

光储商业化应用的前提是光伏政策退坡和市场化电价机制



前言：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政策资金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。

储能与光伏系统结合应用已成为用户侧降低电费支出、提高供电可靠性和减少环境污染的重要手段，校园微网、岛屿光储、工商业用户侧光储系统应用成为2017年全球重点应用A向。无论是在美国、澳大利亚等开放电力市场区域，还是在东南亚、加勒比海等海岛地区，分布式光储系统应用广泛。近来，国家发展改革委在5月31日下发了《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”，一方面视储能为下一阶段市场重点应用方向，另一方面为存量和增量富余光伏资源找寻新增收益点。CNESA对开放电力市场下光储配套应用的变化趋势进行总结。

国外政策和开放市场下的光储规模化应用激励来自于三个方面，一是政策支持力度加大，分布式能源和可再生能源规模化发展，光伏系统规模化应用显现；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。这期间还穿插着政府对光储系统或储能系统的政策性扶持，以及电网对规模化可再生能源接纳程度的下降等影响。这些因素刺激着用户包括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。

一、德国资金支持政策下的光储繁荣

德国退出核电后，将进一步提高可再生能源发电所占比例，目标在2020年将可再生能源发电比例提高至不低于35%，到2050年不低于80%。为实现这些目标，解决可再生能源并网问题尤为关键。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。在2016年的10月，KfW不得不终止这项补贴，主要原因是这笔支持资金早在2016年就被用尽。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(FIT)、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能市场的发展，自发自用也成为用户的必然选择。

二、美国税收减免和加速折旧促进光储结合

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。美国的储能系统建设支持并不仅仅来自于资金补贴，如加州SGIP等。最初，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。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，ESA向美国参议院提交S3159号提案——储能投资税收减免法案(The Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act)，明确先进储能技术都可以申请ITC，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投资税收抵免，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。

虽然，如加州在内的多个地区推动光储微网系统应用，减少电费支持。但夏威夷仍然是个极具代表性的光储应用地区。多年来，夏威夷州一直力图通过资金激励计划支持储能技术应用，以充分利用该地区丰富的可再生能源资源。极高的零售电价也推动着岛屿光伏系统建设，其结果是到2017年底，每个岛屿上都有16-20%的家庭拥有光伏系统。分布式光伏的规模化发展也带给地方公用事业公司运行难题，州政府监管机构还在2015年关闭了夏威夷电力公司范围内的净计量规则，转而采取禁止电力上网的政策，实际上也在促进光伏与储能的结合。2017年1月，该地区还明确出台了激励光储系统的安装应用的支持政策。

三、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(约46.4亿元)，针对安装储能电池的太阳能或风能发电企业给予补贴。

日本早在2012年就启动了光伏固定上网电价(FIT)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。

四、国内光储应用环境

与国外三十年开放电力市场的过程相比，我国“三十年电力市场改革”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和市场环境。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，且当前用户减少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。也望以开放电力市场为前提，依市场化价格机制和交易机制推动我国光储的发展和运用。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的市场的深度开放。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/127262.html>