结构得到优化，相关政策机制和保障制度进一步完善，浅层地热能利用技术开发、咨询评价、关键设备制造、工程建设、运营服务等产业体系进一步健全。

通知要求，相关地区相关部门要把浅层地热能利用作为燃煤减量替代、推进新型城镇化、健全城乡能源基础设施、推进供热(冷)等公共服务均等化等工作的重要内容，加强组织领导，强化统筹协调，大力推动本地区实施浅层地热能利用工程，促进煤炭减量替代，改善环境质量。

通知要求，相关地区要充分考虑本地区经济发展水平、区域用能结构、地理、地质与水文条件等，结合地方供热(冷)需求，对现有非清洁燃煤供暖适宜用浅层地热能替代的，应尽快完成替代；对集中供暖无法覆盖的城乡结合部等区域，在适宜发展浅层地热能供暖的情况下，积极发展浅层地热能供暖。

相关地区要根据供热资源禀赋，因地制宜选取浅层地热能开发利用方式。对地表水和污水(再生水)资源禀赋好的地区，积极发展地表水源热泵供暖；对集中度不高的供暖需求，在不破坏土壤热平衡的情况下，积极采用分布式土壤源热泵供暖；对水文、地质条件适宜地区，在100%回灌、不污染地下水的条件下，积极推广地下水源热泵技术供暖。

中国新闻网 2018-01-11

## 生物质能、环保工程

### 保供热：“煤改生物质”可行吗？

岁末年初的采暖旺季，生物质能供热迎来了一波扎实的政策红利——国家发改委、国家能源局联合印发的《关于促进生物质能供热发展的指导意见》明确提出，生物质 2020 年直接替代燃煤 3000 万吨，并将生物质能供热与治理散煤、“煤改气”、“煤改电”等一起纳入各级能源主管部门的工作部署和计划。与此同时，国家可再生能源电价附加补贴资金将优先支持生物质热电联产项目。

在指向明确的政策护航下，生物质能供热对传统燃煤方式的替代空间有多大？它能否在确保环保达标的前提下有效控制成本，进而成为散煤治理的有力新选择？带着一系列问题，本报记者日前实地探访了兼具丰富生物质资源和刚性供热需求的吉林省长春市。

环保达标不再是天花板

“这几台热水炉都是俄罗斯生产的，改造以前已经烧了 40 多年的煤，2015 年 10 月采暖季开始才改烧生物质颗粒。”在长春一汽动能热水炉车间，车间主任刘志发向记者介绍了当年煤炉改造的原委，“最主要的原因就是环保的硬性要求，车间内 6 台 80 吨的锅炉都是苏联时期生产的抛煤机锅炉，烟尘大、效率低，根本无法达到环保排放标准，长春市环保局要求必须整改”。加之原本提供采暖服务的大唐长春第三热电厂用户增加，无力保证一汽大众 200 多万平米的采暖需求，改造势在必行。

“我们也考虑过改造成燃气锅炉，一方面成本过高，但最大的问题是气源不足，不能稳定供应。”刘志发告诉记者，一旦断供停工，一天影响的产值可能高达数千万元。综合权衡后，一汽动能最终选择了“煤改生物质”的路线。从上水系统到除尘系统再到炉膛，整个改造过程历时近三年。

在车间控制室，记者看到了一套排放监测系统，值班工人调出了实时数据。“这里显示的数据和市环保局是同步联网的，一旦超标，第一时间就会传输到环保部门，所以排放达标是不可能蒙混过关的硬约束。”

1 月 3 日，监测平台数据显示，车间 3 号锅炉排放颗粒物 4.76mg/Nm<sup>3</sup>、二氧化硫 20mg/Nm<sup>3</sup>、氮氧化物 131.1mg/Nm<sup>3</sup>，远低于吉林省生物质成型燃料锅炉颗粒物 30mg/m<sup>3</sup>、二氧化硫 50mg/m<sup>3</sup>、氮氧化物 250mg/m<sup>3</sup> 的大气污染物排放标准。对比国家标准，这一数据也已达到了新建燃气锅炉颗粒物 20mg/m<sup>3</sup>、二氧化硫 50mg/m<sup>3</sup>、氮氧化物 200mg/m<sup>3</sup> 的排放水平。

过硬的排放标准成就了一汽动能的“煤改生物质”项目，但纵观整个生物质能供热行业，这样的清洁排放技术是否已在业内普及？

对此，吉林宏日新能源股份有限公司董事长、国际生物质能理事会常务理事洪浩向记者坦言，目前，国内大部分生物质能企业还没有实现技术突破，排放不合格的现象屡见不鲜。“但我们不可能等到所有企业都掌握了这样的技术再去推广生物质，部分企业能够做到且能满足相应的市场需求，就应当支持发展，这也是任何行业发展的正常轨迹。”

工业供热经济性不输燃煤

“与改造前相比，生物质成型燃料的燃烧更加充分，排放水平也能够达到环保要求，但成本增加也是事实。”刘志发估算，目前车间使用的木质颗粒热值在 4000kcal/kg 以上，每吨价格接近 1000 元，与燃煤相比，燃料成本增长了约一倍。

“成本飙升”的生物质供热能够在市场上获得长期青睐吗？带着这样的疑问，记者走访了长春长生生物科技股份有限公司的供热车间。在这家拥有逾 5500 平米研发中心和超 35000 平米生产基地的医药公司，从 2017 年 9 月开始，原有的 6 台 5 吨煤气发生炉锅炉已经全部替换为生物质锅炉。

燃料品类不同，单价提升，综合成本理应顺势激增，但负责项目改造的吉林宏日新能源股份有限公司副总经理卢铭却给出了另一个答案，“公司的整体用气量不增反降，最终结果是整体成本并未大幅增加。”原来，在改造前，长生生物每年的蒸汽用量在 8-10 万吨，生物质改造在用气环节加装了

计量表，用气量完全透明量化。“这反而强化了企业的节能意识，从目前的情况看来，企业的用气量应该达不到 8-10 万吨，可能最终的结算费用只能达到一期合同的保底年用量 5 万吨左右。”

除了节能意识的增强，洪浩进一步分析指出，燃煤供热效率低下与燃料自身特性有直接关系。“工业供热负荷波动需求大，锅炉上压，燃煤需要两个半小时，这段时间内负荷需求很可能又降下来了，而同样的情况生物质锅炉上压只要 15 分钟。”

在长春市一家进行了生物质供热改造的酒店，燃煤供热的短板表现得更为直观。“过去冬天最冷的时候，这个酒店一天的用煤量在 22 吨左右，现在酒店扩建增加了 8000 平方米，但颗粒燃料用量最多是 8 吨/天。因为酒店以前烧型煤，一箱煤推进去，什么时候烧完什么时候结束，其实水箱早就烧热了，但是根本停不下来，而生物质颗粒燃料可以随时控制入料量。”洪浩告诉记者，“所以，在负荷波动性较小的发电领域，煤炭更加适合。同样，在连续稳定的民用供暖上，更宜采用大电厂的余热供暖。而生物质能供热应精准定位于用能负荷波动较大、形式多样的工商业用户上，这才是最经济、最科学的用能方式。”

在此次发布的《指导意见》中，“生物质能供热在具备竞争优势的中小工业园区热力市场，以及缺乏大型化石能源热电联产项目的县城及农村，加快普及应用”的思路也已清晰可见。对此，国家能源局相关人士在接受记者采访时也表示，“现在国家在政策层面也在将单纯的生物质发电向热电联产等供热领域引导，比如在相应的电价补贴领取序列上，纯发电的生物质项目就要排在热电联产之后。”

#### 资源储备充沛

排放达标、定位细化，一旦产业充分发展，我国的供热需求市场究竟有多大？生物质资源的保有量能够满足市场需求吗？

目前我国尚无针对供热市场的准确统计数据，但洪浩援引国家环保部此前的调研数据分析指出，“全国的锅炉数约在 62 万台左右，其中只有 1 万台用于发电，其余基本都是供热，加上热电联产项目、大企业自备电厂的余热以及不计入统计序列的常压锅炉，供热市场空间十分庞大。”洪浩还给记者算了这样一笔账，目前，中国的能源消耗总量约为 38 亿吨标准煤，按照世界常规水平，供热用能要占到一半以上，即约 20 亿吨标准煤，其中工业用热约占整体供热市场份额的 70%左右，综合测算下来，我国工业用热的能耗将达到 14 亿吨标准煤。

“目前国内一年的生物质资源量约有 10 亿吨，其中可监测到的直接露天焚烧量达到 3 亿吨。如果加上未充分利用的边际性土地资源和未来能源作物的培育，保守估计资源量将在 25 亿吨以上，这还不包括贸易量，这一资源保有量完全可以满足全国工业用热的需求。”

放眼国际市场，生物质能在可再生能源领域发挥出的作用更印证了行业的未来前景。2017 年 11 月举行的欧洲生物质能年会将 11 月 20 日定为欧洲生物质能日。洪浩兴奋地告诉记者，根据欧盟能源消费的相关统计数据折算，“过去一年，生物质能共满足了欧盟国家 41 天的用能总量需求，而水能是 15 天，风能是 10 天，地热能是 3 天，这就是生物质能的未来。”

#### 记者手记

采访的最后一站，记者来到了距离长春市约 140 公里的磐石市。一路驱车，目之所及尽是广袤的农田。隆冬季节，打捆后的秸秆堆砌田间，随处可见。

在磐石经济开发区，一个生物质冷热电汽肥多联产项目正在紧锣密鼓地施工中，先期建设的两台 35 吨/小时蒸汽锅炉已经开始为现有的蒸汽用户供应蒸汽。与走访过的其它项目不同，在厂房外，工人们正在将一车车散料装入上料系统。在这里，农林秸秆经过简单的打捆压块，以最本源的姿态释放出新的动力。

采访中，一个从事秸秆颗粒加工的企业主告诉记者，秸秆原料的收购价格低廉，很多地方政府为禁止秸秆露天焚烧，会无偿提供废弃秸秆，企业只需自行收集运输。经过工厂加工，秸秆颗粒的市场价格约 600 元/吨。

其实，散料加工成成型燃料从本质上讲不过是生物质资源改变外形和状态的物理变化。而对于需求量巨大且靠近原料产地的项目，相比于采购成型燃料，就地取材使用散料或许是最为经济、实

用的办法，由此节省的费用将大于散料防尘等环保处理的开支。为“成型燃料”而“成型燃料”的教条做法往往事倍功半、劳民伤财。

目前，“推进以农林生物质散料为燃料的生物质锅炉示范建设，提高环保排放水平”已经写进《关于促进生物质能供热发展的指导意见》，人性化的灵活发展思路日益明确。

面对严冬“气荒”，国家发改委曾针对居民供暖提出“宜电则电、宜煤则煤、宜气则气、宜油则油”的回应。同样，“宜生物质”的工商业供热也应拥有精准的市场思维。毕竟，在整个能源生产和使用的过程中，“因地制宜”这一朴素的逻辑应该得到更多遵循。

姚金楠 于欢 中国能源报 2018-01-10

## 哈尔滨大力推广秸秆成型燃料

每年供暖开始之后的一段时间，总有几天哈尔滨的空气质量较差。污染天气与供暖、逆温有关，也与周边农村集中烧秸秆有关。针对秸秆焚烧带来的污染，许多代表委员都提出了自己的建议，政协委员杨天悦认为，可以大力推广秸秆成型燃料、气化发电等项目，既解决秸秆焚烧带来的污染，又能增加农民收入。

秸秆气化发电每吨利润 400 元

每年秋天，庄稼收完之后，秸秆堆在地里不仅没有用，还会影响明年种地。对于农民来说，最简单的办法就是一把火烧掉。如果秸秆能给农民带来利润，谁也不会白白将其烧掉。

杨天悦委员认为根据秸秆资源利用的经济可行性、技术可行性、市场规模限制、项目认可接受程度和现有的秸秆利用项目情况，哈尔滨可以大力推广秸秆成型燃料、气化发电、制造生物有机肥等项目。

杨天悦说，目前秸秆成型有两种方式：一种是秸秆田间压缩成型，把田间打捆和压缩环节结合在一起，每吨成本 250 元左右；一种是秸秆离田后压缩成型，每吨总成本 350 元。目前秸秆燃料最低售价每吨 400 元，控制好成本即可盈利。5000 吨规模的秸秆成型燃料站，每年可以利用秸秆约 5500 吨，适合在乡镇或行政村建设，而几十万吨的大规模燃料厂则适合在县市建设。

秸秆气化发电目前也已有成熟的技术，将秸秆气化，生成氢气、甲烷等可燃气体，通过燃气联合循环发电，1 吨秸秆原料可发 1200 度—1300 度。以 1 吨秸秆发电 1200 度计算，总成本 500 元；上网电价 0.75 元，销售收入 900 元，每吨秸秆的利润就可以达到 400 元。电站的秸秆收集半径在 6—8 公里以内，秸秆收储运成本低，可在交通便利、秸秆富集的乡镇地区大力推广。

秸秆生物有机肥项目，每吨秸秆有 300 元的利润。可以以村为单元建设秸秆处理中心，单台设备辐射半径 2—3 公里，覆盖面积 5000—10000 亩，年可处理秸秆 3000 吨。

对秸秆用户均应进行补贴

有了秸秆利用技术，还要调动农民收储秸秆的积极性。杨天悦委员认为，可以大力推广秸秆置换的模式，同时研究秸秆利用终端补贴政策。

杨天悦说，松北区乐业镇杏林村百余农户家里安装生物质锅炉，一台生物质锅炉售价约 4200 元，农户只需交纳 1400 元费用即可安装，剩余费用政府买单。农户将秸秆送到附近的黑龙江龙源新能生物质能源开发有限公司，5 吨玉米秸秆可置换 1 吨颗粒燃料。2.5 吨秸秆颗粒燃料可满足农户全家一冬取暖所需。在道里区民泉村和立业村，农户则按照 1 斤秸秆灰兑换 1 斤生物质燃料的比例，与当地金朋合作社置换秸秆燃料。在这些地方，农户和秸秆加工企业签订置换合同，农户的秸秆被收储运专业公司离田，不再焚烧，极大地缓解了秸秆焚烧带来的污染。

杨天悦认为，现行农作物秸秆综合利用以奖代补政策，仅补助了秸秆利用量达到较大规模的用户，建议研究落实秸秆利用终端补贴政策，对不同规模秸秆用户进行补贴，促进秸秆资源全量利用。

新晚报 2018-01-12

## 国家对生物质能利用方式做出战略性调整

近期国家出台了一系列与生物质能源产业相关的政策文件。其中，由国家十部委编制的《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021)》(发改能源[2017]2100号)和国家发改委、国家能源局联合下发的《关于促进生物质能供热发展指导意见的通知》(发改能源[2017]2123号，以下简称“指导意见”)均与生物质能供热紧密相关。笔者根据自己多年的生物质能从业心得并结合北欧各国生物质能发展经验，就指导意见从七个方面谈谈自己的认识和理解，仅供大家参考。

一、我国以发电为主的生物质能利用体系将发生重大变化，生物质发电将向生物质热电联产和生物质能供热方向转变。

截至2016年底，全国已投产生物质发电项目665个，并网装机容量1224.8万千瓦，年发电量634.1亿千瓦时，年上网电量542.8亿千瓦时。其中，农林生物质发电项目254个，并网装机容量646.3万千瓦，年发电量326.7亿千瓦时，年上网电量298.5亿千瓦时。垃圾焚烧发电项目273个(按核准统计)，并网装机容量548.8万千瓦，年发电量292.8亿千瓦时，年上网电量236.2亿千瓦时。我国生物质能发电产业体系已基本形成，无论是农林生物质发电，还是垃圾焚烧发电，规模均居世界首位。以上投运项目除个别项目外，绝大多数都是仅发电不供热，但随着社会发展，时代的进步，新时期国家能源发展战略和世界能源发展趋势对生物质能源的发展及利用模式提出了更高更多要求

主要表现为：

1、在国民经济增速“换挡”、资源环境约束趋紧、国家追求高质量发展道路的大背景下，煤电出现严重过剩，人民对清洁热能需求日益剧增，当前我国呈现出“缺热不缺电”的能源供给格局。

2、十八大以来，以习近平同志为核心的党中央把生态文明建设和解决民生问题提到了前所未有的高度。保护环境、治理雾霾、防止大气污染，迫切需要减少化石能源的使用。替代化石能源是新能源、可再生能源发展的使命，是世界能源发展的自然规律和必由之路。

3、新时代社会经济的发展必须坚持节约优先、保护优先，形成节约资源和保护环境的空间格局、产业结构、生产方式和生活方式。从能源转化和利用效率来讲，热电联产或供热远高于单纯发电。以中温中压机组为例，若仅发电，能源利用效率仅有40%左右，若实现热电联产，能源利用效率可达60%以上，若单纯供热，能源利用效率可达到70%以上，甚至更高。

当前，国内能源消费增速明显放缓，能源产业结构低碳化、清洁化转型要求日益迫切，这为能源消费结构调整迎来了难得的机遇。按照中央财经领导小组第14次会议关于清洁供热的要求，《指导意见》

明确要求：

大力发展生物质热电联产，加快生物质发电向热电联产转型升级，提高能源利用效率和综合效益，构建区域清洁供热体系，为具备资源条件的县城、建制镇提供民用供暖，以及为中小工业园区集中供热，直接在消费侧替代燃煤供热，促进大气污染治理。大力发展县域农林生物质热电联产，新建农林生物质发电项目实行热电联产，加快常规生物质发电项目供热改造。稳步发展城镇生活垃圾焚烧热电联产，推进小火电改生物质热电联产，加快生物质热电联产技术进步。

二、生物质能供热是替代县域燃煤的重要抓手，也是农村生态文明建设的重要组成部分。

相比化石能源，我国生物质资源丰富，每年可供能源化利用的约4亿吨标煤。生物质能的先天资源禀赋和绿色低碳、清洁环保、就近收集、就近消纳、分布式利用等特点，决定了其在“缺气、少油、电贵”的县域范围内，是直接规模化替代燃煤供热，特别是替代建制镇和广大农村散煤取暖的主力清洁能源。

生物质能是我国在生物质资源富集地区治理雾霾、防治大气污染的重要抓手，他不仅解决了县域经济发展中部分清洁用能问题，而且还消纳了当地的农林废弃物和生活垃圾，在变废为宝的同时，还带动了当地的经济发展和农民就业。

生物质能供热是县域经济发展刚性所需，在建设美丽中国、美丽乡村的蓝图上，它不仅仅是一

项能源工程，更多的是一项环保工程和民生工程。生物质能源在县域经济发展中的“三位一体”定位和优势，是其它新能源和可再生能源无法比拟和替代的。

三、生物质能利用目标将更加明确和细化。

《指导意见》不仅给出了生物质能产业发展方向，而且对各类生物质能利用目标进行了逐一明确和细化：

到 2020 年，生物质热电联产装机容量将超过 1200 万千瓦，生物质成型燃料年利用量约 3000 万吨，生物质燃气年利用量约 100 亿立方米，生物质能供热面积约 10 亿平方米，年直接替代燃煤约 3000 万吨。到 2035 年，生物质热电联产装机容量将超过 2500 万千瓦，生物质成型燃料年利用量约 5000 万吨，生物质燃气年利用量约 250 亿立方米，生物质能供热面积约 20 亿平方米，年直接替代燃煤约 6000 万吨。

笔者粗略估算了一下，若按此目标投资建设，生物质能源产业每年将会新增直接投资约 300 亿元，带动上下游和相关产业投资约 1500 亿元。这不仅解决了我国部分县(市)域经济发展中的能源结构调整、环保工程、民生工程和城镇基础设施建设问题，而且为国民经济健康可持续发展注入了一股新鲜血液。

四、生物质能将达到天然气排放标准。

作为一种新能源和可再生能源，作为县域内“三位”一体工程，生物质能供热项目在满足当地经济发展和居民用能需求的同时，要尽可能把对周围环境的不良影响降到最低程度。《指导意见》也做了明确要求：

生物质锅炉严禁掺烧煤炭等化石能源。按照有关规定配备袋式除尘器等烟气处理设施，安装运行烟气排放连续自动监测系统，生物质锅炉污染物排放应满足国家或地方大气污染物排放标准，达到燃气锅炉排放水平。推进以农林生物质散料为燃料的生物质锅炉示范项目建设，提高环保排放水平。

笔者特别留意到，我国能源主管部门可能借鉴了北欧国家多年的生物质能供热发展经验，在国家层面首次提出“以农林生物质散料为燃料的生物质锅炉示范项目建设”，这对生物质能供热产业发展来讲，绝对是天大的利好。在降低消费侧用能成本的同时，将大大提升生物质能供热的经济性、普及性和市场竞争力。一旦示范项目建设运营取得成功，我国生物质能供热产业的发展将会迎来跨越式发展。

五、生物质能供热与“煤改电、煤改气”将在同一条“起跑线”上。

业界之前不断抱怨“生物质能供热就是小媳妇”，不能享受与“煤改电、煤改气”同样的政策，这次在《指导意见》中得到了解决：

生物质能供热在锅炉置换、终端取暖补贴、供热管网补贴等方面享受与“煤改气”、“煤改电”相同的支持政策，电价按《国家发展改革委关于印发北方地区清洁供暖价格政策意见的通知》(发改价格〔2017〕1684 号)中有关规定执行。国家可再生能源电价附加补贴资金优先支持生物质热电联产项目。生物质热电联产以及成型燃料生产和供热等均享受国家税收优惠政策，原料收集加工机械纳入国家农机具补贴范围。

虽然《指导意见》对生物质能供热地位和享受的优惠政策给予了逐条明确，但生物质能供热成本至少要高出燃煤供热成本的三分之一。为了更好的发展生物质能供热，引导各类社会资本向生物质能供热产业聚焦，进一步激发生物质能供热市场潜力和活力，笔者有两点政策建议：

1、生物质能发电和生物质能热电联产实行区别化电价政策。

2、对于生物质能集中供暖项目，以供热面积为单位，国家适当给予一定的热价补贴。如：每个采暖季，每供暖平米补贴 1-2 元。

六、生物质热电联产项目将会成为分布式电力市场交易的主要参与者。

县域生物质热电联产项目或中小型工业园区热电联产项目，在具备售电、供热、甚至供冷的条件后，则转变为一个典型的分布式综合能源服务项目。在拿到售配电资质后，完全可以充分参与分

布式电力市场交易，为区域用能客户提供各类增值服务，提升生物质热电联产项目的综合效益。《指导意见》中，支持生物质热电联产项目积极参与电力体制改革，参与分布式发电市场化交易，向配电网内用户售电。

七、生物质能供热监管将会更加规范和严格。

由于生物质能供热属于分布式能源，规模小、数量多、分布广、产业链条长，这就为行业监管带来了挑战。《指导意见》要求各省(区、市)能源主管部门建立健全生物质能供热产业体系，将生物质能供热纳入能源管理体系，完善项目管理和技术管理，建立供热信息统计和监测评价体系。

国家能源主管部门将组织制定生物质热电联产技术规范。环境保护部门将会制定生物质锅炉污染物排放国家或地方标准，建立完善环保监测体系，加强生物质热电联产和生物质锅炉供热项目的大气污染物排放监管。

作者：张大勇(中国生物质能源产业联盟副秘书长、汇能电力投资有限公司副总裁)

张大勇 中国电力报 2018-01-05

## 生物质能供热撬开县域市场大门

在推进生态文明建设的道路上，保护环境、治理雾霾、防止大气污染等问题仍需久久为功。而减少化石能源的使用、大力发展清洁能源对于优化能源结构、减少污染具有重要意义。随着一系列政策的落地，我国生物质能供热正在翻开新的篇章。

目前，我国生物质能发电产业体系已基本形成，无论是农林生物质发电，还是垃圾焚烧发电，规模均居世界首位。据中国能源报报道，截至2017年6月底，我国生物质发电装机容量约1340万千瓦。然而，生物质收储半径过长、规模化不足等问题，导致了生物质能利用规模小、经济性较差、发展速度较慢。生物质能亟需探索新的发展之路。

近日，一系列政策的出台把生物质能放到了十分显眼的位置，国家发改委、国家能源局发布了《关于促进生物质能供热发展的指导意见》(下称“《指导意见》”)与国家十部委编制的《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021)》，为生物质能的发展明确了方向，也为生物质能供热、乃至清洁能源供热展开新的篇章。

《指导意见》指出“生物质能供热绿色低碳、经济环保，是重要的清洁供热方式，为中小型区域提供清洁供暖和工业蒸汽，直接在用户侧替代化石能源”，为生物质能供热作了明确定位。这意味着我国以发电为主的生物质能利用体系将发生重大变化。中国生物质能源产业联盟副秘书长、汇能电力投资有限公司副总裁张大勇和中国生物质能源产业联盟秘书处陈子坤均认为，生物质发电将向生物质热电联产和生物质能供热方向转变。

其实，生物质能发展方向的转变正契合了当前市场发展的现状，或者说，今冬以来天然气“气荒”正为生物质能行业的发展提供了绝佳契机。

“气荒”催化生物质能市场

当前，我国面临天然气“气荒”，进一步提高了人们关于能源多元化发展的意识。国内天然气供给能力与冬季千家万户清洁取暖需求存在巨大差距，这种供给侧与需求侧存在的严重不匹配窘境，在未来很长一段时间内将会成为常态。而我国生物质能不仅资源丰富，还具备了清洁、替代用户侧的特点，恰恰弥补了天然气的缺点。

目前生物质热电联产技术成熟，能源利用效率较高。《指导意见》指出，到2020年，我国生物质能供热合计折合供暖面积约10亿平方米，年直接替代燃煤约3000万吨。生物质能供热发展前景明朗。

生物质能供热主要包括生物质热电联产和生物质锅炉供热，绿色低碳、清洁环保、经济可靠、可再生。未来应对天然气供应安全风险，以及应对气候变化的需要，应加快发展生物质成型燃料锅炉供热，节约天然气，降低实体经济成本，促进经济振兴。



向农村供热方向发展

其实，国外生物质能供热十分普遍，在北欧，生物质能供热就是城镇供热的绝对主力。而未来，中国也将把生物质能供热作为替代县域燃煤的重要抓手。

燃煤供热特别是县域及农村散煤供热，是大气污染及雾霾的重要源头。生物质锅炉供热是以农林生物质、生物质成型燃料、生物质燃气等为燃料的，因此向农村方向发展既符合了资源配置的需要，还能大大缓解散煤供热带来的污染。

《指导意见》提出，“十三五”时期，形成一批以农林生物质热电联产为特色的县城，大幅度减少当地燃煤消费，建立低碳供热示范区。在北方农林生物质资源富集地区，特别是县域范围内，生物质能将勇挑北方地区清洁供暖重任。随着扶持政策不断出台，生物质供热有望成为清洁供暖的“生力军”。不过，需要注意的是，由于生物质能供热属于分布式能源，规模小、数量多、分布广、产业链条长，这也为行业监管带来了挑战。

中国环保在线 2018-01-03

## 目标年替燃煤 3000 万吨 生物质供热发展提速

日前，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于促进生物质能供热发展的指导意见》(以下简称《意见》)，明确将生物质能供热作为应对大气污染的重要措施，加快生物质能供热在区域民用供暖和中小型工业园区供热中的应用，构建分布式绿色低碳清洁环保供热体系。按照规划目标，到2020年，我国生物质热电联产装机容量将超过1200万千瓦，生物质成型燃料年利用量约3000万吨，生物质燃气(生物天然气、生物质气化等)年利用量约100亿立方米，生物质能供热合计年直接替代燃煤约3000万吨。

作为一种绿色低碳清洁经济的可再生能源供热方式，生物质能供热主要通过生物质热电联产和生物质锅炉供热两种形式，直接在用户侧替代化石能源，并在替代县域及农村燃煤供热方面发挥巨大效力。

2020年装机规模1200万千瓦

生物质热电联产获政策大力扶持

生物质热电联产的黑马之姿日趋清晰。

国家能源局在2017年7月印发的《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》中就明确指出，“大力推进农林生物质热电联产，从严控制只发电不供热项目”。在本次印发的《意见》中，这一理念被再次强调，需“加快生物质发电向热电联产转型升级，构建区域清洁供热体系，为具备资源条件的县城、建制镇提供民用供暖，为中小工业园区集中供热”。

县域农林生物质热电联产及城镇生活垃圾焚烧热电联产被委以重任。300万平方米以下县级区域内，新建农林生物质发电项目实行热电联产，采取加装生物质锅炉等方式满足清洁供暖需求。在大中城市及人口密集、具备条件的县城，依托当地热负荷，稳步推进城镇生活垃圾焚烧热电联产项目建设。

同时，常规发电项目的供热改造也被列入重点任务。根据实际项目类型，对已经投产的农林生物质纯发电项目、生活垃圾焚烧发电项目及沼气发电项目因地制宜地进行供热技术改造，提高能源利用效率，为周边地区提供供热服务。在资源丰富地区，将具备条件的小型煤电改为生物质热电联产项目，并结合热泵、蓄热装置、太阳能供暖、能源互联网等建设区域综合清洁能源系统，打造小型区域能源互联网，为用户提供多元化综合能源服务。

值得注意的是，为推动生物质能供热，《意见》表示，生物质能供热在锅炉置换、终端取暖补贴、供热管网补贴等方面享受与“煤改气”、“煤改电”相同的电价政策，生物质热电联产项目可获得国家可再生能源电价附加补贴资金优先支持，并积极支持生物质热电联产项目参与分布式发电市场化交易向配电网内用户售电。一系列政策的出台，不仅将对降低企业用能成本提供更多助力，更将为生物

质供热行业，乃至我国整体用能结构的优化升级起到有力推动。

目前，生物质热电联产的发展已迈出实质性步伐。

2017年8月，国家能源局发布《关于开展生物质热电联产县域清洁供热示范项目建设的通知》，持续推动生物质行业由单纯发电向热电联产方向发展。作为生物质热电联产行业发展的初步探索，这一文件的颁发、施行将为生物质热电联产的规模化、市场化发展提供可靠参考，也将为生物质行业的不断完善、升级贡献力量。

年利用量不足总量 10%

生物质供热储备丰富前景广阔

“生物质成型燃料密度较大，热值相对较高，低灰低硫低氮，是唯一可以储存、运输、燃烧利用的固体新能源。”据中国生物质能源产业联盟生物质能供热专委会主任委员熊健介绍，在同等排放标准下，为获得相同热量，生物质能的成本能够达到天然气的 60%甚至更低，在工业供热领域具备较大竞争力。

与此同时，根据《生物质能发展“十三五”规划》公布的数据，截至 2015 年，我国生物质资源总量每年约 4.6 亿吨标准煤，而实际年利用量仅为 3500 万吨，尚不足资源总量的 10%，行业发展挖潜空间巨大。

根据发展目标，到 2020 年，生物质成型燃料年利用量将达 3000 万吨，到 2035 年，生物质成型燃料年利用量将达 5000 万吨。相较 2015 年仅在 800 万吨左右徘徊的年消耗量，巨大发展空间将为行业发展注入澎湃动力。

为替代农村散煤，城镇中小区域内将通过集中供热或点对点供热的方式，加快发展以农林生物质、生物质成型燃料、生物质燃气等为燃料的生物质锅炉供热。尤其是每小时消耗量大于 10 蒸吨的大型先进低排放生物质锅炉，将作为建设重点项目，为中小工业园区以及天然气管网覆盖不到的工业区用户提供清洁经济的工业蒸汽，在降低中小企业用热成本方面做出更大贡献。

生物质燃气行业也将得到积极推进。以畜禽粪便、秸秆等为原料发酵制取沼气及提纯形成生物天然气技术将加快发展步伐，生物天然气将作为锅炉燃料或并入城镇燃气管网为城镇供热，大中型沼气工程也将逐渐成为周边居民的供气来源。

可喜的是，2018 年 1 月 2 日，国家发展改革委、农业部、国家能源局联合印发《关于开展秸秆气化清洁能源利用工程建设的指导意见》，推进秸秆的气化清洁利用。这一文件的印发，不仅将有效减少秸秆焚烧、助力区域生态环境提升，更将为生物质供热提供更加充沛的热力来源，对于优化农村用能结构提供更多助力。

在环保水平方面，《意见》明确，生物质锅炉严禁掺烧煤炭等化石能源，其污染物排放应满足国家或地方大气污染物排放标准，达到燃气锅炉排放水平。同时，推进生物质锅炉示范建设，提高环保排放水平。

熊健指出，目前，我国生物质能清洁化利用等方面技术已相对成熟。仅需在专用锅炉中燃烧并适当除尘，生物质成型燃料就可达到与天然气相同的烟尘及氮氧化物排放水平，二氧化硫排放更远低于天然气。大量的实践也已证明，在实际运行中，生物质成型燃料锅炉排放已完全达到天然气水平，较为成熟的污染处理技术将为行业发展提速保驾护航。

背靠我国充沛资源储备，借力有形之手送来的阵阵春风，希望生物质供热行业能够抓住机会，实现行业发展腾飞。

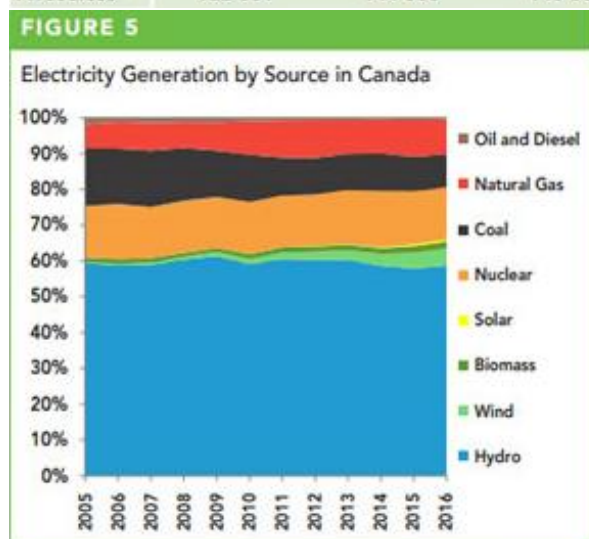
伍梦尧 中国电力新闻网 2018-01-05

## 加拿大生物质发电装机容量及发电量增长

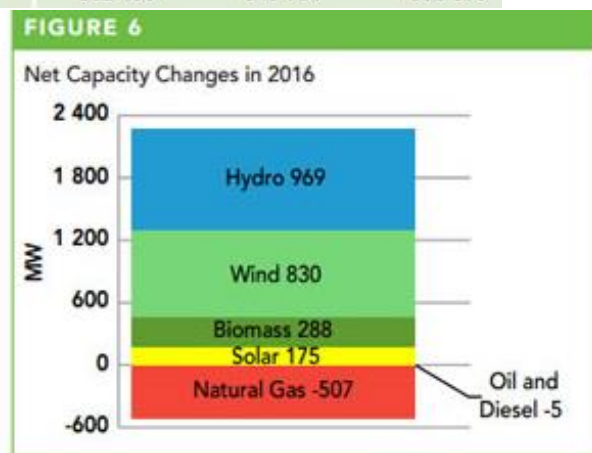
加拿大国家能源委员会(NEB)发布的一份报告显示, 2016 年加拿大的非水电可再生能源发电装机容量增长了 8%以上, 太阳能、生物质能和风力发电增加了近 1,300MW。

根据 NEB 的报告, 2016 年加拿大的可再生能源发电量为 66%, 非水电可再生能源占 7.2%, 水电占 58.8%。

TABLE 1 Electric Capacity and Generation in Canada						
	Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
	2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel 	4 795 3.9%	3 842 2.7%	3 837 2.6%	10 608 1.8%	4 041 0.6%	3 436 0.5%
Natural Gas 	13 191 10.8%	22 006 15.2%	21 499 14.7%	40 875 6.8%	66 060 10.2%	62 512 9.6%
Coal 	16 003 13.1%	9 661 6.7%	9 661 6.6%	96 750 16.1%	62 256 9.6%	60 374 9.3%
Nuclear 	12 805 10.5%	14 273 9.9%	14 273 9.7%	86 669 14.4%	95 682 14.8%	95 418 14.6%
Solar 	17 <0.1%	2 135 1.5%	2 310 1.6%	0 0.0%	3 001 0.5%	3 568 0.5%
Biomass 	1 804 1.5%	2 414 1.7%	2 702 1.8%	7 688 1.3%	12 511 1.9%	13 214 2.0%
Wind 	557 0.5%	11 072 7.6%	11 902 8.1%	1 453 0.2%	28 314 4.4%	30 462 4.7%
Hydro 	72 890 59.7%	79 434 54.8%	80 403 54.8%	358 387 59.5%	374 116 57.9%	383 392 58.8%
All renewable sources	75 268 61.7%	95 056 65.6%	97 317 66.4%	367 528 61.0%	417 942 64.7%	430 636 66.0%
All sources	122 061	144 838	146 588	602 430	645 981	652 375



This graph shows the composition of Canada's electricity generation between 2005 and 2016. Hydro averaged 59.6%. Wind increased from 0.2% to 4.7%. Biomass increased from 1.3% to 2.0%. Solar grew from zero to 0.5%. Coal declined from 16.1% to 9.3%. Natural gas increased from 6.8% to 9.6%. Oil and diesel declined from 1.8% to 0.5%.



This stacked bar chart illustrates estimated net changes to Canada's capacity in 2016. Hydro increased by 969 MW, wind by 830 MW, biomass by 288 MW, and solar by 175 MW. Oil and diesel capacity decreased by 5 MW, and natural gas by 507 MW.

2015-2016 年，加拿大生物质装机容量增加了 288MW，达到 2702MW，占全国总容量的 1.8%。与此同时，生物质发电量也增加，2016 年达到 13,214GWh，高于 2015 年的 1251.1GWh。报告指出，2016 年生物质能占加拿大电力生产的 2%，比 2015 年高出 1.9%。

#### 不列颠哥伦比亚省

在不列颠哥伦比亚省(British Columbia)，生物质是第二大电力来源，主要来源于林业、纸浆和造纸业的木材废料。报告显示，2016 年，不列颠哥伦比亚省生物质用于发电达 6,727GWh，占发电总量的 9%。据报道，这是所有省份或地区生物质的最高份额。2015-2016 年，生物质发电容量增加 21MW，达到 907MW，占总电力装机容量的 5.1%。

<b>TABLE 2</b>							
<b>Electric Capacity and Generation in British Columbia</b>							
		<b>Capacity in MW and %</b>			<b>Generation in GW.h and %</b>		
		<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Oil and Diesel</b>		<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>88</b>	<b>266</b>	<b>56</b>
		0.5%	0.5%	0.5%	0.1%	0.4%	0.1%
<b>Natural Gas</b>		<b>1 320</b>	<b>1 474</b>	<b>530</b>	<b>3 445</b>	<b>3 305</b>	<b>1 115</b>
		8.8%	8.2%	3.0%	5.1%	4.6%	1.5%
<b>Biomass</b>		<b>811</b>	<b>886</b>	<b>907</b>	<b>3 254</b>	<b>6 738</b>	<b>6 727</b>
		5.4%	4.9%	5.1%	4.8%	9.4%	9.0%
<b>Wind</b>		<b>0</b>	<b>488</b>	<b>488</b>	<b>0</b>	<b>1 206</b>	<b>1 059</b>
		0.0%	2.7%	2.8%	0.0%	1.7%	1.4%
<b>Hydro</b>		<b>12 847</b>	<b>15 029</b>	<b>15 709</b>	<b>60 327</b>	<b>60 344</b>	<b>65 524</b>
		85.3%	83.7%	88.7%	89.9%	84.0%	88.0%
<b>All renewable sources</b>		<b>13 658</b>	<b>16 403</b>	<b>17 104</b>	<b>63 581</b>	<b>68 288</b>	<b>73 310</b>
		90.7%	91.3%	96.5%	94.7%	95.0%	98.4%
<b>All sources</b>		<b>15 060</b>	<b>17 959</b>	<b>17 717</b>	<b>67 114</b>	<b>71 859</b>	<b>74 482</b>



## 阿尔伯塔省

在阿尔伯塔省(Alberta)，生物质发电装机容量保持在 428MW 水平，占总容量的 2.6%，而生物质发电量则增加了 2,201GWh，占发电总量的 2.7%。

<b>TABLE 3</b>							
<b>Electric Capacity and Generation in Alberta</b>							
		<b>Capacity in MW and %</b>			<b>Generation in GW.h and %</b>		
		<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Oil and Diesel		<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>17</b>	<b>12</b>	<b>0</b>
		<b>0.1%</b>	<b>&lt;0.1%</b>	<b>&lt;0.1%</b>	<b>&lt;0.1%</b>	<b>&lt;0.1%</b>	<b>0.0%</b>
Natural Gas		<b>4 770</b>	<b>7 214</b>	<b>7 519</b>	<b>19 657</b>	<b>32 215</b>	<b>33 184</b>
		<b>39.7%</b>	<b>44.3%</b>	<b>45.3%</b>	<b>28.7%</b>	<b>39.5%</b>	<b>40.3%</b>
Coal		<b>5 840</b>	<b>6 287</b>	<b>6 287</b>	<b>43 986</b>	<b>41 378</b>	<b>39 000</b>
		<b>48.6%</b>	<b>38.6%</b>	<b>37.9%</b>	<b>64.3%</b>	<b>50.7%</b>	<b>47.4%</b>
Biomass		<b>271</b>	<b>428</b>	<b>428</b>	<b>1 725</b>	<b>2 149</b>	<b>2 201</b>
		<b>2.3%</b>	<b>2.6%</b>	<b>2.6%</b>	<b>2.5%</b>	<b>2.6%</b>	<b>2.7%</b>
Wind		<b>251</b>	<b>1 463</b>	<b>1 467</b>	<b>741</b>	<b>4 089</b>	<b>5 674</b>
		<b>2.1%</b>	<b>9.0%</b>	<b>8.8%</b>	<b>1.1%</b>	<b>5.0%</b>	<b>6.9%</b>
Hydro		<b>869</b>	<b>894</b>	<b>894</b>	<b>2 316</b>	<b>1 709</b>	<b>2 282</b>
		<b>7.2%</b>	<b>5.5%</b>	<b>5.4%</b>	<b>3.4%</b>	<b>2.1%</b>	<b>2.8%</b>
All renewable sources		<b>1 391</b>	<b>2 785</b>	<b>2 789</b>	<b>4 782</b>	<b>7 947</b>	<b>10 156</b>
		<b>11.6%</b>	<b>17.1%</b>	<b>16.8%</b>	<b>7.0%</b>	<b>9.7%</b>	<b>12.3%</b>
All sources		<b>12 008</b>	<b>16 293</b>	<b>16 602</b>	<b>68 442</b>	<b>81 552</b>	<b>82 341</b>

萨斯喀彻温省

在萨斯喀彻温省(Saskatchewan), 生物质发电装机容量和发电量增加, 容量增加 34MW, 达到 36MW, 占总容量的 0.8%。其生物质发电量也从 2015 年的零增长到 2016 年的 152GWh, 占发电总量的 0.6%。

		TABLE 4 Electric Capacity and Generation in Saskatchewan					
		Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel		1	17	17	18	16	0
		<0.1%	0.4%	0.4%	0.1%	0.1%	<0.1%
Natural Gas		1 053	1 710	1 860	1 827	6 498	8 221
		28.2%	39.1%	40.8%	9.3%	27.7%	33.7%
Coal		1 799	1 535	1 535	13 227	12 871	12 040
		48.2%	35.1%	33.6%	67.0%	54.8%	49.3%
Biomass		0	2	36	0	0	152
		0.0%	<0.1%	0.8%	0.0%	0.0%	0.6%
Wind		16	221	221	92	684	730
		0.4%	5.1%	4.8%	0.5%	2.9%	3.0%
Hydro		864	889	889	4 573	3 425	3 285
		23.1%	20.3%	19.5%	23.2%	14.6%	13.4%
All renewable sources		880	1 112	1 146	4 665	4 109	4 167
		23.6%	25.4%	25.1%	23.6%	17.5%	17.1%
All sources		3 733	4 374	4 558	19 737	23 494	24 428

## 曼尼托巴省


在曼尼托巴省(Manitoba), 生物质发电装机容量保持在 22MW, 占总装机容量的 0.4%, 而发电量则略有下降, 从 2015 年的 100GWh 下降到 2016 年的 78GWh, 占发电总量的 0.2%。

<b>TABLE 5</b>							
<b>Electric Capacity and Generation in Manitoba</b>							
		<b>Capacity in MW and %</b>			<b>Generation in GW.h and %</b>		
		<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Oil and Diesel		<b>32</b> 0.6%	<b>10</b> 0.2%	<b>5</b> 0.1%	<b>32</b> 0.1%	<b>43</b> 0.1%	<b>16</b> <0.1%
Natural Gas		<b>368</b> 6.6%	<b>403</b> 6.6%	<b>403</b> 6.6%	<b>11</b> <0.1%	<b>183</b> 0.5%	<b>12</b> 0.0%
Coal		<b>98</b> 1.7%	<b>98</b> 1.6%	<b>98</b> 1.6%	<b>421</b> 1.1%	<b>106</b> 0.3%	<b>28</b> 0.1%
Biomass		<b>22</b> 0.4%	<b>22</b> 0.4%	<b>22</b> 0.4%	<b>Not available</b>	<b>100</b> 0.3%	<b>78</b> 0.2%
Wind		<b>20</b> 0.4%	<b>258</b> 4.2%	<b>258</b> 4.2%	<b>53</b> 0.1%	<b>860</b> 2.4%	<b>863</b> 2.4%
Hydro		<b>5 054</b> 90.3%	<b>5 349</b> 87.1%	<b>5 349</b> 87.1%	<b>36 440</b> 98.6%	<b>34 774</b> 96.4%	<b>35 599</b> 97.3%
All renewable sources		<b>5 074</b> 90.7%	<b>5 608</b> 91.3%	<b>5 608</b> 91.4%	<b>36 493</b> 98.7%	<b>35 634</b> 98.8%	<b>36 462</b> 99.6%
All sources		<b>5 594</b>	<b>6 140</b>	<b>6 135</b>	<b>36 956</b>	<b>36 067</b>	<b>36 596</b>



安大略省

在安大略省(Ontario)，生物质发电装机容量增加了 188MW，达到 762MW，占总容量的 1.9%。生物质发电量也有所增加，达到 1,128GWh，占发电总量的 0.7%。

		TABLE 6 Electric Capacity and Generation in Ontario					
		Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel		116	250	250	184	237	109
		0.4%	0.6%	0.6%	0.1%	0.1%	0.1%
Natural Gas		4 789	9 648	9 630	13 082	19 403	12 859
		15.2%	24.5%	23.9%	8.3%	12.1%	8.2%
Coal		6 437	0	0	29 431	0	0
		20.4%	0.0%	0.0%	18.7%	0.0%	0.0%
Nuclear		11 450	13 568	13 568	77 969	91 405	90 873
		36.3%	34.5%	33.7%	49.6%	57.0%	58.3%
Solar		17	2 119	2 291	0	3 001	3 566
		0.1%	5.4%	5.7%	0.0%	1.9%	2.3%
Biomass		209	574	762	1 108	818	1 128
		0.7%	1.5%	1.9%	0.7%	0.5%	0.7%
Wind		15	4 374	4 841	26	10 200	12 123
		<0.1%	11.1%	12.0%	<0.1%	6.4%	7.8%
Hydro		8 505	8 768	8 872	35 480	35 359	35 288
		27.0%	22.3%	22.1%	22.6%	22.0%	22.6%
All renewable sources		8 746	15 835	16 767	36 614	49 378	52 105
		27.7%	40.3%	41.7%	23.3%	30.8%	33.4%
All sources		31 538	39 302	40 215	157 280	160 422	155 946



## 魁北克省

在魁北克省(Quebec), 生物质发电装机容量增加 30MW, 达到 275MW, 占总容量的 0.6%, 而发电量则略有增加, 达到 2,093GWh, 占发电总量的 1%。

		Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel		1 595 4.1%	589 1.3%	589 1.3%	824 0.5%	518 0.3%	424 0.2%
Natural Gas		31 0.1%	591 1.3%	591 1.3%	269 0.1%	100 <0.1%	65 <0.1%
Nuclear		675 1.7%	0 0.0%	0 0.0%	4 322 2.4%	0 0.0%	0 0.0%
Biomass		278 0.7%	245 0.5%	275 0.6%	646 0.4%	2 053 1.0%	2 093 1.0%
Wind		207 0.5%	3 262 7.3%	3 549 7.8%	416 0.2%	8 938 4.3%	7 360 3.6%
Hydro		36 473 92.9%	40 212 89.6%	40 397 89.0%	173 356 96.4%	194 540 94.4%	197 243 95.2%
All renewable sources		36 958 94.1%	43 719 97.4%	44 222 97.4%	174 418 97.0%	205 531 99.7%	206 696 99.8%
All sources		39 259	44 899	45 402	179 832	206 149	207 184

新不伦瑞克省

在新不伦瑞克省(New Brunswick), 生物质发电装机容量保持在 127MW, 占总装机容量的 2.8%, 而生物质发电量从 2015 年的 361GWh 增加到 2016 年的 548GWh, 占发电总量的 3.6%。

		Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel		1 593 37.6%	1 593 35.2%	1 593 35.2%	7 300 34.7%	1 223 8.9%	591 3.9%
Natural Gas		340 8.0%	350 7.7%	350 7.7%	1 980 9.4%	2 212 16.0%	2 359 15.5%
Coal		541 12.8%	490 10.8%	490 10.8%	2 922 13.9%	2 373 17.2%	3 148 20.7%
Nuclear		680 16.1%	705 15.6%	705 15.6%	4 378 20.8%	4 277 31.0%	4 545 29.9%
Biomass		127 3.0%	127 2.8%	127 2.8%	610 2.9%	361 2.6%	548 3.6%
Wind		0 0.0%	294 6.5%	294 6.5%	0 0.0%	737 5.3%	856 5.6%
Hydro		953 22.5%	961 21.3%	961 21.3%	3 875 18.4%	2 612 18.9%	3 134 20.6%
All renewable sources		1 080 25.5%	1 382 30.6%	1 382 30.6%	4 485 21.3%	3 710 26.9%	4 538 29.9%
All sources		4 235	4 520	4 520	21 064	13 796	15 181

新斯科舍

在新斯科舍(Nova Scotia), 2016 年新增生物质发电装机容量 15MW, 达到 128MW, 占总容量的 4.3%。新斯科舍省的生物质发电量从 2015 年的 289GWh 下降到 2016 年的 212GWh, 占发电总量的 2.2%。

		TABLE 9 Electric Capacity and Generation in Nova Scotia					
		Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel		222	222	222	397	226	151
		9.3%	7.7%	7.4%	4.6%	2.5%	1.6%
Natural Gas		381	482	482	181	1 137	1 244
		15.9%	16.6%	16.1%	2.1%	12.6%	12.9%
Coal		1 288	1 252	1 252	6 764	5 528	6 158
		53.8%	43.2%	41.9%	77.9%	61.3%	63.7%
Biomass		69	113	128	318	289	212
		2.9%	3.9%	4.3%	3.7%	3.2%	2.2%
Wind		35	444	515	85	818	1 027
		1.4%	15.3%	17.2%	1.0%	9.1%	10.6%
Hydro		401	388	388	941	1 016	880
		16.7%	13.4%	13.0%	10.8%	11.3%	9.1%
All renewable sources		505	945	1 031	1 344	2 123	2 119
		21.1%	32.6%	34.5%	15.5%	23.6%	21.9%
All sources		2 396	2 901	2 987	8 686	9 014	9 672






纽芬兰和拉布拉多

在纽芬兰(Newfoundland)和拉布拉多(Labrador)，生物质发电装机容量保持在 15MW，即占总容量的 0.7%，而发电量从 2015 年的零增加到 2016 年的 70GWh，占发电总量的 0.5%。

<b>TABLE 10</b>							
<b>Electric Capacity and Generation in Newfoundland and Labrador</b>							
		<b>Capacity in MW and %</b>			<b>Generation in GW.h and %</b>		
		<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Oil and Diesel		<b>784</b>	<b>737</b>	<b>737</b>	<b>1 304</b>	<b>974</b>	<b>1 805</b>
		10.2%	9.6%	9.6%	3.1%	2.3%	4.3%
Natural Gas		<b>103</b>	<b>103</b>	<b>103</b>	<b>269</b>	<b>922</b>	<b>506</b>
		1.3%	1.3%	1.3%	0.6%	2.2%	1.2%
Biomass		<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>70</b>
		0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.2%
Wind		<b>0</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>0</b>	<b>189</b>	<b>190</b>
		0.0%	0.7%	0.7%	0.0%	0.5%	0.5%
Hydro		<b>6 791</b>	<b>6 794</b>	<b>6 794</b>	<b>40 498</b>	<b>39 687</b>	<b>39 483</b>
		88.3%	88.2%	88.2%	96.3%	95.0%	93.9%
All renewable sources		<b>6 791</b>	<b>6 848</b>	<b>6 848</b>	<b>40 498</b>	<b>39 876</b>	<b>39 673</b>
		88.3%	88.9%	88.9%	96.3%	95.5%	94.3%
All sources		<b>7 692</b>	<b>7 703</b>	<b>7 703</b>	<b>42 071</b>	<b>41 772</b>	<b>42 053</b>

爱德华王子岛

在爱德华王子岛(Prince Edward Island), 生物质发电装机容量增长保持在 2MW, 即占总容量的 0.6%, 发电量略增至 5GWh, 占发电总量的 0.9%。

TABLE 11							
Electric Capacity and Generation in Prince Edward Island							
		Capacity in MW and %			Generation in GW.h and %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Oil and Diesel		161	160	160	1	1	6
		91.4%	43.9%	43.9%	2.2%	0.2%	1.0%
Biomass		2	2	2	Not available	4	5
		1.2%	0.6%	0.6%		0.7%	0.9%
Wind		13	203	203	40	587	565
		7.4%	55.6%	55.6%	97.8%	99.2%	98.1%
All renewable sources		15	205	205	40	591	570
		8.6%	56.1%	56.1%	97.8%	99.8%	99.0%
All sources		176	366	366	41	592	576

全球先进生物能源资讯 2018-01-10

## 巴西制定了国家生物燃料政策

巴西总统米歇尔·特梅尔已经批准制定新的国家生物燃料政策 RenovaBio。该法于 2017 年 12 月 26 日在巴西官方联邦宪报上公布。巴西参议院 12 月 12 日通过该法案。

RenovaBio 旨在提高所有生物燃料, 包括乙醇和生物柴油在巴西的使用量, 以及提高能源安全和减少温室气体排放。

巴西矿业与能源部 12 月 27 日发布的声明解释说, 雷诺瓦比奥法律规定了国家燃料供应的减排目标。每年目标将由燃油经销商实现。该部门表示, 这些目标对于提高国家燃料供应的可预测性至关重要, 并将为私人部门进行投资规划和分析提供更好的条件和更少的不确定性。此外, 该部表示 RenovaBio 将允许巴西燃料行业遵守“巴黎协定”。

RenovaBio 创建了一个生物燃料认证的系统。矿业和能源部表示, 认证的目的是衡量每个生物燃料生产商对其化石替代品减排温室气体的确切贡献。法律还创建了一个脱碳信用, 将减排目标与每个生物燃料生产商的现场循环评估相结合。信用证则为可以在证券交易所交易的金融资产。这些信用证是由生物燃料生产商在销售产品后发放的。燃料分销商将通过获得这些信用证达到所需的目标。

巴西目前是世界第二大生物燃料生产国和消费国。2017 年, 该国估计生产了 277 亿升(73.2 亿加仑)乙醇和 42 亿升生物柴油。矿业和能源部在综合的基础上说, 生物燃料和生物能源占巴西能源结构的 18%。

生物质杂志 2018-01-12

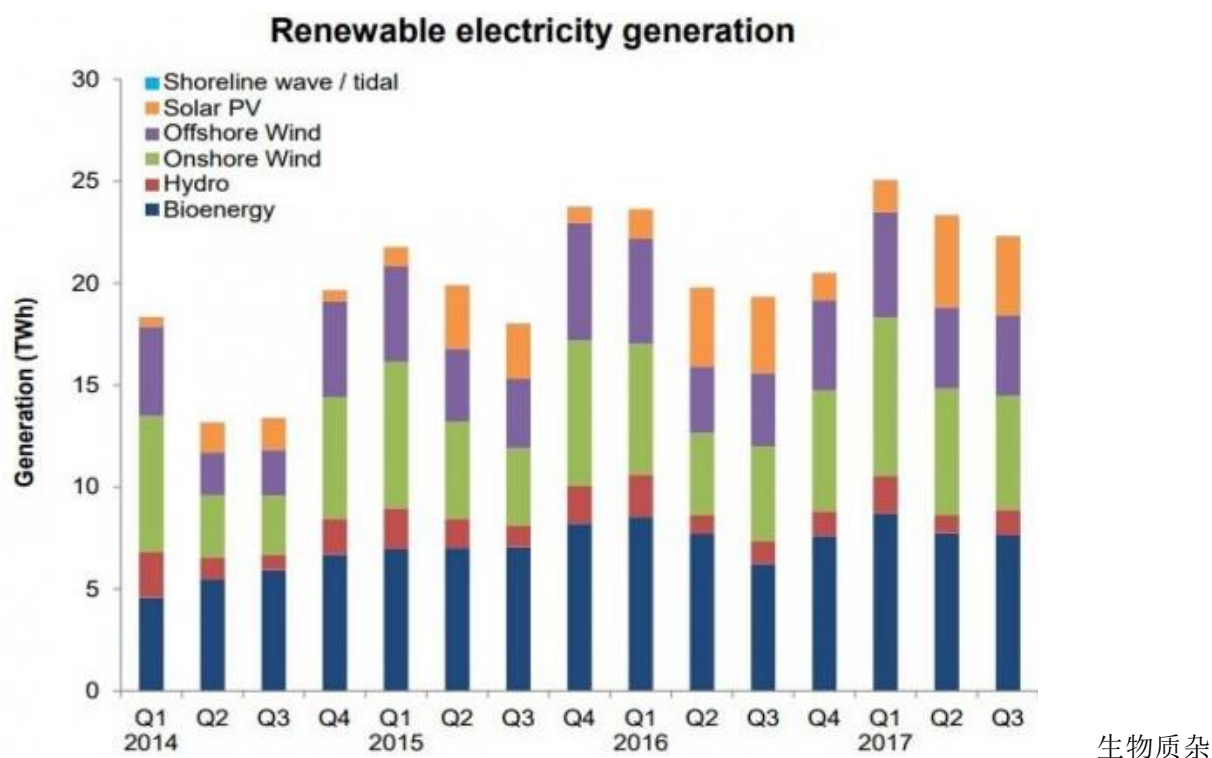
## 英国 2017 年第三季度生物能源产量增长

英国商业部、能源和产业战略部在 2017 年 12 月下旬发布了最新的能源统计数据，报告指出，2017 年第三季度，低碳电力的份额占到了 54.4% 的历史新高，高于同比的 50.2%。增长的主要原因是可再生能源的增加。

报告指出，第三季度生物能源和废弃物的能源产量达到 220 万公吨，比 2016 年同期增长 24.4%。

生物质能发电，包括混合燃烧，第三季度达到 7.6 兆瓦，比 2016 年第三季度增长 22.8%。其中，植物生物质发电量增长了 35%。这一增长主要是由于 Drax 在一年前大面积停电之后的可用性增加。报告指出，Drax 的增幅略微被填埋气体产生量减少所抵消。

截至第三季度末，DBEIS 表示，生物能源约占英国可再生能源容量的 15%。



志 2018-01-12

## 太阳能

### “全民光伏”热闹景象：2018 年，分布式光伏有望“双超”地面电站

据中国光伏行业协会统计，2017 年中国光伏发电装机保持快速增长态势，其中分布式光伏呈现爆发式增长，2017 年全年，预计全国新增光伏装机 50GW，其中分布式装机超 20GW。

分布式光伏在 2017 年的爆发，毫无疑问是整个光伏发展史上浓墨重彩的一笔，堪称前无古人的壮举。“全民光伏”的热闹景象背后，是亮眼的增长数据，分布式光伏在新增光伏市场中的占比由 12% 跃升至 36%。

有研究机构认为，2018 年的分布式光伏有望在增速和新增装机规模上双双超越地面电站。

1 月 3 日，国家发改委和国家能源局正式印发《关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知》，要求各地区分布式发电市场化交易试点最迟均应在上半年全部启动。

两部委新年伊始的发文，让分布式交易试点成为行业寄予厚望的又一发力点，再添新期待。多家研究机构预测，随着去年底国家发改委《2018年光伏发电项目价格政策的通知》中下调电价的相关要求落地，今年分布式光伏的发展增速将趋于理性。

潜在市场集中在分布式

《太阳能发展“十三五”规划》中明确指出，到2020年底，国内太阳能发电装机要达到1.1亿千瓦以上，其中分布式光伏装机要达6000万千瓦以上，而2016年底分布式累计装机仅为1032万千瓦，剩余将近5000万千瓦的巨大市场空间集中在分布式光伏。

分布式光伏分为工商业分布式和户用分布式，工商业分布式起步远远早于户用光伏，户用光伏市场则在2017年才出现“群雄争霸”的场面。

据不完全统计，去年全年市场上共有30家以上的户用系统品牌，设备企业包括汉能、天合、晶科、协鑫、阳光、阿特斯等，投资企业则以中民智荟、正泰、航天机电等为代表，也有EPC企业，比如特变电工、晴天科技、比高等，形成从龙头光伏企业到小型经销商，再到居民家庭的“全民光伏”市场。除了一直以来支撑光伏行业向前的众多民企以外，中环等大型国企、央企也正式进入或者有意向进入户用光伏市场。

毫无疑问，成本和补贴双降，使得限制光伏行业发展的天花板越来越高，更大的市场空间正在逐步释放。实际上，支持分布式光伏发展的政策早已在2013年、2014年密集出台，而在酝酿三四年后终于爆发。

谈及背后原因，中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎认为归因于两大方面：“一是2016年光伏地面电站的指标逐步开始竞价，导致大量中介机构失去存在价值，作为地方资源的重要整合者，这支队伍迅速转战分布式市场，从开发地面电站转型到开发屋顶光伏。二是分布式收益上升，2016年分布式的补贴没有同步下降，投资人能够担负起这些中间方的费用。”

市场宠儿

谈起2017年分布式光伏市场的关键词，除了耳熟能详的“火爆”之外，中国投资协会能源特聘专家王淑娟认为还有“集中与分散”。据《2017中国户用光伏市场调研报告》相关数据，2015年的户用光伏约为2万套，2016年上涨7.3倍，达到14.98万套，2017年预计为50万套。

可观数字的背后，其实是不平衡的市场，浙江、山东、河北新增占比达50%以上，高达一半的比例，其中浙江省新增15万套、山东新增10万套、河北新增近10万套。

“目前户用市场是群雄争霸的战国时代，并没有哪家企业明显领先，行业乱象也不可避免。”王淑娟如此形容至少2000家大大小小的经销商、50万套规模的户用市场。她算了一笔账，在此背景下，每家企业的销售量不足2万套，按照10W/套计算，总规模不超过200MW，按照7.5元/W考虑，总销售额不足15亿元。

王淑娟预期2018年户用规模在80万套以上，总体市场容量为6GW，理论上，全国具有3000万户—3500万户的安装潜力，在分布式光伏市场得到进一步规范的同时，一批系统集成专业性强、售后运维成本控制好的户用企业将脱颖而出。

事实上，一些光伏龙头企业正在紧锣密鼓打造自身的户用光伏品牌，比如天合光能、阳光电源、三晶电气、英利等均成立了相应的子公司或者户用光伏部门，纷纷推出家用系统，以期率先打响品牌。

谈及新能源，就不得不谈并网和补贴问题，根据国家能源局每个月公布的能源监管热线投诉举报处理情况通报，部分地区分布式光伏发电项目并网难和补贴费用结算不及时仍旧是主要问题。

“交易试点”或成最大看点

实际上，目前对于分布式并没有统一的定义。比如国家发改委对分布式定义是按照装机容量，6兆瓦以下算分布式，而国家电网则按照并网容量来计算，要求10千伏以下。有企业高管告诉记者，“这给行业发展带来一些困扰和阻碍”。

所幸，去年年底两部委联合下发的《分布式市场化交易的通知》，既规定了分布式的容量，又明

确了接网的电压，单体项目容量超过 20MW 但不高于 50MW，接网电压等级不超过 110 千伏且在该电压等级范围内就近消纳。同时，明确了分布式发电交易的 3 种交易模式：直接交易、电网代售、标杆收购。

“项目容量被放大至 50MW，接入电压等级最高可以到 110kV，更多的项目可以符合要求进行分布式交易，可以找到更多的大用户。”彭澎认为，“双边结算不通过电网，可以重新定义电网角色，这是非常关键的一步。国家能源局要先通过试点方案，让电网能够代收电费，并且允许隔墙供电，以此突破收费难。”记者就此采访了多位行业专家和相关企业负责人，他们均表示这或是 2018 年分布式市场的最大看点。

刚刚下发的《关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知》，则对 3 种交易方式作了细节补充。比如，鼓励选择分布式发电项目与电力用户进行电力直接交易的模式。尤值一提的是，电力交易平台，让社会资本可投资增量配网，不仅意味着这是有丰厚收益的轻资产环节，也意味着具有雄厚资本的非能源企业能够进入该领域。

分布式市场的痛点主要是开发难、没有标准化流程，导致分布式光伏资产难以得到认可。“幸运的是，分布式蓬勃发展时恰逢电改关键时刻。”彭澎认为，“分布式的核心优势是靠近用电侧，电改或新政策将逐步解决现在分布式的瓶颈问题。”

虽然饱受期待，但除了电网的配合程度等尚未可知外，交易平台自身的专业能力、信用等级、中立角色也是影响“交易试点”发展的重要因素，尚需协力前行。

董欣 中国能源报 2018-01-11

## “十三五”第一批光伏扶贫项目计划下达

去年底，在总结试点工作的基础上，国家能源局会同国务院扶贫办联合印发《关于下达“十三五”第一批光伏扶贫项目计划的通知》，下达 8689 个村级光伏扶贫电站，总装机 4186237.852 千瓦的光伏扶贫项目计划。

本次下达的光伏扶贫电站分布在 14 个省（区）的 236 个光伏扶贫重点县的 14556 个建档立卡贫困村，电站建成后将充分发挥光伏产业优势，增强贫困村经济实力，惠及 710751 户建档立卡贫困户。

“十三五”以来，国家能源局积极贯彻落实《中共中央 国务院关于打赢脱贫攻坚战的决定》和中央扶贫工作会议精神，严格落实“精准扶贫、精准脱贫”要求，聚焦具有光伏建设条件的重点扶贫县建档立卡贫困村的建档立卡贫困户，优先扶持深度贫困地区和无劳动能力贫困人口。2015 年启动光伏扶贫试点工作以来，先后安排 790 万千瓦光伏扶贫项目，截至目前已帮扶约 80 万建档立卡贫困户。

下一步，国家能源局将会同国务院扶贫办在组织地方落实光伏扶贫实施方案的基础上，继续推进实施范围内其他县的光伏扶贫工作。研究出台《光伏扶贫电站管理办法》，规范电站建设运行，加强电站质量安全管理，确保光伏扶贫实施效果。

国家能源局 2018-01-10

## 2018 中国光伏行业将延续哪些大势？

“物有甘苦，尝之者识；道有夷险，履之者知。”2017 年，中国光伏迎来十年来最好的发展机遇，全年新增装机首次突破 50GW 大关，连续 5 年再创新高，“6·30”重要节点后不复断崖式下跌局面，全年稳健向前，提前完成了“十三五”规划装机目标。

“走出去”，重塑世界光伏格局，成为全球光伏产业当之无愧的引领者，成为继高铁、核电之后，中国第三张“走出去”新名片。

“走上去”，十九大纪念邮票出现了光伏靓影，这是光伏首次作为邮票的重要设计元素。



“走下去”，光伏加速“飞入寻常百姓家”，户用光伏热潮的爆发，让光伏走向用户侧，给老百姓带来了清洁能源和致富新路，也让一部分贫困人口增添了脱贫信心，增强了生活保障。

“走回来”，众多在美国上市的中国光伏龙头企业，在 2017 年密集宣布私有化，选择竞逐国内资本市场，寻求 A 股上市。

2017 年中国光伏补贴继续退坡，正处自立发展的关键路口，看似前景一片坦途，然而，在政策、市场、技术的催化下，2017 年光伏技术竞争更加激烈，行业洗牌提速，创新发展成为重中之重，做不到创新提效的企业纷纷出局。

展望 2018，随着能源耦合不断加深，光伏将更好融入电力系统。

确定规模 严控各省裁量权

2017 年 7 月 27 日，国家能源局正式发布《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》，规划了 2017—2020 年的光伏电站发展规模，4 年共计 86.5GW 一次性下发，领跑者基地每年 8GW，至此，光伏建设规模、技术指标的靴子终于落地。

国家能源局将严格按照各省上报的“十三五”规划中的光伏发展指标，对未来指标的发放予以严格控制和规划，分解到年和省份，参照风电预警机制，对各省光伏装机量公示，对热点地区光伏投资予以预警，让市场主体有明确预期。

点评

过去几年，由于指标、电价下调等多方面因素，光伏行业频频上演“6·30”抢装潮。

与往年不同，此次 4 年指标一起下发，为国内光伏行业有节奏、可持续发展提供了方向指引和政策托底，将实现光伏“平价上网”调整到最佳的攻坚状态，表明国家推动光伏产业发展的信心坚定有力。

弃光限电拐点之年

受益于政策持续支持和特高压建设提速，在光伏装机增加的情况下，困扰新能源行业发展多年的弃光现象明显好转。

2017 年上半年，中国光伏行业出现可喜大变化，弃光率由 12% 下降至 7% 左右。其中，新疆、甘肃弃光重灾区，和 2016 年同期的 32.4% 与 32.1% 相比，均下降了 10 个百分点，青海、宁夏则降至 10% 以下。

短评

总体看来，2017 年前三季弃光缓解，局部仍面临反弹压力。有研究机构认为，2017 年是弃光限电反转拐点之年。

有效缓解弃水弃风弃光状况是 2017 年《政府工作报告》布置的重要任务，对推动可再生能源产业持续健康发展至关重要。

得益于全社会用电量同比增长、国家层面良好的政策引导和技术进步等因素，可再生能源的消纳问题仍旧道阻且长，但至少已经出现了曙光。

“领跑”同时更注重“长跑”

2017 年 7 月，三部委联合发布的“2017 最新光伏领跑者技术标准”强调，在简政放权的大背景下，让地方更加自由配置资源，尽可能降低企业开发的非技术性成本，更好地发挥市场的作用。

2017 年 9 月，国家能源局下发《关于推进光伏发电“领跑者”计划实施和 2017 年领跑基地建设有关要求的通知》，要求每期领跑基地控制规模为 800 万千瓦，其中应用领跑基地和技术领跑基地规模分别不超过 650 万千瓦和 150 万千瓦，“领跑者”计划进一步扩大。

为确保新技术先进产能的稳定释放，2017 年的“领跑”基地首次将“领跑”应用基地细分为两大基地：常规的光伏发电领跑技术基地规模将占 80% 以上，前沿技术应用依托基地约占 20%，代表光伏领域最先进的技术水平。

短评

自 2015 年起启动“领跑者”计划以来，不仅光伏组件效率大幅提升，上网电价亦下降至 0.45 元—

0.61 元/千瓦时。

从最初的 1GW 示范项目到 5.5GW 的规模，再到 2017—2020 年每年规模 8GW，国家力推光伏“领跑者”项目的力度可见一斑。

“领跑者”项目的完善，将加速科技研发成果应用转化，带动和引领光伏发电技术进步和市场应用。

“领跑者”基地正以领先技术应用倒逼光伏产业技术进步，承担起“长跑”角色。

光伏扶贫渐入佳境

2017 年 2 月，国家能源局印发了《2017 年能源工作指导意见》，明确了 2017 年光伏、光热新增装机规模 18GW，光伏扶贫规模 8GW，村级扶贫电站不限规模，大力推进光伏扶贫，年内计划安排光伏扶贫规模 800 万千瓦，惠及 64 万建档立卡贫困户。“十三五”期间，光伏扶贫将覆盖到 200 万贫困户。

短评

2015 年，光伏扶贫正式列入国家精准扶贫十大工程。2016 年，首批光伏扶贫项目名单公布。2017 年，在政策助推下，光伏扶贫渐入佳境，发展模式推陈出新，吸引了大量投资者，同时各省纷纷将新增光伏指标用于扶贫，助推产业发展，惠及民生，受益贫困人口鼓了钱包，喜上眉梢。

“技术碾压”时代来临

中国光伏行业于 2017 年正式步入“技术碾压”时代，先进科研成果的产业化进程明显加快，在多晶硅、硅片、晶硅电池、组件、逆变器等产品上突破明显。黑硅技术、PERC 技术成为当前电池片企业技改主流；各大企业加速布局 N 型电池领域；HIT 电池加速产业化；组件环节自动化、智能化改造也在加速。

首次推出国产高纯电子级多晶硅产品，实现“中国造”。金刚线切多晶取得重大突破，有望给多晶技术路线乃至晶硅阵营带来深刻变革。IBC 组件电池效率达 24.13%，成为高效电池的研发新的里程碑。

高效单晶 PERC 双面技术开启新时代，异质结技术将发电量提升至 44%，环欧“X”系列开启国企步入家用光伏市场新纪元，分布式智能逆变器，实现了分布式应用场景全覆盖……

短评

整个 2017 年，中国光伏行业的技术创新成果可谓是百花齐放，先进技术产业化也在加速推进，但整体来看，国内企业研发投入占比低于全球领先水平。

2018 年，高效产品需求增大将倒逼技术进步加速创新升级，需求市场转向高效产品将是大势所趋——技术创新再突破，箭在弦上。

户用光伏元年现“全民光伏”盛景

2017 年是真正意义上户用光伏的启动元年，全年呈现燎原之势，从大型光伏企业到小型经销商，从东南沿海到东北大地，呈现“全民光伏”的热闹景象。2017 年前三季度，分布式新增装机量达到 15GW，同比增加约 400%。

各省纷纷出台各种利好政策，浙江省“百万家庭屋顶光伏工程”、江西省“万家屋顶”、山东省“千万屋顶”等相继出现。“分布式光伏交易试点”或将适时启动，向电改要红利。

短评

户用光伏引发各路企业、各种资本争先涌入，抢占先机。

由于户用光伏面向广大群众，直接影响人民群众对光伏的接受程度和整个光伏行业的健康发展，热潮之下，“谨慎推进、标准先行、注重安全、品质保证”仍是行业主流声音。

当前，尽快完善户用光伏标准，充分发挥其引领、支撑作用，提高家庭户用光伏发电系统安全性和可靠性实为必修课。

“走出去”呈现“引燃效应”

中国光伏的出海之路呈现出“引燃效应”，在全球 20 多个国家和地区建厂，产品销售至 180 多个

国家，沿“一带一路”精细布局，中标全球最大光伏电站项目……成为无可争辩的光伏增长引领者，在清洁能源的全球布局中扮演着极为关键的角色。

与此同时，光伏国际贸易壁垒趋于常态化，为了保持光伏在能源革命中的竞争力，全球主要光伏市场贸易壁垒高筑者比比皆是。

2017 上半年，美国启动 201 调查，欧盟出现“价格承诺”与“地板价”，土耳其光伏反倾销终裁结果不利，韩国多晶硅双反复审进行中，光伏出口市场瞬息万变。

短评

2017 年全球光伏市场呈现去中心化趋势，过度依赖单一区域的市场格局已不复存在，新兴市场呈现“需求分散，精细开拓”的趋势。

尽管光伏产品全球贸易的不确定性增加，也不利于整个光伏产业整体健康、均衡发展，应对不利恐将对我国光伏产业形成围堵，但中国光伏实力不容小觑，全球化布局正持续提速。

导入绿证 探路配额制

2017 年 2 月，三部委联合发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》，酝酿多年的绿证自愿认购政策重磅出世。

全国绿色电力证书（简称“绿证”）并非新事物，是十几年来国际通行做法。过去几年，受益于补贴政策，中国的新能源装机容量雄冠全球。但随着补贴资金缺口增大，部分可再生能源企业濒于资金链断裂边缘。

绿证一方面可以补充财政补贴资金来源，另一方面也可以为绿证强制配额交易积累证书核发、交易组织、资金监管等工作经验，为未来可再生能源强制配额交易奠定工作基础。

短评

作为化解可再生能源补贴不足的有效手段，绿证不止是情怀，更肩负重任。但新事物成长路径必有波折，业内认为尚需根据绿证 2017 年的实施情况，在 2018 年把绿证与非水可再生能源强制配额制结合起来，以充分调动供需双方积极性。

政策再好，执行才是关键。在绿证实施过程中，要确保信息和电力证明的真实性，发电企业和电网企业如何卖绿证、有无奖励、交易平台成本、如何防止交易过程中的人为炒作等亟需明确细化。

全球格局转换 催生“私有化”

纵观 2017 年中国光伏市场，全球光伏格局进一步重塑，中国光伏企业“私有化”浪潮扑面而来。

2017 年年初，风头正盛的光伏龙头企业天合光能宣布正式私有化，涉及私有化交易耗资超过 11 亿美元。

随之，更多光伏龙头企业步其后尘：2017 年 11 月，晶澳太阳能宣布私有化，随后一月，阿特斯也宣布私有化。

短评

中国光伏企业密集“私有化”的背后，一方面是美国资本市场对中国光伏企业价值严重低估，而中国资本市场则非常重视光伏企业。

另一方面，则传达出全球光伏市场格局出现转化，欧美市场“一家独大”的局面不复存在，中国市场重要性更加凸显，新兴市场开始崛起。

尽管“私有化”的路途不会一帆风顺，但中国光伏步履正日益铿锵。

董欣 中国能源报 2018-01-04

## **BNEF：2018 年光伏组件成本将下降 0.4 元/W**

中国国家发改委在 2017 年 12 月 21 日宣布，从 2018 年开始，地面光伏电站的标杆电价下调 12%-15%， “自发自用，余量上网”光伏容量的补贴标准下调 12%。彭博新能源财经预计，这种调整将给地面光伏电站带来更多压力，但同时将造福分布式光伏发电“自发自用，余量上网”模式的发展。

地面光伏电站项目的补贴标准将下调 0.1 元/kWh，自发自用系统则将下调 0.05 元/kWh。为了享受调整前的补贴标准，地面光伏电站需在 2018 年 6 月 30 日之前并网，屋顶光伏容量（包括全额上网和自发自用项目）则需在 2017 年 12 月 31 日前并网。此外，小型光伏（<500kW）和屋顶光伏扶贫(PVPA)容量暂不受到本次补贴调整的影响。

中国希望加快风电和光伏成本的下降速度，使其在本世纪 20 年代前具备一定竞争力，而不再依赖政府补贴。目前来看，中国政府面临的补贴赤字可能高达 1240 亿元（合 190 亿美元），并计划在 2018 年实施可再生能源组合标准，以缓解财政压力。

彭博新能源财经估计，为了维持目前 8%-12% 的内部收益率，地面光伏电站项目必须将成本下降 0.8 元/W。在单晶硅片产能扩张 60% 并与多晶硅产品形成竞争的态势下，我们预计，2018 年光伏组件成本将下降 0.4 元/W。光伏项目在项目开发、土地租赁、电力传输等多个方面降低成本是必须的，尽管这方面的潜力是有限的。然而，光伏项目的收益率即使在 7%-11% 这一较低的区间内，与其他行业相比仍被证明是具有吸引力的。许多已经完工的项目正在等待使用 2018 年的建设配额，而现在他们只能接受标准下调后的并且会延迟支付的补贴，这将对这些项目开发商的偿债能力提出挑战。

尽管中国政府首次下调了自发自用光伏项目的补贴水平，但比预期小的降幅仍显示了政府将继续支持分布式能源。在中国绝大部分省市，新的补贴标准提升了自发自用光伏项目的经济性，使其能够以比全额上网更高的价格向电网出售电力。在此背景之下，2018 年分布式并网容量可能会占中国全年新增装机量的一半。

在补贴领域激励和优先次序保持不变的情况下，小型光伏扶贫项目将得到更广泛的普及。如果现存的阻碍项目发展的挑战继续存在，例如需要和当地政府协商满足特殊要求等，开发商的议价能力将受到影响。

在我们更新《2017 年第四季度：中国市场展望》报告时将继续认为中国市场出现中高情景的可能性越来越大。

一组数据

0.8 元/W

为了维持开发商当下的项目回报率，光伏系统必须降低成本的幅度

0.4 元/W

光伏组件预计在 2018 年的降价幅度

45GW+

2018 年，中国预计新增光伏装机规模

彭博新能源财经 2018-01-10

## 光伏分析机构权威观点：多晶技术仍为市场主流

2017 年终一份报告，又将光伏行业推至风口浪尖。

单多晶比例一直是光伏行业关注的热点。2017 年年末，来自美国太阳能市场调查公司 SPV 的一份报告显示：2017 年，单晶电池（组件）占比为 49%、多晶（组件）为 46%。

“2017 年，太阳能组件产量为 97.7GW，其中出货量 93.8GW，安装容量 95.1GW。单晶组件市占率为 49%，多晶为 46%。” SPV 报告称。

但数据一经发布，即引发行业质疑。光伏产业权威分析机构 PVInfoLink 在对 10 多家光伏产业链企业、金融券商及行业机构调研后表示，“2017 年单多晶组件出货比例约 3:7”，多晶技术仍为光伏市场主流。这一结论与 SPV 的数据大为不同。

PVInfoLink 进一步表示，单、多晶企业在 2018 年均有相应的扩产计划，其中单晶市场份额有望提高，不过格局仍以多晶为主，单晶为辅。

“从各方提供的数据来看，SPV 报告给出的单多晶比例并不准确。”PVInfoLink 分析师林嫣容直

言，“2017 年光伏出货量比例应该是多晶占 70%以上、单晶 30%左右。2018 年单晶组件比例或上升至约 37%。”

“单晶组件在 2017 年下半年的占比有所下滑，2018 年下半年占比可能会略升。”光伏亿家副总裁马弋葳也对 SPV 的数据存疑。

#### “三种算法倒推市场比例”

2017 年单多晶的市场份额究竟如何推算才算合理？有分析师认为至少有 3 种计算方法来倒推单、多晶的市场份额。

第一种预测方式是从供应给电池及组件的“硅片”总产量做倒推。林嫣容做了相应的计算演示。她说：“2017 年全球组件总出货量约 103GW，几家大厂出货情况大致为保利协鑫多晶硅片约在 19GW—20GW 之间，晶科能源近 6GW 硅片产量中，75%为多晶，荣德多晶硅片有 4GW 左右，阿特斯和天合光能也以多晶硅片产能为主。”

阿特斯不久前的一份报告显示，该公司 2016 年外部及内部采购硅片总和为 2.57GW，均为多晶，2017 年仍以多晶为核心。

据此前隆基股份披露，2017 年单晶组件对外出货约 4.5GW，结合隆基“硅片自给自足、上下游供应各占公司产量一半”的现状，林嫣容预测：“单晶硅片上，隆基股份全年出货量约 9GW，中环股份出货约 6.2GW。”

第二种预测方式则是看国内电站采购端的单、多晶比重。中信证券分析师弓永峰表示：“目前中国是全球第一大组件需求地，可看作全球光伏市场风向标。”从 2017 年国内五大电力公司所投电站的采购产品倾向而言，多晶为主、单晶为辅的格局已确立。“预计 2018 年也将延续多晶高于单晶的格局，预计单多晶比例为 35：65。”

最后一种是从下游组件出货情况来计算。目前，主要多晶出货公司包括晶科能源、正泰集团、协鑫集成、苏州腾晖、东方日升、天合光能、阿特斯、无锡尚德、保定英利等。单晶组件厂商有隆基乐叶，支持单多晶两类技术的企业有晶澳、亿晶光电、韩华等。两大组件阵营看，多晶占比高，单晶出货要稍逊一筹。

#### “单多晶技术轮番提升”

单多晶市占率仅是两者目前的一种态势对比，而单多晶背后的技术进步尤需引发关注：两者的技术更迭均在进行中，且对未来市场发展起着不可替代的推动作用。

光伏产业遵循摩尔定律，随着上下游产业链正全速扩产以及光伏技术的快速提升，性价比更高产品不断推陈出新。据 solarzoom 发布的 1 月 2 日-5 日的数据显示，多晶组件在 2.7-2.75 元/瓦，单晶组件在 2.7-2.9 元/瓦，整体价格处于下行通道。

单多晶的技术拉力赛在极大拉低了光伏组件的成本。单晶公司较早进入金刚线切单晶硅片，成本率先降低；而金刚线切多晶技术普及后，成本也将进一步拉低。

从目前多家下游电池组件厂反馈来看，多晶 PERC 技术和单晶 PERC 技术的效率比基本一致。加入黑硅技术之后，多晶有 0.3%-0.4%的效率提升，2018 年保利协鑫的硅片产品提升幅度将达 0.5%-0.6%。

摩尔光伏报道称，2016 年 5 月晶科能源宣布，其采用 PERC 和黑硅技术的高效多晶电池已进入量产阶段，未来量产效率将提升至 20.5%以上。2016 年 11 月，中节能宣布，其采用 PERC+RIE 黑硅技术的高效多晶电池实现量产，平均转换效率突破 20%大关，多晶组件功率超过 285 瓦。2017 年 8 月，协鑫集成自主研发的干法黑硅多晶 PERC 电池平均量产效率超过 20.3%，最高效率达 20.8%。

2017 年 10 月，阿特斯在一份内部报告中提到，“工业化量产电池的行业转换效率，多晶硅电池在 15%-18%之间，直拉单晶为 18%-20%。阿特斯先进生产线采用纳米湿法黑硅技术获得微米绒面陷光结构，提升光电转换效率 0.3%，使多晶硅电池片平均光电转换效率达到 18.7%，代表当前多晶硅电池产线较高水平。而公司常规单晶电池的光电转换率 19.9%，采用先进 PERC 技术的光电转换率达 20.8%。”亿晶光电不久前也公开表示，目前该公司量产单晶 PERC 效率达到 21.4%-21.8%，量产

多晶 PERC 效率为 19.7%-20.3%。

“多家企业同时发力单多晶”

阿特斯技术总监王栩生的报告显示，单晶拉棒的单位硅锭耗电约为 75Kwh/Kg，单炉月产能约 3 吨，而多晶铸锭的单位耗电约为 12Kwh/Kg，单炉月产能约 9 吨。长晶环节差异是单多晶产品成本差异的主要因素，且单晶拉棒工艺特征决定了其很难再降低电耗。

目前，保利协鑫每月多晶硅片出货量 4 亿片以上，叠加黑硅后 PERC 电池的效率是 20.5%，部分单晶的效率可以做到 21.5%，平均为 21.3%。多年来，单多晶之间的效率差始终维持在 1%左右，而两者的技术水平则在同步推进。

据调查，大部分市场人士秉持着这样一种观点：“不少公司既有单晶也有多晶，彼此之间互相渗透、互为促进。”王栩生说，“单多晶市场份额最终也将会由市场来决定，而不再是政策。”除了阿特斯、亿晶光电和晶科能源之外，单多晶并行的企业还有协鑫、晶澳太阳能、天合光能等巨头。

“2018 年，光伏企业中的单多晶产能会继续扩大。”林嫣容透露，“在多晶扩产方面，仅是砂浆线改造为金刚线、购买新的切片机这几项，预计就会多出 10GW 以上的产能。”隆基股份、天合、阿特斯也都会有各自的扩产计划。

吴晓晴 中国能源网 2018-01-12

## 新增装机 48GW 光伏之路依然任重道远

近日，国家能源局发布统计数据显示，截至 2017 年 11 月底，我国光伏累计装机容量达 125.79 GW，同比增长 67%。由 2016 年我国累计装机容量 77.42 GW 可知，2017 年 1-11 月我国光伏新增装机容量达 48.37GW。结合光伏补贴的下调，2017 年末市场有部分抢装需求，如此一来 2017 年全年的装机量将超 50GW。相对于 2016 年的 34.54GW，50GW 的新增装机简直超乎想象。然而比这更让人震撼的是分布式的强势爆发。

分布式暴增 新增装机或接近 20GW

数据显示，截止 2017 年 11 月，我国分布式光伏新增装机达 17.23 GW，为 2016 年同期新增规模的 3.7 倍，增速同比增加 3 倍。事实上分布式的爆发在 2016 年已经初见端倪，2016 年分布式新增装机为 4.24GW，相比 2015 年增长了 200%。而在最后一个月的抢装之下，2017 年全年的分布式装机或将接近 20GW，20GW 是什么概念？它是 2016 年分布式光伏新增装机的 4.7 倍，同时也几乎是截止 2016 年底分布式光伏累计装机(10.32GW)的 2 倍！

分布式的爆发与政策的倾斜不无关系，连续四年未变的分布式补贴使得分布式项目维持了较高的收益水平；另外，西部地面电站出现的弃光限电现象极大的限制了地面电站的发展，这也使得行业的发展重心逐步向分布式转移。那在 2018 年补贴下调之后，分布式还能继续火下去吗？

根据相关政策，2018 年 1 月 1 日以后投运的、采用“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电项目，补贴标准调整为每千瓦时 0.37 元(含税)。采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行。展望 2018 年，虽然分布式补贴有所下调，但 0.05 元的下调低于预期，对分布式光伏市场形成利好。此外，户用分布式光伏扶贫项目度电补贴标准保持不变，将极大刺激户用分布式光伏扶贫项目的爆发。所以总体而言，2018 年的分布式光伏市场将依然保持强势。

中东部成为光伏发电热点地区

除了分布式的强势爆发，我国光伏产业的热点地区正从原来的西北地区向中东部地区转移。这也是大力发展分布式光伏的必然结果，因为西北地区地广人稀，适合发展地面光伏；而中东部地区人口密集，土地资源匮乏，只适合发展分布式光伏。所以随着分布式光伏的爆发，中东部也逐渐的成为了我国光伏发电的热点地区。

数据显示，2017 年 1-11 月，我国西北地区光伏新增装机占比同比下降 17 个百分点，而华东地区和华中地区新增装机同比分别增加 9 和 6 个百分点。而这一趋势在 2016 年也已显现，2016 年的

新增光伏发电装机中，西北以外地区占全国的 72%，中东部地区新增装机容量超过 1 GW 的省份达 9 个，其中山东 3.22GW、河南 2.44 GW、安徽 2.25 GW、河北 2.03 GW。另外，在 2016 年，中东部地区分布式光伏有较大增长，新增装机排名前 5 位的省份是浙江(86 万千瓦)、山东(75 万千瓦)、江苏(53 万千瓦)、安徽(46 万千瓦)和江西(31 万千瓦)。

OFweek 太阳能光伏网 2018-01-04

## 机场也要发展可再生能源 太阳能供电最可行

大型国际机场每年运载数以万计的乘客，同时维持机场运作也耗费大量电力，因此机场多积极寻找再生能源来补充电力，以防止突发状况发生。

机场供电危机开始引起讨论，主要起因于 2017 年 12 月美国亚特兰大哈茨菲尔德—杰克逊机场的停电事件，这起大停电造成 1,000 个以上航班取消或延迟，使乔治亚地区主要商业航空达美航空(Delta Airline)损失近 5,000 万美元。

由于哈茨菲尔德—杰克逊机场的主要电缆和备用电缆皆穿过同一条隧道，因此当时隧道失火直接瘫痪两条电缆，才会发生大停电。

再生能源是机场新选择？

机场寻找再生能源像是风能、太阳能会比较可靠吗？根据美国国家科学院(National Academy of Sciences, NAS)研究，机场转向再生能源的其中一个好处是，可以直接控制风电和太阳能发电的基础设施。

现场产生能源代表航空业受国际能源价格波动的程度会较低，对航空业可能是一大福音，毕竟航空业的利润主要受油料价格影响。若增加地面机场的电力费用只会增加起降费，并反映在飞机票价上。

NAS 对多项再生能源进行研究，包含太阳能、风能、生物质能、地热能和水力发电，最后发现太阳能最可行，太阳能阵列可放置在机场跑道周围的空地。据美国再生能源研究室(The National Renewable Energy Laboratory, NREL)研究报告显示，美国国内机场有大约 80 万英亩的空地可放置太阳能阵列，可生产约 116,000MW 容量的太阳能，和 100 座燃煤电厂产生的电力相同。

目前，英国盖威克(Gatwick)、伯明罕机场共有 50kW 的太阳能阵列，而印度前四大繁忙的 Cochin 国际机场目前装有 13.1MW 的太阳能阵列，成为 100%的太阳能机场；另外，美国有 4 座机场已设备太阳能。

不过设备太阳能阵列于跑道附近有些缺点，其一就是太阳能板的反光可能会影响飞机驾驶的视线，另外太阳能板上的热气会使空气对流状况改变，让飞机起降变得不稳定。

针对这两个问题，美国联邦航空局和各机场已就阵列排放位置做了一些调整。这也显示机场发展太阳能不是只有摆放太阳能阵列这么简单。

科技新报 2018-01-12

## 浙江省 2017 年太阳能发电装机 814 万千瓦 非水可再生能源装机增长迅猛

2017 年全省非水可再生能源电力装机增长迅猛，装机容量突破 1000 万千瓦大关。据省电力公司统计，截至 2017 年底，全省非水可再生能源电力装机容量已达 1105 万千瓦，约占全省电力装机的 12.4%。其中，太阳能发电装机 814 万千瓦、风力发电装机 133 万千瓦、生物质能发电 158 万千瓦。

2017 年全省非水可再生能源电力新增装机 526 万千瓦，同比增长 90.6%，为历年之最。其中，太阳能发电新增装机 476 万千瓦，同比增长 140.6%；风力发电新增装机 14 万千瓦，同步增长 11.8%；生物质发电新增装机 36 万千瓦，同比增长 29.4%。该批新增非水可再生能源预计 2018 年可产生清



洁电量 72 亿度，使我省非水可再生能源发电量占总用电量比例从 3%提高到 4%，距国家下达我省的目标又靠近了一步。

此外，2017 年，我省屋顶分布式光伏装机已达近 500 万千瓦，稳居全国第一；舟山普陀 6 号顺利并网发电，标志着我省海上风电并网运行实现零的突破；舟山 LHD 潮流能发电机组 1 兆瓦模块实现全天候发电运行，为世界首台实现全天候连续运行的兆瓦级潮流能发电机组。

浙江发改委 2018-01-10

## 西宁光伏并网容量创历史新高

1 月 11 日，从国网西宁供电公司传来消息，2017 年，西宁市光伏并网总容量达 12173.92 千瓦，创历史新高。

2017 年全年，国网西宁供电公司助力分布式光伏并网客户共 63 户，其中，全额上网光伏电站 5 个，自发自用余量上网居民用户 54 户，并网总容量达 12173.92 千瓦。

为加快分布式光伏发电并网，推进清洁能源发展，在光伏项目并网实施过程中，国网西宁供电公司开辟业扩绿色通道，将优质服务延伸到园区厂房，指定专人实时跟踪项目进度，从政策宣传、技术咨询、业务受理、简化流程等方面为光伏发电并网提供“一条龙”服务。组织各专业技术人员提前介入，参与光伏电站项目启动前的技术准备、安全检查等工作，保证项目设备安全、高效运行，实现“零弃光”，全额收购光伏上网电量，为我省生态绿色发展起到了引领和示范作用。

青海新闻网 2018-01-15

## 青海电网光伏储能发电关键技术通过评审

日前，由国网青海省电力公司开展的“储能提高电网接纳大规模光伏发电关键技术”通过省科技厅专家组评审。专家组一致认为，该项研究成果利用储能技术提高了光伏发电容量可信度和可调度性，减少了弃光电量，并在光储模型建立、光储优化协调调度等方面取得了技术创新，研究成果达到国际先进水平。

依托丰富的太阳能、锂资源，目前我省正在打造千万千瓦级光伏发电基地和千亿元锂电池产业链，省级储能产业发展形势良好。光储结合既能提高电网稳定运行和消纳光伏能力，又能促进光、储与电网的良性发展。该成果为青海省光伏、储能与青海电网的协调发展探索出了一条实践之路，具有广阔的发展前景。

该项研究成果通过研究光储发电的作用机制、储能优化配置、光-储联合运行与调度、光储电站运行经济性问题，针对大规模集中式光伏发电出力波动和消纳问题，深入挖掘光伏、储能发电的出力特性，搭建了包含光储详细模型的网-源-储仿真系统，优化了加入储能后光伏电站的可靠性模型，提出了储能系统容量优化配置方法和评价指标，开发了光储联合调度管理系统，实现了首座大规模光储电站商业化运营，在平抑波动、减少弃光方面取得了显著成效，保障电网稳定运行。

中国电力新闻网 2018-01-05

## 黑硅救赎

几年前阿特斯湿法黑硅独领风骚的时候，或许谁都想不到黑硅会出现如今的“荣景”。

近年来，单晶硅片受益于金刚线切割工艺的推广，单晶制绒技术相对成熟，成本大幅下降。随着单多晶之争越演越烈，为持续以成本优势稳居市场主流地位，多晶硅片转换为金刚线切割来更进一步降低成本已到了非做不可的时机，但金刚线切割多晶硅片，采用常规酸制绒无法实现良好的表面织构，甚至无法形成绒面。黑硅技术可以完美解决多晶制绒问题，既能提升电池效率又能降低电

池成本，是多晶电池继续进步的必由之路；黑硅技术的成熟又促使采用金刚线切多晶的比例迅速提升，以至于甚至有人说，金刚线和黑硅是孪生兄弟。

到目前为止制绒添加剂技术、干法黑硅技术(反应离子刻蚀法 Reactive Ion Etching, RIE)和湿法黑硅技术(金属催化化学腐蚀法 Metal Catalyzed Chemical Etching, MCCE)等都可以解决金刚线切割的多晶硅片反射率高，制绒困难的问题。多晶黑硅技术的热火再起，使得单、多晶的产品路线之争愈发激烈：“究竟谁才是明日之王？”

#### 黑硅技术比较

类型	增加成本	增加转换率	其他特性
干法	最多	最高	目前设备比较昂贵
湿法	小幅增加	中等	有硝酸银污染问题
添加剂	几乎不增加	几乎不增，甚至降低	搭配金刚线可降低成本

来源：EnergyTrend

摩尔光伏

黑硅对于多晶来说，是一场救赎。但这究竟是颠覆性的变革还是延续生命活力的权宜之计？

#### 西方先试

1997年美国哈佛大学的 Eric.Mazur 等人用飞秒激光脉冲在 SF6 和 Cl2 气体环境下反复照射硅片表面时，产生一种圆锥形的尖峰状阵列结构。当用肉眼观察时，具有这种结构的硅片呈现黑色，故叫“黑硅”。

2004年，日本京瓷公司引入了干法黑硅 RIE 多晶制绒技术。在 2008年，以韩国公司为代表的设备厂家开始在中国推广干法黑硅 RIE 技术。

湿法黑硅方面，早在 2006年，德国的 Stutzmann 小组即提出了金属催化化学腐蚀的概念并在实验室进行了初步的研究；直到 2009年，美国国家可再生能源实验室(NREL)的 Branz 博士提出了全液相黑硅制备方法，将湿法黑硅技术朝产业化方向又推进了一步。但是，他们一直未能解决好黑硅表面钝化难题，使得湿法黑硅技术一直停留在实验室阶段。

#### 东方“神力”

近两年，基于硅片厂家对金刚线切片技术导入的预期以及电池、组件技术的快速发展，干法黑硅 RIE 技术又逐渐进入行业视野。干法黑硅目前主要在部分一线电池厂家实现量产，如晶科、协鑫集成、中节能等，仍有继续发展的市场空间。“干法黑硅技术工艺稳定成熟，绒面结构均匀，效率提升最高，但需要新增成本较高的设备和工序。”业内专家介绍。

2016年5月，晶科能源表示，其采用 PERC 和黑硅技术的高效多晶电池已进入量产阶段，未来将量产效率提升至 20.5%以上。2016年11月，中节能太阳能镇江公司宣布，其采用 PERC+RIE 黑硅技术的高效多晶电池实现量产，平均转换效率突破 20%大关，多晶组件功率超过 285W。2017年4月，比太科技发布第四代 RIE 干法黑硅量产设备 Tysol-4000。据悉，比太科技干法黑硅设备出货量已超过 1GW。2017年8月，协鑫集成自主研发的干法黑硅多晶 PERC 电池平均量产效率超过 20.3%，最高效率达到 20.8%。

湿法黑硅技术新增成本支出相对较小，可实现 0.3-0.5%的效率提升。但该工艺采用槽式技术，与现有链式技术兼容性差，而且需要面临含银废酸的处理和地方政府环保管控问题。湿法黑硅技术的代表企业有阿特斯、保利协鑫、无锡尚德、比亚迪、苏美达等。据统计，2017年底国内湿法黑硅设备已经超过 100台，产能超过 10吉瓦。

阿特斯早在 2009年开始湿法黑硅技术项目调研立项，2014年成功将该技术推广到生产线，在世界上首次实现湿法黑硅技术的产业化。目前，阿特斯量产黑硅电池平均效率超过 19%，较常规多晶电池效率提升 0.45%，黑硅组件输出功率提升 4W。2017年底，阿特斯将具备 4GW 湿法黑硅产能。

2017年，苏美达辉伦自主《一种多晶硅表面倒金字塔结构及其制备方法》获得了发明专利。

2017年2月，协鑫集成多晶湿法黑硅 PERC 电池开始量产，湿法黑硅 PERC 电池平均效率已达

到 20%，单片最高效率达到 20.5%。2017 年将有 1.2GW 黑硅电池全面投产。

2017 年 3 月，中节能太阳能与德国 RCT 光伏科技公司就湿法黑硅技术签署合作开发协议。2017 年 6 月开始无锡尚德调研并确定湿法黑硅技术方案，12 月，无锡尚德宣布其自主研发的湿法黑硅电池成功量产，在提升电池转换效率及组件功率方面均取得了突破性进展。

硅片企业为了加速推进金刚线切多晶的推广应用，也积极布局并导入黑硅技术。保利协鑫于 2016 年 11 月发布了 TS 系列湿法黑硅片。2017，保利协鑫重磅发布 TS+系列第二代黑硅片，TS+黑硅片采用保利协鑫最新一代湿法黑硅技术，其效率更高、成本更低，更兼容高效多晶 PERC 技术。经验证，TS+黑硅在上一代黑硅的基础上，电池效率增益将再提升 0.05-0.1 个百分点，总体提升达 0.3 至 0.4 个百分点。

设备企业宝馨科技 10 月公告称，公司于近日成功研发“MCCE 黑硅制绒设备”，设备主要用于金刚线切割出来的多晶硅片的制绒，能生产出具有纳米级黑硅绒面的硅片。目前已在协鑫集团得到成功应用。江苏微导纳米装备科技有限公司推出第 2 代 RIE 设备——WR5400。

### 三剑合璧

硅片端降本，金刚线切多晶应该是最有效途径之一。黑硅是随着金刚线切硅片而重新焕发生机的“老技术”，正是因为黑硅技术的成熟给了金刚线切多晶掀起热浪，席卷全国的底气。另外，由于“背钝化”和“黑硅陷光”又可以“完美”结合，优越的光吸收带来电流增益，良好的钝化实现开压提升，使得多晶黑硅叠加 PERC 技术后可得到额外收益，效率比普通多晶 PERC 高出 0.4%左右，实现了“1+1>2”的效果，可以说，多晶金刚线切+黑硅+PERC“三剑合璧”效果更强。

保利协鑫金善明在接受采访时表示，“切片环节主要解决的是降本问题，而配套的黑硅技术则在降本、提效方面都有提升空间。黑硅制绒之前，普及金刚线切割的多晶硅片已经降本 0.5-0.8 元/片，而且，黑硅制绒后的多晶硅片可以直接上电池线，替代了传统酸制绒环节。湿法黑硅技术可以融合其他硅片及电池产业化技术，从根本上提升多晶电池的转换效率，并降低光伏组件成本。黑硅技术能够与高效 PERC 技术高度匹配，黑硅叠加 PERC 技术预计可以提效 1.2-1.5%，实现“1+1>2”的效果。阿特斯王栩生也认为，黑硅技术能够与高效 PERC 技术高度匹配，经验证，黑硅+PERC 可以提效 1.2%-1.5%，实现“1+1>2”的效果。

上海交通大学庄宇峰博士说，现在湿法黑硅技术已经完全成熟，而且可在不同晶面上实现同样的微、纳米绒面，消除晶界，解决电池片的色差问题，基本实现外观单晶化，而且结合 PERC 工艺，电池性能进一步提升。苏州大学教授苏晓东也表示，常规绒面反射率 24%，湿法黑硅绒面反射率 16-18%，以 20%内光电效率计算，未来提升 1.2-1.5%可能性很大。

在成本方面，与砂线切+普通电池工艺的单位成本相比，金刚线切多晶+湿法黑硅+PERC 的电池制造成本仅为其 92.7%，而金刚线切多晶+添加剂制绒+PERC 则为其 93.5%，而性价比得到了提升。

从产线效果来看，“金刚线+黑硅+PERC”的强力组合拳力促更多的高效多晶产品迈入“光伏领跑者计划”，产品效率完全可以满足“超级领跑者”标准。

### 一场革命

一直以来多晶在市场上都占有着绝对优势，其原因归功于多晶硅片的高性价比，资料显示，高效多晶技术不断优化晶体结构，目前多晶在晶体缺陷方面与单晶的效率差异大幅降低到 0.2%左右，就客户端表现情况来看，单晶与多晶之间并无明显差别。加之铸锭产能提升和结构线等技术对多晶成本的进一步降低，使得多晶能够保持市场优势。但近两年来单晶技术的发展使得单晶成本有明显下降，给多晶造成一定压力。多晶亟待进一步的技术升级，才能继续以性价比优势主导光伏市场。

对于多晶来说，黑硅的蓬勃再现无疑是一场救赎，更是一场革命。

“前几年，高效多晶技术的主攻方向是围绕晶体结构进行材料提效，近一年，则是以黑硅技术为代表的硅片表面提效。”面对多晶的发展趋势，业内人士这样总结。黑硅技术的成熟，推动金刚线的迅速扩张，加上背钝化技术的匹配，无疑给多晶注入一针强心剂。

技术	多晶加工方式	效率提升范围%	功率提升范围 W
湿法黑硅	砂浆	0.3~0.4	4~6
湿法黑硅	金刚线	0.4~0.5	4~6
干法黑硅	砂浆	0.5~0.6	5~7
干法黑硅	金刚线	0.5~0.7	5~7

多位业内专家都表示，未来五到十年内，在包括黑硅技术的助力下，多晶通过技术升级，还将不断提升转换效率，降低发电成本，以高性价比和技术优势，将继续占领市场主导地位。

摩尔光伏 2018-01-04

## 风能

### 《全球海上风电市场报告》正式发布

丹麦风能研究和咨询机构 MAKE 近日发布《全球海上风电市场报告》(以下简称《报告》)。《报告》涵盖欧洲、美洲及亚太各个海上风电市场的发展动态，涉及海上风机、基础、电网建设、吊装情况等发展趋势，同时详解开发商与业务的风电资产开发战略等内容。根据《报告》，目前全球海上风电产业正呈现强劲发展势头，MAKE 预计 2017~2026 年的复合平均增长率将达到 16%。

#### 装机容量稳步上升

《报告》显示，2017 年，全球海上风电吊装容量恢复积极良好的发展势头，一扫 2016 年因英国市场政策改革(RO 政策转型为 CfD 机制)引起的发展放缓状态。预计 2017 年全球将新增 3.3 吉瓦容量，同比增加 46%。截至 2017 年底，全球累计海上风电容量将达到 17.5 吉瓦。欧洲市场仍主导新增容量的增长，市场份额达到 77%，而中国市场份额达到 22%。

MAKE 预计，2018 年全球共计将新增 3.9 吉瓦海上风电并网容量，中国海上风电项目的施工速度加快、欧洲市场进一步的成熟发展将成为主要推动力。2017~2026 年间，全球海上风电产业将稳健发展，复合平均增长率将达到 16%。

#### 电价补贴逐步减少

《报告》显示，近年来，欧洲海上风电市场中的风电补贴水平大幅下降，海上风电的价格竞争力不断提升，尤其是在制定了减排目标的国家市场。MAKE 指出，尽管补贴力度与支持政策各有不同，但预计 2017~2019 年间，获得最终投资决定的项目的补贴水平将降至每兆瓦时 100 欧元以下。

海上中标项目的补贴水平不断走低，从长期发展的角度而言，实为利好消息。德国海上项目零补贴中标，荷兰近期启动零补贴项目招标会，无不彰显着近年来海上风电产业的重大进步。虽然发展迅速，但海上风电从商业化应用角度而言，仍未成熟。

因此，海上风电开发的降本空间非常可观。

英国、德国与荷兰等一众主导行业发展的市场，未来数年内的海上风电发展将极具竞争力。除北欧市场外，中国市场的发展也开始驶入快车道。根据《报告》，中国目前已经有 12 个项目处于在建状态。此外，韩国 30 兆瓦的 Tamra 项目于年内投运，这一项目在亚太区市场内颇具里程碑意义，因为此前该地区内的风场均为示范项目或位于浅水区域。此外，受到各省政策的支持与高电价的吸引，美国市场的海上风电需求也不断攀升，尤以东北部主要电力需求中心为甚(波士顿、纽约)。

MAKE 分析指出，新兴市场若想在海上风电产业上大展拳脚，还需更多因素助力。尽管中国市场的开发成本逐步降低，但非国企开发商仍出于项目收益率的考虑而对开发建设海上项目谨慎小心。随着省内海上风电价值产业链成熟、建设成本降低以及风机运行记录增加，预计国内海上风电产业将于 2020 年后实现快速发展，不再有赖更多支持机制。其它亚太地区的市场，受限于风电安装船与

供应链发展，或将在短期内进展缓慢。

供应链面临降本压力

海上风电项目中标价格走低、项目规模增加、风电场开发条件更为严峻，令海上风电供应链产业面临巨大压力，也促使供应商们调整战略，保持竞争优势。

MAKE 分析指出，下一代风机机型将成为最重要的技术发展渠道。塔筒、风机基础规模加大，也对安装船的起重能力提出要求。为了生产体积、容量更大的新型零部件，同时满足降本要求，整个产业的全球化程度进一步加深，生产环节已由北欧转移至南欧、阿联酋与亚太地区，以降低人工与物料成本。北欧的供应商们或将利用其良好的业绩基础，赢得亚太与美国这些新兴海上风电市场的订单。

与此同时，迫于价格压力和市场对新型零部件的需求，2017 年的企业整合现象不断。SGRE100% 吸纳 Adwen;GeoSea 收购领先的风机吊装公司 A2Sea;NKT 收购了 ABB 旗下的高压电缆业务，Prysmian 收购了 NSW，自此活跃在市场上的电缆生产商已从 7 家减少为 5 家。产品生产周期缩短，供应商在未来或需更多投资或进行企业整合，才能保持其竞争优势。

张栋钧 中电新闻网 2018-01-11

## 2018 年中国风电行业景气度走势分析

风电行业底部反转趋势确立，景气度触底回升。内蒙古、宁夏 2017 年 7 月份以来已有新增核准项目共 2.85GW，实质性放开红线，预计蒙、黑、吉、宁四省明年开始新增风电建设，甘、新明年弃风率达到 15%，2020 年弃风完全解决。预测 2017-2019 年新增装机 19.3/23.2/27.8/33.4GW

### 1、政策务实，决心采取各种实际方案解决弃风问题

2016 年十三五规划以来，面对风电平价上网和弃风两方面问题，能源局陆续出台系列政策。针对平价上网，2016 年底对风电进一步下调补贴、2017 年年中下发河北、黑龙江、甘肃、宁夏、新疆五省份风电平价上网示范项目。针对较为严重的弃风限电问题，设定红色预警区域，并要求采取各种技术手段，要求红色预警区域弃风率下调。在政策压力下，黑龙江等六省 2017 年几无新增装机。11 月，能源局再发要求《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，肯定 2017 年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况实现明显缓解。并提出要求：甘肃、新疆弃风率降至 30%左右，吉林、黑龙江和内蒙古弃风率降至 20%左右。其它地区风电和光伏发电年利用小时数应达到国家能源局 2016 年下达的本地区最低保障收购年利用小时数(或弃风率低于 10%、弃光率低于 5%)。到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。并通过市场化交易机制、提高输送通道能力及效率、优化调度、提高系统调峰能力、电能替代和供热等多种务实的手段，促进新能源消纳，缓解弃风限电。

2016 年底以来能源局关于风电行业的通知通报



时间	文件	主要内容
2016.11.29	风电发展“十三五”规划	“十三五”期间，风电新增装机容量8000万千瓦以上，其中海上风电新增容量400万千瓦以上。
2016.12.6	国家发展改革委关于调整光伏发电上网标杆上网电价的通知	(1)下调2018年1月1日之后新核陆上风电标杆上网电价 (2)非招标海上风电上网电价近海0.85元/kWh，潮间带0.75元/kWh
2017.2.17	国家能源局关于发布2017年度风电投资监测预警结果的通知	设定内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏、甘肃、新疆六省为风电开发建设红色预警区域
2017.8.31	国家能源局关于公布风电平价上网示范项目的通知	下发河北、黑龙江、甘肃、宁夏、新疆五省(区)风电平价上网示范项目70.7万千瓦
2017.11.8	解决弃水弃风弃光问题实施方案	2017年甘肃、新疆弃风率降至30%左右，吉林、黑龙江和内蒙古弃风率降至20%左右。
2017.11.9	国家能源局综合司关于2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的通报	(1)力争2017年风电、光伏发电弃电量和弃电率实现“双降” (2)2017年弃风率超过5%的省份，如比去年弃风率上升幅度较大，2018年将视情况核减或停建新增风电。

资料来源：公开资料整理

## 2、弃风限电好转，六省红线放开，蒙、宁已有实际项目核准

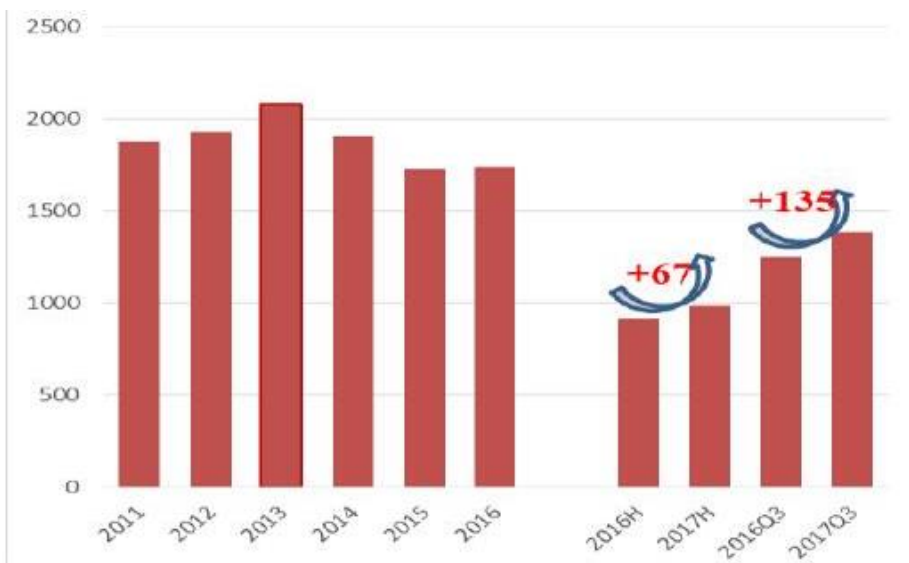
六省利用小时数全线大幅度改善。2017年上半年，全国风电平均小时数984小时，同比增加67小时；前三季度，全国风电平均小时数1386小时，同比增加135小时。六省中，除内蒙古外，前三季度同比增加的小时数均远优于全国平均水平。但内蒙古已经、由上半年利用小时数同比为负改善为同比增加72小时。

从弃风率指标上看，上半年全国平均弃风率15.8%，同比降低4.8个百分点；前三季度弃风率13.9%，同比降低5个百分点。2017年弃风限电情况逐季好转。六省中，甘肃弃风率由2016年43%逐季度下降到2017年前三季度的33%，新疆弃风率由2016年38%逐季度下降到2017年前三季度的29%，这两个省份弃风率最为严重，目前改善非常显著、但仍然高于20%；黑龙江、吉林、内蒙古、宁夏四省份弃风率已经显著低于20%。宁夏将率先解决弃风问题。考虑目前六省弃风率及改善水平，预计2018年黑龙江、吉林、宁夏将完全解决弃风限电，内蒙古弃风限电率将低于5%，四省17年底18年初已经单具备解除红线的可能，18年底19年初势必解除红线；2018年甘肃、新疆两省限电率将低于20%，2019年将低于5%，两省解除红线时间或许晚于其余四省份一年时间。而实际上，内蒙古和宁夏两省已经有新的风场项目核准，后续再具体分析。

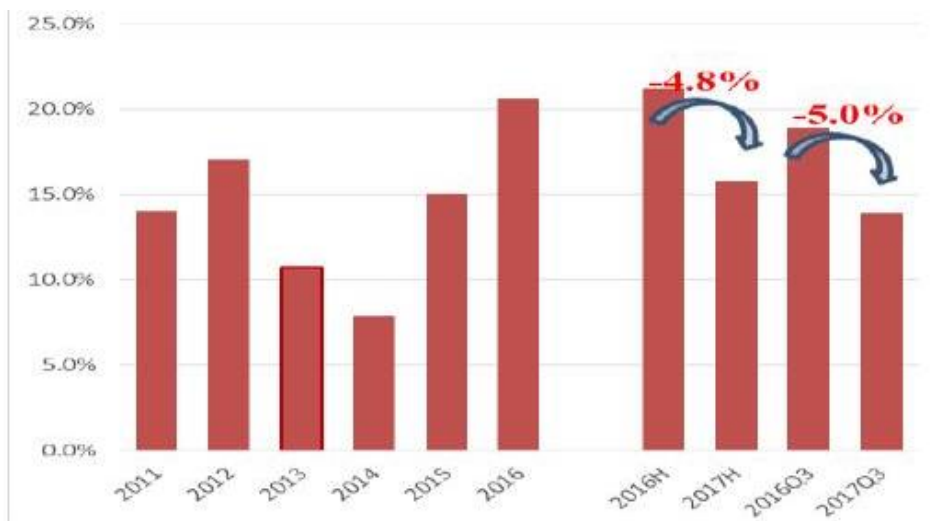
红六省与全国平均利用小时数

-	2015年	206年	2016H1	2017H1	2017H1同 比 增加 小时数	2016Q3	2017Q3	2017Q3同 比 增加 小时数
内蒙古	1865	1830	1024	1023	-1	1360	1432	72
吉林	1430	1333	677	853	176	951	1246	295
黑龙江	1520	1666	836	925	89	1182	1351	169
甘肃	1184	1088	590	681	91	870	1068	198
宁夏	1614	1553	687	804	117	1064	1210	146
新疆	1571	1290	578	854	276	946	1377	431
全国平均	1728	1742	917	984	67	1251	1386	135

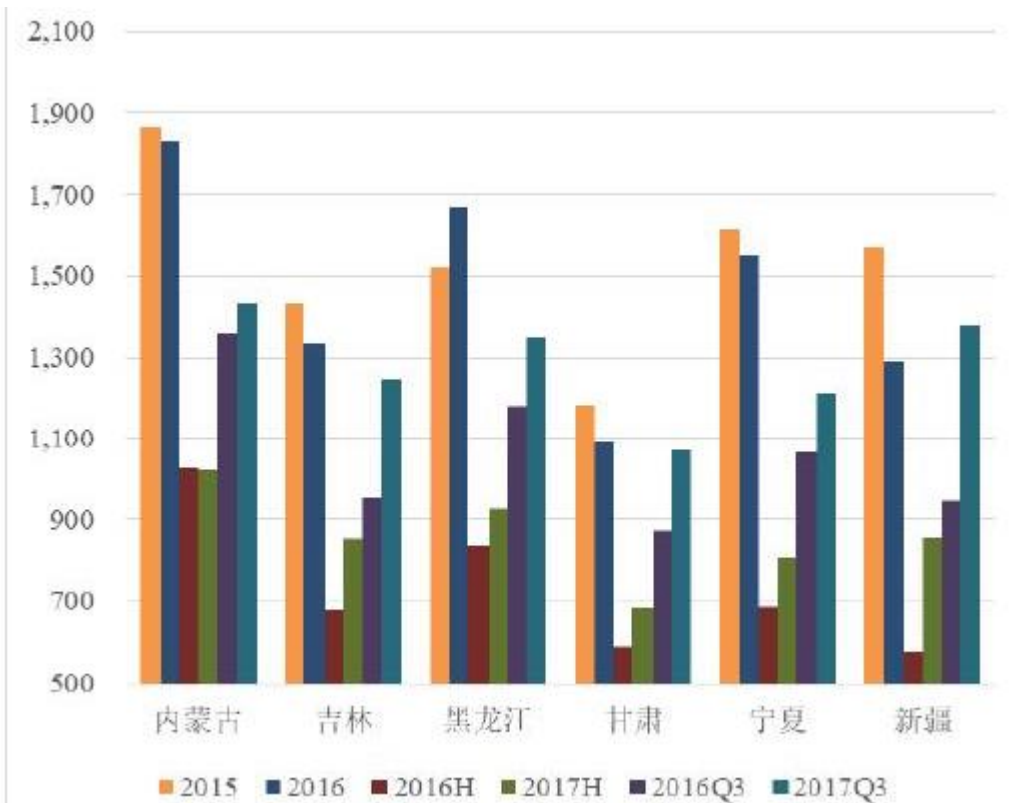
资料来源：公开资料整理  
全国风电平均利用小时数



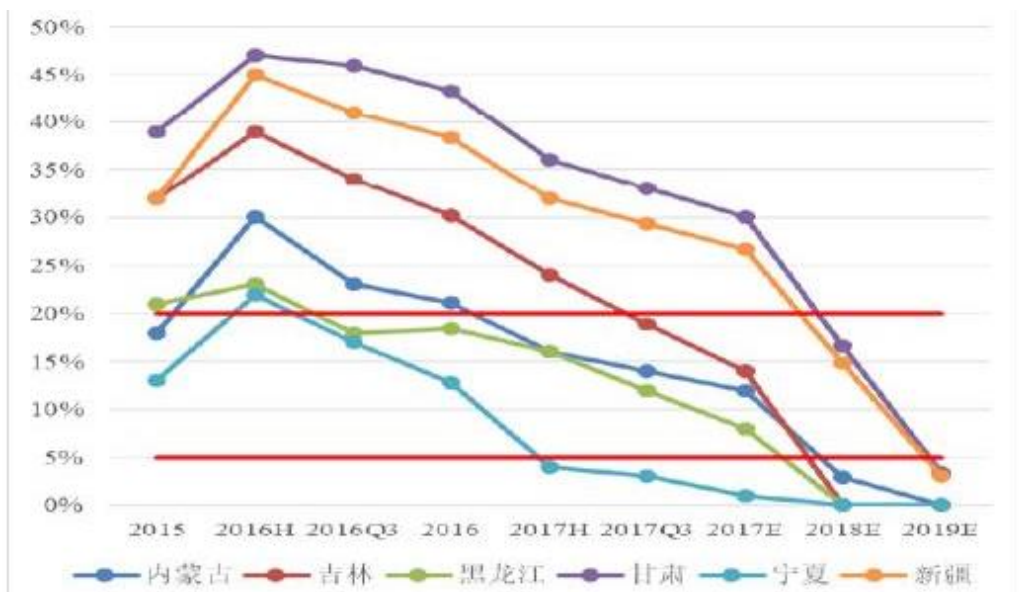
资料来源：公开资料整理  
全国风电平均弃风率



资料来源：公开资料整理  
红六省 2015 年以来风电平均利用小时数



资料来源：公开资料整理  
红六省 2015 年以来弃风率及预测



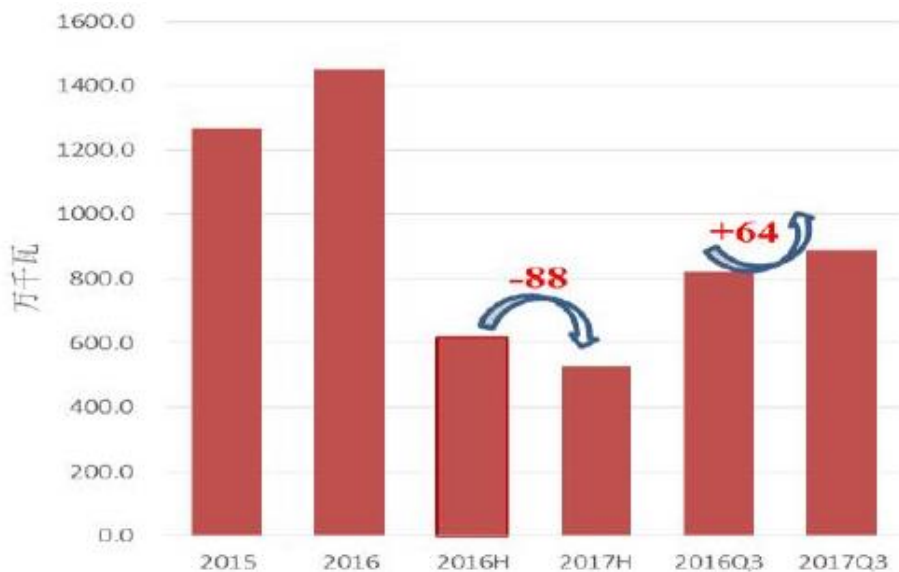
资料来源：公开资料整理

3、六省外新增并网容量回升，六省已有新项目核准，红线实际已经放开

2017 年上半年国内新增并网容量 9.7GW，其中红六省 80 万千瓦，同比下降 67 万千瓦;其余省份 8.88GW，同比回升 64 万千瓦。2017 年前三季度，内蒙古、黑龙江三省新增并网容量 80 万千瓦，同比 2016 年前三季度少并网 67 万千瓦。由于六省要求 2017 年不新建风电场，并考虑到 2016 年第四季度六省新增并网容量 3.34GW，全年新并网容量 4.81GW，相当于 2017 年六省新增并网容量将比 2016 年少将近 4GW。考虑到 2017 年并网项目中约 2GW 为去年完成吊装，预测 2017 年全国风电新

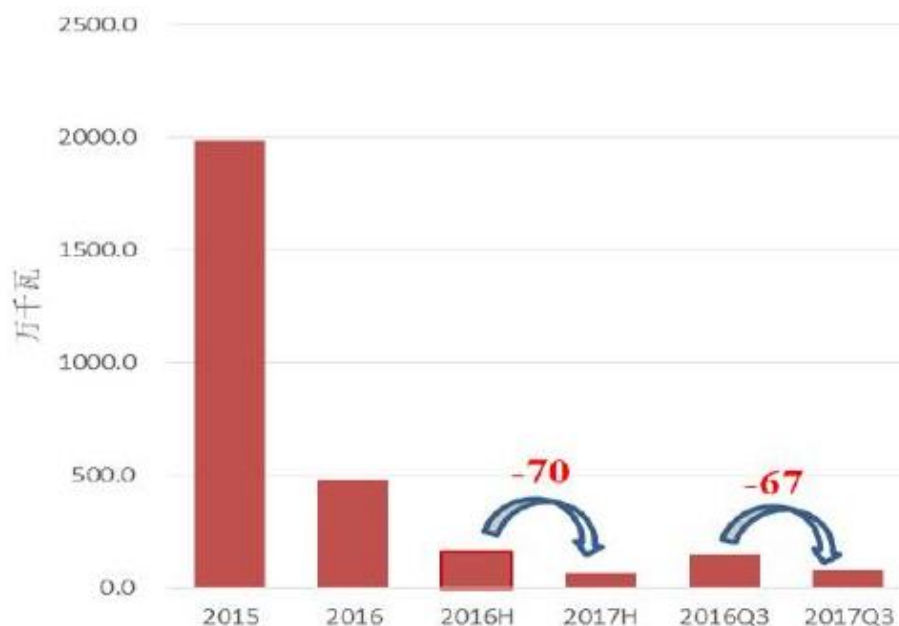
增装机较去年少 4GW，约 19.3GW 左右。

六省外新增并网容量 3 季度回升



资料来源：公开资料整理

六省新增并网容量下降显著



资料来源：公开资料整理

2017 年前三季度，内蒙古、黑龙江、宁夏弃风率已经低于 15%，宁夏达到 3%。实际上，内蒙古、宁夏两省 2017 年已有新项目核准，红线实质放开。2017 年以来，内蒙古、宁夏两省已经分别核准项目 2.5GW、800MW。由于内蒙古 7 月份即开始核准新项目，反过来看上半年内蒙古弃风率为 17%。若以此为基准，黑龙江也达到核准新增项目条件。吉林省 2016 年弃风率 30%，2017 年上半年弃风率 24%，前三季度弃风率 19%，预计 2017 年全年弃风率约 14%左右，届时也具备放开条件。那么，明年黑、蒙、吉、宁四省将恢复新建，增量显著。新疆、甘肃两省前三季度弃风率分别为 33%、29%，预计 2017 年全年降至 25%-30%区间，明年仍不具备新建条件。按照当前改善速度，2019 年也会放开。

内蒙古 2017 年新核准项目

核准时间	地区	业主	规模 (MW)
2017.7	内蒙古锡林郭勒盟	京运通	300
2017.7	内蒙古锡林郭勒盟	大唐	150
2017.7	内蒙古锡林郭勒盟	大唐	150
2017.7	内蒙古林郭勒盟	巴嘎旗斯能新能源	150
2017.10	内蒙古锡林郭勒盟	深能北方	400
2017.10	内蒙古锡林郭勒盟	深能北方	400
2017.10	内蒙古锡林郭勒盟	盛世鑫源	125
2017.10	内蒙古锡林郭勒盟	华能	175
2017.10	内蒙古锡林郭勒盟	华能	200
合计	-	-	2050

资料来源：公开资料整理  
宁夏 2017 年新核准项目

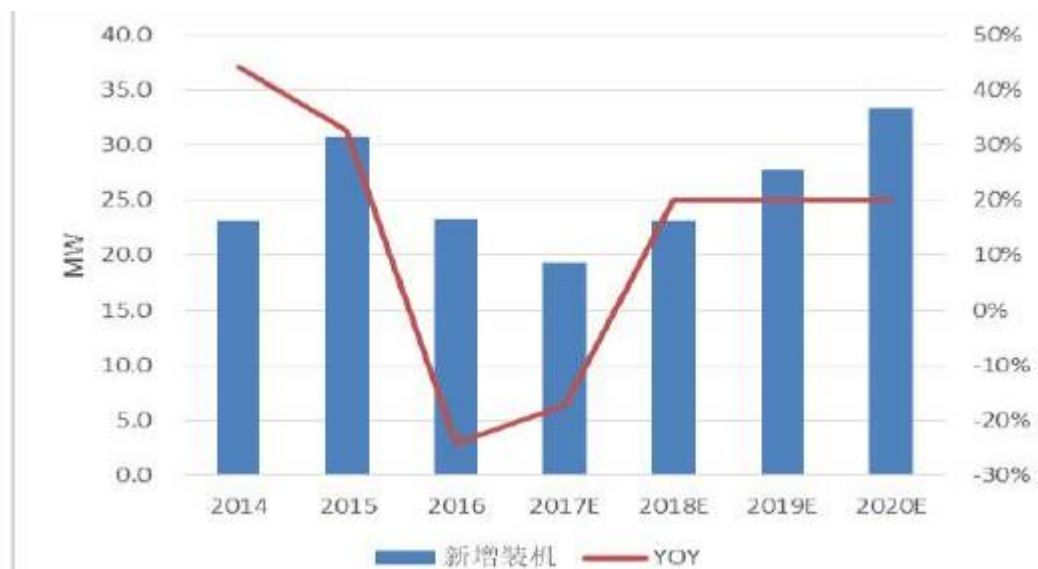
核准时间	地区	业主	规模 (MW)
2017.11	宁夏新庄集乡	大唐	150
2017.11	宁夏红寺堡区	嘉泽新能	100
2017.11	宁夏同心县	嘉泽新能	100
2017.11	宁夏吴忠市	国华	150
2017.11	宁夏红寺堡区	三峡新能源	100
2017.11	宁夏宁东	京能新能源	50
2017.11	宁夏中宁县	京能新能源	150
合计	-	-	800

资料来源：公开资料整理

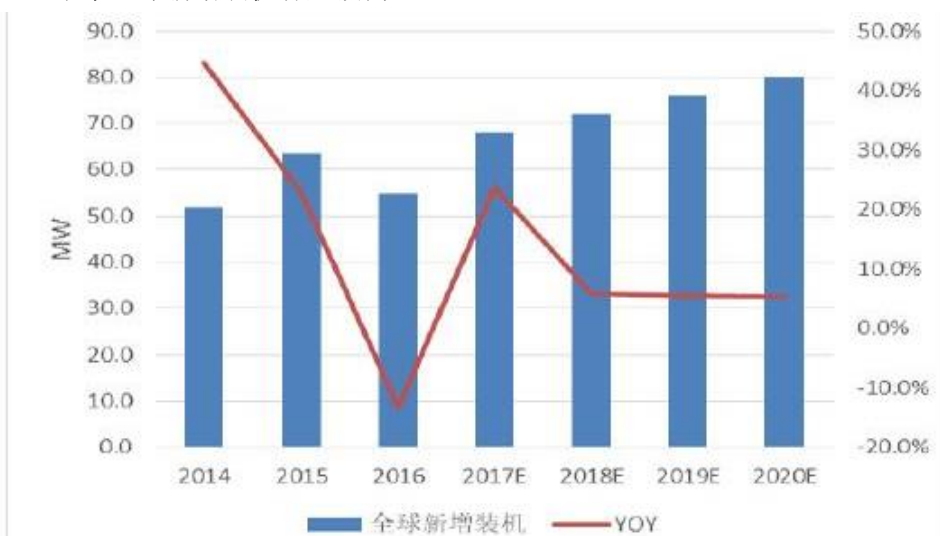
#### 4、国外和国内新增装机预测

截止 2016 年底，我国已核准未建设的风电项目容量合计 84.0GW，其中 2016 年新增核准 32.4GW；7 月 28 日国家能源局公布 2017 年将新增核准项目 30.7GW，上述项目均有望在 2020 年前开工，合计 114.6GW。根据国家能源局的风电电价调整方案，上述 114.59GW 的项目需要在 2020 年前开工建设，以获得 0.47-0.60 元/千瓦时的上网电价，否则上网电价将被调整为 0.40-0.57 元/千瓦时。前文预测，2017 年新增装机容量约 19.3GW。考虑到 2015 年电价调整发生抢装潮，年底风电设备由买方市场转为卖方市场，部分业主拿不到设备错过电价，因此预计未来业主装机节奏将略平滑。若以 2018-2020 年平均增速计算，新增装机容量分别为 23.2GW/27.8GW/33.4GW，年均 28.2GW。预计到 2020 年，国内累计装机容量将达到 291GW。考虑全球市场，2016 年新增装机风电容量为 54.6GW，中国市场占比 43%。据预测，2017 年全球风电新增装机容量将超过 60GW，并且在未来 4 年内稳定增长，2020 年全球新增风电装机达到 80GW，年均增速为 10%。

#### 未来国内新增装机容量预测



资料来源：公开资料整理  
未来全球新增装机容量预测



资料来源：公开资料整理

中国产业信息网 2018-01-04

## 2018，风电行业这四个方面值得期待！

2018年1月1日起，新核准的风电项目将执行调低后的新上网电价，风电进入新一轮的降成本周期。

距离2020年“风火同价”的节点越来越近，2018年乃至今后两年，风电行业将呈现出何种新趋势？

风电降价步入新周期

2018年将成为风电持续降低度电成本的关键一年。

彭博新能源财经数据显示，2017年全球陆上风电度电成本已下降至每千瓦时6.7美分，成为最经济的绿色电力。国际可再生能源署预测，随着风机容量系数的提高和投资成本的降低，风电度电成本2025年有望降到5美分。

金风科技副总裁兼董事会秘书马金儒日前对记者表示，受到电价调整政策的激励，2017年运营



商积极推动新项目核准，各地能源主管部门也在核准计划上给予支持。预计 2018 年和 2019 年将是风电开工建设的又一个高峰期。

数据显示，2018 年前核准未建设的风电项目约达到 114.6 吉瓦。马金儒认为，根据风电电价调整方案，这些项目需赶在 2018 年和 2019 年开工建设，以获得 0.47—0.60 元/千瓦时的上网电价，否则上网电价将被调整为 0.40—0.57 元/千瓦时。

#### 海上风电迎规模化发展

随着我国海上风电电价政策明确，建设成本持续优化、配套产业日渐成熟，海上风电也迎来“加速期”。按照规划，2020 年我国将确保海上风电并网 5 吉瓦，开工 10 吉瓦。但实际上，目前各省中长期规划的海上风电已超过了 56 吉瓦。

金风科技提供的数据也印证了海上风电的“热度”。2017 年 1-11 月国内风电项目公开招标容量为 25 吉瓦，与 2016 年同期持平。其中，海上风电项目招标 3.1 吉瓦，同比增长约 1 倍，占全国招标量的 12.4%，投资需求呈现良好发展势头。

2017 年新增风电装机量最终数据虽未发布，但业内普遍认为，这一数据同比会有所下滑，或达不到 2000 万千瓦。根据多家整机商反馈的信息，虽然新增装机量下滑，但手持订单量并未出现大滑坡。

马金儒也透露，2017 年第三季度金风科技在手订单继续增加，达到 15.4 吉瓦，维持在历史高位。

业内分析，新增装机量和手持订单量的不同步，或与风电项目向中东部和南方地区转移有关，这些区域地形复杂，项目建设工期长导致了上述不同步现象。

#### 数字化加速产品迭代

金风科技提供的数据显示，2017 年 1 月-11 月，市场中 2 兆瓦级机组招标容量达到 16.4 吉瓦，占全国招标量的 66%，2.5 兆瓦机型占比 7.5%，3.0 兆瓦占比 6.4%。从区域分布来看，南方市场占比继续提高，南方、北方项目分别占全国招标量的 46%和 54%。

随着国内风电市场产品同质化程度加深，更大叶轮直径的新机型频繁推出，带动老机型价格走低，2017 年第三季度 2 兆瓦风电机组市场投标均价下降至 3700 元-3800 元/千瓦左右，2017 年累计降幅为 7%。2.5 兆瓦风电机组市场投标均价也随着产品更迭调整至 3800 元-3900 元/千瓦。

金风科技研发中心数字化副总经理李富荣告诉记者，数字化技术应用进一步推动了风电机组迭代速度提升。这一趋势在未来几年会更加明显。

“产品迭代速度的加快，反映出的是设计效率的提升。以前一款新机型从研发到推向市场需要 3-5 年时间，现在可能只需要 1 年时间。”李富荣说，“同时，近年来数字化技术也推动发电效率有 10%-20%的提升。”

李富荣告诉记者，之前，大数据分析等数字化技术主要应用于后端的风电场运维，现在应用范围正在扩大，并突出表现为不断地向设计、研发等前端延伸。与此同时，技术成熟度也更高了。

业内认为，风电是资产密集型行业，数字化会把整个行业变得透明。透明化之后，投资、收益、风险就能看得更清楚，资本才更愿意进入这个行业，风电产业与金融资本才能实现更好融合发展。

#### 分散式风电破局

在天诚同创副总经理金震威看来，分布式能源是能源转型的核心方向之一。2017 年，分布式光伏实现爆发式增长。2018 年，分散式风电将迎来破局契机。

目前，分散式风电在我国风电装机总量中不足 1%，既暴露了发展的困境，也预示了发展的潜力。

“早期我国分散式风电发展滞后，主要根源在于配套政策不完善。集中式风电和分布式光伏都有非常明确、规范的审批流程，相比之下，各地分散式风电审批流程一度既不明确，也不够简化，制约了其大规模发展。”金震威说。

金震威表示，由于规模较大，集中式风电可以摊销基建成本、吊装成本、管理成本等，所以从成本和收益角度讲，集中式风电回报率更高。

现在，受弃风限电、红色预警等因素影响，短期内“三北”地区发展集中式风电的空间进一步压

缩，同时，随着风电技术水平的提升，在复杂的地形条件和工况下运作项目的能力增强。

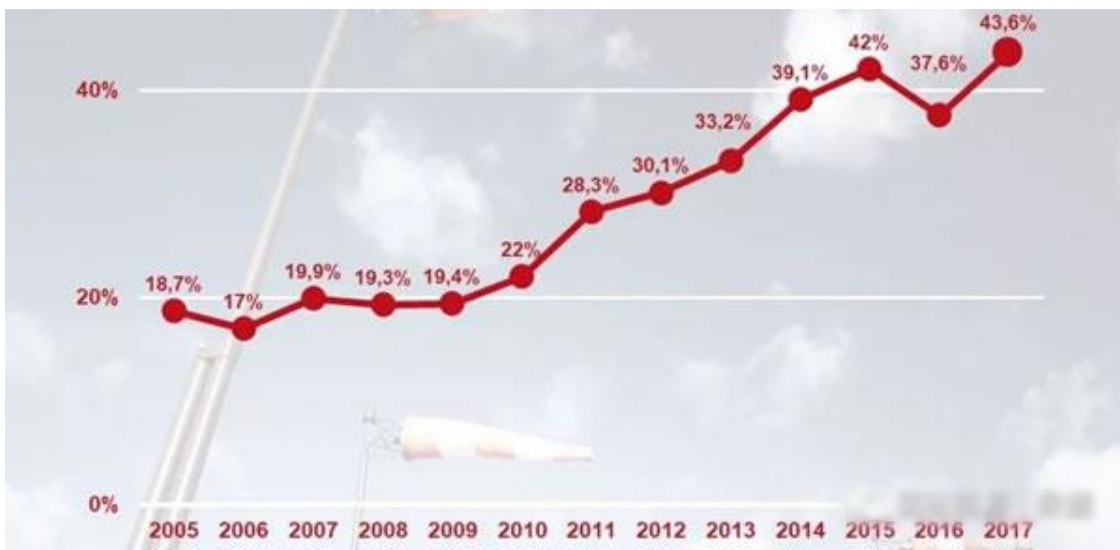
就算是装机容量较小的项目，也可以实现布局方案最优的精准设计，从而进一步增大了分散式风电的发展空间。

“伴随分布式发电市场交易试点的实施，电改全面激活需求侧市场，分散式风电成本也有望加速降低，推动平价上网时代尽快到来。对于分散式风电来说，2018年是值得期待的一年。”金震威说。

张子瑞 中国能源报 2018-01-10

## 2017年丹麦风电装机 5.3 吉瓦

根据 Energinet.dk 提供的数据，2017 年底丹麦风电装机达到 5.3 吉瓦，全年发电量 14.7TWh(147 亿千瓦时)，占全国发电总量的 43.6%，创历史新高;预计 2020 年丹麦风电占比将超过 50%。



由于大容量的风机在取代小尺寸的旧风机，丹麦的风电比例创历史新高的同时，在运的风机数量却有所下降，2017 年底共有 6100 座风机运行，比 2001 减少了 20%。



国际能源小数据 2018-01-10

## 2017 海上风电项目大盘点！

截至 2017 年底，全球累计海上风电容量将达到 17.5GW，中国市场份额达到 22%。预计 2018 年，全球共计将新增 3.9GW 海上风电并网容量，中国海上风电项目的施工速度加快；MAKE 预计 2017-2026 年间，海上风电复合平均增长率将达到 16%。

再通过一组数据预测下我国海上风电的发展：

2015-2016 年，我国海上风电装机为 0.36、0.59GW。

截至 2016 年底我国海上风电累计吊装容量仅为 1.63GW，规模较小。

而仅仅 2017 年上半年，海上风电招标就达到 2.07GW。

海上风电高速增长，2017-19 年海上风电装机将持续上涨。

根据我国风电“十三五”规划，到 2020 年，海上风电将开工建设 1000 万千瓦，建成 500 万千瓦。到 2020 年底，开工建设海上风电装机容量约 1200 万千瓦以上，其中建成 200 万千瓦以上。目前东南沿海地区的各省（市）已规划的海上风电容量合计超过了 56GW。预计 2018 年海上风电装机有望达到 1.5-2GW，呈高速增长态势。

2017 年已经过去，风哥整理了过去一年，我国核准和开工在建的海上风电项目。老规矩，表格呈现，一目了然！

### 核准海上风电项目

根据上表统计，2017 年核准海上风电项目 14 个，共计 4065MW 装机规模。其中，广东省 5 个，浙江省 4 个，福建省 3 个。广东以期丰富的海上风能资源优势领先。

2017年海上风电核准项目大盘点				
单位：MW				
序号	项目名称	规模	所属公司	省市
1	福建省福清兴化湾海上风电二期项目	280	三峡集团	福建
2	大唐国际平潭长江澳 185MW海上风电场工程项目	185	大唐国际	福建
3	福建莆田平海湾海上风电场 F区项目	200	福能股份	福建
4	中节能阳江南鹏岛海上风电场项目	300	中节能	广东
5	粤电湛江风电公司外罗海上风电项目	198	粤电集团	广东
6	三峡广东阳江西沙扒海上风电项目	300	三峡集团	广东
7	中广核阳江东平南鹏岛海上风电项目	400	中广核	广东
8	粤电阳江沙扒300兆瓦海上风电项目	300	粤电集团	广东
9	浙能嘉兴1号海上风电场工程项目	300	浙能集团	浙江
10	华能嘉兴2号海上风电场工程	402	华能集团	浙江
11	中广核岱山4#海上风电场工程	300	中广核	浙江
12	华电浙江300MW玉环海上风电项目获核准	300	华电福新	浙江
13	三峡新能源江苏大丰300兆瓦海上风电项目	300	三峡集团	江苏
14	国电电力河北新能源乐亭300MW海上风电项目	300	国电电力	河北
合计		4065		



## 开工海上风电项目

如表格所示，2017年开工在建的海上风电项目共计14个，总装机规模3985MW。（风哥仅统计在2017年内开工的项目，2016年开工，2017年在建的项目并不包括在内。）从地区分布上来看，仍是广东最多，福建、江苏次之。细心的朋友可能会发现，2017年核准的海上风电项目有大部分都已经开工建设，所以，上面两个表格出现多个相同项目。

根据中国气象局近期对我国风能资源的详查和评价结果，我国近海100米高度层5~25米水深区风能资源技术开发量约为2亿千瓦，5~50米水深区约为5亿千瓦。

近期，秦海岩在谈到海上风电时说到：“在项目开发方面，江苏、福建、浙江、辽宁、河北等地的一批海上风电场实现并网发电，还有多个项目获得核准或者进入施工阶段。其中，仅三峡集团在国内建成投产的项目装机容量就超过了21万千瓦，在建和核准拟建的项目装机容量则达到68万千瓦左右。在有利条件的刺激下，2016年，我国海上风电新增装机59.2万千瓦，并以162.7万千瓦的累计装机一举超越丹麦，成为全球第三大海上风电市场。”

无论从风能资源，还是风电市场来看，我国海上风电都拥有巨大的发展空间，未来可以预见到我国海上风电项目的加速建设和发展！

凌霄 裴亚楠 风电头条 2018-01-08

## 丹麦风力发电占比再创历史新高

据官方数据显示，2017年丹麦风力发电量占该国全部电力消耗量的43.4%，这一比例超过2015年的42%，再次创下历史新高。

丹麦能源部11日发布消息称，当前丹麦风力发电占全部用电量的比例与2008年相比增长了两倍多。

由丹麦政府、丹麦工业联合会、丹麦能源协会等共同成立的合作项目丹麦“绿色国度”此前援引国家电网公司数据称，2017年，丹麦风力发电量为14700吉瓦时，也创下该国风力发电量新高。

2017年海上风电开工在建项目大盘点				
单位：MW				
序号	项目名称	规模	所属公司	省市
1	东台四期(H2)300兆瓦海上风电场项目	300	神华集团	江苏省
2	三峡新能源江苏大丰300MW海上风电项目	300	中国长江三峡集团公司	江苏省
3	海装如东300兆瓦海上风电场项目	300	盛东如东海上风力发电有限责任公司	江苏省
4	河北唐山乐亭菩提岛海上风电场	300	河北建投集团	河北省
5	三航新能源乐亭海上风电项目	300	河北建投海上风电有限公司	河北省
6	福建大唐国际平潭长江澳185MW海上风电项目	185	福建大唐国际新能源有限公司	福建省
7	福建莆田平海湾海上风电场F区	200	福建省三川海上风电有限公司	福建省
8	中广核福建平潭大练300MW海上风电项目	300	中广核(福建)风力发电有限公司	福建省
9	广东粤电湛江外罗海上风电项目	200	中国能建广东院总	广东省
10	粤电阳江沙扒30万千瓦海上风电项目	300	粤电集团	广东省
11	中广核阳江南鹏岛海上风电项目	400	中广核阳江海上风力发电有限公司	广东省
12	中节能阳江南鹏岛海上风电项目	300	中节能风力发电股份有限公司	广东省
13	三峡新能源沙扒项目	300	三峡新能源阳江发电有限公司	广东省
14	三峡新能源大连庄河III(300MW)海上风电项目	300	三峡新能源大连发电有限公司	辽宁省
合计		3985		

丹麦能源大臣拉尔·克里斯蒂安·利勒霍尔特表示，这一新纪录再次证明，丹麦在提供大量风电及其他绿色能源的同时，也能保证能源供给的安全性。

专家认为，今后几年，随着新的海上风电设施不断建成并投入使用，丹麦风力发电量将继续提高。

丹麦政府计划 2020 年风力发电量占总发电量的 50%;同时，政府计划 2030 年实现可再生能源占全部能源消耗一半的目标，利勒霍尔特说，这一宏伟目标将在绿色经济领域创造更多就业机会。

丹麦是欧洲主要电力市场之一，其电网与周边国家电网互联，富余风能大多出售给挪威、瑞典和德国，同时也从挪威进口水电，从德国进口太阳能电力。

数据显示，截至 2017 年底，丹麦风电装机容量达 5.3 吉瓦，与 2001 年相比增长了一倍。

石寿河 吴波 新华网 2018-01-12

## 建言 2018 年中国风电如何变革前行

对于步入而立之年的中国风电产业来说，2017 年是普通的年份，却又不寻常的一年。这是变革之年、转型之年，也是承上启下之年、孕育希望之年。

自 1986 年国内第一个风电场在山东荣成并网发电以来，中国风电筚路蓝缕，一路走来，不仅创造了“中国速度”，更为全球风电发展闯出了“中国路径”，探索出了“中国方案”。发展总与问题相伴，转型总与阵痛相随。

诚然，光环之下的中国风电也面临着增速放缓、消纳不畅、布局欠合理、核心制造能力待增强等短板。或许，正是这一个个看似细枝末节问题的解决最终推动了整个行业持续进步。

坚持有质量的发展！2018 年，中国风电正以变革之势开启下一个 30 年。

数字化成风口，智能化运维大势所趋

如果选出 2017 年风电行业的一个高频词，这个词一定是数字化。数字化不是新概念，但从未像今天这样与风电行业如此紧密结合。

从当年的工业化和信息化“两化融合”，到后来的互联网化、智能化，再到如今的数字化。无论名称如何变换，数字化的内核精髓已经并将持续影响风电产业的成长轨迹。

当前，风电产业正处于爬坡过坎的关键节点，一方面弃风限电等行业顽疾仍然困扰着行业，既有优质资源又具备良好消纳条件的待开发区域越来越少；另一方面，源于平价上网的趋势，度电成本下降的压力，向纵深化、精细化发展的需求，行业步入了“骨头里挑肉”的精耕细作时代。

在这种状况下，如何保证年新增装机量保持在一个合理稳定的规模？如何通过运维优化风电场投资收益？这都亟需前沿新技术激活整个行业。

数字化意味着高效率、高精度，也意味着精益化、定制化。伴随我国风电快速发展，风机数量急剧增加，面对庞大的存量市场和可预见的增量市场，以 ABC 技术（即人工智能、大数据和云计算）为代表的数字化技术正重塑着风电开发建设和运维模式，特别是在风电后市场中将发挥越来越重要的作用，引领着风电智能化运维方向。

数字化技术对于风电行业来说，已不是噱头和花哨的概念，而是真正帮助行业提升效益，降低全生命周期度电成本。不仅锦上添花，更直面产业痛点，破解行业顽疾，这才是新技术的生命力所在。

试水直接交易，探路市场化消纳机制

2017 年 11 月初，张家口可再生能源电力在冀北电力交易中心挂牌交易最终结果发布：11 月份清洁能源供暖交易电量 1930 万千瓦时，22 家可再生能源发电企业的 30 个风电项目中标，成交后，风电上网电价为 0.05 元/千瓦时，最终的风电供暖用户电价降至 0.15 元/千瓦时。这是全国首个将可再生能源电力纳入电力市场直接交易的成功范例，为打破清洁能源供暖推广瓶颈，促进风电当地消纳趟出了新路。

从最终的成交价来看，0.05元/千瓦时的价格仅为当地标杆上网电价的1/10，风电企业参与市场交易或是不得已而为之。但对整个行业而言，这一试水印证了缓解弃风限电、改善新能源消纳仍有较大的提升空间，也为“市场电”打开了一个突破口。

无独有偶，2017年，蒙西电网风电多项运行数据创历史新高：

4月17日风电最大发电电力达到1038.2万千瓦，占全网实时出力的42.02%；

5月5日风电单日发电量接近2亿千瓦时，占当日全网发电量的33.4%。

“弃风”问题是一个全局性问题，在“弃风”的背后，交织着复杂的各种因素：有技术性因素，也有非技术性因素；有传统能源的因素，也有新能源自身的因素；有电网公司的因素，也有地方政府的因素；有电力市场交易机制不完善的因素，也有法律法规贯彻执行不到位的因素……

在纷繁复杂的多种因素中，只有牵住“牛鼻子”，才能盘活“整盘棋”。蒙西电网的经验也表明，即使在现有的技术条件下，风电消纳仍有改善空间。关键看我们有没有勇气打破阻碍可再生能源应用的制度藩篱，能否以创新思路构建适应风电等可再生能源消纳的新体制。

强制配套储能引争议，额外建设成本谁承担

2017年6月，青海省发改委印发《青海省2017年度风电开发建设方案的通知》，明确2017年青海规划330万千瓦风电项目，各项目须按照建设规模的10%配套建设储电装置，储电设施总规模33万千瓦。通知一出，业界哗然，争议接踵而至。

是否在发展产业上有厚此薄彼之嫌？不建储能设施，难道意味着风电项目将受弃风限电困扰？如果真有必要建设，那么建设成本和责任该由谁承担？

青海正打造中国千亿元锂电产业基地，而风电产业在青海的总体量相对较小，话语权弱。风电项目强制配套储能，对于当地锂电储能行业无疑是重大利好。因此，在不少风电行业人士看来，这一产业政策有厚此薄彼之嫌。

诚然，储能有助于解决“弃风”，也是未来的发展方向，但并非眼下解决“弃风”问题的必备条件。正如业内人士所言，有些问题远未达到技术层面，是管理协调的问题。

从必要性而言，中国在仅有5%的非水可再生能源电量的情况下就出现了20%以上的限电损失，与先进国家相比差距很大。即使没有配套储能，电网通过技术和管理方式的创新，也完全有能力大幅改善新能源消纳水平。

从经济性而言，若要求风电企业承担昂贵的储能配套，则会大大稀释整个风电项目的经济性，影响风电开发的积极性。即使真有必要建设配套储能设施，该由哪一方承担投资和建设成本也应进一步商榷。

在一片争议声中，青海省发改委最终表态，不再强制配套储能。

回头来看，青海出台这一政策或是出于促进风电等新能源长远持续健康发展的初衷，但良好的初衷最终要变为各方认可的好政策，仍需很多周全的考虑和细化的工作，这也将考验主管部门的决策智慧。

开发思路和模式嬗变

2017年，无论是主流的发电企业还是中东部的重点省份，提出明确的分散式风电项目计划的不在少数，有的已经落地，有的正在快速推进中。从集中式开发一统天下到集中式和分散式两条腿走路，折射出的是我国风电开发思路和模式之变。

“起了大早，赶了晚集”的分散式风电能否由此扭转尴尬的境地，真正步入发展的快车道？

分散式风电具有天然的优势，但尴尬的是，我国分散式风电并网量只占全国风电并网总量的1%左右，远远低于欧洲水平，其发展水平也总体滞后于我国分布式光伏。

实际上，早在2009年，我国就提出分散式风电概念。2010年，陕西狼尔沟就开展实施了分散式风电项目。主管部门陆续出台一系列政策力挺分散式风电发展。遗憾的是，政策的推动并未带来所期待的开花结果。

究其原因，因素是多方面的。从投资回报来说，分散式风电项目容量相对较小，开发单位成本



相对较高。国内风电投资主体单一，绝大部分是国有资本，对投资少、规模小的分散式风电积极性不足。

从配套支持来说，各省区分散式风电规划编制和电力消纳研究滞后，政府的引导不够。

分散式风电的推动没有和县域经济的发展结合起来，尤其是和广大农村、农户的利益没有切实结合起来，未得到地方政府支持。

从技术层面说，分散式风电项目呈现多样化，对机组的适应性提出了个性化要求，整机厂商对市场研究不足，尤其是在定制化风机和小型风电标准方面比较欠缺，也没有对分散式风电发展起到应有的引领作用。

对于已告别“野蛮生长”阶段，亟需提升发展质量和优化布局的中国风电产业而言，发展分散式风电已成为提高风能利用率，推动产业发展的必然选择。与此前单纯的政策推动不同，这一次，风电开发企业将具有更多的内生动力。

就整个行业而言，分散式风电发展的核心不是技术问题，而是风电开发思路的转变，不是简单的建设模式的变化，而是涉及风电行业的深层次理念转变。

但愿，“起了大早，赶了晚集”的窘境能从此改变。

事故隐患频发，塑造安全文化方治本

这一年，风电人的心被一连串的重大安全事故牵动着。

从表面看，安全事故暴露出的是操作人员心存侥幸、安全主体责任没有落到实处、风险管控措施执行不到位等问题。深层原因则在于，作为新兴的风电行业，安全管理体系尚待完善，安全文化还没有真正生根发芽。

很多事故看似偶然，实则，偶然背后有其必然。根据海因里希安全法则，一个重大安全事故的背后，隐藏着几十个轻微事故，和上百个潜在隐患。不着力消除这些潜在隐患，重大安全事故的发生，只是时间的问题。

历经上百年发展的煤炭、火电等传统的能源行业，都具有较为完善的安全培训和安全生产管理体系，而风电作为新能源最近十几年才快速发展起来，在这一过程中，行业的主要聚焦点在于通过技术创新推动度电成本下降。

如今，我国风电产业已从追求“量”进入到追求“质”的阶段。如何在把安全文化和安全标准体系同步建立起来，完善安全培训和教育体系、唤醒安全意识、推广安全技能，已变得越来越迫切。这也是检验风电行业是否成熟的一个标志。

近年来，风电企业虽然也在探索制定安全操作规范，但是，规范制定容易，贯彻落实难，在整个行业和从业人员中形成一种内化于心、外化于行的安全文化更难。

我国风电技术最初是从国外引进，通过消化、吸收、再创新，逐步发展起来。在这一过程中，一些企业急于求成，对技术囫圇吞枣，对细节不求甚解。业内就有观点认为，从某种程度上说，现阶段海上风电升压站爆燃类似事故的发生有其必然性，根源则在于我们对各种技术细节的忽视。

风电作为长跑型行业，要获得持续发展，就必须立足于长远。注重每一个细节，建立系统、科学、细致的安全文化，营造浓厚的安全文化氛围，才是预防安全事故发生的长效做法。

望新一年，安全文化在行业落地生根，生产事故少些、少些、再少些。

大唐退出华创，整机商洗牌加速

2017年春节刚过，大唐集团即在北京产权交易所发布挂牌公告，出售旗下华创风能的股权。这一标志性事件预示着风电整机制造行业正呈现出“强者愈强，弱者愈弱”的格局，产业的集中度由此进一步提升。

华创风能成立于2006年。2011年7月，华创风能与“五大发电”之一的大唐集团进行战略重组。彼时，风电行业如日中天，风电运营商纷纷将触角伸向风电制造环节。在此背景下，大唐重组华创风能，有意将其打造成主流的风电制造企业。

2011年-2012年，风电行业步入“寒冬”，大多数风机制造商面临订单减少的压力。在此状况下，

背靠大唐集团，华创风能在市场拓展方面获得了极大的先天优势。截至 2014 年底，华创风能有超过一半的订单来自大唐集团。

然而，很多失败不是败在弱点上，而是败在优势里。在大唐集团雄厚的资产实力和订单保障情况下，单一客户依赖性太强成了致命伤。几年下来，华创风能的经营状况和市场竞争能力表现平淡。

没伞的孩子才会拼命奔跑。当时普遍认为，发电集团的整合会让独立风机制造商分到的市场蛋糕越来越小。现在回头看，成长比较好的却正是独立整机商。由于缺少可以背靠的“大树”，独立风电整机企业较早就开始探索自建风电场的途径，实现盈利模式的多元化。

2017 年 5 月，华创风能交易案最终完成，盾安集团接盘华创风能，这标志着风电整机制造实现进一步整合，产能集中度提升已是必然之势。

未来，行业上下游会出现更多类似的合并、收购，优势和资源将进一步向领先企业聚合，排名靠后的整机商将面临订单锐减，不得已退出市场的尴尬境地。

试点平价上网，厘清隐性成本

经过两个多月的遴选，2017 年 9 月初，国家能源局正式公布风电平价上网示范项目名单。列入目录的示范项目共 13 个。这 13 个示范项目将担负起探路风电平价上网的重任。

根据规划，到 2020 年，风电与煤电上网电价相当，即所谓的“风火同价”。

一方面，距离这一时间节点越来越近；

另一方面，2018 年实施新的风电标杆电价后，也意味着要着手制定下一次电价“退坡”的幅度。

是要再经历一次“退坡”？还是一步到位取消补贴？除了弃风限电这一显性因素外，还有哪些隐性成本制约着风电平价上网？种种疑问，都需要主管部门摸清风电行业真实的电价承受水平。

显然，平价上网是风电的大势所趋，这一点业内没有争议。争议点在于，该实现什么样的平价上网？平价上网路径该怎样设计？从这个意义上讲，这 13 个示范项目的实践经验，将成为日后风电平价上网路线图设计的重要决策参考。

作为平价上网的先行者，这 13 个示范项目不仅是为风电平价上网探路，也是为整个新能源行业平价上网摸索经验。

招投标出新规，最低价中标坚冰打破

曾饱受最低价中标困扰的中国风电行业在这一年盼来了最低价中标坚冰被打破的喜讯。

修订后的《政府采购货物和服务招标投标管理办法》10 月 1 日起正式实施。被戏称为“饿死同行、累死自己、坑死业主”的最低价中标现象或将渐行渐远。

最低价中标，曾让中国风电行业吞下苦果。2012 年的那轮产业寒冬至今仍让很多人历历在目。回头审视，市场上不规范、不公平、过度的低价竞争是主要原因。

无需讳言，我国风电产业是伴随着价格竞争成长起来的。作为仍依赖补贴的新兴产业，风电当前的一个重大任务就是降成本。

因此，低价本身并不是错。我们需要做的是，通过一种体制设计，避免最低价中标带给行业的安全隐患和劣币驱逐良币现象。

张子瑞 中国能源报 2018-01-04

## 海上风电多路径提速 增量空间仍将加速扩围

“十二五”时期滞缓的海上风电越来越接近起飞的“风口”。在业内看来，随着技术创新和海上风电成本下降，海上风电将不再是“无利可图”。而在海上风电技术发展日渐成熟的大背景下，风电机组的单机容量的大型化被认为是降低海上风电成本的途径之一。

海上风电过去几年的慢速发展，仿佛使得大家都憋着一口气——未来要加快发展。在煤炭、石油、光伏，以及陆上风电等一次能源出现过剩的情况下，海上风电犹如一个尚未开掘的宝藏，成为能源产业投资新“风口”。从“十二五”到“十三五”，中国海上风电经历了由缓慢到提速的发展转变。

当前,我国海上风电正处于起步阶段。进入“十三五”以来,在政策引导下,我国风电布局将逐渐向中东部和南方地区转移,海上风电迎来发展机遇。随着电价政策的明确,建设成本的持续优化以及配套产业的日渐成熟,可观的市场规模和前景可期的海上风电正在吸引各路资本纷纷布局。

海上风电虽然起步较晚,但是凭借海风资源的稳定性和大发电功率的特点,近年来正在世界各地飞速发展。公开资料显示,海上风电的发电时间长,设备利用率比陆上风电高了一倍,且有一定规律性,有利于峰谷的调配,相比之下,陆上风电很难调节。

同时,来自中国网此前报道消息称,中国气象局风能资源调查数据,我国5米到25米水深线以内近海区域、海平面以上50米高度风电可装机容量约2亿千瓦,70米以上可装机容量约5亿千瓦。基于此,海上风电可发展区域主要集中在我国东部沿海地区,大力发展海上风电,不仅可以满足东部用电需求,陆、海风电相结合,更会加快我国绿色发电的步伐。可以看出,海上风电是我国发电行业的未来发展方向。

《风电发展“十三五”规划》中提出,到2020年底,海上风电并网装机容量达到500万千瓦以上。根据2017年初《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》,对非招标的海上风电项目,上网电价依旧保持之前水平。中国风能协会此前公布的数据显示,截至2016年底,我国海上风电累积装机容量163万千瓦,这也意味着未来四年海上风电机组装机容量复合增长率不会低于30%。

而在未来几年,这种建设速度将继续保持。我国东南沿海地区的各省(市)已积极规划长期海上风电发展目标,目前确定的规划总容量超过56GW。业界预测,按照目前海上风电的发展势头,2020年将会超过目标规模。当前国内海上风电的融资情况很好,甚至一些海外的投资机构都在想积极地进入中国的海上风电。

随着海上电价政策的明确,建设成本的持续优化以及配套产业的日渐成熟,我国海上风电在“十三五”期间迎来加速发展期。与陆上风电相比,海上风电项目的环境影响因素更复杂,安装、运营、维修成本要更高。然而随着技术的成熟,规模的扩大,加之更大的风能储量和更高的风能质量,海上风电相较于陆上风电,可能拥有更大的成本下降空间以及发展空间。

目前海上风电规模化应用条件初具,但还有海上机组技术与可靠性、海上风电场设计、海上风电工程等多个方面需要进一步完善。海上风机规模越来越大,推出速度越来越快,随着单机容量增长速度以及风场规模增大,规模化效应产生的单机前期成本及后期运营成本都将明显下降。“十三五”期间,我国将研究8兆瓦到10兆瓦海上风电机组关键技术,建立大型风电场群智能控制系统和运行管理体系,降低海上风电场的度电成本。

中国环保在线 2018-01-08

## 湖北省完成2017年风电开发建设计划

2017年,国家能源局下达湖北省风电开发建设计划301.67万千瓦,《国家能源局关于进一步完善风电年度开发方案管理工作的通知》明确,对年度开发计划完成率低于80%的省(区、市),下一年度不安排新建项目规模。

截止2017年12月29日,湖北省共核准风电项目46个、容量277.94万千瓦。年度开发建设计划完成率超过92%,为争取国家能源局下达湖北省2018年度风电开发建设计划打下了良好基础。

下一步,将积极向国家能源局汇报,争取国家能源局对湖北省2018年风电开发建设计划予以倾斜支持。

中国电力新闻网 2018-01-04

## 荷兰 TenneT 拟在北海建立风电枢纽人造岛

欧洲可说是离岸风电的大本营，根据欧洲风力交易协会（WindEurope）的资料，截至 2017 年初，欧洲离岸风电总发电量为 12.6GW。而为了避免庞大的风电在输送与分配过程中流失，荷兰输电系统营运商 TenneT 拟在北海建立人造岛，减少电流失之余，还可以节省成本。



TenneT 为荷兰和德国约 4,100 万人提供电力，日前更计划在英国约克郡东瑞丁外海的 Dogger Bank 建造风电枢纽人造岛，透过该岛屿，不仅可以缩短电缆延伸至风电场域的距离，还可以将电力输送到各个国家。

该公司想要打造模组化结构的岛屿，每模组占地约 6 平方公里，附近还会建设数百个风机，预估可以处理约 30GW 的离岸风电发电量。TenneT 离岸风电计划开发管理者 Rob van der Hage 表示，假如一切顺利，该岛屿将在 2027 年开始运作。

随着风电成本逐年下降，欧洲沿海风电场域渐渐饱和，未来离岸风电场域将距离陆地越来越远，但由于海底电缆成本高与海水侵蚀等问题，建设与维护成本较高。且为了避免电力在长途运送中流失，电力需要透过昂贵的直流电缆输送。TenneT 希望可以在北海建立中继站，缩短风电场与陆地间的距离，电缆则可替换成较为便宜的交流电。

TenneT 预计将出资 18 亿美元，风机将由将与丹麦 Ørsted、德国 Innogy 等离岸风电场开发商共同合作，电缆则需要寻求其他能源营运商协助，例如英国国家电网。

科技新报 2018-01-08

## 试点风电供暖 内蒙吉林不再“弃风”

“现在室外将近零下 20 度，我家里面零上二十七八度。从前自己烧煤，早晚温度低，只有白天效果好，现在全天都很稳定。”内蒙古通辽市扎鲁特旗的孙先生兴奋地告诉第一财经记者。除了采暖温度高且稳定，另一个切实的好处是孙先生家的取暖费由原来每年五六千元降到如今的两千多元。这一切转变的背后动力竟然是“风”。

孙先生家清洁稳定的供热系统得益于供暖系统改造。这里的供暖方式从区域燃煤小锅炉取暖变成了清洁风热站集中供暖，实现了从“煤”到“电”的供暖方式的转变。

作为国家规划的 8 个千万千瓦级风电基地之一，蒙东地区的风电装机已经达到了 901 万千瓦，占到蒙东全网装机容量的三分之一，蒙东电网风电发电量也已达 140 亿千瓦时——蒙东已成为风电资源富集地。

但是，巨大的风电装机容量给风电消纳带来了严峻考验，风电用不上、送不出一直以来成为消纳的症结。

“每年的 11 月至次年的 4 月，是全年风资源最好的季节，而这与蒙东地区的供热期相重叠，火

电装机承担了大部分的供热任务,受供热影响火电机组的调峰能力较非供热期明显降低。在这期间,新能源消纳和保障地区供热之间矛盾异常突出。”国网蒙东电力发展策划部发展规划处处长李雪峰从事电网发展规划多年,促进新能源消纳一直是他重点研究的课题。而蒙东地区长达 7 个月的漫长供热期间,“风火”矛盾成为了必须要解决的问题。

为了解决这些问题,从 2013 年起,国家电网蒙东公司开始探索风电供暖这一全新供暖方式,促成赤峰市林西县和通辽市扎鲁特旗两个旗县作为“风电供暖试点旗县”,启动风电供暖试点建设。

作为国家第一批风电供热试点,扎鲁特旗风电供热试点项目建设总投资 3673 万元,包含蒙东协合教育园区与河北新区两个风电供热站。该项目相关负责人在接受第一财经记者采访时表示,风电供热项目通过取缔多个大型燃煤锅炉,使得大气环境有明显改善。同时风电就地消纳,风电利用小时数明显提高,直接带动发电企业收益,有效促进当地经济发展。

据国家电网蒙东公司提供的数据,按每年用电量 4739.9 万千瓦时计算,上述两个风电站每年可节约标煤 8152.6 吨,减少烟尘排放量 78.3 吨,减少二氧化硫排放 134.5 吨,减少二氧化碳排放 20028.6 吨。

和扎鲁特旗情况的类似的吉林省白城市同样风能丰富,但由于本地消纳能力不足,风电发展受到严重限制。2013 年 3 月,国家能源局和吉林省能源局确定在白城市推广 120 万平方米面积的清洁供暖,解决风电弃风问题。目前,大唐洮南热力站弃风供暖示范项目和中广核安广风电清洁供暖推广项目已经投入运行。

其中,洮南热力站设计供热面积 16.3 万平方米,捆绑大唐吉林向阳风电场一期 20 万千瓦机组对应的“低谷风电”。截至 2016 年 12 月,洮南热力站累计用电 7892 万千瓦时,其中,低谷用电量占总用电量 85.04%,平段用电量占总用电量的 14.14%,尖峰用电量占总用电量的 0.82%;累计提供清洁热能 284112 吉焦,电量电费 4252 万元,节约标煤 9699 吨,减排二氧化碳 25411 吨。

通过五个采暖期的运行,洮南热力站经受住了罕见低温严寒天气的考验,保障了冬季供热安全,实现了长周期满负荷运行。

洮南热力站负责人李志刚在接受第一财经记者采访时表示,洮南热力站作为国家风电消纳示范项目和吉林省清洁供暖示范工程,有重要的示范意义。

“一是实现就地消纳,减少电力外送电量 7892 万千瓦时;二是调峰作用突出,85.04%的制热用电量发生在电网用电负荷的低谷时段;三是环保效果显著,替代了 1 台 20 吨燃煤供暖锅炉;四是拓展应用领域,突破了风能作为随机性较强的过程性能源在应用上具有的不连续、不稳定的弱点;五是创新供热机制,解决了热网末端缺乏调峰热源的问题;六是成熟稳定可靠,蓄热能力强、热源稳定、调峰供热响应快。”李志刚说。

董鑫 一财网 2018-01-12

## 风电市场缘何加速“东南飞”

“2017 年前 11 个月,国内公开招标风电装机容量为 25GW,其中南方市场占比逐步提高,占全国招标量的 46%。”新疆金风科技股份有限公司副总裁兼董事会秘书马金儒日前接受记者采访时介绍,截至 2017 年 9 月 30 日,金风科技累计在手订单达到 15.4GW,维持在历史高位。金风科技 2017 年前三季度新增并网的权益装机主要位于华东及南方地区。

作为我国风电行业领头羊,金风科技的这组数据反映出我国风电行业开发重点逐步“东南飞”的趋向。根据水电水利规划设计总院研究预计,中东部山区和海上将成为“十三五”中后期风电开发主战场,风电建设将上演“上山下海”。中东部地区低风速风电利用小时数有望突破 2000 小时,海上风电新增开发建设规模有望超过 1000 万千瓦。

马金儒介绍,中国早期风电开发主要集中在“三北”地区,因为这些地区风资源优质且丰富,这就为确保风电项目实现良好经济效益提供了重要保障。然而,从需求端来说,虽然南方和东南沿海地

区风资源、地形等条件复杂多变，但这些地区经济较发达，用电负荷要高于“三北”地区，因而给风电提供了更广阔的发展空间。

“技术创新的加速是南方低风速地区风电开发的重要驱动力。”马金儒表示，在物联网、大数据、云计算等技术的推动下，风电机组向大型化、智能化和高可靠性方向发展，为南方低风速资源开发提供了高效的解决方案，为我国风电开发重心转移提供了有力支撑。

根据《风电发展“十三五”规划》，到 2020 年底，风电年发电量要确保达到 4200 亿千瓦时，约占全国总发电量的 6%。据了解，2016 年丹麦风电消纳比例(各电源发电量占全社会用电量的比例)就已经达到 39%，爱尔兰为 27%，美国为 8%。“可见，我国在风电领域还有很大的市场空间，南方及中东部地区和海上成为新蓝海。”马金儒表示。

相关专家指出，随着海上电价政策的明确，建设成本的持续优化以及配套产业的日渐成熟，我国海上风电在“十三五”期间迎来加速发展期。我国东南沿海地区的各省(市)已积极规划长期海上风电发展目标，目前确定的规划总容量超过 56GW。

当前，风电企业为“上山下海”加速创新步伐。金风科技已面向低风速市场推出多款系列化智能风机产品，为投资低风速风电场提供灵活多样选择，创造更多价值。例如：GW131/2200 机型采用更大直径的叶轮，通过优化控制策略，捕获更多风能资源，可显著提升超低风速且复杂地形条件下项目发电量。金风科技新一代海上大兆瓦产品——GW6.X 平台及整体解决方案采用全球海上市场主流的直驱永磁技术路线，并且是国内单机容量最大的风机产品，额定上网功率为 6.45-6.7MW，可搭载 154 米、164 米、171 米规格大叶轮直径，具有极强的发电能力、可靠性和经济性，将有力带动中国海上风电规模化发展。

金风科技研发中心数字化副总经理李富荣告诉记者，目前金风科技以实现风电全业务链数字化为目标，引领风电产业数字化技术创新，基于海量经验数据创新风电场规划设计与运营服务模式，实现贯穿风电项目全生命周期的资产运营管理。

“比如，在南方复杂山地风电场，我们通过无人机和人工智能图象识别等领先技术，在风电场前期规划过程中快速形成道路设计方案、识别风险点等，以减少工期、降低成本，给出最佳解决方案，显著提升项目经济性。”李富荣表示，在金风科技的带领下，这些最新的数字化技术应用有望在未来的风电行业快速推广。

中国经济网 2018-01-04

## 黑龙江风电年发电突破 100 亿度 减少二氧化碳等污染物排放约 820 万吨

记者从省电力公司获悉，截至去年年末，黑龙江省 2017 年风电发电量完成 108 亿度，同比增长 22%，历史上首次突破 100 亿度，相当于节约 4 座 60 万千瓦容量火电厂全年的燃煤，减少二氧化碳等污染物排放约 820 万吨。

我省风能资源技术可开发量位列全国第 4 位，是全国 9 个大型风电基地之一。近几年，我省风电装机容量保持快速增长，目前全省风电机组装机容量达到 568 万千瓦，占全省发电总装机容量的 20%。2017 年，黑龙江省风电最大发电电力、风电最大日发电量均创历史纪录，风电最大发电电力 430 万千瓦，占全省发电电力的 42%，最大日发电量 8140 万度，占全省日供电量的 44%。

冬季是我省风电消纳最为困难的季节，90%以上的弃风发生在 10 月份至次年 5 月份的供热期。为缓解弃风问题，省电力公司提出“向内挖掘消纳空间、向外争取电力外送”，最大限度增加风电发电量。省电力公司是全国第一批部署并应用风电发电功率预测系统的省级公司，预测准确率一直处于全国前列。仅此一项措施，就多消纳风电量 25 亿度。同时，省电力公司积极推进清洁能源供暖，扩大省内清洁电力消纳范围，推广“以电代煤”清洁供暖项目 6393 个，年增加清洁能源消纳电量 3.5 亿度。

积极争取富余风电外送是解决我省风电消纳能力不足、减少弃风的最有效途径之一。去年，省



电力公司积极组织省内风电企业参与跨区域风电市场交易，将 13.28 亿度的风电送到华北电网。

2017 年黑龙江省风电发电利用小时数达到 1900 小时，同比增加 234 小时，弃风天数同比减少 73 天，风电的弃风量同比减少 13%，弃风率同比减少 4 个百分点。风电等清洁能源发电量占全省发电量的 15%，同比增长 2.6 个百分点，较 2015 年增长 5 个百分点，火电机组发电量占全省发电量的 85%，同比减低 3 个百分点，较 2015 年降低 5 个百分点，清洁能源与化石能源发电量连续呈现出“一升一降”的态势。

哈尔滨日报 2018-01-15

## 氢能、燃料电池

### 日本要建“氢能社会”，能走多远？

2017 年 12 月 26 日，日本政府发布了“氢能源基本战略”（以下简称“基本战略”），确定了 2050 年氢能社会建设的目标以及到 2030 年的具体行动计划。氢能被视为日本能源结构转型、保障能源安全和应对气候变化的重要抓手，全世界没有哪个国家如日本这般执着于发展氢能。

#### 基本战略目标

日本发展氢能的意向由来已久。早在 2014 年 4 月制定的“第四次能源基本计划”，日本政府就明确提出了加速建设和发展“氢能社会”的战略方向。

所谓“氢能社会”是指将氢能作为燃料广泛应用于社会日常生活和经济产业活动之中，与电力、热力共同构成二次能源的三大支柱。根据这一战略目标，2014 年 6 月，日本经济产业省制定了“氢能与燃料电池战略路线图”，提出了实现“氢能社会”目标分三步走的发展路线图：到 2025 年要加速推广和普及氢能利用的市场；到 2030 年要建立大规模氢能供给体系并实现氢燃料发电；到 2040 年要完成零碳氢燃料供给体系建设。

此次日本政府发布的基本战略是此前日本经济省先后推出的“氢能与燃料电池战略路线图”（2016 年 3 月修订）、“氢燃料发电研究报告”（2015 年 3 月）、“零碳氢燃料研究报告”（2017 年 3 月）等一系列研究成果的集大成。

基本战略有两大战略目标，其一是实现能源供给多元化以提高能源自给率。日本 94% 的能源消费依靠进口的化石能源，能源自给率仅为 6% 左右，包括水电在内的可再生能源发电占比仅占 15%。特别是汽车燃料的 98% 依靠石油，其中 87% 来自中东地区，火力发电的液化天然气则全部依赖进口，核电站关闭之后，进口规模不断攀升，造成外贸赤字不断扩大。而氢能的优点很多，首先，氢能来源广泛丰富，可储存、可运输、可柔性，有助于减少能源供给风险和能源安全保障。

其二，发展氢能可削减 CO<sub>2</sub> 排放以完成日本自主减排目标。日本政府承诺的 CO<sub>2</sub> 减排目标是 2030 年度比 2013 年削减 26%，到 2050 年要削减 80%。但福岛核事故后，由于日本核电站重启进程缓慢，所以不得不加大液化天然气进口量，以火力发电来弥补核电缺口。尽管天然气比煤炭和石油燃料 CO<sub>2</sub> 排放少，但一旦电力结构长期依靠以天然气为主的火力发电，日本则很难完成既定自主减排目标。因此，日本必须另辟蹊径，通过技术创新推动能源供给侧改革，推广利用氢能则是手段之一。

于是，日本将发展氢能源的重要性列为与可再生能源同等地位，通过新能源政策补贴、税收优惠措施、放松管制、突破关键技术，设立示范基地，来挖掘和激活氢能需求侧市场潜力。总而言之，日本欲在全球率先实现氢能社会，以实现低碳社会发展目标和寻求日本经济新的增长点。基本战略目标充分彰显日本力图主导和引领全球新能源技术发展，其中背后还包含燃料电池汽车与电动汽车两条不同发展技术路线之争的角力。

#### 需求侧战略

需求侧主要指氢能产业链的应用环节。从家用微型热电联产装置到燃料电池汽车，从分布式燃料电池发电系统到大规模氢燃料发电站，氢能及其燃料电池广泛应用于交通、工业、建筑等各个领域。日本采取各种优惠措施扩大氢燃料终端产品市场，积极培育氢燃料市场。但目前日本氢能市场消费量还很有限，而且都处于实验或示范阶段。燃料电池汽车市场保有量仅为 2000 台左右，氢气市场零售价格不菲。因此，需求侧战略重点要解决两大问题，一是要大规模提高氢燃料消费量，二是大幅降低氢气市场价格。

目前，作为能源利用的日本氢气市场规模约 200 吨，2020 年要达到 4000 吨，2030 年要提高到 30 万吨，也就是说 2030 年才能初步形成氢能源市场。提升氢能源消费水平关键是实现氢燃料发电，基本战略提出从与液化天然气混烧开始起步，逐步加大混合比例，最终实现纯氢燃料发电。但氢燃料与液化天然气混烧会产生 NOX 排放，而且降低发电效率，必须通过技术创新，开发新的燃烧技术予以改进。

基本战略的目标：到 2030 年实现氢燃料发电商业化，发电成本每千瓦时要控制在 17 日元以内。到 2030 年形成 30 万吨氢燃料供给能力，若全部用于发电氢燃料，就相当于 1GW 的装机容量；到 2050 年氢燃料发电的成本将降低为与液化天然气同等水平，具有较强的市场竞争力。预计届时日本年氢能供给量将达到 500-1000 万吨，装机容量将增至 15-30GW，可大幅替代火力发电。目前，日本加注站氢气零售价为 100 日元/Nm<sup>3</sup>，到 2030 年将降低到 30 日元/Nm<sup>3</sup>，到 2050 年更进一步降低到 20 日元，为目前市场价的 1/5。

氢燃料价格一旦降下来，就会加快氢能市场流通，并进一步刺激燃料电池汽车的普及。现在日本国内已建成 100 个加注站，建设费用昂贵，数量仍显偏少。根据基本战略，2020 年要达 160 个，2025 年要达到 320 个，2030 年要增加到 900 个，到 2050 年加注站的经济效益将超过加油站，并逐步替代加油站。随着加注站增加，燃料电池汽车市场规模也会不断扩大。日本燃料电池乘用车保有量目前约 2000 台，2020 年要达到 4 万台，2030 年增加到 80 万台。每台优惠后的 500 万日元售价对消费者仍偏高。燃料电池大巴从现有的 2 台增加到 2020 年的 100 台，2030 年的 1200 台，燃料电池铲车从现有的 40 台增加到 2020 年的 500 台，2030 年的 10000 台。与此同时，推进燃料电池在货车和船舶等交通工具的商业化应用。从目前的燃料电池汽车价格、保有量和加注站数量来看，日本尚处于燃料电池汽车社会的摇篮期，预计 2050 年将是日本燃油汽车全面向燃料电池汽车过渡之年。

全世界来看，将燃料电池推入千家万户的唯有日本。日本家用燃料电池系统是指利用城市燃气和液化石油气制氢，再让氢与空气中的氧产生化学反应后直接发电，并同时能回收热能的氢能微型热电联产装置。自 2009 年上市以来，到 2016 年底已累计销售 19.6 万台。市场销售目标到 2020 年达到 140 万台，2030 年达到 530 万台。2016 年度家用燃料电池售价 PEFC（固体高分子型）和 SOFC（固体氧化物型）标准机分别为 113 万日元和 135 万日元，其价格已比上市之初下降了一半以上，但仍为普通家庭难以接受。为减轻家用燃料电池终端用户的经济负担，PEFC 标准机价格到 2019 年下降为 80 万日元，SOFC 标准机价格到 2021 年下降为 100 万日元，投资回收年限缩短为 7 至 8 年。此外，推广和运用工业级的氢能热电联产机组更可极大地提高能源利用效率，推进绿色节能建筑的普及。

#### 供给侧战略

供给侧主要指制氢、储运环节，其战略重点是建立国际氢能供给链、可再生能源制氢供给链，国内区域供给链，以最终形成零碳氢燃料的供给体系。从供给侧来说主要解决两大问题：一是如何清洁高效制备氢；二是如何实现氢的低成本储运。因此，供给侧战略目标就是以降低制氢和储氢成本为中心，开发安全、稳定、高效、清洁的氢能制备和储运技术。氢能来源无非是两条路径，一是海外进口，二是国内生产。

从日本政府的基本战略来看，因受本土自然资源禀赋限制，日本更倾向于优先考虑从海外进口氢能。因此，日本氢能社会发展战略目标首先布局建立海外氢能供给链。一方面是为了控制氢能源成本，大规模进口低成本的氢燃料可大大扩大和丰富日本国内零碳氢燃料的市场供给，另一方面还

可保证国内使用零排放的氢燃料。

海外零碳制氢方式主要选择以下两种：

①是利用海外廉价褐煤制氢，利用煤炭、天然气提纯的化石燃料制氢法目前还是最经济最现实的制氢方法，但这种方法制氢过程排放 CO<sub>2</sub>，必须利用 CCS 技术才能实现减排；

②是在可再生能源禀赋条件较好、发电成本较低的国家或地区采用水电解制氢。

建立国际氢能供给链最大的难点就是储运。目前氢能储运的方法主要有：高压、液化、管道、有机氢化物，吸氢合金等。但若从海外大规模进口氢燃料，日本则优先考虑两种方式：

①是将氢气直接转换为液体，与液化天然气方法相同，用零下 253 度的超低温将氢气冷却液化。目前日本正在与澳大利亚合作，共同开发液化氢产业供给链。由川崎重工、岩谷产业和电源开发等公司在澳大利亚试开采褐煤，在当地制备、冷却液化，再通过船舶海运至日本。

②是利用甲基环己烷储氢，即利用基于甲苯与甲基环己烷可逆反应的储氢技术。日本千代田化工建设、三菱商事、三井物产、日本邮船四家公司联合成立了“新一代氢能产业链技术研究会”，2020 年将利用甲基环己烷储氢从文莱海运至川崎，年供给规模将达到 210 吨。与此同时，积极开发直接利用氨、甲烷等能源载体，以实现低成本、高效率的氢制备和储运。

国内生产则侧重利用可再生能源电力制备。近年来，随着可再生能源固定价格收购制度的推广，日本可再生能源装机容量快速增长，但可再生能源发电具有分散性和间歇性及其调控难的特征，对其大量并网运行带来了很大挑战，因电网容量有限或火电调峰能力不足而产生的“弃风”、“弃光”现象普遍存在。为此，日本将重点利用电转气技术（P2G）扩大可再生能源的利用和普及。P2G 技术以氢为媒介打破传统电力系统和天然气系统之间的壁垒，利用风力发电、光伏发电等剩余电力电解水生成氢，然后提供给现有的燃气管道网络，或者利用电力、水及大气中的 CO<sub>2</sub>，通过甲烷化反应制造甲烷提供燃气，从而促进了“气网—电网”的深度融合。日本现已着手在福岛建立世界最大规模的可再生能源制氢示范基地，并在 2020 年东京奥运会期间为奥运场馆、奥运村和奥运交通工具等提供氢能保障。

综上所述，推广和普及氢能市场，低成本制氢、供给链完善、规模化利用三个条件缺一不可。家用燃料电池、燃料电池汽车是构建氢能社会的基础，零碳制氢是构建氢能社会的关键，而实现大规模氢燃料发电则是氢能社会真正形成的标志。因此，到 2030 年日本至多能初步形成氢能社会雏形，因为 30 万吨氢燃料若全部用于发电，只相当于一台核电机组的装机容量，与燃气火电相比每年仅减排二氧化碳 210 万吨。只有到 2050 年日本才能真正意义上迈入氢能社会。但要实现这一氢能革命目标，当前仍面临着技术、成本、体制以及基础设施配套等诸多瓶颈问题。

周杰 中国能源报 2018-01-04