

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
第十一期 2015年6月

目 录

总论	1
5 个问题没解决能源互联网官方指南就都是空谈	1
从“风生水起”到“风光无限”的清洁能源	3
华贲：能源合理利用应纳入法制轨道	4
《BP 世界能源统计年鉴》10 大亮点不容错过	5
可再生能源将如何“点亮”非洲大陆？	11
多家能源央企布局“互联网+”	13
斯坦福大学研究人员提出全美清洁能源路线图	14
图解 G7 Summit2015 年 100% 可再生能源情景分析	14
新常态下的能源体制变革路线图	21
新能源企业已开始能源互联网领域进行布局	26
秦海岩所理解的能源互联网	27
智慧能源引发的中国“产业革命”	29
能 100% 利用可再生能源发电吗？	31
能源不安全感从何而来	32
能源局将减少国家层面能源项目核准	33
能源局抓紧制定能源发展“十三五”规划	33
这些石油巨头都在撤离新能源	36
热能、动力工程	38
住建部科技发展促进中心发布报告：建筑领域煤耗将在 2020 年达峰值	38
国土部：确保今年页岩气产量 65 亿立方米	39
国家新型储能电池与材料产业技术创新战略联盟在四川成立	39
我国已探获页岩气三级地质储量近 5000 亿立方米	40
我国天然气分布式能源项目数量大幅度提高	40
日本企业开发出简易贯流锅炉	41
清新环境公开分享核心专利“SPC-3D 技术”	41
比尔盖茨为何投资 17 岁女博士的储能创业公司？	42
生物质能、环保工程	43
为何生物质锅炉改烧煤？	43
发展沼气怎可泄气	45
发展生物质能要利用好现有资源和技术	46
欧洲生物质在华遭遇壁垒障碍的背后	48
生物质产业发展所遭遇的两大困扰	50
让沼气更有“朝气”	51
太阳能	53

TUV 南德为天合光能颁发中国首张“渔光互补”电站证书	53
光伏准入标准提高 产业迎来升级	54
亚马逊建太阳能电站为数据中心供电	55
光伏电站土地政策之耕地使用税知多少	55
光伏电站生命周期的 4 大阶段	59
印度或成下一片太阳能投资热土	62
关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见	63
工信部发起光伏“领跑者”计划	64
深圳机场光伏清洁能源发电量占总用电量的 7.8%	65
深度解析光伏发电补贴政策	66
美国第一季度家用太阳能发电能力飙升 76%	68
薄膜太阳能发电的未来在何方	68
首个光热发电全产业链基地开建	69
迪拜到 2030 年光伏装机达 3000 兆瓦	70
海洋能、水能	71
亚洲：水电资源丰富且不平衡是各国机遇所在	71
水电大会后，中国水电的启示与反思	73
风能	75
内蒙古将建成首个“风电三峡”	75
氢能、燃料电池	75
NEDO 启动旨在扩大氢利用的新项目	75
核能	76
日本坚定重启核电 但基础减排远低于其他发达国家	76

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

5 个问题没解决能源互联网官方指南就都是空谈

中国版能源互联网路线图的面纱即将被揭开。据媒体报道，能源互联网领域的第一本官方指南——由国家能源局牵头、工信部等参与制定的《互联网+智慧能源行动计划》正在收官。然而，在构想能源互联网美好未来的同时，如果本文提到的这 5 个电力系统的配套问题没有解决，美好的愿景难免是空谈。

据《第一财经日报》报道：

能源互联网领域的第一本官方指南——《互联网+智慧能源行动计划》将涉及分布式、储能、电动、电网等诸多细分市场，虽然内容中可能不会有详细的目标数字，但会包含一批能源互联网的示范区。这份行动计划中，会确定中国能源互联网的定位、目标、功能、主要任务及保证机制、政策等，在大框架下还会确定相关的关键技术和研究课题、商业模式。行动计划中，也会论证能源互联网和智能电网的关系。作为“能源互联网顶层设计”的行动计划，会有六步逐级推进：互联网售电、可再生能源市场交易、碳市场交易、储能、电动车以及智能家居等，且第一个目标可在近一两年内实现。而该权威人士称，上述六步属于商业模式的一种，是行动计划的一部分。

建设能源互联网将是我国调整能源结构、实现碳减排目标、治理环境污染的重要支柱。电力系统作为连接一次能源与终端能源之间的核心纽带，将成为未来能源互联网的重要物理载体与主要能量枢纽平台。在大家热议能源互联网发展、展望能源互联网美好未来时，我国电力系统是否已经准备好步入能源互联网？在技术与机制上需要准备些什么？笔者从我国电力系统现状出发，从机制及技术的角度，将其总结为以下 5 个方面。

一、电力系统要有反映电能价值的市场与电价机制

在 9 号文出台之前，我国发电侧与售电侧电价长期处于管制阶段，在发电侧，发电企业固定上网电价没有反映不同时间与空间上电能价值的变化，间接导致新能源上网困难；在售电侧，居民、工业商业、农用电存在交叉补贴，居民电价被长期低估，造成了分布式发电、节能方案、储能、需求侧响应技术难以具有经济性。现行电价机制难以为能源互联网的生长提供良好的生态环境。当前我国虽然在售电侧引入分时电价，但其仍无法与新能源接入后系统供需随机波动相匹配。

引导电力价格向价值回归，不仅需要中长期市场，也需要短期现货市场反映电力系统供给需求的实时平衡。这对于高比例接入新能源具有重要意义：新能源大量发电时，将系统边际电价逼近零甚至负电价，迫使常规电源降低出力，鼓励储能及需求侧响应消纳新能源发电，而新能源则通过政府度电补贴盈利；新能源出力较低时，系统边际电价上升，常规机组合理盈利，并吸引储能及需求侧响应参与“发电”。

在西班牙，风电因波动性与不确定性而付出的成本约占其盈利的 10%，其中包括风电大发时系统边际电价降低的损失以及备用、调频等辅助服务费用。可见，通过实时电价机制，使新能源的“红利”在电力用户、常规电源、新能源以及储能等多个利益方之间合理分配。而我国目前电价机制中没有让红利转移的通道，反而因弃风导致更大的利益损失。

二、电力系统需要坚强灵活的输配电网络设施

灵活的电能交换需要充裕的输电通道作为基础。我国电网系统目前正处于满足不断增长的能源需求的阶段，还尚未达到使所有接入电源及用户灵活的分享电能的阶段。特高压电网的发展能够解决大规模电力的跨大区输送问题，同时使电力系统更加坚强。但“强身”的同时，还需要“健体”，目前，很多新能源发电还没有走上特高压电网的“高速公路”，就被堵在了“国道”上，输电瓶颈问题依然十分突出。河北张家口，吉林白城等地风电送出通道仅为风电装机容量的一半左右。

输配电网络的建设需要大量消耗大量金属及土地等资源，使电力系统的建设无法像通信网等其

他网络一样设计较多冗余。相反，电力系统对安全的要求还会使电力系统运行相对于其设计容量而言更加保守，进一步压低其可用容量。目前提高输配电能力的主要措施仍然还是以建设更多的线路为主，导致输配电网投资成本过高。在新能源高比例接入、分布式能源广泛存在的能源互联网中，输电线路利用率将不可避免的降低，单纯靠新建线路满足输电容量需求的方式将难以为继。对于一年仅发生几十小时线路潮流重载的时段，应采用串补、安控措施、导线动态增容等技术合理利用其输电潜力。英国的 Skegness 到 Boston 的 132kV 风电场送出线路采用动态增容技术使线路容量提升了 20%~40%。

三、电力系统需要适应分散自组织的调度、控制机制及技术

长期以来，我国电力系统均由集中式电力调度机构负责运行，电力系统不存在电网公司以外的利益相关方参与调度运行。但大规模分布式能源、储能以及需求侧的参与将极大增加电力系统中的信息处理负担，使集中式决策的效率和可行性都将降低。未来电力发电与负荷的界限将变得模糊，能源管理公司将承担大部分分布式能源的调度控制工作，对于电力系统而言能源管理公司将成为同时具有可控性与随机性、既可能发电也可能购电的虚拟电厂。根据 Navigant Research 调查公司的统计，2014 年全球虚拟电厂已经达到 4.8GW，主要集中于美国和欧洲。

能源互联网的发展过程中，电力系统必将逐步接受并适应集中与分散相协调的调度运行方式，其中涉及到分散决策下维持电力系统安全稳定问题，需要先进的调度控制技术的支撑，同时，也涉及到如何通过价格等机制引导每个个体的决策，实现分散个体的自组织，需要电网管理机制的革新。此外，分散式决策将降低电网企业对电力系统的控制力，电网企业的管理思维需要从掌控电网的管理者向服务用户的运营商转变，这需要电力体制改革的推动。

四、电力系统需要融合多能源类型的终端能量管理技术

电力系统单纯依靠电储能、需求侧响应不足以应对高比例新能源的接入，需要从更大的能源系统中考虑这个问题。现有的终端能源管理系统实际上仅仅是小区或楼宇配电网的管理系统，并没有考虑供热/供冷系统以及燃气系统之间的协同。实质上，目前单独在用电方面的节能与优化的空间并不大，只有把其他类型能源一同考虑才能获得较大的经济效益。

目前储热/蓄冷的成本远低于存储电能，可以利用多能源系统的协同利用储热蓄冷以及系统热惯性间接的实现“虚拟储电”。此外，通过冷热电联产等技术能够实现能源的梯级利用，极大的提高终端能源使用效率。实现从单纯的“节电”到全面“节能”。这一目标的实现，需要面向多能源的能量管理平台，电力系统应当作为枢纽实现跨能源互联互通，例如，对于我国北方冬季的供暖，在新能源发电较多时采用电热锅炉供暖，而没有新能源发电时采用燃气锅炉，或提前进行蓄热供暖。目前世界各国都在这一领域开展研究并推进示范应用，NREL 在 2013 年成立了能源系统集成（Energy System Integration, ESI）部门，专门针对多能源系统集成进行研究。国际上多所大学及研究院也联合成立了国际多能源系统集成联席会（The International Institute for Energy Systems Integration, iiESI）。

五、储能资源的潜力挖掘及合理利用

储能对于电力系统而言具有颠覆性意义，对于现阶段电力系统而言需要解决两方面问题。

首先，对于能源互联网畅想的利用储能平抑新能源发电的愿景，储能容量相比需求而言在短期还具有较大差距。呼和浩特 2014 年已建成的抽水蓄能电站，蓄水量达到 840 万 kWh，相当于 10 万辆特斯拉 P85 的蓄电容量，也相当于蒙西电网中每个家庭中都安装一个 10kWh 的 Powerwall，但今年年初蒙西电网的弃风比例仍然没有本质上的降低，第一季度弃风率高达 27%。可见，想实现电力的大规模存储，储能的需求量远比想象中更大。在目前储能普遍缺乏经济性的情况下，在发展纯粹的储能设备的同时，还应盘活现有系统中隐性的储能资源，包括数据中心的 UPS 电源、楼宇应急电源等。

其次，储能在电力系统中的角色远比简单充电放电复杂。新能源高比例接入对系统备用容量、调频容量等需求很高。储能为系统提供备用容量或调频容量可能比充放电参与调峰更加经济。此外，储能还具有电压支撑、黑启动、改善电能质量的功能，在未来电力系统储能不断增加时，如何对不

同类型的储能资源进行有效的管理和调度，并设计能够反映储能各类服务价值的价格机制，是电力系统面临的另一大挑战。（【无所不能 文|张宁】）

财新-无所不能 2015-06-04

从“风生水起”到“风光无限”的清洁能源

能源是经济社会发展的基础和动力，对煤炭、石油等传统能源的依赖，制约了经济转型和环境保护。为了推动能源生产和消费方式变革，我国近年来大力发展清洁能源，光伏、水电、风能等实现快速增长，提高了能源保障能力和保障水平。不过，在产业实践上还存在外送通道建设缓慢等难题，需要进一步出实招加以解决，助推我国经济实现绿色、低碳、循环发展——

近日，国家能源局密集启动清洁能源产业调研。中广核集团日前也牵头组织一批中国企业赴哈萨克斯坦，“组团”推介了中国的核电、风电、太阳能等清洁能源产业，寻求扩大与该国的合作。专家表示，随着政府支持力度的不断加大，相关产业投资力度持续加码，清洁能源产业将迎来发展机遇期，增长前景可观。

发展动力强劲

在一系列利好政策的支持下，近年来，我国清洁能源的发展取得了显著成效。到今年3月底，全国风电累计并网容量首次超过1亿千瓦，总量同比增长25%，占到全球风电装机容量的四分之一，几乎相当于满足西班牙全国的供电需求。

光伏产业尽管受到欧美“双反”影响，海外市场出现了大幅下滑，但近来过剩产能被逐步消化，产业集中度提高，市场重现暖意。国家能源局发布的光伏产业发展情况显示，2014年全国光伏产业整体呈稳中向好和有序发展局面，光伏发电累计并网装机容量2805万千瓦，同比增长60%；光伏年发电量约250亿千瓦时，同比增长超过200%。

与此同时，水电产业也取得重大突破。2014年，我国水电装机容量历史性突破3亿千瓦，水电发电量更是历史性地突破1万亿千瓦时。

国家发展和改革委员会气候司国内政策和履约处处长蒋兆理表示，中国政府在降低碳强度方面取得积极成效，除了产业结构调整、节能提高能效、碳汇等外，大力发展清洁能源起到了重要的作用。

市场前景可观

按照我国《可再生能源中长期发展规划》，到2020年，我国可再生能源消费量要占到能源消费总量的15%。随着我国能源生产和消费革命的推进，对清洁能源的应用势将逐步加大。

国家能源局日前公布的通知明确要求，今年全国将新增光伏电站建设规模1780万千瓦。“中国光伏发电市场前景的确很好。”厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强认为，政府还会从政策上大力支持风电、太阳能发展。

作为清洁能源发电主力，风电也被寄予厚望。国家能源局日前公布了“十二五”第五批风电项目核准计划，项目容量共计3400万千瓦，同比增长42%。这意味着风电产业将保持快速增长势头。

“风电是拉动地方经济持续健康发展的重要手段，有助于进一步加大能源结构调整力度。”国家可再生能源信息管理中心副主任郭雁珩说。

此外，新一轮电改适时开启，要求各地在编制年度电力电量平衡方案和年度发电计划时，落实可再生能源发电全额保障性收购制度，优先安排清洁能源送出并明确送电比例。加上配售电市场放开，清洁能源将迎接巨大的发展机遇。

消纳难题待解

清洁能源产业在初期属于典型的政策导向型产业，目前政策导向日渐清晰，但在产业实践上还存在不少问题。

“弃风”、“弃光”、“弃水”等问题，就一直是限制我国清洁能源发展的关键因素。国家能源局数据显示，一季度弃风电量107亿千瓦时，同比增加58亿千瓦时；平均弃风率18.6%，同比上升6.6个百分点。水电也存在同样的隐忧，根据“十二五”能源规划，这期间应新开工水电1.6亿千瓦，

截至目前，实际开工数量仅四分之一左右。

电力外送通道建设缓慢，是清洁能源利用率低的重要原因。“新疆等地由于在建风电项目规模大，局部地区存在送出的‘卡脖子’问题，导致‘弃风’率有所上升。”国家能源局新能源和可再生能源司副司长史立山表示，要确保配套电网设施与风电项目同步建成投产。林伯强建议，新能源基地可探索就地利用方式，并在电力市场优势地区开展分布式项目。

“统一完善的碳排放交易市场，对清洁能源的发展非常重要，能对新能源、清洁能源扶持资金起到补充作用，国家要尽快统一碳排放交易。”北京交通大学光电子技术研究所教授徐征说。(记者 王轶辰)

经济日报 2015-06-10

华贲：能源合理利用应纳入法制轨道

中国经济发展新常态是创新推动质量效益的低碳、绿色的可持续发展。近 20 年的主要能源环境目标是，在保障经济发展所需的能源供给同时实现生态恢复、雾霾治理和碳减排。为实现这个目标，在持续、稳步发展以水、风、核及太阳能发电的非化石能源的同时，必须充分发挥天然气高效替代终端燃料煤和部分交通燃料油的关键作用。

冷热电联供的新开发区域是中国能源革命的主战场。在中国目前的发展阶段，工业和建筑物在总能耗中占比仍远高于发达国家。发达国家 90% 以上的煤用于发电，终端燃料 30 年前已经改用天然气。中国坚持以煤为主，2013 年耗煤 38 亿吨，55% 用于发电，30% 用于钢铁、水泥工业，而 15% 约 6 亿吨沿袭传统方式用于工业、建筑物等终端用能。这是低效率、高污染和雾霾形成的主要原因，也是能源革命的重点。而从地缘格局看来，规划建设好今后大部分增量经济所在的两类新开发区——大城市近郊新开发区和以农业为主的中心城镇，使其能源利用效率达到 70% 以上，应是当前中国能源利用方式革命的主战场。

正在工业化、城镇化历史阶段的中国，人多地少、新规划工业园区（居民区）建筑密集，工业、CBD、住宅等三种功能区毗邻布置，各类管道与道路、绿化带同步规划建设，极有利于跨越式采用成熟、高效的大型分布式冷热电联供能源系统。在近十几年内在所有新区推广。近几年已经规划设计的一批大型项目的可行性研究数据表明，兼有昼夜调峰功能的天然气分布式冷热电联供系统能够为区内各类用户提供从电力、供暖、空调、蒸汽到生活热水，能效可达 70%—90%，年能耗费减半，碳排放降低 70%，新增的投资回收期仅约 10 年。但如果错失早期规划建设、与建筑物和道路同步施工的历史性良机，等到新区建成后再来改造，或者盲目模仿发达国家只建设兆瓦级的小型系统，不仅浪费大笔投资，而且对全国能效提高的宏观效果极其有限。

笔者从实现中国梦的目标倒逼估算，到 2035 年配合工业化和城镇化进展，完全有可能在我国建成数千个百兆瓦级大中型区域天然气冷热电联供能源系统，和数万个兆瓦级的小型分布式供能系统，总装机容量达数亿千瓦。随着一次能源的低碳转型，届时还将产生一批百兆瓦级核电或太阳能热发电为主要一次能源的大型分布式供能项目。而以建筑物供能小型分布式供能系统则会更多地由天然气分布式转向效率高、投资少、经济性更好的光伏+储能系统。据推算，如果所有新开发区采用能效达到 70% 的天然气冷热电联供，可以拉动全国总能效由目前的 37% 提高到 50%，在 2025 年前实现绝对碳减排，2035 年碳排放降回 80 亿吨/年以下，少耗能 20 亿吨标准当量煤/年。

关键是实现能源管理体制的深化改革，由行政审批转向依法治国。

在迄今数百个各类新区按照住建部规范制订的“总体发展规划”和土地利用的“控制性详细规划”中，包括建筑、道路、供水电气等数十个单项规划，唯独没有能源合理利用规划。现行法律对新开发区能源利用效率和碳排放也没有任何约束性指标。

分布式冷热电联供能源技术是在市场经济机制和商业模式之下产生和运作的。而现行中国能源管理体制的核心是能源价格（电力、天然气）由国家指定，项目由政策主导、财政补贴的“示范项目”引路，以红头文件为准层层行政审批。而审批机构的许多官员对经济-能源-环境认识停留在第一

次工业革命阶段，对能源系统技术认识停留在热电联产阶段。地方行政官员考核主要以 GDP 指标看政绩，“生态、绿色、低碳、科学发展”停留在口头，并没有量化的法律约束。这是导致沿袭传统、低效的能源利用方式，和自 2004 年起开始发展的分布式供能进展缓慢的体制性因素。

我国的立法机构是人大，人大立法替代政府的政策文件和行政审批是生产关系和上层建筑的进步，也是促进中国经济和能源低碳转型的重大驱动力。针对区域能源立法，笔者建议：制订和颁布《区域能源规划法》作为所有新区规划的法律准则。同时应立法规定新开发区域能效、碳排放指标。

法律能够同时刚性地约束能源项目投资方和地方政府必须采用先进、成熟技术、有序地按照国家低碳发展战略和目标建设新区能源系统。这就能够实实在在地推动分布式供能、可再生能源等各种先进技术的集成应用，提高能效。

依法治国要求与立法配套的能源体制和机制深化改革。

首先，改革天然气和发电上网价格形成机制。逐步、有序地落实“能源产品价格机制回归市场”的本届政府改革目标。不管是靠政府“特批”、“补贴”运行，还是由政府规定“分布式发电上网电价比煤电上网电价高多少”的行政举措，都不是市场机制。宜抓住油气市场重组和能源互联网起步的历史机遇，在制定国家长远、全局能源低碳转型战略前提下，稳步改革油气行业体制和机制，促进中国天然气产业快速发展、充分供应，控制交易成本、平抑消费价格，促进市场拓展。

其次，“电改”思维须与第三次能源革命的能源互联网衔接。世界正在步入“智慧能源网络”为标志之一的第三次能源革命。过多强调中国“西电东送”的地缘特点、以“特”和“大”为重点的中国式智能电网规划，对于如何应对可再生能源电力将成为主体，分散、小型可再生能源+小型储能占据重要地位的未来电力系统的挑战；如何将配电网改造为有源的微电网；以及如何发展基于实时信息、双向互动的“智能”系统，通过电价变化影响供需双方行为模式，实现平衡的功能等问题，还都缺乏清晰的思路和规划。然而无论是可再生能源还是智慧能源网络的进展都在加速，给电力系统留下的转型改造时间已经不多了。

智能电网配电端双向互联、实时电价的区域试点在欧洲已经开始。与工业化和城镇化同步实施分布式昼开夜停，夜间转而消化低谷电、同时自动享峰、平段上网电价的模式，不仅是解决中国天然气与上网电价倒挂问题的根本出路，也是世界进入智能电网——智慧能源网络时代中国对大型工业区（社区）分布式供能系统的集成创新，对发展中国家有借鉴作用。

取消天然气冷热电联供能源系统的财政补贴。不同于随市场规模壮大、效率提高而在发展初期需要补贴的可再生能源项目，分布式能源项目是既有的成熟、先进的能源技术因地制宜的集成，因其高能效和低碳排放而具有相对于传统能源利用方式的竞争力，因而不存在依靠财政补贴来发展的理由。

依法治国机制下的政府不是“没事做”而是责任更重了，只不过由发文件、审批项目变为严格执法。政府重要职能应是：协调产业发展，制订全面、长远规划以及分期、分批实施进度；组织、招标、推进和监控区域分布式能源项目的实施；依法给予金融支持、土地等公共资源支持，税收优惠支持和调控；建立和完善法律框架下的机制，使冷热电联供这种自然垄断性的公用事业实现信息公开，价格监管、财务监督；协调和保护各方利益；政府还负有促进技术研发，装备制造、推进核心设备国产化等责任。（■华贲 供职于华南理工大学天然气利用研究中心）

能源网-中国能源报 2015-06-09

《BP 世界能源统计年鉴》 10 大亮点不容错过

▲当地时间 6 月 10 日，2015《BP 世界能源统计年鉴》在英国伦敦正式发布。

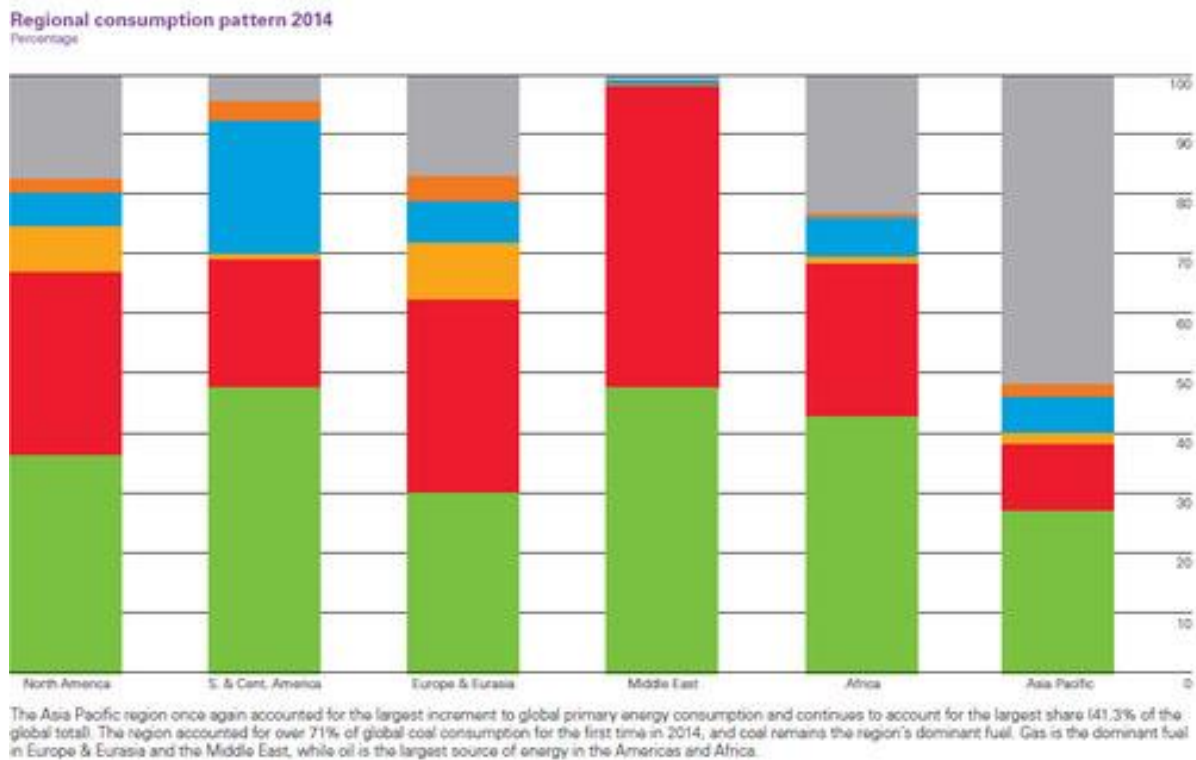
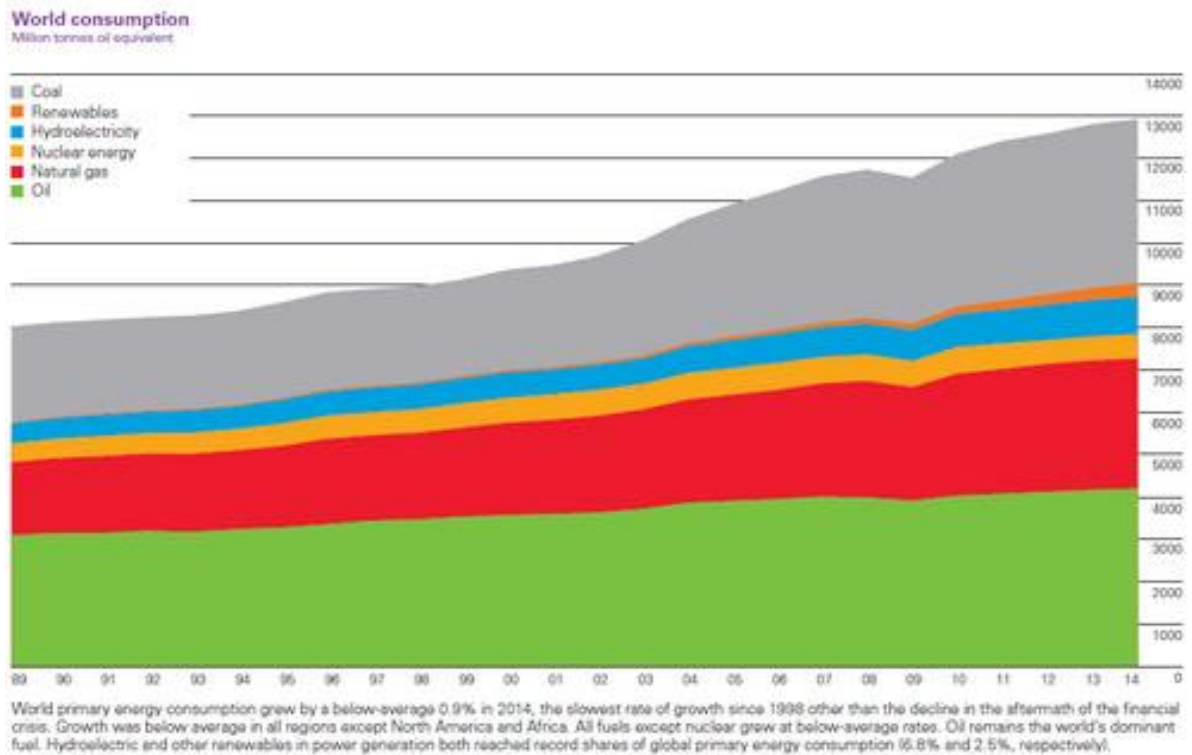
▲《年鉴》显示：2014 年全球一次能源消费明显放缓，仅增长了 0.9%，创 90 年代末以来新低。

▲中国的能源消费增长已降至 1998 年以来的最低水平，但同时仍为全球最大的能源增长市场。

▲2014 年由能源消费推动的二氧化碳排放量增长仅为 0.5%，是 1998 年以来的最小值。这种

增长低于过去十年的平均水平，其主要原因是中国经济增长模式与步伐的不断调整。

回顾 2014 年，全球能源价格和结构都产生了哪些重大变化？以下十大最重要的亮点不可错过！
?全球一次能源消费增长明显下降



图为 2014 年全球能源消费量及各区域的消费格局对比

◆2014 年，全球能源消费增长仅为 0.9%，比 2013 年相差甚远（+2.0%），且低于过去十年 2.1% 的平均水平。

◆全球一次能源消费增幅明显下降，尽管全球经济增长与 2013 年相当。能源消费在 2014 年仅增长了 0.9%。

◆所有燃料消费均出现增长，除核能外全部刷新纪录。

◆除煤炭外的其他燃料也都出现了产量攀升。

◆虽然新兴经济体仍继续主导全球能源消费增长，但这些国家的增速（+2.4%）已大不如过去十年 4.2% 的平均水平。

?中国能源消费增速为 18 年最低值

① Primary energy

Consumption*

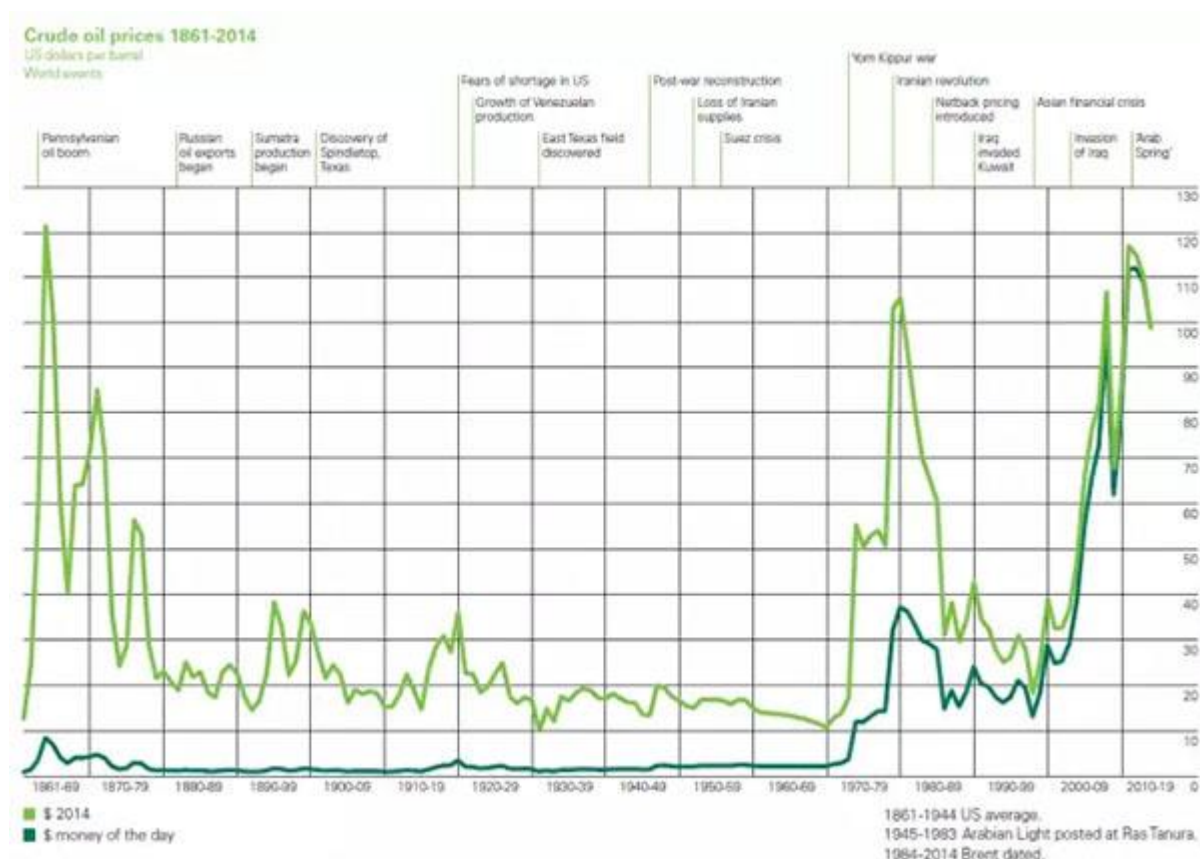
Million tonnes oil equivalent	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Change 2014 over 2013	2014 share of total
-------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-----------------------	---------------------

图为一消费能源中国数据截图（单位：百万吨油当量）

◆中国的消费增长（+2.6%）为 1998 年以来的最低值，但仍创下了一次能源消费连续 14 年增长的记录。

◆经合组织国家的消费降幅超过平均水平（-0.9%），其中欧盟和日本降幅最大，抵消了美国高于平均水平的增长。◆欧盟的能源消费降至 1985 年以来的最低点，创造了有记录以来的第二大百分比跌幅（第一大跌幅出现在 2009 年金融危机之后）。◆亚太地区、欧洲和欧亚、南美洲和中美洲的增速均明显低于过去十年的平均水平。

?油价、煤价双双跳水石油市场份额连续 15 年缩水



◆2014 年的能源价格普遍表现疲软，全球石油和煤炭价格双双跳水。欧洲石油价格出现下滑，亚洲相对平稳，而北美经历了增长。

◆石油仍是世界的主要燃料，占全球能源消费的 32.6%，但其市场份额已连续第 15 年出现缩水。

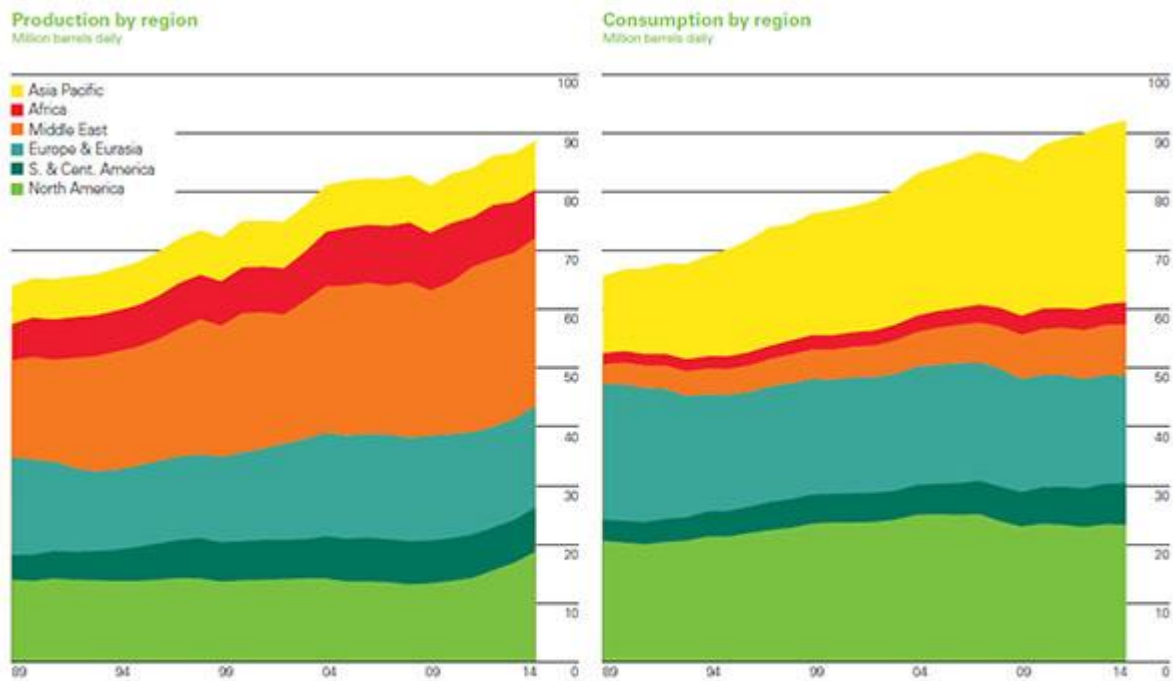
◆油价大幅跳水：2014 年，即期布伦特原油现货均价为每桶 98.95 美元，与 2013 年相比每桶下

降 9.71 美元，年均价自 2010 年以来首次降至 100 美元以下。

Prices	西北欧标杆价格	美国中部阿巴拉契亚煤炭现货价格指数	日本焦煤进口到岸价格	日本动力煤进口到岸价格	亚洲标杆价格
US dollars per tonne	Northwest Europe marker price†	US Central Appalachian coal spot price index‡	Japan coking coal import of price	Japan steam coal import of price	Asian Market price†
1994	37.18	31.72	51.77	43.66	-
1995	44.50	27.01	54.47	47.58	-
1996	41.25	29.86	56.68	49.54	-
1997	38.92	29.76	55.51	45.53	-
1998	32.00	31.00	50.76	40.51	29.48
1999	28.79	31.29	42.83	35.74	27.82
2000	35.99	29.90	39.69	34.58	31.76
2001	39.03	50.15	41.33	37.96	36.89
2002	31.65	33.20	42.01	36.90	30.41
2003	43.60	38.52	41.57	34.74	36.53
2004	72.08	64.90	60.96	51.34	72.42
2005	60.54	70.12	89.33	62.91	61.84
2006	64.11	62.96	93.46	63.04	56.47
2007	88.79	51.16	88.24	69.86	84.57
2008	147.67	118.79	179.03	122.81	148.06
2009	70.66	68.08	167.82	110.11	78.81
2010	92.50	71.63	158.95	105.19	105.43
2011	121.52	87.38	229.12	136.21	125.74
2012	92.50	72.06	191.46	133.61	105.50
2013	81.69	71.39	140.45	111.16	90.90
2014	75.38	69.00	114.41	97.65	77.89

†Source: IHS McCloskey Northwest Europe prices for 1990-2000 are the average of the monthly marker, 2001-2014 the average of weekly prices. The Asian prices are the average of the monthly marker.
 ‡Source: Platts. Prices are for Central Appalachian 12,500 BTU, 1.2 S02 coal, fob. Prices for 1990-2000 are by coal price publication date, 2001-2014 by coal price assessment date.
 Note: of = cost+insurance+freight (average prices); fob = free on board.

图为煤炭价格对比
 ?中国石油消费增量仍居世界之最



World oil production significantly outpaced consumption in 2014, rising by 2.1 million b/d, all of the growth was in non-OPEC countries, which recorded a record increase. US output grew by 1.6 million b/d, its largest increase on record. OPEC production was essentially flat, with declines among African OPEC producers offset by rising Middle East output. Global consumption increased by 840,000 b/d, with emerging economies accounting for all of the growth; China saw a below-average increase but still accounted for the largest increment to consumption.

左图为分区域的石油产量 右图为分区域的石油消费量

◆全球石油消费增幅为 80 万桶/日，增长 0.8%，略低于最近的历史平均水平，与 2013 年的 140 万桶/日相比降幅明显。

◆全球消费中的所有净增长均来自非经合组织国家。

◆中国石油消费增长虽低于平均水平，但其增量仍是世界之最（39 万桶/日）。

◆经合组织国家的消费下降 1.2%，过去九年间第八次出现下滑；

◆轻质馏分油（发动机和航空汽油，轻质馏分油原料）已连续第二年成为增长最快的精制石油产品。

◆全球石油产量的增长比全球消费的两倍还多，增加 210 万桶/日，即 2.3%。

- ? 美国超沙特成全球最大石油生产国
- ◆非欧佩克国家的产量增长 210 万桶/日，刷新了 BP 数据库记录。
- ◆美国 (+160 万桶/日) 创造了全球的最大增幅，不仅是第一个连续三年至少增产 100 万桶/日的国家，而且已经超过沙特阿拉伯，成为全球最大的石油生产国。
- ◆除美国外，加拿大 (+31 万桶/日) 和巴西 (+23 万桶/日) 也在 2014 年创下了新纪录。
- ◆欧佩克成员国的产量基本持平，但其全球产量份额降至 41%，是 2003 年以来的最低水平。
- ? 中国与中东炼油产能增幅全球最高

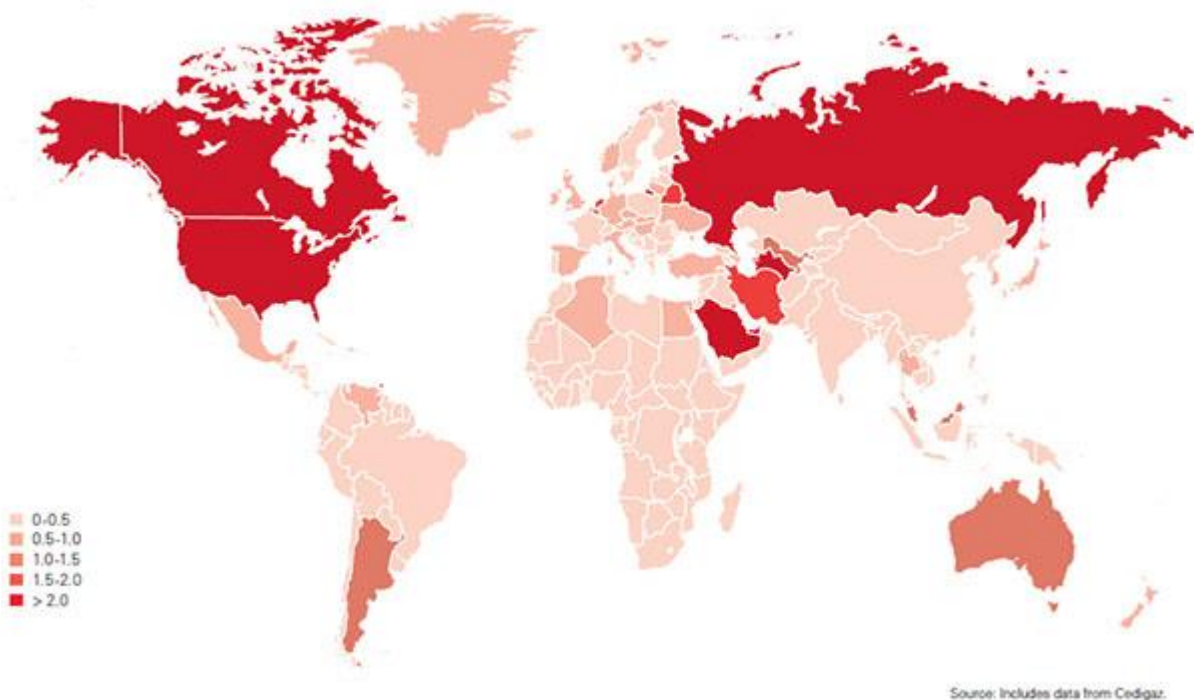
Refinery capacities

Thousand barrels daily*	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Change 2014 over 2013	2014 share of total
US	17125	17339	17443	17594	17672	17594	17736	17322	17824	17925	17791	-0.7%	18.4%
Canada	1915	1896	1914	1907	1951	1976	1913	2040	2050	1965	1965	*	2.0%
Mexico	1463	1463	1463	1463	1463	1463	1463	1606	1606	1606	1522	-5.2%	1.6%
Total North America	20503	20698	20821	20964	21086	21023	21113	20967	21479	21495	21278	-1.0%	22.0%
Argentina	617	621	617	628	628	630	633	640	643	609	622	2.1%	0.6%
Brazil	1926	1942	1942	1960	1973	1988	1988	2010	2001	2093	2235	6.8%	2.3%
Netherlands Antilles	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	-	0.3%
Venezuela	1284	1291	1294	1303	1303	1303	1303	1303	1303	1303	1303	-	1.4%
Other S. & Cent. America	2235	2254	2263	2313	2359	2328	2298	2195	1619	1570	1589	1.2%	1.6%
Total S. & Cent. America	6382	6428	6436	6524	6583	6569	6542	6468	5896	5895	6069	2.9%	6.3%
Belgium	751	756	766	781	796	796	787	788	753	775	776	-	0.8%
France	1982	1978	1959	1962	1971	1873	1702	1610	1513	1375	1375	-	1.4%
Germany	2320	2322	2390	2390	2366	2362	2091	2077	2097	2061	2060	*	2.1%
Greece	412	418	425	425	425	425	440	495	498	498	498	-	0.5%
Italy	2497	2515	2526	2497	2396	2396	2396	2311	2200	2062	1984	-3.8%	2.1%
Netherlands	1284	1274	1274	1236	1280	1280	1274	1276	1274	1274	1274	-	1.3%
Norway	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	-	0.3%
Russian Federation	5328	5400	5494	5498	5419	5401	5511	5589	5785	6027	6338	5.2%	6.6%
Spain	1372	1377	1362	1362	1362	1362	1416	1416	1537	1537	1546	0.6%	1.6%
Sweden	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	-	0.5%
Turkey	693	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	-	0.6%
United Kingdom	1848	1819	1836	1819	1827	1757	1757	1787	1526	1498	1368	-8.7%	1.4%
Other Europe & Eurasia	5527	5499	5387	5369	5340	5382	5500	5406	5108	5096	5140	0.9%	5.3%
Total Europe & Eurasia	24786	24724	24774	24705	24537	24388	24240	24122	23656	23589	23724	0.7%	24.6%
Iran	1642	1642	1727	1772	1805	1860	1860	1860	1892	1970	1985	0.8%	2.1%
Iraq	718	721	726	735	727	754	862	923	954	994	1094	10.1%	1.1%
Kuwait	936	936	936	936	936	936	936	936	936	936	936	-	1.0%
Saudi Arabia	2079	2107	2107	2107	2107	2107	2107	2117	2122	2522	2822	11.9%	2.9%
United Arab Emirates	620	620	620	625	680	700	700	705	710	710	1143	61.0%	1.2%
Other Middle East	1248	1248	1298	1381	1390	1536	1541	1553	1553	1555	1448	-6.9%	1.5%
Total Middle East	7243	7274	7414	7556	7645	7893	8006	8094	8167	8887	9428	8.5%	9.5%
Total Africa	3058	3154	3017	3034	3148	3009	3203	3152	3350	3509	3553	1.3%	3.7%
Australia	763	711	694	733	734	734	740	742	663	662	536	-19.1%	0.6%
China	6603	7165	7865	8399	8722	9479	10302	10834	11933	13304	14098	6.0%	14.6%
India	2558	2558	2872	2983	2992	3574	3703	3795	4279	4319	4319	-	4.5%
Indonesia	1057	1057	1127	1150	1052	1085	1139	1116	1041	1072	1095	2.1%	1.1%
Japan	4531	4531	4588	4650	4650	4630	4291	4274	4254	4123	3749	-9.1%	3.9%
Singapore	1406	1420	1422	1427	1427	1427	1427	1427	1422	1414	1514	7.1%	1.6%
South Korea	2598	2598	2633	2671	2712	2712	2712	2880	2887	2887	2887	-	3.0%
Taiwan	1159	1159	1140	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	-	1.2%
Thailand	1068	1078	1100	1100	1165	1236	1230	1230	1230	1237	1242	0.4%	1.3%
Other Asia Pacific	1408	1431	1440	1448	1470	1630	1675	1692	1700	1826	1824	-0.1%	1.9%
Total Asia Pacific	23150	23708	24880	25758	26121	27704	28415	29167	30605	32042	32461	1.3%	33.6%
Total World	85102	85986	87342	88540	89119	90586	91519	91970	93142	95197	96514	1.4%	100.0%
of which: OECD	45053	45132	45396	45618	45724	45501	44955	44864	44896	44492	43583	-2.0%	45.2%
Non-OECD	40049	40854	41946	42922	43395	45085	46564	47106	48246	50705	52931	4.4%	54.8%
European Union	15919	15945	15990	15906	15770	15591	15303	15200	14751	14418	14218	-1.4%	14.7%
Former Soviet Union	7680	7702	7726	7741	7712	7720	7860	7843	7856	8068	8423	4.4%	8.7%

图为全球各地区炼油产能数据（单位：千桶/日）

- ◆2014 年，全球原油加工上升 110 万桶/日（1.4%），创 2010 年以来的最高增长，比过去十年平均水平的两倍还多。美国原油加工量上升 53 万桶/日，是 1986 年以来的最大增长。
- ◆全球炼油产能增长 130 万桶/日，超过平均水平，增幅最大的是中国和中东，特别是中东创下了 74 万桶/日的增产新纪录。
- ◆全球炼厂开工率维持在 79.6%，是 1987 年以来的最低水平。
- ◆2014 年，全球原油和成品油贸易增长 0.9%，即 49 万桶/日，低于平均水平。
- ◆石油进口增长主要得益于中国等新兴经济体的带动，而美国的净进口出现下滑。中国在 2013 年取代美国，成为全球最大的石油净进口国。
- ? 全球天然气消费和产量分别仅增长 0.4% 和 1.6%；天然气贸易也现罕见收缩，下降 3.4%

Consumption per capita 2014 Tonnes of equivalent



图为 2014 年人均天然气消费量（单位：吨油当量）

◆全球天然气消费仅增长 0.4%，远低于过去十年 2.4% 的平均水平。

◆经合组织成员国和新兴经济体的天然气消费增长均低于平均水平，而欧盟（-11.6%）创下了有记录以来的最大量值和百分比跌幅。

◆全球前五大降幅出现在欧洲和欧亚大陆地区（-4.8%），分别是德国、意大利、乌克兰、法国和英国。

◆全球天然气占一次能源消费的 23.7%。

◆全球天然气产量增长 1.6%，低于过去十年 2.5% 的平均水平。除北美洲外，其他所有地区都未超过平均水平。

◆美国（+6.1%）取得全球最大产量增幅，占全球净增长的 77%。

◆产量降幅最大的是俄罗斯（-4.3%）和荷兰（-18.7%）。

◆2014 年，全球天然气贸易出现罕见收缩，下降 3.4%。

◆受俄罗斯（-11.8%）和荷兰（-29.9%）管道天然气净出口下滑的影响，管道天然气贸易量下降 6.2%，为历史最大跌幅。

◆全球液化天然气贸易增长 2.4%。

◆全球天然气贸易占全球消费的 29.4%，液化天然气在全球天然气贸易中的份额上升至 33.4%。

?中国煤炭产量创全球最大跌幅

◆2014 年，全球煤炭消费增长 0.4%，远低于过去十年 2.9% 的平均水平。煤炭在全球一次能源消费中的占比跌至 30.0%。

◆非经合组织国家的消费增长 1.1%，为 1998 年以来的最小增幅，很明显是受到了中国消费（+0.1%）趋缓的影响。印度（+11.1%）创造了最大的增量记录，这也是全球最大增幅。

◆世界煤炭产量下降 0.7%。

◆中国煤炭产量创全球最大跌幅（-2.6%），其次是乌克兰（-29.0%）。以上产量的跌幅足以抵消印度（+6.4%）和澳大利亚（+4.7%）的增幅。

? 核电首次扩大其全球市场份额全球水电发电增长全部来自中国

◆全球核能发电量增长 1.8%，高于平均水平；这是 2009 年以来连续两年增长，也是核电首次扩大了其全球市场份额。

◆韩国、中国和法国的核电增长足以抵消日本、比利时和英国的核电下滑速度。

◆全球水电增长 2.0%，低于平均水平；水电在全球一次能源消费中的占比为 6.8%。

◆全球水电发电量的增长全部来自中国，中国水电增长超过 15.7%。

中国连续第五年刷新可再生能源发电的最大增量

◆可再生能源占到一次能源消费总增长量的三分之一。

◆从发电及输电量来看，可再生能源市场份额在 2014 年继续增长，创下了占全球能源消费 3.0% 的新纪录，而十年前仅为 0.9%。

◆可再生能源在全球发电占比中达到 6.0%，增幅达 12.0%。

◆中国连续第五年刷新可再生能源发电的最大增量，2014 年的增长率（+15.1%）达到过去十年平均水平的三分之一。

◆全球风能发电增长量（+10.2%，+65 万亿瓦时）不及过去十年平均水平的一半。

◆太阳能发电增长 38.2%（+51 万亿瓦时）。

◆全球生物燃料产量增长 7.4%（14.4 万桶/日），低于平均水平。（文 / 赵唯 于欢）

能源网-中国能源报 2015-06-15

可再生能源将如何“点亮”非洲大陆？

非洲大陆广袤无垠，各类资源矿产也十分丰富。然而，长期以来，生活在这片大陆上的人们却饱受能源短缺的折磨。

近年来，随着可再生能源在全世界的快速发展，非洲仿佛也看到了解决能源供应的新希望。一大批规模或大或小的可再生能源发电项目，正在古老的非洲大地上拔地而起，给这片大陆带来更多光明。

解决电力需求新路径

“非洲并不缺乏能源，只是能源没有被合理利用。”非洲史学家、政治家 Cheikh Anta Diop 早在 1985 年就这样评价非洲。如今，30 年过去了，现代的、可靠的、清洁的能源已经成为支持非洲发展的关键因素。

很长一段时间以来，非洲的能源供应状况并不好。联合国环境规划署曾发表报告称，非洲许多国家的供电状况很糟，大量人口、特别是农村人口处于无电可用的环境，在撒哈拉以南的农村地区，只有 2%到 5%的家庭可以连接到电网。这严重制约了非洲经济的整体发展。

今年 3 月，第 15 届非洲环境部长高级别会议上，联合国副秘书长兼联合国环境规划署执行主任阿奇姆·施泰纳表示，可再生能源的发展有助于解决困扰非洲已久的供电问题，从而为非洲的跨越式发展提供机会。

整个非洲大陆也看到了这一发展契机，各个国家纷纷押注可再生能源电力。南非一马当先，提出在未来 20 年内投资 900 亿美元发展可再生能源，计划将可再生能源利用总量提升 40%、国家总发电量翻一番。据法国国际广播电台报道，南非不仅计划打造总装机量达 5000 兆瓦的太阳能发电场，还打算大力推动风能、生物质能等一系列可再生能源发电项目的建设。

紧随南非之后的是一批北非国家，其中又以摩洛哥最为积极。据了解，早在 2000 年前后，摩洛哥就在其东部城市得士安(Tétouan)建立了第一批风力发电场。此后，又在该国的大西洋海岸陆续建设了两个风力发电场。除此之外，摩洛哥还在东部城市规划了一系列太阳能发电站，希望在 2020 年前将太阳能发电量提升至 2000 兆瓦，占到摩洛哥发电总量的 18%左右。

另有阿尔及利亚也推出了可持续能源发展计划，投资 3 亿欧元与德国企业合作建设太阳能面板工厂。

西非国家则积极开发其丰富的水力、太阳能和风能资源，希望未来能满足各国 10%到 20%的电

力需求。东非的肯尼亚和卢旺达看好风力发电和生物质能发电。有数据显示，肯尼亚的风力发电量已经在全球名列前茅；卢旺达则建有多个生物质发电站，利用甘蔗渣等生物原料发电；还有坦桑尼亚和莫桑比克，也分别在规划风能和太阳能发电项目。

矿业更爱可再生能源

作为非洲支柱性产业之一的矿业对可再生能源也是青睐有加。可再生能源世界网站撰文指出，随着经济的发展，非洲的电力短缺问题日渐严重，许多公用事业公司的供电很难保证稳定可靠，加上矿井等往往地理位置偏僻，因此可再生能源供电项目如今大受非洲矿业的欢迎。

全球最大的铂金独立生产商英美铂金公司(Anglo American Platinum)就是对可再生能源电力“情有独钟”的矿业公司之一。据该公司首席能源工程师格哈德·范登伯格介绍，在南非，由于该国最主要的电力供应商 Eskom 无法为企业提供充足的电力，英美铂金公司不得不亲自上阵，解决电力供应问题，而可再生能源发电正是该公司的选择。“这对我们来说是一个巨大的挑战。”范登伯格说，“电力公司无法保障我们的用电，此前我们已经关停了不少熔炉、工厂，减少了大约 65 兆瓦的用电量。可再生能源发电对我们来说是正确的选择。”

其实，矿业公司偏爱可再生能源发电最初是因为其地理位置偏僻，只能依靠昂贵的柴油发电提供电力。但是如今，即便是那些已经接入了大电网的矿业项目，也大多更喜欢选择可再生能源供电。Cronimet 矿业电力解决方案公司高级项目经理格哈德·温耐克解释称，这主要是由于目前非洲许多国家都存在电力短缺的问题，比如南非、纳米比亚、博茨瓦纳、赞比亚和莫桑比克，因此可再生能源在时下的非洲电力市场分外受欢迎。“矿业公司为了保证产能，必须提升其能源供应的安全程度，同时这些公司现在也都很关心其能源供应的可持续性。”温耐克说。

积极转向使用可再生能源电力的还有 Acacia 矿业公司。该公司技术服务总经理尼克·斯库曼表示：“对采矿而言，供电质量十分重要，可是现在，我们遭遇的最大挑战正是来自 TANESCO 极其糟糕的供电质量。”

斯库曼口中的 TANESCO 是坦桑尼亚政府全资拥有的电力供应公司。据斯库曼称，该公司目前不仅无法提供足够的电力满足采矿，而且其输电线路、配电系统也没有及时升级，老化严重，无法支持矿业公司的正常运转。

斯库曼表示，Acacia 矿业公司已经开始研究如何通过可再生能源，来满足旗下矿山大约 40 兆瓦的电力需求，甚至还对此进行了招标，挑选太阳能电力供应商来协助解决供电问题。

与 Acacia 矿业公司经历类似的还有 Shanta 矿业股份有限公司。该公司每年要消耗 2.4 万兆瓦时的电力，目前已经自行建设了一个小型试点太阳能光伏发电厂，以试验其建设大规模混合发电厂的可行性。项目总监伊恩·菲尔丁透露，由于旗下矿山靠近河流，Shanta 矿业还在探索打造水力发电项目的可行性。

BR 能源公司董事总经理伊恩·库里指出，电力供应不足是非洲诸多矿业公司选择可再生能源发电的主要原因之一。此外，太阳能、风能等可再生能源电力价格的下降，也吸引了不少来自矿产业的用户。英美铂金公司的范登伯格就对此充满了信心：“可再生能源发电正在变得越来越便宜。我们相信，到我们自己的太阳能发电项目开始运作时，成本应该已经不成问题了。”

产业发展任重道远

不过，知易行难。虽然非洲各界对可再生能源电力喜爱有加，但该产业在非洲的发展也仍然面临不少困难。其中之一就是基础设施严重缺乏。

Solarbuzz 的分析师指出，许多非洲国家经济发展水平相对有限，因此电网等基础设施建设严重不足，而可再生能源电力发展较好的国家，往往需要建设良好的电网和相关基础设施。在非洲，只有诸如南非一类经济相对较好的国家，拥有比较完善的基础设施，并且设定了可再生能源目标，拥有较为成熟的市场机制。而在比较偏远的落后地区，比如集中了非洲 60% 以上人口的农村地区，电网建设十分落后，虽然可再生能源开发潜力巨大，但仍需要大量资金和技术的支持。

此外，在撒哈拉以南的很多国家还存在许多其他风险，比如政治风险、监管风险与商业风险。

与此同时，非洲许多国家的能源市场还存在结构缺陷，这些都成为可再生能源在非洲发展必须越过的障碍。

为了解决上述问题，非洲各国也都在采取积极有效的措施，鼓励可再生能源领域的投资。据了解，已经有多个国家制定了正式的可再生能源政策，或是可再生能源发电量的长远目标。此外，许多国家还向投资可再生能源的企业提供财政补贴，帮助他们应对项目初期可能面临的资金问题。

李慧 中国能源报 2015-06-09

多家能源央企布局“互联网+”

多家能源央企纷纷开始布局“互联网+”。

6月10日，中石油和腾讯公司联手发力“互联网+油气产业”。就在前几天，腾讯刚刚和国家电网合作，正式实施“互联网+电网”战略。

腾讯在进军传统行业，而传统行业则在谋求改革，以适应和引领消费模式的改变。

同时，央企改革先锋中石化在4月份就宣布，将透过阿里巴巴在云计算、大数据方面的技术优势，对部分传统石油化工业务进行升级，打造多业态的商业服务新模式。

神华集团董事长张玉卓最近也表示，将引入“互联网+”模式，整合煤炭、电力和新能源等资源。

有券商分析师向《证券日报》记者表示，油企、电网和煤企都站在了“互联网+”的风口，希望借此来实现改革和新的布局，能源互联网正在渐成气候。

两桶油借“互联网+”改革

中石化是最早一批“触网”的央企。

去年，中石化油品销售业务引民资的混改中，引入了25家投资者，其中就有腾讯。

此外，从去年12月份开始，阿里巴巴与中石化展开云平台建设合作，已在今年2月份开通搭建在阿里云上的石化专有云，并开始承载电商等业务系统。

今年4月份，中石化再次与阿里巴巴开展技术合作，对部分传统石油化工业务进行升级，打造多业态的商业服务新模式。

中石化表示，公司今后在发展优势油品业务的同时，将大力挖掘非油业务潜力，未来重点发展便利店、汽车服务、O2O、金融服务、环保产品和广告等新兴业务，打造全新商业模式。今年将全面启动基于互联网的车联网、O2O、互联网金融等六大创新业务。

中石化借助“互联网+”的改革如火如荼，如今，“互联网+”风起，中石油也坐不住了。

对于和腾讯的合作，中石油表示，互联网的快速发展带给人们生活、工作以及消费方式的变化，企业要创新商业模式，来适应和引领消费模式的变革。目前，油品销售业务亟须利用互联网来促进企业的转型升级。

香颂资本执行董事沈萌告诉《证券日报》记者，但是大国企这方面也不能马上期待太多，如果双方都有较大的顶层意志来推动，未来则空间无限。

多家能源央企发力大数据

腾讯最近有点儿忙，央企都在找马化腾签约。

除了两桶油，国家电网近期也和腾讯合作了。双方签约的“互联网+电网”项目将以“互联网+”解决方案为抓手，以腾讯智慧城市为平台，依托国网四川电力的电力智能化服务，结合腾讯在网络社交、云计算、大数据等领域的领先优势，开展全方位、深层次的战略合作。

在新电改不断加速的背景下，国家电网布局电力大数据，为售电业务放开做准备。

煤炭央企神华集团也在寻变。这几年，煤炭行业持续低迷，产能过剩的矛盾在短时间内都无法解决，因此，煤企的资源整合也势在必行。

今年5月份，神华集团董事长张玉卓在署名文章《神华的互联网探索》中指出，神华集团通过互联网销售产品，已经打开了“互联网+煤炭”的一个小小窗口。

他表示，要进一步整合神华内部产业链，全面打通煤、电、油化品、运一体化，打造高效率的

能源供应体系；此外，适应国家售电侧改革的要求，探索成立电力销售公司，主要通过互联网平台销售包括新能源在内的电力产品和碳配额。

能源行业正在“互联网+”的风潮下发生巨变。各大央企纷纷在“互联网+油气”、“互联网+电网”、“互联网+煤炭”和“互联网+电力”等领域布局。

“现在是一个消费大变革的时代，同时也是一个能源大变革的时代。”沈萌表示，微信和淘宝代表了越来越重要的、已经是消费主要群体的那部分人，企业不能寄希望消费者去适应自己，而是要去主动适应消费者习惯的变化。

启赋资本投资总监兰洪明也向《证券日报》记者表示，在以前，央企不太可能与阿里和腾讯合作，如今“互联网+”大发展，合作会促进双方进步。（记者 李春莲）

中国经济网—《证券日报》 2015-06-12

斯坦福大学研究人员提出全美清洁能源路线图

美国斯坦福大学土木与环境工程系教授马克·雅各布森领导的研究团队，第一次描绘出如何在2050年前让美国50个州和1个直辖特区全部使用清洁能源的路线图——基于已有技术和经济成本的大范围可行性，每个州都可以在基础设施和能源消耗方式上进行变革，以完成能源结构的彻底转变。

雅各布森说：“目前的主要障碍来自社会和政治方面。这项研究通过展示技术和经济上的可行性，以期减少大规模变革的非技术壁垒。”研究报告发表在《能源与环境科学》网络版上。

雅各布森和他的同事考察了每个州目前的能源需求状况，以及这些需求在常规条件下到2050年有哪些会发生变化。

为了描绘每个州的能源使用情况，他们测量了能源使用的四个组成部分——住宅、商业、工业和交通；分析了每个部分当前燃料消耗的来源——煤炭、石油、天然气、核能和可再生能源；计算了如果这些燃料消耗被替换成电力会是多少——在这一步骤中，他们假定所有道路上的汽车都是电动的，家庭和工厂的加热和冷却系统都是电气化装置。

雅各布森表示，他们的计算结果显示，能源节约效果非常显著。“当我们对全部50个州这样计算时，得出到2050年总的电力需求将减少39%的结论。通过改善基础设施能够获得6个百分点，但大部分需要通过替换现有能源使用结构来实现。”

为此，研究人员集中研究仅使用风能、太阳能、地热能、水能、潮汐能等可再生能源会否满足各州新的电力需求。

这一报告为每个州描绘出了各自的发展路线图，以期在2030年前达到80%的能源变革目标，并在2050年让全美完成计划。比如华盛顿州，当前水电能源可提供70%以上的电力需求，研究认为风能和太阳能能够填满剩下的大部分；爱荷华州和南达科他州的电力生产30%来自风能；加州到2030年可再生能源将可满足60%的电力需求。

雅各布森说，如果完全按照他的计划进行转换，美国每年能防止6.3万人死于空气污染相关疾病，还可消除化石能源造成的温室气体排放，这意味着到2050年每年可节省3.3万亿美元。（记者 房琳琳）

科技日报 2015-06-11

图解 G7 Summit2050 年 100%可再生能源情景分析

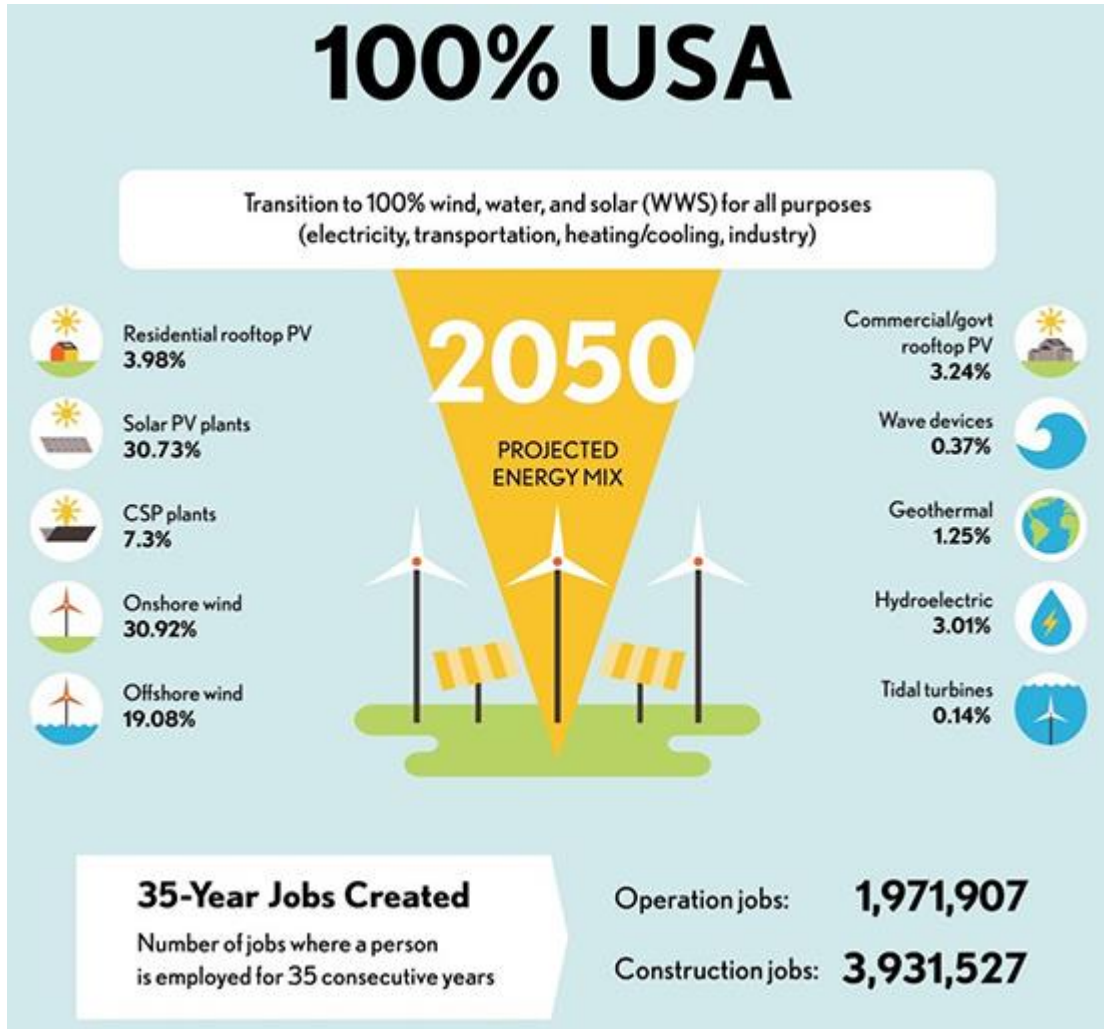
联合国第二轮气候大会正在德国波恩举行，与此同时，七国集团领导人峰会（G7 Summit）将于6月7日—8日两天在德国南部召开，届时全球最富国家的领导人也将就气候变化议题进行磋商。在G7峰会前夕，斯坦福大学Mark Jacobson教授对七国到2050年实现100%可再生能源情景的预计能源结构做了直观的数据分析。该情景涵盖电力、交通、采暖/制冷、工业等领域，并测算出到2050年这35年间能源转型行业所创造的工作岗位数量。七国2050年100%可再生能源情景分析，详见下文。

美国：

2050 年预计能源结构：

住宅屋顶光伏 3.98%；太阳能光伏 30.73%；集中式太阳能 7.3%；陆上风电：30.92%；海上风电 19.08%；商业/政府用房屋顶光伏 3.24%；浪潮设备 0.37%；地热 1.25%；水电 3.01%；潮汐涡轮 0.14%
35 年创造的工作岗位：

运营岗位：1971907；建筑岗位：3931527



英国：

2050 年预计能源结构：

住宅屋顶光伏 2%；太阳能光伏 6.4%；集中式太阳能 0%；陆上风电：45%；海上风电 40%；商业/政府用房屋顶光伏 4%；浪潮设备 0.8%；地热 0%；水电 0.8%；潮汐涡轮 1%
35 年创造的工作岗位：

运营岗位：182367；建筑岗位：186267

100% UK

Transition to 100% wind, water, and solar (WWS) for all purposes
(electricity, transportation, heating/cooling, industry)



35-Year Jobs Created

Number of jobs where a person
is employed for 35 consecutive years

Operation jobs: **182,367**

Construction jobs: **186,267**

法国:

2050 年预计能源结构:

住宅屋顶光伏 0.03%; 太阳能光伏 21.05%; 集中式太阳能 0.75%; 陆上风电: 35%; 海上风电 30%; 商业/政府用房屋顶光伏 5%; 浪潮设备 1.25%; 地热 0.04%; 水电 6.75%; 潮汐涡轮 0.13% 35 年创造的就业岗位:

运营岗位: 292999; 建筑岗位: 229671

100% FRANCE

Transition to 100% wind, water, and solar (WWS) for all purposes
(electricity, transportation, heating/cooling, industry)



35-Year Jobs Created

Number of jobs where a person
is employed for 35 consecutive years

Operation jobs: **292,999**

Construction jobs: **229,671**

德国:

2050 年预计能源结构:

住宅屋顶光伏 0.8%; 太阳能光伏 15.9%; 集中式太阳能 0%; 陆上风电: 27.75%; 海上风电 26%;
商业/政府用房屋顶光伏 10%; 浪潮设备 0.5%; 地热 17.25%; 水电 1.8%; 潮汐涡轮 0% 35 年创
造的工作岗位:

运营岗位: 484215; 建筑岗位: 583036

100% GERMANY

Transition to 100% wind, water, and solar (WWS) for all purposes
(electricity, transportation, heating/cooling, industry)



35-Year Jobs Created

Number of jobs where a person
is employed for 35 consecutive years

Operation jobs: **484,215**

Construction jobs: **583,036**

日本:

2050年预计能源结构:

住宅屋顶光伏 8%; 太阳能光伏 41.5%; 集中式太阳能 2%; 陆上风电: 20%; 海上风电 8%; 商业/政府用房屋顶光伏 13%; 浪潮设备 1%; 地热 1.8%; 水电 4.55%; 潮汐涡轮 0.2% 35年创造的工作岗位:

运营岗位: 935287; 建筑岗位: 1159205

100% JAPAN

Transition to 100% wind, water, and solar (WWS) for all purposes
(electricity, transportation, heating/cooling, industry)



35-Year Jobs Created

Number of jobs where a person
is employed for 35 consecutive years

Operation jobs: **935,287**

Construction jobs: **1,159,205**

加拿大:

2050 年预计能源结构:

住宅屋顶光伏 2%; 太阳能光伏 13%; 集中式太阳能 0%; 陆上风电: 37.5%; 海上风电 21%;
商业/政府用房屋顶光伏 2%; 浪潮设备 2%; 地热 5%; 水电 17.3%; 潮汐涡轮 0.2% 35 年创造的
工作岗位:

运营岗位: 347492; 建筑岗位: 288473

100% CANADA

Transition to 100% wind, water, and solar (WWS) for all purposes
(electricity, transportation, heating/cooling, industry)



35-Year Jobs Created

Number of jobs where a person
is employed for 35 consecutive years

Operation jobs: **347,492**

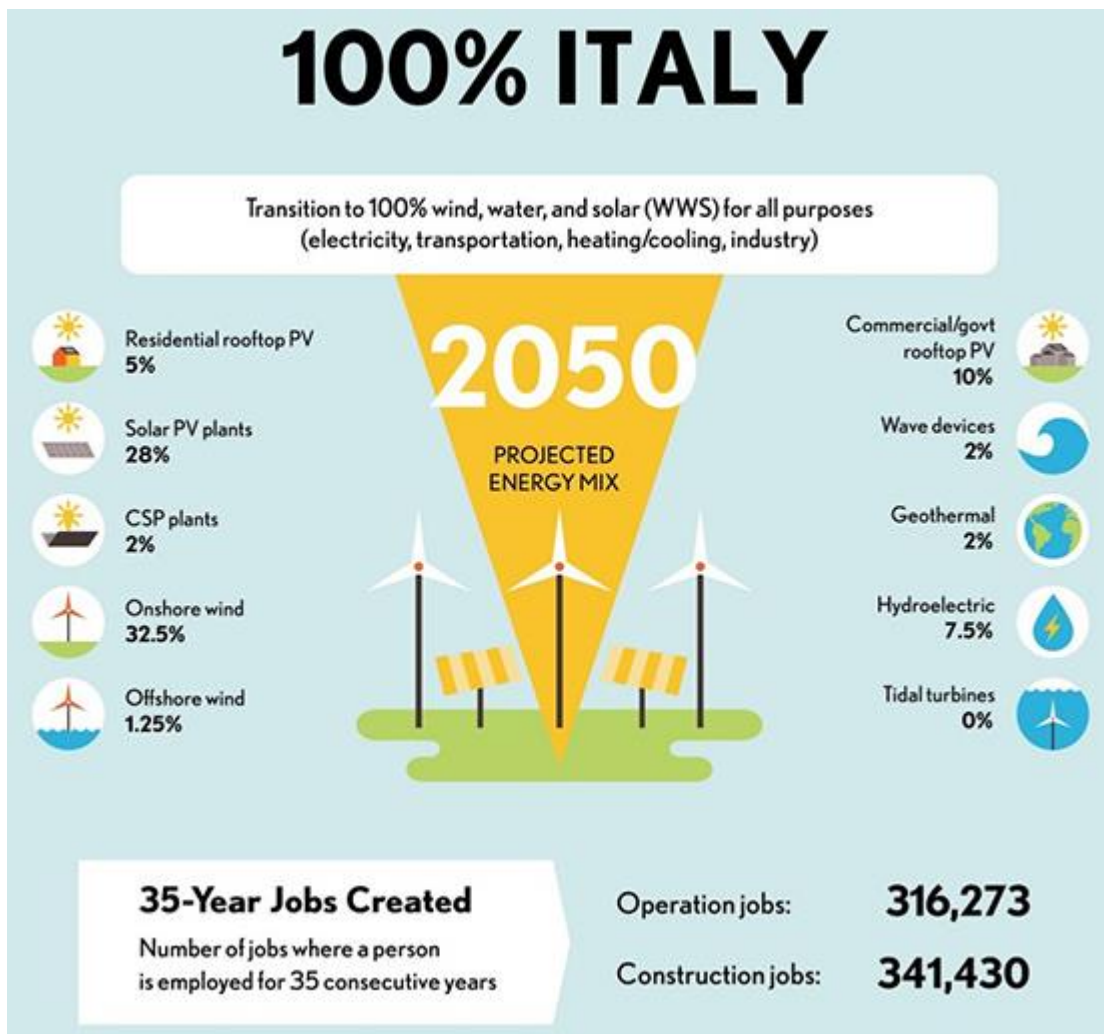
Construction jobs: **288,473**

意大利:

2050 年预计能源结构:

住宅屋顶光伏 5%; 太阳能光伏 28%; 集中式太阳能 2%; 陆上风电: 32.5%; 海上风电 1.25%;
商业/政府用房屋顶光伏 10%; 浪潮设备 2%; 地热 2%; 水电 7.5%; 潮汐涡轮 0% 35 年创造的
工作岗位:

操作岗位: 316273; 建筑岗位: 341430



从以上数据可以看出，实现向 100% 可再生能源转型不仅能提供更多更好的就业岗位，而且可以改善公众健康，创造更加繁荣的经济增长，实现可持续发展目标。即将召开的七国峰会与正在进行波恩气候会议，对于各国来说是一个传递淘汰化石能源信号，向可再生能源转型的契机。

注：G7 包括：美国、英国、德国、法国、加拿大、日本和意大利。其前身是加俄罗斯在内的八国集团，但因乌克兰问题，俄罗斯从 2014 年起被排除在外。

数据信息图 2015-06-10

新常态下的能源体制变革路线图

改革开放 30 多年来，我国经济高速发展，在能源生产、能源消费方面，已成为举世瞩目的国家。而今，我国经济正步入新常态，能源需求及资源约束日益增强，环境问题十分突出，如何从体制机制上对能源生产、消费进行彻底改革，面临一系列问题与挑战。

——亚夫

■2012 年 11 月，十八大报告首次提出“能源生产和消费革命”的命题，这是中央文件第一次将能源改革提升到“革命”的战略高度，彰显出最高决策层对能源安全的高度重视和推进能源改革的坚定决心。

■2013 年 11 月，十八届三中全会《决定》指出，要“完善主要由市场决定价格的机制。凡是能由市场形成价格的都交给市场，政府不进行不当干预。推进水、石油、天然气、电力、交通、电信等领域价格改革，放开竞争性环节价格。政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益性服务、

网络型自然垄断环节，提高透明度，接受社会监督”。这是中央对完善现代能源市场体系，推进能源价格改革做出的明确而清晰的表述。

■2014年6月13日，习近平总书记主持召开中央财经领导小组第六次会议，研究能源安全问题，明确提出我国能源安全发展的“四个革命、一个合作”战略思想，即：推动能源消费革命，抑制不合理能源消费；推动能源供给革命，建立多元供应体系；推动能源技术革命，带动产业升级；推动能源体制革命，打通能源发展快车道；全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。这不仅与十八届三中全会“发挥市场的决定性作用”主旨精神一脉相承，也指明了未来我国能源体制改革的方向和目标。随着新战略的提出，我国能源市场化改革的步伐明显加快，包括审批权下放、混合所有制等领域的改革大幅推进。

■2014年11月15日，国务院常务会议研究价格改革问题，再次提到推进能源价格体制机制改革，指出“推进价格改革更大程度让市场定价”。这预示着未来一段时间内，能源体制革命将越来越成为能源改革的核心工作。

新常态迫切需要能源体制革命

1. 经济新常态下能源发展趋势呈现新特征

自2012年以来，受西方金融危机和世界经济衰退的影响，中国经济告别过去30余年的两位数高增长，增速开始放缓。从国际经验看，一国或地区经济在经历持续高速发展的“黄金期”后，通常都会进入由高向中低增长的艰难“换挡期”。面对国内外经济发展的新形势新任务，2014年11月，习近平总书记在APEC工商领导人峰会上指出中国经济进入新常态，呈现出几个主要特点。2014年12月，中央经济工作会议再次从消费需求、投资需求、出口和国际收支、生产能力和产业组织方式、生产要素相对优势、市场竞争特点、资源环境约束、经济风险积累和化解、资源配置模式和宏观调控方式等方面阐述了新常态的九大特征。

新常态的确立，对我国经济社会产生广泛而深远的影响。能源作为国民经济和社会发展的基础性行业，要适应新常态下经济发展要求，必须加快推动能源体制革命，加大能源体制改革的力度、广度和深度。在我国能源消费量持续攀升，环境承载能力已经达到或接近上限的新形势下，我国未来能源发展应坚持“节约、清洁、安全”的战略方针，加快构建清洁、高效、安全、可持续的现代能源体系。从世界能源发展史和当前国内外能源发展趋势看，新常态下我国能源发展趋势将呈现四大特征：能源结构由高碳向低碳转变，能源效率由低效向高效发展，能源市场结构由垄断走向竞争，能源的资源配置方式由计划为主转向以市场为主。

2. 当前诸多体制问题掣肘新常态下的能源发展

新世纪以来，我国能源发展成就显著，但仍有一些体制问题严重影响能源安全、节能减排和生态环境，掣肘能源清洁、高效、安全、可持续发展，主要有以下几个方面。

(1)能源市场主体发育不足

我国能源企业大多为大型国有企业，其中又以中央企业为主，民营资本进入较少，市场主体不健全，竞争不充分，行业分割和垄断现象依然存在。

电网组织依然高度集中，输配售一体化经营，区域电网公司的主体功能逐步弱化，市场竞争弱，经营效率不高；油气行业产业集中度高，基本实施勘探、炼油、输送、进口、销售一体化运营，多元化的主体格局尚未形成，市场缺乏公平竞争的环境，即使在国有企业内部，也存在竞争不充分的问题。

(2)能源价格形成机制不顺畅

我国能源价格主要由政府制定，价格构成不合理，缺乏科学的价格形成机制，不能真实反映能源产品市场供求关系、稀缺程度及对环境的影响程度，价格缺乏对投资者、经营者和消费者有效的激励和约束作用。

从总体看，我国能源产品市场体系还不健全，由于能源市场发育不足，石油等产品的现货、期货市场体系还没有建立起来，作为全球能源生产和消费大国，却没有相应的国际市场定价权，对于

国际市场价格变动只能被动接受。缺乏用户参与和需求侧响应机制，行业内外普遍不满，历次价格调整都面临较大的社会舆论压力。

(3)能源市场机制建设进展缓慢

改革开放以来，我国经济体制由有计划的市场经济逐步过渡到社会主义市场经济体制，并进行了投资、财税、价格等一系列经济制度的改革。能源行业虽然也进行了相应的改革，但一些领域和行业改革进展缓慢，政府和企业界限不清，政府对能源经济活动干预较大，不同所有制不能平等竞争，缺乏统一的市场准入标准。

政府在煤炭、石油资源的探矿权、采矿权的取得上仍然起着主导作用，同时，能源的生产量具有计划指令性，政府仍然制定发电量计划、油气排产计划。在改革开放 30 多年后的今天，作为企业，既不能决定价格，又不能决定产量，是个非常值得深思的问题。

此外，能源市场机制不健全，能源税制不够完善，促进新能源可再生能源发展的综合性财税政策不协调，支持能源产业发展的财政补贴、财政贴息、税收优惠等手段单一。在经济全球化的大背景下，国内和国际市场的融合度不够，缺乏具有一定国际影响力的区域性国际能源市场。

(4)能源法律体系建设滞后

成熟市场化国家能源体系的运行建立在完备的法律体系基础之上。我国能源法律体系不完善，法制建设滞后问题较为突出。一是结构不完整，能源法缺位。能源基本法尚未正式推出；无石油、天然气法，缺少天然气供应法、热力供应法等能源公共事业法，无法对石油、核能等重要能源领域的建设、管理和运营进行有效监管。二是内容不健全。部分法律内容也已与现阶段市场经济发展和节能减排需要不相适应。三是各种法律缺乏必要的衔接，法律执行效果不佳。

(5)政府监管不到位现象突出

我国对能源主要采取行政手段，经济手段和法律手段运用不多，行业管理色彩较浓，能源政策、规划滞后。主管部门更加注重通过投资项目审批、制定价格和生产规模控制等方式干预微观经济主体的行为，政府监管缺位问题突出。

一是能源基础信息薄弱，统计分析体系不健全。相对于拥有数百员工、年度预算经费上亿美元的美国能源信息署，我国能源基础信息工作存在差距。二是一些重大战略尚未形成统一认识，规划政策存在反复。三是缺乏对外合作的协调机制，难以有效应对日趋严峻的国际形势。四是未能形成对能源企业的有效监管，市场监管职能尚待增强。

能源体制改革总体思路

将“能源体制改革”提升到“能源体制革命”的高度，意味着需要对当前能源体制机制进行根本性变革。因此，能源体制改革的总体思路不仅局限于一枝一叶的修修补补，而应该从长远的、全局的角度统筹考虑。

1. 能源体制改革的地位及内涵

能源体制改革与能源消费、供给、技术革命和国际合作有着内在的逻辑关系。以“抑制不合理消费需求、提高能源利用效率、调整能源消费结构”为目标的“能源消费革命”是能源革命的根本所在；以“构建多元持续供应体系，保障能源供应安全”为目标的“能源供给革命”和“能源国际合作”是能源革命的实现途径；以“提高能源科技创新和进步水平，促进能源产业升级”为目标的“能源技术革命”是能源革命的手段，而以“理顺能源市场运行与管理机制，构建现代能源市场体系”为目标的“能源体制革命”是能源革命的制度基础和保障。能源体制改革不仅是能源革命的核心，也是判断能源革命成败与否的标准。

除了新能源外，我国能源行业主要是国有资本占主导。从事煤、电、油、气的企业多为国有企业或中央企业，市场集中度高，竞争不充分，政府和市场的行为边界不清，包括新能源在内的能源价格主要由政府制定，政府对能源的监管的越位和缺位现象并存。

为此，能源体制改革要还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法治体系。我国能源体制革

命的核心原则应是明晰政府和市场的边界，最大限度地减少政府对市场的干预，为市场机制在能源资源配置中起决定性作用创造良好的制度土壤。

2. 能源体制改革的逻辑框架

(1) 突破认识误区：还原能源商品性

自上世纪70年代以来，回归能源的商品属性、推进能源领域的市场化改革成为全球性趋势。无论是成熟的市场经济国家，还是体制转轨国家，大都转变理念，对能源领域实行放松管制、打破垄断、引入竞争，大大提高了能源的供给能力和能源利用效率。

(2) 能源体制改革方向：市场化改革

与其他行业领域相比，我国能源领域市场化改革相对滞后，能源体制机制改革相对缓慢。能源市场制度不够完善，难以保障现代能源市场发展需要；市场结构不合理，主体单一，垄断突出，市场机制运行不畅；价格形成机制难以完全由市场形成，导致价格扭曲；管理与监管机制不够科学，职能越位、缺位、错位现象突出。

众多弊病当中，最让人诟病的是能源行业市场集中度高，市场化程度较低，垄断现象突出，政府监管不到位。坚定不移推进市场化改革，破除能源行业的行政性垄断和规范政府对能源的监管方式是我国未来能源体制改革的主要任务。

(3) 能源体制改革目标：构建现代能源市场体系

我国已有较为完整的能源产业体系，但尚未形成完善的能源市场体系，市场发育不足是我国能源领域存在的突出问题。实现能源体制改革，需要坚定不移地推动能源市场化改革，构建起统一开放、竞争有序的现代能源市场体系，发挥市场在资源配置中的决定性作用。

(4) 能源体制改革：区分竞争性业务与非竞争性业务进行分类改革

垄断并非能源行业的天然特性，笼统地认为能源行业具有自然垄断性质并不科学，市场的垄断有各种形态，有的具有自然垄断性质，有些则是人为的行政性垄断。一些行业虽具有自然垄断特征，但并不等于这个行业中的所有业务都应当一体化经营，通过竞争提高效率的规律在这些行业同样适用。构建能源市场体系的前提是将这些行业中的竞争性业务与非竞争性业务分开，属于竞争性领域的完全放给市场，推进公共资源配置的市场化；属于非竞争性领域的实行公平接入、提高普遍服务水平，政府加强对其经营业务、效率、成本和收入的监管。

(5) 能源体制改革逻辑框架：从能源体制的内涵着手，多维度构建现代能源市场体系

根据前述能源体制的基本内涵，需要从“能源市场基本制度”、“能源市场竞争结构”、“能源市场运行机制”、“能源市场管理与监管体制”等四大基本要素入手，多措并举启动能源体制改革。

如何推动能源体制改革

为了更好地适应新常态下的能源发展趋势，落实我国当前和今后一段时期的能源发展战略，满足国民经济和人民生产生活对能源的需求，我们需要理顺政府和市场的关系，统筹规划，协同推进多项改革，从根本上推动能源体制改革，具体建议如下。

1. 培育多元主体，重塑竞争性市场结构

按照市场化改革的方向，打破垄断，促进竞争，鼓励和引导民间资本有序参与能源领域投资运营，形成多买多卖的市场结构。彻底推进政企分开，剥离政府应当承担的职能，使国有能源企业轻装上阵，专注于提高经济效益。

根据不同行业特点实施网运分开，对于主干电网、油气管网等自然垄断业务，继续保持国有资本控股经营，但可发展混合经济实现多元投资；对于生产（进口）、销售等竞争性环节应放开准入，打破行业分割和行政垄断，引入多元竞争主体。营造各类所有制企业都能公平竞争、规范进出的制度环境，取消对国有企业的特殊政策与优惠。

2. 坚持由市场形成能源价格，深化能源价格改革

区分竞争性和非竞争性业务，结合相关产业链市场化改革，对油气管网、输电网络等自然垄断环节，核定其输配成本，确定企业的合理回报率，加强价格和成本监管；对于其他竞争性环节，则

应打破垄断格局，鼓励多元主体参与竞争，形成市场化的价格机制。

分行业进行有针对性的价格改革。煤炭方面，煤炭价格目前已实现市场定价，煤炭资源税改革也已推行，下一步主要问题是继续完善煤电联动机制、完善交易平台建设，以及建立覆盖煤炭全成本的价格机制。

一是加快推进煤炭资源税从价计征改革；二是完善煤电价格联动机制，鼓励煤炭企业和电力企业自主衔接签订合同，自主协商确定电煤价格；三是深化煤炭价格市场化机制。建立健全全国煤炭市场体系，有效发挥煤炭交易中心和煤炭期货市场作用；四是改革煤炭成本核算政策。将煤炭资源有偿使用费、安全生产费用、生态环境保护与治理恢复费用、煤炭转产资金、职业健康费用，按照一定渠道列支到煤炭成本中去，实现外部成本内部化，在取消不合理收费、基金的基础上逐步实现覆盖全部成本的煤炭价格。

石油方面，我国于 2013 年 3 月底出台了新的成品油价格形成机制，国内汽柴油价格根据国际市场原油价格变化每 10 个工作日调整一次。下一步，可在 2013 年新的成品油价格形成机制基础上进一步完善定价机制，包括调价周期、调价频率、调价幅度、调价方式等。时机成熟时可将定价权下放给行业协会或企业，在实现与国际接轨的基础上，价格调整不必由政府发布，可以由行业协会按照政府确定的规则，自行调整发布。

天然气方面，应以产业链体制改革带动天然气价格改革。2014 年下半年以来，天然气价格改革步伐加快，建立了上海石油天然气交易中心，非居民用气实现增量和存量气价的并轨，放开直供气价，使得国内已经放开价格的天然气占到全部消费量的 40%，市场化程度显著提高。但是，目前仍有大部分天然气未实现市场化定价，除直供用户外，城市门站价和终端消费价仍分别由中央政府和地方政府制定，并且工业商业对居民气价的交叉补贴依然严重，天然气上下游的价格传导机制仍然不畅。

天然气价格改革的最终目标是完全放开气源价格和终端销售价，政府只对具有自然垄断性质的管道运输价格和配气价格进行监管。鉴于当前的产业链现状，天然气价格改革的最终目标难以通过价格改革的“单兵突进”来实现。从当前看，应加快上游气源多元化改革，真正落实管网、储气库、LNG 接收站等基础设施的公平开放，尽快实现管输成本的独立核算。从长期看，应对天然气实施全产业链改革，竞争性环节引入竞争，对自然垄断性环节加强监管，形成“管住中间、放开两头”的监管模式，从根本上理顺天然气价格机制。

电力方面，应按照新电改方案的要求，全面理顺电价机制。一是单独核定输配电价。组织好深圳、蒙西输配电价改革试点，建立电网企业输配电成本激励和约束机制。适时扩大试点范围，为全面实施输配电价监管积累经验。二是要分步实施公益性以外的发售电价格由市场形成。三是妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，将交叉补贴机制变“暗补”为“明补”。四是加快淘汰落后产能。完善水电、风电、抽水蓄能等价格形成机制，出台电动汽车用电价格政策，促进清洁能源发展。同时，实行分类电价、分时电价、阶梯电价等电价制度。

3. 健全法律体系和财税体制，完善能源市场制度环境

加强法律法规建设，例如尽快出台《能源法》；加快制定石油、天然气、原子能等单行法；修改现行《电力法》、《矿产资源法》、《煤炭法》、《节约能源法》等能源单行法中部分不符合实际的内容。

同时，加快能源行业财税体制改革，包括取消不合理的补贴，建立公平有效的能源财政补贴；改革现行能源税制，建立广覆盖、多环节的综合税收调控体系，尽快择机开征碳税，全面推进资源税改革，将开征能源环境税作为中长期的目标导向，并将燃油税以及排污费和污水处理费“费改税”后并入能源环境税中，在提升税率的同时，健全能源环保税收优惠措施。

4. 建设煤、电、油、气四个现代市场体系，搭建多层次能源市场化交易平台

建立和完善公开、公平、公正的能源现货及中远期合约市场，逐步建立现代能源期货市场。进一步加强和完善能源市场基本交易制度建设，积极推进电子交易市场建设。同时，有序开放我国能源期货市场，逐步形成具有国际影响力的区域能源市场中心。

5. 转变政府对能源的监督和管理方式

坚持市场化改革方向，清晰界定政府和市场的边界，发挥市场在资源配置中的决定性作用。政府今后对能源的监督和管理应体现四大职能：宏观引导、市场监管、资源保护和利益协调。

在宏观引导方面，致力于弥补市场缺失。一是构建以《能源法》为统领的能源法律体系，以法律法规为依据指导能源市场化改革；二是加强能源基础信息体系建设，为准确决策提供可靠依据；三是强化能源战略规划，集中力量深入研究，形成明确的国家能源战略，特别是在能源布局、特高压建设、新能源与可再生能源发展、油气资源开发、能源与环境等重大问题上形成统一认识；四是统筹协调多部门和大型能源企业分别对外合作局面，形成统一的纲领性的能源全球布局与国际合作战略，有效保障国家能源安全。

在市场监管方面，形成对能源企业的有效监管。坚持市场化改革方向对纵向一体化的能源产业进行结构性改革，对竞争性环节放松管制，保障市场秩序的公平公正；对于自然垄断性环节，则做好成本和价格监管，厘清电网企业输配成本，核定油气管网输送成本等。

在资源保护方面，处理好经济发展和资源保护的关系。目前我国资源无序开发、破坏和浪费问题严重，作为市场失灵领域，促进资源能源的保护和可持续开发政府责无旁贷。应通过法律、经济和必要的行政手段，进一步完善资源管理体制，健全资源资产产权制度和用途管制制度，明确权责，有效监管，促进资源有序开发；大力推动能源节约，提高能源利用效率，减少能源消耗，实现资源能源约束下的经济持续健康发展。

在利益协调方面，处理好和地方，东部和西部，以及政府、企业和民众的关系。我国能源企业多为央企和国企，涉及中央和地方税收分成，利益不均衡已引发一些地方政府和企业之间的矛盾。我国能源富集区多在西部，而能源消费区集中在东部，能源初级产品和制成品之间的价差，以及能源开采、环境污染等问题也使得东西部之间出现利益分配和利益补偿的问题。

此外，为改善大气污染和治理环境，清洁能源的使用成本和环境治理成本需要建立全社会的价值补偿和分担机制。政府应从理顺中央和地方财政和税收体制，以及理顺能源产品价格及补偿机制等方面，协调好不同类型企业之间、不同区域之间、不同主体之间的利益关系，在市场失灵的领域施展作为。

6. 用“三张清单”界定政府与市场边界，推动政府职能转变

界定政府和市场边界，需要建立和运用好“三张清单”——“权力清单”、“负面清单”、“责任清单”。通过“权力清单”把政府能干什么清清楚楚、详详细细列出来，凡是清单中有的政府可以干，清单上没有的政府就不能干，限制政府的乱作为，做到“法无授权不可为”；通过“负面清单”在能源行业中划出一个“黑名单”，明确哪些方面不可为，外资或民营资本只要不触及这些底线即可进入，做到“法无明文禁止即可为”。

通过“责任清单”用法律与制度把责任明确细化到政府每一个行为主体，把政府责任贯穿市场运行全过程，打破政府不作为，实现“法定责任必须为”。同时，能源主管部门应做到简政放权与加强监管同步，坚持规划（计划）、政策（规定）、规则、监管“四位一体”，创新能源管理机制，确保放权放得下、接得住、落得实、管得好。（□景春梅 刘满平 作者简介：景春梅，中国国际经济交流中心副研究员；刘满平，中国经济学会理事）

上海证券报 2015-06-03

新能源企业已开始能源互联网领域进行布局

由国家能源局牵头制定的《能源互联网行动计划大纲》和 12 个支撑课题近日确定，这意味着头顶着“能源革命”、“互联网+”等多重光环的能源互联网距离实践更近一步。业内机构和专家预测，未来能源互联网市场规模将超过 5 万亿元，积极布局能源互联网的新能源企业有望迎来更大发展空间。

能源互联网是综合运用先进的电力电子技术、信息技术和智能管理技术将大量由分布式能量采

集装置、分布式储存装置和各种类型负载构成的新型电力网络、石油网络、天然气网络等能源节点互联起来，以实现能量双向流动的能量对等交换与共享网络。其核心内涵是实现可再生能源，尤其是分布式可再生能源的大规模利用和共享。我国能源互联网拥有巨大规模的潜在市场，有望成为投资市场最大的“风口”之一。

分布式能源龙头企业中海阳能源集团董事长薛黎明认为，围绕能源互联网建设，能源企业应同时从供给端和消费端发力，首先是做好分布式能源布点，其次是开发好智能化能源管理系统。“企业要弄明白能源互联网需要什么样的企业、需要企业做什么、需要如何进行布局，然后再据此倒推企业的发展规划，制定未来发展战略和技术突破方向；与此同时，要充分利用互联网等现代技术手段与客户和投资者进行更好的互动交流。”薛黎明说。

以中海阳等为代表的新能源企业目前已经开始在能源互联网领域进行布局。薛黎明说，中海阳在现有太阳能电池和光热发电聚光镜及配套产品的基础上，规划通过国际合作生产高效太阳能电池，并将在这一领域精耕细作，提高分布式新能源转换效率。随着能源互联网步伐渐行渐近，中科院电工所、上海交大、上海电力学院等科研院所也纷纷与之深化产学研合作关系，聚焦太阳能光热和光伏融合应用领域。中海阳将力求在能源互联网真正进入应用阶段后，通过网络平台实现不同能源形态之间的互联互通。

据悉，在中海阳等企业的推动下，中国能源互联网联盟已于近期正式成立，期待通过政府、行业组织、能源和互联网企业、金融机构以及媒体等的广泛参与，共同推进能源互联网系统工程的落地与实施。（记者刘志奇）

经济日报 2015-06-11

秦海岩所理解的能源互联网

如今，互联网已然成为传统行业升级换代的引擎，是后发企业颠覆行业先进的利器。“互联网+”当真幻化出无限可能，传统集市+互联网，有了淘宝；传统百货商店+互联网，有了京东；传统银行+互联网，有了支付宝；传统红娘+互联网，有了世纪佳缘；传统出租车+互联网，有了滴滴快的。对于更为封闭保守，壁垒深厚的能源行业，更需要借助互联网的力量进行顺应时代发展潮流的变革和提升，更需要依托互联网为新兴企业逆袭传统寡头提供机遇。

在当前言必及“互联网+”的语境里，能源互联网也毋庸置疑地成为能源界的显学。能源行业庞大复杂，牵涉广泛，因此关于能源互联网的内涵、特征及应用更是众说纷纭，至今没有形成统一的概念。不同角色、不同专业都有基于自身立场的定义和诠释。但无论概念如何新颖和丰富，最终都不能脱离其产生的背景和我们使用这个概念要达到的目的。

能源互联网概念自2008年美国人首次提出后，一直不温不火，直到最近被广泛热议，看起来很突然，实则有着深刻而宏大的时代背景。

第一大背景就是能源革命的来临。人类社会经历了以人力和畜力为代表的柴薪时代、以蒸汽机为代表的煤炭时代和以内燃机为代表的油气时代，正在向一个全新的可再生能源时代过渡，这将是一场以能源生产清洁化和能源消费电气化为核心特征的新型能源革命，其最终目的就是要建立一个清洁、高效、经济、安全、可持续的现代能源体系，而能源互联网正是推进这场革命的技术手段。

第二大背景就是信息技术的指数级进步。摩尔定律、吉尔德定律、梅特卡夫定律和亨迪定律，分别对计算能力、网络带宽、网络价值效应、数字传感器，从技术发展速度和社会经济价值角度给出了准确的总结和预测。摩尔定律揭示了计算能力进步的速度，关于“计算机性能每24个月提升一倍”的预言，在半个世纪后的今天依然适用。正在热卖的苹果智能手表IWATCH与1985年生产的价值3500万美元的克雷-2（Cray-2）超级计算机具备一样的计算速度。

吉尔德定律对网络带宽的发展速度和成本降低趋势给出了准确的描述，他预测主干网带宽的增长速度每8个月就增长一倍，并且随着使用者增多，成本也在快速下降。不仅有线网络的速度增长迅猛，移动网络也从2G跨入了4G。而在五年前，通过手机进行视频聊天和上网看电影都是不可想

象的。梅特卡夫定律则揭示了网络的价值与网络规模的平方成正比，即网络价值随着网络用户数量的增加而呈几何数级增长，就像电话网络一样，一个人的电话是没有价值的，但所有人都使用电话，就焕发出了不可估量的巨大外部价值。亨迪定律反应了数字传感器技术的进步速度，变得更小、更轻、更便宜、更好了。

看看现在一个可握在手里的智能手机，集合了多少传感器：位置传感器（GPS）、指南针、高清摄像头、加速度传感器、陀螺仪、多点式触摸屏、话筒，并且各种新型的传感器还在层出不穷。数字信息技术的指数级进步，促成了一个目标的实现，即“连接一切”。从传统的门户网站、网商、即时通信这种人与人的联接，到工业互联网形式的机器与机器的联接，最终形成人、机器、过程和数据的互联互通。这是一个基于各种传感器信息的数据大爆炸时代，也是一个基于万物互联、云计算、大数据的智能化时代。在这个时代里，我们可以让机器帮助我们感知一切，优化决策，高效执行。

与志在“连接一切”的“互联网+”化腐朽为神奇的商业技术力量以及无限可能相比，我们使用能源互联网的目的则具体而明确，即运用新概念和新方法来化解能源革命进程中遇到的主要矛盾和障碍。我国提出的能源革命，基于当前形势而言，面临着来自三个方面的挑战：一是针对能源消费总量巨大、浪费严重、效率低下的问题，需要大力推进节能和提高能效；二是为适应电力系统从集中到分散、从单向到双向、从稳定电源到波动电源的发展方向，需要重塑电力系统；三是需要借助新的技术手段，提高风电场、光伏电站等波动性电源的运行效率和运行水平。简而言之，能源互联网是利用现代信息技术来解决能源革命面临的挑战的方法集。

这一理解不是凭空臆断，而是有了探索的雏形，取得了初步的成效。针对上述能源革命的三大挑战，都分别有相应的技术手段和商业实践。

移动 2.0 技术、传感技术、智能家电和智能建筑技术在节能降耗方面表现出超强的潜力，2014 初谷歌以 32 亿美元收购智能家居公司 Nest，通过对用户衣食住行的管理，在提高人们生活舒适度的同时又能节约能源开销，这是通过能源互联网进行需求侧管理，实现节能的典型案列。

能源互联网是塑造下一代智能电力系统的技术支撑，在数据和网络的协助下，电力能够按照市场需求实时定价，从而回归真正商品属性，价格取代频率成为调节供需平衡的有效信号，从之前的供应按需求调整变为需求“随风而舞”、“随光而动”。在智能电力系统里，清洁可再生能源电力成为主导电源，工商业、交通、民用等各领域的终端用能全面跨入电气化时代。借住这种系统提供服务的是各种创新型商业模式，例如美国的 Opower 和德国的 E-energy。

能源互联网在提高可再生能源发电的运行效率和降低成本方面已取得很好的进展。通过信息采集、智能控制等技术打造的机器互联网，使风电场、光伏电站成为同传统电厂一样的高效可靠电源。风电场通过安装状态监测和故障诊断系统，结合资产完整性管理，实现从故障后维修，变为预防性维护，大大降低了故障停机检修时间，提高了电站的安全稳定运行性能。智能控制系统则是通过感知并预测所处环境，根据不同时间、不同季节、不同扇区的风况条件，自动采取不同控制策略，在达到降载增寿的同时，提高发电效率。具有自我修正功能的自适应控制策略，可以根据环境条件和机组故障情况给出最优的发电策略，比如在故障不那么严重时，保持一定比例发电，或者更快速地再次运行，以提高发电量。这样的技术还有很多，已经在现实中发挥了巨大的作用。

能源革命是人类社会发展历程中不可阻挡的潮流，而能源互联网赋予了其实现的技术可能。在公平开放的互联环境中，能源行业“天然垄断”的神话将会被彻底颠覆，多元化的能源商业模式将获得自由平等的发展权利。历史经验表明，由技术进步推动的变革，往往以超乎人们想象的速度和烈度发生。能源互联网推动的能源革命，即使穷尽我们所有的想象力，也难以预测其到来的速度有多么快，其影响的程度有多么深远。（■秦海岩 作者系中国可再生能源学会风能专委会秘书长）

能源网-中国能源报 2015-06-09

智慧能源引发的中国“产业革命”

人类未知的远远大于已知。互联网技术在短短二十年的商业化浪潮中，在经济领域引发各产业生产方式、生产关系、生产要素的重新组合、建构。无论在经济层面、技术层面还是社会层面，当今世界已经紧密联系在一起，结成了一个互联网世界。

2008年前后，企业IBM在经历金融危机之后，提出了“智慧地球”的概念，主要的目的是运用互联网核心的手段，让地球变得更智慧，推进可持续发展。此后，聪明的IBM从“智慧地球”延伸出“智慧城市”，他们提出智慧地球是由无数个智慧城市组成的，并借机来中国举办了40期市长培训班，推广智慧城市理念。

此后，美国著名学者里夫金撰写了《第三次工业革命》，书中认为，由于互联网的发展，互联网和新的能源结合在一起，会引发第三次工业革命。2012年夏天，这本书进入中国后，引起包括国家领导人在内的各方高度关注。至此，智慧能源的概念在中国推广开来。

与其它领域的智慧化相比，智慧能源可以说算是智慧城市的核心，智慧能源尤如社会与经济发展的血脉，因为城市发展离不开能源。能源问题是我国发展的一个瓶颈，目前我国还不能摆脱传统能源束缚，所以智慧能源更加值得关注。

虽然目前人们对“智慧”与“能源”联系在一起感到陌生，但不可否认“智慧能源”与我们已经渐行渐近。

机制体制依旧是“阻碍”

近日，英特尔公司和中国智慧能源产业技术创新战略联盟在北京下一代互联网工程中心共同举行揭牌仪式，宣布“智慧能源联合实验室”正式落成。这是英特尔响应中国政府关于节能减排以及“互联网+”发展战略，联合产业伙伴推动移动互联网、云计算、大数据、物联网等与能源科技相结合，助推能源产业智能化发展的新进展。

英特尔此次与联盟合作的智慧能源联合实验室，将利用系统集成、动态优化和智能交互等特色技术，把最先进的能源技术推向市场，并通过在楼宇、建筑和工业等领域的融合应用，促进能源调度和管理的全面升级。

中研普华智慧能源领域研究员鲁伶俐在接受《中国产经新闻》记者采访时介绍：“目前，我国的智慧能源进程和能源互联网的推进工作进展顺利，以时间先后为序，2013年11月”智慧能源产业技术创新战略联盟“成立，2015年2月”全国智慧能源公共服务云平台“启用，2015年3月IEEE1888被ISO/IEC纳为能源互联网产业国际标准，智慧能源产业正一步一个脚印朝着建立可持续发展的能源体系的远大目标迈进。”

“我认为，智慧能源的‘智慧’应体现在消费者与供方的互动，这是智慧能源的核心。”厦门大学能源经济协同创新中心主任林伯强在接受《中国产经新闻》记者采访时表示。他认为，以前在能源方面消费者多被动接受，随着日后的发展，于新能源于互联网的特征，用户可能更多的参与互动。不再是被动的接受者，而是也可以主动的参与选择，参与供给。

在林伯强看来，智慧能源包括技术进步和机制体制的改革创新两个方面。技术进步是智慧的重要体现，这是能源领域一直没有停止过的。能源领域虽然是传统行业，但是创新能力很强，智能化的程度是逐年提高的。

但是机制体制却是中国发展智慧能源主要障碍。他认为，如果想真正意义上的实现“智慧”，就要全民参与，只有参与才能显现出智慧来。通过参与，它的体制机制问题才会随着变化而有所改变。然而目前的机制体制是实现这种互动和参与的最大阻碍。例如电，现在电是国家统一出售的，能不能打破原有的体制机制，让所有人都能够参与到买电卖电的行列中来，从而使能源交易变得更加方便、自由、智慧。

林伯强指出，从目前现阶段来讲，最容易实现互动的就是在节能减排领域，但是这也涉及技术和体制方面的改革。

2014年，国务院提出重点推进六大领域消费，推进消费扩大和升级，促进经济提质增效。六大

领域中，移动互联网、物联网、电商、新能源汽车、智慧医疗、智慧教育、智慧城市建设等多重领域与智慧能源相关。

中国最大的能源问题是节能，中国现在用高于世界能源消耗平均水平一倍以上的能源来生产GDP，是美国等发达国家的3到4倍，是日本等对能源使用比较精细国家的7到8倍，同样一吨油、一度电创造的GDP的差别是很大的。

鲁伶俐指出，智慧能源的一个重要目标是提高能效，围绕这个目标的技术创新贯穿能源创生到消费的全部环节。目前，我国现有的制度还不能满足智慧能源的这一需求，需要政府在此基础上，加大对智慧能源的政策支持，促进智慧能源产业健康快速发展。

同时，鲁伶俐还指出一个另外存在的问题，那就是智慧能源行业内的相关企业、机构无法进行信息共享与业务集成。如果企业与机构之间的信息交流不够顺畅，很容易使其变成一个“信息孤岛”，势必会降低“智慧”节能运行效率和极大地增加成本和风险。

虽然专家们希望用互联网的技术、理念来改变节能措施不实、节能成果不明显的状况，但是，智慧能源还是要从实际应用出发，提炼出最具代表性的部分，形成标准，使这些标准能够真正促进智慧能源产业发展。

能源互联网≠智慧能源

在“互联网+”的大潮下，能源互联网也备受关注。有消息称，国家能源局近日已正式确定《能源互联网+行动计划大纲》和12个支撑课题。

国家能源局规划处处长刘建平曾指出，能源互联网是因地制宜、按需而设、就地取材、就近供能、自下而上、参与互动的多元化多维度系统，与资源条件和用户需求高度融合，并最大限度调动每一个人的积极性和参与感。

中研网指出，未来的能源管理是以能源互联网为基础，以“保证区域能源可靠供应，实现区域能源协调供给”为目标，并以电能为支撑，综合冷、热、电、热水等多种分布式能源，构建互动的区域型能源互联网络。它能够建立合理的能源分配与节能策略，降低用能开支，保障能源的持续可靠供应，确保终端用能安全，实现区域多种能源协调控制和综合能效管理。

随着“互联网+智慧能源”的推进，能源互联网将会衍生出更多的商业模式。比如，综合能源服务提供商的售电公司；分布式能源管理创新模式的虚拟电厂；具有互联网卡位功能的充电设施、智能表计以及从事能源产品交易与资产服务的能源交易平台出现。

但是智慧能源不仅仅是能源互联网这么简单，不能把能源互联网与智慧能源简单的画上等号。鲁伶俐认为，智慧能源它不只是能源互联网，智慧能源既包括能源互联网，也包括能源物联网。

此外，智慧能源不仅仅是智慧能源技术还应涵盖智慧能源制度。技术是智慧能源发展的根本动力，制度则是智慧能源发展的根本保障，两者都不可或缺。可以预见，智慧能源将带来新的能源格局，那么必然要求有与之相适应的能够鼓励科技创新、优化产业组织、倡导节约能源、促进国际合作的先进制度提供保障，确保智慧能源体系的稳定运行和快速发展。

那么能源产业与互联网如何有效融合呢？全国节能减排标准化技术联盟理事长王忠敏先生向媒体指出，智慧能源一定是产业的复合，单独搞产能、用能还不行，还要把互联网产业结合起来，用大数据、物联网、云计算综合在一起，才能得以应用，获得实际的效果。

他认为，智慧能源包括四个层次，第一是全面感知，第二是互联互通，第三是信息共享，第四是数据优化，现有的技术手段基本都可以解决这些问题，所以必将迅速带来整体创新，并引发能源革命。

智慧能源根本是一种产业革命

发改委能源研究所副研究员、中国智慧能源产业联盟副秘书长苗韧在“2015年世界电信和信息社会日大会”上曾展望了未来智慧能源体系的样子。

他指出，对于一个企业来讲，有自己的生产设备，生产设备上面会假设一些相应的传感器，而且通过网络，最终汇总到企业的数据中心。跟企业的ERP系统，跟企业的财务系统进行交互，这些

数据可能会接受我们政府的监管。

对于行业来讲，我们会有一个不同行业自组织的概念，而且随着我们未来的能源市场化改革，随着我们分时能源价格的差异化的推进，随着我们市场化供应和消费者的多元化，随着我们相应垄断的打破，我们市场交易的环节可能激化出来，信息化系统会成为我们交易的平台。

可以看出这样的能源系统与目前我国的能源系统现状是有很大不同的，林伯强认为，现在我国的智慧能源虽然发展速度很快，但是对于人们的生活所产生的影响还是有限的，尤其在垄断的打破以及市场交易环节的互动和多元化方面。

不可否认，智慧能源确实越来越受到国家的重视，习主席提出的能源革命强调了四个方面，即能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命和能源体制革命。而这也正是发展智慧能源时所涉及的，在能源消费革命方面，智慧能源就是不浪费，节能是核心；在能源供给革命方面，智慧能源是通过提高能源效率来解决供给不足的问题；在能源技术革命方面，智慧能源是通过互联网方式来提升能源使用的技术；而在能源体制革命方面，智慧能源则是建立诚信机制，以互联网来实现公开、透明、实时、优化，真正达到提升能源管理水平的目的。

王忠敏认为，可以说，智慧能源就是能源革命的一个具体措施，其根本是一种产业革命。

鲁伶俐表示，“智慧”+“能源”的能源智能管理系统，将人们生活空间的风能、太阳能、海洋能等新能源，用信息化技术来节能减排，进而把能源变成互联网信息的汇聚点，向能源产业提供开放分享数据资源平台，以及远程控制和协同管理的解决方案。

随着工业化和信息化的深入发展，智慧能源作为能源与信息技术相融合的新兴产业，对推动能源生产和利用方式变革，调整优化能源结构，构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系具有重要的战略意义。（记者 杨楠）

中国产经新闻报 2015-06-11

能 100%利用可再生能源发电吗？

如果 100%利用可再生能源发电不再是黄粱美梦，那么我们就必须向打算推进跨越式转型并欢迎颠覆性创新的国家提供支持，这样技术创新和成本下降所产生的效益才能惠及最需要此类效益的国家。

上月，我参加了一年一度的能源之未来峰会，连续第二年为清洁能源领域成本快速下降以及创新的高速发展所震惊。本次峰会由彭博新能源金融公司主办。据报道，迪拜某太阳能光伏发电项目的招标人收到了报价不到 6 美分/千瓦时的投标书；全球对蓄电设施和电动汽车的投资大幅增加；电网层面和消费者层面对需方管理的关注度日渐提升。

这三点均传递出明确的信息：清洁能源很有可能已达到将开始吸引更多投资的临界点。一些评论人士也指出，大好时机已来临：随着对上游石油生产的资本投资因全球油价下跌而大幅缩减，有可能存在正在寻找“安身之所”的大量金融资本。

但可能更令人关注的信息之一来自美国监管部门。加州公用事业委员会主任迈克尔-皮克指出，鉴于去年一段时期可再生能源供电量占美国供电总量的比重已达到 40%，实现到 2030 年可再生能源用量占用能总量 50%的目标“未必是件难事”。

更有趣的是，在谈及未来某天全球将实现 100%使用可再生能源这一目标时，他显得相当放松。他的依据是战略性发电设施将建成并投入运营，所发电量将向邻国输送，发电设施内将配套建设蓄电设施。请注意，我们在此所谈的并不是大型水电项目，其供电量目前占加州供电总量的 6%-12%，并且有可能增加。

如果人均能源用量位列世界最高行列的一国的某州或某省认为 100%使用可再生能源电力是可以做到的，那么这对处于增加电力供应以扩大用电范围并支持经济发展这一过程的发展中国家意味着什么？

随着南非太阳能发电和风电价格低于新建燃煤电厂所发电力的价格(不考虑任何额外平衡性成

本，也不考虑煤炭的环境和社会成本)，化石燃料对扩大向贫困人口供电不可或缺这一旧观念将日益成为人们辩论的焦点。阿尔-戈尔在本次峰会所做的主旨发言中强调了这一点，他在英国《卫报》上周刊登的一篇文章中也重申了这一点。

有人设想一些国家特别是诸如印度等拥有大量未用电人口的国家有能力完全依靠非水电类可再生能源发电，但对很多国家而言，这一设想将被视为黄粱美梦。不过，随着成本下降势头现已显现，全球碳预算理念(以及随之而来的把三分之二已探明的碳储量留在地下的必要性)得到更多人认可，大趋势可能会发生转变。

在我看来，以下三大挑战将凸现：(1)大力推行能效和节能措施，直至支撑理想生活水平所需的用能量开始大幅下降——能源强度小幅提升是不够的；(2)投资于并采用支持并管理更具多样化的发电源所需的技术和基础设施；(3)提升清洁能源行业取代化石燃料的能力，这很可能要求该行业以比目前高得多的增长率增长。

监管者和政策制定者对上述方面所起的作用不能被高估。随着如此多的颠覆性创新发生得如此之快，传统产业可能难以适应，这往往会导致保护主义并对变革构成阻碍。不过，各国也有机会从20世纪基于由国家垄断的集中电网供电的模式跨越式向模块化、分布式和韧性程度更高的模式转型。

随着在不到二十年内从零到无所不在的移动技术的广泛应用，这一转型已然发生。然而，鉴于未来很难预测且未知的解决方案可能躺在某个角落沉睡，对目前专为应对无力偿债的公用事业、供电缺口以及未体现成本的电价等现有难题而可能在苦苦挣扎的监管者而言，怎样才能合理地推行跨越式转型呢？鉴于世界银行集团大力参与了公用事业改革和电力行业规划，这是一个我和其他同事自问的问题。

我们没有答案，但对我而言，有一点似乎很明确：如果100%利用可再生能源发电不再是黄粱美梦，那么我们就必须向打算推进跨越式转型并欢迎颠覆性创新的国家提供支持，这样技术创新和成本下降所产生的效益才能惠及最需要此类效益的国家。(文/新浪财经机构专栏 世界银行 作者 Oliver Knight(能源专家) 本文作者介绍：世界银行是一个国际组织，它的任务是资助国家克服穷困，在减轻贫困和提高生活水平中发挥独特作用。)

新浪专栏 2015-06-12

能源不安全感从何而来

上周，亚信非政府论坛首次年会在北京举行。在主题为“构建亚洲能源安全框架：从共识到行动”的圆桌会议上，多国专家学者围绕能源安全展开讨论。各国共同的担忧是自身利益得不到保障抑或受到损害，同时因国情不同每个国家又各有焦虑。能源进口国害怕价格暴涨和供应中断；能源出口国担心价格暴跌和需求萎缩；依靠油气输送赚取收入的国家则忧虑地缘政治与国际关系出现不稳定造成贸易或输送规模下滑。

造成能源不安全感的因素有很多，表现形式各异，归纳起来大致有如下四大类：

第一类与能源的生产、运输和消费有关。鉴于它们都是看得见摸得着的，故可称之为物质型能源不安全。具体来说，可表现为能源产出的稳定性、能源运输的便捷性与通畅性，以及能源消费的可获得性等受到威胁。能源储量耗减或增添，技术进步和替代能源开发步伐停滞或加快，经济衰退或繁荣导致的需求减少或增加，地缘政治经济冲突或动荡的加剧或缓和等，均会提升或降低物质形态能源不安全水平，并最终将影响到各国的福利。

第二类与供求买卖的确定性和交易成本有关。鉴于它们与国家间协定和企业间契约有关，故可称其为制度型能源不安全。至少从近半个世纪的历史来看：石油禁运、限制石油出口，石油输出国结成利益集团以期操控价格、政府或大多有政府背景的能源企业撕毁供货或支付协议……能源领域内契约的签订与执行难度大，势必耗费更多交易成本以应对机会主义行为。和建立起众多国际规范的贸易投资与货币金融领域相比，能源领域的国际治理尚有很长的路要走。

第三类与以动荡为常态的金融市场有关。当今世界的能源尤其是石油交易，一半左右都是在期

货市场上实现的，而绝大多数期货市场上的玩家，既非能源的生产者亦非消费者。在这些人眼中，做石油期货买卖和做其他金融产品买卖毫无二致。期货市场杠杆率非常高，投机性甚强，对美国货币金融政策与国际资本流动敏感依赖，同时受地缘政治影响极大。一有风吹草动，便可能引起价格大幅度波动，甚至会波及能源供求等基本面。

第四类与人的认知行为有关。多国专家关注的焦点在于受制于国家间关系的国际能源安全。国家间关系错综复杂，其主要原因在于各博弈者都以国家利益或企业利益最大化为目标，他们之间的竞争关系会使其目标相互抵触；即使存在双赢或多赢的共同利益，各行为体由于受益程度不同通常也难以形成有效的集体行动。竞争或零和博弈主导了思维，认知型能源不安全就会显现。

找到了威胁能源安全的渊藪，也就找到了寻求能源安全的思路与途径。为了减少能源不安全感，充足的投资特别是对相关技术的投入必不可少，多元运输通道与运输工具的需求必须满足，地缘政治稳定理应尽力争取，签订的契约一定要得到遵守，把能源供求及价格作为奖惩武器加以使用需慎之又慎，能源市场上的垄断行为不能容忍，与能源相关的金融产品市场务必受到严格监管，主要国家货币政策的制定与实施应对对能源市场的影响考虑在内，国家间的信任尤其需要增进。

人民网-人民日报 2015-06-04

能源局将减少国家层面能源项目核准

国家能源局 10 日发布的《关于推进简政放权放管结合优化服务的实施意见》提出，再砍掉一批投资审批事项，进一步减少国家层面能源项目核准，抓紧研究提出一批拟取消或下放的能源投资核准项目。

《意见》明确要求，继续加大简政放权力度，提高取消和下放行政审批事项的含金量，进一步简化能源项目审批程序，加快能源项目审批进度，坚决清除阻碍能源发展的“堵点”和“痛点”。在创新能源管理方面，《意见》确定，抓紧制定能源中长期战略规划和能源发展“十三五”规划，按照计划组织开展好煤炭、电力、油气、核电、可再生能源、科技等 14 个配套专项规划的编制工作，统筹做好总体能源规划与专项能源规划、区域能源规划与省级能源规划的衔接平衡。

国家能源局相关负责人表示，下一步要通过现场调研、工作研讨、座谈会等多种形式，及时了解和掌握各项政策在能源企业的落实情况，充分听取能源企业的意见，推动解决能源企业困难和问题，研究提出支持能源企业发展需要采取的产业政策等。要以创业创新需求为导向，建立和完善能源企业“走出去”协调机制，搭建为能源企业和各类市场主体服务的公共平台。（记者王轶辰）

中国经济网 2015-06-11

能源局抓紧制定能源发展“十三五”规划

国家能源局近日发布通知称，要继续取消含金量高的行政审批事项，彻底取消非行政许可审批类别，大力简化投资审批。通知还表示，抓紧制定能源中长期战略规划和能源发展“十三五”规划。按照国家发改委的统一部署，按时编制完成 2030 年能源生产和消费革命战略，研究制订好重点区域、典型省区和城市能源生产消费革命行动计划。国家能源局关于推进简政放权放管结合优化服务的实施意见 各司，各派出机构，各直属事业单位：

为深入贯彻党中央国务院的决策部署，全面落实全国推进简政放权放管结合职能转变工作电视电话会议精神，全面落实国务院《2015 年推进简政放权放管结合转变政府职能工作方案》（国发[2015]29 号），将我局简政放权放管结合优化服务工作向纵深推进，现提出以下意见。

一、指导思想和总体要求

（一）指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届二中、三中、四中全会精神，按照“四个全面”的战略布局，落实中央经济工作会议部署和《政府工作报告》确定的任务要求，认识和适应经济发展新常态，协同推进简政放权、放管结合、优化服务，坚持民意为先、问题导向，重点围绕阻碍能源创新发展的“堵点”，影响能源创业的“痛点”和市场监管的“盲点”，在放权上求实效，在监管上求创新，在服务

上求提升，在深化行政审批制度改革，建设法治机关、创新机关、廉洁机关和服务型机关方面迈出坚实步伐，促进能源治理能力现代化，推进能源“四个革命、一个合作”，实现能源行业持续健康发展。

(二)总体要求

推进简政放权放管结合职能转变工作，要适应能源改革发展新形势、新任务，从重数量向提高含金量转变，从“给群众端菜”向“让群众点菜”转变，从分头分层级推进向纵横联动、协同并进转变，从减少审批向放权、监管、服务并重转变。继续取消含金量高的行政审批事项，彻底取消非行政许可审批类别，大力简化投资审批，出台规范行政权力运行、提高行政审批效率的制度和措施，推出创新监管、改进服务的举措，切实实现政府职能转变。

二、重点任务

(一)继续推进简政放权

严格按照李克强总理在全国推进简政放权放管结合职能转变工作电视电话会议上提出的 5 个“再砍掉一批”要求，紧紧围绕使市场在资源配置中起决定作用和更好发挥政府作用，继续加大简政放权力度，提高取消和下放行政审批事项的含金量，进一步简化能源项目审批程序，加快能源项目审批进度，坚决清除阻碍能源发展的“堵点”和“痛点”，不留尾巴、不留死角、不搞变通，切实取得经得起检验的成效。

一是再砍掉一批行政审批事项。按照国务院统一部署，再取消和下放一批行政审批事项，进一步提高简政放权的含金量。全面落实《国务院关于取消非行政许可审批事项的决定》(国发[2015]27号)确定的取消和调整的非行政许可审批事项，不再保留这一审批类别。完成中央指定地方实施的能源行政审批事项清理工作。做好非行政许可审批事项取消后的工作衔接，对调整为政府内部审批的事项，不得面向公民、法人和其他社会组织实施审批。

二是再砍掉一批投资审批事项。进一步减少国家层面能源项目核准，抓紧研究提出一批拟取消或下放的能源投资核准项目，研究将列入国家规划的部分能源项目审批核准权限下放地方。协调推进部门同步下放审批核准权限。

三是完成中介服务清理规范工作。按照《国务院办公厅关于清理规范国务院部门行政审批中介服务的通知》(国办发[2015]31号)，完成我局行政审批涉及的中介服务事项清理工作。除有法定依据的中介服务事项外，审批部门不得以任何形式要求申请人委托中介服务。放宽中介服务机构准入条件，破除中介服务垄断，切断中介服务利益关联，规范中介服务收费。各单位要按照要求完成中介服务清理工作，提出清理规范意见。对清理规范后保留为行政审批受理条件的中介服务事项，实行清单管理，明确项目名称、设置依据、服务时限、收费依据及收费标准等。

四是继续减少审批环节。进一步规范行政审批行为，逐项公开审批流程。进一步压缩并明确审批时限，约束自由裁量权，以标准化促进规范化。进一步简化、整合投资项目报建手续，抓紧解决“最先一公里”和“最后一公里”存在的问题。进一步清理整合前置审批，减少前置审批事项，除少数重特大项目保留环评作为前置审批外，企业投资项目核准原则上只保留选址意见书、用地(用海)预审意见两项前置。推动落实前置审批同步下放，探索开展并联审批。

(二)创新能源管理

按照《国家能源局关于创新能源监督管理机制的指导意见》(国能法改[2014]390号)要求，积极推进规划、政策、规则、监管四位一体的能源管理新机制，根据国家能源战略、国家能源总体规划等有关部署，抓紧制定完善涉及取消下放审批事项的有关发展规划、产业政策、总量控制目标、技术政策、准入标准、项目布局原则等。要扎实落实国务院取消下放行政审批事项同步加强监管的有关部署，按照《国家能源局关于对取消和下放能源审批事项加强后续监管的指导意见》(国能法改[2015]188号)要求，确保放权放得下、接得住、落得实、管得好。加强能源监管能力建设，加快推进能源监管信息平台建设，着力解决监管服务的“盲点”，提高监管效能。

一是抓紧制定能源中长期战略规划和能源发展“十三五”规划。按照国家发改委的统一部署，

按时编制完成 2030 年能源生产和消费革命战略，研究制订好重点区域、典型省区和城市能源生产消费革命行动计划。按照计划组织开展好“十三五”能源规划以及煤炭、电力、油气、核电、可再生能源、科技等 14 个配套专项规划的编制工作，统筹做好总体能源规划与专项能源规划、区域能源规划与省级能源规划之间的衔接平衡。要进一步明确能源总体规划和各专项规划的功能定位，增强能源规划的导向性、科学性和可操作性，使能源规划真正成为能源项目审批、核准、备案的重要依据。

二是抓紧制订政策、标准。各部门要对取消下放的审批事项涉及的法律法规、规章规范性文件 and 能源标准进行清理，做好立改废工作。要突出能源政策的针对性、有效性和可操作性，加强能源政策、标准实施的监督管理工作。

三是抓紧规范行政审批行为。严格实行行政审批事项清单管理，将保留的行政审批事项及其前置条件和中介服务，以清单方式一律对外公开，非经规定程序，任何部门不得在清单之外增设和变相增设行政审批事项。全面实行“一个窗口”受理，促进权力在阳光下运行，建立受理单制度，实行办理时限承诺制度。实行审批岗位责任制，实现审批工作程序和办事流程制度化。建立审批效率内部通报制度、审批质量定期检查制度和申请人评议制度，并将检查、考评结果纳入年度绩效考核，对不负责、不落实、乱作为、不作为的行为，坚决实行问责。

四是建立协同监管机制推动监管方式创新。建立国家能源局专业司、监管司与派出机构、省级能源主管部门之间上下联动、横向协同、相互配合的监管机制。依托在线审批监管平台加强后续监管，实现在线监测，动态监管。依法依规处理违规行为。充分发挥 12398 能源监管投诉热线作用，依法处理投诉举报事项。积极探索实践，转变监管理念，运用大数据、云计算、“互联网+”等现代信息技术手段，创新监管方式，提升监管效能。要加强简政放权专项监管，建立完善简政放权事中事后监管工作体系和工作机制，研究建立能源审批听证制度、项目决策后评估机制和项目“异常目录”和企业“黑名单”制度等，依法纠正各类违法行为。

五是加快建立“三个清单”。划定政府与市场、企业、社会的权责边界。积极探索负面清单模式，加快制定能源局的权力清单、责任清单，用刚性的制度管权限权，接受社会监督。派出机构要按照中办、国办的要求，完成部门权力清单和责任清单制定和公布工作。

(三)进一步优化服务

要紧紧围绕打造服务型能源局的目标，以经济社会发展和人民群众期盼为导向，充分发挥现有的服务地方、服务企业机制作用，转变观念、主动服务，将为群众“端菜”变为请群众“点菜”，切实提高能源局的服务能力。

一是加强完善服务地方工作机制。按照《国家能源局关于建立对口服务联系能源资源大省工作机制的通知》(国能综合[2013]号)和《国家能源局对口服务地方能源工作联络员制度实施方案的通知》(国能综合[2014]138 号)，及时向地方通报国家能源战略、规划、政策等有关情况，了解掌握各项政策措施在地方的落实情况，协助地方做好重大能源规划的制定衔接和改革方案、监管举措等工作在地方的落实。充分听取地方对能源工作的意见，深入了解地方的新要求和新企盼，统筹研究解决制约地方能源发展的瓶颈问题和地方反映强烈的突出问题，主动为地方分忧解难，推动地方经济社会科学发展。要注重对地方行政审批改革工作的跟踪指导和培训，帮助地方完善制度、提升能力。

二是加强完善服务能源企业工作机制。充分发挥我局已经建立的煤炭、电力、油气、核电、新能源、科技、国际合作 7 项服务能源企业科学发展协调工作机制的作用，通过现场调研、工作研讨、座谈会等多种形式，及时了解和掌握各项政策在能源企业的落实情况，充分听取能源企业对能源工作的意见，推动解决能源企业困难和问题，研究提出支持能源企业发展需要采取的产业政策等。要以创业创新需求为导向，建立和完善能源企业“走出去”协调机制，搭建为能源企业和各类市场主体服务的公共平台。

三是加大能源信息服务力度。按照国务院要求，通过国家能源局门户网站，采用新闻发布、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公开政府信息，充分发挥政府信息对能源行业的服务作用。建立健全能源形势分析预测预警工作机制，及时研究能源行业的苗头性、倾向性、潜在性问题，提

出前瞻性和针对性强的政策建议。充分利用国家能源局统计制度，做好能源行业数据统计和发布工作，利用国家能源局门户网站等多种渠道和方式发布国内外能源信息和数据，为地方科学研判行业运行态势提供参考，为企业决策提供数据支撑，为市场主体创业创新和开拓市场提供数据信息服务。

四是打造服务型机关。拓宽渠道，采取灵活多样的手段，定期开展意见征集工作。充分发挥政务服务大厅功能，改进服务方式，完善办事指南，明确审批依据、标准、条件、程序、时限，并在政务服务大厅和局门户网站公布。利用现代信息技术，探索实现行政审批事项申报、受理、审查、反馈、决定和查询告知等全过程、全环节网上办理。加强机关作风建设，为群众提供更加人性化、更富人情味的服务，态度要好、手续要少、速度要快，实现服务承诺制、首问负责制，完善机关内部管理，增强机关工作人员的责任意识和服务意识。

三、加强领导确保各项改革举措落到实处 (一)提高认识 推进简政放权放管结合职能转变向纵深发展是国务院今年的一项重大任务，是贯彻落实能源“四个革命、一个合作”战略布局，认识和适应经济发展新常态的必然要求，是促进机关定位转型，提升履职尽责能力的必由之路，要深化认识，正确看待能源局在简政放权放管结合优化服务中的成效与不足，切实把思想和行动统一到党中央国务院决策部署上来，进一步增强紧迫感和责任感。

(二)加强领导

各单位主要负责同志要高度重视，不折不扣地贯彻落实国务院关于行政审批制度改革的精神，以更大的勇气和智慧，加快推进简政放权，提高能源管理效能，增强依法全面履职能力。法改司要加强谋划，统筹推进行全局行政审批改革工作；各业务司要抓紧做好行政审批项目的取消下放和中介服务的规范清理工作，及时制订相关规划、政策、规则、标准，做好后续监管工作。综合司要统筹好机关转型和提升服务工作。各单位要根据本意见要求，及时组织制定工作方案，明确时间表、路线图。勇于担当，切实担负起推进本单位简政放权放管结合职能转变的重任。

(三)狠抓落实

各单位要切实负起责任，实行一把手责任制，将任务逐项分解到位，落实到人，要把简政放权、放管结合、优化服务情况纳入考核体系，并完善考评机制。要敢于啃硬骨头，抓住关键和要害，拿出硬措施，打好攻坚战，实现更大突破。确保简政放权放管结合职能转变各项工作得到有效落实。

国家能源局 2015年6月5日

国家能源局网站 2015-06-11

这些石油巨头都在撤离新能源

1、不只是埃克森美孚，包括雪佛龙、英国石油、荷兰皇家壳牌这些石油巨头近年来都在撤离新能源。

2、在世界五大石油巨头（Big Oil）中，已有四家宣布退出可再生能源，唯一没有表态的是欧洲第三大石油公司道达尔（Total）。

3、杜邦（Dupont）、西门子（Siemens）、通用电气（GE）、阿海珐（Areva）和夏普（Sharp）这些全球领先的工业企业与可再生能源也始终若即若离。

雪佛龙（Chevron）

雪佛龙去年出售其可再生能源子公司，宣布，旗下能源方案公司（Chevron Energy Solutions）已经卖给了加州 OpTerra Energy Services。

【如今】一些曾替雪佛龙可再生能源项目工作的人表示，该公司裁撤的业务包括再生能源部门。Robert Redlinger 是雪佛龙前可再生和分布式能源业务部总监，他在 2010 年离职前说：“当核心的石油和天然气业务非常成功和赚钱时，公司很难找到充分理由投资再生能源。这需要来自公司最高层的显著决心。我任职雪佛龙期间，并未感到公司最高层有这种决心。”

英国石油（BP）

中国副总裁安杰罗博士（Dr. Angelo Amorelli）在去年接受无所不能（caixinenergy）专访时称，公司在光伏领域没有竞争力，退出光伏是正确的选择。

【曾经】2005年BP曾决心在可再生能源领域投资80亿美元，并在2014年初提前完成投资目标。

【如今】BP退出可再生能源之心早已有之。2011年，BP宣布全面退出太阳能领域，而其在该领域经营已达40年之久。随后，BP决定削减其规模最大的可再生能源业务——风电。

荷兰皇家壳牌（Royal Dutch Shell）

荷兰皇家壳牌此前曾发表声明称，尽管全球气候变暖日渐严峻，但各国政府不会迅速采取应对行动，因而也不会损害各家油企的生意。壳牌甚至声称，其所有的石油储备都会找到买家，市场需求绝对有利可图。

【曾经】风能和太阳能曾是壳牌的投资重点之一。2008年，全球最大的风力发电企业中壳牌名列前五位。壳牌还在2001年与西门子共同成立了“西门子·壳牌太阳能股份有限公司”，成为世界上第四大太阳能企业。

【如今】可再生能源业务的盈利能力不足以支撑起壳牌的财务报表，近年来均被叫停。壳牌近年来不断缩减风能投资，并于2007年出售了大部分太阳能业务。

埃克森美孚（Exxon Mobil）

埃克森美孚一向是可再生能源领域中“谨慎”、“保守”、“顽固”的代名词。换句话说，跟埃克森美孚相比，壳牌、BP等欧洲石油巨头在社会责任方面的表现还算是相当热情的。

【曾经】对于埃克森美孚，似乎很难找到“曾经”。

2005年，美国太阳能行业协会主席罗恩·雷施说：“埃克森美孚可能是惟一没有涉足太阳能行业的超级大公司。我觉得BP、壳牌和雪佛龙把它们自己当作能源公司，而埃克森美孚则自视为石油公司。”

以页岩气为代表的非常规油气业务曾经吸引了埃克森美孚的巨资。埃克森美孚曾在2010年大举进军北美页岩气业务，成为五大国际石油公司中非常规油气资产占比最高的公司。被外界称为“豪赌”。

【如今】在今年5月27日举办的年度董事会上，被股东问及为何公司不在可再生能源领域投入更多资金时，埃克森美孚CEO Rex Tillerson的解释为：“因为我们不想把钱白白扔进水里（We choose not to lose money on purpose）。”他表示，针对可再生能源的补贴不会持续太久，而在没有政府补贴的情况下，可再生能源公司基本上无法盈利，甚至在获取补贴后也会面临破产的命运。

在世界五大石油巨头（Big Oil）中，已有四家宣布退出可再生能源，唯一没有表态的是欧洲第三大石油公司道达尔（Total）。道达尔持续关注可再生能源技术的发展，受到了一些分析师的赞扬。

不仅油气公司在清洁能源发展上遭遇重重阻碍，即使是绿色科技方面有着良好口碑的西门子（Siemens）、通用电气（GE）和杜邦（Dupont）等公司也在某些业务上举步维艰。这些行业领军者都或多或少进行了重组或转型，或是转向了自己更为擅长和有利可图的可再生能源领域。

德国西门子（Siemens）

西门子是全球第一大海上风电涡轮机生产商，但西门子清洁能源业务在近几年遭遇瓶颈。

【遭遇】从2011年起至今，西门子的风能和太阳能业务部门经历多次重大重组和大规模裁员。近期地缘政治局势的动荡对西门子能源业务来说更是雪上加霜。

作为海上风电的领跑者，西门子近年还延迟了多个海上风电并网项目。西门子承认他们低估了海上风电项目背后的挑战。这些挑战对财务的影响在本月初的西门子财报中得到了印证。西门子表示，公司新计入1.28亿欧元（合1.71亿美元）与连接海上风电场和电网相关的支出。西门子称运输、安装以及启动涡轮组件的成本高出了预期。

通用电气（GE）

通用电气在太阳能行业经历了辉煌的五年之后，最终决定退出太阳能电池板生产。GE负责全球

战略的副总裁庄睿思（John G. Rice）在接受无所不能（caixinenergy）采访时说，“太阳能会继续发挥一个比较小的作用”。

【遭遇】2007年，GE通过对PrimeStar太阳能的小笔投资而进入光伏产业，四年后悉数收购PrimeStar太阳能全部股票。

2011年，GE宣布投资3亿美元在科罗拉多州Aurora建设全美最大太阳能面板制造工厂，公司在太阳能行业的投资倍增至6亿美元。当时，GE预测太阳能面板制造将成为公司规模达数十亿美元计的行业。

但是，随着2012年全球产能扩张太阳能组件的价格大跌，GE被迫停止Aurora的工厂项目建设。2013年，面对市场过剩，GE放弃了生产太阳能面板的计划，并将过去五年积累的相关技术售予美国第一太阳能公司（First Solar）。

法国阿海珐（Areva）

法国核电巨头阿海珐尝试清洁能源多元化的道路也举步维艰，太阳能和风电业务亏损严重。

【遭遇】阿海珐正式进军太阳能领域是在四年之前。2010年，阿海珐斥资2.75亿美元购入澳大利亚Ausra公司的光热发电技术。随后，阿海珐的光热发电投资还逐渐渗透到了印度和美国，直到去年阿海珐还计划在印度和美国建设光热发电站。

但无论从技术还是经营上，阿海珐对这个领域都并不擅长。而且，光热电站的建设成本居高不下，产业化比传统光伏电站更难。2013年，阿海珐太阳能公司的亏损高达数千万美元，这迫使阿海珐决定2014年对可再生能源板块进行重组。

美国杜邦（Dupont）

杜邦作为光伏组件的外资生产商之一，近期决定退出这一领域。

【遭遇】产能过剩以及行业技术演变导致了杜邦光伏业务严重下滑。杜邦太阳能有限公司董事长Chuck Xu Chengzeng说，“薄膜太阳能组件市场在过去几年中发生了巨大的变化，市场状况不断恶化。”

日本夏普（Sharp）

去年退出可再生能源业务的还有日本太阳能巨头日本夏普公司。

【遭遇】去年夏普宣布，将进一步削减在太阳能领域的投资和运作。夏普公司正寻求出售其位于美国的太阳能研发部门Recurrent Energy。

几个月前，公司刚售出欧洲太阳能发电事业。因欧洲经济恶化、主要国家变更太阳能补助制度、加上太阳能电池模块市场价格下滑幅度超乎预期，夏普决定出清在欧洲从事太阳能发电业务的晶硅薄膜合资企业“ESSE（Enel Green Power & Sharp Solar Energy）”持股，撤出欧美的太阳能业务。

财新-无所不能 2015-06-11

热能、动力工程

住建部科技发展促进中心发布报告：建筑领域煤耗将在2020年达峰值

5月27日，由住房和城乡建设部科技发展促进中心完成的《建筑领域煤炭（电力）消费总量控制研究》在京发布。该报告指出，在煤炭总量控制情景下，建筑领域的煤炭消耗将在2020年达到峰值，峰值为2.45亿吨标煤；建筑领域进一步优化能源结构，到2030年实现节煤约1.3亿吨，节电约3000亿千瓦时。报告还指出，未来我国建筑领域将通过不断提升建筑能效，加快新能源的开发利用，优化城乡建筑能源供给结构，实现控制煤炭消费总量。

公开资料显示，过去的30年是我国的城镇化迅猛发展的时期。2013年末，我国城镇化率为53.7%，未来仍将保持每年0.8%的增长趋势。城镇化快速发展使新建建筑规模仍将持续大幅增加。

“十二五”期间，全国城镇每年房屋新竣工面积达到 23 亿—25 亿平方米，按“十二五”期间每年新建建筑面积推算，到 2030 年，城镇民用建筑总量将达到 600 亿平方米。

城镇化快速发展直接带来对能源、资源的更多需求。据推算，到 2030 年，我国建筑能耗总量将达 11—12 吨标准煤。建筑能耗的持续增长，尤其是采暖和炊事的耗煤，将在一定程度上加剧了环境污染状况。此外，农村地区中大量劣质煤炭、初级生物质能被用于建筑终端消费，能效低、污染严重，不利于节能减排，因此农村建筑的用能结构、清洁化、低碳化发展还有巨大的优化空间。

研究报告还显示，虽然我国民用建筑能耗总量巨大，但人均民用建筑能耗却相当低。2012 年我国人均民用建筑能耗仅为 0.5 吨/标煤，是美国人均能耗的 1/5，OECD 国家平均人均能耗的 1/3，甚至低于世界平均水平 0.6 吨标煤。

自然资源保护协会能源、环境与气候变化高级顾问杨富强表示，随着我国经济社会的发展，人们对生活质量的要求将不断提高，民用建筑能耗的状态必然发生改变。建筑能耗将从目前总能耗的 22% 左右增长到 2050 年的 35% 以上。未来民用建筑能耗的巨大需求将会对中国的能源供应、资源环境形成巨大压力。“建筑节能对全社会的节能减排工作至关重要。”杨富强说。

报告指出，按照目前的经济社会发展速度，到 2030 年中国建筑能耗将达到 11.1 亿吨标准煤，如果采取强有力的节能减排政策措施，中国建筑总能耗可以控制在约 10.6 亿吨标煤，其中煤炭消费控制约 2.35 亿吨标煤以内。在煤控情景下，建筑领域的煤炭消费应在 2020 年达到峰值 2.45 亿吨标煤，之后将逐年下降。到 2030 年，通过实施各项节能工程可实现节煤约 1.3 亿吨，节电约 3000 亿千瓦时。要实现减排情景中的巨大节能潜力需要相当可观的新增投资，估算从 2016 年到 2030 年实现全部节能潜力共需增量投资约 3.6 万亿元。

国务院发展研究中心社会发展研究部主任周宏春认为，我们国内未来建筑节能潜力很大，“十三五”期间投资需求 3.6 万亿元，这个量也是“可观”的。

为实施建筑领域煤炭消费总量控制，报告建议我国应合理规划促进城镇化健康发展，实行节能优先与能效提升并重战略，将农村建筑作为太阳能应用的重点，发展以生物质、可再生能源为主、辅之以电力的农村能源系统，同时以绿色、低能耗建筑为核心和导向，推进绿色建筑全面发展，由单体向园区、城区扩展，扩大低能耗建筑试点示范，促进建筑领域的生态文明建设。

别凡 中国能源报 2015-06-02

国土部：确保今年页岩气产量 65 亿立方米

记者 10 日从国土资源部获悉，中国地质调查局召开页岩气资源调查评价座谈会，发布《中国页岩气资源调查报告(2014)》。据悉，继重庆涪陵率先实现页岩气商业化开发之后，石油公司在四川南部、贵州北部等页岩气勘查开发示范区加快页岩气产能建设，有望形成多个页岩气商业化开发基地。

《中国页岩气资源调查报告(2014)》显示，我国已经初步形成了适合我国地质条件的页岩气勘查开发技术体系，装备基本实现国产化，页岩气勘查开发基本实现绿色环保。国土资源部积极推进页岩气勘查开发技术标准的制定，已初步形成技术标准体系。石油公司借鉴已有的国家、行业和企业标准，形成了页岩气钻井工程、采气工程、健康安全环保等百余项技术规范和标准。

中国地质调查局有关负责人表示，页岩气调查是 2015 年重中之重的工作，总投入达到 6.8 亿元，确保实现 2015 年 65 亿立方米、2020 年 300 亿立方米的产量规划目标。

上海证券报 2015-06-11

国家新型储能电池与材料产业技术创新战略联盟在四川成立

6 月 3 日，全国首个“国字头”储能电池与材料技术创新平台——国家新型储能电池与材料产业技术创新战略联盟在四川省遂宁市大英县成立。据中国高新技术产业导报报道，联盟旨在深化政、产、学、研合作机制，合力突破产业发展中的技术瓶颈，推动我国新型储能电池与材料产业的升级换代。

大英聚能科技发展有限公司作为理事长单位，与中国工程物理研究院成都科学技术发展中心、

四川长虹电源有限责任公司、深圳卓能新能源有限公司、四川能宝电源制造有限公司、电子科技大学、西南石油大学等 9 家成员单位共同出席大会。

科学技术部中国技术市场协会秘书长孙小林为联盟授牌、颁发证书。孙小林说，国家新型储能电池与材料产业技术创新战略联盟是实施国家技术创新工程的三大载体之一，它在全国的部署分为三个阶段：理事长单位培育、试运行和试点。“在理事长单位培育阶段，重在选好‘领头羊’，在储能电池与材料产业，大英聚能科技的创新已走在全国前列”，希望大英聚能科技当好产业“领头羊”，带领联盟早日成为国家试点。

联盟理事长、大英聚能科技董事长漆长席介绍说，联盟目前主要任务在吸纳会员单位，组织企业、大学和科研机构开展技术合作，突破产业发展的核心技术，尽快形成新型储能电池的国家技术标准；建立公共技术平台，在已经取得技术成果的基础上加快新型储能电池产业化。

据了解，大英聚能科技在新能源新材料方面已获得 3 项国家发明专利、7 项实用新型专利，拥有超级电容电池用功能化活性炭材料、特种石墨烯和超级电容电池 3 条产业化生产线。现正在建设国内单体生产能力为 100t/a 的新型碳纳米管。（郝力敏潘巧丹）

科技日报 2015-06-10

我国已探获页岩气三级地质储量近 5000 亿立方米

国土资源部中国地质调查局 10 日发布了《中国页岩气资源调查报告（2014）》。报告显示，截至 2014 年，我国累计投入 230 亿元，钻井 780 口，设置探矿权 54 个，探获页岩气三级地质储量近 5000 亿立方米。

据介绍，2009 年以来，国土资源部累计投入 6.6 亿元，实施调查井 62 口，二维地震 210 千米，获得一批重要发现；重庆、贵州等地方政府自筹资金，累计投入 4.6 亿元，调查井 45 口，完成二维地震 740 千米；石油企业和中标企业累计投资 218.8 亿元，完成二维地震 2 万千米，共钻井 669 口，铺设管线 235 千米。（记者王浩）

人民网-人民日报 2015-06-10

我国天然气分布式能源项目数量大幅度提高

截至 2014 年底，我国已建和在建天然气分布式能源项目装机容量已达 380 万千瓦，天然气分布式能源市场有望迎来较快发展期。这是日前发布的《开启天然气分布式能源的未来》分析报告公布的信息。

据报告编写方——中国城市燃气协会分布式能源专业委员会与通用电气集团统计，自 2011 年起，在能源需求不断增长、节能减排压力加大以及国家相关政策推动下，我国天然气分布式能源项目数量大幅度提高。截至 2014 年底，已建成项目 82 个，在建项目 22 个，筹建项目 53 个。

在分布式能源项目的有力拉动下，我国电力行业的天然气需求已从 2010 年的 100 亿立方米增长至 2014 年的 250 亿立方米，增幅超过 150%。

今年 3 月出台的《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，将“开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制”作为近期推进电力体制改革的七项重点任务之一，明确提出分布式电源主要采用“发自自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率；提出全面放开用户侧分布式电源市场，积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。

中国城市燃气协会分布式能源专业委员会主任徐晓东认为，分布式能源虽然总量小、占比低，但在国家能源可持续发展战略中的作用不可低估。一方面，它可以作为集中式供能系统的有益补充，在各类工业设施、商业综合体和数据中心拥有广阔应用前景；另一方面，其先进的管理体系和高效、灵活、安全、可靠的供能模式，将促进节能减排和能效经济发展，开创全新的能源供给与消费商业模式。

据通用电气集团测算，2012 年，全球分布式能源新增装机规模为 1.42 亿千瓦，预计到 2020 年，

年新增装机规模将增长至 2 亿千瓦，年平均增长率有望达 4.4% 左右，相关投资规模也将从 1500 亿美元增长至 2060 亿美元左右。这一速度明显高于同期集中式发电装机规模 2.8% 的增幅。而中国有望成为全球分布式能源发展最快的市场之一。

经济参考报 2015-06-15

日本企业开发出简易贯流锅炉

日本 Samson（总部：香川县观音寺市）、东京燃气、大阪燃气、东邦燃气 4 家公司联合开发出了简易贯流锅炉“燃气简易贯流蒸汽锅炉 EB-120N”，该产品通过采用可分三档调整输出功率的三位控制方式，提高了运转效率（图）。相对蒸发量（将 100℃ 的水变成 100℃ 的蒸汽时产生的蒸汽量）为 120kg/h。据发布资料介绍，在该级别产品中，此次的锅炉是日本首款采用三位控制方式的机型。各公司将从 2015 年 8 月开始提出新产品方案，并由 Samson 销售。

三位控制方式分 100%、50%、0% 三个档位来控制输出功率，以调整蒸汽产量。相对蒸发量低于 200kg/h 的简易锅炉一般分 100%（ON）和 0%（OFF）两个输出功率档位来进行控制。在这种情况下，蒸汽用量较少时，就会通过反复进行 ON/OFF 来调整蒸汽量，但再启动（ON）时为了安全起见，需要对锅炉内进行换气，在换气的同时，热量也会散发到锅炉外面，因此会发生热损失。与此相比，三位控制方式的 ON/OFF 频率少，运转效率高。蒸汽负荷为 50% 时，运转效率比老款机型高出 5.5%。

而且，三位控制方式可以根据蒸汽的使用情况分三个输出功率档位调整蒸汽量，因此干度（气态部分的重量/气态部分与液态部分的合计重量）及蒸汽压力十分稳定。另外，输出功率为 50% 时，送风机马达的转速会低于输出功率为 100% 时，因此可以减小运转噪声。外形尺寸为宽 540×；高 1740×；纵长 600mm。尺寸与相对蒸发量为 120kg/h 的小型老款产品“Sid-120N”相同，因此还能用其更新已设锅炉。售价为 113 万日元（不含税）。

在蒸汽锅炉中，贯流锅炉的特点是尺寸小、重量轻，而且保有水量少，因此可在短时间内启动。在贯流锅炉中，简易贯流锅炉的规模最小，不需要操作资格，因此经常被小规模工厂及店铺使用。据介绍，Samson 等公司将为需要大量蒸汽的小规模食品工厂及洗衣店等提出新产品方案。（记者：松田 千穗）

日经 BP 社 2015-06-09

清新环境公开分享核心专利“SPC-3D 技术”

6 月 5 日，在新华社全媒体和北京清新环境技术股份有限公司联合举办的“世界环境日——清新环境在行动”活动大会上，北京清新环境技术股份有限公司总裁岳霞表示，要将公司的核心专利技术——清新环境单塔一体化脱硫除尘深度净化技术（简称“SPC-3D 技术”）与业界共享。据了解，这是环保行业内首家进行技术公开分享的公司。

岳霞称，清新环境希望将此技术与有志于燃煤烟气治理的践行者们共同分享，与环境治理领域的优秀同仁真诚合作，不收取专利技术使用费。

据了解，SPC-3D 技术是清新环境于 2014 年底自主研发成功的超低排放新型技术，具有单塔高效、能耗低、适应性强、工期短、不额外增加场地、操作简便等特点，适用于燃煤烟气 SO₂ 和烟尘的深度净化，为我国燃煤电厂实现烟气的超低排放提供了最佳解决方案。目前该技术已成功应用于山西云冈电厂（300MW 机组，山西省首个单塔一体化超低排放机组）、河南孟津电厂（600MW 机组，河南省首个实现超低排放机组）、重庆万州电厂（1050MW 机组，国内首台实现超低排放投运的容量最大、参数最高的燃煤电站锅炉机组）、安徽安庆电厂（1000MW 机组）等各类大型燃煤电厂机组，截止目前已成功助力我国数十台大型燃煤机组实现超低排放。

此次大会上，北京清新环境技术股份有限公司董事长张开元正式提出将“北京国电清新环保技术股份有限公司”更名为“北京清新环境技术股份有限公司”。据了解，更名后，该公司的业务将会向钢铁、冶金、石化、水泥等非电力领域拓展。

作为本次会议的重要内容之一，新华社全媒体联合北京清新环境技术股份有限公司、E20 环境平台共同发起了“清新环境纪录治霾践行者公益活动”。据悉，此次公益活动是新华社全媒体“治霾在行动”系列活动的重要分支。新华社全媒体“治霾在行动”系列活动自 2014 年 10 月举办以来，调研采访国内政府、及企业 300 余家，总结出了数十家在环境治理领域表现突出的先进单位，并将其典型事例总结成为《2014 治霾白皮书》，在此次活动上同时发布。而此次“纪录治霾践行者”活动将通过拍摄纪录片的方式纪录在治霾领域以科技研发、实业创新、技术实践不断贡献力量的优秀案例。这些纪录成果都将成为中国环境治理进程中的座标式案例。

环境保护部科技标准司司长熊跃辉，国家行政学院研究室丁茂战，中国环境科学研究院副院长柴发合，环保部原总工程师、中国工业环保促进会会长杨朝飞，中国电力企业联合会秘书长王志轩等出席了会议并进行了发言。作为本次活动的发起单位和媒体代表，经济参考报社副总编辑骆国骏代表新华社全媒体发言。E20 环境平台作行业的资源整合者为此次活动提供了专业化的咨询和支持，其负责人傅涛先生出席并发言。（李凤琳）

中国能源报 2015-06-05

比尔盖茨为何投资 17 岁女博士的储能创业公司？

- ▼ 有一项最新的储能技术将借“中国制造”席卷全球
- ▼ 它的投资人包括了世界首富比尔盖茨、全球“技术领域”投资之王科斯拉、石油巨头道达尔等财团大亨
- ▼ 它被称为开启万亿级能源存储市场的技术明星
- ▼ 它，到底是“何方神圣”？



可再生空气储能 Regenerative energy

一项新的储能技术将借“中国制造”席卷全球，5 月 29 日，光帆能源（LightSail Energy）、中国复合材料集团有限公司和鉴衡认证中心共同签署战略合作伙伴关系谅解备忘录，其中提及的储能领域涉及一项全新的技术——可再生空气储能。

“可再生空气储能技术的最大亮点就是利用空气和水，通过热力学双向引擎和超级储能罐技术，可以进行大规模、可扩展、低成本的能量储存。”光帆公司创始人 Danielle 对本报记者表示。

据了解，此项全新储能技术是由光帆公司提出的，其希望通过压缩空气储能。这项产品极有可能颠覆锂离子电池、铅酸电池、锌溴液电池等传统能源储存方案，光帆能源也因此被视为万亿级能源存储市场的一个明星公司。

其压缩空气储能技术的工作原理是：电动机利用多余的电力、风能或太阳能（比如电网负荷低谷时的廉价电能），带动空气压缩机工作，将空气压缩进碳纤维空气储存槽，压缩过程中产生的热能

会被储存起来。在电力需求高峰，被储存的压缩空气做功发电，将电能回送到电网。

据了解，可再生空气储能系统由发电单元和储能单元构成。目前发电单元造价为 800 美元/千瓦，储能单元造价为 200 美元/千瓦时。“产品规模化生产后，成本还有可能降低，我们的目标是发电单元造价降低至 400 美元/千瓦，储能单元造价为 100 美元/千瓦时。” Danielle 说。

据介绍，这项储能技术的双向效率接近 60%，输出功率高、输出速度快，可广泛应用于光电、风电调峰储能、分布式能源存储、移动能源供给等。

创新女神获比尔盖茨投资

有意思的是，Danielle 与可再生空气储能技术一样备受关注。她 12 岁上大学，17 岁去普林斯顿读博士，22 岁新能源创业，是名副其实的“创新女神”。

目前这家创业公司已获得科斯拉投资、比尔·盖茨、彼得·蒂尔、道达尔能源风险投资公司、海银基金等公司的投资。

今年 6 月，光帆能源即将完成新一轮融资，并将在 2016 年先推首个可再生空气储能系统试点，计划 2017 年部署商业化量产。

经济性更可行

据了解，目前我国储能产业还处于发展的初期阶段，仍以应用示范为主。储能技术面临着成本、性能、技术选择、安全性等问题。以张北风光储项目为例，据相关负责人介绍，配置的储能系统可提升 10%-20% 的风电利用率，每年可增加电费收入约 1000 万元-2000 万元，但仅储能电池每年折旧费就在 3000 万元以上，其技术经济性成为主要瓶颈。

而光帆公司的空气储能技术系统，比之前的大型储能设备效率提高了两倍以上，成本降低了三分之二，使用寿命也能达到 20 年。“与传统储能系统相比，可再生空气储能系统经济性更为可行，下一步我们将进一步评估可再生空气储能的能源转换效率，以及系统投资的经济收益。一旦确定可行，我们将展开规模合作。”光帆能源合作方中国复合材料集团一位负责人告诉本报记者。

“储能发展对中国可再生能源发展意义重大，有数据显示，如以光伏和风能装机配备 25% 储能，按 1500 元/千瓦来计算，2015 年的储能市场价值将超过 4000 亿元。”上述负责人表示。

“近年来，我国可再生能源发展迅速，国家对此寄予了很高的期望，储能技术创新将有力地推动可再生能源的规模化发展，为清洁可再生能源电力的多元化应用、智能电网建设和分布式电源开发提供技术支撑。”鉴衡认证中心主任秦海岩说。

海银资本创始合伙人王煜全表示，能源在创新产业链里的地位非常独特，中国即便不是技术创新的源头，也可以成为全球创新链条中最重要的一环。中国制造正扮演着更重要的角色，利用好资本能力、市场以及制造能力，中国可以成为开放式创新大潮流的核心控制者。

能源网-中国能源报 2015-06-05

生物质能、环保工程

为何生物质锅炉改烧煤？

一些在京津冀雾霾治理中改造的生物质锅炉，去年以来重新烧起了煤炭。

生物质能源曾和风电、太阳能并列为三大可再生能源。国家大力发展可再生能源十几年来，风电、太阳能发展得风生水起，唯独生物质能越来越举步维艰。投资建设了差不多 10 年的生物质电厂，目前大部分陷入亏损，有的甚至停产；生物质成型燃料行业也是困难重重，国内多数秸秆成型燃料企业处于亏损甚至停产状态。

国家《生物质发展“十二五”规划》提出，到 2015 年，生物质能年利用量要超过 5000 万吨标准煤。但据记者了解，截至 2014 年底，生物质能实际利用量仅为 3000 万吨标准煤左右，“十二五”目标看来有可能落空。

发展生物质能源既可以避免焚烧秸秆造成的污染，又可以变废为宝，增加农民收入，这种利国利民的好事为啥做不好呢？

“废物”的成本并不低

生物质发电，1千瓦时发电成本在0.7元左右，高于煤炭发电成本。生物质能是目前世界上应用最广泛的可再生能源，消费总量仅次于煤炭、石油、天然气，位居第四位。生物质发电，主要是通过将秸秆、蔗渣、城市垃圾等生物质原料直接燃烧或转化为可燃气体后燃烧，产生热量进行发电，具有资源分布广、环境影响小、可以永续利用等特点。

论起步时间，生物质能和风能、太阳能差不多。然而十几年过去了，我国风电累计并网容量超过1亿千瓦，规模世界第一。太阳能光伏产业更是遍地开花，不仅产能世界第一，去年国内光伏电站建设投产也已突破1000万千瓦，居世界前列。在风能、太阳能“风光”的同时，生物质能却惨淡经营。

生物质能的困境其实就三个字：成本高。比如生物质发电，1千瓦时的发电成本差不多在0.7元左右。生物质成型燃料的价格同样不菲，生物质压块燃料的价格为600—800元/吨，生物质颗粒燃料价格为8750—12050元/吨。与同等热值的煤炭比，这个价格显然没有优势。近两年煤价下跌，一些产煤大省的煤炭发电成本为0.3元/千瓦时左右。这也是导致生物质锅炉改烧煤炭的直接原因。

问题来了：煤炭是要从地下挖出来的，而秸秆是农民可以在田间地头烧掉的废物，它的价格怎么会高过煤炭呢？

中国农村能源行业协会生物质能专委会秘书长肖明松告诉记者，生物质燃料的产业链中，存在问题最多的是“收储运”环节。我国的农林生物质原料分散、多样、收获期短，收集、运输、储存难度大，大场地难找，防雨、防火、防霉变要求高。农民一家一户烧掉秸秆可以说没有成本，但是要大规模集中起来，就需要考虑配套打捆机、粉碎机、烘干机，加上人工等，投入就很大，成本一下就上去了。

记者曾经到山东一家生物质电厂采访，这家装机容量3万千瓦的电厂一个月就要烧2万吨秸秆，一年就是24万吨，光料场就要占100多亩地。而且，生物质不像煤炭，产运销都没有成熟产业链条，加上密度低，所以收储运的成本都很高。所以，这家发电企业自投产之日就陷入亏损。电厂负责人告诉记者，电厂年发电量2亿千瓦时左右，当时的上网电价是0.594元每千瓦时，总收入有1亿多元，但去掉燃料成本、税费、折旧、还贷等，企业每年要亏损上千万元。

生物质成型燃料企业也面临同样困境，特别是近年来煤价的下跌和国家补贴的变化，更是让这些企业雪上加霜。比如位于淮安地区的江苏国绿生物质燃料有限公司，由于没有了政府补贴，企业陷入产量越大、亏损越多的窘境。

补贴“奶”该怎么吃

补贴不可能无限延续，给“奶”也要体现市场化原则

新能源成本高也算是行业的通病。对于国家鼓励的产业，起步阶段政府补贴是惯例，风能、太阳能离不开补贴，生物质能也同样。因此，谈到生物质能今天的困境，不少人将之归结于国家补贴政策的变化。

据了解，为推进生物质成型燃料发展，2008年，财政部印发《秸秆能源化利用补助资金管理暂行办法》。《办法》实施之后，我国生物质成型燃料产量由2007年的不到100万吨增至2012年的550万吨。然而，由于经营不规范的小规模企业过多，以假发票、做假账及虚假销售等手段骗取国家财政补贴的行为屡见不鲜，因此从2013年开始，财政部暂停了秸秆能源化利用补贴政策。

据中国农村能源行业协会统计，取消补贴以来，国内大部分的秸秆成型燃料企业原计划扩大规模及产能的计划落空，直接影响到了成型设备的销售，企业基本处于停产或亏损状态。

业内人士还拿出全球清洁炉灶联盟调研的结果呼吁国家不能“断奶”：全球生物质炉灶企业主要都是通过补贴实现盈利。50%的生物质炉灶企业和46%的生物质/煤炉企业都得到过补贴，补贴资金可占到企业营收的72%—74%。

婴儿期吃奶是必需的，但是问题的关键是这奶该给谁吃，吃到何时？

仔细分析不难发现，风能、太阳能的成本高和生物质的成本高，有本质不同。前者的高成本根子在设备造价，因此，只要规模上去了设备造价自然会下来。以风电为例，10年前3兆瓦以下的风机每千瓦造价都过万元，而如今已经跌破5000元。陆上风电每千瓦时发电的成本也从最初的0.7—0.8元下降到了0.3—0.4元。这就是说，国家在电价上适当补贴，风电就可以发展起来。而随着规模扩大，这个产业是可以实现自我良性发展的，那时“奶”是可以断的。生物质能则不同，它的高成本不是设备而是燃料。而由于生物质燃料的特殊性，其价格可能无法简单地和规模成正比。因为扩大规模就要扩大秸秆的供应半径，而半径越大，收储运的成本就越高。因此对生物质能源的补贴可能远比风能、太阳能复杂。

正是这一原因，今年4月30日，财政部发布了《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》，明确了可再生能源发展专项资金分配将主要采用竞争性分配、因素法分配和据实结算等方式。从补贴政策的变化不难看出，其中最大的变化是“给奶”也要体现市场化原则，而不是简单地“大水漫灌”。

规模化和分散化矛盾吗

“公司+网点+农户”模式是解决矛盾的一种思路

国家发展和改革委员会能源研究所研究员秦世平认为，如何通过技术进步来降低生产成本，才是生物质成型燃料产业化发展的关键所在。目前生物质成型燃料的市场并未形成，因此政策应当在提高生物质能产品市场竞争力上给予扶持。有人反映现在补贴门槛高了，其实国家制订补贴政策的初衷就不是鼓励生物质能源企业因陋就简、遍地开花，而是鼓励企业专门从事生物质能源，培养骨干型企业。

补贴有实力的企业，让生物质能企业不断做大，这和生物质能资源分散、集中规模成本过大会不会矛盾？中国农村能源行业协会生物质能专委会的专家认为，我国是小农农业，以户为单位的种植模式，导致秸秆资源分散性、多样性、小规模，成型燃料也无法与化石能源相比，市场半径不宜过大。因此，成型燃料最好的商业应用模式应是：立足本地，就地产出，就地使用。

不做大就没有市场竞争力，做大又有资源禀赋的困扰，一些地方探索出的“公司+网点+农户”模式是解决矛盾的一种思路。“公司+网点+农户”模式的核心是化整为零，把大规模化解成众多小规模，这样，公司化运作可以实现规模化经营，遍布农村的网点又可以解决秸秆只能就近收储运难题。而与农户结合，通过市场化的手段还可以解决原料供应和终端应用问题。业内专家指出，只有让产业链上的利益相关方实现分工协作，并都能从中受益，才能实现行业的可持续发展，生物质能的“断奶”就有可能实现。比如河北天太生物质能源开发有限公司，通过在多个地方设立秸秆加工点，仅2013年就在河北省建立了50余个秸秆加工网点，具备了年产15万吨成型燃料的生产能力，从而形成了多个成型燃料生产基地，实现了规模化运营。（冉永平 肖 蕾）

人民日报 2015-06-08

发展沼气怎可泄气

“水泥砂石铸幽宫，微小生物聚其中。一气三料兴五业，建设小康添繁荣。”这首在我国沼气使用地区流传甚广的《沼气赞》，平实中寄托着农民的小康梦。农村沼气工程在提供可再生清洁能源、防治农业面源污染和大气污染、改善农村人居环境、发展现代生态农业等方面具有重要作用。

接受记者采访的很多村民都回忆起2003年，这一年，农村沼气被纳入中央国债项目，国家将沼气与农村“改厨、改厕、改圈”结合，与改善农村环境、发展生态农业相挂钩，农村沼气发展获得前所未有的利好。10多年来，日渐兴起的“畜+沼+种”循环农业发展模式，正在改变过去单纯畜牧业发展造成的环境污染以及种植业依赖化肥农药的粗放模式，推动着农业生产方式的变革。在记者走访的4个县区的许多农村，沼气已成为维系农民生活、农业生产和农村生态环境良性循环的纽带，悄然改变着农村面貌，彰显出独特的综合效益。

应当看到，随着青壮年农民进城务工的增加和农村一家一户散养牲畜的减少，农村沼气建设面

面临着新情况、新问题。随着农村沼气事业的发展，越来越多的业内人士已意识到，农村户用沼气池已不能满足当前农民的需要，发展大中型沼气是农村沼气事业的必然趋势。

对于户用沼气，阜阳市的态度是各县市区根据当地的实际情况，不摊派、不强求，按需申报，按需而建，以保证户用沼气的使用率，发挥最大效益。为推动沼气工程向规模发展、综合利用、科学管理、效益拉动的方向转型升级，有必要对符合条件的规模化大型沼气工程、规模化生物天然气试点工程予以投资补助。鼓励各地利用地方资金开展中小型沼气工程、户用沼气、沼气服务体系建设。当前，还要着力解决大中型沼气工程向农户供气对接的最后一公里问题。

我国农村户用沼气一般为 8 立方米，小型沼气通常指 50 立方米以下的工程，50 至 200 立方米为中型沼气工程，200 立方米以上为大型沼气工程。

2003 年至 2014 年，国家累计安排中央投资 364 亿元，支持建设户用沼气、乡村服务网点、养殖小区和联户沼气和大中型沼气工程。今年中央预算内投资将支持建设日产沼气 500 立方米及以上的沼气工程，并支持日产生物天然气 1 万立方米以上的工程开展试点，预计年可新增沼气生产能力 4.87 亿立方米，处理 150 万吨农作物秸秆或 800 万吨畜禽鲜粪。

据统计，全国农村沼气年生产量可达 160 亿立方米，处理粪污、秸秆、生活垃圾近 20 亿吨，形成年节约 2600 多万吨标准煤的能力，减排二氧化碳 6300 多万吨，生产有机沼肥 4 亿多吨，为农民增收节支 500 多亿元。

经济日报 2015-06-12

发展生物质能要利用好现有资源和技术

——专访中国可再生能源学会生物质能专委会主任袁振宏

“生物质能源”已连续两年被写入政府工作报告并开始呈现出与风光齐头并进的发展态势，业界也打破以往的沉闷，组织各种交流研讨会问道发展。但质疑生物质能的声音从未消散，这个已得到决策层认可的行业，应如何借此次政策东风走进发展的春天？我们应给予其何种定位？本报记者近日专访了中国可再生能源学会生物质能专委会主任、中科院广州能源所生物质能中心首席科学家袁振宏研究员。

我国发展 15-20 亿吨生物质能资源量是可能的

中国能源报：您认为我国应如何定位生物质能源产业？

袁振宏：这两年的政府工作报告都将生物质能源纳入其中，说明生物质能开始得到中央层面的认可。现在有各种各样的观点质疑生物质能源，主要认为生物质分散、密度小，在国家能源结构中起不了太大的作用。事实上，生物质能在中国，尤其在农村发挥了巨大作用。首先，生物质能是人类利用最早的能源之一，一直到现在秸秆等生物质能在我国农村仍然是重要的能源；其次，生物质能的发展潜力非常大，除了秸秆，城市垃圾、有机废弃物等，都是生物质能资源。据估计，我国农村现有 2—3 亿吨秸秆量可以作为能源利用，而城镇生物质量与农村的秸秆量差不多，但现在只是被当废弃物处理。如果将其看成资源，运用和处理的方式也就不一样了。如果再把荒山荒地、盐碱地、沙漠利用起来，逐步与生物质能挂上钩，其资源潜力将不可估量。长远看，随着科技的进步，我国发展 15-20 亿吨标准的生物质能资源量是可能的。当然，这可能需要半个世纪，甚至一个世纪，经过长期的发展和积累，生物质可以提供的能源量必然会逐步增加。

充分利用现有成熟技术

中国能源报：虽然国家政策扶持力度有限，但科研界对生物质能源技术研发的关注热度一直不降，而且国家也一直有重点科研项目支持。您认为目前最切实可行，可以产业化的生物质能利用技术有哪些？

袁振宏：科研创新是必须有的，国家应该支持，哪怕有些东西还只属于原理性研究的阶段。实际上科学界就应该具有科学想象力，同时推动直接为国民经济服务、推动社会进步的技术创新。科学研究就是一个储备的技术，为未来的技术创新——提高效率、降低成本服务。现在往往容易把技

术创新和科学研究混为一谈。

目前涉及生物质能利用的技术，如成型燃料、生物质焦炭，都可以替代煤炭。再比如生物质燃气，生物质液体如燃料乙醇、生物柴油等都可以大力推广应用。从技术上讲，我觉得诸如航空煤油、合成燃料这些新技术、新工艺，虽然距产业化较远，都应该研究与开发，不能过早地下结论。纤维素燃料乙醇也属于技术研发的阶段，过早地强调推广应用是不妥的。而对于目前正在产业化的、比较成熟的生物质能源技术，如生物柴油、燃料乙醇、生物燃气、成型燃料、生物质锅炉等，应加大支持力度，促进技术进步，尽快实现产业化发展。

从全生命周期看生物质能源有经济优势

中国能源报：您怎么看当前制约生物质能源产业发展的经济性问题？

袁振宏：所谓的经济性问题，很大程度上是因为我们这些年对待生物质能的政策是不公平的。目前我国生物质能源产业还处于初期发育阶段。生物质能产业这么多年发展不起来，最根本的原因就是所谓“经济成本”问题。试想，在低煤价、低油价的情况下，生物质能源很难与煤油竞争，再加上缺乏国家经济政策支持，如何能发展起来？但是，如果我们从全生命周期角度来考虑，生物质能源肯定是有经济优势的。

有一点可以明确，生物质能是消除环境影响的。事实上，如果把传统能源的那些负外部性成本，如环境成本、生态成本，以及地理成本都加进去，再加上资源税，诸如煤炭和石油这样的传统能源就不再便宜了。如果向传统能源征收高额环境税，用于补贴生物质能等可再生能源，生物质能源产业的发展就有希望了。

争取公平市场环境是发展前提

中国能源报：有一种观点称，现在的生物质能源正陷入一种悖论：经济的不环保，环保的不经济。也有观点称，生物质能推广不能单纯靠补贴，而要靠市场。对此您怎么看？

袁振宏：仁者见仁，智者见智。我非常赞成“生物质能推广不能单纯靠补贴，而要靠市场”的提法，但前提是要有一个公平的市场环境，在不公平的市场环境下，政府补贴和扶持必不可少。矿物能源的开采会影响生态平衡，破坏地质结构，消耗有限自然资源，引起全球气候变化。而这些外部成本并没有反映到矿物能源的市场价格中，在这种市场环境下要求“生物质能既经济又环保”，还要生物质能自己走进市场，不是很不公平吗？所以，争取公平的市场环境，是生物质能源产业面临的重大课题。

示范工程不能止步于“达标”

中国能源报：以目前的技术进步程度，应该怎么发展生物质能？

袁振宏：首先，要充分推广应用现有成熟技术，把现有资源开发出来，建立起一个具规模的、适应未来发展的生物质能源工业体系，重点应该包括生物质燃气、生物柴油、燃料乙醇、成型燃料和生物质发电等。可以考虑一些成熟技术的集成，形成系统的多产品开发利用，优先开发规模大而集中的生物质资源，包括禽畜粪便、城镇生物质、工业生物质等，秸秆等分散资源最好作为分布式能源系统的燃料。

中国能源报：关于生物质能源产业的未来发展，您有何建议？

袁振宏：对于那些成熟的生物质能源技术，需要从政策、标准、法规上创造良好的市场环境以促进其尽快发展。如实行可再生能源配额制、信用等级制、税收减免、倡导绿色GDP等，再如鼓励传统能源企业通过收购一些有技术的小公司，在生物质能源产业发展上发挥一些带头示范作用。从资源角度讲，要从发展的源头着手，发展能源的农业、能源的林业和能源的资源产业，为未来生物质能产业提供物质基础，做好资源保障。同时，要大力开发生物质能新技术、新工艺，特别是生物质液体燃料及其生物炼制技术，这是未来生物质能产业发展必备的支撑技术。建议国家能源局等部门共同组织和支持研究示范工程的建设，“研究示范工程”不是像现在所谓的示范工程，按合同开展了几年建设和运行，项目考核指标达到了就通过验收，皆大欢喜，不管后续的工艺完善和技术进步了。我说的“研究示范工程”至少应该要做十年以上，通过政府不断支持、技术不断进步、系统不

断完善，一直向前推进，最终实现商业化。

仝晓波 中国能源报 2015-06-15

欧洲生物质在华遭遇壁垒障碍的背后

欧洲先进的生物质技术在面对中国庞大的市场时却屡屡碰壁，这其中的壁垒障碍是什么？

“在中国，能够盈利的生物燃气项目有多少个，我掐着指头算就能算出来”。这是一位从事生物燃气多年的业内人士与记者交流时的一句玩笑话。但正是这句玩笑，刺痛了每一个来华的欧洲生物质从业者的心。

气候变化带来的可再生能源的巨大需求，使得欧洲包含生物质能源在内的新能源市场获得了较大的发展。中国生物质能源产业的巨大潜力，也吸引了不少欧洲公司纷纷在中国设立办公室，但是这些先进的技术加得天独厚的市场优势并未将欧洲的成功在中国复制，不少公司在华业务拓展步履为艰。

这种困境其实反映了我国生物质产业存在的问题。生物质项目与光伏、风力发电不同，它的利益相关者不仅来自于政府、能源企业及用户，更关系到农业、林业、畜牧业，牵扯的行业异常复杂。

欧洲公司入华困境

2014年6月的德国汉堡国会中心人流攒动，汉堡市不少旅店均已人满为患。旅店老板告诉记者，这段时间，房源非常紧张，房价也在飙涨，大部分住客都是去参加汉堡国会中心的盛会。

这里即将召开的“欧盟生物质能源大会”是欧洲生物质产业最高规格的大会。2014年度的大会举办地选在德国，由于德国在欧洲的生物质能源产业中扮演领头羊的地位，本届大会显得格外隆重。

这种盛况得益于德国政府对生物质能源的高度重视。从20世纪80年代起，德国就开始了把生物质作为能源材料的探索，并立法支持生物质能源的研发与实践。德国也是全球率先实现生物质项目自动化与标准化的国家之一。

尽管德国对生物质的补贴正在不断下降，但是德国从业者并不担心，因为他们依旧可以凭借先进的技术将市场拓展到海外，并已在英国、法国获得成功。

不过，这样的情况并没能同样具有较大市场潜力的中国复制。近些年，不断有德国企业进入中国，德国农业部在北京也成立了“中德国际合作机构”（简称GIZ），搭建了中国企业德国企业之间的合作平台，引进了多项德国技术，也多次促成德国企业与中国企业间的合作，但这并未改变国内生物质市场的整体不振。

“十二五”期间，我国大力鼓励清洁能源的使用，风能、太阳能新增装机均有不同程度的增长，但生物质发电新增装机容量却不断走低。

去年9月生物质能源大会上一位专家曾调侃：“在欧洲，我们在谈论新能源产业，往往会说生物质、风能、太阳能，把生物质放在首位。然而在中国，我们往往会说风能、太阳能等能源，生物质的地位，已经被放在了‘等’的行业里面，太受伤了。”

这种困局，并非我国不重视产业的发展，根据清华-力拓资源能源与可持续发展研究中心数据显示，十一五期间，中央共投入了约315亿元专项用于沼气建设与发展，大部分资金被用于户用沼气的补贴。2004年，时任国务院副总理曾培炎曾指示学习引进欧洲技术，并由发改委牵头国家农业部、财政部、林业局去欧洲考察。我国现在不少沼气项目都采用了德国技术。

这一时期，被业内人士称作“沼气大跃进”。然而，随后迎来的却是项目大规模弃用的尴尬。国家统计局陕西调查总队2014年10月14日发布的信息显示，陕西省农村户用沼气池闲置或弃用现象严重，全省农村户用沼气使用率好一些的村，能够达到70%，多数为40-60%，差一些的村使用率不足30%，同样的情况，在福建、甘肃的农村也十分严重。

在欧盟生物质能源大会上，记者曾与德国从事两段湿式厌氧发酵法制生物燃气的GICON公司市场总监Joost探讨过欧洲公司在华业务状况。Joost告诉记者，欧洲大多数项目运行良好，但是中国，这一比重不到1/10。

同样印证欧洲公司在华困境的还有世界最大的沼气工程公司 EnviTec, EnviTec 在欧洲已有近 600 个成功项目,但公司一位中国区业务负责人周俊告诉记者,在中国,全行业盈利的项目不超过 10 个。
中国的产业困局

“中国的产业困局不仅仅在于技术,更在于管理”。周俊表示:“在生物质能源的定位问题上,中德两国存在着偏差,我国发展生物质能源的根本目的在于环境治理,而对于欧洲大部分国家来说,这是一种能源发展需求”。

我国生物质能源发展一直面临着来自于风能、太阳能的挤压。根据《中国低碳发展报告》的数据显示,我国生物质能源的投资规模仅为可再生能源总体投资规模的 4.3%。

对于寒冷的北欧来说,生物质能源是欧洲冬季供暖的必要保障。《欧洲生物质能源发展报告》的数据显示,在欧洲,生物质能源供暖占可再生能源的供暖的 93%,占全欧洲总体供暖的 12.9%。在欧盟与俄罗斯剑拔弩张的背景下,一旦俄罗斯停止向欧洲供气,欧盟必须找到一种替代能源以保障特殊时期弥补天然气缺口,这也是生物质能源获得重视的原因。

这种定位上的差异间接导致了中国与德国间的补贴力度不同。周俊告诉记者:“德国提供生物质补贴目的就是要使企业能够盈利,我国主要以环境保护为目的。”

环境导向的补贴政策使部分省市的补贴范围存在局限性,有些城市陷入政府有资金找不到项目,企业有项目却得不到补贴的怪圈。例如,河北省廊坊市发改委一位工作人员透露到,2014 年,由于找不到项目,河北省去年有不少资金未能下发。但当记者采访该市生物质能源企业时,该员工告诉记者,补贴只针对秸秆,但廊坊市没有秸秆,因此申请不到补贴。

补贴力度不足也造成了我国生物质项目普遍存在质量差、产量小的问题。周俊说:“德国公司对一个项目采取的环保技术,往往因为花费高昂被弃用。”这使原本为环境保护而建立的项目,面临着再次污染的问题。

在业内,也有人将问题锁定在原料供应方面。2015 年 4 月 1 日的生物质能源大会上,山东民和集团总工程师董泰丽所说:“生物质厌氧发酵系统就好比我们的胃,吃什么料,什么时候吃,吃多少,都有生物钟进行控制,如果打乱了,就会出现。”

一般来说,生物质原料主要来源于餐厨垃圾、秸秆、畜禽粪便等等,但原料来源始终难以保障困扰着不少从业者。我国政府明令禁止秸秆焚烧,鼓励秸秆回收,并对秸秆处理进行补助,但是秸秆回收价格过低,环境监管体系不完善,秸秆焚烧现象虽然表面上有所遏制,但是在部分地区更为隐蔽。

其次,生物质原料价格也不稳定,农民看到企业通过处理废料盈利后,会抬高运料价格,企业无法承受,造成原料中断,项目运营受损,但目前对于生物质价格,政府并未过多干预。

“德国的经验或许值得我们学习。在德国,农民和企业之间,会签署一项长期供应契约,事先规定好价格、供货期限,这样,原料的供应就得到了保障。秸秆的管理只能通过经济来撬动,不能通过强制手段”。周俊说,在我国环境监管体系尚未完善的前提下,经济刺激是保障原料供应稳定的唯一措施。

同样导致中国产业困局的还有生物质终端产品的销售问题。以厌氧发酵项目为例,最终的产品是生物质沼气和堆肥,生物质沼气经过提纯可以成为天然气,并入管网,同时将堆肥出售给当地农民。与普通化肥相比,堆肥不会对土壤造成污染,但是其生产流程长,使用成本高,对农民并没有吸引力。

中国投资协会副秘书长赵鸣晓曾向记者介绍过一个中国成功项目的案例,就是在项目建设之初,收购了当地天然气公司,确保经过提纯的沼气并网,而堆肥作为一种环保产品,应当由政府负责采购。

“审视生物质项目的经济性,也不能仅仅局限于单一的能源产业,因为它牵扯的行业太多太复杂,应该以一个大系统的角度去看,去管理。”周俊说。

能源 2015-06-11

生物质产业发展所遭遇的两大困扰

随着我国工业化与农业现代化的发展，石油、煤炭等不可再生能源的迅速消耗，人们生活的废弃物与环境矛盾日益加剧。在巨大能源和环境压力下，以农林废弃物、油料植物为原料的清洁可再生能源——生物质能源越来越得到社会关注。特别对农业来说，发展生物质产业还能解决秸秆露天燃烧，畜禽粪便、地膜等对环境的污染。

然而，被社会广泛看好前景的生物质产业，如今却遭遇发展困难。在今年4月份在河北廊坊市举办的第九届中国节能炉具博览会和2015节能环保炉具(锅炉)及生物质成型燃料行业发展论坛上，这个话题被行业专家和参展企业强烈关注。

“受到宏观经济的影响，近年来生物质产业的发展受到一定的冲击，这也是大家对未来行业发展方向和前景比较关注的主要原因。”中国农村能源行业协会副会长、常务副秘书长王正元说。

补贴取消，企业遭遇政策瓶颈

王正元所说的“宏观经济的影响”，指的是对生物质产业财政补贴的取消。2008年10月，财政部印发了《秸秆能源化利用补助资金管理暂行办法》，支持对象包括“从事秸秆成型燃料、秸秆气化、秸秆干馏等秸秆能源化生产企业。同时，一些省市也出台了相应的补贴政策。在这些政策的激励下，我国生物质成型燃料产量由2007年的不到100万吨增加到2012年的550万吨，相关行业标准相继制定出台，生物质产业体系初步形成，带动成型燃料相关产业链新增产值达到120亿元以上。

然而，快速的发展也出现了诸多问题。农业部农业生态与资源保护总站农业处处长王飞，在调研中发现，生物质能相关企业大多数规模较小，有70%的生物质成型燃料企业年产量低于1万吨，而且70%在本省销售。这些企业利润普遍较低，因此，财政补贴对这些企业的生存与发展至关重要，50%~60%的生物质炉具企业都得到过补贴，这些补贴占到这些企业营业额收入的70%左右。

依靠补贴能过日子，因此就出现一些企业利用假发票、做假账以及虚假销售等不正当手段来骗取国家财政补贴资金的行为。从2013年开始，这项财政补贴被财政部暂停，目前尚无恢复时间表。

令人稍感欣慰的是，一些省市的补贴政策并没有随着财政部补贴政策的暂停而终止。在减排任务异常艰巨的河北省，省农源办主任李慧斌表示，2014年河北省财政补贴资金达到2.4亿元，今年可能还要继续加大补贴力度，用于全省的清洁炉灶推广、燃煤替代以及生物质成型燃料的生产等。

王飞认为，国家补贴对培育市场非常重要，但补贴毕竟只是阶段性的，企业的长远发展还是要靠产品技术的研发和市场的开拓。而河北天太生物质能源开发有限公司总经理杨小亮则认为，“规模化、专业化和市场化才是生物质成型燃料产业今后的出路。走出传统制造的模式，创新发展才有前途。”

煤价下跌，生物质失去价格优势

笼罩在多个城市上空的严重雾霾加速我国能源结构的调整，国家的雾霾治理政策为生物质能的发展提供了广阔的空间。生物质成型燃料是世界可再生能源的一个重要发展方向，我国可利用的生物质资源丰富，目前有约4.4亿吨标准煤的生物质资源可以作为能源来利用。近年来，各地在治理雾霾，尤其是在京津冀地区，一些燃煤锅炉被生物质锅炉所替代，加之相对于煤炭价格上的优势，生物质成型燃料迎来前所未有的销售旺季。

然而好景不长，随着煤炭价格的连续走低，生物质成型燃料的价格优势逐渐丧失，一些企业的锅炉里又重新烧起了煤炭。有的企业，锅炉里燃烧的是煤，锅炉房里却堆满了生物质燃料。

据悉，这种现象在京津冀区域普遍存在。“这已是业内一个公开的秘密。”中国农村能源行业协会的一位专家说，“有些生物质发电厂一边拿着国家的电价补贴，一边偷偷烧着煤炭。”

批评这些企业显然没有充足的理由，因为起决定因素的是市场。去年，我国煤炭价格就已跌破500元/吨，今年可能要跌破400元/吨，而生物质成型燃料每吨原料的到厂价格为250~350元，加工成型后每吨成型燃料的出厂价约为800~1000元。在这样的价格优势下，生物质成型燃料自然无法成为企业的首选。

如何解困，政府与企业都要有作为

一些业内人士认为，生物质产业发展遭遇今天这样的窘境与我国政策导向直接相关。据了解，我国目前生物质能产业是典型的民间投资主导的产业，大多数规模较小，缺乏雄厚的资金和技术支撑，企业发展后劲不足。2008年实行补贴以后，我国生物质成型燃料获得了一个发展的黄金期。然而，对补贴的过度依赖，以及一些企业的不规范经营，导致这项补贴暂停以后产业发展面临困局。

中国农村能源行业协会专家委员会副主任、河南农业大学原校长张百良认为，在当前法规不完善、执法主体责任不到位的条件下，补贴政策出问题是正常的，但不应该停止，因噎废食。从环境、生态、能源等方面考虑，发展秸秆生物质能在农村具有公益性，政府理应支持并投入。

在这样的现实条件下，企业则需要转变发展方式。补贴政策的实行，是为了在发展初期给予扶持，重在帮助企业寻找内生动力，帮助产业培育市场化机制。用中国农村能源行业协会节能炉具专业委员会主任郝芳洲的话说，“要把政府补贴和市场化运作融合在一起”。但目前不少企业的经营决策是基于补贴政策做的，以政府采购订单也制定生产计划，缺乏对市场的调研和用户需求的分析。这种依赖心理制约了企业创新模式的发展和产品研发能力的提高。

2015年4月25日，第九届炉博会的演示现场，虽然参展商把各自的炉子都烧得火旺，却难掩脸上的那丝忧虑。明年的这个时候，他们仍然会来到这个地方，但愿那时炉火映红的是一张张满面春风的脸庞……（记者王玉琪 何焯）

农民日报 2015-06-10

让沼气更有“朝气”

目前，全国沼气用户已达到4300万户，规模化沼气工程已发展到10万处。然而，随着城镇化的推进和牲畜养殖方式的变化，农村沼气建设面临着新情况，户用沼气使用率下降，一些沼气工程运行效果不佳，农村沼气工程亟须转型升级。

作为一项民生工程，户用沼气发展的关键点在哪里，联户沼气如何与循环农业相结合，大型沼气的产业化之路该如何走？日前，记者前往安徽阜阳市颍泉区、阜南县、临泉县和山东高青县等4个沼气大县（区）进行了调研——

户用沼气：服务体系期待投入

“啪”，沼气灶打开，蓝色的火焰舔着火舌，在不少庄户人眼里，烧饭效果不比液化气差，价格还实惠。俗话说，沼气池是“三分建、七分管”。如今，农村青壮年劳动力外出务工，部分沼气池闲置；一家一户分散养殖减少，导致发酵原料减少；留守人员科技意识差，配套服务跟不上。这些都成为制约户用沼气发展的问题。“能源办此前对全区87个沼气村的6143用户进行了普查。结果显示，正常使用的占52%，不正常使用的占13%，外出打工养护待用的占35%。”

安徽阜阳市颍泉区农村能源办主任袁永渊介绍，按照国家标准，“正常使用”是指南方地区每年使用8个月或北方每年使用6个月以上。颍泉区按每个沼气池每年20元的标准对1.2万个沼气池配套了24万元的管护费用，无偿为沼气户提供服务。经费来自财政部门的民生工程后续管护经费。在阜阳市各区县只有颍泉区列入了财政支持范畴。

在颍泉区民生工程建后管养综合服务队，记者翻开《农村沼气工程建后管养服务合同》，甲方为颍泉区农村能源办，乙方为颍泉区农村沼气服务站。农村沼气服务站站长王运利介绍，服务站在民政局注册，纳入政府购买服务指导目录，由民生工程建后管养综合服务队统一调度。

“我们为全区提供沼气建后管养服务，服务工持有职业资格证书。建立了户用沼气服务档案，每单都要填写《沼气维修登记表》。”颍泉区周棚镇沼气服务点工作人员杜兴恩说，接到区服务站转来的用户求助后，如无特殊原因必须24小时内赶到现场。他向记者展示了一张沼气服务卡，上面印有监督电话。对于沼气户更换零配件等都不收费。提到收入，杜兴恩说，除了每月500元的基础补贴以外，每接一个维修单，补贴10元。一个月下来，一般有1000元左右的收入。与颍泉区纳入民生工程后续管护项目不同，临泉县沼气服务站的运行既有公益性因素，也有市场化运作因素，这也是我国当下多数县市沼气服务体系的现状。

临泉县设有 12 个沼气服务点，每个服务点负责本辖区沼气维修管护，县财政对服务人员每月发放 500 元的生活补贴。姜以志是临泉县刘庙沼气服务站的站长，也是沼气施工队队长，负责着周边 800 个沼气池的后期管护。沼气站里配有管线、灶具、零配件等，还有一台沼气服务车，可以投料除渣等。让他高兴的是，在自己带动下，22 岁的儿子姜大鹏也加入了服务站。

临泉县实行“谁建设、谁管护”。全县有 7 个施工队，每队 15 人，分别负责对应的乡镇沼气池的建设和维护。管护方面，除每月 500 元的补贴外，仅靠更换沼气配件和人工费挣一点利润。采访中，多位人士表示，沼气服务体系建设，要探索政府公益性和市场化运作并行。在一些地方，向沼气农户收费比较困难，完全市场化运作难以推进，因此有必要探索公益性路径，农户享受服务，政府买单。但由于地方财政投入有限，一些镇村级沼气服务网点设施较落后，队伍老化，多数是兼职，提供免费服务，仅靠更换沼气配件挣一点利润。因此，国家有必要加大沼气后续服务体系投入，扶持沼气服务网点有效运行，鼓励地方探索适合自身的模式。

联户沼气：种养结合才有出路

在临泉县谭棚镇，李伟的大禹长毛兔养殖家庭农场远近闻名。养殖场存栏有 2000 只长毛兔，兔粪足够 60 方沼气的原料。几个月前，在国家项目补助下，李伟在离养殖场 200 米的地方建起了 30 方的沼气柜，向农户集中供气，解决了附近 30 多户的生活用能问题。目前，李伟的沼气工程没有向农户收费。他说：“沼气建设享受到了国家补贴，顺带解决了畜禽粪便污染问题，以后也不打算向乡亲们收费。”

“其实我们规划建设之初，也有担心：农户接不接受？沼气气压够不够？”临泉县能源办主任代继阳说，选点前到各村摸底，一是要有养殖业，这样沼气原料来源有着落；二是用户要相对集中连片，利于降低成本；三是道路要顺畅，便于前期建设和后期管护。去年，全县建设了 10 处养殖小区的配套沼气工程。冬季时，沼气气压表数值都在 6 以上。

针对过去布局分散、综合效益不好等问题，不少地方推动农村沼气向规模养殖场集中。山东高青县田镇街道的多位养殖大户告诉记者，联户沼气工程一定要充分发挥种植养殖大户的作用。一方面，大户具有原料丰富优势和资金配套实力，有利于解决原料和资金问题。另一方面，他们投资中小型沼气工程建设，除了通过供气获得收益，还能得到沼渣、沼液作为优质肥料，有利于提高沼气工程的综合利用率。高青县成家村全村 153 户，几个养殖大户共有 400 多头牛、500 多头猪、月出栏 1.2 万只鸭。村里已计划购置沼气反应器一座，日产沼气不少于 240 立方米。为啥要建联户沼气？村党支部书记成象峰说：“户用沼气，8 方的沼气池，每次投 2 方料，每方仅花 35 元。但我们测算，依托养殖小区的联户沼气效果比单户沼气好很多，每年可节省煤 40 吨，保护了林木资源，有效地减少环境污染。”

段家村逢军西瓜种植合作社有 200 多亩西瓜，合作社副理事长于春会说，合作社的瓜棚都采用成家村的沼液沼渣，一年可节省 7 万多元的化肥、农药钱。“今年以畜牧养殖小区为基础，以供气 30 户为基本单元，计划建设养殖小区集中供气沼气工程 4 处。”高青县农业局副局长杜作忠说，随着农村社区化、城乡环卫一体化的不断推进，沼气项目依然“朝气蓬勃”。农村沼气的发展趋势是通过沼气项目建设助推生态建设。联户沼气工程的建立使循环农业成为一种可能。阜南县方集镇大张湾村水产养殖协会占地 1000 多亩，包括存栏 300 头猪的养猪场，一个 100 方容量的沼气池，500 亩鱼塘和 300 亩水稻。每年可产生沼气 1.5 万立方米、沼液 1500 立方米、沼渣 2400 立方米。据协会负责人介绍，沼气可供养殖场和周边 20 多户人家日常烧饭；沼渣可供 300 亩稻田作基肥；一部分沼液代替农药给水稻叶面喷施，起到施肥、灭虫的双重功效，剩余的大量沼液被引到鱼塘里，用于培水养鱼。这样就形成了“猪—沼—稻—鱼”的循环链。不但效益高，而且产出的水稻和鱼都是优质的绿色食品。

大型沼气：要补贴也要市场化

大型沼气工程是国家提出的产业发展方向。按照财政投入和补贴比例的不同，记者调查了 3 类沼气工程。来到阜南县皖粤禽业有限公司，首先映入眼帘的是 3 个高大的蓝色圆柱状建筑，这是 1000

立方米的沼气站。沼气站总投资约 210 万元，其中，中央财政补助 150 万元，省级和县级配套 60 万元，投资几乎来自各级财政投入。该公司常年有 3 万只鸡存栏，每只鸡每天可产生 2 至 3 两鸡粪。

在建沼气站之前，这些粪污很让负责人程永发发愁。如今，沼气站配备了 80 千瓦发电机组，每小时可消耗 40 至 45 方沼气，用于解决企业用电，并对余热进行回收利用。阜南县农村能源办主任高宇说，沼气站 2013 年建成运行，按最大量计算可供 600 至 800 户使用沼气，目前只有 150 多户。眼下，沼气站正在跟附近的集市、机关食堂等洽谈，以便沼气供应到更广的地方。此外，所产的沼肥可供周边 1500 多亩果园、菜地使用。

在山东高青县，依托大型标准化养殖基地，大地肉牛食品有限公司承担的沼气发电工程已经试运行。这是山东省 17 个碳交易项目之一，总投资约 3000 万元，年发电量可达 700 多万千瓦时，不但能解决养殖基地的用电问题，也可为周边村提供用电。该项目用玉米秸秆、沼渣喂牛，利用秸秆沼气、粪便沼气发电，每年可处理牛粪 6 万吨。公司沼气项目负责人芦立柱说，项目享受国家补贴的方式主要是对上网电价每度补贴 0.1 元至 0.2 元不等。

与以上两处大型沼气工程不同的是，纯商业化运作的安徽永志环能科技公司秸秆沼气试验站，这家沼气站暂没有获得财政支持。公司董事长代永志说，沼气站直接用秸秆作发酵原料，可产沼气 800 立方米，采用天然气管线运到附近的乡镇。沼气站采取企业化运作的方式，共投入 200 万元。为争取用户，公司采取激励的办法，前期的 100 户不收入户费，每立方米沼气收取 1.2 元，经测算用户规模达到 300 户即可保本运营。“沼气站地处粮食大市，不发愁秸秆的来源问题。目前，很多投资商都有接洽。我们希望能探索出个独特的盈利模式。”

“目前，沼气的市场竞争主要来自电、液化气间的竞争，后两者是居民生活主要选择的能源。液化气和电由于使用方便，进入市场较早，居民依赖程度高。生物燃气作为可再生能源，较电、液化气等能源，价格方面有着明显的优势，且安全卫生、使用方便。”阜阳市能源办相关负责人刘子标分析说，秸秆在收割时被粉碎直接还田，但其肥力远不如沼液沼渣。如今，秸秆气化工程可以实行以秸秆换用气，既能解决原料问题，又能减轻农户负担。

就在记者采访期间，农业部和国家发展改革委出台了《农村沼气工程转型升级工作方案》。为推动沼气工程向规模发展、综合利用、效益拉动的方向转型升级，国家对符合条件的规模化大型沼气工程予以投资补助。标准为每立方米沼气生产能力投资补助 1500 元，并鼓励各地利用地方资金开展中小型沼气工程、户用沼气、沼气服务体系建设。（记者 乔金亮）

经济日报 2015-06-12

太阳能

TUV 南德为天合光能颁发中国首张“渔光互补”电站证书

5 月 15 日，TUV 南德意志集团（以下简称 TUV SUD）为天合光能有限公司（以下简称天合光能）颁发国内首张最大规模渔光互补光伏发电项目证书。收获该证书昭示天合光能此座渔光互补电站的高品质以及安全性能，同时也彰显了第三方检测认证机构 TUV SUD 专业的技术能力、服务能力以及快速反映机制，为该座渔光互补电站周全考虑了各项可能的风险因素并提出合理改善建议，以保障光伏创新领域的健康发展。

由天合光能开发的 120 兆瓦（二期）光伏电站项目坐落于中国江苏省盐城市响水县灌东盐场内（GPS 坐标：纬度 34° 22' N，经度 120° 04' E）。为了开发出高品质的光伏电站并向世界级高品质光伏系统项目提供商迈进，天合光能于 2013 年年末接触到第三方检测与认证服务专家 TUV SUD，希望 TUV SUD 对其 120MW 光伏电站项目进行质量检测与评审。很快，TUV SUD 为天合光能制定了一套完善的审核评估方案，派遣光伏组件、光伏逆变器、电气安全等相关项目工程师对该电站进行审核，并作定期的合作交流。最终天合光能顺利获得 TUV SUD 颁发的国内首张最大规模渔光互

补光伏发电项目证书。

天合光能副总裁高纪庆表示：“目前国内光伏电站质量总体趋于好转，但也不乏因追求低成本而导致质量堪忧的电站。在此现状下，天合光能始终坚守‘质量第一’的品牌理念，开展下游电站业务。从2014年3月份响水渔光互补电站的设计阶段开始，考虑到电站场址为滩涂的地质特点以及海边和水上的高温、高湿以及盐雾的因素，专门制订针对渔光互补电站的质量计划，就桩基、支架、逆变器、箱变，组件等关键设备均制订了细化的技术质量要求，并对工程施工承包商也进行专业的培训，在项目建设过程中把质量作为排序第一的考量指标，不过分强调进度，精雕细作，在当年12月底顺利并网，经过4个多月的实际发电量验证，比预计的高出近20%，电站运行比较正常。天合光能会本着同样的理念和优秀的执行力，开展下游电站业务，继续打造优质的光伏电站，为中国的光伏电站树立标杆。”

此次TUV SUD为天合光能做的“渔光互补”光伏电站项目包含：光伏逆变器质量控制、项目可行性分析（设计评审）、施工监测、光伏电站最终验收测试、性能验收检查、光伏组件质量控制等。TUV SUD细致而规范的服务贯穿土木工程、电气以及光伏技术即光伏电站全部的技术方案与设计评估的全过程。

“从起草相应报告开始，到整个评审过程的执行，再到项目检查、核实，以及最终的评审意见撰写，TUV SUD的专业工程师按照章程每一阶段进行项目跟踪。最后，项目经理根据系列大数据以及项目状态更新报告作出最终安全评估。这是TUV SUD针对天合光能‘渔光互补光伏发电’项目度身制定的方案。天合光能的此次电站项目无论是在系统设计、元器件材料选型还是电站施工过程中，其质量控制都受到严格的监管。”TUV SUD电站认证资深专家高亮先生如是说。

美通社 2015-06-02

光伏准入标准提高 产业迎来升级

近期，国家能源局、工业和信息化部、国家认监委联合发布了《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》（以下称《意见》），意见提出，要提高光伏产品市场准入标准，实施“领跑者”计划，引导光伏技术进步和产业升级。

《意见》还明确，国家支持的解决无电人口用电、偏远地区缺电问题和光伏扶贫等公益性项目、国家援外项目、国家和各级能源主管部门组织实施的各类光伏发电应用示范项目、各级地方政府使用财政资金支持的光伏发电项目以及在各级政府机构建筑设施上安装的光伏发电项目，优先采用“领跑者”先进技术产品。

通过已发布的意见可以看出，此次是改善光伏产业发展格局，改变现有市场的混乱局面，促进光伏产业技术进步和产业升级。

记者在采访中了解到，近些年来，我国光伏技术进步明显加快，市场规模迅速扩大，为光伏产业发展提供了有力的市场支撑。与此同时，也出现了部分落后产能不能及时退出市场、先进技术产品无法进入市场、光伏产业整体技术升级缓慢、光伏发电工程质量存在隐患等问题。

可以说，此次《意见》出台是针对光伏产业自身发展现状而言的。

“对于上游制造业而言，国内光伏产业两极分化现象较为严重，由于光伏融资难问题尚未有效解决，行业贷款拖欠现象较为严重。”卓创资讯分析师孟鹏在接受《中国产经新闻》记者采访时表示，而对于下游电站而言，国家日益注重对分布式电站应用的推广，继鱼塘、荒山、滩涂等纳入分布式之后，光伏扶贫项目正逐步兴起。另外，随着扶植政策日趋完善，东部地区电站装机规模正逐步增加。虽然整体走势良好，但目前多地并网问题尚未有效解决，屋顶权限及土地使用税的不明确导致电站建设过程中问题频发，政策尚需继续细化。面对光伏产业本身的现状，提高光伏产品市场准入标准，对光伏产业本身来说究竟有何影响？

中研普华研究员鲁伶俐在接受《中国产经新闻》记者采访时认为，严格明确市场准入标准，可以推动光伏产业兼并整合，控制光伏产品产能过剩，尤其是部分不具备技术研发能力企业的产能过

剩，并且逐步改变关键设备和核心技术上先从国外购买再复制、利用国内廉价劳动力和环境成本大量生产的“拿来主义”老路。

“而兼并重组也将加速中小企业的落后及无效产能加速退出，在双重动力影响下，整个光伏产业的去产能化才可获得实质性进展。”鲁伶俐说。

值得一提的是，近年来，由于光伏产品质量参差不齐，终端电站建成后组件功率衰减的问题较为严重。

“加强产品质量积极研发新型产品将保证投资者收益的稳定性。此外，国内贸易争端不断，欧盟、加拿大持续发难，增强自身技术水平，提高产品质量将有助于企业从容应对双方争端，增强自身竞争优势。”孟鹏表示。

在政策的推动下，未来的光伏产业究竟会朝着何种方向迈进，我国的光伏产业在和国外的光伏产业竞争中是否处于优势，光伏的未来值得期待。（记者 梁文艳）

中国产经新闻报 2015-06-15

亚马逊建太阳能电站为数据中心供电

苹果、谷歌、Facebook 等科技巨头，都在实施能源绿色化计划，即利用太阳能风能发电，给自家耗电量巨大的数据中心供电。日前，步伐相对落后的亚马逊公司宣布，将参与建设美国一座太阳能电站，部分电力将提供给亚马逊数据中心。

据美国科技新闻网站 TheVerge 报道，周三，亚马逊宣布将参与在美国弗吉尼亚州一座 80 兆瓦的太阳能电站的建设计划，这座电站的建设方是“美国社区能源公司”，亚马逊的投资额度以及电力分享比例，尚不详。

这座电站产生的电力，可以满足 1.5 万户美国家庭所需。而亚马逊正在附近规划建设数据中心，因此未来将获得部分绿色能源。据悉，这座电站将会在明年十月份开始发电。

在使用绿色能源方面，亚马逊已经落后于其他科技行业的对手。

苹果公司此前已经在美国合作建设了六个太阳能电站，分布于加州、内华达州和北卡罗来纳州。苹果宣布目前在美国所有的数据中心、办公楼和苹果零售店，目前全部使用了可再生能源。

今年四月份，苹果还宣布和美国一家太阳能发电公司合作，在中国四川省建设两座太阳能电站。

去年，社交网络巨头 Facebook 也新建了一个数据中心，完全依靠风力发电供电。

据悉，亚马逊去年曾宣布在印第安纳州合作建设一座 150 兆瓦的风力发电站。这座电站将会在明年一月份发电。

此外众所周知的是，谷歌公司近些年已经在全世界建设了大量的太阳能电站和风力发电站，为其数据中心的海量服务器供电，谷歌甚至在研发利用海水给大量服务器降温的技术。

腾讯科技 2015-06-11

光伏电站土地政策之耕地使用税知多少

国内光伏电站建设如火如荼，可对政策您又了解多少呢？有些人不小心就掉进了政府的陷阱中。据说国内某大型光伏企业在内蒙古的一个草地光伏电站耕地使用税每年缴纳 4800 元一亩，估计现在肠子都悔青了~~

一、政策依据

目前耕地占用税的征收依据为《中华人民共和国耕地占用税暂行条例》

根据自 2008 年 1 月 1 日起施行的《中华人民共和国耕地占用税暂行条例》，耕地占用税的税额规定如下：

- （一）人均耕地不超过 1 亩的地区（以县级行政区域为单位，下同），每平方米为 10 元至 50 元；
- （二）人均耕地超过 1 亩但不超过 2 亩的地区，每平方米为 8 元至 40 元；
- （三）人均耕地超过 2 亩但不超过 3 亩的地区，每平方米为 6 元至 30 元；
- （四）人均耕地超过 3 亩的地区，每平方米为 5 元至 25 元。

二、征收标准

财政部、国家税务总局随后制定了《中华人民共和国耕地占用税暂行条例实施细则》，对税额进行了明确：

各省、自治区、直辖市耕地占用税平均税额表

中华人民共和国耕地占用税暂行条例

第一条 为了合理利用土地资源，加强土地管理，保护耕地，制定本条例。

第二条 本条例所称耕地，是指用于种植农作物的土地。

第三条 占用耕地建房或者从事非农业建设的单位或者个人，为耕地占用税的纳税人，应当依照本条例规定缴纳耕地占用税。

前款所称单位，包括国有企业、集体企业、私营企业、股份制企业、外商投资企业、外国企业以及其他企业和事业单位、社会团体、国家机关、部队以及其他单位；所称个人，包括个体工商户以及其他个人。

第四条 耕地占用税以纳税人实际占用的耕地面积为计税依据，按照规定的适用税额一次性征收。

第五条 耕地占用税的税额规定如下：

- (一) 人均耕地不超过 1 亩的地区（以县级行政区域为单位，下同），每平方米为 10 元至 50 元；
- (二) 人均耕地超过 1 亩但不超过 2 亩的地区，每平方米为 8 元至 40 元；
- (三) 人均耕地超过 2 亩但不超过 3 亩的地区，每平方米为 6 元至 30 元；
- (四) 人均耕地超过 3 亩的地区，每平方米为 5 元至 25 元。

国务院财政、税务主管部门根据人均耕地面积和经济发展情况确定各省、自治区、直辖市的平均税额。

各地适用税额，由省、自治区、直辖市人民政府在本条第一款规定的税额幅度内，根据本地区情况核定。各省、自治区、直辖市人民政府核定的适用税额的平均水平，不得低于本条第二款规定的平均税额。

第六条 经济特区、经济技术开发区和经济发达且人均耕地特别少的地区，适用税额可以适当提高，但是提高的部分最高不得超过本条例第五条第三款规定的当地适用税额的 50%。

第七条 占用基本农田的，适用税额应当在本条例第五条第三款、第六条规定的当地适用税额的基础上提高 50%。

第八条 下列情形免征耕地占用税：

- (一) 军事设施占用耕地；
- (二) 学校、幼儿园、养老院、医院占用耕地。

第九条 铁路线路、公路线路、飞机场跑道、停机坪、港口、航道占用耕地，减按每平方米 2 元的税额征收耕地占用税。

根据实际需要，国务院财政、税务主管部门商国务院有关部门并报国务院批准后，可以对前款规定的情形免征或者减征耕地占用税。

第十条 农村居民占用耕地新建住宅，按照当地适用税额减半征收耕地占用税。

农村烈士家属、残疾军人、鳏寡孤独以及革命老根据地、少数民族聚居区和边远贫困山区生活困难的农村居民，在规定用地标准以内新建住宅缴纳耕地占用税确有困难的，经所在地乡（镇）人民政府审核，报经县级人民政府批准后，可以免征或者减征耕地占用税。

第十一条 依照本条例第八条、第九条规定免征或者减征耕地占用税后，纳税人改变原占地用途，不再属于免征或者减征耕地占用税情形的，应当按照当地适用税额补缴耕地占用税。

第十二条 耕地占用税由地方税务机关负责征收。

土地管理部门在通知单位或者个人办理占用耕地手续时，应当同时通知耕地所在地同级地方税务机关。获准占用耕地的单位或者个人应当在收到土地管理部门的通知之日起 30 日内缴纳耕地占用

税。土地管理部门凭耕地占用税完税凭证或者免税凭证和其他有关文件发放建设用地批准书。

第十三条 纳税人临时占用耕地，应当依照本条例的规定缴纳耕地占用税。纳税人在批准临时占用耕地的期限内恢复所占用耕地原状的，全额退还已经缴纳的耕地占用税。

第十四条 占用林地、牧草地、农田水利用地、养殖水面以及渔业水域滩涂等其他农用地建房或者从事非农业建设的，比照本条例的规定征收耕地占用税。

建设直接为农业生产服务的生产设施占用前款规定的农用地的，不征收耕地占用税。

第十五条 耕地占用税的征收管理，依照《中华人民共和国税收征收管理法》和本条例有关规定执行。

第十六条 本条例自2008年1月1日起施行。1987年4月1日国务院发布的《中华人民共和国耕地占用税暂行条例》同时废止。

第一条 根据《中华人民共和国耕地占用税暂行条例》（以下简称条例），制定本细则。

第二条 条例所称建房，包括建设建筑物和构筑物。

农田水利占用耕地的，不征收耕地占用税。

第三条 占用园地建房或者从事非农业建设的，视同占用耕地征收耕地占用税。

第四条 经申请批准占用耕地的，纳税人为农用地转用审批文件中标明的建设用地人；农用地转用审批文件中未标明建设用地人的，纳税人为用地申请人。

未经批准占用耕地的，纳税人为实际用地人。

第五条 条例第四条所称实际占用的耕地面积，包括经批准占用的耕地面积和未经批准占用的耕地面积。

第六条 各省、自治区、直辖市耕地占用税的平均税额，按照本细则所附的《各省、自治区、直辖市耕地占用税平均税额表》执行。

县级行政区域的适用税额，按照条例、本细则和各省、自治区、直辖市人民政府的规定执行。

第七条 条例第七条所称基本农田，是指依据《基本农田保护条例》划定的基本农田保护区范围内的耕地。

第八条 条例第八条规定免税的军事设施，具体范围包括：

- （一）地上、地下的军事指挥、作战工程；
- （二）军用机场、港口、码头；
- （三）营区、训练场、试验场；
- （四）军用洞库、仓库；
- （五）军用通信、侦察、导航、观测台站和测量、导航、助航标志；
- （六）军用公路、铁路专用线，军用通讯、输电线路，军用输油、输水管道；
- （七）其他直接用于军事用途的设施。

第九条 条例第八条规定免税的学校，具体范围包括县级以上人民政府教育行政部门批准成立的大学、中学、小学、学历性职业教育学校以及特殊教育学校。

学校内经营性场所和教职工住房占用耕地的，按照当地适用税额缴纳耕地占用税。

第十条 条例第八条规定免税的幼儿园，具体范围限于县级人民政府教育行政部门登记注册或者备案的幼儿园内专门用于幼儿保育、教育的场所。

第十一条 条例第八条规定免税的养老院，具体范围限于经批准设立的养老院内专门为老年人提供生活照顾的场所。

第十二条 条例第八条规定免税的医院，具体范围限于县级以上人民政府卫生行政部门批准设立的医院内专门用于提供医护服务的场所及其配套设施。

医院内职工住房占用耕地的，按照当地适用税额缴纳耕地占用税。

第十三条 条例第九条规定减税的铁路线路，具体范围限于铁路路基、桥梁、涵洞、隧道及其按照规定两侧留地。

专用铁路和铁路专用线占用耕地的，按照当地适用税额缴纳耕地占用税。

第十四条 条例第九条规定减税的公路线路，具体范围限于经批准建设的国道、省道、县道、乡道和属于农村公路的村道的主体工程以及两侧边沟或者截水沟。

专用公路和城区内机动车道占用耕地的，按照当地适用税额缴纳耕地占用税。

第十五条 条例第九条规定减税的飞机场跑道、停机坪，具体范围限于经批准建设的民用机场专门用于民用航空器起降、滑行、停放的场所。

第十六条 条例第九条规定减税的港口，具体范围限于经批准建设的港口内供船舶进出、停靠以及旅客上下、货物装卸的场所。

第十七条 条例第九条规定减税的航道，具体范围限于在江、河、湖泊、港湾等水域内供船舶安全航行的通道。

第十八条 条例第十条规定减税的农村居民占用耕地新建住宅，是指农村居民经批准在户口所在地按照规定标准占用耕地建设自用住宅。

农村居民经批准搬迁，原宅基地恢复耕种，凡新建住宅占用耕地不超过原宅基地面积的，不征收耕地占用税；超过原宅基地面积的，对超过部分按照当地适用税额减半征收耕地占用税。

第十九条 条例第十条所称农村烈士家属，包括农村烈士的父母、配偶和子女。

第二十条 条例第十条所称革命老根据地、少数民族聚居地区和边远贫困山区生活困难的农村居民，其标准按照各省、自治区、直辖市人民政府有关规定执行。

第二十一条 根据条例第十一条的规定，纳税人改变占地用途，不再属于免税或减税情形的，应自改变用途之日起 30 日内按改变用途的实际占用耕地面积和当地适用税额补缴税款。

第二十二条 条例第十三条所称临时占用耕地，是指纳税人因建设项目施工、地质勘查等需要，在一般不超过 2 年内临时使用耕地并且没有修建永久性建筑物的行为。

第二十三条 因污染、取土、采矿塌陷等损毁耕地的，比照条例第十三条规定的临时占用耕地的情况，由造成损毁的单位或者个人缴纳耕地占用税。超过 2 年未恢复耕地原状的，已征税款不予退还。

第二十四条 条例第十四条所称林地，包括有林地、灌木林地、疏林地、未成林地、迹地、苗圃等，不包括居民点内部的绿化林木用地，铁路、公路征地范围内的林木用地，以及河流、沟渠的护堤林用地。

第二十五条 条例第十四条所称牧草地，包括天然牧草地、人工牧草地。

第二十六条 条例第十四条所称农田水利用地，包括农田排灌沟渠及相应附属设施用地。

第二十七条 条例第十四条所称养殖水面，包括人工开挖或者天然形成的用于水产养殖的河流水面、湖泊水面、水库水面、坑塘水面及相应附属设施用地。

第二十八条 条例第十四条所称渔业水域滩涂，包括专门用于种植或者养殖水生动植物的海水潮浸地带和滩地。

第二十九条 占用林地、牧草地、农田水利用地、养殖水面以及渔业水域滩涂等其他农用地建房或者从事非农业建设的，适用税额可以适当低于当地占用耕地的适用税额，具体适用税额按照各省、自治区、直辖市人民政府的规定执行。

第三十条 条例第十四条所称直接为农业生产服务的生产设施，是指直接为农业生产服务而建设的建筑物和构筑物。具体包括：储存农用机具和种子、苗木、木材等农业产品的仓储设施；培育、生产种子、种苗的设施；畜禽养殖设施；木材集材道、运材道；农业科研、试验、示范基地；野生动植物保护、护林、森林病虫害防治、森林防火、木材检疫的设施；专为农业生产服务的灌溉排水、供水、供电、供热、供气、通讯基础设施；农业生产者从事农业生产必需的食宿和管理设施；其他直接为农业生产服务的生产设施。

第三十一条 经批准占用耕地的，耕地占用税纳税义务发生时间为纳税人收到土地管理部门办理占用农用地手续通知的当天。

未经批准占用耕地的，耕地占用税纳税义务发生时间为纳税人实际占用耕地的当天。

第三十二条 纳税人占用耕地或其他农用地，应当在耕地或其他农用地所在地申报纳税。

第三十三条 各省、自治区、直辖市人民政府财政、税务主管部门应当将本省、自治区、直辖市人民政府制定的耕地占用税具体实施办法报送财政部和国家税务总局。

第三十四条 本细则自公布之日起实施。

附表：

地区	每平方米平均税额(元)
上海	45
北京	40
天津	35
江苏、浙江、福建、广东	30
辽宁、湖北、湖南	25
河北、安徽、江西、山东、河南、重庆、四川	22.5
广西、海南、贵州、云南、陕西	20
山西、吉林、黑龙江	17.5
内蒙古、西藏、甘肃、青海、宁夏、新疆	12.5

注：45元/平方折合3万元/亩，12.5元/平方折合8333元/亩

光伏资讯 2015-06-12

光伏电站生命周期的4大阶段

光伏电站全寿命周期管理就是光伏电站从可研到退役的全过程管理，光伏电站的全寿命周期管理划分为四个阶段（可研阶段、设计阶段、建设阶段、生产运营阶段），其管理理念应贯穿于这四个阶段。作为应用型系统设施，生产运营是光伏电站全寿命周期最长的阶段，行业内一般设计的电站寿期为25年，四个阶段以生产运营为主导与目标，围绕生产运营开展管理。本文根据经验从生产运营角度将四个阶段的控制要点提出建议。

1. 可研阶段

光资源情况是光伏电站投资的首要影响因素，光资源的优劣决定了电站的发电多少，影响光资源的好坏的因素较多，如天文因子（太阳常数，日地距离，太阳赤纬，太阳高度角，太阳方位角，时角）、地理因子（纬度，经度，海拔高度，地表反射率）、气象和环境因子（云，气溶胶，水汽，臭氧，沙尘等），各种影响因子情况复杂，影响大小不易量化，总体规律为纬度越低，海拔越高，空气质量越好，资源越好。一般前期可研阶段选用光资源数据库有 NASA 数据、Meteonorm 数据、SolarGIS 数据、3TIER 数据、选址当地气象局数据库，最常用选用的光资源要素为水平辐射总量、斜面辐射总量、散射辐射总量、年平均日照小时数、法向直接辐射辐照度（高倍聚光项目使用）。

厂址位置的选择决定着施工和运营阶段工作的便利性，是生产和生活条件的保障，也决定着运营成本的高低。厂址位置尽可能选择距离城市较近、供水供电可靠、交通便利、无矿产压覆和文物遗址的厂址，厂址位置和场地大小的选取影响着电站建设规模、扩容的便利性、运营阶段员工薪酬、

备件采购周期、质保期供应商响应速度、保险理赔响应速度、生产和生活配套设施的配备。

地质与地形条件决定组件支架设计难度的大小、施工难度、场地平整、土建及支架成本的高低，同时也决定着运营阶段组件因遮挡因素产生的效率损失、暴雨或洪水等恶劣自然条件下组件支架沉降的程度、修剪杂草或灌木丛引起的运营成本增加、风沙引起的组件清洗频率增多等，在可研阶段应充分预估后续运营费用，避免在经济测算时因未充分预估运营风险导致投资收益不达目标值。

用地属性除应规避基本农田法律红线以外，应对一般农田、草地、林地的征占费用及补偿费用进行充分测算、对于政府征收的土地使用税金等逐年交付的费用建议划归生产运营成本，根据年通货膨胀系数进行修正计算后接近实际费用。

电网接入及负荷消纳情况需充分调研，一般关注当地电网网架结构、电压等级、变电站变压器容量、变电站常用负荷情况、送出距离、预留间隔、电网电压和频率稳定性等，这些因素影响着电站建设规模和设备选型、送出线路选型与连接方式、运营阶段架空送出线路维护与抢修费用、涉网设备检修与维护方式。

融资成本因素是光伏电站投资的关键要素，不同的融资成本和利息偿还造成光伏电站收益的差别，影响电站投资测算中 IRR（内部收益率 Internal Rate of Return）和 ROE（净资产收益率 Rate of Return on Common Stockholders' Equity）的值，年还贷额应计入运营成本。

分布式电站比地面集中式电站情况略微复杂，除考虑上述关键点之外，还应关注屋顶承重（房屋建设年份、房屋结构、房屋有效使用面积、屋顶朝向和方位角、倾斜角度、遮蔽物、当地风压、地形、地貌）、电缆强弱电信号干扰、检修通道的预留、隔音（<65dB）、隔热、防雷、防火、防误碰设置、监控设施和技术改造空间预留、运营维护的统筹管理、电费结算方式、补贴分配方式、承租屋顶产权、设施管理和安全责任边界和其他法律风险。

2. 设计阶段

设备编码、文件编码、备件编码是实现多电站管理和全寿命周期的必要元素，三套编码体系的建设决定着电站运营能否实现标准化和规范化管理，设备编码和文件编码应在设计阶段确定，备件编码可在运营阶段补充完善。目前常用的设备编码采用《GB/T50549-2010 电厂标识系统编码标准》，文件编码和备件编码规则根据企业持有电站规模采用统一编码形式。

光伏区和升压站的布置决定着电站的投资成本和发电量，为节约电缆一般升压站设置在整個光伏阵列的中间位置，升压站设计应选用地势较高的地方在暴雨洪水等恶劣天气下保证无倒灌风险，阵列设计保证无遮挡且应考虑预留巡检通道，组串之间连接桥架设计应考虑预留组件清洗通道方便车辆出入，阵列整体设计应考虑防 PID 效应避免长期运行应组件加速衰减引起的超预期发电量损失，逆变器选型应稳定可靠考重点虑应散热不充分引起的模块损坏和电量损失，可调支架设计应给运营方提交支架调节时间和角度设计说明。

生产区域的设计应考虑后续操作和维修的便利性，隔离刀闸和接地刀闸设计考虑运维期间防止误操作，生产区域和生活区域应分开设计且应实体隔离，生产设施选型应考虑使用市场上标准器件便于运营阶段备品备件的采购及更换，开关柜设计应具备“五防”功能并配备电子五防锁，厂用变压器的选型应合理可靠并出具常用负荷测算书运营阶段根据测算数估算厂用电量，建议所有电站配备故障录波便于设备故障时及时精准分析，通讯保护设计应结合当地电网情况选择合适的保护匹配并在电站调试前提供保护定值单，二次屏柜设计应预留适当屏柜位置以满足电网新增要求和生产监控分析系统配备等技术改造项目需要，应根据电站规模设置工具间和备品备件库以满足运营维护需求，建议厂房单体设计<3000m³；不配备水消防系统便于运营阶段的消防设施维护，特殊气候条件地区的生产设计应满足当地特殊性（如变压器油的选型、防冻润滑油脂的选用、支架防强风设计、通风采暖的选用、墙体保温的设计、屋面防水设计等），分布式电站特别要关注防火设计。

生活区设计应满足运维人员生活需求，根据电站规模配备生产人员数量，员工宿舍设计应尽量朝南，根据电站选取的地理条件合理选取生活用水方式，照明回路和动力回路应分开设计，根据不同地区选用合理的节能采暖方式尽可能减少厂用电量，居住场所外墙厚度和保温设计应结合当地自

然气候条件选取，建议公司标准化生活区域设计以规范员工生活管理。

3. 建设阶段

施工前应做好施工组织设计、施工方案和施工进度计划，设备采购应选择长久而且值得信赖的品牌以保证运营阶段设备外委维修和零部件的采购渠道不中断，设备供货商应提供详细的设备说明和图纸便于运营阶段设备的维护和更换（如有条件可在招标是规定设备说明书的编码、格式、内容等，便于运营阶段运维规程的编写和资料管理与选用），电站竣工应设置合理的质保期以满足电站全投资测算和达到经济效益的最大化。

建设过程应做好工程“六大控制”（安全、质量、进度、成本、环境和文明施工控制），应按照施工图纸、方案和规范进行施工。为保证电站投运后因安装缺陷造成的大型技改项目不发生，运维人员应介入建设阶段跟踪安装情况，主要从生产运维的角度出发关注影响后续设备操作、检修、设备运行稳定性等问题，尤其要关注隐蔽工程（直埋电缆敷设、土建结构、接地网等），发现问题应及时反馈工程总包方和监理方督促整改。调试阶段需根据调试计划及时到现场跟踪学习以熟悉电站系统布置、设备操作方法、设备性能与参数设置，注意现场图纸资料和原始记录的收集和整理和工程转生产备件的跟踪和保护，配合工程人员电站首次并网的发令与操作。

运维人员介入建设阶段还有一项重要工作就是完成生产准备工作，主要工作有：生产运行规程和检修规程的编制；生产技术程序的编制（如预防性检修规程和技术监督试验规程与周期、事故处理应急预案、工具清单与检定周期、最低库存备件清单等）；生产系列套表格的制作（工作票、操作票、运行日志、交接班表格、设备台账、工具台账、备件台账、培训记录本等）；上墙制度的制作和悬挂；安全标示标牌的制作；常用工具的准备与计量工具检定；生产人员培训与取证（高压进网作业许可证和调度证）。

4. 生产运营阶段

生产运营阶段指电站首次并网至电站退役的全过程，即生产运维人员接管并有权操作电站设备的时间段。电站进入生产运营的第一个阶段是工程项目转生产验收，此验收意味着电站所有设备设施交由生产方管辖，由于施工方与业主方考虑问题角度不同一般都会产生一定分歧，首次并网后遗留尾工项的处理是分歧最大，也是矛盾的集中点，遗留尾工项一般分为一类缺陷和二类缺陷，一类缺陷指影响系统运行、可能造成人身伤害或者上级机构（电网、安监局等单位）要求整改的缺陷，主要特征是安全隐患和造成发电量的损失；剩余缺陷统归为二类缺陷。电站并网后运营责任移交至业主方，施工方处理缺陷需按业主方管理规定办理工作票，不得无票作业。施工方有按照国家标准、合同文件、技术规范和设计文件严格保证电站施工质量的义务，也必须承担消除缺陷的责任，一类缺陷必须由施工方整改，二类缺陷消除可以由施工方和业主方协商解决，当产生分歧时一般处理方式：施工方可委托业主方处理，业主根据缺陷的处理难度评估费用后处理，费用由施工方承担。公司规模较大、持有电站较多时可考虑利用移交投产信息系统进行缺陷的统计、跟踪和关闭流程管理。

生产运营阶段是光伏电站全寿命周期管理最重要的时期，电站管理需实现制度化、流程化和信息化，可将公司管理理念和管理具体方法融入信息系统完成对电站管理，设备编码、文件编码和备件编码需统一归纳到信息系统中实现管理，一般光伏发电企业使用的信息管理系统分为三类：ERP系统、MIS或CIS系统、电站监控与分析系统。ERP系统为企业经营的主要管理系统，它实现企业的人、财、物的管理，如人员工资发放、财务结算、物料采购等。MIS或CIS系统在电力企业应用广泛，它根据国家标准和电力行业标准设计，所有逻辑设计需遵循电力行业安全标准和管理标准，主要用于电力从业人员安全行为规范的管理，如运行日志、工作票、操作票、作业指导书等。电站监控与分析系统主要实现辅助电站运维人员进行电量统计、故障预警与诊断、效率分析、老化研究等，帮助公司管理人员实现远程监控、技术支持、经营情况统计与分析、对标管理等。

设备故障是电站非计划电量损失的根本原因，为有效管理设备故障可对设备管理等级进行划分，将重要敏感设备和重要敏感部件识别，巡检和预防性检修时加强对重要敏感设备和敏感部件的跟踪、评估与管理；优秀的备件管理有助于电站设备故障时的快速响应与处理，多电站情况下备件种类繁多

多、信息量大，需借助信息系统实现规范化管理，在适当的区域设立战略备件库，建立多电站备件联调机制；与电站就近的有资质单位签订维修外包协议，在复杂故障处理时给予支持，有助于减少电量损失；采用功能灵敏且完备的电站监控与分析系统有助于电站人员及时发现故障，通过系统对已发生故障进行多电站经验反馈并及时对他站排查类似故障隐患可有效降低公司整体设备故障率；对电站设施进行老化跟踪管理并确定合理的预防性检修或技术改造计划可减少因电站设施老化引起的安全风险和电量损失；建设合理可行的企业培训体系加强对运维人员的培训可提高消缺效率；对于多发故障因在本站内编制纠正性检修程序可缩短人均检修时间；建立标准工时管理机制，对缩短消缺时间和提升消缺质量具有重要意义，而且可通过标准工时对故障损失电量和故障消缺成本进行分析管理，有利于运维成本控制。

效率提升是电站全寿命周期研究的重要方向，效率提升方法的研究只有在运营阶段通过大量实践分析获得，不断地钻研效率提升方法，促使企业优化技术方案和管理方法进而提升经营业绩。效率提升分两个方面，运维人员工作效率提升和电站设备发电能力提升，运维人员是影响光伏效率提升的根本因素，优秀的运维团队可以有效提升电站运营能力和发电水平，据统计，事故和故障的发生由于人因失误而导致的占比约 90%，有效避免人因失误可降低电站运维安全风险和故障率，有效降低人因失误的方法主要有：加强企业文化建设，加强安全管理提升运维人员安全意识，健全组织管理机制，完善经验反馈和沟通机制，加强人员培训，改善作业环境规范作业流程。电站设备发电能力提升主要考虑以下几方面：及时清洗组件减少灰尘遮挡、组件温度升高引起的效率下降、由于组件衰减或隐裂引起的组串失配、逆变器采用多路 MPPT 跟踪提升效率、采用跟踪或可调支架、合理串接光伏组件、变压器合理选型减少功率损耗，加强设备管理降低故障率，根据设备老化周期合理更换部件。

光伏电站退役应符合重点考虑环保要求，电站设施应分类处置，废旧组件应找有资质的企业回收利用，根据运行周期将电气设备折旧处理，部分可用部件应解体拆除后重新利用，折旧收入计入光伏电站全投资收益。

世纪新能源网 2015-06-15

印度或成下一片太阳能投资热土

印度自莫迪政府上台以来，就对可再生能源、特别是太阳能表现出非常的热情。莫迪政府不仅提升了原有的太阳能装机容量目标，同时还为太阳能产业发展大开绿灯，给予支持。近日，油价网撰文指出，随着印度政府支持力度的加大，印度大有希望成为下一片太阳能投资热土。

先天条件良好

作为一个位于赤道附近的热带国家，印度全年日照充足，发展太阳能产业先天条件良好。然而，过去很长一段时间，印度主要依靠煤炭作为能源供给的主力。IEA 的数据显示，目前印度电力的 68% 左右都来自燃煤发电。随着煤炭资源的日渐减少，加上燃煤发电污染严重，印度开始寻找更为清洁的能源替代品。

据油价网报道，目前印度已经有大约 10% 的电力供应来自各种替代能源，包括太阳能、风能、生物质能。

此外，经过几年的发展，印度太阳能发电的成本也在不断下降。印度新能源与可再生能源部，期望在 2022 年前，将太阳能发电能力提高到 20 吉瓦。

2014 年 10 月，印度政府宣布，拟将太阳能发电规划目标大幅提升至 100 吉瓦；同年 12 月，印度政府又宣布，将在全国不同的邦打造超过 10 个太阳能公园。印度政府不仅将协助这些太阳能项目获得所需的土地，同时还将保证这些项目周边配备输电系统、供水、道路连接和通信网络。此外，印度政府还承诺，将为太阳能电厂提供相应的税收优惠甚至减免。

今年 5 月，印度电力新能源可再生能源部长 Piyush Goyal 又表示，印度政府将尽快批准增加 100 吉瓦太阳能装机规划的终审稿。Goyal 在接受采访时指出：“政府已经批准通过了 19 个太阳能发电项

目，总装机量在 12 吉瓦到 13 吉瓦之间。而 100 吉瓦太阳能规划方案的终审有望在短期内完成。”

据 Goyal 透露：“政府正在出台一项强制性政策，要求上网的太阳能电力必须输送到偏远地区进行供电。我们相信这将对偏远地区的太阳能投资带来一定拉动作用。”

此外，印度还成立了国家太阳能政策和应用机构，用以联合太阳能资源丰富国家进行太阳能开发和技术应用。

为了更多吸引外来投资，印度可再生能源发展局、歌美飒也计划，在未来 5 年内在印度建设大约 2 万兆瓦的可再生电力装机容量。

印度已经成为太阳能项目投资的重点市场之一。

图：./W020150603336719878501.jpg

李慧 中国能源报 2015-06-03

关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见

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）、工业和信息化主管部门、质监局，国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，华能集团、国电集团、大唐集团、华电集团、中电投集团、神华集团、中节能集团、中核集团、中广核集团、中电建集团、中能建集团：

2013 年国务院发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发[2013]24 号）以来，我国光伏技术进步明显加快，市场规模迅速扩大，为光伏产业发展提供了有力的市场支撑。与此同时，也出现了部分落后产能不能及时退出市场、先进技术产品无法进入市场、光伏产业整体技术升级缓慢、光伏发电工程质量存在隐患等问题。为促进先进光伏技术产品应用和产业升级，加强光伏产品和工程质量管理，现提出以下意见：

一、发挥市场对技术进步的引导作用。充分发挥市场配置资源的决定性作用，提高光伏产品市场准入标准，引导光伏技术进步和产业升级。根据不同发展阶段的光伏技术和产品，采取差别化的市场准入标准，支持先进技术产品扩大市场，加速淘汰技术落后产品，规范光伏发电技术和质量监督管理。逐步建立光伏产品市场准入标准的循环递进机制，加速光伏发电技术进步和产业升级。

二、严格执行光伏产品市场准入标准。自本文件发布之日起，光伏发电项目新采购的光伏组件应满足工业和信息化部《光伏制造行业规范条件》（2015 年本）相关产品技术指标要求。其中，多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别不低于 15.5% 和 16%；高倍聚光光伏组件光电转换效率不低于 28%；硅基、铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 8%、11%、11% 和 10%；多晶硅、单晶硅和薄膜电池组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率分别不高于 2.5%、3% 和 5%，之后每年衰减率不高于 0.7%，项目全生命周期内衰减率不高于 20%。高倍聚光光伏组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率不高于 2%，之后每年衰减率不高于 0.5%，项目全生命周期内衰减率不高于 10%。上述指标将根据产业发展情况适时调整。

三、实施“领跑者”计划。国家能源局每年安排专门的市场规模实施“领跑者”计划，要求项目采用先进技术产品。2015 年，“领跑者”先进技术产品应达到以下指标：多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别达到 16.5% 和 17% 以上；高倍聚光光伏组件光电转换效率达到 30% 以上；硅基、铜铟镓硒、碲化镉及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别达到 12%、13%、13% 和 12% 以上。“领跑者”计划通过建设先进技术光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等方式实施。国家能源局提出示范工程的主要技术进步指标、建设规范、运行管理及信息监测等要求。省级能源主管部门通过竞争性比选机制选择技术能力和投资经营实力强的开发投资企业，企业通过市场机制选择达到“领跑者”先进技术指标的产品。

四、发挥财政资金和政府采购支持光伏发电技术进步的作用。国家支持的解决无电人口用电、偏远地区缺电问题和光伏扶贫等公益性项目、国家援外项目、国家和各级能源主管部门组织实施的各类光伏发电应用示范项目、各级地方政府使用财政资金支持的光伏发电项目以及在各级政府机构

建筑设施上安装的光伏发电项目，优先采用“领跑者”先进技术产品。

五、加强光伏产品检测认证。加强光伏产品检测认证能力建设，逐步提高光伏产品认证标准，提高光伏行业国际标准制定和国际互认能力。光伏组件生产企业应具备组件及其使用材料的产品试验、例行检验所必须的检测能力。企业生产的关键产品必须通过第三方检测认证，并由第三方检测认证机构公布检测认证结果。光伏组件生产企业在产品说明书中应明确多晶硅、电池片、玻璃、银浆、EVA、背板等关键原辅材料的来源信息，确保进入市场的光伏产品必须是经过检测认证且达标的产品。

六、加强工程产品质量管理。光伏发电项目采用的光伏组件、逆变器及关键产品，须通过国家认监委批准的认证机构认证且与认证送检产品保持一致。各光伏发电开发投资企业应建立光伏发电关键设备的技术及质量管理体系，在产品招标采购、到货验收、竣工验收环节，对光伏产品技术指标提出明确的要求。

七、加强技术监测和监督。国家能源局、工业和信息化部和国家认监委等部门定期组织有关单位对光伏市场产品开展技术质量检查，重点检查光伏产品关键技术性能和产品质量，完善技术质量管理政策，检查结果向社会公布。对产品未达到市场准入标准的制造企业，予以公告。对国家组织实施的“领跑者”计划项目，委托第三方检测认证机构进行全过程技术监测评价，在工程竣工验收时重点检查是否达到承诺的指标，在工程投产一年后进行后评估并公布评估结果。

八、完善光伏发电运行信息监测体系。行业技术支撑单位要按照行业管理有关要求，开展并网运行光伏发电项目建设运行信息统计工作。电网企业要建立和完善并网运行信息监测系统，监测项目输出功率和发电量等数据，保持运行信息的连续性和完整性，配合开展光伏发电技术评价和质量检查信息服务工作。项目单位应向国家可再生能源信息系统报送光伏发电设施的基本信息，包括光伏组件类型、规格、额定功率、安装方式、逆变器型号、系统最大输出功率等。项目设施进行检修和发生故障时，项目单位应按运行规程及时向电网企业通报有关情况。

附件：主要技术指标说明国家能源局 工业和信息化部 国家认监委 2015年6月1日

国家能源局 2015-06-09

工信部发起光伏“领跑者”计划

今年以来，刚刚回暖的光伏产业，频繁遭遇美国、欧盟、澳大利亚等发起的“双反”制裁。

对此，工信部等三部委近日发布《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》（简称《意见》）。《意见》将“领跑者”计划准入标准进行量化，意图通过“领跑者”带领全行业突出重围。

传统和新兴市场半年内都“双反”

今年以来，欧美作为我国光伏出口的传统市场，纷纷举起双反大棒。

上周五，欧盟委员会宣布，将对阿特斯太阳能、昱辉阳光、中盛光电等三家中国光伏企业征收高额关税，同时让对方退出最低价格承诺协议。如果这一方案得以落实，三家企业将被征收 47% 的平均关税，出口欧洲的成本将大幅增加。

今年 1 月，美国国际贸易委员会作出终裁，认定从中国大陆进口的晶体硅光伏产品存在倾销和补贴行为。这次终裁意味着美国海关对此类产品征收“双反”关税，即对中国厂商征收 26.71%—165.04% 的反倾销税。

作为我国光伏产品出口的新兴市场，澳大利亚也不甘落后。

商务部 3 日的消息显示，澳大利亚对原产于中国的金属硅作出反倾销和反补贴终裁。两家强制应诉企业的倾销幅度为 18.3%，补贴率为 6.3%，倾销和补贴合并税率为 12%。未合作和其他企业的倾销幅度为 27%，补贴率为 37.6%，合并税率为 58.3%。

市场人士认为，半年内多个国家对中国光伏产品发起“双反”制裁是一个很大的挑战。

机电商会的历史数据显示，首次“双反”后，2012 年中国对美的出口额仅为 14.02 亿美元，下降了 42.75%；二次“双反”初裁后，对美出口量下降了 65.9%。经过欧盟和美国“双反”的冲击，

国内一些出口单一、规模小、产能相对落后的光伏企业纷纷关门停业。

“领跑者”需拿技术说话

面对国际市场的新形势，中国可再生能源学会副理事长孟宪淦认为，“减少贸易摩擦，首先要增加自身的竞争力，而核心竞争力就是科技创新。”

为此，工信部与国家能源局、国家认监委联合印发的《意见》明确提出，启动“领跑者”计划，引导光伏技术进步和产业升级。

《意见》指出，2015年，“领跑者”先进技术产品应达到以下指标：多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别达到16.5%和17%以上；高倍聚光光伏组件光电转换效率达到30%以上；硅基、铜铟镓硒、碲化镉及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别达到12%、13%、13%和12%以上。

市场人士认为，由此可见，光伏企业进入“领跑者”计划的唯一敲门砖便是技术。

除了细化“领跑者”准入标准外，《意见》还为“领跑者”技术应用护航到底。

《意见》提出，应发挥财政资金和政府采购支持光伏发电技术进步的作用。国家和各级能源主管部门组织实施的各类光伏发电应用示范项目、各级地方政府使用财政资金支持的光伏发电项目以及在各级政府机构建筑设施上安装的光伏发电项目，优先采用“领跑者”先进技术产品。

帮助龙头企业摆脱价格战困扰

专家认为，领跑者计划意义在于鼓励技术领先产品的普及和推广，进而提高行业的竞争力。

据介绍，长期以来，我国对光伏企业的支持主要体现在为企业扩大再生产提供贷款。这种方式在造成产能过剩的同时，也使全行业失去了竞争力。

而国际经验显示，美国给光伏企业的贷款侧重于科技研发。支持美国龙头企业掌握核心技术，占据了市场竞争的有利条件，让企业立于不败之地。

这两种不同的方式使得两国光伏企业的差距越来越大，而“领跑者”计划将从根本上解决这一局面。

业内人士认为，领跑者计划会帮助龙头企业从价格战中解放出来。它的意义是树立标杆，引领企业使用新技术，促进新技术的研发和推广。

中投证券分析师表示，中国光伏行业已经逐渐回暖，进入新一轮增长周期。去年全国新增并网光伏装机容量10.6GW，在高位保持稳定。

该分析师预计，国家多项利好政策的支持将推动光伏行业持续快速发展，政策将重点发展分布式光伏项目的龙头企业。

上海证券报 2015-06-11

深圳机场光伏清洁能源发电量占总用电量的7.8%

记者11日从深圳机场获悉，机场集团在2014年度深圳市生态文明建设重点企业考核中获评“优秀”。这是继去年光伏发电项目荣获省企业管理现代化创新成果二等奖后，深圳机场在生态文明建设工作上获得的又一殊荣。

据了解，在2014年度深圳市生态文明建设考核中，深圳机场集团获得了总分96.61分（满分100分）的好成绩，共完成了11项环境保护工作任务和12项治污保洁工程，并通过制定8项综合及专项生态文明建设工作实施方案，在水污染控制、大气污染控制、固体废弃物污染控制等方面均取得了明显效果。

在清洁能源利用方面，2014年光伏清洁能源发电量占机场总用电量的7.8%，节约标煤约1300吨，二氧化碳减排量约10000吨。为改善区域水环境，深圳机场深入开展“清源行动”，实施机场南片区污水整治工程，为期三年的机场南内排渠综合整治工程也已获得政府投资，区域水环境质量“颜值”大幅提升。

此外，深圳机场还着力解决航空垃圾、有机垃圾等固体废物的分类收集和处理处置问题，做到

深度解析光伏发电补贴政策

随着环境和能源问题的日益突出,我国对太阳能光伏发电的政策支持力度也不断加大。自 2005 年颁布《可再生能源法》后,陆续出台了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》、《国务院关于促进光伏产业发展的若干意见》、《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》等支持可再生能源的政策法规。在对国家层面法律、政策进行调研的基础上,结合近期项目经验,我们对光伏电站申请电价补贴的流程、审核及补贴标准等问题进行了如下梳理。

电价补贴政策概述

我国光伏电站主要分为集中式光伏电站和分布式光伏电站两类,法规及政策方面对两类光伏电站申请电价补贴的流程、审核及补贴标准也不尽相同。

对于集中式光伏发电,我国根据各地太阳能资源条件和建设成本将全国分为三类太阳能资源区,三类资源区燃煤机组标杆上网电价分别为每千瓦时 0.9 元, 0.95 元和 1 元(不排除地方为鼓励光伏发电而制定高于标杆价的上网电价标准的情况,一般情况下高出部分由省级财政承担)。电网企业可就光伏电站标杆上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价的部分,申请可再生能源发电补贴资金。

对于分布式光伏电站,我国实行全电量补贴政策,电价补贴标准为每千瓦时 0.42 元(含税),通过可再生能源发展基金支付给电网企业后由电网企业转付给发电企业。对分布式光伏发电系统中自用有余上网的电量,由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。此外,分布式光伏发电系统自用电量无需缴纳随电价征收的各类基金和附加,以及系统备用容量费和其他相关并网服务费。

申请电价补贴的流程

国家能源局通常于年初,在综合考虑全国光伏发电发展规划、各地区上一年度建设情况、电力市场条件及各方面意见的基础上,编制该年的光伏发电建设实施方案(例如,国家能源局于 2015 年 3 月 16 日发布了《国家能源局关于下达 2015 年光伏发电建设实施方案的通知》)。光伏发电建设实施方案将规定各地区新开工的集中式光伏电站和分布式光伏电站的总规模,规模内的项目具备享受国家可再生能源基金补贴资格。集中式光伏发电和分布式发电申请电价补贴的条件、流程具体如下:

集中式光伏发电

根据《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》,申请补助的项目必须符合以下条件:

1.属于《财政部、国家发展改革委、国家能源局关于印发<可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法>的通知》规定的补助范围(可再生能源电价附加收入的补助范围:1)电网企业按照国务院价格主管部门确定的上网电价,或者根据法律规定通过招标等竞争性方式确定的上网电价,收购可再生能源电量所发生的费用,高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额;2)执行当地分类销售电价,且由国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统,其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分;3)电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用,不能通过销售电价回收的部分。); 2.已完成审批、核准或备案,且已经过国家能源局审核确认; 3.上网电价已经价格主管部门审核批复。财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核,并将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。

可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。省级电网企业、地方独立电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量,按月与可再生能源发电企业结算电费。国家电网公司和南方电网公司范围内的并网发电项目和接网工程,补贴资金不再通过省级财政部门拨付,而是由中央财政直接拨付给国家电网公司、南方电网公司。

分布式发电

根据《关于分布式光伏发电实行按照电量补贴政策等有关问题的通知》,申请补贴的分布式光伏发电项目必须符合如下条件:

1.按照程序完成备案:

2.项目建成投产,符合并网相关条件,并完成并网验收等电网接入工作。符合上述条件的项目可向所在地电网企业提出申请,经同级财政、价格、能源主管部门审核后逐级上报。财政部、国家发展改革委、国家能源局对报送项目组织审核,并将符合条件的项目列入补助目录。中央财政按季向国家电网公司、南方电网公司及地方独立电网企业所在省级财政部门预拨补贴资金。电网企业根据项目发电量和国家确定的补贴标准,按电费结算周期及时支付补贴资金。

典型地区的实践操作

根据我们在光伏项目并购领域的项目经验,特此挑选内蒙古、河北和辽宁三地落实光伏补贴政策的具体情况进行对比和说明。

内蒙古

内蒙古太阳能资源较为丰富,光伏项目的投资竞争相对激烈,各盟市能源主管部门每年年末根据自治区下达的年度规模指标,编制下一年度本地区具备投产能力的项目建设实施方案,该方案中的太阳能电站必须是已备案并取得电网企业接入系统审查意见的项目。列入国家年度建设实施方案的太阳能电站备案项目,应在办理完土地、环保、节能、安全、规划、水土保持、社会稳定风险评估等手续后尽快开工建设。建完投产的太阳能电站项目,自取得自治区能源局出具的项目竣工验收复核意见后方可申报可再生能源电价附加资金补贴。补贴标准参照适用国家发布的光伏项目补贴标准。

河北

根据我们在河北省内的项目经验,并结合我们与河北省能源局的沟通,河北省申报可再生能源电价附加资金补贴的流程与内蒙古并不完全相同,光伏项目一般在被纳入建设实施方案后才进行备案。备案后的项目应及时建设、投产并组织验收,并将作为安排并网补贴计划的重要依据。具体的补贴标准为:

1.集中式光伏发电按照国家规定的标杆上网电价销售给电网企业,由电网企业申请电价补贴。对于2014年底前建成投产的光伏电站,其上网电价在国家确定的光伏电站标杆上网电价基础上,按照每千瓦时补贴0.3元执行;2015年底前建成投产的补贴0.2元,2017年底前建成投产的补贴0.1元;自投产之日起执行3年; 2.分布式光伏发电实行全电量补贴,补贴标准为每千瓦时0.42元,对于自用有余上网部分,电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。补贴的具体发放时间一般为项目投产后,发放的数额一般会根据当地实际的光伏建设情况分批发放。

辽宁

辽宁省政府从2012年开始,设立了辽宁省太阳能光伏发电上网电价财政补贴资金,对省能源主管部门核准并网发电的太阳能光伏发电项目给予电价补贴。申请电价补贴支持的项目应符合如下条件:

1.应符合《辽宁省“十二五”新兴产业发展规划》和经国家批准的项目所在地区的产业发展规划,并符合国家节能减排、低碳经济、产业结构调整升级的要求;

2.单个项目装机容量不低于300千瓦(kWp);

3.光伏发电项目的业主单位应具有保障项目长期运行的能力,发电系统运行期不少于20年;

4.项目经省能源主管部门核准,按程序完成立项和系统集成、关键设备招标,并由当地电网企业出具同意接入电网意见;

5.项目已经验收后正式投产,并正常运行。集中式和分布式光伏项目适用统一的电价补贴标准,即:2012年12月31日之前建成投产的太阳能光伏发电项目,按0.3元/千瓦时标准给予电价补贴;2012年以后,补贴标准按照年均递减10%的比例确定。根据我们与辽宁省发改委的沟通,辽宁省在“十三五”可能将适用全新的电价补贴政策,但新政策尚在制定过程中。

金杜律师事务所 2015-06-15

美国第一季度家用太阳能发电能力飙升 76%

北京时间6月10日凌晨消息，据彭博社报道，GTM Research与美国太阳能行业协会发布的调查报告显示，今年一季度美国家用太阳能发电系统装机容量较去年同期增加76%，至437兆瓦(MW)，全美新增的发电能力当中有超过一半是光伏发电。

报告显示，今年一季度美国太阳能发电总装机容量增加1.3吉瓦(GW)，连续第六个季度增幅超过1吉瓦。全年装机总容量预计将达到7.9吉瓦，较去年增加27%。

该报告预计，到2016年太阳能发电将满足美国大约800万家庭的用电需求，从而抵消4500万吨的碳排放，相当于减少了1000万辆汽车。(羽箭)

新浪财经 2015-06-10

薄膜太阳能发电的未来在何方

最近关于汉能的事，全球媒体各说各话，作了大量报道和分析，试图道出问题的真相。本文无意再重复各种阴谋论、做空论等说法，只想就一个话题，薄膜发电，探讨一二，其一，汉能做的薄膜发电到底是什么；其二，它有没有未来。

薄膜发电是什么

什么是薄膜发电技术？要搞清楚这个概念，首先需要了解一下光伏发电技术。将太阳能直接转换为电能的技术就是光伏发电技术。光伏发电技术的关键元件是太阳能电池，其中分为两种，一种是较为传统较为成熟的晶硅电池；另一种就是新一代的薄膜电池，薄膜电池又可以细分为非晶硅电池、碲化镉电池、铜铟镓硒电池、砷化镓电池等种类。

对比晶硅、薄膜两条路线，北京低碳清洁能源研究所太阳能中心主任陈颀此前在接受《证券日报》采访时曾表示：“公允地说，单晶硅、多晶硅和薄膜在应用上各具优劣。从地面电站建设角度来看，在相等的装机容量下，晶硅不需要更多的土地；而薄膜则需要更大的面积。”

“当然薄膜也具有独特的优势，它具有更好的弱旋光性（光照不足时仍可发电）、温度不敏感性（对温度的变化不敏感，温度提高时电池效能下降较小）。所以，在实际发电量上，薄膜优势则更为突出。”

相比晶硅，薄膜目前的市场占有率低，不到10%，这是事实。但是放眼世界太阳能，目前欧美最大的太阳能公司，美国总统奥巴马不止一次亲自站台的First Solar做的是薄膜，而不是晶硅，First Solar目前全球装机容量超过10GW。日本最大的太阳能公司Solar Frontier，也是一家薄膜太阳能公司，同时也是壳牌石油公司的全资子公司。美日的太阳能老大都是做薄膜的，他们不傻。

薄膜发电的未来在哪

讨论薄膜发电的前景之前，有必要看下光伏行业的未来前景：传统能源永远短缺，而且越来越少，这是共识；环境恶化越来越严重，这也是共识，所以光伏新能源不可能是泡沫，供需的不平衡是暂时，曲线一定蜿蜒上升。这是没有什么可怀疑的。

在中国光伏界，由于坚定拥护薄膜路线，汉能总是显得有点“另类”，最近汉能股价坐了过山车，薄膜技术被人指指点点也是难免。但其实说到根上，晶硅、薄膜技术特性不同，决定了它们完全服务于不同市场的，并不能决定孰优孰劣。晶硅在地面电站掌握话语权，薄膜在这儿没有独特的竞争力，但从技术特性来说，薄膜的市场和未来也不应该在地面电站上，薄膜的未来一是高端装备，二是民用市场。

国务院在《中国制造2025》规划中把电力装备被列入了十大重点发展的领域之一，其中明确推进新能源、可再生能源装备等智能化制造。薄膜电池技术门槛高，产业化生产智能化程度高，中国电力装备，特别是新能源装备的高端化智能化，未来属于薄膜。

薄膜电池还因为“轻、薄、柔”的特点，可以把光伏技术融入生活，应用于户用发电、农业大棚、汽车、手机等设备上，在衣服、背包，甚至帐篷上也能有所应用，其市场前景可观。南开大学孙云教授以铜铟镓硒(CIGS)薄膜为例介绍，“从技术成熟度和生产成本上看，CIGS的产业化前景十

分明朗，且其很多优势（轻柔等）是晶硅所不具备的。不过，考虑原材料的储量和成本，以及光伏要成为替代性能源的远景目标，CIGS 替代晶硅并不现实，但即便如此，我认为，未来 CIGS 的全球市场规模也能够达到 80GW-100GW”。

不过，想要实现李河君的薄膜梦，显然还有不少功课要做，因为薄膜发电不是要开发一件新产品，而是一个新市场，甚至新时代。这时，解决所有问题必须依靠创新，创新过程中，方向比速度更为重要，就像一列正在爬坡的火车，我们不妨推它一把，再给它一点时间，要是它成了，你将从中直接受益，要是它不成，你什么也得不到。

OFweek 太阳能光伏网 2015-06-04

首个光热发电全产业链基地开建

5月27日，天津滨海光热产业园在天津滨海新区正式开工建设，这是中国首个光热发电全产业链生产制造基地。在不久的将来，在这片总占地面积 580 亩的土地上，有望实现“在这里下一份订单，就能建设一个完整的光热电站”的夙愿。

看好光热发电商业化前景

天津滨海光热产业园于 2014 年 9 月落户滨海高新区，其投资主体为天津滨海光热发电投资有限公司（简称“CSPBH”），该公司注册资本 6 亿元，由深圳市核电工程建设有限公司和天津滨海高新区政府联合投资设立。项目总规划投资额高达 45 亿元，将建设具有国际先进水平的太阳能光热发电技术研发及产业化基地。

CSPBH 董事长官景栋在开工仪式上表示，“全球太阳能热发电市场正在加速发展，国际能源署预测到 2050 年，光热发电将占全球总电力供应的 11%，这是一个庞大的数字，在这一具有巨大发展潜力的新兴能源市场上，我们希望中国可以诞生世界上最好的太阳能热发电厂商，我们的目标即在于此。”

“雾霾是当前环境面临的一大问题，而太阳能光热的所有生产和利用环节都是洁净的。未来我们将可以看到国产化的领先的光热产品在这个地方实现生产，这里将可能成为光热发电整体解决方案的一大基地。”天津滨海高新区主任倪祥玉对此表示。

打造全产业链生产基地

45 亿元的投资如果全部落地，堪称中国光热发电行业最大一笔生产线建设投资，如此巨量的资金投入，在官景栋看来，是不得已更是必须做的。

据介绍，该基地将由光热产业园和光热科技园两大园区组成。将引进意大利阿基米德太阳能公司的高温集热管技术、意大利 Reflex 反射镜公司的高效超薄反射镜技术、瑞士 Sarea 公司的太阳能跟踪控制技术等国际领先的光热发电技术在这里实现本土化的生产制造，最终建成一个年产能达 200 兆瓦规模的包括集热、储热、换热、发电等全套装备的生产制造基地及一个世界级的光热发电科技研发中心。

记者了解到，该产业园的一大特点是将打造熔盐槽式光热发电系统的全产业链生产线，CSPBH 为此分设了多家公司负责光热发电各细分技术研发和技术引进。目前，CSPBH 已经完成了与所有关键技术合作方的签约，只待生产基地基础设施建设完毕即可安装生产线。今年计划先期完成反射镜工厂的建设。

当天同时宣布正式成立的还有一支规模达 40 亿元的天津滨海光热发电产业基金，该基金由天津滨海区政府（占 60%）与 CSPBH（占 40%）共同发起设立。据称，通过该基金的运作，将可以解决该光热产业基地的资金问题。

力推熔盐槽式技术国产化

与该生产基地规划相对应的是 CSPBH 所选择的技术路线，其所有的生产线都将围绕熔盐槽式技术的需求而建设。熔盐槽式技术即直接采用熔盐作为吸热、传热和储热工质的新型槽式技术，是有别于传统的导热油传热、熔盐储热的一种新型光热发电技术。

事实上，CSPBH 对熔盐槽式技术已有多年的研究和积淀，早在 2013 年 9 月在甘肃阿克塞宣布开工的 50 兆瓦熔盐槽式光热发电项目的投资方即是 CSPBH 的前身。而在该项目之前，其核心团队已经对熔盐槽式技术进行了长达两年的研究，并与该技术的国际领先方意大利国家能源实验室 ENEA、阿基米德太阳能公司等进行了多轮合作探讨，在 CSPBH 于 2014 年注册成立之后，相关的合作协议陆续签署。

官景栋表示，“这几年来，我们真金白银地投入，投入巨资拿下国际合作方的技术专利权，仅此一项就耗资 1700 余万欧元。现在又拿下天津近 600 亩地，投入数亿元开建这一全产业链基地，就是要先把基础做好。我们不能一直依赖进口海外的产品，只有完全彻底的国产化，才能快速拉低光热发电的成本。”

而之所以敢如此大手笔地投入，是因为官景栋相信，熔盐槽式技术是更先进、更环保、更高效的光热发电技术，其未来也必将成为光热发电的主流技术。虽然在实际的工程层面还存在熔盐冻堵等一些难点，但这些问题都是可以解决的。

实际上，熔盐槽式技术作为一种可有效提高槽式电站发电效率，降低均化发电成本的新一代技术，国内外产业界一直以来都在给予极大的关注，但由于该技术对集热管提出了更高的性能要求、对熔盐防凝保温带来了更大的挑战，其在商业化电站开发层面一直未能取得实际的业绩。全球目前已建成的两个熔盐槽式项目均为小型的示范实验项目，均位于意大利。其中一个 2010 年建成，即意大利国家电力公司 Enel 的 5 兆瓦示范电站，另一个则是日本 Chiyoda 和阿基米德太阳能在 2013 年合作建成的 600 米长的实验回路。

而 CSPBH 的主要技术合作方即来自于参与过上述项目开发建设的厂商。也正是在此前已有示范的经验基础上，CSPBH 下决心将这种技术引入中国市场，并最终实现真正的本土化。

在实现完全本土化之前，CSPBH 准备先用实际案例来回答“熔盐槽式技术到底在中国是否可行”的疑问。事实上，这一问题长期以来在中国光热发电业内都存在较大争议，无论是行业专家、还是业内企业，在此问题上都难以达成统一。

官景栋对记者表示，“现在用‘说’是无法回答这一问题的，因此我们决定用‘做’来回答，CSPBH 已经投资 7000 余万元在甘肃阿克塞建设一个 800 米长的熔盐槽式回路系统，计划于今年年底前并网发电。这个系统如果成功投运，将彻底回答所有人的质疑，即使失败了，我们也能坦然面对，并积极地总结经验教训。不论如何，我们认为这件事都是值得去尝试的，如果没有人去尝试，这个问题就永远没有答案。”

在官景栋的规划中，在该示范系统取得成功的基础上，CSPBH 将大刀阔斧地推进多个商业级光热电站的开发进程。目前，CSPBH 已基本完成了在技术、产业、项目方面的相关布局。

这一次，熔盐槽式光热发电技术的大规模商业化应用能“破冰”吗？

张子瑞 中国能源报 2015-06-04

迪拜到 2030 年光伏装机达 3000 兆瓦

迪拜最高能源委员会当日表示，到 2030 年，太阳能装机将达 300 兆瓦，在能源结构中占比超过 15%。

迪拜最高能源委员会经营管理主席 Faisal Rashid 称：“我们将提高太阳能目标，从目前的占比 5% 提升至 15%。” 13 兆瓦的光伏电站准备开建，另一座 200 兆瓦的电站已处于建设当中。

Rashid 表示，迪拜集中力量发展太阳能，对其他可再生能源如风能和垃圾能还未给予过多关注。“根据研究，风能在该地并不可行，未来垃圾能或许有望发展。目前太阳能已经在迪拜和阿布扎比大规模开发。”（王晓苏）

《中国能源报》 2015-06-12

海洋能、水能

亚洲：水电资源丰富且不平衡是各国机遇所在

编者按：

水电占全球清洁能源投资的三分之一。2014年，全球水电总装机达到39GW，大部分来自亚洲，国际能源署预测，到2050年，全球水电装机容量将翻一番，而新增装机容量的一半将来自于亚洲地区。水电市场需要改革，吸引更多私营部门的投资；水电的地区合作也非常重要，跨境贸易的成本和障碍需要消除；金融机构需要相应改变，来适应水电开发面临的融资挑战。

对此，巴基斯坦水电部部长阿比德·谢尔·阿里、马来西亚砂拉越州公共事业部副部长AliHASAN、缅甸电力部副部长茂·达维、老挝能源矿产部副部长维拉芬·维拉方、塔吉克斯坦BarkiTojik公司主席拉斯塔姆·拉玛佐达、国际金融公司投资主管拉格呼威尔·砂玛先生在2015世界水电大会上就地区电网改善整合、水电合作开发等问题进行讨论，描画出亚太地区水电发展和投资的多样化图景。

阿比德·谢尔·阿里：

亟需建立大型水电站和储水设施

巴基斯坦技术可开发的水电装机容量达30万MW，但目前只开发了7000MW。巴基斯坦政府曾给予水电行业最优待的政策支持，希望进一步加快水电项目建设。

同时，巴基斯坦电力中约35%来自于当地天然气，32%来自于水电。目前，电力需求年增8%。在过去20年，巴基斯坦严重依赖火电，能源结构极不平衡，因此在主要河流上建立大型水电站和大型储水设施十分重要。

目前正在规划的水电项目与农业、灌溉等产生了冲突。2012年，很多已建水电站由于水库泥沙淤积的问题，水电发电能力降低了28%左右。由于泥沙淤积及管理不善，巴基斯坦河流的年平均径流量也减少了。在水电开发当中，我们需要全流域的水资源综合管理，需要跨政府、跨部门和流跨域的协调，使一条河流的上游建水电站后，下游天然的年径流量能得到最大程度地保留。我们在主要河流上锁定了一些待建水电项目，并将这些项目的施工设计上采取不同以往的战略，即建设多用途的水库大坝。

在当前气候变化的过程中，随着南极冰川不断融化，很多河流的径流量在不断增长，极端暴雨现象不断增加。尽管如此，巴基斯坦一些河流的径流量却在急剧降低，同时遭遇着越来越多不确定的洪灾和旱灾。

巴基斯坦新一届政府大力支持水电发展，北部的许多河流上游规划了很多水电站，我们与中国三峡集团签署了谅解备忘录，欢迎投资者共同开发水电站。

AliHASAN：安置移民

是国际水电行业的共同挑战

砂拉越州是马来西亚最大的州，在水电方面有巨大潜力。马来西亚第一个水电项目由亚洲开发银行提供资金，装机容量180MW。第二个水电项目是巴贡水电站，装机容量达2400MW。还有沐若水电项目，装机容量944MW。

水电使砂拉越州实现经济可持续发展。到2020年，我们将通过水电来为工业化提供电力支撑，届时电力中有60%来自于水电，40%来自于火电。作为马来西亚最大的州，砂拉越州一共只有250万人口，且比较分散，大部分居民居住在农村，分布在各个角落和一些非常偏远的地区。基于砂拉越州人口分布的特征，我们依赖于小水电、太阳能、风能等形式实现居民供电。

到今年年底，砂拉越州90%的水电都会和国家电网并网。水电能够促进农业、旅游业等行业的发展，增加砂拉越州居民的收入。此外，水电还能更好地保护环境。我们十分关注水电发展的可持

续性，也是国际水电协会首批成员之一，在水电发展方面遵守国际规则、标准、协议。但如何更好地安置那些受到水电发展影响的人民，是国际水电业共同面临的挑战。在 2013 年的世界水电大会上，我们承诺要更好地补偿这些受到影响的人民。之前他们自己的房子都是自建的，现在搬迁安置时，我们帮他们建房子，并和他们一同确定安置点。同时，砂拉越州政府一共拿出 19000 公顷的土地给移民，让他们继续进行农业生产，还可以从事捕猎、捕鱼活动。这些支持和我们的指导原则相符合，也和我们扶贫和消除贫困的目标相一致。

茂·达维：2030 年缅甸

水电装机达到 9000MW

缅甸有 5100 万人口，从 2009 年开始就是民主政府，我们的目标是建立市场经济，近年来的外商投资也不断增加。2011 年，我们曾提出，到 2015 年要增加 30% 的水电发电量。缅甸的新电力法能够有效促进电力投资，且其他一些促进电力投资的法律法规也将在不久后生效。2013 年，缅甸提出了总体的电力规划，包括输电项目、电源项目等，即到 2030 年，电力装机容量达到 2.3 万 MW，水电装机容量达到 9000MW 得到极大的改善。同时，水电需要大规模的初期投资，老挝也一直鼓励私营部门的投资。我们希望在湄公河的干流上开发水电，同时努力降低其带来的负面经济环境和社会影响，也大力推动以 BOT 承包的方式来吸引私营部门的投资。另外，我们积极与邻国伙伴签署谅解备忘录，共同开发运行水电站。

请求国际金融机构，以及国际水电学会、国际金融公司和世界银行等向老挝伸出援助之手。在寻求国际援助和同国际社会沟通上，我们存在很多不足，国际社会依然对我们有很多误解。我们正在计划建设的东亚地区联盟电网和电力互赢，将有利于区域电力相互输送和贸易，将会造福当地居民，我们必须互信，才能保证这一目标的实现和水电的可持续开发。

拉斯塔姆·拉玛佐达：

电力贸易地区市场造福四国

在可用的可再生清洁能源绝对潜力方面，塔吉克斯坦在世界上排名第八。塔吉克斯坦现有发电装机总容量 5400MW，潜在水能资源达 5270 亿千瓦时，但仅开发了 5%。

为了吸引投资，塔吉克斯坦制定了能源复兴国家发展及投资战略，并通过能源管理部门的机构改革、建设新项目及对现有电站改造、发展能源系统基础设施、采用现代自动化能源调度管理、提高能源效率等措施实施发展战略。目前，塔吉克斯坦与别国以及金融机构的合作有着非常重要的意义。

2006 年 12 月，塔吉克斯坦与吉尔吉斯斯坦、巴基斯坦、阿富汗建立了电力贸易地区市场四方谅解备忘录，备忘录规定参与国必须建设必要的基础设施，在相关的制度及法律基础框架内买卖电能。备忘录还制定了中亚以及南亚国家之间电力经贸规则，建立了一系列配套的相关制度、机制及法律条约。

电力贸易地区市场将化石燃料发电转变为水电，保障了塔吉克斯坦与吉尔吉斯斯坦通过发电获得稳定的收入，并利用了这些地区过剩的水能。此外，该市场还减少了巴基斯坦在夏季高峰期电能，并使阿富汗变成电能输出国。该计划中所有的基础设施将在 2015 年开工，于 2018 年投产。

拉格呼威尔·砂玛：

水电发展需要电力市场化

水电项目不仅需要私营部门的参与，还需要公司部门之间共同的合作和努力。如马来西亚砂拉越州有强有力的公有部门和国有企业，但老挝以及一些其他国家没有这样强大的公有部门，只能依赖私营部门支持水电发展。在水电项目计划设计之时就去找资金支持，可以缩短项目时间。另外，区域合作的顺畅也是水电项目快速高效推进的保障。

水电的发展不仅为满足本国市场，如果国内市场较小，可以先出口，在出口和国内需求上找到平衡。水电项目的银行可担保性确实是一个很大的问题，比如项目是否有以美元来担保的 PPA（电力购买协议），以及数量众多的债券等。金融形式可以多种多样，但电力市场必须是市场化的、自由

的，并拥有相对发达的电力金融市场，及由当地货币担保的电力购买协议。对此，政府需要承担更多的责任，同时放松对电力市场的管制。

目前，我们正处于国际水电行业的分叉点，水电发展的公私合营、技术发展等带来了很多机遇和挑战，我们必须选择正确的道路和技术，可持续推动水电发展。（傅玥雯/整理）

图：./W020150604389191357465.jpg

（傅玥雯/整理） 中国能源报 2015-06-04

水电大会后，中国水电的启示与反思

——专访中国水力发电工程学会常务副秘书长吴义航

5月21日，“2015世界水电大会”落下帷幕。大会发表了“北京水电宣言”，指出目前全球水力发电装机已超过10亿千瓦，我国以3亿千瓦的水电装机容量位居世界第一。预计至2050年，全球水电装机将由目前的10亿千瓦翻一番。大会同时确认了中国水电的全球领先地位，并在国际上发挥着越来越重要的作用。作为国际首屈一指的水电大国，中国在水电大会上有何收获，中国水电行业如何继续实现可持续发展，继续在现代化水与能源服务中发挥重要作用？为此，本报专访了“2015世界水电大会”承办方之一——中国水力发电学会常务副秘书长吴义航。

对水电的认识不能停留在争论和反思阶段

中国能源报：国际水电界对中国承办这次会议的评价很高，我们有何收获？

吴义航：“2015世界水电大会”共有来自60多个国家的近1000名代表出席了会议，他们来自各国政府、金融机构、民间团体组织、科研院所和水电企业，涵盖水电全产业链，规模为历届水电大会最大，也是最为成功的一次大会，来自于国内外的代表对中国承办这次会议的评价的确很高。在这次大会上，我们从设计、施工、装备制造、运行管理和电网建设等方面全方位宣传了中国水电的巨大成就，展示了中国水电对经济社会发展和节能减排所起到的巨大作用以及中国水电企业的强大实力，得到了国际上的认可。正是由于中国水电在国际上获得了公认的领先地位和巨大影响，将为中国水电企业进一步“走出去”，拓展国际市场，提供了新的机遇。

中国能源报：本次世界水电大会上达成了什么样的共识，留给我们怎样的启示？

吴义航：这次世界水电大会是首次在中国召开，为我们了解世界水电发展的最新趋势和走向提供了很好的机会。各国代表发言认为，水电是目前全球可再生能源的最大来源。为了应对气候变化，应当优先发展水电，这是本次大会所达成的共识。这个共识来得不容易，是国际上经过长期争论和痛苦反思后才得出来的。

再看国内反对水电的一些认识，是不是过时了？国内关于水电破坏环境等负面评价主要来自反坝人士的误导，当然也和我们水电行业宣传和科普工作做得不够有关系。这次大会国际代表的发言起到了以正视听的作用。会议达成的共识启示我们，社会对水电的认识不能停留在争论和反思阶段。这个目标令人振奋，因为目前全球水电总装机容量是10亿千瓦左右，实现这个目标意味着未来35年全球将增加水电10.5亿千瓦，比目前翻一番还多。我国水电近10年除了在国内发展很快之外，通过持续“走出去”，已占有国际水电市场50%以上的份额。如果我们保持现有的市场份额，未来我国水电企业海外市场在5亿千瓦以上，这远远大于国内市场过去30年的建设规模。加上国内未来的水电开发，特别是加快抽水蓄能电站的建设等，完全可以判断中国水电依然可以保持中高速增长，未来的市场前景是广阔的、美好的。

从本次世界水电大会上我们看到，东南亚、非洲、南美等区域国家对本国水电发展在资金、技术、输变电、装备和运行管理等方面有着广泛的需求，而这些正是我们在全球具有领先优势的方面，因此，中国水电企业走出去的基础是扎实的，潜力巨大。并且，水电和目前我国推行的“一带一路”战略有着广泛的契合，这一切都坚定了我们健康可持续发展水电的信心。这次大会为企业与世界各国以及国际组织或机构之间搭起了桥梁，提供了沟通了解的机会，成为双方合作的平台。在大会期间，参会各方与企业互动、洽谈频繁，甚至应接不暇，其中肯定蕴藏着许多未来的合作项目，相信

在这次大会之后，会陆续结出丰硕的成果，这是我们所期待的。

讲到水电未来的市场和发展，还应当关注一下我国的小水电。我国拥有 1.28 亿千瓦的小水电资源，目前只开发了 7000 万千瓦多，还有很大的增长空间，资源潜力不小。此外，我国早期开发建设的一些小水电站由于受到当时资金、技术水平的制约，水资源利用和电站运行效率不高，有的引水式电站没有规划，设计也不科学，造成了河道断流和对生态环境的不良影响。近年来，国家扶持开展小水电增效扩容工作，通过重新规划或增效扩容改造，既避免了对环境的不利影响，又提高了小水电站的运行效益，这个市场不应当被忽略。

应反思对怒江水电开发的认识问题

中国能源报：您刚才提到了怒江水电开发问题。我国“十二五”能源规划提出有序启动金沙江上游、澜沧江上游、怒江水电基地建设，包括重点开工建设怒江松塔电站，深入论证、有序启动怒江干流六库、马吉、亚碧罗、赛格等项目。但怒江项目依旧推进缓慢，请谈谈您的看法。

吴义航：前面说过我们对怒江水电开发的认识应该反思，而且怒江水电开发不应当长期停留在争论和反思阶段。从 2003 年《怒江中下游流域水电规划报告》通过国家发改委主持的评审开始算起，至今已经有 12 年，现在是该回头冷静思考的时候了。怒江水电开发被搁置了 12 年，我们应该反思在这 12 年中，包括政府、当地群众、水电行业和反对者在内，我们究竟得到了什么、失去了什么？

反对怒江水电开发最主要的理由是为了保护环境，为子孙后代保留一条生态江河。但是，在 12 年后的今天，当地群众依旧贫困，环境不是得到了有效保护，而是沿江两岸高程 2000 米以下的植被基本已被砍光。由于当地群众没有其他的生活来源，为了自身生存，只能“靠山吃山”，也没有人为了保护环境愿意给他们以补偿。怒江并不缺水，但前几年云南遭遇连年干旱，由于没有水库对水资源进行调蓄，当地群众遇到这样的困难依然束手无策。因此，我们要反思怒江水电开发被搁置是否必要。

有人说怒江是最后一条原生态江，其实，怒江只是这条大河在中国云南段的名称，她的上游在西藏叫那曲，下游流入缅甸后叫萨尔温江。无论是在其上游还是下游，都已有建成和正在建设中的水坝，如何说是最后一条原生态江呢？除此之外，怒江水电开发涉及的鱼类、野生物种保护问题，地质和其他工程技术问题，有关部门和科研设计单位已经做了大量的技术分析和研究工作，都有具体的措施和解决办法，不能再作为搁置开发的理由。

怒江水电开发被搁置造成了巨大的资源浪费，这是不争的事实。地方政府希望开发怒江，促进当地经济社会发展，脱贫致富。当地群众希望开发怒江，改善出行和生活条件，和全国其他地方的人一样过上富裕美好的日子，这样的要求不算过分，也是完全可以实现的。因此，怒江水电开发不能再搁置下去了。建议有关方面运用被国际社会所认可的水电可持续评估标准，来评价怒江水电开发，尽快启动工程建设。

当然，启动怒江水电开发，包括“十二五”能源规划提出开工建设的松塔电站，以及怒江干流上的六库、马吉、亚碧罗、赛格等项目，需要理智、客观地评价。各利益相关方需要沟通、交流，达成共识，实现共赢。这也是这次世界水电大会《北京水电宣言》所强调的。在项目建设过程中，要贯彻绿色水电的理念，从单纯的“工程水电”转变为“生态水电”，从重视纯粹工程技术转变到更加重视社会发展和生态保护。可持续性贯穿各方利益的共同主线，相信只要做到了把水电开发与水资源综合利用、生态工程建设和当地区域经济发展有机结合起来，怒江的未来一定是美好的。

桂俊松 傅玥雯 中国能源报 2015-06-15

风能

内蒙古将建成首个“风电三峡”

本报讯 记者肖蔷报道：截至目前，内蒙古西部和东部地区并网的风电装机已达 2094 万千瓦。随着新一批风电项目陆续投入运营，预计今年两地并网风电装机总容量将达到 2298 万千瓦，超过三峡电站 2250 万千瓦的装机容量，这意味着内蒙古将建成我国首个“风电三峡”。

我国风电规模已位居世界第一，其中内蒙古贡献最大。在国家政策推动和企业自身努力下，内蒙古风电快速发展，成为全国风电领域的排头兵和领跑者。2011 年初，内蒙古风电装机突破 1000 万千瓦，一举成为首个风电并网装机突破千万千瓦的省份。今年一季度，内蒙古风电并网容量达 2076.52 万千瓦，约占全国风电并网容量 10107 万千瓦的 20.5%，居全国首位。

据了解，目前覆盖乌兰察布、锡林郭勒等 8 个盟市的蒙西电网并网风电装机已达 1274 万千瓦，占统调机组总容量的 24.8%。

来自国家电网内蒙古东部电力有限公司的数据显示，截至今年 4 月末，内蒙古东部地区的并网风电装机已经达到 820 万千瓦，占地区电力装机总量的 34%，在全国处于领先水平。

随着风电装机不断刷新，内蒙古开始深入探索风电消纳的技术和途径。蒙西电网一直保持着高比例风电接纳记录。2013 年，蒙西电网全年风电发电量 219.77 亿千瓦时，风电发电占全网发电量 11.1%，风电最大发电负荷占全网发电负荷 30%，风电利用小时数高达 2188 小时。2014 年，蒙西电网风电发电量 234.8 亿千瓦时，占全网总发电量 11.1%，同比增加 6.8%；风电利用小时 2090 小时，最大发电负荷 769 万千瓦，日电量最大 1.47 亿千瓦时。此外，在内蒙古相关部门的引导下，风电供暖试点、实施电力用户与风电企业直接交易、鼓励网内风电企业参与送华北电量交易等措施亦在同步进行。

为保障风电发展，内蒙古明确提出：今年内蒙古各盟市区域内风电限电率控制在 15% 以内，今后力争限电率长期维持在 15% 以内。据悉，内蒙古将对风电发电量实行年度计划管理，确定各区域风电年平均利用小时数和各电站年度发电量计划，规定西部、东部地区风电年平均利用小时数分别不低于 2000 小时、1800 小时。

内蒙古电力行业协会资料显示，内蒙古是我国开发利用风能最早和风能资源最丰富的地区，风能资源储量和技术可开发量均居全国之首。风能资源总储量为 8.98 亿千瓦，技术可开发量 1.5 亿千瓦，占全国的 50%，全区 12 个盟市大多数地区具备建设百万千瓦级甚至千万千瓦级以上风电场的条件。

肖蔷 中国能源报 2015-06-08

氢能、燃料电池

NEDO 启动旨在扩大氢利用的新项目

日本新能源及产业技术综合开发机构 (NEDO)，将启动利用海外的未利用能源来制造及储藏氢，并运送至日本国内使用的大型氢能源利用系统的技术开发项目。目标是大幅扩大清洁的氢能源利用，实现真正的氢社会。其背景是：若不增加氢的利用量，则对燃料电池不可或缺的氢燃料的价格就不会下降。而要提高能源供应的稳定性，就需要能源来源的多样性。NEDO 为该项目选中了 4 项课题，并公布了课题名称和实施企业。

选中的 4 项课题如下：(1) “来源于未利用褐煤制氢大规模海上运输供应链构筑事业实证” (川崎重工业、岩谷产业、电源开发)；(2) “基于有机氯化物的未利用能源制氢供应链实证” (千代田化

工建设)；(3)“运用氢 CGS (热电联产系统)的智能社区技术开发事业”(大林组、川崎重工业)和(4)“旨在实现低碳社会的氢与天然气混烧汽轮机发电设备的研究开发”(三菱日立电力系统、三菱重工业)。课题 1、2 的目标是构筑利用未利用能源的氢供应链。课题 3、4 的目标是开发旨在扩大氢能利用的利用系统。项目期限预定为，课题 1、2 为 6 年，课题 3 为 3 年，课题 4 为 4 年。

该业务 6 年的全部预算为 400 亿日元左右。以实现科学技术创新为目标的日本内阁府主导的“战略创新创造计划(SIP)”，也纳入了旨在实现氢社会的技术开发项目。这些项目要开发的是将在储藏及长距离运输上效率差的气态氢，转化为液体或氢化合物以使其可高效存储及运输的技术和氢发电技术。NEDO 表示，其此次的项目主要着眼于与这些关键技术相结合来构筑供应链，和确立有助于扩大氢利用规模的氢利用技术，在此意义上与 SIP 的项目形成了差异化。

不过，NEDO 的项目也要开发必要的关键技术。比如，在“未利用褐煤制氢大规模海上运输供应链构筑事业实证”中，提到了瞄准澳大利产褐炭煤的气化炉优化、液化氢用大量海上运输罐的制造、用软管将液氢从运输船移至陆地设备的卸货技术的开发等实证项目。实施者川崎重工业表示，褐煤比煤炭灰分少，容易损伤炉壁。而且，其灰分熔点高，容易堵塞管道。因此需要考虑到这些问题实施气化炉改进。

在海上运输方面，需要开发薄但隔热效果高的技术。液氢的沸点为摄氏-253℃，比液化天然气(LNG)的摄氏-162℃度还要低约 70℃。而且，气化所需要的热量，液氢只有 LNG 的 1/10 左右。因此，油轮的隔热性能必须要提高至 LNG 的 10 倍。而目前运输 LNG 的油轮，其隔热材料的厚度为 5m 左右。若使用同样的隔热材料，厚度就要达到 50m，仅隔热材料就要在油轮宽度中占掉 100m。效率如此之差就无法运输液氢，因此要求开发可薄型化的新型隔热构造。而在卸货技术方面，则需要提高用软管等输出液氢时的隔热性。并且，与 LNG 相比液氢的分子量小，因此气密性的确保也是课题。

日本经济产业省 2014 年发表了“氢与燃料电池战略发展蓝图”。该蓝图中，氢利用的飞跃性扩大(燃料电池在社会上全面普及)定位于第一阶段(2009~2025 年)、氢发电的全面导入及大型氢供应系统的确立定位于第二阶段(~2030 年)、CO₂ 零排放氢供应系统的确立定位于第三阶段(~2040 年)。NEDO 表示，此次的项目相当于第二阶段。(记者：富冈 恒宪)

日经 BP 社 2015-06-11

核能

日本坚定重启核电 但基础减排远低于其他发达国家

安倍政府重启核电大计从未改变，6 月 1 日，日本产经省公布的能源结构草案更证明了这一点：到 2030 年，核电占比将达 20%至 22%，相比 2013 年的 1%大幅提高。按理说，重启核电有助于降低温室气体排放，但事实上，安倍的算盘并不是这样打的：到 2030 年，在 2003 年的基础减排 26%，远低于其他发达国家。

减排力度逊于欧美

6 月 2 日，安倍晋三在有关应对全球气候变化的内阁会议上批准了到 2030 年温室气体排放量较 2013 年削减 26%的新目标。他表示：“我们公布了一个不逊色于其他国家且雄心勃勃的目标。该目标将伴随具体对策和技术支持。”

早在 4 月，日本产经省就向外界透露了 26%的减排目标，环境组织批评目标过于保守。有分析称，安倍玩数字游戏，这个减排计划参照的是 2013 年的碳排放量，如果以《京都议定书》的基准年 1990 年为标准，那么目标将缩水为 17%。

路透社表示，日本的减排目标与其他发达国家相比力度较弱，欧盟计划到 2030 年在 1990 年的基础上减排 40%；美国的目标则是到 2025 年，相比 2005 年减排 26%至 28%。

据悉，安倍还于6月7、8日在德国召开的七国峰会上向各国介绍该减排目标。安倍称：“为给巴黎气候变化大会制定出合理而有效的协议框架，我们将发挥主导作用，并在G7会议上进一步解释日本对碳排目标的立场。”

路透社援引非盈利组织KikoNetwork的国际观察员KimikoHirata的话称：“行业正呼吁采取有效行动减排，但安倍政府的做法正相反，我能想象，安倍在G7峰会上面临各种压力。”绿色环保组织明确表示，通过依赖核电，而不是发展可再生能源、提高能效，来实现减排目标是极其不现实的。

核电目标难实现

6月1日，日本产经省在日本综合资源能源调查会的专门委员会上确定了官方能源结构草案：到2030年，核电占比达20%至22%、可再生能源22%至24%、煤炭26%、天然气27%、石油3%。

安倍对此评论称：“该计划显示了政府尽量减少对核能依赖，同时最大程度地节约能源，扩大可再生能源的使用量。”

情况是否像安倍所标榜的那样，这一目标是否可行，下面我们用数字说明。根据草案，截至2030年，核电占比将在20%至22%间，较2013年的1%大幅提高，但与2011年福岛核事故前的28%有明显减少。实际上，如果按照核电站运行时间不超过40年的标准，截至2030年，仍可维持运行的核电站数量在20座左右，据此推算，核电在电力结构中的占比仅为15%，这远低于20%至22%的目标。

另有日本媒体指出，将核电比例提升至20%难度较高，九州电力的川内核电站1号机组将延迟至8月中旬重启，从申请审查至今已有2年时间。4月，日本福井地方法院还叫停了重启关西电力位于福井县的高滨核电站3、4号机组。日本各地对重启核电的态度不一。

路透社分析称，值得注意的是，核电比例回升后，主要遭取代的将是石油。目前，石油占比14.9%、天然气43.2%、煤炭为30%、水电为7.9%、核电1.7%，其余的来自风电及太阳能等可再生能源。根据2030年的规划，石油发电量将降至3%，天然气占比将下降10个百分点，煤炭占比将下降4个百分点。日本能否大幅减少化石燃料的使用率值得怀疑。

根据草案，到2030年，可再生能源占比将提高到22%至24%，而2013年这一数字为10%左右，增加份额将大部分来自太阳能。为最大限度地扩大太阳能产能，减少国民负担，日本产经省强调，将对固定价格收购制度的具体内容重新讨论，力争实现电力成本总体下调。

对于可再生能源占比将达22%至24%的计划，也有专家认为，太阳能、风能都将有所增加，最少也应该将目标设定在30%以上。

另有分析称，鉴于水电增长空间有限，可再生能源要达标，就必须使太阳能和风能在未来15年内增加3倍。这是一个宏大的目标，但并非无法实现，尤其是在太阳能发电成本迅速下降的背景下。

该计划将对LNG和煤炭生产商带来沉重打击，不过如果到2030年日本核电占比不能回升至20%，那么这一缺口仍将由LNG和煤炭填补，因为可再生能源发电量的增幅很难超越规划水平。

日本此次通过的能源结构最终方案，今后每3年都将根据核电状况、可再生能源成本变化等因素，作出适当调整。该草案将在征求公众意见后于7月正式确定。

能源网-中国能源报 2015-06-10