

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
第九期 2015年5月

目 录

总论	1
尼日利亚大力推动可再生能源发展	1
欧洲能源转型到了哪一步?	2
能源领域将开放特许经营	4
政策指引京津冀能源转型	5
我国常规油气资源总量丰富 天然气资源潜力大于石油	6
国务院取消调整 16 项能源类非行政许可审批	7
热能、动力工程	7
济州打造“零碳岛”样本：15 年内替代所有化石能源	7
扶持政策缺失 储能应用未获国家足够重视	9
中国将成全球第二大页岩气生产国	10
关于印发《煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020 年）》的通知	11
电力饱和点受能源低碳绿色转型的影响	15
JRC 发布智能电网实验室调查报告 2015	19
专家争议：煤电节能减排到底该怎么做?	20
2015 年中国页岩气开发最新进展报告	21
国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知	29
光环褪去 美页岩产业如何走出困境	30
节能减霾作用显著推进浅层地热能建筑	31
理性推进清洁煤电	33
我国应谨慎发展煤制天然气	34
印度减排进行时	36
生物质能、环保工程	37
生物质发电任重而道远	37
生物质锅炉烧起煤炭生物质成型燃料缘何遭弃	38
生物质燃气产业发展面临的三个“但是”	40
陕西大棚用上秸秆生物反应堆技术	42
太阳能	42
2015 年全球光伏市场需求预测	42
浙江最大“渔光互补”光伏发电项目缘何落户桐乡	43
贵州省首座光伏电站并网发电 新能源发展“风光”无限	44
中国电建签订摩洛哥努奥太阳能聚热电站 EPC 项目	44
光伏发展需要第三方数据支撑	45
“双玻组件”热潮席卷光伏业	46
汉能用薄膜发电技术打造移动能源产业	47

聚光光伏日渐凸显的竞争优势	49
高倍聚光光伏技术最新进展	51
解决能源问题关键在于解决好太阳能技术	58
风能	59
齐齐哈尔可开发利用的风能资源储量达 2100 万千瓦	59
日本避中国光伏锋芒 转战海上风电	60
风电产业全面回暖 并网容量提前达标	61
装机破亿后风电向何处去	61
核能	62
2015 年 1 至 3 月我国核电运行情况	62
王亦楠：内陆核电是否上马尚需研究论证	63

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

尼日利亚大力推动可再生能源发展

尼日利亚设定了 2025 年可再生能源占能源消费 10% 的目标, 为了达成这一目标政府正在大力推动可再生能源产业的发展, 特别是太阳能产业, 尼日利亚政府希望依靠太阳能产业的发展。为促进经济和保障电力供应安全作出更大贡献。

对尼日利亚来说, 发展可再生能源就像释放了整个国家经济和工业发展的无限潜力。Lagos 州州长 Babatunde Fashola 表示, 尼日利亚急需改进能源技术并提高能效。

尼日利亚政府忽略了一个重要事实, 那就是可再生能源的一大优势就是能够分布式发展, 并且应该鼓励私人投资进入市场。有分析认为, 政府不能所有事情都亲力亲为, 光靠本土投资也不足以支撑产业发展。因此, 鼓励私人投资和其他领域投资进入可再生能源市场是十分必要的。

能源产业是经济增长的基石, 对任何国家或企业来说都是如此, 即便是中小型企业想要寻求发展也离不开能源。尼日利亚以往的能源供应较为依赖天然气, 如今则正朝着太阳能转型。事实上, 尼日利亚的可再生能源资源十分丰富, 但过去一直未能得到足够重视。在太阳能、风能、生物质能等产业的发展推动下, 尼日利亚的经济将迎来快速发展。

良好的市场前景也为尼日利亚吸引着更多可再生能源境外投资和新兴技术的到来。一些外国投资者陆续加大了对该国的可再生能源的投资。韩国 HQMC 公司和尼联邦政府签署了合作备忘录, 未来几年将建设一个 1 万兆瓦的太阳能发电站, 投资达 300 亿美元; 吉加瓦州政府和 NOVA Scotia 能源发展有限公司签署了建设 50 兆瓦的太阳能发电项目; 加拿大天空能源将投资 50 亿美元, 在三角洲建设 3000 兆瓦的太阳能发电项目。

尼日利亚奥巴费米·亚沃洛沃大学 (Obafemi Awolowo University) 电力和机电工程系教授 Titilayo Kuku 表示, 推动尼日利亚的可再生能源市场发展以及提高能效能够解决电力产业所面临的问题。可再生能源不仅清洁高效, 同时也是可持续的。它们能够给尼日利亚提供源源不断的清洁电力。对任何一个发展中国家的能源供应来说, 这都是可以接受且重要的组成部分。

尼日利亚今年底要新增 2483 兆瓦的可再生能源电力至电网。电力部监督服务部门 (EIS) 主管 Abayomi Adebisi 表示, 政府很有信心完成这一目标。

去年底, 美国可再生能源发电开发商 New Generation Power 公司 (NGP) 与基础设施开发相关企业 Motir Seaspire Advisors, 共同与尼日利亚政府就 1.2 吉瓦太阳能电站的建设签订相关备忘录。该电站预定今年开工, 2 年内全部投入运营, 预计年发电量为 590.4 吉瓦时, 将提供够 100 万户家庭使用的电量。总投资额达 20 亿美元以上。

Adebisi 称, 2483 兆瓦只是今年设立的短期目标。尼日利亚还设定了 2020 年新增 8188 兆瓦可再生能源电力的中期目标, 以及 2030 年 2.3134 万兆瓦的长期目标。政策方面, 尼日利亚政府将持续大力推动可再生能源产业的发展。Adebisi 表示, 可再生能源当前在尼日利亚能源供应中所占比例仅为 1.3%。

在可再生能源发展计划 (REMP) 的帮助下, 尼日利亚可再生能源电力供应在电力供应中所占比例到 2030 年将达到 36%。目前唯一商用的可再生能源电力只有 2100 兆瓦的水电。根据尼贸易和经济部门数据, 2011 年水电占其总能源的 20.9%。

Kuku 教授也对尼日利亚可再生能源市场的前景充满信心。他表示, 尼日利亚有 1.6 亿人口, 发电规模却只有 4000 兆瓦, 人均电力只有 39 瓦。尼日利亚约 60% 的国民处于无电状态, 太阳能发电市场潜力十分巨大。可再生能源是解决尼日利亚电力危机的最佳途径。一旦解决了电力供应问题, 各领域的发展都将被带动起来。

Fashola 表示, 发展可再生能源对保护环境、应对气候变化很有帮助。他表示, Lagos 州鼓励家

庭使用可再生能源电力，并正在公共事业领域推广太阳能发电，比如使用太阳能路灯等。

王晓苏 中国能源报 2015-05-08

欧洲能源转型到了哪一步？

风力涡轮机和太阳能发电已是当今许多发达国家能源结构的重要组成部分。他们是如何取得突破的？各国模型不尽相同，各有局限。政府补贴到市场驱动的转型过程复杂。还是那个老问题：可再生能源何时才能产生真实可观的回报？

采访对象：Michel Cruciani（法国能源与原材料地缘政治研究中心项目主管） 巴黎高科评论：对可再生能源发电的盈利能力研究需要基于可靠的数据。今天，这些数据已经完备了吗？

Michel Cruciani：现有数据大多不符合学术格式标准。数据库很有限，完善程度远远不及对石油、煤和铀的研究。此外，可再生能源领域变化很快。一般来说，我们不考虑热泵和生活用太阳能加热板，因为这两个应用对整体能源结构的影响微乎其微；用于加热用途的生物燃料也是如此，其地域性强，虽然它们还能替代木材来制造家具和造纸甚至取暖和发电，但一国内的生物能源数量在一定时期内总是有限的。

可再生能源中最传统的水力发电空间也非常有限，实际上，在大多数工业国家，所有可能的水电设施都已开发完毕。所以，除了抽水蓄能站，水力已很难再有更大贡献。

因此，我们的关注点将集中在那些不一定很新、却因科技进步而存在巨大商业开发价值的能源。目前来看就是新型的风力涡轮和光伏发电。其他能源大都限于特定区域，而且仍处于试验性开发阶段，如地震带上的深层地热资源以及海洋能源（潮汐能、波浪能）等。

光伏和风力发电如何才能商业化并带来利润？

早期光伏板昂贵，仅仅用作特殊用途如卫星上。随着技术的进步，特别是半导体科技的突破，IC 器件价格降低，供应增加。材料上，人们可以用更多拥有同样光电特性的金属合金来取代硅。光伏热潮出现在 1995 年左右，切尔诺贝利灾难后，德国出现强大的反核能声浪，并率先倡导太阳能利用。同时，人们对全球变暖和气候变化问题的日益关注促成 IPCC（政府间气候变化专门委员会）的成立。

1980 年代末，要减少核电站和火力发电站比重，可再生能源是唯一选择。德国和丹麦带头，建立大量风电场和太阳能光伏阵；积累了丰富的技术经验，加上零部件的规模化生产，特别是中国制造让设备成本大大降低，使其商业化日趋可行。今天，风能和太阳能发电的盈利能力主要取决于消费者愿意支付多少钱来放弃传统能源，转而使用这些新能源发的电。

怎么才能说服市场接受可再生能源？

与 1950 年代核电面临类似的情形，新能源（风力涡轮机和太阳能电池板）无力与传统能源竞争，因为传统电厂基础设施的投资已经基本分摊完毕。因此，扶持与激励变得非常必要。各国尝试过不同方式。德国政府最初采取投资电站的做法，但不成功。随后它转而采取丹麦在 1990 年代相对成功的政策——补贴发电，即用高于市价的价格回购新能源发电。

欧洲需要用这么多电吗？

欧洲拥有最好的传统电力生产设备包括核电站，拥有稳定的需求增长率和供需平衡。如果传统电站通过简单升级就可以延长使用寿命，那么新能源就难有生存空间，更何况它目前还不具备强大的市场竞争力。

要强制采取新能源，必须靠市场拉动，换言之，通过鼓励消费来保证发电站的经营收益，这样它们才会主动投资，把多发的电功率用可观的价格卖给政府。要点在于，通过帮助供需双方，获得学习和规模效应，降低成本，最终使新能源发电在市场上获得竞争力。同时应采取“技术推动”，投资更多资金研发效率更高的光伏电池和可以在微风条件下运行的风力涡轮机。

是否有其他成功的激励手段？

意大利、瑞士和英国从销售端着手，采用“绿色认证”方式。但分析表明，相对于政府高价回

购发电，这种方式低效且成本更高。其运作机理是：可再生能源发电商可以将发的电卖给政府，也可以选择二级市场上出售这些“认证”配额。

在该条件下，要想卖电给终端消费者，必须向政府出示等量的“绿色认证”，不管是电站，还是从二级市场上购得认证配额的其他人。从理论上讲，这种制度能够充分激励投资，但要真正发挥效力，前提是供电者不用新能源发电将受到惩罚。现实的情形是，罚款并不重，而且常常是认罚比购买证书更划算。

此外，新能源发电十分不稳定，严重依赖天气条件（光照、风力强度），证书有效期仅为一年，过期作废，发电者虽然可以在电价上涨时通过投资获利，却也要承担行情不好时卖不掉认证的风险。

丹麦、法国和德国法律固定，国有电站必须在未来 10-20 年内回购一定量的再生能源发电。这些措施是否更有效？

某些情况下是这样，尤其是为投资者提供可靠回报时。不过说实话，通过回购保证投资回报的方法也有弊端。如果风电或光伏发电突然大规模安装，导致市场电价暴跌，回购价格就会大大超出实际发电成本。如果立法者不采取措施，就会吸引大量的投机性投资，反过来进一步压低成本，扩大成本和回购价格间的差距。显而易见，后果最终会被转嫁到终端消费者身上，并导致政府赤字。

选择可再生能源是否考虑了社会公平？

不一定。有着充足光照和风力的农村比建筑密集的城市拥有更大的优势。此外，初始投资需要资金。实力强大、背靠银行的企业比低收入家庭压力小得多。另外一个社会影响在于对再生能源发电者的补贴性回购将提高电价。这对于低收入消费者的预算影响可能很大。今天欧洲出现了对“能源”问题的警惕声音，一定程度上就是因为政府对可再生能源发电者补贴的快速增长。

补贴政策的设计很难吗？

政策制定者现在已经意识到补贴必须下调。大多数欧洲国家倾向采取递减的回购价格。每年甚至每季度，电价都会降低一个梯度，迫使发电商不断寻找成本更低更有效的技术。在某些国家，传统能源与可再生能源间的发电成本差别已接近零，实际上已没有必要继续回购。电站可以直接向消费者出售或按自己需求发电。大型购物中心在屋顶安装大块太阳能板的做法越来越受欢迎，新的商业用途正不断涌现。

在欧洲，各国有权根据本国情况采取不同政策，这是否会影响到整个欧盟区的电力供给平衡？

确实，一国政策确实可能会冲击到别国。在德国，大规模采用风力发电和光伏发电，在气候条件有利的季节，超额生产的“可再生电力”就会被注入邻近国家电网，而且，欧盟指令规定这些发电可以优先传输，为此买单的是德国消费者，而法国所付出的进口价格其实很低。但到目前为止，这种情况尚未引发严重的政治问题。

那么，全球市场的供给平衡又如何保证？

电力市场的基本原理是每一度发出来的电都必须被用掉。由于补贴的存在，电力供给者可以不考虑市场机制，而以很低、免费甚至负的价格出售这些可再生能源发电。2011 年至今，每年都会有政府付费给大企业让它们来消费多余电力的情况！但私人家庭是按年度来缴纳电费的。德国注入的电量冲击了法国的发电站，导致法国可再生能源电力产业比例急剧减小，风力和光伏发电大概只占了 5% 的总发电量，水电站和生物质能仍占据可再生能源电力生产的绝大部分。

能源转型的到底该如何规划？

很多传统发电站设施都已经老化，严格的环保和安全规定使得新建一个火电站或核电站的成本比以往昂贵许多，所以，就每单位电而言，传统电站的成本与新能源电站其实已旗鼓相当，但要注意，单位电价并不能说明一切，可再生能源发电的间歇性与传统发电方式的持续性优势不可同日而语。未来能源转型的规划将以这些条件为前提。然而，如果电价持续下降，人们将不再有动力投资传统电站，也就无法避免对再生能源继续补贴。这变成了一个循环：可再生能源压低了电价，获得了补贴，却导致传统电站经营困难减少投资，国家因此不得不发展可再生能源发电。

如何才能停止这种能源贬值循环？

市场价格重新上升，需要投资更多现代化的传统能源发电设施。然而需求却没有新增。一个可能解决方案是推迟传统发电站的退役。很多面临关闭的发电站并不是那些最老的，而是最新的、运营成本高同时不能紧随市场价格发电站，天然气发电站尤其如此。2011 年来美国有了更便宜的页岩气，就将东海岸开采的煤炭大量出口到欧洲，使得燃气发电站丧失了竞争力。在德国，那些全世界最有效率的天然气发电站已经被污染程度更高的煤发电站所取代。

可再生能源发电挤出了传统能源发电站。我们必须小心：如果不及时更新那些更老的发电站，将来可能要面临同时间大规模更换所导致的资金短缺。

是否所有的工业化国家都处于类似的境地？

英国将自己隔离与欧盟体系之外，使得它有额外的时间进行调整。但英国的核电站与火电站比法国、德国要老旧得多。因此，英国必须加速升级或购买新的核设施。至于其他主要国家不像欧洲，电力需求没那么稳定。美国、巴西、中国等正在积极推进可再生能源，它们将从持续增长的国内需求中受益良多。在这种情况下，不存在大量参与者被踢出局的问题。

在未来，可再生能源发电站与传统发电站可以和谐共存吗？

每个国家都在寻求解决方案。法国建立电量管理系统以弥补可再生能源发电的间歇性缺陷，保留传统发电站作为后备，而成本则以固定比例体现在电费中；德国，传统电站产能相对过剩，且政府早已建立了战略储备，电站关闭要取得联邦能源部长的授权，而选择维持发电站运营则会获得许多补偿。

欧洲各处的电力价格关系都一样吗？

不，各国差别很大。德国和丹麦押注在可再生能源上，能接受很高的价格。价格有时取决于外部因素。例如，德国人口出生率趋势平稳，住房价格远比在法国便宜，所以电价快速上升也会被接受。更重要的是，德国为了支持工业的发展，甚至免除了一些企业的费用，很多都是消费者在主动推动。但西班牙则正相反，可再生能源的发展主要是政府埋单，能源债务快速增长到了几亿欧元，这其实非常危险。

界面 2015-05-08

能源领域将开放特许经营

《基础设施和公用事业特许经营管理办法》（以下简称《办法》）近日获国务院常务会议通过，6月1日起正式施行。《办法》明确鼓励和引导实施特许经营五大领域：能源、交通运输、水利、环境保护、市政工程。

国家发改委秘书长李朴民在新闻发布会上介绍，开展基础设施和公用事业的特许经营，是一项重要的改革和制度创新，有利于扩大民间投资，激发社会活力，增加公共产品和服务供给。

“从1984年深圳沙角B电厂项目实行特许经营至今，我国开展基础设施和公用事业特许经营已有30多年。30多年来，各地方推出了大量特许经营项目，国务院有关部门和有关省市先后制定了60余件地方性法规、规章或规范性文件。”李朴民说。

据世行不完全统计，上世纪九十年代以来，我国在交通、能源、市政领域组织了1000多个特许经营项目。另据初步统计，中国城市污水处理和公用水项目实施特许经营的比例达到42%和20%。

虽然特许经营取得一些成效，但在实践中，市场主体反映了一些亟待解决的问题。“国家层面缺乏统一的制度规范，民间投资权益保障机制不完善，行政审批程序繁琐等。这些问题影响了社会资本参与的积极性，制约着特许经营健康发展。”李朴民说。

“为了减轻特许经营者的负担，保障项目尽快落地，同时促进政府的职能转变，《办法》把握了一个非常重要的出发点和落脚点，就是不新增任何针对市场主体的行政审批程序或者审批环节。”国家发改委法规司司长李亢表示，政府可根据协议给予必要的财政补贴，并简化规划选址、用地、项目核准等手续。

“下一步，我委将会同有关部门抓好《办法》的贯彻实施，并适时对地方的贯彻实施情况开展

监督检查。”李朴民表示。

除了强调不得以实施特许经营为名非法增加行政审批外,《办法》还完善了特许经营价格和收费机制,政策性、开发性金融机构可给予差异化信贷支持,贷款期限最长可达30年。

基础设施投资周期长、风险大,涉及的金额非常巨量,所以需要金融机构的有力支持和配合。

“《办法》第17、23、24条都提出了一些具体的融资政策。”李亢介绍,在第17条第一款规定鼓励金融机构与参与竞争的法人或者其他组织共同制定投融资方案。在第23条规定创新信贷方式和信贷政策,给予特许经营项目差异化的信贷支持,探索利用项目预期收益质押贷款,支持利用相关收益作为还款来源。第24条规定,支持特许经营项目证券融资,鼓励通过设立产业基金等形式入股提供特许经营项目资本金,还鼓励特许经营项目采用成立私募基金,引入战略投资者,通过发行企业债券等方式拓宽融资渠道。

针对能源项目投资大、回报周期长问题,“市场主体可以联合投标能源项目,各展所长,集合各自优势参与竞争。”李亢说,“只要符合法定的程序和条件,未来投资主体和股权变更也是可以的。”(记者苏南)

能源网-中国能源报 2015-05-12

政策指引京津冀能源转型

4月30日,中共中央政治局审议通过了《京津冀协同发展规划纲要》(以下简称《纲要》),这意味着京津冀协同发展的顶层设计基本完成。《纲要》指出,推动京津冀协同发展是一个重大国家战略,核心是有序疏解北京非首都功能,调整经济结构和空间结构。

京津冀三地的产业定位和方向已经明确:北京将主要发挥科技创新中心作用,天津优化发展高端装备、电子信息等先进制造业,河北积极承接首都产业功能转移和京津科技成果转化。

“从《纲要》提出增强资源能源保障能力来看,河北将有望成为供应京津冀的能源大后方。”一位业内人士对记者说。

组织建设清洁能源示范项目

有专家认为,在京津冀一体化布局中,河北有望建设成为新能源“特区”。近年来,河北省风电、光电等新能源产业发展迅猛,尤其是集风能、太阳能优势为一身的张家口市张北县先后引进华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、中广核集团等30多家能源大企业。

更有研究报告建议,未来10-15年内,在张北县一带建成京津冀地区最大的风电、光伏及光热项目集群。

为了加速京津冀地区协同发展和一体化进程,促进北京市能源结构调整,国家能源局4月29日发通知要求,尽快组织开展京津冀地区可再生能源清洁供热示范建设。通知称,长期以来,京津冀地区的能源消费以煤为主,利用方式粗放。而北京市地处京津冀核心区域,电力和热力负荷增长需求显著;河北省张家口地区紧邻北京市,风能资源丰富。

“河北省风电出力特性与北京市热负荷匹配度很高,加之区位优势明显,两地适宜联合开展可再生能源清洁供热示范项目。”一位不愿具名人士表示,利用可再生能源替代燃煤供热可推动京津冀地区能源转型和大气雾霾治理。

统一污染物排放势在必行

《纲要》提出,要在京津冀交通一体化、生态环境保护、产业升级转移等重点领域率先取得突破。

“在加快推进京津冀一体化协同发展的过程中,新能源产业、节能产业、环保产业、循环经济产业等将获得新的投资机会。”上述人士对记者表示。

据财政部测算,未来6年,京津冀协同发展需要42万亿元的投资。“这42万亿元的投入中,前期规划已经走在前面的环保领域肯定会获得投资倾斜。”中国人民大学环境学院教授、生态金融中心副主任蓝虹认为。

中信建投证券分析认为，除了节能、环保领域会迎来发展契机外，京津冀区域内的煤电、钢铁、工业小锅炉等领域的大气污染物排放标准均有望提升至燃气排放标准(超低排放)。

上述人士认为，去年发布的《京津冀地区生态环境保护整体方案》提出统一京津冀污染物排放标准势在必行。“统一限行、统一限排、统一油品质量、统一环保标准等一系列措施有望得以贯彻。

“但河北省重工业、传统能源消费占比比较高，统一污染物排放标准无疑提高了对河北排放要求。”上述业内人士对记者说。

从环保部日前公布北京、天津、石家庄的PM2.5污染源来看，三地PM2.5来源的“罪魁祸首”是北京市机动车占31%、天津扬尘占30%、石家庄燃煤占到28.5%。

“由此可见，北京大气污染物中氮含量较高，河北大气污染物中硫含量较高，各地污染源构成比例是不同的，统一污染物排放标准难度不小。”上述人士说，虽然《纲要》提出了环保一体化细则，区域联防联控机制也出现在《纲要》里，但从去年底尝试联防联控以来的效果看，京津冀仍然是我国污染最严重的地区。

“所以，在不断加强对京津冀联防联控的同时，各区域在治理污染方面也要因地制宜、各有侧重。”上述人士认为。(记者苏南)

中国能源报 2015-05-13

我国常规油气资源总量丰富 天然气资源潜力大于石油

5月6日，国土资源部召开新闻发布会，公开发布2013年全国油气资源动态评价成果。评价结果表明：我国常规油气资源总量丰富且天然气资源潜力大于石油。

石油可采资源量 268 亿吨

全国常规石油(以下简称“石油”)地质资源量 1085 亿吨、可采资源量 268 亿吨，与 2007 年评价结果相比，分别增加了 320 亿吨、56 亿吨，增长 42%和 26%；已累计探明 360 亿吨，探明程度 33%，处于勘探中期。常规天然气(以下简称“天然气”)地质资源量 68 万亿立方米，可采资源量 40 万亿立方米，与 2007 年评价结果相比，增加了 33 万亿立方米、18 万亿立方米，分别增长了 94%和 82%；已累计探明 12 万亿立方米，探明程度 18%，处于勘探早期。

数据显示，我国天然气资源潜力大于石油。截至 2014 年底，全国石油和天然气分别累计采出 62 亿吨、1.5 万亿立方米，剩余可采资源量分别为 206 亿吨、38.5 万亿立方米。按照 1111 立方米天然气折算 1 吨石油，天然气剩余可采资源量约为石油的 1.7 倍，新增地质储量 90%以上为整装、未开发储量，进一步增储上产的潜力很大，未来我国将进入天然气储量产量快速增长的发展阶段。

我国的油气资源主要集中在大型含油气盆地。渤海湾、松辽、塔里木、鄂尔多斯、准噶尔、珠江口等主要含油气盆地的石油资源量、储量和产量贡献超过 80%。鄂尔多斯、四川、塔里木盆地和海域等四大气区的天然气资源量、储量和产量贡献超过 80%。

油气勘探开发达历史最高水平

评价结果显示，2014 年，我国油气勘探开发形势持续向好。全国原油产量 2.10 亿吨，天然气产量 1243 亿立方米，煤层气产量 36.9 亿立方米，页岩气产量 12.5 亿立方米，均达到历史最高水平。

油气新增探明地质储量稳定增加。石油新增探明地质储量 10.44 亿吨，连续 8 年新增探明地质储量超过 10 亿吨，新增探明储量保持稳定。鄂尔多斯、塔里木、渤海湾等盆地呈现多个亿吨级油气规模储量区。在鄂尔多斯盆地探明新安边亿吨级油田。天然气新增探明地质储量 10364 亿立方米，同比增长 77%，首次突破 1 万亿立方米，创历史新高，连续 12 年新增探明地质储量超过 5000 亿立方米，新增探明储量高位增长。在鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、东海海域、南海海域分别探明神木气田、克拉苏气田、延安气田、宁波 22-1、陵水 17-2 等 5 个千亿立方米气田。

石油天然气生产持续稳产高产。石油产量稳步提升。全国石油产量 2.1 亿吨，比 2013 年增加 138 万吨，同比增长 0.6%，连续 5 年保持 2 亿吨以上。全国主力油田产量保持了稳定增长，大庆、胜利、渤海、长庆、延长、新疆、辽河油田石油产量均超过 1000 万吨。大庆油田石油产量连续 12 年保持

4000万吨以上，胜利油田连续14年保持2700万吨以上，渤海海域、长庆油田、新疆油田、辽河油田石油产量分别达到2611万吨、2505万吨、1180万吨、1122万吨。

此外，天然气产量也呈现快速增长。全国2014年天然气产量1243亿立方米，比2013年增加77亿立方米，同比增长6.6%，连续4年超过1000亿立方米。煤层气产量36.97亿立方米，同比增长26.3%。页岩气产量12.5亿立方米，同比增长530%。鄂尔多斯盆地天然气产量426亿立方米，四川、塔里木盆地天然气产量均超过250亿立方米，合计占全国产量的74.5%。南海荔湾3-1气田投产，成为我国第一个深水气田。

中国能源报 2015-05-13

国务院取消调整16项能源类非行政许可审批

据中国政府网5月14日消息，国务院日前发布了《关于取消非行政许可审批事项的决定》（以下简称“《决定》”），《决定》指出在前期大幅减少部门非行政许可审批事项的基础上，再取消49项非行政许可审批事项，将84项非行政许可审批事项调整为政府内部审批事项。今后不再保留“非行政许可审批”这一审批类别。

记者发现，其中共有16项涉及能源领域的审批事项被取消或进行调整。

其中被取消的非行政许可审批事项共有10个，分别为：“合同能源管理项目财政奖励资金审批”、“天然气商品量分配计划审批”、“矿产资源综合利用示范基地确定和矿产资源综合利用示范基地建设总体规划审查批准”、“探矿权、采矿权协议出让申请审批”、“矿业权设置方案审批或备案核准”、“设立、变更或者撤销国家规划矿区”、“对国民经济具有重要价值的矿区审批”、“矿业权价款评估备案核准”、“中央投资的水利工程项目初步设计及概算（含概算调整）审批”、“中央管理企业和跨省（区、市）从事高瓦斯或煤与瓦斯突出矿井生产建设的煤矿企业瓦斯防治能力评估”。

调整为政府内部审批的事项共有6个，分别为：“省级能源发展规划审批”、“涉及全国布局、总量控制及跨省输送的区域性能源综合发展规划审批”以及涉及水电领域的4项目录，包括中央安排前期投资的水利规划及专题研究项目立项审批、中央级水利基本建设项目竣工财务决算审批、大中型水利工程移民安置规划（大纲）审批、新建大中型水库农村移民后期扶持人口核定。

具体截图如下：

http://file.china-nengyuan.com/999/news_editor/images/2015/05/201505151457_07454600.jpg

中国能源报 2015-05-15

热能、动力工程

济州打造“零碳岛”样本：15年内替代所有化石能源

在韩国最新兴起的绿色经济示范地济州岛，一个“零碳岛”驱动经济增长的宏伟计划正在施行。对正处在经济转型过程中的中国来说，韩国对环境与经济的平衡术值得借鉴。

在“2015世界知识论坛·中韩企业家高峰论坛”即将召开之际，记者来到韩国，深入了解韩国的绿色经济发展之路，探访韩国新能源“高地”济州岛，采访韩国当地专家学者，试图为中国经济转型提供镜鉴。

济州国际大学教授金义根告诉记者：“我们的发展思路是，坚决不要第二产业。环境资源是济州岛安身立命之本，如果因为发展工业而破坏了环境，从长远看得不偿失。”按照济州政府的规划，当地将分三个阶段将济州岛打造成为“零碳岛”，成为全球环保发展的模型，甚至成为韩国“未来的增长引擎”。

风电场成济州风景线

在济州人梁明姬的眼中，自己的家乡济州是最美丽的地方，因此她除了偶尔出差去首尔外，很

少离开济州，她告诉记者，“这里是全韩国最干净的地方，空气、水都是纯净的。”

亚洲风能协会秘书长机构、济州国立大学电力工程部教授金镐民介绍，济州岛是多风地带，每年能产生风力天数多达 120 天以上，因此济州岛成为韩国新能源的“主战场”。4 月中旬记者驱车来到距离济州市大约 20~30 公里的海岸线，大大小小的风车扎根在这里，连同连排的各类韩式咖啡馆成为一道亮丽的风景线。

在金镐民位于济州国际大学的办公室内，摆放着一张济州风能发电的布局图，上面密密麻麻地用三种不同的颜色标注着风力发电试验区，总共 22 个试验区：陆地上已经投产的发电试验地区总共有 12 个，一年的发电量是 153.31MW；陆地上正在推进 7 个试验区，预计一年的发电量在 143MW，海上正在推进的有 3 个发电试验区，总计一年的生产量是 398MW。

这些试验区只是济州岛“零碳岛”梦想的第一步。记者了解到，2012 年 6 月，济州特别自治道与韩国中央政府共同公布了最新计划——“2030 年济州零碳岛”，旨在到 2030 年通过可再生能源实现无碳化及可持续发展。

据金镐民介绍，方案安排分三个阶段将济州岛打造成为“零碳岛”。第一阶段，到 2013 年，构建“零碳岛”示范模型，“现在初步完成了第一阶段。”；按照第二阶段的计划，到 2020 年，利用智能电网和可再生能源，构建“零碳岛”基础设施，智能电网部门计划济州岛可再生能源发电量占比达 68%；第三阶段，到 2030 年，济州岛将采用陆上及海上风电、太阳能及储能系统来替代所有的化石能源，济州政府发展风电的最终目标是 2.35GW，其中包括 350MW 的陆上风电和 2GW 海上风电。济州岛超过 120% 的电力将通过可再生能源提供，成为真正的“零碳岛”。

两成电力消费来自新能源

值得注意的是，亚洲金融危机后，韩国政府进行了反思，决定加大韩国的开放和自由化程度，由于担心开放政策影响经济，韩国政府选择了经济总量规模很小且远离本土的济州岛，作为改革的试点地区。

2006 年 7 月 1 日，韩国济州道正式升格为济州特别自治道。特别自治道成立后，在政治、经济等多方面开展改革试点，包括进行外汇金融的开放实验，尤其是在法律方面进行大胆尝试，颁布了一些“特别法”，其中亦包括绿色环保方面的法律。

根据济州特别自治道能源工业部的介绍，海上风电的发展与“零碳岛”计划一样，也是分阶段进行的。到 2019 年为第一阶段，实现替代 50% 化石能源的目标，其中包括 2011 年到 2016 年由韩国电力公社与韩国南部开发株式会社共同担当的 300MW 风电场建设与试验，以及 2014 年到 2019 年 700MW 海上风电场建设，实现风电本地化，并为向济州岛外的地区输送多余电力打下基础；第二阶段到 2030 年，有针对性地发展储能技术，实现“零碳”目标，使其成为未来发展的引擎。

“济州岛的人口 63 万，一年平均消耗电力是 500MW，超过两成的消费量已经来自于新能源，包括风能和太阳能。”金镐民对记者表示，自己所在的办公室都是太阳能发电，济州国际大学一半的电也来源于太阳能。

太阳能也是济州岛又一大可利用的再生能源，韩国还陆续制定专项计划，如“10 万户太阳能屋顶计划”——目前济州岛太阳能试验区内有大概 1.2 万个用户屋顶已经安装了光伏发电系统，同时正在使用太阳能发电，目前太阳能发电量在 50MW 左右。

此外，为了将污染降到最低，2013 年开始，政府开始以财政补贴的方式引进电动车逐步取代化石能源的汽车，并在岛上建了 70 个充电站。目前济州岛上有 37 万辆化石能源汽车，政府计划到 2030 年之前，将所有在济州岛上行驶的汽车，全部更替为电动车。“对于购买电动汽车的岛民，韩国政府将给予补贴。”金镐民表示。

新能源补贴最高 80%

2014 年初，亚洲风能协会成立，协会总部就设在了韩国济州岛。金镐民告诉记者，亚洲风能协会是一个平台，汇聚了中国、蒙古、斯里兰卡、日本、韩国等亚洲各国风电领域相关人员。

济州岛的新能源发展路径和整个韩国的新能源政策是一致的。韩国是能源资源贫乏的国家，进

口依赖度极高。从 20 世纪 80 年代开始，韩国就制定了一系列发展可再生能源的战略计划和相关法案。

此外，1997 年开始，韩国政府陆续制定以十年为单位的“新能源和可再生能源基本计划”。第一期（1997~2006 年）计划的重点是跟随发达国家的先进技术进行本国的基础研究；到 2003 年，韩国提前制定了为期 10 年（2003~2012 年）的第二期新能源和可再生能源基本计划，该期基本计划的目标是提升能源自给率，构建新能源和可再生能源工业的基础设施；此后，根据国际油价形势，韩国又开始拟订第三期新能源和可再生能源基本计划，此次计划把某些领域的工业化作为重点，同时拓展新能源和可再生能源的出口市场。

在推行新能源发展上，世界各国政府大多都出台了一系列资金补贴、优惠贷款、税收优惠等激励政策。而目前韩国政府补贴主要有以下两种：对于经过论证具有市场潜力的示范项目，政府补贴最高可达安装费用的 80%；对于已进入商业化阶段的项目，政府补贴最高可达安装费用的 60%。

同时，韩国政府也实施了一些强制性措施，如政府机关和国有企业在兴建 3000 平方米以上面积的建筑物时，必须将 5% 以上的建筑投资用于安装新能源和可再生能源设施。

更为有力的政策是，根据韩国政府规定，从 2010 年开始，所有传统能源企业发电量中必须有 2% 的比重是可再生能源。此后每年，这个幅度要增加 0.5 个百分点，从 2017 年开始，每年的增幅达到 1%。到 2035 年，可再生能源发电的比重占到电力总量的 11%。

如果电力企业不达标将被政府罚款，比如 2014 年，韩国传统电厂被罚的总额达到了 210 亿韩元。到 2030 年，济州岛的风能发电将达到 2350MW，而岛内只能用 65% 左右，剩下的部分就卖给韩国其他地区。在这种情况下，济州岛的风电就成为传统能源企业需要的“指标”，风电厂的经济效益得以保证。

第一财经日报 2015-05-15

扶持政策缺失 储能应用未获国家足够重视

与快速成长的光伏不同，储能在国内一直是看上去很美，产业化进程却始终低速徘徊，尤其是在电力领域的应用，推进速度更为迟缓，通常只能作为微网和离网系统中的配套产品出现，颇受冷遇。

长期遇冷导致我国储能产业的发展动力明显不足，定位电力市场的储能企业目前也多处于未盈利状态。事实上，在解决新能源稳定性和提高传统能源利用率方面，储能是全球公认的最佳选择和最终途径，被视为“解决能源问题的最后一公里”。可以预见，未来我国对储能在电力市场作用的继续忽视，将削弱能源结构调整的力度和在全球能源竞争新格局下的国际竞争力。

扶持政策缺失

当前全球新能源产业风生水起，新能源也从补充电力的角色向大规模替代传统能源逐渐转换，这其中，储能技术的支撑作用不容忽视。

近一两年，国外已开始摒弃对单一新能源形式的补贴政策，转而将针对光伏、风电的补贴向扶持储能倾斜。德国、日本均出台了针对“+储能”的能源补贴政策。

“在欧美权威机构给储能的定义基本上是应用于电力领域，跟电动企业是严格区分开的。但国内没有真正的推进储能产业化的补贴政策，仅西部无电人口地区，科技部和地方曾给予过扶持企业的发展基金。”业内储能专家杨洋在接受《中国能源报》记者采访时如是说。

“储能应用电力市场的需求一直都有，但缺乏政府政策的引导，电力系统的储能企业没有一家盈利，多数依靠其他业务维持对储能研发经费的持续投入；项目也局限于示范区或安全、备用等特殊领域，补贴也多采取‘一事一议’的方式。如西藏无电地区人口用电项目，通常是政府直接买单，并不涉及储能的补贴与扶持，对电力市场的储能更是鲜有涉及。”杨洋说。

在他看来，全球储能产业处在爆发前夕的关键时刻，但国内似乎并未对此形成共识。储能在智能电网范畴内的地位和作用是毋庸置疑的，在学界和业内也是达成共识，但在减排方面的作用却没

有明确定位。在完成某一时间节点的减排目标下，是否必须坚持发展储能则是不清晰的。“国内储能发展的主要问题是没有政策，缺乏储能经济研究性的基础研究，其实，储能的经济型研究也是量化储能价值的过程，这涉及到如何配置储能的规格，如何确保储能运行价值的最大化，在此基础上，才是市场设计或者叫买单机制的问题，才可能给出合理的补贴政策。”杨洋说。

多措并举破除成本瓶颈

不少分析人士认为，储能产业的发展路径和投资机会类似于光伏产业，但实际情况却是，储能比光伏产业更为复杂和困难。

中国化学与物理电源行业协会秘书长刘彦龙在接受《中国能源报》记者采访时说：“与光伏相比，储能涉及的种类和应用范围更广，很难出现光伏市场应用被单一技术垄断的局面。”据他介绍，储能从大类上可分为物理储能和化学储能；在应用上又可细分为交通、电力以及大电源应用管理等领域。“总体来说，国内储能产能还比较小，仍处在刚刚起步的阶段。虽然部分领域储能产品出货量很大，如通讯基站、备用电源，但这是通讯产业快速发展的结果，在电力系统中，储能的作用并没有发挥出来。”

记者了解到，当前成本高企仍是制约储能行业发展的瓶颈，1.5元-1.8元/千瓦时的平均成本远高于现行电价。但随着国内分布式能源在整个能源结构中的比重提高，储能将有巨大成长空间和应用需求。而降低储能成本的途径，不仅需要多样化的储能技术支撑以及电力系统市场的开启，同时也需要通过政府合理的扶持补贴政策，允许储能企业拥有合理的利润生存空间，从而提升企业参与度，最终实现加速降低成本的目的。

刘彦龙说，“十三五”光伏市场规划提出后，储能的规划也被提到议程之上。据记者了解，国家能源局日前已经委托中国化学与物理电源行业协会编写国家储能产业“十三五”规划大纲。“这一规划将在原来课题的基础上拿出整体规划，包括分布式能源、微网、海岛离网。”

钟银燕 中国能源报 2015-05-05

中国将成全球第二大页岩气生产国

4月28日，BP在北京发布《2035世界能源展望》（下称《展望》）。这份报告的编撰者、BP集团首席经济学家戴思攀（Spencer Dale）在接受记者专访时指出，从某些指标看，中国已经是世界最大的经济体，而从能源市场的角度看，中国也是至关重要的国家。《展望》预计，未来20年，页岩气将成为中国天然气增产的重要推动因素。曾在英国央行工作了25年的戴思攀更是乐观地认为，中国未来会成为仅次于美国的全球第二大页岩气供应国。

中国能源报：《展望》提到，到2035年，中国的页岩气产量将占全球页岩气增量的13%，这个判断的基础是什么？

戴思攀：我们的判断是，中国未来会成为仅次于美国的全球第二大页岩气生产国。13%是一个大致数据，我们做出这样的判断是基于以下几个考虑：一是中国的页岩气储量，二是中国政府的政策导向，三是目前的开发进展。当然，这其中也存在一些不确定性，因为我们曾跟一些政府官员进行过沟通，他们的反馈是这个数字会比13%还高。但也有一些业界人士认为达不到13%，因为在他们看来，从实际进展看，页岩气的开发并不是那么成功。

中国能源报：您在演讲中提到，未来北美的页岩气不会对全球产生更大影响，而现在北美页岩气革命的巨大影响已经显现：一方面区域化的天然气价格正变得全球化，另一方面亚洲议价能力逐渐削弱。如果北美页岩气的全球影响不会太大，这两种变化会否回潮？

戴思攀：首先，页岩气革命催生了能源市场的很多变化，美国的页岩气还会有比较强劲的增长。而液化天然气（LNG）出口通道的打开相当于为北美页岩气的生产创造了一个安全阀门，如果产自北美的天然气在本地消化，天然气价会受到较大幅度的挤压。所以我们的一个基本预测是，未来20年内，美国生产的天然气2/3将在北美消化，剩下的1/3会以LNG的形式出口，所以它对于气价是有影响的，但这个影响是分步的。

“亚洲溢价”的问题取决于你坐在谈判桌的哪一端。对于亚洲这一端来说，随着天然气进口需求的增加，你会感觉它在谈判桌上是弱势的一方。但在另一端，供应方会觉得亚洲市场是一个非常重要的出口市场。所以我认为，天然气供需双方的依存度会加大，这在一定程度上会让全球经济更加一体化，依存性更高。这是好事。

中国能源报：稍早前，壳牌收购 BG 让市场再次充满想象，考虑到当前仍在低位徘徊的油价，接下来会否看到核心油气行业更多的并购案例？

戴思攀：多年的从业经历告诉我，油气行业的并购总是伴随着传言和猜测，但实际发生的并购要比这些传言和猜测少。如何去预判到底会有多少并购案出现呢？此前一周 BP 集团总裁鲍勃·戴德立(Bob Dudley)先生已经有了一个表态，他提出对 BP 目前的业务组合很满意，BP 的着力点将落在提升现有业务的效率，降低成本。

中国能源报：化石能源价格的下跌对可再生能源产业有多大影响？

戴思攀：关于可再生能源的研发投入，我认为决策基础并不是短期的价格走势，主要是看长期价格趋势。目前油价的疲软对可再生能源的长期研发来说影响非常有限，因为很多人不认为低油价会持续长达 10-15 年的时间，况且现在可再生能源还能享受政府补贴。

中国能源报：因为油价持续萎靡，已经有多家美国页岩油生产商破产倒闭，在此背景下，您如何看待页岩油开发的可持续性？

戴思攀：我相信还会有更多的生产商破产。低油价短期内确实会对页岩油开发产生抑制效果，但随着价格的回升，我相信还会出现其他的新公司，而它们的创建者可能是同一批人，用也还是同一批设备，只是换了名字重新杀回来，而且势头会更强，因为破产已将原来的债务一笔勾销，整个行业还是非常韧性的。

中国能源报：《展望》提到目前市场的疲软是美国致密油的强劲增长所致。而有一种阴谋论认为，油价走低是中东国家联手增产以打压美国页岩油的结果，您如何看待这种观点？

戴思攀：相较于阴谋论，我更喜欢用经济学的思维去考虑问题。欧佩克有能力通过调整供应抵御市场的短期冲击。2008 年金融危机爆发时，我们也看到了石油需求和价格出现双跌。当时欧佩克国家比较理智的做法是继续减产，一旦需求恢复可以迅速增产。那是一次短暂的、临时性的冲击。

现在我们试想一下，如果这个冲击是持续性的、长久的，就好像早上醒来，全世界的汽车都变成了电动车，石油的需求和价格会受到非常持久的冲击。现在效果相似的事情正在发生，在供应侧，我们遇到了一个非常稳定、非常持久的供应类别——美国的致密油。它不是一个临时的冲击，因为致密油已经大规模开发并将长期存在。所以对欧佩克国家而言，理智的应对之策是保住它的市场份额，而这正是他们正在践行的策略，这用经济学理论完全说得通。

于欢 中国能源报 2015-05-06

关于印发《煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020 年）》的通知

各省、区、市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、煤炭行业管理部门：

为贯彻中央财经领导小组第六次会议和新一届国家能源委员会首次会议精神，落实《国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划（2014-2020 年）的通知》（国办发〔2014〕31 号）和《关于促进煤炭安全绿色开发和清洁高效利用的意见》（国能煤炭〔2014〕571 号）要求，加快推动能源消费革命，进一步提高煤炭清洁高效利用水平，有效缓解资源环境压力，特制定《煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020 年）》，现印发你们，请按照执行。国家能源局 2015 年 4 月 27 日

附件

煤炭清洁高效利用行动计划（2015—2020 年）

煤炭是我国的主体能源和重要工业原料，近年来，煤炭工业取得了长足发展，煤炭产量快速增长，生产力水平大幅提高，为经济社会健康发展做出了突出贡献，但煤炭利用方式粗放、能效低、污染重等问题没有得到根本解决。未来一个时期，煤炭在一次能源消费中仍将占主导地位。为贯彻

中央财经领导小组第六次会议和新一届国家能源委员会首次会议精神，落实《国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划（2014-2020年）的通知》（国办发〔2014〕31号）和《关于促进煤炭安全绿色开发和清洁高效利用的意见》（国能煤炭〔2014〕571号）要求，加快推动能源消费革命，进一步提高煤炭清洁高效利用水平，有效缓解资源环境压力，制定本行动计划。

一、指导思想

高举中国特色社会主义伟大旗帜，全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中全会精神，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，深入贯彻习近平总书记系列重要讲话精神，按照全面建成小康社会、全面深化改革、全面依法治国、全面从严治党的战略布局，坚持稳中求进工作总基调，落实《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》，按照源头治理、突出重点、高效转化、清洁利用的发展方针，坚持政府引导、企业主体、市场驱动、科技支撑、法律规范、社会参与的原则，加快发展高效燃煤发电和升级改造，实施燃煤锅炉提升工程，着力推动煤炭分级分质梯级利用，推进废弃物资源化综合利用，实现煤炭清洁高效利用。

二、主要任务和行动目标

加强煤炭质量管理，加快先进的煤炭优质化加工、燃煤发电技术装备攻关及产业化应用，稳步推进相关产业升级示范，建立政策引导与市场推动相结合的煤炭清洁高效利用推进机制，构建清洁、高效、低碳、安全、可持续的现代煤炭清洁利用体系。主要目标：全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于300克标准煤/千瓦时；到2017年，全国原煤入选率达到70%以上；现代煤化工产业化示范取得初步成效，燃煤工业锅炉平均运行效率比2013年提高5个百分点。到2020年，原煤入选率达到80%以上；现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于310克/千瓦时，电煤占煤炭消费比重提高到60%以上；现代煤化工产业化示范取得阶段性成果，形成更加完整的自主技术和装备体系；燃煤工业锅炉平均运行效率比2013年提高8个百分点；稳步推进煤炭优质化加工、分质分级梯级利用、煤矿废弃物资源化利用等的示范，建设一批煤炭清洁高效利用示范工程项目。

三、重点工作

（一）推进煤炭洗选和提质加工，提高煤炭产品质量

大力发展高精度煤炭洗选加工，实现煤炭深度提质和分质分级；开发高性能、高可靠性、智能化、大型（炼焦煤600万吨/年以上和动力煤1000万吨/年以上）选煤装备；新建煤矿均应配套建设高效的选煤厂或群矿选煤厂，现有煤矿实施选煤设施升级改造，组织开展井下选煤厂示范工程建设。严格落实《商品煤质量管理暂行办法》，积极推广先进的煤炭提质、洁净型煤和高浓度水煤浆技术。

在矿区、港口等煤炭集散地以及用户集中区，建设和完善区域煤炭优质化配送中心、大型现代化煤炭物流园区和储配煤中心，合理规划建设全密闭煤炭优质化加工和配送中心，通过采用选煤、配煤、型煤、水煤浆、低阶煤提质等先进的煤炭优质化加工技术，提高、优化煤炭质量，形成分区优质化清洁化供应煤炭产品的格局，实现煤炭精细化加工配送。到2020年，重点建成海西等11个大型煤炭储配基地和30个年流通规模2000万吨级煤炭物流园区。

（二）发展超低排放燃煤发电，加快现役燃煤机组升级改造

逐步提高电煤在煤炭消费中的比重，推进煤电节能减排升级改造。

根据水资源、环境容量和生态承载力，在新疆、内蒙古、陕西、山西、宁夏等煤炭资源富集地区，科学推进鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等9个以电力外送为主的大型煤电基地建设。

认真落实《煤电节能减排升级改造行动计划》各项任务要求，进一步加快燃煤电站节能减排改造步伐，提升煤电高效清洁利用水平，打造煤电产业升级版。

（三）改造提升传统煤化工产业，稳步推进现代煤化工产业发展

改造提升传统煤化工产业，在煤焦化、煤制合成氨、电石等传统煤化工领域进一步推动上大压小，等量替代，淘汰落后产能。以规模化、集群化、循环化发展模式，大力发展焦炉煤气、煤焦油、电石尾气等副产品的高质高效利用。以现代煤气化技术促进煤制合成氨升级改造，开展高水平特大

型示范工程建设。

适度发展现代煤化工产业，通过示范项目建设不断完善国内自主技术，加强不同技术间的耦合集成，大幅提升现代煤化工技术水平和能源转化效率，减少对生态环境的负面影响。在示范取得成功后，结合国民经济和社会发展需要，按照统一规划、合理布局、综合利用的原则，统筹推进现代煤化工产业发展。

重点在煤炭资源丰富、水资源有保障、生态环境许可、运输便捷的地区，根据生态环境、水资源保障情况，布局现代煤化工示范项目。坚持规模化、大型化、一体化、园区化、集约化发展。禁止在《全国主体功能区规划》确定的限制和禁止开发重点生态功能区内建设现代煤化工项目。严格控制缺水地区项目建设。

新建现代煤化工示范项目的主要技术指标应明显优于首批示范项目的水平，大气污染物和污水排放要符合最严格的环保要求，废渣全部无害化处理或资源化利用，推广应用废水制水煤浆、空气冷却等节水型技术，实现关键技术和装备国产化。

（四）实施燃煤锅炉提升工程，推广应用高效节能环保型锅炉

新生产和安装使用的 20 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉应安装高效脱硫和高效除尘设施。在供热和燃气管网不能覆盖的地区，改用电、新能源或洁净煤，推广应用高效节能环保型锅炉，区域集中供热通过建设大型燃煤高效锅炉实现。20 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉应安装在线检测装置，并与当地的环保部门联网。

加速淘汰落后锅炉。到 2017 年，地级及以上城市建成区基本淘汰 10 蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉；天津市、河北省地级及以上城市建成区基本淘汰 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。鼓励发展热电联供、集中供热等供热方式，以天然气（煤层气）、电力等清洁能源替代分散中小燃煤锅炉。

提升锅炉污染治理水平。10 蒸吨/小时及以上的燃煤锅炉要开展烟气高效脱硫、除尘改造，积极开展低氮燃烧技术及水煤浆燃烧技术改造示范，实现全面达标排放。大气污染防治重点控制区域的燃煤锅炉，要按照国家有关规定达到特别排放限值要求。开发推广工业锅炉余热、余能回收利用技术，实现余热、余能高效回收及梯级利用。

到 2020 年，淘汰落后燃煤锅炉 60 万蒸吨，京津冀、长三角、珠三角等重点区域的燃煤锅炉设施，基本完成天然气、热电联供、洁净优质煤炭产品等替代；现役低效、排放不达标锅炉基本淘汰或升级改造，高效锅炉达到 50% 以上。

（五）开展煤炭分质分级梯级利用，提高煤炭资源综合利用效率

鼓励低阶煤提质技术研发和示范。开展单系统年处理原料煤百万吨级中低温干馏制气、制油为主要产品路线的大规模煤炭分质利用示范，促进我国煤炭分质利用和提质技术水平的提高。

逐步实现“分质分级、能化结合、集成联产”的新型煤炭利用方式。鼓励煤—化—电—热一体化发展，加强各系统耦合集成。在具备条件的地区推进煤化工与发电、油气化工、钢铁、建材等产业间的耦合发展，实现物质的循环利用和能量的梯级利用，降低生产成本、资源消耗和污染排放。

2017 年，低阶煤分级提质关键技术取得突破；2020 年，建成一批百万吨级分级提质示范项目。

（六）加大民用散煤清洁化治理力度，减少煤炭分散直接燃烧

扩大城市高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊，禁燃区内禁止使用散煤等高污染燃料，逐步实现无煤化。大力推广优质能源替代民用散煤，结合城市改造和城镇化建设，通过政策补偿和实施多类电价等措施，逐步推行天然气、电力及可再生能源等清洁能源替代散煤，形成多途径、多通道减少民用散煤使用的格局。农村地区综合推广使用生物质成型燃料、沼气、太阳能等清洁能源，减少散煤使用。

加大先进民用炉具的推广力度。民用优质散煤、洁净型煤等清洁能源产品，需配套先进节能炉具。制订民用先进炉具相关标准，建立民用先进炉具生产企业目录，拟定购买先进炉具的地方补贴政策。加大宣传力度，充分调动使用先进炉具的积极性。

京津冀及周边地区、长三角、珠三角限制销售和使用灰分大于 16%、硫分大于 1% 的散煤。制定

更严格的民用煤炭产品质量地方标准。加快修订优质散煤、低排放型煤等民用煤炭产品质量的地方标准，对硫分、灰分、挥发分、排放指标等进行更严格的限制，不符合标准的煤炭产品不允许销售。推行优质、低排放煤炭产品替代劣质散煤机制，全面禁止劣质散煤的销售。

（七）推进废弃物资源化利用，减少污染物排放

加大煤矸石、煤泥、煤矿瓦斯、矿井水等资源化利用的力度。推广矸石井下充填技术，推进井下模块式选煤系统开发及其示范工程建设，实现废弃物不出井；支持低热值煤（煤泥、煤矸石）循环流化床燃烧技术及锅炉的研发及应用；鼓励开展煤矿瓦斯防治利用重大技术攻关，实施瓦斯开发利用示范工程；有条件的矿区实施保水开采或煤水共采，实现矿井突水控制与水资源保护一体化；推进煤炭地下气化示范工程建设，探索适合我国国情的煤炭地下气化发展路线。开发脱硫石膏、粉煤灰大宗规模化利用及精细化利用技术，积极推广粉煤灰和脱硫石膏在建筑材料、土壤改良等方面的综合利用。建设与煤共伴生的铝、锗等资源精细化利用示范工程，促进矿区循环经济发展。

积极开展二氧化碳捕集、利用与封存技术研究和示范；鼓励现代煤化工企业与石油企业及相关行业合作，开展驱油、微藻吸收、地质封存等示范，为其它行业实施更大范围的碳减排积累经验。

到 2020 年，煤矸石综合利用率不低于 80%；煤矿瓦斯抽采利用率达到 60%，在水资源短缺矿区、一般水资源矿区、水资源丰富矿区，矿井水或露天矿矿坑水利用率分别不低于 95%、80%、75%；煤矿塌陷土地治理率达到 80% 以上，排矸场和露天矿排土场复垦率达到 90% 以上；煤炭地下气化技术取得突破。

四、保障措施

（一）完善标准体系

积极推进《产业结构调整指导目录》修订，明确限制类、淘汰类煤炭利用技术。加快制定煤炭清洁高效利用技术和装备标准。完善煤炭及转化产品质量标准。研究建立煤炭清洁高效利用先进技术遴选、评定、认证及推广机制。建立专家库，制定认证准则。根据相关标准对煤炭清洁利用技术进行评选，发布煤炭清洁高效利用先进技术目录。

提高煤炭清洁高效利用项目建设标准。通过项目建设规模、能源转化效率、综合能耗、新鲜水耗、资源综合利用率、污废产排率等具体指标进行调控和引导，促进集约化发展，防止盲目投资和低水平重复建设。

（二）依靠科技驱动

加强基础研究和关键技术攻关，积极推进将煤炭清洁高效利用重大科学研究和关键技术攻关纳入国家科技重大专项计划，将示范技术列入国家重点研发计划。积极组建国家重点实验室、国家科技研发中心、产业技术创新战略联盟等创新平台，建立以企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的创新体系，培育一批技术创新能力强、拥有自主知识产权和品牌，融研发、设计、制造、服务于一体，具备核心竞争力的煤炭清洁高效技术和装备研发企业。加快培育具有国际竞争力的专业人才队伍。

（三）加强国际合作

充分借鉴世界先进经验，高起点、高标准地引进先进技术与管理模式，并组织消化、吸收和再创新。支持优势企业积极参与境外资产并购和项目开发建设，加强与境外制造企业和研发机构合作，充分利用境外资源和市场，提高我国煤炭清洁高效利用技术、装备和产品的国际竞争力。鼓励在国外建设大型煤炭清洁高效利用商业化项目，带动我国技术服务、重大装备、人才劳务向国际市场输出，丰富合作层次，提升合作水平。

（四）完善政策支持

各有关方面要积极落实现行与煤炭清洁高效利用相关的税收优惠政策，并在此基础上，研究出台更加有力的支持政策。积极引导各类社会资本进入煤炭清洁高效利用相关领域，鼓励采用合同能源管理方式实施煤炭清洁高效技术的运行和改造。

（五）强化监督管理

强化煤炭利用项目的能效、污染物排放等运行指标实时监测和信息公开；加强煤炭经营监督管理及环保、质检、工商等部门的联合执法，建立商品煤质量标识系统，严厉打击配煤环节掺杂使假行为。加强煤炭利用项目的运行监督和管理，加大环保设施建设和运行监管力度，确保煤炭利用技术和装置污染物在线监测的真实、准确。

（六）做好组织实施

各地区要加大政策落实力度，在各自职责范围内进一步细化和分解年度目标任务，根据本地区本行业实际情况，研究出台相关实施细则和扶持政策，狠抓落实，强化监管，确保取得实效。

能源局 2015-05-06

电力饱和点受能源低碳绿色转型的影响

	电力			一次能源		终端能源	
	电力比重 (%)	年发电量(万亿千瓦时)	装机容量(亿千瓦)	标准煤量(亿吨)	比重 (%)	标准煤量(亿吨)	比重 (%)
一、化石能源				9.0	28.0	9.0	43.6
二、电力	60	6.396	36.71	19.2	60.0	7.853	37.95
化石能源电力	5.4	0.576	1.28	1.728	5.4	0.707	3.4
非化石能源电力	54.6	5.82	35.43	17.472	54.6	7.146	34.6
核电	3.0	0.32	0.43	0.96	3.0	0.392	1.9
可再生能源电力	51.6	5.5	35.00	16.5	51.6	6.254	32.70
水电		1.4	4.0	4.2	13.13	1.719	8.32
风电		2.0	10.0	6.0	18.75	2.456	11.89
太阳能发电		2.1	21.0	6.3	19.69	2.579	12.49
生物质发电							
三、非化石能源非电力				3.8	12.00	3.8	18.40
四、总计				32.0	100		

现在是做规划的时候，在电力规划里首先要做的是电力需求预测，电力需求预测的好坏，决定了规划的好坏，但是近年来的电力需求预测有点愈来愈简单的趋势，而且某些重要的假设脱离了实际，例如中国的电力什么时候饱和，就不符合中国电力实际可能的发展规律。

1 电力需求预测方法越来越简单

在计划经济年代，电力需求预测相当复杂，首先要求对各个经济部门进行深入的调查，然后根据各种电力需求预测方法进行预测，预测方法也很多，有终端利用分析法、综合法、系统动态法、情景分析法、神经网络法、综合资源法（IRP）。

我国曾采用单耗法、人均用电法、横向比较法、电力弹性系数法、投入产出法、分部门预测法，还有回归模型、计量模型等。但近年来这些复杂的方法都不用了，转而采用简单的弹性系数来预测电力需求，假设电力消耗与国内生产总值（GDP）之间存在某种函数关系，假设当期电力弹性系数来预测电力需求。最近更简化为直接采用年用电量增长率，先假设年用电量增长率，再用去年用电量乘以（1+年用电量增长率），就可以得出次年的年用电量，这就比弹性系数法更简单，因为弹性系数要知道 GDP 的增长率才能求得年用电量增长率，直接用年用电量增长率，就不需要 GDP 的增长率了。

其实大家都知道，我们的确无法清楚地了解未来，我们难以对未来的技术和社会系统都作出准

确的判断，我们更不能预测不确定因素，如 1979 年南亚经济危机和 2008 年美欧的经济危机。对于那些复杂的预测模型，如果对目前和今后的经济状况缺乏了解和研究，输入模型的原始数据是“垃圾”，那么模型计算的结果也必然是“垃圾”，如果用时间和金钱去获得“垃圾”成果，不如采用最简单的办法去获得简单的预测成果，这或许是电力需求预测越来越简单的理由。问题是这种简单的预测可信吗？

2 关于我国电力需求的拐点和饱和点

近年来，大家都在预测能源和电力需求的饱和点，对于电力的饱和点，一般都认为电力需求量年增长率小于 1%或 2%就是饱和点。各家的预测略有出入，下面列举几个：

1、2012 年的预测：2010—2020 年年均增速 7.2%，2020 年人均用电量 6000 千瓦时，电力消费弹性系数为 0.95。2020—2030 年年均增速 3.6%，2030 年人均用电量 8500 千瓦时，电力消费弹性系数为 0.6。2030—2050 年年均增速 0.2%，2050 年人均用电量 10000 千瓦时计算，电力消费弹性系数为 0.1 左右。2030 年后，我国人口将呈现下降趋势，按 2050 年人均用电 10000 千瓦时，全国用电量基本与 2030 年持平；若按低水平的 9000 千瓦时测算，全国用电量将低于 2030 年水平，因此，2030 年作为我国能源电力消费的饱和水平年，应当高度重视，深入研究。

这个预测对于各个时期电力年增率的设定有何根据？2030 年究竟是能源还是电力的饱和水平年也没说，照理应该是电力的饱和水平年。因为能源的饱和水平年与电力的饱和水平年是不同的。

2、2013 年的预测：2020 年以前，我国仍然处于向初级发达经济阶段转型的过程中，电力需求将继续保持较快速度增长，平均增速不会低于 6%；2021—2030 年，我国将从发达经济的初级阶段向高级阶段过渡，电力需求年均增速放缓到 3.5%左右；2031—2050 年，我国将处于高级经济发展阶段，步入中等发达国家行列，电力需求年均增速进一步放缓至 1%左右。根据发达国家经验，当电力需求增长低至 3%以下时，基本可认为电力需求拐点出现。因此，根据前述预测，我国的电力需求拐点大致在 2030 年左右出现。根据发达国家经验，当电力需求增长低至 1%左右时，基本认为电力需求已趋于饱和，根据前述预测，2040—2050 年左右，我国电力需求增速将放缓至 1%左右，电力需求将趋于饱和。

这个预测是根据发达国家的经验，并将电力发展分成拐点与饱和两个阶段，2030 年是拐点，2040—2050 年趋于饱和。

3、2014 年预测：新世纪前 10 年我国电力年均增长 12%，“十二五”年均增长 6.7%，2014 年增长 3.8%，“十三五”增长 5%—6%，甚至略低一些；到 2020、2030 年初步判断增长率是 3%—4%之间，也可能低于 3%。准确来说叫做处于一个中低速期间，2%—4%之间的增速。到了 2030 年全国用电需求达到饱和，真正的拐点在 2030 年左右。2030 年以后用电量增长是 1%，甚至更低。

这个预测是根据我国的经济发展阶段来预测的，我国用电量的增速：中高速 6%-8%，中速为 4%-6%，中低速 2%-4%，低速 1%-2%。这个预测也分拐点和饱和点，但拐点和饱和点重合在 2030 年。

4、2014 年论述：在电力领域，有些研究机构已经在一些城市，甚至区域电网超前地进行了电力负荷饱和及其特性的研究。他们采用了国外的科学研究方法，以电力负荷上升到 S 曲线最高时间段，年增长率小于 2%的情况下，定义为电力负荷饱和时间点的预测及其特性研究。能源需求也将随着经济社会、人口、资源、环境条件、结构变化和技术发展，出现类似的能源需量（总量或者人均指标）的饱和点，也就是能源消费的零增长时期的到来。当然许多研究都说明，饱和负荷的出现都是在一个国家或地区按照钱纳里对工业化阶段的划分，是在工业化的第六阶段，亦即后工业社会。

这个意见把电力年增长率小于 2%定义为电力负荷饱和点，他强调的是负荷而不是用电量，他在提出饱和点的同时还提出消费的零增长，并且说饱和点的理论基础是钱纳里工业阶段的划分。

上面几个例子说明，对电力负荷饱和点各有各的理解，但大多认为饱和点在 2030 年，各种论说都是参照发达国家电力工业发展规律、结合中国经济发展阶段决定的。但是到目前为止还没有一个发达国家完成新能源电力对化石能源的替代，连发展新能源电力最积极的德国，新能源电力占电力

消费比重 25%，占终端能源比重也不过 15%，中国在新能源电力替代化石能源上差距更大。在电力饱和点的论述上没有考虑新能源电力替代化石能源，饱和点的选择有误。

3 电力饱和点与能源绿色转型关系密切

电力饱和点仅考虑电力消费本身的发展变化是不够的，还要考虑能源的绿色转型。能源绿色转型目前主要依靠天然气替代煤炭和石油，还有电力替代煤炭和石油，美国是用天然气替代煤炭石油的典范，德国是用新能源电力替代煤炭和石油的典型。用天然气替代煤炭和石油，天然气比电力便宜，用天然气替代时，用能设备的改造比较容易，比燃油汽车改成燃气汽车比较容易，燃油汽车要改造成电力汽车就很难办到；但天然气替代煤炭、石油仅仅是一种过渡模式，最后还是要被非化石能源所替代。

问题在于天然气时代能持续多长时间，靠天然气替代能否满足温室气体减排。如果天然气时代能够持续数百年甚至上千年，比煤炭时代、石油时代都长，同时可以满足减排的需求，那么天然气时代持续较长时间没有坏处。用电力替代煤炭和石油，是指用核能、水能、风能、太阳能等替代煤炭和石油，因为可再生能源和新能源接近 100%、核能接近 95% 以上都需要转换成电能才能使用，因此能源发展和绿色转型离不开电力。

电力是最干净的能源，电力比天然气还要干净，但电力是二次能源，是由一次能源转换而成的，我国到目前为止主要用于转换成电力的一次能源是煤炭，所以电力干净与否取决于煤电，煤电目前可以除去二氧化硫等污染物，但是不可能除去二氧化碳；电力是二次能源，所以电价比煤炭和石油贵。非化石能源电力的成本比煤电高，在能源替代上的竞争力比煤电差。从目前条件看，天然气替代煤炭、石油的条件比电力强。

美国是以天然气替代为主，德国是以新能源电力替代为主，我国是天然气和新能源电力替代并举。中国的能源替代可能有三种模式：一是近期以天然气替代为主，适度发展新能源电力；二是天然气替代和新能源电力替代并重；三是以新能源电力为主，天然气替代辅助。美国天然气价格与煤炭价格相近，用天然气替代煤炭不需要补贴，煤炭比重不大，用天然气替代煤炭的任务不重；丹麦和德国是用新能源替代煤炭和石油，新能源电力的成本高，补贴任务重，丹麦和德国的电价都很高，居民收入高，能够承受高电价。

我国既不同于美国，也不同于丹麦、德国，我国天然气价格比煤炭价格高四、五倍，天然气企业的利润可达 30%，煤炭企业 70% 亏损，且一次能源消费以煤为主，代煤的任务繁重，我国居民收入水平低，承受不了高天然气价和高电价，所以我国无论是天然气替代还是电力替代都需要补贴。替代任务重、替代难度大。

按照规划，到 2020 年，天然气在我国一次能源消费中将占 10%，非化石能源消费占 15%，即使按计划完成，天然气和非化石能源才占 25%，其余 75% 还是靠化石能源，替代任务远未完成。到 2030 年，如果天然气占 20%，非化石能源占 20%，两者相加才 40%，其余 60% 靠化石能源。因此考虑能源向绿色、低碳转型，2030 年不可能成为电力饱和点。

4 2050 年也不可能成为电力饱和点

前面介绍的关于电力饱和点的预测，认为中国电力的饱和点在 2040 年至 2050 年；但不少预测资料认为到 2050 年中国一次能源消费中，化石能源仍占较大比重，能源绿色低碳转型还未完成，所以，2050 年也不可能成为电力饱和点。

中国电力企业联合会秘书长王志轩 2013 年 4 月预测，我国 2050 年需电力装机容量 49 亿千瓦，年发电量 16.3 万亿千瓦时，化石能源电力占比 55.8%，非化石能源电力占比 44.2%。开发银行专家吴敬儒 2014 年 4 月预测，我国 2050 年需电力装机容量 41.5 亿千瓦，年发电量 13.3 万亿千瓦时，化石能源电力占比 49%，非化石能源电力占比 51%。按这两个预测，我国 2050 年化石能源电力还有 50% 左右，说明 2050 年绿色低碳转型远未完成。

由国家发改委能源研究所、国家可再生能源中心与丹麦共同研究发布的《中国可再生能源发展路线图 2050》，提出到 2050 年，电力供应中非化石能源发电占比达到 91%，可再生能源发电占比 86%，

所以化石能源发电只占 9%，核电占比 5%；如此低的化石能源发电占比能否满足火电为新能源调峰、调频和备用之需？

如此低的核电占比，能否满足 2050 年的用电量需求？按照“路线图 2050”计算，2050 年全国装机容量约为 36.7 亿千瓦，年发电量为 6.39 万亿千瓦，只及王志轩预测的 74.9%和 39.2%，特别是装机容量中 35 亿千瓦水电、风电和太阳能光伏发电，年发电量极少，显然装机容量和年发电量都不可能满足 2050 年的需要。按照“路线图 2050”的要求来看，估计一次能源中化石能源仍占 33.5%，非化石能源电力占 54.6%，非化石能源非电力占 12%，化石能源仍占相当大的比重。按“路线图 2050”的安排，2050 年不可能是电力的饱和点，而是会出现严重的缺能、缺电局面。（具体数字见附表）。

“路线图 2050”出现的一个严重错误，就是混淆了一次能源平衡和终端消费时，非燃料电力换算标准。1991 年原能源部和国家统计局在水电和其他非燃料能源（包括核电、水电、风电、太阳能电力等非化石能源电力）在能源平衡表中的热值换算出现了不同意见，为此两部、局委托北京水利电力经济研究所和国家计委、中国科学院能源研究所进行调查研究，并提出“水电和其他非燃料能源在能源平衡中的热值换算问题的研究”，结论是，通过研究我们发现，无论采用等价热值法，还是采用热功当量法，各有利弊。编制能源平衡表的目的在于为全国的能源平衡工作提供监督手段，为能源供求平衡提供科学依据，加强节能管理工作。

因此，能源平衡表的编制既要满足宏观能源平衡的需要，也要满足企业能源平衡和能源节约及管理的需要。在能源平衡表中仅用等价热值法或热功当量法折算水电和其他非燃料电力的热值不能满足各方面的需要。因此，我们建议在编制全国能源平衡标准量表时，同时采用两套方法计算二次能源电力热力标准量。在进行宏观的一次能源平衡时使用等价热值法，在对终端能源消费进行评价时使用热功当量法。“路线图 2050”的错误在于在终端能源消费进行评价时，对非燃料能源采用了等热值法换算。

5 结语

关于中国什么时候出现电力饱和点的分析，我们可以得出以下几点结论：

1、电力饱和点不仅取决于电力本身的增长规律，还要受能源低碳绿色转型的影响，即用电力替代煤炭和石油。从中国目前情况来看，原来预测 2030 年或 2040-2050 年出现的电力饱和点是不可能的，2030 年出现化石能源的饱和点是可能的，但电力饱和点应在化石能源饱和点之后。

2、电力饱和点模糊不清的根本原因在于能源低碳绿色转型的模糊不清。低碳绿色转型提倡了几十年，现在还是以煤为主。以煤电为主，虽然提出了以天然气代煤、代油，加强用新能源电力的开发去替代煤炭和石油，但究竟孰重孰轻？什么模式？多少年完成转型，仍是未知数。所以在能源和电力需求预测中要加强绿色、低碳转型的预测。

3、能源低碳绿色转型是一项十分艰巨的任务，是空前绝后的事业。新能源电力的间歇性、随机性不是简单设定非化石能源电力的比重，可再生能源电力的比重可以解决的，如丹麦、德国非化石能源发电装机超过最小负荷和最大负荷的时候，非化石能源的发电量超过 30%的时候，难题就必然出现，一些国家从电以来从未出现过负电价。为新能源电力服务的承担调峰、调频和备用作用的火力发电厂利用小时数越来越低，起停越来越频繁，上网电价越来越低，当他们维持不下去要关门的时间，新能源电力还能不能正常运行？所以低碳绿色转型决不是定一个非化石能源的装机和发电量，而是要研究整个电力系统相关方面的协调配合。

4、电力的两种折算方法，可能有些生疏。能源的品种繁多，但为了衡量能源消耗多少，得把各种能源加在一起算总账。石油、煤炭单位是吨，但石油、煤炭品质有差异，天然气、煤层气、页岩气的单位是立方米，发热量也有差异，电的单位是千瓦时，如何汇总？国际上采用吨标煤或吨标油，规定了各种能源折算为标煤、标油的办法。电力的折算办法有两种，在进行宏观一次能源平衡时使用等价热值法，在对终端能源消费进行评价时使用热功当量法。

我们平常所说的非化石能源占一次能源消费的比重，如 2020 年为 15%，2030 年为 20%，这中间非化石能源电力的折算用等价热值法，我们平常所说的终端能源中电力所占的比重，电力的折算

用热功当量法。电力是所有能源中最干净的能源，这样折算有点不太公平，但这是国际组织和世界上多数国家所采用的办法，暂时只能如此。

5、饱和点能否早日出现，全靠我们的努力。饱和点能否早日出现，关键在于绿色低碳转型能否早日实现，而能否快速转型则取决于替代能源和被替代能源的条件，现在的问题是替代能源（特别是新能源电力）比被替代的煤炭贵。美国天然气比煤炭便宜，用天然气替代煤炭很容易实现，欧洲要替代的主要能源是石油，天然气比石油便宜，替代石油没有问题。我们的天然气、电力都比煤炭贵，而要被替代的能源主要是煤炭，因此能源的低碳、绿色转型难度很大。丹尼尔·耶金说：“很多国家从政策层面扶持新能源产业。例如在中国，用煤电较多，而新能源也主要集中在电力行业，按理说新能源与煤的竞争关系比较密切。这两年煤价已经下跌一半左右，但新能源投资并没有下降，反而供给量还在大幅增加。”中国如果想早日达到电力饱和点，早日完成低碳绿色的转型，还得着力培育“规模供应、技术过硬、经济可行、设施配套”的合格替代能源，目前所谓的替代能源的形态无一满足，良好的商业形态更是远未建立，奢谈饱和点、奢谈转型是毫无意义的。（作者系原能源部政策法规司副司长）

注：1、本表根据《中国可再生能源发展路线图 2050》中所规定的 2050 年化石能源电力、非化石能源、可再生能源的指标计算得出。引自《中国能源报》2014 年 12 月 22 日 2 版。

2、可再生能源电力中，风电、太阳能指标是路线图确定的，水电是按路线图规定的可再生能源电力比重补充的，4 亿千瓦，1.4 万亿千瓦时不能再多，故此处水电为常规水电，不包括抽水蓄能。由于可再生能源电力已满，不能再加生物质能发电，此处生物质能电力暂缺。

3、化石能源电力和核电根据路线图设定的比重计算得出。

4、非化石能源非电力部分是否有生物质能制石油、其他液体能源、气体能源，不清楚，如有应与电力一样分别按等价热值法、热功当量法分别计算一次能源和终端能源。

5、一次能源电力按等价热值法，每千瓦时电量按火力发电标准煤耗 300 克计算得出。终端能源数量电力按电力的热功当量，每千瓦时 860 千卡折算为 122.8 克计算得出。

中国能源报 2015-05-06

JRC 发布智能电网实验室调查报告 2015

欧盟联合研究中心(JRC)日前发布《智能电网实验室调查报告 2015》。其采用调查问卷的方法，获取并分析了欧洲各国主要智能电网实验室拥有的研究设施、开展的研究活动以及支撑性基础设施的信息，以明确智能电网研究创新的发展趋势和需要弥补的差距。

JRC 问卷将研究活动分为 13 类：配电自动化，主要关注配电网的自动化和电源逆变器；电网管理，主要关注实时仿真、电能质量研究和技术可行性分析；储能，技术角度主要关注电池和超级电容器研究，应用角度主要关注需求转移和削峰填谷、电压支撑以及频率调节；可持续性，主要关注生命周期分析；市场研究，主要关注市场架构和可再生能源并网对电价的影响；发电与分布式能源，主要关注风能和光伏系统集成；电气化交通，主要关注电动汽车与电网的交互(V2G)以及储能管理；智能住宅/建筑，主要关注能量管理和软件应用；智慧城市，主要关注信息与通信技术、能源生产、照明及软件应用；需求响应，主要关注在电气化交通、智能住宅、分布式能源并网和高级量测体系的应用；信息与通信，主要关注网络拓扑结构、PLC 和无线技术以及监控；网络安全，主要关注系统完整性、可信度和授权问题；高级量测体系，主要关注互操作性。

通过分析反馈信息，报告总结了欧洲智能电网实验室在各类研究活动中的侧重点。报告其他结论还包括：第一，智能电网实验室的主要客户是工业企业，其次是公用事业机构、学术界和政府；第二，实验室建设的最初预算平均为 100 万欧元，但大型机构则高达 3000 万欧元，平均每年的运营成本为 5 万欧元；第三，有 80% 以上的实验室开展了电网管理、储能、发电和分布式能源、需求响应、信息与通信类别的研究活动；第四，相比而言，IEC61850 是研究活动中使用最多的标准，13 类研究活动中有 6 类采用了此标准，分别是配电自动化、电网管理、储能、发电与分布式能源、信息与通

专家争议：煤电节能减排到底该怎么做？

对于已经实施特别限值的煤电机组，实施超低排放或者超超低排放的环保改造，对污染物总量减排意义不大。

4月28日-29日，由中国电力发展促进会主办的“2015中国电力发展论坛”在北京召开。关于煤电节能减排的话题再次成为论坛的热点。

尽管业内对煤电节能减排存在争议，但随着去年《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）的施行，以及国家三部委联合下发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020）》，煤电实施节能减排已不再是“要不要”的问题，而是“怎么做”的问题。

环保和经济效益兼顾

按照《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020）》（以下简称《计划》）要求，全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于300克标准煤/千瓦时（以下简称“克/千瓦时”）；东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。

《计划》还提出，到2020年，现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于310克/千瓦时，其中现役60万千瓦及以上机组（除空冷机组外）改造后平均供电煤耗低于300克/千瓦时。东部地区现役30万千瓦及以上公用燃煤发电机组、10万千瓦及以上自备燃煤发电机组以及其他有条件的燃煤发电机组，改造后大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。

《计划》于去年9月份提出，但自去年6月份，国华电力舟山电厂实现煤电超低排放后，各地纷纷试水煤电超低排放改造。浙江、江苏、山东、广州等不少省份已陆续出现低于燃机排放标准的煤电机组。据不完全统计，截至目前，有不少于34台煤电机组实现超低排放。

不少电厂负责人表示，目前实现超低排放技术上已经不是难题，他们最关心的是如何做到超低排放改造成本低、效益好、工期短，在实现环保效益的同时保证电厂的经济效益。

业内人士称，由于市场发展的需要已经出现成本较低、效率较高的节能减排技术，但是具体效果如何还有待实践检验。

中电联秘书长王志轩指出，提高污染物去除效果、降低污染物控制成本和体现节能减碳等综合效益的污染物控制技术是环保产业和电力行业不断追求的永恒目标。当前仍需坚持技术创新，依靠科技进步提高污染物控制水平，降低控制成本。

别搞运动式发展

国家《计划》出台后，各省也纷纷出台地方版的煤电节能减排升级与改造行动计划。和国家标准相比，有的省提出了比国家标准更为严格的要求，或将完成目标时间提前。不少电厂也自我加压，开启煤电机组超低排放改造热潮。

江苏省天然气发电及分布式能源工程研究中心理事、秘书长刘志坦认为，燃煤电厂采取各种手段，逐步降低污染物排放水平的方向是对的，但首先应立足于长期稳定的达到现有排放限值或设计值，在有条件的基础上可以追求超低排放的目标。对于已经实施特别限值的煤电机组，实施超低排放或者超超低排放的环保改造，对污染物总量减排意义不大。

王志轩也不断强调，大面积、爆发式的煤电超低排放不科学，存在对环境质量的改善微小、从全社会角度讲边际成本过高、付出的系统性间接成本大等问题。

中电联副秘书长欧阳昌裕称，随着电力供需进一步宽松和电力消费换挡到中速增长，电力行业发展要着力推动电力结构调整、促进行业提质增效升级。他建议，应因地制宜、因技术经济条件支撑和当地电力供需情况，以环境质量改善为目标，稳妥有序推进大气污染物超低排放改造，避免环境效益差、经济代价大、能源消耗多、带来二次污染的超低排放改造。

刘志坦也持类似的观点：烟气污染物控制技术没有重大突破前，低硫、低灰、高挥发分、高热值烟煤是实现超低排放的煤质前提，且需要增加投资与运行费用，目前不适宜全面推广，应因地制宜、因煤制宜、因炉制宜确定合适的推广方案，“兼顾环境效益和经济效益，决不能搞运动式发展。”

需考虑二氧化碳排放

去年 APEC 会议上，中美首次达成了全球最大两个经济体之间的碳减排协议：中国承诺到 2030 年前停止增加二氧化碳排放，美国承诺到 2025 年减排 26%。

王志轩表示，由于全世界并没有国际公约要求效率是多少，但是对二氧化碳减排将是法律的强制要求，碳排放将是真正的硬约束条件，国家应当将二氧化碳作为煤电的核心问题加以管理，将现有的强制性的节能提效要求由碳减排替代，而效率要求只是作为指导性指标由企业自行决定。“应加快研究将控制煤电常规污染物的工作重点转移至二氧化碳上来，由严控效率转移严格控制碳排放上来。”

王志轩指出，煤电是否真正具有竞争力，取决于在考虑了二氧化碳减排的经济性、全生命周期内环境影响和能源的安全性后，是否较可再生能源具有更好的经济性。

刘志坦则表示，不能用单一指标的低排放来代表整个机组排放指标的先进，除了要考虑烟尘、二氧化硫、氮氧化物等排放外，还应考虑二氧化碳、汞等的排放，只有全面达标，才能称之为超低排放机组。

李凤林 中国能源报 2015-05-08

2015 年中国页岩气开发最新进展报告

国家“十二五”规划中明确要求“推进页岩气等非常规油气资源开发利用”。自 2009 年以来，我国开展了页岩气资源潜力评价及有利区带优选，进行了两轮页岩气勘查区块招标，经国务院批准，将页岩气设置为独立矿种，放开了页岩气勘查开采市场，发布了《关于加强页岩气勘查开采和监督管理有关工作的通知》，出台了《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》，编制了《十二五页岩气发展规划》，推出了《页岩气产业政策》，最近又明确“十三五”期间，中央财政将继续实施页岩气财政补贴政策。同时，我国在鼓励外商投资、引导产业发展、建设示范区、推进科技攻关、页岩气开发利用减免税等方面做了大量卓有成效的工作，为页岩气勘查开发营造了良好的投资环境。

在我国政策的大力扶持下，我国页岩气的发展已经取得了阶段性成果。目前，页岩气勘查开发技术及装备基本实现国产化，水平井成本不断下降，施工周期不断缩短。水平井单井成本从 1 亿元下降到 5000 万元—7000 万元，钻井周期从 150 天减少到 70 天，最短的实现了 46 天的钻井周期。

随着技术进步和优惠政策的不断出台，2014 年上半年，中国页岩气产业发展取得突破性进展。目前的页岩气勘探突破主要在四川、鄂尔多斯盆地的长宁、威远、昭通、涪陵、延长等地，获得三级储量近 5000 亿立方米，已形成年产 15 亿立方米产能。根据国土部资料显示，截至 2014 年 7 月底，中石油、中石化、延长石油已累计生产页岩气 6.8 亿立方米。预计 2015 年有望达到或超过 65 亿立方米的规划目标。各中标企业也都在积极推进页岩气勘查开发工作。

下面分别从以下几个方面详细介绍各企业的进展情况。

- (一) 四大国有石油公司（中石化涪陵区块、中石油、延长、中海油）；
- (二) 第一轮中标企业进展情况（中石化川南区块、河南煤层气秀山区块）；
- (三) 第二轮中标企业进展情况（16 家企业，19 个区块）；
- (一) 四大国有石油公司（中石化涪陵区块、中石油、延长、中海油）

中国石化先后在四川威远新场上三叠统须家河组五段下亚段、四川盆地川西南坳陷金石极造下寒武九老洞组、重庆彭水、黔北丁山极造、重庆涪陵焦石坝龙马溪等页岩都有重大发现，其中焦石坝龙马溪页岩实现了规模化开采。涪陵 280 平方公里范围内，预测储量 2400 多亿立方米。其中，在 106 平方公里范围内，地质探明储量 1067.5 亿立方米，技术可采储量 266.88 亿，经济可采储量 134.77 亿立方米。涪陵页岩气是典型的自生自储型页岩气。

目前中石化取得重要进展的主要有两个页岩气区块，一个是重庆的涪陵区块，另一个是第一轮中标的重庆南川区块，如图 1 所示。南川区块的进展情况在下面第一轮中标企业中进行详细阐述，现在主要对中石化的涪陵页岩气区块展开详细介绍。



图 1 中石化页岩气区块示意图

涪陵国家级页岩气示范区位于重庆市涪陵区，西、北临长江，南跨乌江，东至矿权边界，属于山地—丘陵地貌，地面海拔 300~1000 米。中石化礁石坝页岩气集中了几乎所有有利条件。页岩气厚度大，脆性高，孔隙度大，压力系数高，2250-3000 米埋深。游离气占 90%，吸附气占 10%。储层好，且位于路边江边，交通便利，濒临长江，水资源丰富。

在中石化页岩气实现商业性开发之前，其为找页岩气曾花费 20 亿元，打了 15 口空井，但并没有找到气。之后中石化一直坚持不懈，终于在国内页岩气勘探开发方面赶在了前列。近些年来在页岩气开发的一些进展，具体如下表所示。

表 1 中石化页岩气开发动态一览表

时间	事件
2009 年	中石化在重庆市南川、涪陵、万州等地进行页岩气勘探评价。其中涪陵探矿权勘察面积 7308 平方公里
2012 年	在焦石坝区块钻探了焦页 1HF 井，获得 20.3 万立方米/天的工业气流（目前单井产量控制在 6 万方/天左右），取得了页岩气开发的突破
2012 年 12 月	涪陵页岩气开发移交中石化江汉油田
2013 年 9 月	国家能源局批复设立“重庆涪陵国家级页岩气示范区”
2014 年 3 月	中国石化页岩气勘探取得重大突破，我国首个大型页岩气田——涪陵页岩气田提前进入商业化开发阶段。当时涪陵页岩气产量已经达到日产 310 万方
2014 年 4 月	中原油田地球物理测井公司顺利完成国内最深页岩气水平井南页 1HF 井的射孔施工任务。该井利用射孔联作新工艺技术，创井深最大、井口压力最大、井底压力最大的国内页岩气水平井射孔施工纪录
2014 年 10 月	截止 2014 年 9 月 11 日：中石化在涪陵区块累计开钻 128 口，完井 91 口，完成试气 36 口，投产 35 口；完成 50 亿立方米/年的集输工程、15 亿立方米/年的脱水装置、35000 立方米/天的供水系统、11 座地面集气站的建设；累计产气 8.49 亿立方米，销气量 8.12 亿立方米，日销售量 330 万方/天
2014 年 12 月	截至 2014 年年底，中石化在礁石坝地区，计划建 63 个开发平台，已经建成了 52

	个，总完钻井数达到 144 口，累计压裂试气水平井 61 口。其中，2014 年完钻水平井 47 口，压裂 41 口，投产水平井 48 口（含上年完钻的 7 口）。2014 年投产的 48 口新井（均为水平井）产量都较高，平均日产量达到 56 万立方米，采用限压限产生产，已投产井的日产量是 370 万立方米
2015 年 2 月	中石化在礁石坝地区累计钻井 200 口。焦页 50 号平台共部署 8 口水平井，是涪陵页岩气田目前布井最多、最密集的一个平台，采用双钻机批量式钻井“井工厂”模式，将大大加快涪陵页岩气商业开发步伐
2015 年 4 月	截至 2015 年 4 月 2 日，涪陵页岩气田累计开钻 217 口，完井 164 口，试气 105 口，投产 98 口，单井测试均获高产工业气流。同时，建成标准化集气站 26 座，累计产气 15.95 亿立方米，集输能力达到 50 亿立方米/年。 此外，涪陵页岩气田焦页 6-2HF 井已持续高产 550 天，累计产量达 1.5 亿立方米，刷新了中国页岩气开发单井累计产量的最高纪录
2015 年 4 月	截至 2015 年 4 月 13 日，涪陵页岩气国家示范区重要配套建设项目——涪陵白涛至石柱王场页岩气外输管道工程，预计将于 4 月 30 日建成投用。该工程建设管径为 1016 毫米，管道长度 134.5 千米，还包括两座站场和 8 座阀室

开采成本

截至到 2014 年 9 月，开发试验井组单井钻采成本为 8308 万（压裂成本超过 50%），年底将降为 8252 万。成本还将继续下降，一两年内将降到 7000 万完全可能。截至 2014 年年底，水平段 1500 米的水平井，综合建井成本已经降至 7000 万元以下。目前，江汉油田供居民用气价格按照川气东送平均居民用气价格 1.47 元/立方米执行。

利用情况

涪陵页岩气田现有用户共三家，重庆建峰化工、重庆燃气集团、重庆四合燃气。目前日销售 330 万方。至 2015 年 6 月前，三用户总计销量可达 600 万方/天。后期连接川气东送管线外销。

发展目标

表 2 中石化页岩气产能和产量规划情况

日期	产能	产量
2014 年	20 亿方	10 亿方
2015 年	25 亿方	32 亿方
2020 年	100 亿方	

（资料来源：调研数据）

战略

中石化施行“走出去”战略，向埃克森美孚、BP、壳牌等国际公司学习，且花巨资收购了美国戴文能源公司 5 个区块的页岩气资产。

中石油主要从事页岩气勘探开发的是西南油气田公司和浙江油田公司，其中中石油的长宁区块由四川长宁天然气开发有限责任公司负责，滇黔北昭通区块由浙江油田公司负责。

长宁天然气开发有限责任公司于 2013 年 12 月 8 日在成都挂牌成立，由中石油西南油气田（55%）、四川省能投公司、宜宾市国资公司和北京国联能源产业投资基金联合组建。该公司 2014 年底预计完成 13 个平台建设，钻井 58 口，产量 1 亿立方米，2015 年产量达到 10 亿立方米。

浙江油田公司计划在 2015 年之前，在滇黔北昭通实施 8 个平台 33 口井建设，开发面积 335 平方公里，预计 2015 年底形成 5 亿立方米产能并稳产十年以上，“十三五”末期达到 30 亿立方米产能。

表 3 中石油页岩气开发动态一览表

时间	事件
2009 年	中石油与壳牌合作，联合开展四川盆地富顺—永川区块的页岩气资源评价

2010年	中石油在四川威远打下第一口页岩气井（威 201 井）并成功采气，主要意义在于试验
2012年	钻获我国第一口具有商业价值页岩气井宁 201-H1 水平井获高产
2012年	壳牌与中石油签署产品分成合同，以共同对四川盆地的富顺—永川区块进行页岩气勘探、开发与生产
2013年2月	控股子公司中国石油天然气股份有限公司与康菲石油公司签署合作协议。根据协议，中国石油将获取康菲石油位于西澳大利亚海上布劳斯盆地波塞冬项目 20%的权益，以及陆上凯宁盆地页岩气项目 29%的权益
2013年3月	与埃尼集团签署合作协议，收购埃尼集团全资子公司埃尼东非公司 28.57%的股权，从而获得莫桑比克 4 区块项目 20%的权益。双方还签订了联合研究协议对中国四川盆地荣昌北非常规资源开发进行研究
2013年12月	四川长宁天然气开发有限责任公司成立。2014 年底预计完成 13 个平台建设，钻井 58 口，产量 1 亿立方米，2015 年产量达到 10 亿立方米
2014年4月	中石油西南油气田蜀南气矿长宁页岩气实现外输，修建了国内首条页岩气商业化外输管道，全长 93.7 千米，是最大输气能力达 700 万方/天
2014年9月	截至 2014 年 9 月 18 日，中石油西南油气田公司一共开钻页岩气井 70 口，完钻 35 口。目前，日供气 60 万立方米。历年累积供气 1.87 亿立方米。预计，2014 年自产页岩气超过 1 亿立方米，累积超过 2 亿
2014年11月	截至 2014 年 11 月，在四川盆地获气井 40 多口，累计开采页岩气 2 亿多立方米
2015年3月	2015 年 3 月 14 日，重庆市荣昌页岩气区块的荣 202 井钻至井深 3873 米顺利完钻。这口井是该区块第一口页岩气井

开采成本

页岩气开采成本大概为 5500 万左右/口。

利用情况

目前，四川珙县当地已经建有一条管道给上罗镇供气，并开始进入中石油四川管网。截至 2014 年 12 月 18 日，西南油气田公司已累计有 1.01 亿立方米页岩气，通过自贡输气作业区纳安线进入川滇渝用户管网。

发展目标

四川进展虽比重庆慢，但前景好。四川已经把页岩气为四川第一高端成长产业。2014 年 3 月，中石油启动长宁～威远示范区 20 亿方产能建设工程。根据开发方案，实现 2015 年 20 亿方产量，需新建 23 个平台新钻 121 口井，利用已有 9 口井，总计生产井 130 口。按照运行方案，2015 年 3 月生产井达到 30 口，日产规模 160 万方；6 月生产井达到 90 口，日产规模 510 万方；9 月生产井达到 138 口，日产规模 950 万方；11 月 187 口建产井全部投产，日产规模 1100 万方以上。2015 年实现产量 20 亿方。

浙江油田公司计划在 2015 年之前，在滇黔北昭通实施 8 个平台 33 口井建设，开发面积 335 平方公里，预计 2015 年底形成 5 亿立方米产能并稳产 10 年以上，“十三五”末期达到 30 亿立方米产能。

表 4 中石油页岩气产能和产量规划情况

日期	产能	产量
2015 年	30 亿立方米	20 亿立方米
2020 年	250 亿立方米	200 亿立方米

战略

中石油施行“引进来”战略，2009 年开始与壳牌合作，在四川的长宁和威远地区展开勘探与评价试验，2012 年取得突破性进展。

对外合作

截至 2014 年 11 月，中石油公司在四川盆地拥有页岩气矿权 5.65 万平方千米，其中 75% 国内合作开发、10% 国际合作开发、3% 风险作业开发、12% 自营开发。

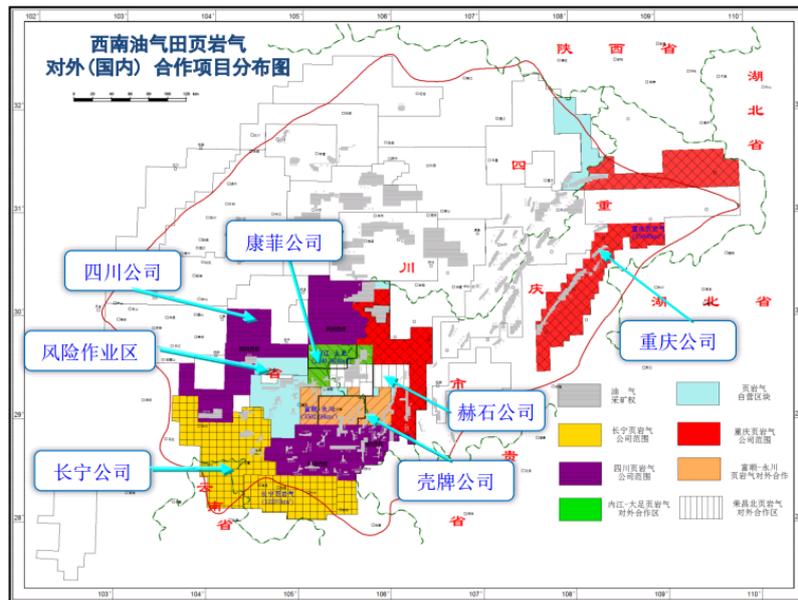


图 2 中石油对外合作项目分布图

页岩气国外合作

中石油西南油气田页岩气对外合作区块有 3 个，面积 7575km²。其中，联合评价 2 个。壳牌公司合作区（富顺-永川区块），2009 年，与壳牌合作开展页岩气联合评价，2013 年 3 月 PSC 合同获得国家商务部批复。2014 年完成井 3 口，新投产井 7 口。最近在壳牌收购 BG 后，加上油价低迷，该项目始终进展缓慢。壳牌将退出或者缩减在四川的投资项目也是有可能的。康菲公司合作区（内江-大足区块），2013 年，与康菲公司开展联合评价，目前康菲公司已决定退出。赫世公司合作区（荣昌北区块），2014 年，与赫世公司开展联合评价，计划 2016 年前完成。

页岩气国内合作

对内合作区块有 3 个，面积合计 42445km²。其中，已经合作的长宁公司、重庆公司，合作面积 27897km²；正积极谈判的四川页岩气公司，面积为 14548km²。

在页岩气勘探开发方面，延长石油更加积极。2008 年开始进行前期准备工作，成立了非常规油气中心。累计实施探井和评价井 51 口，其中，直井 44 口，水平井 4 口，其余为丛式井。鄂尔多斯盆地页岩气普遍压力系数低，产量低，吸附气占 70%，游离气只有 30%。在水平井和单井产量上已有很大提高，尤其单井产量进入上升通道。

延长石油页岩气开发优势在于，储层埋藏浅，大多在 1000 米左右，一部分甚至不到 1000 米，因此单井成本进入下行通道。由于缺乏管道系统支持，延长石油采取的类似“坑口发电”，把采出的天然气直接用于发电。

表 5 延长石油页岩气开发动态一览表

日期	事件
2008 年	延长石油开始对所属油气田陆相页岩气资源勘探进行研究
2011 年	延长石油与中国科学院地质与地球物理研究所合作承担国家科技重大专项《鄂尔多斯盆地东南部页岩气成藏规律与有利勘探区评价》项目研究工作，这是国家重大专项中首个页岩气专题
2011 年 4 月	在延安下寺湾地区压裂柳评 177 井并成功点火，成为中国第一口陆相页岩气出气井
2012 年 1 月	由其自主设计并施工完成了鄂尔多斯盆地第一口页岩气水平井

2013年5月	延长石油在位于甘泉县下寺湾镇的延页平3井顺利完井，标志着延长石油陆相页岩气大偏移距丛式三维水平井钻井试验取得成功，创造了中国陆上丛式三维水平井最大偏移距新记录
2013年底	截至2013年12月20日，延长石油累计完钻页岩气井39口。其中，直井32口，丛式直井3口，水平井4口；共压裂页岩气井34口，其中直井28口，丛式直井3口，水平井3口。直井日产量不超过3000方，水平井日产量不超过8000方

利用情况

由于缺乏管道系统支持，延长石油采取的类似“坑口发电”，把采出的天然气直接用于发电。3口井实施了页岩气发电利用，装机总功率180KW。

发展目标

“十二五”末，建成产能5亿立方米；“十三五”末，建成10亿立方米页岩气产能。

中海油对页岩气的开发一直保持审慎态度，对于页岩气的开发并未取得大的实质性的进展。针对目前油价低迷的状况，中海油对于页岩气的开发基本处于停滞状态。

表6 中海油页岩气开发动态一览表

时间	事件
2011年12月	由中海油承担的安徽芜湖下扬子地区的页岩气勘探开发业务开始地震作业。
2012年4月	完成安徽芜湖页岩气昌参1井的测井作业，获取全部测井资料。
2012年5月	完成取芯钻探，完成首批3个钻孔。
2014年3月	中海油国内首口页岩气探井——徽页1井顺利开钻，标志着海油页岩气勘探开发步入新阶段。
2015年3月	自2011年底以来，中海油一直在安徽芜湖附近钻探，但断定该区块“不适合大规模开发”。相比之下，该公司在美国的页岩勘探却是盈利的。此外，鉴于油价低迷的不景气状况，该公司对进一步开发页岩气，尤其是中国境内的页岩区块将持谨慎态度。

(二) 第一轮中标企业进展情况（中石化川南区块、河南煤层气秀山区块）

2011年6月27日，国土资源部举办首次油气探矿权公开招标，出让的页岩气探矿权区块共计4个，分别为渝黔南川、贵州绥阳、贵州凤冈、渝黔湘秀山区块，面积共约1.1万平方公里。其中，有6家企业参与

表7 第一轮中标企业进展情况

公司名称	中标区块	区块面积 (平方公里)	开发进展
中石化	渝黔南川	2197.94	计划勘探总投入为5.9亿元，参数井和预探井11口；完成勘查投入4.3389亿元，为承诺投入的73%；按未完成承诺勘查投入的比例缴纳797.98万元违约金，核减面积593.44平方公里
河南煤层气	渝黔湘秀山	2038.87	勘查总投入2.5亿元，参数井和预探井10口；完成勘查投入1.2684亿元，为承诺投入的51%；缴纳603.55万元违约金，核减面积994.15平方公里

(三) 第二轮招标企业（16家企业）

第二轮页岩气矿业权出让中标单位，大都完成了二维地震勘探。部分企业完成预探井钻探，多数企业处于探井井位论证阶段或预探井开钻阶段；还有部分企业处于观望阶段。截至2015年2月，除一二轮招标区块之外，在湖南慈利县、山东东营、内蒙古自治区鄂尔多斯市的页岩气勘探都取得了重要突破。

目前，页岩气第二轮招标中19块区块的中标企业大部分企业正在制定勘探实施方案，并没有进入实际性的勘探阶段。具体进展情况见下表。

表 8 截至 2014 年 12 月各页岩气区块的进展情况

竞标轮数 / 试点项目	公司名称	种类	区 块 面 积 (平 方 公 里)	区块位置	部分合作伙伴	钻 井 数	项目进度
1 轮	中国石油化工集团公司	国企	7307.77	重庆涪陵	FTS International	145	截至 2014 年 10 月底, 涪陵区块已投产 45 口井, 2015 年预计产量目标 32 亿立方米。
			2197.94	重庆南川		4	因投入不足, 该区块勘探矿权面积已被核减。截止 2014 年 7 月, 共完成野外踏勘 560 平方千米、二维地震采集 1338.85 千米、钻井 4 口、压裂试气 1 口。
1 轮	河南省煤层气开发利用有限公司	地方国企	2038.87	重庆秀山	林州重机	6	因投入不足, 该区块勘探矿权面积已被核减。2014 年之内完成 8-9 口井。
2 轮	华电煤业集团	国企	1204.53	贵州绥阳	山东省煤田地质规划勘查研究院	N/A	完成页岩气地质调查野外数据采集工作, 实施地震勘探。
2 轮	中煤地质工程总公司	国企	1053.37	贵州凤冈 #1	成城股份	N/A	野外地质调查。
			760.3	湖南桑植	N/A	N/A	野外地质调查。
2 轮	华瀛山西能源投资有限公司	民企	1030.4	贵州凤冈 #2	江苏长江地质勘查院	2	2014 年上半年完成了奥陶系志留统龙马溪组、寒武系下统牛蹄塘组 2 口页岩气参数井的钻探和测井工作。
2 轮	北京泰坦通源天然气资源技术有限公司	民企	1167.49	贵州凤冈 #3	中石油集团东方地球物理公司	N/A	完成了二维地震野外采集工作。
2 轮	铜仁市能源投资有限公司	地方国企	914.63	贵州岑巩	中国国储能源化工集团	2	天星 1 井, 获得页岩气气流, 天马 1 井, 气显示差。
2 轮	重庆市能源投资集团公司	地方国企	1272.4	重庆黔江	US Natural Resources Group (PSC)	1	2014 年 9 月钻第一口井, 最快 2015 年投产。
2 轮	重庆矿产资源开发有限公司	地方国企 (合 资 企 业)	1002.09	重庆酉阳东	重庆能投集团, 华能集团和重庆地质矿产研究院成立的合资公司与华能合作	1	2014 年 8 月酉页 1 井开钻。
2 轮	国家开发投资公司	国企	1020.09	重庆城口	和中石油、重庆市国土资源和房屋管理局、中国中化股份有限公司签署了合作投资成立重庆页岩气勘探开发有限责任公司合作意向书	1	2014 年 8 月城探 1 井开钻。
2 轮	湖南华晟能源投资发展有限公司	地方国企 (合 资 企 业)	878	湖南龙山	由湖南华菱集团牵头, 联合湘煤集团	1	2014 年 6 月底参 2 井开钻, 7 月进行压裂招标。
2 轮	神华地质勘查有限	国企	1189.72	湖南保靖	与宏华集团正式签署非常规天然气勘探开	4	已钻 4 口井, 其中一口准备压裂。

	责任公司				发战略合作框架协议		
2 轮	中国华电工程（集团）有限公司	国企	400.43	湖南花垣	N/A	1	2014 年 8 月 27 日发布花页 1 井钻井工程招标公告。
2 轮	湖南省页岩气开发有限公司	地方国企（合资企业）	982.23	湖南永顺	湖南省煤田地质与华电集团签订了页岩气勘查开发战略合作协议，并与华电集团合资成立该公司	N/A	2013 年已经进入勘探阶段
2 轮	华电湖北发电有限公司	国企	369.23	湖北来凤	湖北省政府	1	2014 年 8 月 21 日“来地 1 井”探获页岩气。
			2306.71	湖北鹤峰		1	2014 年 11 月 15 日一口资料井已经开钻，预计 2015 年 3 月中旬完工。
2 轮	江西省天然气（赣投气通）控股有限公司	地方国企	598.28	江西修武		1	2014 年 10 月“江页 1 井”正式开钻。
2 轮	安徽省能源集团有限公司	地方国企	580.09	浙江临安	该公司由安徽省能源集团公司出资 70%与省地质矿产局出资 30%共同组建	N/A	二维地震完成。
2 轮	河南豫矿地质勘查投资有限公司	地方国企	1377.91	河南温县	有河南豫矿资源开发有限公司和河南省地矿局第二地矿院共同出资组建	N/A	N/A
			1395.99	河南中牟	地球物理公司中原分公司	1	2014 年 11 月“牟页 1 井”发现页岩气。
第一个国家级页岩气开发示范区	陕西延长石油（集团）有限责任公司	地方国企			德州大学奥斯丁分校	39	截至 2013 年底完成 39 口井
国家级页岩气开发示范区	中国石油天然气集团公司	国企		四川威远长宁和云南昭通	壳牌产品分成协议，康菲	58	2014 预计完成 13 个平台建设，58 口井。
通过向国土资源部申请	中国海洋石油总公司	国企	4840	安徽巢湖	N/A	1	第一口井在 2013 年 3 月已经完成。

(资料来源：主要来自中国能源网研究中心整理，部分来自《关于实现中国页岩气目标建议》报告。)

页岩气区块中标企业开发进展不快的原因在于：（1）区块资源禀赋相对较差；（2）中标非油气企业普遍缺乏油气勘探经验；（3）对外技术合作政策不完善；（4）勘探开发成本过高，资金短缺。而美国需要连续接替打上百口甚至上千口的页岩气井才能实现规模化量产，投入高达数亿元。能否在页岩气产业初期获得来自社会和金融机构的大量资本的支持，这成为中国页岩气能否持续发展的关键。

此外，不仅页岩气开发企业有了一定的进展，在页岩气利用、政策、技术等方面也都取得了可喜的成果。

在页岩气利用方面，2015 年 4 月全国首家页岩气发电项目正式运行。四川省筠连县页岩气开采井口分布广、井口多、有的气井产量低属于“贫气井”，加上位置偏远架设运输管线难度大，非常不利于页岩气的商业开发。为了就地利用好资源，筠连县启动页岩气发电项目。与此同时，国内首条大口径高压页岩气外输管道(涪陵至石柱王场)近日全线贯通。涪陵页岩气将通过这条管道输往我国东部省份，这将缓解浙江、江苏、湖北等地的燃气供需矛盾，改善区域性能源结构，并实现页岩

气开发效益的最大化，为国内页岩气资源商用起到示范作用。

在政策方面，近期财政部、国家能源局联合印发《关于页岩气开发利用财政补贴政策的通知》（以下简称《通知》），明确“十三五”期间，中央财政将继续实施页岩气财政补贴政策。《通知》提出其中，2016~2018年页岩气补贴标准为0.3元/立方米，2019~2020年为0.2元/立方米。这一政策的推出在一定程度上鼓励了页岩气开采企业的积极性，尤其是补贴的随着年限的递减又促使企业加快页岩气的开发以获得更多的财政补贴，赚取更多的利润。

然而，在当前油价下跌还未恢复到之前的100多美元/桶的时代，经济形势下行的大背景下，加上页岩气投资风险大、成本高、投资回收期长等因素，对于页岩气开采企业而言仍然面临着重重考验，在困难阻力和政策驱动的矛盾中，页岩气开发企业需要足够的勇气去取得更大的突破。页岩气开采仍然任重道远，需要更多的市场竞争推动这个产业的发展，让我们拭目以待。

封红丽 中国能源网 2015-05-08

国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知

发改价格[2015]962号各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局、电力公司，国家能源局派出机构，国家电网公司、南方电网公司，内蒙古电力公司，华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司，三峡集团公司，国家开发投资公司：

为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）精神，完善电价形成机制，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置，经商国家能源局，现将有关问题通知如下：

一、跨省跨区送电由送电、受电市场主体双方在自愿平等基础上，在贯彻落实国家能源战略的前提下，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制。

二、国家鼓励通过招标等竞争方式确定新建跨省跨区送电项目业主和电价；鼓励送受电双方建立长期、稳定的电量交易和价格调整机制，并以中长期合同形式予以明确。

三、国家已核定的跨省跨区电能交易送电价格，送受电双方可重新协商并按照协商确定的价格执行，协商结果报送国家发展改革委和国家能源局。

四、送受电双方经协商后确实无法达成一致意见的，可建议国家发展改革委、国家能源局协调。

五、国家发展改革委和国家能源局将组织对跨省跨区送电专项输电工程进行成本监审，并根据成本监审结果重新核定输电价格（含线损，下同）。输电价格调整后，同样按照“利益共享、风险共担”的原则将调整幅度在送电方、受电方之间按照1:1比例分摊。

六、以上电价政策自2015年4月20日起执行。

七、现有办法和规定与本通知不一致的，按本通知规定执行。

附件：部分跨省跨区送电价格协调结果国家发展改革委2015年5月5日 附件

部分跨省跨区送电价格协调结果

按照“风险共担、利益共享”原则，根据市场供需情况变化，经有关各方协商一致，就向家坝、溪洛渡和雅砻江梯级水电站跨省跨区送电价格达成以下意见：

一、向家坝、溪洛渡、四川锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站送电到上海、江苏、浙江、广东的落地价格，按2015年4月20日落地省燃煤发电标杆上网电价降低标准同步下调，即：向家坝、溪洛渡水电站送上海落地电价为每千瓦时0.4386元，送浙江为每千瓦时0.4513元，送广东为每千瓦时0.4695元；雅砻江公司锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站送江苏落地电价为每千瓦时0.4236元。

二、按照上述落地价格扣除现行输电价格和线损倒推确定上网电价。其中，向家坝、溪洛渡水电站送上海的上网电价为每千瓦时0.3149元，送浙江为每千瓦时0.3391元，送广东为每千瓦时0.3565元；雅砻江公司锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站送江苏上网电价为每千瓦时0.2987元。

三、向家坝和溪洛渡左岸机组上网侧关口按上网电价每千瓦时 0.3218 元结算；溪洛渡右岸机组上网侧关口按上网电价每千瓦时 0.3421 元结算；锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站统一按上网电价每千瓦时 0.3084 元结算。

四、今后，向家坝、溪洛渡和锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站送电到上海、江苏、浙江、广东落地价格按落地省燃煤发电标杆电价提高或降低标准（不含环保电价标准调整）同步调整。

五、以上价格水平和价格调整机制自 2015 年 4 月 20 日起执行。

中华人民共和国国家发展改革委员会 2015-05-11

光环褪去 美页岩产业如何走出困境

对美国石油产业来说，2015 年注定是难熬的一年。低迷的油价、供过于求的市场都在限制这个本来蓬勃发展的产业。不仅页岩开发公司纷纷倒闭，钻机数也降至新低。面对这样的逆境，美国石油勘探市场的前景究竟如何，出路又在哪里呢？

勘探市场发展过快乱象丛生

对生产成本较高的页岩油开发商来说，当前油价已经不允许他们再任意妄为。石油市场的情况与过去几年相比已经发生了翻天覆地的变化，因此首先需要改变的就是盲目钻探的习惯。

Liberty Resources LLC 总裁 Chris Wright 表示，他们希望建造全球最顶级的石油加工厂，这或许是帮助美国石油产业应对当前挑战的一个有效手段。如果美国页岩油开发商想要走出困境，可以考虑效仿这家规模并不大的石油企业的做法。

美国页岩产业兴起之时正逢油价高位时期，页岩开发市场的火爆也带动了整个产业的快速发展。但是如今油价进入低迷期，而且可能会持续较长一段时间，在这样不利的环境下，美国还要面对来自沙特的挑战。沙特已经多次表示，就算油价再跌也不会减产，就是要用低油价打压生产成本较高的美国页岩油开发商。

美国的页岩神话令人羡慕，也被各国效仿，希望能复制这样难得一见的奇迹。然而成功的光环也掩盖了市场过快发展所带来的问题。匆忙发展的背后是市场的乱象丛生，在热情逐渐褪去之后，尝尽甜头的页岩油开发商们也不得自食其果，还要面对来自当地政府及监管机构的压力。

伍德麦肯兹高级研究分析师 ody Rice 表示，美国石油勘探市场情况不容乐观。“当前美国页岩油开发商应该将注意力集中在提高效率以及控制成本上面。但这其实都说起来容易做起来难。但在油价过低，生存都难以保障的前提下，想要提高生产效率或者降低成本根本就无从谈起。”

不过 Wright 的思路则很适合现在的美国页岩油开发商。通过新建石油加工厂来减少生产成本并提升产量，这正是解决问题的关键所在。而拥有自己的加工厂也将提高灵活性，可以根据市场情况提升或削减产量。这对需要应对当前不稳定油价的页岩油生产商来说十分必要。

减少运输是控制成本关键

Liberty Resources LLC 正在实践这种解决方案，其石油加工厂也已初具规模。有三个钻井与储油罐的巨型电池相连，用于油水分离。然后，附近还有一个小型钻机与盐水处理井相连，通过处理井将废水注入地底。

在这样的加工厂中，并没有以往必不可少的油罐车。Liberty Resources 还投资 1620 万美元修建了一条管道，用于运水以及将所生产的油气运送出去。这样就可以大幅节省运输成本。还有一条管道将天然气运往钻井以及其他加工设备处，可将燃料成本削减过半。这样一来燃料运输车的需求也大大减少。

Liberty Resources 将这个项目称为 Stomping Horse。作为一个占地 1 万英亩的一体化项目，其总投资将达到 8 亿美元，项目完成后将包含 96 个钻井。Liberty Resources 项目负责人 Chris Clark 表示：“减少运输车使用量是控制成本的最主要手段之一。举例来说，运水处理车成本在每桶 1.75 美元左右，这几乎比通过管道运输的成本高出 50%。Clark 指出，用管道来代替公路运输，公司利润可提升每桶 3 美元。这主要得益于成本削减，但也是因为公司可以更容易的将石油运往价格更高的地区销

售。

“虽然我们投入了一些资金，但我们得到的回报远远超过付出。” Clark 说。

减少公路运输的意义不仅仅在于节约成本，还有助于缓和开发商同当地居民的关系。美国油气生产商 Apache 公司顾问 George King 表示，在反对页岩开发的声音中，最主要的就是来自运输环节。这样一来在削减生产成本的同时，还能减轻开发商的压力，可谓一举两得。

Clark 称，Stomping Horse 项目的核心基础设施——管道、废水处理井以及油管电池是帮助公司减少运营成本的关键。因为这些设施几乎不需要人工操作，这样每年可节约人力成本 34%。“通过成本控制，我们可以保障油价在 50 美元/桶的时候依然有利可图。”

即便如此，Liberty Resources 依然计划停产至今年 8 月，因为他们期待油价到那时能够迎来反弹，并且油服公司成本也能够随之下降。

合理开发,提高生产效率

Bakken 页岩区块是美国主要的页岩油产区，同美国页岩勘探市场一样，这里也在几年内经历了爆炸式的发展。2008 年，北达科他州原油产量仅为每日 10 万桶出头，然而如今产量增长了 10 倍。当油价处在高位之时，比起生产效率生产商们更注重生产速度，希望通过高产量提升利润。美国页岩产业在近乎失控的高速下发展，整个勘探市场都显得无序和混乱。生产商一窝蜂地涌入 Bakken 页岩区块，打钻井、建造一些配备的基础设施，用卡车将水运进去再将石油运出来，然后将天然气燃烧掉，仅此而已。

这种简单粗暴的开发手段或许在高油价时期问题还不大，但油价下跌之后，效率不足的缺陷就会暴露无遗。北达科他州立大学能源及环境研究中心主管 John Harju 表示，页岩油气开发热潮令土地租赁变得火爆。而油气生产商不愿数亿租赁费白白浪费，自然要加紧勘探和生产的步伐。

现在，页岩油生产商需要改变这一无序的勘探开发模式，寻找更加合理、高效的生产手段。Harju 将这两种生产方式比喻为拥有可以管理数千亩土地 GPS 系统的现代化农场和 100 年前的老式农场，二者有着天壤之别。

同 Liberty Resources 一样，不少美国页岩油开发商也在积极寻找应对当前困境的方法。Continental Resources Inc.从数年前就开始使用集中式生产设备，虽然规模不大，但也有助于提高生产效率。该公司近日发布声明称，将继续通过这种方式提高效率并减少对环境的影响。

环境机构 Nature Conservancy 主创 Joseph Kiesecker 对美国页岩油开发商的这种转变表示欢迎。他表示，集中式生产设施对环境更加友好，有助于减少公众对页岩开发的反对情绪。“这对产业发展来说也有实际意义，因为减少成本同时也让生产过程变得更加清洁。没人说在当前油价之下就要停止页岩油的开发，但我们应该选择一种更为合理的方式进行开发。”

“不论通过什么方式，这都能让美国页岩勘探市场变得更好，也将有助于美国页岩产业的发展。我们可以用更低的成本生产更多石油。”Wright 说，“如果今年秋天油价还是不能回到每桶 70 美元至 80 美元水平，可能给美国页岩产业带来更大的影响。或许会有一些企业破产，但很多生产商依然要存活下去。因此我们必须思考如何应对可能出现的困难，并找出解决之道。”

王晓苏 中国能源报 2015-05-12

节能减霾作用显著推进浅层地热能建筑

当前在建筑新能源应用领域，主要通过地源热泵技术实现的“浅层地热能建筑”正在快速“扩张”，发挥着越来越显著的节能、“减霾”、降耗作用，推广应用前景看好，有望成为建筑新能源应用领域的重要“增长极”。

“浅层地热能建筑”节能环保优势日益显露

冬季供暖,夏季制冷;比传统空调耗电量节约一半以上;实际能源综合利用效率超过任何一种传统能源利用方式……这样的建筑能源利用结果并不是实验室的理想状态，而是安徽合肥科学家园小区采用地源热泵技术，开发利用浅层地热能的现实。

浅层地热能，是指地表土壤、地下水、河流、湖泊中吸收太阳能、地热能而蕴藏的低温位热能。地源热泵技术，是利用了浅层地热能作为冷热交换源，通过能量转换，为建筑物提供绿色清洁的空调系统。

“简而言之，就是改变了传统空调与室外空气进行热交换的原理，转而利用土壤等地下热能‘四季恒温’的特点：冬季把土壤中的热量‘取’出来，供给室内采暖；夏季把室内的热量‘抽’出去，释放到地能中，完成热交换。”合肥科学家园小区基建办主任曾杰说。

作为合肥市绿色节能建筑示范项目，在科学家园小区内，720个深入地下100多米的钻孔中，每个钻孔中都埋入了1个双“U”型管道，通过闭合水循环，将恒温的地热能与小区1200户家庭住宅内的室温进行“置换”，使居民家中达到“冬暖夏凉”的舒适效果。

这套地源热泵系统已经运行四年，运行费用主要包括水、电、维修保养、人员工资等方面。其中，设备的电费占80%-90%，每年的总成本大约200万元。“但如果采用传统中央空调的话，光电费就至少要翻一倍，效果还要打折扣。”他说。

事实上，类似科学家园这样的浅层地热能建筑在全国各地已呈现“遍地开花”的发展态势，应用领域也不仅限于民用住宅，还延伸到了办公、酒店、商场、学校工业等各种建筑类型。

“地源热泵的热交换是封闭循环，不仅不取水、不排水、无污染，还节电高效。”合肥两淮豪生酒店实施地源热泵项目负责人韩非说，“冬天机组的供热承担整个酒店的供暖绰绰有余，还能提供厨热等。”

“地热”资源丰富节能“降霾”潜力巨大

基层干部和业内人士认为，随着资源环境的约束趋紧，充分利用浅层地热能，可为节能“降霾”提供可观的空间。

“与传统燃煤、燃气供热相比，采用地源热泵的中央空调系统每消耗1千瓦能量，可以得到4千瓦以上的热量或冷量，加上运行维护费用低，综合节能超过50%，甚至可以达到70%左右。”安徽省建筑科学研究设计院能效测评所副所长沈念俊说。

2013年以来，安徽省住房和城乡建设厅在对安徽省地质资料库、合芜蚌试验区科技创新公共服务和应用技术研发中心、黄山华茂国际大酒店、黄山香茗酒店徽商中心等4个具有代表性的浅层地热能建筑应用项目进行的调研实测显示：

在污染物排放方面，利用地源热泵系统相对于普通空调可减少污染物排放40%以上，与电供暖相比可减少污染物排放70%以上。同时，夏季减少了冷却塔的飘水损失，减缓了城市“热岛效应”；冬季无燃烧过程，对终端用户来说实现了污染物“零排放”。

在能源利用效率方面，上述4个项目相对于普通空调可节约用电40%以上，能效比高于常规–“电制冷机组供冷+锅炉供热”系统20-30%，高于风冷热泵系统约30-40%，减少化石能源使用量近60%。

浅层地热能工业领域的应用效果同样显著。在天津宝坻区，该市首个大规模集中供热地源热泵项目于2013年投入使用，取代了原有的两台20吨燃煤蒸汽锅炉，整个园区实现供热15万平方米。据测算，每年减少二氧化碳排放96吨，氮氧化物29.4吨，烟尘排放19吨。

2013年安徽省国土资源厅发布的《安徽省浅层地热能调查与评价报告》显示，安徽若全部开发利用各地级市建设规划区浅层地热能资源，预计每年可节约标准煤8295万吨，减排有害物质近2亿吨，节省治理费用230亿元；省会合肥每年可开采的浅层地热能资源量相当于1.4亿吨标准煤，在居民住宅和公共建筑中的应用前景都十分广泛。

而在全国范围内看，我国浅层地热能资源量相当于95亿吨标准煤，增强型地热能理论资源量更是相当于860亿吨标准煤，大致相当于2013年全国能源消费总量的20多万倍。目前业内一致认为，其平均利用系数是风电的3至4倍、太阳能的4至5倍、生物质能的1.5倍，在可再生能源当中属于优质能源。

地源热泵发展迅速有望再添新“增长极”

作为发展建筑新能源应用、实现“浅层地热能建筑”的主要方式，在国外，瑞典等北欧发达国家已经普遍采取了地源热泵技术；而国内从 2003 年市场开始萌芽，2013 年，我国地源热泵行业产值已达到 350 亿元。

“1995 年全国地源热泵应用面积为 4000 平方米，1999 年达到 6 万平方米，2000 年是 10 万平方米，2009 年为 1 亿平方米，2013 年达到 3 亿平方米。”中国能源研究会地热专业委员会专家委员会主任郑克棣此前公开发布的一组数据也显示，我国地源热泵行业已进入快速发展阶段。

据统计，我国现有 500 亿平方米的建筑面积，每年增加 18 万至 20 万平方米新的民用建筑，到 2020 年将达到近 700 亿平方米建筑面积，建筑新能源应用市场巨大。而据行业企业测算，2013 年地源热泵全行业产值是 350 亿元，未来每年大约增长 1 亿平方米应用面积，将产生 300 亿至 400 亿元的产值。

根据测算，5000 平方米以上的建筑采用地源热泵都较中央空调更加节能、‘划算’。”郑克棣说，“现在对地源热泵有兴趣的业主越来越多，居民小区、大型酒店、办公楼、场馆等，都在尝试采用这一技术，可以说，浅层地热能的应用在以后的绿色节能建筑市场上前景非常好。”

经济参考报 2015-05-12

理性推进清洁煤电

在国家能源局日前发布的《煤炭清洁高效利用行动计划（2015—2020 年）》中，“发展超低排放燃煤发电，加快现役燃煤机组升级改造”再度被列为七大重点任务之一。业内专家分析认为，发展超低排放煤电、对燃煤机组进行超低排放改造将成为当前节能减排、建设清洁煤电的“高性价比”选择，与此同时，面对超低排放升级改造大潮的到来，还需避免环境效益差、经济代价大、能源消耗多、带来二次污染的超低排放改造。

近两年超低排放政策接踵而至

所谓超低排放，普遍认为是为减少燃煤电厂常规大气污染物排放、有效改善环境质量，比排放标准中对一般情况下的污染物排放限值更严格要求下的污染治理后排放的简称。根据中电联 2015 年初发布的《中国电力工业现状与展望》，超低排放主要针对的是常规大气污染物，即烟尘、二氧化硫和氮氧化物，而不包括其他污染物和二氧化碳。

去年以来，涉及火电企业“超低排放”的政策便逐次落地。7 月，被称为“史上最严”的《火电厂大气污染物排放标准》开始执行，9 月《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020 年）》由三部委联合印发，要求全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于 300 克标准煤 / 千瓦时；东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。

而此次国家能源局的行动计划则明确将“发展超低排放燃煤发电，加快现役燃煤机组升级改造”列为未来五年煤炭清洁利用的七大重点任务之一，并再度提及“到 2020 年现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于 310 克 / 千瓦时”的目标。

有效推动超低排放改造成本补偿是关键

在我国的能源消费结构中，一次能源以煤为主、电力生产以火电为主的格局将长期存在。中电联发布的“2014 年电力工业运行简况”显示，截至 2014 年底全国发电装机容量 136019 万千瓦，其中火电 91569 万千瓦（含煤电 82524 万千瓦、气电 5567 万千瓦），占全部装机容量的 67.4%。根据业内人士的相关测算，实施燃煤机组超低排放增加的发电成本约为 0.02 元 / 千瓦时，增加发电成本后的煤电度电成本不超过 0.5 元，仍低于天然气发电、风电和太阳能发电的成本。因而相比较而言，对燃煤机组进行超低排放改造在经济上是划算的，这也是目前燃煤发电清洁化的“高性价比”选择。

尽管如此，排放标准的提升也直接意味着改造成本、减排成本的增加，再加上不久前开始执行的上网电价下调，进一步削减了煤电企业的利润空间，给煤电企业的经营增加了多方的压力。有业内人士分析指出，要想有效推动超低排放，对于改造成本的补偿仍是一个关键的问题，除了在现有

的脱硫、脱硝、除尘电价基础上进一步对超低排放进行补贴之外，还可以借鉴碳排放权市场的经验，培育排污权市场，用市场的途径补偿超低排放成本，以及鼓励金融机构加强对超低排放的融资支持等。

继去年 9 月国家政策出台之后，山东、山西、河北等省份也陆续出台了地方版的燃煤机组超低排放改造相关政策和规定，有的省还提出了比国家标准更为严格的要求。在国家对环境保护和火电排放要求日趋严格的大背景下，煤电企业出于谋求自身生存，以及获得新项目审批等种种内在需要的驱动，也已经开始纷纷试水超低排放改造。据不完全统计，自去年 6 月份国华电力舟山电厂宣布首台超低排放机组投运之后，浙江、江苏、山东、广州、福建、河北等多个省份都陆续出现了低于燃机排放标准的煤电机组。浙商证券等分析机构预计称 2015 年将成为煤电超低排放改造的大年，2016 年市场将达到全面高峰。

面对市场热潮专家提醒理性看待

面对煤电超低排放的热潮袭来，专家们提醒业界要理性看待，不能将追求超低排放简单化，而应当立足于长期稳定的达到现有排放限值或设计值，在兼顾环境效益与经济效益的前提下推进超低排放。目前所提及的“超低减排”主要限于二氧化硫、氮氧化物和烟粉尘等 3 项主要污染物的排放量，而二氧化碳、汞、废水和其他固体废物等并不在考察之列；另一方面，受到技术发展制约，目前主要靠增加设备裕度、增加设备数量等来提高脱硫效率，无形中会在去除污染物、降低排放量的同时也增加能耗。因而，以更高层次上的节能减排视野来看，上述超低排放改造的外部成本也不容忽视。

中电联秘书长王志轩就曾指出，大面积、爆发式的煤电超低排放不科学，存在对环境质量的改善微小、从全社会角度讲边际成本过高、付出的系统性间接成本大等问题。中电联还在最新发布的“2015 年一季度全国电力供需形势分析预测报告”中专门提及，“应因地制宜、因技术经济条件支撑和当地电力供需情况，以环境质量改善为目标，稳妥有序推进大气污染物超低排放改造，避免环境效益差、经济代价大、能源消耗多、带来二次污染的超低排放改造”。

经济参考报 2015-05-11

我国应谨慎发展煤制天然气

近年来，从中央到地方均将优化能源结构的目光转向了煤制天然气项目，将煤制天然气作为煤炭清洁利用和终端能源消费的替代措施，以缓解天然气供应不足的矛盾。国家对煤制天然气发展的政策虽然仍表现出对环境问题的担忧，但已逐步转向谨慎支持煤制天然气发展。

从 2011 年起，国内煤炭产能过剩导致的国内外煤炭价格持续下跌和天然气价格迅速上涨，为中西部产煤地区发展煤制天然气提供了较大利润空间，成为煤化工行业新的投资热点。

根据国家有关文件，到 2015 年我国煤制气供应能力将达到 90 亿方，到 2017 年达到 320 亿方。据统计，到目前为止，获得有关部门核准的煤制天然气项目有 4 个、获得开展前期工作“路条”的煤制天然气项目有 17 个，这些项目合计产能为 1215 亿方/年（一期产能 650 亿方/年），其中 85% 的产能分布在严重缺水的新疆、内蒙古地区。

我们选择了主要几种煤制天然气替代常规能源技术，选取包括原料开采、燃料生产（发电）、终端消费的全生命周期作为不同研究阶段，对使用煤制天然气替代和使用原常规能源进行分别研究，对在相同产出下的一次能耗、耗水量、污染物排放、二氧化碳排放和经济合理性进行比较分析，得出主要结论如下：

一次能耗的比较。以煤制天然气替代一些传统能源的技术，无论是发电、供热锅炉、炊事还是机动车，煤制天然气的全生命周期一次能耗都比被替代技术高。其中，煤制天然气替代燃煤发电会增加能耗 50%；替代车用燃料（包括汽油和柴油）增加能耗 80%；替代燃煤大型锅炉供热和天然气发电为最劣替代选项，都将增加 110% 的能耗。

但值得注意的是，煤制天然气的全生命周期能耗中有 50% 以上是在生产过程中消耗的，与被替

代能源技术相比，其全生命周期能耗中的终端利用能耗要低得多。

水资源消耗的比较。煤制天然气生产过程中水资源消耗量较大，约需要 7 吨水/千立方米。因此，从水资源消耗的角度看，发展煤制天然气是不合理的。而且与几种被替代技术相比，从全生命周期的水资源消耗来看，煤制天然气只有在替代燃煤发电和替代电磁炉炊事时的水资源消耗基本持平，而如果替代散烧煤炉炊事、燃煤锅炉供热和天然气发电的话，水资源消耗将会变为原先的 4-6 倍。

我们通过对煤制天然气发电和燃煤发电的水耗进行比较可以看出，虽然天然气发电过程中的水耗仅为燃煤发电的 56%，但煤制天然气生产过程中的高水耗使得煤制天然气发电的全生命周期水耗与燃煤发电相比并没有明显优势。若直接采用天然气发电，水耗将仅为煤制天然气发电的 58%、为煤电的 35%。就节水而言，天然气发电优于煤制天然气发电，煤制天然气发电优于煤电。

污染物排放的比较。除替代燃煤超超临界发电外，其他技术，包括煤制天然气替代供热锅炉、电磁炉、机动车的传统燃料等，在全生命周期过程中确实可以在一定程度上减少二氧化硫和氮氧化物的全生命周期排放。而且，由于煤制天然气的排放主要出现在燃料生产过程，对于终端利用侧来说，使用煤制天然气替代燃煤和燃油，可以大大缓解当地的大气污染物排放问题。但对于煤制天然气的生产侧来说，却排放了全生命周期中的绝大部分。

从降低包括二氧化硫和氮氧化物在内的传统污染物角度看，除了替代燃煤发电之外，煤制天然气的环境效益是可以接受的，其中以替代车用燃料为最优，分别可降低 70% 的二氧化硫和氮氧化物排放。

煤制天然气 70% 二氧化碳排放来自燃料生产过程。从全生命周期来看，煤制天然气的二氧化碳排放高于全部被替代能源和技术。因此，从控制温室气体排放角度看，发展煤制天然气是极为不合理的，其全生命周期的二氧化碳排放量比其他替代技术分别高出 10% 至 270%，尤其替代常规天然气发电、车用燃料以及集中供热最不合理，二氧化碳排放将分别增加 270%、170% 和 60%。

经济合理性分析。仅从相对价格水平来分析煤制天然气技术替代的经济性，假设天然气价格为 3 元/方、煤炭 500 元/吨、居民用电 0.56 元/度、柴油价格为 8 元/升，对此条件下用户端经济性进行粗略比较，得出结论如下：使用煤制天然气发电，其上网电价水平与常规天然气发电持平，是燃煤发电平均价格的 2.5 倍；用煤制天然气供热，其成本分别是中型和大型燃煤锅炉的 4 倍和 5 倍；用煤制天然气替代家庭炊事，价格与常规天然气和电炊持平、是蜂窝煤的 2 倍；用煤制天然气替代车用燃料，其价格是普通汽油和柴油的一半。

因此，从经济性分析来看，煤制天然气仅与车用燃料比较时才有竞争力。但是，当前中国的天然气价格分别是欧洲的 2 倍、北美的 4 倍，如果常规天然气价降至欧盟水平，或者油价大幅下跌，再考虑可能的碳税等因素，煤制天然气相对于车用燃料的比较优势也将不复存在。

综上，笔者认为，煤制天然气具有一定示范性，但不宜作为国家战略。可以说，煤制天然气对终端消费地区的能源结构优化和温室气体减排，其实是以全局一次能源消费增加为代价的，而且从全局来看，其与能源体系的低碳化发展方向是相悖的。

煤制天然气必须量水而行。考虑到我国发展煤制天然气产业的项目大部分集中在内蒙古、新疆等西部水资源贫乏地区，发展煤制天然气实际上会对当地本来就很脆弱的生态环境带来较大的负面影响，同时挤占了这些地区发展其他产业和人民生活水平提高的水资源空间。因此，严重缺水的地区必须在水约束的刚性前提下谋划煤制气及煤化工的发展。

从控制我国温室气体排放峰值和控制能源消费总量的角度考虑，我国也不应大规模发展煤制天然气。综合评估各项能源技术的一次能耗、环境效益和温室气体排放，煤制天然气产业的发展，从某种程度上来说，是以整体一次能源消费和温室气体排放来换取部分地区的能源结构优化，并不适宜作为清洁化、低碳化措施在全国大规模推广。

从能源安全和能源国际化的角度考虑，也不宜大规模发展煤制天然气。目前除中国外，世界上还没有任何一个国家大规模发展煤制天然气。其实，目前国际石油和天然气市场供应相对宽松，除考虑可暂时解决个别地区天然气短缺，发展少量煤制天然气以解燃眉之急外，长远看我国应考虑与

国际能源体系接轨，充分利用两种资源、两个市场，重点提升天然气产量。

相关部门应统筹考虑我国优化能源结构、控制环境污染和应对气候变化三方面的压力和要求，制定我国清洁和低碳能源的发展目标，并将煤制天然气等相关问题作为“十三五”的重大课题，予以重视。应全面考虑能源发展、环境保护和应对气候变化大局，从全生命周期的角度，综合评估各项能源技术的能源、环境和经济指标，一方面利用价格杠杆，将环境、资源等外部成本内部化，对能源的发展进行合理引导；另一方面，大力推动国内的清洁能源和可再生能源供应，并积极加强国际能源合作，通过能源国际化道路，推动我国能源的清洁化和低碳化发展进程。

总之，在当前的技术水平下，我国应谨慎发展煤制天然气，或限制和有条件地发展煤制天然气，切不可不计后果、一拥而上地盲目发展，否则这种产业体系一旦形成，将长期固化下去，并对我国能源供应体系建设、应对气候变化和环境保护带来不可估量的负面影响。（作者单位：国家应对气候变化战略研究中心）

中国能源报 2015-05-12

印度减排进行时

一个月前，印度政府首次公布了国家空气质量指数，彼时外界对印度“有名无实”的政府令还十分怀疑，而如今，印度真的行动起来了。印度《经济时报》5月6日报道称，印度国家污染监管机构——中央污染控制委员会(CPCB)已经勒令20家燃煤电站严格遵守环保标准。

印度环境部长雅瓦德卡尔说：“1986年公布的环保法已对14家电站提出要求，日前，CPCB又直接要求6家电站遵守1981年出台的空气保护法和1974年的水污染防治法。”他还透露，对20家燃煤电站的监管工作将由环境监测队(ESS)执行。

被责令整改的电站包括位于马哈拉施特拉邦 Paras 和 Koradi 电站，贾坎德邦 Patratu、Tenughat 和 Chandrapura 电站，古吉拉特邦 Kutch Lignite 电站，孟加拉邦 Durgapur、Kolaghat 电站，安得拉邦 Rayalseema 电站，拉贾斯坦邦 Chhabra 电站，恰蒂斯加尔邦 Korba、Amarkantak 电站，北方邦 Parichha、Anpara 和 Obra 电站，奥里萨邦 Talcher 电站，比哈尔邦 Muzaffarpur、Kahalgaoon 电站等。

雅瓦德卡尔说，整改将分为几个阶段进行，印政府将逐步摸清并掌控燃煤电站的污染情况，将排放值控制在一个标准大气压下50毫克左右。

世界卫生组织去年将印度首都新德里评为全球污染程度最严重的首都，全球90多个国家的1600座城市中，新德里的空气质量最差，PM2.5年均值高达每立方米153微克。而且，全球空气质量最差的前20座城市中，印度占了13个。另据美国波士顿健康影响研究所(HEI)和新德里能源研究所的研究报告，每年新德里至少3000人因为空气污染而死亡。

印度于4月6日成立了国家空气质量指数(AQI)监测系统，旨在对外公布环境污染指数以及对居民身体的危害。该系统包含5项主要指标：PM10、PM2.5、SO2、NO2和O3，这些数据将由印度环保、森林和气候变化部(MOEF-CC)、CPCB、印度技术学院(IIT-Kanpur)、印度公民健康基金会(PHFI)与自然资源防御协会(NRDC)等机构提供。新空气质量指数是莫迪发起的“清洁印度使命”行动的一部分，向公众提供空气污染物数据，并用不同的颜色表示其对健康不同程度的影响。

有分析称，科学研究加上政府重视，意味着印度减排行动正朝着积极的方向迈进。新的空气质量指数最初能覆盖10个城市，包括新德里、阿格拉、坎普尔、勒克瑙、瓦拉纳西、法里达巴德、艾哈迈达巴德、金奈、班加罗尔和海德拉巴，每个城市都设立空气质量指数监测站点。该指数目标是最终覆盖66个城市。

另外，IIT-Kanpur的专家和印度地球科学部合作设立了空气质量预测和研究系统(SAFAR)。为提高与民众的交流互动，SAFAR制作了APP，可下载到智能手机上随时更新AQI数据。

然而，对于空气质量监测能否改善环境，有人持怀疑态度。“监测污染不是阻止污染的方法。”生态学家什瓦说，莫迪吸引外国公司到印度投资建厂的政策和行动将令环境问题恶化，“就像对待一个病入膏肓的人，不进行治疗，而是给他一只温度计。印度必须采取严格的政策行动，而不是推行

一些象征性措施。”绿色和平组织对新指数的出台表示欢迎，但同时称期待印度更严格且负责地解决该问题。

张琪 中国能源报 2015-05-13

生物质能、环保工程

生物质发电任重道远

——访凯迪电力主管生产和技术副总裁李满生先生

近年来，循环经济、低碳经济成为了我国的重要发展模式，其中，生物质发电行业作为循环经济的代表，引起了全社会的高度关注。目前，这一行业的发展状况如何，我国生物质发电行业技术水平如何，关系到我国在全球可持续发展格局下的竞争力。就此问题，中国能源报采访了我国生物质发电龙头企业——武汉凯迪电力股份有限公司主管生产和技术副总裁李满生先生。

中国能源报：近年来，我国生物质发电取得了长足的发展。作为国内生物质发电企业领军企业的生产和技术负责人，您认为，生物质发电最核心的技术是什么？

李满生：生物质发电过程中，要用到多项设备和技术，其中最核心的是发电机组和锅炉技术。发电机组和锅炉是将生物质能转化为电能的设备，转化效率、稳定性、生物质燃料适应性，一直是国内外各生物质能源企业的重点攻关领域。

中国能源报：作为我国生物质发电行业的领先企业，凯迪电力的生物质发电机组取得了哪些突破？

李满生：我们公司的技术装备和发电能力，在全世界生物质发电领域处于领先地位。凯迪电力主打发电机组的单机容量为 30MW，我们不但做到了超高压高温参数，而且做到了发电机组能够长时间满负荷安全稳定运行，目前我们的发电机组年利用小时数超过 8000 小时，这样一来，我们单位发电能耗自然就降低了，仅相当于国内同行业其他机组的三分之二左右。

中国能源报：锅炉是核心的发电设备装置，在锅炉方面，凯迪电力的技术水平如何呢？

李满生：锅炉技术主要体现在两个方面，一是能源转化效率，二是燃料适应性。凯迪电力采用的是自主研发的循环流化床锅炉技术，在这两个方面也都已经达到了世界领先水平。

中国能源报：能否透露一下凯迪电力在能源转化效率方面取得的成果？

李满生：就能源转化效率而言，目前凯迪电力主打的是“二代”锅炉设备，向电网每供 1kwh 电能，只需消耗生物质燃料 1.23kg，能源转化效率提升至 33.49%。目前，国际上生物质发电设备能源转化效率最高约为 28%。

据我了解，阳光凯迪正在开发的“第三代”亚临界技术生物质锅炉及“第四代”BIGCC 技术生物质锅炉均已具备商业化生产条件，能源转化率有望提升至 45%，较“第二代”锅炉燃烧效率提升 34%，达到全球最高水平。凯迪电力未来将在阳光凯迪研究成果的基础上，持续对生产设备进行更新升级，配备“第三代”、“第四代”锅炉设备，通过设备改良进一步提升电厂盈利能力。

中国能源报：生物质燃料种类很多，燃料适应性关系到行业未来的发展空间，凯迪电力能够利用哪些生物质原料进行发电？

李满生：燃料适应性方面，凯迪电力研发的循环流化床锅炉，设计的燃料为生物质，包括：农业秸秆、林业废弃物和林业加工剩余物等。我们在实际生产中，对各种生物质燃料都进行了应用，尤其是一些其他锅炉设备无法燃烧的生物质，我们都能很好的用来直燃发电。例如，广西地区生产桉树，但其大量的桉树皮，因其水份含量高，达到 60%，热值低，一般其低位热值在 1500kcal/kg 左右，不但没有任何用处，而且给当地环境造成危害。本公司很好地利用这些难以燃烧的桉树皮直燃发电，变废为宝。再比如，本集团公司自主研发亚洲第一家鸡粪（生物质）发电厂，用难以燃烧，水份高达 55%，低位热值只有 1600kcal/kg 鸡粪，直燃发电。还有，一些中药企业的难以处理的废弃

物药渣，本公司用来直燃发电。农业秸秆，如玉米秆、棉花秆、稻草等，作为燃料，其品质远远好于按树皮、鸡粪等燃料，对于本公司的锅炉来说，都是上等燃料。

中国能源报：如您所说，凯迪电力旗下电厂所用的生物质燃料种类很多。我们也关注到，目前，在全球生物质发电行业，水稻秸秆的应用存在瓶颈。

李满生：凯迪电力所属的任何一个生物质电厂的锅炉，一天可以消耗掉 320 吨以上的水稻秸秆，也就是稻草。值得一提的是，对于稻草这种燃料，水份不高，灰分较低，热值较高，是一种锅炉上等燃料。但是，稻草因其所具有的物理特性，就是其韧性和揉性较高，结构强度相对较大，难以大批量将其破碎（破碎成长度约 30mm），也难以将其大批量压缩成型，而所有采用循环流化床锅炉的生物质发电厂，都是利用典型的工艺和设施，即旋转设备，将生物质燃料旋转送入炉膛。在燃料输送过程中，稻草会因其物理特性，缠死这些旋转输送设备而不能正常向炉膛输送燃料，锅炉因断料而被迫停运。水稻秸秆作为直燃燃料，大量应用于生物质电厂，是目前困扰全行业问题，暂时尚未得到有效解决。

中国能源报：也就是说，稻草的使用，关键在于燃料加工设备。这应该是农机行业的一个新命题，目前，相关厂家有没有解决方案？

李满生：如何把稻草大批量连续不断地送入锅炉炉膛，成为了约束大批量燃用稻草燃料发电的关键，而锅炉主设备本身不存在任何问题的。目前，我们也在投入力量，正在做一些稻草燃料正常送入炉膛方面的攻关。建议农业机械企业，或者林业机械企业，在稻草破碎成型或者有效输送领域，做一些攻关，将大有作为。

对于行业的发展、凯迪的发展来说，水稻秸秆发电目前遇到的困难是局部的，也是暂时的。因为第一，水稻秸秆只是众多秸秆种类之一，我们还有大量的其他秸秆，可以满足生产需求；第二，困难挡不住人类发展生物质发电的决心，也挡不住凯迪电力的脚步，我们一定能够解决它。正是因为凯迪掌握了全球最顶端的设备和技术，我国规划 2020 年实现生物质发电装机容量达到 3000 万千瓦的任务一定能够实现！

王长尧 中国能源报 2015-05-11

生物质锅炉烧起煤炭生物质成型燃料缘何遭弃

“近两年生物质能源行业的好消息不多，坏消息却是一个接一个。”中国农村能源行业协会生物质能专委会原秘书长肖明松在近日召开的 2015 节能环保炉具业固体剩余物，目前每吨原料到厂价约 250-350 元，加工成型后每吨成型燃料出厂价约 800-1000 元。

据《中国能源报》记者了解，近年来，国家的雾霾治理政策也为生物质能创造了前所未有的发展动力。例如，在京津冀雾霾治理中，部分燃煤锅炉拆除后改为生物质锅炉，政策严控期间，生物质成型燃料的销售达到了前所未有的高度。

然而，让人遗憾的是，“这种现象只是‘昙花一现’，现在这些企业锅炉里燃烧的还是煤炭。有些企业在燃煤的同时，还在锅炉房里堆满了生物质燃料。这种‘挂羊头卖狗肉’的现象在京津冀区域内普遍存在，甚至愈演愈烈。”河北一家生物质能源开发公司的负责人告诉记者，“生物质燃料不仅没有形成刚需，反而成了企业的挡箭牌。”

“这已经是业内一个公开的秘密。”中国农村能源行业协会的一位专家说，“有些生物质发电厂一边拿着国家的电价补贴，一边偷偷烧着煤炭。”

政策缺陷？

生物质成型燃料缘何遭弃？多位专家对本报记者表示，首先，生物质成型燃料供应无法保证，导致电站运行时间不足，发电企业普遍亏损；其次，煤炭价格进一步走低，烧煤能实现经济最大化并减少亏损；最后，地方政府部门执行与监管不到位。

值得注意的是，不少业内人士认为，生物质成型燃料发展艰难与我国政策导向直接相关。

据了解，为推进生物质成型燃料发展，2008 年，财政部印发《秸秆能源化利用补助资金管理暂

行办法》。《办法》实施之后，我国生物质成型燃料产量由 2007 年的不到 100 万吨增至 2012 年的 550 万吨，同时秸秆能源化利用行业标准相继出台，产业体系初步形成，带动成型燃料相关产业链新增产值 120 亿元以上，有力促进了秸秆能源化利用产业的发展。

然而，由于经营不规范的小规模企业过多，以假发票、做假账及虚假销售等手段骗取国家财政补贴的行为屡见不鲜，从 2013 年开始，财政部暂停了秸秆能源化利用补贴政策，何时重启不明。

暂停补贴对企业的影响有多大？全球清洁炉灶联盟调研结果显示，生物质炉灶企业主要通过补贴实现盈利。50% 的生物质炉灶企业和 46% 的生物质/煤炉企业都得到过补贴，补贴资金可占到企业营收的 72-74%。生物质成型燃料生产企业也依赖补贴，数据显示，参与调研的企业有 58% 获得补贴，平均补贴力度为 19%。

4 月 30 日，财政部发布《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》。通知发布当日，《财政部关于印发<秸秆能源化利用补助资金暂行办法>的通知》明确废止。《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》明确，可再生能源发展专项资金分配主要采用竞争性分配、因素法分配和据实结算等方式。

“竞争性分配就是‘择优’补贴。对于技术和经济实力强、电价低的项目给予更多的资金分配。”农业部相关人士对本报记者表示，“在此情况之下，生物质能源能否拿到补贴，能拿到多少补贴，都是未知数。”

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

除补贴问题外，生物质成型燃料名列北京市高污染燃料的问题也仍未解决。企业普遍担心其他城市会效仿，目前已影响到了企业的发展。“我接触过的很多环保部官员口头上都认可生物质成型燃料在工业锅炉领域的使用，但落实到实际文件政策中，态度就会发生变化，这足以说明大家对生物质燃料的认识没有达成共识，更别提地方环保部门的认可程度了。”中国农村行业协会节能炉具专委会秘书长贾振航说。

培育市场刚需是关键

据了解，生物质成型燃料是典型的民间投资主导的能源产业。调研数据显示，目前我国生物质能企业大多数规模较小，70% 的生物质能企业年产量低于 1 万吨，70% 的产品在本省销售。

虽然国家在政策层面给予了支持，如国务院办公厅发布的《促进生物产业加快发展的若干政策》明确“国家给予适当支持”，国家发改委也制定了专项财政资金推动可再生能源发展的办法，但目前各项政策相对孤立，没有具体操作细则，相互衔接不上。

在此情况之下，为推动生物质能产业起步，不少省份对省内生物质能企业给予了较大支持。河北省农村能源办公室主任李惠斌主任介绍，2014 年河北财政投资 2.4 亿元，对购买节能炉补贴 700 元/台，对配套秸秆生物质成型燃料每吨给予 150 元的补贴，“2015 年补贴可能要翻番”。此外，江苏和湖北等省份也对生物质成型燃料给予了补贴政策。

“当前生物质成型燃料的推广主要依托的是政府政策引导、补贴以及禁煤的力度和范围。企业的生存发展问题体现在如何培育市场刚需；如何在政府长效扶持机制缺失的基础上进行长远发展。”河北天太生物质能源开发有限公司总经理杨小亮说，“规模化、专业化和市场化，才是生物质成型燃料产业今后的出路。”

本报记者获悉，农业部、林业局、国家发改委目前正在起草《关于进一步加强秸秆综合利用和禁烧工作的通知》，重点在京津冀等大气污染防治区、粮棉主产区等区域构建秸秆收、储、运、用体系。国家发改委、能源局、财政部亦将牵头制定《促进生物质能供热发展的指导意见》。业内人士分析，政策出台后将利好生物质成型燃料行业，并进一步提高生物质能源的经济性。

肖蔷 中国能源报 2015-05-11

生物质燃气产业发展面临的三个“但是”

“应发挥联盟在科技创新中的平台作用，整合生物质燃气产业链上的优势资源，立足我国节能环保和新能源的需求，发挥循环经济产业链，培育生物质燃气战略新兴产业”

天然气是相对清洁的能源，据预测，到 2015 年，我国天然气供应结构为国产气 1700 亿立方米，净进口 900 亿立方米，天然气消费量将达到 2600 亿立方米，占一次性能源消费中的比重将从目前的 4% 上升至约 8%。我国对天然气等需求的快速上升，但随着化石能源日益衰竭，寻找新的可再生能源途径显得十分迫切。

在日前举行的“城市生物质燃气产业技术创新战略联盟年会暨第三届生物质燃气产业论坛”上，城市生物质燃气产业技术创新战略联盟副理事长、清华大学教授王伟表示，发展生物质燃气产业，可提升我国自主创新能力和国际竞争力，抢占新一轮全球经济和科技发展的制高点；还可推进产业结构升级，实现经济发展方式转变，促进经济社会可持续发展。因此，是非常必要的，也具有十分重要的战略意义。

“我们应发挥联盟在科技创新中的平台作用，整合生物质燃气产业链上的优势资源，立足我国节能环保和新能源的需求，发挥循环经济产业链，培育生物质燃气战略新兴产业。”王伟说。

据介绍，城市生物质燃气产业技术创新战略联盟成立于 2010 年，是科技部批准成立的第一批试点联盟。现有成员单位 48 家，其中高校 8 家、科研院所 4 家、事业单位 2 家、企业 34 家。2012 年在科技部举办的产业联盟评估中获得 A 级联盟称号。

市场扩大但未完全打开

生物质是指大气、水、土地等通过光合作用而产生的各种有机体，即一切有生命的可以生长的有机物质通称为生物质。城市生物质废物中潜藏着大量生物质能，其高含水特性又为这类废物的生物能量转化提供了有利条件。以城市和工业生物质废物为原料生产生物质燃气，可以实现废物减量化、改善城市生态环境，并可生产生物能源，涵盖于“节能环保”和“新能源”两个战略性新兴产业之中，是一个跨越多个产业的战略性新兴产业。

当前，我国生物质燃气产业市场正在不断扩大。北京化工大学教授李秀金说，到 2015 年，我国已建或在建城市废物沼气（含填埋气）工程 1261 个，其中混合垃圾 13 个，可年处理废物 0.06 亿吨，生产生物质燃气 0.8 亿立方米；厨余垃圾 48 个，可年处理废物 0.05 亿吨，生产生物质燃气 2.8 亿立方米；市政污泥 200 个，可年处理废物 0.067 亿吨，生产生物质燃气 2.76 亿立方米；填埋场 1000 个，可年处理废物 1.35 亿吨，生产生物质燃气 25.9 亿立方米。

此外，已建或在建工业废渣和废水沼气工程 3590 个，其中废渣 290 个，可年处理废物 0.25 亿吨，生产生物质燃气 9 亿立方米；废水 3500 个，可年处理废水 9 亿吨，生产生物质燃气 45 亿立方米。已建或在建“生物燃气”生产能力，城市 32.26 亿立方米、工业 54 亿立方米、农业 75 亿立方米，总计 161.26 亿立方米，占我国天然气年生产量的 14.9%，占其年消费量的 11%。

“我国生物燃气总产气潜力达 3017 亿立方米/年，是 2012 年全国天然气消费量 1471 亿立方米的 2 倍多。按开发利用四分之一计算，可达全国天然气消费量的 50% 左右。”李秀金说，我国已有大量正在运行的天然气加气站，无需再开发后端市场，而且市场巨大。

从地方来看，广西壮族自治区环境保护厅科技处处长胡永东说，广西缺油少气，但如果把广西生产的甘蔗糖、木薯淀粉所产生的有机污染物，即废渣来生产燃气再提纯，可达到 30 亿立方米，相当于广西 2014 年使用天然气的 5 倍。

“不过，问题是我们现在主要还是靠政府投入来解决，政府投入占比 30%—40% 之间，这个市场还没有完全打开，还没有带动社会资本进入这个市场，来带动我们经济的发展。”胡永东说。

“目前，我国生物燃气尚未形成真正的产业，正处在‘积极发展’向‘飞跃发展’的过渡阶段和转折点。”李秀金说。

多种新技术研发成功但还不成体系

我国生物质燃气的技术和中试基地也在不断进步和增长。王伟说，城市生物质燃气产业技术创

新战略联盟—中试研发服务基地是该领域国内规模最大的可以提供中试研发服务的科技资源共享平台，基地拥有各类仪器、设备 369 台套，先后建设了 10 条中试生产线。2014 年新增生物质化学链制氢，车载移动式水热和微藻培养三条中试生产线。

其中，水热干化技术解决了污泥脱水难的共性问题，实现了污泥的机械高干度脱水，可以满足后续各种处置和利用的需求，污泥减量大于 70%；水热预处理+高浓度厌氧消化技术解决了污泥生物降解性差、转化效率低的共性问题，实现了污泥高浓度进料，有机物转化率大于 60%等；沼气/填埋气变压吸附提纯技术，解决了沼气/填埋气品位低，资源利用效率差的共性问题，生物燃气纯度大于 97%，甲烷回收率大于 95%；生物质废物绝氧热解气化技术，解决了热解合成气热值低，燃气品味差的共性问题，合成气热值大于 10000 千焦/立方米等。

尽管技术在快速推进，但李秀金认为，我国在生物燃气技术方面，还不成体系，“知道技术，但不掌握技术，缺乏长期深入研究和核心技术；知道装备，但造不出同样质量的装备，工艺和装备不配套，制造质量差。”因此，他强调，我国应注重技术和装备的创新，使得装备标准化、系列化、成套化，而不仅是单个技术和单台设备。

“为快速推进城市生物质燃气产业的发展，在科技部和北京市科委等多方的支持和帮助下，清华大学牵头成立的城市生物质燃气产业技术创新战略联盟”。王伟说，联盟以“联合、孵化、沟通、服务”为宗旨，在引导产业发展方向、整合科技创新资源、推动生物质燃气产业链形成、整合培育产业骨干队、服务于政府科学决策等方面发挥十分重要的作用。

升值空间巨大但补贴还未到位

胡永东对生物燃气成本做了个计算，即从企业购买沼气大约 0.6 元/立方米，清洗费用 1.2 元/立方米。目前压缩气体出厂为 2.5—2.7 元/立方米。管道公司收购后管道燃气为 5 元/立方米。车用气为 5 元/立方米。毛利润大约 2 元/立方米。1 万立方米/日的加气站建设成本 3500 万元左右。大约 5—7 年收回成本。

李秀金说，据 2013 年 9 月统计，那时全国 32 个城市平均车用天然气价格已达 4.28 元/立方米，未来还会大幅提高。因此，高品位的“沼气”想高品位的“生物天然气”方向发展，市场巨大，升值空间也很大。

沼气是生物燃气的极为重要的部分。从 2003 年—2014 年，我国已投入上千亿元支持沼气发展，其中中央投资 364 亿元。

农业部农业生态与资源保护总站处长、中国沼气学会秘书长李景明说，2015 年我国国家沼气项目转型升级，投资 20 亿元，优先支持生物天然气为重点的超大型工程。但原料和终端市场不可控。“原料的收储运体系尚未完善，造成收集、运输和储存成本较高；原料价格的交易价格不可控，坐地涨价现象极为普遍，导致不少企业亏损倒闭；部分地区的业主对有机废弃物的收益不感兴趣，依然随地焚烧和排放。沼气生产和运行的成本还比较高，许多用户还难以接受；沼气工程提供的燃气的稳定性和适用性尚有待进一步提高，用户持观望态度；财政补贴政策既不明确也不持久，使企业和投资者看不到赢利点。”

因此，李景明建议，应以终端市场为突破口，用价格杠杆和普惠制度形式推动沼气行业的持续健康发展；制定标准，建立沼气工程远程在线管理信息平台；建立工程运行和企业信誉评价机制；政府不应用政府行为左右市场，也不应完全撒手不作为，政策应长期有效等。

“从国际上看，德国、瑞典等沼气发达国家对沼气的扶持主要体现在后端的商品化利用，如沼气发电、燃气入网、沼气提纯、热能回收等。”李秀金说，目前我国只对农村沼气工程前端的建设有补贴，而对沼气发电、沼气提纯、沼肥利用没有补贴，没有形成促进沼气产业发展盈利或效益拉动机制。

据介绍，瑞典的生物天然气价格持续升高，已与汽油的价格相匹配，即气价是油价的 0.9，并可实现完全的市场化。

“未来的补贴应从前端的建设补贴向后端补贴，即气价补贴方向发展。”李秀金说。

胡永东说，还需进行价格改革，形成合理的项目回报机制；进一步开放市场，推动政府采购服务等环保市场的形成，提高污染治理、资源循环利用等效率。（文·本报记者 李 禾）

科技日报 2015-05-13

陕西大棚用上秸秆生物反应堆技术

“反应堆，是个宝，省了化肥和农药；坐果多，上市早，绿色环保效益高，大家都说技术好！”这个关于秸秆生物反应堆的顺口溜，眼下在子长县很流行。日前，记者在杨家园则现代农业园区蔬菜大棚里，初次见到“秸秆反应堆”，就被它深深地吸引。

“挖 30 厘米深、1 米宽的地沟，铺两层秸秆，中间洒一层菌种，培土、浇水，打一些透气眼。这就是‘反应堆’了。上面再种菜，效果就不一样了。”园区农民技术员郭杰介绍说，秸秆反应堆，听起来挺吓人的，其实，就是把以前焚烧掉的玉米秸秆，通过发酵使它们转化成蔬菜、瓜果所需要的二氧化碳。同时，发酵过程中还能为土壤提供大量的热量，使地温保持四季平衡。使用这项技术，用秸秆代替大部分化肥，不仅改良土壤，还能使大棚瓜果菜产量提高，品质改善。

据悉，大棚秸秆反应堆技术，目前是全国推广的一项低投入高产优质蔬果的新技术。该技术利用玉米秸秆做原料，在菌种作用下分解发酵，产生二氧化碳和有机酸类物质，并释放热量，达到增强光合作用的目的；秸秆发酵过程中产生的热量可以使棚温温度升高 3 至 5℃；秸秆发酵分解产生的废渣，可作为有机肥料，起到提高蔬菜免疫力和防止病虫害的作用。

技术实用不？效益好不好？最终还是农民说了算。管理大棚的农户卢海生给记者算了一笔账：“以前棚内温度不够，蔬菜上市晚，卖不上好价钱，用上反应堆技术，温度上来了，产量也提高了，还能提前上市 10 来天抢占市场，价格也比原来每斤多卖出 2-3 块钱，还省出了不少水肥钱……”

郭杰说，秸秆生物反应堆技术，易学易懂，操作简单。目前，杨家园则现代农业示范园正在积累使用秸秆生物反应堆技术经验，待成熟后便在全县推广，引领群众科技致富。

陕西日报 2015-05-13

太阳能

2015 年全球光伏市场需求预测

4 月 27 日，国际咨询机构 IHS 发布全球光伏产业最新预测，内容包括对全球光伏需求、光伏逆变器、储能和光伏组件供应的预测。IHS 预测，2015 年全球光伏需求将比 2014 年增长 30%，达到 57 吉瓦，是 7 年前光伏产业规模的 10 倍之多。

中国市场或面临供需平衡风险

“2015 年，中国将连续第三年成为全球最大的光伏装机市场和推动全球光伏需求增长的核心市场。” IHS 光伏高级研究总监 Ash Sharma 说。其他光伏需求增长迅猛的市场还包括日本、美国、英国和印度。

Ash Sharma 还表示，虽然中国将成为全球最大的光伏需求市场，但同时也面临最大的光伏产业供需平衡风险。如果中国能够在 2015 年完成超过 17 吉瓦的光伏装机，那么将为中国的光伏公司营造更健康的运营环境，回归更合理的利润空间。

光伏逆变器产量将增至 70 吉瓦

IHS 预测显示，光伏逆变器市场未来有望恢复增长。

IHS 光伏逆变器和系统平衡高级分析师 Cormac Gilligan 表示，光伏逆变器的销售收入将从 2014 年的 66 亿美元增长至 2018 年的 75 亿美元，增长率将超过 10%。

“随着中国、日本和其他新兴市场对光伏需求的不断增长，预计 2018 年全球光伏逆变器生产(按交流并网端计算)将增至 70 吉瓦左右。但是，价格压力会依然存在，根据预测，全球逆变器平均价

格每年将降低 9%，2013 年是 0.17 美元/瓦，到 2018 年将降低至 0.11 美元/瓦。” Cormac Gilligan 说。

到 2018 年，36 千瓦以下的三相低功率逆变器将贡献全球逆变器市场总体销售额的 34%。Cormac Gilligan 说：“低功率逆变器在全球商业领域和公共事业领域越来越受欢迎，尤其是在中国、美国及其他核心市场更是如此。”

可再生能源将拉动储能需求

据了解，带储能系统的新增光伏系统数量将增长迅猛。在国家的政策稳定并且电池价格不断下降的背景下，IHS 乐观预测，2018 年新安装的储能系统的容量将达到 3.6 吉瓦，是 2014 年 231 兆瓦储能系统的 15 倍。

“电力需求与可再生能源需求的不断增长将带动储能需求的增长。” IHS 储能与光伏需求高级分析师 Isabella Ni 说。

目前，储能系统大规模发展面临的障碍是电池价格居高不下，但是未来储能系统的成本有望显著下降，预计在未来三年内锂离子电池的价格将下降 40%。

“锂离子电池技术是当下的主流技术，将占到并网光伏储能市场的大部分市场份额。” Isabella Ni 说。

晶硅光伏组件价格下降缓慢

2015 年全球晶硅光伏组件的产能将大大提高，预计将达到 76.6 吉瓦。同时，由于下游的需求增强，产能利用率也将提高。IHS 预测，2015 年晶硅光伏组件的开工率将提高至 72%。

IHS 还预测，相较于 2013 年和 2014 年分别降低的 13% 和 11%，2015 年晶硅光伏组件的全球平均价格将小幅下降 5%。

“下游装机需求攀升以及厂商开工率提高，将阻止 2015 年光伏组件的价格持续下跌。” IHS 光伏供应链高级分析师 Jessica Jin 说。

中国能源报 2015-05-06

浙江最大“渔光互补”光伏发电项目缘何落户桐乡

浙江省桐乡市洲泉镇的党政干部最近一直忙碌着，因为日前洲泉镇与中国电建集团华东勘测设计院正式签约，洲泉镇引进了浙江省最大的“渔光互补”光伏发电项目。

为什么“渔光互补”光伏发电项目要放在桐乡市洲泉镇？“由于光伏发电的电量难以储存，需要即产即用以减少传输过程中带来的损耗。洲泉无疑是个绝佳的合作伙伴。”谈及选择洲泉开展光伏项目的初衷，中电建(桐乡)光伏发电有限公司常务副总经理陈勇说。

据了解，洲泉镇是桐乡、嘉兴乃至浙北的工业重镇，2014 年洲泉镇实现规上工业总产值 448.2 亿元，工业总产值占了桐乡市的三分之一，去年该镇的财政总收入达 6.05 亿元。

洲泉镇党委书记盛月良告诉中国经济时报记者，接近 50 万平方米的厂房屋顶以及 4000 亩以上的相对集中连片的鱼塘资源，为洲泉进行分布式光伏发电提供了基础条件。洲泉将利用这一优势，用绿色能源取代传统能源，打造“光伏大镇、低碳小城”。

陈勇认为，光伏发电作为一种清洁、绿色能源，是经济发达的东部地区未来能源的重要选择之一。但是东部地区人口稠密、土地资源稀缺，大规模建设大型光伏电站是很难的。而屋顶分布式光伏发电和“渔光互补”模式则破解了这一难题，特别是“渔光互补”模式，水上发电，水下养殖，在不占用额外土地资源的同时，还能催生休闲旅游观光业，可谓一举多得。

中国经济时报 2015-05-08

贵州省首座光伏电站并网发电 新能源发展“风光”无限



12万块太阳能电池板在阳光下熠熠生辉,与四周山头的数十座风机构成高原“风光”无限的壮丽景色。(刘坤伦/摄)

5月9日,海拔2879.6米的威宁彝族回族苗族自治县平箐梁子天高云淡,金色阳光洒在沿坡而建的排排蔚蓝色太阳能电池板上,发出耀眼光芒……

13时58分,随着控制器、逆变器启动工作,一块块太阳能电池板源源不断地吸收阳光并转化为电能,通过7公里长的输电光纤“流”向山腰的岔河变电站进入电网,素有“天无三日晴”之称的贵州发出第一度光伏电能。

“成功啦!”亲眼见证这一重要时刻的建设者们欢呼雀跃,高兴地点燃鞭炮,大山之巅一片沸腾。

中电投威宁30兆瓦平箐光伏发电项目并网发电,标志着继水、火、风之后,太阳能正式成为贵州电力阵营的一员“新兵”。

5月7日,记者前往距威宁县城130公里的平箐光伏电站采访。站在贵州第二高峰的平箐梁子,12.672万块太阳能电池板顺着山坡连绵起伏,与屹立在四周山头的数十座庞大风机构成一幅高原新能源“风光”无限的壮丽画卷。

在我国太阳能资源开发版图上,贵州属于第三类地区,威宁及六盘水和兴义部分地区是省内太阳能开发潜力最大的区域。2014年11月28日,全球光伏发电规模最大的企业——中电投集团在威宁开工建设平箐光伏电站。为了确保贵州第一个光伏项目优质高效建成,建设者们在1000多米海拔落差、绵延400多公里的崇山峻岭间攻坚克难,历时五个多月实现如期投产发电。

根据规划,平箐光伏项目装机容量30兆瓦,一期工程完成投资2.8亿元,建成投产后,每年拟平均发电约3556万千瓦时,可满足威宁县10万余户家庭生活用电。

中电投金元集团威宁能源发展有限公司副总经理邓刚告诉记者:“2014年贵州发电总量约1700亿千瓦时,虽然光伏发电量在全省电力结构中比例微小,但该项目的成功实施对于优化贵州能源结构、促进节能减排、改善生态环境等方面都具有十分重要的示范效应。”

邓刚表示,二期130兆瓦项目将加快启动实施,企业还将积极探索把分布式光伏发电模式推广到省内日照充足的工业小区、居民小区及水电站、水利设施等。(范朝权 干江东)

新华网 2015-05-12

中国电建签订摩洛哥努奥太阳能聚热电站 EPC 项目

当地时间5月8日,中国电建集团签订摩洛哥努奥二期和三期太阳能聚热发电独立电站项目 EPC 合同,标志着中国电建在北非地区建筑市场以及太阳能光热发电领域实现新的重大突破。

该项目位于摩洛哥东南部瓦尔扎扎特市努奥太阳能发电园区,其中二期装机容量为200兆瓦,采用抛物线槽式太阳能聚热发电技术;三期装机150兆瓦,采用塔式太阳能聚热发电技术,是目前世界上规划规模最大的塔式太阳能聚热电站项目。加上正在建设的一期160兆瓦项目,这个太阳能

发电园将成为世界最大规模的太阳能聚热电站项目。

这项总投资为20亿美元的独立电站项目由摩洛哥太阳能管理局、沙特水电公司和西班牙 SENER 公司共同出资建设，由中国电建集团与西班牙 SENER 公司联合体 EPC 总承包。其中，中国电建集团、山东电建三公司作为联合体的责任方，负责土建施工、常规岛供货、储热系统以及外围系统的设备供货和安装。西班牙 SENER 公司负责太阳能岛部分的设计、供货和安装。SENER 公司作为太阳能聚热技术的领导者，有很强的技术研发能力，具有塔式和抛物线槽式两种核心专利技术，在太阳能储热领域处于领先水平，目前已经成功投产 22 个太阳能聚热发电项目。

据悉，太阳能聚热发电是通过光-热-功的转化过程实现发电的一种太阳能发电技术。作为世界上最先进的太阳能技术，从上世纪七十年代美国开始研发。截至目前，美国、西班牙、意大利、瑞士、以色列等国家都有成功投产的太阳能聚热发电站项目。中东北非以及中国等世界上很多太阳能资源丰富的国家都已经规划或者正在招标太阳能聚热发电太阳能项目。相比光伏电站，太阳能聚热发电通过热储存系统，可以提供稳定的电力输出，更有利于电力系统的稳定和调节。

该项目的签订，为中国电建进一步扩大在中东、北非地区的业务发展奠定了坚实基础，也为掌握太阳能聚热发电世界前沿技术、积累太阳能聚热发电项目业绩、拓展国内外太阳能聚热发电市场提供了契机。

国资委网站 2015-05-12

光伏发展需要第三方数据支撑

近日，一场看似盛大的光伏企业评选活动，却因数据存在造假的可能饱受行业和媒体诟病。权威、中立的数据缺失，甚至让不少获奖企业坦言：“数据的不准确，导致这一奖项的含金量很低。”

数据监管不力领奖乱象丛生

在国家大力发展清洁能源的大环境下，国内光伏发展日趋完善且理性，诸多曾困扰行业发展的正在逐渐得以化解，而国家权威数据平台的缺失和更新速度的迟缓，与高速发展的光伏已极不协调。当前，光伏行业难改数据采集方式的简单粗犷，始终陷于“自说自话”的状态。这一现实，掩盖了光伏行业发展真实数据的同时，也增加了国家制定光伏战略的难度，这从不少政府报告均可看出一二，不少政府所需参考信息多数引自国外权威机构的数据。

“评选与颁奖”本是最聚集人气的活动，根据各项数据设置出不同奖项也成为颁奖时的最佳理由。部分企业为满足自身投融资所需，对各种奖项趋之若鹜，甚至不惜通过重金购买奖项。这种现象同样出现在当前的光伏行业。在经久不衰的各项评选活动中，缺少具有话语权的评选机构提供的统计数据，活动数据多由参选企业自行提供，也就不难理解申报数据不能充分保证公正且客观。奖项存在较大水分，“出钱拿奖”、甚至为企业数据定制的奖项在光伏行业都屡见不鲜，不仅降低了获奖企业的水准，也导致了良莠不齐的企业间的恶性竞争。

第三方可信数据促光伏繁荣理性

数据缺失非一朝一夕之事，建立大数据也非常容易之举，但“互联网+”热潮的兴起，为数据采集打开新的途径，也为能源互联网大数据分析平台的建立提供了新的可能。

国内以远景能源为代表的一批能源企业正在迅速搭建起能源互联网的大数据平台，在风电领域已经排名前三的远景能源，在光伏领域选择了完全脱离制造业，专心打造权威的国内第三方数据平台的道路，规避了“既是裁判又是运动员”所带来的各种弊病。

如今这一模式已获得行业的广泛认可，远景推出的阿波罗光伏 TM 云平台实现了全方位的数据采集，并为缺失的光伏行业数据提供了及时的补充。阿波罗光伏 TM 云平台不仅从逆变器中获取数据，还可以从气象站、汇流箱、直流柜、电表，甚至直接从组串、组件上采集数据，进而形成一套具备多样性的数据，比单一数据更加可靠，有效支持后续的大数据分析挖掘和价值创造。从光伏电站规划与设计、建设与验收、运维与资产管理到资产评估与交易的全生命期数据平台。为投资人提供风险管控服务，为每个电站进行全生命周期的资产风险评估和风险评级，综合评测电站整体性能，

从而判断电站的交易可能和潜在交易价值，真正解决行业痛点。

凭借具备第三方、独立、客观公正等特征的阿波罗光伏 TM 云平台，远景能源今年拿下年度“互联网光伏平台创新企业”大奖的同时，也获得了国内光伏企业、国外认证机构的支持。国内主要光伏企业晶澳、中天纷纷携手远景阿波罗光伏 TM 云平台，其中，自一月份开始，远景阿波罗光伏 TM 云平台已为中天光伏提供了超过 20 个分布式电站的集中监控。而远景能源与国际权威数据机构 TuV 南德的合作，让国内的光伏数据一步迈上与国际接轨的台阶。具备第三方、独立、客观公正等特征的阿波罗光伏 TM 云平台，将以其强大的线上大数据平台，结合 TuV 南德强大的线下测试、评估能力，为光伏电站的监控、资产管理、运维、投资分析等提供更有效的增值服务。记者了解到，远景能源与 TuV 南德计划下半年，将共同发布第三方的组件、逆变器和电站绩效的对标数据，共同为国内光伏行业理性发展保驾护航。

钟银燕 中国能源报 2015-05-14

“双玻组件”热潮席卷光伏业

“双玻组件”具有的可透光、全天候应用等诸多特点，恰好切中了光伏应用正朝分布式方向发展，以及业主们愈发重视电站品质的行业要害。历经了跌宕起伏的中国光伏，哪怕形势大好，也再不敢有丝毫懈怠，如今，他们正敏锐地跟随着变幻莫测的市场风向。

正如在 4 月底于上海闭幕的国际光伏展（SNEC）上，人们不难发现，一种被统称为“双玻组件”的产品，被许多企业摆放在了自家展台最显眼的位置。

其实，“双玻组件”并不能提高光伏电池最重要的参数之一——光电转化率，而其之所以仍备受市场器重，主要源于“双玻组件”具有可透光、全天候（抗风沙，无惧水汽、氨气等）应用，以及寿命长、无法“返工”以次充好等诸多特点。而这恰好切中了光伏应用正朝分布式方向发展，以及业主们愈发重视电站品质的行业要害。

双玻组件成“新宠”？

就在不久前（4 月 28 日），一场罕见的强冰雹突袭了江苏省常州市。据说，在遭遇了“鸡蛋”大小的冰雹洗礼后，不管是智能温室玻璃，还是汽车玻璃都出现了不同程度的损坏，而唯独毫发未伤的，竟然是天合光能国家重点实验室户外测试场上，以“双玻组件”建成的光伏发电站。

如今，这个故事已被传为佳话，更成了“双玻组件”厂商兜售产品时绝不肯遗漏的“广告词”。

《证券日报》记者拜访的几位行业专家介绍，相对传统组件，所谓“双玻组件”，基本上就是把背板用玻璃来代替。而当前，“双玻组件”的优势的确非常突出，即更符合市场潮流。

一位不愿具名的专家向记者介绍，“未来组件的发展趋势之一是‘高可靠性’。传统的背板可能存在着老化、脱层或者是沙尘、冰雹磨损问题，因为传统的组件是有边框的，边框的腐蚀问题。而现在业内耳熟能详的 PID 的失效，蜗牛纹的失效，EVA 黄变，还有一些积雪积灰的问题，这些会影响你整个的投资收益。相对于此，采用玻璃作为背板的双玻组件，可能是一个很好的解决方案”。

“首先，相较普通组件，双玻组件在全生命周期的发电要远好于普通组件，从而获得了更高的发电量。而目前，绝大多数企业给予‘双玻组件’质保期是 30 年，普通组件则为 25 年。根据测算，双玻组件全生命周期内，总发电量较普通组件高出 21%。此外，双玻组件有更低的碳足迹，更加易于回收（相对于传统背板中的氟）。”

良品率等难题困扰产业化

但事实上，接受《证券日报》记者采访的天合光能助理副总裁董曙光，给予双玻组件的定位是“老概念，新产品”。

据他介绍，“早在五六年前，‘双玻组件’就已时常见诸报端。彼时，人们寄望‘双玻组件’可以成为组件综合发电量更高、寿命更长的解决方案。但之所以其至今才受到市场追捧，则由于在真正的产业化上，遇到了很多的难题”。

董曙光透露，至今很多厂商也没有攻克诸如大规模生产双玻组件必将面临的良品率等难题。“不

过，在这点上，天合能够做到 99%。”

与此同时，他以天合生产的双玻 DUOMAX 组件为例介绍，“双玻组件具有优良的抗 PID 性能；卓越的抗盐雾、酸碱和沙尘的耐候性能；双层玻璃的设计，可以有效地保护电池片，防止电池片隐裂；无金属边框，免接地，安装更快捷，节省人力成本，有效降低 LCOE（度电成本）；减少边缘积灰，降低日常维护保养成本；且它是全天候作战的组件，适合各种环境”。

此外，天合的一项实验数据显示：分别选取传统的边框组件和双玻组件作为实验对象，传统组件只需抵挡 25mm 直径冰雹在 23m/s 速度下的冲击，而双玻组件则需抵挡 35mm 直径冰雹在 23m/s 速度下的冲击，两款组件受到的冲击点为 11 个（10 个固定，1 个随机）。冲击过程结束之后，再对组件进行外观检查、隐裂测试和功率测试，结果表明，在更为严苛的实验条件下，天合的双玻组件在形变、隐裂和功率方面都明显优于普通实验条件下的传统边框组件。据了解，天合后续将会对双玻组件进行 45mm 直径冰雹在 23m/s 速度下的冲击实验。（记者 于南）

证券日报 2015-05-14

汉能用薄膜发电技术打造移动能源产业

汉能作为创新型能源企业，用顶尖薄膜发电技术助推中国太阳能光伏产业升级，打造移动能源产业，培育我国新的经济增长级。

顶尖技术助推产业升级

改革开放 30 多年来，劳动力和资源环境的低成本是中国经济快速发展的主要驱动因素。随着中国的国际比较优势的逐渐消失，劳动力成本上升、资源环境承载力下降，传统的发展模式已经难以为继。

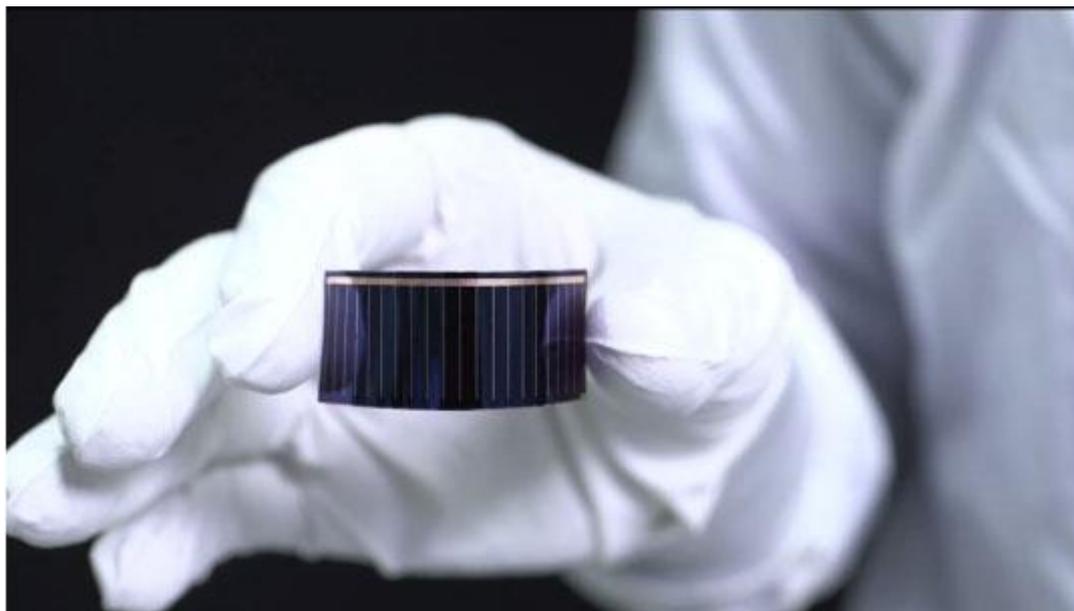
例如在太阳能光伏产业，长期以来，我国光伏产业面临着核心竞争力不足的问题，尽管目前我国光伏电池产量约占世界总产量的 60%，但先进技术、关键材料和高端装备仍然依靠进口，尤其是高端成套装备进口推高成本，“绑架”技术创新。汉能作为创新型能源企业，用顶尖薄膜发电技术助推中国太阳能光伏产业升级，打造移动能源产业，培育我国新的经济增长级。



汉能掌握世界领先的薄膜发电技术

汉能控股集团主席李河君表示，汉能正通过全球顶尖的薄膜发电技术推动光伏产业升级，助力中国领先一把。薄膜电池，特别是铜铟镓硒电池、砷化镓具有更好的弱光发电性、高温发电性(温度提高时，电池效能下降较小)，所以在实际发电量上，薄膜电池的优势更为突出，此外，薄膜电池因其质量轻、颜色可调、形状可塑等特点，可以广泛应用于电子产品、可穿戴装备、汽车等民用太阳能领域。

汉能在过去两年接连将世界领先的薄膜太阳能企业德国 Solibro，美国 MiaSolé，Global Solar Energy 和 Alta Devices 收入麾下，目前汉能的薄膜发电技术达到国际领先水平，其中铜铟镓硒电池获得美国国家可再生能源实验室(NREL)认证的最高转化率达到 20.5%。砷化镓电池最高转化率达到 30.8%，这也是薄膜太阳能电池技术转化率最高的世界纪录，这使汉能成为世界太阳能光伏领域无可撼动的技术翘楚。



移动能源，能源将无处不在

汉能全球顶尖的薄膜发电技术不仅代表着光伏技术的进步，更是一场不亚于互联网的，人类一场不亚于互联网的、终极的人类能源利用的革命，它将彻底颠覆了人类传统利用能源的方式，从而使人类工业化流程再造。薄膜发电技术首先将带来电力应用和输送方式的创新。中国现在大力发展分布式发电，薄膜发电技术把太阳能发电产品集成到建筑物上，让其在靠近用电需求的地方发电，并且实现千万家屋顶互连。目前使用的集中供电系统依赖于大型火力发电厂，在数百公里甚至数千公里的电力输送中存在浪费和低效的问题。而新的智能电网则大为不同，它能帮助消除污染，削减成本，增强可靠性。

除了让分布式电网成为可能，薄膜发电技术应用的新形式还引领了移动能源的发展，使消费者不管走到哪里都可以把电源带在身边。移动能源是以可移动的分布式发电技术为基础，通过储能、控制、信息通信等技术的有机结合，实现能源的可移动、全天候、高效率供应。移动能源是能源利用方式的一场革命，就是用薄膜发电随时随地提供能源，实现能源的无处不在。移动能源将彻底颠覆人类利用能源的方式。

互联网的普及使便携式电子设备成为人们生活中必不可少的部分；同时，传统化石能源储量的不断减少以及环境压力的不断增大，电动汽车产业必将得到长足发展的机会，随之而来的是人们对移动能源供给的巨大需求。以可移动、智能化、网络化为特征的太阳能薄膜发电技术将为移动能源时代提供最佳解决方案，并带动新能源、新能源汽车、新材料、高端装备制造、节能环保等战略新兴产业的发展，形成“新常态”下中国经济新的增长极。

新浪财经 2015-05-15

聚光光伏日渐凸显的竞争优势

在光伏发电的各种技术中,已经走过了近 30 年发展历程的聚光光伏(concentrated PV, 简称 CPV)技术, 目前看来, 仍然是一个较不起眼的技术路线。

聚光光伏技术发展的标志性事件, 是 1976 年美国 Sandia 国家实验室制作了第一架聚光光伏发电设备原型机。

从一开始, 人们对聚光光伏技术感兴趣的主要原因, 是其具有降低成本的巨大潜力。但具有讽刺意味的是, 在走向市场化的过程中, 聚光光伏却因相对高昂的成本, 一直为批评者所诟病。

随着平板晶硅光伏系统成本的一路下降, 也由于聚光光伏自身存在的一些问题, 截至 2014 年, 曾经一度火热的聚光光伏公司, 几乎已全军覆没。

那么, 聚光光伏技术还有前途吗?

什么是聚光光伏

与其他光伏发电技术路线一样, 聚光光伏也是通过光电转换材料的光伏效应实现发电。其所使用光电转换材料, 可以是晶硅材料, 也可以是其他光电材料。这一技术的要点在于, 利用光学聚焦装置把太阳光集中到一小片光电材料上, 以此节省昂贵的半导体材料, 达到同样的阳光利用效率。与一般直觉认识所不同的是, 聚光技术仅仅是增大了光的能量密度, 并不意味着能量的放大。

这样一样, 聚光光伏就出现了一些与一般光伏不太一样的情况。

首先, 因为光学系统一般只能对直射光或者平行光进行聚焦, 尽管太阳光照射到地球时可以认为是平行光, 但到达地面的阳光, 却有一部分是经过散射、反射或者漫反射到达的, 这部分阳光就无法为聚光系统所利用。通常情况下, 直射阳光成分占总辐射的 85% (因不同地区而异)。

其次, 因为要保持聚光系统正对着太阳, 跟踪系统就成为聚光光伏必不可少的重要部件。传统上, 光伏发电设备不带转动部件一度被认为是光伏发电的一大亮点, 但随着跟踪系统技术的进步和成本下降, 更最重要的是可靠的增加, 因此其他光伏技术带跟踪器的方案也慢慢的被行业接受。

再者, 在使用的光电材料上, 早期的聚光光伏仍然使用晶硅材料, 但随着其他更高光电转换效率材料的发展和聚光比的提高, III-V 族砷化镓系列的半导体多结材料慢慢成为聚光光伏使用的主流材料, 而晶硅材料在聚光比提高以后无法承受高密度的光照, 仅停留在低倍聚光上应用。因此, 聚光光伏又分为低倍聚光(LCPV)和高倍聚光(HCPV)。本文后面谈到的聚光光伏, 特指高倍聚光。

作为光电转换材料, III-V 族砷化镓材料因其优异的热学、光学特性, 以及抗太空辐射和重量轻(砷化镓本身就是薄膜材料), 因此首先在卫星上得到了应用。卫星上为设备供电的光伏板已经由硅太阳能电池板替换成更轻便、光电转换效率更高的砷化镓电池板。值得一提的是, 砷化镓是一种重要的半导体材料, 在微电子等领域有极其重要的应用。西方国家长期对我国进行技术封锁, 包括限制材料生长设备的进口。

因为砷化镓材料相对硅材料而言比较昂贵, 因此, 砷化镓系列材料应用于聚光光伏以后, 聚光比必须要设计得很高, 以平衡材料的成本。现在主流的高倍聚光系统一般在 500~1000 倍甚至更高。

但是, 更高的聚光比又带来新的问题。聚光比提高以后, 光能量密度更高, 芯片的电流密度增大, 散热问题显得更加突出。同时, 更高的聚光比对跟踪系统的精度提出了更高的要求, 现在一般要求跟踪精度在 0.5 度以内, 由此跟踪器的长期稳定性和可靠性又成了新的课题。所有这些问题, 都加剧了聚光光伏的成本压力。

顺便提一下, 也正因为砷化镓材料首先是在空间上得到应用, 因此高倍聚光有时也被称为是太空技术的地面应用。这也解释了早期进入高倍聚光光伏领域的是些什么机构, 比如波音公司的光谱实验室、美国 Emcore 公司等, 他们是为美国太空计划提供空间电源的单位, 国内的上海 811 所、天津 18 所, 甚至德国的 Azur 也是一样的性质。

日渐凸显的竞争优势

事情总是具有奇妙的两面性。砷化镓带来聚光光伏系统成本提高的同时, 也带来了光电转换效率提升的新希望。

根据文献报道，聚光光伏电池的效率每年提升大约为 0.9%。2014 年，多结半导体（基于砷化镓材料系列）电池的转换效率已经达到了 46%，其组件效率也到达了 36.7%。这还远远未达到其理论上的光电转换效率上限（~70%）。

而与此同时，现在的硅基光伏却已经非常接近实验室和理论转换效率了（28%）。

从成本上来说，由于高倍聚光系统设计普遍采用高聚光比的缘故，砷化镓材料在整个聚光系统中的成本比例仅为 10% 左右。而近几年来，聚光光伏系统的成本下降十分显著，这包括电池接收器封装、模组组装、跟踪器、光学系统等几个核心部件。

由于砷化镓材料在民用市场特别是 LED（发光二极管）中的广泛应用，大大带动了其成本的下行。跟踪器也逐渐在平板光伏系统中得到更多应用，其可靠性开始得到认可。光学系统上高倍聚光的主流是采用菲涅耳平板透镜的设计，大多采用廉价的 PMMA 材料。

因为高倍聚光的市场还不大，价格信息不透明。但是乐观的估计表明，现在整体设备价格应该非常接近于平板硅基太阳能电池。加上同等装机容量的聚光光伏系统比固定安装式平板系统多 40% 以上的发电量（不是转换效率高，是因为带跟踪系统），在阳光充沛地区，其平准化电力成本（LCOE 或度电成本）已经和普通固定式平板光伏在一个水平了。

影响市场扩大的因素

首先，是应用区域的限制。前文提到，因为聚光光伏的技术特点，只有直射阳光能被利用，在阳光充沛、直射阳光成分高的地方，聚光光伏才能体现出优势。

一般认为，在直射阳光要达到 2000kWh/m²/a 的地方，使用高倍聚光的度电成本才可以与平板光伏比拟。在国内，目前适合聚光光伏的区域只能优先考虑西藏和西北的一类阳光资源地域。

其次，聚光光伏要形成一定的产能，才能有效的降低系统设备成本。

再者，聚光光伏的设计各个厂家都不一样，难以形成外观、技术规格上的统一标准，这也影响了其市场推广。不过，现在采用多结半导体芯片、菲涅耳透镜点聚焦、被动散热、双轴高精度跟踪器等，已经形成高倍聚光光伏的主流设计。

目前，看起来似乎是多晶硅、单晶硅光伏产品占据了绝大部分的光伏市场，但是必须认识到，光伏本质上还是一种处于不断进步中的技术。除了硅基材料以外，还有 CIGS、CdTe、GaAs、钙钛矿甚至有机太阳能材料，等等。美国第一太阳能公司凭借 CdTe 薄膜组件甚至一度成为全世界出货量最大的光伏组件公司。另外，不同的太阳能技术路线，也有其适合的应用市场，在大型荒漠地面电站，聚光光伏就比平板太阳能有优势。

在谈论聚光光伏的时候，人们经常使用平准化电力成本（LCOE）一词，有时候则是用度电成本。

这表明了聚光光伏一开始就是冲着平价上网的目标而来的。而聚光光伏产品生产过程的低能耗也常常被提起，其能源回收期在 6 个月左右，这也低于一般多晶硅产品两年左右的能源回收期。

聚光光伏在其发展的近 30 年间，出现了大小几十家公司，包括一些集团公司下的子公司和上市公司下的事业部，但一直没有出现过一家独立的上市公司。

由于晶硅光伏产品成本一路下降，截至 2014 年为止，聚光光伏公司几乎全军覆没，其市场化进程遭到严重挫折。

未来能否脱颖而出

对于处于小众市场地位的聚光光伏，还有机会脱颖而出吗？

与其他光伏技术不同，聚光光伏基本上是一个系统集成光伏设备。从材料到接收器部件，各个厂家之间差异并不大。一旦跟光学系统合在一起，不同的光学设计理念、不同的聚光比以及不同的散热方案，导致最后形成的模组结构五花八门，甚至各个厂家的规格、尺寸都很难一致。最后，结合到大大小小不同的跟踪器，则加剧了聚光光伏产品的差异化表现。

因此，既然是一个系统集成的产品，一开始就要考虑跟踪器的精度对光学系统设计的影响、散热对聚光比设计的影响，等等。一个聚光光伏公司，如果不具备强大的系统设计和供应商整合能力，是很难推出好的聚光光伏产品的。

其次，从行业的成熟度来看，高倍聚光在国内已经基本形成完整的产业链。多结半导体芯片、接收器封装、光学菲涅耳透镜、模组组装、跟踪器，甚至光学系统中的二次光学部件，在国内都可以很容易找到供应商。国内最近这几年通过慷慨的光伏补贴政策，终端应用市场也日趋成熟和壮大，聚光光伏并没有其他光伏技术长期存在的“两头在外”的问题。

不过，聚光光伏还需要有效的和执行到位的政策支持。发展聚光光伏技术，不仅仅是因为发电，它带动的是一个非常高端的制造业体系。

砷化镓被认为是硅材料以后的下一代半导体材料，对我国微电子行业的发展非常重要。光学菲涅耳透镜的设计和生產，将提高我们在高端光学材料的应用和普及水平。跟踪器的技术含量，也远非一般的光伏固定支架可以比拟。

一个聚光光伏设备包含了半导体材料、半导体封装、微电子、自动化控制、热管理、先进光学材料等多个学科和行业，因此，通过发展聚光光伏，把这些原本高端的技术普及到人人用得起来的光伏发电领域，将是一件非常有意义的事情。

举两个大家熟悉的例子，苹果手机和特斯拉汽车。在苹果公司决定研发手机的时候，基本上所有的部件已经有成熟的供应商了，苹果公司并没有研发具体哪一个部件，只是进行了最终产品的设计并通过强大的供应商控制能力，却重新定义了手机的使命。而在马斯克决定生产一款全电力动力汽车的时候，他也没有从头开始研发具体的部件，他甚至只是使用了笔记本电脑的电池，就让特斯拉汽车风靡全球。

聚光光伏技术的发展，是否会带来类似的情形出现呢？我们或可以拭目以待。希望有企业能有此魄力、相关部门有此远见，如此，则聚光光伏在未来的光伏发电应用市场上，必有一席之地。

《太阳能发电》 2015-05-15

高倍聚光光伏技术最新进展

高倍聚光技术的市场和产业在最近几年取得很大进展，以下是一些基本情况：

1. 累积的安装并网已经达到 330MWp。其中，超过 30MWp 的项目有：中国格尔木日芯公司的 60MWp 和 80MWp 项目，南非 soitec 公司 44MWp 的 Touwsrivier 项目，美国科罗拉多 Amonix 公司位于 Alamosa 的 30MWp 项目；

2. 已经证明的可靠性和现场数据超过 6 年；

3. 全世界产能 500MW/年；

4. 高倍聚光的研发和技术水平进展：已经认证的电池效率世界记录为 46%，已经确认的模组（组件）效率世界记录为 36.7%，均由德国 Fraunhofer ISE 实验室获得。100kW 以上项目统计分析表明，平均电站效率已经达到 74%-80%；

5. 自 2002 年以来，高倍聚光芯片的光电转换效率每年提高 0.9% 以上。

高倍聚光技术的特点

作为公共事业级的并网发电技术，高倍聚光已经进入了商业市场，这篇报告将就以下几个方面全面回顾高倍聚光技术的最新进展，包括市场、行业、研发和技术。

尽管这个行业在去年经历了一些发电项目投资上的困难以及一些关于这项技术在银行融资上的议论，但项目安装仍然在继续，在成本下降和技术进步方面看起来也还是乐观的。

高倍聚光的基本原理是利用相对廉价的聚光光学系统来替代昂贵但是高效率的 III-V 半导体芯片，使得它在发电度电成本上与光热技术和通常的平板（晶硅）系统具有竞争力，特别是在一些高辐射度的地区。高倍聚光特别适合于在阳光充足的地区（直射阳光 DNI > 2000 kWh/m²/a）建设大型发电项目，超过 90% 的高倍聚光发电（HCPV）系统采用高聚光比模组和双轴跟踪系统（统计至 2014 年 11 月）。

所谓高聚光比指的是聚光比在 300~1000 之间，采用 III-V 族半导体材料的多结芯片（如三结 GaInP/InGaAs/Ge）。低倍聚光（LCPV）系统的聚光比一般小于 100，通常使用高效的单晶硅芯片，

采用单轴跟踪系统或双轴跟踪系统，本文对此不作重点评述。

越来越多的高倍聚光系统采用的是高聚光比的模组，也就是使用高效的 III-V 半导体芯片，这种芯片的效率提升非常显著，直接导致了聚光系统整体的成本下降。在标准测试条件下，Fraunhofer ISE 实验室的模组效率已经达到了 36.7%，而大多数的商业模组已经超过了 30%。最近几年，得益于芯片和光学效率的提升，高倍聚光的 AC 系统效率也都达到了 25%-29% 之间。同时由于带跟踪系统的缘故，高倍聚光系统在电力需求高峰的下午时段能够保持可观的电力输出。

根据项目不同，高倍聚光的规模范围从 kW 到 MW 级都可以。由于一些跟踪系统的立柱并不怎么占地方，项目地还可以做其他（如农业）用途。

高倍聚光的另外一大优点是，不像普通的晶硅系统，其电力输出不太受环境温度影响，在气候炎热的地区比较有安装优势。

从生产制造环节来看，高倍聚光的初始设备投资相对于其他光伏技术（如晶硅）是比较低的，尽管存在不同的高倍聚光设计和生产工艺路线。美国可再生能源实验室（NREL）的详细分析指出，采用菲涅耳透镜和二次光学的技术路线，生产芯片和模组的设备投资为 \$0.56/Wp(DC)\$，其他设计形式还可能更低。大部分的高倍聚光系统生产厂家还把芯片和光学部分的生产外包，这样的话，其生产设备投资还要低得多。

一些分析报告还显示，自从进入光伏市场以来，高倍聚光系统的安装成本在持续下降。2013 年，Fraunhofer ISE 的一份报告发现，安装 10MWp 的高倍聚光项目，价格在 1.4 欧元到 2.2 欧元每瓦。价格变化是因为采用不同的技术路线和新的不同安装地点造成的差异，基于这些项目计算得到的平准化电力成本（LCOE）为 0.1 欧元/度到 0.15 欧元/度（对应的辐射度 DNI = 2000 kWh/m²/a）和 0.08 欧元/度到 0.12 欧元/度（对应的辐射度 DNI = 2500 kWh/m²/a）。高倍聚光的优缺点见表 1。

表 1 聚光光伏的优缺点

CPV 优势	CPV 缺点
在高辐射地区光电转换效率高	高倍聚光不能利用散射光，低倍聚光可以利用一部分散射光
低温度系数（受环境温度变化影响小）	跟踪精度和可靠性要求比较高
被动散热系统不需要冷却水	根据地区不同（气候和空气清洁度），有可能需要频繁清理模组的清洁
主动散热系统可以利用废热（冷却水）	市场有限，仅限于高辐射度地区，不容易安装于屋顶
适合从 kW 到 GW 的安装规模	其他发电技术对于成本下降的竞争
由于带跟踪，整天的发电输出平稳	融资难和技术认知度差
能量回收期短	新技术，缺乏生产和应用历史
土地双重使用（综合农业），环境保护好	光学损失
规模化以后成本下降空间大	缺乏技术标准（产品定制化）
当地生产的可能性	
更小的芯片尺寸避免了硅料的价格波动	
效率持续提升导致更好的土地利用，平衡系统成本下降	

高倍聚光的芯片、模组和系统已经研发了几十年，最早的聚光系统样机出现在上个世纪 60 年代，准确的说聚光光伏并不是一个新近才出现的光伏技术路线，但其真正进入市场是在 2000 年代中期。

跟晶硅技术相比，在大规模光伏并网发电应用市场上，高倍聚光还是个年轻的小角色（尽管其芯片技术在太空中已经是非常成熟的应用）。这暗示了聚光可靠性数据积累不足，也体现在价格和行业成熟度上，聚光光伏还未得到真正的重视。

这篇报告的目的也在于改变信息不对称，为市场和公众归纳和提供可靠性数据。报告的第一部分集中于市场和行业，希望投资者、政策制定者、行业同行以及希望扩展研究范围的研发人员与大众能从中受益；第二部分则集中在研发和技术方面，主要为行业和研发的利益相关方提供参考。

市场和产业链

自 2011 年以来，许多高倍聚光公司关闭、破产，从高倍聚光转向传统的光伏（晶硅），或者被巨头公司收购，一些公司仍保持对高倍聚光技术的追求，另一些则选择了放弃。

对于新技术、新市场，这种重组是再正常不过的商业行为。

一般认为，高倍聚光面临的挑战是平板光伏（晶硅）的价格竞争，而这个价格竞争来源于晶硅行业的大规模产能扩张导致的组件成本下降。一些高倍聚光公司认为，在阳光充沛（高 DNI）的地区，高倍聚光技术在平准化电力成本（LCOE）上对比平板光伏（晶硅）有竞争优势，但是在扩大产能这条路上确实不太好走。

高倍聚光的设计多样，但绝大多数采用基于菲涅耳透镜的透射点聚焦系统。为了降低成本和热管理要求，一些公司已经采用更小的芯片和更高的聚光比。几乎所有的高倍聚光（HCPV）公司都采用了 500 倍或 1000 倍的聚光比。尽管多数公司的技术路线趋于小型模组设计，一些标准的部件也能提供，但是人们还是继续使用他们的客制化部件。一些光学供应商对高倍聚光的前景仍有激情，也希望标准化的部件能有助于行业发展，可他们对是否存在稳定的高倍聚光市场还是有所担心。

最近的几个大的负面消息，动摇了这个行业的信心。2012 年，Amonix 公司——现在改为 Arzon Solar，关闭了美国拉斯维加斯的 150MW 工厂；2013 年，SolFocus 公司——一家提供反射式聚光系统的公司，陷于破产清算；今年早些时候（2014），Soitec 公司放弃了在美国加州的一个 150MW 项目，原因是开发商希望改为安装平板晶硅系统；澳大利亚的 Solar System 公司——现在叫 Silix，直接叫停了在澳大利亚的 100MW 安装计划；中国的一些主流高倍聚光公司，也选择了退出或转型，包括上市公司三安光电股份（日芯公司）。

现在还不清楚，这些事件对高倍聚光行业整体的影响有多大。

有意思的是，尽管高倍聚光模组的市场受到如此大的打击，一些生产应用于地面高倍聚光 III-V 芯片的厂家，却继续投入并改进他们的产品。

Soitec 公司也继续在南非、中国和美国的高倍聚光项目安装；值得一提的是，Sunpower 公司有一个在中国内蒙古安装 70MW 低倍聚光项目的计划。

另外，现在高倍聚光跟踪器的可靠性相比以前也大大提高了，价格也下来了不少。

聚光光伏只是最近几年才真正进入光伏市场，一个叫 CPV 共同体的组织，最近才开始收集电站数据。第一个 MW 级聚光电站在 2006 年安装于西班牙，从那时起，每年都有 MW 级的高倍聚光得到安装，有些甚至超过 20MW，其中的 90% 以上是高倍聚光（HCPV）带双轴跟踪系统。2008 年以前，大部分聚光光伏是采用晶硅芯片，但随后 III-V 半导体芯片开始成为聚光光伏系统的标配。低倍聚光（LCPV）仍然使用改进的或是高效的晶硅芯片。

现在市场上不仅有大型的高倍聚光地面电站，也有一些小型的项目。自从西班牙的第一个 1MW 的项目运行以后，世界各地陆陆续续开始修建了 MW 级别的聚光电站，分布在美国、中国、意大利、澳大利亚和南非。

与其他光伏技术相比，聚光光伏是一个非常小的市场。在 2011 年的时候，全世界还不到 100MW 的安装量，但 2014 年一年就安装了 70MW。一些 20MW 左右的项目，也正在安装或处于项目开发阶段。

与常规光伏电站一样，高倍聚光电站也是 25 年的质保，所以电站必须非常可靠。

一个名为“高倍聚光模组和装配-设计规格和定型”的标准（IEC62108）已经在 2007 年颁布实施，作为进入市场的强制性要求。今天，已经有许多公司根据这个标准通过了产品检验。同时，附加的 UL 和 IEC 标准（涵盖功率和能量标定、模组安全、跟踪器、光学、芯片装配等等）已经颁发或正在制定之中。

展望：关于系统成本和平准化电力成本

聚光系统的市场价格和成本信息很难取得。

这是由于市场比较小，活跃的公司并不多。这样，学习曲线并不是那么可靠，系统成本和平准化电力成本（LCOE 或度电成本）的分析也具有很大的不确定性，除非市场上已经有了足够多的并网发电项目安装量。

2013 年，Fraunhofer 发表了一个可再生能源的平准化电力成本的深入研究。其中也包括了对于高

倍聚光的分析，根据的是基于公开发表的数据所作的假设。

加拿大的渥太华大学的一个小组也作过类似的报告。根据行业调查和文献，聚光光伏的价格（含安装），大多在 1400 欧元/千瓦和 2200 欧元/千瓦之间，根据不同的设计概念和新的地区差异而不同。

而根据技术经济性分析，我们计算得到聚光电站的平准化电力成本，则为 0.1 欧元/度~0.15 欧元/度（DNI 辐射度 2000kWh/m²/a 的地区），0.08 欧元/度~0.12 欧元/度（DNI 辐射度 2500kWh/m²/a 的地区）。

对于聚光光伏，未来市场发展有很大的不确定性，技术进步带来成本的下降的可能性也是存在的。分析表明，未来度电成本下降的潜力将继续鼓励技术的发展。如果保持聚光光伏电站的安装，到 2030 年，聚光光伏将达到 0.045 欧元/度~0.075 欧元/度，系统价格（含安装）将达到 700 欧元/千瓦~1100 欧元/千瓦。

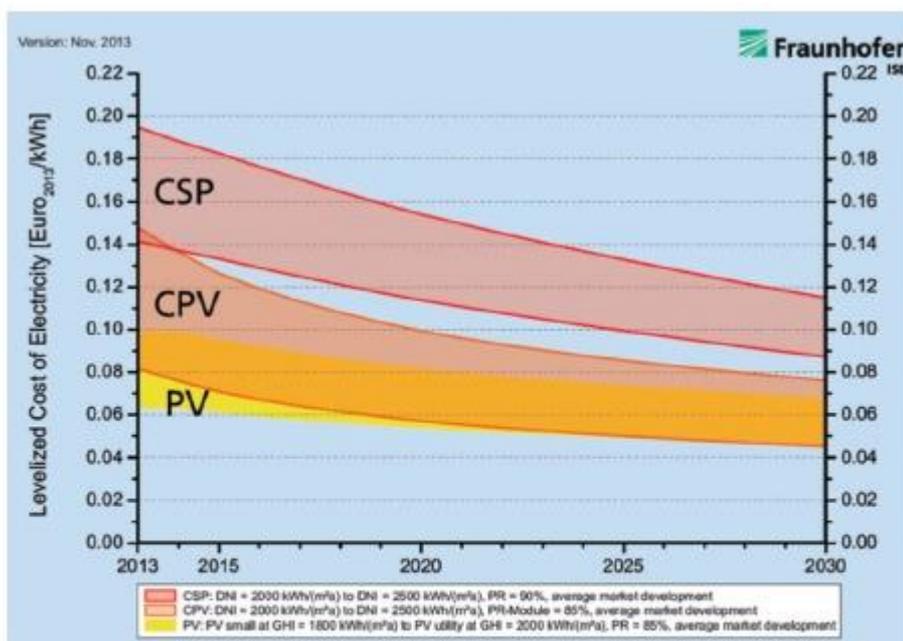


图 1 三种主要大型并网电站的太阳能技术（CSP：太阳能光热，CPV：聚光光伏，PV：平板光伏，包括多晶硅，薄膜等）平准化电力成本比较

从图 1 可以看到，在一些日照比较好的地区，高倍聚光的成本已经和平板晶硅的成本可以比拟，或者更低。

展望：研发和技术

高光电转换效率是促使高倍聚光度电成本具有竞争力的最大因素。因而，绝大多数的研发努力都放在如何提高效率，无论是在芯片、模组还是在系统水平上。

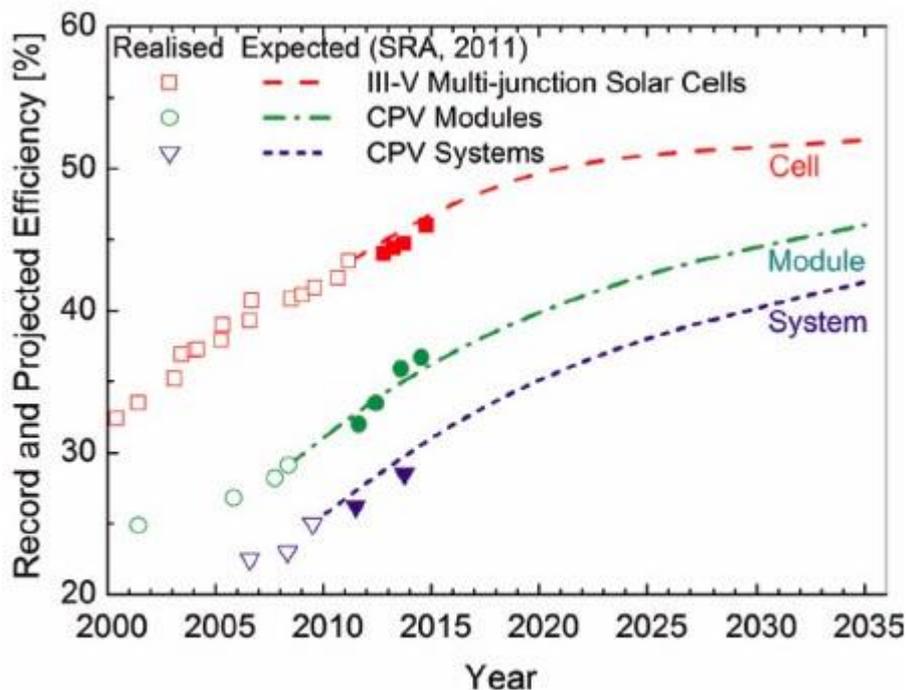


图 2 电池，组件和系统效率提高的趋势

图 2 显示了自 2000 年以来芯片、模组和系统效率的提升，强调了研发努力的进展。这些趋势线是来自欧洲研发平台的预期，这预计了聚光技术效率提升的巨大潜力。

效率问题：III-V 族多结电池是聚光技术度电成本下降的主要推手。

从 2002 年以来，每年的效率提升在 0.9% 以上。Sharp 公司和 Fraunhofer 实验室达到了今天的冠军效率，分别为三结电池 44.4% 和四结电池 46.0%，46.5% 的效率也已经出现，但还未得到权威检测机构的证实。

商业化产品的效率与实验室效率相当接近，说明高倍聚光技术的商业化转化非常迅速。根据一些公司的产品数据规格书，现在商业化聚光芯片的效率在 38%~42%。

与其他光伏技术相比，聚光技术的高效率可以这样来解释。

首先，聚光芯片是元素周期表的 III 族和 V 族元素的化合物晶体制作，由不同的半导体材料按禁带宽度由低到高顺序堆砌而成的。这样做不仅是减少了光子吸收过程中的热损失，因不同能量的光子对应不同半导体带宽的材料吸收，更重要的是，跟单结结构相比，在透射损失减少的同时，光子吸收范围也大大增加。

同时，III-V 族材料是直接带半导体，光子吸收效率很高，可以把材料做得非常薄。对比硅材料，硅是间接半导体材料，吸收光子的能力比较低，硅片通常要作的比较厚。

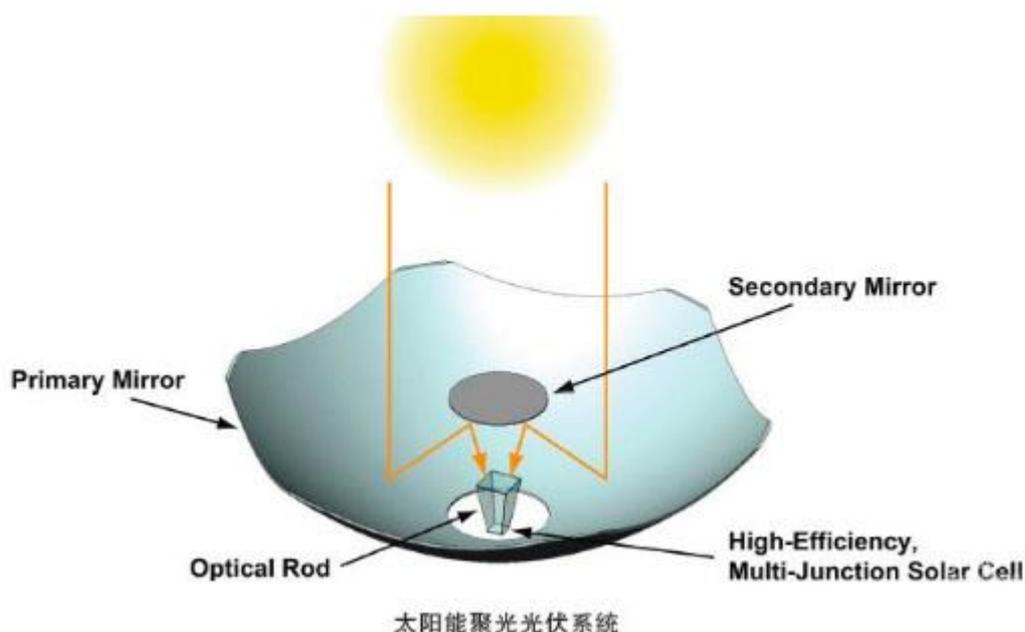
具体来说，广泛使用的 III-V 族聚光芯片结构，是晶格匹配的 GaInP/InGaAs/Ge，这种材料不仅地面聚光光伏使用，在太空上也已经是成熟的应用了。这种器件是利用产出效率很高的气相外延生长设备(MOCVD)生产的，这种结构中的材料是跟 Ge 晶格匹配的，因此这种结构的材料晶体质量非常高，2009 年其光电效率达到了 41.6%(AM1.5d, 364 倍聚光比)。采用不同组分的 III-V 半导体材料提供了非常大的材料设计灵活性，具体的材料设计讨论超过了本报告的范围。另请注意，低倍聚光光伏仍然采用单晶硅材料，而本报告主要讨论高倍聚光的技术路径。

原材料供应问题：聚光芯片是采用了多种不同的元素，Ga(镓)、In(铟)和 Ge(锗)，在全球供应上是有限的。

镓和铟来自采矿副产品的还原,2013 年的产量分别是 280 吨和 770 吨。2011 年锗的产量约为 118 吨。这是原始产品的产量,不包含回收和重复利用。

假定锗衬底片的厚度为 200 微米,则理论使用量是 $0.1\text{g}/\text{cm}^2$,考虑 30%的产出(锯割、切片、破裂等损失),则实际使用量是 $0.4\text{g}/\text{cm}^2$,取决于各公司如何控制锯割损失。只有少数公司能够回收利用锯割损失的锗废料,其他材料的损失比例则非常小。

这样,在假定 30%模组效率和 1000 倍聚光比的条件下,1GW 的高倍聚光所需要的 Ge 重量大约为 4 吨,不考虑回收的话最大不超过 12 吨。现在的材料供应是不存在问题的,随着效率提高和聚光比增加,材料用量还会减少。



在太阳能应用以外,Ge 也广泛应用于电子、红外光学、光纤光学、聚酯催化剂等发展最快的应用需求。因此,未来锗的供应量还需要继续增加,如果聚光太阳能的应用能达到较大规模的话。全球已知锗的储量约有 35600 吨,其中 24600 吨来自煤,剩余的来自铅/锌生产。作为一种副产品,看不出有任何限制锗产量的因素。

不过,不清楚的是,锗的价格是否需要提高以刺激产量。或者,作为副产品的锗价格是否变化,而其变化又如何才不至于影响聚光光伏的经济性。

对于镓和铟来说,聚光芯片生产所需要的量非常之少,即便是每年 GW 级的聚光光伏产能下,也不需要供应链增加供给。

另外,如果不采用锗衬底片,而是使用 Ga As 衬底片,Ga 的用量会显著增加。假定 600 微米的 GaAs 片,Ga 用量不到 $0.2\text{g}/\text{cm}^2$ (没有考虑损耗),考虑 30%产出并且不回收 GaAs 片,用量最高也不到 $0.5\text{g}/\text{cm}^2$ 。在有效回收,30%模组效率和 1000 倍聚光比条件下,每 GW 聚光光伏需要 5.5 吨 Ga。

不考虑回收的情况下,最多也不超过 17 吨。在最坏情况下,以产能 1GW/年计,聚光光伏的 Ga 用量,也只占了全球年供应量的 6%。

如果聚光光伏的芯片在低倍聚光下使用,或者完全不采用聚光,则 Ge、Ga、In 的原材料供应问题将变得非常具有挑战性。也就是说,采用高倍聚光技术可以大大减少半导体材料的使用量。以 1000 倍聚光比为例,在相同功率下,相当于仅仅使用了千分之一的芯片用量,而转换效率还更高——聚光芯片在高倍聚光条件下,其光电转换效率比非聚光条件下的转换效率还要高 8%左右。



格尔木光伏电站聚光工程

>> 编译后记

这是根据去年年底德国 Fraunhofer 实验室和美国可再生能源实验室共同就高倍聚光光伏技术的最新进展发表的一个报告编译而成的。最近几年，在全世界晶硅（多晶硅和单晶硅）大规模扩充产能和技术工艺进步导致平板晶硅太阳能系统成本和价格急剧下降的大背景下，聚光光伏（地面高倍聚光）在太阳能发电市场上的推广应用被迅速抑制，一系列的破产倒闭和重组事件，也给这个光伏细分行业蒙上了重重阴影。

不过，可喜的是，作为一种研发历史悠久并有着多年现场数据的发电项目经验，以及在太空上成熟应用的技术，高倍聚光以其技术和性能的优越性并没有完全被放弃，一些公司和研究机构在聚光芯片效率上每年都取得新进展，模组和系统的标准也已经制定或正在制定之中，大型聚光发电项目安装还在继续，不断在提供和累积现场数据，为这个行业带来希望的亮光。

中国在聚光光伏产业中，不仅能够商业化生产聚光芯片，在模组和系统上也积累了大量的实际生产经验，包括芯片的材料设计和商业化生产、接收器组装、光学部件、跟踪器等，已经形成了完整的聚光光伏产业链，且发电项目装机量在国际上也名列前茅。

从制造环节上看，聚光光伏的全产业链无污染和低能耗，聚光光伏系统的能源回收期只有 6 个月，是严格意义上的清洁能源。

从技术角度看，高倍聚光只在阳光充沛地区具有较强的价格竞争力。输出电力曲线平缓，比较适合大规模发电侧并网发电，在光伏发电的终端市场上应占有一席之地。也就是说，根据技术特点和应用情景，不同的光伏发电技术各有其优势的细分市场。

从积极的角度和发展的眼光来看，中国如支持发展聚光光伏，可以增强我国在先进半导体芯片技术方面的研发实力。而发展高端光学材料，提高光学设计水平，加强精密光学加工能力，符合国家从低端制造到高端智造的制造业转型趋势。发展大型聚光光伏发电，跟其他可再生能源一起，对中国的环境治理和碳排放控制也具有积极意义。

《太阳能发电》 2015-05-15

解决能源问题关键在于解决好太阳能技术

能源——它主宰着人类的衣食住行，操纵着人类的一切活动，是全球各个国家和地区的发展命脉。

一个多世纪以来，人类持续不断地挖掘已经在地下埋葬了上亿万年的煤油，推动了社会的繁荣与进步，却带来各种“乌烟瘴气”的副作用。随着大气层环境的恶化，再生能源如风能、水能、植物能以及潮水能等开始粉墨登场，纵观各种可再生能源技术，太阳能也许是最重要的一种，对彻底解决全人类的能源需求提供最大的帮助。

2009年，人类能源的总消耗为16太瓦，预测到2050年，总能源需求量将达28太瓦；而我们每年从太阳吸收到的能源，足足有2.3万太瓦，如果能充分加以利用，就可以无污染、无偿养活800多个地球。由此可见，解决好太阳能技术的重要性，而太阳能光伏技术的突破，确实已到了临界状态。

我们可以先简短回顾一下光伏技术的发展历史。早在1839年，一位法国人，Alexander-Edmond Becquerel，就发现半导体材料在阳光下能产生电流；但直至1905年，艾因斯坦方才解释“光”是经“光子”传递，这“光子”能敲松半导体里的“负电子”，这“负电子”与腾空出来的“空穴”，互相连贯交替，故产生电流。直到1954年，美国贝尔实验室用参杂磷和硼的硅片，制造了头一块晶体硅光伏电池，当时的效率只有3.2%的转换力，今日市场上的晶体硅转换率，已在20%以上，确实进步了不少。

然而，这年过“六旬”的老技术，有两个致命的弱点：其一，它的主要生产原材料，是99.9999%纯度的硅片，其材料成本占生产成本的七成，注定了其昂贵生产成本，使它始终无法与廉价的煤油发电竞争，其生存常依赖政府补贴；其二，它的生产造成大量四氯化硅的污染；多年来，这挂着环保再生能源光环的产业链，却是中国农田的污染源头。但由于它技术门槛较低，二十多年来，上千家晶体硅工厂在中国建立，中国成为全球最大的晶体硅产国；近几年，由于生产过剩，导致恶性竞争。据中国官方数据，国家在晶体硅太阳能方面的补贴和不良借贷损失，达两万亿人民币。

可喜的是，太阳能技术的更新，早已翻过去了两页；先是类似铜铟镓硒或碲化镉一类的薄膜光伏技术，其转换率已超过目前晶体硅市场产品的水平，美国的First Solar和日本的Solar Frontier已成功使用薄膜技术，低成本批量生产此类光伏电池。一般薄膜技术，使用廉价的钠钙玻璃作为基板，来代替硅片，其光伏吸收薄膜层厚度要比晶体硅薄40倍，薄膜技术的生产成本潜力，远低于晶体硅，是真正能抗衡煤油发电的再生能源。到目前为止，中国虽然也参与各类薄膜技术的研究，但尚未形成大批量生产规模。为弥补中国在薄膜太阳能技术上的短板，中国的汉能和中国建材，相应收购了数家国外的铜铟镓硒厂家，包括汉能去年收购美国亚利桑那州的Global Solar、美国加州的Miasole，以及德国Q-Cell旗下的Solibro；中国建材也收购了德国Saxony的Avancis。但短期内，这些收购的公司，要转移到中国来生产，尚不现实。

日本的桐荫横滨大学，Miyasaka团队，于2009年开始将有机/无机甲胺碘铅材料（简称钙钛矿），应用到薄膜光伏行业，这是太阳能技术最新的一页。仅仅四年功夫，钙钛矿光伏电池的转换率，从2009年的3.8%一跃而成今天20%以上。钙钛矿除了其先天的技术优势，比如特宽的吸收光谱、极高的带隙及开路电压、极高的载体浓度及迁移率和极少的结构缺陷外，其生产工艺可使用极低生产成本的旋涂法来制造，无需经真空镀膜。

解决能源问题，太阳能技术是一大关键。前些年，在东莞注册的日阵公司，一个结合中外技术精英的薄膜技术团队，经四年的努力，成功研发了一种低成本四元素共溅射新型铜铟镓硒薄膜工艺技术，其生产成本，远低于晶体硅技术。他们现正在开发最新的下游技术双结钙钛矿/铜铟镓硒薄膜太阳能电池，其转换率有望能突破50%，其生产成本将远低于煤油发电。日阵是典型的技术密集型公司，为扩大生产规模，建立有国际水平的实验室，现正申报新三板挂牌，试图借助资本的力量，来壮大巩固其长期的发展规划，为解决人类能源问题，贡献自己的一份力量。（马给民）

上海证券报 2015-05-15

风能

齐齐哈尔可开发利用的风能资源储量达 2100 万千瓦

在鹤城通往富裕的高速路旁，偌大的旷野之上，上百台“巨型”风车在绵延几公里的路上擎天而立，一幅颇为壮观的风车大世界风景图徐徐展现在眼前，这里正是国华富裕风电场，此时的它们在源源不断地收集上天赐与的能源。

而在齐泰高速公路途经泰来汤池镇，透过车窗看到宣传板写有“三峡新能源”字样格外抢眼，此时的三峡新能源泰来发电场，一排排规整的蓝色太阳能光伏板在阳光照射下分外耀眼。可再生清洁能源企业，正为我市的能源技术革命注入源源不断新生机。

在以往玉米秸秆、水稻壳都是农民废弃物，而在 2010 年国能龙江生物发电有限公司在龙江县投资的生物质发电项目投产发电运营后，却改变了秸秆等农林废弃物的命运，在数台汽轮发电机组和生物质发电专用高温高压锅炉运转下，将多样废弃物摇身一变变能源，而通过生物质发电技术，仅这个厂每年就可减少气体排放量约 205392.5 吨。

近年来，我市根据自身优势，高度重视可再生能源再利用，大力倡导和支持风电、水电、太阳能清洁能源的规模化使用，通过可再生能源理念引导，向上求政策扶持，向下给予优惠政策支持，积极谋划可再生能源利用等项目，加大在新能源等项目上招商引资，努力为鹤城人民打造更具实力的生态文明城。

与其他城市相比，我市拥有的可再生能源的天然优势明显。除拥有风力、光照条件好，农业发达，具有丰富的风能、生物质能和太阳能资源，非常适宜大规模综合利用优势外，从风能资源来看，历史上有“风刮卜奎”之说，风能等级在三级以上，可开发利用的风资源储量达 2100 万千瓦；从生物质能来看，我市常年农作物秸秆产量在 1200-1400 万吨之间，其中可作为能源利用的秸秆量可维持在 500 万吨左右，作为黑龙江省重要的畜牧业基地，我市年畜禽粪便总量达到 418 万立方米，固体压缩生物燃料和发展沼气潜力巨大，年日照时数达 2708 小时，属于太阳能资源三类地区中的高水平地区。

众多实力超群企业相继与我市签约，正是看中我市良好的天然资源优势，近几年，我市在开发利用可再生能源上也一直在探索开发，结合实际积极推进能源结构调整，现已建及在建新能源及可再生能源电厂 16 座，其中风力发电场 8 座、生物质发电厂 3 座、光伏电站 3 座、水利发电站 2 座，总装机容量 500.5 兆瓦，总发电量占 7.98%。去年我市富裕国华三期 4.95 万千瓦风电场、龙江中广核二期 4.95 万千瓦风电场获得核准，目前已并网发电。近年来，我市相继完成国华富裕风电场一期和二期工程、大唐黑龙江新能源开发有限公司碾子山区风电场、齐齐哈尔克山曙光风力发电场、黑龙江龙源风力发电有限公司克东爱华风电场、龙江风力发电机组一期工程 6 个项目建设。其中，总投资 10792.06 万元的泰来汤池光伏项目，属于可再生清洁能源项目，是黑龙江省首座大型并网光伏电站，从 2013 年年底并网发电，至今设备运行正常，年平均发电量 1342 万度，年节约标准煤 5583 吨，节约水资源 43000 吨，年减少二氧化碳排放 12613 吨。

目前，为继续鼓励发展新能源及可再生能源，我市取得支持性文件的风力发电企业进行了摸底和加快推进项目前期工作。其中，晨辉泰来江桥风电场、广源泰来风电场、三峡富裕友谊风电场已具备核准条件，获得项目建设规模指标即可开工建设；在光伏发电项目上，讷河英利、富裕三峡和甘南龙阳光伏发电项目正开工建设，3 个光伏发电项目建设完成后，我市光伏发电总规模将达到 6 万千瓦；在生物质发电项目方面，富裕县开工建设了富裕绿能 3 万千瓦的生物质发电电站，是我市第二座生物质电站，可充分利用秸秆等生物质材料进行综合利用，提高我市清洁能源比例。

齐齐哈尔日报 2015-05-04

日本避中国光伏锋芒 转战海上风电

对于中国华锐风电陷入困局，日本重电企业并不为所动，准备从光伏行业转向海上风电，试图找出一条生存之道。

日本人认为，和陆地风电相比，海上风电的工程规模要大得多。海上风电市场参与门槛较高，对综合实力强的企业比较有利。在可再生能源产业方面，面对来势汹汹的中国光伏企业，日本企业则寄希望于在海上风电领域重振旗鼓，左打中国，右打德国。

但日本人或许不知道，中国的光伏企业大多快活不下去，代表性企业无锡尚德和江西赛维都是亏损累累，从朝阳产业变为黑夜产业。

对于风力发电，中国风电企业代表华税风电也是亏损满面，几乎看不见前景。五一期间，记者在韩国考察海上风力发电，发现风力电机基本上是 2/3 处于关机状态，当地韩国人普遍对风力发电持怀疑态度。但是，日本人依然准备从海上进攻中国。

综合实力的比拼

据日经 BP 报道，乘小型飞机从德国北海领域上空飞过，可以看到排列整齐的白色构造物。这是输出功率 3000 千瓦级的海洋风车。风车叶长 50 米，直径为 100 米，比两翼长达 80 米的世界最大客机“空客 A380”都要大。巨大金属块矗立在北海的强风中缓缓转动，让人叹为观止。

这片风车属于西门子公司。一名管理层员工骄傲的说：“保持如此大型的风车在海上稳定运行 30 年是一件极其困难的事。新兴国家的企业还望尘莫及。”

在平浅的北海和波罗的海，聚集了欧洲的大部分海上风电工程。据欧洲风能协会的数据显示，2014 年末欧洲海上风电的发电功率为 804 万千瓦，相当于核电站 8 个机组的发电功率。西门子在海上风电市场的占有率超过 60%，有分析认为到 2020 年，其发电功率“有望每年增加 16~20%”。

紧随其后的是三菱重工和维斯塔斯于 2014 年 4 月共同出资成立的 MHI 维斯塔斯海上风电公司。该企业 2014 年 12 月接到了来自英国的大单，订购的风电机组的功率达到 8000 千瓦，堪称世界最大级别。到 2018 年，该机组的年产能将增加至 100 万千瓦规模。

MHI 维斯塔斯海上风电公司首席执行官加藤仁颇有自信地表示：“越来越多的人认为，作为综合企业的三菱重工和维斯塔斯共同成立的新公司已经能够与西门子相抗衡。”对于有技术但财力匮乏的维斯塔斯来说，三菱重工是一个绝佳的合作对象。

由于海上风车与陆地风车不同，在设置面积上没有限制，所以各家企业都在为提高功率，生产越来越巨大的风车。MHI 维斯塔斯的 8000 千瓦风电机仅风车叶就超过了 80 米长。

选择正面迎击的西门子于 3 月中旬宣布将开发 7000 千瓦级别的风电机。预计 2017 年实现量产。西门子风电和再生能源部门首席执行官（CEO）强调：“我们将不断投入新技术。”

海上风电需要的不仅是风车的研发和制造技术。在海上设置如此巨大的构造物，需要强大的工程能力，同时维护和管理技术也不可或缺。

中国企业起步较晚

海上风电的每个工程需要数亿欧元的投资，远远高于陆地风电的规模。金融机构在投融资时非常重视实际运行功效。只有同时具备“人力、物力、财力”的企业才有能力涉足海上风电。以陆地风电为主营业务的专门企业渐渐处于下风。正因如此，西门子才能在海上风电行业一家独大。

专业企业正在通过合纵连横，提高进入海上风电行业的能力。除三菱重工和维斯塔斯的携手以外，法国阿海珐（AREVA）和西班牙的歌美飒（GAMESA）也于 2014 年成立海上风电的合资企业。

中国的新疆金风科技和印度苏司兰等也在大型风电企业中占有一席之地，但在欧洲的影响力尚显薄弱。目前，亚洲企业主要依赖于本国的陆上风电内需。苏司兰为进驻欧洲市场，2009 年收购了德国瑞能的前身企业。但最终因负债累累，2015 年 1 月苏司兰已决定出售瑞能。

欧洲企业曾经引领光伏面板市场，但在后来愈演愈烈的价格竞争中被亚洲企业迎头赶上。西门子已撤出光伏发电的相关行业。德国 Q-Cells 曾经是光伏面板行业的龙头企业，但现在已被韩国企业收购，2015 年 2 月末其在德国国内的生产已完全停止。即便如此，亚洲企业要在海上风电领域迎头

赶上还为时尚早。

对于日本转战海上风电，会象二战出击太平洋战场一样惨败吗？我们拭目以待。

观察者网 2015-05-11

风电产业全面回暖 并网容量提前达标

风电产业全面回暖，随着政策扶持与推动的力度不断加大，国内风电企业持续看好风电装机量。

记者获悉，由中国农机工业协会风能设备分会、中国可再生能源学会风能专委会等联合主办的“第九届中国（上海）国际风能展览会暨研讨会”（CWEE 风能展），将于今年 5 月 13 日在上海新国际博览中心召开，将有来自 36 个国家和地区的 550 家企业参展。

经历了两三年的发展低谷期，风电产业在 2014 年快速反弹，2015 年是我国风电产业全面回暖后的第一年，政策支持力度也明显加大。国家能源局近期公布了“十二五”第五批风电项目核准计划，项目共计 3400 万千瓦，超出市场预期，而《可再生能源配额管理考核办法》也呼之欲出。同时，为了配合电力行业的市场化转型，国家能源局制定了互联网行动计划，旨在促进电力需求侧响应和清洁能源高效利用方面的技术进步和应用。

这些政策措施将大力促进中国可再生能源的发展，市场预期今明两年风电行业的发展态势依然良好，全球风电新增装机有望进一步提高。

全球风能理事会发布的最新版《全球风电发展年报》预测，未来五年内全球风电市场将继续保持增长势头，2015 年全球新增装机容量将再次达到 5350 万千瓦，累计装机突破 4 亿千瓦大关。

国家能源局发布的一季度全国风电并网运行情况也显示，一季度全国风电新增并网容量 470 万千瓦，到 3 月底，累计并网容量 10107 万千瓦，总量同比增长 25%，提前完成风电“十二五”规划目标。

风电产业的全面回暖也体现在龙头企业的业绩报告里。作为国内最大的风电设备制造企业，金风科技一季度归属于上市公司股东的净利润为 2.49 亿元，比去年同期增长 390%；公司预计 1 至 6 月归属于上市公司股东的净利润比去年同期变动幅度为增长 200%至 250%。

金风科技继续看好今明两年国内风电装机量，预计不会低于 2014 年。公司一位管理层人士表示，2015 年来不及抢装的风电项目可能会延至 2016 年装机，同时预期 2016 年会有新政策出台，另外，公司 12.63GW 在手订单很多要到 2016 年甚至以后交付，从这几个方面来看国内风电装机形势依然乐观。

上海证券报 2015-05-12

装机破亿后风电向何处去

国家能源局日前发布的全国风电并网运行情况显示，一季度，全国风电新增并网容量 470 万千瓦，到 3 月底，累计并网容量 10107 万千瓦，提前完成风电“十二五”并网装机 1 亿千瓦的规划目标。风电产业快速发展固然可喜，但是，漂亮的数据和增长的高速度往往会掩盖行业发展过程中呈现的种种问题。跨过 1 亿千瓦门槛的中国风电产业此时此刻更需要理性精神。

风电在中国起步于 30 多年前，但真正进入跨越式发展阶段却是近 10 来年的事。十年前的 2005 年，我国全国并网风电装机容量仅为 106 万千瓦。2009 年并网风电装机容量突破 1000 万千瓦。2012 年一举突破 5000 万千瓦，取代美国成为世界第一风电装机大国。这十年来，我们培育了全球最大规模的风电市场，形成了较为完整的产业体系，诞生出一批初具竞争力的知名企业。但在高速发展过程中，一系列问题也随之凸显：电网建设与风电产业发展极度不适，“弃风”问题越来越突出；风电布局不合理，分散式风电发展缓慢；大多数企业采用购买国外风机生产许可证方式引进风机制造技术，缺少自主知识产权；过分依赖国内市场……伴随着这些问题，中国风电也一度从产业的巅峰坠入谷底，整个行业陷入寒冬。

如今，经历十年高速发展，经历过高峰和低谷的中国风电产业又一次站在十字路口，从注重速度和规模向注重质量和效益转变。至少，速度和规模不能再以牺牲质量和效益为前提。

如何合理引导风电投资，控制风电大基地装机节奏，支持风能资源不太丰富的中东部地区发展低风速风电场，倡导分散式开发；如何从根本上解决“弃风”问题；如何尽快启动海上风电开发；如何尽快改变在制造环节，控制系统和主轴承等关键零部件严重依赖进口的局面；如何使中国风电认证资质获得国际认可，夺得全球市场话语权……这一系列问题仍摆在重新进入加速度的中国风电产业面前。

目前，风电已经超越核电，成为继火电、水电之后的第三大主力电源。“十三五”期间，风电更有望逐步改变“替代能源”的地位，上升为未来扛鼎国家能源结构调整主体的地位。在这一大背景下，如何审视产业自身，发现问题并解决问题，实现产业又好又快地发展显得格外紧迫。

在提高清洁能源占比的大棋局中，风电只是棋子之一，发电成本低，容量品质好，环境效益好的电源类型未来方能占据主导。风电产业必须利用技术手段弥补自身劣势，也必须通过技术创新降低度电成本。只有这样，经历过寒冬的中国风电产业才能继高铁、核电之后，成为又一张中国制造走向海外的亮丽名片。

张子瑞 中国能源报 2015-05-13

核能

2015年1至3月我国核电运行情况

2015年2月12日，方家山核电厂2号机组完成100小时连续满功率运行，开始投入商业运行。至此，我国投入商业运行的核电机组数量共23台，总装机容量达到21395MWe（额定装机容量）。

一、1至3月核电生产情况

2015年1至3月全国累计发电量为13102.7亿千瓦时，其中核电累计发电量为350.69亿千瓦时，约占全国累计发电量的2.68%。与燃煤发电相比，核能发电相当于减少燃烧标准煤1115.19万吨，减少排放二氧化碳2921.81万吨，减少排放二氧化硫9.48万吨，减少排放氮氧化物8.25万吨。

1至3月核电累计发电量为350.69亿千瓦时，比2014年四季度下降了4.95%，比2014年同期上升了31.39%。累计上网电量为328.50亿千瓦时，比2014年四季度下降了5.15%，比2014年同期上升了30.69%。

二、1至3月核电安全生产情况

2015年1至3月，各运行核电厂严格控制机组的运行风险，继续保持安全、稳定运行，未发生国际核事件分级（INES）一级及以上的运行事件。各运行核电厂未发生较大及以上安全生产事件、环境事件、辐射污染事件，未发生火灾爆炸事故，未发生职业健康安全危害事故。

三、放射性排出流和环境监测

按照国家环境保护法规和环境辐射监测标准，依据管理部门批准的排放限值，各运行核电厂对放射性排出流的排放进行了严格控制，对核电厂周围环境进行了有效监测。2015年1至3月环境监测结果表明，各运行核电厂放射性排出流的排放量均远低于国家标准限值。监测数据表明，所测出的环境空气吸收剂量率在当地辐射水平涨落范围之内。

四、1至3月重要活动

1月20日，中国广核集团在深圳举办2015年度新闻发布会，向社会各界通报2014年经营管理、安全生产、科技创新、公众沟通等情况，并回答了记者相关提问。

1月29日，中国广核集团与法国电力公司（EDF）在北京签署了双方在核电厂设计领域的有关合作协议。

2月4日，中国、阿根廷两国政府签订《关于在阿根廷合作建设压水堆核电站的协议》，中国自主研发的三代核电“华龙一号”成功出口拉美，将落地阿根廷。

2月12日，方家山核电厂2号机组完成100小时的满功率试运行，开始投入商业运行。至此，

秦山核电基地 9 台机组全部投产发电，成为我国机组数量最多、堆型最丰富、装机容量最大的核电基地。

3 月 10 日，国家发展和改革委员会发文核准辽宁红沿河核电厂二期项目 5、6 号核电机组，这是福岛核事故后国务院审议核准的第二个新建核电项目，也是时隔 28 个月后核准开工的第一个核电项目；3 月 29 日，辽宁红沿河核电厂 5 号机组正式开工建设。

3 月 10 日，阳江核电厂 2 号机组首次并网发电；3 月 21 日，宁德核电厂 2 号机组首次并网发电；3 月 23 日，红沿河核电厂 3 号机组首次并网发电。

中国核能行业协会网 2015-05-07

王亦楠：内陆核电是否上马尚需研究论证

4 月 15 日，国务院发展研究中心研究员王亦楠接受《中国经济周刊》记者专访。《中国经济周刊》记者肖翊摄

日本福岛核泄漏事故后，中国的核电发展经历了几年的沉寂。2014 年年底，国务院发布的《能源发展战略行动计划（2014—2020 年）》中，有“适时在东部沿海地区启动新的核电项目建设，研究论证内陆核电建设”的表述。这让核电发展再次进入公众视野，其中，内陆核电更是引人关注。

今年全国两会期间，数位政协委员联名提交提案，提出争取在“十三五”初期首批内陆核电项目开工建设的建议。国家能源局副局长王禹民也表示，内陆核电站建设会列入“十三五”规划中。

然而，是否应该发展内陆核电，各方观点不一。反对内陆核电上马的专家学者也不在少数，国务院发展研究中心研究员王亦楠便是其中之一。

4 月 3 日，王亦楠和中国科学院院士何祚庥在中国科学院大学进行了“为什么不赞成在我国内陆地区建设核电站”的讲座。据王亦楠在网上发布的文章介绍，“讲座现场有西屋公司的高级职员‘搅场’”（编者注：西屋公司是美国主要电气设备制造商和核子反应器生产者，日本东芝公司是西屋公司的最大控股股东。2006 年 12 月，我国与西屋公司签约，以自主化依托项目的方式引进其第三代核电技术 AP1000）。

在此之前，王亦楠和何祚庥在《中国经济周刊》发表《湘鄂赣三省发展核电的安全风险不容低估》（2015 年第 9 期）一文，引发广泛关注。同时，《中国经济周刊》近期也刊发了中国核工业集团公司董事长孙勤的专访——《内陆核电发展“潜力巨大”，核电出海“正当其时”》（2015 年第 11 期）、中国核能行业协会理事长张华祝的专访文章《从大到强的蜕变——中国核电成长记》（2015 年第 17 期）等。张华祝表示，内陆核电问题不是技术问题，而是需要我们把工作做好，也需要社会舆论进一步理性地、科学地对待。

中国发展内陆核电为何存在争议？王亦楠为什么不赞成发展内陆核电？4 月 15 日，《中国经济周刊》记者对王亦楠进行了专访。

“西屋公司职员‘搅场’，是因为担心自己的利益受损”

《中国经济周刊》：4 月 3 日，您和何祚庥院士在中国科学院大学进行了“为什么不赞成在我国内陆地区建设核电站”的讲座，据您当天在网络上发表的文章介绍，现场“有不速之客光临现场，强占话筒，事后得知是西屋公司北京代表处高级职员”。您觉得为什么您的学术讲座会引来西屋公司相关职员这样的举动？

王亦楠：我对这件事的认识是，西屋公司高级职员“搅场”中国科学院大学的学术讲座并非偶然，可能与我们最近在《中国经济周刊》发表的《湘鄂赣三省发展核电的安全风险不容低估》和此次讲座都指出西屋公司 AP1000 存在的问题有关。

因为上述问题触及到了西屋公司在中国的利益，我想这可能是他们此次“搅场”的原因。

西屋公司高级职员在讲座现场宣称：“中国湘鄂赣核电站采用的是 CAP1000 技术、并非 AP1000 技术。”

既然西屋公司的职员这么说，我们就希望他回答几个问题：何时向中国推介的 CAP1000？是否

得到了中国核安全监管部门的审评认可？既然西屋公司强调 CAP1000 与 AP1000 不一样，那么 CAP1000 的首堆示范工程在哪里？如果还没有，凭什么就宣布湘鄂赣三个核电站都采用 CAP1000 技术？

“我并非无条件反对上马内陆核电”

《中国经济周刊》：您反对发展内陆核电，主要是从安全和技术方面考虑。但从另一面来说，发展沿海核电不也是运用同样的技术吗？

王亦楠：内陆核电和沿海核电在技术上没有本质区别，所遵循的安全标准也都是是一样的，但是在选址要求和严重事故下的污染控制和应急措施等要求上是有重大区别的。如果一旦发生了大规模核泄漏，在最坏的情况下，沿海核电的核污水可以向海里排放，而内陆核电只能排向江河湖泊。福岛核电站的糟糕情况大家已经看到了，日本东电公司至今也控制不住核污水，厂区污水储存罐早已堆满为患，去年不得不承认，只能排向大海。

我们要发展内陆核电，必须要确保在最严重的核泄漏事故发生时，核污水也不会流入江河湖泊。那么是否有可信的、可靠的技术措施做到这一点？是否有足够的储存罐存储核污水？放射性气体扩散到厂区之外，碰到一场大雨，随雨水沉降到地面，进而流入地下，流进江河湖泊，这该怎么解决？……这些问题必须在内陆核电项目上马前充分考虑而且有可行的应急措施方案。

因此，我并不是无条件反对内陆核电。我只是认为在“研究论证”时，我们需要论证更周密、考虑更周全，特别是要实事求是地看待技术的局限性——目前全世界的科技水平在核事故面前还有很多无奈和空白，三起重大核事故以及美国等发达国家最近几年频频发生核废料泄漏事故，均证明了这一点。所以，对内陆核电的研究论证，绝不能低估核泄漏、核事故处理的复杂性和高难度。

核电并不是无条件的清洁能源，只有在不发生放射性外泄事故的情况下，才能说是“清洁”的。而一旦发生事故，核电就成了人类最难对付的污染源——长寿命、高放射性核素没有任何物理化学方法能消除，只能等其衰变至无害水平，而这一时间尺度是长达上万年甚至几十万年，对人类来说是不可逆转的污染。因为核污染的危害和治理难度非任何其他污染可比，所以我一直强调，长江流域是否上马核电站，绝不能单单从能源和电力需求来考虑，因为能源电力总可以找到替代方案，而水资源是无法替代的。

《中国经济周刊》：国务院批复同意的《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》中，有“适时在东部沿海地区启动新的核电项目建设，研究论证内陆核电建设”的表述。今年全国两会期间，有政协委员联名提交提案，提出首批内陆核电项目争取在“十三五”初期开工建设的建议。您对此怎么看？

王亦楠：国务院《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》对内陆核电的提法是“研究论证”。有政协委员在这次全国两会提议首批内陆核电争取在“十三五”初期开工建设。明年就是“十三五”了，湘鄂赣到底能不能在“十三五”初期开工建设，得取决于对这三个电站的研究论证结果。

国家发改委对湘鄂赣核电站的批复仅仅是“开展前期工作”，这并不意味着上面提到的种种问题已经充分研究论证了。比如安全风险、环境影响、应急响应、指挥和技术措施等等，都需要充分论证。

“优化能源结构，应大力发展可再生能源”

《中国经济周刊》：中国与日本几乎是 1965 年同时起步发展核电，现在日本核电装机已经占本国总电源装机容量的 35%，而中国在世界核电装机容量中仍然排在后面。很多专家都认为，从当前中国的能源消费结构来看，核电是解决能源问题的重要出路。对于改变能源结构和发展核电的关系，您怎么看？

王亦楠：不是同步，中国民用核电起步比日本要晚 20 年，我们第一个核电站——秦山核电 1985 年才开始建设。除秦山一期和大亚湾电站在上世纪 90 年代初投入运行外，其余绝大多数核电站都是近 10 年间才投入运行的。所以，我国核电建设比发达国家要晚得多。我们有条件从发达国家数十年的先行实践中充分吸取经验和教训，充分权衡核电的利弊。核电在能源结构中应该占有什么样的位

置，要根据每个国家的国情来定，而不是单纯拿我国核电装机比重与日本、法国比较。

我的看法是，核电在改善我国能源结构上能起到一定作用，但只能是适度发展，在一个多元化的能源保障体系中起补充作用。优化能源结构的出路当然是大力发展可再生能源，我国有充足的资源潜力，而且解决可再生能源缺陷的技术难度要比解决核电安全性的难度小得多、经济代价也小得多。

《中国经济周刊》：核电产业是一个特殊的、系统的产业，涉及到矿山、化工、机械制造、自动化、人才等各个方面，甚至一台核电机组建成也得六七年，如果持续放缓发展核电，不会产生严重后果吗？

王亦楠：核电不能“大干快上”正是从产业的健康发展、可持续发展来考虑的。正因为核电建设是一个复杂的系统工程，上中下游各个环节必须协调发展，目前我国的天然铀资源供应能力、人才培养速度等都无法支撑核电装机规模的快速增长，绝不能只看核电机组的投资红利和二氧化碳减排效应。就拿铀资源供应来说，已建和在建共 49 台机组已经使我国天然铀资源的对外依存度高达 80% 以上，远远超过了石油的进口依存度。

如果产业链中一个环节与其他环节脱节，在发展太快的情况下就可能会造成安全事故。从核燃料的采掘、加工、运输，到核电站选址、设计、建造、运行管理、核废料处置和退役等各个环节，一着不慎，都会使核辐射和核污染冲出“潘多拉之盒”。核事故的灾难性后果非任何其他事故可比。”

“内陆核电正处于论证阶段，‘学术争鸣’才有利于科学决策”

《中国经济周刊》：从在《中国能源报》上发表《内陆核电不适合中国国情》，到在《中国经济周刊》上发表《湘鄂赣三省发展核电安全风险不容低估》，再到这次的讲座风波，您一直处在舆论的风口浪尖，您有何感想？

王亦楠：目前的内陆核电争论主要是针对湘鄂赣核电站而言，因为早在 2008 年，这三个核电站就得到了国家发改委“允许开展前期工作”的批复，而其他的内陆核电站厂址还没有批复，所以我的文章和看法也主要针对湘鄂赣三个核电站而言。

是否上马内陆核电，是关系国家能否长治久安的一个重大并且严肃的科学问题。根据国务院的方针政策，内陆核电目前我国正处于研究论证阶段，既然是研究论证，就要全面客观，既要研究论证“可行性”，也要研究论证“不可行性”，这样才能做到科学决策、民主决策。作为长期关注国家能源安全问题的学者，我有责任有义务表达我对这个重大问题的认识。

我们就核电发展写了一系列文章，就是希望核电的发展稳扎稳打、稳中求进。这是事关国家安全和百姓利益的大事，我们有责任对此深入研究并提出自己的观点，我们也非常欢迎不同意见的争鸣。

《中国经济周刊》：我看了您的履历，您是哲学博士，主持、参与过的重要课题也没有核电专题，会不会担心有人在这方面对您提出质疑，认为您的观点没有专业支撑？

王亦楠：首先声明我不是纯粹学哲学的博士，我本科和硕士都主修电力专业，博士主修自然辩证法，是科技哲学，这门学科研究人与自然的关系。能源安全则是我十几年来一直研究的重点，核电作为能源结构中的一分子，写一系列有关核电的文章是我的分内之事。

关键问题不在于我是不是学核电专业出身、是不是主持参与过核电专题研究，而在于我写的这些文章，从论点、论据到论证过程是不是站得住脚？我指出的那些问题是不是客观存在？

“我国核电技术装备具备‘走出去’的实力”

《中国经济周刊》：今年以来，我国也已经和法国、阿根廷、南非等多个国家签署了核电站领域的合作协议，并将在巴基斯坦承建 6 座核电。您觉得中国核电技术有哪些优势？

王亦楠：我支持我国核电技术装备“走出去”，我国核电技术装备也具备了“走出去”的实力。我国核电界科技人员经过十余年的努力，搞出了具有完全自主知识产权的第三代核电技术“华龙一号”，即将在福清 5 号、6 号机组进行工程示范。“华龙一号”充分利用我国已掌握的成熟的核电设备制造技术，设备国产化率可达 90% 左右，显著降低了核电投资成本，具有较强的国际市场竞争力。

用李克强总理的话讲，在同等质量条件下，用中国的装备可能是建设最快、成本最低的。（《中国经济周刊》见习记者徐豪）

人民网-中国经济周刊 2015-05-13