

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
第十五期 2015年8月

目 录

总论	1
能源互联网联起的到底是什么?	1
深度解读美国清洁电力计划的背景和影响	2
分析能源业执行的《行动计划》	8
能源互联网的新能源行动	12
以“一带一路”促进亚洲共同能源安全	14
谁是技术创新的下一个奇迹	16
热能、动力工程	17
储能技术使光伏发电更“守规则”	17
东海碳素计划增产超微碳粒和 LIB 用电极材料	18
承德 6 企业纳入北京碳交易系统	18
南网打造海岛新能源微电网	19
新能源微电网到底有多美?	21
“松绑”储能	23
全球储能调频市场扫描	27
美国推动储能参与电力市场的政策演进	27
环境约束：页岩气开发不可避免的挑战	28
互联网+清洁能源助推微电网上升至国家层面	29
互联网+对电改的三大好处	30
走访首个储能参与电力系统调频项目	32
2015 上半年全国能源消费总量仅增 0.7%	36
广州发展鳌头分布式能源站 2 号机组通过 72 小时试运	37
刘世民：能源互联网环境下的微电网	37
新型纳米粒子锂电池：6 分钟就能充满电	39
我国火电存在近 1.7 亿千瓦闲置装机	40
美清洁电力计划开启清洁能源全盛时代	41
生物质能、环保工程	41
江苏首座分布式沼气发电站成功并网发电	41
垃圾发电还需等待政策加码	42
太阳能	44
光伏的出路在于改革可再生能源定价办法	44
太阳能光热产业将呈现三大走势	45
松下“电源供应系统”为印尼改善教育环境和供水条件	46
三菱化学推出贴在窗户上使用的有机薄膜太阳能电池	47
西安最新分布式光伏发电补助政策详解	47

漳浦开建漳州最大光伏农业项目	49
日本光伏装机容量如何做到全球第三?	50
清洁电力计划燃起光热生机	51
为什么讲光伏电站一定要带上金融呢?	52
1536 亿元光伏补贴该由谁来买单	52
辽宁光伏开发建设指南	58
如何实现光伏大棚农光效益双丰收?	61
国电青海并网光伏装机达 100 兆瓦	64
光伏电站发展的未来趋势	64
地方政府通过本地补贴及领跑者计划等推动光伏电站投资积极性	65
海洋能、水能	68
如何才能让抽蓄电站物尽其用	68
西南水电弃水问题严峻 出路在何方	71
风能	76
新疆乌鲁木齐市两地区确定为风电供暖试点	76
承德围场风电累计装机突破 200 万千瓦	76
乌鲁木齐市 23 座风电场年内并网	77
风电制氢治弃风痼疾? 高成本下产业化堪忧	77
总投资约 36.5 亿元风电项目落户广东阳山	78
氢能、燃料电池	79
欧盟致力于氢燃料电池在物流业商业化应用	79
荷兰:“太阳能燃料”氢燃料电池可为汽车供电	79
武汉出口燃料电池“心脏”膜电极全国居首	80
海水淡化	81
阿联酋投 2 亿美元建太阳能海水淡化厂	81
核能	81
日本核电态度有如此大的转变究竟意味着什么	81
日本首款燃料电池船下水试航	85
内陆核电重启万事俱备只欠东风	85
安布尔·拉德:核电有望成中英能源合作新赢家	86
能源局:内陆核电重启调研报告即将上报中央	89
核电产业开放透明走向新高度	90
盖茨看好 2017 中国上第四代核电技术	91

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

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。

联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。

总论

能源互联网联起的到底是什么？

“在可预见的未来，在中国这一片古老的土地上，数百万的中国人将可以在家中、办公室和工厂里生产自己的可再生能源，并通过‘能源互联网’实现绿色电力的共享，正如我们现在创造并实现信息的在线共享一样。”这是美国趋势经济学家杰里米·里夫金3年前在《第三次工业革命》中文版序中的“预言”。

这样的“预言”并不遥远。在互联网之风劲吹的背景下，能源领域也正跑步向前拥抱互联网。日前，国务院印发《关于积极推进“互联网+”行动的指导意见》，用专门篇章阐述“互联网+智慧能源”，描绘了能源互联网发展路线图。

能源互联势在必行

“能源互联网”早已是热词。在华北电力大学能源与经济研究咨询中心主任曾鸣看来，能源互联网是对传统的以生产顺应需求的能源供给模式的颠覆。

曾鸣认为，能源互联网是以电力系统为核心，集中式和分布式可再生能源为主要能量单元，依托实时高速的双向信息数据交互技术，涵盖煤炭、石油、天然气以及公路和铁路运输等多类型网络系统的新型能源利用体系。“互联共享将成为新型能源体系中的核心价值观。”

“发展‘互联网+智慧能源’，是保障我国能源安全、促进生态文明建设的必然要求，也是顺应世界工业革命发展趋势，促进我国能源生产和消费革命的必然选择。”中国社科院研究生院院长、国际能源安全研究中心主任黄晓勇说。

能源互联网具有诸多新特点。黄晓勇说，一是分布式，鼓励能源就地生产、就地消纳，减少能源远距离输送。二是可再生性，支持稳定性较差的可再生能源接入，以此促进节能减排。三是双向互动性，相当一部分市场参与者，既是能源的生产者，也是能源的消费者。

“能源互联网的建设不是基于现有的能源生产消费模式和能源体制，而是要通过能源互联网这种能源技术革命，推动能源生产、消费、体制变革和能源结构调整，有力地推动我国能源革命。能源互联势在必行。”曾鸣说。

能源互联网联起什么？

推动能源互联网建设的方向逐步明晰。此次指导意见提出，通过互联网促进能源系统扁平化，提高能源利用效率，推动节能减排。加强分布式能源网络建设，提高可再生能源占比，促进能源利用结构优化。加快发电设施、用电设施和电网智能化改造，提高电力系统的安全性、稳定性和可靠性。

曾鸣分析，能源互联网建设的重点集中在三个方面：一是实现多种能源之间、能源供需双侧的充分协调互动，提高能源资源利用效率。二是实现集中式能源开发与分布式能源开发的相互融合，提升清洁能源的接纳能力，提升传统化石能源开发利用的精细化程度，提升系统的清洁低碳发展水平。三是让用户在不同能源种类上具备自主选择权，在用户端形成更为广泛的需求侧响应行为，配合分布式能源的开发利用，形成新的经济增长点。

能源互联网在提高可再生能源的运行效率方面已取得进展。中国风能协会秘书长秦海岩介绍，通过信息采集、智能控制等技术打造的机器互联网，使风电场、光伏电站成为与传统电厂一样的高效可靠电源。目前风电场已经能够做到根据采集的数据预测机组所处环境及可能发生故障，进而给出预防性运行策略和维护方案，优化了发电量，降低了故障停机检修时间，提高了电站的安全稳定运行性能。

能源互联仍待发力

作为新兴事物，能源互联网的发展仍需突破诸多瓶颈。曾鸣认为，一方面，能源互联网强调多

能源领域的互补协调，在建设过程中要统筹兼顾多个能源领域的行业特性、发展特征，制定科学合理的顶层设计机制及发展规划；另一方面，建设能源互联网对系统运营技术、信息技术要求较高，要有针对性地支持建设若干能源互联网技术创新平台，围绕多种能源关键技术进行攻关。

黄晓勇说，既要在储能设备、智能电网、主动配电技术等关键技术上实现突破，也需要在体制机制上加大改革力度，破除垄断，推动互联网等信息技术与能源行业的深度融合。

“电力体制改革是能源互联网的重要体制支撑。”信达证券能源互联网首席研究员曹寅认为，电改之后售电公司更大的业务空间必然是通过业务增值来实现，包括故障处理与维护、节能服务、信息服务、降低购电成本等。

“更重要的是，随着互联网商业模式同能源行业的深度融合，电力生产、配送、消费的数据将成为核心资源。”曹寅说。

能源互联网还将联起普通公众。未来透过家家户户的智能电表，或可实现电能数据采集与双向交互，实现网上缴费和电量信息查询，更可为智能家居的电能应用提供大数据、云计算等数据支撑。

能源互联网的图景正在徐徐展开。可以想象，互联网、大数据等信息技术与能源的“联姻”，将激发更多的商业模式创新，涌现更多用户选择和能源消费新业态。（记者 陈炜伟）

中国政府网 2015-08-03

深度解读美国清洁电力计划的背景和影响

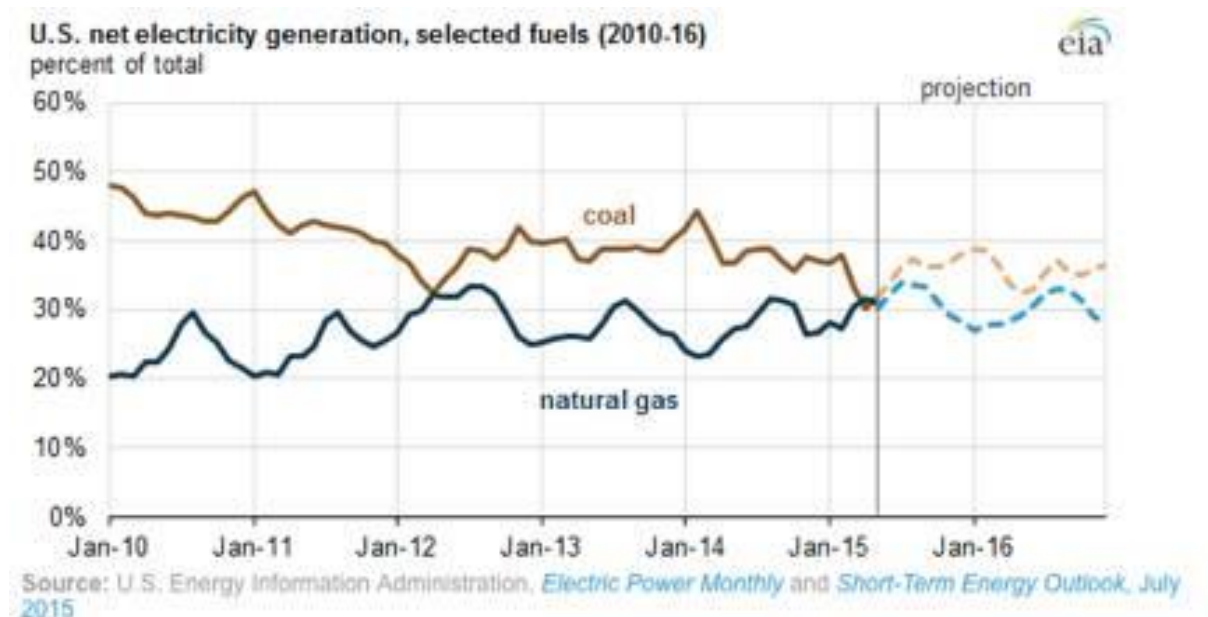
导读

8月3日，奥巴马宣布了其任期中最重要也是最受争议的环境能源政策——美国清洁电力计划（下称 CPP， Clean Power Plan）。CPP 旨在减少发电厂的碳排放，以应对气候变化方面。环保署公布 CPP Overview 称：“该计划有稳健切实的标准，和按照各州情况因地制宜的减排目标。”

这一计划毫无疑问将影响美国电力市场的发电格局、发电成本和电价、以及电力系统的大气污染物和温室气体排放。本文将解读这一政策的制定背景并解读目前为止该计划对经济环境造成的后果。文末无所不能（caixinenergy）也独家为大家带来了美国环保署长达 9 页的 CPP Overview 文件中的五个最核心部分的要点。

背景一：煤电仍然是美国发电主力

虽然页岩气革命大大降低了天然气发电的成本，但是迄今为止，煤炭仍然是美国最主要的发电来源。如图一所示，除了 12 年春天和 15 年初两个月外，近五年来，煤电所占的市场份额仍然比天然气高。



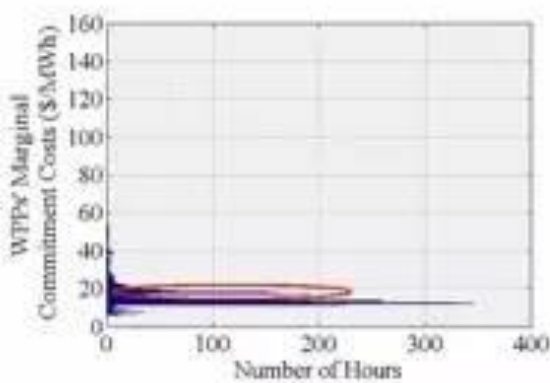
图一：美国煤电和天然气电市场份额历史变化（图源：美国能源信息署）

煤电对天然气的优势不仅体现在成本较低上，也体现在其发电成本的金融风险较天然气发电低。实际上，天然气价格上涨很容易传导到发电市场。相反的，天然气价格的下跌并不能完全的传导到发电市场，转化为天然气发电成本的下降。这是因为天然气输气管道的修建常常会受到环境保护组织和当地居民的强烈狙击。因此在 2014 年冬天，PJM 市场等地在天然气价格历史新低的同时，却出现了历史最高售电价。这就是因为天然气输电能力不足造成。

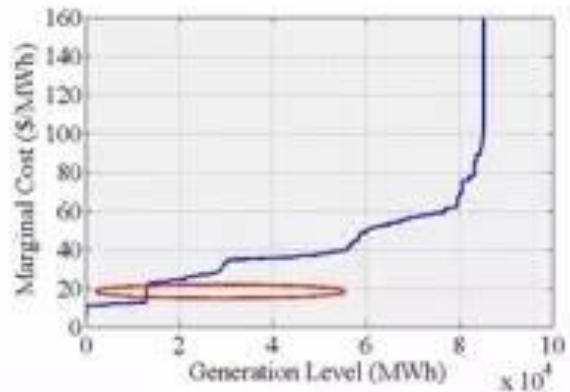
由于成本和风险两个方面的比较优势，如果没有新的政策出台，煤电仍然会继续在电力市场中拥有很大份额。这对美国 2030 年减排目标的实现是很大威胁。

背景二：煤电将是新能源的竞争对手并威胁新能源的发展

在大型风电太阳能发电企业面临补贴断崖式终止和稳定供给责任两大政策夹击的背景下，市场中煤电是新能源最大的竞争对手。由于大多数美国电力市场开始要求新能源企业在日前市场做出发电承诺，如果发电量达不到发电承诺，新能源企业就必须在时前市场购买足够电量弥补发电不足。这就导致风电和太阳能发电的运营成本不再为零，而是一个由风电预测误差分布和传统机组发电成本决定的风险成本。在刚刚获得美国能源经济学会 2015 年学生论文奖的研究中，笔者核算了德克萨斯州风电的运营成本分布（如下方左图所示）。笔者在这篇研究中指出，风电发电企业的运营成本大量集中在 10-25 美元每兆瓦的水平。而同在这一水平上的发电机组主要是煤电机组。



德克萨斯州风电运营成本



德克萨斯州发电边际成本曲线

（图源：Yu.Y, 2015）

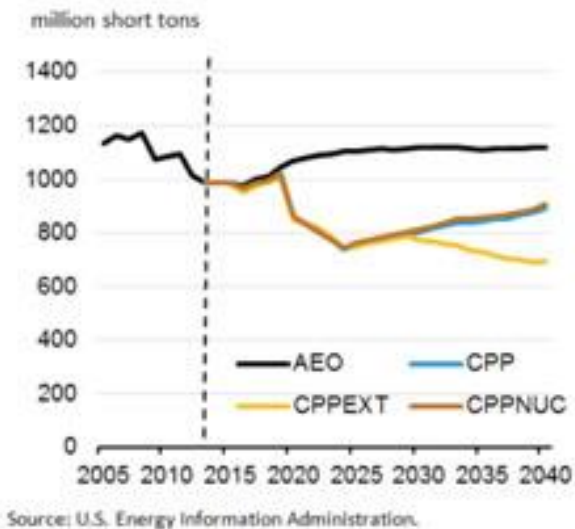
因此，在补贴取消后，面对自身成本的风电太阳能企业，其成本决定的最主要的竞争对手是煤电。在补贴终止后，如果没有新的管制政策加持，风电太阳能企业必将面对煤电企业的强有力竞争，这对美国新能源发电目标的实现带来了巨大挑战。

上述两大背景，可以说是对为何在天然气价格、风电太阳能成本双双下跌的时候，美国还需要为控制温室气体排放出台清洁电力计划的原因。

小科普：时前市场和日前市场为电力现货交易市场专业名词，具体解读见文末。

后果一：煤炭行业的寒冬和电价的上涨

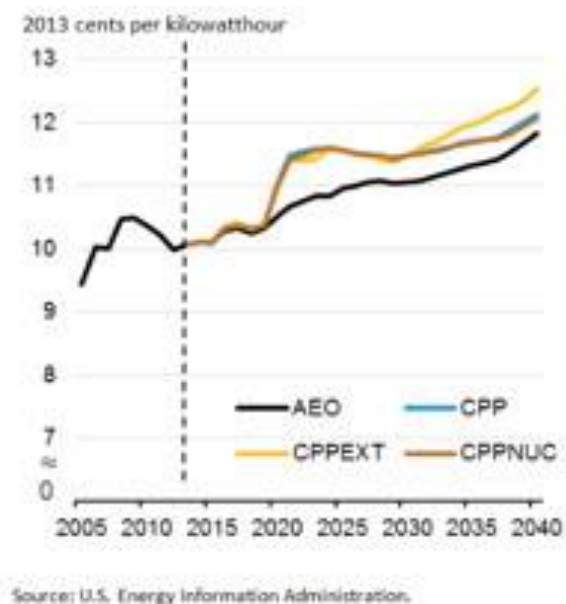
受到该计划冲击最直接的是煤炭行业。美国能源信息署公布的研究报告指出，清洁电力计划会造成煤炭产量最高 40% 的下降（如图三所示）。产量削减的同时，煤价也会下跌 8%-10% 左右。因此可以说，该政策对美国煤炭行业来说，是极其严厉而后果严重的。如果该计划真的实施，美国煤炭行业的倒闭潮和长期冬天可以预见。



图三：美国煤炭产量情景预测

（AEO：无清洁能源计划；CPP：清洁能源计划；CPPEXT：清洁能源计划+排放限制；CPPNUC：清洁能源计划和核电扩张。图源：美国能源信息署）

于此同时，预计美国电价会因清洁电力计划二上涨。特别是在计划最初的十年，全美平均电价预计会上涨 10% 左右。这样的涨幅对居民生活的直接影响不大，但是对美国经济会产生较显著影响。需要指出的是，许多高煤电比例州，如俄亥俄州，电价上涨将超过此幅度。而煤电比例较高的州，也是目前美国制造业较为集中的地区。可以说，如果该计划实施，对美国制造业回归而言，很可能带来负面的影响。

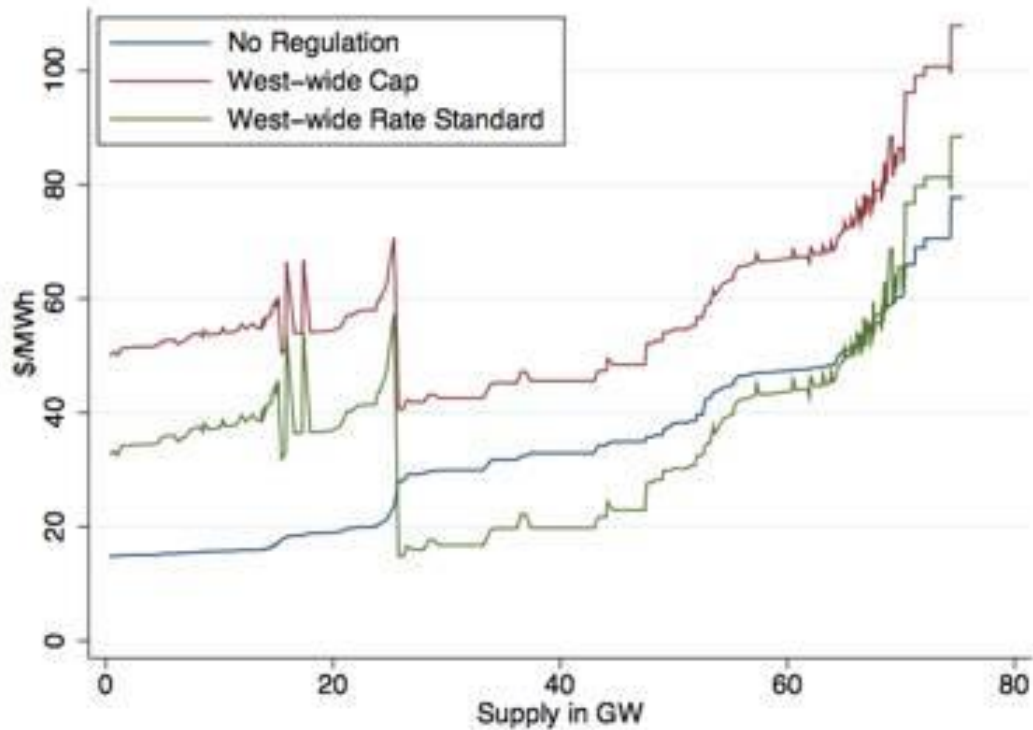


图四：美国平均电价情景预测

（AEO：无清洁能源计划；CPP：清洁能源计划；CPPEXT：清洁能源计划+排放限制；CPPNUC：清洁能源计划和核电扩张。图源：美国能源信息署）

Bushnell 等四位能源和环境经济学家在 2014 年年底曾经对 2014 年版本的清洁电力计划出评估。从这个评估中，我们能够大致看到。和碳交易政策（Cap）相比，清洁电力计划（Rate standard）让西部低价天然气的成本更低。因此，除了有利于清洁能源，清洁电力计划更加有利于天然气机组。

Figure 7: Merit order under different regulations: BAU and west-wide mass- and rate-bas standards.



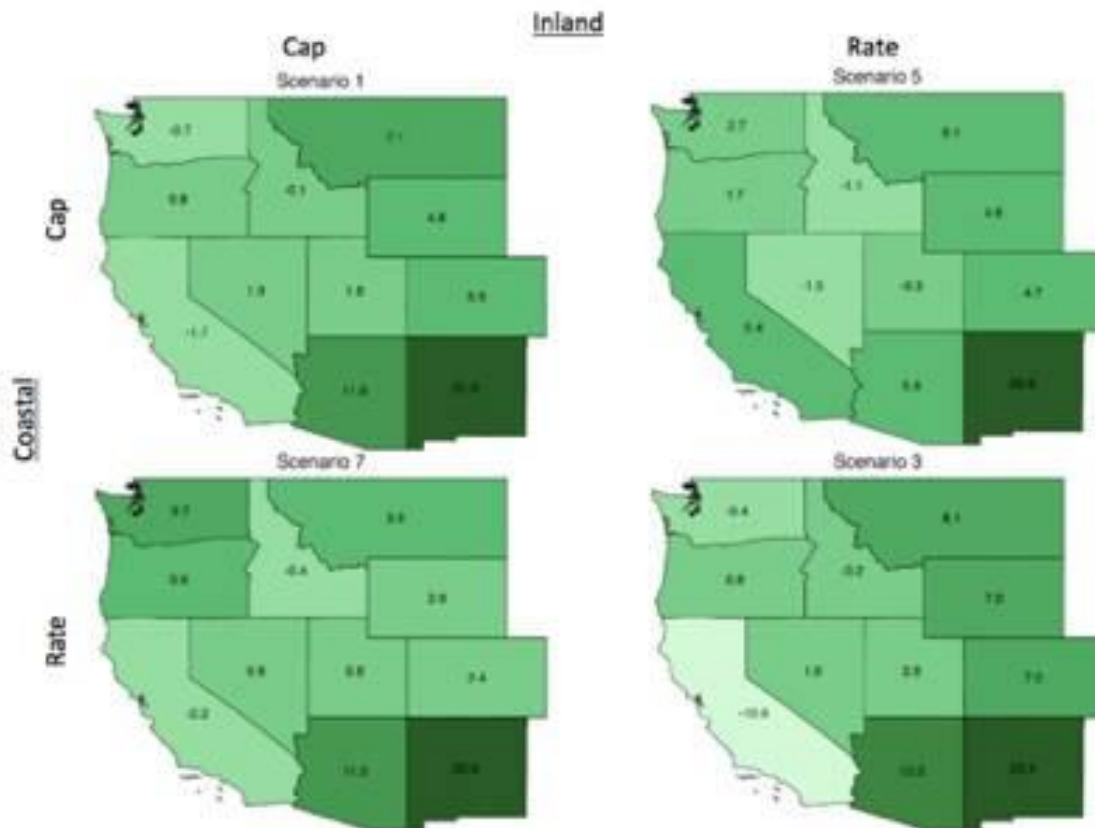
Note: Generating units sorted on x-axis by marginal costs under BAU (Scenario 0).

图五：美国西部发电成本受清洁电力计划影响（图源：Busnell et.al 2014）

后果二：区域排放政策敏感

清洁电力计划的总体环境后果已经有很多报道。但是要特别指出的是。清洁电力计划的减排和不同州采用什么样的政策有很大关系。Busnell 等在他们的研究中分析了当不同地区选择不同政策时的减排效果。图六展现了当内陆和沿海州分别采用清洁电力计划（Rate）或碳交易（Cap）政策市，碳排放削减量。途中可以看到，各州的排放削减水平不仅被本州选择什么样的政策所决定，也对其他州选择什么样的政策非常敏感。

Figure 12: Carbon abatement under uniform and mixed regulation.



Note: Carbon abatement in million metric tons.

图六：不同政策情景下的各州减排（百万吨，图源：Busnell et.al 2014）

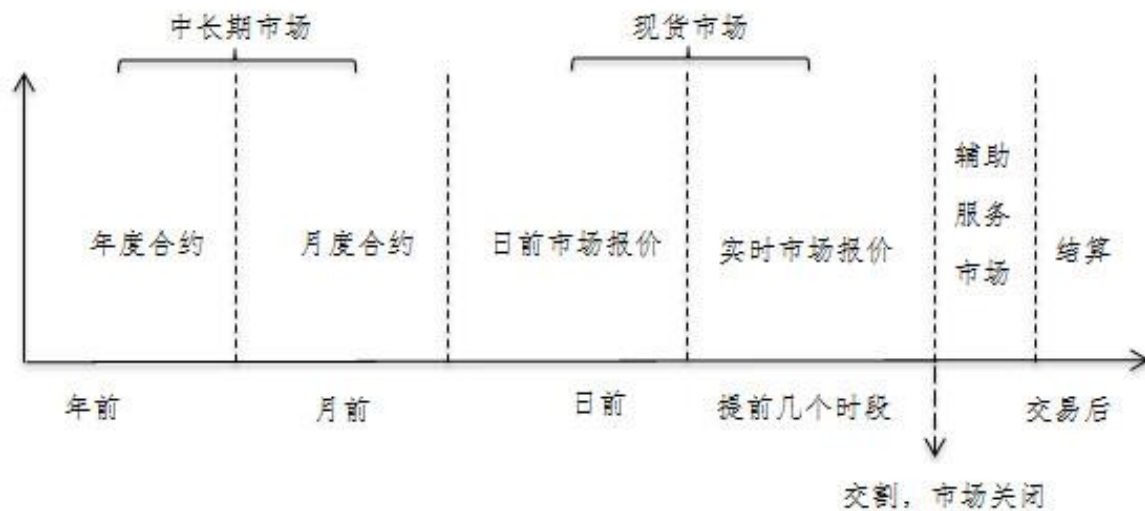
小科普：电力市场交易类型（感谢能豆粉徐帆提供）

电力市场的交易类型可根据交易周期、交易标的及交易性质进行划分：

1、按交易目的和交易标的的不同可分为电能交易（电力和电量）、辅助服务（调频、备用、无功、黑启动等）交易、发电权交易等。

2、按交易标的的性质不同可分为电力实物交易和电力金融交易两大类。

3、交易标的为电力/电量，一般按周期设置中长期市场和现货市场。中长期市场包括年度合约市场、月度合约市场，一般以双边交易为主。现货市场包括日前市场、实时市场（又叫平衡市场），一般以交易中心竞价交易为主。各市场关系如下图：



美国清洁电力计划五大核心要点

CPP 是什么

清洁能源计划将会减少来自发电厂的碳排放。同时，该计划将保障能源供给的可靠性和价格可接受性；

这是美国第一次出台全国性减排措施；

化石能源仍会是美国能源未来重要的一部分，CPP 只是想使化石能源发电变得更加清洁(clean)，更加高效(efficient)，于此同时扩大清洁能源的使用。

为什么要有 CPP

2014 年是有史以来美国最热的一年。

有记录以来最热的 15 个年份，有 14 个年份出现在本世纪前 15 年。

世界顶尖科学家们通过长期大量的数据分析，告诉我们：人类活动正导致气候变暖。

火电厂是美国目前最大的单一碳排放来源，占全美二氧化碳排放量的 31%。

CPP 的好处

到 2030 年 CPP 完成，美国能源业的碳排放将减少 32%（2005 年基准）；

二氧化硫排放减少 90%（2005 基准）；

氮氧化物排放减少 72%（2005 基准）；

带来 260 至 450 亿美元的纯经济利益；

显著改善公众健康。

CPP 实施安排

CPP 将会遵从当年 Clean Air Act 的操作办法：建立环保署与各州的合作关系，由 EPA 设定各州的总体减排目标，由各州灵活选择方法来实现各自目标。

环保署将设定中期(interim)和最终(final)二氧化碳排放表现率(emission performance rate)。该表现率分为化石能源燃烧发电（指燃烧煤和石油）和天然气燃烧发电两类。

中期目标须在 2022 年至 2029 年间实现；最终目标须在 2030 年内实现；

将建立碳排放交易机制；

CPP 实施办法

提高当前燃煤火电厂的热效率，减少每单位发电量的碳排放； 提高现有天然气发电设施的清洁能源发电比重，以替代温室气体排放的火电厂发电；

提高以风电和光伏为代表的零排放清洁能源发电比重，以替代温室气体排放的火电厂发电。

言论：媒体观点

纽约时报：

肯塔基州共和党参议员、多数党领袖米奇·麦康奈尔(Mitch McConnell)在奥巴马讲话之前就已经表示，他会竭尽所能地反对这些法规，他称总统制定这些法规，是因为他已经对“必须与人民选出来的国会合作感到厌烦”。

华尔街日报：

HIS Global Energy 分析师霍奇(Bob Hodge)表示，西部低成本企业的情况会好一些，但只要是煤炭企业，就没有谁是赢家。他说，这不是能一笑置之的问题；就行业而言，不过是看谁输得最少罢了。

彭博：

美国国家矿业协会主席哈尔·奎恩（HAL Quinn）表示：“EPA 的最终能源清洁计划不过是一种政治上的权宜之计，并不是为这个国家提供低耗能源的现实之举。”他还宣称，协会将制止这个计划实施。

美国有线电视新闻网：

能源行业花费百万美元试图揭露环境变化的原因，但是民意显示多数美国人认为地球正在变暖。
(作者：于洋 斯坦福大学环境与土木工程系博士。)

财新-无所不能 2015-08-07

分析能源业执行的《行动计划》

发展混合所有制是能源体制改革的一个方向，主要思路是通过引入民营（包含外资），倒逼国有能源企业提高经营活力。投资收益的不确定性和如何与国有能源企业建立互信，都将影响民营和国外资本参与的积极性。因此，对于“混合所有制”改革的最基本要求，在于如何满足民营资本的收益要求，包括收益水平和确定性。目前对中国的“十三五”能源发展规划有许多猜测，但是，2014年政府推出了《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（以下简称《行动计划》），已经基本上描绘了“十二五”和“十三五”经济转型和能源发展的轮廓。由于“十二五”期间能源供需格局发生了变化，雾霾治理成为核心任务，《行动计划》把“十二五”和“十三五”的能源规划目标连接起来。

围绕经济低碳转型和雾霾治理，以及目前能源行业的现状和问题，提出了相应的目标和解决方案。为了降低煤炭在一次能源中的比例，满足煤炭替代，《行动计划》设立了2020年清洁能源（非化石能源）占一次能源15%和天然气10%的发展目标。由于中国“多煤、贫油、少气”的资源禀赋，降低煤炭比例很可能增加能源对外依存，因此《行动计划》设立了2020年的能源自给率为85%，以保障能源安全。此外，《行动计划》还设立了能源总量控制目标。准确理解《行动计划》，在目前比较低的能源需求增长和低油价的背景下，将有助于把握能源发展前景。

新旧能源发展态势

《行动计划》赋予新旧能源发展很不不同的意义和发展前景。典型的“旧”能源要数煤炭行业。从需求侧看，随着经济增速放缓，煤炭需求疲软，加上雾霾治理下的煤炭替代挤压了煤炭空间，2020年控制在42亿吨是煤炭行业扩张的“天花板”。在供给侧，先前的煤炭大牛市推动了大幅度投资增长，据估计现有煤矿产能超过40亿吨，在建和技术改造煤矿规模超过10亿吨，随着在建和技术改造煤矿陆续投产，煤炭行业的供给能力还在不断增加。在需求侧，由于经济增长放缓、治理雾霾和清洁发展，使得煤炭需求预期很差。2014年以来煤炭需求绝对数持续下降，虽然今后经济增长可能还会增加煤炭消费绝对量，但是煤炭消费峰值（据估计在42亿-45亿之间）将出现在2020年前，而后绝对消费量将下降，因此供给过剩可能成为未来煤炭行业的常态。随着环境治理相关政策集中出现，对煤炭进行替代和严格控制煤炭消费，供大于求可能成为煤炭难以回避的困境，发展需要另寻出路。

通过限制产能平衡供需和维持价格是短期唯一出路，但具体执行很难。首先，煤炭新建产能投资金额很大，大量资金来源于银行贷款，使投资者面临很大的财务压力，因此有很强的释放产能冲动，容易陷入“低价量长”的循环。其次，煤炭市场供过于求，限产者面临很大的风险，因为其他煤炭企业既有动力也有能力增产走量。再次，中国煤炭行业集中度较低，各利益方的协调难度会使得煤炭限产的有效性大打折扣。

发展煤化工，特别是煤制油和煤制气，推动煤炭同时作为燃料和原料，会成为煤炭行业迫切的自救手段，而从带动 GDP、就业和税收等角度，煤炭资源丰富省份的政府也有很强的激励来刺激煤化工发展。问题是煤化工面临的约束取决于是否有利于环境治理，否则环境治理的政策风向变化会使煤化工的市场空间和利润面临很大的风险，此外水资源供给问题将会对煤化工生产和收益造成负面影响。而目前煤制油和煤制气的最大问题是，如何和低油价竞争？

中长期而言，煤炭行业发展的出路首先在于改善自身经营状况，剪除落后和过剩产能，提高整体运营效率。煤炭行业寻求变革的另一个突破点是煤炭清洁化利用，通过煤炭清洁化利用，尽可能减少煤炭利用过程中二氧化硫、氮氧化物等污染物排放，可以缓解煤炭产业和环境治理之间的矛盾，减轻煤炭替代压力。

《行动计划》中，清洁能源发展似乎前景一片光明。长期“以煤为主”的能源结构是由两个因素决定的：一是资源禀赋；二是煤炭的低价优势。因此，清洁能源发展需要面对替代能源的来源和高成本的问题。政府承诺到 2020 年清洁能源占一次能源比例为 15%。完成这个比例实际上给煤炭的替代能源也做了一个限定，风电和太阳能显然需要鼓励，特别是分布式发展。统计表明，中国在建核电机组 28 台，加上目前已投运机组，总计装机容量约 4800 万千瓦。

考虑到核电建设工期至少需要 5-6 年，即使 2015 年有新的机组开工，乐观估计到 2020 年核电投产装机 5800 万千瓦，占 2020 年一次能源不过 3% 左右。水电也由于较长工期的限制，到 2020 年大致只能达到 3.5 亿千瓦左右。而生物质和地热等则量级相对较小，对全局影响不大。要满足到 2020 年非化石能源占比 15% 的要求，风电和太阳能需要大规模发展，大致为风电 2 亿千瓦，太阳能 1 亿千瓦。因此，可以预见近期风电和太阳能还会得到政府从政策和规划上的大力支持。

虽然随着技术进步和规模扩大，风电和太阳能的成本在不断下降，但是要实现平价上网依然存在距离，特别是考虑到可再生能源的并网成本以及配套储能成本。如今传统化石能源价格正在大幅度下降，清洁能源的成本劣势更加明显，大规模可再生能源发展需要补贴更加有力。分布式是可再生能源重要的发展模式，大型风电和太阳能集中在西北、蒙东地区，需要电力外送通道，由于可再生能源随机性和间歇性特点，大规模并网会对电网造成冲击，目前电力过剩也会减少可再生能源的风电小时数，而分布式模式可以解决资源与负荷在地理上逆向分布和市场消纳问题，但是分布式模式需要储能技术支持，因此需要关注储能技术的进步。

能源安全何以保障

《行动计划》对经济转型背景下的能源安全做了一个界定。每个国家的能源安全有不同定义，将最狭义的能源安全定义为能源对外依存度，理论上无法得出一个国家的能源自给率的最优比例，也难以进行国际横向比较，因为这取决于资源禀赋、经济社会发展目标，以及能源的消费量。对于中国来说，能源对外依存度显然是能源安全的最重要指标。

《行动计划》设立了 2020 能源自给率目标为 85%。2013 年中国能源自给率为 90.7%，其中，石油、天然气和煤炭的对外依存度分别为 58%、32% 和 8%。今年石油、天然气和煤炭的对外依存度将超过 2013 年，而煤炭的对外依存度可以大幅度降低。即使煤炭通过降低出口和增加进口关税等措施，将煤炭对外依存减为零，也就是说，2020 年占一次能源 15% 的能源进口主要为石油和天然气。2014 年石油占一次能源比重为 18%，石油进口占一次能源比例为 10.5%。目前中国石油产量基本上达到 2 亿吨的峰值，即使保持比较低的石油需求增长率，也很难降低石油进口在一次能源中的比例。而天然气方面，即使天然气产量能达到《行动计划》要求的 1850 亿立方米，届时将天然气进口控制在一次能源的 4.5% 也不太容易。

因此，在环境治理和应对气候变化的同时，2020年将能源自给率维持在可接受范围内，将给保障油气供应带来很大的压力，需要加快发展国内油气资源，尤其是非常规油气资源的开采。页岩气和煤层气是未来几年可能实现规模化商业开采的主要非常规油气资源，其发展受到近期国际油价大幅度下跌的负面影响，尤其需要政府的关注和支持。事实上，受制于目前清洁能源的比例和建设周期，到2020年石油和天然气在一次能源中的比重还可能上升，这将倒逼政府的煤炭政策，意味着煤炭进口需要受到限制，而出口将受到鼓励，限制煤炭进口一方面可以缓解国内供需压力，另一方面可以提高一次能源的自给率水平。增加清洁能源有助于提高能源自给率，考虑到控制石油、天然气对外依存的困难，可能还需要更多些的风电和太阳能。

能源消费需求总量控制是否可以保障能源安全？《行动计划》设立了2020年的能源消费需求总量控制在48亿吨标煤。理论上说，由于85%的能源自给率是相对指标，能源消费需求总量控制解决不了自给率问题。但是，能源消费需求总量控制也是保障中国能源安全的重要措施，简单说，如果进口的量越大，能源安全性显然越差。

《行动计划》提出能源总量控制。近10年来我国平均能源消费增长率超过7%，2013年，GDP（国内生产总值）占世界总量的12%，能源消费在全球消费总量中所占的比例却超过22%。今后用较小的能源增速来支撑经济社会发展，成为政府能源政策措施的核心之一，虽然经济增长放缓为总量控制提供了基本条件，而雾霾治理通过对煤炭的限制（2020年煤炭消费控制在42亿吨），从另一个角度可以支持能源总量控制。如果说，两年前当能源总量控制提出时，笔者对将能源消费总量在2020年控制在48亿吨标煤有疑虑，现在则信心充足。

更严格的环境治理和能源总量控制政策会倒逼中国的产业结构调整，有助于产业结构由低附加值、高能耗高排放行业向高附加值、低能耗低排放行业升级，使得能源需求弹性下降，如果经济放缓后至2020年的平均增速为7%左右，到2020年一次能源需求就能控制在48亿吨标准煤左右是可行的。根据《行动计划》中政府提出的各种约束指标进行简单匡算，比较理想的2020年一次能源结构应该是煤炭59%，石油16%，天然气10%，清洁能源15%，虽然有难度，但不是不可能。

如何配合《行动计划》

《行动计划》说明中国现阶段经济发展和环境要求已经发生了重大变化。能源是解决环境污染和可持续发展问题的关键，能源的未来发展需要应对新的宏观经济社会发展常态。经济转型过程中的能源约束是一个系统性问题，包含能源消费总量控制、能源结构清洁化、保障能源安全、能源电力的区域间协调发展等多方面。政府应在政策层面对各地区和各行业实行因地因时制宜的政策措施，科学有效地解决经济转型过程中的能源环境约束问题。

《行动计划》指出能源价格和能源体制改革的必要性。通过价格抑制能源需求，有利于能源结构的清洁化，还可以促进能源体制改革。目前能源供需相对宽松，主要能源品种价格疲软，而且价格弱势还会维持相当一段时间，这些都是能源价格改革的有利条件，政府应该趁目前的有利时机尽快进行能源价格改革。

通过合理的价格机制设计，能够实现很多的政策目标。

第一，由于能源效率提高可能导致获得能源服务或者产品成本下降，引起能源需求“反弹”，因此简单提高能源使用效率不一定会使能源消费总量减少，只有配合能源价格改革，才是长期促进节能的有效手段。如果能源相对于其他生产要素变得更贵，生产者会寻求要素替代或选择能效更高的技术，从而促使节能减排。

第二，在目前的技术水平下，风电、太阳能等清洁能源成本高于常规能源，以往主要依靠补贴来增加其竞争力，但是补贴的不确定性放大了清洁能源投资的风险，通过提高常规能源的价格，使得常规能源价格当中包括两个清洁能源的正外部性（稀缺和环境），可以加强清洁能源的竞争性。通过能源价格改革，清洁能源将会有有一个比较强劲的推动。

第三，透明合理的定价机制有利于促进能源体制改革。虽然能源价格改革将面临公众承受能力和如何满足社会普遍能源服务，但可以通过合理的价格机制设计来解决公平和效率的问题，比如阶

梯价格机制。

当前能源行业整体国有化程度约为 86%，而且这个比例有不断增大的趋势。在经济快速发展过程中，国有的能源企业能够不计成本地满足需求增长，有其短期的好处。但是，国有企业固有的种种问题，包括竞争力不够、效率相对低下、垄断寻租等，都被快速增长过程中如何满足巨大的能源需求增量这一重要任务所掩盖。但是随着经济增长趋缓、效率将取代满足能源需求而成为首要发展目标，而且随着环境压力增加，国有企业的这些问题将日益凸显，而且会成为能源行业长期健康可持续发展的障碍，因此国企改革需要加速。

配合能源革命，政府职能需要转变，包括如何有效解决如果参与能源市场和如何有效监管问题。如果说在能源中引入市场机制有利于理顺政府“有形之手”与市场“无形之手”的关系，那么能源监管则是为了进一步解决市场失灵，通过“无形之手”和“有形之手”共同促进能源市场健康发展。

政府的作用需要从直接参与能源市场，向把握能源发展战略规划和加强引导转变。具体来说，政府在兼顾整体的平衡性和区域协调的基础上制定合理的规划，更多采用经济激励、财税补贴等市场机制政策（而非计划经济式的行政手段），对能源产业的有序发展加以引导，对在什么地方该做、以多大的规模做这两个关键问题上予以统筹，避免无序发展和过度建设。比如，引导煤炭产能合理发展、限制煤化工发展总量、平衡区域内和区域间电源建设规模，等等。

同时，健全能源监管，维护公平公正的市场秩序，为能源产业健康发展创造良好环境。举例而言，随着页岩气和煤层气快速增长，民营企业可能进入上游气源开发，而当前油气运输管道基本上都控制在石油国企手中。为保障公平的市场环境，政府需要解决垄断体制障碍，加强对管网设施的监管，既保证对供应商的无歧视接入，同时对管道运输价格进行有效监管。

现阶段政府在价格和准入方面仍有相当大的影响，这一制度性问题短期内完全改变的可能性不大。监管模式的成败与否很大程度取决于对这一点的认识，目前采用政监合一，具体说就是在能源局内部设置监管机构，未来随着能源市场化改革的推进，有必要把能源监管机构独立出来，过渡到政监分离。

结论和建议

《行动计划》指明了从现在至 2020 年的能源各行业的发展动态和目标要求，《行动计划》特别提出了在经济清洁转型发展过程中如何保障能源安全。提出通过能源改革来保障目标的实现。

清洁发展需要长短结合的政策组合。短期主要靠政府政策，通过更高的环境标准和约束指标，以及能源价格改革和补贴，迫使煤炭替代和可再生能源发展，中长期则需要通过技术创新和商业模式创新来解决成本问题。在这一过程中，政府应该为创新承担更多的责任，包括提供资金支持，保护创新权益，以及对新技术应用的推广。

为保障中国能源安全，《行动计划》设定能源自给率和进行能源总量控制固然重要，但是政府还需要推进国内技术进步，提高能源供应能力和使用效率。为了应对国际国内能源供应格局变化，把握国内能源供需情况和国际能源市场变化，提前布局，以保障能源安全。

发展混合所有制是能源体制改革的一个方向，主要思路是通过引入民营（包含外资），倒逼国有能源企业提高经营活力。投资收益的不确定性和如何与国有能源企业建立互信，都将影响民营和国外资本参与的积极性。因此，对于“混合所有制”改革的最基本要求，在于如何满足民营资本的收益要求，包括收益水平和确定性。能源价格改革和能源体制改革都是吸引民营进入能源行业的必要条件，只有透明合理的市场化价格形成机制，才能提高经营者对市场的可预期程度，而能源体制改革所提供的公平合理的游戏规则，使经济要素充分流动，市场本身就可以解决合理收益的问题。（作者系新华都商学院教授）

国际金融报 2015-08-10

能源互联网的新能源行动



“能源互联网其实就是通过将互联网与风能、太阳能等可再生能源结合，便捷地实现能源共享。”亿利资源集团有限公司执行董事刘国忱说，互联网将给能源市场带来巨大的变革，而新能源企业面对互联网则比传统能源企业占有较大优势。

能源是每一个行业的基础，而手可及的互联网正渗透在日常生活的点点滴滴。当开放的互联网与传统的能源牵手，会产生怎样的化学效应？

最近的一项案例是7月底的亿利资源集团与华为技术有限公司、正大集团分别就“互联网+绿土地、绿能源”进行签约，利用互联网为治沙绿化插上腾飞的翅膀。

而之前的6月份，由国家能源局牵头、工信部等参与制定了《互联网+智慧能源行动计划》，这项能源互联网顶层设计也已经提交给国务院。在环保、国企改革、价格改革等多重政策督促下，能源互联网正逐渐成为2015年下半年的大风口之一。

“能源互联网其实就是通过将互联网与风能、太阳能等可再生能源结合，便捷地实现能源共享。”亿利资源集团有限公司执行董事刘国忱说，“互联网将给能源市场带来巨大的变革，而新能源企业面对互联网则比传统能源企业占有较大优势。”

自我对话

据了解，亿利资源计划未来用3~5年的时间，在库布其沙漠、腾格里沙漠、塔克拉玛干沙漠投资修复300万亩荒漠化土地发展现代生态牧业。亿利资源将利用华为在数字信息、通信、互联网技术领域的国际领先优势，建设真正意义的全数字化智能光伏电站——借助4G通信技术，通过先进的智能化运维手段，实现光伏电站的精细化运营。

“无论身在何处，借助互联网，在手机上都可以看到集团所有电站的发电量、实时电力销售的收入、每个设备实时的工作状态和参数。”刘国忱介绍说。

不仅如此，企业还可以利用互联网进行自我完善、生产互联。

“能源互联网用先进的传感器、控制和软件应用程序，将能源生产端、能源传输端、能源消费端的数以亿计的设备、机器、系统连接起来，形成的是能源互联网的‘物联基础’。”远景能源科技有限公司董事长张雷介绍说。

“大数据分析、机器学习和预测，是能源互联网得以实现的重要技术支撑。”在新疆金风科技股份有限公司董事长助理兼市场总监侯玉菡看来，不论是物联基础或是“互联网+”，都给企业产品输出增加了体验效果。“在高度发达的商业社会里，所有市场行为都是依托于体验的，不管能源利用形式或是发电形式，都是为了给整个社会创造更有效的体验系统。”

能源互联网通过整合运行数据、天气数据、气象数据、电网数据、电力市场数据等，进行大数据分析、负荷预测、发电预测、机器学习，打通并优化能源生产和能源消费端的运作效率，需求和供应将可以进行随时的动态调整。“智能发电、用电、储电设备，最终都将接入网络，借助信息流，形成自我对话。”张雷说。

实现机器与机器的沟通

利用能源互联网，张雷努力的目标是彻底突破并超越传统风机的技术禁锢，使风机能够主动感知、思考、判断和决策，让风机使用数据洞察两个问题：“一个是风正在做什么，另一个是下一步风还要做什么。”张雷说。

他认为，新的能源体系特征需要能源互联网，同时能源互联网将具备“智慧、学习、进化”的生命体特征。

“通过信息化手段，未来智能化的用电设备、发电设备和储能设备三者之间进行机器和机器的沟通，供需之间的平衡将会更加有效。”张雷说。

而金风科技也正在实行风电、光伏、储能和微燃机等的互联，以完整的系统推动整个新能源形式相互之间的互联。

根据中国风能协会最新公布的数据显示，2014年中国风能新增装机容量达到2335万千瓦。“风电已经表现出很强的竞争性。从化石能源向可再生能源方向转变不可避免，可再生能源将会改变目前的供给关系。”侯玉菡说。

侯玉菡认为能源互联网的本质在于以用户需求为核心和全产业链低碳化，而金风科技也正在践行这一宗旨。

“金风企业要回归到制造企业的根本，做好产品和服务，保证产品质量，让我们的客户能发出更多清洁的电。”侯玉菡说，“我们把所有客户的风电厂，包括金风自有的风电厂回归到资产本质，从资产保值增值角度来看，只有认定资产本质，才能让设备和能源使用系统更加科学有效，让资产处于良好的运行状态。”

智能电网或成技术着力点

在刘国忱看来，能源互联网的诞生会使得能源的价格变得愈加低廉。

“一方面可再生能源的成本以倍数的速度降低，另一方面是化石能源的成本越来越往上涨。化石能源的隐形成本，如空气污染、煤矿挖掘等越来越显性，社会越发展，化石能源对社会产生的负担会越大。”刘国忱说。

华北电力大学教授曾鸣认为，能源互联网的发展才刚刚开始，以后的机会也会很多。微网建设、分布式新能源、特高压储能、源路由器以及充电桩、大数据分析，配电自动化传感器、售电平台、电力服务商或许会成为未来能源互联网领域的投资主线。

“能源互联网的发展，需要能源行业、通信行业、互联网行业、法律、金融、资本等等各个方面的领域融合。”曾鸣表示。

“从顶层设计来讲，能源互联网包括互联网售电、可再生能源的交易，以及各种分布式的能量管理系统，这其中又包括工厂能量管理系统、建筑楼宇能量管理系统、家庭能量管理系统等各个方面。”曾鸣说。

作为具体实践者，每一个新能源行业企业都在全身心投入能源互联网的潮流。

据侯玉菡介绍，金风科技位于江苏大丰的智能微网项目已经顺利并网发电。该项目是江苏省首套智能微电网项目，同时也是我国目前高技术含量的分布式并网型智能微网。

而智能电网可能会成为能源互联网在电力互联方面的技术着力点，这也得到了曾鸣的认同。

“能源互联网的建设发展，将会把现有智能电网的技术研发与整个能源体系协调优化，进行整合，从而使得电力系统和其他能源系统范围得到外延和发展。”曾鸣说。

贡晓丽 中国科学报 2015-08-11

以“一带一路”促进亚洲共同能源安全

“一带一路”推动沿线各国发展战略对接与耦合

中国不仅是推动全球经济增长的动力，也是扭转全球经济下滑、推动全球经济复苏的重要力量。中国的经济增长放缓，对国际大宗商品供需、国际贸易和资本市场都会产生不利影响。因此，世界各国越来越关注中国的经济政策在维护世界经济稳定增长和可持续发展方面所发挥的重要作用。中国经济的规模、实力和对世界影响的深度、广度决定了中国在全球经济发展中需要承担相应的责任。

全球化时代下的“一带一路”倡议具有高度的开放性。中国政府多次表明，鼓励各国自愿参与，遵循市场规律和商业规律，各方平等互利，与其他既有的地区机制和倡议并行不悖。

推进“一带一路”建设既是中国扩大和深化对外开放的需要，也是加强和亚欧非及世界各国互利合作的需要，更是亚欧非大陆实现经济和社会广泛融合发展的历史机遇。但是共建“一带一路”并不是中国一家的发展战略，而是中国向国际社会发出的全球性倡议，旨在促进经济要素有序自由流动、资源高效配置和市场深度融合，推动沿线各国实现经济政策协调，共同打造开放、包容、均衡、普惠的区域经济合作架构，其根本是各国共同的事业。因此，中国不会以一家独大为目标，而是使自身更好地发挥全球经济引擎的作用，为全球经济好转提供重要推动力。“一带一路”的互联互通将推动沿线各国发展战略的对接与耦合，改变区域发展格局，提高区域市场效率，促进投资和消费，创造需求和就业，增进沿线各国人民的人文交流与文明互鉴。

实现共同能源安全是“一带一路”的重要内容

亚洲拥有全球人口的六成，是当今世界最具经济活力和增长潜力的地区，地区经济约占全球经济总量的三分之一。亚洲是能源需求增长最快的地区，同时也是能源进口量快速增长的地区，这导致全球能源供需格局在近年出现了需求重心加速东移的现象。亚洲能源安全关乎全球能源和经济安全。目前，亚洲各国资源禀赋不均衡，经济发展不均衡：部分国家能源资源丰富，但是经济欠发达，铁路、公路、桥梁、港口、机场和通讯等基础建设严重不足，无法依靠资源实现经济腾飞；而大多数国家能源无法自给，需要从亚洲以外地区进口，高成本制约了国民经济效率的提升，而且能源需求冲突易引发区域内国家间的冲突，影响亚洲整体实力的提高。因此，亚洲各国具有能源合作共赢的巨大潜力，能源合作成为亚洲地区发展的关键因素。但是，亚洲地区面临着比较复杂的地缘政治的形势，目前阶段尚未实现有效的跨国经贸合作，区域能源市场也未能建立起来。如何实现亚洲共同能源安全需要有新的思路，这是“一带一路”的重要内容。

在此形势下，中国承担大国责任在能源领域体现为两个层次：一是积极参与全球能源治理，加强与世界各国的沟通合作，共同维护国际能源市场及价格稳定；二是积极参与亚洲能源市场的建设，与亚洲各国协调发展，实现共同能源安全。在“一带一路”的战略框架下，中国将继续深化与沿线国家在油气领域的合作，在构建新的油气市场格局中发挥更大的作用，提高能源资源、基础设施、工业产能、金融资本的利用效率，从而为中国经济社会发展提供更加持续稳定的油气供应，同时也为整个亚太地区的经济发展创造更好的市场环境，发挥并增强中国在区域治理及全球治理中的重要作用，展现出作为负责任大国的应有形象。

以互联互通推动区域能源市场融合发展，畅通能源输送通道

互联互通是“一带一路”的基础，以政策沟通、设施联通、贸易畅通、资金融通、民心相通为主要内容。通过能源与交通基础设施建设、加强商业金融与投资可以促进互联互通，加速亚洲区域能源市场的一体化进程，形成能源经济的优势互补，有助于消除亚洲各国之间的发展鸿沟。针对能源富集地区自有资金不足、融资能力不强，中国倡议设立亚洲基础设施投资银行（亚投行），向亚洲地区发展中国家的基础设施建设提供资金支持，并与世行、亚行等现有多边开发银行在知识共享、

能力建设、人员交流、项目融资等方面开展合作，共同改善亚洲地区基础设施融资环境，促进亚洲的经济社会发展。

“一带一路”建设重点之一是畅通能源输送通道。“一带一路”辐射的区域东临亚太经济圈，西接欧洲经济圈，并与非洲相连，在地理上与中国能源进口的陆上和海上通道吻合。“一带一路”框架下，在尊重相关国家主权和安全的基础上，中国将与沿线各国共同推进主要交通和能源基础设施的建设：一方面，逐步形成连接亚洲各次区域以及亚非欧大陆的基础设施网络。公路、铁路、管道、航空、航运等交通设施实现互联互通，将为相临产业、货物贸易和资源能源等领域提供直接的合作；另一方面，共同维护输油、输气管道等运输通道安全，推进跨境电力与输电通道建设，积极开展区域电网升级改造合作，为区域能源市场的建设打下坚实的基础。

分区域推动亚洲能源市场建设，增强彼此互信和谅解

亚洲能源市场的建设不会一蹴而就，有步骤、分区域的推进更符合实际，也会更有效。中国可以分别与东北亚、南亚、中亚、东南亚各国开展地区能源市场的建设。

由中国、日本、韩国三国构成的东北亚区域是世界上能源需求量较大的地区之一。在共同能源安全观和“一带一路”倡议下，能源领域可以成为三国合作的切入点。特别是近期，国际油气价格暴跌、油气市场供大于求，缓解了能源竞争压力，这种形势有助于三国之间合作竞争关系的构建，即用合理的代价获取所需的能源资源，加快各国国内经济和能源结构的优化。三国应尽快启动天然气等能源项目的合作，提高东北亚地区与天然气进口国的议价能力，实现合理定价，共同推进东北亚能源市场的形成，努力推动能源合作多边机制的建设。

南亚是世界上经济最不发达的地区之一，因此，在“一带一路”的能源建设中，南亚具有特殊的重要性。“一带一路”的第一步就是建立中巴经济走廊，以增强中国、巴基斯坦以及阿富汗之间的经贸往来，并提出了打通缅甸、孟加拉国和印度东部的基础设施建设计划，以提高陆上交通效率，减轻进口能源海运过程中对马六甲海峡的过度依赖。印度是南亚地区的最大国家，但与中国同样面临人口总量庞大、国内油气资源相对匮乏的问题。中印可以在共同能源安全的理念下，选择能源安全保障、能源技术利用等关键领域开展合作，并将这些合作充实到“一带一路”框架中，这有利于扩大中印共同利益，也有益于提升印度能源自给水平，提高能源利用效率，实现绿色发展。

中亚地区拥有丰富的能源资源和市场潜力，是丝绸之路经济带的重点发展区域。与东北亚和南亚的竞争型合作不同，中国在中亚面临的是能源经济的互补型合作。中国在“一带一路”框架下，建设俄罗斯西线天然气入境管线、阿塞拜疆—土库曼斯坦油气管线、阿塞拜疆向西通往地中海的油气管线，推动实现里海两岸能源基础网络的互联和中亚地区电力网络的互联，促成中国西部、中亚五国和西亚地区、里海沿岸地区经济的融合发展。

东南亚地区人口众多，也是油气资源富集区，但是单个国家的能源体系都比较薄弱。与“一带一路”在中亚的情况相似，中国与东南亚各国的能源经济互补性极强。目前东南亚地区已经成为中国石油、天然气和煤炭的重要进口来源地，在天然气终端建设、陆上能源通道、电力网络建设方面还有广阔的合作空间。

中国在与中亚和东南亚的合作中，应坚持“能源输入”和“能源输出”并存的思路，强调中国不但为能源输出国提供稳定的需求，而且中国还是广义上的“能源输出大国”：扩大对沿线各国油气企业并购和投资力度；扩大油气贸易规模和贸易频度；通过能源资源就地就近加工转化合作，在沿线国家建立相应的炼油厂、发电厂，延伸油气产业的下游产业链；加强在能源资源深加工技术、装备与工程服务方面的合作；将部分油气资源直接在当地转换为能源消费产品，以满足沿线国家对能源的需求，并带动沿线国家能源行业和地区经济的发展，让各国人民享受到“一带一路”合作共赢和实现共同能源安全的成果。这样不仅可以缓解相关国家的能源紧张局面，也降低了能源输向中国的政治风险，有利于“一带一路”倡议的实施和沿线国当地经济的可持续发展。同时，中国政府还应利用在可再生能源、低碳技术等领域的科技突破和产能优势，积极地与“一带一路”区域内各国共同努力推动在水电、核电、风电、太阳能等清洁、可再生能源等方面的合作，发展当地循环经济，

实现能源绿色发展。

总之，“一带一路”倡议有助于亚洲各国建立统一、高效的共同能源市场，各国应以开放、合作的核心理念和战略导向，进行能源政策、项目上的跨国协调，提高能源资源的利用效率。随着实质性推进“一带一路”倡议的实施，亚洲各国将更好地了解“一带一路”倡议所蕴含的、“独乐乐不若与众乐乐”的中国传统思想，促进各国积极参与“一带一路”倡议框架下的各类能源合作。“一带一路”各参与国之间展开能源合作，必将促进实现亚洲共同能源安全，加速亚洲经济增长，进而推动世界经济发展，并降低全球安全领域的忧虑和紧张程度。（作者：中国社会科学院研究生院院长，国际能源安全研究中心主任 黄晓勇）

新浪智库 2015-08-12

谁是技术创新的下一个奇迹

提到她时，硅谷顶尖风投马克·安德森的态度就如同提到尼古拉·特斯拉或埃隆·马斯克一样，称他们是来自‘哈利·波特魔法世界’的居民。

批评者认为，她正在追求如同海市蜃楼般的虚幻。然而对于雄心勃勃的 uBeam 共同创始人和首席执行官梅瑞迪斯·佩里来说，远程无线充电拥有无限的光明前景。

马克·库班将其称作“价值无限的想法”。在尚未看到产品原型的情况下，他就进行了投资。知名投资人马克·安德森、肖恩·范宁和谢家华也加入了投资者的行列。仅仅与发明者交谈了 15 分钟后，玛丽莎·梅耶尔也做出了投资决定。

这个创意就是，跨越房间给电子设备的电池充电。没错，这不需要电线。提出这个想法的公司叫 uBeam，成立于洛杉矶的圣塔莫尼卡。其共同创始人兼首席执行官梅瑞迪斯·佩里是一位才华横溢、雄心勃勃、偶尔气势逼人、年仅 25 岁的女性。

在 2011 年的一次会议上，佩里与公司另一名创始人诺拉·德怀克宣布了无线充电的概念，顿时吸引了全世界的目光。两个烤箱般大小，相距几英尺摆放的盒子，能够利用超声波发出少量电能。公众对此反响不一：科技博客 TechCrunch 的创始人迈克尔·阿灵顿将它称作“我见过的最接近魔法的东西”。而一位物理学家则表示“这是天方夜谭”，会对身体造成损害。面对这一切，佩里始终没有推出一款商业产品，而是不断埋头苦干。

2014 年底，在获得 1000 万美元的投资之后，uBeam 公司宣布产品原型已经完成。佩里表示：“也许网上会有人觉得这不是真的。”但那些现场见过它的人“会立刻改变想法”。

佩里坚称，总有一天，酒吧、图书馆和工业厂房中都能看到 uBeam 的身影。面对那些质疑，她感到很高兴，因为这意味着该领域几乎没有竞争者。

佩里出生于科学世家：父亲是一位整形外科医生，研制过一系列化妆品；母亲则是一位儿童心理学家。她延续了这一传承。上小学三年级时，她发明了带有照明功能的老花眼镜。四年级时，她发明了可以搬运木材的机器人。五年级时，她培养了取自她嘴里和一只狗嘴里的细菌，来研究到底谁的嘴更干净。

如今，佩里总是“口若悬河”。她滔滔不绝地说着，却记不起前一天她做了什么。她郁闷地表示：“我的记忆出了点问题。”uBeam 一心要证明批评者是错的，媒体笑谈她开了太多的会，难免记忆出现差错。

亲身见证 uBeam 的技术之后，安德森表示，那些怀疑论调“完全是杞人忧天”。他表示：“其面世后，将被所有市场热烈追捧。”

（来源：《Fortune》，文章有删节、标题有改动）（焦旭/整理）

丹尼尔·罗伯茨 中国能源报 2015-08-12

热能、动力工程

储能技术使光伏发电更“守规则”

光伏发电在国内外的发展和应用可谓较迅速，传统光伏安装已发展得比较成熟。最新数据显示，我国今年新增光伏发电装机容量 773 万千瓦。但由于光伏电源的输出功率随光照强度、温度等环境因素改变而剧烈变化，影响电网经济运行的同时，日益壮大的小额装机容量，也使电网不堪重负。

光伏发电如何才能保证供电的安全可靠性？

“电能银行”储存能量

如果从光伏电站角度考虑，专家表示，可以通过对并网光伏电站配备储能装置，来解决光伏电站输出不稳定的问题。将储能技术应用于光伏并网发电系统中，为解决光伏发电对电网带来的不良影响提供了可行性方案，同时提高用户和电网的经济性，储能逆变器将是未来发展趋势。

据介绍，如果不应用储能技术，光伏并网发电系统对电网造成的影响比较大。一方面，由于电网支路潮流一般是单向流动的，当光伏电源接入电网后，从根本上改变了系统潮流的模式且潮流变得无法预测，使得电压调整很难维持，甚至导致配电网的电压调整设备出现异常响应，影响系统的供电可靠性。另一方面，由于光伏电源的自身输出不稳定性，可调度型受制约，而当光伏发电系统并网运行后，系统必须增加相应容量的旋转备用，降低了机组利用小时数，牺牲了电网的经济性运行。另外，光伏电价与常规电价存在着差异，如何在满足各种安全约束的条件下对电网进行经济性调度也并不明确。

桑尼能源旗下的浙江艾罗电源有限公司研发出智能光伏储能并网系统，通过锂电池、铅酸电池等完整电池解决方案，在传统逆变器基础上，加入储能单元，为光伏发电加载储能功能。并结合云平台 and 物联网技术，为系统架设“智能大脑”，来实现电网的“削峰填谷”。

也就是说，该系统可以将光伏发电供给家庭用电，并把多余的电能储存到电池中，当电池满额时再自动输入电网，以方便调配给其他用户使用成为“电能银行”。这样，通过合理分配光伏、电池和电网电能，既可保证家庭用电自给自足，不依赖电网，现最大限度提高光伏自发自用比例，也可以降低电网负担。

另外，虽然欧美等主要光伏国家储能型光伏发电成本已经低于或接近市电价格，但澳洲与欧洲不少国家相继降低甚至终止光伏发电并网补贴。安装小型光伏系统的家庭上网并价补贴收益越来越少，甚至会在用电高峰期支付高额电费，反而增加了家庭费用支出。

桑尼能源总经理欧余斯表示，储能逆变器的出现契合国际市场需求，因此深受国外消费者喜爱。目前，储能逆变器销售已经遍布全球，并在澳大利亚、英国、德国、意大利、荷兰等国家设立了销售和售后服务点。

实现用电“上网互联”

有数据显示，中国本土逆变器厂家中规模超过 5MW 的企业约五十家，有生产能力的小公司则更多。通过屋顶发电的“家庭微型电站”越来越多，如何管理千万个微型电站，并把他们管理协调好，形成智能型能源互联网？桑尼集团董事长李新富表示，这需要“智能微网储能逆变器”。

光伏发电最重要的特点是周期性和波动性。传统逆变器配合太阳能电板，将太阳能转化成交流电，供家庭使用。但由于一般家庭平均七成用电是在晚间，就形成了白天太阳能发电输入电网，晚上再从电网买电的过程。这就需要微网技术，形成既可以和外部电网并网运行，也可以孤立运行的系统。

智能光伏储能并网系统可以使家庭电力使用低价波谷电能，在为居民节省电费开支的同时，也利用信息采集模块和数据分析终端，实现为客户提供远程监测与控制服务。记者了解到，二代智能微网储能逆变器已经研发成功并量产。这种产品通过储能单元的监控芯片，实时跟踪家庭电力使

用情况，实现与国家电网并网的互动更加智能化。索尼能源的一位负责人介绍，他们的产品已经初步实现了当地光伏发电的并网问题。

7月22日，国家能源局下发《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》，鼓励联网型、独立型新能源微电网示范项目建设。该意见的出台，将有利于促进微电网技术、储能技术、能量管理技术的发展，也将对下一步电改和能源互联网发展做好试探和摸索。对新能源微电网示范项目建设的指导意见，明确将风、光产业与储能产业关联互补起来，为蓬勃发展的风光产业注入了新的助推剂。

新能源微电网是“互联网+”在能源领域的创新应用，对节能减排和能源可持续发展有重要意义，同时也是电网配售侧向社会主体放开的一种具体方式，将推进电改和新能源发展。

有业内人士表示，以后的电力公司将不仅仅是电力供应商，而是集光伏、家庭式储能、电动车充电基础设施建设，以及高效能源管理于一体的机构。而传统的光伏安装公司，也将快速转变成电力公司。

武晓娟 中国能源报 2015-08-07

东海碳素计划增产超微碳粒和 LIB 用电极材料

日本东海碳素公司2015年8月5日宣布了石墨电极、超微碳粒(Fine Carbon)、锂离子电池(LIB)用负极材料业务的合理化措施。该公司计划在2018年之前分阶段对日本国内的三座工厂进行重组。分别根据业务环境的变化优化生产体制，以提高盈利能力。

电气炼钢炉使用的石墨电极的销售价格因慢性供应过剩而持续低迷。估计今后需求会进一步减少，竞争也会更加激烈，因此东海碳素计划大幅削减产能，以持续性地恢复和提高盈利能力。

超微碳粒方面，太阳能电池及半导体方面的需求趋于好转。LIB 负极材料的车载用途也日益扩大，该市场有望在中长期内大幅增长。东海碳素将通过利用石墨电极生产设备的剩余能力来应对这些需求的增加，同时打算提高成本竞争力。

据发布资料介绍，在该公司的日本国内工厂中，生产石墨电极的是防府工厂（山口县防府市）和滋贺工厂（滋贺县近江八幡市）。此次重组，将把两座工厂的合计石墨电极年产能由目前的6万吨减至3.8万吨。削减石墨电极产能之后空闲出来的设备，将用来生产超微碳粒和 LIB 负极材料。通过有效利用石墨电极生产线，可使设备投资额比各部门分别投资时减少约70亿日元，降至约1/3。

负责超微碳粒业务的田之浦工厂（熊本县芦北町）将弃用老式设备，使用最先进的设备来生产各向同性石墨。同时，还要将等各向同性石墨的部分生产任务移交给防府工厂，并将挤压材料生产任务移交给滋贺工厂，以提高质量稳定性、生产效率及成本竞争力。挤压材料方面，将通过利用电极工厂的生产线来提高生产效率。此次重组以后，防府工厂和滋贺工厂合计起来，各向同性石墨年产能将达到约1.1万吨。关于 LIB 负极材料，将有效利用防府工厂的热处理设备，以最小限度的设备投资来确保所需要的产能。（记者：松田 千穗）

日经 BP 社 2015-08-10

承德 6 企业纳入北京碳交易系统

在北京环境交易所，来自河北承德的重点排放单位正通过挖掘减排潜力、出售富余配额和碳汇项目产生的碳减排量获得收益，实现横向的生态补偿。截至2015年6月15日，河北承德市的6家水泥企业已全部纳入北京碳排放交易系统。北京和河北承德的携手合作，在中国碳交易市场中首次走出了一手跨区域交易的活棋。

跨区域碳排放权交易市场实行二氧化碳排放总量控制下的配额交易机制。交易产品包括碳排放配额和经审定的碳减排量。2014年底北京与河北承德宣布启动跨区域碳交易，不仅服务于京津冀协同发展的碳排放权交易，更使碳市场从城市走向区域，为推动建立全国统一市场铺平道路。

2013年11月28日，北京会同天津、河北、内蒙古等地签订了关于开展跨区域碳排放权交易合作研究的框架协议，北京市发改委委托国家气候战略中心会同清华大学、北京环境交易所等相关的

研究机构，一起承担跨区排放权交易政策体系和制度建设研究。

自此，国家气候战略中心副主任徐华清成为跨区交易碳市场建设的重要见证者。他表示，这项研究旨在“提出跨区域与市场统一制度与方案设计，研究跨区域交易中的差异化因素。”在此基础上，帮助参与北京市提供跨区域交易的省市提供实施方案，管理办法等相应的支撑和服务。通过研究，为建立全国统一的碳市场提供具有可操作性和问题导向性的建议，支撑全国碳市场的顶层设计。

“从目前看，参与项目的华北省市中，取得实际进展的就是河北承德。内蒙古的呼和浩特和鄂尔多斯在进一步推进中，河北的张家口及江苏镇江正在沟通协调。”

北京和河北承德的合作，首先从水泥行业开始。2014年12月18日，京冀两地宣布率先启动跨区域碳排放交易试点。市场交易主体为京承两地的重点排放单位、符合条件且自愿参与交易的其他机构和自然人。通过建立跨区域统一的核算方法、核查标准、配额核定方法、交易平台等，推动区域产业结构和能源结构的优化调整，也为建设全国统一的碳排放权交易市场铺路。

作为合作的起点，承德首批将水泥行业纳入跨区域碳排放权交易体系，在参照北京已有配额分配方法的基础上，使用相同的配额计算方法，利用北京碳排放权注册登记系统做好配额的核发和管理。同时优先开发林业碳汇项目，京承两地的重点排放单位可使用经审定的碳减排量来抵消其排放量，使用比例不得高于当年核发碳排放配额量的5%。

时隔半年，“承德市6家水泥企业已经纳入了北京的碳排放交易系统。初步测算，这6家企业占承德市碳排放的近60%”，北京市发改委相关负责人告诉记者，目前承德的林业碳汇项目，在北京的环交所挂牌后，累计成交量已经达到7.05万吨。承德通过碳汇交易获得了一定的经济效益。

实践证明，跨区域碳交易不仅扩大了北京市的碳交易市场的容量，提高了市场的活跃度，也在探索利用市场化机制，实现跨行业、跨区域的生态补偿方式，迈出了坚实的一步。

碳排放权交易，一直被业内视为控制温室气体排放、促进低碳发展的重要市场化手段。目前，北京、上海等7省市开展的碳排放权交易试点工作已全部实现上线交易。纳入控排企业近2000家，市场运行总体平稳。

以北京为例，自2013年底开市以来，北京碳市场配额交易量达505.88万吨，交易额2.28亿元，在全国7个试点省市中位居前列。经初步测算，碳交易使2013年北京市的重点排放单位二氧化碳的排放量下降了4.5%，2014年又下降了5.96%，减排365.5万吨。如今，北京已与天津、河北等省市签订跨区域碳排放权交易合作研究协议，以京津冀一体化为契机在全国碳市场建设正悄然展开。

从试点带动到区域协同，蓬勃发展的碳市场还需要在哪些方面“更上一层楼”？中科院科技政策与管理科学研究所所长王毅坦言，制度建设要在新兴环境要素市场当中发挥举足轻重的作用。在现有基础上，碳配额分配、拍卖制度还需要进一步细化，通过制度建设来促进碳市场的良性发展。

徐华清也表示，跨区域交易不但面临行业企业差异，还面临地区差异。“十二五”期间各省区市确定的碳排放强度目标不同。在未来的配额分配中，如何考虑地区差异，是一个很重要的问题。而建立一个统一的碳市场，发挥市场资源配置的作用，需要有强有力的法律法规支撑，当前应尽快探索建立全国碳排放总量控制制度及分解落实机制。（肖 杨）

经济日报 2015-08-11

南网打造海岛新能源微电网

8月5日中午11点15分，在历经近2个小时的海上颠簸后，记者所乘坐的客轮即将抵达东澳岛。同行“责任南网行”调研团团友们的目光齐刷刷地被不远处的海岛新地标——4台转动的“大风车”所吸引。“那就是我们东澳岛新能源微电网项目的4台750千瓦大型风机。这个项目也是我国首个接入兆瓦级风机的海岛新能源微点网示范项目，新能源发电量达30%，在全国处于领先水平。这1台风机一年能发电约150万千瓦时(度)，相当于少烧柴油500吨。”南网下属南方海上风电联合开发公司的副总工程师余畅介绍。

首个兆瓦级海岛智能微电网建成

珠海万山海洋开发试验区是广东省重要的海洋经济发展基地，蕴含丰富的海洋海岛资源，曾是中国著名的六大渔场之一，作为《舌尖上的中国》第二季《秘境》的拍摄地之一，引得许多游客慕名而来。

可由于海岛未与大陆主电网相连，使得岛上供电长期依赖柴油发电，发电量小成本高且不环保。以东澳岛为例，岛上居民用电接近3元一度电，用电成本远远贵于珠海市区，停电在以前更是常事。不少大项目也因为用电问题无法在岛上落地，海岛用电难、用电贵等问题长期制约着海岛经济发展。

“在这种情况下，我们建设小型的电网，把可再生的太阳能、风能纳入进来，提高清洁能源的利用率，海岛智能微网就应运而生了。”2012年，南方电网公司主动承担社会责任，启动“万山海岛新能源微电网示范项目”，在东澳岛、桂山岛、大万山岛三个海岛构建风(风能)、光(太阳能光伏)、柴(柴油机)、储(储能)多能互补的一体化海岛智能微电网系统。目前东澳岛、桂山岛海岛微网项目已基本建成。

为了早日改善海岛用电难、用电贵的问题，具体负责项目投资建设的南方海上风电联合开发有限公司，自2013年3月7日“万山海岛新能源微电网示范项目”通过广东省发展改革委核准，项目团队以“五加二、白加黑”的模式，用10个月左右的时间，完成了大型风机、柴油发电机、储能系统微电源工程，以及35千伏降压站、10千伏开关站、10千伏主网架的建设任务。工程建设历经10个月艰苦努力，克服了台风、暴雨、湿热恶劣的海岛天气，及海岛复杂的施工条件，在2013年9月17日实现了“万山海岛新能源微电网示范项目”的重要组成部分——东澳岛微电网工程首次启动调试成功，实现了微电源与微电网的联网运行，具备向用户供电的能力。目前已经完成新建电网和海岛现有供电网络及酒店负荷的接入，实现对全岛用户供电。

余畅向记者介绍，“自2014年9月10日，我们接管海岛电网业务至2015年6月30日，东澳岛微电网项目已成功发电500多万千瓦时，较好地满足了130多户海岛单位和居民用户，实现电网安全运行200多天。其中，顺利完成了东澳岛的春节假期、台风期的保供电任务，保障了海岛驻军、旅游酒店、学校、医院在内的重点客户的用电，我们还为海岛五保户、孤寡老人送米送油，为海岛学校、医院开展用电设施义务检查和老旧线路维护更新，向海岛小学捐赠图书，以优质的服务得到了海岛用户的好评。”

据了解，我国海域面积辽阔，仅广东省就拥有上千个海岛。大部分海岛未与大陆主电网链接，海岛用电普遍依靠岛上的自备柴油发电机组，居民无法获得稳定可靠的电能，对生产生活和海岛经济的长远发展造成极大影响。

珠海万山海岛新能源微电网示范项目在微电网的规划设计、建设、调试等方面积累一定经验，主要包括优化配置各分布式微电源、构建合理的海岛微电网架构、采用安全可靠的控制保护技术、微电网集成关键技术产品研发、微电网调试试验技术等，对引导后续微电网工程的开发具有参考价值。

未来，珠海万山海岛新能源微电网示范项目将依托海上风电场送出工程，实现海岛微网与珠海大陆电网联网，彻底解决海岛供电难题，对推动万山海岛开发具有重要的经济和政治意义，对引导后续海岛微电网项目的开发具有参考价值，对积极开发可再生能源，试验示范智能微电网等新技术、解决我国海岛供电用能难题，具有极强的创新示范作用和巨大的推广价值。

运行控制系统驯服多种能源

上岛后，记者先随团来到东澳岛山顶，刚才在船上远眺的“小风车”一下子变成了庞然大物。矗立在山顶的四座风机迎风转动。“这四座风机，每个高70多米，相当于20多层楼高。这1台风机一年能发电约150万千瓦时(度)，相当于少烧柴油500吨。”，余畅讲解到。

随后，记者又参观了海岛上400千瓦的地面光伏电站，及设在35kV降压站的柴油发电机、储能电池房。

最后，余畅带记者来到了整个海岛微网的“中枢大脑”——东澳岛风光柴储海岛微电网运行控制系统。“由于风能、太阳能都是间歇性的绿色能源，发电功率时大时小，随时波动。如不进行处理

直接接入电网，会影响供电可靠性和电网运行安全。”为了“驯服”不同类型、不同性情的各种能源，项目团队研发海岛微电网运行控制系统，包含了“微电网能力管理系统、微电网动态稳定控制装置、智能 DTU 终端”等，实现了东澳岛微电网系统的稳定运行控制、新能源最大化利用调度和能量优化调度等功能，有效地保障了整个东澳岛供电系统的稳定性和可靠性。“风能发电、柴油发电、太阳能光伏发电、储能电池发电是四种不同类型、各有特点的能源，有着不同的特点、有着各自的语言，我们的这个运行控制系统就像一个大脑，把各种语言糅合起来，说一种大家都能听得懂的语言，让各种能源都既发挥各自特点，又服从整体指挥。如我们充分利用风(风能)光(太阳能)互补的特性，白天多用太阳能光伏发电、夜晚起风多用风能发电;夏天海岛光照充足多用光伏发电，冬天海岛风大多用风能发电。整个微网项目新能源发电实时功率最高超过 65%、发电量可高达 30%。而 2014 年全国风电上网电量 1534 亿千瓦时，占全国全部发电量的 2.78%。”

通过东澳岛海岛新能源微电网示范项目的经验，项目团队充分利用海岛上丰富的风能、太阳能、海洋能等资源，与其他分布式发电或储能装置结合，应用微电网系统集成技术在有条件地区实现微电网与大电网并网运行，不仅能够满足海岛居民长期稳定的用电需求，还能有效节约常规能源，减少污染，是解决海岛供电用能的有效途径。”

通过运行测试，东澳岛风光柴储海岛微电网运行控制系统实现了微电网多种运行模式的平滑切换，保障了风、光、柴、储多种微电源的安全接入和协调控制，确保了微电网系统的稳定运行，未来还将有效提升电网需求侧管理程度和用户参与度，实现海岛冷、热、汽等综合能源管理。

东澳岛新能源微电网项目也取得了丰富的科技成果，已送审发明专利 2 项、实用新型专利 4 项;授权软件著作权 5 项;编制行业标准 4 项、企业标准 2 项。“基于储能的岛屿微电网精细化运行控制技术研究与应”子课题还获得 2014 年全国电力职工技术成果二等奖。

新能源微电网助海岛经济腾飞

对热爱海岛旅游的人而言，去珠海东澳岛有很多种理由，但有一个不得不说的理由，就是由全球最大的度假连锁集团法国 ClubMed 管理的超五星级“地中海俱乐部东澳岛度假村”。

记者从酒店后的小山上望去，这个高五层的酒店就像一只白色的船，沐浴着东澳岛清爽的海风，在斑斓的阳光中缓缓驶向蔚蓝的大海。

据酒店有关人员介绍，“酒店开业以来都是靠自备柴油机发电，东澳岛新能源微电网建成后，酒店的用电有了保障，服务水平也有了较大提升。”地中海俱乐部东澳岛度假村虽然走的是每人每晚三千元左右的高端路线，仍不妨碍全球各地的 ClubMed 粉丝慕名前来。现在酒店生意大热，游客们常常是一房难求。

记者了解，未来东澳岛上还要兴建几座高档海岛酒店，乘着海岛旅游热的东风，东澳岛经济发展会更好。在东澳岛，已经 68 岁的东澳村村委会原书记何华全向记者讲述，“记得八几年就是用柴油机发电，一天发两个小时，停电也是家常便饭;后来柴油机功率太小，供不上岛上用电，经常半夜停电，很影响岛上旅游业发展;现在岛上用电有了保障，电压也稳定了”;土生土长的东澳岛人，两个小客栈老板的华姐说，“平时 7、8 月旅游旺季，平均每个星期要停两次电，客人也会朝着要退房，也会投诉;现在供电稳定不停电了，我的生意也好了，我打算再扩大客栈规模，再多赚点钱，把日子过得更好。”

国际商报 2015-08-11

新能源微电网到底有多美？

7 月 13 日，国家能源局发布《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》，提出加快推进新能源微电网示范工程建设，探索适应新能源发展的微电网技术及运营管理体制。但具体支持政策尚待结合项目具体技术经济性研究制定。

微电网在中国并非新鲜事物，“十二五”期间，国家就计划建设 30 个微电网项目，主要用于解决偏远地区、海岛居民的用电问题。

新能源微电网的最大优点是将风、光、天然气、地热等分散的分布式电源进行整合，形成多能互补的能源综合利用网，以组网的形式克服分布式电源随机性和间歇性的缺点，扩大分布式电源的利用。新能源微电网被认为是“互联网+”在能源领域的创新性应用，是未来能源发展的趋势，对能源可持续发展具有重要意义。

从国家政策和新能源发展趋势看，新能源微电网前景光明。尤其是在新电改售电侧市场化改革的形势下，未来新能源微电网系统可以参与电力交易。产业园区、经济开发区、发电企业、独立售电企业都可利用新能源微电网搭建自己的发、供、用体系，开展配售电业务。

但成本过高、利益分配等问题或成为新能源微电网发展的绊脚石。“微电网需要有强大的电源来支撑才能提供可靠的电力，因此要配有储能系统，这必然导致成本增加，在‘十三五’期间还须对微电网进行补贴等政策支持。”国家发改委能源研究所研究员王斯成对记者说。

成本难题

近年来，我国在新疆吐鲁番、珠海万山海岛、浙江温州南麂岛等地陆续开展了新能源微电网示范工程，金风科技等企业也投资开发了包含风力发电、光伏发电和储能系统在内的“智能微网示范项目”。但成本过高始终是所有项目共同的烦恼。

储能是新能源微电网成本过高的核心因素之一。储能是新能源微电网的关键部分，被当作一个非常强大的后备支撑力量。当微电网内发电设备发出的电量不能实时被用户消纳时，通过储能的方式储存起来；当发电量不足以满足用户需要时，将储存的电提取出来，以此化解新能源发电间歇性问题。

“储能项目的平均成本远高于现行电价，从用户层面看，目前储能的成本仍然过高。”中国电力科学院电工与新材料研究所所长来小康告诉记者。

发电成本也是问题之一。以应用较为普遍的分布式光伏发电为例，尽管光伏组件价格近年来快速下降，国家补贴 0.42 元/千瓦时，用户依然需要 8~10 年收回成本。

在当前国家对新能源微电网系统尚未出台补贴的背景下，发电、储能成本较高，再加上变配电设施 and 控制系统以及后期的运营维护支出，新能源微电网在大电网覆盖的区域普遍应用并不具备优势。《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》提出，在电网未覆盖的偏远地区、海岛等，优先选择新能源微电网方式，探索独立供电技术和经营管理新模式。这是未来新能源微电网的主要应用范围。

金风科技微网并网技术中心部长谷延辉告诉记者，虽然微电网成本较高，但在大电网发生异常时能够保证供电不受影响，提高供电的可靠性。对于医院、矿山、广播电视、通信等对供电可靠性要求较高的领域，已具有商业应用价值。2015 年 3 月并网运行的金风科技江苏大丰智能微电网项目，被认为是国内较早商业化并网的工业区微电网项目。

“新能源微电网对能源行业的作用是积极的，但效果显现需要很长一段时间。”厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强对记者说。

看电网脸色？

法律限制、标准缺失也是阻碍新能源微电网发展的重要因素之一。

可以预见，新能源微电网未来若在大电网覆盖区域内发展，必将会出现一个供电营业区内出现多个独立电力运营商的现象，但这与现行《电力法》“一个供电营业区内只设立一个供电营业机构”的规定相抵触。

除此之外，新能源微电网发展还看电网企业的支持力度如何。由于新能源微电网存在两种运行模式：并网模式和孤网模式。如果新能源微电网采用孤网模式，电网的稳定性须依靠自有的发电设备和储能设备来维持，新能源发电的波动性会影响供电稳定和电能质量。

在有大型电网覆盖的区域，微电网并入大型电网是较为理想的模式。在并网模式下，用户既可从大电网获得电能，也可从微电网获得电能，同时微电网既可从大电网获得电能也可向大电网输送电能，这一模式也被认为能够增强微电网活力，降低配套储能成本。

由于微电网的接入，须电网企业对现有设备进行改造升级，同时采取新技术手段和管理方法来保证微电网接入后整个电网系统的稳定运行。但设备的改造升级无疑会增加电网企业投资和运营支出，电网企业对此意愿有多大尚是未知数。即便国家强制要求电网企业进行并网接入，在没有利益补偿机制的情况下，电网企业也不可能有太大积极性。

而且新能源微电网如大范围推广参与售电，将对电网企业的经营造成较大影响。业内人士表示，新能源微电网发展必须同步解决好体制、机制问题，否则光伏、风电的并网难现象将重演。

财经国家周刊 2015-08-11

“松绑”储能

3月19日，有着93年建厂史的京能石景山燃煤热电厂正式退出历史舞台。与此同时，投运一年半的石景山热电厂2MW锂离子电池储能电力调频系统也停止运转。

近两年来，这个电厂背后的储能电力调频系统几乎不为人所知。其实，储能参与电网调频服务在美国、日本等国家已运行成熟，在我国却仍是新鲜事物。石景山热电厂2MW锂离子电池储能电力调频系统由睿能世纪提供，这是我国第一个以提供电网调频服务为主的兆瓦级储能系统示范项目，也是全球第一个将储能系统与火电机组捆绑，联合响应电网调频指令的项目。

“联姻”电厂

睿能世纪和石热的合作可以追溯到2011年。

2011年夏天，刚刚成立的睿能世纪偶然了解到，京能集团下属的北京源深节能技术公司十分关注储能行业，并认可储能技术的发展趋势。随后，双方很快就在京能集团内部选择电厂建设储能调频示范项目达成共识。

“储能参与电力调频系统仅在国外有过运营经验，受制于国内外电力市场机制的差异，我国之前没有任何可比的项目建设和运行经验。”睿能世纪首席执行官牟镠峰告诉《中国能源报》记者，“因此，几方开始了长达7个月的反复论证，前后组织4次大型专家论证会，参与者包括国家能源局、电力设计院、电科院、电网企业及发电集团在内的涵盖电力设计、电力运行、电网安全、电厂生产、电力市场监管及储能技术等领域的专家。大家的问题主要集中在电厂安全、电力市场监管、储能技术经济性及并网合规性方面。”

“最初我们的顾虑集中于机组安全性和电能质量方面。事实证明，储能参与电力调频在技术和安全方面都是可行的。”京能集团安科环部主任梅东升对本报记者说。

然而，项目却近乎几度陷入僵局。最终国家能源局及华北能监局等相关部门多次组织相关方召开协调会，最终促使各方于2012年7月达成项目合作协议。

据国家能源局市场监管司人士向本报记者介绍，该司会同华北能监局共同对多个已投运储能调频项目运行情况进行了调研，同时对国外相关情况进行了研究，重点研究了美国联邦能源监管委员会（FERC）发布的890法案和755法案相关内容，分析了PJM调频市场规则，并初步判断储能技术应用于电力辅助服务在技术上可行且有成功的国际经验，有助于提高电力系统运行效率的安全性，对解决可再生能源快速发展带来的调频压力上升有一定帮助。

“一个2MW的储能系统，体量比电厂的机组小得多。但储能既不是发电系统，也不是用电设备，在现行的电力体制下，现有的政策法规对储能如何进入电力系统都没有明确说法。”牟镠峰告诉记者，“我们希望通过试点项目能够推动相关工作。”

一位长期关注此项目的国家电网华北电力调控分中心人士告诉本报记者，常规电源及抽水蓄能电站进入电力系统时，有可研、审批、建设、根据标准规程并网运行的成熟流程，同时还有配套的电价机制，因此可以作为独立调度对象运行。而储能系统不是传统意义上的电源，本身不提供额外电力，只是能量的灵活吞吐与转移，现阶段缺乏专门的并网运行规范和电价机制，如果按常规电源对待，并网程序又不完全适用，因此很难作为独立调度对象运行。

无论如何，石热储能调频项目最终于2013年初开始土建，并于当年6月实现挂网，9月正式运

行。

难免“折腾”但效果喜人

“储能系统和石热3号机组联合调频运行，两者联合调度需要避免劣势，寻找最佳工况。除了试运行期间出现的水冷系统故障导致停运，停机之前储能系统一直很稳定，且无人值守，仅需定期巡检。石热本身对储能系统无需调控，储能可自动调控，但算法和程序逻辑需优化到最佳。”石热生产技术部副经理郭永红向本报记者介绍。

郭永红进一步对记者说：“对此，在储能设备投运之前，我们与高校联合做了大量仿真计算和特性试验。必须明确储能故障对电力系统、发电机组、升压变系统的影响，也必须了解系统故障对储能的影响。所有电池和装置设备选型都把安全性放在首要位置，而这一切都没有可参照的标准、规程。”

据睿能世纪统计，石热储能项目投运以来，需要每天24小时不间断运行，以满足电网AGC（自动发电控制）调频的要求，平均每两分钟左右就需要完成一次调节任务，充放电次数累计达到40万次以上。储能系统大部分时间运行在浅充浅放状态，超过10%放电深度的调节任务仅占比1.5%，保障了储能系统的运行寿命。储能系统总体充放电效率达到85%以上，其中电池的充放电效率达到94%以上，变压器、逆变器、线损、辅助供电的损耗约占10%左右。

此外，储能系统可用率达到98%以上。从2014年4月到2015年3月的12个月时间内，扣除计划停运约47天时间，储能系统故障停机时间共计5.01天，系统可用率达98.4%。

“以1.5兆瓦的调频指令为例，常规机组要几分钟才能跟上，储能的响应速度能达到秒级。”郭永红对本报记者说，“一开始，电厂的运行人员对储能系统并不‘感冒’，甚至持怀疑态度，但很显然，和储能系统联合调频之后的机组性能让所有人转变了观念。”

“在石热储能调频系统中，储能系统从正2MW到负2MW的充放电转换时间为2.5秒左右，其中电池的充放电转换时间低于300毫秒，通讯延迟占2秒左右。足以满足AGC调频应用。”牟镠峰介绍。

没有辅助服务市场，好在有两个细则

没有电力市场、没有调频电价、没有相关并网准入规程、没有储能电价，也就意味着储能系统只能是电厂身后的“幕后英雄”。如前述华北电力调控分中心人士所言，电网“看不见”石热3号机组背后的储能系统，只能看见3号机组的调频性能有了大幅提升。

在现行体制下，原电监会制定的“两个细则”（《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》），在很大程度上起到了辅助服务市场的作用，为未来新电改体制下的辅助服务市场建设，特别是为多元化辅助服务参与主体积累了实践经验并奠定了基础。

根据华北区域的“两个细则”，并网发电厂要根据电力调度指令提供辅助服务，并执行辅助服务考核和补偿。其中，对发电机组提供AGC服务属于有偿辅助服务，按可用时间及AGC服务贡献分别补偿，这使得石热储能电力调频系统能够从中获得补偿，电厂和睿能世纪共享收益。据牟镠峰透露，项目投运后5-6年能收回成本。

华北电网提供的数据显示，储能系统的进入使石热3号机组的调频性能有了显著提高，kp值（调节性能月度平均值）由3.6上升至4.6。在2014年4月石热机组AGC调节性能优化之后，3号机与储能系统的配合效果大幅提升，稳居华北电网区域调频性能最优地位，机组调频收益最高日增5倍。

“在电监会‘两个细则’的试行阶段，华北电网就成为全国首批试点。石景山热电厂是20万千瓦机组中第一个参与AGC调节性能考核的。华北电网排名前20名的机组，按照BLR模式（即按照电网实时潮流、周波、频率调节运行，对机组性能要求更高）运行，而非BLO模式（按电网调度曲线运行），因而获得更多的补偿收益。”梅东升向记者介绍。

“‘两个细则’是在国内现有电力体制下推动电力辅助服务逐渐市场化的有效方式。从最近几年的实施效果看，我国辅助服务市场建设取得了显著成效，实现了辅助服务‘可计量、可监管、可交易’。尤其是在京津唐电网AGC调频服务市场，通过设计‘按效果’补偿公式，引入AGC有偿服

务和初步市场竞争机制，2010年以来发电机组平均AGC调频能力提高了80%以上，极大保障了区域供电质量。虽然我国还没有建立电力辅助服务市场，但目前在华北区域实行的‘两个细则’在一定程度上与美国755法案中按照调频效果付费的思路异曲同工。”国家能源局市场监管司人士向本报记者介绍。

示范意义有多大？

在目前国内没有完整辅助服务市场的情况下，选择在华北区域进行储能电力调频系统试点的主要原因在于，依托华北的“两个细则”可提供力度较大的补偿，从而可确保高成本的储能项目具备经济性。前述华北电力调控分中心人士进一步对本报记者分析：“一方面，相较于其他区域，华北的调频资源比较少；另一方面，作为京津唐所在的华北区域，对电网安全要求相对较高，给予的考核补偿力度也最大，这些都能促使发电机组优化性能。”

“石热储能电力调频系统是个案，依靠的是‘两个细则’政策，但‘两个细则’下的奖惩是发电集团‘左兜掏给右兜’，因此这个个案难以推广。如果效仿石热做法的电厂多了，都用储能参与调频，‘两个细则’就失去了作用。只有建立真正的辅助服务市场，明确调频电价之后，才真正具有推广意义，但要在我国实现这一点太困难了。”中国电科院电工与新材料研究所所长来小康对本报记者说。

对此，梅东升也认为，目前储能参与调频仅在“两个细则”下挣钱是难以持续的。“出于对新鲜事物的追求和石热产生的示范效应，相信会有别的电厂效仿石热。储能脱离电厂，作为单独的主体进入电力系统，从技术上不难实现，问题是谁来投资？如何结算电价？我国的电价机制和电网体制都和国外不同，并不是有需求就有投资，只能是摸着石头过河。”梅东升说。

前述国家能源局市场监管司人士认为，虽然当初在设计“两个细则”时并没有为储能技术制定专门的条款，但客观上为新技术的应用留出了空间。石热电厂储能试点项目证明了只要有技术优势和应用需要，新技术在现有的政策下就可能获得发展空间，同时也证明了“两个细则”设计的包容性、开放性和先进性。

对此，牟镠峰认为，在石热试点项目中，储能系统的定位是发电机组的附属设备，很难充分发挥储能技术的全部优势和潜力。风电的大规模并网使区域的火电机组更难满足调频要求，而储能和火电机组绑定也不能最大化发挥储能的作用。“这不是技术问题，而是市场条件。此外，除了明确合法身份以外，还应推动储能在电网侧的应用还面临技术、标准和规范、审批流程等方面的障碍”。

“储能单独进入电力系统，需要国家能源局的审批并网准入，需要发改委定价，还需要运行局确认利用小时数。然而，储能不是发电资产，只是需要的时候按照电网指令随机运行。因此应开展储能单独被电网调度的试点，考察其稳定可靠性及经济成本是否能收回。只有推动针对性的政策，给予储能合法身份，才能打通储能系统在发电、输配、需求侧的应用，还可以进一步集合用户做‘虚拟电厂’等。”牟镠峰进一步说。

以美国为例，美国从2000年初就开始重视储能，并着手进行了7年的跟踪研究，发现储能参与调频的效率是火电机组的27倍。随后，美国通过2007年的“890法案”要求区域电力市场允许储能等非传统发电电源提供AGC调频服务；2011年推出的“755法案”解决了储能系统参与电网AGC调频的合理回报问题；2013年7月，“784法案”进一步解决了储能的身份问题，并增强了辅助服务市场的竞争力和透明度；2013年11月，“792法案”为储能开设了快速并网审批通道，进一步扫清了储能系统的并网障碍。

而来小康却认为，我国的储能行业现阶段还处于培育阶段，技术还有待进一步突破，应以科研当先，在相应的数据支撑不完全的情况下，现在确定政策、补贴、商业模式等条件还不成熟。

“张北风光储示范项目完成了技术上的示范，实现了储能参与电力系统的各项功能，说石热储能电力调频系统是储能商业模式的雏形为时尚早。就拿储能电池来说，从实验室物理性质定性到批量化生产要八年的时间，抽水蓄能电站作为一种运行多年的储能形式，积累了很多数据，但电价机制仍处于探索阶段。目前，我国对储能电池的评价还是空白，而电池储能有寿命周期，和传统电力

设备寿命的概念不同。可以在电源侧、负荷侧都多做一些试点，明确电池的寿命衰减情况、安全隐患、运行维护情况、积累数据、厘清纷繁数据之间的关联性，让试点和政策相互促进，为今后提议调频电价做数据支撑。”来小康对本报记者说。

寄希望于电改？

中发9号文提出，要建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的服务分担共享机制。

在此背景下，储能有怎样的发展空间？牟镠峰认为，新政突破了原有的辅助服务补偿和分摊都在发电企业内部流通的局限性，“谁受益、谁承担”体现了电力市场以“公平”为基础的精神。在我国电网运行状况日趋复杂，电力用户的电能质量和供电可靠性要求日趋提升的背景下，辅助服务市场必然需要更多、更优质的辅助服务提供主体，在新政逐步解决辅助服务补偿资金来源的根本问题后，势必会有更多元、更先进的技术进入市场，进而在提升市场运行效率的同时，有效保障电网的安全运行。

根据目前的公开报道，国内只有睿能公司在开展此项业务，预计未来更多的公司将关注储能产业，挖掘某些细分应用领域，实现真正的商业化，而不仅限于政府扶持的项目。

前述华北电力调控分中心人士也认为，目前国内储能系统没有实现单独参与电网调度，还没有这方面的数据来说明储能参与辅助服务的作用。“当然，如果储能能够克服单独并网困难，作为独立调度对象进入电力系统中参与调频的话，相较于常规发电机组，其响应调频指令的速度一定是最快的。这无疑对电网安全运行是有好处的，但如何平衡储能系统与其他常规机组之间的利益、如何完善辅助服务考核补偿细则，还需要在监管机构指导下进行科学合理的设计。”

对此，国家能源局市场监管司人士指出，辅助服务市场是电力市场体系的重要组成部分，未来包括调峰、调频、调压、可中断负荷等品种在内的辅助服务都将在“谁受益、谁承担”的原则下，实现合理的价值体现。“储能技术可以在电力的发、输、配、用这几个环节发挥调峰、调频、调压、容量调节、备用等作用，是构建未来智能、绿色电力系统的关键技术。全球范围内的储能技术还在快速发展，成本不断降低，可靠性不断提高，我们相信未来储能技术将在我国电力系统中获得广泛的应用空间。”

“我们将结合2015年辅助服务补偿机制建设工作，在具备条件的地区探索研究推进储能技术参与辅助服务试点工作，并在条件成熟的地区，通过完善‘两个细则’相关条款，尝试将储能服务列入辅助服务项目中。”上述国家能源局市场监管司人士进一步对本报记者表示。

牟镠峰认为，储能是可调设备，不是单纯的发电设备，不能按发电设备的繁琐准入流程审批并网。储能更像一个耗能设备，可以将其视为一个大用户，进行净电量结算，即吸纳的电与发出的电相减，这部分电量按大用户电价向电网缴费。“当然，这需要进一步论证。所有人都认为现阶段储能成本太高，不具备商业价值。我相信3-5年之内，它的成本将能和抽水蓄能电站相当，并省去抽水蓄电站移民、占地、建设等问题。”

“储能参与调频能够提高电能频率质量，提高电网运行安全水平。电网侧将在政策允许的范围之内，从调节实验、控制策略、评价指标等方面做好研究工作，为储能独立参与电力系统运行做好技术储备，待未来内外部条件具备时，尽快地实现储能安全并网运行，并最大程度地发挥好储能的独特作用。”前述华北电力调控分中心人士对本报记者说。

“未来，市场监管司一方面将积极支持包括储能技术在内的各种先进技术稳妥进入电力辅助服务领域，促进电力系统安全性、可靠性的提高。另一方面，我们也将电力交易市场化建设工作的总体框架下，设计合理的辅助服务补偿机制，促进参与电力辅助服务的主体、技术和商业模式的多元化，提升市场活力和电力系统运行效率。”上述国家能源局市场监管司人士告诉本报记者。

傅玥雯 中国能源报 2015-08-11

全球储能调频市场扫描

根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）项目库的不完全统计，从2000年至2014年底，全球储能示范项目累计装机量达到840.3MW（其中不含抽水蓄能、压缩空气储能以及储热项目），年复合增长率(CAGR)达到135%。从储能技术类型来看，从2009年前以NGK的钠硫电池为主，过渡到近年锂电池、铅蓄电池、液流、飞轮等技术共同发展。从2009年之后新增累计装机看，锂离子技术份额位居第一。储能技术在电力行业的应用总体上还处于探索阶段，从应用方向要来分析，储能可以应用于电力系统的发电侧、辅助服务领域、电网侧、可再生能源发电领域以及分布式微网领域。

从2008年开始，一些储能技术开始逐步的成规模的进入调频市场，研究报告指出，在过去的10年内，全球范围内各种新型储能技术和产品获得了突破，在储能产品的使用寿命、功率和容量、系统可靠性等方面都有长足的发展，已经完全能够满足电网的需求。从实际项目运行效果看，储能系统能够有效降低电网调频容量。2011年，在纽约州电力系统中，9MW的飞轮储能调频系统完成的调频任务量占总体调频任务量的23.8%，即3.3%的优质调频电源完成了23.8%的总调频任务。美国最大的电力市场PJM于2012年10月1日正式开始运行新调频市场，目前运行效果良好。

德国和韩国的储能调频市场也在快速发展中，韩国在未来三年将部署500MW的储能调频系统，首个50MW项目已在2014年完成招标，在2015年5月全部投运；2015年9月，第二批共50MW储能调频系统将完成招标工作。印度中央电力监管委员会（CERC）目前正在制定引进辅助服务市场的政策框架，要求2-3%的发电容量用于调频，目前印度的总装机量已经超过210GW，一旦监管条例发布，将带来4-5GW的调频市场潜力。

2014年是全球储能产业发展最迅猛的一年，美国加州通过了全球瞩目的1.325GW储能采购计划，大大刺激了储能技术和应用的发展。根据美国加州AB2514法案，加州公共事业委员会（CPUC）通过了“储能采购框架和设计项目”，确立了三大公共事业公司（太平洋电气公司、南加州爱迪生电力公司和圣地亚哥电气公司）到2020年将完成1.325GW储能采购的目标。此外，非营利性的公共事业公司（包括能源服务供应商和社区电力合作社）需要采购年最大负荷1%的储能，CPUC要求每个项目都必须做经济性分析，并且可以使用美国电科院（EPRI）和DNV GL的模型来分析每个项目，经济性分析将直接影响未来储能应用发展格局。同时，美国加州也将自发电激励计划（SGIP）的资助期限延长至2019年，届时加州公共事业委员会预计每年能为“用户侧”的发电技术提供8300万美元的支持。到2020年加州三大公用事业公司将在电网的终端用户侧安装200MW储能，SGIP的资金将越来越多地用于资助储能。2014年12月1日，加州三大公共事业公司发布了第一轮储能项目的竞标建议书，约采购95MW的储能装机，近其2014年储能装机目标的一半，仅占三大公司2020年1.3GW储能采购目标的7%。

同时，在澳大利亚、德国和日本等市场，家用光储系统在金融资本的支持下逐步盈利。加拿大、英国、美国的纽约州、韩国及一些岛屿国家的政府也出台了储能采购的相关政策和规划。

中国能源报 2015-08-11

美国推动储能参与电力市场的政策演进

最近五年，美国电力行业最突出成果之一就是储能引入电力系统AGC调频服务领域。AGC调频服务主要由燃气、水电以及火电等机组提供。2008年，一些新兴储能技术逐步成规模进入AGC调频领域，其中部分有代表意义的项目包括：

3MW 飞轮储能系统于2008年在新英格兰电力市场投运

2MW 锂电池储能系统于2008年在加州电力市场投运

20MW 飞轮储能系统于2011年在纽约州电力市场投运

32MW 锂电池储能系统于2012年在PJM电力市场投运

储能技术能够规模化应用于美国电网中，除了储能技术自身的发展完善以外，主要得益于美国联邦能源监管委员会（FERC）在立法层面取得的重大突破：

1)2007年推出的890法案为储能技术进入调频市场提供了基本制度保障。890法案的全称是《防止输电服务中不正当的歧视和偏向性》(Order 890: Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service), 明确要求区域电力市场允许包括储能在内的非传统发电电源提供AGC调频服务。从2008年开始, 美国各个电力市场(ISO)都相应制定了储能参与调频市场的方案, 例如纽约电力市场的Limited Energy Storage Resource (LESR), PJM电力市场的Energy Storage Resource (ESR), 加州电力市场的Regulation Energy Management (REM), 中西部电力市场的Stored Energy Resource (SER)等, 主要的方案内容涉及储能系统参与AGC调频的详细市场规则、AGC调度系统优化、评价考核系统等。

2)2011年推出的755法案解决了储能系统参与电网AGC调频服务获得合理回报的问题。755法案的全称是《批发电力市场的调频服务补偿》(Order 755: Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets), 其核心内容是要求各区域电力市场按照不同调频电源提供的调频服务的效果支付调频补偿费用(Pay for Performance)。

3)2013年7月推出的784法案为储能技术提供辅助服务在全美国境内推广给予法律基础。784法案的全称是《第三方提供辅助服务以及新型电储能技术的结算和财务报告》(Order 784: Third-Party Provision of Ancillary Services; Accounting and Financial Reporting for New Electric Storage Technologies)。

4)2013年11月推出的792法案解决了储能并网的程序问题, 首次将储能定义为小型发电设备, 并制定快速并网检测程序。(Order792: Small Generator Interconnection Agreements and Procedures)

以上四个法案的推出, 解决了储能系统参与AGC调频服务市场的合法性以及获取合理投资收益的问题, 以法案形式将储能调频应用规模化推广至全美境内, 随后又定义储能类别并推出快速并网检测程序, 这对整个储能行业的健康发展起到了决定性的作用。

FERC上述法案能够先后推出, 与美国社会各界的配合和支持密不可分。从2003年开始, 美国政府管理部门、研究咨询机构、储能设备供应商、电力系统运营商、发电集团等电力行业相关主体针对储能系统参与AGC调频方案联合进行了全面细致的理论分析、模拟研究和项目实测, 为FERC出台相关政策起到了应有的支持作用, 并且也为这些政策能最终得到落实打下了良好的基础。(资料来源: 中关村储能产业技术联盟)

中国能源报 2015-08-11

环境约束：页岩气开发不可回避的挑战

页岩气是一种资源潜力极为巨大的非常规油气资源, 长期以来, 受技术、经济等多种因素的影响, 其开发一直比较缓慢。进入本世纪以后, 美国“页岩气革命”成功让全球能源界充分认识到了页岩资源的巨大潜力, 至此, 页岩气正式进入广大公众的视野, 并且成为近年来能源界探讨的最热议题之一。中国作为页岩气资源最为丰富的国家之一, 开发页岩气资源也被认为是增强中国天然气供应能力、实现“减煤增气”国家能源战略的重要途径。然而, 实现这一目标实非易事, 上游开发过程中的环境问题将成为制约页岩气大规模、可持续发展的关键因素。

传统认为美国“页岩气革命”成功来源于技术突破, 但事实上, 美国“页岩气革命”成功所依赖的两项技术: 水平钻井和水力压裂技术在上个世纪就已经产生并发展成熟, 真正使得页岩气于本世纪在美国大规模开发的原因主要是经济条件的改善和环境法案的修改, 后者即是所谓的“哈里伯顿漏洞”。2005年, 美国为推动水力压裂技术的快速应用, 通过《能源政策法案》, 将水力压裂从许多联邦环境保护法中去除, 如《安全饮用水法》等, 这项免除条款被称为“哈里伯顿漏洞”。正如同美国所预期的那样, 该项法案的推行使得页岩气的水力压裂技术得到了大规模应用。可见, 环境因素在美国“页岩气革命”开始之初, 就是影响其大规模开发的主要因素之一。

“哈里伯顿漏洞”虽然在法律上为页岩气开发消除了环境约束, 但本质上并没有解决这些环境问题。随着美国页岩气开发规模的不断扩大, 美国社会各界对其环境影响的担忧也开始出现。2008

年就有研究指出页岩气开发所依赖的两项技术在实践中可能需要消耗大量的水资源，对压裂返排液的处理则可能对区域淡水资源产生污染。同年，英国标准协会首次指出，页岩气开发由于存在大量的甲烷泄漏，其生命周期温室气体排放可能很高。2011年，美国康奈尔大学研究人员在世界顶级期刊《自然》发表文章指出，页岩气开发过程中存在的甲烷泄漏，使得页岩气的生命周期温室气体排放甚至超过石油，并与煤炭相当，从而引发学术界、产业界和媒体对页岩气环境问题的关注。

目前，国内外机构和研究人员对页岩气开发环境影响的研究绝大多数集中在水资源消耗、水质污染和甲烷等温室气体排放三个方面。在水资源消耗方面，一口页岩气水平井的耗水量最低为6700立方米，最高则可达3.3万立方米。页岩气上游开发所用水基本上是清洁水，这些水主要来自地表水或地下水，大量的水消耗必然会对区域环境产生影响。美国得克萨斯州大学的研究指出，2000年至2011年，美国巴内特页岩区累计耗水量达到1.45亿立方米，年耗水量已经占到该地区达拉斯市总耗水量的9%，且这一比例将在未来随着页岩气的持续大规模开发而增加，届时必然与区域内其他水资源需求形成竞争关系。

在水质影响方面，页岩气开采过程中甲烷等游离气泄漏和富含有害化学物质的返排液的不当处理都可能对页岩气开发区域的水质产生影响。例如，美国杜克大学的研究人员通过系统分析美国马塞勒斯和尤蒂卡两个页岩区块页岩气开发，发现在毗邻页岩气开发1公里以内的开发活跃区，饮用水井中的甲烷浓度显著高于1公里以外区域饮用水井中的甲烷浓度，前者大约是后者的数10倍。美国得克萨斯州大学研究人员则在毗邻页岩气井3公里以内区域的饮用水井中检测出多种有害的化学物质，这些化学物质的浓度显著超过美国环境保护署的标准。

对于甲烷等温室气体泄漏，目前的研究结论存在较大差异。如以美国康奈尔大学为代表的研究认为，页岩气上游开发会泄漏大量的甲烷，而甲烷是一种比二氧化碳更厉害的温室气体，这意味着即使少量的甲烷排放，其对全球气候变化的影响也可能是巨大的。该研究团队指出，由于开采过程中存在大量的甲烷泄漏，使得页岩气的碳排放甚至高于石油和煤炭。尽管也有研究提出异议，认为虽然页岩气比常规气具有更高的碳排放，但是仍然低于煤炭，因此不能否认页岩气作为清洁能源的特性。然而，综合分析来看，页岩气上游开发过程的甲烷泄漏不容忽视。美国作为当前页岩气开发最为成熟和规模最大的国家，为了减少上游开发过程中的甲烷排放，美国环境保护署专门在其天然气之星计划中推出甲烷减排技术实践，鼓励企业采取绿色完井技术等来控制甲烷泄漏，并且已于2011年8月提议针对非常规油气开采的特定过程或设备建立新排放源性能标准和国家有害空气污染物排放标准等。

对于我国而言，虽然拥有数量巨大的页岩气资源，但是我国的页岩气赋存条件相对于美国而言较差，且相当一部分资源集中在水资源缺乏的西部地区，这意味着我国的页岩气开发面临的环境问题比美国更为严峻。如果不能提前研究，事先采取相应的监管和技术，那么，推进大规模页岩气开发必然受到极大的环境制约。（作者为中国石油大学（北京）博士）

中国石油报 2015-08-12

互联网+清洁能源助推微电网上升至国家层面

近日，有关新能源微电网建设的热议不断。业内人士认为，这是“互联网+”在能源领域的创新应用，有望为全球新能源产业创造巨大的发展空间，尤其是中国市场。不谋而合的是，据市场研究机构SBI Energy预测，到2020年，北美的市场份额将会从74%下降到62%，而亚洲和欧洲的市场份额将分别上升到17%和11%。亚洲市场的增幅最大，而亚洲市场的增长主要来自中国市场。

日前微电网项目建设也正式被提升至国家层面。7月22日，国家能源局下发《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见（国能新能〔2015〕265号）》（以下简称《意见》），对新能源微电网示范项目建设提出了具体要求。

微电网上升至国家层面

新能源微电网是基于局部配电网建设的，风、光、天然气等各类分布式能源多能互补，具备较

高新能源电力接入比例，通过能量存储和优化配置实现本地能源生产与用能负荷基本平衡，可根据需要与公共电网灵活互动，且相对独立运行的智慧型能源综合利用局域网。

根据能源局此次下发的《意见》表示，新能源微电网项目可依托已有配电网建设，也可结合新建配电网建设；可以是单个新能源微电网，也可以是某一区域内多个新能源微电网构成的微电网群。鼓励在新能源微电网建设中，按照能源互联网的理念，采用先进的互联网及信息技术，实现能源生产和使用的智能化匹配及协同运行，以新业态方式参与电力市场，形成高效清洁的能源利用新载体。

《意见》指出，联网型新能源微电网优先选择在分布式可再生能源渗透率较高或具备多能互补条件的地区建设；独立型（或弱联网型）新能源微电网主要用于电网未覆盖的偏远地区、海岛等以及仅靠小水电供电的地区，也可以是对送电到乡或无电地区电力建设已经建成但供电能力不足的村级独立光伏电站的改造。

而在光伏产业分布式发电微电网建设方面，晶科能源 CEO 陈康平则早在 2014 年的两会上提交了一份名为《应建分布式发电区域性微电网》的提案。此后，晶科能源为此成立了专门的设计院和研究所，并积极探索微电网项目的建设，在新疆、西藏等偏远无电村、哨所、离岛以及一些城市的居民小区内建设示范项目。

晶科能源全球新闻发言人钱晶向《证券日报》记者透露，今年“八一”建军节前后，晶科电力就为台州离岛岛屿某驻岛部队捐赠并负责实施了一套微网储能光伏电站项目，项目包括 50KW 光伏发电系统、相应配套的储能系统、微电网运行控制系统、能量管理系统、微电网保护及安稳系统等多个子系统。此前，这支驻岛部队基本上依赖于较为昂贵的柴油发电，但这对近海环境存在着一定不利的影响。

“我们借此感谢驻岛部队官兵的辛勤守卫，同时该微电网示范项目也有助于让更多的人了解、认识并体验新能源微电网。”钱晶补充道。

微电网项目前景大好

当前，微电网项目发展前景大好，然而在实际操作中仍然存在着不小的困难。国家发改委研究院一位专家曾经表示，目前微电网建设的关键是经济性问题，微电网需要有强大的电源来支撑，这必然导致成本增加。钱晶对此也有着类似的见解。她认为，我国发展微电网尚需满足三大条件，其一是关键设备，包括储能系统，能源管理系统，运行控制系统，微电网保护系统等；其二则是前述发改委专家所说，微电网建设成本仍然较高，只有进一步降低成本才能提升其经济性，并最终推动微电网大规模发展；最后，微网建设的运营模式有待建立，从而激发投资人的热情。

此外有业内人士指出，微电网示范项目指导意见的出台旨在倒逼电力改革。钱晶对此分析称：“微电网作为配电网和分布式电源的纽带，使得配电网不必直接面对种类不同、归属不同、数量庞大、分散接入的（甚至是间歇性的）分布式电源，降低间歇性分布式电源给配电网带来的冲击和影响，因此倒逼电改的说法并不成立。”

证券日报-资本证券网 2015-08-12

互联网+对电改的三大好处

自 2002 年国务院印发《电力体制改革方案》（以下简称“5 号文”）以来，电力体制改革取得巨大成就。电力行业破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了多元化的电力市场体系。

但是，当前我国电力行业仍存在一系列问题，需要进一步深化改革来解决。近年来，随着电力行业的快速发展，市场机制缺失、价格关系没有理顺、市场化定价机制尚未完全形成等问题更加突出。为解决这些问题，今年 3 月，中共中央、国务院发布了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（以下简称“9 号文”），要通过深化改革，还原电能的商品属性，让电价走向市场化，以促进电力行业又好又快发展，并推动结构调整和产业升级。

2015 年政府工作报告中，李克强总理提出制定“互联网+”行动计划，要通过大力发展互联网

经济创新思维，实现经济社会跨越式发展。在互联网与传统产业不断加速融合的背景下，本文对如何从“互联网+”的角度看进一步深化电力体制改革，进行了分析和思考。

社会再生产分为生产、交换、分配和消费四个环节，其中交换对生产和消费都有重要作用。电力行业的发、输、配、售四个环节，分别对应社会再生产的生产、交换、分配和消费四个环节。其中输、配是电能商品的交换环节，居于社会再生产的交换范畴。“5号文”厘清了发、输电之间的关系，由此成功实施厂网分离后，我国电力生产积极性极大提高，很快摆脱了缺电局面，但由于输、配、售环节改革没有取得突破，输配电价不独立、电网功能定位不清晰等问题，成为了制约电力行业又好又快发展的主要因素。

从电价方面看，当前我国电价体系中计划和市场并存，计划占主导地位，政府对电价采取成本加成定价方法直接审批，电价不能准确反映市场供求关系、资源稀缺程度及电能商品的真实成本，使得电源、电网建设缺乏正确的价格信号指引，电能不合理消费现象严重。其中，输配电价由从事电能商品输送业务的电网企业根据电力购销差价核定，缺乏有效监管，输配电价与成本之间没有直接联系，对电网企业缺少绩效激励，导致调峰、调压、备用、事故支援等辅助服务电价制度难以形成。

从电网的功能定位看，本应处于交换环节的电网企业因其垄断优势，处于整个行业的核心地位，在承担电能商品流通功能之外，既涉足电力生产环节，又涉足电力消费环节，带来了一系列问题。例如，垄断购、售电业务阻隔了电能生产和使用者的交流、影响价格信号在生产者和消费者之间的传递；部分地区对不同发电企业实施歧视性接入有碍公平竞争等。这些问题，既不利于提高电力生产者和消费者的利益，也不利于政府对电力行业的监管，更阻碍了电力体制改革的深入推进。“5号文”曾提出的大用户直购电，囿于电价机制不到位，长期以来没有取得进展。当前出现的发电设备利用小时不断下滑，装机容量过剩局面，与目前体制下发电企业、电网企业、电力用户之间存在的市场信息不对称，消费侧信号不能及时反馈到生产侧密切相关。

“互联网+”不仅将计算机和信息技术引入到人类的生产和生活中，更重要的是正在对人们的思维方式产生深刻影响。作为国民经济基础产业，电力行业要融入到“互联网+”的时代浪潮中，不仅要做到技术上的融合，更重要的是观念上也要有突破。

“互联网+”打破商品交换中间环节的垄断体现在两方面，一是“破”，二是“立”。

“破”是去中介化，这是互联网对交换环节的革命。互联网环境下，商品运输与销售者靠垄断信息来获取超额利润的模式被打破，生产者和消费者可以通过更直接的交流方式来完成商品交换过程，降低了交易成本，全社会效益得到提高。

“立”是打造新平台，这是“互联网+”对商品交换环节的创新。互联网时代的“平台”，是在平等的基础上，由多个主体共建、通过资源共享实现共赢的开放性商业系统，平台所具有的多方互动机制，不仅能使其提供者在满足供需双方要求的同时从中赢利，还能使平台成为一个完善的、成长潜力巨大的“商业圈”。

从“互联网+”的角度看电力体制改革，可以看出“9号文”提出的“管住中间、放开两头”的思路，正是“破”和“立”的过程。要把“9号文”落实到位，首先要完成的两项工作是：一、核定输配电价；二、将电网企业的运营模式规范到电能输送范围内。只有这样，才能打破电能产品只有单一购买者和单一销售者的格局，在多买多卖的“新平台”上，充分发挥市场机制对电力资源的优化配置作用，否则，电网企业横亘在发电企业和用户之间，推进电力直接交易、放开售电侧、发展分布式电源等改革措施很难取得进展。

核定输配电价后，电网企业不再以上网电价和销售电价的价差作为其收入来源，而是成为电能商品的“快递员”，通过收取过网费来确保稳定的收入来源和收益水平，可以还原市场对资源的配置作用，更好地促进电力商品的流通，具体而言有三个方面的益处。

一是有助于充分发挥分电力商品生产、交换、分配和消费各环节的积极性。改变电网既是最大的买家，又是最大的卖家的身份后，其阻隔生产和消费的负面效应能够消除，能激发起消费带动生

产、生产促进消费的良性循环，对生产环节，以锁定产能抑制发电企业的盲目扩张冲动，对消费环节，市场化的电价机制可以减少不合理用电需求。

二是有助于解决电力规划、交易机构设置、售电侧放开等一系列问题。电网企业不再是市场裁判员，政府机构才能更好地发挥市场监管、统筹规划的职责，有助于从更高层次上促进公平竞争、促进节能环保和提高安全可靠。电网企业不再从电力交易中牟利，交易中的信息不对称现象将得到消除，放开发用电计划有章可循、有理可依、那么交易中心继续放在电网企业内部，既符合电力交易的物理流程，也不会对市场交易的公开、公正和公平产生影响，困扰多年的交易机构设置问题将迎刃而解。

三是有助于电力交易“新平台”的形成，促进电力用户和全社会效益的提高。电网企业凭借现有的技术、信息和营销网络优势，别的竞争主体基本没有生存和发展空间，只有在电网企业不再从事竞争性售电业务的条件下，多元化的售电主体才能在公平竞争基础上开展业务。在市场竞争环境中，多元化的售电主体须树立起用户为中心的服务理念，不仅简单满足用户的电力需求，还要主动将“互联网+”融入到电量预测、用电方案设计、电力营销、售后服务等环节，构建起和用户互动的生态圈，打造出服务全社会的电力交易新平台，促进电力行业又好又快发展。（余春平 潘炜 作者均供职于华能技术经济研究院）

中国能源报 2015-08-13

走访首个储能参与电力系统调频项目

3月19日，有着93年建厂史的京能石景山燃煤热电厂正式退出历史舞台。与此同时，投运一年半的石景山热电厂2MW锂离子电池储能电力调频系统也停止运转。

近两年来，这个电厂背后的储能电力调频系统几乎不为人所知。其实，储能参与电网调频服务在美国、日本等国家已运行成熟，在我国却仍是新鲜事物。石景山热电厂2MW锂离子电池储能电力调频系统是我国第一个以提供电网调频服务为主的兆瓦级储能系统示范项目，也是全球第一个将储能系统与火电机组捆绑，联合响应电网调频指令的项目。

这一项目有何重要意义？新电改背景下，储能参与调频的市场前景几何？中国能源报记者实地调研、多方采访，历经数月成稿。特别推出此篇独家报道，以飨读者。

“联姻”电厂

睿能世纪和石热的合作可以追溯到2011年。

2011年夏天，刚刚成立的睿能世纪偶然了解到，京能集团下属的北京源深节能技术公司十分关注储能行业，并认可储能技术的发展趋势。随后，双方很快就在京能集团内部选择电厂建设储能调频示范项目达成共识。

“储能参与电力调频系统仅在外国有过运营经验，受制于国内外电力市场机制的差异，我国之前没有任何可比的项目建设和运行经验。”睿能世纪首席执行官牟镛峰告诉《中国能源报》记者，“因此，几方开始了长达7个月的反复论证，前后组织4次大型专家论证会，参与者包括国家能源局、电力设计院、电科院、电网企业及发电集团在内的涵盖电力设计、电力运行、电网安全、电厂生产、电力市场监管及储能技术等领域的专家。大家的问题主要集中在电厂安全、电力市场监管、储能技术经济性及并网合规性方面。”

“最初我们的顾虑集中于机组安全性和电能质量方面。事实证明，储能参与电力调频在技术和安全方面都是可行的。”京能集团安科环部主任梅东升对本报记者说。

然而，项目却近乎几度陷入僵局。最终国家能源局及华北能监局等相关部门多次组织相关方召开协调会，最终促使各方于2012年7月达成项目合作协议。

据国家能源局市场监管司人士向本报记者介绍，该司会同华北能监局共同对多个已投运储能调频项目运行情况进行了调研，同时对国外相关情况进行了研究，重点研究了美国联邦能源监管委员会（FERC）发布的890法案和755法案相关内容，分析了PJM调频市场规则，并初步判断储能技

术应用于电力辅助服务在技术上可行且有成功的国际经验，有助于提高电力系统运行效率的安全性，对解决可再生能源快速发展带来的调频压力上升有一定帮助。

“一个 2MW 的储能系统，体量比电厂的机组小得多。但储能既不是发电系统，也不是用电设备，在现行的电力体制下，现有的政策法规对储能如何进入电力系统都没有明确说法。”牟镠峰告诉记者，“我们希望通过试点项目能够推动相关工作。”

一位长期关注此项目的国家电网华北电力调控分中心人士告诉本报记者，常规电源及抽水蓄能电站进入电力系统时，有可研、审批、建设、根据标准规程并网运行的成熟流程，同时还有配套的电价机制，因此可以作为独立调度对象运行。而储能系统不是传统意义上的电源，本身不提供额外电力，只是能量的灵活吞吐与转移，现阶段缺乏专门的并网运行规范和电价机制，如果按常规电源对待，并网程序又不完全适用，因此很难作为独立调度对象运行。

无论如何，石热储能调频项目最终于 2013 年初开始土建，并于当年 6 月实现挂网，9 月正式运行。

难免“折腾”

但效果喜人

“储能系统和石热 3 号机组联合调频运行，两者联合调度需要避免劣势，寻找最佳工况。除了试运行期间出现的水冷系统故障导致停运，停机之前储能系统一直很稳定，且无人值守，仅需定期巡检。石热本身对储能系统无需调控，储能可自动调控，但算法和程序逻辑需优化到最佳。”石热生产技术部副经理郭永红向本报记者介绍。

郭永红进一步对记者说：“对此，在储能设备投运之前，我们与高校联合做了大量仿真计算和特性试验。必须明确储能故障对电力系统、发电机组、升压变系统的影响，也必须了解系统故障对储能的影响。所有电池和装置设备选型都把安全性放在首要位置，而这一切都没有可参照的标准、规程。”

据睿能世纪统计，石热储能项目投运以来，需要每天 24 小时不间断运行，以满足电网 AGC（自动发电控制）调频的要求，平均每两分钟左右就需要完成一次调节任务，充放电次数累计达到 40 万次以上。储能系统大部分时间运行在浅充浅放状态，超过 10% 放电深度的调节任务仅占比 1.5%，保障了储能系统的运行寿命。储能系统总体充放电效率达到 85% 以上，其中电池的充放电效率达到 94% 以上，变压器、逆变器、线损、辅助供电的损耗约占 10% 左右。

此外，储能系统可用率达到 98% 以上。从 2014 年 4 月到 2015 年 3 月的 12 个月时间内，扣除计划停运约 47 天时间，储能系统故障停机时间共计 5.01 天，系统可用率达 98.4%。

“以 1.5 兆瓦的调频指令为例，常规机组要几分钟才能跟上，储能的响应速度能达到秒级。”郭永红对本记者说，“一开始，电厂的运行人员对储能系统并不‘感冒’，甚至持怀疑态度，但很显然，和储能系统联合调频之后的机组性能让所有人转变了观念。”

“在石热储能调频系统中，储能系统从正 2MW 到负 2MW 的充放电转换时间为 2.5 秒左右，其中电池的充放电转换时间低于 300 毫秒，通讯延迟占 2 秒左右。足以满足 AGC 调频应用。”牟镠峰介绍。

没有辅助服务市场

好在有两个细则

没有电力市场、没有调频电价、没有相关并网准入规程、没有储能电价，也就意味着储能系统只能是电厂身后的“幕后英雄”。如前述华北电力调控分中心人士所言，电网“看不见”石热 3 号机组背后的储能系统，只能看见 3 号机组的调频性能有了大幅提升。

在现行体制下，原电监会制定的“两个细则”（《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》），在很大程度上起到了辅助服务市场的作用，为未来新电改体制下的辅助服务市场建设，特别是为多元化辅助服务参与主体积累了实践经验并奠定了基础。

根据华北区域的“两个细则”，并网发电厂要根据电力调度指令提供辅助服务，并执行辅助服务

考核和补偿。其中，对发电机组提供 AGC 服务属于有偿辅助服务，按可用时间及 AGC 服务贡献分别补偿，这使得石热储能电力调频系统能够从中获得补偿，电厂和睿能世纪共享收益。据牟镠峰透露，项目投运后 5-6 年能收回成本。

华北电网提供的数据显示，储能系统的进入使石热 3 号机组的调频性能有了显著提高，kp 值（调节性能月度平均值）由 3.6 上升至 4.6。在 2014 年 4 月石热机组 AGC 调节性能优化之后，3 号机与储能系统的配合效果大幅提升，稳居华北电网区域调频性能最优地位，机组调频收益最高日增 5 倍。

“在电监会‘两个细则’的试行阶段，华北电网就成为全国首批试点。石景山热电厂是 20 万千瓦机组中第一个参与 AGC 调节性能考核的。华北电网排名前 20 名的机组，按照 BLR 模式（即按照电网实时潮流、周波、频率调节运行，对机组性能要求更高）运行，而非 BLO 模式（按电网调度曲线运行），因而获得更多的补偿收益。”梅东升向记者介绍。

“‘两个细则’是在国内现有电力体制下推动电力辅助服务逐渐市场化的有效方式。从最近几年的实施效果看，我国辅助服务市场建设取得了显著成效，实现了辅助服务‘可计量、可监管、可交易’。尤其是在京津唐电网 AGC 调频服务市场，通过设计‘按效果’补偿公式，引入 AGC 有偿服务和初步市场竞争机制，2010 年以来发电机组平均 AGC 调频能力提高了 80% 以上，极大保障了区域供电质量。虽然我国还没有建立电力辅助服务市场，但目前华北区域实行的‘两个细则’在一定程度上与美国 755 法案中按照调频效果付费的思路异曲同工。”国家能源局市场监管司人士向本报记者介绍。

示范意义有多大？

在目前国内没有完整辅助服务市场的情况下，选择在华北区域进行储能电力调频系统试点的主要原因在于，依托华北的“两个细则”可提供力度较大的补偿，从而可确保高成本的储能项目具备经济性。前述华北电力调控分中心人士进一步对本报记者分析：“一方面，相较于其他区域，华北的调频资源比较少；另一方面，作为京津唐所在的华北区域，对电网安全要求相对较高，给予的考核补偿力度也最大，这些都能促使发电机组优化性能。”

“石热储能电力调频系统是个案，依靠的是‘两个细则’政策，但‘两个细则’下的奖惩是发电集团‘左兜掏给右兜’，因此这个个案难以推广。如果效仿石热做法的电厂多了，都用储能参与调频，‘两个细则’就失去了作用。只有建立真正的辅助服务市场，明确调频电价之后，才真正具有推广意义，但要在我国实现这一点太困难了。”中国电科院电工与新材料研究所所长来小康对本报记者说。

对此，梅东升也认为，目前储能参与调频仅在“两个细则”下挣钱是难以持续的。“出于对新鲜事物的追求和石热产生的示范效应，相信会有别的电厂效仿石热。储能脱离电厂，作为单独的主体进入电力系统，从技术上不难实现，问题是谁来投资？如何结算电价？我国的电价机制和电网体制都和国外不同，并不是有需求就有投资，只能是摸着石头过河。”梅东升说。

前述国家能源局市场监管司人士认为，虽然当初在设计“两个细则”时并没有为储能技术制定专门的条款，但客观上为新技术的应用留出了空间。石热电厂储能试点项目证明了只要有技术优势和应用需要，新技术在现有的政策下就可能获得发展空间，同时也证明了“两个细则”设计的包容性、开放性和先进性。

对此，牟镠峰认为，在石热试点项目中，储能系统的定位是发电机组的附属设备，很难充分发挥储能技术的全部优势和潜力。风电的大规模并网使区域的火电机组更难满足调频要求，而储能和火电机组绑定也不能最大化发挥储能的作用。“这不是技术问题，而是市场条件。此外，除了明确合法身份以外，还应推动储能在电网侧的应用还面临技术、标准和规范、审批流程等方面的障碍”。

“储能单独进入电力系统，需要国家能源局的审批并网准入，需要发改委定价，还需要运行局确认利用小时数。然而，储能不是发电资产，只是需要的时候按照电网指令随机运行。因此应开展储能单独被电网调度的试点，考察其稳定可靠性及经济成本是否能收回。只有推动针对性的政策，给予储能合法身份，才能打通储能系统在发电、输配、需求侧的应用，还可以进一步集合用户做‘虚

拟电厂’等。”牟镠峰进一步说。

以美国为例，美国从 2000 年初就开始重视储能，并着手进行了 7 年的跟踪研究，发现储能参与调频的效率是火电机组的 27 倍。随后，美国通过 2007 年的“890 法案”要求区域电力市场允许储能等非传统发电电源提供 AGC 调频服务；2011 年推出的“755 法案”解决了储能系统参与电网 AGC 调频的合理回报问题；2013 年 7 月，“784 法案”进一步解决了储能的身份问题，并增强了辅助服务市场的竞争力和透明度；2013 年 11 月，“792 法案”为储能开设了快速并网审批通道，进一步扫清了储能系统的并网障碍。

而来小康却认为，我国的储能行业现阶段还处于培育阶段，技术还有待进一步突破，应以科研当先，在相应的数据支撑不完全的情况下，现在确定政策、补贴、商业模式等条件还不完全成熟。

“张北风光储示范项目完成了技术上的示范，实现了储能参与电力系统的各项功能，说石热储能电力调频系统是储能商业模式的雏形为时尚早。就拿储能电池来说，从实验室物理性质定性到批量化生产要八年的时间，抽水蓄能电站作为一种运行多年的储能形式，积累了很多数据，但电价机制仍处于探索阶段。目前，我国对储能电池的评价还是空白，而电池储能有寿命周期，和传统电力设备寿命的概念不同。可以在电源侧、负荷侧都多做一些试点，明确电池的寿命衰减情况、安全隐患、运行维护情况、积累数据、厘清纷繁数据之间的关联性，让试点和政策相互促进，为今后提议调频电价做数据支撑。”来小康对本报记者说。

寄希望于电改？

中发 9 号文提出，要建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的服务分担共享机制。

在此背景下，储能有怎样的发展空间？牟镠峰认为，新政突破了原有的辅助服务补偿和分摊都在发电企业内部流通的局限性，“谁受益、谁承担”体现了电力市场以“公平”为基础的精神。在我国电网运行状况日趋复杂，电力用户的电能质量和供电可靠性要求日趋提升的背景下，辅助服务市场必然需要更多、更优质的辅助服务提供主体，在新政逐步解决辅助服务补偿资金来源的根本问题后，势必会有更多元、更先进的技术进入市场，进而在提升市场运行效率的同时，有效保障电网的安全运行。

根据目前的公开报道，国内只有睿能公司在开展此项业务，预计未来更多的公司将关注储能产业，挖掘某些细分应用领域，实现真正的商业化，而不仅限于政府扶持的项目。

前述华北电力调控分中心人士也认为，目前国内储能系统没有实现单独参与电网调度，还没有这方面的数据来说明储能参与辅助服务的作用。“当然，如果储能能够克服单独并网困难，作为独立调度对象进入电力系统中参与调频的话，相较于常规发电机组，其响应调频指令的速度一定是最快的。这无疑对电网安全运行是有好处的，但如何平衡储能系统与其他常规机组之间的利益、如何完善辅助服务考核补偿细则，还需要在监管机构指导下进行科学合理的设计。”

对此，国家能源局市场监管司人士指出，辅助服务市场是电力市场体系的重要组成部分，未来包括调峰、调频、调压、可中断负荷等品种在内的辅助服务都将在“谁受益、谁承担”的原则下，实现合理的价值体现。“储能技术可以在电力的发、输、配、用这几个环节发挥调峰、调频、调压、容量调节、备用等作用，是构建未来智能、绿色电力系统的关键技术。全球范围内的储能技术还在快速发展，成本不断降低，可靠性不断提高，我们相信未来储能技术将在我国电力系统中获得广泛的应用空间。”

“我们将结合 2015 年辅助服务补偿机制建设工作，在具备条件的地区探索研究推进储能技术参与辅助服务试点工作，并在条件成熟的地区，通过完善‘两个细则’相关条款，尝试将储能服务列入辅助服务项目中。”上述国家能源局市场监管司人士进一步对本报记者表示。

牟镠峰认为，储能是可调设备，不是单纯的发电设备，不能按发电设备的繁琐准入流程审批并网。储能更像一个耗能设备，可以将其视为一个大用户，进行净电量结算，即吸纳的电与发出的电

相减，这部分电量按大用户电价向电网缴费。“当然，这需要进一步论证。所有人都认为现阶段储能成本太高，不具备商业价值。我相信 3-5 年之内，它的成本将能和抽水蓄能电站相当，并省去抽水蓄电站移民、占地、建设等问题。”

“储能参与调频能够提高电能频率质量，提高电网运行安全水平。电网侧将在政策允许的范围内，从调节实验、控制策略、评价指标等方面做好研究工作，为储能独立参与电力系统运行做好技术储备，待未来内外部条件具备时，尽快地实现储能安全并网运行，并最大程度地发挥好储能的独特作用。”前述华北电力调控分中心人士对本报记者说。

“未来，市场监管司一方面将积极支持包括储能技术在内的各种先进技术稳妥进入电力辅助服务领域，促进电力系统安全性、可靠性的提高。另一方面，我们也将电力交易市场化建设工作的总体框架下，设计合理的辅助服务补偿机制，促进参与电力辅助服务的主体、技术和商业模式的多元化，提升市场活力和电力系统运行效率。”上述国家能源局市场监管司人士告诉本报记者。（文/傅玥雯）

中国能源报 2015-08-13

2015 上半年全国能源消费总量仅增 0.7%

7 月 27 日，国家能源局召开上半年全国能源形势发布会。国家能源局副局长刘琦在会上指出，上半年传统用能行业需求大幅回落，能源生产、投资、进口增速下滑，能源供需总体宽松。初步预计，上半年全国能源消费总量同比增长约 0.7%，比去年同期回落 2.2 个百分点，下半年能源需求将有所回升。

据介绍，上半年，能源领域呈现“生产总体平稳、投资增速放缓、进口有升有降、消费增速回落”态势。

从生产看，行业初步统计，上半年煤炭产量约 17.9 亿吨，同比下降约 5.8%；全国原油产量 1.1 亿吨，同比增长 2.1%；天然气（含煤层气、页岩气）产量 674 亿立方米，同比增长 4.3%。发电量 2.7 万亿千瓦时，同比增长 0.6%。

从投资看，上半年全国煤炭开采和洗选业固定资产投资 1686 亿元，同比下降 12.8%；石油和天然气开采业固定资产投资 1169 亿元，同比下降 6.5%；全国电源工程完成投资 1321 亿元，同比增长 7.6%；电网工程完成投资 1636 亿元，同比下降 0.8%。

从进口看，上半年全国进口煤炭约 9987 万吨，同比下降 37.5%；进口原油 1.6 亿吨，同比增长 7.5%；进口天然气 302 亿立方米，同比增长 5.5%。

从消费看，四大主要用煤行业中除化工行业外，电力、钢铁、建材行业用煤量均有所减少；预计上半年全国石油表观消费量约 2.6 亿吨，同比增长 3.2%；天然气表观消费量约 915 亿立方米，同比增长 1.4%；全社会用电量累计 2.7 万亿千瓦时，同比增长 1.3%。

刘琦表示，当前我国经济正处在调结构、转方式的关键阶段，新旧动力的转换仍在进行中，增速换挡的压力有所加大，党中央、国务院主动适应新常态、把握新常态、引领新常态，积极主动创新宏观调控方式，国民经济在二季度出现了积极变化，能源领域一些数据也很好地印证了这些变化。当前能源消费低速增长、市场供需宽松的格局，也为能源结构调整优化提供了契机，一些能耗低、附加值高的新兴产业能源消费较快增长，新的能源消费热点和亮点不断涌现。主要表现在以下几方面：

一是清洁能源比重进一步提高。上半年全国非化石能源发电量同比增长 16.0%，非化石能源发电量约占全国发电量的 22.9%，比去年同期提高 3.0 个百分点。

二是用电增长动力从二产向三产转变的趋势更加明显。上半年，二产用电量约占全社会用电量的 72.3%，比重比去年同期下降 1.2 个百分点。三产用电约占全社会用电量的 12.8%，比重比去年同期提高 0.8 个百分点。上半年 1.3% 的全社会用电增速中，三产上拉了 1.0 个百分点，居民上拉了 0.6 个百分点，而二产下拉了 0.3 个百分点，三产对全社会用电增长的贡献率达到 76.3%。

三是高端装备制造业和轻工业带动制造业用电回升。上半年制造业用电累计同比增长 0.1%，增速较 1-5 月提高 0.2 个百分点。制造业中的交通运输电气电子设备制造业和轻工业中的医药、工艺品、食品及纺织业 5 个行业以占全社会 10.4% 的用电量合计上拉用电增速 0.5 个百分点，对全社会用电增长的贡献率达到 38.1%。

四是实体经济对未来经济增长的预期向好。上半年国网经营区大工业用户业扩报装申请新增容量累计同比增长 2.3%，增速较 1-5 月提高 4.6 个百分点，自去年下半年以来首次实现正增长。大工业用电需求预期持续好转，显示实体经济对未来经济增长的信心增强。

初步判断，下半年我国宏观经济下行压力依然较大，但从二季度主要宏观经济指标和能源指标看，国家一系列稳增长政策的效果逐步显现，这一趋势将更加明显。因此，预计下半年能源需求较上半年将有所回升，全年能源消费将保持中低速增长，能源供需仍将延续总体宽松的格局。预计全年用电量将达 5.7 万亿千瓦时，同比增长 3% 左右。（记者于欢）

中国能源报 2015-08-13

广州发展鳌头分布式能源站 2 号机组通过 72 小时试运

8 月 7 日 16 时，中国能源建设集团湖南火电建设有限公司承建的广州发展鳌头分布式能源站项目 2 号机组顺利通过 72 小时试运。

工程于 2014 年 3 月 26 日开工，湖南火电项目部秉承“信守合同，助力客户成功”服务理念，团结协作，克难攻坚，努力推进工程建设进度，顺利完成锅炉水压试验、厂用受电、燃机点火、并网发电等节点项目。工程建成后，对实现能源集约化发展，提高能源使用效率，促进经济社会可持续发展具有重要意义。

该项目是广东省“十二五”期间建设的天然气分布式能源示范项目，为 2×14.4MW 燃气蒸汽热电联产机组能源站，采用天然气为燃料冷热电三联供等方式实现能源的梯级利用。湖南火电承担工程建筑安装、辅机设备材料采购和机组调试项目。

中国储能网 2015-08-13

刘世民：能源互联网环境下的微电网

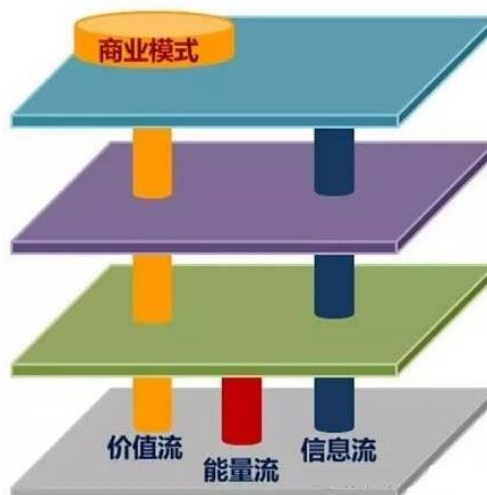
能源互联网简介

能源互联网是建立在信息技术、能源技术及价值创新上的新型能源生态系统，以开放对等的信息、能源、价值一体化架构，支持能源的双向按需传输和动态平衡使用，实现能源系统效率最优和能源价值的最大化利用。

能源互联网特点：能源结构生态化；市场主体多元化；能源商品标准化；能源物流智能化；能源交易多边化。

能源互联网构架：应用层——进行能源优化控制决策、为市场主体提供互动服务、为社会提供公共服务；大数据平台——汇集能源全生命周期数据，支持能源数据的存储、分析和管理；能源传输层——智能电网将是能源传输配送的主要载体，承担能源路由的职责；能源生产与消费层——分布式能源的推广应用，产能用能一体的能源市场主体呈现指数增长。

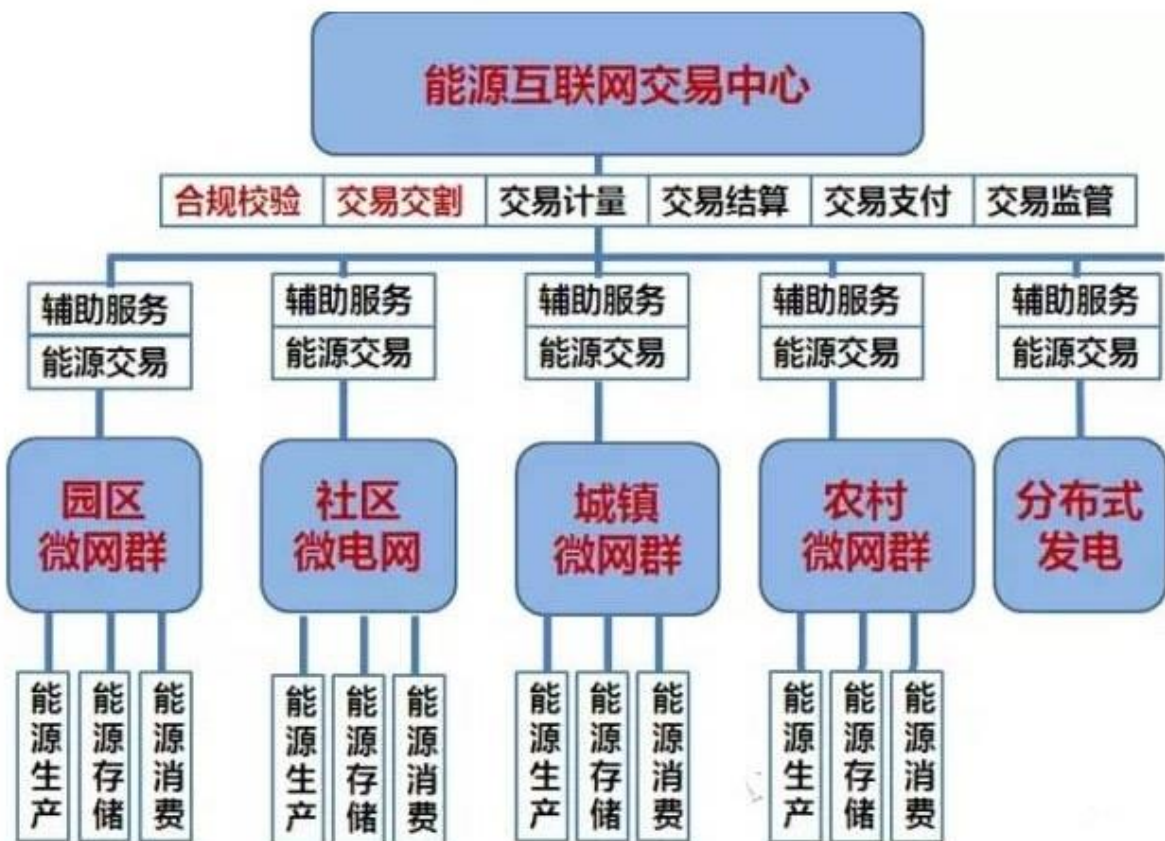
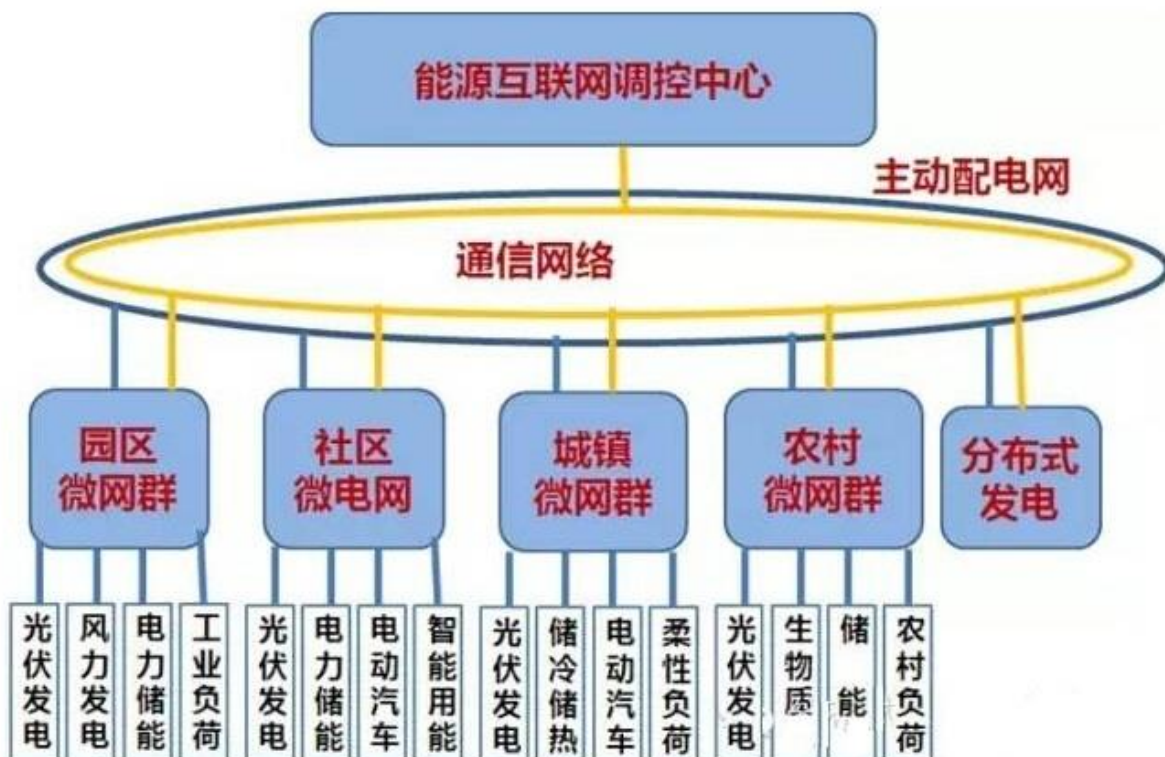
能源互联网效果：能源综合利用，提高系统能效；新能源充分利用，提高能源安全性；替代化石能源，减少碳排放，治理雾霾最彻底的途径；形成能源互联网生态圈；



新的经济增长引擎，带动产业升级。

能源互联网与微电网

从物理层面，微电网是能源互联网的“端”。从模式层面，微电网是能源互联网的重要市场主体。



微电网技术发展

1、技术发展——就地多能协同优化

多种能源就地平衡利用;冷热电互补利用,提高能效。

2、技术发展——直流配用电

直流微电网,实现分布式电源与负荷即插即用,提高能效。

3、技术发展——能源定制服务

交直流混合微电网,实现不同供电可靠性和电能质量的供电服务。

4、技术发展——双向互动

能量路由、信息交换,实现微电网与能源互联网的融合。

微电网商业模式

建设模式: 组建建设联盟;多个投资主体;多种投资形式;多方优势互补;政府搭台、多方参与、共同建设、利益共享。

运营管理形式: 基于大数据分析的、学习型、渐进式的商业模式;微电网管理交易中心利用大数据分析收益和各交易主体的贡献,交易主体通过协商确定收益分配规则,经过多个周期的修正,形成可行的商业模式。

微电网内部运营价值发现: 微电网运营商作为能源解决方案提供商,提供多能源综合利用服务;微电网规划评估、微电网建设、个性化定制供能服务、能源优化利用服务等。

微电网在能源互联网中商业价值: 作为独立市场主体,参与能源互联网。(利用绿色清洁能源,参与碳交易;作为独立市场主体,参与电量交易;提供调峰等多种辅助服务;参与全局能源优化,与能源互联网融合。)

参与能源交易: 在微电网内部,为用户提供定制化能源服务;作为电力批发商从能源互联网交易平台进行电能趸购。

碳排放交易: 实现可再生能源充分利用,参与碳交易市场。

电网互动: 将智能微电网接入主动配电网,实现能量双向流动、信息广泛互联、用户充分互动、多方合作共赢。(分布式储能,支援主动配电网消纳新能源;主动配电网从全局角度确定全网能量分配,将微电网作为柔性负荷,设定其交换功率;微电网作为多能源综合利用的自治系统,进行内部调节,满足与主动配电网接口的交换功率要求;通过互动,实现能量相互支援,合作共赢。)

《电气技术》杂志 2015-08-13

新型纳米粒子锂电池：6 分钟就能充满电

近日,来自美国麻省理工和中国清华大学的科研人员研发出了一种“蛋黄与蛋壳”电池,它可以在 6 分钟内完成一次充电。电池的电极由纳米粒子创建,它的正极由二氧化钛“蛋壳”和铝“蛋黄”组成。当“蛋黄”从“蛋壳”中分离,空隙允许其扩张和收缩,这样外壳就不会受到影响。而人们使用的锂电池其电极每充一次电就会在扩张和收缩发生时出现锂损失,这样则会缩短电池的寿命。

除了变得更耐用之后,这种新型电池的容量也大大增长,为现移动设备锂电池容量的 3 倍。换句话说,新型纳米粒子锂电池可以让智能手机、笔记本、平板电脑用上好几天的时间。此外,由于电池充电过程的缩涨现象得到大幅减缓,于是这款电池的充电时间也大大缩短,只需要 6 分钟。

目前,这款电池还处在实验性阶段,但科研人员相信,这种材料廉价、制作简单的电池未来一定能够量产化。

“这些蛋黄-蛋壳粒子在实验室规模下的测试中显示出了令人非常印象深刻的性能,”新加坡南洋理工大学化学和生物分子工程学副教授、该研究合著者 David Lou 说道,“对我来说,这项工作中最吸引我的地方在于这种新型电池的制作工序简单以及良好的可扩展性。”

MIT 教授 Ju Li 则表示,虽然这种电池的制作方法是一次偶然的发现,但它最终却能成为现锂离子

我国火电存在近 1.7 亿千瓦闲置装机

在我国经济发展进入新常态和用电量增速放缓的情况下，火电装机增速不降反升，火电利用小时数持续下降。近来，电力行业发展结构矛盾和供过于求问题已逐步由局部现象演变为全国性的问题，一方面弃风、弃光、弃水问题未得到缓解，另一方面，在我国经济发展进入新常态和用电量增速放缓的情况下，火电装机增速不降反升，火电利用小时数持续下降，造成能源系统效率的大幅降低和资源的巨大浪费。

火电装机增速过快是根本原因

上半年，全社会用电量仅同比增长 1.3%，增速同比回落 4 个百分点，东北和中部用电量均为负增长。而上半年火电新投产 2343 万千瓦，同比增长 55%，各地火电项目核准开工步伐加快，核准在建规模达 1.9 亿千瓦。火电利用小时数同比降低 217 小时，预计全年火电利用小时数低于 4500 小时。

预计到 2015 年底，火电装机规模将达到 9.6 亿千瓦以上，若按火电正常利用小时 5000~5500 小时测算，火电已存在 9600 万千瓦~1.7 亿千瓦的装机闲置，投资按照 3800 元/千瓦造价计算，形成了 3600~6500 亿元的投资浪费，尚不包括配套电网投资。

新能源尽管也保持较快的装机增速，但装机规模与火电相比仍然较小，发电量替代效应尚不明显。上半年风电发电量同比增长 211 亿千瓦时，如果这部分电量全部由火电来发，仅可提高 22 小时的火电利用小时数，说明新能源发展并不是降低火电利用小时数的主要原因。火电自身装机增速过快才是导致发电设备利用小时总体下降的根本原因，同时也是弃风、弃光、弃水的深层原因之一。

电源总体规划缺乏统筹

根据国家能源局网站公布的信息，上半年全国风电弃风电量 175 亿千瓦时，同比增加 101 亿千瓦时，平均弃风率 15.2%。从目前的情况看，弃风加剧的原因不仅仅是装机和电网之间不匹配的问题，也不仅仅是火电机组调峰能力不足的技术问题，更主要的是电源总体规划缺乏统筹、系统运行管理效率不高。

火电装机规模过剩日益严重，导致火电自身博弈加剧，并对新能源消纳空间的挤占现象日益突出。很多地区火电项目以热电联产名义上马，或现役纯凝机组以供热改造名义增加发电量降低调峰能力。

在供大于求的局面下，存在调度机构为保障火电年度发电量计划和大用户直供电交易的完成，以牺牲新能源上网电量为代价，优先保障化石能源电量收购的现象。

以东北地区为例，据悉，近几年国家均未安排吉林、黑龙江的风电新建规模，东北风电建设速度逐年放缓。2015 年上半年，东北三省仅投产风电 30 万千瓦左右，而同期新增供热火电机组 200 万千瓦，加上红沿河一台 112 万千瓦核电机组投产，弃风问题急剧恶化，弃风率由 2014 年 9% 上升至上半年 22%，其中吉林弃风率更是高达 44%。

须严格控制不必要的化石能源增长

“十三五”时期，我国经济发展进入新常态，能源消费结构将进一步优化，用电需求进入减速换挡期，这为我国推动能源生产与消费革命、实施能源转型战略提供了难得的“窗口机遇期”。

从欧美等国发展历程看，工业化阶段伴随化石能源的大规模开发，使全球能源供应和气候环境承载巨大压力。欧美发达国家进入后工业化时期后，能源消费趋于平稳，去碳和低碳成为其能源发展的主要特征。目前，德国、丹麦等国家已进入可再生能源对化石能源的存量替代阶段。

我国经济发展进入新常态阶段，能源消费增速放缓。目前，我国已具备实施可再生能源对化石能源的增量替代的产业基础和条件。为避免我国长期锁定在化石能源发展路径上，在“十三五”期间应保持可再生能源规模化增长，同时必须严格控制不必要的化石能源增长。

“十三五”时期，实施可再生能源替代战略的关键是要妥善处理煤电与可再生能源在规划、建

设、运行等方面的关系，加强电力系统统筹优化，加快体制机制改革。

一是要控制新增煤电规模。在“三北”等电力过剩、风电消纳非常困难的地区严控新建火电项目，尤其对热电联产项目要严格把关，并加大对风电清洁供暖项目的支持力度；做好地方规划和国家规划间的衔接，禁止地方在规划外建设煤电项目，对已列入规划但尚未启动的煤电项目，根据最新形势重新评估和布局；鼓励发展抽水蓄能、有调节能力的水电和燃气电站承担电力尖峰负荷。同时，通过需求侧管理和需求侧响应机制降低旋转备用率和煤电需开机规模。

二是转变煤电的市场定位和盈利模式。在目前煤电规模总体过剩、抽水蓄能等灵活调节电源占比仍然较低的情况下，仍需要煤电承担系统辅助服务。应鼓励引导煤电实施技术改造和提高管理水平，提高机组调峰能力。从技术上，对现役热电厂加装储热锅炉，增加其调峰能力；从管理上，完善火电最小技术出力的核定办法，加强热负荷在线监测和供热机组调峰能力的动态评估，提高热电控制水平。对于已投产的火电机组，为维持其合理收益、鼓励其承担调峰的积极性，应尽快研究实施两部制电价政策，并结合电改加快建立辅助服务市场，形成包括用户在内的全网共同补偿分担机制，以充分满足可再生能源调峰运行需求，为可再生能源运行消纳留足空间。

中国电力报 2015-08-14

美清洁电力计划开启清洁能源全盛时代

随着《清洁电力计划》最终方案公布，美国电力行业碳排放无上限的时代即将终结。这是一个令人振奋的消息，因为气候变化已经将人类置于一场事关人民福祉的竞赛中——那些最快实现清洁能源转型的国家将拥有最佳的竞争力，创造最多的工作岗位，拥有最清洁的空气。这是一场冠军争夺战，而《清洁电力计划》给美国提供了一个获胜的砝码。

这项计划将给美国带来诸多机遇。各州应当利用这个机会，清除以往存在的障碍，提高能源自由度和消费者的选择权。在许多州，一些旧政策甚至会阻碍居民安装太阳能板——而各阶层的美国人民都明确地表示想自己掌控电力选择权。

《清洁电力计划》将进一步促进美国的能源转型。曾经令人感到新奇的电动汽车、高效电器、价格低廉的清洁能源最终将变为生活必备。投资清洁能源所创造的工作岗位也将是化石燃料的3倍。这项计划将激励企业更多地进行清洁能源投资。

比尔·盖茨曾说过：“如果我们能够为创新提供良好的环境，我们就可以加快创新的步伐、开发和部署新的方法、并最终为每个人提供可靠的、负担得起的零碳能源。”

我相信《清洁电力计划》就是比尔·盖茨所说的“为创新提供良好的环境”，并带领我们走向一个更清洁、更健康和更繁荣的未来。（作者：弗雷德·克虏伯）

中国能源报 2015-08-14

生物质能、环保工程

江苏首座分布式沼气发电站成功并网发电

8月7日，电力工人在沼气罐顶部检测接地电阻。近日，江苏首座分布式沼气发电站——南通海门市圣杰牧业有限公司的沼气发电站成功并入国家电网。南通是江苏的畜禽养殖大市，养殖产业每年会产生大量的畜禽粪便。南通海门市圣杰牧业生猪存栏超过1万头，该公司投资600余万元建成了450千瓦分布式沼气发电站，实现24小时不间断发电。据测算，该发电站年发电量可达200万千瓦时，将实现生态效益和经济效益的双丰收。新华社发(杨少玉 摄)

新华社 2015-08-07

垃圾发电还需等待政策加码

民企投资因缺乏经济实力，水平较低。这种单一模式的建设渠道，结果往往是：企业通过低价甚至低于成本价中标垃圾发电项目，就必然会降低工程造价，进而直接导致项目的简易化、设备的低端化。要加速垃圾焚烧发电产业的发展，当前加大政府投资（即国有资本）进入市场，引进更为先进的设备及工艺，乃是重中之重。

“垃圾是放错地方的资源”。在多方举措推进环境友好型、资源节约型社会进程中，有必要深入研讨垃圾无害化处理的有效途径，其中利用垃圾焚烧发电项目，更是保护环境和节约能源的双效好措施。

笔者所熟悉的地级城市——位于长三角太湖南岸的湖州是浙江省乃至全国开展再生资源（垃圾）综合利用发电较早的地区之一。早在 2006 年 12 月，湖州市浙江美欣达股份有限公司投资 2.5 亿元就在当地开始兴建湖州南太湖环保能源有限公司垃圾焚烧发电项目；而市辖的长兴县民营企业周利方，则于当年 5 月就投资 1.73 亿元，率先成立了长兴新城环保有限公司，兴建垃圾焚烧热电厂。这两家垃圾发电厂同步在 2008 年 9 月并网发电，每天可分别焚烧处理生活垃圾 800 吨和 500 吨，为全市利用垃圾焚烧发电开了先河。

到 2012 年 7 月，湖州市所有生活垃圾均实现焚烧发电。全市日均处理垃圾 1900 余吨，全年约为 70 万吨，总装机 3.45 万千瓦，年度发电量近 2.0 亿千瓦时，上网电量为 1.7 亿千瓦时，同时每年可兼供热 40 万吉焦。全市垃圾焚烧发电相当于年节标煤 12 万吨以上。

近两年，湖州垃圾焚烧发电相关投资方继续看好市场需求，纷纷扩大生产能力。预计到明年，该市日处理垃圾能力将提高至 2600 吨及以上，年处理能力为 100 万吨左右，将基本适应“无害化、减量化、资源化”处理需求，同时发电量、上网电量将同步递增 25% 左右。

综合考虑经济、环境成本，垃圾焚烧发电逐渐成为城市生活垃圾处理的首选，具备必然性。据不完全统计，1998 年-2012 年 3 月，我国垃圾焚烧发电项目累计投资总额为 1469 亿元，共 449 个项目。其中，广东省垃圾焚烧发电项目市场投资总额最高，为 272 亿元，占全国垃圾焚烧发电项目投资额的比例为 18%，其次是江苏、福建、山东和浙江，上述 5 个地区占全国总投资额的 48%，除广东以外，江苏及福建项目投资也均超百亿元。

但城镇垃圾增生量速度远远超过利用装机增长量，所以总体趋势为装机不足。据权威部门预测报告：未来几年内我国年有垃圾量将达到约 4.5 亿吨至 5 亿吨/年，到 2015 年底我国的垃圾焚烧电厂还将增加 384 座（总量约为 1000 座）。届时日焚烧能力将达到约 31 万吨/日。这一数字，也只占我国全部垃圾量（约 121 万吨/日）的 25.6%。所以发展垃圾焚烧发电，不仅大有作为，而且需要奋起直追。

纵观湖州 10 年来的垃圾焚烧发电产业发展，主要表现为起步早、厂点布址较合理、投产运营较为稳定、经济效益尚可、周边社会关系较为和谐，实现“减量化、无害化、资源化”的三化处理得到充分认可。未来瓶颈在于：由于垃圾来源及分拣、储运等环节诸种因素导致原料质地差占用了设计容量，造成垃圾量增多后原设计消纳能力不足，需再次机炉改造增容，但又延误时期；应提倡用效能更好的机炉选型及配套的相关铺设；补贴资金到位及时性不够，影响企业正常运营；有关部门落实垃圾分类管理措施不力，垃圾分拣总体质量不高，降低了燃料热值，影响了企业效率及经济效益；由于社会配套措施滞后，在垃圾储运过程中发生的跑冒滴漏，易给企业造成负面压力；未建立全面开发炉渣、飞灰的综合利用有效途径。

就全国范围看，还应从政府、社会及保障机制三大层面剖析该产业发展的影响因素。

政府现行招标模式一定程度上制约了行业发展。

集投资、建设、运营、服务及回收利润于一体的模式，国际惯例称为“BOT”模式。随着民营和国外资本大量进入，“BOT”模式在垃圾焚烧项目应用广泛，我国政府目前亦主要采用这种模式发展垃圾发电项目。该模式服务期限大多约 25 年，然后交国家所有。该模式有助于推动项目建设，提高运作效率，引进技术、人才及提升管理水平，而企业要收回投资，还要缴纳税费和获取利润，

“BOT”方式则需投资方支付更多成本。

虽然焚烧处理在我国处于快速发展期，当前我国垃圾焚烧发电产业主体仍以民资为主。但民企投资因缺乏经济实力，水平较低。这种单一模式的建设渠道，结果往往是：企业通过低价甚至低于成本价中标垃圾发电项目，就必然会降低工程造价，进而直接导致项目的简易化、设备的低端化。

要加速垃圾焚烧发电产业的发展，当前加大政府投资（即国有资本）进入市场，引进更为先进的设备及工艺，乃是重中之重。

大众科普不够、对项目支持不够乃至抵触，同时对垃圾分类认识不足、分拣效果差，加上管理不力，最终影响产业发展。

事实上，采用合理的焚烧技术和焚烧后烟气处理，大众担忧的二噁英类物质基本可以被消除。发达国家经验给我们的启示是：只要正视二噁英的排放，目前的技术条件完全可以化解其所带来的潜在威胁。所以，需要政府对垃圾分类进行更为合理的补贴和恰当的舆论宣传引导，同时加强指导与监管，尽快形成社会普遍点赞该产业发展的氛围。

此外，笔者曾多次去过相关发电厂，在喂料车间往往可以看到垃圾含水量多，冬季的时候垃圾还带着大块冰块，而从垃圾中分拣出弃在一旁的瓶瓶罐罐，更是堆积如山。所有这些，都大大降低了垃圾的热值，影响了企业处理效率，降低了效益。

整体运营环节复杂，缺乏确保投资者回报的保障机制。

垃圾电厂主要的经济指标，主要为运营成本和收入来源两部分。其中，运营成本主要是辅助燃料(煤或油)、维修、折旧、管理、财务、人力、材料(如活性炭)等，建成后垃圾处理成本大约为 150 元及以上/吨，此外还有不可预见的成本费用（如突发事故周边赔偿等）。收入来源包括垃圾处理补贴、售电收入、税收优惠、供热收入、售渣收入等。

尽管政府集中也出台了一些有利于行业发展的政策措施，可是因为垃圾发电项目前期投资成本巨大、发电本身利润太低，反对声音过多等不利因素，加上缺乏必要的利益保障机制等，都为行业发展带来了不小阻力。

为加速发展垃圾焚烧发电产业，在此笔者提出以下建议：

垃圾发电兼具经济和社会效益。对于民营资本而言，首要考虑的是经济效益。但是目前，我国有关立法滞后，企业和政府在垃圾焚烧处理中的作用不明确，各方应承担的责任和费用都处于探索阶段，产业分类指导方向还不明朗，专业化程度差。笔者在走访中，几位垃圾发电厂的相关负责人都希望政府能给予更多支持，比如补贴及时足额发放、招投标更为透明合理等。

在修改《电力法》时，应增加相应垃圾焚烧发电内容，以维护企业的合法权益。同时政府主管部门应加强行业指导。

加快国有资本的投入，形成骨干企业，引领行业发展。地方政府占主导地位的投资主体应尽快形成，进一步提高垃圾处理、发电设备设施制造水平。

强化民众知识科普，从源头上提高垃圾分类管理水平，为发电企业创造良好的前置条件。同时，提高民众自主垃圾分类意识。政府应综合考虑现状：大多数生活垃圾含水率高、热值低，使垃圾处理和发电成本大幅提高，企业经济效益差。建议必要时，可实行对居民分类垃圾优劣的奖罚措施。加强配套设施建设，严控储运过程中的跑冒点漏现象，创造良好的环境氛围。

按节能调度顺序，确保垃圾焚烧发电与清洁能源同序列调运上网，并在年度发电量指标分配时予以倾斜、优先排列，确保满负荷运行。通过全出力发电，企业就能有稳定合理的利润空间。

为防止盲目一哄而上，避免原料供应不足等问题，建议政府将垃圾焚烧发电项目视同其它电力、热电项目，按地区分编规划，以期合理科学布址，确定设计容量，避免各种资源的重复使用或浪费。

高度重视炉渣、飞灰的综合利用。

每吨生活垃圾焚烧后的炉渣（炉排炉约 20%、流化床约 11%）大多被运于制砖，而对飞灰（炉排炉约 3%、流化床约 12%）的全面有效处理，目前尚无成功经验。对此，建议有关部门加大科研力度，运用新工艺技术进行飞灰无害化处理，为产业发展营造更有利的条件。（卢炳根 作者系国网浙

太阳能

光伏的出路在于改革可再生能源定价办法

据介绍, 3-5年内美国将做到太阳能发电能与煤电竞争, 关键在技术提高, 将光电转换率由19%提高到21%。美国德克萨斯州奥斯汀市可以说是美国太阳能采购价创新低的范例, 中国也可以学习。出路在于改革, 改革可再生能源定价办法, 以特许权招标竞争确定电价为主。国家的扶持可以对新能源以贷款的优惠利率、税收优惠、支持新技术研发等方式体现。可喜的是国家能源局已经开始了探索、试点。

近日有消息称, 可再生能源补贴发放不及时、不到位已成为阻碍光伏企业发展的重要因素。中国光伏行业协会日前在2015年上半年光伏产业发展与下半年展望研讨会上表示, 受可再生能源附加费不足、补贴发放程序冗杂等影响, 仅15家光伏电站营运商统计的数据显示, 光伏补贴拖欠额度已超过100亿元。

中国光伏行业协会秘书长王勃华介绍, 现阶段很难实现可再生能源补贴应收尽收。2014年应收补贴约为700亿元, 实际上缴400亿元左右, 征收上来的320亿元用于补贴风电等其他用途, 留给光伏的补贴额度“供不应求”。此外, 光伏企业获取补贴需从地方财政、价格主管部门、能源部门开始进行初审, 最后由财政部、国家发改委、国家能源局进行审批, 审批完后进入目录, 最后由中央财政拨付至地方财政, 这样一来, 企业最终拿到补贴经历时间有可能超过一年半。据光伏企业反映, 现在只解决到2013年底的补贴, 2014年的不少还在审批流程。补贴资金的征收和发放实际主要掌握在财政部手里, 能源局话语权有限, 此两者之间还有矛盾。而且这些资金的征收使用情况实际上透明度不够。

补贴虽然是给光伏电站的, 但是如果光伏电站没有钱, 就会拖欠组件厂商货款, 组件厂商又会进一步向原材料供应商传导, 最后形成“三角债”, 进而对整个光伏产业链都产生很大的负面影响。

目前我国可再生能源补贴的资金来源为全国征收的可再生能源电价附加费。最初每千瓦时只征收4厘, 后来收不抵出, 加到8厘。随着可再生能源发展, 缺口越来越大, 2013年9月每千瓦时再增加7厘, 征收标准提高到每千瓦时1.5分。补贴金额是根据物价局定的风电和太阳能发电标杆电价, 高出当地燃煤标杆电价部分全额补贴。现在光伏发电全国分三类标杆电价, 依次为每千瓦时1元、0.95元和0.90元。而燃煤标杆电价是按省, 一省一价, 约在每千瓦时0.30-0.55元之间。据国家能源局统计, 截至2014年底, 可再生能源补贴资金缺口累计已超过140亿元。在国家政策支持下, 近两年光伏发电量都在翻倍增长, 而可再生能源补贴资金却增长相对缓慢, 两者之间的差距扩大, 导致资金缺口也越来越大。

以光伏为例, “十二五”装机目标由原来的5GW调整为35GW, 涨了6倍。中电联最新统计数据显示, 2014年全国并网太阳能发电量231亿千瓦时, 同比增长170.8%;并网风电发电量1563亿千瓦时, 同比增长12.2%, 这意味着可再生能源补贴资金也需增加这样的比例。但即便全社会用电足额征收可再生能源附加补助资金, 2014年也仅能增长3.8%。按此可再生能源补贴资金的征收和发放模式, 随着可再生能源发电量的增加, 补贴资金需求也“水涨船高”, 补贴征收标准也必须逐年加码。

两年前, 我曾就光伏发电补贴谈过看法: “光伏、风电, 目前电价补贴制度限制了发展规模, 随着规模扩大, 补贴也将难以为继。要想规模扩大必须改革补贴制度, 继续在降低成本上下功夫, 逐渐做到与传统能源发电有竞争力才行。”

从美国最近发展的情况看, 光伏发电成本已做到5-7美分/千瓦时。光伏投资商应从长远看, 不

要总依靠国家补贴。现在的标杆电价办法限制了价格，不利于企业降低发电成本。降低成本还应做大规模，摊薄成本。特许权招标仍不失为一个促进竞争的办法。应分布式与集中式并举，因地制宜。事实上，因补贴资金到位难，分布式发电今年的任务很难完成。

然而，光伏行业是否离开补贴就不能发展了？光伏发电电价到底是继续政府定标杆电价好还是引入特许权招标竞争好？美国德克萨斯州奥斯汀市可以说是美国太阳能采购价创新低的范例。2014年，奥斯汀市市属电力公司奥斯汀能源原本与 SunEdison 签下每千瓦时 5 美分的购电合约，却突然间无预警抛弃 SunEdison，转而与 Recurrent 合作，使采购价降到略低于每千瓦时 5 美分。不过事隔一年，连当年不到 5 美分/千瓦时的采购价都显得贵了，因为 2015 年报价直指 4 美分/千瓦时。

2015 年 4 月，奥斯汀能源提出 600 百万瓦容量的太阳能电力采购需求，以实现其在 2025 年以前 55% 电力来自可再生能源的长期规划。最终共有 7976 百万瓦容量的太阳能发电计划投标，其中，有 129.5 万千瓦提出的电力采购价低于每千瓦时 4 美分，约合每千瓦时 0.248 元人民币。若加上美国对太阳能发电有 30% 的 ITC 补助(税收减让)，则约每千瓦时 5.71 美分，约合每千瓦时 0.35 元人民币。

2014 年奥斯汀能源与 Recurrent 的不到 5 美分/千瓦时的合约价当年看起来是破盘价，现在看起来却贵了 2 成。奥斯汀能源在今年 6 月的市议会上表示，太阳能科技日新月异，价格也随时间直降，其更画出近年来德州太阳能价格下降曲线图，指出未来还有可能下探每千瓦时 2 美分。不过美国光伏发电也即将面临政策变数。ITC 补助到期之后，价格将不可避免上涨，但奥斯汀能源认为，以光伏发电降价速度，18 个月内就能抵销补助取消的影响，因此，ITC 只占决策时考量因素中很小的部分，其并不会为了赶上 ITC 最后期限，就会一口气赶建全部 60 万千瓦容量的发电设备。

今年 2 月，笔者访问亚历桑那州太阳能检测中心时，据该中心有关人员介绍，3-5 年内全美将做到光伏发电能与煤发电竞争，关键在技术提高，将光电转换率由 19% 提高到 21%。

中国也可以学习美国奥斯汀市案例。出路在于改革，改革可再生能源定价办法，以特许权招标竞争确定电价为主。国家对新能源的扶持可以贷款的优惠利率、税收优惠、支持新技术研发等方式体现。可喜的是国家能源局已经开始探索、试点，在大同推进了一个 100 万千瓦光伏电站的领跑者项目，通过招投标竞争选定业主。财政、税收、银行都应从支持新能源发展和减少温室气体排放的大局，给予新能源行业扶持。(张国宝)

中国能源报 2015-08-06

太阳能光热产业将呈现三大走势

作为全球太阳能光热利用第一大国，中国太阳能光热市场增速持续放缓。太阳能光热产业路在何方？国家发改委能源研究所副研究员胡润青、四季沐歌集团总裁李骏等业内人士认为，未来中国太阳能光热产业将呈现三大走势：从农村走向城市、从民用走向工商业、从单一能源走向复合能源。

胡润青、李骏等是在 7 月下旬于北京举办的 2015 国际太阳能供热制冷技术峰会上做上述表示的。会上，业内多位专家齐聚一堂，为在太阳能光热利用行业突围寻找增长动力。

分析太阳能光热行业增速放缓的原因，胡润青认为，从外部看，伴随着新建建筑面积下降以及一些国家政策性鼓励项目的结束，导致太阳能光热的市场需求有所萎缩；从技术角度来看，中国一些太阳能光热企业在研发产品时只注重于温度这一个要点，而忽略了压力、流量、流速等多个影响用户使用感受的元素；此外，缺乏新的技术突破以及有待完善的商业模式，也是中国太阳能光热行业发展缺乏足够动力的原因。

中国可再生能源学会热利用专委会郑瑞澄分析说，要想突破当前困境，需要研究市场化发展存在的障碍并加以解决。

我国最大的太阳能光热生产企业四季沐歌集团总裁李骏认为，中国光热走市场化之路，不能仅仅停留在做热水器这样一个产品层面，而要树立产业发展新思维。企业发展要从卖产品到卖项目，市场路径要从农村走向城市、从民用走向工商业应用、从单一能源走向复合能源。他说，光热发展不仅仅是技术创新，还包括理念创新，光热行业做大做强，不仅仅是太阳能热水器单一产品的竞争，

而是放眼整个可再生清洁能源领域，是太阳能光热地位的竞争。

对此，中国建筑科技研究院建筑环境与节能研究院院长徐伟深表赞同。他举例说，比如，建筑节能已经成为我国节能减排的重要目标，“近零能耗建筑”已经成为国际新的发展趋势，可再生能源建筑一体化是必然发展方向。有数据显示，在建筑总能耗中，使用能耗约为建筑能耗的 15 倍左右，供暖能耗又几乎占总使用能耗的 35%，我国太阳能采暖商业化、规模化前景十分广阔。

“以四季沐歌为首的龙头企业的发展路径揭示了中国光热产业的未来走势。”胡润青表示，一是市场范围从农村拓展到城市；二是从单一热源向多能互补的应用领域拓展；三是单一的洗浴热水向工商业热水、供暖、制冷领域拓展。

李骏认为，太阳能光热行业增速回落有一定的周期性。按“十三五”能源编制规划，未来 5 年时间，我国太阳能集热器的保有量要实现从 4 亿平方米到 8 亿平方米的增长，对光热企业是挑战，但更多的是机遇。对于光热企业来说，未来第一要把技术做扎实、市场做到位；第二要积极协助各地方政府建示范项目、以点带面；第三还要争取行业做大做强能源政策。

经济参考报 2015-08-03

松下“电源供应系统”为印尼改善教育环境和供水条件

松下公司(Panasonic Corporation)宣布在印尼西爪哇省万隆区 Banjarsari 村的 Malabar 第四国立小学(National Elementary School Malabar 04)安装自主开发的独立式光伏发电机组“电源供应系统”(Power Supply Container)，以改善这一多山地区的教育环境。2015 年 7 月 30 日，FEDU、印尼非政府组织(NGO)和项目合作伙伴联合举行了一场交接仪式。大约 350 名嘉宾受邀出席了此次仪式，包括万隆区区长 Dadang、日本驻印尼大使馆参赞 Takonai 及受助学校的师生。

Banjarsari 村地处海拔高度约 1,500 米的高地，过去由电力公司提供电力。但是，处于一座半径为 1-2 公里的茶园中间地带的 Malabar 第四国立小学 32 年来始终未用上电。该学校一直努力通过利用 IT 提供良好的教育环境，包括为学生提供的个人电脑。

松下将通过公私合作项目——由日本驻印尼大使馆推广的“基层人群安全援助计划”(Grant Assistance for Grassroots Human Security Projects)*1——为 Malabar 第四国立小学提供其“电源供应系统”，同时还为 LED 照明、该小学的电力设备及个人电脑、投影仪和电视等教育工具供电，以最终改善设施和教育环境。

“电源供应系统”是一种独立式发电机组，采用了松下制造的太阳能电池板和蓄电池组。上课期间，“电源供应系统”为安装在每间教室内的电力设备供电，并使得照明装置的使用以及通过个人电脑和电视方式供应试听教具成为可能，从而改善教育环境。放学后，通过“电源供应系统”运营工会将电力用于校舍的广泛用途，并收取必要的管理费，以维护设备，并最终为该地区社区的照明及改进地区电力基础设施问题做出贡献。

此外，Malabar 第四国立小学还遭受供水不稳定问题；不过，该项目安装的水箱和水泵能够改善校内供水状况。

在该项目中，松下负责向 FEDU 提供设备和技术支持。FEDU 将为在 Malabar 第四国立小学或 Banjarsari 村内建立自我可持续供电组织提供支持，并提供与设备运行、管理和维护相关的培训和支持，旨在实现可持续供电。松下在项目中获得日本贸易振兴机构 BOP 小组的支持，并在创造独立式光伏发电机组需求及提出问题解决方案方面获得支持。

松下将进一步努力将稳定的电力供应范围扩大至没有电的地区，以及将备用电源扩大至遭受频繁断电的地方，并在灾害时提供更强大的社会支持，包括提供应急电源。该公司将在印尼及其他存在电力基础设施问题的新兴国家提供更丰富、舒适的生活方式。

“电源供应系统”概述

“电源供应系统”配有松下制造的 12 个“HIT240”太阳能电池组件，这些组件拥有较高的转换效率，并能产生大约 3kW 的电力。它还能提供 24 个内置铅酸蓄电池储存的电能（总计

17.2 kWh)。

*1 通过“基层人群安全援助计划”开展的公共/私营部门联合项目：以 ODA（政府开发援助）形式向发展中国家的地方公共机构、教育/医疗机构、非政府组织等在当地运营的相对小型的项目提供财政援助。日本外务省为日本公司的企业社会责任提供支持，以发展开展此类项目的国家的地区经济及社会经济基础设施，特别是针对由公共和私营部门联合运营的项目。

美国商业资讯 2015-08-10

三菱化学推出贴在窗户上使用的有机薄膜太阳能电池

三菱化学在日本新能源及产业技术综合开发机构(NEDO)的资助下，在 3M Japan 的协助下，在仙台国际中心的走廊实施的窗用薄膜实证实验。（照片由三菱化学提供）三菱化学宣布，将从 2016 年开始供货该公司开发的有机薄膜太阳能电池。产品为半透明薄膜状，夹在双层玻璃中间或粘贴在玻璃窗上使用。

该产品的转换效率约为 3%。耐久性方面，预计夹在双层玻璃中使用的类型约为 10 年，粘贴在窗户上的薄膜约为 5 年。三菱化学表示，将使薄膜型产品的耐久性也达到 10 年以上。

推出产品时将与美国 3M 公司合作，由 3M 日本公司负责施工，安装到楼宇的窗户上。

产品价格未定，预计刚上市时 1m² 薄膜的售价为 1 万多~2 万日元。这一价位与用于隔热及隔紫外线用途的窗用薄膜相当。三菱化学表示，将通过量产使价格降至 1/2 甚至 1/3。（记者：野泽 哲生）

日经 BP 社 2015-08-11

西安最新分布式光伏发电补助政策详解

2015 年 7 月 21 日，西安市政府常务会议审议通过了西安市发改委拟制的《关于推进分布式光伏发电应用实施方案》。该方案初稿几次经过相关部门讨论商议，并向全市范围的行业相关单位及企业广泛征求了意见。方案结合本市实际情况，同时充分借鉴了陕西省推进分布式光伏发电应用的《实施意见》，其补助标准也与省一致。

2015 年 8 月 6 日，西安市政府正式下发通知(市政办发[2015]57 号)，明确方案、组织实施。

一、指导思想

通过市财政补贴资金和开发区专项补贴资金，给予分布式光伏装机 1 瓦 1 元的补助(共 3 年)，以此来引导、推动、规范本市分布式光伏发电应用的发展。

二、方案的关键内容和亮点

以市场为导向。这次的实施方案出台补贴政策和相关管理措施，只安排总体规模布局，没有给各区县和开发区下达硬性建设指标，就是要遵循市场规律，发挥市场配置资源的决定性作用，政府重在建立激励和制约机制，做好管理和服务工作，投资建设由市场和企业自主决策。

装机量及分解。方案明确在 2015 年至 2017 年底期间，按 200MW 规模布局。其中屋顶光伏发电 120MW，光伏照明 5MW，光电建筑一体化 5MW，重点示范镇 10MW，农村项目 60MW。三年中各年的规模指标为 2015 年 60MW，2016、2017 年均为 70MW。拟建设有 50 个示范项目、10 个示范区(不光是开发区和工业园区，还包括居民社区和小区)、30 个示范镇(街区)及示范村。

工商企业屋顶仍然是示范重点、农村成示范新锐。工商企业、单位屋顶安装量预留 120MW，占 60%；农村光伏发电安装量预留了 60MW，占 30%。道路照明和城区亮化、市政红绿灯项目，要求在条件许可情况下优先使用太阳能发电，并对现有设施按计划进行改造。《方案》鼓励新建用能企业率先安装光伏发电，省市级重点项目原则上要用屋顶来配套光伏发电，政府投资的公共设施、或财政补助的公共建筑、保障性住房、新城镇、新农村优先考虑安装光伏发电。对符合光伏发电条件而无光伏发电相关设计规划的新建或改扩建建筑(项目)，相关部门在项目规划、节能审查和验收时不予受理。

示范项目指标不设门槛。这次的实施方案在 2015 至 2017 年的三年期间安排了 200MW 规模。

并没有明确规定示范项目和示范区(村、镇、户)的具体装机量,这给市场发展提供了更多、更灵活的空间和机会。比如说示范村的规模如何确定呢,市发改委能源办相关工作人员告诉我们,接地气的推广政策更能准确地发力来推动这个市场的发展,分布式光伏示范村的确定,即要考虑适宜安装光伏的屋顶结构问题,也要充分理解每个农户自家的经济情况及自愿性原则,同时也要满足技术先进性、系统经济性、稳定可靠性的原则。

发电量记入企业和单位的节能减排考核指标。《方案》规定:全部电量纳入全社会发电量统计,用电量折算后计入区县政府、开发区、企业的节能量,纳入节能减排考核。这对企业和单位的节能减排会起到很大的支持和引导作用。光伏系统并入电网发电以后,直接减少了企业和单位的用能量(市电),投资光伏发电系统可快速见效(一般项目1-2个月内建完并上网发电)、不占地(仅占用闲置的屋顶)、不增加编制、没有复杂的设备管理,还可以根据节能经费的年度预算分批建设(每年装一部分)、从而分年度抵减节能和排碳量。今年是“十二五”计划的收官之年,加之部分用能企业加装了在线的节能监测装置,单位和个人领导已经和节能减排业绩挂钩(节能减排不达标要影响考核)。如何选择寿命长、见效快、效果好、效益也好的节能新技术(产品),分布式光伏发电应该是首选了。退一步讲,如果企业资金周转紧张,还可以把屋顶出让给光伏(或投资)公司来投资建设,光伏发电后可以给企业优惠的新能源电价,以平衡对屋顶的使用费用。光伏发电的补贴补助则由投资方获得收益,这样不花钱也可以完成节能减排指标,解决了工商企业(包括政府及其他公共建筑)有屋顶没资金的最大障碍,这也是最简单最易执行的企业对企业的合作共赢的节能新模式。这也就是本方案明确的“推动和鼓励企业(个人)投资或出租屋顶建设分布式光伏发电系统”。

项目备案走“绿色通道”。方案规定:分布式光伏发电项目取得备案和接入意见函后(个人项目只需确认电网接入方案)即可开始设计和建设。项目免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。要求区县、开发区、电网企业都要设立“绿色通道”,提供一站式服务。这说明包括企业等单位项目备案不用写可研报告,不用办其他部门的支持性文件,统一了基层的工程程序。

补贴与补助资金两条线。方案规定:度电补贴(含上网电费)从供电局转付。这与国家和各地方政府都是相同的。当地分布式光伏发电补助则每年度发放一次。方案要求在项目验收运行后,给予一次性投资补助。区县项目补助由市财政出,开发区对辖区项目按照不低于每瓦一元的标准给予一次性投资补助。二是项目的补助资金是先申请,发放补助资金是在项目验收运行后一次性下发的。正常应该是在每年年底汇总统计补助项目与补助资金额,然后列入下一年度资金预算一次发放。

个人分布式税票的问题仍有待确定。文件中明确要求,“电网企业应按照有关规定配合当地税务部门处理好购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具和税款征收问题。”本地的光伏公司都希望对个人光伏发电项目的税票、税额的问题早日协调确定,否则许多想安装光伏发电的企业领导和个人都担心手续复杂、事情难办,这也是当前影响更多企业(或个人)建光伏发电积极性的主要问题之一。许多已建项目补贴款没落实、购售电协议没有,使得很多有意向的单位和个人处于观望状态,或者希望光伏系统公司来代办供电局的所有手续,也就是担心有些“窗口”事情难办、政策吃不准,怕投资打了水漂。

更多细则均在制定中。本方案下发之后,配套该方案执行的管理规定、备案及上网验收、资金支付方法等等,都已列出了明确的制定计划和牵头、配合单位。有了这些细则、流程类文件,分布式光伏发电的发展将借当地补贴的东风走上规范的快车道。区县的办事部门、国网、地电的供电局(所)由于平时的业务都比较繁忙,大多对分布式光伏发电政策和要求掌握不到位、不清楚,很多基层工作人员处于“不想管、不愿意管”的状态,往往一句话就把来办事的人挡在外面,业务知识需要补充。仅有好的政策、制度、细则肯定不够,更多地需要人去执行、去监管,所以,有关部门应把光伏发电业务也纳入正常的工作范围,列入正常的工作业务管理和考核,政策就能顺利落地。

三、电网公司应配合推广政策加快流程建设

目前,已建成的项目还没有按国家补贴标准落实补贴款,据说是市供电系统内部流程一直是在

建设当中。很多业主反映在基层供电局得不到及时的处理和支持。建议市供电公司应尽快制定项目从申请填表、接入方案确认到验收、并网、转付补贴等流程并尽快运行。根据市发改委工作计划，在方案和细则出台后，将组织进行全市发改系统和供电部门及有关光伏企业进行政策宣传、培训和研讨，以加强监管，推动政策执行，加强市场之间的沟通协调，促进我市分布式光伏发电市场健康快速发展。

四、补贴后当地分布式光伏发电的投资回收期估算

西安市位于陕西关中腹地，太阳能辐射资源为较丰富的三类区，最大发电量的安装仰角为 27 度左右，单瓦年平均发电量为 1~1.15kwh(度)之间。西安市区较郊区发电略低。之前没有地方补贴政策，使得当地的分布式光伏发电市场发展非常缓慢。有了本市的光伏装机补助政策，加上省的光伏装机补助，光伏发电收益将有明显改善，从而激发企业(或个人)投资光伏发电的热情。

享受国家度电补贴(或上网标杆电价)和西安市 1 瓦 1 元装机补助后，企业(个人)分布式光伏发电投资回收估算如下：

用电户类型	加权电价	自发自用	全额上网
大工业用户	0.7	6	6~7
一般工商业	0.9	5	6~7
居民	0.5	7~8	6~7

说明：本估算仅供参考，全额上网与用电电价无关，上网电费 1 度 1 元。系统平均建设单价按 8 元计

五、西安市分布式光伏发电部分相关企业

西安市咨询、设计类、EPC 总包、组件和逆变器制造(列入工信部《光伏制造行业规范条件》名单的企业)、施工安装的企业也比较多，提供一些分布式光伏发电相关的部分企业代表，也便于本市单位、企业(及个人)建设光伏电站前与他们对接和沟通。

咨询设计类：西北勘察设计研究院，中联西北设计院等；

总包和施工类：黄河光伏、隆基集团乐叶分布式、西安博威新能源等；

设备制造类：隆基集团乐叶光伏(单晶组件)、黄河光伏(晶硅组件)、特变电工西安电气科技(逆变器)等。(来源：阳光工匠光伏网)

作者简介

劳志军，西安博威新能源科技有限公司总经理。

(西安博威新能源是陕西知名分布式光伏发电项目一站式系统服务商，中国英利分布式光伏发电业务授权经销商。为单位、企业及个人光伏发电项目提供专业的决策参考、方案设计、施工图设计、工程施工安装等服务。根据西安市政府补助方案，积极配合市政府部门、各区县政府、各开发区管委会，开展分布式光伏项目的示范开发、技术咨询与工程服务。)

阳光工匠光伏网 2015-08-11

漳浦开建漳州最大光伏农业项目

棚上发电，棚下种养，这种新型的农业模式不知道您见过没？全省投资最多、规模最大的光伏农业综合开发项目——漳浦中电光伏发电有限公司本月底将正式投建。

连日来，在位于漳浦县赤土乡浯源村的光伏农业综合开发项目现场，几台挖掘机正在进行清表作业。中电国际漳浦 40MW 光伏发电与农业综合开发项目，是中电国际新能源公司在我省建设的首个太阳能光伏发电与农业综合开发相结合的项目。

“现在已经完成大概 950 亩，还有 100 多亩，总的面积需要是 1081 亩。应该在这个月月底前要全部完成任务，保证这个工程按时开工。”赤土乡浯源村党支部书记林秋风表示，项目总投资 5 亿元，占地 1000 亩。采取在项目用地上建设农业种植大棚种植高效经济作物，再利用大棚的棚顶铺设光伏

组件进行太阳能光伏发电，实现“一地三用，光农互补”，高效利用土地资源的农业生产和光伏发电综合开发新模式。

据介绍，整个项目分为光伏发电、现代农业及休闲观光三部分。光伏发电部分利用我县丰富的太阳能资源发出绿色无污染清洁电力，直接并入国家电网使用。据漳浦中电光伏发电有限公司副总经理黄建兵介绍，建成以后电站每年可以提供 4000 多万度电，与火电相比，每年就可以减少 1500 多吨的煤的消耗量，同时还可以减少减少 4000 多吨二氧化碳排放量。

农业建设部分则由福建绿领农业科技有限公司投资建设。项目分为：菌菇栽培区、药材花卉蔬果种植区、绿色养殖区和休闲农业体验区 4 个功能区域。

据悉，光伏发电是将太阳能转化成电能的过程，在整个工艺流程中，不产生大气、液体、固体废弃物等方面的污染，也不产生大的噪音污染，符合国家节能环保政策，对改善电网电源结构，减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，保护当地生态环境具有积极作用。

东南网 2015-08-12

日本光伏装机容量如何做到全球第三？

在我们为冬奥会建立“低碳奥运专区”时，日本也在为 2020 年的夏季奥运会，举国拥抱可再生能源，尤其是太阳能。

根据近期发布的《全球新能源发展报告 2015》，日本的光伏累计装机容量全球第三，占全球的 17.4%，仅次于德国和中国。

这第三名来得着实不易。日本没有德国的强大电网后盾——欧洲电网的支持，保证电网稳定不容易。德国可以白天太阳能发电卖给欧洲电网，晚上从欧洲电网买电。另外，日本国土面积小，人口密度大，并不能像中国一样建设大型地面太阳能发电站。于是，他们 creative 地建设了分布式光伏和移动能源。这里面，有着政府的政策导向、企业和商业力量的支持，也有着普通民众的努力。

长期以来，政府通过 FIT 补贴政策促进普通民众安装太阳能屋顶。日本大约 80% 的分布式光伏安装在个人住宅上，这一概率全球领先。此外，福岛核泄漏事件、2020 年的夏季奥运会等重大事件也促进了日本的太阳能发展。

奥运会一向追求“更快、更高、更强”。各国在举办奥运会时，都会着力于更高标准的能源技术，更绿色的能源。以鸟巢为例，汉能为鸟巢 12 个安检处安装了分布式电站系统。在获得奥林匹克举办权后，东京也启动了可再生能源发展专责规划，设置了分布式光伏发电的目标，也推行屋顶租赁项目，居民业主和商用建筑开发商可以将屋顶租赁给太阳能发电开发商，并收取一定的租赁费用。

除了政策刺激外，企业和商业力量也建构着日本的太阳能帝国。跟中国一样，日本也是个光伏制造大国，有许多优秀的光伏制造企业，包括京瓷、三菱、三洋、夏普和 Solar Frontier(昭和壳牌石油下面的子公司)。这些企业的母公司要么是制造业巨头，要么是化石燃料公司的转型尝试，做事很踏实。

商业力量也积极地给民众普及太阳能知识。乘坐日本东海道新干线，你能看到线路附近巨大的日光方舟(SolarArk)，这是三洋的一大太阳能光伏项目(被松下收购后，上面的 logo 也改成了松下)。

在日光方舟中，有个太阳能博物馆(The Solar Energy Museum)。该馆主要是面向孩子、青少年等公众，展示太阳能的优越性。这跟国内汉能的清洁能源展示中心有着类似的功能，通过体验来推广太阳能。

除了启蒙和教育市场，日本政府和商业也非常 creative 地发展着分布式光伏。既然没有足够的土地，那就发展水面和空中的项目，他们把太阳能面板安装在水上，也搞了个宇宙光伏发电计划。

宇宙发电计划就是弄一堆太阳能光伏面板到太空，在宇宙空间利用太阳能发电，再把电能转化为电波，输送到地球，最后在地面的接收点恢复成电能。这简直是“移动能源”的最高级别展示!移动能源是我国汉能全球首倡的概念，就是将太阳能薄膜技术安装在汽车、飞机、船舶等可移动的设备上。宇宙发电计划是将薄膜太阳能组件放在了卫星上，或者直接漂移在太空。

宇宙光伏发电计划最初是美国人提出来的，在不同届政府的不同态度下，美国 NASA 对此时而重视，时而忽视。但日本人却是一直很努力，今年 3 月，日本宇宙航空研究开发机构 JAXA 还两次公布过项目成绩，一次是成功实现将 1.8 千瓦的电力转化为微波传送 50 米，然后又转化为电力；一次是成功将 10 千瓦的电力传送了 500 米。

1.8 千瓦和 500 米，尽管是很小的数字，但仍然是一个很好的成绩。人类宇宙探索史上，JAXA 和日本创造了第一架全薄膜太阳能动力的宇宙飞船 Ikaros，探索金星。他们能否第一个实现宇宙发电计划呢？全人类将拭目以待。

财经网 2015-08-13

清洁电力计划燃起光热生机

据海外媒体消息，Abengoa 正在尝试重启此前因 ITC 政策不明朗而暂停的 Palen 项目，其已于 8 月 4 日向加州能源委员会提出申请对 Palen 电站延期一年的有效期，以为该电站的重新设计（由槽式转为塔式熔盐）留足时间。

而 Abengoa 之所以作出如此举动，其直接诱因在于美国总统奥巴马日前宣布的《清洁电力计划》。这份被称之为史上最强减排计划的方案在 8 月 3 日一经发布，就引发了全球关注。根据该计划，到 2030 年美国发电厂的碳排放目标将在 2005 年基础上减少 32%，这意味着大量燃煤电厂将关闭，太阳能和风能发电获得强劲发展动力。

美国光热发电市场此前数年积蓄的装机容量在 2014 年获得了集中爆发，新增投运装机达到 802MW。但在 2015 年，美国仅有 110MW 的新月沙丘塔式熔盐电站在开发，后续增长乏力。

囿于美国 ITC 等关键扶持政策的不确定性，Palen 光热电站等其它规划开发的大型光热发电项目都暂停开发，但在《清洁电力计划》发布后，Palen 电站在几经波折后再燃生机，Abengoa 在该计划颁布后作出迅速反应，也从侧面体现了国际光热巨头对美国市场未来的看好。

福布斯网站撰稿人 Gilpin 强调：“该计划的实施重点更倾向于加强公共事业规模级集中式太阳能发电项目的建设。”对于光热发电这种适宜大规模集中式开发的新能源技术而言，该计划的实施料将对其产生重大利好。

另有分析指出，该计划的颁布对美国页岩气产业是一大打击。本来可再生能源发电目前的竞争力不如天然气发电，联邦政府对风力和太阳能发电的补贴也马上就要到期，市场判断由共和党占多数的参议院基本不会批准延长补贴；但是《清洁电力计划》却对投资可再生能源开了一个激励计划，这就可能让各州抢着在激励计划失效之前大量投资可再生能源项目——而这些投资原本应该流向天然气发电的。

对于即将于 2016 年底到期的 ITC 政策，在该计划颁布后，将有望获得延期。该计划表现出的对大规模集中式太阳能发电项目的“偏爱”也让光热发电再次拥有了大踏步发展的“能量”，关于该计划的颁布对美国光热发电市场的影响，我们将持续予以关注。

关于 Palen 电站：

Palen 项目经历了长期的审批核准过程。该项目最初是由德国太阳千年公司提议建设的，原计划采用槽式光热发电技术，在太阳千年公司破产后，该项目于 2012 年被 Bright Source 收购转为采用塔式光热发电技术开发。然后该项目经过长达 21 个月的审批，才最终通过加州能源委员会（CEC）的核准，技术路线由槽式转为塔式。

2014 年 9 月 12 日，加州能源委员会针对 Palen 项目公布了一个修订后的由核心议员共同完成的初步核准决定，建议减少该项目占地面积，同时将项目最初两个 250MW 的塔式电站调整为一个。仅 14 天后，该项目开发商 Bright Source 和阿本戈公司成立的合资公司 Palen 公司于 9 月 26 日下午向加州能源委员会提交申请，放弃该项目的开发计划。

2014 年 11 月 4 日，该项目又出现了转机，阿本戈称将收购 Bright Source 在 Palen 公司的股权，然后成为该项目的唯一股东。同时，阿本戈公司还表示该项目将采用 Abengoa 公司的熔盐塔式技术

继续开发，项目将采用其大规模储热技术，以更好地满足加州能源市场的需求。

CSPPLAZA 2015-08-14

为什么讲光伏电站一定要带上金融呢？

互联网+新能源+金融这个模式在光伏行业被传唱得很流行，为什么大家现在讲光伏电站一定要带上金融呢？

说到底还是他的金融属性可以降低融资成本同时放大杠杆效应。光伏行业是一个需要巨量资金的行业，玩光伏其实就是在玩钱，玩钱本质就是玩金融。很所大佬向外面宣传自己准备多少多少钱投入光伏行业，号称自己不差钱，其实蛮扯的，因为光伏行业的收益率可以说透明的，最后拼的还是谁拿到钱的成本低。

最近看到很多光伏公司成立融资租赁公司，有的还是外商投资的融资租赁公司。这又是为什么呢？

关于融资租赁公司的属性，其实业内一直视其为类金融机构，融资租赁可以轻易地盘活资产；而前海融资租赁公司可以从境外引进低成本的资金，循环往复不断的注入到项目中去。

据了解像国电投这样的大型央企都相继成立了前海融资租赁公司，除此之外还有联合光伏、江山控股，通过查看江山的大股东，不难发现江山的实际控制人不乏明天系的身影，这个中国的JP摩根，一直以强大的资本运作著称。

另外，我们也看到一些光伏企业在通过出售电站回笼资金，以改善其财务状况，包括海润光伏近 930MW 光伏电站项目转让，英利也因债务结构问题出售其在国外的电站项目，市场上大手笔的光伏并购案不绝于耳。

为什么有人出售电站有人购买电站，出售的人不是电站质量不好，恰恰相反，都是质量好的电站才会被收购，这就是不懂金融的人玩不转光伏的结果。

光伏巨头可以不用懂太多光伏技术，那些可以交给技术部门去操作，但绝不能不懂金融，大家可以去查看很多新兴光伏老大，都曾经在金融领域遨游过。

由于土地税、补贴拖欠、企业资金安排不当等问题困扰了很多公司的财务部门，导致市场上有大量优质项目等待转让，需要撬动的资金是巨量的，关于光伏领域的模式创新一直在发展，国家金融系统对光伏行业的支持也在改进中，也许是非成败得等到 5 年甚至 10 年以后，但是对金融的讨论却是永恒的。

新能在线 2015-08-14

1536 亿元光伏补贴该由谁来买单

中国 1 年光伏发电的补贴有多少？1536 亿元？这一金额超过了中国一年科研预算总额。最近一篇文章《光伏发电补贴将成中国不可承受之重》引发业界讨论，文章称：如果未来 10 年，每年保持这一补贴额度，补贴额度 1.5 万亿元！且文章做了换算，即便是光伏发电用来减碳目前来看成本也太高，大约为 500 元/吨，远高于中国目前碳交易所的价格 30-60 元每吨。文章提出一个问题，每年花这么多钱发展光伏到底值不值？文章一出，引发各种争议，今天笔者带大家一探究竟。

原文回顾

让我们首先来看看这篇文章，诚然如文章所述，中国已经是光伏装机第一大国，数据显示，截止今年上半年，中国光伏发电装机已达 35GW。

中国光伏装机总量变化



2015年上半年新增装机容量：**773** 万千瓦

其中分布式占104万千瓦

2014年全年新增装机容量：1060 万千瓦

其中分布式占205万千瓦

数据来源：国家能源局



不过这一成就看起来很美，但却是巨大的补贴在背后支撑的。文章算了一笔账：
以分布式光伏的补贴为例，国家要补贴 0.42 元/千瓦时，各地还有补贴。这个补助，一补就是

20年。2015年新增发电能力按1600万千瓦光伏计，单位光伏发电功率的平均发电量按1200千瓦时/千瓦·年计，平均补贴按0.4元/千瓦时计，补贴年限按20年计；那么，不计折现利率，对于仅在2015年安装的光伏发电设备，就要在未来的20年中，总计补贴16,000,000千瓦x1200千瓦时x0.4元/千瓦时x20年=153,600,000,000元，即1536亿元。

文章也分析了欧美国家的经验，总体的分析为2类：西班牙、捷克这样的国家由于入不敷出，依法治国不严谨，政府干脆违约，大幅缩减补贴；而像德国这样的国家，高额补贴导致光伏装机量大量增长，导致最终德国要减半装机量。而背后的原因则是党派力量为了选票不愿意德国光伏发电商。

文章进一步指出，过去10年，光伏大约下降了70%左右，未来光伏发电成本还将大幅下滑，千亿的补贴是否会成为中国不可承受之重。而且这些补贴还没有计算是为了光伏接入而投入的电网建设成本。

反驳观点

文章读到这里，分析有理有据，不过还是引来了不少争议。主要反驳观点如下：

分歧一：德国电价大涨的原因是费用分摊不合理，不是光伏补贴总额过高。

分歧二：补贴的必要性和目的性就是促进终端规模的扩大，因为所谓纯的R&d降成本是缘木求鱼。

分歧三，光伏补贴跟财力没有关系。这是收于电力消费者，用于电力生产者，并不来源于一般财政收入。

中立观点

还有一些观点比较中立，认为上述文章提出了一个很好的讨论方向：

观点一：此文并不是说不给光伏补贴了，而是找到一个合适补贴方法。中国新能源补贴政策也不是无懈可击：补贴金额、资金来源、补贴手段、补贴对象都值得细细考量，核心都是促进新能源产业发展。

观点二：更重要是讨论以后的补贴要怎么分。发电企业拿走多少，电网建设应该分多少，研发及其他的部分应该怎么分。

无独有偶，近期前任国家能源局局长张国宝也发文呼吁光伏电价由特许招标确定，应借鉴美国特许权招标竞争的模式摆脱光伏行业对可再生能源补贴的依赖。

其实两篇文章都关注在一个核心点上：即光伏行业如何摆脱对补贴的依赖，一方面补贴的窟窿越来越大，有没有这么多钱？二是补贴到位是拖延严重，实际对光伏发电起到了制约作用。

那么问题来了：

一、一年光伏补贴究竟有多少？

其实上述文章的计算方法不太准确。

文中按平均补贴“0.4元/千瓦时”X新增发电能力“1600万千瓦光伏”计算。但其实，0.4元/千瓦时只能代表分布式光伏上网的补贴，因为分布式光伏自发自用的部分不享受该补贴，而地面电站的补贴又很难算出平均值，因为各地火电上网标杆电价相差很大。

而且，“1600万千瓦光伏”这个数量级应该是包含了分布式光伏+地面电站的发电能力总和，这个数量乘以0.4元/千瓦时不太准确。

最后，其实按照能源发展战略行动规划（2014~2020），到2020年风电将与煤电上网电价相当，而光伏将于电网销售电价相当。也就是说光伏补贴不会是长久之策，逐年下降是必然趋势。

相关数据显示，2014年应收补贴约为700亿元，实际上缴400亿元左右，征收上来的320亿元用于补贴风电等其他用途，留给光伏的补贴额度“供不应求”。但今年上半年，仅受可再生能源附加费不足、补贴发放程序冗杂等影响，15家光伏电站运营商统计的数据显示，光伏补贴拖欠额度已超过100亿元。

二、全民如何买单可再生能源发电？

目前我国可再生能源补贴的资金来源为全国征收的可再生能源电价附加费，简单而言，消费者没用一度电都要上缴附加费，为可再生能源发电买单。

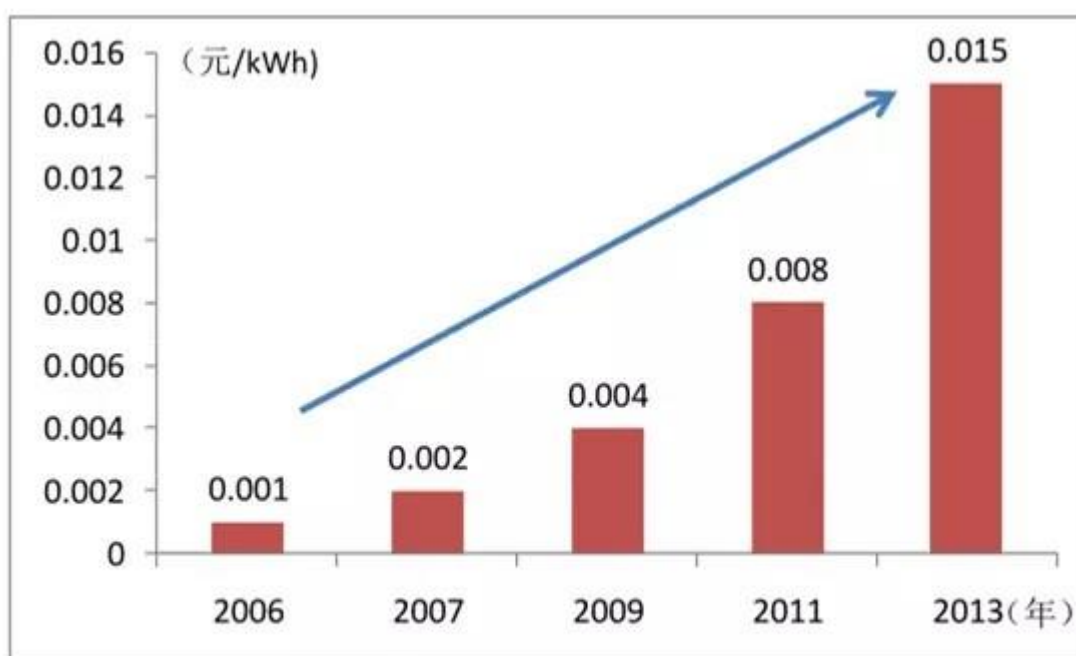
最初每千瓦时只征收 4 厘，后来收不抵出，加到 8 厘。随着可再生能源发展，缺口越来越大，2013 年 9 月每千瓦时再增加 7 厘，征收标准提高到每千瓦时 1.5 分。

补贴金额是根据物价局定的风电和太阳能发电标杆电价，高出当地燃煤标杆电价部分全额补贴。现在光伏发电全国分三类标杆电价，依次为每千瓦时 1 元、0.95 元和 0.90 元。而燃煤标杆电价是按省，一省一价，约在每千瓦时 0.30—0.55 元之间。据国家能源局统计，截至 2014 年底，可再生能源补贴资金缺口累计已超过 140 亿元。在国家政策支持下，近两年光伏发电量都在翻倍增长，而可再生能源补贴资金却增长相对缓慢，两者之间的差距扩大，导致资金缺口也越来越大。

三、关于光伏发电补贴及成本下降你还要了解这些：

关于光伏发电补贴的情况，国家可再生能源中心研究员高虎在上个月“2015 年上半年光伏产业发展与下半年展望”研讨会上作出了分析：

①可再生能源补贴发展现状：可再生能源电价附加作为唯一支撑整个可再生能源发展的来源，财政部已把所有其他专项资金停发。可再生能源电价附加在国家增加的电价里面占 30% 左右。



补贴的需求不断上升

可再生能源电价附加

②可再生能源的补贴需求很大，风电光伏补贴需求最大，未来的可再生能源发展取决于我们可再生能源经济成本到底能够降到多大水平。

2020 年非石化能源利用量-规划目标

	利用规模		能源产出规模	
	数量	单位	数量	单位
1、发电	74300	万千瓦	22910	亿kWh
(a) 核电	5800	万千瓦	4060	亿kWh
(b) 水电	35000	万千瓦	12250	亿kWh
(c) 风电	20000	万千瓦	4000	亿kWh
(d) 光伏发电	10000	万千瓦	1000	亿kWh
(e) 生物质能发电	3000	万千瓦	1500	亿kWh

补贴总需求



③可再生能源补贴拖欠：光伏补贴拖欠额度已高达上百亿元。15家光伏电站运营商统计的数据显示，总的光伏补贴拖欠额度已超过100亿元；这种现状基本上是由有两个原因造成的：

原因一、缺口较大。现阶段很难实现可再生能源补贴应收尽收，2014年应收补贴约为700亿元，实际上缴400亿左右，西藏等省份收缴难度较大。征收上来的400亿元补贴320亿元用于补贴风电，留给光伏的补贴额度供不应求。

原因二、可再生能源补贴发放程序较为复杂。获取补贴需从地方财政、价格、能源部门开始进行初审，最后财政部、发改委、能源局进行审批，审批完后进入目录，中央财政再拨付至地方财政，企业拿到补贴时间有可能超过1年半的时间。

关于光伏组件和光伏系统成本下降情况，发改委能源研究所研究员王斯成也在上述会议上提供了一些信息如下图所示。

成本：光伏组件和光伏系统价格下降 (2007-2014)



过去7年中：

➢ 组件价格下降了 **86.4%**；

➢ 系统价格下降了 **86.7%**；

➢ 光伏电价下降了 **76.2%** (2008年发改委批复上海崇明岛 **1MW**光伏电站电价 **4元/kWh**)。

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
累计装机 (GWp)	0.10	0.14	0.30	0.80	3.50	6.70	16.28	26.84
组件价格 (元/Wp)	36.0	30.0	19.0	13.0	9.0	4.5	4.0	3.8
系统价格 (元/Wp)	60.0	50.0	35.0	25.0	17.5	10.0	9.0	8.0
组件寿命 (年)	20	20	25	25	30	30	30.0	30.0
PV 电价 (元/kWh)	4.00	通过招标确定光伏上网电价			1.15	1.00	1.00	0.9-1.0

降低电站度电成本 (LCOE) 的最新技术动态

- 1、光伏-逆变器容量比 **PVIR** (投入产出比 **1: 2**, 净收益提高至少 **10%**) ;
 - 2、带有“反向跟踪”技术的、高可靠、低成本的太阳跟踪器 (投入产出比 **1: 3**, 净收益提高 **20-30%**) ;
 - 3、分布式 **MPPT** 或组串逆变器 (成本不变, 提高 **3%**) ;
 - 4、智能化运维: 降低运行维护成本, 减少故障发电损失 (成本不变, 提高 **3%-5%**) ;
 - 5、提高电站能效比 (**PR**) **5%** (**75%-80%**) 。
- 通过技术创新可以将光伏度电成本直降 **40%**。

话说回来, 光伏补贴凭什么全民来买单? 根据今年 6 月中国提交的应对气候变化国家自主贡献

文件，其中提出 2020 年，国内生产总值二氧化碳排放比比 2005 年下降 60%—65%，非化石能源占一次能源消费比重达到 20%左右。中国要实现上述目标，大力发展光伏是必不可少的，而减少碳排放、促进可再生能源发展也的确需要大家一起来做贡献，只是关于光伏补贴具体应该补贴多少、如何补贴、补贴给谁？还有待商讨。

无所不能 2015-08-12

辽宁光伏开发建设指南

一、资源概况

辽宁省太阳能资源较为丰富，太阳能资源呈西多东少、南北高于中部，太阳能年总辐射在 1395~1625kWh/m²，太阳能资源理论总储量 2.063GWh/年，具有较大的可开发利用价值。

其中辽东湾东部沿海、大连和长白山群岛以及辽西北的建平县年均总辐射量大于 5200MJ/m²，年日照时数一般超过 2700h，属于太阳能资源丰富区，可以充分的利用太阳能资源进行大规模的发电或热利用。辽西、辽西南、辽南地区以及辽北一带年均总辐射量处于 5000~5200MJ/m²，年日照时数一般超过 2600h，属于太阳能资源较丰富区。辽宁省中东部地区年均总辐射量处于 4800~5000MJ/m²，年日照时数一般在 2400~2600h 之间，属于太阳能资源受限区。辽宁省东部山区，包括抚顺东部和整个本溪地区，年均总辐射量小于 4800MJ/m²，年日照时数小于 2500h，属于太阳能资源短缺区。

二、电价及补贴政策

光伏电站：根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类标杆上网电价区，相应制定光伏电站标杆上网电价。

图：全国光伏电站标杆上网电价表

单位：元/千瓦时（含税）

资源区	光伏电站标杆上网电价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.90	宁夏，青海海西，甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌，新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依，内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
II 类资源区	0.95	上海，天津，黑龙江，吉林，辽宁，四川，云南，内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔，河北承德、张家口、唐山、秦皇岛，山西大同、朔州、忻州，陕西榆林、延安，青海、甘肃、新疆除 I 类外其他地区
III 类资源区	1.0	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区

注：西藏自治区光伏电站标杆电价另行制定。

图 1：全国光伏电站标杆上网电价

分布式光伏：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（含税，下同），通过可再生能源发展基金予以支付，由电网企业转付；其中，分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。

根据《辽宁省人民政府办公厅转发省财政厅等部门关于对太阳能光伏发电实行财政补贴实施意见的通知》，对十二五期间的光伏项目进行补贴，其中 2012 年建成投产的光伏发电项目给予 0.3 元/kWh 的补贴，2012 年以后，补贴标准按照年均递减 10%的比例确定。

三、经济性评价

辽宁省属于太阳能资源较丰富区域，为 II 类资源区，光伏地面电站对应的标杆电价为 0.95 元

/kWh，分布式执行 0.42 元/kWh 的电价补贴。假设光伏的项目的单位造价为 9400 元，年满发小时数为 1400 小时。

1、光伏电站项目

假设地面电站装机容量为 10MW，根据计算，项目融资前税前收益率在 9.76%之间，投资回收期在 9.3 年之间，项目具有较好的盈利能力。

表 1 光伏电站项目财务指标表

表：光伏电站财务指标表

序号	名称	单位	数值
1	装机容量	MW	10.00
2	总发电量	万 kW·h	35000.00
3	年均发电量	万 kW·h	1400.00
4	总投资	万元	9548.93
5	单位千瓦总投资	元	9548.93
6	建设期利息	万元	98.93
7	流动资金	万元	50.00
8	发电销售收入总额	万元	26254.42
9	销售税金附加总额	万元	3453.94
10	增值税总额	万元	3244.20
11	发电利润总额	万元	9942.40
12	电价		
12.1	上网电价(不含增值税)	元/kW·h	0.8120
12.2	上网电价(含增值税)	元/kW·h	0.9500
13.1	投资回收期		
13.2	融资前税前	年	9.30
13.3	全部投资税后	年	9.63
13.4	资本金税后	年	9.22
14	内部收益率		
14.1	融资前税前	%	9.76
14.2	全部投资税后	%	8.82
14.3	资本金税后	%	11.90
15	财务净现值		
15.1	融资前税前(Ic=5%)	万元	3929.98
16	投资利润率	%	4.00
17	投资利税率	%	4.12
18	资本金净利润率	%	10.50
19	总投资收益率	%	5.32

2、分布式光伏项目

假设分布式项目装机容量为 1MW。如采用全部上网模式，上网电价为 0.95 元/kWh；采用自发自用，余电上网，自发自用部分电价为售电价格+0.42 元/kWh，上网部分为当地燃煤标杆电价+0.42 元/kWh；全部自发自用，电价为售电价格+0.42 元/kWh。根据辽宁省电网售电价表，最高的售电价格为一般工商业用电——0.8580 元/kWh，因此分布式项目选择由一般工商业用户投资，全部自发自用收益最高。以此计算项目融资前税前收益率在 12.38%之间，投资回收期在 7.79 年之间，项目具有较好的盈利能力。

表 2 分布式光伏项目财务指标表

表：分布式光伏项目财务指标表

序号	名称	单位	数值
1	装机容量	MW	1.00
2	总发电量	万 kW·h	3500.00
3	年均发电量	万 kW·h	140.00
4	总投资	万元	954.89
5	单位千瓦总投资	元	9548.90
6	建设期利息	万元	9.89
7	流动资金	万元	5.00
8	发电销售收入总额	万元	2847.08
9	销售税金附加总额	万元	398.01
10	增值税总额	万元	372.93
11	发电利润总额	万元	1232.63
12	电价		
12.1	上网电价(不含增值税)	元/kW·h	0.7333
12.2	上网电价(含增值税)	元/kW·h	0.8580
13.1	投资回收期		
13.2	融资前税前	年	7.79
13.3	全部投资税后	年	7.96
13.4	资本金税后	年	4.79
14	内部收益率		
14.1	融资前税前	%	12.38
14.2	全部投资税后	%	11.44
14.3	资本金税后	%	20.55
15	财务净现值		
15.1	融资前税前(Ic=5%)	万元	564.61
16	投资利润率	%	4.96
17	投资利税率	%	5.08
18	资本金净利润率	%	13.48
19	总投资收益率	%	6.28

四、备案流程

辽宁省对光伏项目建设和运行实行总体控制，项目业主每季度将建设和发电简要情况报送到市级发展改革委。市级发展改革委要加强对项目建设和运行调度的管理，每季度后两周内将本地区全部项目建设和运行情况报送省级发展改革委。

2014年4月，辽宁省发改委下发《关于加快推进太阳能光伏发电工程建设的实施意见》，其中规定：全省光伏发电工程建设项目全部实行备案或登记制度。1.申请政府补贴项目实行备案制；不申请政府补贴项目实行登记制。2.自然人仅限于建设自有建筑分布式光伏发电工程。3.公用地面光伏电站和装机6兆瓦及以上分布式光伏电站项目备案由省级能源主管部门负责；其它分布式光伏电站项目备案以及不申请政府补贴的光伏发电工程登记由地市级能源主管部门负责。

备案要求及程序：

1、报省级备案项目业主需报材料：

(1) 公用地面电站项目

- ①项目业主（法人）情况简介。
- ②项目可行性研究报告（乙级以上专业咨询资质）。
- ③市级林业、土地、环保等部门原则意见（10MW及以上规模由省土地部门出具意见）。

- ④省电力公司出具接网意见。
 - ⑤安全生产监督管理部门出具的项目安全预评价报告备案函。
- 以上 5 项材料合订为《项目备案申请报告》。

⑥项目法人申请文件。

⑦市级发展改革部门意见。

(2) 6MW 及以上分布式光伏发电项目

- ①项目业主（法人）情况简介。
- ②项目可行性研究报告（乙级以上专业咨询资质）。
- ③建筑物屋顶所有者意见。
- ④电力用户意见。
- ⑤市供电公司接网意见。

以上 5 项材料合订为《项目备案申请报告》。

⑥项目法人申请文件。

⑦市级发展改革部门意见。

2、市级备案及登记项目需报材料（指导性，可结合本地情况调整）

(1) 6MW 以下（不含 6MW）分布式光伏发电项目

- ①项目业主（法人）情况简介；
- ②项目建设方案及主要指标；
- ③建筑物屋顶所有者意见；
- ④电力用户意见；
- ⑤市供电公司接网意见。

(2) 其它登记项目

- ①项目建议方案及主要指标；
- ②市供电公司接网意见或接入系统方案确认单。

计鹏新能源 2015-08-14

如何实现光伏大棚农光效益双丰收？

广阔农村机遇无限----光伏与农业相结合本来是一件特别好的事，传统农业可以迎来巨大的发展机会，光伏可以有更多的利用空间。但是笔者观察到的却不是憧憬中的那么美丽。某设计院设计的河南某山地食用菌生产基地，其实就是假借种蘑菇圈了一大片山地。某国企江苏的 1000 亩农业大棚已经并网发电，但是大棚地下却是野草……

西北的地面电站的配额审批越来越难，并网后限电越来越严重。2013 年以来大型项目渐渐往中东部倾斜。假借农业项目圈地的情况越来越多，其中 90%的项目是按“种蘑菇”申报的。造成这种现象的原因主要是，搞光伏和搞农业跨界太大，大部分光伏人都不懂农业。大家片面的认为“种蘑菇”可以不用考虑光照，电池组件可以满铺，是非常适合光伏的“傻瓜农业”。

国家对现代农业的定义是:物理技术和农业生产的有机结合，利用具有生物效应的电、光、磁、热等物理技术操控动植物的生活环境及其生长发育，使传统农业摆脱对农药、肥料、抗生素的依赖。更加重要的是拜托自然环境的束缚。现代农业的核心是环境安全型农业，即环境安全型畜禽舍，环境安全型温室。

1.1 什么是温室、大棚

温室是以采光覆盖材料作为全部或部分围护结构材料，可在冬季或其它不适宜露地植物生长的季节供栽培植物的建筑。

在名称上温室和大棚没有分别，日光温室俗称暖棚。日光温室东西北三面都有保温结构，朝南面用采光农膜覆盖。夜间用卷帘机放下棉被进行保温。冬季日间，棚内温度大于棚外温度 15-20℃。

夜间棚内温度大于棚外温度 5-10℃有利于反季节蔬菜瓜果的成长。

大棚又称为冷棚，东西南北四个方向全部用采光农膜覆盖，没有保温结构。冷棚可以设计成大跨度大面积，有利于工厂化种植。

常见的温室最大的面积 2 亩，约 1200-1300 平方米;常见的大棚面积可以做的很大，笔者见过的最大的联栋大棚占地面积有 6.2 亩 4200 平方米。

根据全国各地气候和地质条件，各地适宜建设的蔬菜温室大棚可分为九类(包括八种温室和一种拱棚)：山东棚型、华北棚型、高寒棚型、高原棚型、极寒棚型、中原棚型、江淮棚型、江南棚型、华南棚型。

1.2 温室和大棚的经济对比

笔者有朋友在沈阳、大连一带从事欧洲樱桃(甜樱桃)种植。甜樱桃原产于西亚和欧洲等地，适应比较凉爽干燥的气候。夏季高温干燥对甜樱桃生长不利。冬季最低温度不能低于-20，过低的温度会引起大枝纵裂和流胶。另外花芽易受冻害。在开花期温度降到-3℃以下花即受冻害，所以在发展甜樱桃时，不宜在过分寒冷的地区。

2014 暖棚(日光温室)大樱桃从 4 月初起陆续上市，前期优质红灯、美早价格每斤在 80 元，红灯、先锋早期一般价格在每斤 50 元左右，中期价格每斤在 35 元左右，后期价格每斤在 20 元左右，平均亩产量为 1400 斤，平均价格为 32 元，每亩毛收入 44800 元。

冷棚(联栋大棚)栽培大樱 4 月底 5 月初起陆续上市，前期价格每斤 48 元，中期价格每斤 32 元左右，后期价格每斤 27 元左右，今年全区平均亩产量为 400 斤左右，平均价格在 24 元左右，每亩毛收入 9600 元。

可见日光温室在冬季的优势大于联栋大棚。

2 影响农作物生长的因素

阳光、温度、水、空气湿度、土壤中的养肥、空气中的气体成分。阳光和温度对作物的影响最大。

2.1 光合作用

光合作用是植物利用叶绿素等光合色素和某些细菌在可见光的照射下，将二氧化碳和水(细菌为硫化氢和水)转化为储存着能量的有机物，并释放出氧气(细菌释放氢气)的生化过程。同时也有将光能转变为有机物中化学能的能量转化过程。植物之所以被称为食物链的生产者，是因为它们能够通过光合作用利用无机物生产有机物并且贮存能量。

光合作用是一个光生物化学反应，所以光合速率随着光照强度的增加而加快。但超过一定范围之后，光合速率的增加变慢，直到不再增加。光合速率可以用 CO₂ 的吸收量来表示，CO₂ 的吸收量越大，表示光合速率越快。

植物中都含有叶绿素 α 的存在。叶绿素 α 对太阳光有两个吸收高峰,分别是 440 纳米附近的蓝区和 680 纳米附近的红区,一个位于蓝光区域,一个位于紫光区域。而对于处在 500-600 纳米之间的绿光吸收的甚少,所以我们看到的植物基本上都是绿色。

2.2 温度对作物的影响

植物的生理活动、生化反应，都必须在一定的温度条件下才能进行。一般而言，温度升高，生理生化反应加快、生长发育加速;温度下降，生理生化反应变慢，生长发育迟缓。当温度低于或高于植物所能忍受的温度范围时，生长逐渐缓慢、停止，发育受阻，植物开始受害甚至死亡。

2.3 光伏大棚的认识误区

温度和光照是影响植物生长的重要两个因素。电池组件安装在大棚上以后，温度和光照都受到了影响。我们通常认为，植物的的光合作用受到的影响最大。所以光伏大棚里尽量种植喜阴植物，或者直接种植蘑菇。往往都忽略了温度对植物的影响。

本文的 2.1 节指出，“叶绿素 α 对太阳光有两个吸收高峰,分别是 440 纳米附近的蓝区和 680 纳米附近的红区,一个位于蓝光区域,一个位于紫光区域”。其实这个区域的光谱是可以人为模拟出来的。

市场上已经有了很成熟的植物生长灯。

3 现代集约农业

3.1 植物生长灯

植物生长灯是种特殊的灯具，根据植物光合作用的光谱。用灯光代替太阳光给植物生长发育环境的一种灯具。

把这种高效光源系统应用到大棚、温室等设施等农业生产上，一方面可以解决日照不足导致蔬菜口感下降的弊端，另一方面还可以使冬季大棚茄果类蔬菜提前到春节前后上市，从而达到反季节培植的目的。

做为补充光照，在一天的任何时间都可以增强光照，可以延长有效照明时间。无论在黄昏或是夜晚，可以有效延长和科学控制植物所需要的光照。在温室或植物实验室，可完全替代自然光，促进植物生长。

目前国内已推广运用较多的就是植物生长灯是一种荧光光源的补光灯，较为节能，而且发光光谱可按植物所需进行科学搭配。目前主要有两种被广泛运用，就是蓝光与红光的植物生长灯，因为对植物光合作用来说，红光与蓝光是光合效率最高的两种可见光，运用这两种光源，在同样耗电量情况下，可取得更好的效果，也就是说光转化率大大地被提高。LED 植物生长灯国外植物工厂内已被大面积使用。

3.2 立体无土栽培

立体栽培有利于提高光能利用率。植物的生存发育都离不开太阳，植物的总干物质 90%以上是来自光合作用，只有 5%~10%来自土壤。目前世界各国的光能利用率只有 0.3%~0.4%，如果我们把光能利用率提高到 1%~2%，产量可以增加一倍以上。光合产物的总量主要受叶面积、净同化率、光合作用时间的影响。其中叶面积最重要，在一定范围内增加蔬菜群体的叶面积可以提高蔬菜的产量。但平面栽培叶面积增加有限，超过了一定限度，互相荫蔽反而减产，如果立体栽培，分层利用空间差，叶面积系数可达土地面积的 5~6 倍，产量即可大幅增长。

无土栽培是指不用天然土壤而用营养液浇灌的栽培方法。在蔬菜生产上，具有产量高、早熟、省水、病害轻，可以生产无污染的优质蔬菜等优点。据试验，每生产 1 公斤蔬菜所用的营养液的成本只需几分钱。城市居民可利用阳台、屋顶无土栽培蔬菜，方法简便、效益大。

3.3 冬季加温与夏季降温

3.3.1 冬季加温

长江以北地区冬季夜间温度很低，普通大棚棚内温度只比棚外温度高大约 5℃。由于光伏大棚白天吸收了太阳能的能量，所以光伏大棚的温度比普通大棚温度低，如果种植反季节蔬菜，越冬蔬菜。需要给棚内加温。

比较简单的办法是在棚内使用普通的煤炉子，一方面可以加温，另一方面可以补充二氧化碳。这种方式适合小面积的大棚。缓解寒流、霜冻等气象灾害及阴天无光照的不良天气对大棚作物正常生长的影响，可用暖风机。

在地热资源丰富的地区，可以使用地源热泵作为冷/热源。

3.3.2 夏季降温

在夏季，打开窗户和通风口，可以促使外部气流涌入，及时更换温室中的空气。在外界气温不高的情况下比较适用，但是酷热的夏季，并不能起到有效的降温目的。比如：初夏室外温度 30℃是，棚内温度往往在 45℃左右，这时就需要冷却降温。喷雾降温设备利用蒸发降温的原理，通过产生超细颗粒水雾，吸收周围区域内的热能，及时蒸发，从而降低周围的温度，是理想的新型降温设备。喷雾降温设备应用已经非常成熟。传统的大棚夏季需要用黑色遮阳篷，但是光伏大棚组件遮挡了部分太阳光，所以不适合使用。

如果只用光伏农业的名义去圈地，那就是本末倒置。时间长了不但会被行业淘汰，而且也会对整个光伏行业带来负面影响。如果花一些与农业研究机构合作，(全国各个省和主要城市都有自己的

农业研究院所，比如江苏省农业研究院下辖的蔬菜研究所，就是全国最有名的设施农业研究中心。) 大力发展设施农业，不但会带动传统农业往集约方向发展，也会获得巨大的农业收益。民以食为天。
《光能》杂志 2015-08-14

国电青海并网光伏装机达 100 兆瓦

经过近两个半月的不懈努力，由国电青海分公司自主组织管理建设的海西二期 10MWP 并网光伏发电项目于 8 月 11 日 10 时 56 分顺利投产发电。

在该项目建设中，青海公司以“双提升”工作为有力抓手，实施全过程精细化管理，切实做好设计、招标采购、施工组织、生产准备等各个环节的衔接配合，项目实现了验收、反送电、并网启动三个“一次成功”和同期造价、质量、工期三个“最优”。该项目的顺利投产，标志着青海公司并网光伏发电装机突破 100 兆瓦。

近年来，青海公司以集团公司“一五五”战略为引领，坚持效益优先原则，充分依托国家新能源产业政策和青海光电资源优势，加快开发建设并网光伏发电项目，相继高标准建成投运了国电德令哈 20 兆瓦、国电格木一期 40 兆瓦、国电海西一期 10 兆瓦、国电格木二期 20 兆瓦、国电海西二期 10 兆瓦五个并网光伏发电项目。各项目均实现了当年建成、当年盈利，各项经济技术指标处于同区域对标领先水平，为集团在青海的科学发展奠定了坚实基础。

清远日报 2015-08-14

光伏电站发展的未来趋势

能源结构调整是国家战略层面的选择，环境保护成为社会问题，未来国家大力推进新能源和可再生能源建设的趋势不可逆转，光伏电站未来的发展趋势为：

1、光伏电站应用与产业融合的趋势

随着光伏电站的大规模扩建，优质的电站建设土地资源出现稀缺，电站综合收益需要提高，光伏电站出现与第一产业融合的趋势。例如，人造太阳多层高密度无土种植工厂，采用新型节能光源促进植物光合作用，采用多层叠加的立体植物提高土地的利用效率。再如光伏农业科技大棚，棚顶安装光伏电池或集热器，柔性透光，适合于某些农作物和经济作物生长，也能实现工业化和土地的高效产出。光伏与尾矿治理、废弃的采矿塌陷区循环经济建设或生态综合治理相结合，使得废弃土地得以实现生态环境的修复。光伏与传统水处理市政设施相结合，通过光伏水务模式，能够有效降低水处理成本和单位水处理的碳排放。

2、能源互联及多能互补的微电网趋势

未来的能源互联网将在现有电网基础上，通过先进的电力电子技术和信息技术，实现能量和信息双向流动的电力互联共享网络。能源互联网具有由太阳能等可再生能源作为主要能量供应来源的特征，分布式能量收集和存储的特性，将分布式发电装置、储能装置和负载组成的微型能源网络互联起来的特性等。随着光伏发电等波动性电源比例的提高，要求电源侧具备更大的调节能力，分布式储能将得到普及，主动式配电网也将应运而生。太阳能发电和其他可再生能源、储能互补发电，并与负荷一起形成既可并网、又可孤网运行的微型电网，将是太阳能发电的一种新应用形式，既适用于边远农牧区、海岛供电，也适合联网运行作为电网可控发电单元。

3、分布式能源趋势

与风电等其他清洁能源相比，光伏发电与工商业用电峰值基本匹配，因此光伏相比于其他可再生能源更适用于分布式应用。发展分布式光伏发电系统的优势在于其经济、环保，能够提高供电安全可靠性以及解决边远地区用电等。分布式光伏发电的装机容量一般较小，初始投资和后期运维成本低，建设周期短，能够实现就近供电，对大电网、远距离供电形成有益的互补和替代，未来发展达到一定比例时能够有力促进微网的建设发展。随着电力配售点领域的改革，如直购电、区域售电牌照的发放，分布式能源电站也将迎来空前的发展机遇。

经济导报 2015-08-14

地方政府通过本地补贴及领跑者计划等推动光伏电站投资积极性

中东部地区的地方补贴

经光伏们调查，目前出台地方补贴的主要为中部、东部及南方地区。这些地区的日照条件相比西北部地区差很多，因此光伏项目的收益同样比日照条件好的地区低很多。以地面电站为例，仅从有效日照小时与标杆电价比较，新疆地区和江苏地区的有效日照小时数比为 1.6:1，而电价比为 0.9:1，在电站装机成本相差不大的情况下，收益比为 1.44:1。对收益率敏感的光伏电站势必在优质地区才有投资动力。因此，相对富饶的东部沿海地区以及少数财务状况优良的中部地区纷纷出台的地方补贴以支持光伏电站的建设。

省份	市	县区	补贴方式	
山东	全省		地面电站1.2元/千瓦时；分布式补贴0.05元/千瓦时	
江苏	全省		2015年1.15元/千瓦时，之后暂时没有新的补贴	
	无锡		分布式电站每兆瓦一次性补贴20万元	
上海			光伏电站补贴0.3元/千瓦时，补贴期五年；工商业分布式补贴0.25元/千瓦时，个人、学校等享受优惠电价用户的分布式补贴为0.4元/千瓦时	
浙江	全省		补贴0.1元/千瓦时	
	杭州	全市	0.1元/千瓦时，连续补贴五年	
		萧山	0.2元/千瓦时	
		富阳	并网后前两年0.3元/千瓦时，第三到五年为0.2元/千瓦时	
		建德	分布式项目自发自用部分0.2元/千瓦时，并网部分0.1元/千瓦时，补贴期三年；居民分布式按照每瓦一元进行补贴	
	宁波		2015年底前的并网项目给予0.1元/千瓦时的补贴，补贴期为五年	
	湖州	德清县	0.1元/千瓦时度电补贴，补贴期三年	
		安吉县	0.1元/千瓦时度电补贴，补贴期两年	
	嘉兴		对2015年底建成并网的200MW项目增加0.1元/千瓦时的度电补贴，补贴期三年	
	温州	全市	屋顶分布式享受0.05元/千瓦时补贴，企业（居民）自建除外；2015年底前建成的光伏电站每度电享受0.1元/千瓦时补贴；居民分布式补贴为0.3元/千瓦时；补贴期均为五年期	
		洞头县	0.4元/千瓦时的度电补贴，五年补贴期	
		瑞安市	0.3元/千瓦时的度电补贴，三年补贴期	
		永嘉县	除居民外的分布式项目达到50千瓦以上的，享受0.4元/千瓦时的补贴；居民分布式享受2元/瓦的装机补贴以及0.4元/千瓦时的度电补贴；补贴期均为五年的度电补贴；补贴期均为五年	
		绍兴市		0.2元/千瓦时的度电补贴，五年补贴期
		衢州	全市	0.3元/千瓦时的度电补贴
	龙游县		0.3元/千瓦时度电补贴，补贴期五年	
江山	地面电站提供0.3元/瓦的装机补贴及0.2元/千瓦时的度电补贴；分布式项目提供0.3元/瓦的装机补贴以及自发自用部分0.15元/千瓦时的补贴。补贴期限为三年			
丽水		2014—2016年的光伏项目增加0.15元/千瓦时度电补贴，五年补贴期		
安徽	全省		无	
	合肥		分布式项目为3元/瓦的初始装机补贴，单个项目不超过1.5万元	
江西	全省		“万家屋顶”项目补贴居民分布式项目一期4元/瓦、二期3元/瓦；2015年底投产的地面电站度电补贴为0.2元/千瓦时，2017年前投产的补贴0.1元/千瓦时，补贴期三年。	
	南昌		度电补贴为0.15元/千瓦时，补贴期暂定五年	
陕西	全省		每瓦补贴一元	
	商洛		地面电站补贴0.01元/千瓦时，分布式补贴0.05元/千瓦时	
吉林	全市		0.15元/千瓦时	

但部分地区的本地补贴并不是谁都能享受的。这种限制主要体现在两个方面，一方面是地方补贴所面向的电站容量有限，另一方面执行的前提是使用本地的产品。山东的补贴并非面向该省所有电站，据光伏们了解，虽然该省已经将国家分配的指标下放给各市，光伏项目只要拿到市级备案就能享受国家补贴，但是如果一个电站还要拿到山东省额外的 0.2 元/千瓦时补贴，则还需要省发改委的备案。据了解，大约只有 200MW 的电站在 2015 年能享受到这部分省级补贴。

江西、河北等地则要求使用本地产品作为拿到本地补贴的前提。一位不愿透露姓名的投资商表示，“地方补贴对项目收益率的影响还是很大的，直接决定了是否要投资，而使用本地产品也比较困难，主要原因是本地的供应商并不在我们的供应商名录中，而这些产品的质量风险我们也不好控制。”地方补贴来自于地方财政，而地方产品的销售可以给地方财政带来收入，虽然有相应的逻辑关系，但对于行业并非是一个良性推动。

从国家能源局此前发布的 2015 年上半年光伏发电建设信息简况来看，出台地方补贴的地区往往电站投资动力更强。以分布式为例，浙江新增 200MW、江苏新增 150MW、山东新增 120MW、江西新增 60MW、上海新增 50MW，这些分布式装机量大的区域基本都有地方补贴，地方补贴成为了推动分布式发电的强劲动力。

在有限的日照资源下，地方补贴的推动将使那些采用高效组件的项目获得更高的收益。山东济南积成电子屋顶的 1MW 分布式项目采用了乐叶光伏的单晶组件，该项目的 EPC 供应商航禹太阳能执行董事丁文磊表示，其所有分布式项目均采用 275 瓦的单晶组件，从积成电子的项目看，发电量比用普通多晶提升 7% 的发电量。在装机投资相差不大的情况下，7% 的增发电量将使收益率相对更稳健。丁文磊选择在其所有分布式项目中采用高效的单晶组件。

地方补贴的核心是推动地方光伏项目投资的积极性，目前看这种推动力已经从装机量上实现了，并且越来越多的地方政府加入到这个行列中。至于 2016 年地方政府如何对补贴下发的机制进行细化、强化，或许门槛效率和领跑者计划将成为关注的重点。

通过领跑者增加地方竞争力

在国家能源局、工信部等出台的《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》中，明确指出了国家和各级能源主管部门组织实施的各类光伏发电应用示范项目、各级地方政府使用财政资金支持的光伏发电项目以及在各级政府机构建筑设施上安装的光伏发电项目，优先采用“领跑者”先进技术产品。上述文件中并未强制要求享受地方补贴的项目必须使用符合领跑者计划的产品，只是鼓励“优先采用”。光伏们向部分省市的发改委部门致电询问，包括山东、江苏、江西、浙江等地在内的省发改委相关部门均表示，在 2015 年的项目中还没有开始把是否采用符合“领跑者”计划的产品作为是否给予地方补贴的考虑要素。但大同市领跑者示范基地如火如荼的招标场面已经让部分市级主管部门动心，根据国家对于光伏产业的支持性政策导向来看，如果国家能源局继续出台关于领跑者计划的实施细则，那么在大同示范基地的标杆性示例启发下，光伏们预计，2016 年很多地方政府将会强化对领跑者计划的实施，地方补贴也可能更多的向领跑者计划产品倾斜，全国还可能会出现更多的领跑者示范基地。

此前在大同市申报国家领跑者示范基地的同时，山西运城市也在进行同样的规划和申报，这座位于黄河边的城市是以“滩涂治理+光伏电站”的方案进行申报的。山西省发改委一位工作人员透露，之所以运城最终没有申报成功，阻力来自水利部黄河委员会不同意在黄河滩涂地区建设光伏电站。

目前江西某地级市的市领导及发改委领导正与国家能源局沟通，希望申报一个领跑者示范基地，该市计划在其林地中打造“林光互补”的光伏电站，并采用满足领跑者要求的相关产品。据光伏们了解，该地级市在将向国家能源局提交领跑者示范基地的申请，预计 2016 年上半年能获得批准。

另外，从地方政府角度考虑，如果能够率先在本地使用达到领跑者标准的高效产品，相比于普通产品来说，能进一步减少本地资源浪费，譬如土地资源及其他配套资源。地方财政的补贴支持最终能否真正发挥效果，不仅体现在度电补贴和装机补贴中，制度的设定更为重要。

光伏们 2015-08-14

海洋能、水能

如何才能让抽蓄电站物尽其用

发电数小时后的江苏溧阳沙河抽水蓄能电站上水库一角。

阅读提示 抽水蓄能电站具有启动灵活、调节速度快的优势，是技术成熟、运行可靠且较为经济的调峰电源与储能电源，被视为未来电力系统重要的调节工具。

日前，总投资 217 亿元、总装机容量 360 万千瓦的安徽金寨、山东沂蒙、河南天池 3 大抽蓄电站同时开工，意味着我国抽水蓄能电站加快了发展步伐。即便如此，全国抽水蓄能装机占发电总装机比例仍不到 2%，相较于发达国家 5% 左右的平均水平，发展仍然十分滞后，功能认识不到位、电价机制不合理等成为制约抽蓄电站快速发展的关键因素。记者近日走访几个相关抽水蓄能电站进行深入调研探究原因。

新能源发展更需电网安全

滁州是安徽省著名的风电产业发展基地，驱车行驶在滁州境内，窗外不时会闪过迎风起舞的巨型风机，这也使得坐落在滁州城西侧的琅琊山抽水蓄能电站意义非凡。

与常规水电站不同，为了更靠近电力负荷中心，充分发挥调节作用，琅琊山抽蓄电站位置极佳。从滁州高铁站到琅琊山抽蓄电站仅有短短 10 余公里的距离，汽车沿着平缓的盘山公路直行，不到 20 分钟，电站的大门已经显露在记者面前。

没有长时间穿山越岭，也没有听见轰隆隆的水流声，电站 100 多米高的山顶是一个 1 平方公里大小的水库，向东望去整个滁州城尽收眼底，如此静谧的环境颠覆了记者之前对于水电站的常规认识。

“这平静的湖水下面可大有学问。”在国网新源华东琅琊山抽水蓄能有限公司办公室主任助理史敬壮的带领下，记者下到山底，乘车通过长达千米的狭窄交通洞，眼前豁然开朗，4 台 15 万千瓦的单级可逆式抽水蓄能机组，在偌大的人造洞穴中一字排开，从山顶水库中泻下的水流推动水轮机发出阵阵轰鸣。

史敬壮解释说，抽蓄电站和常规水电站不太一样，通常由一定高度差的上下两个水库构成，用电高峰时机组从上水库放水发电，用电低谷时吸收电网中多余的电力，将下水库的水抽上水库，以此调峰填谷保持电网平衡，确保供电安全。

“抽水蓄能电站具有启停灵活、反应迅速等优势，是目前电力系统中技术最成熟、运行最可靠、使用最经济的调峰填谷、调频和储能等多功能特殊电源，对提高电力系统经济运行水平，具有重要作用。”国网新源华东琅琊山抽水蓄能有限公司总经理陈大鹏介绍说，例如，2014 年 11 月，华东电网某主力火电 100 万千瓦机组跳机，琅琊山电站接令紧急启动 4 台机组发电，4 分钟内出力达到 60 万千瓦，有效支撑了电网稳定，抵御了事故冲击。

目前，除了琅琊山抽蓄电站，还有数十个这样的“安全卫士”分布在全国各地，保障电力安全。截至 2014 年 9 月底，我国已建成抽蓄电站 23 家，装机容量 2151 万千瓦。“这些抽蓄电站基本满足了电网安全运行需要，一定程度上减少弃风、弃水，促进节能减排，对电力系统的整体优化起到了积极作用。”国家能源局市场监管司副司长黄少中表示。

不过，近年来新能源的快速发展给电网安全带来了全新挑战，也对抽蓄电站的效用发挥提出了更高的要求。黄少中举例说，我国华北区域电网火电占比大，风电发展快，缺少可快速启动的常规水电，是抽蓄电站发展最早的地区。华东区域电网峰谷差、核电装机容量和调峰压力都比较大，是典型受端电网，尤其需要帮助电网消纳风电、太阳能等新型清洁能源对电网的扰动，也亟须增加抽蓄电站参与调峰和整体平衡，以提高全网运行的安全性与经济性。

新形势下，抽蓄电站不仅逐步向调峰填谷、电网调频、事故备用和系统储能等多功能并重的方

向转变，而且还需适应电力系统在快速发展过程中产生的各种新需求、我国经济结构调整的各种新变化。“对保障电力系统安全运行，缓解电网调峰矛盾，增加新能源电力消纳，促进清洁能源开发利用和能源结构调整，实现可持续发展具有不可替代的重要作用和意义。”陈大鹏坦言。

认识不足制约发展

虽然几十年来抽蓄电站在我国取得了稳步发展，但与逐年跳升的电力装机总量相比，发展速度仍显慢了些。根据国家发展改革委《关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见》，到2025年，全国抽蓄电站总装机容量达到约1亿千瓦，占全国电力总装机比重4%左右。目前，全国抽蓄电站总装机容量仅为2151万千瓦，占全国电力总装机比重不到2%，离发展目标还有较大差距。

黄少中告诉记者，虽然国家近年来开工不少电站项目，但部分项目落实慢，建设周期长；还有部分抽蓄电站建设不及时，实际建设时间远远超过设计工期，增加了不必要的建设成本，也推高了抽蓄电站运营费用。

内蒙古呼和浩特抽蓄电站于2006年8月26日获得项目核准，设计工期51个月。由于资金不到位，项目于2007年11月停工，直至2009年11月项目才恢复建设。截至2015年6月24日，电站的4台机组刚全部投运，建成时间落后4年，项目建设成本由49.34亿元增加至56.43亿元。

“认识不到位是制约抽蓄电站发展的首要原因。”陈大鹏表示，目前社会各界对抽水蓄能电站的认识，依然局限于为电网提供安全稳定保障和调峰填谷功能上，忽视抽水蓄能电站对经济社会、对整个电力系统乃至能源结构调整的特殊贡献，导致抽水蓄能电站的发展比较缓慢。

认识不到位，还导致既有抽蓄电站效用未能充分发挥。“部分地区由于电力系统网源情况变化较大，以及电网与抽蓄电站发展不协调、建设不配套等原因，导致抽蓄电站投运后，运行需求不足，未能充分发挥相应作用。”黄少中透露。

例如，山西西龙池电站所在的晋北地区，由于风电快速增长、供热机组比例偏高等问题，4台机组中的2台一度在高峰时段不能全启顶峰发电，低谷时段不能全启抽水蓄能，难以充分发挥作用。截至记者发稿，在解决了相关技术难题后，山西西龙池电站已经可以实现4台机组全部启动进行抽水、发电，但即使4台机组全启顶峰发电或者抽水，仍难以满足风电快速发展的系统调峰需求。

此外，抽蓄电站与其他类型机组在调峰、事故备用的调用先后顺序上没有明确规定，对抽蓄电站的调用合理性难以进行精确评价。同时，抽蓄电站的水库运用也有待进一步优化，警戒水位的设定需要更加科学统筹调峰与备用间关系，以充分挖掘抽蓄电站的调峰能力。

合理价格机制尚未形成

不合理的电价机制是制约抽蓄电站发展和功能发挥的核心原因。目前，我国抽蓄电站主要实行3种价格机制——单一容量电价、单一电量电价、两部制电价（容量电价+电量电价）。“单一容量电价对抽蓄电站调用缺乏激励作用，导致机组利用率不高。”黄少中说，此类抽蓄电站收入来自固定容量电费，电站收益与机组利用率基本无关，机组运行时间增加反而会提高运营成本，因此，抽蓄电站缺乏发电积极性。

例如，华北、华东区域共9家抽蓄电站执行单一容量电价，2014年1至9月平均发电利用小时仅为439小时，与执行其他两种电价机制的抽蓄电站差距明显。其中，山西西龙池电站、河北张河湾电站发电利用小时数甚至低于300小时。

执行单一电量电价往往又造成抽蓄电站效益过度依赖抽发电量，导致抽蓄电站调用频繁、多发超发。黄少中指出，此类抽蓄电站没有固定容量电费收入，只能通过抽发电量盈利，导致个别电站利用小时数明显偏高。

据记者了解，全国实行单一电量电价的抽蓄电站共有4家，年平均发电利用小时数为1600小时左右，远高于国内抽蓄电站平均水平，个别电站甚至违背了抽蓄电站调度运行导则规定的年度发电利用小时不超过设计值的原则。

此外，落实两部制电价的抽蓄电站数量极少。沙河抽水蓄能电站是江苏省首个投产的抽蓄电站，从建成起一直试行两部制电价。“两部制电价综合了容量电价和电量电价的优势。”电站总经理李贵

桃透露，沙河电站执行该电价机制以来，年发电利用小时数稳定在 1800 小时左右，投资回报率高达 10%。

不过从全国范围来看，更为合理的两部制电价也遇到推广难题。由于相关招标竞价方式、电价测算方法、工作时间节点、各方职责等尚未明确，致使两部制电价推进工作无实质性进展。

抽蓄电站由于缺乏合理的价格机制和评价标准，因而加大了企业投资经营难题，导致抽蓄电站市场化程度低，限制了抽蓄电站的快速发展。

目前，华北、华东区域 14 家抽蓄电站中仅 2 家由非电网企业控股，投资运营主体大多为电网企业，其他投资主体难以进入。湖南黑麋峰抽蓄电站是国内唯一一家由发电企业全资建设的抽蓄电站。因电价不明确，租赁协议一直未能签订，电站亏损严重，难以正常运营。2013 年 3 月，投资方湖南五凌电力公司将电站资产整体转让给国网新源控股有限公司。

“2008 年以后建设的抽蓄电站大多执行单一容量电价，我们电站核准时，是按照净资产 5% 的回报率执行容量电价。这么低的收益率，对于国企来说正常运转没问题，但对于私营企业，这个收益率实在缺乏吸引力。”国网新源华东宜兴抽水蓄能有限公司总经理朱冠宏坦言。

市场化是必由之路

“在摆正认识的前提下，要解决抽蓄电站的问题其实不难，就是走市场化道路，充分发挥市场的调节作用。”陈大鹏始终认为，执行哪一种电价机制并不重要，关键是电价核定标准要合理。比如容量电价，现在按投资造价算回报率就非常不合理，带来的问题是，工程期间谁管理好、用钱少，谁收益低。“抽蓄电站要大发展，标准必须统一，水电个体差异非常大，不能简单按照火电容量思维去定价，要充分考虑构成电价的各个要素和每个电站的实际情况。”

进行合理价格核定，离不开科学评估，这需要研究制定抽水蓄能运行评价细则。朱冠宏表示，国家主管部门应根据抽蓄电站运行技术特点，综合考虑系统顶峰需求、低谷深度调峰、电网事故备用和其他因素，制定适应不同系统需求的评价体系、指标和方法，客观评价抽水蓄能电站的运行效益，改变单纯以发电利用小时作为运行效果评价依据的局面。

在科学评估的前提下，利用市场机制挖掘抽蓄电站的功能潜力，被业内认为是抽蓄电站大发展的有效路径。朱冠宏建议，结合电力市场化改革进程，国家有关部门要组织抽水蓄能电站在电力市场中的运营规则，研究完全竞争市场条件下的电力辅助服务价格体系、价格标准和竞价规则，逐步引导抽水蓄能电站参与市场化运营，使抽水蓄能电站运行功能的市场和经济价值得到充分体现。

市场化机制的探索不是一朝一夕。黄少中表示，要通过投资主体竞争，降低建设成本，形成市场化的容量电价；通过辅助服务补偿及调峰交易手段，形成市场化电量电价，实现常规电源与抽蓄电站的互利共赢；通过市场交易方式，招标用电低谷时期抽水电量，适当降低抽水电价，进一步消纳负荷低谷时段的风电、水电等可再生能源。

此外，先进技术的推广也有利于提高抽蓄电站运行效率，降低成本，增强市场竞争力。“常规抽水蓄能机组在抽水情况下负荷不可调节，可变速抽水蓄能机组在发电和抽水状态下都可以实现功率调节，而且范围更大。”作为抽水蓄能变速机组应用关键技术科技攻关团队的带头人，陈大鹏认为，在电网中配备合理比例的可变速蓄能机组可以很好地满足电网对调节充裕度和精度的要求。

作为调节电源，抽蓄电站越靠近负荷中心，越能发挥功用。但在我国负荷中心区域，一般都没有高山，由于水头的限制，常规抽蓄电站选址受到很大限制。可变速机组可适应更宽的水头（扬程）变幅运行，为在负荷中心附近建设抽蓄电站拓宽了选择范围。

“变速机组通过改变转速能较好地适应不同的运行水头，改善水泵水轮机的水力性能，减少振动、空蚀和泥沙磨损，有效改善机组运行工况，在提高机组启动可靠性和灵活性的同时，还可延长机组寿命，大大降低机组运行和检修费用。”陈大鹏说。（记者 王轶辰）

经济日报 2015-08-07

西南水电弃水问题严峻 出路在何方

电力产能过剩导致市场疲软

尽管政府、电网企业、水电企业统计的弃水数据各不相同，但数字已足以说明弃水问题的严重性。（文末为“十二五”期间西南水电大省和主要水电企业的水电发展和弃水情况） 不仅水电弃水、风电弃风、光伏发电难入网，火电、核电的机组利用小时数也持续下降；不仅在西南，这一场电力市场疲软已波及全国各个区域。

据中电联统计，截至今年6月底，全国6000千瓦及以上电厂装机为13.6亿千瓦、同比增长8.7%，全口径发电装机容量接近14亿千瓦。上半年，全国发电量增速下降，全国规模以上电厂发电量27091亿千瓦时，同比增长0.6%，增速同比降低5.2个百分点。全国发电设备利用小时1936小时，同比降低151小时。

其中，火电发电量连续12个月同比负增长，新增火电装机2343万千瓦，6月底全国6000千瓦及以上火电装机9.35亿千瓦、同比增长6.4%，火电发电量同比下降3.2%，自2014年7月份以来连续12个月负增长，设备利用小时2158小时，同比降低217小时；规模以上电厂水电设备利用小时1512小时。

截至6月底，电源项目在建规模约17103亿千瓦，比上年同期增加2363万千瓦。其中，火电在建规模最大，为7686万千瓦。

“目前已核准和发路条火电项目的发电能力已超过“十三五”新增电力需求。按“十三五”年均用电增长5.5%（这已是偏乐观的增速）测算，预计2020年全社会用电量约7.4万亿度，比2015年新增1.7万亿度。按照非化石能源优先发展的原则，扣除非化石能源发电量后，‘十三五’留给火电的增长空间仅为9000亿度左右，新增火电装机2亿千瓦（按平均利用4500小时测算）即可满足需求。而目前全国火电机组核准在建规模1.9亿千瓦，已发路条约2亿千瓦，若放任这些项目全部在‘十三五’建成投产，则2020年火电将达到13亿千瓦，比2015年增加3亿千瓦左右，预计2020年火电利用小时数下降至4000小时左右。而在上述13亿千瓦火电装机中，煤电机组占了12亿千瓦左右。”国家能源局规划司副司长何勇健在《中国能源报》撰文指出。

“其中，广东目前已核准了3600万千瓦的火电。另有2700万千瓦的火电取得了路条，相当于再造一个云南省的装机规模。‘西电东送’空间何在？”澜沧江水电公司韩翔在近日中国水力发电工程学会举办的弃水座谈会上表示。

“截至2014年底，全国火电装机容量约9.2亿千瓦，火电设备利用小时数为4706小时，如以较为正常的5500小时计算，全国火电机组过剩1.3亿千瓦，以更高效率的6000小时算，全国火电机组过剩超过2亿千瓦。2014年我国全社会用电量约为5.5万亿千瓦时，如果按照9.2亿千瓦装机、运行6000小时计算，我国的火电机组基本上可包揽我国全部的用电需求，理论上已经挤占了所有的清洁能源和可再生能源的市场空间。”中国水力发电学会副秘书长张博庭在会上表示。

川、滇弃水各有原因

“弃水和水电本身的丰枯特性有关，也和目前经济增速放缓、外送通道受阻、消纳市场疲软等关系有关。”国家能源局新能源与可再生能源司水能处副调研员马会领在座谈会上表示，“对于四川而言，最现实直接的办法就是建设外送通道。而对云南而言，却涉及到省间利益协调问题。广东不愿意接受更多的外来电，广西也要将协议送电量削减一半，贵州也不想要外来电量。省际之间、水火电之间的矛盾利益也需要协调。”

国家电网发展策划部规划处高工赵良介绍，2010年，国网公司就在公司的“十二五”规划安排了雅安到武汉的送电通道，但其间交直流之争等争议不断，目前为止也没有核准，与快速发展的水电装机相比，通道建设严重滞后。

“从四川水电弃水的情况来看，溪洛渡、向家坝、锦屏、官地水电站的弃水问题和外送通道的关系不大，实际弃水量决定于所在流域的来水量调节能力，与水电量大小、水电价竞争关系也不是很大。国网还将加快四川水电的外送通道建设，预计工程建成后能达3000万千瓦的外送力量。”赵

良进一步说，“此外，我们还将进一步挖掘复奉直流等现有输送通道的外送能力，加强与三峡公司的沟通协调，充分利用水库的调蓄性能。德阳到宝鸡直流工程的建成，大幅提升送电至西北的能力，我们将在汛期满足德宝送西北 300 万千瓦电力。同时，我们还将通过优化”优化调度运行管理、加强电网运行方式、强化火电厂的调峰管理、完善价格政策、开展直接交易和跨省区的电力交易机制等方式，促进更大范围的有效消纳水电。

四川发改委副巡视员艾明建则提出了规划依托信息的准确性问题。“我们做规划依托了各个电力企业，直至 2013 年，国网还提出四川到 2015 年还将缺电 1000 万千瓦。至于原来规划的雅武特高压交流线路，由于争议不断，现在已改为建设雅安到重庆 500 千伏的线路，再加建一条直流输电线路，但这条直流输电线路的受电端还未明确。”艾明建指出。

参与四川电力规划的水电水利规划设计总院彭才德回忆，2005 年时，预测四川省 2015 年的电力负荷为 3000 万千瓦，2020 年为 3700 万千瓦，但 2013 年就达到了 3550 万千瓦。“四川省 2020 年经济发展目标提前在 2015 年实现了。按照当时的规划，必须配置 2500 万千瓦的外送通道，这个通道目前远远不能达到，云南也类似的。”

“另外，四川的龙头水库已核准了几个，但近年来还未发挥作用，因此总体调节性能比云南差些。”彭才德说。

云南除了水电装机发展过快之外，新能源装机的过速增长也是导致弃水的原因之一。“‘十二五’期间，一些无调节能力的中小水电的集中投产，很大程度上加剧了水电丰枯期矛盾。随后国家出台了包括可再生能源配额等一系列扶持风电光伏发展的新能源的产业政策，这个政策却并没有针对各省能源结构进行区域的划分，在云南水火电利用小时数持续下滑的情况下，过度的政策保护导致韩翊说。

“2015 年 6 月，云南目前的风电光伏装机在是 2008 年的 60 倍，平均年增幅达 80%，年内最高增幅了 358%。在宏观经济下行的压力下，电力用户降低用电价格的诉求不断增强，云南送广东电价连年下调，新能源装机的快速投产导致了可再生能源附加缺口逐年增大，加上云南水电消纳只能在省内完成，大幅推高了云南省内用户的用电成本，严重挤占了有限的市场空间。”韩翊进一步说，“在过度的政策保护下，云南水电大规模弃水，火电利用小时数从 5000 小时以上降至目前的不足 1500 小时，新能源的利用小时数却始终维持在设计水平上。”

短期弃水如何改革？

“云南弃水将长期存在。云南的高耗能产业政策和市场因素影响比较大，省内负荷和用电很难达到规划预期。

第一，西部地区用电以高耗能产业为主，用电市场比较差，即便开展直接交易降低电价，生产的产品仍然需要消纳，要加快产业转型升级，提高用电增长空间。

第二，要加快送出通道的建设。

第三，完善市场化的交易机制。在水电来水不确定和火电作为保障电源的情况下，多发的水电应对火电进行补偿。第四，预计今后几年的用电增速为 3%—5%左右，应根据实际的用电市场情况对规划做出调整，优化电源结构和电源的建设进度，以及配套送出工程的建设。

云南能源局副局长邹松表示，云南水电的资源配置区域在南网，主要消纳的地点只有广东，应有更大的消纳范围。“至于产业政策、电价形成机制、资源地的优惠电价措施等问题，是西部省区的普遍困惑。做‘十二五’规划的时候，云南考虑要发展工业，按照 15%-30%的电力增速做规划，而工业增速却在 5%之内。”

对此，中国水力发电工程学会常务副理事长兼代秘书长李菊根表示：“四川外送电是一部分在南网，一部分在国网区域，而云南只有南方电网区域。通过优化调度等手段，去年川、滇两省少弃水 120 亿千瓦时。目前，贵州的水电送往广东，且贵州水电已基本开发完毕，随着火电机组的削弱关停和资源优化，火电要逐步退出一些装机容量，云南的水电可以接送贵州和广西，甚至到广东。另外，缅甸、老挝、泰国等邻近也面临着缺电问题，应加快大湄公河流域联网。”

李菊根进一步建议，西北电网吸纳水电情况也较好。黄河上游水电公司的水电上网电价相较西北火电而言较有优势。四川的水电除了向华东、华中送出以外，还可以降价由西北电网吸纳一部分。

李菊根还建议，电网经营企业要在市场中发挥主体作用，做好区域交易、省级交易和地市级交易电量的上网及电价结算工作。国家按照外交政策确定的方向建设电网，进行电量交换。我国目前直接形成联网的五个国家有俄罗斯、哈萨克斯坦、缅甸、印度和土耳其，其中印度和土耳其更是与“一带一路”战略相关联。

长期看待弃水：做好能源结构调整和能源规划

可以看出，虽然近年来西部水电装机大幅度增长，但目前水力装机容量仍只占到全国装机容量的 21% 左右，去年水电仍只占全社会发电量的 17% 左右。水电装机的提升并未对能源结构调整产生重大影响。

对此，国务院发展研究中心研究员王亦楠提出，水电弃水涉及到国家的能源结构调整问题，这不是靠市场就能解决。“虽然我们对火电、核电、水电、可再生能源等做出了清晰的描述和定位，但各个行业的能源利益博弈很大，在定位上还不够清晰。‘十三五’规划应对能源结构做出清晰的定位。”

马会领也认为，解决弃水要分短期和长期两种路线。建设龙头电站、完善电力规划、调整能源结构问题，才能解决弃水的深层次问题。

“电源专项规划都是个各搞各的，没有总体规划。根据国家新能源和可再生能源发展思路，从 2007 年新能源是能源结构中的重要补充，成为今天的替代地位了。全国针对水电、火电、清洁能源的消纳都应有合理的布局和规划。”马会领说。

“国家应制定优先消纳西部水电的政策，如对西部水电采取强制性的市场份额。同时，对东部的火电进行减量限制，控制煤炭消费总量，为消纳西部水电提供空间。”四川大学教授马光文说。

韩翊建议，应适当放缓川滇地区新能源规划速度。应将水电纳入可再生能源配额，通过配额供给实现西部的水电替代一部分东部的火电。“当龙盘水电站等龙头电站核准建成之后，三江流域都实现了调节能力，应有适当的退出机制使一部分调节能力差、盈利能力差的小水电和一部分火电退出。”韩翊表示。

建设龙头电站，优化水电自身性能也是业内人士的一致期望。据云南华电金沙江中游水电开发有限公司市场运营部副主任卢兴琼介绍，金沙江龙盘电站的调节库容是到 215 亿方，相当于澜沧江上的小湾、糯扎渡两库之和。龙盘水库式多年调节水库，汛枯比达 48:52，可以大大减少金沙江弃水，同时提高外送通道的利用率。

对此，李菊根表示：“每个龙头水库的情况不一样。龙头水库投资特别大，雅砻江流域上只有一个业主，投资建设龙头水电站不存在利益协调的问题。而在大渡河上建龙头水库就存在利益分摊机制的问题。”

“龙头水库的补偿效益返还问题也必须解决，否则，对于一个流域上多个开发主体的龙头电站业主来说，利益难以协调。”彭才德说。“四川水电目前的单位度电投资成本为 2.5 元左右，到这四川省边际成本，就是单位度电投资的成本，四川省水电现在来讲基本上是 2 块 5 左右，2020 年接近 3.8 元，2025 年约为 4.2 元，2030 年则快要到 5 元，如果不给予水电相应的政策支持，水电长期在市场上不具备竞争能力。”

雅砻江流域水电开发有限公司副总经理也对未来的水电开发提出了新的担忧，“5 年后投产的水电电价平均在 0.4 元左右，更难以参与市场竞争。希望国家采取贴息负债、较少增值税等手段提高水电竞争力，保障水电可持续开发。”

西南水电弃水情况

云南 据云南能源局统计，“十二五”期间，平均每年增加装机近 1 千万千瓦。2011—2014 年，水电装机规模增加近 3 千万千瓦。截至 2014 年底，云南省水电装机达 5500 万千瓦。2015 年，云南还将投产 200-300 万千瓦的水电装机。很多机组已经安装调试完毕，但为避免亏损只能闲置等

待。

“十二五”期间，云南省火电装机未增加，风电、光伏发电装机也是爆发式增长，加上水电大规模集中投产，弃水形势十分严峻。

2013、2014年云南省的电力装机分别达6300万千瓦和7200万千瓦。2013年，水电投产同比增速为25.5%，2014年为14.7%。在发电量方面，2013年为1459亿千瓦时，2014年为1527亿千瓦时，增速分别为10.9%、4.8%，装机量增速和发电量增速的差距较大。

“西电东送”方面，2013年云南送电91亿千瓦时，2014年送电124亿千瓦时，主要受电范围在南网。南方电网2013年的通道输送能力为1280万千瓦，2014年达1900万千瓦；2013年、2014年南网输送电量能力分别达到了707亿千瓦时和889亿千瓦时，分别增加了47%和44.3%。

原预计2013年和2014年的弃水电量为200亿千瓦时和300亿千瓦时，各方采取了一系列措施后，弃水量为48亿千瓦时和173亿千瓦时。火电方面，2013年云南省火电机组利用小时数为3200小时，2014年为2500小时。同时，云南省对越南的送电也大幅下滑，2014年仅送20亿千瓦时。

云南能源局预测，2015年底云南省电力装机将达8000万千瓦，2016年达8600万。预计云南省省内用电量为2015年1650亿千瓦时，2016年1681亿千瓦时，增速分别为7%和9%。如果保持年送电至广东835亿千瓦时，按协议年送电至送广西100亿千瓦时的水平，2015年将弃360亿千瓦时，2016年弃水200多亿千瓦时。

2017年—2020年，预计云南将分别弃水143亿、74亿、71亿、176亿千瓦时。其中，随着乌东德、白鹤滩电站的投产，云南省将在2020年左右进入一个新的水电投产高峰。

四川 据国家电网统计，“十二五”以来，四川水电装机容量年增长率超过20%。其中2013年、2014年两年的水电装机增长达到2300万千瓦。同时用电增长逐年趋缓，用电量同比增长率由2011年的13%下降到2014年的3%，2015年上半年更是负增长，远小于水电装机的增长速度。

四川省水电装机比重过大，结构矛盾十分突出。2011年，四川水电比重达70%，2014年达80%，且大多数中小型水电站调节性能较差。2014年，四川省丰水期和枯水期的发电比是59.2:25.3，由于火电调控能力有限，丰水期大量水电弃水。

据四川大学马光文教授介绍，2014年底，四川省电力装机7384万千瓦，预计今年年底可达8750万千瓦，其中水电装机将达7000万千瓦，新能源装机达130万千瓦。另外，2016—2020年每年还将分别新增装机287、842、667、478、622万千瓦，共新增4000万千瓦，即2020年年底装机容量达到1.18亿千瓦（水电装机8576千瓦、火电2000万千瓦、新能源1262万千瓦），年均新增装机600多万千瓦。按4000多的利用小时数来算，“十三五”期间年新增发电能力300亿度电。

2015年上半年，四川省全社会用电量为956亿千瓦时，同比减少0.4%。马光文介绍，按“十三五”年用电增长率5.9%、电力弹性系数0.7测算，2020年四川全社会用电量将达2800亿千瓦时，预计年新增用电量是150亿千瓦时。根据上述的“十三五”年新增发电能力300亿千瓦时来算，每年将富余150亿千瓦时。

马光文介绍，根据国网公司数据，2014年四川主网弃水187亿千瓦时，对外公布的调峰弃水量为97亿千瓦时，但地方电网的弃水量不好统一，地方电网还有三分之一的弃水量，且主要是小水电。如此算来，“十三五”期间的年平均弃水将不少于200亿千瓦时。

南方电网 据南方电网统计，2015年上半年全网发电量增幅1.5%，云南为负1.5%；预计全年全网发电量增长2%左右，云南增长0.5%。7月，南方电网全网发电量同比下降了1.7%。从高耗能产业开工率情况看，广西省今年上半年的开工率是63.6%，比2011年6月下滑了20.9%；云南省今年上半年的开工率是50%左右，比2011年6月下滑了27.6%；贵州省今年上半年的开工率是40%左右，比2011年6月下滑了21.5%。其中，云南省当前的电解铝价格比2011年最高时下降了30%—50%。

“十二五”期间，南网4年来全网的统调装机年均增长10.7%，其中水电年均增长率为12.8%。其中，云南省统调总装机年均增长19.8%，水电装机增长21.8%。到2015年6月，南方电网全网统

调水电装机 9495 万千瓦，占比 39.6%，约占全国水电装机的 1/3，其中云南 5324 万千瓦，占比 74.6%，云南的水电发电量基本接近 80%。

据南网调度口径计算，2013 年，云南来水偏枯 3 成，云南全网弃水电量 10.8 亿千瓦时。2014 年在来水多 100 亿千瓦时的情况下，全年弃水 168 亿千瓦时。2015 年，年初预计将弃水 366 亿，但南网上半年通过一系列措施消纳水电，上半年仅弃水 17.6 亿千瓦时，预计今年弃水总量 100-150 亿千瓦时。

根据“西电东送”框架协议，除 2011 年全网用电紧张（缺煤少水），云南实际完成外送电量达到框架协议的 92%外，“十二五”期间，云南送电量基本都超出框架协议。

目前，南网西部的水、火电的矛盾较突出。今年上半年，广东煤电利用小时数同比降低 167 小时，预计全年利用小时数为 4650 小时左右，比去年降低 100 个小时。云南的煤电利用小时数从 2011 年的 4760 小时下降到 2014 年的 2565 小时，今年上半年为 982 小时，同比降低了 620 小时。

华能澜沧江水电股份有限公司 据华能澜沧江水电股份有限公司介绍，2014 年，云南电网统调公布的云南弃水电量是 168.4 亿千瓦时，澜沧江公司为 47 亿千瓦时；而根据澜沧江公司的统计，2014 年全公司弃水 146 亿立方米，弃水电量 81 亿千瓦时，拥有多年调节能力的小湾和糯扎渡电站分别弃水 63.7 亿方和 20.8 亿方，分别损失电量 39.1 亿千瓦时和 10.8 亿千瓦时。

华能澜沧江水电股份有限公司提出，按照大宗商品价格走势和工业企业开工意愿的判断，预计今年云南省全口径的电力需求大概 2500 亿千瓦时，其中统调需求大概为 1926 亿千瓦时左右。按照云南火电通过发电替代年利用小时下降到 1400 小时后，预计今年全网的弃水仍然可能达到 380 亿千瓦时。

云南华电金沙江中游水电开发有限责任公司 据云南华电金沙江中游水电开发有限责任公司介绍，金沙江中游有 8 个梯级，总装机容量 2058 万千瓦，发电量 883 亿千瓦时。目前开发了 6 个梯级，投产装机达 1376 万千瓦，发电量为 572 亿千瓦时。金中公司控股开发 4 个梯级电站，目前投产装机 536 万千瓦，发电能力为 274 亿千瓦时。2015 年年底，金中公司投产装机将达 676 万千瓦，发电量达 267 亿千瓦时。

2014 年，整个金沙江流域弃水 74 亿千瓦时，金中公司只有阿海、鲁地拉两个电站投产，弃水电量 33 亿千瓦时。今年年初时，预计今年金沙江流域将弃水 165 亿千瓦时，其中金中公司弃水电量占比 60%。然而，今年的金沙江来水是从 1939 年以来最枯的，但预计金中公司仍将弃水 80 亿千瓦时。金中公司表示，今年的弃水已经成为定局，希望金中直流明年汛期前能够按时投产。

国电大渡河流域水电开发有限公司 据国电大渡河流域水电开发有限公司介绍，大渡河公司现在拥有大渡河流域 23 个梯级当中的 17 个电站，同时也拥有西藏帕隆藏布流域开发权，总开发权装机规模 3000 万千瓦。其中，公司拥有大渡河流域 17 个梯级的总装机容量约 1800 万千瓦。2014 年年末，大渡河公司已在大渡河流域开发了 4 个梯级电站，装机容量为 570 万千瓦，今年将投产大岗山、枕头坝一级 2 个梯级电站，装机容量 330 万。今年年底，公司在大渡河流域装机规模达 900 万千瓦。2017 年，公司还将投产猴子岩、沙坪二期电站，2017 年年底大渡河公司装机规模将达到 1100 万千瓦，发电能力将达 550 亿千瓦时。最近三年，大渡河公司弃水量约为 257 亿千瓦时（含防洪），调度弃水量是 68 亿千瓦时。2012 年，大渡河公司调度弃水量为 108 亿千瓦时，弃水较多。2013 年，由于向家坝电站还未投产，大渡河公司通过向上直流外送水电至华中、华东，弃水量较少，调度弃水量只有不到 10 亿千瓦时。2014 年，大渡河公司调度蓄水量为 90 亿千瓦时。今年到目前为止，大概弃水 10 亿千瓦时。

雅砻江流域水电开发有限公司 雅砻江流域规划 22 个梯级电站，目前已投产 4 个电站，分别为锦屏一级、锦屏二级、官地、二滩电站，总装机容量为 1410 万千瓦。目前正在建设的电站还有桐子林，计划今年 8 月份投产。主要到今年底我们还会增加一些装机规模。雅砻江公司拥有锦屏一级完全调节的水库，以及二滩不完全调节水库，整体调节性能较好。目前，中游的调节性电站两河口、杨房沟也已开工，目前中游已经开工装机规模 450 万千瓦。2013、2014 年，雅砻江流域是平水年，

今年的来水是平水偏枯。2013年，雅砻江公司共弃水28.6亿千瓦时，电网统计的弃水量是22.2亿千瓦时。今年7月以来由于来水偏枯，目前的弃水电量为1.6亿度千瓦时。

中国电建水电开发集团有限公司 据中国电建水电开发集团有限公司介绍，中国电建在四川水电开发起步较晚，始于2006年，目前拥有的资源点比较分散，装机约为1千万千瓦，主要是中小型电站，分布在大渡河末端、岷江和雅砻江支流。相比西南其他流域公司拥有的大型水电基地和专门送出通道，中国电建没有专门的送出通道，而是并入四川省网。

2013年，中国电建在四川投产的项目不多，主要集中在2014年。2014年，弃水电量达近15亿千瓦时，平均弃水率达23%，相当于可以用来发电来水的五分之一都浪费了。预测今年的弃水状况要比去年严重，目前弃水量达到了67亿立方米，弃水电量达到了3.7亿千瓦时。（傅玥雯）

中国能源报 2015-08-14

风能

新疆乌鲁木齐市两地区确定为风电供暖试点

今年，新疆乌鲁木齐市达坂城区和北部的阿勒泰地区被确定为国家风电清洁供暖试点地区，计划到年底风电清洁供暖试点工程在这两地区建成投运。

记者日前从新疆维吾尔自治区发改委了解到，为促进风电产业健康发展，国家能源局将会同自治区发改委、乌鲁木齐市和阿勒泰地区统筹编制风电清洁供暖实施方案。

今年上半年，新疆（含新疆生产建设兵团）新增风电装机容量39.8万千瓦，发电量同比增长近20%。然而，“弃风”顽疾困扰着新能源电力投资者、当地政府和国家电网。国家能源局信息显示，上半年新疆弃风率高达28.82%，仅次于吉林和甘肃，高于全国平均水平13个百分点。

目前，建设特高压输电工程和就地消纳成为解决弃风的主要方法。在新疆至华东和成都两项±1100千伏特高压直流输电工程完成前，探索多种方式就地消纳新能源尤为迫切。

今年以来，国家能源局要求风电清洁供暖原则上以解决目前已有风电项目的弃风限电为主，鼓励风电场与电力用户直接交易。

自治区发改委相关负责人表示，风电清洁供暖实现了就地消纳，既符合国家政策要求，又体现了新能源发展方向，对打造乌鲁木齐市、阿勒泰地区“蓝天工程”意义重大。自治区将出台风电项目管理办法，优先支持参与风电清洁供暖试点工作企业的项目。（记者杜刚）

中国政府网 2015-08-10

承德围场风电累计装机突破200万千瓦

河北承德市围场满族蒙古族自治县积极开发利用风电能源，出台了一系列风电产业招商引资的优惠政策，并成功吸引11家国内外知名公司先后落户，累计装机突破200万千瓦。据介绍，该县风电2014年发电36.98亿千瓦时，可实现产值18.7亿元。盛夏时节，河北承德市围场满族蒙古族自治县红松洼自然保护区一望无际的大草原上，一排排白色风电塔巍然耸立，风塔上的桨叶随风转动，不断输送着清洁能源。

“靠大风，去年发电36.98亿千瓦时，可实现产值18.7亿元，这是污染近乎为零的清洁能源。”说起风电，该县县委书记刘众民非常自豪。

该县地处内蒙古高原南缘和冀北山地过渡地带，海拔在750米至2067米之间，受来自西伯利亚和蒙古强冷空气的控制和影响，多寒潮大风，风能资源十分丰富。

为合理开发利用好这一资源，该县出台了《关于加快电力产业发展的意见》和一系列关于风电产业招商引资的优惠政策。同时，通过参加投资贸易洽谈会等多种形式加大引资外联力度，鼓励国内外企业来县内投资发展风电产业。

2001年，该县成立了红松风电场，一期工程共安装6台600千瓦风力发电机组，总装机0.36万千瓦，并通过山湾子110千伏变电站并入承德主网正式发电。

成功的案例吸引了众多投资商，让该县成为众多资本争夺的“香饽饽”。截至目前，已有美国通用电气、河北建投、龙源电力、香港华润电力等11家国内外知名公司先后落户该县，累计装机突破200万千瓦大关。

为了让风电顺利送出，当地供电部门还同步实施了风电场系统接入及外送通道建设“三步走”工程：先后建设了御道口到承德西单回500千伏线路；木兰至隆城220千伏双回线路；塔黄旗至承德西220千伏双回线路。华润新能源负责人告诉记者，“输变电线路的畅通，让我们受益匪浅。仅提前半年并网发电，就使我们增加5000多万元利润。”

该县县长甄毓敏告诉记者，风力发电是取之不尽、用之不竭的清洁能源，该县将加快开发步伐，“十三五”期间争取完成风电装机600万千瓦，使风电总装机达到800万千瓦。（记者 雷汉发 通讯员 宁利勇）

经济日报 2015-08-11

乌鲁木齐市23座风电场年内并网

2015年内，乌市将有23座风电场并网发电，装机容量达160余万千瓦，预计年发电量达到70亿千瓦时。

8月10日，记者从国网乌鲁木齐供电公司了解到，这23座风电场都集中分布在达坂城地区。并网后，该区域的风电总装机容量将达到310万千瓦。风能资源丰富的达坂城地区，现有风电场22座，装机容量达到150万千瓦，年发电量达到40亿千瓦时，是全国有名的风力发电场之一。

但由于该地区人烟稀少，工业发展基础薄弱，用电负荷较小，无法完全消纳风力发电量，造成资源浪费。因此，风电外送成为达坂城区域风电项目发展的主要途径。

2015年7月，达坂城区西沟风电汇集站及大连湖风电汇集站竣工投运，这两座汇集站由750千伏达坂城变电站接入，打通了达坂城区域风电外送的大门，同时也开启了“乌电外送”的大门。

此外，达坂城柴窝堡汇集站也即将竣工投运，该汇集站的启用，将使乌鲁木齐风电发展步入快车道。

近年来，国网乌鲁木齐供电公司大力推广清洁能源，为风电、光伏等可再生清洁能源发电项目新机并网提供“一站式服务”，加快风能、光伏等清洁能源项目的并网发电。仅2015年7月，就有7座风电场并网发电。乌市已有三家光伏电站并网发电。

目前，乌市风电装机总容量约为150万千瓦，光伏装机总容量为16万千瓦。

乌鲁木齐晚报 2015-08-11

风电制氢治弃风痼疾？高成本下产业化堪忧

日前，投资20.3亿元的国内首个风电制氢工程在河北沽源县进入加速建设阶段。有专家表示，通过风电制氢将可以有效解决大面积弃风问题，破解风电产业发展瓶颈。

表面上看，将本来要白白扔掉的风电转换成最清洁的能源——氢气，无疑是一个最完美的风电弃风解决方案。不过，在风电和电解制氢的双重高成本考验下，这一项目的商业性也令人担忧。

什么是风电制氢？

随着世界经济的发展，人类在能源及环境方面面临的问题与挑战愈发凸显。氢气作为清洁能源的一种，也引发越来越多的关注。有人曾说，21世纪将是氢的时代。氢气无论在工业生产还是制作燃料电池方面都是理想原料，但是传统制氢方法主要通过化石资源的重整，排放大量二氧化碳获得，并不能真正实现清洁利用。

据中新网能源频道了解，目前制氢的方法主要有煤制氢、天然气裂解制氢、甲醇制氢和电解水制氢。而电解水制氢因为成本远高于其他制氢方式，所以应用极少。风电制氢就是将风力发出的电直接通过水电解制氢设备将电能转化为氢气，这也是目前世界上好多地区正在尝试的解决风电富余

电量的一种方法。

据悉,目前美国、德国、日本等发达国家都在积极推动风电制氢,而我国的多个示范项目也已在建设或筹划中。而河北沽源县风电制氢工程不仅是国内首个示范项目,也是世界上最大的风电制氢项目。

北京绿达源科技有限公司高级工程师郑尔历表示,如果采用风电制氢的模式,风电场就不用建设并网设备,风电机组会大大简化,风能的利用率也可得到有效提高。而且制氢模式并不需要特别先进的技术,绝大部分是利用成熟的电解技术和氢能源应用技术的组合。

风电制氢能否成为解决弃风问题良药?

不过,虽然道理看似简单,风电制氢要想真正从梦想照进现实,实现产业化还有许多问题需要解决。而这道路是否真能从本质上解决弃风问题也让人心存疑虑。

氢气是世界上已知的最轻的气体。它的密度非常小,只有空气的 1/14。而这也让它的储运成为世界性难题。

据卓创资讯分析师陈玉凯介绍,现在常用的氢气运输方式有三种,一种是管道运输。多为现场制气。氢气产出后直接投入工业应用装置。一种为长管拖车。但一辆车仅能运输 4000 立方米,约计 0.36 吨。所以运输效率非常非常低。第三种是钢瓶运输,但一个 40L 的钢瓶只能运输 6 方氢气。

“现有氢气的储运技术已成为氢能源发展的一大掣肘,无论是瓶装、管束车储运,还是现在正在研究的金属氢化物、微球储氢都难以避免一个尴尬的问题——储氢质量比仅能达到 1-10%。”

除了储运难题,电解氢气的成本也是阻碍其发展的一个重要原因。“目前,国内煤制氢成本约在 0.6-1.2 元/m³,中小型天然气裂解制氢成本约 2/m³,甲醇制氢成本也仅在 1.8-2.5/m³,而如果用工业用电电解水制氢,成本则高达 4-5 元/m³。”陈玉凯解释说。

厦门大学能源经济协同创新中心主任林伯强对中新网能源频道表示:“如果连成本较低的火电发展电解水制氢都不堪承受成本压力,那成本更高的风电,它的经济性就很令人怀疑了”

林伯强表示,如果是利用弃风来生产氢气,因为这些电不用就会白白浪费掉,所以成本就是零。这种前提下电解制氢气肯定是没有问题,但如果专门建一个风电厂来做这个,就不能叫弃风了。而如果不用弃风,用风电做电解氢气,目前肯定不了经济性这一关。

中国新闻网 2015-08-12

总投资约 36.5 亿元风电项目落户广东阳山

8月6日,阳山县与广州崇象能源管理有限公司进行风电开发签约仪式,总投资金额约 36.5 亿元,标志着阳山绿色能源开发揭开了新篇章。阳山县县长李欣要求,相关职能部门要加强协调、开通绿色通道,争取项目早投产、早见效益。

崇能:已在小江镇建设小型风力发电测试基地

记者在签约会上获悉,广州崇象能源管理有限公司计划引资在阳山县进行分散式风力发电及项目设备制造基地建设,其中风电开发共有 8 个项目,总装机规模达到 42 万千瓦,预计在 2016 年完成上述项目的核准工作,风电项目总投资约 35.7 亿元;设备制造基地包括发电站总装、电控设备组装、塔筒及塔基设施的生产以及项目运行管控集成系统的生产制造,设备制造基地总投资约 8000 万元,总投资约 36.5 亿元。

该公司透露,其使用的微小型风力发电设备,具有体积小、重量轻,风场建设复杂程度低、建设速度快,建设周期短和配合生态保护等特点优势。目前已在小江镇建设了小型风力发电测试基地。测试表明,该微小型风力发电机特别适宜在阳山年平均风速 5.5 米-秒以下的风场使用,契合阳山实际情况,是对阳山大风机发电的良好补充。

该公司表示,该项目建成后,将形成阳山风电设备研发、生产制造、风力发电、风电人才培养的连锁产业基地,为阳山县经济建设、生态文明建设及绿色能源事业的发展起到积极的作用。

阳山:全力做好协调服务,使项目早日建成投产

“与广州崇象能源公司共同发展风电产业,符合经济发展新常态要求,对促进经济持续平稳增长、促进产业转型升级、推动山区振兴发展具有重要意义。”在昨日的签约会上,李欣指出,阳山县地处粤北山区,清洁能源资源丰富,发展风电的条件好、潜力大。除了目前规划的 12 个风电场,还有大量场地,适合建设分散式风力发电项目。

他指出,近年来阳山在培育发展清洁能源产业方面做了大量的前期工作。2011 年委托专业设计部门编制了《广东省阳山县风电场工程总体规划报告》,次年又策划举办了“广东省首届绿色能源发展论坛”,引进国电、大唐等电力巨头对全县绿色能源进行科学规划,为开发打下良好基础;已建成的 500 千伏贤令山变电站和 220 千伏阳山变电站等一大批输变电工程,是国家西电东送的重要通道和枢纽,能够提供顺畅的电能上网通道和容量;每月开展一场的“企业服务日”活动将给广大客商提供优质服务;同时,由于阳山县是“国家绿色能源建设示范县”,可以获得国家和省政策、资金、技术等方面的扶持。

“广州崇象能源公司是使用国际新型风力发电设备的创新性企业,技术先进,经验丰富,实力雄厚;而阳山风能资源丰富,条件成熟,环境良好。二者合作,必将成为优势互补、互利共赢的典范。”李欣表示,将尽心尽力做好各项服务工作,全力保障项目顺利推进。“全力以赴做好协调服务,使项目早日建成投产。”

清远日报 2015-08-14

氢能、燃料电池

欧盟致力于氢燃料电池在物流业商业化应用

随着欧盟氢燃料电池(FCH)技术的基本成熟,以及氢燃料电池在可再生能源发电(风能和太阳能)储能方面的积极作用,欧盟氢燃料电池重大专项(FCH JTI)投入研发资金 500 万欧元,组成由比利时 Hydrogenics Europe NV 公司负责牵头,欧盟 5 个成员国及联系国德国、荷兰、比利时、意大利和冰岛,9 家光伏(PV)企业、物流叉车制造企业和物流企业,联合科技界组成的欧洲 DON QUICHOTE 研发团队。从 2012 年 10 月开始,致力于氢燃料电池在物流业商业化应用的中试示范项目开发,积极研究和评估经济技术可行性。

研发团队的科研活动,涉及从光伏发电生产氢气和氢能储存到加氢基础设施和物流氢燃料叉车制造的全价值链经济技术可行性评估。截至目前,研发团队已分别完成光伏发电碱性电解槽生产氢气、创新型更高效质子交换薄膜电解氢燃料补给基础设施、氢燃料电池叉车设计、基于电化学压缩技术氢储能系统设计的研制开发 and 经济技术可行性评估。并成功设计开发出两套切实可行的氢燃料补给方式:连接电网补给和可移动补给。研发团队目前正聚焦于整个价值链的结构优化和经济技术可行性评估,初步结果显示有良好的商业化应用前景。

欧委会认为,氢燃料电池作为可再生能源储能中介的作用日趋明显,将为实现欧盟 2020 能源战略目标作出重要贡献。研发团队相信,中试示范项目实施过程中采集的大量数据参数,必将为欧盟氢燃料电池技术的可持续发展和标准化制定,提供重要依据。(据科技部)

科技部 2015-08-10

荷兰:“太阳能燃料”氢燃料电池可为汽车供电

荷兰科学家近日采用磷化镓纳米线网络,利用太阳能将水分解成氢气和氧气,生成的氢燃料电池可以为汽车供电。这标志着太阳能汽车又前进了一大步。

这种纳米线网络制成的太阳能电池板并不直接为汽车供电,而是利用太阳能将水分解成氢气和氧气,生成一块燃料电池,燃料电池内的氢气和氧气重新变成水时会释放出能量,这些能量再被转化为电力,进而为汽车提供动力。这一技术有望提供一种更环保的传统化石燃料替代品,他们将其

命名为'太阳能燃料'。

在新技术中，昂贵的半导体材料磷化镓的用量仅为传统太阳能电池板内用量的万分之一，使此类太阳能电池板变得便宜；此外，新方法分解水生成氢气和氧气的效率提高了 10 倍，或许可以让太阳能像氢气和氧气一样被'存储'起来。但研究人员也表示，尽管最新方法可将 2.9%的水转化为氢气，但要想达到目前太阳能电池 15%转换率的目标，还有很长的路要走。

据了解，目前的车用太阳能电池板不仅笨重，而且也无法为汽车提供足够的电力，大大限制了太阳能在汽车领域'大显身手'的潜力。

博思网 2015-08-12

武汉出口燃料电池“心脏”膜电极全国居首

12日，武汉汤逊湖畔一处两层楼厂房内，技术人员正专心地组装着燃料电池的“心脏”——膜电极。很难想像，这处没有庞大生产线、甚至罕有报道的厂区，竟是全球第六大燃料电池膜电极生产企业——武汉理工新能源有限公司的大本营。截至去年，该公司膜电极出口累计达 30 多万片，是我国最大的燃料电池出口商。

一张薄膜与全球巨头共舞

依托武汉理工大学的核心技术，成立才 9 年的武汉理工新能源公司在燃料电池领域玩出了世界级水平。其生产的膜电极性能接近全球最先进水平，批量出口欧美。据美国杜邦公司最新统计，武汉理工新能源公司的市场占有率达全球第六，仅次于美国戈尔、3M 等 5 家公司。

理工新能源公司从事的行业，很多人甚至从未听说。

该公司副总田明星笑称，这得从新能源汽车说起。新能源汽车分为混合动力汽车、纯电动汽车、燃料电池汽车 3 类。燃料电池汽车被认为是终极电动车，燃料电池就是汽车的“发动机”。“理工新能源公司就从事燃料电池核心部件制造，在全世界是个极其细分的市场。”

在该公司厂房内，最稀奇古怪的是一张张薄如报纸的黑色薄膜，这就是公司的王牌——膜电极。田明星拿起一张膜电极，贴在一块刻满弯曲流道的金属板上演示。“一层膜贴一块金属板，像千层饼一样叠起来就是电堆，配上辅助系统，就是一块燃料电池。通常车用燃料电池有两个电脑机箱大小，再加上一个氢气罐，就可发电驱动汽车。”

与纯电动汽车充电慢、续航里程不高相比，燃料电池汽车 3 分钟可充满约 5 公斤氢气，行驶 500-600 公里。

未来潜能或将爆发

这一代表未来汽车发展的市场，抢食者并不多。田明星说，一是燃料电池价格高昂，市场受限。燃料电池含铂金等贵金属，一块车用电池成本高达几万甚至几十万元。二是技术难度高。“别小看那几张薄膜和膜板，最难的是材料研制。如何研发出新一代的材料，以保证安全、提升发电效率、减少体积，难倒全球一大排企业。”

武汉市汽车产业办副主任李林清说，由于新能源汽车刚起步，包括理工新能源公司在内的燃料电池企业规模还不大。但燃料电池汽车一旦成为未来主流，市场不可限量。

去年，日本丰田公司制造的全球第一款燃料电池汽车开始上市销售。田明星预测，随着燃料电池汽车逐步大规模商业化，电池成本也将大幅降低，该公司将呈爆发式增长，预计到 2025 年，公司产值可增至数十亿元。（记者 江萌 实习生 张泽溥）

荆楚网-湖北日报 2015-08-14

海水淡化

阿联酋投 2 亿美元建太阳能海水淡化厂

西班牙能源集团科夫拉和阿联酋 Utico 公司 6 日在迪拜宣布，双方将联合投资 7.19 亿迪拉姆（约合 1.97 亿美元）在阿联酋哈伊马角酋长国共建一座太阳能海水淡化厂。

该项目计划于 2017 年竣工，正式投产后每天将生产 2200 万加仑（约合 10 万吨）淡化海水，以满足哈伊马角及周边地区居民需求。该海水淡化厂的最大特色是利用高新科技，将太阳能作为生产淡化海水的主要能源，每年至少可以减少二氧化碳排放 33280 吨，有望成为海湾地区乃至全球能耗最低、最绿色环保的海水淡化厂。

根据协议，这家名为哈姆拉水公司的合资企业 40% 的股份由科夫拉集团持有，剩余 60% 归属 Utico 公司。

科夫拉集团首席执行官米盖尔·费尔南德斯介绍说，项目采用的太阳能电池板解决方案已开始招标，共有 16 家企业参与竞标，其中包括一家中国企业，但他没有透露该企业的名称。（记者李震）

新华网 2015-08-10

核能

日本核电态度有如此大的转变究竟意味着什么

当地时间 2015 年 7 月 8 日，日本九州电力公司向川内核电站 1 号机组反应堆装填核燃料。

福岛核事故后，日本经历了“减核”—“零核”—“启核”的反复考验。这期间，民间反核声不断。从坚决“弃核”的菅直人，到“暧昧”的野田佳彦，再到如今坚持“重启核电”的安倍晋三，日本执政党对核电态度发生了“大逆转”。如此大的转变究竟意味着什么？日本“3·11 福岛核泄漏事故”，像前苏联当年的切尔诺贝利核电站事故及美国三哩岛核电站事故一样，可能会被人永远铭记。甚至，不同的国家，站在不同的视角，以多版本纪录片的形式回顾着当初的灾难。

日本的纪录片宣扬了战斗精神。“应该做的事，只是一味向原子炉内注水。自卫队和消防队不必提，就连没有名字的人们也豁出生命去与原子炉作战。总之，这样的事情不怎么为人所知。”该纪录片说。

法国的纪录片却毫不留情。片中，纪录片的采访者深入灾区拍摄调查，曝出日本政府在核泄漏发生后采取了消极的应对措施，“不但掩盖核辐射对当地百姓身体健康造成的严重影响，还在不断地向大海中倾倒有毒废水”。

“看完纪录片后，令我震惊的并不是核灾难的严重，而是日本政府不负责任的处理方式，我认为日本向太平洋倾倒的有毒废水已经造成了全球污染。”法国核安全局专员菲利普·贾米特曾说。

事实上，对于核电站，日本政府的立场同样摇摆不定。一方面，日本是能源消耗大国，却又有缺乏本国资源；另一方面，核电站永远是一个敏感的话题，处理不当，不止民众大规模反对不说，更可能殃及现在执政的日本自由民主党和日本首相安倍晋三的前途。

日前，据日本媒体报道，日本九州电力公司对外透露，位于鹿儿岛县萨摩川内市的“川内核电站 1 号机组”最快将于 8 月 10 日重启，相关事宜已上报原子能规制委员会。

“此前，九州电力公司于 7 月 10 日完成 157 根核燃料棒放入川内核电站 1 号机组反应堆的填装作业，抽出阻止裂变的控制棒启动反应堆前必须通过的规制委事先检查，检查在今年 7 月 24 日全部结束。”报道披露，在首批几座反应堆恢复正常运行之后，其余反应堆的重启工作将逐步加速。

截至发稿，鹿儿岛县官方网站尚未披露核电站重启的任何信息。不过，日本官方的态度已很明

确——日本官房长官菅义伟 8 月 4 日在记者会上就九州电力公司计划重启川内核电站 1 号机组时强调，“重启已确认安全性的核电站对能源政策而言极为重要”。

“对守护国民生活与经济而言是必要的，政府一贯会向当地进行说明。”面对民众的反对声，菅义伟强调。

“对日本来说，重启核电站可能是必须的，更是必然的。”一位要求隐去单位和姓名的券商分析师 8 月 6 日晚对《国际金融报》记者坦言，“长期以来，日本经济之所以还不错，还能保持发达国家的序列，一个重要原因就是资源布局好，通过核电站等能及时保障能源的供应。但现在，核电站关闭后，日本不得不花大量精力购买煤炭、天然气等资源，这对日本经济来说，并不是好事，并会增加负担。”

影响未散

“过去的半个多世纪里，日本不断升级核电规模，绵长的日本海岸线，分布着规模不一的 55 座核电站，及数量庞大的其他核设施。它们向内陆输出电流，支撑起这个世界第三大经济体 1/3 的电力供应。”对于日本核电站的发展，有媒体曾这样总结。

这 55 座核电站，就包括福岛核电站。1971 年 3 月，经历了种种“纠结”，福岛核电站投入了商业运行，并称得上是“目前世界上最大的核电站”。据悉，其共有 10 台机组，均为沸水反应堆。然而，正是由于“沸水堆”和“40 年前就投入运营”这两个特点，导致了强震后日本福岛核电站的核泄漏。

2011 年 3 月，海啸来袭，核电站遭殃。当年 3 月 13 日，日本政府承认，在大地震中受损的福岛第一核电站 2 号机组可能正在发生“事故”，2 号机组的高温核燃料正在发生“泄漏事故”，该核电站的 3 号机组反应堆面临遭遇外部氢气爆炸风险。2011 年 3 月 13 日，共有 21 万人紧急疏散到安全地带。

对此，日本原子能安全保安院人士 2011 年 4 月透露，已根据国际核事件分级表（INES），决定将福岛第一核电站事故定为 7 级。这使日本核泄漏事故等级与苏联切尔诺贝利核电站核泄漏事故等级相同。

“我们认为福岛第一核电站大范围泄露了对人体健康和环境产生影响的放射性物质，因此将其核泄漏事故等级提高至最严重的 7 级。”日本原子能安全保安院称，“但福岛第一核电站释放的放射性物质要比切尔诺贝利核电站少。”

但负责调查切尔诺贝利核事故对人与环境造成影响的俄科学家亚布罗科夫认为，因福岛核电站使用的燃料较切尔诺贝利核电站多，且有反应堆使用了含有高毒性的钚的燃料，因此“福岛核电站事故可能会比切尔诺贝利带来更严重的后果”。

事实上，直到 2013 年底，日本都仍在处理福岛核泄漏事故“严重的遗留问题”。日本共同社 2013 年 11 月 20 日引述日本东京电力公司的话称，“将对福岛第一核电站第五和第六座核反应堆实施封堆作业。至此，该核电站 6 座核反应堆将全部被废除，这意味着福岛第一核电站将完全退出历史舞台。”

“这是不能被遗忘的事故。”有人这样总结，“日本本就是世界上惟一个遭到原子弹袭击的国家，却又经历了一次核事故。”

心理上的打击，夹杂着对日本经济的打击。据日本政府今年年初的最新估算：2011 年 3 月 11 日的大地震造成了 16 万亿至 25 万亿日元损失。世界银行也认为，截至目前，这次大地震带来的经济损失位居自然灾害史第一位。其中，由于核反应堆炉心熔化导致大量核泄漏的放射剂量，相当于向福岛投下 400 颗（广岛）原子弹。

“直到现在，我仍记得当时的电视画面，可怕、惨痛、悲情等夹杂其中。”内藤告诉《国际金融报》记者。

内藤是鹿儿岛县人，常年往来中国和日本间，他对记者强调，“站在我的角度，我不会接受核电站的出现。万一出现事故呢？太可怕了。即使不出现事故，也会有不少人会反对。”

重启路径

但个人的反对没有用，群体的反对声亦难产生效果。内藤对记者说，今年年初，他认识的一些人还参与到了反对核电站的声浪中，“但现在，只能相信核电站的使用是安全的，重启是正确的”。

在政治分析人士看来，既然安倍晋三都已决定重启日本的核电站，与他关系密切的部分地方政府“应该会配合安倍晋三的行动”。

事实上，早在安倍晋三 2012 年年底接替野田佳彦成为日本新任首相后，就出现了逆转“去核”思维的苗头。2012 年 12 月 31 日，安倍晋三在接受日本 TBS 电视节目采访时称，“我们会冷静分析导致福岛第一核电站核泄漏，及其他核电站的事故原因。”他同时称，新建的核电站将和发生事故的东京电力公司福岛第一核电站完全不同，“政府今后将一边争取国民的理解，一边建设新的核电站”。

去年 7 月 16 日，日本原子能规制委员会在公布的 400 多页审查书草案称，位于鹿儿岛的川内核电站第一和第二机组“已确定可通过安检”，并在应对地震、海啸及火山等情况都“适合运作”。紧接着，安倍晋三就称，“这是迈出核能重启的一大步，我希望地方民众能接受这样的判断，以便加速核能重启的进程。”

随后的“路径”不难理解。2014 年 11 月 4 日，日本九州电力川内核电站重启提案预计将在鹿儿岛县议会通过。对于核电站重启一事，据称，“过半数的议员表示赞成，因此通过胜算很大”。

最终的结果证明，九州电力的“预计”很对。去年 11 月 7 日，日本鹿儿岛县知事伊藤?一郎就九州电力公司川内核电站 1、2 号机组重启一事表示，“不得不决定”重启，“集中审议市民团体关于重新启动的请愿书，最终以 19 人赞成、4 人反对的结果通过，由此，市议会同意重启川内核电站”。

今年稍早，与日本政府智库关系密切的 3 名消息人士再次透露，九州电力公司位于日本西南部的川内核电厂的两座反应炉之一，预计将在 6 月重启，“到时候，日本原子能规制委员会预计已完成对该反应炉的最后安全检核与评估工作”。

就目前来看，重启核电站的最终时间极有可能在 8 月 11 日。

“实际上，还应该注意，日本早就公布了关于核电发展的《新基准法》。在符合该法的前提下，核电才会重启。”上述券商分析师对记者分析称，“这可能是安倍晋三执意发展核电的立法基础。因为，有法才会更好地说服反对者。”

据悉，日本核电的《新基准》总结了福岛核事故的教训，又新增加了“强化应对大规模自然灾害能力；导入海啸浸水对策；将火山爆发、发生龙卷风、山林大火列入预想范围”、“防止炉心损伤的方法”等。

启核意图

那么，安倍晋三为什么要一心一意重启核电站？

“无论从国家还是从国民生活角度来说，都应当尽快重启核电站。稍微思考一下就能看到眼前的严峻现实：利用太阳能、风力发电，这无疑是最环保、节能的发电方式，但这两种发电方式毕竟受季节、气候制约，且发电能力有限，无法充当工厂、企业的用电主力，只能处于补充位置。”日本《经济传书鸽》报首席记者大本博哉在接受媒体采访时称，完全抛弃核电，惟一可依赖的只有火力发电，“这带来很多问题，第一是污染环境，第二是直接导致煤炭、液化天然气的价格越来越高，这些增高的部分必将转嫁到电价上”。

“加上消费税从 5% 提高到 8%，国民生活越来越苦，如果坚持用火力发电的话，这样的苦日子将漫漫无期。”大本博哉称，“如果等到煤炭、天然气用尽时再启用核电的话，那就太愚蠢了。”

这段话实际上点出了日本能源发展的现状：在依赖外来资源的情况下，不得不挖掘本国潜力，满足能源供应。

据了解，从石油和煤炭的对外依存度，日本早就超过了 50% 的警戒线，虽然日本旗下企业早就在海外进行了资源布局，但本土资源缺乏的现状并未改变。

以今年夏天为例，据东京电力最新发布的数据，东京电力管辖范围 7 月 14 日的最大电力需求达到 4412 万千瓦，更新了今年进入盛夏以来的最大值。数据还显示，电力需求在供给力中所占比例，即电力使用率达到 89%，离 90% 仅一步之遥，电力需求和供给关系“略微严峻”。

能源专家林伯强此前也对《国际金融报》记者说，日本一直在“平衡”，“日本如果不重启核电，可能夏天都很难过得去。因为，一下子关掉如此多的发电能力，要马上补充上来并非易事，更需要花钱”。

“花钱”不是难事，但与30年前不同，日本早已不是全球投资人眼中“经济节节向上”的投资地，而是经济“不断下跌”的一个国家。日本财务省最新统计数据显示，日本2014年的贸易赤字为12万亿多日元，出现连续3年刷新贸易赤字的情况。在分析人士看来，这很大程度上是因为陆续关闭核电站导致的，“关停核电后，政府不得不启动火力发电，2014年，日本仅进口原油和液化天然气，就比2004年多支出了10万亿日元”。

据报道，北海道核电站关停后，每年要增加2000亿日元的购买煤炭等燃料费用，因此他们不得不提高电价。北海道电力公司的申请获得批准，从2014年11月1日起，北海道将电价提高了15.33%。

东京电力公司也曾披露，“从2014年4月起，按照一般家庭用电情况，其每月所缴纳费用为7315日元，不包括提高电价的部分，仅就消费税上涨就得多支出219日元。”

但政治分析人士认为，安倍晋三此举可能还是为了自己的前途。经济不景气、周边国家不信任感、紧抱美国大腿，都让安倍晋三成为反对党攻击的重点。但实现核电的重启，却能率先让制造业企业得到持续的电力保证，这可为他拉拢日本的财阀做准备，也能客观上解决一部分人的就业难题。

《读卖新闻》组织的全国民意调查结果显示，安倍内阁的不支持率创新高，首次超越支持率。《读卖新闻》称，“这一现象令政府与执政党备受打击。”

日本前首相小泉纯一郎也抨击称，“现在明明是只要安倍晋三首相作出决断就可以实现零核电的时候，却被浪费了机会。作为首相，能发挥历史性作用的机会是非常少的。”在小泉纯一郎看来，安倍晋三的举动与尽可能减少核电的方针背道而驰。

吸取教训

尽管鹿儿岛县的核电站重启可能没有疑问，但想要全面重启全国50多座核电站可能还有难度。

2014年12月，福井县居民为阻止高滨核电站3、4号机组重启，向福井地方法院提起申诉；今年2月，上述两座核反应堆继九州电力公司川内核电站也通过了日本原子能规制委员会的严格审查，但司法部门最后作出了否定判决。

“这是一次完美的胜利，也是我们期待的最好结果。裁决将影响日本核电重启进程。”原告代表律师Hiroyuki Kawai称。

“这就是日本核电的现状，一部分人赞同，一部分人反对。”上述券商分析师坦言，“这种纠结归根到底在于：民众认为核电是不安全的，但为了经济发展、满足能源供应，却不得不采用核电。”

在该券商分析师看来，其他国家应该能从中学到点经验教训，尤其是同样为能源需求大国的中国。

目前，中国已重启了核电项目。今年3月10日，国家发改委发布文件称，中广核红沿河核电二期项目两台百万千瓦核电机组获批准。这是2012年12月核准田湾二期工程以来，时隔26个月后政府再次核准新的核电项目，也是4年来中国真正意义上的首个新批核电项目。

“与其他国家一样，我们都该看到，核电的带动效应是强大的。”一位年近7旬、至今仍担任某核渣材料负责人的老核电人对《国际金融报》记者说，“中国能源结构转型某种程度上不得不依靠核电，因为其他清洁能源，或本身有发展局限，或短期内难以大规模持续稳定地提供电力供应，但核电却能满足企业到个人的需求。”

“但有一条总不会有错：一定要安全第一。”上述老核电人对记者坦言，“这是从日本可以学到的教训，更是未来中国核电加速发展的根基。”

国际金融报 2015-08-10

日本首款燃料电池船下水试航

据日本《朝日新闻》8月9日报道，日本户田建设公司等研发的燃料电池船近日开始下水试航。相关人员将在年内测试其安全性、航行性能等，争取早日投入实际应用。这是日本首款燃料电池船。

试验用船设定为一艘渔船，全长12.5米，可乘坐12人。船上搭载450公升的氢燃料，通过燃料电池发电并转动马达。速度可达20节（时速约37千米），和普通渔船并无差别。但目前补充一次氢燃料只能航行2小时。

国际在线 2015-08-11

内陆核电重启万事俱备只欠东风

内陆核电终于进入倒计时。

“内陆地区建设核电的调研报告已完成，将呈报中央等待最后决定。”8月5日，国家能源局核电司的一位人士告诉《华夏时报》记者，这份调研事关内陆核电重启，意义十分重大。

据记者了解，发改委不久前委托中国工程院对内陆核电站厂址进行了调研，旨在论证其安全性是否符合开工建设的条件。“内陆核电和沿海核电并没有本质上的区别，发展内陆核电是安全的。”著名的核电专家汤紫德表示，相比沿海，内陆建核电的安全一直颇受关注。其中，江西彭泽核电站、湖南桃花江核电站、湖北咸宁核电站三家内陆核电站，一直被外界认为将成为中国首批重启的核电站。

“受福岛事件影响，三家内陆核电站虽然没有审批，但已允许其开展前期工作”。上述能源局人士称。据悉，目前已有十余个省份在计划部署内陆核电，包括广东、福建及四川、贵州、河北等省。

万事俱备

记者采访获悉的确切消息是，最近完成的这份事关内陆地区建设核电的调研报告，正是由中国工程院对内陆核电站厂址进行调研后的结果。

而在此之前，国家能源局今年已频频调研核电项目。

5月7日至8日，国家能源局副局长刘琦实地调研漳州核电项目时表示，国家能源局将全力支持漳州核电项目加快推进。漳州政府网显示，1月20日，国家能源局核电司司长刘宝华也调研了漳州核电项目。

地方政府也加紧进行关于内陆核电未来发展的相关工作。贵州省发改委官网显示，4月12日，贵州省“十三五”核电规划专家组赴毕节市对核电小堆项目初选址进行踏勘调研。在调研期间，毕节市发改委副主任林文启表示：“毕节要发挥试验区‘先行先试’的政策优势，积极大胆地谋划布局核电小堆项目”，“争取将符合条件的选址优先在‘十三五’规划中布局核电小堆项目。”

对于核电的态度，担忧者认为，一旦发生核事故对于整个国家将是致命的一击，与沿海核电相比，内陆核电则被认为更具危险性。

与此同时，国家核安全局在今年1月份发布的《核安全文化政策声明》显示，中国已经成为世界最大的核技术利用国家之一。目前，中国正在运行的20多台核电机组保持良好安全业绩，从未发生二级及以上事件或事故。

中国核工业集团董事长孙勤表示，日本福岛核事故之后，中国对已经运行的核电站和在建的核电站都按照国际最严格的标准全部进行复查。“复查以后，政府加强了监管，加强对标准规范的制定，加强了应急措施预案的提升”。孙勤称。

4月24日，中国核能行业协会发布一项内陆核电安全环境研究成果称，中国内陆核电厂的安全性是有保障的。据统计，世界在运核电机组有一半以上建在内陆，历经半个世纪安全运营的事实，说明内陆核电厂安全是可靠的。

“中国已经建立了一套与国际最新规范和标准相接轨的核安全法规与标准体系，相继发布很多文件，并开展一系列的调研。”厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强告诉《华夏时报》记者，比如在技术上，中国内陆核电厂采用第三代自主技术，确保核电反应堆的冷却和安全壳的完整性，

具备应对各种事故的能力。

自主技术成关键

值得注意的是，在这一轮核电发展中，颇为强调发展自主技术。

来自国家核电技术公司官网的消息显示，AP1000（第三代核电技术）依托海阳和三门项目4台机组的核岛关键设备国产化计划已顺利完成，对于中国重启内陆核电具有极大的参考意义。

据悉，AP1000技术被认为是世界上最先进、最安全、最经济的第三代核电技术。“是否重启还要看AP1000能否落地运行”。8月5日，一位核电企业人士告诉本报记者，根据他们公司的调研发现：“现在很多企业并不反对建立核电站，只要安全可靠就行。”

据悉，中国在引进美国AP1000技术的基础上进行了再创新，研制出来的第三代核电技术被命名为CAP1000（即华龙一号）及CAP1400；其中，CAP1000单个机组发电功率1100MW，能够满足中等发达国家100万人口生产和生活的用电需求。

按照业内的说法，AP1000和华龙一号是中国核电发展的两项主要推广技术，一主一辅，前者主要满足国内市场，后者及CAP1400则主攻国外核电市场。

早在2004年7月，浙江三门核电站一期工程建设获国务院批准，这也是世界上首个采用AP1000技术的依托项目，其原计划于2013年底并网发电，但因主泵等问题被拖延至今。“AP1000设计没有固化、标准化，尚未成熟商运，安全审评的时间也较长。”中广核人士表示，AP1000的投运及商运表现如何，将成为中国核电发展的关键。

好消息接踵而至。5月20日，AP1000反应堆屏蔽电机主泵在美国完成最后一项NPSH试验，历时85天的工程和耐久试验顺利结束，这意味着主泵问题基本解决，AP1000等后续项目将陆续放行，“在2015年底前实现并网发电”。对于AP1000首推的三门核电1号机组何时投运，国家核电技术公司首席信息官郭宏波曾回应称。

中广核近日公开表示，已正式开工建设辽宁红沿河核电站6号机组，是今年该核电站开工建设的第二台核电机组，此前业界预计今年要开工建设4至6台机组。

“随着AP1000这项核电关键技术的突破，为后续核电项目的上马提供了条件”。中国核能行业协会副秘书长徐玉明预期，今年国内还会有4至6台机组得到核准。按照《核电中长期发展规划》的要求，到2020年，中国核电在运在建总装机将达到8800万千瓦，这意味着2020年之前，还要新建3500万千瓦，平均每年开工5至6台机组，新增投资约5000多亿元。

林伯强也曾向记者强调，核电发展肯定以“稳”为主，还因为核电项目从找项目、选址立项到投入运营至少要十年时间，即便是从开工到投运也至少要六年左右。

华夏时报 2015-08-11

安布尔·拉德：核电有望成中英能源合作新赢家

在未来数年内，英国将会致力于推动新核反应堆的建设，我们相信中国将会在其中起到非常重要的作用。

——安布尔·拉德 2015年5月，英国首相卡梅伦成功连任，保守党迎来了自1997年以来首次单独组阁。5月11日，安布尔·拉德受卡梅伦任命接替爱德华·戴维，成为英国新一任能源和气候变化大臣。英国能源与气候变化部成立于2008年，是英国政府中专门负责能源与气候变化问题的部门。作为履新不久的英国能源与气候变化大臣，安布尔·拉德是英国该部门的首位女性领导，也是该部门的首位保守党领导者。

7月31日，在抵达中国的第二天，在与国家发改委副主任、国家能源局局长努尔·白克力，中国气候变化事务特别代表解振华等密集的会面后，这位英国能源领域的领导者在英国大使官邸接受了《中国经济周刊》的采访。

安布尔·拉德表示：“我之所以在5月的大选结束后这么快就来中国访问，首要目标就是与中方沟通，希望确保在巴黎就气候变化问题达成一个广泛的协议。”今年12月在法国巴黎举行的第21届

联合国气候大会(下称“巴黎气候大会”)已经进入倒计时,会议将讨论一个非常有雄心的协议,它意味着必须在 196 个国家之间达成共识和一致。因此,与中国协调气候变化议题,是她此次访华的最主要目标。

安布尔·拉德今年 53 岁,是英国保守党党员。她的商业从业资历深厚,从爱丁堡大学历史专业毕业后,她先后在 J.P. 摩根公司及风投基金工作,还曾任职财经记者。她的政治生涯则始于 2005 年,2010 年英国大选起她担任英国国会东萨塞克斯郡黑斯廷斯和拉伊选区下议院议员。

“无论是在低碳经济、核能领域还是今年年底的巴黎气候大会上,英中两国之间有大量的合作机遇。”安布尔·拉德直言,她此行希望深入了解中国低碳经济的发展现状,并与中国能源领域的重要人物和政府官员见面,进一步深化英中两国在这一重要领域的联系。

“2015 年对于英中两国来说是一个黄金之年。”上任仅两月有余的英国能源与气候变化大臣安布尔·拉德充满信心地告诉《中国经济周刊》。

“取消了政府补贴,风电等清洁能源仍会持续繁荣”

“对于我们部门来说,我并非新人,但确是第一个女性,也是第一个掌管此部门的保守党党员,这意味着很多机遇。”安布尔·拉德对《中国经济周刊》直言,在任期内她希望达成三大目标,“我希望能够领导能源与气候变化部保障英国的能源安全,因此我们必须使能源来源多样化,有信心确保为每个人提供足够的电力供应;同时,尽量降低家庭和企业的能源费用,真正‘从金钱中获得价值(get value from money)’;此外,保证提供的能源尽可能地低碳环保。”

人事变动往往与政策调整形影相随。自安布尔·拉德就任以来,英国能源领域政策已经出现调整:6 月底,英国能源与气候变化部宣布,自 2016 年 4 月 1 日起提前取消陆上风电补贴;7 月 22 日,该部表示将进一步削减可再生能源项目补贴。

这引起了英国可再生能源行业的反弹。数据显示,得益于可再生能源补贴,过去一年,英国太阳能发电量增长了 60%。该政策甚至引发了欧盟委员会对英国政府能否完成其减排目标的担忧。

“我们希望企业靠自己的力量而不是政府补贴在市场立足。”拉德直言,“如同中国的能源局一样,我们希望支持英国清洁能源的发展,但至少在一个合理成本的基础之上,顾及纳税人和消费者的利益。我们会继续保证对低碳经济的扶持,确保陆上风电及光伏的发展,但是以尽可能小的补贴。”

拉德称,她相信英国太阳能和光伏行业在没有补贴的情况下也能够持续繁荣。

在发展太阳能和风能之外,核电也是英国能源与气候变化部发展清洁能源的重要板块。然而,随着旧核电站在 2020 年中期迎来“退役潮”,装机总容量预计将会减少。新的核电建设将用来维持其能源结构中核电的份额。

拉德表示,在投行的工作经历令她体会到,理解金融在能源领域的作用至关重要,“必须搞清楚补贴究竟去哪儿了,谁在买单,为什么买单,如何保证补贴到位,让消费者负担不会过重,确保从经济角度理解能源是如何被买单的。”她说。

“去年英国 GDP 增长了 2.5%,同时减少了 8.3%的能源消耗。”拉德表示,应对气候变化的挑战与解决能源短缺这两个目标可以兼顾,但必须确保在发展低碳经济的时候付出尽可能小的成本。她为《中国经济周刊》提供了一组数据,2014 年,可再生能源消费占英国总体能源消费的 7%,其中,可再生能源占英国发电量的 19.1%。可再生能源发热总量同比增长达 4.6%至 2730 ktoe(注:ktoe 为千吨石油当量);用于运输的生物燃料使用量增长了 14%,至 1243 ktoe。

“投资者会意识到英国致力于发展清洁能源。”拉德说,“这也是我们能够在巴黎气候大会上取得成果的一个原因。私营部门会意识到,整个世界都对发展清洁能源非常认真,他们将会投入更多的财力物力。过去 10 年,英国私营部门已经在低碳经济上投入了 480 亿英镑,仍有更多的钱正在涌入这一板块。”

“中国将在英国新的核反应堆建设中起重要作用”

2014 年,在中英两国建立全面战略伙伴关系十周年之际,国务院总理李克强对英国进行了访问,其间中英双方共签署了数十项政府和商业间协议,总额超过 300 亿美元。

今年以来，英中双方合作进一步加强。2015年3月，英国在西方国家阵营中率先宣布加入中国倡导的亚投行，引领德、法等西方国家跟进。

今年5月，英国女王伊丽莎白二世宣布，中国国家主席习近平将于今年10月对英国进行国事访问。如今，距离习近平主席访英有近两个月的时间，英国方面已经开始了大量的前期准备。

“2015年对于英中两国来说是一个黄金之年，”安布尔·拉德称，“我们对习主席的来访十分期待，并为此感到兴奋。我们希望习主席的访问取得圆满成功，希望在习近平主席访英之后，双方能够达成一些协议，发表一些共同声明。”

具体到能源领域，中英的合作已经取得了长足的进展。据安布尔·拉德介绍，目前，英国每年投入约480万英镑，与中国就低碳、清洁能源和绿色金融等领域的77个项目展开合作。迄今已在中英能源研发项目投入逾4000万英镑，为亚投行“气候变化和碳捕捉与封存技术(CCS)倡议”贡献了3500万英镑。此外，在英国政府国际气候基金(International Climate Fund, ICF)旗下设立的气候PPP平台(Climate Public Private Partnership)中投入了1.1亿英镑。

安布尔·拉德对《中国经济周刊》表示，她希望在习近平主席访问期间，双方能就辛克利角C核电项目签署协议最终做出投资决定，使其成为英国25年来第一个新的核电厂。

英国的辛克利角C核电项目已于2014年9月得到欧盟批准，目前即将启动建设，该项目将由法国电力集团(EDF)和中国核电企业(中核及中广核)联合投资。

“辛克利角C将会成为其他更多项目的一个起点，在未来数年内，英国将会致力于推动新核反应堆的建设，我们相信中国将会在其中起到非常重要的作用。”安布尔·拉德坦言。

由此看来，中英核电领域合作新的窗口正在打开。除辛克利角C项目之外，由中广核牵头的中国企业参与英国新建核电项目的开发与建设，有望在布拉德韦尔(Bradwell)项目上落地。

“希望今年底巴黎气候大会上，各国都提交自己的‘国家自主贡献预案’”

今年12月召开的巴黎气候大会，如今已经进入倒计时。会议旨在完成2009年哥本哈根气候大会提出的目标——达成一项抑制全球气候变暖的协定，确保地球升温不超过工业革命前2摄氏度。

7月31日，在接受《中国经济周刊》采访时，安布尔·拉德表示，与中国协调气候变化议题，是她此次访华的最主要目标。她说：“今天是我抵达中国的第二天，昨天我的行程非常密集，有许多令人欣喜的会谈，与中方的沟通非常成功。此行让我感到非常欣喜，也对年底的巴黎气候大会感到非常乐观。”

据安布尔·拉德透露，在与中方沟通时，双方具体探讨了能否在巴黎气候大会达成协议并生效后，建立一个每5年一次的检讨集体碳减排影响的机制。“在这一问题上，我和解振华代表达成了一致。”安布尔·拉德如是说。

在历次气候大会上，发达国家和发展中国家的立场和分歧，是阻碍广泛协议达成的主要矛盾所在。由于发展阶段的不同，发达国家和发展中国家在究竟应该如何坚持“共同但有区别的责任原则”上难以达成共识。在这一问题上，是不分发展阶段都应遵守同样的义务来减排和提供融资，还是坚持各国需按照历史责任和目前发展水平，承担不同义务，发达国家和发展中国家立场截然不同。

“各国之间缺乏互信是巴黎气候谈判的难点。”安布尔·拉德称，而改变这一问题的关键在于尽可能地公开透明，“希望各国能够尽可能直接提出自己的‘国家自定贡献预案’(INDCs)。我和解振华代表都相信，尽可能提高各个环节的透明度，是解决问题之道。”

今年6月30日，中国向联合国气候变化框架公约秘书处提交了应对气候变化国家自主贡献文件《强化应对气候变化行动——中国国家自主贡献》。根据文件，到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%~65%。

安布尔·拉德对中国为巴黎气候大会所做努力表示了赞赏，“我们很高兴地看到中国这么早就提出了自己的INDCs，希望其他国家也能紧随中国之后提出自己的自主贡献方案。”(记者 谢玮)

中国经济周刊 2015-08-11

能源局：内陆核电重启调研报告即将上报中央

内陆核电终于进入倒计时。

“内陆地区建设核电的调研报告已完成，将呈报中央等待最后决定。”8月5日，国家能源局核电司的一位人士告诉《华夏时报》记者，这份调研事关内陆核电重启，意义十分重大。

据记者了解，发改委不久前委托中国工程院对内陆核电站厂址进行了调研，旨在论证其安全性是否符合开工建设的条件。“内陆核电和沿海核电并没有本质上的区别，发展内陆核电是安全的。”著名的核电专家汤紫德表示，相比沿海，内陆建核电的安全一直颇受关注。其中，江西彭泽核电站、湖南桃花江核电站、湖北咸宁核电站三家内陆核电站，一直被外界认为将成为中国首批重启的核电站。

“受福岛事件影响，三家内陆核电站虽然没有审批，但已允许其开展前期工作”。上述能源局人士称。据悉，目前已有十余个省份在计划部署内陆核电，包括广东、福建及四川、贵州、河北等省。

万事俱备

记者采访获悉的确切消息是，最近完成的这份事关内陆地区建设核电的调研报告，正是由中国工程院对内陆核电站厂址进行调研后的结果。

而在此之前，国家能源局今年已频频调研核电项目。

5月7日至8日，国家能源局副局长刘琦实地调研漳州核电项目时表示，国家能源局将全力支持漳州核电项目加快推进。漳州政府网显示，1月20日，国家能源局核电司司长刘宝华也调研了漳州核电项目。

地方政府也加紧进行关于内陆核电未来发展的相关工作。贵州省发改委官网显示，4月12日，贵州省“十三五”核电规划专家组赴毕节市对核电小堆项目初选址进行踏勘调研。在调研期间，毕节市发改委副主任林文启表示：“毕节要发挥试验区‘先行先试’的政策优势，积极大胆地谋划布局核电小堆项目”，“争取将符合条件的选址优先在‘十三五’规划中布局核电小堆项目。”

对于核电的态度，担忧者认为，一旦发生核事故对于整个国家将是致命的一击，与沿海核电相比，内陆核电则被认为更具危险性。

与此同时，国家核安全局在今年1月份发布的《核安全文化政策声明》显示，中国已经成为世界最大的核技术利用国家之一。目前，中国正在运行的20多台核电机组保持良好安全业绩，从未发生二级及以上事件或事故。

中国核工业集团董事长孙勤表示，日本福岛核电事故之后，中国对已经运行的核电站和在建的核电站都按照国际最严格的标准全部进行复查。“复查以后，政府加强了监管，加强对标准规范的制定，加强了应急措施预案的提升”。孙勤称。

4月24日，中国核能行业协会发布一项内陆核电安全环境研究成果称，中国内陆核电厂的安全性是有保障的。据统计，世界在运核电机组有一半以上建在内陆，历经半个世纪安全运营的事实，说明内陆核电厂安全是可靠的。

“中国已经建立了一套与国际最新规范和标准相接轨的核安全法规与标准体系，相继发布很多文件，并开展一系列的调研。”厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强告诉《华夏时报》记者，比如在技术上，中国内陆核电厂采用第三代自主技术，确保核电反应堆的冷却和安全壳的完整性，具备应对各种事故的能力。

自主技术成关键

值得注意的是，在这一轮核电发展中，颇为强调发展自主技术。

来自国家核电技术公司官网的消息显示，AP1000(第三代核电技术)依托海阳和三门项目4台机组的核岛关键设备国产化计划已顺利完成，对于中国重启内陆核电具有极大的参考意义。

据悉，AP1000技术被认为是世界上最先进、最安全、最经济的第三代核电技术。“是否重启还要看AP1000能否落地运行”。8月5日，一位核电企业人士告诉本报记者，根据他们公司的调研发现：“现在很多企业并不反对建立核电站，只要安全可靠就行。”

据悉，中国在引进美国 AP1000 技术的基础上进行了再创新，研制出来的第三代核电技术被命名为 CAP1000(即华龙一号)及 CAP1400；其中，CAP1000 单个机组发电功率 1100MW，能够满足中等发达国家 100 万人口生产和生活的用电需求。

按照业内的说法，AP1000 和华龙一号是中国核电发展的两项主要推广技术，一主一辅，前者主要满足国内市场，后者及 CAP1400 则主攻国外核电市场。

早在 2004 年 7 月，浙江三门核电站一期工程建设获国务院批准，这也是世界上首个采用 AP1000 技术的依托项目，其原计划于 2013 年底并网发电，但因主泵等问题被拖延至今。“AP1000 设计没有固化、标准化，尚未成熟商运，安全审评的时间也较长。”中广核人士表示，AP1000 的投运及商运表现如何，将成为中国核电发展的关键。

好消息接踵而至。5 月 20 日，AP1000 反应堆屏蔽电机主泵在美国完成最后一项 NPSH 试验，历时 85 天的工程和耐久试验顺利结束，这意味着主泵问题基本解决，AP1000 等后续项目将陆续放行，“在 2015 年底前实现并网发电”。对于 AP1000 首推的三门核电 1 号机组何时投运，国家核电技术公司首席信息官郭宏波曾回应称。

中广核近日公开表示，已正式开工建设辽宁红沿河核电站 6 号机组，是今年该核电站开工建设的第二台核电机组，此前业界预计今年要开工建设 4 至 6 台机组。

“随着 AP1000 这项核电关键技术的突破，为后续核电项目的上马提供了条件”。中国核能行业协会副秘书长徐玉明预期，今年国内还会有 4 至 6 台机组得到核准。按照《核电中长期发展规划》的要求，到 2020 年，中国核电在运在建总装机将达到 8800 万千瓦，这意味着 2020 年之前，还要新建 3500 万千瓦，平均每年开工 5 至 6 台机组，新增投资约 5000 多亿元。

林伯强也曾向记者强调，核电发展肯定以“稳”为主，还因为核电项目从找项目、选址立项到投入运营至少要十年时间，即便是从开工到投运也至少要六年左右。

华夏时报 2015-08-12

核电产业开放透明走向新高度

从铀矿开采、铀纯化转化和浓缩、燃料元件制造、在运在建核电站、后处理，以及核技术应用，核工业创建 60 年、核电发展 30 年以来，整个核能产业首次集体“亮相”，将面向公众的开放活动推向前所未有的高度。

在 7 月 27 日-8 月 7 日的近两周时间里，国家核安全局、国家能源局、国防科工局“坐阵”指导，中核集团、中广核集团、国电投集团、华能集团“搭台”组织，社会公众广泛参与的公众开放日活动正在全国掀起一股“核”潮。通过“对话和答疑”、“体验和参观”，公众近距离接触、认识我国核能产业链，感受并了解核安全，形成了自上而下的良好互动传播机制。

2011 年福岛事故发生后，核能核电在中国面临了巨大的信任危机，公众谈核色变更加明显，对核能核电的质疑更多，对核安全的诉求也更强烈。在此后的很长一段时期里，公众接受度成为影响核能事业健康发展的关键因素。核电到底安不安全、会不会泄漏？内陆核电会不会污染江河？核电站用过的燃料怎么处置？核电站退役后会不会影响自然环境？一系列的问题摆在核能行业面前：如何回答公众，如何让公众认知和了解核安全文化，如何为核能事业发展培育阳光透明的舆论环境……从政府主管部门到行业学会、协会，从企业到媒体，都清晰意识到，过不了公众这一关，做不到透明公开，核文化就依然是神秘文化。

核电清洁、高效，是典型的绿色能源。在快速的城镇化和工业化进程中，中国正面临着生态环境恶化、能源资源枯竭的现实，以及碳减排任务的压力。科学发展、绿色发展，要求用最少的资源产生最大的能效，同时最大程度地减少环境代价。国家清晰地认识到核电的优势，做出了在安全前提下高效发展核电的决策，并且进一步明确核电发展的中长期战略，即到 2020 年，在运核电装机达到 5800 万千瓦，在建核电装机达到 3000 万千瓦。未来，核电装机规模将继续扩大，不仅沿海，内陆缺乏资源能源的地区都将依靠核电解决问题。因此，自 2012 年核电初步重启到 2015 年真正破冰，

核能行业已经将核安全科普和公众沟通作为了产业发展的关键前提，进行了各种形式的探索和尝试，如核电微旅游，核电大篷车走进社区、核电科普知识竞赛、科普知识变身教材、公众开放日活动等，虽然是零星开展，但积累了宝贵经验。

今年的集中开放活动已经进行了一半，业内认为，企业在模式上的创新已经初现端倪，不同方式可能产生不同效果，也可能产生一致效果，关键在于通过这些活动，能够总结经验，查遗补漏，使公众沟通从一个高度能走向另一个高度，为中国核能事业发展增加后劲。

中国能源报 2015-08-13

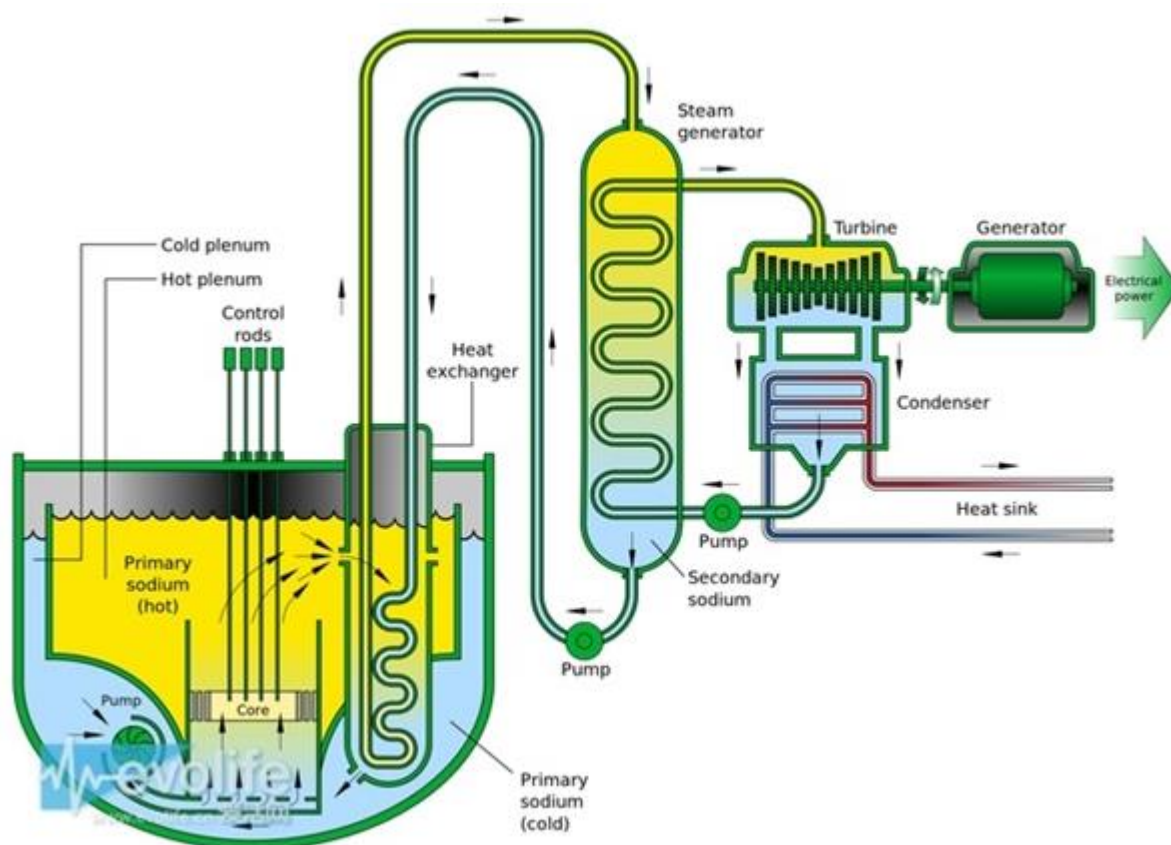
盖茨看好 2017 中国上第四代核电技术

目前的主要商业核电站，大多使用的是轻水堆，以铀-235 为燃料，以水作慢化剂和冷却剂。

但现实是天然铀-235 产量有限，大多为同位素铀-238，而铀-238 无法作为轻水堆的燃料。这就造成核燃料利用率不高，有大量铀-238 核废料堆积在那里，成为各国政府心里的一个疙瘩。

第四代核电技术就是快中子反应堆技术，不使用铀燃料，而改用钚-239 作燃料，不过在堆心燃料钚-239 的外围再生区里放置铀-238，钚-239 产生裂变反应时放出来的快中子，被装在外围再生区的铀-238 吸收，铀-238 就会很快变成钚-239。

这样不仅提高了能量的产生，而且还充分利用了铀-238 这一核废料，核废料导致的环境污染问题将能得到解决，真可谓环保。



快中子反应堆示意图 据说这一被比尔·盖茨都看好的核电技术，将在 2017 年底在中国正式投建，这是被誉为中国“快堆之父”的中国工程院院士徐銜向媒体透露的。

世界上美国、俄罗斯、法国、英国、日本、德国、印度曾经共建成不少于 20 座不同规模的快堆（快中子反应堆），我国的快堆技术研究也从上世纪 60 年代中期开始。

2011 年 7 月 22 日上午 10 时，我国第一个由快中子引起核裂变反应的中国实验快堆成功实现并网发电。

据徐銖介绍，由于“快堆”采用了先进的非能动事故余热排出系统，所以曾经在日本福岛核电站发生的堆芯熔化事故，在“快堆”身上不会发生。

尽管在日本福岛核事故后，核电站在全球都受到了不同程度的抵制，但目前看来核电技术依然会继续发展下去，核电站数量也会越来越多。

另外，日本已经于8月11日正式重启位于鹿儿岛县萨摩川内市的川内核电站1号机组反应堆，由此结束了1年11个月以来的“零核电”状态。

爱活网 2015-08-14