



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏 信息 精选

2018.08.27-2018.09.02

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦..... 2

1、【浙江嘉兴光伏小镇：不忘初心，以光为马】 2

2、【嘉兴供电公司多措并举全力配合能源“双控”工作】 3

3、【国务院扶贫办：光伏扶贫已成产业扶贫的主要抓手 取得了显著的阶段性成果】 3

4、【中电联发布 2018 年上半年全国电力市场数据】 6

5、【中、德、美、日在光伏+储能上的发展策略】 10

6、【新型双层太阳能电池能效创纪录】 14

企业动态..... 15

1、【天合光能将为欧洲最大的光伏电站供应组件】 15

2、【昱辉阳光计划在匈牙利开发 8MW 光伏项目】 15

光伏政策..... 17

1、【关于无需国家补贴光伏发电项目建设有关事项的函】 17

2、【浙江省发布建设国家清洁能源示范省行动计划（2018—2020 年）】 18

行业聚焦

1、【浙江嘉兴光伏小镇：不忘初心，以光为马】

2015 年 12 月底，习近平总书记对浙江省“特色小镇”建设作出重要批示：“抓特色小镇、小城镇建设大有可为，对经济转型升级、新型城镇化建设，都大有重要意义。浙江着眼供给侧培育小镇经济的思路，对做好新常态下的经济工作也有启发。”

三年过去了，特色小镇建设已经取得阶段性成果。未来如何进一步高质量发展，各小镇都有自己不同的做法。

位于浙江省嘉兴市秀洲区西侧的嘉兴光伏小镇，曾是农田与荒地，而如今，依托秀洲国家高新区，以及三年 56 亿元的投资，这里发生了翻天覆地的变化，随处可见光伏产品。光伏小镇以光伏发电和光伏制造为轴心，以光伏服务和光伏旅游为延展，紧密围绕“光伏概念”主题式发展。

嘉兴市光伏科技馆，整体建筑既能采光又能发电，太阳能发电总功率 400KWp 左右，是国内光伏建筑一体化标杆性项目。

在分布式光伏发电应用上，秀洲区注重发挥民营光伏发电运维服务在嘉兴的先行优势，集聚光伏运维企业总部，对域内的分布式光伏电站实施统一运维，围绕“集中连片、多样多元”的总体规划，实现了光伏应用从企业、公共建筑到家家户户都能用。

同时，秀洲区坚持将光伏理念融入公共基础项目的规划设计之中，除了光伏屋顶、光伏主题公园之外，还将光伏元素融入生态河道、道路、路灯、公交站台等建设项目，不断丰富光伏在生活中的具体应用。

嘉兴市秀洲区油车港镇上睦村，中节能浙江嘉兴“五水共治”水环境治理光伏发电综合示范项目，采用“全部上网”的消纳模式。

未来，秀洲区以实现“处处有光伏、家家用光伏、人人享光伏”为发展理念，最终将光伏小镇打造成一个宜业、宜居、宜游“三生融合”的特色小镇。

（本文摘自《澎湃新闻》）

2、【嘉兴供电公司多措并举全力配合能源“双控”工作】

一是加强企业用能数据监控。搭建综合能源服务监测平台，在秀洲区试点对年耗能一万吨以上企业及 49 家印染企业的水、电、煤、汽等用能情况进行监控，实时了解企业能源使用情况及终端运行情况，提供监控预警或用能建议。二是加大电能替代工作力度。继续推进全市 12 个 3A 级以上景区全电模式改造，同时加强岸电建设，新建 28 套岸电装置。加快粮食及农副产品烘干、现代化农业基地等的电能替代，今年争取完成替代电量 8.5 亿千瓦时。三是分类严控企业用电。对新增工业用电项目，严格审查能评审批资料。实行“分档有序用电”，控制高耗能企业用电。按要求落实差别电价，对亩产效益低的企业实施差别化加价。四是推进清洁能源并网服务。加快推进以百万居民屋顶光伏工程为代表的清洁能源重大项目实施，确保光伏并网项目占受理项目比例始终保持在 95%以上。加快海上风电送出工程建设，力争年内取得嘉兴 1 号、2 号海上风电场送出线路工程核准批复。

（本文摘自《嘉兴市政府网》）

3、【国务院扶贫办：光伏扶贫已成产业扶贫的主要抓手 取得了显著的阶段性成果】

目前，光伏扶贫已成为产业扶贫主要抓手、打赢脱贫攻坚战的重要举措，在中共中央和国务院《关于打赢脱贫攻坚战的决定》中就明确提出开展光伏扶贫工作，在《关于打赢脱贫攻坚战三年行动的指导意见》中，更进一步指出“在条件适宜地区，以贫困村村级光伏电站建设为重点，有序推进光伏扶贫”。

为了认真贯彻落实中央精神，国务院扶贫办副主任洪天云日前在全国村级光伏扶贫电站建设管理工作会上表示，光伏扶贫已取得了显著的阶段性成果，下一步，在脱贫攻坚决战决胜的关键时期，必须增强紧迫感和责任感，驰而不息抓好光伏扶贫工作，把村级光伏扶贫电站建设工作落实落细，向纵深推进。

阶段性成果显著

洪天云表示，光伏扶贫已取得了显著的阶段性成果，确立了以村级光伏电站为主推模式的基本思路，建立和完善了光伏扶贫的顶层设计，建成了一批光伏扶

贫电站。光伏扶贫为贫困地区脱贫攻坚培育了新产业，为壮大贫困村集体经济开辟了新路径，为解决贫困群众稳定脱贫提供了新手段。

2017 年 5 月，国务院召开专题会议，明确提出光伏扶贫以村级光伏扶贫电站为主要建设模式。专题会议后，各相关部门积极行动，相继出台了 7 个光伏扶贫政策配套文件，在指标下达、补贴发放、电费结算、土地管理、接网消纳、施工建设、运行维护和收益分配等 8 个方面加强指导和规范管理。

记者了解到，截至 2017 年年底，共有 25 个省(区、市)、940 个县开展了光伏扶贫项目建设，累计建成规模 1011 万千瓦、直接惠及约 3 万个贫困村的 164.6 万户贫困户。截至目前，已纳入国家光伏扶贫补助目录项目的有 553.8 万千瓦，覆盖贫困户 96.5 万户。

值得一提的是，光伏扶贫不仅受益面广、收益期长，而且增强了贫困群众的参与感和获得感。据洪天云介绍，光伏扶贫的目标是建设 1500 万千瓦村级电站，精准帮扶 280 万户贫困户，按每户 3 人算，就可以帮扶 840 万贫困人口，这是目前为止，单一扶贫产业中受益面最广的；另外，以一个 300 千瓦的村级电站的发电量来计算，平均一年就会有 20 万以上的收益，且在产品质量合格、运维管理有保障的理想状态下，能够实现长达 20 余年的稳定收益。

与此同时，村级电站一般都建在村内或附近，贫困群众看得见摸得着，发电收益又通过公益岗位、公益事业和小微奖补的方式分配给贫困户，可以为贫困户带来实实在在的参与感和获得感。“适宜开展光伏扶贫的地方，尤其是在一些深度贫困地区，光热资源都较为丰富，可以将大自然的阳光转化为党和政府对贫困群众帮扶的温暖，带贫减贫效果显著。”洪天云说。

正视矛盾和困难

洪天云坦言，作为一项新生事物，随着光伏扶贫的范围不断扩大，项目规模不断增长，各地不同程度地出现了一些问题和困难。

一是“一拥而上”“一光了之”依然存在。光伏扶贫见效快、收益稳定，有些地方不认真研究政策，为了尽快完成脱贫攻坚任务，把光伏扶贫作为产业扶贫的唯一方式，急躁蛮干，一哄而上，擅自扩大建设规模，片面追求所谓“光伏全覆盖”，试图“一光了之”，导致一些地方出现“用建设倒逼指标”、建成不能并网等问题。

二是在政策调整规范过程中如何做好“新老衔接”。部分在试点和推广期间建设的老电站采取了政府投资与银行贷款、企业垫资等相结合的方式进行建设，这种举债方式不仅给地方造成隐形债务负担，也因后期还款付息和企业分红降低了贫困户收益，削弱了带贫脱贫效果。

三是补贴发放不能及时到位。由于不少地方对政策理解不准确、责任落实不到位，审核工作不严不实，导致整个计划和目录的申报工作错误不断，进展缓慢。同时，部分已申报项目还存在以下违规违纪问题：发电户号申报不实，以其他电站代替贫困村申报项目；申报户数不实，虚增电站关联贫困户数；项目重复申报，将已录入第一至第六批补助目录项目再次申报；电站实际建设规模超出申报规模；实际收益贫困户与电站关联贫困户不一致等。

四是运维管理缺乏保障。有些地方存在“重建轻管”、“建而不管”不重视运维甚至没有运维的片面或错误做法。由于村级电站点多面广，多处在交通、通信不便利的偏远地区，运维难度本身就很大，如果运维力量不能跟上，必然会导致电站质量和运行效率差强人意，是否会出现一堆“废铜烂铁”，后期的扶贫效益能否兑现令人堪忧。

五是收益分配有待规范。虽然很多地方根据国务院扶贫办印发的《村级光伏扶贫电站收益分配管理办法》编制了各自的收益分配管理办法，但有些地方的办法还是比较粗糙或不够科学合理。一些地方还存在直接从电站的电费收益中提取扶贫资金、偿还建设债务的错误做法，有些电站在收益分配时不能做到公开公正透明，还存在简单打卡发钱或优亲厚友的现象，这些都不符合我们对收益分配的要求，降低了贫困群众的收益，难以激发贫困户的内生动力，使光伏扶贫的带贫减贫效果大打折扣。

力推“五标准”

“无规矩不成方圆”，在推动光伏扶贫工作不断深入的过程中，国务院扶贫办会同国家能源局，明确了村级光伏扶贫电站的“五个建设标准”：一是村级电站原则上应建设在建档立卡贫困村，受益对象以建档立卡贫困户为主；二是年等效利用小时 1000 小时以上；三是具备电网接入条件；四是电站不得负债建设、企业不得投资入股；五是产权归村集体所有，所有收益用于扶贫，主要采取公益岗位、小型公益事业、小微奖补等方式。

洪天云表示，下一步，我们要坚持好“五个建设标准”，从几个方面着手，推动光伏扶贫健康可持续发展。

要夯实责任，切实把光伏扶贫电站管严管实管好。中央各部门和地方政府要按照“中央统筹、省负总责、县级抓落实”管理体制，切实履行好各自职责，做好各项政策的贯彻落实。

要成立专班，常态化开展光伏扶贫督查巡查工作。一方面，会同国家能源局、财政部、国家电网等部门组成巡查督查专班，计划 9 月份开始开展光伏扶贫专项巡查督查工作。另一方面，委托第三方评估机构开展电站评估，对各地光伏工作成效实施第三方评估。依据全国光伏扶贫信息管理系统产生的数据报表、第三方评估报告、督查巡查发现的问题，对各省进行综合考评。

洪天云表示，要做好政策衔接，妥善处理好新老电站问题。在今年年内完成对已建成项目的质量排查评估工作，进一步规范发电收益在贫困村和贫困户的分配和使用。对于已负债建设的村级电站，指导地方制定还款或回购计划，尽早还清债务。对于已建成的集中电站，按政策及时拨付对应扶贫规模的国家可再生能源补贴。要严格管理新建设项目。与此同时，要强化运维，保障光伏扶贫电站长期可持续运行。各级政府及电站主管部门要制定有效的运维管理机制，鼓励地方政府按照“规划、设计、施工、验收、运维”五统一原则，鼓励电网公司等专业机构按照市场化原则参与光伏扶贫电站的运维工作，依托光伏学院加强光伏电站知识普及运维培训。

（本文摘选自《能源发展》）

4、【中电联发布 2018 年上半年全国电力市场数据】

大型发电集团风电机组累计上网电量 829 亿千瓦时，占其总上网电量的 5.4%；风电市场交易电量 198 亿千瓦时，市场化率为 23.9%。

大型发电集团光伏发电累计上网电量 157 亿千瓦时，占其总上网电量的 1.0%；市场交易电量 37 亿千瓦时，市场化率为 23.4%。

中国电力企业联合会日前发布 2018 年上半年全国电力市场交易情况，内容如下：

2018 年上半年，全国全社会用电量累计 32291 亿千瓦时，同比增长 9.43%，

电网企业销售电量 26189 亿千瓦时,同比增长 10.99%。全国电力市场交易电量(含发电权交易电量)合计为 7520 亿千瓦时,市场交易电量占全社会用电量比重为 23.3%,占电网企业销售电量比重为 28.7%。

其中,省内市场交易电量合计 5937 亿千瓦时,占全国市场交易电量的 78.9%,省间(含跨区)市场交易电量合计 1485 亿千瓦时,占全国市场交易电量的 19.7%,南方电网、蒙西电网区域发电权交易电量合计 99 亿千瓦时。

与 2017 年上半年同期相比,全国市场交易电量增长 30.6%,占全社会用电量的比重提高 3.8 个百分点,其中,省内市场交易电量同比增长 26.1%,省间市场交易电量同比增长 41.2%。

2018 年上半年,大型发电集团(指参加中电联电力交易信息共享平台的 11 家中央及地方大型发电企业集团,本季度不含神华集团,下同)合计市场交易电量 4927 亿千瓦时(不含发电权交易),占大型发电集团上网电量的 32.2%,占全国市场交易电量的 65.5%;其中,省间(含跨区)市场交易电量合计 826 亿千瓦时,占其市场交易电量的 16.8%,占全国省间(含跨区)市场交易电量的 55.7%。

一、分区域、分省电力市场交易情况

2018 年上半年,国家电网区域市场交易电量规模 5650 亿千瓦时,占全国市场交易电量的 75.1%,市场交易电量占其该区域全社会用电量的 22%;南方电网区域市场交易电量规模 1292 亿千瓦时,占全国市场交易电量的 17.2%,市场交易电量占该区域全社会用电量的 24.1%;蒙西电网区域市场交易电量规模 578 亿千瓦时,占全国市场交易电量的 7.7%,市场交易电量占该区域全社会用电量的 46.1%,是三个电网中市场交易电量占比最高的区域。

分区域市场来看,华东、华北、南方区域市场交易电量规模分别为 2124 亿千瓦时、1996 亿千瓦时、1246 亿千瓦时,占全国市场交易电量的比重分别为 28.2%、26.5%、16.6%,合计占全国市场交易电量比重的 70%以上,对全国电力市场建设具有引领作用。

分省来看,市场交易电量占全社会用电量比重排序前三名的省份是云南、蒙西和江苏,分别为 49.4%、46.1%、44.5%;电力市场交易电量规模排序前三名的省份分别为江苏 1286 亿千瓦时、山东 768 亿千瓦时、广东 599 亿千瓦时;外受电市场交易电量排序前三名的省份分别是江苏 286 亿千瓦时、山东 242 亿千瓦时

和浙江 160 亿千瓦时。

2018 年 2 季度，全国市场交易电量(含发电权交易)合计为 4199 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 25.6%，较 1 季度环比提高 4.7 个百分点。

其中，省内市场交易电量合计为 3361 亿千瓦时，较 1 季度环比增长 30.5%，省间(含跨区)交易电量合计为 782 亿千瓦时，环比增长 11.4%。

二、大型发电集团参与电力市场交易情况

2018 年上半年，大型发电集团上网电量合计 15286 亿千瓦时，市场交易电量合计 4927 亿千瓦时(不含发电权交易电量)。

2018 年上半年，大型发电集团中 6 家企业的发电权交易电量(按照受让电量的结算口径统计)为 135.4 亿千瓦时，发电权交易平均价格为 0.3038 元/千瓦时。

(一)煤电

2018 年上半年，大型发电集团煤电机组上网电量 10302 亿千瓦时，占其总上网电量的 67.4%；市场交易电量 3683 亿千瓦时，市场化率为 35.8%，其中跨区、跨省外送市场交易电量 349 亿千瓦时。

煤电上网电量平均电价(计划与市场电量加权平均电价，以下同)为 0.3669 元/千瓦时，市场交易(含跨区跨省市场交易)平均电价为 0.3340 元/千瓦时。

分省来看，大型发电集团煤电上网电量市场化率最高省份为广西省，达到了 100%，甘肃、蒙西、江苏、陕西、河南等五地均超过了 50%。

从分省煤电交易价格来看，与标杆电价比较降幅最大的是云南，其市场交易平均电价为 0.2333 元/千瓦时，与标杆电价相比降幅 0.1025 元/千瓦时，其次为广东、青海、江西，其交易平均电价分别为 0.3740 元/千瓦时、0.2507 元/千瓦时、0.3430 元/千瓦时，降幅均超过 0.07 元/千瓦时。

2017 年以来，随着煤炭市场价格波动拉升以及市场交易的理性回归，煤电市场交易电价呈缓步回升趋势。2018 年 2 季度，大型发电集团煤电市场交易平均电价为 0.3322 元/千瓦时，同比回升 4.07%。

(二)气电

2018 年上半年，大型发电集团气电机组累计上网电量 365 亿千瓦时，占其总上网电量的 2.4%。大型发电集团气电机组参与市场交易的省份仅有广东省，2018 年上半年，广东省气电市场化率达到 48%，市场交易电量为 23.4 亿千瓦时，

平均交易电价为 0.5839 元/千瓦时。

(三) 水电

2018 年上半年,大型发电集团水电机组上网电量 2506 亿千瓦时,占其总上网电量的 16.4%;水电市场交易电量 648 亿千瓦时,市场化率达到 25.9%,市场交易平均电价为 0.2171 元/千瓦时。

(四) 风电

2018 年上半年,大型发电集团风电机组累计上网电量 829 亿千瓦时,占其总上网电量的 5.4%;风电市场交易电量 198 亿千瓦时,市场化率为 23.9%,其中跨区跨省交易电量约 90 亿千瓦时,占其市场交易电量比重 45.5%。

2018 年上半年,大型发电集团参加风电市场交易的省份共有 16 个,其中市场交易电量最多的三个省份是云南、新疆和甘肃,分别为 44.5 亿千瓦时、37.1 亿千瓦时和 31.0 亿千瓦时,平均交易电价(含跨省跨区送出交易电量电价)分别为 0.4418 元/千瓦时、0.4400 元/千瓦时和 0.3726 元/千瓦时。

风电市场化率居前几位的省份依序为:云南(67.5%)、黑龙江(49.6%)、新疆(46.6%)、宁夏(45.5%)、甘肃(45.2%)。

(五) 光伏发电

2018 年上半年,大型发电集团光伏发电累计上网电量 157 亿千瓦时,占其总上网电量的 1.0%;市场交易电量 37 亿千瓦时,市场化率为 23.4%,其中跨区跨省交易电量 10 亿千瓦时,占其市场交易电量的 28.1%。

2018 年上半年,大型发电集团光伏发电参与市场交易的省份一共有 14 个,其中交易电量最多的三个省份是青海、新疆和甘肃,分别为 16.4 亿千瓦时、8.8 亿千瓦时和 3.6 亿千瓦时,平均交易电价(含跨省跨区外送交易)分别为 0.8065 元/千瓦时、0.7114 元/千瓦时和 0.7863 元/千瓦时。

光伏发电市场化率居前几位的省份依序为:云南(92.9%)、新疆(58.2%)、宁夏(52.1%)、青海(48.9%)。

(六) 核电

2018 年上半年,大型发电集团核电发电累计上网电量 1127 亿千瓦时,占其总上网电量的 7.4%;市场交易电量 337 亿千瓦时,市场化率为 29.9%,其中跨区跨省交易电量 69 亿千瓦时。

2018 年上半年，大型发电集团核电参与市场交易的省份一共有 5 个，交易电量最多的省份是福建、辽宁和广西，分别为 115.8 亿千瓦时、85.7 亿千瓦时和 60.3 亿千瓦时，平均交易电价(含跨省跨区送出交易)分别为 0.3281 元/千瓦时、0.3429 元/千瓦时和 0.3684 元/千瓦时。大型发电集团核电市场化率居前三位省份分别是广西(75.4%)、辽宁(74.6%)、福建(29.9%)。

(七)发电权交易

2018 年上半年，大型发电集团中 6 家企业的发电权交易电量(按照受让电量的结算口径统计)为 135 亿千瓦时，发电权交易电量占其市场交易电量比重为 3.3%，交易平均价格为 0.3038 元/千瓦时。

6 家企业在大部分省区都开展了发电权交易，发电权交易电量最多的省份为广东 39.3 亿千瓦时、安徽 24 亿千瓦时、新疆 11.7 亿千瓦时。

(本文摘选自《中国电力企业联合会》)

5、【中、德、美、日在光伏+储能上的发展策略】

今年 5 月 31 日，国家发改委下发了《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，补贴标准和光伏指标收紧，光伏企业紧急寻求“储能出口”。

纵观国外政策发现，光储规模化应用激励来自于三个方面，一是政策支持力度；二是光伏系统成本下降，上网补贴支持减弱；三是电力市场逐步开放，可再生能源补贴成本转嫁，用户用电成本提升。这些因素刺激着工商业用户和居民用户利用储能系统提升经济价值，减少对电网的依赖。

德国：资金支持下的光储繁荣

早在 2013 年，为支持光伏储能系统项目建设，德国就设立了光伏储能补贴政策支持计划，该政策为户用储能设备提供投资额 30%的补贴，最初还要求光伏运营商必须将 60%的发电量送入电网。

2016 年，德国开始执行新的光储补贴政策，该补贴会持续到 2018 年底，计划为与并网式光伏发电系统配套安装的储能单元提供补贴，但只允许将光伏系统峰值功率的 50%回馈给电网，这与之前要求光储系统向电网馈电的需求有很大不同，这也说明在可再生能源规模化发展阶段，鼓励自发自用、余量上网成为对分布式能源的新要求。

2016 年 10 月，德国复兴信贷银行不得不终止这项补贴，主要原因是这笔支持资金早在 2016 年就已用尽。与此同时，政府也确认自 2017 年 7 月 1 日起，补贴金将按计划从支持投资总额的 19% 减至 16%，自 10 月 1 日起再削减 3%，2018 年起整体降至 10%。

此外，大规模保障性补贴推动了德国新能源产业的超常规发展，但同时也大幅推高了电价，且最终由电力消费者承担，德国的电力零售价格也从 2000 年的 14 欧分/千瓦时上升到 2013 年的约 29 欧分/千瓦时，民众所承担的可再生能源分摊费用大幅增加，政策的“过度支持”向“适度支持”逐步转变。快速下降的储能系统成本、逐年降低的光伏上网补贴电价、不断攀升的居民零售电价以及持续的户用储能安装补贴政策支持等因素推动着德国户用光储市场的发展，自发自用也成为用户的必然选择。

美国：税收减免促光储结合

在美国，除某些地区良好的自然条件、储能资金支持政策和高额电费支出压力外，一些其他因素也在刺激着光储系统的结合应用。

最初，投资税收减免（ITC）是政府为了鼓励绿色能源投资而出台的税收减免政策，光伏项目可按照投资额的 30% 抵扣应纳税。而成本加速折旧是美国税务局发布的纳税指引规定，2005 年 12 月 31 日以后建设的光伏系统可以采用成本加速折旧法，即固定资产折旧额按照设备年限逐步递减。

2016 年，美国储能协会向美国参议院提交了 ITC 法案，明确先进储能技术都可以申请投资税收减免，并可以独立方式或者并入微网和可再生能源发电系统等形式运行。

为推动储能与可再生能源的协同发展，政策还要求储能系统储存的电能必须有 75% 来自于可再生能源，才可享受 ITC 支持，这一支持比例是系统投资的 30%，而到 2022 年这一支持比例将下降到 10%。储能系统储存可再生能源发电在 75%–99% 之间时，可享受部分的 ITC 支持，只有当储能系统全部由可再生能源充电时，才可全额享受 ITC 支持。

与此同时，没有可再生能源配套支撑的储能系统可以使用 7 年的成本加速折旧，这相当于 25% 资本成本的减少，利用可再生能源充电比例低于 50% 的储能系统虽未达到 ITC 支持标准，但仍可享受相同的成本加速折旧支持。而高于 50% 这

一比例的储能系统都可使用 5 年的加速折旧，相当于 27%资本成本的削减。

日本：开放电力市场中的光储应用

在弃核所导致的电力供应紧张和电力价格上涨的情况下，日本也着手开展了新一轮电力体制改革，目标直指电力安全稳定供应和抑制电价的增长。

2014 年秋，日本的五大电力公司曾因太阳能发电项目势头过猛，而暂停过收购光伏电力，为解决此问题，日本政府支持可再生能源发电公司引入储能电池，资助电力公司开展集中式可再生能源配备储能的示范项目，以降低弃风/光率、保障电网运行的稳定性。

2015 年，日本政府共划拨 744 亿日元，针对安装储能电池的太阳能或风能发电企业给予补贴。

其实，日本早在 2012 年就启动了光伏固定上网电价政策，极大地促进了日本国内光伏市场的迅猛发展。

然而可再生能源收购制度和固定上网电价的执行也带来了新的问题，一方面太阳能光伏的过度建设和并网给电网稳定运行带来了压力，电网公司不得不要求独立光伏发电商必须装配一些电池储能系统来提升电网的稳定性；另一方面可再生能源发电补贴资金成本累加到电费中，也增加了国民的负担。

为此，日本经济产业省对可再生能源收购制度和固定上网电价机制进行了改革，将此前从成本角度出发确定可再生能源收购价格的方式调整为通过企业间竞标决定，并且设定了中长期收购价格的发展目标，明确了上网电价的降价时间表。光伏上网补贴电价的持续降低和近一段时间内售电价格的提升将激发用户提高光伏自发自用水平，储能也势必成为提升用户侧用电经济效益的重要手段。

中国：综合能源项目的重要支撑

与国外 30 年开放电力市场的过程相比，我国“30 年电力市场改革”还在有序推进。理论上来看，已经具备了一定光储规模化应用的技术条件市场环境。一方面“跨墙售电”开放了富余分布式能源区域交易的可能性，开放电力市场下的用户间交易得以实现；另一方面光伏发电补贴退坡显著，急寻政策外收益，且当前用户弱化电网依赖的意愿也相对突出。

此外，《推进并网型微电网建设试行办法》明确提出并网微网中可再生能源装机容量占比要超过 50%，且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%。在示范项目支持下，要保障可再生能源高渗透率和提高波动性可再生能源接入配电网的比例，同时在可再生能源规模化利用情况下，要保证尽量自发自用，形成系统内部高度“自治”能力，必然要引进储能技术配套应用。

当前，储能已经成为我国综合能源示范项目中不可或缺的重要技术支撑，开放电力市场传导出的电价机制和光伏资金政策扶持的减弱刺激着市场关注度的转移，也刺激着光伏与储能协同应用的可能。现阶段，交叉补贴的存在和居民建筑用能局限性还不能刺激居民用户侧储能的配套应用，但随着光储技术成本的降低，工商业用户侧光储应用价值将显现。希望以开放电力市场为前提，依据市场化价格机制和交易机制推动我国光储的发展和应用。

储能是当前光伏的“救命稻草”吗？

然而，储能真的能成为光伏行业在当前新政策下的“救命稻草”吗？

根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会的统计，截至 2017 年底，已经投运储能项目累计 32.8GW，新增投运项目装机规模 217.9MW，中国储能产业尚处于初级阶段。

与此同时，光伏储能只是储能市场的其中一小部分，一个尚处于初级发展阶段的行业如何能消化已经实现 100GW 量级装机的光伏出货需求？现实的发展离企业的希望还有非常大的距离。

以阳光电源为例，其进入储能领域较早，目前拥有全球领先的新能源电源变换技术，并依托全球一流的锂电池技术，可提供单机功率 5~1000kW 的储能逆变器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备，同时推出能量搬移、微电网和电力调频等一系列先进的系统解决方案。

其储能系统广泛应用在中国、美国、英国、加拿大、德国、日本、澳大利亚、印度、柬埔寨、南苏丹等全球 650 多个储能项目。今年上半年在国内斩获了青海百兆瓦光伏发电实证基地储能项目，山西 9MW/4.5MWh “火电+储能”联合调频项目等。

但即便这样，2018 年上半年阳光电源储能业务在公司营业收入中也仅占比 3.06%，营收 1.19 亿元。

国家能源局科技装备司处长齐志新曾把我国储能行业贴切地比喻为“半湖春水半湖冰”，这个比喻挪用到全球市场也同样适用。他提醒逆变器公司将储能作

为 531 之后企业市场转移的主阵地显然是不现实的，最多只能算提前布局罢了。

长期来看，光储结合是光伏的出路之一，但一定不是全部的出路。短期内，新政带来的波动会持续光伏行业，在探寻新出路的同时，光伏企业仍应苦练内功，从拼规模、拼速度、拼价格转向拼质量、拼技术、拼创新。

宏观来看，未来，我国光储配套发展和应用还将得益于当前的政策退坡和未来市场的深度开放。

（本文摘选自《EnergyVoice》）

6、【新型双层太阳能电池能效创纪录】

美国加利福尼亚大学洛杉矶分校等机构的研究人员开发出一种新型薄膜太阳能电池，其双层设计大大提高了光电转换效率，性能创造了同类太阳能电池新纪录。这一成果发表在新一期美国《科学》杂志上。

这种双层串联结构的太阳能电池，上层喷涂了 1 微米厚的钙钛矿，有助于高效捕捉太阳能，底层是厚约 2 微米的铜铟镓硒薄膜（C I G S）电池。薄膜电池表面经过纳米级的加工，再加上聚合有机物空穴传输层。这种设计可以让电池产生更高的电压，从而增加输出功率。整个组件安装在厚约 2 毫米的玻璃基板上。

新型电池的光电转换效率高达 22.4%，比 2015 年美国国际商用机器公司（I B M）研发的同类太阳能电池 10.9% 的光电转换效率提高了一倍多。这一新纪录已得到美国能源部下属国家可再生能源实验室确认。

研究负责人、加利福尼亚大学洛杉矶分校教授杨阳说，双层串联的设计，使电池可以通过上下两个层面捕捉太阳光谱不同波段光的能量，与传统的 C I G S 太阳能电池的单层设计相比，能吸收转换更多的太阳能。

杨阳表示，这项技术使 C I G S 太阳能电池的性能提高了近 20%，也意味着能源成本降低了 20%。研究团队的下一个目标是将电池的光电转换效率提高至 30%。

钙钛矿材料是指一类陶瓷氧化物，因类似结构最早在天然钙钛矿中被发现而得名。钙钛矿太阳能电池被认为是光伏产业的未来热点，其喷涂技术成本低廉，易于操作，容易应用到现有的太阳能电池制造工艺中。钙钛矿的应用可大大提高发电效率，与汽车发动机上安装涡轮增压器的效果类似。

（本文摘自《新华网》）

企业动态

1、【天合光能将为欧洲最大的光伏电站供应组件】

天合光能股份有限公司近日宣布，将向西班牙穆尔西亚省一座太阳能光伏电站供应 167 兆瓦组件。该电站总规模为 500 兆瓦，占地面积 10 平方公里。项目计划于 2019 年年底投入运营，届时将成为欧洲最大的光伏电站。

天合光能将为该项目提供 49.6 万片 SPLITMAX 切半组件。切半工艺在有效降低电池内部连接损耗的同时，还可以降低组件工作温度，从而提高组件在西班牙等高温安装区域的发电量。天合光能专注光伏新技术的研发、储备和产业化，同时代表了业内高效电池及高品质组件的领先水准。目前，除了切半技术，天合光能还掌握 N 型、P 型及双面电池技术，也拥有业内成品率最高的双玻组件量产技术。

天合光能欧洲销售负责人 Gonzalo de Viña 表示：“尽管西班牙光伏市场的发展近几年处于几乎停滞的状态，但是这一商业案例证明了太阳能光伏技术在没有补贴的情况下依然具有竞争力。”

Gonzalo 说，今年以来，天合光能组件的销量在欧洲市场持续增长，同时也赢得了中东、拉美、亚太等新兴市场的青睐。随着成熟市场的复苏和新兴市场的崛起，销售一线频频传回好消息。

2017 年，天合光能全球组件出货量超过 9 吉瓦，其中超过 60% 的组件销往海外。目前，天合光能在上述新兴市场获得的市场份额最高已超过 60%，在其他新兴市场也拥有 20% 至 30% 的市场份额。进入 2018 年第三季度以来，天合光能组件继续热销全球，公司位于海内外的制造基地均满产运营。天合光能正在逐步提升组件供应能力，以满足持续增长的市场需求。

（本文摘自《天合光能》）

2、【昱辉阳光计划在匈牙利开发 8MW 光伏项目】

光伏项目开发商昱辉阳光的匈牙利 8MW 光伏项目长期融资收尾，该项目获得了匈牙利上网电价计划 KAT 的许可。

该光伏项目由 14 个各为 0.5MW 的独立太阳能电站组成。预计所有 14 个项目都将于 2018 年 10 月前投入使用。

项目融资由匈牙利最大的银行和金融服务公司之一 K&H 银行提供。

昱辉阳光董事长兼首席执行官李仙寿表示：“匈牙利是欧盟太阳能发电的一个重要市场，昱辉阳光在匈牙利植根已久，发展迅速。这起融资证明了公司项目的质量，加强了公司与 K&H 银行的合作。未来几个月，公司会为更多的项目组合进行融资和开发，我们期待着匈牙利业务的持续发展。”

（本文摘自《PV-Tech 每日光伏新闻》）

光伏政策

1、【关于无需国家补贴光伏发电项目建设有关事项的函】

国家能源局综合司

国能综函新能〔2018〕334 号

国家能源局综合司关于无需国家补贴光伏发电项目建设有关事项的函

各省、自治区、直辖市发展改革委（能源局）：

近期，山东省发展改革委向我局报来《关于东营市河口区光伏发电市场化交易项目无需国家光伏发电补贴的请示》（鲁发改能源〔2018〕746 号）。鉴于此类事项具有一般性，经研究，现答复如下。

5 月 31 日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发了《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号），明确规定“鼓励各地根据各自实际出台政策支持光伏产业发展，根据接网消纳条件和相关要求自行安排各类不需要国家补贴的光伏发电项目”。因此，对此类不需国家补贴的项目，各地可按照国家有关可再生能源政策，结合电力市场化改革，在落实土地和电网接纳条件的前提下自行组织实施，并将项目情况及时抄送我局。

 光伏经验网

(此页无正文)



光伏经验网

(本文摘选自《国家能源局》)

2、【浙江省发布建设国家清洁能源示范省行动计划(2018—2020 年)】

我省在全国率先创建国家清洁能源示范省。为进一步落实清洁能源示范省建设各项目标任务,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系,推动新旧动能转换,促进高质量发展,在第一阶段(2016—2017 年)建设目标基本完成的基础上,日前,省人民政府办公厅制定并印发《浙江省建设国家清洁能源示范省行动计划(2018-2020 年)》。

一、建设目标

到 2020 年,基本建成国家清洁能源示范省,能源清洁化水平基本达到国际先进水平,实现“双控三升三降”目标,即能源消费总量和能源消费强度得到有

效控制，清洁能源消费占能源消费总量比重、电力消费占终端能源消费比重、城乡居民天然气覆盖率显著上升，煤炭消费总量、碳排放强度、主要污染物排放水平明显下降。

二、重点任务

（一）深入推进能源消费革命。

1、严格控制能源消费总量。实行用能预算化管理、新上高耗能项目用能等量置换或减量置换制度，严格控制高耗能项目用能。优化配置增量用能，优先安排关系国计民生、战略性新兴产业等项目。

2、实施煤炭消费减量替代行动。严格涉煤项目准入，加强煤炭经营和使用监管，鼓励使用洁净煤和高热值煤。加大低效火电、热发电机组改造关停力度。深化燃煤锅炉淘汰改造，确保完成目标任务。

3、提升清洁能源利用水平。坚持以气定改，稳步推进“油改气”“煤改气”，有序推进天然气利用，提高城乡居民天然气覆盖率，到 2020 年天然气消费量达到 160 亿立方米左右。加强油品质量监督检查，实施车用汽柴油国 VI 标准；开展乙醇汽油应用试点。积极推进电能替代。

4、推进绿色制造。全面实施加快培育发展新动能、传统产业改造提升行动计划，开展生产过程清洁化改造示范，建设一批绿色产品、绿色工厂、绿色园区，加快构建绿色制造体系。到 2020 年，单位工业增加值能耗比 2017 年下降 7.8% 以上，主要产品单位能耗达到或接近国际先进水平。继续深入推进清洁生产，完成 2000 家清洁生产企业审核。

5、建设绿色建筑。强化新建建筑节能，积极推进既有建筑节能改造，到 2020 年，城镇新建民用建筑中二星级以上绿色建筑比重、可再生能源在建筑领域消费比重分别达到 10% 以上；新增省级节约型公共机构示范单位 200 家以上，公共机构单位建筑面积能耗、人均能耗比 2017 年分别下降 6%、7% 以上。

6、发展绿色交通。大力推动新能源汽车在公共领域的应用，到 2020 年，新能源公交车、新能源出租车占比分别达到 30%、2%；年新增及更新的城市公交车中节能环保车辆达到 50% 以上，公共交通出行分担率超过 33%；建成充电站 1000 余座、充电桩 21 万个以上，实现省内高速公路、国道和省道全覆盖。

7、严格控制温室气体和主要污染物排放。落实浙江省“十三五”时期控制

温室气体排放实施方案，全面实施固定污染源排污许可制，加强建设项目重点污染物总量准入，完善削减替代制度。严格控制主要污染物排放，到 2020 年，二氧化硫、氮氧化物分别比 2015 年减排 17% 、17%。

（二）持续推进能源生产革命。

1、补齐油气基础设施短板。强化天然气供应保障，加快液化天然气(LNG)接收站建设，积极打造 LNG 全国登陆中心。争取 2018 年舟山 LNG 接收站一期、2020 年宁波 LNG 接收站二期建成投运；推进玉环大麦屿、嘉兴独山港、温州状元岙等 LNG 中转储运项目前期建设，提高区域储气调峰能力。加快天然气管网基础设施建设，力争到 2020 年基本实现天然气县县通。加快建设成品油管网，试点建成 700 座左右综合供能服务站。

2、高水平建设电力基础设施。加快推进三门、三澳核电和安吉长龙山、宁海、缙云抽水蓄能电站建设，深化磐安、衢江等抽水蓄能电站前期工作，力争到 2020 年，核电、抽水蓄能装机容量分别达到 900 万千瓦、458 万千瓦。着力推进相对薄弱区域电网补强，解决各类电网“卡脖子”问题。

3、大力发展可再生能源。继续实施百万家庭屋顶光伏工程，建成舟山普陀 6 号等海上风电示范项目，推进岱山 4 号、象山等海上风电项目建设。加强海洋能研究开发，推动生物质能利用。到 2020 年，全省非水可再生能源电力装机占比达到 14%左右，非水可再生能源电力消费量占比达到 5% 左右，省内规划的光伏、风电等新能源全额消纳。

4、加快分布式能源发展。支持在新建产业园区、大型公用设施等开展天然气分布式能源示范试点。改造提升生物质分布式能源项目，加快推进微电网建设。

5、推进集中供热。继续扩大集中供热覆盖面，到 2020 年，具备集中供热条件的工业园区全部实现集中供热。加强规划引导，优化热电布局，整合集聚热源点。继续推进地方燃煤热电联产行业综合改造升级。因地制宜实施统调燃煤电厂集中供热。

（三）积极推进能源技术革命。

1、加快发展清洁能源产业。积极培育节能服务业，继续推行合同能源管理，打造一批节能服务平台和机构；鼓励设备制造商转为综合解决方案供应商。加强分布式能源、储能、生物醇基燃料等技术研究，突破一批核心关键技术。发展光

伏、储能、风力发电、大型空分装置等能源技术装备。

2、建成一批清洁能源产业基地。做大做强宁波、湖州储能与动力电池产业基地，杭州、温州风机整机及核心配套装备产业基地，海盐核电关联产业基地，嘉兴光伏产业高新园区和桐庐富春水电基地，适时启动平湖、舟山海上风电产业基地和苍南三澳核电关联产业基地建设，支持丽水建设绿色能源基地。

（四）稳步推进能源体制改革。

1、稳妥推进电力体制改革综合试点。培育多元化市场主体，如期完成输配电价核定、市场规则制定和技术支持系统开发，有序放开用电计划，引入售电侧竞争，实现浙江初期电力市场试运行。

2、有序推进油气体制改革。深化天然气价格改革，推进供气主体市场化、供气环节扁平化，逐步消除供应不合理中间环节。允许中国（浙江）自由贸易试验区内符合条件的油品加工企业从事原油进口贸易，鼓励企业参与天然气进口贸易。

3、加快推进能源要素配置改革。积极推进企业投资项目能耗“标准地”改革，建立完善行业单位能耗增加值“标准地”准入标准；全面推行区域能评改革和用能权交易改革试点，积极开展可再生能源绿证交易。

（五）扎实推进能源交流合作。

1、全方位参与国际能源合作。抓住“一带一路”建设重大机遇，支持企业参与海外能源项目开发。建成国际性大宗能源物资储备基地和交易中心。

2、持续深化国内能源合作。加强与能源富集地区和央企的合作，积极引进稳定安全可靠的外来电，加强油气管网等互联互通，推进浙沪联络线二期等重大项目建设，提升能源保障水平。

三、保障措施

1、完善指标体系。

健全完善国家清洁能源示范省建设和设区市清洁能源发展水平评价指标体系，确保目标指标可量化、可考核、可监管。

2、完善工作体系。

发挥好省建设国家清洁能源示范省工作领导小组统筹协调作用，建立电力保障、天然气发展、综合供能服务站建设等推进落实机制。省发展改革委（省能源

局)要发挥好牵头作用,各相关部门要各司其职、密切配合,共同抓好建设工作。各市、县(市、区)要切实履行主体责任,落实好各项工作举措。

3、完善政策体系。

加强能源制度建设,深入研究调峰电价、峰谷电价、天然气分布式能源电价、气价等价格政策,研究制订分布式电源就近消纳政策,制订一批地方节能标准和能效“领跑者”标准。

4、完善评价体系。

开展设区市清洁能源发展水平评价工作,及时发布评价报告。强化能源“双控”、天然气产供储销体系建设等工作的考核督查,确保完成各项目标任务。

(本文摘选自《浙江环保》)