

能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室
广东省新能源生产力促进中心
第十五期 2016年8月

目 录

总论	1
“十三五”能源规划：配电网和能源互联网建设将成重头戏	1
能源改革根本在改革行政体制	1
开启能源互联网新时代	4
看国家电网的上半年：电改和全球能源互联网	6
一文梳理区域能源互联网构架下的「综合能源服务」	8
听说区块链是能源互联网系统信任体系的救世主？	15
热能、动力工程	19
“十三五”能源基建补短板提速 首提跨区输电通道	19
中国节能潜力可比“沙特油田”	20
京津唐地区用电结构、最大负荷与用电量关系研究	22
别那么乐观！发用电计划改革方案这些点你得考虑	27
电力工业创新驱动 智慧共享美好生活	29
华电校长刘吉臻：智能发电是第四次工业革命的大趋势	31
石墨烯基功能材料研究获新进展	33
2016年上半年全国电力供需形势分析预测报告	34
区域市场再起航 新电改首个区域性中长期交易规则文件出台	37
太阳能	39
亚坦新能分析：上海家庭光伏完整一年度发电数据和收益	39
“光伏热”亟待降温	42
1GW 光伏领跑基地产品全方位解析	43
六项光伏农业团体标准发布	50
国内首座商业化光储联合电站投运	50
合肥：光伏发电并网总容量超 1000 兆瓦	51
光伏农业在悄然无声中发生着质变	51
“单晶帝”晶澳引领光伏“领跑者”计划	52
海洋能、水能	54
我国农村小水电发展政策环境分析	54
风能	55
国家能源局关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知	55
学欧洲经验须“走出去”和“请进来”	56
2016年上半年风电并网运行情况	59
氢能、燃料电池	60
“东莞（国际）氢能技术暨产业城投资峰会”召开	60
上百家企业在东莞组建“氢产业联盟”	62
我国“完全零碳排”制氢技术将实现商用	64

百亿级“中国·氢产业发展基金”在东莞启动.....	65
海水淡化.....	66
中国大规模的净化海水努力正在“枯竭”.....	66

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

“十三五”能源规划：配电网和能源互联网建设将成重头戏

酝酿中的“十三五”能源规划在强调去产能的同时，基础设施建设“补短板”也将成为重头戏。配电网和能源互联网建设将全面提速，市场规模高达数万亿的级别。同时，油气管网和储备应急设施建设也将加快，目标是形成“四横三纵”主干管道和七大储气基地。

“当前电网发展依然存在一些短板，比如资源优化配置能力需要进一步加强，城乡区域发展不平衡等。而且电力生产与消费思路也发生了变化，‘电从远方来’与‘电从身边取’要并举。”参与“十三五”能源规划征求意见的人士表示。

因此，未来5年电网建设的思路是，适应新常态下跨省区能源配置需求减弱的新趋势，在建成大气污染防治计划12条重点输电通道及其他已开工输电通道基础上，按照符合长远能源流向、有利于电力资源优化配置、老少边穷地区优先的原则，稳步推进大型水电基地和煤电基地外送电通道建设，重点新建川电外送、云电外送、疆电外送、东北和蒙东电力外送等输电通道，探索建立灵活可调节的跨区输电价格形成机制，促进外来电合理参与本地电力市场竞争。

“十三五”期间新增跨省跨区输电规模8000万千瓦以上，实现清洁能源外送4000万千瓦以上。

与跨区输电通道的“稳步推进”基调所不同，配电网和“互联网+”智慧能源（业界普遍称为“能源互联网”）建设则全面提速成为重头戏。根据《配电网建设改造行动计划（2015-2020年）》，2015-2020年，配电网建设改造投资不低于2万亿元，其中“十三五”期间累计投资不低于1.7万亿元。据安信证券分析师称，目前我国用户端电力销售的金额大约2.5万亿元，加上建设投资，可以估计能源互联网的市场至少在3万亿元以上。

今年6月底，国家能源局总工程师李冶表示，目前能源互联网标准体系的总体框架和行动路线已经初步形成，而《“互联网+”智慧能源试点示范项目实施方案》也将很快下发，重点是要推动先进储能、智能电网等一批产品和技术加快实现突破，预计今年会带来超过400亿元的投资。同时，国家发改委在能源互联网领域也安排了3亿至4亿元的专项建设资金，对首台套设备和重要的研发示范项目给予支持。

经济参考报 2016-07-25

能源改革根本在改革行政体制

中国能源网（北京）7月27日讯 经济所有制形式的改革谈不上体制改革，体制问题带来的弊病不是企业能克服的。近几年不少专家学者、政府官员也曾绞尽脑汁谋划能源发展改革之计，但普遍效果不佳，其中原因为首先缺乏直面现实困难和体制顽疾的勇气。行政体制改革是政府向自己“开刀”，必须要有“壮士断腕”的勇气，这并非向政治制度宣战，只是希望其更高效、更廉洁、更公正、更透明。

我国的经济增速自2010年放缓下行到现在已经有5年多时间了，期间表现最为突出的要数能源行业，从供不应求到供大于求，过山车般的感受使能源行业倍感失落。能源行业关联性大、关注度高，这几年也饱受争议，这些争议促使政府官员和专家学者不断地探索能源改革，一些能源专家学者先后提出混合经济所有制，电力、油、气改革方案，以及所谓供给侧结构性改革等重大方案。这些学术成果有的是开了花、未结果，有的是只见楼梯响、不见人下来，有的则是给现实状况换了一种时髦说法。在能源改革似乎按照这个思路前进时，笔者不能不说“跑偏了！”这不是无根据地否定当前的学术成果，而是这些学术成果实在不能与当前现实挂钩，学术成果不能转换为改革成果其

症结何在，应当认真反思。

行政体制改革是能源改革的根本

能源改革也称之为能源体制改革，目前提出的改革方案不能认为是“体制”改革，体制是为实现制度而建立的行政架构以及管理社会各方面事务的规范体系。不涉及这两方面从何认为是体制革命？行政体制改革的目的是使政府职能更好地为能源发展服务，目前的讨论及方案只是关注能源行业的表面现象或形式上的问题，并未触及实质问题。

改革开放几十年，我国经济从高速增长到低速下行，有全球经济低迷的原因，也更有我们自身的原因，自身原因最大的问题是行政体制的束缚，不能说行政体制改革是一切经济发展的“万灵丹”，但是没有行政体制改革，能源改革寸步难行。目前能源改革收效甚微的原因在于进行了一场“本末倒置”的改革，如政府提倡供给侧提供优质高效清洁环保的能源，从国家财政上也大力支持，但弃水、弃光、弃风时有发生，分布式能源也因以热定电季节性强等原因经济性差步履艰难。

行政体制改革的核心是审批、监管制度的改革

我国目前的行政体制仍沿用计划经济思路，其特征是重审批、轻监管，将本该由市场决定的事情由政府决定，本该由政府监管的事情失去监管，在能源项目的审批制度和监管制度上尤为典型。

如一些大型能源项目已经开工建设甚至试车运行，审批程序几年还没有走完；一个小小的加气站审批和评审，批给谁、不批给谁、何时批都是有“讲究”的，其中不乏权力寻租，审批制度成了腐败之源。一个工艺流程简单、设备极少、生产过程清洁的分装设施，多达 10 多个部门管理，一次又一次审查评审（当然如消防安全等事项的审查是必须的），主管部门都将权力发挥的淋漓尽致，甚至超限，造成企业耗时耗力成本增大，有的项目甚至错过最佳建设时期，致使项目不能上了。

有些垄断经营的行业审批之后的监管几乎无人过问，如对百姓普遍反映的价格公正、服务质量等问题，监管和被监管者可谓“猫鼠一窝”。如居民电费和采暖费，过去煤价涨一次上调一次，现在煤价大幅下调，却不见电费和采暖费下调，电费成本现在也是企业的沉重负担；再如有特许经营权的行业收取初装费，谓之用于上游建设，但此费用是否合理？而收了初装费上游设施由谁投资，用户是否参与分红？用户配电设施的供货和安装只能由供电局负责，否则不给供电，有的企业已关门停产，但供电局仍照收不误巨额用电贴费。

美国的能源管理体制值得借鉴

美国能源部（DOE）负责制定和实施联邦的能源政策和能源战略安全；负责能源行业行政管理；负责油气进口管理；负责能源领域里新技术新装备的研发推广。联邦能源监管委员会（FERC）虽设于能源部，但独立运作，委员会主席由总统提名，国会批准，共有 5 名委员。下属 6 个专业监管办公室，各类专业技术人员 1200 多名。FERC 的所有决定由联邦法院审议，而不是由总统和国会审议。主要职责依法制定联邦政府职权范围内的能源监管政策并实施监管职能，如洲际之间的水、电、气、油管道的核准和运行管理；负责批准和许可液化天然气接收站项目；负责价格的监管；负责接受投诉和进行行政处罚。美国先后制定各种能源政策和监管政策法规，如《天然气法》、《天然气政策法》、反垄断法规《谢尔曼反托拉斯法》等等。DOE 全面依法行政管理，FERC 严格依法监管市场。并非美国的“月亮更圆”，而是我国的“月亮确有残缺”，学习美国经验、制定能源发展和能源管理法律法规、简化行政审批、注重市场监管应是我国能源改革的方向。

我国虽成立了以总理为首、重要职能部委部长为成员的国家能源委员会，国家能源委员会应该理解为政策上的宏观引导，既不施行行政管理职能又不施行市场监管职能，能源各部门往往自行其是，造成了我国能源政策的混乱局面。

第一步是要有勇气面对现实

近几年不少专家学者、政府官员也曾绞尽脑汁谋划能源发展改革之计，但普遍效果不佳，其中一个原因是首先缺乏直面现实困难和体制顽疾的勇气，一是不能正确对待国内经济困难，将“经济困难”说成是“经济进入新常态”，这种说法如同将“身体有病”说成“身体进入新常态”，这如何治病？二是政府官员、专家学者对行政体制改革“噤若寒蝉”。专家学者可能害怕因说错话而引火烧身，

政府官员当然害怕革命革到自己头上，既得利益者害怕失去地盘，行政体制改革的阻力十分顽强。从上到下有些官员糊弄中央，简政放权避重就轻，实质性权力无一放开。如取消“外地防雷工程专业资质备案”，取消“咖啡师、糖果师、插花员资格认定”，从这两个“放权”即可知恋权到何种程度，也可知放权的艰难程度。

行政体制改革是政府向自己“开刀”，必须要有“壮士断腕”的勇气。我们应该意识到，这是一场攻坚战，与上世纪 80 年代改革开放之初比较还要难，那时我们面对的是百废待兴的市场，“解放思想，实事求是，团结一致向前看”是全党全民的共识，如今面对的是权力和资本构筑的“无形网”，网中各种利益互相交织、盘根错节、撼山易撼体制难，但再难也得知难而进，这并非向政治制度宣战，只是希望其更高效、更廉洁、更公正、更透明。

三个重大学术成果 未能有效转化的原因浅析

混合经济所有制方案。曾几何时，“混合经济所有制”成为提高经济活力、改革国有大型能源公司的良策，某国有大型石化公司曾引进民营资本，作了新鲜大胆的改革尝试。但经济所有制形式的改革谈不上体制改革，因为不管国有股份民营股份谁占多少，不管混合公司多有活力（何况是否有活力有待考验），不管全国混合经济体有多少，体制问题带来的弊病不是企业能克服的，此种改革方案过于简单化。与国有公司的资本比较，民营股份仍是比例小，甚至是沧海一粟，混合公司仍是国有资本拥有最大的决策权，对国有企业谈不上改变自身毛病。法国燃气公司（GDF），韩国燃气公社（KOGAS）都是国有企业，但在世界上都是充满活力、具有竞争力的著名公司。能源事业事关重大，资源的开发和调配掌握在国有企业手中并无不妥。

“放开两头，管住中间”方案。几年来的不断探索，能源专家学者对电力、油、气的改革共识是“放开两头，管住中间”，政府也多次通过文件予以认可，但是两头开放不是新鲜之政。前多年陕北油井放开了、山西煤窑放开了，后来一个强行收回、一个强行整合，其中的教训应该总结。而城镇天然气管网特许经营权早已放开，结果又如何？“管住中间”成立国家管道公司，这不是又一新的垄断机构吗？上游绝大部分资源开采已被“几大油”瓜分，现在放开部分的比重能占多大？放开后上游谁仍拥有最大发言权？在天然气行业中从打井集输、管道输送、再到用户这一全产业链中想统吃的企业并不多，下游关心的是上游的价格和服务，不在乎于谁在干，而在乎如何干。此外，上下游关系相对而言，如城镇天然气公司对中石油是下游，对居民而言是上游，放开后不是照样垄断市场吗？

重要的是行政体制发挥对市场监管作用，监管缺失乱象丛生，监管到位，百姓欢喜。

供给侧结构性调整方案。在我国经济下行所有行业都十分困难的情况下，社会舆论聚焦于供给侧，但问题并不在供给侧，当年供给侧快速发展也是应市场之需，如今是终端市场严重萎缩导致供给侧出现问题，刺激终端市场才是根本。现在的一些言论有些滑稽，如“供给侧结构性改革”，不用花大力气推动，产品销不出去，自然而然去产能。试问目前供给侧的现状几分是被动调整的结果？几分是改革的成果？如煤矿关了、油井停了、天然气增速放缓了、发电量减少了，总不能全是供给侧结构性改革的成果吧？当然供给侧淘汰落后产能，优化产品结构，降本增效等也是必须的。

三个重大能源改革方案不见成效或预测很难见效的原因正是行政体制改革迟缓，行政体制改革包括法律法规的建立完善是“纲”，“纲”举才能“目”张，否则一事无成。

能源体制改革几点意见

能源立法要有一定高度和统领性。能源的高效清洁利用涉及国家经济安全、环境安全、战略安全，能源立法必须站在这个高度看问题。我国目前仅有的《电力法》、《煤炭法》、《节能法》、《可再生能源法》等法规，除零碎化、操作性不强外，更重要的是缺乏顶层设计、缺乏统领性、立法高度不足。能源行业目前各自为政的乱象正是法律法规的统领性不足造成。清洁能源发展迟缓的现象正是法律法规高度不足造成。

能源政策与环境保护政策必须相互配合。该硬的要硬，如对待煤改气和治理机动货运车（船）排污；该软的要软，如给清洁能源提供补贴。目前，清洁能源推广不力的现状正是政策该硬不硬、

该软不软的后果。

能源体制改革要放得开，管要管的住。能源项目的行政审批除资源开采、进口配置外，其余应该取消。项目投资由企业自主决定，项目的安全、环保、节能等重大环节的审批实行“一站式”服务，要认识到行政体制也是生产力。同时对垄断行业的价格监管和服务监管要加大行政力度和处罚力度。

设立国家能源监管委员会。能源监管和能源行政管理必须是两条线，能源监管委员会负责市场准入、价格监管和受理举报投诉，行政执法与处罚。能源监管委员会实行垂直管理，法律应赋予能源监管委员会如美国 FERC 一样的地位。

（作者系陕西省燃气设计院院长）

郭宗华 中国能源报 2016-07-27

开启能源互联网新时代

编者按

国务院新闻办日前召开“互联网+”智慧能源行动计划有关情况政策例行吹风会，国家能源局总工程师李冶等就推动智慧能源行动落实进行了相关政策解读。

我国政府非常重视以“互联网+”智慧能源为代表的能源产业创新发展。能源供应和安全关系我国经济社会发展的全局，推动互联网与能源行业深度融合，促进智慧能源发展，提高能源绿色、低碳、智能发展水平，走出一条清洁、高效、安全、可持续发展的能源发展之路，才能为经济社会持续健康发展提供支撑。

你了解“互联网+”智慧能源吗？如何实现能源生产和利用智能化？本期应知进行解读。

能源互联网实现“三网合一”

“互联网+”智慧能源（也称能源互联网）是一种互联网与能源生产、传输、存储、消费以及能源市场深度融合的能源产业发展新形态，是信息网络、能量网络和能源网络的高度整合。

推进能源互联网建设，是推进我国能源革命、构建清洁低碳、安全高效、现代能源体系的重要举措。能源互联网以电力网络为枢纽平台，以可再生能源和分布式能源接入为主要任务，以互联网技术为实现工具，通过能源调节系统对可再生能源和分布式能源基础设施实施广域优化协调，实现冷、热、气、水、电等多种能源形式优化互补，提高能源使用效率，实现信息、能量和能源三者之间双向流动共享。

主要特征：能源互联网具有能源和互联网两个产业的特征，基于互联网技术的大数据、云计算，将能源与能量的生产、转换、存储、输送、使用等环节的众多节点互联起来，实现信息流、能量流和能源流的自由接入、实时流动、即时交换与共享，达到信息网、能量网、能源网的“三网合一”。

发展的主要思路：我国未来能源互联网发展的主要思路，一是多能协同，既有单元级的协同，又有系统级的协同；既有物理层的协同，又有信息层的协同；既有宏观政策上的协同，又有微观技术上的协同。

二是各种能源生产、输送、分配、使用以及存储等环节要有机配合、协调推进，呈现链式发展，而不是各自独立的点式发展。

小链接

互联网和能源会碰撞出什么？

第一是广泛的连接。各种设备实现端对端的连接，比如分布式能源、楼宇管理系统、电动汽车、智能家居等。

其次是管理。“互联网+”智慧能源会接入巨量的设备并产生天量的数据，比如可以实现设备身份登记、大数据分析、网格管理以及分布式处理等多重功能。

第三是智能。系统内的发电设施、储能设施，企业和家庭内每一台用能设备和电动汽车等，都

可以智能化，进行沟通、协作以及自我管理。

如何推进能源智能化发展？

国务院 2015 年 7 月出台《关于积极推进“互联网+”行动的指导意见》提出，通过互联网促进能源系统扁平化，推进能源生产与消费模式革命，提高能源利用效率，推动节能减排。我国近、中期将分两个阶段推进能源互联网发展，2016 年~2018 年，着力推进试点示范工作，2019 年~2025 年，着力推进其多元化、规模化发展。

推进能源生产智能化。建立能源生产运行的监测、管理和调度信息公共服务网络，加强能源产业链上下游企业的信息对接和生产消费智能化，促进非化石能源与化石能源协同发电。鼓励能源企业运用大数据技术，开展精准调度、故障判断和预测性维护，提升安全稳定运行水平。

建设分布式能源网络。建设以太阳能、风能等可再生能源为主体的多能源协调互补的能源互联网。突破分布式发电、储能、智能微网、主动配电网等关键技术，构建智能化电力运行监测、管理技术平台，使电力设备和用电终端基于互联网进行双向通信和智能调控，实现分布式电源的及时有效接入，逐步建成开放共享的能源网络。

探索能源消费新模式。开展绿色电力交易服务区域试点，推进绿色能源网络发展。进一步加强能源生产和消费协调匹配，推进电动汽车、港口岸电等电能替代技术的应用，推广电力需求侧管理，提高能源利用效率。基于分布式能源网络，发展用户端智能化用能、能源共享经济和能源自由交易，促进能源消费生态体系建设。

发展基于电网的通信设施和新型业务。推进电力光纤到户工程，完善能源互联网信息通信系统。统筹部署电网和通信网深度融合的网络基础设施，实现同缆传输、共建共享，避免重复建设。鼓励依托智能电网发展家庭能效管理等新型业务。

根据《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，为加快能源智能化发展，今后我国将重点推进十大任务，从能源改善到多能协同，从核心技术到整体建设，从国内标准到国际合作全方位发展，如加强能源互联设施建设；建设开放共享的能源互联网生态体系；发展分布式能源、储能和电动汽车应用、智慧用能和增值服务；发展绿色能源灵活交易、能源大数据服务应用等新模式和新业态；推动能源互联网关键技术攻关、核心设备研发和标准体系建设等。

推进情况

目前已开展哪些重点工作？

国家能源局等部门有关负责人表示，目前，国家在“互联网+”智慧能源建设方面重点开展了 4 方面的工作：

一是启动试点示范。国家能源局已编制试点示范项目实施方案，鼓励扩大能源领域有效投资，明确建设试点示范工程项目的路线图和时间表。

二是大力推进技术创新，开展重点技术装备的科技攻关。如在能源的生产、智能消费、能源系统集成等方面部署了 9 个重要的创新行动，作为能源技术革命计划的 15 项重大任务之一，同时明确技术路线图和时间表。

三是构建标准体系。组织能源行业和信息行业有关专家共同开展专题研究，目前已初步形成标准体系的总体框架和行动路线。同时，我国成为国际电工委员会智慧能源系统委员会的正式成员国，这也标志着我们正在制定的能源互联网的标准和国际上是同步和接轨的。

四是持续推进配套改革，预留发展接口。电力体制改革正在紧锣密鼓地推进，能源互联网将催生一些新的模式和新的业态，为推进电力体制改革预留空间。同时，在实施当中，积极发挥政府和市场的双重作用，大力鼓励社会资本进入，拓宽“互联网+”智慧能源的融资渠道。

依靠能源互联网

可再生能源能否更好发展？

当前，在我国大力发展水电、风电、光电等可再生能源的过程中，遇到上网、消纳等难题，弃风、弃光甚至弃水严重，制约了可再生能源的进一步发展。

依靠能源互联网技术，可以大大降低（甚至消除）因可再生能源发电的波动性对电网安全稳定运行带来的影响，并在保障可再生能源发电优先上网的情况下实现电网运行的全局性优化。可以说，可再生能源（包括分布式可再生能源）规模并网消纳，既是能源互联网发展的核心目标，也是能源互联网发展的必要条件。

能源互联网倡导和推进多能协同互补，在大规模集中开发地区，除加快电力外送通道建设外，也可以利用弃风、光、水电制氢、供热，发展风电、清洁煤电协同的高耗能产业综合利用，研发采用清洁煤电高效深度调峰技术等，可显著提高可再生能源的开发利用水平。同时，在能源电力受端地区，发展清洁能源热电冷联产系统，分布式光伏、风电及天然气的电、冷、热综合利用等，都能大幅度提高能源综合利用效率。

当然要实现不同形式能源相互转化、高效利用，还要解决技术和市场方面的一系列难题，特别需要克服我国长期存在的各类能源计划单列、条块分割，缺乏有效的能源市场配置等系统性缺陷。

中国环境报 2016-07-28

看国家电网的上半年：电改和全球能源互联网

上半年，国家电网最大的变化是实现了高层人事调整。从年中会议看，人事调整并没有带来公司发展的变化，全球能源互联网和电改还是下半年的重点。外界期待的对电改更有利的变化，还没有看到。

转眼又到年中。过去的半年时间，国家电网高层完成人事调整，退休之前，刘振亚找了一个全球能源互联网的舞台。但从公开的半年工作会资料看，公司发展变化并没有大动作，全球能源互联网还是重点，电改也在缓慢地推进。

但推进的怎么样？人事调整后，国家电网公司是否有新的变化，从年中会议中可以略窥一二。国家电网公司年中会议由7月初履新的总经理寇伟主持，但发言有限。

上半年间，国家电网实先后完成董事长、总经理人事调整。

舒印彪发言中，提出要重点把握五个方面：

一要坚持安全第一，强化本质安全。全面落实各级安全责任，做好安全工作关键在人，根本要靠落实岗位安全责任；全力确保大电网安全，强化“三道防线”，优化调度和运行方式，提高电网安全防御能力；提高本质安全水平，狠抓基层、基础、基本功，实现安全可控、能控、在控。

二要贯彻中央要求，深入推进改革。坚持以中发9号文件为基本遵循，推动建立公平、透明、高效的市场规则和运作机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用；扎实做好电力改革各项工作，突出抓好输配电价改革、售电侧放开、增量配电投资业务放开等重点任务；贯彻国资国企改革要求，完善公司治理结构，压减法人层级，深化劳动、人事、分配制度改革。

三要加快建设坚强智能电网，推动构建全球能源互联网。立足推进“两个替代”，大力推动电网安全发展、清洁发展、协调发展、智能发展。

四要大力提质增效，促进可持续发展。千方百计开拓市场，以管理优势巩固市场，以优质服务抢占市场；从严从紧管控成本，坚持勤俭办企业、节约搞发展；促进集团协同发展，深入开展各板块、各单位经营诊断分析，补齐管理短板。

五要全面从严治党，依法从严治企。落实全面从严治党责任，加强党风廉政建设；建设法治企业，严控关键领域。

其中电改和全球能源互联网领域，我们做了梳理。

电改的进展

输配电价改革。国家电网辖区内，2016年在北京、天津、冀南、冀北、山西、陕西、江西、湖南、四川、重庆等10个省级电网，华北区域电网进行输配电价改革试点。

2015年输配电价改革试点已在国家电网范围内的安徽、湖北、宁夏3个省级电网进行。

电力体制综合改革试点。3月1日，发改委、能源局批复同意山西省开展电力体制改革综合试点。山西是国网范围首个开展电力体制改革综合试点的省级区域。

福建、北京、山东等省市陆续上报电力体制改革试点方案。

售电侧改革。国家电网范围内重庆、新疆生产建设兵团纳入售电侧改革试点。国家电网范围内组建了电力交易中心。

总得来看，国家电网范围内虽然电改也在稳步推进，但总觉得不温不火，交易还不够活跃。可能处于爆发的前夜吧！

全球能源互联网依然是主角

已经在5月份退休的刘振亚是全球能源互联网的主角。

7月11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德国法兰克福与德国电气工程师协会（VDE）前任主席齐默尔和现任主席辛茨举行会谈，双方希望进一步加强合作，共同推动全球能源互联网发展。双方还就南亚联网、非洲向欧洲送电、亚欧联网等进行交流研讨。

7月8日

刘振亚出访瑞士，分别与ABB集团总裁史毕福、世界可持续发展工商理事会（WBCSD）主席彼得·贝克举行会谈，就推动全球能源互联网建设和世界能源可持续发展等重要问题进行了探讨并达成共识。刘振亚介绍了全球能源互联网的战略构想。

7月1日

全球能源互联网发展合作组织主席刘振亚与联合国副秘书长兼联合国亚洲及太平洋经济社会委员会执行秘书沙姆沙德·阿赫塔尔在京举行会谈，双方签署了《全球能源互联网发展合作组织与联合国亚洲及太平洋经济社会委员会谅解备忘录》。

5月12日

刘振亚主持编著的《全球能源互联网》俄文版5月12日在莫斯科首发。俄罗斯能源部、俄罗斯电网公司、全俄列宁电工研究院的代表，以及中俄媒体代表共140余人出席仪式。

3月30日

全球能源互联网大会举行。彼时国家电网董事长刘振亚提出，全球能源互联网是“智能电网+特高压电网+清洁能源”。刘振亚担任全球能源互联网合作组织首届主席。

舒印彪提出，下半年要求重点做好八个方面的工作，提出将积极推进电力改革，推动构建全球能源互联网。

1、确保安全生产，全面做好迎峰度夏工作，强化安全监督，加强施工分包管理，保障网络与信息安全；

福建、北京、山东等省市陆续上报电力体制改革试点方案。

售电侧改革。国家电网范围内重庆、新疆生产建设兵团纳入售电侧改革试点。国家电网范围内组建了电力交易中心。

总得来看，国家电网范围内虽然电改也在稳步推进，但总觉得不温不火，交易还不够活跃。可能处于爆发的前夜吧！

全球能源互联网依然是主角

已经在5月份退休的刘振亚是全球能源互联网的主角。

7月11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德国法兰克福与德国电气工程师协会（VDE）前任主席齐默尔和现任主席辛茨举行会谈，双方希望进一步加强合作，共同推动全球能源互联网发展。双方还就南亚联网、非洲向欧洲送电、亚欧联网等进行交流研讨。

7月8日

刘振亚出访瑞士，分别与ABB集团总裁史毕福、世界可持续发展工商理事会（WBCSD）主席

彼得·贝克举行会谈，就推动全球能源互联网建设和世界能源可持续发展等重要问题进行了探讨并达成共识。刘振亚介绍了全球能源互联网的战略构想。

7月1日

全球能源互联网发展合作组织主席刘振亚与联合国副秘书长兼联合国亚洲及太平洋经济社会委员会执行秘书沙姆沙德·阿赫塔尔在京举行会谈，双方签署了《全球能源互联网发展合作组织与联合国亚洲及太平洋经济社会委员会谅解备忘录》。

5月12日

刘振亚主持编著的《全球能源互联网》俄文版5月12日在莫斯科首发。俄罗斯能源部、俄罗斯电网公司、全俄列宁电工研究院的代表，以及中俄媒体代表共140余人出席仪式。

3月30日

全球能源互联网大会举行。彼时国家电网董事长刘振亚提出，全球能源互联网是“智能电网+特高压电网+清洁能源”。刘振亚担任全球能源互联网合作组织首届主席。

舒印彪提出，下半年要求重点做好八个方面的工作，提出将积极推进电力改革，推动构建全球能源互联网。

1、确保安全生产，全面做好迎峰度夏工作，强化安全监督，加强施工分包管理，保障网络与信息安全；

2、提升服务水平，创新服务方式，支持清洁发展，打好扶贫攻坚战；

3、加快各级电网协调发展，全力推进特高压等重点工程，加强新一轮农网改造升级和城镇配电网建设，加快智能电网重点工程建设，提升电网建设管控能力，推动构建全球能源互联网；

4、进一步加强经营管理，严格综合计划和预算管控，大力增供扩销，严格成本管控，加快推进新业务发展；

5、深入落实各项改革举措，积极推进电力改革，落实国资国企改革部署，完善提升“三集五大”体系，强化集体企业规范管理；

6、推进产业、金融、国际业务发展，提高产业核心竞争力，促进金融创新发展，实现国际业务新突破；

7、提升科技创新能力和水平，优化科技创新体系，强化重大技术攻关，大力推进全员创新，加强信息化建设；

8、深化“两学一做”学习教育，扎实开展两个主题活动，进一步加强队伍建设，推进和谐企业建设。

从年中会议感觉，人事变动对国家电网的影响很微小。刘振亚时代的战略和发展方向还在延续，许多业内人士期待的“后刘振亚时代”改革的迅速推进还没有出现。

国家电网范围内，虽然多地开展输配电、售电侧以及综合改革试点，但都声响不大，几乎可以说的不声不响。从国家电网公司的重点工作部署中，可以发现未来观察国家电网公司还可从国企改革和走出去的角度，国企改革会涉及到国家电网的定位是公共事业还是企业，走出去涉及到如何与全球能源互联网结合落地。

不过，从目前年中会议的报道中，大家关于国家电网改革加快的预期没看到迹象，希望下半年能看到国家电网积极推动电改的动作。

无所不能 2016-07-22

一文梳理区域能源互联网构架下的「综合能源服务」

从2015年7月国务院印发《关于积极推进“互联网+”行动指导意见》提出“互联网+”智慧能源行动，到2016年2月国家发改委等联合印发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》。

再到6月份国务院常务会议审议国家能源局《关于实施“互联网+”智慧能源行动的工作情况汇

报》，以及7月4日国家发改委、国家能源局进一步发布《关于推进多能互补集成优化示范工程建设的实施意见》。能源互联网在相关方面推动下，逐渐步入试点落地阶段。

一、能源互联网的模式和发展理念

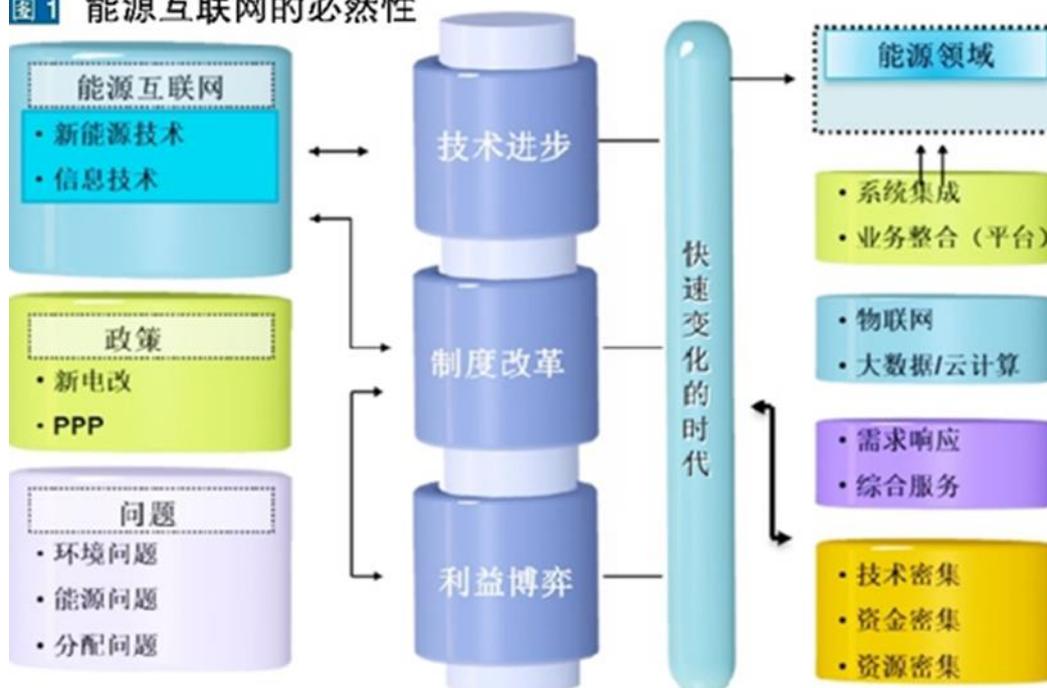
近年来，随着化石能源枯竭以及环境危机加重，人类社会发展与传统能源结构的矛盾日益突出，世界范围内对能源供给与结构转变的需求愈发高涨，能源产业催生众多发展方向，出现了能源互联网、分布式能源、低碳、可再生能源、绿色和智慧等热词。

这些词汇内在存在一些共性：互联、高效、服务和友好。互联是指同类能源互联（区域电网、气网等）、不同能源互联（如燃气转换为电、电转换为热等）以及信息互联（如大数据与智慧城市、不同行业和部门间的信息沟通等）；高效是指通过系统优化配置实现能源高效利用；服务是指从传统工程模式转化为为用户直接提供服务的模式；友好是指不同供能方式之间、能源供应与用户之间友好互动。

1、能源互联网的必然性

能源互联网是能源与信息深度融合的产物，是推动能源改革的必然之路。

图1 能源互联网的必然性



（一）从技术层面。

目前能源供应模式已从集中式逐渐向集中式、分布式、微电网、户用式等多元供应发展。新能源发电技术、清洁能源发电技术、储能技术以及信息技术的发展，使能源互联网在技术上成为必然。

另外，信息技术包括物联网、大数据和云计算等技术，支撑着能源高效互联以及用户侧的友好交互。

（二）从机制方面。

新电改以及 PPP 政策在制度方面为能源互联网的实现提供了支撑。由于能源的优化配置涉及到各个行业间、各个地区间的利益博弈，传统能源企业从一开始的抗拒，到国家电网和中石油与 BAT 的跨行业合作，充分体现了传统能源企业对能源互联网大趋势从抗拒到顺应的转变。

能源和环境问题的加重倒逼能源体制改革，以及经济新常态下企业的转型发展使得能源互联网成为必然。

（三）从政策方面。

在新电改之前，输配售环节几乎完全由电力公司负责，售电模式基本为发电企业售电给电网企业，再由电网企业售电给用户。在这种模式下，分布式发电只能间接地与用户交互。但是，通过电

力体制改革，将输配售各个环节解开，输配售各个环节的电价由政府核定，实施宗旨为“放开两头，管住中间，大力支持分布式发展”。新电改增加了用户对中间环节的可选择性，推动着新能源以及能源互联网的发展。

能源互联网的重点包括分布式发电、智能配电、智能用电以及用户侧的服务，其体现了三个密集特点：技术密集、资金密集和资源密集。在能源互联网的背景下，需求侧响应以及综合能源服务快速发展。

2、能源互联网的雏形

目前国内对能源互联网的定义还不完全清晰，看一下目前能源互联网的几种模式：

1)上海世博园智能电网综合示范工程

智能电网是能源互联网的基础，国家电网智能电网示范工程中，包括智能变电站、配网自动化、储能系统、新能源汽车、分布式能源接入。用电信息采集、电能质量监测为能源互联网中大数据、“互联网+”业务的发展提供支撑，但是目前数据采集的质量、使用效率、数据开放性还有待提高。

2)海岛微电网

以浙江电力为代表的海岛微电网，南麂岛、东澳岛等岛屿上形成孤岛型的微电网，包括风机、光伏、柴油发电机（备用及调峰）以及储能，表现为离网型，这是能源互联网的雏形，主要以电为主要能源。由于分布式能源的接入，渗透率较高，对电网的影响较大，在电网稳定性方面亟待解决。

3)上海虹桥商务核心区（一期）区域供能系统

它是以冷热能源供应为主的区域供能形式，其南北有两个能源站，每个能源站包含燃气分布式系统、水蓄冷系统，结合常规电制冷、锅炉等，满足区域内 200 万平米建筑的所有冷热需求、生活用水及部分电力需求。在条件允许的情况下，此类项目还可采用分布式光伏、储能、地源（水源、空气源）热泵等技术，在能源供应环节做进一步整合。

4)区域能源互联网

新奥的泛能网以及协鑫的分布式微能源网都是属于区域能源互联网形式。新奥的泛能网将冷热、燃气联系起来，开发冷热电联产项目，将燃气、冷、热、电一起销售给用户。协鑫的分布式微能源网按照“六位一体”模式实施：将天然气热电冷系统、光伏发电、风能发电、储能技术、节能技术、低位热能结合为一体，提供多种能源服务。但是受前一阶段燃气价格高企、电力并网（售电）制约等因素影响，此类项目推进较为缓慢。

5)以新能源为主导的能源互联网

新能源以光伏或者风电为主，以远景能源为例。它对风力发电和光伏发电的信息化系统进行深度开发，通过对新能源发电系统的设计、运行数据进行采集，并与天气、地理数据整合形成大数据，并在此基础上进行负荷预测、发电预测和运行控制，打通并优化能源生产和消费端的运行效率。同时为用户提供风力发电站选址、风机安装、风力发电站优化运行等一揽子服务。

6)全球能源互联网

它的实质是特高压电网+智能电网+清洁能源，实施清洁替代和电能替代，契合国家“一带一路”战略。

在天然气网络、热力网络方面，能源互联网的应用尚处在起步阶段，主要体现在智能气网和区域能源综合供应领域。在特高压和智能电网技术领域已有坚实的实践基础上，电力系统将成为实现跨能源互联互通的重要枢纽；同时，电能可在能源传输与转换等方面具有无法比拟的综合优势，其基础设施的基础也最为完备，具备互联互通的条件。

在能源互联网的发展趋势上，将以电网为核心实现不同能源之间的互相物理连接。未来能源互联网将以电网为核心，实现不同能源间互相物理连接，是一张基于信息通信技术的无形网，涉及能源生产、利用的每个环节，实现对能源数据的采集、分析、共享和处理，并由此带来商业模式的颠覆。

3、能源互联网的类型

针对既有的各类能源互联网雏形和概念，本文暂将能源互联网分为三类：全球能源互联网、互联网+能源以及区域能源互联网。

图2 能源互联网的类型



全球能源互联网主要体现是以特高压为骨干，包括大规模可再生能源的输送，以及全球互联坚强智能等特性，这是国家电网的能源互联网的概念。

互联网+能源分为两种模式：

一种是互联网+新能源发电，如远景与华为、木联能等合作形式，通过信息化技术包括大数据、云计算和数据挖掘等手段达到系统优化、资源优化配置、高效运行的目的；

另一种是互联网+能源，如国家电网、中石油与BAT的合作形式，主要是利用国网或中石油渠道和数据入口获取用户信息，进行深度的商业模式的创新与拓展。

区域能源互联网的实质是多能互补基础上的综合能源服务，其发展路径可分为两类：

一类是产业链延伸模式，如新奥、协鑫和华电的发展模式：新奥是以燃气为主导，同时往燃气的深度加工——发电、冷热供应方向发展；协鑫以光伏、热电联产为主导，同时往天然气、智慧能源布局；

另一类是售电+综合服务模式，是将节能服务或能效服务等增值业务整合在一起的能源服务，相比于前一种模式对其产业基础要求较低。

4、能源互联网产业发展的契机和理念

综合能源服务作为在区域能源互联网下实质性开展的业务内容，在PPP和新电改条件下，出现了新的产业发展契机。综合能源服务核心是分布式能源以及围绕它进行的区域能源供应，同时可以将公共热冷、电力、燃气甚至水务整合在一起的一种综合能源服务形式。

图3 区域能源互联网产业的契机



产业发展契机的核心在于区域的用能需求，主要体现在以下两个方面：

一是热电负荷的刚性需求，即用户本身的用能需求。对于企业尤其是生产型企业，电的来源存在多样性，包括火电、燃气分布式发电、风电、光伏发电等，但是热的来源具有局限性。由于环保问题，很多地区都在禁煤，故对于热负荷的供应，清洁能源替代的趋势明显。

二是潜在的需求，即用户希望能够降低能源成本。在环境约束、环境友好和能源安全约束条件下，以区域能源供应，特别是冷热负荷同时满足的模式下，区域能源互联网的契机就出现了。

能源互联网产业的发展存在外部约束：首先是经济转型，其实质上是涅槃重生的过程，过程较为艰难；其次是要素的存量盘活需优化配置；最后，较为有利的是制度方面，电改、油气改革及 PPP 模式，为能源互联网及相关产业提供了政策支撑。

在能源互联网产业契机下，能源互联网机制需考虑以下：从技术层面，主要考虑一是互联，即接入条件，二是互通，即转换；从政策层面，主要考虑一是互动，即交易平台，二是互信，即约束机制，包括契约。以上条件相对成熟后，产业大发展的契机才会真正到来。

二、从售电服务到综合能源服务

电力服务是区域能源互联网下，综合能源服务的主要内容之一，同时，电力并网销售也对区域能源互联网的建设运行产生直接影响。

售电的模式分为竞争性售电和保底性售电。对竞争性售电模式而言，现阶段开展的是售电代理和负荷集成，关注两个方面即竞价机制和用户资源的圈定。可在售电基础上附加节能服务和增值服务，同时风险控制（负荷预测和调控）和需求响应均可包含在售电模式中。但是单纯的售电存在几方面问题，如用户的粘性、市场容量、持续性和增长性等。

考虑到上述几个问题并结合用户的实际需求，可提出综合能源服务的模式。综合能源服务有两个含义：

一是综合能源，涵盖多种能源，包括电力、燃气和冷热；

二是综合服务，包括工程服务、投资服务和运营服务。综合能源服务包含三要素：资金、资源和技术。

传统能源产业，包括：电力企业、电网企业、燃气企业、设备商、ESCO（节能服务公司）、系统集成商以及专业设计院都在策划综合能源服务转型，导致综合能源服务产业竞争激烈。

1、核心竞争力

综合能源服务公司的核心竞争力，笔者认为主要有两方面：

一是在收益来源方面。收益来源体现在三个要素：电源、配网和大用户。

二是获利能力方面。获利能力体现在三个要素：技术、资金和资源。首先技术层面需突破，包括负荷预测、运行优化等技术能力；其次资金方面需稳定的融资平台和融资渠道；最后资源方面需掌握园区等用户，或与上下游的电力、燃气或热力相互联系。开展上述业务关键是资源整合。

2、主体驱动力

综合能源服务的实施过程中，要考虑主体驱动力。在整个项目实施过程中会涉及政府、园区、电力、燃气、发电和用户等主体，其中政府、园区和电力是被动方，而燃气、发电和用户是主动方。

政府在节能环保指标考核和经济发展指标的压力下，园区在产业环境的形势下，电网在电力消纳和电网安全的背景下，未来将化被动为主动，积极开展综合能源服务业务。而燃气公司考虑燃气消纳和产业转型，发电企业考虑增产增效，用户考虑节能降本，将积极参与综合能源服务业务，但是后续主体角色定位可能会相互转换。

3、综合能源服务盈利模式

综合能源服务的基本业务模式可从供能侧和用能侧出发，通过能源输送网络、信息物理系统、综合能源管理平台以及信息和增值服务，实现能源流、信息流、价值流的交换与互动。

进一步梳理综合能源业务模式后构建的综合能源服务的理想盈利模式中，除了产业链和业务链的构建之外，其盈利主要来源于四个方面：

一是潜在的收益来源，包括土地增值和能源采购，这种模式主要应用于园区。土地增值方面，主要体现在入驻率上升、开工率上升和环境改善。能源采购方面，主要体现在园区用能增加，电力、燃气以及 LNG 的议价能力提高；

二是核心服务，包括能源服务和套餐设计，能源服务方面，主要体现在集中售电、热、水、气等能源，节约成本，而套餐设计方面主要体现在综合包、单项包、应急包和响应包；

三是基础服务，即能源生产，包括发电和虚拟电厂，发电方面主要体现在清洁能源发电和可再生能源发电，若自用电比例越高，收益越好，而虚拟电厂方面主要体现在储能、节能、跨用户交易和需求侧响应；

四是增值服务，包括工程服务和资产服务，工程服务方面主要体现在实施平台化和运营本地化，而资产服务体现在设备租赁、EMC（合同能源管理）和碳资产。整个综合能源服务可看作是一种能源托管模式。

需要提醒的是，理想盈利模式中，需要结合各区域具体条件、各阶段政策经济条件、各能源服务公司自身能力等因素，分阶段、有选择、有分工地开展和实施，能源服务公司除自身能力建设之外，还需要作为一个资源整合平台，构建有竞争力的业务模式和业务生态。

三、综合能源服务的核心能力建设

从售电业务延伸到综合能源服务业务，考虑到后续业务持续发展对核心能力建设的要求，建议在技术体系构建、业务路径设计、项目系统集成和关键技术掌握等方面，阶段性地逐步进行完善。

1、业务阶段

综合能源服务业务可分为三个阶段：

第一阶段主要以市场拓展和风险控制为主，市场拓展主要是业务规模扩大，风险控制主要是政策把握和价格策略；

第二阶段主要以综合能源和综合服务为主，综合能源主要是发展能源技术，满足用户刚性需求，而综合服务主要是发展信息技术，挖掘用户潜在需求；

第三阶段主要以智慧能源和“互联网+”为主，智慧能源主要是商业模式要创新，盈利空间要放大，而“互联网+”主要是规模复制，快速拓展。在这三个阶段中，第一阶段体现了价值流，第二阶段是能源流，第三阶段是信息流，但整个过程中，业务整合是关键。

综合能源服务业务架构可大致分为四个部分：用户服务、市场交易、生产运营和业务支撑。用户服务包括营销结算和咨询培训；市场交易包括能源购入和能源销售；生产运营包括运行调度和经营管理；业务支撑包括信息平台 and 能源系统。

2、技术体系

技术体系包括能源技术体系和信息技术体系。

能源技术体系包括分布式发储（供能）系统、分布式用能系统以及智能电网、智能气网和智能热网，以及综合能源服务平台。不同能源及网络之间，供、配、用三个环节存在耦合关系；同时，分布式发储系统和分布式用能系统存在逐步融合的趋势。

在信息技术体系中，通过感知层、通信层、数据层和决策层的相关联系，支撑着数据获取、生产经营和业务支持三个环节。将获取的供能、用能等数据，结合政策、价格等数据，整合形成大数据库，采用数据挖掘、预测分析等手段开展商业拓展。目前数据挖掘仍存在数据可靠性、多样性、一致性问题，通过数据挖掘实现数据增值的业务模式还多在探索阶段。

3、业务设计

在综合能源服务实施过程中，需考虑以下几个因素：

首先是地区，优选政策环境、能源和经济结构较好的地区；

其次是用户主体，优选规模和需求较大、产业有前景的用户，如园区大用户，包括工业园区、产业园区和 CBD。

整个产业发展路径是从单项能源技术到综合能源集成技术，从信息化技术到“互联网+”技术，

形成一个区域级的能源互联网，最后再整合到智慧城市的业务体系中。

4、方案设计

对于单个具体项目，需要进行业务场景设计，从规划设计即充分考虑政府规划、用户需求、能源政策、财税政策、产业政策等因素，进行系统配置及能源产品价格体系设计，结合商业模式开展技术经济性分析，并根据分析结果对技术路线、配置和运行模式等优化调整。同时，进一步确定燃气、电力、土地等外部实施条件。

区域综合能源服务的技术路线可以分为弱耦合和强耦合两种模式。传统的热电联产，以煤为能源，能源网络中燃气、电、热是独立的，这种模式属于弱耦合；而通过将燃气分布式能源、光伏、热泵、储能、蓄热等供能整合，用户的能源需求与各种能源系统的关联度增强，这种模式属于强耦合。

在环境、经济和技术的约束条件越来越强的情况下，可行的技术路线逐渐趋向于强耦合模式，此种模式能源效率较高，但由于存在各种能源系统、供能与用能之间的强耦合，系统较为复杂，需要充分考虑用户的负荷特性和各类技术的应用条件，在全寿命周期内因地制宜进行优化设计。

区域综合能源服务的技术因素主要有规划设计、业务场景构建、业务规则重构以及运营管理。规划设计包括静态负荷测算、能源站和用户选址、配置与接入、能量流模型、可靠性模型和经济性模型；业务场景构建包括能源网络建模、大数据分析、边界条件界定、用户交互；业务规则重构包括交易政策和规则、期现货能源购入、用户能源供应机制；运营管理包括实施负荷预测、运营优化、调度响应。现阶段业务规则重构及运营管理是关键。

5、关键技术

燃气分布式能源是多种能源高效转化的纽带，可作为综合能源供应的结合点和枢纽。燃气分布式能源在实施过程中，需要考虑以热定电、并网上网、运行时间、优化匹配、燃气价格以及投资界面等因素。在实际项目中，同样配置条件下，发电效率、气价、余热利用、运行时间、运营年限等因素对能源价格的影响较大。

光伏发电应考虑园区内部整体消纳，实现用户之间的相互协调。在实际光伏项目中，相同条件下，完全消纳和不完全消纳对项目的静态投资回收期影响较大。

储能包括利旧模式和新建模式两种，其中，利旧模式主要利用电动汽车、通信基站、数据中心和建筑储能的既有储能能力，其关键在于能量云管理系统以及用户对主功能影响的评估。新建模式中，可用的主流储能技术主要有铅炭电池、锂电池和液流电池，其中铅炭电池逐步开始了其商业化应用，但仍以产品供应商投资的模式为主。储能应用推广的关键在电价体系，在发电侧，储能的优势体现在平滑出力以及调峰调频；在用户侧，储能的优势体现在实时性和峰谷差。由于现阶段电价的激励机制还不充分，导致储能的效益体现不明显。

节能技术包括工业节能和建筑节能。工业节能领域，在经济新常态和供给侧改革条件下主体风险增加；而建筑节能领域，分散、小型项目的时间和人工等占比较大，其发展具有局限性。因此，将节能业务整合到综合能源服务中，可以有效规避上述局限。

数据采集、数据平台、数据入口等条件已经形成，通过数据挖掘产生应用效果。大数据的价值体现分三种形式：

- 一是内涵式发展，运营管理得到改善；
- 二是跨界式发展，可开展增值服务拓展；
- 三是共享经济，即商业模式创新。

6、综合能源服务业务进入策略

综合能源服务业务进入策略可以从项目层面和业务层面进行分析。从项目层面：

一是盈利模式设计，除项目本身经营收入外，应尽可能控制投资，降低运营成本，并通过补贴或上市融资等方式强化盈利能力；

二是利益关联机制，考虑园区、用户、燃气、电力等相关方的利益诉求，获得主要支撑，建立共赢机制；

三是用户选择，选择政策、经济、产业属性和经营状况良好的用户（群），有较好负荷特性。

从业务层面：首先是业务拓展路径，根据产业环境和资源情况确定自身定位，建立可持续的业务模式；其次是核心能力建设，逐步建立以产品、集成能力、商业模式等为核心的竞争力；最后是产业生态建设，开展业务链整合和产业链构建，打造产业生态系统，提升竞争力、拓展能力和盈利能力。

产业的健康发展最关键市场交易机制要相对完善，其中要考虑几个因素：行业许可、价格与市场接轨、主要用户支撑、基本能源保障、完善调价机制和行业监管。

在严格的环境约束下，越来越多的国家级和省级开发区、CBD 将不允许使用燃煤，而区域内用户往往存在较大的用热（冷）需求，因此，以燃气分布式能源系统为枢纽，整合分布式光伏、空气源热泵、储能等供能形式的区域供能项目，是现阶段实施较多的区域能源互联网雏形。

（作者系上海普天中科能源技术有限公司总工程师）

杨锦成 中国能源报 2016-07-20

听说区块链是能源互联网系统信任体系的救世主？

如果问，最近一年来，全球最火的 IT 技术是什么？区块链技术无疑是其中之一，笔者作为创始合伙人的能源区块链实验室作为全球目前唯一的专注于区块链能源应用的实验室，以及 HyperledgerProject 和 LinuxFoundation 目前唯一的能源行业成员，今年年初分别派员前往硅谷、纽约、伦敦调研最新 Cleantech(清洁技术)和 Fintech（金融科技）趋势，发现这三地的企业和人才不约而同都对区块链技术心驰神往。区块链本质上是一种数据库技术，一个数据库在多个节点保存数据库副本，与交易相关，划分为区块，每个区块包含交易详细信息，如卖方、买方、价格、合约条款以及其它相关详细信息，通过将共有交易详情及双方或多方独有签名合并加密获得全网验证。如果所有节点对应的加密记录一致，则交易有效。并加入历史交易链（在区块通过验证的前提下）。如果区块无效，节点的“一致意见”将更改违规节点的信息。

一、区块链为什么火

区块链在应对一系列独特挑战方面最为有效。数据库过去被用作数据存储中心以支持交易处理及计算，但出于各种技术和安全考虑，数据库信息很少在组织间分享。区块链是各方间交易的共享分布式数据库，旨在提升透明度、安全性和效率。区块链潜力的核心在于分布式数据库的独有属性及其将在多大程度上改善透明度、安全性和效率。从历史来看，组织机构将数据库作为数据存储中心以支持交易处理及计算，数据库由负责管理入口及更新的所有者控制，因而限制了透明度、扩展性及外部用户保证记录真实准确的能力。在过去，分布式数据库因技术所限从实际操作来看并不可行。但目前，软件、通讯和加密技术的进步使分布式数据库应用于组织机构成为可能。区块链在最单纯的形式下，在比特币中用于创建及追踪加密货币，是一个共享的数字化交易账本，由全网参与者在公开可见的防篡改数据链上记录及验证。区块链的私有链版本增加了决定谁可加入数据链的选择权，预计大多数商业应用将采用某种形式的私有链版本。根据高盛的区块链研究，区块链主要有以下三大优势。

1、安全

区块链通过加密验证交易各方身份来确认交易，从而确保在未获得相关方许可的情况下，“虚假”交易不能加入区块链。在每一笔交易加入区块链时，都将运行基于交易数据、交易各方身份以及历史交易结果的复杂的“hash”算法。区块链当前状态基于历史交易可确保恶意攻击者无法更改历史交易记录。原因是如果交易记录作出更改，那么将影响 hash 当前值，且与账本其它副本不匹配。

2、透明

从本质来看，区块链是通过多个节点——比如多个频繁交易的对手方——保存及同步的分布式数据库。此外，各方交易数据须保持一致以便纳入区块链。这意味着在数据库设计上允许多方读取

相同数据（部分情况下为组织内部本地读取）——因此，与依赖于防火墙内不向组织外部开放、由多个“密封式”数据库组成的常规系统相比，透明度显著提升。

3、高效

从概念上看，保存多个数据库副本的区块链似乎不会比单一集中式数据库效率更高。但在大多数现实应用中，存在多个当事方保存包含同一交易信息的重复数据库的情况。在许多时候，同一交易的相关数据可能不一致——因此各组织之间需进行费时费力的账目核对。而采用区块链这样的分布式数据库可显著减少人工对账，从而节约大量成本。此外，部分情况下，区块链可帮助组织建立起共同或互通的业务功能，从而免去多个组织间重复相同任务的麻烦。

二、区块链如何拯救能源互联网

虽然区块链火遍全球，但是，目前对区块链潜在应用的讨论大多停留在抽象层面，关注焦点在于这一分布式账本在市场去中心化及削弱现有中介控制方面所发挥的作用。但区块链带来的影响比这一简单陈述更加细致入微、涉及广泛。区块链的作用不仅仅是去中介化。区块链可能颠覆市场及现有价值链，区块链还可能通过释放此前尚未开发的供应创造出新的市场。正处于历史大变局的能源产业，很可能是未来区块链技术诞生奇迹的地方。能源产业目前正经历自下而上的生产力革命，能源产业的生产力和生产关系正在发生根本性的变化，能源产业的商业模式也将随之改变。未来的能源产业的发展方向必然是能源清洁化，生产分布化，产销融合化，交通电气化，能源金融化，能源产业的价值链不同环节都将发生显著变化，在电源侧，随着大量可再生能源装机，电源的随机性波动将对系统造成重大挑战，在负荷侧，由于电力消费结构的变化，以及电动汽车的快速发展，负荷侧的随机性和刚性将不断加剧。在电网侧，随着电源和负荷的变化，以及电力体制改革的加速，电网在拓扑结构和产权主体两方面，都将日益复杂。面对众多挑战，能源行业提出了能源互联网作为应对挑战的系统解决方案，能源互联网以电力系统为核心和纽带，构建的多类型能源互联网络，利用互联网思维和技术改造能源产业，实现横向多源互补，纵向源-网-荷-储协调、能源与信息高度融合的新型能源利用体系，其目的就是为了应对未来高比例可再生能源装机带来的能源生产随机性，和电力消费结构变化导致的能源消费刚性，以及两者之前因为不能匹配而导致的系统问题。

目前，国内能源学术界展望和总结的经典的能源互联网系统特征主要有如下五点：

精确计量：能源信息化的基础，实现能源系统运行状态的广泛数字化感知。

泛在交互：能源信息无阻流动，传感器/设备与决策主体交互，主体间交互，人机交互。

自律控制：本地动态响应，提高系统运行效率和可靠性，面向分布式能源技术，利用本地信息实现快速控制。

优化决策：更精细的能源生产、传输和消费决策，各个参与主体在给定的边界条件下最优化自身的行为。

广域协调：全能源系统的参与者行为相互协调，有效的机制/合理的信号，激励系统参与者协调行为。

不过，理想很美好，现实却并不丰满，能源作为基础性产业，能源互联网作为能源产业的新形态，技术特征仅仅是能源互联网的一个重要侧面，更应该考虑能源互联网是否可以在实际商业环境中落地，尤其是在中国这样的法制并不健全的转型经济体中落地。目前看来，很难。就以以上五个能源互联网系统特征来说，在能源互联网落地时将会一一出现问题。

精确计量：精确计量可以做到，但如何保证不同参与主体对于计量数据的共识信任？

泛在交互：在信任薄弱的前提下，如何实现不同法人主体的设备和系统之间的数据调用？以及互操作？

自律控制：在自动化系统中，谁对外部数据和指令签发信任？如果采信外部数据，执行指令之后发生事故，造成损失，谁来承担责任？显然，设备不可能坐牢，承担民事和刑事责任的永远只能是碳基的人。

优化决策：谁是决策主体？如果还是以目前中心化的信息采集-分析判断-指令传达的流程进行

决策，那如何杜绝中心主体从自身利益出发，滥用决策权限，损害其他主体利益？毕竟这样的事情一直在发生。如果采用分布式决策，大量能源互联网设备之间直接点对点交互，需要多次复杂迭代，取得共识的效率极低，甚至还可能会导致死循环无共识。

广域协调：协调的前提是取得相关主体之间的共识，在信任脆弱、主体间关系错综复杂的条件下，如何低成本高效率的取得共识？更何况是在不同价值域之间取得共识，协调利益。

由此可见，能源互联网在中国落地真正瓶颈并不是在于技术的落后，事实上，中国能源系统的信息化水平和产业技术实力接近甚至超过部分发达国家，相对于传统能源系统，能源互联网的特点就是决策分布性，参与社会性，生产消费融合性，系统开放性和市场性，这些特征决定了能源互联网在中国落地真正的瓶颈在于信任体系的不成熟，分布式决策体系的缺位。

信任体系不成熟：

目前的能源互联网设计中，设计者和架构者习惯性的将能源生产者和消费者定义为理性人，生产和消费之间的互动，以及生产者之间的竞争也是基于理性交互和博弈原则。但是，事实上，我们在现实能源产业商业环境中可以发现，完全理性的主体几乎不存在，更何况，价值链参与主体的企业利益也不一定和决策者或者执行者的个人利益完全一致，也许是互相冲突的，理性人的决策很可能不是为了公司利益服务，而是为了个人利益。而且，虽然已经有较大进步，但目前中国的法制水平仍然较低，信任的构建过程和传递链条缺少外部体制保障，而市场化的成熟征信体系又没有建立，在这样的大背景之下，能源价值链环节上的参与主体间博弈的理性选择必然是倾向于自我保护，倾向于互相不信任。以售电为例，购电付费本来是天经地义的事，但即使在电改前，企业电费的催缴仍然是件麻烦事，如果不是电力公司对于欠费用户有着断电强制手段，恐怕电费滞纳或者拒缴将是普遍性现象，电改之后，大量非电网主体的售电公司必将面临电费催缴的巨大挑战，由此可见目前在电力生产、电力消费、电力服务、电力投资、地方政府、土地所有者之间的信任链条有多么脆弱。

分布式决策体系的缺位：

除了信任以外，能源互联网落地还将面临的另一个瓶颈则更为系统性，那就是能源产业范式革命带来的决策分布化挑战。目前的能源产业的典型特征就是集中式生产，被动式消费，能源行业的决策力量集中于供给端的少数企业，包括电网企业、大型发电企业在内。而消费者只能根据物价部门制定的目录电价被动的从电网所有的供电公司那里购买电力，没有任何的选择权，更不用说影响力了，仅有的少数分布式电源企业也仅仅只是能源系统的微不足道的补充，在系统内的决策影响力甚至比消费者还低。但是，事情正在发生变化，在能源互联网和电力体制改革的双重背景下，以及电力行业供给过剩的市场环境下，消费者的影响力将从三个方面得到体现，首先，能源产能供过于求，从卖方市场自然变成买方市场；其次，未来在能源互联网中，分布式发电、储能、电动汽车、需求侧响应的普及将促使能源价值链末端的产销融合，大量消费者将进化为兼具生产者和消费者身份的 Prosumer，可以在消费侧形成闭环的能源生产消费小循环生态圈；最后，在深化电力体制改革的大背景下，消费者不仅可以用脚投票选择售电企业，甚至还可以主动参与电力金融市场，买卖各类电力金融基础合约及其衍生品，为电力市场提供流动性，通过价格发现机制促进甚至主导各类生产要素在供给侧和需求侧的有效分配。在这三大影响力因素的驱动下，能源行业价值链的决策中枢将从供给侧向需求侧迅速移动，从而导致决策力在需求侧的分布化，而造成的结果就是，在能源互联网时代，能源网络内各参与主体对事件取得共识并采取动作的过程将变得非常复杂，需要多次迭代，并且容易因为某些恶意节点的不配合，甚至直接攻击，而导致永远无法取得共识，甚至发生误动作，造成严重后果。

鉴于以上所介绍的信任体系的不成熟，分布式决策体系的缺位，这两大挑战注定了能源互联网作为全新的能源形态，不可能建立在既有生产关系之上，就好像工业革命无法在封建制度下落地，必须构建适应生产力发展程度的新的生产关系，而这种生产关系应该具体包括信任体系的构建、交易机制的安排、共识及决策机制的建设等制度创新安排。

有人说过，上帝提出问题的同时也给出了答案，只是需要慧眼发现。区块链，作为一种从比特

币中抽象出来的技术集，同能源行业隔着十万八千里，但恰恰就是构建适应未来能源互联网形态的生产关系的重要工具。针对性的来看，区块链同其他信息技术的结合，并采用合理的制度安排，可以将能源互联网概念在设计时所提出的五大系统特征升华到更高层次。

从精确计量升华到保护隐私，可信计量：数据布置在区块链上，确保不可篡改，公私钥结合的非对称加密保护隐私。

从泛在交互升华到强制信任，泛在交互：以可信计量为基础，通过区块链构建能源互联网交互主体之间的低成本的信任传递链条，实现基于信任的能源互联网主体间互操作性。

从自律控制升华到虚实一体，智能自律控制：通过链上代码，实现以智能合约为表现形式的逻辑功能，并结合区块链技术+大数据技术+人工智能技术，设计可信任的预言机机制对外部数据签发信任，然后输入智能合约，执行逻辑过程，产生可信任的本地指令，在本地完成应对随机外部环境变化的控制过程。（预言机机制又称为 oracle 机制，是指通过可信任的实体签署关于外部世界状态的信息，以及对外部输入的指令进行信任背书，预言机允许确定的智能程序对随机的外部世界变化作出反应。）

从优化决策升华到间接民主，分布决策：基于区块链部署的能源互联网设备间点对点交互，形成分区局部共识，再实现分区间共识，避免大量分布式设备之间为了产生直接共识而导致的复杂迭代和死循环无共识，从而可以在实现分布式决策的同时又可以兼顾效率。

从广域协调升华到集群智能，广域融合：以区块链为工具，以低成本信任传递为手段，实现在能源互联网中不同能源主体，以及不同能源系统之间的能量流、信息流、资金流的强耦合，进而将不同主体和不同系统化零为整，融合为一个能源互联网超级主体，在广域内形成集群智能。

笔者的能源区块链实验室在自主研发能源区块链应用的同时，也一直在跟踪海外能源区块链应用的现状，实事求是地说，目前区块链的产业应用的主要阵地并非在能源，而是金融领域，相对于金融行业铺天盖地的区块链实验和为数不少的区块链金融应用，目前全球仅有寥寥数家能源企业正在研究区块链技术在能源互联网价值链上的小规模应用，最著名的就是美国的能源公司 LO3Energy 与区块链技术企业 ConsensusSystems 合作设计运行的纽约微电网区块链售电项目，这两家公司在纽约布鲁克林的一个小街区为十户住户建立了一个基于区块链系统的可交互分布式光伏售电平台 TransActiveGrid。平台上的光伏发电生产者和电力消费者可以基于区块链，不依赖于任何电力公司，直接交易光伏电力。此外，德国的 RWE 公司也在实验用区块链作为支付工具处理电动汽车充电桩的小额支付。不过，这些海外能源区块链项目都处于概念验证阶段，不仅效率不高，连盈利模式都没有想清楚，还远未进入商业应用阶段，不过，这并不影响这些项目的伟大意义，其试验结果值得国内能源界积极关注。

区块链作为一种信息技术，目前技术上并不成熟，还存在很多问题，在能源领域应用的技术、法律、商业挑战数不胜数，比如，交易吞吐量低下，无法承担高频率的交易功能；物联网技术尚不发达，能源区块链的物联网底层存在空白；预言机机制的缺乏，导致外部数据和指令的真伪及目的难以确定；区块链的异步共识网络从本质上存在拜占庭容错挑战，会导致电力系统的信息安全隐患；伦理和法律研究和实施没有跟上，智能合约缺乏责任主体；计算技术的快速发展，无法保证目前区块链的加密算法未来的绝对安全性等等，但随着区块链技术的快速发展，以及更多能源人才和企业的加入，这些挑战正在被一一回应和解决，我们可以乐观预期，两三年后，区块链技术就可以成为能源互联网某些应用的重要底层技术，得到大规模商业应用，六七年后，区块链将成为颠覆性底层技术，同广泛能源行业结合，将能源互联网从目前的 1.0 推进到 2.0，真正实现能源革命的四大目标。

中国电力网 2016-07-26

热能、动力工程

“十三五”能源基建补短板提速 首提跨区输电通道

《经济参考报》获悉，酝酿中的“十三五”能源规划在强调去产能的同时，基础设施建设“补短板”也将成为重头戏。与新增跨区输电通道“慎重研究论证”的政策取向不同，配电网和能源互联网建设将全面提速，市场规模高达数万亿的级别。同时，油气管网和储备应急设施建设也将加快，目标是形成“四横三纵”主干管道和七大储气基地。

据了解，上述措施与破垄断改革相辅相成。在完善能源价格机制的同时，将大力推进基础设施公平放开，并且鼓励社会资本参与建设和运营环节。

“当前电网发展依然存在一些短板，比如电网结构性矛盾依然存在，资源优化配置能力需要进一步加强，新能源接入电网矛盾较突出、城乡区域发展不平衡等。而且电力生产与消费思路也发生了变化，‘电从远方来’与‘电从身边取’要并举。”参与“十三五”能源规划征求意见的人士告诉《经济参考报》。

因此，未来5年电网建设的思路是，适应新常态下跨省区能源配置需求减弱的新趋势，在建成大气污染防治计划12条重点输电通道及其他已开工输电通道基础上，按照符合长远能源流向、有利于电力资源优化配置、老少边穷地区优先的原则，稳步推进大型水电基地和煤电基地外送电通道建设，重点新建川电外送、云电外送、疆电外送、东北和蒙东电力外送等输电通道，探索建立灵活可调节的跨区输电价格形成机制，促进外来电合理参与本地电力市场竞争。

“十三五”期间新增跨省跨区输电规模8000万千瓦以上，实现清洁能源外送4000万千瓦以上。

与跨区输电通道的“稳步推进”基调所不同，配电网和“互联网+”智慧能源(业界普遍称为“能源互联网”)建设则全面提速成为重头戏。根据《配电网建设改造行动计划(2015-2020年)》，2015-2020年，配电网建设改造投资不低于2万亿元，其中“十三五”期间累计投资不低于1.7万亿元。据安信证券分析师称，目前我国用户端电力销售的金额大约2.5万亿元，加上建设投资，可以估计能源互联网的市场至少在3万亿元以上。

今年6月底，国家能源局总工程师李冶表示，目前能源互联网标准体系的总体框架和行动路线已经初步形成，而《“互联网+”智慧能源试点示范项目实施方案》也将很快下发，重点是要推动先进储能、智能电网等一批产品和技术加快实现突破，预计今年会带来超过400亿元的投资。同时，国家发改委在能源互联网领域也安排了3亿至4亿元的专项建设资金，对首台套设备和重要的研发示范项目给予支持。

油气管网有着同样的“短板”。按照“十三五”能源规划，到2020年我国天然气消费占一次能源消费的比重力争达到10%，但当前基础设施的现实是：管网密度偏低，储气调峰水平落后，用气人口比例仅为21%。

对此，了解到，“十三五”期间将按照“西气东输、北气南下、海气登陆、就近供应”的原则，建设中亚天然气管道D线、西气东输三线(中段)四线五线等跨境跨区干线管道、中卫至靖边等跨省联络线以及长江中游城市群供气支线。同时，统筹长江经济带原油管道布局和区域管道建设，以炼油基地为节点，完善沿海大型原油接卸码头和陆上、海上原油进口通道，鼓励企业间通过油品资源串换等方式提高成品油管输效率。预计到2020年，天然气管道总里程达到10.4万公里，干线输气能力超过4000亿立方米；原油、成品油管道总长度分别达到2.3万和3.5万公里，输油能力分别达到5.7亿和2.7亿吨。

此外，储备应急设施的建设也是一大战略重点。早在2003年，中国就开始筹建石油储备基地，计划用三个五年的时间完成三期共7000万立方米的战略储备，舟山、镇海、大连和黄岛四个国家石油储备基地等一期工程已于2009年完成。

《经济参考报》了解到，二期工程有望在“十三五”期间全面建成，并启动后续项目前期工作，建立企业义务储备制度，鼓励提高商业库存，支持资源国在我国建设储备基地。同时，加大区域地下储气库建设，扩大完善沿海液化天然气和城市储气调峰设施。2020 年建成石油储备库容 4460 万立方米，石油储备总规模达到净进口量 90 天水平，储气库工作气量达到天然气消费量 4.6% 左右。

王璐 经济参考报 2016-07-25

中国节能潜力可比“沙特油田”

中国能源网（北京）7 月 27 日讯 节能减排是中国能源发展的基本国策。在能源价格低迷、电力与煤炭行业产能过剩的今天，节能工作尤其不能放松。资源和环境压力是制约我国长期发展的重要瓶颈，而需求侧的节能降耗或成为重要的解决之道。

数据显示，我国的单位 GDP 能耗高于世界平均水平，是欧美发达国家的 2.5 倍，节能降耗空间巨大。

“中国的 GDP 翻倍，能耗可以不增加或者少增加，所以节能技术很重要。与以前重视末端治理做法不同，中国应该把更多精力放在源头治理和技术进步上。”7 月 2 日，中石化集团原董事长傅成玉在北京国际能源专家俱乐部组织的“清洁能源技术评估与推广”活动上说。

节能技术在降低中国能耗水平上的贡献，被专家类比为开发中国国土上面的“沙特阿拉伯油田”，其重要性可见一斑。但选择什么样的技术，如何推广这些技术，也正是当下节能减排领域广为困扰的问题。

技术是开发本土“沙特油田”的关键

北京国际能源专家俱乐部总裁陈新华在讨论中指出，目前中国的能源消费总量为 43 亿吨标煤/年，折合约 30 亿吨标油。沙特阿拉伯的石油产量每年也只有 5 亿多吨。“如果中国 GDP 翻倍而能耗不增加，那就意味着若将中国单位 GDP 能耗强度降到发达国家平均水平，可节约一半的能源消费，约合 15 亿吨标油，即在中国的国土上面，有好几个与沙特石油产量同等规模的‘油田’在等待开发。而节能技术就是在经济可行的基础上，来开发中国国土上面的‘沙特阿拉伯油田’。”纵观全国，当前占能源消费总量 70% 的工业领域仍是节能工作的重中之重。以被视为“开启国内循环水系统节能改造先河”的杭州泵浦节能技术公司多年节能实践为例，该公司是目前国内唯一专利法保护及专业从事流体输送研究的节能公司，其从 2008 年成立开始便利用其自有知识产权专利的技术组合，至今对百余家石化、电力、钢铁冶金、煤炭企业的循环水和中央空调循环水系统进行了改造，合计为企业每年节约 7 亿多度电，改造后系统的平均节能率达 30%，最高可达到 70%。

每年节约 7 亿度电，按 5000 年利用小时测算，相当于少建了一个 140 兆瓦的电厂，节能带来“负瓦特”效果可见一斑。而根据该公司对国内重点行业的节能调查潜力分析，包括三家国有石油企业在内的石油化工行业循环水系统节能潜力非常大，初步测算行业总节能潜力为 450 亿度电/年。仍按 5000 年利用小时测算的话，每年节约 450 亿度电相当于少建了 9 个 100 万千瓦的大型火电厂。

“如果我们的循环水系统在钢铁冶金行业全面实施，每年可节约 105 亿度电，而社会公共事业中央空调节电潜力，医院以及大型综合体的节电潜力在每年 40 亿度以上。”杭州泵浦节能技术有限公司技术工程师杨庆坤说。

非技术壁垒挡道

为鼓励工业节能，国家出台了诸如节能补贴、免征所得税、旧设备强制性淘汰目录等政策，还开展了千家企业节能行动、碳排放交易试点等多项工作。

据介绍，到目前，国家发改委已发布了第八批节能减排技术目录，也推动了碳交易市场建设工作。工信部在科技部支持下，投入逾 2000 万元组织课题开展节能减排技术的筛选和推广，最终在 11 个行业发布了 600 多项技术。但事实上，这些技术的推广并不理想。以杭州泵浦为例，虽然该公司在 2011 年已被纳入国家发改委、财政部推荐的节能技改目录企业，其循环水系统高效节能技术也

被列为国家“十二五”重点节能技术，但市场开发仍旧非常困难。

“近些年来，在节能技术推广上，我们的确遇到了许多非技术障碍。大家都知道我们的技术好，我们参加投标节电率最高，得分最高，发标方也认可，但最后合同还是给了其他公司。”杭州泵浦副总经理郭玉梅说。

据记者了解，诸如这样的案例并不少见。在傅成玉看来，一项新技术的诞生无疑将“分食”既得利益方的“蛋糕”，既得利益方可能会找出“一百条”理由阻碍该技术进入市场。

“这并不只是一个企业的事。在我国，技术进步很难推广实际上往往是非技术壁垒，招标听起来很公平，但做起来就又是一回事。像我这样曾经在企业做高层的，对节能工作非常重视，但我们往往不了解具体项目的细节，想推动也很难。所以需要从国家层面解决，打破阻碍新技术推广的既得利益链条，必要时需要推动修改一些制度和法律条款。”傅成玉说。

理念创新应先行

在专家看来，节能新技术的推广首先要解决理念认识问题。傅成玉认为，“创新、协调、绿色、开放、共享”的发展理念是决定中国能不能成功转型的关键，成功转型不仅要走节能减排之路，还要有发展质量和效益。

以碳减排为例，如将“碳”当做一个资产来管理，就能变成效益，但要想将其变成效益，就要从源头开始。能耗总量管理是简单的粗放管理，要细化节能减排的经济考核指标。

傅成玉进一步强调，在制造业转型过程中，如果认为过去的工业流程和技术都合理，就永无进步空间。而当前许多工业技术标准已不符合发展需要，亟需新的行业技术标准。他举例指出：“在石化行业，一个炼厂的裂解炉要加热到上千摄氏度，之后再冷却，有必要吗？”

同时，伴随“互联网+”兴起，制造业也要实现智能化转型。“工业制造业如果智能化了，能耗、物耗一定更低。从这一点上讲，工业制造业发展思路需要更加放宽，前一轮工业技术并不是最合理的。”傅成玉说。如在工业循环水系统上，我国的一些设计理念偏于保守，设计与实际运行偏差经常比较大，“大马拉小车”的现象很普遍。长期以来的设计并没有关注到循环水系统不优化，带来的能耗损失会如此大。

专家一致认为，需要重新评估传统工业制造业流程的合理性，要勇于否认那些过时的不合理的流程和技术理念，给创新留空间。

大规模商业化需创新商业模式

此外，原国家经贸委节能司司长、国家发改委原能源局巡视员白荣春指出，虽然节能减排很大程度上要靠节能技术的推广，但选择什么样的技术，如何推广，还需要深入探讨。

当前，市场对于节能技术的推广应用还寄希望于国家补贴。专家普遍认为，事实上现在补贴政策是“一个非常糟糕的政策”。“对于已有高投资回报率的节能技术方案不能再寄希望于国家补贴。这样的技术推广最需要的是市场。”白荣春说。

工信部赛迪研究院副院长刘文强认为，企业在节能减排技术推广过程中遇到的好多问题并不是孤立的。循环水系统的节能问题，实际上最终还是反映出电机的节能降耗。但所有的电机都面临的共同问题是量大、分散，这就导致节能技术在过程中交易成本很高，因此需要在市场推广上狠下工夫，降低交易成本。

亚洲开发银行能源领域技术总顾问翟永平亦指出，银行对某一技术给予的贷款支持取决于三个基本条件：可观的市场规模、成熟的技术解决方案和可操作的商业模式。诸如杭州泵浦的节能技术可被视为一套成熟的解决方案，但要获得银行贷款还需要做大规模，并有可行的商业模式。他建议，可以以杭州泵浦的节能技术为案例，研究银行如何通过创新的商业模式，大规模介入类似的技术领域。

全晓波 中国能源报 2016-07-27

京津唐地区用电结构、最大负荷与用电量关系研究

在编制地区电力(网)规划中,最大负荷的预测结果决定了电源、变电站的容量,决定了未来的投资规模,所以最大负荷预测是电力规划的基础,是电力规划科学性的前提。目前用电量与经济发展的关系研究已有众多研究成果,而最大负荷与电量的关系少有研究,反映二者关系的最大负荷利用小时数受哪些因素影响,如何寻找它们之间关系的规律性,是预测中的重点和难点。实际工作中发现,用电结构是最大负荷与电量关系的主要影响因素。下面以京津唐电网及其组成部分北京、天津、冀北相关数据为例进行论证。

京津唐地区经济发展与用电结构特征分析

北京、天津、冀北(包括唐山、廊坊、承德、秦皇岛、张家口五市)三地区的用电结构差异较大,源于三个地区经济发展阶段和特点不同,产业结构各有典型性。北京由于首都功能的特殊性,经济结构不断优化,2014年产业结构为0.75:21.31:77.95,人均GDP已达到10万元;天津具有先进的重工业和港口经济特点,2014年产业结构为1.28:49.39:49.32,第二产业比重已下降到50%以下,人均GDP10.4万元;冀北地区是重工业基地,工业以建材、板材等钢铁生产为主,近几年也加快了结构调整力度,2014年产业结构为11.53:51.55:36.93,第三产业比重仍然较低,人均GDP5.2万元。由于各自经济发展特点不同,各地区用电结构也不尽相同,冀北地区工业用电比重最高,2014年为81.7%,北京最低33.4%,天津已下降到69.6%。京津唐电网由这三地组成,综合了三地的特点。

用电结构对相关负荷特性指标的影响分析

反映最大负荷和用电量关系的负荷特性指标主要有最大负荷利用小时数(简称利用小时)、年负荷率、年持续负荷曲线等,通过分析这几项指标的变化趋势可以看出用电结构的影响。由于工业化发展阶段工业用电比重较大,因此以下均分析工业用电比重的变化对各项指标的影响。

对最大负荷利用小时的影响分析

年最大负荷利用小时是反映最大负荷与用电量关系的重要特性指标,其值等于年用电量与最大负荷的比值。

表1 工业用电比重和最大负荷利用小时历史数据

		1990	2000	2007	2010	2014
工业用电比重 (%)	京津唐	74.14	64.94	69.69	68.61	66.17
	北京	70.22	53.77	43.2	38.05	33.39
	天津	78.99	72.35	73.78	71.65	69.55
	冀北	74.82	73.66	83.81	85.22	81.69
最大负荷利用小时	京津唐	6345	5519/6025	6696	6157	6418
	北京	6022	4778/5714	5622	4929	5318
	天津	6134	5745/6451	6445	6306	6059
	冀北	6039	5781/6603	7607	7320	7219

表1中看出,1990年北京、天津、冀北三地工业用电比重均在70%以上,天津比重最大,高达79%;1990~2000年,三地区工业用电比重均呈下降趋势,北京下降幅度最大;2000年以后,北京工业用电比重仍大幅度下降,天津、京津唐2000~2007年上升,以后缓慢下降;冀北2000~2010年大幅度

上升, 2010~2014 年下降。到 2014 年, 三地工业用电比重分别变化为 33.4%、69.6%和 81.7%, 20 多年来差异逐渐扩大, 分别朝向不同经济特点发展变化。

表 1 中 1990 年北京、天津、冀北三地中天津工业用电比重最大, 则利用小时最大。2000 年以后冀北工业用电比重逐渐上升为三地中最大, 利用小时也一直保持最大。由于京津唐与北京、天津、冀北不是独立关系, 电量为三地之和, 最大负荷同时率小于 1(三地区最大负荷不同时出现), 因此利用小时较各地区偏高, 但也基本符合上述规律。由此可以看出, 各地区最大负荷利用小时数与工业用电比重呈正相关。

2010~2014 年时间段规律性不明显, 表现为各地区工业用电比重均下降, 但京津唐、北京利用小时 2010 年却低于 2014 年。北京 2010 年的利用小时较低是由于工业用电比重较小(38.05%), 第三产业和居民生活用电比重相对较大, 对气温敏感度较高, 当年北京最高气温达到 40.6℃, 最大负荷增速高于电量增速 6 个多百分点, 而 2014 年又近似凉夏, 出现了全年用电量正增长 2%以上, 最大负荷负增长(-0.8%), 导致利用小时高于 2010 年;而天津和冀北由于工业用电比重较大(71.65%、85.22%), 利用小时基本随着工业用电比重的变化而变化, 对持续高温天气敏感性差一些。即对于工业用电比重较小的地区, 在较短的时间段内(5 年以内), 特别是在时间节点上出现异常情况, 最大负荷与电量的相关性较弱, 气候等因素的影响更强些, 用电结构的影响弱于气候等其他因素的影响。

对相关负荷率的影响

最大负荷利用小时的变化趋势也可以通过负荷率的变化来反映。年最大负荷利用小时等于全年小时数与年负荷率的乘积, 年负荷率等于年平均负荷与年最大负荷的比值, 又等于年平均日负荷率、年平均月负荷率(月不均衡系数)和季负荷率(季不均衡系数)三者的乘积。

表 2 2014 年各地区负荷率指标比较

	北京	天津	冀北
工业用电比重(%)	33.4	69.6	81.7
年平均日负荷率(γ_{av})	0.826	0.872	0.930
年平均月负荷率(σ_{av})	0.954	0.958	0.968
季负荷率(ρ)	0.831	0.850	0.919
年负荷率(δ)	0.655	0.710	0.827
年最大负荷利用小时(T_{max})	5738	6220	7243

从表 2 可以看出, 以上各项负荷率指标与工业用电比重也呈正相关, 北京工业用电比重最小, 各项负荷率指标和利用小时也最小, 冀北工业用电比重最大, 各项负荷率指标和利用小时最大, 具有典型的工业负荷特征。

对年持续负荷曲线的影响

最大负荷与电量的关系还可以从年持续负荷曲线中反映出来, 如图 1、图 2。图中用标么值分别显示了北京、天津、唐山地区 2014 年年持续负荷曲线和京津唐电网不同年份的年持续负荷曲线。图中纵坐标最大负荷是 1, 曲线下方的面积即为电量, 也等于最大负荷利用小时数。

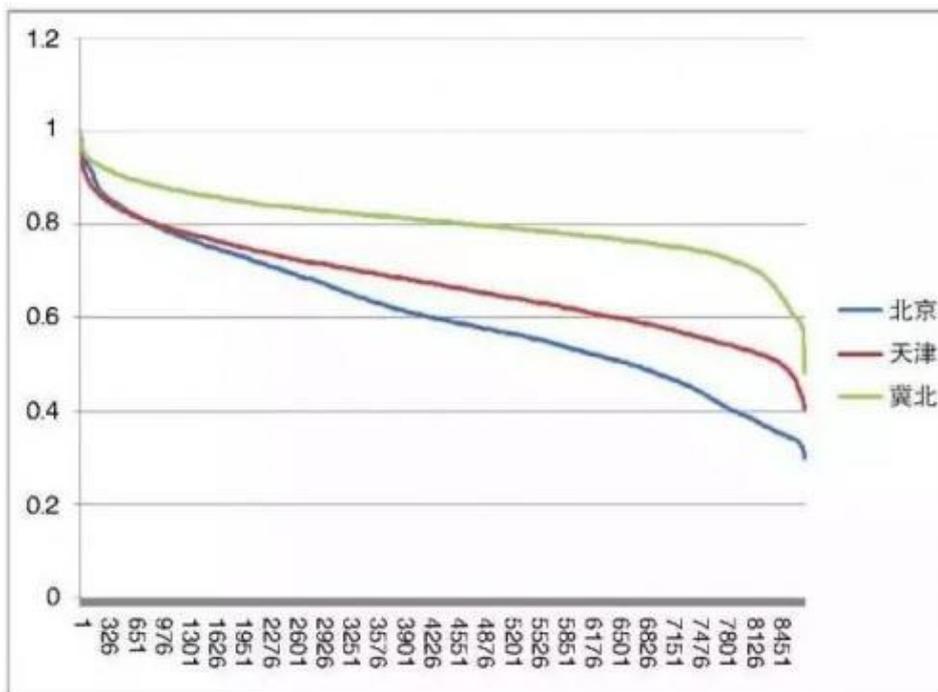


图1 各地区2014年年持续负荷曲线

图1中显示,2014年冀北年持续负荷曲线最平坦,下方面积最大,即利用小时最大;北京曲线最陡峭,面积最小,利用小时最小。图1中还可以看出,北京和天津80%Pmax以上的高峰负荷持续时间远低于冀北,是由于北京、天津第三产业和居民生活用电比重合计分别为62.2%和26.8%,大于冀北(15.45%),对气温的敏感度高于冀北;冀北年持续负荷曲线较为平坦,是由于工业中连续性生产的高耗能工业比重大于天津、北京。因此,图1中最大负荷利用小时数与工业用电比重也呈正相关。

图2是京津唐电网不同年份的年持续负荷曲线。从曲线形状可以看出,2007年曲线最平坦,下方面积最大,利用小时最大,对应工业用电比重最大(69.69%),2000年曲线最陡峭,下方面积最小,利用小时最小,对应工业用电比重最小(64.94%),即利用小时与工业用电比重呈正相关。

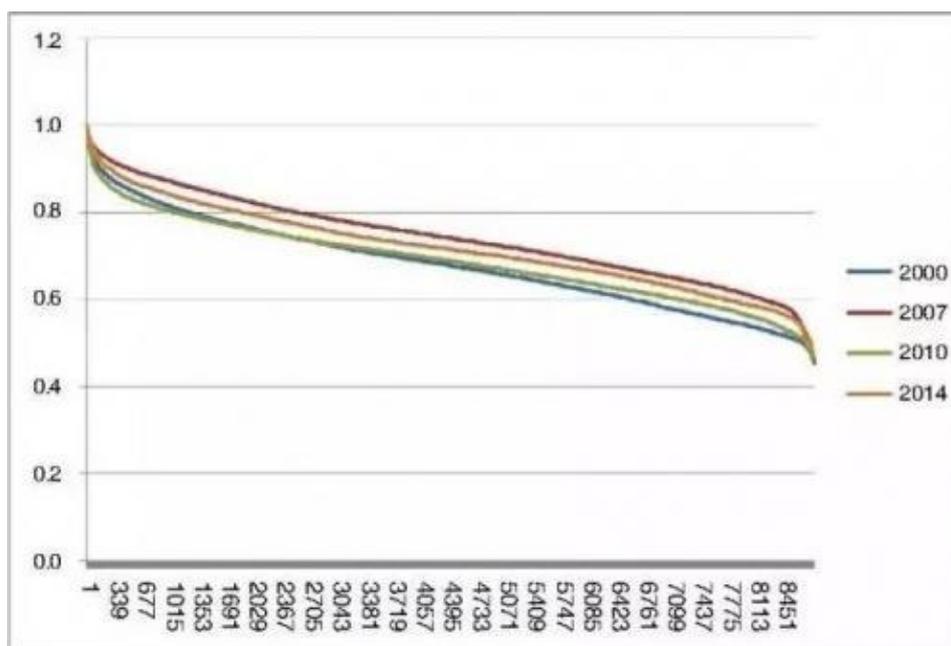


图2 京津唐电网年持续负荷曲线

2010年和2014年,由于夏季分别出现持续高温和凉夏的异常气候(如前述),用电结构对利用小时的影响转弱,2010年虽然工业用电比重大于2014年,但年持续负荷曲线较2014年凉夏时的负荷曲线陡峭,曲线下方面积较小,负荷利用小时小于2014年。因此对于时间跨度较小,期间又出现异常气候时,结构的影响弱于气候的影响。

综上所述,负荷利用小时与工业用电比重呈正相关;只有当时间跨度较小时(小于5年),特别是期间出现异常气候等其他因素的干扰,用电结构的影响转弱。

用电结构对最大负荷与用电量相关性的影响分析

最大负荷与用电量的相关性分析

按照不同的时间段,分别从最大负荷和全社会用电量(简称电量)的绝对量及年均增速两种参数的相关性分析如下:

分别对京津唐、北京、天津、冀北最大负荷与电量绝对量的相关系数进行计算(分为1980~2014、2000~2010、2007~2017、2006~2010、2011~2014共5个时间段),其结果基本符合时间跨度越长,相关系数越大,相关性越强的大概率事件,其中5年以上的相关系数多数在0.98以上,相关性较弱的是时间段较短的2010~2014年,最低也达到0.94以上;各地区中北京最大负荷与电量的相关系数略低,但也达到0.92以上。

各地区最大负荷与电量年均增速的相关系数计算结果(分别为10年、5年,3年、1年,采用滚动计算年均增速,样本数分别为17、22、22、24个)也基本符合时间跨度越长,相关性越高的规律,各地区除北京外10年跨度的年均增速相关系数达到0.97以上,5年跨度在0.92以上,3年跨度0.83以上,1年的相关性相对较差;各地区中工业用电占比最大的冀北相关性最强,除1年度相关系数较低外(0.83),其他时段均达到0.96以上,工业占比最低的北京相关系数最低,在0.83~0.60之间。

北京的最大负荷和电量的相关性较弱是由于北京工业用电比重越来越小,第三产业和居民生活用电比重逐渐上升,对气候的敏感度较高,因此相关性有所减弱。

从最大负荷与用电量的绝对量和年均增速的相关性比较可以看出,工业用电比重越大,时间跨度越长,最大负荷与用电量的相关性越强。

表 3 各地区各参数的历史数据比较

	1990-2000 (1)	2000-2010 (2)	2000-2007 (3)	2007-2014 (4)
京津唐最大负荷年均增长率	8.84	11.79	11.53	7.15
京津唐用电量年均增长率(%)	7.88	12.01	13.23	6.51
最大负荷增速-电量增速	0.96	-0.22	-1.69	0.65
工业用电比重变化(百分点)	-9.24	3.71	4.75	-3.52
最大负荷利用小时数变化率	-13.01	0.21	11.14	-4.16
北京最大负荷年均增长率	10.41	9.34	8.44	5.81
北京用电量年均增长率(%)	8.24	7.74	8.19	4.98
最大负荷增速-电量增速	2.17	1.60	0.25	0.84
工业用电比重变化(百分点)	-16.45	-15.72	-10.57	-9.81
最大负荷利用小时数变化率	-20.66	-13.73	-1.61	-5.41
天津最大负荷年均增长率	7.59	10.93	11.31	7.94
天津用电量年均增长率(%)	6.74	10.68	11.29	6.99
最大负荷增速-电量增速	0.86	0.25	0.02	0.95
工业用电比重变化(百分点)	-6.64	-0.70	1.43	-4.23
最大负荷利用小时数变化率	-6.34	-2.24	-0.10	-5.98
冀北最大负荷年均增长率	7.96	14.68	15.61	8.38
冀北用电量年均增长率(%)	7.49	15.87	17.97	7.57
最大负荷增速-电量增速	0.47	-1.19	-2.36	0.81
工业用电比重变化(百分点)	-1.16	11.20	10.15	-2.12
最大负荷利用小时数变化率	-4.28	16.55	21.07	-5.10

各参数之间相关性比较分析

表 3 将各地区最大负荷与电量年均增速、工业用电比重和利用小时等参数的历史数据分为四个时段进行比较。主要考虑时间长度在 5 年以上，并跨过 2008 年金融危机等异常事件的影响;2010 年气候异常年份作为时间节点将有一定影响，列于表中在分析时可以发现其影响程度。

从表 3 中可以看出以下几方面：

一是京津唐、冀北地区第 1、4 时段，北京市 4 个时段、天津市第 1、2、4 时段，工业用电比重

和利用小时均下降,最大负荷年均增速均高于电量增速;京津唐、冀北地区第2、3时段,工业用电比重和利用小时数均上升,最大负荷年均增速均低于电量增速。即工业用电比重与利用小时数变化呈正相关,二者下降(上升)时,最大负荷年均增速高于(低于)电量年均增速。

二是北京1、2时段工业用电比重和利用小时数均呈较大幅度下降,最大负荷年均增速高于电量增速的差值也较大;冀北地区第2、3时段,工业用电比重有较大幅度上升,最大负荷年均增速低于电量年均增速的差值也较大,即工业用电比重变化幅度较大时,利用小时变化也较大,最大负荷与用电量年均增速差值也较大。

以上分析中,由于时间跨度较大,期间出现多次统计口径的调整,导致有些时段对分析规律性产生一定的影响。

结语

在工业化发展阶段,年最大负荷与用电量存在较强的相关性,用电结构与最大负荷利用小时数呈正相关,二者下降(上升)时,最大负荷年均增速略高于(低于)用电量增速,工业用电比重变化幅度越大,利用小时变化幅度越大,最大负荷与用电量年均增速的差值越大。此结论可应用于中长期负荷预测中,当通过经济预测得到电量和用电结构的预测结果时,最大负荷也基本确定。

上述分析结论的前提条件是:电量和负荷口径应尽量对应,至少应保证一个时间段内口径不发生变化;异常气候只是偶发,地区气候没有发生根本性改变;电力供需没有发生持续紧张局面;需求侧管理常态化,且是循序渐进的;为避免一些偶然因素对最大负荷的影响,文中最大负荷均指整点负荷。

中国电力企业管理 2016-07-25

别那么乐观!发用电计划改革方案这些点你得考虑

作为新一轮电改的核心内容,发用电计划改革方案终于露出了“尖尖角”。

7月13日,为加快发用电计划改革,国家发改委、能源局联合下发《关于有序放开发用电计划工作的通知(征求意见稿)》。这也是继2015年《关于有序放开发用电计划的实施意见》发布以来,发用电计划改革在政策方面的最新进展。

“放开两头、管住中间”是9号文的总体体制框架。其中,在“管住中间”方面,我国输配电价改革已经走在了前面,目前试点范围已扩至全国18个省级电网。但在“放开两头”方面,发用电计划和售电侧放开工作进展则相对缓慢。所以,此次《征求意见稿》一出台,就引起了广泛关注,也给发用电放开方案的最终版本和推出时间增添了不少想象空间。

有观点将此次发布的《征求意见稿》称为发用电计划改革的路线图或施工图。但在华北电力大学教授曾鸣看来,这一比喻并不恰当。“其实,该《征求意见稿》更多的是展现了改革的基本思路和内容,其内涵与路线图和施工图不同。”他说。

一位不愿具名的能源局人士,也对《中国能源报》记者表示:“虽然《征求意见稿》亮点很多,力度很大。但需要提醒的是,这仅是一份征求意见稿,最终版会否有大的变化尚未可知。售电企业和发电企业均无必要兴奋过头或反应过激。”

中国社会科学院财经战略研究院能源经济研究中心副主任冯永晟表示,“个人对文件中的内容持保守态度。文件的核心内容是电量的放开,但在调峰、备用补偿等电力方面却未有提及。而电力相关内容的缺失,可能会影响未来系统的稳定性。不可否认电量放开在短期内会收到效果,但从长期来看,潜在问题会逐渐暴露出来。”

设置煤电发电基准小时数

“管住中间”的就是对具有自然垄断属性的输配电网环节加强监管、实行政府定价;“放开两头”就是放开售电侧业务、放开公益性和调节性以外的发用电计划,引入竞争,价格由市场形成。所以,发用电计划改革在整个电改中的重要性可见一斑。

《征求意见稿》对于发用电计划放开工作提出了11项内容,具体包括:

加快组织煤电企业与售电企业、用户签订发购电协议（合同）；
加快缩减煤电机组非市场化电量；其他发电机组均可参与市场交易；
引导电力用户参与市场交易；适时取消相关目录电价；
不再安排新投产机组发电计划；推动新增用户进入市场；
放开跨省跨区送受煤电计划；
研究大型水电、核电等参与市场方式；合理确定优先购电、优先发电；
加强部门协调配合。

其中，在发电侧，《征求意见稿》明确，煤电机组发电量由非市场化电量和市场化交易两部分组成。其中，市场化交易电量将逐步扩大，通过直接交易等市场化方式形成，由发电企业与售电企业、用户签订购电协议（合同）。非市场化电量利用小时数逐步过渡到完全落实优先发电、优先购电的刚性计划，购电协议（合同）由发电企业与电网企业签订。

《征求意见稿》提出，综合考虑用电需求、电源结构、外送（受）电、电力安全运行和供需平衡要求等，各地可自行测算确定煤电机组保障执行的发电小时基准数，最高不超过 5000 小时，自愿认定的可再生能源调峰机组基准小时数限制可适当提高。

“基准小时数过渡措施，主要考虑了原来发电计划制度逐步向市场过渡这一问题。这一措施是为把搁浅成本问题处理好，这种过渡是世界各国普遍采用的一种办法。”曾鸣说。

“在《征求意见稿》注重电量交易的框架中，国有大机组具备明显的竞争优势，这类机组良好的效能指标和雄厚的资金能够支撑其报出极低的价格，抢到发电量。同时，发电量越多，其度电成本会越低，所以其有报低价的动力。而其他机组则会在电量竞争中落后，但这类机组在系统中同样应该扮演重要角色，即提供辅助服务。但在电量不能得到保证又无备用等辅助服务补偿的情况下，此类机组能否继续存活下去都是问题，这势必会对系统的稳定性构成潜在威胁。所以，以电量放开为核心的方向值得商榷。”冯永晟说。

加快缩减煤电机组非市场化电量

为加快缩减煤电机组非市场化电量，《征求意见稿》提出，在基准小时数以内，保障执行；鼓励多签市场化电量，超过基准小时数时，各地根据电网安全稳定运行和放开发用电计划的规模确定最高上限；对于签订发购电协议（合同）不足基准小时数的，按照基准小时数减去直接交易小时数，乘以一定系数折算，2016 年根据实际情况适当选取系数，2017 年系数为 80%，以后逐年减小，缩减的电量转为市场化交易电量。

“上述措施的实施，肯定会使基准小时数下降。但需要强调的是，放开发用电计划是逐步进行的，而非一蹴而就，所以，基准小时的下降也是逐步的，直至取消。”曾鸣说。

对于煤电、水电、核电等行业，《征求意见稿》还提出，不再安排新投产机组发电计划。

具体来讲，2017 年 3 月 15 日后投产的煤电机组，各地除对优先购电对应电量安排计划外，不再安排其他发电计划；新投产煤电机组通过市场交易获得的发电量，不再执行上网标杆电价；鼓励新投产煤电机组自愿认定为可再生能源调峰机组。新投产水电、核电等机组也应积极参与电力市场交易，尽快实现以市场交易为主。

“虽然基准小时会逐渐降低，发电企业也不应妄自菲薄，发电计划取消并不可怕。其实，发电企业有很强的灵活性和竞争实力，应该主动适应市场，想方设法提升专业化生产水平，顺势而为。”上述人士表示。

等待最终版本

对于售电业务和电价改革，《征求意见稿》的内容同样值得关注。其中，在适时取消相关目录电价方面，《征求意见稿》提出，220 千伏电力用户已全部参与直接交易的地区，应尽快取消 220 千伏用电目录电价，110 千伏用户已全部参与的，应尽快取消 110 千伏目录电价，即相应用户必须直接参与市场或通过售电公司购电。逐步取消部分上网电量的政府定价。在电力市场体系比较健全的前提下，全部放开上网电价和销售电价。

在引导电力用户参与市场交易方面,《征求意见稿》要求,各地要加快放开电力用户参与市场交易,放开规模应与发电机组放开容量相匹配。具备条件的地区可扩大电力用户放开范围,不受电压等级限制,中小用户无法参与电力直接交易的,可由售电公司代理参与电力直接交易。积极培养售电市场主体,售电公司可视同大用户与发电企业开展电力直接交易。要加强对电力用户参与市场意识的培育,大力发展电能服务商,帮助用户了解用电曲线,提高市场化意识。争取在两年内,实现110千伏以上大用户在参加电力直接交易时提供预计用电曲线。

“如有的观点所言,用户需要提交预计用电曲线的提出,对推进现货市场建设确是关键之举,也是文件的一大亮点。但需要注意的是,文件还只是征求意见稿,最终版本仍需等待正式通知的出台。”上述人士说。

据曾鸣介绍,《征求意见稿》很快就会在征求完意见后出台。曾鸣认为,“需要关注几个重点:一是,发用电计划如何逐步取消,需要什么配套?二是,在此过程中,如何保证清洁能源的有效利用?三是,上述措施的实施,会促使批发市场的形成,那么批发市场和零售市场如何衔接?这需要开展相关专题进一步研究。”

贾科华 中国能源报 2016-07-26

电力工业创新驱动 智慧共享美好生活

中国能源网(北京)7月26日讯 2016年7月26日,在纪念中国有电134周年之际,由中国电力企业联合会和中国华能集团公司共同举办的“2016年中国电力主题日”活动在华能北京热电有限责任公司举行。活动以“创新驱动 智慧共享”为主题,向社会各界集中宣传和展示“十二五”我国电力工业在转变发展方式、奉献清洁能源、创新技术理念、创造智慧生活等方面取得的成就。

国家能源局副局长郑栅洁、中电联常务副理事长杨昆出席活动并讲话。中电联专职副理事长兼秘书长于崇德主持会议。国家电网公司、华能集团、三峡集团、中国广核集团、中国电建集团、浙能集团等企业代表分别围绕“十二五”创新发展、共享发展和“十三五”发展思路等作了发言。

活动总结了电力工业“十二五”期间在创新发展、共享发展方面取得的成就。一是电力科技创新实现新跨越。1000千伏特高压交流输电技术、±800千伏特高压直流输电技术大规模应用,已建成“三交六直”9项特高压工程。智能电网建设取得重要进展,中新天津生态城智能电网综合示范工程、张北国家风光储输示范工程、深圳兆瓦级锂离子电池储能示范工程先后投入运行;广东南澳、浙江舟山、福建厦门柔性直流输电科技示范工程的建成,标志着我国柔性直流输电关键技术达到世界领先水平。“华龙一号”三代压水堆技术示范工程、全球首个商用高温气冷堆示范工程已开工建设,CAP1400核电技术研发基本完成。百万千瓦级超超临界机组、超低排放燃煤发电技术广泛应用;百万千瓦二次再热燃煤发电机组、60万千瓦超临界循环流化床锅炉(CFB)机组、80万千瓦水电机组、25万千瓦整体煤气化联合循环(IGCC)示范电站、10万吨二氧化碳捕集装置示范项目先后投运。3兆瓦风电机组广泛采用,规模化光伏开发利用技术取得重要进展。二是电力企业管理创新取得新成绩。“十二五”期间,电力企业进一步完善现代企业制度,加强管理创新,实施集团化运作、一体化管理,优化调整业务布局和管理架构,不断提高科学决策和公司管控水平,管理效率和经营效益显著提高。三是电力绿色低碳发展取得新突破。“十二五”累计新增非化石能源发电装机2.7亿千瓦,约占世界新增非化石能源发电装机的40%。2015年末,我国非化石能源发电装机5.3亿千瓦,占全国总装机比重由2010年的25%提高到2015年的34%,东部地区电源装机比重从42%下降到38%。节能减排成效明显,实施现役燃煤机组节能改造4亿千瓦、超低排放改造1.4亿千瓦,火电机组平均供电标准煤耗315克/千瓦时,达到世界先进水平。“十二五”末,我国脱硫机组接近100%,脱硝机组约占92%。二氧化硫、氮氧化物的排放量分别减少425万吨、501万吨,超额完成“十二五”规划目标。四是电力信息化建设取得新成效。“十二五”期间,电力企业深入推进工业化与信息化融合,企业信息化管理水平不断提升,为建设智慧企业奠定了基础。电网公司已建成全球规模最大的电力

通信网，打造了全球规模最大的集团信息系统，达到世界先进水平。发电企业、电建企业都建立了各自的信息化系统，各业务环节、工作流程基本上实现了信息化。五是电力共享发展取得新成果。2015 年全面解决了无电人口用电问题。城市用户年平均停电时间从 10 小时以上降到 5 小时以内，农村用户年平均停电时间从 30 小时以上降到接近 10 小时，实现了电力供应能力和服务水平的大幅提升。

郑栅洁指出，“十三五”期间，积极推进水电、核电建设，煤电发展重点是节能减排升级与改造，配合“三个一批”政策，调控好煤电开工和投产；新能源重点是加快发展分散式风电、分布式光伏发电；电网建设重点是发展配电网，特别是智能电网。

郑栅洁强调，系统优化是“十三五”电力发展的核心问题，必须树立系统、全面、协调的理念，既做加法也做减法，千方百计提高系统效率和经济社会效益。风光电的发展布局也将由“三北”为主转向以中东部为主，大力发展分散式风电，优先支持分布式光伏和“光伏+”多元化应用。

郑栅洁表示，“十三五”能源规划和电力规划即将出台，电力工业发展要按照两个规划要求，积极推进供给侧结构性改革，着力推进提质增效升级，由外延式粗放扩张转变为依靠创新和深化改革来推动。

活动展望了电力工业“十三五”创新发展、共享发展的前景。大家认为，“十三五”期间，电力行业要以“创新、协调、绿色、开放、共享”新发展理念为引领，以转变发展方式和提高发展质量为中心，努力建设清洁低碳、安全高效的现代电力体系。一要加强统筹协调，形成有利于创新的体制机制，继续强化重大技术攻关，不断推动行业标准创新，积极创新发展模式和商业模式，进一步加强国际产能合作。二要积极推进“互联网+”智慧能源发展，充分利用“互联网”“云计算”为代表的信息技术和大数据分析手段，改善能源供给侧质量，引领电力需求侧变革。三要加快构建我国能源互联网，为构建全球能源互联网起到示范引领作用；积极推动全球能源互联网发展，逐步实现能源生产、配置、贸易全球化。四要坚持发展成果由人民共享，建立人人参与、人人尽力、人人享用的利益共享机制，加大能源就地开发利用力度，把电力发展和脱贫攻坚、地方战略性新兴产业发展、地方社会经济发展相结合，使电力发展成果惠及整个社会和各层次人群。

国家能源局有关司局领导，国家电网公司、南方电网公司、华能、大唐、华电、国电、国家电投、三峡、神华、中核集团、中广核、中国电建、中国能建、粤电集团、浙能集团等主要电力企业负责同志和有关部门负责人、员工代表，中电联各部门负责人，有关新闻媒体记者等共 100 多人参加了活动。

背景材料：

“中国电力主题日”由来

1882 年 7 月 26 日，上海电气公司一台 12 千瓦的蒸汽发电机组发电，中国的第一盏电灯在上海外滩亮起，揭开了中国电力工业的开端。2012 年，在纪念中国有电 130 周年之际，中国电力企业联合会携手各大电力企业，共同在北京发出倡议，将每年的 7 月 26 日确定为“中国电力主题日”，并在北京举办了第一届“中国电力主题日”活动启动仪式。从此，中国电力人有了自己的节日。

从 2012 年开始，在每年的 7 月 26 日及前后，电力行业集中组织开展主题鲜明的系列活动，由中国电力企业联合会牵头组织主会场活动，各大电力企业积极参与并各自组织分会场活动，邀请新闻媒体和社会公众共同参与，“中国电力主题日”活动至今已连续成功举办了四届，主题分别为：“新技术 新电力 新生活”“善小文化经验交流”“中国梦 电力情”“新时期电力企业社会责任实践与表达”。通过组织这个活动，旨在搭建起沟通和传播的平台，不仅是电力人相互沟通、相互交流的平台，更是电力与社会增进了解、共同促进的平台。

今年是“十三五”开局之年，也是全面深化电力体制改革的关键之年，结合当前电力行业发展的新形势和新任务，中国电力企业联合会将今年活动的主题确定为“创新发展 智慧共享”。本届活动，以“创新、协调、绿色、开放、共享”新发展理念为引领，向社会各界集中宣传和展示“十二五”我国电力工业在转变发展方式、奉献清洁能源、创新技术理念、创造智慧生活等方面取得的成

就，旨在进一步凝聚行业力量，增强互动沟通，增进社会理解。

此次活动由中国电力企业联合会和中国华能集团公司共同举办。

中国能源报 2016-07-26

华电校长刘吉臻：智能发电是第四次工业革命的大趋势

7月4日，由华北电力大学与中国国电集团公司共建的“智能发电协同创新中心”揭牌仪式在京举行。至此，“智能发电”概念正式推出。

据介绍，我国发电技术经过数十年的发展，自动化、数字化、信息化水平已大幅提升。“智能发电”定义为以自动化、数字化、信息化为基础，综合应用互联网、大数据资源，充分发挥计算机超强的信息处理能力，形成一种具备自学习、自组织、自趋优、自恢复等功能的智能发电运行控制与管理模式。

“智能发电”概念为何在此时推出？与现有发电技术有何异同？在我国乃至世界电力行业发展中又将扮演何种角色？日前，《中国能源报》记者就上述问题专访了“智能发电”概念的提出者——中国工程院院士、华北电力大学校长刘吉臻。

第四次工业革命背景下的发电技术

中国能源报：“智能发电”概念提出的背景是？

刘吉臻：从历史上看，进入近代社会以来，人类文明的每一个重大进步都伴随着能源革命。第一次工业革命以蒸汽机的发明开始，煤炭作为基本能源，带动了工业的兴起；第二次工业革命，内燃机的发明推动了石油时代的到来，进而进入电气化社会。这两次工业革命都是化石能源的革命。第三次工业革命的标志是信息化，或者是两化融合，即信息化和工业化的融合。第四次工业革命是互联网背景下的两化深度融合，并进入智能化的时代。

目前，能源短缺、环境污染、气候变化是人类面临的共同难题，新能源替代与能源转型是解决未来能源供应的最基本任务，也是解决问题的有效途径。虽然现阶段我国新能源发展迅速，但在整个能源结构当中占比较小，传统化石能源还将长期占据主导地位。我认为，未来很长的时期将是一个“混合能源时代”，这一历史时期至少将持续50-100年。所以，当今能源革命的主题是新能源开发利用与传统化石能源清洁高效利用。

2014年，国务院在《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》中提出“绿色低碳”的发展战略，到2020年和2030年非化石能源占一次能源消费比重分别达到15%和20%左右。今年2月，发改委发布《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，明确提出促进能源和信息深度融合，支撑和推进能源革命。智能发电概念正是在国家能源转型的大背景下提出的。

中国能源报：为何叫“智能发电”？

刘吉臻：“智能发电”与大家比较熟悉的“智能电网”(Smart Grid)、德国“工业4.0”以及“中国制造2025”的概念是一致的，其核心是第四次工业革命大背景下发电技术的转型革命。

2001年EPRI(美国电力研究协会)率先开展了智能电网研究，2003年美国能源部启动“智能电网”建设项目，2009年奥巴马总统将“智能电网”提升为美国国家战略。之后，欧盟和中国相继投入“智能电网”的研发和推广，促进了电网技术的快速进步，有效推动了相关产业的快速发展。而数字化、信息化、自动化和互动化正是智能电网的典型特征。

2013年，德国联邦政府提出了“工业4.0”的概念。它倡导以高度数字化、网络化、机器自组织为标志的第四次工业革命，旨在提升工业生产的智能化水平。

我国提出了“中国制造2025”。这一行动纲领表明政府希望通过10年左右时间，使中国成为制造强国。其内涵是指在信息化与工业化深度融合的背景下，应对互联网、大数据、云计算等信息领域新技术发展，推进重点行业智能转型升级，提高资源利用效率，加快构建高效、清洁、低碳、循环的绿色工业体系。行动纲领明确了10大重点领域，其中新一代信息技术产业、电力装备、节能与新

能源汽车等领域与能源行业密切相关。

中国能源报：智能电网的这些特性和“智能发电”有很多相同之处。

刘吉臻：是的。这里有必要理解一下电力系统与电力的本质特征。

首先，电力系统中的发、输、供、用是同步进行、高度统一的。不管是煤电、气电、核电，还是风电、光伏，一般来说都要并入到同一张电网上，源、网、荷之间有着天然的协同关系。各种电源如同“一根藤上的瓜”，你中有我，我中有你，谁也离不开谁。

同时，电力的一个重要特征是难以大规模储存，在储电技术取得革命性突破以前，人们很难将电能大规模地储存起来。电力的生产、传输、消费是瞬间完成的。

所以，电力系统具有“空间上广域性，时间上瞬时性”，正如有人指出，电力系统是最庞大、最复杂的人造系统工程。

按照大系统理论，系统的分解与协调是解决大系统问题的基本方法。既要考虑全局协同，也要把它分解为局部子系统，实现局部优化。

目前智能电网的定义及其内涵还不能完全涵盖电力系统的所有内容。发电侧不仅涉及不同物理化学原理下的各类能源的转化，发电装备先进制造，发电过程运行控制与优化，也包括电网和电源的协同以及不同电源间的协同。所以，发电侧实现智能化，是未来电力系统的重要内容与发展方向。所以，我们不妨把发电部分相对独立出来，提出了“智能发电”的概念。

其实，不论新能源还是传统化石能源发电，都是能源转换，首要考虑的是如何使转换更高效、更清洁、更便捷。当前，在以新能源开发和化石能源清洁高效利用为核心内容的中国能源转型与能源革命中，电源侧正面临着提升能源转换效率、减少污染排放、高比例新能源消纳等难题。多年来，我国在先进发电系统装备制造方面加大了研发投入。与之相适应，以信息化为基础的智能发电运行控制技术将成为未来一段时期内发电行业的重点发展领域，也将是我国能源发展所面临的重大技术需求，也是实现能源绿色、低碳、智能发展的战略选择。

不是简单的数字化和信息化

中国能源报：“智能发电”与现有技术有何异同？

刘吉臻：过去，电力生产自动化水平很低，需要靠人的手动操作，后来基本实现了自动化、数字化、信息化。现在各类发电厂都配备自动化控制系统、监控信息系统以及管理信息系统。但目前还没有达到智能化的水平。智能化应该是更高级的形式，不是简单的数字化和信息化。

虽然目前还不能准确地给出“智能发电”的定义及其内涵，但我认为其初级形态应包括以下内容：自趋优全程控制系统；自学习分析诊断专家系统；自恢复故障（事故）处理系统；自适应多目标优化管理系统等。

一个智能系统和常规自动化系统的区别在哪里呢？对于自动化系统，过程和结果是事前设定的，人们知道它会怎么做。而一个智能系统要具备机器学习、推理、演绎能力，其过程和结果并不完全是人为的程序设计，而是超越了人的能力。

中国能源报：能否举个列子？

刘吉臻：例如，大家熟悉的机器人和人下棋。在早期的时候，人们通过编制复杂的程序，机器可以与人对弈，但编程的人是把高水平棋手的方法交给计算机执行。此时，机器下得再好，也下不过更高水平的棋手。但是，智能机器人则完全不同，其过程和结果均非事前设定，而是赋予机器人学习、推理和演绎的能力。机器人可以通过对弈训练来不断提升自己的水平，进而，有可能赢得与任何高手的比赛。

中国能源报：那么对于发电厂来说，意味着什么？

刘吉臻：一台新机组和一台已运行了 10 年的机组相比，如果是采用智能控制与管理系统，那么后者的运行管理水平要比前者更优。这就像人一样，高智商的人通过学习和经验积累，将会做到“青出于蓝胜于蓝”。

最近新能源发电发展迅速，但是辛辛苦苦上的项目却面临弃电问题。由于新能源的随机性、间

歇性，很多人把它叫做垃圾电。那么我们应该放弃发展新能源吗？当然不，而是应该运用更加智能、先进的发电方式来解决。

智能发电厂将不仅是独立的发电单元，而是一个能够随时感知外部信息，与电网以及其他发电单元乃至用户友好互动的电源。以火力发电为例，不仅要做到安全、高效、清洁，还需要具备更高的灵活性，新能源多的时候，火电就少发，反之则多发，这样就能保证新能源的消纳。另外，新能源发电也要提升自身的安全性、可预测性和可调度性。前面提到了“自趋优全程控制”。自趋优意味着即使系统设计不很合理，也能通过持续运行实现不断优化。另外，实现机组在全工况下的优化运行也是当前需要解决的问题。现在很多机组的能效指标、环保指标都是在额定工况和理想条件下给出的，一旦偏离额定工况，技术经济指标则会大幅下滑。

抢占新一轮技术革命制高点

中国能源报：智能发电现在具备条件吗？

刘吉臻：基本条件是具备的。

一是，现在电厂在数字化、信息化、自动化方面，达到了很高的水平。

二是，网络技术、计算机处理能力也有了极大的提升。

三是，发电装备制造水平提升也很快。

有了这三个条件，智能发电是可以逐步推开的。

中国能源报：有哪些是可预见的问题或短板？

刘吉臻：“智能发电”是一个多学科交叉的高新技术领域，在基础理论、关键技术、工程应用等方面都有十分艰巨的难题需要攻克。

其中首要的因素是国家的高度重视。以我国工业中仪表控制系统为例，虽然被称为工业系统的“大脑”和“神经中枢”，但是，多年来并没有得到足够的重视和应有的投入。很多人认为，主机装备制造设计制造是硬碰硬的技术，而检测技术、控制技术、网络技术、芯片技术、软件技术是软技术。事实上，我国的核电技术、重型燃机、大型风电等领域的仪表控制技术许多方面仍然受制于人，亟待取得实质性进展与突破。

其次，如何调动电力企业推动技术进步的积极性，或者说为企业找到合理的盈利模式至关重要。

第三，如何在现有技术基础上，整合资源、产学研合作、循序渐进、协同攻关，在关键技术方面取得突破。要避免低水平重复、一哄而上。以大数据为例，热衷于大数据中心的建设，而对大数据的智能化处理与应用技术缺乏系统的研究与有效的解决方案。

我们常说，既要脚踏实地，又要仰望星空。为了实现我国能源转型，需要切实解决好发电领域安全、高效、清洁以及新能源消纳等现实问题；同时，我们要思考未来，在新一轮技术革命的大潮来临之际，不要被再一次甩开距离，而要敢于和别人齐步走，甚至领先一步。

贾科华 中国能源报微信 2016-07-27

石墨烯基功能材料研究获新进展

如何实现在纳米尺度上精细调控石墨烯基本结构单元的物理化学性质，并基于自组装策略，实现孔隙结构高度发达且内部结构独特的功能化石墨烯及其复合材料的可控构筑，是一个富有挑战性的难题。

日前，大连理工大学教授邱介山研究小组以镍钴基氢氧化物纳米线和 2D 石墨烯为前驱体，基于柯肯达尔效应的阴离子交换策略，通过精细调控固/液界面反应活性，建立了一种合成具有高活性边缘结构的镍钴硫化物与石墨烯耦合的新方法，得到的复合材料作为超级电容器的电极材料，在电流密度高达 50 A/g 时(电容器满充可在 12 秒内完成)，其电容保持率仍高达 96%左右(比电容为 1433 F/g)，明显优于国内外相关文献的结果。

以这类复合电极材料与 2D 多孔纳米碳片构筑的水系不对称超级电容器，其功率密度和能量密

度分别高达 22.1 kW/kg 和 43.3 Wh/kg, 显示出巨大的应用潜力;理论模拟结果表明, 富含边缘活性位的镍钴硫化物具有更高的电化活性及强吸附电解液离子的能力。这一成果有望为新型电容器电极材料之设计和构筑提供新思路, 也为推进高性能储能器件的实用提供新的驱动力。

张平媛 中国科学报 2016-07-27

2016 年上半年全国电力供需形势分析预测报告

上半年, 全社会用电量同比增长 2.7%, 增速同比提高 1.4 个百分点, 用电形势比上年有所好转。第三产业和城乡居民生活用电较快增长, 分别拉动全社会用电量增长 1.2 和 1.0 个百分点, 所占全社会用电比重同比分别提高 0.8 和 0.6 个百分点; 第二产业用电同比增长 0.5%, 行业用电继续分化, 其中四大高耗能行业合计用电量同比下降 3.3%、比重同比降低 1.9 个百分点, 下拉全社会用电量增速 1.1 个百分点, 仍是第二产业及其工业用电低速增长、制造业用电负增长的最主要原因, 而高耗能行业之外的其他制造业用电量增长 4.0%, 反映出国家结构调整和转型升级效果继续显现, 电力消费结构不断调整。上半年, 新增发电装机容量为历年同期最多, 6 月底全国 6000 千瓦及以上电厂发电装机容量 15.2 亿千瓦, 同比增长 11.3%, 超过同期全社会用电增速 8.6 个百分点, 局部地区电力供应能力过剩问题进一步加剧; 非化石能源发电量延续快速增长, 火电发电量继续负增长、设备利用小时继续下降。全国电力供需总体宽松、部分地区过剩。

预计下半年, 全社会用电量增长水平与上半年总体相当, 预计全年全社会用电量同比增长 2.5% 左右, 增速高于 2015 年。全年新增装机 1.2 亿千瓦, 预计年底发电装机容量 16.4 亿千瓦左右, 其中非化石能源发电装机比重将进一步提高至 36.5% 左右; 全国电力供应能力总体富余、部分地区过剩。全年火电设备利用小时降至 4050 小时左右, 加之燃煤发电上网电价下调、部分省份电力用户直接交易降价幅度较大、电煤价格稳中有升, 煤电企业效益被进一步压缩, 发展面临更大挑战, 也将影响到煤电上下游行业协调可持续发展。

一、上半年全国电力供需状况

(一) 电力消费增速同比提高, 用电形势有所好转

上半年全国全社会用电量 2.78 万亿千瓦时、同比增长 2.7%, 增速同比提高 1.4 个百分点, 用电形势有所好转。主要原因: 一是实体经济和服务业经济运行总体平稳; 二是 1-2 月份全国大部分地区气温偏低, 6 月份华东、华中、南方大部分省份气温偏高, 对居民生活及第三产业用电有较强拉动作用; 三是闰年因素 (2 月份多一天), 拉高上半年用电增速约 0.55 个百分点。分季度看, 一、二季度全社会用电量同比分别增长 3.2% (扣除闰年因素增长 2.1%) 和 2.1%, 两个季度实际增长水平持平, 比上年三、四季度增速明显回升。

电力消费主要特点有:

一是第二产业及其工业用电量正增长, 产业结构调整 and 转型升级效果继续显现。第二产业及其工业用电量均同比增长 0.5%, 增速均同比提高 1.0 个百分点。制造业用电量同比下降 0.3%, 其中, 四大高耗能行业合计用电量同比下降 3.3%、降幅同比扩大 1.8 个百分点, 扣除四大高耗能行业以外的制造业用电量增长 4.0%, 达到中速增长水平, 可见高耗能行业是导致制造业用电负增长的最主要原因, 反映出产业结构调整 and 转型升级效果继续显现。

二是第三产业和城乡居民生活用电较快增长。与第三产业增加值保持较快增长相对应, 第三产业用电量同比增长 9.2%, 其中信息传输计算机服务和软件业用电同比增长 14.2%。城乡居民生活用电同比增长 7.7%, 增速同比提高 2.9 个百分点。

三是电力消费增长动力持续转换、消费结构继续调整。从用电增长动力看, 第三产业和城乡居民生活用电量较快增长, 分别拉动全社会用电量增长 1.2 和 1.0 个百分点, 而第二产业仅拉动全社会用电量增长 0.4 个百分点, 其中四大高耗能行业合计下拉全社会用电量增速 1.1 个百分点, 反映出当前拉用电增长的主要动力从传统高耗能行业继续向服务业和生活用电转换。从电力消费结构看,

第三产业和城乡居民生活用电量比重同比分别提高 0.8 和 0.6 个百分点，而第二产业比重降低 1.5 个百分点，其中四大高耗能行业比重降低 1.9 个百分点。

四是地区用电增长差异明显，东、中部地区用电形势相对较好。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 3.6%、3.5%、0.9% 和 0.6%，增速同比分别提高 1.4、3.8、-1.7 和 2.6 个百分点。总体来看，东、中部地区市场化程度相对较高、产业结构多元，高耗能产业比重相对较小，是全国用电增长的主要稳定力量；而西部和东北地区大部分省份高耗能产业比重偏大、产业相对低端，用电量受高耗能行业持续低迷的影响更为明显。

（二）发电装机快速增长、电力供应能力总体富余

上半年，全国主要电力企业合计完成投资同比增长 14.5%。其中，电网投资增长 33.2%，主要是电网公司贯彻落实国家相关文件精神，加大了城乡配网及农网升级改造力度，全国 110 千伏及以下电网投资同比增长 57.1%；电源投资下降 8.7%，主要是火电、水电和风电投资同比下降。

上半年，新增发电装机 5699 万千瓦，同比多投产 1360 万千瓦，其中新增非化石能源发电装机 3024 万千瓦，占新增装机的 53.1%。截至 6 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 15.2 亿千瓦、同比增长 11.3%，超过同期全社会用电量增速 8.6 个百分点，局部地区装机过快增长、过剩压力进一步加剧。上半年，全国规模以上电厂发电量 2.76 万亿千瓦时、同比增长 1.0%。发电设备利用小时 1797 小时、同比降低 138 小时。

电力供应主要特点有：

一是火电新增装机规模为“十二五”以来同期新高，发电设备利用小时同比继续降低。上半年国家出台了促进煤电有序发展的相关政策，火电投资同比下降 6.4%；火电新增装机 2711 万千瓦（其中煤电 2149 万千瓦），同比多投产 367 万千瓦，是“十二五”以来同期投产最多的一年，主要是前两年火电投资快速增长，一批在建项目陆续投产。6 月底全国 6000 千瓦及以上火电装机容量 10.2 亿千瓦（其中煤电 9.2 亿千瓦），同比增长 7.9%。全国规模以上电厂火电发电量同比下降 3.1%，继续负增长；设备利用小时 1964 小时（其中煤电 2031 小时），同比降低 194 小时，为近十年来的同期最低水平。火电设备利用小时分省份看，重庆、福建、广西、湖南、四川和云南低于 1500 小时，其中云南仅有 648 小时、比全国平均水平低 1316 小时，该省火电企业持续亏损、生产经营异常困难。

二是水电发电量快速增长，发电设备利用小时创近十年同期新高。水电投资同比下降 17.9%，已连续 4 年下降；新增水电装机 437 万千瓦。6 月底全国 6000 千瓦及以上水电装机 2.8 亿千瓦，同比增长 4.7%。今年汛期以来大部分地区降水偏多，全国规模以上电厂水电发电量同比增长 13.4%，设备利用小时 1658 小时，同比提高 146 小时，为近十年来同期最高水平。

三是并网风电装机容量及发电量快速增长，风电设备利用小时同比降低。风电投资下降 38.4%；6 月底全国并网风电装机 1.4 亿千瓦，同比增长 30.7%，甘肃、宁夏、新疆、内蒙古并网风电装机容量占当地总装机比重超过 20%，黑龙江、吉林和河北超过 15%；全国 6000 千瓦及以上电厂风电发电量增长 24.4%，设备利用小时 917 小时、同比降低 85 小时，其中宁夏、新疆分别降低 350 和 317 小时。“三北”地区部分省份弃风情况较为严重。

四是并网太阳能发电装机容量翻倍增长，太阳能发电设备利用小时同比降低。上半年，受光伏发电上网电价调整政策影响，一大批太阳能发电项目集中投产，太阳能发电装机新投产 1760 万千瓦，截至 6 月底全国并网太阳能发电装机容量 6304 万千瓦（其中绝大部分为光伏发电），同比增长一倍。上半年，全国 6000 千瓦及以上电厂并网太阳能发电量 271 亿千瓦时、同比增长 55.6%；全国并网太阳能发电设备利用小时 591 小时、同比降低 55 小时，新疆和宁夏降幅超过 100 小时。西北地区部分省份弃光情况较为突出。

五是核电装机及发电量快速增长，核电设备利用小时同比降低。核电投资同比增长 5.1%；6 月底全国核电装机容量同比增长 33.8%。发电量同比增长 24.9%；设备利用小时 3347 小时，同比降低 109 小时。与上年同期相比，除广东外的其余省份设备利用小时降幅均超过 200 小时，其中福建、辽宁分别降低 719 和 452 小时，主要是近两年用电增长放缓而装机容量快速增长，尤其是多台核电机组

陆续投产导致电力供应能力富余，部分核电机组降负荷运行甚至停机备用。

六是跨区送电较快增长，省间送电增速同比提高。跨区、跨省送电量分别增长 9.7% 和 4.8%，增速同比分别提高 5.9 和 5.7 个百分点。其中，西北外送电量增长 10.1%，主要是哈(密)郑(州)±800 千伏特高压直流工程送出增长 36.7%；华中外送电量增长 24.3%，主要是积极组织水电送华东增长 54.9%。南方电网区域西电东送电量同比增长 1.6%。

七是电煤市场供大于求矛盾有所缓解，发电用天然气供应总体平稳。4 月份以来全国煤炭产量明显下降，煤炭市场供大于求的矛盾有所缓解，煤炭价格有所上升。一季度个别地区部分时段天然气发电供气受到一定影响；4 月份以来进入天然气消费淡季，全国天然气发电供气总体有保障。

（三）全国电力供需总体宽松、部分地区过剩

上半年，全国电力供需总体宽松、部分地区过剩。分区域看，华北区域电力供需总体平衡，华中、华东和南方区域供需总体宽松、部分省份富余，东北和西北区域电力供应能力过剩。

二、下半年全国电力供需形势预测

（一）全年电力消费增速高于 2015 年

综合考虑宏观经济形势、工商业用电价格下调、电力用户直接交易降低用户生产成本、电能替代等因素，预计 2016 年电力消费情况总体好于 2015 年。根据上半年气温因素对用电的实际影响，以及气象部门对今年迎峰度夏期间全国大部分地区气温偏高的预测判断，初步预计气温因素将拉高 2016 年全年全社会用电量增速 1 个百分点甚至更高，因此对全社会用电量增速的预测值比年初预测值上调 1 个百分点。预计 2016 年全年全社会用电量同比增长 2.5% 左右，其中下半年全社会用电量增长水平与上半年总体相当。

（二）新增发电装机容量继续超过 1 亿千瓦，非化石能源发电装机比重进一步提高

预计全年全国基建新增发电装机 1.2 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机 7000 万千瓦左右，煤电 5000 万千瓦左右。预计 2016 年底全国发电装机容量将达到 16.4 亿千瓦、同比增长 7.8% 左右，其中非化石能源发电 6.0 亿千瓦、占总装机比重将上升至 36.5% 左右。

（三）全国电力供应能力总体富余、部分地区过剩

预计东北和西北区域电力供应能力过剩，华北区域电力供需总体平衡、蒙西和山西富裕，华中、华东和南方区域电力供需总体宽松、部分省份富余。预计全年发电设备利用小时 3750 小时左右，其中火电设备利用小时将降至 4050 小时左右，比上年降低 300 小时左右。

三、有关建议

（一）有效控制煤电新开工规模，促进各类电源健康有序发展

在当前全国电力供需形势总体宽松、部分地区过剩的背景下，大力推进电力供给侧结构性改革，关键是要有效控制煤电新开工规模，优化增量结构。一是有效控制煤电新开工规模。地方政府及发电企业应严格贯彻落实国家关于煤电有序发展的相关文件，密切关注煤电规划建设风险预警提示，科学确定和有效控制煤电新开工规模，逐步缓解煤电产能过剩现状。二是坚持集中与分布式相结合的原则发展新能源。在具有消纳能力的地区按规划有序推进风电、光伏发电发展；积极推动中东部地区分散式、分布式新能源开发，实现低压并网就地消纳；鼓励大型发电企业积极参与分布式发电开发。

（二）坚持输出与就地消纳并重，推广实行峰谷分时电价，用辅助服务等市场机制着力解决弃水、弃风和弃光问题

一是扩大可再生能源在更大范围内的平衡消纳能力。采取有效措施，充分利用现有跨省区输电通道，结合规划加快跨省区输电工程特别是可再生能源基地外送通道建设，确保现有可再生能源过剩能力得到更大范围消纳、新增发电能力能及时送出。二是提高可再生能源发电就近消纳能力。充分发挥市场机制在消纳存量可再生能源中的关键作用，鼓励可再生能源参与电力直接交易，推进可再生能源与火电发电权交易置换，以及可再生能源替代燃煤自备电厂发电，促进可再生能源就近消纳。三是推广实行峰谷分时电价。结合电力交易市场的建立和发展，加快峰谷分时电价和实时电价

的试点和推广应用；加强需求侧管理，适当加大峰谷电价差，促进低谷电能消费、提高电网负荷水平；完善阶梯电价制度，促进居民用电增长。四是加快建立辅助服务市场，提高系统综合调峰能力。建立健全发电企业调峰、调频、备用等辅助服务考核机制和补偿机制，充分挖掘电力系统现有调峰潜力，鼓励各方投资建设服务新能源消纳的调峰机组，合理补偿云南等地区火电机组保安备用功能，认真贯彻落实国家能源局《关于下达火电灵活性改造试点项目的通知》（国能综电力〔2016〕397号），尽快推进火电灵活性试点项目的实际改造，积累运行经验，在总结试点经验的基础上逐步推广应用。

（三）统筹电力改革与行业发展、稳妥推进各项改革，避免行业风险聚集

当前电力行业特别是发电企业正处于市场需求增速明显下滑、电力交易价格下降、节能减排改造任务繁重、产能过剩风险加剧四重矛盾交织叠加的特殊时期，急需统筹电力改革与行业发展、经营各项工作，积极稳妥推动改革政策落实。一方面，要统筹协调电力体制改革、国企改革、国有资产监督管理体制改革等各项改革与行业发展和经营，完善相关调控政策。坚持在保证行业企业运行在合理区间和健康发展的大前提下，推进行业改革和产业调控，避免各类不利因素叠加影响造成的风险快速聚集，引发企业大面积经营困难。另一方面，密切关注改革中出现的新情况、新趋势，进一步规范电力市场化改革秩序，创造公平、公开、竞争有序的电力市场环境，真正发挥市场配置资源的作用。国家有关部门加强对各省级电力市场交易的指导和监管，及时纠正地方保护性的不合理政策，研究出台电力市场主体准入要求及电力市场交易规则等范本；坚持市场为主、政府引导为辅的原则，避免政府对电力交易具体过程的过多干预；切实加强直接交易合同约束力，保证交易双方的履约意识，维护市场秩序。

（四）推进电能替代，提高电能占终端能源消费比重

认真贯彻落实国家发改委等 8 部门联合印发的《关于推进电能替代的指导意见》（发改能源〔2016〕1054号），提高电能占终端能源消费比重。一是坚持规划引领，着力抓好规划落实。统筹能源资源开发利用、大气污染防治和经济社会可持续发展，合理规划电能替代；各地方政府应将电能替代纳入当地能源和大气污染防治工作，在城市总体规划、能源发展规划中充分考虑电能替代发展，保障电能替代配套电网线路走廊和站址用地，依据规划加快推进城乡配电网及农网升级改造，释放用电需求。二是坚持市场运作，创新商业模式。鼓励社会资本投入电能替代领域，探索多方共赢的市场化项目运作模式，鼓励以合同能源管理、设备租赁、以租代建等方式开展电能替代，鼓励企业提供多样化的综合能源解决方案；引导社会力量积极参与电能替代技术、业态和运营等创新；完善技术标准和准入制度。三是坚持有序推进，鼓励试点示范。各地区因地制宜、稳步有序地推进经济性好、节能减排效益佳的电能替代试点示范项目，并加强项目建设管理；不断扩大试点范围，总结试点经验，及时开展示范成果展示，推广复制成功经验。四是坚持改革创新，加快关键技术和设备研发。结合电力体制改革，完善电力市场化交易机制，促进电能替代；创新电能替代技术路线，加快电能替代关键设备研发，促进技术装备能效水平显著提升。

中国电力企业联合会 中国能源报 2016-07-29

区域市场再起航 | 新电改首个区域性中长期交易规则文件出台

重磅文件来了！《中国能源报》今日获悉，国家能源局近日下发了关于同意印发《京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则》的函。

值得注意的是，该文件是新一轮电力体制改革中出台的第一个区域性的中长期交易规则文件，它标志着区域市场时隔十年再起航，同时也标志着京津冀一体化战略中电力市场统一工作的正式实施。

此次文件要求华北能源监管局制定《京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则》，并尽快启动京津唐电网电力直接交易相关工作，力争到 2016 年底电力直接交易规模达到全社会用电量的 20%。

此外，该文件还指出，京津唐电网电力用户与发电企业直接交易是京津冀电力市场建设的起步工作，要按照市场竞价、平等竞争的原则推进直接交易，并为京津冀电力市场开展现货交易做好准备。京津冀电力交易机构组建前，依托华北电力交易中心开展直接交易。

文件附件《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）》中明确，市场成员包括各类发电企业、电网企业、售电企业、电力用户和市场运营机构。该规则还分别明确了市场主体、电网企业、市场运营机构的权利和义务。此外还详细描述了市场准入和退出机制，以及市场交易和交易组织。

国家能源局

国能综监管[2016]472号

国家能源局综合司关于同意印发《京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则》的函

华北能源监管局：

报来《华北能源监管局关于<京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则>印发有关事宜的请示》（华北监能市场〔2016〕230号）收悉。经研究并商国家发展改革委有关司局，现函复如下：

一、制定《京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则》（以下简称《规则》），符合京津冀协同发展国家战略和京津冀能源协同发展要求，符合电力体制改革精神。为稳妥有序推进京津冀电力市场建设，请你局按照京津唐电网电力电量统一平衡和“安全第一”的原则以及鼓励和规范电力直接交易的有关要求，对所报《规则》进一步修改完善后印发实施。

二、请你局会同地方政府有关部门组织市场主体开展业务培训，尽快启动京津唐电网电力直接交易相关工作，力争到2016年底电力直接交易规模达到全社会用电量的20%。

三、请你局会同地方政府有关部门，加强组织协调和督促指导，确保京津唐电网安全稳定运行。

四、京津唐电网电力用户与发电企业直接交易是京津冀电力市场建设的起步工作，要按照市场竞价、平等竞争的原则推进直接交易，并为京津冀电力市场开展现货交易做好准备。京津冀电力交易机构组建前，依托华北电力交易中心开展直接交易，请你局指导华北电力交易中心加快交易平台建设，保障交易有序开展。

五、请你局尽快制定相关监管办法，会同地方政府有关部门完善电力市场监管体系，依据职能依法履行电力监管职责。

工作中如遇重大事项，请及时报告国家能源局。

附件：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）

国家能源局综合司

2016年7月27日

中国能源网 2016-07-29

太阳能

亚坦新能分析：上海家庭光伏完整一年度发电数据和收益

序

越来越多的家庭使用了太阳能发电系统，但是，究竟太阳能系统一年能发电多少呢？亚坦新能针对亚坦 2015 年安装的电站，选取了典型的电站作为发电量统计分析的样本，给大家展示。

样本

我们选择了一个 2015.6 月安装的电站。电站安装地址为上海市青浦区。系统采用了 24 块 255Wp 英利多晶组件。

采用了 6kWp 的 Goodwe 三相光伏逆变器，我们进行了连续 365 天的数据监测，中间数据没有中断。

屋顶朝向为东西，东面为 30 度倾角，西面为 30 度倾角，每个平面单独一路 MPPT 确保组件不受日照的影响。

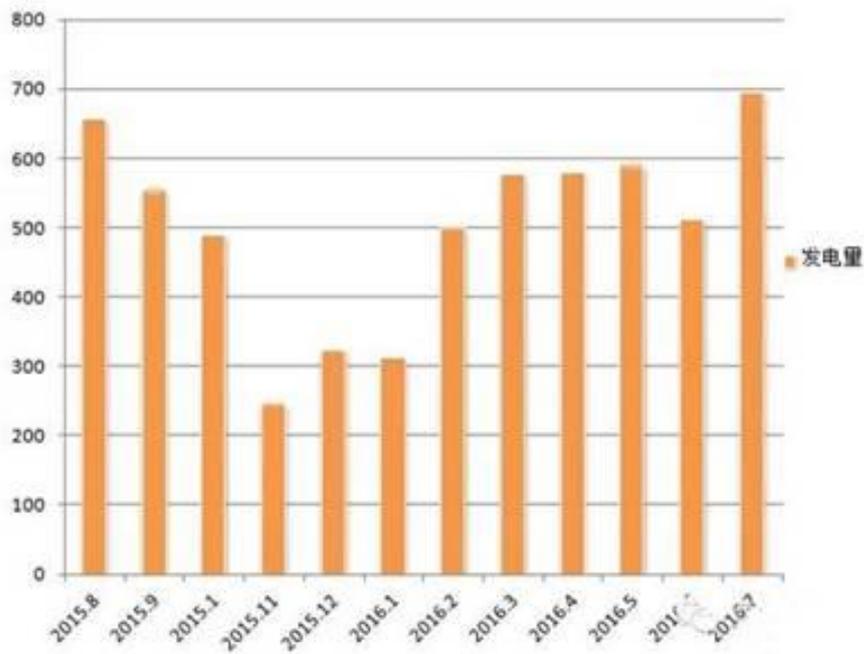
系统预期年发电量为 6389 度（1kWp 年均 1044 度）。



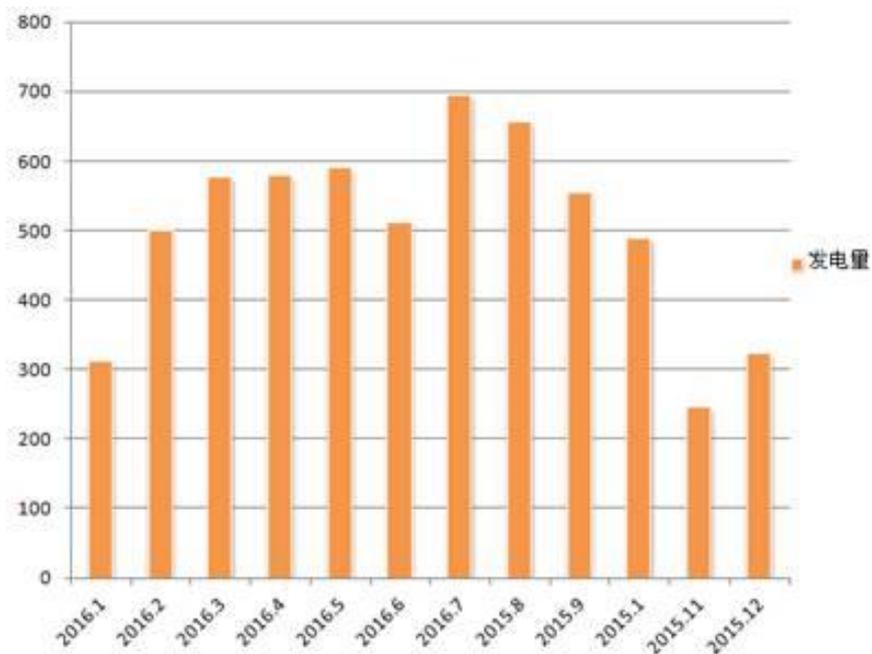
发电量

我们将 2015 年 7、8、9、10、11、12 月的发电量和 2016 年的 1、2、3、4、5、6 月进行拟合。

得到了以下发电量曲线。



按自然年拟合

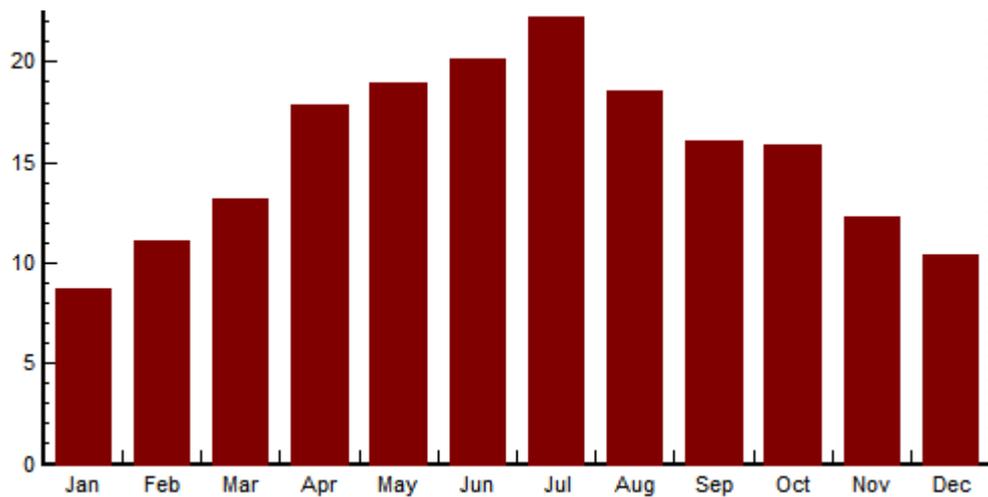


按 1-12 月拟合

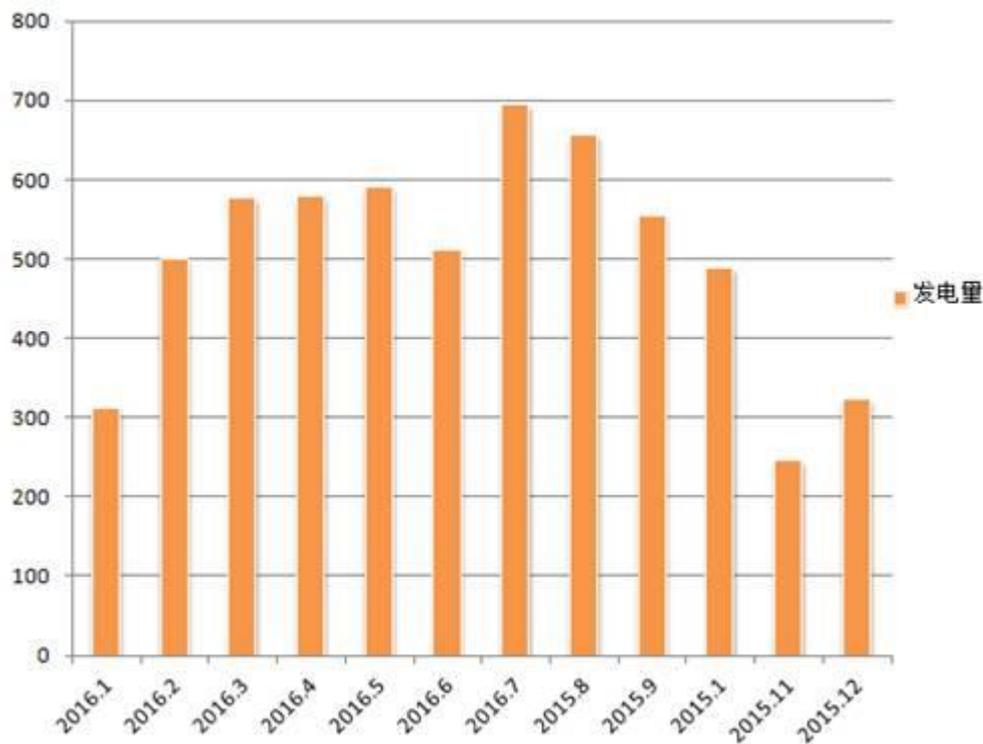
累计发电量 6028.5 度，
平均 1kWp 发电量为 985 度。
和设计预期偏离 5.65%。

发电量分析

我们将上海地区近 25 年的气象平均数据做一个期望，可以看出，



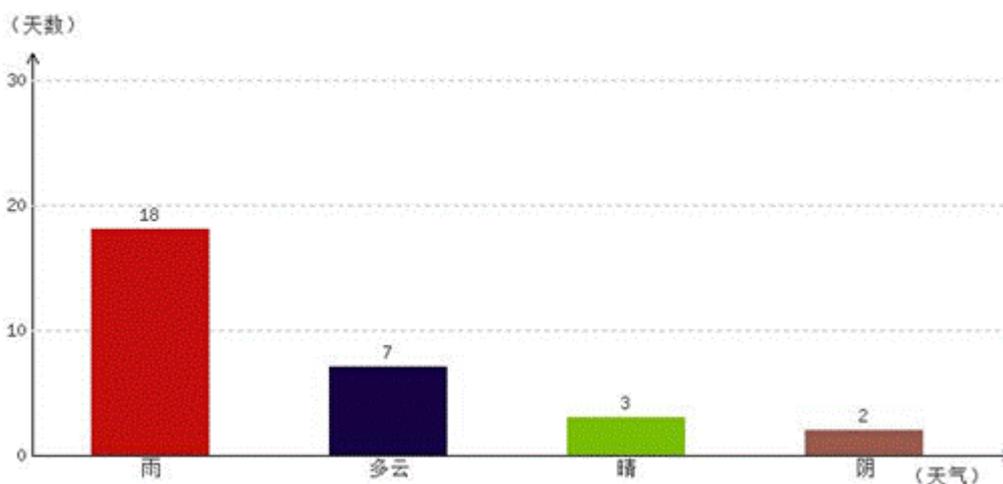
历史辐照累计



实际发电量

可以看出,除了 2015.11 月实际发电量较差以外,其他月均符合设计预期。我们查看一下 2015.11 的天气得到如下结果。

上海2015年11月份天气统计



可以看出，一共 18 天下雨，因此，系统设计出力是满足要求的，只是 2015 年度整体辐照在第四季度和平均值相差较多，因此全年发电收益没有达到预期。

收益分析

我们通过抄表计量，业主的全年自发自用电量约为 70%，业主在第一季度末就达到第三梯度阶梯，按照 0.977 元的度电成本计算，全年的收益为自用 4219×0.977 余电收益 1808×0.43 补贴 6028×0.82 合计 9842 元。

亚坦新能 2016-07-21

“光伏热”亟待降温

去年以来，一股光伏电站投资热潮席卷江西，其导致的直接后果是：各地备案光伏电站项目，超过全省“十三五”规划总量逾 3 倍，呈现出全面过热态势。在这一股“光伏热”的背后，既有企业误判形势盲目跟从，也有部分地方政府推波助澜非理性发展，为行业的长期健康稳定发展埋下了隐患。近期，省能源局陆续出台了一系列光伏发电调控政策，风险提示、暂停备案、叫停违规项目为“光伏热”降温。

备案超五年规划逾 3 倍

江西泰明光伏有限公司是一家主要从事光伏电池、组件制造的企业，2011 年起涉足下游光伏电站投资，目前在省内有 8 个项目并网。

今年初起，“不缺钱”的泰明放缓了在光伏电站领域扩张步伐。

“甚至一些种地、养鱼的老板都会直接打电话来问，要不要土地、水塘建光伏电站。可见，光伏电站建设出现了无序开发建设的苗头。”公司总经理戴建江说。去年以来，江西成了国内光伏电站投资的“沃土”，央企、上市公司“跑马圈地”，甚至钢铁、房地产等行业的资金也争相涌入。

短期内大量光伏电站项目启动，造成了场址资源紧张，一些光伏电站用地价格成倍增长，每亩土地的年租金甚至飙升至 1000 多元。

省能源局新能源处副处长周晓渊说，由于光照资源比较好的西北地区出现大规模弃光、弃风，大量资金开始转移到消纳情况比较好的中东部地区；受当前经济下行影响，一些传统行业效益不好，而光伏发电项目收益相对稳定，很多资金把光伏发电视为“避风港”，形成了当前光伏发电过热的局面。

统计数据显示，截至 2015 年底，全省光伏发电突破 100 万千瓦。按照我省规划，“十三五”期间，全省新建光伏电站约 300 万千瓦左右。但截至目前，全省各地实际备案的光伏电站容量已经超

过 1000 万千瓦，备案容量是规划容量的 3 倍多，且项目以地面电站为主，屋顶电站不足 10%。

“光伏热”背后的隐忧

“如果不及时预警和干预，又将导致新一轮的光伏行业的大起大落。”戴建江说，这一股光伏电站投资热潮的背后，为整个光伏行业的健康稳定发展埋下隐患。

戴建江介绍，受国家政策调整的影响，去年底至今年 6 月底期间，出现了一股光伏电站抢装潮，很多组件制造企业都处于加班加点、产品供不应求的状态。“试想在这种状态下，制造企业哪里还有动力考虑技术进步，哪里还会思考提高转换效率、降低成本、增加可靠性？而电站施工单位，也由于任务充足、工期紧张，难免会影响到施工质量。”

实际上，“光伏热”的隐忧不仅于此。

周晓渊表示，一部分企业希望在国家控制的建设总量中抢得先机，在项目没有取得建设计划的情况下违规开工建设。这些项目大部分是无法纳入全省规划容量的，一旦无法获得补贴资金，不少企业将面临投资“打水漂”的风险。同时，少数企业没有按照国家土地利用政策选择光伏发电场址，甚至存在破坏林地等违法现象。

部分地方在光伏电站建设上也出现“头脑过热”现象，甚至提出不切实际的发展目标。把光伏扶贫当做贫困户短期内快速脱贫的主要手段，完全超过了光伏发电产业的承载能力，与现实可能相背离。甚至有个别设区市提出光伏扶贫项目对贫困户全覆盖，加上已建成的常规光伏项目，实施后光伏发电满发时将高于当地最高用电负荷，势必造成弃光限电。

此外，光伏电站并网申请容量超出电网承受能力。省电力公司反映，该公司受理的光伏电站接入电网申请容量超过 700 万千瓦，而全省统调电网去年最大负荷仅 1657 万千瓦，光伏电站并网申请容量超出电网消纳能力，有弃光限电风险。

竞价上网倒逼产业升级

“不能把有限的财政资金，补贴到一些技术差、耗能高的项目上去。”中电投江西新能源公司计划部主任杨国霖说，许多投资商就是因为看到光伏发电项目“稳赚不赔”，才肆无忌惮地“攻城略地”，这一轮的调控，应该要引入竞争机制，提高行业准入“门槛”。

目前我省光伏上网电价为每度电 1.18 元，其中三分之二是由国家和省级度电补贴。按照目前的光伏发电成本核算，一般收益率能达到 10% 以上。

周晓渊说，目前我省已经在研究光伏发电竞争性配置补贴计划的政策，今后我省将光伏电站建设计划主要通过竞争方式进行分配，如目前我省现行的补贴标准是每度电 0.2 元，如果有的企业提出，只要一半甚至更低的补贴，就更有优势拿到建设计划。通过制定规则，让企业参与竞争，引导光伏发电成本降低，淘汰一部分竞争力差的项目，为逐步取消省级补贴创造条件。

杨国霖认为，竞争性配置补贴计划相当于竞价上网，可以倒逼企业通过开发、利用新技术和加强管理等手段，不断降低光伏发电成本，让光伏发电早日进入平价时代，成为未来能源供应的主力。

江西日报 2016-07-25

1GW 光伏领跑基地产品全方位解析

随着中国首个光伏领跑技术基地——大同采煤沉陷区 1GW 项目的全部并网，以及 2016 年 8 个光伏领跑技术基地 5.5GW 项目招标即将启动，光伏领跑技术的热度进一步被提升。光伏們此前走访了大同的 13 个领跑者项目，并统计了各家所采用的组件、逆变器及其他相关的产品信息。以下为相关信息的梳理和分析。

组件解析

此次大同领跑技术基地的组件总安装量超过 1016GW。几乎所有的电站都有不同程度的超配，统计中并未完全统计各家的超配容量，因此数据会有一些的误差，但误差不会超过 5%。

以下为大同基地的组件清单，该清单经过业主方和组件供货商的双重确认，但需特别指出的是，

光伏們仍无法保证信息的 100%准确。

组件企业	业主单位	数量 (MW)	规格型号
晶澳 (420MW)	晶澳	17	润秀 (多晶 275 瓦)
		30	博秀 (单晶 290 瓦)
		3	双玻单晶 1500V 270 瓦
	中电国际	80	单晶 280 瓦
	中广核太阳能	50	单晶 280 瓦
	华电	50	单晶 280 瓦
		10	单晶 285 瓦
	三峡新能源	20	单晶 290 瓦
		30	单晶 280 瓦
		50	多晶 270 瓦
	阳光电源	30	多晶 270 瓦
	京能新能源	30	单晶 280 瓦
20		多晶 270 瓦	
晶科 (169MW)	中广核	50	多晶 270 瓦
	京能	24	多晶 270 瓦
	正泰	30	72 片多晶 320 瓦
	晶科	50	多晶 270 瓦
	同煤新能源	15	多晶 270 瓦
乐叶光伏 (190.94MW)	中电国际	35	单晶 280 瓦
	京能	25.94	单晶 280 瓦
	联合光伏	100	单晶 330 瓦
	同煤新能源	30	单晶 330 瓦
光伏們编制			
天合光能 (40MW)	华电	40	单晶 280 瓦
日升 (11MW)	京能	1	多晶 275 瓦
	同煤	10	多晶 280 瓦
英利 (50MW)	英利	50	熊猫 N 型单晶双面 双玻组件 285 瓦
正泰 (20MW)	正泰	20	72 片 320 瓦多晶, 少量 325 瓦多晶组件
阿特斯 (20MW)	阳光电源	20	双玻、265 瓦、 1500V 多晶组件
协鑫集成 (25MW)	中节能	25	72 片单晶 335 瓦和 330 瓦各占一半
晋能科技 (70MW)	中节能	25	72 片多晶 325 瓦
	同煤	45	多晶 270 瓦
总计		1015.9	——

组件企业分析

此次领跑者基地中，成规模的组件供应商有 10 家，此外还有多家的产品被小批量试用，但供货量都不足 1MW。

10 家主要供应商中，晶澳凭借 420MW 的销售量排名第一，其次分别为乐叶光伏（190.94MW）和晶科能源（169MW）。前三家总计 779.94MW，占比 77%；前五家总计 899.94MW，占比接近 90%。

该数据表明，一方面具备大规模满足领跑者效率组件量产产能的企业较少，虽然已经有数十家组件厂商在 SNEC 展中展出了满足领跑者效率的产品，但相当一部分厂家不具备大规模量产能力；另一方面，部分一线企业未重视针对领跑者基地的产品销售。

在光伏們于 2015 年底进行的一次电话调研中，晶澳太阳能的组件意向一度达到 600MW 左右，但晶澳的高效组件还要供应海外市场，无法全部满足订单需求，最终流失了部分订单。

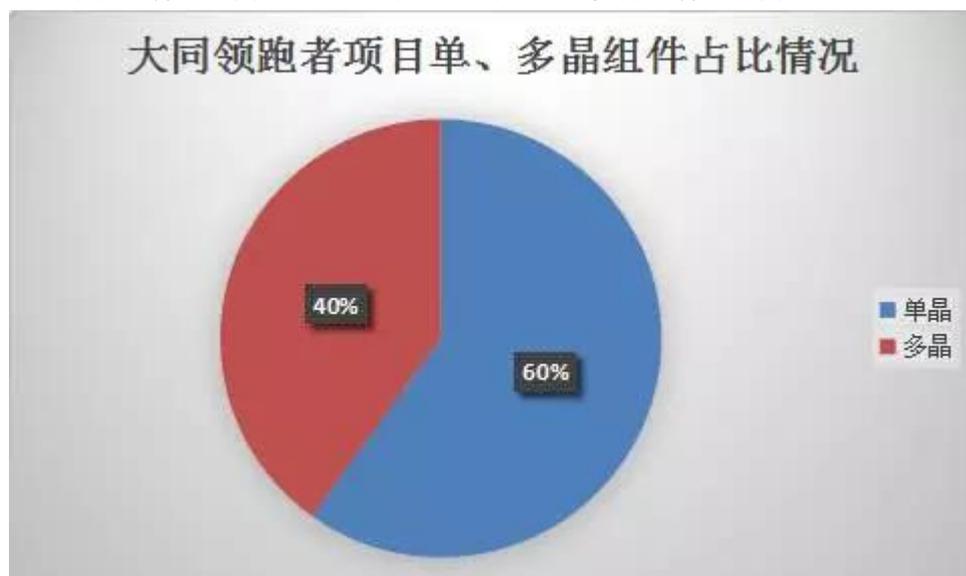
乐叶光伏在 2015 年的扩产产能释放后不久便将品牌定位于满足领跑者效率的高效属性，并加大宣传力度，最终斩获了 190MW 订单。

同煤新能源在其电站中实施了一个高效对比区，其中采用了 18.48kW 东方日升单晶 280 瓦组件、0.3MW 的 SUNPOWER 的 T0 系统及中环股份的 275 瓦单晶组件、友达旗下 BenQ Solar 的 330 瓦组件、德国 ALEO（曾为德国 BOSCH 子公司，后被出售）的组件、松下 240 瓦单晶组件、苏州俞氏光伏的 280 瓦单晶双玻组件等进行技术比对。

近期，中广核太阳能还将建设 1MW 测试区，该区域将抽选 13 家电站中所采用过的所有型号的组件并进行户外实地测试对比。

单晶 VS 多晶

单晶组件总量为 609MW，占总量的 60%；多晶组件总量为 407MW。



在过去一年的时间中，单、多晶优劣之争逐渐升级，但从满足领跑者效率的产能供应看，单晶产品相对于多晶组件在满足领跑者效率上更占优势。

在单晶方面，晶澳供应了 303MW 的单晶组件，乐叶供应了 190.94MW，两家占单晶总量的 81%。

晶科能源凭借 169MW 的出货量占多晶总量的 42%，该公司在 2016 年上半年中国市场出货量排名中位列前三。

效率

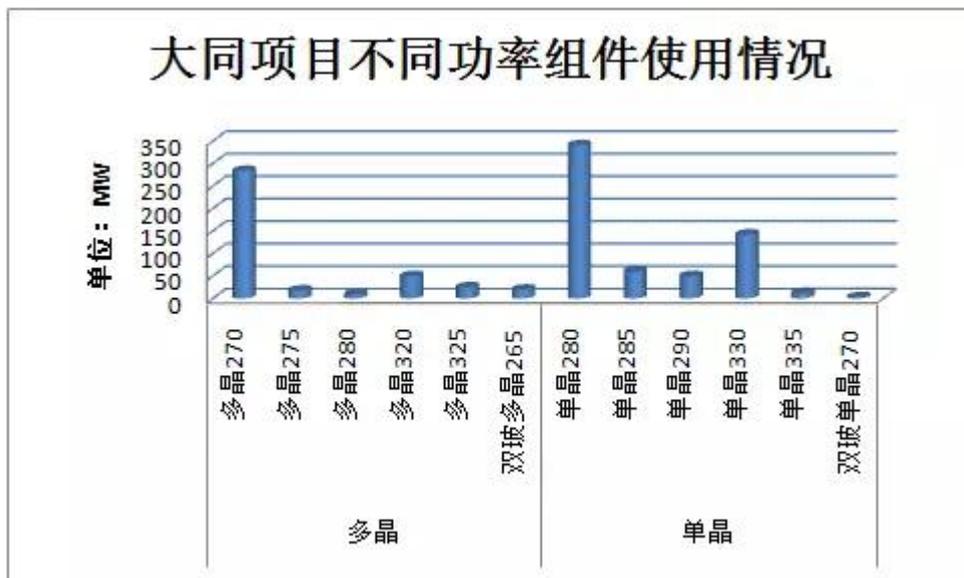
按照领跑者效率基准线（多晶 16.5%、单晶 17% 的转化效率）下组件功率的要求，60 片电池和 72 片电池的多晶组件功率线为 270、325 瓦，60 片电池和 72 片电池的单晶组件功率线分别为 275 瓦和 330 瓦。

经统计，超越领跑者效率的产品数量为 494.44MW，占比 48.66%；其余组件均为刚满足领跑者

效率基准线。

在超过领跑者效率的产品中，单晶为 466.44MW，意味着单晶产品中超越领跑者效率的比例为 76.6%，其中以 60 片电池组件为主；多晶方面仅有 28MW 为超越领跑者效率的产品，占比只有 6.87%。

因此，单晶组件相对更容易做出更高的效率。



新技术

效率最高的单晶组件来自晶澳太阳能，其 60 片单晶组件功率达到 290 瓦；

效率最高的多晶组件来自日托，60 片电池的组件功率达到 280 瓦；

晶澳的组件出货中有 150MW 组件采用了 PERC 技术；

英利采用了 50MW 的 N 型双玻、双面发电的熊猫组件，功率达到 285 瓦；

南京日托光伏科技供应的 11MW 多晶组件全部采用 MWT 技术。

1500V 组件总计有 24MW，分别来自晶澳和阿特斯；

双玻组件总计 73MW，分别来自晶澳、阿特斯和英利。

逆变器解析

大同领跑者基地中有五种品牌的逆变器，并且组串、集中式、集散式逆变器均有应用。

以下为逆变器信息清单。

品牌	业主	用量 (MW)	型号
华为	晶澳	10	228 台 SUN2000KTL40
	中电国际	40	SUN2000KTL40
	英利	10	44kW 最新机型
	中广核太阳能	100	SUN2000KTL40
	华电	60	SUN2000KTL40
	三峡新能源	90	SUN2000KTL40
	同煤	10	——
	京能	30	SUN2000KTL40
	晶科电力	42	SUN2000KTL40
	联合光伏	100	SUN2000KTL40
光伏們编制			
阳光电源	晶澳	37	74 台 500kW 机型
		3	MW 级 1500V 机型
	中电国际	60	500kW 机型
	晶科电力	8	组串逆变器
	三峡新能源	1	MW 级 1500V 机型
	阳光电源	20	SC1000HV 的 1500V 机型
		30	SG500MX
	京能	28	728 台 33kW 组串
5		集散式	
上能	华电	2	集散式
		38	集中式
	三峡新能源	9	集散式 1MW 机型
	同煤	85	集中式
		5	集散式
	京能	37	集中式
	正泰	5	集中式
	中节能	46	集散式
		2	集中式
2		组串式	
特变电工	英利	40	集中式
正泰电源	正泰	45	集中式

品牌占有率

华为以 492MW 的出货量排名第一，其中中广核太阳能和联合光伏的 2 座 100MW 电站全部采用华为逆变器，三峡新能源使用了 90MW，这三个订单占华为订单量的 58%；

上能电气凭借 228MW 出货排名第二；

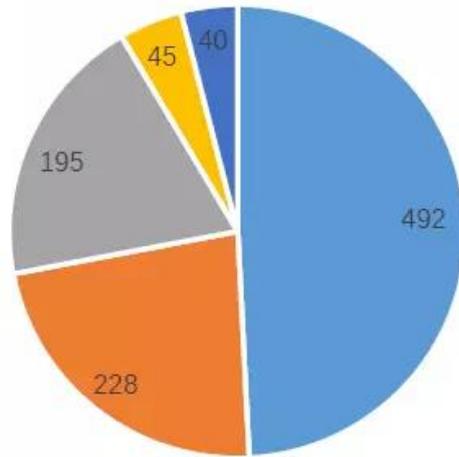
阳光电源在大同基地的份额显然与其在中国市场中的份额有较大差距，出货量仅有 195MW，并且其中 50MW 是供应其自投电站，对外出货仅有 145MW。

特变电工仅在英利项目中使用了 40MW；

正泰电源则为其关联公司供应了 45MW。

中国最主要的三家逆变器厂商出货量占据了大同基地的 95%，品牌集中度要高于组件领域的品牌集中度。

大同领跑者项目所使用各品牌逆变器容量

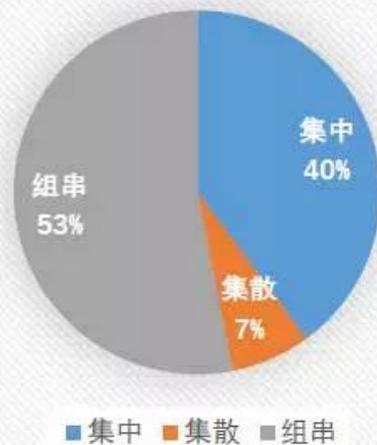


■ 华为 ■ 上能 ■ 阳光电源 ■ 正泰 ■ 特变电工

技术路线

组串解决方案的安装量达 531MW，集中解决方案的安装量达 399MW，集散方案的安装量为 70MW。

大同领跑者项目所使用的各类型逆变器占比



■ 集中 ■ 集散 ■ 组串

组串解决方案

531MW 组串方案的应用，与大同领跑基地复杂的地形密不可分。

华为提供的设备总容量为 492MW，以 40KW 组串机型为主；阳光电源提供的设备总容量为 39MW，以 33KW 组串机型为主。

对于组串逆变器相对于集中式的优势，有两个原因：其一、组串式逆变器采用模块化设计，每个光伏串对应一个逆变器，直流端具有最大功率跟踪功能，交流端并联并网，其优点是不受组串间模块差异，和阴影遮挡的影响，同时减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配的情况，最大程度增加了发电量；其二、组串式逆变器还具有自耗电低、故障影响小、更换维护方便的优势。集中型逆变器自身耗电以及机房通风散热耗电大，系统维护相对复杂，出现故障时，整个电站会瘫痪，组串型逆变器出现故障时，只有一串组件会停止发电，整个电站可以照常运作，从而很大程度上降低了损失。

另外，组串式并网逆变器的体积小、重量轻，搬运和安装都非常方便，不需要专业工具和设备，也不需要专门的配电室，在各种应用中都能够简化施工、减少占地，直流线路连接也不需要直流汇流箱和直流配电柜等。这就意味着组串型逆变器的修复时间周期要比集中式逆变器的修复周期短。

集中解决方案

上能、阳光电源、正泰、特变各提供设备容量为 163MW、151MW、45MW、40MW。集中型机型中，500KW 机型的总安装量达 375MW，值得注意的是，阳光电源 1GW 项目中提供了共计 24MW 单机容量为 1MW 的 1500V 集中型机型。

集散解决方案

上能、阳光电源提供的设备容量分别为 65MW 和 5MW。

此次领跑者项目上能提供的集散机型容量全部为 1MW。

1500V，大同基地总共采用了 24MW 的 1500V 逆变器，均由阳光电源提供。

值得注意的是，阳光电源在该领跑者项目中，投建了 20MW 的 1500V 光伏电站，并为京能新能源电站和中节能电站分别提供了 33MW 和 3MW 组串设备，且为京能新能源提供了 5MW 集散型设备。综上所述，阳光电源在大同 1GW 领跑基地中，逆变器品类的应用最为多样。

上能电气此次产品供应也比较全面，集中式、集散式和组串式逆变器均有供应。其提供的集中式逆变器占其出货总量的 71.5%，而其一直大力推广的集散式逆变器只占其出货总量的 28.5%。这意味着上能电气需要继续让市场认可其集散式逆变器产品。

支架及跟踪系统

由于支架加工难度不大，因此采用的品牌较为分散，并且部分支架是由工程总承包方采购，增加了统计难度。

在大同领跑者项目的支架供应商中，安泰科、中信博以及华电郑州机械设计院位列前三名。安泰科出货量超过 120MW，中信博出货量超过 100MW，华电郑州机械设计院出货 100MW。

其中，中电国际在其电站中使用了 60MW 铝合金支架。

固定可调支架

共计 120MW，占比突破 10%。安泰科为三峡新能源供应了 25MW 手动可调支架，阳光电源为其 20MW 的 1500V 系统配备了手动可调支架，其中中信博和摩昆各获得 10MW 订单；正泰采用了摩昆的 3MW 手动可调支架；联合光伏则采用了 42MW 手动可调支架，中信博和安泰科各获得 10MW 订单，黄山睿基则拿到 22MW。

跟踪系统

跟踪系统总用量约为 14.4MW。

中电国际在其 100MW 的电站中，分别应用了睿基新能源的固定可调、平单轴、斜单轴以及双轴四种跟踪形式的支架，各约 500kw。

正泰采用了 2MW 中信博的斜单轴跟踪系统。

同煤采用了 10.3MW 的跟踪系统，其中 10MW 为同景的双轴跟踪器，0.3MW 为 SUNPOWER 的 T0 平单轴。

此外，华电尝试了 200kW 的双轴跟踪系统。

王超 臧超 光伏們 2016-07-21

六项光伏农业团体标准发布

中国能源网讯：2016 年 7 月 21-22 日，第五届中国光伏农业标准研讨会在美丽的海滨城市连云港市举行。

会议由张勇会长《不忘初心，引领光伏农业勇敢前行》的开幕致辞拉开了本次会议的大幕。红炜院长在会议上做了题为《五年后的光伏产业，你的企业在哪里？》的精彩报告，引发了光伏农业从业者对未来的规划与思考。朗禾集团吴志刚副总裁结合自身企业特色做了《光伏与农业的集成与创新》的专题报告，引来参会嘉宾的一致好评。投资专家李世坤带来的《光伏看资本》的专题报告使大家对光伏融资有了更深入的了解。高级农艺师杜树旺做了《光伏食用菌》的专题报告，将光伏与食用菌生产相结合所遇到的利弊阐述的非常清晰。

本次会议上，中国光伏农业产业技术创新战略联盟对经过 7 次专家评审通过的六项光伏农业团体标准面向社会发布。六项标准分别为《光伏农业系统技术导则》，《光伏农业术语与符号》，《光伏猕猴桃果园技术导则》，《光伏油用牡丹园技术导则》，《渔光一体池塘及园区建设、养殖管理技术规范》，《光伏农业电站系统设计、施工、验收与维护规范》。行业发展，离不开标准的制定，希望社会各界的光伏农业从业人士多提宝贵意见。

标准发布后，举行了《光伏农业新常态下的新模式新机遇》和《光伏农业新应用下的新科技新突破》两场专家论坛，论坛嘉宾对光伏农业标准进行了深入的讨论，各抒己见，对行业发展提出了自己的观点。吴之春博士将朗禾集团的思路与模式与到会嘉宾分享探讨。

本次会议是光伏农业领域的一次盛会，中国光伏农业产业联盟将不忘初心，引领光伏农业勇敢前行。

新能源 中国能源网 2016-07-25

国内首座商业化光储联合电站投运

近日，由中国电建集团所属上海电力设计院有限公司参与设计的中国首座商业化光储电站——格尔木时代新能源 50MWp 并网光伏电站完成了系统调试，成功并网运行，实现了以储能技术平滑和调控波动电源，保障新能源发电高比例接入电力系统的成功应用示范，标志着“光伏+储能”新时代的到来。

中国电建上海电力设计院运用最先进的设计理念，结合储能系统与光伏系统，基于电力调度 AGC 控制指令的光伏发电能量分配控制以及双电源协调馈电控制策略，利用弃光限发区域光伏电站高比例错峰上网控制技术与智能化能量管理系统，实现了光伏电站能量对称联动及合理分配，确保格尔木时代新能源 50 兆瓦并网光伏发电项目高品质、高稳定性、高比例上网。

储能系统与光伏系统的结合，可有效弥补和抑制光伏发电的随机性、间歇性和不稳定性，对改善光伏发电品质，协助电网调峰，平滑输出电能，提高电网稳定性等具有重要的作用。在当前中国西北区域比较严重的弃光限电背景下，格尔木时代新能源 50MWp 并网光伏发电项目在国内率先应用储能系统，每年可减少发电收益损失 7% 以上，为企业带来良好的经济效益。

格尔木时代新能源 50MWp 并网光伏电站的成功投运，是储能技术在新能源领域中全面应用、快速发展的里程碑，未来的光伏发电市场，光储联合系统将会得到更大规模的应用。

国电力建设集团 2016-07-25

合肥：光伏发电并网总容量超 1000 兆瓦

大型地面电站、家庭光伏电站……合肥向着“中国光伏应用第一城”坚实迈进。记者从合肥供电公司获悉，截至 7 月 24 日，合肥光伏发电并网总容量突破 1000 兆瓦大关，达 1050.31 兆瓦，稳居全国省会城市之首。

近年来，在国家和地方政府各项政策的利好下，合肥光伏应用呈现出加速发展势头。2015 年 4 月，合肥第一座大型光伏电站顺利并网，至今已达 32 座，总装机容量 790 兆瓦，仅 2016 年上半年就并网 16 座；其他各类分布式光伏项目总计 3722 个，并网容量 260.31 兆瓦。截至目前，合肥合计光伏发电总容量 1050.31 兆瓦，已接近湖北全省的 1280 兆瓦装机容量。预计未来一年，合肥光伏并网总容量将突破 1500 兆瓦。

按合肥平均每日光伏发电时间约 5.7 小时来计算，全区已并网的 1050.31 兆瓦光伏预计年发电量可达 10 亿度，与传统的火电厂相比，可节约标准煤约 12.29 万吨，减少二氧化碳排放量 99.7 万吨。此外，分布式光伏还有着就近消纳的显著优势，在夏季用电负荷高峰期间，可有效减少远距离输电带来的不利影响，降低局部地区配网供电压力，为合肥电网迎峰度夏提供有力补充。

自发自用，余电上网，合肥光伏电站在自我消纳的同时，采取并入电网的形式进行余电消化。记者了解到，合肥供电公司对所辖范围内所有光伏发电上网电量采取全额收购、完全消纳的原则，今年 1~6 月共收购光伏上网电量 9633 万千瓦时，支付光伏上网购电费 3557.48 万元，转付国家补贴 3155.75 万元。

合肥日报 2016-07-25

光伏农业在悄然无声中发生着质变

光伏农业，一个正确叫法应该是“农业光伏”却被强势文化错用又被市场将错就错的词汇，一个令光伏中人跃跃欲试、屡遭政策挫折却又欲罢不能的市场。7 月 22 日在连云港召开的“第五届中国光伏农业标准研讨会暨朗禾农业科技大会”，一定会让与光伏农业有关的一些遗憾开始拨乱反正，让与光伏农业有关的管理者在这种拨乱反正中改变过去的看法。

因为光伏与农业可以互补的基因、构造中国能源合理供给结构的需求、发达国家光伏与农业成功的探讨等因素的共振，使得中国的光伏农业从 2013 年开始了它少年时期的冲动，以及随之而来的农民和国土、林业等管理部门的反弹，也使得光伏农业目前进入一种不尴不尬的局面。

造成这一初衷与结果背离的原因也很简单：世界领先的光伏产业携强大的资本力量，以一种不可一世的态度强行进入农业市场，行事缺少科学机制，结果注定不是最佳。于是，就有了国土管理部门“对建设占用农用地的，所有用地部分均应按建设用地管理”的要求，也就有了林业管理部门严惩光伏电站投资企业的遗憾结果。

光伏农业在中国，一定不是最优的选择，但一定是必须的选择，至少会有世界最大的光伏农业市场。过去，农业中人不支持光伏，只是因为农业中人还没有说话的机会；管理部门不支持光伏农业，只是因为光伏中人还没有找到说服管理部门的理由，只是因为光伏农业还在寻找科学发展的过程之中。

7 月 22 日的会议，让人们看到光伏农业一个质的变化正在悄然无声中发生着，它表现在两个方面：

一个方面是，农业中人已经成为光伏农业会议的重要成员。过去的光伏农业会议几乎是光伏人的天下，这样的会议就如同老红过去的笑看光伏融资会议，讨论光伏融资却没有金融中人的参加。7 月 22 日的会议一改这一滑稽局面：会议近一半的参加人员来自农业中人，比如甘肃省临洮县三益村龚志荣主任，比如河南等省多家农业企业家；会议一半的发言人来自研究农业的专家，比如负责农业科技推广的中国农业大学的副校长张建华，比如研究农业标准、农业设施技术的西北农林科技

大学、中国科技大学、中国农科院顶级农业专家李鑫、刘文、刘文科等。总之，代表农业企业利益、农业设施科学的声音头一次超过了光伏投资企业的声音，这既是质的变化，更是光伏农业希望的开始。

另一个方面是，中国第一批光伏农业团体标准即将出台。过去光伏农业推广不利的一个重要原因是标准的缺失，不但光伏农业举步维艰，光伏农业投融资更是难上加难。经过中国光伏农业产业技术创新战略联盟的专家与专业光伏农业企业一年多的共同努力，在7月22日的会上通过了专家委员会审定的中国第一批光伏农业团体、企业标准，开创了世界光伏农业标准的先河。这些标准包括：《光伏农业系统技术导则》，《光伏农业术语与符号》，《渔光一体池塘及园区建设、养殖管理技术规范》，《光伏猕猴桃果园技术导则》，《光伏油用牡丹园技术导则》，《光伏农业电站系统设计、施工、验收与维护规范》。这些标准，不但是建立在通威、朗禾、豫新这三家已经有了三年以上光伏与水产养殖、光伏与个别经济作物种植经验的基础之上，更是建立在大量检测数据分析的基础之上，比如通威提交的《渔光一体池塘及园区建设、养殖管理技术规范》就是建立在12万个数据支持的基础之上。

当前的光伏企业发展缺少独特的商业模式，投资光伏电站市场总是摆脱不了依靠路条、资金的“两型推动”思维，改变这一窘态的路径之一在于“跨界”。老红以为光伏与农业的结合是一种值得探讨的“跨界”，只是这种探讨必须建立在改变以往那种强势光伏弱势农业的基础之上，建立在光伏与农业科学结合、光伏农业标准逐步完善的基础之上。

光伏农业在中国必将大发展，这是不以农业中人、光伏中人、有关管理部门中人的意志为转移的，认识这一事实、接受这一事实、拥抱这一事实、科学引导这一事实应当是最正确的选择。

参考资料：

《以环保之名毁林建光伏项目就是自掘坟墓》

《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》

《光伏电站项目的林地之殇》

《光伏农业标准会怎样出台？》

红炜

2016年7月24日

红炜 中国能源网 2016-07-27

“单晶帝”晶澳引领光伏“领跑者”计划

中国能源网 | 随着新一批 5.5 吉瓦的光伏领跑者基地获批，各地申报领跑者基地的热度越来越高。而首个光伏“领跑者”基地——山西大同采煤沉陷区国家先进技术光伏示范基地的成果和经验更是受到关注。而从 2015 年年初至今年上半年，行业持续回暖。尤其是高效组件，逐渐成为光伏市场主流选择。

对于在全球光伏市场中多晶电池组件仍然占据主导地位的常规观念下，大同基地项目组件的安装量却超过了预料：该项目组件的总安装量为 1016 兆瓦，其中单晶组件为 609 兆瓦，多晶组件为 407 兆瓦，前者占比约为 60%，其中晶澳太阳能成为该项目单、多晶产品同时供应，数量最多的组件供应商。就在日前晶澳太阳能也同时宣布，截至今年 7 月中旬，公司单晶产品累计出货达到 7GW。

晶澳太阳能成立于 2005 年，自 2006 年 3 月投产起，专注于研发生产单晶电池产品，拥有丰富的单晶电池研发制造经验。自 2010 年以来，晶澳太阳能一直是全球领先的光伏电池生产商和最大的 P 型单晶电池制造商，世界一流的电池研发技术让其得以生产卓越的高转换效率、高发电效率和高可靠性的光伏组件。

自晶澳太阳能主营业务从电池向组件转型后，2013 年，单晶组件出货量达到 500 兆瓦，成为全球最大的 P 型单晶组件供应商。2014 年，单晶组件出货量超过 1 吉瓦。2016 年，晶澳太阳能预计单晶

组件出货量近 2 吉瓦。

在晶澳太阳能的单晶组件产品中，明星产品 Percium 是由晶澳太阳能研发的高效单晶组件，于 2013 年 10 月首次推出。其电池采用 PERC(背钝化和局部铝背场)技术，3 年来转换效率不断提升。2014 年 6 月 20 日，Percium 高效电池正式量产，在业内率先实现 P 型电池量产平均转换效率超过 20%。截至目前，其产品量产平均转换效率可达 21%。60 片组件量产平均功率超过 295 瓦，72 片组件量产平均功率超过 345 瓦。Percium 组件有更卓越的弱光发电性能、更低的温度系数、更低的光质衰减以及更好的抗电势诱导衰减性能，相比常规单晶组件拥有每瓦 2% 以上更多的电力产出。

2015 年，国家推出“领跑者”计划，促进产业升级，带动整个行业朝更高的效率、更低的度电成本方向发展。作为业内为数不多有能力大规模量产高效单晶光伏组件的公司之一，晶澳太阳能为中国首个光伏“领跑者”示范项目——山西省大同市采煤沉陷区国家先进技术光伏示范基地提供了 422 兆瓦的光伏组件，其中包含 303 兆瓦单晶组件。该示范项目一期工程总装机量为 1 吉瓦，晶澳太阳能组件供货量占比高达 42%，其中单晶组件占比超过整个项目的 30%。此外，晶澳太阳能目前已有五款组件符合并超过了国家光伏组件“领跑者”技术和品质要求。

事实上，目前多晶仍占据了市场主导地位，但单晶组件为何在领跑者计划中有独特优势？

国联证券分析师马宝德在其研报中提及，领跑技术基地规定，多晶组件转换效率需达 16.5%，单晶转换效率则是 17% 以上。以目前单晶组件的实际情况看，80% 的单晶生产商都能满足这一转换要求。

另有分析人士告诉记者，具体来说单晶组件中有大量的高效新技术产品被应用，多晶的亮点不多。以晶澳为例，其在领跑者计划中供应了 150MW 的 PERCIUM 高效单晶组件(PERC 技术)，英利供应了 50MW 的 N 型双玻、双面发电组件，合计达 200MW。而多晶高效新技术产品仅有晶澳的 17MW 润秀组件(黑硅技术)、日托 11MW 的 MWT 技术组件，合计仅 28MW。晶澳 2013 年 10 月推出了 PERCIUM 组件，2014 年 6 月量产，是全球最早推出和量产 PERC 技术产品的企业之一，英利则是在 2011 年底推出了 N 型单晶组件。

随着单晶回归趋势的形成，去年开始单晶布局明显加快，如保利协鑫已宣布开始生产单晶硅片，晋能、通威双流、中来股份及横店东磁、平煤股份等都有规模级的电池及组件产能亮相。

今年 3 月，晶科宣布推出了黑硅组件，采用纳米级黑硅制绒技术。前不久，天合宣布在其量产示范生产线上，量产化的 P 型单晶 PERC 电池光电转换效率达 21.1%，量产化的多晶 PERC 电池转换效率达 20.16%，商业化多晶 DP 二次印刷电池的转换效率达 18.7%。就在日前，协鑫集成也宣布将募资 16 亿元用于投资 1600MW 的高效差异化光伏电池项目、250MW 超高效异质结光伏电池项目，项目将采用 PERC 技术叠加黑硅技术、N 型双面技术，电池转换效率分别可达 19.5%-20.5%、20%-21%。

当然，市场也存在对多晶和单晶的一些技术争议，这也是部分单晶公司最下笔墨之处。比如说，有单晶企业就强调，自己的光电转换效率通常比多晶高。然而不要忽略的是，性价比是光伏发电的核心考虑因素。行业内的公认指标是 LCOE(Levelized Cost of Energy)，即“平准化度电成本”。当业主使用同一个系统时，组件成本为 50%，剩余的如人工、土地及材料等占 40% 以上。因而在组件发电量一致的前提下，效率略高的单晶，会为业主在剩余的 40% 左右的成本上节约一点费用，这也是部分客户选择单晶的原因。但需留意的是，如果多晶价延续下滑，业主 50% 的组件成本也降低了，总的系统成本也就随之下降。

需要指出的是，多晶依然是市场的主力。马宝德也提到，假设 2016 年普通电站中的单晶占比 20%，“领跑者”技术基地中单晶占比 50%~70%，那么单晶的市场占比约为 29.1% 至 35.2% 之间。而且，多晶组件和电池、硅片技术本身也在不断提升中。保利协鑫首席技术官万跃鹏就告诉记者，多晶企业会尽快采用金刚线切片技术、降低切片成本；开发适用于 PERC 电池技术的多晶硅片，更大的铸锭和连续加料也将进一步降低硅片成本。

仲新源 中国能源网 2016-07-29

海洋能、水能

我国农村小水电发展政策环境分析

能源行业最炫“扶贫风”，正式由光伏领域刮到农村小水电领域。国家发展改革委、水利部 2016 年 6 月出台《农村小水电扶贫工程试点实施方案》(下称《方案》)，要求在部分水能资源丰富的国家级贫困县，将小水电建设与扶贫工作结合起来，建立贫困户直接、持续受益机制，助力精准脱贫。

作为一种全新的扶贫路径，农村小水电扶贫工程具体是何模式先行地区扶贫效果怎么样又面临哪些问题待解？

1、中央投资年化收益率 $\geq 6\%$ 专项用于扶贫

中投顾问发布的《2016-2020 年中国小水电行业投资分析及前景预测报告》指出，我国农村水能资源技术可开发量达 1.28 亿千瓦，居世界首位，农村小水电是贫困山区的重要能源和民生工程。据水利部统计，我国 832 个贫困县中，700 个拥有农村水能资源，截至 2015 年底开发率仅为 46%。

“十三五”扶贫纲领性文件《中共中央国务院关于打赢脱贫攻坚战的决定》指出，要科学、合理、有序地开发贫困地区的水电资源，探索水电利益共享机制，惠及更多贫困人口。

国家发展改革委、水利部此番推动农村小水电扶贫工程，即是基于上述背景而作出的决定。那么在选定试点后，工程具体实施模式是什么样的“钱从哪儿来”自然是最核心的问题。

农村小水电扶贫工程的资金来源主要包括国家投资和企业自筹两部分。项目建设资金由项目法人负责落实，中央安排预算内补助投资每千瓦 4000 元。同时，中央鼓励扶贫任务重的省份积极落实省级财政投资，加强对工程的扶持。

扶贫电站投产后，项目法人须每年将中央投资收益存入县级人民政府指定账户，专项用于扶持建档立卡贫困户和贫困村基础设施建设等，近期重点用于帮扶贫困户脱贫解困。需要强调的是，中央投资年化收益率高于 6% 的，项目法人须据实缴存，低于 6% 的，项目法人还得补足 6%，以确保中央投资年化收益率 $\geq 6\%$ 。

在收益分配上，政府将探索把中央投资农村小水电建设形成的资产或收益，折股量化给贫困村和贫困户。

至于农村小水电扶贫工程规模有多大，涉及多少贫困人口，《方案》并未给出明确数字。但据了解，水利部日前召开的一次会议透露，我国“十三五”农村小水电发展目标是新增装机 600 万千瓦，其中 200 万千瓦为扶贫电站，要持续稳定帮扶 100 万户建档立卡贫困农户。

2、先行地区扶贫效果好试点省市行动迅速

如同光伏扶贫工程先由安徽金寨等地发轫一样，小水电扶贫在一些先行地区亦有实践，像湖南、江西等省都已攒下相关经验。

2009—2015 年，湖南在 22 个贫困县安排了小水电代燃料项目 26 个，新增装机 7.69 万千瓦；项目实施后，通过电费补贴机制大幅减轻了贫困农户负担，提高了贫困村的用电质量。而小水电代燃料，是一个全国性工程，在其他省份也不鲜见。

桂东县沅菜电站，被视为湖南小水电扶贫的代表。该电站装机容量 320 千瓦，年发电量 180 万千瓦时。农民通过土地、资金入股等方式，年人均可享受分红 300 多元。沅菜这个交通不畅、贫穷落后的小山村，也在电站带动下大变样，路宽了、桥架了、田好灌溉了。

由于原来工作较有基础，被水利部确定为农村小水电扶贫工程试点的重庆、云南、湖北、陕西等省市，在《方案》出台前后，行动迅速，纷纷拿出了各自的计划。

2016 年 5 月 25 日，是重庆市水利局公示拟申报 2016 年农村小水电扶贫工程试点项目的最后一天。该局工作人员曾晓晖在表示时表示，重庆拟申报纳入中央投资计划的农村小水电扶贫项目本来是 16 个，装机容量 5.412 万千瓦，后来又紧急追加了 3 个，总装机容量达到了 6.878 万千瓦。

为最大限度发挥小水电的扶贫功能，重庆特别要求试点项目业主签订承诺书，承诺招录电站总职工 40% 的贫困人口，参与到电站生产运行中来。“十三五”期间，重庆拟在 12 个贫困县新建小水电装机 30 万千瓦，帮扶 15 万户贫困农民；云南拟在 42 个贫困县建设 55 个小水电项目，新增装机 40 万千瓦，使 20 万贫困户受益。

3、面临不少问题待解需要政策护航

中投顾问发布的《2016-2020 年中国小水电行业投资分析及前景预测报告》指出，农村小水电扶贫工程虽然处于起步阶段，但可以预见的是，一些共性和个性的问题，可能会一一涌现出来，对工程的顺利推进构成考验。

共性问题如资金怎样保障、贫困户如何甄别、收益能否按时足额发放等，在光伏扶贫工程里都曾出现过。解决不好的话，农村小水电扶贫工程的成效定会大打折扣，因而有必要借鉴光伏扶贫工程的相关经验。

个性问题如面临生态环保压力、上网电价低、折股量化实际操作困难等，当为小水电所独有。

比如土地入股，实施起来就很不容易。一方面，被小水电占用的土地不一定是贫困户的，更可能属于其他家庭条件较好的人。另一方面，被小水电占用的土地都是河滩、山涧、峡谷地形，价值不高，即使折算入股，所占比例也是极其微小的。

化解上述种种困难，离不开政策的支撑。重庆市水利局拟采取的措施，就颇具参考意义。

未来需要重点落实 4 项政策，支持农村小水电扶贫工程的开展。一是落实税收优惠政策，对小水电扶贫项目建设的建安营业税实行先征后返，运行的增值税市级留成部分自投产之日起返还 5 年；二是落实土地划拨政策，对小水电扶贫项目建设用地实行划拨；三是落实上网扶持政策，小水电扶贫项目上网线路由供电企业投资，并争取适当上调上网电价，确保电量全额上网；四是落实市级配套资金，争取中央、市级按 1：0.2 的标准执行。

中国投资咨询网 2016-07-25

风能

国家能源局关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知

国家能源局文件

国能新能[2016]196 号

国家能源局关于建立监测预警机制促进

风电产业持续健康发展的通知

各省（区、市）发展改革委（能源局），各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，华能、大唐、华电、国电、国电投、神华、三峡、华润、中核、中广核、中节能集团公司，水电总院、电规总院、风能协会、国家可再生能源中心：

为引导风电企业理性投资，促进风电产业持续健康发展，我局研究建立了风电投资监测预警机制，现将有关事项通知如下：

一、风电投资监测预警机制的指标体系分为政策类指标、资源和运行类指标、经济类指标。最终风险预警结果由三类指标加权平均确定。预警程度由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级，预警目标年为发布年的 1 年后。各类指标评价标准及权重见附件 1。

二、政策类指标 2 项，包括风电规划落实进度预警指标和风电开发政策环境预警指标。风电规划落实进度预警指标主要考察风电年度开发建设方案下发当年内当地实际核准项目规模占下达规模的百分比；风电开发政策环境预警指标主要根据对风电开发企业的抽样调查，评价当地政策环境（包括是否违规开展风火发电权交易、是否违规收取资源费等税费、是否强制企业开展捐赠活动、是否强制要求采用本地生产的设备、是否存在违规倒卖项目前期工作等情况）。

三、资源和运行类指标 3 项，分别为：调节能力较差电源装机比重，包括自备电厂、热电联产机组等；弃风率，发布年前一年度地区弃风率；年利用小时数，近三年风电平均利用小时数。

四、经济类指标 2 项，分别为：交易价格同比降幅，上年度风电参与各类交易的实际价格相对于标杆电价的下降百分比；抽样亏损率，上年度当地风电企业亏损数量占抽样企业数量的百分比。

五、发布年前一年度风电平均利用小时数低于地区设定的最低保障性收购小时数，风险预警结果将直接定为红色预警。发布年前一年度弃风率超过 20%的地区，风险预警结果将为橙色或橙色以上。

六、风电投资监测预警结果每年定期发布。在电价等关键条件发生较大变化，或者相关重大政策出台后及时更新，另行补充发布。

七、风电投资监测预警结果用于指导各省（区、市）风电开发投资。预警结果为红色的省（区、市），表示风电开发投资风险较大，国家能源局在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模，地方暂缓核准新的风电项目（含已纳入年度开发建设规模的项目），建议风电开发企业慎重决策建设风电项目，电网企业不再办理新的接网手续。预警结果为橙色，表示风电开发投资具有一定风险，国家能源局原则上在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模。预警结果为绿色表示正常，地方政府和企业可根据市场条件合理推进风电项目开发投资建设。

八、发布 2016 年全国风电投资监测预警结果（见附件 2），不含海上风电项目。
特此通知。

附件：1、风电投资监测预警指标计算方法

2、2016 年全国风电投资监测预警结果

国家能源局

2016 年 7 月 18 日

国家能源局 2016-07-22

学欧洲经验须“走出去”和“请进来”

编者按

今年以来，沉寂已久的海上风电似乎一下子被点燃，多个项目陆续开工，企业纷纷布局。对于起步初期的中国海上风电而言，如何才能少走弯路，实现平稳健康发展？日前，风能研究机构 MAKE 亚太区首席代表孙文轩向记者表达了他的观点。

前期铺垫开始显现效果

中国能源报：“十二五”期间，中国海上风电发展严重滞后于规划目标，今年刚刚步入“十三五”，就明显感到企业对海上风电的热情一下子爆发出来，如广东桂山等停滞多年的项目也都开始启动，您认为这种急剧转变的原因是什么？

孙文轩：就行业本身而言，并非像外界看到的那样，一下子发生了转变。今年之所以行业显得有很多动静，主要是因为前期工作前几年一直在做，在做前期工作的时候，市场上可能是看不到的。很多工作量是在 2013 年、2014 年的时候做的。2014 年海上标杆电价出台以后，主管部门紧接着核准了很多项目。

实际上，2015 年下半年效果就开始显现了，今年上半年，各种项目和企业的信息集中释放出来，让外界觉得海上风电一下子火了。应该说，这是在前几年前期工作铺垫的基础上，水到渠成的结果。

中国能源报：之前，不少企业称海上风电标杆电价太低，不具备经济开发价值，目前来看，电价没有变化，技术相比前两年也并未发生突破性变革，为何企业的积极性提高了？

孙文轩：首先，“十二五”海上风电装机量与规划目标相比差得太多，这让主管部门和相关企业都感到一定压力。虽然主管部门表态，要在“十三五”时期积极稳妥推进海上风电发展，但无论是主管部门还是企业，都是憋足了劲，希望把这个产业尽快做起来。

其次，中国陆上风电已经达到全球第一，中国已是风电大国，海上风电的发展现状与风电大国的地位是不相称的，下一步把海上风电做到全球领先地位，也是很自然的事情。

最后，既然海上风电是发展趋势，未来一定要进入，那么对于企业来说，不如早下手，圈占好的资源区，提前进行技术储备，积累项目经验，从而获得先发优势。

中国能源报：过去在陆上风电时代，龙源长期一枝独秀，在海上风电时代，如三峡集团等公司近期提出进军海上风电的宏伟规划，您认为哪几家开发商在海上风电领域会比较有竞争力？

孙文轩：龙源在风电开发方面一直处于领头羊地位，华能、中广核、三峡等央企在海上风电领域也都积极布局，最近一两年有不少开建项目或待建项目。此外，河北建投、福能集团等一批地方企业近来也都有所动作。

总体而言，海上风电处于比较初期的阶段，市场格局还不明朗，最终，哪些企业能胜出目前不好判断。

最大的障碍是经济性

中国能源报：您认为国内当前的海上风电标杆电价水平是否具备大规模开发的经济性？

孙文轩：单纯从海上风电经济性考虑，目前来看，非常一般。只有部分选址，其经济性勉强可以接受。

即使不考虑 0.75 元的潮间带电价，就接近海 0.85 元的电价来测算，平均下来，勉强可以达到 8% 的内部收益率的水平。对于国内开发商特别是国企开发商来说，8% 是个切割线。在预可研阶段，超过 8% 的收益率是可以继续进行开发的，低于 8% 的收益率，这个项目就很可能被搁置。

目前来看，大多数海上风电的项目，恰好在 8% 的切割线上，并且海上风电项目风险很大，现阶段其经济性显然不如陆上风电。

中国能源报：在您看来，中国发展海上风电，当前面临的主要障碍有哪些？最突出的障碍是什么？

孙文轩：海上风电的发展最突出障碍还是表现在经济性方面。陆上风电的造价是 7000-8000 元/千瓦，海上风电的造价至少在 14000 元/千瓦，在一些台风严重的区域，甚至达到 20000 元/千瓦。整体而言，近海海上风电的的造价仍是陆上风电的 2 倍左右。

就制造端而言，在海上风机制造技术方面也有较大差距，在供应链环节，如电机、轴承等核心零部件，很大份额仍被外资企业把控。海上风电的一个重要隐患是质量问题和技术的成熟度。包括海上风电机组制造、近海风电场的设计和施工方面，国内都缺乏经验。

当然，有些弯路是不可避免的，只有依托大的工程，通过实际项目的验证，不断地试错，总结经验，在错误中学习，才能实现成长和进步。我们能做的是，尽量少犯一些错误，少付出一些代价。

此外，在政策配套方面，电力机制、风电的政策机制虽然比前些年进步了很多，但还不完善。

中国能源报：从目前投运的几个海上风电项目来看，国产海上风机可靠性如何？若大规模启动海上风电，机组供货是否有问题？

孙文轩：国产海上风机在质量方面还多多少少存在一些问题，整个产业链成熟度也有待提高。

国产海上风机大多是陆上风机的改装版或是升级版，把陆上风机通过提升容量，做一些防腐措施改造成海上风机，其可靠性会大打折扣，对海上风电来说，这将导致运维成本很高。

国内一些整机厂商虽然也有大容量的海上风电样机在运行，但是，样机的运行状况对于批量化生产后的运行没有太大参考意义。对于样机而言，一定是将最好的材料，最多的精力都花在那一两台上面，包括后期的运维，也是运维人员 24 小时进行监控，确保其运行稳定。可是，到了批量化生

产阶段，其质量的可靠性和样机的质量可靠性完全没有可比性。

单纯从供货角度而言，前十位的国内整机商基本上都有海上风机机型，并且在海上风电的发展初期，外资整机制造商的参与度也比较高，产能供应没有问题。

中国能源报：我国陆上风电近年来取得很大成就，但也走过不少弯路，有哪些经验和教训值得海上风电汲取？

孙文轩：个人认为，陆上风电发展过程中走的比较大的弯路是规划方面的，最突出的一个表现就是弃风限电。一方面是风电企业和不同电力企业之间的利益纠纷，这是一个长期问题，不是一时能解决的；另一方面是地方政府施政和中央规划的差异。中央的着眼点是从整个行业的健康发展进行规划，地方的着眼点主要是保证当地经济增长，因此往往地方和中央的利益诉求是不一致的，这也导致了风电实际开发和规划的差异比较明显。

如何复制欧洲成功经验

中国能源报：最近有报道称，丹麦 DONG 能源以度电 0.0727 欧元的价格中标荷兰两座 350 兆瓦的海上风电场，即使加上输电成本，度电成本也不足 0.09 欧元，折合成人民币大约每度电 0.66 元左右，您觉得这一价格对中国海上风电是否有参考价值？

孙文轩：从电价方面讲，对中国海上风电并不具有参考价值。因为每个国家的环境不一样，资源不一样，成本不一样，所以，价格不一样也很正常。

即使在欧洲内部，各个区域的风资源也有很大区别，后续的施工、所采用的风机的机型等一系列环节，都会影响到最终的度电成本，从而影响到电价。

虽然电价不具有参考价值，但是技术、建设的方法和方案还是可以借鉴参考的。

近几年，欧洲海上风电发展确实很快，英国、德国等国家每年海上风电的新增装机容量能达到 2-3 吉瓦，两三年前，还大多是 3.6 兆瓦、4 兆瓦的海上机型，一下子就跳到了现在 7 兆瓦、8 兆瓦机型。中国有必要去学习欧洲发展海上风电的成熟经验。

中国能源报：据您了解，欧洲在发展海上风电方面，有哪些经验可供中国借鉴的？如何复制这些成功经验？

孙文轩：欧洲发展海上风电的经验的确值得中国学习。但是，要把欧洲成熟的经验真正学到手，并不是开几次技术研讨交流会所能解决的。总体来说，学习欧洲的经验有两个途径，即“走出去”和“请进来”。

一是“走出去”，中国企业到欧洲去直接投资风电场，通过购买或者参股欧洲的海上风电场学习经验。在这方面，三峡集团、国电投等中国企业已经开始实践了。目前收购的这几个风电场未来 3-5 年将进行建设和并网，中国企业可以全程参与整个建设过程，从中可以学到很多经验。

二是“请进来”，让欧洲有经验的开发商进入到中国，进行合资，一起开发中国的海上风电。中国的海域状况、气候、风资源和欧洲不一样，在欧洲适用的技术和方案不一定适应中国的海上风电。因此，把欧美有经验的企业和专家请到中国来，请他们根据中国的海上风电状况，设计技术方案，共同开发，从中学习，可能是一条更有效的途径。

实际上，外资对中国海上风电很感兴趣，但根据相关的政策，外资开发商来中国开发海上风电在占股比例方面有一定限制，这可能对外资开发商的积极性有一定影响。

2005 年、2006 年陆上风电起步的时候，外资整机制造商的进入，带来了许多先进技术、理念和管理，助推了中国本土整机制造商的崛起。发展海上风电也可以借鉴一下当时的思路。不过，当中国本土整机商成长起来后，外资整机商很快被“挤”出中国市场，这可能给外资企业造成一定顾虑。如何更好地处理与外资企业的关系，将考验中国风电行业的智慧。

张子瑞 中国能源报 2016-07-25

2016年上半年风电并网运行情况

2016年上半年,全国风电新增并网容量774万千瓦,到6月底,累计并网容量达到1.37亿千瓦,累计并网容量同比增长30%;上半年,全国风电上网电量约1200亿千瓦时,同比增长23%;平均利用小时数917小时,同比下降85小时;风电弃风电量323亿千瓦时,同比增加148亿千瓦时;平均弃风率21%,同比上升6个百分点。

上半年,新增并网容量较多的省份是云南(215万千瓦)、江苏(68万千瓦)、吉林(61万千瓦)和山东(54万千瓦)。风电平均利用小时数较高的省份是云南(1441小时)、四川(1377小时)、天津(1266小时)和福建(1166小时);平均利用小时数较低的省份是新疆(578小时)、甘肃(590小时)、吉林(677小时)和宁夏(687小时)。

省份	新增并网容量(万千瓦)	累计并网容量(万千瓦)	上网电量(亿千瓦时)	弃风电量(亿千瓦时)	弃风率(%)	利用小时数(小时)
合计	774	13708	1200	323	21%	917
北京	4	19	1.8			1145
天津	0	28	3.5			1266
河北	9	1031	117.4	16.3	12%	1172
山西	36	705	68.9	8.9	12%	1025
山东	54	775	76.0			1047
内蒙古	37	2462	239.3	89.4	30%	1024
辽宁	35	674	66.9	16.0	19%	1048
吉林	61	505	32.5	20.6	39%	677
黑龙江	20	523	42.3	12.7	23%	836
上海	0	61	6.6			1116
江苏	68	480	43.5			1049
浙江	1	105	10.8			1053
安徽	31	167	15.8			1123
福建	28	200	22.0			1166
江西	19	86	7.9			979
河南	5	96	9.3			1012
湖北	31	166	15.9			906
湖南	26	182	17.2			1033
重庆	0	23	2.0			879
四川	18	91	11.2			1377
陕西	0	168	17.6			988
甘肃	20	1272	72.3	63.6	47%	590
青海	12	59	5.5			1012
宁夏	10	832	54.4	14.9	22%	687
新疆	10	1701	94.8	76.4	45%	578
西藏	0	1	0.1			1157
广东	12	258	23.3			903
广西	12	55	5.1			1134
海南	0	31	2.6			879
贵州	0	323	25.6			839
云南	215	629	87.7	4.0	4%	1441

注:数据统计口径为中电联和电网公司调度口径。

国家能源局 2016-07-28

氢能、燃料电池

“东莞（国际）氢能技术暨产业城投资峰会”召开

中国能源网（东莞）7月19日讯 7月19日，“东莞（国际）氢能技术暨产业城投资峰会”隆重召开。应邀出席本次交流会的政府领导、国内行业专家、著名投资机构、媒体机构等齐聚一堂，就中国氢能产业的发展、中国氢产业发展基金、氢产业联盟、东莞氢产业城规划等问题进行深入交流。

在会上，成立“氢产业联盟”、发起百亿氢能基金、筹建国际氢能产业城三大重要举措，将专注于氢能产品与产业链资源对接，优化产业配置，以产业资本驱动氢能产业发展，力争带动千亿氢能产业快速发展。

广东各级政府强力支持，助产业城项目快速落地

7月19日，东莞（国际）氢能技术暨产业城投资峰会在莞城国际会展中心举行。据了解，该项目的启动意味着广东在氢能源产业方面迈出了至关重要的一步。

广东省委省政府、省发改委、省经信委、省科技厅、省环保厅、省商务厅、东莞市政府领导、佛山市政府领导、云浮市政府领导、松山湖（生态园）管委会等各级领导参加了此次峰会。

在新闻交流发布会上，政府相关部门领导就有关问题答记者问，表示大力发展氢能产业，是我省更好主动适应和引领经济发展新常态，转变经济发展方式、实现绿色发展、创新发展、实现“三个定位、两个率先”的重要举措。

东莞制造业实力雄厚，产业体系齐全，是全球最大的制造业基地之一，制造业总产值占规模以上工业总产值的90%以上，形成以电子信息、电气机械、纺织服装、家具、玩具、造纸及纸制品业、食品饮料、化工等八大产业为支柱的现代化工业体系。松山湖风景秀美，素有“南中国硅谷”之美誉，是国家高新产业园区。现已有20余所国内知名高校、研究机构在园区内设立研究中心，强力支撑产业技术研发。

另据了解，为配合氢能产业城落地、产业联盟发展，东莞市委市政府、松山湖管委会，成立了“氢能产业城专项工作小组”，也督促相关各方为此次项目落地提供更好的服务。

伞型基金聚焦产业链，打造六大产业集群

中国?氢产业发展基金聚焦氢产业链发展，重点支持基础性、带动性、战略性的氢产业链核心环节企业发展，提升氢产业核心竞争力，形成资源节约型和环境友好型社会建设综合示范区，推动中国尽快步入“氢社会”。中国?氢产业发展基金将采用通行的“伞型结构”，由创始人设立母基金，整合氢产业各垂直领域的资源，逐一设立专项子基金，以此撬动更大的社会资本投入。

在投资领域，产业基金将重点推动氢产业链核心环节企业发展，以此来带动整个垂直细分领域的升级换代与整合并购，打造制氢设备、储氢设备、加氢设备、智能电网、燃料电池、交通运输等六大产业集群，促进汽车、石化、物流、装备制造、食品等传统支柱产业的转型审计，推动和加快整个氢产业链的进步。通过对企业的并购重组、股权投资和风险投资等，扶持高新技术企业、成长型科技企业、高成长性氢能服务业企业等。

氢燃料电池产业化裂变式发展

氢能是21世纪最具发展前景的二次能源，被誉为21世纪的终极能源。氢能作为一种和平能源，具有来源广、可储存、可再生、可电可燃、零污染、零碳排等特点。它有助于解决能源危机、全球变暖以及环境污染等问题，其开发利用得到了世界各国的高度关注。

我国非常重视氢能的发展。从2001年科技部发布的“863计划”至今，国家先后颁布了多个支持氢能和燃料电池发展的主要政策文件。特别是今年，国家发展改革委、国家能源局组织编制了《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》(以下简称《行动计划》)，部署了氢能与燃料电池技术创新等15项重点任务，规划了氢燃料电池发展路线图。根据《行动计划》，氢燃料电池五年内有望实现

规模化应用。氢能源的发展和應用將帶來巨大的社會價值與經濟價值。

6月19日，國際氫能學會副主席、全國氫能標準化技術委員會主任毛宗強在國內知名公益性論壇“鴻儒論道”上表示，氫能有望率先在交通領域實現應用突破。在電動汽車領域，相比目前主流的鋰電池技術，氫燃料的技術更加複雜，但也更加環保。隨著國家政策的扶持力度的加大，我國氫燃料電池的產業化有望領先於全球。

莞企圖治進取，掀起能源領域雙創之風

2014年9月召開的夏季達沃斯論壇開幕式上，李克強總理首次提出，要借改革創新的“東風”，在960萬平方公里土地上掀起“大眾創業”、“草根創業”的浪潮，形成“萬眾創新”、“人人創新”的新態勢。此後，“大眾創業、萬眾創新”成為中國的國家戰略，並在全國範圍內迅速掀起了一股創業創新的浪潮。淳華氫能科技股份有限公司（以下簡稱“淳華氫能”）順勢而為，力圖在傳統能源領域刮起“雙創”之風。

2015年，淳華氫能落戶於東莞市松山湖國家科技產業基地，是一家由國家工商總局核准成立，從事氫能源產業技術開發的高科技能源新創企業。經過多年努力，公司成功研發出具有自主知識產權的PEM電解水制氫集成系統。該技術屬於國際領先、國內唯一，填補了國內多項技術空白。PEM電解制氫技術既不要酸、也不要鹼，直接把純水電解生成高純的氧氣和氫氣，具有高效、高壓、環保、體積小等特點。通過模塊化設計其規模，可大可小，擴展能力強，是目前國際上最為先進的水電解制氫技術，也是最為理想的現場制氫技術。該技術使分布式產能、分布式儲能成為可能，從根本上顛覆了現有的能源使用模式，為開創分布式能源網奠定了重要的基礎。

淳華氫能董事長謝曙十分看好氫能源在國內的發展前景。他表示，全球氫氣生產能力為14400百萬標準立方英尺/天。其中化石燃料重整制氫占到總量的96%，電解水制氫僅占4%，電價占電解水制氫的成本比例是最高的，導致制氫成本居高不下，這也是長期制約電解水技術推廣普及的掣肘所在。而淳華氫能公司的制氫技術已突破了以上瓶頸，讓向市場提供高性價比的氫氣產品成為可能。

據悉，該公司將於7月19日承辦東莞（國際）氫能技術暨產業城投資峰會。屆時將拉開國內外氫能領域和金融界的專家、學者以及各省、市領導之間資本、技術、產業深入合作的大幕，發起百億級氫產業發展基金，成立氫產業聯盟，構築氫產業生態圈，引領綠色、高效、惠及大眾的戰略新興能源——氫能的革命，帶來了傳統行業的轉型升級和更新換代。

百億基金助力氫能聯盟，帶動千億氫能產業快速發展

PEM電解水制氫的“現場制氫+應用”的模式，將成為氫能商業化應用的主要助推器。如“PEM現場制氫+備用燃料電池電源”實現超級基站或VIP基站的高效高可靠應急電源系統；“PEM現場制氫+健康”實現集成化的富氫水機、吸氫機和吸氧機等健康產品，直接服務群眾健康。通過結合“PEM現場制氫+應用”的模式與下游應用的優勢資源，極大促進我國氫能事業的快速發展。

為推動氫產業發展，由長安國際信託股份有限公司、騰達建設集團股份有限公司、東英金融集團有限公司和博石資產管理股份有限公司四家機構，聯合發起並創立總規模達100億元的氫產業發展母基金。該項基金將於7月19日正式啟動。通過母子基金運作的形式，力爭將資本投資總額放大到1000億元，最終帶動約1萬億元的社会投資投向氫產業，以產業資本助力氫能行業大發展，推動中國盡快步入“氫社會”。

此外，淳華氫能發起成立了“氫產業聯盟”，將專注於氫能產品與產業鏈資源對接，力爭成為中國氫能產業的標準制定者，技術管理者，產業組織者與市場開拓者，通過全方位產業資源整合，優化產業配置，驅動氫能產業發展。“氫產業聯盟”將以最低的風險實現最大的資源調配，是促進國內外氫能企業優勢互補，提高產業競爭力，擴展發展空間，實現我國氫產業超常規發展的重要機構。通過共建氫產業資源共享平台，共同探索多形態、多元化的產品模式，縮短產品研發周期，降低整體研發成本，極大地拓展氫產業市場；通過網絡互聯或集中採購，共享優質資源，降低生產成本，使產品快速投放市場，加快實現氫產業規模經濟。

八大功能構建國際氫能產業城

今后，淳华氢能科技股份有限公司将以“标准制定者、技术管理者、产业组织者、市场开拓者”的角色开发运营“东莞（国际）氢能产业城”，并将产业城打造成为集“产业+资本+技术+服务”为一体的氢能产业载体体系，形成国内氢能产业核心聚集区和具有国际影响力的“国际氢能产业城”。产业城建成后，将形成：氢能科研孵化加速区、高端制造区、金融服务区、标准检测区、货运物流集散区、氢能源互联网数据中心区、生活配套区、商贸服务区等八大功能区，全方位打造氢能技术研发、生产制造、金融投资等于一体的国际性中心。

焦旭 中国能源报 2016-07-19

上百家企业在东莞组建“氢产业联盟”

中国能源网（东莞）7月19日讯 7月19日，在“东莞（国际）氢能技术暨产业城投资峰会”上，以“氢能、金融、产业、共享”为主题，此次峰会不仅汇聚多方高端资源进行整合与交流，最大的卖点是在中国氢能标准委员会的指导下，由淳华氢能科技股份有限公司发起、峰会筹办各方整合氢能产业链多项核心技术和产业资源，联合筹备组建了“氢产业联盟”。

由淳华氢能科技股份有限公司发起号召成立的“氢产业联盟”将专注于氢能产品与产业链资源对接，力争成为中国氢能产业的标准制定者，技术管理者，产业组织者与市场开拓者，通过全方位产业资源整合，优化产业配置，驱动氢能产业发展。

氢产业联盟专注氢产业领先技术研发与核心业务的开拓，致力于构建中国氢能产业链和氢行业生态圈，整合氢制品、半成品、原材料等产业集群和配套企业，发展氢产业服务机构、科研院所等资源，集聚氢产业技术、产业、商业投资等社会众智，以较低的风险实现氢产业资源调配，为氢产业相关方提供产业综合解决方案。氢产业联盟能促进氢产业成员企业优势互补，扩展发展空间，共同抵御产业风险，实现氢行业超常规发展，是提升我国氢产业竞争力、实现互助共赢的重要资源整合平台组织。

“氢产业联盟”将以最低的风险实现最大的资源调配，是促进国内外氢能企业优势互补、提高产业竞争力、扩展发展空间、实现我国氢产业超常规发展的重要机构。通过共建氢产业资源共享平台，共同探索多形态、多元化的产品模式，缩短产品研发周期，降低整体研发成本，极大的拓展氢产业市场；通过网络互联或集中采购，共享优质资源，降低生产成本，使产品快速投放市场，加快实现氢产业规模经济。

相关背景资料：

一、联盟概述

氢产业联盟专注氢产业领先技术研发与核心业务的开拓，致力于构建中国氢能产业链和氢行业生态圈，整合氢制品、半成品、原材料等产业集群和配套企业，发展氢产业服务机构、科研院所等资源，集聚氢产业技术、产业、商业投资等社会众智，以较低的风险实现氢产业资源调配，为氢产业相关方提供产业综合解决方案。氢产业联盟能促进氢产业成员企业优势互补，扩展发展空间，共同抵御产业风险，实现氢行业超常规发展，是提升我国氢产业竞争力、实现互助共赢的重要资源整合平台组织。

二、联盟特点

1. 联盟成员单位能形成资源整合、协作互助、优质资源共享的合作模式；
2. 联盟成员单位间一般没有资本关联，各企业地位平等，独立运作；
3. 氢产业联盟是为了解决氢产业存在的共性问题而设立的，通过在氢产业领域形成产业合力和影响力，在为成员单位带来新的客户、市场和信息的同时，也有助于企业专注于自身核心业务的开拓等。

三、联盟宗旨

整合氢能产业资源 提供综合解决方案

汇聚众智领先技术 互助合作实现共赢

四、联盟目标

氢产业联盟专注于氢能产品与产业链资源对接，力争成为中国氢能产业的标准制定者，技术管理者，产业组织者与市场开拓者，通过全方位产业资源整合，优化产业配置，驱动氢能产业发展。

五、联盟意义

氢产业联盟将以最低的风险实现最大的资源调配，是促进国内外氢能企业优势互补、提高产业竞争力、扩展发展空间、实现我国氢产业超常规发展的重要机构。通过共建氢产业资源共享平台，共同探索多形态、多元化的产品模式，缩短产品研发周期，降低整体研发成本，极大的拓展氢产业市场；通过网络互联或集中采购，共享优质资源，降低生产成本，使产品快速投放市场，加快实现氢产业规模经济。

六、联盟范围

氢产业联盟主要针对氢能产业中的制氢供电设备、加氢站、低谷电制氢供气厂、氢燃料电池、家庭智能微电网、水素健康产品等应用，整合塑胶、五金、电子部品和原材料等资源，对接电解槽、高压补水泵、水循环泵耐压器、温度传感器、电磁阀、水气分离器、水流量控制器、调节阀、直流电源等半成品供应资源，为会员单位提供集“制氢、储氢、转化、应用”于一体的氢能源综合解决方案。

七、联盟发起方

中国科技开发院

淳华氢能科技股份有限公司

腾达建设集团股份有限公司

微铭科技股份有限公司

八、联盟成员

目前联盟已汇集了上百家产业链相关企业，其中第一批理事会员单位有：

北京亿华通科技股份有限公司

北京派瑞华氢能源科技有限公司

苏州竞立制氢设备有限公司

佛山市飞驰汽车制造有限公司

中车青岛四方机车车辆股份有限公司

中国机械工业联合会

东莞氢宇新能源科技有限公司

智能（厦门）传感器有限公司

Pdc Machines Inc.

中节能风力发电股份有限公司

淳能热电科技股份有限公司等

参加联盟筹备会议及此次峰会的企业及会员单位有：

深圳市瑞麟科技有限公司

中国节能减排有限公司

北京神华低碳清洁能源研究所

北京活力氢源饮品有限公司

北京氢璞创能科技有限公司

广东合即得能源科技有限公司

深圳市佳华利道新技术开发有限公司

普顿（北京）制氢科技有限公司

Horizon Fuel Cell Technologies

太阳能光伏辅料集成企业
江苏双良低碳产业技术研究院有限公司
上海舜华新能源技术有限公司
北京天海工业有限公司
广东康福星科技有限公司
深圳市雅格斯环保科技有限公司
武汉钢铁集团气体有限责任公司
中国科学院广州能源研究所
中国科学院高能物理研究所
上海氢枫能源技术有限公司
大连锐格新能源有限公司
北京华氢科技有限公司
无锡辉腾科技有限公司
深圳伊腾迪新能源有限公司
深圳市石金科技股份有限公司
如皋经济技术开发区
佛山云浮产业园
广东合才控股集团有限公司
东莞科技金融集团有限公司
Hephas Energy Corp.
东莞华文精密科技有限公司等上百家企事业单位。

焦旭 中国能源报 2016-07-19

我国“完全零碳排”制氢技术将实现商用

中国能源网（东莞）7月19日讯 氢能是21世纪最具发展前景的二次能源，被誉为是21世纪的终极能源，它有助于解决能源危机、全球变暖以及环境污染，其开发利用得到了世界范围内的高度关注。2015年初以来，丰田和本田公司相继推出商业化的高性能燃料电池汽车，引爆了氢能在交通、储能（削峰填谷）、智能微网、可再生能源消纳等众多领域的商业化应用进程，同时，也将引爆对高纯氢气的需求。

我国是全世界最大的产氢国和消费国，但绝大部分的氢气都来源于化石燃料，其生产过程也不是环保低碳的过程，氢气的主要应用在合成氨、石油精炼等工业领域。

氢是最轻的气体，因此其运输的效率非常低下。同时，迅速增长的氢能应用领域，具有分散性、负荷变化大等问题，基于大规模生产的化石燃料制氢的技术难以满足氢能的发展需求。

PEM 电解制氢技术既不要酸、也不要碱，直接把纯水电解生成高纯的氧气和氢气，具有高效、高压、环保、体积小等特点，通过模块化设计其规模可大可小，扩展能力强，是目前国际上最为先进的水电解制氢技术，也是最为理想的现场制氢技术。

基于 PEM 电解制氢的“现场制氢+应用”的模式将成为推动氢能商业化应用的主要助推器。“PEM 现场制氢+加氢站”将快速推进加氢基础设施的普及，从而推动氢燃料电池汽车的普及；“PEM 现场制氢+燃料电池冷热电联供”将快速推进园区楼宇等用户侧的储能应用实现电网的削峰填谷，提高运行效率；“PEM 现场制氢+可再生能源接入”可实现弃风、弃光的高效利用，提高新能源的利用效率；“PEM 现场制氢+备用燃料电池电源”实现超级基站或 VIP 基站的高效高可靠应急电源系统；“PEM 现场制氢+工业”实现冶金、石化精炼、半导体、浮法玻璃、陶瓷、电力等工业领域的升级应用；“PEM 现场制氢+健康”实现集成化的富氢水机、吸氢机和吸氧机等健康产品，直接服务群众健康。

淳华氢能科技股份有限公司自主研发了具有自主知识产权的 PEM 电解水制氢集成系统,该技术属于国际领先、国内唯一,填补了国内多项技术空白。通过“PEM 现场制氢+应用”的模式与下游应用的优势资源相结合,必将极大促进我国氢能事业的快速发展。

焦旭 中国能源报 2016-07-19

百亿级“中国·氢产业发展基金”在东莞启动

中国能源网(东莞)7月19日讯 7月19日,中国氢产业发展基金在东莞正式启动。由长安国际信托股份有限公司、腾达建设集团股份有限公司、东英金融集团有限公司和博石资产管理股份有限公司四家机构联合发起并创立总规模达100亿元的氢产业发展母基金;通过母基金资本运作力争放大到1000亿元,最终带动约1万亿元的社会投资投向氢产业,以产业资本助力氢能行业大发展,推动中国尽快步入“氢社会”。

一、百亿资本撬动万亿社会投资 助力氢能大发展

中国?氢产业发展基金贯彻“创新、协调、绿色、开放、贡献”的发展理念,聚焦氢产业链发展,促进产业转型升级,重点支持基础性、带动性、战略性特征明显的氢产业链核心环节企业发展,通过对企业的并购重组、股权投资和风险投资等方式,打通上下游环节,以点带面,构建产业链,培育产业生态,提升氢产业核心竞争力,形成资源节约型和环境友好型社会建设综合示范区,推动中国尽快步入“氢社会”。

中国?氢产业发展基金将采用通行的“伞型结构”,由创始人设立母基金,整合氢产业各垂直领域的资源,逐一设立专项子基金,以此撬动更大的社会资本投入。

该基金由长安国际信托股份有限公司、腾达建设集团股份有限公司、东英金融集团有限公司和博石资产管理股份有限公司四家机构联合发起并创立总规模达100亿元的氢产业发展母基金;母基金再通过发起子基金或直接投资的方式实现对外投资,力争放大到1000亿元,最终带动约1万亿元的社会投资投向氢产业。

二、基金聚焦氢产业链,打造六大产业集群

中国?氢产业基金专注于氢产业的培育和发展,投资负面清单规定不能对基础设施、单纯以销售为目的的房地产项目投资。

该基金围绕企业成长周期打造完整基金链条和产业投资体系,将覆盖上市、并购、股债结合、新三板、四板、Pre-IPO、PE、VC、天使等多种类型,使各类氢产业链细分领域中的领先企业能够更有信心投入到“氢社会”的大潮之中。

在投资领域,产业基金将重点推动氢产业链核心环节企业发展,以此来带动整个垂直细分领域的升级换代与整合并购,打造制氢设备、储氢设备、加氢设备、智能电网、燃料电池、交通运输等六大产业集群,促进汽车、石化、物流、装备制造、食品等传统支柱产业的转型审计,推动和加快整个氢产业链的进步。通过对企业的并购重组、股权投资和风险投资等,扶持高新技术企业、成长型科技企业、高成长性氢能服务业企业等。

三、打造开放包容合作共赢的投资平台

产业基金秉承商业化运作、互利共赢、开放包容的理念,促进共同发展、共同繁荣,实现合理的财务收益和中长期可持续发展。

据了解,基金创始人已开始基金管理公司的组建和基金资金募集的前期准备工作。目前已有多家金融机构或其子公司积极响应并初步达成合作意向,其中不乏大型央企和知名民营投资机构。同时,产业基金将对各金融机构持开放态度,欢迎国内外的投资者积极参与,实现合作共赢、互惠互惠。

焦旭 中国能源报 2016-07-19

海水淡化

中国大规模的净化海水努力正在“枯竭”

美国《麻省理工学院技术评论》7月11日撰文称，将为干旱的中国首都供应1/3家庭用水的海水淡化厂，厂址位于北京东南约200公里处。在渤海湾海岸的该设施将于2019年竣工，为中国希望在2020年达到的海水淡化目标贡献一份力量：日淡化海水产能达到300万吨。

但目前仍不能确定该项目何时开工。官方统计数据显示，2006年至2010年，中国海水淡化产能每年增长近70%。然而经过最初的迅猛发展后，中国未能实现到2015年使日淡化海水产能达到220万至260万吨的目标。中国脱盐协会的数据表明，截至去年12月，中国建成的日淡化海水产能为103万吨。

更充足的淡水资源将使中国受益匪浅。但中国增加海水淡化产能的雄心正遭遇许多挑战。能源密集的特性使海水淡化成本高昂，尽管中国大部分自来水的售价不到50美分1吨，但每吨淡化海水的平均售价为75美分至1.2美元。这意味着水务部门必须强行推销，因此地方政府通常不愿意大力兴建淡化厂。“每当遭遇干旱时，地方官员和企业就全都过来对我们说，‘我们想要淡化海水’。”天津大学膜科学与海水淡化技术重点实验室主任王志说，“但如果第二年雨量充沛，他们就会抛弃这种想法。”

确实，对海水淡化的需求随着地表水和地下水的年度波动而增长和消退，并导致未来的项目被搁置。现有的海水淡化厂也面临供需不匹配的问题。例如，为海水淡化进京建成的示范项目，现在为当地某燃煤电厂日产3000吨至5000吨水，但其实际产能为每日5万吨。“除非大部分淡化后的海水能够进入市政供水系统，否则中国的整个海水淡化产业就不可能迅速发展。”上海电气海水淡化部门的高级工程师范志峰(音)说。

对华北地区来说，南水北调工程也使海水淡化的紧迫性有所降低。此外，由于认为海水淡化是一种技术驱动型产业，中国已要求国内淡化设备中的本土创新至少达到70%。这仍是漫长征途。中国官方2012年发布的文件显示，在中国登记的756项与海水淡化有关的专利中，属于中国自主知识产权的仅占15%。

环球时报 2016-07-19