



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2017.05.15-2017.05.21

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	2
1、【2020 年风电光伏都要扔掉补贴拐棍】	2
2、【自主创新让我国多晶硅产业熠熠生辉】	3
3、【质检总局 国家发展改革委关于进一步加强能源计量工作的指导意见】	6
4、【六大技术+两大市场机制 解弃风弃光顽疾还须“软硬兼施”】	12
5、【2017 年度太阳能产业报告及企业投资建议】	14
6、【我国科学家创新光能利用方法 光伏电池发电量提升 4 至 5 倍】	16
企业动态	17
1、【嘉科新能源项目获 2016 年秀洲区科学技术奖一等奖】	17
2、【昱能科技光伏并网微型逆变器入选“浙江制造” 标准启动会顺利召开】	17
光伏政策	19
1、【三部委关于开展可再生能源电价附加补助资金清算工作的通知】	19
2、【国家能源局发布 2017 光伏领跑者基地要求(征求意见稿)】	23

行业聚焦

1、【2020年风电光伏都要扔掉补贴拐棍】

5月23日，国家能源局综合司发布《关于开展风电平价上网示范工作的通知》（下称《通知》），要求各地于6月30日前申报风电平价上网示范项目。

值得一提的是，《通知》明确指出，在全国范围内开展风电平价上网示范工作，是为了落实国务院印发的《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》有关要求。因此，在业界看来，如今推进风电平价上网示范工作，就是为2020年风电实现平价上网做准备。

此外，《通知》认为，近年来，我国风电开发利用技术不断进步，应用规模持续扩大，经济性显著提升，部分资源条件较好的地区已具备了零补贴上网的技术条件。

要求示范项目不限电

根据《通知》，各省(自治区、直辖市)、新疆生产建设兵团发展改革委(能源局)、国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司等主体将结合各地区风能资源条件和风电产业新技术应用条件，组织各风电开发企业申报风电平价上网示范项目，遴选1-2个项目于6月30日前报备国家能源局。

《通知》明确，示范项目建设规模由各省(区、市)、新疆兵团能源主管部门确定，不受年度规模指标的限制。风电红色预警地区，应严格限定示范项目的规模，风电平价上网示范的规模不超过10万千瓦。示范项目的上网电价按当地煤电标杆上网电价执行。项目建成后要及时与风电开发企业签订购售电合同，确保风电平价上网示范项目不限电等。

风电、光伏均将平价上网

中国循环经济协会可再生能源专委会政策研究部主任彭澎接受媒体采访时表示，预计示范项目在不限电情况下、满足至少2800小时的利用小时数的情况下，应该可以实现与煤电平价竞争。今后随着技术进步，实现平价上网目标的平均利用小时数有望逐年下降，应该能在2020年实现平价上网的目标。

事实上，不仅是风电，作为可再生能源的另一主力，光伏电价同样被要求在

2020年可与电网销售电价相当。

协鑫集团创始人兼董事长朱共山曾在去年表态，要千方百计降低光伏发电成本，并提出“在2020年前实现光伏发电基本不需国家财政补贴。”

据了解，2009年协鑫集团在江苏徐州建成我国第一个大型地面光伏电站时，光伏发电上网度电价格是2.15元。时至今日，即便在三类地区，领先企业的光伏电价也可以做到0.6-0.7元。技术进步推动的成本下降，不仅仅缓解中国光伏发电的财政补贴，而且更进一步扩大了光伏这一清洁可再生能源的运用。目前，协鑫集团制定了以综合创新降低多晶硅、长晶、组件、系统及运维成本的全产业链平价上网路线图。

（本文摘自《证券日报》）

2、【自主创新让我国多晶硅产业熠熠生辉】

多晶硅，在日常生活中很多人对它并不陌生，太阳能电池板、集成电路芯片等都是由其生产制作而成。然而，对于多晶硅的生产过程，很多人还停留在“高能耗、高污染”的印象。“没技术，只按传统工艺，污染能耗问题难以避免。但通过自主研发，我们在多年前已经实现了清洁生产，多晶硅综合能耗降低超过80%，并有效解决了污染问题。”中国恩菲工程技术有限公司（下称中国恩菲）副总工程师、多晶硅材料制备技术国家工程实验室主任严大洲说。

我国多晶硅产业链的发展并不是一帆风顺的。据介绍，在我国自主研发的多晶硅生产技术诞生之前，美、日、德等国对中国实施技术封锁，只能从国外进口多晶硅原料。2007年堪称中国“多晶硅元年”，当年中国多晶硅产量首超千吨，洛阳中硅高科技有限公司（下称中硅高科）产量占一半以上。2008年，国外媒体针对我国多晶硅生产造成污染进行了不实报道，舆论打压刚刚兴起的中国多晶硅产业。2010年，我国光伏产业遭遇美、韩多晶硅低价倾销。2012年又遭到了欧美对光伏终端产品的“双反”制裁。经过多年努力，如今，单就光伏产业而言，我国目前市场规模已达到3600亿元，很多中国企业的光伏发电产品远销海外。

逆境崛起

在行业内，多晶硅有着“上帝赐给人类的宝石”的美称。硅矿资源无毒无害，中国硅资源尤其丰富，金属硅产量占世界2/3，自用仅1/4，其余全部出口。如

今，多晶硅已成为信息产业和新能源产业重要的原材料。

虽然我国拥有丰富的矿产资源，但在2005年以前，美、日、德等国家都将多晶硅作为战略材料，对我国实施技术封锁和市场垄断，多晶硅需求几乎全部依赖进口。在技术受制于人的情况下，国内多晶硅行业的生产水平、规模、成本、能耗、污染等问题备受诟病。

带着对光伏行业巨大发展潜力的预期，中国恩菲的科研人员经过多年的技术攻关，终于打破了国外垄断，形成了中国特色的技术路线。据严大洲介绍，2005年，中国恩菲利用自主研发的技术在子公司中硅高科建成了国内第一条年产300吨的多晶硅产业化示范线。2007年，国内多晶硅产量超过1000吨，尽管当时相关技术和原材料还需进口，但中国光伏发电板的产量已居世界第一位。2011年，国产多晶硅产量进一步提升，促使太阳能电池板产业链下游的硅成本大幅下降，促进了全产业链的发展。

就在我国多晶硅产业快速发展时，2012年，欧美国家对我国光伏产业进行了“双反”调查，使我国的光伏产品被拦在了欧美国家的国门之外。据严大洲介绍，欧美国家的多晶硅企业通过签订长单合同锁定大量客户，保障利润长期化，再通过签订短单合同低价打压中国新兴产业。几番措施下来，2012年，我国多晶硅行业全产业亏损，40多家企业停产，大批从国外进口的数十亿元设备打了水漂。

海外市场受阻刺激了光伏内需市场的快速发展，进而促进了我国能源结构的调整。随着光伏内需市场的快速启动，我国多晶硅产业肩负起了发展新能源的重任。

技术突围

为了解决多晶硅生产的高耗能问题，中国恩菲的科研人员在大型节能还原炉系统研发上下了很大功夫。“节能还原炉系统是实现大规模生产多晶硅产品的关键技术之一，是解决多晶硅大规模生产、降低成本、提高产品质量的根本途径。”严大洲介绍，节能还原炉系统设计优化，大幅提高了多晶硅节能还原炉单炉年产量，为万吨级多晶硅生产线和节能技术提供技术支撑。他表示，目前，还原反应过程气体单套装置处理能力达到45000Nm³/h，多晶硅生产综合电耗小于每公斤75千瓦时，生产每公斤多晶硅的蒸汽消耗低于30千克。这些综合能源消耗数据

代表着我国多晶硅生产技术已达到世界先进水平。

在多晶硅生产过程中，会产生四氯化硅等副产物，以往的回收技术难以对副产物进行有效处理，进而容易对环境造成污染。“事实上，如果技术得当、处理得好，将相关副产物继续投入生产环节加以利用，通过物料内部循环，就可以进一步提高利用效率，解决污染问题。”严大洲介绍，“中国恩菲创造性地提出了反应过程气体梯级分离提纯技术，采用‘加压分离-吸收-解析-吸附-再生’工艺，实现了物料循环净化，颠覆了传统多晶硅生产技术把反应过程气体作为尾气处理的技术路线，使多晶硅生产过程气体的分离提纯、再处理与循环利用率从25%提升到99.9%，单线尾气处理能力达到每小时4.5万立方米，能耗与国外进口技术相比进一步降低了30%，实现了清洁生产，大幅降低物料消耗和生产成本。”

多晶硅纯度是衡量产品品质的关键指标，为此，中国恩菲从提高原料三氯氢硅的纯度入手，攻克了高品质多晶硅原料提纯的难题，发明了三氯氢硅合成、高效筛板与填料组合的加压精馏提纯技术，将原料三氯氢硅的纯度精馏至9N以上，研究了影响多晶硅品质的几十种微量组份及处理措施。

持续研发与提升多晶硅工艺技术及装备水平，进一步节能、减耗、降本是多晶硅行业生存和发展的唯一选择，是独立自主发展我国光伏产业的必经之路。严大洲表示，经过8年的不懈努力和技术研发，如今我国多晶硅综合能耗大大降低，市场价格由10年前的每吨325万元降低到如今的每吨9万元至12万元，自主知识产权为我国光伏产业发展奠定了基础。

如今，以多晶硅为原料制造的光伏发电在农村电气化、通信行业、大型地面电站、光伏精准扶贫等方面实现快速发展。严大洲举例说，在众多多晶硅应用中，令人印象深刻的是在我国腾格里沙漠的边缘有一处60MW光伏电站。起初建站时，这些太阳能电池板下方还是一片沙漠。渐渐地，由于电池板遮挡日照，减少了地面水分蒸发，沙化严重的土地上慢慢长出了草。后来，电站管理部门养了二十几只羊吃草，到如今羊群已繁殖到上百只。光伏电站的建设，除了进行发电外，还帮助当地实现了生态修复，绿色养殖。

（本文摘自《中国知识产权报》）

3、【质检总局 国家发展改革委关于进一步加强能源计量工作的指导意见】

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团质量技术监督局(市场监督管理部门)、发展改革委(经信委、工信委、工信厅)，有关单位：

能源计量是评价能源利用状况、依法实施节能监督管理的重要基础和手段，也是实现绿色发展的有力支撑和保障。为贯彻落实《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《计量发展规划(2013-2020年)》和《“十三五”节能减排综合工作方案》，进一步完善能源计量体系，提高能源精细化管理水平，推进能源计量服务向全过程、综合性、智能化转型升级，不断增强全社会能源资源节约和环境保护意识，服务生态文明建设，提出以下意见。

一、总体思路、基本原则和发展目标

(一)总体思路。

以党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神为指引，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，全面落实国家能源资源节约、生态环境保护等重大战略决策部署，积极探索能源计量工作新思路、新模式，全面夯实能源计量基础，提升能源计量智能化、专业化、网络化服务水平，为建设资源节约型、环境友好型社会提供计量技术支撑和保障。

(二)基本原则。

需求牵引、创新驱动。根据国家能源发展战略和要求，紧密衔接各部门、各行业、各领域能源计量需求，准确把握能源计量发展方向。以制度创新、技术创新、管理创新为手段，积极探索能源计量发展新思路，培育能源计量服务新业态，形成可量化、可复制、可推广的能源计量服务新模式，推动能源计量有效服务经济社会发展。

夯实基础、完善体系。加快能源计量相关计量基准和计量标准建设，针对节能减排重点、热点、难点问题，加强重点行业、重点领域技术难题研究和攻关，推动能源计量器具智能化升级。健全能源计量体系，加快能源计量法律、法规、规章、标准、技术规范制修订，完善能源计量监管体系，提升能源计量监管能力和水平。

分类推进，协同发展。针对各行业、各领域发展特点和需求，分类、分层制定能源计量推进措施，提升以能源计量为基础的节能减排整体解决能力和水平。加强相关部门、行业、企业、区域之间的协作，积极构建统一协调、运行高效、资源共享、多元共治的能源计量协同发展机制。

智能互联、融合应用。以节约能源和提高能源资源利用效率为核心，深化能源计量与“互联网+”融合发展，拓展新一代信息通信技术在能源计量领域的融合应用，促进能源计量器具配备、数据采集和传输、统计分析应用等工作的全面智能化升级，支撑和服务现代能源体系建设。

（三）发展目标。

到2020年，能源计量工作逐步由器具管理向数据管理延伸，由单一的能源数据采集向能源数据统计、挖掘、分析、应用全方位拓展，建成政策法规更加健全、基础设施更加完善、技术水平更加先进、服务能力全面提升的能源计量体系，基本满足经济社会和现代能源体系发展的需要。

——法规体系更加健全。能源计量法规体系不断完善，相关法律、法规、规章、标准、技术规范等逐步齐全。形成权责清晰、行为规范、监督有效、保障有力的能源计量监管体系和长效机制。

——基础设施更加完善。能源计量器具智能化水平不断提升，能源计量器具配备和管理要求不断完善，逐步实现重点用能单位能源计量数据在线采集，推动全国重点用能单位能耗在线监测系统的建设和实施，保证监测数据的准确性、溯源性和有效性，初步建立以能源计量数据为基础的节能评价方式。

——技术水平更加先进。突破一批关键技术和关键瓶颈，在新型智能计量器具研发、能源计量器具在线检定和远程校准、能量计量、新能源计量等领域不断取得新的进展，提升能源计量实验室整体能力和水平。

——服务能力全面提升。能源计量服务意识和理念不断强化，服务领域和范围不断扩大，服务能力不断提升，服务模式更加完善。能源计量服务机构逐步形成并健康发展，计量为节能减排、绿色发展提供服务的能力和水平全面提升。

二、重点任务

（一）完善能源计量监管体系。

1. 完善能源计量法律法规。以《计量法》修订为契机，不断强化能源计量

法制化管理要求，增强能源计量意识。加快《能源计量监督管理办法》《重点用能单位节能管理办法》的修订，进一步完善能源计量相关的法规、规章、制度等。逐步构建以《计量法》《节约能源法》为主体，以行政法规、部门规章和地方性法规规章为配套的能源计量法律法规体系。

2. 健全能源计量技术规范和标准体系。全面梳理现行能源计量技术规范和标准，做好相关技术衔接。完善水电气热等能源计量器具配备要求和安装规范，加快在线检定和远程校准、能源计量数据在线采集等方面计量技术规范的制修订。完善能源计量审查制度，细化行业审查要求。强化能源计量数据的规范性要求，为能源计量标准化、智能化、互联网化提供基础和支撑。

3. 加强能源计量监督管理。加强对重点用能单位能源计量器具配备和使用、能源计量数据采集应用等方面的监督检查，定期组织开展能源计量审查，不断加大执法力度。针对高耗能行业、公共机构等领域的特点和需求，组织开展能效对标、节能诊断等活动。加强能效标识专项检查，依法打击能效虚标、伪造和冒用能效标识等违法行为。

(二) 强化用能单位能源计量主体责任。

1. 建立完善能源计量管理制度。用能单位应当建立健全能源计量管理制度，设置能源计量岗位，配备专门的能源计量管理人员，明确计量管理职责。加强能源计量法规和专业知识的培训，增强能源计量管理与法律意识。完善能源计量体系，有针对性地采取计量手段，实现能源利用全过程管控，量化实施和考核年度节能目标。

2. 加强能源计量器具配备和使用。用能单位应当按照《用能单位能源计量器具配备和管理通则》(GB17167)、相关行业企业能源计量器具配备和管理等要求，配备和使用能源计量器具，建立能源计量器具台账，依法实施检定或校准。逐步淘汰技术落后的能源计量器具，推进能源计量器具智能化升级改造。

3. 做好能源计量数据采集和应用。用能单位应当加强对能源的分类计量和统计，建立完善的能源计量数据采集监测及分析管理制度。积极建立和完善能源管控平台，为能源利用状况报告、能源消费总量和强度“双控”考核等提供能源计量基础数据。

(三) 加强能源计量基础能力建设。

1. 加强计量基准和计量标准建设。落实国家能源战略部署，加强相关测量技术和测量方法研究，建立一批与能源计量相关的计量基准和计量标准，进一步完善量值传递溯源体系，提升能源计量技术服务与保障能力。开展各地区、各行业能源计量基础能力摸底调查，编制《能源计量基础能力评价报告》。

2. 完善能源计量基础设施。结合各地区能源计量工作发展现状，推动智能计量器具的研发和应用。制定水电气热计量器具智能化升级改造中长期规划，分行业领域、分层次逐步推进企业次级用能单位和重点用能设备计量器具智能化升级，为能源消费总量和强度“双控”、能源阶梯价格改革、用能权交易、合同能源管理等政策的实施提供计量基础保障。

3. 加强能源计量数据管理和应用。加强用能单位能源计量数据、能耗数据的采集、管理和应用，建立完善能源计量基础数据库。加强能耗数据在线计量，加快推进重点用能单位能耗在线监测系统建设和推广应用。充分发挥水电气热等能源供应单位的作用，加强能源计量器具管理和数据采集，支撑“互联网+能源计量”发展。

(四)加强能源计量技术研究和应用。

1. 加快能源计量关键技术研发和设备研发。围绕能源精细化管理、新能源利用、环境治理等需要，开展水电气热等智能化仪器仪表在线检定和远程校准技术研究，重点完善大口径流量计量、直流电能计量、燃气热值计量、燃煤热值快速在线检测等专业领域量值传递溯源体系。加强嵌入式、便携式和多功能计量检测设备等的研制和应用。

2. 提升重点行业和节能产品能源计量技术支撑能力。开展高污染、高耗能行业节能减排关键共性计量技术研究，促进传统产业转型升级。加强太阳能、风能、核能、生物质能等新能源计量技术研究和应用，服务新能源和可再生能源发展需要。开展新型节能产品的节能评价检测技术研究，推动节能产品的快速推广、使用。

3. 完善技术创新与成果转化机制。健全能源计量“政产检学研用”协同创新发展机制，加强能源计量技术研发，促进能源计量相关科技成果转化和应用。积极培育具有核心技术和竞争力的能源计量仪器仪表品牌，营造能源计量产业化发展市场环境。

(五)完善能源计量技术服务。

1. 健全能源计量服务主体。进一步加强国家城市能源计量中心建设，积极争取相关政策和经费支持，充分发挥各省内中心城市作用，尽快形成能源计量服务网络体系。在交通、供热、电力等重点行业，以及航天、航空、铁路等重点产业，推动建设一批国家能源计量中心，引导建立能源计量技术服务联盟。鼓励社会资源建立各类能源计量服务机构，为能源生产和消费提供全过程、综合性能源计量技术服务。

2. 创新能源计量服务理念。增强能源计量服务意识和理念，为国家节能政策的制定和实施、企业节能降耗目标的实现，提供有力的计量技术支撑和服务保障。逐步推动能源计量由器具管理向数据管理、由单一计量向多元测量的转变，不断优化能源计量服务过程，提升能源计量服务能力和水平。

3. 构建能源产业测试服务体系。在新能源汽车、光伏、风电、核电等重点领域，研究符合能源产业特点的量值传递溯源技术，加快产业关键领域关键参数的测量测试技术研究，开发产业专用测量测试设备，研究服务产品全寿命周期的计量技术，构建能源产业计量测试服务体系。

(六)开展能源计量重点工程建设。

1. 能源计量关键技术研发工程。针对当前节能减排工作迫切需要的智能、在线、远程监测、极端量、综合量、动态量测量等关键计量技术瓶颈问题，由质检总局、国家发展改革委有计划、分批次地联合编制《能源计量关键技术研发目录》，鼓励全社会积极参与和开展相关的能源计量技术研究，并优先考虑将其纳入本部门的重点科研专项或研究计划中，给予必要的政策和资金支持，着力推进相关计量技术的科学研究、技术攻关和应用。

2. 能源计量标杆引领工程。以标杆引领、示范先进为原则，在全国范围内创建一批能源计量基础好、能源计量体系完善的能源计量标杆单位，探索形成并总结推广标杆先进经验，积极发挥计量在降低能耗、提高生产效率以及能源精细化管理等方面的作用。

3. 能源资源计量示范工程。全面梳理和总结各地能源计量服务典型案例和经验，由质检总局、国家发展改革委联合组织开展重点行业、重点领域能源计量示范推荐、推广活动，在全国范围内广泛征集服务案例进行推广宣传，并推动将

示范项目中的技术成果及时转化为相应的标准、技术规范，形成可推广、可复制的典型经验和服务模式。

三、保障措施

(一) 加强部门统筹协调。

各级质量技术监督部门和节能主管部门要高度重视能源计量工作，把能源计量作为推动生态文明建设、转变经济发展方式的重要手段，会同有关部门建立协同联动机制，研究、审议、决策和协调解决重大问题，推进重大项目实施。各省级质监部门要结合本地实际，牵头制定推进能源计量工作的实施方案，分解细化目标任务，确保指导意见各项工作的顺利完成。各省级节能主管部门要把能源计量体系建设纳入到节能降耗等重大决策部署和年度考核中，及时研究制定支持能源计量发展的政策措施，并将能源计量水平作为对重点用能单位节能考核的重要内容和依据。

(二) 强化激励政策引导。

各地要进一步加大对能源计量基础设施的建设，通过专项建设补助、政府购买服务、综合奖励等多种方式，加大对能源计量技术研究、能源计量器具配备、能源计量技术规范和标准制修订、重点用能单位能耗在线监测系统建设等的支持力度，不断完善能源计量体系，提升能源计量服务能力和水平。

(三) 促进人才队伍建设。

加大能源计量人才培养力度。着力培养具有科技前沿水平的高级专家，以及具有开放视野和创新理念的应用型、复合型人才。组织开展能源资源领域的计量管理和技术培训，推广先进的能源计量管理理念和技术，提高能源计量人才队伍水平。

(四) 加强国际国内交流合作。

搭建政府主管部门、能源计量服务机构、行业协会、用能企业等多层次能源计量国际国内交流合作平台。扩大在能源精细化管理、新能源利用等领域双边、多边合作与交流，积极参与重要国际合作计划和项目。

质检总局 国家发展改革委

2017年5月2日

4、【六大技术+两大市场机制 解弃风弃光顽疾还须“软硬兼施”】

一方面光伏、风电新增装机规模不断攀升，一方面弃光、弃风率居高不下。我国新能源发电已然陷入边建边弃怪圈，消纳问题让风电光伏不“风光”。

新能源消纳引起全社会各方关注，随着电力体制改革和各省区新能源交易的推进，2017年第一季度新能源消纳问题开始好转。国家电网公司经营区域共消纳光伏电量198亿千瓦时，同比增长81%。弃光电量累计21亿千瓦时，同比减少8亿千瓦时；弃风率10.6%，同比累计下降2.3个百分点。

弃风弃光是如何造成的？解决弃风弃光有何措施？在“2017光伏电站运维新思路、新方法、新技术研讨会”上国网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧就此做了详细讲解。

新能源消纳与电力系统调节能力密切相关。电力系统的发、供、用同时完成，必须时刻保持动态平衡。风电、光伏等新能源日波动最大幅度可达装机容量的80%。新能源高比例接入电力系统后，增加了系统调节的负担，常规电源不仅要跟随负荷变化，还需要平衡新能源的出力波动。新能源出力超过系统调节范围时，必须控制出力以保证系统动态平衡，否则就会产生弃风、弃光。

促进新能源消纳的关键技术

新能源消纳涉及电力系统发、输、配、用多个环节，与发展方式、技术进步、电力体制改革、市场交易机制、政策措施等密切相关，实现新能源高效消纳，既要“源-网-荷”技术驱动，也需要政策引导和市场机制配合。“源-网-荷”是“硬件系统”，决定新能源消纳的技术潜力；政策及市场机制是“软件系统”，决定技术潜力发挥的程度。

煤电机组深度调峰改造技术。在中国现阶段的电源结构中最主要措施就是通过煤电系统调峰改造。该技术成熟，效果好、见效快，国内部分电厂已开始深度调峰改造试点。通过灵活性改造，纯凝机组最小技术出力达到30%-35%额定容量，部分机组可以达到20%-25%；热电联产机组最小技术出力达到40%-50%额定容量。

抽水蓄能。抽水蓄能电站开发周期长，建设周期需要6-8年，新开工项目短期内不能发挥作用，难以满足当前新能源爆发式增长的需求。由于国家没有单独出台电价，所以一般企业投资建设的积极性不高。

电网互联技术。电力系统的灵活性要依靠电网平台发挥作用。当电网之间存在网络约束时，难以充分调用和共享灵活性资源。电网互联后，实现电力外送相当于扩大新能源市场范围。

储能技术。目前除抽水蓄能外，电化学储能是发展最快且相对成熟的储能技术。预计“十三五”末锂离子电池在用户侧将具备商业化推广能力。2020年后，随着电动汽车及电池梯次利用技术的发展，将会出现价格更低、布局更广的储能系统参与电网级应用。

新能源功率预测技术。目前我国新能源功率预测误差在4%-18%之间。预计“十三五”末期，我国新能源功率预测误差将减小至3%-13%，与国外先进水平相当。

电能替代。包括热泵、电采暖、电锅炉、蓄冷/热等以电代煤（气），港口岸电以及农村地区“煤（气）改电”等技术。电能替代已具备大规模推广的技术基础，但在部分应用领域经济性较低，用户参与意愿不足，需相应配套政策加以推动。

市场机制设计

近期机制：

省间新能源直接交易。放开用户和售电企业的省外购电权，将优先发电安排以外的输电通道容量面向市场主体全部放开，组织新能源与电力用户、售电企业开展直接交易。

省间新能源与火电发电权交易。组织送出地新能源企业与受入地火电企业开展发电权交易，扩大省间发电权交易电量。可以在发电集团内部开展优化，也可跨集团开展。可通过双边协商交易方式，也可通过集中竞价方式。

调峰辅助服务市场。采取集中平台报价方式，由发电企业及其他辅助服务提供商在平台上进行集中报价，报价可分为峰平谷时段。电力调度机构按照电网运行实际需要根据报价由低到高依次调用，事后根据实际调峰电量及费用分摊方式进行结算。

低谷风电与抽蓄电站和电采暖用户直接交易。创新交易品种，尽可能挖掘清洁能源消纳空间。

远期机制：

现货市场。新能源带补贴参与电力市场，与火电同台竞价，利用价格优势实现优先消纳，同时通过现货市场的价格信号引导火电主动调峰，优化统筹全网调节资源，有效促进新能源电力消纳。

需求侧响应。优化可中断电价政策，对于装配负荷控制设备的用户，可自愿实施可中断负荷电价，根据提前通知时间和持续时间不同，执行差异化电价水平；健全用户侧峰谷电价政策，扩大峰谷电价执行范围、适当拉大峰谷价差，改善负荷特性，提高用户消纳新能源的积极性。

（本文摘自《北极星太阳能光伏网》）

5、【2017年度太阳能产业报告及企业投资建议】

近日，摩根士丹利（MorganStanley）向全球投资者发布了《2017年度太阳能产业报告及企业投资建议》（简称《报告》）。增量走低、供应过剩、竞争残酷成为报告中引人关注的关键词。随着全球主流市场转移，政策环境趋紧，全球光伏市场即将进入产业波谷期。受其影响，今明两年间我国光伏企业或将身处较为严峻的生存环境，通过产业化整合手段谋求发展的状态将持续存在。

趋势一：下半年市场增量存期待

增速放缓的市场规模加之收紧的政策环境，在双重因素作用下今年的全球光伏市场将以更为低廉的价格和更为高效的产品展开角逐。

《报告》显示，全球光伏市场在今年和2018年的新增装机需求均为67吉瓦左右，相较2016年的72吉瓦同比下降了约6%。

中国、日本、欧洲需求下降直接导致了全球新增装机的减少。

另据《报告》显示，中国今年全年预计新增装机27吉瓦，其中上半年和下半年分别为17吉瓦和10吉瓦。

相较2016年新增装机34吉瓦预测降低了20%，今年上半年新增装机令人振奋。隆基乐叶光伏董事长助理王英歌表示：“目前，除‘领跑者’及分布式项目（自发自用为主）外，绝大部分光伏电站项目都在抢630，这种情形与去年类似，因此第二季度将迎来装机高潮，上半年新增装机预计18~20吉瓦。”根据国家能源局发布的2017年第一季度光伏发电建设和运行情况简况介绍，今年第一季度，全国光伏发电保持较快增长，新增装机达到721万千瓦，与2016年同期基本持

平。

联系企业上半年实际出货量，上半年完成新增 20 吉瓦的目标依然具有说服力。据了解，上能电气股份有限公司上半年订单量已超过 4 吉瓦，比去年同期有较大幅度增长。上能电气股份有限公司副总裁李建飞认为：“行业仍处于快速发展时期，近日有论坛发布数据显示，受 630 影响上半年新增普通光伏项目 8 吉瓦、光伏扶贫 5.16 吉瓦、全额上网分布式 4 吉瓦、增补指标 3.7 吉瓦，总量超过 20 吉瓦，上能认为可信度较高。”摩根士丹利对于中国市场增量走低的预测并非空穴来风。王英歌表示：“今年中国新增装机市场总量之所以难以预测，与诸多不确定因素不无关系，‘领跑者’二期项目进度、分布式市场发展速度均带有不确定性，同时根据以往经验，年底会有新的一年光伏电价政策出台，新的价格会让第四季度新增变得不确定。”

趋势二：产品竞争力一决高下

在增量走低的情况下，产业链各个环节的产能却仍在以 10%左右的增速扩张。《报告》预测，到组件环节将面临 20%左右的价格降幅，相应的企业毛利率也会随之下降。

组件各环节产能增长，在全球光伏市场缺乏增长亮点的背景下值得思考。制造企业新增产能是否具备市场竞争力，是否有创新技术做支撑……一系列针对新增产能的判断关乎成败。

王英歌表示：“产能建设具有周期性，今年以来新增的产能来自于 2016 年以来扩产部分的释放，理性的新增产能计划一般也会根据市场需求进行安排。总体上，多晶硅、硅片、电池、组件均是过剩的，结构方面，高效产能部分则是阶段性短缺的，例如单晶硅片、PERC 产能等，阶段性短缺的高效产能也将在今年下半年逐渐实现供需平衡。”现阶段资产负债表现优异的企业都得益于先期在高效产能上的布局，《报告》显示，隆基、大全、晶科成为首选应增持的三家中国企业。据了解，隆基今年第一季度业绩预增公告显示，该公司一季度实现净利润 4 亿元~4.5 亿元，同比增加 50%~70%。

除去技术因素，产业链快速整合的力量使企业提升利润水平存在想象空间。王英歌表示：“产业整合远远没有结束，相对而言多晶硅、硅片端整合得较好，行业集中度高，电池、组件端还存在较大的整合空间。对于光伏制造企业而言，

未来的出路在于技术创新，谁技术创新的速度快，谁拥有有更为健康可持续的财务能力，谁才能持续领跑。”

趋势三：单晶占比持续上升

未来全球市场对于高效产能的需求为相持许久的组件路线之争提供了答案，《报告》显示，未来 3~5 年高效单晶组件将夺取更大市场份额。单晶市场份额预计可在全球范围内增长至 35%，到 2020 年有望增长至 50%。

单晶份额的不断增长主要源自成本的快速下降和对未来技术更佳的适配性。据了解，今年一季度组件总出货量 8 吉瓦，其中单晶占 2.8 吉瓦，涉及“领跑者”项目 50 兆瓦，仅占 1.7%。

随着单晶在中国及全球市场逐渐回归，单晶在中国主要光伏电站投资者的采购比重中已经占到 50%以上，甚至达到 70%以上。60 型组件功率从两年前的 255 瓦即将进入 300 瓦时代，单晶技术加速了这一局面的提早到来。

王英歌表示：“单晶产品还有巨大的降低成本空间。单晶硅棒环节未来三年就有 30%以上的降成本空间，金刚线薄片化会将单晶硅片成本变得更有竞争力，PERC 技术的普及会让每瓦单晶电池、组件成本得到进一步下降。未来三年，单晶市场份额在全球的提高是公认的趋势，具体份额提高到多少，我认为取决于有竞争力的单晶硅片、PERC 产能扩张速度。”《报告》也体现出对于单晶未来走势的极大信心，关于“领跑者”基地新标准的争议，《报告》认为只要单多晶转换效率标准差保持在 1.5 个点以内，就不会影响单晶及单晶 PERC 的竞争优势。

（本文摘自《中国电力报》）

6、【我国科学家创新光能利用方法 光伏电池发电量提升 4 至 5 倍】

近日，从国家太阳能光伏产品质量监督检验中心获悉，珠海新概念航空航天器有限公司首席科学家李晓阳带领的创新团队首创光能利用新方法，创造出超镜电工业产品并完成实验室和户外自然环境持续应用测试认证，使普通晶硅光伏电池的发电量提升 4 至 5 倍，相对大幅减少光伏电池用量，降低光伏发电成本，减少碳排放，提高光伏产业的综合环保效益。这项技术获得中国、美国等国家和地区的发明专利。

超镜电系统能够主动远程获取和集成光能并以数倍辐照度输出，改变现有光

光伏发电都是被动接受光能方式，用独特的光学方法来主动迎取光能，实现提高光能密度但不增加温度的工业效果，解决各种高倍或低倍聚光光伏的增温难题；通过主动取得强大光能，以数倍级的高效来提高电池单位面积的发电量，改变各类光伏电池低效能发电的现状，实现低成本高效光能发电，在相同光照和环境条件下使相同面积的光伏电池持续提升 4 至 5 倍的发电量。

（本文摘自《中国经济网》）

企业动态

1、【嘉科新能源项目获 2016 年秀洲区科学技术奖一等奖】

近日，2016 年秀洲区科学技术奖奖励项目揭晓，浙江嘉科新能源科技有限公司承担的“光伏应用产品和发电系统项目的研制及产业化”项目获得一等奖。

浙江省重大专项“光伏应用产品和发电系统项目的研制及产业化”项目属于新能源技术领域，项目编号：2013C01038，于 2013 年 1 月研发至 2015 年 5 月研制结束。在三年任务期内，新能源团队团结努力，在光伏逆变器、光伏控制器、光伏一体机、光伏监控系统等应用产品及光伏发电系统方面取得技术突破，并进行产业化推广，获得多项知识产权，项目于 2016 年 6 月顺利通过省科技厅组织的验收。

嘉科新能源自 2013 年成立以来，公司团队努力进取，厚积薄发，一直致力于产品技术的产业化发展，在 2015 年就取得国家高新技术企业，此次获得科学技术奖，既是对嘉科新能源前期的投入与发展的肯定，也大力调动公司技术人员的科研积极性，使公司科研工作再上新台阶。

2、【昱能科技光伏并网微型逆变器入选“浙江制造”标准启动会顺利召开】

近日，“浙江制造”光伏并网微型逆变器标准启动会暨第一次研讨会在浙江昱能科技有限公司召开。浙江省标准化研究院、国家太阳能光伏产品质量监督检验中心、嘉兴市质量技术监督局、南湖区市场监督管理局、杭州光伏协会的多位

领导、行业专家及企业代表出席了本次会议，就昱能科技提出的标准草案进行了研讨，达成了基本共识并制定了下一步计划。

启动会上，浙江省标准化研究院的专家介绍了“浙江制造”标准的内涵与制定理念。“浙江制造”是以标准和认证为抓手，通过高标准的运用实施来引领“浙江制造”的高品质发展，通过持续和整体培养，形成集质量、技术、服务、信誉为一体，市场与社会公认的“浙江制造”区域综合品牌。“浙江制造”标准的制定工作要围绕产品的先进性、技术的先进性展开，希望能通过该标准的制定，能在行业中选拔出一批优秀的企业，生产出国际领先的产品，促进行业的发展。

昱能科技“光伏并网微型逆变器”于2016年12月正式入选“浙江制造”标准。在此次标准启动会中，昱能科技作为此标准的第一起草单位，按照GB/T-1.1-2009给出的起草规则，结合NB/T32004-2013光伏发电并网逆变器技术规范、2016 National Fire Protection Association等要求，提出了“浙江制造”光伏并网微型逆变器的初步草案，得到了与会专家的认可。专家们对草案的内容进行了深刻的研讨，提出了修改意见。接下来，昱能科技将依据“浙江制造”标准制定要求、专家提出的修改意见，对草案进行进一步的修改。

“浙江制造”是代表浙江制造业先进性的区域品牌形象标识，是浙江制造业的“标杆”和“领导者”。“好企业”与“好产品”都是“浙江制造”标准体系中不可或缺的，因此，该标准对参编的企业进行了严格地限制，所参与标准制定的企业必须属于行业内的佼佼者。昱能科技是国家高新技术企业，牢牢掌握了产品核心技术的自主知识产权，公司产品入选“浙江制造精品”，被工信部列入符合《光伏制造行业规范条件》企业名单，目前已拥有63项专利技术。公司高层对此次入选“浙江制造”并能牵头制定相关并网微型逆变器标准非常重视，安排相关部门积极参与编撰工作，当天也有业内多家兄弟企业参与标准讨论。昱能希望同诸位一道为行业规范化、标准化做出更多贡献。

光伏政策

1、【三部委关于开展可再生能源电价附加补助资金清算工作的通知】

中华人民共和国财政部办公厅
中华人民共和国国家发展和改革委员会办公厅
国家能源局综合司

财办建〔2017〕29号

关于开展可再生能源电价附加补助 资金清算工作的通知

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局、物价局，新疆生产建设兵团财务局、发展改革委、能源主管部门、价格主管部门，国家电网公司，中国南方电网有限责任公司，有关地方独立电网企业、公共独立系统项目单位：

根据《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发〈可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法〉的通知》（财建〔2012〕102号，以下简称《办法》），现将可再生能源电价附加补助资金清算

— 1 —

工作有关事项通知如下：

一、资金清算范围为列入财政部、国家发展改革委、国家能源局《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第一批）的通知》（财建〔2012〕344号）、《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第二批）的通知》（财建〔2012〕808号）、《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第三批）的通知》（财建〔2012〕1067号）、《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第四批）的通知》（财建〔2013〕64号）、《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第五批）的通知》（财建〔2014〕489号）和《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知》（财建〔2016〕669号）内的可再生能源并网发电项目、电网工程项目和公共独立系统。

二、本次清算工作通过“可再生能源发电项目信息管理平台”（以下简称“信息平台”）开展，工作指南见附件。

三、请国家电网公司、南方电网公司组织下属各省级电网企业，通过信息平台注册并填报2012-2016年可再生能源电价附加补助资金清算申请表，并上传电费结算单或电量结算单等相关证明材料。有关材料经所在省（区、市）财政、价格、能源主管部门在线初审后，由国家电网公司、南方电网公司通过信息平台复审，汇总生成最终版，于2017年8月30日前行文报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。

四、请各省（区、市）财政、价格、能源主管部门组织辖区

— 2 —

内不属于国家电网公司、南方电网公司辖区的地方独立电网企业，以及公共独立系统项目单位，通过信息平台注册并填报2012-2016年可再生能源电价附加补助资金清算申请表，并上传电费结算单或电量结算单等相关证明材料。各省（区、市）财政、价格、能源主管部门负责通过信息平台对辖区内所有清算申请表及证明材料进行在线初审，并将辖区内不属于国家电网公司、南方电网公司的地方独立电网企业以及公共独立系统项目单位填报的清算申请表及证明材料复审，汇总生成最终版，于2017年8月30日前行文报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。

五、对于项目并网发电时间内电价发生变化的情况，进行清算时应分时段填报收购电量和所对应的补助标准。

附件：可再生能源电价附加补助资金清算工作指南



附件:

可再生能源电价附加补助资金清算工作指南

为保证可再生能源电价附加资金清算工作高效和准确,本次清算工作通过“可再生能源发电项目信息管理平台”(http://djfj.renewable.org.cn,以下简称“信息平台”)进行,具体工作程序如下:

一、资金清算信息填报

省级电网公司、地方独立电网公司和公共独立系统项目单位通过信息平台注册并填报2012-2016年可再生能源电价附加补助资金清算申请表,并上传电费结算单或电量结算单等相关证明材料。

二、资金清算信息初审

各省(区、市)财政、价格、能源主管部门负责通过信息平台对辖区内所有资金清算申请表及证明材料进行在线初审,三部门均初审完成后,进入复审汇总阶段。

三、复审汇总

1. 国家电网公司、南方电网公司通过信息平台将所属范围内通过初审的省级电网填报的资金清算申请表及相关证明材料复审、汇总、打印盖章后行文上报财政部、国家发展改革委和国家能源局。

2.各省(区、市)财政、价格、能源主管部门负责通过信息平台对辖区内不属于国家电网公司、南方电网公司的地方独立电网企业以及公共独立系统项目单位填报的资金清算申请表及证明材料复审、汇总、打印盖章后行文上报财政部、国家发展改革委和国家能源局。

四、技术支持

国家可再生能源信息管理中心(以下简称“信息中心”)通过信息平台对资金清算申请表及证明材料进行信息核对,并对做好相关技术支持工作。

资金清算申报工作流程如下图:



国家可再生能源信息管理中心联系人:王源 张森 刘婷婷
 联系电话: 010-51973626, 010-51973623, 010-51973627
 传真: 010-51973619
 电子邮件: renewable2020@126.com

2、【国家能源局发布 2017 光伏领跑者基地要求(征求意见稿)】

近日,国家能源局综合司于近日印发《关于 2017 年建设光伏发电先进技术应用基地有关要求的通知》(征求意见稿),指出 2017 年光伏发电先进技术应用基地共计建设 8-10GW,每个基地本期建设规模不小于 500MW,最大 1GW。已建成未验收以及在建基地所在市(县)级区域不安排新建基地。每个省(区、市)可申报 3 个基地,总规模不超过 2GW。2016 年光伏发电未达到最低保障小时数的省(区、市)不得申请。

通知要求,在 2015 年“领跑者”指标的基础上,根据产业技术提高水平提高 2017 年“领跑者”技术。多晶硅电池和组件转换效率分别达到 19.5%和 17%以上,单晶硅电池和组件转换效率分别达到 21%和 18%以上。

通知还强调,每个基地建设规模确定为 500MW,在 2-3 年内建成,第一年内

建成规模不少于建设总规模的 10%且不超过 30%，在三年内全部建成并促进相应前沿技术产业化。

各单位需在 5 月 25 日之前将意见反馈到国家能源局新能源司。

国家能源局

国能综函新能〔2017〕47 号

国家能源局综合司关于征求对《关于 2017 年 建设光伏发电先进技术应用基地 有关要求的通知》意见的函

发展改革委、工业和信息化部、财政部、国家认监委办公厅，各省（区、市）、新疆兵团发展改革委（能源局），各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司，水电规划总院、电力规划总院，电力投资企业，光伏行业协会、可再生能源学会、循环经济协会、可再生能源专委会：

为促进光伏技术进步、产业升级，降低光伏发电成本，拟组织 2017 年光伏发电先进技术应用基地建设。为广泛听取各方面意见，完善有关政策机制，现将通知文稿送你单位征求意见。请研提意见并于 5 月 25 日前反馈国家能源局（新能源司）。

联系人及电话：

关雪飞 010-68555870/68555050(传真)

215641476@qq.com

邢翼腾 010-68555840/68555050(传真)

xingyiteng@126.com

附件:关于2017年建设光伏发电先进技术应用基地有关要求的
通知(征求意见稿)



附件

关于2017年建设光伏发电先进技术应用基地 有关要求的通知（征求意见稿）

为进一步推动光伏发电先进技术应用基地建设，促进光伏、技术进步和产业升级，降低光伏发电成本和电价，现将2017年光伏发电先进技术应用基地建设有关要求通知如下：

一、进一步推进光伏发电先进技术应用基地建设

光伏发电先进技术应用基地包括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。2017年光伏发电先进技术应用基地共计建设800-1000万千瓦，每个基地本期建设规模不小于50万千瓦，最大100万千瓦。已建成未验收以及在建基地所在市（县）级区域不安排新建基地。每个省（区、市）可申报3个基地，总规模不超过200万千瓦。2016年光伏发电未达到最低保障小时数的省（区、市）不得申请。

二、适度提高光伏“领跑者”技术指标

在2015年“领跑者”指标的基础上，根据产业技术进步水平提高2017年“领跑者”技术指标。多晶硅电池和组件转换效率分别达到19.5%和17%以上，单晶硅电池和组件转换效率分别达到21%和18%以上，硅基、铜铟镓硒、碲化镉及其他薄膜电池组件的光电转换效率原则上参照晶硅电池效率提高幅度相应提高，各类电池组件的衰减率指标要求保持不变。

三、建设光伏发电前沿技术应用依托基地

为加速光伏发电前沿技术产业化发展，在适宜地区建设光伏发电前沿技术应用依托基地。每个基地建设规模50万千瓦，在2-3年内建成，第一年内建成规模不少于建设总规模的10%且不超过30%，在三年内全部建成并促进相应前沿技术产业化。

基地以拥有前沿技术的光伏产品制造企业为选择对象，符合条件的光伏产品制造企业的光伏电池前沿技术指标应比上述“领跑者”指标有较大提高，具有原创核心技术知识产权，建成试验生产线或初步形成产能，已具有初期市场应用，已制定该前沿技术的产业化发展计划。企业可独立参加竞争，也可联合投资实力强的其他企业联合参加竞争。基地竞争条件包括光伏电池及组件的先进性、三年内可达到的电价水平。

优选确定的承担前沿技术应用依托基地建设的企业不得转让该基地项目，不得擅自改变该基地的技术路线和产品，只有经技术管理单位组织专家评审确定变更可超过原技术水平方可变更。国家能源局指导基地所在地省级发展改革委（能源局）对前沿技术应用依托基地首期项目验收，验收合格后该基地方可进入第二阶段建设。

四、基地优选方式

光伏发电领跑技术基地和前沿技术应用依托基地通过竞争方式优选产生。各省（区、市）发展改革委（能源局）统一组

织区域内各基地申报工作，对各基地进行初选后向国家能源局提交申报材料，申报材料应包括基地规划报告、必要的支撑性专题报告以及包含土地成本、基地电力消纳保障、政府服务保障机制的市（县）及以上政府承诺文件等。国家能源局依托技术管理机构和专家根据以下条件对申报基地进行评价，根据国家年度基地建设总规模和布局原则确定年度基地名单。

（一）太阳能可利用条件。优先选择具备较好太阳能资源的地区。以中国气象局观测及评价数据为基本依据，结合现有运行光伏电站实际年利用小时数确定该基地太阳能可利用条件。

（二）土地使用及成本。规划场址必须属于国家允许建设光伏电站的土地，产权清晰，土地流转价格较低（或国有未利用土地）。所在市（县）政府承诺基地所利用土地属于不征收城镇土地使用税和耕地占用税范围。

（三）接入系统建设情况。所在地省级电网企业承诺投资建设基地配套的220千伏汇集站及以上输变电线路，未承诺的不予接纳。所在地省级电网企业承诺建设基地各项目升压站之外全部接网工程的优先。

（四）电力市场消纳保障。所在地省（区、市）发展改革委（能源局）会同有关部门明确保障基地项目电力优先消纳的措施，或由基地所在地市（县）政府采取有效措施保障消纳，提出达不到最低小时数的欠发电量经济赔偿保障措施。

(五)其他所在地政府推进工作机制和服务保障。建立健全基地项目“一站式”服务体系,简化项目建设审批手续,降低企业开发光伏电站的非技术成本。确保光伏基地按照国家和产业要求开展竞争性规模配置和监督管理,其中电价权重不得低于30分,不设置最低报价限制。公平对待符合条件的所有参与竞争配置的企业。相关地方政府提供补贴等财政、金融支持的给予优先支持。

五、加强光伏基地建设运行监督和效果评价

各基地所在地省(区、市)发展改革委(能源局)会同国家能源局派出能源监管机构组织技术管理机构认真做好基地项目技术方案论证、主设备招标、建设施工、调试运行、验收和后评估全过程的监督,确保各项目主要光伏产品取得国家认监委批准的认证机构的认证。各基地所在市(县)发展改革委负责选择具备能力的机构(或企业)建立基地项目集中监测评价技术系统,相关监测信息报送国家可再生能源信息管理中心。国家可再生能源信息管理中心负责发布各基地监测评价报告。

国家能源局指导有关省(区、市)发展改革委(能源局)对基地进行验收,对验收不合格的项目单位,禁止参加后续光伏发电先进技术应用基地投资建设。

拟申报光伏发电领跑技术基地或前沿技术依托基地的各省(区、市)发展改革委(能源局),应根据申报基地类别认真

进行初审,并于2017年x月x日前向国家能源局提交基地申报材料。

- 附件: 1. 基地优选标准
2. 光伏发电前沿技术应用依托基地企业优选标准
3. 光伏发电领跑技术基地投资企业优选标准

附件 1

光伏发电领跑技术基地竞争优选标准

序号	项目	内容与分值	说明
1	太阳能利用条件	支撑性专题研究报告(10分)	具备较好太阳能资源,高于其所属光伏电价区域的平均水平。以中国气象局观测及评价数据为基本依据,结合已有光伏电站实际发电利用小时数判定。
2	土地使用及成本	范围与类别(10分)	明确用地的范围(拐点)和用地类别。
		用地成本(20分)	除升压站等耐久性建筑和道路外,其他用地不占建设用地指标,且不属于征收城镇土地使用税和耕地占用税范围。本项不符合,则不纳入基地优选。
3	接网及送出工程	接入系统建设(20分)	省级及以上电网公司明确接网工程和汇集站全部投资建设的,得20分。只建设汇集站的,得10分。未保障投资建设汇集站的,则不纳入优选。
		消纳保障(20分)	由省级及以上电网公司明确保障达到最低保障小时数。 基地所在地市(县)级指哪个限或省级政府部门作出达到保障性小时数的承诺,对未达到的相应欠发电量有具体的经济补偿保障措施。
4	综合保障体系	有效组织保障(5分)	明确强有力的组织核心,按照“责权一致”的原则建立统一有效的服务体系
		全程监管体系(5分)	提出高质量的国家级示范技术管理保障体系,确保基地建设效果

6

5	竞争配置等承诺	落实基地竞争性配置指导意见的承诺,提供财政补贴或金融支持(10分)	根据国家产业政策、“领跑者”和前沿技术光伏基地的根本目标,对落实国家基地竞争性指导意见提出承诺,如有调整建议一并提出;有关地方政府给予财政补贴或金融支持的给予优先支持
---	---------	-----------------------------------	---

附件 2

光伏发电前沿技术应用依托基地企业评优标准

序号	项目	内容	分值	评分标准
1	投资能力 (10)	总资产	3	小于 50 亿元为 0 分, 50 (含) 至 100 亿元为 1 分, 100 (含) 至 200 亿元为 2 分, 大于等于 200 亿元为 3 分
		净资产	4	小于 10 亿元为 0 分, 10 (含) 至 20 亿元为 1 分, 20 (含) 至 30 亿元为 2 分, 30 (含) 至 40 亿元为 3 分, 大于等于 40 亿元为 4 分
		项目融资保障	3	银行贷款承诺或授信大于等于 30 亿元得 1 分; 融资成本低于现行基准利率 10% 及以上或通过绿色债券等方式创新绿色融资方式的得 2 分
2	业绩水平 (10)	已并网光伏项目业绩水平及光伏产能	10	并网业绩达到 400MWp 的得 1 分, 达到 3000MWp 的得 5 分; 2015 年度光伏组件出货量达到 500MWp 的得 1 分, 达到 3GW 的得 5 分
	技术与产业先进性 (40 分)	先进技术指标	10	光伏电池与组件转化率均应达到国家公布的“领跑者”指标, 本项最高 10 分。 通过技术进步新建 (或改扩建) 先进 <u>光伏电池</u> 产能的, 以既有高效光伏电池转化率为基数 (即 100%), 提高 1 个百分点得 3 分, 提高 1.5 个百分点得 6 分, 提高 2 个百分点得需要的得 10 分; 通过技术进步新建 (或改扩建) 先进 <u>光伏组件</u> 产能, 以现有高效光伏组件转化率为基数 (即 100%), 提高 1 个百分点得 2 分, 提高 2 个百分点得 5 分
		前沿技术产品业绩	5	并网业绩达到 30MWp 的得 3 分, 达到 50MWp 及以上的得 5 分
		核心技术专利	15	每 1 项核心技术专利得 5 分, 本项最高 15 分
		技术管理能力先进性	10	投资商具有 5 项光伏电站项目开发企业技术标准 (不含管理标准) 的得 2 分, 具有 10 项及以上的得 3 分。 承担光伏领域国家 863、973、科技支撑项目之一并通过验收的得 4 分; 获得省部级光伏专项科技项目并通过验收的得 2 分, 自筹经费完成

				所属最高级集团公司光伏科技课题,通过验收并形成转化成果的得1分(以上最高得4分)。获得光伏产业发明专利5项至10项(含)的得1分,10项至20项(含)的得2分,20项以上的得3分。
4	技术方案(10)	投资商申报的光伏项目建设方案合理及创新性	10	1、系统能力先进性(3分):81%得1分,系统效率前20%名次均为3分。 2、系统设计创新性(4分):由专家对投资商申报的方案中对当地建设资源条件的充分有效利用,整体优化方案,电站创新建设水平、与既有科研资源和既有产能结合程度等进行打分。 3、技术经济合理性(3分):根据投资商申报的光伏项目建设方案技术经济合理性进行评分(采用减分法,扣完为止)。
5	价格水平(30)	投资商申报电价合理性	30	进入评优范围内的项目申报电价中,去除一个最高电价和一个最低电价后的平均值为15分,比此价格低1-5分钱/千瓦时的部分,每低1分钱得2分,比此价格低6-10分钱/千瓦时的部分,每低1分钱得1分,价格再低的均为满分。比此价格高1-5分钱/千瓦时的部分,每高1分钱扣1分,比此价格低6-10分钱/千瓦时的部分,每低1分钱扣2分,扣完或扣至现行标杆上网电价为止不再扣分。

备注1:对于未明确说明中间分数计算方法的,按照线性插值或按照采用的容量加权平均。

备注2:采用联合体方式投标的,投资能力和光伏投资业绩可按照投资企业口径、技术与产业先进性按照制造商口径考核。

备注3:对于一次性提出两年(阶段)建设技术和电价指标(包括)的,其中第一阶段和第二阶段权重分别按照20%和80%计算。

				分(采用减分法,扣完为止)。
5	价格水平(35)	投资商申报电价合理性	35	进入评优范围内的项目申报电价中,去除一个最高电价和一个最低电价后的平均值为25分,比此价格低1-5分钱/千瓦时的部分,每低1分钱得2分,比此价格低6-10分钱/千瓦时的部分,每低1分钱得1分,价格再低的均为满分。比此价格高1-5分钱/千瓦时的部分,每高1分钱扣1分,比此价格低6-15分钱/千瓦时的部分,每低1分钱扣2分,扣完或扣至现行标杆上网电价为止不再扣分。

备注:对于未明确说明中间分数计算方法的,按照线性插值或按照采用的容量加权平均。

附件 3

光伏发电领跑技术基地投资企业优选标准

序号	项目	内容	分值	评分标准
1	投资能力 (10)	总资产	3	小于10亿元为0分,10(含)至20亿元为0.5分,20(含)至30亿元为1分,30(含)至50亿元为2分,大于等于50亿元为3分。
		净资产	4	小于5亿元为0分,5(含)至10亿元为1分,10(含)至15亿元为2分,15(含)至20亿元为3分,大于等于20亿元为4分。
		项目融资保障	3	银行贷款承诺或授信大于等于30亿元得1分;融资成本低于现行基准利率10%及以上或通过绿色债券等方式创新绿色融资方式的得2分
2	业绩水平 (25)	已并网光伏业绩水平	25	光伏并网业绩达到400MWp的得5分,达到2000MWp的得满分。
3	技术与产业先进性 (15)	重点设备技术先进性	8	承诺光伏组件转化率达到国家公布的“领跑者”指标的得5分。 光伏电池前沿技术(包括PERC、黑硅、N型、IBC、HJT、MWT)可增加3分,并按照采用前沿技术的容量进行加权计算最终得分。
		技术管理能力先进性	7	投资商具有4项光伏电站项目开发企业标准(含管理标准)的得2分,具有8项及以上的得3分。 承担光伏领域国家863、973、科技支撑项目之一并通过验收的得2分;获得省部级光伏专项科技项目并通过验收的、自筹经费完成所属最高级集团公司光伏科技课题通过验收并形成转化成果的得1分(以上最高得2分), 获得光伏产业发明专利5项以上得2分。
4	技术方案 (15)	投资商申报的光伏项目建设方案合理及创新性	15	1、系统能力先进性(5分):系统效率最高值得5分,81%得1分。 2、系统设计创新性(5分):由专家对投资商申报的方案中对当地资源建设条件的充分有效利用、整体优化方案、电站创新建设水平等进行打分。 3、技术经济合理性(5分):根据投资商申报的光伏项目建设方案技术经济合理性进行评