

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
第十四期 2017年7月

目 录

总论	1
国家能源局副局长李凡荣：中国对非化石能源消费比重达 20% 目标充满信心	1
何为实质性的能源改革	2
我国能源需求峰值已经到来	4
多能互补，看看闭门会上大咖们怎么说	5
中国的世界竞争力不断提升，但仍需认清差距	7
增量配电业务将助力多能互补项目发展	8
热能、动力工程	10
我国首次海域可燃冰试采结束并关井	10
累计产气逾 30 万立方 可燃冰试开采实现历史突破	10
祁连山确定天然气水合物最有利气源岩	11
《中国电力发展报告 2016》发布：电力工业进入清洁发展新阶段	11
碳交易试点再迎“大考”，有人 100% 履约，有人“音讯暂无”	12
到现在我们对燃气轮机还是只知其然、不知其所以然	15
我国最大页岩气田探明储量超 6000 亿方	16
我国钻获全球最古老页岩气藏	17
生物质能、环保工程	17
开车烧威士忌？首辆新燃料汽车在英国试驾	17
2016 年我国生物质发电量相当于 2/3 个三峡水电	18
安徽协议使用秸秆量三连增	18
中国电建越南芹苴垃圾发电 EPC 项目正式开工	19
太阳能	19
北大研究团队光伏材料研究取得新进展	19
全球首个采用直接硅片技术的商业化电站并网发电	20
光伏“6.30”“一刀切”产业政策模式遭诟病	20
0.64 元！光热发电成本下降速度直逼光伏	22
国家能源局组织调研首批 20 个光热示范项目进展情况	23
首批光热示范项目遭遇先行者困惑	24
努尔·白克力在泰国考察光伏电站项目	25
中国光伏发电产业领域首个战略联盟成立	25
德国开发出基于太阳能电池材料的智能太阳眼镜	26
风能	26
弃风限电改善有限 风电行业周期底部或将维持	26
甘肃：风电过剩困局	29
台湾浮动式离岸风电仍待评估	30
日本要从蒙古接风电 计划成立跨海电力网	30

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

国家能源局副局长李凡荣：中国对非化石能源消费比重达 20%目标充满信心

7月3-4日，第三届东亚峰会清洁能源论坛在云南省昆明市召开。本届论坛以“深化务实合作，推动互利共赢，共建绿色、互联、普惠、多元的区域能源体系”为主题，来自中国、马来西亚、新加坡、越南、泰国、印度尼西亚、老挝、缅甸、柬埔寨、孟加拉、巴基斯坦、丹麦、东盟能源中心、联合国亚太经社会、国际能源署、亚洲开发银行、摩根士丹利等10余个国家或国际机构的能源、金融领域官员、专家学者和企业代表，在主论坛及区域金融与绿色能源、能源可及性、新能源和规划合作专题等分论坛上深入沟通交流，积极分享清洁能源发展的成果和经验，探讨清洁能源发展的未来。

国家能源局副局长李凡荣出席论坛开幕式并致辞。李凡荣指出，近年来，东亚及东盟国家是世界经济发展最具有活力、人口最为稠密的地区之一，也是“一带一路”倡议的重点地区，工业化和城镇化进程快速推进，能源需求快速增长，各国日益关注能源安全、能源可及性和环境保护等问题，发展清洁能源，实现绿色低碳发展成为共同选择。由于资源禀赋和经济发展程度的差异，各国在清洁能源领域的发展还很不均衡，亟需进一步深化合作，在互利共赢基础上共同推进区域清洁能源协调发展。

李凡荣表示，中国为应对能源与环境领域挑战，大力推进能源变革，在有效保障能源供给的基础上，持续加大能源科技创新和体制机制创新，着力提高化石能源清洁高效利用水平，大力发展清洁低碳能源，积极推进能源结构调整，取得了显著成效。2016年，中国以1.4%的能源消费增速实现了国民经济6.7%的增长，单位国内生产总值能耗下降5%，能源效率持续提高；天然气和非化石能源消费比重达到19.7%，煤炭消费持续下降；非化石能源发电装机比重达到36%，新增装机占世界的40%左右，水电、风电、光伏发电装机和核电在建装机规模均居世界第一。中国清洁能源的发展目标是到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放量比2005年下降40%—45%，到2030年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放量比2005年下降60%—65%左右。2030年前后，碳排放量力争达到峰值，我们对实现这些目标充满信心。

李凡荣表示，在未来一个时期，中国将牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，推动能源生产和消费模式转变，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。并且愿意在推进国内清洁能源发展的同时，积极推进与东亚及东盟国家在清洁能源领域的务实合作，继续主办好东亚清洁能源论坛，扩大开展清洁能源政策、技术与信息交流，开展区域内能源可及性和能源安全领域合作，推动区域绿色低碳发展，与各国共同发扬“一带一路”“共商、共建、共享”精神，为共建东亚、东盟命运共同体和利益共同体做出积极贡献。

中方代表提出“深化东亚峰会清洁能源论坛合作机制、建立清洁能源发展常态化工作机制、深入开展清洁能源领域研究工作”的倡议，得到了东盟能源中心等机构的积极响应。

东亚峰会是亚太区域合作的重要议事平台，对于推动亚洲区域经济发展，起到了非常重要的作用。此次论坛是东亚峰会框架下第三次立足东亚及东南亚、放眼未来、专注清洁能源的专业型会议，由国家能源局与东盟能源中心指导，云南省发展和改革委员会（能源局）和水电水利规划设计总院主办，并得到了东盟成员国及相关国家地区和国际机构的支持。

贾科华 中国能源报 2017-07-05

何为实质性的能源改革

近期中央发布了《关于深化石油天然气改革的若干意见》(以下称《意见》),这既意味着多年来沸沸扬扬的油气改革争论落下帷幕,又意味着一场深化改革的“实战”拉开了序幕。

《意见》称得上是深化油气体制改革的纲领性文件,但行业反映平静如水。究其原因,笔者认为:首先,《意见》中提出的几大改革方案几年前早已提出,但收效甚微,行业人士已司空见惯;其次,几个重大的改革方案一直争议较大,《意见》所做的最终决策却令人有些失望;第三,如此全方位、全面的改革文件,似乎并未抓住实质性问题。

如此看,这份文件相当于“叫醒了过去对改革怀揣美梦的人”,但大家醒后仍感彷徨迷茫,可谓“十年一觉改革梦,梦醒时分再入梦”。笔者不禁想问:我们多年来高扬能源改革的大旗,到底改革了什么?借用民间俗语“不看广告看疗效”,笔者认为,截至目前比较明显的改革成果是:电力部门开放了终端售电;新疆拿出了6个油田区块进行了招标(其实20多年前陕北油田就已有这类经验);某石油央企混改引进若干家民营资本,平均每家约占1%股份。难道这就是能源国企改革的方向?如此简单化、程式化、形式化的做法是改革初衷吗?

蹉跎岁月,形势逼人,间不容发。能源改革是社会改革的一个缩影,在改革踌躇不前时人人有责发声。相信这份关于石油天然气体制改革的重要文件,不仅需要掌声也需要意见。笔者以下主要就天然气行业谈点意见。

“奔着问题走”核心是什么?

《意见》明确指出,深化石油天然气体制改革的总体思路是:“针对石油天然气体制存在的深层次矛盾和问题……”,以及“坚持问题导向和市场化方向”等,但文件并未指出,这些深层次矛盾和问题到底是什么?如果不能准确揭示这些矛盾和问题,或者意识到了但采取鸵鸟政策,不愿面对现实,如何进行深层次改革?只有实质问题抓住了,路线走对了,一切问题才能迎刃而解。

那么,中国能源行业或者具体到油气行业的深层次矛盾和问题究竟是什么?笔者认为,有如下几点:

第一,行政职能错位。表现在:能源主管部门对煤、油、气、电企业缺少有效管理,不能清除行业壁垒;能源行业各相关职能部门如环保、建设、国土、财政等不能形成有效协调,不能清除权力壁垒;中央政府对地方政府的执行效果不能开展有效监督,一方面不能清除上、下级壁垒,另一方面不能有效调配省际间资源,不能消除省际壁垒。第二,用行政手段管理行业和企业。表现在:以行政手段指导行业发展,决策失误之处较多;审批程序复杂,体制成本增大,使企业难以承受;要求能源央企既要承担社会责任又要承担经济责任,使企业处于两难之中;第三,法律体系不完善,缺少《能源法》、《能源监管法》、《石油天然气法》等;第四,在政府主导或市场化两个方向徘徊不定。

理顺行政体制尤显重要

一提到油气改革,大家其实已经习惯于在行业中找问题。“三桶油”是国有企业,经济体量大,长期在供给侧形成垄断,自然而然会被推向“靶心”,而“三桶油”确实也因自身的一些问题有口难辩。可以设想一种情景,即如果全面开放上、中游,让民营资本参股甚至控股“三桶油”,那么中国能源行业存在的问题就全部解决吗?清洁能源的发展从此就可一往无前了吗?

近几年,这些浅显而情绪化的思维方式一直困扰着政府相关部门和油气行业,甚至“三桶油”内部也有人迎合。笔者不得不说,认为“三桶油”垄断,是忘掉了中国石油工业发展的历史,和当前社会经济发展特别是能源发展和供给的现状。就天然气领域而言,能源主管部门前几年就提出“放开两头”,但事实上下游城市燃气管网早已开放,且已有特许经营权作为“护身符”。城市燃气管网开放了,但最后又形成新的垄断。这难道还是因为没有放开?究竟要如何放?

笔者认为,石油天然气行业在体制方面存在的主要问题,有经济体制问题,但更多的是行政体制方面的问题。

行政体制对行业的发展生死攸关，目前的“煤改气”最能说明问题。在将治理雾霾、保护环境视为政治责任问题后，从京津冀刮起的“煤改气”风暴迅速席卷全国各地，这是“有为”管理。在实际操作中，对于一些手续不全或根本无手续的项目，各地官员们“睁一只眼闭一只眼”，这属于“无为”管理，从而造成“煤改气”发展迅速，成果“显著”。这是“有为”和“无为”并重的积极成果。而在项目建成后，面对特许经营权和手续问题时官员们又“集体沉默”，又显“不作为”，给行业前景蒙上阴影，使行业热度降低。“煤改气”工作中的行政有为、无为管理和不作为行为说明了行政体制可以使一个行业兴旺，也可以使其衰败。

我国能源行业行政体制缺少监管机制，虽在国家能源局下面设各大区能源监管局，但不像美国实行的是政监分离。美国能源部和联邦能源监管委员会各自施政，联邦能源监管委员会地位高、权力大、独立性强。

我国以煤为传统燃料，清洁能源发展经济性差，公民环保意识差，环境污染日益严重。行政体制相互掣肘现象严重，经济体制垄断短期难以打破，理顺行政体制尤显重要。

时代呼唤一个强有力的能源主管部门，和一个能有效监管的能源监管部门，呼唤一个对清洁能源项目无为管理的行政体制。笔者建议：第一，设立国家能源部，对能源发展统一布局、统一指挥；第二，设立国家能源监管委员会，加大监管力度；第三，取消或弱化清洁能源项目审批制度，简政放权。

“用得起、推得开”是唯一检验标准

近几年，我国天然气发展增速从过去高速时的两位数下降到个位数，2016年增速相对稍有增加，主要源自“煤改气”。驱动“煤改气”快速发展的是环保“大棒”和补贴“红萝卜”并举，并非出于企业和公民的环保意识，更不是天然气的经济性，而这是不可持久的。

天然气利用事关环境效应，不能成为“贵族能源”，用得起、推得开是检验改革成果的唯一标准。多年来，在天然气价格问题上，也有专家学者主张像欧美一样全面实行市场化。欧美天然气发展历史比我国早约 60-80 年，其基础设施已经完善，市场化已很成熟，我国不能与之相比。目前我国企业、居民经济承受能力较差，当下环境状况又不容许使用传统燃料。天然气能否如期发展，价格是硬道理。现在就有“煤改气”燃料成本太高逼停企业生产线的现象出现，个别工厂甚至开始和政府玩起了“躲猫猫”的游戏。而在“煤改气”当前推进的重点——郊区或农村，经济承受能力更差，环保执法难度更大。

我国每逢重大活动或遭遇雾霾肆虐时常有工厂停运、交通限行、学校停课等做法，这其实为经济、教育、居民生活及社会形象带来了巨大的负面影响，也促使我们必须站在国家整体利益的高度上算一笔环保账、政治账，而不能只算经济账，要算廉价清洁能源为整个国民经济带来好处的大账，而不能只打天然气行业的小算盘。

《意见》要求改革油气产品定价机制，在市场机制、政府调控、油气交易、输气成本、价格监管等方面均有规定。但这些改革方案犹如“九曲十八弯”，是否可探讨一条更直接、更容易操作的路线图？

国家发改委先后出台了关于降低管输企业和城市配气企业内部收益率分别为 8%、7% 的规定，这些规定与《意见》目标一致，都是为了降低价格，激发推广清洁能源的积极性。但要真正实现成效还必须配合一定的行政手段，即合理分配产业链上、中、下游各方利益，制定合理的价格结构。

相关各方必须清醒地认识到，丰厚利润的时代已一去不返，中国经济已随世界经济进入一个微利时代，上、中、下游是命运共同体，只有大家“共微”、“均衡”，产业才能和谐。

只有通过技术创新、降本增效，企业才能存活。如此就必须加大对企业建设投资、运行成本的审计监管。在发改委内部收益率方案仍奏效不明显的情况下，应该算大账，即对清洁能源的使用实行补贴，如对“煤改气”工业用气、采暖用气和对“村村通”用气实行补贴；对天然气车船实行补贴或减免路费或车船购置补贴，其方案可参考电动汽车；或从源头上给上游企业补贴；或政府适当减免天然气行业税收。直接降价或适当补贴必将增大天然气的消费量，其带来的社会效益、经济效益

可能更为可观。

降价促销或补贴虽是一条更简单更直接的策略，但说易做难，企业利益、消费者承受能力，政府财政负担都必须兼顾。在这些“温柔”政策实行的同时，还必须坚持严苛的环保政策，开设环保税，实行禁煤政策，并加大行政处罚力度。

能源革命更重在观念更新

《意见》提出许多令人眼花缭乱的改革意见，但要意识到，观念转变才是最主要的。我国社会目前状况是有相当部分官员和企业家认识理念不能与时俱进，将环境意识和法律意识统统抛到九霄云外，而一些专家学者也只是权力和利益的代言人。

在天然气行业内部，上游与下游互指对方搞垄断利润太丰厚，从不检讨自己。既在一个省也是政出多门，如一东部大省，发改委发文号召发展“煤改气”，住建厅以特许经营权为由不支持，安监局以安全为由要求取缔。部门之争，行业之争，上、下游之争，实质是权力力争、利益力争。我国的观念上层建筑不能适应清洁能源发展的需要，深化改革必须先改“观念”。

必须清醒地认识到，今天的环境问题正是过去几十年里，政府、企业、百姓都过多地关注了经济增长率、企业效益、家庭收入，忽视清洁能源利用的结果。当前改革步履维艰的问题正是几十年来观念陈腐、权力放纵的结果。环境恶化不仅影响的是我们这一代人的健康，更重要的是殃及子孙后代，影响我们的大国形象和我国社会的持续发展。如果人人都以国家和人民的整体利益、长远利益为重，我国的能源改革没有什么过不去的坎。

因此，当前最重要的是转变思想、统一步调，形成正确的清洁能源发展社会意识形态。这是一件需要中央领导出面解决的大事，是一件需要全社会努力的大事，仅靠能源主管部门可能难以胜任，也并非通过一纸文件，几场学习就能实现。能源革命不能温良恭俭让，这是一场观念更新的斗争，要意识到其复杂性、长期性。（作者系陕西燃气设计院院长）

郭宗华 中国能源报 2017-07-05

我国能源需求峰值已经到来

6月26-27日，中国社科院数量经济与技术经济研究所发起的“2017全球能源安全智库论坛”在京召开。论坛特别推出主题报告《中国的能源革命——供给侧改革与结构优化，2017-2050》。

报告认为，伴随着人口向城镇聚集和工业化进程的基本结束，中国能源需求的峰值已经到来，能源将不再成为中国经济的瓶颈，而是在供需之间实现平衡，这将为我国推动供给侧结构性改革提供机会。

预计到2020年，中国能源需求总量将降至40亿吨标煤，到2030年降至37.4亿吨，2050年下降至30亿吨，并基本稳定下来。其中煤炭利用仍将占据主导地位，预计到2020年，煤炭占能源生产的比例将达到69.4%，到2050年，下降至51.1%。

报告指出，目前我国约70%的人口已经实际进入城镇及其周边地带，中国的城镇化进程已经完成。“与之相应的，我国大规模城镇建设和基础设施建设也将完成，这将大大减少对高耗能的钢铁、有色、建材的需求，相关的交通能源需求也将达到峰值（因柴油所占比例远高于汽油，私家交通用能的增加并不能弥补柴油需求的下降）。也就是说，房地产建设需求的降温将成为影响我国能源需求的最显著因素。”中国社科院数量经济与技术经济研究所所长李平在会上表示。

报告显示，目前我国70%的能源和电力需求来自工业，而钢铁、有色、建材三大行业的能源需求占工业需求的1/3，这三大行业需求的下降，还会引起煤炭、电力等相关行业自身需求的下降，预计会带动1/3能源需求的下降。

李平说：“伴随着中国工业化进程基本完成，重化工业引领的工业高速增长期已经结束，我们认为，在2030年以前中国能源需求峰值和化石能源需求峰值都会到来。”

报告认为，未来我国能源的需求增长点在于高端制造业和生活消费。但是高端制造业的能源需

求远低于钢铁、有色金属、非金属（水泥、玻璃等）生产过程的能源需求。随着能源需求的下降，能源将不再作为中国经济的瓶颈，而是能够在供给和需求之间实现平衡。正常情况下，供给能力应略大于需求，从而实现有效保障。

“能源供给瓶颈的消失，虽然在短期内导致能源产能在部分地区扭曲配置，如部分地区弃风、弃光、弃水等。但长期看，有利于形成能源供应商之间的竞争机制。”李平说，“由此将促进能源供应商创新商业模式、技术模式，为终端用户提供更为个性化和高质量的服务，也有助于推动我国能源体制和电力体制改革。只有结构性改革才能从根本上缓解中国能源生产与消费过程中的环境压力。”

报告建议，应适度放松依托国内资源保障能源供给的指导思想，以全球化视角优化和保障中国能源供给，推动能源供给革命。建立鼓励竞争与创新的能源市场机制，优化有关标准，推动智慧能源发展，实现普遍节能，促进能源消费革命。建设国际先进能源技术转化机制，推动能源技术革命。并持续推动油气、电力等能源体制改革与市场化改革。

全晓波 中国能源报 2017-07-05

多能互补，看看闭门会上大咖们怎么说

单一能源品种利用，已经受到多方掣肘，近年来，高效、灵活的综合能源体系建设发展让人驻足、侧目、惊叹。国家能源局规划司副司长何勇健表示，在能源转型中，多能互补集成优化作为一个重要的抓手和突破口，或是比较可行的路径。

7月8日，由《中国能源报》主办的中国综合能源体系建设系列研讨会之一——多能互补政策解读闭门会，在北京成功举办。

会议由《中国能源报》总编辑刘建林主持，国家能源局规划司副司长何勇健，国家能源局规划司处长刘建平、国网国家电力调度控制中心原副主任辛耀中，新奥集团高级副总裁、新奥泛能网络科技总裁刘敏，协鑫智慧能源总裁费智，国家电投集团火电与售电部经理熊建明，电规总院能源发展研究所副所长陈铮，北京智中能源互联网研究院院长李凤玲，中电工程西北院副总工程师杨攀峰，北京智慧能源工程技术公司总工程师杨帆，电规总院能源研究所战略规划处副处长徐东杰，阳光电源电站事业部副总裁胡兵，青岛特锐德集团副总裁周君等来自政府部门、研究机构、企业代表等160人出席会议。

推动多能互补建设是“互联网+”思维下发展智慧能源的重要任务，有利于提高能源供需协调能力、有利于提高能源系统综合效率、有利于促进可再生能源消纳，是我国建设清洁低碳、安全高效现代能源体系的重要抓手，具有重要现实意义和深远的战略影响。

2017年伊始，国家能源局发布《关于公布首批多能互补集成优化示范工程的通知》，确定了首批多能互补集成优化示范工程共23个项目。按规划，首批示范工程原则上应于2017年6月底前开工，在2018年底前建成投产。

现在多能互补示范工程开工在即，但关于示范工程的具体实施、商业模式、价格瓶颈、设计规范、技术设备等还在探路期。为深化多能互补政策理解、执行、促进完善多能互补生态机制，探索商业模式多元化创新途径，推动示范工程可复制、可推广，多能互补政策解读闭门研讨会提供了深入交流的平台。

《中国能源报》总编辑刘建林

刘建林表示，目前多能互补示范工程亟需解读的平台。自去年7月初下发《关于推进多能互补集成优化示范工程建设的实施意见》以来，到项目申报再到首批示范工程出台。根据规划，现在距项目建成投产仅一年半，时间紧、任务重。由中国能源报搭台，连接多能互补示范工程各方，共同探索、共同推进，助力示范工程开花结果。

国家能源局规划司副司长何勇健

何勇健就实施多能互补集成优化示范工程的能源形势背景、在能源转型变革中发挥的作用、现

阶段碰到的问题、解决的策略和办法等做了说明。他表示，在能源转型中，将多能互补集成优化作为一个重要的抓手和突破口，可能是比较可行的路径。

国网国家电力调度控制中心原副主任辛耀中

辛耀中将制约新能源发展和电网运行归结成三大结构性问题——电源结构、电网结构、用电结构。随着新能源的快速发展，结构问题将越来越突出，这就需要电力系统实时调节、调度来稳定电源稳定负荷，而智能电网、智能调度可实现多级协调的优化调度，更好消纳新能源。

国家电投集团火电与售电部经理熊建明

在首批 23 个多能互补集成优化示范工程中，国家电投集团有 5 个项目入围。熊建明介绍了国家电投在综合智慧能源中所做的工作，目前其多能互补工作正有序开展，下一步将重点推进，同时就项目进展中遇到的问题做了进一步交流。

电规总院能源发展研究所副所长陈铮

陈铮就多能互补示范工程的窘境、突破和趋势做了介绍。当前能源发展中存在的不平衡、不协调及不可持续问题愈发凸显，我国能源发展陷入了窘境，新技术、新业态、新模式兴起。多能互补集成优化立足于解决能源现实问题，是窘境破局之刃和未来发展趋势。

新奥集团高级副总裁、新奥泛能网络科技总裁刘敏

刘敏介绍，当前正处于传统能源体系向现代能源体系过渡期、关键期，要从能源结构、能源供应方式、能源需供关系进行根本性变革，开展技术+模式+体制的集成创新。此外，其入选的两个多能互补示范工程正在稳步推进并取得阶段性成果。

协鑫智慧能源总裁费智

费智表示，其苏州工业园区多能互补示范工程的能源转型，将围绕低碳、高效、多能、智能四个方向。目前协鑫智慧能源正在从能源生产商向综合能源服务商转型，逐步打造以电力系统为核心的综合能源服务。并希望国家能对多能互补中的储能、金融以及输配电价做进一步明确。

国家能源局规划司处长刘建平

刘建平就当前多能互补示范工程遇到的相关问题，比如核准、并网、指标、价格等做了进一步交流。他表示，多能互补代表能源革命的正确方向，确保首批示范工程更快落地并取得预期成效，不仅需要政府政策引导，更需要企业的踏实努力。

北京智中能源互联网研究院院长李凤玲

李凤玲介绍了多能互补示范工程的场景需求与盈利模式。在他看来，对于特定的多能互补项目，有特定的盈利模式，整体来讲多能互补盈利是可期的，比如区域能源场景需求下的综合服务模式、煤改电场景下的“电-热-储”模式、多能互补参与系统辅助服务以及以上各种场景下的 PPP 模式等。

中电工程西北院副总工程师杨攀峰

杨攀峰介绍了青海多能互补示范的相关情况。青海以水电、光伏等清洁能源为主，实施多能互补有其特殊能源资源条件，西北院结合实际工程，在青海基地类电源侧多能互补设计规划中多方论证，形成切合实际的实施方案，做出了有益尝试。

北京智慧能源工程技术公司总工程师杨帆

杨帆认为，未来多能互补工程的创新之处是区域综合能源公司，是一种新形态的持有能源资产的售电、售热公司，打破供电、供暖、供气的地方垄断。首批多能互补示范工程，最终一定是多方合作共赢的结果。

阳光电源电站事业部副总裁胡兵

胡兵表示，发展多能互补能源系统，降低能源成本、提高能源效率是“十三五”能源规划的重要目标。阳光电源专注太阳能、风能、储能等新能源发电设备及系统解决方案，从发电设备、能源管理系统方面助力多能互补系统发展。

青岛特锐德集团副总裁周君

周君称，当前汽车正由燃油车向电动车转型，电动汽车承载了交通、能源、信息三重价值。汽

车充电生态网是未来电动汽车实施充放电的有效载体，电池技术与电力电子技术的升级，使汽车移动式储能变为现实。

电规总院能源研究所战略规划处副处长徐东杰

徐东杰表示多能互补工程体现技术创新、装备创新、模式创新，并着重介绍了技术设备在多能互补中的推动作用。“技术创新是多能互补工程的重要支撑，包括生产技术、转换存储技术、传输技术、消费技术、综合管控技术等。”

自由交流环节，参会人员正在提问

与会人士一致表示，多能互补代表了未来能源发展的趋势和方向，各方将集思广益、合作共赢，共推多能互补示范工程取得实效，并在今后进一步复制推广。

多能互补政策解读闭门会是《中国能源报》社打造的中国综合能源体系建设系列研讨会的开篇之作，会议精彩内容将随后刊出，请持续关注相关新闻推送。

中国能源网 2017-07-10

中国的竞争力不断提升，但仍需认清差距

根据不久前瑞士洛桑管理学院发布的《2017年度世界竞争力报告》，在全球63个主要经济体中，中国从去年的25位跃升至18位，将英国、日本、法国、澳大利亚、西班牙等经济体甩在身后。特别值得关注的是，“国内经济”“就业”“劳动力市场”这3项指标的得分，全球排名第一。

中国的竞争力不断提升，全球排名达到历史新高，这自然是一件令人高兴和自豪的事。不过，仔细研读这份报告，我们发现，中国在很多领域的排名还很靠后，而且多年一直没有多少提升，比如“政府效率”，尽管今年比去年上升了6位，排名45，但却比前年(排名第35位)有所下滑。这样的低排名表明我们还有不小的差距，需要认清原因，加把劲赶上来。

事实上，去年9月份，世界经济论坛曾发布《2016-2017年全球竞争力报告》，其排名情况与瑞士洛桑管理学院的报告基本差不多。只是这一报告的研究对象更多，共覆盖了全球138个经济体，因此，各经济体排位序数会有所变化，比如，中国排名第28位，与上年度持平，继续领跑金砖国家，仍是全球主要新兴市场中最具竞争力的经济体。而观察该报告中的一些细项，我们同样发现不少问题，感觉到中国存在的差距。比如，报告显示，我们技术效率偏低(排名第74位)，商品市场效率也不高(排名第56位)，特别是像“对投资者保护的强度”“出口占GDP的比重”等一些子指标，排位都在100名以后。

比照两份报告，我们感到，就对国家经济发展及构成国家竞争力的重要性而言，我国存在差距较大也最需要努力的领域是技术创新。瑞士洛桑管理学院今年新增的一项研究报告——《世界数字信息技术竞争力评估》显示，中国在“技术创新”方面表现中等，排名为第31位。而世界经济论坛则以一个更为直观的指标——专利申请数量(通常被视为“创新产出”)，来考察各国的创新表现。尽管中国PCT(Patent Cooperation Treaty“专利合作协定”)专利申请总数相当可观，但按人均数量排位，中国的名次一下子就下来了。世界知识产权库的数据显示，2015年，中国专利申请以21.7件/百万人的数量排名第37位。而日本以348.5件/百万人排名第7，韩国以288.9件/百万人排名第9，美国以178.4件/百万人排名第14。显然，我国与排名靠前的国家相比差距悬殊，不在一个级别上。

即使在排位均较靠后的金砖五国中，我国的创新能力也不是最强。世界经济论坛根据各国近几年创新能力变化情况列出的图表显示，金砖五国中印度和南非的创新能力得分近年来上升很快，2014年印度与中国持平，2015年印度已经超过中国;南非的创新能力2013年超过中国，2015年已经接近发达国家阵营的得分。总的来看，中国近年来的创新能力得分比较平缓，上升的趋势比较缓慢。

李克强总理去年9月出席达沃斯论坛发表演讲时曾指出，创新是人类社会的永恒话题，也是经济社会发展的不熄引擎。自改革开放以来，我国各级政府高度重视教育和科技发展，培育创业和创新环境，逐步将我国的标签从“中国制造”升级为“中国创造”，已取得很大成绩。但是，由于世界

经济发展处于不平衡状态，部分国家转向内向型经济政策，甚至出现贸易保护主义倾向，全球经济增长面临重大挑战；而我国经济也在艰难转型，进入爬坡期，亟须通过改革为经济发展提供新动力。这种情况下，就更加凸显了创新的重要性。

世界经济稳定复苏要靠创新，中国经济提质增效升级也要靠创新。着眼未来，我们要进一步加快转变经济发展方式，以结构性改革促进结构调整，用好创新这把“金钥匙”，使中国经济保持中高速增长、迈向中高端水平，打造中国经济升级版。

胡立彪 中国质量报 2017-07-12

增量配售电业务将助力多能互补项目发展

多能互补项目能够提高能源综合利用效率，对我国兑现《巴黎协定》承诺、实现能源转型具有重要战略意义。但是，由于多能互补项目属于新生事物，需要不断探索和完善其运行机制和保障机制。自 23 个国家级多能互补项目试点以来，或多或少都困惑于如何实现多能互补及供能优化。

近日，《国家能源局关于河北省多能互补集成优化示范工程建设有关事项的复函》（国能函规划[2017]36 号）明确强调了示范工程优先纳入售电业务放开和增量配电业务放开，这对于促进多能互补项目顺利实施具有重要作用，着实令人鼓舞。

笔者认为，多能互补优化的根源在于市场机制，而增量配电业务和售电业务将能够助力终端一体化多能互补系统完善运行机制，促进其健康发展。

1. 多能互补系统

通过集成优化提升综合能效

多能互补集成系统一般有两种模式：一是终端一体化多能互补系统，这类系统面向终端用户电、热、冷、气等多种用能需求，通过天然气热电冷三联供、分布式可再生能源等方式，实现多能协同供应和能源综合梯级利用；

二是大型综合能源基地多能互补系统，这类系统利用大型综合能源基地风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，实现风光水火储等多能互补系统统一送出。

对于大型综合能源基地多能互补系统，其重点是对电源的送出进行互补和集成优化，它针对送端电源的组合，利用具有灵活调峰能力的机组（例如具有灵活调节能力的火电机组或是储能装置），搭配出力不可控的可再生能源电厂（例如光伏和风电），使得送端电源组合输出稳定，并且可以根据电力交易及调度信号实现输出功率可控，从而提升电力系统消纳风电、光伏发电等间歇性可再生能源的能力和综合效益。

而终端一体化集成多能互补系统的重点是实现用户侧分布式能源的高效利用，通过天然气热电冷三联供、分布式可再生能源和能源智能微网等方式实现多能互补和协同供应，为用户提供高效智能的能源供应和相关增值服务，同时实施能源需求侧管理，推动能源就地清洁生产和就近消纳，提高能源综合利用效率。

2. 售电业务对终端一体化

集成多能互补系统具有重要意义

在终端一体化多能互补系统模式下，将通过综合能源服务商实现面向用户的冷热电综合供能服务。

关于终端一体化多能互补系统的运行机制，笔者认为本质上是综合能源服务商通过用户用能需求分析，结合各分布式供能系统的固有生产成本、转换效率以及外部能源交易价格信号，选择整个系统能源生产成本最低、用户用能成本最低的开机组合方式，以此满足用户的各类用能需求。

因此对于综合能源服务商而言，多能互补系统的优化需要基于用户用能需求，实现能源生产成本最低的目标。为实现这一目标，能源的生产、传输和消费需要建立一种关联，在这种关联下，只有生产的能源给用户消费了，才能实现分布式能源的就地利用；也只有用户消费了分布式供能系统

生产的能源，才有动力根据用户的用能需求去优化分布式能源的生产方式。

换言之，如果用户的能源消费方式，特别是电能的消费方式，不能够和综合能源服务商的供电服务挂钩，例如用户选择了目录电价购电或者选择了非综合能源服务商的售电公司购电，这将让用户的用电和分布式能源的发电失去关联，将解耦能源的消费端和生产端，多能互补系统的运行优化也将失去一个主要目标。

因此，综合能源服务商直接面向用户提供售电服务是有必要的，可以通过能源的生产端和消费端的耦合促进多能互补系统的优化。

3. 增量配电业务是实现终端一体化

集成多能互补系统售电业务的主要手段

前文已经阐述，为了实现多能互补集成优化的目的，系统需要建立一种能源生产、传输和消费的关联，并且可以通过综合能源服务商的售电业务实现这种关联。但是另一方面，如果分布式电源生产的电仅采用上网模式（包括自发自用、余电上网模式），综合能源服务商不能将这部分电力直接销售给用户，那么也无法完全实现能源生产端和消费端的耦合。于是，电能的传输环节以及分布式电源的交易环节就很关键。

电能传输需要靠电网，但是目前的电网机制下，还没有成熟的分布式电源面向用户的交易机制，因此多能互补系统很难实现各类分布式电源的统一管理和交易。

笔者认为，目前有两种方案可以解决多能互补系统关于电源的管理和交易，一是微电网模式，二是增量配电网模式。微电网通过源—网—荷统一管理实现分布式电源面向用户的供电和售电服务，虽然是不错的多能互补集成方案，但是它对于容量和电压等级有较大要求，并不适应规模稍大的多能互补系统。

增量配电网模式则提供了具有普遍适应性的多能互补系统集成方案，它为用户侧和电源侧提供了较直接的关联方式。目前业内较倾向于把增量配网看作独立电网，而基于这种观点，内部电源和用户将由增量配网统一调度和管理，因此增量配网内部电源不仅可以按照相关电改文件面向用户直接交易，也将因为属于“网内”交易模式免收外部电网的输配电费用，这将为增量配网的网内电力交易创造一个良好的市场环境。

因此，增量配网模式下，综合能源服务商能够直接实现分布式电源和用户的关联，通过综合能源商的售电服务完全耦合电能生产端和销售端。只有实现这种耦合，综合能源服务商才能根据用户的用能需求实现多能互补系统的运行优化，降低能源生产成本并提高能源利用效率。

终端一体化集成多能互补系统对于我国能源转型具有重要的战略意义，其运行机制是综合能源服务商通过用户用能需求分析，结合能源生产成本和外部能源交易价格信号，实现整个系统能源生产成本最低、综合利用效率最高。

基于此，能源的生产、传输和消费需要建立一种关联，而增量配网业务和售电业务则为这种关联创造了有利的耦合条件。在这种耦合关系下，多能互补系统才能够根据用户的用能需求实现优化。因此，增量配电业务和售电业务将是终端一体化集成多能互补系统成功实施的关键，将助力多能互补系统健康发展。

吴俊宏 中国能源报 2017-07-13

热能、动力工程

我国首次海域可燃冰试采结束并关井

由国土资源部中国地质调查局组织实施的南海天然气水合物试采工程 7 月 9 日全面完成预期目标，第一口井的试开采产气和现场测试研究取得圆满成功，并实施关井作业。这标志着我国海域天然气水合物首次试开采取得圆满成功。

中国地质调查局副总工程师、广州海洋地质调查局局长兼试采现场指挥部指挥长叶建良说，自 5 月 10 日试气点火以来，本次试采已持续 60 天，累计产气超过 30 万立方米，取得了持续产气时间最长、产气总量最大、气流稳定、环境安全等多项重大突破性成果，创造了产气时长和总量的世界纪录。

又称可燃冰的天然气水合物是水和天然气在高压低温情况下形成的类冰状结晶物质，具有燃烧值高、污染小、储量大等特点，被各国视为未来石油、天然气的战略性替代能源，其试采成功对促进我国能源安全保障、优化能源结构有重要意义。

本次试开采作业区位于珠海市东南 320 千米的神狐海域。3 月 28 日第一口试开采井开钻，5 月 10 日 14 时 52 分点火成功，从水深 1266 米海底以下 203 米至 277 米的天然气水合物矿藏开采出天然气。截至 7 月 9 日 14 时 52 分，本次试采平均日产 5000 立方米以上，最高产量达 3.5 万立方米/天，甲烷含量最高达 99.5%。获取科学试验数据 647 万组，为后续的科学研究的积累了大量数据资料。

这次试开采成功是我国首次、也是世界首次成功实现资源量占全球 90% 以上、开发难度最大的泥质粉砂型天然气水合物安全可控开采。“此次试采的成果表明，我国天然气水合物开采理论、技术、工程和装备都在世界范围内具有领跑优势，且优势仍在扩大。”叶建良说。

中国地质调查局副局长、天然气水合物试采协调领导小组副组长李金发表示，未来将进一步加大天然气水合物资源勘查力度，为产业化提供资源基础；同时加大理论、技术、工程、装备研究力度，为产业化提供技术准备，并依靠科技进步保护海洋生态，为产业化提供绿色开发基础，同时研究勘探开发管理规范性文件和产业政策，为产业化提供相关保障。

王攀 王立彬 新华社 2017-07-10

累计产气逾 30 万立方 可燃冰试开采实现历史突破

天然气水合物又称可燃冰，被各国视为未来石油、天然气的战略性替代能源。7 月 9 日下午，位于我国南海北部神狐海域的天然气水合物试采现场正式关井。自 2017 年 5 月 10 日点火以来，试采井已连续产气 60 天，累计产气超过 30.9 万立方米，创造了天然气水合物试采产气时长和总量的世界纪录。

7 月 9 日，由国土资源部中国地质调查局组织实施的南海天然气水合物试采工程全面完成预期目标，第一口井的试开采产气和现场测试研究工作取得圆满成功，并正式实施关井作业。

自 5 月 10 日试气点火以来，已连续试开采 60 天，累计产气超过 30 万立方米，取得了持续产气时间最长、产气总量最大、气流稳定、环境安全等多项重大突破性成果，创造了产气时长和总量的世界纪录。

天然气水合物俗称可燃冰。本次试开采作业区位于广东珠海市东南 320 千米的神狐海域。3 月 28 日第一口试开采井开钻，5 月 10 日 14 时 52 分点火成功，从水深 1266 米海底以下 203—277 米的天然气水合物矿藏开采出天然气。

截至 7 月 9 日 14 时 52 分，最高产量达 3.5 万立方米/天，甲烷含量最高达 99.5%。获取科学试验数据 647 万组，为后续的科学研究的积累了数据资料。

通过两个多月的试验探索和科学研究，我国取得了一些新的成果和认识。一是防砂技术先进，方法可靠，持续有效发挥作用，保障产气通道状态良好。二是在举升方式等多方面实现创新，提高产量效果显著。三是调控产能平稳有效，气流稳定，持续时间已达到生产性试开采要求，为产业化发展奠定了坚实的基础。四是海水及周边大气等甲烷浓度无异常，环境无污染。五是井壁和地层稳定，未发生地质灾害，实现了安全可持续生产。六是试采理论、技术、工程和装备领跑优势不断扩大。

此次试开采成功是世界首次成功实现资源量占全球 90%以上、开发难度最大的泥质粉砂型天然气水合物安全可控开采。经过近 20 年不懈努力，我国取得了天然气水合物勘查开发理论、技术、工程、装备的自主创新，实现了历史性突破。

下一步中国地质调查局将加大天然气水合物资源勘查力度，为产业化提供资源基础；加大理论、技术、工程、装备研究力度，为产业化提供技术准备；依靠科技进步保护海洋生态，为产业化提供绿色开发基础；研究勘探开发管理规范性文件和产业政策，为产业化提供相关保障。加强依靠科技进步，保护海洋生态，促进天然气水合物勘查开采产业化进程。

人民网 2017-07-12

祁连山确定天然气水合物最有利气源岩

近日，由中国地质调查局地质力学研究所承担的《陆域天然气水合物分布特征及资源潜力评价》项目成果通过评审。该项目通过一系列研究，最终确定了祁连山地区天然气水合物的最有利气源岩。

项目组自主研发了地温实时监测系统，并对祁连山木里 DK-9 孔进行了 510 米深度范围的温度连续观测，确定木里聚呼更矿区冻土层厚达 160 米，冻土层和冻土层下地温梯度分别为每百米 1.38 摄氏度和每百米 4.85 摄氏度，由天然气水合物稳定相图估算的天然气水合物稳定带底界深为 510—617 米，厚度为 485—607 米。

项目组通过对祁连山地区烃源岩展布、生烃潜力评价、生烃史分析及木里盆地钻遇油砂的油源对比分析，认为该区烃源岩主要分在上三叠统尕勒得寺组和侏罗系窑街组，是天然气水合物最有利的气源岩。

陆域天然气水合物的勘查是一项探索性极强的工作，特别是在新构造活动强烈的青藏高原地区挑战性更大。项目组通过 4 年的基于构造—冻土—气源岩等主控因素的综合调查研究，形成了陆域新构造活动区天然气水合物调查技术方法体系，建立了祁连山天然气水合物的成藏过程与成藏模式。这些探索和总结，对青藏高原多年冻土区天然气水合物调查具有重要的借鉴和指导意义。

中国国土资源报 2017-07-13

《中国电力发展报告 2016》发布：电力工业进入清洁发展新阶段

电力规划设计总院发布的《中国电力发展报告 2016》显示，2016 年我国非化石能源装机比重达 36.7%，比上年度提高 2 个百分点；非化石能源消费比重达 13.5%，比上一年度提高 1.4 个百分点。我国电力工业进入了清洁低碳、安全高效、灵活智能的发展新阶段。

报告显示，截至 2016 年底，我国电源装机及电网规模多项指标位列世界第一。全国发电装机容量达 16.46 亿千瓦，其中水电 3.32 亿千瓦（含抽水蓄能 0.27 亿千瓦），风电 1.49 亿千瓦，太阳能发电 0.77 亿千瓦，核电 0.34 亿千瓦，火电 10.54 亿千瓦。2016 年，全国电力工程建设投资合计 8855 亿元，同比增长 3.3%。其中，电网建设投资 5426 亿元，同比增长 16.9%。

非化石能源装机比重持续提升。2016 年，风电规模达 14864 万千瓦，占比提高 9%，稳居我国第三大电源；光伏发电规模 7742 万千瓦，占比提高至 5%，跃升为第四大电源。

同时，火电机组结构持续优化，煤耗水平持续降低。超临界、超超临界机组比例明显提高，单

机 30 万千瓦及以上机组比重上升到 79%。2016 年，全国火电机组平均供电标准煤耗率降至 312 克/千瓦时，比上年度下降 3 克/千瓦时，达到世界先进水平。

但近年来，电力转型发展也出现了一系列新问题。“风电、光伏发电等新能源电源集中在三北地区，适应新能源消纳的电力市场体系尚未建立，弃风、弃光问题严重。”电力规划设计总院副院长杜忠明说：“与此同时，部分水电基地开发与外送不协调、水电开发外送政策机制不完善、云南四川两省用电增速低于预期，西南地区弃水问题加剧。”

杜忠明表示，我国电力设备利用效率与国际先进水平相比仍有差距，电网利用效率有待进一步提高。记者还了解到，随着我国电力资源大范围配置规模的不断扩大，多回交直流并列运行的大电网安全稳定运行风险增多，广东及华东等受端电网多直流馈入问题凸显。

杜忠明建议：第一，持续推进电源结构优化调整，解决弃水、弃风、弃光问题，化解煤电过剩风险。第二，推进“发—输—配—用”传统电力系统向“源—网—荷”互动的新型电力系统转变。第三，逐步建立电力现货市场，充分发挥水电、风电、光伏发电等电源在现货交易中的优势，持续完善适应能源变革的体制机制。

王轶辰 毕悦 经济日报 2017-07-07

碳交易试点再迎“大考”，有人 100%履约，有人“音讯暂无”

每年 6-7 月，是碳交易试点的履约期。履约也称配额清缴，各试点地区的重要排放单位，须在当地主管部门规定的期限内，按实际年度排放指标完成碳配额清缴。履约通常以一个自然年作为周期，并在年中对上一年情况进行核查。既标志着碳市场上一年运行的结束，也是对其机制的总结与检验。

恰逢全国统一碳市场启动前夕，正在进行的履约工作也比往年更受关注。各试点履约进展如何？是否真正促进企业实现减排？围绕“履约量”与“成交价”两大焦点，本报记者于近日展开走访。

2017 年过半，各碳交易试点再迎“大考”。截至 7 月 7 日记者发稿时，北京、天津、广东等试点省市已 100% 完成履约；上海、深圳履约率均超过 95%，并向未按时完成的企业下发最后“通牒”；而湖北、重庆两地暂未公布其进展情况。

尽管企业表现总体平稳，但多位专家仍向本报记者坦言，目前，碳交易多集中在履约期，碳价波动频繁、市场不够活跃等现状，依然是全国碳市场启动前亟待解决的难题。

履约不均

有地区 100% 完成，有地区“音讯暂无”

“截至 7 月 5 日，北京碳市场 2016 年度履约任务顺利结束。全市共纳入 945 家重点排放单位，履约率达到 100%，企业加强碳排放管理、减少二氧化碳排放的自主性不断提高。”北京市发改委相关负责人在接受记者采访时介绍。

早在 3 月 1 日，北京市发改委便下发通知，限定 6 月 15 日前完成履约。6 月 16 日，《关于责令 2016 年重点排放单位限期开展二氧化碳排放履约工作的通知》在第一时间公布，责令中石化三菱化学聚碳酸酯（北京）有限公司等 22 家未按期履约的企业，须在 10 个工作日内予以完成，否则将按市场均价的 3 至 5 倍进行处罚。7 月 5 日，履约全部完成。

而在广东地区，今年已是连续第 3 年 100% 完成履约任务。全省电力、石化等 6 个行业，共有 244 家控排企业完成配额清缴。除常规履约方式，广东还首次引入碳普惠核证自愿减排量（PHCER）机制。即企业自愿实施节水、节电等方式减少温室气体排放，及增加绿色碳汇等低碳行为所产生的减排量，可用于抵消纳其当年的碳排放。通过 PHCER 产生的 23 万多吨减排量，今年首度用于抵消企业实际配额。

作为“后来居上”者，天津市 6 月 30 日便完成了全部 109 家企业的履约，比往年提早十余天。此前连续 3 年 100% 按期履约的上海市，今年未能保持纪录，368 家企业中有 1 家未在规定时间内完成履约。深圳市纳入控排的 811 家企业，履约率为 99%。

相比上述试点，湖北、重庆两地的行动则相对缓慢。虽坐拥全国最大规模的碳市场，湖北却迟迟没有公布履约企业名单。7月4日，湖北省发改委下发通知称，履约截止日期由原来的5月底推迟至7月31日，且到8月4日才收缴企业履约后剩余未经交易的配额。截至记者发稿时，重庆地区尚未公开履约相关通知。资料显示，其2015年度的履约工作实施于2016年10-11月，比其他试点足足晚了3个多月。

“总体上看，各试点履约进度不一。以重庆为例，无论交易体量，还是交易金额，都远低于其他试点。这意味着企业参与交易较少、积极性不高，到了履约期重视程度自然不够。”北京理工大学能源与环境政策研究中心负责人王科向记者表示。此外，各地虽纷纷出台处罚措施，但力度尚不足形成压力，尤其对不自觉、不主动减排的企业，不足以撼动其态度。

碳价波动

未能真正反映企业减排成本

关注各地进展的同时，成交价格成为履约期的另一焦点。

减排成本低、减排空间大的企业，可将剩余配额售给配额不足的企业，从而获利——这是碳交易的原理所在。故在一定程度上，碳价反映着一个地区或行业的平均减排成本。但据多位业内人士向记者表示，由于各地碳价波动较大、地方碳价差异明显等现状，目前的价格并不能反映企业真实减排成本。

“目前，湖北碳市场成交价约在21-29元/吨。因受去产能等因素冲击，现有价格偏低，已不能显示出企业实际减排成本。”湖北碳排放权交易中心企划总监张熙坦言。

“2017第二届中国碳交易市场发展论坛”执行秘书长张军涛称，从成交价格看，北京地区最高，平均高于50元/吨；上海、深圳等地紧随其后，在30-40元/吨之间，广东、天津约为10-16元/吨；价格偏低的重庆地区，最低时每吨甚至只有1元。

记者进一步查阅获悉，上海碳市场的价格曾在2016年一度跌至4.5元/吨，倒挂现象严重。深圳碳市场从开盘初期的30元/吨，一路飙升至每吨130多元，后又逐步跌回30-50元/吨，价格波动频繁。

而上述价格，距离王科的测算还很远。“我们通过宏观计量模型测算，得出企业应有的边际减排成本，约为当前均价的一倍左右。可以说，现有碳价仅是企业在短期内对配额需求的体现，并未反映出碳市场长期的供求关系，也没有真正体现企业的减排成本。”他解释称，“大限”将至，不少企业为完成任务而匆匆采取交易，导致履约前“量价齐升”现象频发，而非全年稳定地开展交易。换句话说，企业并未真正利用碳交易工具实现自主减排，交易更像是短期内的应激反应。

“根据统计，上海、北京、重庆等地的交易，有50%以上集中在4-6月。”张军涛向记者补充道，“实际上，2014年首次履约时，试点地区70%以上的交易都是在履约前两个月，到去年这一比例已大幅下降。碳市场的建设是一项长期工作，需结合企业的日常生产加强管理、提早规划，主动进行碳资产管理。目前，已出现碳配额质押、回购、托管、远期交易等管理形式，但尚未能普及。下一步，还应鼓励碳金融创新，盘活企业碳资产，增加市场交易的活跃度。”

观点

碳排放权交易制度亟待完善

2015年，巴黎气候大会提出将全球气温升高控制在2摄氏度以内的目标。我国承诺2030年左右达到二氧化碳排放峰值并争取尽早达峰；单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%至65%。在开展一系列探索，积极尝试碳排放权交易、节能量交易等市场化手段应对气候变化的基础上，全国统一的碳交易市场启动在即。因此，对碳交易制度的完善进行探讨，可为应对气候变化实践提供有益参考。

碳排放权交易制度实施效果评介

经过3年多探索，我国碳交易试点地区已产生一定的减排效应，并为全国碳市场奠定基础。但同时也存在着一定的问题：

基础比较薄弱。从顶层设计来看，碳交易体系的构建尚处能力建设阶段。一方面，试点省市都开展了规则制定，国家层面的制度也在不断完善，但现有法律法规、政策体系、标准规范尚不健全，突出表现为全国性政策与试点省市政策、及试点省市间的政策缺乏协调，不足以有效支撑全国碳交易市场建设。

另一方面，作为辅助碳交易体系实施的碳金融，温室气体排放核算、报告和核查体系，交易注册登记系统及灾备系统等，尚处于探索和起步阶段。

体系不够开放。只有在自由开放的市场中，才能真正实现碳配额的有效配置。目前，七个试点相对独立，且都有自身的交易规则和交易场所，配额主要在各自辖区内进行交易，造成了一定的封闭性。而全国性的碳交易市场必将出现大量跨区域交易，现有试点地区并未将此作为重点，不得不说是一大遗憾。

机制缺少协调。国家在推动碳交易的同时，还有用能权交易、节能量交易等类似制度。《用能权有偿使用和交易制度试点方案》明确提出，2017年在浙江、福建、河南、四川等省开展用能权交易试点工作。北京、深圳、上海等地也开展了节能量交易工作。在碳交易试点过程中，特别是启动全国碳交易市场后，企业很有可能同时参与上述两项交易，三者之间目前还缺少协调。

可能导致一定的不公平。纳入交易体系的企业主要为重点耗能企业，购买碳排放配额后，成本随之上升。但产品进入终端市场时，消费者关注更多的是价格，而非企业绿色投入。故可能出现一种不公平现象：有偿购买碳交易配额的企业，其产品价格升高，在缺少类似机制对超额排放温室气体的中小企业进行规制的情况下，导致其处于竞争劣势。

碳排放权交易制度的完善建议

一、加强顶层设计

据初步估算，参与全国碳交易体系的企业或将达1万家，且涉及行业众多，机制更为复杂。顶层设计因此显得尤为重要。

首先，建议完善与碳交易相关的法律政策体系。除《碳排放权交易管理条例》外，还需出台与之配套的实施细则及相关标准，形成多层次相配套的碳交易法规体系。

其中，对外要重点处理好国内市场与国际市场的衔接，使制度设计适应巴黎气候大会后全球碳市场发展的新形势，特别要与我国国际减排承诺相适应；对内要处理好地方政府，特别是试点地区相关政策与全国碳排放交易政策的衔接，避免出现脱节或冲突。

其次，建议加强与碳交易运行相关的数据工作，尽快建成国家、地方、企业三级碳排放核算、报告与核查体系。依托现有试点，建设全国碳交易注册登记体系，强化数据的可获取性及真实性，确保交易在健康有序的环境中运行。

再次，需创新支撑碳交易的投资、价格、金融等政策，推动碳交易与金融政策相融合，重点加强碳金融市场建设。

二、打造自由开放的交易市场

与试点不同，全国碳交易市场将打破行政区域限制，配额在全国范围内进行分配。企业除与本辖区内单位进行交易外，还将涉及跨区域交易。

因此，建议7个试点省市打破行政区域限制，率先启动跨区域交易工作，实现配额在区域间的自由流动，推动试点的区域性交易体系向全国性交易市场过渡，为全国碳市场建设做好准备。

三、加强相关制度的协调

碳排放权交易、用能权交易及节能量交易的目标，均在于减少化石能源使用及温室气体排放。基于三种交易制度的特性，建议进行一定的融合与协调。用能权作为节能量交易的前置条件，且二者的属性、交易规则基本类似，故可合并统一为用能权交易。在此基础上，妥善处理碳排放交易与用能权交易的关系。

用能权侧重于能源使用量，企业在配额内用能免费，超配额则需要付费。此外，鼓励用能单位使用可再生能源，其自产自用的可再生能源不计入综合能源消费量。而碳排放权交易侧重于温室气

体排放量，其排放的温室气体主要产生于化石能源使用，与用能权交易类似，企业的额外排放配额需要付费。

节能必然会减少二氧化碳排放，两者存在一定的联系。为减轻企业负担，建议履约过程中，用能指标与碳排放配额可在一定范围内相互抵消。

四、营造公平的竞争环境

欲营造符合绿色发展理念的消费环境，还需建立完善的资源环境要素市场，将资源利用、能源消耗及污染排放的外部不经济性进行内化。

一方面，加强财税政策支持，给予参与碳交易体系的企业，特别是通过技术改进和使用新能源而节约碳配额的企业绿色信贷、绿色债券、税收减免等激励，以补偿其相应的绿色投入。

另一方面，对于未纳入交易体系的企业，应尽快出台碳税等相关制度，将温室气体排放的外部不经济性内化，形成公平的竞争环境。

（毛涛 工业和信息化部国际经济技术合作中心能源资源环境研究所副所长）

朱妍 中国能源报 2017-07-11

到现在我们对燃气轮机还是只知其然、不知其所以然

7月4日，国家发改委等多部门印发《加快推进天然气利用的意见》，制定了实施天然气发电工程的重点任务，要求大力发展天然气分布式能源，鼓励发展天然气调峰电站，有序发展天然气热电联产。

天然气发电的利好政策不断出现，作为其核心设备的燃气轮机市场前景可期，而目前这一市场却让三大外企主机制造商盈利颇丰。

国内燃气轮机自主研发水平如何？为何无法打破垄断局面？如何推动技术创新？如何面对能源结构调整？带着这些问题，本报记者专访了南京汽轮电机（集团）有限责任公司董事长、总经理沈群。

中国能源报：天然气发电及作为其核心设备的燃气轮机有何优势？

沈群：我们一般将能源分为传统化石能源和新能源，其中天然气、煤、石油属于化石能源，核电、水电、光电、风电是新能源，近几年来国家能源局提出发展新型能源，将天然气包括在其中。实际上，现在新能源方面存在一些问题，核电有安全性和核废料的处理问题，而发展水电面临着我国的水资源并不丰富的现状，风电和光电在未完全解决储能技术的当下，弃风弃光问题较为严重。

在化石能源中，目前对火电的环保评价体系并不全面，只考核二氧化硫、氮氧化物、粉尘指标，通过对在运的火电进行脱硫脱硝改造，这三项指标可接近天然气发电，而《巴黎协定》主要目的是减少碳排放，如果把碳排放作为主要指标，天然气发电的优势就会充分显现。应该说，作为环保特性好、效率高的新型能源，天然气发电是我国电力结构调整的方向。

天然气发电所使用的燃气轮机设备具有占地少、用水省、启停灵活等诸多优势。以2套9E燃气蒸汽联合循环机组的电站（40万千瓦）为例，其占地面积仅有同等功率汽轮电站的三分之一，同时燃机电站自动化程度高，电厂仅需配置60多人。燃气轮机从冷态到热态的启动仅需10多分钟，大大快于汽轮机。

中国能源报：目前国内燃气轮机自主研发处于什么水平？为何始终无法突破核心技术？

沈群：自2004年以来，南汽和哈电与美国通用电气（GE），上海电气与西门子，东方电气与三菱重工组成联合体参加国家打捆招标，通过市场换技术。国内主机厂商引进的只是燃气轮机的制造技术，而制造技术的载体是设计技术，设计制造的基础是试验技术，我们没有设计技术，也没有试验平台，所以到现在，对燃气轮机我们还只是知其然、不知其所以然。

而在与外企的合作中，我们不掌握核心技术，好不容易实现某一产品的制造突破，而随着外企的技术进步和产品升级，又推出新的机型，使得我们很难跟上节奏。

同时，燃气轮机技术涉及气动、燃烧、传热与冷却、高温材料及涂层、先进制造等多学科顶尖技术，国内厂商难以突破。

中国能源报：如何推动燃气轮机产业的技术创新？

沈群：燃气轮机作为一个高投入和多学科的集成产业，只有通过国家统筹，出资搭建共性平台，成立相应的研究机构，将人才和资金高度集中起来，才能实质性地推动产业发展。在此前提下经过十年时间，我国燃机产业发展就能有很大进展，而没有国家支持，单纯依靠各个厂的分散力量，技术也无法共享。

“十三五”期间，我们南汽希望通过国家发改委、能源局《依托能源工程推进燃气轮机创新发展的若干意见》的实施，按照我们与美国 GE 公司签订的技术转让协议，加快转子核心部件的国产化进程。按照燃气轮机价值量来衡量，南汽目前的 6B、9E 燃气轮机整机国产化水平能达到 60% 左右。“十三五”期间如实现转子国产化，燃气轮机国产化率将提升至 75%，希望通过国家支持和企业自身的双轮驱动提升燃气轮机的技术水平。

中国能源报：能源结构调整对燃气轮机产业发展有何影响？南京汽轮机将如何应对？

沈群：国家要发展燃气轮机，要在燃气轮机上实现突破，首先是治理空气污染要付出费用和代价，国家要出台激励政策，给予燃气轮机产业的技术创新更大的支持力度。二是现在火电电价不是充分的电价，只有实现碳排放交易市场化，加上碳排放的成本才是火电充分的电价。三是现在国内油气价格未与国际接轨，如果实现与国际接轨，天然气价格会大幅下调，将更有利于天然气发电的应用推广。四是随着国内城镇化的推进，天然发电作为分布式能源重要载体，将是城镇化建设不可或缺的重要方面。

目前，长三角，珠三角等地区将不再新上火电机组，江苏省“十三五”能源结构调整将加大燃气轮机发展，未来三年电力结构调整将是趋势，天然气发电将担纲主力。

当前南汽也在进行着结构调整和产业升级，产品将由火电为主转向燃气轮机为主。可以说，现在和未来十年，我国能源结构已经进入天然气时代，蓝天白云将会通过结构调整慢慢呈现出来！

魏玮 中国能源报 2017-07-12

我国最大页岩气田探明储量超 6000 亿方

7 月 1 日至 2 日，经国土资源部油气储量评审办公室组织专家审查通过，中国石化涪陵页岩气田新增探明地质储量 2202.16 亿立方米。至此，该气田累计探明地质储量达 6008.14 亿立方米，为扩大产能奠定了资源基础。

经评审认定，涪陵页岩气田江东区块焦页 9 井区和平桥区块焦页 8 井区新增页岩气探明储量含气面积 192.38 平方千米，将为第二期 50 亿立方米产能建设提供资源保障。

2015 年 12 月底，涪陵页岩气田建成第一期 50 亿立方米产能。截至今年 6 月 30 日，累计产气 118 亿立方米。

涪陵页岩气田是我国首次提交页岩气探明储量并进行产能建设的页岩气田。2012 年 11 月，中国石化在涪陵焦石坝地区焦页 1HF 井试获日产 20.3 万立方米高产工业气流。2013 年 9 月，国家能源局批准设立重庆涪陵国家级页岩气示范区。2014 年 3 月，中国石化在重庆市涪陵区焦石镇发现国内首个整装页岩气田，并投入商业生产，这标志着我国首个大型页岩气田正式诞生。2015 年 9 月，经国土资源部油气储量评审办公室评审认定，涪陵页岩气田焦石坝区块新增探明储量 2738.48 亿立方米。至此，涪陵页岩气田探明储量增加到 3806 亿立方米，含气面积扩大到 383.54 平方千米，成为全球除北美之外最大的页岩气田。

页岩气与常规天然气最大的区别是地下存储的方式和状态不同，如果把开采常规天然气比作在静脉中采血，那么开发页岩气就如同直接从毛细血管中采血，大规模商业开发一直都是世界级难题。

在涪陵页岩气田勘探开发中，中国石化创新形成海相页岩气“二元富集”理论认识、页岩气勘

探开发评价技术、长水平井分段压裂试气、绿色勘探开发配套等技术体系，建立 100 多项技术标准，为我国页岩气大规模有效开发提供了可借鉴经验。

中国石化还自主研发了可移运和高效作业的“井工厂”钻机、大功率 3000 型压裂机组、高效钻具组合、可钻式桥塞及配套井下工具，实现 3500 米以上工程技术装备国产化，大幅提升国产石油机械装备的研发和制造水平，降低页岩气勘探开发成本。

目前，涪陵页岩气田日产气超 1600 万立方米，可满足 3200 多万户家庭的日用气需求。

中国石油化工集团公司 2017-07-10

我国钻获全球最古老页岩气藏

日前从中国地质调查局获悉，在以往油气地质工作的基础上，鄂宜页 1 井在寒武系水井沱组(地层形成于约 5 亿年前)获得 6.02 万方/日、无阻流量 12.38 万方/日的高产页岩气流，并在震旦系陡山沱组(地层形成于约 6 亿年前)获得迄今全球最古老页岩气藏的重大发现。

据了解，鄂宜页 1 井位于湖北省宜昌市城区西南 20 公里处，是中国地质调查局在长江中游部署实施的第一口页岩气压裂试气井，实现了我国南方页岩气调查新区新层系的重大突破、新理论和新技术的自主创新：开辟了长江中游页岩气勘查新区，首次在长江中游获得高产页岩气流，圈定 1200 平方公里有利区，预测资源量超 5000 亿立方米，有望形成新的页岩气资源基地；发现五套含气地层，在古老地层寒武系、震旦系获页岩气调查重大成果；创新提出了古隆起边缘斜坡带页岩气成藏新模式；自主研发了复杂地质条件下页岩气储层改造新技术。

专家认为，鄂宜页 1 井页岩气调查的重大突破是历史性、开拓性、导向性、里程碑式的，填补了中扬子寒武系油气勘探的空白；首次确立了寒武系水井沱组为页岩气勘查开发新的主力层系，对广大南方复杂构造区块油气勘探具有示范引导作用，实现了我国页岩气勘查从长江上游向长江中游的战略拓展，对形成南方页岩气勘查开发新格局、支撑长江经济带战略和油气体制改革具有十分重要的意义。

中国地质调查局副局长王昆说，下一步中国地质调查局将页岩气地质调查从已形成规模产能的长江上游向中、下游战略转移。近期主攻中游地区，力争形成与重庆焦石坝、四川长宁—威远三足鼎立的页岩气资源基地；中期向下游地区拓展，努力形成南方页岩气勘查开发新格局。当前，加快实施“鄂宜页 1 井”“鄂宜页 2 井”等 5 口井钻探工程，择优开展储层改造和试气求产，力争取得新的更大突破；加快区域资源评价，加强油气基础地质调查，优选有利区，实施钻探验证，摸清油气资源家底；加强科技攻关，深化古隆起区页岩气成藏理论认识，创新勘查评价方法，提升储层改造工程技术，推动长江经济带页岩气油气资源勘查开发。

常钦 人民日报 2017-07-10

生物质能、环保工程

开车烧威士忌？首辆新燃料汽车在英国试驾

据外媒报道，世界上第一辆以威士忌为动力的汽车 7 月 11 日在苏格兰完成了第一次试驾。

据悉，这款汽车使用的是一种名为生化丁醇的生物燃料，由威士忌残渣制成，其中包括大麦和啤酒麦芽，后者是发酵后留下的一种发酵液。

这种生物燃料可用来替代传统的天然气和柴油燃料。使用新燃料不需要对发动机进行任何改变，这一点使它成为一个更可行的替代方案。

据报道，凯尔特可再生能源有限公司发明了这种生物燃料。创始人兼总裁马丁·唐尼指出，尽

管每年生产 75 万吨大麦和 20 亿升啤酒，但威士忌行业没有对残余物加以利用。这种生物燃料“现在可直接替代汽油”。

科技日报 2017-07-13

2016 年我国生物质发电量相当于 2/3 个三峡水电

截至去年，我国生物质发电项目装机容量达到 1224.8 万千瓦，较 2015 年再增加 104.9 万千瓦，全年发电量达到 634.1 亿千瓦时，相当于 2/3 个三峡水电。今天上午，中国生物质能联盟通报了 2016 年我国生物质发电行业状况。数据显示，目前我国生物质发电项目达到了 665 个，仅去年一年内就再添 66 个项目，成为投资领域的新宠。

生物质能是一种重要的可再生能源，具有低碳、清洁、可再生的特点，生物质发电主要包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电。据中国生物质能联盟常务副理事长程序介绍，农林生物质发电主要是通过农作物秸秆发电，在实现经济效益的同时，还为全国农作物秸秆禁烧、增加农民收入途径找到了新路；而垃圾焚烧发电则对城市垃圾减量的作用不可小视。

不过从今天公布的数据来看，虽然目前越来越多的企业进入到生物质发电行业，但企业间的实力差异依然很大。以农林生物质发电企业为例，装机容量排名首位的凯迪生态环境科技股份有限公司装机容量达到 118.2 万千瓦，是国内唯一突破百万千瓦的企业；位居第二的国能生物发电集团有限责任公司，装机容量也达到 97.3 万千瓦；而之后的企业装机容量就都迅速减至 30 万千瓦以下，最小的仅为 0.015 万千瓦，差距悬殊。从垃圾发电企业来看，排名首位的中国光大国际有限公司，装机容量为 43.53 万千瓦，上网电量达到 229254.2323 万千瓦时，比第二位上网电量高出 54%，而上网电量最小的企业仅为 210 万千瓦时。

根据我国《生物质能十三五规划》，到 2020 年我国生物质发电总装机容量将达到 1500 万千瓦，年发电量达到 900 亿千瓦时，其中农林生物质直燃发电 700 万千瓦，城镇生活垃圾焚烧发电 750 万千瓦，沼气发电 60 万千瓦，分布式热电联产将成为主要支持发展方向。中国生物质能联盟的专家表示，生物质发电行业不仅仅能够带来经济效益，还能实现克霾减碳、清洁供暖。未来随着生物质行业自身发展和技术进步，将逐步向热电联产方向来提高效率以减少对国家补贴的依赖。同时，国家正在推进绿证购买形式的绿电指标，国家新能源补贴资金池短缺可以通过这种社会化的方式来运作、补助生物质发电产业，生物质发电行业未来发展前景是可期的。

北京青年报 2017-07-13

安徽协议使用秸秆量三连增

自 2014 年出台了全国首个对秸秆电厂使用农作物秸秆进行奖补的财政政策以来，2015 年至 2017 年，安徽省秸秆电厂协议使用农作物秸秆量实现三连增，秸秆电厂在秸秆资源化利用的龙头企业地位日益凸显。

秸秆收购使用方面，截至今年 5 月底，安徽省有 34 座已建成及年内投产的秸秆电厂与地方政府签订了 2017 年度秸秆使用协议，协议使用量达到 257 万吨，同比增长 57%。

秸秆电厂建设方面，安徽省提出到 2020 年全省建成 150 万千瓦左右的秸秆电厂装机目标。截至 2017 年 5 月底，全省建成秸秆电厂 26 座，总装机规模 75 万千瓦，继续位居全国第二位。核准及在建秸秆电厂 24 座，合计装机 70 万千瓦，在建规模居全国第一位；开展前期工作 2 座，装机 6 万千瓦，争取 7 月底前核准。

安徽省将鼓励和引导企业加强技术攻关，争取尽快将秸秆电厂平均农作物秸秆掺烧比重提高到 50% 以上。

文晶 颜培兵 经济日报 2017-07-13

中国电建越南芹苴垃圾发电 EPC 项目正式开工

越南时间 6 月 30 日 8:30, 由中国电建集团四川工程公司承建的越南首个垃圾电站项目——越南芹苴垃圾焚烧发电厂在主厂房区域举行了隆重的开工仪式, 标志着该项目建设的全面展开。

越南芹苴市人民委员会主席武成统先生等政府代表, 芹苴市建设厅、环保厅、科技厅等的主要领导, 业主光大国际环保能源总裁、中国电建亚太区党工委书记刘绍泉以及中国电建集团中南院、中国电建集团四川工程公司等主要参建单位领导齐聚现场参加了开工仪式。

芹苴垃圾焚烧发电厂位于越南南部芹苴市时来县, 由中国光大国际有限公司投资 4700 万美元建设, 设计日处理生活垃圾 400 吨, 配置一台 7.5 兆瓦的汽轮发电机组。项目预计于 2018 年建成投运, 预计年均提供绿色电力约 60, 000, 000 千瓦时, 将成为越南垃圾处理的首个标杆项目, 造福于越南经济和社会发展。

该项目是中国电建集团四川工程公司与中南勘察设计院联手以一体化协同优势开拓越南市场取得的硕果;是中国电建集团四川工程公司继承建越南沿海电厂一期和三期工程以来, 深耕越南区域市场取得的首个海外 EPC 项目, 在越南开启了全新的项目商业模式。同时也是中国电建集团四川工程公司 6 月 30 日成立以来开工的首个项目, 为新公司实现新发展拉开了崭新的序幕。

中国电建 2017-07-13

太阳能

北大研究团队光伏材料研究取得新进展

随着能源危机和环境污染问题的日益严峻, 太阳能等绿色可再生能源近年来得到了广泛关注。伴随着光电转换效率的提升和生产成本的下降, 太阳能电池愈加凸显其广阔的应用前景。有机无机杂化铅卤钙钛矿太阳能电池, 作为新型太阳能电池的后起之秀, 在短短七年内, 光电转换效率从 3.8% 迅速增长到 22.1%。虽然钙钛矿太阳能电池在效率上已经取得重大突破, 但人们对于钙钛矿材料本身的生长机理以及薄膜形貌的形成机制研究还需要进一步加强, 而基于此的研究对钙钛矿材料的深入认知以及相应的光电器件的应用具有重大意义。

北京大学物理学院“极端光学创新研究团队”的朱瑞研究员和龚旗煌院士等, 针对钙钛矿材料从前驱液到多晶薄膜的结晶动力学和形貌演变过程进行了深入研究。该工作结合基于同步辐射的掠入射 X 射线衍射(GIXD)和傅立叶变换红外光谱等先进的表征技术, 对钙钛矿材料从前驱液到多晶薄膜进行原位实时探测, 在结构变化上提出了“纳米中间体组装模型”, 在分子或者纳米尺度下研究钙钛矿的结晶和生长机理。同时调控钙钛矿结晶过程中的温度和时间等参数, 多维度研究印刷钙钛矿薄膜的结晶动力学。

在介观尺度的薄膜形貌上, 研究团队利用基于复合光学显微镜的原位加热实验, 观察一步法钙钛矿薄膜的形成过程, 建立“结晶-耗尽”物理模型, 阐述周期性环带钙钛矿薄膜形貌的形成机制。本研究全面报道了钙钛矿材料从分子层面的结晶生长到介观尺度上的薄膜形貌。此外, 研究者也对印刷钙钛矿太阳能电池进行了优化和表征, 获得了与传统旋涂方法相当的器件光电性能, 对钙钛矿太阳能电池从实验室研究到工业化生产的转化进行了积极的探索, 具有一定的实际意义。

该研究工作发表在《自然通讯》杂志(Nat. Commun. 2017, 8, 15688)上。朱瑞研究员课题组的博士生胡芹和赵丽宸为该文章的共同第一作者。此研究是与美国劳伦斯伯克利国家实验室的 Thomas P. Russell 教授和刘烽博士、英国萨里大学的张伟博士等合作展开的。该工作得到中国国家自然科学基金委、科技部、北京大学人工微结构和介观物理国家重点实验室、“极端光学协同创新中心”“2011 计划”量子物质科学协同创新中心、“青年千人计划”和美国劳伦斯伯克利国家实验室(LBNL)等单位

的支持。

(a)印刷钙钛矿从前驱液到多晶薄膜转换过程中不同阶段的 GIXD 二维衍射图;(b)钙钛矿结晶的纳米中间体组装模型;©印刷薄膜的形貌显微镜图;(d)周期性“结晶-耗尽”物理模型示意图。

北京大学 2017-07-12

全球首个采用直接硅片技术的商业化电站并网发电

本报讯 6 月 29 日，硅片制造商 1366 科技与日本 IHI 集团共同宣布，全球首个采用直接硅片技术的 500kW 太阳能电站完成并网发电，进入商业化运营阶段。该电站由日本 IHI 集团旗下全资子公司 IPC 建造，在其生命周期内，电站预计可减少 9500 吨二氧化碳的排放。

“这一商业化安装传递了我们对太阳能发电的全部期望。尤其是与传统工艺相比，直接硅片技术仅仅使用了 1/3 的能源，因此电站的能源回收期可被大大缩短至 1 年以内。”1366 科技首席执行官弗兰克·范·米尔洛说，“IHI 集团在鉴别与应用突破性技术方面有着悠久的历史。直接硅片技术能成为其历史的新篇章让我们倍感骄傲。”

新落成的电站位于日本兵库县。1366 科技位于波士顿的示范工厂，为此制造了超过 12 万片直接硅片。组件由中国一线企业制造并通过 IEC 测试。

早在此次商业化安装之前，由直接硅片制造的组件便在美国、德国和日本进行了长期的实地测试并获得成功。本项目的完成展示了 1366 科技将直接硅片技术实现量产的能力，同时凸显了行业下游客户对高质量、低成本及更少碳足迹的先进电站系统的广泛诉求。

“本次成功安装实现了我们一直以来追求的目标，即利用创新科技大幅降低太阳能发电成本，进而扩大我们在可再生能源体系的产品组合。”IHI 集团能源与环境事业部总裁大谷宏之说。

传统的硅片生产采用步骤繁多、高能耗、高浪费的铸锭切片工艺。1366 科技的直接硅片技术，顾名思义就是直接从硅熔液中生长多晶硅片，均匀高效，成本减半。该技术的另一优势是其与下游电池组件客户的“无缝衔接”。市场上超过 6 成的电池组件客户可以直接使用其产品而无需做任何新的设备投资。

1366 科技致力于光伏平价上网，并以大幅降低光伏组件中最昂贵的硅片成本为目标。公司集合了科学家、工程师和企业家，开发了革命性的创新技术与精益生产的工艺流程，开创了硅片的新品类，使其成为兼顾效率与成本的性价比最优的光伏产品。1366 科技总部在美国马萨诸塞州的贝德福德市。

周晓梦 中国能源报 2017-07-05

光伏“6.30” “一刀切”产业政策模式遭诟病

为了抢在 6 月 30 日之前并网，2017 年上半年光伏企业可谓是开足了马力。根据中国光伏行业协会发布的一份报告显示，预计今年上半年光伏新增装机规模将有望超过去年同期的 22GW。业界普遍认为，与往年一样，随着光伏组件的价格将高于去年同期水平，光伏企业今年全年业绩上涨幅度不会很大。

对于大多数人来说，6 月 30 日只是一个普通的日子，但是对于不少光伏企业而言，“630”就是一条“生死线”，而冀北地区的数十个光伏项目正在“生死线”上苦苦挣扎。近日，虽然具备完整并网手续和条件，但位于冀北张家口区域总装机高达上百万千瓦的 30 余个光伏项目仍然未能在“630”前顺利并网，其中就包括数个为冬奥会服务的奥运光伏廊道项目。

“630”可以说是近两年光伏行业最具代表性的数字。2015 年底，国家发改委下发《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》，明确规定我国一类、二类、三类资源区的地面光伏电站标杆上网电价每千瓦时分别降低 0.1 元、0.07 元、0.02 元，但是只要在 2016 年 6 月 30 日之前抢装

成功，就可以享受调整前的电价，因而引发了“630”抢装潮。

2016年底，国家发改委再次公布《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，明确一类、二类、三类资源区的地面光伏电站比2016年电价每千瓦时继续下调0.15元、0.13元、0.13元。通知限定，2017年以前备案并纳入以前年份财政补贴规模管理的光伏发电项目，但于2017年6月30日以前仍未投运的，执行2017年标杆上网电价。

国家之所以连年下调光伏电价，是因为光伏成本也在快速下降。建设较早的光伏电站成本较高，自然也希望获得更高的电价。为此，抢在“630”前并网成为了光伏电站企业的唯一选择，否则将承受不可挽回的巨额损失。

张家口某奥运廊道项目的负责人指出，截止2016年10月24日，国家能源局最后下达奥运迎宾光伏廊道并网补贴计划，并要求2017年6月30日必须并网发电，否则将调减补贴指标并下调补贴电价。

“为了赶工期，各企业均采取了非常规的方式加快建设工程：高要求、多数量的配置管理人员及施工人员、24小时施工作业、冬季赶工、高价采购各类设备等措施。可以说为了保证项目按期并网发电，不惜一切代价完成了工程建设，现均已具备并网发电条件。”该负责人说。

但在距离“630”大限还有两天的时候，6月28日，国家电网公司发展部下发《关于新能源并网有关问题的意见》的文件，指出冀北地区2016年光伏发电利用小时数没有达到规定的光伏最低保障收购年利用小时数1400小时，要求除国家下达的光伏扶贫项目以外，其余项目暂停并网。仅张家口地区受此影响的光伏项目就多达30余个。如果按照8元/瓦的成本计算，意味着上百亿元的光伏资产要“晒太阳”。

此前，《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》明确，未达到最低保障收购年利用小时数的省(区、市)，不得新建风电、光伏电站项目。其中，要求冀北地区2016年保障性收购利用小时数达到1400小时。而今年4月发布的《国家能源局关于2016年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报》显示，冀北地区2016年光伏发电年利用小时数为1382小时，并没有达到规定的光伏最低保障收购年利用小时数。这也成为此番国家电网拒绝并网的主要依据。

“这实属晴天霹雳，我们不顾一切的日夜奋战工程建设，在紧要关头时刻，仅因发电利用小时数未达到规定，且此问题不在众多光伏企业控制范围内，我们认为仅凭相差18小时利用小时数就暂停全部光伏项目并网，实在是难以服众。”张家口蔚县一家光伏电站的负责人说。

据多个奥运廊道光伏电站的负责人反映，由于公司为按期实现项目并网发电，在2016年10月至2017年6月期间，有效施工周期紧张且近乎苛刻的条件下，加快土地租赁、设备采购、施工作业、手续办理等工作，单瓦造价成本均在8元以上，较正常建设成本多出1元多，若不能按期并网，电价补贴下调1毛，电站运行25年累计损失巨大，诸多企业均将无力偿还银行贷款、无法支付工人工资、直至破产倒闭，预计将有数万人面临失业。

“恳请国家能源局能从客观实际出发，考虑我们面临的严峻局面，全面推进项目快速并网，并确保电价补贴不下调。”该负责人说。

另一家光伏企业的负责人则对冀北地区2016年光伏发电年利用小时数为1382小时产生质疑。他表示，设备平均利用小时数在1400以下的一些电站具有特殊性，不能作为测算依据。比如，国网新源张家口风光储示范电站和中电普瑞张北风电研究监测有限公司项目都属于试验电站；尚义县顺能光伏电站去年“630”抢并网，有功AGC没有调试，没有办法发电。

事实上，“630”政策出台以来，就被不少业内人士诟病，认为弊大于利。随着光伏制造技术和应用技术的提高，光伏发电上网电价的补贴也逐步下降，但是在下降的过程中采用“一刀切”的模式，“630”“930”“1231”等各种时间截点下调补贴电价的政策，造成了很多不利于产业和市场发展的问题，比如引起市场价格大起大落、工程质量得不到保障等。

为此，专家建议，国家有关部门改变原来的政策模式，打破以时间截点调整电价的方式，充分

考虑光伏电站的建设周期，鼓励光伏投资企业提升建设质量、采用新技术技术含量高的设备、创新应用模式。

中国经济网 2017-07-12

0.64 元！光热发电成本下降速度直逼光伏

迪拜水电局(DEWA)拟开发的 Mohammad Bin Rashid Al Maktoum 太阳能园区第一阶段 200MW 塔式光热发电项目自 6 月初在迪拜开标以来，至今仍是业内热议的焦点。

由沙特水电公司 ACWAPower、上海电气集团、美国 BrightSource 等组成的联合体投出了史上最低价 9.45 美分/KWh，约合人民币 0.64 元/KWh。

这一超低价刷新了人们对光热发电高成本的普遍认知，同时为行业的进一步发展和成本的进一步削减注入了更大动力。

在中国，本次招标更因有哈尔滨电气集团公司、山东电力建设第三工程公司、上海电气集团股份有限公司和北京首航艾启威节能技术股份有限公司共计四家中国公司参与投标而被广泛关注。

此 200MW 塔式光热发电项目将建于 Mohammed bin Rashid Al Maktoum 太阳能园区内，为该园区的第四期项目，也是该园区总规划 1GW 光热发电项目的一期工程，将配置长达 15 小时左右的储热系统。该项目预计将于 2021 年投入运营。

胜利者的号角：光热储能优势不可取代 成本下降速度直逼光伏

“光热发电成本已经降到 10 美分/KWh 以下的水平。”投出最低价的联合体公司之一，ACWAPower 公司的 CEO Paddy Padmanathan 对此表示，“光热发电目前在全球范围内的装机量约为 5GW，其发电成本相应地已经降低到了 10 美分/KWh 的水平，光伏发电的成本虽然可能只有这一成本的一半左右，但其是通过全球总装机规模约 325GW 的体量来实现的。”

Padmanathan 补充道，DEWA 招标时明确表示该 200MW 塔式光热发电项目目标的不涵盖任何补贴，但该项目的土地使用费只是名义上收取，实际数额微乎其微。与此同时，该项目业主要求竞标方需保证电站在运营期内每天的下午 4 点到上午 10 点间都能正常运行发电。

这意味着，预计将由两个 100MW 的塔式发电机组构成的 200MW Mohammad Bin Rashid Al Maktoum 太阳能园区 CSP 项目将通过其大型熔盐储热系统，确保夜间电力的连续供应。

支持者认为，此次的 9.45 美分/KWh 的竞标价表明，光热发电配熔盐储热系统可以在成本方面胜过光伏加长时间电池储能系统的成本，这一结论已经开始被实际证明。

世界银行前总监、现华盛顿某独立经济分析师 Jonathan Walters 赞同地表示：“本次竞标说明，在光热发电和熔盐储能结合之下，太阳能的夜间利用成本并不高。即便是在太阳能资源不佳的地区，光热发电成本也能保持在一个较低的水平。”

Jonathan Walters 对记者说道：“这也表明，在阳光充裕的国家，除去最开始的电力响应需求外，电网级电池组的规模已不大有可能胜过储热系统。”

反对声音：光伏+电池的发电成本早已低于 10 美分/KWh

但并非所有人都对此持乐观态度，相反，他们并不认为这一史上最低电价为光热发电成本下降带来了实质意义。

Bloomberg 新能源财经的太阳能资深分析师 Jenny Chase 表示，迪拜此次最低竞标电价即便落地，也需等到 2021 年项目投运才能真正实现，而光伏加电池储能的发电成本已开始非常接近于 10 美分/KWh 的成本水平。

他举例道，夏威夷的 Kauai 岛上一个配备了 100MWh 储能电池系统的 28MW 光伏项目即将于明年投运。在美国 30% 的投资税收抵免政策支持下(以下简称 ITC，该政策由政府给予项目 30% 的税收返还)，该项目的电价已低至 111 美元/MWh。

再如，由 Tucson 电力公司和 NextEra 公司联合开发的“光伏+电池储能”项目，储电时长为 3 小

时，即将于 2019 年动工，同样在 ITC 政策支持下，其电价低于 45 美元/MWh。

反对者还表示，到目前为止，光伏加储能系统的核心组件光伏板和储能电池仍有降价空间，而光热的核心组件如定日镜、汽轮机等都已几乎达到了最低成本价。

就成本因素来说，JennyChase 认为到 2021 年左右，一个配备 1.6GWh 锂电池储能系统的 200MW 光伏电站的电价成本将降低至 115 美元/MWh。

这个电价虽然高于此次迪拜光热项目中的 9.45 美分/KWh，但两个价格间的差异并不大。

最低电价或暗藏技术风险

JennyChase 坦言，之所以对此持怀疑态度，是因为几家竞标方所报电价，是基于电站运维一切正常的理想状态下，似乎没有将技术风险考虑在内。而在光热电站的运维过程中，却极有可能发生事故。

JennyChase 指出，“老牌光热帝国”西班牙目前的在运行光热电站的容量因子约在 25%左右，这一数值远低于当初规划的 40%。而在美国，新月沙丘和 Ivanpah 塔式光热电站的开发调试所花费的时间也比预期的要长。

这也说明，如果 DEWA 选择了最低竞标价，而且中标者能最终实现承诺，那么这对整个光热发电行业来说，无疑是一件振奋人心的事。

“但如果他们不能使光热的发电成本降至比‘光伏+储能’组合更低的水平，那么这个行业未来生存的概率很小。” JennyChase 表示，“对于光热发电行业而言，就是需要背水一战。”

CSPPLAZA 2017-07-12

国家能源局组织调研首批 20 个光热示范项目进展情况

近日，国家能源局综合司下发了《关于委托开展太阳能热发电示范项目进展情况调研的函》，要求水电水利规划设计总院、电力规划设计总院和国家光热联盟三单位对中国首批 20 个太阳能热发电示范项目的建设进展情况进行调研。

据下发文件，调研内容和有关要求如下：

一、调研 20 个示范项目的进展情况，重点包括：项目投资方和技术方变更情况、项目资金和贷款落实情况、关键设备制造情况、主体工程建设情况、配套电网建设情况、土地用水条件落实情况。

二、调研示范项目推进过程中存在的技术和管理困难，提出解决思路。研究如何加快示范项目建设，以完成太阳能发展“十三五”规划中的太阳能热发电建设目标。

三、最终由水规总院汇总调查成果，于 2017 年 8 月 15 日前形成国内太阳能热发电发展报告，并将中间成果及时上报国家能源局新能源司。

背景：

2016 年 9 月 14 日，国家能源局正式发布了《国家能源局关于建设太阳能热发电示范项目的通知》，共 20 个项目入选中国首批光热发电示范项目名单，总装机约 1.35GW，包括 9 个塔式电站，7 个槽式电站和 4 个菲涅尔电站。

根据国家发改委光热电价政策，2018 年 12 月 31 日前全部投运的光热示范项目方可享受 1.15 元/kWh 的光热发电标杆电价，现在距截止期限只剩下不到 18 个月的时间，工期非常紧张。

截止目前，中广核德令哈 50MW 槽式项目、中控德令哈 50MW 塔式项目、首航节能敦煌 100MW 塔式项目、中海阳玉门 50MW 槽式项目、中电工程哈密 50MW 熔盐塔式项目、玉门鑫能 50MW 熔盐塔式项目、中核龙腾乌拉特中旗 100MW 导热油槽式项目、深圳金钒阿克塞 50MW 熔盐槽式光热发电项目、西勘院共和 50MW 熔盐塔式项目、华强兆阳张家口 50MW 水工质类菲涅尔式光热发电项目等已经开工建设，三峡金塔 100MW 熔盐塔式项目、玉门龙腾 50MW 导热油槽式光热项目等项目正在进行相关招标等工作，部分项目尚无明显进展。

中国能源网 2017-07-13

首批光热示范项目遭遇先行者困惑

国家能源局公布首批 20 个光热发电示范项目至今已经过去了大半年，这些项目进展是否顺利？推进过程中遇到了哪些波折？如何才能真正起到示范意义？

不久前，在杭州举办的中国国际光热电站大会暨 CSPPLAZA 年会上，业内人士基本达成了—个共识：不纠结于项目本身，就是要通过示范项目推进，真正找到制约我国光热发电产业发展的瓶颈，从而为 2020 年之后的光热大发展奠定基础。

建设进度并不乐观

距 2018 年底 20 个光热发电示范项目建成的期限仅剩一年半时间，但项目进度似乎并不乐观。据记者了解，不少项目仍处于前期准备阶段，包括用地、用水、电网、场平等。部分项目主要设备、主要设计开始招标，个别项目已经定标。

或许正是由于首批示范，主管部门对项目的进度情况也盯得很紧。国家能源局 2 月专门下发《关于报送太阳能热发电示范项目建设情况的通知》，要求每个季度报送 20 个光热示范项目建设进展情况。

一位业内人士向记者透露，当时规划的示范项目总量是 100 万千瓦，实际批准的是 134.9 万千瓦，就是考虑到有些项目可能无法按时完成。“在当前可再生能源补贴资金比较紧张的情况下，给予光热示范项目更大的示范规模，也是希望有更多的项目可以做成，为行业发展探索经验。”该业内人士表示。

面临多种潜在风险因素

实际上，作为首批示范项目，不可避免地要遭遇先行者的困惑。

“光热发电不像常规的火电，火电积累了多年的建设经验，实现了模块化、规范化，干起来比较顺手。光热发电项目开发没有标准，也没有依据，在这个过程中，更多地需要进行探索，也遇到了很多实际困难。”常州龙腾光热发电工程有限公司总经理李怀普说。

中海阳能源集团股份有限公司副总裁章颖缤认为，光热发电项目开发过程中，会面临成本风险、技术风险、消纳风险和补贴风险等多种风险因素。“土地问题是光热项目开发的一个核心关键性因素，据我所知，20 个首批示范项目里至少有 5 个项目因为土地因素没有办法实施。另外，有的项目土地投资费用太高。”章颖缤说。

浙江中控太阳能技术有限公司董事长金建祥表示，光热产业要发展，离不开在税收、土地和绿色信贷等宏观层面的政策配套。他呼吁地方有关部门能够根据国家发改委和国家能源局的文件要求，尽快明了配套政策，给光热发电创造轻松、友好的发展环境。

“光热发电行业要尽快实现产业化，产业化的成果可以影响国家主管部门在规模化上的考量。光热项目必须发挥自身优势，融入到我国现有的电力体系当中去，才能更好的发展。”北京首航艾启威节能技术股份有限公司总经理高峰说，“与此同时，光热发电行业要积极走出国门，开展国际技术交流与合作，为当前遭遇到的困难寻找可供借鉴的国际经验。”

重在打通产业链

“用山东土话说，目前我们光热发电产业链仍是云山雾罩的，哪里行，哪里不行，搞不太清楚。”国家应对气候变化战略研究和国际合作中心原主任李俊峰用带有浓重山东口音的普通话表示，推动首批 20 个光热示范项目，不着眼于项目本身的成功与失败，而是为了打通产业链。通过首批光热示范项目，可以检验我国的光热发电产业链到底行不行，知道我们的产业链上到底缺什么，应该补什么。从而为 2020 年后的光热发电的大发展奠定基础。

水电水利规划设计总院新能源部副主任王霁雪参与了首批光热示范项目出炉的全过程。他认为，示范项目有两方面目标：一方面是推动光热产业的规模化，另一方面是形成产业集成的能力。“首批示范项目的推进一定要对行业和产业起到正向的反馈作用，才能够真正起到示范的意义。”王霁雪说。

在中国可再生能源学会原理事长、国务院原参事石定寰看来，相比于光伏系统，光热发电系统

更加复杂，虽然西班牙等国早在上世纪 70 年代就开始光热领域的研究，但总体而言，在世界上光热发电仍处于起步阶段。

“光热行业发展的一个明显短板是基础研究工作欠缺。应该更加重视基础工作，更好地通过产学研结合，推动产业发展。此外，要在创新、长远规划、产业标准化方面扎实推进。”石定寰说，“希望光热发电产业能够吸取光伏产业的教训，尽可能实现平稳发展，避免大起大落。一会儿是春光明媚，一会儿又是严冬难耐，对行业发展是不利的。”

2020 年才进入大发展时期

根据国家发改委去年发布的《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》，核定太阳能热发电标杆上网电价为 1.15 元/千瓦时，并明确上述电价仅适用于国家能源局 2016 年组织实施的示范项目。

电力规划设计总院副院长孙锐透露，现阶段光热发电项目的工程造价在 2.5 万-3 万元/千瓦之间，未来，光热发电的工程造价和发电成本将随着产业规模的发展大幅下降，这一趋势尤其在产业化初期特别明显，预计到 2020 年，光热工程造价能降到 1.5 万元/千瓦以下。届时，上网电价会降低到 0.75 元/千瓦时以内。

多位专家表示，“十三五”期间是为我国光热发电产业打基础的时期，2020 年-2030 年这十年才是光热发电的大发展时期。随着产业链贯通、规模化发展、成本大幅下降，未来，光热发电在整个电力系统中将占据一席之地。

一位与会的西班牙光热企业负责人表示，过去，中国不是光热发电主流地区，但未来，在重建全球光热生态的过程中，中国将扮演越来越重要的角色。

张子瑞 中国能源报 2017-07-12

努尔·白克力在泰国考察光伏电站项目

7 月 7 日，国家发展改革委副主任、国家能源局局长努尔·白克力考察了泰国国家电力公司投资建设的 Thap Sakaetai 光伏电站项目。该项目采用 4 种不同电池组件，主要用于收集和对比不同技术在沿海地区气候多变条件下的发电效率数据，为泰国南部沿海开发光伏电站提供技术支持。目前，泰国国家电力公司正致力于将该项目打造成为泰国光伏电站发电效率研发中心。中国电建集团等几家中资能源企业参与了项目建设和供货。

国家能源局核电司、油气司、国际司主要负责同志参加考察。

国家能源局 2017-07-13

中国光伏发电产业领域首个战略联盟成立

中国国家电投集团黄河公司 12 日对外披露，中国光伏发电产业领域的首个战略联盟——光伏发电产业技术创新战略联盟正式成立。

前国务院参事、中国可再生能源学会原理事长石定寰说，国家电投集团在光伏发电规模上做到了全球第一，在光伏产业技术创新领域也走在了世界的前列，尤其是旗下的黄河公司创造性的建设了龙羊峡水光互补光伏电站，为全球大规模多能互补创造了先河，还在青海共和建设了全球唯一的百兆瓦光伏发电实证基地，囊括了国内外 123 种实证实验方案，为全球光伏行业的设计、施工、设备制造、研发、规范编制等提供了实测数据，成为光伏发电的百科全书，给联盟的成立提供了很好的平台。

“希望产业联盟成立后，能建立产学研战略，推动光伏产业标准和政策的建立，加强各成员单位以及国际交流，培养光伏产业的尖端人才，为实现 2030 年中国非化石能源占一次能源消费比重达 20% 作出贡献。”石定寰说。

“国家电投始截至 2016 年底，光伏装机容量约 712 万千瓦，光伏发电总装机规模稳居世界第

一，并拥有全球最大的龙羊峡水光互补光伏电站、百兆瓦国家级光伏发电实证发电基地、在全国率先形成了多晶硅制造—切片—太阳能电池、组件—光伏电站建设—光伏电站运营—科技研发为一体的完整的光伏产业链。”国家电力投资集团公司副总经理夏忠说。

黄河公司董事长、党委书记谢小平表示，黄河公司已建成光伏电站 35 座，光伏电站总装机容量 285.5 万千瓦。目前，中国光伏电站系统效率与国际先进水平还存在较大差距，光伏发电产业整体技术水平有待进一步提升。联盟把从事光伏发电产业发展研究工作的企业、高校、研究机构等组织起来，充分发挥成员各自的技术和资源优势，在技术研发、产品制造、生产运营、质量检测、技术服务等方面加强协同创新，共同研究和助力中国光伏发电产业发展，推动产业技术水平的快速提升。

孙睿 唐婧 中国新闻网 2017-07-13

德国开发出基于太阳能电池材料的智能太阳眼镜

据卡尔斯鲁厄技术学院 2017 年 7 月 7 日报道，德国卡尔斯鲁厄技术学院的研究人员正在开发一种基于半透明有机太阳能电池材料的太阳眼镜，可为眼镜上集成的微处理器提供电力支持。该太阳眼镜是光伏移动应用的典型代表。

有机太阳能电池的特点是可弯曲、透明和轻质，可被制成任何形状和颜色，因此应用范围相对于传统硅基太阳能电池来说更为广泛。卡尔斯鲁厄技术学院的研究人员在太阳镜的玻璃上覆盖了半透明的有色太阳能电池，为微处理器和两个显示设备提供电力。

卡尔斯鲁厄技术学院下属光技术学院 (LTI) 的有机太阳能电池研究小组开发的“智能”太阳镜安装在一个市售树脂眼镜架上，外观和重量均与传统太阳镜无异，微处理器和两个显示设备被安装在眼镜腿上，可实时显示阳光的强度和温度。太阳眼镜在正常办公和家居照明条件下也可正常工作。每个眼镜片可产生 200 微瓦电力，足以支持诸如助听器或步入计数器之类的应用。



程大树 中国国防科技信息网 2017-07-12

风能

弃风限电改善有限 风电行业周期底部或将维持

受到 2016 年标杆电价下调影响，2015 年国内风电行业抢装明显，当年实现新增装机超 30GW，同比增 50% 以上。而 2016 年国内新增装机不足 24GW，其中华北、华东地区风电新增装机增长明显，华东占比提升 7 个百分点至 20%。而西北地区大幅下降 8 个百分点至 26%，体现了装机区域向中东部和南部转移的趋势。

2016 年前三季度累计招标量为 24GW，较去年同期增长 68%，创历史新高。而对比 15 年的抢装现象，14 年同期的招标量仅为 17.3GW，而 14 年全年的招标量也仅为 27.5GW，与今年相比明显较弱。主要原因是区域电力企业及火电企业由于火电受限，同时风电成本下降投资回报率合理，转型发展风电所致。

风电新增并网容量



数据来源：中国统计数据库

国内季度风电招标量



数据来源：中国统计数据库

能源局发布 2017 年度风电投资监测预警结果，新疆被列为风电开发建设红色预警区域，即新疆不得核准建设新的风电项目，并要采取有效措施着力解决弃风问题；电网企业不得受理风电项目的新增并网申请(含在建、已核准和纳入规划的项目)；派出机构不再对新建风电项目发放新的发电业务许可。因此，虽然 2016 年市场整体招标量创新高，但由于政策及补贴影响，预计部分风电项目或将搁置，或延期至 2018 年开工。

从风电发展周期来看，行业在经过 2010 年前的野蛮高速增长后，2011-2012 年期间集中爆发除了许多问题，如工程整体质量不规范、机组技术也没有考虑低电压穿越等事故状态下的应对等，造成了行业的下滑。行业自此进入技术和资源上的整理阶段。2013 年行业需求基本恢复。但由于标杆电价的下调导致去年出现抢装，估值也处于底部消化阶段。

受标杆电价下调，风电场投资成本下降，风力发电小时数增加等因素影响后，风电场的 IRR 仍

处于较高的水平。以 III 类资源区为例，我们对风电场 IRR 进行关于上网电价、发电小时数及装机成本的敏感性进行了测算。对于三类资源区，2016 年前核准，2017 年底前动工的风电标杆电价为 0.56 元，而 2016 年后核准，2017 年底前动工的风电标杆电价下调 2 分，为 0.54 元。

风电投资 IRR 测算

风电投资 IRR 测算												
装机成本 (元/kWh)	III 类资源区标杆电价为 0.56 元/W						IV 类资源区标杆电价为 0.54 元/W					
	1700	1800	1900	2000	2100	2200	1700	1800	1900	2000	2100	2200
7200	10.59%	11.54%	12.46%	13.37%	14.27%	15.15%	10.01%	10.93%	11.84%	12.72%	13.60%	15.06%
7400	10.18%	11.11%	12.02%	12.91%	13.79%	14.66%	9.61%	10.52%	11.41%	12.28%	13.14%	13.98%
7600	9.79%	10.70%	11.60%	12.48%	13.34%	14.19%	9.23%	10.12%	10.99%	11.85%	12.69%	13.52%
7800	9.42%	10.32%	11.19%	12.06%	12.90%	13.74%	8.86%	9.74%	10.60%	11.44%	12.27%	13.08%
8000	9.06%	9.94%	10.81%	11.66%	12.49%	13.31%	8.51%	9.38%	10.22%	11.05%	11.87%	12.67%

资料来源：中国报告网整理

我们认为，2016 年风电订单创新高，会显著改善企业的盈利水平，但是决定行业估值的核心因素在于对风电行业长期投资预期，而预期的改善受成本下降及弃风率改善的影响。去年至今的弃风率下降主要还是由政策主导的省网区域间电力调度，例如新疆哈密地区的风电通过特高压线路送往河南，但是这种弃风率的下降受制于两点，一是特高压网架的输送能力始终有限，而特高压线路的落地还需要时间，二是并无真正的用电需求拉动，电力供给过剩趋势已经比较确定。

所以我们认为当前弃风率改善的压力较大。虽然短期内风电成本已经有所下调，IRR 水平也能维持，但弃风限电的核心制约没有得到改善，短期而言估值很难出现大幅修复，长期应关注风电成本的下降对行业基本面的改善。

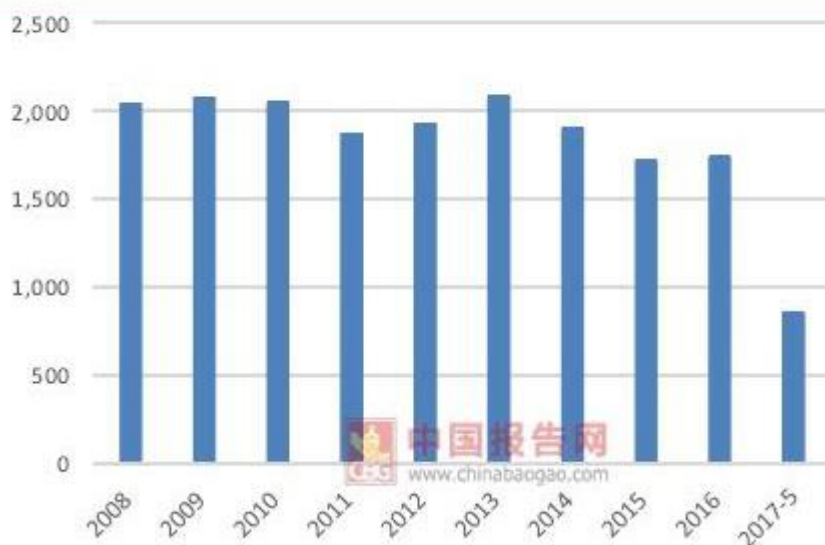
国内风电弃风率(%)



数据来源：中国统计数据库

风电平均利用小时数(h)

风电平均利用小时数 (h)



数据来源：中国统计数据库

中国保险报 2017-07-12

甘肃：风电过剩困局

酒泉，古称肃州，是丝绸之路的必经之地。

出酒泉古城，沿 G30 连霍高速一路往瓜州方向前行，白色的巨大风机沿公路两边绵延矗立，大大小小几百个风电场，遍布在祁连山和马鬃山之间数百公里的河西走廊戈壁荒滩上。

这里就是我国第一个千万千瓦级风电基地。

从 2008 年立项建设开始，酒泉风电基地便成为我国清洁能源发展一路高歌猛进，却又深陷困境的缩影。

甘肃风电增速过快，开发规模已经远远超过了本地消纳能力，再叠加用电需求增长放缓等因素，使得装机水平与负荷比例极不匹配。

2017 年 2 月 22 日，国家能源局发布《2017 年度风电投资监测预警结果的通知》，对全国各省市风电投资情况进行预警监测，甘肃被列为风电开发建设红色预警区域。按照要求，电网企业不得受理红色预警省(区)风电项目新增并网申请，包含在建、已核准和纳入规划的项目。同时，派出机构也不再对红色预警省(区)新建风电项目发放新的发电业务许可。

甘肃风电深陷困局。如何破解，唯有消纳。

“风光”经济的辉煌与困惑

“酒泉这几年发展很快，市区扩大了好几倍。”酒泉市能源局副局长韩明文不无骄傲地说。

酒泉的发展，很大程度上得益于当地风电的发展。

2016 年有媒体算过一笔账：酒泉风电基地从 2009 年开工建设，到 2010 年一期投产，为当地经济社会发展做出了突出贡献。2010 年，酒泉市风电产业完成投资 223 亿元，完成增加值 60.05 亿元，上缴税金 1.94 亿元，吸纳就业 8000 余人。在风电产业的带动下，“十一五”时期，酒泉生产总值达到 405 亿元，在甘肃省的排名由“十五”末的第 4 位上升到第 2 位；财政收入达到 50.5 亿元，排名由甘肃省第 7 位上升到第 3 位；固定资产投资达到 438.6 亿元，连续保持甘肃省第 3 位；工业增加值达到 173 亿元，由甘肃省第 6 位上升到第 3 位。

在风电建设最高潮的时候，当地建筑水泥和砂石的价格都在飙涨，甚至一度供不应求。

韩明文更看重的是风电发展带动的产业发展，“我们已经有了完整的风电设备制造产业链。”

2008年，金风科技第一个在酒泉建厂生产风机。不到两年时间，风机装备销售收入就占到甘肃省装备制造销售收入的八成。

然而，随着更多生产风电设备企业投资建厂，更多风电场建设投产，风电投资推动当地经济发展的蜜月期戛然而止，逐渐攀升的弃风率正在让以风电产业为基础的当地经济风光不再，后继乏力。

“弃风主要还是电消纳不了。因此，地方各级政府都在千方百计想办法促进本地消纳。”韩明文说。

其实，风电消纳难的困局，不仅仅局限在酒泉，整个甘肃省的风电发展也正陷入同样的困境。

2016年，甘肃因严重弃风而备受各界关注。供大于求、市场消纳能力严重不足，是造成这一现象的根本原因。

一方面深挖本地市场，一方面加大外部市场开拓，“两条腿走路”成为现阶段解决风电消纳难的主要途径。

国家电网杂志 2017-07-12

台湾浮动式离岸风电仍待评估

因应绿能趋势，经济部能源局今年宣布将在台湾西海岸建置离岸风力发电场，以再生能源取代核电，但离岸风力打桩到海床，将产生噪音，引发环保团体忧虑影响海洋生态，并影响渔民生计，为此今年委托金属中心评估浮动式风力发电平台的可能性，以降低环境的冲击。

经济部与全球最大离岸电力厂丹能风力，携手在彰化海域建置4处风场，目标是2030年达到4兆瓦，可供应343万户用电，但这项绿能产业是否能达标，则需再进一步观察。

金属中心副执行长魏嘉民指出，离岸风力指的是从海域打桩基座到海床岩层，海上承载一风电机组，靠风力转动风机发电；但因打桩除了打到海底50公尺深，过程中也会产生噪音，并危及海洋生态和影响渔民生计，引发抗议。

他表示，由于影响层面太广，浮动式风场建置方式採漂浮锚碇系统，不须固定在海床，可减少对环境的冲击。

不过，这项技术，全球都还停留在测试阶段，除了欧洲大本营外，日本在福岛核灾之后，5年来在多次在福岛外海进行浮动式离岸风电测试，但是迄今尚未并网发电。

虽然浮动式离岸风电对环境冲击相对较小，也具有洁净经济效益，是未来再生能源发展重要趋势，但是造价成本更高，能否被市场接受，也需要更多的时间验证。

中国时报 2017-07-12

日本要从蒙古接风电 计划成立跨海电力网

日本软银集团在外蒙古投资很多风力发电机，并且希望这些绿能电力能送返日本。但是蒙古离日本隔着多个国家，也被海洋阻隔，因此他们推动一项计画，要与中国大陆、韩国、俄罗斯一同合作，将铺设跨国、跨海的输电线路，目标是在2020年完成电力传输。

日本每日新闻报导，软银集团在外蒙古南部的戈壁沙漠地区，规画了22万公顷的区域建立总发电容量7百万瓩的风车，这些电力当然希望回送给日本，因此提出了这个跨国送电的大型计画。早在1999年9月，孙正义就提出「亚洲超级电网」，希望与亚洲大陆进行电力连结，不过发展的契机是福岛第一核电站事故，与后续的电力短缺，使得这个送电计画可以逐步落实。

软银在去年三月时，与中国大陆、俄罗斯国有电力公司和的韩国签订谅解备忘录，并且进行通过朝鲜半岛与俄国北方的两条送电路线的初步调查，并于今年四月份开始海底调查。

软银集团称，蒙古戈壁很适合发场风力与太阳能，其潜在发电量可达每年13兆瓩，是日本30年间用电总需求量的13倍，也可以扩展给其他的亚洲国家，因此中国大陆、韩国、日本、蒙古、俄

罗斯都会因此受惠。软银相信，通过亚洲电缆的兴建，与政策的补助，这笔投资能够收回成本，使绿能变得更为廉价实用。

当然也有不少问题需要克服，包括法规的制定，送电的频率，还有绿能将会面对的电力强弱不稳定的调整，这些都是未来要解决的挑战。另外跨国电网也有安全层面的顾虑，也就是过度依赖海外电力，将会造成国家安全的风险。东京大学的橘川武郎教授认为，他不担心技术层面的问题，但是依赖中国大陆和俄罗斯政府则有很大的国家利益疑虑。

中时电子报 2017-07-13

到 2020 年天津风电装机总规模达 116 万千瓦

津城持续高温，全市用电量不断创下新高。人们越来越感觉到生活中不能没有电。怎样保证我们这么大的城市用电量，还要考虑到发电不破坏环境?利用可再生资源发电，就是非常棒的途径。天津是沿海城市，大海上吹来的风，是一笔得天独厚的财富，用风能发电，在本市已经取得了良好的效果。据悉：本市还要以滨海新区作为重点，发展风能发电。到 2020 年，全市风电装机总规模达到 116 万千瓦。

2020 年以前 建这些风电场

“十三五”期间，本市要坚持陆上和海上并举，优化发展陆上风电，稳妥推进海上风电;鼓励对低风速资源的开发利用，发展分布式小型风电。

根据地区资源禀赋，以滨海新区作为重点发展区域，

重点推进北大港风电场工程(一期装机 4.95 万千瓦，二期装机 4.95 万千瓦)

大港沙井子风电场工程(四期装机 4.95 万千瓦)

大港大苏庄风电场工程(装机 4 万千瓦)

大港捷地减河风电场工程(装机 1.54 万千瓦)

汉沽洒金坨风电场工程(装机 4.8 万千瓦)

大港小王庄风电场工程(一期装机 4.8 万千瓦，二期装机 4.8 万千瓦)

汉沽杨家泊风电场工程(装机 5 万千瓦)

汉沽三风电场工程(装机 5 万千瓦)

汉沽大神堂风电场工程(二期装机 5 万千瓦，三期装机 5 万千瓦)

静海西双塘风力发电场工程(一期装机 4.8 万千瓦，二期装机 5 万千瓦)等陆上风电和南港海上风电场工程(一期装机 9 万千瓦，二期装机 10 万千瓦)

大港马棚口海上风电场工程(装机 10 万千瓦)建设。

更多“绿电” 并入城市电网

本市不仅充分利用风能发电，还不断挖掘新的可再生能源，创新技术，不断把这些能源转化为绿色电能。

按照规划，到 2020 年，本市利用可再生能源发电装机达到 212 万千瓦，占全市电力总装机的 10%。同时，要加强风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源电力配套送出工程建设，进一步提升电网智能化水平，构建适应新能源接入的城市电网，保障清洁能源的优先利用和充分消纳。

到 2020 年，本市可再生能源利用实现年可替代标准煤 320 万吨，减少二氧化碳排放 770 万吨、二氧化硫排放 0.82 万吨、氮氧化物排放 1.11 万吨、烟(粉)尘排放 0.54 万吨。

任悦 李海燕 天津日报 2017-07-13