

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
第二十二期 2017年11月

目 录

总论	1
全球能源互联网建设迈入新阶段	1
我国能源消费增速全面回升 主要指标好于预期	3
何建坤：供需两侧发力，推进能源变革绿色发展	4
杨富强：中国能源与“可持续”仍有很大差距	6
中美近 1800 亿能源大单能否终结零和思维	8
全球能源体系战略大旗，美国扛得起么？	9
2017 第三届能源互联网产业发展高峰论坛落幕	10
发改委能源局：2020 年有效解决弃水弃风弃光	11
国家能源局通报前三季度各省弃光情况 三大高风险地区	12
热能、动力工程	13
不得不看，南海可燃冰试采成功背后的故事	13
储能迎政策“风口” 企业布局抢市场	15
“黑科技”石墨烯：从基础研发向产业化迈进	17
英国售电市场是如何计量与结算的？	18
生物质能、环保工程	21
沼气能源化产业格局渐成	21
哈尔滨加快推动秸秆综合利用	21
别再烧了！通过生物质综合循环利用，一亩秸秆能卖 160 元	23
成功提取新型生物质燃料丁醇	24
车用“地沟油”每升 5.85 元	24
中国燃料乙醇有望迎来广阔产量增长空间	25
英国学生偶然发现咖啡残渣变燃料	25
太阳能	26
单晶产能瓶颈渐去，有望重占半壁江山	26
中国有能力率先建成空间太阳能电站 或领跑全球	28
单晶硅片降 0.4 元够了吗？	29
山西电网光伏发电突破 315 万千瓦	30
光热发电得以快速发展的三大优势	30
林洋能源发布 N 型单晶系列新品引领行业创新发展	31
太阳能将二氧化碳转为甲烷有新方法	32
三问“1.05 亿千瓦”规划目标	32
海洋能、水能	33
小水电站“恨嫁”，谁做红娘？	33
风能	35
风电产业的下一个风口在哪？	35

BNEF：今年下半年风电造价下降幅度明显	37
风电增速放缓正是产业优化契机	37
降低度电成本也是整机商目标	38
印度风电报价创新低：4.1 美分/千瓦时 接近光伏低于煤电	39
风电产业将逐步摆脱补贴依赖	40
2017 年中国风电度电成本、新增装机容量及风电消纳比例分析	41
打破制度藩篱！张家口风电试水电力市场直接交易	45
肇庆市风电场项目或将达到 10 个以上	47
美国发电成本最新披露：风电 4.5 美分/千瓦时	47
美国风电价格持续走低 凸显强劲竞争优势	48
核能	51
韩国新古里两机组重启，不影响韩“脱核”计划	51
叶奇蓁：中国核电具有经济竞争力	53
西屋全球 CEO：等待 AP1000 首堆装料有耐心！	54

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

全球能源互联网建设迈入新阶段



自2015年我国发出“探讨构建全球能源互联网”倡议以来，全球能源互联网发展取得了重要进展，全球140多个国家出台了相应的能源发展政策，“全球能源互联网中国倡议”作为推动人类可持续发展的全球战略，已成为各国共识。未来，我国将进一步推进国内能源互联网建设，在世界范围内推动、推广全球能源互联网理念，并加快能源互联网示范项目建设。

记者从近日举行的2017全球能源互联网高端论坛上获悉，经过多年的努力，我国与俄罗斯、蒙古、越南、老挝、缅甸等周边国家实现了部分电力互联，互联规模约260万千瓦，基本建成西北、东北、西南三大陆上油气通道，标志着全球能源互联网已经进入共同行动的新阶段。

“朋友圈”逐步扩大

面对世界能源发展面临的资源紧张、环境污染、气候变化等挑战，2015年9月26日，我国发出

了“探讨构建全球能源互联网”的倡议。2016年3月份，全球能源互联网发展合作组织成立，成为首个由中国发起成立的能源国际组织。

两年来，全球能源互联网发展取得了重要进展。“全球140多个国家出台了能源发展政策，在促进发展，加强电网互联，提升电力化水平等方面，‘全球能源互联网中国倡议’作为推动人类可持续发展的全球战略，已经成为各国共识。”全球能源互联网发展合作组织主席、中国电力企业联合会理事长刘振亚说。

两年来，相关规划研究扎实推进。深入开展了100余项课题研究，编制了标准规划体系。包括开展了全球风能和太阳能资源的评估和计算；绘制了首份全球骨干电网接线图；明确了各大洲电网互联的总体格局思路和重点任务；发布了全球能源互联网白皮书，实现了从理论到规划的重要突破。

两年来，国际合作全面展开。我国共与47个国家和地区，150多个政府、企业、组织、研究机构等建立了良好的合作关系。与非盟、国际水电协会等签署了多项合作协议、备忘录和联合声明。在电网互联规划、清洁能源开发、联网过程建设等领域开展全方位合作。全球能源互联网的“朋友圈”不断扩大，高端、务实、多元的国际合作格局正在加速形成。

两年来，合作组织加速发展。会员数量增加到300多家，遍布40多个国家和地区。初步形成全球网络体系，加强制度建设，组建经济基础研究院，成立咨询顾问委员会和技术学术委员会，开展跨领域跨行业合作。研究实力水平大幅度提高，合作组织不断发展壮大，成为推动世界能源变革转型的重要力量。

建设条件已经具备

“构建全球能源互联网是能源领域前所未有的全球合作。这本身就是一项创举，面临的都是新领域、新课题和新挑战。唯有依靠创新才能促进发展、破解难题。”在刘振亚看来，构建全球能源互联网条件已经具备。

从资源角度看，全球水能、陆上风能、太阳能理论开发潜力分别超过100亿千瓦、1万亿千瓦、100万亿千瓦，仅开发万分之五就可以满足全球能源需求；从技术上看，特高压输电技术先进成熟，清洁能源发电技术不断进步，智能电网技术广泛应用；从经济性角度看，风电、光伏发电成本过去5年分别下降30%、75%，并将持续快速下降。到2025年，新能源竞争力将全面超过化石能源；在市场需求方面，预计2016年至2050年，全球电力需求将从24万亿千瓦时增长至73万亿千瓦时，年均增长3.1%，20%以上需要跨国跨洲配置。

“应该说，建设方案的提出不是凭空而来，而是在已有的技术、经济等相关研究的基础上。实际上，我们经过两年来的工作，信心更足了。”全球能源互联网发展合作组织发展局副局长张义斌表示，从外部环境看，构建全球能源互联网这一共识逐渐加深；从合作途径上看，已从我国的单方行动变成了各国协同的多方行动。

近年来，中国能源互联网建设已经成为全球能源互联网建设的一个重要示范。例如，中国在运在建特高压线路长度达到3.5万公里，变电包括换容容量3.6亿千伏安，年输送电量超过4000亿千瓦时，成为中国跨省、跨区能源输送大通道，对大气、环境治理等发挥了重要作用。此外，我国在智能电网建设和清洁能源装机方面都已走在世界前列。

稳步推进国内建设

构建全球能源互联网是一项影响人类未来的重大系统工程，无疑还将面临很多问题和挑战。“首先还是思想观念的问题。”前国家发改委能源研究所所长、中国能源研究会副理事长周大地表示，从全球来看，不同地区的发展水平不一样，特别是一些欠发达地区，比如非洲、东南亚等国家，对能源发展方式转变的认识还不够深入。因此，我国推动、推广全球能源互联网理念的任务非常艰巨。

近年来，虽然我国能源互联网相关技术、装备已经取得了一些本质性的突破，但在局部还有很多技术需要持续创新，比如能效的提升、智能化程度提升、装备制造工艺水平整体的提升等。

“全球能源互联网项目的推进不仅是一个技术、经济问题，同时也是一个复杂的国际关系问题。”张义斌认为，要运行好全球能源互联网这样一个大规模的系统，需要在市场交易、机制、调度等方

面做大量的突破性机制设计工作。需要相关政府部门的大力支持，不仅是态度上的支持，更需要政策、法律等方面的支持，甚至是一些政治上的合作。

国家发展改革委副秘书长费志荣透露，下一步，中国将稳步推进国内能源互联网建设，优化电网布局，提高国内能源资源优化配置能力。加快能源互联网示范项目建设，积极研究提出配套政策措施，为能源互联网新模式、新业态发展预留充足发展空间。

此外，我国还将以“一带一路”相关国家为重点，加快实施一批条件成熟、效益显著的清洁能源开发和电网互联互通项目，进一步完善和扩大现有油气战略运输通道，加强与东南亚等周边国家电网的联网规划研究。

王轶辰 经济日报 2017-11-01

我国能源消费增速全面回升 主要指标好于预期

10月31日，国家能源局召开新闻发布会，介绍2017年前三季度能源形势和可再生能源发展情况，国家能源局发展规划司副司长李福龙表示，今年以来，我国经济稳中向好，能源消费继续保持回暖态势，主要指标好于去年同期，也好于年初预期。

用电增速大幅回升

数据显示，全国能源消费增速从2015年的1%、2016年的1.4%，提高到今年前三季度的2.8%。相应的用电增速从0.5%、5%，提高到6.9%。煤炭消费结束了持续3年的负增长。前三季度天然气增长约15.7%，四年来首次实现两位数增长。能源消费实现了全面回暖。

“具体来看，今年来用电增速大幅回升，主要用电行业需求回暖，电能替代加快推进。受高温天气等因素影响，今年夏季全国用电负荷屡创历史新高。”李福龙说，前三季度全社会用电量同比增长6.9%，增速比去年同期提高2.4个百分点。其中，二产用电量同比增长6%，比去年同期提高4个百分点。

从用电结构看，前三季度，二产占全社会用电量的69.6%，已连续6年下降，累计下降5个百分点。四大高耗能行业用电比重连续7年下降，累计下降3.9个百分点，其中钢铁行业用电占比累计下降3.7个百分点。“这充分反映供给侧结构性改革有力有效，传统耗能行业加快市场出清，好的趋势更明显，结构调整步伐加快。”李福龙说。

同时，发展动力在增强，新动能发挥了积极作用。从用电数据看，三产用电增速连续三年保持在7.5%以上，对用电增长的拉动作用2015年为0.9个百分点，2016年和今年前三季度均为1.4个百分点，已经成为用电增长的稳定器。

值得注意的是，地区间发展更加协调。2015年，东、中、西部用电量同比分别增长0.5%、0.1%和0.8%，用电增长主要靠东、西部地区拉动，中部地区的贡献率偏低，只有5.9%。今年前三季度，东、中、西部地区用电量同比分别增长6.8%、6.7%和7.1%，对全社会用电增长的贡献率分别达到46%、22%和32%，中部地区对全国用电增长的拉动作用不断增强，与东、西部地区的差距明显缩小。

可再生能源成新增电力主力

前三季度，我国可再生能源装机规模持续扩大。数据显示，前三季度，各类可再生能源发电新增装机6300万千瓦，其中光伏发电4300万千瓦、风电970万千瓦、水电820万千瓦。可再生能源新增装机约占全部电力新增装机的67%左右，与今年上半年基本持平。“目前可再生能源已成为我国新增电力的主力，清洁能源替代作用日益突显。”国家能源局新能源和可再生能源司副司长李创军说。

规模扩大的同时，可再生能源利用水平不断提高。前三季度，可再生能源发电量达1.17万亿千瓦时，约占规模以上全部发电量的25%，其中水电、风电、光伏发电、生物质能发电量同比分别增长0.3%、26%、70%和25%；弃风、弃光率分别为12%和5.6%，同比分别下降了6.7个百分点和3.8个百分点，新疆、甘肃等重点地区弃风率分别下降了12.1个百分点和10.5个百分点；西南地区水能利用率同比提升约2个百分点，弃水电量同比减少35亿千瓦时。

可再生能源发展结构也得到进一步优化。李创军表示，新能源开发正在从资源集中地区向负荷集中地区推进，前三季度新增风电装机中约一半位于中东部和南方地区；新能源集中与分散发展并举的格局正逐渐形成，新增光伏发电装机中分布式光伏发电超过三分之一。为进一步优化可再生能源发展，近期将再组织实施一批光伏领跑者项目。

今年我国光伏装机增长很快，目前已经超过一亿千瓦，业内有声音认为，在今年年底的时候会达到“十三五”规划的目标。对此，李创军回应说，《太阳能发展“十三五”规划》提出的目标是：“到2020年底，太阳能发电装机达到1.1亿千瓦以上，其中，光伏发电装机达到1.05亿千瓦以上”。1.05亿千瓦只是发展的下限目标。“十三五”未来几年的光伏发电发展仍有空间。

“之所以提出这个目标，是因为在制定规划时，全社会用电量增速比较低，光伏发电成本也比较高。现在形势发生了较大变化，包括电力需求增长加快、光伏发电的成本快速下降、分布式光伏发电发展加快等，从这几个因素来看，‘十三五’时期，光伏发电应用规模扩大有一定的必然性。”李创军说。

煤电建设速度明显放缓

近年来，受经济增速放缓、电力供需形势变化等因素影响，我国煤电发展形势不容乐观。2016年煤电利用小时仅4250小时，规划及在建规模依然较大。预计“十三五”末全国电力供应总体宽松，存在煤电产能过剩风险。根据我们年初发布的2020年煤电规划建设风险预警，全国大部分省份的风险预警等级为红色、橙色。

2016年起，国家发展改革委、国家能源局坚持市场引导与政府调控并举，制定了一系列措施并狠抓落实，已经取得一定成效。一是建立风险预警机制。二是严控新增煤电产能，采取“取消一批、缓核一批、缓建一批”等措施。三是停建了一批违规开工的在建项目。四是加快淘汰落后产能。五是推进煤电超低排放和节能改造，进一步优化煤电结构，促进煤电高效清洁和有序发展。

“今年以来，我们将防范化解煤电产能过剩风险作为今年工作的重点，进一步完善政策措施、加大工作力度。截至目前，推进供给侧结构性改革，防范化解煤电产能过剩风险已取得阶段性成效。”国家能源局电力司副巡视员郭伟说。

据统计，前三季度，全国已淘汰关停落后煤电机组约240万千瓦，停缓建煤电产能已经完成5000万千瓦以上的目标任务。截至2017年9月底，已累计完成煤电超低排放改造约5.8亿千瓦，提前两年多完成2020年改造目标；已完成煤电节能改造5.3亿千瓦，占到2020年改造目标的85%。其中京津冀、河南等多个省市，已提前1至2年完成全部具备条件机组的超低排放改造任务。

“总体来看，目前各项工作推进稳妥有序，有一些甚至比我们预期的还要好，今年前三季度煤电利用小时数约3300小时，煤电新投产装机同比减少，利用小时数和发电量同比增加，调控成效正在逐步显现。预计到年底可以圆满完成各项目标任务。”李创军说。（记者 王轶辰）

中国经济网 2017-11-01

何建坤：供需两侧发力，推进能源变革绿色发展

当前应对气候变化的紧迫形势下，我国积极推进能源生产和消费革命，在全球能源体系变革中发挥了推动与引领作用。这既是我国节约资源、保护环境和实现可持续发展的内在需要，也是适应当前应对气候变化、减少二氧化碳排放的战略选择。

推进能源变革，实现经济转型，是我国在新形势下顺应世界发展潮流，提升国家核心竞争力的重要内容。我们要统筹国内和国外两个大局，进一步推动能源变革，走上气候适宜型低碳经济的发展路径。

2030年前，单位GDP二氧化碳排放下降速度需提至4%-5%

全球应对气候变化的合作进程，已进入全面落实《巴黎协定》的实施阶段。协定的迅速达成与生效，体现了世界各国合作应对气候变化威胁的广泛共识及强烈政治意愿，是以各国提出的国家自

主减排目标和行动为基础，所开展的自觉、自愿合作。

然而，按照各国目前的行动，要实现“把全球平均气温较工业化前水平升高控制在 2℃之内”的目标仍面临很大挑战，其排放路径还有 150 亿吨二氧化碳当量的减排缺口。如不加大减排力度，未来必将付出更多行动、更大成本。

紧迫形势下，尽管会出现各种挫折及障碍，全球能源的革命性变革和应对气候变化的进程却不会逆转。而能源体系变革，正是在可持续发展框架下，管控气候风险的一个重要手段。

一方面要大力节约能源，提高能源效率，减少化石能源的消费量；

另一方面则要加大能源体系替代，用新能源、可再生资源替代化石能源，实现能源结构低碳化，用能源变革促进经济转型。

不过同时，随着经济社会持续发展，能源需求不可避免会有所增长，二氧化碳排放也将进一步增加。而保护全球气候，却又要我们尽快大幅度地减少二氧化碳排放。在此背景下，要统筹经济发展与保护全球气候，实现两者共赢的目标，核心正是推动能源体系变革，大幅度降低单位 GDP 的能源强度及二氧化碳排放。

笔者认为，要实现《巴黎协定》目标，从现在起到 2030 年前，必须尽快把单位 GDP 二氧化碳排放的下降速度提高到 4%以上。目前，全球的平均下降速度仅为 1%，发达国家也只有 2%左右，而我国达到了 4.5%。我国同时提出，到 2030 年，单位 GDP 二氧化碳强度比 2005 年下降 60%-65%的自主贡献目标。

根据预测，我国潜在 GDP 增长率在 2030 年将达 4%-5%，单位 GDP 二氧化碳排放的下降速度需大于 GDP 增长速度，才能抵消由 GDP 增长所引起的二氧化碳排放。也就是说，要实现二氧化碳排放达峰，单位 GDP 二氧化碳排放的下降速度，到 2030 年前也要提升到 4%-5%左右。对此，我国提出了“绿色发展和创新发展”理念，以创新驱动实现绿色发展、循环发展、低碳发展，推动经济发展方式转型。

推动能源体系变革,需在供给侧大比例发展非化石能源

经济发展新常态下，我国正在积极转换发展动能，转变增长方式，调整产业结构。高耗能产业的比例不断下降，高耗能产量趋于饱和并开始下降。

在此情况下，能源需求增速得到进一步放缓。2005-2013 年能源消费增速为年均 6%，而 2013-2016 年的平均增速已降至 1.5%。同时，非化石能源保持着增速 10%左右的增长。我国可再生能源资源的开发利用量、可再生能源发电的新增容量和新增投资，均居世界前列。缓慢增长的能源总需求可由新增的非化石能源供应来满足，在化石能源供应基本平稳的基础上减少煤炭消费，促使二氧化碳排放趋于稳定。

在笔者看来，随着未来经济增速趋稳，能源消费弹性可能出现反弹，二氧化碳排放或将缓慢增加，但不可能再出现 2013 年之前的快速增长局面，为尽快实现二氧化碳排放达峰创造了有利条件。

为支持我国提出的自主贡献目标，国家发改委、能源局也发布了《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》，更明确地提出控制能源消费总量和非化石能源跨越式发展目标。特别强调，未来非化石能源发展的两个“50%”：

到 2030 年，非化石能源发电占总发电量的 50%，即意味着非化石能源在一次能源中的比重达 25%左右；

到 2050 年，一次能源总消费中有 50%以上来自非化石能源，即意味着非化石能源发电占总电量的 70%-80%。这也为建立清洁低碳的能源体系指明了方向和目标。

而推动能源生产和消费革命，还需在供给侧大比例发展非化石能源。即大力发展风电、水电、光伏发电、核电等新能源和可再生能源，及天然气等零碳和低碳能源，能源消费的增量需求主要依靠增加清洁能源供应。

如要实现 2030 年非化石能源的发展目标，非化石能源装机量届时将超过 13 亿千瓦，大于美国当前全国总装机容量水平。在此基础上，煤炭在一次能源消费中的占比将快速下降，到 2020 年约降

至 58%，2050 年将低于 20%。

然而就目前情况来看，煤炭在未来相当长的时期内仍将是我国主力能源。因此，还需进一步加大煤炭的清洁和高效利用，发展煤发电和煤化工利用过程中的二氧化碳捕捉和埋存技术，为实现全球应对气候变化目标，及到本世纪下半叶实现零排放做好准备。

控制能源消费总量，将政府作用与市场力量相结合

能源战略不仅保障供给，同时要引导和调控需求。推动能源生产和消费革命，还需在消费侧控制能源消费总量，特别是控制煤炭消费总量。

现阶段，我国总体能源需求的增长比较缓慢。借此时机，还需努力降低煤炭消费，特别是煤炭的终端利用，进一步减少散煤使用。

目前，燃煤电站多已采取较好的脱硫脱硝措施，同样消费情境下，散煤所排放的常规污染物是燃煤电站的十几倍到几十倍。减少煤炭终端利用的数量和比例，还需大力推进以电代煤，增加电力在终端能源消费中的使用。按照电热当量计算，电力在终端能源消费中的比重，预计将从 2015 年的 22% 增至 2030 年的 30% 左右。

另据计算，2013-2016 年，我国能源消费年均增长为 1.5%，而电力消费年均增长约为 4.2%。未来的煤炭发电将基本趋于饱和，并开始下降，在大力发展可再生能源发电的情况下，新增发电量可基本由非化石能源来满足。由此，在发电侧增加非化石能源发电，在终端用电力取代散煤，将使未来电力增长高于总的能源需求增长，为可再生能源发展提供比较好的市场空间。

当然，仅靠市场作用是有限的，很多领域可能出现失灵，这就需要把政府的作用与市场的力量相结合。

一方面，加强中长期低碳发展的目标导向。对此，我国已公布 2030 年能源革命战略，并着手研究制定到 2050 年的温室气体低排放战略。

另一方面，要把低碳发展和能源变革的核心指标纳入中央及各省市发展规划中，并作为约束性目标来强制执行，制定各种能效和排放标准，以多种政策组合，包括财税金融支撑体系建设等来支持我国形成低碳发展的制度保障。这也是我国生态文明制度建设的一个重要内容。

总体来看，当前应对全球气候变化的紧迫形势下，可通过能源转型走上绿色低碳的发展路径，实现减排二氧化碳与可持续发展的双赢。对内，积极推进能源变革，促进经济发展方式向绿色低碳转型；对外，主动参与全球应对气候变化合作，促进全球应对气候变化形成合作共赢、公平正义和共同发展的制度体系。

何建坤 中国能源报 2017-11-03

杨富强：中国能源与“可持续”仍有很大差距

【编者按】当我们为枯竭的河流感到惋惜，当我们为流失的水土感到遗憾，人类便能深刻意识到：自然始终是社会发展之基。

人类对地球环境造成诸多破坏时，无穷尽的生态问题便会接踵而至。人类只有更重视生态环境、更尊重自然生态发展规律，同时保护和利用好生态环境，才能更好地发展生产力，实现可持续发展，在更高层次上实现人与自然的真正和谐。

11 月 4 日，自然资源保护协会能源、环境与气候变化高级顾问杨富强先生在凤凰网“与世界对话”国际论坛的“联合国可持续发展目标”的分论坛上，围绕如何协调城市化、工业化迅速发展与自然环境保护的矛盾，以及如何有效减少经济社会发展给自然环境带来的压力等问题进行了探讨。其认为，中国的能源可负担，可靠，但是与可持续还有差距。中国能源的未来要依靠 3 个方面，第一个要摆脱对煤炭的依赖，第二跨越石油的时代，第三是拥抱新的未来。

以下为杨富强在本次论坛的讲话内容精编：

谢谢主持人，我叫杨富强，今天很高兴跟各位来宾一起讨论中国当前能源结构距离可持续发展

目标还有多远、我国的新能源产业在推动能源结构改善上有何成就与困难。

中国在可持续能源、环境保护、应对气候变化方面做得怎么样？我们如何跟世界对话？有没有中国的方案呢？我的回答是有的。但是，我们有差距，这个差距还是很大的。

中国的能源是可负担的

联合国 2030 年可持续发展目标对能源的定义是一个可负担的、可靠的，也是可持续的发展。中国的能源是可负担的。我国所有的农村都通上电了，除了农村地区依靠政府补贴外，我过电力基本可以负担。现在没有听说电费还有交不起的情况。

第二它是可靠的。跟世界各国的电网比较，中国的电网非常可靠，中断的可能性是非常小。即使是美国这么发达的国家，电力也曾经中断过。有一次中断是在冬天，中断了两个礼拜，没有电力供应。但是中国几乎没有出现这种情况，所以中国也是可靠的。

最后一个是可持续的。中国的能源是不是可持续的？我们认为这还差很远。

首先我们来看中国能源的构成。2016 年，能源构成里面 62%是煤炭，发达国家是多少呢？发达国家只有 15%左右，所以差距非常远。

那么我们中国的能源应该怎么走呢？我给它总结了三句话：第一个要摆脱对煤炭的依赖；第二跨越石油的时代；第三是拥抱新的未来。

拥抱新的未来是什么呢？

肯定不是矿石能源，矿石能源是有限的。哪一种能源是可持续的？电能、风能、太阳能、生物质能，这些是用之不竭的。除此之外，如果我们人类还能创造发明的话，将来的核电是核聚变产生的可能性是非常大的，我们现在核电是核裂变。一两公斤的核聚变的材料可维持像北京这样的城市一年的用电量。

那个时候才是可持续的、清洁的、绿色的未来。为什么要这么说？现在我们跳到可再生能源不好吗？第一个定义是不是还是可以负担的？我们现在还需要大量政府的补贴。

它的可靠性呢？可靠性不如传统能源，因为它是间歇性的。中国的煤炭非常丰富，从 50 年代、60 年代刚开始，一直到 2000 年以后，经济飞跃发展，每年都是按 10%发展。我国煤炭一年可以开采两亿吨，一个礼拜可以盖两座大型的煤电厂，在世界上找不出第二个。但是我们的煤炭消耗太多。

现在生活基本富裕了，但是空气却糟糕了，水源、食品不安全，土地有重金属污染，种出来的庄稼肯定有影响。我们吃的鱼、其它食物，对我们的身体也有影响。怎么办呢？就要向可再生能源跨度，减少煤炭的消费。所以现在我们在积极控煤。

与世界对话，中国能源已经赶超

当我们跟世界对话的时候，世界说：发达国家对空气污染的治理用了五六十年，现在我们基本上把煤炭造成的污染治理完成了。但是根据我的判断，根据我们这几年的进展，二十五年左右，我们完全可以把能源型的污染治理。但是还有更大的挑战。

在北京，大家都喜欢买汽车，很多大学毕业的年轻人虽然知道开车会对空气造成污染，但是仍然喜欢买车，买 SUV。这样的话就造成了大城市的污染，即使把煤炭全部消除掉，但是交通带来的污染是很难做的。

与世界对话当中，发达国家对交通污染解决了吗？一些小城市、边缘城市可以达到国际卫生组织提出来的每一立方米 10 微克的 PM2.5 的标准，但是大部分还没有解决，基本上是 25、20 左右。在这种情况下，每下降一微克要花很大很大力气。

跟世界对话，中国已经赶上来了。我们的电动汽车恐怕要超越燃油汽车，将来我们会发现，中国有摩拜共享单车、共享汽车等等，我们消除的不仅仅是空气污染，还有城市拥堵，道路资源应该给每一个人，每一个人都有权力分享道路资源，但是现在道路资源大部分给了驾车的人。

当中国提出自己方案的时候，我们也可以想一想，世界上还有多少人没有电？世界上还有五分之一的人没有电。当一带一路走出去的时候，我们要看一下“一带一路”是否可以帮助那个国家发展经济，人民生活水平是否可以得到很大的提高。但是，他的环境你考虑了吗？能源结构你考虑了

吗？气候变化你考虑了吗？

大家都认为电是最好的能源形式，因为电可以转换成热，电也可以驱动其它的机械设备、互联网。有消息说中国的航母也用上了电力综合系统，电力综合系统将来还能发射卫星和导弹，不用油驱动了。

二氧化碳是我们人类要共同面对的巨大挑战

可再生能源只能提供发电和热，那么我们要跨越油时代，这对于解决可再生能源是比较困难的，所以我们一定要跨过油消费的时代。

既然我们的煤电厂、石油消费都是可负担的、可靠的，但是为什么不可持续呢？很多发电厂说做已经做到零排放，为什么还要把我关掉？为什么还要让我退出？原因是它解决不了二氧化碳排放的问题，零排放用电去除了其他污染物，但增加了二氧化碳排放。

二氧化碳是我们人类要共同面对的巨大挑战。十九大报告提出来，我们是一个命运共同体，中国是生态系统治理和气候变化治理的参与者。1992年在气候变化开始时，中国就是一个积极参与者，现在我们向一个贡献者过渡。到了2012年以后中国将开始贡献更大的力气，而且在巴黎条约上面，中国也承担了一个很重要的位置。

中国应该发挥气候变化的领导力。中国现在的二氧化碳排放占了25%，美国只有18%。我们加起来是等于美国+欧盟+日本，如果中国是老大肯定要发挥作用。联合国2030年的可持续发展目标也把应对气候变化作为它的目标之一，所以我们要综合、全面推动。

“一带一路”告诉我们，当其他的发展中国家在进行经济发展的时候，我们要提倡绿色“一带一路”。这很重要。因为其他别有用心的人不会攻击绿色“一带一路”经济的发展，但是最容易攻击的是你不是绿色的，你破坏了当地的水源、空气，你对社区的贡献小，又增加了二氧化碳排放。工业发展、城市要扩大肯定要增加二氧化碳排放，有没有解决方案？我们说有。谢谢！

凤凰国际智库 2017-11-06

中美近 1800 亿能源大单能否终结零和思维

盘点此次中美元首外交经贸成果，两国达成的总共 34 笔、价值 2535 亿美元大单中，能源项目三分天下有其二(1754 亿美元)，无疑是汪洋副总理提前透露“好戏在后头”中的重头戏。

这份超出普通人想象、也超出业界预期的大单，在令两国能源人兴奋的同时，似乎昭示着另一种更深远的可能性——零和思维的终结。

零和，很形象的命名——博弈双方收益、损失相加之和永远为零，没有任何增益和进步。这一博弈论中的重要概念，说白了就是“一根筋”思维：非此即彼，有你没我，甚至你死我活；不存在任何妥协，也就排除了共赢的可能。

中美关系中的零和，包含一系列从简单计算到复杂博弈的对抗性思维，能源领域尤为典型。其中一个经典算式就是，作为“建立在车轮上的国家”，美国“人均一吨油”的表观消费量，使得石油这一普通能源商品瞬间充满战略属性；以此反观正快速步入汽车社会的中国，后者如果也达到这一大数，恐怕吃尽当今世界原油年贸易量的全部也未必供得上。由此必然延伸出你多我少、你胜我败，甚至“终有一战”的零和结果。

零和思维不是空想，当期能源、外交政策和行动受其影响至深。对后来者日益逼近的脚步，美国的焦虑显而易见；中国“三桶油”走出去的过程中，也不难看出曾小心翼翼地避开某些敏感区、避免触碰美国核心利益的考量。无论鸽派鹰派、乐观还是悲观，都难以否认，几十年来，中美围绕能源利益，曾有过各种博弈、各种提防、各种算计，双方早已是心照不宣。

但是人算不如天算，时代不同了，绿色、低碳发展的潮流不可阻挡。尽管燃油车退出并不如媒体渲染的那样“进入倒计时”，但基于化石能源的内燃机被电动机越来越多、越来越广地替代是大势所趋，石油终将脱下其“战略”外衣，回归普通能源商品的属性，直至有朝一日作为动力源一钱不

值。这正是零和思维松动的前提，于是，另一种互惠互利的、双赢的思维得以产生：你有剩余的资源，我有现实的需求，与其墨守成规，死抱着终将过期的“战略储备”不放，不如早兑现早好，换来成千上万的工作机会和竞选承诺的市场繁荣，这不就是“美国优先”吗？换来稳定可靠的能源安全保障和优质持续的市场供给，这不就是人民向往美好生活的中国梦吗？

零和思维开始松动，中美能源大单开了个好头。而终结零和思维，需要两国有识之士想更多招、做更多事，一个更少对抗、更多和平发展的世界由此可期。

瞿剑 科技日报 2017-11-13

全球能源体系战略大旗，美国扛得起么？

11月8日到10日，美国总统特朗普完成了他的首次访华之行。他随行商团中，将近一半为能源企业高管。特朗普来华的两天时间内，中美能源企业签订了超千亿美元大单。合作领域主要覆盖天然气、电力、核电等领域。

美国历史上长期作为第一大能源进口国，对能源出口实施了严格的限制，此次为何会如此欢迎中国的对美油气行业上游开发和出口设施建设的投资？美国有何战略考量？

中国人民大学国际关系学院副教授李巍认为，特朗普就任美国总统以来就力求复兴传统化石能源与核能行业，加速实现“能源独立”并扩大能源出口、降低对新能源的支持力度、打破有碍美国能源和经济发展的气候规制约束。

其实，特朗普的能源政策也是近年来美国能源自给率不断提高的体现。受益于页岩革命，近年来，美国的油气生产能力不断提升。根据《BP世界能源年鉴》公布的数据，2016年美国的煤炭产量足以满足本国消费需求；天然气的自给率超过了96%；石油的自给率相对较低，为62%。但特朗普政府在不断放松对油气领域的监管，推动油气管网建设并出台了旨在扩大近海油气产能的新政策。

事实上，特朗普上任第四天就一连签署了《修建Keystone XL管道》、《修建达科他管道》、《修建美国管道》三份行政备忘录，为Keystone XL管道和达科他管道这两条在奥巴马任期内极具争议的输油管道建设开了绿灯，还要求尽快大规模修缮和扩建美国的油气管道网络。

美国油气行业发展前景被广泛看好，国际能源署曾预测称，2020年到2030年间，北美将实现能源自给，并可能成为“能源净出口国”。实际上，几年前美国为进口液化天然气（LNG）建设的终端已改造成LNG出口终端。

美国正加快成为全球能源体系中的重要战略棋手，加大能源出口力度也是特朗普政府“能源主导权”政策的体现。特朗普希望通过实施改政策，让能源成为美国经济霸权的又一支柱。他本人曾经表示：“我们要的不只是能源独立，我们要的是支配整个世界。”

特朗普这种用能源来加强国际影响力的主张在美国学界也得到了回应。在特朗普来华前一周，美国著名政治学家、哈佛大学教授约瑟夫·奈撰文称，页岩革命已将美国从能源进口国变成能源出口国，充足的能源储备增强了美国的地缘政治实力。

美国油气行业的变革和能源政策调整对中国意味着什么？中国人民大学国际能源战略研究中心执行主任刘旭认为，评价特朗普政府的能源政策，首先要认识到，特朗普政府要通过能源发展来提升美国的经济竞争力。其次，特朗普的能源政策是想通过能源产业的发展来推动本国竞争力，同时换取共和党的支持。

中国海洋石油总公司政策研究室政策处处长鲍春莉指出，总体来说，特朗普能源政策调整对我国的石油公司来说是机遇与挑战并存。今后在与美国进行能源合作时需综合考虑能源政策的稳定性以及国际油价走势等因素，但无论从什么角度出发，首先应该符合国家利益，要合理评估项目的经济性，再去谈判和合作。

美国想推动能源出口，那么市场在哪里？亚太地区有全球最高的LNG市场价格，美国自然不会错过。实际上，除我国外，特朗普政府已经向日本、韩国、印度等亚洲能源消费大国推销过LNG了。

中国是世界上最大石油进口国和最大的天然气消费国之一，中国的巨大的能源需求对美国能源企业无疑是良机，事实上，今年以来，我国从美国进口的 LNG 和原油量都增长迅速。

中化集团经济技术研究院中心研究员王海霞告诉记者，今年前 10 个月我国从美国进口的 LNG 量已是 2016 年全年进口量的 15 倍，他还预测，到今年年底，美国有望进入对华原油出口国的前十名。

中国国际问题研究院美国研究所助理研究员龚婷表示，纵观特朗普上台后的中美关系，中美在经贸领域呈现竞争与合作的复杂态势。但中美在油气贸易上实现了进一步的突破，甚至出现一个小高峰，可以说油气贸易上的突破已成为中美经贸关系中的最大亮点。

王海霞 中国能源网 2017-11-13

2017 第三届能源互联网产业发展高峰论坛落幕

11 月 9 日，为期两天的 2017 第三届能源互联网产业发展高峰论坛在上海隆重召开！此次能源互联网大会聚焦“能源互联网示范项目资源对接”，吸引了来自华润电力、华能清能院、华天国科、天合光能、超威电力、华中科技大学、阳光电源、远景能源、西门子能源管理业务集团、爱康集团、上海电力设计院等企业的 200 余位参会代表出席。

除了精彩的主题发言和圆桌讨论外，此次能源互联网大会新增两大亮点：资源对接大会与战略合作签约仪式。资源对接大会邀请了能源互联网示范项目、增量配网、分布式、微电网项目以及多能互补、储能等 30 余项目方，以及需求侧管理、售电平台、综合能源管理、储能以及大数据等 5 大类解决方案供应商；资源对接大会持续了近 4 个小时，通过洽谈桌的形式让与会代表深入交流，共话合作。

经过组委会前期的协调沟通，本次能源互联网大会上超威电力储能事业部总经理李敏、华润电力投资有限公司售电部总经理刘树松分别代表双方公司签订战略合作协议。此次成功对接后，双方将根据自身特点和发展需要，在购售电业务与服务、储能、电力设备、电力节能改造与服务等领域展开深度合作。

在为期两天的峰会中，20 余位演讲嘉宾带来了精彩的主题演讲：国家应对气候变化战略研究和国际合作中心原主任、研究员李俊峰认为目前能源互联网急需解决的 3 大问题即清洁化问题、低碳化问题、安全问题。他阐释了拥有互联网思维对大规模的发展能源互联网、创造客户价值、建立共享共赢的生态圈和产业链的重要性。

中国能源互联网发展战略研究课题组组长、南京大学教授、高级工程师钱志新指出能源互联网的商业模式是以用户为导向，价值为核心，智能为关键的，并大胆预言：新一轮世界首富将会诞生在能源互联网产业中！

苏州华天国科电力科技有限公司副总经理余涛分析了传统需求侧管理存在问题及实时需求侧管理特点，并以广东为例介绍了几种典型需求响应资源建模研究：温控负荷建模、电动汽车充电需求及其充放电建模、高载能负荷建模、分布式发电建模。

北京北变微电网技术有限公司副董事长、常务副总裁、首席专家祝振鹏先生指出，现阶段对微电网的运营而言独立运营商的模式比较适用于市场。利益相关方要充分挖掘政府、用户、公共电网及储能方等的价值，相互合作，实现互惠共赢。

中科院大连化学物理研究所首席研究员、博士生导师张华民认为抽水储能、压缩空气储能、锂离子电池、钠硫电池、铅酸/铅炭电池等目前主要的几种储能技术有各自的优缺点，不是说哪个技术代替谁，而是各种储能技术要找准自己的定位，不同的储能适合不同的领域和场景。

此外，华北电力大学教授、博士生导师、柔性电力研究所所长韩民晓；中国电力科学研究院新能源研究中心储能应用研究室刘欢；上海电力设计院有限公司能源（电网）规划中心规划室副主任刘波；湖北国网华中科技开发有限责任公司总经理秦国亮；泰豪迈能首席咨询师、德国华人新能源

协会理事严骆锴；甲骨文营销云华东区总监夏云龙；百度物联网行业专家袁闻骞等分别对储能、售电、大数据、云计算等与能源互联网的结合发表了独特的见解。

大会还组织了两场精彩的圆桌讨论环节。第一场圆桌讨论由上海市发展改革研究院能源交通研究所副所长、教授级高工刘惠萍主持，主题为：“互联网+智慧能源示范项目实践与思考”，阳光电源胡兵、天合光能杨锦成、远方动力乔会宾、华能清能院李启明参与讨论。能源互联网在推进进程中存在很多问题，项目在落地实施时如果按照国家政策要求来执行获利空间非常有限，只有整合产业链，盘活上下游来降低成本才能实现盈利。总的来说，推动能源互联网的发展，就是实现能源流、信息流、价值流三流的合一。

第二场圆桌讨论由中科院大连化学物理研究所首席研究员、博士生导师张华民主持，主题为：“能源互联网背景下储能技术及产业发展”创扬科技李泰安、上海电力设计院刘波、中国电力科学研究院刘欢参与讨论。嘉宾们围绕储能在能源互联网应用中存在的经济性、安全性、社会效益 3 大问题及相关突破口展开热烈讨论。经济性问题表现主要是补贴力度不够、储能收益有限，成本较高、商业模式单一；突破口在于找出细分市场中的差异性和特殊性，提现储能的经济价值。

本次大会中 5 大特色鲜明的项目方给人留下了深刻印象，其项目进展和资源需求如下：

北京延庆能源互联网综合示范区项目，整体投资预算 34 亿，现北变集团已经投入 1 亿，项目微电网模块已经有部分投运。供暖的项目目前正在进行中，明年将进行分布式能源板块的建设。项目的核准备案目前还在办理中。

面向特大城市电网能源互联网示范项目，着眼于打造“1+4”能源互联网综合示范项目，整合全市资源，建设面向全市的综合服务平台，实现互联网价值发现、电动汽车、灵活资源、综合能源服务的四种业态模式的创新。

崇明能源互联网综合示范区将匹配崇明世界级生态岛的发展定位，目前项目在技术团队、商业模式已经大数据平台方面都存在一定的需求。项目由于政策原因，风散式风电及农光结合面临一定的困难，整体需要合作方及政策面的支撑。

上海电力学院临港新校区智能微电网示范项目，项目位于浦东临港中心城区，结合大数据、云计算、物联网等信息技术，构建出融合新能源、电能替代、绿色建筑、智能微电网、管控平台等先进、实用的能源和信息技术系统的绿色智慧校区。

泰兴虹桥工业园区“互联网+”智慧能源示范项目，主体构架分为分布式燃气冷热电三联供，园区屋顶光伏和风电三部分；目前主体项目燃气部分 10 月份已完成核准，下月开始进行各设备的招标。

中国能源报 2017-11-14

发改委能源局：2020 年有效解决弃水弃风弃光

发改委、能源局日前印发解决弃水弃风弃光问题实施方案。各省市将提出年度解决弃水弃风弃光的工作目标，确保弃水弃风弃光电量和限电比例逐年下降，并计划到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

根据规划，2017 年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况将实现明显缓解。其中，云南、四川水能利用率力争达到 90%左右。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。甘肃、新疆弃光率降至 20%左右，陕西、青海弃光率力争控制在 10%以内。其他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。

发改委表示，未来将统筹煤电与可再生能源电力发展，把防范化解煤电产能过剩风险与促进可再生能源电力有序发展有机结合，确保 2020 年全国投产煤电装机控制在 11 亿千瓦以内。同时，坚持集中式与分布式并举，统筹可再生能源电力开发建设与市场消纳。国家能源局对各地区年度可再生能源电力限电情况进行评估，在确保限电比例下降的前提下合理确定年度新增建设规模。

为推进解决弃水弃风弃光问题,将进一步落实可再生能源优先发电制度,在编制年度优先发电、优先购电计划时,要预留规划内可再生能源发电保障性收购电量,并会同能源管理部门做好可再生能源发电保障性收购与电力市场化交易的衔接。并按年度确定各省级区域全社会用电量中可再生能源电力消费量最低比重指标。各类电力相关市场主体共同承担促进可再生能源利用的责任,完成本供电区域内可再生能源电力配额。

与此同时,推进可再生能源电力参与市场化交易。在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区,对最低保障收购年利用小时数之外的可再生能源电量,鼓励通过市场化交易促进消纳利用。

与之相适应,将建立可再生能源电力消纳激励机制,完善电力调峰辅助服务补偿机制,建立风光水火协调运行的激励机制。有序放开省级区域内发用电计划及用户和售电企业的省外购电权。研究做好可再生能源电力消纳与碳排放、节能减排、能源消费总量控制等各种考核政策的衔接。

经济参考报 2017-11-15

国家能源局通报前三季度各省弃光情况 三大高风险地区

近日,国家能源局发布《关于2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的通报》,并将我国前三季度光伏发电利用及弃光率统计表进行整理,详情如下:

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委(能源局),国家能源局各派出机构,国家电网公司、南方电网公司,内蒙古电力公司:

有效缓解弃水弃风弃光状况是2017年《政府工作报告》布置的一项重要任务,对推动可再生能源产业持续健康发展至关重要。今年以来,各省(自治区、直辖市)和电网企业认真贯彻落实《政府工作报告》要求,加大力度采取多种措施扩大可再生能源电力消纳,已取得了一定成效,但要实现全年有效缓解弃水弃风弃光状况仍面临很大压力。现将2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的进展情况予以通报,并对完成好全年工作提出相应要求。

一、解决弃水弃风弃光问题取得初步成效

今年前三季度,全国弃水弃风弃光局面有所好转,可再生能源电力整体消纳水平逐步提高。弃水电量同比减少35亿千瓦时,西南水电水能利用率同比提高约2个百分点;弃风电量同比减少103亿千瓦时,弃风率同比下降6.7个百分点;弃光电量同比增加14亿千瓦时,弃光率同比下降4个百分点。前三季度重点地区及主要河流(河段)水电开发利用情况以及各省(自治区、直辖市)风电、光伏发电开发利用情况见附件。

冬季是风电、光伏发电消纳利用难度最大的时期,局部地区面临弃风弃光反弹的压力。同时,受汛末来水多和极端天气等影响,四川、云南、广西水电仍存在较大消纳压力。各级能源管理部门和电网企业要高度重视减少弃水弃风弃光的重要性,全力以赴采取有效措施,2017年各地区均要努力实现可再生能源弃电量和弃电率的“双降”。

二、加大可再生能源本地消纳力度

新疆、甘肃、山西、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、河北等地区要结合北方地区清洁取暖工作,尽快扩大风电清洁取暖规模,按照电力改革精神,通过风电企业与电供暖企业及各类电取暖用户进行电力市场化交易,实现符合清洁低碳发展方向的风电取暖。有关省级能源管理部门要指导地方政府组织风电、电供暖企业,在电网企业及电力交易机构平台支持下建立风电供暖合作机制。新疆、甘肃、内蒙古等限电严重地区要督促自备电厂企业参与系统调峰运行和消纳可再生能源,通过合法合规的电力直接交易或置换发电,扩大企业自备电厂消纳可再生能源电量。四川、云南、广西要通过多种途径推进本地电能替代,提升本地消纳可再生能源能力。

三、扩大可再生能源电力外送和跨省跨区交易

各区域电网要加强省间互济和跨省备用共享,统一调用区域内的调峰资源,协同消纳可再生能源电力。电网企业要挖掘哈密-郑州、宁夏-浙江、酒泉-湖南等跨省跨区输电通道输送能力,并优先

输送可再生能源电力。有关能源监管机构要对跨省跨区电力外送通道中可再生能源占比情况按年度进行监测评价。国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司等要会同电力交易机构，扩大跨省跨区电力现货交易消纳可再生能源电力。具备消纳可再生能源电力的东中部地方政府和电网企业要把本地区减少燃煤量与消纳区外输入可再生能源电力相结合，主动与跨省跨区电力输送通道的送端地区政府及电网企业对接，将本地区腾出的电力市场空间优先用于扩大可再生能源消纳利用。

四、建立可再生能源电力消纳与新建项目的联动机制

各省(自治区、直辖市)能源管理部门要会同有关部门和电网企业，采取有效措施加大冬季可再生能源消纳工作力度，力争 2017 年风电、光伏发电弃电量和弃电率实现“双降”。预警结果为红色地区要大幅降低风电和光伏发电弃电率，争取尽早退出红色限制;预警结果为绿色地区要确保风电和光伏发电弃电率不升高;加快建立水电投资消纳预警机制。2017年弃风率、弃光率超过5%的省(自治区、直辖市)，如 2017 年比上年度弃风率、弃光率上升幅度较大，2018 年将视情况对该地区年度新增风电、光伏发电建设规模予以核减和采取停建缓建措施。

国家能源局 2017-11-15

热能、动力工程

不得不看，南海可燃冰试采成功背后的故事

犹如一支离弦之箭，破空疾进，作为可燃冰研究的后来者，却创造出试采产气时长和总量的世界纪录，突破世界级开采“禁区”，让全球瞩目。

2017 年 5 月 18 日，我国南海神狐海域蓝鲸 1 号钻井平台喷出一束红色火焰，标志着我国可燃冰试采成功。连续产气 60 天，累计产气量超过 30.9 万立方米，向世界亮出可燃冰开采的中国方案，翻开人类开采新能源的篇章，堪称业界奇迹。

创造这个奇迹的总包方就是中国石油集团海洋工程有限公司，可燃冰试采的成功不仅实现了其从 100 米浅海到 1300 米深海的跨越，也让中国石油一举跨入深水油气资源开发俱乐部。

奥秘何在？

统筹全球资源——建立“全兵种国际化战队”

天然气水合物俗称可燃冰，是天然气和水在高压低温的条件下形成的类冰状结晶物质，广泛分布于全球大洋领域，以及陆地冻土层和极下面。科学家们称之为“属于未来的能源”，是今后替代石油、煤炭等传统能源的首选。

根据预测，我国是可燃冰最主要的分布区，全国资源储量相当于 1000 亿吨油当量，其中有近 700 亿吨在南海。这一成果对保障我国能源安全，优化能源结构，甚至改变世界能源格局都具有里程碑意义。党中央国务院就此专门发了贺电。

但这也是一个全新领域，世界上包括美国、日本等技术发达国家也未能攻克，被称为“无人区”。而南海神狐海域作业水深 1300 米，13 个兆帕，属粉砂型储层，开采之难被业界称作“在豆腐上打铁，用金刚钻绣花”。

深不可测的大海，从未接触过的可燃冰，紧张的施工周期，远离陆地的位置。无可借鉴经验、无相关标准、无成功案例。成立于 2004 年 11 月的中国石油海洋工程有限公司虽然是中国石油专业化海洋工程公司，但以前只是在 100 米左右的海域进行作业。无疑，可燃冰试采的每一个环节对其都是一场大考。

如何挑战世界级“无人区”开发难题？

“认准一点发力，把目光投向全球。我们运用市场化手段，将全球最优秀的技术、设备、工具、人员等资源整合在一起‘借船出海’，提升跨界整合能力，通过先进的管理模式把我们的设计一步步

变成现实。”海洋工程公司总经理刘圣志说。

大开放的胸怀打开了一扇扇合作的大门，可燃冰试采项目中，有两个“20+”尤为引人注目，核心专业人才来自全球20多个国家；分包商有贝克休斯、斯伦贝谢、GE等20多家国际行业大腕。

五指成拳，劲道倍增。毫无疑问，蓝鲸1号钻井平台，更像是一支多兵种联合作战部队。项目文件几乎全是英文，工作人员之间的交流也是全英文。从最初的认识和标准上的“摩擦”到后来亲密的合作。不同国家、不同公司的专业技术人员聚集在一起，共同商讨各类技术问题，信息共享及整合技术资源，很快成为项目顺利实施的强力支撑。从2015年开始接触项目到2017年5月试采成功，中方员工的国际化水平、深水理论知识、现场实操技能等深水综合素质也得到大幅提升。

“perfect!”这是平台高层给中方团队最诚挚的评价。

刘圣志说，可燃冰试采项目是一个国际化、市场化程度很高的项目，把技术、设备、工具、人员等全球最优秀的资源整合在一起，如同迎接了一次大考，全面提升了海洋工程公司国际化管理能力，实现了这一领域的领跑而不是跟随，为未来商业化开采提供了借鉴。”

激活创新因子——让不可能变可能

一个企业的创新因子一旦被激活，便“一切皆有可能”。

“作为项目的总包方，这次试采项目可以说是一次艰难的爬坡，所有的方案设计、前期规划、进度管控、设备选型等各个环节，都需要我们提供解决方案，”海洋工程公司副总经理、前指总指挥彭飞说，“就拿现场施工来说，从钻井、固井、测井，每一次作业都面临着与常规油气开采完全不同的挑战。”

海洋工程公司前线指挥部副指挥王友华说，“我们必须要从常规油气作业中跳出来看问题，用全新的视野、全新的角度去思考问题，创造性地去解决问题！”

创新这把“总钥匙”破解了试采中一个又一个“拦路虎”。防砂技术是决定可燃冰开采关键中的关键。这次试采的可燃冰所处的神狐海域作业地层软，不成岩，即通常所称的泥巴层，属于不均匀地层砂，钻探难度极高，是地质科学界公认的世界性难题，也是世界首次对深海粉砂质可燃冰储层进行试采。

“防砂是件非常矛盾的事，既要做到防止泥砂堵住井筒，又不能防死，不然可燃冰里的天然气就采不出来，世界上就有国家因防砂技术不过关导致数次试采失败。”海洋工程公司总经理助理、项目副指挥马庆坤说。

为此，针对目标海域地层特点，海洋工程公司对国内外深水防砂技术进行了调研，并开展一系列防砂试验，在无数次的尝试中寻求到了“最优解”，与国内知名公司思达斯易（STARSE）共同研发出独有的粉砂质可燃冰储层试采防砂筛管全球最优秀的应用技术。

通过60天的连续试采，验证了防砂技术的科学性和防砂工艺的有效性，并达到预期效果。

依靠创新，把不可能变为可能这样的故事在可燃冰试采过程中并不鲜见。

海洋工程公司前指技术部副经理黄名召感慨，“可燃冰开采最大的难点就是不知道什么是难点！钻井试采中，随时充满着风险和不确定性。比如，由于可燃冰属天然气水合物，在开采中既不能形成二次水合物，又要在钻井过程中抑制其分解。”

他们通过打破传统的热力学方法，利用动力学知识，自主研发出一种新型钻井动力学处理剂。连续500多组的试验，168天的连续性能测验，证明达到了预期目标。

海洋工程公司党委书记张宝增说：“可燃冰试采中，有些技术可以说是‘颠覆性’的创新，让一些专家异口同声说不可能的技术变成了可能，实现了可燃冰开采的‘弯道超车’。中国石油由此实现了从浅海到深海、从常规油气到可燃冰的跨越，海上作业能力大幅提升在可燃冰试采中得到了充分体现。而且我们已积累了十几项深水特色技术，领跑可燃冰开采的‘无人区’，对未来探寻可燃冰‘甜点’极具价值！”

对标最严标准——从追赶变跨越

让项目成为顶起撑杆一跃的支点，追赶方能变步跨越。

从 100 米到 1300 米，直线距离虽然只有 1 公里多一点，但对海洋作业来说却是巨大的一步，每下潜一米，就有可能发生全新的未知情况。而有关水合物的开发，业界也曾有预言，一旦开发会造成海底坍塌、海洋升温等灾难性事故。

“首次面对深海的风险管理，大伙儿都感到从未有过的‘压力山大’！”海洋工程公司总经理助理、安全副总监、前指副指挥马宝金说。

安全水平不仅是管出来的，也是设计出来的。为保证项目的安全，施工前期，项目部专门做了四个全天的风险评价，覆盖每一个工序，涵盖技术、设备、管理、安全、人员等各个相关方面。项目部按照国际标准，与参建的国际行业巨头一起研究，不放过任何一个环节，一项项细密地梳理，辨识危害因素 295 项，评估出重大风险 10 项，制定改进措施 28 项。其中一些标准则是参照全球最严苛的北欧标准。

安全标准没有最高，只有更高！

有一件小事让很多人记忆尤为深刻，就一根电缆的问题研究了三天，因为电流不符合北欧标准，而事实上同样的电缆在井下可以使用，但在地面却不行。于是，项目部经过严密论证，组织专人按照最严苛的北欧标准，动用全球资源，很快更换了符合标准的电缆。

深海作业隐藏着许多未知的风险。6 月 12 日，平台遭遇高达 13 级的台风“苗柏”的正面袭击，飓风阵阵，海浪滔天，一向平稳的平台都开始摇晃，井口是否脱离，队伍撤不撤，当时情况异常紧急。至今提及，平台上的人还历历在目。

经过周密安排，海洋工程公司科学组织，启用最优应急预案，井口不但没有应急解脱，而且平台安全生产，成功应对了“苗柏”的考验。

通过可燃冰试采项目，中国石油已形成风险辨识评价、管理体系策划和作业过程管控在内的深水作业 HSE 管理体系，为未来全面进军深海提供了保障。

张宝增不无自豪地告诉记者：“这次可燃冰的试采成功，确立了中国自己的测试开发标准和规范，提升了未来我国在世界范围深海可燃冰开采领域的标准制定权和话语权。”

蓝色经济已经步入世界经济发展的快车道。中国石油集团董事长王宜林在厦门金砖国家会议上说，海洋是各方可以共享的资源，中国石油在可燃冰开采方面取得了巨大成就。我们有信心把这块资源用好，通过海洋油气的深入开发，使它造福于人类，实现互利共享。

善弈者谋势。中国石油书写“深水”战略，谋篇在胸，已然起笔！

吴莉 中国能源报 2017-11-01

储能迎政策“风口” 企业布局抢市场

近日，国家能源局、发改委等五部委联合发布了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》(以下简称《指导意见》)，明确计划在未来十年内完成“两步走”，到 2025 年，使储能产业形成规模化发展，形成较为完整的产业体系。

中关村储能产业技术联盟秘书长张静在接受《中国经营报》记者采访时表示，《指导意见》的出台恰逢其时。“目前，我国储能产业技术研发已经成熟，示范项目快速推进，是向商业化应用转化的关键时期。”

在政策支持逐步明朗的背景下，国内部分新能源公司早已在储能领域纷纷布局。如今，受益储能产业的兴起，多家涉足该领域的上市公司业绩频频预喜。

政策落地促发展

经历了近十年的示范应用，我国储能产业已经开启了商业探索，在市场机制、盈利性和规范化方面的问题也越发突出。在此背景下，《指导意见》的出台为我国储能产业从短期到中长期的发展确立了方向，明确了产业近十年的发展目标。

“未来十年内要分两个阶段推进相关工作：第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡；第

二阶段实现商业化初期向规模化发展转变。”中关村储能产业技术联盟解读为：也即是到 2020 年，实现储能由研发示范向商业化过渡；到 2025 年，实现规模化发展转变，变为支撑未来电力体系的支撑技术。

《指导意见》提出，在“十三五”期间，建成一批不同技术路线、不同应用场景的示范项目，研发一批重大关键技术与核心设备，初步建立储能技术标准体系，形成一批重点技术规范 and 标准。以技术规范和标准为基础，在多种示范应用中探索可推广的商业模式，培育具有盈利能力的市场主体，在 2020 年推动储能产业进入规模化发展初期。

中国能源研究会储能专业委员会主任陈海生曾表示，中国的储能装机到“十四五”末，应该在 50~60GW，到 2050 年应该在 200GW 以上，200GW 就相当于 2 万亿元的市场规模。

下一阶段产业的趋势，将朝着扩大应用规模、形成产业体系、掌握具有国际先进水平的关键技术和核心设备、完善标准体系并向国际市场渗透、多种商业模式涌现、国内外竞争力强的市场主体成为产业主流等方向发展。到“十四五”收官之时，储能产业要呈现规模化发展，切实成为推动能源变革的重要支撑。

从全球角度看，自 2008 年以来，储能进入了快速增长阶段，装机规模以每年 20% 左右的速度快速增长。我国自 2013 年以来，随着分布式光伏装机容量快速增长，以及 2015 年下半年以来电力体制改革加速进行，部分地区电价机制更加灵活，用户侧使用储能可以获得即时且明显的经济效益，用户侧储能装机容量快速增长。

“近年来中国储能市场已经呈现出用户侧储能应用持续走热、可再生能源储能规模化部署、储能参与电力辅助服务加速探索的发展趋势。”张静表示。

在用户侧方面，根据中关村储能产业技术联盟的不完全统计，2000~2016 年中国用户侧已投运储能系统累计装机规模为 128.8MW（不包含抽水蓄能和储热项目），占全部装机的比例为 53%；工业园区利用储能削峰填谷管理电费成为热点应用方式，但也面临着收益单一、投资回报期长的问题。

企业加速布局

此次发布的《指导意见》以储能应用场景和实际应用效果为核心，明确将“储能提升可再生能源利用水平”、“储能提升电力系统灵活性稳定性”、“储能提升用能智能化水平”、“储能多元化应用支撑能源互联网发展”列为未来中国储能示范应用的重点任务，布局一批具有引领作用的重大试点示范工程，大力提升储能在整个能源体系中的应用水平和效果。

事实上，目前国内不少企业已在储能领域发力布局。据 Wind 统计，储能设备领域的上市公司共 17 家。另有数据显示，国内涉足储能市场的上市公司共 26 家，其中南都电源、比亚迪、科陆电子、雄韬股份、猛狮科技等一众企业纷纷在储能领域加紧布局。

其中，南都电源从 2016 年起就拓展了“投资+运营”的储能系统商用化模式。目前南都电源已签署储能电站订单 2.1GWh，累计投运量为 120MWh，其储能项目已经初具规模。公司已设立首只 20 亿规模的储能电站基金，上半年储能电源业绩实现 1.33 亿元，其中储能电站的收入为 7938.46 万元。

10 月 30 日，南都电源发布 2017 年业绩预告，称预计公司 2017 年全年净利润为 4.94 亿元~5.93 亿元，上年同期为 3.29 亿元，同比增长 50%~80%。该公司相关人士表示，预计业绩增长主要原因是本期完成了华铂科技的并购重组，带来了收入及利润的增长；同时，储能产品本期销售收入比上年同期大幅增长，利润贡献有所增加。预计全年非经常性损益对净利润的影响金额约为 1.30 亿元。

与南都电源不同，在商业价值的挖掘上，科陆电子选择推进储能技术在电力调频领域的应用。上半年，该公司中标承建的山西同达电厂储能 AGC 调频项目顺利建成，日前已试运营并取得超预期的收益。该项目建设规模为 9MW/4.478MWh，是目前国内规模最大的储能电力调频项目。

据了解，科陆电子早在 2009 年就已进军新能源储能领域。该公司发布的 2017 年三季度报显示，报告期内公司实现营业收入 28.07 亿元，同比增长 37.66%；净利润为 2.71 亿元，同比增长 287.52%。在业绩预告中，科陆电子称，预计公司 2017 年全年净利润为 4.35 亿元~5.57 亿元，上年同期为 2.72 亿元，同比增长 60%~105%。

未来，随着机制设计的不断优化和试点示范工程的持续推进，储能与可再生能源场站作为联合体参与电网运行优化，电网集中或分布式接入储能系统，储能系统与发电机组联合或作为独立主体参与辅助服务市场竞争，储能参与容量市场，售电公司、工商业和居民在用户侧配置储能参与辅助服务和需求响应，无电地区配置储能解决供电问题，分散电池资源的储能化应用等储能应用模式必将进一步清晰，吸引越来越多的储能企业在上述领域部署储能项目。

董曙光 中国经营网 2017-11-06

“黑科技”石墨烯：从基础研究向产业化迈进

石墨烯充电宝、石墨烯打底裤、石墨烯机油……作为一种新型纳米材料，石墨烯正悄然走进人们的生活，而又因为它的“黑科技”属性，让很多人对它的了解仍停留在概念阶段。

从2012年工信部首次明确提出支持发展石墨烯新材料至今，石墨烯已从基础研究逐步向产业化发展迈进。

神奇石墨烯将改变人们生活

“登山、勘探、徒步等户外运动电池电量不够、缺乏有效应急电源时，在石墨烯移动电源中加入淡水、海水、冰雪，就能发电。”广西大学首席科学家何国强说，这就是石墨烯基高能铝空移动电源项目，目前这一技术已经成熟，市场前景广阔，基本满足产业化条件。

石墨烯是目前发现的最薄、导电导热性能最强、最坚硬的新型纳米材料，被称为“黑金”，是“新材料之王”。石墨烯在半导体、柔性电子、生物医学、储能、传感检测等诸多领域具有巨大产业应用价值。未来石墨烯对人们生活的改变将不可估量。

石墨烯在肿瘤甄别和治疗中的应用，可能造福全人类。“在前期进行肿瘤细胞的高效甄别和杀灭对攻克肿瘤难关极具重要意义，掺杂石墨烯量子点可以在这个阶段介入，提供重要的细胞级影像学参考。”中国科学院上海微系统与信息技术研究所项目经理杨思维说。

杨思维说，在肿瘤的治疗过程中，掺杂石墨烯量子点与自噬抑制技术相结合的新型治疗手段，将有望实现肿瘤的靶向可视化高效能治疗。

2015年，国务院印发《中国制造2025》，对石墨烯产业的中长期发展路线进行部署，之后有关部委出台《关于加快石墨烯产业创新发展的若干意见》，成为我国石墨烯产业发展的首个纲领性文件。

“石墨烯热”带来产业爆发式增长

目前，世界不少国家将石墨烯作为高科技发展的战略制高点，在高端研发方面竞争激烈。中国科学院院士、北京大学化学与分子工程学院教授刘忠范透露，截至今年2月，全球石墨烯专利中58%来自中国。

在过去数年内，全国各地成立的石墨烯产业园、创新中心、研究院以及产业联盟已超过40家。截至今年2月10日，全国工商注册的石墨烯相关制备、销售、应用、投资、检测、技术服务的企业数量达2059个。目前，我国拥有石墨烯相关上市公司近50家。

从国内产业现状来看，目前我国形成了以华东常州、无锡、南京等地为中心，珠三角、京津冀、川渝等地活跃发展的格局，石墨烯初步完成规模化石墨烯制备、石墨烯应用开发。石墨烯应用开发不断深化，将带来对传统技术与产品的升级换代效应，提升传统企业的附加价值和产业竞争力，产生巨大产业应用价值。

据中国石墨烯产业技术创新战略联盟产业研究中心编写的《2017全球石墨烯产业研究报告》预测，全球石墨烯应用市场2020年将成长至1000亿元的规模，中国在全球石墨烯市场上占据主导地位。

广西柳州拥有柳工、柳钢、广汽、上汽等一批国内外知名企业，具备与石墨烯产业结合的良好条件。目前柳州市鹿寨县已引进广西益新纳米新材料科技有限公司、江阴中创网络信息有限公司改性石墨烯EPS制品项目、江苏博繁EPP有限公司等合作伙伴。

“飞入寻常百姓家”尚需时日

尽管人们普遍对石墨烯进入生产生活充满期待，产业化之路仍漫长而崎岖。

“石墨烯正逐步拓展，但速度没有想象中那么快，因为一项新技术一般可能需要5至10年，甚至更长时间，才能真正深入到我们生产生活当中。”山东大学国家胶体材料工程技术研究中心教授侯士峰说。

业界认为，石墨烯手机概念从2013年开始提出，真正走向市场还需要时日。整体看，目前石墨烯产业还处于发展初级阶段，以中低端产品为主。

多位专家表示，石墨烯材料是石墨烯产业的基石，但今天的石墨烯材料尚不足以支撑起未来的石墨烯产业，需要持续不断地提升石墨烯材料的品质，同时也面临着标准不一、市场不规范等问题。

刘忠范说，石墨烯产品真正“飞入寻常百姓家”还需要时间，而且还不只是三五年能解决。“从整体上看，目前石墨烯还只是‘锦上添花’的‘添加剂’。”他还表示，并不赞成全国各地都上马石墨烯产业园，应该与地方工业和产业结合起来，做出特色才更有前景。

新华网 2017-11-14

英国售电市场是如何计量与结算的？

他山之石 可以攻玉

作为我国新一轮电力体制改革的重要内容，售电市场的逐步放开引起了广泛关注，并得到了迅速发展，与此同时众多售电公司也暴露出同质化竞争严重等问题。

随着未来改革进一步深化，建立现货电力市场、分时电价也将应运而生。如果对所有电力用户都换装分时计量的智能电表，成本巨大，会造成用户电费上涨。

英国经验表明：仅使用11万块智能电表，即可在现货批发市场和零售市场均放开竞争的情况下，满足全国3000万用户的计量结算需要。

表一 结算时间安排表

	工作日	NHH 用户目标	HH 用户目标
初结算	+16	n/a	99%
第一次对账(R1)	+39	30%	99%
第二次对账(R2)	+84	60%	99%
第三次对账(R3)	+154	80%	99%
最终对账(RF)	+292	97%	99%

表二 用户类型

用户类型1	无限制的居民用户
用户类型2	使用 Economy 7 电价套餐的居民用户
用户类型3	无限制的非居民用户
用户类型4	使用 Economy 7 电价套餐的非居民用户
用户类型5	限制最大负荷且高峰负荷因子少于20%的非居民用户
用户类型6	限制最大负荷且高峰负荷因子在20-30%之间的非居民用户
用户类型7	限制最大负荷且高峰负荷因子在30-40%之间的非居民用户
用户类型8	限制最大负荷且高峰负荷因子高于40%的非居民用户

一、智能电表覆盖率仅为0.4%

英国是世界上最早在发售电两侧推进电力市场改革的国家，目前英格兰和威尔士地区的所有电

力用户都已可以自由选择 and 更换售电商。英国目前一共有近 3000 万电力用户，我国山东、江苏等一些电力大省的电力用户数量也超过了 3000 万。

从垂直一体化的电力体制发展到售电市场全面放开，英国最开始仅放开大工业用户，4 年后放开一般工商业用户，直到第 8 年才放开所有居民用户。在售电市场开放前，所有用户的电量计量和电费结算均由改革前的 12 个区域性电力局负责。开放之后，英国在电量计量和电费结算方面遇到一些困难，集中体现在英国智能计量装置的渗透率较低。

据 2016 年统计数据，在英国近 3000 万电力用户中，仅约有 11 万户实现了半小时计量，不到全部用户数量的 0.4%。这些用户以用电量较大的工商业用户为主，虽然数量较少，但用电量占到 43%。在售电市场开放的初始阶段，进入市场的都是大工业用户，计量结算矛盾并不突出。

1998 年，英国电力零售市场全面开放，很多中小用户，尤其居民用户也可以自由选择 and 更换售电商，因此市场化用户中非半小时计量条件的用户越来越多，达到 2950 万户，其中有相当大比例还需要通过传统人工抄表方式获取用电量数据。

然而，出于成本等因素，英国人工抄表的频率往往是三个月一次，部分地区甚至要六个月，因此这些用户的电量数据在计量和结算过程中均缺乏时效性。如果用户在此期间更换了售电商，那么计量和结算数据可能会出现较大偏差。

我国从 2009 年开始大规模推广智能电表，近年来覆盖率稳步上升。公开数据显示，目前国家电网公司经营区内的智能电表覆盖率已达到 80%，全国范围覆盖率也已达 70% 以上。尽管如此，那些没有安装智能电表的用户，仍将面临上述问题。

二. 售电结算机制

2001 年 3 月，英国电力市场进入 NETA 模式后，在电量计量结算方面引入了平衡结算准则（简称 BSC），对平衡机制和不平衡用电量结算方法作出规定。该准则要求所有电力公司都必须签订购售电合同，而其他市场主体可选择是否按 BSC 准则签订合同。根据 BSC 准则签订的合同，由英国国家电网公司的全资子公司 ELEXON 负责管理（该职能在我国由电网公司营销部门负责）。

需要强调的是，尽管 ELEXON 与电网公司是隶属关系，但电网公司不得参与其日常运营、选派董事和重要决策等事务。ELEXON 作为独立非盈利机构，收入主要来自电力行业的团体会费，资金账户与电网公司分设。截至目前，英国 BSC 准则的签约方已有 353 家，其中包括输电公司 1 家，发电企业 96 家，零售商 129 家，非物理交易者 101 家，配电运营商 21 家和跨国输电线路运营商 5 家。

针对售电市场上大量非半小时计量用户的计量数据需经较长时间才能陆续汇集到 ELEXON 的情况，ELEXON 设计了五个阶段的结算对账机制，即在市场交易的 16 个工作日内完成初结算，且在后续一年半内进行四次对账。

在每个对账阶段中，ELEXON 会更新期间收到的部分用户的计量数据，从而计算出新的结算结果，并且启动相应的结算程序；如果该阶段的结算结果与上个阶段不一致，则需要对偏差部分进行调整。通过这种结算对账机制，ELEXON 基于用户数据的更新对结算反复进行调整，且逐步提高非半小时计量用户准确结算的目标值，最终可以实现较为准确的计量和结算。一般而言，因采用了上述拟合方法，后续结算阶段所产生的偏差，与所进行的调整，在电费账单中的比例都是较低的。

此外，从 ELEXON 最终对账规定的用户计量准确目标值看，也并不追求 100% 的目标值，即便对半小时计量的用户也是如此。ELEXON 设置的目标值是在数据准确性和统计成本之间的权衡结果，因为追求计量数据最终 1-3% 的准确性，需要付出巨大的成本和努力，然而对市场结算结果的调整却非常微小，降低了市场的整体效率。

三. 初结算步骤

在仅有 0.4% 的智能电表覆盖率的情况下，英国如何解决其他 2950 万户非半小时计量用户的电量计量和电费结算呢？简单而言，就是通过安装智能电表用户的负荷曲线，推导出拟合系数，从而计算其他用户的负荷曲线，并提交系统实现初结算。此法既节约了大量安装智能电表投资，也减少了电力用户成本。

具体而言，ELEXON 采用以下用户负荷曲线拟合方法，对非半小时计量用户的负荷曲线进行拟合，并且运用到初结算当中。

1、用户负荷特性分类

ELEXON 根据负荷特性将所有用户分为 8 种类型，涵盖居民用户和非居民用户。其中，居民用户包括无限制的居民用户，和使用 Economy 7 电价套餐（差别性电价套餐，使用基荷机组夜间提供的更便宜电力）的居民用户；非居民用户类型较为复杂，包括无限制的非居民用户、使用 Economy 7 电价套餐的非居民用户和限制了最大负荷的非居民用户，后者根据高峰负荷因子（在某一时间段内某用户的平均负荷与该用户最大负荷的百分比）水平又细分为 4 种类型，各类用户的负荷特性均存在较大区别。

2、选取用户样本，进行数据分析

在权衡考虑样本数据采集成本和样本数据准确度之后，ELEXON 会确定出每种用户类型的样本数量，并采用更细的颗粒度随机选取样本。选定样本用户后，售电商需要招募这些用户同意成为数据样本，安装半小时计量装置，进行数据采集；如果用户招募不成功或原有用户退出样本，则需要在该地区同类型用户中选取补充样本。

在成功采集到半小时计量用户样本用电需求数据后，通过数据校核、分组、制定权重、加权平均等步骤，整理形成衡量用户一年中每半小时用电情况的数据，再结合气温、日落时间、工作日等变量，采用计量回归模型，估算每个结算周期所采用的拟合系数。

在上述数据整理中，ELEXON 将用户需求数据分成春季、夏季、夏季高峰、秋季和冬季 5 个季节场景，以及工作日、周六和周日 3 个日场景，一共有 15 种组合。此外，考虑到包括公众法定假日在内的某些特定日期，负荷特性会与其他时间不同，需要对这些特殊日期的拟合系数另外进行估算。

在估算得到拟合系数后，ELEXON 会比较和评估上述回归分析的拟合效果。评估之后会将上述分析和验证结果提交给售电商电量分配机构，后者将决定这些拟合系数是否被采用，如被采用，将进入被称为“市场域数据”的中央资源库，用于下一个 BSC 年度结算数据的计算。

3、采用拟合系数进行初结算

根据拟合系数，ELEXON 采用拟合系数评估方法，引入气温、日落时间等变量，计算得到每半个小时的区域预测户均用电量，并基于此计算每半个小时的负荷曲线系数。然后，结算系统就可将每个用户的年度用电量计算分配至一天中每半个小时的用电量，并以此数据进行初结算。

四、对中国的启示与建议

随着电力市场建设加速推进，尤其现货市场建立以后，电价灵活性特点会表现得越来越充分。大量安装智能电表固然能够满足未来分时计量的需求，但过度追求覆盖率将非常不经济。国内主要省份的电力用户都在 1000 万户以上，保守估计全国用户总量在 4 亿户以上，按照单块智能电表 200 元计算，实现全覆盖的成本将超过 800 亿元，远超 2016 年电力市场化交易释放的改革红利。

因此，建议我国在推广智能电表的同时，借鉴英国电力市场电费结算经验。在售电市场起步阶段，采用简化方法模拟未安装智能电表用户的负荷曲线，从而实现电力市场交易的准确电量计量和结算。

此外，还需要考虑以下因素：现有智能电表的更换寿命一般是 8 年，从 2009 年开始计算，部分电表已经进入更替期，同时，随着相关技术标准的不断提高，部分电表可能已不能满足相关性能标准的要求。

随着能源互联网技术的发展，以及分布式发电和需求侧资源的不断开发，电力系统对于智能电表作为基础设施的依赖会越来越强，智能电表未来的发展潜力巨大。但在电力现货市场运行初期，智能电表及其数据利用模式都尚处于探索过程中，过度追求智能电表覆盖率指标，可能并不是最优选择。

张粒子 张洪 中国能源报 2017-11-14

生物质能、环保工程

沼气能源化产业格局渐成

沼气，就是利用畜禽养殖粪污废弃物、农作物秸秆等有机废弃物在厌氧条件下产生的可燃性气体。就属性来看，沼气是生物质能源，清洁可再生，所以近年来全球对于沼气利用也更加深入。直接输送沼气或者利用沼气发电都是较为常见的方式，也具有重大的变废为宝价值。

就利用率上来看，沼气发酵显然是在能源利用过程中非常需要注意的一个环节。发酵的温度、酸碱度、氧气含量以及原料碳化比和发酵接种物都会影响到沼气生成的质和量。为了进一步提高发酵效率，目前不少沼气站都会配套信息化监测设备，以智能、物联为方向，对相关参数进行监控。

沼气发电产业利用

在全球范围来看，不少国家都在提升沼气能源化比重。以乌克兰为例，目前该国已经建成 10 个较大的沼气发电厂，还有小规模沼气厂以及养殖场配套处置中心。据统计，乌克兰仅农业沼气厂就有差不多 5000 个。预估，乌克兰沼气生产能满足 1 成以上的能源消费。

墨西哥沼气发电产业发展也在冒头，据月余前的新加坡《联合早报》报道，墨西哥将盛产的仙人掌也跟沼气利用联系在了一起。墨西哥研发的新款沼气发电装备以仙人掌外皮发电，剩余的残渣用来堆肥，预计一套设备的最高产能是 175 千瓦。

德国联邦统计局 8 月初发布报告称，2016 年，德国污水处理厂通过沼气发电逾 14 亿度。换算一下就是，沼气发电量足以供给 1 座大型城市 1 年的用电需求。不过污水处理厂的沼气发电 90% 以上都是自用，但这也足以证明德国沼气能源利用率颇为可观。

实际上，我国对于沼气能源利用的重视程度也在逐渐加大。政策扶持力度有目共睹，就在今年 8 月，国家能源局综合司还印发了《沼气发电项目可行性研究报告编制导则》。由于环境保护和能源利用结构调整的需要，沼气作为清洁能源的一种也受到大力推广。

加快形成“产业沼气”发展格局

我国鼓励技术创新，鼓励商业模式创新，鼓励沼气能源高效利用，形成生态良性循环。由于燃值高，清洁无污染，所以沼气用来发电的选择也具有良好的经济和环境效益。我国制备沼气的原料丰富，沼气发电装机规模不断扩大，“十三五”期间，中央还会进一步加大农村沼气投资力度，加快形成“产业沼气”发展格局。

另一方面，无论是城市还是乡镇，垃圾分类快速推行，垃圾资源化处理率越来越高，餐厨垃圾变身沼气被视为优选之一。而农作物废弃物秸秆也在走资源化消纳道路，畜禽养殖废弃物更是寻求解决良方，沼气化无疑是一条捷径，这自然也为沼气开发和利用注入了催化剂。

自然而然，沼气发电设备产业也跟着进入了资本视野。沼气发电机组、沼气发电厂建设、沼气发电配套设施等相关环保设备都成为热门，并且未来的发展趋势是专业化、成套化和大型化。此外，沼气能源利用不止发电，所以有关的厌氧发酵设备、过滤处理设备、预处理系统等产品的销量也持续走俏。

中国环保在线 2017-11-06

哈尔滨加快推动秸秆综合利用

面对秸秆焚烧造成的空气污染，加快为秸秆找“出口”，正在成为哈尔滨全市上下的共识。哈尔滨在秸秆利用上下功夫，通过秸秆肥料化、饲料化、燃料化、原料化、基料化“五化”利用变废为宝，并通过一系列扶植政策和措施，鼓励激发企业和农民合作社参与其中。

政策跟进鼓励秸秆综合利用

在哈尔滨市巴彦县红光乡新富村鑫富现代农机专业合作社秋整地现场，记者看到，灭茬机将地里的秸秆茬打碎后，种耙机将秸秆碎屑和泥土进行搅拌，翻转犁紧随其后对土地进行了30厘米以上的深翻……该合作社相关负责人高英烜介绍，合作社有美国产玉米籽粒收割机1台，重耙、翻转犁、播种机等进口先进设备9台套。“正是这些大型机械，帮我们实现了秸秆还田。”他说。

一些养殖企业也将秸秆视为很好的养殖饲料。在宾县永和乡永和村农民周贵海的农田里，一台大型机器正在田间作业。这台机器将平铺在地里的玉米秸秆“吃下咬碎”，接着再将秸秆碎渣打包后“吐”出，机器走过的地方，留下一个个方方正正的“秸秆包”。周贵海告诉记者：“我家30多亩地的秸秆全部由宾西牛业收走，他们用自己的大型农机下地来收集打包秸秆，还帮翻地，每亩地我能节约30~40元，非常划算。”该村70%以上的秸秆全部由宾西牛业收走，成为养牛饲料，企业还与周边多个村屯的农户签约，将他们地里的玉米秸秆全部收走。

哈市农委工作人员鞠笑非告诉记者，今年哈市不断强化政策扶持，对在秸秆禁烧工作中措施得力、效果明显的区县(市)，将在秸秆综合利用政策上给予重点支持。秸秆还田作业方面，主要对玉米秸秆还田作业和还田机械购置给予补贴；秸秆收储体系建设方面，主要对接草机、打捆机、抓草机等秸秆收集机具购置给予补贴；打造秸秆加工利用产业方面，主要对秸秆饲料化利用、资源化利用和规模以上秸秆造肥、板材、造纸、乙醇等项目给予补贴。

自主研发瞄准秸秆吃干榨净

实际上，哈市一些科技企业也正通过自主研发生产，将秸秆进行深加工，并延长其产业链，将其吃干榨净。黑龙江秸乐农业科技发展有限公司就是其中之一。

据了解，该企业是以农作物秸秆资源为主要原料进行绿色(有机)农业生产所需的农资技术产品研发、制造和销售于一体的现代化生态循环农业企业。从秸秆纤维地膜、到秸秆育秧基质板、再到秸秆育苗营养钵以及秸秆育苗纸袋等产品，企业都是以秸秆为原料进行生产。该企业负责人王宏说，整个过程将秸秆吃干榨净，将其制成不同产品，全部应用到农业有机种植领域，实现农业循环可持续发展。

以秸秆纤维地膜为例，王宏告诉记者，仅从价格看，秸秆纤维基地膜比传统塑料地膜贵一点，但塑料地膜不能降解，需要后期收膜，人工成本高。从发展有机农业保证食品安全角度看，新地膜可完全降解，精细还田培肥地力，并能节省起膜成本。“这种地膜不仅可以有效抑制杂草的生长，而且60天左右就能完全降解，不产生任何有害物质，直接培肥地力，大大降低有机水稻生产的费用。”

绿色有机、经济适用……产品诸多优点除了吸引省内用户外，更吸引了海南、新疆、陕西、江苏等客户，这使得产品供不应求。王宏告诉记者：“购买群体主要以农民合作社为主，我们还与本地客户达成战略合作，在第二年收购他们的秸秆。”

该企业率先示范，用自己秸秆产品来进行有机种植。王宏告诉记者：“我们共种植有机水稻2万亩，大米市场销售价格在15.8元/斤，因为是纯有机种植，一上市便受到热捧。”对于未来的发展，王宏表示，因为企业生产模式可以复制，他们将用核心技术发展合作伙伴，让更多农民受益，将秸秆吃干榨净。

“五化”发力为秸秆找出路

采访中记者了解到，从哈市各途径秸秆消化量实际情况看，秸秆肥料化、饲料化和资源化利用仍将是秸秆治理利用的主要途径，工业原料化利用潜力较大。为帮助秸秆找到“出口”，哈市不断加强顶层设计。

据了解，今年哈市各区县(市)将因地制宜继续推广秸秆肥料化、饲料化、燃料化、原料化、基料化“五化”利用技术，促进秸秆综合利用向规模化、产业化、集约化方向发展，进一步提高秸秆综合利用率，从源头上控制秸秆焚烧现象的发生。

据介绍，哈市将大力推动以秸秆还田为主的肥料化利用，加大还田技术普及，增加专用机械配置，逐步扩大秸秆直接还田面积，促进耕地质量提升；以哈市大力发展畜牧业为机遇，扩大粮改饲面积，发展青贮饲料生产，为“两牛”及肉羊养殖提供优质饲料，积极推广秸秆黄贮、微贮等技术模

式，扩大饲料化利用比例。哈市还将扩大秸秆食用菌基料化应用，培育壮大秸秆基料化龙头企业、农民专业合作社和种植大户，拓展水稻育苗基质、草腐菌类食用基质、花木基质、草坪基质等新兴利用途径，带动秸秆基料化产业发展。哈市还将积极引导社会资本投资秸秆综合利用领域，推动秸秆实现纸张、可降解秸秆纸膜、有机肥、生物燃油、保温砖、建筑板材等多元利用，实现秸秆利用产业化发展。

鞠笑非告诉记者，目前哈市秸秆出田设备正在不断增加。此外在省推进秸秆压块燃料化利用 12 个试点项目建设的基础上，加大市级投入，以城六区周边为重点，新增 6 个秸秆燃料化利用试点项目，通过建设 18 个秸秆压块燃料加工站，可替代燃煤 5 万多吨，带动农户更换生物质锅炉 6300 台。

李天池 黑龙江日报 2017-11-06

别再烧了！通过生物质综合循环利用，一亩秸秆能卖 160 元

今年的深秋，在内蒙古自治区兴安盟广袤的农田上再也见不到秸秆焚烧腾起的浓烟，一车车玉米秸秆被源源不断送到爱放牧生物质新材料有限公司的原料加工仓库。送秸秆的农民包田喜说：“家里的牲畜吃不了这么多秸秆，从前，这些秸秆只能是留在田里烧掉，很让人头疼，根本没想到，一亩地的秸秆在这里还能卖 160 块钱！”

10 月中旬，内蒙古自治区首个万吨级秸秆生物质综合循环利用项目落地兴安盟，半个月以来，项目的承载方——爱放牧生物质新材料有限公司为首批 5950 吨炭基肥订单开足马力进行生产。“新技术、新理念、新产品，这个项目中包含了很多的新，也将会开创出一条科技、产业助力精准扶贫的新路子。”兴安盟生产力促进中心主任金红滨告诉记者。

兴安盟地处我国东北，是内蒙古自治区的产粮大市。基于当地丰富的秸秆资源，兴安盟科技局在 2016 年引入中国碳化技术龙头企业“三聚环保”，在当地成立爱放牧生物质新材料有限公司。项目总投资 1.7 亿元，分两期建设，一期投产后年可处理 3 万吨秸秆，年生产 5 万吨炭基肥，二期计划 2018 年开工。项目全部建成后，年生产炭基缓释复合肥 9 万吨，能彻底实现全盟范围内秸秆综合循环利用，年可实现销售收入超 2 亿元，利税超过 5000 万元，新增就业岗位 160 多个。

据项目技术人员介绍，传统的化肥不可避免地存在释放速度不均匀、随水土流失、肥效不高的缺陷，而炭基肥基于炭的吸附功能达到缓释肥效的目的，弥补了这些缺陷。从撒肥到埋肥，看似简单的转变却凝聚着艰辛的技术攻关和先进的科学技术。看着一粒粒黑色炭粒从生产线上喷出，企业的技术总工齐洋仑介绍起了生产流程：“原料是压制后的秸秆，而将秸秆颗粒变为吸附性极强的微小炭粒，必须经过中低温冷烧，而且每一个颗粒直径要控制在 1 至 4 毫米，我研究了三年，去年才中试成功！”随后，他指着车间的一组外形奇特的机器说：“公司的生产就靠这组机器了，目前全球仅此一台，因为这是我自己研制、自己组装的。根据不同的土壤，它可以产出肥效不同的炭基肥！”

测土产肥、测土施肥是这个新项目的另一个“新”，首先，企业的订单全部来自当地农民，而在接受每一个订单之前，技术人员都会到实地对土壤进行检测，根据不同的检测结果制定相应的成品肥生产计划，真正为农民使用化肥实现了“量身定制”。“高端定制”会不会抬高当地的肥价？齐洋仑给出了答案：“当地有丰富的秸秆资源，企业有自主研发的生产技术，我们的生产成本并不高，价格与传统化肥的价格相差无几。”

“科技做媒，我们和兴安盟的秸秆资源走到了一起，在企业发展的同时，产业和产品也会反哺农民，最大的反哺就是产量。”公司董事长于哲伟告诉记者。据测算，已经在兴安盟投入使用的炭基肥，氮肥投入减少 15% 以上，利用率提高 25% 以上，还可增产 15%，减少农田温室气体排放 20% 以上。生物质炭基复合肥应用于蔬菜，还可以大幅度减少蔬菜的硝酸盐含量，提高 VC 含量和氨基酸含量。相关技术人员表示：这种肥料有望从根本上改变我国化肥中有机无机复合肥不到 15% 的生产状况。

澎湃新闻 2017-11-07

成功提取新型生物质燃料丁醇

在昨天的两岸企业家紫金山峰会能源石化装备产业合作推进小组专题论坛上，企业家们齐聚一堂，表示将在新形势下抢抓政策机遇，通过优势互补、合作共赢，实现“绿水青山”也是“金山银山”。

把两岸业界自主研发的先进技术进行“碰撞”，产生出一条蕴涵巨大商机的、全新的产业链——中科院近代物理研究所生物物理研究室主任李文建，和台湾鼎唐能源科技公司董事长童迁祥，介绍了他们携手合作，发展甜高粱产业，提取生物质燃料丁醇的经过。

“丁醇是优于乙醇的新型生物燃料，可以部分替代汽油作为发动机燃料。而利用甜高粱进行提取，不仅成本低廉，而且还有诸多好处。”李文建说，甜高粱榨取出的汁液，可以提炼出丁醇和燃料乙醇，并且开发出酵母等保健品，废渣还可以做饲料。甜高粱的生命力也很强，在盐碱地、旱地都能够大规模种植，通过若干代的种植后，还可以改善贫瘠的土壤，帮助农民脱贫。

童迁祥说，他们手中掌握着一项丁醇的菌种培育改造技术，能够大幅提高原料使用率。中科院手中也有一项“独门秘笈”，即重离子辐照诱变技术。“我们改造后的菌种再经过中科院的辐照选育，可以进一步提高其耐受度，双方共同选育出优良高产的菌种，可以进一步降低成本，提高效率。”

“大面积的耕种可以用机械化代替人工，进一步降低成本。我们用盐碱地种甜高粱，可以改良土质，使其变成可耕地，可以种其他的作物，促进农民增收。”童迁祥说，去年年底，双方已经联手在江苏如东、连云港等地调研，考察滩涂盐碱地，希望尽快将这一项目“落地”。

两岸更多的环保企业希望在节能环保产业、清洁生产产业、清洁能源产业领域合作共赢。南京本土企业中电环保股份有限公司执行总裁张伟说：“光是南京及周边地区就有千亿规模的环保市场。南京科研院所云集，人才资源十分丰富。在新形势下，两岸的环保企业应该充分发挥政策和市场的资源，寻求在技术、管理以及文化等方面的合作。今年上半年，台湾新北市的环保代表团到我们公司来进行了交流，希望能尽快落地出成果。”

李子俊 南京日报 2017-11-07

车用“地沟油”每升 5.85 元

近日，国家发展改革委宣布，从 11 月 1 日起，在全国范围内停止销售硫含量大于 10ppm 的普通柴油，而就在这个时候，一种新型的生物柴油正式在上海向社会投放。上海两座中石化加油站近日正式开始供应由“地沟油”制成的 B5 生物柴油，11 月 3 日的油价是每升 5.85 元，比普通的柴油便宜了 3 毛钱，这也是全国首次“地沟油”制柴油进入成品油终端销售市场。

生物柴油属于清洁可再生燃料，可直接替代或与石化柴油调合使用，降低污染物排放。上海此次正式发售的 B5 生物柴油是由 5%左右的生物柴油和 95%左右的石化柴油混合而成，而这其中 5%的生物柴油就是来自于餐厨废弃油脂，也就是人们常说的“地沟油”。

记者昨日在供应 B5 生物柴油的上海中石化浦东机场纬三加油站看到，由于该加油站位于浦东机场交通枢纽附近，来此站加柴油的大货车基本上是一辆接一辆，业务较为繁忙，加油站配置的柴油加油枪也相对较多，超过 10 个，其中，供应生物柴油的加油枪有 2 个。加油站的工作人员告诉记者，之前生物柴油主要是给环卫车等定点供应，现在则是社会车辆也可以按需自由选择。

记者随机采访了几位卡车司机发现，他们对生物柴油的了解还是颇少，一位王姓司机告诉记者，他没有听说过生物柴油，但如果大家都用的话他也会愿意试试。另一位姓冯的司机则表示，他听说过生物柴油，因为自己没有使用过，只是听说同样的一升生物柴油没有一升普通柴油耐用，而且也担心对车子的发动机有影响，所以会观望一下。

同济大学汽车学院教授楼狄明介绍，这些车辆使用了 B5 类型的“地沟油”制生物柴油混合燃料后，发动机运行正常；氮氧化物排放与石化柴油相当；重金属以及细颗粒物等污染气体排放降低了

10%以上，氮氧化物净化效率达 80%以上。

周裕妩 广州日报 2017-11-07

中国燃料乙醇有望迎来广阔产量增长空间

中国科学院天津工业生物技术研究所和中国科学院成都文献情报中心近日在天津联合发布的《中国工业生物技术白皮书暨中国生物工业投资分析报告 2017》指出，我国燃料乙醇特别是玉米燃料乙醇有望迎来广阔产量增长空间。

我国是世界上第三大生物燃料乙醇生产国和应用国，2016 年燃料乙醇产量约为 260 万吨。

报告指出，过去几年，我国燃料乙醇行业规模受制于粮食生产和玉米库存，生产力度逐渐减弱。

报告认为，当前，中国玉米面临超过 2 亿吨的库存，作为去库存有效途径之一的乙醇行业将再次迎来增长期。

报告预计，生物燃料乙醇未来有望迎来更多利好政策，推动行业进一步发展，加速玉米去库存，带动整体行业景气度回升。

周润健 新华网 2017-11-13

英国学生偶然发现咖啡残渣变燃料

据英国《每日电讯》报道，英国伦敦大学建筑系学生亚瑟·凯在求学期间，偶然发现利用废弃咖啡渣制作可再生燃料和生物柴油的方法。此后，他创立了一家名为“生物豆”的公司，专门从咖啡店、咖啡豆零售商、机场和咖啡工厂处收集制作咖啡饮料的泔水和咖啡渣，并将其转化为生物燃料。

作为一名年轻企业家，亚瑟·凯对自己的咖啡渣转化技术充满信心。他指出，用过的咖啡渣现在已经能变成一种廉价的可再生燃料，制出的固体燃料“咖啡煤球”甚至能放在烧木柴的锅炉上直接使用，但价格仅是木炭价格的一半。

制作过程中，“生物豆”公司使用的技术是一种全新的混合技术。据亚瑟·凯介绍，被收集起来的咖啡渣首先需要被烘干，之后才能使用专利技术处理。炼油过程本质上是一个生化过程，学名为“正己烷萃取”，即利用正己烷作为溶剂，从咖啡渣中提取出油。按重量计算，萃取后可获得 15%至 20%的液态燃料以及 80%至 85%的固态生物质颗粒燃料。后者被制成“咖啡煤球”，燃烧的热量比木材多，比煤炭少。正己烷溶剂的 99.9%还能被回收，这意味着它可以被反复使用，让炼油过程更加绿色环保。

虽然咖啡渣已经历过一次使用，但高温炼油后依然能散发阵阵香气。这让不少用户感到烦恼，因为他们不希望自己的家闻起来像星巴克一样。为此，“生物豆”公司对燃料进行了脱油处理，除去咖啡煤球的味道。

如今，“生物豆”已经和一些大企业客户达成协议，推出了第一款消费成品。亚瑟·凯却认为，咖啡渣燃料的销售需要有独特的销售理念，如果从来没有人会对燃料产生情感依恋，那么“生物豆”公司就要创造出这种特殊感觉，让越来越多的消费者喜欢上这款新燃料。

产品目前的主要卖点是成本低廉，此外还有不少有趣的活动与之联动，比如使用咖啡煤球烘焙蔬菜或进行烧烤等。去年夏天，“生物豆”公司已开始着手预售和推销工作，但由于是创业起步期，亚瑟·凯认为无须太过在意销售额。

该公司已与一些大型咖啡公司和废物管理公司签订合同，回收利用咖啡渣做燃料，之后再以相当可观的低价出售。过去这些公司为了填埋垃圾支付了每吨 64 英镑的费用，每吨的运输费用为 154 英镑。“生物豆”公司的出现为这些大客户节省了很多钱，也因此受到“可再生能源协会”的表彰。

英国电器局政策与对外事务部门负责人杰姆斯·考特表示，对英国可再生能源市场来说，不断

创新,持续为当前社会面临的各种问题提供解决方案才是最重要的。比如重新思考废物处理的方式,在低碳领域非常具有挑战性,英国政府对此极其重视。

亚瑟·凯称,自己的公司已经花费上百万美元来开发这项技术,建造工厂、处理化学药品、废料和能源产品都很昂贵。项目创业的最初成本来自于几项科技挑战赛的奖金、天使投资以及贷款。未来,他希望自己的技术和商业模式能应用到任何一个喝咖啡的国家,让更多人认识到咖啡煤球的低碳优势。

北京青年报 2017-11-09

太阳能

单晶产能瓶颈渐去,有望重占半壁江山

近日,全球最大的单晶企业隆基股份公布其11月份最新单晶硅片报价,一次性降幅达到0.4元/片,180 μ m厚度单晶硅片由6元/片降到5.6元/片。如此大的降幅,相比多晶砂线硅片最新价格5.05元/片,再次拉近了单多晶硅片的价差。

针对大幅调低价格的举动,业内相关人士表示:“近两年,国内光伏电站投资企业纷纷选择更为高效的单晶产品,直接招标为单晶方案的项目越来越多,单晶份额持续攀升,但产能提升速度稍显滞后。随着2017年下半年单晶厂商扩产项目的陆续释放,目前单晶供给已不存在问题,价格下调在情理之中。”

2016年的单多晶较量

其实单多晶的价格较量,2016年就早已发生。单晶路线较早应用的金刚线技术,以及单晶拉制技术的全面突破升级,竞争力迅速提升。

根据行业公开数据,2016年上半年单多晶硅片价差最小时只有0.3元/片,单多晶组件价差0.1元/W左右。这一价差的变化,不仅让终端看到了单晶路线的技术能力,更是掀起了单晶替代的浪潮。

需求VS产能

近几年,国内单晶份额持续快速攀升。

2014年单晶占比5%,2015年15%,2016年27%,2017年上半年36%,全年超过40%基本已成定局。

在需求快速提升的刺激下,主流厂商也都加大了单晶硅片的布局力度。以单晶龙头厂商为例,隆基2017年同时在建的项目包括:银川5GW、中宁1GW、云南10GW。中环2017年四期项目,也达到了15GW左右的规模。

这些新增项目,基本都在2017年下半年开始陆续释放产能,产能释放节奏是落后于需求增加速度的。因此我们也看到前后两种不同的价格竞争局面。

上半年多晶硅片价格一路下行,单晶硅片在供不应求的条件下却保持相对坚挺,与多晶硅片的价差一度拉大。而目前单晶硅片则主动较大幅度降价,以为未来新增产能去扩大市场需求。

单晶替代趋势已明朗,龙头厂商已做出选择

面对单晶的强势崛起,多晶路线倍感压力,也加速了自身的技术提升速度。

尤其是金刚线的导入,已成为其最迫切的需求。金刚线对砂线的替代,将较大幅度降低目前多晶硅片成本,被视为能与单晶继续竞争的关键因素。目前整个多晶路线,也在加速导入进程。

金刚线的导入,到底会否让多晶重新占据优势?众说纷纭,未来局面似乎一时间难以看清。

但其实主流企业早已用行动做出了选择。

2015年,协鑫,宁夏10GW单晶项目(已投产1GW)。

2016年,晶科,新疆3GW单晶项目(2017-2018年陆续投产)。

2016 年，阿特斯，内蒙古 2GW 单晶项目。

2016 年，天合，云南 5GW 单晶项目（与隆基合资）

2017 年，晶澳，内蒙古 3GW 单晶项目。

2017 年，协鑫，参股中环股份在建的四期单晶硅棒项目。

显然，主流厂商不管嘴上怎么说，但纷纷向上游单晶硅片延伸的战略调整，都是实实在在对未来趋势的确认。

单晶竞争力提升

这种趋势背后，则是单晶产品的绝对竞争力。即使多晶应用金刚线后，也无法反转局面。具体体现在以下两个方面：

1) 硅片环节——每片成本差距很小

单晶这两年的降本，并不全是靠金刚线，拉晶技术的显著升级则是另一半重要因素，不管是投料量、成晶率、提拉速还是耗电量均大幅改善提升。

目前每公斤的拉晶非硅成本已不到 50 元。与铸锭非硅成本相比，每片差距 0.3-0.4 元左右。未来，铸锭成本已较低，下降空间有限；而拉晶保守还有 30%的成本优化空间。单晶龙头企业选择电价更低的云南地区布局（据说当地水电用电成本有望将至 1 毛多钱），可以降低电力成本，未来单多晶的成本差距只会进一步缩小。

在切片方面，单晶企业率先导入金刚线切割，经过 3 年多探索，金刚线切片已日臻成熟，而多晶企业则刚刚开始导入，良品率还不够稳定。设备方面多在原来砂线切片机基础上改造，性能不如全面导入专用机的单晶企业。从材料本身特性来看，多晶的金刚线切割水平无论如何优化，都很难和单晶达到一样的水平，无论是细线化还是薄片化，无论是切割速度还是用线量，以及最终的良品率和出片数，都会比单晶低一个档次。因此在切片非硅成本方面，单晶会始终领先 0.1-0.2 元/片的成本优势。

考虑到单晶电池、组件效率差距拉大，单晶每瓦成本竞争力凸显出来。

2) 电池组件环节——PERC 技术拉大组件功率差

除了单晶硅片的技术和成本突破，PERC 电池技术更是进一步加大了单晶路线的竞争优势。

PERC（背钝化和局部背电极）技术是近年来最具性价比的效率提升手段。与常规电池产线兼容性高，产线改造成本低，效率提升明显，是未来 3-5 年内的主流电池技术。目前主流企业都在加快 PERC 产能的建设，预计 2017 年底 PERC 产能将达到 20GW。

但是由于单多晶硅片材料性质的不同，应用 PERC 技术，单晶电池效率可以提高 1-1.2 个百分点。多晶即使叠加黑硅技术只能提高 0.6-0.8 个百分点，导致单多晶组件功率差进一步拉大。因此 PERC 产能的建设大部分都采用了单晶路线。

同时在 PERC 电池的初始衰减问题上，单晶已完全解决并量产应用，单晶 PERC 企业可承诺首年不高于 2%的衰减率。根据中科院电工所研究员王文静的报告，多晶 PERC 衰减不完全是由于硼氧因素引起，衰减机理尚不十分明确。

随着 PERC 产品在未来的规模化量产和应用，将进一步加大单晶路线的竞争优势。

根据新闻报道，通威等电池企业主动将单晶电池和多晶电池价格调成一致，假设单多晶电池毛利率一样，每瓦单多晶电池成本则基本一致。通威是国内太阳能电池行业的标杆企业，9 月电池产能已达 5.4GW，其中成都新建的双流 3GW 电池项目均是单晶电池，这是一个风向标。

单晶产能急剧扩大，未来份额将加速提升

正是因为在产品方面的优势已十分清晰，一向低调的单晶龙头隆基和中环，才会一改常态，巨额投资迅速扩大产能，以求迅速抓住机遇。隆基在 2018 年将达到 25GW 的单晶硅产能，中环也将达到 23GW，业界惊呼，单晶将进入“双寡头”时代。

晶科、协鑫、阿特斯等企业，也无一例外不在谋求建立或扩大单晶硅片的产能，促使整个行业的单晶产能快速扩大。根据各家的扩产情况，到 2018 年底，行业单晶硅片产能将达到 60GW。

纵观未来，单晶产品基于自身较强竞争力，和单晶产能急剧扩张的前提下，可以预见未来单多晶产品价差将不断缩小，很难再扩大。

中国能源网 2017-11-02

中国有能力率先建成空间太阳能电站 或领跑全球

“在有关部门支持下，我国在空间太阳能电站方面经过十余年持续研究，已经大幅缩小了与国际先进国家的水平，进入世界前列。”中国航天科技集团公司五院科技委主任李明研究员 1 日向科技日报记者表示，“如能保持并进一步加大研发力度，中国有望成为世界首个建成有实用价值空间太阳能电站的国家。”

五院研究员王立同时表示，不仅国内专家有此信心，国际上也普遍认为，中国有能力也有条件在该领域“领跑”。

与日益枯竭、环境污染问题严重的化石能源相比，空间太阳能是一种高效、持久、清洁的能源。通过运行在宇宙的空间太阳能电站，可以大规模收集、转化太阳能，并以无线方式将电能稳定传输到地面电网，发电功率可达 1 至 5 吉瓦，发电量与地面核电站相当。与地面太阳能电站以及风电、水电相比，空间太阳能电站不受昼夜、天气、地区纬度等自然因素影响，而且电力传输灵活，能对偏远地区、受灾地区以及重要设施等进行定向供电或移动供电，为改善电力能源结构及供电方式提供创新方案，社会效益极高。

空间太阳能电站的建设面临重大技术挑战，其在重量、尺度方面远超现有航天设施，被称为新时期航天和能源领域的“曼哈顿工程”。自 1968 年相关概念被提出以来，美国政府和企业已投入近亿美元，实施了多项研发计划；日本于 2004 年将发展空间太阳能电站正式列入国家航天长期规划，作为长期支持的三大航天重点领域之一；俄罗斯航天企业正积极推动与中国企业在空间太阳能电站项目上的合作；印度、韩国、欧洲航天局等也在开展相关研究。

我国自 2008 年起将空间太阳能电站研发工作纳入国家先期研究规划。近年来，提出了平台非聚光型、二次对称聚光型、多旋转关节以及球型能量收集阵列等空间太阳能电站方案，同时在无线能量传输等关键技术方面取得了重要的进步。当前，我国在空间太阳能电站研究方面初步实现了从“跟跑”到“并跑”的转变，成为国际上推动空间太阳能电站发展的重要力量。

王立表示，除了技术，空间太阳能电站的建设、运营还需要巨额的投资、广阔的市场以及环境、政策等因素配合，综合多方因素，各国纷纷把目光投向中国，认为中国应该在该领域发挥重要的牵引作用。

能在国际上“领跑”，对于我国来说机遇难得。“就航天领域而言，载人航天、深空探测、重型运载火箭、空间站等与国际先进水平相比，还存在较大的差距。”王立说，“我们要建设航天强国，除了在上述方面要缩小差距，还应寻找其他战略制高点。选项有限，但现在正有这样一个机遇摆在面前。”

他认为，中国不该错过这样的机遇。从战略意义来说，我国环境、能源问题严峻，如果能从太空获得丰富、清洁的能源，这样的项目值得尝试。从综合效益来看，建设空间太阳能电站对技术创新和新兴产业带来的牵引作用巨大，是个能兼顾国家安全战略需要、带动技术创新的超级工程。

根据我国有关专家组论证建议，我国应致力于在未来 10 至 15 年完成空间超高压发电输电及无线能量传输试验验证。力争实现“2030 年开始建设兆瓦级空间太阳能试验电站，2050 年前具备建设吉瓦级商业空间太阳能电站的能力”的中、远期目标。但上述规划还未得到国家批准。

在近日举行的第二届空间太阳能电站发展技术研讨会上，与会专家纷纷呼吁，希望国家加快设立空间太阳能发电重大科技专项，推动相关技术早日实现重大突破。王立表示，我国目前已有几十家科研院所、高校和企业正在进行空间超高压发电输电、高效无线能量传输、超大型空间结构在轨装配等关键技术的研究，由于缺少重大项目的引领，目前的研究力量和研究目标比较分散，需要通

过国家立项，将相关研究整合起来，进一步明确目标、加快研发步伐，实现空间太阳能电站领域真正的“领跑”。

郭兆炜 付毅飞 科技日报 2017-11-02

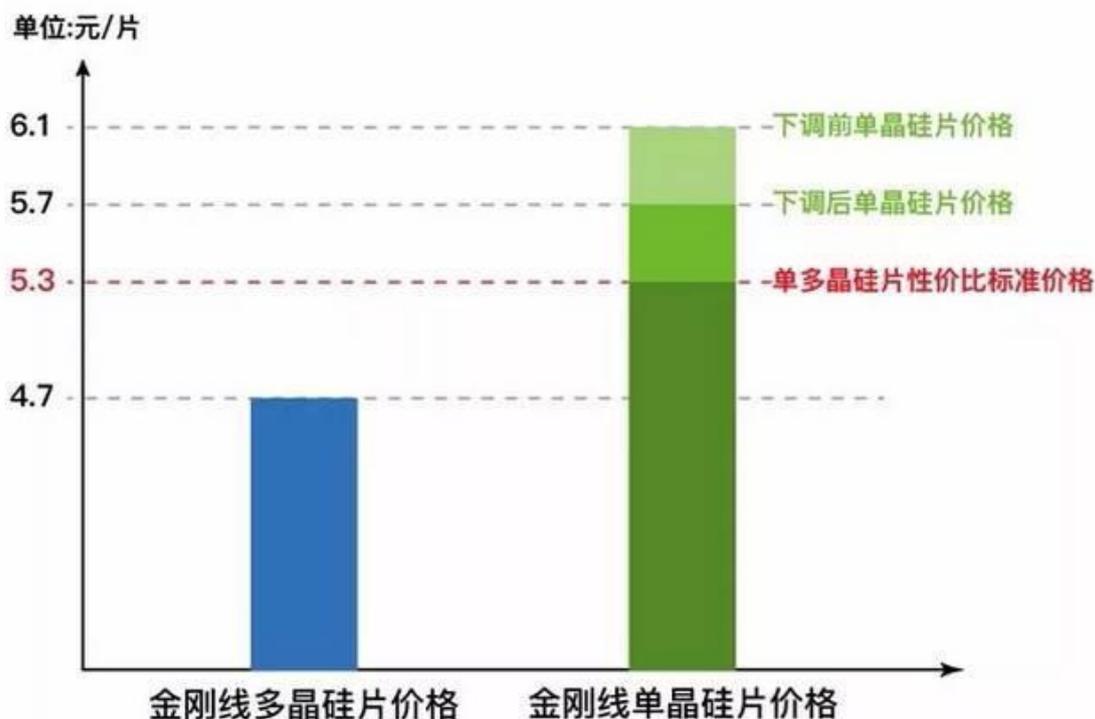
单晶硅片降 0.4 元够了吗？

近期，阿特斯技术总监在接受记者采访时表示，阿特斯的湿法黑硅技术已经非常成熟，量产电池效率提升 0.5%，每片的成本仅增加 0.1 元左右，60 片组件功率可以提升 5 瓦。

按照当前的组件价格计算，黑硅组件有 0.05 元/瓦的增益，而成本只上升了 0.02 元/瓦左右。叠加强法黑硅技术以后收益大于增加成本，而且前期金刚线切多晶已经降本约 0.5 元/片，不考虑叠加 PERC 电池技术，多晶组件性价比已大幅提升。

上周，隆基股份宣布硅片大幅降价 0.4 元/片，190 微米 P 型硅片价格为 5.7 元/片左右。知情人士透露，此次降价主要受近期单晶硅片需求低迷影响，单晶硅片厂已库存高企。

中信证券分析师称，降价后单晶硅片价格与电池厂家期待的价格还有距离。单晶硅片下调 0.4 元后价格 5.7 元/片，与一样采用金刚线切的多晶硅片价差还有 1 元/片。从性价比看，电池厂家接受的单晶硅片价位还应该再降，因为单晶组件价格已经跌破 3 元/瓦，挤压单晶电池价格跌破 1.75 元/瓦，面对 5.7 元/片的硅片价格，单晶电池端已入不敷出。



值得注意的是，单多晶硅片 0.6 元/片的性价比标准差是在去年测算的，当时单多晶效率差在 1-1.5%。而当前单多晶效率差已经缩小到 0.7-0.8% (多晶黑硅 PERC 量产 20.5%，单晶 PERC 量产 21.2%)，最新的“领跑者”标准效率差也是 0.8%，硅片端更加合理的性价比标准差或是 0.4 元/片。

随着多晶金刚线切割改造放量，多晶硅片也有降价空间，或逼迫单晶为抢市场同步再降。分析人士称，此次降价或许只是开始，到年底 12 月份，单晶硅片很有可能出现 5.4、5.0，甚至 4.5 元/片以下的价位。

中国能源网 2017-11-06

山西电网光伏发电突破 315 万千瓦

10月29日12时11分，山西电网光伏发电再创历史新高，首次突破315万千瓦，占当时山西电网用电负荷的14.23%。

目前，全省光伏装机容量已达429万千瓦，较去年同期增长63.7%。随着光伏装机容量的不断增加，光伏出力屡创新高且在全省发电占比不断提升，同时对电网运行管理和新能源消纳提出更高的要求。近年来，针对我省新能源发展的不断增速，省电力公司狠抓新能源消纳和运行管控，全力确保电网安全稳定运行。

山西经济日报 2017-11-08

光热发电得以快速发展的三大优势

近两年，全球范围内的光热发电行业取得了令人瞩目的发展，尤其是自今年6月以来，全球范围内的光热发电中标价格在满足一定边界条件的前提下实现了近50%的下降幅度。同时，中国光热发电市场的正式启动和产业链相关企业积极参与海外项目也给全球光热发电行业注入了新的活力并为未来全球光热发电成本进一步下降带来了新的希望。

那么，当前投资门槛和发电成本相比其它可再生能源仍相对较高的光热发电何以拥有如此迅猛的发展势头？未来发展前景又会如何？针对上述问题，身兼欧洲太阳能热发电协会(ESTELA)主席和西班牙太阳能热发电协会(Protermosolar)主席两职的LuisCrespo博士近日通过海外媒体表达了自己的见解。

LuisCrespo表示，可再生能源发电其实可以分为两类：一类以光伏发电为代表，其发电成本低廉但不可实现调峰；另一类以光热发电为代表，其发电成本相对昂贵，但可实现有效调峰。而只有当光热发电等可实现调峰的发电技术发展发展到一定规模时，才有可能实现二氧化碳的零排放。

近年来光热发电技术在全球范围内发展迅猛，LuisCrespo认为该现象的产生主要得益于光热发电技术具备以下几方面优势：

1、光热发电技术是唯一可同时实现友好并网与有效调峰的可再生能源发电技术，完全有能力满足全球范围内的电力需求，并有效减少二氧化碳的排放量。且光热发电技术可与其他可再生能源发电技术混合发电，发电效果理想。

2、光热电站设备国产化可促进项目当地GDP增长，这将成为促进各国出台支持政策的主要动力之一。

3、与联合循环或需“二次投资”的技术相比，光热发电技术具有成本优势，可满足新兴市场相关国家日益增长的电力需求。此外，当光热发电装机量从目前的5GW增至可与风电(500GW)或光伏(400GW)抗衡时，成本优势将会更加明显。

LuisCrespo认为，随着光伏发电在可再生能源发电系统中占比的不断增加，其边际容量价值(marginalcapacityvalue)会慢慢消失，而其边际运营和生产价值(marginaloperationalandcapacityvalues)也将显著下降。

而且，目前配置6小时储热时长的光热发电系统的LCOE(平准化度电成本)已经远低于同样装机规模、配置电池储能的光伏发电系统，并且这一优势至少会持续到2030年。同时，关于电网基础设施方面的持续性投资也将助力储热型光热发电技术的发展。此外，目前关于光热发电成本下降趋势的普遍预期相对保守，从一些最新项目的中标情况来看，在一定边际条件下，光热电价已降至7美分/kWh左右。

LuisCrespo相信，伴随时代发展，太阳能将会满足大部分人类的能源需求，同时带储热系统的光热电站则将是最有效的实现太阳能电力调峰的方式。据其介绍，自2008年以来，冷-热双罐熔盐储热系统凭借自身可靠性与性能优势成功实现商业化应用，且丝毫没有退出市场的迹象。而且同等装

机规模的塔式光热电站熔盐用量仅约为槽式光热电站的四分之一左右，且不需要油/盐热交换器，目前其熔盐储热成本约为 35€/kWh(约合人民币 269 元/kWh)。

当下，光热发电技术已成为光照资源充足国家扩增太阳能发电产能的必要选择，其也会是政策决策者在综合考量技术与经济性等所有因素后的理想选择。关于光热发电技术的未来发展问题，LuisCrespo 表示，在接下来进行投资时，应从长远考虑，用充分估值去代替成本估值，这种做法将使电力系统中间歇性可再生能源发电和可调峰可再生能源发电之间的分配更为均衡，而这也是实现真正能源转型的唯一可持续途径。

CSPPLAZA 2017-11-08

林洋能源发布 N 型单晶系列新品引领行业创新发展

中国能源网 | 11 月 8 日，以“新能源 新技术 新引领——2017 全球新能源光伏技术创新论坛”在黄海之滨的江苏启东·恒大威尼斯会议中心隆重举行。本届论坛由南通市发改委和启东市人民政府主办，江苏林洋能源股份有限公司（以下简称“林洋能源”）承办。在论坛会上，林洋能源隆重发布 N 型单晶双面电池片及组件产品，助力光伏发电平价上网早日到来。

近年来，在绿色中国的政策指导下，绿色发展的理念深入人心，新能源的发展与应用达到了一个新高度。我国已经成为世界光伏第一大国。江苏地处东南沿海，经济发达，既是工业制造大省也是能源消费大省，工业总产值 2016 年位居全国第一，2016 年江苏省能源消费总量达到 3.1 亿吨标煤，同比增长 2.1%，江苏省作为资源输入型省份，目前非化石能源消费比重较低，煤炭消费总量还是较高的。大力发展清洁能源特别是可再生能源已成为我省优化能源结构的必由之路，能源科技创新是推进能源结构调整的第一源动力，是加快发展新经济、培育新动能的重要增长议题，以林洋能源为代表的优秀光伏企业，为江苏省可再生能源的发展贡献了智慧和力量。江苏省能源局局长杭海在致词时表示。

而林洋能源在这场技术革命中，响应国家号召，自成立以来，始终以打造绿色环境，创造美好生活为使命，先后涉足智能、节能和新能源领域，并走出了一条属于林洋的特色发展之路。林洋集团总裁、林洋能源董事长陆永华先生表示，林洋能源紧紧抓住千载难逢的机遇，综合自身资源与实力，聚焦中国东部全力开发、建设各类分布式光伏电站，到目前已累计投资 100 多亿元，累计建设、并网 1.5GW，累计备案储备 1.2GW，每年向社会贡献了 17 亿度清洁能源。未来，林洋将结合今天发布的 N 型单晶双面高效产品，充分发挥林洋研究院、设计院的技术优势，开发各类高可靠性、高性价比、高效发电的分布式光伏电站，同时，把林洋能源投资 2GW 一期即将量产的 400 兆瓦 N 型双面高效电池与高效切半组件全部用到各类分布式光伏电站上，一定让新技术、高效新产品，高效系统集成+规模+产业整合+合作，让度电成本持续下降，尽快实现平价上网。

在本届论坛上林洋能源正式向全球行业发布 N 型单晶 QuadPower 系列 N 型单晶双面半片组件、DuoPower 系列 N 型单晶双面半片组件、BiPower 系列 N 型单晶双面片组件、MultiPower 双波双面组件等新品。

林洋能源副总裁裴骏在接受媒体采访时表示，该 N 型单晶双面半片组件普遍具有比常规单晶更高的发电量、更高的可靠性能和更高的性价比优势。林洋能源未来三年内将达到转换效率 23%，组件功率达到 380W。

值得关注的是，本次论坛上，林洋能源和通过持续努力和多次测试，成功获得全球首家 N 型单晶双面半片太阳能电池组件 IEC 新标准 TuV 莱茵证书。该证书的获得是对林洋能源在光伏技术和制造能力上的权威认可。

另据了解，江苏林洋能源股份有限公司成立于 1995 年，是国内知名的智能电表及用电信息管理系统终端产品、系统解决方案提供商之一。历经 20 年的磨砺、蜕变、腾飞，现已成为拥有过百家子公司，集团化运作的上市企业。公司产品及解决方案包括智能电表及 AMI 系统、LED 及智能照明

系统、能效管理平台及节能服务、光伏组件及分布式光伏电站系统、分布式电站运营平台、微电网系统等，涵盖了智能、节能、新能源三大领域。

新能源 中国能源网 2017-11-08

太阳能将二氧化碳转为甲烷有新方法

英国《自然·通讯》杂志 7 日发表的一篇能源论文称，科学家展示了利用太阳能将二氧化碳转化为甲烷的新方法。这种用温室气体生产燃料的方式，或将能为人类提供一种可持续能源。

太阳的热辐射能清洁且可持续，但是要储存它却十分困难，因为电池只有有限的存储容量和寿命。所以研究人员提出，用太阳光的能量生产燃料是一种可行的解决方案。

此次，韩国基础科学研究所的科学家团队，建立了一种利用太阳能将二氧化碳转化为甲烷的新系统。他们首先用到的是氧化锌，这是一种常见于物理防晒霜的矿物质，屏蔽紫外线的原理为吸收和散射，其电子可以接受紫外线中的能量发生跃迁，而当材料的粒径尺寸远小于紫外线的波长时，就可以将作用在其上的紫外线向各个方向散射。利用氧化锌有效地转移太阳光能后，研究人员再添加氧化铜晶体。当阳光照射在混合物上时，电荷开始流动。在碳酸水(含二氧化碳)中，这些电荷推动一种复杂的化学反应，成功将二氧化碳转化为纯度达 99%的甲烷。

虽然这样的转化之前也实现过，但是此前的尝试存在诸多缺陷，比如需要罕见且昂贵的材料来产生化学反应，又或者产生的燃料不如甲烷一般易于使用。

论文作者总结称，将太阳能储存于甲烷气体可使材料的每单位质量提供比普通电池更多的能量。在未来，优化该转换过程依然是可能的，目前的发现也让人们更加了解强化这种性能所需要的各种要素。

总编辑圈点

在所有可再生能源中，太阳能分布最广，获取最易，却也有着不稳定、不连续和不易储存的缺点。不过，如果进行以太阳光为能源的燃料生产就完全不同了。像本文中团队所尝试的那样，如果未来能将大气中的二氧化碳直接转化为可供使用的液体或气体燃料，无疑既解决了能源问题，又解决了环保难题。

张梦然 科技日报 2017-11-09

三问“1.05 亿千瓦”规划目标

比规划完成时间提前逾三年，我国光伏发电累计装机已突破 1.2 亿千瓦，轻松实现“十三五”开发目标。

一问规划规模与现实情况为何差距巨大？如此快速地达标似乎并不令人惊诧。早在光伏“十三五”规划颁布之初，就有多方声音预测，“十三五”末，我国光伏装机容量将轻松突破 2 亿千瓦。

就在《太阳能发展“十三五”规划》发布的去年 12 月，彼时我国光伏发电新增装机容量达到 3454 万千瓦，累计装机 7742 万千瓦，这一数字已经达到规划目标 1.05 亿千瓦的 73.3%。同时，分布式光伏装机激增之势已经显现，去年全年新增装机容量 424 万千瓦，比 2015 年增长 200%。

在大基数、高增长的现实下，规划装机目标的实现自然易如反掌。不仅如此，国家能源局新能源和可再生能源司副司长李创军也给出了正面回应：规划制定之时全社会用电量增速尚低、成本控制上尚未出现重大技术突破，加之另辟蹊径的分布式光伏和政策推动的光伏扶贫，规模扩张实属“必然”。

反观规划目标，1.05 亿千瓦以上——“以上”二字似乎给予了装机目标一个无限上浮的可能。如李创军所言，1.05 亿千瓦只是发展的下限目标。“‘十三五’未来几年的光伏发电发展仍有空间。”早在今年 1 月，国家能源局新能源司副司长梁志鹏也曾针对这一规划规模进行了回应。彼时，梁志

鹏的用词是“指导性发展规模”。

诚然，在市场环境不断成熟的今天，规划数字本就不应作为发展的硬性要求。但规划的指导性却不容小觑。而如今，跨度五年的规划在不足两年的时间内就得以完成，无论是“下限”抑或“指导”，这样的节奏看似情理之外，却在意料之中，又不免让人疑窦顿生。

二问规划目标为何前后不一？从《能源发展“十三五”规划》到《电力发展“十三五”规划》，从《可再生能源发展“十三五”规划》到《太阳能发展“十三五”规划》，关于光伏发电的“十三五”装机目标一直确立在 1.05 亿千瓦的数字上。然而就在不久前发布的《可再生能源发展“十三五”规划实施指导意见》中，细分到各省的新增建设规模方案中却悄然出现了 1.05 亿千瓦以外的增量。

根据《指导意见》所附《2017-2020 年光伏电站新增建设规模方案》，河北、山西、山东、内蒙古等 21 个省（区）截至 2020 年的规划并网目标合计已经达到 1.28 万千瓦。而若不以并网作为衡量标准，仅计算新增建设规模并计入领跑者计划 2017 年起每年 800 万千瓦的指标，2017-2020 年光伏累计新增建设规模约为 8650 万千瓦，叠加截至 2016 年底已完成的 7742 万千瓦装机，到“十三五”末，我国光伏装机将达到约 1.64 亿千瓦。

不仅如此，在《规模方案》后的 9 条备注信息中进一步明确，北京、天津等 7 个省（区、市），甘肃、新疆（含兵团）、宁夏 3 个弃光限电严重省（区），以及河北省张家口市均不在《指导意见》的细分之列，或“自行安排”，或“待弃光限电情况明显好转后另行研究确定”，或“根据国家批复的有关专项规划建设”。此外，分布式项目、村级扶贫电站和跨省跨区输电通道配套建设的光伏电站也不予计入。

规划的口开越宽，细分方案与统一规划尚存差异——是规划制定之初本就留好的浮动空间，还是有关部门针对现实情况做出的及时调整？随着光伏市场的进一步发展，分布式“风口”来临，光伏扶贫饱受青睐，未来三年，规模调高的“政策红利”是否还会再现？

三问规划科学性如何体现？在一次次政策调整中，似乎是市场发展引领了目标规划，那规划的科学性又应如何体现？

在新一轮电力体制改革中，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例是基本原则之一。在光伏市场飞速发展的背景下，在规划目标不断调整的过程中，越来越多的光伏发电将规模化接入电网。但同时，发电侧随机性电源的增加必须辅以相应的调峰能力方可保证电网的安全稳定。换言之，对于光伏发电的规划更应放眼电力供给侧甚至整个电力系统的平衡。

平衡来自于电源的合理配置，更离不开电力市场建设、交易体制等环节的科学设计。电力市场如何才能更加密切地反映电力系统运营的真实情况？各市场间的灵活性电源如何进行资源交换和共享？一系列问题都应成为建设规划过程中需要综合权衡的因素。

作为全球装机第一的光伏大国，中国光伏的发展固然离不开强有力的政策支持。但从无到有，从小到大，从弱到强，市场自发的内生动力有目共睹。当目标数字遭遇现实冲击，当五年规划明显滞后于行业发展，“使市场在资源配置中起决定性作用”的声音似乎更能为中国光伏的未来指明方向。

姚金楠 中国能源报 2017-11-09

海洋能、水能

小水电站“恨嫁”，谁做红娘？

记者近日了解到，在全国尚未有真正的中小水电交易市场，且中小水电产权交易又颇为频繁的情况下，浙江省丽水市正在积极开展水电产(股)权改革，推动建立“丽水市中小水电产权交易中心(平台)”。

作为国内首个小水电交易中心，该平台目前正在论证、搭建过程中。与此同时，由浙江水利水

电学院承担的项目《建立丽水中小水电产权交易中心》也已于日前通过验收。

在五六年前，中央和地方先后出台了不少支持小水电发展的政策，尤其是鼓励民间投资“新 36 条”出台后，小水电建设步伐不断加快，怀揣闲置资金的投资者们蠢蠢欲动，纷纷“跑马圈水”，小水电一度成了“香饽饽”。

但近两年来，随着经济进入新常态、电力市场出现相对过剩，小水电的日子不再好过，产权转让逐渐增多。

在此背景下，国内小水电产权交易情况如何？丽水实践的意义何在？就这些问题，记者近日采访了丽水市水利局和行业内相关人士。

卖不掉只好私下“拉郎配”

“几年前，购买小水电站的多，而这两年均是受委托帮着卖水电站。”中国水力发电工程学会副秘书长张博庭日前对本报记者表示，“现在民间投资的小水电业主正通过各种渠道急寻买家。”

记者了解到，随着“恨嫁”中小水电站增多，有央企产权背景的中小水电纷纷开始在产权交易所挂牌待售。国电集团曾在北京产权交易所挂牌转让多家水电资产：

国电德宏大盈江水电开发有限公司 100%股权

黑龙江金湾水利水电建设有限公司 100%股权

国电云南忠普水电有限公司 99.53%股权

福安市国电福成水电有限公司 30%股权，挂牌价格分别为 35134 万元、1200 万元、50312.72 万元和 3952 万元。

此外，国电集团还把一些中小水电的股权及债务打包挂牌，如云南勐来水利资源开发有限公司 100%股权及 12364.06 万元债权、国电永泰丹云水电有限公司 100%股权及 3345 万元债权。

记者发现，近日在北京产权交易所挂牌“待嫁”的，还有神华集团呼伦贝尔扎罗木得水利水电有限公司 4%股权，以及华电集团理塘县河源水电开发有限公司 5.5%股权。

但能像上述企业一样可以挂牌的中小水电仍是凤毛麟角。“除了国有控股背景的小水电走招拍挂流程、有法律纠纷的走拍卖流程外，其他中小水电基本是私下交易。”一位小水电业主告诉记者，“私下交易的民营中小水电站，大多数正在死亡边缘挣扎。”

为何“嫁”不出去？

记者了解到，原因有两个方面：

一方面，小水电站一般在上网条件和上网电价上难以得到保证，导致经营困难；

另一方面，作为可再生能源的水电不包含在可再生能源配额制里，在小水电站不盈利的情况下，很多业主自然对小水电失去兴趣。

甘肃一位转让水电产权的业主告诉记者：“在目前小水电行业不乐观的背景下，他们委托水电行业学会寻觅了很久，到现在仍未找到买家。”

张博庭认为：“在目前行业处在低谷的情况下，小水电产权由买转卖的现象渐多。像甘肃业主一样，到处寻买家的小水电业主越来越多。而买方市场不强劲，交易清淡、交易效率低下实属正常。”

“水电第一市”借势探索

针对中小水电行业的发展形势，浙江省丽水市正在开展水电产(股)权改革，并推动建立“丽水市中小水电产权交易中心（平台）”。

“将配合好这项工作，浙江股权交易中心计划在丽水设立运营中心”。浙江股权交易中心不愿具名人士向记者表示。

“我们鼓励水电企业开展线上交易，目的是创新全国水电行业新的投融资渠道，盘活水电资产。”浙江省丽水市水利局相关负责人告诉记者，“目前中小水电产权交易中心的政策环境、技术框架和实施方案等，正在研究推进中。”

据悉，早在 2002 年，浙江省就出台了《浙江省水电资源有偿出让管理办法》，在全国率先实行水电资源通过公开拍卖、协议转让等市场方式有偿出让，水电资源较丰富的县市政府均出台了相应

的实施细则。

如今，浙江省再次“吃螃蟹”，丽水市研究论证全国首个小水电交易中心的筹建，在业内人士看来，将促进行业健康发展。

被水利部命名为“中国水电第一市”的丽水水能资源丰富，辖区内水能资源蕴藏量 396.36 万千瓦，可开发常规水电资源 327.83 万千瓦，约占浙江省可开发量的 40%，尤其是丽水市西部庆元、龙泉两县水电站星罗棋布。

在浙江水电行业流传着一句顺口溜：哪里有水电站，哪里就有丽水人。截至去年底，丽水全市共建成水电站 811 座，总装机容量 266.71 万千瓦，水资源开发率达到 81%。如今，在丽水市投资建设的小水电站投资主体呈现国有、集体、股份等多元化格局。

市场可将小水电变“活”

“浙江省丽水市之所以筹建中小水电产权交易中心（平台），是因为丽水小水电占比较大，每年中小水电交易频繁。建立中小水电产权交易中心，可以规范管理中小水电产权交易。”国际小水电中心副主任黄燕告诉记者。

持上述观点的，还有著名经济学家宋清辉，他向记者表示，全国首个小水电交易中心筹建的意义在于：

一是有利于盘活现有水电资产和促进产权治理结构优化，有效规范水电企业的行业管理；

二是有利于小水电行业的健康发展，以及规范当前无序自发的民间产权交易，进而维护社会稳定，促进区域经济发展。

据了解，筹备小水电交易中心目的，就是为了吸引更多闲散的农村资产、资源，通过对接交易场所专业化平台，赋予其一定的金融属性，有效促进地方经济转型升级发展。

“建立丽水中小水电产权交易所意义非凡，将提升中小水电资产的流动性，水电资源比以前更有价值。”张博庭对记者表示，“如果全国小水电都可以在此平台上交易，中小水电将更加活跃。”

此外，对小水电业主而言，交易所能够增加公平竞争机会，多了一个可选择的交易平台；对买方来说，增加了公平买卖渠道，买方可以比较信息，买得更公平。

宋清辉认为，正确评估水电企业的内在价值，有利于真正的优秀企业脱颖而出，希望丽水市中小水电产权交易中心（平台）能尽快建立起严谨的评估体系和强大的评委团队等。“因为只有精确评估资产，‘绿水青山’才能够变成‘金山银山’。”

苏南 中国能源报 2017-11-08

风能

风电产业的下一个风口在哪？

十年来我国能源转型的进程不断加快，作为重要推动力量的风电产业也取得了引领全球的发展成就，下一个十年如何发展备受瞩目。在日前召开的 2017 北京国际风能大会(CWP2017)上，国家能源局新能源和可再生能源司副司长梁志鹏表示，风电在新能源当中需要率先摆脱社会补贴，必须尽快的把风电的成本降下来，把价格降下来。风电发展要给社会作出贡献，这样才是真正追求发展的目标。

风电将是成本最低的能源

2008 年首届北京风能大会举办，彼时的参会和参展人次只有 1.5 万，展馆面积也仅有 1.6 万平方米；而今年根据组委会的初步统计参会和参展人次将达到 3.6 万，展馆面积也扩大到 5.5 万平方米，共有来自 23 个国家和地区的 650 家企业参展覆盖了风能开发和利用的完整产业链条。

“作为行业发展状况的晴雨表，北京国际风能大会暨展览会的规模和影响力，也得到质的提升，

成为全球三大顶级风能展会之一。”中国可再生能源学会风能专业委员会主任姚兴佳说。

随着风电产业的高速发展，中国风电已经成为全球风电无可争议的领跑者。数据显示，2008年我国风电装机容量只有1200万千瓦左右，上网发电量仅为120多亿千瓦时，占全部发电量中的占比几乎可以忽略不计。而到2016年底我国风电的装机规模已经达到了1.69亿千瓦，发电量为2410亿千瓦时，占全部发电量的4%，电力消费结构不断得到优化。

同时，业内还培育出了一条完善坚强的产业链，研发和技术创新能力，走在世界前列。设备出口30个国家和地区，风电在拉动投资、带动就业等方面的效益日益显现。

“过去的风电叶轮直径80米左右，现在已经达到了110米左右；而风电塔筒的高度也从过去的80米发展到120米甚至140米的高度。机组的进步使得风电发电能力迅速得到提高，现在发电量比五年前提高了20%左右，直接带来了度电成本的降低。”梁志鹏说，风电过去被认为是一种昂贵的能源，但是现在，它在很多地方已经是价格最低的一种新能源。风电的成本还在进一步降低，它将是成本最低的新能源，未来它甚至是成本最低的能源。

风电率先摆脱社会补贴

当前风电产业发展尚面临着很多问题和挑战，首当其冲就是限电问题。中国是全球最大的风电市场，最近几年每年新增装机量占到全球总新增装机容量的40%左右。中国最早开发风电是在风能资源最好的“三北”地区，这些地方现在风电的总体装机规模已经达到了比较高的水平，同时这些地区的限电比例也是世界上最高的。

“如果把中国与国际做比较，在风电发电量占到电力消费总量超过10%的国家当中，并没有中国，中国的风电发电量只占到全部发电量的4%。中国的风电发展还是远远不够的，还有很大的消纳潜力和发展空间。”梁志鹏说。

另一大挑战就是风电价格较高。随着风电产业的发展和规模的扩大，加上光伏发电迅速发展，今年前三季度，中国新能源发电的装机容量加上水电的装机容量已经占到了全部新增装机容量的70%。梁志鹏认为，“在这种情况下，如果说风电不能降低价格，还是严重依赖社会补贴的话，这是不合理的。”

今年政府工作报告提出，要抓紧解决机制和技术问题，优先保障可再生能源发电上网，有效缓解弃水、弃风、弃光状况。“这是第一次在政府工作报告当中把解决可再生能源利用作为一项重要的任务，目前该工作已经取得一定进展，相信到2020年，中国弃风、弃水、弃光的问题都将会得到基本解决。”梁志鹏透露。

“风电经过十多年的发展，需要走出一条新的发展模式，在新能源当中率先摆脱社会补贴。我们在退出补贴的方面有一个基本的思路，就是分类型、分领域、分区域逐步退出，要在2020年到2022年基本上实现风电不依赖补贴发展。”梁志鹏说。

分散式风电成未来十年风口

近年来，由于弃光、政策等问题，光伏开发从西部转向更靠近负荷中心的中东部，分布式市场的开启给光伏行业带来了新的生机。作为遭遇同样发展瓶颈的风电，下一个十年的方向又在哪？

“对于未来的风电装机，我个人认为机会还是在中东部区域。”新疆金风科技股份有限公司总裁王海波认为，过去大家都认为4、5米的风没有商业开发价值，现在我们发现都有很好的商业开发价值。资源不够往往可能是技术不够，而不是资源不好。德国国土面积非常的小，其风电装机规模却高达四五千万千瓦。在中国，我们认为80%的国土面积上都是具备非常丰富的风能资源。

远景能源副总裁田庆军则表示，中国有接近70万的自然行政村，如果说30万个行政村采用分布式能源来布局的话，其实这市场空间非常大。所以，未来东部的低风速加分布式一定是非常广阔的蓝海市场。

中船重工(重庆)海装风电设备有限公司总经理王满昌同样非常看好分散式风电的发展。他认为，从要素条件来讲，目前市场、资金、资源这三条都已经具备。首先，分散式最靠近用电负荷；其次，5米左右的中低速风资源有10亿千瓦；最后，小规模的风电开发也降低了社会资金流入的门槛。

“欧洲风电的发展最早是以分散式为主，但是中国走了一条以集中式风电为主率先发展的道路，现在是加快分散式风电发展的时候了。”梁志鹏坦言，分散式风电在中国发展比较难，首先是土地条件的制约，其次是在接入电网方面面临的困难，再有就是我们还习惯如何来对分散式可再生能源进行管理和提供公共服务。所以，在分散式风电发展方面最近的一个重要任务就是完善有关政策和有关政府服务，使分散式风电获得一个良好的发展环境。

王轶辰 经济日报 2017-11-06

BNEF：今年下半年风电造价下降幅度明显

近日，彭博新能源财经（以下简称“BNEF”）发布相关数据报告显示，截至目前全球 67 个风机制造商共签订容量达 21.6 吉瓦的风机合同。尽管相关风机合同的条款很少被公之于众，但 BNEF 通过收集相关重要数据，推测出风机的实际价格与合同基准数据，从而预测风机市场的价格走势。

根据该份报告显示，全球风机造价从 2009 年上半年的每兆瓦 194 万美元跌至今年下半年的每兆瓦 99 万美元，下降了 49%。

而风机发电平准价格则从 2009 上半年的每兆瓦时 914 美元/年降至今年下半年的每兆瓦时 300 美元/年，下降了 68.2%，下降幅度颇为明显。

BNEF 补充指出，尽管目前公司持有的相关数据表明，2018 上半年的风机造价有可能上涨，但等到更完整的数据出现后，估计支出成本会进一步下降。此外，每兆瓦时发电成本也将继续下降，主要得益于其与欧洲陆上风电竞拍挂钩，风电合同价格将下降。另外，风电合同价格也将随着容量因素提高而下降。根据该份报告，目前北美地区的风机造价已跌破每兆瓦 100 万美元，而西欧的风机造价依然稳定维持在每兆瓦 84 万美元。BNEF 预计，2018~2020 年间，北美地区将出现风机供给不足的现象。而欧洲和拉丁美洲的供应过剩将持续到 2020 年，因为这两个地区的需求都有所下降。另外，风电市场的参与者对于风机销售盈利是否会终止于 2019 年持不同意见。目前，全球和地区风电公司之间出现了明显划分，而这也反映在其赢利表现上。

中国电力报 2017-11-06

风电增速放缓正是产业优化契机

根据国家能源局最新发布的 2017 年前三季度风电并网运行情况，1-9 月，全国新增风电并网容量 970 万千瓦，到 9 月底累计风电并网容量达到 1.57 亿千瓦，累计容量同比增长 13%。与风电增长放缓形成鲜明对比的是，光伏发电增长强劲。前三季度新增光伏发电装机 4300 万千瓦，其中，集中式光伏电站 2770 万千瓦，同比增加 3%；分布式光伏 1530 万千瓦，同比增长 4 倍。

作为可再生能源的双子星，在光伏行业的光鲜数据前，风电人难免有些失落，甚至有唱衰风电的声音出现。然而，仔细梳理发现，当前风电行业的增长放缓与其自身的发展阶段及其面临的布局转移和产业优化有密切关系，这与前些年的风电全行业陷入低谷迥然不同。

曾几何时，风电也经历过连续多年的 2000 多万甚至 3000 多万千瓦的高速增长。当前，保有量达 1.57 亿千瓦的风电行业已经逐渐度过快速生长的“青春期”，步入“成年期”。相比之下，光伏行业仍处于“蹿个儿”阶段。二者所处的不同行业阶段，决定了新增装机量的冰火两重天。

就风电行业自身而言，走过野蛮生长阶段的风电行业目前所要追求的，不再是单纯“长个儿”，而是要“强健肌肉”。这意味着，在保持一定增长速度和规模的同时，发展质量和效益甚至更为关键。

之前，行业曾做过一个有趣的对比。我国风电的装机量早已超过美国，但风电发电量及其占比却远远落后于美国。因此，对于风电行业来说，未来不仅要追求千瓦，更要追求千瓦时，只有这样，才能彻底摆脱风电在一些人脑海中的“花瓶”印象。

不可否认，风电行业在经历了连续数年的高速增长后的确也遇到了一些瓶颈。当前的风电行业

正处于布局优化和转型的十字路口。困扰行业多年的弃风限电问题因涉及电力机制体制以及各方利益问题，非风电行业靠一己之力所能完全解决。但是风电行业完全可以挖掘自身的内生潜力，在进一步推进低风速风电、推动海上风电步入规模化发展、加快开启分散式风电等方面激发新的潜能。

值得注意的是，1-9月，全国风电发电量同比增长26%；实现弃风电量和弃风率“双降”。前三季度新增风电装机中约一半位于中东部和南方地区。这表明，风电已经在布局优化和产业升级的道路上迈开了步子。

谁说，风电增速放缓之“危”，不会成为产业优化和升级之“机”？

张子瑞 中国能源报 2017-11-07

降低度电成本也是整机商目标

“中国是全球规模最大、最具竞争力的风电市场，然而，中国对于西门子歌美飒而言不仅仅是产品市场这么简单，已成为西门子歌美飒在全球重要的生产基地，其高效地全球化供应链体系支撑着西门子歌美飒在全球特别是亚太地区的业务。”西门子歌美飒亚太区总裁安然（Alvaro Bilbao）日前接受记者采访时说。

今年4月，西门子与歌美飒合并正式完成。目前，西门子歌美飒全球风电装机量达到了80吉瓦，手持200亿欧元的订单储量，合并后新公司年收入达到110亿欧元。其在中国市场的累计装机超过4吉瓦。

中国供应链支撑全球业务

安然表示，过去几年，中国的年新增风电装机已经达到世界新增装机的一半。今年，中国新增装机量会有所放缓，但长期来看，随着弃风限电等问题的缓解，新增装机仍会持续上升，根据相关预测，未来5年，中国新增风电装机量将恢复到20吉瓦甚至是25吉瓦左右，中国仍将是全球风电增长最快的市场。“对我们而言，中国仍是最重要的市场之一。”安然说。

自2000年进入中国，2005年在中国投资建厂以来，十余年时间，西门子歌美飒天津基地累计交付机组超过5000台，天津基地的产量已经占到西门子歌美飒集团全球业务量的1/3左右，成为西门子歌美飒在全球最重要的生产基地之一，其新产品落地的速度也与全球其他基地保持同步。预计到2018年，天津基地的产量将达到200万千瓦，除了满足中国市场外，还将支撑亚太、北美、南美、大洋洲等地区业务。

根据中国风能协会的统计数据，2016年，歌美飒在中国市场新增装机49.8万千瓦，排名第13位。自中国本土整机制造商崛起后，外资整机商在中国市场的优势早已荡然无存，甚至有外资品牌干脆退出中国市场。作为最早进入中国市场之一的西门子歌美飒却选择留下来，显然，一方面，对于西门子歌美飒来说，中国已超越产品输出市场的单一角色，正是通过中国强大的供应链体系支撑，西门子歌美飒实现了全球业务的成本优化；另一方面，也表明了西门子歌美飒对中国市场前景的持续看好，在低风速、海上和运维市场，仍有许多待挖掘的商业机会。

仍有诸多细分市场机遇

安然告诉记者，低风速风电不仅在中国，在欧洲同样也有市场空间。略显不同的是，在中国，低风速风电的开发占比更高，在欧洲，开发商对于低风速风电相对更加谨慎。

为了挖掘中国低风速市场商机，在不久前举行的2017年北京国际风能展上，西门子歌美飒推出了G122-2.1MW新机型。据称，该机型是专门针对中国和印度的低风速风电场所研发。比上一代G114-2.1MW扫风面积增加了15%，直接带来的是风场发电量可以提高7%。

在安然看来，中国的海上风电已经有了一定发展，但是在发展的过程中也遇到了诸如运维成本较高等瓶颈。“我们认为，海上风电已经到了蓬勃发展的阶段，预计2026年中国海上风电将达到20吉瓦的装机量。”

安然透露，在中国海上风电市场，西门子歌美飒延续了西门子与上海电气的许可生产合作。目

前，中国海上风电市场 40%的装机都来自上海电气。

安然认为，数字化和大数据技术在风电行业的应用集中体现在运维领域。借助大数据分析技术，运维正在从事后故障性运维向预诊断和预防性运维转变。据介绍，西门子歌美飒多年前就研发出振动预测系统。目前，其预测精度已经超过 80%。2015 年，还收购了一家专门做火车预防性维护的软件公司，希望借助其专业技术实力，进一步提高系统的预测准确度。

电价下调对整机商并非坏事

十多年前，歌美飒刚进入中国市场时，以严苛的质量管理著称。如今，整个风电行业都面临降成本的压力。西门子歌美飒如何在质量和价格之间需求最佳平衡点？

安然告诉记者，从全球范围来看，风电电价下调并实现平价上网是大势所趋，风电只有不断降低价格，才能最终成为有竞争力的清洁能源，这对于整机商而言并非一件坏事。

从短期来看，风电电价下调对开发商带来了不小的冲击和压力，他们要保证一定的投资回报率，就必然要将价格压力传导到整个产业链，包括整机制造商。“对我们而言，必须做出改变，首先是通过技术创新和精益管理降低自己的成本，提供更有竞争力的产品。好的技术和管理可以实现在降成本的同时保证质量的稳定性。”安然表示。

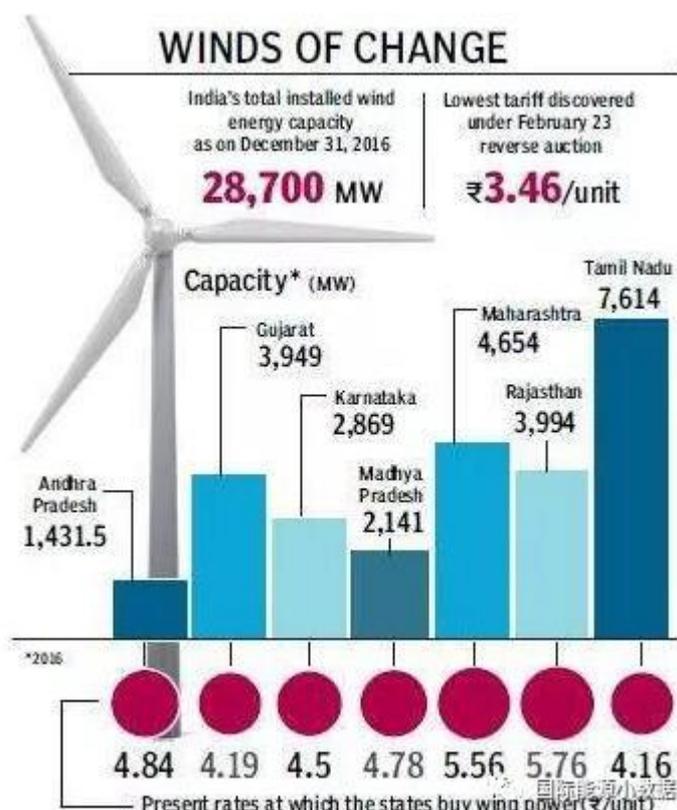
“实际上，降低风电全生命周期的度电成本也是我们一直追求的目标。作为整机供应商，技术和产能相结合是我们的优势所在。”安然说，“但我们不仅仅局限于提供有竞争力的机组，而是可以通过风场整体解决方案的创新，以及整个风电开发、设计、运营流程的优化帮助开发商和运营商更大程度上提升整个项目的经济性。”

张子瑞 中国能源报 2017-11-07

印度风电报价创新低：4.1 美分/千瓦时 接近光伏低于煤电

印度国家太阳能公司上周最新一轮 1000 兆瓦风电招标，最低价格创 2.64 卢比/千瓦时(约合 4.1 美分/千瓦时)的历史纪录，比此前的最低报价(3.46 卢比/千瓦时，约合 5.3 美分/千瓦时)降低 24%。

这样，风电的最低报价已接近太阳能光伏今年 5 月创下的最低报价纪录(2.44 卢比/千瓦时，约合 3.8 美分/千瓦时)，而且明显低于目前煤电的成本(3.20 卢比/千瓦时，约合 4.9 美分/千瓦时)。



E-Small Data 国际能源小数据 2017-11-08

风电产业将逐步摆脱补贴依赖

随着风电等新能源产业发展，今年前三季度我国新能源发电装机容量加上水电装机容量已占全部新增装机容量的 70%。同时，我国风电还有很大的消纳潜力和发展空间。风电需要找出一个新的发展模式，在新能源当中分类型、分领域、分区域逐步退出补贴，到 2020 年至 2022 年，基本实现风电不依赖补贴发展

近 10 年来，我国能源转型进程不断加快，风电产业取得了世界瞩目的成就，未来如何发展备受关注。在日前召开的“2017 北京国际风能大会”上，国家能源局新能源和可再生能源司副司长梁志鹏表示，风电在新能源中需要率先摆脱补贴依赖，必须尽快把成本、价格降下来，为社会发展作出贡献。

成本有望降至最低

今年，大会参会和参展人次将达 3.6 万，展馆面积扩大到 5.5 万平方米，共有来自 23 个国家和地区的 650 家企业参展，覆盖了风能开发和利用的完整产业链条。“作为行业发展的晴雨表，北京国际风能大会暨展览会成为全球三大顶级风能展会之一。”中国可再生能源学会风能专业委员会主任姚兴佳说。

随着风电产业高速发展，中国风电成为全球风电无可争议的领跑者。数据显示，2008 年我国风电装机容量只有 1200 万千瓦左右，上网发电量仅为 120 多亿千瓦时，在全部发电量中的占比几乎忽略不计。到 2016 年底，我国风电装机规模已达 1.69 亿千瓦，发电量为 2410 亿千瓦时，占全部发电量的 4%，电力消费结构不断优化。

同时，业内培育出了一条完善健全的产业链，研发和技术创新能力走在世界前列。我国风电设备出口 30 多个国家和地区，风电在拉动投资、带动就业等方面的效益日益显现。

“过去的风电叶轮直径为 80 米左右，现在达到了 110 米左右；风电塔筒的高度也从过去的 80 米发展到 120 米甚至 140 米。机组进步使得风电发电能力迅速提高，现在的发电量比 5 年前提高了 20% 左右，直接降低了每千瓦时电的成本。”梁志鹏说，风电过去被认为是一种昂贵的能源，但现在在很多地方已经是价格最低的一种新能源。风电成本还在进一步降低，将成为成本最低的新能源，未来甚至可能成为成本最低的能源。

率先摆脱补贴依赖

当前，风电产业发展尚面临着很多挑战，首当其冲就是限电问题。中国是全球最大的风电市场，近几年每年新增装机量占到全球新增装机总容量的 40% 左右。中国最早开发风电是在风能资源最好的“三北”地区，这些地方的风电总体装机规模已达到比较高的水平，同时限电比例也是世界上最高的。

“在风电发电量占到电力消费总量超过 10% 的国家中没有中国，中国的这一比例只有 4%。这说明中国风电发展是远远不够的，还有很大的消纳潜力和发展空间。”梁志鹏说。

另一大挑战是风电价格较高。今年前三季度我国新能源发电装机容量加上水电装机容量已占全部新增装机容量的 70%。梁志鹏认为：“如果风电不能降低价格，严重依赖社会补贴，是不合理的。”

今年《政府工作报告》提出，要抓紧解决机制和技术问题，优先保障可再生能源发电上网，有效缓解弃水、弃风、弃光状况。“这是第一次在《政府工作报告》中把解决可再生能源利用作为一项重要任务，目前该工作已经取得了一定进展，相信到 2020 年，弃风、弃水、弃光问题都将会得到基本解决。”梁志鹏透露。

“经过 10 多年的发展，风电需要找出一个新的发展模式，在新能源当中分类型、分领域、分区域逐步退出补贴，到 2020 年至 2022 年，基本实现风电不依赖补贴发展。”梁志鹏说。

分布式风电将成风口

近年来，由于弃光、政策等问题，光伏开发从西部转向更靠近负荷中心的中东部地区，分布式市场的开启给光伏行业带来了新的生机。作为遭遇同样发展瓶颈的风电，下一个十年的方向又在哪

里？

“对于未来的风电市场，我认为机会在中东部区域。”新疆金风科技股份有限公司总裁王海波说，过去认为四五米的风没有商业开发价值，现在却发现并非资源不够，可能只是技术没达到。德国国土面积不大，风电装机规模却高达 5000 万千瓦左右。我国 80% 的国土面积都具备丰富的风能资源。

远景能源副总裁田庆军则表示，中国有接近 70 万个行政村，如果 30 万个行政村采用分布式能源，市场空间将非常大。所以，未来东部的低风速加分布式一定是非常广阔的蓝海市场。

中船重工(重庆)海装风电设备有限公司总经理王满昌同样看好分布式风电发展。他认为，目前市场、资金、资源这三个要素条件都已具备。首先，分布式最靠近用电负荷；其次，5 米左右的中低速风资源有 10 亿千瓦；最后，小规模风电开发降低了社会资金门槛。

“欧洲风电的发展最早是以分布式为主，但是中国走了一条集中式风电为主率先发展的道路，现在是加快发展分布式风电的时候了。”梁志鹏说，分布式风电在中国发展比较难，首先是土地条件制约，其次是在接入电网方面有困难，再有就是我们还不习惯管理分布式可再生能源和提供相关公共服务。所以，最近的重要任务就是完善有关政策和政府服务，使分布式风电获得良好的发展环境。

王轶辰 经济日报 2017-11-13

2017 年中国风电度电成本、新增装机容量及风电消纳比例分析

一、全球风电装机较快发展，国内市场是主动力

1、全球风电度电成本下降带动风电装机发展

全球陆上风电的度电成本，不断下降，经济性提升，同时多个国家都有补贴政策，带动全球风电新增装机容量快速发展。

2009-2016 年，全球陆上风电的度电成本，下降了 66%。

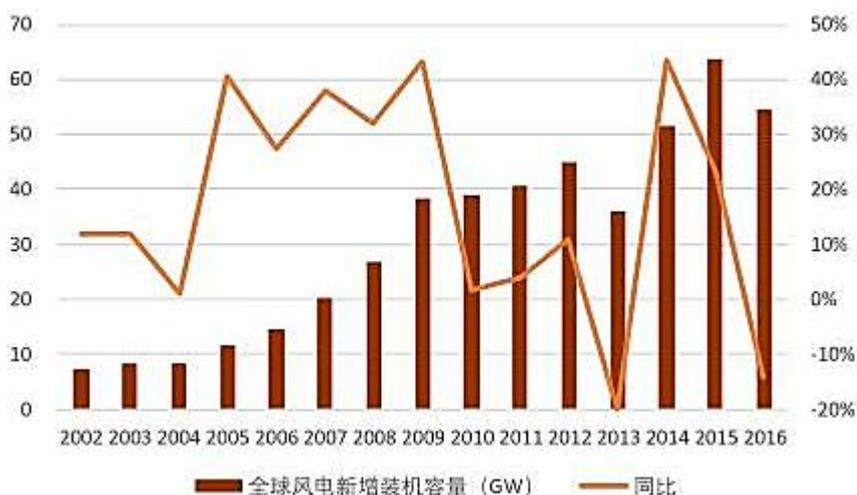
全球陆上风电的单位成本不断下降(美元/MWh)



数据来源：公开资料整理

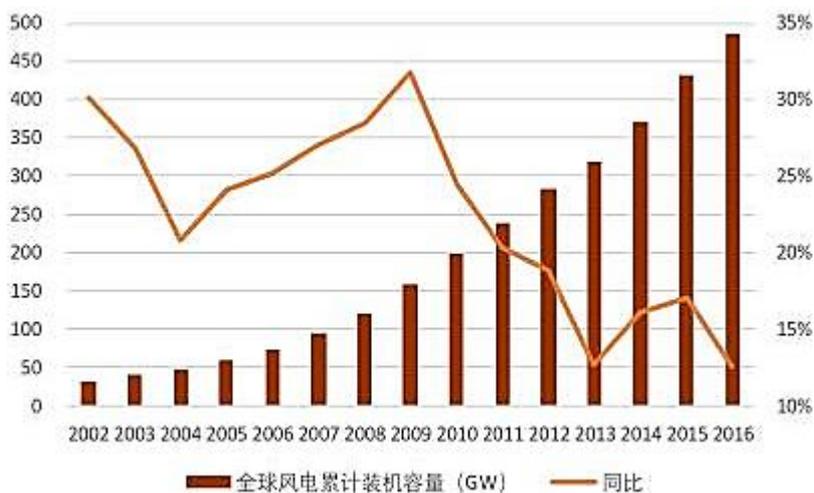
全球风电新增装机容量，2002-2009 年经历了高速发展期，年均复合增速达到 27%，2010-2016 年，波动较大，整体发展进入平稳期，年均复合增速为 5%，但增量的绝对值较大。

全球风电新增装机容量与同比增速(GW、%)



数据来源：公开资料整理

全球风电累计装机容量与同比增速(GW 、%)



数据来源：公开资料整理

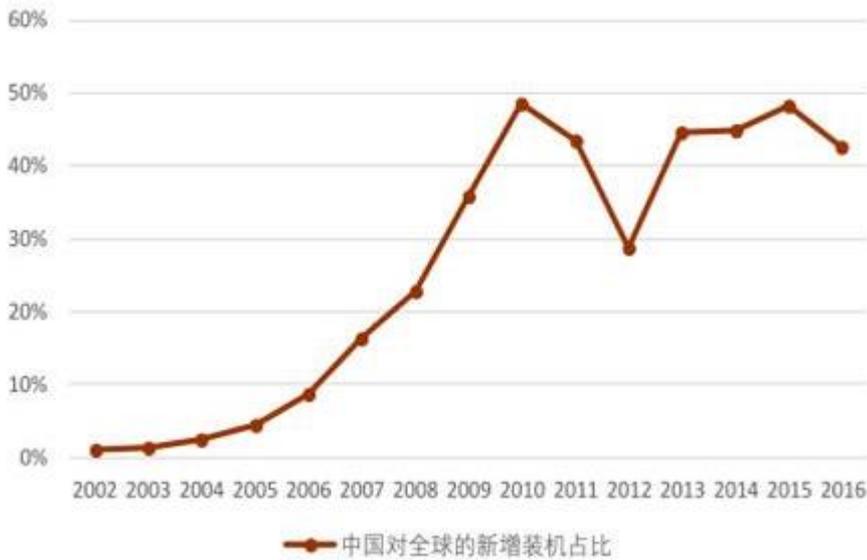
从全球风电新增装机容量的地区构成来看，中国的占比不断提升，超过 40%，成为最大的增量市场。其次是美国(15%)、德国(10%)、印度(6.6%)、巴西(3.7%)等。

2016 年全球风电新增装机容量的地区构成



数据来源：公开资料、智研咨询整理

中国对全球风电新增装机容量的占比



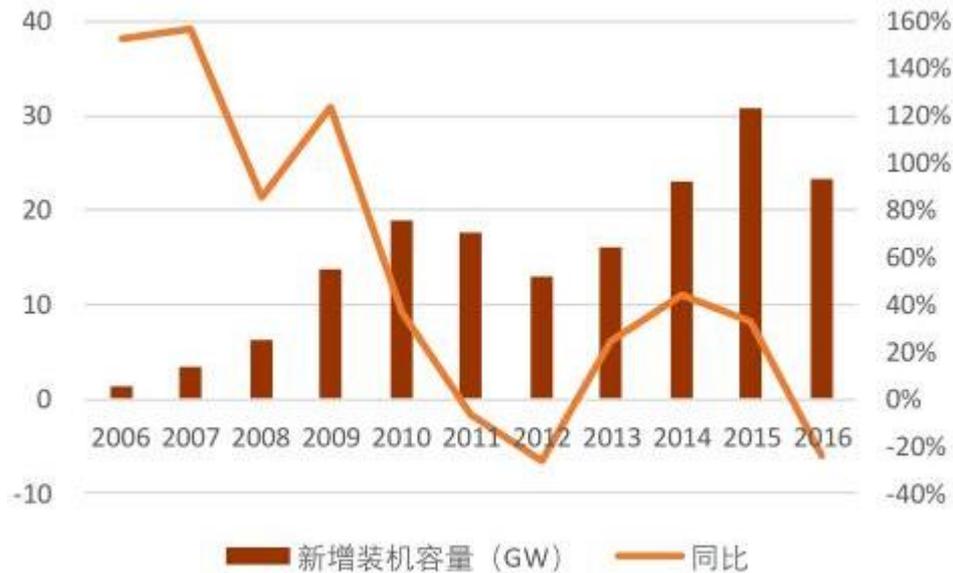
数据来源：公开资料整理

二、政策支持，风电消纳比例不断提升

国内风电新增装机容量快速发展，近年有所波动，总体上进入平稳增长的阶段。2006-2016 年的 10 年间，年均复合增速超过 30%，是当之无愧的成长性行业。

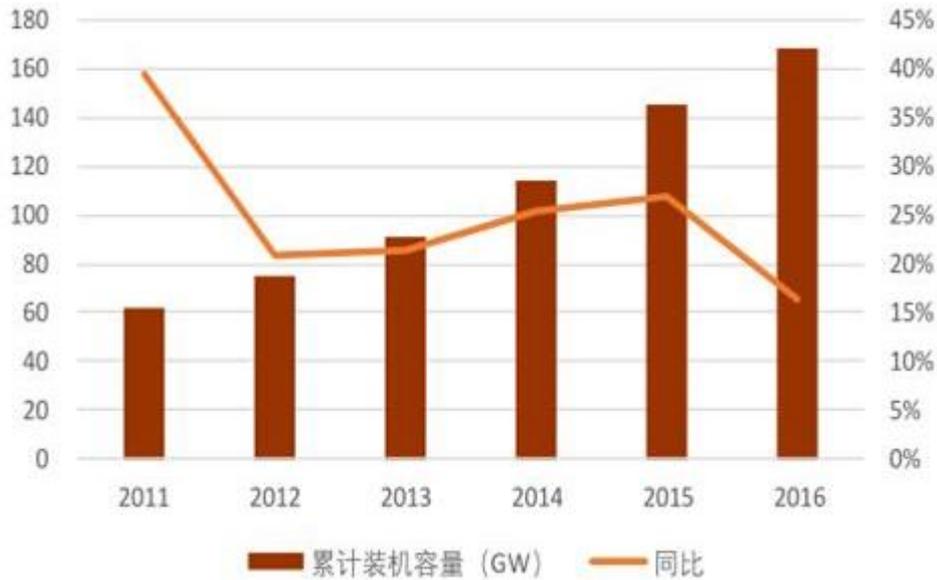
2011 年和 2012 年，风电行业出现了并网消纳困难、弃风限电严重、质量事故频发等发展瓶颈，产业进行调整转型，新增装机同比有所下滑。而由于 2015 年抢装潮透支需求，2016 年新增装机同比下降了 24%。

国内风电新增装机容量与同比增速(GW 、%)



数据来源：公开资料整理

国内风电累计装机容量与同比增速(GW 、%)



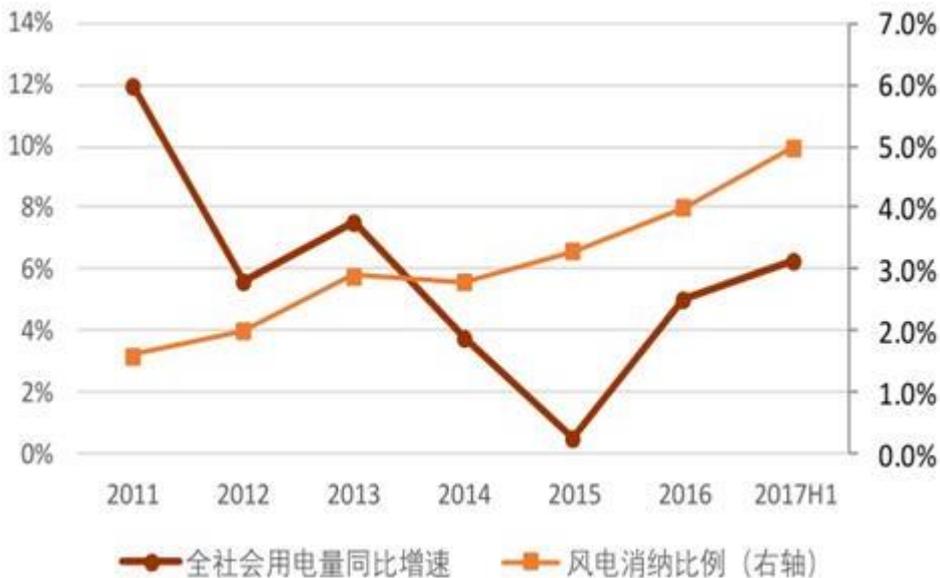
数据来源：公开资料整理

全国与地方区域，都大力推动电网建设建设，消纳新能源。

《电力发展“十三五”规划(2016-2020 年)》指出，推进电力系统智能化，增强灵活性和调节能力。依托电力外送通道，有序推进“三北”地区可再生能源跨省区消纳 4000 万千瓦，存量优先。

7 月份，青海特高压项目正式纳入国网公司“十三五”电力规划，青海两个“千万千瓦级清洁能源基地”开发即将提速。其中规划，青海至河南直流特高压通道工程电压选择±800 千伏，直流送电距离约 1500 多公里，最大送电容量按 1000 万千瓦考虑。国内风电消纳比例在不断提升，除了火电、水电以外，风电正成为重要的发电量来源。

国内风电消纳比例不断上升



数据来源：公开资料整理

三、风电产业链由国内企业主导，中游整机制造集中度较高

风电产业链中，整机制造的集中度较高，而风电叶片是关键的零部件。与整机制造企业的合作关系，是叶片企业发展壮大的一个重要因素。

风电产业链示意图



数据来源：公开资料整理

从风电机组的成本构成来看，风电叶片的成本占比达到 20%。估计风电叶片目前每年的市场规模约为 150-200 亿元。

风电机组的成本构成，风电叶片是关键的零部件



数据来源：公开资料、智研咨询整理

中国产业信息网 2017-11-14

打破制度藩篱！张家口风电试水电力市场直接交易

日前，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。

10月20日，国家能源局华北监管局和河北省发改委联合发布了一份特急文件《京津唐电网冀北(张家口可再生能源示范区)可再生能源市场化交易规则(试行)》，明确了将最低保障性收购年利用小时数以外的电量能够以市场化方式实现有效利用。

10月27日，张家口可再生能源电力市场化交易在冀北电力交易中心挂牌交易。符合准入条件的风电企业均可自愿摘牌，按时间优先的原则在交易平台统一出清形成交易结果。交易期间，共有28家风电企业的37个风电项目参与摘牌，申报交易电量达2350万千瓦时，超出挂牌电量22%，提前一个半小时完成电量申报工作。市场交易活跃由此可见一斑。

今年以来，张家口市启动了2000万平方米清洁能源供暖工程。但按照原有政策和价格机制，电供暖成本比燃煤集中供暖高出近一倍，推广难度大。与此同时，张家口市可再生能源发电规模超过1100万千瓦，扩大就地消纳应用，解决部分存在的“弃风”问题，也是当务之急。

为此，张家口市作为国务院批复设立的可再生能源示范区，立足先行先试，探索建立了“政府+电网公司+企业+用户”的“四方协作机制”，并争取到国家能源局华北监管局出台《京津唐电网冀北(张家口可再生能源示范区)可再生能源市场化交易规则(试行)》作为政策支持。依托冀北电力交易系统，张家口市与国网冀北电力有限公司合作建立可再生能源电力交易平台，每月由平台发布下月清洁能源供暖项目的需求电量和保障性电价，可再生能源发电企业自愿竞标，通过市场化交易，再将清洁电力直接销售给电供暖用户。

河北省发改委相关负责人表示，将可再生能源电力纳入市场直接交易，通过市场机制降低可再生能源使用成本，扩大可再生能源消费，是推进北方地区冬季清洁取暖的一项探索实践。它开启了张家口可再生能源就地消纳的创新实践，对可再生能源产业持续健康发展、推动清洁供暖具有里程碑意义。

张家口市能源局局长郭俊峰算了一笔账：通过可再生能源电力市场化交易，电供暖用户可享受到0.15元/千瓦时的优惠电价，较低谷电价0.28元/千瓦时降低46.4%，成本与燃煤集中供暖持平，进而为清洁能源供暖推广扫清了最大障碍。同时，也扩大了可再生能源本地消纳市场。张家口市2000万平方米清洁能源供暖完成后，年可消纳可再生能源电力近30亿千瓦时，将更大程度推动风电等可再生能源消纳。

目前，张家口市作为2类风资源区，风电执行的是0.50元/千瓦时的上网电价，明年起将执行下调后的0.47元/千瓦时的上网电价。

有业内人士表示，虽然0.05元/千瓦时的交易电价相比标杆电价低了不少，但在“弃风”现象部分存在、行业面临补贴退坡的状况下，这部分在保障收购额之外的交易电量收入对于风电企业来说也算是意外收获，因此体现出了较高的积极性。

短评

促风电消纳须打破制度藩篱

在“弃风”现象部分存在、风电标杆电价不断下调的背景下，张家口风电试水电力市场直接交易无疑为解决风电及可再生能源消纳打开了一扇窗，趟出了一条路。

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，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。

目前，张家口可再生能源发电规模超过1100万千瓦，预计到2020年，张家口可再生能源发电装机规模将达到2000万千瓦，年发电量达到400亿千瓦时以上。

除了加快外送通道建设外，当地创新构建“政府+电网+发电企业+用户侧”的四方协作机制，由交易平台负责用户侧的准入注册管理，与可再生能源发电企业签订保障小时数以外的可再生能源电力收购协议，与用户签订可再生能源电力销售协议；交易价格根据市场供需和成本确定可再生能源电力交易价格，探索建立可再生能源上网的市场化价格形成机制和适应可再生能源消纳的需求侧电

价机制。

显然，张家口作为国务院批复的全国可再生能源示范区，其意义并不仅仅在于要建设多大规模的风电和光伏基地，实现多高比例的可再生能源发展；更在于为打破风电和可再生能源消纳的机制体制瓶颈试水和探路，为困扰风电行业的弃风限电问题寻找破局之道。

除了机制创新外，在更高层面的制度创新上，借助可再生能源示范区的政策红利，张家口更应在率先深入实施电力市场体制改革，建立适应可再生能源大规模融入电力系统的新型规划管理体制、电力市场体制，建立健全新能源无歧视、无障碍上网制度等方面起到引领示范作用。

张子瑞 中国能源报 2017-11-14

肇庆市风电场项目或将达到 10 个以上

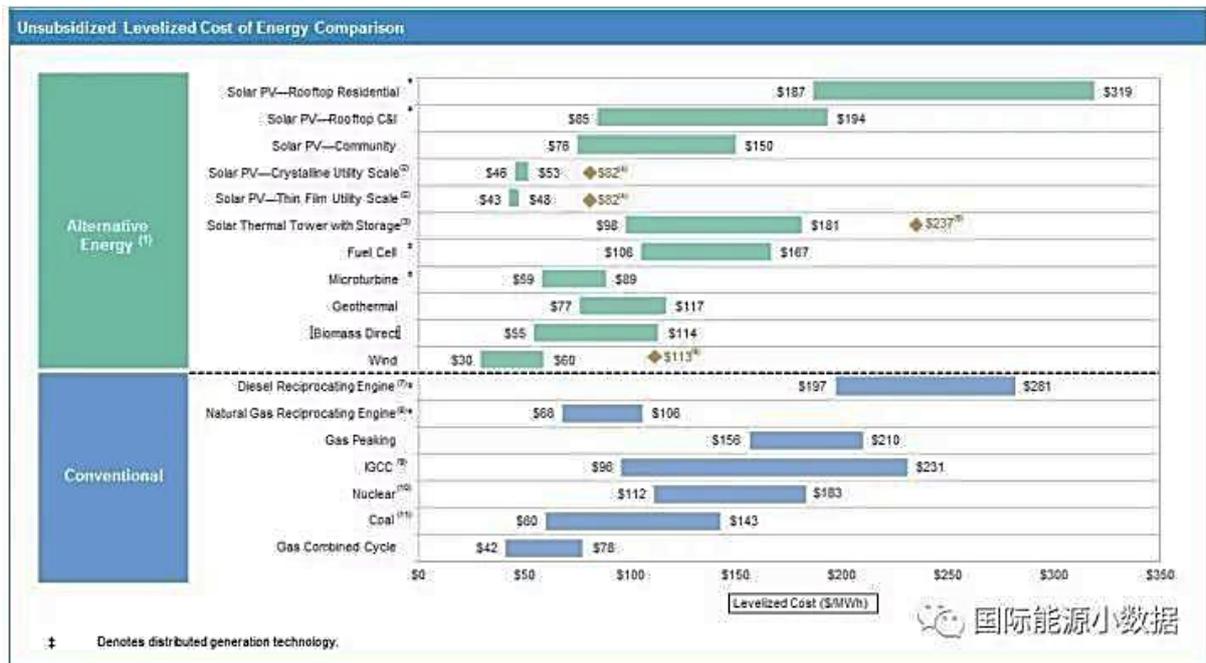
记者从肇庆市有关部门了解到，省发改委近日核准大唐国际广宁洲仔风电场项目，这是广宁县今年第二个获得省发改委核准的风电场项目。肇庆市风力发电 2015 年从零起步，到目前至少已有 5 个项目获省发改委核准。风电企业加速布局，风电开发成为肇庆市的投资热点。

除此之外，中广核已于今年 8 月与封开签约，开发封开风电项目。未来两三年，肇庆市的风电场项目或将达到 10 个以上。

于敢勇 刘小洪 大洋网 2017-11-14

美国发电成本最新披露：风电 4.5 美分/千瓦时

美国 LAZARD 公司日前发布一年一度的美国各类发电技术平准成本(Lazard Levelized Cost of Energy Version 11.0)数据。



可再生能源(不考虑补贴)

居民屋顶光伏：18.7-31.9 美分/千瓦时

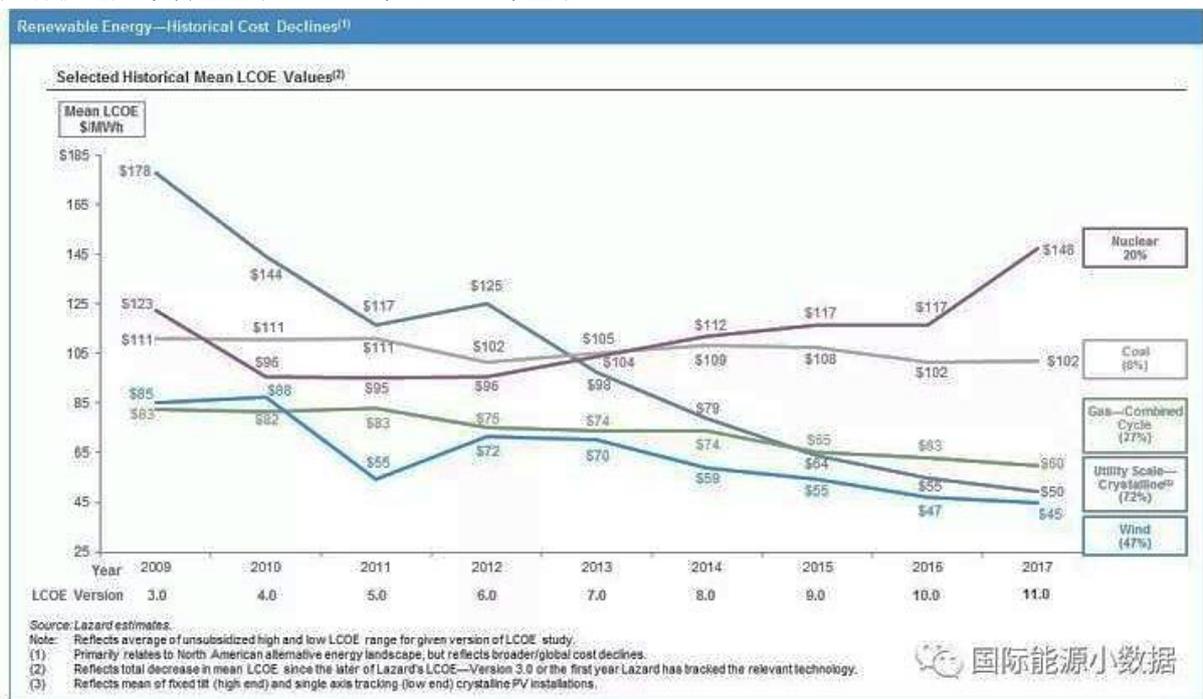
商业屋顶光伏：8.5-19.4 美分/千瓦时

社区屋顶光伏：7.6-15.0 美分/千瓦时

公共事业级多晶硅光伏：4.6-5.3 美分/千瓦时

公共事业级薄膜光伏：4.3-4.8 美分/千瓦时
 带储能塔式光热：9.8-18.1 美分/千瓦时
 燃料电池：10.6-16.7 美分/千瓦时
 地热：7.7-11.7 美分/千瓦时
 生物质直燃：5.5-11.4 美分/千瓦时
 风电：3.0-6.0 美分/千瓦时
 常规电源
 往复式柴油内燃机：19.7-28.1 美分/千瓦时
 往复式燃气内燃机：6.8-10.6 美分/千瓦时
 调峰燃气电厂：15.6-21.0 美分/千瓦时
 煤炭整体气化联合循环：9.6-23.1 美分/千瓦时
 核电：11.2-18.3 美分/千瓦时
 煤电：6.0-14.3 美分/千瓦时
 天然气联合循环：4.2-7.8 美分/千瓦时

如下图所示，2017 年各类发电技术平准成本的中位值为：风电 4.5 美分/千瓦时、光伏 5.0 美分/千瓦时、燃气 6.0 美分/千瓦时、煤电 10.2 美分/千瓦时、核电 14.8 美分/千瓦时。在各类发电技术中，只有核电成本明显上涨，2017 年比 2016 年上涨 26%。



国际能源小数据 2017-11-14

美国风电价格持续走低 凸显强劲竞争优势

美国能源部(DOE)最新发布的 2016 年度《风能技术市场报告》显示，该国风电市场整体走势强劲，成本优势进一步凸显。加上输电成本及其他相关成本，美国风电价格仅为 12 美分/千瓦时，即使没有生产税抵免，也是一种极具竞争力的电源。

作为风电价格较低的国家，美国在这条路上越走越顺。美国能源部(DOE)发布的 2016 年度《风能技术市场报告》(Wind Technologies Market Report)，以大量数据从多个方面追踪了美国风电成本、市场表现及增长趋势。美国风电市场整体走势强劲，成本优势进一步凸显。

2016 年，美国风电新增装机容量 820.3 万千瓦，累计装机容量达到 8214.3 万千瓦。其中，中部地区新增装机容量在全美占比近 90%，延续了 2015 年以来的绝对主力地位。德克萨斯州更是以 261.1 万千瓦的新增装机容量连续第三年在全美各州中居首。

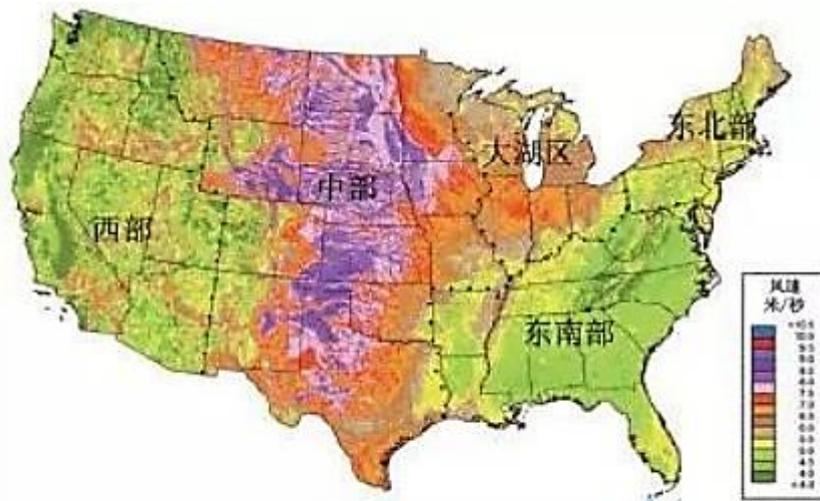


图1 美国地理分区及各地区风速

位于罗德岛海域附近的布鲁克岛(Block Island)的美国首个海上风电项目于 2016 年投入运行，这成为该国风电史上里程碑式的事件。

风电价格持续走低

该报告的数据显示，在长达 20 年的时间里，美国风电价格持续走低，与天然气发电等传统电力类型相比，显示出越来越显著的优势。其中，得益于平均施工成本低廉、平均容量因数(Capacity Factor)较高等有利条件，美国中部地区的风电价格走低趋势尤为明显，也成为美国风电价格最低的地区。

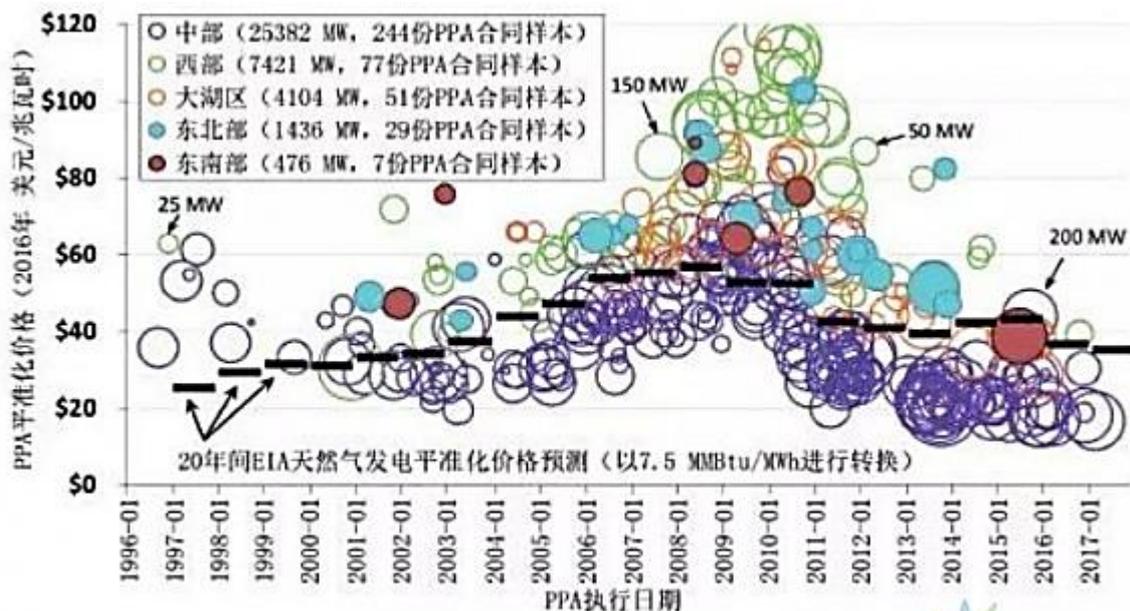


图2 美国各地区的PPA价格

风电的采购通常通过购电协议(Power Purchase Agreement, 简称 PPA)来完成，在这种以长期合同大量采购的方式中，风电价格仅为天然气发电价格的一半。近年来，风电的 PPA 价格低至 20 美元 / 兆瓦时，即 2 美分 / 千瓦时(约合人民币 0.13 元/千瓦时)。整体来说，风力发电成本仅为 2 美分 / 千

瓦时—4 美分/ 千瓦时，再加上输电成本及其他相关成本，美国风电消费者平均需支付 12 美分/ 千瓦时。

但是要注意的是，购电协议的风电价格是统包价格(all-in price)，其中包含了美国风能生产税抵免(Wind Production Tax Credit)之类的补贴，该项抵免政策给予运营商 18 美元/ 兆瓦时—23 美元/ 兆瓦时的税收补贴。若排除生产税抵免，美国中部地区的度电成本(LCOE)不到 50 美元/ 兆瓦时(5 美分/ 千瓦时)。

相较而言，美国能源信息管理局(the Energy Information Administration)估计，联合循环天然气发电站的度电成本最低约为 54 美元/ 兆瓦时(5.4 美分/ 千瓦时)。所以，即使没有美国风能生产税抵免的作用，风电依旧是一种极具竞争力的电源。

风电机组性能提高

近年来，在美国历年全部新增装机中，风电的占比不断提高。2016 年，风电占比为 27%。不过它仍然不及太阳能光伏和天然气发电，屈居第三。为了在与太阳能光伏及天然气发电的激烈竞争中领先一步，美国风电产业势必会自我升级。例如，风电整机商制造了单机容量更大的风电机组，使其在风速较低的地区仍能最大限度提升发电效能。

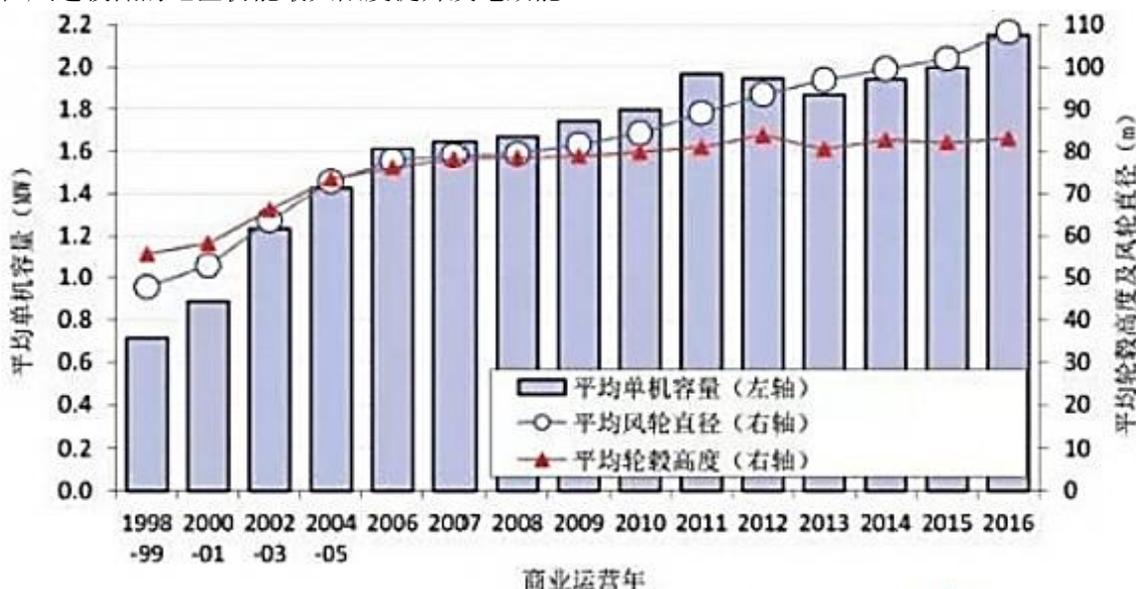


图3 历年风电机组的平均单机容量、平均风轮直径、平均轮毂高度

产业数据显示，2016 年，美国新增风电机组的平均风轮直径变得更大，从而使机组捕获更多风能；轮毂也变得更高，机组得以在更高处获取更佳的风能资源。这一年，新吊装机组的平均风轮直径达到 108 米，比过去 5 年的平均值增长了 13%；新吊装机组的平均轮毂高度为 83 米，比过去 5 年的平均值提高了 1%。机组的平均单机容量也随之增加，2016 年新增风电机组的平均单机容量为 2.15 兆瓦，比过去 5 年的平均值提高了 11%。

风电机组的这些设计改进不仅增加了机组发电量，也增加了机组容量因数。2014 年和 2015 年吊装的风电机组的平均容量因数超过 40%，这意味着如果一年 365 天每天 24 小时都刮风的话，机组将会发出其理论最大发电量的 40%。

风电波动性的相关成本微乎其微

尽管美国风电在价格方面已经凸显出了绝对的竞争优势，却依旧避不开这些问题：由于风电存在波动性所带来的并网成本怎么算？比如储能成本，不会推到消费者头上吗？

实际上，对于像风电这样的可变电源(Variable Source of Electricity)并入电网到底需要花费多少成本，并没有一个简单的答案。若有的话，那就是“要看情况”。该报告从风电渗透率和弃风限电率的变化入手，带领读者一窥风电并网成本真相。

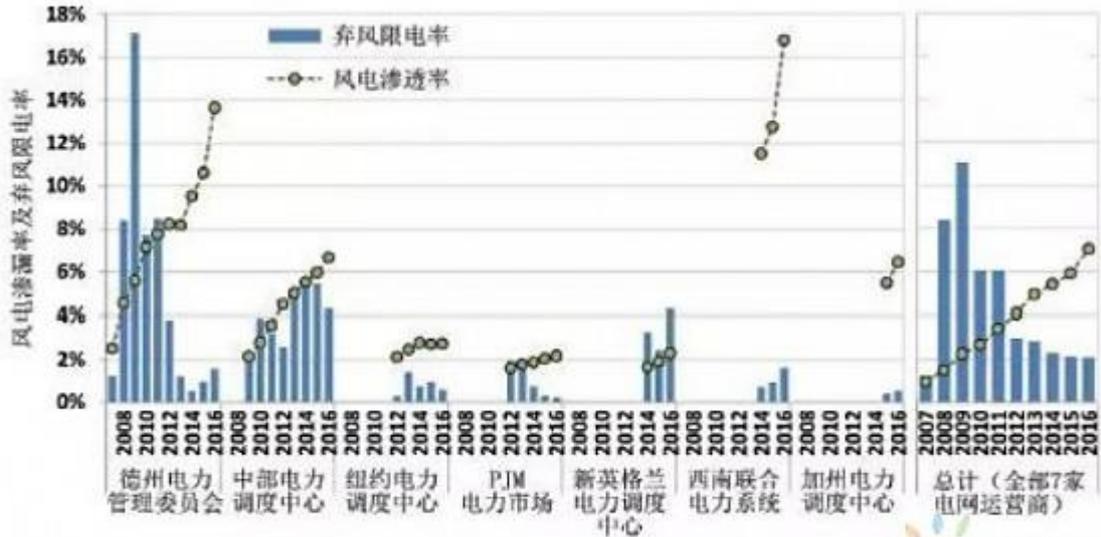


图4 ISOs的弃风限电率及风电渗透率



图 4 的数据显示 2008 年至 2016 年间美国 7 家独立电网运营商(ISOs)的风电渗透率和弃风限电率情况。

在这 7 家电网运营商中，它们的风电渗透率显著升高，而弃风限电率下降了。但这并不意味着风电并网的成本不大。弃风限电率之所以下降，一个很重要的原因是自 2009 年弃风限电率达到高峰之后，很多地区为将风电输送到负荷中心投资了大规模输电线路。

以德州电力管理委员会(ERCOT)所管理的地区为例。当地公用事业企业在输电线路路上投资 70 亿美元将风能资源丰富的西德州与美国东部、中部城市连接起来，使得德州的发电余量可以输送到有电力需求的地区进行消纳，ERCOT 所管理的地区弃风限电率也就自然降低了。当然，所有在输电线路路上的投资成本都会分摊到消费者群体当中，ERCOT 的这些成本也不例外。但是，数十亿元的投资成本分摊到成千上万的消费者身上，在每个人身上所产生的成本就微乎其微了。

美国风电的超低廉价格推动了更多风电场建设。接下来，风电并网还将会是美国电网运营商要面临的挑战。当然，到目前为止，他们在这个方面已经做得很成功。同时，决策和监管部门应该认识到，由于未来风电装机容量会越来越大，需要新增输电能力以及升级电网来接纳风电。以最低的投资进行最大容量的可再生能源并网不是一项轻松的任务，但是随着可再生能源逐渐摆脱“替代能源”的标签而变成美国供电的主力，投资新建更多输电线路将变得越来越关

《风能》杂志 2017-11-15

核能

韩国新古里两机组重启，不影响韩“脱核”计划

韩国总统文在寅 10 月 22 日宣布，将重启新古里核电站 5、6 号机组，希望民众尊重和接受这一决定，但强调将继续推行“脱核”政策。

韩媒评论称，文在寅此举可谓“名”“利”双收，既维持了竞选期间提出的“脱核”的能源主张，又通过社会协调消除了在建核电工程的争议。

新古里 5、6 号机组重启

文在寅曾在竞选时承诺停建新古里 5、6 号机组。但考虑到综合工程进度已达 29.5%，且已投入 1.6 万亿韩元的经费，政府最终决定从 7 月起将施工工程叫停 3 个月，并以民主商议形式展开讨论，

让民众作出公共决策。

10月20日，负责民调的公论化委员会公布结果，建议重启被叫停的新古里核电机组。根据调查，多数民众认为，“脱核”政策与是否停建是两码事。在第四轮商议式民意调查中，有59.5%的人支持重启两座机组建设，40.5%支持停建。

10月22日，文在寅表示，政府决定接受公论化委员会的复工建议，尽快重启新古里核电项目两座机组建设。同时表示，政府将为落实公论化委员会的建议提供后续措施和补充措施，并稳定推行当初承诺的“脱核”等能源转型政策。

新古里5、6号机组位于蔚山广域市蔚州郡，于2016年6月获批，原计划分别于2021年3月、2022年3月建成投产。两台机组均采用韩国自主设计的先进压水堆核电机组APR-1400，装机容量140万千瓦，设计寿命60年。

据韩媒报道，韩国水电与核电公司接到复工通知后，已派专家排查裸露在潮湿空气中的钢筋等建材有无锈蚀变形等安全隐患，预计耗时1个月左右或更长。

2038年核电站数量减至14座

今年6月，文在寅曾在古里核电站1号机组永久关闭仪式上表示，全面取消正在准备的新建核电站计划，不再延长核电站的设计寿命，“永久关闭古里核电站1号机组是走向脱核电国家的起点”。

8月底，文在寅在听取韩国产业通商资源部、环境部、国土海洋部联合工作汇报时重申，“脱核”不是关闭正在使用的核电机组，而是不再新建核电机组，且不再延长运转老旧核电机组。

10月22日，文在寅再度强调，虽然重启新古里机组建设，但仍继续推行“脱核”政策。他表示，韩国将全面取消新建核电，并在确保能源稳定供给的情况下停止月城1号机组运行。但目前核电站数量和发电容量仍有所增加，预计实质性的减少将从下届政府开始。

目前，韩国国内共有24台在运核电机组，可满足该国约1/3的电力需求。据韩联社报道，韩国计划到2038年将核电规模从目前的24座减至14座，将取消6座核电站的新建计划，禁止延长14座老旧核电站的使用寿命，依次按照2017年24座、2022年28座、2031年18座、2038年14座的目标分阶段缩减规模，月城核电站1号机组将在综合考虑供电情况后提前关闭。

据了解，政府将为因“脱核”政策蒙受损失的地区提供参与增收项目的机会，并制定面向核电中小企业的补偿方案。

韩国民调机构Realmeter发布数据显示，约六成韩国民众赞成政府推进“脱核”的能源转型政策。60.5%的受访者赞成不再批建核电站的政策；29.5%表示反对“去核电”政策；回答“不清楚”的占比10%。

根据公论化委员会的民调结果，有53.2%的人希望降低核电比例；35.5%的人希望保持目前的核电比例；9.7%希望提高比例。公论委建议，政府应朝着降低核电比例的方向进行决策，并制定周密计划尽早付诸实施，确保在建机组的安全，加大对可再生能源发电的投入力度。

扩大可再生能源占比

早在竞选期间，文在寅已表明其能源主张——降低韩国对煤炭和核电的依赖，强调向可再生能源转型，目标是到2030年将可再生能源占比从目前的1.1%增至20%。

8月底，文在寅强调：“是时候大幅调整国家能源政策，打造安全韩国，跟随世界趋势，减发核电和煤电，增加可再生能源比例了。”

10月20日，韩国产业通商资源部官员接受采访时称，可再生能源政策是文在寅政府的竞选承诺，不会受到两座在建核电机组存废之争的影响，政府将坚定不移地推进能源转型，争取到2030年将可再生能源发电比例提高到20%。

韩国政府已组建中央和地方政府、公民团体、能源产业参与的可再生能源政策协商会议，将设法鼓励地方政府及当地居民主导可再生能源发电项目经营权，放宽发电机组与临近建筑物的距离限制，并由政府主导解决选址问题。

韩国政府表示，今年内将完成能源路线图的制定，将从依赖煤炭和核电，转向更多利用天然气

和可再生能源，并将更为重视公共安全和技术创新。

韩国产业通商资源部指出，能源路线图将通过增加研发投入、支持相关行业等方式，实现 2030 年可再生能源目标。为此，该路线图将详细规划太阳能、风能等可再生能源发电项目的位置和实施步骤。

张琪 中国能源报 2017-11-06

叶奇蓁：中国核电具有经济竞争力

“与欧美国家相比，我国核电在经济上更具竞争力。”在不久前举办的“2017 中国核电可持续发展高峰论坛”上，中国工程院院士叶奇蓁表示。

据 IAEA 统计，截至今年 7 月底，全球在运核电机组 447 台，装机容量 3.91 亿千瓦，分布在 30 个国家。其中，我国（不包括台湾地区）商用核电机组 36 台（此外还有 1 台试验快堆），排名第四，已建成秦山、田湾、福清、海南、大亚湾、红沿河等核电基地。此外，全球在建核电机组 58 台，装机 5826 万千瓦，分布在 14 个国家。据了解，采用第三代技术的核电机组将是近期和中期大规模部署的主力机型。其中，6 台 AP1000 在中国、美国建设；4 台 EPR 位于中国、芬兰和法国；4 台“华龙一号”在中国建设，计划于 2020 年投入运行。

经过近 40 年的探索和实践，我国核电事业从无到有，由弱到强，从引进国外技术、设备，到拥有自主研发生产的成套设备，硬件制造能力世界第一，核电成为高铁之外又一张国家名片。“一带一路”的倡议为中国核电发展带来新机遇，凭借技术优势、成本优势、管理优势、施工优势、产业链优势以及互惠互利、共同发展的国际关系优势，我国核电“走出去”取得了显著成果。

叶奇蓁介绍，中国是世界少数几个核电机组出口国之一，已出口巴基斯坦四台 30 万千瓦机组，其中三台已投入运行，另一台正在调试；两台百万千瓦级核电站“华龙一号”在卡拉奇建设。在今年的“一带一路”北京论坛上，我国与巴基斯坦签订了在恰希玛再建一台“华龙一号”的合同，与阿根廷签订了“华龙一号”三代核电出口合同。此外，我国还与苏丹签订了进行 ACP600 三代核电合作的协议；国家电投正在南非、土耳其商讨建设 CAP1400 的合作。

在国际核电合作的竞标中，中国优势明显。叶奇蓁提到，中广核与法电合作在英国开发核电项目，“华龙一号”是其方案之一。他说：“英国原本跟美国合作，现在找到中国了，因为中国有大量的核电工程，拥有比较成熟的经验和工业基础，出口的核电价格较低。”

一直以来，造价和成本都被视作掣肘核电经济竞争力的关键。2016 年 1 月，世界核协会（WNA）发布名为《核电经济性和项目重组》的报告，明确造价是影响核电经济性的关键因素。中国核建集团总经理、党组书记顾军在今年 7 月初的“第二十五届国际核工程大会”上也指出，核工业界不断提高安全标准、提升核电管理能力，无形中抬高了设备制造、核电机组建造和运行成本，使核电的市场经济性面临越来越艰巨的挑战。“根据目前新建核电站的经济性测算，核电正丧失对传统能源的成本竞争力。”

“为解决成本问题，美国正在想办法进行现有压水堆的延寿工作。”叶奇蓁说，“他们把 70% 左右的核电站进行了延寿，以减缓建新电站的需求。美国人举例说，新建核电站每度电上网的成本价是 5-6 美分，而延寿以后的成本价大概是 2 美分甚至更低。”

对于中国核电的经济性，叶奇蓁态度乐观。他表示，我国目前投产的都是二代改进核电机组。二代核电机组规模化建设后，在东南沿海的电价与当地煤电标杆电价相当，有些机组甚至低于标杆电价。“比如，国家发改委规定核电价格不能超过 0.43 元，而浙江标杆电价约为 0.42 元，海南等地标杆电价是 0.49 元。”对于三代核电成本高于二代核电的问题，叶奇蓁认为，这是因为三代核电增加了安全设施，提高了安全标准，首批三代机组还较难与煤电竞争。“但随着规模化建设、模块化设计和施工、缩短工期，其电价也会下降。”

他还指出，核电站建设的成本除 10%-20% 是本金以外，其他都是银行贷款，财务成本占很大的

建设成本比重；此外，核电减排效果显著，若国家出台碳税政策，核电就会更具竞争力；而与风电、光电相比，核电也有优势，它离负荷中心更近，减少了输电成本，省去了输电线路建设的麻烦。

为进一步提高我国核电经济竞争力，叶奇蓁提出了五点建议：关键设备要全面实现国产化；要有创新精神，占领国际技术制高点；重视产品质量，执行严格的核电质保体系；要有品牌意识，创名牌，为此设计、工艺、外观都必须精益求精；要加大产品的售后服务，包括核电站运行维护服务。

吕银玲 中国能源报 2017-11-09

西屋全球 CEO：等待 AP1000 首堆装料有耐心！

近日，作为美国访华商务团的一员，西屋全球首席执行官何睿泽（José Emeterio Gutiérrez）随特朗普、美国商务部长罗斯到访中国。

距西屋公司今年3月底宣布破产重组已逾半年，其间，寻找买家、V.C Summer AP1000 建设项目终止等问题让这家百年老店未得稍歇。尽管 AP1000 顺利通过英国通用设计审查，位于中国浙江三门、山东海阳的 AP1000 项目未受重组影响，但其并网节点尚不清晰，让外界对西屋和 AP1000 的未来打上问号。

在此次访华中，西屋进一步与中方企业、高层进行交流，推动双方能源领域合作。11月10日，在西屋电气（亚洲）有限公司，何睿泽和西屋电气亚洲区总裁刘信刚向媒体解答了西屋发展及与中国企业合作的相关问题。何睿泽表示：“在两国的后续能源合作中，核电将是重头戏。”

重组已进入尾声

“西屋公司的重组工作现已进尾声，最关键一步是把公司出售。”何睿泽介绍。虽然目前不方便透露更多信息，但他信心十足：“我对公司目前的情况非常满意，相信西屋很快就会走出此前的状况，恢复到行业领军者地位。”

西屋公司的破产重组主要由美国 AP1000 项目问题引起，今年3月29日，该公司根据《美国破产法》第11章提出重组申请，此后从第三方贷款方获得8亿美元债务人持有资产融资，用于资助和保护其核心业务的运营。

何睿泽说：“申请重组时，我们很快收到客户的反馈，对西屋公司表现出信心。此外，今年西屋在美国和欧洲都赢得了很大金额的合同，也说明我们的客户对西屋是有信心的。”

然而，西屋的破产重组仍引来外界对 AP1000 技术、西屋公司经营及市场战略的质疑。对此，刘信刚表示理解，但称“并不是所有质疑的立场、观点、评论都百分之百正确，我们正积极地与各方进行沟通和交流，解释真实的情况。”

就西屋的重组性质，何睿泽认为有必要厘清《美国破产法》第11章“破产保护”与其他国家所说“破产”或“破产清算”的区别：美国“破产保护”设立的目的，是帮助有财务问题的公司解决问题，保护公司资产和经营业务，通过重组使公司尽快走出财务危机。

他表示，启动重组时拿到的资金担保有力地帮助西屋公司在短时间内实现稳定，使其有足够资源支持全球的经营。“公司也采取了一系列措施不断改善，工厂、设计中心、运营机构并未受到重组影响，整体运营情况良好，财务状况稳定。”

据了解，今年7月，西屋公司制定了后续五年商业计划，详细列出了新主营业务增长的相应安排和发展计划，包括后续新建项目等。何睿泽透露，该计划还决定对公司的资产、人才、研发加大投资，西屋正在按照计划逐步完成节点工作。

等待装料有耐心

11月6日，何睿泽赴三门核电，亲身了解现场建设情况。

作为 AP1000 项目全球首堆，三门核电建设曾遇到一些挑战，西屋公司认为，通过与中方合作，已解决此前出现的所有问题。同时，依照承诺，中国核电项目没有受到西屋重组的任何影响。“在过去的几个月里，西屋公司没有在项目上降低资源投入，也不曾把中国项目的资源挪用至他处。三门、

海阳核电是见证西屋公司和中国企业合作典范的最佳实例。”何睿泽说。

公开显示，目前，三门1号机组、海阳1号机组已做好充分准备，随时可以装料。西屋与项目业主一样，正等待中国相关监管部门颁发装料许可。

与外界猜测不同，西屋公司并未“紧盯”中国项目进度，而是对中国政府、监管单位的安全质量标准高标准把关表示赞赏和尊重。

何睿泽在与业主、三门西屋团队及中国相关监管单位、企业对话中了解到，中国政府对三门、海阳两个1号机组的新一轮装料前评审目的在于，要用业内最高安全标准、质量标准来确保首堆工程的成功。他表示：“这是中国政府和监管当局对核安全文化高度重视的最好验证，这种重视不仅对中国核工业、而且对西屋公司甚至全球核工业而言都非常重要。”

何睿泽还透露，西屋目前在等待中国 AP1000 项目最终装料前的评审报告，以及监管当局和中央政府的最后决定。“对三门、海阳机组进行的所有装料前评审都没有发现任何问题。我们希望很快就可以等到装料许可，进行装料，启动投产前一系列测试，实现并网发电。”

着力新技术研发

除了正在执行中的合同，西屋公司此次访华还与中国企业积极沟通，探讨了未来合作的合同意向及核工业整体发展问题。何睿泽透露，一些新合同正在谈判中，谈判结束后将予以公布。除 AP1000 技术本身，该公司其他相关产品和服务也向中国开放，如运维服务等，所有合作领域都在与中方积极推进当中。

何睿泽告诉记者：“目前中国的在运在建核电规模说明，中国非常坚定地发展和建设核电，希望可以尽快看到中国启动后续新项目。”他称，在后续等待启动的新项目中，有理由相信 AP1000 会成为其中一些项目的技术选择，未来中国会建设一批成规模的 AP1000 机组。

西屋的信心不仅来自 AP1000 技术，它也是全球最大的核燃料供应商，且在核服务领域市场上数一数二。何睿泽表示，将来，西屋将把大量投资放在新技术研发上。

他告诉记者，在核技术方面，西屋正在关注几个新技术研发：原材料领域，致力于推出新的核燃料技术 Encore。Encore 是事故容错燃料，这是核工业领域对下一代燃料的新要求。其材料的熔化温度更高更安全，芯块本身的制造工艺和效率也与原来不同，这种新燃料投运后是对整个核燃料革命性的变革和技术上的提升；核电服务技术领域，西屋采纳数字化、机器人等前沿技术；设备制造领域，采用世界最前沿的焊接技术、3D 打印新技术，并引入机器人；此外，在核技术设计方面，西屋也有自己的小堆项目在推进，并开始思考布局下一代核技术。

吕银玲 中国能源网 2017-11-11