

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
第十六期 2017年8月

目 录

总论	1
国家能源局梁志鹏：“降本”是解决可再生能源问题最关键的一把钥匙	1
不一样的能源塑造不一样的城市	3
7月，那些最受关注的能源大事	5
热能、动力工程	9
吴俊宏：新政将促进微电网商业化发展	9
有矿在手，开采不愁 福建出台全国首部省级石墨烯规划	11
复旦大学团队研发可弯曲新电池	12
生物质能、环保工程	13
钟宝申：迎接能源变革大时代	13
太阳能	14
中国光伏补贴高吗？要看怎么比	14
指标下发，光伏产业平价上网攻坚在即	16
6.30后，分布式光伏电站的成本真的下降了吗？	17
分布式光伏创业者如何玩转市场？这里三个建议	18
PERC技术将成“领跑者”新担当	20
阳光电源张彦虎解读“超跑”	21
王兴华：中国工商业分布式光伏迎来“黄金时代”	22
晒晒太阳，眼镜就能为手机充电，甚至窗户都成了“发电厂”	24
印度2017年预计新增光伏10.5GW 3个因素令2018年市场悲观！	25
海洋能、水能	25
世界在建最大水电站——白鹤滩主体工程全面建设	25
龙滩：打造中国水电新高度	28
风能	30
分散式风电不妨“取经”分布式光伏	30
国网江苏电力完成国内首次风电黑启动试验	31
北极有了长期服役的风力发电机	32
氢能、燃料电池	32
《国际氢能产业发展蓝皮书（2017）》即将问世	32
核能	34
从二代到三代，这个重大专项让中国核电跨了一级	34
国际新型核燃料市场竞争激烈，中国走到哪一步？	37

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

国家能源局梁志鹏：“降本”是解决可再生能源问题最关键的一把钥匙

2017年8月1日，以“新能源与供给侧改革”为主题的第十一届中国新能源国际高峰论坛在北京国家会议中心隆重开幕，国家能源局新能源与可再生能源司副司长梁志鹏出席并发表讲话。

在今年上半年，在电力的新增装机当中，可再生能源占到了70%，这是一个明显的标志。可再生能源在能源的新增供应量当中已经占据主要的地位。

同时，可再生能源的发展也面临着两个问题：一方面是弃风、弃光、弃水的问题；第二，可再生能源在技术下降和成本下降的同时，非技术的成本在上升。

光伏的弃电率已经下降了4.5%。相信在各个方面继续努力，可以在两年左右时间内基本上解决弃风、弃光问题。“降低成本”成了解决问题最关键的一把钥匙。以光伏发电为例，几个项目同比国外项目还是成本较高的，包括土地、电网送出、资金高出国际水平、税收、限电、补贴拖欠等，如果把这些非光伏技术成本去除，至少有0.1元/度的下降空间。

以下为发言实录：

尊敬的各位领导，各位专家，各位朋友们，大家上午好！非常荣幸受邀参加会议，借此机会，我介绍一下国家能源局在新能源发展方面一些新的政策和发展思路。

近年来，中国可再生能源快速发展，在中国的能源发展当中，可再生能源已经成为能源增量的主要组成部分。刚才李河君会长谈到可再生能源有三个阶段，在增速、增量和以后的总体当中，逐步的成为主导的力量。我想，我们现在应该是处在增量为主体力量一个新的阶段。

到今年6月底，可再生能源电力装机占到总装机35%，其中水电达到了3.38亿千瓦，光伏达到了1亿KW以上。在今年上半年，在电力的新增装机当中，可再生能源占到了70%，这也是一个明显的标志。可再生能源在能源的新增供应量当中已经占据主要的地位。同时，可再生能源快速发展，推动我们国家的能源消费结构在发生变化。煤炭的消费比重在逐年下降。今年上半年，煤炭的比重比去年同期下降了0.6%，清洁能源包括天然气、核电和可再生能源比重总计上升了0.3%，“一升一降”说明了能源结构正在发生重要的变化。

与此同时，我们也看到，可再生能源在扩大规模的同时，技术进步在加快，成本在快速的降低，光伏发电在去年的光伏领跑基地竞争当中可以看到，平均每度电下降了0.2元。在资源最好的地区，光伏发电也可以达到0.5-0.6元。在全球来看，更多的光伏电站、风电以及海上风电，有很多地方已经可以实现和化石能源竞争的程度，所以说可再生能源的发展我们已经看到了一个良好的前景，也增强了我们的信心。我们国家在可再生能源快速发展的同时，我们也遇到了发展当中的问题。一方面是弃风、弃光、弃水的问题，另外，可再生能源在技术下降和成本下降的同时，非技术的成本在上升。

为了解决这两个问题，作为我们现在工作的重点，按照今年的《政府工作报告》，国家把解决弃水、弃风、弃光作为上半年的重点任务。在大家的努力下，在这方面已经取得了比较大的进展，其中，光伏的弃电率下降了4.5%。我们相信在各个方面继续努力，可以在两年左右时间内基本上解决弃风、弃光问题，同时水电的弃水率也在下降。我们必须降低可再生能源的成本，这也是最主要的任务。我们近期的工作重点就是要“双降”。一个是要弃电率降下来，一个是要把成本降下来。

可再生能源遇到的各种问题，“降低成本”是解决问题最关键的一把钥匙。

在“十三五”时期，可再生能源发展主要抓好两个方面的工作。

第一，规划对可再生能源发展的指导。

国家刚刚发布了关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见。对可再生能源规划当中

的风电、太阳能发电，主要是光伏发电、水电、生物质发电、以及发展的区域分布专门做了年度性的安排。因为我们过去的规划，除了水电，其他规划没有落实到地区，也没有到年度。这个规划为了使可再生能源平稳有序发展，落实到年度规模。而且对年度规模如何实施也作出了安排。

一个是可再生能源要有序规划发展，要做好电力发展和送出规划的衔接、消纳的衔接。在这个管理机制里，每年风电光伏年度的新增规模首先要落实电网的送出和消纳，这个也是为了避免今后继续出现弃风弃光的问题，这个是我们最近工作主要的方向。

同时，国家能源局会同有关部门，在制订北方地区清洁取暖的五年规划。在这个规划当中，可再生能源供暖供热也将是一个重要的方面。在可再生能源发展当中，现在为主的是可再生能源电力，但是也要加快发展可再生能源供热。热利用是可再生能源发展的一个重要方面。可以看到，地热能利用、生物质能利用、太阳能供热这几年也在加快发展。随着清洁取暖工作的推进，我们相信今后将会是可再生能源供暖的一个大发展的时期。

第二，降成本。只有把成本降下来，竞争力才能上去。

降成本方面主要有四个方面：

① 靠技术进步。只有最先进的技术发展起来，而且能够得到很好的应用，才能使得可再生能源有生命力。在光伏领域推进的“领跑”计划，就是要求使用最先进的光伏产品，也代表了光伏制造最先进的水平，我们在今年的光伏建设当中，要加大光伏领跑基地的建设规模，同时也要启动光伏前沿技术的建设。通过这种方式，为先进技术提供专门的市场；

② 降低非技术成本。我们的技术成本在下降，但是非技术成本在上升。有什么样的非技术成本呢？土地有上涨的趋势。有一些地方政府支持的措施在减弱，甚至在增加一些不应当增加的成本。有的给可再生能源项目分摊一些费用，收资源费，这些成本必须降下来。

③ 落实国家的政策。可再生能源发电项目的送出工程应该由电网公司来建设，但是很多地方是由新能源企业自建。按照光伏的成本，每瓦 0.5 元左右，加到光伏项目上来了，这个必须取消。在今年组织的光伏领跑基地里首先要实现这一步，要把送出工程的建设要交给电网公司建，我们在下面组织的基地里将首先落实。

全额收购，可再生能源保障性收购的政策也必须得到落实。如果可再生能源建设起来了，技术都能达到先进的水平，但是我们不让它发电，所有的技术进步都会被抵消掉。我们必须解决弃风弃光的问题，提高风电、光伏的利用率。

我们可以做一些测算，目前风电的技术进步，已经可以在内蒙古、河北北部，在风能资源最好的地区，可以达到每年利用小时 3000 小时以上，在达到 3000 小时以上的地区，风电可以不要补贴，电价可以达到 3 毛钱。内蒙古东部有一个国有企业，建的一个铝厂里就建了风电，20 万千瓦的风电没有要国家补贴。在资源最好的地区，只要把非技术成本去掉，把全额保障性收购政策落实到位，完全可以做到和化石能源相竞争的程度。在解决补贴缺欠方面也要加大力度。

以光伏发电为例，几个项目同比国外项目还是成本较高的，包括土地、电网送出、资金高出国际水平、税收、限电、补贴拖欠等，如果把这些非光伏技术成本去除，至少有 0.1 元/度的下降空间，当然，这只是一个粗略的估算，未来光伏等可再生能源降成本、减补贴仍将是一项很重要的工作。具体哪部分能先降下来，怎么降还要研究，只有推动这些政策的落实，才能加快可再生能源时代的到来。

④ 改革创新。重要的一个目标是要为可再生能源的高效利用创造条件，也要实现可再生能源的充分利用。我们现在要做的事情是，大力推进分布式可再生能源的发展。在配电网介入的风电、光伏发电，以及其他分布式发电，通过电力改革减少输配电价，简单来说就是减少过网费，给分布式利用创造更好的市场条件，通过改革措施推进可再生能源实现早日上网。

“十三五”时期是可再生能源发展的关键时期。是规模持续平稳保持较快发展的时期，也是我们必须攻坚克难，把成本降下来，把补贴减下来的一个关键时期。这是我们在“十三五”时期需要完成的重要任务。最后衡量我们到 2020 年是不是完成了“十三五”时期的任务，不只是看我们建成

了多少可再生能源，还要看技术水平是不是达到了国际一流水平，成本是不是降低下来了，这是我们全行业共同面临的艰巨任务。

董欣 中国能源报 2017-08-03

不一样的能源塑造不一样的城市

能源是经济社会发展的重要物质基础，城市是经济发展的核心，也是能源使用的主体。

2015年，城市拥有全球超过一半的人口创造了约80%的GDP，城市能源消费占全球一次能源消费的约三分之二，与能源相关的二氧化碳排放占全球排放总量的75%。预计到2050年，城市人口将达到全球三分之二，城市GDP将占全球85%左右。

因此研究城市能源变革之路对于国家以及世界能源变革有重要意义。出于自身发展需要、环境标准要求等问题，国际上已有很多城市响应本国政策，制定并已经实施了本地能源变革战略，其效果已反馈于城市发展。

解决自给率的哥本哈根能源变革

城市文明依托经济发展，经济的发展最早依靠工业化得到快速增长，而工业的扩张主要是能源的占有度决定的。对于资源匮乏的城市或国家，能源大多依赖进口，将会极大地限制其自主性发展。

20世纪70年代前，丹麦能源消费99%依赖进口。1973年的石油危机促使丹麦意识到完全依赖进口化石能源，并将其作为唯一能源，将会萌生潜在威胁。之后丹麦一直致力于制定并逐步完善积极稳健并具有成本效益的能源政策，开展节能、优化制造产业，以及投资绿色能源技术。于2011年发布《能源战略2050-从煤炭、石油和天然气走向绿色能源》，明确提出2050年完全摆脱化石能源，建立“绿色能源体系”，同时保证丹麦能源供应安全、人民就业增加。

作为丹麦王国的首都、最大的城市及最大的港口，哥本哈根市是能源消耗大市，也是国家能源战略的积极践行者。在国家大能源政策基础上，形成“哥本哈根式”能源变革，主要行动有制定碳中和目标、大力推行风能和生物质能发电、实行分散式区域供热和热电联产，以政府为首推广节能建筑、鼓励低碳绿色出行、推进低碳技术研发推广、制定高税能源使用政策和非政府组织大力推动等方面。哥本哈根市委还通过每年举办的“哥本哈根气候措施”年会邀请多国代表共同探讨城市气候行动。在2008年，得益于环保方面的成绩，哥本哈根被评选为“世界最佳城市”榜首。能源变革的顺利进行，信心大增的哥本哈根市于2009年率先宣布，要在2025年成为世界上第一个零碳排放城市。

哥本哈根的能源战略不但解决了能源供给、能源环保问题，同时通过一系列能源政策改变了消费者的能源意识，并通过能源技术带动了经济发展、就业率提高。以哥本哈根为代表的丹麦能源变革向世界展示了能源变革与经济、环境协同发展的新篇章。

致力大气治污的伦敦能源变革

在工业化时代，对于资源较丰富的城市或国家，其经济的快速发展以化石能源的大量消耗为代价，以煤为主的化石能源大量燃烧产生的污染物对大气以及生态产生严重影响，极大地降低了居民生活品质。

英国首都伦敦是众所周知的工业重地。煤炭支撑了英国100多年的工业发展，成就了经济大势，也导致了惨烈的环境影响。19世纪的伦敦，烟雾飘荡在整个城市的上空，震惊世界的“雾都劫难”让伦敦再次举世闻名，也给伦敦贴上了“雾都”的名片。英国政府痛定思痛，开始重视能源造成的大气污染带来的严重后果。

1956年，英国政府首次颁布“清洁空气法案”，作为世界上首部空气污染防治法，主要提出改造用煤设备、设立地方政府补贴、调整能源结构等措施，空气污染物减量初见成效，表明了政府的坚定决心。在之后的几十年，政府陆续颁布了一系列政策，包括赋予地方政府更多权限、重视机动车污染、制定空气质量标准、颁布环境法等，逐步完善大气污染治理体系。2009年英国政府发布《英

国清洁能源战略白皮书—低碳经济转型计划》提出英国 2050 年实现碳减排 60%、电力行业全部去碳化的目标。

英国能源战略赋予地方政府充分权限，2004 年，伦敦积极出台了《市长能源战略》，之后开始启动了一系列应对气候变化的能源政策、百余个战略性发展项目。并逐步扩大变革范围，利用资源优势促进可再生能源开发，关注分散式能源供给系统等。2000 年至 2006 年，伦敦市人口增长 10%，但二氧化碳排放量却下降了 6%。2010 年伦敦政府根据国家战略提出了《伦敦未来能源战略的实现-市长能源战略修正案》，提出 2025 年三大战略目标，实现二氧化碳相对于 1990 年减排 60%，建成高效、独立、安全的能源供应体系，成为全球碳金融中心。在 2012 年的伦敦奥运会期间，“史上最绿色”的奥运会使伦敦再次举世闻名。

针对能源变革目标，英国全国上行下效，建立完善的法律法规体系，各级政府积极响应。在制定能源战略时，伦敦市充分考虑自身城市特点，积极发展清洁能源技术，发挥资源禀赋优势大力发展风电，分行业制定根据碳减排目标，重点促进商业领域、民用住宅和交通领域的碳减排。并通过政府示范引导，促进公众参与。在大气污染治理上，伦敦市积极探索，不断完善，向世界展示了一部振奋人心的能源变革史。

资源 100% 可再生的法兰克福能源变革

以能源为支撑的工业时代，极大地推动了经济发展和科技进步，随着能源的大量使用，我们终将面对能源枯竭。目前越来越多国家和城市大力开辟新能源，参与 100% 可再生能源建设。

德国是欧洲第一大经济体，也是第一个宣布“弃核”的国家，其能源转型战略备受关注。德国的能源很大程度上依赖进口，在 1973 年石油危机之后，德国一直酝酿着能源转型。德国的能源转型不只是自上而下的战略部署，而是由大部分德国民众的反核行动、地方居民对“去中心化”的支持，以及德国的政治影响共同驱动。德国的能源转型方案不只取决于一份报告或文件，而是由一揽子解决方案组成。

在 2011 年的德国议会上，德国政府一致做出在 2022 年之前逐步关停核电厂以及 2050 年基本退出化石能源两大决定。主要通过大力发展风能和太阳能、在过渡期间提高化石能源的使用效率以及能源效率实现。

法兰克福市是人口密集、工商业发达的大都市，是德国最大的航空枢纽、铁路枢纽，16 世纪后又成为交易所及银行中心，其人均能耗远高于德国平均水平。该市积极推动能源转型，实践落实低碳、可持续发展目标，2009 年就签署了欧洲市长盟约，批准了“2008 年能源行动方案和 CO2 排放清单”。

2015 年，法兰克福市政府议会决议通过了 2050 年实现 100% 可再生能源供应的“100% 气候保护总体规划”，通过缜密的可行性研究，最终确立了“电力 10% 进口、热力 100% 本地供应”的能源供应方案。通过最大限度挖掘各区可再生能源资源、各领域节能潜力以及研究智能技术解决方案、强化能源合作保障法兰克福市能源战略推进。

虽然德国为能源转型付出了高昂成本，但能源转型大力促进了德国的技术革命和技术创新，总的来说收益非常大。法兰克福市的能源战略表明，对于人口密度高、工商业发达的大型城市，在支持互联网计算中心等高能耗的技术产业同时，并不否定其 100% 可再生能源城市建设的可能。除法兰克福市之外，还有很过经济发达的大城市也都提出了 100% 可再生能源的能源变革目标。

脱离现实的马斯达尔能源变革

能源出口大国享受了工业时代石油储量带来的巨大经济效益，但先进的国家或城市并不满足于此，他们认为石油终将枯竭，应未雨绸缪，开辟“未来能源”。

阿拉伯联合酋长国石油储量位居全球第七位，其首都阿布扎比拥有丰富的原油储藏，那儿的居民几乎是世界最富有的人，但当地人并不沉溺于石油带来的辉煌，积极开发未来可持续能源。2006 年阿联酋提出“马斯达尔”设想，在阿布扎比西侧打造一座 6 平方公里的环保小城，其目标是成为世界上首个实现零碳、零废物标准城市，被称作“沙漠中的绿色乌托邦”。

该设想于 2008 年正式启动，斥巨资 220 亿美元，制定了顶级完美的规划，为实现小城 100% 的可再生能源动力、完全零排放、节电 75%、饮水需求减半，致力于在沙漠逆境中突围，依靠能源转型颠覆人们对城市和建筑的看法。打着未来城市的旗号，马斯达尔吸引了包括世界自然基金会、麻省理工学院以及阿布扎比未来能源公司等争相加入。

马斯达尔的城市规划不可谓不超前，其重视地区与社区的结合，便捷的公共交通，充满活力的公共区域，保障居民高品质的生活。在建筑设计、交通运输、电力供应、水资源循环、废旧可循环利用等方面都充分考虑了地域特征和能源，可谓是当时看起来最全面的设计。项目开始初期，吸引了全球关注，300 多家企业争先在此设立官方办事处，希拉里·克林顿称其为世界城市发展的榜样，很多国家也因此开始尝试建立“碳中性”城市。

坐落于此的西门子中东总部成为中东地区第一座获得 LEED 白金认证的建筑，堪称国际性绿色建筑典范。2015 年投入使用的国际可再生能源署总部大楼，耗能据称仅有阿布扎比同等办公楼的 1/3。虽然初期建设获得各方肯定，但建设过程中发现不能完全实现“零碳”目标，并伴有撤资行为，到 2016 年，马斯达尔城规划仅完成了不到 5%，竣工日期推至 2030 年。2006 年开拓性的设想变得无名无实，马斯达尔到处是空荡的大楼、荒芜的街道、大片未开发的土地，整个城市目前只有 300 名居住人口。

为向世界展现一座全新概念的“零碳城市”，马斯达尔城提出了相当全面的规划，具体到城区规划、可持续建筑设计、饮用水和污水管理、固体废弃物管理、交通规划等。然而忽视了城市的发展规律，过于极致地追求能源的优化利用，使马斯达尔脱离了城市全面发展的实质。对于未来的城市能源变革者，应意识到不能为了实现“零碳”城市展示，而将所有美好的能源设想强加于一座城市之中，能源变革必须全面融合并完全服务于城市的全面发展。

能源转型和革命是工业革命与现代城市文明融合发展的原动力和核心要素。能源转型成就了哥本哈根的能源自给、解脱了伦敦的“雾都”称号。法兰克福和马斯达尔相继打造 100% 可再生能源，但马斯达尔忽视了能源变革应以支撑城市全面发展为动力。从能源角度看工业革命，其本质是能源的变革。从城市的角度看能源，其动力是城市的发展，以能源变革驱动城市全面发展。不一样的能源塑造不一样的城市，城市能源变革大有不同。

张钰 中国能源报 2017-08-14

7 月，那些最受关注的能源大事

7 月，能源行业热点频出。国家能源局就 2017 年上半年能源形势召开新闻发布会指出，我国上半年能源消费总体回暖，能源结构进一步优化，能源需求增长的新旧动能持续转换，能源供给不断改善，能源供需总体宽松，能源行业效益分化。

政策层面，《中长期油气管网规划》《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》发布，推动相关领域向纵深发展。企业层面，《财富》杂志发布 2017 年“世界 500 强”排行榜。20 余家中国能源企业跻身世界 500 强，巩固了在世界范围内的行业地位。

数读能源

7 月能源领域媒体报道高频词示意图



从媒体报道中出现频次较高的能源关键词可以看出，电力、新能源话题的比重较高。其中，首轮输配电价改革试点取得实质性进展、可再生能源发展“十三五”规划实施指导意见发布、AP1000全球首批海阳核电1号机组装料在即等话题受到舆论聚焦。

7月能源领域热点话题 TOP10

话题	领域	关注度
20余家中国能源公司跻身世界500强	能源	33.8
首轮输配电价改革试点完成	电力	28.4
发改委、能源局印发《中长期油气管网规划》	油气	28.34
可再生能源发展“十三五”规划实施指导意见发布	新能源	27.2
国家能源局：我国能源消费回暖 预计下半年能源供应仍较宽松	能源	24.1
AP1000全球首批海阳核电1号机组装料在即	电力、新能源	16.0
能源央企合并受关注 国家电网与华能集团重组露端倪	电力	13.2
分布式光伏新增装机量同比飙升2.9倍	新能源	12.9
煤电价格博弈加剧 电厂濒临亏损	煤炭、电力	12.6
我国首例页岩气探矿权拍卖开启	油气	11.9

说明：

①舆论关注度由网媒、纸媒、论坛、博客、微博、微信、APP等渠道传播量计算得出；

②监测周期：2017年7月1日-7月31日

行业热点事件解析

发改委、能源局印发《中长期油气管网规划》

7月12日，国家发展改革委和国家能源局联合下发《中长期油气管网规划》（简称《规划》）。《规划》明确，到2020年，全国油气管网规模达到16.9万公里，其中原油、成品油、天然气管道里程分别为3.2万公里、3.3万公里和10.4万公里，储运能力明显增强。

到2025年，全国油气管网规模达到24万公里，原油、成品油、天然气管网里程分别达到3.7万公里、4万公里和16.3万公里，逐步实现天然气入户入店入厂，全国城镇用天然气人口达到5.5亿，天然气在能源消费结构中的比例达到12%左右。

油气改革方案及其配套文件的发布一直是媒体关注的焦点。

多家媒体对《规划》中提出的目标予以充分的肯定，并强调该《规划》在油气改革进程中的重要地位。《新华社》、《经济参考报》引用发改委相关负责人观点指出，适度超前规划油气管网基础设施，对于保障能源安全稳定供应、降低经济运行成本、增加社会有效投资、提高人民生活品质均具有重要意义。

《经济日报》引用专家意见表示，统筹规划、加快构建“衔接上下游、沟通东西部、贯通南北方”的油气管网体系，将有助于完善现代综合运输体系，提高要素配置效率，支撑现代能源体系建立，在增加有效供给的基础上减少成本，尤其是物流费用，同时有利于巩固和拓展油气进口通道，保障国家能源安全和公共安全。另外，《证券日报》和《上海证券报》等也充分肯定了《规划》的重要意义。

值得关注的是，多数媒体在报道《规划》时重视我国油气管网建设的“纵向比较”，仅有个别媒体不忘进行“横向比较”，使公众看出与发达国家的差距。《每日经济新闻》将《规划》中提出的目标与美国现在已达到的程度相比，强调“中国3年后的天然气管道里程目标只有美国现在的五分之一”，与发达国家相比仅能称为初级目标。

天然气发电是推进能源结构转型的重要方向之一。然而，气电、风电、光伏等能源较煤电生产成本更高，在市场中常处于下风。在公众对节能减排、保护空气质量的普遍期待下，天然气和油气管网的发展空间巨大。

自5月底《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》公布后，国家发改委等相关部门已接连发布了《关于加强配气价格监管的指导意见》、《加快推进天然气利用的意见》两个配套文件，这是对天然气乃至整个油气领域的一大利好。本次印发的《中长期油气管网规划》则是在油气领域改革道路上的又一次迈进，将有效推进改革进程。

首轮输配电价改革试点全面完成

7月26日，国家发改委就输配电价改革等情况举行新闻发布会指出，首轮输配电价改革试点已经全面完成，对电网企业进行了严格的成本监审，剔除了不应进入定价成本的费用和支出。未来将继续推进跨省跨区和区域电网输配电价的核定工作，以及研究制定电网和新增的配电网的价格形成机制。

输配电价改革从2014年到今年上半年，经历了四个阶段：

第一阶段是破冰，深圳蒙西电网搞输配电价改革的试点；

第二阶段是扩围，2015年选了五个省，包括湖北、安徽、云南、贵州、宁夏进行试点；

第三阶段是提速，2015—2016年，进一步提速；

第四阶段是全覆盖，到2017年6月底，省级电网全部进行了输配电价改革，实现了全国的全覆盖。

深化电力体制改革和电价机制改革是供给侧结构性改革的重要组成部分，而输配电价改革则是整个电力体制改革中的“硬骨头”。新华社、《经济日报》、人民网、中国经济网等央媒纷纷就“降成本”发文称，对电网企业涉及与输配电价不相关的资产、不合理的成本、费用支出，进行严格的成本监审并坚决剔除。《中国经济时报》、中国青年网等媒体也发文称，此次输配电价改革除了拥有“建机制”、“降成本”、“推市场”三个亮点外，还面临着“制定依据的困难”、“涉及到电量增长和投资之间的匹配问题”、“成本监审三个”三大挑战。

两年多来，电力体制改革全面铺开，并在输配电价改革、电力市场建设等多个领域取得重要突破，为经济社会持续健康发展提供了坚强有力的支撑。

目前省级电网输配电价改革已经顺利完成，未来输配电价改革将围绕开展跨省跨区和区域电网输配电价的核定工作、研究制定电网和新增配电网的价格形成机制、妥善处理交叉补贴问题、做好监管周期转换问题四方面。随着电力改革持续推进，业界预期下半年电改将以点带面全面铺开，迎来第二轮爆发期。

热门企业聚焦

20 余家中国能源公司跻身世界 500 强

7 月 20 日，《财富》杂志发布 2017 年“世界 500 强”排行榜，主攻石油化工、电力、天然气的 20 余家中国能源公司继续占据该榜单。

进入榜单的中资能源公司包括：国家电网、中石化、中石油、南方电网、中海油、中化集团、中国华信、恒力集团、中国华能、神华、中国能建、冀中能源、延长石油、陕西煤业化工、国家电力投资、山东能源、华电、国电、大同煤炭、山西焦煤、山西阳泉煤业、潞安、大唐、山西晋城无烟煤矿业以及新疆广汇。

此次上榜的中国能源企业的盈利情况不及其他行业成为媒体关注的焦点。北京大学光华管理学院院长刘俏教授分析指出，中国 109 家上榜企业的平均总资产收益率（ROA）仅为 1.65%，一块钱的资产只能产生 1.65 分的税后利润；而美国企业的平均总资产收益率为 4.79%，是中国企业的 2.9 倍。

有媒体撰文分析油气行业经营状况指出，石油产业的不景气是致使多家石油企业业务不振的核心因素。油价不高这一外因是石油企业难以在近年来实现高盈利的一大原因，而运营能力、当地政策、经济、环境的变化也会让曾经的“暴利”获取者不再风光。

此外，新入榜的民营企业也是舆论关注的一大亮点。从总榜上看，中国新入榜企业大部分是民营企业，民营企业在整个榜单中所占的比例已经增至 20%。有学者表示，更多民营企业的崛起反映出中国企业 2.0 时代的逐渐到来。

《财富》世界 500 强榜单作为展示企业价值和综合实力的全球性权威平台，中国能源企业的强劲实力在排行榜中再次得到充分显现。面对复杂多变的国内外经济形势和艰巨繁重的改革发展稳定任务，中国能源企业如何持续健康提升发展、实现生产经营稳中有进、企业综合实力以及持续提升品牌形象等问题也是企业未来发展方向需要不断思考的问题。

国家电投：AP1000 全球首批海阳核电 1 号机组装料在即

国家电投 7 月 13 日发布消息称，7 月 12 日，海阳核电 1 号机组各项试验全部结束，正式进入装料准备阶段，为后续并网发电奠定了坚实基础。至此，全球首批第三代 AP1000 核电站三门 1 号、海阳 1 号机组，均已进入装料准备阶段。

7 月 14 日，国内首个 AP1000 换料燃料组件成功下线，经检验组件各项指标均满足技术条件要求，为三门核电后续安全稳定运行提供了保障。这也是国内首条 AP1000 核燃料元件生产线生产出的第一个正式产品，该生产线已全面进入批量生产环节。《第一财经日报》引用核电业内人士观点表示，一旦三门核电 1 号机组成功并网发电，其他使用 AP1000 机组的核电项目的建设步伐也将因此而加快。

王炳华表示，采用 AP1000 核电技术的三门和海阳 1 号机组计划于今年四季度并网发电。中国三门和海阳 1 号机组热试工作全面结束，中国自主研发更大功率的 CAP1400 示范工程即将开工建设，中国三代核电自主化供应链体系已经形成。

汉能与同煤合作建厂 李河君重启公开筹资

汉能集团重拾薄膜太阳能发电业务。汉能与大同市政府、同煤集团签署战略合作协议，共建大同移动能源产业园项目。英国《金融时报》报道称，这笔交易标志着汉能创始人李河君重新开始公开筹资。汉能将持有合资公司 20% 的股份，同煤集团将持有 50% 的股份，大同市政府将持有剩余 30%

的股份。过去两年，李河君一直在争取香港监管机构让汉能复牌，同时还在推动开发太阳能动力汽车的计划。

另据报道，7月29日，汉能薄膜发电集团在京发布其最新的薄膜太阳能产品“汉瓦”系列。媒体推算，“汉瓦”目前的售价为1390元/平方米，相当于16.2元/W的售价，是晶硅组件的四倍。汉瓦产品经理曹文辉则表示，“汉瓦”与晶硅组件完全是两类产品，针对的是光伏建筑一体化这一新的应用场域，新产品在推出之初都会增加一些成本。

精彩言论

国家电投董事长 王炳华：

静观其变，大戏在后头。（回答媒体对潜在电力央企整合的提问）

中国工程院院士 马永生：

宇宙星辰遥不可及，‘马永生星’于我而言，已经远远超出了奖励与光荣的意义，它更意味着鼓舞和激励，意味着责任与使命。（在7月27日“马永生星”命名仪式暨学术报告会发表感言）

中国煤炭科工集团有限公司党委书记、董事长 王金华：

直接减少采煤工作面的人员数量是减少人员伤亡、保障安全的重要手段，也是煤矿安全生产的迫切需要。相信随着智能化技术的不断发展，煤岩识别、工作面三维定位等关键技术逐步攻克，未来工作面将实现自适应型智能化无人开采，甚至机器人采煤，进一步将煤矿工人从恶劣的工作环境中解放出来。（接受《中国能源报》记者采访时表示）

中国社科院研究生院院长黄晓勇：

很多投资商、贸易商担心“一带一路”沿线国家风险较大，以人民币计价能够应对汇率波动风险，对中国的能源安全也有非常积极的影响。所以，“天然气人民币”可以成为推进“一带一路”的抓手和一个着力点。

中石油哈萨克斯坦公司副总经理 王俊仁：

（在国际油价低迷的情况下）我们坚持低成本发展策略，利用低油价形成的倒逼机制挑战低成本极限。通过全方位采取措施，将每桶操作费控制在3美元以内，提高了核心竞争力，增强了盈利能力和抗风险能力。

中国能源研究会常务副理事长史玉波：

“十三五”期间，能源互联网行业发展预计将维持18.5%的增长率，将成为改革创新发展的强劲引擎之一。

董晋之 刘璐迪（实习） 中国能源网 2017-08-08

热能、动力工程

吴俊宏：新政将促进微电网商业化发展

近日，国家发展改革委、国家能源局印发《推进并网型微电网建设试行办法》（发改能源[2017]1339号）（以下简称《试行办法》），这一文件出台得非常及时，对促进微电网乃至多能互补系统的健康发展具有非常重要的指导意义。

为应对大规模分布式清洁能源的发展、提高电网的供电安全性，一般认为有两种技术路线可以选择：

一是增加主网设备投入，采用大范围的协调控制技术；

二是发展小微能源系统，通过小范围的源-网-荷管理实现能源的就地平衡，即发展符合能源供给侧结构性改革的微电网技术。

相比第一种方案，微电网技术可以延缓或减少上级电网的投资，并在主网故障时更具灵活性，

具有更高的社会价值。

毫无疑问，在大规模分布式清洁能源发展的背景下，微电网作为分布式电源有效管理方案，已经成为现代电网的一个重要发展方向。同时我们必须注意到，分布式电源的消纳不仅是电力技术问题，也是电力市场机制问题。新一轮电改已两年有余，回顾“9号文”相关文件细则，每一份都极具针对性，但是却鲜有文件涉及微电网市场机制的相关问题。

虽然微电网可以从技术层面解决大规模分布式电源的并网需求，但结合有效的市场机制还将进一步提高微电网内分布式可再生能源的利用效率；与此同时，我国正大力提倡终端一体化多能互补系统的建设，微电网正是多能互补系统集成优化的解决方案之一。

笔者认为《试行办法》的具体意义如下：

(1) 统一了微电网发展理念，利于促进微电网商业化发展。

长期以来，关于微电网的定义百家争鸣，系统容量、功能结构均存在不同层面的理解差异。另外，微电网投资主体是谁，盈利模式又有哪些，一直存在争议。

《试行办法》对微电网的内涵与外延进行了详细说明，相比之前的微电网文件更具有实际可操作性，不仅统一了现阶段微电网的发展理念，也利于探索一条适合我国国情的微电网发展之路。

(2) 规范了微电网保障机制，利于提高微电网内分布式可再生能源的利用率。

长期以来，因为并网技术和市场机制的问题，分布式电源主要采用自发自用模式，余电上网或不上网。微电网技术可以在一定范围内调剂分布式发电资源，《试行办法》从机制上保障了微电网对分布式电源资源的统一管理和调度，对于提高微电网内分布式可再生能源的利用率有着重要意义。

(3) 创新了微电网市场机制，利于终端一体化多能互补系统的健康发展。

我国正大力提倡多能互补系统建设，终端一体化多能互补系统有利于推动能源就地清洁生产 and 消纳、提高能源综合效率。毫无疑问，微网集成是能源互通互联的有效解决方案。

然而，除能源技术本身的互补特性之外，市场机制才是有效实现多能互补的关键。《试行办法》对于微电网的运营模式、交易模式、盈利模式等都进行了创新性规定，这将有利于以微电网为载体的终端一体化多能互补系统健康发展。

(4) 肯定了微电网的辅助服务市场主体身份，利于大电网采用更多调节手段保障电网安全运行。

微电网技术出发点之一便是解决大规模分布式电源并网的安全问题，通过微电网的统一调度管理，不仅可以减少分布式可再生能源的并网冲击，还可以为大电网提供有效的有功支撑和无功支撑。

《试行办法》明确鼓励微电网作为独立辅助服务提供者参与辅助服务交易，这丰富了大电网的调节手段，有利于提高大规模分布式可再生能源并网背景下电网的安全运行。

具体而言，《试行办法》明确了以下要点，这些要点将是微电网商业化应用的重要政策依据。

规范了微电网的系统规模。

《试行办法》将“微型”作为微电网第一个主要特征，“35千伏”、“20兆瓦”是文件对于微电网的原则性要求。需要注意的是，系统容量20兆瓦上限是针对最大用电负荷而言，意味着微电网最大可再生能源装机容量可以根据需求超过20MW。“微型”本质上已将微电网限定在解决分布式清洁能源的范畴，鼓励清洁化、小型化发展的现代能源体系，并避免了以微电网名义发展大规模容量的电源建设。

明确了微电网内分布式能源性质。

“清洁”是文件对于微电网第二个主要特征要求，意味着可再生能源和天然气发电将是微电网的主要电源形式。同时，微电网需要做到“可再生能源装机容量占比在50%以上，或天然气多联供系统综合能源利用效率在70%以上”。

微电网需要有“自治”能力。

微电网区别于一般配电网的主要特点是实现自我平衡并且可以孤网运行，《试行办法》提出了“微电网与外部电网的年交换电量一般不超过年用电量的50%”，这不仅是对微电网自我平衡的要求，也避免了微电网被开发成高电源比例项目向电网“发电”。

另外，从安全供电角度提出了“独立运行时能保障重要负荷连续供电（不低于 2 小时）”的要求，这也说明微电网孤网运行的目标不在于形式，而在于对重要负荷的安全保障。

需要注意的是，文件并没有强调微电网与外部电网交换容量的要求。另外，“备用容量费用”机制说明了微电网运营主体可以根据微电网自平衡情况选择经济效益最大化的备用容量申报方案。

社会资本和电网企业均可以投资建设微电网。

文件鼓励地方政府和社会资本合作（PPP），以特许经营等方式开展微电网项目的建设和运营。电网企业可参与新建及改（扩）建微电网，但是投资运营需要独立核算，不得纳入准许成本。这从一定程度上保障了电网企业 and 非电网企业关于微电网投资建设的公平问题。

微电网各建设单元分别进行核准（备案）。

微电网如何核准是各投资主体最关心的问题。文件明确了“新建及改（扩）建微电网项目根据类型及构成，由地方政府按照核准（备案）权限，对微电网源-网-荷等内容分别进行核准（备案）”，符合简政放权、深化“放管服”等相关精神。

明确了微电网的电力市场主体地位。

对于一般的电力交易和售电业务，微电网运营主体应依法取得电力业务许可证（供电类），并将作为独立的电力市场主体，在具备售电公司准入条件、履行准入程序后，作为拥有配电网经营权的售电公司（第二类售电公司），开展售电业务；对于有偿辅助服务，鼓励微电网作为独立辅助服务提供者参与辅助服务交易，探索建立微电网可作为市场主体参与的可中断负荷调峰、电储能调峰、黑启动等服务补偿机制。

另外，文件提出“并入电网的微电网可视为可中断系统”，是指微电网作为辅助服务市场主体可以参与可中断负荷调峰，并且将是具有偿行为。

说明了微电网的电力交易及售电方式。

微电网运营主体将负责微电网与外部电网的电力电量交换，并按照市场规则参与电力市场交易，承担与外部电网交易电量的输配电费用。对于网内用户交易及用户结算电价，应达成长期用能协议，微电网内能源价格体系由购售双方自行协商，并鼓励构建冷、热、电多种能源市场交易机制。

总之，这份文件对促进能源小型化、清洁化发展具有重要意义，正如文件开头所说，文件的出台是为了“推进能源供给侧结构性改革，促进并规范微电网健康发展，引导分布式电源和可再生能源的就地消纳，建立多元融合、供需互动、高效配置的能源生产与消费模式，推动清洁低碳、安全高效的现代能源体系建设”。有理由相信，随着这份文件的出台，并网型微电网商业化发展将迎来春天。

吴俊宏 中国能源报微信 2017-08-02

有矿在手，开采不愁 福建出台全国首部省级石墨烯规划

它能让柔性显示屏随意弯曲;能让太阳能电池光电转换率更高;甚至能让避孕套更薄更坚韧。

它，就是因强度高、韧性好、重量轻而大受青睐的石墨烯材料。近日，福建省出台全国首部省级石墨烯专项规划。规划提出，到 2025 年，石墨烯要成为福建省经济发展先导产业。

那么，为何福建如此青睐石墨烯产业?首要原因是：矿产在手、开采不愁。

三明永安是南方主要石墨储藏地

8 月 13 日，据《福建日报》报道，近日，福建政府印发《福建省石墨烯产业发展规划(2017~2025 年)》(以下简称《规划》)，这是全国第一部省级石墨烯专项规划。

《规划》提出，到 2020 年，福建省要建成较为完善的石墨烯材料研发、制备、应用等产业发展体系;到 2025 年，福建全省石墨烯及其相关产品产值要突破 500 亿元，带动形成产值超 1000 亿元的产业链体系。

记者注意到，《规划》列举出福建发展石墨烯产业的三大优势。

首先，福建石墨资源储量丰富。高质量石墨是石墨烯重要原材料之一，截至 2016 年，福建省已探明石墨矿产地 15 处，累计探明晶质(鳞片)石墨和隐晶质(微晶)石墨储量超过 300 万吨，其中，三明永安是我国南方主要的石墨储藏地。

其次，福建石墨烯产业体系已初具雏形。福建已基本形成从资源开采-材料制备-下游应用-终端产品及相关配套的产业链，在石墨烯生产设备、电池电极材料、防腐涂料和环保材料等领域已经涌现出 40 多家具有一定实力的企业，第三，技术支撑能力强。福建全省有多家高校及科研院所从事石墨烯技术研发，诺贝尔奖得主康斯坦丁·诺沃肖洛夫等一批国内外院士专家与该省全面合作，形成较强的技术支撑。全省石墨烯专利申请量超过 400 件，其中厦门大学石墨烯工程与产业研究院累计申报和拥有发明专利 70 多件，骨干企业累计申报和拥有发明专利 50 多件。

对此，一位业内人士对《每日经济新闻》记者分析道，福建省是我国纺织材料、光电器件、锂电池、平板显示、船舶重要生产基地，与这些传统优势产业进行技术对接，有助于完善石墨及石墨烯产业链深加工和高端应用环节、符合产业发展趋势。福建对石墨烯产业重视程度高，在该省“十三五”战略新型产业发展规划中，就提出要发展石墨烯产业基地并推动在相关领域的应用。福建省的石墨资源主要掌握在国有企业手中，资源整合较为容易。

值得一提的是，上述福建省石墨烯专项规划也指出，目前石墨烯产业发展总体上处于产业化突破前期，尚未形成“料(石墨烯)-材(石墨烯基功能材料)-器(基于石墨烯的各类器部件)-用(终端产品应用)”的完整链条，石墨烯低成本规模化绿色制备技术存在瓶颈，针对不同应用产品的修饰、改性、复合、集成、功能化等技术仍需提高，下游应用产品低端化、种类较少、规模不大，缺乏杀手铜级应用。

每日经济新闻 2017-08-14

复旦大学团队研发可弯曲新电池

近日，复旦大学王永刚团队和彭慧胜团队研发出可弯曲的新型电池，其设计重点放在了可穿戴电子设备的机械应力要求和植入设备的安全要求上。相关研究刊登于细胞出版集团旗下《化学》期刊。

“目前的电池，比如用于医疗植入的锂离子电池，通常都是刚性的。”王永刚说，“此外，大部分柔性电池使用了易燃或腐蚀性电解质，既有安全风险，而且与可穿戴设备的生物兼容性差，更不必说植入电池了。”

研究人员设计了两种柔性电池：一种 2D 带状电池和 1D 纤维状电池。前者能将轻薄的电极薄膜黏附在一个钢绞线网中，而后者能在一个碳纳米管骨架周围嵌入电极材料的纳米粒子。除了测试了生物兼容性液体外，研究人员还测试了硫酸钠作为液体电解质用于可穿戴设备电池的适用性。

结果显示，在使用硫酸钠溶液作为电解质时，两种新型电池的容量和输出功率等比目前报告的大多数用于可穿戴设备的锂离子电池更好。

此外，1D 电池使用的碳纳米管能加速将溶解氧转化成氢氧离子，这一过程如果不受控制会危害电池的有效性，但却具有治疗癌症和细菌感染的潜力。

“我们或能将这些纤维状的电极植入人体以消耗基础氧气，特别是对那些注射药物难以到达的位置。我们希望能与生物学家和医学家进一步研究该假设。”王永刚说。

唐凤 中国科学报 2017-08-14

生物质能、环保工程

钟宝申：迎接能源变革大时代

8月1日，第十一届中国新能源国际高峰论坛，在北京国家会议中心如期举行。本届论坛针对能源转型与公共政策推动、新能源供给侧改革、特色小镇与新能源应用、生物质能源发展趋势、储能与新能源汽车发展领域等多场高层次、高标准论坛活动，隆基绿能科技股份有限公司董事长钟宝申受邀参加并做了《迎接能源变革大时代》的主题分享。

以下为演讲全文：

钟宝申以主题《迎接能源变革大时代》做了分享。现在应该说新能源的发展具备了这样一个势：就是天时地利人和。经过前些年从政府到行业、到专家，所有人的共同努力，新能源得到了长足的发展。到了今天，我们认为新能源正在成为主流能源，也正在改变着全球能源结构。

这是2016年巴黎气候协定签署之后的合影，当时中国、美国以及全球很多国家和组织共同签订了《巴黎气候协定》。虽然现在特朗普总统提出，美国要退出《巴黎气候协定》。但是我们也应该注意到，美国的各行各业、各个州，以及大量的企业和社会团体都纷纷表态，将继续代表美国政府履行《巴黎气候协定》。我国政府承诺中国碳排放于2030年达到峰值，到2030年GDP碳排放比2005年下降60%到65%。综上所述，人类在追求可再生能源发展方面，在追求改变环境方面达成了共识。

技术驱动太阳能正成为主流能源

太阳能光伏电池从1954年开始到今天，产品转化效率仍在不断提高。而且产业化的效率提升也非常快速，2016年到2025年同样的电池组件，主要以225W-355W为主，产业化的效率越来越接近实验室的效率。这就是太阳能、光伏吸引人的一个原因。

系统成本方面，2010-2016年太阳能光伏的成本下降了80%，这也为太阳能在很多地区平价上网创造了条件。去年印度、阿布扎比的招标，电价折合成人民币的含税价是0.2-0.3元/度，低于传统化石能源的发电成本。前几天彭博新能源财经（以下简称“彭博”）发布了一个关于新能源发展的报告。该报告指出，在接下来的几年，中国、印度、美国、日本等能源使用大国，太阳能的发电成本都会低于传统化石能源的成本。应该说可再生能源不仅具备环境价值，同时其经济性也越来越让大家能够感受得到，能够真正让社会享受到低廉的可再生绿色能源电力。

我们作为太阳能从业者，认为彭博的报告还是保守的。事实上，太阳能过去十几年的发展，在降低成本和提升效率方面，都远超于大家事前的预期和估计。我们认为太阳能行业的发展一定会超出彭博这次的预测。从这方面来看，太阳能已经足够具有吸引力。

然而，在这一段时间大家讨论比较多的，是太阳能发电的间歇性。很多人对此抱有顾虑，认为发电的时间和用能的时间不一定能够完全重叠，太阳能的供应不具有可持续性。分析一下能源需求结构，可以看出来这样的顾虑完全没有必要。全球的能源有40%是消耗在制冷和制热两个方面，而居民用电超过70%用在制冷和制热，用于电视、电脑、照明，只占家庭用能非常少的一部分。从这一点可以看出，如果从事电价的调整机制，推动多种储能技术发展，最终能够使能源需求曲线和能源生产曲线趋于一致。

举例来说：如果在某个时段产生的电能超过需求，这一时段的电力会非常便宜，便宜到甚至不需要花钱。在这种情况下，如果有政策驱动和价格机制，就可以催生出一些储能方案。除了电储能之外，还可以做冷热储能。比如说，可以在电价非常低甚至不要钱的时候用电能制冰，这样就可以通过价格机制，利用已经成熟的技术手段，调节用能时间段，从而使发电曲线和用能曲线吻合。

无论何种能源，如果没有这些调整，都无法使发电曲线和用能曲线趋于一致。即使是常规能源，包括核能、火电站，也存在需求曲线与生产曲线不一致的问题。比如在晚上，用能可能会很少，但是核电站仍然在正常运转。用能是波动的，发电也是波动的，本质上要考虑的是通过什么样的调节

方式让它们能够趋于一致。

我们认为，最好的手段就是通过电价机制的调整，推动多种储能技术的发展，最终使二者趋于一致。德国就出现过这样的情况，发电曲线处于峰值的时候，出现了负电价，用能不但不花钱还找钱，这样就能在市场上均衡各种能源的消费，所以我们认为多种储能技术的发展，最终会使全球发电的曲线和用能的曲线趋于一致。

「光伏+」走进生活

光伏的应用场景大家都知道，应该说越来越广泛，越来越普及。光伏小镇、光伏车棚、光伏体育场、水面光伏、牧业光伏、工商业屋顶、户用光伏、地面电站等众多形式的光伏应用场景随处可见。所以我们常常讲，有人的地方都可以使用太阳能。

能源变革大时代来临

在 2016 年，全球的装机总量是 6719GW，预计 2040 年将达到 13919GW。预测期内，装机总量增量的 80%来自可再生能源，意味着可再生能源在接下来二十年的时间内，将会是能源投资的主要方向，也是能源发展的核心趋势。

预计 2040 年太阳能的发电量是 6.5 万亿度，约等于每年太阳能装机 150GW，而中国目前全社会的总用电量是 6 万亿度左右。今年太阳能的装机预测可能会是在 85GW 左右，从这个角度来讲，大家对太阳能未来的发展给予了很大的期望，但是从我们公司的分析和研究认为，到不了 2040 年，太阳能发电量将达到 6 万亿度，也许 2030 年就能实现，一定会在 2040 年之前。

太阳能的势已经形成，太阳能未来一定能够成为人类可依赖的，能够可持续发展的能源。让我们一起做趋势的推动者。

新能源 隆基乐叶 2017-08-02

太阳能

中国光伏补贴高吗？要看怎么比

这些年，我国的光伏补贴，是高了还是低了？与世界其他国家相比处于什么样的水平？

本文作者认为“中国光伏补贴很高”这一印象，很大程度上是与火电标杆上网电价对比而产生的。而且，折算到同等情况，中德两国光伏的实际补贴已趋于一致，世界上不再存在大规模的“补贴高地”。

过去五年，中国太阳能光伏发电发展极为迅速，装机量与发电量一跃成为世界第一。2011 年，中国光伏总装机仅 2GW（200 万千瓦）；而同年世界光伏领头羊德国的光伏总装机为 24GW。至 2016 年年末，短短五年间，中国光伏累计装机达到 77GW，几乎达到同期德国 40GW 的两倍。

2016 年全年，中国并网光伏发电占总发电量占比虽然只有 1.1%，但其总量已超过世界 3/4 国家的总发电量。中国光伏大幅度的发展，离不开政府的补贴与政策支持。

与欧洲绝大多数国家一样，中国对可再生能源采用了固定上网电价补贴政策。这一政策可以在成本与市场急剧变化的情况下，锚定今后一段时期的收益率，有利于激发投资者热情，鼓励行业先行者，已被国际上验证为最行之有效的可再生能源支持政策之一。

那我国这些年来的光伏补贴，是高了还是低了？与世界其他国家相比处于什么样的水平？

由于光伏发电有其特殊性，直接在数字上进行比较并不客观，所以需要进行折算，将不同背景化为同等条件。目前中国与德国均是光伏大国，体量大、实力强，也采用了相似的固定上网电价补贴政策，因此最适合进行比较。但必须进行如下考量：

首先，光伏有集中式与分布式之分，安装地点不同，规模不同，其补贴不尽相同，要先明确比较主体。中国光伏以集中式光伏电站为主，集中安装在西北地区。因此，中国的光伏补贴以 I 类资源

区的标杆上网电价计算比较恰当。德国光伏以分布式为主，国土面积较小，其光伏补贴适宜按各种规模项目的补贴平均值衡量。

其次，补贴高不高直接对标的是成本，同样数值的补贴，成本低的相应补贴效应高。由于中国制造业强、人力成本较低、项目规模较大以及关税与进出口政策影响等因素，这些年中国光伏的综合安装成本比德国低 30%-40%。

最后，光伏也靠天吃饭，不同的光照条件，也会对补贴水平高低的判断产生影响。中国西北部光照条件较好，而德国纬度高，气候湿润，平均光照条件一般，有效日照小时数大约是中国西北的一半。因此，中国光伏的回收期比德国短一半。按中国 7-8 年收回成本计，中国光伏项目在资金成本上有约 15% 的优势。

因此，折算到同等情况，中国光伏补贴需要在数字上上浮约 50%。

2013 年，中国光伏补贴政策刚刚出台时，上网电价为每千瓦时 0.9 元，2017 年降为每千瓦时 0.65 元，五年时间下降近三分之一。德国光伏补贴开始于 2004 年，初始上网电价高达 50 欧分；2013 年平均上网电价约为 13 欧分（按现汇率折算为人民币 1 元/千瓦时），2017 年平均为 11.7 欧分（0.9 元/千瓦时），但近期降速下降减缓。因此，综合比较，可以认为，2013 年中国光伏补贴高于德国 35%，但到 2017 年时，两者则已基本持平。

可见，随着光伏行业逐渐成熟，中德两国的实际补贴已趋于一致，世界上不再存在大规模的“补贴高地”。

然而，政策上的补贴只是光伏补贴的一个组成部分，要全面分析补贴的高低，还必须综合国情与市场发展阶段综合考虑：

① 虽然德国政策上直接给予光伏电站的上网价格与中国持平，但德国现行销售电价高达人民币 3 元每千瓦时，其中有约 8 角钱是可再生能源附加费——这一部分是由消费者补给可再生能源的。德国可再生附加费基本上逐年上升，仅此一项已相当于中国许多地区的销售电价；而中国电价中的可再生附加不足 2 分钱（两国的可再生附加都并不单单针对光伏）。

可以看出，德国消费者另外支付了很大一部分的光伏补贴，而中国光伏补贴主要由政府与终端电价的交叉补贴负担。

② “中国光伏补贴很高”这一印象，很大程度上是与火电标杆上网电价对比而产生的。中国煤炭资源丰富，火电占绝对优势，发电设施较为先进；考虑到发展中国家的现状，环境成本也相对较低，因此火电标杆电价远远低于光伏。德国煤炭资源禀赋低于中国，火电成本较高，各发电品种的销售电价差异不大，加上电力市场化程度高，风电光伏分时销售电价常常很低，有时甚至为负数。因此，与其说中国光伏电价较高，不如说中国火电电价维持在相对较低的水平更为恰当。

③ 对于任何新能源，在起步阶段给予较高的补贴是合理的。中国光伏行业起步首先是为欧洲市场生产设备，本国安装市场发展比较晚，在近五年才开始爆发式增长。除了国家统一的补贴，中国光伏也存在着地方补贴、项目补贴、企业补助等公开形式以及一些隐性形式的补贴，这是行业发展初期培育市场、保护产业的必然要求。

当然，在中国光伏行业发展中，的确存在重安装轻发电、某些地方项目补贴偏高、“骗补”等现象。但用发展的眼光看，这也许在任何行业起步中难以避免的。

中国光伏补贴水平总体上是趋于合理的，而且日益市场化。从某种意义上说，也正是由于各级政府的大力支持与补助，中国光伏的技术进步和成本下降才能如此迅速，甚至大大突破了西方国家光伏技术发展的学习曲线。如果不考虑并网成本，光伏发电侧平价上网在 10 年内很有可能实现。由于光伏的灵活性，其在可再生发电中将占据越来越重的份额，可为“十三五”中国可再生能源发展目标乃至 2030 年中国能源总体战略转型做出突出的贡献。

林伯强 中国能源报微信 2017-08-01

指标下发，光伏产业平价上网攻坚在即

业界关心的光伏建设规模、技术指标的靴子终于落地。

与往年不同的是，此次4年规模共计86.5GW指标一起下发让业界惊艳不小，不仅大幅提振光伏产业发展的信心，同时，也为国内光伏行业有节奏、可持续发展提供方向指引和政策托底，为实现光伏“平价上网”调整到最佳的攻坚状态。

指标一次性下发

7月27日，国家能源局官网正式发布《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（下称《指导意见》），对2017—2020年的光伏电站发展规模进行了规划，2017年至2020年，4年共计86.5GW，领跑者基地每年8GW。

不少光伏业内人士对记者表示，“这一规模指标基本符合此前行业预期，表明国家推动光伏产业发展的信心仍然坚定有力。”

在《指导意见》中以附件形式下发的《2017—2020年光伏电站新增建设规模方案》，特别提出“甘肃、新疆（含兵团）、宁夏目前弃光限电严重，暂不安排2017—2020年新增建设规模，待弃光限电情况明显好转后另行研究确定。”

国家发改委能源研究所研究员时璟丽对此表示，“在政府和电网的合理引导和调度下，全国弃光限电现象得到很大程度缓解，弃光限电率同比下降4.5%。当下弃光问题主要集中在新疆、甘肃和宁夏，其余各省均无大比例限电情况。应该说，总体消纳形势趋于好转，光伏产业发展稳中向好。”

提振光伏发展信心

此前，业界普遍担心，根据《太阳能发展“十三五”规划》，整个“十三五”期间，将新增光伏规模105GW，但国家权威机构数据显示，到2017年上半年，我国光伏装机已超100GW。

在光伏成本未达到平价上网水平、光伏市场不明确之际，一些悲观论调也充斥行业之中，该《指导意见》的下发，对产业发展犹如“拨云见雾”，用实实在在的数据彻底打消了行业此前的顾虑，行业发展信心获强劲提升。

“其实105GW只是初步发展目标，对光伏发展上限并未封顶。”采访中，不少业内专家对记者如是说。

时璟丽坦言，光伏105GW的指标，是在当时全社会用电量下降的情况，为实现中国向国际社会承诺的减排目标而制定的。2017年以来国家总体经济形势稳中向好，上半年全社会用电量增速达到6.3%，电力需求逐步复苏，光伏产业的发展规模还将不断增大。

而在7月21日国家能源局在京召开的上半年能源形势新闻发布会上，国家能源局可再生能源和新能源司司长朱明也明确表示，我国能源结构调整速度进一步加快，可再生能源发展已经进入了规模化发展的新阶段。为实现《巴黎协定》，承诺到2030年中国二氧化碳排放达到峰值，非化石能源占一次能源消费比重达到20%的目标，国家大力发展光伏产业的信心和决心并没有变化。

“领跑者”基地将持续领跑

旨在促进先进光伏技术应用和引领产业升级的光伏“领跑者”计划进一步扩大。“以此引领技术进步和产业升级，促进成本下降，减少补贴需求。”《指导意见》明确表示。

自2015年起启动“领跑者”计划以来，效果有目共睹。不仅使光伏组件效率有了大幅提升，也使光伏上网电价下降至0.45—0.61元/千瓦时，与火电的差距大幅缩小，促进度电成本下降、为早日实现平价上网积极探路。

从2015年1GW的示范项目，到2016年5.5GW的规模，再到2017—2020年每年规模8GW，国家力推光伏“领跑者”项目的力度由此可见。

据记者了解，今年全国共有50余个市、县拟申报“领跑者”基地，行业申报活跃。而与以往不同的是，2017年的“领跑”基地亮点频现。除规模增加，也首次将“领跑”应用基地细分为两大基地：光伏发电领跑技术基地和光伏发电前沿技术应用依托基地。另悉，常规的光伏发电领跑技术基

地规模将占 80% 以上，前沿技术应用依托基地约占 20%，因其代表光伏领域最先进的技术水平，考虑其产能的限制，计划分期实施，首年实施规模不超过总规模的 30%。

附加提升 1 分钱补贴可解

7 月 1 日“绿证”正式推出，光伏补贴拖欠问题再次置于风口浪尖。甚至有言论指出，国家每年需支付可再生能源补贴为 600 亿元，缺口巨大。

鉴于此，也可为光伏行业算一笔账。

光伏发展 10 年，截至日前，国家仅对前 6 批进入目录的光伏项目进行了补贴，这些项目拿到的财政补贴不足 260 亿元，经权威机构初步测算，2020 年 570 亿元（不含税）即可满足所有规划内（约 160GW）光伏电站的年补贴需求。按目前用电量增长趋势预测，光伏补贴所需电价附加仅增加 1 分钱，在 2020 年后实现平价上网则再无新增补贴，国家只需适当上调可再生能源电价附加征收标准即可保证光伏产业的健康平稳发展。

从目前世界各国的实践来看，光伏等新能源产业仍是政策驱动，补贴重点在于弥补存量光伏电站所承载的前期研发和产业化成本。即使在欧美发达国家，例如美国，也仍有 60%—70% 的可再生能源依赖国家财政补助和税收减免。

光伏作为朝阳产业、新兴产业，发展 10 年，历练 10 年，说长不长，说短不短。在政策、市场、技术的催化下，需要“再送一程”的光伏产业正在告别稚嫩期，迎接平价上网时代的到来。

钟银燕 中国能源报微信 2017-08-01

6.30 后，分布式光伏电站的成本真的下降了吗？

2017 年 6 月 30 日之前，分布式光伏行业一片欣欣向荣，一些光伏组件生产企业开足马力，依旧供不应求；各家光伏投资企业紧锣密鼓忙施工，抢并网。由于工期紧，需求高，光伏电站的建设成本也一度水涨船高。有人认为，随着 630 并网高峰的结束，项目需求量的下降，光伏组件、设备等成本将会下降，整体施工成本也将降低。事实情况真的如此么？为此，笔者走访了分布式光伏行业的相关人士，得到了截然不同的答案。

众所周知，分布式光伏电站的成本由组件和设备成本、施工材料成本、施工人工成本、并网成本、屋顶成本及其他成本构成。有分布式光伏业内人士表示，从分布式光伏电站成本组成分析，630 之后，分布式光伏电站的成本只会上升，不会下降！

首先，从光伏组件的制造成本来看。光伏组件的生产技术和材料技术已经达到了一定瓶颈，除非有重大技术突破，至少在近几年内，光伏组件的生产制造成本不会有太大的下降空间。不会出现 2016 年断崖式下跌，光伏组件整体成本在 2017 年最多下降约 2 毛钱。

其次，在施工材料方面，伴随着我国钢材产能结构的调整、去存减产、优化钢材品质、钢材产品的价格将趋于稳定。因此，支架、逆变器等光伏施工材料成本不会有大幅下降的空间，线缆辅材也将维持在一定的价格档位上。

再者，近年来，我国人工成本费用居高不下，电站施工人工成本也将持续攀升，再加上物价上涨后引起的后勤、行政管理等支持费用的增加，在人工成本方面也将会有明显提升。

2016 年 8 月 1 日，国家发布了分布式光伏屋顶加固新标准，强制实施新的屋顶加固措施，为了满足分布式屋顶电站建设房屋加固的规定，2017 年新开发的电站每瓦成本将增加 3 毛以上，这才是分布式电站成本价格上涨的最大原因。以 3MW 屋顶分布式电站为例，每瓦成本增加 3 毛，整体电站建设成本将增加 90 万以上。此外，由于适于建设分布式光伏电站的优质屋顶资源稀缺，寻找屋顶、租赁屋顶的费用也将大幅上升。

目前，由于分布式光伏的火爆，屋顶租金也水涨船高。众所周知，分布式电站对屋顶的荷载、构造、朝向、周边环境、产权、电力配套设施、并网接入资源等都有严格要求。另据相关机构调查表明，目前国内光照条件好的山东、河北、河南等地的优质工商业屋顶已经几乎被开发殆尽，剩下为

数不多的优质屋顶也已被各大光伏企业疯狂抢夺，导致屋顶租金暴涨。这几年，光伏行业的“路条费”也只增不降，部分居间商对于路条费的心理预期较高。随着分布式光伏市场的激烈竞争，高昂的“路条”费，间接拉升了企业投资电站的成本。

随着 2017 年 630 后并网分布式电站的数量增多，分布式光伏电站可接入的电源点已经快速减少，后期新建的分布式光伏电站项目电力接入资源也越来越紧缺，电力接入的成本也只会上升，不会下降。

相对而言，630 前并网的分布式电站项目在建设和运营成本上低于新建分布式光伏电站，由于享受到较高的标杆上网电价，在收益方面更高，投资收益率也远远高于新建的分布式光伏电站。

针对 630 后分布式光伏电站的成本现状，630 之后屋顶分布式光伏电站成本下降恐怕只是部分人的美好夙愿。投资者并不能把希望寄托在电站建设成本的下降上，而是要调整思维，转变战略，挑选优质分布式屋顶，抢占优质资源，或加紧收购现有和已建成并网的分布式电站项目上，以保证投资收益和价值。

中国能源网 2017-08-01

分布式光伏创业者如何玩转市场？这里三个建议

当清洁能源公益服务平台 PowerLab 的袁瑛，以“寻找分布式光伏 2.0 时代的创新机遇”为题，让老红为她的 2017 年首场创业活动学员做一个交流时，老红想到的是《谁将是家用光伏第一名？天合、阳光、爱康、古瑞瓦特、大海、协鑫……还是晶澳？》一文，一个问题出现在眼前：万一都不是呢？

因为现在是大型光伏加工企业、大型投资企业和中小创业企业，共同逐鹿分布式光伏市场，还不知哪种思维胜出、鹿死谁手呢。

不像大型地面光伏电站市场，分布式市场不是一个简单靠钱取胜的市场，而是一个靠服务取“心”、靠商业模式胜出、靠“系统”思维赚钱的市场，是一个非业内人士的创想可能颠覆业内人士定势思维、创业人士的“无知”可能打败成功人士的“经验”的市场。总之，这是一个“是骡子是马，拉出来溜溜”的市场。

因为分布式光伏市场，在 2C、电力改革、互联网+智慧能源、大数据等，这些只知发展方向、不知终极形式的时代加速到来的时候，创想才是最有价值的。

PowerLab 做的事情，就是为这些“创想者”提供公益服务。

过去几年，老红观察和接触了不少在分布式光伏市场创业的朋友，到目前既有“春风得意马蹄疾”的，又有“眼见你起高楼……”的。于是借 PowerLab 活动之机，对这些目光所能及的案例，做了一个简单梳理。（为了本文不混淆视听，暂且将“分布式光伏”与“户用光伏”“合并同类项”）

一、进入 2.0 阶段的分布式光伏市场和创业者们

老红不同意分布式光伏市场已经进入 3.0 的说法。因为还有一个月，它才满四岁，那样话会不会“长得太着急”了？

无论是 2.0 还是 3.0，分布式光伏的发展都是到了一个新的阶段。不同阶段创业者的思维和表现是不一样的，他们对分布式市场的认知、商业模式也是越来越接地气和独特的。

三年前，老红异常兴奋地接触了一些名校毕业、境外归来，想在分布式市场创业的青年才俊。无奈那时市场才开始，他们的认知和思维也只能流于一般。事实上，后来也没能看到他们成功的消息。

前几天，老红又接触了两位与前面同样背景、也要创业的青年才俊，分别提出在分布式光伏市场，采用“共享经济”、比照美国成功案例的“金融解决方案”的两种商业模式。可以肯定地说，两种商业模式的逻辑都是成立的。其实老红的肯定与否一点都不重要，因为其中一个，已经获得了著名风险投资的支持以及银行合作的结果。而另一个，已经获得大型光伏加工企业的初步认可并小试

牛刀。

他们所以具有这样的认知，关键在于分布式光伏市场已经 2.0，而他们又参与了 1.0。

二、粗浅分布式光伏市场创业企业商业模式回顾及成败原因分析

简单“粗暴”地说，1.0 分布式光伏市场中的创业企业，是传统商业模式战胜了互联网思维模式。

在 1.0 阶段的分布式光伏市场，聪明的创业企业入场伊始，无不围绕解决“持续、规模获得电站资源和融资解决方案”两个“痛点”展开。于是，是否从这两点出发点，则初步奠定了不同创业企业的不同维度。

在分布式光伏电站建设环节，创业企业大都是采用传统商业模式，有一次成功的，也有二次成功的。一次成功的，有金融思维采用“地推”模式的浙江晴天，有电器销售思维采用“体验馆”模式的北京首信，有让利思维采用微信推广模式的上海中普；二次成功的，大都是在获取电站资源的平台思维不理想，转而直接投资分布式光伏电站获得成功的，比如全民光伏，比如新能源圈；在这一环节，也有采用互联网思维创业的。一个是光伏云，一个是绿能宝。

在分布式光伏电站运维环节，创业企业大都采用互联网思维模式，现在看，至少他们都没有达到业内期盼的结果。比如木联能、晖保、陶科等。原因不在企业，而在目前产业特征、发展水平与对互联网思维认知之间的差距。针对现实，这些企业或多或少地调整了初始的思考，在发展中寻找方向。

在 2013 年的分布式光伏市场，一方面，创业从“互联网思维”出发是一件再正常不过的事情，因为分布式光伏市场的诞生与互联网思维的诞生同步。另一方面，“互联网思维”在过去的分布式光伏市场不成功也很正常，因为“高频”和“粘度”两大互联网思维要素都不具备。

互联网思维在分布式市场的窘态正在发生重大逆转。虽然在 1.0 阶段，2C 的“高频”和“粘度”不成立，但是在 2.0 阶段，伴随四年来 14GW 分布式光伏电站的建成，则为“S2b2c”互联网思维的企业打下了市场基础。比如远景能源、东润环能、中民智荟，已经和正在走上发展的轨道。

总之，在分布式光伏 1.0 阶段，因为市场基础不具备，互联网思维自然不成功。到了 2.0 阶段，互联网思维开始有了一定基础，但那已是“有钱人的事情”了。所以对于创业的年轻人，如果既没有足够的钱，又没有能够打动风险资本的商业模式，在分布式光伏市场创业，就请不要再“互联网思维”了。

三、给在 2.0 分布式光伏市场年轻创业者的三个建议

第一，创业的思维必须独特且超越市场，但是只能超越半步。绿能宝的光伏产业认知没问题、互联网思维没问题、资本支持没问题，但是入场的时间是否有问题？当然它是否懂得并严格执行金融游戏规则，则是另一个需要讨论的问题了。

第二，清晰把握创业的立足点和出发点。目前在分布式光伏市场，创业的立足点，应该还是根据“持续、规模获得电站资源和融资解决方案”两个“痛点”制定商业模式，然后再寻找商业模式的“爆点”；创业的出发点，必须是着眼于正在到来的“2C、电力改革、互联网+智慧能源、大数据”市场。如果创业的出发点，还是电价价差收益和提供服务收益，则建议您就轻易不要在分布式光伏市场创业了，因为据说已有 10 万家创业企业已经走在了您的前面。借用一句流行语，不以“2C、电力改革、互联网+智慧能源、大数据”为长远目标的创业都是在“耍流氓”。

第三，选择“痛点”要精准、商业模式要简练。凭关系、拼体力在分布式光伏市场创业的时代正在过去，针对“痛点”、制定独特商业模式、获取资本支持的创业时代已经到来。如何用几句话说明清楚商业模式和风险点，则成为创业成功的第一步。比如对于前面提到的“共享经济”、“金融解决方案”两个创业案例，风险投资家的评语是：都是不错的方案，但是可能会首选后者，因为它简单。

在当前的分布式光伏市场创业，什么都可以讨论，有一点毋庸讨论：这里一定是具有创意思维的创业者最好的战场。

参考资料

《天合、晶科、晶澳、英利、阳光等 27 家分布式光伏最新推进概况》

PERC 技术将成“领跑者”新担当

日前，国家能源局一次性下达 2017—2020 年 86.5GW 的光伏新增建设规模，每年 8GW 的光伏“领跑者”基地。

据记者了解，与之前相比，此次“领跑者”基地亮点频现，配套政策也日臻完善。为确保新技术先进产能的稳定释放，首次将“领跑者”基地分为两大基地——光伏发电领跑技术基地和光伏发电前沿技术应用依托基地；同时，“领跑者”基地的技术标准和组件一年内衰减率也有了新的标准，其中，单多晶组件技术指标分别要达到 17.8% 和 17%；一年内衰减率多晶不高于 2.5%，单晶不高于 3%。

技术进步是行业发展的不竭动力，“领跑者”项目的完善，也意在立足国内光伏技术的提升，增强国内光伏产业在国际上的竞争力，让“领跑者”基地真正实现“领跑”。

重点关注技术进步

对于新“领跑者”的技术门槛，业内人士纷纷表示，无论是单晶还是多晶，都需要配上现在最为成熟的 PERC 技术才能达标。中国光伏行业协会秘书长王勃华在接受记者采访时表示，2017 年行业发展趋势表明，PERC 技术、黑硅技术成为当前我国电池片企业技改的主流，组件环节自动化、智能化改造也在加速。在新“领跑者”基地中，PERC 当之无愧将成新的技术担当。

晶澳太阳能副总裁曹博在接受记者采访时表示，采用传统工艺很难达到新“领跑者”指标，必须叠加新的电池技术或组件技术。当前，PERC 及黑硅等电池技术已经成熟，国内正在形成量产规模。可以预见的是，拥有这一先进技术的企业将率先具有接单“领跑者”项目的实力。

“按照新指标，多晶 60 片电池和 72 片电池的组件功率分别要达到 280 瓦和 335 瓦；单晶 60 片和 72 片电池组件 295 瓦和 350 瓦，这些都需要加入 PERC 技术。”曹博说。

高端产能亟待增加

起源于上世纪 80 年代的 PERC 技术越来越被行业看好，近年来，产能也获得了快速扩张。据中科院电工研究所研究员王文静预测，随着 PERC 电池产能的扩张，常规电池的市场份额将会逐步下降，2017 年或是 PERC 电池与常规电池市场份额的转折性一年。预计今年末，全球 PERC 电池产能将增长到 20GW，全年产量约为 14GW，到 2026 年，PERC 电池或将占据国内市场 50% 的份额。

经过多年高速发展，我国已成为名副其实的光伏制造大国，但不容忽视的是高端产能依旧不足，因此，光伏“领跑者”计划也承担着引领中国光伏实现技术升级的重任。实践证明，第一批“领跑者”运行效果符合预期，有效地降低了光伏发电成本，同时也有力地推动了我国光伏行业的转型升级，为早日实现光伏发电平价上网打牢了基础，也为整个光伏行业引入竞争机制降低了成本。

PERC 技术的广阔市场前景正在吸引越来越多的企业目光。据 Energy Trend 分析师柯震宇表示，以往台湾厂商在全球 PERC 产能中具有一定优势，但继晶澳之后，现在国内诸多企业也陆续投入 PERC 技术，未来，国内有望成为全球最大的 PERC 生产和应用市场。

晶澳最早布局，成为“领跑者”中的领跑者

据了解，行业内素以技术创新著称的晶澳太阳能，早在 2012 年就获得了 PERC 电池发明专利的授权，2014 年实现 PERC 组件的大规模量产。目前，晶澳已经拥有超过 2600 兆瓦单晶 PERC 组件、500 兆瓦多晶 PERC 组件的生产能力，是我国最早、也是最大规模应用 PERC 技术的企业。2016 年，国家专利局授予晶澳在 PERC 双面发电拥有完全自主的核心知识产权，引领光伏行业从“中国制造”到“中国创造”质的飞跃。

经过持续的研发，晶澳 PERC 电池效率已经从最初的 20.5% 提高到 21.2%，组件（60 片电池）功率也从最初的 290 瓦提高到 305 瓦，在产能规模、出货量、组件质量和性能方面始终保持领先。采用晶澳 PERC 组件的光伏电站，其实际发电量超出设计发电量 10% 以上。

曹博介绍，晶澳在高效 PERC 组件上的率先布局，成就了其在“领跑者”项目中的领跑者地位。第一批光伏“领跑者”项目中，晶澳供应了 422 兆瓦组件，供货量占整个项目的 50%，行业发货量第一，其中高效 PERC 组件大约占到 40%。第二批光伏“领跑者”项目规模总计 5500 兆瓦，其中七大基地总计 5000 兆瓦尚未并网。

从目前的统计数据看，晶澳组件签订量占非组件厂商中标总量的 22%（组件厂商中标电站未纳入），遥遥领先于其他厂商，这一比例还将随供应量的增加而进一步提高，高效 PERC 组件的占比将超过第一批“领跑者”项目。晶澳始终专注制造更优质的组件，单晶 PERC 系列的双面双玻组件、半片组件、双玻组件、单晶组件，多晶系列的润秀组件以及润秀 Plus 等六款组件全部高于第三批“领跑者”项目的技术指标。

董欣 中国能源报 2017-08-03

阳光电源张彦虎解读“超跑”

“超级领跑者”评估标准不完整？快来看看阳光电源大咖说了啥！

日前，国家能源局下发的“光伏发电前沿技术应用依托基地”技术标准，揭开了业内人士翘首期盼的“超级领跑者”的神秘面纱，但同时也在业内也引起不小争议。业内人士表示，“超级领跑者”仅关注前端组件技术的创新，缺失了对逆变器和整个光伏系统的创新评估，是一个不健全的评估体系。

在 8 月 3 日举行的“两淮地区光伏领跑者技术分享会”上，众多行业专家、企业领导再次对“超级领跑者”展开了热烈讨论，快来看看阳光电源市场总监张彦虎博士都说了啥！

“超跑”需要重视整体系统创新

张彦虎表示，如果说中国光伏市场上半年的关键词是“630”，那么下半年的关键词就是“领跑者”。目前“领跑者”每年的市场体量高达 8GW，成为中国光伏三大细分市场之一。

要想在“领跑者”项目中推动产业的技术升级，“超级领跑者”不应只看重组件的性能指标，更应重视逆变器和光伏系统的整体性能指标。因为光伏发电从“组件”到“逆变器”，再到“电网”是一个转化、传输的过程，如果我们只关注前端的某个点，不强调系统层面上的创新，即使前面的组件再好，后端的瓶颈和短板仍然会导致整体效率大打折扣。

因此，当前的首要任务是要以逆变器为桥梁对系统进行深度优化，逐步实现核心目标：更低的安装成本、更低的运维成本、更低的度电成本和更高的发电收益。要想实现这个目标，除了要降低系统的初始成本及运维成本外，还需要全面提高电网的适应性、调度及并网的灵活性。

因地制宜科学设计

围绕上述问题，根据“因地制宜、科学设计”的理念，阳光电源为“领跑者”三大应用场景推荐了对应的 iSolar 智慧阳光解决方案。

首先是遮挡严重，运维困难的复杂山丘电站，这要求逆变器具有多路 MPPT，重量轻，安装维护方便。阳光电源推荐 SG80KTL-M 组串逆变器解决方案，逆变器交流输出侧可直连变压器，无需交流汇流箱，显著降低成本。

其次，针对水面、平缓山丘和平坦地面电站等，阳光电源推荐更简洁高效的 SG1250 户外集中逆变器解决方案。以全球单体容量最大的水面漂浮电站——淮南潘集 40MW 漂浮电站为例，集中逆变器稳定的放在浮台上，方便运维。

最后，针对一些对 LCOE 及竞价没有特殊要求并鼓励使用先进技术的“超级领跑者”基地，阳光电源推荐组件式逆变系统。该系统不仅通过前级功率优化器实现组件级的最大功率跟踪(MPPT)，可以彻底消除串并联失配，最关键的是融合 1500V 技术对后面的电压进行抬升，大幅提升发电量，将成为逆变器发展品类中的终级产品。

全方位领跑

作为全球逆变领跑者，阳光电源通过先进技术和产品的应用助力客户打造领跑者标杆电站，对提升我国光伏发电技术、促进光伏产业发展和升级优化具有重要意义。

阳光电源拥有 700 多人研发创新团队，每年投入巨资进行研发创新，致力于为客户提供全球一流的光伏电站解决方案。全球及国内多个第一均出自阳光电源：国内首款箱式逆变器，全球首款效率超越 99% 的商业化组串逆变器，全球首款 1500V 组串逆变器，国内首款户外集中逆变器……

实际上，阳光电源不仅技术领先，服务和市场方面也是领跑者，国内市场占有率连续十多年超过 30%。截至 2017 年上半年，阳光电源全球光伏逆变器累计安装量超过 42GW，其中，集中逆变器全球安装量超过 32GW，组串逆变器全球安装量超过 10GW。

智慧阳光解决方案的十大先进技术

在多应用场景的解决方案背后，需要大量的先进技术作为支撑。那么这些解决方案都蕴藏了哪些先进技术呢？

中国能源报 2017-08-04

王兴华：中国工商业分布式光伏迎来“黄金时代”

本报讯：630 抢装潮退去，针对光伏行业的活动近期密集不断，也成为行业各个平台分享经验，交流心得、讨论最多的热门话题。今年上半年，中国分布式光伏不负众望，交上了一份漂亮的答卷。据中国光伏行业协会最新发布的数据称，2017 年上半年中国新增光伏发电装机容量 24.4GW，其中分布式光伏 7.11GW，同比增长 2.9 倍。而国家能源局早前发布的《太阳能发展“十三五”规划》要求，分布式光伏发电到 2020 年要达到 60GW。如果要顺利实现“十三五”分布式装机目标，2017-2020 年均装机量需达到 10GW 以上。中国分布式光伏无疑站上了风口，迎来前所未有的发展契机。

在起步较早的欧美光伏市场，分布式光伏发电是太阳能利用的主要方式之一。德国、日本、美国市场分布式光伏占比分别为 74%、86% 和 42%，而中国除全额上网分布式外，分布式光伏占比不足 10%。相比较而言，中国分布式光伏尚有巨大潜力有待挖掘。

据了解，中盛集团旗下中盛能源是最早一批在海外专业从事光伏电站业务的中国企业。近年，中盛能源喊出“从世界回归中国”的口号，依托海外专业的清洁能源资产融资、开发与管理经验，以及极具成本和竞争优势的系统解决方案，发力中国工商业分布式光伏市场。

中国分布式光伏是否会延续当前火热的发展局面？分布式未来的发展将走向何方？行业企业是如何逐鹿分布式光伏市场？针对相关问题，来听听中盛集团董事长王兴华对行业和企业发展有哪些思考与洞察。

工商业分布式光伏正迎黄金期

中国能源报：今年上半年中国新增分布式光伏发电装机同比增长近 3 倍，业界普遍预测未来三年，分布式光伏有望持续成为市场热点。您怎么看待目前国内分布式光伏火热发展态势？

王兴华：中国光伏市场自 2012 年开始进入快速增长期。截止 2016 年底，全国光伏发电累计装机量为 77.42GW，分布式累计装机量 10.3GW。国家政策导向很明显，不断加强对集中式地面电站发展的限制，同时鼓励经济发达地区发展分布式光伏。我们看好中国分布式，未来几年分布式仍将持续保持高位增长。

不仅仅是中盛，整个光伏生态圈的同行都普遍认同分布式光伏是未来行业发展的重点和趋势。最近“分布式光伏 3.0 时代”概念的提出，正是中国分布式光伏迅猛发展释放出的强烈信号。光伏正快步进入 C 端消费者市场，未来竞争将更加激烈。

就当前增长潜力而言，我们认为未来一段时间，工商业分布式发电更具想象空间，尤其是在中东部地区，工商业分布式市场前景十分广阔。根据彭博新能源财经的预测，2020 年中国工商业屋顶分布式预计达到 40GW，到 2040 年可能达到 125GW，每年平均安装量达到 5GW。我们认为，中国工商业分布式光伏迎来“黄金时代”。

光伏企业要主动积极适应变化，探索更灵活、更符合市场实际和企业自身特点的商业模式，优化运营管理并提升核心竞争力，寻求更优成本的分布式光伏解决方案，才能在变化多端的市场格局中抓住商机。

中国能源报：我们注意到，中盛能源目前国内的分布式光伏项目基本上都集中在工商领域，为什么对工商业分布式青睐有加？

王兴华：这个主要是从能源结构和项目收益角度考量。中国能源消费约 70%的比重在工商业，工商业平均用电成本高达 0.84 元，远高于清洁能源成本。工商业能源成本相对很高，但换个角度看，项目收益相对也更高。

在美国和欧洲，居民用电价格往往高于工商业电价，因此这些地区的分布式光伏主要开始于户用光伏。而中国的光伏市场正好相反，由于国家的用电补贴政策，居民用电价格低于工商业电价。根据上述原因，我们重点布局中国工商业分布式。

发力国内分布式光伏市场，630 业绩喜人

中国能源报：中盛能源长期活跃在欧美等海外市场，为什么开始向国内转移，发力国内分布式光伏市场？促成这样的改变最重要的动因是什么？

王兴华：在我们看来，这是我们主动适应市场变化做出的战略抉择。中盛能源持续关注国内市场，在 2015 年底，我们研判未来分布式光伏的机会更大。于是我们将国外积累多年的先进分布式经验引入国内，比如 EMC 合同能源管理模式。

作为屋顶资源提供者的工商业主，零投入就能用上清洁能源。根据不同企业、不同区域的情况，工商业主相比传统用电方式，最多可以节约 30% 的成本。

从宏观市场层面上看，国家及地方持续不断的政策利好，让分布式光伏市场不断升温。对我们来说，这是一个在国内推广分布式和普及工商业清洁能源的大好时机。

中国能源报：中盛能源在海外市场有丰富的电站服务经验，在您看来国内分布式开发和海外有什么不一样的地方？

王兴华：我们在欧美市场都有做分布式光伏，本质上没有太多的差异。具体的差异主要是国内会更多面临企业违约或电费收取的问题，还有部分企业会要求较大的电价折扣。

在美国，企业主购买的清洁能源电价不仅没有折扣，还比正常电价贵一些。而中国的情况刚好相反，我们分布式电价通常要打九折、八折，甚至更多折扣。我觉得企业主需要一个了解和熟悉的过程，才能认识到分布式光伏发电不仅好用，而且绿色环保。

中盛能源报：630 抢装潮对光伏人来说有着特别的意义，作为一个重要的时间节点，今年上半年中盛能源在分布式电站开发方面业绩如何？

王兴华：630，我们打了一场漂亮仗！在 630 当天，我们并网了 10 个项目，累计 62.3MW，最后 24 个小时相当于每小时 2.6MW 项目并网。

在“世界回归中国-中国工商业分布式发展战略”实施后的短短一年时间，我们已累计在中国实现近 50 个工商业分布式光伏项目并网发电，总装机规模超过 300MW，项目覆盖河北、河南、山东、山西、陕西、江苏、浙江、安徽、湖北、湖南、广东和云南等多个省份。

目前，中盛能源已经与包括多个世界五百强品牌在内的百余家知名企业达成清洁能源战略合作，在国内 20 多个省份、60 多个城市，拥有超过 700MW 的优质工商业分布式项目储备，并网和储备规模位列中国工商业分布式光伏领域“前三甲”。

一站式解决方案助力行业定制化领先服务

中国能源报：中盛能源在做分布式市场主要优势在哪些方面？其具体规划如何？

王兴华：首先，我们在系统集成方面有丰富的经验和技術，在欧洲和其他海外国家的积累的经验优势，可以在中国得到很好的借鉴和发展；其次，我们是行业内少数从开发端一直做到电站 EPC、运维和资产运营的企业，可以为客户提供覆盖电站全生命周期管理的解决方案；第三点，我们可以为客户提供更优度电成本的太阳能电力。

针对中国不同行业工商业能源用户的需求和特点，中盛能源还研发推出了为工商业定制的行业领先的一站式清洁能源解决方案，涵盖通讯、交通、仓储物流、工业园区、高耗能企业和公共服务机构等诸多领域。这些能源升级或替代解决方案旨在满足不同行业的个性化能源需求，引领中国工商业能源用户快步迈入清洁能源时代，帮助他们实现能源供应的清洁化、平价化和独立化。

中国能源报：近年来“能源互联网”成为行业热议话题，中盛能源在这一领域有怎样思考？

王兴华：我们建立了基于互联网的精细化清洁能源管理平台，以分布式开发作为切入点，打通用电、送电和配电各个节点，涵盖小规模微网以及区域性的能源互联网。我们精细化清洁能源管理平台不只做电站运维，还包含电站开发前期的信息收集、项目审批、技术汇总，到运营管理，最后再到资产评估、资产一体化等。

中国能源报：中国分布式光伏发展未来将何去何从？

王兴华：不同国家光伏市场的发展，在初期都需要得到政府或相关政策的支持，通过大型光伏项目来撬动整个市场的发展。但随着市场走向成熟，最终还是走向自发自用，即分布式光伏的模式。

分布式光伏的比重，一定程度上反应出这个光伏市场发展是否成熟的标志。当光伏市场发展一定程度时，分布式往往成为市场的主流，比如德国、法国、比利时、日本和美国等，中国分布式发展同样将遵循类似的发展规律。

仲新源 中国能源网 2017-08-08

晒晒太阳，眼镜就能为手机充电，甚至窗户都成了“发电厂”

如果眼镜非眼镜，窗户非窗户，都变成小小供电厂，或你再无须担心手机没电的问题了。

德国研究人员就造了这样的太阳镜，可为手机充电。它的秘诀在于眼镜镜片是略带彩色、半透明的有机太阳能电池材料。太阳能电池包括微处理器和两片电力显示屏，由此显示太阳光照强度和环境温度。甚至，眼镜可充当电源，给诸如手机等设备供电。

除半透明的特点外，这种太阳能材料具备质轻、可任意塑造形状和挑选颜色的特性。相较常规用于太阳能电板的硅太阳能电池，后者虽说更坚固，但相应重量也不轻，因此对应用范围有所限制。新型透明的太阳能材料则适用领域更广。

另外，即便在室内，办公室或住宅区光照强度仅有 500 Lux（单位：勒克斯），新太阳能电池也能发挥功用，至少能产生 200 微瓦的电力，这足够为如助听器或台阶计数器等设备供电了。

如此来看，新材料的想象空间可不仅局限在眼镜。任何接触得到阳光，有着半透明特征，与玻璃有类似功能之处，都有潜在新型太阳能电池应用的空间，例如把电池整合到窗户或高架玻璃窗，像建筑物就很适合。

高层建筑物玻璃幕墙往往要求阴影，加之有绿色环保、经济节能的考虑，光伏玻璃幕墙则成以往普通幕墙的更优选。这至少给予某种启迪，建筑物对光能向电能转化的有需求。

但无论是传统光伏太阳能电池板，还是透明太阳能电池，面临的瓶颈还是转化效率低。如传统光伏太阳能电池，单晶硅材质约为 20%，多晶硅 18%，薄膜 20%；透明太阳能电池则更低了，上述美国密歇根州立大学研究者 2014 年时电池转化效率不及 1%。此外，要想透明太阳能电池商业化应用，成本是道难逾越的槛，虽说光伏太阳能面板成本已大幅降低，但现阶段较便宜的特斯拉太阳能瓦片，彭博社太阳能分析师称其成本都有每平方英尺 42 美元，遑论制造难度更高，转化效率更低的透明太阳能电池了。

但新材料的未来还是值得期待的，突破技术和成本的瓶颈是迟早的事。说不定哪天，凡是类似有屏幕的，都能做到电量自给自足，到那时，也就更没共享充电宝的事了。

36 氪 2017-08-08

印度 2017 年预计新增光伏 10.5GW 3 个因素令 2018 年市场悲观!

根据 MercomIndiaResearch 的数据, 2017 年上半年(1-6 月)印度新增光伏装机 4765 兆瓦, 其中 4290 兆瓦为大型地面光伏(占 90.0%), 475 兆瓦为屋顶光伏(占 10.0%)。预计 2017 年印度全年新增光伏装机可达 10.5 吉瓦。

展望 2018 年印度市场, 有 3 个因素让业界感到不安甚至悲观:

1)印度商品与服务税(GST)自 7 月 1 日起开征, 适用于光伏产品。目前已经明确光伏组件税率 5%, 而光伏系统其他部分的税率可达 18%(政府尚未明确)。

2)印度对中国等国光伏电池及组件的反倾销调查。

3)印度光伏项目竞价在 2017 年第二季度跌至 2.44 卢比/千瓦时(3.8 美分/千瓦时)的历史最低点, 很多购电的电力企业要求相同的低价, 客观上为新的项目的竞标和实施带来了困难。

国际能源小数据 2017-08-14

海洋能、水能

世界在建最大水电站——白鹤滩主体工程全面建设

8 月 3 日, 装机规模全球第二大、在建规模全球第一大水电站——白鹤滩水电站主体工程全面建设。自此, 历时 10 多年的科研、勘测、设计和 6 年多精心筹备, 经国务院审批同意, 由中国三峡集团投资建设的白鹤滩水电站, 与乌东德水电站这两座千万千瓦级巨型水电站同时进入了主体工程大规模全面建设的新阶段。

这是继金沙江溪洛渡、向家坝水电站建成投产和乌东德水电站核准建设以来, 中国乃至世界水电史上又一具有里程碑意义的重大事件。加上三峡工程、葛洲坝工程, 三峡集团将在长江建立起世界上最大的清洁能源走廊。

白鹤滩是世界第二大、在建第一大水电站, 是 300 米级的高拱坝。白鹤滩水电站建成后总装机容量 1600 万千瓦, 仅比三峡工程低 600 万千瓦, 比世界第三大水电站伊泰普多 200 万千瓦。白鹤滩水电站平均发电量 624.43 亿千瓦时, 相当于北京市 2015 年全年用电量的三分之二。金沙江下游的乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝四个电站总装机容量达 4646 万千瓦, 年发电量达 1900 亿千瓦时, 相当于“两个三峡工程”。

根据施工总体规划, 白鹤滩水电站大坝将于 2021 年 5 月下闸蓄水, 同年首批机组投产发电, 全部机组将于 2022 年底建成投产。

“白鹤滩工程建设将把中国水电产业和中国水电设计水平、施工能力、重大装备制造能力、建设管理水平提升到一个全新的高度, 进一步奠定中国水电在全球的引领地位。”三峡集团董事长卢纯在现场说。

诸多指标位居世界前列

之所以说白鹤滩水电站工程将是世界水电发展史上的又一座里程碑, 是因为白鹤滩水电站是目前世界在建的最大水电站, 电站主要特性指标均位居世界水电工程前列。

白鹤滩工程的“过人之处”在于具有多项世界之最: 地下洞室群规模世界第一、单机容量 100 万千瓦世界第一、300 米级高坝抗震参数世界第一、圆筒式尾水调压井规模世界第一、无压泄洪洞规模世界第一、300 米级高坝全坝使用低热水混凝土世界第一、装机容量 1600 万千瓦世界第二、拱坝总水推力 1650 万吨世界第二、拱坝坝高 289 米世界第三、枢纽泄洪功率世界第三、工程综合技术难度名列世界前茅。

行驶在地下交通洞里, 像走迷宫一样, 记者分不清东西南北, 据了解, 地下洞室群总里程 217 公

里。记者还了解到，经过十多年的勘测设计、试验研究，并总结借鉴了二滩、小湾、锦屏一级、溪洛渡等工程的经验，白鹤滩水电站的大量关键技术问题已经得到解决。没有制约工程建设的因素，水电站技术经济指标优越。“白鹤滩工程必将带动我国巨型水电站建设水平进一步提高，成为世界水电发展过程中里程碑式的水电工程。”中国工程院院士郑守仁说。

白鹤滩水电站以发电为主，兼顾防洪、航运，并促进地方经济社会发展。“长江上游干支流已建成的大型水库有 105 座，白鹤滩电站是长江上游仅次于三峡的第二大水库，其与长江上中游水库群联合运用后，长江防汛调度将更加主动和灵活。”中国工程院院士钮新强认为，将进一步改变过去长期被动防汛的局面，提高中下游沿江地区防洪保安能力，经济重心向沿江地区聚集的趋势将日渐明显。”

“智能建造”贯穿全生命周期

白鹤滩水电站综合技术难度冠绝全球，凝聚了世界水电发展的顶尖成果。

随着三峡集团建设的溪洛渡工程建成投产，“300m 级溪洛渡拱坝智能化建设关键技术”也在 2015 年获得国家科技进步二等奖。如今，大坝工程智能建造技术在白鹤滩工程进行了全面升级，将把白鹤滩 300m 级特高拱坝建设成为一座更加智能的大坝，引领世界“智能建造”的新方向。

中国三峡集团党组成员、副总经理樊启祥对记者表示：“白鹤滩水电站综合技术难度冠绝全球，凝聚了世界水电发展的顶尖成果，堪称时代高点。”

白鹤滩水电站装机容量 1600 万千瓦，在当今在建水电工程中位居第一。工程的规模天然决定了其施工难度，而复杂的地形地质地震环境和各项关键技术指标更是为工程建设和运行带来了巨大挑战。

据樊启祥介绍，白鹤滩水电站面临着复杂地质环境条件下高拱坝建设，高地震烈度、坝身大泄量、坝基层间层内错动带稳定和渗漏处理，混凝土温控防裂以及坝基柱状节理玄武岩变形控制等关键问题，堪称“中国乃至世界技术难度最高的水电工程”。

同为 300 米级高拱坝，装机容量相当，中国三峡集团在金沙江下游开发的另一座巨型电站——溪洛渡电站常被拿来与白鹤滩水电站比较。在溪洛渡，中国三峡集团创造性地提出了“智能大坝”的理念，开启了世界高拱坝智能化建设与管理新纪元，到了白鹤滩，中国三峡集团在承袭溪洛渡工程建设先进经验的基础上，提出了“智能建造”的理念。

与“智能大坝”相比，“智能建造”贯穿整个工程的全生命建设周期，其深度和广度都有提升。

“通过实施‘智能建造’，可以有效解决白鹤滩水电站拱坝的一些技术及管理问题。”樊启祥介绍，“借助先进的智能分析和控制技术，可以确保在复杂施工环境和不断变动的人的活动影响下，整个建造活动处于持续稳定可靠状态，有利于消除各种不确定因素，还能实时分析现场情况、预测变化趋势，进而采取相应措施进行调控，这样就能实现对整个工程建造过程的全方位把控，从而保证工程安全、优质、高效顺利建成。”

将世界水电带入“百万单机时代”

据悉，金沙江向家坝、溪洛渡、白鹤滩、乌东德电站的建设中，中国三峡集团始终积极支持水电重大装备国产化，科学分析，确立目标，制订方案，统筹协调，积极推进重大装备科研、设计和制造、安装和运行整个链条分层次有步骤地稳步推进国产化，不仅在机组设备，在高压电气设备（如主变、GIS 等）、辅助设备（如调速器、励磁、监控等）乃至基础材料上（如高强钢板、厚钢板、硅钢片、铸锻件等）都取得了重要成果。

“特别是白鹤滩电站已成功研制 800Mpa 级高强蜗壳钢板、750Mpa 级磁轭钢板，为水电行业的全面技术跨越打下了坚实的基础。”三峡集团机电工程局党委书记胡伟明对记者表示，三峡集团从主机到电气设备、从关键部件到基础材料，从重点厂家到整个行业，实现了以点带面推动水电产业链技术实力的整体提升。白鹤滩也是唯一一座全部实现设备国产化的水电站。

“需要指出的是，‘百万机组’不是为创新而创新，而是充分考虑了经济和技术可行性的科学决策。”中国三峡集团机电工程局局长张成平说，“机组台数直接影响厂房规模和枢纽布置难度，白鹤

滩水电站地质条件复杂，采用‘百万机组’可有效减少厂房开挖，节省工程成本。此外，机组单机容量越大，调节范围也越大，对增强整个电力系统的调节性能十分有利。”

溪洛渡 700 兆瓦级、向家坝 800 兆瓦级水电机组顺利投产运行，溪洛渡电站 18 台机组投产当年实现了零非停，两电站机组运行高效稳定。“目前正在建设的乌东德 850 兆瓦、白鹤滩 1000 兆瓦水电机组已进入详细设计阶段，其中白鹤滩百万千瓦机组均由国内厂家哈电、东电分别承担 8 台的设计、制造任务，有力地带动了我国水电重大装备国产化水平、技术水平稳步提升。”胡伟明说。

白鹤滩水电站将在全球率先使用单机容量百万千瓦级机组，这对提升我国机电设备国际竞争力具有极其重要的意义。100 万千瓦的单机容量，超过了国内外很多水电站的总装机规模。布置于左右岸电站厂房内、目前全球仅有的 16 台“超级机组”，白鹤滩将世界水电带入“百万单机时代”。

记者在采访中获悉，为了弄清在白鹤滩水电站采用“百万机组”的可行性，中国三峡集团联合国内设计单位、科研院所和设备制造厂家进行了全方位论证，认为白鹤滩工程具备安装“百万机组”的条件，中国目前已经具备设计制造“百万机组”的能力。针对“百万机组”可能出现的一系列技术问题，中国三峡集团统筹组织各方开展了专题研究，结果显示，“百万机组”的水力设计参数可以达到世界先进水平。在此基础上，中国三峡集团联合制造厂家进行了四分之一真机模型试验，试验结果更加坚定了大家的信心，“百万机组”最终得以“花落”白鹤滩，目前已经进入合同实施阶段。白鹤滩的单台机组 100 万 kw 为世界之最，而且世界上只有中国具有建造这样大型机组的能力。

“通过白鹤滩水电站开发建设，尤其是百万千瓦机组制造，可以让全世界制造业看到中国完全有能力制造百万千瓦水电机组。”中国工程院院士梁维燕院士说：“我对白鹤滩水电站百万千瓦机组制造绝对有信心！唯一的建议是，要进一步提高定子绝缘材料的耐热等级，把使命寿命再延长一些。”

建设绿色水电工程

在白鹤滩，中国三峡集团在做好工程环境保护顶层设计的同时，立足具体项目精准发力，力求实现大坝长青、江河不老的目标。

据记者了解，白鹤滩水电站环境论证长达 20 年，这期间，中国三峡集团从流域、河段和项目三大层面，对影响工程的生态环境敏感因素进行识别，使流域梯级开发与生态环境保护相适应。通过流域层面环境观测和措施规划，部分河段水生环境修复、水生动植物保护和工程所在地环境治理，中国三峡集团建立了一整套完善的环境保护体系。

在四川省宁南县汇入金沙江的黑水河，正在发生着深刻变化——中国三峡集团联合其他水电开发企业，对黑水河进行全面生态修复，使其更加接近天然生境。“这项工作写进了我国水电发展‘十三五’规划，我们的目标是把它建设成流域生态修复的示范工程。”樊启祥介绍。

据中国三峡集团金沙江下游水电开发环境保护管理中心负责人王小明介绍，为保护好白鹤滩库区水质，中国三峡集团投入大量资金，在库区配套建设污染防治体系和污水处理系统，并在金沙江下游建立相应的水生态监测系统实时观测反馈，切实保护水环境和水安全。

清洁能源发电效益凸显

作为国家实施西部大开发战略和实施“西电东送”战略的骨干电源，建设白鹤滩水电站是我国能源可持续发展战略需要，也是实现我国节能减排目标的重要措施。

中国工程院院士、中国水科院水资源所名誉所长王浩评价：“随着金沙江下游四座巨型电站建成，长江清洁能源走廊逐步形成。”

“电站建成后，将在满足四川、云南两省用电需求的同时外送，拟供电华东、华中、南方电网。可明显提高水电在系统中的比重，改善电网电源结构，对促进全国能源结构优化配置具有重要的作用。”三峡建设管理有限公司党委委员孙长平对记者介绍，在同等满足电力系统用电需求的情况下，可替代火电年均发电量 624.43 亿千瓦时，每年可节约标煤约 1968 万吨，同时可减少温室气体排放，每年可减少排放二氧化碳 CO₂ 约 5160 万吨、二氧化硫 SO₂ 约 17 万吨、氮氧化物 NO_x 约 15 万吨，减少烟尘年排放量约 22 万吨，环境效益显著。

由于白鹤滩水库巨大的调节作用，可增加下游溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝等梯级水电站的

年发电量 24.3 亿千瓦时，并可增加下游各梯级枯水期（12-5 月）发电量 92.1 亿千瓦时，明显改善下游各梯级的电能质量。

本文所有现场图皆由本报记者苏南拍摄。

苏南 中国能源网 2017-08-03

龙滩：打造中国水电新高度

“对面工地正在建设的是升船机，最大提升高度 179 米，世界最高！”

6 月 6 日，站在电站左岸，大唐龙滩水力发电厂厂长张强手指对岸向记者介绍，“从靠近右岸的坝体上那个像电梯井一样的凹槽开始，沿着河岸向下游走 2000 米，这一大片都是升船机的建设工地。我们设计的升船机全长 1800 多米，分两级提升，高度分别为 88.5 米和 90.5 米。也就是说，船只爬上这两个大台阶后就能翻过大坝了。”

在创造世界升船机纪录新高的同时，龙滩电站也在不断刷新国内大型水电站安全运行记录。截止到 5 月 21 日，龙滩电厂自 2007 年 5 月 21 日首台机组投入商业运行以来，未发生轻伤以上人身伤害事件，未发生一般及以上各类事故，两票合格率 100%，实现了安全生产“零非停、零轻伤、零障碍”，保持并刷新了国内特大型水电站连续安全生产运行新纪录。

十年间，电站累计完成发电量超过 1200 多亿千瓦时，创造了巨大的社会和经济效益。

高坝出平湖

作为国家“西部大开发”的十大标志性工程和“西电东送”战略性项目之一，龙滩电站位于红水河上游的广西河池市天峨县境内，目前已经完成一期工程建设，投产 7 台 70 万千瓦空冷水轮发电机组，装机总容量 490 万千瓦，设计年发电量 156.7 亿千瓦时。

龙滩电厂是目前中国已投产发电的第五大水电厂，同时也是红水河梯级开发的龙头骨干控制性工程。

“电厂规划设计始于 20 世纪 50 年代中期，主体工程于 2001 年 7 月 1 日正式开工建设，2007 年 5 月 21 日首台机组提前投产发电，2008 年 12 月，一期工程 7 台机组全部投产，当时的装机规模仅次于三峡水电站。”张强站在电站大坝上说，龙滩电站规模宏大，设计和施工难度都开创了中国水电工程建设的先河。“我们脚下的大坝，就是世界最高的碾压混凝土大坝，最大坝高 216.5 米，升船机就是让船只从这里翻越过去。”

据了解，2007 年 11 月，作为中国的唯一代表，国际大坝委员会授予龙滩水电工程“碾压混凝土国际里程碑工程”的荣誉。

“大坝是按照正常蓄水位 400 米建设的，目前项目只完成了一期建设，相应的正常蓄水位是 375 米，总库容 162 亿立方米，防洪库容 50 亿立方米。”张强说，这可将下游地区防洪标准从 20 年一遇提高到 50 年一遇，为广西壮族自治区的梧州市等 10 个县市和广东省西北江三角洲的 24 个县市提供防洪安全屏障，防护人口 2000 多万人，保护耕地近 700 万亩。“如果二期两台 70 万千瓦机组建成投运的话，届时水位会达到 400 米，总库容将达到 272.7 亿立方米，将大幅提升防洪能力。”

让红水河绿起来

站在大坝上，一边是水库里平静的水面，一边是下游汹涌的河流。电站工作人员对记者说，“现在大家看到的都是一江绿水，很清澈。但红水河是因河水是红色而得名，就像黄河之所以被称为黄河是因为水是黄色的。”他说，龙滩电站主体工程在开工建设时正值汛期，河水夹杂了大量泥沙，整条江都呈现红色，“龙滩水库拦蓄了泥沙，红水河终于变成了现在的绿色。”

张强说，红水河原来是典型的多泥沙河流，龙滩坝址多年平均输沙量为 5240 万吨。“经龙滩水库削减沉积调节后，龙滩坝址的年出库沙量降至 1500 万吨，每年减少输沙量 3740 万吨，由此流域内水土保持和水质变清变好。”

据了解，龙滩水库形成了约 360 平方公里的水面，大大消减了沿岸工农业生产、群众生活所造

成的面源污染。下泄水量水质变好，有利于减轻和防止水污染，保护水环境。

由于龙滩水库的多年调节作用，增加了上下游支流的入水量，下游河道枯水流量显著增加，可明显改善中下游河水的水质，保护江河水资源，减轻和防止中下游河道水污染，有利于改善中下游河道及珠江三角洲地区水环境质量。

为珠三角压咸补淡

红水河是珠江水系干流西江的上游。珠江流域长期以来受“咸潮”之苦，每年冬春季节为珠江枯水期，珠江水位下降导致高浓度海水屡屡沿珠江出海口倒灌。“咸潮”上溯，严重影响了沿岸工农业生产和居民生活。

“为下游压咸补淡是我们大型水库的优势也是履行社会责任，责无旁贷。”据张强介绍，冬春季节红水河经龙滩水库调节后，下泄流量可达 1000 立方米/秒，为天然情况下最枯流量的 4 倍左右，从而能保证珠江口枯水期的最小流量接近 2000 立方米/秒，有效抑制珠江口海水咸潮回溯，利于解除珠三角“咸潮”威胁。

“尤其在 2009 年底、2010 年初我国西南特大干旱期间，红水河也遇到了罕见的特大干旱，上游来水量大幅度减少，2009 年 11 月、12 月上游平均来水仅为 300 方/秒左右。当时我们公司牺牲了发电效益，严格执行了珠委调水压咸的要求，加大出力，平均出库流量达到 800 方/秒左右，最大出库流量达到 3161 方/秒，两个月中共向下游放水超过 41 亿立方米，在珠江流域调水压咸补淡过程中发挥了不可替代的作用。”张强说，“这是流域龙头水库的责任，也能反映出水电站有巨大的社会效益。”

据了解，十年来，龙滩共计向下游地区补充淡水量达 500 亿立方米，有效确保了下游群众的生产生活用水，特别是解决了珠海、澳门每年受“咸潮”影响的问题，保证了珠海、澳门地区的供水安全。

打造红水河流域明珠

“这个地下厂房长 388.5 米，宽 28.5 米，高 76.4 米，世界规模最大。”一走进龙滩电站的地下厂房，便看到七台发电机组一字排开，张强向记者介绍，“自 2007 年 5 月龙滩电厂首台机组投产发电以来，截至今年 5 月 21 日，七台机组已累计发电超 1238 亿千瓦时，可替代火电用煤 4700 万吨，减少二氧化碳排放量 1.25 亿吨，减排二氧化硫 100 多万吨。”

“作为流域龙头电站，龙滩的蓄能补偿作用非常显著。”张强介绍，经过龙滩水库对径流的调节，将使红水河下游岩滩、大化、百龙滩、乐滩、桥巩、大藤峡等电站的总保证出力从 139 万千瓦提高到 222 万千瓦，总电量将从 214 亿千瓦时提高到 238 亿千瓦时，每年可增加下游梯级电站发电量 24 亿千瓦时。“这对流域电站经济效益的提升作用巨大。同时，作为骨干电源，龙滩对当地电网的安全稳定运行也起到了支撑作用。”

另据了解，电站已经累计上缴地方政府税费超过 90 亿元；而如果按照一度电创造 5 元的产值来计算，龙滩电厂提供的电量大约创造了 6190 亿的社会财富。

龙滩电站的建设也极大促进了地方经济快速发展。“龙滩水电站投产发电后形成的税费，大幅增加了地方财政收入，有效优化了资源配置，提升了县域经济实力，保证了我县各项事业平稳运行。全县财政收入已从 2000 年的 3000 多万元发展到 2016 年的 4.87 亿元，电站缴纳税收每年占县财政收入达 60% 以上。”天峨县政协主席李祖斌对记者表示，电站的建设还推动了生态旅游、特色农业、脱贫攻坚等多项工作。

“总体而言，电厂建成投产以来，在发电、防洪、航运、节能减排、流域调水、压咸补淡、促进当地经济发展等方面发挥了重要的作用，已成为红水河流域的一颗明珠。”张强说。

贾科华 中国能源报 2017-08-08

风能

分散式风电不妨“取经”分布式光伏

国家能源局日前发布的 2017 年上半年风电并网运行情况显示，上半年中东部和南方地区风电建设提速，新增装机超过 300 万千瓦，在全国新增装机占比中超过一半。与此同时，受弃风限电影响和风电投资监测预警机制约束，“三北”地区风电建设增速明显放缓。

今年上半年，宁夏、甘肃、吉林、辽宁等地无新增装机，“三北”地区在全国新增装机中的占比明显下降。一“升”一“降”，此消彼长间，透露出的正是未来一个时期，中国风电开发和布局的大势：中东部和南方地区风电将挑大梁。

目前来看，中东部和南方地区风电开发的主力，一是海上风电，二是陆上低风速风电，三是分散式风电。相比于如火如荼的海上风电和低风速风电而言，分散式风电目前规模最小，但潜力却不可估量。

通常认为，分散式风电是指位于用电负荷中心附近，不以大规模远距离输电为目的，所产生的电力就近接入电网，并在当地消纳的风电项目。

对于已告别“野蛮生长”阶段，亟需提升发展质量和优化布局的中国风电产业而言，发展分散式风电是提高风能利用率，推动产业发展的需要。

概括而言：

- ① 有助于解决风电接入对大电网的安全问题；
- ② 分散式风电都位于负荷中心附近，利于消纳，避免了“弃风”问题；
- ③ 解决了远距离输送带来的能源损耗问题。

实际上，早在 2009 年，我国就提出分散式风电概念。2010 年出台的《可再生能源发展“十二五”规划》已明确，风电的发展要在加快千万千瓦级风电基地建设同时，积极推进内陆分散的风能资源利用。2011 年国家能源局发布《关于分散式接入风电开发的通知》，明确了我国分散式风电开发的主要思路与边界条件。

同年，国家能源局又印发《分散式接入风电项目开发建设指导意见的通知》，明确了分散式接入风电项目的接入电压等级、项目规模等，并对项目建设管理、并网管理、运行管理等进行了严格的规定。

此后，又陆续出台一系列政策力挺分散式风电发展。遗憾的是，政策的推动并未带来所期待的开花结果。

仔细梳理，不难发现，这些年分散式风电发展的滞后与多种因素相关：

分散式风电项目容量相对较小，开发单位成本相对较高；

国内风电投资主体单一，绝大部分是国有资本，对投资少、规模小的分散式接入风电投资积极性不足；

各省区分散式风电规划编制和电力消纳研究滞后，政府的引导不够，导致分散式风电“起个大早，赶了晚集”；

分散式风电没能与当地社区的发展结合起来，没能形成紧密利益共同体，导致各方缺乏推动项目落实的动力……

种种因素在此不必赘述，但最根本的原因在于，在那样一个崇尚大基地、大项目、大投资、大收益的狂飙突进的时代，没有几个开发商真正愿意去眷顾投资收益比相对较低的分散式风电，这正是市场力量的强大所在。

同为分散式资源能源利用，分散式风电让人很容易拿来与分布式光伏作对比。

2013 年底，全国风电累计并网容量 7716 万千瓦，当时光伏累计装机仅为 1942 万千瓦。最近 3

年，光伏装机迅速增长。截至今年6月底，全国光伏累计装机已达1.02亿千瓦，同期风电累计装机为1.54亿千瓦。其中，分布式光伏正在成为光伏装机增长的一大推动力。而这仅仅是开始。伴随户用光伏市场的开启，分布式光伏的市场驱动力在未来将越来越强劲显现出来。

根据国家能源局的数据，今年上半年新增光伏发电装机2440万千瓦，其中，新增分布式光伏711万千瓦，同比增长2.9倍。在分布式光伏的强力带动下，光伏累计装机量超越风电，已是早晚之事。

相比于分布式光伏，分散式风电的发展，虽然起步不晚，但收效甚微。就分散利用而言，光伏确实具有先天优势：例如，太阳能资源分布更广、与建筑具有更好的结合性；而风能资源分布不均且对项目区域更挑剔、设备庞大占地矛盾更突出……然而，诸如此类问题并非无解。从上百年能源发展的历史来看，只要有市场需求，技术的问题最终都不再是问题。

实际上，分布式光伏的推进也并非一帆风顺。其发展过程一直面临着屋顶产权不确定、电费收取风险、融资困境等挑战，并在与这些困难的博弈中，获得了长足发展。其中经验值得分散式风电借鉴。

如今，进入“换挡期”的风电产业面临既要稳定增长规模，又要提升发展质量的双重任务，分散式风电能否成为撬动产业升级的那个新支点呢？

张子瑞 中国能源报 2017-08-04

国网江苏电力完成国内首次风电黑启动试验

7月27日凌晨3时许，位于江苏省盐城市射阳县的盐阜银宝新能源有限公司射阳风电场，三台风机伫立在漆黑的夜里，巨大的叶片在一束强光照下拉出长长的拖影。

“50千瓦，100千瓦，200千瓦，300千瓦！成功！”风机旁，十几双眼睛紧紧盯住一台录波器，从细语低喃到欣喜宣布，国内首次风电黑启动试验圆满完成。驭“风”点“火”，在这里得到验证。

电网黑启动的新选择

黑启动，是指电力系统在因重大自然灾害等突发情况下全停时，利用系统内具有自启动能力的电源或系统外电源，逐步恢复系统运行和有序供电的过程，是电网遭遇最极端情况时“重启”的方式。对电网系统而言，黑启动是“终极大考”。

传统黑启动电源一般选择水电机组和燃气轮机，优先启动大型燃煤机组和主电网，然后再逐步恢复配电网，按电压等级实现电网从上至下恢复。但在枯水期和水资源匮乏的地区，调“水”为“电”难解燃眉之急，而燃气轮机则存在“战备”维护费用高等问题，对于最高用电负荷过亿千瓦的江苏电网来说，黑启动电源点和手段都显薄弱，尤其是苏北地区并不具备水电条件。

目前，江苏电网共有位于苏南的沙河、宜兴两个抽水蓄能电站，以及徐州苏北燃气电站三个较为成熟的黑启动电源。而在用电需求持续旺盛、电网安全压力增大的形势下，亟须寻找新的黑启动手段。“江苏省风电装机容量已达589万千瓦，在沿海省份中居首位，这是我们开展风电黑启动试验的基础条件。”国网江苏省电力公司电力调度控制中心水电及新能源处雷震处长说，“如果能利用风电机组的自启动能力，将苏北沿海地区丰富的风电资源转化为黑启动的“星星之火”，那么对苏北电网快速恢复供电并支援全省尤其是苏南负荷中心而言，具有重要意义。”

“本次试验分为外部配置电源带动单台风机自启动、多台风机并网、启动等效燃煤机组辅机负荷三个阶段。”具体承担试验组织工作的江苏方天电力技术有限公司电气技术中心主任李辰龙将这三个阶段比喻成“星火”“助燃”和“火炬”，“最终可以‘燎原’！”

“风”“火”互联的新方式

7月26日20时30分，经过7个小时的耐心等待，风电场实测风速达到6米/秒的试验条件，作为外部配置电源的柴油发电机立刻发出轰鸣声，经零起升压、线路空充、建立孤网，首台风机启动，叶片开始缓缓旋转。

在“助燃”阶段，受现场条件限制，试验遭遇诸多难题。“多台风机并网时，孤网系统频率波动

超过±1.5 赫兹，电压变化范围超过 10%，如何维持系统平衡，是此次试验成败的关键。”李辰龙介绍，试验项目组根据预案，通过增大系统容量、调整负荷功率因数等措施，迅速将系统频率和电压控制在允许范围内，同时提高风机功率输出，有效弥补系统功率缺额，始终保持孤网可控。

试验持续近 3 个小时，由 3 台风机组成的孤网实现无同步电源自平衡，最大输出功率达 1200 千瓦。“这一输出可带动燃煤机组的辅机启动运行，进而带动发电企业厂用电和主设备，点燃‘火炬’。”李辰龙介绍，按盐阜银宝射阳风电场装机容量 100 兆瓦计，该风电场可启动 1 台百万千瓦的燃煤火电机组。

“如果风力等条件理想，风电场黑启动数小时就能完成。苏北沿海同等规模风电场有十余座，如均具备黑启动能力，半天内即可恢复局部地区供电。”江苏方天电力技术有限公司副总经理、总工程师翟学锋说。随着风光储一体化的发展，未来还可尝试在风电场就地建设储能设备代替柴油发电机，利用黑启动作为风机的启动电源，进一步挖掘清洁能源的发展和应用潜力。

据研究，风电资源和水电资源在我国地理分布上呈现良好的互补特性，风电作为黑启动电源，既能作为传统水电黑启动电源的有益补充，又能在电网遭遇极端情况时提供新的启动方法。

“本次试验的成功为江苏电网黑启动电源点增加了备选方案，也为我国提高电网安全运行水平提供了新思路。”东南大学电气学院汤奕副教授说，试验中获取的实际数据还为风电机组动态特性研究提供了基础资料。

国家电网报 2017-08-10

北极有了长期服役的风力发电机

俄罗斯靠近北极地区，风速达每秒 5 米到 7 米以上，具备高效利用风能的极佳条件。南乌拉尔国立大学的学者日前改进了风力发电系统，使新装置可在严酷的条件下运转。

风电系统的复杂性在于，在风速超过每秒 11 米的情况下需要限制风轮的功率，因为存在叶片破裂和发电机过热的危险。科研人员的主要任务是，制造出在必要时轻微制动风轮的电力机械管理系统，不让风力发电装置旋转到极限速度。

研发者叶夫根尼·西罗特金解释说：新系统独特之处在于，它用在制动上的耗电量不大，电力机械系统的价值将仅占整个风力发电装置的 2%到 3%之间，服役期限却达到 35 年。

科技日报 2017-08-10

氢能、燃料电池

《国际氢能产业发展蓝皮书（2017）》即将问世

由国际清洁能源论坛（澳门）主编的《国际氢能产业发展蓝皮书（2017）》将于今年 12 月 12 至 14 日在澳门举行的第六届国际清洁能源论坛上正式发布。这是我国首部集前沿性、原创性、专业性和系统性于一体的氢能产业蓝皮书。蓝皮书以切实加强自主创新能力、拓展氢能新领域为目标，旨在为我国政府决策部门制定氢能产业发展政策提供前瞻性建议，以及制定合理的氢能产业扶持政策提供参考依据。与此同时，通过绘制氢能产业发展路线图方向，对科研机构和企业具有一定的战略指导和借鉴意义。蓝皮书由 21 篇独立研究报告组成，涵盖制氢、储运和氢能应用与基础设施等整个氢能产业链。

政策路线图：氢能产业实践先行于政策与规划

氢能，是公认的清洁能源，被誉为 21 世纪最具发展前景的二次能源，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。因此，美国、德国、日本、韩国

以及欧盟各国均积极布局氢能产业发展战略和技术路线图，特别是日本提出了构建“氢能社会”的国家战略及其发展路线图，在氢能技术和利用领域走在了世界的前列。我国也先后在“十三五”规划的多个政策文件中，明确提出将“氢能与燃料电池”作为战略任务、重点任务的新兴产业来大力发展。蓝皮书认为氢能产业政策、规划和标准应当先行，指出了我国氢能标准化发展战略和技术路线图的方向。

目前，氢能源产业正处于将氢气从工业原料向大规模能源开发利用的战略转折点，未来发展空间巨大，相关产业链将得到长足发展。广东省佛山、云浮两市超前布局发展具有全球领先水平的氢燃料电堆动力系统、产业化制氢装备，大力推动加氢基础设施网络建设，在构筑氢能与燃料电池产业体系和氢能汽车应用示范方面走在了全国前列。联合国开发计划署(UNDP)与科技部共同执行了全球环境基金(GEF)的“中国燃料电池公共汽车商业化示范项目”。从2016年又与江苏省如皋市开展氢能在工业园区、交通、社区、家庭、碳金融等多领域的示范应用，力争打造首个中国氢能经济示范城市。面对各地如火如荼的氢能产业实践，我国氢能产业政策和规划则相对滞后，根据目前国内氢能产业链的建设与运营状况、现有的政策法规、技术发展水平，并结合国外氢能产业发展的现状与趋势，蓝皮书提出了发展中国特色氢能产业之路的政策建议。

技术路线图：氢能技术路线关键在于低碳、经济

经济性和低碳性是氢能技术路线选择的关键所在。制氢技术大致有两大类，即利用化石能源制氢和利用可再生资源制氢。以煤炭为原料制取氢源符合我国化石燃料禀赋的制氢路线，煤气化制氢也是煤炭清洁高效利用的新途径，煤浆氧化电解制氢、氧载体煤直接化学链气化制氢、煤炭微生物厌氧发酵产氢、一氧化碳辅助铁氧化物循环裂解水制取纯净氢气等煤制氢新技术值得关注。利用天然气制氢对氢工业发展与成熟具有良好的奠基作用，而充分挖掘利用工业副产氢资源则是最为现实的做法。目前化石能源制氢领域的技术已经相当成熟，由此生产出的氢气约占目前世界氢气生产总量的96%，但缺点是不够清洁环保，须利用二氧化碳捕获技术才能成为清洁低碳的氢燃料。一方面，可再生能源资源非常丰富，太阳能、风能、水能、生物质能、海洋能和地热能将成为氢能制备的重要资源，也是实现零碳氢燃料制备的关键所在。而另一方面，我国可再生能源弃电严重，严重制约了我国可再生能源的进一步发展，通过电解水制氢的方式进行能量转化和储存是解决该问题的良好途径。因此，未来电转气(power to gas)项目商业前景看好。

储氢技术关系到氢气能否被高效利用，是限制氢能大规模发展和产业化的重要瓶颈，因而成为目前产业化的重点和难点之一。固态储氢技术相比于气态储氢与液态储氢，具有储氢密度高，操作方便，安全性好等优点，具有潜在的发展前景，其中多孔材料具有高比表面积、结构可调等优点，是一种理想的氢气吸附储存材料。另一方面，有机液态储氢技术已逐步进入产业化应用阶段。这项技术可实现氢能在常温常压下的安全高效储存与运输，有助于氢的储存、运输及基础设施的挑战。

市场路线图：氢能产业化和市场应用前景广阔

随着燃料电池技术的不断完善，以燃料电池为核心的新兴产业将使氢能的清洁利用得到最大发挥，氢燃料电池以其能量转化率高、低排放、能量和功率密度高等优点被认为是适应未来能源和环境要求的理想动力源之一。目前，燃料电池产品主要被应用于车用领域、固定式电源领域以及便携式领域三个方向，主要表现在燃料电池堆/系统、燃料电池乘用车和商用车、氢气车载储存和站内储存系统产业化初现端倪。

氢能首先是在交通运输领域具有广阔的应用前景。以混合动力、纯电动汽车和燃料电池汽车为代表的新能源汽车是未来汽车动力能源系统的转型发展的重要方向，其中燃料电池车将是未来汽车产业技术的制高点。燃料电池汽车发展规模在2020年和2025年将分别达到5000辆和10万辆的规模，在2030年将会形成1百万辆的保有量。蓝皮书提出了中国未来发展燃料电池汽车的技术路线图。此外，氢能源轨道交通推广应用的技术难点和市场阻碍现已逐步突破，其技术优势和经济优势已逐步显现，而且在叉车、船舶和飞机的应用潜力也十分巨大。醇氢技术、醇氢汽车和醇氢动力系统等相关技术发展也是值得关注的动向。

氢能分布式发电市场前景更是一片看好。氢储能-燃料电池技术还适用于储能容量大、供电时间长的新能源储能、电网侧调峰等领域，以及商业中心、海岛、偏远地区等需要热电联供的场合。特别是固体氧化物燃料电池（SOFC）是一种高效、洁净的绿色发电装置，可以直接将燃料的化学能转化为电能，具有发电效率高、污染物排放少、燃料适应性广、稳定性好等优点，将在分布式供电/热和高性能动力电源方面发挥重要的作用。加氢站则是为燃料电池车辆供应燃料氢气的重要基础设施，其建设和商业化与燃料电池汽车的商业化存在“鸡与蛋”的关系，引起各大汽车厂商、能源供应商和各国政府的高度重视。

蓝皮书由国际氢能协会(IAHE)副主席、清华大学教授毛宗强担纲执行主编，由国内著名氢能专家、学者和企业家所组成的氢能产学研课题组共同编写。参加课题组的成员有：清华大学、同济大学、中国矿业大学（北京）、北京科技大学、中国地质大学（武汉）、华中科技大学、中国标准化研究院、中国东方电气集团有限公司、中车青岛四方机车车辆股份有限公司、中国华能集团清洁能源技术研究院、神华北京低碳清洁能源研究所、四川亚联高科技股份有限公司、北京华氢科技有限公司、新源动力股份有限公司、以及联合国开发计划署和广东省佛山市、云浮市政府等单位，蓝皮书出版得到了澳门基金会、国际氢能协会的大力支持。

中国能源报 2017-08-07

核能

从二代到三代，这个重大专项让中国核电跨了一级

16个国家科技重大专项之一、历时9年研发、国内近200家企业的20000名技术人员参与、构建起涵盖12个关键技术领域的完整科学体系、形成新产品新工艺179项、编制完成并发布国际及行业标准712项、形成704个核心技术秘密、申请中国专利超过2000多项、国内22个世界先进试验台架上完成6大试验课题17项关键试验共887个工况的独立试验验证、首台机组设备国产化率超过85%……

一串数字，数年磨砺。

自CAP1400重大专项实施以来，在引进、消化、吸收AP1000核电技术基础上，国家核电坚持以“引进一项技术，实施一个专项，带动一个产业”为己任，发挥科技创新对核电产业发展的支撑和引领作用，形成了三代核电技术创新组织管理体系和协同创新体系，构建了研发、设计、设备和材料制造、工程建设、运行管理的完整产业链。

“通过AP1000项目的建设和CAP1400的开发，中国核电行业整体水平实现了从二代向三代的跨越。”国家电投董事长王炳华说。

据王炳华介绍，CAP1400目前已通过国家能源局的型号设计评审和国家核安全局的安全审评，而且通过了IAEA通用反应堆安全评审。“位于山东荣成的CAP1400示范工程施工设计完成了96%，长周期设备研制完全满足项目开工需求，现场准备工作顺利，已经具备开工建设条件。”

打造自主品牌

2006年，我国做出了引进美国AP1000第三代非能动先进核电技术，高起点实现核电自主化发展的战略决策。同时，为做好引进、消化、吸收、再创新工作，大型先进压水堆核电站列入《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020年）》，成为16个国家科技重大专项之一。2008年2月15日，国务院常务会议审查并通过了大型先进压水堆核电站重大专项总体实施方案。

AP1000自主化依托项目是成功引进技术的标志性工程，CAP1400/1700示范工程是全面自主创新的标志性工程，作为推进三代核电自主化的实施主体、主要载体和研发平台，国家核电成立后便明确了肩负的国家使命，开启了创业征程。

大型先进压水堆重大专项总设计师、国家核电副总经理、上海核工程研究设计院院长郑明光告诉记者，实施重大专项的总体目标，首先是掌握 AP1000 技术，其次要突破关键技术并开发 CAP1400 先进核电技术型号，并预研 CAP1700。之后，要完成 CAP1400 示范工程建设，推进批量化发展，并形成核电可持续发展的体系与机制，使人才队伍、技术研发、试验验证、设计分析软件、核电标准及知识产权、设备制造等达到与赶超国际先进水平。

然而，从 AP1000 到 CAP1400，看似只多出一个字母、只有一个数字之差，却是一次艰辛的跨越。

2007 年底，国家核电将 CAP1400 反应堆功率初定为 373 万千瓦，然而限于当时国内的制造业水平，专家认为主泵、安全壳、蒸汽发生器应依旧参照 AP1000，设计基本保持不变，只将堆芯的燃料组件从 157 组变成 193 组。但是，这种提升功率的方式因提升功率不大而很快被否定。2009 年，西屋公司提出，如果 CAP1400 功率只有 373 万千瓦，毛功率和净功率就只有约 140 万千瓦和 130 万千瓦，没有突破技转合同关于中方具备自主知识产权的条款。

面对知识产权门槛，唯有革命性的、更大幅度的改变。

2010 年，作为设计方的国家核电上海核工程研究设计院开展科研攻关，将 CAP1400 反应堆功率从 373 万千瓦提至 404 万千瓦，并且优化所有参数：燃料组件从 157 变成 193，冷却剂平均温度提升 3.1℃，一回路主管道流通面积增加 30%，主泵流量增加 21% 以上，蒸汽发生器 U 型管由原来的 10025 根增加到 12606 根、整体流通面积增加 25.7%，汽轮机末级叶片长度增大到 1.828 米。安全壳直径从 39 米扩至 43 米，安全壳厚度从 45 毫米增加到 52 毫米。每一个数字的改变，都意味着通宵达旦的计算分析，大量的研究论证，饱含着科技工作者们辛勤的劳动与卓绝的智慧。

有了这些改变，CAP1400 的净电功率大于 135 万千瓦，成为目前世界上功率最大的非能动压水堆核电型号，而且在安全性、经济性和环境相容性上有了进一步提升，满足世界最新核安全标准，达到了世界领先水平。

“压水堆重大专项的核心是开发出具有我国自主知识产权的 CAP1400 大型先进压水堆核电技术，建成 CAP1400 示范电站。”国家核电上海核工程研究设计院院长郑明光说，“引进技术必须要面对自主知识产权门槛，只有迈过去，完成创新和超越，才能兑现当年向党中央国务院作出的‘引进技术以后不再落后’的承诺”。

2014 年 12 月，CAP1400 通过了我国核电发展史上范围最广和程度最深的一次安全审评。

2015 年 11 月，中国专利保护协会对 CAP1400 知识产权专题做出评审：“CAP1400 技术是依托‘大型先进压水堆核电站重大科技专项’开发的三代先进核电技术，中方具有完全自主知识产权和出口权。”

2016 年 4 月，CAP1400 通过国际原子能机构通用安全评审，审查认为其总体达到 IAEA 安全法规标准的最新要求。

从展品到产品

2012 年，国家核电专家委员会专家郁祖盛在“首届三代核电 AP/CAP 合格供应商年会”上向国内装备制造企业抛出一个现实又尖锐的问题：样件做得好，一旦批量化就完蛋！而参会的国外同行也认为，中国企业突破技术难关可以，但只会做展品而做不出产品。

中国一重副总裁王宝忠当时坦言，AP1000 主设备采用大型铸锻件整体制造技术，制造工艺难度较大，一重在三门 1 号和海阳 1 号机组的核电锻件制造上就曾出现过不合格、废品率高等问题。

而五年之后，中国一重做出的锻件用在了三门 1 号、海阳 1 号两台 AP1000 机组上，批量化生产三代核电锻件的能力已经具备。

“在与国家核电共同推动三代核电自主化进程中，中国一重规模不断壮大，全面掌握了 AP1000 核岛及常规岛铸锻件制造技术，实现了铸锻件的批量化生产，反应堆压力容器等主设备制造也取得了突破性进展，具备了批量生产三代核电铸锻件及核岛主设备的能力，装备能力、技术水平显著提升。”王宝忠说。

国家核电设备与燃料部总经理张树军告诉记者，通过重大专项的实施和大锻件研制成功，锻件制造企业设计分析、试验能力大幅提升，CAP1400 关键设备大锻件都实现了国产化，产品性能接近或达到世界领先水平，打破了国际上对三代核电大锻件的垄断。“目前，核岛、常规岛关键设备的大型锻件均实现了国内供应，锻件价格比国外造价降低 40% 以上。”

而多年依靠进口的焊材、管材，更是在民营企业实现了自主化生产。

据了解，在国家科技重大专项“核电设备用焊接材料研制”中，上海核工程研究设计院联合四川大西洋焊接材料股份有限公司、机械科学研究院哈尔滨焊接研究所等焊接企业，自主创新完成全部 20 种核电焊接材料的研制，覆盖三代核电设备制造及现场安装的低合金钢、不锈钢及镍基合金焊接材料。

产品已在 CAP1400、AP1000 系列核电工程及军工核电工程应用，填补了国内空白的同时，降低了核电焊接材料 30%-50% 的采购成本。浙江久立、江苏宝银分别完成了 CAP1400 蒸汽发生器用 Inconel 690 传热管国产化研制工作，打破国际巨头垄断，国产产品应用性能指标满足技术要求，并达到国外同类产品水平，而且价格同比国外造价降低 30% 以上。

张树军告诉记者，历经近十年的重大专项技术攻关，通过 CAP1400 示范工程设备的研制，CAP1400 设备(材料)实现了由“国产化”向“自主化”提升，关键设备由国内完成自主研发设计、自主制造和自主试验验证。“更实现了由‘国产整机供货’进一步向‘国产原材料供应保障’延伸，不但实现整机向国内企业采购，锆材、大型锻件、大型钢板、蒸汽发生器用传热管等关键原材料也均由国内企业自主供货。

同时，国产化范围实现了从机械类设备到电气仪表类设备全覆盖。首批机组设备总体国产化率将超过 85%，后续机组将达到 90% 以上，余下的 10% 是国际上价格合理的通用设备。换句话说，已不存在‘受制于人’的问题。”

“目前国内企业掌握了屏蔽电机主泵、数字化仪控保护系统、反应堆压力容器、蒸汽发生器等 40 余项关键设备技术，成功研制出超大型锻件、核级锆材、核级焊材等 60 余项关键材料，符合国际先进标准要求的三代核电产业链基本形成，也带动了我国基础工业和装备制造业的产业升级。”郁祖盛说。

走向国际市场

CAP1400 的开发凝聚着创新和合作，更让中国核电站上了世界舞台。

郑明光告诉记者，通过重大专项，不仅开发出型号，研发出设备，更培养了队伍。“重大专项实施过程中，合作体系、人才教育培养特别要强调‘国际视野、领先水平’。原来只讲填补国内空白是远远不够的，重大专项的成果要经得起历史的检验，经得起经济性的竞争，保证技术的可持续发展，达到国际领先水平。”

据了解，除了硬件设备外，国家核电还自主开发了先进核电设计软件 CONSINE，而且与美国洛克希德·马丁公司联合研发的新一代反应堆保护系统平台 NuPAC 通过了两国核安全监管当局的验证。

“通过技术转让、设备国产化、重大专项研发，国内设计、制造企业已掌握 ASME、IEEE 等国际标准，全面掌握核岛主设备的制造工艺和质量管控手段，具备年产 6-8 台(套)核岛主设备的能力，形成面向全球、中外共享的三代核电装备供应链体系。”郑明光说，“此外，构建了中国核电设备鉴定平台和体系；建立了中国三代核电标准体系；增强了核电安全评审的软硬件能力，提升了我国核安全监管水平；培养和锻炼了一支人才队伍，为我国核电可持续创新提供了支撑。这些都是国家能力。”

而随着型号研发成功，以及产业能力的整体提升，CAP1400 作为中国自主品牌已在国际核电市场崭露头角，南非、土耳其、保加利亚和英国的市场开拓正在推进中。

据了解，CAP1400 目前独立开发南非市场，国家核电投标工作已经准备两年多，已组织完成本地化调研等各项准备工作，其提出的“CAP1400 技术+本地化+投资+人才培养”整体解决方案得到

南非高度认可。此外，国家核电与西屋公司联合开发土耳其市场，已经提交项目开发报告，三方已就开展项目前期可行性研究工作达成一致。同时，已经针对英国市场开展了相关调研和研究工作。

就产业“抱团出海”，郑明光认为，国家核电的合格供应商体系已经建立，这个体系代表的是中国核电产业的能力，因此要求供应商有完整的管控质量保证体系、完整的人才队伍、完整的技术体系和先进的技术工具、有业绩有产品、具备满足当地与国际法规标准要求的评估报告、技术上能够持续投入和发展，CAP1400“走出去”合作的供应商要以这七个指标考核能力和资质。

张树军表示，最近几年 CAP1400 去国外参展都会邀请国内制造企业一同亮相，以体现中国核电产业的整体实力。未来核电技术出口，将根据目标国的具体情况，更多以招标形式与设备企业进行合作。本地化、生产能力弱的国家，民营企业参与程度更高一点；本地工业基础较好，国产化能力较强的国家，可能就只带一些关键设备企业。

“未来我们想打造 CAP1400 走出去产业联盟，该联盟要跟着项目走，以此带动更多国内企业走向国际市场。”张树军说。

朱学蕊 中国能源报 2017-08-08

国际新型核燃料市场竞争激烈，中国走到哪一步？

新技术、新产品是市场良性竞争的产物，更是行业发展的风向标。在核能领域，核燃料研发和创新方兴未艾，各国核电巨头呈你追我赶之势，丝毫不亚于在核电先进堆型上的竞技。

记者日前在“第二十五届国际核工程大会”上了解到，福岛核事故后，在追求更高固有安全性理念的引导下，基于更高安全性、更高可靠性、更优经济性的考虑，先进燃料型号研发及材料创新势头强劲，美国西屋公司、法国阿海珐、日本东芝公司等各国核电巨头借助技术革新加速了新一代先进燃料研发，而且通过迅速占领市场稳固产业支撑，以此引领全球核燃料技术发展进步。

业内专家向记者表示，作为反应堆核热转换的基本单元以及放射性裂变产物包容的首道屏障，核燃料自诞生至今，已经历多次升级换代和技术革新。除堆型研发外，核燃料研发是各国在核能领域竞争力的重要体现。

国外巨头强势布局

公开信息显示，阿海珐新型核燃料阵营中主要包括 ATRIUMTM11 先进沸水堆燃料，以及 GAIA 和 HTPTM 压水堆燃料。7月初，阿海珐签署 5.6 亿美元的核燃料合同，从 2020 年开始向 4 个不同的核电设施供应 ATRIUMTM11 以及 GAIA 和 HTPTM。

据了解，作为阿法海最先进的沸水堆燃料，ATRIUMTM11 通过提高铀的使用效率，满足高能量燃料循环的需求，提高成本收益和更高的运行灵活性，尤其适用于已实施功率提升和优化容量因子运营策略的核电站。目前全球已有 5 座反应堆采用 ATRIUMTM11 燃料；

GAIA 压水堆燃料设计中包括了能够提高燃料组件结构稳定性的 Q12 锆合金结构材料，使燃料具备更高的热性能和改良的机械性能，目前全球有两座反应堆采用该燃料；HTPTM 燃料组件将推进核电站在 2030 年前向更长的燃料循环过渡，目前全球约有 20000 套 HTPTM 燃料组件装入了 50 座反应堆，近一半组件在美国。

相比阿海珐的多点开花，西屋公司则专注于具有事故容错燃料（ATF）特征的新型核燃料研发。

业内专家介绍，ATF 可以提高燃料元件抵御严重事故的能力，与现有核燃料相比，能够在较长时间内抵抗严重事故工况，同时保持或提高其在正常运行工况下性能的新型燃料系统。根据预计，采用事故容错燃料技术研制的新型核燃料有望于 2022 年前后在商业反应堆中测试并推广。

西屋公司核燃料专家王国强介绍，西屋先进新型燃料 EnCore 具有事故容错燃料特征，其设计包括新的包壳材料和新型高铀密度燃料芯块材料，预期最多能够降低 10.3% 的电厂运行成本，并提高燃料在事故工况下抗氧化和降低产氢的能力。该燃料已完成设计和初步方案论证，目前正在按计划制造 EnCore 先导测试棒，预计该产品最早于 2018 年完成，于 2022 年计划进行先导测试组件组装。

据了解，西屋公司已于今年 6 月正式向全球客户推 EnCore 燃料，而且目前正利用自有资源以及来自美国能源部的资助和电厂业主提供的资金支持，通过行业内的合作尽快将该燃料投放市场。

此外，东芝公司也研发了能够提高燃料在事故工况下抗氧化和降低产氢能力的 SiC 包壳，目前已成功制备出非全比例尺寸的 SiC 包壳管，后续将继续推进全比例尺寸 SiC 包壳管制备、事故工况下包壳氧化建模以及正常运行工况下的燃料辐照性能研究。

中国燃料崭露头角

伴随核电规模化发展，以及自主核电品牌诞生，中国近年来在先进核燃料领域的研发投入逐年增长。除研发自主知识产权的压水堆燃料组件外，我国在高温气冷堆、快堆、铅基堆等堆型的燃料研发方面展开了攻关。

中国核燃料有限公司副总经理辛锋在上述核工程大会上透露，先进燃料研发离不开强有力的产业支撑，中国目前已建立起完备的核燃料制造及研发工业体系。

据了解，我国目前已掌握世界上主要压水堆、重水堆等核燃料组件的生产制造技术，已建成 AFA3G、CANDU-6、AP1000、HGTR 等类型燃料元件生产线，可全面满足我国核电发展和“走出去”需求。但是，大部分压水堆核电站所用的燃料组件是中外合作，引进设计和制造技术在国内制造而成，具备自主知识产权的高性能商业核燃料元件一直是中国核电的短板。而且，基于国际上自主开发反应堆型号要配套核燃料元件研发的惯例，燃料元件短板也掣肘着中国核电“走出去”。

不过，这个短板正在补上。

记者此前从中核集团了解到，该集团具有自主知识产权的 CF 系列燃料组件已经获突破性进展，预计今年将陆续实现工业化应用，将用于华龙一号核电站，性能与国际先进燃料组件相当，能够满足国内外开工建设的华龙一号工程的燃料需求。此外，中广核也已研制出自主知识产权的 12 英尺核燃料元件 STEP-12。记者了解到，根据已完成试验的数据，STEP-12 核燃料元件的综合性能已经与目前批量采用的国外成熟核燃料元件相当。

在新型核燃料尤其是 ATF 领域，中国正紧跟国际步伐。

2016 年发布的《能源技术创新行动计划 2016—2030》与《能源技术创新重点创新行动路线图》明确了 ATF 相关重点研发任务。国家能源局今年初印发的《能源技术创新“十三五”规划》再次明确，我国要研制 ATF 元件，研制性能优于 M5、ZIRLO 合金的新锆合金包壳材料。该规划要求，“十三五”期间，ATF 应完成可行性验证及初步设计，适时启动材料堆外性能测试、堆内辐照考验；同时在第一代 ATF 反馈基础上，积极优化革新第二代 ATF 燃料新材料选型论证及关键技术研究。

据了解，我国已经设立 ATF 重大科研专项，并组织起一支由核电企业、科研机构、高校组成的“国家队”和产业联盟，旨在突破相关技术难点，努力跻身在该领域的全球第一方阵。

公开信息显示，截至去年 6 月，ATF 国家重大专项已在概率设计、评价准则与选型方法、燃料元件三维分析软件开发及行为研究、安全分析评价、概率安全分析、离子辐照方法与分析等燃料总体设计、系统评价方面取得研究成果。

朱学蕊 中国能源报 2017-08-03