

能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室
广东省新能源生产力促进中心
第十八期 2016年9月

目 录

总论	1
“三化”“两结合”加快能源互联网落地	1
“互联网+”分布式光伏发展趋势分析	2
加强中蒙能源互联网合作 刘振亚与蒙古国大呼拉尔主席会谈	4
日媒：日本将向俄罗斯提能源领域一揽子合作建议	4
能源+互联网的未來：根据需求真正节能减排 实现电能即货币	5
能源互联网将激发分布式能源的需求	8
能源互联网建设不断加快 有望“井喷”式发展	9
能源互联网激发分布式能源的需求	10
史玉波：能源互联网将成为改革创新发展强劲引擎	11
亚当·斯密与全球能源互联网	12
根廷启动首轮可再生能源招标	14
美上半年可再生能源发电占比 16.9%	15
全球能源治理：G20“中国方案”领导顶层设计	16
哈密：国家级综合能源示范基地最佳试验田	17
气候变化风险纳入多家机构融资运作	20
“十三五”能源互联网产业将增长 18.5%	21
未来 5 年能源互联网增长率将维持 18.5%	22
能源互联网井喷局面必将涌现	23
热能、动力工程	25
储能将成发展新能源的标配？	25
户用储能发展为何举步维艰？	27
未来 3 年 储能行业步入快速增长期	29
国家政策给储能产业带来的发展机遇	30
石墨烯包覆技术对锂电池性能提升作用大吗？	32
美国可再生能源发电创新高	33
节能减排技术创新为中国实体经济提供新动力	33
俞振华：未来 3 年平价储能可期	36
碳市场规则设计应适应电价市场化	37
北京环境交易所总裁：中国碳市场需要做创新性探索	39
我国油气页岩气调查取得重大突破	40
国家科技重大专项项目《页岩气资源评价方法与勘查技术攻关》顺利通过任务合同书评审	41
青藏高原冻土区天然气水合物潜力巨大	41
天然气分布式能源项目 PPP 模式解读	42
生物质能、环保工程	47
推动沼气利用促生态循环农业发展	47

“变废为宝”的生物柴油缘何陷绝境?	49
安徽“十三五”秸秆发电规划通过专家审查	52
两大因素阻碍生物天然气产业化发展	52
太阳能	53
2030年, 中国将现光伏废弃高峰?	53
突出创新支撑 青海省光伏产业科研能力有效提升	55
菲律宾政府出台限制光伏发展政策	56
青海将建光伏光热等4个千亿元产业	56
中天科技承建首个兆瓦级地铁光伏项目	57
光热发电能否热起来	58
光热发电的摇篮光热产业的未来	60
太阳能光热发电市场规模将达1500亿元	61
山西光伏发电创历史新高	62
德国光伏储能市场兴起 Sonnen 玩转商业新模式	62
从习大大到各大光伏巨头 盘点G20峰会上那些绿色身影	64
G20: 我国光伏企业坚持“创新”砥砺前行	66
海洋能、水能	67
怒江水电开发的必要性	67
风能	72
中国首个“双十”海上风电项目投运	72
国家能源局批准7项风电行业标准 12月1日起实行	73
爱荷华州批准中美能源风能项目	74
广东投资26亿元风电 万山岛将告别“电荒”	74
美国能源部2015年风能技术市场报告发布	74
江西今年将建21个风力发电站	76
氢能、燃料电池	76
全球最大风电制氢项目整体并网	76
核能	76
瑞士取消核能, 多少电力将依赖进口?	76
中国开发阿根廷核电市场 重水堆有望2017年开工	78
英国风电核电之争: 新首相否掉核电项目	79
福建宁德核电站4台机组首次同时实现满功率运行	80

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

“三化”“两结合”加快能源互联网落地

能源是社会生产生活诸多要素的基础，“互联网+”则让能源各种类、各环节之间告别孤立、割裂状态，互联互通。在世界经济转型升级需要新的突破口与增长点的背景下，能源科技革命蓄势待发，能源互联网成为加速能源科技革命的助推器。

当前各国都在抓紧布局能源互联网建设，中国也处于产业化初级阶段。为共同探索构建能源互联网生态新模式，日前，2016中国能源互联网大会暨智慧能源产业博览会在秦皇岛召开，中国工程院院士杜祥琬在会上指出，能源互联网发展的趋势是“三化”，即电气化、低碳化和智能化；途径是“两个结合”，即将分布式与集中式相结合，将横向的多能互补和纵向的能源“源、网、荷、储、用”优化结合。

“众多先进的传感器、控制和软件应用程序、大数据技术等，将能源生产端、传输端、消费端数以亿计的设备、机器、系统连接起来，形成能源互联网的物联基础。”杜祥琬说。

趋势是“三化”

“能源互联网”这一概念最初是由英国《经济学人》杂志提出，它的目的就是要建立一个“安全、经济、高效、低碳、共享”的能源体系，最终实现能源的可持续发展。

随着国务院确定的“互联网+智慧能源”指导方针不断发力，“能源互联网生态新模式”即将开启。

对于能源互联网，在杜祥琬看来，其呈现出电气化、低碳化和智能化的特点和发展趋势。

电气化目前已经是业界共识的大方向，不仅是在能源互联网，也是中国能源战略发展的主要方向。

“在终端能源当中，电力的比例应该大幅度地提高，这就意味着要把非电的终端能源逐步降下来。”杜祥琬表示，现在中国能源的一次能源当中，有64%都是煤炭，这些煤炭一半用来发电，一半直接燃烧。而要想提高电力比重，就要想办法减少散烧煤的使用。

在杜祥琬看来，用工业余热来取代散烧煤不失为一个可行之策，这既有利于提高能效、优化能源结构，同时也有利于改善环境。

能源互联网的另一趋势就是低碳化，这也是改善环境、应对气候变化和中国可持续发展的必然要求。杜祥琬表示，低碳能源要用三匹马拉车，即可再生能源、核能和天然气。只有这三匹马共同努力，才能逐步实现对煤炭的高比例替代。

“2015年，我国低碳能源占比约为18%，计划2020年要提高到25%，2030年要达到35%。”杜祥琬说，“低碳能源在电力当中的比例也将从2015年的27%，很快上升为35%，预计2020年前这一比例就会上升到50%甚至更高。”

最后一个趋势就是智能化，在电力系统中，智能化为提高能效管理提供了可能性。整个能源系统的设计、运营、管理都会与信息技术和数字技术深度融合，使能源互联网能够更好自动化、数字化和提高效率。

能源智能化也会应用到诸多技术，首先是智能感知技术，比如通过智能传感器来输配电网、交通网、天然气网等运行状态的数据，以及用户侧的用能设备、微电网及分布式电源的运行状态参数等。

“目前，信息技术、大数据技术的发展将给我们的生产生活带来深刻变化，也让我们有条件 and 需求实现能源管理的智能化。”杜祥琬说，能源系统当中的数据量是非常庞大的，包括官网的监控、运行、能源的交易用户用能以及各类分布式电源负荷数据，大数据的分析应用则可以大大提高系统

的效率。另外，云计算技术可以实时高性能地进行计算，快捷便利地提高资源价值。

途径是“两个结合”

在杜祥琬看来，能源互联网要想接地气，首先就要使智能电网与分布式能源网络相结合，即集中式与分布式相结合。

传统智能电网的概念是集中式的，随着可再生能源和信息技术的发展，智能电网应运而生。智能电网是一种自上而下的供能方式，它是电网技术、信息技术、数字技术的一个结合，是能源与互联网的主干和资源配置中心。

杜祥琬强调，集中式智能电网仍然需要，但也一定要注重发展分布式的低碳能源网络，它可以与大电网进行相互补充。

“长期以来，我国都是集中式的电网，但随着太阳能、风能、生物质能的发展，家家户户都可以成为能源的生产者和使用者。”杜祥琬表示，这些分布式电源可以构成独立运行的微网，构成一个社区、一个单位或者村镇的能源网络，利用智能感知技术和大数据来进行高效管理，构成新型能源网络，使低碳化、智能化能够落地。

除了集中式电网与分布式低碳能源网络相结合之外，杜祥琬表示，能源互联网还应该注重横向的多能互补与纵向的源、网、荷、储、用等环节的优化结合。

“横向的多能互补就是可以把可再生能源中的核能、火电、天然气联网相互补充，甚至还可以通过互联网大数据的管理，把电网和供热网、供冷网、水网、气象网连接起来，使得效率有更多提高的空间。”杜祥琬说。比如把能源的供给侧和负荷侧及储能统一起来，提供多样化的电能服务，提高综合的效率。

“如果说 internet 是一个信息互联的网络，能源互联网就是一个利用 internet 为重塑能源服务的物理网络。因为能源互联网有众多先进的传感器、控制软件、大数据技术，它们把能源的生产端、传输端、消费端数以亿计的设备、机器、系统连接起来，形成能源互联网这样一种物联的基础。”杜祥琬表示，能源互联网是能源革命的一种体现，它是把新的能源技术、新的用能方式和新的管理模式集合在一起，发展能源互联网的目的在于建设高效、安全、低碳、经济、共享可持续发展的现代化的能源体系。

“‘三化’‘两结合’听起来可能有点高大上，但干起来却是一个非常接地气的事，它需要各级政府做好顶层设计，需要很多企业和单位广泛参与，甚至每一个家庭都可以作出贡献。”杜祥琬最后表示，“能源互联网不是摆在那儿看的東西，而是每一个人、每一个家庭都可以受惠，大家都可以感受到新的能源、新的管理模式带来的效益。”

中国科学报 2016-09-13

“互联网+” 分布式光伏发展趋势分析

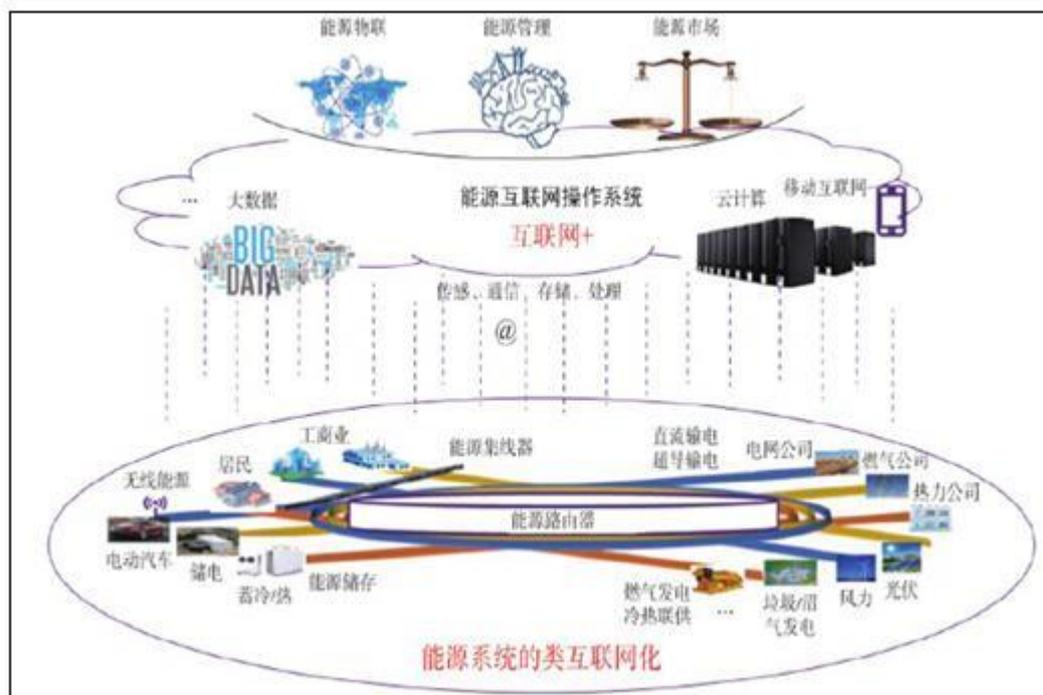
中投顾问在《2016-2020 年中国分布式光伏产业深度调研及投资前景预测报告》中指出，能源互联网是“上层建筑”，需要与分布式光伏发电这样的“新兴经济基础”结合，才能落地开花结果。

截至 2015 年底，我国光伏电站的累计装机规模已经达到 43GW，“十三五”规划的光伏装机规模将达到 150GW，其中分布式累计达到 70GW，具备 10 倍成长空间。从全球范围来讲，光伏电站装机规模仍然会持续高速增长态势。可以说，作为“经济基础”的基础资产--光伏电站装机达到一定的水平之后，要想达到新的高度的话，能源互联网等“上层建筑”--技术进步将会起到关键性的作用。

2016 年 2 月 29 日，发改委等三部门公布了《关于推进“互联网+”（600869）发展的指导意见》，提出了十年能源互联网建设的规划和十项任务，标志着能源互联网建设将会进一步提速。2016 年 6 月 23 日，国家电网对外宣布，国家标准委下达的 2016 年第一批国家标准制修订计划中，国家电网主导的《能源互联网系统-总则》等 28 项重要标准获批立项。因此，预计“能源互联网+”将会成为分布式光伏发电产业升级的重要推动力，与“互联网+”深度融合将成为行业的最新趋势。

2016年，光伏行业的发展将不再是简单的生产、推广与应用，不再是过度依靠政府补贴就能轻松盈利，行业发展要全身心拥抱“互联网+”。在分布式光伏发电领域，越来越多的光伏企业正在建立智能电站、储能中心、云计算和大数据中心，通过与“能源互联网+”的深度融合进一步扩大市场空间。

图表 能源互联网构架示意图



资料来源：互联网证券

另外，现代化的高度集成电子研发将为家庭分布式能源的推广与应用提供技术支持，将控制器、逆变器等设备并入集成化的电路中，为客户提供更为简单便捷的安装方式，或将成为未来设计研发的主流。在保证光伏系统与家庭建筑相匹配，满足光伏系统安装基本要义的基础上，改善光伏组件外观结构，使其实现节能环保的基本功能后可以美化建筑外观，为用户提供个性化模块化组合搭建方式。

可预见地，未来售电侧能源服务公司将以更多创新服务模式，以客户为中心，寻求在为客户提供免费的大众服务的同时，采用个性化定制服务策略，适时为客户推送部分包括合同能源管理、综合节能和用电咨询等系列增值服务。

互联网作为信息社会的基础，其影响范围之广，渗入领域之多为大众所知，但至今各类技术与模式不断发展与创新，也还远未达到可定型状态。基于互联网的思维模式，也在不断地创新发展中持续颠覆人类的认知与生活。面对各类看似纷杂，实则相互影响的社会，以一种平衡与融合的思考原则，寻找相互之间的平衡点及融合方式，而最终创造出一种具有颠覆性的力量，使得一切的交融都能够成为一种可能。

中投顾问在《2016-2020年中国分布式光伏产业深度调研及投资前景预测报告》中表示，家庭民用分布式光伏系统作为能源互联网的基础部分，其发展趋势已成必然。在综合分析目前技术与应用的基础上，依托新型前沿科技并结合中国实际发展形势，以民众视角寻求发展的突破点，将有利于进一步思考其发展方向与对应模式的探索。

中国投资咨询网 2016-09-08

加强中蒙能源互联网合作 刘振亚与蒙古国大呼拉尔主席会谈

8月25日，全球能源互联网发展合作组织主席、中国电力企业联合会理事长刘振亚在蒙古乌兰巴托与蒙古国大呼拉尔主席（议长）恩赫包勒德和总理额尔登巴特分别举行会谈，就加强中蒙能源合作，促进重点项目实施和东北亚电网互联，推动全球能源互联网发展进行了深入交流。中国驻蒙古国大使，蒙古国能源部、环保部、交通部部长及相关负责人参加了会谈。

刘振亚指出，中国国家主席习近平2015年9月26日在联合国发展峰会上发出倡议，提出探讨构建全球能源互联网，以清洁和绿色方式满足全球电力需求，得到国际社会的高度关注和积极相应。全球能源互联网是以特高压为骨干网架、全球互联的坚强智能电网，实质是“智能电网+特高压电网+清洁能源”。构建全球能源互联网，实施“两个替代”（即能源开发侧实施清洁替代，能源消费侧实施电能替代），是应对全球资源紧张、环境污染、气候变化，实现世界能源可持续发展的必由之路。

刘振亚表示，电力将是未来重要的国际贸易产品。蒙古国能源资源丰富，煤炭探明储量约1520亿吨，风能资源折合成火电装机约5亿千瓦、太阳能资源折合成火电装机约7亿千瓦。在蒙古国建设大型能源基地，通过特高压外送中日韩负荷中心乃至南亚、欧洲，有利于将蒙古国资源优势转化为经济优势，创造长期稳定的经济增长点。东北亚是全球经济发展最为活跃的地区之一，能源需求量大，资源互补性强，将为蒙古国提供稳定的能源市场。其中，中国仍将是东北亚份额最大、增长最快的市场，中蒙能源合作前景广阔。

刘振亚指出，锡伯敖包项目是东北亚联网的重要组成部分，对于蒙古的经济社会发展具有特殊重要的意义，希望蒙方重视和支持锡伯敖包项目，给予必要的政策支持，并与中国、韩国、日本积极磋商，推进政府层面达成共识。中蒙双方工作组将加强合作，加快推进项目可研等相关工作。

恩赫包勒德主席指出，蒙古国资源丰富，发展潜力大，蒙古经济社会发展改革是稳定的、连续的、有利于外资的。蒙中经济合作项目和成果很多，蒙方曾提议成立蒙—中—俄基础设施研究中心，推动公路、铁路、航空、能源等领域合作。恩赫包勒德表示过去和将来都会全力支持锡伯敖包项目，并预祝项目取得成功。

额尔登巴特总理表示，蒙方完全支持习近平主席去年在联合国发展峰会上提出的全球能源互联网倡议，认为清洁能源将在未来占据主导地位。蒙古国具有能源资源优势，清洁能源也十分丰富，蒙古政府对电力外送持开放态度。特高压输电技术的突破使得构建全球能源互联网成为可能，可以加强中蒙两国经贸往来，把蒙古国的资源优势转化为经济优势。

会谈前，刘振亚主席专程拜访了中国驻蒙古国大使，通报介绍了有关情况，得到了邢海明大使的肯定和支持。

锡伯敖包项目计划在蒙古建设能源基地，通过特高压输电向中国送电。2015年11月10日，在中蒙两国元首见证下，中国国家电网公司与蒙古能源部签署了合作开展锡伯敖包项目可行性研究的协议；今年4月正式启动可行性研究。项目投资估算约120亿美元，5年建设期内可为蒙古创造2.5万个就业岗位，平均每年提高GDP增速4个百分点。

国家电网 2016-09-09

日媒：日本将向俄罗斯提能源领域一揽子合作建议

《日本经济新闻》9月2日报道称，日本政府计划向俄罗斯提出能源领域的一揽子合作建议。除了讨论在远东和东西伯利亚地区推进石油和天然气资源开发之外，还将在核电站废堆技术领域展开合作。在日本经济产业省内部，向俄罗斯石油公司(Rosneft)出资的方案也浮出水面。日本希望以能源领域为中心，加强与俄罗斯的经济合作，向前推进南千岛群岛(日称：北方四岛)相关谈判。

日本政府2016年5月决定，在能源、中小企业和产业多元化等8个领域与俄罗斯展开合作。已开始讨论以日本首相安倍晋三9月2日访问俄罗斯为契机，构建进一步加强能源领域合作的框架。

首先在石油和天然气领域，日方将讨论为了在远东和东西伯利亚地区推进开发而启动联合调查项目。北冰洋的资源开发是美国等的制裁对象，所以日本考虑优先开发沉睡丰富资源的远东地区等。

在原子能领域，日俄计划在技术合作、人才交流和安全合作等领域相互分享经验。在东京电力福岛第 1 核电站的废堆方面，也将推进技术合作，以促进早日重建。

此外，在风力发电厂的设置和氢制造等再生能源和新能源普及方面，预计日俄也将推进合作。

与此同时，日本经济产业省正在讨论具体政策，通过作为独立行政法人的日本石油天然气金属矿产资源机构，以最多 1 万亿日元收购俄罗斯石油公司已发行股票 10% 左右的方案也浮出水面。日本政府将向 9 月底召集的临时国会提交《JOGMEC 法修正案》。其构想是通过修订法律，解禁单独向海外国有资源企业出资，在此基础上，通过政府担保的借款等确保股票收购资金。

报道称，俄罗斯政府由于资源价格下跌导致财政恶化，已经开始讨论出售持有约 7 成的俄罗斯石油公司股票中的 19.5%。预计在月内公布具体出售条件，日本经济产业省希望通过收购股票，有助于取得优良权益的优先谈判权等。

日本政府之所以在能源领域对俄罗斯提出一揽子合作建议，是为了实现偏重于中东的资源采购的多元化。日本原油的约 8 成采购自沙特阿拉伯和阿拉伯联合酋长国(UAE)等中东国家，来自俄罗斯的原油还不到 1 成。通过资源开发的强化，能避免中东局势恶化等情况下对经济活动造成负面影响。

此外，日方还希望通过经济合作的加强，对日俄领土问题带来积极影响。安倍 9 月 1 日任命经济产业相世耕弘成出任“俄罗斯经济领域合作担当相”，显示出加快经济合作具体落实的姿态。世耕弘成在同一日晚间的电视节目中，在提及与俄罗斯的经济合作时表示，“对于日本的增长战略非常重要”。

环球网 2016-09-05

能源+互联网的未来：根据需求真正节能减排 实现电能即货币

2016 年被誉为能源互联网的元年，能源互联网初级阶段的商业模式已经出现，即区域性能源互联网，也被称为微能网，这是以电能为中心，灵活接纳兆瓦级的多点介入的分布式介入。

如此背景之下，能源互联网将在未来有着怎样的发展？其盈利模式将如何定位？

华尔街见闻·见智·线上分享会第六期：北京时代英能微电网技术有限公司董事长毛翔以“新能源界思想家”的身份，为您详解能源互联网、能源互联加上金融的未来。

能源互联网是什么？

能源互联网是一个独立的网，是互联网、在物联网之后的“网”，并覆盖了其他“网”。

从形式上定义，在整体的行业中，第一个特点是分布式、可分享性，第二个特点是基于电网的概念，整个能源网里面核心部位是电网，基于电网和其他能源的耦合来构成一个巨大的能源互联网。其中，电力在整个能源的消费中比较关键。

技术上的定义是能源互联网把 IT 技术和能源的技术融合在一起，首先把电力、包括热能、冷能这些能源组成一个网，之后通过 IT 的手段变成智能化，形成一个流动性的非常像 IT 的互联网的一个大网。或者理解为很多微能网（局域网）之间连接形成广域网，广域网扩大后是互联网。

基于现实的能源互联网

基于微能网的能源互联网是真实的、能发展的一条道路。

很多人认为智能电网就是能源互联网，这是不对的，智能电网是能源互联网的关键部分。

对于目前能源互联网带来的改变，学术界有不同的观点。第一种观点是低于新片基的能源互联网操作系统，是能源互联网的启动点。第二点是将碎片化的储囊装置将作为能源互联网启动点，因为他们无法跟现实环境连接起来。现实的环境是电还是以国网为主，电力公司为主，发电是电力公司国网是传输，这是集中式的概念为主的。

目前把生物质、低位热能结合为一体的都是一种都中能源的服务，可以把冷能、热能、气按照流量来计费。未来的能源也是点对点，那么点对点在出现量化之后，那就是流量，未来的能量流和数据流非常相似。

传统的能源体系比较标准化，其方案也是标准化的，而目前的能源互联网的发展模型是在标准化的前提下的个性化，大部分实现的是个性化为主。

但是这也有基础版，即工业园区与商业园区的多能微网，也被称为区域性能源互联网，以这个模板为基石进行演变，可以服务到各个系统，这是目前认为基于现在环境的能源互联网发展的基础中有比较大的有发展空间的、可行性比较强的商业模式。

想象一个局域网，如家庭或是工业园区、商业园区或者是商业园区其中一部分的一个商户，冬天的时候有制热的需求，但也有条件——当三个人在的时候，热能要达到一定流量要求，两个人在的时候达到什么流量要求，还需要在什么时间点用怎样的电能。此时从局域网端点对点之间的调控，用的不是互联网的概念，互联网中的信息流本身没变，但是传递的内容有变化。

这个过程中跟互联网+是有巨大区别的，跟+互联网也是有区别的。而且很多好比说像做一些 P2P，也用能源互联网+P2P 这种概念，他只是利于了互联网传介的媒体进行一些宣传，那叫互联网+，而现在这块互联网是中间的传介的媒体，应该说媒介质、介质。

未来的能源互联，后面三个互联网的概念是点对点之间的能量的流动，那么能源互联网流动的是能量，调动的是能量，但是一定是要覆盖现在的互联网的概念，因为其中有调动的金融，甚至于目前正在探讨的方式解决整个的对称，包括营销、包括支付一些手法。

从 12 个业务方向去看，第一个是比较重要的是工业园区、商业园区；第二个是从医院，医院是高耗能单位、包括 IDC，包括能源小镇、包括海岛，海岛是比较明确的也是比较清晰的，既符合微能网也更符合微能网需求的环境，因为海岛的供电设施的成本，如果是挖海底电缆成本非常巨大，要做成独立性的微网是非常适合的。其他方向还包括森林公园、绿色能源的旅游体、包括物流园区、包括能观光互补为基础的这种农业观光园区、包括绿色机场、绿色工厂。

必须有技术手段、技术手段来实现这些方向，就需要基于微网的能源互联网解决方案，因为能源互联网的基础单元就是微网，这个网是由无数个，未来这个世界就是由无数个微网组成的，目前的启动点是微网。

解决 12 个方向的技术手段，第一个就是一体化的微网解决方案，最关键的首先是核心的软件，包括综合能源管理系统、多能网的监控、包括分布式的、储能的、电能计量的、发布展示的、符合预测的、包括策略的，寻求侧赏响应的、竞争控制档、最后还有受电受冷系统。

从未来能源互联网发展的路径和形势去理解，微能网跟电力改革是有相关性的，非常强的相关性。

能源互联网的未来发展

从未来发展的可能性上去看，能源互联网关注的人很多，特别是 2016 年从 1 月份到现在这几个月，速度非常快，从去年开始阿里、腾讯开始关注，到今年不光是 IT 公司了，各个产业的公司都在关注，包括金融性公司也都在关注，同时分析这个产业的发展到底是一个什么样的前景。

首先要强调的是“千里之行始于足下”，未来是一个非常庞大的互联网，一个能源的互联网，但是这个能源的互联网的基础单元是微网，与现在用的 IT 一样，是由无数的局域网组成。

从微网进入、启动产业发展，最后会出现一个什么样的能源互联网的世界呢？简而言之——无处不在，并覆盖了物联网，因为未来世界的载体都跟能源相关。

从能源体系看，从人类的角度、从化石能源到现在新能源的时代来看，新能源将大规模替换化石能源，替换的过程中会出现能源互联网，能源互联网获取的是整个世界对能源的传递和运用的一个变化，能源的信息化、智能化是第一步。第二步是整个建筑、整个物体、物联网的物体集成化。第三步是嵌入化。

从整个网络的构成去看，首先体现的是网络本身，从能效比、从整个的能量的曲线和管理、实

时数据、分析、预测等等，包括点对点的实施、包括储能。

从传统的能源和现在能源互联网时代的对比上去看有那么几点，首先是产品本身，传统能源是标准的，能源互联网是以客户需求为中心的，但基础版的收入模式就区别非常巨大。

因为建国以来，电力法是非常垄断的法律，不允许别人生产电、不允许别人卖电，只有一家公司可以的。到现在刚刚突破，而且正在大规模改革，正好改革期间能源互联网的事业刚刚开始，国家能源局支持的力度也非常巨大：8月份两个局级部门同时出台两个市政工程的文件，内容上还是有很相似的地方，其实推动的都是能源互联网，昨天又看到的工信部也提出了云销策管理，也是能源互联网为主题的。

从收入模式上看，将有非常巨大的变化，原来无非就是卖电，大供热系统卖热，但是能源互联网是根据需求的，这样做才能真正做到节能减排。

营销模式上也有很大的变化，包括电力行业、能源行业目前改革的力度在扩大，现在售电公司也很热，竞争非常激烈，目前还是国网体系占比较大的主导地位，那么这样从未来的形式上会多元化，随着能源互联网的时代的逐步的发展，包括期货能源、批发能源、包括金融能源慢慢都会出现。

技术更新上确实是不一样的，原来的技术很多年换一次，现在几个月可能就有变化。原来是一种垂直性的管理，现在是完全跨界的，未来的一个新能源的扁平化、生态的一种系统。从企业的价值看互联网的这种概念的价值一定是非常大，而且是按照消费群体估算的。

智慧能源的特许经营权没有完全放开的，未来很快就会有比较直白的一些法律上的一些认可的东西，好比说局部地区的或某个范围地区的能源的销售权和运营的权力，包括他的距离和管理来计算的。

如果顺利的话，最后实现电能就是货币，未来大家不用去考虑货币的问题了，买的就是新能源能发出多少电，我把那个电买下来了，那个电就能变成钱。

从未来得能源互联网的发展这块，是由无数的微网组成的，微网组成的广域网，广域网组成了互联网，大家可能想象，电通过远距离传输是可以理解的，能源是不是能传，其他能源，热能和冷能肯定是不能的，当局域网内是没问题的，局域网本身就要调动，调动这种热能和冷能、包括其他能源都能调动，这是局域网里头短距离，部分的广域网也可实现，但是远距离的互联网传输一个热是不可能的，那为什么还可以理解成为能源互联网？因为这个热能、冷能、电能之间是可以转化的，都是可以转化的。

所以整体构成可以理解成最后的传递的可能是电，远端之间点对点，传递的是电，但是此电非比电，这个大家应该去理解，此电非比电，你在北京发出的电你在南京用的时候，那个电那叫彼电这是此电，两个电不是同一个电，不可能把你发出的电荷直接送到那边去，通过整个过网去调动的应该做平衡。

从整体的微网来构成能源的体系去看，可以简单理解为像蜂窝式、蜂窝状，整个全球都朝一个蜂窝，微网本身还有一些安全性，他有独立性、安全性，整个操作系统在终端，把电源点和用户之间进行连接。

目前难以谈及操作系统，因为现在是局域网时代，未来几年都是微网的时代，还不能称其为操作系统。巨大型市场产生的时候，才有可能真正的出现能源操作系统。能源操作系统出现之前应该还是一个云端的管理平台，从地面端的、局域端过渡，慢慢会出现云端。

从整个能源、智慧能源发展方面，能源互联网还有更大规模的产业革命的平台，非常巨大，肯定是要超过房地产。目前的市场已经足够大，同时新能源目前的运用又是蓬勃而起，国家能源举非常重视，正好现在是大规模的电力改革，中间的契机非常良好，借助于这么良好的环境和产业发展的动力，迅速发展起来，那么重要的能源未来可能带出一个真正的大国的形象，因为每一次工业革命都能带动一个大国的崛起。如果中国走在前面的话那就真的步入了一次历史机遇。

能源互联网初级阶段的商业模型

2016年被誉为能源互联网的元年，能源互联网初级阶段的商业模型已经出现，即区域性能源互

联网，也被称为微能网，这是以电能为中心，灵活接纳兆瓦级的多点介入的分布式介入，全面的整合分布式能源，广泛集成能源信息，形成多种能源的协调控制，建设成为多点介入、网络共享、需求感知的一个园区型的能源互联网。

从设置结构的角度来探讨，其实是可以想象一个在上面的一层控制网，底下一个实际物理的一个生产型的网。其特征包括绿色低碳、复合型以及互联互通，需求感知，包括最后的多能、协同、优化、意见，这个可以看到，其实说来说去就是把什么加进去了？区域性能源互联网其实是能源和IT的结合，整个调控平台是一个关键点——智慧中心或者是神经中枢，能够表现数据源的层面、网络的层面、数据的层面、应用的层面、展示的层面、技术支撑层面和安全防护层面。从整个的功能架构来看，这只是外部的表现，内部还有优化、调控、在线检测，交易管理、用户、系统管理等。

目前能源互联网的发展与投资有三种形式。

第一种是完全合作形式的户互联网开发，例如某一个商业园区和开发商需要十亿资金时，投资能用互联网投资的投资商跟团队开发商完全进行合作，十亿中可能有两亿就是能源体系的设施，两个亿投进去以后，有相当一部分可以转换成房地产销售的成本，后期实际上大部分的能源设施的成本已经回来了，可以说这种方式基本上没有成本。这是比较好的一种方式，但前提条件是房产开发商必须跟能源供应商是非常亲密的合作伙伴。

第二种则类似BOT：本来集中供暖的时候，房地产开发商需要花十个亿，只有两个亿是能源部分，若此时出现愿意投入两亿的能源运营公司，但是表示合作条件是BOT合同（有部分押金防止杠杆放大），这种形式成本也不高。

第三种是一种财务性投资：有房地产开发商和能源运营商，但缺乏资金，投资人只是作为财务投资人进行投资，投资以后以地产和设施作为房产抵押，可收取财务投资带来的回报。

华尔街见闻 2016-09-09

能源互联网将激发分布式能源的需求

现在是一个能源变革的时代，过去是蒸汽机、发电技术推动能源革命，现在是信息化推动新一轮的能源革命——能源流和信息流的融合，特别是电力流与信息流的融合，可能是下一个最容易突破的方向。

从网络角度来看，信息流和电力流的融合，就是能源互联网，目前在各种能源当中，类型比较复杂的煤炭、石油、天然气都通过市场机制实现了互联，反而是最标准、最容易联网的电能，看起来难度很大，未来突破的关键就是如何激发市场需求。对人类而言，有一些需求是天然存在的，比如饮食起居、衣食住行；有一些需求是需要创造出来的，比如美酒、手机。为此，首先要把有效需求创造出来，只有创造出有效的市场需求，才能把电力真正连起来。

从应用区域来看，能源主要是满足人类两种类型的需求：

一是大规模大范围的消费需求，比如城市能源供应，必须通过大能源系统来供应，这部分小的区块链是满足不了的，需要很大的“区块链”才能完成，这就是长距离的能源输送，比如瀑布沟的水电送上海，内蒙古的风电送北京等；

二是张扬个性、特立独行的需求，可以通过分布式能源+区块链来满足这些人的需要。对应的，从技术层面，能源网络系统也在朝着两个方向发展，一个是越来越复杂的庞大的能源系统，比如说，大电网从地市级到省级，再到区域电网、全国联网、洲际联网，最后发展到全球联网；另一个就是分布式能源系统解决就近消费的个性需求，一个个很小的能源区块链构建成了庞大的能源系统的另一个属性。比如德国全国拥有1.7千瓦的装机，构成一个庞大的电力体系，但是在这个庞大的体系中，又存在着成千上万个以家庭(几个千瓦)、农场(几十个千瓦)和村落(几百个千瓦)为基础的小型能源区块链。一个个分布式的能源区块链成为德国大电网的重要组成部分，很多时候这些能源区块链，满足了德国电力需求的80%以上。

虽然能源区块链可以解决分布式能源发展问题，但我国现实情况却是，我们有很多分布式的可再生能源，面临一些消纳和高效发展问题，比如我家装了太阳能，你家没装，我家用不完的电，怎么给你用？如果能源区块链通过完善机制、信用，建立起交易系统，让一些不能买卖的东西能买卖了，不能消费的东西可以消费了，就会创造新的市场需求，带来很多潜在客户，虽然这是一个小机制，但是却解决了分布式能源发展的大问题。

解决思路就是区块链发挥灵活、开放、非标准化、去中心化的特点，通过互联网技术设定交易机制，把各个方面的利益相关方联系起来，比如储能电池制造商、券商银行、分布式发电售电商等，并找到一种共同认可的合作方式进行协同创新。就相当于手机只是提供高性能的平台和底层系统，为不同的开发商提供丰富的 API 和接口，让产业链上的各方都能够依托这一平台，快速开发出各种应用。

中户新能 2016-09-06

能源互联网建设不断加快 有望“井喷”式发展

当前，我国面临着新能源革命和能源市场化改革的迫切需求，能源互联网建设不断加快。在 8 月 31 日举办的 2016 中国能源互联网峰会上，国家能源局宣布成立国家能源互联网产业及技术创新联盟。专家表示，作为一种新兴业态，能源互联网建设一旦铺开，由于其强大的内外驱动力，“井喷”式发展局面必将出现。

发展前景渐清晰

近年来，随着新兴能源技术与物联网、大数据、移动互联网等信息技术的不断发展和深度融合，使得能源互联网的发展前景不断清晰，能源互联网越来越被广泛地认为是实现未来能源革命的重要技术支点。

当前全球能源发展受到消费结构和技术发展的双重驱动，不少发达国家开始了能源互联网探索实践，并取得了突出成效。我国自今年年初国家发改委、国家能源局下发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》(以下简称“《指导意见》”)和多个配套文件以来，部分能源企业、IT 互联网企业和制造企业，已经在商业上开始了前瞻性的探索和试点，希望能够提前抢占产业制高点。

埃森哲全球副总裁丁民丞

“尤其是传统能源企业，已经开始有意识地向消费行业学习，考虑能源消费的客户体验与交叉销售的结合。”埃森哲全球副总裁丁民丞接受采访时说，数字化在能源领域已经演变成为行业颠覆和革新的核心动力之一。“未来，数字化的能源平台，是企业开拓能源互联网市场必需的技术手段和能力。”

能源互联网为企业优化转型方向提供了新的机会。不少企业高管告诉记者，具有互联网特征的新兴能源服务商将对产业链现状带来颠覆式的冲击，不仅可以提供 B2B、B2C 的能源服务，还将借此平台延伸至相同的行业，比如说家居、零售行业，创造价值更大的市场。

中国能源研究会常务副理事长、国家能源局原副局长史玉波

中国能源研究会常务副理事长、国家能源局原副局长史玉波指出，“十三五”期间将积极构建智慧能源系统，推进能源与信息等领域新技术深度融合，统筹能源与通信、交通等基础设施网络建设，建设“源-网-荷-储”协调发展、集成互补的能源互联网。“未来 5 年，能源互联网行业发展预计将保持 18.5% 的增长率，成为改革创新发展的强劲引擎之一。”史玉波说。

据埃森哲预测，到 2020 年，中国能源互联网总的市场规模将超过 9400 亿美元。

企业准备仍显不足

当然，能源互联网产业发展并非一帆风顺。能源互联网的具体概念和内涵，有待于通过进一步探索和实践达成广泛共识。相关的改革措施和支持政策有待于进一步落地明确。技术手段也有待于不断提升，探索建立商业模式，也有待于市场进一步检验。

这种情况下，不少企业虽然对能源互联网的转型事务与国家政策引导方向总体保持一致，但是优先选择的都是谨慎、笼统的策略，战略战术准备不足。记者采访中发现，数字化和管理短板，阻碍了企业向能源互联网迈进，不少企业负责人表示，公司的数字化运用能力仍然比较薄弱，主要原因是缺乏整体的数字化战略。

对此，丁民丞认为，中国企业急需增强的技术领域主要在三大方面：

第一是基于数字化技术的能源业务平台；

第二是用于分布式能源区域的智慧用网技术；

第三是集中式的传输系统智能化。

国务院研究室综合司巡视员范必

相对于其他行业与互联网结合的顺风顺水，人们普遍感觉能源和互联网的融合困难重重。“我们现有的能源制度安排还不太适应能源跟互联网之间的这种衔接，包括产业集中度、所有制结构、流通材质体系等。”国务院研究室综合司巡视员范必说，我们能源供给的主体还是比较少，比如油气和电力方面。在这种情况下，最重要的要素——价格是失灵的，能源自由流通也受到限制，所以互联网难以发挥应有的作用。

当前，我国对于能源的管理实行总量控制，在能源生产和消费端都有各种指标控制，还有各种审批，而对于自然垄断行业的监管又比较薄弱。“互联网改变世界，但没有改变中国能源。”范必指出，要突破这点，能源属性必须要回归一般商品，增加供给，放开价格。同时，政府要监管好垄断企业，对于其他企业的生产和交付也需要进一步放开。

技术标准化是突破口

标准化是能源互联网大规模发展的需要。《指导意见》提出，到 2018 年要建立一批不同类型、不同规模的试点示范项目，初步建成能源互联网技术标准体系，形成一批技术规范标准；到 2025 年要初步建成能源互联网产业体系，形成较为完备的技术及标准体系，推动实现国际化引领实践能源互联网的发展。

中国电力企业联合会常务副理事长杨昆

“由此可见，规范统一的标准体系，是支撑能源互联网发展的基本条件，是实现能源互联网复杂系统建设的重要保障。”中国电力企业联合会常务副理事长杨昆说。标准化是能源互联网技术特点的内在需要。能源互联网是互联网与能源生产、能源传输、储能、能源消费与市场的深度融合，覆盖很多专业领域，要发挥能源互联网的作用，必须要打通各个环节的通道，实现设备互联、信息互联、业务互联，要实现这些环节的互联，前提是要统一标准。

更重要的是，标准化也是我国抢占国际能源互联网行业领导地位的有力“武器”。能源互联网是一个新兴产业，各国都在研究相关技术和标准，德国 2008 年就出台了智能电网标准。“我国以前总是跟着别人走，采用国际标准，但是我们在智慧能源方面有我们的优势，项目进展很快。”杨昆表示，我们要主动参与国际标准制定，甚至主导国际标准，提升我国在国际上的地位和影响力。

杨昆透露，当前能源互联网的标准建设已具备坚实的条件，智能电网、电动汽车的标准体系都在逐步建立，相关标准化工作改革方案也已提出。“中电联将在今年 10 月发布一批标准，以满足市场的要求和能源互联网的需要。”

新华社 2016-09-13

能源互联网激发分布式能源的需求

现在是一个能源变革的时代，过去是蒸汽机、发电技术推动能源革命，现在是信息化推动新一轮的能源革命——能源流和信息流的融合，特别是电力流与信息流的融合，可能是下一个最容易突破的方向。

从网络角度来看，信息流和电力流的融合，就是能源互联网，目前在各种能源当中，类型比较

复杂的煤炭、石油、天然气都通过市场机制实现了互联，反而是最标准、最容易联网的电能，看起来难度很大，未来突破的关键就是如何激发市场需求。对人类而言，有一些需求是天然存在的，比如饮食起居、衣食住行；有一些需求是需要创造出来的，比如美酒、手机。为此，首先要把有效需求创造出来，只有创造出有效的市场需求，才能把电力真正连起来。

从应用区域来看，能源主要是满足人类两种类型的需求：

一是大规模大范围的消费需求，比如城市能源供应，必须通过大能源系统来供应，这部分小的区块链是满足不了的，需要很大的“区块链”才能完成，这就是长距离的能源输送，比如瀑布沟的水电送上海，内蒙古的风电送北京等；

二是个张扬个性、特立独行的需求，可以通过分布式能源+区块链来满足这些人的需要。对应的，从技术层面，能源网络系统也在朝着两个方向发展，一个是越来越复杂的庞大的能源系统，比如说，大电网从地市级到省级，再到区域电网、全国联网、洲际联网，最后发展到全球联网；另一个就是分布式能源系统解决就近消费的个性需求，一个个很小的能源区块链构建成了庞大的能源系统的另一个属性。比如德国全国拥有 1.7 千瓦的装机，构成一个庞大的电力体系，但是在这个庞大的体系中，又存在着成千上万个以家庭(几个千瓦)、农场(几十个千瓦)和村落(几百个千瓦)为基础的小型能源区块链。一个个分布式的能源区块链成为德国大电网的重要组成部分，很多时候这些能源区块链，满足了德国电力需求的 80% 以上。

虽然能源区块链可以解决分布式能源发展问题，但我国现实情况却是，我们有很多分布式的可再生能源，面临一些消纳和高效发展问题，比如我家装了太阳能，你家没装，我家用不完的电，怎么给你用如果能源区块链通过完善机制、信用，建立起交易系统，让一些不能买卖的东西能买卖了，不能消费的东西可以消费了，就会创造新的市场需求，带来很多潜在客户，虽然这是一个小机制，但是却解决了分布式能源发展的大问题。

解决思路就是区块链发挥灵活、开放、非标准化、去中心化的特点，通过互联网技术设定交易机制，把各个方面的利益相关方联系起来，比如储能电池制造商、券商银行、分布式发电电商等，并找到一种共同认可的合作方式进行协同创新。就相当于手机只是提供高性能的平台和底层系统，为不同的开发商提供丰富的 API 和接口，让产业链上的各方都能够依托这一平台，快速开发出各种应用。

中国经济新闻网 2016-09-08

史玉波：能源互联网将成为改革创新发展的强劲引擎

文章导读：“未来 5 年，我国能源互联网行业发展预计将维持 18.5% 的增长率。在中国经济新常态的大背景下，能源互联网产业无疑将成为我国改革创新发展的强劲引擎之一”。

未来 5 年，我国能源互联网行业发展预计将维持 18.5% 的增长率。在中国经济新常态的大背景下，能源互联网产业无疑将成为我国改革创新发展的强劲引擎之一”。8 月 31 日，由中国能源研究会主办，国家发展和改革委员会、工业和信息化部、国家能源局等支持的“2016 中国能源互联网峰会”上，中国能源研究会常务副理事长史玉波表示。

2015 年 9 月，习近平主席在联合国发展峰会上提出，中国倡议探讨构建全球能源互联网，推动以清洁和绿色方式满足全球电力需求。这一重要论述顺应全球能源互联网发展大潮，明确了中国与世界各国携手发展全球能源互联网的战略方向。

史玉波在致辞中说，2016 年作为“十三五”的开局之年，我国将积极构建智慧能源系统，推进能源与信息等领域新技术深度融合，统筹能源与通信、交通等基础设施网络建设，建设“源—网—荷—储”协调发展、集成互补的能源互联网。未来 5 年，我国能源互联网行业发展预计将维持 18.5% 的增长率。在中国经济新常态的大背景下，能源互联网产业无疑将成为我国改革创新发展的强劲引擎之一。

对于能源互联网的发展现状，史玉波认为，能源互联网产业是传统能源产业和新兴的互联网产业深度融合的产物，代表着能源领域未来发展的重要方向。当前全球能源发展受到消费结构和技术发展的双重驱动，不少发达国家开始对能源互联网开始了探索实践，并取得了突出成效。例如，美国在电力、电子、高速数字通讯和分布控制的技术支撑下，推动建立具有智慧型电网架构，通过综合控制能源的生产、传输和消费各个环节，实现了能源高效利用和对可再生能源的兼容。

目前，国家发改委、国家能源局今年年初已经下发了关于智慧能源发展的指导意见和多个配套文件，从产业政策上给予了方针与指导，对能源互联网网络发展目标提出了方案。在未来的能源互联网大潮中，推动企业转型——部分 IT 企业、互联网企业和社会制造企业，已经在商业上开始了前瞻性的探索和试点，史玉波希望能够更多的企业能够提前抢占产业的制高点。

“当然我们也应该看到，能源互联网产业的发展道路也并非一帆风顺。就目前来说，仍存在着一些问题：能源互联网的具体概念和内涵，有待于通过进一步探索和实践达成广泛的共识；相关的改革措施和支持政策有待于进一步落地明确；技术手段有待于不断提升；探索建立的商业模式，有待于得到市场的进一步检验。”史玉波说。

史玉波认为，这些问题都需要政府、学界和企业开展广泛而深入的沟通、交流与合作，共同探索适合在中国国情和能源结构下的能源互联网产业发展的路线和具体的模式。

宋明霞 中国经济周刊 2016-09-09

亚当·斯密与全球能源互联网

采用亚当·斯密的理论，通过分工和交易，把尽可能多的能源生产区域、消费区域，生产者、消费者、交易商汇集在一起，能源互联网的图景就截然不同。

伴随科技与产业领域大数据的嬗兴，以及全球范围内低碳发展在生活道德层面获得的优势，与油气、煤炭等传统化石能源行业悲观表情形成鲜明对比，能源互联网在能源界正推动一场“革命的旋风”。不少人对之不吝最好的赞誉，认为它可能不止是观念的革命、技术的革命，还是产业的革命。

能源互联网革命的首倡者杰里米·里夫金(Jeremy Rifkin)，就冠以其“第三次工业革命”的美称，且断定，能源互联网正在打造一个足以颠覆牛顿定律和主流经济学的新世界，牛顿和亚当·斯密若九泉之下有知，也只能徒呼“廉颇老矣”。

里夫金的此番判断，噱头大于预见。虽赚够了眼球，却忽视了能源互联网能赢得的最有力的支持：亚当·斯密开创的市场理论，为能源互联网提供的“合法性证明”。

里夫金错在哪里

能源互联网到底是一场表演秀，还是能源发展史上一个必经阶段，抑或是人类与能源关系的一次飞跃，尚需要时间来验证，原因如下：

太多的概念有待厘定。例如，能源互联网更多附着了能源的标签还是互联网的标签，到底是一场囿于能源的革命还是一场超越能源的革命？能源巨头们对能源互联网的重金投入和战略布局，力图表明这是能源行业的“独角戏”。可是，苹果、谷歌等互联网巨擘的强势介入，则平添丛生疑窦，这些传统产业的“旁观者”，已经抢了商业、金融业、制造业、影视业的“彩头”，谁保证它们在能源互联网舞台上不抢能源企业的“戏份”。

太多的羁绊有待突破。互联网在虚拟的世界穿行，仅因对现实世界的影响，便受到世俗权力、国际政经力量角逐、既得利益产业的约束及抵制。能源互联网直接串联物理意义的世界，阻力、压力更是可想而知。能源公共物品与商品的交叉属性决定了，能源互联网首先涉及全球或区域的公共治理，其次关联着不同政权左右的地缘政治博弈，最后与能源领域商业模式、产业布局、企业生态更新息息相关。

太多的细节有待落实。传递、交流信息的互联网，点对点的交互连接是突出特征。目前看，能源互联网也许可以做到跨区域的连接以及点对网络的双向对接，可是，想实现点对点的自由交互，

没有直接的路径，必须借助统一的“输配中枢”方能落地。所以，引来一个很自然的问题，能源互联网是一张什么样的网，和互联网什么关系，和电网、油气管网等既有能源网络有什么关系，和社会许多业态探讨的物联网又是什么关系？

一系列未知的挑战下，逻辑和历史的支持比什么都重要。

现在，大片刚刚开演，剧情初露端倪，演员们还未全部登场，里夫金便急于另立山头，置社会、能源演进的内在肌理不顾，藉现代能源话题向往生的斯密“开炮”，着实显得有点孩子气。

本来，里夫金对斯密的评价，称不上例外。乏善可陈，亦无可指摘。

“看不见的手”成为斯密的影子，市场的发现，通常被视作斯密经济学最重要的贡献，提斯密，必提及市场。然而，市场受的重视过多，影子就成了阴影，市场的推手——分工与交易，反而长期隐身于幕后，无论是在经济学界还是在整个社会，都没有得到应有的关注。

大家熟知的熊彼特、诺思，都称得上是斯密的信徒，可他们在推理、求证研究目标的过程中，就不约而同地忽略了分工与交易的衔接作用。熊彼特以企业的创新理论闻名于世，他倾向于，技术创新、机制创新和认知创新是经济增长的动力。诺思以对西方世界崛起的解释广受尊重，他主张，技术进步和产权制度是国家兴衰和经济结构变迁的基本动力。创新因何而重要，创新通过什么推动了经济增长？技术进步和产权制度发生作用的土壤是什么，经由何种机制与经济结构、国家兴衰产生联系？答案都是，分工与交易。

熊彼特、诺思对斯密的认识，是经济学界“仰视斯密”的一面镜子。专业人士如此，普通民众更难乐观。没有人不知，“看不见的手”存有偏颇；没有人否认，斯密是自由市场经济理论的开山鼻祖；同样，也没有人不把市场的美中不足等同于斯密的固有缺陷。

类似时刻，想来难有人记起，分工和交易，才是斯密理论的基石，也是现代经济学的发端。离开该基点或主线，不会有价格、成本、收益、机会成本、利润这些最基本的经济学概念，以及通货膨胀与紧缩、国内贸易与国际贸易、垄断与竞争等系列分析框架，当然，也不会有《国富论》和《道德情操论》。

只是，里夫金把对斯密的人云亦云放在能源互联网对立面，就太得不偿失了。以偏概全的批评尽显武断不说，对推广和实施能源互联网而言，亦有害无利。偏颇论断的快意，让他根本意识不到，斯密早已为能源互联网的发展作了无意的铺垫。

能源互联网的正确姿态

里夫金乐观地认定，数以百万计的分布式自主生产能源者愿意通过“对等网络”分享彼此的剩余能源，加之越来越多人对绿色能源消费的认同以及 IT 与绿色能源技术的应用，能源互联网指日可待。

事实却未必如此。潜在的市场和还不够成熟的技术，难保贡献出一个新产业。电动汽车和燃油车的纠葛未了，煤炭和油气的竞争仍在，新能源和非常规能源的“一脚深、一脚浅”……这些都有力说明，能源发展目标和计划如果不考虑成本、收益，不能针对相关人群的生存、生计有一个“帕累托改进方案”，最后不是流于空谈，就是矛盾的聚集体。

现在，不同区域、生活水平的人群，对能源诉求并不一样。一些人消费绿色高品质能源奔波呼吁是实，为数不少的能源贫困人口没条件对能源消费挑三拣四也不假；分布式能源生机勃勃是实，大规模、集中的能源生产满足着绝大多数能源需求也不假；IT 技术突飞猛进是实，绿色能源技术未取得革命性进展也不假。这时候，该怎么谈能源互联网，谈什么样的能源互联网，定位和姿态非常重要。

在 60 多亿人面前，几百万人是多大的基数？这些人分散在什么地方，为了他们的诉求，需要多大的投资？最后会不会沦为了一场杀贫济富的“闹剧”？细细推敲这些问题，不难得出结论，选择从“几百万人的游戏”起步的里夫金方案，没空间，没民意，成功概率极低。

但是，采用斯密的理论，通过分工和交易，把尽可能多的能源生产区域、消费区域，生产者、消费者、交易商汇集在能源互联网大旗下，情形就截然不同，前景一下子变得“豁然开朗”。

根本原因在于，只要保证这一过程是一次公平的博弈，参与其间的各方诉求都能得到合理的安排，形成真正的合意。而且参与者越多，参与层次越繁杂，公平性就越有保证。

从这个意义上，要提能源互联网，就不得不提全球能源互联网。供给区域和消费区域的谈判在先，生产者、输送者、经销者和消费者的谈判在后，中间还会伴随个人、企业和政府的无数磋商，形式最多样的交易和交涉，无疑也最有利于能源互联网产业链条的优化。

此种效果，显非“几百万人的游戏”可比。由于能源生产量有限，可供选择能源网络有限，和能源经销商讨价还价能力有限，里夫金所说的“数以百万计”的分布式自主生产能源者，没有平等的市场地位可言，连上主干能源网络，经由电子通信通讯手段，从能源经销商拿回些许报酬，至多是一个规模有限的电子能源交易市场，甚至只能算是电子能源交易。

全球统一市场的动力和典范

斯密给了能源互联网“飞翔的翅膀”，促其一步到位成为全球能源互联网。全球能源互联网也投桃报李，回送给斯密一个大礼包。

在斯密眼中，分散的市场，仿佛点缀于地球上一颗颗分量不一的“珍珠”，越大越光芒四射。其对国际贸易和跨国、跨洲市场的鼓吹和青睐，体现出他对统一市场的款款深情。建立全球统一市场，把颗颗珍珠串连于一起，形成“珍珠链”，乃深藏于心的夙愿。

新世纪以来，虽然全球化进程加快，国际贸易范围加大、频率提升，但没有改变“珍珠”在不同地区、行业散列的情状。但若全球能源互联网落地，事情将取得根本改观。能源的动力属性，定让全球能源互联网变作一条坚强有力的线，把“珍珠”们连接成串，全球统一市场由此可期。

更重要的是，全球能源互联网不止把全球统一市场向前推动一步，还“从我做起”，为全球统一市场形成“率先垂范”、“添砖加瓦”。商品是能源之外的又一基本属性，意味着，在由不同商品和服务构成的市场体系中，能源市场占有一席之地。全球能源互联网形成之时，也是全球统一能源市场水到渠成之际。能源对经济的延伸影响有目共睹，全球统一能源市场都有了，全球统一市场还会远吗？

里夫金的失算，没有让他在能源互联网道路上继续引吭高歌，却给中国留下了机会。他提出了能源互联网，全球能源互联网则由中国人提出。中国在国际场合，以政府的名义公开倡建全球能源互联网，且跟进迅速，除体现出应对气候变化的大国担当外，凭借全球能源互联网抢占世界未来经济先机，或是另一层不言而喻的考量。

(作者分别系中央财经大学经济改革发展研究中心研究员、本刊编委，刘青松对本文亦有贡献)

孔国华 《能源评论》杂志 2016-09-09

根廷启动首轮可再生能源招标

油价网9月2日报道称，“阿根廷可再生能源计划”首轮招标已经启动，于8月22日至9月5日接受投标。这成为投资者进入拉美电力市场的新契机。

据悉，“阿根廷可再生能源计划”首轮招标涉及风电、太阳能、生物质能和小型水电等项目，投资额约21亿美元，总装机为1000兆瓦，其中600兆瓦来自风电，300兆瓦来自太阳能，65兆瓦来自生物质能，20兆瓦来自小水电，另外15兆瓦为生物燃料，项目实施后每年可节约3亿美元的能源进口开支。

7月25日，阿根廷发布了关于拍卖的明确规则，确定定标日期为10月12日，计划在11月签署合同。按照最终确定的投标条件，投标人将能够在该机构的可再生能源发展项目下享受税收优惠，也能够享受世界银行担保。

根据规定，符合条件的项目装机容量必须达到0.1到10兆瓦，而且必须在两年或更少的时间内完成建设。目前除了在某些特殊地点光伏项目的建成期限是900天外，其他项目的规定期限为730天。

目前，可再生能源在阿根廷电力结构中的比例只有不到 2%，国家制定的分阶段目标是到 2017 年，将该比例提升至 8%，到 2025 年再提升至 20%，这意味着到 2017 年实现 2500 兆瓦的可再生能源电力上网，到 2026 年至少达到 7800 兆瓦。

除了完成可再生能源目标，为满足基本需求，阿根廷可再生能源办公室预计，到 2021 年，该国将需要额外增加 7000 兆瓦装机。因此，如果第一轮招标成功，那么类似的拍卖可能继续跟进。首批进入阿根廷电力市场的投资者将从中获益。

类似的拍卖近日也在智利、墨西哥和秘鲁进行，其生产成本更低。而阿根廷正在经历着深刻的经济和政治改革，目前仍是一个高风险市场，发电投资高于其他拉美国家。

阿根廷可再生能源商会数据显示，过去 4 年，智利新增太阳能装机容量 1100 兆瓦，乌拉圭风电新增 700 兆瓦，而同期阿根廷仅新增太阳能发电 15 兆瓦，风电 130 兆瓦。

阿根廷被视为拉美最适合发展可再生能源的国家之一，其南部巴塔哥尼亚地区风力资源丰富，东部平原和西北部山区光照充分，是发展太阳能光伏的理想场所，南部安第斯山脉则适合发展小水电项目。生物燃料发电潜力也十分巨大。

根据可再生能源国家吸引力指数，阿根廷在 40 个国家中排名第 18 位。目前该国政府已经出台有关可再生能源领域的财政奖励政策。今年 4 月，阿根廷可再生能源部副部长 Sebastian Kind 接受采访时表示，将到 2018 年，向可再生能源领域投入 50 亿美元。此举旨在“多元化电力来源，减少化石燃料进口”。

张琪 中国能源报 2016-09-14

美上半年可再生能源发电占比 16.9%

美国能源信息署（EIA）最新发布的数据，今年上半年，可再生能源发电量已经占到全美发电总量的 16.9%，而去年全年，美国可再生能源发电量才占到总发电量的 13.7%。

其中，水力发电表现十分突出。EIA 以加州为例指出，虽然该州经历了干旱，但是今年上半年水力发电量已经超过了去年全年的发电量。与此同时，太阳能、风能的发电量也保持了稳定而显著的增长。今年上半年，除水电外的可再生能源发电占到全美发电总量的 9.2%，而去年全年，这一比例仅为 7.6%。

EIA 预计，随着众多大型风能、太阳能发电场的陆续投产，到今年年底可再生能源发电量在美国发电总量中的占比有望保持超过 16%；而非水电的可再生能源电力也将保持 9% 左右的占比，预计明年将可能超过全美发电总量的 10%。

与此形成对比的是，上半年燃煤发电量继续下滑，减少了 20%；天然气发电量也仅仅增长了 7.6% 左右。同时，风能和太阳能发电大量顶替燃煤发电，发电量分别增加了 23% 和 31%。

此外，上半年核电发电量也增长了 1%。EIA 估计，随着夏季田纳西州新建核电站的投产，未来核电发电量还将进一步增加。

EIA 指出，近年来，美国可再生能源发电量增长迅速。2010 年，除水电外的可再生能源电力还仅占到美国发电总量的 4.2%，如今占比已经接近 10%，预计到 2020 年，这一比例还将至少增长两倍。

从区域上看，上半年，全美境内几乎所有州的太阳能和风能发电量都在增长。其中，风力发电增长最多的是德克萨斯州、俄克拉荷马州、堪萨斯州、爱荷华州和科罗拉多州。数据显示，仅上述 5 个州上半年增加的风能发电量，足够供应大约 300 万户家庭的电力消费。在爱荷华州，风电更是甚至已经“媲美”燃煤发电，成为了电力的主要来源。EIA 预计，明年爱荷华州可能成为全美第一个主要依靠风力发电的州。

太阳能发电增长最多的则是加州、北卡罗莱纳州、内华达州、亚利桑那州和乔治亚州。上述 5 个州上半年增加的太阳能发电量，大约能满足 100 万户家庭的电力需求。值得一提的是，犹他州虽然

没有位列前 5 名，但其今年以来太阳能发电量比其之前已经增加了 700% 以上。

另据 EIA 称，加州计划到 2020 年，实现其 1/3 的电力来自非水电的可再生能源。目前，该州已经有近 30% 的电力来自非水电的可再生能源，此外，该州还从邻州购入了大量太阳能、地热能和风能电力。

李慧 中国能源报 2016-09-09

全球能源治理：G20 “中国方案” 领导顶层设计

G20 杭州峰会就推动世界经济强劲、可持续、平衡和包容增长达成“杭州共识”，涵盖加强政策协调、创新增长方式、全球经济金融治理、国际贸易和投资、包容和联动式发展等诸多议题，为经济体的新一轮增长指明了方向。本次 G20 留给我们的深刻印象，不仅仅有美轮美奂的“最忆是杭州”文艺表演，更重要的是，中国首次在 G20 这样的全球经济治理核心舞台上提出了全球能源治理的“中国方案”，推动了全球能源治理的顶层设计。

中国已经是全球第一大能源消费国和进口国，中国市场的一举一动对全球能源市场供需格局影响巨大，然而全球能源治理体系的缺失使中国的能源利益并不能得到有效保障。作为全球经济治理主要平台的 G20 峰会在中国举办，为中国推动全球能源治理体系，推动全球低碳能源转型提供了历史性的机遇。G20 杭州峰会是在 2015 年联合国可持续发展峰会通过《2030 年可持续发展议程》、联合国巴黎气候大会《巴黎协定》之后召开的首届 G20 峰会。中国利用本次担任 G20 峰会主席国的机会，向世界传达了落实联合国 2030 年可持续发展议程，共同构建绿色低碳的全球能源治理格局，共同推动绿色发展合作，共同增进全人类福祉的愿望。为实现这一目标，本次 G20 峰会在三个能源议题上取得了重要的进展。

首先，作为发展中国家，中国优先考虑能源在实现可持续发展目标中所发挥的巨大作用，尤其是在发展中国家向尚未获得能源普及服务的人民提供电力和其他清洁能源供应。中国作为主席国推动 G20 在《G20 杭州峰会公报》中明确阐述了“塑造一个负担得起、可靠、低温室气体排放和可持续发展的能源未来”的愿景。为达成这个目标，《杭州公报》和已于 6 月底先期发布的《2016 年 G20 能源部长会议北京公报》指出，G20 成员国支持并将积极落实《联合国 2030 年可持续发展议程》，以及联合国气候变化框架公约《巴黎协定》。同时，将在能源可及性、能效提升、可再生能源投资、能源结构治理、取消化石燃料补贴、推动天然气利用等关键能源议题上开展合作。此外，G20 能源部长会议还形成《加强亚太地区能源可及性：关键挑战与 G20 自愿合作行动计划》、《G20 可再生自自愿行动计划》和《G20 能效引领计划》三项成果文件。中国在《加强亚太地区能源可及性计划》中首次提出将能源普及的重点从撒哈拉沙漠以南非洲地区扩展到尚有 5 亿无电人口的亚太地区，并以此为契机大力推动可再生能源在欠发达地区的发展。

其次，中、美两国领导人在杭州联合宣布批准《巴黎协定》，以明确行动展现了 G20 在应对气候变化问题上发挥的关键作用。中国和美国分别是全球第一和第二大温室气体排放国，合计占全球总排放量的 38%。两国同时批准《巴黎协定》意味着协定向今年底前正式生效的目标迈出坚实一步。今年 4 月，二十国集团协调人会议就已经发布了 G20 历史上第一份《关于气候变化问题的主席声明》，表达了对《巴黎协定》尽快落实生效的积极态度，并声明在 G20 框架内努力推动各成员国根据各自国内程序早日批准加入《巴黎协定》。中国在 G20 成员国中率先批准《巴黎协定》对全球气候治理进程起到积极引领作用。此外，在 G20 峰会的成果文件中，中国还协调各方意见，主导形成了气候变化融资的相关内容。考虑到 G20 成员国占 85% 以上全球经济总量、75% 温室气体排放总量，G20 在推动应对气候变化上将具有巨大影响力，以推动全球经济向低碳转型。

最后，中国在担任 G20 主席国期间倡议并首次设立了绿色金融研究小组，在世界范围内推广绿色金融理念，并使中国发展绿色金融的国家战略与 G20 包容性绿色发展的目标相互呼应。中国于 2015 年成立了绿色金融专业委员会。今年 8 月 31 日，中国人民银行等七部委发布了《关于构建绿

色金融体系的指导意见》，鼓励更多的社会资本投入到绿色产业。同时，为支持 G20 实现环境可持续前提下全球增长的战略目标，在中国倡议下，二十国集团成立了绿色金融政策研究组，由中国人民银行和英格兰银行共同主持，联合国环境规划署（UNEP）担任秘书处。自今年 1 月成立以来，该小组召开了四次核心会议，出台了《G20 绿色金融综合报告》，全面论述了在全球范围内发展绿色金融的必要性以及绿色金融发展所面临的障碍，并提出了七大可选措施。绿色金融成为 G20 杭州峰会的重要议题并在《杭州公报》得到了清晰阐述。

本次 G20 杭州峰会在能源领域取得了丰硕成果，作为主席国的中国功不可没。这是中国首次深度参与全球能源治理的顶层设计。随着 G20 从危机应对机制向世界长效治理机制的转变，中国有望在未来的全球能源治理格局中扮演更加关键的角色。

（杨驿昉系第一财经研究院研究员；王韬系第一财经研究院助理院长）

杨驿昉 王韬 中国能源网 2016-09-13

哈密:国家级综合能源示范基地最佳试验田

古时西域名城芸芸，但现今大多已湮没于历史的黄沙，持续繁荣至今的屈指可数，哈密是其中之一。这座天山横贯其间的历史名城得以久立于世，与其地缘优势、人文优势不无关系，而其在现代化建设进程中的强劲势头，则与其在工业化之路上的“蝶变”有直接关系。时至今日，哈密极为丰富的能源资源正加速迸发出巨大活力，哈密综合能源基地同步成为国家能源发展战略的重要组成部分。

《中国能源报》记者日前深入探访哈密一市两县，实地感受了哈密在新疆、西北乃至全国能源大战略中不可替代的特殊价值。在中国能源资源与负荷中心逆向分布的既定格局中，坐拥海量、多元、高质能源资源的哈密地处新疆“东大门”，既是全疆最接近内地能源消费市场的能源主产区，又是新疆首条特高压电力外送线路的起点，加之中央、自治区的倾力支持，主要经济指标多年领跑新疆的哈密现已全面进入“特高压时代”、“高铁时代”和“口岸全年通关时代”，已全面提升为丝绸之路经济带核心区重要增长极、国家新型综合能源基地、新疆副中心城市、一级综合交通枢纽、新型工业化主战场。

无与伦比的资源潜能，得天独厚的区位优势，辅以前所未有的软硬件支撑，这个曾繁荣千年的丝绸重镇正借力能源又一次闪耀西陲，成为“国家级综合能源示范基地”的一块绝佳试验田。

天赋异禀

哈密享名于哈密瓜，但清甜可口的哈密瓜只是这座历史名城的众多耀眼名片之一。在能源业者眼中，哈密是名副其实的“能源之都”，资源禀赋突出且均衡，特别是传统能源与可再生能源“两翼齐飞”，高品质煤炭、油气及矿产资源储量惊人，优质海量的风光资源也足以傲视全国。

哈密地处新疆天山、阿尔泰山、昆仑山三山交汇之处，横贯其间的东天山将哈密划割为南北两大区块，这种独特的地质构造塑造了哈密地表之上的奇伟美景，更在地表之下埋留了丰富的煤炭等矿产资源。

记者拿到的最新官方统计显示，哈密全地区预测煤炭资源量达 5708 亿吨，居全疆之首，分别占到全疆及全国煤炭总储量的 1/4 和 1/8，目前年产能接近 5000 万吨，同时煤层气预测资源量在 5000 亿立方米以上。截至目前，哈密三塘湖、淖毛湖、巴里坤和大南湖西区四个矿区总规划已得到国家批复，总规模约 2.2085 亿吨/年。根据地区煤炭工业发展“十三五”规划，哈密到 2020 年煤炭产能将达 9505 万吨/年。

据哈密行署副专员魏忠勇介绍，哈密煤炭胜在储量大，更胜在品质高，具备低硫、低磷、低灰粉、高热量的“三低一高”特点，具备建设亿吨级煤炭生产基地和富油煤深加工基地的条件。在哈密七大矿区之一的巴里坤，最优质的煤炭热值超过 7000 大卡。

煤炭清洁高效开发利用将成为未来煤炭产业发展的重要趋势。哈密在全疆率先创新开展露天矿

山绿色开采环境保护研究试点工作，委托国家安监总局信息研究院组织专家在哈密开展绿色矿山开采相关标准研究，以从根本上解决露天煤炭开采带来的生态环保问题，实现煤炭绿色开采。根据哈密地区相关规划和研究，“十三五”将坚持安全、绿色、集约、高效的原则，着力提高煤炭清洁高效利用水平，依托三塘湖和淖毛湖矿区丰富的富油煤资源，重点发展煤炭分级分质利用，构建以富油煤热解为基础，煤焦油加氢、热解煤气甲烷化和半焦发电一体化发展的煤化工循环经济体系，探索低耗水煤基清洁燃料发展途径，打造自治区重点的现代煤化工生产示范基地。三塘湖矿区煤炭储量巨大，属含油煤、富油煤，特别是汉水泉、库木苏等三塘湖矿区西部分区煤炭含油率平均超过 13%以上，被煤炭设计大师戴少康誉为全国罕见的质量和数量双优的优质煤炭基地，他还认为三塘湖矿区是我国加氢直接液化或多联产煤化一体化产业的理想原料基地。目前，京能 800 万吨/年煤炭分质综合利用项目已列入国家煤炭深加工“十三五”规划。

与此同时，在能源清洁化转型已成不可逆的国家大战略的今天，“风光无限”的哈密更具战略意义。

哈密官方今年 6 月编制发布的首份《哈密地区能源年度报告（2015）》显示，当地风能资源极为丰富，全区风电技术开发量占到全疆总开发量的六成以上（62.9%）。在此背景下，全国规划的七千万千瓦级风电基地、全疆规划的九大风电场中，哈密“独中三元”。记者在技术可开发储量高达 1600 万千瓦的哈密东南部风区采访中了解到，总装机 200 万千瓦的千万千瓦风电基地一期项目已于 2014 年 10 月全部并网投产。截至 2015 年底，哈密风电并网总装机已达 746.9 万千瓦，占据了全区电力装机的半壁江山（51.2%），已核准规模则已突破千万千瓦（1098 万千瓦）。

作为新疆最早迎来阳光的地方，哈密还拥有可傲视全国的光能资源。据记者了解，哈密全区全年日照小时数超过 3000 小时，个别区域如哈密市东南部、星星峡等年日照时数高达 3500 小时，比素有“日光城”之称的拉萨还高出 350 小时。与此同时，哈密年均太阳总辐射量高达 6214.66 兆焦/平方米，且年际变化稳定，属于全国光能资源最优越地区之一。

据记者了解，目前哈密太阳能开发集中于石城子光伏发电园区，该园区设计规模 100 万千瓦，目前已吸引 27 家企业前来开发共计 34 个项目，其中已投产项目 32 个，装机规模 78 万千瓦。截止目前，哈密全区已取得核准、备案的光伏装机规模累计已达 181 万千瓦。

与此同时，为有效解决哈密新能源弃风、弃光问题，保障可再生能源大规模接入，哈密因地制宜，规划“十三五”重点发展光热发电和储能产业。

记者在采访中了解到，目前哈密方面已委托西北电力设计院开展规划编制及光热监测工作，力图在哈密打造国家级光热发电基地。新疆首个光热项目中电工程 2×50MW 塔式太阳能热发电示范项目现已落户哈密伊吾县，目前正在加快前期手续办理，力争年内开工建设。

在储能方面，哈密规划在淖毛湖区域开展能源互联网+项目，建设 20MW×5h 压缩空气储能装置以及能源管理控制等系统。据测算，该项目的建成可以实现风、光、气、储能多种新能源和清洁能源的互补协调利用，当风光电合理调配后，可使弃风弃光率由 30%降为 0.19%，可使得风电和光伏利用小时数分别提升 630 小时和 138 小时，显著提高电网系统的消纳能力和能源利用效率。目前相关方正积极推进该项目各项前期工作，计划“十三五”建成投运。

软硬兼备

顺势而为，借力打力。近年来，依托本土资源及区位优势，新疆自治区及哈密地区政府携手相关企业顺势发力，合力培育出了一条完整的能源工业产业链，“国家级综合能源基地”的轮廓日渐明晰，相应的配套政策与设施日趋完善。

受制于区内有限的消纳能力，加之煤炭等一次能源长途运输的成本劣势，电化能源继而外送成为新疆消纳海量能源产品的第一选择。得益于接近内地负荷市场的区位优势，电源充沛的哈密成为“疆电外送”战略的天然受益者。

2014 年 1 月 27 日，以哈密为起点的新疆首条特高压线路——±800 千伏哈密南—郑州直流输电工程正式投运。哈郑线最特别之处在于首次以“风火”打捆的方式在更大范围内消纳了西部地区的

新能源，其配套电源包括 800 万千瓦风电、125 万千瓦光电，以及 4 座总装机达 660 万千瓦的火电厂，其中包括新疆最大的火电项目——神华国能哈密大南湖 4×66 万千瓦火电厂。

据哈密电网工作人员介绍，截至目前，哈郑线已累计外送电量已达 540 亿千瓦时，预计今年的外送电量在 310 万千瓦小时左右，有力推动了新疆可再生能源规模化开发利用，同时进一步强化了新疆在我国能源版图中的重要地位。

另据了解，哈郑线之外，规划中的“疆电外送”第三通道——哈密北至河南信阳±800 千伏特高压直流输变电工程，目前已经自治区人民政府同意并上报国家发改委、能源局，有望纳入国家“十三五”电力发展规划加快实施。

电源及外送通道打通之后，哈密又于“十二五”期间先后建成了全疆唯一具有电子现货交易资格的煤炭交易平台、全疆首个洁净能源技术研究院、国家级综合能源基地信息公共服务平台，有效提升了哈密能源产业的“软实力”。

新疆煤炭交易中心的前身为新疆煤炭交易所，于 2012 年在哈密注册成立。历经四年发展，该交易所注册资金由成立之初的 2000 万元增至目前的 5.67 亿元。今年 4 月 7 日，由新疆煤炭交易中心开发的电商平台系统正式投运，目前已发展企业会员 35 家，成功实现了互联网与传统煤炭产业营销的联姻，成为创新驱动升级型综合服务平台。按照新疆煤炭交易中心的规划，2016 年平台将完成 350 万吨煤炭贸易量，到 2018 年这一数字将翻番，实现 700 万吨的煤炭贸易量。魏忠勇告诉记者，新疆煤炭交易中心的成功运营，标志着“一带一路”核心区又增加了一个现代化的要素市场，也逐步建立和规范了哈密乃至新疆煤炭有效竞争的市场结构和体系，对新疆煤炭产业持续健康发展具有积极促进作用。

新疆洁净能源技术研究院则是以战略性眼光克服多重难题组建的民办非企业科研机构。据新疆洁净能源研究院院长杨学军介绍，自 2014 年 4 月 8 日正式注册落户哈密以来，研究院围绕哈密地区新能源开发、煤炭清洁高效利用等主题积极申请课题研究，实施项目开发，迄今已获得 3 项发明专利、6 项实用新型专利，获得自治区和地方科研项目 3 项，同时与相关企业密切协作，例如联合金风科技在哈密成功建立风电全球监控中心、研究编制完成太阳能聚光光热（CSP）发电技术发展研究报告等。2015 年豫新能源产业研究院也在哈密注册成立。研究院组建以来，围绕哈密地区新能源开发、煤炭清洁高效利用等主题，通过申请课题研究，实施项目开发，提供人力资源支持，从事技术服务，开展产学研合作，申报专利成果，创办科技企业等各种模式，广泛服务于区域能源产业发展，充分发挥示范引导和辐射带动作用，很好地促进了哈密地区能源产业转型升级和经济发展由资源依赖型向创新驱动型的转变，为哈密地区的能源资源可持续开发提供了坚实支撑。

此外，为推进哈密综合能源基地科技创新，提高综合能源监管水平，按照国家能源局安排，哈密地区委托水电水利规划设计总院规划设计建设了全国首个综合能源基地信息公共服务平台（哈密），平台包含能源资源利用与产业发展展示、产业运行实时监测、新能源发电项目功率预测预报、“大数据”应用和云平台五个应用模块。可实现对各类能源资源分布，产业规划布局、建设开发利用进度、运行情况等信息进行查询、监测、分析和处理，为新能源开发企业提供风电、光伏发电工程功率预测预报服务，为电网调度部门提供电力调度运行信息支持，并通过 WEB、移动终端、大屏幕等方式向政府部门、新疆电网调度部门和各能源开发、装备制造企业等提供大数据服务。该平台是全国首个地市级行政区域综合能源基地信息管理平台，是展现全球首个特高压通道跨区外送消纳的大型新能源发电示范基地和综合能源利用基地建设成果的重要窗口，也是国内首次对“互联网+综合能源基地”的重大探索，对提升我国能源产业管理水平具有重要引领和示范作用。

在多重利好的综合刺激下，哈密能源产业现已形成巨大向心力。据记者了解，截至 2015 年底，已有超过 20 家煤炭企业、10 家火电企业、55 家新能源企业、14 家煤化工企业和 17 家装备制造企业落户哈密。

以此为基础，哈密能源产业链继续向下延伸至制造业，特别是在风电装备、光伏和电气装备、石油和煤化工装备及矿山机械制造方面，已形成可靠的量产能力。

据了解，在风电装备制造领域，目前哈密已先后引进金风、海装、南车、北车等 11 家风机设备制造企业，风电装备产业关键零部件本地化制造率已超 70%，形成年产风机 500 万千瓦（约 2500 台/套）、塔筒 360 万千瓦（约 2600 台/套）等生产能力，成为当前全疆最大、产业链最全的新能源装备制造基地；光伏和电气装备制造引进新疆荣信、特变电工等 3 家企业，已形成年产太阳能光伏逆变器及配套高低压配电柜、汇流箱 100 万千瓦等生产能力；石油和煤化工装备及矿山机械制造引进兰石重装、向明机械等石油和煤化工装备及矿山机械制造业 3 家，并均已形成规模化的装备生产能力。

与此同时，哈密完善的通道功能也从一个侧面支撑了哈密能源产业的良性发展。由于区位优势明显，在国家支持新疆发展的大战略中，大交通的格局始终以哈密为核心支点。在自治区层面提出的丝绸之路经济带上新疆三条通道的布局构想中，北、中两条大通道都将横贯哈密。目前随着兰新铁路第二双线、哈罗铁路、嘉峪关至阿拉山口铁路电气化改造、哈密至额济纳铁路的开通，哈密已成功进入“高铁时代”，为能源资源、物资、装备的外送和内运创造了极大便利。

蓄势发力

记者在采访中了解到，在国家和新疆自治区的规划中，“十三五”期间哈密在能源领域的发展方向已被明确为“三基地一通道两中心”，即国家大型煤炭煤电基地、国家风电和光伏发电基地、国家富油煤分质利用示范基地、国家能源资源陆上大通道、区域煤炭储运及交易定价中心和供应区域现代装备制造中心，最终以此为基础，将哈密打造成国家级大型综合能源基地。

为实现这一宏大战略目标，哈密地区政府制定了一系列细分指标：以 2020 年为限，煤炭产能达到 8500 万吨；火电投运 1200 万千瓦；形成 4 条外送通道（2 条直流特高压和 2 条交流超高压外输通道），外输能力达到 2350 万千瓦，其中煤电与可再生能源电力打捆外送能力达到 1600 万千瓦；风电规模达到 1250 万千瓦以上、光伏发电规模达到 270 万千瓦、光热发电装机达到 20 万千瓦等。

作为新疆副中心城市，哈密的发展诉求也得到了自治区层面的高度重视和支持，特别是今年 2 月哈密正式撤地设市，这意味着哈密将进一步享受国家对地级市在工业发展、城市基础设施建设等方面的相应优惠政策，政府行使职能的灵活性也将大幅提升，最终均将利好于哈密建设国家级综合能源基地。

值得注意的是，哈密独特的区位优势也决定了其具备“内外兼修”，锻造国际化产业链的实力。记者在采访中了解到，哈密紧邻蒙古国戈壁阿尔泰省，后者铁矿、煤炭资源丰富，相关资源产品通过哈密老爷庙口岸入疆，成为新疆八钢、酒钢集团重要的原料基地。此外，由于蒙古国电力基础设施落后，矿山开采难以满足我方需要，为确保原料稳定供应，中方企业已对蒙古国电力市场做了可行性研究，计划开展哈密至蒙古国电力外送项目。

可以断定的是，资源禀赋突出且“内外兼修”的哈密已成为映射新疆能源产业兴盛的一个镜像。至少在“国家级综合能源基地”的维度上，这座丝路经济带沿线最年轻的城市已具备了成为先行者的一切条件，哈密综合能源基地作为国家级的新型综合能源基地实至名归。

桂俊松 于欢 钟银燕 中国能源报 2016-09-13

气候变化风险纳入多家机构融资运作

9 月 6 日，亚洲投资者集团气候变化委员会（AIGCC）在新加坡重组，同时发布了迄今为止最为全面的亚洲气候金融领域活动分析报告。

据悉，这份题为《亚洲气候投资》（Investing for the Climate in Asia）的报告由亚洲研究交流公司（ARE）撰写，主要回顾了亚太地区多国金融机构近年来气候信息披露的情况，以及金融业应对气候变化的现状。统计调查涵盖 36 家银行、30 个投资机构和 24 家保险公司。

报告显示，气候风险和负责任投资正在逐渐成为许多亚洲金融机构的核心商业活动，并在经历重大转型。报告调查的金融机构中有 31% 已将气候变化风险纳入融资运作；61% 的银行提到绿色产品，超过 25% 的银行将气候变化因素作为控制融资的原因；另有 56% 的机构对金融风险进行一定量

化；同时有 81% 的机构披露了负责任借贷政策。

不过，报告涉及的 12 个亚洲市场对控制气候风险的监管情况喜忧参半。数据显示，参与调查的国家中仅有 5 个制定了银行业计划，制定了可持续发展准则的国家数量为 4 个，而将可持续发展信息披露规定纳入股票交易规则的国家也为 5 个。

报告指出，在国际可持续金融倡议中，亚洲金融机构目前的参与程度相对较低。但是，报告同时提及，中国在此方面转型的步伐却是非常明显。中国的银行机构已率先采取措施限制高能耗、高污染和过度污染行业投资，并对绿色活动融资提供量化信息。早在 2012 年，中国银监会就发布了《绿色信贷指南》；2015 年，中国人民银行和国家发改委又分别发布了绿色债券标准。

投资者集团气候变化委员会（IGCC）首席执行官艾玛·荷德表示：“根据我们的估算，从 2014 年到 2035 年，需要在可再生能源和能效领域投资 7.7 万亿美元，才能满足中国、印度、日本和东南亚的需要，从而达到将全球升温控制在 2 摄氏度之内的目标。金融业已经看到了这一机遇，并迅速做好准备。虽然目前发展还不平衡，而且还存在不足，但过去两三年确实已取得重大进展。毋庸置疑，急速的转型已经展开。”

美国非政府组织对环境负责经济体联盟主席、气候风险投资者网络主任明迪·卢伯则表示：“此次发布的报告凸显了促进全球清洁能源投资的紧迫性，我们期待共同合作，帮助全球投资者将数万亿美元投资转向清洁能源领域。这是一项巨大挑战，只有共同努力才有可能实现。”

据了解，亚洲投资者集团气候变化委员会是全球全球投资者气候变化合作委员会（GIC）的组成部分，后者旗下还包括其他 3 个类似的委员会。此次重组的委员会创始成员包括国泰金融控股公司、黑石、阿姆斯特朗资产管理公司、澳大利亚超级年金基金、世代投资管理公司、冠卓资本、国际金融公司和 Impax 资产管理公司。

穆紫 中国能源报 2016-09-14

“十三五”能源互联网产业将增长 18.5%

2016 中国能源互联网峰会本月 31 日盛大召开。300 多名政府行业主管部门领导，有关地方政府领导，能源互联网重点企业领导和相关部门负责人等参加。

在国家能源互联网产业及技术创新联盟成立仪式上，国家能源局节能与科技装备司副司长修炳林宣读了文件，清华大学能源互联网创新研究院院长曾嵘代表联盟单位作表态发言时表示，联盟的宗旨是：有效整合各方资源，培育和发展能源互联网及其关联产业，促进构建绿色低碳、安全高效的现代能源体系，推动能源互联网新技术、新模式和新业态发展，推动能源领域供给侧结构性改革，支撑和推进能源革命。

首次召开的 2016 中国能源互联网峰会上的一大亮点是中国能源研究会和埃森哲公司联合发布了《中国能源互联网企业高管调研报告》。该《报告》围绕能源互联网生态圈涉及的企业，对近百名现任中国能源生态圈企业高管进行访谈调研，以第一手数据呈现出了企业决策者对这一新兴市场的感知程度、战略调整和现实顾虑，同时揭示了企业在中国能源互联网元年所处的真实定位、期待与挑战。

《报告》显示，受访高管普遍认为能源互联网将对现有中国能源产业链产生冲击，产业链的变局首先来自需求侧。受访高管对转型创新大多持谨慎态度，对于如何捕捉能源互联网技术带来的协同效应和市场机遇，他们在战略层面上并未做好充足准备。大多数受访企业尚未有效激活并联通各类数字化应用，其中新能源企业反而最需要加强“互联网+”能力，以便尽快摆脱对政策性补贴的依赖。多数受访高管依然期待市场改革措施细化落实，以增强投资决策的确定性。

本次峰会以“新产业、新机遇、新发展”为主题，立足国际视野、聚焦中国问题，针对能源互联网新机遇、新格局、新标准、新趋势，以及电网跨国互联互通新发展等主题开展了深入交流，并对能源与信息技术深度融合新机遇、智慧用能新产业、清洁能源交易新发展等专题进行了详细阐述。

中国能源研究会常务副理事长、国家能源局原副局长史玉波在峰会开幕致辞中指出，2016年是“十三五”的开局之年，“十三五”期间要积极构建智慧能源系统，推进能源与信息等领域新技术深度融合，统筹能源与通信、交通等基础设施网络建设，建设“源—网—荷—储”协调发展、集成互补的能源互联网。未来五年，国家能源互联网行业发展预计将维持18.5%的增长率。在中国经济新常态的大背景下，能源互联网产业无疑将成为改革创新发展的强劲引擎之一。

清华大学副校长尤政在致辞中表示，当今世界面临各种前所未有的挑战，能源可持续发展是全球共同面对的重大课题，而我国面临的新能源革命与能源市场化革命的需求更为迫切。近年来，随着新兴能源技术与物联网、大数据、移动互联网等信息技术的不断发展和深度融合，使得能源互联网的发展前景不断清晰，能源互联网越来越被广泛地认为是实现未来能源革命的重要技术支点。

索炜 新华网 2016-09-06

未来5年能源互联网增长率将维持18.5%

“2016年是‘十三五’的开局之年，‘十三五’期间要积极构建智慧能源系统，推进能源与信息等领域新技术深度融合，统筹能源与通信、交通等基础设施网络建设，建设源—网—荷—储协调发展、集成互补的能源互联网。未来5年，国家能源互联网行业发展预计将维持18.5%的增长率。在中国经济新常态的大背景下，能源互联网产业无疑将成为改革创新发展的强劲引擎之一。”中国能源研究会常务副理事长、国家能源局原副局长史玉波在8月31日举行2016中国能源互联网峰会上如是表示。

埃森哲也对中国能源互联网市场规模给出了乐观估计。“预计到2030年，中国新能源企业增长能力和市场份额都将超过传统能源企业，而能源服务企业、跨界企业也将凭借能源互联网领域带来的收入而快速崛起，甚至赶超油气行业。”埃森哲全球副总裁、大中华区副主席丁民丞进一步指出。

能源互联网是大势所趋

能源互联网产业是传统能源产业和新兴互联网产业深度融合的产物，代表着能源领域未来发展的重要方向。作为一项全新的课题，能源互联网在全球范围内亦是大势所趋。据史玉波介绍，当前全球能源发展受到消费结构和技术发展的双重驱动，不少发达国家开始了能源互联网探索实践，并取得了突出成效。

美国在电力、电子、高速数字通讯和分布控制技术的支撑下，推动建立智慧型电网架构，通过综合控制能源的生产、传输和消费各个环节，实现能源高效利用和对可再生能源的兼容。德国设立使ICT技术在整个能源供应体系中实现完全数字化、计算机控制和监测的目标，充分利用ICT技术开发新的解决方案，以满足分布式能源供应为主的电力系统需求，同时实现电子网络与电子设备之间的相互协调。

我国政府部门也对能源互联网发展高度重视，多次下文推动，对能源互联网的发展从政策层面和实施层面创造了良好的环境。部分IT企业、互联网企业和制造企业，已在商业上开始了前瞻性探索和试点，以提前抢占产业的制高点。

在史玉波看来，中国的能源行业开展能源互联网的探讨、创新并非偶然和盲目，而是源于对可再生能源发展瓶颈和分布式能源受限的长期研究，源自对互联网时代能源用户需求特征的系列洞察。

清华大学副校长尤政在致辞中指出，我国面临着新能源革命和能源市场化革命的迫切需求，近年来随着可再生能源、智能电网、大容量储存、电动汽车等新兴能源与物联网、大数据、移动互联网等新兴技术的不断深入发展和融合，使发电侧与用电侧能源就地收集、双向交易、实时共享的能源互联网发展越来越清晰，能源互联网越来越被广泛地认为是实现未来能源革命的重要技术支点。

“当前中国的经济结构正面临着转型调整的重要任务，能源行业也面临着能源供给革命、技术革命和体制革命的任务，将给经济转型和能源发展带来新的助力，也必将成为推动经济发展和能源革命的重要依据。”史玉波称。

发布行业调查报告

本次峰会的一大亮点是，中国能源研究会与埃森哲联合发布了 2016 年《中国能源互联网企业高管调研报告》。报告围绕能源互联网生态圈涉及的各类企业，对近百名现任中国能源生态圈企业高管进行访谈调研，以第一手数据呈现出企业决策者对这一新兴市场的感知程度、战略调整和现实顾虑，同时揭示了企业在中国能源互联网元年所处的真实定位、期待与挑战。

报告调研中，超过 90% 受访者认为，未来 3 年能源互联网对中国现有能源产业链将产生一定影响甚至颠覆。中国政府提出的“能源互联网是推动我国能源革命的重要战略支撑”这一判断在企业层面得到了认同。在宏观规划之下，能源互联网所蕴含的数字化技术应用、数字化企业管理和数字化商业模式正在微观层面生根发芽。

报告还显示，在受访高管中，他们对转型创新大多持谨慎态度。而对于如何捕捉能源互联网技术带来的协同效应和市场机遇，却在战略层面上并未做好充足准备。

“尽管投资规模非常可观，但由于政策战略和跨界合作模式的不确定性，企业目前仍持观望态度。多数受访企业管理者期待电力市场改革措施能尽快落实到基层，以消除能源互联网业务的不确定性。”丁民丞表示。

解决发展中的问题

“能源互联网给能源生产和消费的影响是颠覆性的，这是一项前瞻性的技术和产业。当前我们国家能源事业面临空前的机遇。”中国工程院院士韩英铎在会上直言，“能源互联网好坏的评价标准，要靠效益，不是比规模。规模大不能说明领先，真正带来效益才是关键。”

与会专家认为，尽管目前能源互联网大热，但发展中的问题也不容忽视。在史玉波看来，能源互联网的具体概念和内涵，有待通过进一步探索和实践达成广泛的共识；相关的改革措施和支持政策也需进一步落地明确；技术手段有待不断提升；探索建立商业模式还需得到市场的进一步检验。

国务院研究室综合司巡视员范必表示，“互联网改革世界，但是还没有改变中国的能源，国外的能源改变了一些，但是也没有完全改变。”

在互联网+各行业的发展中，能源领域的互联网化最薄弱。“现有的能源制度还不太适应跟互联网之间的衔接。”范必指出，“能源行业电、油、气、热的供应方是集中的，经营模式是特许经营，以国有为主，没有互联网世界充分竞争的生态。同时，能源商品储备是不完整的，制约了能源的自由流通。所以，能源要回归一般商品的属性，从产业集中度来说，要增加供给数量，从流通体制来讲，要放开价格。”

为更好地促进能源互联网产业的发展，清华大学组织能源互联网技术创新、产业发展、应用推广、标准检测等领域的有关单位发起了国家能源互联网产业及技术创新联盟。在此次峰会上，国家能源局节能与科技装备司副司长修炳林宣读了国家能源局关于联盟成立的正式批文。

据清华大学能源互联网创新研究院院长曾嵘介绍，联盟旨在致力于有效整合各方资源，培养相关产业，促进构建安全高效的现代能源体系，推动互联网新技术、新模式和新业态的发展，推动供给策结构性改革，支撑和推进能源改革工作。

钟银燕 中国能源报 2016-09-08

能源互联网井喷局面必将涌现

我国电力发展 40 年来取得了巨大成绩，有力保障了国家电力能源供应，满足了经济社会发展和人民生活对电力的需求。目前，我国电力装机容量、发电量和电网规模均居世界第一。不过，不容忽视的事实是，我国电力生产和消费相对低效，电力消耗远超发达国家，发电装机远超负荷数值，从发电到配电，设备的利用率相对较低。这是我们建设资源节约型、环境友好型社会需要解决的一个很重要的问题。

能源互联网化解低能效

先来看一组数据，我国钢铁、水泥占全世界的一半。这些年中国 GDP 发展迅速，相应的电力装

机也不断跟进，每年的新增装机约为 1 亿千瓦，这在世界电力史上是了不起的成就，但是能效水平却不高。以 2012 年为例，我国一次能源消费量 36.2 亿吨标煤，消耗全世界 20% 的能源，单位 GDP 能耗是世界平均水平的 2.5 倍，美国的 3.3 倍，日本的 7 倍，同时高于巴西、墨西哥等发展中国家。这也就意味着，中国每消耗 1 吨标煤的能源仅创造 14000 元人民币的 GDP，而全球平均水平是消耗 1 吨标煤创造 25000 元 GDP，美国的水平是 31000 元 GDP，日本是 50000 元 GDP。

为改变能源生产和消费的低效，能源互联网提供了一种解决途径。智能电网就是把先进的计算机通讯网络传感控制技术，尽可能地用于电力，以达到最大程度提高设备效率，提高安全可靠，促进节能减排，提高用户供电质量，提升可再生能源利用率的目的。能源互联网，则是智能电网的拓展和重要组成部分。

实际应用中大幅提升效率

能源互联网将有哪些实际应用？最近几年，我们听到很多关于风光储输的示范应用，但在走访调研中，缺乏经济效益成共性问题，主要受制于储电环节，因为锂电储能成本高，不过换一种思路，将电池储能换做储热，成本将极大降低。所以，智能电网+互联网+多能互补+运营体制改变，这就是解决方案。

今年 2 月底，三部委联合发布《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，提出了未来 10 年中国能源互联网发展的路线图。国家政府提出并推动能源互联网发展，意义重大。能源互联网是推动我国能源革命的重要战略支撑，对提高可再生能源比重，促进清洁高效利用，提升效率，推动能源市场开放和产业升级，形成新的经济增长点，提升能源国际合作水平具有重要战略意义。

那么能源互联网和传统能源网区别在哪？最重要的一点是多能协同，过去电力和热力分属不同的管辖范围，不同的管网，而现在多种能源可以协同管理。同时，能源互联网的发展，推动了电力的自发自用，改变了之前必须发电、上网、买电的繁琐过程。同时，能源互联网能够带来负荷平衡，提升效率。

能源互联网带来的直接结果就是效率的提升。在由清华大学参与实施的海淀北部生态绿心项目中，通过采取冷热电三联供，系统发电后排出的余热通过余热回收利用设备向用户供热、供冷。通过这种方式大大提高整个系统的一次能源利用率，实现了能源的梯级利用。这一冷热电三联供模式使该项目能源节省了 37%。

这一项目取得了显著的经济效益——节约配电网基础设施投资 20%，提高能源建设率 30%，用户节能率 26%，除了经济效益外，也带来可观的温室气体减排等社会效益。能源互联网使项目投资方、消费方都得到了好处，对消费者来说，显著降低了电费支出。

具有强大的内外驱动力

实施能源互联网可从不同角度着手。在需求管理上，以大数据平台、云中心作为监测手段，推动分布式能源、储能及电动汽车的发展等；构建信息化、智能化互联网售电平台，效率将大幅提升；还有其他多方面的需求，如智慧城市，其最核心的部分是智慧能源。

总之，在能源需求管理上要因地制宜、百花齐放，但殊途同归都会走向互联网。不过，判断能源互联网项目好坏的评价标准，关键是看效益，不是比规模。规模大不能说明领先，真正能够带来效益才是关键所在。

能源互联网作为一种新兴的业态，具有强大的内外驱动力，一旦示范，井喷局面必将涌现。储能技术如能与太阳能技术相结合，其在配电和发电领域产生的影响，或可媲美当年互联网带来的颠覆性影响。能源互联网对能源生产和消费的影响也具有颠覆性，这是一项前瞻性的技术和产业。

我国能源生产和消费格局正在发生改变，能源事业面临空前机遇，不过对传统行业也意味着或将被颠覆和淘汰，希望大家能密切合作、趁势而上，为中国能源互联网的发展作出贡献。

（作者系中国工程院院士。本文根据其于 8 月 31 日举行的 2016 中国能源互联网峰会上的发言整理）

韩英铎 中国能源报 2016-09-13

热能、动力工程

储能将成发展新能源的标配？

被寄予厚望的储能产业，能否承担起推动能源行业清洁、高效、安全和可持续发展的重任？在技术尚不成熟之际，行业发展如何在技术、市场和政策之间取得平衡？未来储能产业会怎样颠覆现有产业生态和商业模式？为此，本刊采访了中国工程院院士、英国皇家工程院院士、世界电动车协会创始主席陈清泉，他认为，在应对气候变化和可持续能源发展压力下，储能作为一种电力资源，应成为优化耦合不同能源的标准配置，具体技术路线需结合应用场景因地制宜。全球能源互联网、电动汽车无疑是发展储能最便利的入口，能源产业、汽车产业和信息产业的深度融合，将催生出超乎想象的全新产业。

能源优化耦合的标配

记者：在清洁能源之后，储能已被视为能源领域的下一个风口。储能到底有多重要？

陈清泉：近年来，中国工程院、美国国家工程院、英国皇家工程院轮流召开论坛，讨论全球重大挑战问题，其中，气候变化与可持续能源首当其冲。

从长远来看，人类必将从化石能源走向非化石能源，这个过程需要依靠技术创新实现两手抓：一是传统的化石能源的清洁化，一是新能源能够大规模有效地经济稳定运行。

发展新能源就要克服其随机性、间歇性对电网带来的巨大挑战。100多年来，电网发展从直流到交流和现代直流，从低电压到高电压，直至特高压，其供需瞬时平衡的特点要求发电可控、需求都了解。现在是“老革命遇到新问题”——供给侧的风电、光伏等新能源出力不可控，需求侧又增加了电动汽车、分布式能源等随机性的负荷。发电侧和需求侧如何平衡？一定要有储能。

记者：这意味着储能是发展新能源的标配？

陈清泉：储能已经成为一种电力资源。国家电网公司提出的全球能源互联网战略构想表明，新能源分布的地区、时间差异很大，供需不匹配就需要能源互联。但储能的作用还不仅限于此，可以从更广泛层面，通过对不同类型的能源耦合进行优化配置，比如将如电力、氢气、天然气、化工能源等进行转换、有机融合，目的是节能减排，实现方式就是电力电子+储能技术。能源互联要求能源一定要通过电力电子技术，实现双向流动，比如可以通过电动汽车充放电与电网互动，参与电网负荷峰谷调节，对能源进行优化配置和耦合。

记者：这种能源耦合的应用范围是在工业领域，还是可以具体到社区、家庭范围？

陈清泉：储能的范围很广，大到电网的百万千瓦、小到纳米网几千瓦，可以在不同层面实施这种多能耦合策略。在工业领域就是通过大力推动工业主动配电网技术，发展电力与化工能源相结合的分布式能源，建设工业能源互联网。在社区家庭层面，可以发展基于纳米结构的能源互联网，当然，这种结构不是物质上的纳米颗粒的实体大小，是为了区别于一般意义上的微网，表明其由于量变引起质变，带来系统活力的变化。通过充分调动每一个社会细胞——家庭的积极性，充分利用小区内的交直流、氢气、天然气等基础设施，借助电力电子技术和储能设备，来优化配置能源。在我看来，人的行为、能源和信息要互相平衡。要找出能源和信息的关系，才能更有效利用能源，对能源进行优化配置需要储能。

技术路线应百花齐放

记者：据测算，储能价格目前已经达到0.7元/千瓦时，2018年被视为储能市场的爆发点。您如何评价未来市场的前景？

陈清泉：储能市场的爆发来自多方面，一是分布式储能的电动汽车快速发展，二是大规模储能的能源互联网，需要优化配置耦合不同类型能源。从长期来看，基于各种应用需求和技术潜力，市场肯定会有爆发，但在什么时候爆发，要看市场与技术，政策和企业间如何交互。对企业而言，最

重要的是不忘初心，聚焦于产品和技术，不能只靠忽悠而忽视了核心竞争力的培育。

记者：鉴于大多储能技术尚不成熟、成本较高，有观点认为，当下发展储能更多是一种出于环保考量的社会压力，您认为，储能发展是技术问题、经济问题还是社会问题？

陈清泉：发展储能是出于多方面因素考虑的结果，最为重要的原因就是，人类的能源结构将发生变化。具体推进需要通盘考虑技术、经济和政策等方面的因素，从技术层面，应对多种路线优缺点综合利用，并不断研发新技术和新产品；在政策上，需要合理补贴，更需要政策市场双轮驱动；对行业而言，要高度自律，不要低级重复和恶性竞争。

记者：从人类存储技术发展的历史上看，目前所有成熟的存储技术，包抽水蓄能、LNG、LPG，都是不改变物质特性的物理储能，您认为，物理储能、电化学储能哪种技术路线更有发展空间？

陈清泉：在现有储能技术中，抽水蓄能占比很高、很成熟，但也有局限性，比如对资源、落差要求较高，难以广泛应用。蓄电池技术基于电化学原理，有两个致命缺点：一是化学反应需要充放电时间，即使快充也要 20 多分钟，比加油的几分钟要慢很多。二是安全性问题比物理储能要差，此外还有环境影响等。

因此，目前的储能技术虽然有很多，但每一种都有其优缺点，可以发挥自身优势，应用在不同场合，没有一种技术可以垄断一切、包打天下。对多种多样的储能技术，要鼓励百花齐放。政府通过建立公平公正公开的体制机制，进行监管，最终让市场来检验各种储能技术的实践。

记者：您对当下的主力军和未来储能电池的突破如何期待？

陈清泉：储能技术的共性基础科学问题研究包括储能新原理、热力学、动力学、失效机制、关键材料匹配等。目前在应用于大电网储能的电池技术方面，钛酸锂电池采用钛酸锂负极取代普通的碳负极，在高低温和高倍率放点时，不会产生安全隐患，具有反应快、可以快速充电的优势，在一定程度上，可以与超级电容比拼，目前国内外都有企业在进行研发推广，也开始小规模商业化运作。

面向未来，业界应以开创思维，突破开发新型电池，比如基于量子技术的物理储能电池等，从基础理论和材料领域，谋求更高能量密度、功率密度，更长寿命、安全环保、经济可靠等方面的突破。

锂电储能要严惩骗补

记者：但也有专家认为，电化学储能不适宜应用于大规模储能，只适合当下的中短途交通环境，您认为，以锂电池为代表的电池储能，未来有多大空间？

陈清泉：市场需求来自两个方面，一是国家对电动汽车的发展规划，已经明确了具体数量，二是全球能源互联网的发展。有数据显示 2015 年，全球锂电池规模达到 100.75 吉瓦，从不同应用领域来看，小型电池占比已经下降到 66.28%。在我国，受益于新能源汽车快速增长，2015 年动力电池增长迅速，市场占比已上升 28.26%。预计 2016 年，中国新能源汽车产量将达到 67 万辆，汽车电池产量将达到 31.64 吉瓦。

记者：这是否表明，锂电池储能市场充满活力？

陈清泉：NavigantResearch 针对全球市场发布的数据显示，到 2024 年，分布式储能装机将达到 12147.3 兆瓦，收入达 1650 亿美元。电网级辅助服务市场装机容量将达 20.8 吉瓦，收入达 685 亿美元。

中国的储能市场也是世界最大的。从政策环境来看，中国在微网、电力需求侧和市场化改革、新能源汽车推广应用方面的政策组合拳，也将推动储能商业模式确立，带动储能和新能源汽车较快增长。

记者：过去 3 年，锂电储能成本下降了 50%。我国锂电池产业在技术上是否也因此而得到了提升？

陈清泉：我国电池企业全世界最多，但很多是低水平重复、恶性循环，骗补问题突出。

比较中韩的区别，就在于，韩国明确了蓄电池路线图后，通过扶植几个大企业，重点攻关材料技术，培养领军人才，实现了高性价比基础上的量产。而我国众多电池企业中，真正有实力的也就

十来家，很多企业把注意力放在了骗取国家补贴上，没有集中力量去攻克材料、工艺和人才。一个巨大的反差就是，韩国三星、LG 等公司的电池厂车间人员很少，都是机器生产，而其科研机构却聚集了众多研发人才；反观我们的电池厂，生产车间很多工人进行低水平组装，研发机构的人员却形单影孤。

记者：对于质量不合格的电池，以及骗补的企业，您有何具体对策建议？

陈清泉：针对电池质量问题，可以通过多网融合实现实时在线监测电池状况，一旦发现问题就立刻停止使用，也可以防止骗补事件的发生。中国工程院院士杨裕生更是提出，如果新能源汽车骗补构成犯罪，应由人民法院依法用法律来惩处，而不应止步于工信部等四部委的行政处罚。

电动汽车迎来跨界融合时代

记者：曾被视为电动汽车与储能关联的电动汽车入网 V2G(Vehicle-to-grid)技术，似乎进展并不理想，您认为原因何在？

陈清泉：过去有个判断认为，换电模式适合发展 V2G 技术，现在看，不一定要拘泥于换电模式，充电模式也可以实现很好地支撑，关键要从产品、基础设施、商业模式三个层面推进。

一个需要明确的认识就是，电动汽车充电是个复杂的系统，涉及科学、技术、工程、产业、资本、商业模式等方面。其联网特性不同于加油站和输油管线隔离，当充电接口连接到电网系统之时，因其具备的动态、互动等特性，决定了必须要将充电和智能电网集成起来，这就意味着，能源和信息的有机融合将成为发展基础设施的成败关键。这一系统化转型需要不同利益相关方的协同行动与合作。

在这些领域，虽然很多核心技术和高端人才都在发达国家，但面临挑战最大的主战场在中国，因此中国必须要产生一流的科学家、工程师和经济学家。

记者：聚焦当下和未来，支撑电动汽车储能发展的支点在哪里？

陈清泉：由系统化集成与优化带来的共享、互联、智能、自动这些趋势，会让电动汽车成为移动的分分布式储能器，未来的挑战一个是运营后台，一个是顶层设计。因此，要有好的设计、规划和标准，还要有智能化的能源管理，这是一个系统工程。在目前的形势下，需求响应的辅助服务、动力电池梯次利用等领域，是电动汽车与储能比较好的结合点。

记者：对于电动汽车的发展，您曾希望汽车公司和电力公司联手共进，日前特斯拉进军新能源、汉能造车，这种汽车能源一肩挑的做法，是否意味着跨界融合有了新的可能？

陈清泉：跨界融合是大趋势。能顺潮流者才有竞争性，反对潮流者将被淘汰，跨界融合应包括四网：交通、能源、信息和人文网合一。为此，需要三个 C：连接(Connect)，协调(Coordinate)，合作(Collaborate)。未来电动汽车将会成为装满了互联网传感器节点的移动储能终端，制造业和信息产业、电子产业、新能源产业实现深度融合。

能源评论 2016-09-07

户用储能发展为何举步维艰？

自 2015 年起，我国陆续出台了多项支持储能发展的政策，而最近发布的有关服务市场补偿机制的通知，更是为储能产业的商业化发展大力地向前推了一把。然而作为储能领域之一的户用储能，在国内的发展似乎并不乐观。



家庭光伏电站难以上屋顶

与户用储能关系最为紧密的就是家庭光伏电站的应用。简单来讲，家庭光伏电站就是利用自家屋顶上的空间架设光伏阵列，将太阳能转化成电能，并储存起来，储存的电能一部分可作为家庭用电消耗，剩余的电能可以并入国家电网，卖给国家。虽然国家鼓励家庭安装光伏电站，并出台了相应的补贴政策，同时也建立了电力回收对应渠道，但推广效果并不乐观，原因主要是回本周期长和建站场地受限。

以安装 5 千瓦光伏电站为例，其占地面积大约为 50 平方米，成本在 5 万元左右。在不考虑天气因素和其他自然环境影响的前提下，按照国家已有的补贴政策和电力回收价格，用户每年可得到 5000 元左右的回报，回本周期约为十年。这一时间还会因为电站光伏组件存在的衰减率而变得更长。因此，较高的投资费用和过长的回收周期使得光伏电站的推广严重受挫。

与此同时，建站场地受限也是阻碍家庭光伏电站推广的一大因素。家庭光伏电站必须安装在居民拥有房屋产权或屋顶产权的区域。对拥有自建房的居民来说，没有什么问题，但小区居民想建站就比较麻烦。由于电站建设需占用公共屋顶，事先须征得其他居民以及小区物业的同意，协调难度颇大。一些小区物业以安装屋顶发电站会发出光污染、产生噪声，会影响到小区安全为由，“卡”住了部分居民安装分布式光伏发电系统的计划。

此外，家庭光伏电站还存在质量难以保障、售后服务良莠不齐的致命缺陷，这些都是消费者成本和收益的不可控因素。目前国内家庭光伏电站尚没有形成相对成熟的商业模式，行业信息缺乏公开透明，当消费者有欲望投资的时候，很难找到一个值得信任的平台来解决相关的专业性问题。这也成了制约家庭光伏电站推广的瓶颈。

家用储能电池市场遇冷

另一方面，家用储能电池的使用也不理想。作为储能电池行业最早的拓荒者，比亚迪很早就研发、生产了家庭小型储能产品，日本的夏普、东芝、松下、索尼以及美国的特斯拉等企业，也都推出了各种家用储能电池、能量墙等产品，然而这些产品的主市场多集中在北美、日本、欧洲和澳洲，国内的消费者似乎并不愿意为此买单。究其原因，主要还是这些产品的性价比没有得到国内消费者的认可。

虽然国内的很多省份和地区都开始实施了峰谷电价的收费方式，但在很多地方，这种收费方式只针对采用电取暖的用户和其他商业用电，加之峰谷电价的高峰、低谷与正常电价相差只有 50% 左

右，比起国外的 2-3 倍，价格差异过小，居民在生活中很难有所感受，此外，我国大多数地区的供电系统比较稳定，居民用电受自然灾害的影响较小，断电现象并非时有发生，所以这些家用储能电池在国内没有市场，也是情理之中的事情。

目前市场上的储能产品对我国居民而言售价偏高，有些储能产品还要与光伏电站配套使用，所以家用蓄能电池的使用率偏低，只有偏远地区 and 海岛等地会过多的使用这些储能产品。

户用储能的发展有待时机

新能源汽车的大力推广加速了动力电池的发展速度，动力电池的产量也有了飞跃式的增长。面对如此庞大的新能源汽车市场，人们对于动力电池退役后的出路做出了诸多讨论，最主流的方案就是将退役后的动力电池进行回收梯次利用，投放到家庭储能、分布式发电、微网、移动电源、后备电源、应急电源等中小型的储能设备应用领域。如果这种方案成功的应用到市场当中，一些家用储能产品的成本会有所降低，户用储能市场也将得到新的发展机遇。

户用储能发展缓慢是受诸多因素共同影响而导致的结果。目前全球能源危机日益严峻，我国作为能源消耗大国，加强储能领域的发展刻不容缓，户用储能作为储能领域中的一部分，它的发展也至关重要。随着锂电池等储能产品的不断进步，以及国家政策的不断完善，相信会有越来越多的储能产品走到普通家庭中，提高人们的生活质量。

电池中国网 2016-09-07

未来 3 年 储能行业步入快速增长期

我国的储能行业才刚刚起步，挑战依然艰巨，但储能产业最艰苦的阶段已经过去。未来 3 年，储能行业必将迎来行业发展的快速增长期。

我国的储能行业才刚刚起步。一方面，技术还比较欠缺，储能电池研究较多，但也只是对材料和单一装置进行研究，整个系统应用、整个产业并没有一个明晰的技术路线，哪类技术、哪种项目更有市场发展前景还未可知。

另一方面，我们国家现阶段没有为储能技术产业化度身定做的政策体系和价格机制，尤其是针对电力储能，基本没有实施细则的政策，参与电力市场的机制很不健全，绝大部分储能项目因为成本高不具备盈利性，也缺乏可预期的收益以吸引资本跟进，利用峰谷差套利、通过参与需求响应获得额外收益等用户侧手段一时也很难实现。

虽然我国新能源行业挑战依然艰巨，但储能产业最艰苦的阶段已经过去。未来 3 年，储能行业必将迎来行业发展的快速增长期，未来 5 年，“质量、成本、金融”将成为产业的关键要素，并将成为未来储能产业的关键突破点。

根据中国化学与物理电源行业储能应用分会联合发布的《中国储能应用产业研究报告(2016 年)》显示，预计在“十三五”期间，国内储能市场将呈现快速发展趋势。业内专家认为，2018 年前，将是先进储能技术重要的示范应用阶段。2020 年将在用户侧大力推广先进储能技术应用。2030 年，将会普及应用先进储能技术解决方案。

从市场趋势来看，预计到 2020 年底，国内电力辅助市场、基站备用电源、风光发电领域、分布式发电及微电网、新能源汽车充换电站和家庭储能等六大领域配套储能系统累计装机容量达到 53GW，未来五年年复合增长率 9.5%。

从六大领域的配套储能情况来看，预计到 2020 年底，电力辅助市场、基站备用电源、风光发电领域、分布式发电及微电网、新能源汽车充换电站和家庭储能等六大领域配套储能系统累计装机容量分别为 25GW、21GW、6.2GW、364MW、228MW 和 42MW，前三大领域占据市场 98.8% 的份额。

从技术趋势来看，从配套储能电池的技术来看，预计到 2020 年底，国内物理储能累计装机容量约 31GW，占比 58.8%，仍将以抽水蓄能为主；化学储能累计装机容量约 22GW，市场占比 41.2%。

尽管从趋势来看储能产业前景可人，但要实现储能的可持续发展、商业化推广，还需要一个市

场化的电力体系。2015年11月底，国家发改委和国家能源局发布了电力体制改革的6个配套文件，其中，《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》为下一步电力市场建设提出了方向和目标。

与2002年的市场化改革相比，新一轮电改的一个特点就是将形成以中长期交易和现货交易并举的电力电量平衡机制，构建容量、电量、辅助服务等多元的电力市场体系，除电能之外，调频、调峰、备用、容量保障等能源服务也能通过合理的市场机制获得合理的经济收益。在新的市场体系下，各类市场主体将逐渐地全面进入市场，电力资源通过市场机制在区域范围内进行灵活、合理的配置，服务于能源和经济社会健康协调发展。

此外，近期陆续出台的一系列国家政策，包括《“十三五”规划纲要》、《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》、《中国制造2025-能源装备实施方案》、《关于推进“互联网”智慧能源发展的指导意见》、《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》和《国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》等都赋予了储能重要的发展地位和使命。随着电改的推进，电力现货市场的建立和完善，储能的发展也将面临一个真正的飞跃，成为支持国家能源结构调整、能源转型的重要因素。

中国电力网 2016-09-09

国家政策给储能产业带来的发展机遇

2016年6月，国家能源局发布《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》对储能在电力系统中的应用具有里程碑式的意义，是第一个给予了电储能参与调峰调频辅助服务的身份的电力政策。目前频出的电改政策对储能产业带来的发展机遇有哪些？CNESA为您送上深度研究报告“国家政策给储能带来的发展机遇”，其主要内容分享如下：

储能产业

如果说以前发布的相关政策都是从科技攻关、项目/应用推广的角度推动储能的话，那么目前频出的电改政策的发布则是从根本上对储能所在的电力市场环境及规则进行修正，能从根本上改变储能的获益渠道和应用机会。

一、现货市场

首先，建设现货市场是本轮电改能否实现完全市场化的关键。多年来，我国推广开展的大用户直接交易，已经具备一定的中长期电力交易机制的推行经验，但由于缺乏市场化的电力电量平衡机制，不能真实反映电力供需，价格信号存在失真情况，因此需要建立现货市场。近两年，国家发改委和能源局发布的《京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则(修改建议稿)》、《国家能源局关于做好电力市场建设有关工作的通知(征求意见稿)》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》等政策都不同程度的提到要建立现货市场。

当现货市场建立之后，根据发电机组的可用性形成发电计划，实现发电资源的优化配置，形成分时电价信号，以反映电力的稀缺情况，形成相应的峰谷差，进而给储能在发电侧和用电侧带来削峰填谷的应用机会。在德国、法国、奥地利、瑞士、比利时及荷兰等国，当具备最优先竞价上网的可再生能源出力较大，足以满足甚至超过用电负荷时，为了避免不适于频繁启停或快速上下调节出力的常规电源因启停带来的巨大经济损失，宁可在电力市场上按照负电价竞价，采用“倒贴钱”方式获得继续发电的权利。而这种情况频繁发生的话，自然会激励发电企业采用储能调峰，一方面帮助常规机组在避免“负电价”，另一方面通过调峰补偿获得一定的收益。

二、辅助服务市场

2016年6月，国家能源局发布《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》，以下简称“通知”。该政策对储能在电力系统中的应用具有里程碑式的意义，是第一个给予了电储能参与调峰调频辅助服务的身份的电力政策。“通知”规定无论在发电侧还是用

户侧，储能都可作为独立主体参与辅助服务市场交易，同时鼓励发电企业、售电企业，电力用户，电储能企业等第三方投资建设电储能设施。

同样的，在美国发布 FERC784 号令以前，FERC 也禁止除输电服务提供商以外的第三方销售辅助服务给输电运营商（如我国的国家电网），阻碍了储能获得市场增长的机会。而 FERC784 号令的发布，不仅解除了禁令，还要求输电运营商在考虑购买辅助服务资源时，要将资源的响应速度和准确性纳入考虑。由于储能具有快速响应，准确度高的特点，输电运营商即使购买少量的储能，就相当于购买了大量的慢速响应资源，故受到输电运营商的青睐。

目前我国发布的“通知”，虽然给予了第三方储能设备运营商参与辅助服务市场的身份，但还没有对“更先进、更快速、更准确的”的辅助服务资源，如储能，表现出适度的倾斜，因此未来区域电网在该“通知”的指导下，制定的落地细则，以及试点之后，政府总结试点经验并制定出的有关储能参与辅助服务的最终市场规则就变得更为重要。

另外，类似于美国于 2011 年发布的 FERC755 号法令提出的“基于里程”的付费方式，“通知”提出要根据“按效果补偿原则”尽快调整调峰调频辅助服务计量公式，提高辅助服务补偿力度。但由于目前我国电力市场化进程仍在起步阶段，没有能够反映供需平衡和机会成本的竞价制度，因此储能不能像在美国 PJM 市场一样通过实时竞价获得合理的补偿，而必须通过区域电网（如华北电网）制定的服务计量公式来实现。目前储能参与辅助服务的服务计量公式尚未公布，储能按照其更快更准确的调峰效果获得合理补偿的落实情况还需进一步核实。

三、售电与综合能源服务

随着电改的推进，参与电力市场的很重要的两个主体是售电公司和电力用户。目前售电公司的组建已经在全国开展起来。据统计，目前全国已在工商部门注册的售电公司已经超过 750 家，其中，单北京就已经注册的售电公司超过 130 家。

由于售电公司所掌握的用户类型和量、购电多少等都直接决定其从电网批发购电所享受的折扣水平，进而影响其赚取电力购销差的利润，因此，售电公司未来的盈利模式将不会局限于单纯的电力买卖。随着能源互联网的推进，未来用户对售电公司拥有自由选择权时，售电公司更多的是在提供综合能源服务方面进行比拼。如德国 ERCOT 市场的售电公司赚取附加价值的途径主要有：数据利用、能源管理、需求响应等。

而对中国的售电公司来说，储能能够在综合能源服务中发挥的作用包括以下几个方面：

1.售电公司可自行开发建设分布式发电资源+储能+热电联产等机组，不仅可以有效规避在电价高的时候购电，降低购电成本，保证利润，还能为用户提供不同供能需求的套餐服务，如，多种能源供应套餐，单一能源供应套餐，应急套餐等。储能可以在多种套餐供应中发挥资源调节的作用。

2.电改政策规定了三类售电公司，其中一种是社会资本投资增量配电网、拥有配电网运营权的售电公司，如深圳前海蛇口自贸区供电有限公司（以下简称：前海供电）。这类售电公司拥有配电网的运营权，未来随着电力用户接入配电网的数量增多，或配电网基础设备老化，大量的资金需要投入到配电网升级和改造中，而储能则可以延缓配电网升级，减少其投资。

3.售电公司可以利用大数据分析和用户负荷预测技术，积极进行用户负荷管理，打包储能资源、电动汽车资源和用户资源，形成虚拟电厂，参与电网系统的调峰和调频，获得补贴或市场化收入。

总体而言

对于任何一个新兴产业来说，政策的推动都是必不可少的。从前期的科研支持和示范项目推广，到之后的成果转化进入市场，再到完全商业化及大规模的市场应用，政府政策应在某些阶段给予合适的、必要的政策支持。

然而，对中国电力储能而言，这么多年的发展，可谓是“夹缝中求生存”，直到 2016 年出现了第一个以“电储能”为主题的政策——《国家能源局发布关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》才确立了储能参与电力市场交易的身份和地位。市场对储能的需求从来没有停止过，这是储能在没有专门政策支持，而仅靠相关政策影响的情况下，依然

不断发展至今的原因。而在电力市场没有构建完善的今天，专门的扶持政策及补贴成为储能实现商业化的“最后一公里”，相关部门应协同储能业界尽快制定出符合中国特色的储能产业扶持政策或补贴，在国内储能技术水平与国际水平尚未拉开巨大差距之前，尽早推动储能实现商业化，成为世界领先储能技术梯队中的一员。

CNESA 岳芬 中关村储能产业技术联盟 2016-09-06

石墨烯包覆技术对锂电池性能提升作用大吗？

9月8日，东旭光电推出的石墨烯基锂电池产品“烯王”在上海纳米中心正式全球发售。在此次石墨烯新产品研发项目中，深圳山木新能源科技股份有限公司(下称“山木新能源”)承担了石墨烯基锂电池的制造生产任务。

山木新能源董事长助理第五飞龙介绍，烯王这款产品是公司采用东旭光电提供的石墨烯材料，配备自身的磷酸铁锂技术，完善石墨烯材料在生产应用中的工艺和配方生产出来的，采用的是石墨烯包覆磷酸铁锂技术。

值得一提的是，在烯王产品发布会的前一天，东旭光电公告称，计划总投资16.5亿元投建石墨烯基锂电池项目，该项目分两期建设，一期将于2016年12月开工建设。

其中，一期建设年产10吨石墨烯生产线一条，年产1000吨石墨烯包覆磷酸铁锂生产线一条，年产1000吨石墨烯包覆三元材料生产线一条，年产2000吨石墨烯包覆负极材料生产线一条，年产0.2GWH的石墨烯基锂离子电芯和pack生产线一条。

高工产研锂电研究所(GGII)分析师认为，石墨烯包覆正极材料对改善导电性有优势，但具体能否包覆好，技术工艺很关键。

石墨烯包覆正极材料技术对锂电池的性能改善到底表现在哪里？该技术是否已经实现产业化？本文将对这些问题做深入阐述，以期对读者有所裨益。

能否起到颠覆性作用？

以石墨烯包覆磷酸铁锂为样本，高工锂电网从动力电池企业、石墨烯企业、材料专家、第三方研究机构等多方了解到，在包覆技术中，石墨烯实质上还只是起到导电剂的作用，并未实现性能上根本性的颠覆作用。

一位广东省知名大学教授表示，正极材料导电性差，传统一般采用碳包覆的工艺。而要评价石墨烯包覆的作用，首先要明确石墨烯层数、导电性，以及具体使用的工艺手段。以类石墨烯为例，由于石墨烯是二维层状结构，如果分散均匀，可有效提高材料导电性。

上述大学教授还介绍，石墨烯本身具有一定的电化学容量，如果结构控制得好，再加上高导电，对正极材料倍率、循环性能都有提升。但如果控制不好，便会产生更大的SEI膜，性能将变得更糟。

“目前文献中各种结构都有，实验结果大部分都是性能增加的，但是大规模生产能否达到文献报道的水平就不得而知了。”

以目前正计划大规模生产的石墨烯基锂电池产品——烯王为例，与普通的锂电池相比，该款锂电池在性能上到底产生了哪些变化呢？

山木新能源董事长陈明军透露，采用石墨烯包覆技术后，电池容量影响不大，但这款产品是在磷酸铁锂前躯体中进行石墨烯包覆，在石墨烯溶入后，其电化学特性提高了很多，具体体现在：电池内阻降低从而使快充性能提高；由于热下降延长寿命，高低温影响降低，提高了安全性。

产业化“痛点”在哪？

通过调研发现，在石墨烯包覆过程中，企业也会遇到一些难题。其中需要解决的关键问题有两个：一是石墨烯自身的导电性能，这与其层数有相当大的关系。

从导电机理分析，石墨烯通过点面接触来导电。一般而言，接触的面积越大导电性能就会越好。有业内人士认为，片层较厚的石墨烯会阻碍锂离子的扩散而降低极片的离子电导率，6-9层最为适宜。

二是如何有效均匀分散。分散的效果不好将导致材料成团，最终破坏导电性能及离子传输性。陈明军也坦诚，石墨烯包覆过程中会有产气问题。但其透露，山木新能源已经解决该问题。实际应用尝试者多？

其实目前电池企业使用石墨烯有两种方式：一是在做电池浆料的时候，添加石墨烯与正极材料混合，目前做此尝试的电池厂商较多；二是在生产正极材料的时候进行包覆，成熟产品还没有广泛上市。

而目前除东旭光电的“烯王”产品使用石墨烯包覆技术外，其余电池企业多采用在正极材料中加入石墨烯浆料方式。

陈明军介绍，烯王采用分子内包覆，比物理混合效果要好，而且在分子内包覆有很多优点，当然石墨烯在其中也会起到导电作用。

比亚迪技术首席刘卫平则透露，公司把石墨烯作为导电剂使用已经有 2-3 年了，由于石墨烯导电性比其他导电剂更好，可以适当减少添加量，从而省出空间给活性材料，使用后相比普通的磷酸铁锂电池容量会提升 3-5%，成本上也会比碳纳米管的还低一些。

GGII 分析师认为，采用石墨烯包覆技术后，锂电池材料性能可以改善，比如提高材料导电性，提升电池循环性能、功率性能，容量也可以提升一点(非常少，可以忽略)，但最终想要提升能量密度是不能指望导电剂的，关键点还在正负极活性材料上。

中国经济新闻网 2016-09-13

美国可再生能源发电创新高

美国能源部近日表示，今年以来美国可再生能源生产的电力创新高，部分原因是今年以来美国西海岸的干旱状态得到缓解，使水力发电量增加。

美能源部称，近年来，由于美国西海岸一带遭遇旱灾，该地区的水力发电量相应下滑。不过今年以来，干旱状态有所缓解，导致水力发电量相应增加。

可再生电力资源包括水力、风能、太阳能及地热等。在水力资源改善的同时，太阳能、风能等也在电力生产中发挥越来越大的作用。根据美能源部提供的数据，今年 3、4 月，除水力以外的可再生能源生产的电力占美国电力总量的比例均超过 10%，其中风能及太阳能贡献最大。

美国能源信息署今年 5 月曾发布报告称，2016 年美国可再生能源的发电量将增长 11.3%，2017 年也将以相同的幅度增长。

中国高新技术产业导报 2016-09-06

节能减排技术创新为中国实体经济提供新动力

权威能源专家曾指出，中国的 GDP 翻倍，能耗可以不增加或者少增加，这里节能技术很重要。

通过技术创新提高我国传统能源的利用效率、减少大气污染，是我国解决产业结构升级、经济结构调整过程中面临的重大问题。也正因此，节能产业被视为未来新的经济增长点。

北京神雾环境能源科技集团股份有限公司（下称，神雾集团）是一家针对全球化石能源节能环保与大气雾霾治理技术解决方案的提供商，是国家发改委首批认证备案的节能服务公司，以及工信部、财政部认定的国家技术创新示范企业，其创业 20 年来，通过不断致力于工业领域节能燃烧技术的创新研发和推广，为广大高耗能制造业实体经济持续提供节能减排环保技术和产业升级技术解决途径。

近日，在参加 G20 杭州峰会期间，记者专访了该集团董事局主席、火箭燃烧技术专家吴道洪博士。

中国能源报：当前，世界经济仍然没有走出金融危机的迷雾，复苏乏力，中国也不例外，随着中国进入经济增长的“新常态”，您认为经济增长的新动力在哪里？

吴道洪：中国未来 10 至 30 年的发展将面临来自内部和外部两方面的减速压力，经济可持续快速发展的难度显著加大。为此，需要深入研究中国中长期经济可持续增长新型驱动力，这里创新是人类进步的不竭动力，也是经济增长新动力的唯一出路。所谓创新，是以科技创新为主，但是不仅限于科技创新，还包括制度的创新、商业模式的创新，甚至还有思想理念的创新等。

中国能源报：神雾集团是如何开展创新实践的？

吴道洪：从我们当前的实践看，我们不仅重视技术创新，更有商业模式的创新。在技术创新的实践过程中，我们将燃烧技术 3.0 创新应用于钢铁、有色、石油化工、煤化工、有机及金属固废处理、火力发电等国民经济重要工业领域，取得了 26 种节能低碳工艺技术及装备上的重大突破，实现了蓄热式燃烧技术与中低阶煤提质、劣质铁矿石直接还原清洁冶炼、生活垃圾资源综合利用、煤炭快速热解等技术的嫁接与系统集成，实现了从源头上大幅度提高能源利用效率、减少或消除大气污染物排放、降低原材料成本及产品生产成本提供了全新的工艺路径。

而在商业模式的创新实践中，主要体现在我们从过去单一的技术推广和工程技术服务（即承揽咨询、设计和 EPC、销售节能设备的模式）转变为以集团参股、控股、合同能源管理、融资租赁、产业基金等来快速推广神雾颠覆性的节能减排技术，充分展示神雾技术良好的经济、环保和社会效益。

中国能源报：中国在 G20 杭州峰会前完成《巴黎协定》的国内法律程序，且已向其他 G20 成员国发出倡议，推动《巴黎协定》获得普遍接受和早日生效，这对节能服务产业有何促进影响？

吴道洪：能源与环境问题正在衍生为发达国家主导世界政治经济秩序的新工具和发展中国家面临的新“壁垒”。其中气候变化正成为环境外交的焦点，且将在经济全球化和环境问题全球化的双重背景下继续得以强化。

中国相当长时间内，以煤为主的能源格局很难改变，在这种背景下，节能或提高能效就成为中国治理雾霾、应对全球气候变化的迫切要求，同时更是实现中国经济可持续发展的内在要求

习总书记在 B20 峰会开幕式主旨演讲中指出，今后 5 年，中国单位国内生产总值用水量、能耗、二氧化碳排放量将分别下降 23%、15%、18%。《巴黎协定》的签订对我们来说意义重大，首先，政府对气候变化问题更加重视了，相应的政策密集出台；其次企业面对的减排压力也越来越大，碳排放交易市场健全后，碳减排和成本压力将剧增，这对节能环保产业来说是极大的利好消息，一些好的节能减排技术不仅帮助企业应对气候变化，还能给企业带来经济效益，助力企业转型升级。

中国能源报：您认为中国应该如何推进供给侧改革，推动当前实体经济走出困境、良性发展？

吴道洪：《巴黎协定》签署仪式开始以后，各国正紧锣密鼓地推动立法机构批准，向低碳和绿色发展的转型正成为世界潮流。中国目前正处于“十三五”开局之年，这期间是中国经济从高速发展转向“新常态”、创新型经济发展承前启后的重要阶段，需要抓住当前的重要改革窗口期，实现发展从“量”的积累到“质”的飞跃。

习总书记提出，将用三到五年的时间再退出煤炭产能 5 亿吨左右，减量重组 5 亿吨左右。在此目标下，更加凸显出提高能效的重要性。只有提高能效，我们才能在减少单位 GDP 能源消费量的基础上，保证经济的强劲可持续增长。

我们认为唯有颠覆性的技术才能突破我国制造业能源高效清洁利用的技术瓶颈，才能提高竞争力、推动市场全球化，才能振兴实体经济，中国也才能跨过“中等收入陷阱”成为发达国家。这就需要政府变成制度的供给者，在科技规划、战略和政策制定、平台打造、资源配置等方面发挥作用，解决这些颠覆性技术的市场推广中面临的失灵问题。技术创新、推广的主体是企业，政府要为企业营造良好发展环境。

而从市场经济的角度看，市场是弥补政府失灵的重要手段。环保和新能源都靠政策补贴，节能就是靠市场，成本低才能生存。神雾集团发展 20 年来一直在市场中摸索前进，现在已经有两个板块上市了，已有 400 亿人民币的合同额，明年能达到 1000 亿人民币，预计五年内合同额将超过 1 万亿人民币。

中国能源报：绿色金融首次亮相今年 G20 峰会，中国的绿色金融已经走在世界前列，今年前七个月中国发行的绿色债券已经达到了 1200 亿人民币，占全球同期发行绿色债券的 40%，请问神雾的绿色金融支实践进展如何？您有何政策建议？

吴道洪：构建绿色金融体系的主要目的是动员和激励更多社会资本投入到绿色产业，同时更有效地抑制污染性投资。节能产业是未来新的经济增长点，神雾集团已经按照现行绿色金融政策要求做了许多新的尝试，推动项目落地，并逐渐探索出适合自己企业发展的融资道路。

神雾目前拥有七大自主创新的节能减排技术，首先我们将这些技术按照不同的产业方向建立不同的产业平台，同时将这些平台与资本嫁接，使之成为上市公司平台，利用资本的力量发展产业。其次，我们与资金实力雄厚、投资管理经验丰富的金融机构及政府相关部门共同成立各种产业基金或并购基金，以股权投资或并购的方式完成行业的整合和发展，实现集团节能减排与低碳技术快速推广与应用。在完成产业布局、行业整合的同时，为了使项目顺利建设，业务平稳发展，我们还采用了多元化的融资模式。目前，我们将银行的短期流动贷款、项目长期贷款、融资租赁、中小企业私募债、公司债、信托、票据融资等多种融资方式相结合，与各金融机构建立多方位多层次战略合作关系，确保上述节能减排技术快速推广。

我认为中国需要进一步积极大力推进“绿色金融”领域对国外和国内民营资本和民营企业的开放，为金融机构参与和积极介入创造良好的进入环境。从实践看，环保发展过程中的具有一定经济回报的准经营性领域和纯经营性领域，吸引民间资本和民营企业参与，不仅能够有效解决投资资金来源短缺问题，也由于民营企业相对灵活的管理体制和机制，经营效率和效益会更高。为此，今后应加快推动“绿色金融”发展领域的对内对外开放，吸引国内外私人资本与金融机构采取商业化经营方式进行投融资建设活动，努力提高投融资建设经营效益和效率。

中国能源报：就正在打造开放型经济的中国而言，现阶段的当务之急就是要加快“一带一路”的建设，您认为中国企业应该如何参与“一带一路”国家战略？神雾集团有哪些实践和经验？

吴道洪：迄今为止，中国提出“一带一路”的倡议已经有大约三年时间。前不久，中国国家主席习近平在出席推进“一带一路”建设工作座谈会发表重要讲话指出，已经有 100 多个国家和国际组织参与其中，联合国等国际组织也态度积极，以亚投行、丝路基金为代表的金融合作不断深入，一批有影响力的标志性项目逐步落地。

我们必须承认，在“一带一路”的建设上，国企、央企无论在资金渠道、政府政策指导上，还是在大型基础设施、企业合作等方面都有明显优势。但基础设施建好以后，最终还要靠技术进步来推进现在的产业更新换代。在这方面，中国的民营企业创新能力越来越强，越来越有用武之地。

目前，神雾集团已经在“一带一路”沿线开展了大量的合作项目，如已在印度、伊朗、印度尼西亚等国成功开展了多个工业节能减排技术和资源综合利用项目合作。如印度塔塔集团多年前就使用神雾的节能减排解决方案及蓄热式高温空气燃烧技术；同印尼大河镍合金有限公司红土镍矿项目也于 2016 年 7 月份开工。未来，神雾集团多项化石能源及可再生能源高效清洁利用的技术有望借力“一带一路”向沿线国家实现技术输出，对“一带一路”沿线国家的煤化工、钢铁、火电等相关产业进行改造升级，使之更加低碳、清洁、高效、循环。

中国能源报：在 G20 北京能源部长会议上通过并发表了《G20 能效引领计划》，请您谈谈该计划将如何对助推中国节能企业和节能技术走出国门？您认为未来在国际能效合作领域中国如何进一步强化国际引领？中国节能环保企业如何参与其中？

吴道洪：在走出去的道路上，我认为，对海外输出的技术应该是低碳、清洁、高效、循环的颠覆性技术，而不是高碳排放、高能耗的煤化工、钢铁、火电等传统技术的简单转移。

中国节能环保企业在国际能效合作领域中，应当充分借鉴国外优秀节能经验和先进技术，提高我国节能环保技术水平。在加强与国外企业交流、联络的同时，我们也要输出我们的节能技术、装备和产品，帮助其他国家提高能效水平。利用我国当前作为 G20 主席国的有利契机，国内节能环保企业应当在做好本国节能工作的同时，与各国一道共同促进全球能效提升框架内容的实施，进一步了解

各国能效合作诉求和利益相关，找到各方利益的契合点，不断加强与国外企业合作，提升我国在国际能效领域的影响力与话语权。

全晓波 中国能源报 2016-09-04

俞振华：未来3年平价储能可期

“在过去的3年里，储能系统成本迅速下降。我相信第二个50%在未来3年似乎也触手可及。”在《储能产业研究白皮书2016》的开篇，中关村储能产业技术联盟理事长俞振华即表明了对储能产业未来的发展寄予很高的期望。

确实，在全球经济持续低迷的大背景下，我国储能产业的表现让人振奋。俞振华透露，2015年，中国储能产业不仅在液流电池、锂离子电池、钠镍电池、压缩空气、相变储热等技术的性能改进方面取得大幅进步，而且全固态电池、锂硫电池、锂空气电池、液态金属电池等多种生机勃勃的新技术构成了一幅“乱花渐欲迷人眼”的画面。

他总结，2015年，用户“分布式光伏+储能”、电网侧储能调频调峰电站、得到能源服务机制支持的发电侧规模储能成为储能发展的三驾马车，带动中国储能市场的启动。

同时，分布式光伏微电网政策，电力需求侧管理补偿电价政策，电力市场改革带动的电力辅助服务市场政策，调峰电价及补偿政策推动储能商业模式的确立，催生了储能市场的新机遇，并为大规模储能金融的参与铺平道路。

2015 储能行业快速发展

据不完全统计，截至2015年底，全球累计运行储能项目(不含抽水蓄能、压缩空气和储热)327个，装机规模946.8兆瓦，其中中国累计运行储能项目118个，累计装机规模105.5兆瓦，占全球储能项目总装机的11%。

2015年，中国新增储能项目28个，装机规模37.5兆瓦，虽然去2014年相比项目数和装机规模都有所下降，但依然在稳步向前发展。

从技术分布上看，在运行项目中，应用的储能技术主要以锂离子电池、铅蓄电池和液流电池为主，且锂离子电池的累计装机规模占比最大，占中国市场总装机容量的三分之二；从应用分布上看，分布式发电及微网和可再生能源并网领域的装机占比最大，两者装机规模超过中国市场的80%，特别是前者，无论在累计装机规模还是项目个数上都占据第一的位置，占比分别为56%、77%。

目前，国内开展储能项目的厂商主要集中于锂离子电池、全蓄电池和液流电池技术厂商，截至2015年底，中国储能项目装机规模排名前十位的厂商中，锂离子电池的厂商个数最多，有6家，全蓄电池厂商和液流电池厂商各两家。

2015年是中国“十二五”规划的收官之年，同时也为更好地迎接“十三五”做好准备。在俞振华看来，2015年对于储能市场来说可以用“政策”、“机会”、“新模式”等关键词来总结。可以看到，一大波利好政策催生出了储能行业的新机会、新模式，促进储能的快速发展。

新一轮电力体制改革启动，推动储能市场化发展

2015年3月，中国拉开沉寂多年的电力体制改革大幕，随后相继出台6个配套文件，促进我国电力行业在发电、售电、用电等多个环节进行改革。一直以来，缺乏相应的市场机制，是除性能、成本等内在因素之外，造成中国储能推广应用较为缓慢的主要原因。新一轮电改将开启我国多个电力市场，如需求响应、辅助服务、储能。

微网示范项目建设指导意见出台，助力储能商业化发展

2015年7月22日，能源局发布了《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》(以下简称《意见》)，探索建立容纳高比例可再生能源电力的发输储用一体化的局域电力系统，《意见》中，储能被多次重点提及，表明了国家对于储能的认可与重视。

俞振华表示，近两年，无论是项目数量还是装机规模，分布式发电及微网领域一直占据第一的

位置,该领域也是国内最有希望率先实现规模化商业应用的领域。“尤其在一些峰谷价差较大的地区,辅以国家和地方的光伏度电补贴政策,有若干项目已经可以预见一定的经济收益,但限于补贴力度刺激不大,市场灵活度不高等原因,致使项目的投资回收期过长。”他指出,一旦国家给予一定的政策支持,该领域就能迅速向商业化方向发展起来。可以看到,《意见》出台释放的利好信号,但同时,俞正华也期待未来相关配套补贴政策的完善与落实,希望尽快实现储能商业化发展。

电动汽车及基础设施政策频出,带动储能产业发展

2015年,国务院、发改委、工信部、财政部、国家能源局等部门先后出台了电动汽车相关领域的政策,这些政策一方面不再仅仅停留在扶持层面,还引入了行业规范,如《汽车动力蓄电池行业规范条件》、《锂离子电池行业规范条件》,对技术和企业门槛进行了设定;另一方面,国家将充电基础设施建设仍列为重点,将从多方面推进建设,以满足2020年全国500万辆电动汽车充电需求。

不仅如此,这一年,动力电池回收利用被提上国家议程,将搭建上下游企业联动的动力电池回收利用体系。“这几方面都将推动动力电池在电动汽车领域更加规范、快速的发展,势必也会带动储能技术的性能突破与成本下降,进而促进储能在各领域的应用”。俞振华表示。

实施“互联网+智慧能源”行动计划,催生储能应用新模式

虽然“互联网+智慧能源”研究正处在起步阶段,但是建立一个以电力系统为核心与纽带、多类型能源网络和交通运输网络高度整合的大能源互联系统,已得到多方共识。

从现阶段看,与国家提出的能源消费革命、电力体制改革相结合,分布式能源、微网、需求侧管理、合同能源管理、基于数据的能源服务等领域最有可能在近期实现能源与互联网的初步融合。

俞振华强调,在“互联网+智慧能源”的框架下,储能不再局限于电力储存技术,储氢、储热、天然气存储等都将纳入进来,未来储能领域有望涌现出更多的应用模式、商业模式,以促进“互联网+智慧能源”的发展。

储能市场展望

在预测我国储能行业2016年的发展时,俞振华表示,2016年储能产业将是充满希望的一年,但同时依然面对严峻挑战。

第一,一季度中国宏观经济有好转迹象,电力消费增速回升,但火电的投资拉动带来了能源效率整体下降,新能源并网的挑战也不断加剧,2015年弃风率飙升至15%,甘肃的弃风率甚至高达39%,虽然《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》于2015年发布,且项目征集工作已经开始,但补贴方案一变再变,仍未获得最终的财政支持。

其次,在电力需求侧补偿政策的四市试点,负荷集成商参与踊跃,但项目接入和补偿力度与市场期望相去甚远,相对于仍在进行的低效电网建设和火电建设,产业发展受挫。

最后,他强调,虽然电力体制改革大幕拉开,电力辅助服务成关注重点,国家出台的细则文件推动了电力改革的市场模式,但真正的市场化进程仍步履维艰。

“尽管政策落地仍不尽人意,但在平价储能峥嵘初现的今天,市场前景已毋庸置疑,技术、应用领域和切入点才是各方主体在2016年关注的焦点”。俞振华表示,2016年,大规模集中式可再生能源、分布式发电及微电网、调频辅助服务,延缓输配电扩容升级等依旧是储能在中国最主要的应用。预计到2020年,储能在这些领域的应用,理想情境下,总装机规模将达到24.2吉瓦,常规情景下,总装机规模将达到14.5吉瓦。

林楚 机电商报网 2016-09-06

碳市场规则设计应适应电价市场化

经过多年准备,全国碳市场终于有望在2017年建立。电力行业作为最大的固定碳排放源必然纳入其中。如何利用碳市场有效促进电力企业降低碳排放应得到碳市场规则设计充分重视。其中最应重视的,就是随着电力改快速推进,需认真分析其潜在影响,在碳市场规则设计中做出恰当设置。

2015年3月，中央发布的电改“9号文”标志着电力体制改革进入新阶段。在过去近一年半时间里，包括加快推进输配电价改革在内的6个核心配套政策和一些其他配套政策陆续出台；与此同时，输配电价格改革试点也扩大到了深圳、蒙西，以及18个省份在内的20个地区，还有4个综合改革试点区和2个售电侧改革专项试点。毋庸置疑的是，电力体制改革已是离弦之箭，最终必将建立“主要由市场决定电力价格”的新机制，也将极大利好我国节能减排工作。综合来看，“十三五”是电改攻坚期，也是碳市场开始运行的起步阶段，如何让碳市场在规则设计上与电力体制改革动态相容，是当前迫切需要解决的挑战。

电改迅速推进，电价市场化取得初步成效

根据9号文精神，新一轮电改突出了“三有序、一独立、三强化”的改革重点，其中“有序放开输配以外的竞争性环节电价”意味着电价最终将打破现行的政府指导定价机制，由供需双方直接决定。尽管完全放开电价还不会一蹴而就，但从目前电改进展看，随着输配电价格改革快速推进，全面电价管制的必要性在逐步下降；其次，各地试点都在以大用户直供为突破口，迅速提高直接交易电量的规模，逐步形成了管制电价和市场电价并存的灵活双轨制，成为电价向市场化机制顺利转型的有效路径；第三，2015年国家发改委发布新的煤电联动规则，提出了明确的电-煤价格联动计算公式，未来煤电上网电价和销售电价将根据上年的煤炭价格走势进行相应调整。这也为减排政策造成的煤价上升如何向下游传递提供契机。

综合而言，随着电改不断深化，电价市场化已经走在前面，这对于我国即将建立的碳市场具有重要意义。

定量分析表明，电价市场化对于提高碳市场有效性具有重要意义

电价市场化对于碳市场的减排作用主要有三个方面：一是促进发电企业技术进步和优化电源结构；二是促进碳市场范围内的电力用户节约用电；三是促进碳市场范围外的电力用户节约用电。根据我国行政管理部门的职责分工，电源结构的优化在很大程度上决定于能源主管部门对可再生能源发电的规划，因此碳市场的作用更主要地应体现为促进下游用户节电而带来的减排。

应用国家信息中心的可计算一般均衡模型（CGE）的定量分析表明，即使2017-2020年碳市场开始运转，若存在电价管制，2020年的全社会电力需求也会比电价完全市场化的情景多1000亿电量需求，相当于增加1.4%，若这些边际增量都由煤电发出，相当于增加8200万吨碳排放。因此电价市场化对于碳市场的有效性具有重要意义。若只是碳市场范围内的工业企业（高耗能行业）用电体现碳成本，全社会用电量相对电价完全市场化情景也会显著增加，且碳市场涵盖的企业范围越小，用电量增加越多。因此尽量将碳市场中发电企业的碳成本通过电价调整传导到所有下游用户是充分发挥碳市场减排作用的必要条件。

另一方面，碳市场中的碳价反映了其中企业主体共同完成减排目标的边际成本，也是衡量碳市场设计规则有效性的重要指标。完成相同的减排目标，碳价格越低证明规则设计越有效，反之亦然。以我国自2017年开始的碳市场为研究对象，通过CGE测算，在相同减排目标下，若存在电价管制，则碳价将比没有电价管制的情况高18-32%。主要是因为电价管制限制了电力部门挖掘低成本减排潜力，相应增加其他部门的减排压力，进而导致总体上减排成本上升。因此促进电价市场化不但对电力行业减排有利，还将显著降低碳市场其他企业的减排压力。

碳市场的规则设计与电价市场化动态相容的政策建议

综上分析，我国未来碳市场的规则不但需要考虑当前电价管制的存在，还需要考虑电力改革的推进，具有与电价市场化进程动态相容的灵活性。为此建议：

（一）适应电价市场化改革快速推进的大趋势，MRV规则上应将发电产生的碳排放都计入电力部门。

如前所述，这种设置一方面能够充分发挥市场机制的作用，把碳市场的减排效果向下游用户传导，最大限度保障碳市场减排效果；另一方面，由于无需核算每个用户用电产生的碳排放，简化了碳市场中企业的排放量核算方法，降低了监管成本。公开数据表明，欧洲碳市场EU-ETS中，每个

企业的年度碳排放核查成本超过 25 万欧元；我国碳市场试点中企业的碳排放核查成本也要 2-5 万元人民币，其带来的支出负担不容忽视。简化碳排放计算方法学，降低核查成本对激励企业参与碳市场的意义越来越大。

我国 2013 年以来推进的部分碳市场试点地区尝试将企业用电产生的间接排放计入用电企业，同时为了避免重复计算，对本地发电企业仅计入自用电部分对应的碳排放。这种做法实际受到试点的地域限制，是应对我国之前电价管制的无奈之举，不应推广。原因如下：一是对于整个碳市场而言，增加了企业碳排放的计算方法学和核查工作的难度，即增加了管理成本；二是人为在用电企业和发电企业之间分配发电碳排放量，这与由市场机制决定成本分担的结果会存在差异。理论上，碳成本在用电企业和发电企业间的分配除了取决于碳排放量的分担，还应该取决于各自的减排成本和减排能力的差异。而充分挖掘低成本减排潜力更是我们采用碳市场而不是行政手段进行减排的初衷所在。

因此，在全国碳市场的规则设计中，考虑到我国正在大力推进的电价市场化改革，在发电碳排放量的核算和归属上应将其全部归入发电企业，并以此为基础进行碳市场其他相关规则的设计。

（二）在当前电价双轨制中，将碳成本明确引入新的煤电联动机制。

虽然通过市场交易完成的电量规模越来越大，但不可否认，“十三五”基于发用电计划实施的电量仍将占主要地位，而这部分电量的上网电价和销售电价仍属政府管制。虽然政府于 2015 年公布了煤电机组上网电价和销售电价的计算公式，明确了煤电联动的具体原则，但还没有考虑火电企业未来的碳成本。因此，建议有关部门在明年碳市场建立之前对煤电联动公式做出相应调整，以确保煤电企业的碳成本能够顺利向下游传导；其次，当前煤电联动以年为周期进行调整的设置可能也与碳市场中碳价格的波动性不匹配，建议适当缩短电价调整周期。

（三）随着电价市场化机制初步建立，电力部门的免费碳排放配额分配宜紧不宜松。

在电价完全市场化的环境下，电力企业可以通过电价调整向下游转移部分碳成本，因此理论上不应该给电力企业免费配额。但在当前电价双轨制环境下，为抵消发电企业应该向下游传递但没有传递出去的碳成本，应赋予一定数量的免费配额。在“十三五”碳市场建设初期，应以此为原则认真核算并从紧给电力企业设置初始免费配额数量，避免过多发放。同时随着市场交易电量比重不断扩大、以及煤电联动机制的不断完善，还要相应减少免费配额数量。根据欧洲 EU-ETS 的教训，正是因为免费配额过多、配额收紧过程太慢，才始终令碳市场交易清淡，价格持续走低，以至市场对减排有效性的质疑声越来越大。考虑到我国电力企业的碳排放量远超其他行业，而且电力系统非市场化因素的影响依然很大，因此如不能在开始就“以壮士断腕”的勇气从紧设置免费配额规模，此后改革阻力可能更大，长期不利于碳市场发挥作用。

（作者单位：国家信息中心）

李继峰 中国能源报 2016-09-13

北京环境交易所总裁：中国碳市场需要做创新性探索

中国能源网 | “中国碳市场大有希望，但需要在有效性、流动性、稳定性上做一些更有创新性的探索，这样才能真正促进中国碳的定价机制，”北京环境交易所总裁梅德文说。

梅德文是在出席 6 日在上海举行的“绿色金融国际研讨会”时做上述表述的。在此之前，中国央行副行长陈雨露透露，中国已经决定在 2017 年启动全国性的碳市场建设，提高碳交易市场的流动性和碳产品定价的有效性。

据梅德文介绍，2013 年中国开始开展碳排放权交易试点，在北京、天津、上海、重庆、广东、湖北、深圳进行试点，已经进行了 3 个完整的履约期，2015 年这 7 个省市 GDP(国内生产总值)约占全国 GDP 的 27%，而碳配额竟占全国的 40%左右。

“这个占比还是很大的”，梅德文感叹道，“但这 7 个碳交易试点 2015 年的交易量大约是 3786 万吨，交易金额是 4.4 亿元(人民币，下同)，这个交易量和交易金额应该都不是特别大”。

究其原因，梅德文分析道，“由于这7个碳交易试点是一个区域分割市场，比如北京的配额只能在北京卖，不可能放到上海卖，上海的配额只能在上海卖，不能拿到北京卖，所以规模很小，对交易量影响不是很大。此外目前中国碳交易试点还是现货交易”。

为了开展统一的碳市场，中国将在电力、石化、化工、建材、航空、造纸等八大行业年排放量超过10000吨标煤，22000吨二氧化碳排放的企业进行强制排放，梅德文表示，“这样中国就会形成全世界第一大碳交易市场，这样的市场建立后，会对中国的节能减排甚至经济转型做出重大贡献”。

那么如何才能构建这样一个有效性、流动性、稳定性的碳市场呢？

梅德文提出了自己的见解，首先在市场的有效性上，还是需要有一个更大规模的交易市场，需要更加多元化和不同类型的交易主体。

其次在市场流动性上，无论欧盟还是美国的碳市场，主要是以金融产品、金融工具为主，未来中国的统一性的全国性碳交易市场，在适当的时候也应该研究推出中国碳金融产品，这样才能真正形成价格机制。

最后在市场稳定性上，目前中国七个碳交易试点价格并不相同并且价格偏低。应当通过真正的价格来反映市场的稀缺程度，影响市场的结构转型和稳定性。此外强制的碳信息披露，也需要研究更具灵活性的交易规则。

缪璐 中新社 2016-09-07

我国油气页岩气调查取得重大突破

日前，中国地质调查局发布消息称，中国地质调查局坚持地质调查和科技创新相融合，提出了复杂构造区页岩气成藏新理论，形成了适应南方复杂构造区油气、页岩气调查技术方法体系，引领长江经济带油气页岩气调查取得重大突破，在长江经济带圈定了10个页岩气调查远景区，优选了14个页岩气有利勘查区块。

2014年以来，中国地质调查局共投入经费8亿元，在长江经济带部署油气钻井、物探、基础地质调查等工作，部署钻井50口，二维地震1613千米，页岩气基础地质填图1902平方千米。中国地质调查局在系统总结我国南方页岩气富集理论与成藏规律的基础上，突破前人关于复杂地质构造区油气难以保存的认识，创新提出了“富有机质页岩发育、构造保存稳定、地层超压”三位一体的页岩气富集成藏理论认识，为实现油气页岩气调查突破奠定了理论基础；总结了“简单背斜控藏型、逆断背斜控藏型、残留向斜控藏型、逆断向斜控藏型、基底隆起控藏型”五种页岩气成藏模型；运用高陡构造的二维地震采集处理、地震波频谱衰减检测、地震波速压力预测、页岩气甜点识别预测等新技术，促进油气页岩气调查重大突破。

在以四川、重庆西部、贵州西北部、云南东北部等地区为主的长江经济带上游地区，贵州遵义安页1井获超10万立方米/日高产稳产工业气流，有望形成新的工业气田；四川华蓥华地1井钻获页岩气流，实现了川东高陡构造带新区、新领域页岩气调查重大发现。在以湖北、湖南、重庆东部、贵州东北部等地区为主的长江经济带中游地区，湖北宜昌宜地2井钻获70米优质页岩带动了整个鄂西地区油气勘探，湖北宜昌鄂宜页1井钻获寒武系水井沱组高含气页岩气层，湖北宜昌鄂阳页1井在牛蹄塘组钻获页岩气流，实现了页岩气调查的重大发现。在长江经济带下游地区，安徽宣城港地1井获得二叠系海陆过渡相页岩气发现，揭示了下扬子地区二叠系富有机质泥页岩具备生成页岩油气的条件，可为安徽皖江地区页岩油气勘探提供有力支撑。

目前，在长江经济带，已经圈定了10个页岩气调查远景区，拓展勘查新区6万平方千米；优选了14个页岩气有利勘查区块，为新一轮页岩气招标工作提供了有力支撑；拓展了油气页岩气调查新层系，拓展了勘查新区，初步形成了四川盆地及周缘志留系页岩气、湘鄂西地区震旦系和寒武系页岩气、下扬子地区二叠系页岩油气及川南—黔西二叠系“三气”的勘查新格局；贵州正安、湖北宜昌、湖北巴东3个油气页岩气勘查示范基地也已初具雏形。

中国地质调查局有关负责人表示, 下一步, 将进一步推进长江经济带页岩气勘查全面发展, 突破四川盆地周缘下古生界海相页岩气, 攻关海陆交互相页岩油气与滇黔上古生界海相页岩气, 探索中新生界陆相页岩油气。此外, 还要抓紧制订页岩气勘查评价、地球物理甜点识别与预测、选区评价等方法技术体系和标准体系, 建成国家公益性页岩气资源调查队伍体系。

王少勇 中国国土资源报 2016-09-18

国家科技重大专项项目《页岩气资源评价方法与勘查技术攻关》顺利通过任务合同书评审

9月9日, 受国家油气开发专项领导小组办公室委托, 中石油油气专项实施管理办公室在北京组织召开会议, 对大型油气田及煤层气开发重大专项下属《页岩气资源评价方法与勘查技术攻关》(编号: 2016ZX05034) 进行任务合同审查。专家组由来自中石油、中石化和中海油等单位的15名专家组成, 沈平平院士担任专家组组长。

《大型油气田及煤层气开发》重大专项总负责贾承造院士主持了会议。受“项目34”负责人中国地质调查局油气资源调查中心副主任翟刚毅(教授级高工)委托, 包书景(教授级高工)从生产需求和需要解决的关键问题、目标和任务、预期成果与考核指标、年度计划和年度目标等7个方面对项目任务合同书进行了详细论述。“项目34”在梳理了我国页岩气勘查开发技术现状和难点基础上, 围绕生产需求, 从理论、技术和方法三个方面提出了项目攻关目标。从页岩气生成富集机理、资源评价、评价关键技术与试验应用等4个方面分解了研究内容, 设置了4个课题, 设计了以机理研究为基础、评价体系为重点、技术研发为手段、勘查试验促突破的技术路线, 为促进我国不同类型页岩气勘查取得突破、客观评价页岩气资源潜力提供技术支撑。

评审专家认为本项目研究意义给予了高度评价, 并提出了富有建设性的建议, 认为“项目34”目标任务明确, 科学合理, 与专项“十三五”实施计划和该项目可行性研究报告的攻关目标一致; 课题设置合理, 技术路线合理清晰, 预期成果及考核指标明确, 对专项目标的完成具有重要支撑作用, 技术路线合理可行, 组织实施措施得当, 一致同意通过审查。

中国地质调查局油气中心 2016-09-12

青藏高原冻土区天然气水合物潜力巨大

赋存于海洋和多年冻土区的天然气水合物是一种能量密度高的非常规高效清洁能源, 其储量相当于全球已探明常规化石燃料总碳量的两倍以上, 被认为是最有希望的接替能源。中科院西北生态环境资源研究院冻土工程国家重点实验室主任吴青柏指出, 亟待对青藏高原多年冻土区天然气水合物分布和储量深入研究, 突破天然气水合物的勘探与开发技术。

吴青柏表示, 经过10多年的努力, 中科院在天然气水合物形成与分解动力学、参数、勘探和开采技术实验和模拟方面形成了稳定的创新团队, 创建了中科院天然气水合物研究中心。依据国家新能源战略的国家需求, 2011年, 他承担了中科院“青藏高原多年冻土区天然气水合物钻探计划”项目, 经过4年多的探索和研究, 在青藏高原昆仑山垭口盆地多年冻土区发现了天然气水合物存在的证据。勘探发现地表下250米以下有甲烷气体, 其浓度高达22%~32%。从含天然气水合物层位来看, 昆仑山垭口盆地多年冻土区的天然气水合物属于孔隙或裂隙充填型气体水合物, 地质构造对天然气水合物的分布具有较强的控制作用, 天然气水合物稳定带可能超过300米。

吴青柏指出, 青藏高原昆仑山垭口盆地天然气水合物的发现标志着远离海洋的青藏高原腹地多年冻土区也赋存有天然气水合物, 将对青藏高原能源、环境和气候产生重大影响。已开展的地球物理勘探表明, 青藏高原将有可能成为中国21世纪的又一个具有战略意义的油气资源前景区。青藏高原地区有大面积多年冻土分布, 多年冻土温度、厚度条件具备了天然气水合物的形成条件, 有可能

成为我国陆地天然气水合物重要的赋存区域之一。

据粗略估计，青藏高原多年冻土区天然气水合物潜在的资源量可达 350 亿吨油当量。然而，除了祁连山和昆仑山垭口盆地获得了天然气水合物存在的证据之外，青藏高原其他多年冻土区仍然是一个空白，亟待进一步深入开展青藏高原多年冻土区天然气水合物分布和储量评价的研究。

吴青柏认为应进一步探明青藏高原天然气水合物储量，阐明天然气水合物成因及其对气候变化和环境的影响；同时，他建议在格尔木设立天然气水合物开采试验研究基地，进一步探索陆地天然气水合物减压和注热开采技术和方法，也为我国海洋天然气水合物开采积累经验。与此同时，在全球变化和多年冻土退化的背景下，应尽快开展多年冻土退化对天然气水合物的影响及其环境效应评估的工作。

王进东 中国科学报 2016-09-07

天然气分布式能源项目 PPP 模式解读

对于天然气分布式能源，早在 2011 年 10 月 13 日，国家发展改革委、财政部、住房城乡建设部、国家能源局就联合发布了《关于发展天然气分布式能源的指导意见》，提出“要以提高能源综合利用效率为首要目标，以实现节能减排任务为工作抓手，重点在能源负荷中心建设区域分布式能源系统和楼宇分布式能源系统。”

而今年内国家发改委公布的两份规范性文件政策文件，即 2016 年 3 月 31 日发布的《国家能源局关于在能源领域积极推广政府和社会资本合作模式的通知》（国能法改【2016】96 号），以及 2016 年 8 月 10 日发布的《国家发展改革委关于切实做好传统基础设施领域政府和社会资本合作有关工作的通知》（发改投资【2016】1744 号）中，均为国家积极推进能源领域 PPP 项目的最新的政策性文件，该两份文件中均以列举的方式明确了国家对分布式能源 PPP 项目的推广支持态度。在此背景下，了解和学习 PPP 模式下的天然气分布式能源变得很有必要。

一、天然气分布式能源的特点及其发展态势

（一）定义

根据《关于发展天然气分布式能源的指导意见》中的定义，天然气分布式能源是指利用天然气为燃料，通过冷热电三联供等方式实现能源的梯级利用，综合能源利用效率在 70% 以上，并在负荷中心就近实现能源供应的现代能源供应方式，是天然气高效利用的重要方式。具体来说，天然气分布式能源是指分布在用户端的能源综合利用系统，一次能源以天然气燃料为主，可再生能源为辅，利用一切可以利用的资源；二次能源以分布在用户端的热电冷（植）联产为主，其他中央能源供应系统为辅，实现以直接满足用户多种需求的能源梯级利用，并通过中央能源供应系统提供支持和补充。

（二）优点

天然气分布式能源的优点在于：能源利用总效率高，冷、热、电成本互摊，较为经济；在环境保护上，将部分污染分散化、资源化，争取实现适度排放的目标；在能源的输送和利用上分片布置，减少长距离输送能源的损失，有效的提高了能源利用的安全性和灵活性。

（三）适用区域

典型的应用天然气分布式能源的场合有：

1. 用于人口稠密的城市商业中心、住宅小区、酒店商厦、快餐店、医院等需要洗澡和生活热水、除湿热源的场合。机场、大学、机关等公用事业单位。
2. 用于原有的区域小型柴油机和燃气轮机站的改造、小锅炉煤改气改造。
3. 用于有冷热负荷要求的工业园区。
4. 用于集合、庆典、运动会等须保证供电安全的场合（固定或车载），以及医院、银行等须保证供电安全的单位。

5. 新开发的城区和房地产小区。

（四）发展态势

从全世界来看，能源利用率越高、环境保护越好的国家，对于发展分布式能源技术的推广应用就越热衷，支持政策越明确。如丹麦、荷兰、日本对分布式电源都采取了一系列鼓励政策；“911事件”后，出于供电安全的考虑，发达国家都加快了分布式电源建设的步伐，到目前为止，英国已有 1000 多座分布式电源站；美国有 6000 多座分布式电源站。在众多国家中，丹麦是世界上公认的经济、资源消耗和环境保护三方面有机结合的典范，是实现了可持续发展的国家，其奥妙就在于丹麦积极发展冷、热、电产品联产，提倡科学用能，扶持分布式能源，通过提高能源利用率来支持国民经济的发展。

国内的分布式能源正在进入快速发展期，丹麦等发达国家的经验值得我们学习和借鉴。目前大型国有企业已经开始抢占分布式能源市场。初期已经完成的分布式能源典型案例有北京燃气集团指挥调度中心大楼项目、上海浦东国际机场项目、广州大学城项目等等。

二、天然气分布式能源 PPP 项目组成

根据天然气分布式能源投建阶段的主要工作和相关市场主体的不同，天然气分布式能源投建阶段的投资模式大致可分为独立投资模式和合作投资模式两种。独立投资模式下，单一投资主体进行天然气分布式能源的独立投建工作。该模式对投资主体的资金、建设能力要求较为严格，独立投资主体一般为资金充裕的节能服务公司或工程建设公司。而合作投资模式，投资主体间可采取两个或两个以上主体间的合作，投资主体可充分发挥自身优势，相互联合共同投建分布式能源系统。这种模式投资主体间在投建过程中的存在大量协调配合问题，但减轻了各投资主体的资金压力。一般具有某一方面优势的相关投资主体会根据自身需求选择合适的合作投资模式。本文则重点讨论合作投资模式中 PPP（即政府和社会资本合作）模式下的天然气分布式能源项目。

（一）天然气分布式能源 PPP 项目的主要参与方

同城镇燃气 PPP 项目相同，天然气分布式能源 PPP 项目的主要参与方一般会包括：政府、社会资本方、融资方、承包商和分包商、原料供应商（供气方和设备供应商等）、专业运营商、保险公司以及专业机构等。

1. 政府

根据项目运作方式和社会资本参与程度的不同，政府在天然气分布式能源项目中所承担的职责也不同。一方面，作为公共事务的管理者，政府负有倡导和响应节能环保、保障用能安全等政策指引并向公众提供优质且价格合理的产品的义务，承担着项目的规划、采购、管理、监督等行政管理职能，并在行使上述行政管理职能时形成与社会资本（或项目公司）之间的行政法律关系；另一方面，政府作为天然气分布式能源产品或服务的购买者（或者购买者的代理人），基于 PPP 项目合同与社会资本方（或项目公司）之间形成平等的民事主体关系，须按照 PPP 项目合同的约定行使权利、履行义务。

2. 社会资本方

社会资本方包括民营企业、国有企业、外国企业和外商投资企业。在 PPP 实践中，社会资本通常不会直接作为 PPP 项目的实施主体，而是专门针对该天然气分布式能源项目成立项目公司，作为 PPP 合同及项目其他合同的签约主体，负责项目具体实施。《国家发展改革委关于切实做好传统基础设施领域政府和社会资本合作有关工作的通知》中，特别强调鼓励和引导民营企业、外资企业参与 PPP 项目。招标选择社会资本方时，要合理设定投标资格和评标标准，消除隐性壁垒，确保一视同仁、公平竞争。探索在项目中发展混合所有制，组建国有资本、民营资本、外商资本共同参与的项目公司，发挥各自优势，推动项目顺利实施。引导民间资本、外商资本参与 PPP 基金等，拓宽民间资本、外商资本参与 PPP 项目渠道。鼓励不同类型的民营企业、外资企业，通过组建联合体等方式共同参与 PPP 项目。

3. 融资方

融资方通常有商业银行以及非银行金融机构（如信托公司）等，具体的债券融资方式除贷款外，也可包括债券、资产证券化等。

4. 承包商和分包商

在天然气分布式能源项目中，工程建设和技术支持方面承包商和分包商的选择十分重要，项目建设工期、质量、价格等方面会影响贷款人对项目的商业评估和风险判断。

5. 专业运营商

由于天然气分布式能源项目对专业技术和运营有严格要求，因此，如项目公司不具有运营能力，则可能需要节能服务公司等具有专业资质的运营商。

6. 原料供应商

对于天然气分布式能源项目来说，天然气供应和核心机械设备供应是关键。天然气供应的价格直接决定热冷电的价格，而该类项目的核心设备目前国内主要系依靠进口。

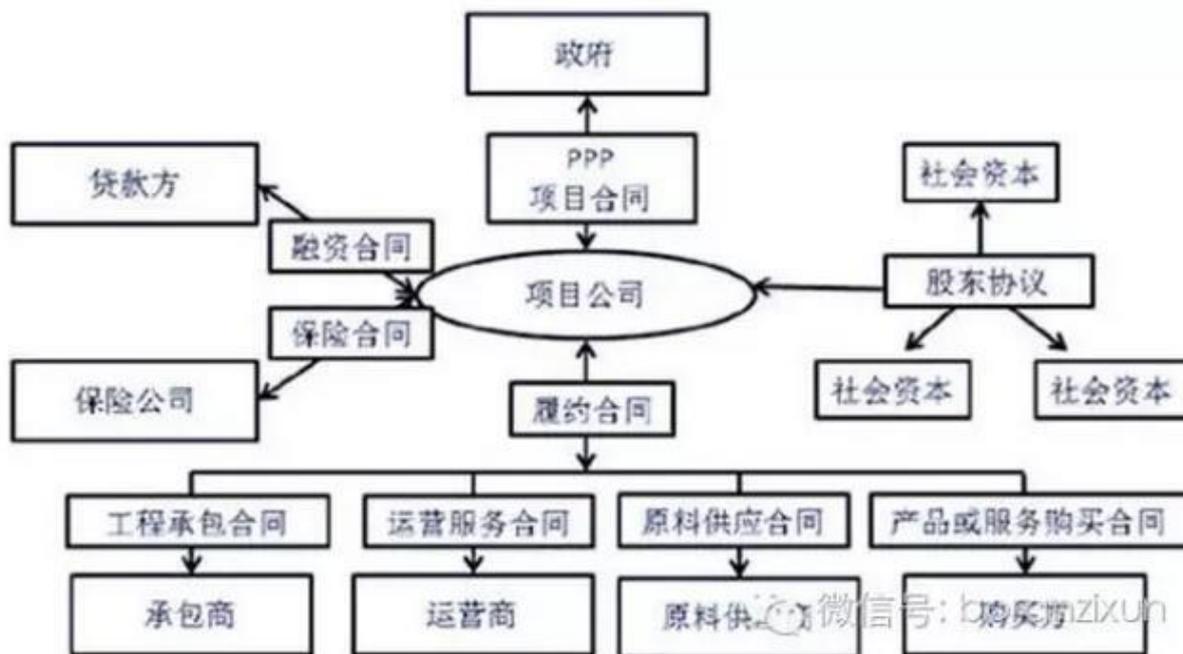
7. 产能和服务购买方

鉴于天然气分布式能源围绕负荷中心短距离内供应的特性，项目产品和服务的购买方相对确定。也是因为使用方和购买方受到区域范围的限定，项目的盈亏情况很大程度上依赖于购买方与项目公司签订的购销合同价格条件及付费机制。

8. 保险公司

由于项目通常资金规模大、生命周期长、属于能源类项目等特性，项目需要保险公司帮助控制项目建设和运营期间可能面临的各类风险。

各参与主体之间通过签署合同建立合作关系，PPP 项目基本合同体系大致如下：

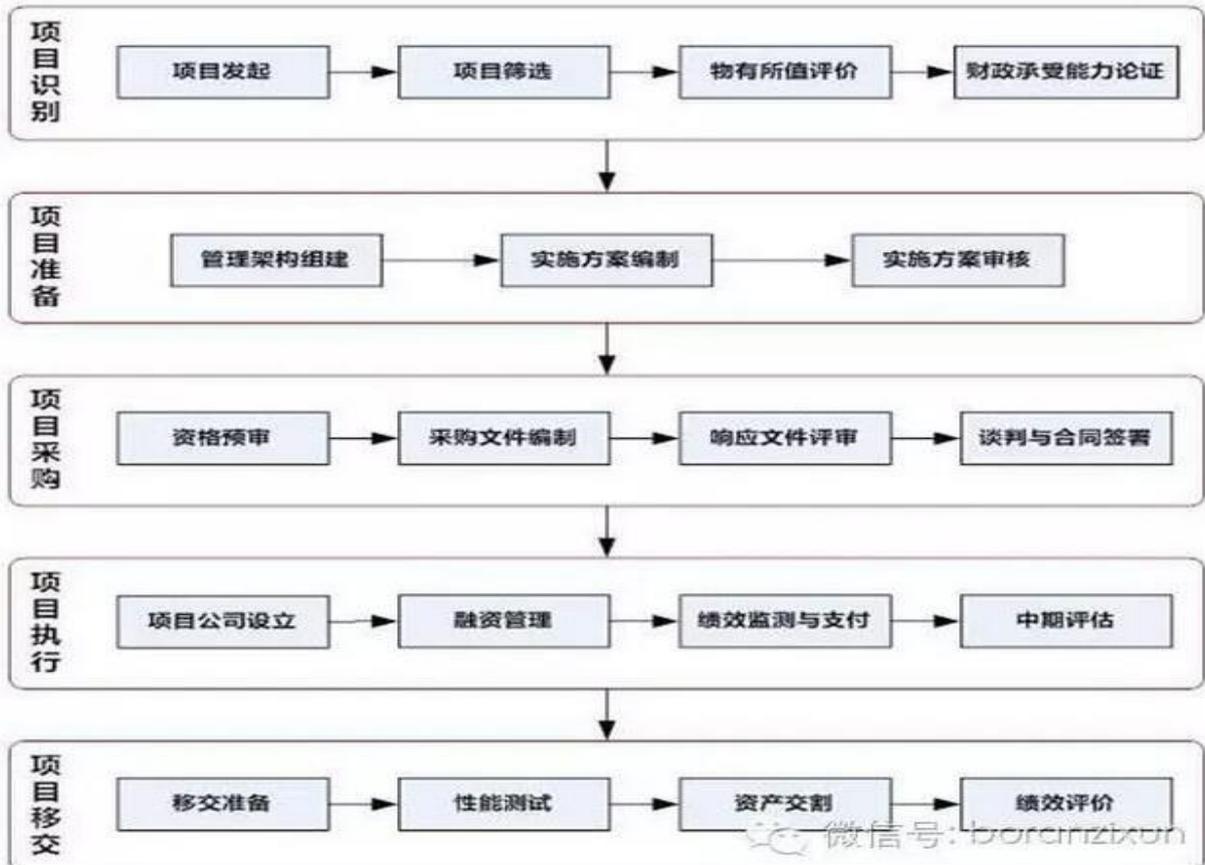


以下特提供上海华电莘庄 CCHP 项目的合同体系图，以便加深对天然气分布式能源 PPP 项目具体合同体系的感知：



(二) 天然气分布式能源 PPP 项目的工作流程

财政部《政府和社会资本合作模式操作指南(试行)》(财金(2014)113号),对PPP项目识别、准备、采购、执行、移交等操作环节进行了规范。这其中尤其需要重视充分做好物有所值评价,通过这种评估方法,判断采取PPP模式与政府传统采购模式相比,是否降低项目全生命周期成本。流程图大致如下:



三、天然气分布式能源 PPP 的运作模式分类

1. BOOT（建设-拥有-运营-移交）

这是目前天然气分布式能源运用最普遍的投资模式。社会资本方建设分布式能源中心，拥有能源中心设施所有权，并负责运行管理。项目运营合同期满后，投资主体将能源中心资产按协议约定移交给政府，或经政府许可转让给第三方。移交后的运行管理可以由政府自行管理，也可委托项目公司继续经营管理，并交纳一定的服务管理费。

2. BOT（建设-运营-移交）

指由社会资本或项目公司承担新建项目设计、融资、建造、运营、维护和用户服务职责，政府准许其通过向用户收取能源费用用以回收投资并赚取利润，约定运营期限届满时，该能源中心移交给政府。

3. BOO（建设-拥有-运营）

项目公司根据政府赋予的特许权，建设并经营能源中心，但是不将此项目移交政府或用户，能源中心一旦建成，项目公司对其拥有所有权，并向终端用户提供能源服务。

4. ROT（重整-经营-移交）

政府将过时、陈旧的项目设施、设备转让给项目公司，项目公司进行改造更新、扩建，在此基础上由项目公司经营若干年后再移交给政府。

5. TOT（转让-运行-移交）

指政府将存量能源中心资产所有权有偿转让给社会资本或项目公司，并由其负责运营、维护和用户服务，合同期满后资产及其所有权等移交给政府的项目运作方式。

以上仅为常见的几种项目运作模式，具体到某个项目当中，其可选择的运作模式不限于此。

四、天然气分布式能源 PPP 项目关注要点

（一）通过政策扶持和恰当的付费模式弥补天然气分布式能源的高成本问题

我国天然气分布式能源发展仍处于起步阶段，与单纯的燃煤发电相比，建设成本和运营成本相对较高。但国家在政策上通过投资补贴、以优惠价格提供土地、提供金融支持等方面积极支持天然气分布式能源。尽管这些政策在地方上落实得不够具体，但 PPP 模式下的分布式能源项目，更便于利用与政府的合作关系争取和落实政策扶持方式。另，在项目能源使用者付费的基础上，可根据需要综合政府付费和可行性缺口补贴模式，来弥补天然气分布式能源项目的高成本问题。

（二）分布式能源发电并网难题

与传统供电方式相比，分布式供能具有能源利用率高，负荷调节性能好等优点，但分布式能源项目的发电输电模式与现行的《电力法》有相违背之处。目前已投或在建项目，面临的最大的阻碍仍然是电力“并网”问题。据业内人士介绍，目前已经建成运营的天然气分布式能源项目所发电量多是自发自用，不由电网公司统一调度，且电价一般是由项目公司与用户之间协商的。《电力法》规定：供电企业要在批准的供电营业区内向用户供电，一个供电营业区内只设立一个供电营业机构。供电营业区的设立、变更，由国务院电力管理部门审查批准并发给《供电营业许可证》。这在很大程度上限制了民营企业发展天然气分布式能源项目。各地和电网企业应加强配电网建设，电网公司将天然气分布式能源纳入区域电网规划范畴，解决天然气分布式能源并网和上网问题。国家发改委、能源局会同有关部门、电网企业及单位研究制定天然气分布式能源电网接入、并网运行、设计等技术标准和规范；价格主管部门会同相关部门研究天然气分布式能源上网电价形成机制及运行机制等体制问题。

赵洪升 上海赵洪升律师事务所 2016-09-09

生物质能、环保工程

推动沼气利用促生态循环农业发展

为深入研究农业废弃物的综合利用情况，我们与长沙理工大学教授向洋、曹冰玉、王荣吉等专家组成课题组，实地考察了湘潭顺康生态农业科技发展公司、韶山市宏发农林科技发展有限公司、韶山永红生态农业科技发展有限公司以及姜畲现代农业示范园，并分别同湘潭市、县有关部门和企业代表召开座谈会，了解作物秸秆循环利用、畜禽粪便循环利用和农村清洁工程建设等方面所开展的工作及遇到的困难和问题。我们认为，湖南在“两型”建设的大背景下，发展以沼气为纽带生态循环农业意义重大。

一、发展循环农业的意义

1、实施农业生态循环“猪—沼—稻(果、菜、鱼)”效益明显。以生物发酵床生态养猪模式、沼气池+农牧循环模式、沉淀池+林业循环模式等农业生态模式为农业循环经济发展起了积极的推动作用。目前，湖南畜禽养殖的生态化率有较大的发展;如湘潭已达到 60%以上，年减排粪污 1000 万吨。无害化、资源化、减量化，形成了生态农业循环经济产业链的核心。“猪—沼—菜”“猪—沼—果”“猪—沼—稻”“猪—沼—鱼”等三位一体生态农业循环经济模式，能使一个中型生猪养殖场年增收节支达 20 多万元。在促进综合利用、产生循环经济效应的同时，最大限度地减轻了环境污染，实现种养平衡，达到污水零排放。沼气通过管道可供基地食堂使用，还可供到周边农户家中使用，多余气体用于场内发电，供猪场夏天降温，冬天采暖及饲料粉碎搅拌，每年为养殖场可节省电费约 10 万余元。

2、农作物秸秆资源化利用是实现秸秆禁烧的根本保障。积极推进主要作物秸秆肥料化、饲料化、基料化、燃料化的资源综合利用，形成秸秆还田变肥、植菌变菜、过腹变奶、压块变煤、加工变板(绳)材等多种综合利用模式，是实现秸秆禁烧的根本措施。大力推广农作物秸秆还田技术，沼液、沼渣作为有机肥料提供给周边的水稻、水果、蔬菜、湘莲、苗圃生产基地。形成“稻—沼—菜(稻)”循环生态模式，蔬菜及农产品的品质将得到明显的改善、产量也将得到明显的提高，可为农户节约化肥、农药使用费用。

3、发展循环农业有利于建设美丽乡村。顺康生态农业科技发展公司通过沼渣沼液综合利用，生产绿色无公害产品。通过对 2200 亩脐橙基地，300 亩绿茶种植示范基地的建设，形成了猪-沼-茶(脐橙)生态模式，取得显著成效。园内已建 120 立方米中型沼气工程，沼气供公司食堂和附近农户使用，沼渣、沼液经过园内 30 个 100 立方米沼渣沼液储存池施用于全园，其中 300 亩茶叶安装滴灌系统。同时，年发电 3600 度。通过新技术的广泛使用，每年可增收节支 60 万元，同时还提高了农产品产量和质量，改良了土壤，减少了农药、化肥的使用，保护了环境，对于发展循环农业和绿色无公害种植、建设美丽乡村起到很好的示范作用。

4、发展循环农业对推动小城镇生活污水处理具有重要意义。通过建立沼气工程，对小城镇的生活污水进行集中处理。通过以服务站为依托，联结沼气用户、周边饭店、种植产业园，解决了周边住户生活垃圾、污水、残渣的污染问题和沼气池原料问题。沼气可免费供给周边住户作为生活燃料，沼液通过排水渠道直接输送到农田，沼渣运送到蔬菜、果木等种植产业园作为肥料，形成了“污—沼—菜(果、稻)”生态模式。同时，农作物施用沼肥可增收节支。“三沼”综合利用，可以提高农产品的产量和质量，有效保护水源、降低污染，不仅是对农村小城镇生活污水处理进行了有益的探索，同时也提供了小城镇生活污水处理的全新模式。

二、目前农村沼气推广过程中存在的困难

1、户用沼气池及联户工程建设困难。由于物价上涨及人工工资上涨，而项目补助没有提高，群众自筹困难加大。当前建池成本的飞跃式上涨，河砂砾石等建池材料由以前的不到 20 元/吨，上涨到

60 元/吨，人工工资由以前的 40 元/天，上涨到 120 元/天以上，建池成本由几年前 4500 元，上涨到 6000 元左右，而国家投入没有实时提高，仍就停留在 1600 元/户，造成农户无法承受，有的农户即便了解使用沼气的好处，但因资金难以承担不得不放弃。

2、大型沼气工程方面需要更多的政策支持。一是需求量大，而下达的项目少。二是沼气所发的电企业有时候用不完，并入国家电网的渠道不畅通，造成资源不能合理有效利用。三是秸秆沼气的效果比较好，管道沼气深受欢迎，但是秸秆收集、打捆、风干、运输、储藏等成本较高，加上企业的管理人员、维护人员工资，设备的维护、维修等费用，造成企业投入成本比较高，利润很低，很难维持。

3、服务体系建设方面亟待加强。农业社会化服务体系发育滞后，后续服务力量不足。一是户用沼气池由于老化、原料不足、劳动力外出无人打理等原因使用率下降。二是网点布设还不能满足实际需求，如湘潭市 12.6 万口沼气池按照每个网点服务 300 口沼气池计算，需要 400 多个服务网点，而目前只有 282 个村级服务网点。三是技术员收入不稳定队伍难稳定，一方面群众算大帐的意识不强，另一方面技术员都是乡里乡亲，上门服务不好意思开口收费，结果来回的油钱都不够。

三、促进生态循环农业发展的建议

1、探索建立农村可再生能源服务体制。用政府购买服务的形式，采取“政府引导+农户自筹”的办法推进服务体系建设，留住技术人员，提高沼气池的使用率。一是加强农村可再生能源管理体系建设。按照《湖南省农村可再生能源条例》，建立健全农村可再生能源管理体系。二是加强农村可再生能源市场体系建设。培育新的经营主体，鼓励和引导社会力量参与建设和运营，引进工商业资本投入农村可再生能源建设。三是加强农村可再生能源后续服务体系建设。建立健全沼气产前、产中、产后服务和管理体系，促进沼气产业化发展、市场化经营、物业化管理和社会化服务。四加强农村可再生能源服务网点建设。要根据实际需要设立服务网点数量，按照网点的建设规模，技术力量，确保覆盖的农户数量；上级要加大对可再生能源服务网点设施、设备投入的扶持，重点扶持网点购置进出料、检测和维修设备。网点同时还要备足货源，规范收费标准，为农户做好物资器材的供销工作。要确保人员的稳定，按照网点规模科学配备专业技术人员，在财政支持或可再生能源发展基金的支持下，采取聘用制，适当发放基本工资，按比例缴纳养老保险、工伤保险，稳定专业技术人员队伍。网点建设上，要做到每个农户都有“服务就在身边，身边就有服务”的感觉。

2、出台沼气用气补贴政策。一是采取气价补贴。粮食种植事关国家粮食安全，目前已经持续实行种粮补贴政策，沼气事关国家节约能源、保护环境、建设新农村大计，建议按照 0.5-1 元每立方米或 100 元每年每户进行沼气使用补贴，使所有建池户都能主动使用好自己家的沼气池。按天白村全村 120 户计算，每年国家财政需补贴 1.2 万元，但是 120 户用户使用沼气，每年可为老百姓节约能源支出 12 万元以上，可以为国家节煤 72 吨，减排二氧化碳 200 吨，减排二氧化硫 2 吨，保护薪炭林 480 亩，同时还可以对建池户家的人畜粪便、有机生活垃圾进行无害化处理，实现小投资拉动大效益，经济、社会效益显著。二是要加大大型沼气综合利用工程的投入力度，出台政策支持发电并网且进行政策性补助。三是购买沼渣沼液改良土壤，充分利用好沼渣、沼液等资源，发展高效无公害农产品生产。

3、健全科技支撑体系。加大农村能源技术创新支持，依靠科技进步，鼓励技术创新，把农村沼气技术与种植、养殖等适用技术进行优化组合，与生态环境保护和经济社会发展进行紧密结合。重点研究沼气快速发酵及高效利用技术，秸秆生物气化生产沼气技术等。加快引进和消化吸收发达国家沼气发电技术，开展示范建设。加强对农村能源的能力建设，开展多种形式的技术培训和交流活动，进一步提高农村能源建设队伍的人员素质和技术水平。

4、制定中长期发展规划。一是制定好具体实施细则，避免重复建设；二是出台相关政策，建立激励机制，明确经费扶持具体措施，优化队伍结构。（本文作者系湖南省政府参事赵松义、刘荣宗，长沙理工大学教授向洋。文章来源：湖南省参事室官网。）

红网 2016-09-08

“变废为宝”的生物柴油缘何陷绝境？

综合效益突出且被各方寄予厚望的生物柴油产业，正在遭遇前所未有的发展困境。

生物柴油是以“地沟油”等废弃油脂和油料作物为原料生产的可再生液体燃料，具有十六烷值高、无毒、低硫、可降解、无芳烃等特点，可与石化柴油混配使用或直接替代，是典型的绿色环保可再生能源。因此，世界各国纷纷将生物柴油作为新能源发展的重要方向之一。

在我国，发展生物柴油更有“一石二鸟”的特殊价值。因“地沟油”能够成为制取生物柴油的原料，处理得当可有效治理“地沟油”重返餐桌的顽疾。有鉴于此，从中央高层决策者到现行法律政策文件，都对生物柴油持积极态度，明确鼓励其发展。

我国生物柴油产业自 2004 年起驶入发展快车道，巅峰产能达 350 万吨/年。但据《中国能源报》记者走访调查，因销售阻碍重重，当前，近九成生物柴油生产企业正在或濒临停产、倒闭，实际年产量不足 60 万吨。与之相对应的是，我国每年产生的“地沟油”及其他废弃油脂原料资源量共计超过 1000 万吨。为什么一个潜力无限且理应大发展的产业会变得如此惨淡？

失控的“地沟油”

2014 年初，民营生物柴油生产企业云南盈鼎生物能源股份有限公司（下称“云南盈鼎”）一纸诉状将中石化及中石化销售云南分公司告上法庭，起因是后者拒绝交易前者用“地沟油”生产的生物柴油。消息一经传出即引发社会广泛关注。这桩持续了近三年却仍未结案的“石油反垄断第一案”清晰地折射出当前我国生物柴油窘迫的发展现状。

生物柴油发展受阻的同时，其生产原料“地沟油”则同步呈现出愈发失控的状态。

据估计，我国每年产生的“地沟油”约 400 万吨，其他废弃油脂约 680 万吨。中国石化联合会的调研报告显示，据不完全统计，目前我国“地沟油”收集利用量约为 240—300 万吨/年，其中只有约 70 万吨用于生产生物柴油（平均 1.2 吨地沟油可生产 1 吨生物柴油），还有一部分用于皮革加工与日化洗涤等行业，其余流向不明。

由于“地沟油”跨省流通频繁，难以监管，“地沟油”生产食用油、“泔水油”生产饲料油等违法行为屡禁不止，近年来相关案例屡见报端，由此引致的健康安全隐患问题更已经成为全社会关注的焦点话题。

就在已引起中央高层关注、经云南高院二审的“石油反垄断第一案”仍无定论、且目前看来距离结案遥遥无期的同时，由于大量企业被迫停产，一度冲至 350 万吨/年的生物柴油产能，现产量已滑至不足 60 万吨/年。在此期间，无人知晓那些曾经被“烧”掉的“地沟油”有多少回流到了餐桌。

生物柴油：“地沟油”克星

“寻求有效治理‘地沟油’重返餐桌顽疾的途径是当下中央及各地政府主管部门迫在眉睫需要推进的工作。国务院副总理马凯近期针对生物柴油连续作了三次重要批示，足见中央层面之高度重视。”国务院发展研究中心资源与环境政策研究所法律与治理研究室副主任吴平在接受《中国能源报》记者采访时说。

经过一系列调研，国务院发展研究中心资源与环境政策研究所、中国石化联合会在其分别提交至国务院的报告中一致对生物柴油的前景给予了明确肯定，强调我国应一如既往大力推进生物柴油产业发展。

据记者了解，马凯副总理在其批示文件中亦明确表示，“利用‘地沟油’生产生物柴油意义重大，应支持生物柴油产业发展”。

中国石化联合会产业发展部产业研究处处长朱建军在接受记者采访时直言，生物柴油可与石化柴油以任意比例混合使用，可实现“地沟油”等废弃油脂集中、规模化利用，是杜绝“地沟油”重返餐桌，并将其“变废为宝”的最佳选择。

值得注意的是，生物柴油的附加值并不止于此。

据环保部研究报告，当前，柴油车虽仅占汽车保有量的 14.1%，其 NOX 与颗粒物的排放却占机

动车总排放量的 69.2%和 99%以上。解决柴油车的污染排放问题也已成当务之急。

因生物柴油环保性能要优于石化柴油。“从长远角度看，规模化推广生物柴油，通过种植油料作物保证生物柴油原料持续稳定供应，对于提高可再生能源使用比例、治理大气污染等均具有重要意义。” 吴平说。

困境：合法产品非法卖，优质产品低价卖

从记者多方掌握的信息看，当前在得到高层关注支持、现行政策法律文件齐备、地方政府响应积极、生物柴油技术条件成熟的背景下，我国已具备加快生物柴油推广应用的基础条件。

有统计数据显示，2015 年，我国柴油消费量达到 2.04 亿吨，2020 年预计将达到 2.21 亿吨。国家生物柴油产业联盟理事长、云南盈鼎董事长吕勃在接受记者采访时指出，如果只按 2%的比例将生物柴油掺混到石化柴油中销售，就足以消化掉当前的生物柴油产能。

但值得注意的是，近两年来，由于国内柴油市场供过于求，加之石油销售企业对生物柴油认识有限，虽有法律政策明文“保驾护航”，生物柴油依法顺利进入石油销售系统依然困难重重。

国务院发展研究中心上述报告指出，虽然我国现行《可再生能源法》及其他文件均对生物柴油掺混石化柴油销售作出了相关规定，但现行政策并没有强制性推行的明确规定与相关约束机制，也没有可操作性的措施，致使《生物柴油调和燃料（B5）国家标准》与《柴油机燃料调合用生物柴油（BD100）国家标准》均流于形式。近年来，各地政府积极推进的试点，亦因无力协调成品油销售企业接纳生物柴油而“无疾而终”。

典型如云南，2012 年，该省政府出台了《关于做好地沟油制生物柴油工作的指导意见》（云政办发【2012】46 号文件），提出将昆明市确定为该省“地沟油”制生物柴油应用示范城市，并将该项工作列入该州（市）、县（市、区）长岗位目标责任制，纳入政绩考核体系，同时做出一系列促进生物柴油“消纳”的制度安排。该意见是目前国内最早、最全面的“地沟油”制生物柴油产业发展指导意见，但因无法协调央企成品油销售企业，虽已出台近 5 年，至今仍未落实。

我国生物柴油企业生产规模普遍偏小，依据现行相关管理规定很难取得成品油批发、零售资质，业内甚至流传着“拿资质需要盖 180 个章”的说法，此外还需巨额基础设施建设投资。在此背景下，“合法产品非法卖”、“优质产品低价卖”成为当前生物柴油贸易的扭曲写照。

长期研究关注生物柴油产业并参与上述调研的中国石化联合会产业发展部李顶杰指出，前两年油价高企时，生物柴油也经历过惜售的“赚大钱”时期。现如今，油价长期低位运行，石油销售企业疲于应对劣质油市场冲击，拼命保住自身石化油品市场占有率已属不易。“在这种情况下，生物柴油企业普遍陷入严重亏损，甚至被迫停产、倒闭，不足为怪。”

破局：政府主导，封闭试点

接受记者采访的专家一致认为，借力现有庞大的成品油销售系统，是打通生物柴油销路的最现实可行、最便捷之路。

从国外发展经验看，联合国粮农组织报告显示，2015 年全球（主要集中在美洲和欧洲）生物柴油产量已达近 2700 万吨，预计 2025 年将达 3360 万吨，生产原料主要以油林作物为主。强制掺混正是各国推动生物柴油产业发展的主要手段。

国务院发展研究中心调研报告显示，截至目前，生物燃料强制掺混规定已在 30 多个国家推行，各国普遍要求石化柴油必须掺混一定比例的生物柴油方可销售。

“保证餐桌安全、防治大气污染不能单纯依靠市场化推动。我国生物柴油要实现‘合法产品合法卖’，必须要借鉴国外经验，建立国家层面的协调机制，并给予适当政策倾斜，强制强力推动。” 吕勃强调。

受访专家一致建议尽快设立生物柴油推广应用封闭示范区，选择局部地区强制推动，不失为务实解决之道。

在吴平看来，云南、河南、山东和重庆等地均具备发展生物柴油产业的基础条件，可作为试点推动。“如云南可发挥大规模种植油林作物的优势，同时还可利用中缅管道和中石油云南炼厂的资源

条件；河南可利用乙醇汽油封闭推广的成功经验和生物柴油的产业基础；山东可发挥现有石化炼厂等优势；重庆船用油消费量大，可发挥火锅油丰富易得的优势，从源头保护长江流域的生态环境。”

“‘地沟油’重返餐桌涉及民生，生物柴油作为有效解决之道首先应强调其民生价值，而不应单纯将其视为普通的经济问题，石油石化央企更应从承担社会责任的角度出发，从树立央企形象的立场出发，尽快消除顾虑、统一认识，发挥带头表率作用，正确引导并积极主动参与推进生物柴油产业发展。”全国人大环资委原调研室主任、国务院参事室特约研究员徐晓东说。

不仅如此，我国消费者节能减排意识低，又无减排硬性压力，虽然我国成品油升级步伐加快，但消费者却因价格高不愿选择使用高标石化油，导致石油央企斥巨资升级改造生产的高标油“难入市”且短期很难解决。在吕勃看来，央企积极推动生物柴油封闭试点更有助于石化高标柴油逐步被市场接受，从而解决劣质油退市难题，同时也更利于政府监管，可谓“一箭多雕”。

“要搬掉劣质低品油不退市这个障碍，就必须走一条政府强制、央企主导、‘国’‘民’合作之路，在示范区内实施高标油中强制掺混使用合格达标的生物柴油，以达到油品升级和排放达标要求。”吕勃认为。

朱建军还特别指出，政府应加强对“地沟油”的流向监管，彻底切断“地沟油”回流餐桌的渠道。“受生活习惯影响，各地‘地沟油’原料量基本稳定，只要流向监管到位，原料价格也能降下来，这样可大大提升生物柴油产业经济性。”

评论：他山之“石”可以攻“玉”

■方彦

“地沟油”长期以来一直是全国难以根治的顽疾。实际上，“地沟油”完全可以变废为宝、变害为宝，将其制成生物柴油便是公认的最佳途径。

不仅如此，生物柴油因其优越的可再生、清洁和安全三大优势受到世界各国的重视，从而得到大力发展。从目前全球生物柴油已形成的近 2700 万吨/年产能、连续 10 余年 26.5% 的产能年均增长率上就可见其一斑。

在笔者的调研采访中，普遍观点认为，在中国，大力发展生物柴油产业更有多重意义。不仅可有效解决当前饱受争议又难于监管的“地沟油”回流餐桌问题，还可有效解决石化低品劣质油“退市难”问题，促进高标油“入市”，对我国大气污染防治、优化能源结构等也具有重要意义。

事实上，当前，无论解决“地沟油”回流餐桌问题，还是治理大气污染，均已成为各级政府需要着力解决的重要民生问题。从这个角度出发，大力发展生物柴油产业之重要性再怎么强调也不为过。这也决定了生物柴油产业发展不能单纯依靠市场化驱动，不能将其简单视为普通的经济问题。

他山之石可以攻玉。当前，占据“绿色发展”道德高地的生物柴油产业，在全世界发展势头强劲，有调研数据显示，预计 2025 年，世界生物柴油总产能将达到 3360 万吨。近年来，全球 30 多个国家的成功经验表明：生物柴油产业之所以能快速发展，离不开各国政府的大力支持。其中，强制掺混与必要的财税支持，是必不可少的重要推动力。

各国不仅使用生物柴油调和油作为主流减排手段，且普遍要求禁止未掺混生物柴油的石化柴油进入市场。

如美国规定普通柴油中的生物柴油掺入比例为 10-20%，对生物柴油采取补贴和税收鼓励政策，税率为零；法国确定 2015 年生物燃料占燃料总销量的目标为 10%；巴西要求 2014 年所有出售柴油中至少添加 7% 的生物柴油，并计划在接下来的 3 年内逐步提升至 10%；保加利亚目前强制推行的生物柴油掺入比例为 8%，并计划到 2020 年达到 10%；韩国目前生物柴油添加比例为 2.5%，且对生物柴油生产实行免税政策；马来西亚从 2012 年开始强制推行 B5 生物柴油，目前掺混比例为 7%，并计划提高到 10%；印度尼西亚正在逐步实施 15% 的生物柴油混配比率，并计划提高到 20%。此外，欧盟为每升生物柴油提供 0.39 欧元的消费补贴，其中，意大利、西班牙、瑞典等国则完全取消了生物柴油消费税……等等，笔者无需一一赘述。

如前所述，发展生物柴油产业之首要意义是其可使我国每年 400 多万吨的“地沟油”和约 700

万吨的废弃油脂得到有效利用。而如果通过大力发展生物柴油产业可以让老百姓的“餐桌”更安全，又能帮助企业树立绿色环保的负责任形象，对企业而言，大力投资发展“生物柴油”何乐而不为？

如专家所言，无论从治理“地沟油”角度出发，还是从治理雾霾角度出发，国家都应加大对生物柴油产业的扶持力度。只要政策法规执行到位、措施得当，生物柴油产业便会摆脱当前的发展掣肘，如同几年前的“生物柴油热”一样再次焕发生机活力。

针对生物柴油产业目前面临的困境，如专家建议，出台国家层面的强制性掺混政策及财税支持政策，“尽快从点突破，选取条件成熟的云南、河南、山东、重庆等地进行试点并设立生物柴油推广应用封闭示范区”已成当务之急。

作为绿色环保、清洁低碳的可再生燃料，生物柴油产业的健康发展被一致视为利国利民之事。有理由相信，只要敢于打破禁区，既能从全民健康的大局着想，又能从示范区建设小处着手，“他山之石”的成功经验，必然会推动中国生物柴油产业走出当前困境。

全晓波 中国能源报 2016-09-05

安徽“十三五”秸秆发电规划通过专家审查

记者9月7日从省能源局获悉，近日《安徽省秸秆发电“十三五”规划研究报告》通过专家审查，该规划结合全省秸秆资源条件、分布特点、收集半径及保障能力，提出到2017年底前，秸秆发电装机达150万千瓦左右，装机规模居全国第一位，年利用农作物秸秆约750万吨，秸秆发电利用占全部秸秆综合利用比率达17%。到2020年底前，装机规模达到160万千瓦左右，秸秆发电利用占全部秸秆综合利用比率提高到18%左右。

据悉，这一规划实施后，全省秸秆发电每年可节约标煤约800万吨，减排CO₂温室气体、二氧化硫、氮氧化物、烟尘分别为2080万吨、8130吨、7810吨、2350吨，带动农民增收超过35亿元，为当地提供大量新增就业岗位。

近年来，在省政府一系列优惠政策作用下，秸秆发电实现快速发展，成为秸秆规模化利用的直接和现实途径。截至2016年8月底，全省建成秸秆电厂21座，总装机规模达60万千瓦，仅次于山东省居全国第二位。核准及在建23座，装机规模69万千瓦；年内计划再核准7座，装机规模21万千瓦。

郑莉 安徽日报 2016-09-08

两大因素阻碍生物天然气产业化发展

国家能源局日前发布了《关于促进生物天然气产业化发展指导意见(征求意见稿)》(以下简称《指导意见》)，其中提出到2020年，我国生物天然气年产量和消费量要达到100亿立方米，生物天然气在示范县天然气总体消费中比重要超过30%；到2030年，年产量和消费量超过400亿立方米。据此舆论普遍认为，生物天然气将迎来发展黄金期。

我国在发展生物天然气方面，具有原材料供应充足的优势。据估算，仅鲜粪和秸秆，全国每年产量就多达18亿吨，如果能将这些鲜粪和秸秆中的未利用部分进行转化，那么每年可生产约600亿立方米生物天然气。这是个相当惊人的数字，约等于去年我国天然气消费量的31.06%、进口量的96.15%。因此，发展生物天然气除了可以满足环保需求外，还能减少我国天然气对外依存度，保障能源安全。

不过，生物天然气虽好，但受种种因素制约，我国相关产业尚未形成规模，发展程度不及德国、瑞典等发达国家。究其原因，主要有两个：一是生物天然气成本居高不下，商业模式不成熟；二是生物天然气并入天然气管网存在市场壁垒。

风电、光伏发电的发展经验表明，生物天然气成本高的问题，可以随着国家补贴政策的实施和

市场应用规模的扩大而逐步降低。而市场壁垒则因人为因素居多，且“破坏力”较强，亟待尽快解决。

《指导意见》提出，要加快形成专业化投资建设管理模式，建立县域生物天然气开发建设专营机制，培育和创新商业化模式，推进生物天然气无障碍并入城市燃气管网及配电网。显然，这些要求正是针对生物天然气发展两大阻碍因素的，只不过细化落地尚需时日。

另外，也有学者建议，国家应考虑将生物天然气纳入化石天然气范畴，而不是纳入沼气范畴，让生物天然气享受到与化石天然气一样的优惠政策；将沼肥列入有机肥补贴范畴，完善沼肥利用体系。二者的目标，都是使生物天然气更加具有商业价值，以吸引更多投资，促进生物天然气规模化发展。

王俊 中国电力报 2016-09-13

太阳能

2030年，中国将现光伏废弃高峰？

到了2030年，中国废弃的光伏组件可以产生145万吨碳钢、110万吨玻璃、54万吨塑料、26万吨铝、17万吨铜、5万吨硅和550吨银。

欧洲有最成熟的光伏回收监管体系，世界其他地方尚缺乏规定来强制光伏组件的回收。

在自家屋顶装上光伏组件，享用太阳能发电已越来越流行。这些低碳先锋可曾想过，几十年后，这些大块头的光伏组件要怎么处置？

近十年来，中国已成为全球光伏装机量第一的国家，关于光伏组件回收的政策和法规却是空白。研究光伏组件回收的企业和机构寥寥无几，甚至对于环保组织而言，这也是一个还未开始关注的话题。

据国际可再生能源机构、国际能源署光伏系统项目的报告，2014年，废弃的光伏组件还不到电子垃圾的千分之一；而到2050年，则会达到0.78亿吨，全球商品市场价值将达到150亿美元。

“光伏组件的垃圾量在未来不久将大幅增加，因此，我们建议各国现在就开始准备。”报告的作者之一、美国国家可再生能源实验室加文·希斯博士对南方周末记者说。

退役尚早，无人关注

光伏组件回收在国内没有引起足够关注，因为它们距离退役还有段时间。

2015年，在中国可再生能源学会光伏专委会的支持下，一场名为“寻找中国最美光伏老组件”活动在西北、西南等地展开。活动方找到了发电运行近三十年的老组件，虽然当时的工艺粗糙，支撑杆也已生锈腐蚀，但这批光伏至今仍在发电运行。

因为发电效率的下降，光伏板的设计寿命一般被定为25年，实际运行可能超过25年。

“2020年后，光伏组件的废弃量开始显著增加。”这一预测来自中科院电工研究所可再生能源发电系统研究部，国家“十二五”期间，他们承担了国家863课题子任务“光伏设备回收与无害化处理技术研究”。这是我国目前为数不多的国家级相关研究。

光伏制造商天合光能有限公司(以下简称天合光能)研发部门高级经理熊震也同样预测，2020年为废弃组件问题出现的起点：“规模很小，可能只有5MW，不到500吨，和建筑垃圾比是九牛一毛。”W(瓦)是光伏组件的发电单位，一瓦组件一年可发一度电，5MW光伏组件发的电只相当于一个三千户居民小区一年用电。

中国光伏企业早期供货给国外，国内大规模安装光伏组件是从2009年开始，为了消化光伏产能过剩，国家支持实施了“金太阳示范工程”，以财政补助、科技支持和市场拉动等方式，加快国内光伏发电的产业化和规模化发展。

863课题研究预测了未来光伏组件的回收规模，在电站运行维护良好的情况下，到2034年累计

废弃量将达到近 60GW,在电站运行维护状况一般的情况下,估计 2034 年累计废弃量将超过 70GW。相当于四千万家庭的用电量。

英利绿色能源控股有限公司(以下简称英利)进一步测算的结果是:到了 2030 年,中国废弃的光伏组件可以产生 145 万吨碳钢、110 万吨玻璃、54 万吨塑料、26 万吨铝、17 万吨铜、5 万吨硅和 550 吨银。

欧盟强制回收

虽然国内开展研发的光伏企业还不多,但它们已和国际接轨。

光伏回收领域的知名机构是位于比利时的非营利组织 PVCYCLE。PV 是光伏的简称,CYCLE 则是回收。1990 年代早期,欧洲的光伏安装开始兴起,到了 2007 年,为了真正区别于传统能源,成为从绿色发电到废物管理的“双绿色”产品,PVCYCLE 应运而生。

成立之后,作为废弃物管理平台,PVCYCLE 为欧盟地区的光伏组件制造商、销售和安装商以及进口商提供收集与回收服务。2010 年-2015 年间,该组织回收的组件已经相当于一亿多只听装可乐瓶和两千多万只玻璃瓶。

最初成立时,PVCYCLE 的会员属于自愿加入。2014 年初,欧盟报废电子电气设备(WEEE)指令将光伏组件纳入其中,规定报废的光伏组件和家用电器作为一类产品,当前和历史安装的都要强制回收处理。

其实,在 WEEE 的强制规定之前,已有一半的会员是中国公司。“和其他会员一样,中国企业对于可持续的废物管理表现出同样高的承诺。”PVCYCLE 公关总监皮娅·艾莉娜·兰格说。天合光能同时也是 PVCYCLE 的理事会主席——协会最高的监管和指导机构。

根据不尽相同的各国政策,会员需缴纳一定的会费并支付处理的费用。“费用取决于各国的要求和市场大小,市场份额大的公司也支付得更多。总体而言,收集和回收现有的废弃物在当前总费用中只占据很小的一部分,管理历史的和未来的废弃组件才是大头。”皮娅说。

加文·希斯博士告诉南方周末记者,欧洲有最成熟的光伏回收监管体系,世界其他地方尚缺乏规定来强制光伏组件的回收。

PVCYCLE 也影响到了其他国家和地区。晶澳太阳能有限公司的一个埃及项目就提到了组件回收,因为开发商是个欧洲人。

中国企业的国内战略也受到了感染。2009 年,最早加入 PVCYCLE 的英利也是国内最早开展回收研究的公司。“2010 年,我们整理了针对光伏传言的问题,认为回收和无害化的问题是将来的大项目。”英利首席技术官宋登元说。公司最早的一批产品是 1998 年四川阿坝扶贫光明工程的乡村电站,彼时也就使用了十多年。

全国开展光伏组件研究的公司并不多,据南方周末记者了解,可能只有英利和天合光能等为数不多的企业。“和电子垃圾的处理方式有差异,现在研发刚刚好,可以有四五年的技术储备。”天合光能负责研发的熊震说,他们的项目刚刚启动了一年多。

其他公司的国内业务则还在观望。晶澳太阳能市场总监符森贵介绍,晶澳目前的重点还放在电站的运营维护上。

除了公司之外,中国环境科学研究院的光伏行业环境影响和环境管理研究中,也涉及回收的内容。

“现在报废的组件很少,实验找废弃组件都有难度。在回收领域,欧盟也有项目,技术路线和研发阶段与中国差不多。”环科院项目负责人刘景洋研究员说,“但国外科研项目支撑上没有中国强,我们正在参与申报可再生能源重大专项,包括回收利用”。

哪种回收模式最具商业前景

光伏组件包括晶体硅组件和薄膜电池,市面上运行的九成以上属于前者,回收的研究也集中于此。

为了让光伏组件承受得起风沙雨露的侵蚀,组件生产时都经过严苛的测试,要在 80 摄氏度高温

和零下 40 摄氏度低温循环上千次。然而，前期的牢固打造是后期回收的难题，“制作时候越牢固越好，等到要拆开就很麻烦。”熊震说。

目前我国物理法、热解法等多种技术路线并行，都还处于实验室研发阶段。前期生产组件时能否考虑后期回收呢？宋登元记得法国就曾有过这样的尝试，用真空取代粘合的组件封装技术，以实现“100%回收”，但这一卖点目前技术还不成熟。

比起研发的难度，更难的是商业价值的体现。

一个光伏组件重达十几公斤，拆开之后，玻璃和铝边框就占据了 80% 以上的重量，最值钱的导电银浆只有 6 克左右。英利对晶体硅组件回收的经济效益进行了测算，组件回收有 5% 左右的毛利润，但这不包括运输成本。

我国光伏电站地处偏远，运输是个大问题。同样在 PVCYCLE，回收中的潜在收益也通常被运输成本和前期基础设施的投资抵消掉了。“因为现在的回收量还太少。”皮娅解释，“所以我们在全欧洲的范围寻找合作伙伴，通过规模经济和竞争机制，在追求最高回收标准的同时保持低价。”

目前欧盟的回收公司并没有得到政府的补贴。对于如何提高效益，皮娅显得很乐观：“关键是在未来几年里提高废弃物的量。”在协会的努力下，回收率已经达到了 90% 以上。

宋登元也非常看好这个市场。他认为经过一段时间，处理组件的费用可以覆盖成本，晶体硅组件能够循环发展。英利预计在国家“十三五”期间建成一条生产线，逐渐形成自己的产业并盈利。“国家将来会重点支持回收和无害化处理技术，不管有没有项目支持，我们都会上一条生产线。”

同时，他还认为可以参照欧盟 PVCYCLE 的模式，通过会员制，让有能力的会员企业为有需求但没有能力的企业提供相关服务并由此获得经济效益。

在商业模式上，北京大学城市与环境学院副教授童昕的课题组以山东省为例，提出了三种情景：1. 规模经济情景：按照运输成本最小化假设，全省建立一家集中循环处理设施；2. 市场导向情景：在人口最密集的两个大都市区（济南和青岛）附近建立集中循环处理设施；3. 生产者责任延伸情景：由 6 家生产企业利用生产区位提供循环处理设施。研究结果表明，生产者责任延伸情景具有最佳的成本收益。

不过，童昕反复对南方周末记者强调，此类研究还需要更多的数据支持。

在补贴方面，家电回收已有前车之鉴。废旧家电基金补贴就是生产者责任延伸制度的一种，家电生产企业在生产相关产品时就要将补贴金额投入基金会，再由国家相关部委审核并发给家电回收企业。如果收得少、发得多，基金收支不平衡，就会导致废旧家电回收受阻。

南方周末 2016-09-07

突出创新支撑 青海省光伏产业科研能力有效提升

有力保障全省“十二五”期间每年 100 万千瓦光伏并网目标的顺利实现，处于国内领先水平的智能微电网运行控制示范基地年内建成，2017 年进入国家重点实验室建设序列……青海省光伏产业科研中心成立 2 年来，突出创新支撑、加强人才培养、发挥平台作用，为青海打造全国最大的水、光、风互补清洁能源基地提供科技支撑。

为落实省委省政府“将青海建成全国重要的光伏产业基地和最大的光伏发电基地”战略部署，青海省光伏产业科研中心于 2014 年 7 月挂牌成立。该中心以服务清洁能源发展、建设清洁能源大省为己任，以提升实验能力和产业研发水平为抓手，不断完善运行管理机制，推动我省新能源研发取得新突破。

2 年来，由该中心光伏实验室研发的应用国际首套新能源并网实时柔性控制系统，率先在省级电网开展风光水气多种能源发电联合优化调度等系统的示范应用，我省新能源接纳能力提高 8%，日均增发电量 60 万千瓦时，2015 年光伏发电年利用小时数达 1637 小时，处于全国领先水平。

与此同时，研发出国内首套高海拔光伏电站移动检测装置，建成国内领先的电力系统全数字实

时仿真平台、逆变器防孤岛测试平台，深入开展新能源与交直流电网交互影响仿真分析，完成全省 80% 光伏电站、57 种型号逆变器的现场检测和升级改造工作，确保了我省电网安全稳定运行。

为全力保障我省“十三五”海西、海南两州两个千万千瓦级清洁能源基地建设，该中心通过加强基础平台和示范基地建设，与国内外知名科研院所开展广泛合作，努力使成果产业化推动实验室可持续发展。目前，世界规模最大、实证条件最完备的百兆瓦级光伏发电实证基地已完成方案论证，计划于 2018 年底全面建成，届时将具备光伏发电功率衰减特性测试、并网性能检测、光伏全产业链实证等功能，可开展光储联合运行控制、能源互联网等前沿技术研究，成为国际先进的第三方新能源技术研究、测试和实证基地。

青海日报 2016-09-08

菲律宾政府出台限制光伏发展政策

据报道，该国能源部可能采取限制太阳能，风能等可再生能源发展的政策，尤其限制拥挤地区电站在建项目。

能源部副部长 Mario Marasigan 本周发表讲话，根据马尼拉标准，政府限制在西内格罗省超量安装太阳能装机容量。

出于对当地电网约束的考虑，能源部犹豫是否在国内大面积采取限制太阳能安装来改变能源结构。

副部长 Marasigan 说，政府计划和事业单位合作，如菲律宾的国家电网集团，他们将结合当地的日照需求来决议东南亚哪些国家可以容纳更多的太阳能光伏装机容量。

迄今为止，菲律宾大部分的大型太阳能项目都安装在吕宋岛。

但是，IHS 公司研究发现，目前仅在西内格罗省太阳能光伏装机总容量已接近 915MW，这个装机容量已超过菲律宾全国太阳能光伏装机总容量的三分之一。

能源部还说，连接内格罗斯岛和宿务岛之间的海底输电线路由于接近饱和的装机容量，操作十分危险。

IHS 公司 Josefin Berg 指着岛上的大量工程说，“大量研究表明这些由 Helios 太阳能公司开发的项目正在缩减”。

副部长 Marasigan 的言论使下一轮电价补贴政策更加复杂化。

由于政府电价补贴率 0.19 美元/kWh 的鼓励政策，第二轮项目超额订购了几百兆瓦。

马尼拉政府考虑该如何解决过剩装机容量，因此该政府仍是否对参与第三轮电价补贴政策保持沉默。

菲律宾可再生能源法规定开发商在他们获得电价补贴政策前投建他们的项目，在此之前，已竣工工程无任何补贴。

中国电力网 2016-09-08

青海将建光伏光热等 4 个千亿元产业

核心提示：《青海省人民政府关于实施工业领域供给侧结构性改革工程的意见》近日出台，意见提出，将利用三年时间淘汰各类落后产能 225 万吨。

《青海省人民政府关于实施工业领域供给侧结构性改革工程的意见》近日出台，意见提出，将利用三年时间淘汰各类落后产能 225 万吨。

青海省政府提出，按照“一年破局、两年稳定、三年提升”的进度要求，力争通过三年努力，显着提升工业企业自主创新能力，青海省级技术中心研发投入占销售收入比重达到 3%，累计完成技术改造项目 600 项。

同时，青海对“僵尸”企业将分类妥善处置，完成 50 万吨钢铁、276 万吨煤炭压减目标，淘汰各类落后产能 225 万吨。三年内，实现工业企业技术改造投资年均增长 10% 以上，企业综合成本较 2015 年下降 4% 以上的发展目标。

此外，围绕落实《中国制造 2025》，青海省将坚持通过供给侧结构性改革开创工业发展新动力，启动实施工业“4322”工程。即着力推进锂电、新材料、光伏光热和盐湖资源综合利用等 4 个千亿元产业，实施 300 项重点工业项目，抓好 200 项技术改造和创新攻坚项目，以提升企业创新发展能力，加速产业迈向中高端水平。

中国电力网 2016-09-09

中天科技承建首个兆瓦级地铁光伏项目

“石家庄城市轨道交通 1 号线西兆通综合维修基地的分布式电站是河北乃至全国首个兆瓦级地铁光伏项目，因此我们选择的一定是光伏领域的一流企业。”石家庄市轨道交通有限公司光伏项目负责人张建辉说，而随着项目 8 月底的并网投产，承建方中天科技用实力证明这是一个正确的选择。

承建首个绿色地铁项目

城市和工业的发展导致石家庄空气污染情况严重，长期位列我国空气污染城市前十名，环境问题时刻牵动着当地政府和百姓的神经。正因如此，这个以“绿色”为标签的地铁项目从立项之日起就备受各方关注，正如石家庄市轨道交通有限公司光伏项目主管工程师沈怀东所说：“这是我国首个绿色地铁项目，特别对于石家庄这样的重污染城市，不但节能减排上有着良好的社会效益，而且依靠国家的政策补贴，项目本身就有着不错的经济效益！”

据介绍，西兆通综合维修基地分布式电站共使用 3938 块多晶硅光伏组件，装机容量超 1 兆瓦，平均日发电量约 4000 千瓦时，是我国地铁项目的第一个兆瓦级的分布式光伏电站。建成后每年可节省标煤 400 吨，可减少粉尘排放 300 吨，氮氧化物排放 16 吨，二氧化碳排放 1100 吨，二氧化硫排放 33 吨。每年还将提供大约 120 万度零碳排放绿色电能。

实力成就标杆项目

工程于 2016 年 3 月开工建设，中天科技石家庄地铁光伏项目技术负责人贾泽宾告诉记者：“启动之初，石家庄地铁公司就要求以地铁系统的标准完成项目的设计和施工。中天科技为此成立设计攻关小组，深入研究了地铁技术标准，对与本项目设计相关的条款逐条消化，并在最终施工图纸上得到体现。专业的设计能力与负责任的态度，赢得了石家庄地铁公司专家团队的称赞。”

为了将本项目打造成业界标杆，中天科技还专门组建了一支具有丰富项目经验的管理团队。在工程建设期间，对工程进度、施工质量、人员使用以及物料到场等方面进行了精心的谋划，并采取合理有效的解决措施，克服了交叉施工、雨季施工等难题，圆满地完成了工程的各项验收，并提前完成了建设施工任务。

据贾泽宾介绍，由于西兆通综合维修基地的屋面材料为天基板，按照一般分布式光伏电站的建设经验与设计标准，此类屋面的荷载能力不足以建设光伏电站。中天科技的电站设计人员通过对建筑结构的研究和与原设计单位设计人员沟通，提出了将屋顶主结构钢梁作为光伏支架的受力载体的解决方案，不仅解决了天基板屋面承载力不够的问题，而且没有改变原设计单位的总体设计，受到了业主和原设计单位好评。

为了使光伏电站的建设不影响西兆通综合维修基地的总体规划，光伏电站所有的设备都安放在屋顶和室内，使得该项目成为了一个“隐形的光伏电站”。能做到这一点，要归功于中天科技自主研发的集中式低压并网逆变器，与一般的集中式逆变器不同，这种逆变器无需通过外部变压器升压，可放置在室内，与原 400 伏配电网直接并网运行，具有性能优异、部署灵活等优点。

全产业链夯实领军地位

石家庄地铁光伏项目经理吴佳乐说：“中天科技依托集团内部的新能源产业链，在产品研发、质

量管控等方面具有明显优势，确保了首个兆瓦级地铁光伏项目供应的光伏支架、电缆、汇流箱、光伏逆变器和配电装置的设备全部满足或高于地铁项目的相关设备标准。在项目建设过程中，产业链的技术支撑也发挥了明显优势，设备安装调试的质量和进度都要优于预定目标。”

中天科技在业内被誉为“分布式光伏发电专家”，完整的新能源产业链是其成功的关键。借助自身在分布式光伏电站设计、建设和后期运维上的雄厚实力和丰富经验，不断在光伏领域实现突破。

今天的中天科技已经拥有大型地面集中式电站、大型工业屋顶分布式电站、居民小区微型户用型电站、商业集聚地车棚电站、边防以及无人区的离网电站等各类数百个电站的建设经验，具备电站本体、配电网络、输电线路的设计和建设资质，配备有电站建设用逆变器、汇流箱、支架系统、变压器、开关柜、输电电缆等产品生产和供应链，研发了基于大数据分析的新能源系统监控平台，为客户提供一站式交钥匙工程服务。

从承担国家首批分布式光伏示范区项目到自主开发国家光伏技术“863计划”——《孤岛型智能微电网关键技术》再到国内首个兆瓦级地铁光伏项目的建设，中天科技在光伏领域从“后来者”一跃成为“领军者”和“探路者”，每一次亮相都是一次超越。

刘浩 中国能源报 2016-09-08

光热发电能否热起来

日前，国家发展改革委出台《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》(以下简称《通知》)，核定太阳能热发电标杆上网电价为每千瓦时 1.15 元，并明确上述电价仅适用于国家能源局 2016 年组织实施的示范项目。全国工商联新能源商会常务副秘书长史利民告诉记者，此次发改委核定光热发电标杆上网电价，标志着国家对光热发电的支持进入实质性阶段。开起了我国光热发电规模化、产业化发展的新时代，光热发电产业有望迎来大发展。

调整之后的 1.15 元

据了解，从 2015 年 9 月 30 日，国家能源局发布示范项目建设通知算起，光热示范项目电价的出台耗时近一年，但如果从这个行业在中国发展历史算起，行业期待电价政策的出台已有十余年。这一示范项目电价政策的孕育时间是自去年 11 月完成示范项目评审开始，并由此产生了一个建议电价。

今年 5 月 4 日，国家发展改革委价格司牵头组织召开光热电价政策研讨会，这被视为是政府部门开始正式着手确定光热电价政策的一个积极信号，在 5 月下旬，国家发展改革委价格司已基本确定了本轮示范项目执行 1.1 元的电价政策。

由于 1.1 元的电价普遍低于行业预期，且在理论层面也不具备保证示范项目取得成功的较大可能性，在业内一经传开后，随后的几周时间内，以中控太阳能为代表的部分入选首批示范项目最终名单可能性较大的项目方通过各种渠道表达了认为这一电价过低的态度，试图为光热行业争取一个相对合理的电价。

经过多方的积极争取，国家发展改革委同意就光热电价进行再次论证调研，以确保电价合理。

为此，今年 6 月 29 日至 30 日，国家发展改革委价格司相关负责人首次赶赴青海德令哈调研光热电价问题，此次调研为电价从 1.1 元调整至 1.15 元打下了基础。

据记者了解，一直到今年 7 月下旬，电价才基本被确定为 1.15 元，于是才有了目前国家发展改革委正式出台的光热电价政策。

该电价水平有利于产业健康发展

据了解，此次公布的光热标杆电价相比之前预计的 1.1 元/千瓦时略高，比中控德令哈项目 1.2 元/千瓦时的电价略低，并且电价在 2019 年之前基本不会作出调整，表明了国家对于推动光热行业的发展持有积极的态度。

根据《通知》，该电价仅仅适用于国家能源局组织实施的首批 1 吉瓦示范项目，约 20 个示范项

目的最终入选名单此前已经由国家能源局确定，预计该名单将很快正式对外公布。

业内人士告诉记者，该电价水平既有利于光热发电产业的适当规模发展，也有利于防止相关产业依赖高额补贴盲目扩张，可以淘汰那些技术水平落后，经济性不佳的项目，对技术能力强的企业有着十分积极的意义，有利于光热产业的健康发展。

另外，《通知》还明确提出，2019年以后将逐步降低新建太阳能热发电价格水平。结合此前相关部门透露的信息，今年示范项目可享受1.15元电价支持的关键条件之一是入选示范项目应在2018年12月31日前建成投产。这一时间点的设置从政府和行业两个角度综合来看，相对适中，可防止部分示范项目业主手握项目而迟迟不建、并在一定程度上控制本阶段对光热的总体补贴规模，但这也对项目开发商提出了要求，这就是如何在未来的两年多时间内完成示范项目建设，并达到验收标准。同样，这一规定也表明了国家推动光热产业健康发展的积极意愿。

记者还了解到，根据《通知》规定，虽然未能入选今年示范项目名单的项目将无法享受该电价支持，但以二连浩特可再生能源微电网示范项目为例，国家能源局批准执行的特殊项目另有说明按示范项目有关规定开展建设的，则有望额外获得本轮示范项目电价的支持。另外，根据此前光伏电价政策文件的惯例，西藏自治区较为特殊，在西藏开发的光热发电项目应可另行就单个项目申报电价政策。

中国可再生能源学会的相关专家告诉记者，《通知》提出，鼓励地方政府相关部门对太阳能热发电企业采取税费减免、财政补贴、绿色信贷、土地优惠等措施，这凸显出中央层面可再生能源补贴资金压力较大，期待地方层面通过地方性政策支持分解这一压力。另外，再加上目前出台的1.15元的电价低于最终入选示范项目名单的项目申报的平均电价，若再依托地方政策的辅助性支持，可更大程度上保证示范项目取得成功。

光热产业由此或将出现“中国速度”

众所周知，风电、光伏等新能源产业在标杆电价落地后，均迎来迅猛发展，“十二五”期间装机规模超过美国和德国跃居世界第一位。近几年来，一直专注光热产业发展的中海阳能源集团高级副总裁兼光热事业部总经理章颖缤表示，此次出台的光热电价基本符合行业此前的预测。可以让国内示范项目真正落地，之前徘徊不定的投资商也将进入市场，带动整个光热行业的投资潮，按照目前光热行业积攒的5~6年的力量来看，光热行业将有可能出现超过其他国家和地区的“中国速度”。

记者了解到，“十二五”时期，我国安排了1吉瓦的太阳能光热发电示范项目。但自2010年亚洲首座塔式太阳能光热发电站在北京延庆动工以来，截至2015年底，我国光热装机规模仅为18兆瓦，仅相当于4台4兆瓦风力发电机的装机容量，甚至赶不上我国一个大型分布式光伏电站的规模。由此可见，发展潜力还是比较大的。

目前我国光热发电潜力主要集中在内蒙古、新疆、青海和西藏等地区。

业内预计，“十三五”期间，光热发展装机规模将达到5吉瓦，虽然装机规模相比此前略有调整，但是5吉瓦装机仍将掀起板块1000亿~1500亿元的投资规模，整个光热板块有望迎来大幅改善。作为新三板光热上市公司的中海阳能源集团和杭锅股份、首航节能、三维工程等光热领军企业无疑将最先受益。

如今，央企也纷纷进入光热市场，行业热度在持续提升。随着2015年的政策发力，五大发电集团竞相进入光热发电领域，央企在拟建光热发电市场的份额占比超过55%。其中，中广核德令哈50兆瓦槽式光热发电示范项目目前正在稳步推进当中。

未来几年，光热成本有望进一步下降，发展潜力将会继续增大。电力规划设计总院副总工程师陈铮表示，在一个行业刚起步的时候，成本高是不可避免的，光伏刚起步的时候也是近40元一瓦。国际上来看光热发电电价已经降到15美分，美国将降到6美分左右。而光热示范工程电价为1.09~1.4元/瓦左右，再加上未来投资成本下行驱动因素包括电站规模化和核心部件国产化等，如果后续大面积铺开，造价有望不断下降。根据绿色和平组织预测，到2050年的光热发电成本将降至1.6万元/千瓦，降幅可达40%。

另外,光热发电由于具备储能优势,是未来新能源发展的重要方向。根据 IEA 和 ESTELA 预测,到 2030 年,光热将满足全球 6% 的电力需求,到 2050 年该比例将上升至 12%。光热将逐步和光伏一样,成为主要的清洁能源,未来 10~15 年是光热市场的快速发展期。

杨鲲鹏 中电新闻网 2016-09-13

光热发电的摇篮光热产业的未来

这里是光热发电的摇篮——我国第一座光热电站在这里诞生;这里是光热产业的未来——规划装机高达 2000 兆瓦的产业目标在这里孕育。这就是青海德令哈。

近日,记者走访时发现,在蒙古语中意为“金色的世界”的德令哈,果然是光热发电的宠儿,它不仅拥有国内适合光热产业的数一数二的光照、土地以及水资源,更被入驻企业认为“极有可能是我国首批光热示范项目最为集中的地区”,且在实际进展中透露着一种对光热坚定的信念。无论是政府、企业,还是研究机构,都对当地有着一致的憧憬:德令哈的光热产业明天会更好。

信念:看好金色世界与光热发电

早在 2011 年,当国内太阳能光热发电市场整体处于观望期时,德令哈诞生了我国首座光热电站,并于 2013 年成为我国首座并网光热电站。如今身处有 400 多个标准足球场大小的浙江中控德令哈(以下简称“浙江中控”)光热电站现场,在 2 万多面定日镜的照射下,距地面 90 多米高的吸热器熠熠生辉。放眼望去,会让人不由自主地闭上双眼:太亮了。这座塔式光热电站当之无愧是白日里的灯塔。

光热电站投资很大,基本高于 2 万元/千瓦,有的甚至高于 4 万元/千瓦。哪怕在政策不明朗阶段,仍有企业真金白银地“砸”进去。

这除了勇气,更需要有对光热执着的信念。

据了解,德令哈所属的海西州正在申报国家级千万千瓦级清洁能源基地,新能源发展前景更被看好。青海博昱新能源有限公司(以下简称“青海博昱”)副总经理李波对记者表示,相信德令哈一定会成为光热发电投资的热土。

与李波的关注点有所不同,爱能森控股有限公司副总裁徐慧芬和海西华汇化工机械有限公司常务副总金红祥则是从政府与政策层面、自然资源以及入驻企业情况得以判断出,德令哈光热园区未来有形成整体产业链的潜力。

记者走访的诸多光热企业都能给出一些相同和不同的落地德令哈的侧重点。也许,正如德令哈市发展改革委副主任昂智所言,各地发展光热无非要具备政策、基础设施、光照、土地等条件,而德令哈的明显优势在于水资源,德令哈光热发电园区距离水资源在 25 千米之内。

行动:技术攻关与实验创新

谈及光热电站的经验,绝大部分目光会聚焦在业界首个吃螃蟹的浙江中控身上。浙江中控董事长金建祥告诉记者,其一期 10 兆瓦工程自 2013 年并网发电以来,各项技术指标参数均达到设计要求。这为我国在西部地区规模化发展塔式光热电站提供了强有力的技术支撑和示范引领。浙江中控副总裁徐能曾经表示,通过前期项目的实施,该公司完成多项新产品和装备研制,其聚光精度、光热转化效率等技术指标达到国际一流水平。

身处德令哈光热园区不难发现,这里或许暂不构成同类技术的强烈比拼,但绝对笼罩着技术创新的氛围。除了浙江中控的塔式电站技术,槽式电站技术也有所进展。比如距离浙江中控塔式电站不远,就有 2 个 50 兆瓦槽式光热项目在如火如荼地开展。

青海博昱开工建设的 50 兆瓦槽式光热项目就是其中一个。该企业目前已在德令哈建成并运行光热实验基地。在之前电价尚未明朗阶段,青海博昱力克多重困难,已于 2015 年底开工建设 50 兆瓦槽式电站,占地 243 公顷,计划投资 15 亿元。李波告诉记者,该电站将含 9 小时左右的储能系统,预计年发电量可达 172.558 吉瓦。

回顾我国光热发电行业最近 5 年的历史，不难发现，绝大部分资金和技术投入由民企发起。然而，作为国企的中广核太阳能开发有限公司(以下简称“中广核太阳能”)注定为国企在光热产业史上留下精彩的一笔。

中广核德令哈 50 兆瓦槽式光热发电项目正在建设中，该项目投资 18 亿元，预计 2017 年上半年全部建成并网。该项目一期于 2013 年 9 月建成投运。“项目主要建设热传系统、储热装置、动力岛、实验室及主辅系统与建筑，用于开发和验证自主、低成本的光热发电技术，同时填补国内空白，建设国际一流水准检测实验室以及国内最先进、类别最齐全、系统最完备、工业级、全工况试验及测试平台。”中广核太阳能工程管理中心项目经理刘大勇说。

身为电站开发的建设者们认为，业界除了需要在塔式、槽式、菲涅尔式及碟式 4 种光热路线作出最为适合自己的选择外，国家还应给予技术创新支持。昂智介绍，国家能源局、青海省科技厅已依托试验基地项目成立国家能源太阳能热发电技术研发中心、青海省太阳能热发电工程技术研究中心。研发中心的成立对建设国际先进、国内领先的国家级能源研发中心提供了政策保障，将促进光热发电关键技术研究及装备自主化，不断提升自主创新能力和综合竞争能力。

梦想：全产业链与早日商业化

在采访中，记者听到多位从业者及专家呼吁：我国光热产业一大关键在于全力打造从咨询、设计、设备提供、建设、管理及运维等全产业链，这无疑是包括德令哈光热园区在内的所有光热人为之奋斗的目标。只有这样，才能更快更好地推动我国光热产业规模化和商业化发展。

据李波介绍，他们有关实验基地和电站项目实现后，未来可从事太阳能聚光光热系统，如槽式集热器、塔式定日镜、跟踪传动系统、热场管理及监控系统的研发、生产、销售及售后服务。刘大勇也向记者表达了他的期许：项目建成后，将成为国际一流、全气象条件、纯工业级的集热台架，能进行全工况、长周期试验研究，可对国内外的反射镜、集热器、旋转接头、导热油、驱动装置等产品完成光学、热力学、机械、耐候性、运维等试验及鉴定，市场前景可期。

业界均在考虑光热全产业链的问题，哪怕区域产业链都不是长远理想。一般而言，谁拥有全产业链优势，谁就握有未来光热市场的制胜武器。

爱能森的熔盐基地选择了德令哈，就是看中了产业链的重大意义。熔盐用于光热发电系统的储热系统，要知道，光热发电优于光伏的重大因素在于前者能够储能。徐慧芬告诉记者，随着德令哈光热产业园产业链的不断完善，既能推动光热发电项目的落地、建设、运营，更能推动产业链的技术进步，产业集聚将光热项目与上下游产业融合，促进光热发电技术的国产化进程，促进上下游的合作、交流、技术改进及节能降本。

徐秋玲 中国电力报 2016-09-07

太阳能光热发电市场规模将达 1500 亿元

9 月 1 日，国家发展改革委下发《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》，核定太阳能热发电标杆上网电价为每千瓦时 1.15 元，并明确上述电价仅适用于国家能源局 2016 年组织实施的示范项目。同时鼓励地方政府相关部门对太阳能热发电企业采取税费减免、财政补贴、绿色信贷、土地优惠等措施。这意味着，自去年 9 月国家能源局下发开发光热电站示范项目的通知以来，业界等待 1 年之久的示范电价终于出炉。

光热发电是光伏之外的太阳能利用又一重要技术领域，同等装机规模下，无论是发电效率还是电源的稳定性都远胜光伏。我国从“七五”时期便一直支持太阳能热发电技术研究，在专利数、论文数方面都走在了世界前列，但和光伏产业的高速增长大相径庭，受制于政策环境、成本等问题，光热产业迟迟未能启动。

据了解，“十二五”时期，我国安排了 1 吉瓦的太阳能光热发电示范项目。但自 2010 年亚洲首座塔式太阳能光热发电站在北京延庆动工以来，截至 2015 年底，我国光热装机规模仅为 18 兆瓦，

仅相当于 4 台 4 兆瓦风力发电机的装机容量，甚至赶不上我国一个大型分布式光伏电站的规模。而据 CSPPLAZA 研究中心统计，2015 年，全球建成光热发电装机容量约 4940.1 兆瓦，比 2014 年增加 9.3%，其中，西班牙装机总量近 2400 兆瓦，美国约 1900 兆瓦，两者合计占全球装机总容量的 90%。

“光热电站前期投资是光伏电站的 3 至 4 倍，只有定下一个合理的电价，企业才敢放开手脚干。”天津滨海光热发电投资有限公司总经理苏坚健告诉《经济日报》记者，技术、产能问题都好解决，企业都在等待电价的落地。

2015 年 11 月，国家能源局在北京召开全国首批光热发电示范项目现场比价会，意味着光热发电终于迎来了转机。此次示范电价出台，鼓舞了产业信心。华泰证券首席研究员弓永峰认为，这意味着光热发电第一批示范项目在年内得到批复的可能性极大，示范项目的批复与开工建设，有望带动国内太阳能热发电企业快速增长。

值得关注的是，2011 年光伏标杆电价政策出台后，当年光伏电站装机容量同比增长超过 700%。由此推测，处在类似发展阶段的光热行业，或将迎来爆发期。根据国家规划，“十三五”期间我国光热发电装机目标总量将不低于 5 吉瓦，按此估算，市场规模最少将达到 1500 亿元。

国家发改委有关负责人表示，制定全国统一的太阳能热发电标杆上网电价政策，对一定的装机规模进行价格支持，引导企业采用先进技术、开发优质光热资源，既有利于对光热发电产业的经济性进行探索和试验，支持友好型可再生能源健康发展；也有利于防止相关产业依赖高额补贴盲目扩张，尽可能降低全社会用电成本，提高电价附加资金补贴效率。

该负责人还透露：“2019 年以后，国家将根据太阳能热发电产业发展状况、发电成本降低情况，适时完善太阳能热发电价格政策，逐步降低新建太阳能热发电价格水平。”

王轶辰 经济日报 2016-09-07

山西光伏发电创历史新高

记者 9 月 2 日从山西省电力公司获悉，8 月 28 日 12 时 07 分，山西电网光伏发电再创历史新高，达到 177.5 万千瓦，占当时山西电网直调发电的 7.8%。截至目前，该省光伏装机容量已达 254 万千瓦，同比增长 255.2%，光伏平均利用率处于全国领先水平。

据介绍，今年来山西积极响应国家新能源发展战略，高度重视光伏等新能源的充分消纳及运行管控，科学合理安排火电、水电及抽蓄机组运行方式，同时加强并网光伏电站的运行管理，保障光伏电站安全稳定运行。

程春生 中国科学报 2016-09-08

德国光伏储能市场兴起 Sonnen 玩转商业新模式

经历过去一些年的发展，德国光伏装机增长速度在近两年已经明显出现了下降，而这并不意味着在德国光伏市场发展已经进入了衰退期。在可再生能源比例不断提高的德国，对德国电力系统的灵活性也提出了更高的要求，继而催生出了一个新的市场——光伏储能。

在德国，由于家用光伏系统的普及，对光伏储能极为感兴趣的主要是居民用户，他们主要是为了解决自家太阳能发电而产生的电力消费。一方面，最大限度的自给自足成为光伏储能发展的驱动力之一，另一方面光伏储能的发展也离不开不断增长的经济驱动力。

特别是近几年来，虽然德国的上网电价补贴大幅度下降，但是电力发展却相当迅速。除了这些因素，补贴方案的调整，电力价格未来上涨的趋势、储能价格迅速降低及德国复兴信贷银行的刺激方案也都推动了光伏储能在德国很快被认可。

而这一趋势不仅在德国，在美国也开始逐渐显现。去年 4 月，电动车行业巨头特斯拉对外宣布于今年开始向家庭出售锂离子电池。CEO 伊隆·马斯克对于储能行业的兴趣和野心并没有止步于电

动汽车领域，这一次他瞄准了家庭储能。他将该产品命名为 Powerwalls，这是一款家庭储能电池。日常使用中，它通过太阳能电池板产生的电力充电，或通过公共电网在低谷电价时段充电，然后傍晚用电高峰时为家庭供电。当公共电网停电时，它亦可作为备用电源继续供电。智能、小巧、易安装，Powerwall 能源墙能够不依赖公共电网独立运行，在紧急情况下为普通家庭提供电力保障。

而在家庭储能领域，特斯拉并不能像在电动车领域那样将竞争对手远远甩在身后。2016 年，美国媒体 MITTechnologyReview 《麻省理工科技评论》，评选出了 2016 年度全球“最智能”的 50 家公司。在这份榜单中，除了特斯拉名列其中，能源领域有 6 家公司入榜。德国的储能系统制造商 Sonnen 位列榜单的第 28 位。

这家公司专注于家庭储能领域的公司成立 6 年的时间，已经成为了德国最大的家庭储能系统提供商，并得到 GE 这样大公司投资和青睐。毫无疑问，Sonnen 是特斯拉在家庭储能领域强有力的竞争对手。

据记者统计，在德国，截至目前，进军家庭储能领域的企业还不止 Sonnen 一家。德国有意涉足该市场的公司数目众多，其中包括 SMASolar、Varta。另外，DaimlerAccumotive 也推出了一款新的家用储能产品。

持续的补贴催生了新兴的家用储能市场，而随着市场竞争日趋激烈，小型的家庭储能系统随着价格的降低也令其逐渐得到了市场的认同。

给力的补贴

在德国，家庭储能市场的爆发，和德国政府一直推出的太阳能储能补贴的政策，关系甚密。

2013 年 5 月，德国政府通过政策性银行——德国复兴信贷银行(KfW)对家用太阳能电池储能系统进行补贴。补贴的对象是：新建的太阳能电站加上储能设备或者在现有的太阳能电站上安装储能设备进行升级。彼时，德国复兴银行提供的低息贷款为每千瓦最多 2000 欧元；如果在现有的太阳能电站上安装储能设备进行升级，提供的低息贷款为每千瓦最多 2200 欧元。除了低息贷款之外，还有现金补助，额度为购买储能设备售价的 30%。

按照太阳能电站的装机容量，最高为每千瓦 600 欧；如果在现有的太阳能电站上安装储能升级，补贴上限为每千瓦 660 欧。要注意的是现金补助并不实际发放，只是在偿还贷款时可以抵消。

复兴银行的政策在一定程度上推动了家用储能系统的发展。

截至 2015 年，KfW 数据显示，2013 年至 2014 年，德国光伏发电电池储能系统装机数量增长率超过 50%，并在 2015 年 4 月达到 1 万余套。

而彼时由于储能系统设备价格高企，因而虽说补贴是储能设备的售价的 30%，看起来很多，由于有补贴的上限，每千瓦最多 600 欧。但是由于系统本身价格较高，补贴所发挥的作用也较为有限。

但随着储能系统价格在近几年的下跌，以及越来越多的公司进入此市场，家用储能系统的普及已经开始。而在今年初，德国联邦经济能源局颁布了新的补贴政策草案，该政策从 2016 年 3 月 1 日起正式实行。

新的补贴政策延续了上一期的机制，补贴的形式主要是低息贷款和现金补助。对于不同的时间提出申请，规定了补助资金和储能设备的价格的比例。比如从 2016 年 3 月 1 日到 2016 年 6 月 30 日，这一比例为 25%。以后比例不断降低，从 2018 年 7 月 1 日到 2018 年 12 月 31 日，降低到 10%。

以 BSW-solar 给出的一个案例为例，在一个装机为 5KW 的现有的太阳能电站上安装储能设备，储能设备的可用容量 4.5KW。储能系统的价格(包括安装费)为 8000 欧，平均每千瓦的补助需求是 400 欧。(8000/5*0.25=400 欧。)新政策同时规定，在已有太阳能电站安装储能设备，补助上限为 550 欧，上限没有超出，以实际的补助需求为准。同时，电站装机容量为 5 千瓦，每千瓦补助 500 欧，现金补助一共 2000 欧元(400*5=2000)。

这就是意味着如果投入 8000 欧元购买储能设备，得到的现金补助将达到 2000 欧元。对于目前用户而言，在经济性方面具有了一定的吸引力。

对现有的用户而言，结合储能发展而出的新商业模式让人颇为动心。

新商业模式

为了吸引更多的光伏用户，这些家庭储能商们绞尽脑汁。

去年底，Sonnen 推出一个 P2P 能源交易平台，该公司认为，该平台可以使其超越目前现有的公共事业公司，而在平台推出前，公司名字还为 Sonnenbatterie。

将 Sonnenbatterie 更名为 Sonnen，说明这家公司正在从纯粹的储能设备提供商向服务商进行转变。他们将打造的 P2P 平台称为 SonnenCommunity，希望通过平台太阳能光伏搭配其电池系统所产生的剩余电力的交易。该公司对外称，这是一种分布式发电、电池技术与数字网络可以结合以创建一种新的购买和销售电力的方式。客户可以为其上网电价补贴收入获得额外利润，用户对于并非自己的光伏加储能系统产生的电力所支付的金额，显著低于传统供应商的平均水平。

也就是说发电个人用户可以为储能系统里的电力输出找到更多的选择，把自家多余的电力在平台上进行共享，并且能获得一定的收益。Sonnen 公司现在所搭建的能源共享社区已经积累了 2 万名用户。

Sonnen CEO Boris von Bormann 还表示：“这将会是能源行业的 Airbnb。”这种点对点的销售电力平台，正在改变现有的电力格局，传统电力公司以及电网公司被划到市场之外。全新的虚拟的能源交易模式，正在使储能系统用户找到更多的售卖出路。而这种新的尝试也帮助 Sonnen 在其他国家打开新的市场。

2015 年圣诞前夕，Sonnen 在美国推出了新的住宅储能产品，这意味着，他和特斯拉在美国市场的争夺也愈加白热化。为了找到更多分销商，Sonnen 选择和美国住宅光伏安装商 Sungevity 合作。Sungevity 为其定制系统提供预付款、贷款、融资和第三方租赁方案。

尽管储能系统吸引人的经济推动力及度量在美国不同区域不同，补贴政策也有所区别，但是逐渐走下舞台的净电量结算政策，以及取而代之的双向计量也为家庭储能在美国市场的开拓提供了更多可能。

但 Sungevity 表示，其客户将通过能够自发自用自己的太阳能发电，以及使他们获得不间断的备用电源并享有“成本降低”的收益。鉴于过去几年电网停电及最近极端天气事件引发担忧，备用似乎是美国日益增长的重点。

对于 Sonnen 来说，和光伏商的绑定不失为进入新市场的一条好的路径，并且收到了很好的市场反馈。其对外宣布，第一季度在美国取得“七位数的销量”，在全球范围内出售两千六百个单位的 SonnenBatterie 储能系统，较上季度提高超过 100%。美国已经成为其在德国之外的第二大市场，超过五十家零售商签约成为销售产品的合作伙伴。此外，Sonnen 最近几个月还在意大利和英国推出分销渠道。

尽管光伏系统销售在德国迅速变化的市场中近期走势明显下滑，但是附加储能的系统销售的比例不断提高。市场调研公司 EUPD 日前预计德国有望看到到 2018 年安装十万个家庭储能系统。

一个个新模式的开启、系统投入成本的降低，加速了家庭储能市场的发展。而由这些一个个不起眼的家庭用户组成的商业模式对传统电网公司、发电公司发出的挑战才刚刚开始。

范珊珊 能源杂志 2016-09-07

从习大大到各大光伏巨头 盘点 G20 峰会上那些绿色身影

9 月 3 日，G20 杭州峰会开幕前。

中国国家主席习近平和美国总统奥巴马联手干了一件大事，让联合国秘书长潘基文都禁不住点赞，也将让中国主场的本次 G20 峰会载入史册。

这件大事，是中美同时批准了《巴黎协定》。中美这两个重要大国联手，扫清了《巴黎协定》的最大障碍。习、奥双手握在一起，给本届 G20 峰会涂抹上了一笔最浓重的颜色：绿色发展。

这让参加 G20 峰会的新能源企业代表心里很爽。中国向世界承诺的“2020 年，非化石能源占一

次能源消费比重达到 15%”板上再钉钉，绿色发展大旗引领下，中国的新能源产业将迎来更好时代！

这也难怪，当聆听完习主席的主旨演讲后，晶科能源副总裁钱晶在心目中第一时间为新能源行业找到了“最佳代言人”。“习主席讲话中的许多内容仿佛都在为新能源代言，都和新能源发展与投资有关。”钱晶说。

在习大大领衔代言下，本次 G20 峰会上活跃着一大批绿色身影和绿色声音，晶科、天合、汉能、正泰等都有亮相，记者特别做出了梳理和盘点，引领绿色发展的企业们，你们做好了为自己、为行业点赞的准备了吗？

习近平：再退出煤炭产能 5 亿吨左右

作为 G20 杭州峰会的重要配套活动，二十国集团工商峰会(B20)在 3 日下午先期开幕。开幕式上，国家主席习近平面对现场 1100 余名工商界人士发表了题为《中国发展新起点，全球增长新蓝图》的主旨演讲。在演讲中，习近平指出要共同构建绿色低碳的全球能源治理格局。

在新的起点上，我们将坚定不移推动绿色发展，谋求更佳质量效益。我多次说过，绿水青山就是金山银山，保护环境就是保护生产力，改善环境就是发展生产力。这个朴素的道理正得到越来越多人们的认同。

我们将毫不动摇实施可持续发展战略，坚持绿色低碳循环发展，坚持节约资源和保护环境的基本国策。我们推动绿色发展，也是为了主动应对气候变化和产能过剩问题。今后 5 年，中国单位国内生产总值用水量、能耗、二氧化碳排放量将分别下降 23%、15%、18%。我们要建设天蓝、地绿、水清的美丽中国，让老百姓在宜居的环境中享受生活，切实感受到经济发展带来的生态效益。

从 2016 年开始，我们正大力推进供给侧结构性改革，主动调节供求关系，要用 5 年时间再压减粗钢产能 1 亿至 1.5 亿吨，用 3 至 5 年时间再退出煤炭产能 5 亿吨左右、减量重组 5 亿吨左右。这是我们从自身长远发展出发，从去产能、调结构、稳增长出发，自主采取的行动。中国在去产能方面，力度最大，举措最实，说到就会做到。

天合光能董事长高纪凡：太阳能行业将创造 1000 万就业机会

天合光能董事长兼 CEO 高纪凡的另外一个身份是全球太阳能理事会联席主席，在参加 G20 峰会期间，他频繁的在为光伏行业“代言”。今年 5 月，高纪凡向全球太阳理事会建议寻求 20 国集团对太阳能清洁能源的支持，9 月 1 日，全球太阳能理事会以公开信形式向 G20 提出倡议。

G20 峰会提供了一个平台，各成员国应加强在能源接入、可再生能源和能效领域的合作，以确保绿色、平衡和可持续的发展。基于这些原则，以公私合作方式建立国家级的数据收集和传播网络的提议，与 2016 年二十国集团峰会的目标一致。要实现切实可行的创新和可持续发展，在太阳能领域创造就业就会，让世界共享太阳能新技术产业给大家带来的经济效益。

全球太阳能理事会敦促二十国集团领导人支持全球太阳能理事会“至 2030 年在太阳能行业创造一千万个就业机会”这一目标；承诺与全球太阳能理事会和政府间机构合作，建立一个太阳能领域的国家级、公私合作的数据收集和传播网络。

晶科能源钱晶：光伏新能源将全面替代传统能源

作为本次参加 B20 峰会基础设施议题组唯一一家新能源企业代表，晶科能源在此次 B20 杭州峰会上将作为基础设施组新能源行业代表，提出两个主旨议题，分别是“绿色基础设施投资将成为全球经济的新增长引擎”以及“太阳能发电成本低于火力发电，光伏将全面替代化石能源”。

在习主席的讲话里，创新变革、应对气候问题和绿色金融等字眼多次出现，这都和新能源发展息息相关。目前光伏发电成本已经在很多国家和地区低于火电成本，这是光伏新能源全面替代传统能源、实现能源变革的重大契机，是转变能源生产和使用模式的好时机。

当光伏电价在全球更大范围内开始低于火电价格，这是一个临界点，这个临界点具有非凡的意义，它将颠覆大家对于光伏是个躺在补贴上的奢侈电力的概念。光伏将逐渐摆脱对补贴的过度依赖，将越来越独立，越来越具备经济价值和投资价值。

G20 在实现强劲的国际贸易和投资方面，建议强化多边贸易体制，反对和遏制贸易保护主义。

贸易保护主义不能保护本国经济，也不能保护本国企业，反而让缺乏竞争力的地区更缺乏竞争力。光伏双反就是最好的例子，不仅不能保护那些喧嚣的企业，反而加速残酷的被并购或破产。

汉能、正泰电源：清洁能源助力 G20

除了绿色议题外，G20 杭州峰会在清洁能源与环保方面也做足了功课，其中包括翻新场馆、治理污染、淘汰老旧汽车、周边地区第三季度陆续停工限产、在 G20 峰会主会场杭州国际博览中心楼顶安装了汉能薄膜太阳能组件等，在这些努力中，也不乏新能源企业的身影。

据华夏能源网(微信号 sinoergy_com)记者了解到，杭州国际博览中心安装了汉能薄膜发电集团 129 千瓦的 solibro 组件，预计年均发电量将超过 11.2 万度，25 年发电总量预计将超过 280 万度，为 G20 峰会以及场馆的日常能耗提供部分清洁能源；同时，也能极大地保护生态环境，每年将减少标准煤使用量超过 35 吨，减排二氧化硫 164 千克，减排氮氧化物 164 千克，减排二氧化碳 87 吨。

汉能薄膜发电集团首席执行官司海健表示：“现如今，高速运转的现代社会，特别是建筑、工业、交通三大领域对能源的过度消耗造成了巨大的环境压力。将新能源和建筑的有效结合，发展更多的绿色建筑，有利于能源结构调整，推动能源生产和消费革命，实现经济社会可持续发展。”

此外，来自浙江本土的正泰电源也有亮相，G20 杭州城市宣传中代表智慧工厂的片段，就是正泰集团在杭州新建的太阳能组件智能工厂生产现场，整个生产过程几乎全部由机械手臂组装完成，产出的太阳能电池组件具备更优的稳定性和可靠性。

“借助 G20 杭州峰会契机，包括正泰在内的中国企业可以进一步整合全球资源，通过‘走出去’更好地促进企业转型升级、创新发展。”正泰集团董事长南存辉表示：G20 杭州峰会为国内企业开启了一个对接全球优质资源的窗口，将对中国企业的转型升级和国际化发展起到全面的促进推动作用。

马世杰 华夏能源网 2016-09-06

G20：我国光伏企业坚持“创新”砥砺前行

“创新增长方式”是今年 G20 杭州峰会确定的四项重点议题的第一项，习近平主席在二十国集团工商峰会中表示，在新的起点上，中国将坚定不移实施创新驱动发展战略，释放更强增长动力。

足见，“创新”已是时代发展的前驱之力。

事实上，抓住科技创新就抓住了发展的牛鼻子。我国作为世界上最大的清洁能源市场，2015 年全球清洁能源的总投资约为 3290 亿美元，占全球投资额近三分之一。且不说别的，我国光伏行业已取得骄人的成绩且在创新发展的道路上越走越远。

数据显示，截至 2015 年底，我国光伏发电累计装机容量 43.18GW，同比增长 67.3%，约占全球的 1/5，超越德国成为全球光伏发电装机容量最大的国家。其中，集中式光伏新增 13.20GW，分布式光伏新增 2.08GW。2016 上半年新增装机容量增长 22%，达到 62GW。

值得注意的是，我国光伏发展之所以取得显著成绩与默默创新发展的光伏企业息息相关。

G20 杭州城市宣传中代表智慧工厂的片段，就是正泰集团在杭州新建的太阳能组件智能工厂生产现场，整个生产过程几乎全部由机械手臂组装完成。杭州国际博览中心安装了汉能薄膜发电集团 129KW 的 solibro 组件。

而作为本届 G20 新能源企业的代表，晶科能源全球副总裁钱晶表示“当下推动的光伏扶贫，更是中国创新的新能源与脱贫减贫工作结合的创新模式。以晶科能源为代表的全球领先光伏企业，将持续助力光伏新能源成为绿色发展主力、产业扶贫新模式。”

频繁为光伏行业“代言”的天合光能董事长高纪凡在参加 G20 峰会期间也倡议至 2030 年在太阳能行业创造一千万个就业机会。

正泰集团、汉能、晶科能源、天合光能仅是我国以“创新”为主旨的其中四家光伏企业。整体来看，我国光伏行业并不乏创新发展的企业。

以通讯技术享誉全球的华为，其独创且不断升级的“智能光伏解决方案”为解决后期光伏运维

问题及降低光伏度电成本有着重要作用。

专注逆变器研发创新的阳光电源,2015年全国首发1500V集中式逆变器,2016年全球首发1500V组串式逆变器,此举对推动整个光伏行业发展有着深远的意义。

持续加码投入研发新品的上能电气也推出集散式逆变器,旨在进一步提升电站的综合经济收益。

明者因时而变,知者随事而制。这里,小编只是类举了光伏设备之一逆变器,光伏组件、光伏支架、汇流箱等设备企业以及零部件厂商和晶硅企业均在沿着“创新”的道路砥砺前行。

G20作为一场全球盛会,在当前全球经济治理机制中具有明显优势--人口占全球2/3,贸易额占全球80%,经济总量占全球近90%,其成员构成兼顾了发达国家和发展中国家以及不同地域利益平衡。

小编相信,我国光伏企业定会推动我国光伏事业在国际角逐中大放异彩!

魏雪梅 中国经济新闻网 2016-09-07

海洋能、水能

怒江水电开发的必要性

社会上关于怒江水电开发的争论,在我国已经持续了十几年。其实,在中国或者是说在全世界,激烈争论的何止怒江水电?几乎没有哪一个发展中国家的水电开发,不是在各种争论中跌跌撞撞的推进的。只不过有些项目,最终还是建成了,而有的则还在争论和推进中。我国的怒江水电中的六库电站,2007年就被国家批准开展前期工作,不过,至今还没有正式宣布开工建设。当然也应属于正在争论和推进中的水电站。

一、水电开发争论的本质是生存发展权之争

怒江水电开发的争论,不仅引人关注,而且也确实反映出国内外水电开发争论中最实质问题--生存权和发展权之争。前不久,在一次由国际水电协会组织的论坛上,有一位来自某国际著名环保组织的代表,警告说目前世界上的“长江、尼罗河、湄公河等重要的河流,正在遭受碎片化(建大坝)的严重威胁”。后来,我们就当场提问,您认为河流碎片化到底是好呢,还是不好呢?他说当然不好。接着我又问,可是如果说河流碎片化不好的话,那么现在发达国家又有哪一条河流没有被严重的碎片化?像欧洲的多瑙河、莱茵河、美国的密西西比河、哥伦比亚河。您认为目前发达国家这些河流的碎片化情况是好呢,还是不好呢?对方无言以对,并且不再回答。

在会上,我们非常的明确指出,很多环保组织对发达国家和发展中国家的环保问题采用的是双重标准。例如,建设水库大坝,在很多发达国家认为是生态环境和促进社会发展的重要举措。但是,到了发展中国家,似乎就成了破坏生态环境的同义词。为什么发达国家的一些人,不愿意让发展中国家也和他们一样,开发建设自己的国家呢?

笔者认为,原因在于我们这个世界的总人口总量,确实已经超过了地球的承载能力,如果全球所有的人都像发达国家一样的生活,这个世界的资源和环境是根本无法满足的。所以,我们人类必须改变当前的不可持续的生产和生活方式,约束自己的生产和消费。而发达国家的有一些人,他们非常不想约束和改变自己目前的生活方式,于是他们就寄希望于整个世界能够尽可能的保持现状。所以,他们非常不愿意看到欠发达的发展中国家和自己一样的发展起来,他们希望能够尽可能保持现有的世界发展的不平衡和不平等,不愿意让现在的穷人也和他们一样享受同样多的自然资源。但是,这种保持社会的不平等,避免让有限的资源和环境别被更多的人分享的理由,又无法堂而皇之的出口。于是,就有人利用了一种可以迂回达到这一目的的武器,或者说是借口“环保”。

在当代,环保是一项很时髦的高尚事业,我们只有一个地球,保护地球的资源与环境当然应该是人人有责。不过如果你发现有些环保问题的标准,对待发展中国家和发达国家存在明显不同的话,

你就要警惕了。一些发达国家的环保组织，为什么愿意花那么多的钱，帮助某个发展中国家搞生态环境的保护？为什么他们对受援国的生态和环境的珍惜和爱戴程度居然超过了自己的祖国？其中，也许有些人确实是因为环保的境界高尚到了忘我的程度。但也不能排除，有一些人帮助发展中国家搞环保的目的，是要阻碍发展中国家的发展，尽量维持世界现有的发展不平衡和不平等，保持自己相对优越的地位。

对于目前国际社会的这样一种现象，笔者并不认为，这完全是由于环保人士人性的自私的产物。客观的说我们国家也正在搞全国的生态功能区划，为了保护好生态环境，我们也正在把国家的不同地区，根据现有的格局，划分成鼓励开发区、适度开发区、限制开发区和禁止开发区。国外环保组织的本意，其实也是想把世界按照现有的格局，划分成不同的功能区，禁止或者限制一些尚未进行开发的区域的国家进一步工业化。但是，由于国际社会不像在一个国家内部，限制和禁止开发区内的人口，可以通过自由的迁徒来平等的追求自己想要的生活方式，也很难实现已经开发区域对限制和禁止开发区域合理的经济和生态补偿。所以，国际社会的这种按照国家的发展程度，划分的生态功能区划的办法，肯定是行不合理的，也是行不通的。

二、怒江民众的生存和发展的权利必须得到尊重

生存权和发展权之争，这其实就是当前发展中国家的水电开发在国际上引起争论的本质原因。怒江水电开发的争论，明显也具有同样的性质。国内一些身居现代化城市的极端环保人士，对我国尚未得到开发一些区域，也具有保持当地的原生态的强烈愿望。但是，他们并没有设身处地的站在当地民众的角度考虑过，不准发展将给当地的百姓将带来什么后果。以至于有一年开会，他们做了很多工作，请来的几位来自怒江地区的大学生，没想到到会场的发言，居然完全站到了他们对立面，强烈呼吁开发怒江水电，要求尽快改变家乡的原始、封闭和落后的生存状态。

出于这种希望保持原生态的心理，国内的极端环保组织阻止怒江水电开发的一个重要理由，当然就是“三江并流已经是世界自然遗产”。诚然，尽管“三江并流”确实是我国自己申报并已经得到批准的世界自然遗产，但却并不是说，因此怒江、澜沧江和金沙江这三条江就都是属于世界自然遗产了，不能进行各种开发和建设了。其实，世界自然遗产委员会，在批准世界遗产的时候，都非常明确的要求要把人类已经居住区排除在外。我们云南当年申报三江并流世界自然遗产的时候，就根据这一要求进行了相应的调整。

“世界自然遗产”的区域化定要求，必须满足三个完整性条件。（1）包含展示突出普遍价值的所有必要要素；（2）有足够大的面积，能够完整展现提名地重要意义的特征和过程；（3）较少受到人类发展活动的影响。（请注意：第3条自然遗产与文化遗产截然不同）因此，我国所申报的“三江并流世纪自然遗产”实际上是由怒江、澜沧江、金沙江及其流域内部分的山脉组成（根据高程并不包含三条江），涵盖范围达170万公顷，它包括位于云南省丽江市、迪庆藏族自治州、怒江傈僳族自治州的9个自然保护区和10个风景名胜区的部分区域。其中，由于我国风景名胜区的划定，是依据“具有观赏、文化或者科学价值，自然景观、人文景观比较集中，环境优美，可供人们游览或者进行科学、文化活动的区域”的原则划定的。也就是说，风景名胜区域，不仅可能包含地质奇观、物种多样性地区，而且还可能是少数民族传统文化和人文景观的特有区域。因此，我国已经划定的风景名胜区，显然不能全部满足进入世界自然遗产的条件。只能有所取舍。

资料显示，我国1988年批准划定的国家级三江并流风景名胜区总面积就有340多万公顷。其中，只能有不足100万公顷被划入了三江并流世界自然遗产的范围。所排除的部分恰恰是那些低海拔的人类活动密集区。根据世界自然文化遗产委员会的建议，“三江并流”世界自然遗产的缓冲区的高程划在了2000米以上，而现行的怒江水电开发规划最高之处，也不超过1950米。可以说，我国三江并流世界自然遗产的申报和划定，不仅为怒江水电开发，而且也为怒江居民的生存和发展，早就留下了必要的发展空间。

总之，世界自然遗产的审批原则非常明确，我们保护自然、尊重历史的目的，都是为了让人类的更好地生存和发展。所以，世界自然遗产的划定决不能成为剥夺某一部分人的生存、发展和追求

现代化权利的借口和手段。在水电开发问题上，我们和极端环保的争议和区别，也在于此。客观地说，如果世界上真能保留一条生态江的话，我们当然愿意支持。但是，目前我们国家不可能有能力把怒江沿岸的几十万人都搬迁出去。在狭窄的生存空间内如此大量的人口居住，毁林开荒、陡坡耕种，刀耕火种，水土流失，地质灾害频发的怒江，还何谈保留原生态？况且，在怒江的上游，我们几十年前就已经建设了两座水电站。下游的缅甸和泰国也已经在萨尔温江上规划了多座水电站，只不过因为资金，暂时还没有正式开工。

河流是人类文明的发源地，全世界之所以至今没有一个国家能保留下一条原生态江，主要是因为谁也解决不了河流周围原住民的生计问题。按照各个国家的人口压力和自然资源环境来看，如果人类有能力为子孙后代保留一条生态江的话，最大可能性应该是在地广人稀澳大利亚或者加拿大，而绝无在中国的可能。抛开澳大利亚和加拿大都没能力办到的事，我们能否办得到的问题不说，如果我们非要对一条不完全属于自己国家的河流，大喊要保留生态江的口号，也难免让人耻笑、质疑。人家可能会说，如果你们中国人的脑子出了毛病，非要保留什么生态江，那就请你们拿你们国家自己境内河流去做实验好了。长江、黄河都可以，凭什么非要找一条国际河流，来喊这种骗人的口号？这不是在公开的干涉别国的内政，剥夺人家的生存和发展权利吗？

由于我们怒江的下游属于其他国家，保留生态江的要求，剥夺了当地居民的生存权和发展权的问题，就明显的暴露出来了。这就好像是在提醒我们，即使在国内，保留生态江的提法也要十分慎重，没有原住民的同意，千万不要喊这种口号。不仅如此，我国国内的所谓生态功能区划也必须十分慎重。任何居住在限制开发和禁止开发区域内的百姓的生存和发展权利，都必须得到尊重和保障。一些极端环保组织和人士，想利用生态功能区划划分权来保持国内的社会发展的不平衡和不平等的企图，都应该予以揭露和抵制。

三、怒江地区的资源特点与水电开发

怒江一条水量比黄河还要大得多的著名江河，由于被周围的高山紧紧地夹在中间，形成了山高水急、坡陡路险、交通不便的明显特点。尽管怒江的总水量比黄河都大，但是，由于不适于农耕社会的人类生存，几千年的人类文明进化，只有一些在历史的种族争斗中处于下风少数民族，选择了在那里繁衍生息。因为，尽管生存条件艰难，但江河高山的天险，可以让他们免于强大民族的欺负和骚扰。

几千年来历史和现实，已经证明了怒江地区发展农耕文明的环境容量极其有限。艰苦的自然环境，不仅难以养活过多的人口，也极大地限制了与外界的交流沟通。这使得怒江地区经济和社会发展，受到了极大制约。为了让怒江地区脱贫，几年以前云南省曾把旅游行业搞的风生水起的丽江州州委书记掉到了怒江，希望他也能通过发展怒江的旅游改变怒江州的现状。但是，几年之后，他也不得不承认，怒江的旅游根本就没办法搞。什么原因？没有交通的保障。一个旅行团如果交通没有保障，无疑将构成极大的财务和安全风险。那么，怒江州为什么不能像丽江地区一样，先把路修好，再大力发展旅游？因为，怒江地区地质条件和资源的特殊性，以及频发的地质灾害，让修得再好的路也无法全天候保障。

研究表明，产生地质灾害的能量主要来自两方面，一个是地震、另一个就是河流。从青藏高原上流下来的河流中的带有巨大的水能。这些能量通过不断地冲击河谷，造成河流下切、边坡失稳，形成各种滑坡、崩岸和泥石流。巨大的河流能量再把这些崩塌的岩体，冲击、磨蚀成鹅卵石或者泥沙，以此来消耗掉河流中巨大的能量形成平衡。与我国的长江黄河相比，怒江的河流整体弯曲度不高，因此，能量更为集中，水流更为湍急，形成地质灾害的情况更为严重。要知道，大江大河干流上的这种下切和变形，并不会因为干流的能量被消耗掉了而终止，还将不断的向上游和支流溯源，因此，就导致整个怒江地区的地质灾害都发生的非常频繁。

如何从根本上治理这类由于河流不断下切而引发的地质灾害？清华大学的一项 973 研究项目，得到了很明确的结论，唯一的办法只有消能。通过调研，他们发现一些天然河流的相对稳定是依靠，河流中天然形成的尼克点，以及一系列的阶梯深潭结构，实现了天然的消能。而一旦这种稳定结构

被打破，就将产生新一轮的河流下切及地质灾害，直到天然河流的结构通过不断的变形，寻找到新的暂时相对平衡点。

地质灾害与河水能量的这种关系，也能在现实中得到很好的验证。我们不难发现全球世界各地凡是水电资源丰富，且未得到开发的地区，几乎都是地质灾害的高发区。而一旦这些地区的水能资源被开发利用了若干年之后，地质灾害都会明显的减轻，甚至完全杜绝。这里我们要特别强调一下，必须是在若干年之后，而不是水电开发了之后。因为，水电站蓄水的初期，所形成的新水库库岸，将对原有潜在的地质滑坡体有一个集中的释放。所以，水电站建成的初期，地质灾害的频率肯定会有所增加。不过，由于没有河流能量继续下切河流，制造新的滑坡体，这些潜在的滑坡体被释放了之后，一般就不会再有新的滑坡体和地质灾害产生。所以，水电站的地质减灾效果一般都会在蓄水 10 年左右才显现出来。

怒江的水能资源优势，同时也是怒江地质灾害频发、交通无法保障，难以发展经济的劣势。有人建议说，我在怒江的深处丙中洛建个机场开展旅游不行吗？那当然好，但是，你也只能在丙中洛周边有限的区域内开展旅游，一旦离开机场较远，还是难逃交通无保障的困扰。

总之，怒江的资源优势和发展困境都是在于其水能过于丰富。所以，怒江地区的脱贫和发展的关键，没有别的选择，就在于能不能把其丰富的水能资源开发利用起来，变害为利。

四、水电开发的搁置带来了我国严重生态环境问题

众所周知，怒江水电开发规划在 2003 年被极端环保组织勾结个别环保官员并利用主流媒体所散布的谣言所搁置。从那时候起，中国很多颇具优势的水能资源开发不断受阻，艰难前行。必须承认，由国外极端环保势力扶持起来和支持着的一些反水坝环保组织有着丰富的舆论斗争经验。他们非常懂得怎么利用中国的现行体制，怎么样通过拉拢政某些政府部门工作人员，通过主流媒体来传播谣言，最终影响公众舆论和领导决策。例如，当初人民日报刊发的“为子孙后代保留一条生态江”的评论中，很多论据都是来自环保人士编造的谣言。

这种情况并不仅仅局限在怒江。可以说，近年来我国所有的水电开发项目，都在不同程度上受到了极端环保势力的造谣、诬蔑和阻碍。严酷的现实迫使很多电力投资企业，为了满足国家电力增长的需求和完成把企业做大作强的任务，不得不纷纷去竞争投资火电。结果使得在我国的水电发展严重滞后的同时，火电装机却超常规的增长，能源结构不断恶化。导致我国“十五”、“十一五”、“十二五”连续十多年的水电项目新开工规划都没能如期完成，有的时候，差距甚至高达一半以上。与此同时，我国煤炭的用量却急剧上升，到了 2013 年我们一个国家已经超过了全球其他所有国家煤炭消耗的总合。过量的煤炭消耗，在给我们造成大面积雾霾污染的同时，也使得我国的二氧化碳排放受到国际社会的压力。

粗略的估算，由于国内外极端环保势力的阻碍，我国水能开发利用在十几年间的发展速度降低了近一半。如果我们从“十五”开始一直能积极发展水电的话，我国水电发电量可能不是现在的一万亿，而很可能是二万亿。（按照十三五规划最新公布的数据，我国的水资源资源可开发量为 3 万亿千瓦时/年，我国至少要开发利用 2 万亿以上，才能达到目前发达国家的最低水平）。相应我国火电的装机也不可能高达目前的十亿，而最多只需要六、七亿即可。那样的话，我们国家怎么会不到全球五分之一的人口，却烧掉了全球一半以上的煤炭的怪事？如果我们的煤炭消耗不是这样出奇的高，不仅我国碳排放的国际压力会比现在小得多，我们国家也不可能出现如此严重的全国大面积的雾霾。客观的分析，造成中国雾霾污染的最大“功臣”绝对是国内外的伪环保们。

五、“生态优先”是对怒江开发的重大利好

我们注意到，最新披露的十三五规划中仍然包括有怒江水电开发，对此某些极端环保组织，好像如临大敌一样，又掀起了一股反对怒江水电开发的新高潮。其实，这根本就不值得环保组织们大惊小怪的，因为，在我国的“十一五”和“十二五”水电规划中，一直都包含着怒江水电开发的任务，因此，如果在“十三五”规划中突然取消了怒江水电开发的内容，才应该是令我们感到吃惊的。

再看看最近环保组织反对怒江水电开发的理由，也实在是没有什么新意，几乎都是我们已多次

揭露过的一些谎言。唯一有点不同的就是在我国"十三五"规划中,已经把在"保护生态的基础上",换成了在"建设生态文明"优先。环保人士以为,生态优先的提法,应该是强调对水电开发的制约。而事实恰恰相反。因为,原来"保护生态"的提法,不够科学且常常容易与科学发展产生对立。

众所周知,生态系统有很多层次,不同的生态层次对应着不同的主体。因此,针对不同生态系统之间的不同主体,笼统的强调保护,经常会存在着难以化解的矛盾。2013年11月,英国的生态学会理事长就在世界著名《自然(nature)》杂志上发表了他在英国生态学会百年庆典上的一篇题为"生态学必须进化"的讲话文章[图二]。他指出生态学研究必须站在全人类的高度,必须高度关注气候变化、疾病传播、粮食安全等有关人类生存发展的重大生态问题。他号召学者对各种动、植物生态的研究,不能只强调保护,而更要尊重其进化规律。也就是说,生态学者必须要有"以人为本"的生态的意识,必须要尊重人类文明发展所带来的一系列的自然生态进化。而生态学界的这一最新动向,恰恰从专业上很好的解释了我们党提出的生态文明理念的科学性。

目前,随着人们认识的提高,用"生态文明"取代"保护生态"的进步,已经在我国的各行业出现。例如《中华人民共和国环境保护法》在2014年已作出修改:

修改前:第一条 为保护和改善生活环境与生态环境,防治污染和其他公害,保障人体健康,促进社会主义现代化建设的发展,制定本法。

修改后: 第一条为保护和改善环境(不再提保护生态)防治污染和其他公害,保障人体健康,推进生态文明建设,促进经济社会可持续发展,制定本法。

根据环保法作出的这一修改,我们有理由认为,在十三五的水电规划中不再提"保护生态",而提出"生态优先"的概念,显然应该是在呼应环保法中的改变,更确切的说强调优先的,一定是生态文明。

根据常识我们也知道,生态不文明的状态,既有生态野蛮、也包括生态愚昧。在我国生态文明的排序中,原生态区域面积和生物多样性保存都在全国名列前茅的云南省,为什么总是被排在后面?怒江就是答案。因为,在有大量的人群生存的现实情况下,如果不能科学开发利用和保护怒江的原生态,一定会迫使人们自发的、无序向自然界进行索取。

当前,为了基本的生存,数十万怒江民众只能在陡峭的高山峡谷中毁林开荒、陡坡耕种,刀耕火种。其生态环境的实际结果,只能水土流失严重、地质灾害频发。显然,怒江地区的生态不文明矛盾,就是一种典型的生态愚昧。伴随怒江地区生态愚昧的,一定是怒江民众的生活的艰辛和贫困。因此,怒江地区的生态文明建设,一定要包括让怒江的百姓脱贫的内容。由此可见,我国十三五水电规划中用生态优先替代保护生态的科学性,就在于把怒江地区社会经济发展的与生态环境的保护,有机的统一起来了,改变了过去科学发展与生态保护之间常常难以两全的矛盾。因此,强调生态优先,绝对是对怒江水电开发的一个重大利好。同时也是在强调,怒江水电的开发一定不能离开"脱贫"这一重要任务和目标。

六、当前怒江水电开发的制约因素是能源结构

时过境迁。怒江水电在最应该开发的时候,被极端环保所编造的各种谣言所搁置,现在,全国各地的火电不仅已经占满了所有电力市场空间,而且还有了严重的过剩。

目前,电力严重过剩已经成为了极端环保组织阻碍怒江水电开发的新借口。不过,我们必须强调的是:所谓电力过剩的实质,只是电力的产能过剩,而绝不是电力能源过剩。我们知道,当代人类社会可持续发展的最大难题之一,就是我们所依赖的化石能源的有限性。所以,电力能源不可能存在过剩,而我们当前过剩的只是电力的产能。因此,电力产能的过剩,只是我们消耗化石能源的发电厂的发电能力过剩,绝不是电力能源的过剩。对于不消耗化石能源的水电、风电、太阳能等可再生能源,绝不存在过剩的问题。大家都知道,我们要解决全球的气候变化问题,提出的目标是全球实现碳排放为零。碳排放为零也就是不再依靠任何化石能源,而全部依靠可再生能源支持整个人类社会发展。所以,只要我们现在还在依赖和使用着化石能源,就谈不上什么可再生能源的过剩。

在我国,严重过剩的只是我们消耗化石能源的能力。既不是能源,更不是可再生能源。不过,

我国当前能源革命的难点在于煤炭生产有着巨大的产业链，牵扯到大量人口就业和社会稳定，不可能走得太快。因此，在很多地区即使煤炭发电已经可以退出，但是，为了经济和社会稳定也必须暂时保持。这必然会导致本应该积极、大力发展的水电、风电、光伏等可再生能源的发电市场受到挤压。

因此，笔者也认为，目前怒江水电开发的真正制约因素，确实是我国严重过剩的火电，挤压了水电和其它可再生能源的发展空间。而环保组织所编造的一些谣言，早已经多次被揭穿，很难真正作为阻碍怒江百姓摆脱贫困的理由。但倘若我们的怒江水电开发了之后，没有市场的保障，水电开发的收益无法兑现的话，帮助周围地区百姓脱贫的目的则无法达到。

总之，在舆论上揭露极端环保组织编造的各种谣言，让社会公众理解和支持怒江水电开发固然是需要的。但对于怒江水电开发，当前更重要的是要加速我国的能源结构调整、推进我国的能源革命，保障怒江所开发的水电却有用武之地。让怒江的资源优势在为全国、乃至全球的最大的生态难题"碳减排"作出巨大贡献的同时，促进怒江地区的社会经济发展和人民生活的改善。一句话，怒江水电的开发既要完成联合国的千年目标提出来的脱贫任务，有利于实现"代内公平"，也要促进"代际公平"用可再生能源推进和实现全球的可持续发展。这就是我国怒江水电开发的必要性与划时代的重要意义。

中国周刊 2016-09-06

风能

中国首个“双十”海上风电项目投运

8日，中国广核集团(下称“中广核”)在北京召开新闻发布会，宣布中广核如东海上风电项目已取得电力业务许可证，标志着中广核自主开发建设的江苏如东15万千瓦海上风电示范项目(下称“如东项目”)全场投入商业运行，也标志着我国海上风电发展实现了历史性的重大突破。

如东项目是我国符合“双十”标准(海上风电场原则上应在离岸距离不少于10公里、滩涂宽度超过10公里时海域水深不得少于10米的海域布局的)、真正意义上的海上风电项目，是中国全场投运的离岸距离最远、装机容量最大的海上风电项目。据中广核新闻发言人黄晓飞介绍，如东项目距离海岸约25公里，海底高程在-8米至-14.6米之间，他表示，如东海上风电示范项目攻克多项世界性难题，其的建成投运，标志着我国掌握了海上风电建设的核心技术，也让我国成为继德国、英国等国家后，少数几个具备海上风电建设核心能力的国家之一。

据了解，如东项目位于江苏省南通市如东县黄海海域，2015年5月8日正式开工建设，共安装38台风电机组，总装机容量为15.2万千瓦，年上网电量可达4亿千瓦时。

如东项目克服多项世界性难题为我国海上风电提供重要参考

国家风电发展“十二五”规划明确指出，鼓励在水深超过10米、离岸10公里以外的海域开发建设海上风电项目。与潮间带风电相比，海上风电技术难度更大，要求更高，需要克服海上施工、抗海水和盐雾腐蚀、电缆远距离铺设等多个技术难题，有些甚至是世界级的难题。出席发布会的中国广核新能源控股有限公司(以下简称中广核新能源)副总裁李亦伦表示，作为我国首个“双十”海上风电项目，如东项目实现了国内外的多项技术创新。

“比如，如东项目建成的亚洲首座海上升压站，采用陆上模块化建造、海上整体吊装的施工方案，不仅减少了海上施工作业时间，而且保证了海上升压站的产品质量。另外，在如东项目中，铺设了国内最长的两根110千伏三芯海底电缆，单根海缆长达28.5公里。而在建设过程中，如东项目创新性地采用了可拆卸式稳桩平台浮吊吊打沉桩等施工工艺，实现了首个深水区无过渡段单桩、稳桩平台工艺，成功解决了单桩垂直度需控制在千分之三以内的世界难题。”李亦伦表示，中广核将逐

步推广应用如东海上风电的设计、开发、建设、运维等成功经验，积极为我国海上风电建设做出贡献。

此外，如东项目风机基础防护采用砂被护底设计方案，成功解决海上风机基础冲刷防护的世界性难题。首创采用基础爬梯、电缆 J 型管、牺牲阳极板块等集成式基础套笼设计方案，套笼在陆上整体制作好之后再到海上一体化安装，也有效缩短海上作业时间。

黄晓飞表示，作为国家示范项目，如东项目投运后，也将为我国海上风电发展的行业标准制定、上网电价确定等提供重要参考。未来，中广核将持续提升海上风电建设、运维技术水平，促进海上风电产业链成熟、技术标准体系完善，推动我国海上风电持续健康发展。

据了解，如东项目预计年上网电量可达 4 亿千瓦时，与燃煤电厂相比，每年可节约标煤 13.1 万吨，减少二氧化碳排放量 26.7 万吨、灰渣 4.9 万吨、烟尘 1.3 万吨。中国广核新能源江苏分公司总经理、如东项目公司法人代表孙扩业表示，如东项目的建设和投运是中广核作为央企，积极承担国家责任、社会意识的体现，中广核将为引领海上风电相关产业链发展继续做出贡献。

中广核新能源控股装机容量达 2111 万千瓦

目前，海上风电技术在全球方兴未艾。黄晓飞介绍，今年 7 月 22 日，中广核欧洲能源公司与法国合作方组成的联合体，在欧洲范围内首次进行的规模化漂浮海上风电示范项目招标中脱颖而出，成功中标法国大西洋布列塔尼地区的格鲁瓦(Groix)项目，成为首家进入漂浮海上风电技术领域的中国企业。漂浮海上风电技术，作为未来的发展方向之一，具有广阔的发展空间，该技术可利用的海风资源占全球可利用海风资源的 70% 以上。

据中广核新能源董事长陈遂介绍，中广核 2006 年进入风电领域，经过十年的稳健发展，现项目已遍布全国 27 个省区，吊装容量突破 1000 万千瓦，年发电量达到 130 亿千瓦时，并形成了国内与国外、海上与陆上、风力发电与专业化服务全面发展的格局。

陈遂表示，中广核在新能源领域不断加快海外拓展，海外装机容量已达 884.3 万千瓦，项目覆盖韩国、澳大利亚、新加坡、马来西亚、埃及、孟加拉、阿联酋、巴基斯坦等国家和地区，并成为孟加拉国和埃及第一大独立发电商、马来西亚第二大独立发电商，成为“一带一路”建设的先锋。

陈遂表示，中广核已具备每年新增投运 200 万千瓦风电的自主开发建设能力，以及较强的太阳能项目建设、运维和技术研发能力。(索炜)

新华网 2016-09-08

国家能源局批准 7 项风电行业标准 12 月 1 日起实行

国家能源局今日发布 2016 年第 6 号公告。公告称，国家能源局审查批准了《核电厂常规岛及辅助配套设施建设施工质量验收规程第 8 部分：保温及油漆》等 144 项行业标准（能源标准（NB）75 项和电力标准（DL）69 项）。其中风电行业标准 7 项，8 月 16 日正式批准，12 月 1 日正式开始实行。以下为公告原文及行业标准目录：

依据《国家能源局关于印发<能源领域行业标准化管理办法（试行）>及实施细则的通知》（国能局科技〔2009〕52 号）有关规定，经审查，国家能源局批准《核电厂常规岛及辅助配套设施建设施工质量验收规程第 8 部分：保温及油漆》等 144 项行业标准，其中能源标准（NB）75 项和电力标准（DL）69 项，现予以发布。

国家能源局

2016 年 8 月 16 日

国家能源局 2016-09-06

爱荷华州批准中美能源风能项目

近日，爱荷华州公共事业委员会宣布，已经批准了中美能源第十一个风能项目。

该项目总价值达 36 亿美元，中美能源将在爱荷华州建设容量达 2000 兆瓦的风力发电厂。

中美能源此次负责的第十一个风电项目有助于帮助爱荷华州减少对化石燃料的依赖，可以满足该州的用电需求，同时还可以减少碳排放量。

另外，双方签署的协议有助于保证中美能源的其客户可以用公正且合理的价格使用该风能项目的服务以及设施。

太阳能新闻网 2016-09-06

广东投资 26 亿元风电 万山岛将告别“电荒”

近日，广东省首个海上风电试点工程——“珠海桂山海上风电场示范项目”在我市召开开工建设动员会。据了解，该项目建成后将彻底解决万山海洋开发区海岛供电难题，并为今后广东省海上风电开发及解决我国类似海岛供电难题提供示范。

“珠海桂山海上风电场示范工程”建设规模为 120 兆瓦，即每小时输电能力 12 万度。项目总投资超过 26 亿元，拟安装风机机组 37 台，计划于 2017 年 12 月全部建成投产。

南方海上风电联合开发有限公司总经理何仁伟：今天是正式宣布开工，从今天开始我们的施工队伍就会进驻现场，在海上首先是要做桩基的基础工程，后续的跟着安装，同时还有一个海缆的施工过程。

近年来，万山区内各海岛供电长期依赖柴油机组发电，不但影响环境、成本高，而且用电贵、可靠性低，极大影响了海岛居民的正常生产生活，更制约了海岛旅游经济的大发展。

南方海上风电联合开发有限公司总经理 何仁伟：结合海岛微电网一起建的，通过海上风电的送出工程，再加上跟各个海岛特别是几个有人海岛联网工程联接以后这样海上风电的发电可以送到海岛，也可以通过送出工程跟大陆联网。

据了解，该项目首期工程将于年底建设完成，届时，3 台风机机组每小时的供电量将达到 9000 度。另外，东澳岛和桂山岛的海岛智能电网已基本建成，截至今年 8 月，两个岛内 800 多户海岛单位和居民用户供电量已达到 3300 万千瓦时。

常洁 珠海新闻 2016-09-09

美国能源部 2015 年风能技术市场报告发布

美国能源部 2015 年风能技术市场报告（2015 Wind Technologies Market Report）一如往常于 2016 年 8 月出炉，2015 年实施了生产税减免（Production Tax Credit, PTC）政策，美国风能蓬勃发展，加之诸多技术进步，全球金融宽松带来的低资金成本，让美国风能采购价进一步下降，较 2014 年的每度电 2.35 美分硬是再砍低至每度电仅有 2 美分上下，加回每度电 2.3 美分的 PTC 补贴之后，为每度电 4.3 美分，约相当于人民币 0.287 元。

风能技术市场报告由美国能源部委托加州大学代为管理的罗伦斯伯克莱国家实验室（Lawrence Berkeley National Laboratory）汇整资料而成，资料来源包括美国风能协会（American Wind Energy Association, AWEA）、美国能源资讯局（Energy Information Administration, EIA）、美国联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）等。

美国 2015 年受惠于 PTC 延长，风能投资额达 145 亿美元，新增 8.6GW 风能发电容量，成长 12%，风能总发电容量来到 74GW。风能成为美国 2015 年新增发电容量最大来源，占 41%，远高于 2014 年的 24%。过去 10 年来，风能占美国新增发电容量的 31%，在内陆地区更高达 54%，五大湖

区也达 48%，在美国西部达 22%、东北部地区达 21%、西南部地区则仅 2%。

2015 年爱荷华州的电力有 31% 来自风能，南达科达州则有 25%，堪萨斯州 24%，美国共有 12 个州风能占总用电比例达 1 成以上，不过全国而言平均只有 5.6%，远远落后欧洲国家，如丹麦的 40%，葡萄牙、爱尔兰、西班牙也在 20%~30% 之间。

美国风能采购价格自 2009 年每度电 7 美分高点快速下降，2014 年已经落到 2.35 美分，2015 年更降到 2 美分左右，不过采购价内含美国 PTC 政策每度电 2.3 美元补贴，加回补贴之后每度电 4.3 美分，约相当于人民币 0.287 元。美国风能的超低价格，来自于高容量因数、成本降低，以及历史新低纪录的利率。

不过，即使风能价格创新低，市场竞争却仍然艰巨，因为 2015 年美国批发电价也大幅下降，这有部分也是风能自己造成的，美国批发电价下跌最多的区域正是风能发展最积极的内陆地区，2014 到 2016 年，风能采购合约价，与美国能源资讯局预期的至 2040 年的燃气发电燃料成本大体上相当，双方处于相当激烈的竞争态势。

风能容量因数提高、成本降低，来自于产业界打造越来越高、适应低风速的风机，技术精进的同时，单价也逐渐下降，2000 年到 2002 年风机兴建成本约为每千瓦 (kW) 750 美元，之后随着风机规模提升以及原物料上涨因素，在 2008 年达到每千瓦 1,500 美元的造价高点，之后逐渐下降，目前建造成本已经来到每千瓦 850~1,250 美元之间，风机本身成本下降，也使风能计划总成本跟着下降 2015 年风能计划安装成本约为每千瓦 1,690 美元，较 2009 至 2010 年的高点减少 640 美元。

风能国内市场发展有利本土企业

风机大小提升对于容量因素影响相当明显，2015 年时，于 2014 年所安装的最新风机，通常也是最高大者，容量因数平均高达 41.2%，相较之下，2004 至 2011 年安装的风机容量因数则平均为 31.2%，落差达 10% 之多，1998 至 2003 年安装的风机，容量因数平均则仅为 25.8%。容量因数也受到风场本身地理环境的影响，如风能条件最好的内陆地区，风力稳定，使得容量因数达到 42.7%，不过，控制地理条件因素后，仍可看出风机设计进步对容量因数提升造成的显著影响。

风机设计上的趋势，一言以蔽之，就是“更大”，平均名目发电容量在 2015 年达 2MW，自 1998 至 1999 年以来增加 180%；平均风机机舱高度 82 米高，自 1998 至 1999 年以来增加 47%；平均扇叶直径为 102 米，自 1998 至 1999 年以来增加 113%。其中，扇叶直径成长最为显著，2008 年以前，没有风机扇叶直径超过 100 米，2015 年时则有 86% 风积扇叶直径超过 100 米。

由于新风机多半较为针对低风速风场设计，比风功率 (Specific Power, 名目发电容量除以扇叶扫过面积) 则从 1998 至 1999 年的 394 瓦/平方米，下降为 2015 年的 246 瓦/平方米，也因此，风机发电容量的增长速度不如扇叶大小的增长速度。低风速设计的风机，如今普遍应用在高风速与低风速风场，以利因应风速变化。

2015 年，美国国内风能市场主要由 GE 与 Vestas 占据，GE 市占率达 40%，维斯塔斯则为 33%，Siemens 为 14%。全球市场则由金风居首，其后依序为 Vestas、GE、Siemens、Gamesa，其中中国厂商金风的市占主要来自于中国市场。

从 GE 在全球与美国的市占排名变化，可以看出风能国内市场发展有利于本土企业的特性，而除了 GE 以外，美国市场前三大的另外两家——Vestas 与 Siemens，也都有超过一座美国工厂，美国本土风机机舱组装产能在 2015 年达到 10GW，扇叶产能达 7GW，风塔产能达 6GW。美国市场风机本土组装比例，机舱超过 85%，风塔 80%~85%，扇叶与扇叶总成 50%~70%，不过风机机舱内部零部件的自制率则相当低，仅不到 20%。

美国风能快速成长也为国内创造大量就业，2015 年风能产业就业达 8.8 万人，创下历史新高。不过随着 PTC 将逐步减少至取消，美国未来风能产业扩张产能与就业的速度也将减缓。

美国风机产业出口额在 2007 年仅有 1,600 万美元，至 2014 年成长到 5.44 亿美元，不过到 2015 年降至 1.49 亿美元。

综合来说，2015 年的美国风能趋势，可说是“更多、更大、更便宜”，安装容量更多，成为新增

发电容量主力；风机发展得越来越大；而发电成本更便宜。未来美国风能产业将面临 PTC 逐年调降 20% 的政策面不确定性，但随着风能本身技术进步成本下降，即使 PTC 补助逐渐消失，仍能具有市场竞争力，不易再发生过去产业随 PTC 政策大幅震荡的现象。

蓝戈丰 科技新报 2016-09-06

江西今年将建 21 个风力发电站

记者 13 日从江西省能源局获悉，2016 年江西省风电开发建设方案已经发布。今年江西将建设 21 个风力发电站。

根据方案，江西今年将新增 14 万千瓦开发建设规模，全省风电开发建设总规模达 160 万千瓦。

据了解，新下达的风电开发建设规模共涉及华能广昌打鼓寨风电场项目、华能永丰高龙山风电场项目、大唐国际修水太阳山风电场项目、大唐国际兴国云峰嶂风电场项目、中电投遂川禾源风电场项目、中电投万安高山嶂风电场项目、中电投定南云台山风电场项目等 7 个项目。

余贤红 新华社 2016-09-13

氢能、燃料电池

全球最大风电制氢项目整体并网

今天记者从河北涿源县发改局获悉，在该县境内建设的全球最大的风电制氢综合利用示范项目已经于今天全部并网发电。制氢站将于近日招投标，9 月中旬开工建设。

该项目总投资 20.3 亿元，将从麦克菲公司引进 4MW 风电制氢装置的技术设计方案和整套生产设备。其项目包括 200 兆瓦风力发电、10 兆瓦电解水制氢系统、氢气综合利用系统 3 个部分，是国内首个风电制氢工业应用项目，同时也是全球最大容量风电制氢工程。专家认为，该项目将有效解决大面积弃风问题，破解河北省风电产业发展瓶颈，项目相关负责人表示：“项目建成后，可形成每年制氢 1752 万立方米的生产能力，不仅对提升坝上地区风电消纳能力具有重要意义，也将探索出风电本地消纳的新途径。”

刘叶海 经济日报 2016-09-09

核能

瑞士取消核能，多少电力将依赖进口？

根据本周四(9 月 8 日)“瑞士能源未来组织”(Energy Future Switzerland)发布的研究，在不久的将来，瑞士可再生能源就可以取代目前核电站的所有产能，这一取代过程会比人们之前预想的更快。

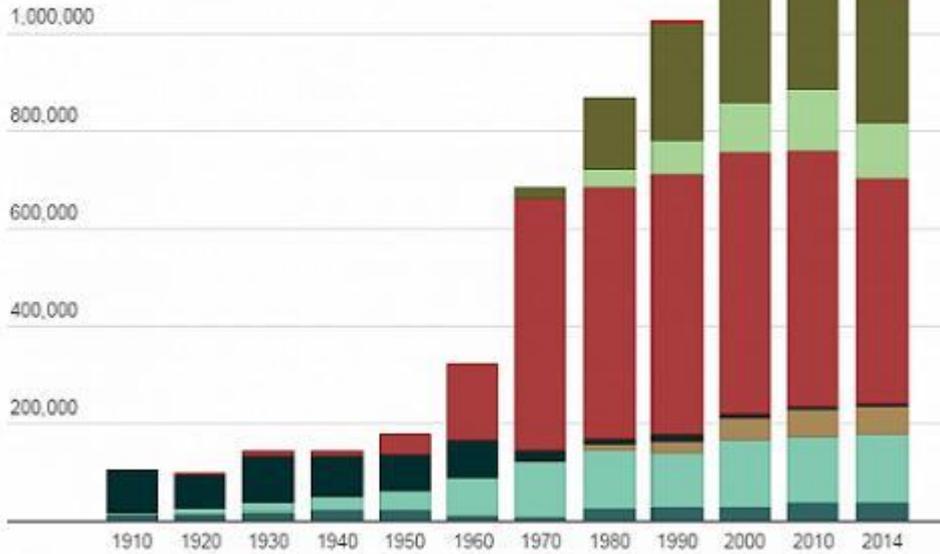
该组织表示，这是由于瑞士不断加大在可再生能源上的投资力度。

“按照现在的投资力度，可再生能源将可以在 6 年之内取代瑞士所有的核电站，”这一非营利组织的负责人 Aeneas Wanner 在一篇文章中表示。该组织与电力公司等机构合作，致力于提高能源利用效率以及发展可再生能源。

1910年至2014年瑞士各种能源在总能耗中所占的比例

单位：万亿焦耳，含能量运输损耗

■ 木材和木炭 ■ 水力 ■ 垃圾和工业废物 ■ 煤炭 ■ 原油和石油产品 ■ 天然气 ■ 核燃料
■ 其他可再生能源



2011年3月，日本的一个核反应堆受到海啸影响，发生了灾难性的熔毁事故，造成15'000人死亡。这一事故使得瑞士深受触动，之后决定逐步关闭核电生产设施。

5年以来，瑞士各方一直在为如何处理现有的5座核电站寻求解决之道。议会拒绝为关闭核电站设定最后期限。

能源进口

今年11月27日，瑞士将就核电站问题进行全民投票。瑞士公民动议提议修改宪法，禁止通过核能发电或者供热。投票也会为现有的5座核电站设定关闭时间。

据联邦能源局数据，2015年瑞士电力消耗总量为582亿千瓦时(kWh)，增长了1.4%。其中超过三分一的电力来自于瑞士的5座核电站，共计221亿千瓦时。



瑞士逾 40%的电力来自于核能。所有 5 家核电站都位于瑞士德语区，落户在阿尔高(Aargau)、索罗图恩(Solothurn)和伯尔尼州。括号内标明的时间是进行商业化运营的年份，核电站的服役期将由此开始计算。

但是，瑞士也有可能因取缔核能发电而作茧自缚。研究发现，瑞士现阶段能够依赖的可再生能源，有很大一部分都在瑞士境外。

这会造造成一定的安全隐患。瑞士已经严重依赖于欧洲的电力网络，现在又很可能要求助于法国、德国及斯堪的纳维亚国家的风电场及其他资源，从而获得更多电力。

中国核电信息网 2016-09-13

中国开发阿根廷核电市场 重水堆有望 2017 年开工

6 日从中核集团获悉，阿根廷总统马克里积极支持重水堆 2017 年开工。

据介绍，二十国集团(G20)领导人杭州峰会期间，中核集团总经理钱智民在杭州拜会了前来出席峰会的阿根廷总统马克里。双方就共同推动落实核电重大合作项目达成一致意见。马克里表示，将积极支持双方合作，实现重水堆项目 2017 年开工建设，力争压水堆项目于 2019 年开工建设。

此前，在 2015 年 11 月 G20 土耳其峰会期间，中核集团与阿根廷核电公司正式签署合作建设阿根廷第四、第五座核电站的框架合同，“华龙一号”核电技术将落地阿根廷。

本次会谈中，钱智民表示，中核集团愿意为全面提升阿根廷核工业全产业链水平提供支持，将重水堆和压水堆核电项目协同推进，为融资、建设等创造更好的条件。

马克里高度评价了阿中两国在核领域开展的合作，希望用 3 年左右的时间看到双方在全产业链

合作，以及共同开拓第三国市场的成果。

中核集团自 2010 年起开发阿根廷核电市场，以实现中国具有自主知识产权“华龙一号”压水堆技术最终出口为目标，与阿方开展合作并取得了多项阶段性成果。2015 年 11 月，中核集团与阿根廷核电公司签署了《重水堆核电项目商务合同》和《压水堆核电项目框架合同》。2016 年 6 月，在 G20 能源部长会议期间，中国国家能源局与阿根廷能矿部签署了《关于合作建设阿根廷核电站的谅解备忘录》，明确了重水堆和压水堆项目后续工作总体目标。目前，双方有关部门正积极有序推进项目进展。

闫晓虹 中国新闻网 2016-09-07

英国风电核电之争：新首相否掉核电项目

日前，刚刚上任不久的英国首相特蕾莎决定搁置欣克利角核电项目，有媒体分析称，欣克利角核电项目耗资约 180 亿英镑，如果以同样的资金投资建造海上风电场，可装 830 台新风机，每年发电量与欣克利角核电项目发电量相同，达到 250 亿度电，所以欣克利角核电项目胎死腹中。

另据研究机构称，随着海上风机成本的持续下降，以 Dong Energy 为首的开发商利用可再生能源发电，作为更好的发电方式，避免了碳排放导致的全球变暖。以今天的科学技术及设备条件，利用 180 亿英镑可建造 5.7GW 的海上风电项目，发电量是欣克利角核电项目的两倍。但是这一数据并不包括运营成本和燃料价格，同时也规避了风电中的储能问题。

不可否认的是，在低碳发电的形式中，欣克利角项目仍然极具竞争力的，到 21 世纪 20 年代初，不包括间歇性的额外费用，欣克利角项目的电价为 92.5 英镑/兆瓦小时，而可再生能源发电平均价格为 123 英镑/兆瓦小时，海上风电近期平均成交价为 137 英镑/兆瓦小时。

政府有意卡核电的脖子

英国新任首相特蕾莎称，我们必须重新审视是否继续欣克利角核电项目，而关于核能是否代表消费者有利价值的争议又重新开启了，但是谁为 EDF 公司运营 35 年核电厂的上亿英镑补贴买单呢？

在其他所有的核电厂退役和火电厂关停的情况下，欣克利角项目预计可供电 600 万个英国家庭，提高了英国电网并网的需求。

与欣克利角 3.2GW 的发电量相比，可再生能源发电要求风机和太阳能板有更高的功率，因为这类形式的清洁能源在夜间或风力不足的情况下，发电量会受到影响。与此相反的是，核电被归类为“基本负荷”，在运行时，超过 90% 的时间都在发电。

风电带来的实惠更多

由于风电发电的间歇性，英国需要提高风电场的装机容量，大约是欣克利角项目的 2 倍。除此之外，风电不能发电的时候，电池以及水电储能也是必要的。

可再生能源产业将欣克利角项目的搁置看作是一次发展的契机，Dong Energy 公司作为世界上最大的海上风电场建设公司，曾经就表示过，其发展方向将是逐步建立更多的清洁能源项目，核电项目应该被替代。

英国本国就有丰富的清洁能源来源，而且海上风电场的建设要比欣克利角核电站快，EDF 公司预计核电站完工并投入使用大约需要十年的时间。

利用投资欣克利角核电站的资金不仅能建造更多的海上风电场，同时也能为当地创造更多的就业岗位。

与其他发电方式相较

天然气

如果选择一种电厂来替代欣克利角核电站，那么成本最低的就是天然气发电厂。假设建造一座装机容量为 3.6GW 的新天然气发电厂，一年发电量为 250 亿度电，而与建造核电站 180 亿英镑的投资相比，建造天然气电厂的成本至少可节省 30 亿英镑。

但是天然气发电也有其弊端，会影响英国减少碳排放量取得的成效，而购买燃料的成本也高于核电。

陆上风电

陆上风机装机甚至要比海上装机成本更低。还是以欣克利角核电站的发电量为准，同样的发电量大约需要 3000 台陆上风机，建造成本大约是 110 亿英镑。但陆上风电场风机被认为会影响景观美观。

光伏

与欣克利角核电站相比，要达到相同的发电量，太阳能电站成本则更高，而且太阳能电池板占地面积相当大，相当于伯明翰和爱丁堡两个城市的面积。

根据数据统计，要达到每年 250 亿度电的发电量，太阳能发电站建造成本约 194 亿英镑，安装 8000 万块太阳能电池板，占地面积超过 48000 公顷。

退一步讲，即使有大片土地供安装太阳能电池板，但是如果没有大容量的储能电池做支持，从理论上来说光伏是不能取代核电的。况且英国总是阴雨天气，晴好天气数较少，光伏电站关停的时间也不会少。

中国经济新闻网 2016-09-07

福建宁德核电站 4 台机组首次同时实现满功率运行

新华社福州 9 月 6 日电(记者黄鹏飞)福建宁德核电站 4 台机组日前首次同时实现满功率运行，宣告宁德核电基地一期建设工程正式完成。

宁德核电站是福建地区首座开工和投运的大型商用核电站，规划建设 6 台百万千瓦级压水堆核电机组。随着一期 4 台机组实现并网，宁德核电站年发电量将可达 3 0 0 亿千瓦时，约等于 2 0 1 5 年福建省全社会用电量的 1 6 %。

同时，该基地二期 5 号、6 号台机组将采用我国自主三代核电技术“华龙一号”，目前前期准备工作正在进行中。

“宁德核电工程的推进，对于缓解东南沿海地区用电压力、减少碳排放将发挥重要作用。”福建宁德核电有限公司总经理蒋兴华介绍，与同等规模的燃煤电站相比，宁德核电 4 台机组每年可减少标准煤消耗约 9 8 0 万吨，减少二氧化碳排放约 2 4 0 0 万吨，带来显而易见的环保和经济效应。

目前，宁德核电一期项目率先使用的自主化全范围模拟机达到国际先进水平，项目综合国产化率达到 8 0 %。

黄鹏飞 新华社 2016-09-07