

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
第十九期 2014年10月

目 录

总论	1
中美能源并没有根本利益上的冲突	1
发改委：2013 年我国资源综合利用产值达 1.3 万亿	3
要建成能源互联网我们还差有很长一段路要走	3
谁能告诉我，何为“霾祸”元凶？	8
推动能源革命的三大要点	9
立法先行应当成为我国能源领域市场化改革的首要任务	11
如何发展智慧新能源	12
德国新能源政策带来的 8 点启示	14
里夫金：中国将引领未来能源发展	16
河北张家口拟打造万亿级新能源“特区” 报告已上报高层	19
2014 全球新能源企业 500 强发布	20
为全球新能源产业发展做贡献	22
资源税改革大跨越剑指节能环保	23
“十三五”能源规划正成型 加大开发油气及可再生能源	24
热能、动力工程	25
报告显示：我国央企万元产值综合能耗指标滞后	25
碳核算：哪些碳排放是有成本的？	27
全球重大油气发现 70%来自深水	28
张大伟提出建立页岩气“特区”方案	29
煤炭资源税将从量计征改为从价计征	29
加拿大启用全球首座清洁煤电厂	30
页岩气革命伤及尼日利亚 3 个月对美原油零出口	31
日媒：中国页岩气开发回归实际	31
页岩气那些不为你所知的事	32
几个页岩气革命的陷阱	38
提速发展煤炭清洁利用	41
雾霾频发折射哪些体制机制之痛？	42
中国工程院院士袁亮：煤层气开发应 “两条腿走路”	43
亚洲页岩气峰会今揭幕 将研讨产业政策	44
电改不应如温水煮蛙 需要真改革	44
煤炭关税救不了中小煤企的命	46
煤炭行业要做能源革命的有力支撑者和坚强后盾	47
沙特缘何难戒石油发电之“瘾”	49
石油石化行业节能遭遇新烦恼	50

我国煤炭的基础地位未来会变吗	52
中国页岩气开采核心已取得重大突破	53
刘显明：我国分布式能源发展的三点误读	53
霍尼韦尔首发“中国智慧城市技术及应用展望”报告	56
陈皇辰：新能源开发势在必行 甲醇或将替代石油	57
用电量低速增长反映出当前经济仍然面临短期压力	58
2030 年中国天然气需求量将超 5500 亿方	59
2014 年诺贝尔奖对电力改革的启示	59
绿色建筑的两大利器	62
解密国际油价持续走低的原因	63
生物质能、环保工程	65
“能量蛋”让污泥变沼气	65
生物天然气还需完善政策	66
黑龙江用秸秆制油带动经济循环发展	67
国内能源形势严峻 生物质利用还需打通症结	68
生物质利用还需打通症结	69
新技术助力巴西乙醇燃料生产	70
谢光辉：粮能联产是中国的理性选择	71
到 2016 年垃圾发电可供沈阳 10 万个家庭用	73
我国发展生物质能源须多管齐下	74
龙江秸秆综合利用联盟在东北林业大学正式成立	76
生物质发电仅是无米之炊的盛宴?	76
生物质成型燃料在京遇冷引争论	78
南京林业大学新技术激活绿色新能源	80
雾霾围城倒逼生物质能产业发展	80
太和县养殖场废物变沼气 发电增效益	81
新加坡全国半数以上垃圾回收利用	82
生物质发电“退潮” 政府补贴成“裸泳者”救命稻草	82
国内生物质能前景广阔	84
新能源的福音：二氧化碳转化为生物燃料已初见端倪	88
龙源电力叫卖两家生物质发电厂	88
太阳能	89
缘何我国光热产业不够“热”	89
印度光伏制造不足以满足政府雄心	90
上网难拖累日本太阳能发展	90
最新研究发现美太阳能产业持续向好	92
SunEdison 利用新的高效太阳能组件技术来削减太阳能成本	92
天合光能 Honey 组件输出功率再创世界纪录	93
太阳能在美国越来越受青睐	93
能源局 11 条措施支持光伏电站	94
首航节能将在额济纳建 50MW 熔盐塔式光热发电站	95
国家能源局关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知	96
初装价格 4 万美元:美研发便捷太阳能充电桩	98
90% 澳洲家庭或转投太阳能发电缓电费负担	98

Manz 宣布 CIGS 薄膜太阳能电池效率达 21.7%创世界纪录	99
两部委发文推光伏扶贫工程 有助扩大光伏市场	99
光伏设备协会 IPVEA 日前更名为 SOLARUNITED	100
到 2050 年太阳能或成全球最大电力来源	100
台湾太阳能电池生产商拥护单晶硅 PERC 技术	100
美国能源部投入 2500 万美元资助太阳能热发电研发	101
度电补贴时代：谁提升了光伏业主 30%的发电量？	101
我国光伏产业政策设计还有进步空间	102
光热发电 2050 年占比或将达全球电力的 11%	103
西藏太阳能产业的发展现状与对策建议	104
广州首个家庭光伏发电并网 居民一年收入 8000 元	106
日本光伏市场令人眼红，但也可能是一个坑	107
俄罗斯太阳能产业扩张“提挡加速”	109
光伏：从 15GW 到 100GW	110
中国光热行业为何不够“热”	110
美报告称：风电和太阳能正超越核电	111
进入历史的“金太阳”工程也需要晒一晒	112
印度太阳能发展计划	113
海洋能、水能	114
潮汐发电需政策扶持	114
“不应应对水电采取双重标准”	115
潍坊抽水蓄能电站项目正式启动 总投资 44 亿元	116
风能	117
风电发展要统筹优化 现阶段不宜调低电价	117
风电已成为我国第三大主力电源	118
南车风电：去高原“捕风”	119
Mainstream Renewable Power 将建造和运营 450 兆瓦海上风电场	121
缺电刺激埃及向“风光”迈进	122
我国风电开发近十年里实现爆发式增长	123
中国稳步推进海上风电开发	123
中国电建投资的广东阳江鸡山风电场开工建设	124
核能	124
英国首个新核电项目获欧盟批准	124
俄媒：俄中两国有望携手开发混合式核反应堆	125
“十三五”期间我国将启动内陆核电站建设	125

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：87057486，zls@ms.giec.ac.cn。

总论

中美能源并没有根本利益上的冲突

中国和美国彼此都没有从对方国家进口大量的能源，我们没有从美国进口油气，美国也没有从中国进口油气。所以在国际能源市场当中，中美之间并没有因为争夺能源而发生争斗。

中国自实行改革开放政策 35 年来，经济持续高速增长，能源生产和需求也持续高速增长。1993 年，中国变成石油净进口国。2009 年，又从煤炭的出口大国变成了煤炭净进口国家。特别是从 2002 年起，克服了亚洲金融危机以后，连续 10 年能源生产和需求高速增长。2013 年，能源消费达到 37.6 亿吨标准煤。这个数字超过了美国，使得中国成为世界上最大的能源生产国和消费国。中国能源消费占全世界能源消费的 22.4%，美国占世界能源消费的 22%，所以中美两国是世界上最大的两个能源生产国或消费国。但是由于中国的人口是美国的四倍多，所以人均年能源消费为 2.7 吨标准煤。这个数字略微超过世界人均年能源消费 2.6 吨标准煤的水平。

中国人均消费还不到美国年人均消费量的三分之一。中国的电力也快速增长，2013 年电力总装机容量已经达到 12.48 亿千瓦，略微超过美国 12 亿千瓦的总装机量。但人均用电水平，美国人一年用电 13227 千瓦时，在全世界排名第七位，第一位是冰岛。而中国人均年用电是 2912 千瓦时，在世界上排名 32 位。美国人均用电是中国的 4.5 倍。之前讲的数据包括工业用电，而人均生活用电，美国比中国就更高了。

中国从 1993 年变成石油的净进口国，但是那年只进口了原油 6 万吨。但是到了 2013 年，中国净进口原油 2.8 亿吨。原油的对外依存度达到了 58%。天然气 2013 年进口了 530 亿立方米。其中，进口液化天然气 1700 万吨。天然气的对外依存度达到了 31.6%。天然气在中国的能源结构中只占 5.8%，美国的天然气在能源结构中占 24%。但是中国已经成为世界上第三大的天然气消费国。2013 年，中国进口了 2.7 亿吨煤炭，其中还从美国进口了 500 万吨。我当了 13 年部长都不敢相信，像煤这样的低品质怎么跨过太平洋进口到中国来。但是中国的一次能源自给率，大家从大卫·桑德罗和我的介绍中，可能看到的是一片紧张的局面，但实际上，中国一次能源的自给率仍然高达 90%，只有 10%是进口的。

中国的进口能源主要是油和气。中国的能源结构和美国有很大不同。中国的煤炭占一次能源消费的 67.5%，正如刚才大卫先生所说的。中国在这一点上和印度的能源结构差不多，印度的煤炭大概也占这么大比例。而美国的煤炭在能源结构中只占不到 30%。美国的核电占总发电量的 20%，有一百个核电反应堆在运行。而中国核电只占发电量的 2%，现在中国只有 28 个核反应堆在运转。但是刚才大卫·桑德罗先生说，中国在建的核电站占世界的将近一半，这是真的。因为中国现在在建的核电反应堆有 30 个，全世界只有 64 个核电反应堆在建。所以美国的能源结构与中国相比，清洁化的程度远远比中国好。近年，中国的可再生能源发展迅速，风能和太阳能发电异军突起。

2003 年，我当中国能源局长的时候，那年中国的风力发电只有 48 万千瓦。但是到了 2013 年，中国的风力发电已经超过了 8000 万千瓦，和美国的风力装机容量大体上差不多。中国是世界上最大的太阳能电池板生产国，正如刚才大卫·桑德罗先生所说的，出口占世界太阳能板贸易量的 50%。但是中国生产太阳能电池的原材料——多晶硅，需要进口，而且主要是从美国的道康宁和德国的瓦克公司进口。但是由于欧盟和美国对中国的太阳能电池进行“双反调查”，提高关税，引发了贸易争端，中国也对进口的多晶硅提高了关税。

这种贸易摩擦虽然有冠冕堂皇的理由，但是本质上我认为还是贸易保护主义在作怪。我认为其结果只是保护了少数公司的利益，而损害了世界上清洁能源的事业。事实上也并没有能够阻止中国太阳能电池的出口，今年上半年，中国太阳能电池出口还是增加了 18%。中国现在在水电、核电、风力发电、太阳能发电这四种清洁能源的发电量已经占了全部发电量的 30%，但是这主要是水电做

出的贡献。中国和美国在能源生产和消费总量上大体上差不多，但是结构有很大的不同，在能源价格上也有很大的不同。

美国由于页岩气大量的生产，天然气价格现在每个 MMBtu 只有 5 到 6 美金，而中国的价格高达每个 MMBtu 16 到 18 美元。所以中国的天然气价格是美国天然气价格的三倍。另外，美国的工业电价是最便宜的，其次是商业用电，居民用电是最贵的。而中国刚好倒过来，工业用电是最贵的，大概一个千瓦时要 13 美分，其次是商业用电，居民用电是最便宜的，大约一个千瓦时 7.25 美分。电力消费结构也很不同，中国工业用电占 70%，商业用电占 13%，居民生活用电占 12%，农业用电占 5%。而美国的商业和居民生活用电比例高达 60%到 70%，工业用电不到 30%。

刚才他已经提醒我了，我还有不到一分钟，所以第二个题目我就不讲了。我要讲最后一个题目，因为这个题目很重要，可能我要超过一分钟。

中美能源合作我认为是基调，虽然有杂音，但是没有根本的利害冲突。中美两国是世界上最大的能源生产国和消费国，在世界能源事务当中举足轻重。由于长期受冷战思维的影响，中国和美国国内都有一些人把对方作为竞争对手，甚至是假想的敌国。在能源领域也渲染相互争夺和竞争。其实从历史和现状仔细分析，中美两国能源合作是基调，并没有相互争夺能源和资源，也没有因为能源争夺引发争端，甚至于战争。

中国在 19 世纪点燃的第一盏电灯，是为了迎接美国总统威尔逊访问上海，在上海外滩点燃的。在四十年代，当时的中国国民党政府与美国签订了协议，派了 98 名工程技术人员到美国的西屋公司参加培训和学习。这些人最后大多数都留在了中国大陆，没有去台湾，成为新中国发电设备制造企业的骨干。在五十年代和六十年代，因为朝鲜战争和越南战争，中美两国交恶，两国中断了交往。

到了七十年代，两国恢复了外交关系，中国对外开放，首先就引进了美国西屋公司的 30 万和 60 万千瓦的发电设备机组，至今仍然是中国发电设备的主力机型。近年来，中国又引进了西屋公司的 AP1000 第三代的核电技术，是中国核电的重要机型。在中国改革开放初期，美国的哈默就投资建设了山西的平朔煤矿。美国的埃克森、雪佛龙、康菲等石油公司都进入中国进行油气风险勘探，美国的安然、AES 都曾在中国进行电力投资。中国企业在美国能源领域的投资虽然没有美国企业在中国那么多，但是近年来也呈迅速增长的态势。例如，中海油、神华公司都投资了美国的页岩气开采产业。中国的中投公司入股 15.8 亿美元成为美国 AES 公司最大的股东。还有一批民营企业投资美国的风能和太阳能产业。

中国和美国彼此都没有从对方国家进口大量的能源，除了我刚才讲的五百万吨煤以外，我们没有从美国进口油气，美国也没有从中国进口油气。所以在国际能源市场当中，中美之间并没有因为争夺能源而发生争斗。伊拉克战争结束以后，中国在伊拉克的油田招标当中也是和美国的企业进行合作。中国从中东进口的原油占进口量的 50%，相反美国从中东进口原油所占的比重已经下降到进口量的 28%。中国并没有因为美国的存在，从中东进口石油遇到什么困难。在对伊朗核问题进行制裁的时候，尽管影响了中国和伊朗的油气合作，但中国顾全大局，十分克制，严格遵守联合国的协议，减少了从伊朗进口石油，并且中断了在伊朗的油气投资。

纵观世界其他地方，中美没有因为能源事务引发争端，往往都是部分媒体和一部分人在渲染和炒作。有些人喜欢想象阴谋论，相反中美两国在新能源领域开展了广泛的合作，成立了中美清洁能源中心，也签订了和平利用原子能协议。

据我观察，中美两国的政治领导人都保持了清醒的政治头脑，维护中美两大国家的合作关系，这才是两国在能源领域合作的主流。

(张国宝 本文作者介绍：国家发改委原副主任、国家能源局原局长、国家能源委员会专家咨询委员会主任)

新浪专栏 2014-09-30

发改委：2013 年我国资源综合利用产值达 1.3 万亿

据国家发展改革委网站消息,近日,国家发展改革委发布了《中国资源综合利用年度报告(2014)》。报告称,2013 年,我国资源综合利用产值达 1.3 万亿元,部分矿山有色金属矿种的选矿回收率达到 80%以上,工业固废综合利用量达 20.59 亿吨,主要再生资源回收量达 1.6 亿吨,回收总值 4817 亿吨。

报告全面反映了我国 2013 年以来各领域、各部门、各行业资源综合利用工作开展情况和取得成绩。报告在上一版基础上,新增了废矿物油、废气、报废汽车等三个领域,反映了我国共 25 类废弃资源综合利用情况。

报告指出,随着工业化、城镇化进程的加快,我国资源的刚性需求进一步加大,资源综合利用作为战略性新兴产业重要组成部分,重要意义突显。为贯彻落实党的十八大精神,大力推进生态文明建设,进一步促进循环经济发展,各地、各有关部门积极开展资源综合利用,利用规模逐步扩大,利用水平不断提升,资源环境效益进一步显现。

2013 年,我国资源综合利用产值达 1.3 万亿元,部分矿山有色金属矿种的选矿回收率达到 80%以上,工业固废综合利用量达 20.59 亿吨,主要再生资源回收量达 1.6 亿吨,回收总值 4817 亿吨,其中主要再生金属产量占当年十种有色金属总产量的 26.6%。通过开展资源综合利用,减少堆存占地 14 万亩以上。

矿产资源综合利用方面,部分重点大中型露天煤矿、部分露天铁矿开采回采率达到 95%以上,部分矿山有色金属选矿回收率达 80%。

产业废物综合利用方面,工业固体废物综合利用量 20.59 亿吨,同比增长 2%,利用率达到 62.3%。尾矿、粉煤灰、煤矸石、工业副产石膏、建筑垃圾、冶炼废渣等大宗固废利用量超过 21 亿吨。

农林废物综合利用方面,农作物秸秆年利用量约 6.4 亿吨,生物质发电装机规模达到 850 万千瓦,年发电量达到 370 亿千瓦时。

再生资源回收利用方面,废钢铁、废有色金属、废塑料等主要再生资源回收总量达 1.60 亿吨,废钢铁利用量占当年粗钢产量的 11%,废纸浆消耗量已占到总纸浆消耗量的 65%以上。再生资源回收企业数已达 10 万余家,行业从业人员达到 1800 多万人。

国际能源网 2014-10-10

要建成能源互联网我们还差有很长一段路要走

一个多月以来,两件大事让“能源互联网”概念持续高热。先是在 9 月 2 日的 APEC 能源部长会议中,国家电网董事长刘振亚作了主旨为“构建全球能源互联网,服务人类社会可持续发展”的发言。之后,中国互联网巨头阿里巴巴于 9 月 19 日在纽交所上市,融资近 220 亿美元,成为全球有史以来规模最大的 IPO。

如果说刘振亚董事长的讲话,代表了趋势预判的专业声音;那么阿里巴巴的商业奇迹无疑是一切跟“互联网”沾边的东西都变得诱人起来。其中当然也包括了能源互联网,它也被认为是“第三次工业革命”的重要组成部分。

于是,人们对于能源互联网的热情迅速高涨了起来:一方面,人们对其帮助解决能源领域的一系列棘手问题,寄予了极大希望。仿佛清洁能源的高效普及、可持续的能源利用、环境保护等“老大难”,都有了救命稻草。另一方面,人们也对其中蕴藏的财富价值进行了极为大胆想象,甚至直接喊出了“下一个阿里巴巴一定出在能源互联网”的口号。

但如果我们冷静的对比各界对于能源互联网的预期,与当下能源产业中科学技术、商业模式等软硬条件的现状,也许将得出一个较悲观的结论:我们离真正建成一张能解决实际问题的能源互联网,在各方面条件上都还欠缺甚多。建成在规模、商业价值上也堪比信息因特网的能源互联网,更是难上加难。

如果将信息互联网看做网络本身(包括了它的硬件基础和运行规则,作为一个平台)与“信息”

这一主要“有效载荷”（或者说“主要内容”）的结合。那么可以说其系统化程度、调配分发效率、个体间交流效率、普及程度等方面，已经达到了相当的高度。而“能源互联网--能量”这对组合，离到达这一高度还有一系列障碍需要克服。这些障碍中有一些是技术性的，可以随着我们科学技术的发展被逐渐解决。但还有很多障碍是根源性的，搭建一个能源互联网本身就比信息互联网要困难。

本文将尝试从建立一个具有理想功能的能源互联网模型入手，提炼一些能源互联网建设过程中需要满足而尚未能够满足的关键需求。希望有助于大家更好的了解能源互联网建设的现状，并明确建设过程中亟待攻关的诸多问题。

首先，我们谈论的能源互联网，到底什么样？

由于能源互联网这一概念还有相当大的前瞻性，其定义、架构、组成和主要功能都还在逐渐完善，业界对此尚没有统一的标准。本文选择美国学者杰里米·里夫金的著名著作《第三次工业革命》中的设想作为蓝本。里夫金是最早提出“能源互联网”的专家之一，他的理论基本覆盖了当下人们对于能源互联网各个方面的设想。

里夫金认为能源互联网应具有以下四大特征：

- 1 以可再生能源为主要一次能源
- 2 支持超大规模分布式发电系统与分布式储能系统接入
- 3 基于互联网技术实现广域能源共享
- 4 支持交通系统的电气化，即由燃油汽车向电动汽车转变

沿用上文中的思路，我们尝试直接将这些应用场景中的“能量”替换成“信息”。也就是说，我们假设信息互联网和能源互联网在功能需求上是高度相似的，只不过“载荷”由信息换成了能量。在对这些场景的模拟中，我们可以发现哪些过程，尚无法用我们目前掌握的技术支撑。

这样假设的合理性在于，我们对于能源互联网的功能预期，就是系统化的解决间歇式可再生能源的调节与接入、能量生产和存储的合理调配、定制化需求的响应等问题。这和信息互联网对于信息的主要作用显然是基本一致的。

所以，我们不妨将这四大特征与“信息互联网-信息”模型中的一些场景进行对比，看看问题在哪？

1 “以可再生能源为主要一次能源”：

以数据形式存在于信息互联网上的信息，其实是非常廉价，而且几乎无穷无尽的。因为信息除了可以从现实世界中“挖掘”（如摄制照片和视频、撰写或转载新闻及其他文学作品等等），还可以“创造”（如网络社区和网络游戏的用户每天都在产生大量的信息，并引起其他人乐此不疲的进行消费）。更何况，信息本身的可传递性和可共享性就很强。

这是信息互联网能够迅速普及，并发展出成熟商业模式的重要前提。在网络上运行的“主要载荷”或“有效内容”，其本身如果不是无穷无尽的，至少也不能“供应紧张”。网络的展不能在这一步就遇到瓶颈。

但是，能源互联网的主要载荷--能量（显然电流或压缩天然气只是它的一个载体），却只能从自然界中开采。而且还存在着存量年限、成本高（相比信息而言）等等问题。

所谓巧妇难为无米之炊，要保障我们精心构建的“能源互联网”有米下锅，必须让它能消化基本“无穷尽”供应的风能与太阳能。但由于这些渠道的能量供应有非常强的随机性、间断性和模糊性。目前将它们成功的并入电网，或用其他形式高效利用起来，还是一件很困难的事情。

有人认为德国电力产业的成功，已经说明了这个问题可以比较好的克服。但我们必须正视这样的事实：《法兰克福汇报》今年5月报道，德国以26.36欧分/千瓦时的平均电价高居各工业国电价之首。这个价格比北京市的商业电价还高两倍左右，世界上绝大多数经济体是走不起这条路的。

2 “支持超大规模分布式发电系统与分布式储能系统接入”

依靠PC、智能移动设备的等个人接入者，在信息互联网接入者的数量上占绝大多数；而且由于UGC(用户生成内容)等模式的普及，他们在信息（数据）生产量上的份额优势也越来越大。

这种小散用户的高参与水平，是建立在一个成熟的信息调度、整合、存储系统上的。信息互联网本质上是一个错综复杂，同时规模巨大的信息吞吐平台。IT 业者用了几十年时间构建了一套由通讯协议、路由器、交换机、数据库、服务器等等一系列软硬件设施组成的庞大系统。以遍布全球的 13 个根服务器为支柱的高速信息网络，是人类文明迄今为止最伟大的成就之一。

如果能源互联网想要达到这样的运筹水平和运转效率，需要的技术准备只多不少：首先需要极强的信息流处理能力，用来预测和监视消费者的需求变化、极端不稳定的能量生产供应变化（因为接入了大量风能、太阳能等“不靠谱”的清洁能源）。在供应侧，这个网络有大量分布式能源的接入，它们小、散且波动很大；另一方面，能源互联网消费者的数量也有着天文级的规模，他们彼此之间的消费特征同样千差万别。同时它还要指挥相应的能量调配部门完成上载与下载能源的分流与整合。仅实时掌握供应功率和需求功率的动态，加上短期预测，工作量就不会亚于重建一张信息互联网。

然后，还需要一个极强的能量流处理能力。以目前被置于能源互联网基础地位的智能电网为例，在设想中，它需要 7*24 小时完成功率以亿千瓦计的电流变、输、配调节（如果我们想要一张国际能源互联网，则需要以十亿千瓦计），而且还必须满足实时的供需平衡（由电能特性决定）。还要再引入分布式清洁能源和市场竞争两个超复杂的变量……

智能电网目前已经有了不少成功的案例，学界和产业界也积累了很多技术和经验。但如果将其应用规模和功率再扩大成百上千倍，估计又要遇到数不尽的麻烦。就算技术上的问题都解决了，能否以可接受的价格在世界范围内普及，又是一个问题。在某些设想中，如果未来社会的电气化程度不如预期，则需要再加上一个包括了油气管道、煤炭运输线路在内的亿吨级物质流。

3 “基于互联网技术实现广域能源共享”

信息互联网的一大魅力就在于它能够打破地域的限制，真正的实现“天涯若比邻”。这是因为信息传输的门槛和成本都相对较低。当我们以电磁场传递信息时，无论传递过程中发生了怎样的衰变，只要接受方还能分辨出“1”或“0”的元状态就没有问题；当我们以光信号（光纤）传递信息时抗衰变的能力就更强了。

但当我们开始依靠现有的技术输送能量的时候，损耗问题就相当严重了。于是人们在运输能量时，不得不十分原始的搬运化石燃料；或者采用特高压等技术手段来降低损耗。这些方法要么单位成本极高（如直接运输，这个过程本身就要消耗大量的燃料），要么建设成本和科研成本极高（如特高压输电技术）。

我们目前可能觉得这笔“损耗税”尚在可承受范围内。但能源互联网的应用，会使得对于长途能量调剂的需求成几何式增长，到时这个窟窿就会大的吓人了。

相对于信息的传播，能量成本还是高了太多。在互联网领域，除了视频网站等少数企业，现在已经很少有人为带宽不足或网络拥堵头疼。毕竟铺一条跨越太平洋的海底光缆，也不过几亿美元就可以搞定。但在能源领域内，油气管道、运煤交通线、特高压输电等话题永远不会离开话题榜的前几名。这样的设施建设往往伴随着庞大的资金规模，数年的建设周期，艰难的科研攻关。总之，现在的能源互联网基本还停留在延迟极高、资费吓人的跨洋长途时代，离 Skype 或 QQ 视频的境界还差的远。

4 “支持交通系统的电气化，即由燃油汽车向电动汽车转变”

移动互联是目前互联网产业的一个重要趋势。移动互联这个新兴领域的蓬勃发展基于三项技术的突破：1.智能芯片小型化技术的普及。2.固态存储设备小型化技术的普及。3.无线通讯技术的普及。但是类比到能量上，就完全是另一回事了。

1.可以便携的能量转换装置，要么效率太低（如内燃机），要么太贵且用起来麻烦（如燃气机），要么就是我们“喂不饱”（如电机）；2.储能问题是老生常谈的老大难；3.无线充电技术虽然在已经能够给很多小的智能设备充电了，但是大规模应用上仍然问题多多，最简单的一问：那么多电磁能量散播到空间里，辐射谁受得了？

话再说回电动车：我们给与特斯拉再多的期许与鼓励，它的航程、可靠性等等，真能和同价位传统的汽油车一比了么？

小结一下：能源互联网在技术储备上还差五个半诺贝尔奖级成果

(1) 能源的光纤：大容量、低成本的能量输送通道 华裔科学家高锟以及美国科学家威拉德·博伊尔和乔治·史密斯，因在有关光在纤维中的传输以用于光学通信方面（即光纤技术）取得了突破性成就，荣获 2009 年诺贝尔奖。光纤的伟大之处就在于它让信息的远距离高效传播成为可能。因为光信号在光纤中损耗低，衰变小，很适合远距离传播信息。而且其本身成本并不高。2014 年 8 月，谷歌与中国移动等其他 5 家公司投资的一个跨太平洋光缆工程，投资不过三亿美元，两年即可完工。

光纤系统的意义就好比铁轨之于铁路，柏油之于公路。对于能源互联网来说，目前还没有这样低损耗、低成本的传输方式。当下被人们给予厚望的特高压输电系统耗资巨大，技术上也不完善。同时建设周期长，杆塔、线路体积大。真正能在损耗比例上和光纤系统输送信息媲美的超导输电技术，更是尚处于科幻范畴。

能够真正让能量的传输，达到光纤系统传输信息一样便捷、廉价的技术突破，斩获一个诺贝尔奖并不为过。

(2) 大容量、低损耗的储能设施（硬盘）

没有巨磁电阻效应的发现，人类就不可能将海量的数据压缩在一块名叫硬盘的小方盒子内。信息本身无法汇总贮存，信息革命也就无从谈起。这也就是为什么 2007 年的诺贝尔物理学奖授予了发现巨磁电阻效应的费尔和格林，这一自然现象正是大容量数据存储技术的基础。但是对于能量，人们还没有好的办法来对它进行高密度的压缩储存。以至于只能以大自然原本赠与我们的形态来保存它：修建一座座巨大的煤仓、天然气储气罐。

人类最梦寐以求的高密度电能存储设备，目前还遥不可及。无论是传统的化学电池还是新兴的燃料电池，其转换效率或储存密度都远远达不能令人满意。

如果这项技术能够获得突破，至少两个能源领域的难题能够迎刃而解。1.随机性很强的光伏、风电等清洁能源将可以先被集中收集起来，然后再均匀的对外供出。2.电动车普及的最大障碍将被扫除。

(3) 能源的海量、廉价供应方法

标题里说我们至少还差五个半诺贝尔奖，那为什么小标题只有四个？因为一个“能源的海量、廉价供应方法”，至少值三个“诺大头”奖牌。

2007 年度诺贝尔化学奖授予了德国化学家格哈德·埃特尔（Gerhard Ertl），理由是他发现了哈伯-博施法合成氨的作用机理。而之前，1918 年，德国化学家弗里茨·哈伯已经因为发明合成氨方法而获得诺贝尔化学奖。1931 年，卡尔·博施又因为改进合成氨方法获得诺贝尔化学奖。

合成氨正是化肥生产的技术基础。这项技术突破颠覆性的提升了人类粮食生产的效率水平（粮食生产本身就是一个能量收集、转化的过程，从太阳能到生物质能）。

而能量的大规模、高效率的生产搜集技术，其意义比化肥只高不小：如果说化肥只是让农作物的生长速度、光合作用水平提升了；那么能源的大量廉价供应将使得农业完全脱离“靠天吃饭”的尴尬状态。在工业、物流业和服务业中占比巨大的能源成本也将被大幅削减，直接提升人类社会发展的速度和加速度。

虽然目前最被看好的能量来源是光伏与风电等清洁能源，他们在理论上是“廉价、海量”供应的。但从“生物能（牲畜、人力）-化学能（燃烧化石能源）-物理能（聚变与裂变核能）”的科技史规律来看，以后真正能担起重任的将会是核能。因为它寓于更高层次的物质规律，在宇宙空间中的基础也更广泛。毕竟光伏和风能归根结底都来自太阳的能量，而太阳的能量来自其内部的核聚变反应。

(4) 智能、可靠的能量调度、分配机制（路由器与通讯协议）对于一个智能且可靠的能量调度、

分配机制，最重要的可能不是其硬件设施。而是规范它运行的数学模型、运行逻辑。它需要雄厚的数学和其他自然科学技术基础来支撑。

就像前文提到的那样，能源互联网需要整合的信息资源碎片化、随机化严重；对处理的效率和可靠性也要求极高；同时规模空前。诺奖的评奖规则可能很难照顾到这方面的重大突破，但是一旦出现能够真正解决问题的成果，一个菲兹奖、高斯应用数学奖或图灵奖，一定不用愁。

除此以外，在商业环境、推广环境上，能源互联网也会有一些软性的问题，试举一例：

互联网行业目前很喜欢提的一个词是“颠覆式创新”。意思是通过互联网行业在技术、效率上的优势，砸掉传统行业中低效运行部门的饭碗。就像余额宝对银行、淘宝对线下商城、亚马逊对书籍出版商、网络媒体对纸媒那样。

我们会发现，这种情况在国内发生的远比在国外多。因为国内社会中有很多很多的行业，由于历史原因发展的并不健全，比如银行业、零售业、山寨手机，所以会很快被支付宝、淘宝、小米式互联网手机这样的后来者严重威胁。而在国外，虽然也有亚马逊重塑出版业这样的经典案例，但是总的来讲还是少得多。这是因为国外如零售、银行这样的传统产业成熟度很高，经营水平和科研实力也不俗。

那么这些对于能源互联网发展的指导意义是什么呢？如果说信息互联网带来的洗牌，威胁的既得利益者是零售、出版等等传统行业的巨头；那么能源互联网所带来的这轮洗牌，将直接针对一些完全不同概念的庞然大物：油气及其他能源巨头。

虽然“西方世界的各大油气巨头过去几十年操纵了无数场战争”之类的观点大多数被当成了阴谋论。但是一个谁也不能否认的事实是：这些巨头与我们之前提到的那些零售业、出版业或制造业巨头，在影响力和资本实力上，要高出不止一个级别。

这就带来两个问题。问题一：如果这些巨头不愿意见到能源互联网蓬勃发展，甚至主动设置障碍来阻止其发展，那么我们对于能源互联网的愿景要如何实现？

问题二：如果这些能源巨头也认可了能源互联网的重要意义，那么他们显然将能够轻而易举的获得游戏规则的制定权，甚至能够完全按照自己的意愿操控这个强大的公共设施。那么这样的能源互联网还会是我们所憧憬的那种么？

总结：

经过上面这些对比，我们不难发现：我们所设想的能源互联网应用功能，很好的切中了能源领域目前的几个发展瓶颈，如分布式清洁能源的并网难、储能难、能量的调配与输送难等等。但同时，能源互联网这一概念的前瞻性和理想性，也就必然导致它离现实应用还有一段距离。

概括来讲，能源互联网建设的难题可以归结为三点：

1.多流并行：信息流+能量流。能源互联网要同时保证两种载荷的交错运行，并且要求必须高效、海量，成本还要控制在可普及的程度。

2.基础性技术缺失：对于信息流，大数据、云计算等能够应对能源互联网需求的先进技术，多数还在成熟过程中。对于能量流，能量的储存、高效运输技术，还远远达不到普及能源互联网所需的程度。

3.市场条件不好：能源互联网建设成本高，周期长，且洗牌效应明显。其节能环保的效果预期远离很多人的生活，尤其是某些拥有雄厚技术和资本实力的西方国家。还有一些能源禀赋较好的国家，对现在国际社会上的节能减排努力都不温不火，更不要提积极参与能源互联网建设这样耗资巨大、可能削弱自己竞争力的事业了。

本文列举了很多能源互联网建设过程中的困难和障碍，但笔者并不认为这足以让我们停下脚步。在互联网的发展过程中，也有很多重要的突破是伴随着发展逐渐展开的。如果我们不去积极的推进，用需求来刺激研究，那满足所求的可能性只会更小。

（【无所不能特约作者，李司陶，华北电力大学】）

财新-无所不能 2014-10-10

谁能告诉我，何为“霾祸”元凶？

秸秆禁烧，拦不住“霾祸”再袭。“十一”刚过，雾霾来势汹汹，让华北大部分地区再度遭遇“心肺之患”。北京，启动下半年首个“重污染预警”；河南，部分地区局部能见度小于1公里；天津，21个监测点重度污染……

“呼吸保卫战”持续开展，但关于“霾祸”真凶的争论却一直不断。众说纷纭中，谁能告诉我，究竟谁是真正的“霾祸”罪魁祸首？

疑似秸秆焚烧点74个，禁令拦不住“霾祸”再袭

难得一见的“月全食”，变成了举头难见月；河北黄河以北地区及郑州、开封等地区预计出现能见度小于2公里的霾，局部能见度小于1公里……

北京市空气重污染指挥部办公室认为，此次元凶是“不利气象条件和区域性污染”共同造成，其中北方地区逐渐进入秋收季节，国庆期间部分省市秸秆焚烧较为集中，这种本可人为减少的“特殊传染源”加重了雾霾。

事实上，近两年多地都早已明文规定禁烧秸秆，甚至“责任到田”、“分组督查”，然而秋季一到，霾祸又至。力度空前的雾霾防治“军令状”，在一些地方也是雷声大、雨点小。9月29日到10月5日期间，根据卫星遥感监测结果，共在11个省份监测到疑似秸秆焚烧火点74个，华北多地榜上有名。

“霾祸”来袭，区域性污染范围不断扩大。9日6时，中央气象台继续发布霾黄色预警，预计至10日08时，北京大部、天津、河北中南部等多地仍有中、重度霾。

7时多，北京西城区一家幼儿园大班的微信群里信息提示音开始响个不停，很多家长通过微信向老师请假，原因多为“咳嗽”、“呼吸道不舒服”。

8时，天津市27个环境空气质量监测点中，21个监测点环境空气“重度污染”。中心六区主要街道上，随处可见戴着口罩遮掩口鼻的上班族。

13时，北京重污染预警级别由黄色升级为橙色，建议中小学、幼儿园停止体育课、运动会等户外运动……

“保肺战”打响多轮，“真元凶”仍待定音

“呼吸保卫战”打响多轮，雾霾的“真元凶”似乎仍未完全浮出水面。

有专家认为，燃煤造成的“煤烟型污染”是空气质量的头号污染源，燃煤造成的污染占中国烟尘排放的70%；可就有人反驳，近年来相对交通排放，燃煤对雾霾天的相对影响较十年前并没增加，可能还略有下降。

有研究表明，“汽车尾气”才是罪魁祸首，机动车尾气排放产生的有机气溶胶等是PM_{2.5}的主要组分；可又有科研团队报告称，汽车尾气所占比例不高，化石燃料燃烧排放才是污染主要来源。

化肥、秸秆燃烧、养殖业产生的排泄物释放大量的氨气，最终增大污染物排放量；降水日数、平均风速减少，影响霾的驱散和清除；甚至连“做饭”“放屁”等都在贡献PM_{2.5}……

按照部分城市公布的结果，北京本地排放源以机动车、燃煤、工业生产、扬尘为主，机动车尾气是主要来源；天津则以扬尘(地面上的尘土进入大气)、燃煤和机动车排放为主要来源。

争论不断，“霾祸”真凶仍未“定音”。根据环保部的统一部署，到今年年底，除拉萨外的其余30个直辖市和省会城市，以及5个计划单列市大气污染颗粒物源解析工作都将全部完成。

壮士断腕，仅靠“限”字令还能挺多久？

河北廊坊、保定、石家庄等多地启动机动车尾号限行；天津，上半年就已开始实行小客车总量调控管理和机动车限行交通管理等“限号”措施……抗霾至今已有一两三年时间，多地投入巨资治霾，限行、禁烧、关停等药方不断升级，但“限字令”并非万能药，病因未明，“霾祸”难除。

“不少地方一‘限’了之，但颗粒物污染防治需要的是有的放矢，针对不同地区的不同颗粒物构成，这些措施也应有所区别。”国家环境保护城市环境颗粒物污染防治重点实验室主任冯银厂说。

其实，打赢“呼吸保卫战”需要全民行动、区域联动，不管是普通群众还是政府官员，今天如

果你对治霾无动于衷，明天雾霾还会卷土重来。

治理雾霾不仅是找到“元凶”，更关键的还是要有壮士断腕的勇气，真正摒弃“GDP至上”的畸形发展观，对于一些重灾区尤其要动真格结构调整，设置“高压线”、通上“高压电”，避免陷入污染“边减边增”的治理怪圈。

新华网 2014-10-11

推动能源革命的三大要点

随着生态环境和气候变化形势日益严峻，以优先发展可再生能源为特征的能源革命已成为必然趋势。德国、美国等国家均提出到2050年可再生能源满足80%以上电力需求的发展目标。可以预见，风电、太阳能发电等新能源将逐渐由传统意义的补充能源转变为替代能源、主力能源。

能源革命必然会促使现有能源发展思维、体制机制、技术路线发生质变，在此过程中难免伴随争议和问题，新能源的发展道路也将漫长曲折。面对机遇和挑战，应当统一认识，坚定不移发展新能源，积极主动推进能源生产和消费革命。

推动能源革命

要求明确新能源发展的战略地位

推动能源生产和消费革命的核心是调整结构，用清洁安全高效的能源生产方式淘汰落后、高污染的能源生产方式，让节能环保的用能方式替代粗放、不合理的用能方式。

我国能源结构中化石能源比重偏高，同时化石能源开发需要消耗大量的水资源，而我国人均水资源占有量仅为世界平均水平的1/4，在西部煤炭富集的地区水资源尤其匮乏。环境资源条件决定了我国大规模开发化石能源不具有可持续性。大力发展新能源和可再生能源将是推动我国能源生产和消费革命、优化能源结构、构建安全经济清洁现代能源产业体系必须长期坚持的能源发展战略之一。

习近平总书记在中央财经领导小组第六次会议上提出“着力发展非煤能源，形成煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源供应体系”，明确了发展清洁能源将是调整能源结构的主攻方向。新能源将不再是传统意义上的补充能源，将逐渐替代化石能源成为主要的能源品种，在能源结构中的比重将越来越高，在保障我国能源供应安全中的作用将越来越大。

推动能源革命

必须变革传统能源规划方法

风电、光伏等新能源运行特性迥异于常规的水、火电。大规模的新能源接入必然会对电力系统的规划方法、运行方式产生根本影响。为适应能源结构调整，需要改变规划理念和方法。

第一，大规模新能源具备满足部分电力基荷运行条件。

传统概念中风电、光伏等新能源属于“间歇性能源”，即存在发电出力接近零的可能性。然而对于大规模的风电场群，用“间歇性”来描述其出力特性并不准确。

随着风电场群集聚规模的增大，风电功率的波动特性呈现较明显的平缓特性。风电场之间相隔距离越大，风电出力特性的关联度越低。随着风电场增多，地域分布变广，气象条件变化在地域分布上的多样性、不同步使得风电场之间的出力具有自然的互补性。风电装机规模越大，风电场群的总体出力极大或极小的概率越低。同时，光伏与风电的出力特性也具有一定的互补性。如果大规模的风、光等新能源作为一个整体来看，其所发电力在电力供应中将占据相当一部分的基荷，其容量替代效应是不可忽略的。

英国牛津大学学者根据英格兰和威尔士境内66个测风点1970年-2003年的测风数据分析发现，超过90%的地区风速同时小于风机切入风速(4m/s)的概率折算为时间每年不到1小时。美国斯坦福大学学者分析了美国中西部19个测风点历史风速得出，1个、7个和19个风电场联合运行的总体保证出力系数分别为0%、4%和11%。并且若考虑风机在风速偏小月份检修，其余正常运行月份的保证出力系数能达到15%。理论上，出力特性相关度低的风电、太阳能发电等新能源装机越多，其整体的保证出力系数越高。

第二，新能源应合理参与电力平衡，替代常规能源。

我国现行的电力规划体系以煤电、水电为基础，而风电、光伏等新能源往往只参加电量平衡而不参加电力平衡（或参加平衡容量可忽略），即不考虑新能源在保障电力负荷供应中的容量贡献。

如此，无论新能源发展规模如何，都不会影响常规电源的规划建设空间。而不考虑新能源的容量贡献，将造成系统实际备用率偏高，常规电源投资浪费。由于只参与电量平衡，新能源装机越多，发电装机总体利用小时数越低，造成新能源和常规电源的经济效益都受到影响。

风电、光伏存在负荷高峰时刻出力接近零的可能性，而火电机组同样具有高峰负荷时段强迫（非计划）停运的概率（根据 1995 年-2011 年数据统计，我国 60 万千瓦及以上火电机组平均强迫停运率 3.05%），停运时间往往持续数周，而且机组也有计划检修停运要求，因此不能认为火电就是 100% 稳定出力的电源。事实上，电力系统预留的旋转备用已考虑了火电的强迫停运率。

美国研究机构按可再生能源满足 80% 以上的电力需求规划目标进行仿真研究，表明风电、光伏等新能源满足部分电力负荷容量需求是安全可靠的。

为切实推进能源结构的调整，应结合我国新能源资源特点进一步开展深入研究，合理确定其在电力平衡中的容量贡献。

第三，统筹新能源规划与常规能源、电网规划，优化能源系统。

从供应可靠性、环境友好性、经济性和灵活调节能力等方面看，每一个能源品种都有优缺点，不存在各方面都最优的能源品种。而最优的能源系统构成必然要求各能源品种的科学配比和合理的布局，各类电源优势互补，从而达到安全、经济、环保。

电网的规划建设是新能源电力消纳和参与电力供需平衡的基础。例如，德国在制定可再生能源发展战略之初就非常重视风电等新能源与电网的统一规划，终使集中在北部的风电和集中在南部的光伏电站能够出力互补，并将电力顺利输送到国内负荷中心及周边国家。

能源规划应考虑技术发展和技术进步，充分考虑新能源未来在能源体系中地位和作用。随着风机、光伏电池制造成本的逐步降低，以及化石能源资源环境税费政策的进一步制定完善，未来风电、光伏很有可能在无补贴时发电成本低于化石能源。新能源将成为能源结构中兼具环保优势和经济优势的重要组成部分。同时，低风速风机和海上风电技术的发展将使得资源条件不再成为负荷中心附近布局风电的制约因素。

推动能源革命

需完善新能源运行机制

第一，提高风电功率预测和跨省跨区电网调度水平。

美国明尼苏达州的研究结果表明，区域电网间的协作可使可再生能源在较大范围内消纳，将 4 个调度平衡区域整合为 1 个平衡区域，可削减 50% 的调频服务需求。德国从 2007 年到 2010 年逐步实现全国 4 个控制区域从各自平衡转为统一平衡，使总体的风电功率预测误差降低了 20% 以上，相应降低了系统备用容量。

新能源出力的随机性要求电网运行方式频繁变化，电力交换量增大，这将对电网调度水平提出更高的要求，需加强各级调度和跨省跨区调度之间的协同配合能力。

目前，我国调度运行已一定程度将风电纳入电力平衡考虑。风电等新能源装机规模越大，其总体出力特性越平缓，因此不宜将新能源电力在小范围内各自平衡。为了发挥新能源替代常规火电的容量效益，需充分利用电网互联相互支援的能力，实现电力余缺互济。

第二，加强和创新电力需求侧管理。

电力需求侧管理和需求侧响应是提高新能源接纳能力的有效手段，应充分运用市场机制引导用户调整用电方式，适应大规模新能源接入对电力系统运行特性产生的影响，建立完善峰谷电价、可中断负荷电价等需求侧电价机制。

峰谷电价可促进电力负荷移峰填谷，提高系统消纳新能源的能力，减少弃风限电发生。从我国实施峰谷电价政策的省（区、市）电力运行情况看，执行峰谷电价后，负荷特性明显改善，系统调

峰裕度有效增加。

可中断负荷是应对大规模新能源功率突然减小带来的功率缺额风险的有效的可靠性保障手段。可中断负荷由电力公司与用户签订，在系统峰值和紧急状态下，用户按照合同规定中断或消减负荷，电力公司给予用户一定的经济补偿或电价优惠。大规模新能源同时零出力的概率并不大，配置可中断负荷减少常规机组备用容量和增加清洁能源供应带来的经济效益足以覆盖对可中断负荷用户的费用补偿。这一需求侧管理措施在美国等一些国家应用较广，其经验值得我们进一步深入研究借鉴。

第三，加快新能源与信息技术融合，推动能源技术革命。

新能源与信息技术有天然的联系。新的通讯技术和新的能源系统结合之后将导致能源生产与消费革命的新格局。德国西门子等公司提出了虚拟电厂的概念并已投入商业化运行，通过优化算法、通信和控制技术，将大量分散在不同地点的风电、光伏、生物质发电甚至需求侧响应等有机结合到一起进行集中控制，提供稳定可控的电源出力，可如常规电源一样参与电力市场交易。

未来用户侧储能装置的智能化调度也将有效提高系统接纳新能源的能力。通过智能电网和相关信息控制技术，新能源汽车或蓄热蓄冷装置在新能源发电富裕或夜间负荷低谷时期吸收电力，在新能源发电不足或白天负荷高峰时期停止充电甚至向电网反送电，可减小峰谷差，减轻常规电源调峰的压力，提高电力系统对新能源的消纳能力。

综上所述，新能源的大规模发展将成为我国能源生产和消费革命的重要内容。新能源的发展需要从战略层面上形成统一的认识，从规划方法上实现革新，从运行机制上进行完善，从产业技术上加快创新，结合我国资源禀赋和发展现状，开辟出我国持续健康发展的能源道路，为经济社会发展提供坚实保障。

能源网-中国能源报 2014-10-11

立法先行应当成为我国能源领域市场化改革的首要任务

习近平总书记年初在中央全面深化改革领导小组第二次会议上强调，“凡属重大改革都要于法有据”，“在整个改革过程中，要高度重视运用法治思维和法治方式，确保在法治轨道上推进改革。”由此可见，立法先行，应当成为我国能源领域市场化改革的首要任务。

从国际经验看，以石油行业为例，大多数国家石油公司的改革路径：立法先行，确定改革方向和重点，全面实现政企分开；进而实施股份制改革，鼓励和吸引民间资本参与，确立真正的市场竞争主体地位；再进行国际通行规则下的市场化运作。

目前，我国能源领域的立法主要由电力法、煤炭法、石油天然气管道保护法、节约能源法、可再生能源法等部门法组成。作为能源领域的纲领性法律，能源法的起草和制定酝酿多年，学界和实务界呼声很高，至今迟迟未能出台，足见利益协调之难，立法之不易，但社会各界对于将“确保能源安全”和“推进能源领域市场化改革”确立为立法的两大主旨，业已达成广泛共识。

能源领域市场化改革的重点，是处理好政府与市场的关系。“该政府管的归政府，该市场管的归市场”，使市场在资源配置中起决定性作用，但不是全部作用。政府调控也不可或缺，否则也会“孤掌难鸣”。市场调节和政府调控，理应双轮驱动。政府对资源直接配置的体制中退出后的“无为”，不等于“无所作为”。在确立市场规则、优化公共服务、保障公平竞争、加强市场监管、维护交易秩序、弥补市场失灵等方面，政府应当发挥应有的作用。

我国能源领域改革已经步入深水区，留下的多是“硬骨头”，光靠“摸着石头过河”可能行不通，更需要国家层面的顶层制度设计。制度顶层设计与基层改革探索要上下呼应、形成合力。我国能源领域市场化改革，必须从顶层谋篇布局，全面推进，突出重点，多维联动，明确路径，从源头上防止改革碎片化。

一是建立权力清单制度。不断深化行政审批制度改革，简政放权，放管结合，取消和下放一批能源领域的行政许可和非许可类的行政审批，把政府在能源领域的许可、审批、处罚、强制、收费等公共权力统计列表并公之于众，主动接受社会监督，压缩权力寻租空间。截至到2014年6月底，

国务院已经取消和下放 468 项行政审批事项。今年全年将取消和下放 200 项含金量高、能够激发市场活力的行政审批事项，更多地释放改革红利。

在行政许可方面，美国立法的经验值得借鉴，即所有的行政许可在网上办理，与当事人不见面，这样既提高效率、方便公众，也压缩了公务人员的自由裁量和权力寻租的空间。

二是实行负面清单制度。从我国能源战略性、安全性和相对不利于市场化的高度慎重考量，列出能源领域禁止和限制进入的行业、环节和业务等清单，允许各类市场主体依法平等自由地进入清单之外的领域，彻底打破部分能源垄断领域对民间资本的“明开暗禁”，特别是要进一步消除对非公有制经济的各种隐性壁垒。国有能源企业垄断自然资源的局面不改观，自由竞争市场机制不建立，所有制歧视的壁垒不消除，能源领域公平竞争的市场环境就很难建立。

三是鼓励民间资本参与能源投资。2014 年 5 月，国家发展改革委首推 80 个鼓励民间资本参与的建设运营示范项目，涵盖了重大水电、风电、光伏发电等清洁能源工程，油气管网及储气设施，现代煤化工和石化产业基地等领域。鼓励和吸引民间资本参与投资能源项目，会有观望情绪，也会有一定阻力，政府既要毫不动摇地“鼓励”，也要理直气壮地“引导”，更要重视民间资本进入能源领域后的利益保障和话语权的行使，让民间资本能够真正实现准入公平、运营自主、竞争有序、保本有利、退出自由。

四是大力推进混合所有制改革。不能以战略安全需要为由，将能源领域列为混合所有制改革的禁区。对于国有企业来说，混合所有制改革不是新一轮的“圈钱运动”，要尽量避免“一股独大”；对于民间资本来说，也不能仅是搭便车和坐等分红。混合所有制改革，重在国有企业股权配置和治理结构的改善、市场意识和运行效率的提高，关键是要发挥国有资本的撬动作用。只有国有资本和民间资本交叉持股、相互融合，才能更有效地体现国有经济的控制力和影响力。混合所有制改革是“国民共进”最佳选择。实践中，不能参与经营的“混”，民企不感兴趣；失去控股能力的“混”，国企不会答应。这里就要发挥政府这个推手的作用，“混合”的终极目标是“融合”。

五是完善能源产品的价格形成机制和上下游价格调整机制。价格是规范能源市场运行、引导资源流向和调控消费规模的重要手段。目前，我国成品油价格批零倒挂、国际国内油价倒挂、煤电矛盾以及天然气上游价格不联动等现象，归根到底都是由于能源产品价格市场机制尚未完全建立所导致的。当前，我国能源价格改革的重点是加快建立健全规范、透明的能源价格监审制度以及价格形成机制和调整机制。下一步，要继续推进成品油价格调整机制的建立，完善陆上风电标杆电价，制定出台天然气发电价格政策，开展输配电价、大用户直购电改革试点，研究非居民用天然气价格调整方案，将政府定价项目严格限定在网络型自然垄断环节，实行差别化价格政策体系，建立健全阶梯价格机制，让消费者拥有更多的选择权。

六是推进公司治理结构和治理能力现代化。完善公司治理结构，建立真正的现代企业制度，以法治理念和市场原则指导公司运营。让出资人的角色定位回归常识，董事会的组成和结构，要反映国有资本、民间资本的权重。让董事会真正成为公司治理的中枢，独立行使公司决策权，不受外部力量干预。改革完善现行国有能源公司人事任免制度，大力推行职业经理人制度，职业经理人来源于市场化的选聘，而非来自于政府委派。通过完善能源企业股权设置，健全员工期权激励制度，形成资本所有者和劳动者利益共同体，让人力资本投入者与物质资本投入者共创共享企业财富，激发企业的内在活力。（作者系资深法律学者）

能源网-中国能源报 2014-10-13

如何发展智慧新能源

近来，“能源互联网”一再进入人们的视野，也有很多文章探讨了能源与互联网的融合问题。然而能源互联网的终极目标应该是使能源发展成为真正意义上的智慧新能源。

大数据应该为智慧新能源带来什么

作为云计算、物联网之后又一大颠覆性的技术革命，大数据来势汹涌。2012 年以来，“大数据”

的概念在中国流行开来，任何一个产业都无法避免地卷入这场革命，能源也不例外。但是，大数据究竟能为能源特别是新能源产业带来什么？新能源如何借助大数据发展成真正意义上的智慧新能源？

有学者认为，大数据可以实现对整个电网以及所有用户的实时监控、实时数据分析，并可以对电网内部的所有节点和用户进行行为预测和故障预测，对突发事件进行提前准备和预防。以光伏电站为例，通过实现对组件的智能监控，引入通信领域先进和成熟的技术，将整个光伏电站的数据和信息管理通过无线的管道传输，提高运营安全性，降低维护成本，笔者觉得这都还不是真正的智慧新能源应用方向。

智慧不等同于智力，不是简单的认识和分析，智慧也不等同于智能，不是简单的自动和控制。现在几乎所有的家电企业都在谈论智能家居，试图通过互联网、大数据为消费者提供最专业的智慧家居体验。但是从现有产品和设想来看，这些所谓的智能家居系统都只是简单地智能化控制，并未实现真正的智慧化，比如智能门锁打开后，窗帘自动关闭，热水器自动打开，灯光自动打开等，不仅大幅增加购房成本，而且往往将简单的动作程序化、僵硬化，不仅存在很多安全、节能、健康等问题，而且将生活中最简单的乐趣消除了。

同样，智慧新能源要实现的不应是简单的自动控制 and 分享，而应该是改变人们能源消费习惯的一个生态体系。Solarzoom 光伏太阳能网的创始人刘昶先生 9 月 24 日在无锡举行的智慧新能源产业发展研讨会上指出：智慧新能源的发展方向一定是要改变人们对于能源的使用习惯，从简单的消费管控能源到提高能源利用效率，结合智能家居、智能建筑、智能交通等各方面形成一个智慧应用的生态体系，最终实现缓解能源危机。

第三次工业革命总结起来就四个字：大、云、平、移(大数据、云技术、平台、移动互联网)，现在互联网新能源的发展水平就处于 20 年前互联网的发展阶段，需要技术、平台包括政策等方面的配套发展才能迅速成长起来。智慧能源还需要大家形成共识去推进，作为新事物的发展这是必须的。“大数据难道只能用来远程监控、发现问题和及时修补更换吗？我觉得这只是智慧新能源的初级阶段，我们应该更多的对大数据进行真正的分析，把能源的使用进行匹配，提高效率，真正达到最优化。”

2014 年被业界普遍认为是分布式光伏发展的元年，光伏作为电力行业发电端过渡到消费端。未来光伏的方向不是大型电站也不是大型分布式，而是千千万万的个体消费者。智慧新能源的“智慧”绝不仅仅是大数据、云计算、物联网等信息通信技术带来的技术革命，更多的应该是这些技术变革所带来的发展模式和应用模式的改变。

智慧新能源需要打开思维，加强行业合作

现在，很多人都在说跨界问题，新能源与互联网的结合是跨界，新能源与各种产品的结合是跨界，可是，能源从来就是推动社会发展的根本动力，新能源只是相对与传统能源的一种新形式，新能源与各行业的融合不应是跨界问题，而应只是应用创新问题。

目前，传统能源在智能家居、建筑、交通中的运用仍处于统治地位，在新能源全面进入这些行业之前，每个人都应该好好思考一个问题：相关产业如何更好地合作来推动共同的发展。这需要的是政府的政策支持指导、每个新能源企业的积极投入，而更需要的是打开思维，加强各行业的探索与合作。

今年，格力的光伏空调在家电和能源行业引起了热烈的讨论。9 月份，格力电器披露的《投资者关系活动记录表》中表示，光伏中央空调已有订单。事实上，家电行业进军太阳能利用，也并非新鲜事。早在 2010 年 12 月，格力便已推出了首台自主研发的太阳能变频空调，首批 5 万台的订单全部销往美国市场。除格力外，先后有多家家电企业推出自己的太阳能空调产品，包括美的、皇明等均早已经渗透太阳能空调利用领域。然而，在肯定了格力在技术上的突破之外，一些光伏人士开始质疑光伏空调，有人就指出安装光伏空调不如直接安装光伏并网系统。在雪球网上也有相关讨论，有人指出，格力的目标是楼宇太阳能整体解决方案，光伏空调只是第一个突破口。如果格力的方向

从设备供应到整套系统供应，那么家电企业都应该考虑加快与能源企业的合作了。

建筑行业 and 交通行业也一直致力于与能源行业的合作。数据显示，我国建筑总能耗约占社会终端能耗的 20.7%，建筑能耗中制冷和采暖的能耗又占了大部分。由于电力资源的相对不足，近几年在上海、杭州等华东地区，已多次出现了拉闸限电的情况。因此，若将太阳能转换成电能加以利用，将能一定程度地缓解电能供应不足的问题。光电建筑一体化也越来越成为趋势，但很多应用与技术问题还需进一步探索。新能源汽车也迎来了跨越式发展，但充电桩数量有限的瓶颈逐渐显露出来，如何更好地解决充电问题，也需要汽车行业与能源行业更深入的探讨与创新合作。

同时，能源企业也应打开思路，寻求与更多行业的合作机会。据悉，伦敦市政府开始尝试将已经用途甚微的电话亭转变为太阳能充电站，免费给路人提供应急充电。许多户外家具、运动设备等产品也开始与太阳能等新能源相结合，比如户外太阳能椅、太阳能包、太阳能帐篷、太阳能自行车等。如何将新能源应用于更多行业和实实在在的产品中应该是能源企业应该重点探讨的问题。（文/汪江红）

新浪财经 2014-10-13

德国新能源政策带来的 8 点启示

德国最近两年对可再生能源政策的大调整，表明可再生能源不再是多多益善，也不是越早越好，更不能唯我独尊。发展可再生能源不能搞大跃进，也不能脱离整个系统单兵冒进。

在应对气候变化、强调低碳发展的大潮下，可再生能源成为能源界的伟光正分子。发展可再生能源的战略往往毋庸置疑。很多国家对可再生能源给予了各种呵护政策。逐渐地，对于普通大众来说，可再生能源也变成韩信将兵，兵多多益善，且越早发展越光荣。在新能源规模小、竞争力弱、在能源结构中处于弱势地位的时候，这种积极支持政策并无不妥。但是，如果可再生能源发展到不可忽视的规模，由“弱势群体”成长为主流力量的时候，这种无私的政策是否合适？西班牙和意大利的光伏泡沫给出了否定的答案。如何管理一个壮大的可再生能源，成为摆在国际能源决策者面前的一个新课题。

德国作为可再生能源的先锋，既经历了可再生能源的大规模发展，又避免了西班牙、意大利等欧洲国家经历的可再生能源泡沫破灭。因此，德国在管理可再生能源的政策方面值得后来者学习。特别是德国近几年对可再生能源政策的改革，更值得后来者关注和学习。

德国的可再生能源发展模式一直备受赞誉和推崇。自 2000 年开始实施《可再生能源法》以来，德国可再生能源发展取得了令人瞩目的成绩。发电量中可再生能源所占比率已经从 2000 年时的 6% 上升到 2013 年的约 25%。但是，其发展过程并非一帆风顺，甚至称得上惊心动魄。以光伏为例，和西班牙以及意大利一样，德国的光伏发电市场经历了疯狂的发展。虽然政府对光伏的 FIT 和补贴递减率进行了多次大幅度调整，从 2010 年到 2012 年的 3 年间，平均每年的装机容量增幅达到 7GW。2012 年高达 7.6GW。2013 年末，德国光伏装机总量已经达到 35.7GW。

伴随着这种疯狂发展的是快速上升的补贴成本。有报告称，截至 2013 年，德国民众承担的可再生能源附加费总计高达约 3170 亿欧元。预计到 2022 年要达到 680 亿欧元。其中 2014 年一年的可再生能源附加费就可能要达到 230 亿欧元。这其中很大一部分费用是用来支付太阳能发电厂的 FIT。

该 FIT 成本的大部分是由于最近几年大的装机容量造成的。尽管太阳能 FIT 从 2004 的 457/MWh 下降到当前的 93.8/MWh，但由于最近几年的高速发展，FIT 的总成本大幅度上升，从 2007 年以及之前的每年不到 20 亿欧元，增加到 2013 年每年 100 亿欧元以上。2013 年太阳能发电仅占德国电力供应总量的 5%，但相应的补贴却占了整个可再生能源补贴的近一半。如果进一步假设德国所有的电力都以 50/MWh 的批发价成交，全德国电力的批发价格才 300 亿欧元。光伏以 5% 的销售量，却占到了批发电力总价值的 1/3。

即便是德国这样一个高收入的国家，可再生能源补贴成本的快速上升也让消费者感觉到不能承受之重。与大规模发展相伴随的是，居民零售价中的可再生能源附加费(EEGLevy)也从 2009 年的

1.31 欧分增加到 2011 年的 3.53 欧分和 2014 年的 6.24 欧分。目前德国已是欧盟成员国中能源支出最高的国家之一，电力零售价格从 2000 年时的每千瓦时 14 欧分上升到 2013 年的约 29 欧分。在 2013 年平均约 29 欧分的居民零售电价中，新能源附加费达到 5.39 欧分，而同期电力的生产、传输和销售成本仅 14.42 欧分。伴随着可再生能源的大力发展而出现的 FIT，不断推高电价，不断侵蚀民众对可再生能源的支持基础。

由于 2008 年之后光伏电池成本的巨量下跌，FIT 补贴没有调整，导致光伏野蛮发展到了不可持续的地步。意大利和西班牙是典型的受害者。为了让光伏的发展更加可持续，很多发达国家，比如捷克、保加利亚、比利时、法国、希腊、意大利、英国、加拿大和澳大利亚都调整了光伏政策，由无条件支持向适度发展转变。

德国也开始重新审视和调整相关政策。德国意识到，能否迅速控制补贴增长和能源价格上涨趋势，将直接影响德国能源转换的成功。在 2013 年再次赢得大选后，德国新的大联合政府提出了平衡能源政策目标的“三角关系”，即生态环境承受力、能源供应安全和能源可支付能力。控制成本和保障能源供应安全和环境保护一起，成为能源转型改革方案的主要目的。

自 2009 年以来，德国也对可再生能源政策进行逐步调整。2009 年引入了增长通道的概念。将补贴的递减率和装机容量挂钩。2012 年进一步收窄了通道，将每年太阳能的装机容量限定在 2.5-3.5GW(而 2010-2012 年 3 年间年增长率为 7GW)。规定在 FIT 每月递减的基础上，根据装机容量，再调整可变的递减率。且设定补贴光伏的上限为 52GW，即总装机容量超过 52GW(截至 2013 年底，该装机容量已经达到 35.9GW)后，不再对光伏提供 FIT 补贴。2012 年的改革，标志着德国大幅度修正了积极的可再生能源政策，由“过度支持”向适度发展转变。2013 年，太阳能的装机容量由前一年的 7.6GW 降低到 3.5GW。

2014 年 6 月份通过的“德国可再生能源改革计划”，更是对目前的可再生能源政策进行了“彻底改革”。改革后的可再生能源法案(EEG)，被称为 EEG2.0。2014 年改革的核心内容有以下几个特点：一是减少补贴的力度和范围。对可再生能源的平均补贴水平，要从当前的 17 欧分/度下降到明年的 12 欧分/度。最迟在 2017 年，德国将采用竞价，而不是 FIT 的方式，支持可再生能源的发展。

第二个核心改革措施是强制实施可再生能源企业直销电和市场补贴金制度。该改革方案要求从 2014 年 8 月开始，所有新增 500 千瓦以上的可再生能源电力都必须通过电力交易所直销，到 2017 年适用范围扩大到所有新增的 100 千瓦以上的设备。相应的，对发电方的补贴也将从固定电价补贴转变为以市场补贴金形式完成。这样可再生能源企业在发电时，就必须考虑这些电是不是别人所需要的，从而提高可再生能源和市场的整合度。而在过去，由于政策保证收购所有的可再生能源电力，导致新能源罔顾市场供求，而过度增加市场供应，对批发市场造成较大的冲击。

第三个变化是对发电主体自用的发电部分也征收可再生能源附加费。新开发的工业企业自用的电力(规模在 10kW 以上，或者是规模在 10kW 以下，但是自用电量超过 10MW 的部分)，也需要交纳可再生能源附加费。非可再生能源，且非高效的 CHP 的传统发电企业，要为其自用的发电部分全额缴纳可再生能源附加费。可再生能源单位的自用发电最多只缴纳 40% 的附加费。

最后一个主要变化是增长通道被进一步强化，从太阳能扩展到陆上风电和生物能源。太阳能和陆地风电每年装机容量各不超过 2.5GW。同时，海洋风电的发展目标被大幅度降低：2020 年和 2035 年的目标从 10GW 和 25GW 分别被降低到 6.5GW 和 15GW。

总之，德国最近两年对可再生能源政策的大调整，表明可再生能源不再是多多益善，也不是越早越好，更不能唯我独尊。发展可再生能源不能搞大跃进，也不能脱离整个系统单兵冒进。德国的可再生能源发展经验和政策调整，对后来者有以下几点启示：

1、可再生能源不是多多益善 德国的经验表明，大规模接入可再生能源可能导致不可预料的后果，包括高电价、对传统能源的挤出效应，从而威胁电力系统可靠性，并对电力市场造成颠覆性影响，最终使得可再生能源产业因为不可持续的发展途径而受害。制定合理的新能源发展目标，并加以恰当的控制，可以避免新能源发展大起大落，对于新能源的健康发展非常必要。该目标

可以和政策进行挂钩，并根据进度对政策进行调整。

2、发展可再生能源不是越早发展越好 由于新能源成本不断降低，发展新能源还面临着一个时间点的选择问题。早一点发展，会让消费者长期承受过高的电价。因此，对于市场还没有成熟，成本还有相当的下降空间的技术来说，如果不考气候变化的时间成本，等到技术相对成熟的时候再发展将更加经济合理。这样，可以避免让消费者被锁入长达 20 年的高价期。但是，如果早一天发展的技术，比如海上风电，可能会形成技术或产品优势，从而带来新的经济增长方式和就业机会，则另当别论。对于那些产业基础薄弱，不容易形成技术和产品优势的国家，推迟发展可能更加理性务实。

3、FIT 有效力也有局限性 FIT 适用于市场引入阶段，有利于克服初始发展成本障碍，促进可再生能源快速地发展，但是，如果调整的步伐不能和可再生能源成本下降的步伐保持一致，可能会导致过高的利润，从而使得新能源的发展失控。而这种失控会让消费者或者财政背上不合理的负担。现实情况是由于 FIT 往往通过行政手段来管理，很难及时根据技术和市场情况进行合理的调整。因此，在技术和市场成熟后，拍卖和竞标等市场手段更有利于发现市场价格，控制发展规模。如果由于现实条件限制，必须要采用 FIT 的话，务必要辅以补贴递减机制。有研究认为，德国有效、自动和透明的 FIT 递减机制使得德国避免了重蹈西班牙和意大利太阳能发电泡沫破裂的覆辙。

4、要控制好可再生能源的补贴成本 主要是控制好能源补贴的程度。如果成本失控，从中长期来说，会危及可再生能源的发展。在选择资源种类和开发技术的优先级的的时候，要考虑成本优势。在有多种选择的情况下，应该优先发展低成本资源。同时，支持政策要考虑不同成本情形下的稳健性，尽可能避免出现意外后果。值得注意的是，文献中提出，影响一种可再生能源的成本的因素，除了技术外，还有汇率变动、项目融资成本变动等因素。

5、可再生能源成本的分担机制，要兼顾公平和效率 从公平方面来说，各类用户都需要分担成本。但是，从效率上来说，高耗能用户可能要获得适当的减免，从而保证其国际竞争力。但是，对适用减免政策的企业的界定要从严掌握，避免形成过度补贴，从而向其他消费者转移过多的成本。

6、在发展新能源的同时，也需要保护好传统能源发电能力 在没有确立恰当的补偿传统的发电能力的前提下，过分发展可再生能源，会阻碍甚至危及这些作为必要补充的传统电力生产能力的的发展，进而会危及到电力系统的可靠性。在无核化的大背景下，传统发电计划的不断放缓更加令人担忧。

7、电力批发市场机制要做相应的调整，以适应可再生能源带来的挑战 此外，由于大量补贴的可再生能源以低价进入批发市场，导致电力批发价格降低到传统发电难以生存的水平，以至于传统能源发电的发展计划被一再延迟甚至装机量一再降低。另一方面，由于可再生能源的不确定性，需要大量的传统发电能力作为补充。为此，2014 年的政策调整，增加了可再生能源企业直销电的强制责任，迫使新能源企业直面需求，减少他们在批发市场倾销的可能性。并研究适合传统发电企业的补偿机制，从而保持各类发电能力的均衡发展。

8、地区一体化的电力市场可以加强可再生能源的入网 地区一体化的大的电力市场为可再生能源提供了更大的灵活性。如果没有这个一体化的市场，可再生能源可能要么需要降低装机容量，要么在不少时候面临弃电。不过，一体化的电力市场可能让可再生能源的波动性被输出到其他国家，影响他国的电力系统可靠性。但是，只要出口的电价合适，双方可以达到合作共赢的结果。(文/新浪财经专栏作家 施训鹏 本文作者介绍：新加坡国立大学能源研究所高级研究员)

新浪专栏 2014-10-15

里夫金：中国将引领未来能源发展

市场调研公司尼尔森此前公布的一份报告结果出人意料，中国人对“共享能源”、“共享社区”等理念的接受度位居全球之首，超过了美国等西方国家。此外，中国领导人也认同和理解这种新理念，并对促进新能源的发展抱有积极的态度，这让理念的提出者——美国社会思想家杰里米·里夫金

(Jeremy Rifkin) 惊喜不已。

里夫金提出的第三次工业革命，指的是把互联网技术与可再生能源相结合，在能源开采、配送和利用上从传统的集中式变为智能化的分散式，从而将全球的电网变成能源共享网络。在他看来，这将是能源和通信技术相结合而促成的最后一次工业革命，最终会让人类的商业模式和社会模式发生翻天覆地的变化。

目前德国在可再生能源上已经走在了世界前列，里夫金认为，未来中国也将在新能源的道路上挑起重担，不仅引导亚洲地区的能源发展，还应与德国等西方国家合作，在全球的新能源发展上发挥重要的作用，“中国加德国，他们将拯救地球”。

能源革命的序幕已经逐渐拉开，未来的分布式能源新模式该如何盈利？西方国家又有哪些经验值得中国学习和借鉴？新浪财经对话里夫金，窥探未来分布式能源的全局设想，听取他对中国能源发展的建议。新浪财经：以您对中国能源的了解来看，《第三次工业革命》一书中传达的理念目前在中国是不是被普遍接受？相比起其他国家，中国政府决策层对可再生能源和分布式应用的支持态度是否足够明显？

里夫金：我觉得中国会很容易接受《第三次工业革命》一书中传达的理念。尼尔森之前出的一份报告结果出人意料，中国人对“资源共享”理念的接受度位居榜首，超过了美国等西方国家。另外，我也很惊喜的知道李克强总理看过我的书，且认同了书中的观点。这次我去北京希望有机会和中国的领导层对沟通，相信会得到更多支持。

新浪财经：一些大力支持可再生能源的国家，比如德国，也遇到了一些现实困难，比如因为可再生能源占比较高而带来的调峰问题、电网稳定运行问题，尤其是电价上涨正在引起越来越多的工商业用户和居民的不满，您怎么看待这一现象？您认为可再生能源在经济性上还需要多少年才能和传统能源直接竞争？

里夫金：我为欧盟制订了发展新能源计划，德国正在积极实施中。我给德国的表现打 B-，因为他们没有领会我的意思。虽然分数不算高，但已经是欧洲国家中的最高分了。

我告诉他们要可持续发展新能源必须做到以下几点：1)政府推行电力收购制度，这样民众就不用承担电费上涨压力。这点中国做的很好。2) 将每个建筑变成一个小型“发电厂”，鼓励人们生产能源而不只是消费它。这点德国做的不错。3)将能源以氢气形式储存。德国投了 5 亿欧元建造设备，却没有很好实施。这部分是因为天气原因，德国正在积极想办法解决。4)将智能电表装在电网上，实现输电过程数据化。这点德国没有做，结果发电厂抢着把“绿色能源”输入电网，造成大量电力流失。

另外，电力公司将政府补贴反加到民众身上，才导致零售电价上涨，其实电价整体是下降的。即便零售价上涨，也只是小幅度的，我们并没有看到有人上街游行，不是吗？

新浪财经：在支持可再生能源上，发达国家采取的方式并不相同，据您观察，德国、美国、日本、加拿大、中国等主要经济体之间有无特别明显的区别？哪一种支持的方式前景会更加美好？您怎么看待以政府补贴来促进可再生能源发展的方式？其中的利弊分别是什么？

里夫金：出乎我意料的是，中国把可再生能源看成是一个工程问题，这确实是一个工程技术上的问题，他们理解的非常准确。如果想实现我所说的第三次工业革命，需要从工程技术方面去寻求答案。如果你把这个问题抛给政治家，他们是解答不了的。德国总理默克尔是物理学家，所以她知道如何才能实施这一构想，我没想到中国对这个问题也能准确地理解。中国明白，如果继续停留在旧有的能源供应方式上，将无法再推动未来的发展。

也许你会说中国是集中式的，但其实美国、德国等西方国家又何尝不是呢？集中式和分布式会持续共存一阵子。美国是由律师、银行家领导的，所以能源问题迅速演变成政治问题。德国也是多党制，但幸运的是在支持可再生能源上，三党观点一致。

使用政府补贴只是暂时的，随着可再生能源的进一步发展，能源的价格会越来越低，而传统能源的价格则会逐渐走高，相信不需要过太久，可再生能源便不再需要政府补贴来促进。事实上在欧

洲，德国和挪威的部分地区，已经实现了这个目标，发展确实非常迅速。

新浪财经：可再生能源在中国目前仍然是以集中式为主，这是发展阶段决定的还是中国国情决定的？如何促进分布式应用在中国的发展，您有哪些建议？

现阶段可再生能源的发展是集中式和分布式的结合。上世纪第二次工业革命，我们狂热崇拜集中式的发展模式以减少生产成本，提高生产效率。这种传统模式仍会和分布式共存一阵子。

未来的趋势是大的电力公司整合数亿家中小型发电公司或者社区发电中心。这是一种全新的分布式能源发展模式，是横向的合作关系，要知道没有一家垂直管理运营的公司能够管理数以亿计的能源企业。

在新的分布式能源的发展模式中，这些公司把能源统一传送给大公司，由大公司来进行整合，就像阿里巴巴整合电商一样。大公司与小的发电中心建立合作关系，获取他们利润中的一部分。大公司可以控制这些发电中心的通讯交流、能源资源以及运输模式，并在每个触点上用大数据算法分析消费者行为，从而提高效率和生产力、降低边际成本。通过这样的盈利模式，大公司赚取的利润比传统卖出电力的模式要多的多。

新浪财经：第三次工业革命离不开智能电网的发展，国外在该领域出现了哪些亮点？您认为中国在智能电网技术和应用市场方面是否明显落后于德国、美国等发达国家？您提到的第三次工业革命中的五大支柱，很多都和电有关，这是不是意味着未来电在能源利用方式中所占的地位会更强？

里夫金：你说的对，未来电会扮演更重要的角色。传统化石能源会走向衰弱，而新能源产业和运输产业会一同发展。但这一切不会明天就发生，至少要经过几十年的时间。西方国家的智能电网技术是值得中国借鉴，且在电网方面开展合作是可行的。我手下有大批电力公司表现出与中国合作的兴趣。促成这方面的合作完全可以绕过美国政府进行。即使中、美合作受限，德国也有技术，而且相当先进。上次我在德国，领导层透露出和中国合作的极大兴趣。

新浪财经：国外可再生能源的发展已经逐步向以商业模式创新为重点过渡，金融工具和金融手段的创新是国外可再生能源发展的一个重要支撑，如何进一步促进金融对可再生能源行业的支撑？目前有哪些新的模式值得中国借鉴学习？

里夫金：金融对可再生能源的投资需要政府支持。还记得欧盟成天哭穷吧？那都是骗人的鬼话。去年欧盟在基础建设上投下了 7800 亿欧元，修了一些无关紧要的路和桥，便利了石油、煤炭巨头们。想想我们从这笔浪费在旧设备的钱中抽出 4 分之一投资新能源领域，将会创造出多少工作啊？

我的智库里有最好的经济学家构建投资蓝图，量化投资回报率，从而引起银行、私募基金和其他金融机构对投资新能源的极大兴趣。关于投资模式有很多选择。1932 年，罗斯福政府通过发行债券的方式鼓励农民成立电力合作社，顺利完成了给农村通电的任务。所有债券也被全数偿还。所以，由政府发起，金融行业跟进的模式还是符合长期目标的。

新浪财经：您认为中国能源行业将会在多长时间出现明显的变化？这些变化对于普通民众将会有哪些好处？能源从集中式利用到分布式利用的过渡，很难不让人想起相对应的集权和民主概念，您认为分布式的能源利用方式对于世界的政治形态会产生怎样的影响？

里夫金：实话告诉你，我对中国的政治形态并不了解，因为我只去过中国一次。但我相信中国的能源行业需要循序渐进，稳步向前发展。多方面的合作是非常必要的。同时，法律法规必须健全，政府要公正、公平地实行法律条款，以保证创业公司的利益。

在未来分布式能源的发展模式中，中国会出现许多创业公司。因为在传统的能源行业，例如石油行业，一家企业要完成勘探、钻井、开采等各项任务，这些都需要很多资金，生意只能由大公司来做。但在新的分布式能源行业，每个人都可以有自己的生意。当然也会出现一些大的企业对行业资源进行整合，就像阿里巴巴整合电商一样。

中国政府必须激励这种行为，因为这会创造出更多工作岗位，推动经济发展。有一点值得提的是中国的省级和市级政府。其实在中国，很多问题不需要经过北京同意，而是由下面的省级、市级政府直接解决的。美国人不懂中国的模式，但我觉得这样的构造是科学而健康的。（文/新浪财经 彭

河北张家口拟打造万亿级新能源“特区” 报告已上报高层

京津冀雾霾近日再度来袭，围绕雾霾治理“攻坚战”的政策措施也在不断酝酿加码。为化解京津冀地区大规模“减煤压煤”而导致的能源消费缺口问题，加快清洁能源替代在被提上议事日程。

记者从权威渠道获悉，由中科院原院长、两院院士路甬祥牵头的国家级调研组近日完成一项报告，提议国家在河北张家口市张北县一带建立新能源“特区”。报告提出计划未来10到15年内，建成京津冀地区最大的风电、光伏及光热项目集群，暨国家级新能源前沿技术示范基地，预计投资规模达万亿元以上。据该人士透露，该报告已经完成并上报国家高层。

业内人士指出，当前京津冀地区“煤改气”遭遇气源供应不足，加快可再生能源替代重要性日益凸显。这也和国家以开工一批可再生能源项目作为“稳增长”的政策措施相契合。目前张北地区建设“华北地区新能源基地”成效已显，“新能源特区”建设将掀起新的资本投资盛宴。

据了解，不少产业资本已开始布局，而此前已“染指”其间的风电、光伏和光热等领域多家上市公司，有望在这场盛宴中尽享“近水楼台”之便。

京津冀治霾政策酝酿加码

去年9月出台的《京津冀及周边地区大气污染防治行动计划实施细则》中拟定了多项治霾重点任务，其中重污染行业脱硫脱硝除尘、油品质量升级及机动车尾气排放治理、推广应用生活用洁净煤等均在推进中。随着治霾“攻坚战”推进至深，落实可再生能源替代燃煤这一措施渐渐走向政策重心。

专家指出，PM2.5的污染源头在于燃煤，因此各界对于降低PM2.5浓度的本质性措施越来越集中于削减煤炭消费上。但由此形成的能源供应缺口却成为难题，大力发展清洁能源成为当务之急。而今明两年开工建设一大批清洁能源重大项目，也是高层拟定的经济稳增长重要抓手。两重因素作用下，加快可再生能源替代对于治霾的重要性不言而喻。

业内分析认为，化解京津冀能源消费短缺问题，除须加快建设特高压提升西部清洁电力远距离输送能力之外，更需要加大本地区清洁能源供应规模。在此背景下，拥有可再生能源资源及土地资源条件综合比较优势的河北省，便成为规模化建设新能源发电基地的首选之地。

近年来，河北省尤其是坐拥丰富风能及太阳能资源优势的张家口市张北地区已开始推进建设“华北地区最大新能源基地”战略。据统计，截至今年上半年，张家口市风电装机容量达600.5万千瓦，并网574.5万千瓦；光伏发电装机并网16万千瓦，均居全国地级市前列。张北地区打造的“风光储输示范基地”已成为国家风电、太阳能新技术检测认证的最大“练兵场”，在国内新能源发电大格局中地位不断上升。

中科院电工所一位专家对中国证券报记者表示，随着近两年来张家口市在京津冀以及冬奥会主办地“零排放”战略的实施，其国家级新能源基地的重要性不断受到国家层面认可，逐渐成为实施京津冀可再生能源替代战略的“主阵地”。

拟建万亿级新能源“特区”

在上述政策和行业大背景下，张北地区新能源“特区”便酝酿而生。

今年6月，中国科学院原院长、两院院士路甬祥带领调研组，到张家口市考察指导可再生能源应用及智能微电网技术。路甬祥当时表示，发展可再生能源既有利于我国能源结构的调整，也是从源头驱霾治霾、改善修复生态环境的有效措施。张家口市应利用得天独厚的自然资源和地理优势，在新能源综合开发利用方面继续迈出坚实步伐。权威人士告诉中国证券报记者，筹建新能源“特区”的提案报告，便是在此次调研基础上形成的。

根据此项报告的提议，未来10到15年内，张北地区新建新能源项目并网装机规模分别为：太阳能光伏发电500万千瓦，风力发电1500万千瓦，太阳能光热发电500万千瓦，建成国内新能源及

储能前沿技术示范，京津冀清洁电力外输重要基地。初步测算，这些项目建成后所带动的投资需求将达万亿元以上。

中国可再生能源学会专家对记者表示，张家口张北地区是国内少有的风能、太阳能资源双重富集地区，风能资源相对集中，太阳能资源属太阳能辐射Ⅱ类区域，年日照时数 2756-3062 小时。同时，张北地处京津唐地区电力负荷中心，且作为国家新批建的“张北-武汉”特高压输电工程的送出点，无论是资源保有量还是电网未来送出能力，都具备了构建“大型新能源基地”的条件。

事实上，张北地区目前的新能源发展的产业布局已现雏形。基地先后引进华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、国华能源、中广核集团等 30 多家大企业，建成风电场 77 个。太阳能光伏方面引进了 8 家光伏开发企业。据了解，张北县今年新签约大型新能源项目达 5 个，其中包括风机制造及 50 万千瓦风电项目，光伏发电项目 265 万千瓦。目前，张北已初步形成了集风能太阳能开发、设备制造、运营维护、运输安装、科研示范、检测认证、观光旅游为一体的新能源产业链条。

有新能源行业券商研究员对记者表示，从张北地区建设国家级大型新能源基地的可行性上来分析，资源条件加技术先导性，再加上外输通道通的保障，这一地区未来投资建设新能源发电项目的内部收益率能达到比较优化的状态，市场空间巨大。

产业资本跃跃欲试

值得注意的是，面对张北万亿元级新能源基地的呼之欲出，一些产业资本已提前嗅到这一市场“蛋糕”的诱惑力，纷纷加紧布局，其中不乏上市公司身影。

在张北县政府门户网站首页的“招商引资”一栏，记者梳理出今年以来赴该地区考察洽谈或者签约的各路企业资本较往年同期明显增多。其中最值得关注的是：今年 9 月，广州恒大集团与张家口市政府签署《太阳能光伏发电重大项目战略合作协议》，三年内投资 900 亿元建设 920 万千瓦太阳能光伏发电，包括 600 万千瓦太阳能光伏发电、300 万千瓦农业光伏、20 万千瓦工业园分布式发电；今年 7 月，张北县与国内四家公司签订了规模达 200 万千瓦的张北大型光伏基地项目，计划分四期建设，预计 2018 年 12 月底竣工，项目计划总投资 200 亿元。四家企业中，玻璃基板行业龙头东旭集团，近年来在光伏电站开发领域频频出手，并成为旗下上市公司东旭光电重要的业绩增长点。

而据上述券商研究员对记者分析，张北新能源基地将掀起的新能源投资盛宴。随着国家政策的落地，受益其中的公司将越来越多，特别是已与基地项目有业务往来的公司有望尽享“近水楼台”之便。

从基地主打的风电、光伏和光热发电三个领域未来建设布局来看，值得重点关注的是：风电设备方面，张北属于中低风速区，利于适应性更强的风机制造商。湘电股份直驱永磁低速风机市场认可度高，风电设备曾 6 亿元中标过张家口坝上风电基地；而光伏电站方面，五大电力之一的中电投集团是目前全国最大的光伏电站运营商，下属河北公司项目众多。市场预期未来中电投新能源资产将注入其潜在的唯一新能源业务平台东方能源之中；光热发电方面，随着光热电价年内出台，龙头公司首航节能敦煌 10MW 项目 2015 年将上网，其行业优势地位将由此奠定。此外，杭锅股份和巨星科技分别持股中控太阳能 20%、11.5% 股份，后者承建的中控德令哈 10WM 光热电站已确定 1.2 元/度上网电价，电站运行经验优势将有望复制到张北基地。

中国网 2014-10-17

2014 全球新能源企业 500 强发布

10 月 16 日，由中国能源报主办，中国新能源产业投资基金协办的“2014 全球新能源企业 500 强大会暨中国新能源产业投资基金签约仪式”在京举行。

人民日报社副社长张建星、国家能源专家咨询委员会主任张国宝、国家应对气候变化战略研究中心主任李俊峰、国家发改委能源研究所所长韩文科、人民日报社企业监管部主任郑德刚、中国能源汽车传播集团董事长李庆文，以及来自全球多家新能源企业的百余人出席了会议。来自政府的官员与行业专家共同探讨了新时期下，全球新能源行业所面临的新形势与新问题。

树立新能源企业发展标杆

“2014 全球新能源企业 500 强”活动是《中国能源报》与中国能源经济研究院，共同推出针对新能源行业权威研究评价的大型公益活动。该活动自 2011 年始，已经成功举办三届。

“此次活动为世界新能源企业制定评价标准，有利于扩大新能源产业的话语权和影响力，有助于新能源企业进行品牌推广，也为全球各新能源领域的相关企业搭建了沟通和交流平台，有助于全球新能源产业的发展。”张建星说。

国家能源专家咨询委员会主任张国宝表示，十年来，我国的新能源发展成就可圈可点。“截至今年 8 月，我国风电总装机已达 8395 万千瓦，同比增长 21.6%，名列世界第一位；光伏项目累计备案（核准）容量为 4556 万千瓦，累计并网容量 2108 万千瓦。”

我国新能源发展取得巨大成就的同时，新能源企业也在发生变化。中国能源汽车传播集团董事长李庆文表示，2013 年是新能源产业企业更新升级的一年，中国新能源企业的竞争力大幅提升，我国新能源企业特别是光伏企业同比经营状况大幅改善，排名靠前的企业增多。从全球视角来看，新能源企业正经历着大规模的并购重组，很多企业面临经营困难的局面，停产整顿、被收购甚至破产的情形时有发生，其中不乏全球知名的企业。

“此次新能源企业 500 强评选参照国际通行做法，以新能源企业上一年度营业收入为标准，以人民币为计算单位，致力于打造一个权威客观的全球新能源企业 500 强的排强榜。”李庆文说。

榜单呈现五大新特点

2013 年，新能源领域的贸易争端有所缓和，新兴市场国家对新能源产业的政策扶持力度持续加码，欧洲地区的产业政策出现调整，产业的发展在不同的地区呈现涨跌不一的现象。

受此影响，2014 “全球新能源企业 500 强”的榜单发生了较大的变化，主要呈现出五大新特点：

一、全球新能源企业 500 强的国家分布基本保持稳定。2014 年“500 强”上榜企业分别来自 36 个国家和地区。其中企业数量排名前十的国家依次为中国、美国、德国、日本、韩国、西班牙、法国、巴西、芬兰、澳大利亚，与 2013 年情况相同；

二、欧洲企业数量减少，北美、亚洲企业数量增加。与 2013 年相比，2014 “500 强”企业分布地区基本格局没有改变，仍以亚洲、欧洲和北美洲为主。其中，亚洲入围的企业数的大幅增加与欧洲入围企业数的大幅减少形成了鲜明的对比，成为新能源产业发展的新趋势；

三、中国企业竞争力量明显增强。该名单含中国企业 163 家，比去年增加 16 家；内地企业 140 家，中国台湾企业 16 家，中国香港企业有 7 家。无论从总营业收入规模，还是单体企业规模，虽然中国仍大幅低于美国，但是差距正逐步减小，竞争力也在逐渐增强；

四、新兴市场国家的“500 强”企业总营业收入呈现上升的趋势。从上榜企业规模来看，发达国家上榜企业营业总收入减少 650 亿元；新兴市场国家上榜企业总收入增加了 601 亿元，表明新兴市场国家与发达国家之间的差距正逐步减小；

五、储能企业快速增加。报告显示，以太阳能、风能和生物质能为主的企业减少 11 家，以储能电池为主企业，数量比 2013 年的 41 家增加了 11 家，达到 52 家。

发布会新亮点频现

与往届会议相比，此次会议亮点频现。2013 年光伏行业整体转暖，各方资金的纷纷涌入为光伏行业注入了可持续发展的动力。美国 SunEdison 公司和中建投资本管理有限公司在会议期间签署合作协议，成立立足光伏电站开发投资的“中国新能源产业基金”，成为会议一大亮点。该“中国新能源产业基金”也意在构建一个整合光伏电站产业链终端优质资产、提供集股权投资、融资服务、资产结构筹划、资本运作于一体的全金融服务平台。首期签约基金约 3 亿美元，85%以上金额计划专注于投资收购光伏发电资产，15%以内金额用于布局支持发电资产相关上游和下游技术类企业股权投资。

“中国特色光伏电站”的发布是该峰会的另一大亮点。在本次峰会期间，首次独家推出国内“特色光伏电站”奖项，以表彰在光伏电站应用领域持续深耕的光伏企业。今年 4 月初，《中国能源报》

推出了国内特色光伏电站系列报道，通过专家组评选与推荐，有五家“特色光伏电站”企业入选，这些入选的电站均呈现出“之最”的特点，包括规模、形势、技术、融资等各种不同形式。

中国能源报 2014-10-17

为全球新能源产业发展做贡献

首先，我代表人民日报社代表振武社长、宝善总编辑对 2014 “全球新能源企业 500 强”发布会的召开表示热烈的祝贺！对各位嘉宾的到来表示热烈的欢迎和衷心的感谢！

新能源和可再生能源的发展一直受到党中央、国务院和各级政府的高度重视。今年 6 月，习近平总书记就推动能源生产和消费革命提出 5 点要求，其中明确提出，要推动能源供给革命，建立多元供应体系。今年 3 月，李克强总理在节能减排及应对气候变化工作会议上强调，我国正大力发展风能、水能、太阳能、生物质能等新能源，推广分布式能源和智能电网，开发应用节能环保技术和产品，其中蕴含着很大商机。

当前，开发利用新能源和可再生能源已成为世界各国加强能源安全、注重环境保护、应对气候变化的重要措施。权威机构统计数据显示，2013 年全球风电装机总量为 320 吉瓦，风电项目融资总额 800.6 亿美元，其中，中国风电融资额达到了 284.1 亿美元的历时最高水平，同比增长 14%；国内光伏投融资也不逊色，2013 年全球太阳能光伏装机总量达到 140 吉瓦，融资总额达到 1114.4 亿美元，中国光伏市场融资额超过 235 亿美元。且二者都保持着高速发展势头。

随着经济社会的发展，能源资源和环境问题日益突出，加快开发利用新能源和可再生能源已成为我国应对日益严峻的能源环境问题的必由之路。2013 年，中国风电新增装机容量超过 16.1 吉瓦，占全球新增装机总量的 45.4%。2013 年我国风电的新增装机和累计装机均居世界第一。在一系列配套政策支持下，2013 年我国光伏发电行业快速发展，众多光伏企业纷纷扭亏，行业实现了再平衡。激烈竞争带来的结果之一就是企业优胜劣汰，那些无法适应竞争的企业只能选择转行或者破产。在行业发展中，我们也已经看到了一些曾经的光伏巨头企业陆续破产，如我国的无锡尚德，国际的博世太阳能，以及近期比较受关注的美国 GT 公司申请的破产保护。激烈竞争的另一个结果是产品价格的下降，2013 年光伏组件成本相对于 2012 年降低了约 20%，光伏电站安装量超出很多人的预期，首次排名世界第一。与此同时，太阳能行业双翼齐飞，我国太阳能热利用行业也得到了日益普及，应用范围和领域不断扩大，太阳能热水器安装使用总量居全球第一。

然而，新能源是新兴产业，还比较弱小，对政策和经济环境的依赖性很强。新能源发展过程中经历政策调整是在所难免的事情，但我国出台的政策多为促进新能源产业健康发展之举。2013 年中国政府对光伏产业的重视程度、政策的力度及系统化是都是前所未有的，国务院曾在这一年两次常务会议专题和重点讨论光伏产业问题。在中欧光伏“双反”期间，李克强总理甚至在外国媒体上发表署名文章来支持我国的光伏产业。

有了政策的支持，新能源行业也取得了丰硕的成果，这些成果在《中国能源报》编制的《全球新能源企业 500 强分析报告》得到了很好的体现。

人民日报是中国共产党中央委员会机关报，《中国能源报》是由人民日报社主管主办、与国家能源局深度合作的能源产业经济类报纸，它服务于国家能源战略，是国家能源政策与宏观管理的信息发布平台，为能源产业的生产者和经营者提供能源产业发展的最新动态、最新信息依据，为广大的能源产业领导者、从业者提供最具价值的产经新闻。

此次由中国能源报社组织的“全球新能源企业 500 强”研究评价活动，为世界新能源企业制定评价标准、树立发展标杆，有利于扩大新能源产业的话语权和影响力，有助于新能源企业进行品牌推广，也为全球各新能源领域的相关企业搭建了沟通和交流的平台，有助于全球新能源产业的发展。这也是媒体应尽的社会责任。

最后，我希望中国能源报社和组委会更加尽职尽责，将“全球新能源企业 500 强”活动公平、公正、持续地开展下去，更好的为中国乃至全球新能源产业的发展做出贡献！

(作者为人民日报社副社长, 本文为作者在 2014 第四届全球新能源发展高峰论坛上的致辞)

中国能源报 2014-10-17

资源税改革大跨越剑指节能环保

财政部、国家税务总局近日发文, 自 2014 年 12 月 1 日起实施煤炭资源税从价计征改革, 资源税从范围、计征办法和税率都有大的突破。这是 2010 年新疆实施原油和天然气资源税改革以来, 资源税改革的又一次重大跨越。

“此次改革是对十八届三中全会决定提出的‘逐步将资源税扩展到占用各种自然生态空间’的要求的进一步落实, 对理顺资源税费关系、促进资源节约集约利用、建立友好生态环境有着重要的意义。”财政部财科所所长刘尚希在接受记者采访时表示。

刘尚希表示, 从量定额计征顾名思义, 是产量或销量按照定额计征, 比如税额是每吨 8 块钱, 不论价格变不变都是固定收这么多税。从价计征就是根据价格与销量决定的销售额来征税, 税率是确定的, 那么价格的涨落就会体现在税收上。

“由于从量定额计征方式下缺乏税收弹性, 随着煤价连年攀高, 设计之初资源税抑制煤炭过度开发的作用已经难以显现。”刘尚希说。

能源专家沈一扬在接受记者采访时表示, 过往的煤炭资源税和其他各种费用从量计征且其中资源征税标准过低, 不仅难以发挥调节开采和使用量的作用, 更使企业在资源开采中采富矿弃贫矿、忽视清洁生产, 影响资源综合循环利用的实施, 不能起到足够的环境保护和引导企业节能减排的作用。

“随着资源开发规模的扩大, 面临着由于资源开发造成水土流失加剧等一系列问题。”沈一扬说, 清费立税和从价计征能够促进费税透明化, 并有利于未来的环境治理新机制的形成。未来通过转移支付将部分税收转至地方进行环境治理(例如未来地方 PPP 模式的环境治理基金), 将会更加容易管理, 机制透明适于监管。

沈一扬表示, 过去很多地区没有根据自然环境资源的价值、开发活动的损失以及治理成本为基础制定征收费率, 标准偏低, 从而难以激励开发者珍惜自然资源, 保护生态环境。

实际上, 煤炭资源浪费不仅仅是体现在滥开滥采方面。

我国煤炭资源及消费分配不均, 为化解东部能源生产过度密集和环境容量瓶颈的矛盾, 目前能源布局原则是, 大力发展坑口电厂和长距离跨区域输电。但这可能让供电煤耗每度上升 60 克左右, 如果全面推行, 有可能导致我国每年浪费数百亿元。

按 2013 年全国发电量 52451 亿千瓦时、煤电占比 73.8%, 假设按煤电全部来自坑口电厂计算, 则意味着每年将损失 2.32 亿吨煤, 单从煤炭使用这块浪费资金近千亿元。

“资源税改革适时出台, 将有利于促进企业改进技术, 合理利用煤炭资源, 减少资源浪费。”沈一扬说。

目前, 越来越多的煤炭开采企业直接销售以原煤加工成的洗选煤, 全国原煤的洗选率已达 60% 左右。随着国家节能环保力度的加大, 这一比例还将继续上升。此次改革对征税范围进行了调整, 将有利于推动这一比例不断扩大, 促进环境优化。

沈一扬建议, 清费立税和从价计征前要先查清环境治理成本。

他表示, 从价计征实施之前, 能够先理清相关实施细则, 以确保资源能够更有效地被利用, 确保“谁开发、谁保护, 谁污染、谁治理, 谁破坏、谁恢复”的原则能在法规和资金上得到有效实施。例如, 当前很多地方对矿产资源开发征收水土流失补偿费等, 就是筹集水土流失治理资金的重要渠道。资源税费改革后, 其他各种收费基金(包括与环保相关的收费)都将取消, 那么相关环境保护和治理相关的费用将更多地依赖新的资源税。一些专家曾测算煤炭生产、运输等环节的环境外部成本分别为每吨 68 元和 52 元, 在不同地区根据煤种不同需要差别计税。

过去很多地区没有根据自然环境资源的价值以及开发活动的损失及治理成本为基础制定征收费

率，标准偏低，从而难以激励开发者珍惜自然资源，保护生态环境。对此，沈一扬说，中央和地方各级政府，抓住此次税制改革的良机，对各地涉矿（不仅仅是煤矿）的环境保护及治理成本进行详细地调查(尤其是水和土壤方面)。也就是说，清费立税和从价计征前要先查清环境治理成本。

沈一扬表示，应建立针对煤炭清洁生产的减税机制及其他有效补偿机制。在设计税制的同时，对于煤炭生产、运输等环节节能减排工作能给与减税等优惠政策，进一步促进国家 2020 年减碳目标的实现，同时也对治理大气污染有重要帮助。

过去企业在计算企业生产成本时，仅包括企业开发成本和管理成本，忽视了生产对生态环境的损害成本，矿山企业的生态环境补偿与修复费没有纳入矿山企业成本，导致企业在资源廉价条件下，“合法”地加速对资源开采，人为造成新的水土流失和生态环境的严重破坏。

沈一扬认为，相关减税机制能够极大促进采煤过程中节能减排技术的产业化，在洗煤环节清洁生产的技术也能产生巨大的环境效应。从量计征改为从价计征，有望进一步促进企业采取更多措施节能减排，从而形成追求可持续发展的长效机制。

沈一扬表示，在利用好税制和价格机制的同时，也用好排放权交易、水权交易、碳交易等工具，可有效地筹措大气，水，土壤等治理资金，促进包容性增长及人与自然的和谐发展。

新华网 2014-10-17

“十三五”能源规划正成型 加大开发油气及可再生能源

“十三五”能源规划编制今年 6 月启动，计划今年年底形成基本思路。中证报获悉，该规划提出优化能源结构、大力发展可再生能源等七大战略任务，生产布局方面将加大油气开发力度，新增近海油气开发带，大幅提高可再生能源比重，未来可再生能源补贴将设总额限制。

优化能源生产布局

据中证报报道，国家能源局规划司有关人士近日在相关论坛上透露，“十三五”能源生产布局将新增近海油气开发带，由“十二五”规划的“五基一带”升级为“五基二带”布局。

能源输送方面，将形成“四横三纵”输送格局，内外衔接，海陆并举。到 2020 年，全国煤炭铁路运输能力达 30 亿吨，成品油输送能力达 2.5 亿吨，天然气输送能力达 4800 亿立方米，天然气主干道里程达 12 万千米，西电东送总规模力争达到 3 亿千瓦。

上述人士称，“十三五”能源规划将构建安全、清洁、高效、可持续的现代能源战略体系，提出七大战略任务：提高国内能源产量，推进节能提效，优化能源结构，大力发展水电、核电、风电、太阳能、地热能，鼓励能源国际合作，推进能源技术和体制创新，加强能源监管。

该人士称，“十三五”期间的一个新变化，就是以后省级能源发展规划和涉及全国布局、总量控制及跨省输送的区域性能源综合发展规划要上报国家能源局审批，以破解央地监管衔接难题。

常规能源“控煤增气”

“十三五”能源规划一项重点就是降低煤炭消费总量。发达地区进行煤炭减量替代，逐步实现煤炭由燃料到原料的过渡，做好煤炭清洁高效利用，适度发展现代煤化工。

“十三五”末，力争煤炭占一次能源消费比重下降到 60% 以内，2030 年下降到 50% 左右。

在煤炭开发方面，将以 14 个大型煤炭基地为重点集约开发煤炭，稳步开发 9 大煤电基地。推行区域差别化开发政策，“十三五”期间将优先开发蒙东、黄陇、陕北三个基地，鼓励发展宁东、神东、山西三个基地，限制发展冀中、鲁西、河南、两淮等区域，优化发展新疆作为储备。

在煤炭运输方面，“十三五”期间北煤南运中通道蒙华铁路将投产，将解决华中地区能源供应洼地问题，今后还可以在“两湖一江”地区布局一些火电集群。

上述人士介绍，未来油气“有增长潜力的是新疆的准噶尔、塔里木，长庆、陕北等地，还有海上油田。在天然气方面，‘十三五’目标是 2020 年供应量达 4000 亿方立方米，在一次能源消费中的比重上升到 10%。”

储备应急方面，“十三五”将启动三期国家战略石油储备工程，建立企业义务储备，鼓励发展商

业储备；加快布局新储气库建设、完善加气站及配套管网、提高应急调峰能力。

在天然气运输方面，“十三五”将重点加快西气东输三四线建设和五线的开工，同时计划建设一条新粤浙煤制气运输管道。

在电力方面，优化水电开发时序，重点建设西南大型水电基地，2020年前重点开发雅砻江、大渡河、金沙江、澜沧江等河流，2020年后重点开发怒江和雅鲁藏布江。到2020年，力争常规水电装机达到3.5亿千瓦左右。

可再生能源补贴将设总额限制

“十三五”期间，到2020年，风电和光伏发电装机分别达2亿和1亿千瓦以上。前者是“十二五”目标的一倍，后者是“十二五”目标的五倍。

在风电方面，以市场需求引导风电开发，“三北”地区大基地和其他分散式相结合。加强集中风资源开发、稳妥推进海上风电、因地制宜开发分散风能。在光伏发电方面，扩大屋顶分布式光伏发电应用规模，有序推进光伏基地集中开发，未来分布式将占主导。

上述人士表示，“十三五”可再生能源面临的一大压力是经济性要求。2020年风电价格将与煤电上网电价相当，光伏发电与电网销售电价相当。这相当于风电从目前每度6毛钱降到每度4毛钱，太阳能从每度9毛多降到每度六七毛钱。目前在酝酿风电降价，未来降价力度会更大。

该人士还表示，“十三五”仍要优先发展核电。按照核电中长期规划，到2020年运行核电装机容量达到5800万千瓦，在建3000万千瓦。但

“现在进度略慢一点，2020年（核电）投产预计只有5300万千瓦左右。”

“下一步，将从华龙1号、CAP1400中尽快确定我国三代核电技术路线。‘十三五’规划正在论证‘两湖一江’内陆核电能不能开建一两台。”

国际能源网 2014-10-6

热能、动力工程

报告显示：我国央企万元产值综合能耗指标滞后

“2013年，中央企业万元产值综合能耗比2010年仅下降6%，比国家目标进度要求落后3.6个百分点。中央企业要完成国家目标，‘十二五’后两年万元产值综合能耗每年至少需要下降5.5%以上，任务异常艰巨。”最新发布的《2013年中国企业节能减排状况报告》显示。

日前，中国企业联合会、中国企业家协会、中国企业管理科学基金会联合发布了《2013年中国企业节能减排状况报告》。中国企业联合会驻会副会长尹援平表示，这是自2011年发布《“十一五”期间我国企业节能减排状况评估报告》之后，第四次发布有关中国企业节能减排状况的年度报告。本年度报告立足于2013年我国开展节能减排的宏观背景，以2014年3月—4月期间国内数省地方企业的实地调研和问卷调查为基础，旨在推进企业确保完成“十二五”节能减排目标。

“双轮驱动”助力节能减排

“十二五”以来，我国在完成“十一五”规划目标的基础上，继续大力开展节能减排。“十二五”规划设定了到2015年的能耗降低目标是：单位GDP能耗下降16%。

《2013年中国企业节能减排状况报告》课题组执笔人之一、国务院国资委研究中心研究员胡迟表示，时至今日，“十二五”规划执行已经接近四年，从“十二五”时期的前三年看，2011年单位GDP能耗下降指标未完成，2012年、2013年均完成年初的预定目标。

《2013年中国企业节能减排状况报告》显示，从企业层面看，我国企业继续把节能减排作为向低能效浪费与环境污染宣战的目标任务，采取管理、技术“双轮驱动”，以重点项目为依托等一系列措施，节能减排取得新的进展，可持续发展能力进一步增强。

调查显示，企业认为，技术、管理与政策都很重要，但三者的排序有所不同，90%企业选择把

技术、管理放在前面，而把政策项放在最后，表明企业认识到现阶段节能减排更多要靠企业自身发挥主体作用，要靠技术、管理、市场因素的支撑，而与之相比，政策因素应当是辅助性与外推性的。

国务院参事徐锭明在报告评审会上则表示，他最担心的是数据节能。“尤其是现在有关部门对节能减排的相关标准定得比较高，会导致部分企业事实上难以完成。如果企业的节能减排数据有水分，那所有的指标安排就都没有意义了。”

企业节能减排仍面临难题

据胡迟介绍，中央企业节能减排在取得新进展的同时也存在一些问题：比如，节能指标完成不理想；部分企业减排指标存在反弹；节能环保违法违规问题时有发生；报表、报告相关工作落实不到位等。

《2013年中国企业节能减排状况报告》显示，2013年中央企业中，二氧化硫排放量同比上升的有18家，化学需氧量排放量同比上升的有14家，氮氧化物排放量同比上升的有20家，氨氮排放量同比上升的有14家。

与此同时，中小企业节能减排也面临诸多困境：一是中小企业对节能减排的重视程度参差不齐，在经济效益与社会效益的处理上，偏重于经济效益。二是小企业点多面广，节能减排难度较大，特别是节能减排成本高与小企业经济实力弱这对矛盾较为突出。对节能减排工作，大部分中小企业仍在采取“末端处理”为主的防治手段。三是环保政策的普惠性还不够，各地用于节能减排的投入，偏重于大企业或产业聚集区，中小企业成了被遗忘的角落。四是面向循环经济的服务业滞后，助推中小企业落实“减量化”、“再利用”和“再循环”的原动力不足。

国务院发展研究中心技术经济部部长、研究员吕薇表示，要利用政府和市场相结合的手段推动节能减排，亟待建立绿色发展机制。特别是要推动节能减排的共性技术研究。她告诉记者：“曾接触过一家浙江的玻璃厂，为了实现节能减排，投入了很多钱，跑了全国很多地方，但就是没有找到适合他们的技术。”

一位与会企业代表则呼吁，应对企业的节能减排投资成本及收益进行全面分析，并建立相应的补偿机制。

初显对经济结构调整的促进作用

始于“十一五”规划，并在“十二五”规划继续进行的节能减排有效地加速推动了我国经济结构调整与转型升级。胡迟表示，从本次调查来看，这种促进作用体现在以下两方面：一是能源技术创新和装备国产化成效显著，二是节能环保产业的崛起。

胡迟告诉记者，近年来，我国能源行业坚持政府引导，建立“政、产、学、研、用”相结合的能源科技协同创新体系；坚持企业技术创新主体地位，依托工程推进重大能源技术和装备自主化；坚持引进消化吸收再创新和集成创新模式，走跨越式发展的路子；坚持国际、国内两个市场两种资源，积极推动能源装备“走出去”，我国能源技术创新能力和装备国产化水平得到了显著提升，有力地支撑了能源产业的安全、健康、可持续发展。

“与普通的竞争性行业不同，节能环保产业是一个政策拉动和法规驱动的行业，发展节能环保产业既要突出市场导向，充分发挥市场配置资源的决定性作用，也要加强政府引导，驱动潜在需求转化为现实市场。”胡迟说。

在业内看来，政策扶持与现实需求共振的效果已经使得国内实业资本向环保产业聚集。2013年堪称资本市场的环保元年。环境问题倒逼环保政策密集出台，环保板块股价涨幅超过56%。

不过，《2013年中国企业节能减排状况报告》认为，我国环保产业总体来看，发展水平比较低，与需求相比还有较大差距。企业规模普遍偏小，产业集中度低。市场同时还存在不规范的问题，污染治理设施重建设、轻管理。

中国能源报 2014-09-30

碳核算：哪些碳排放是有成本的？

碳核算的对象是市场参与主体，核算范围的实质是确定哪些温室气体、哪类排放源是需要承担碳成本的，其核算是量化排放的标尺。因此，碳核算是 1 吨二氧化碳当量在市场中同质、同量的重要依据。

2013 年，深圳、北京、天津、上海和广东 5 个试点正式运行，各试点的碳核算指南已经在历史排放和首年履约排放量统计过程中得到了实际应用。今年，湖北、重庆试点相继启动，重庆已公布其碳核算指南，湖北有望近期公布。目前已有的 6 个试点碳核算标准，在体系框架、基本原则、方法学等方面求同，在温室气体种类、工艺排放源识别、数据来源等细节方面存异。

今年 2 月，国家发改委发布通知，开展重点排放单位温室气体排放报告工作，要求重点排放单位的碳核算，要依据国家发改委公布的“行业企业温室气体排放核算方法与报告指南”，首批发布的 10 个行业标准涉及钢铁、化工、电解铝、发电、电网、镁冶炼、平板玻璃、水泥、陶瓷、民航等行业。

上述行业标准与 6 试点的核算及报告指南，在覆盖行业和控制单位上有很大交集，因而碳核算标准的差异不仅体现在同一行业的不同试点之间，以及同一试点两套标准的差异和不同行业间的标准差异等，这些标准在实践中的衔接和统一，是全国统一碳市建设的必经之路。

碳核算范围各异

碳核算根据主体不同，分为基于组织、项目、产品或服务（生命周期）的碳排放核算。鉴于“组织”是碳排放和碳减排的基本单元，在碳排放总量控制的市场机制中，充分借鉴了已有的组织层面的温室气体核算标准。

一个组织的碳排放源通常分为三类：直接排放、能源间接排放和其他间接排放。其中，直接排放包括锅炉等固定设备中化石燃料燃烧产生的排放、车辆等移动源中化石燃料燃烧产生的排放，以及工艺过程排放和逸散排放。能源间接排放是指消耗外购的电、热和蒸汽而隐含的排放。其他间接排放是指生产活动上、下游产生的相关排放。

深圳体现了核算范围的完整性原则，三类排放都在核算范围内。结合深圳碳市控排企业特点来看，以体量小、数量多的制造业为主，这种不分行业的碳排放源全覆盖对配额总量和市场规模，以及行业间的公平是有利的。

其他 5 个试点的核算范围基本一致，对工业企业核算限定在化石燃料燃烧和工业过程的直接排放，以及外购电力、热力的间接排放。除北京外，其他试点的非工业企业核算范围中都增加了移动源排放，其中，北京试点明确提出不考虑移动源燃料消耗的排放，这为未来移动源控排政策的选择留出了更大的空间。

与国际碳排放交易体系（如欧盟和美国加州等交易体系）相比，中国 6 个试点最大的不同在于对间接排放的取舍。碳核算中的间接排放存在重复计算问题。比如，发电厂燃煤产生的排放对电厂而言属于直接排放，但对用电单位而言属于间接排放。国际做法是在碳排放量化和配额分配环节中不考虑间接排放，以避免总量的重复计算。

然而，中国的实际情况是发电企业并不具备马上转嫁碳成本的能力。中国要实现碳市场对电力控排的倒逼机制，就需要从生产和消费两方面考虑。

在各试点碳核算的实践中，天津发现一家企业的生产工艺中需要用到电极（阳极）碳棒，这种碳棒有二氧化碳排放，需要定期更换。但此类排放不涉及能源消耗，且年排放量固定，不具有减排潜力。从技术层面考虑，应该纳入核算范围，但从减排角度考虑，核算的意义并不大。

试点标准存在差异

6 个试点碳核算标准在体系框架、基本原则、方法学等方面基本一致。除深圳外，其他试点不同程度地细化了受控行业的排放边界，其中北京、天津、上海和广东还发布了行业的碳排放量化和报告指南。

从覆盖行业来看，上海发布了 9 个行业碳排放量化和报告指南，在数量上居首。从同一行业的

标准数量来看，电力行业居首，北京、上海、天津和广东均发布了电力行业标准；钢铁、石化行业各有 3 个试点标准；水泥、化工行业各有 2 个试点标准。

同一行业、不同试点标准之间的差异主要体现在温室气体种类、工艺排放源识别、数据来源等细节方面。

重庆和深圳的电力行业，要求量化包括二氧化碳在内的多种温室气体排放，其余试点仅要求二氧化碳排放；天津和广东试点将脱硫工艺的二氧化碳排放纳入核算边界，其余试点则未纳入；北京试点对燃料消耗量和排放因子的数据要求最为严格。

钢铁行业由于工艺复杂，在排放源的分类上，广东、上海、天津略有差异，天津和上海要求较细致，直接排放按照生产工序，炼焦、炼铁、炼钢、轧钢等环节分别进行核算和报告。此外，天津是唯一要求核算脱硫工艺二氧化碳排放的试点。

统一碳市前应统一标准

今年 2 月，国家发改委发布通知，开展重点排放单位温室气体排放报告工作，重点排放单位为 2010 年温室气体排放达到 13000 吨二氧化碳当量，或综合能源消费总量达到 5000 吨标准煤的法人企（事）业单位，或视同法人的独立核算单位。

从 7 个试点控排企业（或单位）的纳入门槛来看，湖北控排企业纳入门槛最高，为年综合能耗 6 万吨标煤；其次是上海、天津、重庆和广东，纳入门槛为年排放 2 万吨二氧化碳当量；北京为年排放 1 万吨二氧化碳当量；深圳门槛最低，为年排放 3000 吨二氧化碳当量。由此可见，湖北、上海、天津、重庆和广东五个试点的全部控排企业，以及北京和深圳的部分控排企业都在重点排放单位之列。

按照国家发改委发布的通知，重点排放单位碳核算要依据国家发改委公布的“行业企业温室气体排放核算方法与报告指南”首批发布的 10 个行业标准，包括钢铁、化工、电解铝、发电、电网、镁冶炼、平板玻璃、水泥、陶瓷、民航等。

上述行业标准中，发电、钢铁、化工、水泥、民航等行业均有试点行业标准，其中发电、钢铁行业标准数量最多。电力行业标准中，天津和广东标准排放边界与发改委发布的发电行业标准一致；钢铁行业标准与各试点标准在排放源识别和划分处理上均有差异。

据了解，十个行业排放标准在各自的行业内可操作性强，但在兼顾行业间的公平性方面仍需更多思考，试点也需就此在实践中探索。

例如，行业标准中对排放量微小的排放源忽略不计，如何衡量“微小”，若按占总排放量的百分比，“微小”的尺度也会随不同行业企业的排放基数变化而出现缩放和拉伸。

这些标准在实践中的衔接和统一，是全国统一碳市建设的必经之路。首年履约的 5 个试点的核算标准已有两轮实践经验，这些经验和反馈至关重要，2016 年全国统一碳市试运行，试点就标准衔接方面需要做哪些工作，统一标准的时间节点的把握，以及对控排企业的影响评估等都有待进一步的探索。

21 世纪经济报道 2014-09-30

全球重大油气发现 70%来自深水

中石油经济技术研究院日前发布《2014 年国外石油科技发展报告》称，近年来油气行业勘探开发投资大幅增长，易开采常规资源比例日益减少。过去五年，全球重大油气发现 70%来自深水。

《报告》显示，近年来全球新增的油气发现量主要来自于海上，尤其是深水和超深水海域。有数据表明，过去 5 年来，全球重大油气发现 70%来自深水。比如，2011 年，全球十大油气发现中的六个来自深水。2012 年，十大油气发现全部来自于深水。

“随着作业水深的不断加大，天气和环境对作业人员和装备的挑战更为严峻，加之高温高压、高含硫等给作业带来的难题，对技术和装备创新提出了更高要求。”中国石油经济技术研究院院长孙贤胜说，未来十年，随着技术的创新突破，传统的勘探开发方式将被颠覆。

《报告》认为，在全球重大油气发现向海上转移进程中，北极地区正在成为国际大型石油公司争夺的新焦点。预计至 2025 年，北极地区油气年产量将达到 10 亿吨油当量，成为重要的资源区域。

《报告》同时认为，老油田在未来仍将是全球石油供给的主力。在老油田开采中，微生物采油技术具有较大应用潜力。

经济参考报 2014-09-30

张大伟提出建立页岩气“特区”方案

国土资源部矿产资源储量评审中心主任张大伟在 9 月 26 日“2014 中国能源高层对话”活动上表示，高层高度重视页岩气发展，要求进一步完善规划，积极推进勘探开发技术攻关，放开市场引入社会资本，为能源安全做出贡献。

张大伟认为，目前页岩气发展最大的瓶颈是矿业权和区块问题，石油企业占有大面积的页岩气富集区块，其他企业想进入只有在二三流区块中选择。

为此，张大伟提出了建立页岩气“特区”的方案，设想在四川盆地及周缘约 45 万平方公里的范围内，建设我国的页岩气特区，全区探矿权面积约 34 万平方公里。由国务院牵头成立页岩气特区协调机制，制定页岩气特区工作方案，在所在地设立页岩气特区管委会，主要从放开区块、政策扶持、金融支持、政府监管等 10 个方面进行综合试验。到 2020 年实现探明页岩气地质储量 10 万亿立方米，可采储量 3 万亿立方米；实现页岩气产量 1000 亿立方米；形成适合我国国情的页岩气政策、技术体系等目标。张大伟表示，等页岩气“特区”方案进一步修改成熟后将上报相关部门。

张大伟介绍，备受瞩目的第三轮页岩气探矿权出让准备工作早已启动。国土部已初步形成竞争出让方案、选定了竞争出让区块，待所有准备工作完成后，将适时通过竞争方式向社会出让新的页岩气探矿权区块。

中国证券报 2014-09-30

煤炭资源税将从量计征改为从价计征

中国国务院总理李克强 29 日主持召开国务院常务会议决定，今年 12 月 1 日起，在全国将煤炭资源税从量计征改为从价计征。业内人士指出，煤炭资源税改革的启动再次传递出全面深化财税体制改革的信号，这项改革也将进一步完善资源产品价格形成机制。

中国资源税改革早在 2007 年就酝酿推行，但迫于当时通胀压力未能启动，而不期而至的金融危机又使得资源税改革再次搁浅。

2010 年 5 月，石油天然气资源税改革正式在新疆破冰试点，2011 年，改革正式在全国推行。然而由于煤炭在中国能源、发电中广泛利用，相比石油价格与国际接轨和天然气统一定价，煤炭资源税改革无疑将会对资源价格产生更大影响，需要选择更佳改革窗口期。

这次会议决定，在做好清费工作的基础上，从今年 12 月 1 日起，在全国将煤炭资源税由从量计征改为从价计征，税率由省级政府在规定幅度内确定。一些业内人士也指出，资源税作为一个地方税种，确定具体适用税率的权限确应下放给地方政府。

煤炭资源税改革推出的一大难点，就是要理顺较为繁多的煤炭领域的收费，正费清税，提税减费。今年以来，山西、陕西、内蒙古等煤炭主产地已经先后出台规定，集中清理规范涉煤收费，着手为煤炭资源税的改革进行准备。

国务院常务会议要求，要立即着手清理涉煤收费基金，停止征收煤炭价格调节基金，取消原生矿产品生态补偿费、煤炭资源地方经济发展费等，取缔省以下地方政府违规设立的涉煤收费基金，严肃查处违规收费行为，确保不增加煤炭企业总体负担。

财政部财科所副所长白景明说，此前石油和天然气的资源税改革中积累了较丰富的征管和税制方面的经验，所以当前有条件推广到煤炭这一能源消耗的第一大品种，当前煤炭价格处于低点，推出改革有利于顺利推进和经济平稳运行。

国务院常务会议认为，煤炭资源税改革是深化财税体制改革的重要内容和既定任务。目前中国

原油、天然气资源税改革已全面实施，实行煤炭资源税改革，完善资源产品价格形成机制，既能让资源地区受益，推进区域协调发展，通过减少名目繁多的收费，增强企业发展后劲，也可促进煤炭资源合理开采利用，推动科学发展。

白景明认为，煤炭资源税改革有利于产业转型升级，因为从价征收会对控制过度消耗煤炭起一定作用，有利于区域经济的平衡发展，区域之间的利益补偿。随着中国资源税改革从石油、天然气扩大到煤炭，其他能源品种资源税改革的推进也将积累经验。

按照资源税改革的部署，今后将会继续扩围至金属矿原矿、非金属原矿、水资源。中国石油大学能源战略研究院常务副院长王震说，资源税的推出有利于理顺中国能源生产和消耗环节中的税收调节机制，与目前经济转型的阶段相契合。

对于改革是否会影响煤价，一些专家也指出，今后煤价的高低将更多由市场决定，在目前煤炭普遍供过于求得情况下，即使提高资源税率，也难以提高煤炭价格；反之，在供不应求的条件下，即使降低资源税负，也难以降低煤价。但煤炭资源税的改革应与煤炭价格机制改革相协调，同步研究和推进。（记者何雨欣、侯雪静）

新华网 2014-09-30

加拿大启用全球首座清洁煤电厂

全球首座能够捕获自身二氧化碳气体排放的商用火力发电厂日前在加拿大正式启用。研究人员认为，这对于“清洁燃煤”技术的发展具有里程碑式的意义。

萨斯喀彻温省的“边界大坝”工程，旨在每年捕捉并向 cenovus 能源石油公司出售约 100 万吨二氧化碳气体(占其经过改装的动力设备的二氧化碳排放量的 90%)，后者将把这些压缩气体通过管道打入地下深处从而获得抢手的地下原油。与此同时，未售出的气体则会转给 aquistore 研究项目。

正如《自然》杂志在今年 4 月关于该计划的一篇文章中所说的那样，二氧化碳捕获与封存(ccs)技术并不便宜。

“边界大坝”工程的改装将需要耗资 13 亿加元(约合 12 亿美元)，这将依赖于 2.4 亿美元的政府补贴，同时 saskpower——该省唯一的电力供应商——希望监管机构能够同意在未来的 3 年内将电价提升 15.5%。

然而专家认为，这项工程的最大希望在于工程师能够从中学习如何以更低的成本使用这项技术的经验。

加拿大的这一项目仅仅是旨在到 2050 年使全球二氧化碳排放大幅下降的建设数千座清洁燃煤发电厂目标的第一个。(2012 年，全世界仅燃煤单独产生的二氧化碳气体便达 150 亿吨，占全球二氧化碳排放总量的 43%。)

以目前的时间表来看，全世界没有一个地方接近实现这一目标：这项技术太过昂贵，同时迄今为止，并没有政治意愿向作为二氧化碳排放基础的化石燃料的使用征收重税，而只有这种做法才能够激励清洁燃煤技术的发展。

据研究人员介绍，早在 2009 年，国际能源署(iea)曾发布一张路线图，呼吁到 2020 年实现 100 个大型 ccs 项目，然而到 2013 年 7 月，这些项目并没有能够成型，于是 iea 将这一目标减少为 30 个 ccs 项目。但是即便这样，这依然是一个“雄心勃勃”的计划。

然而专家指出，尽管如此，清洁燃煤技术终于在加拿大生根开花。

目前大约有十几个项目已经储存了百万吨级规模的二氧化碳气体——大多是从天然气处理厂提取的，而萨斯喀彻温省刚刚剪彩的这一火力发电厂标志着第一次有一家商用的并网燃煤电厂已经采用了清洁燃煤技术。

据悉，一座在美国密西西比州肯珀县新建的先进燃煤发电厂——设计用来每年存储 350 万吨二氧化碳气体——无法在今年启用，并被延期至 2015 年。

煤炭的零碳排放技术又称为碳捕获技术，现在已经有很多研究正在进行，以更好地完善这一技

术。为了减少碳的排放，很重要的方法就是捕获碳，然后将其深埋入地下，而不是排放到大气中。

中国科学报 2014-10-08

页岩气革命伤及尼日利亚 3 个月对美原油零出口

尼日利亚连续 3 个月对美原油“零出口”

美国页岩气革命一开始，就被认为将改变全球能源供给格局，而现在这种变化和影响已经产生：非洲第一大石油生产国尼日利亚最先受到冲击。

未来，尼日利亚、安哥拉、利比亚、阿尔及利亚等非洲主要产油国将与中东产油国共同竞争更有潜力的中国等亚洲能源市场。

三个月未出口

4 年前，尼日利亚还位列美国石油进口名单的前五，而令人震惊的是，现在作为美国页岩气革命的最直接受影响者，尼日利亚已经成为第一个未能向美国出口石油的国家。

美国从 1973 年起就开始从尼日利亚进口石油，但今年 7 月，尼日利亚首次未向美国炼油厂出口过一桶原油。美国能源署初步数据显示，该趋势持续到 8 月和 9 月。

美国国内石油产量的提升得益于水平钻井和水力压裂等新技术的应用，因此很多石油出口国对美石油出口下降。

2006 年 2 月是美国从尼日利亚进口石油的高峰期，每天平均 130 万桶，几乎相当于一艘埃克森美孚石油公司超级油轮瓦德兹船型的运量。而到了 2012 年，尼日利亚仍每天向美国出口 50 万桶原油，排在沙特阿拉伯、加拿大、墨西哥和委内瑞拉之后。今年早些时候，出口下降到约每天 10 万桶。而在 7 月，出口完全停止。

尼日利亚作为石油输出国组织《2014-2015 年全球竞争力报告》显示，尼日利亚全球竞争力下降，在参与评估的 144 个经济体中排 127 位。但尼日利亚在市场规模（33 位）、劳动力市场效率（40 位）、资本市场状况（67 位）指数中排名靠前。尼日利亚金融业、商业服务、技术、娱乐业正在发展，制造业在西非具有优势，位居非洲第三。

第一财经日报 2014-10-10

日媒：中国页岩气开发回归实际

如果单从页岩气的蕴藏量来看，中国被认为是世界第一的“页岩气大国”，其蕴藏量可能达到美国的 2 倍左右。但事实上，在中国内陆的重庆等地，国有企业才刚刚启动页岩气的生产。而且，最近中国政府又突然将 2020 年的页岩气产量目标下调了一半。从这点来看，中国似乎正从页岩气开发美梦中醒来，逐步从不切实际走向面对现实。

寻找中国页岩气

在距离重庆市中心约 3 小时车程的涪陵区，国有企业中国石油化工集团正在推进页岩气开发。据涪陵区称，光是在该区的焦石镇，就已经挖掘了 29 口页岩气井，到今年 2 月为止，其中的 16 口井已经启动生产。不过详细情况仍难以得知。

“你们在找什么？”当我们正在山区的村子里寻找页岩气井时，突然出现一名男子操着标准的普通话问道。在方言较重的重庆郊区，一般很少能听到有人说普通话。于是，我们反问道：“你是中石化的工作人员吗？”该男子并没有回答，只是反复催促说：“赶快离开”。

我们最终还是找到了页岩气井。井边架着几十米高的钻井架，身穿朱红色工作服的中石化的工人在忙碌地工作。在山的斜坡上是成片的玉米地，机械运转的声音响彻原本宁静的村庄。

在全球，以美国为中心的页岩气开发正促使能源供应结构、贸易和产业的存在方式发生着巨大变化，这正是所谓的“页岩气革命”。而中国也为了确保能源的稳定供应，梦想着在本国掀起一场同样的革命。不过，中国在着手相关开发时，才发现面临的现实越来越严峻。

产量目标下调至一半以下

今年 8 月，中国国家能源局的吴新雄局长表示 2020 年中国的页岩气产量目标为 300 亿立方米，

而该部门曾在 2012 年提出过到 2020 年将页岩气产量提高至 600~1 千亿立方米的雄伟目标。仅仅过了 2 年，就将产量目标下调至一半以下。

中国页岩气开发面临的最大障碍是低成本。中国的页岩气开发成本被认为是美国的 3~4 倍。主要的页岩气蕴藏地集中于山区，地形十分复杂。另外，即使在焦石镇等山区，也遍布着农地，更有农户在此生活，因此很难像美国那样一举扩大开发规模。加之中国的页岩层比美国深，这又增加了开发成本。

另外，对于慢性水资源短缺的中国而言，在开采页岩气时如何解决用水也是个令人头疼的问题。即使引进美国先进的页岩气开采技术等，因地质和地形迥异，也很难一下子解决所有的难题。

其实，在 2 年前中国提出不切实际的生产目标时，就已经清楚存在这些问题。熟知中国能源情况的日本石油天然气金属矿产资源机构(JOGMEC)的竹原美佳分析称，“估计是在实际启动开采后，才下调到了一个更现实、且贴合实际的目标”。

中国将成为最大的天然气消耗国

据国际能源机构(IEA)的数据，今后 5 年中国的天然气消耗量将翻番，成为全球最大消耗国。即使中国国内的页岩气产量由 2013 年的 2 亿立方米提高到 300 亿立方米，其供应量也不足消耗量的十分之一。

为了替代对大气造成污染的煤炭，以及 60%需要依赖从中东等海外市场进口的石油，中国正加紧确保天然气来源。虽然开发国内的页岩气资源被认为是削减相关能源进口的关键性举措，但至少从重庆的开发前沿，我们尚未听到中国“页岩气革命”号角。

日经中文网 2014-10-08

页岩气那些不为你所知的事

2011 年美国能源情报署(EIA)发布了全球页岩气技术可采资源量的数据，让中国能源界高兴得不得了。美国说它的页岩气技术可采储量不过只有 24.4 万亿立方米，中国就有 36.1 万亿立方米，怎能叫我们不兴奋？于是各大媒体开动了舆论机器，把美国页岩气吹过头了，选几个段子：“页岩气开发将让俄气公司陷入严重危机之中”、“美国对中东地区石油的依存度因此大幅度下降”、“美国“页岩气革命”不仅让俄罗斯交出了天然气开采的头把交椅，其产生的连锁反应还迫使俄罗斯加快了进入东方市场的步伐”，页岩气将引发“世界能源政治大变局”。还有个著名媒体在“真正的绿色能源革命”一文中写到：

“页岩气在 20 年内将成为与石油、煤炭鼎立的三大能源之一，所提供的能量，超过风能、热能、水电、原子能等所有替代能源总和的 1 倍。非常规天然气开发是全球能源领域的一场革命，对全球天然气市场、能源供应格局、气候变化政策甚至地缘政治产生重大影响”。牛吹过头好，不老实研究学问，吹牛也不必打草稿。”

这里得提醒您，别把页岩气开采想得太简单了，千万别认为：美国的今天，就是我们的明天。

页岩气的数据怎么来的？

有个油气资源评价专家叫 H-H.罗根列(H-H. Rogner)，加拿大人，做学问的，不是政客。H-H.罗根列任职于维多利亚大学(University of Victoria)综合能源系统研究所(加拿大不列颠哥伦比亚省维多利亚市)和国际应用系统分析研究所(奥地利拉克森堡)。他在 1997 年 11 月在“能源与环境年度评论”发表了一篇研究报告，题名为“世界油气资源评价(An Assessment of World Hydrocarbon Resources)”，对全球油气资源包括非常规油气资源做了评价。这篇文章写得太学术了，不容易读懂。

乔治·米切尔(George Phydias Mitchell, 1919~2013 年)是值得尊重的房地产开发商，他冒着风险，倾家荡产，不辞劳苦开发成功了页岩气，也算得上英雄人物。米切尔的成功提醒了美国能源情报署(EIA)，于是聚集一批专家研究资料，得出 H-H.罗根列的研究结论是正确的，这样就在 H-H.罗根列的基础上，相隔 14 年，于 2011 年公布了全球页岩气技术可采资源量数据。中国第一，不说不知道，一说吓一跳，真把国人高兴惨了。

时间进入 2013 年，美国能源情报署再次修订了数据，此时，美国还有个叫先进资源国际公司（Advanced Resources International, ARI）也做了评价，结果有些出入，为了便于阅读，把评价结果列在下表中。

世界页岩气技术可采资源量（万亿立方米/10¹²m³）

排行	美国能源情报署				先进资源国际公司	
	2011 年数据		2013 年修正数据		2013 年数据	
1	中国	36.08	中国	31.55	美国	32.86
2	美国	24.39	阿根廷	22.70	中国	31.55
3	阿根廷	21.90	阿尔及利亚	20.01	阿根廷	22.70
4	墨西哥	19.27	美国	18.82	阿尔及利亚	20.01
5	南非	13.73	加拿大	16.22	加拿大	16.22
6	澳大利亚	11.21	墨西哥	15.42	墨西哥	15.42
7	加拿大	10.98	澳大利亚	12.37	澳大利亚	12.37
8	利比亚	8.21	南非	11.03	南非	11.04
9	阿尔及利亚	6.54	俄罗斯	8.07	俄罗斯	8.07
10	巴西	6.40	巴西	6.93	巴西	6.93
世界总量		187.74	世界总量	206.56	世界总量	220.60

不管中国第一或第二，中国页岩气仍然在前茅。有人说，页岩气是美国的一个骗局，您没有办法把页岩气开采出来，就说“葡萄是酸的”。您开采出来了，“葡萄就甜了”？。有趣的是，来了个戏剧性的华丽大转身，这个论调马上消失了，页岩气纷纷被开采出来了，马上商品化生产开始了，国家级的、部级的、省级的第一口页岩气井争先恐后亮相，专用页岩气管道也建成了，还有个页岩气生产液化天然气的工厂也开始建设了。社会的发展，技术的进步，真让人没法赶上。

这些进步就不谈了，本文只谈别把页岩气开采看得太简单了。

技术可采资源量是什么意思？

千万别把可采储量与技术可采资源量的概念混为一谈，技术可采资源量仍然在资源量的范畴内。技术可采资源量（technical recoverable resources, TRR）是指采用现行的勘探开发技术可回收的油气质，而不考虑地质资源量中人为估计的技术可采资源量的开发成本以及油气价格。

技术可采资源量仍然是资源量的一种表述，不具备商业价值，不同机构评价可有不同的结果，另外，随着技术进步，人为估计的系数也随之变化。从技术可采资源量进入可采储量的关键是用用户对销售价格的承受能力。

有人认为，技术进步了，价格提高了，技术可采资源量都是可以开采出来的，这句话原则上不错，在实际的应用中却办不到。能源市场只注重可采储量。说得明确点，中国的页岩气技术可采资源量比美国多，并不代表中国页岩气比美国丰富，而要看页岩气可采储量。在中国，人们不注意具有商业价值的可采储量数据，而对资源量谈得津津乐道，总是忘不掉我们是世界第一这块画饼。

页岩气的定义是什么？

石油天然气的先驱都是石油天然气的老外。现代石油工业最早的先驱者是依格纳茨·卢卡西维茨（Jan Józef Ignacy Łukasiewicz, 1822~1882 年）波兰药剂师，就是药房抓药的；美国世界石油工业的先驱者埃德温·德雷克（Edwin Drake, 1819~1880 年）是退伍军人，中国叫复员军人。有点像瞎猫碰见死耗子，不知不觉当上了大名人。说到页岩气，要提到一个不应该提到的人叫威廉·哈特（William Hart），在美国被称为“天然气之父”，生意人。1821 年在美国宾夕法尼亚州弗里多尼亚，威廉·哈特在当地的小溪沟边散步，发现水面上冒出气泡，于是在附近钻了一口 9 米深的井，成功地获得了较大气流的天然气。随后几年接通管道，照亮了附近的住家和商店，当然要收钱。最先使

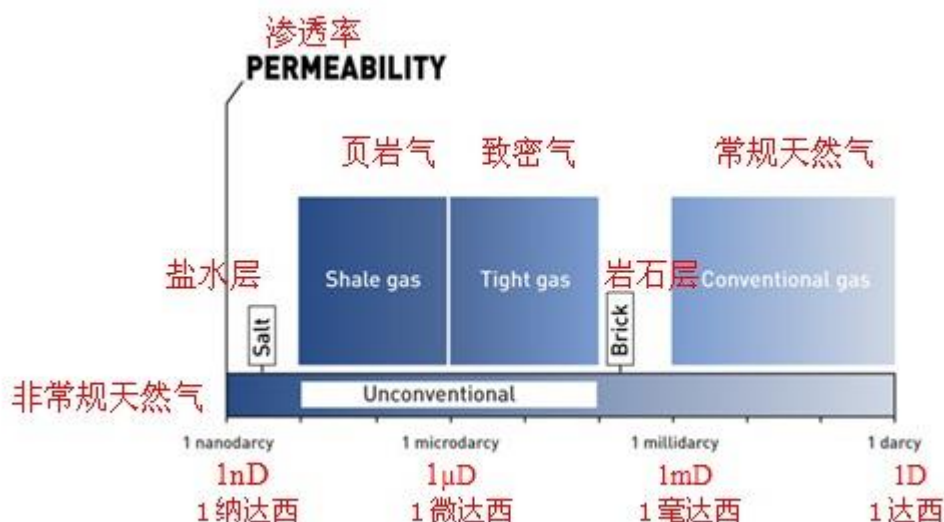
用的是木管，1825 年改用铅管，并建立了弗里多尼亚天然气照明公司。

虽然俗话说“祸不单行，福无双至”，但他的福气确实好，后人把这个发现称为美国首先在 1821 年开采了页岩气，真把高兴得从棺材爬起来了。那时，美国人对天然气的概念还不如中国人，中国人早把天然气来熬盐了，火井到处可见，1835 年钻成当时世界上最深的燊海井，深 1001.4 米，日产天然气 5000~8000 立方米。那时美国连天然气是什么玩意都不清楚，就会开采页岩气了？太有才过份了。

请您研究美国原始资料“Natural Gas has Fueled Local Economic Development in New York for 186 Years”，可以看出，用现在的说法是开采了浅层天然气，盖板是页岩层，因为页岩层致密不透气，跟页岩气不踏界。

有个红头文件“页岩气发展规划（2011-2015 年）”把页岩气定义为：页岩气是指赋存于富含有机质泥页岩及其夹层中，以吸附或游离状态为主要存在方式的非常规天然气，成分以甲烷为主，是一种清洁、高效的能源资源。

如果把“页岩气”改为“致密气”，这个定义照样成立。常规天然气、页岩气与致密气的区别，不在产品成分上，而在渗透率的差别。见图。



为了便于阅读理解，现在把常规天然气、致密气和页岩气的渗透率区别列成表格，见后。页岩气的渗透率约比致密气小 1000 倍，也就是常说的，页岩气比致密气更难开采。

常规天然气	1D—1mD	10^{-12}m^2 — 10^{-15}m^2
致密气	1mD—1μD	10^{-15}m^2 — 10^{-18}m^2
页岩气	1μD—1nD	10^{-18}m^2 — 10^{-21}m^2

页岩气 (shale gas) 是指赋存于富含有机质的页岩层段中，以吸附气、游离气和溶解气状态储藏的天然气，主体是自生自储成藏的连续性气藏，必须采用水平钻井并分段压裂才能开采出来的一种非常规天然气。

这种页岩气是束缚在页岩层的渗透率小于 1μD (微达西， $\approx 10^{-18}\text{m}^2$)，属于热成因气，它可以在有机成因的各种阶段生成，以游离状态存在于裂缝、孔隙及其他储集空间；以吸附状态存在于干酪根、黏土颗粒及孔隙表面上；极少量以溶解状态储存于干酪根、沥青质之中。

页岩气层吸附在有机质上，没有圈闭，没有明显的气层边界。页岩气层的特点是具有吸附气体的能力，与煤层一样，但孔隙中有自由空间，这不同于煤层没有大孔隙。页岩气层的吸附气与页岩

有机质成比例。游离气与有效孔隙率和孔隙中的气体饱和度成比例。

谈到页岩气，总喜欢给她戴上桂冠：页岩气是一种清洁、高效的能源资源。不对了，我们调侃地把能源分类划分为两种观点：

(1) 家庭主妇分类法。只管厨房是否清洁，得出煤和柴是不清洁的，天然气和电力是清洁的；其实多数人这样看的；

(2) 能源角度分类法。看从开采到终端使用的全过程，排放的二氧化碳是否进入现代全球碳循环系统，

煤和天然气属于化石燃料，燃烧后生成的二氧化碳，增加了全球碳循环系统，增强了全球暖化，归于不清洁的化石燃料之列；柴薪属于生物燃料，燃烧后没有增强全球暖化，属于清洁燃料。

电力要看怎么来的？从水力发电或再生能源来的一次电力，是清洁的；而化石燃料燃烧发电来的二次电力，仍然不清洁。

页岩气是非常规天然气的一种，貌似清洁，其本质仍然是化石燃料。谈到谁高效，不是天然气，仍然是常规石油。

什么页岩气产量？

这个问题问小学生好了，不必登大雅之堂，实际上不简单。我国把产量看为工厂生产量，国外把产量看为商品量，区别在于生产量不一定销售出去，商品量一定能够销售出去。

页岩气（或天然气、致密气）从开采到消费流程简单地写为：

资源量（技术可采资源量）→可采储量→商品量→消费量

页岩气可采储量是指地下蕴藏的技术可采、经济可行和环境允许的数量，所以采出的商品量一定会在能源市场上销售得出去。我国没有页岩气可采储量数据，也没有这种观念，都认为是从技术可采资源量中生产的。

举个例子，有篇文章说，“只需在特区中拿出 1 万平方公里的龙溪组区块，按照一平方公里，3 亿立方米页岩气的储量计算，这片区域就有 3 万亿立方米的储量，如果按一年 1000 亿立方米的开采速度来算，可以保持开采近 30 年”。还有人根据这种算法，得出中国页岩气可以开采 400 年，够鼓舞人心的了。如果说这里的储量是指可采储量就对了，可是中国没有可采储量的数据，目前也不会这么高。在这里是指技术可采资源量，显然没有考虑到采收率和经济性。

纵观我国页岩气奋斗指标，“页岩气发展规划（2011~2015 年）”说，2015 年页岩气产量 65 亿立方米，力争 2020 年产量达到 600~1000 亿立方米。后来又改为 2020 年中国页岩气产量将达到 300 亿立方米，这与早前的页岩气产量规划相比，下降了一半。

实际上问题仍然很含糊，如果这个奋斗指标是指井口产量再加上补贴，仍然高于市场能够承受的价格，其实再多写点也无所谓，因为按照技术可采资源量的定义，用现在的技术而不计血本就可以开采出来；当然在市场上销售不出去。如果指商品量，进行商品化生产，事情变得复杂了，不是卖得到钱，而是赚得到钱，那么补贴得取消。此时，哪怕指标定为 1 亿立方米，都显得珍贵。按照国际通用的概念，页岩气产量就是可以市场能够接受的商品量。

美国页岩气是在市场经济的运作下，不赚钱的生意不做，没有指引方向的奋斗指标。开山鼻祖乔治·米切尔折腾了十多年，才慢慢摸到点门道，道路很艰辛。美国能源情报署对本国页岩气生产量有个估算，但不是奋斗目标。

中国页岩气是否成功，取决于价格。千万不要认为，页岩气开采成功了，天然气价格就降低了，因为页岩气开采成本比常规天然气高得多，而且生产井的寿命短得多，所以，开发页岩气的风险极大。

页岩气销售价格可与进口 LNG（液化天然气）价格相比较，由于我国 LNG 进口价格是波动的，取个中间值 11.5 美元/MBtu，相当于 2.60 元人民币/ m³，即在取消补贴的情况下，控制在此价格之下，可以称为商品化生产。

页岩气的特点是什么？

“百度百科”顶有意思的，它把页岩气描写为“较常规天然气相比，页岩气开发具有开采寿命长和生产周期长的优点，大部分产气页岩分布范围广、厚度大，且普遍含气，这使得页岩气井能够长期地以稳定的速率产气”。

什么叫页岩气生产周期长，实际上到开采几年后就像小屁娃撒尿，细水长流，而常规天然气可以维持几十年高产稳产。此类页岩气比常规天然气还要好的论调，广泛传播，误导了不少人。

页岩气井衰减速率

	最初井口速率 Sm ³ /h	第一年井衰减速率 %/a
巴涅特页岩	2360	70
费耶特维尔页岩	2950	63
海恩斯维尔页岩	11210	86
马塞勒斯地层	5310	75
伍德福德页岩	4130	80

注：1 MMSCFD (百万基准立方英尺/日) = 1180Sm³/h (基准立方米/小时)

页岩气井是指开采页岩气的井筒。开采页岩气可分为6个阶段：

定井位→水平钻井→水力压裂→完井→生产加工→堵井废弃

由于页岩气是束缚在致密岩层中，与常规天然气井开采有很大差异。页岩气井开采的特点是：

(1) 必须通过水平钻井并分段压裂才能采出天然气。水平钻井通常采取水平分支钻井，以扩大可压裂体积；

(2) 页岩气井开采用水量大，特别是在分段压裂。根据地质状况不同，用水量也不相同。美国页岩气约在地下2000米，每口井用水量最低也要10000吨；

(3) 压裂液中必须加入小于1%的化学药剂，以辅助页岩气脱除进入井筒；

(4) 压裂液中化学药剂的比例虽小，但由于用水量大，药剂的绝对量巨大，对地下水水质会造成影响；

(5) 为了维持页岩气产量，页岩气井密集。一般井距小于20km²；

(6) 根据地质状况的不同，页岩气井的开采费用随之不同，但页岩气井的开采费用高于常规气井。美国每口页岩气井开采费用为300~1000万美元（相当于1900万~6200万人民币）。

页岩气井与常规天然气井的区别是什么？

常规天然气井钻个垂直井，直伸到储集层就可以了，地下储存的天然气呼啦呼啦地争先恐后地涌向井眼；致密气井麻烦点，钻井后再压裂，天然气开始流向井眼。页岩气井就大不一样，其特点是：

(1) 页岩气井经由分段压裂后，最初产量与常规天然气井区别不大，显示高产，但随后产量衰减较快，年衰减60~80%不等

(2) 常规天然气井生产寿命长，采收率可达约60%，页岩气井在10%以下，一般为5%。

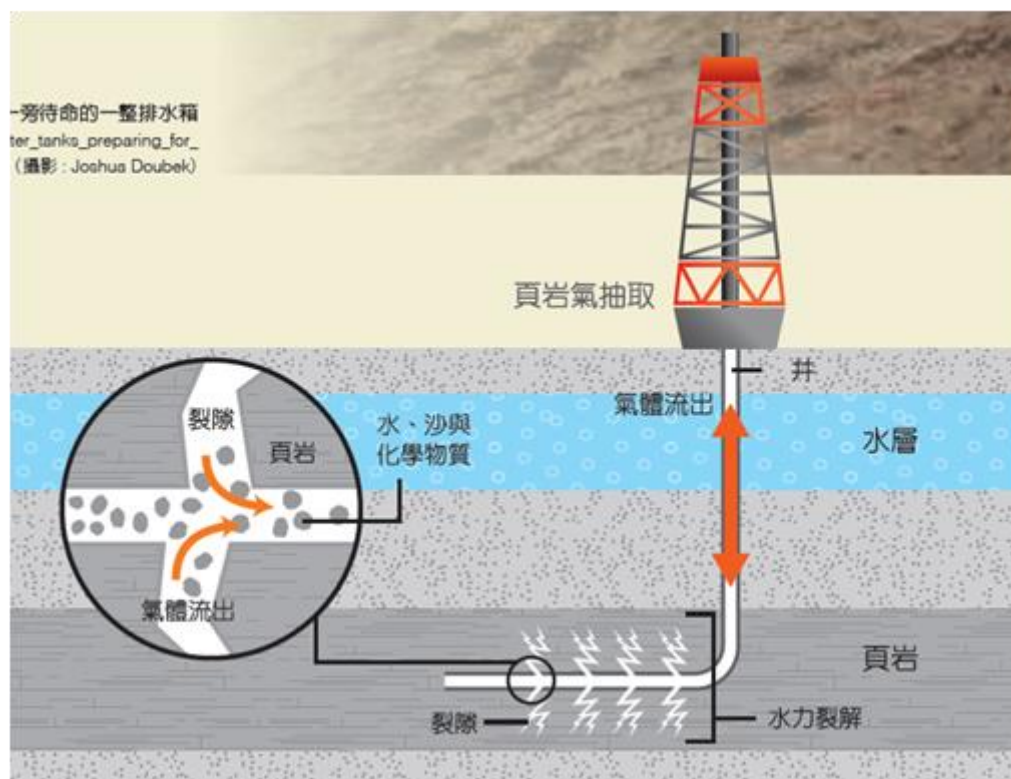
气井寿命取决于压裂后裂缝长度、裂缝密集程度等因素。页岩气的开发要求应用高技术的前提下大幅度地降低成本。对于页岩气的低成本开发，一般通过水平井组的开发方式来实现，即在一个井场实施10~20口水平井，以集约用地，降低钻井、压裂和开采成本；也可通过页岩气、致密油等多类型资源的综合开发，或者引入竞争机制，通过竞争等多种方式综合降低成本。

为什么页岩气产量衰减快？

页岩气是未经运移的储存在烃源岩中的非常规天然气，页岩气井衰减速率是页岩气井的特点，这由页岩气本质决定的。因为页岩气是束缚在致密页岩层的渗透率小于1μD（微达西，≈10-18m²），必须采用水平钻井并分段压裂才能开采出来。

页岩气在致密的页岩层中以游离态和吸附态存在。由于游离态页岩气经由通道不断地从井眼涌出，井底压力逐渐降低，然后页岩气从细微裂缝中涌向井底，最后吸附在有机质上的页岩气才逐渐释放出来。最初井口速率取决于分支钻井的数目和水力压裂深度和广度。

从页岩气开采成功的美国来看，第一年衰减达 70~85%。



至今没有看见我国页岩气产量衰减的报道，只看见稳产高产，或者客观地说，刚才开采不久，还谈不上气量衰减。如果过两三年没有衰减，那就不是页岩气了。在页岩气层上钻井，常规天然气、致密气和页岩气都可能出现。

为什么页岩气开采用水制约了发展？

生产页岩气必须利用水力压裂技术，这种技术需要大量水和药剂注入地下。压裂所需水量大，一般每口井至少为 10000 吨，药剂用得很少，只占 1%，绝对量可达 100 吨以上，可见药剂的绝对量巨大，因此会对地下水水质造成不良影响。这种会造成难以预测环境污染，使得环境保护问题争论不休。

有页岩气决策人说，至今没有发现污染，力挺页岩气生产，甚至还有人拍胸脯说，我敢负责任地告诉你，水力压裂不会有污染。说这话太不负责任，如果发现了污染怎么办呢？地层对水质的自愈能力很差，这块土地就得“癌症”了。因此，国家必须建立严格的水力压裂监督机制。

在美国开发页岩气的历史中，曾经出现过政策失误，美国把这次失误称为“哈里伯顿漏洞（Halliburton loophole）”。哈里伯顿漏洞是指水力压裂药剂随水力压裂作业进入浅层水造成的饮用水源污染而被忽视的政策缺陷。哈里伯顿公司（Halliburton）是著名的石油天然气生产服务公司，为了自身的业务发展，哈里伯顿公司邀约了一些油气生产服务公司向政府游说：水力压裂不会造成环境水质污染。2005 年美国《能源政策法案》将水力压裂从《安全饮用水法》的监管中删除，即产生“哈里伯顿漏洞”。哈里伯顿漏洞使得高污染的化学品进入到浅层水源，造成饮用水源污染的可能性增大，引起当地民众强烈反对。

随着美国页岩气开采热潮蔓延，污染事件陆续出现以及迫于公众的压力，让美国国会不得不重新考虑对于水力压裂技术的监管。2009 年一项被称为“FRAC”（Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals Act）的议案，向国会建议关闭“哈里伯顿漏洞”，重新赋予美国环境保护局

(EPA) 监管页岩气水力压裂的权力，并要求美国环境保护局进行水力压裂与饮用水污染相关性的专题研究。

世上无难事 只要肯登攀

从道理上来说，页岩气商业化生产必须满足三个条件：技术可采、经济可行、环境允许，但是兑现就麻烦了。跟美国的情况不一样，美国台风的报道不少，吓人，壮观，但不影响地质构造。美国有地震，但不像汶川大地震那样吓人。我国页岩气主要集中在四川，四川位于地震带，在地质史上发生多次大地震，单说 1786 年以来，里氏规模达到 6.0 的有 20 次。由于印度板块的挤压，促成喜马拉雅山长高，而挤压要释放的能量就在四川发泄。四川的地层被地震翻了好几个身。有个钻井专家这样描述四川地层：打口井，干井，不出气；可是离几米又打口井，几乎要井喷，说明四川地质复杂，当然这是常规井。页岩气没有明确的边界，不会有井喷这种情况，但要像美国那样连成一大片很难了。

美国页岩气层从几百米到 3000 米，而中国从 3000 米到 4000 米，这并不是多钻点深度的问题，中国页岩气层压实比美国厉害，结果使开发成本翻了个筋斗。美国可以邀约中小企业来搞大兵团作战，中国就不行。

任何能源的开发都有两面性：一方面有利于人类，另外一方面害人类。好像柴薪时代要温柔些，森林大火不是开发能源造成的。虽然说水力发电是清洁的可再生的能源，结果死的人最多。煤矿就不说了，每年不死几十个就成了奇迹了。开发页岩气要注意，尽量避免对人类造成的负面影响。

我国经济发展必须要靠能源的支撑，遗憾的是造地球的神对地大人多的中国太不公平了，我国是天然气资源较为贫乏的国家，有页岩气资源就应该研究开采，但是不要把事情想得很简单，努力攀登，克服面临的困难，最终会成功。这就是本文要说的话。

【无所不能特约作者，庞名立，曾在中国计量科学院（北京）和中国石油（四川）工作】

财新-无所不能 2014-10-09

几个页岩气革命的陷阱

天然气因其热值高、流动性好、相对其它化石能源污染物及碳排放较少，是化石能源中的清洁能源，有“碳氢能源贵族”之称，2011 年占到世界一次能源消费的 24%。而页岩气作为天然气的一种，资源量巨大，进入 21 世纪后因技术突破而横空出世，很快就引发了能源业界的震动，甚至被认为掀起了一场“页岩气革命”。

据美国能源信息署（EIA）2011 年发布的《世界页岩气资源》评估，美国页岩气技术可开采储量达 24.4 万亿立方米，从 2000 到 2010 年间，美国页岩气的产量增长了 12 倍，已经占美国天然气产量的 25%，预计到 2035 年上升到 45% 左右。从全球来看，其它 32 个国家的 48 个页岩气盆地达 160 万亿立方米，加上美国的储量总量达 185 万亿立方米。美国总统奥巴马把页岩气比作“天然气世界的沙特阿拉伯”，并表示其政府将致力于页岩气的安全开发以保障近百年的能源供应。

中国也对页岩气寄以厚望翘首以待。页岩气发展规划（2011-2015 年）显示，中国页岩气可采资源量预计为 25 万亿立方米，此前有数据显示为 31 万亿立方米，综合不同来源，可采资源量介于 25-31 万亿立方米。根据国土资源部油气资源战略研究中心全国页岩气资源潜力调查评价及富集有利区优选工作，到 2020 年页岩气探明可采储量约 2 万亿立方米，产量 1000 亿立方米，页岩气将占天然气消费比重的 26% 左右，成为我国天然气能源的重要支柱。

这样的前景看来是如此诱人，但发展的路上却充满不确定性和甚至是“陷阱”，本文将从资源经济可开采潜力，技术储备，管理体制，健康、安全与环境风险，以及对新能源和气候变化政策的影响几个方面来探讨“页岩气革命”不容忽视的另一面，以期增加对页岩气的认识与思考，并在开发的过程中重视可能产生的问题。

资源详查需确认经济开采储量

页岩气是埋藏于富有机质的泥页岩及其夹层当中，以吸附或游离状态赋存的非常规天然气。页

岩气之所有成为“革命”，最主要有两条：一是资源储量巨大，二是由于钻井技术的进步使得开采成本急剧下降。对于中国而言，现有资源量预估一是来源于美国 EIA 的评估，二是来源于已经开展的“全国页岩气资源战略选区及评价”工作的预测量。两者都是根据地质条件作出的预测评估，仍然缺乏地质勘探及钻井资料详查的数据支撑，中国最终可开采的页岩气资源，在目前恐怕还是个未知数。

我们还需区分资源量、探明储量、技术可开采储量和经济可开采储量的差别。根据《联合国化石能源和矿产资源分类框架》，资源的可采性受到三个因素的主要影响：地质认识程度、矿场项目状态与可行性，以及经济与商业存续性，分别可对应探明储量、技术可开采储量和经济可开采储量。虽然这三者的关系随着技术与社会经济条件的变化也是动态的，但是资源基础要转化为技术可开采储量，并最终被开采的经济可开采储量，每一层都要打个大折扣。

笔者写作此文之时，EIA 公布美国天然气的期货价格为 2.724 美元/mmBtu，相当于 0.6 元人民币/立方米，比一年前的同一时间下降了 1.209 美元/mmBtu，降幅达 30%。自 2008 年金融危机后美国天然气一直呈下降趋势，页岩气的产量增加更加剧了这样的趋势。天然气价格下降，使得在原先价格如 4 美元/mmBtu 评估下具有经济开采价值的页岩气将不具备经济可采性，也使得预计最终可采储量显著下降。中国天然气市场仍是一个短缺的市场，但长期需考虑能源价格对于经济可开采储量的影响，做好风险评估。此外，资源条件也需开采条件和基础设施的支撑，其中最重要的就是钻井的数量。页岩气井的产量下降曲线非常陡，根据对美国 5 个主要产区的调查，一般 5 年内新开井的产量就已经接近枯竭或已经枯竭。所以产量要跟上预期的速度，钻井的速度必须超过产量增长的速度，据油气市场分析网络《油桶》(The Oil Drum) 跟踪报道，近期新井钻探增加速度已经在放慢，与此同时，高产的“风水宝地”(sweet spots) 也逐渐被相对低产的区域代替，这对未来页岩气的生产将有显著影响。

技术创新合作开发需形成生态系统

技术进步，特别是水平(定向)钻井技术和水力压裂技术的突破是页岩气产量突飞猛进的决定性因素。页岩气因埋藏的页岩基质渗透率低，勘探开发非常困难，传统的钻井必须经过酸化、压裂等储层改造才能获得相对较高的产量。

以水力压裂技术为核心和页岩气开采技术是一连串技术过程的组合，包括压裂、水平(定向)钻井、三维地质成像、加密钻井等。这些技术在中国的起步较晚，目前主要依靠国外公司提供的服务，也有尝试通过合作开发逐步学习自主掌握。但技术创新应用及政府、企业联合创造的技术与市场生态系统却非一朝一夕之功。

页岩气技术的突破发轫于美国，其成功得力于有创造性的企业家群体，也得力于专业懂行的政府，更成于技术创新、密切合作的中小企业网络。

美国的页岩气技术创新以及勘探开发主要由中小公司推动，企业家精神的最大程度发挥。据《经济学人》杂志报道，页岩气之所以有今天，企业家乔治·米切尔(George Mitchell)功不可没，他聚 10 年之功，费 6 百万美元之巨，所有人都说他在浪费时间和金钱，而他坚持下来，改进了液压碎裂钻探技术，使得深埋的页岩气可以经济开采，并为业界广为采用。

与此同时，诚如 The Martec Group 投资管理咨询有限公司能源电力总监曹寅点评，美国能源部(DOE)的角色也至关重要，DOE 制作了美国第一份公开页岩气资源技术可开采储量报告，打了全世界第一口水平空气井，还领导开发了压裂微震制图测绘技术。同企业一起开发了多段水力压裂技术，电磁随钻测量技术，定向空气锤技术等，为企业提供了信息支持，也为行业技术积累创造了条件。

技术一旦突破，中小企业承担风险的能力较强，对市场反应敏捷，很快抢滩页岩气的前沿阵地。目前美国有数千家页岩气相关技术服务公司，有 85% 的页岩气产量由中小企业生产和创造的。这些油气类的专业服务公司，规模小相对灵活，门类齐全、专业化程度高，具有强大的技术能力，能自主研发装备。页岩气开采当中的水平钻井和多段压裂等工程乃至完成开采后的环境清理，主要就是

有这类专业技术服务公司完成的。

治理体制亟待理顺

页岩气作为一种非常规天然气资源，目前我国实行的管理体制有两个突破：一是批准页岩气成为我国第 172 个矿种，以便采取独立于传统油气资源的管理机制。二是开展了页岩气探矿权出让招标，引入市场机制，对页岩气资源管理制度进行创新。但由于现有能源管理体制分散且缺乏协调，加上与传统油气资源在矿业权及管理权上的重叠，利益分配和系统衔接将有一系列的挑战。

页岩气的治理体制有以下几个层面：矿权管理体制，投资开发体制，基础设施建设体制，税费征收体制，环境监管体制等。未来资源研究所（Resources for the Future）2011 年启动“页岩气的风险和监管”项目，评估和探索页岩气监管的最佳实践。调查 31 个州，涵盖页岩气开采的全过程，包括场地开发和准备，钻井和生产，废水存储与处理，封井和废弃，监察和实施，及其它如税收政策等等。2012 年俄亥俄州州长提议征收页岩气开采的“压裂费”，同时降低收入税税率。加州大学圣地亚哥分校助理教授张俊杰博士评论说“这是一项非常好的能源环境政策，既内部化了页岩气开采与使用造成的环境和健康成本，同时也降低了其它扭曲税，很有双重红利的意思”。对于有页岩气藏所在州/地区，这样的政策用于建立自然资源基金或者社会福利基金，用于该州的自然资本和居民福利进行再投资。

把税费、严格的污染处理和环境监管、其他风险的监测、响应等算在内，页岩气的综合成本也将相应上升，需要把这些外部成本内化，才是页岩气的真实成本，有利于页岩气的持续发展和高效利用。理顺治理体制在于明确页岩气的利益相关方的利益协调和分配机制，风险分担机制和应急相应机制，而真正受影响的地方社区也应当享有高于本州居民资源红利的补偿。

健康、安全与环境风险如影随形

如果说资源可以通过更好的勘探和普查来完善，技术也可通过合作开发来学习和掌握，而“大规模”开采页岩气所造成的健康、安全和环境影响则更为长远和深广。水力压裂技术的环境影响主要有以下几个重要的方面：对地壳的冲击造成的小型乃至中型地震；页岩气开采对于当地社区人群健康的影响；对地下水的影响。

为研究页岩气开采诱发的地震，美国国家研究委员会专门发布《能源技术引发潜在地震》报告表明：水力压裂钻井过程引发地震的可能性较少，但废水注射回灌造成的地震可以观察到，如果再加上碳捕获与存储（CCS），则风险更大。在阿肯萨斯，一些小镇因为地处地壳断裂带，再加之受到附近页岩气开采的影响，一年内竟造成了上千次的小型地震。这些地震虽然震级不大，有些甚至感觉不到，但是由此诱发的二次灾害却造成生命财产的损失。

2010 由乔什·福克斯（Josh Fox）指导的纪录片《页岩气之地》（Gasland）调查了页岩气开采尤其是水力压裂技术对当地社区的影响，引发了美国全国性的争论和关注。根据在迪莫克（Dimock）、宾西法尼亚州、科罗拉多州和怀俄明州的实地采访，这些地方都是页岩气开采的热点地区，当地居民承受了因此带来的各种病痛，如头痛、恶心、牲畜生病、井水污染、自来水因富含天然气着火、神经病痛、甚至肿瘤和脑损伤。

开采页岩气所赖水力压裂技术，需要巨量水资源和化学物质而造成污染。目前页岩气井水压裂常用的压裂液有减阻水压裂液、纤维压裂液和清洁压裂液。以减阻水压裂液为例，其水和砂组成成分占 99% 以上，酸、减阻剂、表面活性剂、凝胶剂、防垢剂、抗菌剂、缓蚀剂、支撑剂等添加剂占 1% 左右。这种液压流体含近 600 种化学成分，一口井约需上万吨水，大部分废水渗漏或回灌。

英国皇家工程院组织评估英国页岩气开采的健康、安全和环境影响，发布《英国的页岩气开采：水力压裂技术评估》，页岩气开采过程中，地表操作的环境风险是最大的，需要密切监测压裂延伸的，以及低于含水层下的水力压裂，最大程度的保护钻井的完整性，减少对于地下水的影响。页岩气的开采包含了钻井、井上基础设施建设、释气处理、砂岩开采、和重型装载，需要全过程的风险管理和监管，以防范和应对页岩气开采过程中的健康、安全与环境风险。

对新能源和气候政策的影响

即使十分安全地进行页岩气的开采，从开采到运输的每一个过程都受到严格的控制，没有人受到环境和健康的影响，页岩气的“革命”还可能带来一个更为长远和深刻的影响，那就是页岩气可能在短期减缓了温室气体的排放，却没有摆脱甚至加剧了对于化石能源的持续依赖，可能推迟甚至腰斩已经曙光初现的“新能源革命”。

天然气的排放强度是煤炭的二分之一，比石油低 30%，而其硫化物和氮氧化物的排放几乎可以忽略不计，因而被视为“化石能源当中的清洁能源”。在美国，许多电厂煤炭和天然气作为燃料可以相互替代，页岩气的大量开采以及价格下降的优势，使得天然气“替代煤”成为可能。加上美国联邦环境署严格的排放监管，使得天然气发电更有竞争优势。在美国新规划的电厂多为天然气发电。因为页岩气大量替代煤，预计 2012 年美国二氧化碳排放将是 20 年内最低，相当于 1992 年的水平。

但也有一个好消息，天然气发电具有调整灵活，反应速度快的特点，因此，在大规模储能尚不具备商业可行性的条件下，天然气是低成本整合可变（Variable）的可再生能源的利器。在美国德州、加州等风能资源丰富的地区，天然气发电已经作为更多吸收可再生能源的调用发电能力。由此可见，页岩气更像是一把双刃剑，它降低了发电的成本，让可再生能源的竞争力受到挑战；但同时，它也使得整合新能源的成本降低，使得可再生能源更具竞争力。

页岩气被称为“通往低碳能源的桥梁”，意指页岩气仍然是一个过渡能源，对岸是可再生能源等清洁能源，而如果页岩气造成了新能源发展受损，那可能就称为无头之桥（Bridge to nowhere）了。对于中国以煤为主的能源结构，页岩气或许提供了一个调整能源结构，减缓排放压力，整合飞速发展的可变新能源，实现温室气体排放控制目标的好的机会窗口，如何利用好页岩气的这个特点，相应调整新能源发展战略，是研究者和政策制定者都需要思考的问题。

积极准备防范风险迎接革命

页岩气革命是一个全球性的能源现象，而页岩气的潜力要得到充分发挥和合理利用，还需要我们从信息准备、技术突破、健康监管、系统整合和战略协同等方面入手，积极准备及防范风险，在与页岩气革命握手的同时，铺就通向低碳未来的道路。

【无所不能特约作者，何钢，能源与气候政策研究者】

财新-无所不能 2014-10-09

提速发展煤炭清洁利用

习近平总书记在今年 6 月 13 日主持召开中央财经领导小组第六次会议研究我国能源安全战略时提出，要推动能源供给革命，大力推进煤炭清洁高效利用。9 月 16 日，国家六部门制定发布《商品煤质量管理暂行办法》，旨在提高商品煤质量，促进煤炭高效清洁利用。国家发改委副主任解振华 9 月 19 日在新闻发布会上提到，中国正在研究“十三五”时期是否实施碳排放总量控制计划。日前，国家发改委、环保部、国家能源局三部委又联合下发了《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020 年）》，政府部门将综合利用行政手段和市场手段，加快燃煤发电升级与改造，以实现供电煤耗、污染排放、煤炭占能源消费比重“三降低”和安全运行质量、技术装备水平、电煤占煤炭消费比重“三提高”。

在国际社会的共识与我国生态文明、能源安全的要求下，煤炭的清洁高效利用已经是摆在我们面前亟需要做的事情。

煤炭在开发及利用过程中对环境造成了一定影响，尤其是近年来肆虐我国的雾霾天气更是将煤炭推到了风口浪尖，一时间，“去煤炭化”成了大家瞩目的焦点。

然而，尽管煤炭在我国一次能源中的比重由巅峰时候的 70.7% 下降到近期的 66.6%，但是煤炭始终占我国能源生产总量的 3/4、消费总量的 2/3 以上。煤炭是我国重要的能源基础和化工原料，为国民经济发展和社会稳定提供了重要支撑。煤炭也是我国最丰富的能源资源，占我国已探明化石能源资源总量的 94% 左右，是我国最丰富、最基础的能源资源。而与其他能源资源相比，煤炭是我国最经济、最廉价的能源资源。根据相关数据分析，2013 年，我国一次能源生产总量 34 亿吨标准煤，

其中原煤产量 36.8 亿吨，占国内一次能源生产总量的 75.7%，与石油、天然气相比，对外依存度低，是我国最可靠的能源。

煤炭的高效清洁利用是让煤炭“减”污染、“加”效益的必由之路。

通过技术进步提高煤炭的利用效率是实现煤炭清洁化利用的基本方法。应加大资金与人才的投入，提升煤炭科技的创新能力，取得一批核心和关键技术，为煤炭的高效清洁利用寻求可行方案，建立起高附加值的煤炭高效清洁利用体系。

目前，煤炭的高效清洁利用尚缺乏统一的顶层设计。我国很早就已经重视并开始研究煤炭的清洁利用，但是效果却不尽如人意。二十年的洁净煤技术的应用，却并没有从根本上改变我国煤炭的粗放式开发和利用的总体局面。而其中的原因便在于各自为政，缺乏国家层面的煤炭清洁高效利用的协调机制。

要实现煤炭资源的高效清洁利用，顶层设计必须要做好，国家层面的煤炭清洁生产和高效利用协调机制必不可少。建立相关的政府部门、行业和科研单位共同参与的协调机制，组织开展相关重大的研究和煤制气标准、支持政策的制定，编制煤炭清洁利用发展和管理规则，协调规划实施过程中的重大问题，做到统筹协调、分行业实施、整体推进，这一系列措施在现阶段显得尤为必要。而且要切实做到从煤炭生产开发到煤炭终端消费的全过程管控，有效进行全产业链的清洁管理。顶层设计做好了，有了统一协调机制，煤炭的清洁高效利用才有了指路标。

虽然现在国家正在建立多元的能源供应体系，但是现阶段煤炭在我国能源中的地位难以改变。煤炭在现阶段仍然是我国能源中的“主力军”；随着经济的发展，煤炭消费总量在一段时间内也将不断增加。面对可持续发展的压力，只有加快实现煤炭高效清洁利用，才能使煤炭更加“有尊严”地为国家能源供应服务。

中国能源报 2014-10-09

雾霾频发折射哪些体制机制之痛？

这几天，大范围雾霾又来了。中央气象台 7 日下午发布了今秋首个霾黄色预警，京津冀将遭遇“霾伏”。北京市 8 日傍晚也启动今年下半年首个“空气重污染预警”，预计未来 3 天将持续“5 级重度污染”状态。雾霾为何久治不愈？多位分析人士认为，治理雾霾，要“跳出”雾霾看雾霾，找到造成雾霾的体制机制方面的深层次原因。

【财税体制】当前“分灶吃饭”的财税体制下，地方财政收入越多，地方政府“日子越好过”，因此地方政府有着强烈的“增税冲动”，容易造成产生雾霾的污染源“落地入户”。

记者采访的多位县(市)主要负责人都曾向记者表示，是否引进一个工业项目，主要考虑能够提供多少地方财政收入和就业岗位等因素，环保是否达标往往成为次要考虑因素或者根本不予考虑。而钢铁、水泥、化工等“污染大户”大多也是“高税收”“多就业”，因此成为了不少地方政府招商引资的“宠儿”，环境污染也随之而来。

一位县委书记说，地方政府喜欢上马“三高”企业的原因有两个：一是税收的连续性强、长期性明显。“三高”企业都是制造业，只要投产，产能是连续的，税收也是连续的，每个月都能产生税收收益；二是就业吸纳能力强，盈利能力强，对周边相关行业带动能力强，能够有效促进当地经济发展。

【环保机制】一直以来，每到雾霾频发之时，社会各界就开始责难环保部门。然而，多位环保局长都曾对记者“大倒苦水”，他们认为在当前环保机制下难以根治雾霾，因为造成雾霾的污染源“环保局长”根本管不了。

东部沿海某省一位环保局长说，只要市(县)主要领导“不点头”，像“三高”企业这样的污染源，环保局管不了、治不了、关不了。因为这些企业能缴纳高额税收，这才是地方政府的“命根子”，环保这样的“次要”工作要为增税这样的“主要”工作“让路”。并且，只要这些“三高”企业合法“落了地”，按照当前法律法规，环保部门没有权力关停它们，只能以公函的形式请求当地政府配合。

长期关注大气污染问题的全国政协委员孙太利在两会期间接受记者采访时表示，有的地方说是要向高污染、高能耗的“吃饭产业”开刀，但大量被压被砍的都是“苍蝇”级的小企业、小作坊，很少有“老虎”级的大企业、上市公司，真正的排污大户关停并转遥遥无期。

【考核问责机制】虽然当前从中央到地方都淡化了对 GDP 等经济指标的考核，但一些基层干部“重 GDP、轻环保”的观念依然根深蒂固。

记者在我国多地采访时发现一个共性现象，从侧面可以反映这种畸形观念：地方干部在介绍发展成就时，总是大篇幅介绍 GDP、地方财政收入、工业增加值等经济指标增长情况，而环保工作经常“一笔带过”甚至根本不提，“青山绿水”在一些干部眼里根本不是发展、不是政绩。

多地干部还普遍反映，在当前考核评价体系下，环保是一个“出力不讨好”的工作：治污投入大、又脏又累、容易得罪人，干好了也很难算是政绩、很难因此升迁。此外，相关问责机制也有漏洞，因为只要不出在全国范围内影响恶劣的重大污染责任事故就没事，很少听说有干部因为空气被污染而受到处分。

新华网 2014-10-11

中国工程院院士袁亮：煤层气开发应“两条腿走路”

“从安全、能源、环保 3 个方面考虑，结合中国煤层气赋存的特殊地质条件，中国煤层气开发应坚持地面和井下相结合的“两条腿走路”模式。以改善煤矿安全条件为目的的煤矿区煤层气抽采和以能源开发为首要目的的煤矿区以外地区的煤层气勘探开发，目前已经取得了一批拥有自主知识产权的煤层气开发技术，继续加大科技攻关和政策扶持力度，是实现我国煤层气产业加快发展的关键。”中国工程院院士、煤矿瓦斯治理国家工程研究中心主任袁亮日前在国际标准化组织煤层气技术委员会第三次全体会议暨煤矿瓦斯治理与利用国际技术交流会上说。

袁亮在交流会上做了《中国煤层气开发利用战略研究》的报告。报告指出，我国煤层气资源总量丰富，其中可供近期开采的资源量 7 万亿立方米。我国煤层气资源集中分布北方三区(即西部区、中部区、东部区)和九大盆地(即伊利、准格尔、塔里木、吐哈、鄂尔多斯、沁水、海拉尔、二连、东云南、西贵州盆地)。

袁亮指出，煤炭长期是我国主导能源，对我国经济社会发展起到了至关重要的作用。但我国煤矿地质条件极其复杂，90% 以上为井工开采，70% 以上是高瓦斯矿井。受客观条件影响，我国煤矿安全生产形势依然严峻，煤矿瓦斯事故仍未得到根本控制。加大煤矿区煤层气开发力度，最大限度地降低煤层瓦斯含量，对于保障我国主导能源煤炭的安全开采具有极其重要的作用。此外，在煤矿区以外地区的煤层气勘探开发领域，通过技术勘探，找到了煤储层条件较好、资源量丰富、产气量高的有利区块，进行大规模长时间开采，已建成商业化供气基地。

袁亮介绍说，2005 年以来，我国煤层气产业快速发展，根据统计，2013 年我国煤层气总产量达到 156 亿立方米，其中地面煤层气产量 30 亿立方米，煤矿区瓦斯抽采量 126 亿立方米，不仅促进了煤矿安全形势的持续好转，也有效保障了能源供应。

经过多年的攻关研究与实践，我国已经取得了一批拥有自主知识产权的煤层气开发技术。在淮南矿区率先开发成功的“煤与瓦斯共采关键技术”，有效解决了松软低透气性煤层群煤层气抽采难题，实现了煤矿区煤层气抽采关键技术的突破，目前已在全国煤矿广泛应用。与此同时，煤层气钻井技术、压裂技术、排采技术等地面煤层气开发关键技术也获得突破，为我国煤层气产业的快速发展提供了重要的技术支撑。

袁亮表示，我国煤层气产业发展应采取“规模发展、扩张发展与稳步发展”三步走的路线，积极推动，加快发展。第一步(“十二五”期间)：依托沁水、鄂尔多斯东部两大基地奠定产业规模，同时突破低阶煤、多层薄煤和巨厚煤层的煤层气地面开发技术，产业化基地扩大到 3~4 个盆地，实现煤层气地面和煤矿井下抽采两条腿走路；第二步(“十三五”期间)：实现煤层气产量规模扩张，突破深部煤层气地面开发技术及矿井与地面煤层气联合抽采技术，产业化基地扩展到 4-6 个盆地；

第三步（2020 年以后）：基本完成煤层气产业的战略布局，突破构造煤地区煤层气地面开发技术，产业化基地覆盖全国主要含煤盆地。

袁亮认为，我国煤层气产业已有较好发展基础，通过积极推动，可以担当加快非常规天然气发展的重任，继续加大科技攻关和政策扶持力度，是实现煤层气加快发展的关键。一是要进一步加大科技攻关力度，设立煤层气国家重点实验室等研发平台，进一步完善丛式井、采动区地面井等关键技术，创新水平井等关键技术及装备，开展重点矿区煤层气潜力评价与勘探技术、高煤阶煤层气开发、低含气量高丰度煤层气高效开采技术与装备、大功率重复脉冲冲击波煤层气强化开采新技术等技术研究；二是要制定与完善产业管理政策，以煤层气、煤炭矿权管理为核心，鼓励煤层气开发企业与煤炭企业合作，遵循先采气、后采煤的原则，在新办理采矿权和采气权上应考虑煤层气矿业权和煤炭矿业权人一致，有利于煤层气、煤炭资源安全高效开采，减少资源浪费；三是要加快制定煤和煤层气联合开发利用行业标准，规范指导煤与煤层气开发利用；四是要坚持以市场为导向，制定有利于培育煤层气专业服务公司政策，鼓励中小企业开展煤层气开发利用技术创新，发展一批专业化、创新型、品牌化的技术服务企业。

根据预测，按照“三步走”发展路线，在煤层气开发技术取得显著进步以及国家相关政策完备的条件下，2020 年我国煤层气产量有望达到 500 亿立方米，2030 年将达到 900 亿立方米左右，成为我国能源供应的重要组成部分。

中国能源报 2014-10-11

亚洲页岩气峰会今揭幕 将研讨产业政策

10 月 14 日，为期三天的 2014ECF 亚洲页岩气峰会暨亚太非常规油气技术装备展将在上海举行。本次峰会主题是非常规能源生产革命和天然气技术革命。本次峰会由 ECF 国际页岩气论坛、上海社会科学院、国家能源液化天然气技术研发中心、中国寰球工程公司、中国石油天然气管道局等共同主办。

据悉，来自 10 多个国家和地区的 300 多位嘉宾将云集峰会，嘉宾中包括政府机构、能源及技术设备企业、金融机构和研发机构等，他们将共同探讨亚太地区页岩气的产业政策、发展现状、技术创新与合作等。

与此同时，本次大会首日还有一个重要事项，就是上海联合非常规能源研究中心将于大会首日正式举办成立仪式。上海联合非常规能源研究中心将分别与国家服务外包贸易促进中心和上海环境能源交易所签订战略合作伙伴协议。

中国页岩气大规模开发利用的时机正在到来。根据国家十二五规划的要求，中国天然气开采量在 2015 年将达到 65 亿立方米。中石化预计 2015 年将开采天然气达 100 亿立方米，中石油预计 2015 年将开采天然气达 26 亿立方米。加上其他天然气开采公司的开采量，我国将会在 2015 年 100% 超额完成十二五规划的要求。

中国证券网 2014-10-14

电改不应如温水煮蛙 需要真改革

近日有媒体报道，新的电改方案经过多轮征求意见和反复修改，已下发相关单位征求意见。征求意见稿以“放开两头、监管中间”为原则，提出“四放开、一独立、一加强”：发电计划放开，即政府将不再制定发电计划；电价放开，除了输配电价由国家核定之外，发电厂和用户之间可以直接制定电价进行交易；配电侧放开，新增的配电网，要允许社会资本进入；成立售电公司，允许民间资本进入；交易机构独立；加强电网的规划。

令人担忧的是，该方案表面上很热闹，口号响亮，但实际上并无多少新意和“干货”：输配电价、直接交易、加强规划等都是喊了多少年的；交易独立则如壁虎尾巴，既可断也可生；配电增量放开，售电民资进入，算是新意，但可以预料其命运不会比大用户直接交易好多少。

所以在这个时候，很有必要讨论电改的“最小方式”和合理路径。什么是“最小方式”？

有两个基本判则，一是“最必要”，即使仅此一招也能基本达到改革目标；二是“不可逆”，即使后续改革停滞也不至于有害和倒退。

以此准则，此前30年电力改革，只有“厂网分开”可称之为达到“最小改革方式”，而此前和此后，电力体制调整和政府管电方式一直在进行着，尤其是多家办电的实施，实际上是“发电放开”，在“厂网分开”前20年就大大小小地实施了，但这些都达不到“最小方式”，只是体制的渐变和量变。

纵观今天的电力行业，诸多矛盾交织在一起，电改如温水煮蛙，缺乏实质动力。如今，量价、项目三项审批咬在一起；竞争性业务和垄断性业务咬在一起；行政垄断和自然垄断咬在一起；政策性业务和市场性业务咬在一起；主辅业务和主多业务咬在一起；上下游改革以及央地利益咬在一起；固有的发输配强连接咬在一起。诸多体制性因素搅合在一起，犹如“篓子里的螃蟹”，爬不出来。

改革应从哪里下手，也一直是圈内争论最激烈的话题。从改革效果的角度讲，改革应从最关键环节下手；从改革方法论的角度讲，改革应从“最弱连接”下手。

此轮电改的最低目标应要还原能源商品属性，使市场在资源配置中起决定作用，构建多买多卖的（现货）市场，让（场外）买卖双方都有竞争和选择。

要达到这一改革目标，当前的最小改革方式应是“网售分离”，成立购售电服务公司。这既是最关键环节，又是“最弱连接”。

购售电服务公司应承担现有电网公司全部营销业务（抄表、收费、合同、结算、用电信息、节能服务、低压故障排除、清洁能源补贴支付），同步公布全部初始输配电价。

成立购售电服务公司之后，应有一段过渡期，过渡期内发电上网电价/用户目录电价/发用电购售结算关系“三不动”。下一步便是分区域搭建现货市场，应采用两部制电价、实时电价、节点电价，保证清晰的时间信号和空间信号；同时分省放开用户，并设立最低标准和时间表；成立市场性的购售电公司，发电企业优先。

至于交易独立、调度独立、输配分开、区域电网、主辅分离、分拆上市、整体上市等选项，都以服从监管需要为准则，条件成熟则做，条件不成熟则等。

首先必须明确，“售电放开”不等于“网售分离”，正如“发电放开”不等于“厂网分开”。我国早在上世纪80年代兴起地方办电等，就实现了发电放开，但若不是厂网分开，便不可能达到如今的改革和发展成就。

第二，购售电服务公司是承担政策性和普遍服务的公司。正如笔者之前所说，业务切分要区分四个象限——竞争性和垄断性业务要分开，政策性和市场性业务也要分开。

售电环节整体是竞争性环节，但不是所有售电业务都可以一下推给市场。众多中小用户、农村用户、暂时没有放开的用户需要有人“兜着”，因此，它是一个政策性服务公司，是“兜底”的售电公司。此外，对于发电方来说，燃煤发电、核电可以放开，但水电、新能源等不可能一次完全放开，需要全额收购者。如便宜的水电一次性放开后必然会造成电价波动，出现不合理的财富转移，高价的新能源也需要收购者。

第三，购售电服务公司应该是保护用户基金和清洁能源基金的管理者。如今各类用户之间的交叉补贴是事实，放开用户时应注意厘清保护用户数量和交叉补贴规模，将暗补变为明补，并由专门的机构——购售电服务公司来承担这一职责。目前的可再生能源基金应改为清洁能源基金，也要有一个管理者，不可能由政府部门直接管理。保护用户基金和清洁能源基金的管理者这一职能可能持续很长时间，且由全国统筹。

第四，购售电服务公司还是容量电费管理者。成立购售电公司之后需要搭建市场，必须实施两部制电价。容量电费可以分省管理，地方各省购售电服务公司承担了各省容量平衡的职能。当然，随着容量市场的逐步建立，容量电费管理者的职能会慢慢过渡。

第五，购售电服务公司的大多数用户都是兜底中小用户，尤其居民和农村用户。因此，该公司具有现金流大、从业人员多等特点。购售电服务公司的资产分界点可以以电度表为界，在今后智能

电网、用电大数据时代，电度表拥有电费收取，需求响应执行等功能，因此，购售电服务公司有数据信息服务、金融服务等衍生业务潜力，甚至将来可以进入天然气等其他能源零售和公共服务领域。

第六，成立购售电服务公司，将营销业务分离出去之后，纯粹的电网公司和购售电服务公司之间会有博弈，合理的输配电价自然随之而出。纯粹的电网公司只能靠输配电价“吃饭”，政府也可按照效率因子监管，目前政府和监管部门面对不了这样一个垂直一体的庞然大电网，大用户直购电难以推行，输配电价也难以出台。正如当年若厂网不分家，合理的上网电价也出不来。

成立购售电服务公司之后，要先把网售分开的事做好，再说售电放开。成立购售电公司之后，电网公司的主辅分离将是很自然、自觉的事情，没有必要把它作为4个步骤之一。

有业内人士认为，为何不一次性成立很多家购售电服务公司？或在各地方层面分散成立？或将购售电职能留在电网公司，通过财务分离等形式与输配业务逐渐分离？

对第一个问题，笔者认为，市场性业务公司不搞政策性业务，垄断性公司不搞竞争性业务，这应是包括电力改革在内的多个能源行业和公用事业改革的共同准则。五大发电公司是市场竞争性的主体，可以搞市场性的纯售电业务，但是不能搞政策性的购售电业务。

对第二个问题，有三点理由，第一点，前面谈到，该公司要承担保护用户基金和清洁能源基金管理职能，而这些是全国统筹的；第二点，我国全国性的资源配置和电力能源交互是既有的优势，全国统一市场是发展目标，没有必要反其道而行之，自行分割；第三点，全国性公司不代表高度集中，各省购售电服务公司要独立承担各省容量电费管理和容量平衡职责。

第三个问题，将政策性购售电业务留在电网公司，通过财务分离、组织分离等形式慢慢完成分离，是很多人的想法，在国际上也有。

但第一，前面我们谈过，业务的区分要分四个象限，政策性业务和垄断性业务不是一回事。

第二，选择这一方式，意味着这一轮改革还达不到“最小改革方式”，也就是说，还难以称得上真正的体制改革，我们或许还要再等十年，就如当年发电放开二十年后，最终还是要走到“厂网分开”。

第三，国际上有采用财务分离模式，但人家的法律体系和监管手段比我们当前要强得多，在中国采用这一模式，成功的希望不大，可以预见的还将是弱监管强企业的结局。

第四，国际上的确有很多将政策性售电业务留在配电公司，走配售合一模式，称为供电公司，但一般来说，采用这一模式，是先完成了输配分开。也就是说，输配分开和网售分离二者要选其一，才有可能推进后续的改革，实现用户放开和多买多卖。

这就又回到前面的话题了，对这二者的比较，从国际电力市场二十多年的经验来看，越来越多的人倾向于输配并不必然要分开，因为这两者在业务划分四个象限来看，属于同一象限，区别在于大垄断和小垄断。同时个人认为，输配之间的连接强度远大于网售之间的连接强度，输配分开的难度大于网售分离。

所以，综合各种比较，这一轮电改选择售电入手没有错，但要真改革，必须首先将现有电网公司营销业务彻底分离，成立购售电服务公司，以此作为保障和支撑，后续的改革举措才有可能实质推进，售电放开、多买多卖的改革目标才有可能真正实现。（本报记者傅玥雯/整理）

能源网-中国能源报 2014-10-14

煤炭关税救不了中小煤企的命

10月8日，国务院关税税则委员会宣布调整煤炭进口关税，规定从10月15日起，取消无烟煤、炼焦煤、炼焦煤以外的其他烟煤、其他煤、煤球等燃料的零进口暂定税率，分别恢复实施3%、3%、6%、5%、5%的最惠国税率。加上去年开始恢复最惠国税率的褐煤，自此，主要进口煤种均恢复了关税。关税屡次调节都与煤炭需求相关，煤炭紧张，则下调进口税率、提高出口税率。

恢复煤炭关税被认为是救市，但救的是大企业，救不了中小煤企的命。靠救市让煤炭企业过上好日子是不可能的，煤老板们的黄金时代已经过去了。

此次，煤炭产能过剩痼疾大发作，煤企盼星星一样盼进口关税上调，他们终于等到了。煤企欢欣鼓舞之余，立即享受胜利果实，10月8日晚间，神华调价的消息水落石出：所有煤种价格上调15元/吨，到目前为止是年内最大涨幅。

上调幅度刚好消化此次进口关税上调空间。卓创资讯分析师刘冬娜表示，此次取消5大进口煤种的零进口暂定税率，将给进口煤炭增加20元~30元/吨的成本。

煤炭企业可以就此过上好日子了吗？未必。环渤海动力煤价格指数从今年8月底以来，降幅持续收窄，没有出现大幅下挫行情。产地煤价格早已企稳，部分地区甚至出现小幅上涨。在强力救市举措下，煤炭价格企稳。但煤炭价格也没有大幅上升，产能过剩问题没有解决。

在没有提高进口关税之前，随着库存上升，进口煤价格优势下降，进口量已经大幅下降。今年上半年，我国进口煤量为1.6亿吨，增长0.9%。8月中国煤炭进口量仅为1836万吨，同比跌幅高达27%，创今年新高。进口量不增，说明煤炭在低价水平上达成均衡，除非需求大涨，否则煤价大幅上涨的可能性为零。煤炭价格维持稳定，将是新常态。

煤炭企业还面临两方面挑战：一是环保，二是税收。两方面挑战都对大企业有利。

北京雾霾敲响了高污染能源的丧钟，天然气、水电等清洁能源大受欢迎。7月10日，环境保护部环境规划研究院与能源基金会在北京联合发布《煤炭环境外部成本核算及内部化方案研究》报告，指出我国煤炭环境外部成本巨大，2010年总成本为5555.4亿元，相当于当年全国公共财政中环保支出的2.3倍。据核算，每吨煤炭环境外部成本为204.76元，相当于当年煤炭价格的28%。

《大气污染防治行动计划》规定，到2017年，煤炭占能源消费总量比重降低到65%以下，下调5%，这足以让中小煤企出局。随着政府控制京津冀、长三角、珠三角地区煤炭消费总量，大型城市用煤执行严格的质量标准，以及限制劣质煤长距离销售、进口和利用，全国煤炭区域性销售将发生较大变化。

大城市不得不皱着眉头使用煤炭，却想着有朝一日用清洁能源取代，那些小规模矿山环保成本远高于大型企业。与钢铁行业一样，煤炭行业会进入并购重组高峰期，未来三五家企业足够，中小煤企会被淘汰出局。业内人士预计，到2020年，全国年产120万吨及以上的大型现代化煤矿产量占全国的煤炭产量的比重将达到85%左右，其中，年产千万吨及以上特大型煤矿产量将达到10亿吨左右。资源枯竭、扭亏无望、安全生产隐患多、蔑视环境的中小煤矿将走向末路。

资源税调整迫在眉睫。9月29日，国务院常务会议决定在做好清费工作的基础上，从今年12月1日起，在全国将煤炭资源税由从量计征改为从价计征，税率由省级政府在规定幅度内确定。

税收增加，目前山西一吨煤从量资源税是3.2元，改从价计征方式后，如果按每吨煤炭320元计算，2%的资源税率（据悉此次改革方案中划定的税率区间可能在2%~10%）也需要上交6.4元，地方政府没有动力清理几十种煤炭行业的行政事业性收费及政府性基金，煤炭流通阶段的成本远远超过开采生产成本，甚至有统计称，政府收费占煤炭企业净利润的43%。

成本上升，无处转嫁，以往有些小煤矿常以向地头蛇输送干股办法降低成本，现在此路不通。

说到全球收购资源，中国大企业收购资源成功案例不多，中小企业无实力可言。中小煤企既无父爱保护，又无短缺经济支撑，在大资本运作、成本上升期，最好的办法是被大企业并购。煤老板成为历史名词。（评论员 叶檀）

每日经济新闻 2014-10-14

煤炭行业要做能源革命的有力支撑者和坚强后盾

今年6月，习近平总书记提出，当前我国能源系统面临能源需求压力巨大、能源供给制约较多、能源生产和消费对生态环境损害严重、能源技术水平总体落后等各种严峻挑战，为保障国家能源安全必须推动能源生产和消费革命。

煤炭作为我国能源供应的主力，在推动能源革命的大环境面前，煤炭革命势在必行。煤炭行业应胸怀大度，做能源革命有力支撑者、做非煤能源发展的坚强后盾，在革命中实现自我提升、自我

发展。

能源革命系牵动所有能源品种的系统大革命

当前我国能源发展面临前所未有的挑战，规模扩张的能源生产和消费方式全面性的触及生态环境红线，清洁低碳能源发展动力不足，传统能源技术落后且产能过剩，能源供应始终脱离不了主要依靠粗放扩展、依靠进口的高碳能源发展路径，现有的能源政策及管理机制难以抑制能源消费过度膨胀和促进能源系统效率的普遍提高。国家能源安全 and 经济安全受到严重考验。

之所以必须推动能源革命，是因为我国能源发展已不容只顾量性扩张保供应，而要实现科学供给与合理需求相结合；不容愈来愈依赖国外能源进口，而要建立自我掌控的多元互补的供应体系；不容市场行为和监管无序，而要依法治理、实现竞争公平等等。能源行业已不再单单是国民经济的基础产业，而应放眼世界，适应复杂多变的国际国内能源形势，成为推动我国经济发展方式转变，建设生态文明建设的重要抓手，要在革命中求转变、求创新、求发展。

此次习近平总书记的讲话突出了为保障国家能源安全推动能源革命的必要性，并强调推动能源生产和消费革命是长期战略，必须从当前做起，加快实施重点任务和重大举措，最为紧迫的任务是抓紧制定能源规划。抓紧修订一批能效标准，抓紧启动东部沿海地区新的核电项目建设，抓紧制定电力体制改革和石油天然气体制改革总体方案，启动能源领域法律法规立改废工作。要把节能贯穿于经济社会发展全过程各领域，大力推进煤炭清洁高效利用，着力发展非煤能源。

由此可见，能源革命的内涵和外延是丰富而系统的、广泛而深远的，是一次牵动所有能源品种的系统大革命。

煤炭要革命但绝不是“革煤炭的命”

煤炭一直是我国能源供应的主力，是资源最有保障、最经济、最可靠、而且可洁净的重要能源支撑，毋庸置疑，未来几十年内，煤炭仍将是满足我国经济发展所需的主体能源。鉴于目前我国煤炭行业整体技术和产业基础发展水平仍然相对落后，以及煤炭相关行业所引发的一些社会问题，在推动能源革命的大环境面前，煤炭革命势在必行。

煤炭要革命，但绝不是“革煤炭的命”。能源革命纲领文件中提出的“着力发展非煤能源”，不存在淘汰煤炭或不重视煤炭的意思，而是要实现能源结构优化，多能互补，使供应相对不足的非煤能源迎头赶上，满足现实的迫切需要。当然，通过提高煤炭利用效率，实施总量控制，煤炭消费增长速度逐步减低或总量减少终究是大势。

因此，煤炭行业应胸怀大度，做能源革命有力支撑者、做非煤能源发展的坚强后盾，在革命中实现自我提升、自我发展。能否做好煤炭这篇大文章，是我国能源革命能否取得成功的关键，面对能源革命，煤炭行业要积极响应，要变面对为应对、变被动为主动、变挑战为机遇。

能源革命中煤炭的担当和责任

为迎接能源革命的到来，煤炭业要在产业升级、清洁高效利用、标准体系、总量控制、基地建设、技术创新、体制改革等方面实现重点突破。

积极推进煤炭全行业产业链的清洁生产和高效利用的协调机制的建立，打破过去煤炭生产与利用相割裂的局面，实现从煤炭生产转化供应到煤炭终端利用消费的全过程监控和管控，组织开展煤炭清洁高效利用重大专项研究和制订有关生产标准、能效标准、排放标准，通过实施严格的标准引导煤炭高效清洁利用，统一部署和组织实施煤炭清洁利用关键技术的研发、示范、商业化过程。通过合理的城市化集群规划建设，提高全民节能环保意识，使煤炭节约和清洁高效利用贯穿于煤炭产业链的全过程。

建立健全煤炭生产管理标准体系，在煤炭大基地、煤电大基地建设，突出高标准、高定位、高起步原则，实现生产环境与工程质量同步持续改善和提高。组织煤炭开采安全、高效、绿色、质量等精细化管理，在行业内兴起对标、达标创优活动，从源头上强化煤炭清洁生产和煤炭产品质量管理，减少矿区对生态环境的扰动，建设生态矿山，实现绿色开采。开展煤炭洗选分质工程，实施销售环节的供需对口衔接，严把煤炭作为终端能源分散直接燃烧使用的关口，加强煤炭清洁利用管

理服务，为提高煤炭清洁高效分质分级利用，提高煤炭集中高效使用的比例创造便利条件。

促进煤炭工业创新技术与其他现代高新技术的融合和产业化发展，定期发布煤炭高效清洁开采与利用的技术推广清单目录。建立支撑我国煤炭科学开采的技术体系和开发模式，提出我国煤炭资源开发清洁生产战略。

打通国际合作通道，利用国家能源大通道，海上通道，进口煤炭，打造煤机工程，提高煤机产品和技术、安全、环保等方面赶超国际先进水平，从而提升国内煤机产品的市场占有率，强化创新在企业中的重要地位，保证质量，深化改革体制，做到从“中国制造”走向“中国创造”。与国外煤炭公司多渠道建立合作的基础上，通过引进、消化、吸收方式，逐步提高自身的创新能力。

进一步深化煤炭领域的市场改革，充分发挥市场的决定性作用，在煤炭流通领域建立公平公正的煤炭市场交易平台，加快煤炭税费制改革进度，使煤炭价格充分反映煤炭资源的完全成本，真正还原煤炭资源的商品属性。通过国家税收加强政策性引导，对煤炭资源综合利用工程给与一定优惠政策，通过征收环境税来引导煤炭消费，建立“排放交易”市场机制刺激煤炭高效清洁技术的创新发展。完善煤炭立法，清理和更新煤炭行业的法律法规文件，建章立制，使煤炭行业的管理步入法制化管理的轨道。（作者简介：谢和平：中国工程院院士、四川大学校长；刘虹：国家发改委能源研究所副研究员）

经济参考报 2014-10-14

沙特缘何难戒石油发电之“瘾”

根据美国能源信息署9月25日的消息，中东产油国沙特在发电领域消耗的石油数量再创新高，今年7月份达到90万桶/日（2009-2013年夏天平均值约70万桶/日）。粗算一笔账可知，沙特发电消费石油数量占其国内石油消费总量的比重达到30%左右，成为全球石油发电比重最高的国家之一。

对沙特而言，石油发电占比全球最高并不是一个值得庆贺的好消息。众所周知，石油发电是一种污染较大且不具持续性的发电方式，从世界范围看，石油在与煤炭、天然气等发电燃料的竞争中处于下风。丹尼尔·耶金在《能源重塑世界》中曾经这样写道：“目前拉动世界电力生产的三驾马车是煤炭、核能和天然气，这三种能源的主导优势将至少能保持20年。”

世界多国石油发电的比重都在下降，这是不争的事实。几十年前，石油发电在美国电力供应中的比例还在15%以上，如今仅为0.6%左右。中国上世纪七八十年代的某些年份石油发电占比一度超过1/4，80年代以后开始迅速下降，至2010年已降至0.3%的极低水平。在欧盟，石油发电占比也极其微小。

对比世界各国石油发电的趋势，沙特用如此大规模的石油来发电，显然是一种不合理的资源配置。但沙特明知如此，却难戒石油发电之“瘾”，显然有不得已的苦衷。

首先必须看到，过去十多年来，沙特经济持续快速增长（今年一季度GDP增长幅度为4.7%），该国人口也从1999年的2100万攀升至如今的3000万以上。经济及人口的迅速增长，导致这个石油出口大国自我消费的“胃口”越来越大。数据显示，2012年沙特全年消费电量达2320亿千瓦时，2013年消费石油290万桶/日，电力和石油消费分别较2000年翻了一番。如此巨量的能源消费增长，是沙特难戒石油发电之“瘾”的重要背景。

石油发电比重过大，也与沙特自身的能源结构有关。一般来说，面对电力需求的强劲增长，很多国家倾向于用煤炭发电（印度等东南亚多国的做法）和天然气发电（日本在福岛核事故后的做法）来弥补，但沙特情况不同。首先，沙特本国几乎不拥有煤炭产能。其次，沙特天然气多为油田伴生气，目前大约60%-70%的天然气来自加瓦尔等大油田，且含硫量较高。而该国石油储量却极其丰富，拥有高达2660亿桶的证实储量（在全球占比为16%），用石油发电与该国石油资源的“天赋异禀”有关。

在笔者看来，造成发电资源错配背后更重要的原因在于“价格之手”。根据OGJ数据，沙特天然气储量仅排名世界第五，位居俄罗斯、伊朗等国之后，但依然拥有惊人艳羡的291TCF的储量（约

8 万亿立方米)。为何石油公司对开发沙特的天然气没有动力?我想价格是重要原因。

数据显示,2013 年沙特天然气卖给国内消费者的价格只有 0.75 美元/mmbtu,而同时期美国 henryhub 气价为 3.73 美元/mmbtu,英国气价为 10.51 美元/mmbtu,日本气价为 15.96 美元/mmbtu。沙特国内的天然气价格严重偏离了其市场价值。反观沙特的石油出口,其卖给欧洲参照的是布伦特油价,卖给亚洲参照的是迪拜和阿曼油价,前几年卖给美国参照的是 WTI 油价,显然,石油比天然气的定价更加市场化,石油公司采油比采气挣钱得多,二者境遇自然是天壤之别。

实际上,正是由于国内能源定价严重背离市场价值,带来了能源的过度消费、浪费以及政府补贴的泛滥,最终也给资源国带来了“慷慨的负担”。这种现象在沙特、俄罗斯、委内瑞拉、印尼等多个国家都有所体现。沙特 2013 年底最高标号的汽油每升价格仅 0.62 里亚尔(约合 0.165 美元),每千瓦时居民电价仅 0.08 里亚尔(约合 0.02 美元),居民电价仅为实际发电成本的 25%。

如此低的能源价格,导致沙特民众可以随心所欲购买大排量汽车,有的人出去度假家里甚至都不关空调,造成了能源的极大浪费。而沙特在化石能源补贴方面的资金却一直位居全球各国前列。上述现象归根究底,在于“看不见的手”的缺失或扭曲,石油发电不过是资源错配的“冰山一角”而已。

然而,即使是上天的“馈赠”极其丰厚,没有合理的价格机制引导消费,资源也总有耗竭的一天。例如印尼,作为曾经的亚太地区重要的油气生产国,该国长期执行油气低价及补贴政策,给国家财政带来沉重负担,直到 2004 年“退化”成为石油净进口国。而资源匮乏的日本和韩国,则把价格市场化视为国家能源安全战略的重要内涵。殷鉴不远,包括沙特在内的其他国家也该警醒了吧?

中国能源报 2014-10-15

石油石化行业节能遭遇新烦恼

《2013 年中国企业节能减排状况报告》认为,加强能源管理、推广节能技术、调整产业结构应成为全行业节能工作的三大抓手

日前发布的《2013 年中国企业节能减排状况报告》显示,石化行业 2013 年综合能源消费量 5.01 亿吨标煤,同比增长 6.1%,首次突破 5 亿吨标煤大关,仅次于电力和钢铁,位居工业部门第三位。

中国石油和化工节能技术协会高级顾问张颀桐此前表示,截至 2013 年,中国石油和化工行业只完成“十二五”节能目标的 30%,不论是按环比计算还是按定比计算,都没有完成进度目标。

中国石化联合会的数据也表明,“十二五”时期前 3 年,全行业万元工业增加值能耗累积下降 5.5%。其中,石化下降 4.5%,化学工业下降 11.4%,距离“十二五”时期 18%和 20%的节能目标还有较大差距。在业内看来,石油石化行业节能已进入“啃硬骨头”的攻坚阶段。

节能工作面临新困境

“到 2017 年底,石化和化学工业万元工业增加值能源消耗比 2012 年下降 18%,重点产品单位综合能耗持续下降,全行业化学需氧量、二氧化硫、氨氮、氮氧化物排放量分别减少 8%、8%、10%和 10%,单位工业增加值用水量降低 30%,废水实现全部处理并稳定达标排放,水的重复利用率提高到 93%以上,新增石化和化工固体废物综合利用率达到 75%,危险废物无害化处置率达到 100%。”去年底,工信部发布的《石化和化学工业节能减排指导意见》对石化行业的节能减排提出了明确目标。

然而,从 2013 年的实际情况来看,石油石化行业节能工作仍存在一些“致命伤”。除了能耗总量继续增长外,重点产品能耗下降速度减缓甚至出现反弹。2013 年,乙烯、合成氨、30%离子膜碱和纯碱的单位综合能耗比上一年仅降低 1.5%左右,而炼油和电石单位综合能耗 8 年来首次出现反弹,分别上升 0.96%、1.87%。

与此同时,单位工业增加值能耗与国外先进水平之间的差距依然较大。2013 年,合成氨、甲醇、乙烯等 12 个重点耗能产品能效水平与国际先进水平之间普遍存在 10%至 30%的差距。

记者还了解到,“十一五”时期,由国家节能技术改造资金支持的项目,平均单位节能量投资为

2382 元/吨标准煤，而“十二五”前三年，节能技改项目的单位节能量投资需保持在 3000 元/吨标准煤以上。单位节能投入明显增大。

科技节能和结构调整并行

中国石油化工股份有限公司一位相关人士表示，目前行业已从管理节能、结构节能、技术节能、工程节能、循环经济、合同能源管理六个方面开展工作，以解决目前的严峻问题。“比如在管理节能方面，我们将建设能源管理中心、建立能源管理体系、开展节能监测、开展固定资产投资项目节能评估和审查。”

《2013 年中国企业节能减排状况报告》课题组认为，从石化行业的经验来看，加强能源管理、推广节能技术、调整产业结构，是节能工作的三大抓手。三者相辅相成，加强能源管理是基础，推广节能技术是关键，调整产业结构是根本。

《2013 年中国企业节能减排状况报告》课题组执笔人之一、国务院国资委研究中心研究员胡迟表示，石油和化工行业仅在“十一五”这五年，就实施了近 1500 项上规模的节能技改项目，形成了 4224 万吨标煤/年的节能能力。

“降低我国石油和化工行业万元工业增加值能耗归根结底要依靠结构调整，走一条不断增加高附加值产品比重，提高行业精细化率的道路，在消耗同样多能源的情况下，提高产业附加值，降低单位工业增加值能耗。”胡迟认为。

中国石化联合会节能与低碳发展处相关负责人表示，当前石化行业能源资源消耗高、污染物排放量大的局面尚未得到根本改变。必须坚持政府为主导、企业为主体、市场有效驱动的工作格局，坚持把节能减排与产业转型升级、化解过剩产能相结合，加快形成转变行业发展方式的倒逼机制。

国家发改委环资司的一位相关人士则表示，要积极推行市场化节能减排机制，如，继续推行能效领跑者制度，定期公布能效领跑者名单，并给予政策扶持，将能效领跑者指标纳入强制性国家标准，推行节能标识、节能产品认证等。

试水能效领跑者制度

为应对全行业严峻的节能减排形势，2012 年，中国石化联合会率先在石油石化行业探索开展能效领跑者制度。

《2013 年中国企业节能减排状况报告》认为，通过这一制度创新，石化行业已开始涌现出部分能效“领跑者”企业，如中国石化青岛炼油化工有限责任公司、河南心连心化肥有限公司、新疆天业（集团）有限公司等，其能效水平已经位居国际先进水平。

在工信部节能与综合利用司副司长高东升看来，在行业产能过剩严重、经济下行压力加大的形势下，要发挥标杆企业的引领带动作用。如果 30% 至 40% 的企业达到节能领跑者水平，就应该调整国家强制性能效标准，建立动态标准调整机制。

《2013 年中国企业节能减排状况报告》课题组认为，面对节能减排的艰巨任务，石化行业也在积极寻求低碳经济发展的道路，探索二氧化碳减排和利用的新途径。石化行业的减排正加速迈向市场化。

2013 年启动的 7 省市碳排放交易试点中，有 146 家石化和化工企业被列入试点范围。据上海环境能源交易所总经理助理李瑾介绍，截至今年 6 月底，上海碳交易市场的全部 45 家石化企业均已完成 2013 年的配额清缴工作。碳交易试点一年来，以国内三大石油公司和外企为首的石化试点企业参与积极性很高，均建立了专门的部门负责碳交易和碳资产的管理工作。

在中国石化联合会会长李勇武看来，在未来行业节能工作中，要进一步宣传节能经验；促使能效落后者下决心淘汰落后产能；加快技术创新，推动能源技术革命，突破一批具有自主知识产权的节能技术。

中国能源报 2014-10-15

我国煤炭的基础地位未来会变吗

环境和安全倒逼的战略转型，以及全球能源技术创新下的多元化趋势，使煤炭在中国能源格局中的基础地位受到挑战。

从当前国家对能源发展的宏观战略看，煤炭发展的前景不容乐观。按照国家能源局要求，2014年非化石能源消费比重提高到10.7%，首次突破10%，非化石能源发电装机比重达到32.7%。天然气占一次能源消费比重提高到6.5%，煤炭消费比重降低到65%以下。产业结构的调整，对煤炭作为一次能源消费将会受到抑制。同时，不久前国家环保部等六部委联合印发《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》，提出全面淘汰燃煤小锅炉、实行煤炭消费总量控制、全面推进煤炭清洁利用三项重点任务，要求到2017年底，北京市、天津市、河北省和山东省压减煤炭消费总量8300万吨。这些措施的出台，将进一步抑制煤炭消费增长。

由于国家经济增速放缓、产业结构调整 and 减排压力，对煤炭市场和电力市场供求关系势必带来很大的影响。目前，我国煤炭行业处于景气周期下行阶段，供需关系失衡，市场价格持续走低，整个行业将长期面临“需求低速增长、价格低位徘徊，产能和煤炭进口过高，国家化解产能过剩和控制煤炭消费总量”的压力，预计煤炭市场供大于求的局面还将维持较长时间，煤炭的发展空间将受制于多重因素。

那么，中国的煤炭业还要不要发展？

今年6月，英国BP石油公司发布的《2014年世界能源统计报告》指出，2013年全球一次能源消费总量增长2.3%。石油占全球一次能源消费量的32.9%，达到1965年以来最低水平。天然气比重较2012年下降0.2%，达到23.7%。煤炭的占比上升到30.1%，是自1970年来最高值。

报告还认为，在中国，煤炭仍然占据一次能源供应的绝对主导地位，份额高达67.5%。

中国的发展离不开煤，是由我国的基本国情决定的，富煤、贫油、少气，是我国能源资源的鲜明特点。有数据表明，我国煤炭资源总量5.9万亿吨，占一次能源资源总量的94%，而石油、天然气资源仅占6%，且其增产难度大，对外依存度约为58%和30%。所以，在相当长时期内，煤炭依然是中国的主体能源。预计到2020年，煤炭在我国一次能源消费结构中的比率不会低于62%。这就说明，未来相当长时期我国煤炭的基础地位不会变。

目前，各地都普遍计划“减煤”，即尝试用油气替代煤炭，现在看来并不乐观。目前，困扰天然气发电的一系列主要问题，如气源短缺、核心技术缺失、备品备件不足等还没得到有效解决。在这一轮“煤改气”中，有的地方锅炉改造完毕，连调试用的天然气都没有。另外，成本大幅增加也是一个主要因素。

看来，要真正实现能源革命，不是“舍煤”，而是要在发展清洁煤上做好文章。正如习近平总书记所要求的，“大力推进煤炭清洁高效利用”。

按照“大力推进煤炭清洁高效利用”的思维，检视过去多年来我国的煤炭行业，其传统的粗放发展方式确实应该淘汰出局。煤炭市场的严峻必然倒逼煤炭行业进行转型发展、优胜劣汰和产业升级。用神华集团董事长张玉卓的话来说：“在环保重压之下，煤炭的清洁利用成为必选题，将直接带动煤炭行业及涉煤行业产业升级。从燃料向燃料与原料并举也是煤炭产业升级的重要方向，充分挖掘煤化工的代油、代气性，对于我国的能源安全具有战略意义。”

“大力推进煤炭清洁高效利用”，本身就肯定了煤炭产业在未来的社会发展中仍然大有可为，但必须转变原有的增长方式，加快转型升级，向高效利用、清洁化方向发展。近年来，神华集团一直在围绕煤炭的高效利用、向清洁转化进行探索和创新。国务院出台大气污染防治“国十条”以来，神华集团积极响应，不仅实行环保型煤炭开采，发展煤化工制油，还开展新建燃煤发电机组“趋零排放”研究，开发了除尘、脱硫、脱硝的烟气节能环保一体化处理技术方案。

如6月25日投入商业运行的国华电力公司舟山电厂4号35万千瓦国产超临界燃煤发电机组“趋零排放”工程，运行系列数据表明，大气污染物排放指标大大低于燃气发电大气污染物排放标准限值。据了解，神华在国内其他部分燃煤电厂也开展了清洁燃煤发电技术改造工程建设工作。燃煤电

厂技术改造后，烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞的排放可以达到燃气电厂的排放标准。

朱熹曰：“行动，则知愈进；知之深，则行愈达。”深刻领会习近平总书记关于“大力推进煤炭清洁高效利用”的指示，有助将煤业转型升级化为自觉行动。神华集团而今的发展目标不仅仅是建设世界一流煤炭供应商，而是要做国际知名的清洁能源供应商。当然，实现这个过程，需要一个品牌塑造的过程、神华产业转型升级的过程、煤炭由黑色变绿色的过程，即不断增加产品的知识技术含量、提高附加值的过程。神华人对此充满信心。

人民网 2014-10-15

中国页岩气开采核心已取得重大突破

13日，本报记者从中石化石油工程部门与多家能源机构获悉：中国页岩气开采核心已取得重大突破，用于地下水平井进行分段的分割器——桥塞取得了商用运用的成功。而在国际市场上，美国也是在2014年的二季度取得了页岩气技术的重大突破，直接导致国际原油价格直线下跌。

不过，对于页岩气的“重大突破”，本周二A股市场的反应却并不积极。页岩气概念上市公司中，仅仅永泰能源的涨幅较大，达到了6.05%，天富能源只上涨了1.48%，杰瑞股份走跌0.95%，江钻股份大跌1.55%。掌握页岩气核心技术的中石化，股票价格的涨幅只有0.19%。

为什么页岩气的概念没有再次一炮走红？记者从能源市场了解到，本次获得“突破”的核心技术是地下水分段的分割器桥塞，目前仅仅解决了一个重要环节，并不等于页岩气就能全面投入使用了，中国的页岩气开采水平距离北美尚存在一定的距离。理论上来说，中短期内还不会对上市公司的业绩构成利好促进。

拥有页岩气研发项目的江钻股份的高管李先生接受了本报记者的电话采访，他认为，在页岩气方面，国内众多企业都投入了大量资金，但只有中石化真正取得了商业开发的长足进展；作为机械公司，江钻股份全程参与了中石化的研发过程，但暂时还没有将该技术全面投入商业生产。股价“不买账”，也在情理之中。

中上证券投资部负责人黄晓坤告诉记者：页岩气概念从2011年开始兴起，已经经历两波较大的牛市行情，主要是机构投机概念、不断炒作。他提醒投资者，类似概念不值得散户盲目买入，个股可以区别对待。

记者从中石化、中石油广东分公司了解到：本次取得“突破”的桥塞产品，比北美同类产品的成本要低三分之二，对于公司长线投资价值具有促进作用。

广州日报 2014-10-15

刘显明：我国分布式能源发展的三点误读

谈到我国做分布式能源的企业，华电分布式能源工程技术有限公司（以下简称华电分布式）应该是其中翘楚，作为第一任总经理刘显明是中国最早一批关注和实践分布式能源事业的创业者。

刘显明先生在采访开始之前跟我分享了一段他的经历。几年前的一次体检，医生问到职业，他回答是做分布式能源的。他本以为两人的谈话会就此结束，但是医生的接话让他意外“哦，是冷热电联供那个吗？”。这样一次偶然的跨界交流，着实让这位为推动分布式能源发展经历了一路坎坷的老同志激动了许久。那位医生的话至少证明分布能源的概念已经被越来越多的人知晓。当然不了解分布式能源的人可能更多，我们的责任是让更多的人知道分布式能源对我们当前的能源革命有着多么重要的意义，对我们每个人的生活又会产生多少现实的影响。

以天然气为燃料，以高性能燃机为核心机的分布式能源系统，以其高效节能环保的特性，早在上个世纪70年代初兴起于高度重视和环境的欧美发达国家，至到上个世纪90年代末期，我国也出现了类似于分布式能源的供能单位。从那时算中国的分布式能源也有近20年的发展历史，但这期间轰轰烈烈的场面似乎更集中在学术领域，尽管在严峻的环境污染和能源结构改革的双重压力下，分布式能源的概念常以“应对之道”的角色出现在政府文件中。但令人不解的是这样一件利国利民的好事却遭遇了令人百思不得其解的“发展难”困境。

刘显明先生说：“10 年多年前在设计中关村国际商城分布式能源站时，我们借鉴国外经验提出了以冷热定电，装机与需求欠匹配配置的设计原则和并网不上网实现直供的系统接入方案。这些理念成为后来分布式能源方案设计的基本原则，得到学术领域的广泛认同和支持。但这些理念碍于国家产来政策的缺失和电网等垄断企业的壁垒，十多年过去的今天仍然是分布式产业发展不能逾越的藩篱。不过从那个时候开始我们就研讨中国分布式能源应该是什么样的发展路径，需要国家出台哪些政策。但其实我们研究发现，分布式能源的发展无需国家硬性嫁接产业政策来扶植和支持，我们只需要国家和社会允许我们来做分布式能源这样一件好事，它便能茁壮成长。不过即便如此，分布式能源在中国也迟迟盼不到春天。”

分布式能源不仅仅是能源工作者的事情，是涉及到千家万户，涉及到能源可持续发展的一个重要命题，它现在在国内遇到的阻滞，碰到的困难我们有责任去思考和厘清。

以下为刘显明先生接受新华网记者专访的摘录，其中刘显明先生提到关于我国分布式能源发展的三点误读或许与其在国内的受阻境遇有着不可不谈的联系。

分布式能源不是现代科技的发明创造

记者：在很多人眼中，分布式能源仍是一个比较遥远的事物，而伴随着更为远景化的“能源互联网时代”概念在最近两年的兴起，与之紧密相连的分布式能源在备受关注之余，也无形中被塑造成了更为未来化的能源图景。事实真的是这样吗？

刘显明：分布式能源即是一个时尚的名词，也是一个历史悠久的概念。2004 年，国家能源局的文件中首次使用“分布式能源系统”一词。因此，许多人在谈到分布式能源的时候总把它构想或描述成为现代科技发展的成果。

当分布式能源与未来能源的构想相关联，或者是成为传统用能方式的另一面时，它在传统能源工作者以及能源终端用户心中，可能会成为一种遥远且难以企及的能源载体。即便当下已经有了不少成功的分布式能源实践案例，它也依旧容易被划归于诸如概念汽车一般的未来式产品中。这样的结果将很有可能导致大家都在期待和等待的过程中，错失了发展分布式能源的良机。

其实分布式能源并不是现代科技的发明创造，从人类能源发展史上看，早期的供能方式就是分布式能源。1890 年（光绪 16 年）北京第一家供电企业—颐和园电灯公司成立，一台十五千瓦的西门子发电机直接为颐和园供电，几百盏电灯把这座皇家花园照得亮如白昼，那一年是慈禧老佛爷 56 岁生日。当时颐和园电灯公司的供能方式就是分布式能源，与现在的分布式能源并无本质上的区别。

今天的分布式能源之所以披上现代高科技的新外衣，是因为能源技术的发展为它注入了装备革命、管理革命和技术革命的元素，这才使得现代分布式能源与早期分布式能源不可同日而语。分布式能源的这种历史轮回并不是偶然，而是能源革命螺旋上升的一种必然趋势。所以，发展分布式能源一定是紧迫的现在时，而不是遥远的未来式。

迄今为止我国尚无一座真正意义上的合法的分布式能源电站

记者：我们常常将分布式能源的发展与电力改革紧密相连，两者冲突的核心是什么？

刘显明：我始终认为分布式能源不可能替代传统的火电和水电，在我国发展分布式能源的目的是为了调整和改善目前高耗低效重污染的能源结构。分布式能源与电网则是相辅相成的对应发展，所谓的智能电网其核心组件就是分布式能源和配网自动化。在我国分布式能源产业成长的这十几年间，虽然困难重重，但在政府、企业和社会各界努力之下全国天然气、光伏、风电分布式项目装机容量迅速增长，不可不谓有所成绩。

但令人诧异的是，从严格意义来说我国没有一座真正意义上合法的分布式能源电站。很长一段时间里人们把广州大学城分布式能源站视为中国分布式能源的经典案例倍受推宠。我参与并主导了该项目从策划到建成的全部过程，客观的说从设计上广州大学城能源站实现了冷热电联供，系统效率达到 60% 以上，是一座典型的分布式能源。但就其供能方式它依然是一座公共电厂，因为它如果按分布式能源的供能理念实现直供，它将面临“违法”的困境。

分布式能源是一种供能形式，其定义是建立在用户侧，直接向用户提供冷、热、电等多种能量

形式的一种多联产能源系统。从严格定义出发，在中国一旦实现了这种方式就将面临违法问题。中国的电力能源销售具有垄断性，《电力法》允许多方办电，但《电力法》也以自然垄断理论为基础，将电力销售垄断权与输电配电垄断权捆绑，一并授予电网企业。

在现行两大电网垄断经营的电力体制下，电力生产与销售必须通过电网公司授权，任何与这种方式相违背的供能行为都可以视为违法，因而分布式能源所发电力难以按电网公司同等的销售电价在就近的电力市场进行直接销售(获得特许经营权或自发自用除外)。目前国内所有分布式能源都是通过过去已有的电网通道、热力通道来实现它的功能，换一种角度来看，也可以说我国尚无一座严格定义上的分布式能源电站。我国现有分布式电站的不合法问题就表现于此。

分布式楼宇是分布式能源在我国“不合法”的环境中打的一记擦边球，因为《电力法》规定电力生产获得特许经营权或自发自用可不通过电网公司授权。在楼宇上安装小型的分布式能源系统可不通过电网通道和热力通道，利用楼宇自身设施实现直供，这我国目前唯一一种既实现了直供又不违法的分布式能源系统。

但这样的系统容易产生能源安全隐患，因为电网公司并不希望在市场上出现过多的自发自用用户与之竞争，所以这样的楼宇往往是无法实现并网备用的，一旦自身供能系统出现问题，楼宇将无法及时得到大电网的电力补给，成为断电断热断冷的孤岛。这也就意味着，即便利用政策擦边球规避了违法问题，分布式系统仍面临着孤网运行的安全风险，这是我国分布式能源挑战“违法”的潜在成本。

合法问题不解决，分布式能源就只能在现行电力体制的夹缝中冒着诸多不必要的生存成本的风险发展，这也是为何业界将分布式能源产业发展的生命力和电力改革前进步伐紧密相连的原因。

气价上涨不是天然气分布式发展的牢笼

记者：在观察中我们看到了一些矛盾的问题，国家一方面频繁出台鼓励政策，另一方不断提高天然气气价的同时又未给予天然气分布式优惠的气价。您对天然气分布式行业内“谈气价色变”的现象有何看法？

刘显明：国家发改委分别于2013年7月及2014年9月连续两年宣布提高非居民用气的价格，这无疑让我国天然气分布式发展又多添一道气价障碍，天然气分布式的经济性也受到了严峻挑战。与此同时，与经济直接相关的补贴政策一直都是业界诟病的热门话题之一。久而久之越来越多的人会形成观念认为，分布式能源只有依靠优惠气价以及政府的各种父爱关怀政策才能够生存发展。

气价与补贴确实是束缚天然气分布式发展的现实因素，但依赖气价和补贴才可生存的观念一旦根深蒂固带来的影响会比前者更大，因为这是对天然气分布式自身生命力的质疑，甚至可能会导致分布式能源产业在中国夭折。

分布式能源自身特性就已决定它具有旺盛的生命力，政府和市场只要真正赋予分布式能源的本质和价值就完全能够实现较好的经济效益。以管道气价3.2元/立方米为例，分布式能源现在的系统效率可以实现每一方气发电4.5度，北京的峰电价是1.51元，平均电价是0.85元，分布式电站在直供的情况下，每方气发4.5度电就意味着其产生的价值可以超出每方气3.2元的成本。而分布式是多联供的能源系统，一方气可产出冷、热、电、暖、蒸汽等多种产品，如此算来单单电这一种产品就可以平抑气价，若完全释放分布式能源各项功能，其经济性将相当可观。所以，目前高企的气价和难以落实的补贴款并不能成为左右一个天然气分布式系统生死的决定性因素。

虽然我国已有数十年现代能源的建设经验，但是在分布式能源这样一个新课题面前，我们的设计人员、施工人员、运行人员，甚至是终端用户都还未能完全走出传统火电建设的思维束缚。如何发展分布式能源需要我们在更为宏观的维度中思考，完善政策环境、移除技术障碍等等现实因素固然紧迫，但更为重要的是，国家所处的新的国内外能源环境需要全民族转变用能观念、打破思维束缚，而以上提到的三个对分布式能源有所误读观念或许对此有所帮助。（李自琴）

新华能源 2014-10-15

霍尼韦尔首发“中国智慧城市技术及应用展望”报告

报告认为，中国目前正处于城镇化深入发展的关键时期，智慧城市的理念融合了绿色经济、城镇化和科技创新三大宏观趋势，能够为中国推进可持续发展和新型城镇化提供全新的模式、动力和平台。报告指出，中国现阶段推动智慧城市发展应重点关注的六大领域技术创新及应用，着力打造更舒适和节能、更安全、更具有创新性和生产力的城市。霍尼韦尔（纽约证券交易所代码：HON）14日发布题为《中国智慧城市技术及应用展望》的报告，指出中国现阶段推动智慧城市发展应重点关注六大领域的技术创新及应用——智能建筑、智能家居、智能医疗、智能交通、节能减排、消防安全，并以此着力打造更舒适和节能、更安全、更具有创新性和生产力的城市。报告总结和分析了中国智慧城市发展的技术创新趋势和应用前景，并集中展示了一批智慧城市应用案例。

霍尼韦尔中国总裁兼首席执行官盛伟立先生表示：“中国当前正处于经济转型升级的重要时期，也处于城镇化深入发展的关键时期。我们认为绿色经济、城镇化和科技创新这三股重要力量在未来5-10年内将对中国经济的发展和转型产生实质性的影响和推动。而随着城镇化进程加速应运而生的智慧城市理念正是这三种力量的核心交汇，未来将为中国推进可持续发展和新型城镇化提供全新的模式、动力和广阔的平台。”

中国目前已经有超过一半的人口居住在城市，这一数目仍在迅速增长。到2030年，中国预计将有约10亿人口生活在城市，占其人口总数的七成左右。当前，智慧城市的发展在中国已经不再是一个概念，而是进入了实质性的建设和推进阶段。今年3月，中国国务院发布了《国家新型城镇化规划（2014-2020年）》，明确指出了新型城镇化应该推动“信息化和工业化的深度融合”，把生态文明理念全面融入城镇化进程，着力推进“绿色发展、循环发展、低碳发展”。根据八部委8月底联合发布的《关于促进智慧城市健康发展的指导意见》，中国将争取到2020年建成“一批特色鲜明的智慧城市”。

报告指出，智慧城市建设的最终目的是打造宜居、舒适、安全的生活环境并实现城市的可持续发展。因此，智慧城市的顶层设计在战略上应以绿色为重，围绕节能减排和优化环境进行谋划和建设，以可持续发展为出发点和归宿点，借以提高城市的宜居度。对于企业来说，推进新型城镇化建设，打造智慧城市的关键是要把相关的技术和产品落到实处，同时恰到好处地满足中国市场的本地需求，以此来帮助解决城市发展过程中的各类问题。

报告认为，中国智慧城市的建设内容庞杂，任务艰巨，涉及经济、社会、资源、环境等各个方面，需分阶段、分重点地推进。其中，智能建筑、智能家居、智能医疗、智能交通、节能减排、消防安全是中国现阶段推动智慧城市发展和相关技术创新及应用的重点领域。

智能建筑领域：集成创新，提升体验

到2020年，中国的智能楼宇产业将占全球市场的约三分之一。如此庞大的市场规模和潜力，给楼宇自动化系统的发展提供了广阔的空间，而提升用户体验正成为重要趋势。

集成创新是中国未来智能建筑发展的关键，在建筑的全生命周期运营管理中将发挥重要作用，最终为用户提供一个高效、舒适、便利的人性化建筑环境。

智能家居领域：开创“私人订制”新局面

随着人们对生活品质个性化、差异化的需求不断增加，智能家居也将逐渐进入定制化的发展阶段。

定制化将主要表现在用户对于智能家居整体解决方案的需求。实现智能家居首先在于根据自身需求对先进实用智能设备的选择和应用；其次，在智能化产品应用的基础上，通过便捷的操控平台将不同功能的智能设备进行集成控制；最后，通过智能手机等移动互联设备实时全面地了解并调节家居环境，提升舒适度及安全性。

智能医疗领域：从智能监管到智能医疗的渐进式革新

从药品的生产、物流、流通直至使用，条码技术在医疗行业和公共事业中的应用越来越广泛。监管部门正越来越多地通过高效、可靠的自动化数据收集及识别技术来实现对药品实施从生产到流

通、应用环节的全程管理。

与此同时，随着中国人口的老龄化，家庭医疗的需求也在持续增长。家用医疗设备市场，正在由一个小众市场变成一个大众市场，譬如家用睡眠呼吸机、家用空气检测设备，以及未来可用于远程医疗的家用设备和可穿戴医疗设备等。

智能交通领域：传感技术将大显身手

在未来的智能交通系统里，传感器就如同人的五官一样，将发挥着不可替代的重要作用，并且在交通运输的各个领域都将有着广泛的应用。

燃油效能、排放法规、生产效率和基础设施这四大因素未来将成为中国智能交通行业发展的主要驱动力，而传感技术在这些领域都将发挥重要的作用。

节能减排领域：传统发动机节能技术进入“高速路”

中国的节能减排正进入攻坚阶段，这也将机动车发动机技术的“绿色行动”推入了快车道。随着车企对新能源车逐步转入理性探索，传统节能技术正重新被提上日程。

在机动车的传统节能领域，有许多不同技术选择与组合，如发动机可通过涡轮增压、启停系统等提高燃效；变速器可通过双离合或 CVT（无级变速）提高传动效率；车企还可以通过降低车身重量来节省燃料。其中涡轮增压技术的应用前景尤其被看好，其优势主要体现在实现降低排放和提高燃油经济性的双重目标的同时，又提升了发动机性能和驾驶乐趣。

消防安全领域：防灾减灾，预警为先

随着城镇化进程的加快，高层建筑如雨后春笋般拔地而起，随之而来的是消防安全问题。当前，高层建筑消防安全观念已从灭火转移到预警，预防正成为未来消防行业的发展趋势，大规模的集成消防报警系统正受到越来越多的关注。

消防报警系统能够全面防范应用报警性能，使火灾发生的可能性大幅度降低。更为重要的是，有效的火灾报警设备可以降低火灾事故中近一半的死亡风险概率。当前，中国的火灾自动报警设备正在朝着高可靠、低误报和网络化、智能化、多样化、小型化和社区化方向发展。

霍尼韦尔（中国）有限公司 2014-10-15

陈皇辰：新能源开发势在必行 甲醇或将替代石油

自改革开放以来，我国经济飞速发展的同时，普通大众对低碳生活的要求也逐步提高，绿辰董事长陈皇辰表示：未来我国绿色环保产品市场潜力不可估量，新能源开发势在必行，其中甲醇或将代替石油，成为环保低碳新能源。

一直以来陈皇辰都致力于推进新能源改革，在他看来，过去石油市场一直垄断国内能源市场，但其对环境的污染也不言而喻，而能源改革的最终目的就是要打破这种垄断，并寻找一种天然、环保、低碳的能源类型。事实上，像陈皇辰这样的中国绿辰人，都在为新能源改革作出贡献。

能源安全备受关注，甲醇汽油行业前景无限

陈皇辰：习近平主席针对我国能源安全战略发表重要讲话，并强调能源安全对国家经济社会的全局性、战略性意义，由此可见，能源安全已经上升为国家议题。同时也是当今中国面对，并迫切需要解决的重大问题之一。

记者：您认为能源安全问题是对中国市场的冲击还是一次机遇呢？

陈皇辰：任何一次危机的到来，必将带去无限商机，就像这次一样，石油、天然气等传统能源遭受危机，这也就意味着新能源有待被开发出来，比如说我们中国绿辰经历数年研发的甲醇汽油，相比一般汽油就更环保、更低碳，这也将会成为未来能源新走向。

记者：中国绿辰是一家什么样的公司，能有如此雄厚的实力去研发新能源呢？

陈皇辰：当然一般的企业是没有这个实力去研发新能源的，但是像中国绿辰股份有限公司这样的由多家海外华商共同投资组建的大型控股集团公司，就绝对有这个实力去从事甲醇汽油研发、生产、销售。

新能源改革势在必行，绿辰领跑甲醇汽油市场

记者：可以成为新能源的产品这么多，为什么您就认为甲醇汽油一定能够成为替代品呢？

陈皇辰：当然，现在新能源研发的原材料着实不少，但就现阶段而言，能够大批量生产，成本较低，且极具市场里的只有甲醇。这一点也是许多业内人公认的，但是由于自身的实力有限，并不是所有企业都能够从事甲醇汽油生产工作。

记者：我也有了解过中国绿辰的发展现状，请问它是凭借什么能够立足并引领国内甲醇汽油市场呢？

陈皇辰：对于一个想要从事能源研发的企业而言，最基本的就是要有雄厚的资金支持，现阶段中国绿辰的投资项目总资产已达到 21.27 亿元人民币，未来 5 年的年产值将突破 1800 亿元人民币。其次就是要有先进的研发技术及科研人员，最后就是要有完善的管理，只有这三者都具备了才能使得企业有更深层次的发展，甚至有可能带动整个行业的进步。

中国绿辰率先推动能源改革，世界能源格局势必改变

陈皇辰：随着近些年中国在世界各国中综合实力的强生，对其他各国的市场影响力也逐渐增加，因此，中国绿辰的新能源改革，更有可能会影响到世界其他国家的能源格局，甚至会波及到整个世界。

记者：现在中国的新能源改革，是世界范围内处于一个什么样的阶段。

陈皇辰：现阶段，国内各项研发技术不断完善和进步，尤其是在新能源的开发方面，政府部门的关注给予了很大的鼓励。所以从整体而言，我国新能源改革还是处于比较领先的地位。

记者也相信，未来我国的新能源开发势在必行，而甲醇有望代替石油成为能源主力军。

商讯 2014-10-16

用电量低速增长反映出当前经济仍然面临短期压力

国家能源局 16 日发布的数据显示，9 月份，全社会用电量同比增长 2.7%，虽较 8 月回升 4.2 个百分点，但这一增速仍然是今年以来的“次低”。分析认为，用电量低速增长反映出当前经济仍然面临短期压力。

今年以来，全社会用电量增速波动明显，总体呈现震荡回落的态势。数据显示，1 至 2 月，全社会用电量增速为 4.5%，2 至 7 月全社会用电量月度的增速分别为 13.7%、7.2%、4.6%、5.3%、5.9%和 3.0%。8 月份用电量增速出现年内首次“负增长”后，9 月份用电量低速反弹。1 至 9 月，全国全社会用电量同比增长 3.9%。

中国能源研究会常务副理事长周大地认为，当前我国工业用电量占全社会用电量的 70%，这其中钢铁等高耗能产业的用电量消费又占到工业用电量消费的一半左右，用电量波动跟这些行业的生产形势有很大关系。用电量增速的回落，主要是工业领域的调整造成的。

数据显示，9 月份第二产业用电量增速虽然达到 5.2%，比 8 月份回升 6.7 个百分点，但也处于较低水平。

这也印证了当前工业经济运行面临的调整阵痛。国家统计局近日发布的数据显示，9 月份工业生产者出厂价格（PPI）同比下降 1.8%，已连续 31 个月负增长，并且环比和同比降幅分别较上月加深了 0.2 和 0.6 个百分点。

如果综合观察整个第三季度的全社会用电量增速，7 月份 3.0%、8 月份 -1.5%、9 月份 2.7%，总体保持了低迷的态势。厦门大学能源经济研究中心主任林伯强认为，用电量增速与经济增速应大体相当，三季度用电量数据反映出当前经济下行压力不容忽视。

但与此同时，仍然要看到当前用电量低速增长的积极意义。中国国际经济交流中心咨询研究部副部长王军说，用电量的主体毕竟是工业领域，其增速相对回落也反映出当前工业在经济中的比重在下降，特别是高耗能行业在下降，我国工业升级和结构调整取得一定成效。

中电联日前发布的统计数据显示，1—8 月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼、

有色金属冶炼四大高耗能行业用电量增速同比回落 0.3 个百分点，其中 8 月份四大高耗能行业用电量增速同比回落 5.4 个百分点。

专家认为，从中长期来看，伴随中国经济步入新的发展阶段，用电量也将“换挡”。预计未来几年，我国电力需求增速将保持个位数的次高速增长。（记者陈炜伟）

新华网 2014-10-17

2030 年中国天然气需求量将超 5500 亿方

10 月 14 日，第四届 ECF 亚洲页岩气峰会(上海)论坛召开。国家发改委能源研究所能源经济与发展战略研究中心主任张有生在论坛上表示，新常态下，天然气将成为近中期调整能源结构的主力，到 2030 年，中国天然气需求量将超过 5500 亿方，大力发展页岩气将是中国战略选择。

新常态下的中国经济具有主要四个特征，表现为经济发展呈现中高速、优结构、新动力、多挑战，反映在能源消费和能源结构上，未来天然气是近中期调整能源结构的主力。

原因是：一方面，水力资源进一步增长的潜力有限，风能、太阳能等可再生资源尽管发展较快，但与电网协调发展较大，所占比例短期内难以大幅度提高，核电发展安全心里障碍短期难以逾越。而另一方面，世界天然气资源极其丰富，开发潜力大，世界主要发达国家步入经济发展与能源“脱钩”时代；中国成为先期发展起来的发展中大国，中国天然气市场潜力发展大，主要资源国愿意与中国合作。

张有生表示，2010 年，中国天然气需求量为 1069 亿方；2020 年，该数据将达到 3500 亿方；而到 2030 年，中国天然气需求量将超过 5500 亿方，将占中国能源消费总量的 12.6%。不过，而国内常规天然气开发最大潜力为 2500 亿立方/年，远远不能满足国内需求，所以发展煤层气、页岩气等非常规天然气，是中国能源安全、能源结构调整、改善大气环境和抑制二氧化碳排放快速增加的战略选择。（记者 宋薇萍）

中国证券网 2014-10-15

2014 年诺贝尔奖对电力改革的启示

有非正式的消息表明，我国的电力改革草案将以“放开两头，监管中间”为基本的模式，并且政府不再制定发电计划。这一不算完整的信息如果属实，那将意味着我国的电力改革基本延续“增量”改革的思路。但是，不幸的是，在当前的环境下，这一改革方案的力度是远远不够的，并且没有体现改革的重点。

电力改革的顺序非常重要

理论上，促进竞争的改革可以做到电力价格的下降（当然，这种下降需要固定其他因素的变化才可比较），这也为智利、英国的改革所证明。但是操作不好，也可能完全是另外一个景象，比如俄罗斯。电力改革，如果操作过程中造成了“电价”的上涨，那笔者悲观地认为，改革注定要失败。因为“改革就是涨价”的刻舟求剑、缺乏逻辑的说法在民众意识中根深蒂固，也为反改革者提供了口实。所以，改革要有吸引力，必须不能引发电价的上涨。

如果现有的体系完全不动（如同电力企业联合会建议的那样），那么增加售电主体必然意味着增加交易成本，价格不动（不涨）是很难的。如果行政硬要限价，那反而跟改革的目的背道而驰，又退回到了改革之前的状态。

所以，改革顺序的第一步，必须是检讨现有定价体系的无谓损失与问题。总体上，我国输配环节的“剩余”非常多（第三部分进一步实证检验）。该调整的地方要调整，释放改革的空间，比如蒙东/东北的上网电价 2 毛-3 毛多，用电电价高达 5-8 毛，输配成本的“余量”很大。这些问题要先尝试解决，把输配的成本降下来，才有改革腾挪的空间。否则改革肯定是要增加成本的。尽管总体而言，改革有做大蛋糕的潜力与足够的远期剩余。价格的调整牵一发而动全身，必须在小的地理尺度上一步一步进行。

售电端引入竞争仍旧是有必要的

最近，法国经济学家 Tirole 获得诺奖是最大的新闻，有国外媒体（华尔街见闻）跟着起哄，将其与中国的电力改革联系起来。的确，Tirole 跟电力管制方面的 MIT 电力改革资深教授 Joskow 发表过关于电力市场设计与规制的若干理论文章。它提及在售电垄断的情况下，售电价格可以实现社会次优价格（最优是达不到的，因为缺乏实时电价，存在市场失灵）（2006 年的文章），而在售电竞争的条件下，由于新的市场失灵（比如售电商定价依据的负荷曲线与实际需求的差别等）的存在，反而会损失整体效率。

笔者的研究领域并不在此，因此只能理解其研究，而不能判断(judge)其研究。但是，必须指出的是，Joskow 与 Tirole 的文章有两个非常重要的方面值得提及。一个是其假设输配成本为 0，这完全是出于推导方便的考虑。因此其文章也不会得出关于电力系统整体效率如何改进（比如发电竞争、输配无差别进入，这些促进竞争的改革显然是提高效率的）的任何含义，而只是局限在“售电端”的单一供给还是售电竞争上。这一点在媒体的报道中被有意无意的忽略了。

另外一点，理论上售电垄断可以做到社会次优价格，但是这种情况下，如果缺乏监管，或者监管被“俘获”，消费者剩余有可能被垄断商通过定价策略挤占。作为理论推导，其关注总体剩余，也没必要关注这种剩余的分布的方面，但这的确是影响电力改革思路的重要内容。

如果将诺奖论文中的结论作为公理与实证性的结论，那么从实证性的结论到“好”与“坏”的价值判断，中间还差着一个“价值标准”问题。就像三峡带给了上海节能减排的效果，这是实证的判断，没有错。但是这还远远不够推出“三峡”是“好”还是“坏”的价值判断结论，因为标准还不明确。

售电垄断下的剩余最大化（总体效率标准）显然跟消费者可以获得的更多不能划等号。同时，以静态的效率最大为标准也并不意味着动态效率也最大（两位作者的文章也提及，引入售电竞争可以激励智能电表的安装，这在动态效率上可能是更合适的，因为促进了技术的进步）。售电端引入竞争，仍旧是对消费者的自由选择权与激励技术进步（比如智能电表的安装与智能电网的发展）是有必要的。在此，Joskow (2008)年电力改革回顾的文章的观点可以作为注脚（为了准确反映原意起见，就不翻译了）：

We must recognize, however, that creating well functioning competitive wholesale and retail markets for electricity is very challenging both technically and politically. ...these problems and challenges do not imply that restructuring, regulatory reform, and promoting the development of competitive wholesale and retail markets for power, are ill-advised. The problems that have emerged are now much better understood and solutions to many of them are at hand. The primary question is whether governments properly can choose between competing solutions and have the political will to resist interest group pressures and pursue reforms that will lead to more efficient markets and better performance of the network platforms upon which competition depends.

垄断下的“输配”环节应是改革的重点——中美电价结构的比较

为何说我国的“输配”环节应该是改革的重点，这源于这部分效率的提升空间最大。这可以从中美电价的结构比较的实证看出来。

中美两个大国内部的价格差异都比较大，美国的电价随着燃料价格、需求变化的波动非常剧烈。但是总体上，美国与中国的批发电价是非常接近的，大致都在 0.3-0.5 元/kWh 之间，而在某些时段，美国的价格可能下降到更低的水平。

但是在零售端，双方的电价水平拉开了巨大的差异。美国的工业电价 2013-2014 年维持在 6-7 美分/kWh 左右的水平，与批发电价的差异非常小。这表明了其电价结构中，输配成本、各项税费都非常少。这也比较符合电力的成本变化，工业大用户电压等级高，用电量大，所需的传输成本有限。输配成本主要发生在配网侧的居民与商业用户，其高价格反映了这一点，其水平比工业用户高出接近一倍。

而我国的工商业电价基本在 0.6-1 元的水平，几乎比批发电价水平翻了一番，甚至更多，相比美

国，其价格水平也几乎高出 55%-70%。这源于更高的税负水平（17%的增值税），各种附加（基金）、交叉补贴以及输配加价。

从用电结构而言，美国的居民商业用户用电量占到了总用电量的 75%，工业用电只占 25%左右。而我国正好反过来，工业用电占 75%，而居民商业各占 10%与 15%左右的份额。

我国工商业终端电价比批发价高出了如此之多，笔者尝试对高的因素进行分解。考虑到工商业对居民农业的交叉补贴（用占总量 85%的电力去补 15%的电量部分，也就是工业提高 1 分钱，就可以给居民提供 5.5 分的补贴），这部分大概可以解释 20-25%的电价差异，加上 17%的税收，以及 5%左右的各种附加，总体上可以解释大致 45%-50%的电力加价。

但是，仍旧有归属于输配环节的 10%-25%的差异是无法解释的。笔者无意将这部分全部归结于输配租金（经济利润）方面的差距。一方面，中国的输配成本有一些增加的因素，比如人口布局更加分化，电力供应的成本较高；电网年代新，投资成本更大。但是同时，也有很多因素中国是应该低于美国的，比如输电设施计划经济时期多为财政直接投资，不属于商业项目，而电网年代新，其输电损失成本也可以更小。

如果以“降本增效”作为价值标准，那么以上实证判断的含义就是：垄断下的“输配”环节应是改革的重点。

当然，以上仅是估算，在目前可得的数据条件下，也只能这么做。这也从一个侧面反映了中国的电力改革，特别是输配端的改革是多么有必要。输配环节内部与售电环节之间所有权（ownership）或者核算（accounting）的分割，是成本透明性的必要前提，它可以帮助解释为什么中国的输配成本是如此之水平，以及未来可以通过何种途径提高效率，降低成本。

但是，从目前的非正式消息来看，输配环节的改革都没有体现在电力改革方案中。这样的话，所谓的“监管中间”如何监管，跟现在有何区别就是一个大大的问号。基于这个角度，目前的方案可以认为是远远不够的。

不再制定发电计划——发电计划如何产生？

初步的改革方案还有“不再制定发电计划”的内容，这难免让人产生疑问。那不同机组的市场份额如何确定？总是需要一种方式的。地方政府不分饼了，那如何内生确定？这方面的内容一直没有看到。莫非是调度机构来决定，这有可能从电网垄断调度变成了调度垄断上网优先次序（merit-order）。缺乏发电者竞价的过程（全部或者部分机组竞价），何种调度优先顺序都可能是有问题的。建立电力市场永远是电力改革的优先任务。

总结

如果 Joskow 与 Tirole 的理论推导符合我国现实的话，那么其基本的现实含义在于：电力的无效率主要体现在输配环节的垄断。在我国已经实现“放开发电侧”的背景下，如何提高输配环节的效率将是下一步电力改革的重中之重。

从这个意义上讲，目前非正式公开的“放开两头、监管中间”的改革力度是远远不够的。这种完全增量的改革，对既有系统的效率损失没有丝毫的触动（比如完全固定现有的行政订立的输配环节价格），整个体系没有改善的“剩余”可供分配，电力价格上涨的风险是很大的。

基于以上的讨论，笔者认为，我国的电力改革，必须给民众以更强的政治承诺信号，以打破垄断作为核心内容，以建立电力市场为优先任务。

同之前一样，笔者建议的最优改革顺序仍然是：首先建立省为实体（南网独立试验田除外）的电力市场（物理分割电力资产），并同步推进用户与发电的直接交易。全国统一电力市场的提法大而不当，没有地理范围更小的竞价市场的建设与经验积累，更大的市场无从谈起，这将是第一步省级电力市场建设之后的事情。

不完美的市场与不完美的监管，作为一个前计划经济国家，我国的主要矛盾在“不完美的监管”。输配环节的物理分割如果做不到，财务核算意义上的分割将是保证改革不至于失败的关键所在。事实上，唯有深度的改革，一些重要的效率、监管、运行的问题才能得以透明化，以便政府监管者与

民众更好的理解，并寻找相应的对策与解决方案。

一个平常的逻辑是：改革之后即使出现了问题，并不意味着退回到改革前的状态就是明智的。拆分为省级电网，可能部分地区存在单一主体份额过大的潜在垄断问题，但是这并不意味着就需要回到整个电力系统大一统的局面，这是更差的选择。（【无所不能特约作者，张树伟，能源经济学博士，高级工程师，现任卓尔德（北京）环境研究与咨询中心首席能源经济师，此前多年供职于中国电力行业、IEA 等能源咨询与决策支撑机构】）

财新-无所不能 2014-10-17

绿色建筑的两大利器

新版国家标准 GB/T50378-2014《绿色建筑评价标准》，自 2015 年 1 月 1 日起实施，原《绿色建筑评价标准》GB/T50378-2006 同时废止。要想获得高分，节电和节水成为最重要的选项，其中，利用风能、地热、光伏发电和雨水收集、再生水利用成为关键。不过，对于家庭来说，实现这些目前还是有相当难度。

家庭光伏：目前想赚钱还不太容易

近段时间，陆续有媒体报道家庭建光伏电站不仅自己用电不花钱，而且 3~5 年就能收回投资，进入赚钱阶段。事实上，就目前来说，家庭投资光伏除了环保理由，“可以赚钱”的说法依然值得消费者持谨慎态度，否则，我国的光伏产业也不会整体陷入巨亏之中。

浙江一家中型光伏企业的技术总监袁青杨告诉记者，从本质上来说，光伏行业从诞生之日起就是一个靠政府提供“奶水”的行业，比如德国制定了上网电价法之后德国的光伏装机容量呈现了几年的狂飙增长。而今巨量的安装已经使得受整体经济形势影响奶水不足政府无法再提供更多“奶水”，政府正好借此机会给光伏行业“断奶”，“断奶”之后光伏企业就因为成本高和转化率低进入困境。

2013 年，国家电网发布《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》：从 2013 年 3 月 1 日起，普通用户自建发电设施所产生的太阳能、风电等清洁能源，将按国家规定电价予以全额收购。这个举措鼓励个人投资分布式光伏发电并网，引起了业内以及普通民众的广泛关注，吃螃蟹者甚众。

“个人光伏发电需要场地，一般居民用户没有足够大的地方建立一套系统。”山东力诺太阳能电力集团市场总监刘建力认为，国家鼓励个人光伏发电，实际上是顺应了全球节能环保的发展趋势，同时也有利于扩大国内光伏产业市场，前景美好。不过，他也指出了个人光伏发电遇到的两个棘手问题：一个是场地，另外一个就是成本。

华南地区自然资源条件好，光照时间长，适合太阳能光伏发电的推广与应用。但目前成本依然偏高，太阳能组件、支架、逆变器、交流保护开关和双向电表等，建造费用加起来平均 1 瓦 10 元左右。以家庭建 5 千瓦光伏电站为例，投资至少在 5 万元以上，年发电量有 6000 度（理论上—瓦光伏组件一年能发 1.2 度电）就不错了。华南也是用电大户，各种电器是常开，每户月用电达到 300 度很正常。卖给电网，国家补贴 0.42 元/度，供电部门收购价 0.53 元/度，合计为 0.95 元/度，一年卖电的收入约 2280 元，何时能收回成本？“理论上这些设备有 25 年的使用寿命，不需要维护，但看看太阳能热水器就知道，三五年后就会产生维护费用。”经营皇明太阳能热水器的丁先生告诉记者。

只有别墅才能安装 公共楼顶唔得

最关键的是场地。“家庭安装光伏电站每千瓦需要 10 平方米左右的电池板，5 千瓦就需要 50 平方米，一般用户没有这么大的地方。”刘建力表示，只有住别墅的家庭，才有机会在楼顶安装，而且要征得小区物业同意。而如果想在小区楼顶公共区域建立光伏发电系统，办理手续等过程非常麻烦。

记者致电了番禺、白云、萝岗等几个大型楼盘，多数楼盘的物业管理公司都表示，别墅可以在申请并获得物业公司的许可后安装，但公寓的公共楼顶属于所有业主，需获得其他业主的许可，这其实意味着，在公共楼顶安装光伏发电系统，可能性很小。

不过，受访的业内专家都依然对家庭光伏产业充满信心。袁青杨表示，光伏产品价格现在是一

路走低的态势，正是太阳光伏走进千家万户的重要前提。目前很多企业都在研发新的材质，希望能解决光电转化效率低和生产成本高的问题。目前已经有一些新材料、新工艺诞生，比如汉能集团发布的薄膜光伏发电新产品，据说比现在的晶硅技术 23% 的转换效率有所提升。“不管怎样，人类社会的发展离不开能源，而传统能源正日益枯竭，太阳能光伏等新能源的兴起和壮大势在必行。”

日前，广州市发改委起草的《广州市分布式光伏发电项目管理办法》(征求意见稿)和《广州市太阳能光伏发电项目建设专项资金管理办法》(征求意见稿)在发改委网站上征集市民意见，时间持续到本月 28 日。

根据《意见稿》，如果是居民个人或者单位所属的公共机构建筑，建设太阳能光伏发电项目，每发一度电可获补一毛钱，补助时间为项目建成投产后连续 10 年。而对于建筑物权属人，将以建成的项目总装机容量为基础，按 0.2 元/瓦的标准确定补助金额，一次性发放给建筑物权属人，单个项目最高补助金额为 200 万元。如果这一草案通过，也将减少投资并可以缩短收回成本的时间。

雨水收集循环再用

绿色生态住宅其实并不新鲜，业界有不少领头羊。顺德碧桂园、白云大道上的万科峯境，除了地面花园、在商业屋面露台、高层屋面露台都有树木花草覆盖，但自己在家做的生态住宅，并不多见。

俞孔坚在景观设计界相当有名，他是哈佛大学设计学院的博士，也是北京大学景观设计学研究院的当家人，还是北京土人景观规划设计研究院院长、首席设计师。在很多雨洪收集的景观项目中，他已成功运用了土地复垦技术，同时把这项技术也移植到了自己家的寓所中。

在俞孔坚的设计下，阳台被改造成了置有水池和阳台菜园和芳香花园。最引人注目的是，用于水池和灌溉的用水都来自自家屋顶的雨水收集——每年可收集多达 50 吨的用水。雨水储藏在水槽里，水槽则放在阳台四周呈梯田状的种植台下方。这 50 吨水一滴都不浪费，客厅有一堵墙长满苔藓，流水潺潺。屋顶上收集的雨水，从生态墙上缓缓滴下，滋养着生长在上方的植物。从墙上滴落的水，被收集在墙体基部的水槽中，又流入到一个鱼缸。生态墙的降温效果使得房间在夏天都不需要使用空调了，而在冬天北京干燥的环境下，墙体散发的湿气，又为室内营造了良好的微气候。

位于徐庄软件园的苏宁易购大楼也有一个雨水收集池，容量达 820 立方米，每年利用雨水 4.6 万吨，5 万平方米绿化灌溉全用回收过滤的雨水。“在欧美发达国家，雨水收集器是家庭必备的一件装置，日本建筑本身就有雨水收集过滤再使用的设计，但在中国，这类针对家庭用户的装置和设备几乎没有。”集美组总设计师林学明告诉记者。

Washup 将很耗水的洗衣机，跟同样耗水但不重视水质的马桶结合。上半身是洗衣机，中段则有一组储水箱，可以将洗衣服后的废水储存起来，提供下段的马桶冲洗时使用，还有将洗脸盆和马桶结合在一起的设计，都是为了利用再生水。科勒首创无水箱设计，除了造就视觉及空间上的洁净美感，更重要的也是节水，其冲洗功能由科勒独特的 Power Lite 电力助动冲水系统完成，实验显示节水 30% 以上，而且达到安静、无溅水的完美功能。(梁红举)

广州日报 2014-10-17

解密国际油价持续走低的原因

三季度，原油市场利空消息呈现一边倒之势，国际油价也在诸多负面因素影响下持续走低，Brent 和 WTI 从 6 月底的年内高点（114.81 美元/桶和 107.26 美元/桶）至 10 月初分别大幅下挫 24.37% 和 19.52%，价差也一度缩小至不到 2 美元。10 月初，Brent 跌至近两年来的低点，WTI 也一度跌破 90 美元。三季度 Brent 和 WTI 均价分别为 103.46 美元/桶和 97.24 美元/桶，较上季度分别下跌 5.74% 和 5.57%。

一、需求因素

全球经济增长疲弱背景下的石油需求减弱拖累国际油价进入下行通道。

由于全球经济增长前景依然疲弱，特别是中、欧经济整体表现疲软，国际能源署（IEA）、石油

输出国组织（OPEC）和能源情报署（EIA）自 7 月份开始连续三个月同步下调 2014 年全球石油需求增长预期。

在 9 月份的报告中，IEA 预计 2014 年石油需求增量为 90 万桶/天，较 2013 年增长 0.98%，而 2013 年的石油需求增量为 117 万桶/天，同比是 1.29%。昨天，IEA 发布了 10 月份的《石油市场报告》，该报告认为 2014 年全球石油需求日均增长 70 万桶。这一数据比前期月度报告下调了 20 万桶，为 2009 年以来最低的年度石油需求增长幅度；预计 2015 年全球石油日均需求增长 110 万桶，尽管比今年增长加速，但是仍然比上次预测下调了 10 万桶。到 10 月份，IEA 的月报对于全球石油预期已经累计下调了 60 多万桶/天，几乎相当于拦腰斩半。

国际主要能源机构每一次发布全球石油需求的预期，都是石油市场的风向标，IEA 这几次大幅下调石油需求预期实属罕见。上周美国能源信息署在 10 月份的报告中仅小幅下调了世界石油市场需求预测，欧佩克的 10 月报告维持前期预测不变。而昨天 IEA 发布的数据大幅度下调今年和明年全球石油需求预测，令市场感到意外，石油期货交易商闻讯加速抛盘。

二、产量因素

产量大幅增长，石油市场供过于求。

2014 年三季度，全球日均石油供应量为 9230 万桶，较去年同期增长 163 万桶。其中 OPEC 日均供应 3606 万桶，非 OPEC 日均供应 5624 万桶，占比 60.93%。

三季度全球石油供应增长主力仍来自于非 OPEC，其中重点来自于美国，期内美国日均供应石油 1385 万桶，占非 OPEC 供应量总量的 25%，较去年同期日均增加 130 万桶。

在非 OPEC 增产，国际油价持续下滑的同时，OPEC 并未立即作出减产保价的动作。相反，期内 OPEC 石油供应量也呈现增长态势，剩余产能整体出现下滑。三季度 OPEC 石油日均供应量较二季度增加 43 万桶，主要是因为利比亚东部港口重启和油田复产以及伊拉克南部石油出口的增加。

三、美国因素

今年上半年，油价稳中走高，令欧美对俄罗斯的制裁毫无成效，那么这轮油价下跌美国在当中发挥了多少作用呢？我个人不喜欢以阴谋论的观点来解释美国因素，因为以下所列举的几点只能推断美国在油价下跌中发挥了作用，而不能作为证据。

1. 美元指数大幅飙升，是三季度油价走低的重要推手 7 月份以来，原油市场的另一大空头就是美元指数的持续飙升，并刷新 2010 年 6 月份以来的新高。美元的单边上行走势主要有两方面原因，其一便是美国经济形势整体向好，美联储持续收缩 QE 规模，且加息预期愈发浓烈；另一方面则是欧元区经济表现疲软，加之欧洲央行再宽松措施，期内欧元表现持续低迷，对美元形成直接推动。而美元指数的单边上行走势对包括原油在内的大宗商品构成强打压。

2. 金融市场看空情绪高涨 三季度，原油市场整体是利空集聚，且不论在供需面、经济形势、地缘政治还是美元指数方面，均对原油期货形成持续的打压。而在市场基本面持续疲软的推动之下，期货交易商自然随波逐流，大幅缩减多头头寸，看空情绪则越发高涨，反映到欧美原油期货上的便是净多头寸的大幅下滑。其中，投机商持有的美原油期货多头头寸较二季度末减少 119121 手或 21.52%，而同期空头头寸则暴涨 48027 手或 53.90%！

3. 能源机构大幅下调石油需求预期 如果在美元指数、金融市场和国际机构三方面都有美国的影响，那么为了打压俄罗斯，美国在本轮油气下跌中发挥了巨大的作用。而且有意思的是，在 8 月初和 9 月中旬两次美欧宣布对俄罗斯采取新的制裁措施时，也恰逢油价大跌之时。

四、OPEC 因素

尽管原油价格已跌至两年来的低点，而 OPEC 内部意见却不统一。世界最大原油出口国沙特阿拉伯却有意开打价格战，捍卫市场份额。世界最大石油出口商沙特阿拉伯国家石油公司（SaudiAramaco）于 10 月 1 号开始对所有出口产品降价。对亚洲出口价格降至 2008 年以来最低水平。沙特准备开打价格战，而非减产以减轻市场供应过剩的状况。

一方面沙特想通过价格战占有市场份额，油价下跌迫使美国石油生产商难以维系而减少产量，

使美国非常规资源投资气氛出现的低落。

另一方面，抢占亚洲市场也是沙特本轮降价的主要目标对象。伊朗、伊拉克等竞争对手正积极开拓亚洲市场，这对沙特构成巨大压力。委内瑞拉、哥伦比亚、厄瓜多尔等南美国家近期对亚洲原油出口大增。

在沙特开打价格战的同时，12日伊拉克的石油公司 Oil Marketing Co 也宣布以 2009 年 1 月以来最大的之后出售了巴斯拉轻质原油给亚洲买家。伊朗也表示，为了应对沙特的降价，今年 11 月将以近 6 年来的最大折扣向亚洲出售原油。

五、展望

短期来看，石油供应超过需求的局面还没有结束，在 OPEC 国家不能达成统一之前，国际油价仍可能有下行的空间。

但是对于中短期：

(1) OPEC 各成员国财政收支情况来看，目前欧佩克一揽子油价已经影响到诸如伊朗、尼日利亚、委内瑞拉和伊拉克等成员国。因此，应高度关注 11 月份欧佩克会议，该会议上若 OPEC 内部达成协议，则作出减产决定的可能性较大。

(2) 随着冬季临近，俄罗斯能源武器将发挥更大威力，而欧美是否以更深度制裁加以还击值得考量。

(3) 随着冬季取暖油需求旺季，将提振油价。原油市场除夏季汽油消费高峰外，冬季还有个取暖油需求旺季，一般为 12 月至次年 2 月。若今冬再遇极寒，油价仍有可能回涨。

(4) WTI 油价长期处于 90 美元以下，美国页岩油生产商就可能减产。对于美国北达科他州等高成本地区的生产商而言，目前的油价已经接近成本价。

预计四季度国际油价可能会出现筑底拉升走势，但很难重返年内高点区域，Brent 运行区间为 80-100 美元，年末可能重回 95 美元以上；WTI 主要运行区间为 75-95 美元，年末有望重回 90 美元。

(作者高松，中海油资深研究员)

财新-无所不能 2014-10-17

生物质能、环保工程

“能量蛋”让污泥变沼气

科勃兰霍夫污水处理厂的“能量蛋”。本报记者 管克江摄 一个个巨大的蛋形建筑矗立在易北河对岸，这是汉堡水务集团科勃兰霍夫污水处理厂的“能量蛋”：污泥在里头发酵成沼气，产生的电力维持工厂运转，热能用于地区供暖，多余的沼气提纯为甲烷，成为天然气汽车的动力。综合使用生物能、风能和太阳能之后，它不仅实现了能源自给自足，而且成为汉堡进行环保教育的“绿色基地”。

坐船登上科勃兰霍夫人工岛，迎面就是这 10 个“能量蛋”，学名消化塔。每座塔有 10 多层楼高、容量 8000 立方米。科勃兰霍夫污水处理厂为汉堡及周边 30 多个城市提供服务，每天处理污水 35 万立方米，相当于汉堡阿尔斯特湖的水量。除了城市污水，这里还处理工业废水和雨水。在大雨时节，处理的水量可增加两倍。

汉堡水务集团能源管理部门负责人吕德尔·加勒夫先生说，污水处理非常耗能，处理厂每年要用电 8000 万度，是汉堡“吃电”最多的公共企业。多年来电价节节攀升，他们也一直想办法开源节流。节流，就是节约用电特别是提高能效，他们已把耗电水平压低了 20%，目前趋于稳定。开源，就是尽量利用手头资源变废为宝，其中最大的一座“宝藏”就是污水污泥。

汉堡水务集团拥有 5600 千米长的污水管网。每天，200 多万人的厨房用水、清洁水、淋浴水、冲厕水等通通汇集到科勃兰霍夫污水处理厂。污水处理过程中产生大量污泥。直到 30 年前，汉堡处

理污泥的方法还是直接倾倒入大海，再后来是固化后拉到垃圾场填埋。1991年德国出台法律，从2005年起禁止污泥填埋。加上汉堡农田面积有限，污泥中的铜含量超标，无法用于农业用途，焚烧污泥成为唯一的选择。这也意味着污水处理厂的用电需求进一步增加。

在汉堡市政府主导下，科勃兰霍夫污水处理厂探索出了一套污泥循环处理模式。混有固体物的污水先送到过滤装置过滤；过滤后的污水在大池里进行污泥沉淀；污泥浓缩后，送入“能量蛋”厌氧消化；消化后的污泥经过脱水和干化，被送到污泥焚烧炉里焚烧。焚烧后每天仅产生48吨炉灰，这些炉灰经过融化可制成建筑材料。焚烧炉的尾气净化每天还产生约5吨石膏，可用于工业生产。最终剩下的550千克重金属污泥作为不可利用的残留物进行处置。此外，“能量蛋”每天产生9万立方米的沼气，驱动沼气发动机和沼气透平机进行热电联产。沼气透平机以及污泥燃烧过程中产生的热量用来产生蒸汽，蒸汽紧接着再次被用来发电。污泥处理过程中产生的能量，满足了污水处理厂所需用电量的80%以及用热量的100%。

2011年，污水处理厂安装了两台2.5兆瓦的风电机，从此实现能源自给自足。今年7月，第三台装机容量3兆瓦的风机并网发电。风机制造商恩德公司项目经理尼尔斯·莱明对本报记者说，污水处理工厂建筑林立，所有设施必须24小时不间断运行，风机安装费了九牛二虎之力。污水处理工厂紧挨着集装箱码头，港务局方面对风电机提出了苛刻的安全性要求。他们给风电机叶片安装了传感器，感知到结冰时就启动除冰程序，为避免冰块掉落砸到货物或建筑，他们还给周边建筑都加装了防护网。此外，风电机还安装了自动灭火器。“我们的风机可以说是世界上最安全的风机之一。”

汉堡水务集团为第三台风机投入了620万欧元。加勒夫表示，作为公共事业单位，市政府要求他们不能动用污水处理费来给风电机埋单，也就是经济独立必须和能源独立双赢。计算下来，第三台风机每年可节约电费90万欧元，六七年后即可收回成本。而且今后污水处理厂将产生20%的“正能量”，可出售给公共电网产生经济效益。污水处理厂如今已成为汉堡的一张名片。

人民日报 2014-10-08

生物天然气还需完善政策

我国能源生产与消费的格局与版图不断演变，页岩气、煤层气和煤制气等非常规油气发展尤为强劲，都曾被寄予改善雾霾、治理环境和解决天然气供求紧张的厚望。但随着页岩气开发操之过急、煤层气技术瓶颈凸显以及煤制气环保质疑悬而未决等问题的出现，非常规油气“团队”三个主力军都逐渐回归理性发展。随着油气资源开发难度与成本增加、价格战与资源争夺愈发激烈的当下，未雨绸缪狠抓替代能源，发展生物天然气是重要的战略选择。

生物天然气所具备的永续利用性、低污染性和广泛的分布性和应用性等先天特质，让其发展地位受到重视。在强化循环经济、低碳发展理念的当下，“农田作物有可能逐渐取代石油成为获得从燃料到塑料的物质来源，‘黑金’也许会被‘绿金’所取代”的观点不断得到支持。

但是根据国家能源局下发的《生物质“十二五”规划》，国家层面对于生物质供气的重视还停留在农村沼气的利用上，对生物天然气的规模化利用仅处在示范、试点阶段，对城市污水、垃圾填埋气等原料的集中利用，并未引起足够重视。

笔者认为，现阶段最重要的是国家政策的有力扶持、提高沼气池的利用效率、不断完善管理服务、加快建设多元化投资渠道，企业在现有发展程度上完成技术与需求的对接，一旦突破满足中国特色的农村用能需求，实现合理的性价比产品，我国的生物天然气市场容量将非常庞大。结合国家对治理环境的决心，行业发展将迎来绝佳时机。

生物天然气市场需求是存在的，而农村的使用需求是迫切的，要想重视不能只是一句口号，生物天然气发展还需政策支持跨越以下的“坎儿”。

首先要明确牵头部门，借鉴其它非常规油气产业激励扶持政策，引用到生物天然气领域，并借鉴太阳能、风能发电，为生物天然气项目提供部分补贴资金支持推动生物天然气市场化发展。

我国生物天然气产业基础相对较差，它不是单纯的能源产业或环保产业，而是一个由公共事业、

环保产业和能源产业三个板块交叉在一起的产业。目前农业部农村能源司、国土部科技司、工信部中小企业司、环保部、国家发改委农村经济司、国家能源局新能源司等部门对此都有所涉管，但没有明确牵头部门。大海航行需要舵手，因此明确主导部门是有效规划行业发展的基石。

其次，生物天然气虽已经纳入国家战略部署，但还未列入天然气的标准之中。因此要明确生物天然气管理范畴，纳入区域、地方发展规划和建设计划，根据政府制定相应的激励机制和扶持政策，健全市场机制。

生物天然气发展前景广阔，但在对其支持方面，地区之间差异较大，一些地方将其纳入天然气进行管理，但另一些地方却纳入沼气类别进行管理，鲜有地方专门出台针对生物天然气的管理办法，因此，长期来看政策滞后不利于该产业在全国范围内的发展推进。

在制定和执行区域经济、社会发展规划和建设计划时，应充分考虑生物天然气项目建设规划和计划，并与城市加气站建设计划相结合，通过发展生物天然气项目，有效减少污水处理、垃圾处理、垃圾填埋和垃圾发电数量、规模，规划、部署一批生物天然气示范工程。

最后，对生物燃气企业实行税收减免和投资补贴。我国在生物天然气规模化生产上虽取得了一定进展，但运作才刚刚起步，建成的项目还不到 10 个。据笔者了解，目前国内生物天然气企业上千家，国外很多投资者看中这个市场的潜力，但往往未形成规模就“撤退”。在一些地方，也出现过生物质电厂一哄而上又大批关停的情况。因此需借鉴国际上生物天然气产业的发展模式，实行优惠税收保障政策，依靠企业市场机制下的运作。

建立在多年沼气工程建设基础上，生物天然气改变了以往沼气项目难以盈利的状况。曾有媒体报道称，每立方米沼气制取成天然气比用于发电的最终售价高接近 3 倍（不计入补贴），为商业化运作和推广提供了可靠的财务模型。2012 年 11 月至今，合力清源通过秸秆与沼液的混合发酵，日产生物天然气达 9000 立方米，为北京延庆地区的近 1 万户家庭供气。沼气发电 1 千瓦时补贴为 0.25 元，但生物天然气还没有补贴。目前项目范围虽大，但多小型项目且较为分散，产业整体阵容没有形成，因此从天然气价改中获益较小。国家统计局上生物天然气目前还没有像煤层气那样单独计算，统计指标上只有在农村中列出沼气一项。要解决当前缺乏引导商业模式创新的系统化政策支持体系和缺乏运营商持续有力的支持问题，需完善补贴优惠政策，并开发有效商业模式。

正如业内专家所说，要重视生物天然气政策方面的创新。要准确把握生物燃气产业发展趋势，制定标准并探索建立专业化运营服务体系，建设生物燃气科技示范企业和科技产业化基地，最终培育形成生物燃气战略性新兴产业，开创我国生物天然气产业发展新局面。

生物天然气的良好发展需要政策的不断扶持，只有通过正确的政策引导才能避免类似页岩气等非常规油气在发展中扣上“革命论”的高帽。有效的支持激励政策是生物天然气的基石，将为其发展加足“底气”。

中国能源报 2014-10-08

黑龙江用秸秆制油带动经济循环发展

近日，黑龙江秸秆综合利用联盟—生物质液固体燃料与循环经济技术产业联盟在东北林业大学正式成立。该联盟将用秸秆制油解决秸秆焚烧等问题，同时通过深加工带动农业经济的循环发展。

联盟理事长、东北林业大学生物质能技术工程中心主任王述洋介绍说，联盟将建立惠农经济园区示范点，预计每年将 2 万多吨秸秆进行深加工，生产出 1 万多吨清洁燃油和 5000 吨秸秆碳，能带来 2000 万元的经济效益。

清洁燃油可用于冶金、陶瓷等行业，经济环保，同时还能产生废热，可带动农村的沼气工程，解决东北地区冬季沼气不发酵的问题。用废热不花钱，就降低了蔬菜等农作物成本。同时用废热带动沼气还可以发电供应给惠农经济园区使用，沼气产生的沼渣和沼液还可以由肥料生产单位制成有机肥用于农业种植，种植出有机蔬菜，降低成本。

东北网 2014-10-09

国内能源形势严峻 生物质利用还需打通症结

我国应对大气污染形势严峻，替代化石能源的任务繁重，随着新型城镇化进展加快，构建以可再生能源为主的清洁能源体系势在必行

《生物质能“十二五”规划》明确提出，到2015年，生物质年利用量超过5000万吨标准煤，其中生物质发电要达到1300万千瓦，年发电量约780亿千瓦时，生物质成型燃料1000万吨，生物液体燃料500万吨。然而，从生物质各产业的具体政策和实施成效来看却差强人意。当前迫切需要解决的问题是营造生物质能发展的大环境

“新型城镇化的‘新’体现在不再靠重、化工业，不赶农民上楼，农民不再背井离乡即可就业，中小城镇保留田园风光……”在2014中国国际生物质能大会暨展览会上，中国农业大学生物质工程中心教授程序表示，发展生物质能源产业，就是实现新型城镇化可以依赖的支柱型产业。程序解释说，生物质能产业产品不愁“卖”，有气、固、液态多种能源形态和电能，可形成多种产业，容纳大量就业，“农民就业、增收，城镇建设需要的资金，都有了着落”。

有关数据显示，传统有机废弃物可以转化的能量是惊人的：农业秸秆总量7亿吨，其中50%可作开发利用，约等于2亿吨标准煤；林业和木材加工废弃物可利用量为2.1亿吨，约1.4亿吨标准煤；畜禽粪便35亿吨，转化沼气约1.49亿吨标准煤；污水652亿吨，可转化沼气约0.91亿吨标准煤……原材料结构显示我国生物质发电供热空间最大。不同生物质原料适合转化加工为不同产品，经原料与产品间的搭配与组合，其中约39.2%的生物质原料宜用于生产液体燃料以替代石油；13.1%的生物质原料宜用于生产气体燃料以替代天然气，最大占比约47.7%的生物质原料宜用于转化固体燃料供热发电以替代燃煤。

不过，制约生物质能发展的症结目前依然存在。以生物质发电为例，中国农村能源行业协会生物质能专委会秘书长肖明松在接受本报记者采访时表示，生物质发电起步早于风电、太阳能，但现在发展滞后，原因主要有三点：第一，生物质发电不仅需要装备，还要采购资源，资金投入较大，而风能和太阳能取之不尽用之不竭，也无需采购费用；第二，生物质不可能像煤炭、石油那样高度集中，收集、运输、储藏等环节复杂，如果储存不好，霉烂后就一钱不值；第三，生物质能源分散在家家户户，一般项目初期低价的原材料到产业兴建起来之后价格越来越高。以生物质发电为例，运营初期秸秆是100元/吨，现在已经300多元/吨了。

此外，生物质材料品类较多，无法一次转化木、秸秆等不同材料，加工环节粉尘也很大，对设备的质量要求特别高。这两个因素制约了国内加工产业的生产周期和成本。

肖明松表示，发达国家对生物质能源的开发往往也是“走投无路”所致，但国内的形势也越来越严峻：中国煤炭占整个能源消费的67.7%，世界平均水平为30.3%；油和气中，气只占2.6%，其中30%的天然气来自进口。考虑到天然气的储量和价格，中国科学院院士、中国工程院院士石元春表示，在很大程度上“煤改气”或要靠“煤改成型燃料”来完成。一般生物质燃料是低碳或零碳排放，生物质天然气甚至可实现负碳排放。

生物质能源产业技术创新战略联盟理事长马隆龙指出，发展生物质能源产业一是可以增加农村地区清洁能源供应、改善农村卫生状况和农民生产生活条件，二是可以延伸传统农业产业链，提高农业生产效益。据统计，利用秸秆、禽畜粪便以及我国50%的低质地进行生物质能资源开发，就可以带动500万农户，增收4000亿元。内蒙古毛乌素生物质能热电公司通过农民合作组织，扶持周边上千牧户在沙地上大面积种植灌木沙柳等，定期平茬，从农牧民手中收购枝条用于发电。发电产生的大量二氧化碳又用于生产高价值的螺旋藻。既调动了农牧民的积极性，增加了他们的收入，又达到了防风固沙、改善环境的效果。

会上，广州能源研究所的许洁博士发布了《中国生物质发电与供热路线图》，到2050年，我国生物质发电的目标是达到3883亿千瓦时，占有能源供应的2.8%，生物质供热将达到6030亿千瓦时，占比提升至11.6%。许洁建议，当前国家有关部门或机构应加大生物质发电供热的宣传和培训，提高国家科研经费的支持力度，重点研究低能耗清洁生物质热电生产技术的开发；也要拓宽资金融

入渠道，探索科研单位与生物质企业的合作创新，提高产业和科研成果转化能力。国家林业局造林司能源处处长王晓华表示，当前迫切需要解决的问题一是要正确认识生物质能，共同营造生物质能发展的大环境；二是要深化改革，转变作风，出台政策措施，让有能力、有条件，有意愿的企业都参加进来。

国能生物发电集团有限公司科技部总经理庄会永告诉记者，尽管在原料可持续供应、系统集成技术、经济性及市场培育等方面还存在诸多难点和障碍，但长远来看，随着有关法律法规的完善、各种生物质能利用技术的不断进步，生物质能产业将会朝着多元化方向发展，生物液体燃料、生物天然气、生物质固体成型燃料及生物质发电等产业应用水平将不断提高。

经济日报 2014-10-13

生物质利用还需打通症结

我国应对大气污染形势严峻，替代化石能源的任务繁重，随着新型城镇化进展加快，构建以可再生能源为主的清洁能源体系势在必行。《生物质能“十二五”规划》明确提出，到2015年，生物质年利用量超过5000万吨标准煤，其中生物质发电要达到1300万千瓦，年发电量约780亿千瓦时，生物质成型燃料1000万吨，生物液体燃料500万吨。然而，从生物质各产业的具体政策和实施成效来看却差强人意。当前迫切需要解决的问题是营造生物质能发展的大环境。“新型城镇化的‘新’体现在不再靠重、化工业，不赶农民上楼，农民不再背井离乡即可就业，中小城镇保留田园风光……”在2014中国国际生物质能大会暨展览会上，中国农业大学生物质工程中心教授程序表示，发展生物质能源产业，就是实现新型城镇化可以依赖的支柱型产业。程序解释说，生物质能产业产品不愁“卖”，有气、固、液态多种能源形态和电能，可形成多种产业，容纳大量就业，“农民就业、增收，城镇建设需要的资金，都有了着落”。

有关数据显示，传统有机废弃物可以转化的能量是惊人的：农业秸秆总量7亿吨，其中50%可作开发利用，约等于2亿吨标准煤；林业和木材加工废弃物可利用量为2.1亿吨，约1.4亿吨标准煤；畜禽粪便35亿吨，转化沼气约1.49亿吨标准煤；污水652亿吨，可转化沼气约0.91亿吨标准煤……原材料结构显示我国生物质发电供热空间最大。不同生物质原料适合转化加工为不同产品，经原料与产品间的搭配与组合，其中约39.2%的生物质原料宜用于生产液体燃料以替代石油；13.1%的生物质原料宜用于生产气体燃料以替代天然气，最大占比约47.7%的生物质原料宜用于转化固体燃料供热发电以替代燃煤。

不过，制约生物质能发展的症结目前依然存在。以生物质发电为例，中国农村能源行业协会生物质能专委会秘书长肖明松在接受本报记者采访时表示，生物质发电起步早于风电、太阳能，但现在发展滞后，原因主要有三点：第一，生物质发电不仅需要装备，还要采购资源，资金投入较大，而风能和太阳能取之不尽用之不竭，也无需采购费用；第二，生物质不可能像煤炭、石油那样高度集中，收集、运输、储藏等环节复杂，如果储存不好，霉烂后就一钱不值；第三，生物质能源分散在家家户户，一般项目初期低价的原材料到产业兴建起来之后价格越来越高。以生物质发电为例，运营初期秸秆是100元/吨，现在已经300多元/吨了。

此外，生物质材料品类较多，无法一次转化木、秸秆等不同材料，加工环节粉尘也很大，对设备的质量要求特别高。这两个因素制约了国内加工产业的生产周期和成本。

肖明松表示，发达国家对生物质能源的开发往往也是“走投无路”所致，但国内的形势也越来越严峻：中国煤炭占整个能源消费的67.7%，世界平均水平为30.3%；油和气中，气只占2.6%，其中30%的天然气来自进口。考虑到天然气的储量和价格，中国科学院院士、中国工程院院士石元春表示，在很大程度上“煤改气”或要靠“煤改成型燃料”来完成。一般生物质燃料是低碳或零碳排放，生物质天然气甚至可实现负碳排放。

生物质能源产业技术创新战略联盟理事长马隆龙指出，发展生物质能源产业一是可以增加农村地区清洁能源供应、改善农村卫生状况和农民生产生活条件，二是可以延伸传统农业产业链，提高

农业生产效益。

据统计，利用秸秆、禽畜粪便以及我国 50%的低质地进行生物质能资源开发，就可以带动 500 万农户，增收 4000 亿元。内蒙古毛乌素生物质能热电公司通过农民合作组织，扶持周边上千牧户在沙地上大面积种植灌木沙柳等，定期平茬，从农牧民手中收购枝条用于发电。发电产生的大量二氧化碳又用于生产高价值的螺旋藻。既调动了农牧民的积极性，增加了他们的收入，又达到了防风固沙、改善环境的效果。

会上，广州能源研究所的许洁博士发布了《中国生物质发电与供热路线图》，到 2050 年，我国生物质发电的目标是达到 3883 亿千瓦时，占有能源供应的 2.8%，生物质供热将达到 6030 亿千瓦时，占比提升至 11.6%。

许洁建议，当前国家有关部门或机构应加大生物质发电供热的宣传和培训，提高国家科研经费的支持力度，重点研究低能耗清洁生物质热电生产技术的开发；也要拓宽资金融入渠道，探索科研单位与生物质企业的合作创新，提高产业和科研成果转化能力。国家林业局造林司能源处处长王晓华表示，当前迫切需要解决的问题一是要正确认识生物质能，共同营造生物质能发展的大环境；二是要深化改革，转变作风，出台政策措施，让有能力、有条件，有意愿的企业都参加进来。

国能生物发电集团有限公司科技部总经理庄会永告诉记者，尽管在原料可持续供应、系统集成技术、经济性及市场培育等方面还存在诸多难点和障碍，但长远来看，随着有关法律法规的完善、各种生物质能利用技术的不断进步，生物质能产业将会朝着多元化方向发展，生物液体燃料、生物天然气、生物质固体成型燃料及生物质发电等产业应用水平将不断提高。（经济日报记者 肖尔亚）

中国经济网 2014-10-13

新技术助力巴西乙醇燃料生产

作为全球乙醇燃料第二大生产国和最大出口国，巴西是世界上第一个达到生物燃料可持续利用的国家，也是生物燃料领域的领导者之一。由于乙醇工业对巴西汽车及能源部门的巨大影响和潜力，巴西一直鼓励相关新技术研究，希望技术元素可以不断提高乙醇工业生产力。巴西生物燃料公司 GranBio 今年 9 月宣布，实现了以甘蔗纤维素为原料大规模生产第二代乙醇燃料，成为拉美第一家实现二代乙醇商业化生产的科技公司。

据介绍，两代乙醇最主要的区别为生产原料。第一代乙醇采用甘蔗汁为原料，由于甘蔗汁也用于制糖，这种生物燃料严重挤占了制糖、食品等产业的原料。随着生产工艺的改进，二代乙醇改用甘蔗秸秆等富含植物纤维素的原料，减轻了生物燃料“争夺粮食”的弊端。

目前，巴西生物乙醇科学与技术实验室正在开发一项旨在提高乙醇原材料——甘蔗生产效率的机械化项目。项目负责人拉巴特介绍说，实验室正在开发的一种新型收割机，将有效减少甘蔗收割时土壤的板结程度，从而降低对植物根茎的损害，增加甘蔗产量。

传统甘蔗收割机会造成 60% 的土壤出现板结，新技术的应用将使其对土壤的影响降低至 10% 至 13%。这一项目已经获得 1600 万雷亚尔（约合 667 万美元）科研资金。

此外，在 GPS 技术的帮助下，新型农机还可以用于甘蔗的播种、施肥程序。传统农机完成这些工作通常有 10% 的原材料浪费，对于全国的种植农场意味着每年 3 亿雷亚尔（约合 1.25 亿美元）的经济损失。根据生物乙醇科学与技术实验室的测算，随着该新型机械化项目的推广，原材料浪费造成的经济损失将下降到 5% 以内，每年节省约 1.5 亿雷亚尔以上。

巴西乙醇工业已有 30 年的发展历史，主要原材料为甘蔗。2008 年巴西的乙醇产量为 245 亿升，占当年世界产量的 37.3%。

乙醇工业的高速发展在某种程度上为巴西优化能源结构、普及生物能源提供了保障。为减少温室气体排放，巴西联邦政府法律规定，巴西境内所有加油站销售的普通汽油必须添加至少 25% 的乙醇。相比于普通汽油，乙醇燃料可以减少近 90% 的温室气体排放。

2009 年 7 月以来，巴西境内行驶的机动车有超过 800 万辆是百分之百乙醇燃料驱动，或可以支

谢光辉：粮能联产是中国的理性选择

中国能源报：生物质原料中的“粮”与“非粮”究竟是如何划分的？

谢光辉：由于粮食定义不统一，粮食与非粮的划分界限也不明确。联合国粮农组织对粮食的统计只限于谷物。而在我国，粮食除了谷物，还包括豆子和薯类。为了不干扰国家粮食安全决策，专家呼吁从我国粮食统计口径中剔除豆子和薯类。我国进出口贸易统计中，豆子和薯类已不在粮食之列。

2008年，国家发展改革委颁布的《国家粮食安全中长期规划纲要》中，将大豆、油菜及其他油料作物、甘蔗、木本粮油列为非粮食物资源。而在2009年国务院办公厅颁布的《全国新增1000亿斤粮食生产能力规划（2009—2020年）》中，规划的作物为稻谷、小麦、玉米，兼顾大豆，未包括油料、糖料和薯类作物。但在发展生物质能源方面，我国应用了粮食最广义的定义，即粮食等同于所有植物性食品原料（包括饲料粮），不但包括谷物、豆子和薯类，还包括油料和糖料作物，这样非粮的范围就很小了，也就是说，不能吃的东西才是非粮。

中国能源报：生物质能“与人争粮、与粮争地”的观点从何而起？中国目前的应对之策是什么？

谢光辉：这个说法源于以美国为主的玉米乙醇发展，导致2007-2008年粮食危机的偏激观点。当时，由于担心生物质能“与人争粮、与粮争地”，我国政府出台了相关政策，终止了审批粮食生物燃料项目。从此，我国生物质能源的研究和产业一边倒地进入了“非粮”模式。

但值得注意的是，当时美国玉米乙醇发展不但没停止，反而继续大幅增加，到2011年达到高峰保持至今，比2008年的燃料乙醇增产约50%。事实证明，美国的决策是正确的，因为国际社会已明确了，玉米乙醇并不是危机形成的主因，而是由经济增长、石油价格上涨、粮食出口国干旱等多种原因互相影响的结果。相反地，尽管危机对中国粮食市场影响较小，而中国兀突、迅速地切换到非粮模式，真是“美国得病，中国吃药”，更冤的是我们吃药还是基于误诊的病因。

目前我们怎么应对呢？很简单，不要再错误地“吃药”了，实行“以粮为纲、粮能联产”战略。我国不存在发展生物质能源“与人争粮、与粮争地”的问题，而是迫切需要“以能救粮、以能救地”。

中国能源报：那么我们国家当前的粮食安全现状如何？

谢光辉：中国的农业发展取得了举世公认的成就，为世界粮食安全做出了巨大贡献。按照我国计入大豆的统计方法，当前我国粮食自给率要低于90%。但是，如果按照国际可比的谷物概念作为粮食口径，上世纪90年代中期以来，我国粮食平均自给率保持在100%以上，2011和2012年分别为99.2%和97.7%。

当前国家粮食库存充裕，库存消费比大于35%，大大高于联合国粮农组织确定的粮食安全警戒线17%-18%。依据联合国世界粮食计划署(WFP)，2010年中国粮食安全风险指数排名为第96位，属于“中等风险”国家。但由于资源与人口的矛盾，我国粮食供需将长期处于紧平衡状态，保障粮食安全面临严峻挑战。到2029年我国人口预计将达到峰值，此后将进入负增长时代，但因人口基数大，粮食安全的问题将会继续持续较长时间。总结一下，也就是说，当下我们的粮食够吃了，但在今后相当长的时间内，随时会有粮食不够吃的危险。

中国能源报：中国是粮食生产大国，同时却也是粮食进口大国，在此背景下，以粮食为原料发展生物质能的逻辑基础是什么？

谢光辉：现在，大豆进口量约占我国大豆消费总量的3/4，玉米的进口量也正处于迅速增长中。仅大豆进口，就相当于每年进口耕地0.3亿公顷，是我国耕地总面积的四分之一。这看上去挺吓人，其实并不可怕，符合经济学的比较利益理论。我们还出口了大量肉食类商品，农产品贸易自由化的进程总是向前发展的。

那么什么可怕呢？可怕的就是我们不断增加进口粮食，导致国家粮食生产能力不断下降。现在

国外市场上大多数粮食品种比国内便宜，进口粮食越来越多，国内粮食生产就相对过剩了。尽管政府不断出台惠农政策，但“米袋子”永远不如“钱袋子”，粮食生产越多，经济越落后，陷入“粮食大省（县）、经济弱省（县）、财政穷省（县）”的怪圈。地方政府和农民的种粮积极性不断下降，农业基础设施建设投入不足。这种恶性循环导致农民种粮收入果说会更低，国产粮食生产成本更高，卖粮难的问题会更严重。

这就是我国的粮食安全悖论现象。如果把保证粮食安全比喻为打仗，我们现状就是，将军下令狠狠地打，而战士都不愿意打甚至当逃兵。这样，中国粮食生产能力越来越弱，长此以往，饭碗就会被外国人掌握了。

要打破这个恶性循环，必须增加国产粮食的消费。那么，如何增加粮食消费呢？生物质能源是天赐良机，其生产规模大，产业链长，以适量的粮食和土地用于能源生产，实施“粮能联产”战略，既能拉动粮食消费，又能充分利用农林废弃物，增加农民就业和经济收入。可以说，粮能联产是中国的理性选择。

中国能源报：回到生物质能本身，我国发展生物质能源的瓶颈在哪里？

谢光辉：最主要的瓶颈是国家对生物质能源政策扶持力度较弱。由于片面的思维主导着我国生物质能源发展，只见树木，不见森林，担心生物质能“与人争粮、与粮争地”，导致我们进入认知误区。从政策上限制了原料范围，降低了财税支持，科技研发投入也少。目前当务之急是重新审视我们政策的顶层设计，制订促进国家粮食安全、保护生态环境的生物质能源政策。

中国能源报：目前我国生物质能源的主要原料是什么？您看好哪些？

谢光辉：除了 2008 年前审批的项目外，目前我国允许利用的原料都是非粮类，即有机废弃物（如秸秆）以及木薯、甜高粱、菊芋、能源草等非粮能源植物。这些非粮原料范围太窄，从促进粮食安全的角度，我认为在重视非粮的同时，至少现阶段，还应增加粮食、油料、糖料等作物生产能源。因为不同的农作物在粮食安全中有不同的作用，其重要性不可替代。

例如，我国消费的大豆约 3/4 来自于进口，跨国粮商掌控着进口货源，建立了完整的生产、运输和储存体系，控制了大豆定价权。国内大豆生产已大面积萎缩，产业链已受到重挫。但是，大豆既是最主要的植物蛋白源，也是植物油的主要来源，如不尽快扭转局面，我们将要为如此高比例受制于人而付出代价。如果能以适当比例大豆用于生产生物柴油，刺激国内大豆生产，才能逐渐降低生产成本，增加市场竞争力，能拯救国内大豆产业。

中国能源报：据您了解，国外发展生物质能在原料选择上的主流趋势是什么？对中国是否存在借鉴意义？

谢光辉：在原料选择上，国外发展的主流趋势有两个。一是粮食原料方面，根据国际市场进行粮能联产，如美国的玉米、欧盟的油菜、巴西的甘蔗。经历 2007-2008 粮食危机至今十多年发展，这些国家已经找到了其粮能联产平衡发展战略，实现了最大的经济效益，保证了农业生产稳定发展。二是重点研发非粮原料，发展第二、第三代生物质能源，非粮生物燃料的碳减排效益更好，是更有潜力的发展方向。

国外发展趋势对中国有很好的借鉴意义。第一，我们有必要纠正 2008 年以来终止粮食生物燃料项目的政策，确定我国粮能联产平衡发展战略。第二，实行粮食能源与非粮能源相结合的策略，逐渐过渡到以非粮为主。在非粮生物质能源方面，实行有机废弃物与新型非粮能源植物相结合的策略。发展非粮能源植物必须做到因地制宜，达到涵养水源、保持水土、防风固沙、保护生物多样性的目的，实现可持续的粮能联产，保障国家粮食安全。

中国能源报：如果扩大粮食（即食品）原料的生物质能生产，我国生物质能产业格局会有什么变化？其与第二、第三代生物质技术会产生直接竞争吗？

谢光辉：以谷物发展“粮醇联产”、以油料类发展“油能联产”、以糖料类发展“糖醇联产”、以薯类发展“淀粉乙醇联产”，统称为“粮能联产”，种类上能实现多元化原料供应，数量上能较大幅度提高生物燃料产量，地区上能增加在粮食主产省的产能分布。

这种格局的变化不会与第二、第三代生物燃料技术直接竞争，主要是因为当前第二代燃料在发达国家才开始商业化生产，其投资规模和加工成本仍然很高，需要国家较高的财政补贴，不具备可比性。第三代更不用说了，正在研发中，距商业化生产还早。

中国能源报：现阶段国内以粮食为原料的生物燃料产业发展得如何？

谢光辉：当前我国的生物燃料以乙醇为主。燃料乙醇年产量约 200 万吨，大约是美国的 5%，其中约 95% 以粮食为原料。2002-2004 年期间国家核准了四家粮食燃料乙醇项目，分布在河南、安徽、吉林和黑龙江。这四个省及辽宁实行汽油中混配 10% 的燃料乙醇（即 E10 汽油）全省封闭运行，还有其它五个省有部分地区应用 E10 汽油。

非粮原料的生物燃料产量很小，由于转化技术限制，在我国大规模商业化还待一定时日。这样燃料乙醇还不能满足国家需要，市场需求潜力很大，“十二五”规划的产量指标看来又难以实现。虽然我国进口燃料乙醇的可行性还有待论证，但去年已经有企业尝试性地从美国成功进口。当前，玉米产量已严重过剩，超标污染地生产的大量稻谷也没有出路，国家有关部门和企业正在调研、论证适当扩增粮食乙醇产能。

中国能源报 2014-10-14

到 2016 年垃圾发电可供沈阳 10 万个家庭用

“垃圾围城”、“臭气困扰”、“水质污染”……城市生活垃圾的与日剧增，已经成为制约城市发展、污染城市环境、影响居民生活的重大社会问题。据统计数据显示，九个区平均每天的生活垃圾产量为 7192 吨，沈阳现有的垃圾填埋处理场每日最大程度处理垃圾 3500 吨，目前的负荷已经远远超出设计能力。城市垃圾的及时清运和焚烧处理对城市发展、人群健康和生活质量至关重要，所以，明年沈阳市将建设一座亚洲最大的垃圾焚烧处理项目。垃圾既可以焚烧达到 0 排放，还可以用来发电，每年所发的电量将供给 10 万个家庭的正常用电一年。这个项目 2016 年将正式投入使用。

建设意义

1. 集中焚烧处理，杀灭细菌、病毒，不再产生困扰生活的难闻臭气，提高空气质量。
2. 渗滤液处理后厂内循环利用，浓缩液炉内回喷，零外排，不再对周边水资源造成威胁。
3. 填埋场封场绿化，焚烧厂建成区域景观和示范展示基地，带动区域旅游产业发展。
4. 项目设施建设期间，带动区域经济，解决富余劳动力，促进当地就业及零售业的发展。
5. 恢复区域生态，提升环境质量，实现沈阳市生活垃圾“无害化、减量化、资源化”处理。

• 现状

目前两座垃圾填埋场超负荷运行

随着沈阳社会经济的稳定发展、城市化进程的加快、城市规模的逐渐扩大，市区人口仍将日益增加，城市生活垃圾数量将呈同比增长趋势。

据了解，沈阳现有两座生活垃圾处理设施——老虎冲、大辛生活垃圾卫生填埋场。两座垃圾处理场均于 2003 年投入使用，总设施处理能力 3500 吨/日。目前两座垃圾处理场均超负荷运行，使用年限急剧缩短，垃圾渗滤液积存问题凸显，不仅对土地资源和水资源造成浪费和威胁，而且由于城市垃圾成分复杂，对环境的污染和人体的危害也很大。

有垃圾填埋场附近居民表示，“在 1 里地以外，就能闻到垃圾填埋场的臭味。”此外，填埋式垃圾处理场占用土地十分巨大。同时垃圾的集中堆放，会产生二恶英等有害气体，污染大气。所以采取切实有效的处理方式解决沈阳市生活垃圾增长问题已成为当务之急。

• 改变

2016 年实行生活垃圾焚烧发电

目前国际上领先的垃圾处理技术即为垃圾焚烧发电这一项目，将垃圾焚烧后产生的能量用来发电，一方面节约土地能源，另一方面也对废弃垃圾进行有效的运用，产生可观经济效益。

所以，经过反复的论证之后，沈阳市将在老虎冲生活垃圾卫生填埋场内部北侧新建一座日处理

能力在 3000 吨的生活垃圾焚烧发电厂，总项目分为两期进行，每期 1500 吨/日，明年开建，2016 年建成并投入使用。如果效果良好，下一步，大辛生活垃圾卫生填埋场也将启动生活垃圾焚烧发电厂的建设工作。

- 利用

年发电量可供 10 万个家庭使用

据了解，该项目占地 11 万平方米，将采用国内外的先进技术设备，选用 4 台处理能力 750 吨/日炉排焚烧生产线，达到日处理能力 3000 吨，年处理垃圾 100 万吨。项目配有 2 台 30 兆瓦的发电机组，年运行时间 8000 小时以上，年发电量约 3.5 亿度，节约标准燃煤 9 万吨/年，相比燃煤发电，可大大减少二氧化硫以及二氧化碳的排放。

建成之后，该项目将与北京市的垃圾焚烧发电项目并列成为亚洲最大的垃圾焚烧发电项目，同时，沈阳市也将问鼎单体日处理能力的桂冠。

而且该项目的占地仅为老虎冲生活垃圾卫生填埋场的十分之一，但是发电量却是目前老虎冲的 20 倍。而 3.5 亿度的年发电量，基本上可以保证沈阳市 10 万个家庭一年的正常用电。

- 优点

废水、气、渣将全部再生使用

按照老百姓的固有观念，焚烧物体将会产生烟、固体残留物等。这座即将开建的生活垃圾焚烧发电厂将生活垃圾焚烧之后，也会随之产生烟气、废水、炉渣和飞灰，这些有害物体该怎么加以利用呢？

据了解，在垃圾焚烧发电的同时，这些废弃物也将一并加以利用，产生的烟气经过 SNCR 炉内脱硝+半干式脱酸+干石灰喷射+活性炭吸附+布袋除尘等工艺之后，达到欧盟的排放标准排放到大气当中去。产生的废水在经过处理之后，用于厂区的绿化、道路喷洒及设备循环冷却补水。而产生的“最没用”的炉渣，在这里也成了宝贝，这些炉渣将被制成空心砖或者其他建材进行销售。最后剩下的飞灰也将制作成为稳定的固化物。所有工序完成之后，所剩的真正的“垃圾”将占原有生活垃圾的 20% 以下。

- 环保

垃圾全封闭处理达到零污染

说到这里，可能很多市民好奇，焚烧是否会产生有害气体及物质呢？

据了解，从垃圾一进入到卸料大厅之后，只要卸料门一关闭，那么垃圾就将“消失”，直至最后制成回收利用成品。

由于生活垃圾处理全部在封闭环境中完成，将不再产生严重影响周边环境的难闻气味，不再出现渗滤液积存问题，彻底实现生活垃圾处理的“减量化、资源化、无害化”，区域生态将逐步恢复，生活环境质量将得到显著改善，真正达到零污染。（记者张津津）

时代商报 2014-10-14

我国发展生物质能源须多管齐下

■我国的生物质能源产业一定会成为优先发展的战略性新兴产业，这是我和我的研究团队在进行大量的研究工作后作出的基本判断。

我们的判断基于以下理由：首先，生物质能源的原料主要来自于农业剩余物和废弃物，而农业剩余物和废弃物的处理有刚性需求；其次，我国石油去年的对外依存度已经达到了 58.1%，液体燃料最短缺，生物质能源则是可再生能源，可以有效缩小这一能源缺口；第三，发展生物质能不但可以增加农民就业，还可增加农民收入，甚至可以为农村提供支柱性的长期产业；第四，生物质能与风能、电能和太阳能不同，生物质能在原始状态下可以转移。

但是，在巨大的发展潜力之下，生物质能发展依然有一系列的问题亟待解决。

问题待解

首先，生物质能相对于我国整体资源和整个能源产业而言，尚势单力薄；第二，我国生物质能产业发展很不平衡，目前生物质主要用于发电和生产液体燃料，生物质发电规模不大，而且整个装备制造领域发展比较落后。

最后，当前生物质能的技术体系尚不成熟。

当前，整个生物质产业的技术体系仍属于初级阶段，技术体系还没有形成，大部分技术处在研发过程中，离商业化还有很长的路要走，即使是现在已经进行商业化运行的技术，仍然有很大的提升空间。

技术是否成熟有一个判断标准。这个判断标准并非是指已经建立一万吨或者十万吨的生物质能示范工程，而是指生物质能的生产成本能够达到同时期化石能源的生产成本。纤维素乙醇在全世界推行受阻，就是因为成本太高，其背后则是技术不成熟。

我们对生物质能源的生产成本进行了分析，根据研究结果，到 2020 年，除了生物质混燃发电和沼气供热可以达到技术成熟的标准，其他的液体燃料，包括生物质发电都难以达到。到 2030 年，情况会有所转变，生物质发电成本还是会比较高，如果能够进行热电联产，成本可以降下来，单纯发电成本依然很高。同时，以纤维类生物质为原料来生产液体燃料，其生产成本在 2030 年之前还很难做到同类原料的生产成本水平。2030 年以后，生物质能源基本上可以与同类的化石能源生产进行竞争。

要充分考虑原料分布

生物质能源要发展，有几个前提要考虑。首先，不与人争粮，不与粮争地。生物质能源的生产、种植应该利用边际土地。第二，能源消费市场很大，生物质能源不应受到市场限制。

生物质能源的发展要充分考虑生物质原料分布。目前，生物质原料虽然分布分散，但是分布很广泛，分布式的能源供应应该是今后发展的一个重要趋势。此外，生物质原料的本地化利用，能够促进本地化就业和经济发展，这是生物质能产业的独特优势。

生物质能的发展，要做到原料先行。剩余物和废弃物的处理是一个刚性需求，所以在液体燃料没有达到商业化运行之前，即 2030 年前，发电仍旧是一种可能实现的大规模消纳剩余物和废弃物的技术方式，而且发展的模式应该不是直燃，而是混燃。2030 年以后，液体燃料得到发展后，电力需求会有其他的可再生能源进行保障和补充。此时，预计所有原料的增量基本上会用于液体燃料的生产。

纤维类生物质资源涉及到发电、供热及液体燃料，未来肯定会有原料的争夺。总体而言，到 2050 年时，纤维类生物质资源利用度可以达到 30% 以上，当然，与政策、市场和价格的调节也有重要关系。

加强政策调控与经济激励

生物质能源的发展离不开政策的调控。在政策保障的设计思路，我认为有几项原则应该遵循。

首先，坚持政府引导，市场运作的原则。政府要编制生物质能源发展规划，明确产业发展的方向和规模。还要强制开放市场，消除市场壁垒。要制定市场运作的规则，营造公平竞争的市场环境，加强市场监管。

生物质能源的政策设计要涵盖几个方面：

第一，要开放能源市场，建立保障性收购制度。这是关系生物质产业能不能发展的大问题。按照当前的状况，发展比较好的几个生物质能源项目都是国家在强制执行。而且，以后能源市场开放要像电力市场一样，既然可以规定天然气管网全额保障性收购，那么也要保障全额收购符合标准的生物质燃气。

第二，要完善市场进入标准。现在风电和太阳能发展尚可，最重要的是检测认证体系的建设。推及到生物质能源，虽然生物质能源门类多，技术种类也多，但也要建成生物质能源的检测认证体系。不然，行业发展不规范，生物质能源行业要达到大规模发展是空谈。

第三，要加强外部环境的优化。废弃物是生物质能源重要的资源来源，所以要加强监管。为什

么利用养殖场的沼气依然存在成本问题？最根本的原因就是养殖场畜禽粪便的排放监管不利，所以要加强监管。

其次，要完善生物质能经济激励政策的体系。现在的政策基本上都是在提高生物质能市场产品和市场竞争力时给予经济扶持。为什么给生物质能源补贴？因为它的外部效益无法从价格中体现出来，即在化石能源消费时，化石能源的消耗对环境和社会造成的负面影响没有“买单”，是全社会在“买单”。为了体现社会协同效益，应该提高化石能源的成本，以此提高生物质能的市场竞争力。

至于经济激励政策，笔者也有几个建议。

第一，要有税收优惠。税收优惠并不是指免税，而是应该根据化石能源对于环境造成的负面影响对化石能源进行加税，比如碳税，让所有的社会成本从价格中体现出来。这样也可以给生物质能源营造一个公平竞争的环境。

第二，财政资金也必须对生物质能源产业进行支持。应该进行生物质能源的基础理论研发，包括能力建设、标准制定、原料供应体系、产业化的示范工程、公众服务等，这些都需要财政资金支持。

第三，要帮助生物质能源拓展资金渠道。国家开发银行是唯一的政策性银行，现在对生物质能源的发展已经越来越重视，但是依然不够。国家开发银行对风能和太阳能的投资都是数以千亿计，对生物质能的投资才 45 亿元。（作者：秦世平 系国家发改委能源研究所研究员，本报见习记者李勤根据会议发言整理）

中国科学报 2014-10-14

龙江秸秆综合利用联盟在东北林业大学正式成立

近日，龙江秸秆综合利用联盟——生物质液固体燃料与循环经济技术产业联盟在东北林业大学正式成立。这是我省第一个生物质液固体燃料与循环经济高新技术协同创新平台。

省科技厅相关负责人表示，该联盟的成立不但可以实现新农村的建设与循环经济可持续发展，还有利于缓解我省秋冬季节秸秆焚烧造成的空气污染问题。

据了解，该联盟由致力于秸秆综合利用的企业、科研单位和多所高校组成。

联盟以推进我省秸秆生物质液固体燃料与循环经济相关技术协同创新、研发和产业化应用及发展为目标，通过企业、研究机构和高校的优势互补与强强联合，促进生物质液固体燃料产业共性技术的研发与应用，解决其产业深度发展的关键技术问题，同时提升我省生物质液固体燃料及相关产业技术创新和协同创新的能力与水平。

黑龙江经济报 2014-10-14

生物质发电仅是无米之炊的盛宴？

从经历轰轰烈烈投资狂喜，到被冷酷无情的市场大潮重重甩在亏损的边缘，在历经冰火两重天后，国内相当部分生物质发电投资者或许才明白，几年前一度被描绘成的生物质千亿大单，到头来只不过是一场无米之炊的盛宴。

巧妇难为无米之炊，因燃料缺乏，目前国内相当多生物质发电企业正面临亏损的尴尬。

困顿中逃离与坚守

日前，国电集团旗下港股上市公司龙源电力宣布，作价一元(人民币)转让其所持国电聊城生物质发电有限公司 52% 权益。对于转让原因，公司解释为，在燃料市场恶性竞争进一步加剧等背景下，聊城生物质短期内难以扭亏，出售有利于减少龙源电力的潜在损失。

龙源电力此举犹有壮士断腕之勇，实为无奈之举。记者注意到，在过去的两个财年里，国电聊城生物质发电有限公司连连亏损，2012 年净利润为-2497 万元，2013 年净利润为-3188 万元。

资料显示，作为旗下五家生物质发电企业之一，聊城生物质发电有限公司于 2007 年 12 月在山东聊城成立，从事生物质发电业务，并经营装机容量为 30 兆瓦的聊城发电厂，其注册资本为人民币 5200 万元。两年前，龙源电力购得了该公司 52% 的权益，成为聊城生物发电有限公司控股方。

不仅如此，龙源电力旗下其他生物质发电企业日子也不好过。2013年，龙源电力曾为旗下的汤原生物质、前进生物质两家生物质发电公司计提约5亿元的减值准备，使得当年开支同比骤涨151.3%，削弱了公司利润。

记者注意到，其实早在今年年初，龙源电力总经理谢长军就向媒体透露，鉴于龙源电力旗下生物质发电项目亏损严重，公司决定“十二五”期间不再发展生物质发电，同时公司择机转让旗下生物质发电项目。

如此看来，此次股权转让及计提5亿减值准备之行动应该是龙源电力将生物质发电剔除出主业的实质性举措。

无独有偶，作为国内电力资本运作大鳄，华电国际近来也在生物质能源上栽了跟头。

今年上半年，华电国际发布公告，称因下属华电宿州生物质发电有限公司2008年投产发电以来一直处于亏损状态，考虑到其已经资不抵债，经营亏损、现金流短缺的经营情况难以改善，华电国际对其计提资产减值准备2.26亿元。

据了解，华电国际作为一家火力发电企业，向来以控制成本见长，其在最新的年报中披露，2013年公司供电煤耗308.79克/千瓦时，远低于全国平均水平。作为国内首家投资生物质发电的企业，于2007年成立华电宿州生物质发电有限公司。

也是在去年，江苏有媒体报道，包括华电宿州生物质发电公司在内的全部建成投产的13家生物质发电企业2012年全线亏损。

作为国电和华电国际尚且如此，国内其他生物质发电企业境况可见一斑。

恶性竞争自酿苦果

一哄而上，一哄而散，生物质发电行业亦未能幸免制约产业发展的中国“魔咒”。

据了解，目前在包括上述华电宿州生物质发电公司在内的江苏苏北、鲁南、皖北三省交界半径不足300公里的范围内，聚集着20多家生物质发电项目。

记者注意到，在山东西部的聊城及河北南部的邯郸、邢台等地，亦是国内生物质发电项目较为密集区域之一，这一区域也聚集了10余家物质发电企业。

倾诉这种企业密集所带来的竞争苦果，邯郸市某生物质发电公司负责人宋强(化名)更有发言权。他告诉记者，在区域燃料资源一定的情况下，企业布点增多，就意味着谁的价格高，谁就能收到燃料，这样必然导致燃料收购竞争加剧，造成燃料价格不断攀升。

他告诉记者，由于竞争因素，目前，每吨秸秆收购的价格已由去年的每吨200多元上涨到今年的300多元，即便如此，企业燃料缺口依然巨大，不得不到更远的地方收购，促使企业发电成本大幅增加，很多企业因此苦不堪言。

燃料价格节节攀升，甚至突破生物质发电企业承受临界点，但农民依然缺乏积极性。宋强告诉记者，在当前全民打工时代，农村青壮年劳动力极度缺乏，再加之受天气、墒情影响，无论是夏收夏播，还是秋收秋种，农民都在抢收抢种，相当繁忙，根本没有时间去收集。尽管一亩地秸秆收集起来运到电厂可能卖个两三百块钱，但在收集打捆等专业设备相对缺乏的农村，也没人愿意费时费力收集这些秸秆。

除此燃料缺乏，难以满足生产外，相对于同等规模火力发电，生物质发电投资成本要高出一倍还多，而且人力等运营维护成本也高出许多。这使遭遇燃料缺口的生物质发电企业似乎更是雪上加霜，叫苦不迭。

为鼓励清洁能源产业发展，国家生物质发电历来进行财政补贴。早在2006年国家发改委就明确规定，生物质发电项目的上网电价在各省脱硫燃煤机组标杆电价基础上，享受0.25元/千瓦时的国家财政补贴，此外，生物质发电还可享受收入减计10%的所得税优惠，而且秸秆生物质发电还享受增值税即征即退政策。

此后的2010年，国家发改委将农林生物质发电项目上网电价统一上调至0.75元/千瓦时(含税)，补贴力度进一步加大。

然而，这一切并未能拯救整个生物质发电行业亏损的颓势。生产亏损，不生产更亏损。为求生存，一些企业甚至打起了套取国家补贴的歪主意。宋强告诉记者，在他所了解的邯郸、邢台的一些少数生物质发电企业，竟然干起了白天烧秸秆、晚上偷烧煤的勾当。他进一步透露，邯郸某职能部门一干部的父亲就是干的往某生物电厂送煤的生意。

宋强的说法并非空穴来风，今年年初，有媒体就曾对邯郸一家生物质发电企业这一行径进行过曝光，曾在业界引发热议。

创新才能赢得未来

忍辱负重，踽踽前行，生物质发电行业一直在期待一个崛起的机会，毕竟光明就在前方。今年上半年在上海举行的 2014 中国国际生物质能与生物质利用高峰论坛上，“生物质能——下一代能源巨人”的论坛主题再次表明业界对生物质能源光明未来充满期待。

从国际上来看，作为一种成熟的技术，生物质发电已在欧美等发达国家得以大力推广应用，美国能源部预测，到 2025 年前，可再生能源中，生物质发电将占主导地位。

国家能源局发布的《能源发展“十二五”规划》指出，到 2015 年，生物质能年利用量将超过 5000 万吨标准煤，预算新增投资 1400 亿元，其中生物质能发电装机规模达到 1300 万千瓦。这给生物质发电企业吃了颗定心丸，更为时下并不景气的生物质发电市场提振了信心。

值得我们关注的是，在相对于当前生物质发电全行业萎靡不振的大局下，武汉凯迪电力生物质发电所呈现出良好发展态势更是振奋人心，而也更能引发行业思考。

8 月 6 日，凯迪电力发布公告，称随着生物质燃料收购模式完善，凯迪电力生物质发电板块业绩逐渐好转，今年以来公司旗下生物质发电厂 7 月份累计发电 2.08 亿千瓦时。1 至 7 月，累计完成发电 14.76 亿千瓦时，超过 2013 年全年发电量 11.98 亿千瓦时。由此，凯迪电力今年上半年可实现净利润 8343-10198 万元，同比增长 80%-120%。

对于生物质发电业绩提升，凯迪电力归功于公司除湖南祁东、安徽淮南两家电厂属第一代电厂外，其余 14 家已投入运营的电厂，均为使用了高温超高压循环流化床生物质发电机组的第二代电厂，发电效率较高。目前公司正在研究发电效率更高的第三代生物质发电技术。

凯迪电力再次用事实证明，创新是企业发展的动力之源。相对于国内一些等机会、靠补贴、要政策，甚至于靠投机钻营套取补贴的生物质发电企业来说，凯迪电力将注定迎来与它们不一样的未来。

新产经杂志 2014-10-15

生物质成型燃料在京遇冷引争论

原标题：生物质成型燃料在京遇冷 引起争鸣一片

北京定义生物质成型燃料高污染事件持续发酵。

“作为首都，北京制定的政策往往是其他省份地方政府学习的榜样。但这次北京将生物质成型燃料定义为高污染燃料，违反《可再生能源法》，没有及时纠正，又带来了其他不良影响。据我们了解，江苏、广东、湖南的一些城市目前也在酝酿制定与北京同样的政策，如果真的出台，那更是错上加错了。”广州迪森集团副总裁张志杰忧心忡忡地对《中国能源报》记者说。

8 月 4 日，北京市政府出印发了《北京市高污染燃料禁燃区划定方案（试行）》（下称《方案》）的通知，将各种可燃废弃物和直接燃用的生物质燃料，以及除生物气化利用外其他加工成型的生物燃料划归为高污染燃料。此文件一出，业界嘘声一片。

违法违规文件当修改

《中华人民共和国可再生能源法》将生物质能明确定义为可再生能源范围，鼓励清洁、高效地开发利用生物质燃料，鼓励发展能源作物。我国《可再生能源中长期发展规划》提出，2020 年生物质固体成型燃料年利用量将达到 5000 万吨，使生物质固体成型燃料成为普遍使用的一种优质燃料，生产方式包括在广大农村地区采用的分散、小型加工方式和在有条件地区建设大型集中式成型燃料

加工工厂。

农业部规划设计研究院能源环保所所长赵立欣告诉记者，在《北京市“十二五”时期能源发展规划》和《北京市“十二五”时期新能源和可再生能源发展规划》中，也将生物质成型燃料列为新能源和可再生能源，鼓励发展和应用，并设定了到2015年达到50万吨标煤的应用目标。“为什么全世界都认可生物质成型燃料是清洁能源的概念，北京市也将其列为鼓励方向，而北京市环保局却将其定义为高污染燃料，并加以限制？”赵立欣说。

环境保护部9月底发布的《关于界定生物质成型燃料类型有关意见的复函》（环办函[2014]1207号）明确表示，根据《关于划分高污染燃料的规定》（环发〔2001〕37号），未将“生物质成型燃料”划分为高污染燃料。近年来，生物质成型燃料技术发展迅速，在使用专用锅炉并配套袋式除尘器的条件下，烟尘、二氧化硫和氮氧化物等污染物排放浓度较低，可以达到相关标准的限值要求。这意味着，北京市环保局的文件也违反了环保部的相关规定。

记者试图采访北京市环保局未果。但受访的专家普遍表示，北京市环保局在当前大气治污的形势下确实压力很大，但将生物质成型燃料划归为高污染燃料公然违法，确实不妥。生物质行业协会代表与北京市环保局进行过多次沟通，但“并没有得到将会修改文件的答复”。

北京的选择不可复制

据了解，我国现有生物质成型燃料设备企业100多家，生物质成型燃料生产企业近200家，产能已达到500万吨。行业内的排头兵企业如广州森迪热能技术股份有限公司、吉林宏日新能源有限责任公司、北京宝粒特木煤机械制造有限公司等生产的木质颗粒燃料产品质量指标经过SGS通标标准技术服务有限公司的检测，完全符合日本和韩国等国家较高的排放要求。

为了进一步推动产业发展，日前，国家环保部、国家能源局联合下发了“关于开展生物质成型燃料锅炉供热示范项目建设”的通知，将于2014-2015年拟在全国范围内，特别是京津冀鲁、长三角、珠三角等大气治污形势严峻、减煤任务较重的地区，建设120个生物质成型燃料锅炉供热示范项目，总投资约50亿元。

通知明确要求，示范项目必须严格控制排放：烟尘排放浓度小于30mg/立方米，SO₂排放浓度小于50mg/立方米，氮氧化物排放浓度小于200mg/立方米。国家发改委能源研究所副所长王仲颖说：“生物质成型燃料本身含硫很少，锅炉燃烧排放二氧化硫浓度比天然气还低。锅炉安装除尘设施后，其烟尘、氮氧化物排放能超过现行燃油、接近天然气排放标准，污染物排放少，清洁环保。”

与此同时，从全国范围看，由于产业标准仍不够健全，一些生物质成型燃料企业的产品不能达到较高的排放指标。“不能因为行业内一些企业的产品不能达标，就否定整个行业。”北京宝粒特木煤机械制造有限公司副总经理张世维说。

北京今年初发布的《北京市大气污染防治条例》重点提到，开展清洁能源改造，提高天然气、外调电力和可再生能源利用比重。

“北京的大气治污压力较大，因此能源替代的标准按照天然气的标准提出，要求较高。但天然气价格较贵且需要外购，这不是其他地区能够复制的。每个地区都有各自的能源选择，经济性、环保、能源安全都是要考虑的因素，其他地区盲目效仿并不可取。”赵立欣说。

拿标准说事或许更科学

事实上，北京并非个例。广西南宁市前不久也出台了类似规定（南府字〔2014〕3号），将生物质成型燃料列为高污染燃料。但经过业内的反映，以及上级部门的核实，最近，广西南宁市环保局做出承诺，接受有关方面的意见，着手修订关于将生物质成型燃料列为高污染燃料的内容，积极发展生物质成型燃料供热。业内人士认为，政策制定者调整和修正政策的意愿，是对政府公信力的维护，对于行业和地方发展，也将带来积极的作用。

“当前情况下，地方政府可否通过标准控制来加强和规范生物质成型燃料发展，例如，设立地方生物质成型燃料锅炉排放标准，如达到天然气排放标准或其他相应的标准。届时，不能达标的能源自然被排除。”中国循环经济协会可再生能源专业委员会主任李俊峰说。生物质行业协会相关研究

机构、专家和企业代表建议，北京市环保局应将方案中“以及除生物气化利用外其他加工成型的生物质燃料”这段文字删除，即关于生物质燃料部分的第一条修改为：各种以生物质为原料加工而成的，但不能达到北京市排放标准的生物质燃料。

赵立欣也表示，方案中高污染燃料定义部分如果修改为“凡一切达不到国家和北京市规定的排放标准的燃料”会更好。北京市完全可以通过制定相应的排放标准，来提高对当地使用燃料的要求，从而保证对大气质量和环保的控制。这样既没有从概念上否定生物质成型燃料，又有利于推动生物质燃料产业的发展。

广州迪森集团副总裁张志杰和北京宝粒特木煤机械制造有限公司副总经理张世维赞同这样的观点：“目前生物质成型燃料在北京的市场并不是很大，但这个错误定义不仅在北京将我们拒之门外，也带来了恶劣的影响，是一个非常典型的反面案例，我们希望北京市能够尽早修改文件，恢复生物质成型燃料的声誉。”

中国能源报 2014-10-15

南京林业大学新技术激活绿色新能源

南京林业大学张齐生院士团队研制开发的“杏仁壳气化发电—活性炭—热能联产”项目首台1MW机组近日在河北平泉成功点火运行。小小杏仁壳“摇身一变”，不仅可以得到清洁的可燃气用于发电和供热，还可以使果壳直接制成活性炭。

不仅仅杏仁壳可以变身新能源，秸秆、稻秆、果树枝条等其他农林剩余物，在张齐生院士看来也都是十分宝贵的绿色资源。以农林剩余物为原料研发的“农林生物质气化发电多联产技术”，就是张齐生院士团队经过十余年自主创新刻苦攻关，正在实现产业化的一个有重大应用前景的科研成果，该项成果攻克了生物质可燃气净化去焦油的世界性难题。据悉，该项技术成果已在全国很多地方开花结果。孙芹菊 周建斌

新华日报 2014-10-15

雾霾围城倒逼生物质能产业发展

10月10日，发改委、农业部、环保部联合发布《京津冀及周边地区秸秆综合利用和禁烧工作方案(2014-2015年)》(以下简称“《方案》”)。分析指出，在雾霾日益严重的情况下，该方案的提出将使生物质能发展获得新的动力。但要实现生物质产业良性发展，还需化被动为主动，破解技术和管理瓶颈。其中，优质企业应起到先锋示范作用。

秸秆：是污染源也是资源

10月初，京津地区出现持续重度空气污染天气，气象部门分析认为，秸秆焚烧产生的有害气体及颗粒物成为雾霾天气的污染源之一。据相关研究报告显示，仅京津冀及周边地区每年因秸秆焚烧向大气中排放的颗粒物有数十万吨，区域内PM_{2.5}日均浓度平均增加60.6微克/立方米，最多增加127微克/立方米。抓好秸秆综合利用和禁烧工作，被认为是当前治理大气雾霾的有效措施，任务紧迫而艰巨。

同时，秸秆作为生物质能源原材料之一，如果加以科学利用，可以产生巨大的经济效益。近年来，随着秸秆资源化利用技术的不断完善和推广应用，秸秆用作肥料、饲料、工业原料、燃料和食用菌基料的产业化利用得到较快发展。特别是一批以秸秆为工业原料生产代木产品、发电、秸秆成型燃料、秸秆沼气企业的兴起，推动了秸秆商品化和资源化，实现了变废为宝、化害为利和实现农民增收。这其中，秸秆转化为电能、热能、燃油等能源的技术更具发展前景。有关数据显示，农业秸秆利用率可达50%，1吨秸秆产生的热能可相当于0.5吨标准煤产生的热能。

与秸秆一样，其他农产品(12.17,-0.360,-2.87%)剩余物、林业和木材加工废弃物等都属于生物质原材料。这些原料经过合理开发利用，可以发电、供热、生产出可替代化石能源的生物质燃油。生物质能源具有重要的战略意义和经济效益。据国家能源局公布的数据显示，我国每年可作为能源利用的秸秆和农产品加工剩余物4亿吨，林业剩余3.5亿吨，为生物质能源的发展奠定了充足的原料

基础。

生物质能源行业：优质企业引领突破发展瓶颈

生物质能源作为最有可能替代化石能源的可再生资源，未来发展前景不容置疑。但在发展过程中还有一些问题亟待解决，这需要政府、企业、农民等相关利益者共同努力实现。在我国实践中，生物质原材料的收购存在严重问题，回收的原材料质量不达标，且供应商恶意调高价格，使得成本无法下降。原料收购问题一度成为阻碍生物质产业发展的难点。

凯迪电力的发展过程即经受了如此阵痛。凯迪电力是目前国内拥有生物质电厂最多的上市公司。公司自 2004 年开始，就致力于探索和应用生物质能源。2012 年，由于中间商恶意抬高价格，并且在原材料中加水加沙，低于设备所需材料要求标准，造成公司发电成本提高。

为了解决危机，公司痛下决心，停产整顿，探索和完善新的收购模式。经过不断摸索，凯迪电力以国家收购 5 亿吨粮食建立收购点为典范，以利民便民为前提，按照由近及远、先易后难的建点原则，依据建点的规定条件在县域内积极开展燃料村级收购点的建设，实行源头质检，按质论价，质检标准为自然水分，如干柴等，坚决拒收掺沙、掺水、掺杂燃料。同时，在资金结算方面实现三分离，即源头燃料收购款直付给农民、破碎成型加工费付给承包破碎人、运输费付给运输承包商。

同时在计量上也进行创新：收购环节，对碎料如竹屑、木屑、刨花等实行量方计量；运输环节，实行按车结算付费；破碎费按源头收购量计算付费。这些举措的实施彻底的消除了人为掺杂加水、欺行霸市等违规行为，从根本上保证了燃料收购质量，杜绝了贪腐行为的产生。这一模式被凯迪电力命名为村级直购模式。

同时，凯迪电力通过自身技术研发，设备不断升级，能源转化率有效提高。2014 年 1-9 月，凯迪电力旗下生物质电厂已累计完成发电近 20 亿千瓦时，较 2013 年全年发电量增长约 67%。截至目前，凯迪电力旗下共拥有生物质电厂 24 家。其中，正式投运总数达到 16 家，已投运总装机合计 43.8 万千瓦，另有 5 家电厂处于设备调试及试运行阶段。根据此前规划，公司今年拟投产二代生物质电厂 3 家，新开工建设 3 家，并将完成广西区域 4 个生物质发电项目的前期开发工作。凯迪电力在生物质能利用特别是生物质能发电方面，已经成为业内龙头企业。

生物质能源产业：具有保障国家安全的战略意义

大气污染关乎国计民生，生物质能综合利用是缓解大气污染的重要战略之一，农业剩余物和废弃物处理具有刚性需求，发改委、环保部、以及各地相关部门均出台秸秆禁烧等法令；同时，能源是一个国家稳定和持续发展的重要因素，我国作为能源利用大国，2013 年，石油对外依存度已经达到了 58.1%，液体燃料最短缺，生物质能源则是可再生能源，可以有效缩小这一能源缺口；第三，发展生物质能不但可以增加农民就业，还可增加农民收入，甚至可以为农村提供支柱性的长期产业。

作为战略性产业，生物质能源产业的发展也得到国家大力支持。据国家能源局发布的《能源发展“十二五”规划》指出，到 2015 年，生物质能年利用量将超过 5000 万吨标准煤，预算新增投资 1400 亿元，其中生物质能发电装机规模达到 1300 万千瓦。生物质能产业发展方兴未艾，国家发改委能源研究所研究员秦世平指出，“我国的生物质能源产业一定会成为优先发展的战略性新兴产业”。

中国青年网 2014-10-17

太和县养殖场废物变沼气 发电增效益

规模养殖，动物产生的粪便如何更好地处理，既节能环保，又能产生不错的经济效益？近日，记者在太和县福海养殖场采访时发现，这里通过科学养殖让这一问题得到很好的解决。

福海养殖场坐落在太和县大新镇辛庄村，占地 70 余亩，以生猪养殖为主。养殖场成立近 10 年，目前已发展成为年出栏长白猪 5000 多头、存栏 1500 多头的太和县“生猪养殖基地”。但前些年，养殖场粪便排放难题一直困扰着场长徐福海。

“由于没有排污设施，大量粪水只能排到附近的园子沟内，一到夏天，恶臭难闻，蚊蝇满天飞，

周围村民意见很大，养殖场也成了县环保部门重点治理单位。”徐福海说，2012年，在上级有关部门的支持下，他们从环保入手，投资140万元对养殖场进行彻底改造。在福海养殖场，记者看到养殖场干净整洁，十多栋猪舍掩映在绿树丛中，两条园子沟环绕周边，水流清澈，水面上荷叶田田，还有十几只鸭子在水面游荡。

在养殖场的西北角，矗立着两个硕大的蓝色铁皮罐，格外引人注目。“这两个罐，一个是储粪罐，一个是沼气罐。猪舍里的粪便通过地下管道流入化粪池，搅拌后送进储粪罐，再经过发酵等程序，产出沼气。”场长徐福海说。

在沼气罐的旁边是一座平房，技术员周标指着房内一组发电设备介绍：“这是一个小型发电厂，经厌氧发酵处理产生的沼气，驱动沼气发电机组发电，从这里发出的电不仅满足了养殖场用电，还可以输送给附近的村民使用。真是一举两得。”（通讯员 薛建邦本报记者 安耀武）

安徽日报 2014-10-16

新加坡全国半数以上垃圾回收利用

垃圾围城对很多国家来说，都是亟待解决的问题。那么，国土面积仅700多平方公里的新加坡又是如何解决垃圾处理问题的？

新加坡全国每天产生的垃圾量约1.7万吨，其中56%被回收利用，不能回收的垃圾中，41%运去焚化，不可燃物则进行填埋。现在新加坡全国有4座正在运营的垃圾焚化厂，每天焚化量达到6900吨。焚化后产生1600吨的灰烬，会被运到岸外的实马高岛进行填埋。

焚化时间约45分钟-90分钟，焚化产生的热量会进行回收发电，其中20%本厂利用，其余的80%并入电网。这些电力能够满足整个新加坡3%的供电需求。

经过焚烧后的垃圾体积缩减了90%，垃圾灰烬和不能燃烧的垃圾会收集起来，记者在垃圾灰收集池外，吃惊地发现这里竟然栖息着很多只小鸟，鸟鸣声不绝于耳。

在新加坡，垃圾焚烧厂周围的环境并没有遭到破坏，同样，在走访中，记者发现，新加坡的垃圾填埋技术也值得借鉴。实马高岛是一个用垃圾填出来的人造岛，在这个像公园一样的人造岛下面，掩埋着近千万吨经焚烧后的废弃垃圾。由于环保做得成功，这里已经成为热门旅游景点。

国际节能环保网 2014-10-17

生物质发电“退潮” 政府补贴成“裸泳者”救命稻草

刊发于总2081期《中国经营报》[前景产业]版

当初引得各路资金蜂拥而至的生物质发电，如今因为业绩不佳、前景不明，正在被各大央企“弃而后快”。

近日，国电集团下属的龙源电力[0.70%]，再次把旗下的国电建三江前进生物质发电有限公司(下称“国电建三江”)和国电汤原生物发电有限公司(下称“国电汤原”)的资产挂到了上海联合交易所。相对于9月初的第一次挂牌，此次的挂牌在出让价格上均作出了4000万元左右的让步，分别为3.68亿元和3.89亿元。

有证券分析人士向《中国经营报》记者表示，甩卖生物质发电资产的不仅仅只有国电，此前大唐、华能等众多央企大佬也都曾有剥离生物质发电的痕迹。至于生物质发电遭抛弃的原因，该分析人士认为，生物质发电由于属于可再生能源，长期受到国家政策扶持，加上在发展之初盲目立项、技术落后等原因，导致短短数年已从辉煌走向行业性亏损，即便依然有少数盈利，也是依靠国家补贴这根“救命稻草”。

资本逃离

2014年1月4日，国能生物发电集团有限公司的第二大股东国网新能源控股将所持有的24.7%的股权划转至新组建的国网节能服务有限公司；3月21日，华电国际[0.26% 资金 研报]旗下的宿州生物质能发电有限公司因经营亏损、现金流短缺，拟对其计提固定资产减值准备2.26亿元；7月15日，因项目亏损，华能长春生物质热电厂发出转让相关生物质发电资产的公示；9月29日，国电集

团下属企业龙源电力降低价格再次将旗下两家生物质发电厂的资产挂到了上海联合产权交易所。

仿佛在一夜之间，资本集体逃离了这个曾经备受亲睐的生物质发电产业。

对于国电集团降价“甩卖”生物质发电资产的原因，10月15日，本报记者致函国电集团公司，但截至发稿，国电集团没有做出回应。

但本报记者从一位接近龙源电力公司的消息人士处获悉，龙源电力从2013年初就做出了产业结构调整的准备，其中最为重要的一项就是剥离生物质发电产业。因此，2013年6月就将旗下的山东京能生物质发电厂40%的股份以1元的低价转让；8月份，同样以1元的低价转让了其在国电聊城生物质发电公司52%的股权。

作为长期以来处于亏损的国电建三江、国电汤原生物质发电资产等也难逃被转让的命运，然而，让人出乎意料的是，即使国电在价格上做出了4000万元的让步，截至10月16日，相关资产仍然无人问津。

对于国电建三江、国电汤原二次挂牌交易之后，如果仍然无人接手，国电是否会考虑再次降价以求脱手，在10月15日致函国电采访时，国电方面也没有予以回应。

上述接近国电的消息人士表示，不管有没有人接手国电抛出的生物质发电资产，在未来的规划中，国电旗下龙源电力都不会在生物质发电产业上投入太多精力。

受困原料制约

虽然资本纷纷逃离了生物质发电行业，但是在数年以前，生物质发电可是引得各路资金蜂拥而至的热门领域。

对于资本“退潮”的原因，江苏某生物质发电厂老板张强(化名)表示，主要是因为生物质发电的上游原料价格一涨再涨，严重挤占了生物质发电企业的利润。

张强告诉记者，2006年元月，江苏宿迁的中国节能生物质发电有限公司的生物质发电项目奠基，标志着我国第一个国产秸秆直燃发电项目成功；由于这一项目顶着清洁能源、可再生能源等“噱头”，使得项目投产之后，依靠高于火电企业的上网电价以及碳排放交易获得数千万元的收益。

在这种诱惑之下，在2007年至2008年间，只要秸秆、树皮等农林废料充足的地方都在搞生物质发电。张强透露，就是在这一时间段内，众多央企大佬也纷纷进入生物质发电领域，而且投资规模远远高于民营企业，动辄上亿元。

另一方面，国家政策也明确表示要大力发展生物质发电项目，并要求在“十一五”规划末期生物质发电要达到550万千瓦装机容量；在“十二五”末达到1300万千瓦装机容量；到2020年，生物质发电装机则要达到3000万千瓦时。

正是由于生物质发电企业的一哄而上，让原本不值钱的秸秆、树皮等农业废料的价格节节攀升，由原来的120元/吨上涨到后来的160元/吨、200元/吨、300元/吨，顶峰时期甚至超过400元/吨，几乎赶上了燃煤的价格。就是因为原料价格的上涨，大多数生物质发电项目变得“无米下炊”。

为核实张强提供的信息，本报记者查阅公开资料显示：我国每年农作物播种面积有18亿亩，年产生物质约7亿吨，相当于3.5亿吨标准煤；此外我国现有森林面积约1.95亿公顷，每年可获得生物质资源约8亿至10亿吨，完全可以满足现有的生物质发电需求量。

对于上述质疑，张强回应称，生物质发电项目是由国家审批的，在审批中对产量以及区域做出了严格的规定，主要倾向那些煤炭资源薄弱的省份。例如江苏省生物质发电企业就多达28家，但西部地区却几乎没有。因此，随着生物质电厂的不断投产，江苏省以及周边的生物质资源自然就水涨船高，最后出现供不应求。至于其他省份的生物质资源，由于物流成本高昂，也是远水解不了近渴。

政府补贴成救命稻草

生物质发电由于能大大减少二氧化碳和二氧化硫的排放量，产生巨大的环境效益而备受推崇。据测算，运营1台25万千瓦生物质发电机组，与同类型火电机组相比，每年可减少二氧化碳排放约10万吨。

正是由于上述利好，国家发改委在2010年发布《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》(发

改价格【2010】1579 号), 并出台了全国统一的农林生物质发电标杆上网电价标准: 每千瓦时 0.75 元(含税)。

一位熟悉电力行业的人士告诉记者, 每千瓦时 0.75 元的电价已经远远超过了火电企业的上网电价, 甚至高于电网的销售电价。

至于谁承担生物质发电的成本, 该人士表示, 由于资金量大, 实行全国分摊政策, 因此在普通的销售电价中常常会发现可再生能源附加费, 指的就是农林生物质发电超出常规发电价格的部分。

然而, 目前我国的生物质发电行业因为原料的困局已经无利可图了, 为什么还有那么多企业抢着进入生物质发电市场, 关键就是生物质发电还有最后一根“救命稻草”——政府电价补贴。

“一些生物质发电企业已经成为畸形怪胎。”中国能源网首席信息官韩小平曾经这样评价迎着行业亏损仍然愿意争相进入生物质发电的企业。

“虽然很少有企业愿意接手央企抛出的生物质发电资产, 但是却有很多企业愿意新建生物质发电项目。”张强表示, 这种现象在外行人看来可能会觉得不可思议, 但业内人士都明白其中的道理; 一些新建的生物质发电企业一般都会在立项之后依托清洁能源、可再生能源等“噱头”从银行拿到贷款, 再从国家拿到补贴。

至于央企甩卖的生物质发电资产, 基本上都是负债累累、资不抵债, 从银行再次获取资金显然是不可能的。

“目前虽然生物质发电技术有所突破, 但仍然受困于原料制约, 所以生物质发电必须重新定位、重新布局, 不要让国家补贴成为生物发电企业野蛮生长的理由。”张强建议。

国际能源网 2014-10-18

国内生物质能前景广阔

在我国能源消耗持续增长、油气资源严重不足、雾霾治理任务艰巨的形势下, 生物质能作为一个新兴的可再生能源表现出了良好的发展潜力。国家能源局公布的数据显示, 我国可作为能源利用的秸秆和农产品加工剩余物 4 亿吨, 林业剩余 3.5 亿吨, 为生物质能源的发展奠定了充足的原料基础。

我国生物质能资源来源广泛、利用方式多、利用潜力大、污染少, 在未来具有良好的发展前景。然而原材料搜集难度大, 产业链不完善, 市场化程度低等问题, 正在困扰着生物质能产业的发展。

生物燃气: 期盼市场公平

中国是最早开发使用生物天然气的国家之一。20 世纪 90 年代末, 我国在杭州天子岭填埋场建成首家垃圾沼气发电厂。但近年来, 我国生物燃气的发展一直处于低谷期, 虽然在规模化生产上取得了一些进展, 但产业化才刚刚起步, 建成的项目还不到 10 个。对此, 一些业内专家表示, 缺少公平竞争的市场氛围是目前生物燃气产业发展最主要的制约因素。

“与化石能源相比, 当前生物燃气不是缺少技术、设备、项目和资金, 而是缺少公平竞争的市场氛围。在全生命周期中, 生物燃气在环境保护、节能减排等方面的社会效益突出, 但在价格上这部分优势并没有充分反映出来。”国家发展和改革委员会能源研究所可再生能源发展中心研究员秦世平表示。

秦世平提到: “政府应该致力于推动市场, 从两个方面来解决, 第一是解决原料问题, 专业化的能源公司做沼气稳定的原料供给十分重要; 第二是市场开放, 像现在优先全额收购生物质发电并网一样, 以后经营燃气管网企业也应该收购沼气和符合要求的燃气。这个市场壁垒一定要打破, 这不是天方夜谭, 发电已经做到了, 而且做得很好, 以后燃气也应该是朝着这个方向走, 而且我觉得在不久的将来就可以走得通。”

我国生物燃气有很大的市场空间和发展潜力, 青岛天人环境股份有限公司曹曼博士预计未来生物燃气市场价值将超过 2000 亿元。秦世平认为: “虽然生物燃气在生物质产业里发展较慢, 但是如果政府真正能把市场氛围问题解决了, 生物燃气产业将会释放很大的市场需求。”

相对于化石能源生物燃气有很多的优势。北京合力清源科技有限公司总经理潘文智说：“生物天然气发展有许多优势。第一，它可以减少对化石能源的依赖；第二，生物天然气是清洁能源可以减轻环境污染，以液化天然气代替汽柴油，PM2.5 排放量要比传统柴油低 90% 以上，同时减排 NOx 和烟气的效果极为显著，国际经验表明，生物天然气对治霾的作用比常规天然气还要突出；第三，生物天然气可以解决沼气高效利用问题，生物天然气价格低于天然气，但热值接近于天然气，可满足车用、民用、锅炉使用，还可以并入管网使用。”

欧盟是较早开发生物燃气的地区，目前这一产业已形成了一定规模，技术成熟。中国农业大学生物质工程中心程序教授说：“欧盟在全球一马当先地发展起了商品沼气、生物天然气产业，目前年产量(折生物天然气)已超过 130 亿立方米。其中包括近 20 亿立方米甲烷含量 95% 以上的生物天然气直接并入天然气管网和供车用。”

据中国化工报记者了解，欧盟生物燃气的迅猛发展，主要得益于产业政策的支持，欧盟委员会和各成员国政府把发展生物燃气等产业作为国家能源战略的一部分，确定生物燃气在能源消费中的比重，对生物燃气企业实行税收减免和投资补贴。

中国石油大学(北京)新能源研究院常务副院长周红军教授认为：“中国沼气行业的发展遇到的首先是政策障碍，国家对沼气制取天然气目前没有补贴；其次是沼气工业从农村沼气向工业沼气发展的过程中资质平台遇到了障碍。因为沼气工业所需要的厌氧菌培育需要一个亿元级的资质平台来支持，沼气比石化的资质平台还要难。生物燃气虽然听着规模很大，但现在市场化程度很低。我国沼气的年产量大概有 160 亿立方米，但是其中有 140 亿立方米是户用沼气。”

生物乙醇：产业链待整合

我国在 2000 年启动了燃料乙醇项目，研究探索用玉米、小麦等陈化粮加工生产燃料乙醇。经过十几年的发展，生物乙醇产业已取得不小的进步，但与发达国家相比还存在一定差距，发展模式不够成熟。与会专家认为，在呼唤产业扶持政策明晰的同时，还需要冲破原料供应不稳定、技术转化成本高、融资渠道不畅、缺少行业标准等制约。

中国可再生能源协会生物质能专业委员会主任袁振宏表示，国家推出了相应的价格补贴政策用于扶持生物乙醇，如非粮燃料乙醇的原料为每吨补贴 750 元，纤维素乙醇为每吨 1200 元，生物乙醇享受 100% 的增值税先征后退且免除 5% 的燃油消费税等政策，并在多个地区实行封闭推广，对燃料乙醇的发展具有明显的促进作用。然而补贴的广度仍显不足，以秸秆政策为例，只有具备一定规模的企业(具有 1000 万元以上注册资本，单条线达到 1 万吨秸秆量)才能享受优惠，同时有些政策缺乏可持续性。据有关人士透露，国家能源局牵头制定的燃料乙醇产业扶持政策将出台，并将重点扶持纤维素等非粮燃料乙醇，给予更合理的补贴及税收优惠，推动产业化。

欧洲生物燃料的技术、市场、产业都比较成熟，生物质能的消费比重超过了风能和太阳能。德国 Heytex 公司的亚洲区产品经理 Fabian Kampsen 被问及生物燃料在欧洲普及的主要原因时说到：“除了环保意识的深入，欧洲生物质能市场在政府的大力支持下，研发新技术，发展固定的合作伙伴，已经形成了成熟的市场体系，而中国的生物质能市场存在巨大的潜力，技术也相对领先，但还没有形成完整的产业链。”

上游原料收集难的问题，已经成为生物乙醇产业发展的瓶颈之一。记者了解到，生产 1 吨燃料乙醇需要约 2.8 吨木薯，企业必须收购价格低廉的木薯来降低成本，而我国的耕地面积非常有限，虽然国家批准了多个位于沿海地区的木薯制燃料乙醇项目，很多生物乙醇项目却正在面临与粮争地、与工厂争地的问题，上游原料供应不足，甚至需要依靠进口。袁振宏表示，“十二五”规划提出到 2015 年生物燃料乙醇要达到 400 万吨，这一目标能否实现还是个未知数。

“燃料乙醇在中国起步早，踏步久。2006 年中国即以年产 152 万吨乙醇位居世界第三，但是由于粮食市场的变化，政府停批粮食乙醇，转而发展非粮乙醇、纤维素乙醇，但非粮乙醇发展遇到瓶颈是原料收集困难。”针对这一现象，中国科学院院士、中国工程院院士石元春教授给出建议，“原料收集难的问题未来可采用与大型农场的合作、与大面积承包土地对接等模式。此外，使用秸秆多

联产的办法生产纤维素乙醇，联产沼气、建材、成型燃料和肥料等，不仅可以加快推进农作物秸秆的能源化利用，同时酶成本的制约也缓解了。”

近年，燃料乙醇技术发展迅速，1代及1.5代生物乙醇生产工艺已经相对成熟。酶制剂公司诺维信的业务发展经理李明祺告诉记者：“生物乙醇2代技术中C5、C6的共发酵酵母是关键性技术，从原料到糖平台的技术已经成熟，而从糖平台到乙醇的代谢路径容易受到原料中木质素、乙酸、糠醛等杂质影响，使酵母受到抑制，解决这一问题主要依赖基因修饰与菌株驯化，具体技术路径仍在研发当中。但只要有政策的倾斜和专业化公司的加入，一个新的产业链就会出现。”据悉，诺维信是一家具有菌株筛选和基因改造经验的酶制剂公司，通过自身的研发以及与高校合作该公司已经掌握了先进的生物乙醇发酵技术。

生物柴油：上下两难

生物柴油具有可再生、易降解、燃烧后污染物排放低、温室气体排放低等特点，自上世纪90年代初开始，我国就有科研院所对能源植物和生物柴油进行了长达10年的合作研究。在国家大力扶持下，生物柴油行业发展较快。但由于原料短缺和市场销售渠道不畅上下两方面的制约，目前国内大部分生物柴油公司的日子并不好过。

首先，生物柴油企业面临着原料短缺的瓶颈。湖南省林业科学研究院院长李昌珠对中国化工报记者表示：“生物柴油企业现在原料大部分用的是废弃植物油、酸性油。这一块资源很大，但由于加工生物柴油不如非法加工成食用油利润大，大量地沟油流向餐桌，致使回收地沟油困难。另外，由于农业用地紧张，以油料植物为原料也不具优势。我国由于每年72%的食用油靠进口，相比于欧洲成熟、自动化程度很高的菜籽油转化生物柴油工业技术，如果用菜籽油生产生物柴油显然不现实。”

针对生物柴油企业回收地沟油困难的问题，李昌珠谈到：“解决回收地沟油的困难需要两个方面努力：一是餐油、厨油废物利用规范化，吃剩的东西必须要变成工业产品加工，而不允许流向食品加工工业；二是国家相关法律、法规需要建立、健全，而且要加大执行力度。”

在生物柴油生产原料方面，厦门大学能源学院副院长林鹿说：“现阶段学术研究主要集中在木质纤维素上。木质纤维素原料来源更广，但目前转化率低，成本高，技术上还没有突破，所以更应该加强研究。”

其次，生物柴油企业还面临销售困境。中国可再生能源行业协会副秘书长易可说：“现在很多生物柴油公司生产出来了生物柴油，由于没有经营许可证只能把生物柴油卖给中石油、中石化。但是由于这两大石油公司不接收生物柴油致使生物柴油公司没办法‘消化’生产出来的生物柴油。”

今年7月底，云南盈鼎生物能源股份有限公司以中石化拒绝销售公司生产的生物柴油为理由把中国石油化工股份有限公司、中国石油化工股份有限公司云南石油分公司告上了法庭。这一事件在行业内影响很大，调解至今仍无进展。2006年1月1日起施行的《中华人民共和国可再生能源法》明文规定，国家鼓励生产和利用生物液体燃料，石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准生物液体燃料纳入其燃料销售系统。

李昌珠说：“生物柴油下游产品应用的市场没有进行规划。国家对于企业准入销售有市场准入标准，但不是强制性标准。因此，一旦掺混生物柴油，加油站要进行改造，需要一个接受过程。”

另外，由于生物柴油的市场规模不大，国家对生物柴油企业的补贴没有到位。据李昌珠介绍：“国家对燃料乙醇补贴已经到位，但是由于生物柴油规模不足，补贴没有到位。燃料乙醇年生产规模几百万吨，而生物柴油只有百八十万吨。国家政策还涉及到市场规范、市场准入、政策兑现等问题。”

清华大学低碳经济研究院主任助理常世彦谈到，我国的生物柴油发展应该加强基础性研究和共性难题的解决，加快研发示范到商业示范的转化，同时还要开展可持续性方面的研究。他表示：“生物液体燃料是目前唯一可能大规模替代石油的可再生能源，毋庸置疑它将在中长期发挥节能减排作用，预计在2050年的时候生物液体燃料在交通能源上的比例会占10%左右。”

相关评论

观点

抓住机遇迎难而上

中国石油和化学工业联合会常务副会长李寿生：中国生物质能源和生物化工产业起步较晚，规模较小，总体发展水平还很低，面临着一些突出的矛盾和问题需要花大气力抓紧解决。原料供应紧，不能提供保证，中国原料种植地域分散，种植数量也有限，大型原料基地尚在培育之中，离支撑生物质能和生物化工产业化发展还有很大差距。虽然有些企业通过合作和独资建立了一些原料基地，但无论是品种还是规模都不能适应产业化发展的需要。原料供应不足已经成为制约中国生物质能与生物化工产业化发展的一个重要瓶颈。

目前全球能源结构和产业结构正在进行新一轮的深度调整，原料多元化的进程进一步加快，能否通过创新驱动实现原料多元供应，对保障国家能源安全、满足国民经济对能源、原料不断增长的需求，促进国家发展、人民生活改善、社会长治久安至关重要！

面对能源供需格局的新变化，国际能源发展的新趋势，保障国家能源安全必须推动能源生产和消费革命，要立足国内多元供应保安全，特别是在中国经济发展已经进入新常态的新时期，由重视经济增速转向追求增长的质量和效益，培育和发展生物质能源和生物化工产业既能够加快推进国内原料多元化，为保障国家能源安全作出贡献，又能促进产业结构优化升级，促进经济可持续发展，因此生物质能源和生物化工产业面临着难得的发展机遇。中国生物质能源产业要抓住机遇，站在产业结构升级的高度迎难而上，主动作为，坚持非粮路线，充分发挥自身的优势。

坚持非粮路线提高创新能力

中国石油和化学工业联合会副总经济师刘志远：针对我国生物质原料地域差异大、分布散、规模化程度低的问题，要加快建立生物质能源原料供应体系，始终坚持非粮路线，因地制宜保障原料的有效供给，促进原料和产品的多元化。积极开发新的非粮原料技术工艺，开展新一代生物液体燃料技术的研发和示范，发展以农作物秸秆为原料的乙醇示范，争取实现纤维素等关键原料生产装备和工艺生产成本的突破。

生物质能源和生物化工的产业化基础需要夯实，产品研发要加快，逐步满足生产企业对技术的需求。提高产业装备的技术水平，不断用先进的装备武装企业，特别是研发和制造先进的纤维素生物燃料的生产线。

努力提高行业的技术创新能力和水平，加强先进的生物质能源和生物化工技术攻关，积极推进制造燃油的技术研发和示范，创建以市场为导向、以企业为主体，研发机构、高等院校、金融组织共同参与的创新体系，提高国内企业和研发机构在生物质核心技术的创新能力，要加强产业技术集成创新，支持采用新技术的示范和建设，促进科技创新成果的产业化。进一步加强国际交流与合作，用全球的视野和国际的眼光来发展生物质能和生物化工产业，加强国际间的技术交流与合作，积极借鉴和引进国外先进技术，实现优势互补、互利共赢、共同发展。

构建原料体系降低生产成本

诺维信投资有限公司生物转化业务开发总监周世丰：生物质能源行业在中国是一个新兴行业，宣传力度还略显不足。目前在生物质能源中纤维素乙醇行业的商业化时代已经到来，技术已经趋于成熟。全球范围内已经有4家企业开始生产2代纤维素乙醇，在2014年底、2015年初还将有两家企业开始2代纤维素乙醇的生产，我国政府对2代纤维素乙醇也出台了补贴政策。

生物乙醇有很多技术已经成熟，许多企业也在做产业化生产运营，我们还缺什么？一个是原料体系的建立。其实在原料收集方面我们已在生物发电上有成功的经验，在植物的收割、转运、储藏上都有很多的经验。作为燃料乙醇或者是未来的生物质转换的从业者要考虑的是怎么样去布点，怎么样更好地跟政府、农民进行互动，把这个体系构建起来。另外一个就是发酵糖的制糖成本，目前来看这个成本比较有挑战性，现在国内外的相关公司一直都在致力于降低整个酶解的成本，提高效率。

国际能源网 2014-10-18

新能源的福音：二氧化碳转化为生物燃料已初见端倪

随着滥砍滥伐加剧，碳排放加重，大气层内温室气体浓度剧增，让全球气温变暖这一问题日益严重。化学家一直梦想着让这些碳良好利用，而其中有潜力的方式便是制造生物燃料。

目前，我们还无法直接让生物燃料填满油箱并在引擎内燃烧，但科学家已让这个梦想进一步接近现实。这项研究由加州大学伯克利分校杨培东院士发起，论文已发表在《自然通讯（Nature Communication）》。

这项技术的关键，在于精确地模仿光合作用机理，将二氧化碳转为羧酸和一氧化碳。在过去，这样的反应需要巨大的能量，以至于无法实现。好在如今科学家找到了一种催化剂，与二氧化碳结合后激发反应，而自身不受反应消耗。

研究团队试验了好几种纳米粒子合金，终于发现电子元件之间的几何结构会主导原子排列，乃至进一步影响金属与二氧化碳的结合能力。

“协同作用之下，电子和几何效应决定了反应中间体与二氧化碳的结合强度，因此催化剂的选用和电化学还原二氧化碳的效果息息相关，”杨院士在出版刊物上如此阐述，“在未来，要想设计出一种同时具有良好活性和选择性的二氧化碳还原催化剂，就需要平衡好这两种效果，我们的研究已揭示出如何精心地达成平衡。”

研究人员试验了许多种合金，最终发现某种金 - 铜双金属纳米粒子合金所达成的效果最令人满意，对未来进一步将二氧化碳转化为生物燃料更是大有潜力。尽管这套系统未必最完美，这项技术在未来会进一步细化，提升至更高水准。

“有序分子充当着明确的平台角色，让我们更好地明白其在二氧化碳还原中的基本催化活性，”杨院士解释道，“基于我们的观察，金 - 铜双金属纳米粒子合金的活性可以被解释为：反应中间体使用不同的表面组分调整结合能力，而影响电子效应；活跃点的原子排列让催化剂偏离比例关系，而影响几何效应。”

除了减少二氧化碳，研究人员还认为，这种催化剂还有别的意义，可以诱发其他反应。

“我们期待我们所观测到的效应同时也适用于其他许许多多的催化剂，如也能在析氢和吸氧这一氧化还原反应中找到相应的催化剂，”共同作者金度亨（Dohyung Kim）补充，“我们已经确定的因素则基于催化固体概念。”

国际能源网 2014-10-2

龙源电力叫卖两家生物质发电厂

在不少上市公司筹划着进军生物质发电领域的时候，央企控股下的新能源巨头龙源电力却去意已决。该公司昨日在上海联合产权交易所挂牌转让两家主营生物质发电企业 100% 股权及其债权，挂牌价格合计约 7.18 亿元。

上海联合产权交易所公开信息显示，龙源电力此次挂牌转让的两家企业分别为国电汤原生物质发电有限公司和国电建三江前进生物质发电有限公司。

两家企业去年分别亏损 1.96 亿元和 3.84 亿元，且均已资不抵债。在此次挂牌转让中，龙源电力同步转出对两家企业的部分债权。

龙源电力于 1999 年由龙源、中能、福霖三家公司合并重组而成立，2002 年在国家电力体制改革中划归中国国电集团公司，2009 年完成改制并在香港上市，被誉为“中国新能源第一股”。

2013 年年报显示，龙源电力控股装机容量达到 14073MW（兆瓦），其中风电装机容量达到 11910MW，稳居中国第一、世界第二；火电 1875MW；太阳能发电 138MW；生物质发电 144MW；潮汐发电 3.9MW；地热发电 2MW。

2013 年年报显示，汤原生物质和前进生物质两家企业装机容量均为 30MW，合计占到龙源电力生物质发电装机容量的 42%。若此次转让顺利完成，龙源电力生物质发电板块的子公司就仅剩两家，装机容量下降至 84MW。

实际上，早在去年底，龙源电力就已对生物质发电萌生退意。2013年12月，龙源电力就计划出售的两家企业分别评估了可收回资金，并将评估结果计入资产减值准备。

龙源电力在今年的中期报告重申，鉴于中国生物质发电市场环境发生了不可预料的变化，且未来发展趋势不明朗，因此，集团对公司生物质发电业务作出调整安排，不再将生物质发电业务纳入公司重点业务。

然而，也有的企业趁势加码投资。凯迪电力在2013年新投资运营生物质电厂10家，为历年之最，截至2013年底，该公司已建成生物质电厂总数达到16家。

国际能源网 2014-10-6

太阳能

缘何我国光热产业不够“热”

“我们在甘肃的光热项目没有向银行贷1分钱款，也没有拿国家1分钱的补贴，在国家还没有出台光热补贴电价的前提下，已经完成了场平和引水工程的招标，并已经建成了自备电厂总容量为20MW的光伏发电站，实际上，该项目是目前国内50MW商业级光热电站建设进度最快的，目前现场投资已超过了3亿人民币。”近日，在北京召开的一个光热会议上，深圳金帆能源科技有限公司董事长官景栋如是向记者表示。

实际上，在国家层面上，光热产业得到一定重视，光热发电被列为国家战略。国家能源局明文规划到2015年我国光热发电要有100万千瓦，到2020年要突破300万千瓦。国家制定的大目标很美好，然而，实际上，在我国，该产业几乎处于空白状态，在具体支持政策不到位的情况下，很多企业都在雷声大雨点小的观望中。国内不少项目都还处在前期准备阶段，或是因为经济性考虑，前期阶段完成后就已经搁浅，短期内没有动工的迹象。

同国内光热产业“看起来很美”形成鲜明对比的是，国际上，光热发电作为新能源产业的一个朝阳分支，正在全球形成一场产业浪潮。以美国为例，该国目前在役运行的光热发电机组已逾3GW，在已经公开的数据中正在建设的和计划建设的到2020年将达到30GW，也就是意味着在未来6年内，美国的光热发电装机要翻十倍，其发展势头可见一斑。

根据国际能源署（IEA）预测，到2015年全球光热发电累计装机将达到24.5GW，五年复合增速为100%。同时考虑到2020年、2030年、2050年等光热发电装机目标的实现，光热发电将是数万亿元市场规模的行业。

从上述理想和现实、国内与国际的对比中，我们可以看出，我国的光热产业在丰满的理想面前显得很“骨感”，在庞大的国际同行面前显得很孱弱。在我国，本该以阳光的热量带来清洁能源的光热行业却没能“热”起来。

同其他新能源发电模式一样，光热行业要“热”也需要国家政策支持这把火。然而，同光伏上网电价补贴不同的是，我国目前还没有出台统一的光热发电示范上网电价，而是实行“一事一议”的方式进行核定。日前，国家发改委价格司已经批准我国首个光热发电示范项目即中控德令哈光热发电项目的上网电价为1.2元/kWh。

虽然光热业界希望能在今年看到国家统一的上网电价补贴，但国家发改委能源研究所副研究员胡润青曾表示，最终确定光热发电标杆电价定价难度很大，原因是缺乏实际的案例支撑，不确定的因素非常多，包括资源数据、系统集成设计、设备产品性能、设备产品性能、电站运营维护。

除了上网电价不明确这一障碍之外，光热项目获批也要经历一个漫长的申请过程。官景栋告诉记者，金帆能源建在甘肃隔壁中的项目从2009年开展测量选址后就在争取通过国家评审，直到2012年通过国家评审，到2013年才最终拿到了所有核准文件，耗时耗力可想而知。

官景栋还表示，一些光热企业拿到了国家评审的“路条”就大有万事大吉的喜悦，其实，距离

最终获得最后核准手续还有天壤之别。因为两者之间还需经历国土、水利、环保、军方、电网、地质等约 72 份文件，还要盖 100 多份公章。

能源网-中国能源报 2014-10-13

印度光伏制造不足以满足政府雄心

最新的 IndiaSolarCompass 报告的结论是，日前出现“非常明确的信息”：鉴于政府现在热衷于展示大量的发电量，国内制造能力不足。

IndiaSolarCompass 由太阳能分析公司 BridgetoIndia 产生，其采访了业界领军人物，并且与政府官员联络以产生该报告。

该报告表示，由于新政府制定了雄心勃勃的太阳能计划，在提高太阳能市场规模之前，不愿等待国内制造业发展。

相反，政府旨在增强太阳能市场，同时利用本地生产配额要求(DCR)协助国内制造业，还鼓励国家热电集团(NTPC)等公司投资于国内太阳能项目。

行业领导者预计将在明年安装 1.4GW，而 BridgetoIndia 预计 1.6GW，投资十九亿美元。

预计将于 2015 年第一季度新安装项目激增。

全国范围内的举措和国家太阳能计划(NSM)政策目前正在开发 2GW。

由于新当选的支持太阳能的政府刺激积极性，并且反倾销措施已经不予讨论，目前的趋势显示，大多数已安装的太阳能装机容量来自国家立法，之后是 NSM。

NSM 将从其目前 9GW 两阶段被修订，其落后于预定计划。新的框架将匹配政府的条款，实现每年安装 5-7GW 新太阳能的雄心。

BridgetoIndia 推测，到 2019 年为中央政府 15GW 太阳能目标将分为三个阶段，以三个 1GW“大型”太阳能园区开始，项目能够在本月开发。

新的 NSM 第二阶段可能也是 5GW，能够远离“捆绑”——一个交织太阳能单位与热发电单位以拉平成本的机制。

预计第三阶段为 7GW，无需补贴——假设土地和输电设施提供给开发商。希望这一计划将在更大的太阳能项目中创造一个投资的良性循环。

土地征用和资金可获得性的问题是最重要的议题。

该报告表示，尽管国家政府专注于大型太阳能，预计各州将继续分布式太阳能举措，如净计量，并且制定地方行业标准。由于“分布式迄今有太多利益被遗忘”，如创造就业岗位，这一做法将确保集中和分散太阳能方案的平衡。

尽管反倾销调查后迎来不稳定的一年，FirstSolar 与天合光能(TrinaSolar)正在领导组件供应商。

Waaree、VikramSolar 和昱辉阳光(ReneSola)日前成为国内组件供应商的领导者。

RayPowersInfra 被确定为印度第三方设计、采购和施工(EPC)的领导者。

该报告还发现，薄膜组件，无论中国或美国 FirstSolar 组件，过去一年价格下滑约 10%，而中央逆变器价格下滑了 11%。

PV-Tech 2014-10-14

上网难拖累日本太阳能发展

日本自福岛核事故后，由于关停核电一度电力供应严重短缺。为弥补电力的不足，日本政府为太阳能提供大量补贴，鼓励其增加发电量。一时间，日本太阳能产业风光无限，一跃成为全球第二大光伏市场，风头甚至盖过了曾经引领行业的德国和西班牙。

据了解，日本太阳能产业的爆发式增长主要得益于政策的激励。日本对可再生能源电力的鼓励政策自 2012 年 7 月开始实施，对太阳能发电也引入了相应的上网电价，以高于市场价格的电价接纳可再生能源电力。安倍政府更是为日本太阳能产业提供全球最高的补贴之一。

根据彭博新能源财经的数据，目前日本太阳能的电价为每千瓦时 32 日元，约合 30 美分；而 2012

财年批准的项目更可以享受每千瓦时 40 日元的高价。这是迄今为止全球最高的电价，比英国每千瓦时 11.15 便士，约合 18 美分的电价还要高。

事实上，日本的上网电价补贴政策原本并不是单单为了鼓励太阳能发展而制定的，它也鼓励其他形式的可再生能源发电，其中包括风电、地热发电等。日本原计划仿照德国在 2004 年率先推出的鼓励政策，全面鼓励可再生能源发展。然而，高额的补贴导致太阳能装机量迅猛增长。

“由于有利可图，人人都争相进入太阳能市场，从而导致了市场的拥挤。”日本研究所清洁能源研究院三木裕说。

数据显示，自 2012 年 7 月以来，日本产经省已经批准的可再生能源项目的装机量约为 72 吉瓦。另据彭博新能源财经报道，仅 2013 年，日本全国安装的太阳能发电量达到近 7.1 吉瓦，已经超过了西班牙目前的总装机量。而日本 2013 年在太阳能技术领域的投资更是比 2010 年翻了三番，达到 296 亿美元。

“我们现在需要做出规划，让太阳能产业扩张的脚步放缓，不能再盲目发展下去。”日本可再生能源基金会主任大林米卡说。该基金会由软银集团的创始人孙正义在福岛核事故后创办，旨在促进日本清洁能源产业的发展。大林米卡同时强调：“规范太阳能产业发展，也不能盲目采取任何强制措施，应该彻底检讨从前的政策，未来也要向业界详细解释新规划。”

此前，安倍政府的目标是到 2020 年实现可再生能源占能源总构成的 1/5。如今，安倍政府正在推动重启核电站，并在寻求在可再生能源和其他形式电力间找到一个平衡。“我们会为清洁能源设定一个目标，并会充分考虑它和其他能源形式间的平衡。”安倍 10 月 1 日在国会表示。

不过，经过两年多的快速扩张，如今日本太阳能产业的热潮正逐渐退却。

根据日本公用事业公司协会的最新数据，尽管关停了核电，可再生能源仍然只占日本电力供应的一小部分，目前传统化石能源发电占到日本总发电量的 88% 左右。与此同时，太阳能发电的成本却在与日俱增，甚至已经超过了化石能源发电费用的上升速度。

此外，日本各公用事业公司也很不“待见”太阳能电力，不愿意将这种只能在阳光普照时稳定发电的电力接入电网。

今年 9 月下旬，负责日本九州南部岛屿供电的九州电力株式会社表示，将暂停允许新的可再生能源电力接入电网，同时将对电网接纳可再生能源电力的能力展开研究测试。

另有四国电力公司、日本东北电力公司、北海道电力公司和冲绳电力公司，也分别削减了并网的太阳能发电量。有业内人士提出，应该充分调查分析一下，日本的电网是否能够承受大量太阳能发电系统的间歇性供电。

与此同时，日本太阳能项目拖延现象也十分严重。位于九州附近岛屿的 Ukujima 太阳能项目，装机容量为 430 兆瓦，曾经受到光伏板制造商京瓷株式会社及其合作伙伴的热捧。然而，作为全球在农业用地上待建的最大项目，该电厂迄今还没有获得九州电力公司的批准接入其电网。

目前，日本政府已经开始关注太阳能项目的拖延问题，并采取了相应措施。从今年 4 月 1 日起，日本产经省开始要求太阳能开发商，在项目获批后 6 个月内完成土地、设备的准备。与此同时，产经省还计划成立一个专门工作小组，负责检测评估日本电网接纳太阳能电力的能力。

“此前，鉴于日本现有的电网基础设施，加上缺乏独立的电网系统运营商，我们已经预见到了，日本太阳能产业迅猛发展将主要遭遇来自电网接入的挑战。”彭博新能源财经东京分析师川原健裕表示。

不过，另据三木裕表示，尽管太阳能发展目前遇到了障碍，但是，目前仅占日本发电总量 1.7% 的风电却有可能从太阳能发电的瓶颈中收益。“在经受了太阳能盲目扩张的痛苦之后，日本政府可能会将更多的精力转向风电，特别是海上风电。”

中国能源报 2014-10-15

最新研究发现美太阳能产业持续向好

来自美国能源部和劳伦斯伯克利国家实验室的一项最新研究发现，2013年美国太阳能发电价格年同比进一步下降15%。该项调查是对33个州30万栋住宅、商业和公共事业规模太阳能系统，占美国并网太阳能的80%，旨在计算太阳能的每瓦成本。研究显示，在2012和2013年，太阳能价格下降12%-15%，因系统规模不同，降幅不一，平均每年下降0.07美元。2013年10千瓦以下系统的平均安装价格为每瓦4.7美元，10-100千瓦系统为每瓦4.3美元，超过100千瓦系统为每瓦3.9美元。

过去几年中，美国太阳能行业取得了长足的进步，太阳能发电成本急剧下降。从1977年至2013年，太阳能发电成本降幅达到了惊人的99%。主要原因，一是太阳能板成本的大幅降低；一是新技术使家用和商用太阳能板的光电转化效率大幅提高。从全球太阳能光伏市场规模来看，美国为全球第三大太阳能光伏市场，仅次于德国与意大利。

太阳能板的价格自2008年以来，降幅超过75%，这直接带来太阳能板安装量的飙升。去年美国安装量达到了创纪录的5.1吉瓦，总装机容量接近13吉瓦，足可以给220万户美国家庭供应电力。预计，太阳能板安装量将继续增长。美国能源部国家可再生能源实验室预计，到2020年，风能和太阳能发电将占美国全部发电量的15%，到2030年达到27%，到2050年达到50%。

虽说，近年来金融危机重创下的美国经济复苏缓慢，但太阳能产业却能逆势成长，一直保持较快发展势头。根据美国太阳能协会的预测，2014年美国全年太阳能新增发电量将再创历史新高，达到6.5吉瓦，同比增长36%。

美国太阳能产业持续向好，得益于美国太阳能技术先进，政策激励，再加上美国民众的支持。

首先，技术进步。太阳能光伏产品最早在美国贝尔实验室诞生，目前全球成本最低的太阳能电池板和效率最高的太阳能电池板均由美国公司生产。可以说，美国在太阳能技术和产品效率等方面居于世界前列，这保证了美国太阳能产业能够持续发展。当前，美国太阳能科技研发的重点主要集中在提高生产效率和降低产品成本方面，并力求尽快将技术成果投入商业化运作。

其次，得益于联邦及地方政府出台的多种激励措施。美国对于光伏发电的激励政策依各州情况不同，大多数采用可再生能源配额、税收优惠、现金补助计划等。对于太阳能产业的科技研发，政府从多方面给予资金扶持，如建立“清洁能源银行”等。美国有37个州对于光伏发电项目进行初始投资补贴或电价补贴，26个州有税收优惠政策，对于居民屋顶的光伏项目，最高减免额度达2万美元。对于非居民建筑，最高减免额度可达50万美元。美国还有21个州对于光伏发电项目给予优惠贷款，贷款利率最高为7.5%，贷款期限最高20年。

另外，民意调查显示，92%的美国人认为，美国需要安装更多太阳能设备，联邦政府需要对太阳能产业的发展提供更多支持。太阳能产业享受到了其他产业都没有享受到的高支持率。

中国能源报 2014-10-15

SunEdison 利用新的高效太阳能组件技术来削减太阳能成本

领先的太阳能技术研发公司和太阳能服务提供商 SunEdison, Inc.(NYSE:SUNE)今天宣布推出新的零空白(ZWS)太阳能组件技术。这种技术最高可以将太阳能组件输出功率提升15%，从而有效降低整体系统成本，最大降幅可达8%。

SunEdison 太阳能材料部门总裁 Dave Ranhoff 表示：“SunEdison 的 ZWS 技术是一项重要成就，将能显著降低太阳能的成本。大多数高效太阳能组件要依靠价格昂贵的太阳能电池，但是 ZWS 技术能够通过太阳能组件自身进行优化，帮助提升性能。我们在（美国）密苏里州圣彼得斯和印度班加罗尔的研发中心开发出了组件原型，这些原型利用商用 PERC（钝化发射极背场点接触）电池，将最大输出功率提升了10%--而这也只是 ZWS 帮助提升太阳能组件输出功率的开始。”

ZWS 技术的工作原理是缩小太阳能组件正面中与电力生产没有直接关系的未利用区域。具体来说，ZWS 是利用电池之间的区域，消除因汇流条遮挡而产生的面积损失，从而减少电力方面的损失。降低损失和增加有效面积能帮助提升输出功率。

Ranhoff 补充说：“ZWS 这种技术尤其是能很好地适用于面积有限的太阳能住宅安装。通过在不增加成本的基础上提升效率，我们能够增加太阳能的经济价值--在许多情况下是可以增加数千美元。ZWS 还有一项好处，那就是能创造美观的背面，这一点得到了安装太阳能的屋主的高度肯定。”

利用自主研发的太阳能组件技术，SunEdison 目前能够生产最大功率为 350 瓦的 72 片装组件。而 ZWS 技术将首先被用来改造这些组件，将功率提升到 400 瓦。大规模生产预计将从 2015 年下半年开始。

美通社 2014-10-15

天合光能 Honey 组件输出功率再创世界纪录

天合光能光伏科学与技术国家重点实验室宣布，采用自主研发的 Honey 高效单晶硅太阳能电池片制备的光伏组件（60 片 156mm*156mm），经第三方 TUV Rheiland（莱茵）权威认证机构测试，其峰值输出功率（Pmax）高达 335.2Wp，创造了 P 型单晶硅组件新的世界纪录。

今年 4 月，天合光能首次创造了基于 60 片 156mm*156mm Honey 单晶硅高效组件的世界纪录，实现 326.3Wp 的峰值输出功率。时隔仅半年，天合光能单晶组件功率进一步大幅提升，这一纪录被再次刷新。Honey 单晶高效组件的全新技术突破，预示着世界领先水平的单晶组件产品进入市场的全面推广阶段。这一里程碑事件将对光伏产业高效光伏组件的规模化应用产生积极的推动作用。

天合光能技术副总裁、光伏科学与技术国家重点实验室主任冯志强博士表示：“天合光能凭借光伏科学与技术国家重点实验室的研发平台，致力于高效太阳电池和高效高可靠性光伏组件技术的产业化研究。通过不断的技术创新，提升太阳电池组件的发电功率，走在了行业的最前沿。今年以来，两次刷新了 P 型单晶电池组件的输出功率世界纪录，为高效太阳电池产品早日走进千家万户，实现平价电力奠定了基础。”

天合光能 2014-10-15

太阳能在美国越来越受青睐

美国太阳能协会 14 日发布报告称，美国最大的 100 家非电力企业对太阳能的投入进一步加大。截至 2014 年 8 月，投资最大的 25 家非电力企业的太阳能发电量同比增长 28%，显示太阳能越来越受到美国各界青睐。

报告显示，截至 2014 年 8 月，投入最多的 25 家非电力大企业安装太阳能发电装置 1 千余处，发电量超过 569 兆瓦，足够美国 11.5 万户家庭使用，同比增长 28%，较 2012 年同期水平翻倍。

沃尔玛连续第三年成为美国投入太阳能最多的非电力企业，截至 8 月，该公司安装太阳能发电装置 254 处，发电 105 兆瓦，过去一年，沃尔玛新增太阳能发电 15 兆瓦。

美国非电力大企业近年来大力投入太阳能可谓美国太阳能蓬勃发展的一个缩影。根据美国太阳能协会的统计，截止到 2014 年年中，美国企业、非盈利及政府机构已经安装太阳能发电装置 4531 兆瓦。目前太阳能产业为美国创造了 14.3 万个就业岗位，年产值近 150 亿美元。美国太阳能发电领域的骨干企业 SolarCity 8 月份的数据显示，今年春季该公司平均每天要在房顶上安装 1.2 兆瓦太阳能电池板。

美国太阳能协会预计，2014 年美国全年太阳能新增发电量将再创历史新高，达到 6.5 吉瓦（1 吉瓦=1000 兆瓦），比前一年增长 36%，是 2010 年的 6.5 倍多。

美国太阳能产业的快速发展有多方面的原因。首先，美国民众保护环境意识以及对可再生能源的认可度越来越高。美国知名调查公司盖洛普去年的一份调查显示，76% 的美国人认为应该更加重视太阳能，而认为应该重视传统化石能源的仅有四成。美国太阳能协会的数据显示，今年第二季度，在没有任何政府补贴的情况下，美国住宅太阳能板的安装量首度突破 100 兆瓦。

其次，太阳能发电价格不断走低。2014 年第二季度，一套完整商业太阳能发电装置的平均价格较去年同期下降了 14%，较 2012 年同期的降幅超过 45%。相反，商业电价在过去 10 年增长了 20%，而且波动性增加，2013 年底到 2014 年初的严冬，美国东北部地区商业电价一度大幅上涨。企业通

过太阳能装置发电，可以减小电价波动带来的冲击。同时，联邦、州政府为太阳能发电提供了重要的政策支持，投资太阳能可获得税收减免，并且联邦及很多州都为可再生能源占总发电量的比例设定了目标。

最后，太阳能发电商业模式不断创新。美国太阳能协会表示，近年来，美国太阳能市场已被一种名为“第三方所有”的商业模式主导，即第三方拥有太阳能发电装置，然后将这些装置发的电卖给用户。这一模式一方面使用户省去了巨额的太阳能发电初装费，可以直接享受太阳能的便利，另一方面第三方也获得了长期供电合同。SolarCity 为鼓励用户安装太阳能电池板就采取了此种模式，该公司首先免费为用户安装太阳能发电系统，然后与用户签署 20 年的用电协议，用户用不完的电可以卖给电网，所得收入用于抵消电费。

当然，美国的太阳能产业同样潜藏着风险。首先，由于今年美国再度对中国产太阳能板发起反倾销、反补贴调查，导致占市场份额过半的中国产太阳能板价格上升。其次，美国当前府会分治的政治局面让美国的可再生能源优惠政策充满不确定性。再次，家庭安装太阳能发电系统存在一定技术风险。

有当地媒体报道说，由于安装系统较为复杂，有的家庭因为安装错误导致电费大增。另外，当家庭、企业将太阳能板发出的剩余电量输入电网后，电网的维护成本会上升。在夏威夷州，电力公司已开始要求用户必须承担这笔维护费用才可安装太阳能板，这对当地的太阳能发展造成阻碍。（记者郑启航 高攀）

新华网 2014-10-16

能源局 11 条措施支持光伏电站

10 月 13 日，国家能源局发布《国家能源局关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》（以下简称《通知》），通知内容共计 11 条，涉及统筹推进大型光伏电站基地建设、创新光伏电站金融产品和服务等内容。对此，有业内人士作出了利好解读。

自今年 8 月份以来，便有资本密集进入光伏产业。分析师认为，资金的进入源自看好光伏产业下游前景。

NPDSolarbuzz 高级分析师廉锐认为，政策利好、资金注入与光伏产业下游需求的快速增长将带动光伏业整体发展，光伏产业的回暖趋势已经显现。

资本持续进入促行业升温

厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强认为，“《通知》的出台说明国家对光伏产业的扶持会进一步加强”，“同时也说明能源局对今年的装机量目标能否完成有一定担忧，今年的装机目标要想完成有不小的难度，出台文件有一定促进作用。”

据了解，“十二五”规划的 35GW 光伏发电容量中，2014 年的装机量指导目标为 12GW，其中 8GW 为分布式发电。有业内人士表明，从目前了解情况来看，由于分布式发电的商业模式尚未成熟，推广较难，今年装机量目标将难完成。

廉锐也认为，2014 年国内已有装机量还并不明了，不排除能源局有担忧装机量的可能性。

此外，能源局还在官方网站上挂出了 9 月制发的文件《国家能源局关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》。

在此之前，嗅觉敏锐的资本便已开始布局。廉锐告诉记者，近段时间进入光伏产业的资金“数量很大”，虽然难以统计，但可以看出资本方投资的意愿很强。“不仅因为近期的政策扶持，也因为看好产业的发展。”

恒大在 9 月末宣布 900 亿元进军光伏产业赚足了眼球。10 月 11 日，中环股份公告称，拟向中环光伏增资募资 13 亿元用于光伏产品项目的建设。昨日（10 月 15 日），林洋电子发布公告称，定增近 18 亿元建设光伏项目，此前不久林洋电子曾以 1.34 亿元增资光伏电站公司。

不仅行业内公司加大投资，一些行业外公司也转型进入光伏。长城电脑在 9 月公告称，拟定增

募资 8.07 亿元投建光伏电站、高端电源扩产、信息安全研发中心以及补充流动资金。金科股份在 10 月 13 日公告称，拟成立金科新能源有限公司（暂定名），注册资本 20 亿元，重点投资光伏、风能及页岩气等能源产业。

在资本密集进入光伏行业的同时，部分银行对光伏行业的限贷政策已开始放松。据招商银行近日发布的一份《光伏发电行业信贷指导意见》显示，银行介入光伏行业已具有较大空间和前景，招商银行目前已经把“光伏电站行业”定为“适度进入类行业”。

产业下游利润目前相对稳定

在廉锐看来，资金流入光伏产业的原因除去政策利好刺激与投资环境好转外，最主要的原因还是看好光伏产业下游的发展前景。

“目前中国光伏产业下游电站方面的需求一直在增加，去年曾有爆发式增长，现在国内已经成为世界上光伏产业下游最大的市场。”廉锐告诉记者。

卓创资讯分析师王晓坤认为，光伏产业下游电站方面的两个优势使得资金更加偏好，“一是下游的需求逐渐增多；二是在目前的政策下，下游的利润比较稳定。”

据王晓坤测算，目前光伏发电成本大概在 0.7 元/度左右，下游的分布式光伏电站每度电补贴 0.42 元，而集中式光伏电站每度电的收购电价在国内三个地区分别为 0.9 元、0.95 元与 1 元。因此相比产能长期过剩的上游制造业，光伏下游依靠补贴可以有相对稳定的利润。

廉锐认为，光伏产业下游需求的不断增长也带动了整个产业的发展。“去年以来，行业的集中度提升不少，光伏产业最乱的阶段已经过去，目前开始逐步进入有序的阶段，尤其产业的下游将迎来快速发展。”

光伏产业下游的良好前景也被林伯强认同。林伯强告诉记者，“光伏制造业目前仍然产能过剩，而且过剩状态还将持续一段时间，但是目前进入产业下游有比较好的前景，下游并不过剩，存在发展空间。”

虽然下游前景被看好，但王晓坤认为，“光伏产业下游电站最大的隐患是过于依靠补贴，现在虽然被热捧，但是如果以后补贴被取消，可能会引起行业的新一轮洗牌。”（记者师烨东）

每日经济新闻 2014-10-16

首航节能将在额济纳建 50MW 熔盐塔式光热发电站

首航节能 10 月 15 日晚间发布公告，公司与内蒙古庆华集团于 2014 年 10 月 13 日签订《额济纳 50MW 熔盐塔式光热发电站项目合作框架协议》，双方约定就额济纳 50MW 熔盐塔式光热发电站项目进行合作。公司股票将于 10 月 16 日复牌。

公告显示，内蒙古庆华集团有限公司是由中国庆华能源集团有限公司投资成立的集团公司，是一家在国内有较大影响力的大型民营集团公司。双方将合资成立独立项目法人公司共同投资建设额济纳 50MW 熔盐塔式光热发电站项目。公司持股 30%，庆华集团持股 70%。本项目初步计划发电在 5000 小时左右，根据设计发电小时数和采购主要设备品牌的不同，本项目预计静态投资总额在 15 亿至 18 亿元人民币之间。项目前期建设资金将使用该项目公司注册资金 5 亿元。

项目建设到 50% 左右时，剩余资金由庆华集团负责直至项目完成。该项目由庆华集团负责项目所有支持性文件的取得工作，本公司负责该项目 EPC 总承包工作，包含项目的设计、建设、调试运营等工作。当该项目年发电量达到设计标准时，庆华集团将收购本公司在该项目公司的股份。收购价格为：本公司在项目公司的投资金额+本公司投资金额 \times 可研报告明确的项目资本金收益率 \times 年份 - 项目公司给乙方的分红。

公司表示，光热发电在我国属于朝阳产业，是我国清洁能源产业的有利补充，由于该协议项目自带储热功能，在发电过程中可保证 24 小时全天候不间断发电，年发电小时数可达到 5000 小时以上，电力输出平稳，未来有望成为继核电之后又一可成为代替火电的新能源产业。本公司作为国内光热的先驱，拥有丰富的产业经验，该项目的为公司继甘肃敦煌亚洲第一个 10WM 熔盐塔式光

热发电项目（带 15 小时储热）后又一重大突破，标志着国内大型能源公司对光热发电产业前景及本公司光热技术的认可，将对公司未来光热业务发展起到积极的影响。进一步确立了公司在光热发电领域的先发优势，成为国内第一家获得熔盐塔式光热发电大型项目业绩的公司，有利于后续新的光热发电项目订单的获取。

营收方面，公司表示，本协议初步预计需要 3 年执行完毕，按预计时间，以 15 亿元合同额计算，未来三年内可平均年增加公司不含税销售收入约 4.27 亿元，约占公司 2013 年度营业收入 97,565 万元的 43.77%，协议的执行将提升公司未来几年的营业收入和营业利润。

中证网 2014-10-16

国家能源局关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司、神华集团公司、国家开发投资公司、中国节能环保集团公司、中国广核集团有限公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院：

2013 年以来，光伏电站建设规模显著扩大，为我国光伏产业持续健康发展提供了有力的市场支撑，但部分地区光伏电站与配套电网建设不同步、项目管理不规范、标准和质量管理体系薄弱的问题也很突出。为进一步规范光伏电站建设和运行管理，提高光伏电站利用效率，保障光伏发电有序健康发展，现将有关要求通知如下：

一、高度认识有序推进光伏电站建设的重要性。光伏发电是我国重要的战略性新兴产业，有序推进光伏电站建设对光伏技术进步、产业升级、优化能源结构和防治大气污染具有重大战略意义。各地区要按照能源生产和消费革命的总要求以及能源、经济和社会效益相统一的原则，把光伏发电作为控制能源消费总量、保护生态环境的重要措施，创新发展方式，完善政策体系和管理机制，推动光伏电站健康有序发展。

二、加强光伏电站规划管理工作。国家能源局根据国家可再生能源开发利用中长期总量目标，结合电力发展规划和电力市场消纳情况，在组织各地区对光伏电站建设条件进行研究论证基础上，统筹制定全国光伏电站建设规划，并建立光伏电站建设规划实施和滚动调整机制。

各省级能源主管部门根据全国光伏电站建设规划有关要求，结合本地区电力市场及电网规划、建设和运行等情况，商国家能源局派出机构编制本地区光伏电站建设规划和年度实施计划建议，按有关管理要求上报国家能源局。规划内容应包括发展目标、主要任务、区域布局、重点项目、实施步骤、配套电网建设和保障措施等。年度实施计划建议应包括拟建项目布局和规模、电网接入及市场消纳条件。

三、统筹推进大型光伏电站基地建设。国家能源局组织有关省级能源主管部门，选择太阳能资源丰富、未利用土地面积大、电网送出条件好的地区，编制大型光伏电站基地建设规划。鼓励结合调节性能好的水电站、外送电源基地等规划建设大型光伏电站（群）。

国家能源局根据大型光伏电站基地建设规划及电力送出等建设条件落实情况，适时将其纳入年度实施计划或在计划调整时增加相应建设规模。大型光伏电站基地要起到引领技术进步、促进产业升级、推动光伏发电成本下降的作用。

四、创新光伏电站建设和利用方式。各地区要加强对荒漠化土地、荒山荒地、滩涂、废弃物堆放场、废弃矿区以及各类未利用土地资源的调查，鼓励建设与生态治理、废弃或污染土地治理或者贫困县扶贫工作相结合的光伏电站项目，鼓励建设与现代设施农业、养殖业以及智能电网、区域多能互补清洁能源示范区相结合的光伏电站。

优先支持有关省（区、市）建设以推动光伏技术进步、集成技术应用和光伏发电价格下降的示范工程以及新能源示范省（区、市）、新能源示范城市、绿色能源县建设规划中的光伏电站项目。

五、以年度规模管理引导光伏电站与配套电网协调建设。国家能源局于第四季度组织编制下年

度光伏电站建设年度实施计划，各省级能源主管部门应在国家能源局下达光伏电站年度指导规模一个月内，明确各光伏电站项目的容量及投资主体，并与电网企业衔接电力送出工程，商国家能源局派出机构形成年度实施计划并报送国家能源局，同时抄送国家能源局派出机构。

在省级能源主管部门确定年度实施计划后，发电企业要及时开展项目接入系统设计，电网企业要及时确定接入系统方案，出具项目接网意见并开展配套送出工程可行性研究。在项目备案后，电网企业与发电企业按接网协议约定开展工程建设。电网企业要简化内部审批程序，缩短企业内部决策流程，对一般性的光伏电站项目由省级或以下电网企业办理相关手续。

六、规范光伏电站资源配置和项目管理。各省级能源主管部门应按照《光伏电站项目管理暂行办法》等要求，明确光伏电站项目备案条件及流程，并尽可能减少项目备案前置性条件。

各地区要科学安排项目布局和建设规模，鼓励采取招标、竞争性比选等方式选择技术经济指标先进、市场消纳条件好以及采用新技术新产品的的项目，取得备案的项目在规定时限内未开工，省级及以下能源主管部门可用其他等容量的项目替代。禁止买卖项目备案文件及相关权益，已办理备案手续的光伏电站项目，如果投资主体发生重大变化，应当重新备案。

七、加强电网接入和并网运行管理。各级电网企业应按照国家能源局和省级能源主管部门的要求，研究光伏电站的电力送出和市场消纳方案。根据所在地区光伏电站年度实施计划，及时落实项目接网条件，在规定时限内出具电网接入意见、审核接入系统设计方案、安排配套电网建设。

电网企业应采取智能化运行调度技术和管理措施，统筹系统内火电、水电等调峰电源与光伏电站的配置和协调运行，深入挖掘系统调峰潜力，确保符合规划和技术标准的光伏电站的电力优先上网和全额保障性收购。电网企业应按有关规定对外公开与光伏电站并网运行相关的调度信息。

八、创新光伏电站金融产品和服务。鼓励银行、保险、投资银行等金融机构结合光伏电站的特点和融资需求，对光伏电站提供优惠贷款，简化贷款管理流程，采取灵活的贷款担保方式，实行以项目售电收费权为质押的贷款机制。

鼓励银行等金融机构与地方政府合作建立融资服务平台，与光伏电站投资企业建设银企战略合作关系，探索对有效益、有市场、有订单、有信誉的“四有企业”实行封闭贷款。统筹国家支持光伏发电政策、国家扶贫政策和地方支持政策，支持具有扶贫性质的光伏电站项目建设。鼓励各类投资银行、基金、保险、信托等金融机构探索建立健全光伏发电投资基金，开发各种金融产品，推动光伏电站资产证券化。

九、加强工程建设质量管理。并网运行的光伏电站项目须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏电池组件、逆变器等关键设备。项目单位进行设备采购招标时，应明确要求采用获得认证且达到国家规定指标的产品。光伏电池组件供货厂商应提供与检测认证相一致的电池片、银浆、封装材料、玻璃、背板、接线盒、连接器等关键部件和原辅材料来源、规格和等级信息。

光伏电站工程设计和建设单位应严格执行国家标准（含行业标准）和工程规范，项目单位应严格按照有关管理规定进行工程项目竣工验收，并将竣工验收报告报送省级能源主管部门、国家能源局派出机构，抄报国家光伏发电技术管理归口单位，竣工验收报告是项目列入国家可再生能源发展基金补贴目录的前提条件。国家能源局会同国务院相关部门适时组织光伏电站工程质量检查，并将检查结果以适当方式对外公布。

十、加强光伏电站建设运行监管工作。国家能源局派出机构会同各省级能源主管部门等加强对光伏电站项目的事中事后监管。对年度实施计划中的光伏电站项目，督促协调电网企业及时落实接网条件并按规定时限审核接入系统设计，出具接网意见。加强对年度实施计划项目前期工作和建设进度的监测，对影响年度实施计划完成的项目要及时查明原因，并提出整改意见。对光伏电站设计和工程建设执行国家标准（含行业标准）规范和竣工验收情况进行监督检查。

对并网运行项目的全额上网情况进行监管，对未能全额上网的，要查明原因，认定责任，督促相关方限期改正，并将情况上报国家能源局。国家能源局派出机构按半年、全年向国家能源局上报专项监管报告。监管报告应包括年度计划执行情况、光伏电站并网运行及限电情况、电费结算及补

贴拨付情况等，并对下半年计划调整或下年度实施计划的制度提出意见。国家能源局及派出机构对各地光伏电站备案和建设进度监测，对进展迟缓的省（区、市），在确认其不能完成年度规模时，将不能完成部分的规模指标调剂到有能力完成的地区。

十一、加强监测及信息统计和披露。各级能源主管部门和国家能源局派出机构要加强光伏电站项目备案、工程建设、并网运行及电费结算等信息统计及对外发布等产业发展监测工作。

各省级及以下地方能源主管部门按照《国家能源局关于印发加强光伏产业信息监测工作方案的通知》（国能新能[2014]113号）和《国家能源局综合司关于加强光伏发电项目信息统计及报送工作的通知》（国能综新能[2014]389号）等文件的有关要求，按月在国家光伏发电信息管理系统填报信息，每年1月30日前向国家能源局上报上年度总结报告，7月15日前上报年度实施计划上半年进展报告，同时抄送国家能源局派出机构，报告内容包括各项目备案、开工时间、建设进度安排、电力送出工程建设情况等，国家能源局按季度发布光伏电站建设和运行信息。

国家能源局会同有关部门加强光伏电站建设运行相关信息监测统计和对外公开工作，并将年度实施计划的完成情况、弃光限电等信息作为制定光伏电站建设规划、下年度年度实施计划的重要依据。对弃光限电较严重的地区，暂停下达该地区下年度新增建设规模指标。

国家能源局 2014年10月9日

国家能源局 2014-10-16

初装价格4万美元:美研发便捷太阳能充电桩

对于目前大部分的纯电动汽车用户来说，除去车辆的维护保养，最基本的使用成本便是向电力公司支付充电费用。而光伏发电一直都在标榜“向老天要钱”，那么两者有没有合作的可能呢？

美国 Envision Solar 公司就做出了尝试。他们研制的光伏充电桩，在安装使用上非常简易便捷，甚至不需要挖坑埋桩。主要部件就是一块高效太阳能板，一块22千万时的储能电池组和5吨重的金属底座。尽管初装价格达到了4万美元，但与长久节约下来的费用相比，依然相当实惠。

科技日报 2014-10-17

90%澳洲家庭或转投太阳能发电缓电费负担

安永最新调查发现，财政因素日益成为澳大利亚人安装太阳能设施的主要驱动力。近90%的澳大利亚家庭考虑或将考虑改用太阳能系统以缓解日益沉重的电费负担。已安装光伏系统的澳大利亚家庭中几乎70%是出于经济考量。

本周二，安永会计师事务所(Ernst & Young)公布一份调查报告。报告发现，尽管安装成本依然是那些尚未安装屋顶光伏系统家庭的主要顾虑，但对于70%已安装光伏设施的澳大利亚家庭而言，经济因素是主要推动力。

报告的调查者是649位来自新南威尔士州(New South Wales)、维多利亚州(Victoria)和昆士兰州(Queensland)电力零售客户。调查者纷纷表示，能源开支日益高昂，希望能够找到一条削减开支的途径，10%的调查者将高昂的能源费用评为“头号压力源”。

报告显示，过去12个月中，近三分之一的澳大利亚人尚未支付电费，超十分之一的人至少错过三个以上的款项。自安永2013年上期调查以来，约70%的客户经常或偶尔担忧电费支付能力。

安永声称，2014最新调查结果突出了日益飙升的电费对澳大利亚人造成的“困扰”。60%尚未支付电费的澳大利亚人声称“无力负担”是拖延缴费的最大原因。

一直反对风能无党派参议员 Nick Xenophon 近日公开发声支持小型太阳能项目。

“屋顶光伏是联合议员并无计划触碰的领域。” Xenophon 上周表示，“如有可能，我希望看到该部门持续扩张。”

对艾伯特政府修订RET政策提议始终保持沉默的南澳大利亚无党派人士表示有兴趣为低收入家庭推出退税政策，以帮助他们克服安装成本的困难。

报告显示，澳大利亚光伏设施的数量从十年前的1000台增长至去年20万台。自2001年以来，

Manz 宣布 CIGS 薄膜太阳能电池效率达 21.7%创世界纪录

Manz 集团在 CIGS 薄膜太阳能工艺的研发伙伴巴登-符登堡邦太阳能和氢能研究中心 (ZSW), 在 CIGS 薄膜太阳能效率方面创下了 21.7% 的新世界纪录。这是薄膜太阳能工艺前所未见的最高转换效率, 大幅超越目前主流的多晶硅太阳能工艺纪录。新世界纪录由德国弗莱堡的德国弗劳恩霍夫协会太阳能系统研究所 (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE) 正式认证。

Manz 集团首席执行官暨创办人 Dieter Manz 表示:” ZSW 与 Manz 为独家的合作伙伴, 藉由紧密的合作, 以 21.7% 的电池效率创下新世界纪录, 达到辉煌的成果;效率不断地提升, 证明了 CIGS 薄膜工艺的潜能无限, 对此我感到非常自豪。过去几年, 薄膜工艺不断打破世界纪录, 因此我们坚信继续研发 CIGS 工艺, 定能创造优势。不过, 我们距离研发的终点仍有很长一段路要努力。” CIGS 创下世界纪录之后, CIGS 与多晶硅工艺的差距现在拉大到 1.3%, 更加突显 CIGS 工艺的优势 - 未来 CIGS 薄膜太阳能模块不只效能将超越多晶硅太阳能电池, 生产成本也将大幅降低, 预期将成为下一波太阳光电投资的重要角色。

创下世界纪录的电池采共蒸镀制程工艺, 此工艺由 Manz 及 ZSW 共同深入研发, 并已申请专利。此制程的再现性绝佳, 也就是可以轻易地从实验室转移到量产生产线, 为此, Manz 在德国施韦比施哈尔(Schwaebisch-Hall)的生产据点设立 CIGS 创新生产线(innovation line), 大量生产 CIGS 模块, 将实验室内的成果透过量产加以实践。自收购 Würth Solar 后, Manz 研发人员便持续展现出惊人的突破, 不仅效率大幅提高, 同时薄膜工厂所需的投资金额也减半, 这些均是开发蓝图中的重要里程碑。在 Manz 所设立的 CIGS 交钥匙方案(CIGSfab)中, 生产成本取决于工厂位置及规模, 尽管如此, CIGS 薄膜工艺的生产成本可比目前仍最盛行的多晶硅太阳能工艺, 降低多达 50%。

在 ZSW 与 Manz 受德国和巴登-符登堡邦资助的合作研究计划中, 降低太阳能成本仍是持续推动的目标。效率不断提升, 加上成本持续降低, 将使太阳能的竞争力稳定上升。在世界许多地区, 太阳能供电成本与火力发电相近, 但远低于海岸风力发电的成本。

Dieter Manz 进一步表示:” CIGS 工艺从各方面来看都是非常先进的太阳能工艺, 汇集了德国研发 40 年来最优秀的心血结晶。无论在政策、基础研究和机械工程上, 这都是重大成就, 任何想透过投资太阳光电而获利的公司, 都不可错过我们在 CIGS 工艺上的优势。研究与产业的紧密合作, 是德国能成功在这个领域扮领头羊的重要关键。尤其是在中国、印度或中东等地区, CIGS 市场可创造完整的供应链体制, 在工艺最能发挥其独到的优势。CIGS 工艺整合度高, 比起任何其他太阳能工艺, 生产制程的速度都更快且更经济, 而且所需要的材料大部分可在当地采购。CIGS 发电站让发电更有效率、更具经济实惠, 我很看好 CIGS 薄膜工艺, 相信未来能得到令人关注地市占率。身为 CIGS 交钥匙方案的全球唯一供货商, 重要的成长良机就在眼前, 而我们也会积极把握!”

索比太阳能光伏网 2014-10-17

两部委发文推光伏扶贫工程 有助扩大光伏市场

10 月 11 日, 国家能源局、国务院扶贫开发领导小组办公室联合印发《关于实施光伏扶贫工程工作方案》(以下简称《方案》), 决定利用 6 年时间组织实施光伏扶贫工程。

《方案》指出, 光伏扶贫既是扶贫工作的新途径, 也是扩大光伏市场新领域的有效措施, 有利于人民群众增收就业, 有利于人民群众生活方式变革, 具有明显的产业带动和社会效益。要通过支持片区县和国家扶贫开发工作重点县内已建档立卡贫困户安装分布式光伏发电系统, 增加贫困人口基本生活收入; 要因地制宜, 利用贫困地区荒山荒坡、农业大棚或设施农业等建设光伏电站, 直接增加贫困人口收入。

《方案》明确, 要以“统筹规划、分步实施, 政策扶持、依托市场, 社会动员、合力推进, 完善标准、保障质量”为实施光伏扶贫工程工作原则, 并从开展调查摸底、出台政策措施、开展首批

光伏扶贫项目、编制全国光伏扶贫规划(2015-2020)、制订光伏扶贫年度方案并组织实施、加强技术指导、加强实施监管等方面细化提出了 7 项工作内容，并对每项重点工作完成进度时间提出要求。

为确保光伏扶贫工程的顺利实施，《方案》还明确提出了 3 条组织和政策保障措施。一要建立工作协调机制，国家能源局、国务院扶贫办要加强联系和协调配合；二要建立技术服务体系，在国家能源局领导下，水规总院会同扶贫发展中心、电网、监测认证机构及主要光伏相关设备制造企业建立技术支撑体系，负责光伏扶贫全过程的技术服务；三要落实相关配套政策，建立国家统筹、地方配套、银行支持、用户出资多种资金筹措机制，统筹电站建设和分布式光伏建设。

国家能源局网站 2014-10-17

光伏设备协会 IPVEA 日前更名为 SOLARUNITED

业务技术协会国际光伏设备协会(IPVEA)日前更名为 SOLARUNITED，作为更广泛的品牌重塑以及再利用工作的一部分。

IPVEA 成员于上周四在阿姆斯特丹 EU PVSEC 上游太阳能技术展中召开一个特别成员大会，在会上显然一致决定批准品牌重塑以及一个非营利的“新视角”。

随着重新推出，该协会的范围日前被扩大，旨在吸引更大比例的太阳能产业价值链及其相关产业。其中将包括从电力网络，如公共部门以及传输系统运营商，增加更广泛的利益相关者，以及来自不断发展的储能领域的参与者。

2008 年创立 IPVEA 的 SOLARUNITED 的总经理 Bryan Ekus 表示，该新的组织为“尚未以正式的方式合作的所有国家和区域组织提供一个非竞争环境”。该协会，以及其有点企业足球队味道的新名字，正在寻求新的成员，将接纳现有成员的推荐。

Ekus 还是国际蓄电池及储能联盟(IBESA)的创始人之一，该联盟于 2013 年由 IPVEA 与德国 EU PD Research 联合推出。

国际能源网 2014-10-2

到 2050 年太阳能或成全球最大电力来源

北京时间 9 月 30 日凌晨消息，国际能源署(IEA)周一公布报告称，到 2050 年太阳能或将成为全球最大的电力来源，令化石燃料和其他清洁能源燃料相形见绌。

国际能源署还补充称，到那时太阳能面板系统和聚光太阳能热发电厂在全球发电总量中所占比例可能分别达到 16% 和 11%。该署署长玛丽亚-范德胡芬(Maria van der Hoeven)表示：“过去几年时间里光伏模块和系统的成本迅速下降，为使用太阳能作为未来主要的电力来源 开辟了新的前景。”

但国际能源署同时指出，上述两种技术都是资本密集型技术，其大多数支出都是预付的，因此降低太阳能企业的资本成本是重中之重。有基于此，该署呼吁各国政府和政策制定者制定统一的政策来为太阳能产业提供支持，而这种支持将降低太阳能行业中潜在投资者的风险，并鼓励资本市场对这一产业的信心。

与此同时，纽约市场周一交易中太阳能公司股价表现好坏参半，其中天合光能(TSL)、太阳城(SCTY)和 SunPower(SPWR)均出现下跌，而 SunEdison(SUNE)则逆势上扬。SunEdison 在今年 7 月份将旗下部门 TerraForm Power(TERP)成功 IPO(首次公开招股)上市，该股在纳斯达克 挂牌首日股价大幅上涨 35%。(文武/编译)

新浪财经 2014-09-30

台湾太阳能电池生产商拥护单晶硅 PERC 技术

根据市场调研公司 EnergyTrend，为了保持其太阳能电池效率领先中国竞争对手，并且在蓬勃发展的日本市场获得更多业务，台湾太阳能电池生产商正在提高单晶硅 PERC 电池产量。

随着 PERC(钝化发射极背面电池)在单晶硅片生产上效率提高达 1% 完全效率改善，而多晶硅片上最大约为 0.6%，据说台湾生产商专注于单晶 PERC 电池生产提升。

EnergyTrend 的研究经理黄公晖表示：“PERC 以具有竞争力的成本提供更高效率，其引发了对于该技术的需求激增。” 根据 EnergyTrend, 台湾电池生产商已经比其他地区企业利用更多 PERC 技术，已经产生约 1GW 的产量。

最近，NPD Solarbuzz 副总裁分析师芬利·科尔维(Finlay Colville)指出，预计 PERC 电池技术全球产能到 2014 年底超过 2.5GW。

EnergyTrend 表示，中美硅晶(Sino-American Silicon)旗下子公司旭泓全球光电(Sunrise Global Solar Energy)最近成为台湾迁移到 PERC 技术的领导者，然而茂迪(Motech)、昱晶能源(Gintech Energy)与新日光源(Neo Solar Power)都采用该技术，由于对 PERC 工艺设备的下单以及 2014 年领先的供应商，如 Longi Silicon 的单晶硅片产量提高，记者对该技术进行广泛追踪。

由于住宅屋顶市场拥有小型屋顶及相对高上网电价补贴，日本被视作 PERC 基 P 型单晶硅 PERC 电池的主要市场。

PV-Tech 2014-09-30

美国能源部投入 2500 万美元资助太阳能热发电研发

2014 年 9 月 30 日，SunShot 宣布将投入两千五百万美金用于先进太阳能热发电系统技术研发。这项投资将主要资助开展提升太阳能热发电电站各个组成部分的性能、效率等项目的研究，以达到降低太阳能发电的成本，以实现生产价格更优、更清洁环保的可再生能源的成本，包括通过日间储热做到夜间发电的最终目的。

这项投资基于过去能源部在太阳能热发电领域的成功投资，并将重点资助创新型项目的开展，主要是围绕降低太阳能热发电项目成本的研究，为市场提供具有竞争力的产品。他的资助方向是那些有潜力，比现有商业化设备更低投入、更高效率、更可靠性能的新技术的研究和开发。符合条件的项目将包括为突破现有技术瓶颈提供的创新型解决方案，包括效率与温度控制等；还有为热发电电站的各组成部分展示新概念、验证新构想的项目。需要得到提升的关键部件包括：太阳能集热器、吸热器、储热系统、传热工质，以及可以做到降低运行、维护成本，或提高整个系统效率的其他技术。能源部的这项资助将基于 SunShot 提升太阳能相关技术并让所有美国人都能使用廉价、便利的电力的工作。

国家太阳能光热联盟 2014-10-08

度电补贴时代：谁提升了光伏业主 30%的发电量？

一直以来，光伏电站都以提高组件发电效率与降低成本为最大目标。实际上，发电效率受技术水平影响存在上限，每提高一个百分点的效率难度非常大。光伏电站中，光伏阵列损失、组串失配是主要的改善空间。并且通过科学创新的运维手段，在不需要提高组件发电效率的同时却能显著提高发电量并降低成本。

近日，随着浙江省江山县凤林镇的同景农光互补 30MW 光伏电站的并网发电，其发电量比一般光伏电站高出 30% 以上。这么高的发电效率从何而来？

9 月 18 日~19 日，在浙江省衢州市江山召开的同景农光互补智能光伏电站现场交流会上，同景科技总裁吴建农先生从电站投资者的角度，讲述了同景从照明行业进入光伏行业的历程，也揭开了同景凤林光伏电站发电量提升 30% 的神秘面纱。

吴建农介绍，同景凤林光伏电站项目采用其自主研发的跟踪支架与华为组串式逆变器相结合的方式。项目建设在山地丘陵，最高与最低落差达到 20 多米，土地平整难度大，电池板无法安装在同一水平面上，而且地形不平坦，电池板朝向各异，采用了华为组串式逆变器多路 MPPT 技术，降低了不同朝向、阴影遮挡、组串失配的影响，使发电量提升 8-10%；与斜单轴跟踪系统的配合使用，能够实现对支架的独立跟踪，每个跟踪支架对应 1 个输入组串，最大限度提升了发电量，组串式逆变器和跟踪支架完美的组合，使得发电量足足提升了 30% 以上，并且全部电站的并网一个上午时间全部完成。

据国家能源局数据，2014年上半年，全国新增光伏发电并网容量330万千瓦，比去年同期增长约100%。但据13GW的光伏装机目标相去甚远，光伏行业即将迎来每年四季度的电站建设高峰期。

伴随着抢装潮的到来，人们对光伏电站的质量和安全性也更加关注。据德国某保险公司在光伏领域的实际业务的数据中显示，光伏电站的过电压和火灾事故数量占到总量一半以上，不仅经济效益损失巨大，对业主品牌口碑也会带来极大负面影响。

因此，在追求高效的同时，光伏电站的安全性也同样不容忽视。

当问及对电站安全性的考虑时，吴建农表示，同景农光互补智能光伏电站采用的是华为智能光伏电站解决方案，通过采用无直流汇流设计，组串输出的直流电直接进入逆变器变为交流电进行远距离传输，主动规避直流传输带来的安全和防护问题，降低直流拉弧带来的安全隐患，使电站更安全，更放心。

北极星电力网 2014-10-08

我国光伏产业政策设计还有进步空间

2013年，我国集中出台了多项光伏政策。2013年7月15日，国务院发布了《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，即“光伏国八条”，提出2015年光伏装机目标为3500万千瓦。随后，国家财政部、发改委和能源局陆续跟进，公布了《分布式发电管理暂行办法》、分布式光伏电量补贴政策、电费附加通知等政策。

之所以集中出台政策，首先是2011年到2012年，国内的光伏企业连续亏损，众多企业经营困难，遭遇连锁债务危机，部分龙头企业破产，形势非常危急。同时，欧美“双反”，国内光伏产业更是受到全面的冲击，在此压力下，必须启动国内市场。其次，我们还面临着雾霾治理的难题，需要推动清洁的光伏发电快速发展。此外，我们国家最近两年经济放缓，需要新兴产业推动经济增长。

政策对于整个产业的发展起到了很大的促进作用。2009年，国内光伏市场起步，2013年年底，光伏发电总装机达到了1900万千瓦，其中光伏电站是1600万千瓦，分布式光伏是300万千瓦。2013年，伴随着一系列政策的出台，国内光伏市场开始呈现爆发式增长，相关企业开始恢复信心，主要企业开始扭亏，经营状况开始得到改善，特别是去年“双反”纠纷成功化解，为我国光伏产业走出困境提供了条件。

在政策的支持下，各地发展光伏的积极性也有很大的提升。我们统计了装机容量处于前十位的省(自治区、直辖市)的情况。2013年，甘肃、青海和新疆三个省(区)，地面光伏电站容量都突破了200万千瓦，累计达到640万千瓦，占全国光伏装机容量的60%。分布式也有很大增长，在装机容量前十位的省(自治区、直辖市)中，中东部经济较发达地区占多数。

但在政策执行过程当中，还存在一些问题，这些问题有产业本身遇到的，也有政策设计层面出现的。

光伏产业本身的问题，一是在地面电站建设过程中，光伏发电成本还相对较高，西部大型光伏电站、地面电站，都面临弃光的挑战；另外就是需求侧的市场机制、基础设施和法律环境，在我国国家仍然需要改善。另外，还存在合适的场地难找、融资难、收益率比较低、接收期长等问题。

政策本身也非无懈可击。我们结合2013年全国人大环资委对《可再生能源法》的执行情况进行评估，总结出了政策层面存在的三个问题。一是政策刚性问题，执行刚性不足。主要是在强制上网制度和全额保障收购制度的具体执行过程当中，如果有单位违反了，目前还没有办法对违反者进行处罚。二是政策规划出台比较滞后，与相关规划协调性不足，主要是中央与地方规划、可再生能源规划和专业规划之间协调性不足。三是补偿资金也不足，现在由于可再生能源电价附加费提高到了1.5分，暂时缓解了补贴量不足，但是长远来看，这种不足状况，还可能继续困扰整个产业发展。

下一步，我们还需要出台更多的政策支持光伏，特别是分布式光伏的发展。除中央政府拿出费用进行补贴之外，地方政府也应该拿出更多的办法，来支持分布式光伏发展。现在许多地区，比如上海、江西、河南、山东等等，已经出台了在中央补贴的基础上又加价补贴分布式光伏的政策，但

这些政策，现在有些还没有到位。随着政策到位，未来分布式光伏会有一个很大的增长。

此外，还应适当调整分布式光伏政策。8月，国家能源局在嘉兴会议上明确提出，利用荒山荒坡、滩涂、鱼塘等发展发电项目，明确35千伏及以下电压等级接入电网，单个项目容量不超过2万千瓦且所发电量在并网点变电台区消纳光伏电站项目，可以执行当地光伏电站标杆上网电价。这意味着分布式发电技术的利用范围将扩大，有利于利用好的资源扩大市场。配额制政策也已在制定之中，2月14日，国家能源局综合司对配额制政策的征求意见已经完成，下一步，相应办法将通过发改委提交国务院进行批准。对于各省区市电网企业将提出明确发展可再生能源配额的强制要求，另外制定激励政策：对于完成配额的各省区市，非可再生能源电力消费在年度能源消费总量控制考核时会折算为节能量，不计入能源消费总量控制。

同时，政策的制定还应考虑适应能源生产消费革命的大背景，十八大报告明确提出推动能源生产消费革命。能源革命就是在人类能源发展和利用过程当中发生的能源系统的演替过程，以及在此过程中发生的一系列重大变革，最终通过一系列的技术、制度变革，把人类能源生产消费推向清洁、低碳、智能化的时代。这次能源革命的推动过程体现了几个特点，发生伊始即带有全球性，与清洁、低碳密切相关，与新型经济、低碳经济、新型城镇化也密切相关。

为适应世界能源转型大趋势，美国、欧盟、日本等国家都在做转型准备，并制定了相应路线图。美国进行页岩气革命，欧盟提出低碳理念，利用丰富的可再生能源，日本则强调多元化并推广节能。这也对我国下一步制定这方面的计划，有很好的借鉴作用。

总的来看，我们国家的能源政策体系已经初步形成，包括立法、规划、电价、补贴等等，政策效果比较明显，促进了产业迅猛发展。但是，在产业发展过程当中，光伏政策还存在协调性差、刚性不足、力度小等问题，政策设计还有空间。今后，我们在完善政策的过程中，将发挥中央和地方的积极性，促进集中式、分布式协调发展，推动能源生产消费革命，考虑到全球能源转型趋势，应对我们国家的生态环境挑战，并适应市场化的趋势。

亮报 2014-10-08

光热发电 2050 年占比或将达全球电力的 11%

国际能源署总干事 MariavanderHoeven 9月29日在巴黎举办的2014《太阳能发电路线图》发布会上表示，此次分别同时发布了《光伏技术路线图》和《太阳能热发电技术路线图》，虽然光伏和光热发电两种技术有时存在竞争关系，但事实上这两种技术是相互联系依存的。

此前，上述路线图已经在9月16日举行的 SolarPaces 大会上小范围发布，此次是 IEA 正式发布上述报告。

光热发电和光伏发电技术都是已被证明的太阳能技术，截至2013年底，全球已装机光伏发电达到135GW，目前仍以每天约100MW的速度增加，这主要是受益于光伏发电成本在过去五年的大幅削减，全球各个光伏市场的崛起和分布式光伏发电的显著增长等因素影响。

目前全球仅有4GW多点的太阳能热发电装机规模，主要是由于低成本光伏和页岩气的竞争压制了光热发电装机的增长，同时部分市场并不特别需要光热这种灵活可调但略显昂贵的电力。但我们依然可以看到光热发电的成长，在过去的12个月内，其新增运行装机规模达到了1GW。

MariavanderHoeven 还表示，“光伏和光热的市场形势将伴随时间的推移而从根本上得到改变。在部分温暖的国家和地区，更为廉价的光伏可以用于满足高峰期电力需求，因此很容易得到快速发展，但当光伏装机达到一定的较高份额后，对光热这种可在晚间持续供电的技术的需求就会显著增加。”光热的能量存储是十分高效的，比电能存储要廉价的多。这也是光热发电的最大竞争优势。

在某种情形下，直到2030年，太阳能发电装机的增长都需要大部分依靠光伏发电，这得益于光伏仍在下降的成本，技术层面的持续提升等。但到2030年后，这一情形将得到改变，在光伏发电占到全球总发电能力的5%~15%时，光伏将开始逐步失去其竞争优势，光热发电的规模化应用将开始起飞。

总的来看，到 2050 年，太阳能发电装机将占全球发电装机的 27%，成为全球第一大电力来源。其中光伏将在全球大多数市场获得发展，从现在到 2050 年，引领光伏市场发展的很可能将是中国。

IEA 认为，光热发电在中东、智利等国将获得显著发展，成本将逐步接近光伏。2050 年光伏发电将为全球贡献 16% 的电力，光热发电占全球电力的比重将达到 11%。

CSPPLAZA 2014-10-08

西藏太阳能产业的发展现状与对策建议

西藏高原由于海拔高，大气洁净，空气干燥，纬度又低，所以太阳总辐射量大，西藏太阳能资源居全国首位，也是世界上最丰富的地区之一，太阳能是西藏新能源利用最理想、最有效和最直接的途径，也是实现西藏能源利用结构调整的有力推手。



西藏羊八井的太阳能光伏电站。（西藏自治区能源研究示范中心供图）

现状与问题

西藏高原由于海拔高，大气洁净，空气干燥，纬度又低，所以太阳总辐射量大，西藏太阳能资源居全国首位，也是世界上最丰富的地区之一，年辐射量达到 6000~8000 兆焦耳/平方米，呈自东向西递增型式分布，年变化呈峰型分布，直接辐射占总辐射比例全年为 56%~78%，夏季可达 71%~78%，太阳能资源极其丰富。从其优越的自然条件来看，太阳能是西藏新能源利用最理想、最有效和最直接的途径，也是实现西藏能源利用结构调整的有力推手。同时，太阳能具有安全可靠、无噪声、无污染、制约少、故障率低、维护简便等优点，在西藏广袤严寒、地形多样和居住分散的现实条件下，有着非常独特的作用。

目前，西藏太阳能利用（光伏为主，光热为辅）中存在着政府行为强，市场培育不足、能源管理滞后、运行机制缺乏活力等问题。具体表现为：太阳能利用的成本相对较高，项目基本上都是政府投资（或援藏）兴建，市场化程度低；太阳能户用电源主要分布于交通不便的偏远地区，相关服务与维修得不到及时有效保障，运行管理和维修维护问题日益突出。这些问题制约了太阳能产业的可持续发展，进而牵制了西藏可再生能源产业的发展步伐。

建言与献策

虽然西藏太阳能开发利用技术和管理中还存在一些问题，但是太阳能产业发展已经初具规模，推广利用的前景不可估量。随着西藏经济社会的不断发展和现代化进程的稳步推进，能源安全成为需要重点解决的关键问题。大力发展和利用太阳能是西藏优化能源结构，改善高原生态环境，促进西藏经济社会可持续发展的重要战略措施之一。为此，特提出以下三点政策建议：

建议一：加快研发布局，构建西藏太阳能技术与产品研发的共享平台。内地的太阳能技术与产品主要适应内地的实际情况，而西藏的太阳能辐射强度大，且光照时间长，因此需要紧密结合西藏的实际，对太阳能技术和产品进行适应性开发，努力攻克其在高寒的西藏地区低氧低压环境下的运行效率和稳定性难题。近期，可以通过以西藏自治区能源研究示范中心等单位为依托，结合西藏的重大科技专项——金太阳科技工程，整合有关科技资源开展研发，尽快形成西藏太阳能的技术研发共享和集成平台。长期来看，建议西藏紧密结合地方实际探索建立不同形式的新能源研发联盟或产业共性技术平台。

建议二：把推广和使用太阳能作为未来新型城镇化和改善广大农牧区生产生活条件的重要抓手来落实。中国已经是世界上最大的光伏设备的生产国。但是，中国所生产的太阳能科技产品几乎均销往海外。近年来由于受到国际经济形势下行的影响，出口严重受挫，出现严重的产能过剩现象。因此，建议通过多种政策措施聚焦（如小额绿色贷款、用户补贴等），早日把西藏建成全国领先的太阳能示范应用和推广基地，把具有“日光城”之称的拉萨市率先建成“太阳能示范城市”。新建居民区、学校、宾馆和公共建筑等，要积极开展屋顶太阳能安装计划。采取风光互补、小水电与太阳能互补，户用光伏电源系统、太阳能路灯、太阳能与建筑结合等多种形式，独立系统与并网双通，综合开发利用太阳能。

条件成熟的地方可以发展太阳能微电网（Micro-Grid）。微电网是一个能够实现自我控制、保护和管理的自治系统，既可以与外部电网并网运行，也可以孤立运行。微电网是相对传统大电网的一个概念，是指多个分布式电源及其相关负载按照一定的拓扑结构组成的网络，并通过静态开关关联至常规电网。开发和延伸微电网能够充分促进分布式电源与可再生能源的大规模接入，实现对负荷多种能源形式的高可靠供给，是实现主动式配电网的一种有效方式，是传统电网向智能电网的过渡。据悉，国家电网公司目前正在阿里地区措勤县实施微电网示范电站工程。西藏地域广阔，长距离输电有一定困难，发展微电网尤其是太阳能微电网前景远大。

建议三：探索广大农牧区开展太阳能利用的新模式。在西藏，除了需要进一步加大太阳能的研发和推广力度，逐步降低太阳能建设和利用成本外，还要建立健全太阳能产业服务网络体系，加强太阳能利用的技术培训和人才培养。建议国家对西藏太阳能利用方面加大投入，保证资金，组织安排多个不同模式的、连片的光伏电源系统的应用示范及光伏电站建设。同时，要积极探索公私合作模式（PPP，Public-Private Partnership），试行探索合同能源运营管理模式，充分发挥政府和市场两个方面的积极性。以日喀则地区为例，政府和企业分别承担太阳能供暖系统 30% 和 40% 的安装费用，用户只需承担 30% 的费用即可安装太阳能供暖系统，极大降低了当地藏民的经济负担。

潜力与可能

美国著名未来学家、宾夕法尼亚大学教授杰里米·里夫金在其《第三次工业革命：新经济模式如何改变世界》一书中，系统论述了以“能源互联网”为主要标志的第三次工业革命。

“能源互联网”就是在现有能源供给系统的基础上，通过新能源技术与互联网技术的深度融合，将大量分布式能量采集装置和分布式能量储存装置互联起来，通过智能化的管理，实现能量和信息双向流动的能源对等交换和共享网络。支撑第三次工业革命的“能源互联网”需要五个支柱必须同时存在。

这些支柱包括：（1）向可再生能源转型；（2）将每一栋建筑转化为微型发电厂，以便就地收集可再生能源；（3）在每一栋建筑物以及基础设施中使用氢和其他存储技术，以存储间歇式能源；（4）利用互联网技术将每一栋建筑的电力网转化为能源共享网络，这一共享网络的工作原理类似于互联网（成千上万的建筑物能够就地生产出少量的能源，这些能源多余的部分既可以被电网回收，也可以通过联网而共享）；（5）将运输工具转向插电式以及燃料电池动力车，这种电动车所需要的电可以通过共享的电网平台进行买卖。

具体到西藏发展“能源互联网”的潜力和可能性，就要比照“能源互联网”的五个支柱：向可再生能源转型；以建筑为单位的小型电站；扩展到所有基础设施上的能源生产和储存；充电式交通系统从互动式电网中获取电能；能源互联网。

西藏发展“能源互联网”的优势主要体现在可再生能源生产和使用（特别是太阳能）上，存在的不足方面包括能源储存、充电式交通系统和能源互联网。总的来看，西藏在发展“能源互联网”方面基本处于刚起步的初级阶段，距离最终目标尚远。如果西藏未来要迈向“能源互联网”，下一步的重点就是发展以建筑为单位的小型太阳能发电站，让每座建筑物（甚至路面等）都变成太阳能发电站，进而发展小区（或农牧民相对集中的居住区）微电网，实现局部能源的互联互通。同时，在人口相对集中的地方如拉萨市大力建设充电式交通系统，发展新能源汽车（公交、出租车优先示范

推广使用)。

总之，丰富的太阳能资源为西藏太阳能产业的发展提供了广阔的空间，只要把握机遇，扎实工作，发挥政府的引导和市场的决定性作用，那么西藏的太阳能产业一定会取得大发展，为地方的能源转型、产业升级和社会发展做出新的更大的贡献。

(作者袁志彬系西藏自治区科学技术厅厅长助理、中组部团中央第14批博士服务团成员、中国科学院科技政策与管理科学研究所副研究员、中国经济网特约观察员)

中国经济网 2014-10-09

广州首个家庭光伏发电并网 居民一年收入 8000 元

在自家屋顶铺上几块太阳能电池板，电就能源源不断地输出。不仅家庭用电免费，还能得到国家补贴，发电越多，补贴越多。如果用不完，还可将多余的电卖给国家，向国家“收电费”。

在广州，将此情景转化为现实的是黄雨霖。9月26日，记者来到番禺区富豪山庄，见到了这位广州自建光伏电站第一人。

今年初，黄雨霖在自家别墅上安装了发电容量达6000瓦的分布式光伏电站，并于7月份正式并网。据他估算，一年内可发电8000度，除了自用近6500度，还可卖给国家1500度。算上国家0.42元/度的补贴支持，每度电能“卖”将近1元的好价钱。总体算来，加上家庭自用电，一年发电可收入8000元，实际可入账1500元。

去年8月26日，国家发改委出台《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，明确对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时0.42元。

国家对光伏发电项目有补贴，“广州版”补助政策也即将出炉。近日，广州市发改委拟出台对居民太阳能发电项目的补贴新政，相关草案已在征集市民意见。根据意见稿，每发一度电，还可获得广州市0.1元的补助。若此政策落地，光伏发电上网电价将突破1元/度。

不过，各种补贴或许透露出光伏产业在发展中遇到的问题。有专家表示，分布式光伏发电的发展方向应该是降低成本，摆脱对政府补贴的依赖。

自建电站只花3.65万元

“初中开始，(我)就是电器科技爱好者，原来在广东邮电职业技术学院做教师，退休后想利用余热和爱好的技能为社会办些有益的事。”谈起为什么要自建光伏电站，黄雨霖向《每日经济新闻》记者表示，环保就是自己的一个爱好，为此，他还把自己居住的整个住宅打造成了一幢节能屋。

2013年，黄雨霖参加了一个展览，发现在家装光伏电站比利用太阳能真空管发电更划算，且国家对居民分布式光伏发电十分重视。于是今年初黄雨霖花了3.65万元，买回24块单晶硅板、支架、逆变器等材料，建造了一个光伏电站。

“由正规公司(建造)，现在市场价应该在9元/瓦~12元/瓦之间。”黄雨霖告诉《每日经济新闻》记者，照此计算，6000瓦的发电站，市场价建设成本最少也要5.4万元。

9月26日，黄雨霖带记者参观了他的光伏电站。这座发电站其实在今年1月份就建好了，但一直没有正式投入使用，其中缘由，据黄雨霖透露，是一直没能解决并网的难题。

“年初尝试发了3天的电，100度左右，但后来发现不对劲，我就把它关闭了。”黄雨霖介绍，由于当时还未申请报装并网，自建发电站发的电流经电表，进入供电局的数据，就变成了自己家用的度数，“当时我发现给它(供电局)发电，还要收我电费，我就关掉了(光伏电站)。”

今年6月初，黄雨霖到番禺区供电局城郊供电所申请并网。在此之前，广州电网光伏发电接入的客户以企事业单位为主，居民申请还是头一次。

“首先要审核，房子的产权是不是本人的，然后要去管理处开证明，说明居委会、邻居对建造这个发电站都没有意见，带着这些资料才能去供电局申报。”黄雨霖介绍，按照居民并网的操作流程，居民首先可向供电部门各级营业厅提出并网申请。

记者了解到，申报时需提供以下资料：本人身份证、光伏项目建设地点的房产证和其他房屋产

权证明文件、申请报告、业主委员会开具的项目同意书或所有相关居民家庭签字的项目同意书以及物业公司开具的开工许可意见。

黄雨霖透露，在其申报并网以后，供电局多次派人到现场进行审查，“因为供电局方面也要保证电网的安全。”

通过审查以后，供电部门将上门安装电表，之后便可并网运行。黄雨霖介绍，成功并网之后，在有太阳辐射的条件下，发电系统的太阳能电池组件阵列将太阳能转化为输出的直流电，经由并网逆变器逆变成交流电，流经电表以后供给建筑自身负载，多余或不足的电力，便可以通过连接电网来调节了。

五、六年便可收回成本

实现并网以后，这 40 多平方米的发电站输出的电，不仅使黄雨霖一家用电自给自足，多余的电还能卖给国家，实现盈利。

“7 月份发电量 600 多度，并上电网输出 200 多度，按国家的补贴及电网收购价分别计算，这个月约有 600 元收入。”但黄雨霖告诉记者，由于电网实行年度结算，目前他还没收到“卖”电的钱。

记者注意到，7、8 月份，黄雨霖家的发电站发电量均有 630 度左右，“按照 7、8 月份的发电量都为 630 度计算，冬季时少云的天气会多些，比较准确的估计，年发电量有 8000 多度。”

黄雨霖为记者算了一笔账，发电站平均每天发电 20 多度，不开空调的情况下根本用不完，“根据 2010 年到 2013 年的数据，7 月~10 月，每月平均用电 32.2 度，其他 8 个月平均每个月用电 5 度，年平均用电量是 6394 度。”

一年发电 8000 多度，自用约 6400 度，剩下的就可以卖给电网了。据了解，目前番禺的情况是，通过家庭光伏发电站发出的电，国家补贴 0.42 元/度，供电部门收购价为 0.514 元/度，合计 0.934 元/度。以黄雨霖一年可卖出的电约为 1600 度计算，其一年卖电收入约为 1500 元。

此外，利用光伏发电站发电供自家用，按广州现行电价 0.61 元/度算，每发一度电，可省下 0.61 元，再加上国家补贴的 0.42 元，发一度电可收入 1.03 元。按黄雨霖一家自用电量 6394 度/年计算，一年可收入约 6600 元。加上卖电给供电部门的钱，依靠光伏发电站，黄雨霖一年的收入约为 8000 元。

这还没算上广州市发的补贴。9 月 18 日，广州市发改委网站公布了《广州市太阳能光伏发电项目建设专项资金管理办法》（征求意见稿）。《意见稿》规定，只要在 2020 年前，在广州市行政辖区内建成的符合条件的太阳能光伏发电项目，均可享受太阳能光伏发电项目建设专项资金支持，补助时间为项目建成投产后连续 10 年。对于建筑物权属人，将以建成的项目总装机容量为基础，按 0.2 元/瓦的标准确定补助金额，一次性发放给建筑物权属人，单个项目最高补助金额为 200 万元。

如果是居民个人或者单位所属的公共机构建筑，建设太阳能光伏发电项目，将根据该项目上一年度所发电量为基准，按照 0.1 元/千瓦时的标准进行补助。若《意见稿》得以实施，广州市内光伏发电上网电价将突破 1 元/度。也就是说，像黄雨霖这样，投资不到 4 万元建造的光伏发电站，最多五、六年便可收回成本，而光伏板的使用寿命可达 25 年。

每日经济新闻 2014-10-09

日本光伏市场令人眼红，但也可能是一个坑

日本光伏市场令人眼红，但也可能是一个坑。

日本光伏市场成了中国企业的香饽饽。

最新消息是，昔日全球最大的光伏企业无锡尚德太阳能电力有限公司(下称尚德)，在经历了一年多的破产重整后，现任 CEO 罗鑫雄心勃勃地宣布，未来 3 年，在日本投资近 25 亿美元建设 1GW 的光伏电站，进而拉动其组件销售。

这一动作并不突然。2011 年日本福岛核电站事故后，日本政府开始热衷于发展可再生能源，其光伏补贴额度为全球最高。随后，包括上海电力(5.17, 0.03, 0.58%)集团、海润光伏(9.37, -0.13, -1.37%)、

保利协鑫、英利绿色能源等一大批中资企业对日本光伏市场趋之若鹜。今年上半年，日本已成为中国光伏产品的第一大出口市场。

隐忧在于，目前全球大部分光伏市场仍处于低谷，在美欧几轮的反倾销、反补贴调查中元气大伤的中国光伏企业，一窝蜂涌进日本市场，会不会形成新一轮的恶性竞争？

更大的问题是，令人垂涎的高额补贴即将到期。彭博新能源财经日本光伏市场分析师武广川原(Takehiro Kawahara)告诉记者，日本高额补贴会在 2015 年 6 月大幅削减，到时 1MW 以上新的大规模光伏电站项目将很难建设。换句话说，这是否意味着那些投资日本的中资企业又将空欢喜一场？

未知数

德抢滩日本有一定的先天优势。

顺风光电副总裁龚学进对记者表示，尚德早年在日本市场就取得了认证，而且一度是中国企业在日本销售额的第一名。当时，尚德与大量的日本分销商建立了良好的合作关系，目前重启日本市场，尚德具有天然的优势。

彭博新能源财经提供的数据显示，截至 2014 年第二季度，日本市场中，前六大中国企业的市场占比已经达到 42.1%，它们分别是晶澳太阳能有限公司(下称晶澳)、天合光能有限公司、韩华新能源有限公司、阿特斯太阳能有限公司、英利绿色能源控股有限公司、昱辉能源有限公司和晶科能源控股有限公司。

其中，晶澳所占市场份额最大，即 13.1%。晶澳目前在日本的销售渠道有两个，一个是给日本当地的企业做代工，另一个是成立自己的日本分公司，销售自己的组件。与此同时，晶澳也在积极开拓下游光伏电站的项目。

在晶澳副总裁曹博看来，公司之所以能够在日本摘得销售桂冠，主要有两个方面的原因，首先是布局早。从 2011 年开始，晶澳就看好了日本市场的前景，很早就为各种认证做好准备。其次是产品生产采用了全自动化，相较于人工生产，保证了产品的精准品质。

罗鑫在一次公开的新闻发布会上宣布，尚德不希望与其他同行企业进行低价竞争，其组件每瓦的售价不会低于 4.8 元/瓦。目前，中国国内光伏组件的平均售价在 3.9 元/瓦，国内领先品牌的企业最高售价也仅为 4.2 元/瓦左右。由于售价高，尚德生产的高价组件仅能供给现所属的集团公司顺风光电的项目，而尚德积极拓展日本市场，显然因为其高昂的成本必须寻找补贴高的市场，才有利可图。

但仅凭借尚德过往的销售优势，到底能够在多大程度在与晶澳等企业竞争，还是未知数。

风险

与 2012 年和 2013 年侧重组件销售、消化产能的策略不同，中国企业越来越渴望通过在日本直接建设自己的光伏电站，这不仅可以达到消化产能的目的，还可以在电站建设领域获得丰厚的回报。

然而，电站项目建设风险也必须考虑在内。9 月 12 日，日本政府宣布取消 2012 财年获得批准但并未建设的 1.82G 太阳能电站项目，并正在对另外 2.7GW 的项目举行听证会，考虑是否取消。

中国光伏产业协会副秘书长王世江对记者说，到目前为止，日本获批的光伏电站项目已经达到 60GW，这并不意味着这些项目都会建设，所有项目还需要当地民众投票。如果投票通不过就无法建设，导致项目被取消。

最大的风险在于政府补贴的大幅下调。武广川原分析，近两年太阳能电池的生产成本迅速下降，2012 年的补贴额度是根据之前光伏市场发展情况定的。在那之前，日本市场的中国产品还非常少，主要是夏普、京瓷等日本品牌的产品占据主导地位。而日本企业的生产成本相对较高，因此补贴额度也较高。在中国产品已经占据 50% 份额的情况下，中国物美价廉的产品与较高的补贴已经不相符。

可以预见，尚德、汉能集团和苏美达这些计划 2015 年和之后建设光伏电站的中国企业，如果遇到补贴下调，其电站建设将遇到相当大的阻力。

此外，从日本能源消耗的整体框架来讲，大环境也支持日本政府取消光伏电站的补贴政策。今年以来，国际天然气价格一路走跌，当前亚洲天然气的现货价格大约在 13 美元/百万英热(1 英热≈

1055 焦耳)。同时, 澳大利亚、卡塔尔等地新的液化天然气开发项目都在陆续上马, 国际天然气价格有望继续走跌。这与去年高昂的天然气价格形成了鲜明的对比。2013 年冬季日本最高进口液化天然气(LNG)的现货价格达到了 25 美元/百万英热。

卓创咨询天然气分析师王晓坤向《财经国家周刊》记者透露, 天然气发电也属于清洁电。未来日本进口天然气的价格如果下降, 那么日本就会更多地选择使用天然气发电。此外, 9 月 10 日, 日本原子能规制委员会宣布, 重启九州岛电力公司川内核电站 1、2 号机组, 结束了日本已持续一年的“零核电”状态。中资光伏企业真该小心了。

财经国家周刊 2014-10-11

俄罗斯太阳能产业扩张“提挡加速”

随着最近数周各地宣布多个大型太阳能项目, 俄罗斯太阳能产业正加速“腾飞”。

今年 9 月, 阿斯特拉罕(Astrakhan)市宣布注资 100 万美元在 Narimanov 开发装机量 250kW 的太阳能设施。该新项目共配有 1060 片太阳能电池板, 占地面积约为 5000 平方米。此外, 另有 5 个总装机量近 90 兆瓦的大型太阳能项目将于明年开建。

据预测, 2015 年, 阿斯特拉罕市可再生能源发电量占总发电量的比例达到 15%, 足以媲美传统可再生能源大国, 例如德国与丹麦。

阿斯特拉罕市经济开发部副主席 Elina Polianskaya 表示, Energija Solnce 公司已赢得在俄罗斯 29 座太阳能电站的联邦政府招标, 绝大部分(6 座光伏电站)位于阿斯特拉罕市。

Energija Solnce 公司高管 Alexander Kolesnikov 自信满满的说道: “公司已于 1 个月内建完一座光伏电站。余下项目发电量更多, 因此开发与装配需要更多的时间。”

与此同时, OAO Saxaenergo 公司已经在俄罗斯远东自治共和国萨哈(Sakha)开发一座装机量 40 兆瓦的太阳能电站, 预计可为当地近 350 个住宅社区供应能源。

此外, 中国黑龙江天狼星电站设备有限公司(Amur Sirius)已获得 175 兆瓦的招标光伏项目。该企业宣布正准备在俄罗斯建设一座光伏生产工厂, 预计该工厂每年可产出约 33 万太阳能电池板, 总产能 100 兆瓦。

据俄罗斯 RES 法案, 中国公司在俄罗斯开发光伏项目必须满足本土内容要求——自 2016 年始 10% 的太阳能设备产于俄罗斯。据报道, Amur Sirius 已注资 1.42 亿美元开发俄罗斯工厂。据 Amur Sirius 透露, 公司专注于俄罗斯和独联体市场, 并已向托洛茨基国家区域电站“俄气能源集团”和埃基巴斯图兹基二号燃煤电站提供了 660 兆瓦的设备。Amur Sirius 已加入黑龙江电力联盟, 该联盟的主打方向是俄罗斯能源市场。

俄罗斯专注于可再生能源项目的开发的 Xevel 公司表示, 未来数年, Xevel 将在西伯利亚(Siberia)开发多个太阳能电站, 总装机量高达 254MW, 从北冰洋向南纵横至哈萨克斯坦中北部及蒙古与中国的边境, 总面积多达 1320 万平方千米。

“明年, 我们计划在俄罗斯西南部地区阿尔泰(Altay)、布里亚特(Buryat)共和国自治区、俄罗斯中南部鄂木斯克(Omsk)市及 Zabaikalje 地区分别开发 30MW、25MW、30MW 及 10MW 的太阳能电站。” Xevel 高管 Evgenij Kazakov 指出。

在南部, 鉴于已被俄罗斯控制以及以及俄罗斯与乌克兰之间持续不断的冲突, 克里米亚当局迫切希望加强本土可再生能源产能, 以缓冲潜在的电力短缺问题。

目前, 克里米亚的发电能力约为 6.285 亿 kWh, 依然需要从乌克兰购买 25 亿 kWh 的电量, 以满足自身需要。

为了谨防乌克兰的电力供应中断, 克里米亚当局计划年底并入电网的太阳能产能与风电产能分别达到 1.34 亿 kWh 与 0.62 亿 kWh。

虽然可再生能源的扩张之路起起伏伏, 但一些俄罗斯专家警告称, 无论是绿色能源的零售还是批发部门, 国家的扶持措施效果均不大。

近期，参加俄罗斯可再生能源电力高级会议的高管向政府呼吁，要求政府彻底重新审视当前的可再生法案，改变国家支持可再生能源项目的方式。

solarzoom 2014-10-11

光伏：从 15GW 到 100GW

近日，国家能源局局长吴新雄在全国“十三五”能源规划工作会议上明确：到 2020 年，光伏电站建设将实现 100GW 以上，光伏发电价格与电网销售电价相当。如无意外，届时中国将是全球最大光伏电站建设国。一段时间来，中国光伏电站的建设一直在高歌猛进，兴奋之余，难免沉思，为了这一光荣与梦想，全国人民需要准备什么？

光伏电站建在哪儿？截至去年底，我国已建光伏电站 15GW 以上，其中集中式约 10GW，分布式约 5GW，受科学布局 and 当前政策导向影响，到 2020 年，100GW 光伏电站建设目标中，集中式和分布式规模理应平分天下。这意味着，集中式还需建设 40GW，约需荒地 8 万平方公里，对于荒漠化土地面积为 262.2 万平方公里、占国土面积 27.4% 的中国来说这不是问题；分布式还需建设 45GW，约需屋顶面积 4.5 亿平方米，理论上，对于目前拥有 100 亿以上平方米屋顶的中国来说也不是问题，更何况不久前能源局已将分布式的规模标准提升至 20MW。

光伏补贴需要多少？按照 2020 年光伏电站总量 100GW、光伏发电与电网销售电价相当的说法，假设届时开始停止光伏补贴，假设未来六年实现每年平均 10GW 的新增建设目标，假设发电补贴 0.4 元/W 保持不变，按照全国平均有效日照时间为 1000 小时计，意味着从 2015 年开始，国家每年补贴数额约为 200、240、280、320、360 和 400 亿元，总补贴额为 1800 亿元。

电站建设资金需要多少？解决方案是什么？假设未来六年光伏电站建设的平均成本为 10 元/W，假设新增光伏电站建设总量为 80GW，则意味着到 2020 年光伏电站建设的资金总需求为 8000 亿元。2012 年后，伴随国内光伏电站市场的迅速放大，融资难问题如影随形。面对短缺，市场经济环境会迅速找到解决之道，对资金供给者来说是一件快乐的事情；中国不是这样，产业、金融环境的不完善，对资金供给者来说是一件痛苦的事情。中国光伏终端市场，缺少资金，更缺少让资金进入的良好通道和环境，从而缺少持续、规模化的融资解决方案。

并网问题、弃光问题如何解决？在中国现有的远距离送电能力和风力发电规模条件下，弃风现象十分严重。当前中国风电装机总量为 100GW，到 2020 年还要增加一倍，而集中式光伏电站还要增加 40GW，电网系统如何保证既不弃风又不弃光？

中国光伏从 15GW 到 100GW，实现建设的目标固然重要，实现建设目标完善的产业投资环境更加重要。建设目标的完成是一个时间的过程，产业投资环境的完善是一个空间的过程，只有合适的空间足够大，一个事业才能足够大。中国是从计划经济为主演变过来的，从来不惧怕完成“计划”，但是只有完成计划的手段更加“市场”了，中国的光伏才有可能从 15GW 到 100GW，再到 1000GW。

（作者系中国能源经济研究院首席光伏研究员）

中国能源报 2014-10-11

中国光热行业为何不够“热”

政策支持不到位 项目审批拖后腿

“我们在甘肃的光热项目没有向银行贷 1 分钱款，也没有拿国家 1 分钱的补贴，在国家还没有出台光热补贴电价的前提下，已经完成了场平和引水工程的招标，并已经建成了自备电厂总容量为 20MW 的光伏发电站，实际上，该项目是目前国内 50MW 商业级光热电站建设进度最快的，目前现场投资已超过了 3 亿人民币。”近日，在北京召开的一个光热会议上，深圳金帆能源科技有限公司董事长官景栋如是向记者表示。

实际上，在国家层面上，光热产业得到一定重视，光热发电被列为国家战略。国家能源局明文规划到 2015 年我国光热发电要有 100 万千瓦，到 2020 年要突破 300 万千瓦。国家制定的大目标很美好，然而，实际上，在我国，该产业几乎处于空白状态，在具体支持政策不到位的情况下，很多

企业都在雷声大雨点小的观望中。国内不少项目都还处在前期准备阶段，或是因为经济性考虑，前期阶段完成后就已经搁浅，短期内没有动工的迹象。

同国内光热产业“看起来很美”形成鲜明对比的是，国际上，光热发电作为新能源产业的一个朝阳分支，正在全球形成一场产业浪潮。以美国为例，该国目前在役运行的光热发电机组已逾 3GW，在已经公开的数据中正在建设的和计划建设的到 2020 年将达到 30GW，也就是意味着在未来 6 年内，美国的光热发电装机要翻十倍，其发展势头可见一斑。

根据国际能源署（IEA）预测，到 2015 年全球光热发电累计装机将达到 24.5GW，五年复合增速为 100%。同时考虑到 2020 年、2030 年、2050 年等光热发电装机目标的实现，光热发电将是数万亿美元市场规模的行业。

从上述理想和现实、国内与国际的对比中，我们可以看出，我国的光热产业在丰满的理想面前显得很“骨感”，在庞大的国际同行面前显得很孱弱。在我国，本该以阳光的热量带来清洁能源的光热行业却没能“热”起来。

同其他新能源发电模式一样，光热行业要“热”也需要国家政策支持这把火。然而，同光伏上网电价补贴不同的是，我国目前还没有出台统一的光热发电示范上网电价，而是实行“一事一议”的方式进行核定。日前，国家发改委价格司已经批准我国首个光热发电示范项目即中控德令哈光热发电项目的上网电价为 1.2 元/kWh。

虽然光热业界希望能在今年看到国家统一的上网电价补贴，但国家发改委能源研究所副研究员胡润青曾表示，最终确定光热发电标杆电价定价难度很大，原因是缺乏实际的案例支撑，不确定的因素非常多，包括资源数据、系统集成设计、设备产品性能、设备产品性能、电站运营维护。

除了上网电价不明确这一障碍之外，光热项目获批也要经历一个漫长的申请过程。官景栋告诉记者，金帆能源建在甘肃隔壁中的项目从 2009 年开展测量选址后就在争取通过国家评审，直到 2012 年通过国家评审，到 2013 年才最终拿到了所有核准文件，耗时耗力可想而知。

官景栋还表示，一些光热企业拿到了国家评审的“路条”就大有万事大吉的喜悦，其实，距离最终获得最后核准手续还有天壤之别。因为两者之间还需经历国土、水利、环保、军方、电网、地质等约 72 份文件，还要盖 100 多份公章。

中国能源报 2014-10-13

美报告称：风电和太阳能正超越核电

核能的支持者早已开始预言核电复兴，但从全球范围来看，这种发电模式几年来已经处于停止状态。与此相反，可再生能源却在继续扩大，虽然还有很长的路才能，但可再生能源继续扩大的势头难以抵挡。总部位于美国的国际性研究机构世界观察研究所在近日发布的一份报告中称，核能在全球电力生产中的比例已经由 1996 年峰值时的 17.6% 下降到 2013 年的 10.8%；而可再生能源在 2000 年时全球电力生产中的占比为 18.7%，到 2012 年就增加到了 22.7%。

世界观察研究所引用了国际原子能机构的数据称，在 2000 年到 2013 年间，核电每年吸引到的投资约为 80 亿美元，而这期间风电吸进到的年投资为 430 亿美元，太阳能光伏为 370 亿美元。

但是，该报告也指出，在个别国家技术投资研究的重点放在了核电上，比如说，美国、加拿大、日本、韩国。在过去四十年时间内，核电占用了以上国家能源研发公共开支的最大份额。然而，核电技术研发经费占有的比例正在逐年下降，以美国为例，1974 年美国能源研发开销中的 73.6% 流向了核电，而 2012 年时的比例已下降到 26%。

该报告认为，不同于体量庞大且建设耗时的核电站，风电、太阳能发电在部署规模上变化较大，所需要的建设周期也比较短，所以，对大多数国家来说，发展风电和太阳能发电是既实用又实惠的选择。该报告称，在全球范围内，发展核电的国家总数为 31 个，而当前至少有 85 个国家在发展风电。

报告总结称，全球核电大规模复兴的可能性几乎不可能，而此时，可再生能源正处在正确快速

进入历史的“金太阳”工程也需要晒一晒

在光伏业内，“金太阳”示范工程几乎成了一个负面形象的代名词，或曰质量不佳，或曰欺诈盛行。无论如何评价，它对中国光伏早期国内终端市场规模化发展所发挥的重要作用，以及对中国能源发展战略多种培育方式尝试的重要意义都不可否认。在“金太阳”正在走入历史的时候，对于这样一个巨大的国家扶持工程，无论是从对社会投入负责任的角度，还是从建立数据基础体系的角度，“金太阳”都到了需要梳理，并给社会一个交代的时候。

关于“金太阳”，已知和未知的情况是：国家“原则上按光伏发电系统及其配套输配电工程总投资的 50% 给予补助”的“金太阳”，始于 2009 年 7 月的《关于实施金太阳示范工程的通知》，终于 2013 年 12 月的《关于清算 2012 年金太阳和光电建筑应用示范项目的通知》，4 期共计批准项目总量约为 6GW，但实际完成情况未公开，实际并网发电情况未公开，国家总计补贴金额也未公开。对于补贴金额，有资料显示早期计划建设不低于 500MW，补贴金额在百亿元。但在实际运行中，批准规模增加了十倍以上，补贴金额大幅增加也是势所必然。

站在今天的角度看“金太阳”，人们不难看到这样两点：

“金太阳”的积极意义在于把中国光伏推向了一个重要的发展阶段。2004 年以前，中国光伏难言规模，当年组件产能仅为 100MW。2004 年以后，受欧洲市场需求突起拉动，生产规模迅速提升，2008 年产量已经达到 1780MW，产品 99% 出口，国内需求几乎为零。2009 年“金太阳”开始实施，到 2013 年，组件产量约为 30000 多 MW，国内外市场需求 4:6，达到了一个必要的格局。之所以说“必要”，是因为出于能源长期发展战略考虑，人类选择了以早期承担巨额成本的方式发展光伏新能源，从 2004 年开始，以德国为代表的欧洲首先承担了起这份责任。从 2009 年“金太阳”开始，中国作为一个负责任的大国也承担起了这份责任。“金太阳”的实施，客观上达到了三方面的积极意义：逐步改变了中国光伏过去技术、市场、原材料“三头在外”的不合理产业格局；意外地为后来“双反”时保护中国光伏而开拓国内市场做了准备；维护了中国光伏强大的国际竞争力。

“金太阳”出现负面效果是必然的。国际上围绕光伏发电补贴，主要分为上世纪九十年代“日本新阳光计划”为代表的“事前补贴”，和 2004 年以后德国实行的固定电价为代表“事后补贴”两种形式，区别在于，前者以电站建设完成为补贴时间，是一次性的；后者以并网发电实现为补贴时间，是一般持续 20 年以上的。“金太阳”是典型的“事前补贴”方式，而其实施的前提之一是社会信用体系的完善和成熟。

毋庸讳言的是，中国社会信用体系基础一向薄弱，于是就有了“有相当一部分企业为了多得到财政补贴，采取‘低购高报’的办法，提高系统总造价，借此骗取补贴。更有甚者，直接使用不符合补贴质量要求的劣质产品，甚至国外退货的废次产品。”总之从根本上来讲，事前补贴的作法不适合当前中国，事实上这种做法的比例在国际上也是递减的。基于此，“金太阳”出现这样或那样的问题是正常的事情，它是中国光伏发展必须的一种探索。

时至今日，“金太阳”正在成为过去时，正反面的评论也在逐渐淡化，总结“金太阳”这样重大社会事件的长远价值，也许时间更长效果更好。当前该做的事情，应是将“金太阳”的实施结果进行一个梳理，还原一个真实的过程。

梳理“金太阳”，给社会一个交代是建立社会监督机制的需要。在成熟的国家制度下，任何重大的政府行为，特别是需要巨额资金支持的政府行为，资金的支出应当获得社会的批准，资金的使用情况及其结果应当获得社会的认可，只有这样才能形成合理的政府管理机制。遗憾的是，中国的许多事情不是这样，于是就有了人们许多的抱怨。而这些抱怨，不是抱怨行为目的的对错，而是抱怨行为运作程序的问题，因为该项目花的是每一个纳税人的钱。花纳税人的钱不向纳税人请示，花钱的结果也不向纳税人报告，这是一个逻辑不通的事情，因此“金太阳”实施中出现的诸多欺诈行为

也就不足为奇了。

事实上，这些现象出现一定不是行为的初衷，但却是行为的结果，改变这一异化结果的唯一办法就是政府管理改革。没有监督机制的国家体制不是合理的国家体制，缺少监督机制的政府行为是难免会出问题的行为。提倡政府管理改革，具体到“金太阳”就是对投资结果进行梳理并向社会汇报，能源管理改革请从“金太

遗憾的是，在我国当前的光伏产业统计中，或数据搜集不完整，或数据搜集偏差过大。例如同样是关于 2013 年中国光伏电站建设和并网发电数据的“金太阳”开始。

梳理“金太阳”，给社会一个交代是不断积累数据、建立产业标准的需要。在笔者过去的研究过程中，能够找到的完整的“金太阳”数据甚少，而其对产业标准形成的相关作用的资料更少。标准的缺失既是中国光伏产业长期发展的软肋，更是当前光伏产业投融资的硬伤。标准不是臆造出来的，是在大量数据积累的基础之上分析、总结而来的，只有通过长时间完整数据的积累才有可能形成一个相对合理的产业标准。统计，2月初“中电联”发布的《2013 年全国电力工业运行简况》的统计结果是：当年新增并网太阳能发电装机 1130 万千瓦，累计并网太阳能发电装机容量达到 1479 万千瓦，当年并网太阳能发电量为 87 亿千瓦时；4 月底能源局发布的统计结果是：当年新增光伏发电装机容量 1292 万千瓦，累计并网运行光伏发电装机容量 1942 万千瓦，当年累计发电量 90 亿千瓦时。两个权威机构的统计结果，总装机容量数据竟然相差 24%!可以想象，如果在光伏产业的运行中，无论技术研发还是产业投资，决策的基础是 24%的数据误差率，这样的产业是没有希望的。

在人类绘画的历史中，中国人崇尚写意，西方人追求写实，而这或多或少会反应在人们做事的风格中；在今天现实的社会发展中，大数据时代正在加速到来，能否跟上这个节奏影响着一个民族的未来。在中国光伏产业，晒一晒“金太阳”也许就是在赶超这个节奏。

能源杂志 2014-10-13

印度太阳能发展计划

2011 年，时任古吉拉特邦首席部长的莫迪(中)出席该邦一个太阳能园区的揭幕式。

在访美之际，印度总理莫迪提出减少贫困的诸多改革措施，其中令人印象最深的就是太阳能发展计划。按照规划，印度将成为未来全球太阳能行业的冠军。

上周，莫迪当选以来首次出访美国，其间他反复强调的一个国内政策重点就是“满足最穷困人群的需要”。这个政策已有两个计划广为人知，分别是厕所的普及以及为穷人提供个人银行账户。第三个计划就是在乡村推广太阳能技术，希望到 2019 年每家至少能以太阳能点亮一个灯泡。这个计划似乎不是很“宏伟”，但在印度还有 3 亿人——相当于美国现在的人口总量——没有电力供应，另有数亿人只有断续电力供应。对这些人来说，太阳能意味着一次跳跃，跳过传统化石能源产生的电力，直接进入 21 世纪追求的清洁能源。此计划也能大幅减少印度的碳排放量，目前印度的发电量有六成来自煤炭，造成严重的污染问题。

莫迪相信，太阳在印度有很大可行空间，它简单方便，在政府的协助下，几乎任何家庭都可参与。居民只要将太阳能光电板安装在房顶或其他开放空间——如沟渠上方——即可，无论生活多艰难都能参与，农民不仅从中受益，也能成为发展中的公平合伙人。

印度的太阳能发展潜力是惊人的，而太阳能对于减少贫困问题的帮助也将是巨大的。在世界前 20 个经济体中，印度平均日照是最多的，尤其是拉贾斯坦邦有广袤的沙漠地带，常年日照集中，最适合修建光电池发电网络。按照规划，这里将建成世界规模最大的太阳能发电场。印度也是世界上贫困问题最严重的国家之一，13 亿人口中有 3.6 亿穷人。太阳能和扶贫问题结合在一起，前景非常诱人。

在古吉拉特邦，莫迪亲自监督了好几个太阳能项目的投建，包括在农村地区的灌溉沟渠上方安装面积惊人的光电池板。光电池既能利用太阳能，也能减少灌溉用水的蒸发，可谓一举两得。莫迪的目标是把这场“太阳能革命”推广到全国，他已要求议员在各自选区建立太阳能试点村庄。

这场“太阳能革命”的时机也很恰当。最近 10 年，得益于技术突破和成本控制，太阳能发电成本已接近煤炭发电成本，这是在计算了建造输电网络成本的情况下。因此莫迪此次美国之行的目的之一就是要求华盛顿在诸项能源前沿项目上给予支持，包括对农村太阳能计划提供优惠贷款。此外莫迪希望就之前美印关于太阳能设备的贸易纠纷进行协商。新德里要求，如果太阳能开发者在印度经营，必须使用印度制造的太阳能产品，美国制造商认为这个规定不公平，并向世界贸易组织提出诉讼。目前，美国是印度第二大太阳能产品进口国，年进口额在 12 亿美元左右，伴随着印度本土政策的出台，相关贸易数字正不断下降。

莫迪计划到 2022 年让印度太阳能发电量增加到现在的 10 倍(现在每年仅有 1700 百万瓦特)。非洲等地方也在太阳能领域竞争，印度却有成为这个行业冠军的巨大潜力。(□Peter Leonard/美联社记者)

南方都市报 2014-10-13

海洋能、水能

潮汐发电需政策扶持

“涛之起也，随月盛衰，小大满损不齐同。”早在 1900 多年前，东汉思想家王充就道出了月亮盈亏和潮涨潮落的关系。10 月 8 日晚，天空上演了一场精彩绝伦的月全食景观，记者不禁联想到了壮观的潮汐现象。涨潮落潮，来去之间，带来的绝非仅仅是壮美的景观，还有巨大的潮汐能。

据了解，在各种海洋能源中，潮汐能的开发利用最为悠久，技术最为成熟。但与风能、太阳能等可再生能源相比，潮汐能的利用则相对滞后。多重原因限制了潮汐发电的发展，其中高额成本导致潮汐发电设备所需材料跟不上、设备升级困难是制约潮汐发电的重要原因。

技术储备扎实

公开资料显示，我国潮汐能资源丰富，漫长的海岸线中蕴藏着丰富的潮汐能资源，其中 90% 的可开发潮汐能分布在潮差较大的浙、闽两省海域和长江北口，年发电量约 560 亿千瓦时，可装机约 2000 万千瓦，而恰好这一带地区是沿海经济发达地区，煤炭、石油等一次能源短缺，所以开发利用潮汐能是对华东地区一次常规能源很好的补充。若该地区的潮汐能源可实现全部开发，每年可节省约 2000 万吨燃煤，若以 100 年计，则相当于一座 20 亿吨的煤矿，前景似乎非常乐观。

业内专家告诉记者，潮汐能资源不仅丰富，相比其他海洋能，例如波浪能、温差能、盐差能等，潮汐能利用是最成熟、最现实的。和其他可再生能源相比，潮汐能的一个突出特点是发电稳定。其发电量不会产生大的波动。

据悉，我国潮汐发电技术及实践应用长期以来处于国际领先地位，可谓技术储备扎实。我国从 1958 年开始研究开发潮汐能利用，各地相继建设了 40 多座小型潮汐能发电站。这些发电站由于缺乏科学研究和正规的勘测设计，选址不当、设备落后、装机容量太小，建成后运营一段时间便纷纷关停。到了上世纪 70 年代末，又建设了一批较大的潮汐电站，总装机容量近 6000 千瓦，其中包含国家科委“六五”攻关项目——浙江温岭县的江夏潮汐试验电站，该电站使我国潮汐能开发的技术水平上了重要台阶，规模居全国第一，在国际上仅次于法国朗斯电站和加拿大安娜波利斯电站。

高成本阻碍设备升级

根据《可再生能源发展“十二五”规划》，“十二五”期间，我国将“发挥潮汐能技术和产业较为成熟的优势，在具备条件地区，建设 1-2 个万千瓦级潮汐能电站和若干潮流能并网示范电站，形成与海洋及沿岸生态保护和综合利用相协调的利用体系。但此前就曾有专家直接指出，“十二五”潮汐能发展目标完成的难度很大。

为什么目标完成的难度大？记者从多方了解到，从发电原理上而言，被誉为“水下风车”的潮汐能本身其实并不神秘，无非是利用潮汐形成的落差来推动水轮机，再由水轮机带动电动机发电，

与水力发电类似。区别在于河流利用的是空间落差，而潮汐流则是相对于海岸线的涨落。但就是这一并不神秘的资源，却始终迈不过成本门槛。由于具有波动性和间歇性，输出功率变化大，潮汐发电机组利用效率不高，间接抬高了发电成本。此外，机组、设备折旧等资金投入也不可小觑。高额的成果阻碍了潮汐能发电的商业推广，限制了发电设备所需材料的更新和升级。

据了解，潮汐发电对设备提出了很高要求。据中国水力发电工程学会副秘书长张博庭介绍，其实潮汐电站的投资回报率挺低的，推广意义和发展前景有限，因为牵涉到围滩造陆等地形改造工程，发电成本相对较高。无论采用哪种潮汐发电方式，其实采用的都是我国大型水电站已经全面应用的发电技术与设备，因此可以说我国潮汐电站技术是相当成熟的，“只不过设备需要进行防腐蚀处理。”

东北师范大学张雪明教授也指出，在潮汐能技术方面，国内和国外水平相差不大，没必要盲目引进国外设备及技术。“由于我国沿海地质环境与国外不同，引进西方的技术和设备不适合我国沿海潮汐能发电。因为我国近海大陆架较浅，西方大尺寸的水轮机无法在这种水深情况下运转。”由此可以看出，升级潮汐发电设备所需材料，加大设备的研发力度，才是“解惑”之道。

要发展就需政府扶持

虽然潮汐能发展前景较好，也不乏相关企业致力于研发潮汐发电设备，但由于目前潮汐发电成本高昂，且海洋能电站的前期勘测设计需要大量研究论证，费时较长，导致其产业商业化发展速度较为缓慢，严重挫伤了企业的研发信心。

浙江恒丰泰减速机制造有限公司多年前曾涉足过潮汐能发电设备的研发，但最终搁置，记者也联系到该企业的技术开发公司，得到了证实。该公司董事长叶胜康曾经就搁置潮汐发电设备研究项目时表示，“一个是海水腐蚀、海洋生物附着问题，一个是台风问题。”叶胜康表示，解决这两项技术难题与降低成本之间本身就是悖论。国家应该在战略层面对潮汐发电给予一定财政、技术支持，确保潮汐能发电在商业上有竞争力。

业内人士告诉记者，潮汐能发电要实现商业化发展，必须解决成本高、融资难、开发时间过长等问题，而要解决此类问题，政府扶持绝不能缺失。

从世界范围来讲，潮汐能开发的高成本问题依然是必须面临的难题，已投入商业运营的电站项目都是靠政府补贴维持。对此，浙江省发改委能源局电力与新能源处处长金敬撑表示，潮汐电站大规模上项目，目前比较困难。潮汐发电要开启大规模商业应用，还需克服重重难关。

中国能源报 2014-10-16

“不应对水电采取双重标准”

每年9月第三个公休日为全国科普日。今年9月20日，以“水库大坝与生态环境保护”为主题的水电科普论坛在京举行。中国水力发电工程学会副秘书长张博庭在接受《中国能源报》记者采访时表示，水电的重要性绝不只在能源范围内，不应把水资源与能源分割。对于水电、核电等电力生产方式的选择，国务院发展研究中心研究员王亦楠指出，在评价每种能源的优劣时，应从其安全性、清洁性、经济性、资源保障等多方面来综合考虑，同时在针对每个方面进行不同能源品种之间的比较时，应该用公平的判据比较谁优谁劣。

中国能源报：最近关于能源方面“妖魔化”的语言特别多，水电、火电、核电都有这方面的声音。水电、火电、核电等能源开发也的确客观存在一些问题，例如，火电开发就能引起大气环境问题。那么，什么样的影响程度是可以接受的？

王亦楠：我认为“妖魔化”这个词要慎用，不能把所有的批评声音都视为“妖魔化”。如果所批评的问题与客观事实相违背，那才叫妖魔化；反之，如果不违背事实，就不叫妖魔化。比如内陆核电问题，此前我的文章指出了种种问题，有些人说我在指责、“妖魔化”核电。我说核电这些问题，你们来给我进行回答，我提出关于核事故处理、核废料处理等种种不能忽视的核安全问题，是不是存在？我欢迎持不同意见的专家学者来回答，如果能给我令人信服的答案，我会欣然接受。但是很遗憾，我没有看到，所看到的都是类似拍胸脯之类的保证，如“我国内陆核电是安全的”、“绝不会

污染公众和环境”等等，看不到能支撑他们说法的具体技术资料、设计方案等。所以我批评内陆核电并不是在“妖魔化”它，而是揭开部分院士、学者总是遮掩、淡化甚至回避的一些关于核安全的关键问题。

对于水电，我认为有很多违背客观事实和科学常识的报道，甚至不乏一些不了解情况的人为炒作。

对于大气环境是什么可接受程度？人类要生存总要挖掘利用各种能源，不可能有对环境没有任何影响的能源，所以，只能两害相权取其轻或者多害相权取其轻，不能为核电而核电，而应该在每个时代下把各个能源品种的客观情况都进行比较。发达国家当时选择大力发展核电也是比较之后的结果。当时，石油危机使其饱受困扰，水能资源基本开发完毕，风能太阳能又远远没有成熟，所以核电就成了当时最好的选择。而我们不同，技术进步让我们现在有了更多的选择余地，我们是不是还要像他们当时发展核电的理由那样来发展中国的内陆核电呢？肯定是不行的。

所以我特别强调必须结合每个特定时代、每种能源的发展状况和潜力来进行比较，两害相权取其轻。但是，判据必须公平、全面、客观，不应采取双重标准。比如，对生态环境是否造成破坏，应该对不同能源用同一个标准去评判，否则就是不公平、不公正的。

就拿“水电发展破坏了鱼类生存环境”这一批评而言，我感觉在权衡水电发展利弊时尤为突出，而对于其他能源品种好像根本就不存在一样。其实如果说水库大坝修建导致鱼类天然生存环境被破坏的话，那么核电是不是就不存在这个问题呢？核事故发生对水环境的巨大破坏已经毋庸置疑了，但是不出核事故时，核电厂正常运行的大量废热排向江河湖海，导致局部水体温度升高，能不影响鱼类生存吗？我知道江苏田湾核电站附近，靠种植海带为生的农民曾找核电站索赔，因为核电站排放的大量废热让附近海域的海带都死了。显然，正常运行的核电站对水生态环境的负面影响也是很大的，但我们却很少去较真它的这一问题。

所以，如果要指责“水电对水生态有破坏”的话，请一定要拿同一把尺子看看其他能源是否也有这个问题，以及影响程度如何，然后“几害相权取其轻”。否则水电发展就成了到底是该“以人为本”还是“以鱼为本”的问题。我们评价时一定要全面、客观、公平，涉及某个具体问题时，不能对水电是这个判据，对核电完全是另一个判据。只有全面、公正地来比较、考虑，才能更清楚地看出每个能源选择的优劣。

刚才说大气污染允许条件，我们只能说要尽最大努力来降低污染和降低风险，而且不仅仅要考虑当代人的风险，还要考虑留给子孙后代的风险。

中国能源报：不知道张秘书长怎么看待这一问题？

张博庭：考虑水电问题，很重要一点是要重视水与能源的关系。今年联合国世界水日的主题定为“水与能源”，我觉得是非常重要的。

水电根据国家分工，归能源部门管，但实际水电的重要性绝不只在能源范围内，水电站即使不能发出电来，它也是一个生存的需要。现在很严重的倾向是把水与能源分割，我们老是搞不清楚这个问题，在这上面纠结。水电必须发展，如果不能跳出这个圈子，争论就没完没了。对于妖魔化问题，往往只承认水电发电作用，忽视水资源的作用。人喝水跟吃饭一样重要，甚至比吃饭都重要。所以，不应割裂水资源与能源。

中国能源报 2014-10-09

潍坊抽水蓄能电站项目正式启动 总投资 44 亿元

日前，记者从潍坊市发改委获悉，潍坊市抽水蓄能电站项目正式启动。

据悉，潍坊市抽水蓄能电站项目由央企国网新能源控股有限公司全额投资建设，规划装机容量 100 万千瓦、总投资 44 亿元。该项目位于临朐县嵩山水库，由上水库、输水系统、地下厂房、下水库、地面开关站等建筑物组成，利用电网中负荷低谷时的电力，由下水库抽水到上水库蓄能，待电网高峰负荷时，放水回到下水库发电的水电站。与常规水电站相比，抽水蓄能电站除了具有相同的调峰、

调相和事故备用的功能外,还能利用电网低谷时的电力(称填谷),把电网内成本低的电能转换为成本高、售价也高的峰荷电能,具有运行灵活和反应快速的特点,对确保电力系统安全、稳定和经济运行具有重要的作用。

项目建成后,对于扩大潍坊市能源建设的投资规模,优化潍坊市的能源结构,提升绿色电力供应比例,推动经济社会转型发展具有重要意义。

潍坊日报 2014-10-08

风能

风电发展要统筹优化 现阶段不宜调低电价

“面对新形势新要求,大力发展风电产业,不单单是经济问题,更是重大的政治和社会问题;不单单是权宜之计,更是长远的战略问题;不单单是功在当代,更是利在千秋。”在9月24日召开的由中央国家机关工作委员会《紫光阁》杂志社和中国国电集团公司主办的“推动风电发展建设绿色中国”研讨会上,中国国电集团公司董事长乔保平表示。

当前,风电逐步由补充能源向主力替代能源发展。新形势下,如何顺应能源发展的新要求,如何为风电蓬勃发展创造更加有利的政策、市场环境,已经成为推动我国能源生产和消费革命,建设生态文明和美丽中国的关键所在。

新形势呼唤新思路

“建议按照推动能源革命的新要求和风电现在的发展情况,重新定量评价风电发展的价值判断体系,进一步理清发展风电的积极意义。”中国电力企业联合会秘书长王志轩在上述会议上提出,“我们过去评价电力发展是以缺还是不缺为标准,目前这个标准是远远不够的,电力实际上已经成为能源资源优化配置工具、宏观调控的工具、全社会节能减排的工具和循环经济的平台,在这个情况下,发展风电该如何定位是需要重新思考的问题。”

“现在需要很好地制定风电路线图。下一步风电比重是怎样的?这需要从战略上去研究。我们已经在开展相关工作。”国家能源局新能源和可再生能源司副司长史立山指出,“我觉得风电结构调整非常困难,需要我们社会各界很好地去认识和关注,现在必须要有长远战略。”

记者注意到,国家能源局组织有关单位,从今年9月开始,将用近一年的时间,开展“十三五”风电规划和消纳能力研究工作,以推进三北地区风电规模开发、中东部风电有效利用和海上风电有序建设,并为下一步制定“十三五”全国风电发展规划、衔接“十三五”全国可再生能源发展规划打好基础。

“总体来看,我国风电已经进入到一个全面、快速、规模化发展的新阶段,这是我国风电当前的一个特点。”史立山认为。多年研究风电发展的中国电力科学研究院新能源研究所所长王伟胜在会上谈道:“风电已经从一个补充能源正在向主力或者替代能源转变了,所以在规划和一些政策、制度设计方面要给风电一个新的定位。”

“在前些年国家出台一系列政策的引导和鼓励下,我国风电产业方兴未艾,目前正处在平稳发展的初级阶段,而国家实现节能减排、改善自然环境的目标任务很重、压力很大,风电作为重要的清洁能源,未来发展任重道远。”中国国电集团公司总经理助理、龙源电力总经理李恩仪表示。

“目前,风电在全国各类电源中的比例低,说明我们能源转型和将来发展风电为代表的可再生能源的紧迫性和空间。”相关专家在会上表示。

风电发展要统筹优化

“今后风电发展统筹优化,布局要进一步考虑生态脆弱点,包括候鸟迁徙这些地方。”乔保平对风电开发与生态环境保护高度重视。国家环境保护部生态司副司长侯代军在会上提出:“风电开发利用规划要与全国主体功能区和全国生态功能区等协调一致。风电建设应该避开重要生态功能区,

自然保护区等重要的生态功能区。”

“风电产业是个新兴产业，在制造，在设计，在建设管理方面都和传统的电力有很大区别。目前还没有形成一个非常完备的系统、体系，无论是风电设备的检测认证，还是工程建设的质量控制，也包括现在设备的市场秩序，都需要强化统筹。”史立山强调。

“在风电发展过程中还存在一些技术壁垒、设备壁垒，比如在某个地方建设风电就必须要用当地的一些设备，其他设备都进不去。”乔保平指出。针对这个问题，记者了解到，国家能源局近日发出通知，要求规范风电设备市场秩序，构建公平、公正、开放的招标采购市场，严禁地方政府干预招标投标工作。

中电联相关数据显示，今年1-8月份，全国风电设备平均利用小时1224小时，同比下降146小时。“风电发电量上不去，不仅仅是布局的问题，跟我们体制、技术都应该是相关的。”史立山认为。

“今后特别要关注风电在电力系统里面的兼容性和协调性，在与电网友好型风电机组和智能电网技术方面要有所突破。”多年从事风电技术研究的、清华大学电机工程与应用电子技术系教授柴建云表示。

“作为新一轮投资热点，海上风电涉及到渔业、能源、环保、交通、军事等各个部门，彼此协调机制尚未建立。”刘江在会上谈道。对此，国家海洋局高级工程师孙岳建议，尽快建立一个相对稳定长效的协调机制，在风电规划编制以及审查过程中、风电项目建设中能够充分协调。

现阶段不宜调低风电电价 “近年来，虽然风电机组价格有所下降，但由于受到限电、CDM收益骤减等因素的影响，风电行业整体处于微利状态，在限电严重的“三北”地区很多风电项目已经出现亏损。”李恩仪在上述会议上谈道。

“在目前风电消纳问题仍然比较严重，风电投资企业利润微薄的情况下，现阶段不宜调低风电电价。”国华能源投资有限公司副总经理刘江在上述研讨会上谈道：“如果按照现在发布的风电电价调低政策执行，一些原本可以开发的区域将变成完全不具备开发条件，这样不利于鼓励更多的企业投资风电开发，对我国风电产业带来严重打击，建议慎重实施。”

前不久，国家发展改革委价格司召开“陆上风电价格座谈会”，通报调价设想方案，设想方案针对2015年6月30日后投产的项目。据了解，此次调整方案并非最终定稿，目前处于征求意见阶段。

“当前这个时候并不适合做降低风电电价这件事。”柴建云也表达了同样的主张。柴建云认为，“风火同价”是一个市场问题，本身不能由政策来规定，应该是由市场平衡造成的。实现“风火同价”，应该设计一套市场机制，这就是所谓碳排放交易。只有在经过充分的市场交易之后，来提“风火同价”才是科学的，直接用政策规定同价没有根据。

“补贴资金可能是风电企业最关注的一件事情，应该说现在风电发电补贴的目录才执行到2013年8月份，去年8月份以来的发电还没有进入补贴范围。”相关人士在会上提出，风电电价调整要统筹考虑，从长计议。

“现在风电发展应该还是在国家政策支持下的市场发展，这么说并不矛盾。比如说财政、价格的支持，碳排放交易的支持。现在还没有到让风电自我完全和传统能源竞争的地位。从发展趋势来看，风电肯定是逐步要参与整个能源体系的竞争，但是目前是需要扶持的。”王志轩在会上强调。（【中国电力报 文冯义军】）

财新-无所不能 2014-09-30

风电已成为我国第三大主力电源

（原标题：我国风电装机容量已超过核电 成第三大主力电源）

近日，由《紫光阁》杂志社与国电集团联合主办的以“推动风电发展 建设绿色中国”为主题的风电发展研讨会召开。会上记者获悉，作为世界第一风电大国，我国风电装机容量、发电量均已超过核电，成为继火电、水电后的第三大主力电源。

截至2013年底，全国共有1352个风电场并网发电，累计吊装风电机组58601台。2013年底风

电并网装机容量 7716 万千瓦，占全国电源总装机容量的 6.2%；全年风电上网电量达 1357 亿千瓦时，占全国上网电量的 2.5%，同比增长 0.5 个百分点。此外，我国风电装备制造业不但满足了国内风电建设需要，也在逐步走向国际市场，成为我国具有国际竞争力的优势产业之一。

但随着风电规模扩大，我国风电产业也出现发展不协调、电网运行不适应、创新能力不强、支持政策落实不到位、市场监管不到位、弃风限电等问题。另外，我国风电上网电价与国际比较仍然偏低。价格调整将对风电企业冲击较大。数据显示，今年以来，全国风电行业亏损面有所扩大，达到 50% 以上。

从发展趋势来看，风电作为新兴产业，具有产业链长、对配套和支撑产业需求量大的特点，对经济发展具有良好的带动作用。随着技术升级不断加快，风电机组向着大型化和特性化发展。风电逐步由补充能源向主力替代能源发展，在电力系统中的比重将稳步上升，作为战略性新兴产业的地位逐步凸显。

与会代表、专家建议，中国能源转型首先要从观念上转变，必须研究风电发展路线图，从全球能源转型和我国经济可持续发展的角度制定更为清晰的能源发展战略，并在其中考量风电发展的战略地位。另外，只有扩大资源配置范围，才可以解决目前风电发展的瓶颈问题。过去行业内更关注的是发电，现在还需要从包括微电网、储能技术进步等角度来解决目前面临的一系列问题。

中国经济网 2014-10-13

南车风电：去高原“捕风”

“下关风吹上关花，洱海月照苍山雪。”素有“风花雪月”之称的云南大理，靠山头竖起的一座座风电机组坐实了“下关风”的称号。云南，是我国南方风电迅猛发展的典型地区之一，也是近几年我国风电新核准项目总规模最大的省份、中国高海拔风电的重要实践基地。

当“三北”风电基地建设如火如荼时，没人在意南方风能资源。现在，众多风电开发商、风电机组制造商纷纷南下跑马圈地，曾经在风能版图上默默无闻的南方低风速省份已变成中国风电开发的最前线。

南迁、上山，意味着什么？有数据显示，我国海拔 1000m 以上的土地面积占全国陆地面积的 60 % 左右，海拔 2000m 以上的面积约占 33%，3000m 以上面积约占 16 %。这些地区可开发风电场面积超过 9000 平方公里，预计风电机组装机容量可达 4700 万千瓦。仅青海、云南两省的高原型风电机组的市场容量即可超过 1800 万千瓦，甘肃仅酒泉地区风电规划就超 1000 万千瓦。

高原风场如此大的市场容量为高原型风电机组的发展应用带来绝佳契机。南车风电敏锐捕捉到了这一市场机会，2008 年，南车风电制定“上山”策略，开始了高海拔风电机组的研发工作，到 2011 年，南车风电在甘肃阿克塞地区建成国内首个高原型风电场。正是凭借这一策略，南车风电在“产能过剩”、“价格血拼”的风电整机制造商博弈大战中脱颖而出。而今，南车风电在高原型风电机组领域的市场份额已经占到国内第一。

空白

2008 年之前，高海拔风电是一个被人忽视的市场。在陆上风电三峡建设热火朝天，“三北”资源抢夺战越演越烈的形势下，南车风电的决策者感觉到了大风电基地建设的隐忧：风电机组整机市场已开始供大于求，整个行业竞争趋于同质化，低价竞争愈演愈烈，整机制造商面临较大的生存和发展压力。

当时，国内尚无一台兆瓦级以上高原风电机组，批量运转的只有金风和运达在云南的 750 千瓦和 850 千瓦的机型。若能针对高海拔地区开发一款兆瓦级高性能的变桨变速型的风电机组，南车风电将开辟一片崭新蓝海。

2008 年，南车风电启动了高海拔型风电机型的研发。为了提升竞争力，适应新的市场形势，南车风电亦同步调整了整体战略目标。“具体可以概括为‘一机两翼三市场’。”南车风电总经理梁裕国说，“一机”即加快适应市场需求的特色风电机组、大功率风电机组的开发进程，“两翼”就是上游

加大资本运作投入，拓展市场资源获取渠道，加快产业布局建设步伐，下游加强技术服务能力培育，以提升综合实力和创新经营模式谋求快速发展，“三市场”指高原市场，国内大基地市场以及海外市场。

“2013年，南车风电WT1500型高原风电机组年利用小时数3593小时，可利用率99.44%，总发电量53353.65万千瓦时。”一条来自云南大理华能五子坡风电场的信息让南车风电的员工兴奋不已。华能五子坡风电场一至三期的所有风电机组都由南车风电提供，根据中电联的统计数据，2012年五子坡风电场年利用小时数为3796小时，名列全国第一。虽然2013年全国风电场的统计数据并未出炉，但从客户反馈的情况来看，五子坡风电场年利用小时数仍将稳居前三。高海拔风场年利用小时数能在全国所有风场中排名第一，这已大大超出业内人士的预料。

攻坚

虽然南车有着多年轨道交通电传动和控制技术研究、产品开发的经验，然而，真正制造一款专门的、商业化的兆瓦级变速恒频高原型风电机组却并非易事。

对比常规机型来说，高原型风电机组有三个方面的特殊要求：一是高原地区空气密度相对于平原地区有较大程度降低；二是电气方面的要求更为苛刻；三是气候环境更为恶劣。

然而，对于南车风电人来说，有勇气、有目标，必然有决心、有魄力。2010年，南车风电1.5MW高海拔机型率先推向市场。该机型运行环境温度在-30℃到35℃之间，适用于海拔4000米以下环境，基本覆盖了我国绝大部分可开发风电的高原地区。

据南车风电首席专家张元林介绍，南车风电在技术开发方面引入了IPD集成产品开发流程，完成了整机系统设计和环境适应性设计，解决了高原风电场微观选址技术、抗紫外线防护技术、关键部件冷却技术、雷电防护技术、电气部件设计以及叶片防覆冰技术六大技术难题。

为最大限度避免风电机组出现“水土不服”的现象，南车风电针对高海拔空气密度低、散热要求高的需求，创建了高原通风冷却技术；在防紫外线方面，创建了高原风电机组机舱罩抗紫外线老化的检测方法，解决了高原风电机组机舱罩抗紫外线设计、验证问题；为防雷暴，在叶片接闪、等电位连接、屏蔽、接地等多方面作了强化设计。此外，风电机组的叶片也采用防覆冰体系，表面作疏水处理，憎水级别达HC1-HC2，覆冰在受到冲击后更容易产生裂纹并从漆膜表面脱落，脱落后无残冰附着。

“南车风电在高海拔风电机组的研制过程中积累了七项原创性技术，部分研究成果填补了国内兆瓦级高原型风电机组的空白。”张元林告诉本报记者，“目前，由国家能源局牵头、中水西北勘测设计研究院、南车风电参与编制的《高海拔风力发电机组使用导则》已经送审，该导则将作为国家能源行业标准正式发布。”

“南风”服务

南车风电的高海拔机组经过了实战的检验，我国首个高海拔风电场——甘肃阿克塞风电场安装该款机型66台，2012年风场全年总发电量达到13000万千瓦时，满发小时数约为2626小时，优良的发电效率和售后服务水平获得了客户的高度评价。

类似的成功大大提升了南车风电的底气。南车风电在高海拔风电领域的市场份额处于国内优势地位，并且由于其优良的发电效率和较少的故障率而获得客户好评。

得到高度好评的还有南车风电的运维服务。风电机组的运维水平直接关系到风电场的发电量，并与风电场的收益直接挂钩，因此，风电开发商也越来越重视对风电机组的运行维护工作。随着机组安装数量的迅速增长，南车风电将运维能力建设放在了非常重要的位置。

据了解，南车风电的售后服务部门成立于2009年，2011年技术服务部更名售后服务中心，由综合调度部、组装调试部、运维服务部和质量控制部组成，成为了一支专业的风电服务团队。

“南车风电的服务文化品牌是‘南风服务’。既可以理解为南车风电的简称，也可以解释为我们将为用户提供如南风般的温暖服务，用我们及时到位高质量的服务温暖用户的心！”

南车风电主管售后服务的副总经理陈文劼告诉记者，“服务文化的理念是诚信、热情、严正、高

效。服务文化的建设目标是“服务作业标准化、服务队伍职业化、服务管理军事化、服务工作信息化”，目前已经基本上实现了这个目标。”

在云南五子坡风电场现场，记者发现，每次风电机组现场检修至少都有一名项目公司的人参与，“这样既方便了用户方及时了解机组的运行状况，也为质保期结束后项目公司接手设备维护工作奠定了一定的基础。”南车驻五子坡风电场的运维工程师曹文涯告诉记者。

基于服务文化和体系建设，2013年，南车风电在国内风电行业率先获得了国家级商品企业售后服务体系五星级认证。今年4月28日，南车风电被授予中华全国总工会“工人先锋号”光荣称号。

目前，南车风电承诺将为业主在风场现场提供365天24小时全天候的售后服务，正在全国重点区域尝试建设备品备件库和区域化管理，确保机组基本故障2小时以内排除，一般性部件故障能在24小时内完成更换，重大故障处理不超过3个工作日的服务目标。

在完成现有南车风电自身设备的风电场服务的同时，南车风电正在积极筹备进入风电机组售后服务市场这块具有巨大潜力和前景的领域，为业主和其他类型风机提供质保期外的风电机组质保服务，提供风电场全生命周期的解决方案。这是南车风电对售后服务市场的一个重大提升，这意味着，南车风电不仅重视“硬件”，也开始着手拓展“软件”市场。

“未来风电机组发展的趋势必然是，谁的风电机组效率更高、售后服务质量更高，谁就能在风机销售市场和服务后市场竞争中胜出。”南车风电在高海拔风机市场所取得的成功充分说明了这一点。

思维创新永不止步。或许，技术和软件将成为南车风电成功的新载体。

中国能源报 2014-10-11

Mainstream Renewable Power 将建造和运营 450 兆瓦海上风电场

全球风能和太阳能公司 Mainstream Renewable Power 已经获得了苏格兰当局(Scottish Ministers)的许可，将在北海福斯河口外(Outer Forth Estuary)建造和运营其 450 兆瓦 Neart na Gaoithe (简称“NnG”)海上风电场。

这将在苏格兰水域建造和运营的首个与该地区电力系统直接相连的大型海上风电场。这个 450 兆瓦风电场的发电量将足以为 325,000 户家庭(超过爱丁堡家庭数量)供电，并相当于苏格兰全境电力需求的 3.7%。该风电场预计在明年开始施工前的准备活动，到 2018 年开始发电。

NnG 资本支出投资总额为 15 亿英镑左右，并将成为英国第一个在施工阶段吸引真正的无追索权项目融资的海上发电场。它已经通过了英国财政部基础设施局担保(Infrastructure UK Treasury Guarantee)和欧洲投资银行(European Investment Bank)融资的资格初审。

NnG 风电场最多将由 75 台风力涡轮机组成，所占面积将达到大约 80 平方公里。它离陆地最近的地方将距离法夫海岸超过 15 公里，水深则将为 45 至 55 米。

传输 NnG 所产电力的海底电缆将在东洛锡安 Thorntonloch 海滩上登陆，从这个海滩开始，地下电缆将沿着长达 12.5 公里的路线铺设，到达位于拉莫缪尔山 Crystal Rig 陆上风电场的一个变电站。并网将在 2016 年 12 月举行，地下电缆的路线则在 2013 年获得了东洛锡安议会的规划许可。

NnG 将在施工及整个运营生命周期期间直接和间接创造数以百计的工作岗位。Mainstream 已经为施工选择了优先的电厂配套设施(Balance of Plant)建设承包商 GeoSea 和 STDL/Prysmian (普睿司曼)联合体。GeoSea 将进行风力涡轮机底座的设计、供应和安装，以及风力涡轮机和海上变电站的安装。而 STDL/Prysmian 联合体将进行电气工程的设计、供应和安装。

Mainstream Renewable Power 创始人和首席执行官 Eddie OConnor 表示：“今天公布的这则消息对苏格兰尤为重要，原因是这是首次在苏格兰水域建造风电场，而建造的目的是为苏格兰家庭和企业提供可持续能源。事实上，新发电场所生产的电力在为所有爱丁堡家庭供电之后还有富余。”

Mainstream Renewable Power 首席运营官 Andy Kinsella 说：“这对全球海上风电行业具有重要的意义，原因是这将是首次由私营企业独自利用项目融资来建造这么大规模的海上风电场。自 2008

年公司成立以来 Mainstream 的海上项目开发团队就一直为这一项目进行准备，此次获得许可为这个团队拥有世界领先的开发专长提供了证明，而且将为 Mainstream 作为全球领先的独立海上风能开发商的地位提供进一步的支撑。”

他继续表示：“我们与苏格兰政府及其下属机构紧密合作，一起完成了全面彻底的环境评估流程，并且希望在风电场施工期间及竣工之后，继续与那些机构和其它重要利益相关方开展我们出类拔萃的生态监测工作。”

Mainstream Renewable Power 在 2009 年获得了英国皇家财产局(The Crown Estate)所授予的独占权利；2011 年，NnG 所在区域被苏格兰政府的战略环境评价(Strategic Environmental Assessment)认为是适合进行海上风能开发；NnG 在 2010 年得到了入网连接，并在 2011 年与英国皇家财产局达成了租约。其恳请获得许可的申请在 2012 年被递交给苏格兰海洋管理部门下属颁发许可证的团队。

美通社 2014-10-14

缺电刺激埃及向“风光”迈进

多年来，电力供应不足一直是埃及难以挥却之痛。据了解，埃及 90% 的电力生产来自油气。燃料以及输电能力的不足迫使埃及电力供应商不得定期停电。拉闸断电使本就萧条的埃及经济雪上加霜，民众的日常生活也被断电所打乱。更有甚者，边远地区的学生因为没有电，不得不在大街上借着微弱的路灯灯光读书学习。

埃及是众多阿拉伯国家中人口最多的一个，然而，就是这样偌大的国家能源状况却是一团糟糕：本国能源供应不能满足所需，想要进口能源又缺乏足够的资金；政治动乱使之前政府的可再生能源政策难以落实；断电问题频发，如不及时解决，可能还会进一步引发社会动乱。今年 6 月新当选的埃及总统阿卜杜勒-法塔赫·塞西面对这些问题也是一筹莫展。

据了解，造成电力短缺的主要原因，是埃及长达 50 年的燃料补贴政策，人为地拉低化石燃料的价格。“由于补贴，化石燃料的优势无可企及。”开罗美国大学石油和能源工程系主任马吉迪·纳斯鲁拉说，“由政府买单的低价鼓励了化石燃料的消费。”以柴油为例，在埃及，每升柴油的售价约为 1 埃及磅，仅相当于 0.14 美元。而相比之下，邻国约旦的售价则为 0.95 美元/升。低廉的价格甚至催生了埃及边境地区猖獗的燃料走私活动。

事实上，埃及的燃料补贴可追溯至上世纪 60 年社会党总统纳赛尔当政时期。不过，当时埃及的人口仅为 3000 万，但现在埃及人口飙升了 3 倍，突破 9000 万，相应的燃料补贴支出也大幅增加。数据显示，1995 年至 2013 年间，埃及仅石油消费就从每天 45.8 万桶增长至 73.8 万桶。但是，伴随需求增长的却是埃及油气生产的下降趋势。上世纪 90 年代中期，埃及每天的石油产量为 90 万桶，而到 2013 年则降至 70 万桶以下；天然气生产在 2009 年达到峰值后也开始逐年下降。近年来，为了保证电力供给，埃及政府不得不开始进口石油和天然气。

2011 年，穆巴拉克下台后，埃及新一届政府对缩减燃料补贴一直畏首畏尾，怕因此损及其执政地位。这并非危言耸听，因为纳赛尔的继任者萨达特在上世纪 70 年代就曾因削减面包补贴而险被轰下台。

巨额补贴带给埃及的是巨额的外债。资料显示，今年第一季度，埃及负债已经高达 450 亿美元，其中对外国能源公司的欠债就达到 60 亿美元。

业内普遍认为，埃及未来势必要经历一场能源战略的变革。“尽管埃及经历了政治和宗教革命，但未来一场基于能源的革命以及由此带来的社会变革是必须的。”太阳能产业顾问沃纳·科德霍夫如是说。

其实，埃及发展可再生能源的潜力很大，尤其是风能和太阳能。在埃及，阳光灿烂的日子比欧洲可再生能源领军国家德国要高出两倍，埃及南部城市阿斯旺每年的日照天数超过 330 天。而距首都开罗较近的红海北部，尤其是苏伊士湾沿海地区，是有名的风库。与此同时，沿海地区尚未开发的大片土地也为建设风电场提供了有利的场所。

然而，尽管坐拥丰富的可再生能源资源，相对于低价的化石燃料，可再生能源开发在埃及一直乏人问津。来自埃及国家监管机构的数据显示，穆巴拉克政府曾承诺，到 2020 年实现可再生能源占比 20%，但迄今为止，来自太阳能和风能的占比尚不足 1%，另有 8% 来自阿斯旺水电站。

不过，近来由于塞西政府实施补贴削减计划以及对化石燃料提价，使得埃及风能、太阳能的前景重被业内被看好。

“自 2008 年以来，我们就一直呼吁加大可再生能源开发力度，但是政府始终置若罔闻。”埃及太阳能发展协会会长瓦埃勒说，“但现在不同了，政府想知道我们的举措，帮助能源生产。”他进一步表示，电力短缺危机也是促成埃及重视可再生能源开发的一个重要因素，“使政府重视起来了”。

埃及投资部长萨尔曼 9 月曾乐观宣称，埃及在近几年里，每年新增风能和太阳能电力可达 8 吉瓦。另有报道称，埃及政府计划于 10 月举行 2 吉瓦太阳能和 2 吉瓦风能项目的招标，为配合此次招标、吸引竞标者，埃及政府日前还出台了上网电价补贴政策以及一些金融措施。

不过，也有业内人士表示，埃及可再生能源发展也面临一些体制和机制的障碍。比如并网难使不少风机、太阳能电站处于停运状态；埃及本土太阳能设备质量不过关；可再生能源缺乏资金支持等。此前，埃及南部计划建设的一座 200 兆瓦的太阳能电站，就因为议会没有接收项目标书而取消。

中国能源报 2014-10-15

我国风电开发近十年里实现爆发式增长

中国风电开发近十年里实现爆发式增长，特别是 2006 至 2010 年五年间，几乎每年新增装机量超过 100%。中国风能协会的统计数字显示，2009 年中国风电新装机容量跃升各国之首，2010 年总装机容量登世界顶峰。

2013 年中国新增风电装机容量 1610 万千瓦，累计装机容量突破 9000 万千瓦，两项指标均居世界第一。当年中国风电新增装机容量占世界新增容量的 45%，累计装机容量占世界累计装机容量的 28%。就装机容量而言，中国已经是名副其实的风电大国。

中国政府的目标是，到 2020 年单位国内生产总值的二氧化碳排放比 2005 年下降 40%—45%，作为目前技术最成熟的清洁可再生能源，风能是实现这个目标的主力军。

中国风电的中期目标是：2015 年总装机容量达到 1 亿千瓦，2017 年达 1.5 亿千瓦，2020 年达到 2 亿千瓦。从国际发展趋势看，中国风电老大的地位将稳固地持续下去。

中国风能协会名誉理事长施鹏飞说：“判断一个国家的风电产业是否强大，要看发电量，主要指标是风电量占总电量的比例、人均风电量和单位风电装机发电量。”

据统计，2010 年美国风电量占全国总电量的比例为 2%，人均风电量达到 261 千瓦时，每千瓦风电装机发电量为 2013 千瓦时。同年中国风电量占全国总电量的比例为 1.2%，人均风电量 37 千瓦时，每千瓦风电装机发电量为 1120 千瓦时。

据最新统计，截至 2013 年底，全球风机装机容量已超过 325 吉瓦，占全球发电总装机容量的 6%。据世界风能协会预计，到 2020 年，全球风电装机总容量将达到 12.31 亿千瓦，年发电量相当于届时世界电力需求的 12%。

国家发改委能源研究所 2011 年发布的报告称：中国风电发展的长远目标是，到 2050 年风电装机容量达到 10 亿千瓦，满足 17% 的电力需求。呼之欲出的可再生能源配额制，将是中国风电发展的又一大推动力。（记者 杨健翔）

新华网 2014-10-16

中国稳步推进海上风电开发

欧盟提出到 2020 年海上风电装机达到 40 吉瓦，中国同期的目标是 30 吉瓦。中国对海上风电的缓步稳定推进，也是吸取岸上风电过快发展的教训。

不可否认，有些开发风电的企业为了抢资源，不考虑合理布局，不顾投资效益。如果不加调控，海上风电开发很可能会重走岸上风电的老路。

海上风电风速稳定、利用小时高，是风能开发的前沿未来，中国在这个新领域仍处于落后弱小的地位。

中国的海上风能资源丰富，而且分布大多靠近电力负荷高的地区。截至 2013 年底，中国海上风电装机容量只有 42.8 万千瓦，占全国风电装机总容量的 0.5% 左右。

据国外权威机构统计，同年英国海上风电装机达 3.67 吉瓦、丹麦 1.23 吉瓦、比利时 56.55 万千瓦、德国 50.8 万千瓦，中国以 35.59 万千瓦的并网容量，名列第五。这些欧洲小国，在海上风能开发上都比中国强大。

今年 6 月国家能源局公布了第一个海上风电上网标杆电价，电价水平比预期的低。透过这个政策，似乎可以看出国家能源局的意愿：不希望这一块风电产业发展过快。它是一针清醒剂，给业界的狂热苗头泼冷水。

控制开发速度也符合国际潮流，海上风电目前在欧洲明显趋冷。一个原因是即便在先进的欧洲，海上风电技术和政策还有待进一步成熟，而中国的风电大发展还没有准备好。

在 8 月下旬发布的《海上风电开发建设方案及有关管理要求》中，国家能源局坦陈中国海上风电在设备制造、工程施工和运行维护等方面仍处于试验和探索阶段。（记者 杨健翔）

新华网 2014-10-16

中国电建投资的广东阳江鸡山风电场开工建设

10 月 10 日，由中国电建集团下属的中国水电新能源开发公司投资建设的广东阳江鸡山风电场正式开工。

广东阳江阳东农垦局鸡山风电场项目，总装机容量为 49.5 兆瓦，工程包括 2 兆瓦风电机组 24 台和 1.5 兆瓦风电机组 1 台、升压变电站 1 座以及集电线路、场内道路和集控中心等。

该工程为广东省重点节能减排项目。项目投运后，将每年节约标准煤 40730 吨，减少二氧化碳排放 101500 吨。

该项目的前期工作于 2012 年启动，水电新能源公司和水电十四局共同努力，顺利完成了各项前期报批和准备工作，实现了中国电建在广东风电市场的突破。

中国储能网 2014-10-17

核能

英国首个新核电项目获欧盟批准

英国政府 35 年来首个新核电项目——欣克利角核电站近日终于获得欧盟批准，这个耗资数十亿英镑的核电项目已经迈出了最重要的一步。

该项目合同是英国政府同法国核电巨头法国电力公司（EDF）签署的，EDF 在英国核电复苏中扮演着先锋军的角色。EDF 称，欧盟的批准令项目又迈出了实质性一步。

欣克利角的核电站获批被视为欧洲核电复苏的标志，今后欧洲将会陆续有其他国家支持的核电项目涌现，对整个欧洲的核电产业来说都将是一种激励。在 2011 年福岛核电站泄漏事故发生后，全球掀起了一股强劲的反核浪潮，欧洲核电产业发展遭受严重打击，特别是在西欧地区。欧洲经济不景气也令高成本的核电项目前景受挫。

在项目最终开始实施之前，EDF 还需对这个耗资 160 亿英镑（约合 261 亿美元）的项目做最终投资决定。最初 EDF 计划在 2012 年底做出最终投资决定。

该项目的获批对英国政府来说同样是一个极大的鼓舞。随着大量老旧发电站退役，英国希望通过发展核电来解决电力短缺及摆脱对煤炭依赖等问题，此次欧盟批准其新核电站建设无疑给了英国政府更多底气和信心。

根据合同，英国政府允许 EDF 与其中方合作伙伴以每兆瓦时 92.50 英镑的价格出售电力，这是目前英国电力批发价格的两倍左右。这意味着如果电力批发价格低于 92.59 英镑，那么 EDF 便可赚取差价。英国政府和 EDF 早在去年底就签署了有关电力价格的协议。

虽然电力价格保障这部分成本最终将由电力消费者而非纳税人埋单，但英国政府仍需要欧盟的批准，以防产生不正当竞争。欧洲委员会近日表示，欣克利角核电站在经过修正后已经符合欧盟的标准，因此能够获得欧盟批准。但欧洲委员会并未透露更多项目细节。

在经过多日的紧张谈判后，欧盟和英国终于就该项目达成一致，欧盟也宣布批准英国 35 年来首个新核电项目。不过这只是一个临时性交易批准，最终还需要欧盟委员会专员团的批准。由于该专员团中有几位核电怀疑论者，因此有人担忧项目能否尽快获得审批。不过欧盟方面称，欧盟对该项目的支持对审批通过有积极作用，而且原则上欧盟需在此届任期内对项目做出最终决定。

去年底，欧盟对该项目进行了审查，并列出了项目在融资方面的潜在违规之处。此外，欧盟还对英国政府的项目贷款进行了审查。由于项目投资金额巨大，因此欧盟方面一直十分谨慎。

虽然欣克利角核电项目获批令政府欣喜不已，但其他国家的核电项目可就没这么好运了。法国阿海珐公司和德国西门子公司位于芬兰的核电项目，以及阿海珐同 EDF 在法国北部的核电项目都面临着严重的延误以及超支问题。

中国能源报 2014-09-30

俄媒：俄中两国有望携手开发混合式核反应堆

俄媒称，俄罗斯库尔恰托夫研究所所长米哈伊尔·科瓦利丘克 14 日透露，俄中两国物理学家有望携手开发面向未来的混合式核反应堆，利用热核反应大幅提升普通核反应堆的能效。

据俄新社莫斯科 10 月 14 日报道，科瓦利丘克在第三届“开放式创新”莫斯科国际创新发展论坛期间表示：“目前，我们已开始研发全新的东西，即试图将现有反应堆与托克马克装置相结合，打造混合反应堆……这一项目向同行尤其是中方人员敞开大门。我们正在讨论此事，它相当重要。”

科瓦利丘克指出，混合反应堆的研发是前瞻性的工作，能够极大提升核能效，而热核反应堆的研发耗时漫长，“我们拥有国家热核反应研发计划，俄联邦原子能署为甲方，库尔恰托夫研究所承担主要工作”。

目前，欧洲(与日本合作)、俄罗斯以及中国均在从事热核电站项目的开发。在俄罗斯，除库尔恰托夫研究所外，还有多列扎利能源科研设计所参与这项工作。

参考消息 2014-10-17

“十三五”期间我国将启动内陆核电站建设

在我国加入国际原子能机构 30 周年之际，国家国防科工局副局长、国家原子能机构副主任王毅韧向媒体透露，我国有望在“十三五”期间启动内陆核电站建设。

“如果不是福岛核事故的话，内陆核电站现在可能已经开工了。”王毅韧表示，相比沿海核电站，其在技术上没有本质区别。“沿海核电的冷却水取自大海，内陆核电是冷却水循环使用，在安全性上没有问题。”他说，法国、美国等国家大部分核电站都在内陆。他介绍，我国几个内陆核电站厂址已经完成大量前期工作，湖南、湖北、江西等都预备了很好的厂址。“估计在‘十三五’期间，内陆核电站就会开建。”

王毅韧介绍，目前我国大陆运行的核电机组有 21 台，总装机容量为 1902 万千瓦；在建核电机组 27 台，装机容量为 2953 万千瓦。

目前我国在建核电机组规模居世界首位，约占世界在建机组总量的 40%。对这一数字，王毅韧认为应结合我国核电项目现阶段的发展，从经济社会、生态、能源结构等多重因素考虑。他表示，我国核电量仅占全国发电总量的 2%，而国际平均水平则达到 15%。“国家对电力的需求不断增长，核电是必然的选择。”他说。

同时，受到福岛核事故影响，几年来世界各国对于发展核能更加谨慎。王毅韧说，我国核能发

展始终将安全放在首位，保持着良好的安全纪录。2011年日本福岛核事故发生后，我国对在运营和在建的核电项目进行了全面检查，进一步增加了应对极端自然灾害的安全措施，如增高了防浪堤高度等。多年来，我国已建立与国际接轨、较为完整的核安全法规、核安全监管及核应急体系，加入了国际上主要的防核扩散机制；在国内建立起完整的核保障监督、核材料管理和核出口管制体系，确保和平利用核能事业的健康可持续发展。

国防科工局局长、国家原子能机构主任许达哲16日在京表示，到2020年，我国在运核电机组将达5800万千瓦，在建3000万千瓦。

许达哲在当日举行的“庆祝中国加入国际原子能机构（IAEA）30周年”研讨会上表示，核能作为满足能源需求、缓解环境压力、应对气候变化最为现实的选择，将成为我国能源发展战略的重要内容。中国大陆目前在运核电机组21台，总装机容量1902万千瓦；在建核电机组27台，总装机容量2953万千瓦。我国已建立起包括铀矿地质勘探、铀矿采冶、铀转化、铀浓缩、元件制造、核电、乏燃料后处理、放射性废物处理处置等环节的完整核工业体系。

国防科工局副局长、国家原子能机构副主任王毅韧表示，多年来中国核能事业快速、健康发展。在核电方面，具备三代核电安全性能的“华龙一号”正在接受机构组织的通用反应堆安全评估，CAP1400已经通过了中国核安全监管部门的核安全审评；在先进核能系统方面，中国积极推动快堆、高温气冷堆、浮动堆、热核聚变装置等方面研发，中国实验快堆于2011年7月并网发电，高温气冷堆示范工程于2012年底开工建设，热核聚变装置、浮动堆研发也取得了积极进展；在核燃料循环方面，一批核燃料产能建设项目相继建成投产。

具有完全自主知识产权的特征化核燃料元件实现入堆考验。自主设计建造的乏燃料后处理中试厂完成热调试，全线打通了动力堆乏燃料后处理工艺流程。先进核燃料循环研发平台建设稳步推进，一批军民共用的研究实验设施相继投入使用。

我国已形成国内生产、海外开发和国际贸易三渠道并举的铀资源供应保障体系，以保证天然铀安全、经济、稳定供应；在核技术应用方面，自主知识产权的爆炸物检测装置和放射性物质检查系统已在多个国家成功使用。秦山三期重水堆核电站生产钴-60获得成功，打破了钴源国外垄断的局面。核技术在医学、农学等方面的应用方兴未艾。（记者付毅飞）

科技日报 2014-10-17