

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
第三期 2016年2月

目 录

总论	1
可再生能源“十三五”新增投资望超2万亿	1
周孝信：科技创新是能源革命的关键	2
别再说能源结构不合理都是资源禀赋的错了！	3
中国企业推介构建“全球能源互联网”	6
能源革命迫在眉睫 光伏风电机遇何在	7
提高可再生能源比重将增加全球 GDP	8
打造中沙能源共同体，怎么干？	9
中国—中东能源合作开启新篇章	10
热能、动力工程	11
院士称我国碳排放被国外长期高估	11
摆脱工业文明的高碳标志	12
储能望纳入国家级规划 扶持政策将出台	13
世界页岩气勘查开发进展	14
我国页岩气能否扔掉政策拐棍	16
储能产业将进入高速发展期	19
中国石油储备已进入“黄金时代”	20
攻关技术，突破煤层气产业发展“瓶颈”	22
认真应对煤层气发展中的问题	23
煤层气：“十二五”艰难爬坡	25
生物质能、环保工程	27
沼气工程转型升级难题待破	27
2016年沼气将持续增长	28
分布式能源网、多联产，沼气产业转型升级居然靠它们？	29
太阳能	31
荷兰将建最大的太阳能发电站	31
法国计划建造“太阳能公路”为城市供电	31
薄膜太阳能电池前途在哪？	32
分布式光伏发电发展需要注意什么？	34
专家：光热发电将成战略新兴产业	37
我国光伏装机规模跃居世界首位	38
光伏应用管理步入“拼智能”阶段	39
单晶将引领组件成本下降25%	40
中国光伏装机量首超德国	42
分布式光伏需要怎样的扶持政策？	44
能源互联网如何带动光伏产业的发展？	50

PVMA 发布 2015 年太阳能部署为 51GW	54
海洋能、水能	55
海洋新能源对应能源瓶颈等问题均有重要意义	55
风能	57
2015 年中国风能资源年景公报	57
屋顶的人造草坪都是风力发电机	58
我国风电光伏设备标准日趋完善	59
丹麦媒体表示中国风电超预期发展	60
我国陆上风电单位造价世界最低	60
风电发展规模、路径以及解决弃风问题的思考和建议	61
风电储能丹麦又出新招 可将风能转化为甲烷!	66
2015 年德国风力发电量比去年增加 50%	67
核能	67
国际热核聚变实验堆中方测试项目启动	67
中国第四代核电向世界迈出第一步	67
东北首座核电站年上网电量超百亿千瓦时	68

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

可再生能源“十三五”新增投资望超 2 万亿

近日国家能源局就《可再生能源“十三五”发展规划（征求意见稿）》征求意见，提出到 2020 年非化石能源占能源消费总量比例达到 15%，2030 年达到 20%，“十三五”期间新增投资约 2.3 万亿元。其中，到 2020 年底水电开发利用目标 3.8 亿千瓦（抽水蓄能约 0.4 亿千瓦），太阳能发电 1.6 亿千瓦（光伏 1.5 亿千瓦），风力发电 2.5 亿千瓦。

据经济参考报 1 月 29 日消息，据了解，上述规划在全面推进西南大型水电能源基地和三北风电基地建设的同时，光伏发电近半数规模则是分布式，未来将出台更多扶持政策，而且要降成本、补短板，首次专门明确可再生能源发电与储能综合应用示范基地等重大工程。

世界上众多国家都将发展水能、风能、太阳能等可再生能源作为应对能源安全和气候变化双重挑战的重要手段。水电水利规划设计总院初步统计数据显示，2015 年中国能源消费总量 43 亿吨标准煤，同比增长 0.9%，非化石能源消费比重占 12%，同比提高 0.8 个百分点，比 2010 年提高了 3.4 个百分点。

国家能源局发展规划司副司长何勇健在日前召开的“2016 中国能源发展与创新论坛”上表示，在“十三五”期间和未来十年，要处理好油气替代煤炭和非化石能源替代化石能源的关系，能源集中供应大系统和分布式微系统的关系以及清洁低碳发展和国民竞争力的关系问题。

水电水利规划总院在报送给有关部门的可再生能源“十三五”发展规划建议稿中提出，西部地区以川、滇、藏为重点，以水电基地重大项目为主，全面推进大型水电能源基地建设，其中包括推进怒江水电规划报告，研究建立西藏水电开发协调机制，促进藏东南水电基地开发，落实水电消纳电力市场和输电方案等，而东中部地区则主要是合理开发剩余水能资源。

“十三五”风电的布局则是，提高风电消纳能力，结合输电通道积极推动大型风电基地建设，其中三北地区建设规模将达到 1.7 亿千瓦。同时，开发中东部和南方地区风能资源，建设规模将达到 7000 万千瓦。此外，积极稳妥推进海上风电，建设规模将达到 1000 万千瓦，推进综合示范区应用。

“太阳能发电的发展思路是全面推进分布式光伏发电，有序建设大型光伏电站，积极推动太阳能热发电示范项目。”水电水利规划设计总院院长郑声安表示，大型电站和分布式光伏发电建设规模将分别达到 8000 万千瓦和 7000 万千瓦，将重点发展以大型工业园区、经济开发区等用电价格较高区域为主要依托的屋顶分布式系统和推广光伏建筑一体化。此外，在青海、甘肃、内蒙古等地区开展商业化、规模化的太阳能热发电技术示范，建设规模将达到 1000 万千瓦。

据了解，可再生能源“十三五”规划中重点提及在新能源发展规模比较大的地区布局适当规模的抽水蓄能电站，建立风水、风光水、风光火等联合运行基地，积极探索不同场景、技术、规模和领域的储能商业应用，规范相关标准和检测体系。国家电网则建议将总规模分解到省，进一步明确可再生能源基地消纳市场。

此外，降成本也是“十三五”可再生能源发展的重要任务。“我们需要一个相对合理的能源价格和电力价格来支撑中国经济的可持续发展，现在国家已有很明确的政策导向了，降电价是必然趋势，补贴也不可能全部满足，必须倒逼成本下降，优胜劣汰。”何勇健表示。

按照水电水利规划总院设定的目标，“十三五”末考虑环境成本，资源富集区、不弃风条件下新建风电项目电价与当地火电上网电价相当，而国家能源局则提出，光伏发电力争 2020 年实现用户侧平价上网。

中国证券网 2016-01-29

周孝信：科技创新是能源革命的关键

电力科技要服务于能源转型大背景

中国电力报：请谈谈《“十三五”电力科技重大技术方向研究报告》(以下简称《报告》)是基于怎样的考虑提出的?

周孝信：党的十八大以来，我国全面实施创新驱动发展战略，习近平总书记提出深入推进能源消费、供给、技术、体制四大革命的要求，而能源技术革命是推动其他三个方面革命的关键。从落实国家能源发展战略、解决能源支撑我国经济社会发展、推进全球能源可持续发展等重大问题出发，我们认为：在电网方面，以逐步提高可再生能源发电量在总用电量中的比例为核心目标，需要重点开展智能电网重大技术研发，超前部署我国新一代能源系统及全球能源互联网关键技术研究。电源方面，能源结构转型和能源效率提升是发展方向和重点，需要持续开展高效清洁燃煤发电技术、大规模新能源发电及其利用技术、水力发电技术、先进核能发电技术、系统能效提升技术以及基础性、前瞻性技术研究。以上就是《报告》提出的“十三五”期间我国电力科技领域应重点开展的9个重大技术方向的研究工作。

作为我国电力行业的科技社团组织，中国电机工程学会(以下简称“学会”)主要是服务于国家的重大需求，并要发挥学术、技术、人才等优势。《报告》提出的9大方向38项关键技术是广泛征求了业界专家代表的想法，整合学会掌握的有效信息后提出的。我们期望《报告》能为国家有关部门、电力行业企事业单位、科研院所以及广大科技工作者在开展“十三五”电力规划和关键技术研究过程中提供参考和借鉴。

中国电力报：“十三五”期间，我国电力科技发展将面临什么样的新形势?

周孝信：现在常说能源和电力，就是在考虑电力的同时也要考虑整个能源的发展趋势。当前，面临传统化石能源消耗带来的资源、气候变化和环境问题，全球能源的供应和消费处于大调整、大变革的转型时期，中国面临的任务更为艰巨。电力居于能源发展的中心地位，电力科技要服务于能源转型的大背景。目前，我国已经进入经济发展新常态、生态文明建设新阶段、能源生产和消费革命新时期，电力发展已进入绿色化、智能化为主要技术特征的新时代，科技创新正在成为支撑能源电力发展的助推器、驱动经济社会发展的新引擎。

同时也要看到，在能源转型的背景下，我国电力科技正面临重大挑战。随着化石能源发电量比例由当前的75%逐步下降，可再生能源在电力结构中的比例将会不断提高，局部电网中提高的幅度可能很大，在这样的背景下电力系统该怎样运行就是面临的重大挑战之一。初步的情景分析表明，除储能技术需要广泛应用外，还要通过多种不同出力特性能源的协同配合，才能实现高比例可再生能源电力系统的安全稳定运行。对此，我们特别提出了“新一代能源系统”的概念，期望通过较长时间的努力，到2030年在我国初步建成以可再生能源为主导，多种能源协同互补，清洁低碳、安全高效的现代能源体系。“新一代能源系统”将以电力为中心，与信息通信和互联网技术深度融合，是智能电网技术向广泛能源领域的扩展，其主要目标是要解决如何更好地开发利用可再生能源，提高能源利用效率，使用户获得安全可靠和更便捷的能源服务。为实现这些目标，除研发采用先进技术外还要逐步建设能源电力市场，开发新的商业模式，提高经济效益，降低价格。

未来能源服务公司会起大作用

中国电力报：您刚刚谈到储能，储能新技术是《报告》提出的38项关键技术之一。能否具体谈谈您对未来储能的看法?

周孝信：除已广泛应用的抽水蓄能技术外，现在适合于集中式和分布式应用的各种类型的电网储能新技术正在得到广泛的研究和关注，如储电、储热(冷)、储氢等，此外太阳能热发电技术，在夜间没有太阳的情况下用储存的热来发电，也是一种储能形式的利用。近年来规模化的功率型、能量型电网储电技术有较快发展，如新型锂离子电池技术、压缩空气储能技术等。可以预计，随着储能系统价格进一步下降，循环寿命不断提高，适合于新能源发电入网和用户侧的新型分布式电网储能

技术将会有很好的发展和应用前景。

中国电力报：这 9 大方向 38 项技术如何借助“9 号文”及其相关配套文件更好的发展呢？

周孝信：“9 号文”及其配套文件对我国电力市场化发展具有很大的意义。比如会促进电力服务做得更好。未来新一代的能源系统和“清洁低碳、安全高效”的现代能源体系的建立，都离不开能源市场化。市场化的好处就是更能激发创新的热情，包括技术创新、市场商业模式的创新等等，而这些创新一定能推动能源领域进一步的改革与发展。如推动需求侧管理和需求侧响应，能源服务公司就可以发挥重要作用。我国工业用户的用电约占全社会用电量的 70%，推动大用户需求侧管理和用户响应，具有很大的节能和资源利用潜力。对此采用怎样的商业模式，如何实现利益共享，探索的空间会很大。

中国电力报：您怎么看待刚刚提及的能源服务公司？

周孝信：我本人对此没有深入研究。我认为，将来能源服务公司如果做好的话可以起非常大的作用，包括前面提到的在用户的节能、负荷管理方面。对电网而言，我赞成在做好大电网的建设运行的同时，也应介入更广泛的能源服务，包括小型分布式可再生能源和储能建设、微网建设和运行等方面，使常规输配电业务向多元化方向发展，以便应对未来可再生能源和分布式能源比例大幅度提高、能源电力系统转型可能带来的挑战。

徐秋玲 郭腾腾 中国电力报 2016-01-21

别再说能源结构不合理都是资源禀赋的错了！

导读

数年来，大家对我国能源资源禀赋的描述都是“富煤缺油少气”。作为世界上最大的能源消费国，中国日益增长的能源消耗与不合理的能源消费方式和消费结构之间的矛盾越来越凸显，如何走出这一困境、找到未来发展出路，关系着国民经济和社会的可持续发展。

《中国能源报》记者针对上述问题专访了中国社科院研究生院院长、国际能源安全研究中心主任、《中国能源的困境与出路》主编黄晓勇教授。干货多多，不容错过！

能源结构不合理是问题，也是机遇

中国能源报：您如何评价我国能源问题的总现状？

黄晓勇：据国家气候变化专家委员会专家在 2015 北京能源论坛上披露，北京空气中 PM2.5 的 2/3 和温室气体的 3/4 来自化石燃料。一方面，煤炭在目前一次能源消费中所占比例仍高达 66%；而另一方面，在能源对外依赖日趋严重的状况下，能源的有效利用率却十分低下，能源在开采、加工转换和储运及终端利用过程中的损失和浪费惊人；同时，中国东部地区单位面积的煤炭和石油消耗分别已达全球平均水平的 12 倍和 3 倍，单位面积的环境负荷也高出全球平均水平的 5 倍以上；即便是按人均，中国的二氧化碳排放量已然达到 10 吨，超过了欧盟、日本等发达经济体的历史最高水平。

当年英国治理雾霾，用 10 年时间使污染物降低了 80%，并用 20 年时间使石油替代了 20% 的煤炭、用天然气替代了 30% 以上的煤炭，最终使煤炭占能源结构的比例从 90% 下降到了 30%。这组数字显示的只是一种简单的结构变化，但它所包含的却是一场由能源的生产革命、消费革命、技术革命和体制革命共同构成的深刻的变革及其所获得的成果。

目前，煤炭在中国一次能源消费中的比例还停留在将近 100 年前世界能源结构的水平上。这种差距的确令人忧心忡忡、惶惶然，但同时这意味着改革、发展与进步的可能性和空间，至少我们可以获得一种启示和信心，即北京的“APEC 蓝”或“阅兵蓝”的常态化是可以通过人为努力而实现的，关键在于决心、措施与坚持。

上面这些情况可以看出，我国化石能源供给仍然偏紧，能源结构不尽合理；与此同时，单位 GDP 能耗水平偏高，能源消费还过于粗放。因此，我国必须大力推进能源的消费和供给革命，坚持“节约、清洁、安全”的战略方针，加快构建清洁、高效、安全、可持续的现代能源体系，并重点实施节

约优先、立足国内、绿色低碳和创新驱动等四大战略。

应优先推进能源消费和供给革命

中国能源报：解决能源问题的切入点在哪里？

黄晓勇：目前，我国的经济发展方式依然较为粗放，能源密集型产业的比重仍旧偏大，钢铁、有色、建材、化工四大高耗能产业用能约占整体用能的一半。虽然我国人均能源消费已达到世界平均水平，但人均 GDP 仅为世界平均水平的一半；单位 GDP 能耗不仅远高于发达国家，也高于巴西、墨西哥等发展中国家。较低的能效水平，与我国所处的发展阶段和国际产业分工格局有关，但也反映了我国发展方式粗放、产业结构不合理，这些都迫切需要我国实行能源消费效率和消费总量双控制，形成倒逼机制。

在欧美等发达国家和地区，节能被看作一种重要的能源利用形式，甚至被称作为“第五燃料”。在上世纪 70 年代两次石油危机的影响下，发达国家普遍采取了一系列降低能源消耗、提高能源效率的有效措施。近年，各国积极推动智能电网、电动汽车、智能交通等新技术的开发，旨在以先进技术提高能效。我国也必须推动能源消费革命，抑制不合理能源消费；坚决控制能源消费总量，有效落实节能优先方针，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域。

事实上，如果继续任由我国能源利用效率在较低水平徘徊，不仅会对环境造成巨大压力，对生态造成了严重的威胁，而且随着劳动力成本等市场要素价格的上升、政府政策红利的消耗殆尽及周边国家经济的发展，我国产品及企业的国际市场竞争力将进一步下降，中国制造的市场份额及经济影响力不可避免地萎缩。

能源的粗放消费还会对我国能源安全带来威胁。以石油为例，从我国原油生产能力和产量看，目前已基本进入高峰期，主力油田稳产增产压力增大。若按照年均 4.0% 增速测算，2020 年我国石油需求总量将接近 6 亿吨。按照我国原油产量 2 亿吨计算，则 2020 年我国石油将有 68% 来自于进口，有专家预计这种进口势头至少将延续到 2030 年。

中国能源报：如何推进能源消费和供给革命？

黄晓勇：推进能源消费和供给革命，建立能源节约型社会，首先，我国需要推行“一挂双控”措施，将能源消费与经济增长挂钩，对高耗能产业和产能过剩行业实行能源消费总量控制强约束，其他产业按先进能效标准实行强约束，现有产能能效要限期达标，新增产能必须符合国内先进能效标准。其次，控制煤炭、石油等主要化石能源消费总量。实施针对煤炭、石油等主要化石能源的消费总量控制，力争到 2020 年煤炭消费总量达到峰值、不突破 42 亿吨原煤；石油消费量到 2020 年力争控制在 5.5 亿吨、2030 年控制在 6.5 亿吨左右。

此外，我国要着力实施能效提升计划。坚持节能优先，以工业、建筑和交通领域为重点，创新发展方式，形成节能型生产和消费模式。这要求在大力开发和推广先进节能技术的同时，要通过更严格标准和管理引导人们更科学经济地用能源。尤其要大力促进工业、建筑、交通等重点领域的节能工作。继续制定节能约束性目标，进一步提高能源效率，力争实现 2020 年单位 GDP 能耗比 2010 年下降 35%，2030 年单位 GDP 能耗比 2020 年再下降 30%。

建立多元化能源供给体系意义重大

中国能源报：建立多元化能源供给体系有何意义？

黄晓勇：纵观人类历史我们不难发现，每一次社会形态的重大变化和国际社会中国国家综合国力的此消彼长，都是与能源形态的变化分不开的。

罗伯特·赫夫纳的世界能源转型图颇负盛名，他认为，人类使用能源的大时代基本就是三个：固体能源时代、液体能源时代与气体能源时代。固体能源以木材和煤炭为代表；液体燃料则主要是石油，气体燃料主要是天然气。人类社会在文明发展史上曾长期以木材为主要能量来源，直到工业革命开始煤炭的占比才迅速上升，并于 20 世纪前半期达到顶峰。随后石油大踏步登上历史舞台，其消费量于 1973 年达到历史高峰。赫夫纳认为，液体燃料时代的时间较短，主要是 19 和 20 世纪这两百年，而固体燃料时代（木材为主）长达数千年，但今后一百多年里将见证以天然气（包括风能、太

太阳能和氢能)为核心构成的气体燃料时代。

能源消费结构的转型也是一个国家综合国力的体现。从美国人均 GDP 超过英国到美国霸权被全世界认可,历经了近半个世纪,而这样一种巨变实际上也是霸权国的能源消费结构从煤炭主导转向石油主导的过程。从英国方面来说,煤炭的消费占比从 1619 年首次超过木材(木材和煤炭占比分别为 24.4%和 24.7%),到 1971 年被石油超过(煤炭和石油占比分别为 42.8%和 47.4%),其突出地位保持了 350 年。由此可见,英国霸权的能源基础是煤炭。

中国能源报:在这方面,国外有哪些经验可供借鉴?

黄晓勇:寻找可持续的替代能源,减少对化石能源的过度依赖,已经成为各国能源政策的一个重点。但目前除水电外的多数可再生能源项目,都需要较高的价格或者补贴来维持其运转。因此,对如何发展可再生能源存在着激烈的争论。

同时,人们忽略了另一个事实,由于化石能源利用过程中的负向环境外部性并没有完全由其生产企业负担,各国政府实际上也是对化石能源进行了暗地里的补贴。由于这种对环境污染行为的实际补贴,使全社会付出了高昂的环境和健康代价。

德国可再生能源的发展全球领先,其发展模式一直备受推崇,其经验和教训就值得我们认真学习和借鉴。上世纪 90 年代,德国《电力入网法》颁布后,风能和太阳能进入快速发展阶段。2000 年《可再生能源法》实施以来,德国的可再生能源发展更是进入了快车道,成为全球的榜样。其可再生能源占发电总量的比重从 2000 年的 6%上升到 2013 年的约 25%。然而,经历了 2010 年—2012 年高补贴带来的狂飙后,补贴造成的庞大的财政开支使政府难以继续承受,也导致了德国可再生能源高速发展变得难以持续。

德国可再生能源的发展历程给我国带来不少经验启示:

第一,要继续完善促进可再生能源发展的立法,支持可再生能源优先上网,对风能、太阳能发电给予补贴。第二,在确定补贴额度的过程中,政府要把握好补贴的度。过高的补贴虽然短期内会促进行业的投资,但是从中长期来看,过度的补贴和投资带来的产能过剩导致收益率降低,从而会挫伤投资者的积极性。第三,加强配套电网建设,确保可再生能源发电的输送。第四,要进一步提高煤电发电的环保标准和执法力度,并推动碳排放交易,将传统化石能源与可再生能源的外部成本显性化。第五,要探索可再生能源发展的融资模式。

美国在页岩油气勘探开发领域取得的进展,大大助推了美国的“能源独立”战略。2006 年以来,美国能源自给率逐渐提高,2011 年达到 80.5%,2014 年进一步升至 88.6%。页岩油气的开发还推动了美国经济复苏,减少了从不稳定国家和地区进口石油的比例,使美国全球经济战略的自由度进一步扩大。

美国在非常规化石能源开发方面也给我们不少启示:

第一,要建立规范的市场监管体系和维护输气管网运行的市场化公平准入机制。第二,对页岩气勘探开发和运输管道建设实行税收减免和财政补贴。第三,建立专项研究基金资助研究机构开展技术研发,提高整个行业的技术水平。第四,要鼓励辅助性中小能源技术、设备、服务企业积极参与,建立起专业化的分工体系。第五,要制订完善的页岩气开发的行业标准和环保监督机制。

中国能源报:我国应该如何构建起多元化的能源供给体系?

黄晓勇:我国能源结构的突出特点是“富煤贫油少气”。当前,无论是从保障能源供给安全的角度、还是从保障生态安全的角度出发,推进能源供给的多元化都非常必要。从目前煤炭占中国一次能源消费近 66%的比重看,中国仍处于煤炭消费时代。中国已经是世界上最大的能源生产国和消费国,无论是实现中国的能源供给安全,还是从优化能源结构的角度统筹能源生产,都必须加快发展可再生能源及天然气、核电等清洁能源,并应大力促进太阳能、生物质能、海洋能等可再生能源入网。

影响一个国家能源生产的最基本因素是资源禀赋,但资源禀赋并非是一个国家能源消费结构的决定性因素。

2014年，中国煤炭已探明储量为1145亿吨，仅次于美国（2373亿吨）和俄罗斯（1570亿吨）；在石油探明储量上中国仅相当于俄罗斯的18%和美国的38%。但是从能源生产上看，2014年中国煤炭开采量是俄罗斯的11倍、美国的4倍，石油开采量则是俄罗斯的39%、美国的41%。

由此可见，除资源禀赋之外，另外一些重要因素决定着能源生产和能源结构。目前，中国能源消费需求和生产之间的缺口持续扩大，发展可再生能源、获取海外能源等都可以成为改善能源消费结构、增加能源生产的替代选择。

总之，经济发展的目的在于让国民享受更自由更富足的幸福生活，以牺牲环境和人们的健康为代价换来的高速增长绝不是理想的结果。让人们有尊严地共享改革开放以来中国经济繁荣的成果，就必须消除雾霾。

中国必须尽快从煤炭时代进入油气时代，进入传统能源和新能源相结合的能源清洁利用时代。而能源利用技术的突破是这场能源革命的关键，不仅为以稳定供给、清洁生产和绿色消费为目标的能源革命提供保障，而且也中国经济成功升级转型提供强大的动力。

贾科华 中国能源报 2016-01-26

中国企业推介构建“全球能源互联网”

全球减少碳排放、提高清洁能源比例的呼声日高之时，掌握了关键技术的全球最大公用事业企业——中国国家电网公司21日在香港推介构建全球能源互联网。

根据国家电网董事长刘振亚的介绍，全球能源互联网是以特高压电网为骨干网架、全球互联的智能电网，是清洁能源在全球范围大规模开发、配置、利用的基础平台。全球能源互联网实质就是“特高压电网+智能电网+清洁能源”。

刘振亚说，构建全球能源互联网的想法已久。其中的动因之一就是，中国自主创新的特高压电网技术先进成熟，电力的远距离输送在中国已成为现实。±1100千伏特高压直流输电距离可达5000公里，容量可达1500万千瓦。世界各大清洁能源基地与负荷中心都在特高压输电范围内。

特高压电网技术解决后，随之而来的技术难题是如何令风电、太阳能等清洁能源更具商业竞争力。

对此，刘振亚介绍说，清洁能源发展势头比预期更快更猛。2000年到2014年，全球风电、太阳能发电年均分别增长26%、45%，远远超过煤炭3.6%、石油1.2%、天然气2.5%的年均增速。其中，中国的风电、太阳能发电年均增速分别达49%、68%。随着技术进步，新能源的经济性和竞争力将不断提高。风电、太阳能发电将迎来快速发展期。

全球清洁能源开发万分之五，就可满足全部能源需求。要实现清洁能源大规模开发利用，必须构建全球能源优化配置平台，即全球能源互联网。刘振亚相信，构建全球能源互联网的条件已经具备。

他还给出了构建全球能源互联网的步骤，先是各国在其国内实现互联，继而在各大洲之间实现互联，最终实现各大洲之间的互联。他说，各国清洁发电、北极风电和赤道太阳能发电是未来全球能源互联网输送的主导能源。

但构建全球能源互联网需要一笔巨额投资。刘振亚说，到2050年，要实现全球清洁能源比重达到80%的目标，包括电网、电源(电站)投资在内，全球能源互联网累计投资将超过50万亿美元。

刘振亚相信，投资全球能源互联网可获得不菲的商业价值。他说，借助特高压电网，可将风电从中国新疆输送到5000-6000公里外的德国柏林。目前新疆风电的成本大约每度(千瓦时)0.35元人民币，加上0.15元人民币的发电利润，两者合计折合每度8美分。再加上每度4美分的输送成本，到达柏林的电价是每度12到13美分。

德国的末端销售电价大约每度24到25美分。如此，每度电就有12、13美分的价差。如果用±1100千伏特高压直流输电，输送功率1500万千瓦、每年运行6000小时，每年就能输送900亿度的

电力。刘振亚表示，由此不难算出每年可观的利润，投资回收会比较快。

尽管商业上、技术上可行，刘振亚承认，构建跨国的全球能源互联网仍会面临不少障碍，但这符合人类社会的共同利益。

刘振亚分析，全球能源互联网建成后，到 2050 年，全球清洁能源占一次能源的比重将达到 80%，每年可替代相当于 240 亿吨标准煤的化石能源，减排二氧化碳 670 亿吨。全球能源二氧化碳排放可控制在 115 亿吨左右，仅为上世纪 90 年代初排放水平的一半，可以实现全球温升控制在 2℃ 以内的目标。构建全球能源互联网，还可将亚洲、非洲、南美洲等地区的资源优势转化为经济优势，缩小地区差异。

赵建华 中国新闻网 2016-01-22

能源革命迫在眉睫 光伏风电机遇何在

2015 年 6 月 13 日，习近平总书记主持召开中央财经领导小组会议专门研究能源安全战略问题，就推动能源生产革命、消费革命、技术革命、体制革命和加强国际合作作出了总体部署。前不久，国务院发布了《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》，提出了能源革命路线图的量化目标和实施方略。

11 月 29 日，北京再陷“霾伏”，PM2.5 爆表，空气重度污染；同一天，在“2014 年搜狐财经变革力峰会”上，著名经济学家厉以宁直指经济超高速增长带来的弊病：资源过度消耗、生态破坏、产能过剩、低效率。

能源生产和消费革命，迫在眉睫。未来 6 年，能源革命之路怎么走？

1. 总量怎么控？

目标——到 2020 年，一次能源消费总量控制在 48 亿吨标准煤左右，煤炭消费总量控制在 42 亿吨左右。到 2020 年，京津冀鲁四省市煤炭消费比 2012 年净削减 1 亿吨，长三角和珠三角地区煤炭消费总量实现负增长。

“要以较少的能源消费支撑经济社会发展。”不久前发布的《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》确定了未来 6 年我国能源革命的具体路径和目标。按照行动计划，我国将实施节约优先、立足国内、绿色低碳、创新驱动四大战略。

国家发展和改革委员会能源研究所所长韩文科强调，我国历次经济发展都伴随能源高速增长，现在要用能源的中低速增长来支持经济转型，不管是哪条路径，都注定是一次“痛苦的转型”。

“从能源发展的外部条件来看，资源环境的约束更为紧迫。”国务院发展研究中心主任李伟指出，自 2013 年四季度开始，中国已成为世界上最大的石油进口国，2013 年对外依存度为 58%。如不加控制，2030 年石油进口依存度将超过 70%，如此高的依存度在大国中是少有的，美国的石油对外依存度最高为 66%，目前已下降到 50% 以下。另外，大气污染的公众承受能力已经到了临界点。

中国石油大学中国石油产业发展研究中心副主任刘毅军认为，打造中国能源升级版，首先要实施能源总量控制，推动能源消费革命。改变以往敞开口子供应能源的思路，通过能源总量的约束，形成节约型的生产方式和可持续的消费模式。

“11 月 29 日起，国家提高了汽油和柴油的消费税，这是一个明确的信号，意味着我国将逐步形成以环境税、消费税等为主体的绿色税收体系，建立价格等市场调节手段为主的节能减排长效机制。”刘毅军告诉记者。

2. 结构怎么调？

目标——到 2020 年，煤炭消费比重控制在 62% 以内。非化石能源占一次能源消费比重将达 15%，常规水电装机达 3.5 亿千瓦左右，风电装机达 2 亿千瓦，光伏装机达 1 亿千瓦左右。

“中国频繁出现的雾霾给大家带来很大的忧虑，雾霾是怎么产生的？很大程度上是煤炭的燃烧产生的。我们采取了很多措施去控制煤炭，去集中使用。但是最根本的办法就是减少煤炭的使用。”国

务院研究室综合研究司副司长范必指出。

《能源发展战略行动计划》关于优化能源结构的第一条就是降低煤炭消费比重。行动计划削减京津冀鲁、长三角和珠三角等区域的煤炭消费总量。同时，控制重点用煤领域的煤炭消费，到 2017 年基本完成重点地区燃煤锅炉、工业窑炉等天然气替代改造任务。煤炭消费总量控制在 42 亿吨左右。

发展清洁低碳能源是调整能源结构的主攻方向。优化能源结构的路径是：降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，大力发展风电、太阳能、地热能等可再生能源，安全发展核电。行动计划提出，按照输出与就地消纳利用并重、集中式与分布式发展并举的原则，加快发展可再生能源，切实解决弃风、弃水、弃光问题。到 2020 年，非化石能源占一次能源消费比重达到 15%。

“我们的决心是很大的，但目前中国工业化还没有完成，产业结构还在进行艰难的调整，城镇化刚刚要大规模地起步。传统能源的比重降低，对于经济发展、就业以及地方政府都会带来很多挑战。”科技部新能源国际合作办公室副主任赵刚指出。

可再生能源技术的发展，需要政策的支持。目前，国家能源局已经发文支持分布式能源，建设示范工程，给予税收、政策的支持，中央和地方政府都有明确的新能源补贴。

3.改革怎么办？

目标——中国将深化能源体制改革，到 2020 年基本形成统一开放竞争有序的现代能源市场体系。纳入改革范畴的重点工作是：能源价格改革、电网和油气管网体制改革、能源投资准入改革、电力市场化改革、国有能源企业改革。

刘毅军认为，体制革命是能源生产革命、消费革命、技术革命推进和实现的根本保障。“改革成功的标志是，能源体制能够发生重大转变，市场能够发挥决定性作用和更好发挥政府作用。通过体制革命调动方方面面的积极性，推动能源革命的实现。”刘毅军指出。

深化能源体制改革的目标是推进政企分开，分离自然垄断业务和竞争性业务，放开竞争性领域和环节。实行统一的市场准入制度，在制定负面清单基础上，鼓励和引导各类市场主体依法平等进入负面清单以外的领域，推动能源投资主体多元化。

能源价格，是市场化面临的最迫切考验。

在能源价格改革上，将重点推进石油、天然气、电力等领域价格改革，有序放开竞争性环节价格，天然气井口价格及销售价格、上网电价和销售电价由市场形成，输配电价和油气管输价格由政府定价。

范必认为，能源价格是所有的价格里受到政府管制最严格的一部分，包括气价、电价、热价，“现在最重要的问题是要调整政府的管制，允许市场里有更多的、相对独立的市场主体”。

张翼 光明日报 2016-01-21

提高可再生能源比重将增加全球 GDP

国际可再生能源机构(IRENA)1月16日发布《可再生能源效益：经济学分析》，首次对可再生能源的宏观经济影响进行全球评估。报告表明，2030年前将可再生能源在全球能源结构中的比重提高到36%，最高可使全球国内生产总值(GDP)提高1.1%，升幅约为1.3万亿美元。

报告提出，除GDP增长外，一系列社会和环境效益还将带来人类福利的提升。可再生能源对福利的影响预计是GDP影响的3到4倍。当前全球可再生能源领域的就业人数为920万人，2030年将升至2400万人以上。中国目前是全球最大的可再生能源就业市场，为340万人提供就业机会。中国仅太阳能光伏产业的就业人口就达到160万人，其中80%的就业集中在制造领域，占据了70%的全球太阳能光伏生产市场。

此外，提高全球能源结构中的可再生能源比重还会带来贸易方式的转变，因为这将使全球煤炭进口量减少一半，同时削减石油和天然气进口，从而使日本、印度、韩国、欧盟等主要进口国获益。多元化经济也将使化石燃料出口国受益。

“该报告通过强大的证据证明，实现所需的能源转型不仅能缓解气候变化，还能刺激经济发展、提高人类福利、增加全球就业。”国际可再生能源机构总干事阿丹·阿明说。

陆琦 中国科学报 2016-01-21

打造中沙能源共同体，怎么干？

当地时间1月19日，国家主席习近平在利雅得同沙特阿拉伯国王萨勒曼举行会谈。双方同意加强能源政策协调，提高能源合作水平，构建长期稳定的中沙能源战略合作关系。此前一天，习近平主席在沙特媒体发表署名文章中表示，双方应该扩大双边贸易规模，打造长期稳定的中沙能源合作共同体。可见，在中国和沙特经贸关系中，能源合作举足轻重。

各取所需：消费大国牵手出口大国

能源合作是中国和沙特等阿拉伯国家经贸合作的坚实基础。在2014年的中国—阿拉伯国家合作论坛第六届部长级会议上，习近平主席就提出了“1+2+3”的合作格局，即以能源合作为主轴，以基础设施建设、贸易和投资便利化为两翼，以核能、航天卫星、新能源三大高新领域为新的突破口。中国政府日前发布首份中国对阿拉伯国家政策文件，重申了上述合作格局的倡议，并提出“推动务实合作升级换代”。

前中国中东问题特使、原驻沙特大使吴思科对人民日报全媒体平台记者说，多年来，中国一直把沙特视为重要的能源合作伙伴，中国的能源进口如果存在缺口，沙特都可以保证补齐。中国作为一个能源消费大国，需要沙特提供稳定的能源供给；沙特作为最大的产油国，也需要中国这个稳定的消费市场。

“双方决定将两国关系提升为全面战略伙伴关系，将进一步推动两国的能源合作。能源合作也将带动其他领域的合作，形成良性互动。”吴思科说。

“在国际原油价格跌宕起伏的背景下，中国和沙特构建长期稳定的中沙能源战略合作关系，显得至关重要。”中国国际问题研究院中东研究中心主任李国富对记者说。

战略契合：中国倡议助力沙特多元化战略

近年来，包括沙特在内的海湾国家积极寻求收入来源多元化，通过在优势工业领域的投资来减少对石油产业的依赖。特别是沙特人口快速增长，需要创造更多的就业机会。

沙特知名企业家、沙中友好协会会长杰里西认为，中国提出的“1+2+3”合作格局契合了沙特的当下之需，“目前，国际油价大幅下跌，沙特面临收入锐减和经济转型的巨大压力。发展航天、和平利用核能、可再生能源三大高技术领域，将有助于沙特摆脱对石油的依赖和实现经济多元化的目标”。

吴思科认为，沙特正在规划经济多元化发展，沙特和中国的石油合作也不局限于买卖石油，还包括石油的勘探、开采、冶炼、石油的衍生品等石油产业的上下游产业。

北京大学阿语系教授、中阿合作论坛研究中心理事吴冰冰说，沙特对于核能等新能源有着强烈的需求，国际上既有技术水平，还有产业能力和投资能力的国家有中国、法国、俄罗斯、韩国等国。中国和沙特围绕着新能源的合作空间将十分广阔。“沙特依托本国能源产业积累的巨量资本，对核能等新能源进行投资，也能推动沙特国内的能源产业进行结构性调整。”

全新尝试：参与资本运作提升合作深度

1月7日，沙特阿拉伯副王储兼国防大臣穆罕默德·本·萨勒曼表示，沙特正在考虑国有石油巨头沙特阿拉伯石油公司上市事宜。

吴冰冰认为，这表明，沙特国内的能源产业将要进行治理结构调整，准备向国际石油市场开放。吴冰冰认为，如果沙特阿拉伯石油公司真的可以上市，中国就可以战略性地持有该公司的一些股份，参与该公司的资本运作，从而深度参与到沙特的石油产业中去，中国和沙特能源合作的深度就可以得到提升。

在沙特西部延布市，由中石化与沙特阿拉伯石油公司(沙特阿美)共同投资 100 亿美元的阿美中

石化炼厂项目已正式启动，是中国目前在沙特最大的投资项目，日产能力 40 万桶，为上千名沙特人提供了管理和技术岗位。

吴冰冰表示，炼化产业比原油产业更能应对国际原油价格波动带来的冲击，“今后，中国可以在沙特开办一些石油炼化厂，不仅可以提升沙特石油产品的附加值，提高沙特整体上的石油精炼能力，给当地创造更多就业岗位，培养更多沙特本地员工从事石油产业的工作。长期来看，也能帮助沙特加快实现经济多元化。这应该成为中国沙特能源合作新的发展方向。”

一些大型中资企业已在沙特进行新的合作尝试。2015 年 9 月，中国华为、沙特阿美和法赫德国王油矿大学联合创办的创新中心在沙特东部省达兰正式挂牌。《阿拉伯新闻报》报道说，新成立的联合创新中心将凭借华为的先进技术和满足客户特殊需求的专业能力，致力于为沙特油气行业提供信息通信技术解决方案。

暨佩娟 黄培昭 人民日报 2016-01-21

中国—中东能源合作开启新篇章

1 月 19 日至 23 日，国家主席习近平受邀对中东三国：沙特、埃及和伊朗进行国事访问。这是习近平主席年内的首次出访，也是近 5 年来，中国最高领导人首次访问中东地区。

作为全球重要能源产地，中东地区的对外能源合作一向引人瞩目。而中国作为能源消费大国，也一直是中东地区重要的能源合作伙伴。

早在 2014 年“中国—阿拉伯国家合作论坛”第六届部长级会议上，习近平主席就提出，要建立以能源合作为主轴，以基础设施建设、贸易和投资便利化为两翼，以核能、航天卫星、新能源三大高新领域为新突破口的“1+2+3”合作格局。

此次习近平主席的中东之行，更是全面开启了“一带一路”框架下，中国与该地区国家能源合作的新篇章。

在沙特访问期间，习近平主席的行程紧凑而高效，不仅将中沙两国关系提升至全面战略伙伴关系，同时还见证了一系列双边合作文件的签署。

虽然中国与沙特建交时间不长，但是双边关系发展迅速。新华社资料显示，沙特已经连续多年是中国在西亚地区最大的贸易伙伴，以及中国在全球最主要原油供应国之一。2013 年，中国首次成为沙特第一大贸易伙伴。2014 年，中沙双边贸易额比建交时增长 230 多倍，达到 691 亿美元。

正如习近平主席在会见沙特王储继承人穆罕默德时指出，中沙建立全面战略伙伴关系是大势所趋，标志着两国关系步入新阶段。

作为全球重要的能源生产国和消费国，中沙两国在能源领域的合作尤为引人注目。

1 月 20 日，在位于利雅得市郊的阿卜杜拉国王石油研究中心，习近平主席和萨勒曼国王共同出席中沙延布炼厂投产启动仪式。据了解，该项目为中石化和沙特阿美石油公司共同成立，占地面积 520 万平方米，设计日产能 40 万桶，总投资近 100 亿美元，是中国在沙特最大的投资项目，也是全球最大的炼厂之一。

此外，中国核建还与沙特能源城在两国领导人见证下，签订了《沙特高温气冷堆项目合作谅解备忘录》。中国核建表示，此次合作谅解备忘录的签订，是中沙两国共同落实“一带一路”倡议的重要举措，也标志着我国第四代核电技术高温气冷堆项目实现“走出去”重大突破。

与此同时，中国商务部还与海湾阿拉伯国家合作委员会秘书处共同宣布，恢复自由贸易协定谈判，计划在年内达成一份全面的自贸协定。习近平主席在会见海合会秘书长扎耶尼时表示，中方愿成为海合会国家长期、稳定、可靠的能源供应市场，同海方构建上下游全方位能源合作格局。

埃及作为最早同新中国建交的阿拉伯和非洲国家，近年来也不断加强同中国在能源领域的合作。据了解，随着电力需求的不断增长，埃及近年来对核电和可再生能源发电均表现出强烈的兴趣。去年，中核集团就已经与埃及方面签署了《核能合作谅解备忘录》，将协助埃及发展核电。

1月20日，两国首脑共同出席了在开罗举行的中国高科技展，习近平主席在参观期间亲自向埃及总理谢里夫·伊斯梅尔介绍了“华龙一号”的相关情况。1月21日，中国出口信用保险公司又同埃及电力与可再生能源部，签署了关于电力重点项目融资保险合作的框架协议。中埃经贸合作在电力建设领域的融资工作取得了重要的阶段性成果。

此次习近平主席访问期间，中埃双方一致同意，将在“一带一路”框架下继续加强合作。中方将在开发苏伊士运河走廊、电力、新能源和可再生能源、运输和铁路、道路和港口等基础设施建设方面为埃及提供支持；同时，还将在力所能及的范围内与埃及相关项目开展融资合作。

李慧 中国能源报 2016-01-25

热能、动力工程

院士称我国碳排放被国外长期高估

“中国碳排放量被国外研究机构长期高估。”中科院院士吕达仁日前在接受《中国科学报》记者采访时指出，我国排放因子比国际上认定的大约要低10%~15%。也就是说，同样1亿吨煤变成二氧化碳的数值，要比国际估计值低10%~15%。

据此推算，中国累计排放量将大幅度降低，重新核算后的中国碳排放在2000年至2013年间要比原先估计少106亿吨二氧化碳，而我国的减排空间则可增加25%~70%。

这一结论来自“应对气候变化的碳收支认证及相关问题研究”(以下简称“碳专项”)。该项目专家通过系统监测，获得了我国能源消费量、碳含量和碳氧化因子的关键参数。

作为碳专项首席科学家，吕达仁介绍说，项目一共完成了约700余组样品的采集，其中原煤样品602组，覆盖我国14大煤炭基地和其他产煤省份。根据我国2011年煤炭产量进行核算，采样覆盖率达96.7%。此外，研究人员还从美国地质勘探局(USGS)获得了约500组煤炭性质数据，对美国煤炭性质进行了分析，并与我国煤炭性质进行了比较。

“美国煤炭的平均含碳率是61.41%，我国2011年的煤炭含碳率是55.42%，考虑产量的碳含量只有54.21%，二者相差了约7%，这不是一个小数。”吕达仁进一步指出，“与美国煤炭相比，我国煤炭的碳含量显然是偏低的。”

不仅是煤炭，我国能源利用各行业的碳氧化因子，相较IPCC的默认值1都存在着较大差距。“国外研究机构提供的数据和我国的真实情况是有差距的。中国的能源性质不可能和其他国家完全一样，现在不一样，未来也不会一样。”吕达仁强调，碳氧化因子作为一个综合性指标极其关键，也十分复杂。

尽管碳专项的研究结论为中国未来重新定义排放指标提供了有力依据，但吕达仁认为，在气候变化的问题上中国仍不可掉以轻心。

据碳专项研究数据显示，中国近百年增暖为1.2℃~1.5℃，而以往的国家评估报告结果是0.5℃~0.8℃。“新的结果表明气候变化对我国的影响被低估了。”吕达仁在总结院内外相关专家的成果时如是表示。

“现在我们更加关注的是气候变化的速率和强度。”吕达仁指出，如果同样的变化发生在1千年的尺度上，人们根本不必在乎，但如果是发生在100年甚至是10年的尺度上，如何应对就显得十分关键了。“短时间内气候的快速变化，将会产生一系列影响人类经济社会生存发展的问题。”

在吕达仁看来，尽管气候急剧增温的背后有自然因素的影响，但人类活动对地球的表层变化也起到了不可忽略的影响。“对于当前的气候变化问题我们要有清醒的认识，绝不能不管不问。”

李瑜 中国科学报 2016-01-27

摆脱工业文明的高碳标志

生态文明是继原始文明、农耕文明、工业文明之后的一种新文明发展形态，党的十八大提出，要“把生态文明建设放在突出地位，融入经济建设、政治建设、文化建设、社会建设各方面和全过程”。这从战略高度指明了中国社会经济发展的方向，直指生态文明。

随后，在党的十八届三中全会上，正式提出了建设生态文明的具体制度措施，“用制度保护生态环境”的理念得到确认，低碳转型成为了中国的顶层设计。

从工业文明到生态文明

人类文明形态的变迁可以从对大自然的认识角度探寻脉络，从农耕文明到工业文明，再到生态文明，人们对大自然的态度有明显的差异性。农耕文明时代强调敬畏自然，强调“天人合一”。工业文明的行为准则是驯服自然，榨取自然界的一切为人类文明服务，这也产生了人类无穷的欲望与自然界有限的资源与环境容量之间的矛盾。到了生态文明阶段，人们追求的是在尊重自然、顺应自然、保护自然条件下，实现自身的可持续发展。

当前阶段，我们正处于由工业文明向生态文明转换的时期，所以两种文明的发展范式在我们身边都能找到例子。工业文明的发展范式以功利主义为基础，以技术革命为动力机制，追求利润最大化和财富的积累，它的发展是没有边界、没有刚性约束的，生产方式是线性的，遵从大量生产、大量消费的模式。在这个阶段，社会的能源基础为化石能源。一旦进入生态文明，发展范式会完全不同，人类所追求的将是社会公正与生态公正，最终目标是可持续的社会繁荣，强调和谐与创新的驱动作用，进行生产时能够意识到面临的资源和环境约束，因此生产方式以循环经济为主，消费模式也会向适度、低碳、健康等维度靠拢。在生态文明阶段，人类的能源基础转向了可再生能源。

工业文明与生态文明是如此之不同，以至于在现今这个处于转型期的时代里，人类社会在伦理基础、价值来源、目标、动力机制等各个方面存在诸多冲突与矛盾。

解决这些冲突与矛盾，加快生态文明建设的脚步，需要从转变理念开始。其实，习近平主席所提出的“绿水青山就是金山银山”的理念非常值得深入学习与体会，它很好地诠释了向生态文明的过渡的不同认识阶段。在第一个阶段，“用绿水青山去换金山银山”，强调只要经济发展，就无需去过多考虑资源环境承载能力，造成了资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化等严重问题，在第二个阶段，“既要金山银山也要绿水青山”，人们开始注意到环境保护的重要性，采取了一些保护措施，但还只是就生态谈生态，并没有从全局的高度认识这个问题；到第三个阶段，“绿水青山就是金山银山”，人们意识到蓝天白云、青山绿水是长远发展的最大本钱，生态优势可以变成经济优势、发展优势，人类进入了一种更高的境界，即进入了生态文明阶段。

中国有强烈的碳减排愿望

生态文明不是简单地对工业文明进行否定或者替代，而是利用新的理念和原则对工业文明进行整体改造和提升。在这个过程中，强调的是尊重自然、顺应自然、保护自然；坚持的是节约优先、保护优先、自然恢复为主；在实现路径上，着力推进绿色发展、循环发展、低碳发展。

其中，低碳发展至关重要。低碳经济理念的产生，是基于一种后工业社会的假设，碳排放成为经济社会发展约束性指标之一，追求碳排放与经济增长的绝对脱钩。因此，生态文明建设的一个主要任务，就是要消除工业文明的高碳标志。

在向低碳经济转型方面，中国有强烈的意愿，多位国家领导人都曾作出过降低碳强度的表态。在刚刚结束的巴黎气候大会上，习近平主席再次郑重地向全世界作出承诺：中国将于2030年左右使二氧化碳排放达到峰值并争取尽早实现，2030年单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%~65%，这是中国向低碳经济转型的最核心目标。

中国向低碳经济转型的行动共识主要可以体现在四个方面：第一，防范气候风险；第二，节约资源；第三，保护环境；第四，提升低碳竞争力。

联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)发布的报告显示，人类活动导致了近60年以来一半以

上的全球气候变暖问题。气候变化的影响有正有负，但以负面影响为主。就全局而言，避免走到全球气候到达发生灾变的临界点已成为有历史眼光和责任心的人们必须担当起来的使命，也是中国发展低碳经济的重要政治驱动力。

在资源消耗方面，中国目前的国内生产总值约占全球 10%，但一次能源消费总量约占全球的 20%，居世界第一；石油进口依存度达到了 60%。无论是基于能效角度，还是基于能源安全问题，都要求中国建设资源节约型社会。

保护环境可能是四个行动共识中与人们日常生活贴得最近的一个，北京市的雾霾就是一个最好的实例。在环境污染已经成为全民公敌的情况下，它也必然成为了中国向低碳经济、环境友好型社会转型的驱动力。

发展低碳经济、建设生态文明的最后一个行动共识是，它可以让产业更加具有竞争力。从工业革命到现在，全球一共经历了六次创新浪潮。每一次创新浪潮中，哪个国家在核心竞争领域占据了制高点，它就会在随后的全球经济中处在领先地位。进入 21 世纪，竞争的焦点和主战场已经转移到资源集约利用、绿色化学、可再生能源等领域。为了在新一轮国际竞争中保持优势，中国工业向低碳转型是必然趋势。

以城市为主线促进低碳发展

对于现在的中国来说，城镇化是一个核心话题。麦肯锡曾经发布预告称，到 2025 年，中国将有 70% 的人生活在人口超过一百万的城市里面。城镇化速度之快，转移人口之多，都是前所未有的。在这种情况下，以城市为主线促进低碳发展，显得尤为而重要。

改革开放以来的 30 多年时间里，中国城镇化采用的是粗放外延的模式，高消耗、高排放、高扩张，资源环境代价大，不可持续性问题突出。在中国，很多建筑物修建后不到 30 年就被拆除重建，造成了非常大的资源浪费。数据显示，从 2011 年到 2013 年，中国在三年间年耗的水泥量比美国过去一百年的消耗量还多。目前，上海、北京、天津等城市的人均二氧化碳排放量在全球城市当中处于一个非常高的水平。中国的城市发展低碳还相去甚远。

在未来，如何避免在城市发展过程中被高碳锁定是中国必须关注并解决的问题。

政府方面已经展开了相关尝试，采用顶层设计与试点示范相结合的模式解决相应问题。2010 年和 2012 年，国家发改委分两批组织开展了 42 个低碳试点省区和城市。试点工作启动以来，取得了一定的成效，主要体现在低碳发展理念的转变、发展方式的转型、管理模式的变革、发展机制的创新和发展能力的提升等方面。

下一步，政府部门将在进一步加强城市间节能减排和低碳发展政策措施联动、减排技术和经验的交流与共享方面进行更多努力。这将有利于现有节能减排技术的推广，促进技术和城市管理模式创新，让各个城市更好地承担起它们在应对气候变化中的责任，推动在国家层面甚至全球层面形成应对气候变化的综合性战略。

（作者系中国社会科学院可持续发展研究中心研究员）

庄贵阳 《能源评论》杂志 2016-01-21

储能望纳入国家级规划 扶持政策将出台

随着可再生能源比例不断提高，储能重要性在能源闭环中日趋提升。

据记者从业内获悉，储能“十三五”规划将纳入国家《可再生能源发展“十三五”规划》，目前正在征求专家和地方政府意见，有望 3 月份出台。这是储能首次以专项规划形式纳入国家级规划。

据了解，此前的《可再生能源发展“十二五”规划》包括水能、风能、太阳能、生物质能、地热能和海洋能专项规划，储能未被提及，只在《国家“十二五”科学和技术发展规划》中作为技术被列出。

知情人士介绍说，“十三五”期间储能将侧重示范应用，重大储能技术与产业化示范工程或

纳入国家科技计划，积极探索不同场景、技术、规模和领域下的储能商业应用，规范相关标准和检测体系，为今后产业发展和专项扶持政策出台做技术储备。

值得注意的是，中央“十三五”规划建议“坚持绿色发展，着力改善生态环境”部分就提到，加强储能和智能电网建设。

《能源互联网行动计划》中也重点提及储能，并描绘出多种应用场景，“开发多类型、大容量、低成本、高效率、长寿命的储能系统，推动在集中式新能源发电基地配置一定比例的大规模储能电站，实现储能系统与新能源、电网协调优化运行，推动建设小区、楼宇、家庭应用场景下分布式储能设备，实现储能设备的混合配置、即插即用、高效管理、友好并网。”

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会人士称，希望国家“十三五”期间通过建立不同类别、不同规模的储能示范项目，探索适合我国国情推广、针对多种应用场景、不同规模的、具有自主知识产权的储能系统集成产业化应用的核心技术，重点加强智能化、信息化和高可靠性技术研究和突破，提高各类储能技术经济性。

目前，储能产业还没有专项扶持政策，业内一些公司正在探索在现有电价政策下储能商业化应用示范项目。

据 CNESA(中关村储能产业技术联盟)项目库不完全统计，到 2015 年底，中国储能市场的累计装机量(2000-2015 年)为 21.9GW，其中抽水蓄能为 21.8GW;电化学储能项目装机 106MW，占全球电化学储能项目装机总容量的 12%，与 2012 年的 4%相比，有大幅提升。近五年，中国电化学储能市场的增速明显高于全球市场，年复合增长率(2010-2015 年)为 110%，是全球的 6 倍。

海通证券研报分析，2015 年是储能元年，国外 Tesla 推出储能产品，国内政策酝酿出台。储能是新能源的“后市场”，受益于新能源的大量接入，也受益于电动车的快速普及后带来的电池规模化。能源互联网的真正爆发，储能充当电力仓库的功能，是必不可少的环节。从应用领域来看，短期铅酸成本最低，中长期锂电潜力最大。

中财网 2016-01-21

世界页岩气勘查开发进展

全球页岩气资源极其丰富，主要分布在北美、东亚、南美、北非、澳大利亚等地区。据世界能源研究所 2014 年 9 月研究表明，世界页岩气技术可采资源量 203.97 万亿立方米，由于受美国页岩气技术开采资源量下降的影响，同比下降 2.72 万亿立方米，缩减了 1.32%。页岩气可采资源量世界排名依次为中国、阿根廷、阿尔及利亚、俄罗斯和美国。

美国：2014 年，列入美国页岩油气产区钻井产量报告的页岩油气主力产层为巴肯、马塞勒斯、海恩斯维尔、鹰滩、二叠、奈厄布拉勒和尤蒂卡，这 7 个主要页岩油气产层的油气日产量持续增长，页岩气日产量由 10.5 亿立方米增至 12.5 亿立方米，增幅 19%；页岩油日产量由 55 万吨增至 71 万吨，增幅 29%；二叠、鹰滩、巴肯产层位居前三，预计在 2019 年前将增至 131 万吨。

加拿大：加拿大是继美国之后，世界上第二个对页岩气进行勘探与商业开发的国家，主要页岩气区块群有 5 个：霍恩河、蒙特尼、尤蒂卡、科罗拉多和霍尔顿断崖。在美国能源信息署发布的 16.06 万亿立方米页岩气技术可采资源中，科罗拉多地层贡献 15.18 万亿立方米，霍恩河页岩、蒙特尼页岩和尤蒂卡页岩是加拿大页岩气主力产区。霍恩河页岩的平均单井产气量为 4248 立方米，尤蒂卡页岩为 1416 立方米，均高于美国巴奈特页岩的平均单井产气量。

墨西哥：墨西哥的非常规油气资源主要集中在萨拜娜盆地、布格斯盆地和坦皮科-米兰达盆地。其中，美国境内的鹰滩页岩区从得克萨斯州延伸到墨西哥境内的布格斯盆地，成为页岩油气钻探的热点区域。鹰滩页岩区横亘布格斯盆地西部，其页岩气技术可采资源量约 9.77 万亿立方米，占三个盆地非常规天然气资源的 66%。萨拜娜地占三个盆地非常规天然气资源的 25%，坦皮科-米兰达盆地占 9%。非常规原油资源主要聚集在坦皮科-米兰达盆地和布格斯盆地，布格斯盆地页岩油技术可采

资源量约 8.6 亿吨。

阿根廷：阿根廷天然气产地包括内乌肯、奥斯特拉尔和诺罗斯特盆地，产量约占阿根廷总产量的 85%。据美国能源信息署资料，阿根廷页岩气技术可采资源量为 22.70 万亿立方米，位居世界第三；页岩油储量排名全球第四，高达 37 亿吨，是南美天然气开发利用前景最好的国家。2011 年 1 月，法国道达尔公司与 PYF 公司合作，获得了位于阿根廷内乌肯盆地的 4 个页岩气区块的权益；2011 年 8 月，油田服务供应商哈利伯顿公司在阿根廷的内乌肯盆地为美国阿帕奇公司完成了第一口水平和多阶段水力压裂页岩气井，发现高产页岩气。目前，阿国石油公司 YPF 与美国陶氏化学阿根廷子公司签署了初步合作协议，共同开发阿根廷丰富的页岩气资源。

巴西：巴西拥有较为丰富的页岩资源，美国能源信息署 2013 年公布的报告称，巴西三个陆上盆地巴拉那、索利蒙伊斯以及亚马孙拥有大约 7.4 亿吨石油及 6.9 万亿立方米技术上可开采的页岩油气资源。牛津能源研究协会的数据也显示，巴西其他地区如巴纳伊巴、帕雷西斯、雷孔卡沃以及圣弗朗西斯科地区的沉积层也拥有约 8.5 万亿立方米的页岩气储量。巴拉那及索利蒙伊斯盆地的天然气产量几乎占巴西陆上天然气产量的 20%。有迹象表明，大部分沿海盆地均拥有页岩资源，因此这里的勘探前景十分广阔。

英国：据英国地质勘查研究所调查，英格兰南部页岩油储量达数亿吨，北部地区蕴藏着约 39 万亿立方米的页岩气资源。英国政府目前对水力压裂法持支持态度，有意大力推动页岩气开发。能源与气候变化部设立约合 340 万美元奖金征集页岩气生产和开发的创新技术。英国陆地石油和天然气行业组织 UKOOG 发布英国页岩气产业链研究报告称，未来 18 年按照建设 4000 口页岩气井计算，英国页岩气产业链的投资将达 550 亿美元，并将创造超过 6.4 万个工作岗位。

俄罗斯：俄罗斯下一个十年将大力开发页岩油。在第 18 届圣彼得堡国际经济论坛上，俄罗斯石油公司与英国石油公司签署了一份价值 3 亿美元的合作协议，将共同开发俄罗斯中部伏尔加-乌拉尔地区的页岩油。俄罗斯政府有关部门出台了税收减免政策来鼓励非常规石油投资，其中包括投资西西伯利亚的巴热诺夫地层。俄罗斯希望通过实施这些措施，在 2020 年前将非常规石油的比例从目前的 0.2% 提高到 11%。

波兰：波兰是目前欧洲开发页岩气最积极的国家，其页岩主要沉积在北部的波罗的海盆地，南部的卢布林盆地和东部的波德拉谢盆地。其中，波罗的海盆地卢因页岩层直井的天然气日均产量高达 2000 立方米，已实施水平井钻探，启动首批商业页岩气生产。

2014 年，波兰在页岩气勘探领域投资 15.7 亿美元。当年 8 月，波兰 Legs 能源公司于 Lublwo 地区实施了一口水平井参数井，并进行了压裂试油。当年 9 月，英国 San Leon 公司在波兰喀尔巴阡地区启动了三口页岩油气探井，但并未获得突破。此外，由于 2014 年末原油价格下跌，雪弗龙、埃克森美孚、道达尔和马拉松等跨国能源公司先后于 2014 年末宣布停止在波兰境内的页岩气勘探作业。

德国：德国地质资源管理部门预测，德国可开采的页岩气储量达 0.7 万亿立方米~2.3 万亿立方米，超过传统的天然气储量，可保证供应 100 年。

印度：印度油气勘探巨头印度石油天然气公司选择了达摩德尔和坎贝盆地作为最佳的页岩气勘探区，并且于 2011 年 1 月在西孟加拉邦东部的一个试点项目中发现了页岩气，成为亚洲少数发现页岩气的国家之一。据美国能源信息署估算，印度页岩气原地总储量为 8.3 万亿立方米，可采储量为 1.8 万亿立方米。印度有多个地区的页岩气勘探开发潜力巨大，主要有坎贝盆地、阿萨姆邦-阿拉干盆地、布兰希达-戈达瓦里盆地等，其中坎贝盆地是最重要的页岩气盆地之一。

2013 年，印度出台了页岩气勘探政策，制订了包括两个阶段的页岩气开采计划。在计划的第一阶段，印度政府批准印度石油和天然气公司等两家国有企业开采其国内的页岩气资源，开采规模和开采地点等由印度政府安排；在第二阶段，印度政府将允许其国内的私营企业进入页岩气开发领域。

印度尼西亚：印度尼西亚从 2010 年起开始开发页岩气资源。据印尼能源矿产资源部 2012 年发布的报告数据，印尼拥有 16.25 万亿立方米页岩气。2013 年 5 月，印尼国家石油公司签署了一份勘

探和开采苏门答腊岛北部页岩气资源的合约，该地方潜在拥有 0.53 万亿立方米的页岩气。

澳大利亚：澳大利亚库珀盆地、卡宁盆地、珀斯盆地和马里伯勒盆地等 4 个盆地技术可采页岩气 12.37 万亿立方米。2010 年在珀斯盆地发现了页岩气，技术可采资源量 3679 亿立方米~5660 亿立方米；2013 年~2014 年，在马里伯勒盆地盆地实施 6 口探井，获得页岩气发现。2013 年初，澳大利亚自然资源公司 LincEnergy 在澳中部阿卡林加盆地发现储量达 318.74 亿吨的页岩油。到 2013 年中期，雪佛龙、康菲、挪威国家石油公司、道达尔、BG 集团等跨国能源企业在澳大利亚的页岩气产业投资已超过 15 亿美元。这些大公司的参与，表明其对于澳大利亚成为页岩气大国抱有很大的期望。

非洲地区：非洲具有良好的页岩气资源潜力。美国能源信息署评估，全球页岩气技术可采资源量为 187 万亿立方米，其中非洲为 29.5 万亿立方米，占全球的 15.7%；非洲页岩气资源主要集中在南非、利比亚和阿尔及利亚，分列世界第五、第八和第九。通过大量的研究和数据分析，壳牌公司和南非石油管理局都认为南非的卡鲁盆地拥有丰富的非常规油气资源。截至 2013 年 6 月，南非政府已经在卡鲁盆地划出了 35 个勘探区块，收到国际油气公司的勘探申请超过 90 份。

阿尔及利亚是非洲页岩气领域最具吸引力的国家。据油气咨询公司 BMI 2013 年 2 月的数据，由于阿尔及利亚国内消费量持续增长，而产量增速减缓，预计阿尔及利亚的天然气出口将在 2018 年达到峰值，从目前的 520 亿立方米增至 730 亿立方米；之后缓慢下降，到 2020 年将降至 610 亿立方米。（作者单位：中国地质调查局油气资源调查中心）

任收麦 中国矿业报 2016-01-27

我国页岩气能否扔掉政策拐棍

我国页岩气产业发展目前已初步形成“独立矿种、一级矿权、两级管理、多元参与”的体制机制，但仍存在开发成本过高和市场化程度较低等问题，发展路径过于依赖政策优惠和国家补贴。因此，本文结合我国油气市场发展实际，系统梳理美国页岩气的产业发展经验，以促进我国页岩气产业持续健康发展。

美经验可借鉴无法复制

“竞争—合作”的开发体制促进了技术创新，是美国页岩气产业革命成功的根本，但我国现阶段无法复制。

近年来，我国非常重视页岩气的产业发展，目前已初步形成“独立矿种、一级矿权、两级管理、多元参与”的体制机制，市场化水平有了一定提升。尽管如此，我国页岩气的发展仍存在开发成本过高和市场化程度较低等问题，发展路径过于依赖政策优惠和国家补贴。根据美国页岩气商业化成功的经验和产业经济学中的一般规律：政策和补贴能在短期内帮助企业“解燃眉之急”，但并不能支持新兴产业拥有持续自我发展能力；加快我国页岩气的发展，归根结底要实现产业创新，激励企业依靠市场实现技术和经济上的突破并获取盈利。因此，有必要系统梳理美国页岩气的产业发展经验，并结合我国油气市场发展实际，切实促进我国页岩气产业持续健康发展。

美页岩气的发展经验

美国政府长期重视能源产业的发展战略，能源部下设多个如国家石油委员会的独立能源咨询机构，直接向能源部长提供极具参考价值的战略建议和能源行业的最新发展动态。一方面，独立存在的咨询专家委员会保障了美国能源产业发展战略制定的客观性，始终围绕能源独立和能源多元化进行，不为短期内政府的政治利益和企业的经济利益所左右。以国家石油委员会为例，该委员会于 2007 年 7 月的咨询年报中指出：受国内供给限制，美国在未来将更加依赖 LNG 进口，建议加强 LNG 产业建设；仅两年后，该委员会在 2009 年和 2011 年咨询年报中已及时修正对美国能源产业的预判，建议大力发展国内页岩气和页岩油产业。另一方面，对能源行业发展动态的密切关注使美国对新的能源种类及其开发技术有较为超前的认识，有利于制定具有前瞻性的产业发展战略。譬如，美国历史上第一次商业化开采页岩气的时间为 1821 年，但页岩气产业实际“井喷”式发展出现在 2005 年以

后。在这 100 多年里内美国一直长期坚持研发先进的页岩气开发技术和完善天然气的市场化运营模式并最终取得突破。BP 能源统计数据显示，2009 年美国天然气产量 5840 亿立方米，首次超过俄罗斯的 5277 亿立方米成为全球第一大生产国。

“竞争-合作”的开发体制促进了技术创新，是美国页岩气产业革命成功的根本。该体系由两个方面组成。一是完善的产权制度，有助于参与页岩气开发的各个相关方(勘探公司、开发企业、土地所有者、矿权拥有者)责、权、利划分清晰，建立合理的行业准入和退出机制;二是成熟的市场运营体系，保障各个市场参与者激励充分、竞争与合作自由，吸引了大批油田服务公司(例如物探公司、钻井公司)、技术研发机构和金融企业等共同参与并实现高效率的产业分工体系，并带动了管网等基础设施得到大发展。

完善的产权和成熟的市场制度使企业家精神得到充分发挥，一大批中小公司在不进则退、优胜劣汰的市场竞争中成为技术创新和商业化的主力：从事页岩气开发某一环节的中小企业在完成其开发或服务并收回利润后，可以将项目转让，后续工作由下一个环节的中小企业代替，在勘探、开发项目各个阶段的过渡上形成无缝衔接。在这种充分“竞争-合作”的开发体制下，页岩气开发单个环节投入小、作业周期短、资金回收快、资本效率高，能够最大程度上激发中小企业的参与和技术创新热情。

在美国页岩气的整个产业链中，产业的规模化发展是实现资源商业化的重要环节。

一方面，在中小型企业通过“竞争-合作”的开发体制实现技术突破和初步商业化以后，由于资本和运营能力上的限制，页岩气的产业规模化发展需要大企业长期运营经验和巨额投资的支持。开放的市场化运营使美国大型油气生产企业可以通过参股、并购拥有页岩气区块，核心开发技术甚至整个中小型页岩气公司，能够利用资本和市场实力进行资源整合，提高整个产业的生产效率，进一步降低单位生产成本，使页岩气市场价格更具竞争力。

另一方面，从页岩气井口到用户之间通畅的市场化输送渠道，同样保障了产业的规模化发展。在美国历史上，联邦政府对天然气价格的管制曾导致上世纪 70 年代的“气荒”和 80 年代的产量过剩。为保障供气安全并减少输送成本，美国联邦能源管理委员会等监管机关出台《天然气政策法案》、联邦能源管理委员会第 380 号令、436 号令和 636 号令等一系列法案和法规，将天然气产业链上生产、运输和分销三个环节进行市场化拆分，形成独立的管道公司和天然气销售公司;允许管道的第三方进入并强制管道公司公开其服务的有效性信息，下游用户可以自行选择供气商，实现了天然气从井口到用户间的输送路径最优。

出台有针对性的政策支持。美国对页岩气的产业政策支持主要来自法律法规和财政补贴。法律法规方面，美国没有针对页岩气的专门立法，但是大多数天然气政策对页岩气同样有效;财政支持方面，美国联邦政府主要补贴页岩气开发的技术研发，近 30 年来先后投入了 60 多亿美元进行非常规气勘探开发活动，投入超过 10 亿美元用于培训和研究，水平钻井、水力压裂、随钻测井、地质导向钻井、微地震检测等页岩气开发关键技术的突破与率先应用都来自美国。此外，美国共有 48 个州开发页岩气。这些州政府都有各自针对天然气和页岩气的政策和法令，特别是激励页岩气的税收优惠。事实上，美国政府对页岩气的生产过程并没有提供太多补贴，政策支持更注重针对性：从美国的相关政策演变可以看出，20 世纪 90 年代前，针对不完善的天然气价格形成机制，政府侧重对市场调节的建设和维护，依靠市场而不是优惠措施形成天然气价格，用市场化的价格调节产量;20 世纪 90 年代之后，在成熟的天然气市场基础上，政府则针对页岩气等非常规天然气开发技术上的难题，侧重通过政策支持实现技术进步。

一部分经验值得借鉴

美国的成功经验充分展示了“竞争-合作”的开发体制和市场化运营对页岩气产业的巨大贡献，但我国现阶段无法复制其产业发展模式。首先，我国包括页岩气在内的各类油气市场开放程度较低，现有开发体制中国有大型企业占据绝对主导地位，中石油、中石化和中海油等国有企业基本垄断了油气行业的整条产业链，“竞争-合作”的产业机制缺乏土壤。其次，相较于美国地表使用权和地下矿

权相统一的土地所有权模式，我国页岩气矿权由国家通过招标统一分配，二级市场转让制度存在交易时间等多重限制条件，也不利于采取“竞争-合作”的产业机制。再次，由于我国独特的分权与增长驱动方式，经济制度常与政治制度相互嵌套，油气行业作为国民经济中最重要的基础产业之一，其微观主体发展页岩气的市场行为除了受市场机制影响外，在一定程度上还依赖于我国特有的“发展型地方政府”的发展目标，而国家的顶层战略设计则对“发展型地方政府”具有决定性影响。因此，美国市场化运营的页岩气发展模式在我国现阶段同样难以直接复制。

尽管美国页岩气的发展模式在我国现阶段难以复制，但成功经验中仍有相当一部分值得借鉴。一是制定具有前瞻性的能源战略和能源科技战略;二是建立适合本国特点的页岩气开发产业体制;三是政策支持的针对性;四是运用市场机制实现页岩气商业化。

建立适合国情的有效体制

我国页岩气的可持续发展除了建立适合我国国情的有效体制之外，还要完善市场化运营的实现条件。

美国页岩气开发的突破得益于市场的高度开放和近 8000 家中小油气公司在“竞争-合作”开发体制下的参与和努力。虽然我国从 2012 年鼓励符合条件的民营企业投资勘查、开采页岩气，但我国民营企业根本不具备油气领域的专业背景和技术经验。再加上页岩气开发又属于高风险、高投入的产业，美国参与页岩气勘探开发的中小企业对行业风险认识清楚，且具备较强的抗风险能力，而我国页岩气的开发处于探索阶段，面临风险远高于美国。因此，我国页岩气的产业发展既要实现投资主体多元化，除建立有效的开发机制以外，还需要完善在页岩气外输的基础设施建设、深化天然气价格改革、探索页岩气产业相关金融创新等市场化运作的实现条件。

建立有效的开发机制

建议我国页岩气开发采取“国家部门牵头，国有企业主导，民营资本参股”的模式，同时重视地方政府的参与。在这一模式中，“国家部门牵头”体现在三个方面。一是制定具有前瞻性的相关规划，指导我国页岩气产业发展;二是改变我国长期以来“引进-消化-吸收”的能源科技战略模式，鼓励自主创新、建立稳定的研发体系;三是引导民营资本与大型油公司的合作。一方面，民营企业可以通过合作快速进入页岩气开发领域，同时可以借助大型石油企业的丰富经验和技術实力，降低风险，提高盈利能力;另一方面，大型石油公司亦可以借助于民营企业的活力、灵活性及技术创新能力，在技术获得突破后直接提升规模，更快的推动页岩气的开发。此外，成立合资公司进行勘探开发可以最大程度上减少页岩气新矿种和传统石油、天然气矿种的矿权重叠等具体问题。最后，地方政府的参与对于完善我国现阶段页岩气的开发体制极为关键。首先，地方政府承担着页岩气资源禀赋地区基础设施建设，对页岩气开发的支持有助于企业提高生产效率;其次，地方政府承担着对当地页岩气开发的监管职能;再次，地方政府对本地页岩气开发活动的补贴和投资引导同样有助于促进我国页岩气的产业发展。

完善市场化运营条件

我国天然气供应的快速增加与基础设施不足的矛盾非常突出：主干管网系统不完善，部分地区尚未覆盖管网、区域性的管网不发达;当前我国管网基础设施具有自然垄断性，集中于大型国有企业和各地方天然气公司。国家有关部门应加强对运营企业的有效监管，督促分两步实现天然气管网的“第三方准入”。第一步，实施监管型第三方准入，即政府制定管道使用价格和使用管道系统的其他义务以规定准入的规则和条件;第二步，实施谈判性第三方准入，即管道公司规定使用管道输送和享受相关服务的基本条件，有关各方自由协商具体规则;如果气源和消费地区不适宜同时修建多条管道，在考虑规模经济的前提下允许企业获得管道的特许经营权，但必须附加强制性第三方准入义务。此外，国家应该积极支持民间资本参股建设天然气城市管网和储运设施，开放工程服务市场等，并且通过强化现有地区管网的互联互通以确保天然气输配畅通。

国家应该进一步按照市场化取向，建立起反映市场供求和资源稀缺程度的与可替代能源价格挂钩的动态调整机制，逐步理顺与可替代能源比价关系，为最终实现天然气价格完全市场化奠定基础。

具体操作上，一是可以考虑逐步提高门站价格动态调整的频率；二是在市场净回值定价公式中进一步加入可替代能源价格参数和反映天然气和替代能源关系的比较系数，使定价更为准确；三是考虑在一定阶段内细化天然气的阶梯定价。

我国发展页岩气的路径过于依赖对开发企业提供优惠政策，虽然政府的财政支持力度已经很大，但现行政策仍无法充分激发企业对页岩气产业投资的热情。对于政策制定者来说，更应该学习、借鉴美国经验。首先，国家应出台页岩气的相关产业政策，对页岩气的产业发展和资源利用进行政策性指导，明确项目利用管理，落实保障措施；其次，页岩气资源最终是以天然气的形式供给市场，应进一步梳理页岩气产业与我国天然气发展的关系，出台相应措施完善我国天然气产业发展机制；再次，鉴于我国独特的分权与增长驱动方式，页岩气产业扶持政策应在充分考虑禀赋因素和集成示范战略的基础上，对页岩气产业发展优势区域的地方政府实行政策倾斜，地方政府承担监管、引导投资、鼓励创新等方面的责任，并纳入政绩考评范围。

现代经济中，金融渗透到经济生活的各个层面。与页岩气产业相关的金融创新将以整个产业链为依托，借助金融手段，从最初的融通资金、中间的整合资源、最终实现价值增值三个方面，有针对性的创新符合页岩气产业发展规律的金融产品，帮助页岩气开发企业解决资金问题。

要重视监管模式创新

我国页岩气的管理职能分散在不同的政府部门：国家能源局主要负责制定天然气发展规划，颁布促进和约束常规和非常规天然气的政策和激励措施；发改委价格司负责价格监管、环资司和气候司负责审定节能评估和应对气候变化的方案；国土资源部负责页岩气资源管理和探矿权及开采权的发放、对页岩气开发的土地利用并探矿区块进行招标；环保部制定页岩气开发的环境监管标准、规范和政策并落实处罚；财政部和国家税务总局负责制定相关的页岩气开发利用的补贴、税收和收费标准等。但现有页岩气的监管模式仍存在协调不足等问题，如国土资源部和环保部在页岩气退出门槛规定中的环境标准和规范制定上缺乏共识；页岩气开发消耗大量地表水资源，但国家水利部尚未参与水资源的分配利用管理；国土资源部的探矿权区块招标与发改委的页岩气开发示范区之间应进一步配合等。

完善我国页岩气的监管，首先需要从国家层面进行顶层设计，成立行业标准委员会，为页岩气监管建立一系列标准和规范成立，把整个监管体系框架搭建好；其次是要建立统一的常规和非常规天然气监管机构，将政府政策制定和监管职能分离。监管机构的职能至少包括：第一，维护页岩气勘探开发秩序，促进生产活动按技术标准和规范实施；第二，加强页岩气矿权招标区块的跟踪监管，落实退出机制，对未按招标要求投入实物工作量进行勘探开发或进行炒作交易的区块，依照相关法律和法规勒令退出；第三，建立和完善页岩气的环境影响评价管理体系，做好分区域、全程环境评估与监管，在保护环境和促进页岩气的产业健康发展之间寻找一个最佳平衡点；第四，研究制定在现有技术条件下，适合中国国情的环境管理标准体系和技术规范体系，包括水资源利用、废气、废水处理与地下灌注、植被恢复、风险防范等；第五，利用现有天然气相关法律法规促进页岩气的产业市场化运营，包括监督天然气管道和城市管网对页岩气的开放、页岩气的气价监管等。

阿果石油网 2016-01-28

储能产业将进入高速发展期

近期英国南安普敦大学和 REAPsystems 合作研究发现了一种新型锂电池，作为光伏系统的储能装置，储能效率可提高至 95%。1 月 19 日，世界能源署表示，由于新太阳能电池技术和其他科技进步促进价格下跌，未来 15 年电池储能成本将下滑 70%。伴随着成本快速下降，储能产业进入高速发展期，未来市场空间广阔。

储能成本下降

电网规模储能将使可再生能源的变量供应变得更具弹性，并在电力需求高峰时快速增加能源到电网。目前，高成本的电池系统使电厂运营商无法以商业规模部署储能系统。但随着产量增加，一

些储能技术的成本将下滑。

近期，英国南安普敦大学和 REAPsystems 合作研究发现了一种新型锂电池，作为光伏系统的储能装置，储能效率可提高至 95%，可大幅度降低太阳能发电成本。目前的大部分光伏系统还采用铅酸电池作为储能装置，但相比而言，磷酸锂铁电池替换能充分发挥其优势，包括提高储能效率，延长使用寿命，降低单位成本等等。该类型锂电池用作储能装置，可把能源效率提高至 95%，远超过传统铅酸电池的 80%，并且拥有 1600 次充放电使用寿命。

虽然在投入商业光伏发电系统之前，电池还需要进一步的测试。但研究已经表明，LiFePO4 电池有望提高太阳能发电系统的效率，并有助于降低其安装和保养费用。与传统的铅酸电池相比，LiFePO4 电池具有更高的效率，更长的使用寿命，重量更轻，成本更小。

市场空间广阔

储能是实现能源互联网的关键一环。未来充电设施、光伏、风电等各种发用电将大量接入电网，储能的出现可以平滑分布式发电的波动性，减小对电网的冲击。同时，电改将加速激活用户侧，储能的削峰填谷等作用将显现。现阶段部分地区峰谷电价差较大也将促进储能的发展，直接降低企业用户用电成本，带来经济效益。

储能行业正处于快速成长期，锂电池储能的特点刚好契合了分布式光伏和通信基站储能的独特需求。随着光伏电池价格的不断下降，装机量持续提升，相应的储能需求也快速增长，今年上半年特斯拉推出的锂电池储能产品“能量包”与“能量墙”，成为分布式光伏锂电池储能的标志性产品。而通信基站的小型化与集成化趋势，则成为通信基站后备电源锂电化的主要推动力。

随着锂电池储能的应用逐步拓展，国内外厂商纷纷布局这一领域。2015 年底的几个大型项目，标志着存储行业正从研究开发示范项目转向具有商业可行性的项目。IHS 技术储能项目及 CompanyDatabase 表示全球约有 900MW 并网电池项目预计将于 2016 年投产，2016 年并网储能市场将翻番。美国计划的储能市场将占据整个预计装机量的近一半(约为 45%)，日本为 20%。

徐伟平 大河网 2016-01-21

中国石油储备已进入"黄金时代"

1 月 24 日，中国国家主席习近平在结束对沙特、埃及和伊朗三国的国事访问后返回北京。习近平将新年的首次出访选在中东三国，颇有深意。

作为中国“一带一路”战略上的关键节点，习近平此次访问的中东三国，均加入了刚成立的亚投行。此次出访，习近平主席将加强合作作为主要目标，与沙特、伊朗分别宣布建立全面战略伙伴关系，与埃及则发表了关于加强全面战略伙伴关系的五年实施纲要。

实际上，在国际油价持续下跌的背景下，作为中国最主要的石油进口渠道，中东地区的能源问题无疑更受瞩目。在国际油价跌入低谷的 2015 年，我国的原油进口量不断攀升。根据海关总署 1 月 13 日发布的初步统计数据，我国在 2015 年的原油进口量同比增加了 8.8%，达到创纪录的 3.34 亿吨(大约 670 万桶/天)。

在进入“新常态”、经济放缓的大背景下，国内石油需求量并无明显增长，大量进口的石油主要被用于填补之前一度空缺的国家石油战略储备。中国能源政策研究院院长、著名能源专家林伯强在接受记者采访时表示：“此番油价下跌，是我国加快石油战略储备的黄金时期。如果今明两年的石油持续维持在低价位，中国将在这两年内完成国际能源署设定的 90 天安全标准线。”

低油价“利弊共存”

2016 年 1 月 13 日，纽约市场原油价格盘中短暂跌穿每桶 30 美元，为 12 年来首次。对比 2008 年原油价格每桶 147 美元的时光，实为冰火两重天。

中国能源战略研究院副院长张奇向记者分析：“油价的波动主要受供需影响，但此轮的暴跌与之前有明显不同。从供给端来看，美国发起的页岩气革命严重冲击了石油产业，同时页岩气的价格比

想象的要低很多，并不会轻易被 OPEC 挤出市场。相反，OPEC 的石油输入占比从原来的 50% 左右下降到了现在的 30% 左右，这个比例已经无法支撑其调节市场、决定市场的能力了。此外，从需求端来看，全球经济放缓，即使是中国都已经进入经济‘新常态’，放缓了经济发展速度，对石油的需求量也随之降低。在这样的大背景下，即使 OPEC 决定减产也不能左右石油价格，反而会失去原有的市场份额。”

油价暴跌中，中国的原油对外依存度仍然高达 60% 左右，习近平刚刚出访的中东地区就是中国石油的主要进口来源：在 2015 年的中国石油进口中，仅沙特和伊朗两国就占了四分之一。

2015 年 4 月，我国以每天 740 万桶的进口速度超过美国，成为全球最大的原油进口国。张奇认为，作为目前全球最大的石油进口国，国际油价长时间维持在较低水平，对中国的发展可谓“利弊共存”。

张奇记者具体解释说：“虽然我国的石油进口量很大，但我们自身也是石油生产国，并且有些地方的生产成本还很高。油价的暴跌，对石油生产行业造成了一定的冲击，但同时，低油价对于一些以石油为原材料生产的行业来说，成本又大大降低了。总之，较低的油价为我国加快石油战略储备创造了机遇。”林伯强则更加观点鲜明地认为，低油价对中国而言，“利大于弊”：“对我国的宏观经济而言，石油价格的下降是利好消息，我国可以借此大大节约能源采购成本。只要不出现对石油过度依赖和过度使用的情况，负面影响是很小的。同时，中国石油战略储备也因此进入黄金时期，应该好好把握。”

石油储备基地迎头赶上

自 2015 年年底两次暂缓调整成品油价格后，国家发改委于 2016 年 1 月 13 日发出通知：完善成品油价格形成机制，进一步推进价格市场化。在新出台的成品油价格调整机制中，发改委为成品油价格设置了“天花板价”和“地板价”两项限制，将国内的成品油价格波动范围控制在 40-130 美元/桶之间。

林伯强向记者表示，成品油价格新机制的出台，主要说明中国不想低成本地消费资源：“当国际油价低于每桶 40 美元时，中间产生的差价将会用于节能减排、处理汽车尾气等环境问题的解决。”除此之外，张奇认为：“‘地板价’的设置也有出于保护国内油企的考虑。同时，过低的原油价格可能会导致消费增多，从而对环境造成一定的压力，这对我国能源结构调整来说也是不合适的。‘天花板价’的设置则需要我国有足够的石油战略储备，才有能力保证价格维持在合理区间。”

早在 2003 年，中国就已经开始筹备石油储备基地，但就目前的数据来看，交出的成绩单并不乐观。

国家统计局网站此前公布的数据显示，截至 2015 年年中，国内共建成舟山、大连等 8 个国家石油储备基地，总储备库容为 2860 万立方米。国际能源署设定的一国石油储备的安全标准线是 90 天，按照这个标准和我国 2014 年的石油消费量推算，想要达到安全标准线，中国的石油储备量应为 1.27 亿吨——与目前仅为约 2500 万吨的储存能力相比，中国离“及格线”还很远。

与之形成对比的，是西方国家丰富的石油储备。据中国工程院院士曹湘洪统计，日本石油战略储备及商业储备库存量合计达 180 天左右，美国为 150 天，法国超过 180 天。对此，张奇向时代周报记者表示，虽然我国的石油战略储备还未达到“及格线”，但也并不像目前看到的这么差。“我最近看到了一些新数据，有的说是已经达到了 30-40 天，有的说是 50 天，总体来看，应该不超过 50 天。”林伯强同样认为：“目前最新的石油储备数字还没有出来，去年石油大幅度进口，其中很大一部分就是用于战略储备的，所以现在中国石油的实际储备量肯定高于目前看到的数字。如果今后两年油价维持在较低水平的话，达到 90 天的安全标准线是没问题的。”

国家发改委公布的国家石油储备基地建设规划显示，计划用三个五年的时间完成三期共 7000 万立方米的战略储备。其中，一期规划中的舟山、镇海、黄岛及大连四个基地已于 2008 年建成，并于 2009 年上半年注油完毕；二期规划中的独山子及兰州储备库也已于 2012 年一季度建成投产，但注油缓慢。天津、黄岛二期则分别于 2013 年 11 月、2014 年 6 月投用，惠州储备库主体装置也已完成，

但锦州、舟山、湛江储备库建设较为缓慢。

林伯强向记者分析：“此前的石油储备不够充足，一个主要原因就是储油设施的空缺，但是我国建设设施的能力是很强的，一旦这方面跟上，石油储备也会不断完善。”张奇向记者表示，除了储存空间不够，此前较高的油价也是阻碍我国石油战略储备的原因之一。“2014年中之前，油价一直较高，在高价时买入显然是不合适的。跟发达国家相比，想要储存石油，我们无法承受那么高的价格。”

民间商业储油发力

正值油价低谷，再加上石油储备基地建设的加快，国家石油战略储备由此步入黄金期，也让民间商业储油业迎来大好时机。

在欧美、日韩等国的石油储备中，民间机构、商业石油公司占有较大比例。其中，美国民间储备占其石油储备总规模的2/3，日本则占46.4%—商业石油储备在中国未来的发展空间巨大。相关研究显示，截至2013年底，我国共拥有8万余家民营石油企业，总储油能力达到2.3亿吨，但政策原因导致其缺少油源，目前这些油库基本处于闲置状态，得以利用的仅有几十万吨库容。对此，张奇向时代周报记者解释：“民间储存规模虽然大，但是也比较分散，很难进行监管。油库的使用，无论从安全角度还是战略角度来看都十分重要，需要一定的标准。此外，对于民营企业的石油进口刚刚开放，还没有完全放开，所以导致了一些储存空间的空置。”

2014年，国务院办公厅在印发的《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》中同样提到，鼓励民间资本参与储备建设，建立企业义务储备，鼓励发展商业储备。

在当前低油价的行情下，用社会储库代替战略储备库的做法已经开始。截至目前，国家一期、二期战略库储存原油(不包含社会储库代储)达1800万-1900万吨，而国家统计局公布的战略储备库及部分社会库储备原油一共为2610万吨。以此计算，社会储库代储量占总储量的27%-31%。新华社公布的原油商业储备库数据则显示，截至2015年6月，中国原油商业库存3283万吨，加上国家战略储备库存2610万吨，中国原油累计库存5893万吨—虽然距离90天的目标仍有一定的差距，但民间商业储备已经开始发力。

林伯强向记者表示：“民间的商业储备与国家战略储备不同。商业储备主要是出于盈利目的，而战略储备则是出于能源安全的考虑。民间石油储备增多对于整个国家来说是好的，但同时要注意，不能过分依赖民间进行石油储备。”

朱七七 时代周报 2016-01-27

攻关技术，突破煤层气产业发展“瓶颈”

我国煤层气发展不可忽略的现实是，煤层气单井产气量过低，经济效益较产业面临困窘。在“十二五”收官之际，煤层气开发利用“十二五”规划目标落空已成定局。因此，总结我国当前煤层气产业面临的“瓶颈”问题，寻找下一步煤层气产业改革与攻关方向是走出煤层气产业困局的必要途径。

尽管全国地面煤层气井已达到15000余口，然而单井平均日产气量却不足千方。造成我国地面煤层气开发单井产气量过低的主要原因是钻完井、储层改造、排采等核心技术没有突破。适应不同地质条件下的煤层气钻完井、压裂、排采及其他增产措施等开发工艺均亟待推进。

煤层气开发中还存在一些问题。目前，我国在沁水盆地以及鄂尔多斯盆地东缘建有两个煤层气产业化基地，另外在河南、安徽、贵州、辽宁、四川、甘肃、湖南、新疆、内蒙古等地也相继开展了煤层气的地面开发。尽管开发区块较多，但仅在沁水盆地南部及鄂尔多斯东缘取得了相对满意的产气量，其余地区由于其地质条件复杂程度较高，多处于开发试验或小规模生产阶段，单纯靠增加煤层气开发区块与钻井数量来提高煤层气总产气量并不能摆脱我国煤层气产业困局。

煤层气藏地质与开发理论与煤层气开发工艺结合程度较低，尤其是规模化煤层气生产缺乏足够的理论指导，煤层气生产施工过分依赖现场一线员工经验，因此，难以形成适应不同储层特性的钻完井、储层改造及排采工艺。

煤层气生产装备多数从常规油气开发领域或国外煤层气公司引进，对我国复杂煤层气藏地质条件及煤层气抽采工况条件适应程度较低，而我国自主研发的煤层气开发专用设备极少，且推广应用范围有限，依然无法满足我国煤层气开发的需求。

尽管我国煤层气产业面临工艺技术的“瓶颈”，然而从根本上改变这种局面则依赖于政策推动及管理创新。应本着“项目为支撑，企业为主体，院校为依托，应用为目的”的指导思想，形成政府机关、煤层气企业（含煤矿）、高校、科研院所联合大力攻关煤层气开发核心技术的局面。

政府部门在科研立项方面（如国家科技重大专项）应侧重于设立生产上迫切需要解决的关键问题以及亟待推进的核心工艺技术方面的相关课题，呼吁与煤层气生产企业联合开展资助。此外，在项目结题过程中应注重对成果应用效果或市场应用前景的考核评价。

企业作为推动我国煤层气产业发展的主体，一方面应与高校、科研院所大力合作，充分发挥产学研用相结合的优势，大力吸引并鼓励高校、科研院所为煤层气产业关键生产问题与工艺技术的攻关做贡献；另一方面，应加强一线员工专业知识与专业技术培训，提高员工煤层气藏地质与开发理论水平；并鼓励技术革新，奖励在生产实践中改进煤层气开发工艺的创新型员工，培养一批专业素质硬朗的技术骨干。

高校、科研院所应鼓励专利发明及成果转化，尤其针对产学研基地建设或项目参与的科研人员，应注重对科研人员成果应用的考核与评价。这不仅有助于凸显高校、科研院所社会服务的重要作用，也可借此选拔出一批对国家建设发挥重要作用的栋梁之才。

民营企业作为国民经济发展的生力军，其高效的经营与管理模式，有助于增强我国煤层气产业力量，提高我国煤层气行业竞争水平，推动我国煤层气勘探开发技术的革新。因此，政府部门应降低民营企业市场准入条件，鼓励民营企业参与我国煤层气的勘探开发。

另外，不宜盲目增加钻井数量及钻进尺度，一方面这将增加开发成本及投资风险，降低经济效益，另一方面现有开发工艺条件下的煤层气开发采收率过低，容易造成煤层气资源的浪费，不利于我国煤层气资源的长远利用。因此，应以提高煤层气平均单井产气量为主要攻关目标。

最后，值得一提的是，尽管当前我国经济增速放缓，能源行业发展整体低迷，然而这样的局面恰恰给煤层气产业结构调整，关键生产问题的解决及核心工艺技术的攻关争取了宝贵的时间。

（作者系中国地质大学（武汉）资源学院煤与煤层气工程系博士）

李瑞 中国能源报 2016-01-27

认真应对煤层气发展中的问题

我国是在美国之后第二批实现煤层气商业开发的国家之一，煤层气的发展居世界先进水平，但近年出现了发展速度趋缓、对未来发展预测歧见较大的现象。为此须以实事求是的态度认真分析煤层气产业的现状，特别是找到存在的问题，以探索其发展对策。

开发利用问题及现状

数据混乱凸显矿权管理问题。我国煤层气，特别是煤矿排采瓦斯及其利用率统计数字较混乱，这反映出矿权管理上的不统一。将含甲烷量较低且变化范围大的煤矿瓦斯以体积数简单地与地面井采量相加而得到全国煤层气产量的做法是不可取的。应以标准计量的商品量审核煤层气的产量和利用率。近年煤层气的产量和利用率一直未达到预定指标，应慎重务实的对待“十三五”煤层气的预定指标。煤层气发展缓慢的首要原因是矿权管理上的问题，造成少数国家油企对矿权的垄断和专业公司与煤炭企业的矿权重叠。由于煤层气成本明显偏高，使企业投入趋低也严重制约着其发展。为促进煤层气健康发展，应通过深化体制改革放开矿权准入、理顺煤层气专业公司与煤矿的关系，以法规促进和保障不同类型油气间的综合开发利用，针对我国特点深化对煤层气的跨部门联合攻关，以求逐步降低开发成本。

按现行法规，煤层气的勘探和开发矿权区块归国家一级审批管理，与各类石油天然气一致，煤

层气储、产量的归口也应由代表国家的管理机构统一进行并表现在具权威性的储量通报中。但显然国家对煤层气的管理远达不到对一般石油天然气的程度。已被列入储量通报中的储、产量数据主要指中石油、中石化、中海油三大石油公司及中国煤层气联合公司（中联煤）等“国家油企”，其他各类企业（他们被统归为“地方”）的数据大部未被计入。这是因为多未获被国家认可的煤层气矿权，无法列入具储产量平衡表性质统计表中。

由于煤矿开采区块审批权属部（指现已撤销的煤炭工业部）、省级政府，即所谓“二级管理”，其矿区（包括若干年后才能开发的后备区块）内的地面钻井产气，特别是煤矿排采煤层气就既无经严格审计的产量数，也无被认可的储量。这就无怪于不同单位发布的全国的产量数间存在较大的误差。更为严重的是，这种地面钻井产煤层气、煤矿排采煤层气矿权分属不同部门的情况为其发展带来重大负面影响。

中国缺乏一个统管煤层气的部门，这是造成本文中谈到数据混乱并缺乏科学依据的主要原因，这种局面对于储量管理影响更大。因此，煤层气矿权问题所呈现的弊病不是孤立的，他是整个油气管理体制不适应市场经济体制的表现之一，其解决也应寄希望于国家经济体制改革的深化。

排采利用困难大。目前煤炭开采的黄金期已过，煤产量和煤价大幅降低，多数煤矿运营困难将是持续相当长时间的新常态。此时煤矿排采煤层气利用率将难以提高，甚至会持续走低，对此应有清醒地认识。

笔者建议不再强调煤层气的利用率这一不够明确的术语，而与其他原油、天然气一样强调产量的商品量和商品率。从其出发作为“源头”去考虑供应量与消费量的平衡，这才符合市场经济的要求。在短期内达不到上述要求时，应分别计算地面井采煤层气和煤矿排采煤层气。在分析生产利用的现状和寻求对策时宁可主要考虑地面井采煤层气，而不要那些“鱼目混珠”的虚假数字，以免造成歪曲和误导。

大体说在开发程度较高的地区，其利用率（商品率）较高。但在新开发区或边远井区其利用率则较低。随着小型撬装压缩天然气（CNG）和液化气（LNG）的发展普及，天然气（包括煤层气）的利用率可望有持续提高，但实践证明，要求在“十二五”末期地面井采煤层气利用率达100%显然不现实。

产量增速现拐点，目标难实现。2014年下半年以来，油价大幅度降低，这必将使从事油气上游的诸多公司经营困难，有一个紧缩开支的阶段。众所周知，目前全球煤层气的勘探开发的平均成本高于页岩气和致密气，当然也更高于常规气。据中国石油大学煤层气研究中心张遂安统计，我国建设 $1 \times 10^8 \text{m}^3$ 煤层气产能需4.5亿元，而常规气约需1亿元。在持续削减投资的压力下煤层气就成了首当其冲的选择对象。因而，大致与其他国家类似，中国也将面临着煤层气低速发展、甚至相对停滞的时期。

低油气价、低投资的现状下，未来几年的产量年增率能维持在2012—2014年18%左右的水平仍需付出相当大的努力。至于“全部利用”的要求对天然气老产区都很难达到，对于把增产的大部份寄希望于新产区开拓的煤层气就有更大的困难。至少从“十一五”以来，几乎总是不能完成预定的煤层气产量指标，特别是可以考核的地面井采量与指标数差距相当大。这种情况应当引起关注。因此要认真分析中国煤层气发展现状，不能仅从某种需求指标计划要求未来产量的指导思想。

促进发展对策

尽管遇到困难但仍要坚持大力发展煤层气的初衷，这不仅因为他是宝贵的资源，还因为他的开发利用对环境保护、对煤矿开发的安全有重要作用。

首先应打破油气矿权垄断。对不同类型企业实行公平的准入机制是搞活油气（包括煤层气）上游、从而激活整个油气工业体系的根本措施。这是深化改革中越来越强烈的呼声。现行法规同时界定了矿权区块的准入和退出，规定超过时限和/或未完成约定工作量则必须依法退出矿权区块。如执行此规定则垄断并全覆盖式占有油气区块的现象近期就可逐步消除。至于准入单位，现行法规要求是国务院认定的有资质者。那么，不在国务院拟定的负面清单上的合法注册油气企业均可望有取得

矿权的资格。

其次是更有针对性的实施混合所有制

煤层气矿权问题还产生于专业公司和煤矿之间。国家有关法规要求高瓦斯矿区必须先采气后采煤。为促进其落实并解决煤炭企业缺少资金技术的难题可倡导双方联合并在必要使吸收其他资本进入，组成混合所有制企业以实施地面钻井开采煤层气。这样还可促使煤层气的施工与未来矿井的施工更有机的结合，避免前者的地下井网对后者的不利影响，也可利用前者的地面集输设施促进后者排采利用较低甲烷浓度的煤层气。

再次要促进资源的综合开发利用。煤和共/伴生的固体矿产与烃类的流体矿产在矿权和经营企业上都被人为了的分割。实际上常规和非常规油气可在同一区块、井场，甚至同一井眼中产出。美国的法规就允许租用矿区(井场)的公司开发油和气，而不管其是煤层中的气还是页岩中的页岩气、页岩油，也不管其是致密砂岩中的气还是更浅层不够致密砂岩中的常规气。至于煤层气开采初期必须的大量排水，也应根据不同的矿化度予以综合利用。总之，在未来的改革方案和相关法规中需更自觉更有力的贯彻资源综合利用的原则。

最后要继续进行煤层气的联合攻关研究。回顾上世纪 80 年代初我国天然气处于极其薄弱的状态，正是中央决策由科委（后来是计委和科技部）牵头组织三部（石油工业部、地质矿产部、煤炭部，后来他们的名称都有改变但都有其实体继续参加）一院（中国科学院）的跨部门联合攻关，接力进行的延续四个五年计划的大型研究项目，为我国天然气工业的大发展奠定了雄厚的基础，实现了油气并举。在新一轮战略接替中，在常规与非常规油气并举开始实施的关口，组织对非常规油气的跨部门联合攻关科研是个恰当的时机和必要的措施。除基础性课题外，也要重视开发工艺技术和设备研究，其结果将为实现非常规油气（特别是煤层气）的低成本开发开拓道路。

（作者系中国能源研究会常务理事）

张 抗 中国能源报 2016-01-27

煤层气：“十二五”艰难爬坡



来源:中电新闻网

我国煤层气资源十分丰富，资源量达到 36.8 万亿立方米，居世界第三。因其开采技术较页岩气成熟，加上资源量远超常规天然气，被认为是高效、低碳的洁净能源新主力。

自上世纪 80 年代末，我国就开始煤层气的地面开发，2005 年，我国煤层气进入商业化开发初

期。但综合目前情况，我国煤层气开发利用未有较大飞跃。记者通过整理数据发现，“十一五”、“十二”煤层气产量目标均未达成，仍处在艰难爬坡阶段。变化的数据不变的难

煤层气的前期研究、后期开采量都离不开数据的支撑。纵观煤层气发展过程，不仅统计数据存在不合理、不健全的缺陷，目标制定的变化也表明煤层气发展并不十分顺利。

据国家能源局数据显示，2014年我国煤层气(瓦斯)抽采量170亿立方米，而利用量只有77亿立方米。此后发布的《能源发展战略行动计划(2014-2020)》中提出300亿立方米的指标，将本应“十二五”期间完成的目标延后五年。2015年2月又发布《煤层气勘探开发行动计划》，到2020年，我国将新增煤层气探明地质储量1万亿立方米，对产量的要求力争达到400亿立方米，其中地面开发200亿立方米、基本全部利用，煤矿排采200亿立方米、利用率达60%，这表明包括2015年在内的未来6年间产量须增加近5.6倍，年增率高达33.1%，能达到如此高的增长率绝非易事。

事实也证明，多位业内专家对“十二五”指标难以完成的预测是正确的，煤矿排采煤层气产量和利用率很难完成既定目标。2015年4月国家发改委发布预测消息称，2015年煤层气抽采量179亿立方米，利用量83亿立方米，《能源发展“十二五”规划》提出的2015年煤层气商品量达到200亿立方米目标落空。

据了解，类似情况也出现在配套设施建设上。如“十二五”计划要求在鄂尔多斯盆地东缘和豫北建设13条煤层气管道，总长为2054千米。但到今年初投产和在建的仅有5条。特别是开拓煤层气新产区，“建成36个年抽采量1亿立方米的规模化矿区”的要求未能实现，仅在准东、保德、延川(南)等区有某些新建树。

障碍仍需清除

老生常谈的开采区块气矿权重叠问题值得关注。虽然国家明确提出“先气后煤”的开采主张，但是大部分煤企出于井网破坏煤层结构、增加开采难度等考虑，越过煤层气开采环节，以经济补偿的方式收购煤层气采矿权。气权或在央企或在外国公司手中，由于我国矿权设置实行“申请在先”和“探矿权排他性”的行政性配置办法，因此煤层气矿权由国土资源部配置以后就不会更改。

煤层气开采补贴有限，政策扶持力度不足也是问题之一。煤层气开发初期投资较大，开发周期很长，通常要三四年才能出气。补贴不到位，企业处于亏损状态。据了解，因为价格太低，山西省的煤层气企业由于承担着“气化山西”提供气源的任务，虽然赔钱，也只能大力抽采。

地质条件不理想，抽采技术不成熟也是现阶段需攻克的难题。我国虽然富煤，但是各区块地质结构差异大，可采量少，只有2000亿立方米左右，目前集中在沁水盆地、鄂尔多斯盆地这两块，只有进一步勘探开采接续基地，才能形成大规模开采格局。

“因此，应尽快提高煤层气补贴标准和价格。目前补贴标准明显偏低，企业亏损严重，只有大幅提高补贴标准和价格，才能真正刺激企业加速开发的积极性。经济性是企业参与和多元化投资格局形成的重要推动力。”一位不愿具名的业内专家对记者说。

在价格补贴推进落实过程中，还需要政企联手，合力攻坚发展难题，推动煤层气资源开发，改变煤层气产业发展缓慢的现状。“在5-10年内不开采煤炭资源的煤田规划区，提前进行地面煤层气开采，布置大量钻井。对于圈而不采的煤层气区块，建议按照招、拍、挂形式对煤层气资源实行有偿出让和配置，防止某些企业跑马圈地。这样，我国开采的井口数量就有望大幅增加。只有加大开采力度，才能规模化产气。”上述不愿具名的业内人士对记者说。

而通过资金、市场等手段推动企业建立技术创新机制也颇为重要。政府部门应增设示范工程、先导型试验和示范工程、搭建国家级科技创新平台，形成院校、企业、政府一体化攻关研究。

“十三五”或迎机遇

2015年底，山西、陕西境内的三交项目获批，成为我国第二个正式进入商业性开发的中外合作煤层气项目。该项目具备开发5亿方/年生产规模的资源条件，将为我国煤层气商业开发积累经验、树立典范。

多位业内人士表示，在未来政策力度加大、技术攻关加快、示范项目效应等多重因素催化下，

煤层气产业投资热情有望被再次点燃。不少上市公司已纷纷宣布涉足或转型煤层气开发。开采环节投资增速将拉动煤层气上游产业链发展，产量增长后将带动下游储运分销市场进一步发展。

国家能源委专家咨询委员会委员孙茂远表示，我国煤层气资源丰富，又有多年的开发利用经验，煤层气产业已有良好的发展基础，而且与其他非常规天然气资源相比，开发利用煤层气也不存在环境破坏、水资源等诸多环保问题。综合来看，在当前的非常规油气开发中，煤层气勘探利用的综合效益最大，应放在非常规油气中最先发展的位置。

渠沛然 中国能源报 2016-01-27

生物质能、环保工程

沼气工程转型升级难题待破

“到 2015 年，生物质发电装机容量达到 1300 万千瓦、年发电量约 780 亿千瓦时，生物质年供气 220 亿立方米，全国沼气用户达到 5000 万户，年产气量达 190 亿立方米。”“十二五”已过，这一连串出现在《生物质能发展“十二五”规划》中的目标数字与现实仍存巨大差距。2015 年 4 月，农业部与国家发展改革委在北京联合举办规模化沼气工程培训班，其间透露的数据显示，全国沼气用户约为 4300 万户，农村沼气年生产量约为 160 亿立方米。

沼气作为生物质能的重要组成部分，在我国已走过了 30 余年的发展历程，然而面对当前雾霾围城、气候变化等种种利好新能源发展的环境压力，沼气产业的现状却并不尽如人意，与其它风光无限的新能源，如风电、光伏的高速发展形成鲜明对比。

小型户用沼气转型中

上世纪 70 年代，为解决农村地区用能问题，我国开始扶植沼气发展。1979 年，国务院批复《关于当前农村沼气建设中几个问题的报告》，其中明确沼气发展以“社员自办为主，国家集体扶持为辅”。结合工程规模和产气量以及具体用途，小型户用沼气成为当时的主力军，在国家政策的支持下得以迅速推广。“30 年前，中国的农村大多以户为生产单位，发展小型户用沼气是正确的选择，甚至在十几年前，适度鼓励小规模沼气也是必要的。”农业部农业生态与资源保护总站可再生能源处处长李景明充分肯定了小型户用沼气在当时的作用和价值。

然而近年来，小规模户用沼气的问题不断显现。“产气率低、没有专人维护、质量参差不齐，使用不当甚至还会造成一定的环境问题。”中国工程院院士杜祥琬在采访中向记者道出了目前小型户用沼气存在的弊端。

伴随着城镇化进程加快，大量农村劳动力进入城市，家庭户维持沼气运行的能力明显降低。同时，农业生产日益规模化，小型户用沼气问题愈加突出。此外，我国北方地区冬季气温偏低、产气量不稳定且运行成本增加，导致沼气使用率下降，这也成为影响户用沼气发展的重要因素。

在农村生产生活环境发生巨大变化的背景下，户用沼气已经难以稳定维系，转型势在必行。2015 年 4 月，国家发改委与农业部联合下发《关于抓紧申报 2015 年农村沼气工程中央预算内投资计划的通知》，明确指出 2015 年农村沼气工程中央投资为 20 亿元，用于规模化大型沼气项目。据李景明介绍，在 20 亿元的专项资金中，约有 11 亿元被用于支持超大规模生物天然气工程试点项目。“无论是国家层面，还是产业发展上，都已经认识到了转型的必要，但现实是近年来的政策调整总是滞后于市场变化。而最近，似乎又有走向另一个极端的苗头。”从产业发展的长远角度，规模化固然是趋势，但李景明预测，在未来 5-10 年内，超大规模项目的原料收集能力和市场需求空间可能非常有限，应该因地制宜适度规模发展大中型沼气工程。

大中型项目动力不足

“在沼气原料的收集上，目前还有很大的优化空间。”结合实地调研，杜祥琬对此感触颇深。据

了解，需要面向农户进行收集的沼气原料主要包括农作物秸秆和畜禽粪便等。河南天冠企业集团有限公司总工程师杜风光给记者算了一笔账：目前该公司收购秸秆的到厂价约为300元/吨，综合收割、运输等过程中的人力物力消耗，如果按照城市建筑工人高于100元/天的劳动报酬计算，一天内想要获得同等收入需要收集并运送秸秆一吨以上。“以5-10公里作为收集半径，按照日产气量5000立方米左右的规模，在农作物收获季节，秸秆的收集目前还是可以能够满足的。但如果生产规模继续扩大，达到20000立方米时，原料的收集就可能会存在问题。”此外，受制于农作物生长的季节性和规模化生产的连续性，大量沼气原料存储的时间、土地、安全性等问题也是大规模生产加工中必须要考虑的问题。

除原料的收集、储藏、运输等制约外，在政策层面，政策稳定性、延续性差也成为大中型沼气工程发展动力不足的重要影响因素。2008年，为鼓励农作物秸秆的有效利用，财政部出台了《秸秆能源化利用补助资金管理暂行办法》，《办法》中规定，对于注册资本金在1000万元以上、秸秆能源化利用符合本地区秸秆综合利用规划、年消耗秸秆量在1万吨以上（含1万吨）、秸秆能源产品已实现销售并拥有稳定用户的企业，中央财政将根据企业每年实际销售秸秆能源产品的种类、数量折算消耗的秸秆种类和数量，按一定标准给予综合性补助。补助政策的出台吸引了大量社会资本和龙头企业，有效推动了秸秆的能源化利用。而据李景明介绍，这一政策出台不足5年，就以存在企业骗补现象为由终止了，“政策不持久、不连续，会使企业的盈利期望大大下降，甚至由投资变成了投机。”对于企业而言，河南天冠企业集团有限公司副总经理王林凤也表示，政策的变动会直接影响到银行对企业的贷款和投资者的信心。

而在终端用户方面，市场的培育也并未引起足够重视。伴随着工程规模的扩大，产气量不断增加，目前相关的补贴政策还停留在基础设施和工程建设层面，对于拉动市场消纳的政策支持明显不足，一些大中型的沼气工程在建成后往往面临运行艰难的风险。

此外，“鼓励性、号召性政策偏多，具体配套细则和落地政策缺乏”、“部门政策各自为政、统筹不当”等问题都在不同程度地制约沼气工程的适度规模化发展。

分布式、多联产是大势所趋

在沼气产业转型升级的过程中，因地制宜地发展大中型规模的工程逐渐成为未来之势。在大规模原料运输、产品消纳等问题尚待更好解决的背景下，杜祥琬认为，沼气的发展应当树立分布式能源网络的理念，“在河南濮阳，以村为单位的中型沼气项目依托当地的种植、养殖业，在全村统一设计、统一施工，沼气的利用效率和综合效益都很好。”同样，在企业主导的沼气项目中，权衡合理的生产和消纳半径，建设适度规模的工程也收效显著。

立足产业的长期发展，企业则将目光放在了沼气产业链的综合开发与利用上，贯彻多联产的生产理念。液化空气集团在发展沼气项目的过程中，就将目光投向了产业链的深耕，例如依托于沼气提纯，通过后续的燃气并网、车用燃气、液化生物甲烷以及可再生氢气生产等领域延展产业链条。

据李景明透露，目前产业相关部门正在积极沟通，希望能够建立沼气工程终端产品补贴政策。一方面通过沼气定价的方式发放适当补贴，通过补贴，既能够使生产和运行企业收回成本、维持盈利，又能够真正降低用户使用沼气的价格，培育终端市场。另一方面，包括沼肥、沼液等在内的终端产品也应通过补贴政策进一步发挥效用。

姚金楠 中国能源报 2016-01-20

2016年沼气将持续增长

2015年见证了向低碳经济转型的重大成就。去年12月，在巴黎超过180个国家之间达成历史性的协议，以共同减少温室气体排放量。也有20个国家宣布创新使命倡议，其目的是在未来五年内翻一番清洁能源研究和开发。一些清洁能源技术已经成为成本竞争力，现有的技术、成本仍将继续。在沼气方面，2015年是一个好年头，特别是相对于前几年来说。由于最近实施的举措和发展趋势，

我非常希望 2016 年会更好。

在 2014 年夏天，美国农业部发布了沼气战略路线图。该路线图的发布，标志着联邦机构第一次做出了公开承诺，旨在协调提高整个美国沼气系统的部署目标，在 2015 年底美国农业部公布了路线图目标进展报告。根据进度报告，美国农业部、美国能源部和美国环保署已全部确定并实施的政策，加大对沼气项目的资源获取。

进展报告还指出了技术成就,各种私营部门的努力,和识别解决未来的障碍。

联邦机构的合作与协调是至关重要的，因为真正把沼气资源规模化，有更多长远的工作要做。根据 2014 年沼气战略路线图，美国有超过 2000 有产生沼气的站点，但至少额外 11000 站点支持沼气系统。尽管 2015 年对于沼气来说是比较好的一年，显然还有更多我们能够而且应该做的事，以充分利用潜在的资源优势。

2015 年沼气发电在联邦可再生燃料标准(RFS)下有爆发性的增长。在 2014 年 7 月，美国环保局修订程序规则，让来自于沼气污水处理设施、垃圾填埋场和农业生产者的沼气发电，当沼气被净化和升级用作运输燃料时，有资格作为纤维素燃料的原料。从 1 月至 11 月，超过 1.12 亿加仑纤维素燃料被报告给 EPA，98%来自可再生压缩和液化天然气。

在运输燃料市场给生产商提供了一个有吸引力的沼气利用途径。可再生燃料标准(RFS)下，项目生产商可以出售沼气燃料信用分值溢价超过 1 美元每加仑。符合条件的沼气生产商也能累积 RFS 的可再生燃料信用分值，通过加州低碳燃料标准计划规定。从 2011 年第一季度到 2015 年第三季度，用于低碳燃料标准计划沼气信用分值已经上升到近 10%。在 2016 年，我希望看到沼气作为运输燃料继续增长。作为一种可再生、低碳方式的沼气是国家和地方战略的补充，旨在转变重型车队用天然气或电。

沼气行业在过去的几年中取得了稳步的进展。该行业在 2015 年达到了一个转折点,我敢打赌,2016 年将是一个更好的一年。

全球先进生物能源 2016-01-27

分布式能源网、多联产，沼气产业转型升级居然靠它们？

导读

“到 2015 年，生物质发电装机容量达到 1300 万千瓦、年发电量约 780 亿千瓦时，生物质年供气 220 亿立方米，全国沼气用户达到 5000 万户，年产气量达 190 亿立方米。”“十二五”已过，这一连串出现在《生物质能发展“十二五”规划》中的目标数字与现实仍存巨大差距。2015 年 4 月，农业部与国家发展改革委在北京联合举办规模化沼气工程培训班，其间透露的数据显示，全国沼气用户约为 4300 万户，农村沼气年生产量约为 160 亿立方米。

沼气作为生物质能的重要组成部分，在我国已走过了 30 余年的发展历程，然而面对当前雾霾围城、气候变化等种种利好新能源发展的环境压力，沼气产业的现状却并不尽如人意，与其它风光无限的新能源，如风电、光伏的高速发展形成鲜明对比。

小型户用沼气转型中

上世纪 70 年代，为解决农村地区用能问题，我国开始扶植沼气发展。1979 年，国务院批复《关于当前农村沼气建设中几个问题的报告》，其中明确沼气发展以“社员自办为主，国家集体扶持为辅”。结合工程规模和产气量以及具体用途，小型户用沼气成为当时的主力军，在国家政策的支持下得以迅速推广。

“30 年前，中国的农村大多以户为生产单位，发展小型户用沼气是正确的选择，甚至在十几年前，适度鼓励小规模沼气也是必要的。”农业部农业生态与资源保护总站可再生能源处处长李景明充分肯定了小型户用沼气在当时的作用和价值。

然而近年来，小规模户用沼气的问题不断显现。“产气率低、没有专人维护、质量参差不齐，使

用不当甚至还会造成一定的环境问题。”中国工程院院士杜祥琬在采访中向记者道出了目前小型户用沼气存在的弊端。

伴随着城镇化进程加快，大量农村劳动力进入城市，家庭户维持沼气运行的能力明显降低。同时，农业生产日益规模化，小型户用沼气问题愈加突出。此外，我国北方地区冬季气温偏低、产气量不稳定且运行成本增加，导致沼气使用率下降，这也成为影响户用沼气发展的重要因素。

在农村生产生活环境发生巨大变化的背景下，户用沼气已经难以稳定维系，转型势在必行。2015年4月，国家发改委与农业部联合下发《关于抓紧申报2015年农村沼气工程中央预算内投资计划的通知》，明确指出2015年农村沼气工程中央投资为20亿元，用于规模化大型沼气项目。据李景明介绍，在20亿元的专项资金中，约有11亿元被用于支持超大规模生物天然气工程试点项目。

“无论是国家层面，还是产业发展上，都已经认识到了转型的必要，但现实是近年来的政策调整总是滞后于市场变化。而最近，似乎又有走向另一个极端的苗头。”从产业发展的长远角度，规模化固然是趋势，但李景明预测，在未来5-10年内，超大规模项目的原料收集能力和市场需求空间可能非常有限，应该因地制宜适度规模发展大中型沼气工程。

大中型项目动力不足

“在沼气原料的收集上，目前还有很大的优化空间。”结合实地调研，杜祥琬对此感触颇深。据了解，需要面向农户进行收集的沼气原料主要包括农作物秸秆和畜禽粪便等。

河南天冠企业集团有限公司总工程师杜风光给记者算了一笔账：目前该公司收购秸秆的到厂价约为300元/吨，综合收割、运输等过程中的人力物力消耗，如果按照城市建筑工人高于100元/天的劳动报酬计算，一天内想要获得同等收入需要收集并运送秸秆一吨以上。

“以5-10公里作为收集半径，按照日产气量5000立方米左右的规模，在农作物收获季节，秸秆的收集目前还是可以能够满足的。但如果生产规模继续扩大，达到20000立方米时，原料的收集就可能会存在问题。”此外，受制于农作物生长的季节性和规模化生产的连续性，大量沼气原料存储的时间、土地、安全性等问题也是大规模生产加工中必须要考虑的问题。

除原料的收集、储藏、运输等制约外，在政策层面，政策稳定性、延续性差也成为大中型沼气工程发展动力不足的重要影响因素。

2008年，为鼓励农作物秸秆的有效利用，财政部出台了《秸秆能源化利用补助资金管理暂行办法》，《办法》中规定，对于注册资本金在1000万元以上、秸秆能源化利用符合本地区秸秆综合利用规划、年消耗秸秆量在1万吨以上（含1万吨）、秸秆能源产品已实现销售并拥有稳定用户的企业，中央财政将根据企业每年实际销售秸秆能源产品的种类、数量折算消耗的秸秆种类和数量，按一定标准给予综合性补助。

补助政策的出台吸引了大量社会资本和龙头企业，有效推动了秸秆的能源化利用。而据李景明介绍，这一政策出台不足5年，就以存在企业骗补现象为由终止了，“政策不持久、不连续，会使企业的盈利期望大大下降，甚至由投资变成了投机。”对于企业而言，河南天冠企业集团有限公司副总经理王林风也表示，政策的变动会直接影响到银行对企业的贷款和投资者的信心。

而在终端用户方面，市场的培育也并未引起足够重视。伴随着工程规模的扩大，产气量不断增加，目前相关的补贴政策还停留在基础设施和工程建设层面，对于拉动市场消纳的政策支持明显不足，一些大中型的沼气工程在建成后往往面临运行艰难的风险。

此外，“鼓励性、号召性政策偏多，具体配套细则和落地政策缺乏”、“部门政策各自为政、统筹不当”等问题都在不同程度地制约沼气的适度规模化发展。

分布式、多联产是大势所趋

在沼气产业转型升级的过程中，因地制宜地发展大中型规模的工程逐渐成为未来之势。在大规模原料运输、产品消纳等问题尚待更好解决的背景下，杜祥琬认为，沼气的发展应当树立分布式能源网络的理念，“在河南濮阳，以村为单位的中型沼气项目依托当地的种植、养殖业，在全村统一设计、统一施工，沼气的利用效率和综合效益都很好。”同样，在企业主导的沼气项目中，权衡合理的

生产和消纳半径，建设适度规模的工程也收效显著。

立足产业的长期发展，企业则将目光放在了沼气产业链的综合开发与利用上，贯彻多联产的生产理念。液化空气集团在发展沼气项目的过程中，就将目光投向了产业链的深耕，例如依托于沼气提纯，通过后续的燃气并网、车用燃气、液化生物甲烷以及可再生氢气生产等领域延展产业链条。

据李景明透露，目前产业相关部门正在积极沟通，希望能够建立沼气工程终端产品补贴政策。一方面通过沼气定价的方式发放适当补贴，通过补贴，既能够使生产和运行企业收回成本、维持盈利，又能够真正降低用户使用沼气的价格，培育终端市场。另一方面，包括沼肥、沼液等在内的终端产品也应通过补贴政策进一步发挥效用。

姚金楠 中国能源报 2016-01-19

太阳能

荷兰将建最大的太阳能发电站

荷兰新闻网 1 月 15 日报道称，荷兰将在北部代尔夫宰尔(Delfzijl)兴建最大的太阳能发电站，面积相当于约 600 个足球场，将安装 12.3 万块太阳能电池板。

该项目将获得政府补贴支持，总投资将达到 3 亿欧元，目前已完成融资协议谈判。

项目合资方包括格罗宁根海港，荷兰能源公司 Sunport Energy，以及德国光伏企业 Wirsol 公司(融资方兼承建方)。

项目建成后年装机容量将达 30 兆瓦，主要提供当地工业用电。

商务部 2016-01-21

法国计划建造“太阳能公路”为城市供电

据法国媒体报道，法国生态、可持续发展和能源部部长罗雅尔 20 日在与全法交通管理机构负责人会面时表示，未来 5 年，法国将建造总长 1000 公里的“太阳能公路”，利用太阳能为城市提供电力。

“太阳能公路”是一种新型公路，它并不需要将原有的公路重建，而只要把一块块非常薄的太阳能板像地砖一样铺在道路表面，并在上层加盖由树脂材料制成的高强度透明板以抵抗车辆行驶带来的压力。它可以将太阳能转化为电能，再将电能由隐藏在地下的蓄电装置输送到城市电网。

罗雅尔表示，法国“太阳能公路”计划的招标工作已经启动，相关技术测试或将从春季开始进行。

法国布伊格集团旗下从事交通基础设施建设的 COLAS 公司早在几个月前就对其开发的“太阳能公路”进行了测试，100 万次车辆通行也未损坏公路。该公司与法国国家太阳能研究所合作，使用聚合树脂将厚度仅为 7 毫米的小块太阳能板拼接起来并粘合在道路表面，同时在太阳能板的透明“保护层”上增加了颗粒结构，以确保与传统路面的附着力相当，不影响车辆的正常驾驶。

有数据显示，法国 27% 的温室气体排放来自交通领域，交通已成为该国最重要的空气污染来源。“太阳能公路”的建造将在不占用额外空间的前提下把公路这一排放污染物的重要场所“变身”为清洁可再生能源的生产基地。

据法国环境与能源控制署计算，长度为 1 公里的“太阳能公路”能支持一个拥有 5000 居民的小城镇日常公共照明用电。除此之外，“太阳能公路”还能够为交通信号灯、电动汽车充电桩、居民家庭用电等方面输送电力。

据了解，将道路与太阳能发电相结合的概念并非源自法国。早在十几年前，一对美国工程师夫

妇就提出了这一设想，并创建了“太阳能之路”公司，得到美国政府的支持。荷兰也曾在 2014 年开通一段全长约 70 米的太阳能自行车道，目前仍处在测试阶段。在未来，随着太阳能技术的发展和生产成本的下降，或许“太阳能公路”真能“大行其道”。

张雪飞 新华社 2016-01-21

薄膜太阳能电池前途在哪？

你准备好将太阳能带入你的家庭了吗？目前薄膜太阳能技术的发展预示着一个人人都能通过太阳能获得清洁能源的美好将来。

太阳每小时投射到地球表面上的能量比全球人类一年使用的总能量还多。与此同时，人类却在与环境污染、气候变化以及化石燃料的日渐枯竭做斗争。太阳能技术可以很好地解决上述问题。最新的光电池技术可以将太阳光能转换成电能，相比普通可再生能源更有优势。那么我们为什么不使用这种卓越的技术为我们的家庭供能呢？每每被问及这个问题，大多数人给出的答案是光电池系统的安装费用太高。但是新的薄膜光电池产品价廉物美。在不久的将来，这一技术就可以改变我们对于电能以及将太阳转换成燃料的观念。

薄膜太阳能电池的兴起

说起太阳能电池，目前在这一行业中起主导的是硅晶，硅晶由精炼硅制成。这一模块作为太阳能的基本技术已经存在 50 多年了。自从 1954 年第一块硅太阳能电池被发明后，其数量快速增加，目前 12% 到 18% 转变成电能的太阳辐射都通过其实现。

晶体硅材料依然在太阳能光电池材料中占据主导地位，但是，最近几年在薄膜光电池技术上也有了突破。在 2005 年的时候，晶体硅在太阳能光电池市场占到 95% 以上的份额。但是从那个时候开始，薄膜光电池材料在市场所占份额逐年稳步上升，到今日已经占到了 25% 的份额。数以百计的从事薄膜光电池技术的公司已经进入了研发和生产的新阶段。

大面积以及层叠状的薄膜光电池产品从上世纪 90 年代开始就已经商业化了，目前薄膜光电池产品的能量转换效率已经达到了 6% 到 11%。能量转换效率越高，那么产生一定电量所需的面积以及其他辅助设备就越少，这是一件很划算的事情。就目前来说，薄膜太阳能电池的转换效率还是与晶体硅存在着距离，但是相比与晶体硅，薄膜太阳能电池在其他方面存在着巨大的优势。最重要的一点，就是薄膜太阳能电池的生产成本低。很多薄膜太阳能电池板都是由非晶硅制成的，而制备硅晶太阳能电池板时要使用高等硅。除此之外，薄膜太阳能电池还可以由其他半导体材料制成，包括铜铟镓硒(CIGS)材料和碲化镉材料。

太阳能技术的广阔前景——成规模的实用薄膜光电池项目

可再生能源领域存在一个关键性的问题，就是何时规模化的太阳能光电池技术能够与从化石燃料中获得电能的价格上形成竞争或与其等价。而事实上，规模化的薄膜光电池技术在成本上已经低于核电，只是目前比烧煤获得电能的成本更高一些。

很多薄膜太阳能电池的生产者们已经成功降低了成本，目前在这一领域的领头羊是位于亚利桑那州坦佩的第一太阳能公司。第一太阳能公司在 2009 年通过碲化镉电池生产了 1 千兆瓦的电能。换句话说，1 千兆瓦等同于 25 万个大型的家庭薄膜太阳能光电转化系统的生产总量。

第一太阳能公司在 2009 年实现了平均 10.9% 的能量转换效率，他们的产品成为薄膜产品中能量转换效率最高的产品。该公司同时还解决了生产中所使用的重金属镉的问题，通过设计循环系统以避免镉这一有害物质随着废弃物一同排放出来。

在过去的几年中，第一太阳能公司大大降低了他们的生产成本。他们的成本只相当与硅晶材料或目前市场上其他薄膜太阳能产品的一半。他们降低成本的措施包括缩短生产时间以及规模化设备的安装时间。与同行业的其他公司相比较，第一太阳能公司的规模化设备安装费用降低了 10% 到 15%，但是他们的产量却要比生产硅晶的公司高出 10% 左右(在相同的设计效率下)。在接下来的五年中，第

一太阳能公司将致力于将生产效率再提高 15%，并且再进一步降低其生产成本。如果该公司真的能够成功地实现上述目标，那么通过规模化的薄膜太阳能装置获得电能将会与通过化石燃料获得电能一样廉价。

我们能够在每一栋房子的屋顶上安装光电转换装置吗？

在将来，使用更多成规模的薄膜太阳能电池板将会是正确的一步，这意味着更多的消费者能够购买到清洁能源，但是能源生产的控制权依然会掌握在少数大公司和市政单位。此外，将能量从太阳光照射条件好的区域(如西南方)输送到光照条件差的地区，需要话费巨资去建设电能输送网络，与此同时，用于储存多余的电能然后再释放的基础设施也必不可少。能量集中生产的替代方案就是在不同地方分散生产能量。除了制造大型的新型太阳能板，我们为什么不在每一栋房子上和停车场中安装太阳能板呢？以化整为零的方式进行生产。我坚信在全美房屋和停车场中获得的太阳能，将足以提供我们所需的全部能量。其实美国目前的一些政策已经支持这一做法了。

由于薄膜太阳能板很轻便，所以将其融入到建筑物中是可行的，比如用其制造屋顶。建筑物集成太阳能光电板是一个很新的创意。其实，建筑师们早在上世纪 80 年代就开始用太阳能光电材料制造屋顶，而目前用于制造屋顶的玻璃材料价格昂贵、广受质疑。玻璃透光、寿命长以及不会受天气影响，但是它易碎，不是制造屋顶的理想材料。

十多年前，层叠状的非晶硅薄膜太阳能材料更加彰显了使用薄膜太阳能材料制造屋顶的优势。在 2001 年的时候，太阳能集成技术公司开发了一种将层叠状太阳能材料改为膜状材料并用于商业建筑的新工艺。太阳能集成技术公司是最早批量生产薄膜光电池的公司之一。到 2009 年的时候，有多家大公司开始进军这一领域。

关于建筑集成光电材料的应用还有其他很多可能性。比如有些时候，玻璃的光电池装置可以替代常规的建筑材料用于制造雨篷以及房屋的正面等。也有公司在生产薄膜光电池材料用于制造窗户。除此之外，发展廉价的太阳能铁路侧线，同样存在很大的潜力。每一项新技术的出现，都会带来很多实际的应用。将来的人可能会疑惑我们现在为什么要通过燃烧化石燃料以获得电能。但是我们不用等到将来，因为我们现在就可以通过薄膜光电材料将太阳光转化为电能。

四种薄膜太阳能电池

1.非晶硅。非晶硅薄膜是太阳能电池核心原材料之一，也称微晶硅。按照材料的不同，当前硅太阳能电池可分为三类：单晶硅太阳能电池、多晶硅太阳能电池和薄膜太阳能电池三种。非晶硅薄膜就是相对于单晶硅和多晶硅来说的。薄膜太阳电池作为一种新型太阳能电池，由于其原材料来源广泛、生产成本低、便于大规模生产，因而具有广阔的市场前景。薄膜电池基本上分为：非/微晶硅薄膜电池、CIGS 薄膜电池和 CdTe 薄膜电池三种。其中，GIGS 的转换效率最高，约为 10%~12%，CdTe 的转换效率次之，约为 8.5%~10.5%，非/微晶电池最低，一般为 6%~8%；但从原材料的可获取性来看，非/微晶电池的原材料为硅烷，最为普遍，而另外两种电池的原材料中均包含稀有元素化合物，可获取性较低。近年来，非晶硅薄膜太阳电池逐渐从各种类型的太阳电池中脱颖而出，在全球范围内掀起了一股投资热潮。大尺寸玻璃基板薄膜太阳电池投入市场，必将极大地加速光伏建筑一体化、屋顶并网发电系统以及光伏电站等的推广和普及。同时，非晶硅薄膜电池在高温条件下衰减微弱，所以也适合高温、荒漠地区建设电站。

2.铜铟镓硒电池板。CIGS 是太阳能薄膜电池 $CuIn_xGa(1-x)Se_2$ 的简写，其具有稳定性好、抗辐射性能好、成本低、效率高等优点。小样品 CIGS 薄膜太阳能电池的最高转化效率 2014 年 12 月刷新为 21.7%，由德国太阳能和氢能研究机构 ZSW 采用共蒸镀法制备。大面积电池组件转化效率及产量根据各公司制备工艺不同而有所不同，一般在 10%~15% 范围内。铜铟镓硒薄膜太阳电池具有生产成本低、污染小、不衰退、弱光性能好等特点，光电转换效率居各种薄膜太阳能电池之首，接近晶体硅太阳电池，而成本则是晶体硅电池的三分之一，被国际上称为“下一时代非常有前途的新型薄膜太阳电池”。此外，该电池具有柔和、均匀的黑色外观，是对外观有较高要求场所的理想选择，如大型建筑物的玻璃幕墙等，在现代化高层建筑等领域有很大市场。虽然 CIGS 电池具有高效率 and 低

材料成本的优势，但他也面临三个主要的问题：(1)制程复杂，投资成本高(2)关键原料的供应不足(3)缓冲层 CdS 具有潜在的毒性。

3.碲化镉。CdTe 是 II-VI 族化合物半导体，带隙 1.5eV，与太阳光谱非常匹配，最适合于光电能量转换，是一种良好的 PV 材料，具有很高的理论效率(28%)，性能很稳定，一直被光伏界看重，是技术上发展较快的一种薄膜电池。碲化镉容易沉积成大面积的薄膜，沉积速率也高。CdTe 薄膜太阳能电池是太阳能电池中最容易制造的，因而它向商品化进展最快。提高效率就是要对电池结构及各层材料工艺进行优化，适当减薄窗口层 CdS 的厚度，可减少入射光的损失，从而增加电池短波响应以提高短路电流密度，较高转换效率的 CdTe 电池就采用了较薄的 CdS 窗口层而创了最高纪录。要降低成本，就必须将 CdTe 的沉积温度降到 550℃ 以下，以适于廉价的玻璃作衬底；实验室成果走向产业，必须经过组件以及生产模式的设计、研究和优化过程。

4.有机薄膜太阳能电池。有机太阳能电池，顾名思义，就是由有机材料构成核心部分的太阳能电池。主要是以具有光敏性质的有机物作为半导体的材料，以光伏效应而产生电压形成电流，实现太阳能发电的效果。有机薄膜太阳能电池具有材料潜在的低价格、加工容易、可大面积成膜、分子及薄膜性质的可设计性、质轻、柔性等显著优点，但有机半导体的载流子迁移率较无机半导体低、稳定性差。目前有机太阳能电池光电转换效率很低，只有将光电转换效率提高到 5% 以上才可能大规模应用。

材料人网 2016-01-28

分布式光伏发电发展需要注意什么？

改善能源结构、提高能源利用率、走低碳经济发展之路，已成为解决能源供应紧张和环境保护问题的必然选择。当前分布式光伏发电系统在许多国家和地区已经是成熟的能源综合应用技术，受到各国政府、企业界和能源科研单位的广泛关注。

随着可再生能源在国家能源战略发展地位的不断提升，可再生能源发展先进的国家和地区均采用了相应的支持政策以保障其发展。我国分布式光伏发电技术起步较晚，核心技术还不够成熟，支持政策、商业模式及融资环境仍不够健全。在政府补贴的前提下，分布式光伏具有投资价值，但其盈利水平受到居民用电需求、系统构建成本、贷款利率和贷款比例等因素的影响。

中国的分布式光伏的发展契机是不同于其他国家的，中国的光伏制造业具有世界领先水平，但是遭遇了欧洲市场的“双反”政策；中国煤炭资源丰富，长期以来是主要的能量来源，但是近几年出现了严重的雾霾现象；中国有着不同于其他国家的垄断型电网企业，分布式光伏在中国特有的发展契机与背景之下存在着独特的发展意义，同时也面临着独特的前进阻力。

以下将分别从分布式光伏发电的发展意义、制约其发展的因素及解决方案、美国与德国分布式光伏的发展经验进行阐述，最后提出分布式光伏发展过程中易被忽略的两方面问题，希望可以在分布式光伏发展之初得以重视，形成分布式光伏在中国的健康可持续发展局势。

1、为何发展分布式光伏发电

国家电网公司 2012 年 10 月 26 日发布《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》，2013 年 2 月 27 日发布《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》，后者对分布式电源做了明确的定义。分布式电源是指位于用户附近，利用可再生能源，电能就地消纳，单个并网点的装机容量要小于 6MW，并以 10kV 及以下的电压等级接入电网的小型发电项目。

首先，分布式电源并网有利于电网的进一步完善。分布式电源主要是接入配电网，长期以来我国的配电网建设相对落后，农网改造任务艰巨。而分布式电源的并网，一定会要求配电网做出一定的改变，以保证将电能可以经济安全地供给负荷工作，从而对配电网进行升级改造，这无疑对整个电网系统坚强可靠性的提高有着很重要的助推作用。

其次，分布式电源是我国建设生态文明，推动新型城镇化的有力推手。分布式电源利用可再生

能源进行发电的，其污染气体的排放量较燃煤发电的发电项目而言很小，可以有效解决经济发展与节约能源保护环境之间的矛盾。而分布式电源的普及会是农村和偏远地区的发展契机，或因为拥有的充足光照，或因为地理位置优势，或因为大量的闲置屋顶；电力问题的成功解决势必会促进当地的商业发展，吸引大型企业注入资金发展当地新能源产业，提供大量的工作岗位。

值得注意的是，光伏发电最初走进大众视野不是由于环境友好性和资源可持续性等优点，而是我国具有国际领先水平的光伏制造业遭遇海外市场的“双反”政策，导致产能过剩，再加上国内内需不足，使得光伏制造业遭遇寒冬，相关部门决心大力推广国内光伏发电的应用市场，拥有完整的产业链。分布式光伏发电对光伏产业的促进作用和对我国制造业经济发展模式的贡献同样不可忽视。

2、谁在制约光伏发电发展

2013 年被称为光伏电站的政策元年，在各项利好政策的带动下 2014 年成为了中国的光伏电站的建设元年。中国国家能源局将 2014 年光伏发电全年新增备案总规模定位 14GW，其中分布式 8GW，光伏电站 6GW，而且光伏发电的相关政策制定已经趋近完备，其广泛发展应用指日可待。

清洁、无限量及维护成本低等优点是光伏发电广受关注的原因，但是光伏发电的不足之处也同样明显。限制光伏发电发展的主要因素是成本高，但是自从 2006 年光伏产业发展以来，光伏发电的装机成本已经从每峰瓦 60 元人民币下降到现在的 8 元人民币，所以成本的限制目前已被弱化。随着光伏装机容量的上升，其技术弱点变得明显而不容忽视。

一是光伏发电的不稳定性。这种稳定性不是指由于系统本身的缺陷而引起的不稳定，而是来源于光照的不稳定。

二是光伏发电的能量密度较低。由于日照强度和光伏发电的光电转换效率的限制，每平方米的组件的峰值功率上限约在 150W，大部分时间在 100W 左右，导致光伏发电的占地面积较大，而合格屋顶数量不足目前已经成为分布式光伏发展的制约因素，再加上房屋出租等因素使得分布式光伏发电的受益方增多，利益分配有待协调。

三是独立的光伏发电系统的功率可调性差。利用光伏发电的时候要么采用与大电网并网运行的方式，要么采用其他能源进行补充，同时必须采用储能的方式，将多余能量储存起来。分布式发电技术在一定角度来说和储能技术、电动汽车充电站相结合是比较合理的做法，因为这三者目前还都在发展阶段，可以经过合理的预测和设计，使得它们可以相互配合、取长补短。随着光伏发电规模的增加，上述技术弱点会越来越明显，并且进一步影响其经济效益。

2013 年 8 月，国家能源局发布《关于开展分布式光伏发电应用示范区建设的通知》，批准了 18 个示范区，包括北京海淀区中关村海淀园、北京顺义、上海松江、天津武清、河北高碑店、河北保定英利、江苏无锡、江苏南通、浙江绍兴、浙江杭州、安徽合肥、江西新余高新区、山东泰安高新区、山东淄博高新区、广东三水工业园、广东从化明珠工业园、深圳前海和宁波杭州湾新区，以加快分布式光伏发电的发展。《通知》规定示范区分布式光伏发电项目采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，实行按发电量补贴政策，并要求各单位抓紧落实建设条件，电网积极配合做好电网接入和服务工作。

目前全国 18 个分布式光伏发电应用示范区中绝大部分因为资金不到位未能顺利开展。虽然国家能源局联合国家开发银行印发了《关于支持分布式光伏发电金融服务的意见》，提出金融扶持政策，国家出台的光伏扶持政策也涉及金融支持，但政策落实比较缓慢，因此解决启动资金不到位、融资难等问题成为关键。光伏发电的独有特点不满足我国已有融资方式的要求，与之相关的风险控制和信用体系尚未完善，设计新的金融产品和成立产业基金是比较可行解决方案，而不是一味局限于已经发展成熟的金融服务。

此外，目前我国同样着重特高压输电建设，实施西电东送战略，将西部的风能、水能、光能发电及煤电送往东部的负荷中心，而分布式发电是利用可再生能源、小规模、就地消纳的供能系统，它的应用领域应该是无电区、城镇、及城市新增建筑物、工业园、机场、火车站等有大量建筑面积的场合。

能源局制定《全面解决无电人口用电问题三年行动计划(2013-2015年)》，实施组织电力企业开展无电地区电力建设，实施电网延伸和光伏独立供电工程，尽快使分布在新疆、四川、青海、甘肃、内蒙古及西藏等偏远地区的无电人口用上电。所以明确集中开发还是分散开发，不可忽略特高压和分布式的区别和联系，准确定位它们各自的应用领域，也是制定分布式发电发展之路的关键。

2014年3月，中国人民政治协商会议第十二届全国委员会第二次会议和第十二届全国人民代表大会第二次会议在北京召开，作为环保事业中重要的一环，光伏产业在本次两会上获得了很大关注，而其中的分布式光伏发电更是成为提案热点。

晶科能源 CEO 陈康平指出分布式电源的发展的问题主要是融资困难，适宜面积的屋顶资源稀缺，商业模式单一，采用合同能源管理模式在执行过程中各方利益存在争议，在调研的基础上提出了分布式局域微网的建立概念。提案具体细化为通过分布式投资方和微网内用户直接签订用量协议；分布式屋顶发电直接接入国家电网 10kV 支线；用电单位用量超过分布式发电量视同优先使用太阳能电量；10kV 支线内由投资方进行电费代收，分布式投资方和电网公司在 10kV 支线的端口进行电费结算；实行峰谷电价的地区按白天平均电价折算。

此外陈康平还提出了政府出面与拥有大量屋顶并且用电量比较大的火车站、工矿企业沟通，制定相应政策，鼓励释放屋顶资源，促进新能源发电的使用；吸收保险基金、支付宝和保险基金等资金，来解决分布式光伏的融资难问题。

先进国家可再生能源发展经验目前我国分布式光伏发电系统的收益离不开政府补贴，如何有计划有安排地逐步减小其对政府补贴的依赖程度，激发其内在的市场动力，是需要借鉴国际经验进一步研究的课题。

德国补贴资金发放是通过固定再生能源电价，补贴高于化石能源发电上网电价的可再生能源发电成本。值得注意的是德国可再生能源的固定电价并不是固定的，它会随着新增装机容量的进度进行一次调整，从而使补贴价格变化。

例如首先设定到 2020 年的光伏发电最佳年增长速度是 250~350 万 kW，如果统计结果表明在刚过去的 12 个月内新增装机容量在预定范围内，则在未来的一个季度内在现行光伏电价的基础上每月减低 1%；如果在刚过去的 12 个月里新增装机容量过低，则在未来的一个基季度里逐次提高 0.5%；如果在刚过去的 12 个月里新增装机容量过高，则在未来的一季度里逐月下降 2.8%。

此外德国是根据可再生能源发电量的预测值并结合当时的固定电价，本年度补贴资金的剩余或亏损，预测补贴资金的需求量，制定下一年的电价附加征收水平。

与德国相比我国可再生能源能发电补贴的压力不是来自电价过高的可再生能源电力，而是来自价格较低的煤电，这相当于对煤电也进行了补贴从而增加了可再生能源补贴资金。

美国是利用税收抵免政策来激励可再生能源发电的发展。《美国复苏和再投资法案》中规定符合要求的可再生能源发电企业可以选择生产税抵免(每千瓦时发电量得到 2.2 美分抵扣额)、投资税抵免(投资额的 30%可在所得税中抵扣)或获得一定量现金补助(不高于投资税抵免水平)三种方式中的一种来享受补助。

此外美国的 32 个州实施了可再生能源电力配额制度，将一定的配额分配给电力供应商，要求他们供应的电力有多少来自可再生能源，供应商可以自己拥有的可再生能源发电设备来发电，也可以从可再生能源电力供应商购买一定的发电量。

3、分布式光伏发电发展需要注意什么

如何使分布式光伏的应用逐步进入正轨，是目前比较热门的研究方向与关注焦点，但是如何尽量避免分布式光伏发电普遍应用后出现新的问题，同样值得相关专家学者进行前瞻性的研究与探索。

第一，分布式光伏发电技术的发展应依赖于技术的提高和完善，不可过度依赖补贴政策。分布式光伏发电技术的竞争力必须来源于技术进步而带来的良好的电能质量和低成本，而不单单是政府的大力扶持。

分布式电源技术目前仍处于初级发展阶段，需要依靠政府扶持，但随着装机容量的增加这势必

要给政府造成财政压力，所以要不断寻求技术上的突破，降低成本并保证电能质量;如何普及清洁能源概念，使得分布式光伏可以由下而上的推广，而不是单方面由政府推动。

第二，要理性控制分布式光伏发电的发展规模并注意相关废弃设备的回收与处理。太阳能电池中含有铅、铬等重金属物质，对环境有很大污染，随着分布式光伏发电的发展，废弃的太阳能发电板数量也会增加，如何回收处理也是需要考虑的问题。

此外随着国家激励政策的出台，部分地区发展分布式电源积极性会不断高涨，又因为投资主体多，对其发展规模很难进行预测，若缺乏合理的引导，很容易造成无序发展和资源浪费;而且从配电网来看，当分布式电源的渗透率较高时对电网安全会带来很大的挑战，徒然增加电网改造成本，带来不必要的投入。

4、结语

目前分布式光伏发电发展需解决的首要问题是：融资渠道单一，商业模式不成熟;探索分布式光伏发电与市场化、城化的有效结合方式;明确分布式电源的应用市场应该是部分城市新增负荷、无电区和农村;注重核心技术的研究与开发，以科技促进分布式电源的发展和增加市场竞争力;进一步普及可再生能源发电的相关信息，促进大众了解其发展意义和对可再生能源发电电能质量的信心。

在资源紧缺环境、污染严重、经济快速发展的大背景下，分布式光伏发电的应用已经成为必然，合理经济地推动其发展还需相关各界人士的不懈努力和探索。

施泉生 产经观察 2016-01-21

专家：光热发电将成战略新兴产业

“国家能源局发布的《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》(以下简称《通知》)对于推动我国太阳能热发电的发展具有重要意义，将给我国太阳能热发电产业带来新的发展机遇。太阳能热发电必将成为我国重要的战略性新兴产业。”日前，在国家发展改革委培训中心主办的“新形势下太阳能热发电政策走势与示范项目建设及问题应对高级研讨班”上，国家太阳能热利用技术创新战略联盟专家委员会副主任马重芳表示，我国光热发电从业者要认清形势，充分发挥后发优势，不断加强技术创新，积极开拓太阳能热发电事业的新局面。

应理性看待 Abengoa 事件

业界普遍认为，2015 年是我国光热行业在政策和形势上较为有利的一年。国家能源局在 2015 年 9 月 30 日下发的《通知》中，明确提出此次组织建设示范项目有两大目标：一是扩大太阳能热发电产业规模;二是培育系统集成商。《通知》一经公布，我国光热行业便掀起积极申报示范项目的热潮。而在 2015 年 11 月底，西班牙可再生能源巨头 Abengoa 集团启动预破产的消息对全球光热产业带来巨大震动。业内认为，这看似“冰火两重天”的形势不会对我国发展光热的信心造成实质影响，但一定要理性看待 Abengoa 事件。

Abengoa 集团曾是可再生能源行业最成功的企业之一，他们曾开发出欧洲第一座塔式太阳能热发电站 PS10(1 万千瓦)，目前运行的太阳能热发电站装机容量约 150 万千瓦，占全球总运行容量的 30%左右，而在建项目装机也近 40 万千瓦，其电站分布于西班牙、美国、南非、智利等地。

据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟理事长王志峰介绍，西班牙政府 1 年来陆续调整了可再生能源的政策支持框架，对能源电力行业征收 7%的能源税，一系列政策使西班牙光热电站将减少超过 30%的年收益。

“Abengoa 启动预破产的主要原因是管理不善，工程建设项目过多，导致现金流‘失血’。即使最终因为没有找到新的投资者而破产，也不该对太阳能热发电市场产生重大影响，因为太阳能热发电技术本身具有很好的发展前景。”国家太阳能光热产业技术创新战略联盟副秘书长杜凤丽告诉记者，对于已经投入商业运行的太阳能热发电项目，在购电协议继续有效的情况下，赢利应该还在持续。或许 Abengoa 拿不到新的太阳能热发电项目，但机会同时也留给了其他业内企业。

对此，马重芳认为，Abengoa 集团启动预破产或将为我国企业取而代之创造了机会。“我国光热发电从业者一方面要小心谨慎，另外还要抱有雄心壮志。之前，美国著名碟式太阳能热发电企业斯特林能源系统公司破产，许多公司力争取而代之。今后光热发电在中美欧之间尚有一搏。值得肯定的是，技术创新是未来竞争取胜的关键。”马重芳说。

关于光热电站战略布局的思考

“纵观全球光热发电现状，我国目前还是追随者或追赶者，将来肯定要面对来自全球的激烈竞争，所以业界非常期待当下这批示范电站能够顺利建成。我主张谨慎乐观，一定要站在整体解决方案的高度，且要在工程上落实好。”马重芳说。

记者从现场讨论环节了解到，我国西北特殊的地理环境和气候对光热电站的建设提出了严峻考验：集热镜场要注意防风、防腐蚀、防风沙和冰雹、传动机构防冻等问题；储能系统要防冻堵；发电系统则要注意干旱缺水、保温及防冻等事项。

“我国太阳能热发电集中在西北高寒地区。为了在高寒地区顺利建成性能可靠、效率较高的光热电站，不但需要引进国外技术，也需要自主创新并开发具有我国特色的先进技术。”马重芳说。

中国气象局风能太阳能资源中心副主任申彦波认为，在目前的经济技术条件下，就我国的太阳能资源而言，适宜光热发电的地域相对有限，建议内蒙古、青海、新疆、甘肃等重点地区要合理规划，留出光热发电的资源空间。

马重芳提出，对于我国光热发电示范电站选址要慎重、合理地进行战略布局。据其介绍，目前国外已建成商业化运行的 500 多万千瓦光热电站几乎均处于热带、亚热带及地中海式气候地区，而我国目前申报的示范工程几乎均位于高寒地区。由于国外光热电站技术均没有在高寒地区极低温、恶劣风暴与沙尘的严酷环境中运行的经验，即使全部引进西方国家的太阳能热发电技术，如不进行深度开发，恐怕也不能适应我国西北部的严酷气候环境。

“如果将太阳能热发电示范电站均布局于高寒地区，技术风险不容忽视。我们建议，除了在高寒地区布局示范工程外，也在南方诸省适当少量补充一些示范工程，以减少风险。”马重芳说。

由于我国能够直接观测太阳直接辐射的气象站很少，致使太阳直接辐射资源观测资料缺乏。目前，工程项目大多采用卫星数据库的数据，误差较大。对此，业内人士给出两项建议：一是建议太阳能资源丰富的地区政府主管部门，尽快在气象站增设太阳直接辐射测量仪，开展测量工作，为工程项目提供观测数据。二是如果项目厂址具备条件，尽快建设太阳直接辐射测量站，开展直接辐射测量工作。

徐秋玲 中电新闻网 2016-01-28

我国光伏装机规模跃居世界首位

中国光伏行业协会秘书长王勃华 21 日介绍，2015 年我国新增光伏发电装机约 15GW，同比增长逾 40%；全国光伏发电累计装机量达到约 43GW，超越德国成为全球光伏累计装机量最大的国家。

中国光伏行业协会主办的“光伏行业 2015 年回顾与 2016 年展望研讨会”21 日在北京召开。王勃华在会上说，2015 年光伏制造企业盈利情况明显好转，大多数企业扭亏为盈。

王勃华说，2015 年光伏行业发展呈现四大特点：

一是制造业盈利能力显著增强。从 33 家通过规范条件的企业 2015 年经营情况看，平均利润率达到了 4.7%，比 2014 年提高 30% 以上。

二是制造业海外建厂成为主要焦点，企业“走出去”步伐加快。

三是产能利用率大幅提升，2015 年，已上报的 40 家组件企业平均产能利用率为 86.7%。其中，有规模、品牌、技术的企业订单饱满，产能利用率高，但中小企业接订单困难。

四是光伏电站投资热情高涨，光伏组件制造商前 20 名中，几乎全部涉足下游电站开发业务。

展望 2016 年，我国光伏产业发展继续向好。王勃华说，国内外光伏市场需求旺盛，新技术应用

和新产品开发速度有望加快，光伏制造的智能化水平有望逐步提高。

陈炜伟 新华社 2016-01-21

光伏应用管理步入“拼智能”阶段

“这是我们位于深圳前海自贸区的 2.4MW 屋顶电站，是全国首批分布式示范区项目；这是甘肃嘉峪关 100MW 光伏电站，是我国第一个单体装机容量达到 100 兆瓦的大型地面电站；这是我们在浙江桐乡的渔光互补电站；这是我们在宁夏的风光互补电站……”1 月 14 日，在位于深圳的招商新能源全球光伏电站智能营维云中心，解说员一边指着大屏幕，一边向参观者介绍。据了解，智能营维云中心可以帮助招商新能源经营和运维分布在全球的光伏电站，尽管电站分布于中国各个角落以及欧洲、日本等世界各地，但依托云中心即可轻松实现电站的精细化管理和集中监控。

解说员说，电站现场区域无需光纤和通讯电缆，通过 4G 无线网络将 5 公里内的逆变器、箱变、汇流箱等设备通讯连接起来。现场通过无线网络，将手持终端和营维系统联动，营维系统将故障告警生成工作票派发到移动终端上，电站现场的运维团队能够及时接受工单，处理缺陷；对于现场的疑难故障，云中心专家通过移动终端与现场运维人员进行互动，实时帮助现场人员分析故障原因，指导故障处理。

招商新能源全球光伏电站智能营维云中心的落成源于去年 7 月招商新能源与华为技术有限公司达成的全面合作协议。根据最新披露的数据，进入光伏电站领域仅仅三年的华为，其智能光伏电站解决方案 2015 年全球发货超过 10.5GW，国内发货 8.5GW。

不仅是运维还包括经营

“过去两年，招商新能源的装机容量翻了两番，到目前为止我们已经运营的电站接近 1GW。两年前，招商新能源与华为在接触时产生了一个共鸣，觉得应该把华为在通讯、大数据以及互联网方面的领先技术和新能源进行结合，进而就有了光伏智能营维系统。”1 月 15 日，在第三届智能光伏设计研讨会间隙，招商新能源集团有限公司运营总监许红云接受本报记者采访时说。

招商新能源作为招商局旗下专业从事新能源投资的平台控股公司，计划 5 年内拥有 12GW 的电站。招商新能源下属的联合光伏近两年大举收购国内外的优质电站并运营管理。许红云认为，招商新能源此前虽然没有太多电站运维经验，但可以通过与华为等业内伙伴合作，应对电站运维带来的挑战。

在此背景下，去年 7 月，招商新能源与华为技术有限公司达成全面合作协议。双方在智能光伏解决方案、智能光伏解决方案标准及联合创新、市场等方面开展全方位合作。

在年底的联合国巴黎气候大会期间，招商新能源又携手中广核旗下的欧洲能源公司、华为技术有限公司签署三方框架合作协议。三方联手拟未来两年内在欧洲实现 2GW 智能光伏电站的开发建设。

“智能营维系统去年才开始逐步接入现有的电站，从目前运行的情况来看，已经大大地提高了招商新能源对光伏电站运维的管理能力。”许红云表示，智能营维系统核心是智能，“既然是叫智能营维云中心，就意味着不仅仅涵盖传统的电站运维，还包括对电站的经营管理。”

智能化契合降成本需求

中国能源建设股份有限公司科技信息部主任王聪生认为，IT、通讯、智能化已经渗透到工业的每一个领域，以及城市管理的方方面面，信息技术与光伏产业的结合是大势所趋。特别是对光伏度电成本越来越关注的情况下，智能光伏解决方案对于光伏电站成本的降低、效率的提升有明显的推动作用。

“伴随运行时间延长，组件衰减导致的不一致性问题越来越突出，这就更加需要智能化光伏解决方案。”中山大学太阳能系统研究所所长、中国可再生能源学会光伏专委会副主任沈辉说。

中民新能投资有限公司总裁韩庆浩表示，光伏组件的效率每年在以 0.3%-0.5% 的水平提高，未来

可能还会提高更快，组件效率每提高 1%，土地就可以减少 5%-8%，电缆、支架随之也可以减少，这将带动电站单位投资每年下降 15%左右。在韩庆浩看来，光伏电站将呈现“五化”趋势，第一是智能化，第二是集约化，第三是简单化，第四是无人化，第五是多样化。

中民新能在宁夏盐池的 2GW 全球最大单体智能光伏电站，采用了华为智能光伏解决方案，融合了高效光伏发电技术、最新的数字信息技术、互联网技术、云计算与大数据挖掘技术，意在打造业界领先的自动化营维光伏示范电站。韩庆浩表示，电站运维不能把时间都花在找问题上，要通过智能平台迅速发现问题并快速消除故障。另外，整个系统设计，也要保证其不容易出故障。

怎样在补贴下降的情况下，能够保持投资收益率不变甚至增加？华为技术有限公司智能光伏业务部总裁许映童提出，需要提升发电量、降低维护成本、降低初始投资。“所以我们必须通过系统级的创新，来获得综合的回报，一定要跑赢投资补贴下降的速度，这也是华为智能光伏在规划新的版本、方案时的目标。”许映童说，出于这样的考虑，包括行业面临的新的挑战，华为公司推出了 FusionSolar 智能光伏解决方案，基于对场景的深入理解与分析帮助客户打造 25 年持续可靠运营的智能光伏电站，使发电量进一步提升，运维效率更加高效，初始投资进一步下降。

智能电站设计是龙头

“设计是龙头。”中国电建集团西北勘测设计研究院光电设计院高级工程师马高祥表示，“光伏电站交付业主后，如何保证在 25 年的全生命周期内运行地高效、智能、少人值守、少成本的投入，从设计之初都要考虑在内。”

电站智能化趋势也对电站设计提出了新的要求。马高祥认为，从设计的角度来说，无论是在设计的理念上，还是融入给业主提供的最终的集成产品，应该体现以下四点：首先要满足智能监测的功能。第二是智能诊断和告警，要有一个报警体系，就像养生所说的未病先治。这么多的组件，怎么在它没有发生问题的时候提前做出预判，事先做出相应的应对措施，把可能带来较大损失的故障风险控制很小的范围内。第三是智能管理。第四是满足未来电网优化调度方面的考虑。

在沈辉看来，中国光伏产业的进步分为三步曲。第一步，是我们的太阳能电池做到世界第一；第二步，是我们组件做到世界第一；第三步，是我们的多晶硅材料做到世界第一。“现在，哪个国家能够引领光伏电站运维管理潮流成为瞩目的焦点，华为等国内企业应该帮助中国光伏行业在光伏应用管理方面走在全世界的前面。”

张子瑞 中国能源报 2016-01-27

单晶将引领组件成本下降 25%

编者按：

过去的一年，光伏行业对质量、技术及市场更加关注，国家能源局光伏“领跑者”计划更有序引导了国内光伏制造从追求规模扩张向注重质量效益转变。随着高效成为行业发展的方向，有着高转换效率的单晶组件重新回到聚光灯之下。作为全球新能源五百强之一的隆基股份，深耕单晶硅片产品多年，2015 年成立全资子公司乐叶光伏后，通过一年时间影响了国内电站应用端的市场格局。随着行业从高补贴政策依赖模式向低补贴竞争力提高模式转变，光伏度电成本大幅下降，未来光伏制造行业将有哪些变化？听听隆基股份总裁李振国怎么说。

单晶市场份额快速提升

中国能源报：隆基股份作为全球最大的单晶硅产品制造商，在 2014 年年底收购了浙江乐叶，2015 年初成立乐叶光伏管理总部，专注单晶硅组件、高效电池，试水单晶组件市场以来成绩喜人，隆基从上游供应商走向终端产品，转型的初衷是什么？

李振国：集团的战略和目标很明确，在整个产业链选取最擅长的环节并形成突破，从而在全球形成竞争力。

自 2000 年成立以来，隆基始终专注于单晶硅棒、硅片的研发、生产和销售，到 2013 年我们评

估认为基本达成战略目标,无论从规模还是技术实力水平,隆基成为了单晶硅片全球第一的供应商。但当时的局面是约 75%的单晶产品出口,国内的 25%中还有一部分被客户加工成电池片出口,即使把单晶品质提高,成本降低,单晶的价值始终没有很好地在中国市场传递至终端,因此决定向下游延伸。

隆基在 2014 年年底收购了浙江乐叶,2015 年初成立了乐叶光伏管理总部,通过一年的时间,乐叶光伏从三线组件品牌发展成国内一线组件品牌,截至目前,乐叶单晶组件产能已达到 2 吉瓦。

中国能源报:2015 年,单晶组件在中国以及全球的光伏市场份额进一步得到提升,目前单晶组件和多晶组件在我国及全球的市场格局是怎样的?单晶组件增长速度加快的原因是什么?

李振国:从全球市场来看,2014 年单晶市场份额在 20%-25%左右,2015 年单晶超过 30%;国内市场而言,2014 年单晶的市场份额为 5%左右,2015 年年底,这一数字超过了 15%。

隆基进入电池和组件环节,主要是基于制造单晶硅片成本的优势。由于单晶组件和多晶组件成本的区别主要体现在硅片上,2014 年底到 2015 年初时,单晶组件和多晶组件的价格差是六、七毛,基于隆基制造硅片的时间长,规模大,成本低,我们将单晶组件和多晶组件的价格控制在每瓦 1 毛钱的差别,在产品推向市场时我们给客户算了一笔帐,电站投资成本相同的前提下,多晶组件(60 型)达到 255—260 瓦,单晶组件(60 型)达到 270—275 瓦,不仅能多出 6%—8%的功率数,还能在建设电站过程中节省很多成本,包括土地、支架、人工、电缆等,这样明显单晶有优势,因此推广单晶组件的实际局面并没有想象的难。

单晶组件优势明显

中国能源报:和多晶组件相比,单晶组件有哪些优势?

李振国:总体来说,单晶组件具有四大优势:一,单晶组件具有高可靠性,单晶的晶体结构几乎没有缺陷,机械性能和电学性能都接近完美;二,单晶更美观;三,单晶符合集约化的理念,因为其单位输出功率高,因此能够节约 5%—8%的土地成本、施工成本、建材成本和运维成本;最后也是最重要的是单晶每瓦发电量比多晶高出 5%左右。

单晶发电量高的原因有四个,首先是单晶工作温度低,高温下工作温度上升缓慢,例如正中午在格尔木,多晶组件比单晶的温升高 11 度,冬季大概高 3-5 度,全年平均有 5-6 度的温度差,由于晶硅组件温度每上升一度,发电效率降低 0.45%,因此 5-6 度的温度差就使单晶发电能力高 2.3%;其次是单晶具有宽光谱吸收能力,也就是弱光性好;再有是单晶电站所用的电缆少,这部分影响较小;最后是从长期衰减角度来讲,单晶在第二个月左右达到衰减最大值,之后慢慢恢复,一年以后单晶衰减的性能明显好于多晶,多晶的指标为 25 年衰减小于等于 20%,单晶的衰减为小于等于 16.2%。

中国能源报:单晶的市场份额将逐步扩大,根据 2015 年“领跑者”先进技术产品指标,多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率应分别达到 16.5%和 17%以上。根据该要求,目前能满足“领跑者”指标的单晶组件和多晶组件分别能达到多少?据您判断,单晶组件的成本何时能与多晶组件的成本持平?

李振国:不谦虚的说,单晶可能在未来更快地实现低光伏电价,也只有单晶能做到,这就是基于晶体的物理结构,单晶是完美晶格,可以把半导体材料的电性能最大限度地发挥出来。隆基这些年里给行业做出的最大贡献就是把单晶这种高端产品的成本降下来了。

我们曾经预计 2017 年单晶组件的成本会低于多晶组件,目前来看可能会提前发生。现在单晶和多晶电站投资成本是一致的,2016 年下半年可以做到单晶电站投资成本低于多晶,因为单晶占地面积更小,节约了土地成本和工程成本。

2020 年单晶组件功率或达 325 瓦

中国能源报:业内普遍认为,未来五年光伏度电成本将大幅度下降,从制造端来说,会有哪些大的变化?

李振国:从制造端来说,主要是四个方面会出现大的变化:第一,我们认为不到 5 年的时间,组件的成本会下降 25%;第二,主流组件功率会大幅度提升,现在 60 型组件的主流功率是 260 瓦,

在未来五年会提升到 325 瓦，也会有 25%的提升空间，那就意味着在电站安装的过程中，所有跟面积相关的成本都会有 25%的下降空间，包括土地、建设工程量；第三，基于技术创新和进步，业界对质量方面的要求将越来越严格，今天建设的电站有 25 年的使用寿命，而对于五年以后建造的电站，业界有信心说可以用到 35 年，因此电站的生命周期会得到延长；第四，系统优化方面在未来五年会取得大的突破，其中包括追日系统，目前平单轴技术已经成熟，未来五年双轴追日系统也会取得突破性的进展，增加 10%的工程投资就会带来 30%的发电量增加。

综合以上因素，在不考虑中国利率下行预期的情况下，未来光伏发电的成本将会有 50%以上的下降空间。这种情况的发生，就意味着去补贴化和平价上网的时代不是遥不可及，而是已经近在眼前了。当然这个过程当中，组件功率的上升是极其重要的事情。我们预计到 2020 年单晶组件（60 型）主流功率会达到 325 瓦，光伏电价是 0.33 元/千瓦时；到 2025 年，单晶组件（60 型）主流功率会达到 360 瓦，光伏电价是 0.21 元/千瓦时。

全球新能源企业 500 强巡礼

明阳新能源投资控股集团董事长张传卫：技术革命才能使新能源摆脱补贴

珠海银隆：打造新能源封闭式循环产业链

阿特斯阳光电力集团董事长、总裁兼首席执行官瞿晓铨：期待更多利好政策落地

成思思 中国能源报 2016-01-25

中国光伏装机量首超德国

2015 年中国光伏新增装机量约 15GW，同比增长 40%以上，连续三年全球第一，累计装机量约 43GW，约占全球总量的 1/5。

和其他工业能源行业的产能缩减、下滑不同，中国光伏行业的新增装机量在过去的 2015 年仍然保持了大幅增长，累计装机量首次超越德国，跃居全球第一。

1 月 21 日，中国光伏行业协会(下称 CPIA)会长王勃华在该协会主办的“光伏行业 2015 年回顾与 2016 年展望研讨会”上称，2015 年中国光伏新增装机量约 15GW，同比增长 40%以上，连续三年全球第一，累计装机量约 43GW，约占全球总量的 1/5。

中国的光伏产品产量迎来大幅增长。CPIA 统计数据显示，2015 年多晶硅产量超过 16.5 万吨，同比增长 25%，比 2013 年增加一倍；组件产量达到 43GW 以上，同比增长 20.8%；硅片和电池片产量分别超过 100 亿片和 41GW。

在多晶硅、组件、硅片和电池四个环节中，多晶硅经营压力较大。“尽管生产成本持续下降，但企业议价能力不强。”王勃华称，多晶硅生产是系统工程，产线需要保持在一定负荷，弹性较小，因而库存始终较高。

2015 年国内太阳能级多晶硅(一级致密料)平均价格为 12.4 万元/吨，同比下跌 22.6%，从年初到年底，价格下跌幅度超过 25%。当前低于 11 万元/吨的价格更是已跌破 2012 年底“双反”前的历史最低点。就目前价位而言，中国仅有少数多晶硅生产企业能有微利，而其余多数均已在亏损经营。

中国有色金属工业协会副会长赵家生称，截至去年底，国内在产多晶硅企业仅剩 15 家(包括陕西天宏和昆明冶研两家检修的企业)，有效年产能共计 19 万吨，比上年净增 2.5 万吨。其中，江苏中能、特变电工、四川永祥、新疆大全、亚洲硅业和洛阳中硅六家企业年产能超过万吨，江苏中能以 6.8 万吨的年产能遥遥领先。

组件方面，晶硅电池仍为主流。CPIA 统计数据显示，目前多晶组件平均转换效率为 15.91%，单晶组件为 16.53%。2015 年企业平均产能利用率为 86.7%，较去年上半年提高 6 个百分点，但也呈现出明显的分化迹象。

“下游开发商在采购中对小型组件公司能否长期存活并兑现其对组件的质保，普遍持怀疑态度，转而青睐有品牌的大企业。”王勃华称，在后续竞争中，既无规模亦无品牌的中小企业或将大面积被

市场淘汰。

从去年大型电站投资者招标均价来看，组件产品价格呈现先降后升的态势，下半年企业盈利水平明显改观。去年12月，单晶组件报价4.04元/W，多晶3.98元/W。

CPIA统计的37家企业，硅片平均产能利用率达到94%；26家企业平均利润率7.6%。去年下半年市场增长拉动多晶硅片需求，硅片产能扩充有限，价格先抑后扬。

电池片方面，多晶仍为主流。单晶和多晶电池产业化效率分别达到19.5%和17.95%。CPIA统计的50家企业平均产能利用率85%，13家纯电池片企业净利润率5%。单晶硅片价格下滑使P型单晶电池成本下降明显，已出现单晶报价接近多晶报价的情形。

行情回暖促使企业盈利情况明显好转，大多数企业扭亏为盈。CPIA统计了33家通过规范条件企业的经营情况，仅有4家亏损，平均利润率达到4.7%，同比增长超过30%，明显高于电子制造业3%的水平。

中国光伏企业开始加快海外建厂步伐，已投产和在建的电池产能达5200MW，组件产能达5710MW。加上计划建设产能，上述两个数据将分别达到6300MW和1.04GW。

“中国又出现了新一轮‘光伏热’，但这次跟以前不同。”王勃华说，光伏投资热情从上一轮的制造环节向光伏电站转移。除金融机构外，很多传统行业企业也切入光伏电站投资领域。

据不完全统计，2015年上半年，A股上市公司光伏概念股中，被用于光伏电站的募集资金达到260亿元，电站规模达3GW。

逐利的资本显然是看中了电站资产的高盈利。目前整个光伏产业链中，电站开发环节有10%以上的内部收益率，远高于光伏制造业。

投资光伏电站也可拉动企业自身消化电池组件等产能。组件制造商前20名中，几乎全部涉足下游电站开发业务。

但在王勃华看来，过分将投资热情集中在电站，对整个行业而言“并不是一件好事”。“电站作为应用环节确实很重要，毕竟没有市场就没有这个行业，但光伏行业的根基还是在制造业。”王勃华说。

一片生机背后，光伏行业所面临的多重困境也阻碍其向前发展。用王勃华的话说，补贴拖欠、限电弃光，和土地税费问题“三座大山”的压力仍在。

光伏上网电价补贴主要来自可再生能源电价附加费。2015年可再生能源附加征收额度为1.5分/千瓦时(现已调整到1.9分/千瓦时)，全年征收额约为500亿元，其中用于光伏部分预计仅能满足2013年9月之前纳入可再生能源补贴目录的项目资金需求，换言之，自2013年9月起，近两年半以来的新增光伏电站没有拿到电价补贴。

CIPA预计，中国光伏补贴累计缺口高达数百亿元。目前，可再生能源第六批补贴目录前期工作已经启动，细节正在讨论中，不久将下发各地。

补贴资金来源不足，或将使光伏补贴拖欠将成为常态。发改委能源研究所研究员时璟丽建议，通过财政拨款等方式扩充资金来源渠道，继续提升可再生能源电价附加补贴标准，并通过多种方式探索提升化石能源成本，以改善补贴资金稳定性。

国家能源局新能源和可再生能源司副研究员邢翼腾则提议，将居民、农业、自备电厂列入征收目录。

此外，过于繁琐的补贴申报发放程序亦令企业诟病已久。目前，补贴资金的申报、审核、拨付由地方财政、价格和能源部初审后，再经财政部会同国家发改委、能源局三家审批，再由中央财政拨付至地方财政，继而直接发送至发电企业，或由电网企业代付。

资金调配周期过长，直接导致发电企业资金周转不畅、财务成本增加，产业链出现发电企业、制造企业、零部件企业之间的三角债现象，对企业的技术创新和改造升级，以及正常经营带来较大影响。

限电问题在光伏行业亦是“老生常谈”。目前，中国电源结构仍以火电为主，占比达到67%，特

别是“三北”地区，占比达 70%。2015 年，国家电网调度范围(不含蒙西)累计弃光电量为 46.5 亿千瓦时，弃光率 12.62%。甘肃弃光率最高，达 30.7%，新疆以 22% 位居其后。

与国外相比，新能源消纳问题在中国显得格外突出。中国能源经济研究院首席光伏研究员红炜认为，造成大量弃光损失的根本原因在于电网输送能力不足。

国家电网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧则认为，制约新能源消纳的刚性约束，在于电网项目核准滞后于新能源项目，导致新能源富集地区不同程度都存在跨省跨区通道能力不足的问题。

李琼慧举例说，甘肃酒泉风电基地装机规模已超过 1200 万千瓦、太阳能发电近 600 万千瓦，但酒泉-湖南特高压直流工程 2015 年 5 月核准建设，预计 2017 年才能投产，外送通道建设滞后 2-3 年。

光伏电站用地政策不合理、税赋不规范则加大了企业负担。2015 年 9 月，国土资源部、发改委等六部委出台的《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地政策的意见》对光伏电站项目提出，“占用农用地的，所有用地部分均应按建设用地管理”。

CPIA 认为，由于中国中东部地区的土地基本上都是“农用地”或“建设用地”，光伏电站建设基本上是以农光互补、渔光互补等形式发展，并不改变原有土地利用性质，因此，上文规定有“一刀切”之嫌。这既增加了光伏电站投资成本，也对光伏等新产业新业态发展起到了阻碍而非促进作用。

此外，光伏电站的土地税赋征收不规范、企业税负过重且操作不透明不公开，亦令企业头痛不已。

尽管如此，市场已对光伏行业的继续升温抱有预期。CPIA 预测，2016 年多晶硅产量将增长 9% 至 18 万吨，组件将增长 16.3% 至 50GW，新增装机量增长 33% 至 20GW。2016 年，中国、美国、印度市场将继续保持高速增长势头，而日本和欧洲市场保持稳定，非洲等新兴光伏市场也将逐步开始冒头。

王勃华预计，2016 年中国光伏市场将呈现先紧后松态势。上网标杆电价政策将于 6 月底下调，将会使得抢装提前至上半年，下半年则由于西北部地区限电，市场需求将往中东部地区走，但由于土地性质、补贴拖欠以及商业模式等问题，市场将会放缓。

华夏能源网 2016-01-26

分布式光伏需要怎样的扶持政策？

不同的国家或地区为促进分布式光伏发展，制定的政策略有不同，早期光伏度电成本较高，多以初始投资补贴政策进行推动，目前主要以上网电价补贴和净电量结算政策为主。在政策的推动下，自 2009 年以来欧洲的分布式光伏发展带动了全球分布式光伏装机的快速增长，目前全球分布式光伏装机增速仍保持在 25% 以上。

奥地利、丹麦、荷兰等国家光伏建设基本全部以分布式的形式进行，而我国分布式光伏装机占比偏低，目前仅占 16% 左右。今天，阳光所环境资源能源(ERE)研究中心的周章贵博士为您详解美国、德国与台湾地区分布式光伏发电政策。

一、美国政策环境与 SolarCity 商业模式

基于净电量结算方式，美国政府提供了投资税收返还、加速折旧、投资直接补助等优惠政策，为光伏产业提供了更好的融资环境，孕育出光伏租赁业务、PPA(PowerPurchaseAgreements)等创新业务模式，其受益者包括了投资者、业主、以及普通消费者。

在美国联邦政府和各州政府政策刺激下，美国分布式光伏市场长期维持 40% 以上的高增长。2013 年底，美国光伏累计装机 13.22GW，分布式光伏累计装机 6.14GW，占比 45% 以上。美国光伏是基于净电量结算方式，政府提供投资税收返还、加速折旧、投资直接补助等优惠政策。

美国联邦政府关于光伏的补贴：

1)ITC 补贴: 联邦政府将光伏设备投资额的 30%作为投资者的税收减免金额, 投资者可用于其它生意的税收减免。

2)加速折旧: 允许投资人将 30 年使用寿命的设备在 5 年内快速折现完, 作为税收抵扣(美国所得税约 35%)快速回款, 以减少资金成本。2013 年底前, 还允许企业在第一年折旧投资额的 50%。

州政府的补贴: 包括投资现金返还、度电补贴、税收减免、绿色电力牌照等。具体各个州的补贴方式和幅度都不同, 其中加州以度电补贴和现金返还为主, 新泽西州以绿色电力牌照为主。联邦政府及州政府的补贴额度, 加起来占到目前光伏设备投资额 50%左右的份额。

可再生能源配额标准(RPS)是美国州级可再生能源技术应用中最常采用的配套政策形式, 以法律的形式强制规定到某个时间结点前电网中可再生能源电力的供应比例。截至 2012 年底, 美国有 16 个州及华盛顿特区均实行了包括明确太阳能电力目标的可再生能源配额标准(RPS)。

尽管各州 RPS 的政策形式与指定目标不尽相同, 但其核心内容是要求零售电力供应商逐渐增多可再生能源电力供应;大部分地区允许可再生能源许可证(RECs)交易, 提高配额标准执行的灵活性。2012 年, 联邦政府提出联邦级清洁能源标准(CES), 未来将可能实现在国家范围内强制要求清洁能源电力供应的比例。

在美国的现有光伏政策条件下, SolarCity 成为分布式光伏创新商业模式的最为成功的案例。SolarCity 公司于 2008 年 10 月成立, 是美国一家专门发展家用光伏发电项目的公司, 位于加州福斯特城。SolarCity 可提供从系统设计、安装以及融资、施工监督等全面的太阳能服务。目前公司在加州、亚利桑那州和俄勒冈州的 500 个社区提供服务。

SolarCity 与众不同的在于其创新的商业模式, 公司主要通过与终端消费者签订能源采购合约(PPA)收取租赁费盈利, 它还与投资方共同享受政府的返现、税收补贴等, 同时住户以支付月费的方式租赁太阳能电池板, 并且省去了购买设备和安装的大笔开支。

SolarCity 通过其创新的商业模式在美国分布式光伏市场迅速成长, 市占率由 2012 年的 12%提高至 30%以上, 每年新增装机增速高达 80%以上。随着装机量的快速增长, 未来运营产生的收入和现金流将出现加速上涨态势。

SolarCity 商业模式成功的核心在于: 相比普通的电力公司供电, 能够降低用户的用电费用。通过政府给予的税收抵免政策、发电补贴政策为用户提供优惠的用电价格, 以此吸引客户, 确保现金流的持续流入, 同时通过将电站资产进行证券化, 通过引入投资基金等来减少前期投入成本, 从而维持业务的快速拓展。

公司的销售模式主要分为两种: PPA(PowerPurchaseAgreement)与光伏租赁模式。

PPA(PowerPurchaseAgreement)

主要应用在 SolarCity 的商业项目中。SolarCity、商业用户及电力公司签订三方协议, SolarCity 负责建设和维护光伏系统, 并将光伏发电出售给电力公司(电价初始议定);电力公司负责收购光伏电并出售给商业用户;商业用户需要出让屋顶并支付低于常规电力的电费。

PPA 的另外一种模式与光伏租赁模式类似, SolarCity 直接出售价格较低的光伏电给用户(主要为小型商业项目和一些居民项目), 5 年过后用户可以在任何时间内收购自己屋顶的光伏系统。PPA 模式对于光伏系统开发公司的风险: 政策的退出直接导致收益率的下降;竞争对手可能会报出更低的合约价格来吸引 PPA 客户, 进而压缩从事 PPA 业务的公司的利润。

光伏租赁业务

主要应用在 SolarCity 的居民项目中。政策前提为美国净计量电价(NetMetering)政策。在光伏租赁模式下, SolarCity 与居民用户签订 20 年协议, 为居民用户建设及维护屋顶光伏系统, 和提供发电服务;SolarCity 对发电量作出保证, 若未达到发电量, SolarCity 需补偿。用户有两种付费模式: (1)保证用电的基础上, 居民每个月向 SolarCity 缴纳固定的租金(一般低于居民每月电费);(2)按净用电量结算, 居民用户只需支付净额用电量的电费。

用电量超过发电量时, 居民用户向电力公司购买相应电力;发电量超过用电量时, 居民用户则会

得到一个基于零售价格的信用额度(可在下期使用), 居民用户从节省的电费中拿出一部分支付给 SolarCity 作为光伏租赁费(租率根据是否提交少量安装费而定)。

SolarCity 的融资模式主要分为三种, VIE 模式、转租模式以及售后返租模式。SolarCity 的创新商业模式需要源源不断地融资, 进而抢占市场份额。BT 业务的资金周转周期为 3~6 个月; PPA 业务因为开发之后不能直接出售系统, 周期长达 10~20 年, 回收期需要 5 年左右, 因此, 通过不同的融资模式来回收未来的现金流成为业务快速复制的关键。

VIE 模式

Solarcity 与基金共同出资成立公司, 购买 Solarcity 建造的电站, 租赁或 PPA 给客户。主要产生 4 类经济收益, 客户的租赁费、税收抵扣、折旧避税、补贴。

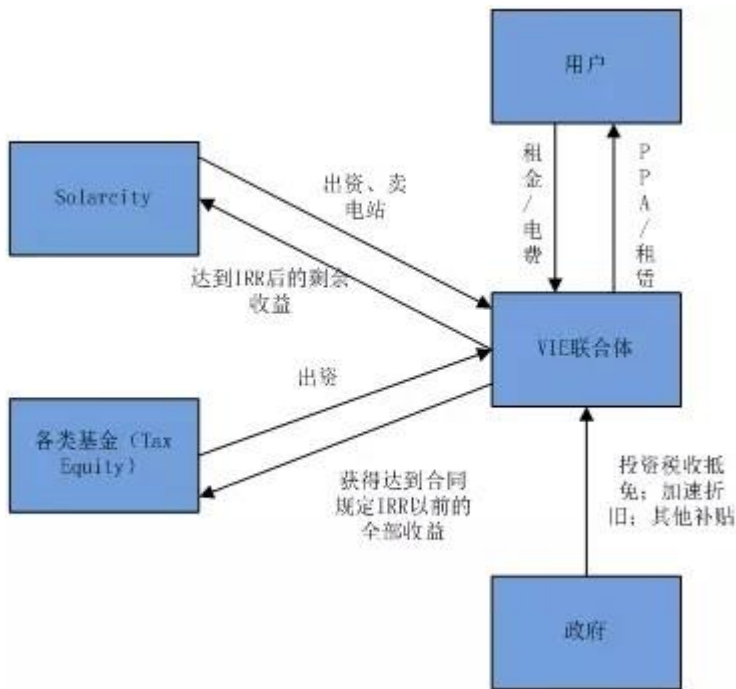


图 1 VIE 模式

转租模式(Lease Pass-through)

Solarcity 签订一个主租赁合同给基金, 基金再转租给客户。总体来讲, 投资基金会拿走大部分退税补贴收益和小部分加速折旧避税的收益, Solarcity 可以拿到补贴、部分租赁费以及绝大部分加速折旧带来的避税收益。

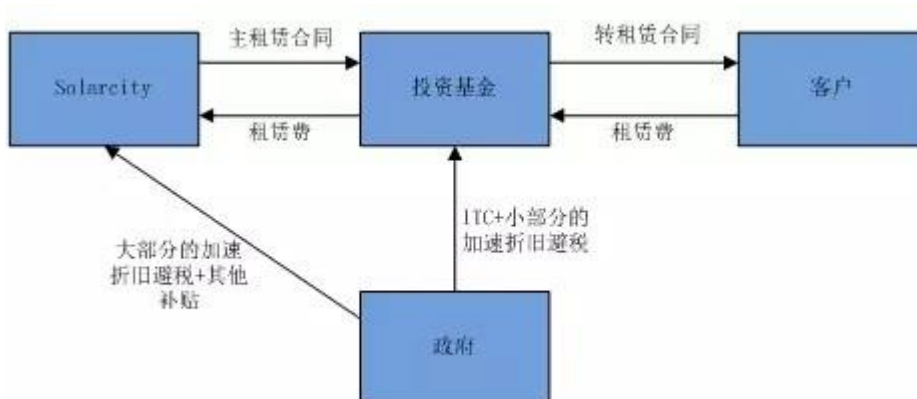


图 2 转租模式

售出返租(Sale Lease-back)

由基金一次性提供资金, 然后返租赁给 Solarcity, Solarcity 再租给客户。三种政府优惠都给予基

金，solarcity 赚取主次租赁费之间的差价。

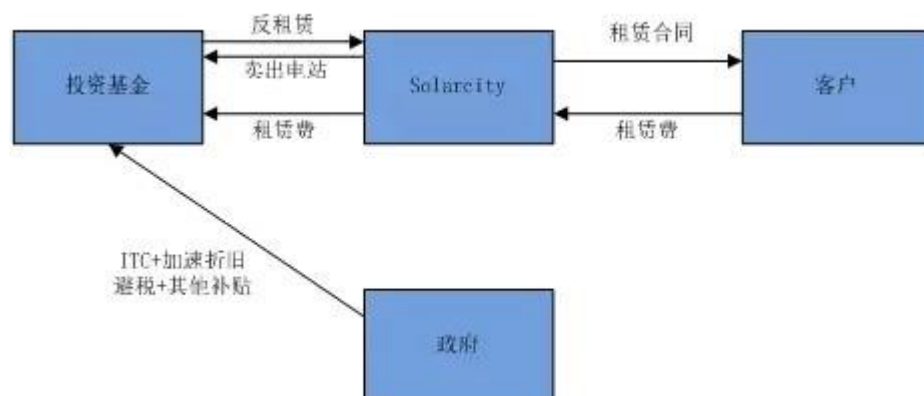


图3 售后返租模式

Solarcity 在以上三种融资模式之外还通过其他途径进行融资，如 2013 年 11 月向私人发行配售 5400 万美金的光伏资产抵押债券(SABS)，利率为 4.8%;2012 年 9 月与美国银行、美银美林等银行、企业，达成信用贷款协议;发行普通股、可转换可赎回优先股、可转换高级票据等。

二、德国政策环境与自发自用主导模式

德国 2013 年的政策规定，500kW 以下的光伏系统可以采用“自发自用，余电上网”的政策;大于 500kW 的系统执行“上网电价”政策。对于 2 公里范围内，一年之内由一家业主完成的，算作一个项目，10MW 及以上的单一项目不给予补贴。目前，德国电网零售电价为 25 欧分/kWh 左右，远高于光伏上网电价(13-19 欧分/kWh)，因此自发自用比例的提高能够促使分布式项目获得更高的收益率。

2013 年，德国可再生能源发电量占总发电量比例 23.9%，消费量占比 25.4%。德国光伏市场在政策刺激下于 2008 年~2010 年出现爆发式增长，至 2013 年底光伏累计装机达到 35.5GW，发电量占全国电力消费约 5.0%。分布式光伏累计装机 26.3GW，装机占光伏总装机比例接近 75%。

政策推动

德国为提高可再生能源比例采取了一系列支持政策进行推动分布式光伏的发展，包括可再生能源法、投资税收抵免优惠、政策性银行优惠贷款、地方性资金支持等，其中，最为核心的政策为光伏发电上网政策，通过固定电价补贴促进光伏市场的发展。

鼓励自发自用

德国从 2009 年开始鼓励用户自发自用，对自用电量进行额外补贴，自用电量比例越大，补贴程度越高。自发自用补贴收益与日益下滑的上网电价补贴水平共同推动了分布式光伏发电的自发自用消费模式。目前德国光伏发电已实现用户端平价上网，住宅型光伏的上网电价为每千瓦时 0.15 欧元，低于零售电价，因此分布式光伏自发自用比例的提高能够提高项目的投资收益。

可再生能源法修正案规定，自 2012 年 4 月始停止发放对小型屋顶光伏系统的自发自用补贴，将光伏上网电价的支付限制为一定比例的年光伏发电量：2012 年 4 月以后并网的 10kW 以下光伏系统仅有 80%的发电量可获得上网电价补贴，规模在 10kW~1MW 的屋顶光伏发电项目仅有 90%的发电量可获得上网电价补贴，余下的 10%须出售或自用，或以市场价由电网收购。

成本下降促进补贴退出

由于光伏系统成本下降较快，德国自 2009 年起开始削减光伏补贴额度，2012 年 4 月颁布的可再生能源法修正案生效，不同规模的光伏发电项目享受的上网电价将以特定比例逐月递减，每月的递减比例取决于年度光伏系统的安装数量，电价补贴采取总量控制，每年补贴 2.5~3.5GW，当累计装机达到 52GW 时不再对新增光伏装机进行电价补贴。

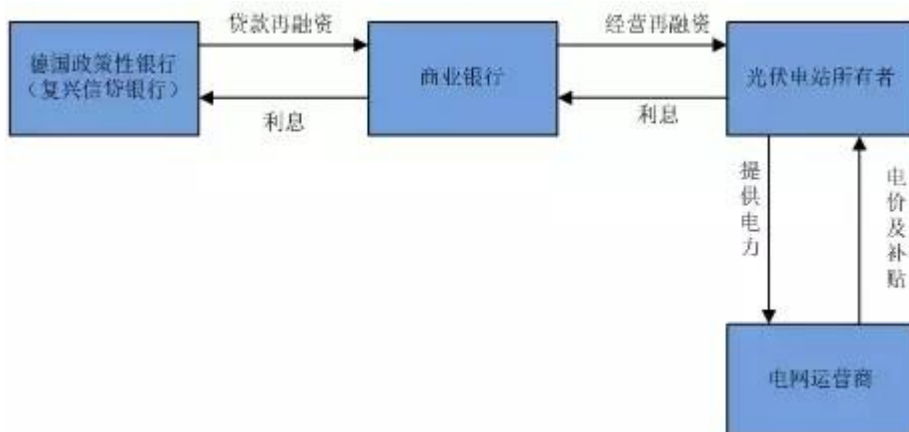


图4 德国政策性银行提供低息贷款融资

分布式光伏电站主要由政策性银行通过商业银行为光伏电站和其他可再生能源项目提供优惠贷款，融资成本较低。经过多年运营经验，光伏项目的稳定现金流得到市场的认可，成为能够获得德国银行认可的资产投资类别。光伏电站业主可以用稳定的电费收益和光伏系统资产作为抵押物，无需或只付出较低比例的初始投资。

大型分布式电站项目可以以独立运营的电站开发商(SPV)为核心吸引更为广泛的投资主体，包括机构投资者、基金、银行、社区和个人投资等。所有者以光伏电站项目资产作为抵押，由发电收入进行偿还。所有者股权比例 15%~30%，可以由开发商或第三方投资者(如股权基金公司、养老基金、保险公司等)出资。

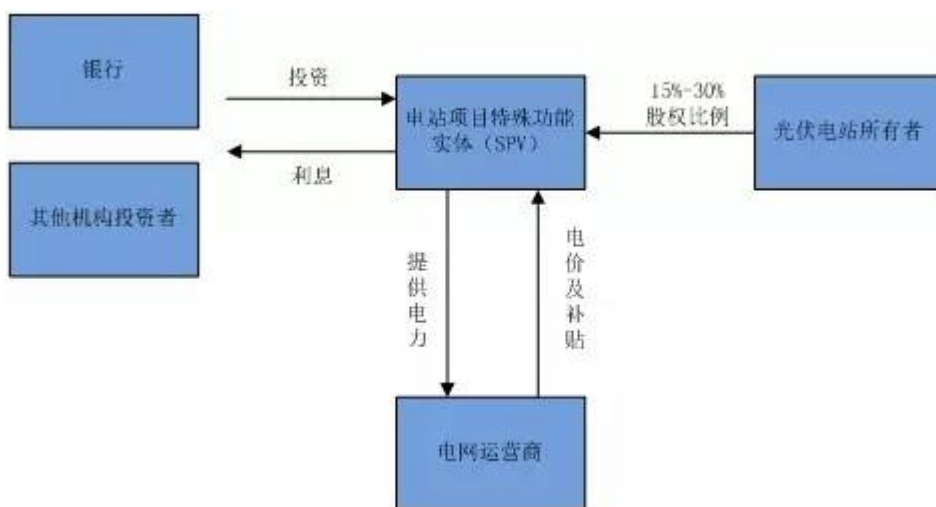


图5 以SPV为核心吸引更多投资者的融资模式

三、台湾地区政策环境与标杆上网电价模式

2009年，台湾出台《可再生能源发展条例》，制定6.5GW~10GW的可再生能源补贴总量目标，设立可再生能源发展基金以保障补贴资金来源，规定可再生能源电力并网和全额收购强制义务，并对可再生能源电力实行标杆上网电价统一收购的制度。

上网电价执行期限为20年，采用统一电价水平。光伏电站的上网电价采取项目完工时趸购费率基准和竞标机制相结合的方法，根据电站类型和装机容量等级规定上网电价的上限费率。台湾的标杆电价制度使得分布式光伏不存在自发自用比例变化导致收益率不确定的风险，有利于稳定电站项目收益率。

台湾光伏电站上网电价分为4类，以分布式屋顶光伏电站为优先推广类型，30kW以下的屋顶光

光伏电站可免于竞标而直接获得上限费率电价，分布式屋顶光伏电站的上网电价远高于地面电站。

台湾分布式光伏电站以 20 年固定上网电价作为保障，投资收益率确定性较强，一般以光伏能源技术服务的模式进行开发运营，融资方面鼓励商业银行建立专案融资机制，引入财产保险和信用担保，有效控制投资风险。

模式一

业主自行负责电站开发投资，并委托能源技术服务公司负责设计、施工建设，业主拥有电站所有权和售电收入。能源技术服务公司可以通过提供 20 年质保维修等方式协助业主获得融资。

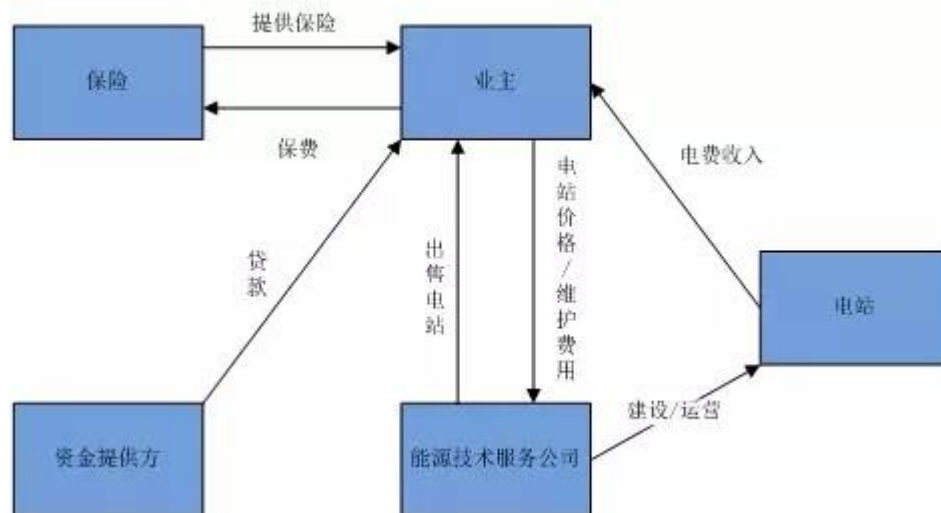


图 6 业主自行开发模式

模式二

能源技术服务公司向业主租用屋顶，并提供全方位服务，包括设计、施工、保证发电、以及部分或全额负担电站融资。业主可以通过出租屋顶获取一定的收益，也可以与能源技术服务公司共同出资开发光伏电站，双方按比例分享售电利润。

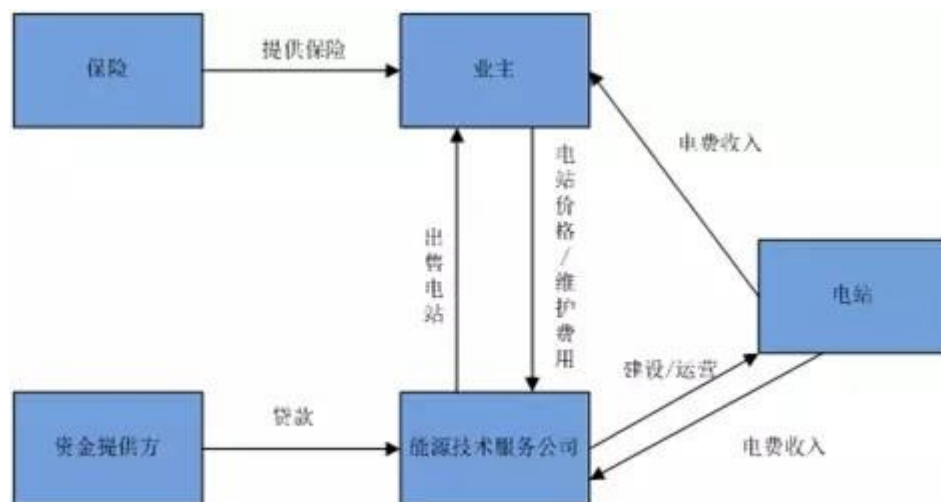


图 7 能源技术服务公司合作模式

其他模式还包括合同能源管理模式、能源技术服务公司仅提供技术咨询等。台湾在 2009 年出台《可再生能源发展条例》后，光伏电站发展进入高速增长期，2013 年年底光伏累计装机 3.36GW，分布式光伏装机 2.9GW，占比 85% 以上。

台湾 2016 设定的光伏装机目标是 500MW，并计划在 2030 年之前将装机总量提升到 8.7GW。为加速推动台湾太阳光电(光伏)设备采用，达成 2016 年的 500MW 装机目标，台湾推出新措施松绑

竞标规定，免竞标适用对象从现行的 50kW 放宽到 100kW，且量为 150MW，其余 350MW 仍需透过竞标方式释出。

周章贵 阳光时代律师事务所 2016-01-26

能源互联网如何带动光伏产业的发展？

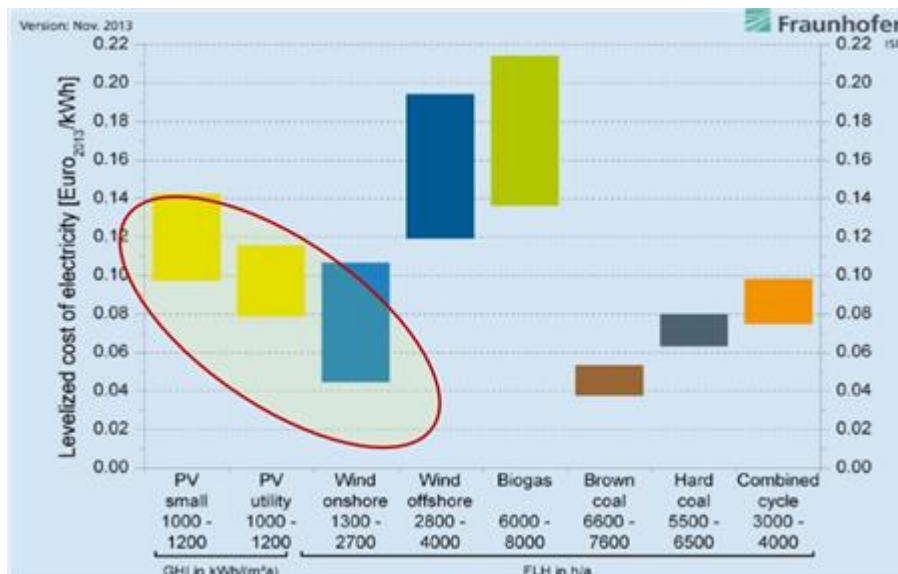
光伏如何更好地接入互联网？能源互联网如何带动光伏产业的发展？近年来，国家鼓励多用光伏、风电等可再生能源，光伏是一个产业，不仅仅是光伏组件与电站本身，而是包括光伏配套服务的一系列相关产业，这是能源互联网追求与探索的。

一、政策大力扶持成本不断降低

2014 年的两会期间，雾霾成为首要关注的问题，6 月 13 日，中央财经领导小组第六次会议，研究中国能源安全战略。习近平提出能源四个革命：能源生产和消费革命是国家的长期战略，特别强调“推动能源技术革命，把能源技术及其关联产业培育成带动我国产业升级的新增长点”。

2015 年 6 月 24 日，李克强总理主持召开国务院常务会议，通过《“互联网+”行动指导意见》明确了推进“互联网+”，促进创业创新、协同制造、现代农业、智慧能源等若干能形成新产业模式的重点领域发展目标。从国家的角度，能源互联网行动会尽快出台，这是为了响应互联网+的方向。

为了响应习总书记提出的能源革命商业属性，进一步推动电改，包括配套文件的陆续下发，2015 年 3 月 15 日，中共中央下发 9 号文提出“三放开以独立三加强”：放开新增配售电市场，符合条件 5 类企业未来可以开展售电业务。通过分布式光伏或者光伏电站等，提供第三方的能源服务商或者供电公司，都会成为可能，能源互联网在 2015 年到 2016 年是一个非常热的话题。



各种能源技术的归一化度电成本

这是 2013 年欧洲的成本，最左边是光伏，包括分布式，集中式的成本，光伏成本已经接近煤电等普通化石能源成本，到 2020 年会低于火电的成本。所以新能源的大规模利用已经有基础了。

二、能源互联网正颠覆生存模式

数据成为新的自然资源，云计算正在推动平台化服务，社交、移动、数据推动个体崛起，形成个性化互动机制，包括供给侧改革，是以能源的消费为互动的。



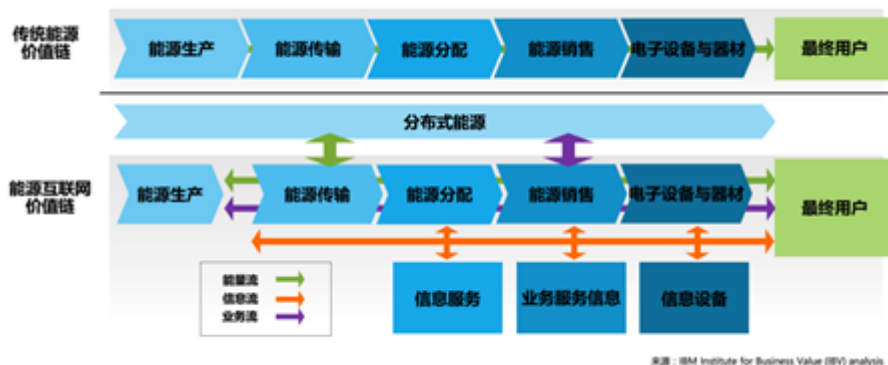
能源互联网将带来巨大的价值。百年一遇的新一轮工业革命正在孕育，第三次工业革命即将到来，我们面对的很大挑战是能源、环境、经济可持续发展的挑战，同时需要很好的技术和能力，可再生能源、储能和信息通讯技术迅猛发展，这时候就是我们面对的 1% 的机遇。中国有可能在百年来，引领这个世界的潮流。

三、能源互联网的三个层级

能源互联网是什么呢？有三层：物理基础，实现手段，价值实现。

1. 物理基础：多能协同能源网络——局域能源网

多能协同能源网络是以电源网络为主体，支持分布式能源各种终端运用。一种具体形态是，新能源或者能源互联区域网，形成一个区域，能够充分利用本地的能源资源，提升本地的能源利用率，提升新能源的占比，提升整体的利用效力。光伏是能源互联网里非常重要的一种形式，尤其分布式光伏。但是光伏本身并不够，需要从能源生产到能源存储、消费等方面来考虑。能源互联网有一个特性是能源协同，包括多种协同，电、气、能源价值链系统。另外是业务的协同，从能源互联网，局域网的设计、建设运行、后期的管理，都要协同。



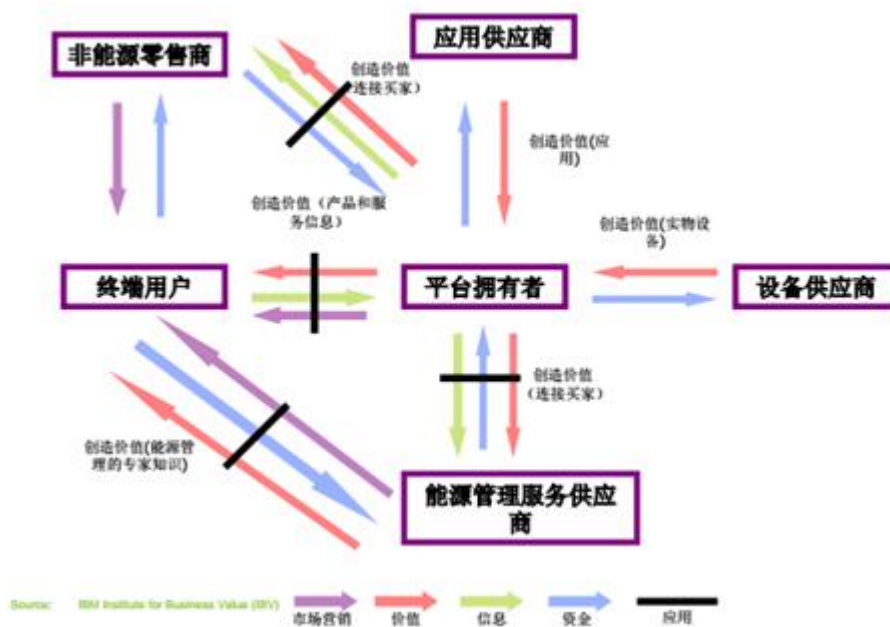
2. 实现手段：信息物理能源系统

除了物理基础作为能源系统综合效率，达到新能源、可再生能源占比最大化是需要信息的。从传统的简单的能源项目合作、从生产到用户，在能源互联网里信息流、价值流、是多流互动的状态。物联网、大数据、能源互联网等信息飞速发展，能够为涵盖能源生产、存储、传输、转换和消费的整个能源链条的效率、经济、安全提供有效信息流支撑，包括从发电端到用电端，都进行的很重要的工作。包括从能源成本方面，早期的试验显示，在家庭当中引入能源显示器后，能源消耗降低了 4-

15%。

3.价值实现：创新模式能源运营

信息物理系统的价值是有层级的，第一个层级是信息获取，现在很多监控能够获取，不用去做特别的优化就能够得到一些结论，这就是信息获取的价值。第二个层级是优化管理，从网络端最大化地把这些能源利用、储存，就是优化管理。第三个层次是创新运营，通过信息的创新运营来推动产业发展是一个重要方向。



创新运营模式

创新运营有多种模式，能源不再是单向的流动，价值也不是从用户到运营商手里，未来一定是多元化的、多市场主体的、多参与方的形式，能源流，信息流，价值流都是多相互动的。我们要把大数据信息采集起来，通过提供服务进行分析优化等，在未来，信息本身的价值也会有所体现。这里面，平台运营者(服务商)是一个很重要的角色。互联网是一个自然垄断的时代，在互联网只有第一第二，第三第四可能就不占优势了，这是一种纵向细分的垄断，能够做到这个行业的最强就可以活得很好;不是全链条的垄断，而是单一的服务，比如针对光伏电站进行服务，可以做到业界最好、服务价格最低，这自然是一个垄断的平台运营商。

信息物理系统的第四个层级是提升体验，人们会越来越注重体验的优越性，提升用户体验，是未来一定要重视的方面。

四、能源互联网的本质特征

能源互联网包含能源协同化、高效化、商品化、众在化、虚拟化、信息化六大本质特征。

能源协同化，是指能源链条的协同、能源业务的协同，能源系统整体效率的协同。

能源高效化，包括效益、效用和效能，如何使监管更加高效，提供结算补贴等都是能源高效化的范畴。

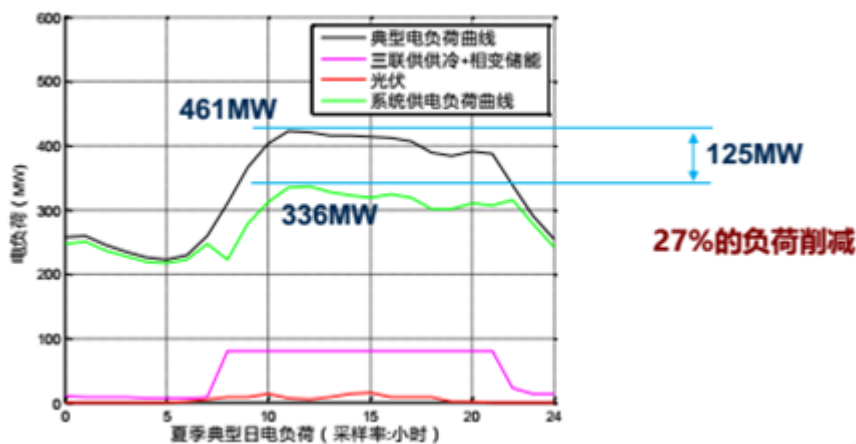
能源商品化，能源具备商品属性，通过市场化的方式激发参与方的活力，形成创新商业模式，包括能源营销电商化、交易金融化、投资市场化、融资网络化等方面。

能源众在化，分两个层次，一个是能源生产从集中式到分布式、到分散式，光伏尤其能够体现，从集中式电站到分布式电站、屋顶光伏电站，甚至未来移动式的，背包上、电动汽车上，无人机上的光伏。另一层，众在化，主要是着重人的参与，实现大众参与，万众创新。

能源虚拟化，通过借鉴 IT 的虚拟化概念，将基础设施抽象成虚拟资源，提升资源利用率。比如分布式屋顶的服务商对分散在各地的、不连续的屋顶建电站进行统一的电站管理，就是一个虚拟化

的概念。

能源信息化，一个概念是前面说的信息采集，第二就是能源、能量能够像计算资源一样便于存储和管理调控。



举个能源协同发展的例子，比如说传统的能源局域网在规划设计时往往事先从整个负荷需求来考虑，我们传统方式最高负荷值是 461，如果平时就要按照 461 的值来设计。但是考虑到本地的分布式能源发电，储能等，就可以考虑到在运行时是 336，这样降低了 27% 的负荷，这样各种成本都会下降。另外通过这个技术和一些互联网技术，使一些变电站从七座减少到六座，这不仅是减少成本的问题，占地还可以减少其他的用途，包括商业楼宇等。

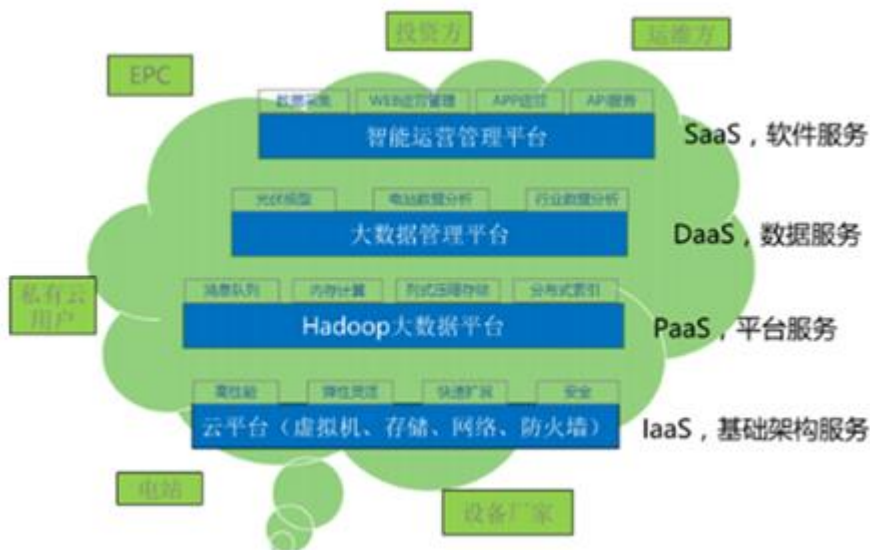
五、光伏新业态和新模式能源互联网怎么和光伏有关系呢？

从新业态看，按照国家住宅和居住环境工程技术研究专家推算设计，2020 年我国可利用的南墙和屋面的面积约为 300 亿平方米，按照 50% 的可利用安装面积和平价 10 平方米安装 1kW 分布式光伏系统计算，2020 年建筑光伏最大装机容量前景可达 15 亿千瓦，即人均 1kW，可以说未来是人人光伏，全民光伏的概念。不包括所有房屋和农业等建筑地址，单单从可用建筑算，可以达到人均一千万的光伏电量。这是未来光伏新业态和分布式光伏的典型体现。

分布式光伏要求尽量就地消纳，通过一个点一个点的能源互联局域网，形成一个能源互联的网络，可以就近消纳。在居地消纳，包括系统有问题的时候，可以通过能源互联网进行供给，这是未来光伏的新业态。包括给周边提供服务和交易，这里就需要一种信息交易平台和模式，放开分布式光伏的市场准入。

新模式即建立基于互联网平台的分布式可再生能源实时补贴结算机制，实现补贴的计量、认证和结算与可再生能源生产交易实时挂钩。智能运维平台的特点是，基于免费共享的云平台建立远程监控体系，关注全寿命周期实现设备使用过程价值延伸，服务产业链构建共享共赢的光伏生态体系，建立光伏知识体系实现人员经验和知识沉淀，专业深入的数据模型挖掘生产效益提升潜能。通过这种平台，而不仅仅靠光伏电站的建设去补贴，通过各种各样的基于信息的价值挖掘实现新的模式。

这些新模式，新业态离不开新技术。必须致力于光伏组件、发电系统等方面的技术，这是未来发展的一个重要支撑。另外一个方向是互联网的方向，通过能源互联网提升信息挖掘水平，将来你可能发展能源的销售、更好地服务来发展。这里面通过云大数据技术，就可以更好地发展。



能源互联网光伏新技术

还有很多具体化的技术，无人机寻检、红外识别缺陷等等，都是能源互联网光伏未来发展需要考虑的技术。比如光伏处理预报，通过云成像的方式实现短时的光伏处理，通过云层的识别、云的移动方向的识别进行预报。新的光伏技术应用，尤其是贴近终端的，包括互联网技术和一些先进的技术，都在支撑和推动新模式和新业态的发展。

放眼全球市场，随着信息互通、行业融合的脚步不断加快，光伏融入能源互联网是一个必然趋势。除却光伏本身，我们应该考虑更多其他的方面，将光伏拓展至更多的方向，真正做到能源互联互通，实现多元化发展。

高峰 国际新能源网 2016-01-27

PVMA 发布 2015 年太阳能部署为 51GW

2016 年度首轮光伏市场报告将去年部署固定在 51GW。这一数字未达到大多数 2015 年预测，似乎将重新开启有关全球太阳能行业宏观市场数据的长期争论。

去年在 IntersolarEurope 推出，今天在一份声明中发布其 2015 年数字。其承认标题中 51GW 的数字低于其他“过于乐观的预期”，但表示这符合其自己去年的预测。

在 PVMA 分析详述的亮点中，估计中国 2015 年安装 15GW，年同比提高 37%。其中，公共事业规模部分继续主导中国部署，相比分布式发电，享有 70% 的市场份额。

日本 2015 年安装约 10GW，而鉴于 ITC 不确定以及住宅太阳能租赁发展这两个主要的部署推动力，2015 年美国市场增长约 56% 至 9.8GW。

PVMA 表示，不出所料，英国 2015 年是欧洲市场的佼佼者，在整个欧洲约 8.5GW 中占 4GW。由于开发商寻求在今年晚些时候可再生能源义务和上网电价补贴大幅削减或完全取消前使项目建设和并网，英国一直蓬勃发展。

其他地方，印度 2015 年完成 2GW，而亚洲、美洲以及非洲和中东的新兴市场分别为 2.5GW、1.5GW 和 1GW。PVMA 表示，其将于五月发布完整的年度全球光伏市场报告。

到目前为止，其他估计一直高于 PVMA 开场白的表述：去年年底 HIS 上调其全年预期至积极的 59GW；彭博新能源财经(BloombergNewEnergyFinance)全年初步估计类似为 57GW，但该公司最近表示，其预计春季才会发布最终数字。

未来几个月，由于出现其他 2015 年最终市场数字以及 2016 年需求预期，无疑将出现更多曲折，一件事可以肯定，关于“正确”数字将不太可能达成任何最终协议。

事实上，市场需求问题是该业界每年争论的一个问题，SolarMedia 分析师芬利·科尔维尔(FinlayColville)强调，由于部署变得更加分散，市场调研公司越来越难以获取准确的全球需求。

并非由集中的研究团队收据数据，科尔维尔表示，要通过着眼于领先组件供应商的活动来确定全球需求更“积极准确的”图片。

分析的观点——芬利·科尔维尔，SolarIntelligence:

通常情况下，需要三至四个月的时间来准确了解前一年市场的规模。这很大程度上是由于太阳能行业地理覆盖范围的广泛性，目前，没有一家市场调研机构的人员配置可以在每个每年增加超过100MW 的国家投入一名分析师。

事实上，过去几年，由于领先的组件供应商已扩大海外销售及营销工作，其中许多供应商已经积累当地市场的现场数据，这使得他们比远程第三方估算更好了解市场活动规模。在这些公司总部集中收集——通常配备逾一百人在下游营销团队——部分领先的全球组件供应商现在以较过去几年更大的准确性参与全球部署趋势。

在这一方面——由于终端市场部署向一组选定组件供应商的贡献进一步转移——我们可能很快了解到，一小组 5GW 以上组件供应商的每月出货趋势有效确定全球市场需求规模，这一方式比太阳能行业至今看到的更加积极准确。

纵观 2014 和 2015 年，一个最大的趋势是阿特斯阳光电力(CanadianSolar)、晶澳太阳能(JASolar)、晶科能源(JinkoSolar)、韩华 Q-CELLS(HanwhaQ-CELLS)和英利绿色能源(YingliGreen)的硅基组件超级联盟(SMSL)(点击查看 PV-Tech 此前相关报道)的出现。消除这六家组件供应商的 OEM 或第三方合约装配数据，2014 至 2015 年我们组件出货量从 17.3GW 增长至 23.6GW。此外，增加另外一系列组件供应商，排除对于 SMSL 的任何重复计算(RECSolar、SunPower、松下、LGElectronics、SolarWorld、FirstSolar 和 SolarFrontier)，全球出货趋势变得更加有趣。

十三家领先的组件供应商 2013 年总计出货 18.6GW，2014 年 24.2GW，2014 至 2015 年增长率为 33%，2015 年出货量数字为 32.6GW。

对于这些组件供应商以及整个行业而言更有趣的是 2016 年将发生的情况，2015 年的最终数字可能在未来三至四个月明确下来。

pv-tech 2016-01-21

海洋能、水能

海洋新能源对应对能源瓶颈等问题均有重要意义

海洋新能源属于可再生能源，其开发利用对应对能源瓶颈、环境污染、海岛用电、海洋权益维护和国防安全等问题均有重要意义。目前，海洋新能源在我国能源消费中的比重很低，尚未形成产业规模，而我国近海海洋能理论装机容量超过 18 亿千瓦，这一数字甚至超过了目前的电力需求总和。由此可见，开发利用海洋新能源大有可为。不过，目前还存在几个方面的问题：

海洋新能源未纳入可再生能源发展体系。2005 年以来，我国陆续发布了一系列政策性文件，明确了新能源在国民经济中的重要作用和先导地位，逐步完善了可再生能源发展的政策支持和保障体系，对新能源开发利用及其产业化推进提出了发展目标和任务要求。但是，关于海洋新能源的法规、政策、规划，零星散见于“新能源”这个大盘子中，没有形成体系，现行相关政策不能适应和指导我国海洋新能源的综合性快速发展需要。例如，《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》等文件明确了陆上风电、小水电和太阳能发电上网的优惠政策，但对海洋可再生能源产业没有明确的规定。海洋新能源种类多样，区别于其他可再生能源，具有海洋特殊性，其发展需要出台体系完善的政策予以保障。

海洋新能源发展处于多头管理状态。中国海洋新能源的开发涉及部门多,包括能源主管部门(国家能源局)、电网企业、电力企业、技术管理部门、海域使用主管部门和海洋环境保护主管部门(国家海洋局)、海事主管部门(交通部)等。海洋新能源一站式统筹管理体系尚未建立,电力企业面临多头管理状态,开发审批程序烦琐不明确等问题,阻碍了海洋新能源产业的快速健康发展。

海洋能资源评估工作缺失。海洋能资源评估是合理制定我国海洋能规划的基础,也是开展海洋能管理的科学依据。为减少产业发展的总体成本,有必要开展系统的专项行动,集中各方力量,系统、长期的进行实地调查、观测测量以及综合评估等,以获得科学结论,从而支持企业开展相应的技术研发和产业化发展。海洋新能源开发前期论证工作,特别是对海洋能资源的评估工作,应由政府有关部门组织承担,然而目前数据资料匮乏,不能满足实际开发的需要,开发企业各自为战,重复投入,资料不共享问题突出。

海洋新能源开发有别于陆地新能源的开发,开发环境的复杂性被忽略。海洋新能源的开发会对海洋环境、海上航运、国防安全、渔业养殖与捕捞等产生影响。恶劣的海洋环境也给海洋新能源的开发带来巨大的困难和高昂的成本。没有充分考虑海洋新能源开发的特殊性,是造成海洋新能源未纳入可再生能源发展体系的一个重要原因。

在没有理顺相关利益者关系,开发制度和程序没有建立的情况下,受短期利益驱使,企业盲目开发与恶性竞争现象突出。在陆地新能源被大规模开发,可开发区域迅速减小的背景下,很多国有大型能源企业和电力企业将目光投向海洋,纷纷进军海洋新能源开发领域。在没有政策引导和规划指引的情况下,企业采用先入为主的策略大规模“圈海围地”,在未整体发展规划的情况下,开发企业只能面临多头管理的现状。另一方面,目前海洋新能源主要采用特许权招标,低价竞标方式,竞标价格已经接近陆上新能源,而投资却是陆上新能源的两倍,恶性竞争现象突出,不利于行业长远发展和技术水平的提高。

面对上述情况,首先应将海洋新能源纳入可再生能源发展体系。提高海洋新能源的地位,在充分科学研究的基础上,考虑海洋新能源开发的特殊性,制定发展规划和支持政策,将其纳入到可再生能源发展体系中来。建立健全海洋新能源产业政策体系和配套规章制度,在把握海洋新能源产业成长规律的基础上,制订系统的海洋新能源产业政策和法规。

其次,应充分发挥海洋主管部门功能,统筹协调管理。做好海洋新能源规划与原有的沿海开发规划之间的衔接,在海洋新能源开发的过程中,将沿海相关各方、各产业利益关系调整到位。海洋新能源规划应符合海洋功能区划、海岛保护规划以及海洋环境保护规划。坚持节约和集约用海原则,开展海洋能开发海洋工程环境影响评价。化解各利益相关者之间的矛盾,保证各种沿海经济活动的合理用海,充分发挥海洋能源作为新兴产业的发展潜力。同时,我国海洋新能源产业需要能源部门、海洋部门、电力部门、海事部门等统筹管理。在能源主管部门和海洋主管部门设立专门的咨询机构,在合理规划框架下统筹管理。

第三,应加强海洋能调查评估力量,制定科学合理的长远发展规划。由海洋主管部门牵头组织,对海洋能的精确分布状况和重点开发区域进行调查和评估,为开发海洋能提供基础数据和必要信息。开展海洋新能源专项功能区划工作,对潮汐潮流能、波浪能、海上风能等各种海洋新能源发展进行详细的规划,指导企业的开发行为。制订发展路线图,根据世界发展潮流和自身国情做到有取舍、有重点、有计划,避免盲目发展,无序发展。(作者为国家海洋局海洋发展战略研究所张平刘容子中国海洋大学于华明)

经济日报 2016-01-21

风能

2015 年中国风能资源年景公报

编者按

摸清资源分布状况是促进新能源产业健康发展的基础和前提。2015 年是大风年还是小风年？我国风能资源状况又发生了哪些变化？日前，中国气象局风能太阳能资源中心发布了一年一度的 2015 年中国风能太阳能资源年景公报，对相关问题做出了回答。本期特摘编公报中有关风能资源的部分，以飨读者。

10m 高度年平均风速

利用全国气象台站 2004-2015 年地面观测资料，统计分析 2015 年我国陆地 10m 高度的风速特征，得到以下结论：

2015 年，全国地面 10m 高度年平均风速较近 10 年（2004-2013 年）均值偏小 0.52%，属正常稍偏小年景，但分布不均，地区差异性较大。多数省（市、区）风速接近常年均值，但上海、江苏、山东、天津、浙江、北京 6 个省（市）年平均风速偏小 5% 以上，西藏、重庆则明显偏大。

70m 高度风能资源

依据中国气象局风能太阳能资源中心发布的“全国风能资源高分辨率数值模拟数据（2014）”给出的我国近 30 年风能资源评估成果，采用全国风能资源专业观测网 2015 年测风塔观测数据，利用格点化统计订正技术，得到 2015 年全国陆地 70m 高度层水平分辨率 $1\text{km} \times 1\text{km}$ 的风能资源数据，用于评估 2015 年全国陆地 70m 高度层的风能资源年景。

70m 高度风能资源的地域分布

2015 年全国陆地 70m 高度层的风速图谱显示，全国年平均风速均值为 5.6m/s。大于 6.0m/s 的地区主要分布在东北大部、华北北部、内蒙古大部、宁夏、陕西北部、甘肃大部、新疆东部和北部的部分地区、青藏高原大部、四川西部，以及云贵高原和广西等地的山区，其中内蒙古中部和东部、新疆北部和东部部分地区、甘肃西部、青藏高原大部等地年平均风速达到 7.0m/s，部分地区甚至达到 8.0m/s 以上。年平均风速大于 5.0m/s 的分布区域进一步扩大，除上述地区外，东部沿海大部分地区、山东大部、华东、华南、华中及西南等部分山区的平均风速也可达到 5.0m/s 以上。

2015 年全国陆地 70m 高度层的风功率密度图谱显示，全国年平均风功率密度为 227.3W/m²。大值区主要分布在我国三北地区、东部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地区。年平均风功率密度超过 300W/m² 的区域主要分布在三北地区、青藏高原和云南的山脊地区；年平均风功率密度超过 200W/m² 的分布区域较广，华东和沿海以及中部地区的山地区域风功率密度一般都能达到 200W/m²。

按省（市、区）统计，2015 年各省（市、区）陆面 70m 高度平均风速在 3.8m/s 至 6.5m/s 之间，平均风功率密度在 71.3W/m² 至 340.2W/m² 之间。有 14 个省（市、区）年平均风速超过 5.0m/s，其中吉林、西藏、内蒙古 3 省区年平均风速超过 6.0m/s，内蒙古全区年平均风速达 6.5m/s；有 13 个省（市、区）年平均风功率密度超过 150W/m²，其中 8 个省（市、区）年平均风功率密度超过 200W/m²，只有内蒙古的全区年平均风功率密度超过 300W/m²。

70m 高度风能资源的年景评估

2015 年，多数省（市、区）陆地 70m 高度年平均风速接近于常年均值（距平百分率在 -2% 至 2% 之间）。偏小的地区有上海、江苏、山东、天津、北京、浙江 6 个省（市、区），其中，江苏偏小 3.3%，上海偏小 4.8%；而偏大的地区只有重庆，偏大达 4.2%。

2015 年，多数省（市、区）陆地 70m 高度年平均风功率密度接近于常年均值（距平百分率在 -5% 至 5% 之间）。偏小的地区有上海、江苏、山东、天津、北京 5 个省（市、区），其中，江苏偏小

9.4%,上海偏小 13.8%;而偏大的地区只有重庆,偏大达 13.2%。

2015 年与 2014 年相比,除了西藏、云南、上海、新疆、江苏 5 省(市、区)年平均风速和年平均风功率密度有不同程度的减小,其中西藏年平均风速距平百分率减小 1.2%,年平均风功率密度距平百分率减小 3.7%,其他省(市、区)有不同程度的增加,且多数(市、区)年平均风速距平百分率增加超过 1%,年平均风功率密度距平百分率增加超过 3%,其中吉林、辽宁、重庆 3 省(市)年平均风速距平百分率增加约 3%,年平均风功率密度距平百分率增加约 9%。

2015 年,全国陆地 70m 高度年平均风功率密度 $\geq 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域的年平均风速距平图谱显示,与常年(30 年平均)相比,年平均风速偏小的区域主要分布在北疆大部地区、内蒙古中东部、黑龙江大部地区、吉林东部、山东北部以及东南部沿海等地区;偏大的区域主要集中在西藏中部和东部、青海南部和西部、四川西部、黑龙江中部、吉林中部、辽宁西部,以及华东、华南、华中及西南等部分山区。

2015 年,全国陆地 70m 高度年平均风功率密度($\geq 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域)的距平图谱显示,与常年(30 年平均)相比,年平均风功率密度($\geq 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域)偏小的区域主要分布在北疆大部地区、内蒙古中东部、黑龙江大部地区、吉林东部、山东北部以及东南部沿海等地区;偏大的区域主要集中在西藏中部和东部、青海南部和西部、四川西部、黑龙江中部、吉林中部、辽宁西部等地区。

2015 年,全国陆地 70m 高度年平均风功率密度($\geq 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域),有 47.7%的区域比常年偏小,有 52.3%的区域比常年偏大。有 17 个省(市、区)偏小面积大于偏大面积,其中山东、江苏、重庆、上海、天津偏小面积超过 70%;14 个省(市、区)偏大面积大于偏小面积,其中西藏、青海、甘肃、辽宁、重庆偏大面积超过 70%。

2015 年与 2014 年相比,多数省(市、区)陆地 70m 高度年平均风功率密度 $\geq 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域面积有不同程度的增加,除了内蒙古增加 1.5 万 km^2 外,其他省(市、区)增加幅度一般不到 1 km^2 ;只有西藏、新疆、云南、四川、上海、贵州有不同程度减小,其中西藏减小 7 万 km^2 ,新疆减小 3.6 万 km^2 ,云南减小 2 万 km^2 。

70m 高度发电量

以 GW108/2000 风机为基准,依据 2015 年和近 30 年风能资源均值,推算全国陆地 70m 高度发电量。

2015 年,全国陆地 70m 高度年平均风功率密度 $\geq 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域的发电量距平百分率图显示,多数地区发电量接近常年均值(距平百分率在-3%至 3%之间);偏小的区域主要分布在新疆北部和东部、内蒙古中东部、吉林东部、山东北部,以及东部沿海地区,偏小一般在 3%-9%;而吉林中部、辽宁中部和西部、内蒙古中西部、青海北部、青藏高原等地偏大,偏大幅度一般在 3%-9%。

从各省(市、区)发电量变化来看,多数地区与常年持平(距平百分率在-1%至 1%之间)。上海、山东、黑龙江偏小 1%以上,其中,上海偏小达到 3.7%;而西藏、辽宁偏大 1%以上。

(中国气象局风能太阳能资源中心)

中国能源报 2016-01-27

屋顶的人造草坪都是风力发电机

关于在屋顶修建一座环保花园或者铺上太阳能电池板的想法已经存在了一段时间,但是一个国际科学家小组却想到了在建筑物顶部上种植一层“人造塑料草坪”的方法。事实上,每一个塑料叶片都是一个微型的风力涡轮机,每一阵风都能够给家庭提供用电。

所谓的涡轮风力发电机采用的是立式塑料草叶,每个叶片的其中一边被涂上了纳米线,另一边则涂上了一层被称为氧化铟锡的材料。当风吹过叶片的时候,纳米线和氧化铟锡就会接触到彼此,使得电子可以从一片叶子上流到另一片叶子上,电流也就因此产生了。

这样的产生电流的方式被称为摩擦起电效应,两个不同的表面在接触之后会产生电荷(这跟静电

原理是一样的)。来自中国西南交通大学和美国乔治亚理工学院科学家团队打造了这种新型的人造发电草坪。这些科学家们表示,这种风力发电的方式特别适合于风向经常变化的地区,因为在那些地区使用风车发电是不切实际的。

这个科学家团队在一个模型屋顶上对一个由 60 片塑料草叶组成的发电组进行了测试,测试的结果显示,只需要一台电风扇吹动草叶,这个发电组就能够产生足以让 60 个 LED 灯都点亮的电流。这个系统据说可以在最低 21 公里/小时的风速下工作,而它在能源效率方面的尖峰值将会出现在 100 公里/小时的风速下。

在进行数学分析的过程中,研究人员们预测,面积为 300 平方米的屋顶将产生大约 7.11 千瓦的电力,这个电力已经足够满足一个家庭的日常用电需求了。但是,如果要将这个想法变成现实的话,科学家们仍然有很长的一段路要走。

他们不仅需要找到一个有效的存储能量的方式,还需要找到取代氧化铟锡的材料,因为它们是有毒的,并且成本非常高。能源研究员 Fernando Galembech 在接受采访的时候表示:“这个新型的发电概念是非常有前途的,但是它能够成为现实取决于科学家们能否找到其他更加合适的材料。”

一种有可能实现的方法是,科学家们可以把新的人造草材料和建筑物顶部的太阳能电池板结合起来,光伏电池技术会将让这两者之间实现非常良好的配合,从而诞生更加先进的电池技术。据了解,这项研究成果已经发表在了专业的《先进材料》杂志上。

威锋网 2016-01-21

我国风电光伏设备标准日趋完善

近日,国家标准化管理委员会发布公告称,自 2016 年 2 月 1 日起,我国共有 12 项风电行业国家标准、5 项光伏行业国家标准即将陆续实施。无独有偶,国家发展改革委日前发文废止了包含 7 项风电、光伏行业的相关规范性文件。除此之外,1 月 13 日,国家能源局组织召开了《风力发电工程质量监督检查大纲》和《光伏发电工程质量监督检查大纲》(报批稿)审查会。新年伊始,关于风电、光伏行业的顶层设计纷至沓来,这为 2016 年我国风电、光伏等新能源设备行业健康发展开了个好头。

完善风电设备认证标准及能力

目前,整个风电设备行业还一定程度上存在核心竞争力缺乏、市场竞争无序等问题。在标准体系建设方面,风电行业还存在标准缺失、标准不统一、与国际标准脱轨等问题,比如风电运维服务标准体系缺失、海上风电标准体系亟待完善、中国标准在国际市场上缺少话语权等问题。这些问题可以通过行业宏观调控、加大自主创新力度等方法加以改善,而国家标准的发布将使这些问题有据可依。

即将于今年 2 月 1 日起开始实施的风电行业国家标准中,关于风力发电场监控系统通信、直驱永磁风力发电机组、海上风力发电机组、台风型风力发电机组、风力发电设施防护涂装技术规范等都有了相关标准依据,一定程度上解决了我国风电行业尤其是海上风电行业标准缺失的问题。

值得一提的是,目前获得国家认监委批准开展风电设备认证工作的有三家机构,鉴衡认证中心、中国船级社质量认证有限公司和中国质量认证中心。但整体上说,我国风电设备认证标准还需要统一和完善,技术手段和经验有待进一步提高,产业的上下游都需要用有效标准来有效规范行业发展,以提升我国风电设备在国际同行内的认知度。

“由于风电行业的集中式装机,经过几年的运行,部分机组已达到出质保的时间,由此机组出质保的问题逐渐凸显。验收标准不清晰,验收手段不完善等问题导致风电开发企业和风电整机制造商之间出现分歧,造成机组出质保困难,进而导致质保金的回收出现滞缓,加重了整机制造商的资金链压力,为企业的正常发展带来了困难。”华仪风能有限公司总经理吴展接受《中国电力报》采访时表示,针对此问题,需要尽快完善和统一验收标准,达成行业共识,为机组出质保问题建立行业规范。

标准化制造提高光伏设备质量

根据中国光伏行业协会的公开数据显示,截至 2014 年底,我国已建成的光伏电站 30%左右质量不合格。在西北地区,光伏电站出现的最大问题就是长期高温导致 组件功率下降(10~13%)以及沙尘覆盖组件表面影响发电效率。目前市场上的光伏电站生命周期一般为 25 年,但与电站配套的各类组件品质是否可支持 25 年要打一个问号。

2015 年 6 月,国家能源局、工业和信息化部和国家认监委三部委联合下发《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》,严格执行光伏产品市场准入标准。自 2015 年起,享受国家补贴的光伏发电项目采用的光伏组件和并网逆变器产品应满足《光伏制造行业规范条件》相关指标要求。国家能源局开始实施“领跑者”专项计划,旨在提高我国光伏设备的质量、提高行业集中度。

“光伏产品质量问题是多因素所致。产品模式单一,测试手段尚不完善,体制建设滞后,政策联动不足。当前制约产业发展的最迫切问题已变为提升行业技术总体水平、加强产品质量控制。”中国光伏行业协会秘书长王勃华如是说,因此,未来国家相关部门和行业协会需要不断规范光伏产业发展秩序,加强配套体系建设,加强政策贯彻联动等。

光伏市场产业链呈金字塔形结构。光伏产业链包括硅料、硅片、电池片、电池组件、应用系统 5 个环节。上游为硅料、硅片环节;中游为电池片、电池组件环节;下游为应用系统环节。在光伏电站设备选型中,又包含组件、背板、逆变器、封装材料、汇流箱、变压器等诸多设备,复杂的制造系统更需要严格的制造、工艺、流程标准进行规范。

于海江 中电新闻网 2016-01-21

丹麦媒体表示中国风电超预期发展

丹麦《商报》1 月 18 日报道,美国 FTI 咨询公司数据显示,2015 年中国风电新增装机容量 3.05 万兆瓦,同比增长 31.5%,突破 3 万兆瓦大关,超出此前业界预期。

而美国同期新增容量仅为 6800 兆瓦。无论从新装机容量和总装机容量看,中国都是全球最大风电市场。

根据该公司分析数据,从市场份额看,中国风电市场主要由本国厂商占领,23 家国内企业拥有 97%的市场份额。

外资企业仅维斯塔斯、歌美飒和通用电气 3 家,共占 3%的市场份额,其中丹麦维斯塔斯份额最少。

按新装机容量排名,2015 年中国市场排名第一为金风公司,新装机容量为 7000 兆瓦,远景、明阳和联合动力紧随其后,新装机容量在 2200—3500 兆瓦之间,歌美飒、通用电气和维斯塔斯 3 家外资企业排名最低,新装机容量均不超过 500 兆瓦。

商务部 2016-01-19

我国陆上风电单位造价世界最低

国网能源研究院近日发布《中国新能源发电分析报告》(简称《报告》),用翔实的数据揭示,近几年,全球风电的度电成本不断下降,作为非化石能源的竞争力越来越强;中国的陆上风电项目单位造价处于世界最低水平。

风机价格短期看有反弹长期看处于下降通道

在风电项目的初始投资成本里,风机成本是占比最大的部分,最高可达 84%。风机价格的高低,在一定程度上决定着风电场的度电成本。

《报告》显示,2014 年发达国家风电机组价格换算成人民币后(下同),平均为 6923~8452 元/千瓦,同比略有回升;美国风电机组平均价格为 5719~7212 元/千瓦,与 2008 年相比,降幅超过 30%。

同一年，中国风电机组平均价格约为 4153 元/千瓦，处于世界最低水平，与 2011 年的 4056 元/千瓦相比，略有反弹;与 2007 年最高的 7878 元/千瓦相比，大幅下降了 35%。

考虑到通货膨胀因素，全球风机价格短期看有反弹，但力度不大，长期看还是处于下降通道的。

中印陆上风电单位造价最低海上风电投资成本走高

《报告》显示，2014 年全球陆上风电场平均单位造价为 7863~14067 元/千瓦，平均为 10934 元/千瓦;中印两国陆上风电场平均单位造价最低，北美、南美、大洋洲相对较高。

2014 年中国陆上投产风电项目平均单位造价为 8619 元/千瓦，为世界最低水平，同比下降 325 元/千瓦，降幅为 3.6%。国内不同区域陆上投产风电项目的平均单位造价也不同，其中南方地区最高，西北地区最低。

在陆上风电成本竞争力持续增强的情况下，海上风电的进展却让人意外。

随着海上风电项目逐步向更远的外海转移，选址趋于复杂化，其平均单位造价不降反升。2000~2014 年，OECD 国家(经合组织)海上风电项目平均单位造价略高于 28871 元/千瓦，而中国约为 14743 元/千瓦，是其一半左右。

度电成本 5 年下降 7%未来成本会进一步下降

度电成本是衡量风电竞争力最重要的指标。

《报告》显示，2010~2014 年，全球风电度电成本下降了 7%。2013~2014 年，全球风电平均度电成本为 0.37~0.74 元/千瓦时。其中，欧洲和印度地区平均为 0.49 元/千瓦时，比中国和北美地区略高;中南美地区为 0.55~0.58 元/千瓦时，大洋洲和非洲紧随其后。

2014 年，中国风电度电成本约为 0.37 元/千瓦时。

海上风电度电成本由于投资成本的增高而有所提高。现有大部分海上风电项目的度电成本稳定在 0.74~1.23 元/千瓦时之间。

《报告》指出，随着成本的进一步下降，未来风电将成为最具竞争力的可再生能源发电技术之一。到 2025 年，美国风电场投资成本可以下降到 8907 元/千瓦，而风电机组的价格将可以稳定下降到 5221 元/千瓦。欧洲将遵循与美国相同的下降趋势，到 2025 年，欧洲风电场投资成本将下降到 8600~9828 元/千瓦。

中国和印度的风电场投资成本已经十分具有竞争力，因此到 2025 年变化不大，未来可主要通过建设扫风面更大的大容量风机和提高容量因子，实现风电成本的进一步下降。

王俊 刘世明 中电新闻网 2016-01-19

风电发展规模、路径以及解决弃风问题的思考和建议

气候变化是当今人类社会面临的共同挑战，我国把应对气候变化作为国家经济社会发展的重大战略，提出了“创新、协调、绿色、开放、共享”五大发展理念，与此高度契合的风电取得了蓬勃发展，新增装机连续五年位居世界首位，已成为风电头号装机大国。与此同时，风电限电形势愈发严峻，大量清洁电力被弃之不用，而一次次重度雾霾威胁人民的身体健康，牺牲掉的经济效益和环境代价难以计量。本文针对我国风电发展中所遇到的各种问题和挑战，结合目前风电开发过程中的经验、教训等切身体会，提出了一些看法和建议。

发展风电是我国实现节能减排承诺的现实选择

刚刚结束的巴黎气候大会要求各参与国进一步提高自主贡献的减排目标，提出在本世纪尽早达到温室气体“净零”排放，预计最快 2050 年左右有望全面实现可再生能源对化石能源的替代。我国政府承诺，2020 年非化石能源占一次能源消费比重 15%，2030 年左右二氧化碳排放达到峰值并争取尽早实现，2030 年单位国内 GDP 二氧化碳排放比 2005 年下降 60%-65%，非化石能源占一次能源消费的 20%。

为实现这个目标加快可再生能源替代化石能源的步伐势在必行。

① 从资源禀赋和技术条件看，风电是替代能源的主力军

从我国替代能源的资源和技术条件看，水电是优质的清洁能源，具有较好的调节性能，但资源受拆迁、移民等因素影响开发总量有限，估计“十三五”期间可开发量仅 3000 万千瓦；光伏资源丰富，开发方式灵活，也是重要的替代能源，但现阶段转换效率偏低，成本较高，占地较多；核电能量密度高，出力稳定，有一定的调节能力，但适合开发的站址较少，技术和环保等问题还需进一步解决。

风电被公认为技术最成熟、最具开发前景的可再生能源。西班牙、葡萄牙风电电量都达到了本国总电量的 20%，德国、英国达到了 10%，欧洲互联电网（ENTSO）超过 8%。丹麦规划到 2020 年 50% 的电力将来自可再生能源，2050 年将摆脱对化石能源的依赖，德国提出 2050 年可再生能源占到全部能源消费的 60%。

我国风能资源丰富。据中国气象局《中国风能资源的详查和评估》，70 米度层风能资源技术可开发量有 26 亿千瓦，在当前的经济技术水平下开发量至少是 10 亿千瓦级，随着技术进步，发展空间和潜力还将被进一步挖掘。

我国风电电价远低于除水电以外的其他可再生能源。一类资源区的电价已经与广东、湖南等省的火电标杆电价相当，发展风电可以实现用最少的补贴发展最多的清洁电力。

目前无论从安全性、技术成熟度、资源储备量、开发成本和价格等各方面看，风电作为替代非化石能源的主力军毋庸置疑。

② 实现我国非化石能源占比目标，风电应承担更大责任

2005-2014 年，我国能源消费总量从 23.6 亿吨标准煤增至 42.6 亿吨标准煤，二氧化碳排放总量从 59.8 亿吨增至 97.6 亿吨，排放量占全球的 28%，已超过美国和欧盟碳排放之和，居世界第一。根据发改委能源研究所《2050 年高比例可再生能源发展情景暨路径研究》，要实现非化石能源在 2030 年占比达到 20%，按照风电 2200 小时，全社会用电量年增长 6% 推算，2030 年风电装机要达到 11 亿千瓦。考虑到我国经济已进入新常态，电量增长将趋于平稳，如参考 2015 年电量增长预期，将电量增长比例由 6% 调整到 1%，则 2030 年风电装机至少要达到 5 亿千瓦左右。

基于这个规模，我国必须突破当前北方限电严重、南方用地紧缺的局面，充分利用资源，从战略高度布局好三北区域风电基地的消纳和外送以及南方区域分布式风电的开发。

③ 提高风电电量比例是中国风电发展现阶段的首要任务

连日来，我国中东部大部份地区持续遭遇严重的雾霾天气，多地 PM2.5 值“爆表”，表明我国环境容量已经达到极限，节能减排工作刻不容缓。但有些部门片面认为我国已是世界可再生能源利用和消费的大国，尤其是可再生能源装机规模已达到世界第一，可以适当放慢脚步。实际上我国可再生能源消费比重与欧美相比还很低，可再生能源发展还处于起步阶段。尽管由于风电技术的进步，我们有可能在短期内通过开发南方不限电地区和海上风电项目完成一定量的装机规模，但要解决好当前风电产业长期存在的机制和并网问题，解决好风电资源最丰富的三北地区严重限电问题，真正实现我国节能减排大业，实现从风电大国向风电强国的跨越和转变，需要动员全社会力量共同进行一场可再生能源代替化石能源的革命，大幅提高风电电量在全社会用电量中的比例，这是历史发展的潮流。当前的弃风限电是新生事物在起步阶段必须经历的阵痛与困难，也是可再生能源发展壮大进程中必须解决并且一定能够解决的问题。从现在开始到 2030 年甚至 2050 及以后的一段时间，以风电为主的可再生能源的蓬勃发展必将是我国能源供给侧变革的主旋律。

我国风电可持续发展面临的形势严峻

风电限电已是老生常谈的话题，例如电网结构不合理产生“卡脖子”现象；系统调峰能力不足；局部地区电源相对于用电负荷严重过剩等。但是 2015 年以来，受全国能源需求增速变缓的影响，一些地区限电形势加剧恶化，北方地区在夏季用电高峰期都发生了弃风限电情况，呼伦贝尔、吉林、黑龙江等地区在非供暖季发生了大规模限电，尤其是甘肃、新疆等国家规划的大型风电基地项目限电特别严重，已到了丧失开发价值和实际生存能力的地步。保守预计，2015 年全国风电限电量将超

过 400 亿千瓦时，相当于我国一年新增风电的全年电量。

分析原因有以下三个主要问题：

①风电发展缺乏统筹规划，相关方的承诺不能兑现

一些大型风电基地项目外送缺乏系统规划和责任主体，有关方面没有按项目批复落实消纳及送出条件；一些限电严重地区的地方政府片面夸大电网建设速度和送出规模，要求企业提前快上项目，使项目建成后无法送出造成大规模限电，亏损严重，目前，还在加紧规划“大干快上”，对国家和企业造成的损失置若罔闻，更不承担相应责任。

甘肃酒泉总是在存量限电刚有解决方案的情况下，就要求加速建设新项目，寅吃卯粮，恶性循环，且甘肃位处西北 750kV 电网的中间位置，却无法兑现在西北网消纳风电的承诺，2015 年风电限电比例超过 50%。哈郑直流投运以来，一直没有达到规划的风电送出能力，2015 年哈密风电限电达到 30%，后续 600 万千瓦风电项目马上就要投产，限电形势难以估量。张家口属于华北电网，风电装机 700 万千瓦，相对于华北电网 1.8 亿千瓦负荷是九牛一毛，而且距离北京只有 200 公里，却限电严重，大量优质资源不能通过 500kV 输电线路送华北，反而要等到江西的特高压线路建成。

②风电调度技术规范没有适应可再生能源的快速发展

当前电力调度技术层面的规范和主要纲领性文件基本都是上世纪制定的，虽有修订但改动不大。这些规范为我国电力产业高速发展，实现电网安全做出了贡献。但随着可再生能源装机规模的快速增长，需要电网根据可再生能源发电特点改进调度技术，完善相关规范，增加调度信息透明度，减少暗箱操作。

虽然目前我国单个风电场风功率预测精度已超过 80%，区域预测精度更高，但在实际调度中，电网只把风电看作随机的负负荷对待，压低了风电的出力空间，这有悖于国家发展可再生能源的初衷，也不符合我国电网作为全世界最大电网的调度运行水平。

③相关政府、企业节能减排意识淡薄，风电电量被严重挤占

有关部门和地方政府每当谈成绩的时候都以可再生能源为亮点，但遇到利益矛盾时就习惯性地违反国家《可再生能源法》，轻易牺牲可再生能源电量，把节能减排抛在一边。

今年受经济增速下滑影响，有关部门配合电力企业把火电项目转为供热电厂或自备电厂项目，避免参与调峰，挤占风电上网资源，甚至为解决火电、煤炭企业经营困难，让火电多发，压降风电出力，新疆出台了未参与外送交易或替代交易的新能源暂停发电政策；云南、宁夏等省区也要求风电让利参与风火交易。各种土政策不断压榨着风电的生存空间，使《可再生能源法》规定的风电“优先上网，全额收购”名存实亡。

事实上，如果火电的利用小时数降低是由于风电造成的，恰好说明了风电发挥了替代化石能源的作用，这与国家战略和群众诉求并无二致。

突破当前风电网瓶颈对策与建议

①风电大基地应系统规划，落实责任主体

甘肃酒泉至湖南直流的送端缺煤少水，受端湖南省 2014 年火电利用小时低于送端 400 小时，水电低 1000 小时，即使通道建成，也将面临受端消纳和送端调峰问题。由于各省火电机组标杆上网电价与风电电价存在差额，“三北”送电端地区风电补贴在 0.2 元左右，高于受电端（大多位于我国中东、南部经济发达地区）平均补贴的 0.15 元左右，单纯从经济上看，不如在中东部地区加大风电开发力度。由于大型风电基地同时率高，出力波动幅度大，送出距离长，火电机组调峰会更加困难，系统安全稳定运行压力更大。

总而言之，风电基地规划应从安全优质经济各方面系统解决受电端、送电端、输电路径等问题，充分发掘本区域的消纳能力，在本区域风电电量富余后，以网对网形式外送，并明确风电送出比例，确保风电建得成，送得出，发得好，整个链条经济可行。规划一经确定，就必须明确责任主体，严格执行谁承诺，谁负责，谁买单的原则。所有先进国家都有这方面的补偿机制，龙源公司在加拿大运行的风电项目已经有电网补偿限电损失的实例。

② 电网要加强系统随机性技术研究，提高系统消纳能力

当前电网一味强调风电等可再生能源的随机性给调度带来了困难，却没有主动适应风电的快速增长节奏，提高系统随机性的分析研究，这是电网调度可再生能源技术和规范上的缺失，也直接导致风电限电成为“家常便饭”。从统计特性看，风电以及光伏等可再生能源出力是确定性和随机性的统一体，在传统的电力系统中，电源、线路、负荷等一切电力系统元件的工作状态，事实上也都是确定性和随机性的对立统一。电力系统作为目前最大规模的复杂系统，对此有一套成熟合理的平衡取舍原则，我们都知道，其实在整个电力系统中，负荷也存在非常高的随机性，电网公司也没有像对待风电一样把负荷当作 100% 的随机因素进行处理。

当前的主要电力生产消费大国，电源结构、电网特性各有不同，如法国核电容量占 60%，英国是只有 5400 万千瓦负荷的准独立电网，其面临的电力电量平衡工作更为困难，但直至目前，在其风电、光电平均电量占比数倍于中国的情况下，仍能够做到几乎没有限电。这些国家的电网运行机构，均深入研究并结合自身市场规则，充分利用了新能源出力特性的统计规律，也用事实证明，即使不依赖储能等未来的技术突破，也能实现可观的新能源替代。因此，只要电网真正把消纳可再生能源作为基本经营目标，就能调动其优势专业资源和跨区域统筹能力，提升风电调度技术水平，实现 15% 以上的风电电量占比而鲜有限电是完全可以期待的。而且随着能源电力系统结构的调整和优化，风电电量占比还会有更大的提升。

③ 严格执行《可再生能源法》，增加风电电量占比

《可再生能源法》是我国保障可再生能源发展的基本大法，地方政府和电网公司任何情况下都应严格执行。迫于压力，风电企业会承诺由自身来承担限电的损失，造成当前限电极其严重的情况下，风电企业有法难依、有关部门执法无凭。其实，任何违背法律强制性规定的协议都是无效的，风电企业只要摒弃之前恶性竞争的做法，拿起法律武器，采取有效措施，依法积极维护自身的权益，就能依法合规健康发展。

根据《可再生能源法》，为保证风电全额收购，从国家节能减排大局角度，火电必须从发电主体向容量主体转变，从主力电源向调峰电源转变。无论电源规划还是实际运行，都要充分考虑火电为风电调峰问题，同时，要建立自备电厂参与调峰的机制，供热机组也应严格按照“以热定电”的原则规划审批，在满足供热能力的条件下，供热机组也要为风电调峰。

只有有关各方都根据《可再生能源法》依法合规进行行政管理和开发运行，才能理顺整个发展环境，保障可再生能源发电，促进我国节能减排、优化能源结构目标的实现。

促进可再生能源健康可持续发展的认识和思考

① 节能减排是国家战略，要真行动真减排

节能减排是人类的事业，是中国政府的必然选择。我们要发挥风电替代能源的主力作用，还有很多困难，需要社会各方付出更大的努力，牺牲部分眼前利益。社会各方要积极舆论引导，强化提高风电电量在节能减排的重要地位，政府要建立有别于单方面追求 GDP 发展和考核的绿色发体系体和绿色考核等机制，以安全、绿色、优质、经济为目标，落实真行动、真减排。

② 建立并保持可再生能源稳定、守信的投资政策环境

按照“十三五”规划愿景，未来五年风电和光伏增长 1.3 亿千瓦和 1 亿千瓦，总投资 2 万亿元。如此庞大的投资必然需要引入各种所有制投资形式，其中包括国际资本等。要坚定他们的投资信心，需要国家建立一个稳定、长久、守信的政策环境。通常我们把不稳定国家市场当做高风险市场，把发达国家市场认为是低风险市场，就是因为其在政策、法律的信用上有巨大差别。

③ 鼓励技术创新，提升风电竞争力

风电技术进步很快，据统计，国内主流风电机型每 2 年单位千瓦扫风面积提高 13%-14%，发电能力提高 7% 左右。十年前需要 6.5m/s 风速利用小时才能达到 2000 小时，现在只要 5.3-5.4m/s 就可实现。未来风电发展还有较大的技术进步空间，采用激光雷达、卫星观测和中尺度数值模拟与大数据平台相结合的深度风资源测量评估技术；根据资源禀赋，布置不同轮毂高度、叶片长度和控制策

略风机的“个性化”设计理念；高温超导、碳纤维、柔性叶片、集成制造等新材料、新工艺的广泛使用；预制塔筒、预报运输系统、拼装式基础等施工运输技术的突破；以及无人值守与专业化运维管理等技术创新将进一步提升风能利用效率，降低风电开发成本，拓展资源开发空间，促进风电健康、优质可持续发展。

④ 合理补贴坚定行业信心，强化风电的竞争力

风电作为可再生能源需要国家补贴政策的支持，这是当今世界各国通行的作法。火电无论如何“近零”排放，都会排放二氧化碳，都会造成环境的污染，在没有考虑环保效益的前提下将火电和可再生能源比较是不公平的。

根据中科院虚拟经济与数据科学研究中心分析，火电的度电环保成本高于 0.3 元/千瓦时，而且随着环境压力的加大，环保成本会加速上升，此外，煤炭和水的过度开采利用，正在抽干中国的生命线，因此，加上环保成本后火电综合成本远远高于风电，国家对风电实行电价补贴，正是因为风电能够替代化石能源，创造额外的绿色价值。

为将替代效果最大化，就要用最少的可再生能源基金补贴最多的风电电量，真正强化风电企业竞争力，多发优质的清洁电出来。国家应将可再生能源补贴资金与脱硫标杆电价分离，在可再生能源补贴一致的前提下，以市场价格引导可再生能源在中东部地区发展比例，增强补贴资金使用效率。可再生能源电价附加补助资金必须要由国家统一调配管理，并对可再生能源补贴进行专项审计，将其效益最大化。

⑤ 加强规划与指导，控制新增火电项目

按照《巴黎协定》的减排路线图，能源增量只可能来自可再生能源，火电将成为可再生能源的辅助电源，并将逐步退出历史舞台。英国政府已经表示到 2025 年将关闭所有的燃煤发电厂。美国能源署也预测 90% 原定于 2020 年关闭的火电厂将于 2016 年全部关闭。

当前我国的大气污染尤其是导致雾霾产生的污染，主要是全局性煤炭利用的结构型污染，从全国而言，节能减排就是减煤，用电力替代煤炭，从电力系统而言，大型火电机组的煤耗已达到世界先进水平，继续下降空间有限，节能减排就只能减少火电电量，用可再生能源发电替代火电发电。

然而，当前火电建设步伐未慢反快，火电核准权限已下放至地方，地方政府扩张建火电厂的投资欲望强烈。目前核准在建的火电项目有 1.9 亿千瓦、获得路条的有 2 亿千瓦，2015 年一年煤电投产将会超过 5000 万千瓦，新增容量超过风电和光伏的总和，新增电量是其 2 倍。保守估计，到 2020 年火电装机将达到 13 亿千瓦，远大于当前负荷，即使其他电源停发，火电也只能在低负载情况下运行，利用小时比当前还要低，火电与其他各种电源争市场的矛盾将会更加激化，亟待国家从节能减排的角度加强对火电项目装机和电量的控制。

⑥ 风电参与电量交易的本质是违反了《可再生能源法》

目前风电电量交易的本质是挪用国家可再生能源专项资金来解决地方经济发展和管理机制中存在的问题。《可再生能源法》规定，可再生能源价格应由国务院价格主管部门确定，但有的地方在可消纳或送出风电的情况下提出风电电量参与市场交易，采用省内交易、跨省交易、风火置换、大用户直供和风电供热等形式，迫使风电企业将可再生能源电量“让利出售”。一方面由于存在交易电量和电价的不确定性，企业无法准确对该地区风电项目进行科学评估决策，势必会阻碍当地风电发展；另一方面有的企业只顾眼前利益，不计成本报价，实质上侵占了国家补贴，打击了我国刚刚起步的可再生能源事业健康发展，破坏了风电市场秩序，违反了国家价格政策。

⑦ 当前的风火打捆外送实际是送火电，减排效果有待商榷

目前实施的风火打捆外送，按照传统的风火 1:2 打捆比例和 50% 的火电最小开机容量，即使不限电，最终送出的风火电量比例也不到 1:4，风火打捆实际送的是火电电量，增加火电装机规模，加剧了送端排放，消耗了宝贵的水力资源，而且大规模能量转移，增加了系统事故备用容量，降低了原有两端系统的调峰能力和系统接纳风电的容量。

为增加风电电量占比，可尝试由受电端调峰，直接使用特高压直流线路外送风电的方式。经测

算，一条 2200 公里 800kV 直流线路，总造价约 240 亿元，能将 800 万千瓦风电从内蒙古送到东南沿海主要城市，项目及送出线路整体单位造价可控制在 10000 元/千瓦。在三北风资源丰富地区，项目发电小时可达到 3500 小时，在贷款利率 5% 时，项目 IRR 要达到 12%，只需 0.4 元/kWh 电价，低于当前及“十三五”调整后的风电标杆电价。在受电端风电补贴 0.2 元/kWh 时，风电在当地上网电价可低至 0.2 元/kWh，这个电价基本相当于东南沿海火电上网电价的一半。

特高压直流专送风电，利用了三北地区的风能、土地资源以及东南沿海的消纳和调峰能力，增加了可再生能源电量，适当考虑太阳能和区域互补后，线路送出小时能高于 3500 小时，成本可进一步降低，具有较强的竞争力和经济可行性，而且有能力在电力市场条件下承担一定的调峰费用，调动系统调峰积极性。

目前电网公司也在积极开展特高压主送新能源的研究，认为近期通过优化电源和运行方式，在技术经济可行条件下，新能源电量可达到输送电量的 85% 以上，中长期能够实现 100% 输送新能源。这应该引起规划部门的高度重视。

⑧ 分布式开发是风电发展的重要补充，需要政策支持

南方地区受地形条件分布不均匀、土地资源稀缺影响难以连片开发风电，采取分布式开发方式可以有效提高资源利用效率，减轻环境压力，实现就地并网消纳，应积极鼓励发展。只要能够完善电价等相关政策，解决好涉及项目审批、接网、结算的体制机制以及技术保障问题，借助灵活的商业和融资模式，就可把风电机组变成像空调一样方便使用的家用电器，实现即插即用的分布式接入。随着技术进步和人们对绿色发展认识的提高，分布式开发将成为风电发展的重要补充。

⑨ 能源互联网的最根本目的是促进最大限度消纳可再生能源

能源互联网不是简单的电气互联、扩建电网，而是利用信息技术整合社会资源实现共享经济，促进电源、电网、负荷和储能协调优化，最大限度消纳可再生能源，这也是判断能源互联网是否成功的基本标准。未来以能源互联网为平台，通过创新社会资源的利用方式，优化需求侧管理，可以产生良好的节能减排的效果。以电动汽车为代表的社会储能资源为例，其既可以作为交通工具也可以作为一个独立的运营实体，为电网提供需求侧服务，帮助风电等可再生能源削峰填谷，只要有 1000 万辆电动汽车，就相当于系统拥有了上亿千瓦的可调容量，可以实现可再生能源和用电负荷的无缝连接。而且，能源互联网技术的进步和发展可能会超越我们的认识，未来的负荷将可以实现定向消费绿色能源，大大增加可再生能源电量需求，为可再生能源提供广阔的发展空间。

我国已成为全球第二大经济体，是世界第一大能源生产和消费国，由于能源结构以煤为主，带来了日益严重的资源紧张、环境污染和气候变化等问题。解决问题的根本出路只能是转变能源发展方式，加快可再生能源开发利用，坚持走低碳发展道路，实施可再生能源替代化石能源，电能消费主导能源消费，构建以可再生能源为主导的电力系统。这是历史赋予我们的责任和机遇，也是保障国家能源安全、满足人民生活需求、转变经济增长模式、引领科技进步、树立负责任大国形象的必然选择。（作者供职于龙源电力集团股份有限公司，本文仅代表作者个人观点）

黄群 中国能源报 2016-01-19

风电储能丹麦又出新招 可将风能转化为甲烷！

MeGA-StoRE 项目(Methane Gas Storage for Renewable Energy)由丹麦科技大学(DTU)与 Lemvig 沼气厂合作开展，通过沼气厂将风电转化为甲烷气体，随后被输送到天然气输送网中。

Lemvig 沼气发电厂厂长 Lars Albæk Kristensen 说：“首先最重要的是，MeGA-StoRE 项目是一项电力储存项目。”

沼气厂传统的工作方法是，将沼气中的二氧化碳进行净化，再将甲烷气体输送到天然气输送网中。因为沼气中含有 35% 的高浓度的二氧化碳，所以，将二氧化碳直接排放会提高沼气厂的碳排放量。

MeGA-StoRE 项目的方案则是：第一步，是将多余的风电通过电解转化为氢气。第二步，在沼气厂中将氢气与二氧化碳进行反应生成甲烷气体和水。虽然二氧化碳在空气中大量存在，但却由于含量太低而很难收集。而沼气厂恰恰是收集二氧化碳气体的理想场所，因为沼气中二氧化碳浓度高达 35%。

Lemvig 沼气厂通过测试对新方案的可行性进行了评估。DTU 表示，通过收集二氧化碳，并使之与氢气反应，不仅有利于充分利用沼气中所有的碳，也能够将甲烷气体产量提高近 50%。

Lars Albæk Kristensen 表示：“如果我们使用多余风电制成的氢气，将二氧化碳转换成甲烷，我们将会有一个以碳为基础的能源储存设施，将近 100%的二氧化碳气体被转换成甲烷。我们已经可以利用天然气输送网的基础设施，为我们可以存储的能量。”

负责 MeGA-StoRE 项目的 DTU 机械工程系教授 Per Møller 表示：“风能已经在丹麦走了很长的路，我们的下一个目标就是储存电能，所以在未来我们不仅会出售风电机组，也会出售完整的系统。”

风电峰观察 2016-01-27

2015 年德国风力发电量比去年增加 50%

德国《世界报》网络版 1 月 7 日援引柏林知名能源智库 Agora Energiewende 消息称，2015 年德国可再生能源发电量再创新高，占比增至 32.5%，较 2014 年（占比 27.3%）增加 5 个百分点，风力发电较去年增加 50%。由此导致，2015 年德国火电出口达 60.9 亿瓦小时，占总电量的 10%，创历史新高。

法兰克福经商室 2016-01-19

核能

国际热核聚变实验堆中方测试项目启动

近日，国际热核聚变实验堆(ITER)中国氦冷固态增殖剂实验包层项目正式启动。由我国自主设计研发的 ITER 中方测试包层模块项目正式迈入初步工程设计阶段。

验证氦增殖包层技术是国际热核聚变实验堆(ITER)计划的三大工程目标之一。测试包层模块(TBM)又称产氦包层和能量获取包层，用于验证聚变堆条件下的“氦增殖”和“能量获取”技术，对聚变堆包层设计工具、计算程序、数据等进行实验验证，并在一定程度上对聚变堆材料进行综合性能测试。

据悉，为了验证聚变堆氦增殖包层技术，ITER 装置预留了 3 个窗口用于开展 TBM 相关实验，各方对窗口资源的争夺十分激烈。经过激烈竞争，我国获得了 2 号窗口的管理权，验证我国自主设计研发的测试包层模块，为我国自主建造聚变堆奠定坚实的基础。中国氦冷固态增殖剂实验包层的概念设计阶段的工作由核工业西南物理研究院技术牵头完成，并在 2015 年 9 月 21 日完成概念设计专家评审意见答复，并获得 ITER 批准。

国资委 2016-01-19

中国第四代核电向世界迈出第一步

据中国核建最新消息，习近平主席访问沙特阿拉伯期间，中国核建董事长王寿君与沙特核能与可再生能源城主席哈西姆 a·亚玛尼签订了《沙特高温气冷堆项目合作谅解备忘录》。这是中沙两国共同落实“一带一路”倡议的重要举措，也是中国第四代核电技术高温气冷堆项目实现“走出去”

的重大突破。

中国核建方面介绍，高温气冷堆是中国具有完全自主知识产权的第四代先进核电技术，具有固有安全性、多功能用途、模块化建造的特点和优势，在任何情况下都不会发生堆芯融化和大量放射性释放的事故，不会对人类的健康和环境造成影响。中国历经 30 多年基础研究、实验堆运行、示范工程建设，现已系统掌握了高温气冷堆的全部关键技术，并在国际上处于领先地位。高温气冷堆已经成为中国核电“走出去”的重要优选堆型。

高温气冷堆目前在国内尚处于示范堆建设阶段，因何能够实现“走出去”？中国核建相关负责人表示，高温气冷堆技术“走出去”时机已经成熟：在国家能源局、国防科工局及科技部等主管部门指导下，中国核建正与清华大学一道加快推进高温气冷堆技术的产业化。在国内，中国核建已在福建、广东、江西、湖南等多个省市开展了 60 万千瓦高温气冷堆项目前期工作，目前各项工作进展顺利；在海外，中国核建已与沙特、阿联酋迪拜、南非等国家和地区签订了高温气冷堆项目合作谅解备忘录。此次在沙特能源城的实质性进展，除了高温气冷堆的固有安全性之外，其多用途性可满足沙特电力供应和海水淡化以及石油化工产业的需求；其灵活的模块化设计使之在适应不同电网需求方面具有突出优势，尤其适合沙特等“一带一路”沿途中小电网国家，并将起到很好的辐射带动作用。

瞿剑 科技日报 2016-01-21

东北首座核电站年上网电量超百亿千瓦时

辽宁红沿河核电站 19 日召开新闻发布会称，2015 年红沿河核电站全年实现上网电量 125.91 亿千瓦时，同比增长 21%，占大连市全社会年用电量逾四成。

红沿河核电站位于辽宁省大连瓦房店地区，是东北地区第一座大型商用核电站。其一期工程的 1、2、3 号机组目前已全部投入商业运行，4 号机组也将在今年夏季投产发电，这意味着红沿河核电一期工程 4 台机组将在今年全面建成。

据介绍，2015 年，红沿河核电站实现上网电量 125.91 亿千瓦时，对节能减排和促进可持续发展的积极作用持续显现。与同等规模的火电厂相比，红沿河去年实现的减排效益相当于 2.86 万公顷森林的吸收量。

辽宁红沿河核电站新闻发言人张义昌介绍，截至 2015 年底，红沿河核电现场工业安全生产达 1512 天；核电站全年未发生影响反应堆和汽轮发电机安全以及辐射防护等领域的异常事件。另据环保部和辽宁省环保厅公布的红沿河核电站周边空气监测数据显示，红沿河核电站周边环境数据全年无异常。

张义昌表示，2015 年红沿河核电站工程建设又获突破——二期工程 5、6 号机组分别于 2015 年 3 月 29 日、7 月 24 日开工建设，这也是 2014 年中央提出抓紧启动沿海核电建设要求后，最先开工建设的核电项目。红沿河 5、6 号机组采用 ACPR1000 核电技术，该技术具备三代核电主要技术特征，满足我国最新的安全要求。

据悉，目前红沿河核电二期工程 5、6 号机组正在有序建设中，至 2021 年，红沿河核电站二期工程 2 台核电机组全部实现发电后，红沿河核电站将成为中国装机容量最大的在运核电基地。

中国新闻网 2016-01-21